

团 体 标 准

T/EPIAJL 9—2023

吉林电网并网发电厂变电站电能量远方 终端调试验收规范

Code for commissioning and acceptance of remote terminal of electric energy in
substation of Jilin grid-connected power plant

2023 - 05 - 01 发布

2023 - 05 - 01 实施

吉林省电力行业协会 发布

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020 给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由吉林省电力行业协会提出并归口。

本文件起草单位：国网吉林省电力有限公司电力调度控制中心、国网长春供电公司、国网吉林供电公司、国网松原供电公司、国网通化供电公司、国网辽源供电公司、国网吉林省电力科学研究院有限公司。

本文件主要起草人：郭雷、付小标、李育发、胡可为、周玉光、王霁松、蒋宪军、王大亮、王晓东、韩璐、王成慧、石钰、郭莉、梁岩、李春亮、苏阔、孙宁、李卓、柴源、宋柏岩、赵恩泽、孙莉、高洋、王梦娇

吉林电网并网发电厂变电站电能量远方终端调试验收规范

1 范围

本文件规定了吉林电网并网发电厂变电站电能量远方终端安装调试、并网验收和运行维护的术语和定义、管理职责、主要技术指标、安装调试要求、并网验收、运行维护、检查与评价。

本文件适用于66kV及以上电压等级国网吉林省电力有限公司电力调度控制中心(以下简称电力调度控制中心)调度管辖范围内并网发电厂变电站电能量远方终端的安装调试和验收,包括新建、改(扩)建工程以及在运并网发电厂和变电站电能量远方终端开展的接入调试、并网验收和运行维护,其他电压等级并网发电厂和变电站可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

DL/T 743 电能量远方终端

3 术语和定义

DL/T 743 电能量远方终端界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电能量远方终端

应用在发电厂和变电站的终端,可以实现电能表信息的采集存储和电能表运行工况监测,并对采集的信息进行管理和传输。

3.2

电能量计量系统主站

电能量计量系统的管理中心,管理系统的数据传输、数据处理和数据应用以及系统的运行和安全,并管理与其他系统的数据交换。

3.3

电能量计量系统

对电能量计量数据进行自动采集、远传和存储、预处理的系统。实现电厂上网、下网和联络线关口点电能量的计量,分时段存储、采集和处理,为结算和分析提供基本数据。

4 管理职责

4.1 电力调度控制中心职责

- 4.1.1 负责制定电网调度管辖范围内并网发电厂变电站电能量远方终端接入主站的技术要求。
- 4.1.2 负责审批并网电厂电能量远方终端的接入申请，负责在主站中维护信息，协助建设单位开展接入安装调试。
- 4.1.3 负责组织并网发电厂变电站开展电能量远方终端故障研判、发起消缺流程、确认厂站消缺。
- 4.1.4 负责并网发电厂变电站新建、扩建、改造工程中电能量远方终端的设计审查、技术监督、竣工验收。
- 4.1.5 组织开展国家行政管理部门对电能量计量系统关于电能量远方终端建设有关要求的相关工作。

4.2 并网发电厂职责

- 4.2.1 负责并网发电厂变电站电能量远方终端的资产管理和技术管理，电能量远方终端的建设与运行应符合《电力监控系统安全防护规定》的规定。
- 4.2.2 负责编制、上报电能量远方终端的新建、改（扩）建工程计划，并组织实施。
- 4.2.3 负责电能量远方终端的接入调试、运维检修、缺陷处理、台账维护。
- 4.2.4 负责向电力调控中心提供准确的电能量采集测点参数，确保电量数据上送准确。
- 4.2.5 当电能量远方终端更换、采集测点增减、CT/PT变比变更时，应及时向调控中心提报变更申请。
- 4.2.6 负责组织开展所辖变电站电能量远方终端日常巡视、运行与维护及故障报送。
- 4.2.7 负责落实国家行政管理部门对电能量计量系统关于电能量远方终端建设的有关要求。

5 主要技术指标

- 5.1 应符合电力监控系统相关规定的要求，满足《电能量计量系统设计技术规程》《电能信息采集与管理系统》《吉林电网电能量计量系统数据传输技术规范》技术文件。
- 5.2 具有良好的开放性和互联性，支持多种规约、不同厂家设备的接入，适应技术与进步的要求。
- 5.3 电能量远方终端采集电能表范围至少应包括：发电上网关口、启备变关口、辅助结算关口、机组或集电线、主变低压侧，有条件的应接入站用变和无功补偿设备。
- 5.4 电能量远方终端配置参数主要包括：网络 IP 地址及端口；测点电压互感器和电流互感器变比；电能表主表、副表标识；电能表小数位数；与主站传输数据的通信方式、通信规约；表计上传序号表。
- 5.5 电能量远方终端作为服务端（Server），电能量计量主站作为访问的客户端（Client）。系统统一确定服务端监听端口号（1703），维护端口号（1901），服务端只允许授权的 IP 地址主站访问，对于非授权地址的访问应拒绝。
- 5.6 电能量远方终端通过 RS-485 串口与电能表进行通信的，每个 RS-485 串口所接入电能表原则上不宜

超过 8 块，对于同一计量点的主副表应通过不同通讯线缆接入不同的 RS-485 串口。

5.7 电能量远方终端应通过调度数据网双通道接入与主站进行通讯。

5.8 电能量远方终端应具备同时与两个远方主站通信的功能。

5.9 电能量远方终端具有采集电能表冻结时刻的表底码功能。

5.10 电能量远方终端采集电能表表底码包括正向有功表底码（总、尖、峰、平、谷）、反向有功表底码（总、尖、峰、平、谷）10 个数据。此类信息用于网厂间、电网间贸易结算管理。

5.11 电能量远方终端应为机架式，具有由两路不间断电源供电功能。

5.12 电能量远方终端除具有自守时功能外，还应接受唯一授权访问 IP 地址的主站对时，并应答经授权访问 IP 地址的多主站时钟信息查询。

5.13 电能量远方终端应支持采集自身时钟信息和电能表时钟信息，上送时钟信息应包括电能表显示的时钟信息。

6 安装调试要求

6.1 调试申请及许可

6.1.1 电能量远方终端调试应在一次设备启动验收 7 个工作日前，建设单位应向电力调度控制中心自动化处提交调试申请，经许可后开展调试。

6.1.2 电能量远方终端应与一次设备同步投入运行。

6.1.3 当关口计量点发生变更或电能计量装置更换时，设备管理单位应向电力调度控制中心自动化处提交计量设备变更调试申请，经许可后开展更换设备及相关调试。

6.2 网络安全管理要求

6.2.1 任何调试严禁接入未经安全加固的笔记本电脑和移动介质。

6.2.2 利用笔记本调试需经调控中心主站专责批准，执行工作票制度，经许可后方可作业，作业现场工作负责人或工作监护人负有网络安全管理责任。

6.2.3 安装调试应采用专用的调试笔记本，并安装防病毒软件，防范病毒感染风险，同时应关闭调试笔记本与外部网络的联系，作业时只能连接电能量远方终端的本地维护网口，严禁厂站采用任何方式 ping 主站 IP 的行为。

6.2.4 调试前应向调控中心自动化值班员申请调试，自动化值班员在网络安全管理平台置检修后方可调试，调试过程中需脱离调度数据网交换机。

6.2.5 采用端口锁封签等方式，加强电能量采集终端的端口管理。

6.2.6 对违反网络安全管理规定行为，按有关规定追究责任。

6.3 主要内容

- 6.3.1 电能量远方终端调试包括与电能表、调度数据网交换机、电能量计量系统主站等。
- 6.3.2 电能量远方终端录入参数包括电表表号、电能表规约类型、测点 PT/CT 变比、主站通信规约类型、波特率、网络端口号、终端 IP 地址（双平面）、主站前置机 IP 地址（双平面）、网关地址（双平面）及采集顺序号等。
- 6.3.3 电能表规约类型：DL/T-645 、DL/T-698 等。
- 6.3.4 电能量远方终端信息采集包括但不限于正向有功 P+、反向有功 P-、正向无功 Q+、反向无功 Q-、Ua、Ub、Uc、Ia、Ib、Ic 及功率因数等。

6.4 安装调试基本要求

- 6.4.1 下行信息设置（电能表至采集器信息）主要包括电表通讯地址、测量点名称、电能表规约。
- 6.4.2 上行信息设置（采集器至主站通讯参数）主要包括主站 IP 地址、端口号设置、IEC102 规约设置。
- 6.4.3 点表内容主要包括主变、线路、容抗、所用变、机组出口等母线上计量点的 CT 和 PT 变比。
- 6.4.4 结算关口电能表采集电量数据应设置为 4 位小数。
- 6.4.5 有功方向规定电流流入母线为负，流出为正。

6.5 典型安装调试步骤

- 6.5.1 确认电能量远方终端现场安装位置。
- 6.5.2 安装电能量远方终端。
- 6.5.3 敷设电能量远方终端至电能表通信线缆。
- 6.5.4 敷设电能量远方终端至调度数据网网线，应接入主用通道及备用通道，即网络双平面接入。
- 6.5.5 电能量远方终端的双电源模块应分别接入不间断电源，电能表接通辅助电源。
- 6.5.6 设置电能量远方终端下行信息。
- 6.5.7 设置电能量远方终端上行信息。
- 6.5.8 配置电能量远方终端点表。
- 6.5.9 联系主站调试人员，上报电能表地址、测量点名称、终端 IP 地址、端口号等信息。
- 6.5.10 确认厂站侧与主站端通信正常。
- 6.5.11 厂站侧与主站端进行对时，确定主站对时是否有效。
- 6.5.12 厂站调试人员向调控中心自动化值班员申请开始调试，经自动化值班人员许可后，开始调试操作。
- 6.5.13 应与主站核对现场每块电表窗口值与主站召唤数据是否一致。
- 6.5.14 应检查下行信息、上行信息、数据存储等功能是否正确。
- 6.5.15 现场调试工作完成并确保终端运行正常后，向自动化值班员提出工作结束申请。
- 6.5.16 电能量远方终端调试完毕后，应保持上线状态。

7 并网验收

7.1 基本要求

7.1.1 电能量远方终端的基本功能和配置参数应满足相关技术规范要求。

7.1.2 并网发电厂变电站应制定电能量远方终端运行管理规定。

7.1.3 验收前应完成与调控中心调试工作，设备应已上线。

7.2 验收要求

7.2.1 电能量远方终端的安装地点应符合环境要求，无爆炸危险，无腐蚀性气体及导电尘埃、无严重霉菌、无剧烈振动源。

7.2.2 电能量远方终端外观检查良好，设备外壳机箱应可靠接地。

7.2.3 线缆标识应齐全、明晰、正确，排列整齐、铭牌清晰。

7.2.4 电能量远方终端电源灯、运行灯、告警指示灯状态应正常。

7.2.5 检查电能量远方终端是否为双电源接入，是否为双平面接入，电能表是否具备辅助电源供电。

7.2.6 检查设计单位提供的竣工资料、制造厂商提供的技术资料是否完备。

7.2.7 查阅电能量远方终端调试报告。

8 运行维护

8.1 分工

8.1.1 电网企业电能量计量系统主站运维由电力调度控制中心负责。

8.1.2 电能表、电能表屏内通信线缆、计量用二次回路、计量专用互感器的运维由发电厂变电站负责，归口电网企业计量部门管理。

8.1.3 电能量远方终端、调度数据网和电能表屏外通信线缆的运维由发电厂变电站负责，归口电网企业电力调度控制中心管理。

8.2 要求

8.2.1 厂站端发生故障或接到设备故障通知后，应立即启动缺陷处理流程，并在 24 小时内向电力调度控制中心汇报。事后应详细记录故障现象、原因及处理过程，应编写分析报告，报电力调度控制中心备案。

8.2.2 不应在电能量远方终端上开发、安装、运行与运维无关的软硬件。

8.2.3 厂站电量设备停运、检修或变更等应办理自动化检修工作票，获得许可后方可进行。

8.2.4 厂站电量设备更换或缺失后，运行维护部门应与主站确认调试完毕后方可离开现场。

8.2.5 电能量远方终端缺陷应及时消除，对影响业务需求的，应在 1 个工作日内消除，偏远厂站电量设备缺陷，应在 2 个工作日内消除；无法短时间内恢复的特殊缺陷，设备运行维护部门应向主管部门提交

书面说明报告，并在 2 周内消除。

8.2.6 电能量远方终端应按规定周期进行检测。

8.3 典型故障处理步骤

8.3.1 检查电能量远方终端是否失电，检查时钟是否正确。

8.3.2 检查交换机网口指示灯状态是否正确，检查网线接触是否良好。

8.3.3 通过终端面板检查是否采集到电表底码。

8.3.4 联系主站运维人员核对厂站电能量远方终端运行状态是否恢复正常。

8.3.5 经主站运维人员许可对电能量远方终端软关机进行重启操作。

8.3.6 纵向加密问题应联系主站自动化值班员检查加密策略，严禁擅自关闭或旁路纵向加密设备。严禁厂站端 ping 主站行为。

9 检查与评价

9.1 并网发电厂变电站应加强电能量远方终端运维管理，按照电力监控系统安全防护要求，定期开展自查和培训。

9.2 调控机构负责对电能量远方终端缺陷处理的及时性、正确性进行考核评价。

附录 A
(资料性附录)
典型安装调试步骤和典型故障处理步骤

A.1 典型安装调试步骤



A.2 典型故障处理步骤

