

ICS

备案号：

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T —20
代替 DL/T —

变电站通信网络和系统 第 5 部分：功能通信要求和装置模型

Communication networks and systems in substations
Part5: Communication requirements for functions and device models

(idt IEC 61850-5)
(送审稿)

20 - - 发布

20 - - 实施

中华人民共和国国家发展改革委员会 发布

目 次

前言	V
引言	VII
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 缩写	4
5 变电站自动化系统的功能	4
5.1 概述	4
5.2 功能和接口的逻辑分配	4
5.3 功能和接口的物理分配	6
5.4 接口的任务	6
6 目标和要求	6
6.1 互操作性	6
6.2 静态设计要求	6
6.3 动态相互作用要求	7
6.4 响应性能要求	7
6.5 实现互操作性	7
6.6 一致性测试要求	7
7 功能定义规范	7
7.1 功能说明	7
7.2 逻辑节点说明	8
7.3 PICOM 说明	8
8 功能分类	8
8.1 系统支持功能	8
8.2 系统配置或维护功能	8
8.3 运行或控制功能	8
8.4 就地过程自动化功能	8
8.5 分布自动化支持功能	8
8.6 分布过程自动化功能	8
9 逻辑节点概念	9
9.1 逻辑节点和逻辑连接	9
9.2 规范化系统描述的需要	9
9.3 逻辑节点性能要求	10
9.4 通用功能分解为逻辑节点实例	10
10 PICOM 的概念	11
10.1 PICOM 属性	11
10.2 PICOM 和数据模型	11
11 逻辑节点列表	11
11.1 保护逻辑节点	13
11.2 监视控制逻辑节点	16
11.3 物理装置	18
11.4 系统和装置安全	18
11.5 一次设备相关逻辑节点	18

11.6 有关系统服务逻辑节点	20
12 逻辑节点应用	20
12.1 基本原理	20
12.2 基本实例	21
12.3 附加实例	22
12.4 建模注解	25
13 报文性能要求	25
13.1 概述	25
13.2 基本时间要求	26
13.3 事件时间定义	26
13.4 传输时间定义	26
13.5 报文类型介绍和使用	27
13.6 性能类介绍和使用	27
13.7 报文类型和性能类	27
14 数据完整性要求	30
15 系统性能要求	30
15.1 介绍	30
15.2 计算方法	30
15.3 计算结果	31
15.4 小结	31
16 数据模型附加要求	31
16.1 逻辑节点寻址要求	31
16.2 数据模型要求	31
附录 A (资料性附录) 逻辑节点和相关 PICOM	32
A.1 PICOM 组	32
A.2 逻辑节点列表	33
附录 B (资料性附录) PICOM 标识和报文分类	48
B.1 前言	48
B.2 PICOM 的标识和类型分配	49
B.3 PICOM 类型表	53
附录 C (资料性附录) 通信优化	55
附录 D (资料性附录) 功能定义规范	56
D.1 功能描述	56
D.1.1 功能任务	56
D.1.2 功能启动条件	56
D.1.3 功能执行结果或影响	56
D.1.4 功能的性能	56
D.1.5 功能分解	56
D.1.6 与其它功能的相互作用	56
D.2 逻辑节点的描述	56
D.2.1 引言	56
D.2.2 启动条件	56
D.2.3 PICOM 的输入/输出	56
D.2.4 运行模式	57
D.2.5 性能	57
附录 E (资料性附录) 功能和逻辑节点的相互作用	58
附录 F (资料性附录) 功能分类	59
F.1 系统支持功能	59
F.2 系统配置或维护功能	59

F.3 运行或控制功能	59
F.4 本地过程自动化功能	59
F.5 分布式自动化支持功能	60
F.6 分布式过程自动化功能	60
附录 G (资料性附录) 功能	61
G.1 系统支持功能	61
G.1.1 网络管理	61
G.1.2 时间同步	61
G.1.3 物理装置自检	62
G.1.4 软件管理	62
G.1.5 配置管理	63
G.1.6 逻辑节点运行模式控制	63
G.1.7 设定	64
G.1.8 测试模式	65
G.1.9 系统安全管理	65
G.2 操作和控制功能	65
G.2.1 存取安全管理	65
G.2.2 控制	66
G.2.3 状态信息瞬时变化使用	67
G.2.4 同期分合(定点分合)	67
G.2.5 定值组切换	68
G.2.6 告警管理	68
G.2.7 事件管理(SER)	69
G.2.8 配置数据和定值的获取	69
G.2.9 扰动/故障记录数据获取	70
G.2.10 日志管理	70
G.3 就地过程自动化功能	70
G.3.1 通用继电保护功能	70
G.3.2 距离保护(继电保护功能示例)	71
G.3.3 间隔联锁	71
G.4 分布式自动化支持功能	71
G.4.1 变电站级联锁	71
G.4.2 分布式同期控制	72
G.4.3 断路器失灵	72
G.4.4 自适应保护(通用)	73
G.4.5 反向闭锁功能(自适应保护实例)	73
G.4.6 负荷减载	73
G.4.7 负荷恢复	74
G.4.8 电压无功控制	74
G.4.9 供电线路切换和变压器转供	74
G.4.10 顺控	75
附录 H (资料性附录) 功能说明结果	76
H.1 功能间相互作用	76
H.2 功能分解为逻辑节点	78
附录 I (资料性附录) 性能计算	82
I.1 PICOM 方法	82
I.1.1 方法	82
I.1.2 动态性能需求的评估	82
I.1.3 计算结果	84

I.2 局域网 LAN 仿真用于动态性能评估的方法 88

I.2.1 方法 88

I.2.2 结论 91

I.2.3 局域网 LAN 通信流量的详细情况和总结 92

I.2.4 以太网共享式和交换式 HUB 配置 96

附录 J 补偿网络中保护功能示例（资料性附录） 补偿接地系统中保护功能示例 98

J.1 瞬时接地故障保护 PTEF 98

J.2 短时旁路 YPSH 98

J.3 双重接地故障 PTOC 98

附录 K（资料性附录） 参考文献 100

前 言

国际电工委员会

变电站内通信网络和系统
第 5 部分功能通信要求和装置模型

- 1) 国际电工委员会(IEC)是一个由所有国家电工委员会(IEC 国家委员会)组成的国际性标准化组织，国际电工委员会(IEC)的目的是为了推进在与电气和电子领域标准化有关的问题上促进国际间合作，为了这个目的及其它活动，国际电工委员会(IEC)发布国际标准，标准的编制委托技术委员会进行；任何对该题目感兴趣的国家委员会，与国际电工委员会(IEC)有联系的国际的、政府的、以及非政府的组织都可以参加编制工作。国际电工委员会(IEC)和国际标准化组织(ISO)间，按两个组织间协议规定的条件，实现了紧密的合作。
- 2) 由所有特别关切的国家委员会都参加技术委员会，由它所制定的国际电工委员会(IEC)就有关技术问题的正式的决议或协议，尽可能表达了有关题目的意见，这些意见是国际协商一致取得的。
- 3) 所产生的文件作为建议的形式供国际使用，并按标准、技术报告或导则的形式出版，并在此意义上为各个国家委员会所接受。
- 4) 为了促进国际间统一，各国家委员会承诺；最大限度可能透明地采用国际电工委员会标准，用于它们的国家标准或地区标准。在国际电工委员会和相应国家或地区标准间有任何不同之处，应当在国家或地区标准中指明。
- 5) 国际电工委员会对任何宣称符合它的标准的设备不设标识申请程序以示认可，也不对此负有责任。
- 6) 提醒注意此国际标准的一些内容可能属于专利权的内容，国际电工委员会不负责去识别这些专利权的局部或全部。
- 国际标准 IEC 61850-5 由国际电工委员会第 57 技术委员会——电力系统控制以及通信委员会第 10，11，12 工作组——变电站通信网络和系统工作组起草制定。

本标准文本基于下列文件：

FDIS	投票报告
57/641/FDIS	57/649/RVD

上表给出的投票报告中给出投票通过本标准的全部资料。

本标准编写格式符合 ISO/IEC 指南第 2 部分。

本文件内容基于现有的或公布的标准和应用，尤其是本文件系统地表述通信要求的方法基于：

CIGRE Technical Report, Ref. No. 180, Communication requirements in terms of data flow within substations. CE/SC 34 03, 2001, 112 pp. Ref. No. 180

K.P. Brand, *Communication requirements in terms of data flow within substations – Results of WG34.03 and standardization within IEC*, **Electra** 173, 77-85 (1997)

IEEE-SA TR 1550-2003: IEEE-SA Technical Report on Utility Communications Architecture (UCA™), Version 2.0, Part 4: UCA Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment (GOMSFE).

本文件是变电站通信网络和系统国际标准 IEC61850 系列中的一部分。本标准发表时，下列部分将成为 IEC61850 系列标准的组成部分。

IEC61850-1 变电站内通信网络和系统——第 1 部分：前言和概述

IEC61850-2 变电站内通信网络和系统——第 2 部分：术语

IEC61850-3 变电站内通信网络和系统——第 3 部分：一般要求

IEC61850-4 变电站内通信网络和系统——第 4 部分：系统和项目管理

IEC61850-5 变电站内通信网络和系统——第 5 部分：功能通信要求和设备模型

IEC61850-6 变电站内通信网络和系统——第 6 部分：变电站自动化系统配置语言

IEC61850-7-1 变电站内通信网络和系统——第 7-1 部分：变电站和馈线设备基本通信结构——原理和模型

IEC61850-7-2 变电站内通信网络和系统——第 7-2 部分：变电站和馈线设备基本通信结构——抽象服务接口

IEC61850-7-3 变电站内通信网络和系统——第 7-3 部分：变电站和馈线设备基本通信结构——通用数据类

IEC61850-7-4 变电站内通信网络和系统——第 7-4 部分：变电站和馈线设备基本通信结构——兼容逻辑节点类和数据类

IEC61850-8-1 变电站内通信网络和系统——第 8-1 部分：特殊通信服务映射（SCSM）——映射到 MMS（ISO/IEC9506 第 1 部分和第 2 部分）

IEC61850-9-1 变电站内通信网络和系统——第 9-1 部分：特殊通信服务映射（SCSM）——串行双向多点对点连接

IEC61850-9-2 变电站内通信网络和系统——第 9-2 部分：特殊通信服务映射（SCSM）——基于过程总线在 IEEE802.3 上映射

IEC61850-10 变电站内通信网络和系统——第 10 部分：一致性测试

本标准编写格式符合 ISO/IEC 指南第 2 部分。

TC 57 委员会已决定在 2005 年前，本标准内容保持不变。到 2005 年，本标准将：

- 确认
- 撤消
- 修改
- 增补

引 言

制定 IEC61850 系列标准是为了实现变电站内所有装置间的互操作。变电站内所有装置间的通信应满足变电站中所完成全部功能的要求。各装置配置功能及分配给不同控制层次的功能常常不是固定的，配置方法和策略取决于生产厂家、用户和现代技术水平。从而，导致变电站内不同通信接口不同的通信要求。本系列标准支持功能任意配置。

借助于制定本系列标准的技术方法和标准文件的组织结构，本系列标准不仅可在较长的时间内适用，且可跟踪通信技术的快速发展。图 1 给出了本系列标准第 5 部分与本系列标准其他部分的关系。IEC61850 系列标准文件组织和编排使得本系列标准某一部分的变更不要求另一部分作大的相应改动，即，基于本标准通信要求的本系列标准中其它标准。这些标准中定义的建模要求不改变本标准的通信要求。本系列标准总则、要求规范和建模等部分与任何实现无关。本系列标准与具体应用中联系紧密的部分仅在本系列标准某一标准部分中定义。

IEC61850 系列标准第 5 部分规定了变电站功能的通信要求和装置模型。

建立通信模型要求定义众多对象（如，数据对象、数据集、报告控制、登录控制）以及对象提供的服务（取数、设定、报告、创建、删除）。这些在本系列标准中第 7-X 部分中用对实现的明确接口来定义。为利用通信技术的长处，IEC61850 系列标准中，不定义新的开放式系统互联 OSI 协议栈，仅在本系列标准的第 8 部分和第 9 部分分别规定了在现有协议栈上的标准映射。本系列标准中还包含变电站配置语言（第 6 部分）和标准一致性测试。IEC61850 系列标准的一般结构以及本标准在该系列标准中相对位置如图 1 所示。

注：为维持 IEC61850 系列标准这样分层编排，不与应用和实现要求混在一起，客户、服务器、数据对象等术语一般不在第 5 部分使用。象 PICOM 属于应用要求的术语，在第 7 部分（建模）、第 8 部分和第 9 部分（特殊通信服务映射）中一般不使用。



图 1 本标准在 IEC61850 系列标准中相对位置

变电站内通信网络和系统-第 5 部分：功能通信要求和装置模型

第 5 部分：功能通信要求和装置模型

1 范围

本标准适用于变电站自动化系统 (SAS)，规定了智能电子设备之间的通信和相关系统要求。

本标准规定了变电站自动化系统所完成功能的通信要求和装置模型。标识所有已知的功能和通信要求。

功能的描述并不是用于功能标准化而是用于标识技术服务和变电站之间、变电站内智能电子设备 (IED) 之间的通信要求。基本目标是所有相互作用中互操作。

对功能和实现标准化，完全超出本标准的范围，因而，将功能分配到装置不能假设仅有一种分配策略。为支持功能自由分配要求，定义了将功能分解为相关通信部分的方法，规定了交换数据和它们的性能要求。对典型变电站配置，由数据流计算补充前述规定。

变电站智能电子设备，譬如保护装置也可能安装在象电厂这样的场所。对于在这些场所安装的装置，使用本标准可能方便系统集成，但这已超出本标准的范围。

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。

下列引用标准含有本标准引用，并构成 IEC61850 系列标准本部分的条文。在标准发表时，所示版本有效。所有引用标准均会修改，基于 IEC61850 标准这部分，各参与者同意研究应用下列引用标准最新版本的可能。IEC 和 ISO 国际组织负责保持登记当前有效国际标准。

IEC 60044-8 Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers

IEC60870-4 远动设备和系统——第 4 部分：性能要求

IEC61346 (all parts) Industrial systems, installations and equipment and industrial products – Structuring principles and reference designations

IEC61850-2 变电站内通信网络和系统—第 2 部分术语

IEC 62053-22 Electricity metering equipment (a.c) – Part22: Static meters for active energy (classes 0.2 S and 0.5 S)

IEEE Std C37.2-1996, IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designation

注：资料参考文献列在书目的附录中。

3 术语和定义

本标准采用 IEC61850-2 中给出的术语和定义以及下列术语和定义。

3.1

功能 function

由变电站自动化系统执行的任务称之为功能。一般来讲，一个功能是由若干一些相互交换数据的部分组成，这些部分称之为逻辑节点。按照定义，仅有逻辑节点交换数据，因此，一个同其他功能交换数据的功能必然至少有一个逻辑节点。在 IEC 61850 系列标准中，仅有逻辑节点中数据才能进行交换。

3.2

分布功能 distributed function

由位于不同物理装置上的两个或多个逻辑节点完成一个功能时，这个功能称之为分布功能。由于所有功能都以某种方式进行通信，就地或分布功能的定义并不唯一，而取决于直至功能完成时，功能各个执行环节定义。在一个逻辑节点，或一个有关通信连接的逻辑节点不能正常工作时，功能可能被完全**闭锁**，或若可使用的话，功能有较大**降级**。

3.3

系统 system

一组完成一共同任务的交互实体，其中枢是某种通信机制。

3.3.1

逻辑系统 logical system

IEC 61850 系列标准中，逻辑系统是完成某种整体任务的全部应用功能的（逻辑节点）通信集，如，变电站管理。

3.3.2

物理系统 physical system

拥有这些功能和互连的物理通信网络的全部装置交互集。系统边界由其逻辑或物理接口给出。例如，工业系统、管理系统、信息系统。在 IEC 61850 系列标准范围里，指变电站自动化系统。物理系统的中枢是其通信系统。

3.3.3

变电站自动化系统 substation automation system

对变电站，即一次系统进行运行保护、监视的系统。为达这一目的，变电站自动化系统使用全数字技术和串行通信连接（通信系统）。

3.3.4

一次系统 primary system

指所有电力系统设备和开关设备的常用术语。

3.3.5

二次系统 secondary system

变电站中，用于运行、保护和监视一次系统的所有装置和系统交互集。对全数字化技术应用情况，二次系统是变电站自动化系统的同义语。

3.3.6

通信系统 communication system

全部通信链路的相互链集。

3.4

装置 device

为实现某一用途或完成某一功能而设计的设备部件。例如：断路器、继电器，或者变电站计算机。用有关适当装置的模型描述通信相关特性。

3.4.1

智能电子设备 (IED) intelligent electronic device

由一个或多个处理器构成，且有能力接收外部资源和（或）向外部资源发送数据和（或）控制命令的装置。如，电子多功能仪表、数字式继电器、控制器等。智能电子设备 IED 是一个实体，一个在一定范围内，接口限定的条件下，能够完成一个或多个特定逻辑节点任务的实体。智能电子设备有一内部时钟，提供时间标志，对此，其它地方不再加以说明。实际应用，对智能电子设备内部时钟还需加上系统范围时钟同步要求。

3.4.2

物理装置 (PD) physical device

在本标准内容中，物理装置等同于智能电子设备。

3.5

逻辑节点 (LN) logical node

逻辑节点是交换数据功能的最小部分。逻辑节点代表物理装置内的某项功能，执行这一功能的某些操作。逻辑节点是一个由数据和方法定义的对象。与一次设备相关的逻辑节点不是一次设备本身，而是它的智能部分或者是它在二次系统中的映像，即本地或远方 I/O 单元，智能传感器和执行器等。

3.6

连接 connection

实体间链路

3.6.1

逻辑连接 (LC) logical connection

逻辑节点之间的通信连接。

3.6.2

物理连接 (PC) physical connection

物理装置之间的通信连接。

3.7

互换性 interchangeability

互换性是指可用同一厂家或不同厂家的装置相互替换。互换装置具有相同的通信接口且至少提供相同功能,并且互换对系统的其它部分没有影响。若功能差异可接受,互换也可能要求系统某处作出改变。互换性更严格的意义是指功能和装置的标准化。然而,功能和装置标准化均不在本标准的讨论范围内。

3.8

互操作性 interoperability

互操作性是指同一厂家或不同厂家的两个或多个智能电子设备具有交换信息并使用这些信息进行正确协同操作的能力。互操作性是互换性的先决条件。

3.9

通信信息片 PICOM

PICOM 通信信息片 (Piece of Information for COMMunication) 描述两个逻辑节点间,给定逻辑连接且具有给定通信属性的信息交换。PICOM 也包含待传输的信息和要求的属性,如,性能。它并不表示在通信网络上传输的数据的实际结构和格式。这部分信息可在 IEC61850-8 和 IEC61850-9 中查询到。假设的逻辑点对点连接描述的是交换信息的源和目的地,而不是规定通信过程,因而多播和广播通信过程未排除在外。

注:PICOM 方式被 CIGRE 国际大电网 34.03 工作组采纳(根据 CIGRE 技术报告,Ref.No.180),也用作性能要求。

3.10

间隔 bay

变电站中具有某些共同功能、紧密连接的部分。例如:进线或者出线与母线之间的开关设备;由断路器、隔离刀闸及接地刀闸组成的母线连接设备;在两个不同电压等级母线之间的变压器及其相关开关设备;1 $\frac{1}{2}$ 接线中串;环型接线(断路器和两侧刀闸)中的虚拟间隔等。这些部分通常包含一个受保护的装置,如变压器或末端线路,其中开关设备的控制,具有某些共同的约束条件,如联锁或者明确定义的操作序列。

这些部分的识别区分对于维修(哪些部分断开同时对变电站其余部分影响最小)以及扩展计划(如果增加一条新线路,哪些部分须增加)非常重要。这些部分称为间隔,并且由那些叫“间隔控制器”和“间隔保护”的装置管理。这些装置的功能代表了整个变电站层下的附加逻辑控制层,称之为“间隔层”。物理上,间隔层并不必须存在于任何变电站,也就是说,可能完全没有“间隔控制器”这样物理装置。

3.11

串 diameter

该术语用于 3/2 接线。一个串指两条母线间一个完整的开关间隔,即 2 条线路和 3 个断路器和相关隔离刀闸、地刀,电流互感器和电压互感器。对于操作、维护和扩展,串具有某些共同的功能关系。

3.12

功能层功能 level functions

与变电站自动化系统某些控制层有关的功能。

3.12.1

间隔层功能 bay level functions

那些主要使用间隔数据,作用于间隔内一次设备的功能。间隔功能的定义考虑了变电站一次结构中某种广义的子结构(参见 3.10)和有关这种子结构,二次系统中(变电站自动化)某些就地功能,即

自治功能。这样一些功能如线路保护、间隔控制。它们在间隔层内，经逻辑接口 3 通信，经逻辑接口 4 和 5 与过程层，即与远方 I/O，智能传感器和控制器通信。接口 4 和 5 也可能是使用电缆接线，但电缆接线接口不属于 IEC61850 范围。

3.12.2

过程层功能 process level functions

过程层功能指与过程接口的全部功能，基本状态量和模拟量输入输出功能，如，数据采集（包括采样）、发出控制命令。过程层功能经逻辑接口 4 和 5 与间隔层通信。

3.12.3

变电站层功能 station level functions

变电站层功能将变电站看作一个整体，分为有关过程和接口的两类变电站层功能。

3.12.4

过程有关变电站层功能 process related station level functions

过程有关变电站层功能指的是这样一种过程：使用一个以上间隔数据或整个变电站的数据，控制一个以上间隔的一次设备或整个变电站。实例有：站级联锁、顺控、母线保护。该功能主要经接口 8 通信。

3.12.5

接口有关变电站层功能 interface related substation level functions

接口有关变电站层功能表示变电站自动化系统 SAS 与就地变电站运行人员人机接口 HMI、与远方控制中心接口 TCI 或与远方监视和维护工程师办公接口 TMI 等功能。这些功能经逻辑接口 1 和 6 与间隔层通信，经逻辑接口 7 和远方控制接口与外部接口通信。逻辑上，本地或远方人机接口并没有差别。在变电站中，在变电站边界至少存在一个虚拟接口。对于 TCI 和 TMI 也同样。这些虚拟接口在某些实现中可能作为代理服务器。

4 缩写

GPS	全球定位系统（时间源）
HMI	人机接口
I/O	输入/输出接点或通道（取决于具体内容）
IED	智能电子设备
IF	（串行）接口
LAN	局域网
LC	逻辑连接
LN	逻辑节点
MMS	制造报文规范
NCC	电网控制中心
OSI	开放式系统互连
PC	物理连接
PD	物理装置
PICOM	通信信息片
SAS	变电站自动化系统
TCI	远动接口（如，电网控制中心）
TMI	远方监视/维护接口（如，工程师办公地）

5 变电站自动化系统的功能

5.1 概述

变电站自动化系统（SAS）的功能指必须在变电站执行的任务。这些功能完成变电站的设备及其馈线监视、控制、保护。另外，还包括一些变电站自动化系统维护功能，即系统配置、通信管理或软件管理等功能。

5.2 功能和接口的逻辑分配

变电站自动化系统的功能逻辑上可分配在三个不同的层面上（变电站层、间隔层或单元层、过程层）。这些层及逻辑接口 1~10、它们之间的逻辑关系如图 2 所示。

a) 过程层功能指与过程接口的全部功能，这些功能通过逻辑接口 4 和 5 与间隔层通信。
b) 间隔层功能（参见 3.10）主要使用一个间隔的数据并且对这个间隔的一次设备进行操作。这些功能通过逻辑接口 3 实现间隔层内通信，通过逻辑接口 4 和 5 与过程层通信，即与各种远方 I/O，智能传感器和控制器通信。接口 4 和 5 也有可能通过二次电缆连接，但二次电缆接口不在 IEC61850 范围内。

c) 变电站层功能有两类：

- 1) 过程有关变电站层功能。即，使用多个间隔或者全站的数据，并且对多个间隔或全站的一次设备进行监视和控制。这些功能主要通过接口 8 通信；
- 2) 接口有关变电站层功能。表示变电站自动化系统与本站运行人员的接口 HMI（人机接口），与远方控制中心的接口 TCI（远动接口），与监视和维护远方工程管理接口（TMI）的接口。这些功能通过逻辑接口 1 和 6 与间隔层通信，通过逻辑接口 7 和远方控制接口与外部通信。

注 1：认为接口 2 远方保护不在本标准的讨论范围之内。由于对远方保护，接口 8 交换的数据与站内交换的数据类型相同，建议将来采用 IEC 61850 标准。

注 2 连接电网控制中心(NCC)的远方控制接口(IF10)不在本标准讨论范围之内。相关的 IEC 标准是 IEC 60870-5-101 和 IEC 60870-5-104。为减少与电网控制中心连接的网间工作，未来调整将非常方便。因为在控制中心之间所交换的数据有一部分和变电站与电网控制中心之间交换的数据相同，因此建议 IEC 61850 与相关标准 IEC60870-6（TASE2）协调。本标准将用于从过程层直到电网控制中心未来无缝通信结构。因为接口 7 和接口 10 使用可能有重叠，故建议协调两个接口的标准。

注 3：过程层和间隔层部分功能可能集成在一个装置中，没有物理上分离。除了物理上实现，不改变逻辑结构（参见 5.3）。

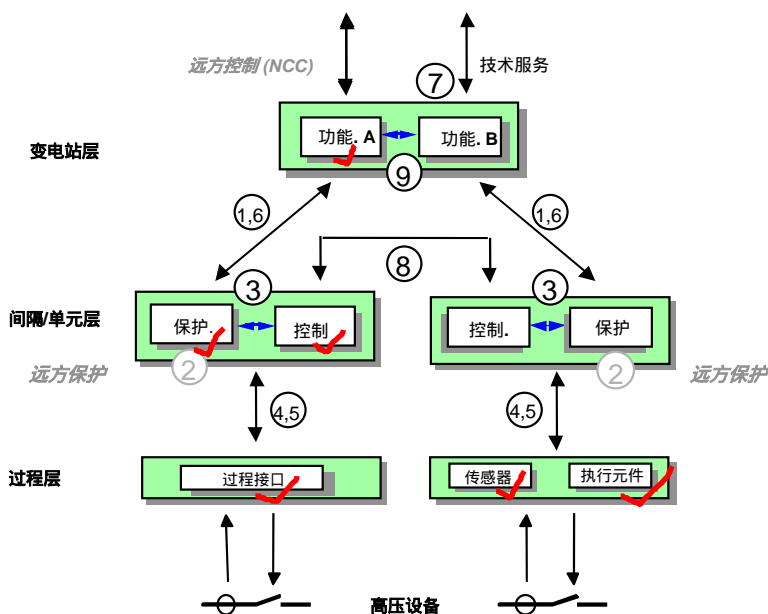


图 2 变电站自动化系统功能层和逻辑接口

接口含义：

- IF1：间隔层和变电站层之间保护数据交换；
- IF2：间隔层与远方保护（不在本标准范围）之间保护数据交换；
- IF3：间隔层内数据交换；
- IF4：过程层和间隔层之间电压互感器 PT 和电流互感器 CT 瞬时数据交换（尤其是采样）；
- IF5：过程层和间隔层之间控制数据交换；
- IF6：间隔和变电站层之间控制数据交换；
- IF7：变电站层与远方工程师办公地数据交换；
- IF8：间隔之间直接数据交换，尤其是象联锁这样快速功能；
- IF9：变电站层内数据交换；
- IF10：变电站（装置）和远方控制中心之间控制数据交换（不在本标准范围）。

变电站自动化系统的装置可能安装在三个不同的功能层上(变电站层、间隔层和过程层)。这参见图 2 物理解释。

注 4：通过使用广域网、局域网以及过程总线技术，使得功能在通信环境下实现分布。然而，功能分布不约束使用某一种通信技术。

- (1) 过程层装置典型是远方过程接口，如与过程总线连接的 I/O、智能传感器和控制器。如图 2；
- (2) 间隔层装置由间隔内控制、保护和监视单元构成；
- (3) 变电站层装置由配有数据库的站级计算机、操作场所、远方通信接口等组成。

5.3 功能和接口的物理分配

除了逻辑层与物理层相似之外，将逻辑功能结构映射为物理设备结构有多种方法。这一映射取决于可用性和性能要求、价格的制约、现代技术等。

站级的计算机可能作为客户机，仅具有人机接口、远方控制接口和远方监视接口等基本功能。所有其它的站级功能可能完全分布在间隔层的装置上。在这种情况下，接口 8 就是系统的主干。另一方面，像全站范围联锁等所有站层的功能可能放在站级计算机中，既作为客户端又作为服务器。这样，接口 1 和 6 接替接口 8 的所有功能。实际上，也存在着许多其它可能解决方案。

间隔层的功能可能由专门的间隔层装置(保护单元、控制单元，有或无冗余配置)完成，或者由保护和组合单元完成。某些功能可能由功能自由分配支持，物理上下移到过程层。

若没有串行接口 4 和 5，则由间隔层装置实现过程层功能。串行接口 4 和 5 实现仅包含远方 I/O 装置功能，即智能传感器和控制器，过程层上已提供某些间隔层功能。

逻辑接口可能作为专用物理接口实现，2 个或多个逻辑接口也可组合形成一个公用物理接口。另外，这些接口可能组合形成一个或多个物理局域网络。对这些物理接口的要求依赖于功能如何分布到层和各个装置。

5.4 接口的任务

变电站并不必须具备所有接口。这种灵活的方法既适用于现在改建和新建变电站，也可用于未来新建变电站。

图 2 的接口编号有助于确定变电站所需要的接口类型以及数据流计算。

众多接口允许方便地定义两个重要的局域网或总线系统：相当常见，接口 1、6、3、9、8 组合成变电站/间隔内总线，连接变电站层与间隔层以及不同的间隔。接口 4、5 组合成过程总线，它连接间隔层与过程层以及不同过程层的 IED。过程总线常仅限定在单个间隔。如果过程总线扩展到多个间隔，它可接替控制接口 8 的任务，至少提供原始数据。

接口 7 专用于与远方监视中心的外部通信。它也可通过直接与变电站或间隔内总线接口而实现。接口 2 专用于与远方保护装置通信、接口 10 专用于与远方控制通信，均不在本标准的讨论范围内(参见 5.2 条注 1 和注 2)。

根据功能的分配，本标准 13 章中基于通信性能要求的报文类型可能分布在不同的接口中。功能的自由分配意味着这样一种分配对所有变电站自动化系统并不是共同的。

6 目标和要求

6.1 互操作性

IEC61850 系列标准的目标是为来自不同厂商的智能电子设备提供互操作性，更严格地说，是为在变电站中执行且常包含在不同制造商提供的设备(物理装置)中的功能提供互操作性。互换性超出本标准的范围。根据 IEC 61850 系列标准，除互操作性外，互换性也需要标准化的功能。

对来自不同制造商的装置，互操作性考虑下列几个方面：

- (1) 装置应可使用通用的协议连接到通用的总线上(语法)；
- (2) 装置应理解别的装置提供的信息(语义)；
- (3) 若有要求(分布功能)，装置应共同完成公共的或相互关联的功能。

由于对系统结构和数据交换没有约束，故为提供互操作性，还应满足一些静态和动态要求。

6.2 静态设计要求

欲满足各种配置的互操作性目标，则有下列要求。这些要求并不是完全相互无关。

(1) 通信应支持功能自由分配到装置上，即，通信必须允许功能在任何装置上执行。这并不意味着所有装置必须支持全部功能；

- (2) 变电站自动化系统的功能以及通信性能描述应与设备无关，即不涉及任何智能电子设备实现；
- (3) 应详细描述功能以便标识交换的信息；
- (4) 与分布功能无关的装置间交互由其中逻辑接口加以描述。实现中，这些逻辑接口可自由分配给物理接口或局域网。
- (5) 满足现有的功能和通信要求，IEC 61850 对未来功能提出的通信需求开放。

6.3 动态相互作用要求

对任意数据交换的互操作性目标有下列要求，这些要求并不完全相互无关。

- (1) 本系列标准应定义待传输的通用信息，定义支持变电站自动化系统已有功能和未来扩展功能的通信性能。给出功能扩展准则；
- (2) 信息交换数据应同所有相关属性一起定义（参见 PICOM）；
- (3) 被交换的数据应携带全部属性以便数据接收者明确理解；
- (4) 应定义和保证在各种情况下，可接受的被交换数据整体传输时间。

6.4 响应性能要求

由于互操作性也要求使各种功能正常运行，因而必须考虑接收节点中应用的响应。

- (1) 接收节点的反应必须满足所执行的分布功能整体要求；
- (2) 在各种降级情况下，如各种错误报文、通信中断而丢失数据、资源限制、超出范围的数据等等，必须对功能的基本性能加以规定。这是非常重要的，如果整个任务不能成功地结束，如远方节点不响应或以正常方式回应。

这些有关功能要求是当地的事情，不属于本系列标准范围。对 IEC 61850 系列标准提出的要求是应提供适当的品质属性与数据一同传输。

6.5 实现互操作性

为实现互操作性，根据本标准其它部分中变电站功能的不同通信要求，标识和分类变电站执行的功能，清晰地定义数据交换的要求。自由分配和分布功能的互操作性意指在通信实体中对功能作适当分解。为来自不同制造商的装置能相互理解对方信息，建立适当的数据和通信服务模型（本系列标准第 7 部分），明确地定义这个模型到现代通信协议栈的映射（本系列标准第 8、9 部分）。

6.6 一致性测试要求

互操作性不仅依赖于装置的性能和系统设计，也与工程管理有关。一致性测试，把装置作为系统的一个元件，验证其通信性能与 IEC61850 标准互操作性规范的一致性。一致性测试规定了装置的测试方法，以检验相应的装置正确完成通信功能。检验通过的原则也必须加以仔细定义。一致性测试包括使用各种仿真器，模拟变电站和通信网络数据。

一致性测试定义在 IEC61850 系列标准第 10 部分中给出。

7 功能定义规范

为了获得变电站中通信要求，有必要为每一个功能提供一个标识。功能的说明考虑逻辑节点和 PICOM 方式，由三个步骤构成：

- 功能说明，包括功能分解成逻辑节点
- 逻辑节点说明，包括相互交换 PICOM 信息
- PICOM 描述，包括其属性

由于变电站功能无论任何标识总是不完备的，故，假设所标识的功能以一非常有代表性的方式覆盖变电站的全部通信要求。

7.1 功能说明

在附录 G 中给出的功能说明提供下列信息

- 功能任务
- 功能启动原则
- 功能结果或影响
- 功能性能
- 功能分解

注：这里说明使用逻辑节点怎样分解功能，典型地存在几种分解集。由于通信基于相互作用逻辑节点，因而这一部分信息很重要。

- 与其它功能单元之间的交互

7.2 逻辑节点说明

本标准后述部分给出逻辑节点说明，提供以下信息：

- 分组。依据各逻辑节点最常用的应用领域进行分组
- 简短的功能说明
- 如果有的话，IEEE 装置功能的编号（仅用于保护及与保护有关的逻辑节点）
- IEC61850 文档中用到的缩写
- 以表格说明功能和逻辑节点的关系（见附录 H）以及功能描述（见附录 A）
- 以表格描述交互的 PICOM（见附录 A）

7.3 PICOM 说明

在第 10 章部分给出的 PICOM 说明，提供下列信息：

- 语法
- 逻辑点对点连接
- 性能要求
- 数据类型

8 功能分类

将功能分成若干大类。某些功能可能并不属于所划分的类，只是按常规对这些功能进行归类。功能列表如下。附录 G 给出功能说明。

8.1 系统支持功能

- 网络管理
- 时间同步
- 物理装置自检

8.2 系统配置或维护功能

- 节点标识
- 软件管理
- 配置管理
- 逻辑节点运行模式控制
- 设定
- 测试模式
- 系统安全管理

8.3 运行或控制功能

- 访问安全管理
- 控制
- 指示瞬时变化的运行使用
- 同期分合（定点分合）
- 参数集切换
- 告警管理
- 事件（管理和）记录
- 数据检索
- 扰动/故障记录检索

8.4 就地过程自动化功能

- 保护功能（通用）
- 距离保护（保护功能示例）
- 间隔联锁
- 测量、计量和电能质量监视

8.5 分布自动化支持功能

- 全站范围联锁
- 分散同期检查

8.6 分布过程自动化功能

- 断路器失灵

- 自适应保护（通用）
- 反向闭锁（自适应保护功能示例）
- 负荷减载
- 负荷恢复
- 电压无功控制
- 馈线切换和变压器转供
- 自动顺控

9 逻辑节点概念

9.1 逻辑节点和逻辑连接

为了满足上述全部要求，尤其是功能自由分布和分配，所有功能被分解成逻辑节点，这些节点可分布在一个或多个物理装置上。由于有一些通信数据不涉及任何一个功能，仅仅与物理装置本身有关，如铭牌信息、装置自检结果等，为此需要一个特殊的逻辑节点“装置”，为此引入 LLN0 逻辑节点。逻辑节点间通过逻辑连接（LC）相连，专用于逻辑节点之间数据交换。因此，本标准将定义逻辑节点之间的通信。

这一方法如图 3 所示。逻辑节点分配给功能（F）和物理装置（PD）。逻辑节点通过逻辑连接互连，物理装置则通过物理连接实现互连。逻辑节点是物理装置的一部分，逻辑连接则是物理连接的一部分。专用于物理装置的逻辑节点“装置”图示为 LN0（在图 3 中介绍的逻辑节点四字母编码中，该逻辑节点记为 LLN0）。

由于难以为当前和未来的应用定义全部功能，规定各种分布和相互作用，故，以某种通用的方法规定和标准化逻辑节点间的相互作用显得非常重要。

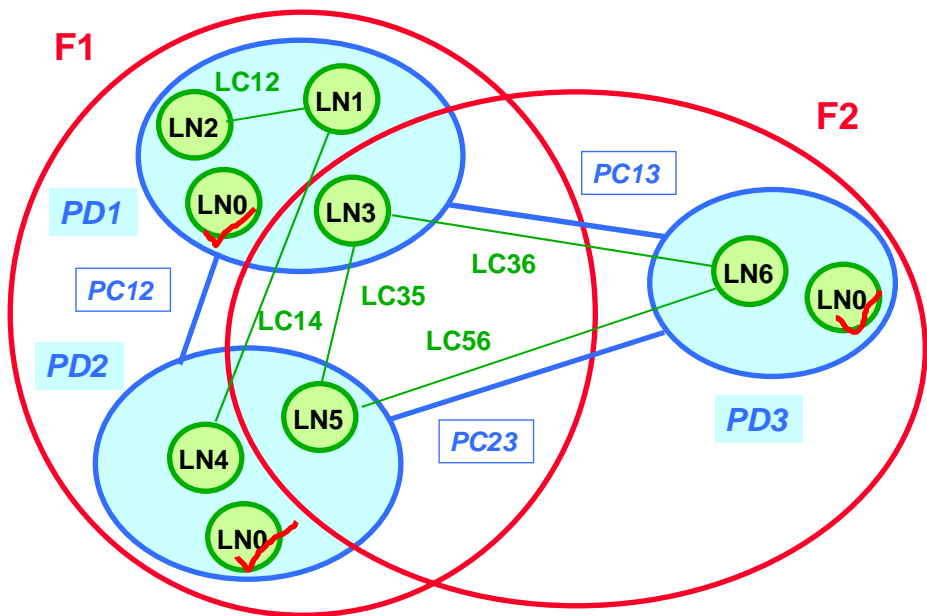


图 3 逻辑节点和逻辑连接概念

9.2 系统形式描述的需要

通信系统的静态结构描述数据从哪儿来（发送逻辑节点）到哪儿去（接收逻辑节点），即通信系统的静态结构必须在系统建立阶段设计或议定。运行中动态开放和关闭通信通道总是针对于给定的静态通信结构。为控制自由分配和建立可互操作的系统，应为通信管理提供一严格的装置和系统形式描述。由本系列标准第 6 部分（IEC61850-6）（变电站配置语言）规定这种描述。

9.3 逻辑节点性能要求

每一个接收的逻辑节点应知道需要什么样的数据以完成它的任务；即，它应能检查所接收数据的完整性~~和有效性~~，具有适当的品质。象变电站自动化这样的实时系统中，最重要的有效性准则是数据的时效~~效~~。发送逻辑节点设置大多数数据品质属性，接收节点的任务检查数据是否过时。因为，在信息丢失~~和~~不完整情况下，不可能得到具有可接受时效的数据。故检查数据时效~~，覆盖了信息丢失和不完整情况。~~从而，分布的逻辑节点之间互操作通信要求减化为对可得到或需要的数据标准化，以及对在本系列标准第 7 部分（IEC61850-7-X）定义的适当数据模型中数据有效性属性赋值。

上述要求中，发送逻辑节点意味着是原始数据源，它保持这些数据最新值；接收逻辑节点按照相关功能处理这些数据。对镜像数据（过程、代理服务器等数据库映像）情况，保存的镜像数据应满足使用这些数据功能所需要的时效（有效程度）。

若数据受到破坏或丢失，接收逻辑节点不能按正常方式运行，可能处于降级运行方式。因此，逻辑节点在正常和降级两种工作方式下的性能都必须认真地进行定义。功能的降级情况性能需要根据功能自身的情况分别设计，这超出了本标准的范围。但是需要借助于标准化的报文或适当的数据属性，将这种情况通知分布功能的其它逻辑节点和系统管理者，以便让它们采取必要的措施。如果有时间，可以请求数据重发（重入）。分布逻辑节点在各种情况下的详细系列性能根本不可能标准化。

基于复杂互操作性数据的事例是基于同一数据集（开关的位置）不同的互锁算法（例如：基于布尔逻辑或拓扑结构的互锁）。

既然逻辑节点的概念以一种一致和易于理解的概念覆盖了主要的要求，因而逻辑节点这个概念本身可以看作一个要求，用于本系列标准第 7 部分给出的详细建模中。

9.4 通用功能分解为逻辑节点实例

图 4 给出了数个通用功能的实例。

- 同期断路器分合
- 距离保护
- 过电流保护

这些功能被分解为若干逻辑节点，列表于图 4 中。所分配的物理装置用编号加以说明。

1. 变电站计算机
2. 同期分合装置
3. 距离保护单元，集成过流保护功能
4. 间隔控制单元，
5. 电流互感器
6. 电压互感器
7. 母线电压互感器

包含在物理装置中的逻辑节点“装置”（LLN0）没有显示出来。

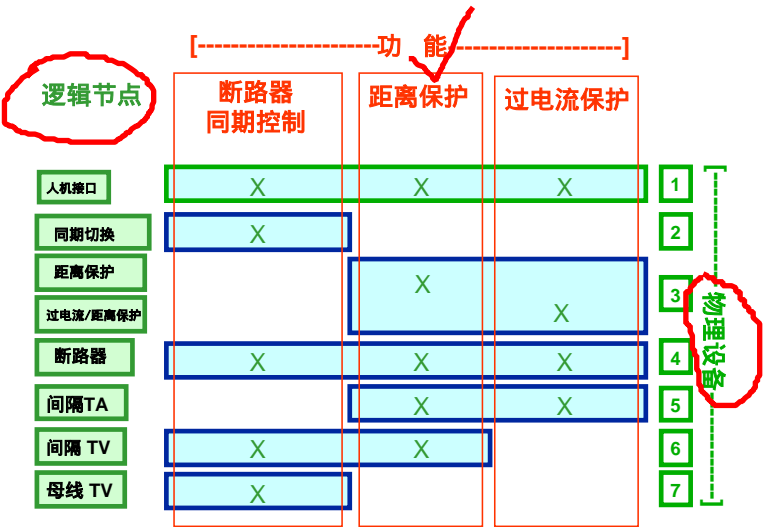


图 4 逻辑节点概念应用实例

10 PICOM 的概念

由国际大电网第 34.03 工作组引入的 PICOM 概念（根据国际大电网技术报告 Ref. No. 180）用来描述逻辑节点之间信息交换。PICOM 的各个部分或属性如下：

- 数据，表示信息的内容和功能所用标识（语义）；
- 类型，描述数据的结构，即它是否是一个模拟量或一个开关量，是单值或一组数据等；
- 性能，即数据允许的传输时间（由性能类定义）、数据的完整性和数据传输的原因和方法（例如：周期传输、事件驱动、请求发送）；
- 逻辑连接，包括逻辑源（发送逻辑节点）和逻辑接收终点（终点或接收逻辑节点）。

注：PICOM 说明了交换信息（“内容”）和通信要求（“属性”）。“导线上传输比特”内容在映射中，即 IEC61850-8 和 IEC61850-9 部分说明。

10.1 PICOM 属性

根据用途，可分为三类属性。

10.1.1 任一报文都要用的 PICOM 属性

- 值：信息本身的值。视需要。
- 名字：数据标识
- 源：信号发出的逻辑节点
- 终点：接收信号的逻辑节点
- 时间标记：标识数据时效的绝对时间。视需要。
- 传送优先级：用于
 - 逻辑节点的输入队列（若多于一个）
 - 对于中间逻辑节点，逻辑节点输入/输出（重发次序）
- 时间要求：循环时间或整体传输时间，通过时间标记来检查数据有效性。

注：为规定通信要求，必须成对标识源和目的地。对通信而言，有时多播和广播报文对通信更为方便，但这是通信实现中的事情。

10.1.2 仅在配置时用的 PICOM 属性

- 传送的值（见 10.1.1）：测试或缺省值。视需要。
- 传送属性（见 10.1.1）：
- 精度：类或值
- 信息标记：时间标记或元时间标记（绝大多数数据使用时间标记以便有效性检查）
- 类型：模拟量、开关量、文件等
- 种类：告警、事件、状态、命令等
- 重要性：高、中、低
- 数据完整性：传送数据的重要性，供检验和重用（详细格式要求见第 14 章）

10.1.3 仅用于数据流计算的 PICOM 属性

- 传送或配置值（见 10.1.1）：测试或缺省值。视需要。
- 传送或配置属性（见 10.1.1）：
- 格式：数据类型（整数、无符号整数、实数、布尔值、位串、BCD 码等）
- 长度：数据的长度（i 比特，j 字节，k 字）
- 运行状态：参见具体情况

注：格式和长度是实现中事项，不是要求。对数据流计算，必须假定上述两个属性。

10.2 PICOM 和数据模型

通过 PICOM 描述的信息交换是基于由逻辑节点提供的。对于数据源，这些数据常在数据模型中定义（参见 IEC61850-7-4）。对于结果，在数据模型中，每一个 PICOM 至少有一个数据（状态和值）或一个数据变化（事件）。

11 逻辑节点列表

大多数功能至少由三个逻辑节点组成。也就是说，由核心功能逻辑节点、过程接口逻辑节点、供人员访问功能的 HMI（人机接口）逻辑节点构成。如果没有过程总线，远方过程接口的逻辑节点就置于其它物理装置上（图 5 所示，物理保护装置）。

若谈论某一功能，例如“保护功能”，通常仅指其核心功能。因此，在国际大电网第 34.03 工作组报告给出的功能一览表示例（作为国际大电网技术报告发表 CIGRE Technical Report Ref.No.180），依据 IEC61850 系列标准定义，就是一个逻辑节点一览表。变电站功能标准化不在 IEC61850 标准范围之内，但若使用这些功能，其通信将基于逻辑节点结构。这里给出基于逻辑节点定义通信建模所需的全部详细说明，本系列标准第 7 部分对此进行了标准化。

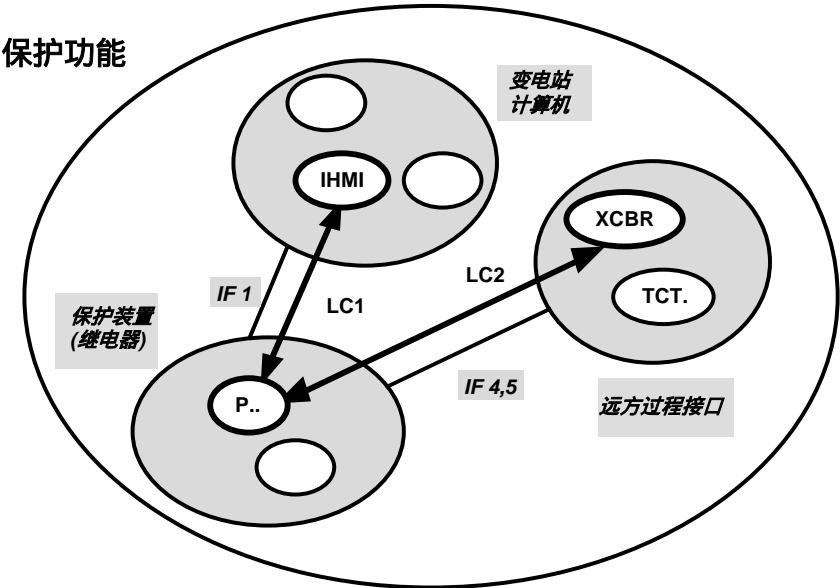


图 5 由 3 个逻辑节点构成的保护功能

3 个逻辑节点(IHMI=运行人员接口、P..=保护、XCBR=待跳闸的断路器)常驻在三个物理装置中(站级计算机、保护设备、远方过程接口)。逻辑节点名称缩写与第 11 章表格说明相同。

表格列符号说明：

逻辑节点：习惯上理解的逻辑节点任务简短说明，同时为全面理解，也须考虑待交换数据。

61850：IEC 61850 系列标准采用具有系统语法的缩写 / 首字母缩写。

IEEE C37.2-1996：在 IEEE Std C37.2-1996 电力系统设备功能编码和接点名称文件中使用的设备功能编码和节点名称。

说明或注解： IEEE 装置编号说明和/或其它说明文字。

注：本标准内容中引用 IEEE 装置编号并不意味着使用相关的装置，而仅仅是引用该装置的核心功能（见逻辑节点定义和图 5）。

11.1 保护逻辑节点
11.1.1 保护

逻辑节点	61850	IEEE C37.2-1996	说明和注解
瞬时接地故障保护	PTEF		在接地补偿系统中，发生对地短路故障（绝缘击穿）时，产生瞬时接地故障。由于无足够电流提供给故障点，故接地故障很快消失，无须跳闸但必须检测故障方向或进行故障定位，以便修复故障部分。至少要给出故障影响线路或电缆存在缺陷报告。
零速和欠速保护	PZSU	14	欠速装置是一种当电机速度降到一个预定速度之下时，进行控制的装置
距离保护	PDIS	21	距离继电器是一种当电路导纳、阻抗或电抗变化增加或减少超出预定值时动作的继电器 PDIS 所检测到由故障引起的阻抗变化。阻抗特性在复阻抗平面上是一闭环曲线。距离保护范围正常分为若干段，由特定特性表示（如正向 I~IV 段，反向 I 段）
每赫兹电压保护	PVPH	24	每赫兹电压继电器是一种当电压与频率之比超出设定值动作的继电器。该继电器可瞬时或延时动作。
（定时）欠电压保护	PTUV	27	当欠电压继电器的输入电压值小于设定值时，欠电压继电器动作。
方向/反向功率保护	PDPR	32	当给定方向上功率超过预定值或如发电机原动力丧失造成功率反向方向时，方向/倒向功率保护继电器动作。
基于功率测量原理的接地补偿系统接地方向故障保护	PWDE	32	反向功率继电器是一种在接地补偿系统中，当给定方向上故障功率超过预定值动作的保护继电器。 依赖保护策略和电流传感器质量，该继电器仅用于故障指示，也用于跳闸（见附录 J）
欠电流/欠功率保护	PUCP	37	欠电流或欠功率继电器是一种当电流或功率下降并小于给定值时动作的继电器。
失励/欠励磁保护	PUEX	40	励磁继电器是一种基于给定励磁电流，或励磁电流过低，或故障，或交流电机中转子（电枢）电流通过的无功元件出现过大多数值指示处于异常低励磁条件时给予控制的继电器。 欠励导致欠功率。
反相或相平衡电流保护	PPBR	46	反相或相平衡电流继电器是一种当多相电流反相序，或多相电流不平衡，或多相电流中负序电流分量部分超出给定值而动作的继电器。
相序或相平衡电压保护	PPBV	47	相序或相平衡电压继电器是一种作用于给定相序多相电压的设定值，即多相电压不平衡，或负序电压超出给定值而动作的继电器。
电动机启动保护	PMSU	48,49 51,66	监视电动机启动，防止电动机过负荷。
过热保护	PTTR	49	电机或变压器热继电器是一种当电机转子（电枢）绕组温度，或电机的其它载流绕组或元件温度，或变压器的温度超出给定值时起作用的继电器。
转子热保护	PROL	49R	参见（49）
定子热保护	PSOL	49S	参见（49）
瞬时过流或增量保护	PIOC	50	瞬时过流或增量继电器是一种当电流过大或电流增量过大瞬时动作的继电器。
交流定时过流保护	PTOC	51	交流定时过流继电器是交流输入超出预定值动作的继电器，且在其性能范围主要部分。输入电流与动作时间呈反比关系的继电器。
电压控制/依赖电压定时过电流保护	PVOC	51V	参见（PTOC/51），具有电压控制/相关
功率因数保护 PFC	PPFR	55	功率因数继电器是一种当交流回路中功率因数超出设定值范围动作的继电器。

DL/T —20

逻辑节点	61850	IEEE C37.2 -1996	说明和注解
(定时)过电压保护	PTOV	59	过电压继电器 是一种当输入电压大于设定值动作的继电器。
直流过压保护	PDOV	59DC	参见 (PTOV/59)
电压/电流平衡保护	PVCB	60	电压或电流平衡继电器 是工作于两个回路中电压或电流输入或输出为给定差值的继电器
接地故障保护/接地检测	PHIZ	64	接地检测继电器 是工作于电机或其它装置对地绝缘损坏的继电器。
转子接地保护	PREF	64R	参见 (PHIZ/64)
定子接地保护	PSEF	64S	参见 (PHIZ/64)
匝间故障保护	PITF	64W	参见 (PHIZ/64)
交流方向过电流保护	PDOC	67	交流方向过电流继电器 是一种当在给定方向上交流电流超过设定值时而动作的继电器。
方向接地故障保护	PDEF	67N	参见 (PDOC/67)
直流定时过流保护	PDCO	76	直流过流继电器 是一种当直流回路中电流超出给定值时，起作用的继电器。
相角或失步保护	PPAM	78	相角测量或失步保护继电器 是一种继电器。当两个电压间相角，或两个电流间，或电压和电流间相角为设定值时，该继电器执行控制。
频率保护	PFRQ	81	频率继电器 检测电能质量中频率量，当频率或频率变化量超过或小于设定值时，该继电器执行控制。
差动保护	PDIF	87	差动继电器 是一种保护继电器。该继电器工作依据两个电流或某些其它电气量的百分比、相角或其它电气量差值。
比相保护	PPDF	87P	参见 (PPDF/87)
线路差动保护 ⁽¹⁾	PLDF	87L	参见 (PPDF/87)
不完全接地保护	PNDF	87N	参见 (PPDF/87)
变压器差动	PTDF	87T	参见 (PPDF/87) 变压器特殊处是差动保护需考虑浪涌和三次谐波电流。
母线保护 ⁽²⁾	PBDF	87B	参见 (PPDF/87) 母线节点具有变化的拓扑结构，也可分成两个或多个节点，非常复杂，需要像动态母线映射这样的专门工具。至少应考虑有配有第二种母线保护算法，基于母线上所有馈线故障方向直接比较的算法
电动机差动保护 ⁽³⁾	PMDF	87M	参见 (PPDF/87)
发电机差动保护 ⁽³⁾	PGDF	87G	参见 (PPDF/87)
<p>(1) 逻辑节点“线路差动保护(PLDF)”用于站内通信，两个站间的两个保护(接口2)的通信超出 IEC61850 标准范围；</p> <p>(2)分散式母线保护由除中央决策单元 PBDF 实例外，还包括各个间隔 PBDF 实例构成。间隔实例进行适当预处理和跳闸输出；</p> <p>(3)电动机保护和发电机保护均无单个逻辑节点表示的简单功能，而是一系列相关逻辑节点。最重要的节点是此处提及的差动保护逻辑节点。</p>			

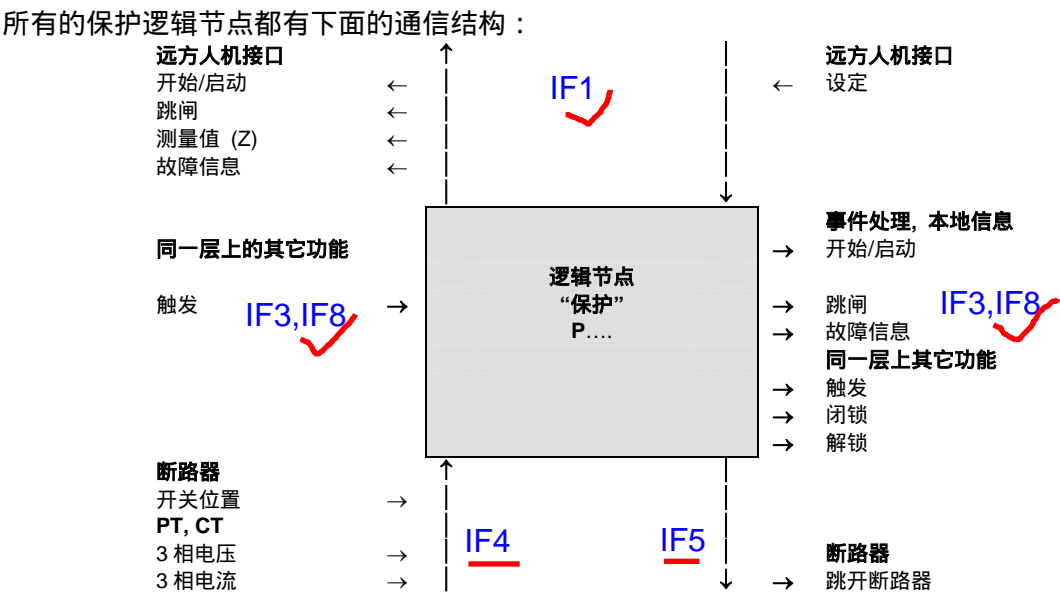


图 6 主要保护类型的逻辑节点的基本通信链路

取自和传往过程(开关设备 XCBR、电流互感器 TCTR、电压互感器 TVTR)的数据使用接口 4 和(或)接口 5。

传往同一层面逻辑点的数据使用接口 3 和(或)接口 8。

传往类似于变电站层 IHMI 逻辑节点的数据使用接口 1。

11.1.2 保护相关逻辑节点

逻辑节点	61850	IEEE C37.2-1996	说明和注解
扰动记录 (<u>间隔/过程层</u> ：采集)	RDRE		采集功能通过电力过程 (PT、CT) 采集电压、电流波形，通过二值输入获得位置信号。若有需要，诸如功率计算值、二值计算信号也可由该功能记录。
扰动记录 (<u>变电站层</u> ：评估)	RDRS		作为变电站层或更高层的人机接口的服务器，或对扰动记录组合进行计算，需要扰动记录评估功能。
自动重合闸	RREC	79	<u>自动重合闸继电器</u> 是一种 <u>自动合闸并闭锁交流电路断路器</u> 的继电器。(IEEE) <u>假定发生瞬时故障，保护成功跳闸后，自动重合闸尝试以不同延时，重合已跳开的断路器 1~3 次。</u>
断路器失灵	RBRF	50BF	瞬时过流或增量继电器是瞬时作用于电流过大或电流增量过大的继电器 (IEEE) 断路器失灵，故障未清除时，必须跳开相邻断路器。
载波或导引线保护 ⁽¹⁾	RCPW	85	载波或导引线接收继电器是一种受用于与载波连接的电流信号或直流导引线故障继电器信号控制其工作的继电器。
故障定位	RFLO		故障定位由保护信息计算出故障位置(如距离保护逻辑接点的故障阻抗)，单位，km。
同期或同期检查	RSYN	25	<u>同期或同期检查装置</u> 是工作于 <u>要求两个电路的频率、相角和电压在一定限值范围内</u> 才许可并列或使之并列的装置 (IEEE C37.2-1996)。 <u>为避免对开关装置和电网的冲击，仅有电压、频率和相角差在一定限值范围内，同期检查才许可闭合断路器。</u>
电网振荡闭锁	RPSB	78	相角测量或失步继电器是一种当两个电压间，或两个电流间，或电压和电流间的相角为设定值时工作的继电器。
1 事实上，是一个建立相邻两个变电站中两个继电器 (距离或差动保护) 的模拟通道连接的通信装置。如果该连接不是串行连接，则这一连接超出 IEC61850 范围。若是串行连接，则该连接属于接口 2，也超出本系列标准范围。所包含的 PICOM 涉及几乎所有有关保护逻辑节点，如 PLDF 和 PDIS。			

11.2 监视控制逻辑节点
 11.2.1 控制

逻辑节点	61850	说明和注解
报警处理(<u>产生成组报警和成组事件</u>)	CALH	<p>对通信而言，如果将时间标志加到被传输的数据中，报警和事件无差异。</p> <p>如果数个事件或报警必须组合成成组报警，则需要一独立、可配置的功能。有关逻辑节点将使用来自不同逻辑节点的各个数据计算出新的数据。</p> <p>远方响应可能具有不同的优先级和授权。</p> <p>报警定义和处理由工程设计决定。</p>
开关控制器 控制由 <u>XCBR</u> 和 <u>XSWI</u> 说明的任意装置	CSWI	<p>开关控制逻辑节点处理所有来自运行人员、自动控制功能的开关操作命令，检查控制命令权限，监视命令执行，若命令非正常结束，给出报警。有需要的话，该逻辑节点还将解除联锁、同期检查、自动重合等。</p>
定点分合断路器控制器 控制具有定点分合能力的断路器	CPOW	<p>定点分合断路器控制器逻辑节点提供在一确定的瞬时时刻，即在<u>电流或电压波形</u>上一确定的点上控制断路器分合功能。该功能由 CSWI 或 RREC 逻辑节点启动，该逻辑节点比较处于分开位置的断路器两侧电压，类似于 RSYN 逻辑节点，试图在断路器两侧电压差最小时（最好为零），闭合断路器，使得断路器和线路承受最小冲击。如果其中一个电压为零，也将如此。断路器跳闸时，<u>使用电流波形计算最小应力点</u>。选择命令启动电压选择，计算最小应力点，在相对所要求波形点的绝对时间发出合闸或分闸（取决于所要发出的命令）执行命令。这个计算，考虑三相全部条件。若分相操作，提供三个执行时间。</p>
联锁功能 -全站和/或 -间隔层	CILO	<p>联锁可能总体上集中或总体上分散。由于在间隔和变电站层以及基于所有有关位置指示的联锁规则基本相同。所以不同联锁逻辑节点可看作作为同一逻辑节点类联锁的实例。</p> <p>1) <u>间隔层开关设备联锁</u> 所有涉及到间隔的联锁规则均包括在该逻辑节点中。发出解除和闭锁请求控制命令。若影响联锁的状态改变，发出闭锁命令。</p> <p>2) <u>变电站层开关设备联锁</u> 涉及到变电站层的联锁规则均包含在该逻辑节点中。发出解除和闭锁请求控制命令。交换间隔联锁信息。</p>

11.2.2 接口、日志和存档

逻辑节点	61850	说明和注解
操作员接口 -间隔层当地控制 -变电站层控制	IHMI	<p>1) 间隔层前面板操作员接口，用于配置和就地控制；</p> <p>2) 变电站层就地操作员接口，用于变电站操作人员办公地。</p> <p>对于大多数功能，不同人机接口作用任务不尽相同，该接口在工程阶段定义。</p>
远方控制接口	ITCI	<p>远方控制接口用于更高一层远方控制。</p> <p>远方通信接口<u>基本上传输与变电站层人机接口相同的数据或传输变电站层人机接口数据的子集</u>。</p> <p>对绝大多数功能而言，不同接口的任务各不相同，具体在工程阶段定义。</p>
远方监视接口	ITMI	<p>远方监视接口使用从变电站得到的全部信息的子集实现远方监视和维护，但不允许控制。</p> <p>对绝大多数功能而言，不同接口的任务各不相同，具体在工程阶段定义。</p>
存档	IARC	<p>存档用作<u>长期历史数据存档和查阅</u>，正常为变电站层变电站全局服务。</p>
对于无缝通信,某些通信接口可能虚拟存在,这些通信接口可能是代理服务器,也可能是一种网关,取决外部情况。		

11.2.3 自动过程控制

逻辑节点	61850	说明和注解
自动分接头控制	ATCC	使用分接头调节,自动维持母线电压在一给定的范围内的自动功能。该逻辑节点根据给定的设定点自动控制分接头调节,或按操作人员的命令对分接头调节控制(手动方式)
自动电压控制	AVCO	维持母线电压在规定范围内的自动功能,与所用方法无关
无功控制	ARCO	利用电容器和电抗器,自动控制变电站的无功功率流在一规定的范围内。
接地故障补偿控制 (消弧线圈控制)	ANCR	变压器中性点接地影响电网短路。通过 ENFC 控制消弧线圈(逻辑节点 ENF)动态确定接地补偿。
零电压跳闸	AZVT	若与变电站连接的一条线路无电压时间长于规定的时间,则自动跳开该线路的开关。与具有可设定正常电压偏差的逻辑节点 PTUV 相比, AZVT 仅是二值功能(有电压/无电压)。
自动过程控制 (顺控、未知功能等通用可编程逻辑节点)	GAPC	<p>多个功能具有一定顺序。这些功能归类为通用自动过程控制逻辑节点类型(GAPC)。该节点是对所有未定义功能的通用节点。功能顺序可用标准的 PLC 语言实现,数据访问和交换完全同其它逻辑节点。举例如下:</p> <ol style="list-style-type: none"> 减负荷 过负荷环境下,有选择地切除部分负荷,避免电网崩溃。该功能可能不仅受频率准则的约束,如 PFRQ,还受到实际功率平衡约束等。 馈线转供 检测薄弱线路(如为一工厂供电的线路),切换到另一条线路供电。若有需要,必须考虑边界条件,如电动机同步。 变压器转供 过负荷情况下,切换至另一台变压器,甚至将负荷分配给母线上所有相关变压器。 母线切换 通过一条操作命令,进行一系列切换操作,改变一条专用线路或变压器所接母线。 自动清除和电压恢复 检测到零电压条件后,跳开连接到一条母线上所有断路器(黑输出),按预先设定的规则,重合其跳开的断路器。

11.2.4 计量和测量

逻辑节点	61850	说明和注解
测量(运行用)	MMXU	<p>从 TA 和 TV 采集电流和电压,计算电流、电压有效值,并通过所采集电流、电压采样值计算功率。这些值正常用于运行目的,如功率监视、管理、屏幕显示、状态估计等,且具有这些功能所要求的精度。</p> <p>注:保护装置的测量过程是由逻辑节点 Pxyz 表示的专用保护算法的一部分。保护算法同任何功能一样,不在本标准的范围内,因此,逻辑节点 Mxyz 将不会用作逻辑节点 Pxyz 的输入。故障相关数据,如故障峰值,总是由 Pxyz 类型逻辑节点而不是由 Mxyz 类型逻辑节点提供。</p>
计量(商用)	MMTR	<p>从 TA 和 TV 采集电流和电压,并通过所采集的电流、电压采样值计算电能(积分值)。计量正常用于计费,具有所要求的精度,该逻辑节点的专用实例可能从外部仪表,如通过脉冲,代之直接从 TA、TV 取得电能值。</p>
序值和不平衡(稳定用)	MSQI	从 TA、TV 采集数据,计算三相电路或多相电网中序值和不平衡。
谐波和间谐波(电能质量)	MHAI	通过 TA、TV 采集数据计算电网中谐波、间谐波和相关数值,主要用于确定电能质量。

11.3 物理装置

11.3.1 公共标识和性能

逻辑节点	61850	说明和注解
逻辑节点装置	LLN0	该逻辑节点包含有物理装置中智能电子设备相关数据，与其所包含所有逻辑节点无关（装置标识/铭牌、装置自检报文等）。 需要的话，该逻辑节点也用于对物理装置包含的所有逻辑节点共同的任务（模式设定、整定等）。 根据定义，该逻辑节点不限制对任何单个逻辑节点的访问。可能约束是具体实现和工程上事情。
引入更多这样逻辑节点，如装置子结构，对本系列标准第 7 部分（IEC61850-7-4）建模可能比较方便，但这不是要求。		

11.4 系统和装置安全

逻辑节点	61850	说明和注解
通用安全应用	GSAL	含有违反安全的日志

11.5 一次设备相关逻辑节点

开关设备有关逻辑节点代表电网，即由变电站自动化系统通过输入/输出看到的外部电网。使用开关设备相关逻辑节点意味着根据物理装置，如断路器，预先定义的专用成组输入/输出（见 11.5.1 中 XCBR）。

11.5.1 开关装置和变电站部分

逻辑节点	61850	IEEE C37.2-1996	说明和注解
逻辑节点“断路器”包含所有种类断路器，即能够切断短路电流的开关 · 无定点分合能力 · 具有定点分合能力	XCBR	52	交流断路器是一种在正常条件下闭合或切断交流电路的装置。该装置也用于在故障或紧急条件下切断交流电路（IEEE 52）。 若是单相断路器，该逻辑节点每相有一个实例，这三个实例可能分配到装在开关设备中的三个物理装置中
逻辑节点“开关”覆盖所有不能断开短路电流的开关种类 · 负荷开关 · 隔离刀闸 · 接地刀闸 · 高速接地刀闸	XSWI	89 52	线路刀闸是一种用于交流或直流电路中，切断负荷或隔离电路的开关（IEEE89）。 如是单相刀闸，该逻辑节点每相有一个实例，这三个实例可能分配在装在开关设备中的三个物理装置中

上述逻辑节点使用上述开关装置和相关设备的全部输入、输出及其在变电站自动化系统中的通信相关性能表示上述设备。

11.5.2 传感器监视逻辑节点

逻辑节点	61850	IEEE C37.2-1996	说明和注解
绝缘介质测量单元	SIMS		监视绝缘介质的逻辑节点，如 GIS（气体绝缘开关设备）有关气体密度、压力、温度等气体量。
电弧监视和诊断	SARC		监视 GIS（气体绝缘开关设备）有关气体分合电弧、故障电弧等气体量的逻辑节点。
局放监视和诊断	SPDC		监视 GIS（气体绝缘开关设备）有关局部放电特征逻辑节点。

这些逻辑节点用上述传感器的全部输入及其在变电站自动化系统中的通信相关性能代表这些传感器。

11.5.3 仪用互感器

逻辑节点	61850	说明和注解
电流互感器	TCTR	每相一个实例。装在每相仪用互感器中不同物理装置可能分配有 3~4 个这样实例。
电压互感器	TVTR	每相一个实例。装在每相仪用互感器中不同物理装置可能分配有 3~4 个这样实例。

这些逻辑节点用上述互感器的全部数据、相关定值（如果使用的话）和在变电站自动化系统中的通信有关性能表示这些互感器。

11.5.4 电力变压器

逻辑节点	61850	说明和注解
电力变压器	YPTR	以不同配置（ Δ ，Y，2/3 卷绕组）连接电网多个电压等级。
分接开关	YLTC	分配给 YPTR 的装置，改变变压器绕组分接头，以调节电压。
接地故障补偿（消弧线圈）	YEFN	可变电抗（带有铁芯的线圈）控制变压器中性点接地，以减小接地故障电流。
分流	YPSH	旁路变压器中性点接地电阻，以进行故障处理。

这些逻辑节点用上述变压器和有关设备的全部输入输出、相关设定值及在变电站自动化系统中通信有关性能代表上述设备。

11.5.5 更多电力设备

逻辑节点	61850	说明和注解
辅助网络	ZAXN	与辅助网络（电源）交换信息的通用节点
电池	ZBAT	提供电池状态数据，控制冲放电循环
套管	ZBSH	提供用于变压器或 GIS 线路连接套管的性能和监视
电力电缆	ZCAB	被监管电力元件
电容器组	ZCAP	控制无功潮流
转换器	ZCON	频率转换包括 AC/DC 转换
发电机	ZGEN	与发电机信息交换的通用节点
气体绝缘线路（GIL）	ZGIL	来自 SIMU、SARC 和 SPDC 数据的混合体
架空电力线	ZLIN	被监视的架空线
电动机	ZMOT	与电动机信息交换的通用节点
电抗器	ZREA	控制无功潮流
旋转无功元件	ZRRC	控制无功潮流
浪涌抑制器	ZSAR	与浪涌抑制器信息交换的通用节点
（可控硅控制）频率转换器	ZTCF	频率转换包括 AC/DC 转换
可控硅控制无功元件	ZTCR	控制无功潮流

这些逻辑节点用上述电力设备的全部数据、相关设定值及在变电站自动化系统中通信有关性能表示上述设备。由于像发电机这样实体已超出变电站标准范围，所以，上述设备仅用单个逻辑节点加以说明。若数据交换需更为详细信息，则必须由适当 PICOM 所覆盖，添加使用通用逻辑节点，像 GGI0。

11.5.6 通用开关设备

逻辑节点	61850	说明和注解
通用输入/输出	GGIO	有时需要模拟输出、辅助继电器等输出，然而这些输出未被上述开关设备相关逻辑节点所覆盖。另一方面，还需增加一些未定义的输入输出代表的装置，如， <u>警报器、警铃、目标值</u> 等。还有一些输入输出来自未定义辅助装置。对这些输入输出，使用通用逻辑节点 GIO 表示通用主装置或辅助装置输入输出。(类型 X,...Y,... Z,...)

11.6 有关系统服务逻辑节点

逻辑节点	61850	说明和注解
主时钟	STIM	<u>提供时间给系统的逻辑节点(设定或同步)</u>
系统监管	SSYS	启动、收集和处理系统监管全部数据的逻辑节点。
测试信号发生器	GTES	<u>使用过程信号启动测试，但避免对过程的任何影响(闭锁过程输出)的逻辑节点。</u>

时间同步和系统监管等系统功能是变电站自动化系统的要求，必须由 IEC61850 系列标准给予支持。这些支持功能可能来自应用层以下协议层，与所选协议层有关。测试信号发生器依赖于待测试功能，因而，该逻辑节点定义为通用逻辑节点。

12 逻辑节点应用

12.1 基本原理

12.1.1 逻辑节点自由分配

由于公共的层次结构并不约束功能即逻辑节点自由分配，这儿提到层的概念仅作为公共补充信息。所有图与层显示在一起，仅仅是为了便于通过实例演示所要求的灵活性和交互。

12.1.2 变电站层

这些逻辑节点表示变电站层，即变电站层的人机接口 IHMI，站内的联锁(CILO)，警报和事件处理(CALH)、站内电压控制(ATCC)等功能。这些逻辑节点名最常见的前缀是 I，但象 A 或 C 的其他前缀也有可能出现。

12.1.3 间隔层

这些逻辑节点表示系统的间隔层控制、自动、测量和保护功能(如，CILO,ATCC,MMXU,CSWI、PDIS、PZSU、PDOCL...)。因此，对于结合了控制和保护的装置，保护和控制逻辑节点一同在此出现。若无过程总线，间隔层和过程层的逻辑节点同时出现在一个单独的物理装置里。XCBR 现在代表了 I/O 插件的功能，CSWI 代表了控制处理器的功能。最常用的前缀是 P、C 和 A，其他前缀如 X 也有可能出现。

12.1.4 过程/开关层

这些逻辑节点代表了电力系统(一次部分)，也就是说二次系统通过 I/O 口所见的电网。它们可以包含一些简单的功能，如装置相关的监视和闭锁。若用智能 I/O，逻辑节点也可以从间隔层下移到过程层。逻辑节点名最常用的前缀是 X、Y 和 Z。

12.2 基本实例

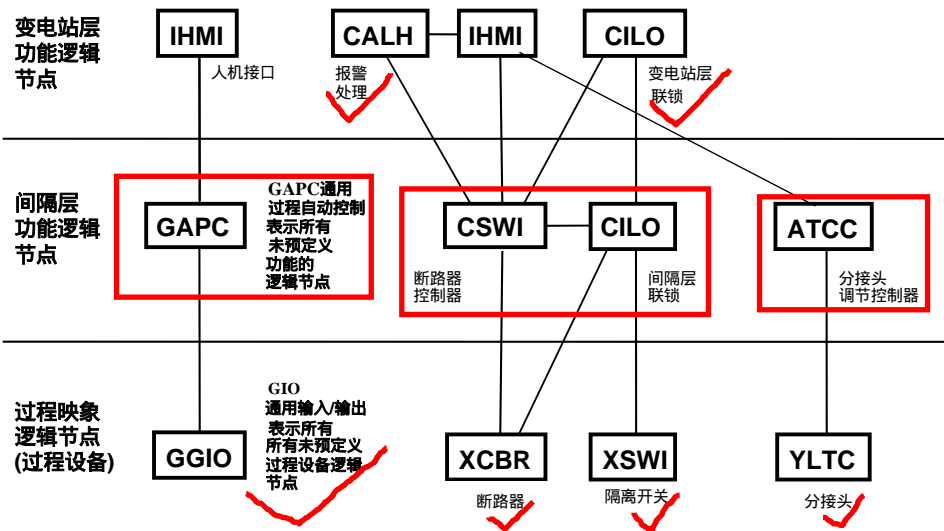


图 7 功能分解成在不同层次上交互的逻辑节点：
通用自动化功能、断路器控制功能和电压控制功能实例。

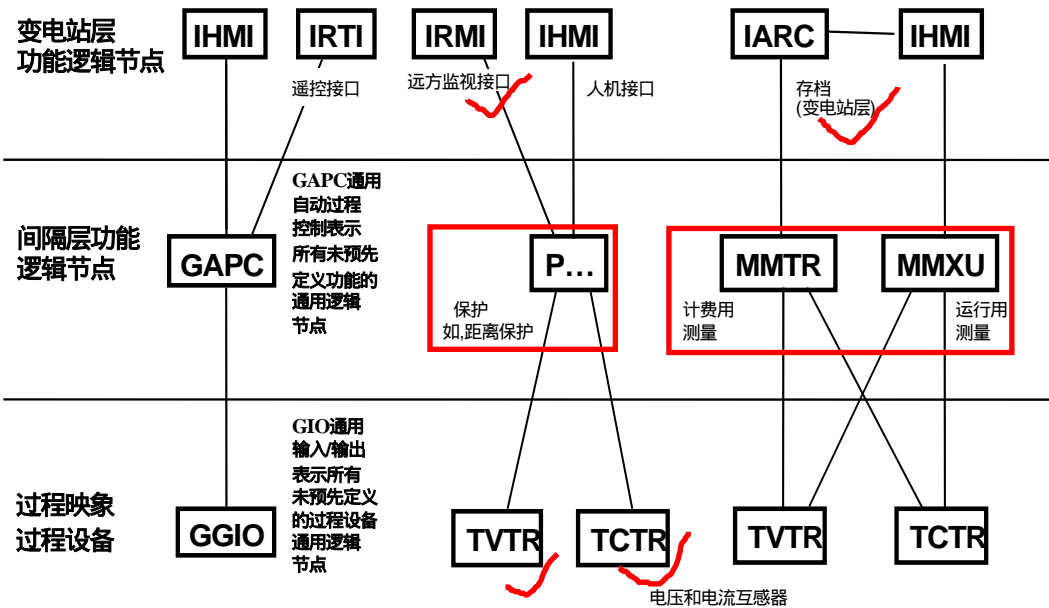


图 8 功能分解成在不同层次上交互的逻辑节点：
具有远动接口的通用功能、保护功能和测量/计量功能实例。

DL/T —20
12.3 附加实例

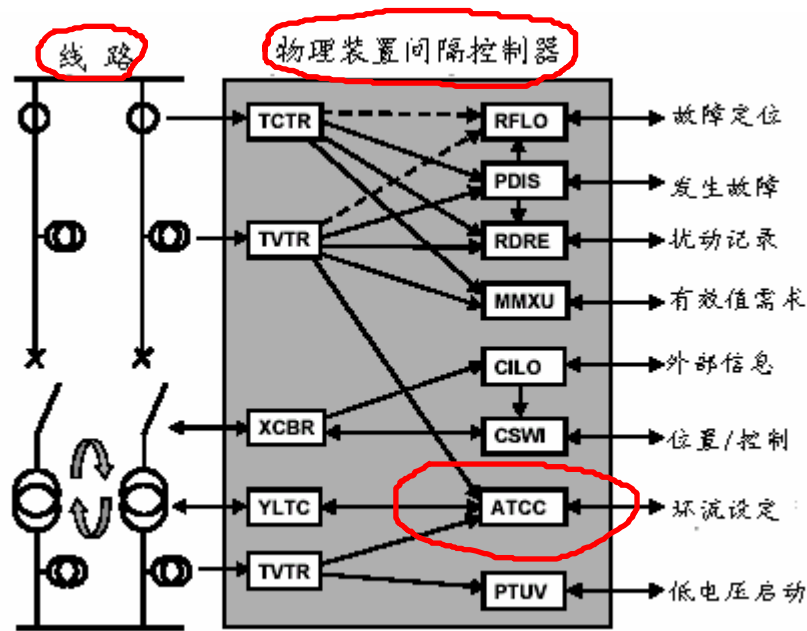


图 9 变压器控制和保护逻辑节点组合在一个物理装置中。

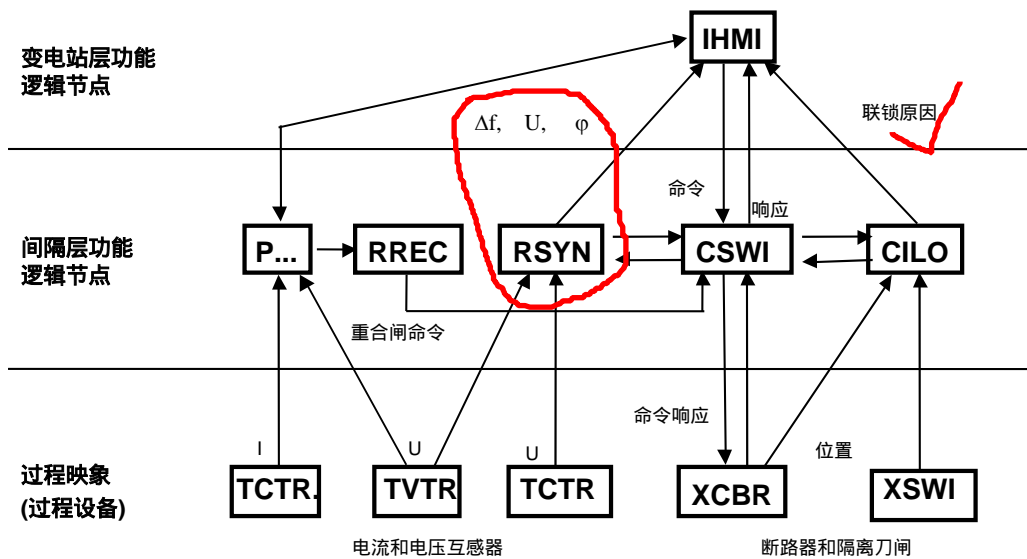


图 10 - 开关控制、联锁、同步检查、自动重合闸、继电保护的逻辑节点交互。

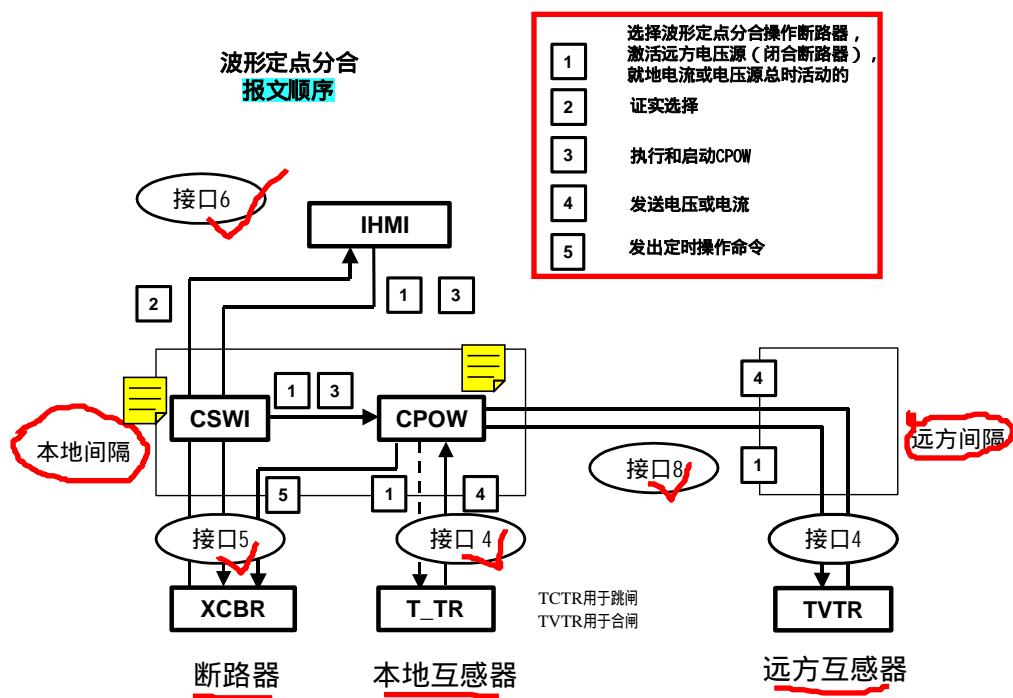


图 11 复杂功能如定点分合的 LN（远程或本地）顺序交互的示例。

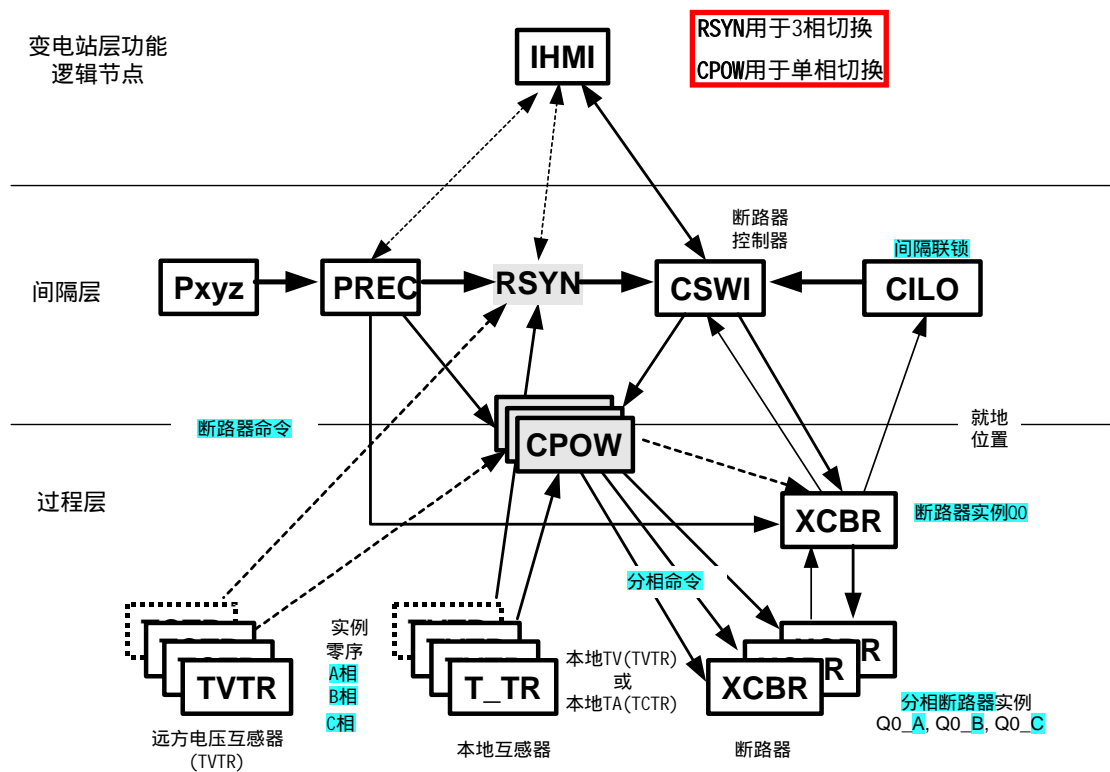


图 12 复杂功能如定点分合逻辑节点（本地和远方）功能作用—结构图

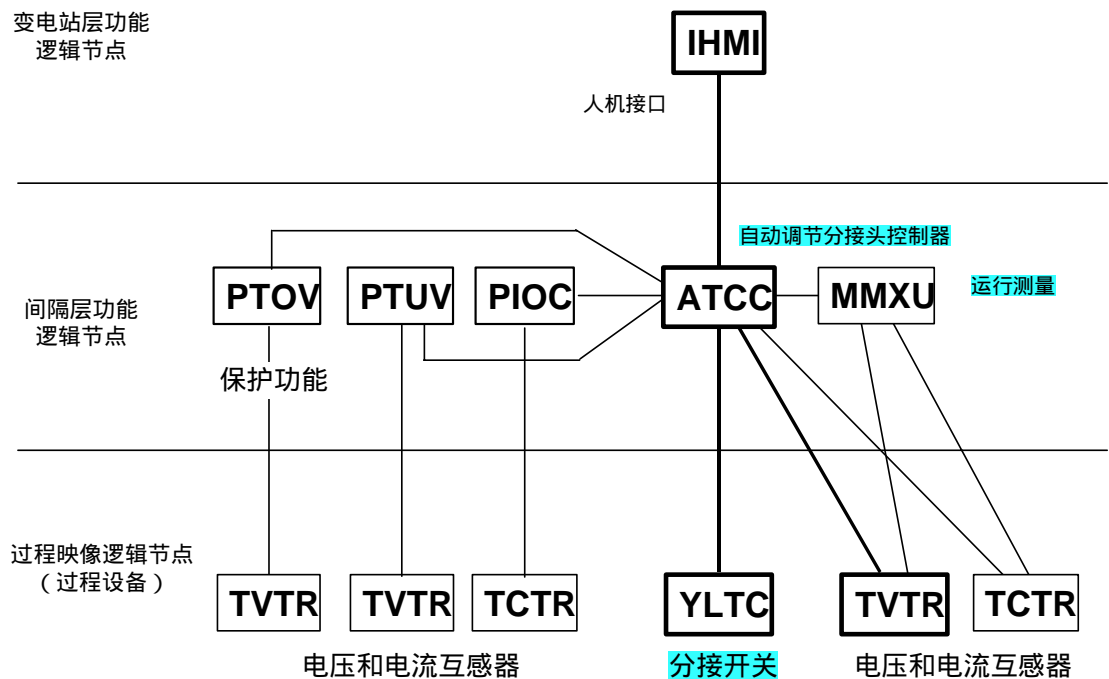


图 13 自动调节分接头控制调节电压实例。

保护功能 PTOV，PTUV 及 PIOC 用于过压、欠压和过流保护。MMXU 用于相关量测量。设定和手动操作通过人机接口 IHMI 进行。

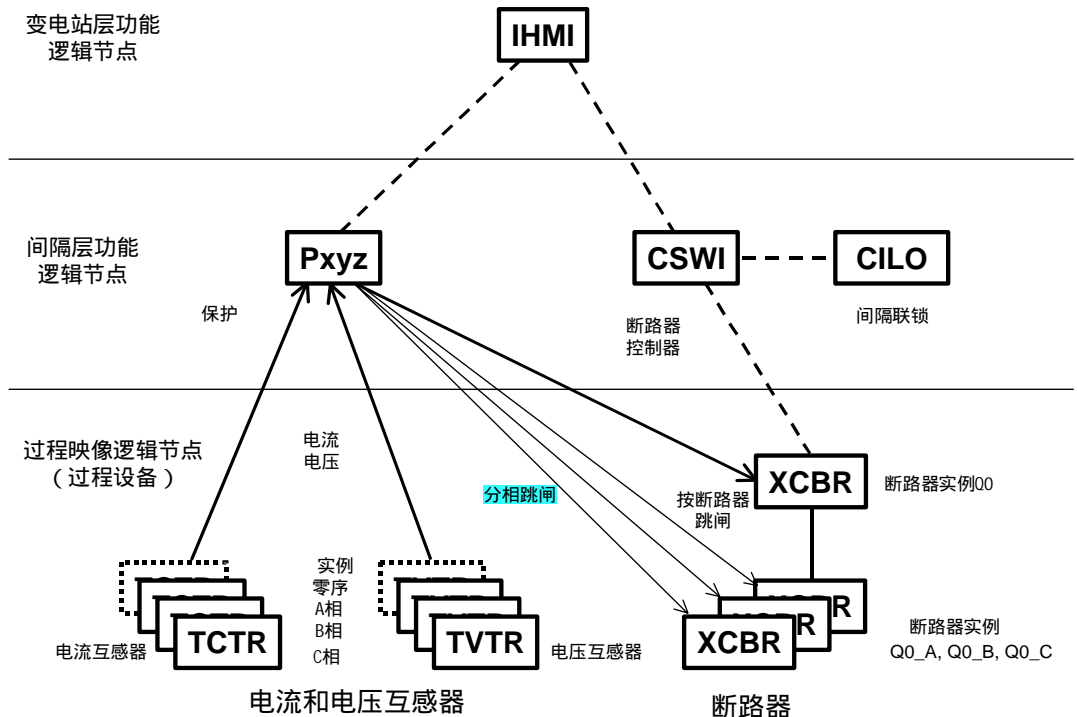
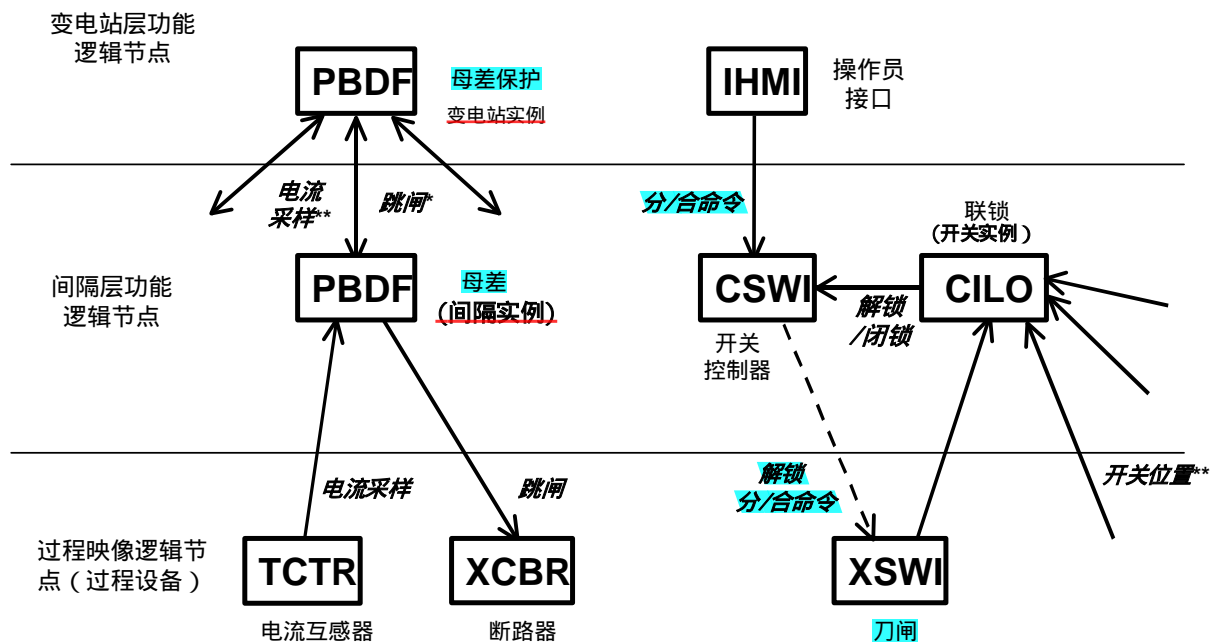


图 14 断路器分相控制（每相一个 XCBR 实例）和
带有分相测量单元的互感器（每相一个 TCTR 或 TVTR 实例）



*) 到所有间隔 **) 来自各个间隔

CILO也可分为全站和间隔实例

PBDF可能仅组合变电站层实例

图 15 左，分布母差保护（中央单元和分相单元 PBDF 逻辑节点实例）。
右，开关间隔中每个开关。断路器联锁（CILO 逻辑节点实例）

12.4 建模注解

本系列标准第 7 部分 (IEC61850-7-X) 定义全部建模实现方法。以下条文说明本系列标准第 5 和第 7 部分之间关系一些要点。

12.4.1 对象类和实例

此处所述逻辑节点提供了针对所有实现的通用功能，即他们是按照对象建模来表示逻辑节点类。在实际的实现中，逻辑节点作为一个个体（单一的标识，待交换的个别数据）出现，也就是说他们按照对象建模表示逻辑节点实例。相同逻辑节点类的逻辑实例可在装置中出现一次或多次。

12.4.2 要求和建模

在本标准中说明的通信要求与任何建模方式无关。为达到互操作性目标，作为本标准实现的基础，要求恰当建模，并在 IEC61850-7-X 部分说明。

12.4.3 逻辑节点和模型

在本标准中，仅根据通信要求定义了逻辑节点。若使用 client-server (客户-服务器) 模型建模，某些接口逻辑节点，如，IHMI，ITCI 及 ITMI 将仅作为客户出现，没有数据对象，故无建模要求。

诸如由逻辑节点构成的逻辑设备的附加结构的介绍并不是应用要求，但有助于建模。由于本标准要求既没规定特定装置分配，也没有规定特殊功能要求，故也没有规定对物理装置模型要求。任何物理装置建模，包括数据对象，由本系列标准第 7 部分规定。

本系列标准第 7 部分中对逻辑节点进行了分解和组合，这是为更便利地建模，不影响通信要求。

13 报文性能要求

13.1 概述

逻辑节点间通信由数千个独立的 PICOM 加以描述。这些 PICOM 之间，存在许多相似之处，如，描述跳闸的所有 PICOM 除了具有各个不同的信号源外，或多或少具有由 PICOM 属性说明的相同通信要求。因而，PICOM 的分类应既可得到对通信要求全面概观的了解，又支持对所要求的通信性能进行严格建模和定义。

DL/T —20 PICOM的标识和类型分配

第一步，标识可能的逻辑节点的全部 PICOM，并根据共同的用途和属性，为每一个 PICOM 分配一个 PICOM 类型。分配结果见附录 B.2 条。

附录 B.3 条列出具有最重要共同属性的 PICOM 类型分配结果。大范围的传输时间要求，反映了各种功能的各自需要。由于高的传输时间要求覆盖低的传输时间要求，所以对 13.5 节介绍的报文类型，传输时间要求简化为用要求最高的传输时间数据表示。

功能恰当运行的基础以及支持通信系统的性能要求关键是数据交换的最大允许时间。在本标准内容中，这个时间称作“**总传输时间**”，并在本标准第 13.4 条中给出严格的定义。

为定义**时间标志**和传输时间，必须清楚地说明对时间的基本要求。第 13.2 和 13.3 条中叙述这些要求。传输时间要求是系统要求，时间标志要求是装置要求，但都引用系统支持功能“时间同步”。

在第 13.7 条中，各种 PICOM 类型分组为 7 种报文类型，其属性范围由性能类建立。给出了对典型应用和接口分配的建议。

13.5 条介绍了报文类型和用法。第 13.6 条介绍了性能类和其用法。

系统性能要求也将进行测试，如用系统仿真器进行。系统性能要求测试在 IEC61850-10（“一致性测试”）中加以规定和说明。

13.2 基本时间要求

由于多个制造商提供的 IEC61850 系列标准兼容装置不仅分布在变电站，且也分布在电网各处，故，这些装置所用的时间标志应有统一的格式。时间模型和格式要求规定如下：

- 1) 精度。不同应用有不同时间精度要求。下文定义精度要求；
- 2) 时间标记应基于现有时间标准（UTC 通常被作为基准时间）；
- 3) 时间模型应能跟踪闰秒，并提供足够的信息，使得使用者可计算跨过闰秒边界的成对事件时间差；
- 4) 时间模型应提供足够的信息，使得客户无需附加信息，例如从起始时间至当前的闰秒数，计算日期和时间；
- 5) 时间标记信息应容易从商业可用时间资源中获得，（如，GPS）；
- 6) 总的时间模型应包含可计算当地时间的信息；
- 7) 时间模型应允许偏离当地时间半小时；
- 8) 时间模型应指示夏时制是否有效；
- 9) 时间格式至少应维持使用 100 年时间；
- 10) 时间格式应紧凑，机器易操作。

这些基本时间要求是系统要求，但是系统由装置组成，因此，若需要的话，装置应支持这些要求。

13.3 事件时间定义

存在三种不同种类**事件**，需要专门时间标记过程：

· 若事件定义为计算结果（内部或计算事件），在时钟分辨率内，立刻标记时间（时间标志）。不需要特殊措施；

· 若事件定义为状态输入变化，必须考虑输入触点抖动过程延时。事件发生时间应当当地修正；

· 若事件定义为模拟输入变化，必须考虑输入电路滤波过程。事件发生时间应当当地修正。

严格的事件发生时间定义要求所传输的各种事件，状态输入变化、模拟事件的时间标志尽可能精确，并不必在接收端纠正。这至少在本系列标准范围内有效，因为任何定义触点抖动或滤波延时的本地影响超出本系列标准范围。

13.4 传输时间定义

下文规定传输时间，这意味着一个报文的完整传输包括收发端必要的处理。时间计时从发送方把数据内容置于其传输栈顶时刻开始，直到接收方从其传输栈中取走数据时结束。

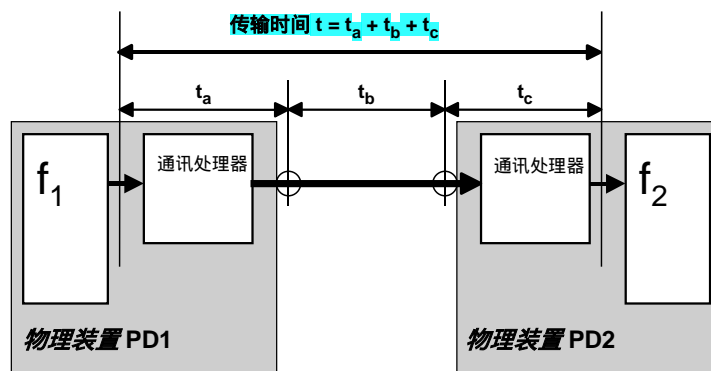


图 16 总传输时间定义

图 16 所示应用于完整传输链的时间要求。在物理装置 PD1 中，功能 f_1 把数据发送到位于物理装置 PD2 中功能 f_2 。传输时间将包括各自通信处理器时间加上网络时间，其中有等待时间、路由器与其他网络设备所耗费的时间。由于物理装置和网络设备可能来自不同的厂商，对总传输时间的任何测试和验证都必须在现场验收测试时进行。

13.5 报文类型介绍和使用

正如上面提到的，逻辑节点之间 PICOM 方面通信要求导致要求在变电站自动化系统中，采用多种通信链路传输各种报文，这些报文在内容、长度、允许的最坏情况传输时间、还有安全性上的复杂程度各不相同。根据变电站和系统的活动，传输的报文类型随不同的时刻而变化。

PICOM 与报文类型之间最大的不同在于 PICOM 严格地基于单项专门功能，包括源和目的地信息交换；报文类型基于有关 PICOM 属性成组性能，定义所支持的性能要求。性能要求按每个报文定义，与变电站大小无关。本标准第 14 章给出变电站多重报文场景。

13.6 性能类介绍和使用

为了适应变电站不同的需求，报文类型在性能类中进一步细分。存在两种独立的性能类，一个是保护和控制，另一个是计量和电能质量。性能类依据功能要求进行定义，与变电站大小无关。

在给定的变电站内，并不需要全部通信连接支持同一性能类。变电站层通信和过程层通信可分别独立选择。过程层中，根据每一个间隔内设备数量和通信速率，不同性能类可用于不同间隔通信。

13.6.1 控制和保护

性能类 P1 典型应用于配电线间隔或其它要求较低的间隔。

性能类 P2 典型应用于输电线间隔或用户未另外规定的地方。

性能类 P3 典型用于输电线间隔，且具备满足同步和断路器分合时间差的最好性能。

13.6.2 计量和电能质量

性能类 M1 用于具有 0.5 级 (IEC62053-22) 和 0.2 (IEC60044-8) 级精度计费计量，最高 5 次谐波。

性能类 M2 用于具有 0.2 级 (IEC62053-22) 和 0.1 (IEC60044-8) 级精度计费计量，最高 13 次谐波。

性能类 M3 用于电能质量计量，最高 40 次谐波。

13.7 报文类型和性能类

13.7.1 类型 1-快速报文

该类型的报文一般包含数据、命令或简单报文等简单二进制编码。如“跳闸”、“合闸”、“重合”、“启动”、“停止”、“闭锁”、“解锁”、“触发”、“解除”、“状态变化”，也可能有某些功能的状态。接收智能电子设备 IED 在正常情况下接收到该报文后，由接收该类型报文的相关功能以某种方式立即响应，否则，没必要采用快速报文。

13.7.1.1 类型 1A “跳闸”

跳闸是变电站中最重要的快速报文。因此，与其它快速报文相比，该报文具有较多需求要求。保护功能间联锁、联跳 (intertrip) 和逻辑识别可能有同样性能要求。

- a) 对性能类 P1，总传输时间应在半个周期内，即定义 10ms；
- b) 对性能类 P2/3，总传输时间应小于 1/4 周期，定义 3ms。

13.7.1.2 类型 1B “其它”

所有其它快速报文对自动化系统与过程相互作用比较重要，但与跳闸报文相比，有较少需求要求。

- a) 性能类 P1，总传输时间应小于等于 100ms；
- b) 性能类 P2/3，总传输时间应在一个周期内，定义 20ms。

注：这些是接口 3、接口 5 和接口 8 典型报文。

13.7.2 类型 2-中速报文

如 13.7.1 条定义，这类报文产生的时刻非常关键，而传输时间则不那么重要，总是认为智能电子设备中具有时钟。该报文中包含一个发送方设置的时标，在正常情况下，经过内部时间延迟，接收方作出响应，依据报文中的时标进行计算。正常“状态”信息也属于该报文类型。

这种类型的报文也可以采用另一种方式，包含一个单独的测量变量，如从第 4 类信号计算出来的一个均方根值。

总传输时间必须小于 100ms。

注：这些是接口 IF3、IF8 与 IF9 典型报文。

13.7.3 类型 3-低速报文

这种类型包括了需要时标的复杂报文，用于慢速自动控制功能、传输事件记录、读取或改变设定点的值，还有系统数据一般显示。是否需要时标将由实际应用说明（通常，有时标；例外，无时标）。正常报警/事件处理的带时标的报警和事件、温度之类的非电气测量等报文也属于该类型。但某些自动化功能和物理量（如，压力）可能要求类型 2 报文。

总传输时间必须小于 500ms。

注：这些报文几乎用于所有接口。至少在用于参数设置，接口 IF1, IF3, IF4, IF5, IF6, IF7, IF8, IF9。

13.7.4 类型 4-原始数据报文

该报文类型包含数字化传感器和数字互感器的输出数据，与传感器技术无关（电磁、光学等）。

数据由来自每个智能电子设备 IED 的连续的同步数据流构成，来自其它智能电子设备 IED 的数据也混于其中。

注：这些报文典型用于接口 4。某些应用中，用于接口 8

表 1 保护和控制的原始数据

数据类型	类	传输时间(ms) 根据跳闸时间定义	分辨率(Bits) 幅值	速率(采样次数/s) 频率
电压	P1	10.0	13	480
电流			13	
电压	P2	3.0	16	960
电流			16	
电压	P3	3.0	16	1920
电流			18	

为方便起见，分辨率单位采用比特（Bits）。

表 2 计量原始数据

数据类型	类	精度类和谐波	分辨率(Bits)幅值	速率(采样次数/s)频率
电压	M1	0.5 级 (IEC62053-22) 0.2 级 (IEC60044-8) 最高 5 次谐波	12	1500
电流			14	
电压	M2	0.2 级 (IEC62053-22) 0.1 级 (IEC60044-8) 最高 13 次谐波	14	4000
电流			16	
电压	M3	0.1 级 (IEC 未定义) 最高 40 次谐波	16	12000
电流			18	

为方便起见，分辨率单位采用比特 (Bits)

13.7.5 类型 5 文件传输功能

该类型报文用于传输，如记录、信息用途数据、定值等大型数据文件。为了允许其它通信网络活动，数据必须被分割成限定长度的数据块。该文件类型 PICOM 位长典型不小于 512 位。

传输时间不重要，无具体限制。一般，时间要求等于或大于 1000ms。

对于远程访问，对文件传输请求应有访问控制，即访问需授权（参见报文类型 7）。因此，这种请求报文应是类型 7。

注：对配置设定，几乎所有接口使用该类型报文。对抗动记录，典型由接口 IF1、IF6、IF7 使用该报文类型，如果扰动记录保存在过程附近的话，还有接口 IF4。

13.7.6 类型 6 时间同步报文

该报文类型用于同步变电站自动化系统内智能电子设备 IED 内部时钟。根据不同的目的（事件时标或原始数据采样精度）而要求不同级别的时间同步精度。

这些都是功能上的要求。具体实现，如 IED 中时钟同步，必须比功能要求高一个数量级。本系列标准第 8 和第 9 部分将定义时间同步实现机制。

对时间同步报文，未定义直接要求，但对在整个系统中对时精度有要求。

13.7.6.1 保护和事件用标准智能电子设备时间同步

时间性能类	精度 [ms]	目的
T1	± 1	事件时标
T2	± 0.1	用于分布同期的过零和数据时标。支持定点分合时标。

注：系统范围时间同步的需要，几乎所有接口使用该类型报文，IF1，IF3，IF4，IF5，IF6，IF7，IF8，IF9。所需时间性能类严格依赖于所支持功能。数字互感器同步和类型 4 报文见下文。

13.7.6.2 互感器用标准智能电子设备 IED 时间同步

所要求时间精度由上文介绍的性能类（第 3 栏）决定，增加第 4，5 和第 6 栏，给出有关电网的一些数值：

时间性能类	精度[μs]	引用		相角 () 50Hz	相角 () 60Hz	故障定位 (m)
T3	± 25	P1		27	32	7500
T4	± 4	P2	M1	4	5	1200
T5	± 1	P3	M2/3	1	1	300

注：性能类 T3、T4 和 T5 一般用于接口 IF4。某些应用中，用于 IF8。

13.7.7 类型 7 访问控制命令报文

该报文类型用于传输控制命令，控制命令由要求较高安全性的本地或远程人机接口 HMI 功能发出。所有使用接口 7（外部技术服务）的报文都应该包含访问控制。这种类型的报文基于类型 3，并加上了额外的口令和（或）验证过程。

这些报文命令从操作员下传，通过某些控制层传到开关设备，或传到某些受控对象。在这过程中，这些报文至少在过程层，可能被转换为要求具有类型 1 特征的报文。

注：这些是用于操作员通过本地或远程人机接口 HMI 访问的典型报文。涉及接口 IF1、IF6 与 IF7。

14 数据完整性要求

完整性意指对于给定背景噪声情况下，所产生数据错误小于可接受限值。在 IEC61850-3 部分中，依据 IEC61850-4 引用三个数据完整性等级。在第 10.1 条中，数据完整性也被引入作为 PICOM 的属性。所有与安全有关的报文象命令、跳闸等直接影响过程的报文等应具有最高数据完整性等级，即等级 3。所有其它报文可以比较低的数据完整性等级传输，但不低于等级 2。

正常，给定噪声水平，不能受影响。为保证数据完整性，已知有三种措施存在，限制噪声影响。

- 1) 适当设计装置和通信系统，如密封防护和使用光纤连接；
- 2) 应用适当编码，如，海明距离；
- 3) 至少使用两个步骤顺序，如对命令使用操作前选择（SB0）步骤顺序。

这些措施的使用超出本部分标准的内容，但在建模服务中应考虑数据完整性要求（例，IEC61850-7-2 中 SB0）和定义映射（例，IEC61850-8-X，IEC61850-9-X 中编码）

15 系统性能要求

15.1 介绍

为了确保在任何操作条件和变电站意外事故的情况下，第 13 章中所定义的传输时间都能够满足，在设计阶段必须考虑和研究动态性能的要求。

IEC 61850-1 定义了主要的变电站类型，并以典型功能层示例。同时介绍了许多可能总线结构。实际使用的总线结构必须依据要求和所希望的性能类基础上进行选择，如第 13 章所规定。

这一段落内容是：给出证明动态性能要求能够满足给定变电站的方法，并且考虑到不同国家的变电站有不同的规划和功能分配。由于变电站规划的多样性、不同的保护配置和控制功能，每一变电站工程项目必须独立地进行评估计算。

对于这些计算有两种方法。一个基于 PICOM 模型，另一个是对局域网(LAN)性能的仿真。

15.2 计算方法

15.2.1 PICOM 方法

参照 IEC 61850-1 的分类，为计算动态场景处理选择了 4 个不同的变电站类型。计算方法和示例在附录第 I.1 条介绍。

这个计算方法将通用数据库用于功能、相关信息元素和算法。功能和相关信息元素基本上都列在国际大电网技术报告 Ref. No. 180 中，并且被 IEC TC57 工作组在标准化工作过程中所使用。对每一个场景都使用物理装置，建立功能模型，使用逻辑节点关联和有关 PICOM 定义每一个物理装置。计算用数据库包含大约 100 个逻辑节点和 1400 个 PICOM，已就变电站通信进行了标识。PICOM 的属性包含性能要求、逻辑节点分配和运行状态及原因。

在一个变电站不同的运行状态，如，正常、异常和紧急状态下，分别计算网络上被选定的通信接口数据流。接口可以不同的方法组合，取决于如何使用实际的网络。过程和站级总线，分别进行组合、个别或排他考虑。

该计算方法仅仅考虑数据内容，未考虑帧同步的开销、报文结构等。当选择一个实际物理网络的时候，栈选择的开销必须考虑，并修正由初始计算而得的数据速率。

PICOM 模型自然而然地没考虑通过接口 2（远方保护信号）传送的报文，因为接口 2 超出本标准范围。然而，可很方便地增加一个智能电子设备 IED，举例来说，一个无线帧，并用变电站总线实现保护设备和无线连接之间的通信。在这种情况下，该数据流必须加到计算当中。例如，在保护配置中，当距离保护被设为超范围对侧闭锁，一条线路上发生事故时，接口 2 上突发的通信量将远超过其他的数据流。

这个方法对于决定总的数据速率很有用。为了确定总体传输时间，应当使用局域网仿真程序或等同的方法验证。

15.2.2 局域网仿真方法

一旦确定了物理网络并选定了通信栈，就可以用一个仿真程序来验证设计。这样的程序将考虑所有的开销，报文结构，寻址，多播，冲突等。

局域网仿真程序将给出平均和最大时延，并且这个结果可以直接验证第 13 章中所要求的总传输时间。

附录 I.2 条针对以太网总线及三个报文延时累加，给出了这一方法的示例。

15.3 计算结果

当比较不同变电站的计算结果的时候，发现不同复杂程度的变电站可能产生相似的总线负载，而几乎相同的变电站却计算得到非常不同的总线负载。原因是保护和控制功能的实际需求，以及逻辑节点在物理设备上的分布对计算结果有很大的影响。

对所有变电站的 PICOM 分析表明：具有过程采样的通信网络负载为 750 kBytes ~ 1200 kBytes，无过程采样的网络负载低于 500 kBytes。

用局域网仿真分析 T2-2 型式的变电站发生严重的多重故障情况下通信性能，结果表明：使用映射到 MMS/OSI 协议上的专门广播报文，所有关键断路器都在 4 毫秒内收到跳闸命令。变电站通信网络使用 10 Mbit/s 交换 Hub 以太网或 100 Mbit/s 共享 Hub 以太网。仿真假定没有过程总线，并且所有跳闸命令都在变电站局域网上传输。

15.4 小结

在所研究的绝大多数情况下，变电站在非正常或紧急情况下，通信负载较正常情况增加 50%到 100%。在过程总线上，对于各种情况，通信负载没有明显的不同，因为大多数相连的物理设备都在稳定地发送数据流，它们并不为偶然的突发事件所影响。

在设计变电站通信时，最重要的问题是恰当地将可自由分配的逻辑节点指定到物理设备和通信网络本身的安排，使得点对点的通信需求最小。PICOM 模型是实现这个目标的一个有用工具。

当建立局域网仿真模型时，必须谨慎考虑以确保适当的报文配置，因为这会对结果产生较大的影响。PICOM 模型假定所有的报文都当作单独的数据对象发送。多重报文消息必须考虑，但不考虑多数据对象报文。将数据对象以一合适的方式组合成面向对象的或多命令报文，能够明显地减少总通信量。研究局域网仿真时，将很清楚地看到这一点。

当定义实际网络和协议栈时，以使通信量最小化的方式组合数据对象相当重要。

计算和研究的主要结果必须确保第 13 章所叙述的传输时间要求能够适应各种报文类型。局域网仿真程序用来验证这一点。

16 数据模型附加要求

为互操作性，数据模型将说明被交换数据的语义和语法。

16.1 逻辑节点寻址要求

由于通信发生在逻辑节点间，而逻辑节点并没有专门分配给装置，故，每个逻辑节点应自身可寻址（要求）。

对逻辑节点寻址配置，将使用分层命名结构和为变电站规定的对象数据目录，如 IEC61346。

16.2 数据模型要求

数据模型支持下列特点：

所有装置有关功能和可传输数据应提供自我描述。在本系列标准的框架内，将应用标准化规则允许互操作性扩展，以避免将专用范围写入本标准。

人机接口 HMI 所用的信息应得到 ASCII 文本（至少作为运行人员使用语言的选项）。人机接口信息本身表示超出本标准范围。

对明确的装置对装置之间通信，即无运行人员干扰的数据交换，数据（PICOM）标识和属性对装置应是可理解的。

附录 A
(资料性附录)
逻辑节点和相关 PICOM

按 PICOM 信号源对 PICOM 进行定义。为使说明紧凑，将许多保护共同的 PICOM 合并成 **PICOM 组**。

A.1 PICOM 组

表 A.1 PICOM 组

组	PICOM 名	源	目的地 1	目的地 2	目的地 3	目的地 4	目的地 5
有启动信号的故障处理 (P_fh_1)		P...					
	启动指示	P...	CALH	IHMI	ITCI		
	跳闸指示	P...	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	
	跳闸命令	P...	XCBR				
	定值	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	故障信息	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<与功能或实例有关>	P...					
无启动信号的故障处理(P_fh_2)		P...					
	跳闸指示	P...	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	
	跳闸命令	P...	XCBR				
	定值	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	故障信息	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<与功能或实例有关>	P...					
不启动、不跳闸故障处理(P_fh_3)		P...					
	触发指示	P...	CALH	IHMI	ITCI		
	触发	P...	P...	R...	A...	C...	
	定值	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	故障信息	P...	IHMI	ITCI	ITMI		
	<与功能或实例有关>	P...					

A.2 逻辑节点列表

表 A.2 逻辑节点列表

	P L N ICOM 名称	源	目的地 1	目的地 2	目的地 3	目的地 4	目的地 5
瞬时接地故障保护		PTEF					
	P_fh_3	PTEF	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
	<故障特征>	PTEF					
零速和欠速保护		PZSU					
	P_fh_1	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<转子堵转>	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<欠速>	PZSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
距离保护		PDIS					
	P_fh_1	PDIS	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<故障阻抗 Z>	PDIS					
	动作	PDIS	RREC				
	触发	PDIS	RDRE	RFLO			
伏/赫兹保护		PVPH					
	P_fh_1	PVPH	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
欠电压保护		PTUV					
	P_fh_1	PTUV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<最小电压>	PTUV					
功率方向/反向功率保护		PDPR					
	P_fh_1	PDPR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<功率方向>	PDPR					
方向接地故障功率保护		PWDE					
	P_fh_1	PWDE	CALH	IHMI	ITCI	XCBR	
	<故障方向>	PWDE					
欠电流/欠功率继电器		PUCP					
	P_fh_1	PUCP	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<最小电流>	PUCP					
	<最小功率>	PUCP					
失磁/欠励磁保护		PUEX					
	P_fh_1	PUEX	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<范围值(Field value)>	PUEX					
反相和相平衡电流保护		PPBR					
	P_fh_1	PPBR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<相序>	PPBR					
	<负序元件>	PPBR					
电压相序保护		PPBV					
	P_fh_1	PPBV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR

	<相序>	PPBV					
电动机启动保护		PMSU					
	P_fh_1	PMSU	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<禁止重启>	PMSU					
	<禁止重启时间>	PMSU					
过负荷保护，热保护		PTTR					
	P_fh_1	PTTR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<实际温度>	PTTR					
	<电流积分>	PTTR					
转子过热保护		PROL					
	P_fh_1	PROL	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<实际温度>	PROL					
	<电流积分>	PROL					
定子过热保护		PSOL					
	P_fh_1	PSOL	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<实际温度>	PROL					
	<电流积分>	PROL					
瞬时过电流或上升速率保护		PIOC					
	P_fh_1	PIOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<峰值电流>	PIOC					
	<电流上升速率>	PIOC					
交流定时过电流继电器 SAME HOLDS FOR?		PTOC					
	P_fh_1	PTOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<峰值电流>	PTOC					
电压控制/依赖电压定时过电流保护		PVOC					
	P_fh_1	PVOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<峰值电流>	PVOC					
功率因数保护		PPFR					
	P_fh_1	PPFR	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<功率因数>	PPFR					
过电压保护		PTOV					
	P_fh_1	PTOV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<最大电压>	PTOV					
直流过电压保护		PDOV					
	P_fh_1	PDOV	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
电压或电流平衡保护		PVCB					
	P_fh_1	PVCB	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<电压差>	PVCB					
接地故障保护/接地检测		PHIZ					
	P_fh_1	PHIZ	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR

	<零序电流>	PHIZ					
转子接地故障		PREF					
	P_fh_1	PREF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<零序电流>	PREF					
定子接地故障		PSEF					
	P_fh_1	PSEF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<零序电流>	PSEF					
匝间故障		PITF					
	P_fh_1	PITF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<零序电流>	PITF					
交流方向过流保护		PDOC					
	P_fh_1	PDOC	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<峰值电流>	PDOC					
	<方向>	PDOC					
方向接地故障保护		PDEF					
	P_fh_1	PDEF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<峰值电流>	PDEF					
	<方向>	PDEF					
直流定时过流		PDCO					
	P_fh_1	PDCO	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<峰值电流>	PDCO					
相角或失步（跳闸）保护		PPAM					
	P_fh_1	PPAM	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<相角>	PPAM					
频率保护		PFRQ					
	P_fh_1	PFRQ	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<频率>	PFRQ					
	<变化率>	PFRQ					
	频率恢复解除	PFRQ	GAPC				
	减载请求	PFRQ	GAPC				
差动保护（见以下）		PDIF					
比相保护		PPDF					
	P_fh_1	PPDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<相角差>	PPDF					
线路差动保护		PLDF					
	P_fh_2	PLDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<电流差>	PLDF					
	动作	PLDF	RREC				
	触发	PLDF	RDRE				

非直接接地故障保护		PNDF					
	P_fh_2	PNDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<电流差>	PNDF					
变压器差动保护		PTDF					
	P_fh_2	PTDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<电流差>	PTDF					
母线保护		PBDF					
	P_fh_2	PBDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<电流差>	PBDF					
	<故障区信息>	PBDF					
电动机差动保护		PMDF					
	P_fh_2	PMDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<启动电流>	PMDF					
	<破坏值>	PMDF					
发电机差动保护		PGDF					
	P_fh_2	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<电流差>	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
	<最大电压>	PDOV					
扰动记录(在间隔层/过程层采集)		RDRE					
	故障记录	RDRE	RDRS				
	<记录时间和日期>	RDRE					
	<记录原因>	RDRE					
	<波形数据>	RDRE					
	<A 相电流>	RDRE					
	<B 相电流>	RDRE					
	<C 相电流>	RDRE					
	<A 相电压>	RDRE					
	<B 相电压>	RDRE					
	<C 相电压>	RDRE					
	<事件数据>	RDRE					
	<定值>	RDRE					
	<最近故障参数>	RDRE					
	<前一次故障参数>	RDRE					
	<再前一次故障参数>	RDRE					
	记录故障	RDRE	CALH	IHMI	ITCI	RDRS	
	记录存储器满	RDRE	CALH	IHMI	ITCI	RDRS	
	记录动作	RDRE	CALH	RDRS			
	触发	RDRE	RDRE				
	定值	RDRE	IHMI	ITCI	RDRS		

扰动记录(变电站层分析)		RDRS					
	日期和时间	RDRS	RDRE				
	故障记录	RDRS	IARC				
	<记录时间和日期>	RDRS					
	<记录原因>	RDRS					
	<波形数据>	RDRS					
	<A 相电流>	RDRS					
	<B 相电流>	RDRS					
	<C 相电流>	RDRS					
	<A 相电压>	RDRS					
	<B 相电压>	RDRS					
	<C 相电压>	RDRS					
	<事件数据>	RDRS					
	<定值>	RDRS					
	<最近故障参数>	RDRS					
	<前一次故障参数>	RDRS					
	<再前一次故障参数>	RDRS					
	定值	RDRS	IHMI	ITCI	RDRE		
自动重合闸		RREC					
	告警	RREC	CALH				
	事件	RREC	CALH				
	间隔自动重合状态	RREC	IHMI	ITCI			
	直接或经 CPOW 传给断路器命令	RREC	XCBR	CPOW			
	<闭合断路器>	RREC					
	同步请求	RREC	RSYN				
	带有可控切换的断路器命令	RREC	CSWI				
	<闭合断路器>	RREC					
	定值	RREC	IHMI	ITCI			
断路器失灵		RBRF					
	故障信息	RBRF	IHMI	ITCI			
	跳闸指示	RBRF	CALH	IHMI	ITCI		
	跳闸命令	RBRF	XCBR				
	定值	RBRF	IHMI	ITCI			
线路载波或纵联保护		RCPW					
	P_fh_3	PMDf	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
故障定位功能		RFLO					
	故障定位	RFLO	IHMI	ITCI			
	定值	RFLO	IHMI	ITCI			
同步检测		RSYN					

	同步指示	RSYN	CSWI	IHMI	ITCI	RREC	GAPC
	定值	RSYN	IHMI	ITCI			
功率振荡闭锁		RPSB					
	P_fh_3	PMDF	CALH	IHMI	ITCI	P...R...	A...C...
告警处理		CALH					
	功能监管	CALH	IHMI	ITCI	SSYS		
	告警(总告警)	CALH	IHMI	ITCI			
	告警指示	CALH	IHMI	ITCI			
	告警列表更新	CALH	IHMI	ITCI			
	告警(列表)	CALH	IARC				
	确认	CALH	IHMI	ITCI			
	事件指示	CALH	IHMI	ITCI			
	事件(总)	CALH	IHMI	ITCI			
	事件列表更新	CALH	IHMI	ITCI			
	事件(历史列表)	CALH	IARC				
	定值	CALH	IHMI	ITCI			
开关控制器（间隔层命令处理）		CSWI					
	若适用，直接切换或经 CPOW 的命令	CSWI	X...	XCBR	XSWI	CPOW	
	<开关合>	CSWI					
	<开关分>	CSWI					
	功能监管	CSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	指示	CSWI	SSYS				
	事件/位置改变	CSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	位置指示	CSWI	IHMI	ITCI			
	无动作信息	CSWI	IHMI	ITCI			
	解除	CSWI	IHMI	ITCI			
	请求	CSWI	CILO				
	同步请求	CSWI	RSYN				
	定值	CSWI	IHMI	ITCI			
定点分合断路器控制器		CPOW					
	直接到断路器命令	CPOW	XCBR				
	<断路器合>	CPOW					
	<断路器分>	CPOW					
	功能监管	CPOW	CALH	IHMI	ITCI		
	指示	CPOW	SSYS				
	事件/位置改变	CPOW	CALH	IHMI	ITCI		
	位置指示	CPOW	IHMI	ITCI			
	无操作信息	CPOW	IHMI	ITCI			
	解除	CPOW	IHMI	ITCI			

	定值	CPOW	IHMI	ITCI			
联锁		CILO					
	事件	CILO	CALH	IHMI	ITCI	SSYS	
	指示	CILO	CSWI	IHMI	(CILO)	SSYS	
	解除	CILO	CSWI	(CILO)			
	请求	CILO	(CILO)				
	开关设备位置	CILO	(CILO)				
	定值	CILO	IHMI	ITCI	(CILO)		
装置或变电站层操作接口，远方控制接口与之同（可能受到某些约束）		IHMI ITCI					
	响应	IHMI	CALH				
	命令	IHMI	GGIO	GAPC	...		
	去开关设备和变压器的命令	IHMI	CSWI	ATCC			
	举例	IHMI					
	<开关合>	IHMI					
	<开关分>	IHMI					
	<分接头升>	IHMI					
	<分接头降>	IHMI					
	指示	IHMI	CALH	ITCI	IHMI	ITMI	SSYS
	定值（若可使用，对所有逻辑节点配置和操作）	IHMI	P...	A...	C...	I...	A...
	定值（若可使用，对所有逻辑节点配置和操作）	IHMI	G...	M...	L...	T...	X...
	定值（若可使用，对所有逻辑节点配置和操作）	IHMI	Y...	Z...	S...		
	举例	IHMI					
	<日期和时间>	IHMI					
	<运行模式>	IHMI					
	<运行中>	IHMI					
	<重合解除>	IHMI					
	<断路器参数>	IHMI					
	<隔离开关参数>	IHMI					
	<分接头参数>	IHMI					
	<电流数据采集参数>	IHMI					
	< ; >	IHMI					
远方监视接口		ITMI					
	响应	ITMI	CALH	IHMI			
	命令(若开关设备可适用或无操作)	ITMI	GGIO	GAPC	ATCC	...	
	定值（若可使用，对所有逻辑节点配置和操作）	ITMI	P...	A...	C...	I...	A...
	定值（若可使用，对所有逻辑节点配置和操作）	ITMI	G...	M...	L...	T...	X...

	作)						
	定值(若可使用,对所有逻辑节点配置和操作)	ITMI	Y...	Z...	S...		
存档		IARC					
	事件	IARC	IHMI	ITCI			
	功能监管	IARC	IHMI	ITCI			
	指示	IARC	IHMI	ITCI	SSYS		
	保存值/记录	IARC	IHMI	ITCI	ITMI	RDRS	
	<扰动记录>	IARC					
	<统计>	IARC					
	定值	IARC	IHMI	ITCI	ITMI		
自动分接头控制		ATCC					
	命令	ATCC					
	<分接头升>	ATCC	YLTC				
	<分接头降>	ATCC	YLTC				
	开关操作	ATCC	CSWI				
	功能监管	ATCC	CALH	IHMI	ITCI		
	<M-Process 状态未正常>	ATCC					
	<辅助单元状态未正常>	ATCC					
	<子单元状态>	ATCC					
	<电源电压>	ATCC					
	<自发缓存溢出>	ATCC					
	<并列操作错误>	ATCC					
	运行监管	ATCC	CALH	IHMI	ITCI		
	<欠电压>	ATCC					
	<过电压>	ATCC					
	<过电流>	ATCC					
	运行方式	ATCC	IHMI	ITCI			
	<就地运行>	ATCC					
	<远方运行>	ATCC					
	<手动运行>	ATCC					
	<自动运行>	ATCC					
	<单个运行>	ATCC					
	<并列运行>	ATCC					
	定值	ATCC	IHMI	ITCI			
	<就地运行>	ATCC					
	<远方运行>	ATCC					
	<手动运行>	ATCC					
	<自动运行>	ATCC					

	<欠电压限值>	ATCC					
	<过电压限值>	ATCC					
	<过电流限值>	ATCC					
	<选定设定点>	ATCC					
	<选定比较线路>	ATCC					
自动电压控制		AVCO					
	命令	AVCO					
	<分接头升>	AVCO	YLTC				
	<分接头降>	AVCO	YLTC				
	功能监管	AVCO	CALHI	IHMI	ITCI		
	运行方式	AVCO	CALH	IHMI	ITCI		
	定值	AVCO	IHMI	ITCI			
无功控制		ARCO					
	功能监管	ARCO	CALH	IHMI	ITCI		
	运行方式	ARCO	CALH	IHMI	ITCI	ZRRC	ZTCR
	定值	ARCO	IHMI	ITCI			
	开关设备操作	ARCO	CSWI				
接地故障中性点补偿控制（消弧线圈）		ANCR					
	命令	ANCR					
	<分接头升>	ANCR	YEFN				
	<分接头降>	ANCR	YEFN				
	功能监管	ANCR	CALH	IHMI	ITCI		
	运行方式	ANCR	CALH	IHMI	ITCI		
	定值	ANCR	IHMI	ITCI			
零电压跳闸		AZVT					
	P_fh_2	PGDF	CALH	IHMI	ITCI	RBRF	XCBR
自动过程控制（通用、可编程）		GAPC					
	举例如下	GAPC					
减负荷		GAPC					
	功能监管	GAPC	IHMI	ITCI			
	运行方式	GAPC	IHMI	ITCI			
	运行指示	GAPC	IHMI	ITCI			
	开关设备操作	GAPC	CSWI				
	定值	GAPC	IHMI	ITCI			
进线转供		GAPC					
	功能监管	GAPC	IHMI	ITCI			
	运行指示	GAPC	IHMI	ITCI			
	开关操作	GAPC	CSWI				

	定值	GAPC	IHMI	ITCI			
变压器转供		GAPC					
	功能监管	GAPC	IHMI	ITCI			
	运行指示	GAPC	IHMI	ITCI			
	开关操作	GAPC	CSWI				
	定值	GAPC	IHMI	ITCI			
转换母线		GAPC					
	功能监管	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	运行指示	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	开关操作	GAPC	CSWI				
	开关位置	GAPC	IHMI	ITCI			
	命令	GAPC	CSWI				
	定值	GAPC	IHMI	ITCI			
自动跳闸和电压恢复		GAPC					
	功能监管	GAPC	CALH	IHMI	ITCI		
	操作指示	GAPC	IHMI	ITCI			
	开关操作	GAPC	IHMI	ITCI			
	同步请求	GAPC	RSYN				
	指示	GAPC	IHMI	ITCI			
	命令	GAPC	CSWI				
	定值	GAPC	IHMI	ITCI			
测量(采集和计算)		MMXU					
	功能监管	MMXU	CALH	IHMI	ITCI		
	总积分	MMXU	IARC	IHMI	ITCI		
	<电量(象限 1) >	MMXU					
	<电量(象限 2) >	MMXU					
	<电量(象限 3) >	MMXU					
	<电量(象限 4) >	MMXU					
	<最大功率(象限 1) >	MMXU					
	<最大功率(象限 2) >	MMXU					
	<最大功率(象限 3) >	MMXU					
	<最大功率(象限 4) >	MMXU					
	计量值	MMXU	IHMI	ITCI			
	定值	MMXU	IHMI	ITCI	MMXU		
计量(采集和计算)		MMTR					
	功能监管	MMTR	CALH	IHMI	ITCI		
	总积分	MMTR	IARC	IHMI	ITCI		
	<电量(象限 1) >	MMTR					

	<电量(象限 2) >	MMTR					
	<电量(象限 3) >	MMTR					
	<电量(象限 4) >	MMTR					
	<最大功率(象限 1) >	MMTR					
	<最大功率(象限 2) >	MMTR					
	<最大功率(象限 3) >	MMTR					
	<最大功率(象限 4) >	MMTR					
	计量值	MMTR	IHMI	ITCI			
	定值	MMTR	IHMI	ITCI			
	报告	MMTR	IHMI	ITCI			
相序和不平衡		MSQI					
	功能监管	MSQI	CALH	IHMI	ITCI		
	计算值	MSQI	IARC	IHMI	ITCI		
谐波和间谐波		MHAI					
	功能监管	MHAI	CALH	IHMI	ITCI		
	计算值	MHAI	IARC	IHMI	ITCI		
逻辑节点装置		LLN0					
	标识数据	LLN0	IHMI	ITCI	ITMI		
	<标识/...>	LLN0					
	定值	LLN0	IHMI	ITCI	ITMI		
	<配置>	LLN0					
通用安全应用		GSAL					
	事件	GSAL	CALH	IHMI	ITCI	ITMI	
	诊断数据	GSAL	IHMI	ITCI	ITMI		
断路器		XCBR					
	功能监管	XCBR	CALH	IHMI	ITCI		
	<合闸位置/闭锁>	XCBR					
	<分闸位置/闭锁>	XCBR					
	<自动重合闸闭锁>	XCBR					
	<主电路警报>	XCBR					
	<主电路告警>	XCBR					
	<辅助电路警报>	XCBR					
	<辅助电路告警>	XCBR					
	<操作机构警报>	XCBR					
	<操作机构告警>	XCBR					
	<电源警报>	XCBR					

	<电源告警>	XCBR					
事件		XCBR	CALH	IHMI	ITCI		
位置指示		XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	<位置/断路器合>	XCBR					
	<位置/断路器分>	XCBR					
	<位置/断路器 中间>	XCBR					
s-t 图表		XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
状态指示		XCBR	XCBR	IHMI	ITCI		
	<就地方式>	XCBR					
	<远方方式>	XCBR					
	<分闸时间>	XCBR					
	<合闸时间>	XCBR					
	<常规闭锁>	XCBR					
被测量/计数值		XCBR	TCPT				
	<位置/操作计数, 永久>	XCBR					
	<位置/操作计数, 可复位>	XCBR					
	<各种数据>	XCBR					
诊断数据		XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
标识数据		XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
	<标识符/...>	XCBR					
	<.../制造商标识>	XCBR					
	<.../高压间隔标识>	XCBR					
	<.../地址>	XCBR					
	<.../硬件版本>	XCBR					
	<.../固件版本>	XCBR					
	<.../软件版本>	XCBR					
	<铭牌/...>	XCBR					
	<.../额定电压>	XCBR					
	<.../额定承受雷击脉冲电压>	XCBR					
	<.../额定短时工频耐受电压>	XCBR					
	<.../额定频率>	XCBR					
	<.../额定电流>	XCBR					
	<.../额定冲击电流>	XCBR					
	<.../额定开断电流>	XCBR					
	<.../额定工作周期>	XCBR					
	<.../辅助电压>	XCBR					
定值		XCBR	CSWI	IHMI	ITCI		
隔离刀闸/接地刀闸/...		XSWI					
功能监管		XSWI	CALH	IHMI	ITCI		

	事件	XSWI	CALH	IHMI	ITCI		
	位置指示	XSWI	IHMI	ITCI			
	<合位>	XSWI					
	<分位>	XSWI					
	<中间位置>	XSWI					
	s-t 图表	XSWI	IHMI	ITCI			
	定值	XSWI	IHMI	ITCI			
绝缘介质监视，如 GIS-SF6 监视		SIMS					
	功能监管	SIMS	CALH	IHMI	ICTI		
	告警	SIMS	CALH	IHMI	ICTI		
	<压力 3 低警报>	SIMS					
	事件	SIMS	IHMI	ICTI			
	<压力高>	SIMS					
	<压力 1 低告警>	SIMS					
	<压力 2 低告警>	SIMS					
	诊断数据	SIMS	IHMI	ICTI			
	定值	SIMS	IHMI	ICTI			
GIS-电弧监视		SARC					
	功能监管	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	警报	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	<发生电弧警报>	SARC					
	事件	SARC	CALH	IHMI	ITCI		
	诊断数据	SARC	IHMI	ITCI			
	定值	SARC	CSDA	IHMI	ITCI		
GIS-局放监视		SPDC					
	功能监管	SPDC	CALH	IHMI	ICTI		
	事件	SPDC	CALH	IHMI	ICTI		
	<局放发生告警>	SPDC					
	诊断数据	SPDC	IHMI	ICTI			
	定值	SPDC	IHMI	ICTI			
电流互感器 TA		TCTR					
	过程值(电流采样)	TCTR	P...	R...	M...	A...	
	定值	TCTR	IHMI	ITCI			
电压互感器 TV		TVTR					
	过程值(电压采样)	TVTR	P...	R...	M...	A...	
	定值	TVTR	IHMI	ITCI			

电力变压器		YPTR					
	功能监管	YPTR	CALH	IHMI	ITCI		
	事件	YPTR	CALH	IHMI	ITCI		
	定值	YPTR	ATCC	IHMI	ITCI		
分接头		YLTC					
	功能监管	YLTC	CALH	IHMI	ITCI		
	事件	YLTC	CALH	IHMI	ITCI		
	分接头电机运行	YLTC	ATCC				
	分接头位置(BCD 码)	YLTC	ATCC	IHMI	ITCI		
	定值	YLTC	ATCC	IHMI	ITCI		
接地故障补偿器(消弧线圈)		YEFN					
	功能监管	YEFN	CALH	IHMI	ITCI		
	事件	YEFN	CALH	IHMI	ITCI		
	线圈调节电机运行	YEFN	GAPC				
	线圈位置	YEFN	IHMI	ITCI	ITCI		
	定值	YEFN	GAPC	IHMI	ITCI		
功率分流		YPSH					
	功能监管	YPSH	CALH	IHMI	ITCI		
	事件	YPSH	CALH	IHMI	ITCI		
	分流开关运行	YPSH					
	分流位置	YPSH	GAPC	IHMI	ITCI		
	定值	YPSH	GAPC	IHMI	ITCI		
辅助网络		ZAXN					
蓄电池		ZBAT					
套管		ZBSH					
高压电缆		ZCAB					
电容器组		ZCAP					
变换器		ZCON					
发电机		ZGEN					
气体绝缘线路(GIL)		ZGIL					
架空线		ZLIN					
电动机		ZMOT					
电抗器		ZREA					
旋转无功元件		ZRRC					
浪涌吸收器		ZSAR					
可控硅变频器		ZTCF					
可控硅无功元件		ZTCR					
通用 I/O		GGIO					

	警报	GGIO	CALH	IHMI	ITCI		
	事件	GGIO	CALH	IHMI	ITCI		
	辅助装置监管	GGIO	GAPC	CALH	ARCO	ATCC	
	指示	GGIO	IHMI	ITCI			
	定值	GGIO	IHMI	ITCI			
	状态	GGIO	SSYS				
时间同步/主时钟		STIM					
	运行指示	STIM	LN0				
	时钟	STIM	所有需要者				
系统监管		SSYS					
	事件	SSYS	IHMI	ITCI	CALH		
	功能监管	SSYS	IHMI	ITCI			
	指示	SSYS	IHMI	ITCI	SSYS		
	失灵	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	重新启动单元运行	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	停止单元运行	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	单元缓冲溢出	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
	紧急错误	SSYS	CALH	IHMI	ITCI		
测试信号发生器		GTES					
测试报文		GTES	所有需要者				

附录 B
(资料性附录)
PICOM 标识和报文分类

B.1 前言

逻辑节点间的通信是通过数千个单独的 PICOM 交换来描述的。不过,这些 PICOM 间有很多共同之处,比如所有描述跳闸的 PICOM,除了单独的资源以外,或多或少具有相同的通信需求,这些需求由 PICCOM 属性所描述。因此,通过 PICOM 的分类不仅获得对通信需求的一个全面的总体了解,又可通过它支持对所要求通信性能进行严格地建模与定义。

第一步,鉴别可能逻辑节点的所有 PICOM,利用共同目的和共同属性,分配 PICOM 类型。结果见附录 B.2 章。

所得到的,具有最重要共同属性的 PICOM 类型由附录 B.3 章给出。传输时间要求范围较宽,并反映了各功能的单个需要。由于传输时间高要求覆盖了低要求,所以对下面介绍的报文类型,传输时间要求合并以高传输时间要求的数字表示。

数据交换的最大允许时间是使功能正常运转的要素,并且对于任何支持通信系统的性能要求都至关重要。在本标准的上下文中,这个时间称作“整体传输时间”,并在本标准部分 13.2 条中给出清晰的定义。

在本标准的第 13.7 条中,PICOM 的类型被进一步压缩成 7 种报文类型,并且由性能类构造了其属性的范围。典型的应用和接口分配的一些提示也在此一并给出。

第 13.5 条介绍了报文类型和使用。对于性能类的介绍和使用由第 13.6 条描述。

B.2 PICOM的标识和类型分配

表B.1 PICOM 标识和类型分配第 1 部分

PICOM 类型 ID*	1	5	6	7	10	10	12	12	22	24	9	10	17	19	16	13	18	12	10	10	10	10	11	26	10
													19		17			10		11		11			
PICOM	电流/电压	非电气过程数据	故障信息(短)	故障信息(长)	启动指示	跳闸指示	动作	触发	跳闸命令	定值	故障记录	记录存储器满	服务中	运行模式	状态	全站联锁	外部条件	同步检测	检测到保险丝断	成组报警	报警指示	报警列表更新	报警列表	响应	报警
P...			X	X	X	X	X	X	X	X															
RDRE							X	X		X	X	X													
RDRS										X	X														
RREC										X			X		X	X	X								X
RBRF			X			X			X	X															
RCPW																									
RFLO			X	X						X															
RSYN										X								X							
RPSB																									
CALH										X									X	X	X	X	X		
CSWI										X															
CILO										X															
ATCC										X															
IHMI										X			X	X										X	
ITCI										X			X	X										X	
ITMI									?	X				X										X	
IARC			X	X						X	X														
AVCO										X				X	X										
ARCO										X				X											
ANCR																									
AZVT			X	X	X	X	X	X	X	X															
GAPC										X				X	X										

*) PICOM 类型 ID 按照 PICOM 的属性给出了所有请求的 PICOM 的大概分类

表B.2 PICOM 标识和类型分配第 2 部分

PICOM 类型 ID	10	10	10	11	10	27	28	10	10	21	21	10	16	17	12	14	14	4	4	6	9	25	4	25	24
		11	11									12			12										
PICOM	事件指示	成组事件	事件列表更新	事件列表存档	事件	日期与时间	同步 (时钟)	记录器故障	功能监管	去开关设备命令	去辅助装置命令	指示	位置指示	无-操作信息	释放	请求 ITL	请求同步	总积分	计量值	报告	存档数据	s-t 图表	计数值	诊断数据	ID 数据
P...																									
RDRE								X																	
RDRS						X		X																	
RREC					X				X	X							X								
RBRF																									
RCPW																									
RFLO																									
RSYN																									
RPSB																									
CALH	X	X	X	X		X	X		X																
CSWI					X				X	X		X	X	X	X	X	X								
CILO										X			X		X		X								
ATCC					X				X		X	X	X	X											
IHMI						X	X			X	X	X				X									
ITCI						X				X	X					X									
ITMI						X										X									
IARC					X				X			X									X				
AVCO									X	X	X		X												
ARCO									X	X															
ANCR																									
AZVT																									
GAPC									X	X		X	X			X	X								

*)) PICOM 类型 ID 按照 PICOM 的属性给出了所有请求的 PICOM 的大概分类

表B.3 PICOM 标识和类型分配第 3 部分

PICOM 类型 ID	1	5	6	7	10	10	12	12	22	24	9	10	17	19	16	13	18	12	10	10	10	10	11	26	10
													19		17			10		11		11			
PICOM																									
逻辑节点	电流/电压	非电气过程	故障信息	故障信息(长)	启动指示	跳闸指示	动作	触发	跳闸命令	定值	故障记录	记录器存储器满	服务中	运行模式	状态	站级联锁	外部条件	同步检测	检测到保险丝断	成组警报	警报指示	警报更新	警报列表	响应	警报
MMXU										X							X		X	X					
MMTR										X															
MSQI										X							X		X	X					
MHAI										X							X		X	X					
LLN0							X																	X	
GSAL			X							X											X				X
XCBR							X			X															
XSWI										X															
SIMS										X															X
SARC										X															X
SPDC										X															X
TCTR	X									X															
TVTR	X									X															
YPTR		X						X		X															
YLTC															X										X
YEFN																									
YPSH																									
ZGEN		X								X					X										X
ZTCF		X								X					X										X
ZCON		X								X					X										X
ZMOT		X								X					X										X
ZSAR		X								X					X										X
ZTCR	X									X					X										X
ZRRC	X									X					X										X
ZCAP	X									X					X										X
ZREA	X									X					X										X
ZCAB	X	X								X					X										X
ZGIL	X	X								X					X										X
ZLIN	X	X								X					X										X
ZBAT	X	X								X					X										X
ZAXN	X	X								X					X										X
GGIO	X		X					X		X					X		X								X
STIM										X															
SSYS				X				X		X															X
GTEs																									

*) PICOM 类型 ID 按照 PICOM 的属性给出了所有请求的 PICOM 的大概分类

表B.4 PICOM 标识和类型分配第 3 部分

PICOM TYPE ID	10	10	10	11	10	27	28	10	10	21	21	10	16	17	12	14	14	4	4	6	9	25	4	25	24
		11	11									12			12										
PICOM	事件指示	成组事件	事件列表更新	事件列表存档	事件	日期与时间	同步 (时钟)	记录器故障	功能监管	开关设备命令	辅助设备命令	指示	位置指示	无操作信息	释放	请求 ITL	同步请求	总积分	计量值	报告	存档数据	s-t 图表	计数器值	诊断数据	ID 数据
MMXU										X							X		X	X					
MMTR										X															
MSQI										X							X		X	X					
MHAI										X							X		X	X					
LLN0					X																				X
GSAL					X																				X
XCBR					X			X	X																
XSWI					X			X					X									X			
SIMS					X			X															X		
SARC					X			X															X		
SPDC					X			X															X		
TCTR																									
TVTR																									
YPTR					X			X															X	X	
YLTC					X							X	X	X											
YEFN																									
YPSH																									
ZGEN					X			X			X												X	X	
ZTCF					X			X			X												X	X	
ZCON		X							X						X										X
ZMOT					X			X			X														
ZSAR					X						X														
ZTCR					X																				
ZRRC					X																				
ZCAP					X																				
ZREA					X																				
ZCAB					X			X															X		
ZGIL					X			X															X		
ZLIN	X	X							X						X										X
ZBAT					X			X															X		
ZAXN	X	X							X						X										X
GGIO					X			X	X	X	X	X	X	X	X								X	X	
STIM						X	X																		
SSYS					X			X			X														
GTES																									

*) PICOM 类型 ID 按照 PICOM 的属性给出了所有请求的 PICOM 的大概分类

B.3 PICOM 类型表

下表总结了根据 PICOM 表把逻辑节点分解成 PICOM 时出现的 PICOM 类型及其属性范围。

表B.5 PICOM 类型第 1 部分

PICOM 类型 ID	PICOM 意义与其值属性 ⁽¹⁾	类型模式	值属性组合数目 -范围 -典型数据	值属性长度, 以“bit”数表示 ⁽²⁾	传送时间 ⁽³⁾ (响应/周期) -范围 -以 ms 给出的典型数据	报文类型 ⁽⁴⁾
1	过程值 (采样)	Value Cyclic	1 – 8 1, 2, 3, 5	16	– 10, 0.1, 0.5, 1, 2, 5, 10	4 ^a
2	过程值 (均方根)	Value Cyclic	1 – 8 1, 2, 3, 5	16	– 1000, 50, 100, 500, 1000	2 ^b
3	测量值 (计算得到) 如电能量	Value Cyclic Requ.	1 – 64, 4, 6, 64	16	– 1000, 100, 500, 1000	3
4	计量值 (计算得到) 如电能量	Value Cyclic Requ.	1 – 512 1, 512	16	– 1000, 100, 500, 1000	3
5	过程值 (非电量) 如 温度	Value Cyclic	1 – 8 1	16	1000 – 5000 1000, 5000	3 ^c
6	报告 (计算得到) 如 电能量列表	File Requ.	1	1024	1000 – 5000 1000, 5000	5
7	故障值 (计算得到) 如故障距离	Value Requ.	1 – 2 1	16	1000 – 5000 1000, 5000	3
8	混合故障信息 (计算 得到) 广义的	File Requ.	1	512	1000 – 5000 1000, 5000	5
9	混合故障数据 (计算 得到) 如扰动记录.	File Requ.	1	20000 200000	5000	5
10	事件/警报	Event Spont.	1 – 16 1	1	100 – 1000 100, 500, 1000	3 ^d
11	事件/警报 列表/组	File Spont. Requ.	1	128 1024	100 – 1000 100, 500, 1000	5
12	触发 (计算) 如另一个 功能开始	Event Spont.	1	1	10 – 1000 10, 50, 100, 1000	1
13	复合闭锁或解锁 (计算 得到)	Event Spont.	1	16	10 – 100 10, 100	1
14	对同步, 联锁等的请求 (计算)	Event Spont. Requ.	1	1	10 – 100 10, 100	2
15	快速广播报文。如闭锁 /释放	Event Spont	1	1	1 1	1

表B.6 PICOM 类型表第 2 部分

PICOM 类型 ID	PICOM 含义 与其值属性 (¹)	类型 模式	值属性组合数目 -范围 -典型数据	值属性长度, 以“ bit ”数表 示(²)	传送时间 (³) (响应/周期) -范围 -以 ms 给出的典型数据	报文 类型 (⁴)
16	过程状态	Status Requ. Cyclic	1	1	1 –100 1, 10, 20, 50, 100	2 ^e
17	计算状态	Status Requ.	1	1	1 –100 1, 10, 20, 50, 100	2 ^e
18	外部条件	Status Requ. Cyclic	1	1	1 –100 1, 10, 20, 50, 100	2 ^e
19	运行模式	Status Requ. Cyclic	1	1 16	10 – 100 10, 100	3
20	过程状态变化	Event Spont.	1	1	1 – 10 1, 10	1
21	命令	Cmd. Spont.	1, 5	1	1 –1000 1,2,5,10,50, 100,1000	7 ^f
22	跳闸	Cmd. Spont.	1	1	1	1
23	设定点	Value Spont.	1	16	100 –1000 100,1000	3
24	ID 数据 , 定值	File Spont. Requ.	1	1024	1000 –5000 1000,5000	5
25	诊断数据	File Spont. Requ.	1	1024	5000	5
26	操作员响应 或自动响应	Cmd. Spont.	1	1	10 –1000 10,100,1000	3
27	日期和时间	Value Cyclic Requ.	1	32	100 –1000 100,1000	3
28	同步“脉冲”	Cmd. Cycl.	1	1	0.1 – 10, 0.1,0.5,1,2,5,10	6

(1) 按照基本定义，一个 PICOM 包含一个数据元素（仅为值）。如果从应用的角度来看有意义的话，可以把一些数据元素结合在一起；

(2) 没有时标。虽没要求，但对关于网络数据和数据流计算输入仍需某些考虑；

(3) 定义见 12.2 条；

(4) 依据 12.5 条；

(a) 精度 25 μs 或更小；

(b) 未来，考虑电能质量的某些值具有报文类型 1a；

(c) 压力之类特殊值可能需用报文类型 2；

(d) 从警报和事件处理得到的警报和事件，自动产生的可能需要类型 2 报文；

(e) 对某些快速功能，需要类型 1 报文；

(f) 由操作者产生的作为类型 7 的命令报文在低层可能传输得比较快，如，在过程总线上传输的类型 1 跳闸报文。

附录 C
（资料性附录）
通信优化

为了保持充分的灵活性同时减少通信系统的负荷，必须遵循以下原则：

适当使用逻辑节点间的主动传送和轮询替代循环请求信息来减少通信负荷。注意，这些主动传送由用户层所见，更低的层次可能不得不循环请求信息。

在初始化阶段传输长（全面的）数据描述，在运行阶段传输简短标识。

附录 D

(资料性附录)

功能定义规范

为根据逻辑节点和 PICOM 方法辨别通信要求，功能定义包含三个步骤。

- 1) 功能描述，包括分解为逻辑节点；
- 2) 逻辑节点描述，包括所交换 PICOM；
- 3) PICOM 及其属性描述。

D.1 功能描述

D.1.1 功能任务

对每一个功能，都给出一个描述，以说明该功能在变电站自动化系统中的任务，此任务与功能分解为逻辑节点无关。同时，本条也将定义每个功能执行所需要的条件。

D.1.2 功能启动条件

一个特定功能的启动总有某种原因，比如

- 运行人员经人机接口启动一个功能；
- 另一个功能发出启动请求（典型实例 ——自动装置）；
- 过程层状态变化触发启动（典型实例 ——保护装置）。

故，必须定义功能的启动原因。

D.1.3 功能执行结果或影响

每个功能运行都会产生一定的结果或影响，或过程状态的改变，如断路器分合；或触发启动另一个功能；或者提供给运行人员报告信息。功能运行结果或影响必须定义。

D.1.4 功能的性能

本条将从系统和应用的角度出发规定功能应具备的总体性能。例如，功能总的响应时间，它包括启动时间、内部处理时间、每个 PICOM 的总传输时间以及相关过程接口的延时。这意味着：数据在通信链路上净传输时间必须小于上述总的响应时间。其它性能指标，如，同步必须达到的精度等也给予了规定。

D.1.5 功能分解

本条将叙述功能在逻辑节点内如何被分解以及典型情况下分解为几个逻辑节点。

D.1.6 与其它功能的相互作用

功能之间存在数据交换。本条将叙述相互交换的数据以及它们对于所研究功能的重要性。

D.2 逻辑节点的描述

D.2.1 引言

对于每个逻辑节点，给出一个描述，以说明其在整个功能中所承担的任务。本条也规定了逻辑节点执行所需的条件。

D.2.2 启动条件

本条将定义逻辑节点的启动条件，以及从通信的角度来看，该逻辑节点的其它输入。

D.2.3 PICOM的输入/输出

逻辑节点的输入/输出由待交换的数据或者说是由具有 7.1 条中给出的具有全部相关属性的 PICOMS 来描述。

输入可以是启动、跳闸、闭锁、定值、故障录波、故障信息、带时标的事件、监视报警、位置指示、命令、信息请求等等。

启动条件和输入取决于所考虑的逻辑节点。

- 这儿，简略地叙述了通信网络的数据输入输出，表示带有全部相关应用属性的数据
- 在整个功能内容叙述中，发送逻辑节点是数据源，接收逻辑节点是数据目的地；
- 接收逻辑节点必须知道它需要什么样的数据，即，它应能够检查所接收到的数据是否对完成其任

务是完整和有效的，必须能检测输入数据质量包括数据时效。因此，如果一个通信系统不能按照严格定义好的时间间隔（隐性时标）发送数据，则所有数据必须带有时标。每个发送逻辑节点必须鉴别发送数据质量的可能疑问，如果可能，给出出错报文。

D.2.4 运行模式

分布功能的一个逻辑节点出现异常或故障等降级现象时，必须通过 PICOM 通知分布功能的其它逻辑节点。如果接收节点有足够的时间，可发出要求提供有效数据的请求。此外，对于交换降级数据的响应，应提供功能上错误防护措施。同时，PICOM 也必须回到正常模式。

分布式逻辑节点的连锁反应的性能详细描述超出了本标准范围。对于分布式逻辑节点互相通信的要求应基于通信语义、语法的标准化以及待交换数据的质量。

D.2.5 性能

对变电站通信性能的要求以 PICOMS 性能属性为基础。

附录 E
（资料性附录）
功能和逻辑节点的相互作用

功能之间的相互作用由相关的逻辑节点之间相互作用来描述。

在逻辑节点之间的相互作用有两种基本类型。

- 信息的相互作用：交换数据提供一定的信息，但交换数据并不是逻辑节点执行功能的前提，这些逻辑节点自治。由自治逻辑节点所构成的功能被称为本地功能或者独立功能。

- 功能的相互作用：执行某些功能，需要逻辑节点间交换数据。这些逻辑节点非自治。由这些逻辑节点所构成的功能被称为分布式功能。

附录 F

(资料性附录)

功能分类

本附录对功能进行分类。某些功能并不仅属于给定的类型，类型分配只是依习惯而定。

F.1 系统支持功能

这些功能用以管理系统本身，对过程没有直接地影响，用以支持整个系统。正常情况下，这些功能在系统后台被连续不断地执行。其目标就是使带有同步节点的系统处于良好的运行状态。系统支持功能有：

- 网络管理
- 时钟同步
- 节点自检

F.2 系统配置或维护功能

这些功能用以设置或升级（维护）系统，包括设置、改变配置数据，以及系统配置信息恢复。这些功能只在变电站自动化系统配置或设置阶段被运行一次。在随后的系统整个使用周期中，升级、系统扩展或其它主要变化也将调用这些功能。系统配置或者维护功能的响应时间以及与之相关的通信响应时间没必要比 1s 时间更短。功能有：

- 节点识别
- 软件管理（下载、激活以及软件的恢复）
- 配置管理（下载、激活以及配置数据的恢复）
- 逻辑节点的运行方式控制
- 设定（参数）
- 测试模式
- 系统安全管理

F.3 运行或控制功能

这些功能是变电站日常运行所必须的。这些功能中包括了就地或远方的人机接口。使用这些功能可将系统或过程的信息显示给运行人员或者使运行人员通过命令来完成过程的控制。运行功能以及与之相关的通信响应时间可大于等于 1s。示例如下：

- 访问控制与识别
- 运行方式控制
- 控制，如刀闸等的控制（命令与回显）
- 即时变位的管理
- 参数区的切换（定值子集）
- 报警管理
- 事件管理
- 数据获取
- 扰动记录/故障数据的获取
- 日志管理

F.4 本地过程自动化功能

这些功能利用系统和过程层的数据，直接在过程层上运行，并不需要运行人员的介入。本地自动化功能并非是严格意义的本地概念。它至少由三个逻辑节点组成。其中包括完成核心功能的逻辑节点，在本标准中称为本地自动化功能。另外还有过程层接口逻辑节点以及让人们能够访问这些功能的人机接口

HMI 逻辑节点。例如：

- 主保护功能
- 一些保护相关功能（一些维护或运行功能）
- 本地自动化功能
- 计量功能

F.5 分布式自动化支持功能

这些功能自动检查运行功能或过程层自动化功能（闭锁或解锁）所需的条件，无须运行人员介入。这些功能不直接作用于过程，但与安全密切相关，从而避免人员伤害或设备受到损坏。通常，这些功能综合全站的信息，可能局部或分布完成。因为功能分布式完成的方案尤其需要通信的标准化，故，我们将这些功能列于此。这些功能就地的行为就像一个本地自动化功能。示例如下：

- 联锁
- 分布式同期检测

F.6 分布式过程自动化功能

这些功能利用系统和过程的数据在过程层自动运行，不需运行人员的干预。它们的特点是逻辑节点分配到不同的设备，比如，间隔层控制单元或间隔层的保护单元。有关功能示例如下：

- 断路器失灵
- 自适应保护
- 电压和无功控制
- 负荷减载与恢复
- 负荷转供
- 顺控

附录 G

(资料性附录)

功能

G.1 系统支持功能

G.1.1 网络管理

G.1.1.1 任务

网络管理用来构造和维护通信网络，通信网络由节点组成。

基本任务是节点识别，检测节点的增加和删除。所有节点分配有标识和状态信息，网络管理分析处理这些信息。节点在线时，以广播方式将该节点标识分配给所有其它节点。操作员或系统可以查询逻辑节点的标识。

G.1.1.2 启动条件

- 系统建立或重新启动；
- 运行人员通过人机接口 HMI 请求；
- 增加物理或逻辑节点；
- 配置管理者调用。

G.1.1.3 结果

标识所有节点并构成网络。所有物理 (LN0) 和逻辑设备的实际状态可知，节点间所有物理和逻辑链路的状态和数据流量可知。检测降级的节点和链接并且使之对系统影响最小。可适当分享通信网络的资源，并通过网络支持互协作。系统可靠安全。

G.1.1.4 性能

网络管理功能具有不同的性能级别要求，取决于对通信不同的性能要求。网络管理性能级别范围在 1ms 和 1min 之间。

为取得高可用性，节点标识时间应很短，与自检时间相同。节点标识时间一般在秒或分钟数量级，与所涉及的功能有关。

G.1.1.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLN0、其它逻辑节点、系统监视 SSYS。

G.1.1.6 交互作用

物理设备自检、配置管理、逻辑节点运行方式控制、报警管理、事件管理。

G.1.2 时间同步

G.1.2.1 任务

时间同步用于系统内各装置间的时间同步。具有精确时间源的逻辑节点作为主时钟，同一类型的另一个逻辑节点作为后备主时钟。时间一般由外部时钟源提供(无线电、卫星时钟)。

时间同步有两个子任务：

· 通过主时钟或人机接口 MMI 对各分布节点设置绝对时间。这个任务通过将时间由用户层映射到应用层完成；

· 各分布节点时钟连续同步。为提高效率，时钟同步最好通过协议栈来完成(应用层和链路层之间)。

因此，这一时间同步方法应标准化各协议层。

G.1.2.2 启动条件

系统启动、连续时间报文、人机接口 HMI 改变设定。

G.1.2.3 结果

系统中各装置时间同步，具有要求的精度。

G.1.2.4 性能

时间精度要求，本标准 13.7.6 条中规定了 5 种等级精度。

注 1：这是功能要求。实现中，如智能电子设备中时钟同步精度须高于具体功能要求的精度一个数量级。

注 2：仅有智能电子设备中时间同步和时间标记具备这一性能，通信服务也应支持这一性能，这些指标才能匹配。

G.1.2.5 分解

外部时钟源（无线电，如 DCF77；卫星/GPS）

主时间 STIM、逻辑节点 LLN0 中装置时钟

G.1.2.6 相互作用

没有直接的相互作用。但时间同步对于同步切换、事件管理、分散同期、TA/TV 数据采集非常重要。

G.1.3 物理装置自检

G.1.3.1 任务

自检监视物理装置是否正常运行、部分运行或停运。更详细的信息专有并可通过通用服务获得。

如果操作员或系统监视功能要求装置自检，必须建立到有关公共装置特性（逻辑节点 0）逻辑节点的链路。

如果操作员或系统监视功能需得到自检信息变化主动上送内容，必须建立连到装置公共逻辑节点 0 的链路，并预订这一自检信息。

物理装置的公共逻辑节点在装置层定时自检。

G.1.3.2 启动条件

系统启动、事件驱动状态报文、人机接口 HMI 要求或系统监管功能请求。

G.1.3.3 结果

提供自检信息给要求该信息者。

G.1.3.4 性能

为取得高可用性，自检时间应很短。时间要求级别为秒或分钟，取决于所感兴趣的功能。

G.1.3.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLN0、SSYS、CALH。

G.1.3.6 相互作用

网络管理。

系统配置和维护功能。

G.1.4 软件管理

G.1.4.1 任务

功能由软件来实现。软件管理功能用于：

- 下载软件到装置；
- 从装置上载软件；
- 获得装置中软件列表和标识
- 激活软件

请求该任务的操作员或系统监管程序应得到其请求软件管理任务的结果（接受或失败）。失败时没有后备过程。

从通信的角度看，待装载软件看作为一个文件，软件标识因制造商而异，可看作为字符串。

在软件下载中，装置的某些运行性能可能下降，这应由厂家规定。

启动软件和读其状态是另外功能的一部分（“逻辑节点运行模式控制”）。

G.1.4.2 启动条件

该任务由一个请求启动。启动的原因可多种多样，例如，下载添加功能，或修正错误，和/或扩展功能的软件新版本，激活该任务。

G.1.4.3 结果

准备好运行新的软件。

G.1.4.4 性能

软件下载时间应小于 5 分钟

G.1.4.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLN0、其他逻辑节点、SSYS

G.1.4.6 相互作用

配置管理、逻辑节点运行模式控制、访问安全性管理

G.1.5 配置管理

G.1.5.1 任务

一个装置可能包含一个或多个数据库，以定制和调整它的行为来配合系统的其它部分。

这个功能用来：

- 下载数据库到装置；
- 从装置上载数据库；
- 获得装置中的数据库列表、数据库标识和状态；
- 改变装置中的数据库状态；
- 激活或冻结配置数据；

请求配置管理的运行人员或系统监视功能应被告知其请求的结果（接受或失败）。这一任务失败，没有备份过程；

从通信的角度看，每一个数据库都可以被认为是一个单独的文件。数据库标识因制造商而异，可看作为字符串。

数据库的状态：

- 装载
- 准备执行
- 执行

数据库首先被装载，而后作好执行的准备。当进入执行步骤，如果有先前已运行的数据库，则被新的代替。原有数据库进入准备运行状态，此时，它有可能被上载。

在下载软件和改变执行所用数据库时，装置的运行性能不应受到影响，必须保持连续工作。若操作性能受到影响，制造商应详细地加以说明。

G.1.5.2 启动条件

该任务需要时启动。启动的原因可多种多样，例如，下载一个添加功能的新数据库或者修正错误以及变电站本身扩展或修改。

G.1.5.3 结果

装置将使用新的数据库

G.1.5.4 性能

数据库下载时间应小于 5min。数据库间切换应小于 1min。

G.1.5.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLNO、其他 LN、SSYS。

G.1.5.6 相互作用

网络管理、软件管理、逻辑节点运行模式控制、数据恢复。

G.1.6 逻辑节点运行模式控制

G.1.6.1 任务

逻辑节点运行模式控制功能允许一个授权操作员启动或停止系统中的任一逻辑节点或取得节点的状态，控制和监视系统的行为。

逻辑节点的状态如下之一：

- 不存在。设备不知道该逻辑节点。所以根本没有通信发生，也没有逻辑节点监视和系统信息。
- 停止。设备知道逻辑节点但该逻辑节点处于空闲状态。在任何方向上，都无涉及该逻辑节点的功能通信。只有该逻辑节点监视信息被交换，用它来维持“已知”状态。
- 启动。逻辑节点被设备知道并且无约束地执行它的任务。双向通信（发送和接收）
- 维护。逻辑节点被设备知道并且有限制地执行它的任务（当地资源破坏，处理时改变参数，...）

数据交换受到限制。常见情况如下：

- 全部或有限的数据交换，但有测试状态指示；
- 控制方向被闭锁，以避免测试期间向过程输出；
- 闭锁监视方向，避免不必要的报警；
- 逻辑节点功能就地测试阶段，阻塞双向通信；

逻辑节点启动或处于维护状态，才允许逻辑连接。

运行人员可以：

- 得到设备支持的逻辑节点列表和状态。
- 预订设备支持的一个或多个逻辑节点的状态。
- 逻辑节点停止时，启动它
- 逻辑节点启动后，停止它
- 逻辑节点启动时，强制它进入维护状态
- 逻辑节点处于维护状态时，重新开始。

注：这个功能只有在安全检测功能执行完成（授权）情况下才可以执行。它定义一些详细的具体操作员请求代码。

G.1.6.2 启动条件

操作员请求，例如，装置初始化或重新配置系统。

G.1.6.3 结果

装置开始运行。

G.1.6.4 性能

小于 1s。

G.1.6.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLNO、其他逻辑节点。

G.1.6.6 相互作用

网络管理、软件管理、配置管理。

G.1.7 设定

G.1.7.1 任务

设置功能允许操作人员读取和改变一个或多个参数，通过这些参数影响逻辑节点所代表功能的行为。

修改的参数将返送给操作人员，由操作人员确认，并且应用程序成功完成设定值一致性的检测后开始启用。这样允许改变多个相关参数而不与它们的一致性冲突。

依据应用设定和实现，操作员可能会不得不强迫逻辑节点或应用程序在设置改变期间进入维护模式。本标准并没有规定何处可强迫进入维护模式，但允许逻辑节点或应用程序回应：变更给定设定值需首先将它“冻结”。

为避免数个操作员企图同时修改一个逻辑节点中设定值而造成设定值修改混乱，改变设定值，打开逻辑节点中需改变部分，且一次仅打开一个需改变部分。然而，允许多个人同时读设定值。

逻辑节点上的应用程序可以有数套可能的参数，但只能有一组活动参数。任何一组已定义的参数可切换为活动参数。定义多少套参数与实现有关，但应显示为应用参数。切换活动参数不需要改变部分，它不过是一个操作步骤。所以，多重访问发生时不存在问题。但如果改变部分打开时，参数切换应被闭锁。

这个功能没有规定可设定参数列表，仅给出了实现的方法。

每个逻辑节点改参数时都应有密码保护。使用密码来读取和切换活动参数可选（用户选择）。

先前的逻辑节点参数值应该储存起来。如果应用程序的一致性检测拒绝了参数新值或一段时间后参数新值被证明不完整，这种情况下要有恢复原参数值的可能。推荐保存最后数次的参数设置来预防可能出现的拒绝/故障恢复（例如最后三次）。

注：没有指定这些参数归档于何处。通常意义的参数应储存其最后的版本在逻辑节点上，其它的存于操作员人机接口 HMI 侧。

G.1.7.2 启动条件

设置功能由操作人员启动。

切换活动参数可以由操作人员启动，或者由一些基于状态变化的自动化功能启动。

G.1.7.3 结果

可能的结果是：

- 提供操作人员所有逻辑节点应用中的现有和激活的参数信息；
- 改变逻辑节点应用程序中的设定；
- 改变逻辑节点应用程序活动参数设定值。

G.1.7.4 性能：

通信性能应满足 1s 内反馈读取参数的值，2s 内发送并读回参数设定值。对确认的新设定值一致性检查或切换活动值，依据应用程序和它的完成过程会持续几秒钟。性能并不是关键（例如上述都是平均

值，不是最坏情况）。

G.1.7.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLNO、其他逻辑节点。

G.1.7.6 相互作用

自动处理功能例如自适应保护可能触发设定功能，进行参数设定切换，闭锁操作人员设定参数。由于设定针对任何逻辑节点，其所有功能存在相互作用。

G.1.8 测试模式

G.1.8.1 任务

测试模式功能允许当地或远方操作人员用过程信号在任何时间检查系统的任何功能，避免对过程产生任何影响（进程输出封锁）。

G.1.8.2 启动准则

操作人员请求。

G.1.8.3 结果

正常或异常的测试结果为操作人员提供了何种功能或系统哪一部分处于正常运行状态信息。

G.1.8.4 性能

测试顺序由被测试的功能而定。测试分析在操作人员的响应时间内（大约 1s）。详细的分析评价会花更长的时间。

G.1.8.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLNO、GTES、其他逻辑节点。

G.1.8.6 相互作用

访问安全管理、报警管理、事件管理、运行模式控制。

G.1.9 系统安全管理

G.1.9.1 任务

系统安全管理功能针对非授权访问和活动失败等影响系统安全活动进行监控。该功能监视和处理所有有损系统安全的活动。

G.1.9.2 启动条件

系统启动

G.1.9.3 结果

登录全部采集的数据，了解系统在任何时间的安全等级。特定数据可能导致诸如系统访问等安全敏感功能立刻闭锁，并采用报警方式通知系统操作人员或监控者。

G.1.9.4 性能

安全监控功能应尽可能完整。遇到危害系统安全时，应立刻闭锁（10ms）。应在运行人员响应时间内（1s），发出安全状态报警。

G.1.9.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLNO、GSAL、CALH

G.1.9.6 相互作用

网络管理、访问安全管理、报警管理、事件管理

G.2 操作和控制功能

G.2.1 存取安全管理

G.2.1.1 任务

操作人员对功能即逻辑节点的访问，尤其对操作功能的访问必须受到一系列规则的控制。在系统配置阶段，不同逻辑节点之间相互访问安全管理，如，自动化功能，由节点辨识功能处理。

下文叙述的访问安全管理仅与操作人员人机接口有关。

访问控制规则定义：

- 权限验证

访问逻辑节点的人员必须具有使用该节点的权限且经逻辑节点确认。逻辑节点应支持权限验证。在某些情况下，如敏感信息检索或高安全性控制，可将加密程序和权限验证结合使用。用户权限验证允许

逻辑节点区别用户（如，变电站运行人员、管理员、维护人员等），且授予他们不同的访问权限。

- 访问控制
访问控制将授权用户限制在预先定义的服务和属性内，通过权限实现控制。
- 创建权限
允许用户在指定的逻辑节点内创建应用对象的规定类。
- 删除权限
允许用户在指定的逻辑节点内删除应用对象的规定类。
- 查阅权限
允许用户查阅现有对象和对象定义细节。
- 设定或写权限
允许用户设定对象的属性值。
- 读取权限
允许用户读取对象的属性值。
- 执行授权限
允许用户运行允许的服务。

每个逻辑节点将对不同访问类型的访问者提供不同的规定权限，访问权限定义如下：

- 操作类型
过程控制，系统控制，系统维护等。
 - 操作员知识区域
保护，控制等。
 - 操作员专门技能水平
经理，主操作员、管理员。
 - 命名
当多个使用者共享同一个系统对变电站进行控制时，间隔、串、设备、电压等级的命名。
- 访问控制权限可动态改变，必须解决多个用户互相矛盾的请求。

G.2.1.2 启动条件

- 操作员登录并在用户节点选择一项活动；
- 当用户连接到逻辑节点时，进行授权验证；
- 对一个对象访问或服务时，访问控制才有效。

G.2.1.3 结果

权限检查结果不论肯定或否定均报告给用户。否定结果，则所有的后续对象或服务访问都被拒绝，给出检查不通过错误代码。

权限检查通过后，向用户报告允许或拒绝对对象或服务的访问控制。否定结果将给出错误代码，说明权限检查不能通过原因。

G.2.1.4 性能

对安全管理而言不是关键，但必须满足逻辑节点应用的要求。

G.2.1.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLN0、任何其他逻辑节点。

G.2.1.6 相互作用

操作人员访问的所有功能

G.2.2 控制

G.2.2.1 任务

操作人员、自动功能通过控制功能操作变电站中高压/中压设备，如开关、变压器和其他辅助设备。控制作用于可控制对象。

控制功能用于：

- 断路器，隔离刀闸、接地刀闸的分合；
- 主变档位上升、下降；
- 设置低压设备运行或关闭；

控制功能可选择包含“选择”步骤，以检查控制是否有效和最终锁住资源。

控制应经受各种各样检查，确保控制命令发出，不会造成不良后果。这些检查功能列在系统控制功能下，含下面一些内容（每种控制可选）：

- 控制体（受控项目中、在间隔内、在同一电压等级内、在变电站中。）；
- 联锁有效。联锁是一种并行功能。（若设置进行联锁检查），联锁功能提供一允许或禁止控制状态。若控制报文中包含联锁无效状态，控制不做联锁检查；
- 同期检查有效。闭合断路器时，同期检查将验证某些电气条件，根据控制类型，允许或禁止控制执行；
- 时间有效。控制包含一个时间属性。该属性规定了发出控制命令的时间限制。通过时间限制避免发出先前发出的、可能积压在网络中的控制命令；
- 禁止操作状态。当变电站部分维护时，控制项目可能处于禁止操作状态。例如，操作人员检修一条线路时，则这条线路的断路器被禁止做任何控制。注意，禁止操作一个项目是一种控制；
- 控制权限。若操作员要控制某个项目时，需要核查该操作员的控制权限；
- 变电站和间隔控制模式状态。变电站处于远方控制模式，允许接受远方控制（如 SCADA 系统控制）；处于本地控制模式，允许接受站内控制。间隔处于远方模式，允许接受变电站层及远方控制层（SCADA 系统）控制；
- 控制项目状态。控制将引导控制项目进入一个认可的状态（例如，不可能断开一个处于断开位置的开关）。当控制项目处于一不确定状态时（如，双位置状态具有相同值），则可选禁止控制项目。

如果控制未通过上述检查之一或收到来自控制点的取消命令，取消控制。

G.2.2.2 启动条件

操作人员或自动功能请求启动。

G.2.2.3 结果

通过改变过程状态（一次设备）使过程变化。

G.2.2.4 性能

依赖所考虑的被控对象。

与启动条件有关。操作人员发出控制，小于 1s；自动装置发出控制，小于 100ms。

G.2.2.5 分解

IHMI、ITCI、GAPC、CSWI、XCBR、XSWI（GGIO）

G.2.2.6 相互作用

访问安全管理、状态指示变位管理、同期控制、间隔联锁、全站联锁、分散同期等。

G.2.3 状态信息瞬时变化使用

G.2.3.1 任务

监视变电站所有状态信息瞬时变化，将变化信息传送给需要该信息的所有功能。

G.2.3.2 启动条件

电力设备状态改变，如断路器位置变化。

G.2.3.3 结果

将变化信息传送给需要变化信息的所有功能。

G.2.3.4 性能

取决于产生变化信息的设备和对这变化信息的处理。

检测 1ms。传输时间，对操作人员 1s，对自动功能 100ms。

G.2.3.5 分解

CALH、CILO、IHMI、ITCI、ITMI、所有一次设备相关的逻辑节点（X...，Y...，Z...）包括 GGIO。

G.2.3.6 相互作用

控制、告警管理、事件管理、间隔联锁、全站联锁等。

G.2.4 同期分合（定点分合）

G.2.4.1 任务

同期分合功能精确地控制断路器在“某一时刻”闭合或断开，以限制断路器和被加电的对象，如线路的瞬态转换应力。因波形指的是正弦电流、电压波形，故，“某一时刻”指正弦波波形上某一点。所以，同期分合可看作为定点分合的同义语。

G.2.4.1.1 合闸

断路器应在其两侧电压相等的一瞬间闭合以减小对断路器两侧的冲击。为计算这一适当时刻，必须比较断路器两侧与时间相关的电压（例如，通过 TV 测量获得的电压幅值、频率和相位信息），计算开关触点闭合的恰当时刻。所计算的时刻应在合闸操作的 0.1ms 时间内得到，最大程度地减小开关触点间距离小于电压绝缘距离时出现的冲击。

为此，本地/间隔的电压必须同来自母线或另一个间隔的远方电压进行比较，根据实际母线配置，选择适当的 TV。母线配置信息可由变电站层提供或间隔层已知。

通过同步采样或异步采样并具有还原波形所需相同精度的时间标志，可获得比较电压采样值所需的高精确度。同步采样还是异步采样是功能和通信实现上的事情。

G.2.4.1.2 分闸

断路器的触点在电流过零点附近一特定时刻分开，精度为 1ms，使熄弧时间最短。

G.2.4.1.3 共性

因同期控制的目标受制于断路器的机械性能，故在控制操作期间需监视断路器的性能。基于断路器性能的监视，同期控制的设定值可自适应不同操作。

G.2.4.2 启动条件

选择同期控制断路器。

G.2.4.3 结果

合闸：断路器应在波形点，误差 $< 0.1\text{ms}$ 处闭合。

分闸：断路器应在波形点，误差 $< 1\text{ms}$ 处断开。

G.2.4.4 性能

命令顺序间隔 1s

相对于波形的合闸时间精度 0.1 ms

合闸时间 $< 500\text{ms}$ ，与断路器类型有关

用于采样的时间同步精度 $< 50\mu\text{s}$

G.2.4.5 分解

IHMI、ITCI、CSWI、XCBR、TVTR、TVTP（本地和远方）

G.2.4.6 相互作用

控制、间隔联锁、全站联锁、顺序控制等

G.2.5 定值组切换

G.2.5.1 任务

逻辑节点的一个应用可以有几组定值，但只有一组是活动的。任一组已定义的定值组可切换为活动定值组。定义几组定值与具体实现有关，但定值组数应作为一个应用参数。活动定值组的切换仅是一个单独的操作，并不需要一个变化时段，故多重访问不会产生问题。若开放一个变化时段，则活动定值组切换将被闭锁。

定值组的切换是系统配置定值的一个子集，即，限于改变预定义定值组，以便同变化的操作条件相协调的维护功能。限定若干组预定义定值组大量减少了一致性检验的需求。

所有其他特点同设定功能。

G.2.6 告警管理

G.2.6.1 任务

告警管理允许操作人员浏览、响应、清除告警。多个操作人员可同时运行此功能。告警以列表形式显示在告警列表中，如需要的话，可在过程或系统总览显示中标记。

当系统的一个数取操作人员特别关注的一个值时，产生告警。这个数可代表过程的状态或变电站自动化系统本身。告警可以是值无效、非期望值、越限等。告警值可以由某一个设备部分产生出来，也可通过来自设备多个部分的数据计算而获得（成组报警）。

告警状态用下面参数计算：

- 告警出现和产生告警的值（一个或多个数据的值）
- 操作人员对告警进行的处理

如果告警原因消失，但操作人员并没有响应和清除告警，告警应保留。若告警同时发往数处，必须定义一个或多个告警响应需求。

告警数个属性应显示提供给操作员

- 告警地点/告警源
- 告警原因
- 告警响应与否
- 告警紧急程度和严重性
- 告警语音提示（视需要）

G.2.6.2 启动条件

状态由“正常”变为“警戒”或“紧急”，状态由“警戒”变为“紧急”。

G.2.6.3 结果

通知远方或就地操作人员关于一次或二次系统的关键状况。

响应告警。

G.2.6.4 性能

告警检测性能取决于所考虑的功能。

告警提供给操作员的信息和告警响应为 1s。

G.2.6.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、CALH、其它逻辑节点。

G.2.6.6 相互作用

设备自检、事件管理、其它功能。

G.2.7 事件管理（SER）

G.2.7.1 任务

连续地收集和处理设备状态变化信息，操作员操作记录、过程状态的改变，按时间顺序并带有日期、时分秒时间标记记录各种事件。所有设备都应包含在内，典型设备有：装置、保护和控制设备。事件的存档和列表显示一般在站级工作场所实现，事件的检测和时间标记一般在间隔层或在间隔层以下完成。尽管如此，仍有一些事件在间隔级缓存、显示，一些事件在站层检测，如操作记录。

视需要，不同操作地点的事件列表内容可以不同，事件列表中的事件可按照事件的属性（产生事件的源、原因、时间）顺序保存和查询。

事件是否由上一级设备查询，或由下级自动上送给上一级设备取决于通信实现。但不论何种情况，事件应在当地保存，且在通信中断后又恢复情况下，通过请求，因通信中断丢失的事件可以重新得到。

这个功能提供了事件顺序记录（SFR）的所有特性。

G.2.7.2 启动准则

- 不断地扫描（例：变电站级工作站）
- 状态变化
- 请求（例：通信中断后）

G.2.7.3 结果

事件数据库更新，包含标识、日期和时间更新。

视需要，打印事件。

G.2.7.4 性能

事件应当在事件发生处打上时间标记。对于过程数据，时间标记精度为 1ms。某些事件时间标记精度要求不高，如操作记录时间标记常用 1s 时间精度。

G.2.7.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、CALH、其它逻辑节点。

G.2.7.6 相互作用

因所有的逻辑节点都可能发生事件，所有功能都和事件管理功能交互。

G.2.8 配置数据和定值的获取

G.2.8.1 任务

从一个逻辑节点获取数据，送到要求该数据的另一逻辑节点。请求数据的智能电子设备 IED 一般位于变电站层，数据保存在位于间隔层的智能电子设备 IED 逻辑节点中。典型的数据为配置数据和保护定值。取数据的一般原因是显示、验证、存储数据。然而，取保护定值则是显示、编辑和修改逻辑节点的原有定值。

G.2.8.2 启动条件

- 变电站层的操作人员请求。
- 变电站层自动查询

G.2.8.3 结果

请求数据的逻辑节点接收数据，以文件形式存储。

G.2.8.4 性能

性能即上装的速度取决于文件的大小。定值和测量数据上装时间 < 1s

G.2.8.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、LLN0、其它可设置的逻辑节点。

G.2.8.6 相互作用

配置管理。

G.2.9 扰动/故障记录数据获取

G.2.9.1 任务

从存有扰动/故障记录数据的智能电子设备 IED 逻辑节点获取这些数据，送到要求该数据的另一逻辑节点。请求数据的智能电子设备 IED 一般位于变电站层，数据保存在位于间隔层的智能电子设备 IED 逻辑节点中。取这些记录的原因是显示和保存大量故障数据。

G.2.9.2 启动条件

- 来自变电站层的操作员请求；
- 变电站层自动查询。

G.2.9.3 结果

请求记录的逻辑节点收到记录，以文件形式存储。

G.2.9.4 性能

性能即上装的速度取决于文件的大小。单个故障记录应在 5s 内上装。

G.2.9.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、RDRE、RDRS、IARC、TVTR、TCTR、所有相关的一次设备的逻辑节点 (X... , Y... , Z...) 包括 GGIO。

G.2.9.6 相互作用

保护功能、状态指示变位管理

G.2.10 日志管理

事件管理包含日志管理。

G.3 就地过程自动化功能

G.3.1 通用继电保护功能

G.3.1.1 任务

继电保护的任务是监视来自电力网或开关设备的各种物理量(电压、电流、温度等)。若被监视量实际值超过预先设定的第一个门槛(如果使用的话)，继电保护功能进入警戒状态(报警、起动)；若被监视量越过第二个门槛(故障门槛)，继电保护装置发出跳闸命令，将被保护的物体(如电缆、架空线、变压器、开关设备等)从系统中切除。继电保护的即保护算法由一套参数控制，这套参数可由保护工程师通过人机接口 HMI 或一些自动设备予以修改。

如果一种继电保护功能列入就地过程自动化功能，则它的运行与其他功能或通信链接无关。即使在远方过程接口与过程总线分离情况下，这些保护功能也必须正常运行。

G.3.1.2 启动条件

继电保护功能的监视部分与功能整体同时投入工作。

继电保护功能在警戒状态(超过门槛 1)，发出起动信号；在紧急状态(超过门槛 2)，发出跳闸命令。

G.3.1.3 结果

切除故障危及对象，使之处于安全状态。

G.3.1.4 性能

各种类型的继电保护装置要求故障探测和跳闸的时间为 10ms 至 100ms。由过程总线传输跳闸命令时，继电保护装置的这些自身要求转化为对通信的要求。

G.3.1.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、P...、TCTR、TVTR、XCBR，以及一次设备相关的逻辑节点。

G.3.1.6 相互作用

报警管理、事件管理、扰动/故障记录获取、其他保护功能、自适应保护、反向闭锁。

G.3.2 距离保护(继电保护功能示例)

G.3.2.1 任务(Task)

输电线距离保护保护一条输电线路。

输电线距离保护装置使用电压和电流监视线路阻抗。当线路阻抗、导纳或电抗发生变化，超过预先设定值时，距离保护装置启动和发出跳闸命令。距离保护有不同的保护范围。故障距离由故障测量阻抗(或导纳、电抗)给出，这些量可转化为距故障点的地理距离。

G.3.2.2 启动条件

距离保护功能的监视部分与功能整体同时投入工作。

距离保护功能在警戒状态(阻抗超过门槛 1)，发出启动信号；在紧急状态(阻抗超过门槛 2)，发出跳闸命令。

G.3.2.3 结果

跳开有关线路断路器，切除故障电流，保护输电线路。

G.3.2.4 性能

使用数百至数千 Hz 的频率进行采样，连续监视电压和电流。为保证故障测距精度，电压和电流采样的相对时间精度应 $\leq 25\mu s$ 。响应时间(跳闸时间)在 5 ~ 20ms 范围内。由过程总线传输跳闸命令时，继电保护装置的这些自身要求转化为对通信的要求。

G.3.2.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、PDIS、TCTR、TVTR、XCBR，其他一次设备相关逻辑节点。

G.3.2.6 相互作用

报警管理、事件管理、扰动/故障记录数据获取、其他保护功能、自适应保护。

G.3.3 间隔联锁

G.3.3.1 任务

间隔联锁功能根据联锁规则，监视对开关设备的操作命令，对可能引起故障或产生危险的操作命令予以闭锁。

间隔单元执行联锁规则，在对开关设备每次操作前均检查。譬如，线路侧接地隔离刀闸合上时，不允许断路器合闸。

为试验需要，联锁规则应能够改变或通过人机接口在线退出运行。

G.3.3.2 启动条件

任何开关设备(断路器、隔离刀闸、接地刀闸)的位置变化，均应启动联锁条件的重新计算。具体实现，联锁条件的重新计算可在开关设备被选中以后进行。

G.3.3.3 结果

开放或闭锁将要执行的开关操作。实现联锁时，联锁原因也可提供给人机接口。

G.3.3.4 性能

所有类型的选择、开放或闭锁必须以大约 10ms 的整体传输时间传输，重新计算联锁的时间超出本标准范围，但应为操作员的行为时间(1S)。

G.3.3.5 分解

IHMI、ITCI、CILO、CSWI、XCBR、XSWI、(PTUV 如果需要的话)。

G.3.3.6 相互作用

控制、其他间隔中的间隔层联锁、变电站级的联锁。

G.4 分布式自动化支持功能

G.4.1 变电站级联锁

G.4.1.1 任务

该联锁功能采用分布式方法，包括以**后备**原理方式实现所要的开关操作。

提供站级联锁所需的分布式单元之间通信采用通常间隔与间隔之间的通信方式，不必特殊修正。

下列实现上的一般要求应尽可能予以满足：

- 命令处理能力应足够高。即自操作人员发出命令至开关开始运动的时间应小于 1s；
- 联锁安全性应足够高。即任何节点发生永久或临时故障时，均不应导致发出危险的操作命令，命令处理过程中出现（瞬时）不定状态的概率应足够低；
- 对可能出现故障的配置和处理工作量应较低；
- 解决方法应简单灵活，以处理特殊情形，如，两个命令同时执行；
- 应使用基于数据目录的标准通信报文，不需要具有特殊报文的通信网络应用层程序。

G.4.1.2 启动条件

开关设备的位置变化或命令功能要求。

G.4.1.3 结果

对所有或特定开关设备的操作开放或闭锁。

G.4.1.4 性能

- 闭锁和开放时间 10ms
- 保持时间 100ms
- 重算时间 < 1s

G.4.1.5 分解

IHMI、ITCI、CILO、CSWI、XCBR、XSWI，(PTUV—如果用的话)。

G.4.1.6 相互作用

控制、间隔层联锁。

G.4.2 分布式同期控制

G.4.2.1 任务

分布式同期控制的功能是，在一恰当的时间窗内，处于分闸位置断路器两侧电压差的幅值、频率和相位差均在允许范围内，开放断路器合闸命令。

为达到这个目的，就地/间隔层的电压要与母线或另一个间隔的电压相比较。根据实际的母线结构信息，选择合适远方的TV，该信息可由变电站层提供，或间隔层已知。

电压采样值比较需要高精度，这由对两侧电压进行同步采样保证，也可采用异步采样方式。对异步采样数据需带同一精度的时标，用于波形重构。采用何种方式是功能与所用的通信实现上的事情。按定义，至少远方电压是通过串行总线传输的。

具备所有相关要求的电压比较模块，其机能与“同期控制”功能的合闸模块相同。传统(即就地)的同期控制虽然从电缆回路输入所有电压，不需串行通信，但其功能与分布式同期控制相同。

G.4.2.2 启动条件

选择待控制合闸的断路器。若功能连续运行则无需启动。

G.4.2.3 结果

开放被选断路器合闸的时间窗。

G.4.2.4 性能

- 开放计算时间 1s
- 采样时间同步 < 50us
- 过零点时标同步：0.1ms

G.4.2.5 分解

IHMI、ITCI、RSYN、TVTR(就地或远方)

G.4.2.6 相互作用

控制、顺控、分布式过程自动化功能。

G.4.3 断路器失灵

G.4.3.1 任务

如果断路器收到某种保护(如线路保护)跳闸信号时，由于断路器内部故障，断路器不能跳开，则必须由邻近断路器跳闸，切除故障。邻近断路器包括远方变电站的出线断路器(线路对端)。由于这个原因，断路器失灵保护由保护跳闸命令起动，监视故障电流是否消失。若存在故障电流，跳闸信号经预定延时后发往所有邻近断路器。

G.4.3.2 启动条件

保护跳闸命令起动断路器失灵保护警戒。

G.4.3.3 结果

邻近断路器切除故障。

G.4.3.4 性能

快速检测跳闸命令和故障电流，故障电流消失，快速复归。整定延时 100ms，跳闸命令传输时间 5ms。

G.4.3.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、P...、RBRF、TCTR、CSWI。

G.4.3.6 相互作用

保护

G.4.4 自适应保护(通用)

G.4.4.1 任务

如果静态的或缓慢变化(可预测)的电网重构需要的话，继电保护专家可改变保护参数(设定值)。

如果保护装置运行过程中，其保护条件是动态改变的，则可从就地或远方功能改变保护装置的参数。经常不是修改单个参数，而是更换为预先测试过的整套参数。

G.4.4.2 启动条件

检测到工作条件发生变化和与其他功能通信。

G.4.4.3 结果

保护功能适应电网条件的变化。

G.4.4.4 性能

根据确定的功能以及电网条件变化的速率，参数改变命令应在 1ms 至 100ms 内传送。

G.4.4.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、P...

G.4.4.6 相互作用

保护

G.4.5 反向闭锁功能(自适应保护实例)

G.4.5.1 任务

辐射状系统中发生故障时，故障电流在电源和故障点间流动：

- 正方向保护起动
- 反方向保护不起动
- 只由离故障点最近的正方向保护跳闸

反向闭锁功能作为一种分布式功能，目的是尽可能快地且以恒定的时间切除辐射状系统中发生的故障。它提供完整的跳闸选择，大大缩短距故障点最近的断路器的跳闸时间(第一个正向保护/断路器)，包括单相过流保护、各种类型接地保护：定时限(DT)和 IDMT(标准反时限 SIT、甚反时限 VIT、极端反时限 EIT)保护。

G.4.5.2 启动条件

当一个保护由过电流启动时：

- 向其他正向保护发出闭锁信号；
- 若未收到反向保护发出的闭锁信号，就跳开相应的断路器。

G.4.5.3 结果

只有离故障点最近的正向保护以最短且恒定的时间跳开相应断路器。

G.4.5.4 性能

根据故障判别方案设定的延时，闭锁命令应在 5ms 内送达(传输时间)。

G.4.5.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、P...(多于一个)

G.4.5.6 相互作用

保护、自适应保护

G.4.6 负荷减载

G.4.6.1 任务

电能供应短缺时，通过负荷减载以稳定电网频率。

G.4.6.2 启动条件

电网频率下降至某一限值时(一般有多个，例如4级)： $f < f_n$

频率下降速度快于设定值： $df/dt > (df/dt)_m$

电网功率不平衡： $P_i \neq 0$ (生产-消费)

G.4.6.3 结果

减少负荷至电网功率得到平衡，也就是使频率保持在标称值或维持在预先设定的可允许范围内。

G.4.6.4 性能

频率及其变化率(f 、 df/dt)仅与继电器有关，与通信无关。

G.4.6.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、GAPC、PFRQ、MMXU、CSWI、XCBR、XSWI、(GGIO)

G.4.6.6 相互作用

控制、保护(频率)、顺控。

G.4.7 负荷恢复

G.4.7.1 任务

一条或多条馈线跳闸后，使局部电网(母线)恢复供电。有可能母线保护已跳开整条母线。根据电网情况，或按照预先设定的优先级将馈线与负荷重新连接，恢复供电。

G.4.7.2 启动条件

故障条件消失，或通过人机接口手动启动。

G.4.7.3 结果

所有馈线与负荷重新连接，恢复供电。

G.4.7.4 性能

在人工操作时间或开关设备标称动作时间以内，也就是每个开关跳合时间 $1s$ 。

G.4.7.5 分解

IHMI、ITCI、ITMI、GAPC、CSWI、XCBR、XSWI

G.4.7.6 相互作用

控制、分布式同期控制、顺控

G.4.8 电压无功控制

G.4.8.1 任务

电网中母线电压由变压器分接头位置和交换的无功数量决定。控制分接头位置和无功功率，使电压维持于额定值或明确定义的一个小范围内。该控制通过调节分接头位置和分步投切电容或电抗器组实现。在所研究的变电站中，电压无功控制经常仅使用其中一种方法。

G.4.8.2 启动条件

电压(U)或无功(Q)偏离定值。多于一台变压器时，无功环流超过限值。

G.4.8.3 结果

电压或无功功率回至额定值或维持在明确定义的一个小范围内，无功环流小于限值。

G.4.8.4 性能

快速检测但其响应受开关机构操作限制。

G.4.8.5 分解

IHMI、ITCI、ATCC、ARCO、TVTR、(TCTR)、YLTC、YPTR

G.4.8.6 相互作用

控制、保护(变压器差动保护、过电压/低电压保护)

G.4.9 供电线路切换和变压器转供

G.4.9.1 任务

a) 具有多条供电线路的母线当其主供线路供电异常或中断时，必须切换至其他供电线路。切换必须对电网冲击最小，不致引起线路或负载(例如电动机)的非同期。

B) 多台变压器并列运行时，一台变压器发生过载、异常或故障情况时，其负荷必须切换至正常并列运行的其他变压器。切换必须是冲击最小，不致引起线路或负载(例如电动机)的非同期。变压器切换还包括设定正确的分接头位置。

G.4.9.2 启动条件

- a) 一条供电线路供电异常或中断
- b) 变压器过载、异常或故障

G.4.9.3 结果

由健全的供电线路或变压器保证连续供电。

G.4.9.4 性能

100ms

G.4.9.5 分解

IHMI、ITCI、PTUV(供电线路)或PTDF/PTTR(变压器)、TVTR、TCTR、YPTR、GAPC、RSYN、CSWI、XCBR、XSWI

G.4.9.6 相互作用

控制、分布式同期控制、电压和无功控制、顺控。

G.4.10 顺控

G.4.10.1 任务

在需要进行一系列倒闸操作时，通过单个操作命令，改变过程状态。该功能帮助操作人员执行操作任务(特别在复杂的变电站内)，避免不必要的跳合操作，并且可供自动装置使用。

G.4.10.2 启动条件

根据操作人员或自动化功能的要求。

G.4.10.3 结果

改变过程(一次设备)状态，过程发生变化。

G.4.10.4 性能

取决于被控对象。

取决于启动条件，即对操作人员约 1s，对自动装置 100ms。

G.4.10.5 分解

IHMI、ITCI、GAPC、CSWI、XCBR、XSWI

G.4.10.6 相互作用

访问安全管理、控制、间隔层联锁、变电站层联锁、分布式同期控制。

附录 H
(资料性附录)
功能说明结果

H.1 功能间相互作用

表H.1 功能间交互—第1部分

功能	网络管理	时间同步	装置自检	节点识别	软件管理	配置管理	节点运行模式控制	设定	测试模式	系统安全管理	访问安全管理	控制	瞬时变位指示管理	同期控制	定值组切换	报警管理	事件/日志管理
网络管理	o		x	x		x	x									x	x
时间同步	-	o	-	-	-	-	-	-		-	-	-	x	-	-	-	x
装置自检	x	-	o													x	
节点识别	x	-		o													
软件管理		-			o	x	x			x							
配置管理	x	-			x	o	x										
节点运行模式控制	x	-			x	x	o										
设定	-	-	-	-	-	-	-	o	-	-	-	-	-	-	-	-	-
测试模式		-							o		x					x	x
系统安全管理	-	-	-	-	-	-	-	-	o			-	-	-	-	-	-
访问安全管理	-	-	-	-	-	-	-	-		o	-	-	-	-	-	-	-
控制		-								x	o	x	x				
瞬时变位管理		-									x	o					
同步控制		-									x		o			x	x
定值组切换	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	o	-	-
报警管理	x	-	x	-	-	-	-	-		-	-	x	-	-	-	o	-
事件/日志管理	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	x	-	-	-	-	o
数据获取		-				x											
扰动/故障记录		-										x					
保护功能（通用/实例）		-														x	x
间隔联锁		-									x						
站级联锁		-									x						
分散同期		x									x						
断路器失灵		-															
自适应保护		-															
反向闭锁		-															
负荷减载		-									x						
恢复供电		-									x						
电压无功控制		-									x						
负荷转供		-									x						
顺控		-								x	x						

符号说明：“o”同一功能；“x”专用功能相互作用；“-”通用服务相互作用

表H.2 功能间交互—第 2 部分

功能	数据获取	扰动/故障记录	保护功能（通用）	间隔联锁	站级联锁	分散同期	断路器失灵	自适应保护	反向闭锁	负荷减载	供电恢复	电压无功控制	负荷转供	顺控
网络管理	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-
时间同步	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-
自检	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
节点识别	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
软件管理	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
配置管理	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
节点运行模式控制	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
设定	-	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-
测试模式	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
系统安全管理	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
访问安全管理	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
控制	-	-	-	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-
瞬时变化管理	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
同期控制	-	-	-	x	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
定值组切换	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
报警管理	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
事件/日志管理	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
数据获取	o	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
扰动/故障记录	-	o	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
保护功能（通用）/实例	-	x	o	-	-	-	-	x	x	-	-	-	-	-
间隔联锁	-	-	-	o	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-
站层联锁	-	-	-	x	o	-	-	-	-	-	-	-	-	-
分散同期	-	-	-	-	-	o	-	-	-	-	-	-	-	-
断路器失灵	-	-	x	-	-	-	o	-	-	-	-	-	-	-
自适应保护	-	-	x	-	-	-	-	o	-	-	-	-	-	-
反向闭锁	-	-	x	-	-	-	-	-	o	-	-	-	-	-
负荷减载	-	-	x	-	-	-	-	-	-	o	-	-	-	-
恢复供电	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	o	-	-	-
电压无功控制	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	o	-	-
负荷转供	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	x	o	x
顺控	-	-	-	x	x	x	-	-	-	-	-	-	-	o

符号说明：“o”同一功能；“x”专用功能相互作用；“-”通用服务相互作用

H.2 功能分解为逻辑节点

表H.3 功能分解为逻辑节点—第1部分

功能	网络管理	时间同步	装置自检	节点识别	软件管理	配置管理	节点运行模式控制	设定	测试模式	访问安全管理	控制	瞬时变位管理	同期控制	定值组切换	报警管理
逻辑节点															
P... 保护		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RDRE 间隔层扰动记录		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RDRS 变电站层扰动评估		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RREC 重合闸		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RBRF 断路器失灵		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RCPW 纵联保护		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RFLO 故障定位		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RSYN 同期检查		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
RPSB 振荡闭锁		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
CALH 产生总报警		.	.	X	X	X	X	X	X	X		X		X	X
CSWI 开关控制		.	.	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	
CILO 联锁		.	.	X	X	X	X	X	X	X		X		X	
IHMI 人机接口	X	.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
ITCI 远动接口	X	.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
ITMI 远方监视接口			X	X	X	X	X	X	X	X		X		X	
IARC 存档		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
ILOG 日志		-	-	X	X	X	X	X	X	X				X	
ATCC 自动分接头控制		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
AVCO 电压控制		-	-	X	X	X	X	X	X	X				X	
ARCO 无功控制		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
ANCR 中性点接地故障控制		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
AZVT, 零序电压跳闸		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
GAPC 自动过程控制		.	.	X	X	X	X	X	X	X			X	X	
MMXU 测量		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
MMTR 计量		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
MSQI 相序和不平衡		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	
MHAI 谐波和间谐波		.	.	X	X	X	X	X	X	X				X	

符号说明：“o”同一功能；“x”专用功能相互作用；“-”通用服务相互作用

表H.4 功能分解为逻辑节点—第2部分

功能	网络管理	时间同步	装置自检	节点识别	软件管理	配置管理	节点运行模式控制	设定	测试模式	访问安全管理	控制	变位管理	同期控制	定值组切换	报警管理
逻辑节点															
LLN0 逻辑节点 0	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
GSAL 通用安全应用	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				x	
XCBR 断路器		.	.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
XSWI 隔离开关		.	.	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
SIMU 绝缘介质监视		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
SARC 电弧检测		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
SPDC 局放检测		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
TCTR 电流互感器		.	.	x	x	x	x	x	x	x				x	
TVTR 电压互感器		.	.	x	x	x	x	x	x	x			x	x	
YPTR 变压器		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
YLTC 分接开关		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
YEFN 消弧线圈		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
YPSH 分流		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZGEN 发电机		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZTCF 晶闸管控制变换器		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCON 变换器		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZMOT 电动机		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZSAR 浪涌吸收器		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZTCR 晶闸管控制无功元件		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZRRC 旋转无功元件		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCAP 并联电容器		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZREA 电抗器		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZCAB 电缆监视		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZGIL 气体绝缘线路监视		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZBAT 电池监视		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
ZAXN 辅助网络		.	.	x	x	x	x	x	x	x		x		x	
GGIO 通用输入/输出		.	.	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	
STIM 主时钟		x	.	x	x	x	x	x	x	x					
SSYS 系统监视	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
GTES 测试信号发生器		.	.	x	x	x	x	x	x	x				x	

符号说明：“o”同一功能；“x”专用功能相互作用；“-”通用服务相互作用

表H.5 功能分解为逻辑节点—第3部分

功能	事件管理和登录	数据获取	扰动/故障记录	保护	间隔联锁	站级联锁	分散同期	断路器失灵	自适应保护	反向闭锁	负荷减载	恢复供电	电压无功控制	负荷转供	顺控
逻辑节点															
P... 保护	x	x		x				x	x	x	x			x	
RDRE 间隔层扰动记录	x	x	x												
RDRS 站层扰动记录处理	x	x	x												
RREC 重合闸	x	x		x											
RBRF 断路器失灵	x	x						x							
RCPW 纵联保护	x	x		x											
RFLO 故障定位	x	x		x											
RSYN 同期检测	x	x		x			x							x	
RPSB 振荡闭锁	x	x		x											
CALH 总报警	x	x													
CSWI 开关控制	x	x										x		x	x
CILO 联锁	x	x			x	x									
IHMI 人机接口	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ITCI 远动接口	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
ITMI 远方监视接口	x	x	x	x				x	x	x	x	x	x	x	x
IARC 存档	x	x	x												
ATCC 自动分接头控制	x	x											x		
ATCO 电压控制	x	x											x		
ARCO 无功控制	x	x											x		
ANCR 中性点接地故障控制	x	x													
AZVT 零序电压跳闸	x	x													
GAPC 自动过程控制	x	x									x	x			x
MMXU 测量		.	.	x	x	x	x	x	x	x				x	
MMTR 计量		.	.	x	x	x	x	x	x	x				x	
MSQI 相序与不平衡		.	.	x	x	x	x	x	x	x				x	
MHAI 谐波与间谐波		.	.	x	x	x	x	x	x	x				x	

符号说明：“o”同一功能；“x”专用功能相互作用；“-”通用服务相互作用

表H.6 功能分解为逻辑节点—第4部分

功能	事件管理和登录	数据获取	扰动和故障记录	保护（通用）	间隔联锁	站级联锁	分散同期	断路器失灵	自适应保护	反向闭锁	负荷减载	恢复供电	电压无功控制	负荷转供	顺控
逻辑节点															
LLN0 逻辑节点 0（有关物理装置）	x	x													
GSAL 通用安全应用	x	x													
XCBR 断路器	x	x	.	x	x	x	x								x
XSWI 隔离开关	x	x	.		x	x									x
SIMS 气体绝缘监视	x	x	.												
SARC 电弧检测	x	x	.												
SPDC 局放检测	x	x	.												
TCTR 电流互感器	x	x	.	x				x						x	
TVTR 电压互感器	x	x	.	x			x						x	x	
YPTR 变压器	x	x	.											x	
YLTC 分接开关	x	x	.												
YEFN 消弧线圈	x	x	.												
YPSH 分流	x	x	.												
ZGEN 发电机	x	x	.	x											
ZTCF 晶闸管控制变换器		-	-	X	x	x	x	x	x	x		X		x	
ZCON 变换器		-	-	X	x	x	x	x	x	x		X		x	
ZMOT 电动机	x	x	.	x										X	
ZSAR 浪涌吸收器	x	x	.												
ZTCR 晶闸管控制无功元件	x	x	.												
ZRRC 旋转无功元件	x	x	.												
ZCAP 并联电容器	x	x	.												
ZREA 电抗器	x	x	.												
ZCAB 电缆监视				x											
ZGIL 气体绝缘线路监视				X											
ZBAT 电池监视				x											
ZAXN 辅助网络		-	-	X	x	x	x	x	x	x		x		X	
GGIO 通用输入/输出	x	x	-	x											
STIM 主时钟	x	x													
SSYS 系统监视			-												
GTES 测试信号发生器	x	x													

符号说明：“o”同一功能；“x”专用功能相互作用；“-”通用服务相互作用

附录 I (资料性附录) 性能计算

I.1 PICOM方法

I.1.1 方法

本附录叙述变电站中不同通信网络上数据交换的动态性能计算。由于变电站设计不同、保护配置和控制功能不同，精确计算动态性能需求非常困难。因此，有必要根据变电站的规模和功能进行分类，形成若干典型变电站。本系列标准的第一部分（IEC61850-1）给出主要典型变电站。为进行动态评估，选择了4种不同典型变电站。参照典型变电站，可对实际的变电站进行分类，但变电站的设计依赖于实际的应用、地理区域、企业策略等等。对选定的变电站类型，常见的进出线数量、变压器台数、联络开关个数有助于覆盖不同的设计方案。另外，确定实际的变电站，还必须听取国家职能部门的意见。待计算的变电站还包括实际所需要的保护配置和控制功能。

评估过程建议对功能、相应的信息元素和算法建立一个通用的数据库。功能（逻辑节点）和相关信息（PICOM）基本上已列在国际大电网技术报告 Ref. No.180 中，并且被 IEC TC57 工作组在标准化的过程中使用。PICOM 属性包括性能需求、逻辑节点分配、运行状态和原因。选定并利用变电站模型，可对该变电站不同运行条件下变电站网络上的数据流进行评估。针对不同操作状态和不同类型变电站，比较评估结果。

I.1.2 动态性能需求的评估

I.1.2.1 选择变电站和相关设计

为确定设计方案对总线负载评估所产生的影响，已选择下列4种变电站设计方案和配置，分别代表输电和配电变电站，覆盖较大范围的应用。T2-2 变电站类型的评估是基于二种不同的设计方案，这两种方案具有相同数量馈线和变压器，但用在不同的地区。

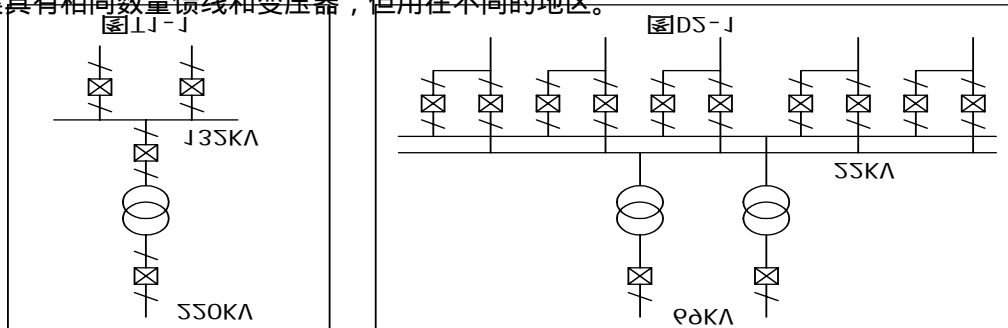


图 17 T1-1 小型输电变电站。D2-1 中等配电变电站

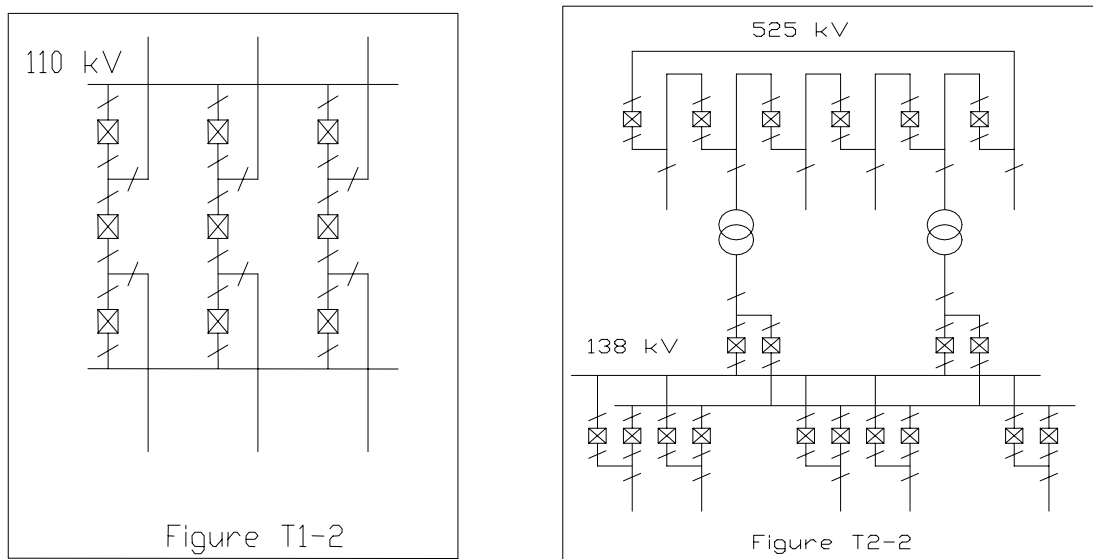


图 18 T1-2 3/2 接线小型输电变电站。T2-2 环形接线大型输电变电站

表 1.1-1 所有被评估变电站的配置定义

范例	母线数	进线数	出线数	联络开关数	变压器数
T1-1	1	1	2	-	1
D2-1	2	2	5	-	2
T1-2	2	-	6	1	-
T2-2	2	4	5	-	2

1.1.2.2 配置保护和控制功能(逻辑节点)

由于全世界各个变电站配置、保护及运行策略有很多差异,有必要参照已有的应用定义二次设备的功能。逻辑节点和将它们分配到物理设备中是基于已有的保护和运行配置,并针对每一种情况分别处理。分配逻辑节点到物理设备每一情形如图 I.3、I.4、I.6 和图 I.5、I.7 和 I.8 标题中引用。

1.1.2.3 总线负载评估假设

一般情况,有二种假设:

- 变电站使用单网通信(正常运行状态,最坏情形)
- 按照图 2,变电站使用 TC 57 通信模型进行通信,除接口 2 和 9 外(仅最坏情形)

最坏情形和正常状态两种不同情况下分别计算出来的结果见表 I.2。最坏情况包括正常、紧急、异常和故障后等各种运行状态,并且假定所有信号具有每个信号的最高性能等级。所有评估出的总线负载排除了任何规约的开销,基于(虚拟的)通信系统广播结构。这个总线负载代表了虚拟(选定的)通信连接的带宽需求,它覆盖了依赖性能要求的所有 PICOM。对每个 PICOM,根据 IEC61850 接口 1-9,分别分配了一个通信连接。

以下运行状态定义引自 CIGRE 技术报告,Ref. No.180。

正常:

基本控制和监视任务(参数,测量,命令)

异常/告警:

变压器过载,保护告警(过载,加电/启动,告警,事件)

紧急/故障:

保护动作(跳闸,报警,事件)

故障后:

故障信息的收集(故障参数,扰动记录)

1.1.3 计算结果

1.1.3.1 概述

表1.2 基于单总线系统，包括接口 2 和 9 外的所有接口的计算结果概述

示例	T1-1	D2-1	T1-2 *	T2-2 (双母/双母)	T2-2 * (环形/直母线)
进线	1	2	-	4	4
出线	2	4	6	8	8
变压器	1	2	-	2	2
物理装置	57	121	25	252	60
非常规 CT 和 PT	X	X	-	X	-
数据流 (正常运行状态) [D _n] kByte/s	244	392	388	849	949
数据流 (最坏情形) [D _w] kByte/s	442	830	788	1748	1737
D _n /D _w	0.551	0.472	0.493	0.486	0.546
* 计算基于特定处理需求和总线式通信系统的假设					

二种 T2-2 类型变电站计算的比较可得出如下的结论：对于给定的变电站规模，最坏情形下的数据流与不同的母线设计或多或少无关。在这个特例中，周期性数据模拟量或高速数字信息定义为基本总线负载。然而，保护配置控制功能及时间要求、有无过程总线必须加以考虑。

1.1.3.2 变电站T1-1

这个输电变电站的保护配置和相关的控制功能如图 I.3 所示：

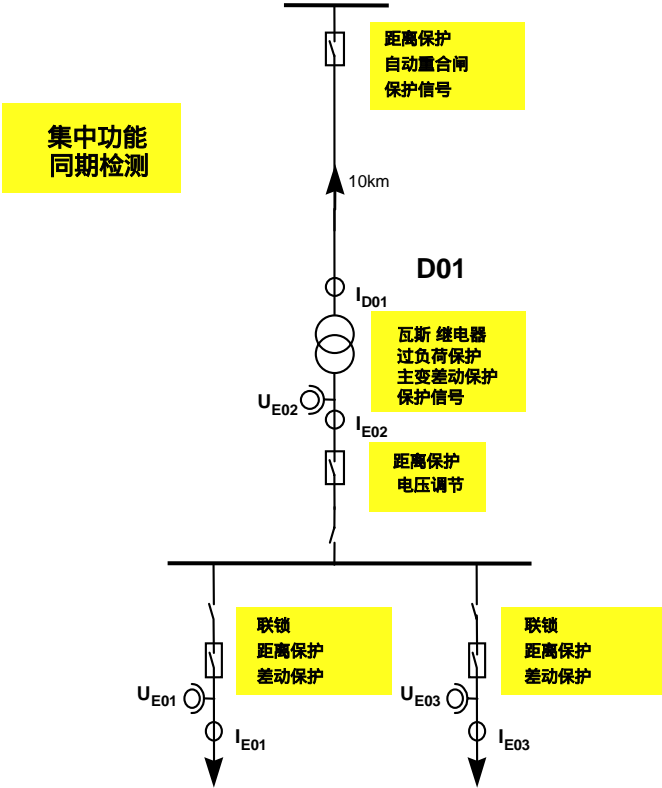


图 I.3 配置功能的 T1-1 类型变电站

表I.3 变电站 T1-1 计算结果

接口编号	运行情况	最大总线负载 (Kbyte/s)	附 注
单网	正常	244	
单网	最坏	442	
1, 3, 6	最坏	123	站级总线
8	最坏	24	站级总线
4, 5	最坏	295	过程总线, 所有馈线
4, 5	最坏	192	过程总线, E01 馈线 ~ E03 馈线
4, 5	最坏	65	过程总线, E01 馈线

I.1.3.3 变电站D2-1

这一类型配电变电站具有 2 个高压间隔，其保护配置和控制功能如图 I.4 所示：

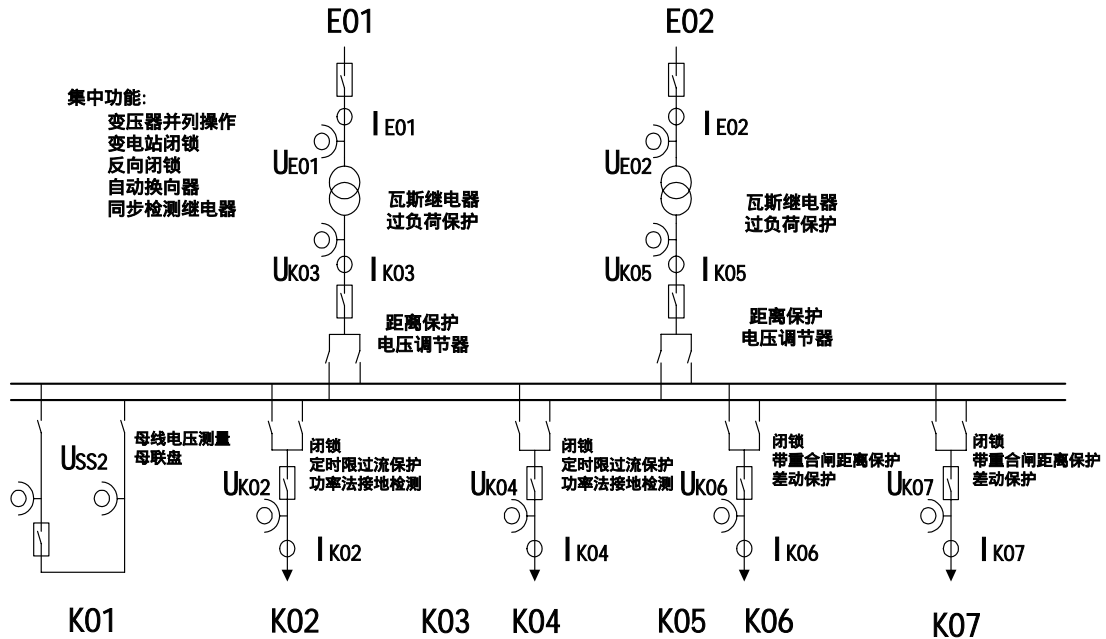


图 I.4 配置功能的 D2-1 类型变电站

表 I.4 变电站 D2-1 的计算结果

接口编号	运行情况	最大总线负载 (kByte/s)	附 注
单网	正常	392	
单网	最坏	830	
1, 3, 6	最坏	259	站级总线, 1, 3, 6
8	最坏	12	站级总线, 8
4, 5	最坏	67	过程总线, 仅对馈线 K06

I.1.3.4 变电站T1-2

对该变电站进行了评估。评估仅限于单网配置、限定 1 类和 2 类 PICOM 的性能要求，假设 4 毫秒的性能要求。此外，只有传统的 TA 和 TV 连至保护继电器。

此输电变电站的保护配置和相关控制功能基于 T2-2 的情形（见 I.1.3.5）

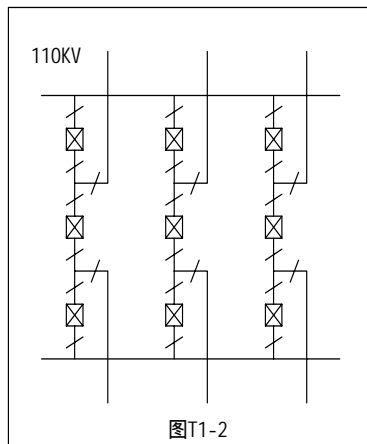


图 I.5 T1-2 变电站（功能配置同图 I.6 中 T2-2 变电站）

表 I.5 变电站 T1-2 的结果

接口编号	运行情况	最大总线负载 (kByte/s)	附 注
单网	正常	388	最小时间要求（性能类别 1 和 2）=4ms
单网	最坏	783	最小时间要求（性能类别 1 和 2）=4ms

I.1.3.5 变电站T2-2

此变电站评估相对于不同地区使用的二种不同布局。

I.1.3.5.1 双母线/双母线布局

此输电变电站的保护配置和相关的控制功能如图 I.6 所示：

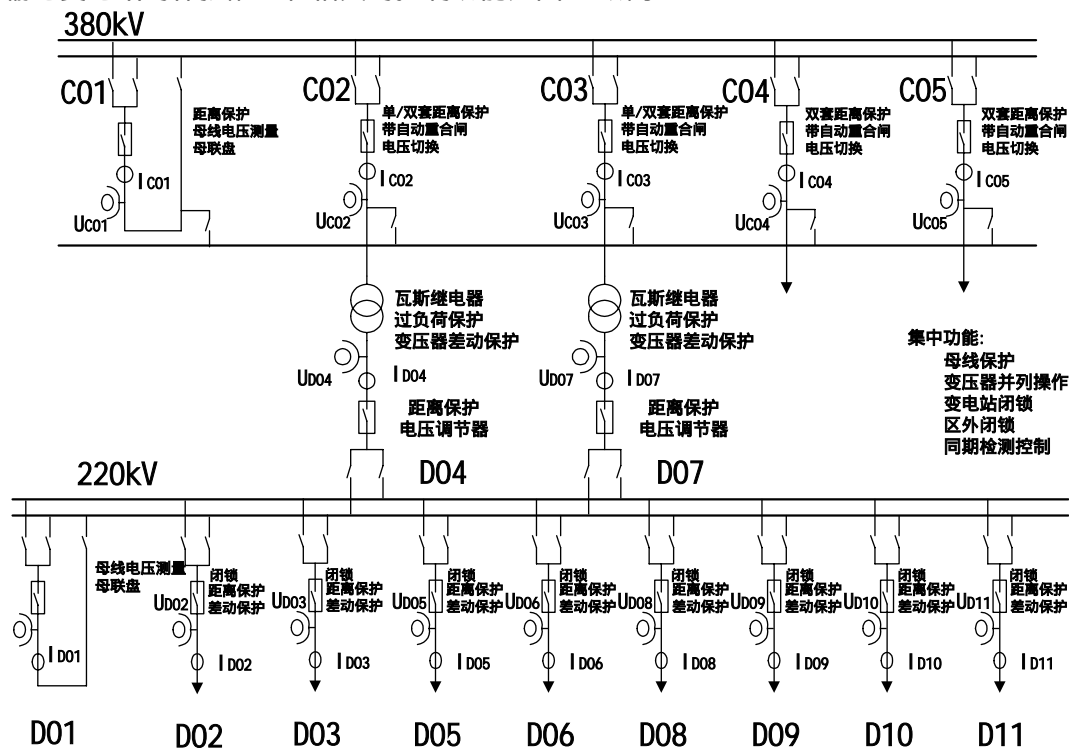


图 I.6 配置功能的 T2-2 类型变电站

表I.6 变电站 T2-2 的计算结果

接口编号	运行情况	最大总线负载 (kByte/s)	附 注
单网	正常	849	
单网	最坏	1748	
1, 3, 6	最坏	489	站级总线, 1, 3, 6
8	最坏	36	站级总线, 8
4, 5	最坏	77	过程总线, 仅馈线 C04 (参见图 I.6)
4, 5		75	过程总线, 仅馈线 D02 (参见图 I.6)

I.1.3.5.2 环形母线/直母线布局

为比较目的, 该变电站评估条件仍是单网配置, 限定 1 类和 2 类 PICOM 性能, 假设须满足 4 毫秒的性能要求, 此外只有传统的 TA 和 TV 与保护继电器相联。该输电变电站的保护配置和相关的控制功能如图 I.7 所示, 并且它也是本附录 I.2 中描述的 LAN 仿真方法的基本模型。

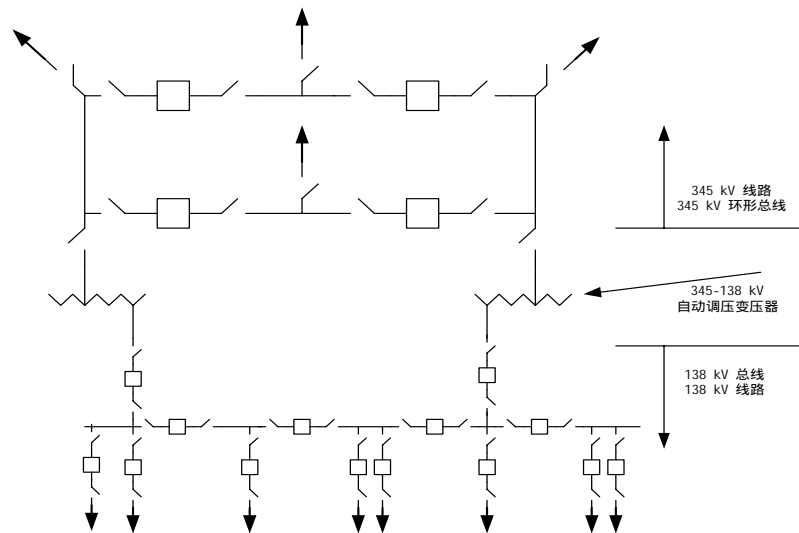


图 I.7 类似 T2-2 类型变电站、环形连接的大型输电变电站 (附录 I.2 给出配置功能)

表 I.7 变电站 T2-2 的结果

接口编号	运行情况	最大总线负载 (kByte/s)	附 注
单网	正常	949	最小时间要求 (性能类别 1 和 2) =4ms
单网	最坏	1737	最小时间要求 (性能类别 1 和 2) =4ms

1.2 局域网LAN仿真用于动态性能评估的方法

1.2.1 方法

评估变电站局域网动态性能包括以下三个步骤：首先，考察典型的变电站保护系统，确定输电变电站在某一特定严重事故时所产生的局域网通信流量；其次，使用上述的局域网通信流量，采用一个仿真程序研究报文同时发生的流量；最后，利用和运行该仿真程序，研究局域网在使用 10MB 和 100MB 共享 HUB 以及交换式 HUB 以太网下，传输较大数量同时产生报文(10 个到 100 个范围内)的局域网性能。以下段落给出评估的过程。

1.2.1.1 确定局域网LAN的通信流量

讨论的变电站是一个标准的 345 ~ 138kV 的输电变电站。变电站有四条 345kV 输电线汇入单环母线，八条 138kV 输电线汇入分段母线，一台自耦变压器对两条 345kV 线路降压。站内建有一个方形的塔承载着两条 345kV 和 138kV 进线。图 I.8 是变电站的单线图。

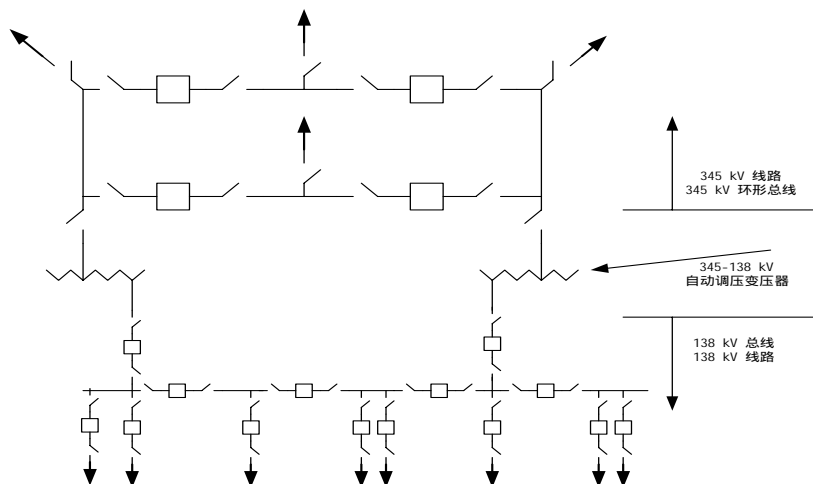


图 24 类似 T2-2 变电站，环形连接的大型输电变电站（配置功能见正文）

每条 345kV 线路保护包括两套系统设备，系统 1 和系统 2。每套系统设备有两个独立的微机保护单元。系统 1 有两个通信子系统用于：直跳 DTT(Direct Transfer Trip) 方向比较保护 DCR(Direction Comparison Relaying) 或相位比较保护 PCR (Phase Comparison Relaying)。系统 2 只有直跳 DTT。

每条 138kV 线路配置一套保护，这套保护包括两个独立的微机保护单元和两个通信子系统，用于直跳 DTT 和方向比较保护 DCR 或相位比较保护 PCR。

有一变电站局域网，能够在 4ms 内将跳闸信号从发送方智能电子设备 IED 的应用层传送到接收方智能电子设备 IED 的应用层。该局域网中未使用程总线，电压互感器 TV 和电流互感器 TA 通过强电电缆直接与保护相连。为了研究该局域网动态性能，假定每一断路器有一断路器智能电子设备 IED，它通过电缆与断路器相连，具有断路器控制、重合闸和断路器失灵保护功能。发往断路器智能电子设备 IED 的信息用于断开和闭合断路器，启动自动重合闸和启动断路器失灵保护。

这里还假设有保护通信 RC 智能电子设备 IED 负责保护单元信息交换，其通过电缆与直接跳闸 DTT、方向比较保护 DCR 的保护通道设备(电力线载波、音频通道、微波、光纤等)直接相连。这些直接跳闸 DTT，方向比较保护 DCR 的保护通道设备与各自的保护单元并没有直接的电缆相连。相应去线路对侧的跳闸和闭锁信号是由保护智能电子设备 IED 通过变电站局域网 LAN 发往保护通信智能电子设备 IED 的直跳 DTT 或允许式跳闸 PTT(Permissive Transfer Trip)命令启动。保护通信智能电子设备 IED 输出触发通道设备。保护通道设备接收到的命令也将产生发往局域网 LAN 的信号。这些智能电子设备 IED-局域网 LAN 的配置图见附录 I.9 和 I.10。该图显示有 85 个保护和智能电子设备 IED。

假定，方形塔损坏倾倒，使方形塔承载的全部四条线路发生故障(2 条 345kV 和 2 条 138kV 线路)，这次故障中又发生断路器失灵。保护工程师分析这次故障后，确定相关智能电子设备将产生 144 个点对点的命令(相当于常规安装中的单独电缆连接信号)。其中，每个命令等价于一个独立的 PICOM。

其他的假设有：

- 所有的智能电子设备 IED 都连在一个局域网 LAN 上，可能有另一局域网 LAN 备用，但这并不

会减少工作的局域网 LAN 的通信流量；

- 所有的保护、控制和监视功能都通过保护智能电子设备 IED 实现，无间隔控制器；
- 智能电子设备 IED 的所有输出都平等对待，输出（例如启动重合闸，启动断路器失灵）不带有特意的延时；
- 每个给定的输电线对该内部故障，不会既接收又启动方向比较保护 DCR 信号；
- 通道传输时间假定为 0，所以，远方跳闸命令到达局域网 LAN 的时间与本地的跳闸命令相同；
- 所有报文使用非应答协议；
- 线路保护在故障发生后大约一个周波（16ms/20ms）启动跳闸；
- 变压器保护在故障发生后 3 个周波（50ms/60ms）启动，所以，变压器保护信息未包含在局域网 LAN 上故障初始突发报文中；

· 在本问题中，假设所有的保护都正确动作。保护误动将产生额外的信息；

· 数字故障记录装置 DFR（Digital Fault Recorder）是事件发生先后过程中监视局域网 LAN 所有通信流量的独立设备，不存在传向数字故障记录装置 DFR 的局域网 LAN 通信流量。

表 I.8 中，“点对点命令”一栏是单个智能电子设备 IED 输出列表（PICOM）。这些命令许多是从一个智能电子设备 IED 传给相同目的地的智能电子设备 IED，故可以将这些命令组合成一个报文。如表中“多重命令点对点报文”栏显示。另外，许多多重命令报文中信息必须发往多个目的地，故，多重命令报文可多播传送。一个多播报文，分解开来，将被每个装置或“点对点命令”栏中显示的功能所接收。

表 I.8 138 kV 受影响（故障）的线路和相关报文

装置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点报文
保护装置 1	1	跳开断路器 X	1
		启动重合闸	
		启动失灵保护	
		方向通信解除闭锁	1
		直跳通信发送直跳	1
保护装置 2	1	跳开断路器 X	1
		启动重合闸	
		启动失灵保护	
		方向通信解除闭锁	1
		直跳通信发送直跳	1
保护通信装置	1	跳开断路器 X	1
		启动重合闸	
		启动失灵保护	
总计	3 报文/条 x 2 条线路 = 6	13 条命令/条 x 2 条线路 = 26	7 个报文/条 x 2 条线路 = 14

可对 138kV 电压等级未受影响的线路、所有的 4 条 345kV 电压等级线路作相应的同样分析。考虑所有的智能电子设备 IED，这个单一偶然事件产生 144 条点对点命令（PICOMs）。如果对这些命令组合，这将产生 60 条多重命令点对点报文，如果采用多播报文，总报文条数将减为 38 条。所以，在评估 LAN 阻塞时，采用了 38 条多点传送报文。在 I.2.3 条中提供了详细情况，摘要了这次事故产生的局域网 LAN 通信流量。需要指出的是，一半以上的通信流量（38 条报文中 20 条）是通过保护通信智能电子设备 IED（接口 2），这是由所用保护配置类型决定的（方向比较和远方直跳）。

I.2.1.2 报文同时性

在基于以太网这样有争议的系统，性能受碰撞发生的次数影响很大。采用 COMNET III 仿真程序，实测了 10MB 和 100MB 共享及交换式 HUB 系统的性能。共享以太网结构由 85 个智能电子设备 IED

构成，它们通过一个共享的链路相互通信。交换 HUB 结构包括 4 个以太网交换式 HUB，每个交换式的 HUB 连接 20 到 22 个智能电子设备 IED。早先，进行了 SCADA 和文件传输基本通信流量对以太网上基于事件驱动报文影响的研究。结果表明，5 倍的正常 SCADA 基本通信流量加上两个大文件（故障波形记录）传送对于事件驱动报文的传送时间没有可度量的影响。因此，在 COMNET III 仿真程序中并没有包括任何基本通信流量。

在第一次测试中，假定所有的 38 条信息在同一 μs 内到达局域网 LAN。但是，微机保护工作在采样模式下，目前大部分设计 A/D 采样频率在 1 kHz 到 4 kHz 间（采样间隔在 0.25ms 到 1 ms 时间范围内）。而且，除了相位测量单元外，智能电子设备 IED 间的采样时钟并没有同步。所以，一个电网事件引起多个智能电子设备 IED，在同一 μs 甚至同一 100 μs 时间窗内响应并产生多播报文的可能性是很小的，即使是同样智能电子设备 IED 也一样。

所以，以后的测试中，确定 38 条报文分布在更宽的时间窗内的影响。测试使用有 10 μs ，100 μs ，1000 μs 的时间窗。每条报文长度假定为以太网最短报文长度 256 个字节。测试结果见表 I.9 和 I.10。右手栏是平均报文延时及 3 个最长报文延时之和。

这些结果显示：当标准偏差从 1 到 10 到 100 μs 增加时，信息延时改变不大。但是当时间窗从 100 μs 增加到 1000 μs 时，系统性能发生了显著的变化。对于目前给定的基于微机的智能电子设备 IED 的采样率，采用 1000 μs 的分布是进一步分析的基线。对于更长的时间窗没有作测试。

表 I.9 共享 HUB 网络上 38 ~ 256 字节多播报文延时

局域网速度 (MBit/s)	传输时间标准差 (μs)	平均报文延时 (ms)	3 个最长报文延时之和 (ms)
10	1	6.36	21.93
10	10	6.34	21.34
10	100	6.03	20.73
10	1000	4.07	16.43
100	1	1.10	3.76
100	10	0.64	2.53
100	100	0.61	2.56
100	1000	0.05	0.29

表 I.10 交换式 HUB 网络上 38 个报文延时

LAN 速度 (MBit/s)	传输时间标准差 (μs)	平均报文延时 (ms)	3 个最长报文延时之和 (ms)
10	1	0.68	1.7
10	10	0.67	1.68
10	100	0.59	1.27
10	1000	0.43	0.67
100	1	0.07	0.17
100	10	0.06	0.15
100	100	0.05	0.07
100	1000	0.04	0.06

I.2.1.3 报文量对局域网 LAN 动态性能的影响

进一步的测试研究了以太网在各种报文量水平下的性能，所有这些报文具具有正常 1 ms 离散，结果如表 I.11 和表 I.12。

表 1.11 共享 HUB 网络上各种数量报文产生的报文延时

LAN 速度 (MBit/s)	网络报文数量	平均报文延时 (ms)	3 个最长报文延时之和 (ms)
10	10	0.41	1.19
10	20	1.43	6.23
10	30	2.94	12.69
10	38	4.07	16.43
10	50	5.77	23.11
10	60	7.14	29.64
10	74	9.37	35.29
100	10	0.03	0.04
100	20	0.03	0.11
100	30	0.04	0.18
100	38	0.05	0.29
100	50	0.08	0.52
100	60	0.15	1.05
100	74	0.24	1.74
100	90	0.40	2.75
100	100	0.49	3.36

表 1.12 交换 HUB 网络上各种数量报文产生的报文延时

LAN 速度 (MBit/s)	网络报文数量	平均报文延时 (ms)	3 个最长报文延时之和 (ms)
10	10	0.41	0.61
10	20	0.42	0.59
10	30	0.42	0.64
10	38	0.43	0.67
10	50	0.45	0.81
10	60	0.47	0.89
10	74	0.48	0.91
10	90	0.50	1.04
10	100	0.52	1.20
100	10	0.04	0.06
100	20	0.04	0.06
100	30	0.04	0.06
100	38	0.04	0.06
100	50	0.04	0.06
100	60	0.04	0.06
100	74	0.04	0.06
100	100	0.04	0.06

1.2.2 结论

- 采用多播报文可以明显的减少故障所产生的 LAN 通信流量。在 Commonwealth Edison 情景中(如下文 bulleted items 中描述)，总通信流量从 144 个报文减为 38 个报文；
- 为分析目的，事件（故障）产生的报文离散时间 1 ms 假设合乎情理；
- 10MB 共享 HUB 以太网的性能有限，在 4 ms 内其传送不多于 20 个报文（采用插入方式传送大约 15 个报文）；

•三种局域网 LAN(10MB 交换 hub , 100MB 共享 hub , 100MB 交换 hub)都可以在 4 ms 内传送 100 个报文 , 如果产生这些报文时间离散为 1 ms。

1.2.3 局域网LAN 通信流量的详细情况和总结

表 1.13 摘要

		多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点报文
每条 138 kV 线路	受影响	3	13	7
	未受影响	2	2	2
每条 345 kV 线路	受影响	6	49	13
	未受影响	4	4	4
2 条受影响的 138 kV 线路		6	26	14
6 条未受影响的 138 kV 线路		12	12	12
2 条受影响的 345 kV 线路		12	98	26
2 条未受影响的 345 kV 线路		8	8	8
总计		38	144	60

表 I.14 138 kV 受影响的线路

装置	多播 报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点报文
保护装置 1	1	跳开断路器 X	1
		启动重合闸	
		启动失灵保护	
		方向比较保护通信解除闭锁	1
		直跳通信发送直跳命令	1
保护装置 2	1	跳开断路器 X	1
		启动重合闸	
		启动失灵保护	
		方向保护通信解除闭锁	1
		直跳通信发送直跳命令	1
保护通信 装置	1	跳开断路器 X	1
		启动重合闸	
		启动失灵保护	
总计	3 报文/条 x 2 条线路 = 6	13 条命令/条 x 2 条线路 = 26	13 条命令/条 x 2 条线路 = 26

表 I.15 138 kV 未受影响的线路 (每条线路)

装 置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
保护装置 1	1	在方向比较保护通信通道上发送闭锁信号	1
保护装置 2	1	在方向比较保护通信通道上发送闭锁信号	1
保护通信 装置接收		无信号	0
未影响	2 报文/条 x 6 条线路 = 12	2 条命令 x 6 条线路 = 12	2 x 6 = 12 个报文

表 I.16 所有 138 kV 线路

138 kV	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
总计	18 条报文	38 条点对点命令	26 个报文

表 I.17 345 kV 受影响线路/ 每条线路 / 每套保护系统 – 保护装置 1

装置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
保护装置 1	1	跳断路器 X1	1
		启动自动重合闸 X1	
		启动失灵保护 X1	
		跳断路器 X2	1
		启动失灵保护 X2	
		跳 138 kV 变压器断路器	1
		启动变压器断路器失灵保护	
		解除方向比较闭锁/在允许式跳闸通信通道上启动允许式跳闸（仅保护系统 1）	1
		在直跳通道上发送直跳信号	1

表 I.18- 345 kV 受影响的线路/ 每条线路/ 每套保护系统-保护装置 2

装置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
保护装置 2	1	跳断路器 X1	1
		启动自动重合闸 X1	
		启动失灵保护 X1	
		跳断路器 X2	1
		启动失灵保 X2	
		跳 138kV 变压器断路器	1
		启动变压器断路器失灵保护	
		解除方向比较闭锁/在允许式跳闸通道上启动允许式跳闸（仅保护系统 1）	1
		在直跳通道上发送直跳信号	1

表 AI.19 345 kV 受影响的线路/每条线路 / 系统通信

装置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
保护通信 智能电子设备	1	从通信到保护装置的逻辑输入（仅系统 1）*	1
		跳断路器 X1	1
		启动自动重合闸 X1	
		启动失灵保护 X1	
		跳断路器 X2	1
		启动失灵保护 X2	
		跳 138kV 变压器断路器	1
		启动变压器断路器失灵保护	

装置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
总计 1	2 个系统/条 线路 x 3 = 6	49	13
总计 2	对于 2 条受影响的线路 x 6 = 12	98	26

表 I.20 345 kV 受影响的线路

表 I.21 345 kV 未影响的线路/每条线路

装置	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
系统 1 保护装置 1	1	在方向比较保护或允许式跳闸通道上启动闭锁允许式跳闸	1
系统 1 保护装置 2	1	在方向比较保护或允许式跳闸通道上发送闭锁允许式跳闸信号	1
通信接收 系统 1		无信号	0
系统 2 保护装置 1	1	在方向比较保护或允许式跳闸通道上启动闭锁允许式跳闸	1
系统 2 保护装置 2	1	在方向比较保护或允许式跳闸通道上启动闭锁允许式跳闸	1
通信接收 系统 2		无信号	0
未影响	4 个报文 x 2 条线路 = 8	4 条点对点命令 x 2 条线路 = 8 个点对点命令	4 个多重命令 x 2 条线路 = 8

表 I.22 所有 345 kV 线路

345 kV	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
总计	20	106	36

I.23 整个局域网 LAN

局域网	多播报文	点对点命令 (PICOMs)	多重命令 点对点
总计	38	144	60

1.2.4 以太网共享式和交换式HUB配置

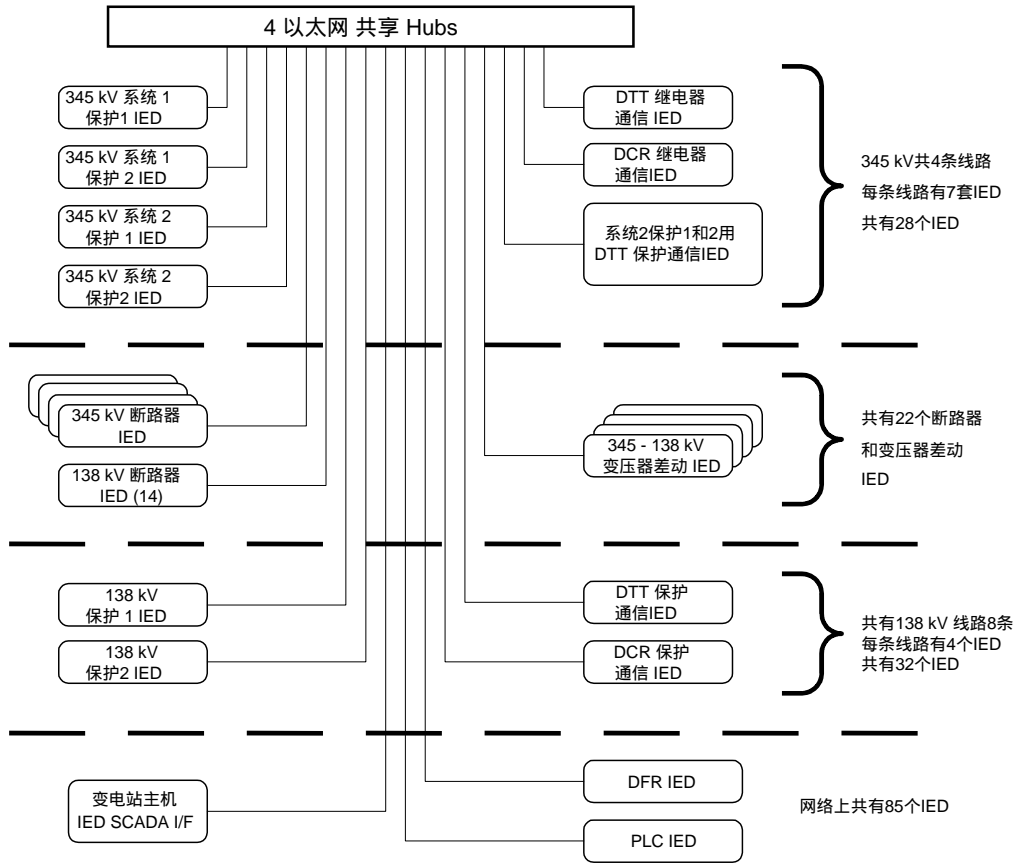


图 25 共享 HUB 以太网结构

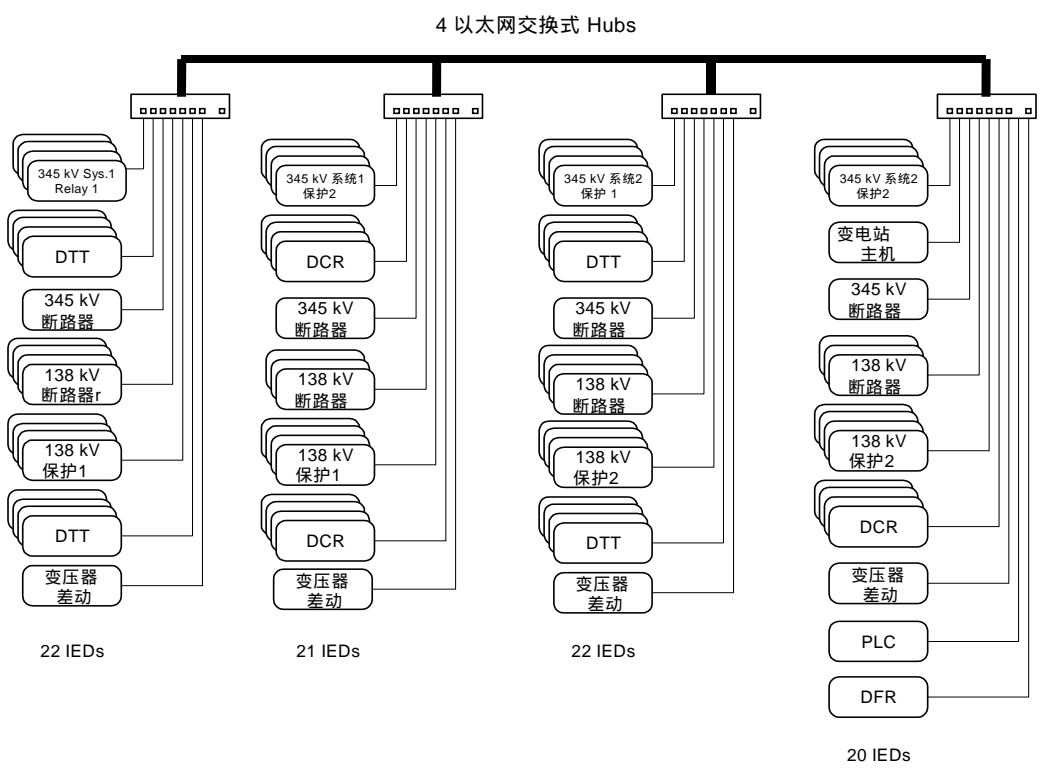


图 26 采用交换式 hub 以太网结构

附录 J 补偿网络中保护功能示例 (资料性附录) 补偿接地系统中保护功能示例

PTEF (瞬时接地保护) 和 PWDE (基于功率测量原理的补偿接地系统方向接地保护) 是补偿接地系统中检测定位接地故障常用的两个保护功能。PTEF 瞬时接地保护检测有关接地系统中电容的瞬时充电电流, 故 PTEF 仅能检测并告知发生接地故障。PDEF 检测相对地的残余电流, 可告知接地故障结束, 若需要的话, 可指示故障方向。

故障线路将指示一个正向接地故障, 而非故障线路将指示反向接地故障。

接地故障开始, PTEF 或/和 PWDE 提供瞬时接地故障发生信息; 接地故障消除, PWDE 提供故障时间和方向信息。

J.1 瞬时接地故障保护PTEF

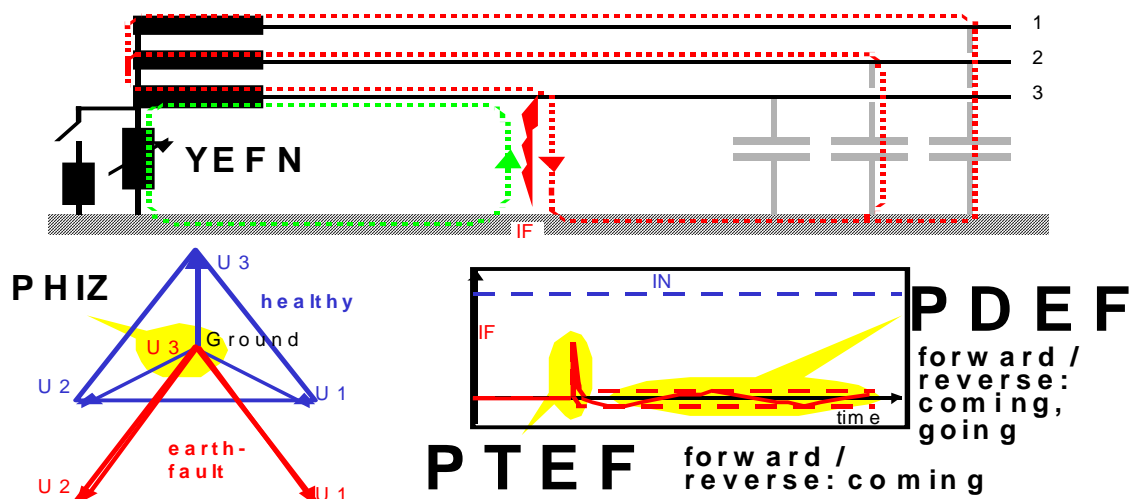


图 J.1 补偿网络中瞬时接地故障

J.2 短时旁路YPSH

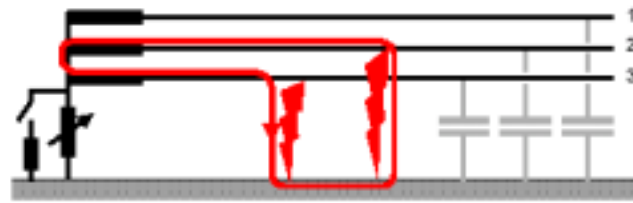
检测接地故障时, PTOC 告警、跳闸



短时旁路 ($< 1s =$)

图 28 补偿接地系统中发生接地故障时短时旁路

J.3 双重接地故障PTOC



双重接地故障

PTOC 告警、跳闸

图 29 接地补偿系统中双重接地故障

附录 K
(资料性附录)
参考文献

Excerpt of CIGRE Report 34-03 published in *Electra*

K.P. Brand, *Communication requirements in terms of data flow within Substations – Results of WG34.03 and standardization within IEC*, **Electra** 173, 77-85 (1997)

The full report of CIGRE WG34-03 is titled

CIGRE – Technical Report, Ref.No.180 – *Communication requirements in terms of data flow within substations*. CE/SC 34 03, 2001, 112 pp. Ref. No. 180