ICS 点击此处添加 ICS 号
CCS 点击此处添加 CCS 号

T/ACA

安 徽 省 零 碳 协 会 团 体 标 准

T/ACA XXX—202X

虚拟电厂建设与运行管理规范

（征求意见稿）

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX - XX - XX 发布　　XXXX - XX - XX 实施

安徽省零碳协会　　发 布

目 录

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。

为应对新能源高占比下电力系统调节能力不足的挑战，规范虚拟电厂的建设、运行与测试，支撑其作为灵活性资源聚合载体参与电力市场和电网调度，依据并响应《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357 号）等政策要求，制定本文件。本文件规定了虚拟电厂在建设和运营过程中应遵循的基本原则、技术要求、运行管理及测试方法，旨在为虚拟电厂的规划、设计、建设、投运、运营和退出提供统一依据。

本文件由安徽省零碳协会提出并归口。

本文件主要起草单位：安徽省零碳协会、南京匠鼎能源科技有限公司、安徽晨清中峰环境科技有限公司、同济大学、清华大学、安徽玖科环境科技咨询有限公司、XXX、XXX、XXX。

本文件主要起草人：杨磊、关文义、陈子奇、苏灵奇、宋伟泽、周洁、朱峰、江勇、周雪洁、宋丽琴、邵志强、张丹丹、XXX 、XXX。

虚拟电厂建设与运行管理规范

1 范围

本文件规定了虚拟电厂建设与运营的总体原则、建设技术要求、资源接入要求、运营管理要求以及功能测试方法。

本文件适用于电力系统中虚拟电厂的规划、建设、运行与管理，也可为地方政府、行业协会及相关企业制定相关技术规范和考核标准提供参考。

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。凡注日期的，仅注日期版本适用；不注日期的，最新版本（包括所有修改单）适用。

- GB/T 44241 虚拟电厂管理规范
- GB/T 44260 虚拟电厂资源配置与评估技术规范
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- IEC 61970/61968 公共信息模型 (CIM)
- IEC 62325 电力市场通信
- DL/T 2473.1 可调节负荷并网运行与控制技术规范 第 1 部分：资源接入
- DL/T 1759 电力负荷聚合服务商需求响应系统技术规范
- DL/T 2162 用户参与需求响应基线负荷评价方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件：

3.1 虚拟电厂 Virtual Power Plant, VPP

通过先进的信息通信技术、智能计量以及优化控制技术,将分布式电源、分布式储能、可调节负荷等分布式资源进行集成，构成能响应电网需求、参与电力市场运行或接受电网调度的系统。

来源：GB/T 44241—2024，3.1。

3.2 虚拟电厂运营商 Virtual Power Plant Operator

将具备可调潜力或发电能力的分布式资源、虚拟机组集中在一起，作为整体参与电力市场或电网运行，并代理相关事宜的机构。

来源：GB/T 44241—2024，3.3。

3.3 虚拟电厂技术支持系统 VPP Technical Support System

由虚拟电厂运营商运营的，通过信息双向互动通信为其实施调控策略提供技术支撑的，实现信息处理、运行监控、业务管理、计划监管、控制执行等功能的软硬件系统。

来源：GB/T 44241—2024，3.4。

3.4 虚拟电厂资源 VPP Resources

能向外输出电能量或提供电功率调节能力的分布式设备或系统。包括但不限于分布式电源、分布式储能、可调节负荷及其组合等。

来源：GB/T 44241—2024，3.2。

3.5 聚合单元 Aggregated Unit

以调度与市场识别为边界的最小交易和调度单元，由若干聚合资源组成，可作为发电储能类或负荷类机组参与市场。

3.6 直控型机组 Direct-Controlled Unit

具备与调度系统秒级信息交互和实时响应能力的聚合单元。

3.7 可接纳容量 Hosting Capacity

在不引起电网运行指标（包括电压、潮流/温升、继电保护、电能质量、可靠性等）超过允许范围的前提下，针对特定网络范围与边界条件，电网能够安全接纳的分布式资源最大接入容量。

3.8 端到端时延 End-to-End Latency, E2E Latency

从调度/平台发出指令的时间戳到聚合资源现场量测越过判定阈值并/或回传上屏的时间间隔；判定口径见第 8 章。

3.9 时间同步精度 Time Synchronization Accuracy

系统内各时钟源（平台、边缘、终端、计量点）间的时标最大偏差。

3.10 边缘终端 / 边缘网关 Edge Terminal / Edge Gateway

与聚合资源连接的现场智能装置，具备量测采集、指令接收与本地控制、事件记录、与平台安全通信等能力。

3.11 恢复点目标 Recovery Point Objective, RPO

指在灾难或中断发生后，系统所能容忍的最大数据丢失时间长度，通常以时间度量（如分钟或小时），对应为从上一次有效备份点到故障发生时刻的时间间隔。

3.12 恢复时间目标 Recovery Time Objective, RTO

指在灾难或中断发生后，恢复关键业务到可接受服务水平所允许的最长时间，通常以时间度量（如分钟或小时）。

4 总体原则和要求

4.1　虚拟电厂应签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统、负荷管理系统等相关平台。

4.2　虚拟电厂运营商应建设技术支持系统，具备对接入资源进行监测、预测、调度、控制和管理的能力，并通过终端装置实现与资源的安全交互。

4.3　虚拟电厂在进行资源配置时应遵循外部有效性原则，即聚合形成的整体应作为一个可验证、可调节的主体对外提供服务。

4.4　虚拟电厂应按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证、综合防护”的原则建设信息安全体系。

4.5　虚拟电厂配置资源应满足灵活调节能力和规模要求，符合需求响应、辅助服务、电能量市场等的准入条件。

4.6　虚拟电厂运营商与聚合资源之间应签订合同或协议，明确权利、义务、责任和收益分配。

4.7　虚拟电厂在投运前应通过有资质单位的调节能力验证与测试。

5 建设要求

5.1 系统配置要求

5.1.1 架构与部署：系统应采用分层分域（终端/边缘—平台—应用）架构；运行、交易、服务、安全域受控互联；支持云-边-端协同与弹性伸缩；关键业务支持双活/异地灾备。

5.1.2 网络与安全分区：应按生产控制大区/管理信息大区/互联网区划分；配置边界防护、入侵防御、工业协议安全网关与必要的单向隔离/闸机。

5.1.3 服务器与存储：应配置前置、应用、数据库与授时装置；存储子系统应支持分层与归档能力（用于满足运行期留存 SLA）。

5.1.4 终端：应满足工业级环境、EMC 与防护等级要求；具备量测、控制、本地策略执行、紧急切除/退出、断点续传与远程维护能力。

5.1.5 安全：应支持证书双向认证、国密算法（SM2/3/4）加密、固件签名与安全启动；运维应分级授权与全量审计留痕。

5.1.6 可靠性与容灾：关键组件应 N+1 冗余；消息与控制链路宜双路由双链路；支持灰度/蓝绿与快速回退。

5.1.7 时间同步：应支持 PTP（IEEE 1588）/北斗/GPS 等统一授时机制，满足端到端同步精度需求。

5.1.8 合规与治理：应具备数据分级分类、最小化采集、加密与访问审计、留痕与可追溯的能力；跨域访问支持审批与加密通道。

5.2 功能要求

5.2.1 互联互通：应支持 IEC 60870-5-104、IEC 61850、DL/T 645、Modbus、DNP3、OPC UA、MQTT 等；业务语义宜采用 CIM（IEC 61970/61968），市场接口宜参考 IEC 62325；充电设施与需求相应宜支持 GB/T 27930、OCPP、OpenADR。

5.2.2 资源与拓扑建模：应支持馈线/台区/站级拓扑、资源资产与台账、分组与分区调用；可对接可接纳容量评估工具接口。

5.2.3 监控与控制：应具备遥测/遥信/遥控、限值管理、指令分解与校核、策略联动、曲线回放与工况回溯功能。

5.2.4 预测与优化：应支持负荷/分布式电源/价格/天气预测，多模型与在线学习；应支持日前/日内/实时滚动优化，考虑启停/爬坡/充放耦合与网络约束。

5.2.5 需求相应与交易：应支持需求相应事件编排、对象筛选、基线计算与闭环；应支持报价/申报、合同与出清结果接收、偏差处理、结算与对账。

5.2.6 数据治理与接口：应提供标准 API/SDK、数据字典与版本管理，支持向后兼容与沙箱联调。

5.3 性能与扩展能力要求（建设期能力）

5.3.1 并发与规模：系统应具备≥10 万终端、≥100 万测点的可扩展能力，并支持水平扩展。

5.3.2 采样与处理：关键控制点宜支持 1 s－4 s 采样处理；常规监测宜≥15 min；历史数据宜支持在线查询与分层归档能力。

5.3.3 端到端时延：直控场景宜≤2 s，常规场景宜≤5 s。

5.3.4 通信性能：关键链路单向时延/抖动/丢包的目标能力应满足相应控制业务需求。

5.3.5 时间同步精度：平台内宜≤1 ms，端到端宜≤10 ms。

5.3.6 可用性与容灾能力：架构应具备实现平台年可用≥99.9%、关键链路≥99.95%与 RPO/RTO 目标的支撑能力。

5.4 聚合资源条件

5.4.1 资源类型包括但不限于：分布式可再生能源（光伏、风电等）、电化学储能、可中断/可移峰负荷、楼宇与工业柔性负荷、充换电设施与车网互动（V2G）、分布式燃机/微燃机与多能耦合设备、冷热储能与热泵、虚拟发电/虚拟负荷合成单元等。

5.4.2 聚合资源应具备独立、可信的计量与控制接口，应接受虚拟电厂技术支持系统的策略与控制。

5.4.3 聚合资源应与虚拟电厂运营商签订服务/调节合同，明确控制权限、响应边界、收益分配与偏差责任；涉及并网与调度的资源应与电网企业签订相关协议。

5.4.4 在无地方/市场规定时，聚合资源的总调节能力与连续调节时间建议分别不低于 5 MW 与 1h；当地另有规定时，以其为准。

5.4.5 同一结算周期内，聚合资源不得同时与两家（含以上）虚拟电厂建立聚合代理关系。

5.4.6 聚合服务最短履约周期宜为 30 天；提前退出应按合同执行违约与结算条款。

5.5 并网与合规要求

5.5.1 并网运行应符合国家/行业标准及电网企业并网技术规范，满足电压/电流谐波、闪变、电压支撑、低/高电压穿越与频率响应等要求。

5.5.2 接入容量与运行方式应满足配电网保护、潮流、电压、温升等安全约束，不得引起线路越限、保护误动或供电可靠性下降。

5.5.3 计量装置应符合国家计量检定规程；计量数据应可追溯与留痕；用于市场结算的数据应来源于经法定检定合格的计量装置。

5.5.4 含储能、充换电等高功率波动资源应评估短时冲击对电压偏差与变压器负荷率的影响，宜配置软启动、限流、无功补偿等缓释措施（实现路径不作限定）。

5.6 可接纳容量与接入评估

5.6.1 聚合资源接入应开展可接纳容量分析，明确在电压、热稳定、保护、电能质量与可靠性约束下的最大接入容量。

5.6.2 可接纳容量分析应按馈线—台区—变电站等分层开展，应建立地理标注与电气拓扑映射，宜结合典型日与极端场景进行评估。

5.6.3 对受限区域，应提出接入上限、无功补偿配置、电压控制策略与必要的网络改造建议，并与技术协议一并固化。

5.6.4 分析方法、边界条件、模型参数与合格判据应在项目技术协议中明确，以保证复现与审计。

5.7 接入形态与通信接入

5.7.1 资源应经边缘终端/边缘网关与虚拟电厂平台受控互联，并与生产控制大区之间设置必要的安全边界。边缘网关和平台之间宜支持即插即用能力，简化资源注册和方便平台运维。

5.7.2 边缘终端应具备量测采集、指令接收与本地控制、事件记录、与平台安全通信等能力。

5.7.3 最小数据集宜包括：有/无功功率、电压、电流、频率、运行状态、告警状态、通信状态、计量读数及设备健康信息等。

5.7.4 资源申报粒度与时间分辨率应满足调度/市场要求；无明确要求时，建议配网侧需量响应粒度≤10 kW、辅助服务侧≤100 kW、时间分辨率≥1 min。

5.8 接入流程

5.8.1 接入流程应包括：意向与资料提交—可接纳容量与可行性评估—方案设计与协议签署—现场勘察—安装施工—单体调试—通信联调—闭环响应试运行—档案归档—并接确认。

5.8.2 关键里程碑和提交物应在技术协议或实施计划中明确（含图纸、清单、试验记录、台账、编码与标签规则等）。

5.9 接入验收与并接确认

5.9.1 接入验收应包含：协议一致性、量测精度、控制执行、端到端时延与丢包、断链重连、断电恢复、故障安全、本地越权、策略同步与回退等项目。

5.9.2 验收测试的测试方法、数据记录与合格判据见第 8 章；合格后方可并接与投运。

5.9.3 验收不合格的，应在整改期内完成缺陷闭环与复验；逾期未达标的，不得并接。

5.10 变更、扩容与退出

5.10.1 聚合资源变更接入点、通信方式、控制边界或扩容应重新开展可接纳容量评估与并接确认。

5.10.2 运营期发生持续不达标或安全事件的资源，应按第 7 章考核结果执行降容、整改或退出。

5.10.3 资源退出应完成档案更新、接口解绑、策略回收与安全清退。

5.11 合同与合规

5.11.1 合同应明确调节授权、可调用时段与边界、激励与结算方式、数据与隐私保护。

5.11.2 涉及个人信息与重要数据的处理应遵循相关法律法规，应落实最小化采集、脱敏/匿名化与访问审计。

6 运营管理

6.1 基本要求

6.1.1 虚拟电厂运营商应建立运行管理制度，覆盖运行监控、调度响应、数据管理、人员资质与安全管理等方面。

6.1.2 参与电力市场交易的虚拟电厂应由具备电力交易员职业资格的人员负责，运行人员应具备与电网调度业务联系的资质。

6.1.3 技术支持系统运行中发现严重缺陷或故障时，运营商应及时上报调度机构，必要时申请停运检修。

6.1.4 虚拟电厂运营商与聚合资源之间的收益分配应在合同中明确，并符合国家及市场规则。

6.1.5 市场结算数据应来源于通过法定计量检定的计量装置或负荷管理装置采集结果。

6.2 运行监测与能力评估

6.2.1 平台年度可用率宜不低于 99.9%，关键调度链路可用率宜不低于 99.95%，平均故障恢复时间（MTTR）宜小于 12h。上述指标的统计周期、计算口径与缺失处理应在运维制度中明确。

6.2.2 终端在线率宜不低于 99%，关键站点在线率宜不低于 99.5%。上送数据合格率宜不低于 98%，数据异常与缺测应在约定时限内修复或标注原因并进行补报。

6.2.3 秒级数据的留存时间应不短于 90 天，分钟级数据应不短于 1 年，小时级与事件数据应不短于 3 年。备份与恢复应按制度开展并保留演练记录。

6.2.4 事件响应成功率宜不低于 95%。直控型机组的端到端时延应符合第 8 章的测试口径与合格判据；调节稳态偏差宜不大于指令值的±2%或±1 kW（取较大者），持续时间不应低于事件要求。

6.2.5 负荷、光伏与风电等预测业务可参照聚合规模设定分档目标，负荷预测的**平均绝对百分比误差**（MAPE）一般宜控制在 5%～8%，光伏宜控制在 8%～12%，风电宜控制在 10%～15%。

6.2.6 安全运营应设定高危与严重漏洞的闭环时限，严重漏洞的修复宜在 24h 内完成，高危漏洞的修复宜在 72h 内完成；安全事件的处置时效、攻击面收敛与威胁情报联动应纳入考核。

6.3 调度响应与控制

6.3.1 运营商应建立调度指令的接收、审核、分解与执行的闭环流程，保留完整的时间戳链路与事件回放记录。

6.3.2 直控型机组应具备秒级信息交互与跟踪控制能力；短时响应型与长时响应型机组应具备按约定时间窗口执行计划的能力，并满足到达标要求。

6.3.3 在紧急或异常情况下，应支持本地越权的紧急切除或退出功能，并在事件结束后及时回归受控状态并完成上报。

6.3.4 对不确定性较高的资源，宜通过冗余调用或分摊策略降低偏差风险，并形成策略库以便复用。

6.4 数据管理

6.4.1 运营期应执行数据分类分级与最小化采集原则，落实加密传输、访问控制、审计留痕与异常监测。

6.4.2 应建立数据质量稽核、错误修正与再发布流程；用于结算的计量或基线数据的修正应可追溯。

6.4.3 应建立数据共享与对外接口台账，明确接口版本、兼容策略与权限管理。

6.5 事件与缺陷管理

6.5.1 运营期应建立事件分级与响应时限要求，重大事件的首次通报不应超过 15 分钟，并应按规定完成后续信息更新。

6.5.2 事件处置后应开展根因分析与纠正预防（RCA/CAPA），并形成闭环记录与复盘结论。

6.5.3 变更管理应覆盖配置、模型、策略、接口与安全策略等内容，关键变更应进行评审与回退演练。

6.6 市场交易与结算

6.6.1 虚拟电厂宜按机组参与电能量市场、辅助服务、需求响应及绿电交易，遵循注册地市场的准入与交易规则。

6.6.2 基线负荷计算、偏差处理与结算应符合适用规范，结算差异应可追溯至数据与事件证据链。

6.6.3 票据与对账应建立固定周期并设置差错处理机制，相关文档应规范归档。

6.7 资源考核、评级与退出

6.7.1 运营商应建立面向聚合资源的考核与评级制度，并将第 7.2 节的指标纳入日常考核。

6.7.2 对连续考核不达标的资源，应按程序实施降容、整改或退出；整改通过后可以恢复原有能力。

6.7.3 资源退出与再接入应按第 6 章的流程执行，并同步更新档案与台账。

6.8 安全运营与演练

6.8.1 运营商应持续开展安全监测与态势感知，重大威胁应及时处置并形成留痕。

6.8.2 安全演练宜每年至少开展一次，必要时可进行攻防演练、故障注入与容灾切换演练，演练结论应形成整改清单并落实闭环。

7 功能测试

7.1 测试通则

7.1.1 测试开展前，系统应完成与调度及相关平台的联调，时间同步与日志留痕处于可用状态，被测对象的稳定运行时间不应少于 15 天。

7.1.2 所有测试数据应使用统一授时（PTP、北斗或 GPS），并记录平台、边缘、终端与计量点的时间源与偏差；测试记录应能够反映时间同步的可信程度。

7.1.3 测试数据来源以虚拟电厂平台采集的实时数据为主，宜同时采集调度侧或 EMS 侧的对应数据以供比对；必要时可以引入第三方计量或记录装置。

7.1.4 测试应保存指令下发、指令接收、执行开始、量测越过判定阈值以及数据回传上屏等关键时间戳，保留原始曲线与事件回放文件。

7.1.5 测试不应引起电网运行越限或用户安全风险；涉及切负荷或充放电的测试应事先与调度机构协调并设置保护限值。

7.2 接入类测试（建设期验收）

7.2.1 协议一致性测试应依据双方约定的规约与点表逐项核对报文格式、会话管理、心跳重连与异常帧处理，判定结果应满足协议一致性和异常处理要求。

7.2.2 量测精度测试应通过与标准计量或基准表比对确定误差范围，判定结果应满足设备技术规范或国家检定规程规定的等级要求。

7.2.3 控制执行测试应对开停、限功、无功与功率因数等指令进行下发与反馈核验，判定结果应表明执行正确、权限受控且不存在失控情形。

7.2.4 端到端时延与丢包测试应依照第 7.4 节的方法执行，判定结果应达到项目技术协议或本标准建议的阈值要求。

7.2.5 可靠性测试应覆盖断链重连、断电恢复、主备切换等场景，判定结果应满足在约定时限内恢复、状态一致且数据丢失不超过约定阈值。

7.2.6 故障安全与本地越权测试应模拟平台失联或异常，判定结果应表明设备进入故障安全模式并可执行本地紧急切除或退出，恢复后能够自动回归受控状态。

7.3 调节能力测试（机组层面）

7.3.1 调节能力测试应覆盖直控型、短时响应型与长时响应型机组。测试前应给出事件计划

与目标功率曲线，并明确初始功率的取值口径。

7.3.2 调节容量的计算应以事件期间目标功率与初始功率的差值为准；响应时间的计算应以调度或平台的指令时间戳为起点、以现场量测越过判定阈值的时间为终点；阈值的建议口径为目标值的 ±5% 或 ±1 kW 取较大者。

7.3.3 直控型机组在测试时刻下发指令后，应记录功率随时间的变化曲线并计算响应时间、爬坡率、稳态偏差与持续时间；短时响应型与长时响应型机组应分别在计划窗口内完成到达标，测试记录应能够反映到达标时点与稳态维持情况。

7.3.4 合格判据宜按照以下原则确定：调节容量不应小于申报值；直控型机组的响应时间宜不高于 5 s；稳态偏差宜不大于指令值的 ±2% 或 ±1 kW（取较大者）；持续时间不应低于事件要求；爬坡率应满足技术协议或设备能力要求。当地方或合同另有规定时，应从其规定执行。

7.3.5 运营期应按制度进行事件抽检与复测，抽检不合格的机组应按照第 7 章的规定实施整改、降容或退出。

7.4 端到端时延与时间同步测试

7.4.1 端到端时延的判定口径应以平台或调度的指令时间戳作为起点，以现场量测越过判定阈值并/或数据回传上屏的时间作为终点；所有时间戳应来自统一授时体系。

7.4.2 端到端时延测试应采用至少 20 次以上的多次触发方式统计均值、95 百分位与最大值，并同步记录丢包与重传次数。

7.4.3 直控场景的端到端时延宜不高于 5 s（以 95 百分位为判据），常规监测与计划跟踪场景的端到端时延宜不高于 60 s；丢包率宜不高于 0.1%。

7.4.4 时间同步精度测试应通过在平台、边缘、终端与计量点采集同一事件的时间戳来计算最大偏差；平台内部的最大偏差宜不高于 1 ms，端到端的最大偏差宜不高于 10 ms。

7.5 性能压测

7.5.1 并发接入压测应模拟不少于 10 万终端在线和不少于 100 万测点的组态，判定结果应表明系统在目标并发规模下稳定运行且关键业务无明显退化。

7.5.2 数据吞吐与时延压测应模拟典型负荷曲线与峰值业务，判定结果应在项目约定的目标能力范围内。

7.5.3 容灾切换演练应覆盖主备切换、双活或两地三中心的关键场景，判定结果应满足项目

设定的 RPO 与 RTO 目标且业务连续性可保持。

7.6 安全测试

7.6.1 身份与访问测试应验证证书双向认证、最小权限策略与审计留痕的有效性；判定结果应显示策略生效且留痕完整。

7.6.2 漏洞扫描与渗透测试应采用自动化扫描与人工渗透相结合的方式开展；判定结果应不包含未闭环的严重或高危漏洞。

7.6.3 固件与 OTA 测试应验证签名校验、版本回滚与异常保护机制；判定结果应表明升级过程受控且不存在失控风险。

7.6.4 应急演练测试应覆盖断链、勒索、异常流量与关键设备故障等场景；判定结果应表明根据预案实施处置并形成完整记录与改进建议。

7.7 测试报告与档案

7.7.1 测试报告应包含被测对象与软件版本、测试环境与边界条件、数据源与时间基准、测试步骤与参数、曲线与时间戳记录、计算结果与判定结论、缺陷清单与处置措施以及后续建议等内容。

7.7.2 测试报告、原始数据、事件回放文件、脚本与工具版本应完整归档，保存时间不应少于 1 年；对外出具的合格性证明应具备可追溯性与可复验性。

7.8 运营期抽检与复验

7.8.1 运营期宜按月统计运行指标、按季度对关键机组进行抽检并按年度完成复验。

7.8.2 抽检或复验不合格时，运营商应按第 7 章的规定实施整改、降容或退出管理；整改完成后可以申请复验并恢复原有能力。

8 参考文献

- 《电力需求侧管理办法（2023 年版）》