

T/GXDSL

团 体 标 准

T/GXDSL —2026

配电网智能调控与供电可靠性准则

Guidelines for Intelligent Regulation and Power Supply Reliability of Distribution
Network

(工作组讨论稿)

(本草案完成时间：2026 - 5 - 12)

2026 - - 发布

2026 - - 实施

广西电子商务企业联合会 发布

目 次

前 言	II
1 引言	1
2 范围	1
3 规范性引用文件	1
4 术语和定义	2
4.1 配电网智能调控	2
4.2 边缘智能体	2
4.3 供电可靠性	2
4.4 弹性恢复能力	2
4.5 合环转电	3
5 配电网智能调控技术要求	3
5.1 智能调控架构	3
5.2 运行状态感知	3
5.3 故障自愈策略	3
5.4 源网荷储协同控制	4
6 供电可靠性量化评价准则	4
6.1 核心评价指标体系	4
6.2 停电类型差异化管控	4
6.3 停电数据采集与校核	5
7 通信与网络安全要求	5
7.1 通信配置要求	5
7.2 安全防护要求	5
8 数据交互与技术规范	5
8.1 数据交互标准	5
8.2 电网模型管理	5
9 标准实施与评估	6
9.1 实施要求	6
9.2 评估与修订	6
10 附则	6

前 言

本文件依据GB/T 1.1-2020 《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

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。

本文件由广西产学研科学研究院提出。

本文件由广西电子商务企业联合会归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

配电网智能调控与供电可靠性准则

1 引言

伴随新型电力系统建设推进，分布式光伏、储能、充电桩等可调资源大规模接入配电网，高电力电子化特征凸显。传统被动调控模式难以应对电压越限、双向潮流、设备过载等问题，电网抗扰动能力不足。为适配能源转型要求、保障电力可靠供应，亟需建立规范化智能调控体系。为完善配电网智能化标准体系，本文依托源网荷储协同、边缘智能、故障自愈技术，规范智能调控流程与可靠性评价规则，优化资源配置能力，降低运行风险，强化配电网韧性，夯实新型电力系统配电侧发展基础。依据《中华人民共和国标准化法》、国家能源局电力可靠性相关规定编制，遵循新型电力系统顶层设计，适用于 10kV 及以下配电网规划、建设、运行及可靠性评价工作。

2 范围

规定了 10kV 及以下配电网智能调控架构、技术要求、自愈策略、协同控制逻辑，明确供电可靠性评价指标、通信及数据管控要求，建立标准化调控与评价体系。适用于 10kV 及以下城市、农村、工业园区公用配电网，覆盖规划、建设、调控、运维、可靠性管理全业务流程。适用对象：电网运营主体：供电企业、增量配电网运营单位；设备研发主体：配电自动化、边缘智能体、智能终端制造企业；分布式资源主体：分布式电源、储能、充电桩运营方；第三方机构：配电网可靠性专业评价机构。排除适用范围 35kV 及以上输变电主干网络；舰船、矿山、铁路等专用独立电力系统；核安全相关专用供电系统。

3 规范性引用文件

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

GB/T 156-2017 标准电压

GB/T 12325-2008 电能质量供电电压偏差

GB/T 37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证规范

GB/T 40559-2021 电力系统安全稳定控制策略描述规则

DL/T 572-2021 电力变压器运行规程

DL/T 814-2021 配电自动化系统技术规范

DL/T 1839.4-2025 电力可靠性管理信息系统数据规范第4部分：供电系统

DL/T 2248-2021 配电网运维规程

DL/T 2555-2022 配电网边缘计算技术导则

T/CEC 923-2024 供电企业可靠性管理工作评价规范

T/JES 009-2025 配用电边缘智能体功能规范

4 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

4.1 配电网智能调控

依托配电自动化主站、边缘计算节点、智能融合终端等智能化基础设施，实时采集感知分布式电源、储能装置、柔性负荷等可调资源运行数据，通过全局优化算法与就地控制逻辑，实现配电网潮流优化、供需平衡、故障管控的自主优化、闭环调控全过程，适配新型电力系统分布式资源高比例接入的运行管控模式。

4.2 边缘智能体

部署于配用电网络边缘侧的智能化管控单元，覆盖开闭所、环网柜、配电房、台区智能终端等场景，具备数据精准采集、运行状态感知、就地自主决策、控制指令执行全流程能力，核心承担区域内电力电量平衡、运行方式优化、故障快速恢复等管控任务，保障通信中断场景下的区域电网自治稳定运行。

4.3 供电可靠性

配电网在规定运行条件、规定时间区间内，持续向电力用户稳定、不间断供电的综合能力，是衡量电网供电质量、运维水平、保障能力的核心指标。本标准明确以系统平均停电时间、系统平均停电频率、配网供电可靠率（RS-3）作为供电可靠性核心量化评价指标。

4.4 弹性恢复能力

配电网遭受自然灾害、设备故障、负荷冲击等极端扰动后，依托智能调控技术、自动化控制设备，

快速完成故障隔离、负荷转供、供电恢复的自适应能力，采用故障恢复时长作为量化评价尺度，是体现电网韧性与抗风险能力的关键指标。

4.5 合环转电

在不间断供电前提下，通过合环安全操作，将单一馈线负荷平稳转移至备用馈线的电网运行调控方式，主要用于规避计划停电、优化网架结构、均衡线路负载，实现用户负荷零断电转移。

5 配电网智能调控技术要求

5.1 智能调控架构

5.1.1 配电网智能调控体系统一采用配电自动化主站-边缘智能体-智能终端三层协同分层架构，构建“全局统筹、区域自治、终端执行”的分级管控模式，兼顾全网优化协调性与局部就地响应时效性。

5.1.2 配电自动化主站承担全网统筹管控职能，负责全域潮流计算、资源优化配置、运行风险研判、协同控制指令下发，主站对外下发控制指令的响应时长不得大于 3 秒，保障全网调度指令高效流转。

5.1.3 边缘智能体分布式部署于开闭所、环网柜、配电房、台区智能融合终端等节点，具备秒级至分钟级就地自主调控能力；在与主站通信链路中断、上级调度失联的极端工况下，边缘智能体需维持不少于 72 小时的独立自治运行，保障区域内电网稳定运行。

5.1.4 智能终端（DTU/FTU/TTU）承担底层数据采集、指令执行任务，遥测数据刷新周期不应大于 5 秒，遥信变位事件上传时延不应大于 2 秒，确保底层运行数据实时、精准上传。

5.2 运行状态感知

5.2.1 智能调控系统应以 1 分钟为最小周期，生成配电网全网实时运行断面数据，采集维度涵盖馈线电流、电压、有功功率、无功功率，配电变压器负载率（常规运行允许上限 100%，短时应急工况上限 120%，持续重载时长不得超过 2 小时）、分布式电源实时出力、储能系统荷电状态等核心运行参数。

5.2.2 电网运行参数检测精度需满足行业高标准要求，馈线电流检测精度不低于 0.5 级（测量误差 $\leq \pm 0.5\%$ ），电压检测精度不低于 0.2 级，保障数据采集准确性，为调控决策提供可靠数据支撑。

5.2.3 调控系统需具备最长 14 天超短期负荷预测能力，负荷预测平均绝对误差（MAPE）不得高于 8%，精准预判负荷波动趋势，提前优化资源配置，规避电网运行风险。

5.3 故障自愈策略

5.3.1 配电网发生短路等恶性故障时，智能调控系统需在 80 毫秒以内完成故障精准研判、故障区域就地隔离，抑制故障扩散，降低故障对全网的冲击影响。

5.3.2 故障隔离完成后，对非故障区段实施分级、差异化供电恢复策略，结合网架结构、供电能力

划分复电场景：高级场景（全自动复电）针对具备双电源互备能力的手拉手联络线路，启用全自动馈线自动化控制策略，故障隔离完成至非故障区段全面恢复供电，总耗时不得超过 60 秒。中级场景（半自动复电）针对配置应急电源、储能备用电源的配电线路，由配电自动化主站智能生成负荷恢复优化方案，经调度人员一键确认后执行，供电恢复时长不得超过 5 分钟。基础场景（人工授权复电）针对单电源辐射状线路、供电网架薄弱、转供能力不足的偏远区域，执行负荷分级管控、优先保障重要用户供电，最大允许供电恢复时长不得超过 1 小时。

5.4 源网荷储协同控制

5.4.1 调控系统需具备台区级光伏、储能、充电桩、柔性空调负荷一体化联合优化管控能力。配电变压器负载率达到 80%时，优先触发储能系统放电调控，储能放电深度不低于 80%；负载率超限达到 100%时，强制启动需求响应机制，有序削减可中断柔性负荷，保障主设备安全运行。

5.4.2 分布式光伏并网点必须配置防孤岛保护装置与动态功率因数调节模块，当馈线无功倒送引发电压超限（上限 10.7kV）时，光伏逆变器需实现 0.9 及以上容性功率因数调节，抑制电压越限，优化电网无功潮流分布。

6 供电可靠性量化评价准则

6.1 核心评价指标体系

供电可靠性评价以用户停电时长为核心基准，结合城乡电网网架差异、负荷重要程度，建立分级量化评价指标，各项指标管控要求如下：

6.1.1 系统平均停电时间（SAIDI）：城市高可靠性供电区域（A+、A 类）年均停电时长不得高于 1.0 小时/户；农村普通供电区域年均停电时长不得高于 6.0 小时/户。

6.1.2 系统平均停电频率（SAIFI）：城市供电区域年均停电次数不得高于 0.8 次/户；农村供电区域年均停电次数不得高于 2.5 次/户。

6.1.3 配网供电可靠率（RS-3）：城市供电区域供电可靠率不得低于 99.990%；农村供电区域供电可靠率不得低于 99.850%。

6.2 停电类型差异化管控

6.2.1 预安排计划停电需优先采用合环转电、不停电作业等智能调控手段，实现用户负荷零损失转移；对于具备负荷转供技术条件、未执行不停电转供操作的计划停电事件，停电时长全额纳入考核性评价指标。

6.2.2 线路 N-1 安全通过率未达到 100%的薄弱网架线路，预安排停电时长折算系数设定为 1.2，

强化薄弱电网改造与停电管控考核力度。

6.3 停电数据采集与校核

全部停电事件(包含时长<3分钟的瞬时故障重合成功停电事件),均需严格按照 DL/T 1839.4—2025 规范要求完成数据统计、表单上报;数据统计精度精确至分钟级,精准关联对应中压馈线、低压台区,构建全维度、可溯源的停电数据管控体系。

7 通信与网络安全要求

7.1 通信配置要求

7.1.1 智能终端(DTU/FTU/TTU)与配电自动化主站之间需配置双冗余通信链路,骨干通信网络优先采用光纤通信方式(EPON 无源光网络、工业以太网),通信网络中断后的自愈恢复时长不得大于 50 毫秒,保障通信链路稳定可靠。

7.1.2 低压分布式能源、柔性可控负荷的数据采集可采用 4G/5G 无线公网通信模式,必须部署 APN 专用接入通道或 VPN 加密传输隧道,规避公网通信安全风险。

7.2 安全防护要求

7.2.1 严格遵循电力行业“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”安全管控原则,部署于生产控制大区的智能调控遥控指令,必须搭载 SM2 国密算法完成数字签名认证,防范指令篡改、非法入侵风险。

7.2.2 所有接入调控系统的智能终端、边缘设备必须完成安全准入认证、设备备案登记,严禁未注册、未认证设备发起遥控、遥调操作,筑牢电网网络安全防线。

8 数据交互与技术规范

8.1 数据交互标准

配电自动化主站与边缘智能体之间的数据交互,严格遵循 DL/T 1839.4—2025 及 IEC 61850 国际通用电力通信标准;电网稳态运行工况下,关键遥测数据刷新周期不大于 5 秒;故障扰动工况下,数据刷新时延不大于 100 毫秒,保障故障研判、应急调控的数据时效性。

8.2 电网模型管理

配电网全域模型实施图模一体化智能化管控,调控系统具备电网拓扑结构自动识别、变更研判能力,单次电网模型导入、校验、更新总时长不得超过 10 分钟,实现网架变动快速适配、模型实时同步。

9 标准实施与评估

9.1 实施要求

本标准发布后，由行业标准化归口单位牵头组织标准宣贯、技术培训、行业推广工作；自 2027 年 1 月 1 日起，全国范围内新建 10kV 及以下配电网工程，全面强制执行本标准中的智能调控技术条款；存量配电网结合改造升级工程，分步、分批完成智能化改造，逐步达标本标准管控要求。

9.2 评估与修订

本标准正式实施满 12 个月后，由标准化主管部门联合电网运营企业、科研机构、第三方检测机构开展标准落地效果综合评估；结合我国新型电力系统技术迭代、新能源产业发展、配电网运行实际数据，按照标准化管理流程开展标准复审、修订工作，持续保障本标准的科学性、先进性、通用性与行业适配性，助力我国配电网高质量、智能化、可持续发展。

10 附则

本标准由广西电子商务企业联合会负责解释。本标准自发布之日起试行，试行期为一年。试行期满后，根据实施反馈情况进行修订和完善。各相关单位可依据本标准制定具体的实施细则。若本标准与国家新颁布的法律法规或强制性标准有不一致之处，应以国家法律法规和强制性标准为准。本标准所引用的规范性引用文件如有更新，其最新版本适用于本标准。广西电子商务企业联合会将根据技术发展和应用需求，适时组织对本标准的复审与修订工作，以保障其持续的先进性和适用性。本标准的有效实施，有赖于各级医疗机构、主管部门、技术服务商和各相关方的共同努力，通过规范智慧医院数据互联互通共享技术，推动医疗健康数据资源有效整合与安全共享，提升医疗服务质量和效率，促进智慧医院建设规范化发展，为推进健康中国建设提供技术支撑。
