

团体标准

T/JES XXX-XXXX

配微一体化协同运行与无缝切换技术规范

Technical Specification for Coordinated Operation and Seamless Transition
of Integrated Distribution and Microgrid Systems

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

江苏省电工技术学会 发布

目 次

前言	II
引言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 符号和缩略语	2
5 总体要求	2
5.1 功能架构要求	2
5.2 性能指标要求	3
6 核心技术要求	3
6.1 运行架构	3
6.2 协同控制策略	4
6.3 并离网无缝切换控制	4
6.4 配微一体化管控装置	5
6.5 安全稳定要求	5
6.6 网络安全要求	6
7 试验方法	7
7.1 试验条件	7
7.2 冷启动试验	7
7.3 并离网无缝切换试验	7
7.4 功率转换系统综合效率试验	8
7.5 谐波失真率试验	8
7.6 控制模态切换试验	8
8 检验规则	9
8.1 检验分类	9
8.2 型式试验	9
8.3 出厂试验	9
8.4 现场试验	9
8.5 试验记录	9
附录 A（规范性） 配微一体化系统典型架构图	11
参考文献	13

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这些专利的责任。

本文件由江苏省电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司盐城供电分公司、国网江苏省电力有限公司大丰供电分公司、江苏丰海新能源淡化海水发展有限公司、南京清然能源科技有限公司、南京理工大学。

本文件主要起草人：柏晶晶、胡新雨、孔庆云、许卫国、陈晓白、陈丽、郝广东、郑杨、黄海泉、杭卫常、沈迪、董梁、沈媛媛、成先文、王媛媛、张勐、苏志雄、蔡梅、刘倩竹、胡恺元、柳伟。

本文件为首次发布。

引言

为适应新型电力系统发展需求，解决配电网与微电网在并/离网切换过程中存在的协调控制复杂、切换冲击大、供电可靠性低等问题，亟需制定配微一体化协同运行与无缝切换技术规范。

本文件旨在通过规范配微一体化系统的功能架构、核心控制策略、关键装置性能及试验方法，推动构网型控制、智能协同控制等先进技术的应用，实现微电网并离网的无缝切换和区域自治协同，提升配电网对分布式能源的消纳能力和供电韧性。

配微一体化协同运行与无缝切换技术规范

1 范围

本文件规定了配微一体化协同运行与无缝切换系统的总体要求、核心技术要求（包括运行架构、协同控制策略、并离网无缝切换控制、管控装置功能与性能）、试验方法及检验规则。

本文件适用于配电网与局部多微电网并/离网协同一体化场景下的系统设计、开发和测试。

本文件不适用于纯交流传统配电网且无分布式电源（光伏、风电、储能）接入的场景。本文件不规定具体的能源配置方案（如光伏/储能容量配比、零碳排放实现路径等），相关要求由具体工程的技术协议约定。

2 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 14549	电能质量 公用电网谐波
GB/T 19582	基于 Modbus 协议的工业自动化网络规范
GB/T 29319—2024	光伏发电系统接入配电网技术规定
GB/T 31464—2022	电网运行准则
GB 38755—2019	电力系统安全稳定导则
DL/T 645—2007	多功能电能表通信协议
DL/T 634.5101	远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套标准
DL/T 634.5104	远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC
60870-5-101 网络访问	
DL/T 721—2024	配电自动化终端技术规范
IEC 61850-7	电力自动化通信网络和系统 第 7 部分：基本信息通信结构
IEC 61850-8	电力自动化通信网络和系统 第 8 部分：特定通信服务映射
GB/T 36572	电力监控系统网络安全防护导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

配微一体化 **distribution network and microgrid integration**

将配电网与局部微电网进行协同规划、运行与管控的技术体系，实现配电网与微电网之间的信息互联、能量互通、协调控制和安全互动。

3.2

微电网 **microgrid**

由分布式电源、储能装置、负荷、监控与保护装置等组成，能够实现自我控制、保护和管理，既可与外部配电网并网运行，也可离网运行的小型发配电系统。

3.3

并离网无缝切换 **seamless grid-connected and islanded switching**

微电网在并网运行与离网运行模式之间切换时，不引起关键负荷供电中断，且负荷母线电压暂降和频率波动控制在允许范围内的切换过程。

3.4

冷启动 **cold start**

微电网在完全停电状态（无外部电源支撑）下，依靠内部储能或具备冷启动能力的分布式电源自行建立电压和频率，恢复系统供电的过程。

3.5

自治运行域 **autonomous operation region**

在配电网发生故障或计划离网时，微电网能够不依赖外部电源，独立维持内部电压和频率稳定并保障关键负荷供电的区域范围。

4 符号和缩略语

下列符号和缩略语适用于本文件。

THD: 总谐波失真率 (Total Harmonic Distortion)

PCS: 储能变流器 (Power Conversion System)

HIL: 硬件在环测试 (Hardware in Loop)

DAHRTS: 数模混合实时仿真器 (Digital-Analog Hybrid Real-Time Simulator)

PCC: 公共连接点 (Point of Common Coupling)

5 总体要求

配微一体化协同运行与无缝切换系统应满足以下四项总体要求：

- 对所属微电网内部的运行状态进行实时监视和控制，包括分布式电源出力、储能充放电、负荷功率、开关状态等；
- 在并网运行模式下，接收配电网层的调度指令，通过协调内部源网荷储资源，按照指令要求控制公共连接点（PCC）处的交换功率；
- 在离网运行模式下，不依赖配电网，自主维持微电网内部的电压和频率稳定，保障内部关键负荷的连续供电；
- 具备独立的并离网切换决策能力，可在与配电网层通信中断的紧急情况下，根据本地量测信息自主触发切换。

5.1 功能架构要求

配微一体化协同运行与无缝切换系统应采用分层分布式的总体功能架构，实现配电网层、微电网层、源网荷储层三层之间的协同运行。典型架构参见附录 A。

5.1.1 配电网层功能要求

配电网层应具备以下功能：

- 对下属各微电网及整个馈线区域的运行状态进行实时监视；
- 向各微电网层下发运行调度指令（有功/无功设定、并/离网切换等）；
- 协调各微电网之间的功率交换，实现整体优化调度；
- 在配电网故障时，向相关微电网下发离网切换指令。

5.1.2 微电网层功能要求

微电网层应具备以下功能：

- 对所属微电网内部运行状态进行实时监视和控制；
- 并网运行时接收调度指令，控制 PCC 交换功率；
- 离网运行时自主维持电压和频率稳定，保障关键负荷供电；
- 具备独立的并离网切换决策能力，在与配电网层通信中断的情况下，可根据本地量测信息自主判断并触发切换。

5.1.3 源网荷储层功能要求

源网荷储层应包括以下终端设备：

- 分布式电源：光伏、风电，应具备调节有功/无功出力的能力。
- 储能系统：应配置至少一套具备构网型控制能力的 PCS。

- c) 智能开关：PCC 处应配置具备状态量采集、保护联动、同期闭锁和快速分合闸能力的智能开关。其中，故障或计划离网过程以快速分闸/解列为主，恢复并网过程以同期合闸为主；分闸动作时间和合闸动作时间宜分别检验，不应与控制器决策输出时延混同。
- d) 可调负荷：宜纳入调控范围，参与频率和功率平衡调节。

5.2 性能指标要求

配微一体化系统及关键设备的性能指标应符合表 1 的规定；有特殊工程需求时，可由供需双方在技术协议中约定。

表 1 配微一体化系统及关键设备性能指标

序号	指标名称	技术要求	备注
1	冷启动时间	$\leq 5s$	额定容量 $\leq 500kW$ ； $> 500kW$ 可放宽至 $\leq 10s$ ；储能 SOC 应满足启动要求
2	本地快速切换决策与指令输出时延	$\leq 20ms$	本地量测数据采集至 PCS/智能开关控制指令输出；不含开关机械动作、上层通信和系统稳定恢复时间
3	功率转换系统综合效率	$\geq 94\%$	PCS 或主功率回路额定工况；不作为二次管控装置效率
4	THD（单机）	$\leq 3\%$	负载率 $\geq 50\%$ ，PCC 处测量
5	THD（多机并联）	$\leq 5\%$	不少于 2 台并联，负载率 $\geq 50\%$
6	切换过程中关键负荷母线电压最低值	$\geq 85\%$ 额定值	并网 $\rightarrow$ 离网、离网 $\rightarrow$ 并网切换过程中，于关键负荷母线处测量
7	切换过程频率范围	49.5 Hz $\sim$ 50.5 Hz	切换全过程，关键负荷母线测量

6 核心技术要求

6.1 运行架构

6.1.1 分层分布式架构

配微一体化协同运行与无缝切换系统应采用分层分布式的总体功能架构，实现配电网层、微电网层、源网荷储层三层之间的协同运行。

6.1.2 多运行状态无缝切换能力

系统应支持微电网在以下运行状态之间实现双向切换：

- a) 并网运行状态：微电网通过 PCC 与配电网相连，电压和频率由配电网主导。
- b) 离网运行状态：微电网与配电网断开，电压和频率由内部具备构网能力的装置自主构建。
- c) 切换过渡状态：切换过程中系统应维持对关键负荷的不间断供电，并将电压、频率、相角和冲击电流控制在允许范围内。

6.1.3 区域局部自治协同运行能力

系统应满足以下区域自治要求：

- a) 各区域微电网应具备独立于配电网的自治运行能力；
- b) 各区域微电网之间在配电网层协调下宜实现功率互济；
- c) 微电网内部本地快速控制链路的量测至指令输出时延应不大于 20 ms。

6.1.4 工况自适应的控制任务分配能力

控制任务分配应满足：

- a) 正常工况：以稳态协同运行为主，配电网层开展全局优化调度，微电网层执行功率计划并进行本地协调；
- b) 扰动工况：以动态快速响应为主，微电网层优先进行电压、频率和功率平衡控制；
- c) 紧急工况：以安全解列和关键负荷保供为主，应具备本地快速响应能力；
- d) 恢复工况：以同期并网和平滑恢复为主，应协调电压、频率、相角、冲击电流及功率恢复过程。

6.2 协同控制策略

6.2.1 总体要求

协同控制策略应满足面向多态多场景的快速精准协同控制要求。控制策略不限定具体实现技术，但应满足本条款规定的性能要求。

6.2.2 协同控制性能要求

协同控制策略应满足以下性能要求：

- a) 离线优化阶段，应基于不少于 4 类典型工况的数据或仿真模型进行参数整定；
- b) 在线决策阶段，本地量测数据采集至 PCS 或智能开关控制指令输出的时延应不大于 20 ms，不包括 PCC 开关机械动作时间、上层调度通信时间及系统稳定恢复时间；
- c) 控制策略应支持在线自适应调整；
- d) 控制策略应支持离线仿真验证。

6.2.3 多态多场景适配

控制策略应覆盖表 2 所列的场景，并满足相应的控制目标。

表 2 多态多场景控制要求

工况类型	具体场景	控制目标
正常工况	负荷高峰/低谷、新能源大发/小发	任务高效分配，消纳优先
扰动工况	功率波动、电压/频率越限	快速响应，保障稳定
紧急工况	配电网故障	快速切换，保障关键负荷供电
恢复工况	故障清除后	平滑并网，恢复运行

6.3 并离网无缝切换控制

6.3.1 构网型控制要求

并离网无缝切换控制应具备自主电压和频率支撑能力，也可采用其他能实现同等或更优性能的控制方案。储能变流器应支持以下运行模态及平滑切换：

- a) 跟网控制模态：跟踪 PCC 电压和频率参考，接收调度指令，实现有功、无功或电流控制；
- b) 构网控制模态：主动建立或支撑输出电压幅值和频率参考，并具备电压、频率支撑能力；
- c) 控制模态切换：跟网控制模态与构网控制模态之间应能够平滑切换，避免产生过大的电压、频率和电流冲击。

6.3.2 并网→离网切换要求

- a) 触发条件：当 PCC 电压低于 80% 额定值或高于 120% 额定值，且不满足故障穿越要求，或经保护/调度判定需要解列时，系统应启动并网转离网切换控制；
- b) 本地快速切换决策与指令输出时延应不大于 20 ms。该时延指本地量测数据采集至 PCS 或智能开关控制指令输出的时间，不包括 PCC 开关机械动作时间、上层通信时间和系统稳定恢复时间；
- c) 切换过程中，应保障关键负荷连续供电；在切换控制动作及构网支撑建立期间，关键负荷母线电压最低值不应低于 85% 额定值，频率应保持在 49.5 Hz~50.5 Hz 范围内；
- d) PCC 开关分闸动作时间应按设备技术条件单独考核。

6.3.3 离网→并网切换要求

- a) 当外部配电网电压、频率恢复至允许并网范围后，系统应进行同期判断。同期条件应满足：电压差 $\leq 10\%$ 、频率差 ≤ 0.2 Hz、相位差 $\leq 10^\circ$ ；
- b) 满足同期条件后，本地并网控制指令输出时延应不大于 20 ms，不包括同期等待时间、PCC 开关机械合闸动作时间和系统稳定恢复时间；
- c) 并网冲击电流不应大于 1.5 倍额定电流，并网后系统应平滑恢复并网运行。

6.3.4 多机并联运行要求

- a) 应支持不少于 2 台变流器并联运行；
- b) 功率分配不平衡度 $\leq 10\%$ ；
- c) 并联系统 THD $\leq 5\%$ ，环流 $\leq 10\%$ 额定电流。

6.4 配微一体化管控装置

6.4.1 功能要求

配微一体化管控装置宜作为配微一体化协同运行与无缝切换系统的二次控制与监测设备，与 PCS、智能开关、保护装置、电能质量监测装置等协同工作。涉及主功率回路的效率、谐波和冲击电流等指标，应按功率接口设备或系统主回路进行测试，不宜作为二次管控装置本体性能指标。

装置应具备或协调支撑以下功能：

- a) 冷启动协调支撑功能（冷启动时间满足表 1）；
- b) 无缝切换功能（本地快速切换决策与指令输出时延满足表 1）；
- c) 构网控制协调支撑功能（支持多模态平滑切换）；
- d) 多机并联协调支撑功能（容量可扩展）；
- e) 稳定控制与保护联动功能：支持电压、频率、功率平衡及保护动作状态监测，并与保护装置、智能开关协调配合；
- f) 智能运维（自诊断、自优化）。

6.4.2 通信接口要求

装置应支持以下通信协议中的至少一种：

- a) Modbus TCP/RTU；
- b) IEC 61850 系列；
- c) IEC 60870-5-101/104；
- d) DL/T 645。

6.5 安全稳定要求

6.5.1 一般要求

系统安全稳定应符合 GB 38755 《电力系统安全稳定导则》的规定，并满足以下要求：

- a) 系统应具备承受以下扰动而不失去稳定运行的能力：单一元件（线路、变压器、发电设备）故障跳闸；负荷突变不超过额定容量的 30%；分布式电源出力波动不超过额定容量的 50%；
- b) 系统在并网运行模式下，应能跟随主电网频率和电压变化，不主动引发系统振荡；
- c) 系统在离网运行模式下，应能独立维持电压和频率稳定，具备惯量响应和一次调频能力。

6.5.2 继电保护与安全自动装置

- a) 系统应配置完善的继电保护装置，保护配置应满足选择性、速动性、灵敏性和可靠性的要求，并与公共电网的保护相协调配合；
- b) 公共连接点（PCC）处应配置具备方向性的过流保护和电压保护，能够在配电网故障时快速触发离网切换；
- c) 微电网内部应配置防孤岛保护，在检测到非计划性孤岛时，应在 2 s 内断开与外部电网的连接；
- d) 保护装置的动作时间应与 6.3 规定的切换控制时序协调配合，避免保护误动或拒动。

6.5.3 故障穿越能力

- a) 系统在并网运行模式下，应具备低电压穿越和高电压穿越能力，具体要求应符合 GB/T 29319 的规定；
- b) 当公共连接点电压在规定的穿越曲线范围内时，系统不应脱网，应保持连续运行；
- c) 故障清除后，系统应能快速恢复有功功率输出，恢复时间不应大于 1 s。

6.5.4 控制失效安全策略

- a) 系统应具备控制失效时的安全退守机制，当主控制器故障时，应能自动切换至备用控制器或降级运行模式；
- b) 在与配电网层通信中断的情况下，各微电网应具备本地自治运行能力；当本地量测信息满足离网切换触发条件时，应能够自主启动离网切换控制，维持内部关键负荷连续供电；
- c) 系统应配置紧急停机功能，在检测到危及设备或人员安全的严重故障时，能够快速切断电源。

6.6 网络安全要求

6.6.1 一般要求

系统网络安全防护应符合 GB/T 36572 《电力监控系统网络安全防护导则》的规定，遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的总体原则。

6.6.2 分层防御体系

- a) 系统应采用分层分区的网络安全防御架构，至少划分为生产控制区和管理信息区；
- b) 生产控制区与管理信息区之间应设置经国家相关部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置；
- c) 不同安全区域之间的通信应进行严格的访问控制，采用白名单机制；
- d) 关键设备（如微电网控制器、PCC 开关）的远程访问应采用多因子认证。

6.6.3 通信安全

- a) 系统内部及与外部系统的通信应采用加密传输，加密算法宜采用国密 SM2/SM3/SM4 算法；
- b) 通信协议应符合 IEC 61850、Modbus TCP、DL/T 634.5104 等标准的安全扩展要求；
- c) 无线通信应额外采用 VPN 或专用加密通道，防止数据被窃听或篡改；
- d) 密钥管理应符合国家密码管理局相关规定，密钥更新周期不应大于 1 年。

6.6.4 数据安全

- a) 系统采集的运行数据、控制指令、用户信息应分类分级存储，敏感数据应加密存储；
- b) 数据备份应满足：全量备份每周不少于 1 次，增量备份每日不少于 1 次；备份数据应异地存储；
- c) 数据保存期限应符合国家相关规定，运行数据保存不少于 3 年，事故数据保存不少于 10 年；
- d) 数据销毁应采用不可恢复的方式（如物理销毁或多次覆盖）。

6.6.5 入侵检测与审计

- a) 系统应部署入侵检测系统（IDS），对网络流量和操作行为进行实时监测和告警；
- b) 系统应具备安全日志记录功能，记录内容包括：登录尝试、配置变更、控制指令下发、异常事件等；
- c) 安全日志应保存不少于 6 个月，并支持导出和审计；
- d) 系统应定期（每年不少于 1 次）进行网络安全渗透测试，及时发现并修复安全漏洞。

6.6.6 设备安全

- a) 系统内所有网络设备、主机设备、安全设备应进行安全加固，关闭不必要的端口和服务；
- b) 设备应使用强密码策略，密码长度不小于 8 位，包含大小写字母、数字和特殊字符，密码有效期不大于 90 天；
- c) 设备软件和固件应及时更新安全补丁，更新前应在测试环境中验证。

7 试验方法

7.1 试验条件

除另有规定外，所有试验应在下列条件下进行：

- a) 环境温度：15℃~35℃；
- b) 相对湿度：45%~75%，无凝露；
- c) 大气压力：86 kPa~106 kPa；
- d) 试验电压：被测装置额定电压的 $\pm 5\%$ 范围内；
- e) 试验频率：50 Hz ± 0.5 Hz；
- f) 试验电源：电压谐波总畸变率 $\leq 2\%$ ，频率波动 $\leq \pm 0.2$ Hz；
- g) 储能系统：SOC 应处于满足试验要求的范围，宜为 30%~80%，且 BMS、PCS 处于可运行状态；
- h) 分布式电源：采用光伏或风电参与试验时，应记录辐照度、风速或等效仿真输入条件。

当现场试验条件与实验室标准条件不一致时，应按以下原则处理：

- a) 试验前应记录现场环境温度、湿度、电网电压、频率、短路容量、负荷水平、储能 SOC、分布式电源出力和通信网络状态；
- b) 对合格判据可能产生影响的条件差异，应在试验报告中说明，并由供需双方确认是否进行修正、补充实验室试验或补充仿真验证；
- c) 现场条件超出设备安全运行范围时，不应开展对应试验；
- d) 现场试验不得降低本文件规定的安全保护、关键负荷连续供电和电能质量要求。

7.2 冷启动试验

7.2.1 试验步骤

- a) 将被测系统外部交流电源及负荷母线置于无电状态，确认交流侧电压、电流读数为零；储能系统直流侧和 BMS 不应强制放空，应保留满足启动要求的 SOC，并记录 SOC、温度和可用功率；
- b) 若试验采用光伏、风电等分布式电源参与启动，应记录或设定等效输入条件；无特别约定时，冷启动能力以储能或具备冷启动能力的电源为主进行验证；
- c) 下发“冷启动”指令；
- d) 用采样率 ≥ 10 kHz 的录波装置记录电压建立过程；
- e) 记录从冷启动指令下达到关键负荷母线电压首次达到额定值（偏差 $\leq \pm 10\%$ ）并稳定维持的时间。

7.2.2 合格判据

冷启动时间 ≤ 5 s（额定容量 ≤ 500 kW）或 ≤ 10 s（额定容量 > 500 kW）。冷启动过程中关键负荷母线电压、频率应稳定建立，储能 SOC 不得低于设备允许启动下限。

7.3 并离网无缝切换试验

并离网无缝切换试验可采用仿真或 HIL 试验、实验室实物平台试验以及现场试验等方式开展。采用仿真或 HIL 试验时，应说明模型参数、接口方式、采样周期及被测控制器接入方式；采用现场试验时，应记录实际系统结构、运行工况、环境条件及相关保护定值。

7.3.1 并网→离网切换试验

- a) 试验步骤：
 - 1) 被测系统并网稳定运行，负载 50%~100% 额定功率；
 - 2) 模拟配电网故障（三相短路或单相接地），故障位置、故障持续时间、故障阻抗、故障清除

除时刻等应记录；

- 3) 记录 PCC 电压、电流波形以及关键负荷母线电压、频率波形；
- 4) 分别记录本地快速切换决策与指令输出时延、PCC 开关分闸动作时间、系统稳定恢复时间及关键负荷母线相关电气量。

b) 合格判据：

- 1) 本地快速切换决策与指令输出时延 $\leq 20\text{ ms}$ ，并把开关动作时间、系统恢复时间单独记录。在切换控制动作及构网支撑建立期间，关键负荷母线电压最低值不应低于 85% 额定值；
- 2) 频率 49.5 Hz~50.5 Hz；
- 3) 关键负荷供电不中断。

7.3.2 离网→并网切换试验

a) 试验步骤：

- 1) 被测系统离网稳定运行，带本地负荷；
- 2) 模拟配电网电压恢复；
- 3) 记录 PCC 开关两侧电压、频率和相位，计算电压差、频率差及相位差；确认满足同期条件后，记录本地并网控制指令输出时延、PCC 开关机械合闸动作时间和系统稳定恢复时间；
- 4) 记录并网时间及冲击电流。

b) 合格判据：

- 1) 满足同期条件后，本地并网控制指令输出时延应不大于 20 ms；
- 2) PCC 开关合闸动作时间、同期等待时间和系统稳定恢复时间应单独记录；
- 3) 冲击电流 ≤ 1.5 倍额定电流；
- 4) 并网后无异常波动。

7.4 功率转换系统综合效率试验

7.4.1 试验步骤

- a) 被测对象应为 PCS 或包含主功率回路的功率转换系统，输入端接直流源或储能系统，输出端接交流负载或等效电网；
- b) 被测对象运行在额定输出功率或技术协议约定的典型工况；
- c) 测量主功率回路输入有功 P_i 和输出有功 P_o ，持续时间 ≥ 1 分钟，取平均值；辅助电源、通信设备和二次管控装置功耗可单独记录，不计入 PCS 主回路效率，除非技术协议另有约定；
- d) 按 $\eta = (P_o / P_i) \times 100\%$ 计算。

7.4.2 合格判据

功率转换系统综合效率 $\eta \geq 94\%$ ，该判据不用于评价单独二次管控装置本体效率。

7.5 谐波失真率试验

7.5.1 单机运行

- a) 被测装置并网运行，负载率不低于 50%，宜采用阻性负载或等效负载；
- b) 用电能质量分析仪测量输出电压波形（ ≥ 10 个工频周期）；
- c) 按 GB/T 14549 计算 THD。

合格判据：THD $\leq 3\%$ 。

7.5.2 多机并联运行

- a) 不少于 2 台装置并联，负载率不低于 50%，宜采用阻性负载或等效负载；
- b) 在公共输出端测量 THD。

合格判据：THD $\leq 5\%$ 。

7.6 控制模态切换试验

7.6.1 跟网控制模态→构网控制模态切换

- a) 装置运行于跟网控制模式，输出功率 50%~100% 额定值；
 - b) 下达切换至构网控制模式指令；
 - c) 记录切换过程波形。
- 合格判据：控制模式切换应平稳，不应出现异常电压、频率或电流冲击。

7.6.2 构网控制模式→跟网控制模式切换

- a) 装置运行于构网控制模式，输出功率为额定功率的 30%~70%；
 - b) 在满足跟网控制模式投入条件后，下达切换至跟网控制模式的指令；
 - c) 记录切换过程中的电压、频率、电流和功率波形。
- 合格判据：控制模式切换应平稳，不应出现异常电压、频率或电流冲击。

7.6.3 切换可靠性试验

连续进行不少于 10 次双向控制模式切换（跟网控制模式→构网控制模式→跟网控制模式循环）。

合格判据：每次切换均满足 7.6.1 和 7.6.2 要求，无故障或保护误动。

8 检验规则

8.1 检验分类

检验分为型式试验、出厂试验和现场试验三类。

8.2 型式试验

8.2.1 触发条件

有下列情况之一时进行型式试验：

- a) 新产品定型或老产品转厂生产；
- b) 结构、材料、工艺重大变更；
- c) 正常生产每 3 年一次；
- d) 停产 1 年以上恢复生产；
- e) 质量监督机构提出要求。

8.2.2 抽样与判定

- a) 样品不少于 1 台；
- b) 型式试验项目应根据产品构成确定，原则上包括第 7 章规定的适用试验项目；对于含主功率回路的一体化装置，应增加功率转换系统综合效率试验和谐波失真率试验；
- c) 全部合格为通过；任何一项不合格，整改后复检一次；复检仍不合格，判定为不通过。

8.3 出厂试验

8.3.1 每台产品出厂前应进行出厂试验。

8.3.2 出厂试验项目

出厂试验项目包括冷启动试验、并离网无缝切换试验等；对于含主功率回路的一体化装置，应增加谐波失真率和功率转换系统综合效率试验。

8.3.3 全部项目合格方可出厂。

8.4 现场试验

8.4.1 产品现场安装调试完成后进行。

8.4.2 现场试验项目：并离网无缝切换试验（7.3）、冷启动试验（7.2）。

8.4.3 记录实际环境条件和实测值，作为验收依据之一。

8.5 试验记录

试验记录应包括：

- a) 设备信息（名称、型号、编号、生产单位）；
- b) 试验条件（温度、湿度、电压等）；
- c) 测量仪器（名称、型号、校准有效期）；
- d) 原始数据及计算结果；
- e) 合格判定结论；
- f) 试验人员、审核人员签名及日期；
- g) 不合格项整改记录（如有）。

试验记录应至少保存 5 年。

附录 A
(规范性)
配微一体化系统典型架构图

A.1 系统总体架构

配微一体化协同运行与无缝切换系统的总体功能架构应采用分层分布式结构，见图 A.1。

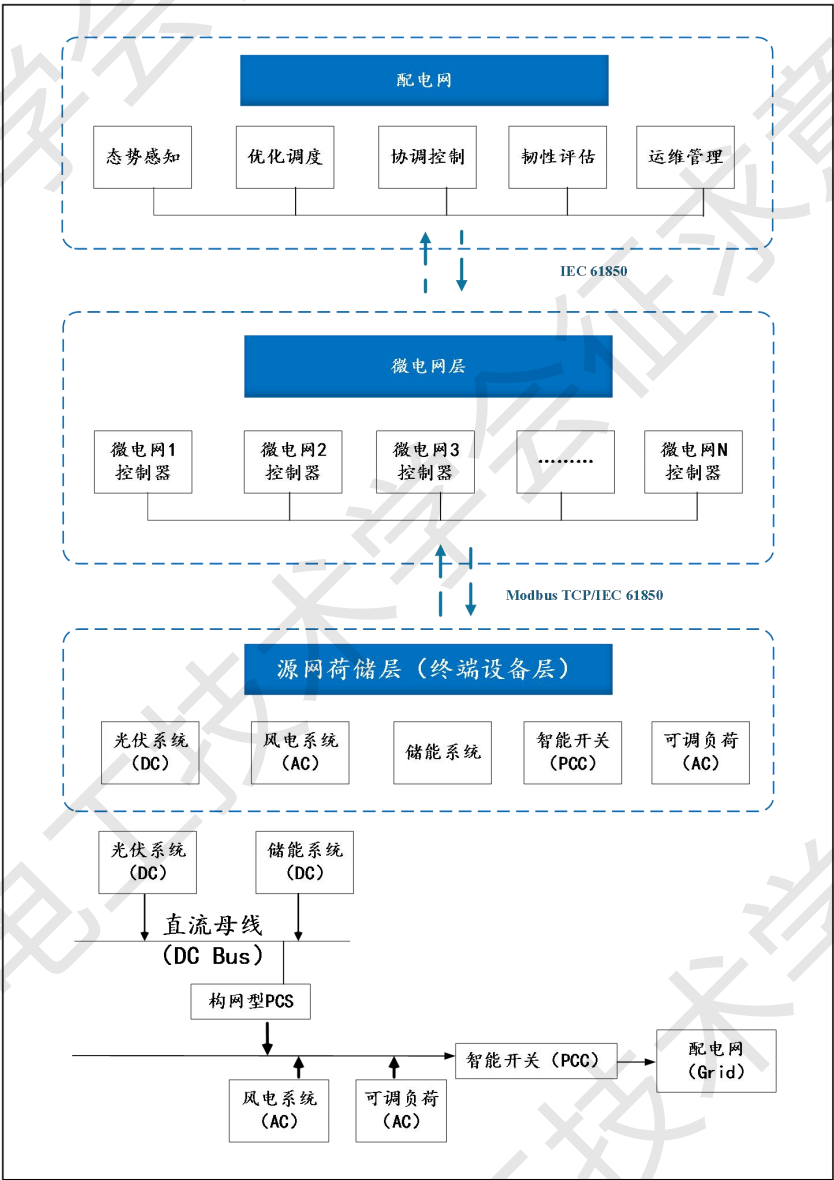


图 A.1 配微一体化系统分层架构图

说明：

- 1——配电网层：负责全局监视、优化调度与协调控制，通过通信网络与各微电网进行信息交互。
- 2——微电网层：包含多个局部微电网控制器，每个控制器具备本地自治协同和并离网切换决策能力。
- 3——源网荷储层：包括光伏、风电、储能（构网型 PCS）、智能开关、可调负荷等终端设备。
- 4——信息流：遵循 IEC 61850、Modbus TCP 等通信协议。
- 5——能量流：光伏/储能通过直流母线耦合，经构网型 PCS 变换后接入交流母线，风电系统和可调负荷接入交流母线；交流母线经 PCC 智能开关与配电网连接。

A.2 协同控制策略架构

面向多态多场景的协同控制策略架构，见图 A.2。

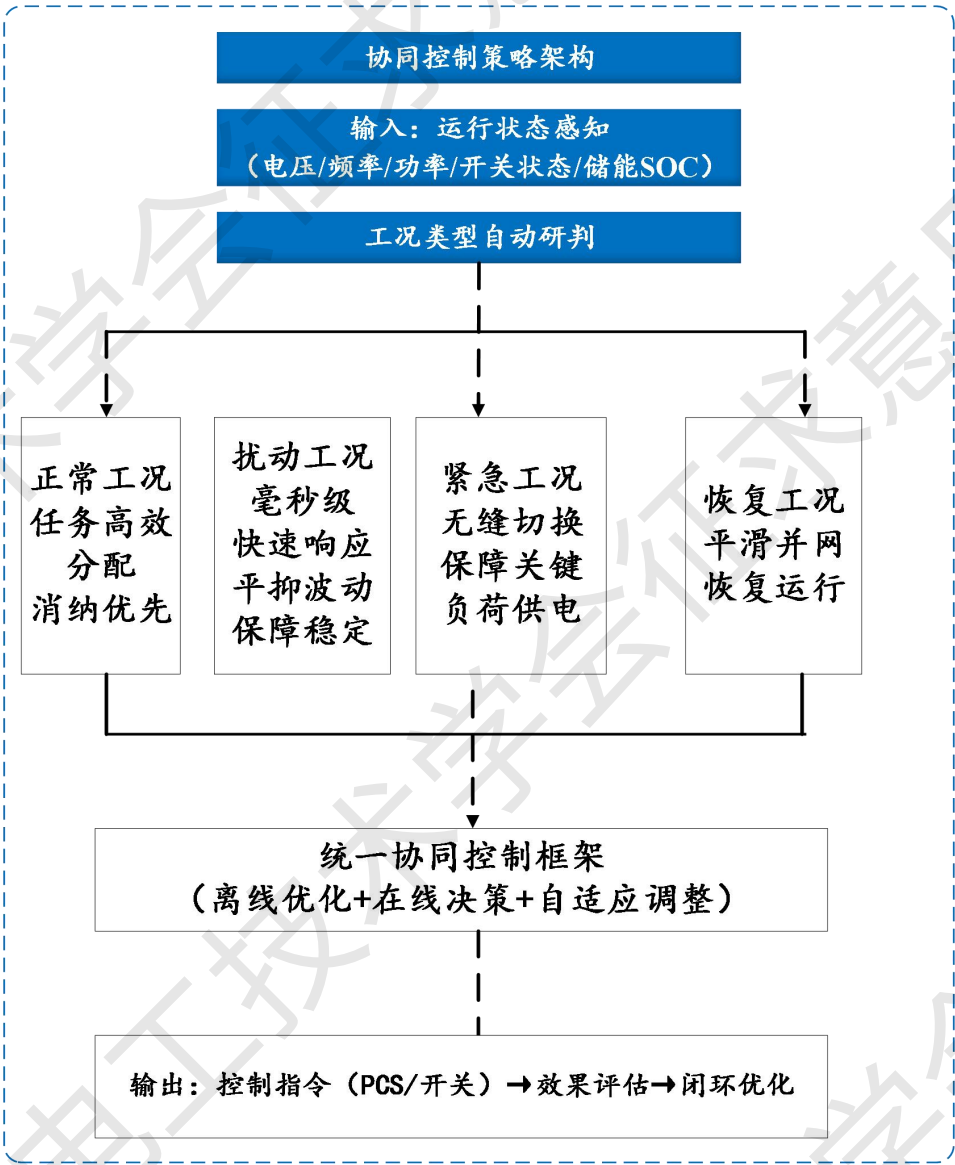


图 A.2 协同控制策略架构图

说明：

1——正常工况：采用协同控制策略，实现配电网层与微电网层之间的控制任务高效分配，优先就地消纳分布式能源。

2——扰动工况：采用快速响应控制策略，实现毫秒级快速响应，平抑功率波动，保障系统稳定。

3——紧急工况：采用自主切换控制策略，实现微电网并离网灵活切换，本地快速切换决策与指令输出时延应符合表 1 的规定，保障关键负荷不间断供电。

4——恢复工况：采用同期并网控制策略，实现平滑并网，恢复正常运行。

5——四种工况的控制策略统一纳入协同控制框架，通过离线优化与在线决策相结合的方式，实现对多态多场景的自适应控制。控制策略不限定具体实现技术，但应满足 6.2.2 规定的性能要求。

参 考 文 献

- [1] GB/T 20004.1—2016 团体标准化 第1部分：良好行为指南.
 - [2] 国家能源局. 防止电力生产事故的二十五项重点要求：国能发安全〔2023〕22号,2023.
 - [3] 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.
-