

T/CWDPA

团 体 标 准

T/CWDPA XXX—2026

虚拟电厂与主网协同调度优化技术导则

Technical guide for coordinated dispatching and optimization between virtual power plant and main power grid

（征求意见稿）

2026-XX-XX 发布

2026-XX-XX 实施

中国西部开发促进会 发 布

目 次

前 言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 总则 2

 4.1 总体要求 2

 4.2 技术发展方向 2

5 协同调度架构 2

 5.1 总体架构 2

 5.2 信息交互架构 2

 5.3 控制架构 2

6 协同调度功能要求 2

 6.1 资源建模与管理功能 2

 6.2 功率预测功能 3

 6.3 调度指令接收与执行功能 3

 6.4 协同优化调度功能 3

 6.5 运行状态监视与异常处理功能 3

7 协同调度技术指标 3

 7.1 通信性能指标 3

 7.2 调节性能指标 3

 7.3 数据质量指标 3

8 试验方法 3

 8.1 通信性能试验 3

 8.2 调节性能试验 4

 8.3 数据质量试验 4

9 安全要求 4

10 运行管理要求 4

前 言

本文件按照GB/T1.1—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。

本文件由提出。

本文件由中国西部开发促进会归口。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：。

虚拟电厂与主网协同调度优化技术导则

1 范围

本文件规定了虚拟电厂与主网协同调度优化的总则、协同调度架构、协同调度功能要求、协同调度技术指标、试验方法、安全要求及运行管理要求。

本文件适用于参与主网调度运行与主网调度机构存在直接或间接调度交互关系的虚拟电厂与主网之间的协同调度优化工作。

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 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 30149 电网通用模型描述规范
- GB/T 31464 电网运行准则
- GB/T 33589—2017 微电网接入电力系统技术规定
- GB/T 33593—2017 分布式电源并网技术要求
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 40607 调度侧风电或光伏功率预测系统技术要求
- GB/T 44241—2024 虚拟电厂管理规范
- DL/T 2957 光储系统接入配电网继电保护技术要求
- DL/T 860.901 电力自动化通信网络和系统 第901部分：在变电站间通信中的应用

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

协同调度 coordinated dispatching

电力调度机构与虚拟电厂运营商通过信息交互、指令传递及市场化协调联动，协同保障电网安全、优质、经济运行；分为计划型、市场型两类模式：计划型以电网平衡计划与安全约束为核心，执行刚性调度指令；市场型依托电力市场出清结果，兼顾系统安全与市场主体收益优化资源调节。

3.3

微电网 microgrid

由分布式发电、用电负荷、监控、保护和自动化装置等组成（必要时含储能装置），是一个能够基本实现内部电力电量平衡的小型供用电系统。微电网分为并网型微电网和独立型微电网。

[来源：GB/T 33589—2017，3.2]

3.4

并网点 point of interconnection

对于有升压站的分布式电源，指升压站高压侧母线或节点。对于无升压站的分布式电源，指分布式电源的输出汇总点。

[来源：GB/T 33593—2017，3.6]

4 总则

4.1 总体要求

虚拟电厂应满足“可观、可测、可调、可控”的基本要求，具备与主网调度机构进行实时信息交互和指令执行的能力。主网调度机构应建立健全虚拟电厂调度管理机制，明确虚拟电厂的调度权限、调度范围和调度流程。虚拟电厂的准入、运行与退出应符合GB/T 44241的规定。

4.2 技术发展方向

虚拟电厂与主网协同调度应适应新型电力系统建设要求，支持人工智能、边缘计算等先进技术的应用，逐步实现从被动响应向主动参与、从集中控制向分布式协同、从单一功能向综合服务的转变。

5 协同调度架构

5.1 总体架构

5.1.1 虚拟电厂与主网协同调度采用“主网调度机构-虚拟电厂运营商-微电网”三级架构。

5.1.2 主网调度机构负责电力系统的整体调度运行，按照区域和节点开展虚拟电厂调度管理，向虚拟电厂运营商下发调度指令。虚拟电厂运营商负责聚合和管理各微电网，执行主网调度指令并反馈执行结果；微电网接收虚拟电厂运营商下发的并网点控制指令，完成并网点功率调节，由微电网自身实现其内部分布式电源、分布式储能、可调节负荷等资源的运行状态调整。

5.1.3 主网调度机构负责虚拟电厂的整体功率控制和安全约束管理，不直接干预单个微电网的内部运行；虚拟电厂运营商负责各微电网之间的优化分配和精准控制，对主网调度指令的执行结果负责。

5.2 信息交互架构

5.2.1 虚拟电厂与主网调度机构之间应建立安全、可靠、实时的信息交互通道。信息交互内容应包括模型类信息、运行类信息、控制类信息和市场类信息。

5.2.2 模型类信息应包括虚拟电厂的基本信息、拓扑结构、资源参数等；运行类信息应包括虚拟电厂的实时功率、电压、电流等运行数据；控制类信息应包括主网调度机构下发的调节指令和虚拟电厂运营商反馈的执行结果；市场类信息应包括电力市场交易信息、辅助服务报价信息等。

5.2.3 虚拟电厂与主网调度机构之间的信息交互协议应符合DL/T 860.901的规定，确保不同系统间的互联互通和数据一致性。

5.3 控制架构

虚拟电厂与主网协同调度采用“集中调度+分布式控制”相结合的控制方式。主网调度机构对虚拟电厂进行集中调度，下发整体调节目标；虚拟电厂运营商采用分布式控制方式，将整体调节目标分解为各分布式资源的具体控制指令，实现精准控制。

6 协同调度功能要求

6.1 资源建模与管理功能

虚拟电厂运营商应建立分布式资源的统一模型，模型应符合GB/T 30149和GB/T 40607的规定。模型应包括分布式电源、可调节负荷、储能等各类资源的基本参数、运行特性、调节能力等信息。虚拟电厂

运营商应每6个月对资源模型进行一次全面验证，资源发生重大变化时应在72小时内完成模型更新并上报主网调度机构。

6.2 功率预测功能

虚拟电厂运营商应具备分布式电源出力预测和可调节负荷预测功能。光伏发电预测精度应符合NB/T 32031的规定，风力发电预测精度应符合NB/T 31046的规定，可调节负荷预测应符合DL/T 1711及主网调度机构的要求。预测时间尺度应包括日内超短期、日前。日内超短期预测平均绝对百分比误差不应大于8%，日前预测平均绝对百分比误差不应大于15%。

6.3 调度指令接收与执行功能

虚拟电厂应能够实时接收主网调度机构下发的各类调度指令，包括有功功率调节指令、无功功率调节指令、启停指令等。虚拟电厂应在规定的时间内执行调度指令，并将执行结果及时反馈给主网调度机构。

6.4 协同优化调度功能

虚拟电厂运营商应具备协同优化调度功能，能够根据主网调度指令、电力市场信息、分布式资源运行状态等因素，制定最优的资源调度方案。协同优化调度应在满足主网安全稳定运行约束和资源运行约束的前提下，兼顾虚拟电厂运行效益和系统整体经济性。

6.5 运行状态监视与异常处理功能

6.5.1 主网调度机构应能够实时监视虚拟电厂的运行状态，包括虚拟电厂的实时功率、电压、电流、频率等运行参数。虚拟电厂运营商应能够实时监视各分布式资源的运行状态，当发生通信中断、设备故障、调节能力不足等异常情况时，能够自动采取相应的保护措施，并及时向主网调度机构报告。

6.5.2 主网调度机构应根据虚拟电厂上报的异常情况，在15min内调整相关调度方案，避免影响系统安全稳定运行。

7 协同调度技术指标

7.1 通信性能指标

7.1.1 数据上传时延：平均时延不应大于2s，最大时延不应大于5s。

7.1.2 指令下发时延：平均时延不应大于1s，最大时延不应大于3s。

7.1.3 通信可靠性：通信链路可用率不应小于99.9%。

7.2 调节性能指标

7.2.1 有功功率调节响应时间：发电类资源、储能类资源不应大于60s，负荷类资源不应大于120s。

7.2.2 调节精度：调度指令执行误差不应大于5%。

7.2.3 最大调节容量：应不小于其申报调节容量的80%。

7.2.4 连续调节时间：应能够按照调度指令要求连续调节不少于1h。

7.2.5 调节速率：有功功率调节速率不应低于其最大调节容量的2%/min；对于最大调节容量小于5MW的虚拟电厂，不应低于0.05MW/min。

7.3 数据质量指标

7.3.1 数据完整性：运行数据完整率不应小于99.5%。

7.3.2 数据准确性：运行数据准确率不应小于99.9%。

7.3.3 数据时效性：数据更新周期不应大于15s；采用高精度测控系统的虚拟电厂不应大于10s。

8 试验方法

8.1 通信性能试验

8.1.1 数据上传时延试验：通过测试服务器向虚拟电厂发送数据采集指令，记录从指令发送到数据接收完成的时间，连续测试 100 次，计算平均上传时延和最大上传时延。

8.1.2 指令下发时延试验：通过主网调度模拟系统向虚拟电厂下发调度指令，记录从指令发送到虚拟电厂接收确认的时间，连续测试 100 次，计算平均下发时延和最大下发时延。

8.1.3 通信可靠性试验：连续运行 72h，记录通信链路中断次数和中断时间，计算通信链路可用率。

8.2 调节性能试验

8.2.1 有功功率调节响应时间试验：通过主网调度模拟系统向虚拟电厂下发有功功率调节指令，记录从指令下发到虚拟电厂实际输出功率变化至超出目标功率 5%的时间，测试不少于 2 次，取最大值。

8.2.2 调节精度试验：通过主网调度模拟系统向虚拟电厂下发不同目标功率的调节指令，待功率稳定后，记录虚拟电厂实际输出功率，计算实际功率与目标功率的差值占目标功率的百分比，测试不少于 2 次，取最大值。

8.2.3 最大调节容量试验：通过主网调度模拟系统向虚拟电厂下发最大上调和最大下调指令，记录虚拟电厂能够达到的最大功率和最小功率，计算两者的差值即为最大调节容量。

8.2.4 连续调节时间试验：通过主网调度模拟系统向虚拟电厂下发持续 2h 的调节指令，记录虚拟电厂在 2h 内的功率变化情况，验证其是否能够按照指令要求连续调节。

8.2.5 调节速率试验：通过主网调度模拟系统向虚拟电厂下发阶跃式有功功率调节指令，记录从功率开始变化到达到目标功率 90%的时间，计算调节速率，测试不少于 2 次，取最小值。

8.3 数据质量试验

8.3.1 数据完整性试验：连续运行 24h，统计虚拟电厂应上传数据的总条数和实际上传数据的条数，计算数据完整率。

8.3.2 数据准确性试验：将虚拟电厂上传的运行数据与现场高精度测量设备的测量数据进行比对，统计数据准确的条数，计算数据准确率。

8.3.3 数据时效性试验：记录虚拟电厂上传数据的时间戳与数据采集时间的差值，连续测试 100 次，计算平均时间差和最大时间差。

9 安全要求

9.1 虚拟电厂与主网协同调度应符合 GB 38755、GB/T 36572 和 GB/T 26399 的规定，不得影响电力系统的安全稳定运行。

9.2 虚拟电厂技术支持系统应落实电力监控系统安全防护相关规定，开展安全分区管理，生产控制大区划分为安全 I 区、安全 II 区；实时控制业务部署于安全 I 区，非实时监视、分析业务部署于安全 II 区，区间设置逻辑隔离防护设施；采用公用网络接入现场终端时应设置安全接入区。

9.3 通信通道可采用有线专网或无线专网，通信通道宜冗余配置。采用有线专网通信应优先选用光纤介质；采用无线专网开展调度业务时，应采取身份认证、加密传输等安全防护措施，控制类业务禁止直接通过无防护公网接入生产控制大区。虚拟电厂与主网调度机构之间交互的控制类、运行类数据应做加密及完整性校验，防范数据篡改、窃听与非法访问。

10 运行管理要求

10.1 主网调度机构应制定虚拟电厂调度运行规程，明确虚拟电厂的调度职责、调度流程和调度纪律。虚拟电厂运营商应严格遵守主网调度机构的调度指令，建立健全运行维护管理制度，定期对虚拟电厂的设备和系统进行维护和检修，确保设备和系统的正常运行。

10.2 虚拟电厂运营商应每月向主网调度机构报送运行分析报告，设备检修应提前 7 个工作日向主网调度机构申请。

10.3 主网调度机构和虚拟电厂运营商应制定应急预案，定期进行应急演练。应急预案应每年至少修订一次，应急演练每半年至少进行一次。当发生电力系统突发事件时，主网调度机构应统一指挥，虚拟电厂运营商应积极配合。

10.4 主网调度机构应建立虚拟电厂运行考核评价体系,考核内容包括功率预测精度、调度指令执行率、调节性能、数据质量及安全运行情况,考核结果应符合相关要求,并与辅助服务补偿、市场准入资格挂钩。

10.5 虚拟电厂运营商应每月向主网调度机构报送运行分析报告,报告内容应包括功率预测情况、调度指令执行情况、异常处理情况及下月运行计划。设备检修应提前 7 个工作日向主网调度机构申请,临时检修应提前 24 h 申请,紧急检修应立即上报。年度运行总结与下年度运行计划应于每年 12 月 31 日前报送主网调度机构。
