上海电网虚拟电厂接入技术要求
（试行）

第一章 总则

第一条 为明确上海电网虚拟电厂接入应遵循的规范和技术要求，根据《电力负荷管理办法》、《电力需求侧管理办法》、《电力并网运行管理规定》以及DL/T 2473.1~11—2022《可调节负荷并网运行与控制技术规范》等文件，制定上海电网虚拟电厂接入技术要求。

第二条 上海电网虚拟电厂接入应遵循合规性、安全性、增益性原则。

（一）应符合电力并网运行相关法律法规和可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车等分布式资源接入电网相关技术标准。

（二）应满足电网运行的安全性要求，对虚拟电厂接入和运行场景应进行安全评估，并采取必要的措施确保接入安全。

（三）应能向电网提供需求响应、辅助服务或电能量实现价值增益。

第二章 总体架构

第三条 虚拟电厂应接入国网上海市电力公司新型负荷管理系统-虚拟电厂运营管理平台进行统一管理，并在虚拟电厂电力交易平台进行注册，参与需求响应、辅助服务和电

能量交易等。

第四条 参与电网调频辅助服务的虚拟电厂应直接接入调度技术支持系统，接受并响应 APC 功能模块下发的调频指令。

第五条 虚拟电厂运营管理平台、虚拟电厂电力交易平台、源网荷储协同调控系统/调度技术支持系统之间应实现业务贯通和数据交互，支持虚拟电厂参与电网调控互动和电力市场交易。

第三章 数据接入要求

第六条 虚拟电厂数据接入内容要求

（一）模型类数据

1.虚拟电厂信息包括：虚拟电厂标识、虚拟电厂名称、虚拟电厂运营商全称、统一社会信用代码、最大负荷容量、额定功率、所在区域、联系人、联系方式等。

2.下属资源信息包括：资源标识、资源名称、资源类型、用电户号、所属供电公司、最大上调容量、最大下调容量、额定功率、所属虚拟电厂、并网变电站、并网馈线、所属行政地区、所属配电台区和地理位置等。

3.下属资源用户的分路资源信息包括：分路资源标识、分路资源名称、所属用户营销户号、电压等级、分路资源类型。

（二）运行类数据

1.虚拟电厂信息包括：总有功功率、预测负荷、上/下可调容量、上/下调持续时长、上/下调响应时间、上/下调调节速率等遥测信息。

2.下属资源信息包括：有功功率、预测负荷、上/下可调容量、上/下调持续时长、上/下调响应时间、上/下调调节速率、电压、电流等遥测信息。

第七条 虚拟电厂数据交互频度要求

（一）当虚拟电厂模型数据发生变化时，交互数据周期不应大于24h。

（二）接入虚拟电厂运营管理平台的虚拟电厂实时数据上送周期应不大于15min。

（三）直接接入调度技术支持系统参与调频的虚拟电厂实时数据上送周期应不大于5s。

第八条 虚拟电厂上送的数据单位要求

（一）总有功功率单位采用 MW，下属资源及分路资源有功功率单位采用kW，电流单位采用A，电压单位采用kV，可调容量采用kW，持续时长采用min，响应时间采用s，调节速率采用kW/min。

（二）接入虚拟电厂运营管理平台资源的正值表示用电，直接接入调度技术支持系统资源的正值表示发电。

第九条 虚拟电厂应确保周期性上送数据的完整性和规范性，在虚拟电厂侧进行动态数据和静态数据的数据校验，

每日信息的完整率应大于99%。

第四章 运营商平台要求

第十条 虚拟电厂运营商应建有统一的平台，具备用户管理、资源管理、运行控制、市场交易等功能。

（一）用户管理功能：运营商平台对代理用户的相关信息进行管理，包括用户注册、协议管理、档案管理等。

（二）资源管理功能：运营商平台对聚合资源的相关信息进行管理，包括资源容量、资源类型、电气拓扑、调节能力、参与辅助服务种类等。

（三）运行控制功能：运营商平台对虚拟电厂进行功率预测、调节能力评估、指令分解下发、运行监测评估和远程调节控制等。

（四）市场交易功能：运营商平台制定虚拟电厂参与市场策略，进行市场交易和相应的市场收益分配。

第十一条 运营商平台应根据电网局部精准调用需求，对符合调用要求的部分资源进行指令下发和调节控制。

第十二条 运营商平台应根据不同调控场景和市场交易需求，对下属资源进行分类编组，分别与虚拟电厂运管平台和调度技术支持系统进行数据和指令交互。

第十三条 运营商平台每月运行可靠率应不低于99%，参与调频的月可用率不应低于99%，运行数据的存储期限应不少于3年。

第十四条 因虚拟电厂异常、网络中断和资源聚合数据异常等严重故障导致无法监视虚拟电厂运行状态和功率时，应在 12h 内消除缺陷，及时恢复网络及数据通信。

第五章 调节性能要求

第十五条 虚拟电厂应根据所接入系统和参与场景，满足相应的调节性能要求。

第十六条 接入虚拟电厂运营管理平台的虚拟电厂，调节性能要求：

（一）调节容量：不小于 1MW。

（二）持续时长：不小于 2h，其中连续保持最大可调节能力的时间不小于 1h。

（三）调节速率：不小于最大调节容量的 3%/min。

（四）响应时间：不大于 30min。

（五）调节精度：不大于最大调节容量的 10%。

第十七条 直接接入调度技术支持系统参与调频辅助服务的虚拟电厂，调节性能要求：

（一）调节容量：不小于 5MW。

（二）持续时长：不小于 30min。

（三）调节速率：不小于最大调节容量的 5%/min。

（四）响应时间：不大于 10s。

（五）调节精度：不大于最大调节容量的 5%。

第六章 信息通信要求

第十八条 运营商平台部署方式分为公有云和非公有云。运营商平台在公有云方式下接入虚拟电厂运营管理平台和调度技术支持系统，应采用互联网方式实现。运营商平台在非公有云方式下接入虚拟电厂运营管理平台，应采用互联网方式实现；接入调度技术支持系统，优先采用电力调度数据网，可采用 5G 电力虚拟专网。

第十九条 运营商平台通过互联网方式接入时，应满足电网要求的信息安全防护措施。网络延时不超过 500ms，丢包率不高于 0.5%。

第二十条 运营商平台通过电力调度数据网方式接入调度技术支持系统，应采用光纤专网就近接入电力调度数据网。

第二十一条 运营商平台通过 5G 电力虚拟专网方式接入调度技术支持系统时，应满足如下要求：

（一）通信终端可内嵌于业务终端或微型纵向加密装置，支持机卡绑定、加密认证，宜支持二次鉴权，采用固定 IP。

（二）采用 5G 独立组网模式，并基于接入网侧 RB 资源静态预留、承载网侧 FlexE 技术及核心网侧电力控制类业务专用 UPF 下沉的端到端硬切片构建，控制面 AMF 和 SMF 可根据需要采取电力专用或电信运营商共享模式。RB 资源根据业务需求占比宜为 1%-5%左右，支持 GBR QoS 优先级调度。网

络延时不超过 500ms，丢包率不高于 0.5%。

第二十二条 运营商平台内部通信应优先采用光纤、铜质双绞线等自组网络，也可采用无线通信，通信通道应满足冗余配置。运营商平台内部业务通信采用无线公网时宜选用 5G，可选用 4G 通过 APN/DNN 接入，通信时延不超过 500ms。

第七章 安全防护要求

第二十三条 接入虚拟电厂运营管理平台的虚拟电厂应采用校验技术保证通信过程中数据的完整性，虚拟电厂运营管理平台与虚拟电厂通信时应采用访问控制、身份认证与数据加密等措施。虚拟电厂采用公共互联网传输信息时应采用 HTTPS 等安全的通信协议，且应根据交互数据类型，对关键业务信息和传输参数进行加密。

第二十四条 直接接入调度技术支持系统的虚拟电厂运营商平台内部应参照调度主站安全分区划分原则设立网络分区，落实各分区间隔离措施。平台间严禁跨区互联，仅虚拟电厂运营商平台生产控制大区可对应接入调度主站安全接入区。虚拟电厂运营商平台与安全接入区的纵向通信，应采用经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置或加密认证网关，实现双向身份认证、数据加密和访问控制。

第八章 接入测试要求

第二十五条 虚拟电厂接入前应委托具备相关资质的第

三方完成各项测试并形成检测报告。

第二十六条 虚拟电厂接入测试内容应包括数据采集装置测试、响应性能测试、运营商平台数据交互能力测试、运营商平台网络性能测试和运营商平台信息安全测试等。

（一）虚拟电厂数据采集装置测试应包括采集误差、交互时延、数据可靠性等。

（二）虚拟电厂响应性能测试应包括调节容量、持续时长、响应时间、调节速率、调节精度等。

（三）虚拟电厂运营商平台数据交互能力测试应包括上送能力、接收能力、下发能力、数据准确性、数据采集成功率和数据传输频次等。

（四）虚拟电厂运营商平台网络性能测试应包括网络协议、时钟、数据丢包率、通信时延、平台可靠性等。

（五）虚拟电厂运营商平台信息安全测试应包括数据加密、安全防护等。

第九章 附则

第二十七条 本技术要求将根据实际执行情况适时修订。

第二十八条 本技术要求自发布之日起执行。