|  |  |
| --- | --- |
| ICS | 29.240.01 |
| CCS | |  | | --- | |  |   F 20 |

团体标准

T/XZBX 0012—2025

电气系统分布式能源接入与协调控制技术规程

Code of practice for distributed energy integration and coordinated control in electrical systems

2025 - XX - XX发布

2025 - XX - XX实施

西安市质量与标准化协会  发布

目次

[前言 III](#_Toc192689445)

[引言 V](#_Toc192689446)

[1 范围 1](#_Toc192689447)

[2 规范性引用文件 1](#_Toc192689448)

[3 术语和定义 1](#_Toc192689449)

[4 接入技术要求 1](#_Toc192689450)

[5 协调控制策略 2](#_Toc192689451)

[6 安全保护与故障处理 3](#_Toc192689452)

[7 测试与验收 3](#_Toc192689453)

1. 前言

本文件按照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。

本文件由西安市质量与标准化协会提出并归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司南京供电分公司、丽水市正阳电力设计院有限公司监理分公公司、杭州崇实自动化系统工程有限公司、五凌电力有限公司、国网天津市电力公司滨海供电分公司、山西世纪中试电力科学技术有限公司、盐城顺源电力工程有限公司。

本文件主要起草人：张佳、刘勇来、邹宏飞、肖虎、王靖宇、昝永宁、朱文兵。

1. 引言

随着“双碳”目标的推进，分布式能源在电力系统中的渗透率快速提升。然而，高比例分布式能源的随机性、间歇性特性导致配电网面临电压越限、谐波污染、控制失配等问题。现行标准多侧重单一设备并网要求，缺乏多类型分布式能源协同控制与分层管理的技术规范，导致系统运行效率低下，故障恢复能力不足。

本文件的制定旨在通过统一接入条件、细化协调控制策略、规范安全保护机制，实现分布式能源与配电网的高效互动，提升可再生能源消纳能力与供电可靠性，为构建新型电力系统提供技术支撑。

电气系统分布式能源接入与协调控制技术规程

* 1. 范围

本文件规定了分布式能源（包括光伏、风电、储能、燃气轮机等）接入电网的接入技术要求、协调控制策略、安全保护与故障处理及测试与验收要求。

本文件适用于电压等级35kV及以下的配电网中分布式能源系统的并网设计、运行控制与调度管理。

* 1. 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 33592—2017 分布式电源并网运行控制规范

* 1. 术语和定义

GB/T 33592—2017界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

分布式能源 distributed energy resources（DER）

接入配电网且单点容量≤20MW的发电或储能装置。

协调控制 coordinated control

通过中央控制器与本地控制器协同实现功率平衡、电压调节及故障恢复。

* 1. 接入技术要求
     1. 并网条件

电压偏差：

1. DER接入点电压稳态波动范围：≤±10%标称电压（如380V系统允许电压342～418V）；
2. 暂态电压波动（持续时间≤1s）：≤±15%标称电压。

谐波畸变率：

1. 总谐波畸变率（THD）：≤5%（满载条件下测试）；
2. 单次谐波含量：≤3%（3次、5次、7次等奇次谐波分别考核）。

功率因数：

1. 光伏/风电机组在额定功率时功率因数≥0.95（超前或滞后）；
2. 储能系统在充放电模式切换时功率因数变化率≤1%/s。
   * 1. 通信架构

通信协议：

1. 支持IEC 61850（面向变电站自动化）、Modbus TCP/IP（工业设备通用）或DL/T 634.5104（电力远动协议）；
2. 协议转换网关需满足数据映射误差≤0.1%。

传输性能：

1. 控制指令端到端延时≤200ms（从中央控制器到DER本地执行）；
2. 数据丢包率≤0.1%，网络可靠性≥99.9%。
   1. 协调控制策略
      1. 控制层级与功能

本地控制层：

1. 快速功率调节：响应时间≤500ms，调节精度≤3%；
2. 防孤岛保护：主动频率偏移法（AFD）或阻抗测量法，跳闸时间≤2s；
3. 无功补偿：根据实时电压偏差动态调节SVG/SVC输出。

区域协调层：

1. 多DER聚合控制：采用模型预测控制（MPC）算法，滚动优化周期5分钟；
2. 电压/频率调节：区域电网电压偏差≤±5%，频率偏差≤±0.2Hz。

中央调度层：

1. 与配网主站交互：接收调度指令（如削峰填谷需求），下发功率计划（时间分辨率≤15分钟）；
2. 经济调度：基于边际成本最优分配各DER出力。
   * 1. 运行模式

并网模式：

1. 参与电网调峰：功率调节范围10%～100%额定功率；
2. 支持“即插即用”功能：新DER接入后自配置时间≤10分钟。

离网模式：

1. 孤岛运行切换：检测到电网故障后，切换时间≤100ms；
2. 关键负荷保障：频率偏差≤±0.5Hz，电压偏差≤±8%。
   1. 安全保护与故障处理
      1. 保护配置

低/高压穿越：

1. 电压跌落至20%标称值时持续运行≥150ms，并在电压恢复后200ms内恢复正常出力；
2. 电压升高至120%时，降额运行至50%额定功率。

频率保护：频率超过50.5Hz或低于49.5Hz时，启动减载或解列，动作时间≤500ms。

* + 1. 故障恢复

黑启动：

1. 储能系统优先为控制设备供电，输出功率≥20%额定容量；
2. 恢复流程总时间≤5分钟，流程如下：
3. 通信系统自检；
4. 关键负荷供电；
5. DER逐步并网。

重构策略：

1. 基于拓扑分析的孤岛划分：采用Dijkstra算法生成最小供电路径，划分时间≤30秒；
2. 重要负荷优先级：医院、通信基站等负荷断电时间≤1分钟。
   1. 测试与验收
      1. 型式试验

电能质量测试：

1. 在10%～100%功率阶跃下，电压波动≤5%，频率波动≤0.2Hz；
2. 测试设备：电能质量分析仪（精度≥0.5级）。

防孤岛测试：

1. 模拟电网断电后，DER应在2s内检测并解列；
2. 测试方法：RLC负载谐振法，负载匹配度≥95%。
   * 1. 现场验收

并网同步：

1. 电压相位差≤10°，频率差≤0.1Hz；
2. 同步检测装置：相位角测量误差≤0.5°。

控制响应：

1. 功率指令跟踪误差≤3%；
2. 测试工具：SCADA系统记录指令与实测曲线对比。

