



能源转型下虚拟电厂的崛起

联合资信 工商评级三部 黄露 张琳

虚拟电厂作为能源数字化转型的典型，正凭借其柔性调节能力，成为新型电力系统中不可或缺的组成部分。本报告系统梳理了虚拟电厂的定义、发展历程、核心价值、运营模式与盈利前景。我们认为，从政策试点到市场化规模应用，虚拟电厂的发展不仅需要技术突破和政策支持，更依赖于商业模式创新和机制的完善。在政府与市场的协同发力下，虚拟电厂将有力推动“源网荷储”深度协同，为能源转型和“双碳”目标实现提供坚实支撑。未来，随着技术成熟和市场完善，虚拟电厂运营商有望在提升能源利用效率、保障电力系统安全、促进清洁能源消纳的过程中，获得可观的投资回报。



联合资信评估股份有限公司
China Lianhe Credit Rating Co., Ltd.

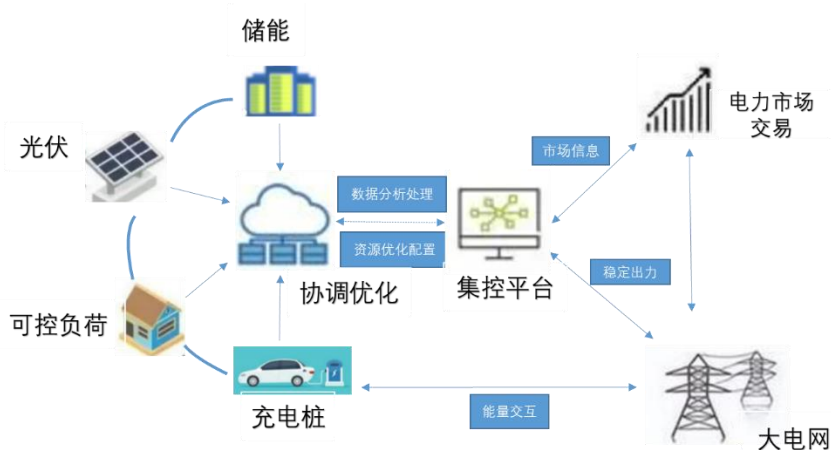


一、什么是虚拟电厂

1. 虚拟电厂的定义

虚拟电厂并非实体电厂，而是一种智能化的电力运行组织模式。国家发改委、国家能源局于2025年4月联合发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号），明确定义虚拟电厂（Virtual Power Plant，简称“VPP”）为“基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式”。其中，分布式资源包括分布式光伏、分散式风电、用户侧储能系统、电动汽车充电设施、可调节工业负荷（如可控生产线）及商业楼宇空调系统等。依托先进的控制系统和通信技术，虚拟电厂运营商能够实时监测、预测并优化调控这些资源的运行状态，在电网需要时提供灵活调节服务，实现与传统电厂等效的系统功能。

图表1 虚拟电厂主要应用场景



资料来源：联合资信根据公开信息整理

2. 虚拟电厂发展历程

中国虚拟电厂的发展大体可分为三个阶段：

- **探索与起步期（2015-2020年）**：2015年，国家发改委和国家能源局联合发布《关于促进智能电网发展的指导意见》，启动对虚拟电厂商业模式的初步探索。2016年，国家发改委、国家能源局和工信部联合发布《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》，提出培育虚拟电厂等新型市场主体。

- **政策构建与规模化探索期（2021-2024年）**：2021年，国家能源局发布《电力辅助服务管理办法》明确虚拟电厂可参与电力辅助服务，功能定位逐渐清晰。各

地政府亦陆续出台虚拟电厂相关政策，规范入市标准和交易规模，同时地方试点项目开始涌现，为市场化应用奠定基础。

● **市场化发展新阶段（2025年以来）**：2025年4月，国家发改委、国家能源局发布的《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》设定了明确的发展目标：到2027年，虚拟电厂建设运行管理机制成熟规范，参与电力市场的机制健全完善，全国虚拟电厂调节能力达到2000万千瓦以上；到2030年，虚拟电厂应用场景进一步拓展，各类商业模式创新发展，全国虚拟电厂调节能力达到5000万千瓦以上，标志着虚拟电厂将步入规模化、市场化发展的快车道。

图表2 虚拟电厂相关政策文件

政策发布时间	发布单位	政策/文件名称	政策主要内容
2015年7月	国家发改委 国家能源局	《关于促进智能电网发展的指导意见》（发改运行〔2015〕1518号）	依托虚拟电厂进行商业模式创新
2016年2月	国家发改委 国家能源局 工信部	《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》（发改能源〔2016〕392号）	提出培育虚拟电厂等新型市场主体
2021年7月	国家发改委 国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）	将虚拟电厂纳入新型储能协同发展框架，提出研究建立储能参与电力市场的准入条件，鼓励虚拟电厂聚合分布式电源、储能等资源参与市场交易，推动“源网荷储”一体化发展
2021年10月	国务院	《2030年前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23号）	明确提出“引导虚拟电厂参与系统调节”，将虚拟电厂作为提升电力系统灵活性的重要手段，推动分布式能源聚合参与电网调峰、调频等辅助服务，助力新能源消纳和碳达峰目标实现
2022年6月	山西省能源局	《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》（晋能源规〔2022〕1号）	国内首个省级虚拟电厂运营管理文件，规范虚拟电厂入市流程、资源聚合标准及市场交易规则，明确虚拟电厂需接入省级电力负荷管理系统，参与电力市场和需求响应，推动分布式电源、可调节负荷等资源的规模化聚合
2022年12月	国家标准化管理委员会	《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》（GB/T44260-2024）	制定虚拟电厂资源配置与评估国家标准，规范虚拟电厂的定义、技术要求、调节能力评估方法等，为虚拟电厂的规划设计、建设运营和市场交易提供技术依据
2023年9月	国家发改委 国家能源局	《电力需求侧管理办法（2023年版）》（发改运行规〔2023〕1283号）	将虚拟电厂纳入电力需求侧管理体系，明确虚拟电厂运营商的市场主体地位，要求到2025年各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%~5%，鼓励虚拟电厂聚合资源参与需求响应、辅助服务市场及电能交易

政策发布时间	发布单位	政策/文件名称	政策主要内容
2024 年 6 月	深圳市发改委	《深圳市支持虚拟电厂加快发展的若干措施》（深发改规〔2024〕4 号）	对虚拟电厂关键设备量产、车网互动（V2G）充电桩改造、分布式光伏接入等给予资金支持，单个项目最高补贴 1500 万元；探索日内精准响应机制，补贴标准不高于广东省市场化需求响应力度
2025 年 4 月	国家发改委 国家能源局	《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357 号）	国家级顶层设计文件，明确虚拟电厂定义为“新型经营主体”，提出到 2027 年全国调节能力达到 2000 万千瓦、2030 年达到 5000 万千瓦的目标。要求规范市场准入、完善交易机制（如参与现货市场、辅助服务市场）、健全技术标准体系，支持民营企业参与投资运营
2025 年 6 月	广东省发改委 广东电力交易中心	《广东虚拟电厂参与电能交易实施细则（试行）》《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》	明确虚拟电厂运营商需取得售电资质，聚合资源需位于同一市场出清节点，支持参与跨省电力交易；建立“报量报价”交易机制，允许虚拟电厂自主申报调节能力，按实际响应量结算，推动形成覆盖全省的虚拟电厂交易体系

资料来源：根据公开信息整理

虚拟电厂产业的发展离不开分布式光伏及储能等相关产业资源的支撑。截至2024年底，中国新能源累计装机容量达到14.1亿千瓦，较上年底增长33.9%，占全国总装机容量的比重达到42%，超越煤电成为电力系统第一大电源。其中，分布式光伏发电装机达3.7亿千瓦，占光伏发电总装机的42%。截至2025年9月底，中国新型储能装机规模已突破1亿千瓦，在全球新型储能总装机的占比超过40%。新能源占比提升带来的电网波动性加剧，亟需虚拟电厂这类灵活调节资源以保障系统稳定运行，分布式光伏可协同储能聚合建设调峰电站，二者规模的快速上量为虚拟电厂的发展创造了基础性资源条件。

当前，中国虚拟电厂建设正从政策试点阶段逐步向市场化、规模化发展阶段迈进。2017年上海黄浦区项目与2019年冀北虚拟电厂成为早期典范。当前发展呈现鲜明地域特色：

- **超大型城市（如深圳、上海）：**聚焦聚合充电桩、智慧楼宇、储能等资源，服务于尖峰负荷时段的调峰需求。
- **新能源富集区（如冀北）：**侧重聚合蓄热式电锅炉、电动重卡等资源，促进夜间低谷时段的新能源消纳。
- **工业负荷集中区（如苏州）：**深度挖掘工业园区内工业、商业设施的柔性负荷调节潜力。

图表3 中国代表性虚拟电厂实践项目

项目名称	运营主体	调节能力	主要资源类型	盈利模式与主要收益来源
苏州虚拟电厂	协鑫能源科技股份有限公司(以下简称“协鑫能科”)、国网苏州供电公司等多元主体	截至 2025 年 9 月协鑫能科可调负荷 83.5 万千瓦	工业、商业、储能、充电站、能源站	通过参与可调负荷辅助服务市场和需求响应市场获得收益
烟台虚拟电厂	东方电子股份有限公司	截至 2025 年 10 月最大调节负荷 50 万千瓦	中央空调、照明、充换电站、储能、工业可调负荷	在电力现货市场中通过灵活的报价和调度获取价差收益。约 60%的收益直接返还给用户, 抵扣其电费, 形成强烈激励
冀北虚拟电厂	国网冀北综合能源服务有限公司	截至 2025 年 10 月可调能力 54.4 万千瓦(蓄热电锅炉型)	蓄热式电锅炉、工商业可调负荷、电动重卡	主要参与华北电力调峰辅助服务市场, 为电网提供调峰容量, 获得调峰补偿费用
深圳虚拟电厂	深圳虚拟电厂管理中心	截至 2025 年 9 月可调能力 130 万千瓦	充电桩、智慧楼宇、储能	依托负荷聚合商模式, 聚合海量分布式资源参与电网需求响应获得收益
上海虚拟电厂	上海市虚拟电厂管理中心	截至 2025 年 8 月最大调节负荷 116.27 万千瓦, 申报总可调能力 203.24 万千瓦	楼宇空调、充换电站、新型储能、数据中心、工业负荷	通过参与需求响应、电力现货市场和调峰辅助服务市场等多渠道获利

资料来源: 根据公开信息整理

3. 虚拟电厂的核心价值

以低成本增强系统稳定性。新能源的波动性与负荷峰谷差扩大对电网构成双重挑战。根据国家电网对“满足5%峰值负荷”所做的投资测算对比, 通过新建/改造火电机组提供同等削峰能力需投资约4000亿元; 而通过建设虚拟电厂聚合分布式资源实现同样目标仅需投资500~600亿元, 虚拟电厂成本优势显著, 能有效降低有序用电对经济社会的影响。

提升新能源消纳水平。通过优化用电时序, 将负荷从新能源出力低谷转移至高峰; 并协同储能系统, 在新能源大发时段充电储存, 有效减少“弃风弃光”现象。

完善电力市场体系, 增强参与主体盈利性。虚拟电厂当前作为需求侧核心参与主体, 推动市场从“供给侧调节主导”向“供需双侧互动”转型, 丰富了市场交易品种与参与主体的收益模式。

以技术手段助力“双碳”目标。虚拟电厂作为数字与能源的融合载体, 可通过精准的数据监测、负荷预测和调度控制等, 实现资源优化配置与能效提升, 从供需双侧推动碳减排。

二、 虚拟电厂运营模式对比

虚拟电厂核心作用在于作为独立经营主体参与电力市场交易，以增强电网调节能力并开拓新的盈利渠道。其运营模式受电力市场化程度与资源整合偏好影响。

1. 海外电力市场与虚拟电厂运营模式

（1） 德国市场：以发电侧为主导的电能量交易模式。

德国电力市场较为成熟，1998年便颁布能源产业法全面放开售电侧市场，且通过立法强化电力市场竞争，消除垄断。目前已建立以平衡结算单元为主体的“中长期+现货+平衡市场”三阶段交易时序体系。

德国中长期电力交易合约通常是发、用电双方签订场外双边协议，欧洲能源交易所也在其衍生品市场推出丰富的电力期货和期权产品，支持现金结算以及现货市场的实物交割。

德国现货市场分为日前拍卖、日内拍卖和日内连续交易，按照边际成本排序，集中竞价，统一出清。

当实际运行情况与现货市场最终出清计划出现偏差时，德国电力市场通过电力平衡机制维持电网系统供需平衡和频率稳定，由平衡责任主体承担相应成本。

德国电力业务以平衡结算单元为主体，类似于下沉的小规模电网平衡，对发展虚拟电厂具备一定机制上的先天优势。此外，欧洲发电资源较为分散，虚拟电厂起步于电力供给侧，且德国通过立法，强推新增可再生能源（100KW以上）以类似于常规电源的平衡结算单元形式参与电能量市场，并将再调度市场参与主体由10MW以上传统电源扩充至500KW以上各类电源等，因此虚拟电厂中发电侧资源占比较高，主要聚焦电能量交易模式获利。以德国大型虚拟电厂Next Kraftwerke为例，业务覆盖数据采集、电力采集、电力交易、户用结算以及技术咨询等，截至2023年底接入总容量已超12GW。Next Kraftwerke一方面通过输出系统化软件技术服务，为能源公司建立自己的虚拟电厂提供解决方案获利，另一方面通过参与市场交易，提高发电预测准确性，降低偏差考核风险以及根据市场价格导向，优化资产运营、参与辅助服务等赚取补偿和现货价差获利。

（2） 美国市场：以用电侧为主导的需求响应模式。

美国电力系统结构较为复杂，不存在全国性统一的电力市场，而是在相对独立的部分区域范围内开展市场化交易。与德国市场相比，美国市场化交易是在“中长期+现货”的基础模式上，采用双结算机制，将电能量与辅助服务联合出清，且中长期合约仅具备金融结算意义，以规避现货市场上价格波动风险，不需要集中组织和安全校核，也不需要系统调度执行，而现货交易采用全电量集中竞价模式，

将各类交易统一优化。因美国拥有众多直接连接到用电侧分布式资源以及众多竞争性电力市场，与C端用户联系紧密，因此虚拟电厂中用电侧资源占比较高，主要聚焦可控负荷的需求响应模式。

2. 中国电力市场与虚拟电厂运营模式

中国电力市场融合了德、美特征，形成“省级+省间”双层架构，中长期交易仍延续国内电能量交易主体地位，同时现货市场建设提速，但因大部分地区尚未开展现货市场，所以这部分地区的中长期合约具备履约义务，实现中长期市场与现货市场的衔接是大势所趋。在此背景下，虚拟电厂运营模式日趋多元，主要包括：

需求响应聚合商模式：当前国内最主要的模式。虚拟电厂运营商作为负荷聚合商，在电网有调节需求时，申报容量与价格参与市场出清，执行响应后获得补贴。但该模式收益与电网调用频次强相关，稳定性不足。

辅助服务模式：虚拟电厂运营商调用聚合资源为电网提供调频¹、调峰²、备用³、爬坡⁴等服务，按照“谁提供、谁获利”原则获取补偿。收益根据服务类型（如调频里程、调峰出力等）按规则计算。

现货市场模式：虚拟电厂运营商作为独立主体，聚合内部资源参与日前与日内电能量市场，通过价差获利。目前该模式适用范围有限，收益多来源于峰谷价差套利。

容量补偿模式：对虚拟电厂聚合的、具备可靠备用容量的资源给予固定补偿，旨在激励投资以保障系统长期可靠性。该模式目前仍在探索阶段，落地区域较少。

综合能源服务模式：虚拟电厂运营商为园区、楼宇等提供能源托管、节能咨询等一站式服务，通过优化用能方案降低客户成本并分享效益，结合市场交易与增值服务拓宽收入渠道。

总体而言，在全国统一电力现货市场完全建成前，中国虚拟电厂收入仍高度依赖政策性需求响应补贴。未来，随着电力市场化推进，虚拟电厂将逐步向电能交易模式转型。

3. 中国虚拟电厂盈利性测算

¹ 调频服务是指经营主体为减少系统频率偏差(或联络线控制偏差)，通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务。调频服务主要为二次调频服务。二次调频服务是指经营主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制(AGC)自动功率控制(APC)等，提供的有功出力调整服务。

² 调峰服务是指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发电功率(包括设备启停)所提供的服务。

³ 备用服务是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。

⁴ 爬坡服务是指经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

虚拟电厂聚合的零散项目数量很多，各类资源占比及投资成本差异较大，且虚拟电厂可参与的交易模式较多、交易时段零散且各区域对各品类交易产品的定价差异较大，导致项目收益无法精准预测。为简化分析，以下基于行业预估平均水平，对100MW规模的虚拟电厂项目进行收益测算：

- **项目结构假设：**考虑当前需求响应模式收益占比较高，故其中发电侧和用电侧资源占比分别为40%和60%，同时考虑储能对发电侧资源的调节性，再从发电侧资源中细分一定储能占比。即虚拟电厂规模100MW，其中分布式发电资源25MW，储能15MW/30MWh，用电侧可调节负荷（含工商业可调节负荷以及民用小型可调节负荷）60MW。
- **投资成本：**虚拟电厂运营商在虚拟电厂建设中投资软硬件规模越大，与虚拟电厂内其他参与主体的收益分成占比越高。对于具备一定规模的项目，虚拟电厂运营商会选择自建储能系统、通信/网关以及用户侧接入改造等硬件投资，虽然投资成本更高，但也可以获得更多交易模式的准入条件，以多元化交易获得更高收益。综上，考虑储能建设（约0.8~1.5元/KWh）、软件平台搭建、分布式电站和用户负荷接入、用户侧硬件改造、通信/网关、以及设计调试等，建设成本约0.6亿元，将按照10年期直线折旧。
- **运维成本：**年运维成本约占初始投资的3%，即180万元/年。
- **收益来源与频次：**年调用次数依赖于电力市场活跃度，从2025年情况看，纯需求响应年调用约10~70次，现货或辅助服务年调用约200~600次，当下假设需求响应调用40次+辅助服务调用200次+现货交易300次。同时，假设需求响应调用单次时长2.5小时，辅助服务调用单次时长1.5小时。需求响应补贴、辅助服务费用和现货价差在不同响应时段、不同区域等差异很大，当前选取行业中等水平，需求响应补贴约3元/KWh，辅助服务约0.5元/KWh，现货价差约0.5元/KWh。
- **收益分成：**负荷侧响应收益与用户分成（运营商获30%），储能侧收益全归运营商。

测算结果：

- **年收入：**需求响应补贴1800万元⁵+辅助服务费用225万元⁶+储能现货价差450万元⁷。
- **运营商实际收入：** $(1800\text{万元} \times 30\%) + 225\text{万元} + 450\text{万元} = 1215\text{万元}$ 。
- **利润与回报：**扣除运维与折旧后，预计年毛利润约435万元，测算投资回收期约6~8年，内部收益率约9%~11%。

需要强调的是，此为简化模型，实际收益受区域政策、市场价格、调用频次等

⁵ 需求响应补贴=60MW×2.5小时×40次×3元/KWh=1800万元。

⁶ 辅助服务费用=15MW×1.5小时×200次×0.5元/KWh=225万元。

⁷ 储能现货价差=30MWh×300次×0.5元/KWh=450万元。

因素影响巨大，存在较大不确定性。在价格保障良好、市场调度灵活条件下，虚拟电厂方可实现预期收益。此外，相较于中大型虚拟电厂，小型附资产投资的虚拟电厂项目分摊的单位成本更高，同时因业务体量受限导致整体收益偏低，因此小规模虚拟电厂更适用于仅聚焦于软件平台和接入系统投资的项目。虽然虚拟电厂运营商只能获得低比例收益分成，但在低成本投资的背景下，整体收益率表现依旧可观。

三、 虚拟电厂面临挑战与政策建议

1. 技术层面

技术创新是推动虚拟电厂规模化发展的关键动力。《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》明确提出，必须开展虚拟电厂资源聚合、调节能力、智慧调控、交易辅助决策、安全稳定及评估检测等领域的关键技术攻关，推进智能量测与通信技术的研发应用，支撑实现分散资源广泛感知、精准响应、高速互联，持续提升虚拟电厂调节性能和运行控制水平。

实时监测、精准预测、自主优化等核心技术能力是虚拟电厂落地的前提。标准体系不统一制约了分散资源的互联互通与规模化发展。

建议：持续推进资源聚合、智慧调控、交易决策等关键技术攻关。加快制定并统一智能量测、数据交互、安全防护等技术标准，强化事后监管，为产业健康发展奠定基石。

2. 市场机制层面

从实践应用情况看，虚拟电厂盈利模式单一，过度依赖季节性需求响应补贴；现货市场与辅助服务市场机制不健全，补偿标准不明，用户侧资源价值难以充分量化变现等问题较为突出。

建议：政策层面，一方面要积极落实“两新”（大规模设备更新和消费品以旧换新）等政策，对符合条件的虚拟电厂项目，给予资金支持，另一方面需持续完善虚拟电厂参与电力市场的机制，包括明确其参与电能量市场、辅助服务市场和容量市场的具体路径，结合虚拟电厂建设、运行情况持续完善考核等相关政策，培育虚拟电厂运营商，推进产业生态健康发展。

市场层面，随着电力现货市场建设加快推进，实时电价信号精准度将进一步提升，这将为虚拟电厂创造更加完善的价值实现环境。同时应逐步实现电价时间、空间维度的精细化，引导虚拟电厂在关键时刻、关键节点有效发挥作用。此外，电力市场交易品种亦需丰富，创造多元化收益获取渠道。

四、 结论

虚拟电厂作为能源数字化转型的关键载体，凭借其灵活的调节能力，已成为新型电力系统中不可或缺的一环。未来，随着技术持续突破、市场机制不断完善以及商业模式多元化创新，虚拟电厂将在提升能源效率、保障系统安全、促进清洁能源消纳等方面扮演更为重要的角色，并为参与者带来可观的投资回报，为“双碳”目标达成提供坚实支撑。

联系人

投资人服务 010-85172818-8088 investorservice@lhratings.com

免责声明

本研究报告著作权为联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“联合资信评估股份有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本研究报告的，联合资信将保留追究其法律责任的权利。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合资信对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本研究报告所载的资料、意见及推测仅反映联合资信于发布本研究报告当期的判断，仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。

在任何情况下，本研究报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。联合资信对使用本研究报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。