

ICS 27.100

F 21

备案号: J2382—2017

**DL**

**中华人民共和国电力行业标准**

**P**

**DL/T 5003 — 2017**

代替 DL/T 5003 — 2005

---

# 电力系统调度自动化设计规程

**Code for design of dispatch automation in power system**

2017-08-02 发布

2017-12-01 实施

---

**国家能源局 发布**

中华人民共和国电力行业标准

# 电力系统调度自动化设计规程

Code for design of dispatch automation in power system

**DL/T 5003—2017**

代替 DL/T 5003—2005

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国家能源局

施行日期：2017年12月1日

中国计划出版社

2017 北 京

# 国家能源局 公告

2017 年 第 8 号

依据《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法(试行)〉及实施细则的通知》(国能局科技〔2009〕52号)有关规定,经审查,国家能源局批准《风电场调度运行信息交换规范》等 120 项行业标准,其中能源标准(NB)54 项、电力标准(DL)66 项,现予以发布。

上述标准中电力管理及电工装备标准由中国电力出版社出版发行,两项交流电弧炉标准由中国标准出版社出版发行,电力规划设计标准由中国计划出版社出版发行,煤炭建设标准由煤炭工业出版社出版发行,农村能源及生物质标准由中国农业出版社出版发行。

附件:行业标准目录

国家能源局  
2017 年 8 月 2 日

附件:

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
.....						
100	DL/T 5003—2017	电力系统调度自动化设计规程	DL/T 5003—2005		2017-08-02	2017-12-01
.....						

# 前 言

根据《国家能源局 2014 年第一批能源领域行业标准制(修)订计划》(国能科技〔2014〕298 号)的要求,标准编制组经过深入调查研究,认真总结电力系统调度自动化方面的设计工作经验,在广泛征求意见的基础上,对原行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003—2005 进行修订,并更名为《电力系统调度自动化设计规程》。

本标准主要技术内容是:总则、术语和缩略语、总体架构及要求、调度端部分、厂站端部分、信息传输及交互、基础设施及辅助系统。附录 A 为调度端自动化系统功能,附录 B 为厂站端调度自动化信息。

本次修订的主要内容是:

1. 主要根据调度自动化系统技术发展及当前电力系统运行管理机构的实际需求,扩展了调度自动化系统的边界和内涵;
2. 增加总体架构、功能要求、可再生能源场站等相关内容;
3. 增加“术语和缩略语”“总体架构及要求”“信息传输及交互”等章节;
4. 修订“总则”“调度端部分”“厂站端部分”;
5. 取消原标准第 6 章“自动发电控制”;
6. 将第 7 章“机房及其他”更名为“基础设施及辅助系统”。

本标准自实施之日起,替代《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003—2005。

本标准由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业电力系统规划设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司负责具体技术内

容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送至电力规划设计总院(地址:北京市西城区安德路 65 号,邮政编码:100120)。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

**主 编 单 位:**中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司

**参 编 单 位:**中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司

**主要起草人:**张立平 黄贻煜 林廷卫 巫怀军 张仕鹏

马怡晴 曾 玉 赵 娜 孙 浩 黄礼华

**主要审查人:**黄晓莉 许洪强 张 伟 陶文伟 王 健

葛朝强 李 波 胡 翔 徐晓春 刘欣宇

孔繁武 储真荣 余 熙 吴利军 刘 洋

黄殿勋 张继芬 张 延 陆进军 吴京涛

## 目 次

1	总 则 .....	( 1 )
2	术语和缩略语 .....	( 3 )
2.1	术语 .....	( 3 )
2.2	缩略语 .....	( 4 )
3	总体架构及要求 .....	( 6 )
3.1	调度自动化系统总体架构 .....	( 6 )
3.2	调度自动化系统总体要求 .....	( 7 )
4	调度端部分 .....	( 9 )
4.1	系统方案 .....	( 9 )
4.2	系统功能 .....	( 10 )
4.3	系统技术要求 .....	( 22 )
4.4	硬件配置要求 .....	( 25 )
4.5	软件配置要求 .....	( 28 )
4.6	安全防护要求 .....	( 30 )
5	厂站端部分 .....	( 32 )
5.1	信息采集原则及内容 .....	( 32 )
5.2	厂站端计算机监控系统 .....	( 33 )
5.3	其他信息采集终端 .....	( 35 )
6	信息传输及交互 .....	( 37 )
6.1	信息传输通道 .....	( 37 )
6.2	信息交互技术要求 .....	( 37 )
7	基础设施及辅助系统 .....	( 39 )
7.1	总体原则 .....	( 39 )
7.2	基础设施 .....	( 39 )

7.3 辅助系统 .....	( 40 )
附录 A 调度端自动化系统功能 .....	( 41 )
附录 B 厂站端调度自动化信息 .....	( 44 )
本标准用词说明 .....	( 61 )
引用标准名录 .....	( 62 )
附:条文说明 .....	( 63 )

## Contents

1	General provisions	( 1 )
2	Terms and abbreviation	( 3 )
2.1	Terms	( 3 )
2.2	Abbreviation	( 4 )
3	General architecture and requirement	( 6 )
3.1	General architecture	( 6 )
3.2	General requirement	( 7 )
4	Dispatching center automation system	( 9 )
4.1	System scheme	( 9 )
4.2	System function	( 10 )
4.3	System technology requirement	( 22 )
4.4	Hardware requirement	( 25 )
4.5	Software requirement	( 28 )
4.6	Security protection requirement	( 30 )
5	Station automation system	( 32 )
5.1	Data acquisition principle and content	( 32 )
5.2	Computer supervisory system	( 33 )
5.3	Other data acquisition terminal	( 35 )
6	Information transmission and exchange	( 37 )
6.1	Information transmission channel	( 37 )
6.2	Information exchange requirement	( 37 )
7	Infrastructural facilities and auxiliary system	( 39 )
7.1	General provisions	( 39 )
7.2	Infrastructural facilities	( 39 )



7.3 Auxiliary system .....	( 40 )
Appendix A Function of dispatching center automation system .....	( 41 )
Appendix B Data of substation automation system .....	( 44 )
Explanation of wording in this code .....	( 61 )
List of quoted standards .....	( 62 )
Addition;Explanation of provisions .....	( 63 )

# 1 总 则

**1.0.1** 为了规范和统一调度自动化系统设计标准,更好地指导调度自动化系统建设工作,制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于省级及以上电力系统调度自动化系统规划、可行性研究、工程设计,省级及以上电力调度(调控)中心工程设计,省级及以上电力调度(调控)中心直接调度管理及信息直采的火电厂、水电站、核电站、新能源场站、变电站、换流站等工程设计中有关调度自动化部分的设计。

**1.0.3** 调度自动化系统设计必须执行国家经济建设方针和各项技术经济政策。设计应从电力系统特点和运行实际出发,与电力系统发展规划相匹配,与电力系统的统一调度、分级管理的体制相适应,严格按照系统调度管理体制和调度职责范围来开展。设计应采用先进而成熟的技术,力求经济实用。

**1.0.4** 调度自动化系统设计应在全面搜集用户需求、了解相关系统现状、分析电力系统特点、梳理运行需要和通道条件的基础上,确定调度自动化系统总的功能要求,提出调度端和厂站端自动化设计内容,明确自动化信息内容和信息传输通道。

**1.0.5** 调度端自动化系统工程设计应根据审定的电力系统调度自动化规划和可行性研究,确定系统架构、功能,各类软硬件设备的配置、规范以及系统实施方案,编制初步设计、施工图、竣工图设计文件,并配合完成设计联络、验收等工程技术服务。

**1.0.6** 发电、变电工程的调度自动化设计还应根据审定的电力系统调度自动化规划和可行性研究,核实各种设备的调度关系和自动化信息内容,落实设备型式、规范以及信息传输通道,并编制原

理接线图和安装接线图。

**1.0.7** 调度自动化系统设计除应符合本标准规定外,还应符合国家现行有关标准的规定。

## 2 术语和缩略语

### 2.1 术 语

#### 2.1.1 调度自动化系统 dispatching automation system

调度自动化系统是为电力系统调度控制与运行管理等业务提供技术支持的各类应用系统的总称,主要由调度端系统,厂站端系统,以及两者间的信息传输通道构成。

#### 2.1.2 调度端系统 dispatching center automation system

部署于调度(调控)中心的自动化系统。由服务器、工作站、网络设备、存储设备、安全防护设备等硬件及软件系统组成,为调度(调控)中心各专业运行人员提供技术支持。

#### 2.1.3 厂站端系统 station automation system

部署于厂站侧的自动化系统。由各类调度自动化信息采集装置、数据通信设备、安全防护设备以及厂站计算机监控系统组成,实现厂站自动化信息采集和交互。

#### 2.1.4 智能远动网关 smart remote communication and control gateway

位于厂站端站控层的一种远动装置,集成了厂站端和调度端系统之间的通信功能,实现厂站端远动数据的直采直送,并提供厂站端数据、模型和图形的采集、存储、处理和传输服务,支持远程浏览、告警直传、源端维护、顺序控制、电压无功控制等功能,宜具备防误闭锁、监控终端功能。

#### 2.1.5 消息邮件 message mail

消息邮件支持基于目的地址自动投递的信息传输,支持生产控制大区和管理信息大区之间、上下级调度之间文件和工作流信息的安全传输。

### 2.1.6 态 context

为达成某些确定目标的一组应用的集合。态定义一个与时间相关的运行环境,根据运行环境的不同应分为实时态、研究态、规划态、测试态、反演态、培训态。一个应用可以在不同的态中被复用。

### 2.1.7 CASE

对应于特定时间断面和应用环境的数据或信息集合。包括运行方式 CASE、模型 CASE、图形 CASE。

### 2.1.8 G 语言 G language

即电力系统图形描述语言,是在 IEC - 61970 - 453 基于 CIM 的图形交换基础上,针对 SVG 文本较大且网络传输较慢所发展起来的针对电力系统的一种新型高效的图形描述语言。

### 2.1.9 E 语言 E language

即电力系统数据标记语言,是在 IEC 61970 - 301 电力系统公用数据模型 CIM(Common Information Model)的面向对象抽象基础上,针对 CIM 在以 XML 方式进行描述时的效率缺陷所制定的一种新型高效的电力系统数据标记语言。

## 2.2 缩 略 语

AGC(Automatic Generation Control)	自动发电控制
AVC(Automatic Voltage Control)	自动电压控制
AVR(Automatic Voltage Regulator)	自动电压调节器
CIM(Common Information Model)	共用信息模型
CPS(Control Performance Standard)	控制性能标准
CPU(Central Processing Unit)	中央处理单元
FFC(Flat Frequency Control)	恒定频率控制
FTC(Flat Tie-line Control)	恒定联络线交换功率控制
GIS(Geographic Information System)	地理信息系统
IC(Integrated Circuit)	集成电路

ISO(International Organization for Standardization) 国际标准化组织

ITU-T ( International Telegraph Union-Telecommunication Standardization Sector) 国际电联电信标准化部门

KPI(Key Performance Indicators) 关键绩效指标

KVM(Keyboard Video Mouse) 键盘、视频和鼠标

MTBF(Mean Time Between Failure) 平均故障间隔时间

NAS(Network Attached Storage) 网络连接存储

NTP(Network Time Protocol) 网络时间协议

OLTC(On-Load Tap Changer) 有载调压开关

PC(Personal Computer) 个人电脑

PSS(Power System Stabilizer) 电力系统稳定器

RAID(Redundant Array of Independent Disks) 冗余磁盘阵列

SAN(Storage Area Network) 存储区域网络

SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition) 数据采集与监视控制

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

SOA(Service-Oriented Architecture) 面向服务的体系结构

SOE(Sequence of Event) 事件顺序记录

SVC(Static Var Compensator) 静止无功补偿器

SVG(Scalable Vector Graphics) 可缩放矢量图形

TBC(Tie-line Bias Control) 联络线偏差控制

TTS(Text to Speech) 语音合成

UPS(Uninterruptible Power Supply) 不间断电源

VPN(Virtual Private Network) 虚拟专用网络方式

XML(Extensible Markup Language) 可扩展标记语言

## 3 总体架构及要求

### 3.1 调度自动化系统总体架构

**3.1.1** 按照统一调度分级管理的原则,省级及以上调度(调控)中心应配置调度自动化系统及其备调系统。发电厂及变电站应配置厂站端自动化系统,并根据其调度管理关系的划分接入相应的调度端自动化系统。

**3.1.2** 调度自动化系统应按照调控一体化架构进行设计,除支持电力系统调度所需的监视、分析、决策功能外,还应支持面向厂站的集中监视与控制功能,并能根据监控范围的划分进行相关信息的分层、分区和分流。

**3.1.3** 各级调度端系统应采用统一的技术标准,实现各级调度自动化系统间的一体化运行和模型、数据、画面的源端维护与系统共享。

**3.1.4** 应构建可靠、实用的备用调度系统,满足电网运行控制和调度生产指挥连续性的要求。省级及以上调度机构应建设异地备调,备调选址应全面评估风险因素、基础设施、技术条件及运维水平等,满足相关标准及运行要求。备调系统的系统架构和核心模块配置应与主调系统保持一致,主备调系统间应具备完备的自动同步机制。在技术条件可行时,可采用主备调系统一体化模式。

**3.1.5** 调度自动化系统应实现调度端系统与厂站智能远动网关的一体化数据采集及交换或与常规采集装置的数据采集及交换。存在直接调度关系的调度端系统与厂站端系统之间应采用信息直采直送方式,非直调关系的调度端系统与厂站端系统之间可采用信息直采方式。

## 3.2 调度自动化系统总体要求

**3.2.1** 调度自动化系统应满足电网发展建设和运行控制的要求,功能涵盖所服务的各级调度(调控)中心业务,以优化合理的调度数据网为支撑,以完善的电力监控系统安全防护为保障,实现调度决策智能化、运行控制精益化,满足调度一体化管理和调控一体化运行的要求。

**3.2.2** 调度自动化系统宜按照统一规范,采用一体化、模块化、智能化的模式设计和建设,应遵循开放、可靠、安全、集约、易用、可维护和可管理的设计原则。

**3.2.3** 系统通过建设一个标准、开放的基础平台集成调度(调控)中心各项业务开展所需的全部应用功能。平台为各类应用提供统一的模型、数据、CASE、总线、人机界面、系统管理等服务,为各类应用的开发、运行和管理提供通用的技术支撑,为整个系统的集成、高效、可靠提供保障。应用之间的数据交换通过平台提供的数据服务进行。

**3.2.4** 各应用功能应采用模块化方式建设,遵循统一的接口要求,通过接入基础平台实现信息交互和一体化运行。

**3.2.5** 调度自动化系统应通过标准化的接口、统一的模型、高效的数据传输手段,为各级调度(调控)中心之间业务的一体化运作提供技术支撑。

**3.2.6** 调度自动化安全防护应符合《电力监控系统安全防护规定》和《电力监控系统安全防护总体方案》的要求。调度端系统建设应根据《省级以上调度中心监控系统安全防护方案》,配置相应安全防护设备,系统软硬件选型应满足安全防护要求。厂站端系统应符合《发电厂监控系统安全防护总体方案》、《变电站监控系统安全防护总体方案》的相关要求。

**3.2.7** 调度自动化系统在建设过程中,应充分考虑原系统与新系统之间的平稳过渡方案,确保对电力系统监控的连续性。应考虑



新系统安装调试期间的安全保障及应急措施,避免新系统调试影响电网正常运行。应设计原系统向新系统的数据迁移方案,保证系统历史数据的完整性和连续性。

**3.2.8** 描述电网设备、拓扑结构的电网公共模型应在基础平台内统一建立和维护,由各应用调用。各应用可在内部建立和维护其特有模型。在调度端、厂站端系统的协同配合下,调度自动化系统宜实现基础信息和公共模型的源端维护,全局共享。

**3.2.9** 调度自动化系统功能配置应能支持对包括智能变电站、柔性输电、间歇式能源等在内的各类设备的监视和控制,应能有效分析处理海量电网监控和设备在线监测数据,为电网优化运行、紧急控制、故障恢复提供支持。

**3.2.10** 系统应基于电网运行新的需求和信息通信技术的发展,不断优化提升,拓展新功能。

## 4 调度端部分

### 4.1 系统方案

**4.1.1** 调度端自动化系统方案应全面满足调度(调控)中心在电网运行监视、控制、分析、计划、决策辅助、仿真培训及运行管理等方面的业务需求。

**4.1.2** 系统各功能模块宜基于统一的公共信息模型和标准化的信息接口实现应用间高效的数据和服务共享。根据需要,系统可配置将私有信息模型转换为公共信息模型的功能。

**4.1.3** 新建自动化系统可根据实际情况,通过接口将其他系统接入。各系统均应支持标准的信息模型和接口规范,避免出现信息孤岛。

**4.1.4** 调度端系统应按照《电力监控系统安全防护规定》的要求划分安全区,并按照应用特征,将所有应用部署于不同防护等级的安全区中。

**4.1.5** 调度端系统宜在数据采集和分析的基础上,抽取调度(调控)中心各专业运行管理人员关注的电网运行关键指标,利用可视化技术,针对不同运行场景,提供重点突出、界面友好的操作环境,对关键指标进行集成展示,从而提高各专业人员获取运行信息、执行电网操作的效率。

**4.1.6** 调度端系统宜采用高可用集群、故障检测隔离、关键元件冗余等技术,提高重要模块的容错能力,提升整个系统的可用性。

**4.1.7** 调度端系统应根据实际需求,积极采用云计算、大数据、虚拟化、可信计算等技术,提高系统分布化程度,强化数据深度挖掘、资源灵活配置等能力,进一步提高软硬件资源和电网信息的利用效率及系统运行安全性。

## 4.2 系统功能

**4.2.1** 系统功能应包括基础平台、电网运行监测、电网运行控制、电网计算分析、电网运行计划、智能辅助决策、系统仿真及运行人员培训、电网运行管理等。

**4.2.2** 系统功能可分为必选模块和可选模块。其中必选模块是支撑系统正常运行或调度(调控)中心业务正常开展所需的基本功能模块;可选模块是不同调度(调控)中心根据当地电网运行和管理需要选取配置的功能模块。具体功能模块划分应符合本标准附录 A 的要求。

**4.2.3** 基础平台为调度自动化系统的一体化运行提供技术支撑。横向上,系统内通过统一的基础平台实现各类应用的一体化运行以及与外部系统的交互,实现主、备调内部各应用功能的协调运行以及主、备调间系统维护与数据的同步;纵向上,通过基础平台实现各级调度自动化系统间的计划、校核、告警等一体化功能运行,通过调度自动化通道实现厂站与调度(调控)中心之间、各调度(调控)中心之间的数据采集和交换。基础平台应包括基础支撑软件、数据存储与管理、总线、平台管理与服务、数据采集与交换、统计计算等功能。基础平台应符合下列规定:

**1** 基础支撑软件包括操作系统、防恶意代码软件。可根据具体需求配置虚拟化、云计算、大数据处理等软件。

**2** 数据存储与管理包括实时数据库、关系数据库、时间序列数据库。其中实时数据库基于内存运行,用于提供高效的实时数据存取;关系数据库可用来保存模型、系统配置、告警和事件记录、统计信息、采样值等需要长期保存的数据;时间序列数据库用于存储带时标的电网运行动态数据和实时稳态数据。

**3** 总线包括服务总线和消息总线。其中服务总线为调度(调控)中心内部和调度(调控)中心之间安全高效的应用集成提供技术支撑,应实现服务封装、注册、描述、查询、发布、管理等功能。消

息总线是各应用之间,以及应用与基础平台之间快速传输消息和实时数据的主要工具,实现调度(调控)中心内部和调度(调控)中心之间安全高效的数据通信。

4 平台管理与服务包括基础信息服务、模型服务(含模型生成、模型校验、模型拼接与拆分、模型维护、模型交换、模型发布等)、数据服务、人机及图形服务、文件服务、报表服务、告警及事件服务、权限服务、 workflow 服务、时钟同步服务、GIS 服务、并行计算管理、CASE 管理、消息邮件服务等。

5 数据采集与交换功能用于实现调度端系统和厂站端系统,以及调度端系统之间的数据传输。数据采集与交换功能应支持厂站端各类数据的采集,支持远方控制、调节和参数设置等指令的下发。

6 统计计算功能包括自定义公式计算、常用标准计算及各种统计计算功能。

7 调度端自动化系统在满足安全防护要求的前提下,可通过基础平台,采用文件、实时通信等方式,与电网公司内部的营销、管理类系统,以及电网公司以外单位的应用系统互联,实现信息共享。

8 模型、图形应满足以下要求:

- 1) 基础信息和模型管理应遵循现行国家标准《电网通用模型描述规范》GB/T 30149、《能量管理系统应用程序接口(EMS-API)》DL/T 890 系列的要求,提供电网各类模型的建立、拼接、交换、同步和维护等功能,实现基础信息和模型的源端维护、全局共享;支持 CIM/E、CIM/XML 格式模型的导入导出;
- 2) 图形管理应遵循现行行业标准《电力系统图形描述规范》DL/T 1230 的要求,提供调度自动化系统中的各类图形的建立、交换和维护等功能,并实现图库(库图)一体化功能;支持 CIM/G、SVG 格式图形的导入导出。

**4.2.4** 电网运行监测功能通过对电网运行信息、设备状态信息以及气象环保等其他信息的采集,实现对电网运行的全方位监视。主要包括电网稳态运行监视、动态运行监测、暂态运行监测、电能量信息监视、一/二次设备运行状态监视、环境监视、节能环保监视及综合智能告警与预警等功能。电网运行监测功能应符合下列要求:

**1** 电网稳态运行监视主要包括电网运行稳态数据采集处理、系统监视和数据分析记录,实现对电网实时运行状态的监测。

**2** 电网动态运行监测指通过对电网动态信息的监视处理,实现对电网动态过程的监测。主要包括电网运行动态监测、低频振荡在线监测、在线扰动识别以及并网机组涉网行为在线监测等。

1) 电网运行动态监测是通过对实时相量数据的采集处理,实现对电网动态过程监测、相角监测、机组运行状态监测、一次调频性能监测、电压和频率动态过程监测等功能;

2) 低频振荡在线监测功能是结合系统网络拓扑对实时动态数据计算分析,提供振荡设备、振荡模式信息,并能识别主导模式和参与机组,判断振荡中心大致区域,识别振荡路径;

3) 在线扰动识别是根据电网实时动态数据识别短路扰动、机组跳闸、非同期并列、非全相运行、直流故障等系统扰动情况,进行系统扰动判断及故障定位;

4) 并网机组涉网行为在线监测功能包括利用稳态数据或动态数据监测和统计各机组一次调频运行情况,分析电网频率扰动期间各机组一次调频动作行为,以及在线监测各机组 PSS、AVR 投退情况,在线监测励磁系统性能。

**3** 暂态运行监测包括保护装置、录波装置及安全自动装置运行监测。充分获取和共享保护、录波及稳控运行的信息资源,并对信息进行智能化处理,为电网安全稳定运行提供监视及辅助分析

决策手段。

4 电能量信息监视功能包括电能计量数据的处理和分析记录,为统计分析提供数据基础。

5 一/二次设备运行状态监视功能包括一次设备状态、二次设备状态等信息的采集、处理、监视及分析,为事故处理、检修安排提供信息支撑。

6 环境监视主要包括气象监视、雷电监视、山火监视、变电站视频与环境监视、线路覆冰及微气象监视等。通过对以上信息的统计分析,实现对自然灾害或危害的监视跟踪和预警,为电网负荷预报、经济调度、事故预警、故障分析、处理及检修安排等提供信息支撑。

7 节能环保监视功能应包括下列内容:

- 1)水电站运行、水务等综合监视、水电运行趋势分析;
- 2)火电机组运行、脱硫、脱硝、除尘、机组煤耗、供热机组热力等综合信息监视;
- 3)风电场运行数据、风功率预测、电能质量监视;
- 4)光伏电站运行数据、风光环境、光功率预测、电能质量等综合信息监视。

8 综合智能告警与预警通过对各类监测告警信息的在线综合处理、汇集和分析,对大量告警信息进行分类管理,按不同需求形成不同的告警显示方案,从相关电网故障信息中分析出诸如故障类型、设备、位置等准确信息,利用形象直观的方式提供全面综合的告警提示。同时可以提供如水情、气象、雷电、覆冰、地质等灾害预警,以及在设定的门槛值下的安全指标预警、经济指标预警、优质指标预警、环保指标预警等。

**4.2.5** 电网运行控制是利用电网实时信息,结合实时调度计划信息,通过手动控制、自动控制实现电网的闭环调整。手动控制类功能包括控制与调节、设置操作、定值修改。自动控制类功能包括自动发电控制(AGC)、自动电压控制(AVC)。电网运行控制应符合

下列要求：

1 控制与调节主要功能是指远方控制断路器、隔离开关、中性点接地刀闸的分合、调节变压器分接头位置、投/切和调节无功补偿装置、投/退继电保护设备软压板、远方遥控复位、直流系统解/闭锁和功率调整等。应支持群控、序列控制。在控制和调节过程中，应采取防误措施来保证控制操作的安全可靠。

2 设置操作指运行人员对设备及其他对象的状态进行设置的功能。包括人工置数、设备投退、标识牌操作、闭锁和解锁操作。设置范围应包括厂站、间隔、设备、测点等对象。

3 定值修改功能包括保护定值修改、稳控定值修改及切换运行定值区。系统将审批后的定值单通过远程在线定值修改功能下发到厂站端保护装置、稳控装置。远程定值修改至少应包含召唤定值、修改下装定值、再召唤(校核定值)三个步骤。

4 自动发电控制(AGC)应符合下列要求：

1)宜选择容量较大、水库调节性能好的水电站，单机容量在 200MW 及以上、热工自动化水平高、调节性能好的火电机组和 20MW 及以上风电场参加调节；燃气机组、抽水蓄能机组均应参加调节；单机容量在 200MW 以下的火电机组视条件和系统需要亦可参加调节；

2)参与 AGC 调整的电厂(或机组)应具备的条件为：火电机组可调容量宜为额定容量的 50%以上，每分钟增减负荷在额定容量的 2%以上；水电机组宜为额定容量的 80%以上，每分钟增减负荷在额定容量的 50%以上；

3)AGC 的主要控制目标按控制方式不同可分为：维持系统频率与额定值的偏差在允许范围内；维持区域联络线净交换功率及交换电能量与计划值的偏差在允许范围内；

4)AGC 应支持多区域多目标控制，支持水、火电机组单机控制方式、全厂控制方式以及多个电厂集中控制方式；支持梯级水电厂多厂控制方式；支持以风电场、光伏电站等

新能源场站为控制对象；

- 5) AGC 的主要控制方式: 恒定频率控制 FFC(AGC 的控制目标是维持系统频率恒定); 恒定联络线交换功率控制 FTC(AGC 的控制目标是维持联络线交换功率的恒定); 联络线和频率偏差控制 TBC(AGC 同时控制系统频率和联络线交换功率);
  - 6) AGC 在发出控制命令之前, 应进行一系列校验, 以保证控制对象运行的安全性, 包括: 控制命令死区校核、最大调节增量校验、调节范围校验、稳定断面重载或越限校验等;
  - 7) AGC 应向电网运行监视功能提供机组的 AGC 指令信息、告警信息; 向电网运行管理功能提供 AGC 运行分析和考核指标等信息, 包括 AGC 投运率、A1/A2 或 CPS1/CPS2 性能指标、AGC 调节备用容量、频率和联络线交换功率的合格率等信息。
- 5 自动电压控制(AVC)应符合下列要求:
- 1) 单机容量 200MW 及以上的火电机组、燃气机组、核电机组; 单机容量 50MW 及以上的水电、抽水蓄能机组; 通过 110kV 及以上电压等级线路与电力系统相连的风电场和光伏电站, 以及对电压安全调控具有重要作用的关键厂站均应具备 AVC 功能;
  - 2) AVC 的主要控制目标为实现全网无功分层分区平衡, 提高电压质量, 降低网损;
  - 3) AVC 可采用三级控制模式: 第一级控制由 AVC 子站通过协调控制本厂内的无功电压设备实现, 以满足第二级控制给出的厂站控制指令; 第二级控制由 AVC 主站实现分区系统协调控制决策, 通过控制本分区内的无功电压设备, 给出各厂站的控制指令, 将中枢母线电压和重要联络线无功控制在设定值, 保证分区内母线电压合格并



保留足够的动态无功储备；第三级控制由 AVC 主站进行全网在线无功优化，给出各分区中枢母线电压和重要联络线的设定值，供第二级控制使用；

- 4) 各级电网应支持上下级协调的电压控制，上级调度通过控制策略给出下级调度的协调目标，下级调度通过闭环控制优先跟踪上级下发的协调目标；协调目标包括上下级电网的关口母线电压和无功交换的设定值或合格范围；上下级电网 AVC 主站失去联系时，各级电网 AVC 应能自动切换至本地独立控制模式；
- 5) AVC 对发电厂的控制应包括电厂高压侧母线电压设定值或调整量、全厂无功功率设定值或调整量、各单台发电机无功功率设定值或调整量等；
- 6) AVC 对变电站的控制应支持分散控制或集中控制模式：在分散控制模式下，给出的控制指令应包括母线电压或主变关口无功的设定值或调整量；在集中控制模式下，控制指令应包括电容/电抗器投切、有载调压变压器分接头调节及调相机、静止无功补偿器、静止无功发生器等电压或无功出力设定值或调整量；
- 7) 电厂与变电站 AVC 控制的配合：在电厂与变电站无功电压均可受控的电网，应实现无功电压连续调节手段和离散调节手段之间的协调控制，减少电厂和变电站之间不合理的无功流动；变电站的电容/电抗器应优先动作，使发电机、调相机、静止无功补偿器、静止无功发生器等连续调节设备保持足够的动态无功储备，并由连续调节设备实现电压的精细调节；
- 8) AVC 应向电网运行监视功能提供实时数据异常、电网状态异常、软件运行异常、厂站和设备状态变化等信息；向电网运行管理功能提供运行和考核指标，包括主站端 AVC 可用率、厂站端 AVC 投运率、受控设备投运率、电

压合格率、网损和网损率、受控厂站和下级电网 AVC 的调节合格率等。

**4.2.6** 电网计算分析主要包括网络拓扑分析、状态估计、调度员潮流、灵敏度分析、静态安全分析、短路电流计算、安全约束调度、暂态稳定分析、动态稳定分析、网损计算、运行分析与评价、在线保护定值校核、辅助决策、裕度评估、计划校核等。电网计算分析应符合下列要求：

1 网络拓扑分析根据电网导电设备连接关系和断路器(开关)/刀闸的分/合状态,形成电力系统计算中使用的节点-支路计算模型,并根据设备的实际运行状态进行拓扑着色,设置相关拓扑状态标识;

2 状态估计根据电网模型参数、结线连接关系和一组有冗余的遥测量测值和遥信开关状态,求解描述电网稳态运行的母线电压幅值和相角的估计值,并求解出其他量测的估计值,检测和辨识量测中的不良数据,为其他应用功能提供一套完整、准确的电网实时运行方式数据;

3 调度员潮流在状态估计分析的基础上,根据实时、预测和历史的母线模型和各母线注入功率,应用潮流计算方法,计算电网运行状态,包括各母线的电压和相角值、网络中的功率分布,同时统计发电出力、负荷总加、功率损耗等,能够人工启动或根据开关变位启动计算;

4 灵敏度分析为电网安全经济运行调度提供灵敏度信息,常用的灵敏度主要包括:网损灵敏度、支路功率灵敏度、母线电压灵敏度、输电断面灵敏度和组合灵敏度;

5 静态安全分析主要包括故障快速扫描和指定故障集详细分析,可按使用人员的需要设定故障类型、自定义各种故障组合,快速判断各种故障对电力系统产生的危害,准确给出故障后的系统运行方式,并直观准确显示各种故障结果;

6 短路电流计算用于计算电力网络发生各种短路故障后的

故障电流和电压分布,应具备电网模型选择、运行方式选择、故障设置、序网模型生成、故障计算、遮断容量扫描、短路电流控制措施建议等功能;

7 安全约束调度根据电网运行方式的变化,对各薄弱断面采取有效的技术措施,给 AGC 提供相应的安全约束条件,合理调整发电出力,使断面潮流变化控制在安全范围内;

8 网损计算包括电网损耗统计、电网损耗对比分析,进行降损分析,提出降损建议;

9 暂态稳定分析采用机电暂态时域仿真方法对指定电压等级的线路、变压器、母线等元件进行  $N-1$  或  $N-2$  故障扫描,对故障后系统功角、电压和频率的稳定性进行分析,给出相应的告警信息,发现电网的薄弱点;

10 动态稳定分析是对校核断面采用计算电网主导振荡模式和基于数值积分的时域仿真方法,分析其受到干扰后,在自动调节和控制装置的作用下,保持长过程运行稳定的能力,得出系统的动态稳定结论;

11 运行分析与评价实现对电网运行的动态化分析评估。利用电网运行监视类各应用的输出结果,对电网安全运行水平、经济运行水平、计划执行情况及自动化系统运行情况进行统计分析,为调度运行值班人员及时掌握电网和自动化系统的运行情况及后续分析提供支持;

12 在线保护定值校核根据电网实时运行信息和当前保护定值信息,对保护定值的灵敏性、选择性等方面进行实时校核计算,实现保护定值在线预警;

13 辅助决策包括静态安全辅助决策、暂态稳定辅助决策、动态稳定辅助决策、电压稳定辅助决策、紧急状态辅助决策和辅助决策综合分析功能;

14 裕度评估根据在线潮流数据和稳定计算结果,在保证全系统发电-负荷整体平衡的前提下,通过改变发电和负荷的分布关

系,计算满足系统稳定要求的输电断面最大可用输送功率;

15 计划校核通过断面极限校核对检修计划和多种电力市场交易模式下形成的发受电计划进行安全校核。

4.2.7 电网运行计划为编制和发布电网运行相关计划提供功能支撑,主要包括负荷预测、水库来水预测、新能源功率预测、发电能力评估、输电能力评估、发受电计划、水库调度计划、停电计划、有序用电、发电能力申报等。电网运行计划应符合下列要求:

1 负荷预测包括系统负荷预测和母线负荷预测,提供系统及母线的中长期、短期和超短期负荷预测。应根据负荷规律和相关因素的定量分析,自动形成最优预测策略。短期负荷预测能够预测未来多日内指定日期的96点(每15min一个点)负荷;超短期负荷预测对未来5min至1h(每5min一个点)负荷进行预测;

2 水库来水预报根据历史降雨、径流、历史气象、气象预报和流域下垫面特征等数据,实现洪水预报、日径流量预报、中长期来水预报等;

3 新能源功率预测对新能源场站的发电功率进行预测,并根据预测结果及电网消纳能力制定新能源场站的发电计划,包括日前、日内及实时计划;

4 发电能力评估根据电厂装机、燃料、水情、气象条件等因素,对常规电厂、新能源场站发电能力进行预测和统计,用以支持发电计划编制;

5 输电能力评估综合考虑电网设备参数、电网运行方式、检修安排、环境等因素,对电力系统重要的线路、断面输电能力进行预测和统计;

6 发受电计划是对发电计划和送受电计划进行管理,实现发受电计划编制及其流转审批功能,包括日前、日内、实时等发电计划和送受电计划;

7 水库调度计划用于对各流域水库水量和发电用水进行调度管理,根据梯级优化分析结果,进行水库调度计划的编制,并实

现计划的流转审批与发布；

**8** 停电计划用于对各类检修工作进行管理,包括计划停电、故障停电、二次设备检修等,实现对停电检修计划、设备检修单流转、故障停电分析、事故抢修等流程的管理；

**9** 有序用电用于对预峰、错峰、拉电、限电、网供电指标等进行管理,包括有序用电管理、错峰预警及拉闸限电管理、网供电指标管理等；

**10** 发电能力申报实现对所调度电厂申报的注册信息、运行信息、竞价信息等的接收、验证和处理。

**4.2.8** 仿真及培训为调度自动化系统功能测试、人员培训等提供仿真环境及功能支撑,主要包括电力系统仿真、教员台控制、控制中心仿真等。仿真及培训应符合下列要求：

**1** 电力系统仿真包括电力一次系统仿真、继电保护和安全自动装置仿真、数据采集仿真,机组仿真等功能；

**2** 教员台控制包括培训教案制作、培训控制、培训评估和联合反事故演习支持等功能；

**3** 控制中心仿真包括电网运行监测、控制、计算分析、计划等应用功能的仿真,也可包括与培训密切相关的其他应用功能的仿真。

**4.2.9** 电网运行管理为实现电网调度规范化、流程化和一体化管理提供技术保障。主要包括基础信息管理、并网管理、专业管理、二次系统管理、运行值班管理、运行评价、运行信息展示、事故报告管理、运行考核、操作票、计划发布等。电网运行管理应符合下列要求：

**1** 基础信息管理支持对组织机构信息、人员信息、厂站基本信息、一次设备信息、二次设备信息、故障集、断面及限额、经济信息、控制信息、水情信息、新能源信息、气象环境信息等进行管理和维护；

**2** 并网管理用于对发电厂、变电站的并网过程中涉及调度

(调控)中心的工作进行管理,实现并网申请调度批复、调度命名审核及下发、保护及通道命名、设备启动方案等内容的流程化管理和数据统计查询,并支持资料上报;

3 专业管理包含调度、方式、继电保护、水调、自动化、调度计划等各专业的报表管理、文件/规定/标准/规程/规范管理、知识管理、事故报告管理等;

4 二次系统管理支持对二次系统设备的台账、软件版本、缺陷记录、检修计划、检修记录等进行登记、修改和综合查询;

5 运行值班管理为运行人员值班提供排班管理、交接班管理、值班工作台、值班日志录入等功能支持;

6 运行评价用于对系统运行过程中的安全性、经济性、质量指标、环保指标等进行综合评价。包括一、二次设备运行指标统计和性能评价,调度机构计划和调控行为评价,发电厂计划及指令执行情况评价,输变电运行单位维护和操作行为评价和分析,弃风、弃水、弃光情况评价和分析等。具备评价模型和算法,能够给出评价指标;

7 运行信息展示支持电网运行的实时数据、历史数据、各类生产运行报表、文档资料、新闻、公告信息的发布和展示;条件具备时可支持多维度、多视角动态信息展示,实现对电网运行、管理信息的深度应用与展现;

8 事故报告管理用于描述电网事故现象和处理过程,结合事故时的天气、系统运行方式、潮流图、保护装置动作等情况,汇总相关专业的事故原因分析和处理评价,形成事故报告,并进行会签、通报与发布、归档,同时提供灵活的分类查询;

9 运行考核根据《发电厂并网运行管理规定》及各地实施细则的要求,对并网机组的运行管理、辅助服务、运行安全性进行评价及考核;

10 操作票用于对调度操作指令票进行管理,根据调度运行专业规程、规定等制度的相关要求,为调度员提供手工拟票、图形

开票、安全校验、开票向导、模拟演示、流转审批、统计查询等支持；

11 计划发布按照设定规则，向调度对象发布授权范围内的各类调度计划信息，支持调度对象对发布信息的及时公平访问。

**4.2.10 智能辅助决策采用态势感知和任务导向技术，提供全面反映电网关键运行状态、预测和控制关键运行风险的统一集成解决方案。包括智能引擎、三态应用、人机交互环境等应用。智能辅助决策应符合下列要求：**

1 智能引擎包括运行 KPI 引擎、决策分析引擎、运行操控引擎等功能；

2 三态应用包括事前、事中、事后的运行支持功能，基于统一 KPI 体系实现监视预警、信息挖掘、辅助决策和控制；

3 人机交互环境包括电网全景专题场景服务、界面集成与联动、Web 展示服务、移动终端服务等功能。

### 4.3 系统技术要求

**4.3.1 系统各项技术指标应符合下列要求：**

1 总体性能指标：

1) 系统设计使用年限不小于 10y；

2) 冗余热备用节点之间实现无扰动切换，热备用节点接替值班节点的切换时间不大于 1s；

3) 系统服务器、网络设备等 MTBF 大于 25000h；

4) 系统数据库应支持历史数据存储年限不小于 3y，关键数据存储年限不小于 10y；

5) 系统时间与标准时间的误差小于 10ms；

6) 电网正常情况下主要节点(服务器)CPU 负载不大于 30% (5min 平均值)；电网事故情况下主要节点(服务器)CPU 负载不大于 50% (5min 平均值)；

7) 任何情况下，在任意 5min 内，系统主局域网的平均负荷率不超过 20%，主局域网双网以分流方式运行时，每一

网络的负载率应小于 15%，以保证一网故障时，单网负载率不超过 30%；

- 8) 系统监控处理的电网规模、数据库容量按照具体工程所在电网规模确定。要求满足 10y 发展需求；
- 9) 系统从全停开始启动，至所有功能可正常使用，不超过 10min。

## 2 数据采集功能性能指标：

- 1) 遥测量越死区传送时间不大于 4s；
- 2) 遥信变位传送时间不大于 3s；
- 3) 遥控、遥调命令传送时间不大于 4s；
- 4) 全系统实时数据扫描周期 1s~10s(可调)，不同链路可定义不同扫描速率；
- 5) 电力调度机构间数据传输时间不大于 5s；
- 6) 通信功能故障自动切换时间不大于 5s；
- 7) 应用重启动时间在热备用方式下不大于 30s，在冷备用方式下不大于 5min。

## 3 电网运行监视类应用性能指标：

- 1) 实时数据到达主站数据采集设备后至实时数据库时间不大于 2s；
- 2) 遥信变化信息到达主站数据采集设备至告警信息推出时间不大于 2s；
- 3) 事故发生后，主站自动推画面时间不大于 10s；
- 4) 90% 以上实时监视画面对命令的响应时间不大于 2s；
- 5) 应用故障自动切换至应用功能完全恢复时间不大于 20s；
- 6) 各节点实时数据的同步时间不大于 1s，画面实时数据刷新周期 1s~5s 可调。

## 4 电网运行控制类应用性能指标：

- 1) AGC 计算执行周期 1s~8s 可调；
- 2) AGC 命令控制周期 4s~16s 可调；



- 3)无功优化周期 10min~1h 可调;
  - 4)上下级协调控制周期 10min~1h 可调;
  - 5)单次全网无功优化计算时间不大于 10s;
  - 6)AVC 主站控制周期不大于 5min。
- 5 电网计算分析类应用性能指标:
- 1)单次状态估计计算时间不大于 15s;
  - 2)单次潮流计算时间不大于 10s;
  - 3)静态安全分析全网故障扫描平均处理时间不大于 60s;
  - 4)短路电流计算单个故障扫描平均处理时间不大于 3s;
  - 5)电网扰动识别功能正确识别率不小于 95%;
  - 6)在线安全稳定分析计算时间不大于 10min。
- 6 电网运行计划类应用性能指标:
- 1)日前和日内 96 个断面的发电计划编制计算(含暂稳)时间在含机组组合时不超过 30min,在不含机组组合时不超过 15min;
  - 2)日前和日内 96 个断面的发电计划编制计算(不含暂稳)时间在含机组组合时不超过 3min,在不含机组组合时不超过 1min;
  - 3)实时调度计划编制计算时间不超过 30s。
- 7 电网调度管理类应用性能指标:
- 1)单个应用服务器支持 50~100 的并发用户;
  - 2)客户端支持同时打开 10 个以上的业务处理界面。
- 8 系统可用率:
- 1)电网运行监视、电网运行控制类应用功能全年可用率不应低于 99.99%;
  - 2)电网计算分析、电网运行计划类应用功能全年可用率不应低于 99.9%;
  - 3)电网运行管理类应用功能全年可用率不应低于 99.5%。
- 4.3.2 系统可维护性应符合下列要求:

1 系统应具备系统自检、性能预警、事件告警、故障诊断等功能,可对系统软硬件设备进行全面的监测,并具备统一的管控界面,方便管理人员及时发现并排除系统隐患及故障;

2 模型、图形、参数等信息维护应按照调度管理关系,支持基于权限管理的属地化、多专业、多部门协同工作,满足源端维护、全局共享的要求;系统应支持与同源或非同源系统间的信息抽取、交换、整合,支持增量方式的信息分发、处理,以降低人工维护工作量,提高数据一致性和及时性;

3 系统应提供基于图形界面的信息、流程、维护工具;

4 系统应具备多版本管理功能,能管理不同时期、不同区域的电网数据、图形、模型版本;

5 系统应能支持用户以 B/S 方式在线查看、编辑、保存、输出报表。报表格式和数据来源能够采用图形界面定制。

**4.3.3 系统可扩展性应符合下列要求:**

1 系统应具有良好的开放性,能满足系统集成和应用不断发展的需要;

2 系统架构应易于软硬件设备的升级、扩充和更换。

**4.3.4 系统可靠性应符合下列要求:**

1 系统应具备良好的稳定性和可靠性,满足长期连续运行的要求;

2 系统在单一故障时可正常运行,不丢失数据。

## **4.4 硬件配置要求**

**4.4.1 硬件配置应遵循以下原则:**

1 硬件配置应遵循冗余化配置原则,采用双重化网络结构。承担主要功能的服务器应采用双机热备或多机集群方式。同种类的冗余设备宜安装于不同屏柜中;

2 应选用符合国家现行标准的、通用的、先进可靠的硬件设备,所选设备应功能完善、性能稳定、维护方便,具有良好的开放

性、兼容性、可扩展性；

3 系统配置应在满足调度自动化系统功能和技术要求的前提下，力求技术先进、工艺成熟，并做到制式统一、资源共享；

4 在条件具备的情况下，应选用安全自主可控产品。

4.4.2 设备配置应满足以下要求：

1 系统硬件设备主要划分为以下类型：

- 1) 计算机设备，包括服务器、工作站、移动终端等；
- 2) 存储设备，包括磁盘阵列、存储网络交换机等；
- 3) 网络设备，包括网络交换机、路由器等；
- 4) 前置通信设备，包括用于接入 E1 通道的专线路由器及用于接入串行通道的模拟或数字通道板、通道箱、终端服务器等；
- 5) 安全防护设备，主要包括电力专用隔离装置、纵向加密认证网关、硬件防火墙、入侵检测系统、安全远程拨号网关、加密装置管理系统、调度数字证书管理系统、公网专用安全通信网关/公网专用安全通信装置、运维堡垒机等；
- 6) 时钟频率设备，包括标准时钟、频率采集装置等；
- 7) 其他设备，主要包括打印机、KVM 设备、短信收发设备、文本语音合成(TTS)装置、IC 卡及读写器、指纹识别装置等。

2 应根据调度自动化系统的功能和性能要求，并考虑系统使用年限内的电网发展，按以下条件确定调度自动化系统的硬件配置规模：

- 1) 数据采集与监控对象的容量；
- 2) 厂站端系统类型及数量；
- 3) 与其他调度自动化系统之间数据交换的类型及数量；
- 4) 外部设备的类型及数量；
- 5) 通道数量及传送速率；
- 6) 计算机中央处理单元负荷率的估算条件和具体要求；

7) 云计算、大数据分析、虚拟化等应用需求。

3 重要设备应配置两个或多个独立的电源模块,任意一个电源模块故障时设备功能应不受影响;其他设备宜采用静态切换装置实现两路电源供电。

4 计算机配置应满足以下要求:

- 1) 重要应用服务器应冗余配置,运行关键应用的服务器宜满足检修状态下的 N-1 要求;
- 2) 服务器和 workstation 宜采用机架式结构,在满足性能要求及散热条件的前提下,可采用刀片服务器减少机房空间的使用;
- 3) 服务器硬盘应冗余配置,并支持 RAID0、RAID1、RAID5、RAID10 等模式;
- 4) workstation 应采用可靠性较高的 PC workstation;
- 5) 调度 workstation、监控 workstation 及维护 workstation 宜配置双屏或多屏高分辨率显示器及相应显卡。显示器宜采用专业级长寿命显示器;
- 6) 调度员、监控人员使用的显示器的屏幕尺寸宜不小于 61cm(24in),分辨率不小于 1920×1200。

5 存储设备配置应满足以下要求:

- 1) 宜按 SAN 方式配置,可根据需要配置支持 SAN 和 NAS 的统一存储设备;
- 2) 磁盘阵列应配置冗余控制器,控制器及后端磁盘应支持在线扩充;
- 3) 磁盘阵列初始容量配置应至少满足 5y 内的容量需求。

6 前置通信设备配置应满足以下要求:

- 1) 应根据接入的通道类型配置相应的通道接入设备,通道接入设备的数量应根据各类通道的现状及未来 10 年内的发展需求进行配置,并考虑一定的裕度;
- 2) 系统应支持调度数据网及专线通道的接入,宜接入调度

数据网双平面；

3)前置服务器应至少配置双网卡。

7 网络设备配置应满足以下要求：

1)调度自动化系统网络宜划分为前置网、主干网，并按安全分区分别组网；

2)系统主干网应采用千兆或以上网络，可划分虚拟局域网。

8 时钟频率设备应满足以下要求：

1)应采用冗余配置的标准时钟为系统各节点提供统一的标准时间。标准时钟装置应具备网络对时功能，支持NTP/SNTP时钟同步协议；

2)标准时钟应具备接收多种卫星时钟源和地面同步网络时钟源的能力，其中首选北斗卫星时钟源；

3)可配置高精度频率采集装置为系统提供电网频率，频率采集装置宜与标准时钟合并在一台装置中。

9 其他设备配置应满足以下要求：

1)调度自动化系统应根据需要配置打印机、音响设备、KVM设备、短信收发设备、文本语音合成(TTS)设备、IC卡及读写器、指纹识别装置等；

2)调度自动化机房内宜根据组屏情况配置一体化机架式KVM设备对服务器、网络设备等进行就地集中管理。

## 4.5 软件配置要求

4.5.1 软件配置应遵循以下原则：

1 应遵循基于SOA架构、分层构件化及应用模块化的原则；

2 应基于统一的软件支撑平台，支持应用功能按需建设，并可根据需要逐步扩充；

3 支撑软件及应用软件应具备跨平台运行能力，支持在异构硬件平台及不同操作系统上的分布式部署，在不同平台上的界面

及操作风格应基本一致；

4 在条件具备的情况下，各类软件应选用安全自主可控的产品；

5 系统配置的各类软件接口应符合有关标准。

4.5.2 软件配置应满足以下要求：

1 操作系统应采用具有开放性、高可靠性和安全、通用、成熟的产品；

2 可配置虚拟化软件进行服务器虚拟化，优化资源使用；

3 系统宜配置集群软件以支持部分应用（如数据库应用）以集群方式运行；

4 系统应配置备份管理软件；

5 系统应配置通用、成熟的商用关系数据库存储模型、参数及管理信息。关系数据库应支持以集群方式运行，宜具备分区功能；

6 系统宜配置时间序列数据库存储各种带时标的运行数据。时间序列数据库应支持有损及无损压缩算法并可根据需要配置；应支持多服务器分布式结构、冗余配置；宜具备负载均衡能力；

7 系统应配置服务总线用于集成各应用功能模块，服务总线应符合本标准第 4.2.3 条的相关要求；

8 系统应配置消息总线用于实现消息和数据的实时传输，消息总线应符合本标准第 4.2.3 条的相关要求；

9 系统应配置平台管理与服务软件实现统一的公共服务和系统管理功能。平台管理与服务软件应符合本标准第 4.2.3 条的相关要求。可根据云计算、大数据、虚拟化等应用需求，配置相应的平台软件；

10 系统应配置技术成熟的模块化应用软件，可结合调度（调控）中心和所辖电网的实际需要按照本标准第 4.2.2 条的要求进行配置；

11 系统可根据需要配置文本语音合成（TTS）、短信收发、网

络管理等软件；

12 系统宜配置一套完整的应用程序开发工具。

## 4.6 安全防护要求

4.6.1 调度自动化系统安全防护应符合本标准第 3.2.6 条的总体要求。

4.6.2 调度自动化系统应按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的总体要求，并结合系统的实际情况，重点强化边界防护，同时加强内部的物理、网络、主机、应用和数据安全，加强安全管理制度、机构、人员安全、系统建设、系统运维的管理，建立系统纵深防御体系，提高系统整体安全防护能力。

4.6.3 安全防护系统设计应遵循全面防护、突出重点；分层分区、强化边界；整体规划、整体实施；技术与管理相结合等原则。安全防护系统设计应符合下列要求：

1 调度自动化系统应划分为生产控制大区和管理信息大区；生产控制大区划分为控制区(安全区Ⅰ)和非控制区(安全区Ⅱ)；

2 电力调度数据网应当在专用通道上使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与电力企业其他数据网及外部公用数据网的安全隔离；电力调度数据网划分为逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接控制区和非控制区；

3 生产控制大区主机操作系统应当进行安全加固，加固方式包括：安全配置、安全补丁、采用专用软件强化操作系统访问控制能力，以及配置安全的应用程序；

4 生产控制大区的业务系统在纵向联接中使用无线通信网、电力企业其他数据网(非电力调度数据网)或者外部公用数据网的虚拟专用网络方式(VPN)等进行通信的，应当设立安全接入区；

5 在生产控制大区与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置；生产控制大区内部的安全区之间应当采用具有访问控制功能的设备、防火墙

或者相当功能的设施,实现逻辑隔离;安全接入区与生产控制大区中其他部分的连接处必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置;

6 在生产控制大区与广域网的纵向联接处应设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置或者加密认证网关及相应设施;

7 安全区边界应采取必要的安全防护措施,禁止任何穿越生产控制大区和管理信息大区之间边界的通用网络服务;生产控制大区中的业务系统应具有高安全性和高可靠性,禁止采用安全风险高的通用网络服务功能;生产控制大区中除安全接入区外,应禁止选用具有无线通信功能的设备;

8 依照电力调度管理体制建立基于公钥技术的分布式电力调度数字证书及安全标签,生产控制大区中的重要业务系统应当采用认证加密机制,应支持国家规定的安全加密算法;

9 在配置系统设备时,宜逐步应用可信计算平台;

10 系统应采取有效措施防范病毒、木马及恶意程序等的入侵及破坏;

11 生产控制大区应具备安全审计功能。

**4.6.4** 宜配置内网安全监视平台,实现对电力二次系统安全设备运行状况的实时监视、集中展现、实时告警和量化分析。



## 5 厂站端部分

### 5.1 信息采集原则及内容

#### 5.1.1 信息采集应遵循以下原则：

1 直调(控)厂站的信息采集应按照直调直采、直采直送原则设计,非直调厂站的信息采集可通过直采方式送到相关调度端；

2 新建厂站宜采用计算机监控系统实现各类信息采集、处理和与调度端通信的功能,特殊情况下,部分信息采集也可通过独立的系统实现；

3 厂站内计算机监控系统宜通过现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 系列统一实现各类数据采集。

#### 5.1.2 信息采集内容应满足以下要求：

1 SCADA 数据采集内容应符合本标准附录 B.1 的规定；

2 相量测量数据采集内容应符合本标准附录 B.2 的规定；

3 保护装置、安全自动装置及录波装置信号采集内容应符合本标准附录 B.3 的规定；

4 火电厂综合监测信息包括脱硫脱硝除尘及供热等信息,采集内容应符合本标准附录 B.4 的规定；

5 水电站综合监测信息包括水文要素如降水、蒸发、流量、水量、水位、冰情、含沙量、水质等信息,采集内容应符合本标准附录 B.5 的规定；

6 风电场综合监测信息包括风电场实时测风信息、风电场数值天气预报及风电场功率预测等信息,采集内容应符合本标准附录 B.6 的规定；

7 光伏电站综合监测信息包括光伏电站环境监测、功率预测等信息,采集内容应符合本标准附录 B.7 的规定；

8 变电站一次设备告警信息包括断路器、互感器异常信号等信息,采集内容应符合本标准附录 B.8 的规定;

9 变电站一次设备状态监测信息包括变压器、避雷器、GIS 等一次设备的状态信息,采集内容应符合本标准附录 B.9 的规定;

10 二次设备监测信息包括监控系统、交直流系统、同步对时系统、安防系统等二次设备的监测信息,采集内容应符合本标准附录 B.10 的规定;

11 发电厂一次调频信息采集内容应符合本标准附录 B.11 的规定;

12 自动发电控制(AGC)信息采集内容应符合本标准附录 B.12 的规定;

13 自动电压控制(AVC)信息采集内容应符合本标准附录 B.13 的规定;

5.1.3 电能量信息采集按照现行行业标准《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202 的相关要求执行。

## 5.2 厂站端计算机监控系统

5.2.1 系统功能应满足以下要求:

1 系统应实现调度端所需信息的采集和处理功能,其范围包括厂站内模拟量、开关量、电能量以及来自其他智能装置的数据;

2 系统宜实现调度端对厂站内设备遥控、遥调功能,支持对全站所有断路器、隔离开关、主变有载调压分接头、无功功率补偿装置及相关设备的控制及参数设定功能;具备远方保护软压板投退、定值区切换、定值修改功能;

3 系统应具有遥测越死区传送、遥信变位传送、事故信号优先传送的功能;

4 远动信息应实现直采直送,满足调度端有关信息实时性、可靠性、传送方式、通信规约及接口等方面的要求;

5 系统应能与多个调度端进行数据通信,具备遥控、遥调功能,但同一时刻某一具体被控设备只允许执行一个调度端的遥控、遥调命令;

6 系统应有多种通信规约可选,工程中选用的通信规约应与调度端系统一致;

7 发电厂计算机监控系统其他功能设计应遵循现行行业标准《发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5226 的相关规定,接入省级及以上调度自动化系统的变电站计算机监控系统其他功能设计应遵循现行行业标准《220~550kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149 的相关规定;

8 系统可采用智能远动网关实现与调度端通信的功能,厂站内智能远动网关应按照分区配置。智能远动网关应满足现行国家标准《智能远动网关技术规范》GB/T 31994 的相关规定;

9 系统宜实现保护及故障录波信息管理功能,并具备向调度端传送相关信息的功能;

10 发电厂内计算机监控系统宜实现机组 AGC、AVC 功能,并接收调度端的调控指令。

### 5.2.2 设备配置应满足以下要求:

1 生产控制大区应冗余配置远动网关,控制区远动网关直接采集站内数据,通过专用通道向调度(调控)中心传送实时信息,同时接收调度(调控)中心的操作与控制命令;非控制区远动网关实现数据向调度(调控)中心的传输,具备远方查询和浏览功能;

2 管理信息大区可单套配置远动网关,实现与其他管理系统的信息传输;

3 系统应遵循《发电厂监控系统安全防护总体方案》、《变电站监控系统安全防护总体方案》和现行国家标准《信息安全技术 网络基础安全技术要求》GB/T 20270 的相关要求,按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本要求,配置二次安全防护设施;

4 远动网关等关键厂站端设备应配置双电源模块。其他厂站端设备宜配置双电源模块,或采用静态切换装置实现双路供电;

5 厂站端应配置一套时钟同步系统,应能接收双路时钟源并宜采用北斗系统授时信号。

### 5.2.3 主要技术指标应符合下列要求:

1 模拟量越死区传送整定最小值小于 0.1%(额定值),并逐点可调;

2 遥控正确率为 100%,遥调正确率不应低于 99.9%;

3 模拟量信息响应时间(从 I/O 输入端至远动网关出口)不大于 2s;

4 状态量变化响应时间(从 I/O 输入端至远动网关出口)不大于 1s;

5 交流采样测量值综合误差不应大于 0.5%,直流采样模数转换误差不应大于 0.2%,电网频率测量误差不应大于 0.01Hz;

6 站控层事件顺序记录(SOE)分辨率不应大于 2ms,间隔层事件顺序记录(SOE)分辨率不应大于 1ms;

7 厂站计算机监控系统的容量宜按发电厂和变电站的发展需要确定,设计运行年限不宜小于 10y。

## 5.3 其他信息采集终端

5.3.1 独立配置的保护及故障录波信息子站主机与不同调度端通信的网口应相互独立、互相隔离。保护及故障录波信息上送至调度端系统非控制区。

5.3.2 500kV 及以上厂站、220kV 枢纽变电站、大电源、电网薄弱点、新能源接入汇集点、通过 35kV 及以上电压等级线路并网且装机容量 40MW 及以上的风电场均应部署相量测量装置。相量测量装置应满足现行行业标准《电力系统同步相量测量装置通用技术条件》DL/T 280 的要求,可通过厂站内 I 区智能远动网关传送至调度主站端控制区。

**5.3.3** 省级及以上调度(调控)中心调管的燃煤电厂应配置燃煤电厂机组烟气在线监测装置,宜实现模拟量、开关量信息直接采集,并通过网络方式由非控制区上送至调度端。

**5.3.4** 省级及以上调度(调控)中心调管的风电场应配置风功率预测系统,功能应满足现行行业标准《风电功率预测系统功能规范》NB/T 31046 的要求。风电功率预测系统信息应上送至调度端系统。

**5.3.5** 省级及以上调度(调控)中心调管的光伏发电站应配置光功率预测系统,系统应满足现行行业标准《光伏发电站功率预测系统技术要求》NB/T 32011 的要求。光伏发电功率预测信息应上送至调度端系统。

**5.3.6** 省级及以上调度(调控)中心调管的水力发电厂宜配置水情测报系统,系统应满足现行行业标准《水电工程水情自动测报系统技术规范》NB/T 35003 的要求。水情测报信息宜通过网络方式由非控制区上送至调度端。

## 6 信息传输及交互

### 6.1 信息传输通道

6.1.1 调度端系统之间通信应采用双路网络通道。

6.1.2 各级调度(调控)中心与直调厂站间通信应采用相互独立的两路通道,宜采用双路数据网通道;条件不具备时,可采用一路数据网通道和一路专线通道。

6.1.3 调度端系统对厂站信息的采集应支持多数据源和多通道,并能按设定的优先级选择数据来源和值班通道,数据来源差异较大时应告警。可按需保存值班通道的数据和多个通道的报文信息。

### 6.2 信息交互技术要求

6.2.1 调度数据网通道应满足以下技术要求:

- 1 调度端之间网络通道带宽不应小于 100Mbps;
- 2 厂站端接入通道带宽不应小于 2Mbps。

6.2.2 专线通道应满足以下技术要求:

- 1 模拟接口通信速率宜选用 1200bps,全双工通道,误码率在信噪比为 17dB 时不大于  $10^{-5}$ ;
- 2 数字接口通信速率为 2400bps~9600bps;
- 3 E1 网络专线通信速率为 2048kbps,误码率在信噪比为 17dB 时不大于  $10^{-7}$ ;
- 4 信噪比测试点为远动信息接收端的入口或通信设备远动信息接收端的出口;
- 5 统一接口标准。

6.2.3 通信规约应满足以下技术要求:

1 调度端之间通信应支持多种通信规约,宜采用现行行业标准《电力系统实时数据通信应用层协议》DL/T 476 系列通信规约,也可采用现行国家标准《远动设备和系统 第 6 部分》GB/T 18700 系列通信规约;

2 调度端与厂站端之间通信宜采用现行行业标准《远动设备和系统》DL/T 634 系列通信规约,也可采用现行行业标准《电力系统实时数据通信应用层协议》DL/T 476 及现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 等。

## 7 基础设施及辅助系统

### 7.1 总体原则

**7.1.1** 省级及以上调度机构应配置满足调度自动化系统运行需要的基础设施及辅助系统。

**7.1.2** 调度自动化基础设施及辅助系统的设计应符合现行国家标准《电力调度通信中心工程设计规范》GB/T 50980 及《电力行业信息系统等级保护定级工作指导意见》、《电力行业信息系统安全等级保护基本要求》等文件的规定。

### 7.2 基础设施

**7.2.1** 调度自动化基础设施主要包括计算机机房、UPS 主机室、蓄电池室、调度大厅、运维室等专业用房及不间断电源、空气调节系统、新风系统、消防系统、照明系统、电子门禁系统、综合布线等。根据业务需要可设置独立的培训室、值班室等。

**7.2.2** 调度自动化计算机机房应按照《电力监控系统安全防护规定》的安全分区要求及电力行业信息系统安全等级保护第四级的相关要求将不同安全区的设备分区域布置。

**7.2.3** 调度自动化 UPS 应满足以下要求：

1 调度端系统应采用专用的、冗余配置的 UPS 供电，不应与信息系统、通信系统合用电源。交流供电电源应来自两路不同的电源点，并应配有应急电源；

2 每套 UPS 电源应至少配置一组蓄电池组，每组蓄电池组容量应满足带全部负载的时间不小于 2h。双机运行时单机负载率不应超过 30%；

3 具备双电源模块的装置或设备，两个电源模块应由不同



UPS 供电;对单电源设备应配置静态切换装置。

**7.2.4** 调度自动化计算机机房应采用精密空调对机房内的温、湿度进行精确调节。

**7.2.5** 调度自动化计算机机房、调度大厅、运维室内宜安装新风系统,在装修设计时应考虑防噪声措施。

**7.2.6** 调度自动化各专业用房应具备完善的接地设施。机房内设环形接地铜排,截面不小于  $95\text{mm}^2$ ,宜与大楼共用接地装置,接地电阻宜小于  $0.5\Omega$ 。

**7.2.7** 机房内应设置符合国家有关规定的防水、防火和事故照明设施。

**7.2.8** 机房应考虑防静电、防电火花干扰、防雷击、防过压和防电磁辐射等要求,相关设备应加装防雷(强)电击装置,机柜及柜间电缆屏蔽层应可靠接地。

**7.2.9** 调度自动化计算机机房宜采用综合布线系统。

**7.2.10** 调度自动化计算机机房部署生产控制大区设备的区域应配置两道电子门禁系统,其余区域及其他各专业用房应配置电子门禁系统。

### 7.3 辅助系统

**7.3.1** 调度自动化辅助系统包括动力环境监控系统、调度大屏幕系统、音响系统等。

**7.3.2** 调度自动化计算机机房、UPS 室、蓄电池室等设备用房内应配置动力环境监控系统。

**7.3.3** 省级及以上调度机构应在调度大厅配置调度大屏幕系统及音响系统。

## 附录 A 调度端自动化系统功能

表 A 调度端系统应用功能表

类 别	模 块 名 称	必 选	可 选	
基础平台类	操作系统	√		
	防恶意代码软件	√		
	关系数据库	√		
	实时数据库	√		
	时序数据库		√	
	服务总线	√		
	消息总线	√		
	平台管理与服务	√		
	消息邮件服务		√	
	GIS 服务		√	
	数据采集与交换	√		
	并行计算管理	√		
	CASE 管理	√		
	虚拟化软件		√	
	云计算平台		√	
	大数据处理		√	
	统计计算	√		
	外部接口	√		
	电网运行监测	电网运行稳态监视	√	
		电网动态运行监测		√
电网暂态运行监测			√	
电能量信息监视		√		
一/二次设备运行状态监视			√	
	环境监视		√	

续表 A

类 别	模 块 名 称	必 选	可 选
	节能环保监视	√	
	综合智能告警与预警	√	
电网运行控制	控制与调节	√	
	设置操作	√	
	定值修改	√	
	自动发电控制	√	
	自动电压控制	√	
	群控		√
	序列控制		√
电网计算分析	网络拓扑分析	√	
	状态估计	√	
	调度员潮流	√	
	灵敏度分析	√	
	静态安全分析	√	
	短路电流计算	√	
	安全约束调度	√	
	动态稳定分析		√
	暂态稳定分析		√
	网损计算	√	
	运行分析与评价		√
	在线保护定值校核		√
	辅助决策		√
	裕度评估	√	
	计划校核		√
电网运行计划	负荷预测	√	
	水库来水预测		√
	新能源发电功率预测		√
	发电能力评估		√
	输电能力评估		√

续表 A

类别	模块名称	必选	可选
	发受电计划	√	
	水库调度计划		√
	停电计划	√	
	有序用电		√
	发电能力申报		√
仿真及培训	电力系统仿真	√	
	教员台控制	√	
	控制中心仿真	√	
电网运行管理	基础信息管理	√	
	并网管理	√	
	专业管理	√	
	二次系统管理	√	
	运行值班管理	√	
	运行评价	√	
	运行信息展示	√	
	事故报告管理		√
	运行考核		√
	操作票	√	
	计划发布	√	
智能辅助决策	智能引擎		√
	三态应用		√
	人机交互环境		√

## 附录 B 厂站端调度自动化信息

### B.1 SCADA 数据

**B.1.1** 变电站与相关调度(调控)中心交互的 SCADA 信息。

**1** 变电站应向相关调度(调控)中心上送下列遥测量:

- 1) 变压器各侧有功功率和无功功率、高压侧三相电流、三相电压、分接头档位;
- 2) 线路有功功率和无功功率及三相电流、三相电压;
- 3) 母联和分段断路器三相电流,必要时测有功功率和无功功率;
- 4) 旁路断路器的测量内容与线路相同;
- 5) 各段母线三相线电压及 110kV 以上电压等级母线频率;
- 6) 变电站电源系统电压值:站用变各段母线电压、直流系统各段母线电压、蓄电池电压、通信电源电压;
- 7) 变压器油温、绕组温度;
- 8) 智能变电站户外柜的温度及湿度;
- 9) 220kV 及以上线路并联电抗器组无功功率、油温;
- 10) 设置串联补偿装置的 220kV 及以上线路电流;
- 11) 220kV 电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组总回路的无功功率。

**2** 变电站宜向相关调度(调控)中心上送下列遥测量:

- 1) 220kV 及以上电压等级的联络变压器各侧电流;
- 2) 运行中可能过负荷的自耦变压器公共绕组电流;
- 3) 由调度(调控)中心监视的 220kV 以下的中枢点母线电压;
- 4) 电磁环网并列点开口相角差;
- 5) 330kV 及以上电压等级长距离输电线路末端电压。

3 变电站应向相关调度(调控)中心上送下列遥信量:

- 1) 线路、母联、旁路和分段断路器位置信号;
- 2) 变压器和无功补偿装置断路器位置信号;
- 3) 变电站事故总信号及间隔事故总信号;
- 4) 反映电力系统运行状态的各电压等级的隔离开关和接地刀闸位置信号;
- 5) 220kV 及以上电压等级线路主要保护、重合闸动作信号和保护通道运行状态;
- 6) 220kV 及以上电压等级母线保护动作信号;
- 7) 220kV 及以上电压等级断路器失灵保护动作信号;
- 8) 220kV 及以上电压等级短引线保护动作信号;
- 9) 变压器以及无功补偿装置主要保护动作信号;
- 10) SOE 信息。

4 变电站宜向相关调度(调控)中心上送下列遥信量:

- 1) 与小容量机组连接的 220kV 及以上电压等级的长距离输电线路过电压保护信号;
- 2) 调度范围内的通信设备运行状况信号;
- 3) 影响电力系统安全运行的越限信号。

5 调度(调控)中心根据需要向变电站传送下列遥控或遥调命令:

- 1) 断路器分合;
- 2) 隔离开关分合;
- 3) 中性点接地刀闸控制;
- 4) 无功补偿装置投切;
- 5) 有载调压变压器抽头调节;
- 6) 继电保护设备软压板投/退;
- 7) 继电保护设备定值设定、修改和定值区切换。

**B. 1. 2** 直流换流站与相关调度交互的 SCADA 信息。

直流换流站与相关调度(调控)中心交互的 SCADA 信息除涵

盖本标准 B. 1. 1 部分内容外,还包括以下内容:

1 直流换流站应向有关调度(调控)中心上送下列遥测量:

1) 每极直流电流、接地极引线电流、每极母线直流电压、中性线母线电压、每极有功功率、整流站点火角( $\alpha$ )/逆变站熄弧角( $\gamma$ );

2) 交流滤波器各大组无功功率和母线电压;

3) 换流变压器分接头位置。

2 直流换流站根据设备和设备可能,可向有关调度(调控)中心传送下列遥测量:

1) 每极直流谐波电流和谐波电压、接地极谐波电流、接地极的“安培·小时(年)数”以及临时接地极电流;

2) 交流滤波器各分组无功功率;

3) 换流变压器阀侧电流、电压;

4) 换流变压器交流侧电流、电压、频率、有功功率和无功功率;

5) 换流变压器油温、绕组温度。

3 直流换流站应向有关调度(调控)中心传送下列遥信量:

1) 反映直流系统运行状态的控制信号;

2) 直流断路器位置信号、反映换流站运行方式的隔离开关和接地刀闸位置信号。

3) 直流系统的重要保护动作信号,主要包括:换流阀主保护动作信号、极主保护动作信号、双极主保护动作信号等。

4 直流换流站根据设备和设备可能,可向有关调度(调控)中心传送下列遥信量:

1) 反映直流运行模式的控制信号;

2) 换流阀主要告警信号。

5 调度(调控)中心根据需要,可向直流换流站传送下列遥控或遥调命令:

1) 主控站/从控站选择命令;

- 2) 主导极选择命令；
- 3) 直流断路器闭合/分开命令；
- 4) (双)极启动/停止命令；
- 5) 直流系统解/闭锁和功率调整；
- 6) 直流换流站控制模式选择命令(双极功率、极同步电流、单极功率控制)；
- 7) 直流换流站运行模式选择命令(双极正常/降压运行、功率方向正常/反转)；
- 8) (双)极电流/功率阶跃上升、下降、停止命令；
- 9) 自动功率曲线的功率和时间设置命令。

6 换流站参与自动发电控制需远传调度(调控)中心的信息还包括下列内容：

- 1) 直流当前输送功率；
- 2) 直流输送的最大、最小功率；
- 3) 直流功率的调整速率；
- 4) 点火角/熄弧角。

**B. 1.3** 发电厂与相关调度(调控)中心交互的 SCADA 信息。

- 1 发电厂应向相关调度上送下列遥测量：
  - 1) 发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功功率、无功功率、机组机端电压；
  - 2) 变压器各侧有功功率和无功功率、高压侧三相电流、三相电压、分接头档位；
  - 3) 线路有功功率和无功功率及三相电流；
  - 4) 母联和分段断路器三相电流,必要时测有功功率和无功功率；
  - 5) 各段母线三相电压及 110kV 以上电压等级母线频率；
  - 6) 水电厂上、下游(池)水位；
  - 7) 汽机供热流速。
- 2 发电厂宜向相关调度(调控)中心上送下列遥测量：



- 1) 50MW 及以上发电机有功功率、无功功率；
- 2) 大型火力发电厂厂用总有功功率、总无功功率。

3 发电厂应向相关调度(调控)中心上送下列遥信量：

- 1) 线路、母联、旁路和分段断路器的位置信号；
- 2) 变压器和无功补偿装置的断路器位置信号；
- 3) 发电厂的事故总信号及间隔事故总信号；
- 4) 可能转为调相运行的发电机组和抽水蓄能机组的运行状态信号；
- 5) 核电厂核岛运行状态信号；
- 6) 电力系统自动调节装置运行状态信号(如水电站成组调节装置、火电厂机炉协调控制装置等)；
- 7) 220kV 及以上电压等级线路主要保护、重合闸动作信号和保护通道运行状态；
- 8) 220kV 及以上电压等级母线保护动作信号；
- 9) 220kV 及以上电压等级断路器失灵保护动作信号；
- 10) 220kV 及以上电压等级短引线保护动作信号；
- 11) 变压器主要保护动作信号；
- 12) SOE 信息。

4 发电厂宜向相关调度(调控)中心上送参与 AGC 的发电机组热力系统重要事故信号。

5 调度(调控)中心根据需要向发电厂传送下列遥控或遥调命令：

- 1) 断路器分合；
- 2) 隔离开关分合；
- 3) 发电厂功率调节装置远方投切；
- 4) 有载调压变压器抽头调节；
- 5) 水轮发电机启动/停止和调节；
- 6) 继电保护设备软压板投/退；
- 7) 继电保护设备定值设定、修改和定值区切换。

**B.1.4 新能源场站与相关调度(调控)中心交互的 SCADA 信息。**

新能源场站与相关调度(调控)中心交互的 SCADA 信息除涵盖本标准第 B.1.3 条相关内容外,还包括以下内容:

- 1 风电场应向有关调度上送下列遥测量:
  - 1) 并网线路有功功率、无功功率、三相电流;
  - 2) 集电线有功功率、无功功率;
  - 3) 主变低压侧有功功率、无功功率、低压侧电流;
  - 4) 站用变及接地变各侧有功功率、无功功率、三相电流;
  - 5) 无功补偿装置无功功率、A 相电流;
  - 6) 母联有功功率、无功功率、A 相电流;
  - 7) 测风塔温度、湿度、气压;
  - 8) 测风塔 10m、30m、风电机组轮毂中心高处、测风塔最高处四个测点实时测量风速、风向信息;
  - 9) 风电场正常发电容量、台数;
  - 10) 风电场限功率容量、台数;
  - 11) 风电场待风容量、台数;
  - 12) 风电场停运容量、台数;
  - 13) 风电场通信中断容量、台数;
  - 14) 实际并网容量;
  - 15) 当前风速下风电场机组可调有功上限、下限;
  - 16) 各段高压母线可增无功、可减无功;
  - 17) 风机有功功率、无功功率、电流、线电压、风向、温度。
- 2 光伏电站应向有关调度(调控)中心上送下列遥测量:
  - 1) 并网线路有功功率、无功功率、三相电流;
  - 2) 集电线路有功功率、无功功率;
  - 3) 主变低压侧有功功率、无功功率、低压侧电流;
  - 4) 站用变及接地变各侧有功功率、无功功率、三相电流;
  - 5) 逆变器无功功率、A 相电流;
  - 6) 母联有功功率、无功功率、A 相电流;

- 7) 光伏电站正常发电容量、台数；
  - 8) 光伏电站限功率容量、台数；
  - 9) 光伏电站待光容量、台数；
  - 10) 光伏电站停运容量、台数；
  - 11) 光伏电站通信中断容量、台数；
  - 12) 实际并网容量；
  - 13) 当前光速下光伏电站机组可调有功上限、下限；
  - 14) 各段高压母线可增无功、可减无功；
  - 15) 光伏组件有功功率、无功功率、电流、线电压、日照度、温度；
  - 16) 逆变器有功功率、无功功率，可发有功容量、无功容量。
- 3 风电场应向有关调度(调控)中心传送下列遥信量：
- 1) 风机运行状态(正常发电、限功率、待风、停运、通信中断)；
  - 2) 风机低电压穿越功能投入。
- 4 光伏电站应向有关调度(调控)中心传送下列遥信量：
- 1) 光伏组件运行状态(电流、线电压、发电功率)。

## B.2 相量测量数据

- B.2.1** 发电厂相量测量装置应采集下列遥测量：
- 1 送出线路三相电压、三相电流；
  - 2 主变高压侧三相电压、三相电流；
  - 3 母线电压；
  - 4 新能源场站集电线路三相电压、三相电流；
  - 5 新能源场站无功补偿装置三相电压、三相电流；
  - 6 新能源场站滤波器三相电压、三相电流；
  - 7 机端电压、机端电流、机组转速、内电势、功角及键相脉冲；
  - 8 励磁调节器输出电压(励磁电压)、励磁调节器输出电流(励磁电流)；
  - 9 AVR 电压参考给定值；

- 10 PSS 输出信号；
- 11 火电厂调节级压力信号、阀门开度信号、总阀位指令；
- 12 水电厂监控系统到调速器的输出指令、调速器指令、导叶开度信号。

**B.2.2** 变电站相量测量装置应采集下列遥测量：

- 1 220kV 及以上电压等级线路三相电压、三相电流；
- 2 主变高压侧三相电压、三相电流；
- 3 220kV 及以上电压等级母线电压；
- 4 与系统稳定相关或连接较多电源的 110kV 线路三相电压、三相电流；
- 5 直流换流站所有交流出线、换流变压器交流侧三相电压、三相电流。

**B.2.3** 发电厂相量测量装置根据需要采集下列遥信量：

- 1 AVR 自动/手动；
- 2 AVR 投入/退出；
- 3 PSS 投入/退出；
- 4 低励限制动作信号；
- 5 过励限制动作信号；
- 6 V/Hz 限制动作信号；
- 7 定子电流过负荷限制动作信号；
- 8 一次调频投入/退出信号；
- 9 一次调频动作/复归信号。

**B.3 保护装置、安全自动装置、录波装置信息**

**B.3.1** 发电厂、变电站应向相关调度端传送下列保护装置遥信量：

- 1 各保护装置跳闸出口信号、装置故障、装置异常、通信中断、通道异常等；
- 2 主变/有载调压非电量保护告警及出口、装置故障、装置异常等。

**B.3.2** 发电厂、变电站应向相关调度端传送下列安全自动装置遥信量：

- 1 安全自动装置出口信号；
- 2 安全自动装置告警信号；
- 3 宜采集安全自动装置压板投退信号。

**B.3.3** 发电厂、变电站应向相关调度端传送下列故障录波信息：

- 1 220kV 及以上电压等级线路、母联及分段、主变各侧的电流、电压等；
- 2 220kV 及以上电压等级主保护动作信号、各间隔断路器位置等。

#### **B.4 火电厂综合监测信息**

**B.4.1** 燃煤电厂视环保设施类型应向相关主站上传下列脱硫监测信息：

- 1 湿法脱硫：
  - 1) 脱硫设施进/出口  $\text{SO}_2$  浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ )；
  - 2) 脱硫设施进/出口烟气含氧量(%)；
  - 3) 烟气温度( $^{\circ}\text{C}$ )；
  - 4) 净烟气流量(万  $\text{m}^3/\text{h}$ )。
- 2 循环流化床炉内喷钙脱硫及其他脱硫工艺：
  - 1)  $\text{SO}_2$  排放浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ )；
  - 2) 烟气含氧量(%)；
  - 3) 烟气温度( $^{\circ}\text{C}$ )；
  - 4) 烟气流量(万  $\text{m}^3/\text{h}$ )。

**B.4.2** 燃煤电厂视环保设施类型可向相关主站上传下列脱硫监测信息：

- 1 湿法脱硫：
  - 1) 旁路挡板门启停状态；
  - 2) 增压风机电流(A)；

- 3)氧化风机电流(A);
  - 4)浆液循环泵电流(A)。
- 2 循环流化床炉内喷钙脱硫及其他脱硫工艺:
- 1)自动添加脱硫剂系统输送风机电流(A);
  - 2)石灰石仓料位;
  - 3)烟气旁路开启度;
  - 4)反应脱硫设施运行相关参数;
  - 5)反应脱硫剂投加相关参数。
- B.4.3** 燃煤电厂应向相关主站上传下列脱硝监测信息:
- 1 脱硝设施进/出口氮氧化物浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ );
  - 2 脱硝设施进/出口烟气含氧量(%)。
- B.4.4** 燃煤电厂可向相关主站上传下列脱硝监测信息:
- 1 还原剂流量( $\text{m}^3/\text{h}$  或  $\text{kg}/\text{h}$ );
  - 2 稀释风机电流(A);
  - 3 氨逃逸浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ )。
- B.4.5** 燃煤电厂视环保设施类型宜向相关主站上传下列除尘监测信息:
- 1 电除尘:
    - 1)烟气排放浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ );
    - 2)出口烟气含氧量(%)。
  - 2 袋式除尘:
    - 1)烟气排放浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ );
    - 2)出口烟气含氧量(%);
    - 3)旁路挡板门启停状态;
    - 4)除尘器进出口压差(Pa);
    - 5)消灰压力(MPa)。
- B.4.6** 燃煤电厂宜向相关主站上传下列供热信息:
- 1 锅炉主蒸汽压力、温度、流量;
  - 2 锅炉主给水压力、温度、流量;

- 3 锅炉预热器入口烟气氧量、瞬时给煤量、汽包压力、排烟温度；
- 4 汽机主蒸汽进汽压力、温度、流量；
- 5 汽机至中压抽汽母管蒸汽压力、温度、流量；
- 6 汽机至低压抽汽母管蒸汽压力、温度、流量；
- 7 各个减温减压器出口至高压供热蒸汽母管蒸汽压力、温度、流量；
- 8 中压供汽母管蒸汽压力、温度、流量；
- 9 低压供汽母管蒸汽压力、温度、流量。

## **B.5 水电站综合监测信息**

**B.5.1** 水电站应向相关调度端上送下列综合监测信息：

- 1 水位；
- 2 降水量；
- 3 流量；
- 4 水轮机单机最大过水能力；
- 5 高程；
- 6 水头；
- 7 闸门开度、闸门状态。

**B.5.2** 水电站宜向相关调度端上送下列综合监测信息：

- 1 流域平均降水量；
- 2 库容；
- 3 水量；
- 4 洪量；
- 5 电站拦污栅压差；
- 6 水库水层温度。

## **B.6 风电场综合监测信息**

**B.6.1** 风电场应向相关调度端上送下列综合监测信息：

- 1 风场测风塔不同高度实时风速；
- 2 风场测风塔不同高度实时风向；
- 3 风场测风塔实时温度；
- 4 风场测风塔实时湿度；
- 5 风场测风塔实时气压；
- 6 风电场功率预测系统的短期和超短期分段预测结果。

**B.6.2** 风电场宜向相关调度端上送下列综合监测信息：

未来 72 小时风电场所在地区不同高度的风速、风向、温度、湿度、气压。

### **B.7 光伏电站综合监测信息**

**B.7.1** 光伏电站应向相关调度端上送下列综合监测信息：

- 1 光伏组件日照度；
- 2 光伏组件温度。

**B.7.2** 光伏电站宜向相关调度端上送下列综合监测信息：

- 1 总辐射辐照度、云量；
- 2 光伏组件湿度。

### **B.8 变电站一次设备告警信息**

**B.8.1** 变电站宜向相关调度端上送下列断路器机构遥信量：

- 1 弹簧机构：弹簧未储能；
- 2 液压机构：液压机构分合闸闭锁、合闸闭锁、重合闸闭锁、液压机构油压低告警、N<sub>2</sub>泄露告警及闭锁、油泵启动和打压超时信号；
- 3 气动机构：空气压力低分合闸闭锁、合闸闭锁、重合闸闭锁、气泵气动和打压超时、气泵空气压力高告警；
- 4 SF<sub>6</sub>断路器气压低告警及气压低闭锁；
- 5 储能电机故障、加热器故障、分相机构三相不一致跳闸等。

**B.8.2** 变电站宜向相关调度端上送互感器 SF<sub>6</sub>气压低告警。



**B. 8.3** 变电站宜向相关调度端上送下列主变压器及高压电抗器遥信量：

- 1 瓦斯跳闸及报警；
- 2 油温高告警；
- 3 压力释放告警；
- 4 油位异常告警。

**B. 8.4** 变电站宜向相关调度端上送下列组合电器设备遥信量：

- 1 开关气室 SF<sub>6</sub> 气室告警；
- 2 其他气室 SF<sub>6</sub> 气室告警；
- 3 交流电源消失；
- 4 直流电源消失；
- 5 加热器异常等。

## **B. 9 变电站一次设备状态监测信息**

**B. 9.1** 变电站宜向相关主站上送下列主变压器油色谱监测信息：

- 1 CO<sub>2</sub> 浓度值、CO 浓度值；
- 2 H<sub>2</sub> 浓度值、CH<sub>4</sub> 浓度值、C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 浓度值、C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 浓度值、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 浓度值；
- 3 总烃值、载气压力值。

**B. 9.2** 变电站宜向相关主站上送主变压器铁芯电流监测信息。

**B. 9.3** 变电站宜向相关主站上送下列金属氧化物避雷器绝缘状态监测信息：

- 1 泄漏电流；
- 2 放电次数。

**B. 9.4** 变电站宜向相关主站上送组合电器设备局部放电监测信息。

**B. 9.5** 变电站宜向相关主站上送下列组合电器设备微水监测信息：

- 1 CO<sub>2</sub> 浓度值、CO 浓度值；

- 2  $H_2$  浓度值、 $CH_4$  浓度值、 $C_2H_2$  浓度值、 $C_2H_4$  浓度值、 $C_2H_6$  浓度值；
- 3 总烃值、总可燃气体浓度；
- 4 微水浓度。

### B.10 变电站二次设备状态监测信息

#### B.10.1 变电站应向调度端传送下列二次设备状态监测信息：

- 1 站用电电源异常；
- 2 直流系统接地、直流系统异常；
- 3 测控装置控制切换至就地位置；
- 4 消防装置火灾告警；
- 5 合并单元检修状态、装置异常；
- 6 智能终端检修状态、装置异常；
- 7 交换机装置异常。

#### B.10.2 变电站宜向调度端传送下列二次设备状态监测信息：

- 1 站用电备自投动作、装置告警；
- 2 直流电源系统交流输入故障、控制装置通信中断；
- 3 站用电二次设备、直流电源系统总告警；
- 4 时钟同步装置运行状态和异常告警；
- 5 二次设备时钟信息。

#### B.10.3 变电站可向调度端传送下列二次设备状态监测信息：

- 1 测控装置告警；
- 2 通信网关告警；
- 3 消防装置故障告警；
- 4 消防装置高压脉冲防盗告警；
- 5 边界防盗告警；
- 6 相量测量系统异常；
- 7 故障录波装置、保护及故障录波信息管理系统异常；
- 8 监控逆变电源告警(如有)；

9 公共安全技术防范设备告警。

**B.11 发电厂一次调频信息**

**B.11.1** 发电厂宜向相关调度端上送下列一次调频遥测信息：

- 1 机组一次调频频率范围；
- 2 机组一次调频负荷范围；
- 3 机组调频调节限幅；
- 4 机组调频转速不等率；
- 5 一次调频死区。

**B.11.2** 发电厂应向相关调度端上送下列一次调频遥信信息：

- 1 机组一次调频投入/退出；
- 2 机组一次调频动作。

**B.11.3** 发电厂宜向相关调度端上送下列一次调频遥信信息：

- 1 机组一次调频投入/退出测试；
- 2 机组一次调频增/减负荷测试；
- 3 机组一次调频参数投入/退出测试。

**B.11.4** 发电厂宜接收相关调度下发下列一次调频遥控命令：

- 1 机组一次调频投入/退出测试；
- 2 机组一次调频增/减负荷测试；
- 3 机组一次调频参数投入/退出测试。

**B.12 自动发电控制 (AGC) 信息**

**B.12.1** 发电厂应向调度端上送下列自动发电控制遥测信息：

- 1 机组调节上限；
- 2 机组调节下限；
- 3 机组 AGC 指令返回值；
- 4 机组调节速率。

**B.12.2** 发电厂应向调度端上送下列自动发电控制遥信信息：

- 1 机组协调方式；

- 2 机组 AGC 请求；
- 3 机组 AGC 投入；
- 4 燃机机组进入温控模式(如有)；
- 5 燃机机组非稳定燃机模式(如有)。

**B. 12.3** 发电厂应接收相关调度端下发下列自动发电控制遥控/遥调指令：

- 1 机组 AGC 投入请求；
- 2 机组 AGC 目标值。

### **B. 13 自动电压控制(AVC)信息**

**B. 13.1** 发电厂自动电压控制信息。

- 1 发电厂应向相关调度端上送下列自动电压控制遥测信息：
  - 1)AVC 电压设定返回值；
  - 2)机组无功调节范围。
- 2 发电厂应向相关调度端上送下列自动电压控制遥信信息：
  - 1)AVC 远方/就地控制；
  - 2)机组 AVC 投入/退出；
  - 3)机组 AVC 自动/手动；
  - 4)机组 AVC 增磁闭锁；
  - 5)机组 AVC 减磁闭锁；
  - 6)机组励磁系统告警(低励/过励)；
  - 7)机组 AVC 异常；
  - 8)机组励磁投退状态；
  - 9)机组低励限制动作、过励限制动作；
  - 10)机组 V/Hz 限制动作；
  - 11)机组 PSS 投入状态；
  - 12)定子电流过负荷限制动作；
  - 13)新能源场站还需增加各段高压母线增无功闭锁、减无功闭锁。

3 发电厂应接收相关调度端下发下列自动电压控制遥控/遥调命令：

- 1) 机组 AVC 投入/退出；
- 2) AVC 电压设定目标值；
- 3) 新能源场站各段高压母线电压控制指令。

**B. 13.2 变电站自动电压控制信息。**

1 变电站应向相关调度端上送下列自动电压控制遥测量：  
变电站变压器分接头挡位。

2 变电站应向相关调度端上送下列自动电压控制遥信量：

- 1) 无功补偿装置断路器位置信号；
- 2) 变电站 AVC 就地/远方控制信号。

3 变电站接受调度端下发下列自动电压控制遥控/遥调命令：

- 1) 无功补偿装置投切；
- 2) 有载调压变压器抽头调节。

## 本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

## 引用标准名录

- 《电力调度通信中心工程设计规范》GB/T 50980
- 《运动设备和系统 第 6 部分:与 ISO 标准和 ITU - T 建议兼容的运动协议 第 503 篇:TASE. 2 服务和协议》GB/T 18700.1
- 《运动设备和系统 第 6 部分:与 ISO 标准和 ITU - T 建议兼容的运动协议 第 802 篇:TASE. 2 对象模型》GB/T 18700.2
- 《信息安全技术 网络基础安全技术要求》GB/T 20270
- 《电网通用模型描述规范》GB/T 30149
- 《智能运动网关技术规范》GB/T 31994
- 《电力系统同步相量测量装置通用技术条件》DL/T 280
- 《电力系统实时数据通信应用层协议》DL/T 476
- 《运动设备及系统:第 5 - 101 部分 传输规约基本运动任务配套标准》DL/T 634. 5101
- 《运动设备及系统:第 5 - 104 部分 传输规约采用标准传输协议子集的 IEC60870 - 5 - 101 网络访问》DL/T 634. 5104
- 《变电站通信网络和系统》DL/T 860
- 《能量管理系统应用程序接口(EMS - API)》DL/T 890
- 《电力系统图形描述规范》DL/T 1230
- 《220~550kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149
- 《电能计量系统设计技术规程》DL/T 5202
- 《发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5226
- 《风电功率预测系统功能规范》NB/T 31046
- 《光伏电站功率预测系统技术要求》NB/T 32011
- 《水电工程水情自动测报系统技术规范》NB/T 35003

中华人民共和国电力行业标准

电力系统调度自动化设计规程

**DL/T 5003—2017**  
代替 DL/T 5003—2005

条文说明



## 修 订 说 明

《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003—2017,经国家能源局 2017 年 8 月 2 日以第 8 号公告批准发布。

本标准是在《电力系统调度自动化设计技术规程》(DL/T 5003—2005)基础上修订而成,上一版的主编单位是西北电力设计院,主要起草人有:高希洪、谢玉和、范家正、王中阳、张伟。

本次修订的主要原则是:

1. 本标准更名为《电力系统调度自动化设计规程》。
2. 本次修编遵循实用、可靠、经济、先进等原则,结合用户需求和技术发展水平,综合考虑不同调度机构对于电网运行管理的各类要求,以达到电力行业标准的普遍适用性。
3. 本次修编根据《关于印发〈工程建设标准编写规定〉的通知》调整了规程的章节构成,强调了系统总体架构要求,增加了对应新能源场站接入的功能条款和技术要求,将自动发电控制章节内容合并至调度端系统自动控制部分。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

# 目 次

3	总体架构及要求	( 69 )
3.1	调度自动化系统总体架构	( 69 )
3.2	调度自动化系统总体要求	( 69 )
4	调度端部分	( 70 )
4.1	系统方案	( 70 )
4.2	系统功能	( 70 )
5	厂站端部分	( 71 )
5.1	信息采集原则及内容	( 71 )
6	信息传输及交互	( 72 )
6.2	信息交互技术要求	( 72 )
7	基础设施及辅助系统	( 73 )
7.2	基础设施	( 73 )

## 3 总体架构及要求

### 3.1 调度自动化系统总体架构

**3.1.3** 目前国内主要的电网运行单位所采用的调度自动化系统体系架构略有不同。在具体的设计过程中,应充分考虑当地电网实际情况,采用统一的技术标准对系统架构和功能配置进行规范,实现各级系统间的一体化运行。

**3.1.4** 主备调系统独立建设时,可采用同构或异构的方式。技术条件可行且存在一定需求时,可统一建设一套调度端系统,分布式布置在主调和备调中心,实现主备调一体化运行。当其中一个调度(调控)中心无法实施电网监控时,另一个调度(调控)中心自动化系统亦可独立承担电网监控业务。

### 3.2 调度自动化系统总体要求

**3.2.6** 本条引用的文件文号为:《电力监控系统安全防护规定》,国家发展和改革委员会 2014 年 14 号令;《电力监控系统安全防护总体方案》,国能安全〔2015〕36 号附件 1;《省级以上调度中心监控系统安全防护方案》,国能安全〔2015〕36 号附件 2;《发电厂监控系统安全防护总体方案》,国能安全〔2015〕36 号附件 4;《变电站监控系统安全防护总体方案》,国能安全〔2015〕36 号附件 5。

## 4 调度端部分

### 4.1 系统方案

**4.1.2** 本条提出调度端系统数据和服务共享的要求和方式。系统建设可依据当地电网制定的有关标准,要求各类应用采用相同的信息模型,或配置模型转换功能。

**4.1.3** 新建自动化系统时,根据综合评估项目建设需求,选择对现有系统进行改造或整体新建方式。

### 4.2 系统功能

**4.2.1** 本条对调度端系统应用功能的分类与命名基于各功能在调度运行中所支撑的业务内容进行。在具体的设计过程中,可根据当地电网实际情况,选择合适的分类与命名方法,对系统功能进行优化组合。每个应用类中的各个模块功能,应参照本标准执行。

**4.2.9** 智能辅助决策是提升调度自动化系统智能化水平的高级应用功能,可为运行人员提供驾驶舱环境的效果。本功能具体要求可根据技术发展和调度运行需求完善。

## 5 厂站端部分

### 5.1 信息采集原则及内容

**5.1.1** 根据现行国家标准《智能远动网关技术规范》GB/T 31994 的要求,厂站计算机监控系统的智能远动网关可实现运动、保护、相量、电能量、在线监测等信息的在线采集和综合上传。对于新建厂站,推荐采用计算机监控系统实现各类信息的采集、处理和传输功能。

**5.1.2** 厂站端信息采集内容与所在电网运行管理规定、调度端系统功能需求、调度(调控)中心远方/就地控制模式、厂站有人/无人值班模式等因素密切相关,本标准列出了通常情况下的采集内容,以供工程实施时参考。当调度端调度自动化主站系统不兼控制中心系统功能时,厂站端自动化数据按照本标准 B. 1、B. 2、B. 4、B. 5、B. 6、B. 7 进行采集;根据调度自动化应用对变电站的信息采集需求,增加本标准 B. 3、B. 8 的信息采集。当调度端调度自动化主站系统兼控制中心系统功能时,厂站端自动化数据还应增加按照本标准 B. 3、B. 8~B10 进行采集。

## 6 信息传输及交互

### 6.2 信息交互技术要求

**6.2.1** 330kV 及以上电压等级、属省级以上调度的无人值班变电站,与调度(调控)中心交互信息量较常规变电站增加很多,对带宽需求和信息安全性也提出了更高的要求,为了保证业务交互的可靠性和快速性,其接入通道带宽不宜小于  $2 \times 2\text{Mbps}$ 。

## 7 基础设施及辅助系统

### 7.2 基础设施

**7.2.10** 省级及以上调度自动化系统部分子系统的信息系统安全等级定为四级,根据《信息系统安全等级保护基本要求》的规定,对于第四级信息系统,“重要区域应配置第二道电子门禁系统”,调度自动化系统生产控制大区设备所在区域为重要区域,因此该区域应配置两道电子门禁。