

# 中国新型电力系统建设全 景报告

虚拟电厂

2025 年 7 月

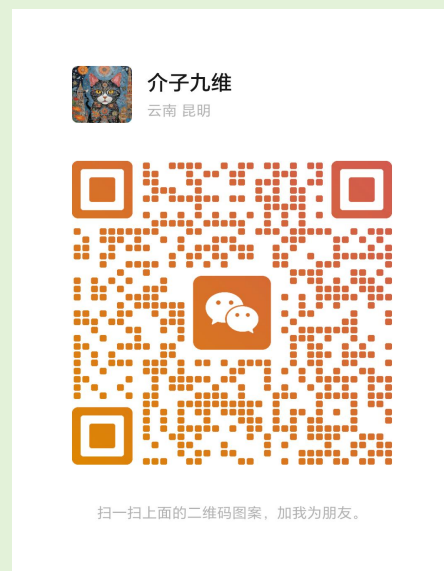
## 【版权及免责声明】

- 1.版权归属：**本文系由公众号“介子九维”（微信号：jiezijuwei）所有者创作的原创作品，该作者依法享有该作品的完整著作权。
- 2.授权限制：**未经本文作者书面许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或将其用于任何商业目的。
- 3.侵权责任：**对于任何违反本声明第 2 条规定的侵权行为（即未经许可的转载或商业使用），本文作者保留依法追究其法律责任的权利。
- 4.使用目的与免责：**本文内容仅供相关行业人士内部交流参考之用。任何基于本文内容而产生的理解、决策或行为，或因非授权使用（包括但不限于转载、改编、用于商业等行为）所导致的一切后果及损失，本文作者均不承担任何法律责任。

公众号：介子九维



微信号：介子九维



## 目 录

一、政策背景与深度解读 .....	1
二、虚拟电厂的技术核心与实现路径 .....	6
三、关键应用场景的实践价值分析 .....	16
四、商业模式的构建、盈利与可持续性 .....	23
五、国内外标杆案例比较研究 .....	37
六、挑战、风险及应对策略 .....	49
七、未来发展趋势与政策建议 .....	62
八、未来展望 .....	72

# 一、政策背景与深度解读

## 1.1 政策定位分析

在中国“双碳”目标（2030年前碳达峰、2060年前碳中和）和新型电力系统建设的大背景下，国家能源局近日发布了《关于组织开展新型电力系统建设第一批试点工作的通知》（国能发电力〔2025〕53号），“虚拟电厂”被提升为首批试点方向之一，体现了其战略重要性和紧迫性。新型电力系统以清洁能源为主体，需要解决高比例可再生能源接入带来的波动性、调节灵活性不足等核心痛点。

当前电力系统面临的难题包括：

灵活调节资源匮乏——可再生能源发电出力不稳，传统火电调节能力和响应速度有限，系统频率、电压稳定性承压；

高峰供电缺口——极端气候下用电高峰不断创新高，为保障供电往往需启用昂贵的应急电源或超常规调度；

新能源消纳困难——低谷时段风电、光伏出力富余却因负荷不足而被迫弃用。

“虚拟电厂”正是针对这些痛点给出解决方案，通过聚合用电侧可调资源，使之成为可调度的“虚拟机组”，在关键时刻提供灵活调峰填谷能力、平抑可再生能源波动，从而以较低成本解决电力短时平衡问题。这也是国家能源局将虚拟电厂列为首批试点重点的原因——它被视为构建新型电力系统、保障能源转型安全的重要支撑。

## 1.2 文件字句剖析

《通知》中关于虚拟电厂试点的表述使用了若干值得关注的关键词，反映了政策导向和预期技术、市场要求：

### 1.2.1 “因地制宜”

强调根据各地资源禀赋和用电特性选择合适的虚拟电厂建设模式。这意味着政策并未采用一刀切方式，而是鼓励各省市结合自身实际探索不同类型的虚拟电厂项目。比如，工业负荷集中的地区可侧重工商业负荷聚合型虚拟电厂，分布式光伏丰富的地区可探索源网荷储协调的虚拟电厂等。国家发改委和能源局也明确要求各地制定虚拟电厂发展方案，培育本地虚拟电厂运营主体，因地制宜拓宽收益渠道。

### 1.2.2 “不同类型”

要求新建或改造一批不同类型的虚拟电厂。此措辞暗示政策希望看到虚拟电厂在多场景、多模式下的应用，包括以负荷聚合为主的虚拟电厂、以分布式电源+储能为主的虚拟电厂，或两者结合的混合型虚拟电厂等。这体现出监管层面希望通过试点丰富虚拟电厂的形态，验证各类技术路线的可行性，为后续大规模推广提供多样化范本。

### 1.2.3 “协同优化控制”

要求通过聚合分布式电源、可控负荷、储能等分散资源并协同优化控制，充分发挥灵活调节能力。这强调了虚拟电厂的技术核心——需要一个智能控制“大脑”将众多异构资源统一调度，如同一座实体电厂般按需增减出力。这对通信实时性、控制算法提出很高要求，也意味着试点项目必须在技术上实现多资源的统筹优化（如负荷预测、发电预测及优

化调度算法)，以满足电网调度指令和安全约束。

#### **1.2.4 “持续丰富虚拟电厂商业模式”**

政策明确虚拟电厂不仅要技术可行，还要商业可持续，鼓励其通过参与电力市场、提供综合能源服务等持续丰富盈利模式。

措辞中“持续”二字表明，监管部门认识到当前虚拟电厂盈利渠道较为单一（主要依赖需求响应补贴），希望试点过程中不断探索新模式。包括参与电能量现货和辅助服务市场获取交易收益、开展节能诊断和能源托管服务收取服务费、参与碳交易变现减排价值等。这预示政策将逐步打通虚拟电厂参与市场的机制障碍，为其创造多元收入来源。

总的来说，上述关键词体现了政策导向，鼓励探索、突出技术创新与商业创新并重。虚拟电厂试点肩负着为不同地区、不同行业找出可复制模式的使命，其成败关系到新型电力系统建设中需求侧资源作用的发挥。

### **1.3 政策演进对比**

此次试点文件及相关解读，展现出虚拟电厂支持政策的明显升级和创新，相较以往政策有几个突出变化：

#### **1.3.1 从示范探索到体系化推进**

早在“十三五”后期和“十四五”初期，国家层面已提及虚拟电厂概念，如2022年发布的《“十四五”现代能源体系规划》提出开展各类负荷资源聚合的虚拟电厂示范。各地也相继启动了上海、江苏、浙江、广东等虚拟电厂试点项目，多以需求响应为切入，取得了一定成效。

然而总体看此前仍属零星示范，缺乏统一顶层设计。本次通知将虚拟电厂列为新型电力系统七大重点方向之一，并于2025年3月，国家发改委、国家能源局配套出台了《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》（发改能源〔2025〕357号），首次在全国层面统一了虚拟电厂的定义、功能定位和发展路径。这标志着虚拟电厂从分散探索迈向了有章可循的全国性推进阶段。

### **1.3.2 支持力度和目标更加明确**

以往虚拟电厂多依赖地方临时政策支持，如政府补贴用户参与需求响应等，缺乏长期机制。3月发布的《指导意见》明确提出到2027年全国虚拟电厂调节能力达到2000万千瓦以上，2030年达5000万千瓦以上。

这是首次提出全国性的装机（调节能力）目标，释放出强烈的政策信号，未来几年虚拟电厂将进入规模化发展快车道。

此外，文件强调在满足条件情况下，允许虚拟电厂以独立主体身份参与中长期、现货和辅助服务市场，并初期适当放宽准入要求。这实际上为虚拟电厂打开了电力市场的大门，相比以前只能以用户侧“附属”身份参与需求响应，有了质的突破。比如广东等先行地区已允许虚拟电厂聚合资源以“发电机组”形式报量报价参与电力现货和调峰市场，这在全国范围将逐步铺开。

### **1.3.3 商业模式探索更加多元**

过去虚拟电厂盈利主要依赖于需求响应补贴和少量辅助服务补偿，模式单一且收益有限。此次政策明确鼓励虚拟电厂参与综合能源服务，如节能服务、能源数据分析、能源

解决方案设计、碳交易等，这在之前国家层面的政策中尚属首次提出。将虚拟电厂与合同能源管理、碳市场挂钩，意味着如果虚拟电厂减少了高峰时段化石电厂发电，可视为降低了碳排放，有望获得核证减排量 (CCER) 收益。这种跨领域的商业模式创新是政策新的着力点，旨在提高虚拟电厂盈利能力，使其运营更加可持续。

### 1.3.4 民营资本参与和监管思路

过往虚拟电厂试点多由电网公司或国有能源企业主导，社会资本参与度不高。而本次指导意见专门强调鼓励民营企业等社会资本投资、建设和运营虚拟电厂，指出虚拟电厂资金需求相对小、运营灵活、市场化程度高，非常适合民营企业参与。这体现了政策在能源新业态领域引入多元主体竞争的思路，有利于激发创新活力。

同时政策在监管上也更为完善，比如将虚拟电厂纳入电力安全管理体系、明确聚合资源需满足的并网及调度要求、安全约束等，这相比早期试点阶段更加强调规范与安全底线，为大规模发展未雨绸缪。

综上，本次试点通知与配套政策标志着我国虚拟电厂政策从零散试点走向系统推动的新阶段。政策定位更高、目标更明确、路径更清晰，既要技术可行又要商业可行，既要跑得快又要跑得稳。在顶层设计引领下，各地的探索将更有章法，有望催生出一批经受实战检验的虚拟电厂标杆项目，为新型电力系统建设提供宝贵经验。

## 二、虚拟电厂的技术核心与实现路径

### 2.1 资源聚合技术

虚拟电厂的首要技术核心在于将分散的各类能源资源聚合在一个平台之上，实现“积沙成塔”的可观调节能力，不同类型资源在聚合接入时面临各自技术挑战，需要相应解决方案：

#### 2.1.1 分布式电源聚合

分布式电源聚合包括分布式光伏、户用风电、微型燃机等小型发电装置。挑战在于出力间歇难预测、实时控制难。解决方案一方面依赖于高精度功率预测模型，利用气象数据和机器学习预测光伏、风电的出力曲线，降低不确定性；另一方面，需要远程控制或限制其出力的手段，如通过逆变器通信接口下达有功控制指令。

在标准层面，需采用统一的通信协议对接分布式电源逆变器，如 IEC 61850（分布式能源通信标准）、Modbus、MQTT 等，使虚拟电厂主站能够读取分布式电源运行状态、功率并发送控制命令。

目前我国已发布首个虚拟电厂国家标准 GB/T 44241-2024《虚拟电厂管理规范》，对接入的技术要求作出了规定，同时我国主导制定的 IEC 首个虚拟电厂国际标准 IEC TS 63189-1: 2023 明确了虚拟电厂在发电功率预测、分布式电源协调优化、通信与数据采集等方面的功能要求，为资源聚合提供了标准依据。

### 2.1.2 可控负荷聚合

可控负荷聚合包括工业可中断负荷、商业楼宇空调、电采暖、电动汽车充电桩、居民智能家电等负荷侧资源。其挑战在于种类繁多、分布广泛、单体容量小且用户行为差异大。为此，需要在终端安装智能感知和控制装置，实时监测负荷功率并按需要调节。

通信层面，国际上常用开放式自动需求响应协议 OpenADR，可标准化需求响应信号与负荷控制的交互。OpenADR 已成为 IEC 标准（IEC 62746-10-1）并在美国、德国的虚拟电厂项目中广泛应用。通过 OpenADR 接口，虚拟电厂调度指令可快速、安全地传达至用户侧负荷控制器，实现统一调度。

技术上还需解决负荷基线量测与响应量核算问题，通过采集历史用电数据和环境参数，建立负荷基准模型，精确评估每次指令各负荷减少的功率量，作为结算和效果评估的依据。同时，为保障用户舒适度和连续性生产，控制策略需考虑负荷的可调潜力预测——例如空调升高 2℃ 预估可降低多少负荷、持续时间多长——这些都依赖数据驱动的建模优化。

### 2.1.3 储能聚合

储能聚合包括用户侧电池储能系统、楼宇/工厂的备用电源（如 UPS 电源）等。储能具有充放电可控、响应快速的优势，是虚拟电厂的重要调节资源。挑战主要在于状态监测和寿命管理，大规模分散电池必须监控其荷电状态（SOC）、功率容量、健康状态，以防止过度充放影响寿命或引发安全问题。因此，需要高频采集储能设备数据并通过聚合控制系统进行智能调度。

通信上，多数储能逆变器和能量管理系统可通过标准接口（如 Modbus、IEC 61850）接入虚拟电厂平台。平台通过算法优化各单元储能的充放电时序，在满足电网需求的同时避开电池寿命的极端工况。精准的储能功率控制模型和寿命损耗模型可以指导调度策略，使储能在提供调峰、调频服务的同时，将衰减成本降到最低。

实现不同资源互联互通，通信协议的标准化与互操作性至关重要。当前国内外针对虚拟电厂的信息交互，除了上述 IEC 61850、OpenADR 等，也包括 IEC 60870-5-104（电力远动通信协议，用于配电自动化）、DNP3.0、美标 ANSI C12 等标准协议，以及现代物联网常用的 MQTT、HTTP API 等。

试点项目需要根据资源类型选用合适协议，并通过协议网关实现多种协议的转换与兼容，保证所有分散资源都能被虚拟电厂主站识别和控制。互操作性还意味着不同厂商设备之间的数据格式一致，这需要政策层面推进统一技术标准体系建设——对此《指导意见》已提出明确要求，要建立健全虚拟电厂全环节标准体系，支撑资源的广域接入和优化控制。

## **2.2 协同优化控制**

虚拟电厂的“大脑”是其中央控制和优化调度系统，相当于传统电厂的集中控制室。它需要融合先进的人工智能和优化算法，实现对聚合资源的协同控制，核心技术要点包括：

### **2.2.1 负荷与发电预测**

精准的短期预测是优化调度的基础。虚拟电厂需要预测未来数小时到一天内的负荷曲线以及分布式电源发电功率。据国际能源署 (IEA) 分析，引入人工智能可将虚拟电厂的能源调度效率提高 15% - 20%，并减少超过 10% 的碳排放。

常用方法包括基于深度学习的时间序列预测模型（如 LSTM、Transformer），结合天气预报和历史数据，不断训练提升精度。例如某创新模型将 15 分钟级光伏出力预测误差压低至 3% 以下，又如基于机器学习分析历史用电、气象和经济活动数据，可更准确预测未来负荷变化，帮助制定优化计划。

### 2.2.2 多目标优化调度

虚拟电厂调度策略往往需要同时考虑多个目标和约束，包括经济性（收益最大化、成本最小化）、响应速度、用户舒适度/生产连续性、电网友好性等，因此优化引擎需采用多目标优化算法，在满足安全约束前提下找到各资源出力调整的最佳组合。

一些学术研究将遗传算法（GA）与粒子群优化（PSO）相结合，形成混合智能优化算法，可有效避免传统单一算法陷入局部最优。该类算法在欧洲某虚拟电厂试点中将电力需求预测误差降至 3%，优化调度使 5 年内累计节电 2 亿度、降低运行成本 12%。多目标优化的重要功能在于赋予不同目标权重，例如碳减排目标、电网稳定约束和经济收益如何权衡。

通过动态调整参数，调度决策可在不同情景下自动倾斜，当电网安全受到威胁时，提高安全权重确保足够备用；平时则侧重经济目标提高收益；先进的调度还需要滚动优化能力，根据实时数据（负荷/发电偏差）每隔短周期重新计算指令，确保实际执行与计划吻合。

### 2.2.3 快速协调与分层控制

面对数以万计的分布式资源，集中式控制面临通信延迟和单点故障风险。解决方案是集中决策、分层执行的控制架

构。中央控制室基于全局信息算出各子资源的目标功率/负荷调整量，然后通过区域控制器或边缘计算节点下达到具体设备，这种分层控制可以缩短响应时间并提高可靠性。比如国网河北电力研究的深度强化学习调度框架，通过 5.6 万次仿真训练出一个包含光伏、储能状态等 256 维状态空间的智能代理，实现分钟级负荷动态调整。

在实际调峰中，该算法将需求响应执行率从 78% 提升至 95%，峰谷套利为用户节省成本超千万元。这说明借助自学习的 AI 代理，在边缘侧实现快速决策（如局部负荷的秒级调节）是可行且高效的。未来随着边缘计算和物联网的发展，部分调控逻辑可以下沉至就近的控制器，实现毫秒级响应，而云端平台负责全局优化和策略更新，两者协同确保既响应迅速又全局最优。

#### **2.2.4 安全稳定控制**

虚拟电厂调度必须把电网安全作为红线。成千上万的设备协同动作，一旦失控可能对局部电网造成冲击。因此控制系统需要嵌入安全约束，包括电网频率、电压上下限约束，重要用户供电优先权约束等，任何优化调度方案在下达前应经过安全校核，保证不会引发越限。《指导意见》要求提升虚拟电厂安全运行水平，从系统运行和虚拟电厂自身运行两方面提出要求，比如参与电力调度的虚拟电厂聚合资源原则上应位于同一市场节点或物理区域，必要时才允许跨区聚合，以防止功率跨区输送带来安全隐患。

另外，还需建立故障快速切除和保护机制，若某虚拟电厂控制失灵或通信中断，电网调度应能及时发现并将其解列或复原为原始负荷模式，避免扩大影响。这就需要电网侧的新型调度自动化系统与虚拟电厂平台之间建立实时监测和

校验机制，将虚拟电厂视为可调单元纳入调度体系进行安全管理。

同时，网络安全也是重中之重，虚拟电厂平台及终端通信必须满足电力二次系统安全防护规定，防止黑客入侵篡改控制指令。

综上，虚拟电厂的协同优化控制系统融合了预测、优化、AI、自主控制等多方面技术，是其“智慧大脑”。通过先进算法与严密安全控制相结合，虚拟电厂能够对纷繁复杂的分散资源实现像调度常规电厂一样的精准控制，从而在保证电网安全的前提下发挥最大灵活性。

## **2.3 平台架构**

一个典型的虚拟电厂云平台由多个功能层级组成，架构设计需要兼顾设备接入、数据处理、优化决策、市场与用户交互等环节。其总体架构可概括如下：

虚拟电厂通过通信网络将各类分散能源单元与中央控制平台连接，实现信息与能量的双向互动。分布在各地的分布式电源、储能、可控负荷、电动汽车等通过安装的控制终端接入通讯网络，并汇聚到云端的虚拟电厂主站。主站平台对采集的数据进行存储和分析，运行优化调度算法生成控制指令，再下发至各资源单元执行，整个系统与电网调度中心、电力交易市场保持实时数据交互，使虚拟电厂能够参与调度和市场交易。

### **2.3.1 资源接入层**

位于架构最底层，包括部署在用户侧和设备侧的各类智能终端和网关。它们负责采集现场数据（如负荷功率、设备

状态、电池 SOC 等) 并执行控制指令, 接入层通过工业互联网或通信网络, 与上层平台连接, 由于设备种类繁多, 该层需要支持多种通信介质(有线以太网、4G/5G 无线、专网光纤等) 和协议。

典型组件包括, 智能插座/温控器(用于居民空调等)、能耗采集器、充电桩智能控制模块、分布式电源逆变器通信网关等, 接入层的设计重在可靠采集与实时控制, 要求通信延迟低、数据准确率高。据上海临港新片区虚拟电厂实施方案要求, 通信线路运行率需  $\geq 99\%$ , 终端设备运行率  $\geq 99\%$ , 通信延迟不超过 500 毫秒, 只有确保基层数据“上得来”、指令“下得去”, 虚拟电厂的调控才能高效进行。

### 2.3.2 数据处理与模型层

介于接入层与决策层之间, 是对海量实时数据进行存储、处理和分析的中间层, 这里采用大数据和物联网平台技术, 将采集的多源数据汇总。

首先进行数据清洗和质量校验, 然后存入时序数据库供上层算法调用。本层还承载着状态评估和预测模型, 如负荷基线模型、风光出力预测模型、用户弹性潜力评估模型等, 这些模型不断根据新数据进行训练更新, 提高预测精度和评估可信度。

数据层同时实现事件检测功能, 比如检测某用户未按指令响应、某设备掉线等, 为调度决策提供信息。由于虚拟电厂需要处理的终端数可能成千上万, 数据处理层必须具备高并发和扩展能力, 利用云计算和分布式数据库来支撑。许多先进虚拟电厂平台还引入数字孪生技术, 在数据层建立电网-负荷-设备的数字映射模型, 可实时模拟系统状态, 帮助预

测调控效果和进行故障推演。

### 2.3.3 优化决策层

这是虚拟电厂的核心决策单元，包括各种调度优化应用和控制策略模块。基于下层的数据和模型，它运行前述负荷预测、发电预测算法，输出未来时段的供需平衡预测，随后调用优化调度算法模块，根据电网需求或市场价格信号计算各资源的目标出力调整计划。这一层通常包括多个子模块，调峰优化模块（针对日内峰谷调整）、调频控制模块（针对快速频率响应，接入自动发电控制 AGC 信号）、备用提供模块、紧急需求响应模块等等。

各模块在统一的调度框架下协调运行。打个比方，当收到电网调度的深度调峰指令时，调峰优化模块会优先运作；平常则由常规经济调度模块优化。在复杂场景下，需要多模块联动，如新能源消纳场景，既要降低光伏出力预测误差（模型层任务），又要协调储能充电、多负荷增加来消纳富余电量（优化层任务）。

优化决策层通常采用滚动优化和闭环控制，先下达计划，再根据实际反馈调整。技术实现上，可采用面向服务的架构，将各功能模块解耦，如负荷预测服务、调度优化服务等，以方便迭代升级。

### 2.3.4 市场与调度交互层

虚拟电厂不仅是技术系统，更是市场主体和调度对象。因此在平台架构上需设计专门模块与外部电力市场以及电网调度中心对接。

一方面，通过市场接口，虚拟电厂可参与现货电能量交

易、辅助服务交易等，平台根据优化结果自动生成报价方案（如可用调节容量、多边报价曲线），提交至市场运营系统。同时获取市场出清结果和价格，作为下一步调度依据。

另一方面，通过调度交互模块，虚拟电厂与电网调度自动化系统对接。调度中心可向其发送指令（例如紧急降负荷 X MW，提供调频支撑 Y MW 等），虚拟电厂平台接令后即时响应，并将执行情况（反馈功率、设备状态）上报调度。

在架构实现上，这通常涉及与调度主站的标准通信，如通过新型负荷管理系统接口或 AGC/AVC 接口，实现调度-虚拟电厂的闭环控制，交互层保证了虚拟电厂的运行始终与电网大盘同步，也使其具备进入市场、承担合同的主体资格。

### 2.3.5 用户服务与运维层

虚拟电厂的运行离不开良好的用户互动和系统运维，本层通过网页端或手机 App 向参与用户提供服务界面。用户可以查询自身设备被调控的情况、获得收益统计，并可设置偏好（如愿意参与的最大调控频次、温度上下限等），良好的用户体验有助于提升用户黏性，促进更多负荷资源自愿加入虚拟电厂。

此外，运维层提供运维人员监控和管理后台，包括设备在线监测、告警处理、策略调整等功能。一旦某些子设备掉线或用户退出，运维人员可以及时处理，保障整体出力的可用性。随着试点扩大，虚拟电厂运营商可能需要 7×24 小时运维值班，因此平台运维模块应具备完善的日志、报警、报表功能，以及一定的自动容错能力，确保平台可靠运行。

综上，虚拟电厂平台架构是一个云-边-端融合、多层协同的体系。通过资源接入、数据处理、优化决策、市场调度

接口和客户服务五大模块有机结合，虚拟电厂才能高效运转。在实际试点中，各模块的侧重点会因项目不同有所差异，如偏重工业园区的虚拟电厂会强化用户侧能效管理功能，偏重电网调峰的则更强调与调度 AGC 对接和安全保护功能。

但总体而言，上述架构范畴涵盖了虚拟电厂实现路径的关键环节。未来，随着 5G、北斗授时、区块链等新技术融入，虚拟电厂平台架构也将不断演进，但其核心思路依然是数字化感知+智能决策+广域协同，将虚拟的“云端电厂”变为调控现实电力的有力抓手。

## 三、关键应用场景的实践价值分析

试点通知中指出虚拟电厂建设要围绕增强灵活调节能力、减小供电缺口、促进新能源消纳等应用场景。以下分别对这些场景展开分析，并结合量化案例说明虚拟电厂的实际价值。

### 3.1 增强灵活调节能力（辅助服务提供）

虚拟电厂作为新兴的灵活性资源，可以高效提供调峰、调频、备用等辅助服务，大幅提升电力系统的调节性能。传统灵活调节主要依赖抽水蓄能、电网跨区调剂以及燃气/燃煤机组的调荷能力，但抽蓄受地理条件限制建设周期长，燃煤机组频繁启停和深调峰会增加损耗且响应速度有限。

因此，虚拟电厂聚合的分散负荷和储能成为宝贵的补充，其优势在于响应快速、调节精度高、分布式部署减少输电瓶颈。

具体来看，在频率调节（调频）服务中，虚拟电厂能够通过快速控制负荷升降或电池充放，实现秒级响应。比如特斯拉在南澳的虚拟电厂由数千户家庭的 Powerwall 电池组成，据报告其响应时间不到 1 秒即可输出功率，完全满足电网对一级频率响应的要求。随着项目扩展，2021 年该虚拟电厂已向澳大利亚电网持续提供 10MW 的频率控制备用容量（FCAS），汇集了超过 2000 户家庭储能。相比之下，传统燃煤机组从检测频率偏差到调整出力往往需要数十秒到数分钟。因此，虚拟电厂在调频服务上的响应速度优势明显，特别适合应对突发频率波动。

此外，负荷参与调频具有“随用随停”的灵活性，不像

发电机需考虑旋转载能。这意味着虚拟电厂可以精确调节至所需功率，没有过调或欠调惯性，实现极高的调节精度。

举个例子，德国 Next Kraftwerke 公司的虚拟电厂通过数字控制 7,500 多个分布式单元，提供的调频服务精度和可靠性已经符合并网要求，相当于替代了两台大型燃煤电站的调节功能。这一成果证明，只要控制算法得当，数千分散资源的集合能够稳定输出与大机组相当的调节功率而不扰动系统。

在调峰/备用服务方面，虚拟电厂可以通过削峰填谷减少常规机组启停次数并提供容量备用。当电网负荷高峰时，虚拟电厂“反向发电”——即减少用户需求，相当于释放发电容量；在负荷低谷时则增加负荷（如给储能充电、引导可转移用电），相当于提供谷间充裕吸纳空间。

一个量化案例就是华能浙江虚拟电厂项目，该项目已聚合可调负荷和分布式电源容量约 8.38 万千瓦，并于 2022 年完成 72 小时试运行。据测算，当该虚拟电厂规模扩大到 30 万千瓦时，其调节能力相当于 42 万千瓦的传统燃煤机组。

也就是说，通过柔性负荷削减和分布式电源控制，30 万千瓦虚拟电厂可提供相当于 1.4 倍装机的煤电机组的调峰效果。这是因为虚拟电厂中的负荷削减主要发生在尖峰时段（持续时间有限），而煤电机组为了这短短几小时峰值需要全天候待命甚至空转，利用效率低。虚拟电厂按需而动，调节“含金量”更高。该项目还测算，每年可因此促进消纳清洁能源 23.3 亿度电，节省标煤 98.2 万吨，减排 CO<sub>2</sub> 约 187 万吨。可见，虚拟电厂提供调峰/备用服务不仅机动灵活，还能带来显著的节能减排效益。

再看调压及黑启动等特殊辅助服务，虽然目前虚拟电厂

主要定位于调峰调频，但随着技术成熟也可能涉及。如通过集中控制分布式电源的无功出力，提供一定的电压支撑；利用分散应急电源协调启动，实现区域电网黑启动支持等，这些仍在探索阶段，但其潜力不可忽视。事实上虚拟电厂通过广泛部署在配电侧，可以及时感知和调节局部电压偏差，是传统大机组无法顾及的细分领域，这对配电网电压质量的提升将有帮助。

与传统灵活性资源对比，火电机组调节有功率大、惯量足的优点，但存在启停慢、低负荷效率低等问题；抽水蓄能容量大、技术成熟，但建设周期长、选址受限制；新型储能独立电站响应快但成本高。相较之下，虚拟电厂零厂房、零燃料，通过整合已有资源实现调节，在经济性上具备优势。

当然，目前虚拟电厂也存在规模偏小、持续输出能力有限的劣势，比如大多负荷削减只能持续几小时，长时间深度调峰仍需常规电源配合。因此，最佳方式是虚拟电厂与传统调节资源协同，优先用虚拟电厂快速响应填补短时缺口，平抑尖峰；然后由燃机或储能等接力提供较长时间支撑，如此组合可将系统调节效能和经济性同时优化。

### **3.2 减小供电缺口（削峰填谷保障）**

在电网迎峰度夏、度冬等极端高峰场景下，虚拟电厂通过组织负荷侧响应，可以将部分高峰负荷转移或削减，以“虚拟发电”的方式填补供电缺口，保障供需平衡。其原理是用“虚拟的负荷减少”来等效“增加发电”，当电力紧缺时，如果能够减少 1MW 的负荷，就相当于电网上多出 1MW 的发电能力。这种供给侧和需求侧效果的对等性，使需求响应成为解决电力缺口的有效手段。

从电网规划角度看，如果没有需求侧响应手段，应对每年少数高峰小时往往需要建设额外的发电机组和输电设施，代价高昂且利用率极低。

据统计，中国许多地区一年中不足 100 小时的高峰负荷决定了电网近 10% 的资产投入。虚拟电厂正是用较小成本盘活“沉睡”的用电弹性，避免了为短暂峰值而进行大规模投资，“小成本解决电力平衡大问题”是专家对虚拟电厂意义的精辟总结。

美国和欧洲一些电力市场早已将需求响应（即虚拟电厂）纳入容量市场或容量拍卖，通过向负荷提供容量费的方式采购削峰能力，替代建设新电厂。

我国目前虽尚未建立容量市场，但一些省份已通过尖峰需求响应合同实现类似机制，如广州电网在夏季与大型工业用户签订协议，在电网预测容量不足时启动负荷控制并支付补偿。实践表明，每削减 1kW 高峰负荷的成本往往远低于新建 1kW 峰荷机组的年化成本。

因此，当虚拟电厂大规模参与后，可明显降低电网供电裕度成本。当然，实现这样的效果前提是要有足够多元的负荷资源可调度。因此，政策上也在着力推动负荷弹性资源规模化，例如国家发改委《现代能源体系规划》要求大力提升负荷弹性，开展工业、楼宇、大数据中心、储能、电动汽车等各类资源聚合的虚拟电厂示范。

上海市进一步提出到 2026 年全市虚拟电厂调节能力达到 100 万千瓦。这些目标反映出通过需求侧管理减小供电缺口，已成为未来电力保供的重要策略。随着技术进步，精准化的需求响应还将涌现，比如基于用户画像和用电大数据，提前锁定潜在可调负荷清单，按需发送响应邀约，使削峰更

“对症下药”。

总之，在迎峰度夏等紧急关头，虚拟电厂能够以“看不见的电厂”形式快速切入，为电网提供宝贵的应急调峰能力，缓解供需缺口并减少备用机组投入，从经济和安全两方面提升电力系统韧性。

### 3.3 促进新能源消纳（谷段填谷及移峰）

高比例可再生能源并网后，“弃风”“弃光”问题成为制约新能源利用的难题。在风电、光伏大发的低负荷时段，若缺乏足够调节手段，只能限发弃掉一部分清洁电能。虚拟电厂通过引导和聚合可控负荷在低谷时段消纳富余绿电，可以有效提高可再生能源消纳率，实现源荷协调发展。

实践中，虚拟电厂促进新能源消纳主要通过两种方式，一是增加低谷负荷，将原本闲置的清洁电力“吃”下来；二是减少高峰新能源出力被卡的情况，即在新能源大发时段腾出电网接纳空间。前者例如在风电夜间出力高峰期，组织工业用户“趁夜开工”、启用电锅炉蓄热等；后者例如中午光伏高峰期，通过电动汽车、储能等吸纳光伏电量，避免中午时段光伏因本地消纳不足而被迫调减。

典型案例还是以冀北虚拟电厂为例。冀北电网冬季夜间负荷低，而正是风电高峰期。通过虚拟电厂平台，电网运营方采取措施“能不能让发电企业降价让利，激励企业夜间用电以减少弃风”。

具体做法是给予夜间低谷电价优惠，吸引工业企业增加夜间生产负荷。阳光硅谷电子科技有限公司在参与虚拟电厂后，调整生产计划，夜里零点后开满负荷生产，既降低了自身电费成本，又提高了能源利用效率。

结果是既减少了风电弃电损失，又为企业节省了开支，真正实现双赢。这一实践表明，价格信号+虚拟电厂协调，能够将原本沉睡的用电需求唤醒以对冲富余电力。虚拟电厂在这里扮演调节“中介”的角色——一边联络发电方降价，另一边组织负荷方增载，实现新能源就地消纳。

再看南方某些地区的例子，广东在光伏装机快速增长后，近午时段常出现光伏出力接近负荷、导致外送受阻的情况。为此，广东的虚拟电厂试点着力拓展用户侧储能和电动汽车参与调峰。东莞某工业园的储能电站受虚拟电厂智能控制，在电网频率偏高、光伏富余时 0.5 秒内完成 10MW 的功率调节，20 秒内从充电转为放电，帮助吸纳了局部过剩的新能源。

这个事件模拟显示，虚拟电厂可以在秒级尺度灵活切换充放状态，有效平抑新能源出力波动，比传统火电的调节速度快了一个数量级。通过这样快速“充电吃电”，避免了光伏出力因为来不及消纳而上升过快冲击系统；另有案例显示，河北某地通过改进遗传算法协调风电、光伏与储能的输出，将弃风率从 8.7% 下降到 2.1%，可再生能源消纳率提升了 30 个百分点。这说明合理调度分布式储能参与，可以极大缓解区域性新能源消纳难。

虚拟电厂在新能源消纳中的作用不仅体现在技术上，也体现在市场机制上。比如绿电聚合交易就是一项创新应用，虚拟电厂聚合若干可控负荷，和附近的新能源电站打包，在特定时段进行集中交易，形成“绿电套餐”供给数据中心等有需求的用户。

这种模式下，虚拟电厂扮演“绿电经纪人”，按约定引导负荷使用绿电，提高新能源利用小时，并从中赚取服务收益。上海临港新片区正在试点虚拟电厂精准响应，其中就包

括在风光出力高时，通过区块链平台撮合多余绿电与园区负荷进行交易，实现就地消纳。

需要强调的是，新能源的大规模并网使得电力从“源随荷动”转向“荷随源动”成为趋势。虚拟电厂正提供实现这种转变的抓手——通过灵活调控需求来适应可再生能源的供给特性，进而降低弃风弃光，提高清洁能源利用率。

IEA 预测到 2030 年，全球约 40% 的电网灵活性将由虚拟电厂等需求侧资源提供，这意味着未来新能源消纳将越来越依赖于需求响应能力。

对我国而言，随着风光装机大幅跃升（预计 2030 年非化石电占比达 25% 以上），各省消纳压力增大，单纯依靠跨区输电和火电调峰难以为继，必须充分挖掘需求侧调整潜力。虚拟电厂恰是将千家万户负荷转变为“随时待命”的灵活资源，使得每个用户都成为新能源消纳的参与者。当千百万空调、热泵、电动车协同动作增加负荷时，足以匹敌一座抽水蓄能电站的作用，而与抽蓄不同的是，这些负荷分散在城市各处，不需要新增投资，靠价格杠杆和智能控制即可调动，经济高效。

总之，在促进新能源消纳场景下，虚拟电厂发挥的是“削峰填谷、源荷互动”功能，把高峰的需求降下来（腾出空间给新能源），把低谷的需求提上去（吃掉新能源富余电）。通过技术和商业模式双管齐下，虚拟电厂有望成为解决新能源消纳难题的一把利器，让绿电充分利用，助力“双碳”目标实现。

## 四、商业模式的构建、盈利与可持续性

虚拟电厂的商业模式创新是此次试点的重中之重。通知中列举了电力市场参与、需求响应以及综合能源服务等多种方向，意在引导虚拟电厂探索多元化盈利路径。下面对各类商业模式逐一剖析，并分析不同类型虚拟电厂的盈利模型和敏感因素。

### 4.1 电力市场参与模式

#### 4.1.1 电能量现货市场

虚拟电厂作为“聚合商”参与电能量现货交易，充当类似发电机组的角色，按市场规则报价出力（或负荷削减）。在供需偏紧、价格高企时，虚拟电厂可以通过“卖出”虚拟电量获利。比如高峰时段虚拟电厂报出削减负荷 50MW，报价低于峰时备用机组成本，如市场出清价 1.5 元/kWh 而虚拟电厂报价 1.3 元/kWh，则其被调用，需实际组织用户降低用电 50MW，对应电量按市场价结算收入。

其报价策略一般是，基于边际成本+参与用户补偿要求+合理利润。边际成本主要是补偿用户的费用和自身运营成本，由于负荷削减没有燃料成本，其“报价”主要取决于用户愿意接受的补偿水平。打个比方，某工业用户愿意 2 元/千瓦参与降负荷，则聚合商报价至少要覆盖这个成本并加上运维利润；合理的策略是在价格高峰时段略低于火电机组报价，这样在市场竞争中容易中标。

同时虚拟电厂也可利用预测优势进行套利，如在预期价低时增加负荷（相当于购电），价高时减少负荷（相当于卖电），低买高卖赚取差价。这类似于储能在现货市场的套利

逻辑。深圳国家电投虚拟电厂就在南方现货市场通过日内交易获得了平均每度电 0.274 元的收益，成为国内首例虚拟电厂现货盈利案例。

不过目前不少地区现货市场仍在试运行，价格机制尚不完善，虚拟电厂现货收益具有不确定性。未来随着市场成熟，负荷侧自由出清将成为常态，虚拟电厂可作为重要的市场供给力量，在峰段获得较高边际电价收益，在谷段通过合同平抑风险，从现货交易中获取利润。

#### 4.1.2 中长期合约市场

虚拟电厂可通过签订电力中长期合同（如年度/月度双边合约）锁定部分收益，规避现货价格波动风险。

一种模式是差价合约 (CfD)。虚拟电厂与购电方约定一个执行电价，若现货价高于执行价则购电方付差价给虚拟电厂（相当于虚拟电厂省下了高价电费或提供了等价值的削减），若低于则虚拟电厂付差价给购电方。这保证虚拟电厂无论市场如何波动，都按执行价获得稳定收益。比如虚拟电厂与某大用户签订峰时段 0.8 元/kWh 的 CfD 合同，当某日峰时现货价 1.0 元/kWh 时，虚拟电厂成功削减的每度电负荷可从用户获得 0.2 元差价收益。反之如价低则虚拟电厂补偿用户，通过 CfD 等金融合约，虚拟电厂相当于卖出“负荷降低”作为一种金融产品，实现风险对冲。

另一个中长期参与方式是发电权交易或固定曲线交易。聚合商承诺在未来某月提供固定的减负荷量（类似发电曲线），售电公司或大用户支付一定费用，若届时未按约减少负荷，则需在市场上买电履约或支付违约费用。通过这种方式，虚拟电厂可以获得较固定的容量租金收入，提高现金流

稳定性。

目前虚拟电厂中长期交易在我国尚少见，但已有试点，比如上海电力交易中心曾批复同意开展虚拟电厂参与需求响应市场化交易试点，这意味着虚拟电厂可与电网或大用户提前签订响应合同。未来，随着市场机制完善，完全可以把负荷减供像电力一样签订长期合同，政策也支持初期对虚拟电厂适当放宽准入要求，让其逐步建立信用。

### 4.1.3 容量市场

容量市场是为确保电力系统在极端情况下有足够可用容量而设立的独立市场。目前中国尚无全国性的容量市场，但如果未来建立，虚拟电厂可以成为容量提供商，按其可在高峰供电的能力获取容量补偿。在有容量市场的国家（如美国），需求响应资源通过参加容量拍卖，每年获得每 kW 容量几十美元的容量费。

虚拟电厂可聚合负荷参与，收益来自于容量价值而非日常能量。这种模式要求虚拟电厂提供可靠的可用负荷削减容量，如聚合商承诺夏季可在最高峰时减 500MW 负荷，经测试通过，则每年按 500MW 乘以拍卖价格获得容量收入。如果虚拟电厂没能在应急时履约，则面临罚款。

因此其挑战是准确评估和保持自己的响应能力。国内目前没有此类市场，但在南方电网等地探索“合同负荷”管理，有类似雏形。国家文件也鼓励研究容量补偿机制，未来不排除在省间联合保供中引入需求侧容量交易。

若政策开闸，这将成为虚拟电厂重要收入来源——因为容量市场提供稳定且长期的现金流，能显著改善投资回报，但目前阻碍在于容量市场政策障碍和统筹难度大，需要电力

体制改革的进一步深化。简言之，容量市场是虚拟电厂潜在的“蓝海”，其可行性取决于我国电力可靠性管理策略的演变。

## 4.2 需求响应机制下的盈利模式

需求响应是虚拟电厂当前参与度最高的领域，可细分为价格型和激励型（邀约型）两类，在其中虚拟电厂扮演着不同角色并形成相应盈利模式。

### 4.2.1 价格型需求响应

价格型需求响应指通过动态电价信号引导用户自主改变用电。比如峰谷分时电价、实时电价、尖峰加价等，当电价高时用户为省电费自愿降低用电。虚拟电厂可以通过用能优化服务从中获益，它监测价格信号并自动控制用户设备，使用户避开高价时段用电、转移至低价时段，从而节省电费，并和用户分享节省收益的一部分作为报酬。举个例子，某商业楼宇原本白天空调用电 100kW，如实施虚拟电厂控制，将部分制冷提前至凌晨谷价时进行，白天负荷降为 80kW，则用户节省了高价电费。虚拟电厂可以按合同获取其中 30%的节省额作为服务费。这类似于合同能源管理的“节能效益分享”模式。

随着电力现货市场逐步开放给大工业用户，实时价格会频繁波动，专业聚合商可通过算法帮助用户套利价差。美国一些第三方公司提供自动化需求响应设备，用户允许其在电价高时代为断电空调等，获得电费减免，第三方按减免额抽成。

我国也出现了售电公司联合虚拟电厂，为工厂提供“优化用电方案”，在满足生产的同时降低尖峰用电量，从而

减少基本电费和峰时电费，双方共享收益。

这种模式下虚拟电厂收入并非直接来自电网或市场，而是来自用户侧节约，本质是提供了一种能源管理增值服务，但是需要用户电价充分市场化、高峰电价足够高，才有可观的节省空间，若电价扭曲，则虚拟电厂难以从中获利。

#### 4.2.2 激励型（邀约型）需求响应

激励型（邀约型）需求响应指电网或调度在需要时发出减载通知，用户若响应则获得相应补贴。比如我国很多城市的紧急削峰、错避峰就是邀约型 DR。虚拟电厂在其中扮演代理人角色，与大量用户签约成为其代理，一旦电网发出需求响应指令，由虚拟电厂统一指挥各用户行动，并将总效果向电网出售。

盈利模式为“批发转售”补贴，电网按照响应量支付给虚拟电厂激励资金（通常基于削减的 kWh 或 kW 计算），虚拟电厂再与用户按约定比例分成。比如北京某次需求响应补贴标准 3 元/千瓦时，虚拟电厂聚合削减了 1 万户居民共 10MW，持续 2 小时，共 20MWh，则可获得补贴  $20000 \times 3 = 60000$  元，若与用户约定 5:5 分成，则虚拟电厂自身留 30000 元收入。

通过足够大的用户基数和较高的履约率，聚合商可以获得可观收益。这种模式目前在国内较为常见，因为各地电网公司乐于采购削峰服务，如广州、深圳等地每年夏季都启动需求响应补贴项目，由虚拟电厂公司组织客户报名参加，实现多次负荷削减，聚合商按效果获得补贴。

其盈利的关键在于提升聚合效率、扩大规模，响应用户越多、执行越精准，赚取的净收益越高，而风险在于，若未完成约定削减，可能拿不到补贴或遭罚款，所以聚合商通常

会多签一些冗余用户来确保完成率。

这类邀约型响应具有较强的季节性和不确定性——有时全年仅在最紧张的几天启用，因此收益具有波动性，不像现货交易可天天参与，但相对而言安全性高，因为补贴标准往往事先确定，不受市场价影响。

随着市场化进程，未来激励型响应也可能通过市场化方式运作（如竞争报价谁更低成本削减负荷）。目前北方地区华北调峰辅助服务市场的第三方独立参与，就是让聚合商报价竞争获得调峰补偿，无论机制如何变化，聚合商的核心竞争力在于签约资源规模和响应管理能力，只要能低成本聚合足够负荷并按需控制，其在邀约型 DR 中就有利可图。

### **4.3 综合能源服务模式**

除直接参与电力交易和响应之外，虚拟电厂还可延伸产业链，提供多样的综合能源服务，开辟额外的收入来源。通知中特别提及了节能服务、能源数据分析、能源解决方案设计、碳交易相关服务等。这些业务利用虚拟电厂掌握的大量用户能源数据和调控能力，在电力市场之外为客户创造价值，从而为虚拟电厂自身带来服务收益。

#### **4.3.1 节能服务与能效管理**

虚拟电厂聚合了众多用户负荷，本身就深入客户用能环节，具备提供节能优化的条件。通过持续监测用户用电数据，聚合商可以发现用能不合理之处，并提出节能改造建议。比如某工厂空调系统长期超负荷运转、夜间空转浪费，通过数据分析发现问题后，可建议其升级设备或优化控制策略。

虚拟电厂运营商可扮演能源服务公司角色，与客户签订

合同能源管理协议，由运营商投资或管理节能改造项目，保障节能效果，并与客户按节能量分享收益。这种模式经典做法是“EMC 节能效益分享”，如帮助一个商业综合体改造照明和空调系统，一年节电 10%，客户与服务商各分享 50% 的电费节省额。由于虚拟电厂对客户负荷特性了解更深入，建议往往更有针对性，同时虚拟电厂自身的调度也可配合节能（例如错峰启停设备降低峰段需求，也能节能），因此其提供节能服务有天然优势。

收益上，除了分享节能效益，也可收取咨询费或托管费。一些聚合商已拓展业务为工业园区提供“能源托管”，即园区将用能优化全部交给虚拟电厂平台管理，平台通过优化操作每年为园区节省能源支出，并按一定比例收取托管费。这其实是将虚拟电厂的优化能力变现为节能收益，让客户在非响应时期也能受益，从而运营商也获得持续收入流。

#### **4.3.2 能源数据分析与解决方案设计**

虚拟电厂平台汇集了多维度能源数据，如不同时间的负荷曲线、设备运行曲线、用户用电行为模式等等，这些大数据非常有价值，可用于能源咨询和规划。当运营商掌握这些数据分析能力后，可以向用能单位提供高附加值的数据分析报告、用能诊断和综合能源解决方案设计服务。如为一栋大型商业楼宇提供年度能耗分析报告，指出用电高峰在哪些时段、哪些楼层和设备最耗能，并与行业平均对比，给出改进建议，运营商可收取咨询服务费。

又如帮助一家园区设计光伏+储能+虚拟电厂的集成方案，根据其负荷数据测算适合建设多大光伏、配多少储能，以及如何通过虚拟电厂调度实现收益最大化。这类能源方案设计服务，属于技术含量较高的咨询，可以按项目收费。

实际上，不少虚拟电厂运营商本身具备能源技术背景，完全可以通过输出专业知识获得收益。此外，运营商也可开发用户侧能源管理软件/APP，将复杂的数据分析结果以可视化方式呈现给客户，如用能体检报告、节能排行、碳排放估算等，这种数据增值服务可能按订阅收费或者作为捆绑销售提高客户黏性。

总之，将数据变现是虚拟电厂很重要的商业模式补充，一方面深化客户关系，另一方面多元营收。

### 4.3.3 碳交易相关服务

虚拟电厂在促进新能源消纳、削减高碳机组发电方面的作用，意味着它可以带来实际的碳减排效益。比如通过减少峰时段煤电出力，可减低一定 CO<sub>2</sub> 排放；引导用户多用绿电，也降低了用电碳强度。这些减排量如果经方法学核证，可以产生核证自愿减排量 (CCER)，在碳市场上交易变现。聚合商可以将分散的微小减排汇集起来，打包申报 CCER 项目，售卖给需要抵消排放的企业，获取碳收益。

当然，目前国内 CCER 刚刚重启，虚拟电厂获得碳信用还在探索中，但发改委等部门已明确鼓励将虚拟电厂纳入碳市场机制。未来可能会有专门的方法，比如“需求响应减排量”或“可中断负荷减排量”的方法学出台。

届时虚拟电厂运营商可提供碳咨询与交易代理服务，帮助用能企业计算由于参与虚拟电厂减少了多少碳排放，并代理其市场出售减排量。运营商从中收取一定比例服务费或交易佣金，这既让用户获得额外收益，也为虚拟电厂开拓了一条碳金融收入渠道。

另一方面，许多大型企业有绿色用电、碳中和诉求，虚

拟电厂可为其量身打造碳管理方案。如设计一个方案保证企业每年一定比例用电来自虚拟电厂消纳的可再生能源，由此减少碳足迹，并把这些低碳用能证明拿到碳交易市场上认证，运营商可收取方案设计和实施费用。

概括来说，随着碳交易和绿电消纳机制的发展，虚拟电厂将能把自己对环境的贡献货币化。这也是文件中专门提及碳交易服务的用意所在——希望虚拟电厂探索在双碳政策下的新价值点，实现环境效益与经济效益共赢。

#### 4.4 不同类型虚拟电厂的盈利模型分析

虚拟电厂的盈利能力和模式，会因其聚合资源的类型和侧重点不同而有所差异。下面以三种典型类型——偏重工商业负荷的虚拟电厂、偏重居民可调负荷的虚拟电厂、偏重电动汽车聚合的虚拟电厂——来构建理论上的投资回报模型，并分析主要敏感因素。

##### 4.4.1 工商业负荷型虚拟电厂

该类型聚合对象是大工业用户、商业建筑等可中断负荷，特点是单体负荷大、可调容量集中，易于管理。假设某工业虚拟电厂聚合了 10 家工厂，总可调负荷规模 100MW。其主要收入来源包括，峰谷套利收益、邀约型削峰响应补贴、辅助服务出力费用等。比如每年参加电网紧急调峰 10 次，每次减负荷 80MW 持续 2 小时，按补贴 500 元/MWh 计，可得补贴收入  $80\text{MW} \times 2\text{h} \times 500 \text{元} = 80000 \text{元}$ ，每年十次共 800000 元；另外通过市场高价时段减少用电、低价时段增加用电，每年节省电费获利约 1500000；参与区域调频辅助服务，提供 10MW 容量，按服务费 50 元/kW·年计收入 500000 元。则年总收入约 280 万元。

其成本主要是平台建设及运维和给用户的补偿支出。平台初始投资假设 1000 万元，摊 5 年折旧每年 200 万元；运维成本每年 50 万元；用户分成假设将收益的 70% 支付用户（如电费节省部分给到用户），约 105 万元。则虚拟电厂自身净收益约  $2800000 - (2000000 + 500000 + 1050000) = -750000$  元，出现亏损，可见在保守估计下盈利并不容易。

不过实际上，对于工业负荷型而言，它的优势在于边际成本低、资源稳定。如果能够提高削峰响应次数（如每年 20 次，则补贴可翻倍），并争取更多辅助服务合同，同时降低对用户的分成比例（如 50% 而非 70%），或者平台投资通过扩大规模摊薄，那么就可能转亏为盈。例如将聚合规模提升到 200MW、参与更多市场，年收入翻倍至 560 万元，而固定成本增加不多，则净利润可为正。

工业虚拟电厂对盈利的敏感因素主要有，需求响应激励标准（高则收益大增）、市场电价峰谷差（价差越大套利空间越大）、用户分成比例（自己留存多则利润高）和资源可靠性（资源越可靠可承接更多有偿合同）。

一般而言，此类型 ROI 较高且投资回收期较短，因为工业用户设备完善，接入成本低，一旦机制成熟可以迅速做大规模获得规模效益。有研究表明，工业聚合商投入产出比往往不错，在补贴充足的情况下 1-3 年即可回本，但若激励不足或者电价市场化不充分，盈利性会大打折扣。

#### 4.4.2 居民负荷型虚拟电厂

这类聚合的是居民家庭的空调、热水器等小型可控负荷以及社区光储资源，特点是单用户贡献小但数量众多，设备终端需要大量安装。假设某住宅虚拟电厂覆盖了 1 万个家庭，

每户可调负荷 1kW，总规模约 10MW，其收入主要来自参与电网的需求响应激励和零售电费节约。

居民一般电价较低，削峰补贴也偏低，如每年启动 5 次响应，每次削减 8MW 共 1 小时，补贴 300 元/MWh，则每次收入 2400 元，全年 12000 元；居民分时电价峰谷差可能较小，通过错峰节电每户每年节省 50 元电费，1 万户合计 500000 元，若虚拟电厂抽成 20%则 100000 元；总收入约 112000 元，十分有限。

而成本方面，1 万户需要部署智能插座/温控器等，假设每户成本 200（批量采购便宜），硬件总投入 200 万元；平台及运营 100 万元，年均折旧和运维 60 万元以上；再加上需要一定市场推广和客服成本。

由此，年度净收益=11.2 万 - 60 万，结果大幅为负，可见仅靠居民侧电费节省和少量补贴根本无法覆盖成本。因此此类型虚拟电厂目前在全球都盈利困难，多依赖政策补贴或与其他业务捆绑。如在澳大利亚，参与居民 VPP 的用户可获得政府或厂商补贴的储能设备，运营商通过向批发市场出售聚合电量和频率响应挣钱。但即便如此，纯居民类 VPP 的收益仍不稳定，面临用户参与度不高、退出率高的问题。

提升这类模式盈利性的关键，一是增加附加值服务，比如将居民负荷聚合与社区光伏、储能结合，通过提供“社区微网”服务向电网出售更多调节功率，获取更高收益；

二是降低设备成本，随着物联网设备规模化，终端成本可降到百元以下，通讯费用也可摊薄；

三是政策补贴，例如政府可以给予聚合商一定的补助来安装居民侧设备或按户给予运营奖励，这在示范期非常重要；

敏感因素还包括居民的参与积极性（直接决定可用资源量）和响应可控性（居民行为易变，需要更智能的算法保证执行）。

总体而言，居民负荷型虚拟电厂的 ROI 偏低，投资回收期长（可能 5-8 年）。它的意义更多在于探索潜在资源规模和社会效益，而非短期盈利。

因此大多此类项目需要与售电、设备销售等其他收入捆绑形成综合收益。若要实现可持续盈利，必须依赖大幅度扩大用户规模、技术进步降低成本，以及释放居民侧碳价值（比如未来碳信用收益）等。

#### **4.4.3 电动汽车(V2G)聚合型虚拟电厂**

以聚合电动汽车充放电为主的虚拟电厂。随着新能源汽车快速普及，这是未来重要的虚拟电厂形态。其特点是储能属性强，每辆车既是负荷又可视为分布式电源（通过 V2G 技术回馈电网）。假设某运营商聚合了 5000 辆电动车（如公交车、私家车等），总可调功率 50MW（每辆平均 10kW 接入功率）。

收入来源，一是参与调频等辅助服务。电动车电池通过双向充放可提供优质的频率响应服务，在国外示范中，车网互动 (V2G) 提供频率调节每辆车年收益可达几百美元。保守估计我国市场给出的调频服务费 200 元/kW·年，则 50MW 可获 1000 万元年收入。

二是削峰填谷套利，如夜间低价电充电、白天电网高峰时段少充电甚至反吐电（视法规允许），赚取电价差。假设每辆车年净套利价值 300 元，则 5000 辆就是 150 万元。

三是电动车用户付费的智能充电服务费，用户加入聚合可以获得电价优惠，但需付给运营商一定服务费或分成。比

如每度电优惠 0.1 元，其中 0.05 元给运营商。若每车年充电 2000 度，5000 辆合计 1 亿度电，服务费收入 500 万元，以上合计，该虚拟电厂年收入约 1650 万元。

成本方面，V2G 设备改造成本较高，每桩或车载双向充电设备假设补贴后额外成本 3000 元一套，5000 套成本 1500 万元，平台软硬件 500 万元，总投资 2000 万元，折旧 5 年年摊 400 万元；运维通信成本较高，每车每年通信及调度成本 200 元，共 100 万元；需给车主补偿或优惠，例如车主因电池寿命损耗要补偿，假设每 kWh 放出补 0.2 元，放电 10% 车主参与度共放出 500 万度，补偿 100 万元；电价优惠部分相当于运营商成本（但前面服务费收回一部分）。粗算年成本 600 万元左右，则净利润约 1050 万元。这样  $ROI = \text{净利润} / \text{年折旧投资} = 10.5 / 4 = 262\%$ ，投资回收期不到 2 年，似乎极佳。

实际中上述估计过于理想化，因为调频服务价格可能没有那么多且名额有限；车辆参与 V2G 的比例和时间也有限，需要足够电池冗余；另外有监管和技术障碍，但不可否认，EV 聚合是少数有潜力实现高盈利的虚拟电厂模式之一。

敏感性因素，V2G 技术普及率（若大量车辆仅能单向充电，则收益只能来自移峰填谷，下降很多）、电池衰减成本（补偿越高利润越低）、市场机制（辅助服务市场是否允许车辆参与且补偿合理）、车主参与意愿。如果未来电池价格下降、V2G 成为标配，加之峰谷电价差拉大，这一模式会非常有前景；反之，如政策迟迟不允许私人车向电网送电，则只能依赖充电负荷移峰，收益就小得多。

总的来说，EV 聚合型介于工业和居民之间，其资源规模潜力巨大（数千万车），频响等高级服务收益高，但需要投入充换电基础设施和攻克 V2G 技术门槛。预期投资回收期中

等（视政策有 5 年甚至可缩短更低），ROI 中等偏高，但前提是政策和技术条件成熟。

需要强调，不同类型的界限在实际业务中并非泾渭分明，许多虚拟电厂会混合多种资源以实现收入叠加和风险对冲。例如，某聚合商同时有 50MW 工业负荷和 50MW 商业楼宇/居民负荷，那么在获得工业用户高收益的同时，也可利用居民负荷参与精细调频，提高总收益率。而综合型虚拟电厂的盈利模式将更复杂但也更稳健。为了实现可持续盈利，资源多元化、服务多元化将是大势所趋，避免“把鸡蛋放在一个篮子里”。

总体而言，目前虚拟电厂盈利仍处于探索期，单靠一种业务模式往往难以支撑全部成本，需要“多条腿走路”。试点工作的重点之一正是在商业模式上创新，寻找适合我国国情的盈利组合。这要求既要积极争取电力市场直接收益，又要开拓用能服务、碳资产等间接收益，还要通过提高技术效率降低运营成本。随着政策、技术、市场的日益完善，虚拟电厂的盈利能力有望逐步增强，从而吸引更多社会资本参与，走上良性发展的轨道。

## 五、国内外标杆案例比较研究

本部分选择国际上具有代表性的虚拟电厂成功案例，以及国内已有的试点项目进行比较分析，从中提炼关键经验和启示。

### 5.1 国际经验借鉴

#### 5.1.1 德国 Next Kraftwerke 虚拟电厂 - 欧洲最大规模的独立聚合商之一

Next Kraftwerke 成立于 2009 年，总部科隆，现运营着超过 7500 台分布式发电和用电单元，总容量近 7000 MW，成为欧洲最大的虚拟电厂之一。其聚合资源类型丰富，包括沼气发电机、小型光伏、风电、水电，以及商业可调负荷等，Next 的技术路线以自研的中央控制平台为核心，实时汇总各单元数据并参与德国及邻国的电力市场交易。

关键技术成功点在于高精度的功率预测和调度，他们利用数字化手段，将大量小型可再生能源出力与工业负荷柔性结合，实现了对电网的稳定支持。一项报道指出，其虚拟电厂成功替代了两座大型燃煤电厂所提供的平衡和备用作用。

在市场环境上，德国电力市场高度开放，调频、调峰辅助服务市场允许独立聚合商参与，这为 Next 提供了用武之地。Next Kraftwerke 通过其平台同时充当电力交易商，每年交易电量巨大，2017 年营业额达 3.83 亿欧元，其中大部分来自电力批发交易。

商业模式上，该公司主要收入来源包括，参与现货市场的电量买卖差价收益、提供频率和备用服务的容量费用、以

及与分散电源签订的代售电合同收益等。

其中，提供辅助服务尤为重要，Next 通过参与德国一次调频（FCR）市场，聚合小型沼气电厂形成招标单元，中标率和履约能力受到电网高度认可。

Next 成功的关键因素，一是德国成熟的市场机制和监管允许，为独立虚拟电厂创造了舞台；二是其领先的 IT 基础设施和算法，确保数千单元协同运行的可靠性；三是业务策略灵活，跨国运营、与多个市场平台对接，扩大规模经济。

Next Kraftwerke 案例证明，数字化和市场化结合能够使虚拟电厂在高比例新能源的电力系统中取得商业成功，截至 2019 年，其聚合容量已相当于德国峰荷的相当比例，并成功将大量间歇性资源商品化地投入市场。

Next 的经验对中国启示在于，要取得类似成功，需要构建开放的市场环境，给予聚合商进入空间；同时本土企业应投入开发先进调控平台，以支撑大规模资源聚合，并积极探索跨区、多品种交易机会，充分发掘需求侧和分布式资源的市场价值。

### **5.1.2 南澳大利亚 Tesla 虚拟电厂 - 全球最大的住宅 VPP 之一**

该项目由 Tesla 公司与南澳政府合作启动，计划连接多达 50000 户家庭的屋顶光伏+Powerwall 电池组成世界最大的虚拟电厂，总容量约 250 MW（每户 5 kW 光伏）和 300 MWh 储能。

项目分阶段实施，第一阶段为低收入住房免费安装太阳能+电池 1100 户，后续扩展至 3000 户。技术路线以每户安装 Tesla Powerwall 2 电池和 5kW 光伏，以及联网的能量管理系统组成分布式微网，由 Tesla 的云平台集中控制。Tesla

VPP 在 2019 年正式参与澳洲电力市场，包括批发能量市场和 FCAS（频率控制辅助服务）市场。

实践证明，其在提供辅助服务上性能优异，参与澳洲电网的新型非常快速调频市场时，Powerwall 集群能够在 250 毫秒内响应，完全满足 1 秒调频要求。截至 2020 年底，该 VPP 已向 FCAS 市场提供了 10 MW 容量（来自 2000 多户电池），成为南澳首个由住宅电池构成的主要调频资源。在实际电网友好性上，2021 年南澳电网一次事故中（因集中电厂故障引发频率骤降），Tesla 虚拟电厂的电池集群在不到一秒内大量放电，成功助稳了频率，被誉为“救了电网一把”。

市场收益方面，Tesla 最初通过政府资助建设，用户电费节省和市场收入用于偿还投资。参与用户在用电账单上获得约 20% 的节省，而虚拟电厂则通过批发市场套利和平衡服务赚取收益。一个细节是，Tesla VPP 由能源零售商 Energy Locals 负责市场交易，该公司报告称通过参与 6 个 FCAS 市场获得了可观收入。尽管具体数据未公布，但据估计在南澳 FCAS 价格高企时期，每户电池年收益可达数百澳元，这样 5000 户相当于数百万澳元规模的收入池。

在项目运营的同时，亦有社会舆论关注用户电池被“过度使用”的问题，但总体用户满意度仍较高，因为其电费显著降低。Tesla VPP 的成功关键，南澳有全球较领先的新能源占比（风光出力占比高时超过 50%），电网对灵活性资源需求强烈；政府政策大力支持，如提供资金、制定有利规则；Tesla 自身强大的技术实力，电池性能好、控制算法先进；以及针对低收入群体的创新商业模式——免费安装设备、降低电费，以提高参与度。

这给中国的启示是，住宅虚拟电厂要取得规模化成功，

需要政策激励用户参与（如补贴设备或电价优惠）、需要龙头企业投入先进技术以及商业创新。当前国内也开始出现类似探索，如某些地区利用用户侧储能参与调频市场并获得收益。但由于我国居民电价较低、缺乏直接市场角色，尚未出现类似 Tesla VPP 这样大规模的居民项目。

因此应借鉴其经验，选择示范城市，对居民侧光储设备给予补贴或融资支持，聚合后参与市场，让居民共享收益，从而调动分布式资源的积极性。

### **5.1.3 美国加州 PG&E 住宅虚拟电厂计划 - 利用需求响应支撑电网**

加州电网峰夏高温频繁导致供电紧张，当地的 PG&E 电力公司在 2022 年推出虚拟电厂计划，招募数千户家用电池用户组成 VPP，在电网需要时统一调度放电。2022 年 9 月加州遭遇极端热浪，电网发出紧急号召，该虚拟电厂约合 16 MW 规模在晚高峰时段贡献了电力支援，帮助避免了拉闸限电。作为补偿，参与用户获得了按放电量计算的现金奖励。这展示了虚拟电厂在关键时刻作为应急电源的价值，也是国际上又一成功示例。

美国的经验还包括频率监管市场长期对需求侧开放（如 EnerNOC 等公司为商业用户聚合需求响应多年盈利），其容量市场也接纳了大量需求响应资源。这些都为虚拟电厂提供了成熟的市场土壤。

综合国际案例，可以总结几点成功共性，完善的市场机制是基础，无论欧洲还是澳洲，美国，都有面向需求侧的市场（辅助服务、容量、现货等）并给予合理回报；技术平台过硬，能管理成千上万设备并实时响应；政策支持，如补贴

设备、立法开放独立聚合商身份等；参与用户受益，无论降低电费还是获得奖励，调动了社会资源参与积极性。这些经验对我国极具借鉴意义。

## 5.2 国内试点探索

中国的虚拟电厂实践起步较国际稍晚，但近年在多个地区展开探索，形成了一批初步成果和模式：

### 5.2.1 冀北虚拟电厂示范（国网冀北公司，2019）

这是我国首个投入商业运营的虚拟电厂项目。依托国家电网泛在电力物联网建设，冀北电力公司开发了虚拟电厂智慧管控平台，聚合了工业、商业、居民各类可调节负荷资源。2019年12月，华北能源监管局批复同意冀北开展第三方独立主体参与调峰辅助服务市场试点，冀北虚拟电厂由此获得了“独立市场主体”身份，能够代理用户参与电网调峰并获取补偿。

这一平台技术特色是通过手机 App 接入居民，用户安装 App 后，可将家中电动汽车充电桩、空调、冰箱等设备委托给平台远程控制；工业和商业用户则通过专用网关接入。平台实施了“双轨调控”，一方面连接电网调度系统，接受调峰指令；另一方面通过物联网手段下达负荷控制命令，实现“用户在用电的同时向电网提供服务”。

在运营的第一个采暖季，冀北虚拟电厂聚合了数千户居民和多家工业企业参与夜间风电消纳，比如北方某硅材料厂在夜间提高生产负荷，增加用电消纳风电，每年因此降低用电成本并获得额外奖励。居民侧则有上千用户参与了夏季削峰响应，通过空调调高温度等方式赚钱奖励。

据报道，冀北项目在 2019-2020 年间累计聚合可调负荷达 30 万户（其中工业 1726 户、居民 20.8 万户等），实现了多种场景下的削峰填谷、能效提升等效果。这一项目的突破在于首次实现聚合商第三方身份市场化参与，为之后华北及全国规则制定提供了实践基础。

挑战方面，当时面临技术标准缺乏、商业模式不完善的问题。监管层对此高度关注，强调“要严守安全底线，有序推进、规范运作，小步起步、稳步推进”。冀北案例验证了虚拟电厂的基本功能，也暴露出规模偏小、收益不高等现实困难，但无疑是中国虚拟电厂里程碑式的探索。

### **5.2.2 南方虚拟电厂实践（广东、深圳等，2020-2022）**

南方电网区域在需求侧响应和市场化方面一直走在前列。广东省自 2014 年起即开展需求响应试点，2021 年在全省现货市场中引入了虚拟电厂报价机制，允许负荷聚合以发电机组形式在高价时段报价出清电量。多家售电公司和能源服务公司参与其中，摸索商业模式，比如广州供电局联合电动汽车运营商，试点利用公交车充电站参与调峰，让成百上千辆公交车错峰充电，在尖峰时停止充电共减负荷 20MW，获得电网补偿。

深圳在 2022 年成立了全国首家虚拟电厂管理中心，由地方政府牵头、电网和企业参与，搭建了统一的平台。深圳国家电投虚拟电厂平台于 2022 年 5 月率先参与南方区域电力现货市场竞价，成为国内首个盈利的虚拟电厂市场化案例。该平台聚合了深圳多座办公楼的楼宇自控系统和部分工商业负荷，通过 AI 算法优化空调、新风等运行，在现货高价时段降低负荷出清，取得平均 0.274/kWh 的收益。

这证明即使是在市场试运行阶段，只要机制允许，虚拟电厂完全可以靠市场挣钱。上海、江苏、浙江等华东地区的探索也值得一提，上海在 2020 年由经信委批复，同意第三方虚拟电厂参与华东调峰辅助服务市场试点。此后上海提出要推动全市虚拟电厂调节能力在“十四五”末达到 100 万千瓦，并在临港新片区搭建精准响应平台。

江苏早在 2019 年的大规模源网荷友好互动示范中实践了虚拟电厂理念，当年接入的非工业柔性调控用户达 2715 户、主动响应 20.8 万户，为后续运营积累了数据和经验。

浙江省则在 2022 年由华能集团建成了全国首台接入调度系统参与实时调节的虚拟电厂机组，即前述华能浙江虚拟电厂 1 号机组，其成功投产标志着虚拟电厂开始真正纳入电网实时调度序列。

国内案例的运营模式也有所不同，国网体系下如冀北以电网公司自建平台为主，用户资源通过供电公司渠道发展，收益主要体现为降低了购电成本、提高供电可靠性等；而南方、华东更多引入独立第三方公司建设运营平台，如深圳引入央企平台、一些地方由售电公司或节能服务公司牵头，电网更多是在后台提供支持和结算。

这两种模式各有利弊，电网主导模式可靠性高、安全可控，但市场化动力偏弱；独立市场化模式灵活创新强，但需要与电网公司磨合协调数据和调度关系。在现实中，两种模式并存且互相借鉴，例如南方电网公司也在探索由其控股的子公司来运营虚拟电厂，与民营企业合作；而国网则在部分省放开由社会企业申报虚拟电厂试点，公平竞争。

总体看，国内尚处于商业模式多样化试探阶段，暂时未形成一个像 Next Kraftwerke 或 Tesla 那样在全国叫得响的

标杆企业，大多项目仍以示范为主、收益有限。主要困难包括，市场准入门槛仍较高（大多数省份需求响应由电网公司组织，第三方直接参与有限），结算机制不完善（如何准确量化虚拟电厂贡献、电量电费如何清分等还在探索），以及标准缺失（接入标准、调度规程尚无全国统一规范），这些都制约了试点项目从“示范”走向“商业化”。

不过好消息是，国家层面今年发布的指导意见和试点通知，正是针对这些痛点逐一给出方向，统一定义和标准、完善市场机制、优化接入管理。可以预期，在政策推动下，国内虚拟电厂商业化将加速提上日程。

## **5.3 比较与启示**

### **5.3.1 国内外比较显示出虚拟电厂发展在技术和模式上的异同**

#### **5.3.1.1 市场环境**

国外成功案例普遍有完善的电力市场配套，如德国、澳洲、美国皆允许独立聚合商参与各种市场获取收益。反观国内，此前市场化程度不足，大部分虚拟电厂收益依赖于临时性补贴，稳定性欠佳；但近期我国电力市场改革加速，多省现货试点和辅助服务市场开放，这为虚拟电厂提供了用武之地，比如广东、山西等已允许聚合商代理用户参与调峰交易。

启示是，加快建立虚拟电厂参与电能量和辅助服务市场的规则非常重要，要设计公平的准入条件和结算机制，让其与传统电源同台竞争，从而驱动其成长。

### 5.3.1.2 政策支持方式

国际上对虚拟电厂的支持很多通过立法和市场规则体现，如 EU 法规要求开放辅助服务市场给需求侧资源，美国 FERC 下令电力批发市场消除对电储能和 DR 的不合理限制，这些制度性支持比直接补贴更有效长远。我国此前主要通过专项试点、补贴等推动，顶层规制刚刚起步（例如今年的指导意见和各地方案）。

今后应加强制度保障，将虚拟电厂纳入常规电力规划和调度体系，而非临时项目。同时，也可参考澳洲做法，对参与者给予设备补贴或电价优惠，降低进入门槛，比如国家电网 2022 年开始为参与需求响应的用户免费安装调控装置，就是有益的尝试。

### 5.3.1.3 技术能力

国外龙头如 Next Kraftwerke、Enel X、AutoGrid 等公司拥有强大的软件平台和算法，实现精细化控制，且重视数据价值开发。国内目前电网公司和头部 ICT 企业（如阿里云、电科院等）也投入研发，已经制定国际标准并发布国家标准。

但在人工智能调度、数字孪生、电力物联网融合方面，与国际领先者相比还有差距。经验表明，持续的技术投入和实际运营数据积累是提升控制精度和扩大规模的关键。中国庞大的用户群给了我们“弯道超车”的数据红利，建议加快产学研合作攻关，提高虚拟电厂平台的智能化水平，如学习 Tesla 利用数万用户数据训练算法提升预测和控制精度的做法。

### 5.3.1.4 商业模式成熟度

国际虚拟电厂的盈利模式较为清晰（如德国聚合商靠市

场交易盈利，澳洲 Tesla 靠电费节省+服务费，欧美许多 DR 公司靠容量/辅助市场收益），已经有可持续商业闭环，而国内大部分项目盈利模式尚未定型，需要政策输血。对比可知，我们需尽快让虚拟电厂从“政策驱动”转向“市场驱动”。

这要求完善电价机制，释放峰谷价差红利；明确虚拟电厂的补偿渠道（如辅助服务补偿来自于谁支付，电网还是市场分摊）；探索将其环境和社会效益也变现（如绿电消纳认证、电力可靠性提升奖励等），只有多元价值都可衡量并补偿，商业模式才能闭环。

### **5.3.1.5 参与主体**

国外除了专业聚合商，也有传统电力公司积极参与，形成竞争合作关系，如法国电力旗下单位与独立聚合商争夺 DR 市场，美国很多电力公司直接招标采购第三方 DR 服务，中国目前电网公司主导较多，民企刚起步。

在首批试点中提出鼓励民营资本参与，这是吸取国外“多元参与”经验的体现。未来应营造公平竞争环境，让国企、民企各展所长，电网企业可发挥资源和数据优势，民企则提供创新活力和用户服务能力。

## **5.3.2 可操作的借鉴与启示**

### **5.3.2.1 市场准入与机制**

借鉴德国等，将虚拟电厂作为独立市场主体纳入规则，明确其中长期、现货、辅助各市场的权利义务。建立统一的基线计算和结算标准，借鉴 PJM 的容量市场测评标准或澳洲的 FCAS 性能测试方法，解决计量难题，增强信任。

### **5.3.2.2 技术标准与认证**

对照 IEC 等国际标准，制定我国虚拟电厂接入、电气安全、通信协议的系列标准，降低设备厂商技术壁垒。引入第三方认证机制，对聚合商平台进行性能和安全测试认证（类似德国调频资格测试），确保只有满足技术要求的运营商才能参与市场，这一点是德国经验（统一测试确保服务质量）的反映。

### **5.3.2.3 用户激励与参与**

学习澳洲 Tesla VPP 经验，政府可对参与的用户给予设备补贴或电费优惠。同时加强用户宣传，让其了解“参与虚拟电厂可以挣钱省钱”，改变传统观念，甚至可将参与需求响应的记录纳入绿色信用体系，提升企业社会形象，鼓励更多自愿参与。

### **5.3.2.4 商业模式创新**

参考国际综合能源服务发展，将虚拟电厂与光伏、储能推广结合，例如德国光伏补贴退坡后 Next Kraftwerke 大量吸纳原享受固定电价到期的光伏进入其虚拟电厂，实现双赢。我国也可针对分布式光伏“平价上网”后余能消纳问题，由虚拟电厂包销这些电量给本地负荷，创新“绿电套餐”服务，再如将虚拟电厂与电动车充电基础设施建设统筹考虑，提前布局车网互动平台，这也是国外正兴起的方向。

### **5.3.2.5 监管和运营模式**

借鉴欧美，引入“聚合商牌照”制度，对第三方聚合商设定资质要求和监管框架，既鼓励竞争又保护电网安全。国家能源局可在试点基础上制定聚合商管理办法，明确信息报送、事故责任、信用评价等，与此同时，鼓励电网公司角色转变，如南澳电网与 Tesla 合作模式启示，电网可更多地作

为“平台服务者”与聚合商合作，而非由电网包办一切，这样有利于调动社会资源、分担投资。

总之，国内外的比较凸显出，中国虚拟电厂拥有巨大的潜在资源优势和政策决心，但需要制度创新和市场培育来释放活力。国际经验为我们指明了方向，开放、公平的市场机制，健全的标准规范，和多方参与的生态系统，是虚拟电厂成功不可或缺的条件。我国完全可以在吸收这些经验的基础上，结合自身电力体制特点，走出一条具有中国特色的虚拟电厂规模化发展之路。

## 六、挑战、风险及应对策略

尽管虚拟电厂前景诱人，但在实际推进过程中仍面临诸多挑战与风险，综合来看，主要有技术、市场、商业以及政策标准四大方面的问题。下面逐一分析，并提出相应的应对策略和建议。

### 6.1 技术挑战及对策

#### 6.1.1 异构资源的规模化接入与控制稳定性

虚拟电厂需要接入成千上万个异构设备，包括不同厂商、不同通信协议的终端。要实现规模化接入，首先是互联互通难题，各设备接口标准不一，数据格式各异，极易造成通信混乱或数据丢失。此外，规模化还带来控制稳定性问题，同时控制上万设备可能导致通信网络拥塞、控制命令延迟甚至丢包，引发响应不及时或失控。

应对策略上，采取“标准化+分布式架构”的方式。

标准化方面，政府应尽快制定统一的虚拟电厂接入技术规范，包括通信协议、数据模型、安全认证等，比如统一要求负荷侧终端支持 IEC 61850 或 OpenADR 等协议，这样可极大降低互联成本，同时建立终端准入认证制度，新接入设备需通过兼容性测试。

架构方面，采用分层控制，把庞大的集中控制分解为局部自治。可在变电站或园区级部署边缘控制器，汇集下属设备，先在局部完成实时调控，再由中央统筹全局，如前所述的分层架构，可以缓解通信压力，提高可靠性，一旦局部通信中断，边缘控制器还能维持一定自我调节能力。

最后，引入仿真测试手段，在大规模真实部署前，先通过数字孪生仿真上万节点并发控制情景，找出潜在瓶颈并优化通信网络配置（如分组广播、异步控制等技术），确保上线后系统稳定。

### 6.1.2 网络安全与数据隐私保护

虚拟电厂连通广泛的用户终端和电网调度系统，一旦遭受网络攻击，攻击者可能远程操纵大量负荷或分布式电源，危及电网安全，同时，大量用户用电数据在平台汇聚，涉及个人和企业隐私。如果泄露，可能被不法分子利用或引发用户信任危机。

对策上，构建全面的网络安全防护体系和数据治理机制。

首先，在技术上严格落实电力二次系统安全防护规定，为虚拟电厂平台和终端建立多层防火墙、入侵检测和身份认证体系。比如终端和主站通信必须加密（TLS1.3 以上），每个设备有唯一密钥和数字证书；主站与调度交互也要走专网或 VPN，并设置白名单访问。

其次，建立监测预警。在平台内部部署安全监控，实时监视指令下发流量是否异常，一旦检测到异常指令风暴或可疑控制模式，立即触发应急策略（如将相应虚拟电厂隔离），实践中，可参考电力调度自动化已有的安全防护等级。

第三，数据隐私保护。对用户用电数据进行分级分类管理，敏感信息（如个人身份、工业机密负荷曲线）脱敏后存储，采用访问控制策略，只有授权目的才能查询相应数据，如居民数据只能用于统计分析不能看到个人身份。

第四，运营企业应遵守有关法律法规，对采集的用能数据事先告知用户并取得同意。可以在 App 界面清晰展示数据

用途，增强透明度，也可引入第三方审计，定期检查平台的数据管理合规性。

最后，一旦发生安全事件，必须有完善的应急预案，如发现遭攻击立即向电网调度报告，转入安全模式（解除对用户设备的控制权，恢复原始状态），并由电网接管确保供电稳定，通过技术加管理并重，最大程度降低网络攻击和数据泄露风险。

### 6.1.3 控制对电网安全影响的不确定性

虚拟电厂大规模运行对电网的动态特性影响尚缺乏充分验证。比如同时大规模降低负荷可能导致局部电压上升、谐波增加，甚至引发过补偿；大规模储能同时充电可能造成支路过载，如果缺乏协调，反而带来新隐患。为此，需要加强电网安全校核与仿真。

对策：

（1）在规划阶段，将虚拟电厂纳入电网规划模型，评估不同渗透率下对潮流、短路电流水平的影响，预留安全裕度。

（2）在运行阶段，调度机构应与虚拟电厂共享实时数据，如重要馈线负荷、电压情况。当虚拟电厂动作前，应在调度侧通过仿真模块校验不会导致保护误动、电压越限等，如规定当聚合的可控负荷超过区域总负荷的一定比例时，需分批错峰执行而非一次性全部执行。

（3）制定并网运行导则，明确虚拟电厂动作的边界条件，如最大允许负荷变化率，某些敏感时段（如系统低谷且无备用时）禁止大规模充电，等等。

这类似于风电并网的“高穿低穿”标准，虚拟电厂也需要一套并网行为标准确保网稳，通过这些措施，将虚拟电厂运行纳入电网调度安全约束之下，防患于未然。

总之，技术上的挑战可以通过标准化、仿真测试和加强安全管控来逐步解决，关键是监管和企业都要有前瞻意识，在规模扩大前把安全防线筑牢。

## **6.2 市场挑战及对策**

### **6.2.1 电力市场机制不完善**

当前我国电力市场尚在建设中，很多地区没有实时电价或现货市场，辅助服务市场也不健全。这直接导致虚拟电厂缺乏发挥价值的平台。如在没有现货的省份，负荷侧无价格信号，对虚拟电厂而言“无用武之地”，即便有现货试点的地方，很多也未明确虚拟电厂参与规则。

对此，对策是加速市场建设并设计虚拟电厂参与机制。国家层面应推进日前、日内现货市场在更多省份落地，并同步将需求侧纳入市场设计。在辅助服务方面，增加市场品种和范围，比如全国范围内建立调频、备用等市场，让更多地区的虚拟电厂可以跨区提供服务。

同时，在市场规则中明确聚合商身份和结算方法。南方和华北的试点规则已经有所涉足，应尽快总结试点经验，上升为国家标准规则，推向全国。如制定统一的《虚拟电厂参与电力市场运营规则》，涵盖准入条件（如最低可调容量、响应时间等）、报价方式、标准化合同和结算周期等，这将极大减少各地因无规可依而裹足不前的情况。

## 6.2.2 准入门槛高

许多地方目前对于第三方聚合商的市场准入设置了较高门槛，比如要求聚合容量不得低于一定规模、必须经过长周期测试等等，这虽然出于谨慎考虑，但也阻碍了新主体进入。

对策：初期适当降低准入门槛，实行“宽进严管”。

如指导意见中提到，初期可结合实际放宽准入要求。具体可在初期将最低聚合规模要求降至较易达到的水平（比如调频市场聚合 5MW 即可准入，而非动辄 50MW），也可允许多家聚合商联合组成联盟参与，突破单一主体限制。进入后通过运营情况再动态评估，表现好的扩大权限，不佳的整改或退出，监管重点应放在过程监控和信誉管理上，而不是把门槛设得过高。

此外，鼓励更多售电公司、负荷聚合资源投资公司进入这一领域，为市场注入竞争活力。可以探索“沙盒监管”机制，在部分地区放开准入，让不同模式的聚合商试运行，在监管机构监控下积累经验，再逐步推广。

## 6.2.3 价格信号不明确

即使有市场，如果价格未真实反映供需，虚拟电厂的商业驱动力也不足，如一些省峰谷电价差很小，用户没有动力错峰；辅助服务补偿标准偏低，聚合商赚不到钱。

对策：优化价格机制，提高尖峰价格和辅助服务补偿。

一方面，完善峰谷分时电价，拉大价差，尤其在高温高峰季节应充分反映电力稀缺成本，让需求响应价值显现。

另一方面，在辅助服务方面，可借鉴美国，对需求侧提

供的服务支付与发电侧同价甚至更高价，因为其灵活性更强。比如江苏调峰市场就给予独立负荷较高的补偿单价以鼓励参与，还可引入动态激励，当备用容量不足时，提高响应激励至平常的 2 倍以上，吸引更多资源临时加入。

价格机制的完善还包括建立容量价格（无论是否正式容量市场，都可对保障尖峰的能力给予一些费用）。比如部分地区实践的“削峰负荷费用”，由电网给参与削峰的用户按容量付费，只要价格合适，企业自然有动力报名，聚合商也能从中盈利。

#### 6.2.4 结算流程复杂

虚拟电厂涉及到和多方的资金结算，如与电网、与市场、与各用户，这中间缺乏成熟统一的结算平台和规则，容易出现结算周期长、数据对不上的情况，影响现金流和积极性。

对策：建立虚拟电厂统一结算平台。

电网公司和电力交易中心可联合开发专门的信息系统，收集虚拟电厂的响应实绩、市场交易结果，并根据规则自动核算各方费用，这类似于电网已有的需求响应信息化平台，但需要更智能和市场化。比如，当某虚拟电厂在现货市场中标 100MWh 负荷减少，由交易中心确认交易额后，将收益划转至虚拟电厂在交易银行的账户。

同时，该平台按约定比例将其中应分给用户的部分计算出来，供虚拟电厂依据与用户合同支付。华北试点也要求每 15 分钟计算调峰服务费用并按贡献率分配，有了 IT 系统支持，这些繁琐计算就可自动化，减少人为结算错误和拖延。

另一个措施是缩短结算周期，将需求响应等补贴由过去动辄年终结算，改为季度甚至月度结算，减轻聚合商资金压

力。通过数字化手段和流程优化，让虚拟电厂赚钱“算得清、拿得到”，才能真正提高其参与意愿。

## 6.3 商业挑战及对策

### 6.3.1 用户参与意愿和黏性不足

虚拟电厂需要大量用户配合，但现实中无论工业还是居民用户，出于对生产/生活影响的顾虑，往往积极性有限。尤其居民用户，为每月几块钱收益牺牲一点舒适度，很多人不愿意。此外，一些参与用户在体验不好时容易退出，导致资源不稳定。

对策：提高用户收益与优化用户体验并重。

一方面，要让利于用户，提高对用户的补偿和激励比例。聚合商在收益分配上可多倾斜给用户，比如居民至少拿到收益的70-80%，让其感觉“值得”，也可以设计阶梯激励：参与次数越多、效果越好的用户获得额外奖金，培养忠诚度。

另一方面，降低用户不便，利用更智能的控制策略，尽量减少对用户舒适度的影响。如居民空调控制只在不敏感的时段短时调整1-2℃，并提前告知；工业负荷事先商定可中断的工序范围，其余不影响。引入柔性约定，允许用户在需要时“跳过一次”响应而不受罚，增强信任感。此外，加强宣传和客服，让用户理解参与对缓解供电紧张、促进绿色能源的重要意义，赋予其社会责任感荣誉感。

对于已经参与的用户，建立反馈机制，定期告知其贡献了多少负荷、获得多少奖励，相当于“成绩单”，增强成就感并增进认同；社区层面也可开展示范活动，如评选“虚拟电厂明星用户”，通过荣誉和口碑扩大影响。

总之，通过实实在在的收益回报和良好的体验，逐步培养起用户对虚拟电厂的信任与依赖，才能构筑长期稳定的资源池。

### 6.3.2 前期投资成本高

无论平台建设还是终端设备部署，都需要较大前期投入，而收益实现较慢，这对运营企业尤其民企是很大考验。如果缺乏融资和补贴，可能入不敷出。在现阶段示范期尤其如此。

对策：多渠道资金支持，控制成本。

一方面积极争取政策资金，政府可以通过专项资金、绿色金融等支持虚拟电厂项目。比如利用可再生能源发展基金、需求侧管理资金，对试点的设备购置给予一定比例补贴；或协调银行提供低息贷款（将虚拟电厂列为绿色低碳项目）。在首批试点中，就有金融机构对接提供信贷支持的信息。地方政府亦可出台奖补政策，如达到一定调节规模的虚拟电厂给予一次性奖金等，以缓解企业前期投入压力。

另一方面，运营商自身要优化投资，坚持分步实施，先做“轻资产”模式——尽量利用现有设备和通信设施，不盲目采购昂贵新设备，通过租赁、按效果付费等方式降低资本开支。例如与设备厂商合作，由厂商铺设终端，运营商按用户激活量付费，而非一次性买断，再如建设平台时采用云服务方式，节省服务器投入。

在市场拓展上，可以先从大用户入手（投入产出比高），积累收益后再逐步覆盖小用户，通过这种滚动发展的方式，降低资金压力。

最后，也可以探索商业联盟，联合上下游分担成本。比如电网公司提供基础通信网络和数据接入支持，聚合商专注

平台和业务开发，这样各自投入都有产出，而用户如果愿意，也可由其自行购买一些智能设备接入，以换取后续更多收益。

简而言之，要用好政策支持杠杆，同时自身精打细算，把钱花在刀刃上，才能渡过前期的投入期。

### 6.3.3 盈利模式单一且不稳定

很多当前虚拟电厂项目只有一两个收入来源（如只做需求响应），且这些收入受政策和季节影响大，不够稳定。这给商业可持续性带来很大风险，一旦主要补贴取消或市场价格不利，盈利即面临挑战。

对策：开拓多元业务，实现收入“组合拳”。

前文已分析虚拟电厂可以在电力市场、综合服务、碳交易等多方面获得收益。运营商应该主动拓展服务边界：如同时参与能量市场和辅助服务市场，既赚能量价差又拿调节补偿；同时为用户提供能效管理和节能改造服务，获取服务费；还可深挖碳减排价值，开发碳金融产品。

通过多元收入来源，即使某一项出现波动，整体仍有保障，如欧洲一些聚合商收入构成多样，市场低迷时靠辅助服务维持，市场好时多赚能量交易的钱。

国内聚合商也可仿效，把需求响应+售电+节能服务结合运营。比如有的售电公司建立虚拟电厂后，既卖电给用户，又指导用户错峰节约电费然后分享节省，再加上参与电网响应拿补贴，可获得“三重收益”。

另外，横向合作也是策略，一家聚合商不可能样样通，可以通过联盟合作丰富盈利模式。如与储能运营商合作，合资开发储能调频项目共享收益；或与大数据公司合作包装能

源数据产品销售。

一句话，突破固有思维，积极商业模式创新，构建可以互相支撑的多维盈利体系。同时要建立风险准备金，在盈利好的时候留出一部分，以应对政策或市场变化时的困难，增加抗风险能力，只有做到“手中有粮”，才能安然应对未来可能的波动。

## 6.4 政策与标准挑战及对策

### 6.4.1 技术标准缺乏统一

目前各地在虚拟电厂技术实现上标准不一。有些省电网制定了本省接入规范，有些聚合商自己摸索，缺少国家层面的统一标准容易造成碎片化，各家系统互不兼容，难以推广复制，这不仅增加成本，也带来安全隐患。

对策：加快出台国家/行业标准，统一规范。

2024年2月开始实施的国标《虚拟电厂管理规范》是良好开端。但还需要更具体的配套标准，如虚拟电厂调度接口规范、聚合控制系统功能规范、通信接口标准、测试验收规程等。建议由能源主管部门牵头，会同电网公司、科研院所、主流厂商，共同制定系列标准，如参考 IEC TS 63189 内容，将虚拟电厂的架构、功能、控制要求等上升为国标；制定统一的响应效果测评标准，明确基线算法，全国通用。

此外，针对虚拟电厂设备，建立标准检测认证体系。比如对聚合商的平台进行仿真压力测试，认证通过才可接入调度；对终端设备建立兼容性认证实验室，确保各种品牌终端互联互通。这些工作可由中国电科院、国网信通等单位承担，在标准研制过程中，也应积极吸收国内已有各地经验，将好

的做法纳入标准，使标准接地气。

标准一旦出台，要强制执行，新建项目必须符合标准，不符合的不予批复和支持。通过标准统一，可形成全国统一市场和技术门槛，也利于聚合商跨区开展业务或资源调剂。

#### **6.4.2 并网调度规程不明确**

虚拟电厂作为新型并网主体，如何纳入电网调度，目前缺少明确规程，调度机构可能担心其不受控或者职责不清而不敢调度。

对策：制定虚拟电厂并网运行规程。

应明确虚拟电厂参与调度的申请与批准流程、运行控制的协调机制、异常情况的处理等，如规定虚拟电厂在并网前需向调度部门提交技术资料，包括控制策略说明、最大调节速率等，经评估后纳入调度计划；调度下达指令的方式、内容标准化，如通过新型负荷管理系统发布可中断负荷指令；当虚拟电厂未按指令响应或者通信中断时，调度应如何处理（如视为负荷恢复，调用备用等）。

另外，明确调度与聚合商的责任界面，调度负责发布需求和安全校核，聚合商负责具体执行和反馈，双方信息对等共享。近期南方能监部门、华东能监部门都发布了关于虚拟电厂管理和并网试行规定征求意见稿，这是好的开始，应尽快颁布正式规程，让调度人员“有章可循”。

同时，加强对调度人员的培训和意识提升，让他们接受虚拟电厂这个新调节单元。可以在调度系统模拟培训中加入虚拟电厂场景练习，培养调度灵活使用聚合资源的能力。

### 6.4.3 市场交易规则细节及监管体系欠缺

即使准入放开，具体交易中如何防范虚拟电厂的不良行为，如夸大基线骗补、重复计量、多平台重复出清等，需要监管细则。目前对此少有规定。

对策：健全监管规则和手段。

首先，明确禁止行为，如禁止虚拟电厂同时参与两个市场拿双份收益（除非规则允许叠加），禁止用篡改基线等欺诈手段套取补贴。如果发现，给予严厉处罚（罚款、取消资格等）。

其次，建立信息披露制度，聚合商要定期向监管机构报送资源构成、响应记录、用户合同等信息。监管部门可以通过电网数据交叉验证其实绩真实性（例如核查其宣称的基线负荷是否合理）。

引入交易平台监控，电力交易中心应增加针对虚拟电厂的监控模块，如检测是否存在一个负荷被多个聚合商同时申报的情况（通过用户 ID 识别避免重复计算）。必要时采用区块链等技术手段防止数据篡改，提高交易透明度。

建立信用评价体系，对各虚拟电厂的履约率、偏差率进行统计，公开排名。信用好的给予更大交易灵活度，信用差的约谈整改甚至退出市场，这类似于发电企业的考核制度，也适用于聚合商。

最后，监管部门（能源局各派出机构）应配备相应人员和技术工具，持续跟踪试点情况，及时发现问题和堵漏，只有监管及时跟进，市场才能健康发展。

综上，虚拟电厂的挑战虽然多，但并非不可克服。通过

政策支持和行业各方努力，可以逐步建立起完善的技术标准和市场监管体系，降低各类风险，关键是在发展初期，要有问题导向，发现问题迅速调整，把风险消灭在小范围试点阶段，一旦摸索出成熟模式，再推广到全国就会顺畅许多。

总之，重视挑战、积极应对、防患未然，才能为虚拟电厂的规模化发展保驾护航。

## 七、未来发展趋势与政策建议

展望未来，虚拟电厂有望与新一代信息技术深度融合，市场环境也将更加成熟。在此背景下，需要为不同主体制定相应的发展策略和政策建议，以引导虚拟电厂健康、有序、高质量地发展。

### 7.1 技术趋势预测

#### 7.1.1 人工智能全面赋能调控

未来虚拟电厂将越来越依赖 AI 来处理复杂决策。随着算力和算法提升，负荷预测、分布式能源预测精度会逼近极限值（例如短期预测误差 $<1-2\%$ ）。深度强化学习等技术将用于实时决策，让调控算法具备自学习、自适应能力，动态优化控制策略。

可以预见，AI“大脑”将成为虚拟电厂核心竞争力，谁的算法更高效，谁就能整合更多资源提供更便宜更快的服务。另外，AI 在客户行为分析、参与意愿预测上也有用武之地，可精准营销激励用户。AI 将从辅助工具变成调控的中枢，推动能源调度进入智能化新时代。

#### 7.1.2 物联网与边缘计算深化应用

随着 5G-A、物联网技术的发展，预计到 2030 年，将有亿级设备联网，网络延迟降低到毫秒级，这为大规模终端的实时调度提供了基础，未来每台空调、每个充电桩都可能原生联网并具备一定计算能力。虚拟电厂可将一部分控制逻辑下放到边缘侧设备，由它们根据本地情况自动响应或调整（如频率跌到一定值时，终端自动减载），这不仅提高响应

速度，也提高系统鲁棒性。

同时，通信技术的进步也意味着支持更精细的控制粒度，比如通过 5G 网络对上百万终端分组控制，实现区域差异化响应（智慧用能设施网络）。可以想见，未来“云-边-端”协同架构将极大强化虚拟电厂能力——云端做全局优化，边端设备自治执行，端侧感知实时调整。

### 7.1.3 区块链及分布式能源交易

区块链技术有望在虚拟电厂的数据安全和分布式交易中发挥作用，通过区块链的不可篡改特性，可以建立虚拟电厂调控过程的可信账本，记录每个用户的贡献和收益，增强透明度，降低结算纠纷。

同时，区块链智能合约可以实现点对点能源交易自动执行。未来可能出现多主体虚拟电厂联盟，不同聚合商、用户之间通过区块链平台直接交易灵活性，比如一个光伏富余的用户可以通过链上合约，出资激励另一个用户增加用电吸纳其光伏，虚拟电厂平台撮合并确保执行。

上海已有探索能源区块链用于去中心化调度共识的案例，表明区块链可提升功率分配效率 30%，降低数据被篡改风险 90%。因此，未来能源区块链+虚拟电厂将孕育新模式，使能源流与数据流融合更紧密，催生开放型的能源互联网生态。

### 7.1.4 数字孪生与仿真技术

随着超算能力增强，城市级、区域级虚拟电厂的数字孪生将成为现实，可以建立一个与真实电网-负荷系统完全对应的数字模型，实时同步运行状态。这将用于规划和实时校

验，如在数字孪生中测试新的调控策略对电网是否安全，然后再作用于实网，超大型城市虚拟电厂的数字孪生框架已经在研究。

未来甚至可以实现孪生体自动控制，数字孪生不断试错优化找最优控制方案，再实时指导物理系统执行，这将大幅提效，降低对人工经验的依赖。

此外，仿真技术将用于异常工况推演，确保虚拟电厂在各种场景下都有预案。数字孪生使虚拟电厂从经验驱动转向模型驱动，提升调控智能化水平和安全可控性。

### **7.1.5 车网互动(V2G)规模化应用**

电动汽车将是未来最大的分布式储能资源，目前制约V2G普及的瓶颈（双向充电标准、车企保修顾虑、电池寿命等）预计在5-10年内逐步突破。中国已经在9城市开展首批车网互动试点。

到2030年，当电动汽车保有量数以亿计、相当于上亿kW的可调负荷或出力，虚拟电厂必然深度整合车辆资源，其形态可能是公共充电站虚拟电厂、大型车队虚拟电厂，甚至每辆智能汽车都是移动节点，汽车厂商或第三方将通过用户授权，把车辆闲置电量入市交易。

国家也将制定标准允许电动汽车参与调峰调频等。V2G大规模应用将极大增加虚拟电厂可支配资源，并改变电网负荷特性（高峰部分转由车辆供电），可以预见，“车、网、荷、储”高度协同将成为新型电力系统的重要图景，虚拟电厂是实现这一协同的关键平台。

政策方面，《加强新能源汽车与电网融合互动实施意见》已指出要支持电动车参与虚拟电厂等场景，未来技术进步加

政策引导，车网互动或成虚拟电厂最大亮点之一。

## 7.2 市场演变预测

### 7.2.1 电力市场深化改革，全面接纳虚拟电厂

按照国家电改进程，预计到 2030 年，全国将形成统一的电力市场体系，包括统一电能量市场和多层次辅助服务市场，届时，市场规则将更加健全，价格机制更加市场化。辅助服务市场品种将更丰富，如引入二次调频、惯量响应、压降支撑等细分品种，且允许负荷侧竞价提供，如广东可能推出负荷削峰备用市场，由虚拟电厂竞价承诺在紧急时段提供 X MW 备用，这会给虚拟电厂更多创收渠道。

需求侧响应与现货市场联动会更紧密，高峰电价飙升时，需求响应自动触发，聚合商响应量甚至可反向影响市场价格，实现供需双向互动的闭环。这类似于在市场出清模型中显式纳入可中断负荷的变量，使得市场本身寻优就会激活虚拟电厂资源。

未来，可能的情景是某省现货市场软件里，把虚拟电厂作为一种特殊机组，在报价-出清-执行中无缝运作。容量补偿机制也可能逐步出现，若“十四五”末高峰供需偏紧，国家可能建立调峰容量市场或可靠性共享机制，跨省招标削峰资源，虚拟电厂可以作为重要竞标方之一。

### 7.2.2 供需互动平台和配电级市场兴起

在终端用户和配电网层面，可能出现新的市场形式，比如配网灵活性交易平台，配电公司或增量配电网运营者，可以发布本地网的柔性资源需求（缓解配变过载、电压支持等），虚拟电厂在更细粒度上提供服务。这类似英国的配网运营商

每年举行柔性资源招标，由聚合商应标，中国若配电改革深化，也可能引入类似机制，这将成为虚拟电厂除批发市场外的新舞台。

用户侧 P2P 交易也值得期待，特别在园区或社区内，可通过区块链或聚合平台允许用户之间直接交易富余电、调节富余。虚拟电厂可以运营这样的 P2P 市场，赚取交易撮合费。这种去中心化、本地化市场符合新能源高渗透趋势，也减轻上级电网压力。

未来 10 年内，在政策许可范围内，一些能源互联网试点地区可能实现用户间绿电和灵活性直接交易。当然，这需要监管模式创新，但从趋势看，以用户为中心的小微市场将是对传统集中市场的有益补充。

### 7.2.3 虚拟电厂参与规划与资源配置常态化

当前，电网规划主要考虑源和网，负荷弹性很少作为明确资源。未来随着虚拟电厂规模扩大，其削峰能力将纳入电力平衡计算。

在电源规划上，可以通过“虚拟电厂等效装机”的形式出现，比如某省预计 5 年后高峰需新调峰能力 2GW，可以考虑通过新建 1GW 机组+发展相当于 1GW 调峰能力的虚拟电厂组合完成，部分地区峰荷需求完全可能由需求侧来解决，而无需新建电厂，这在规划上要明确体现。

用能侧管理从需求管理（DSM）向需求资源配置转变。更直观的变化是，电力平衡表将出现“虚拟电厂”一列作为出力。届时，发电装机容量、跨区输电能力、虚拟电厂调节能力将并列成为电力供应能力的三大指标。如《指导意见》设定 2030 年 5000 万千瓦虚拟电厂能力目标，意味着到那时

这 5000 万千瓦将被视作电源规划的一部分来管理。

此外，在资源配置上，或许会建立“需求侧资源储备”机制，由政府或电网长期合同采购一定量的虚拟电厂能力作为应急储备，提升保供韧性，这类似过去对事故备用的管理，只不过资源从发电变为负荷。

#### **7.2.4 能源与其他领域融合的新业务模式**

展望更长远，虚拟电厂可能与建筑能源管理、智慧城市、碳市场等深度融合，出现跨界的新模式。例如智慧城市中，将虚拟电厂平台与市政管理系统对接，可根据交通出行、天气变化动态调控城市用能；又如虚拟电厂结合 5G 基站、电信系统构建“通信基站虚拟电厂”，既为电力调峰也为通信节能服务；还有“虚拟电厂+碳区块链”，把每一笔虚拟电厂响应产生的减排实时上链登记，企业随时购买用于碳中和；诸如此类的融合创新将层出不穷，使虚拟电厂不再孤立，而成为整个能源互联网乃至数字社会基础设施的一环。

### **7.3 不同主体的政策建议**

#### **7.3.1 对国家能源局和地方政府**

##### **7.3.1.1 完善标准与规范**

由国家能源局牵头，快速制定发布虚拟电厂系列标准和管理办法，包括技术标准（接入、控制、通信、安全等）和运营规范（市场准入、结算、信用等），建立标准动态更新机制，跟随技术进步及时修订，鼓励各地监管机构在标准框架下出台实施细则，形成国家标准+地方细则的完备体系。

### **7.3.1.2 市场准入与交易机制**

督促尚未开展试点的地区制定虚拟电厂参与市场的实施方案，在“应入尽入”原则下，让虚拟电厂进入中长期、现货、辅助各市场。对暂不具备现货条件的地方，可采用竞争性谈判/招标等方式采购虚拟电厂调节服务作为过渡，国家能源局应将虚拟电厂纳入电力现货市场评价指标，对各试点地区考核其参与度，以利推进。

### **7.3.1.3 财税激励政策**

中央和地方应出台支持虚拟电厂的财政激励。建议将虚拟电厂项目列入新能源和节能减碳专项资金支持目录，对试点项目的关键设备投资给予补贴或贴息贷款，对聚合商取得的需求响应、电力市场收入，可考虑税收优惠（如营业税减免）以支持新业态，对电网公司因引入虚拟电厂减少了电网投资的部分，可在输配电价监管中合理考虑，使电网也有动力推动。

### **7.3.1.4 监管与风险防范**

建立虚拟电厂监管办公室或指定专门处室，负责监督检查各地试点执行情况，收集数据定期通报。开发全国统一的虚拟电厂监管信息系统，实现对重要指标（如调节容量、响应成功率、安全事故）的实时监控。对于发现的不规范行为，如夸大响应量等，要及时发布警示或暂停资格。建立问责机制，明确虚拟电厂运行中出现安全事故、市场违规的责任主体和处罚措施，以防范化解行业潜在风险，保障高质量发展。

## **7.3.2 对电网公司**

### **7.3.2.1 角色转型为平台服务者**

电网公司应积极从传统“管理者”向“平台运营者”转变。在保障安全的前提下，开放自身调度和营销系统接口，为虚拟电厂提供数据和调度服务，如开放用电信息采集系统的数据给聚合商（在用户授权下），提供标准化的 API 接口，让聚合商无缝接入调度指令系统；充当好“桥梁”，将电网的需求精确传达给市场主体，将市场主体的能力充分反馈给电网。

### **7.3.2.2 构建协调运行机制**

电网企业可以在调控中心专门设立虚拟电厂协调岗位，实时跟踪虚拟电厂执行情况，与聚合商保持沟通，在编制日调度计划时，将虚拟电厂调节计划纳入，与机组统一考虑，这要求改变过去只关注供给侧的模式，真正做到“源网荷储互动”。另外，可探索建立调度-聚合商联合演练制度，定期进行负荷削减演练和应急演练，将虚拟电厂纳入电网应急体系，提高协调熟练度。

### **7.3.2.3 自建或参股虚拟电厂**

电网公司本身也可以投资组建专业化的虚拟电厂运营子公司，利用自身用户资源和技术优势直接参与市场竞争，这不仅满足自身调度需求，也可以避免市场上资源垄断。如果出于竞争中性考虑，也可采取参股合作方式，与社会资本合资组建平台，共享收益。

在南方，由电网旗下子公司牵头聚合工业园区负荷的案例已有实践。关键是电网需要主动拥抱这一新业态，与之共同成长，而不是将其视为冲击和对立面，电网的积极参与也可增强调度对虚拟电厂的信任度。

### **7.3.2.4 利用虚拟电厂优化电网投资**

建议电网公司将虚拟电厂纳入配网规划，作为替代或延缓新增变电容量的一种手段，这种“需求侧资源-供电能力替代”的理念要纳入内部决策流程。公司内部考核也应调整，对因为采用虚拟电厂而减少的固定投资，不应视为业绩不佳，而应鼓励，这方面主管部门也应在输配电价核定时予以认可。

### **7.3.3 对虚拟电厂运营商/聚合商**

#### **7.3.3.1 战略布局资源多元化**

聚合商在战略上应避免单一路径，可根据各地特点灵活布局。如东部工业负荷多的省份侧重工商业聚合，南方空调负荷大的城市布局居民/商业楼宇聚合，新能源富集地区重点聚合储能和电动车。建议在全国选择若干重点区域进行深耕试点，形成规模效应和示范效应，然后再滚动复制到别的区域，也可以采用合作模式扩张，如与当地售电公司或节能公司合作拓展用户，迅速占领市场。

#### **7.3.3.2 强化技术储备**

虚拟电厂属于技术密集型服务，聚合商需持续投入研发，掌握核心技术，尤其在负荷预测、优化调度算法、边缘控制软件等方面建立自有知识产权或深度应用成熟产品。可以与高校、科研院所合作设立虚拟电厂联合实验室，跟踪前沿技术（如 AI 调度）并将其快速应用于业务，如前所述 AI 和数字孪生是趋势，聚合商应积极尝试，将这些新工具融入平台，提升效率和竞争壁垒。

#### **7.3.3.3 商业模式创新与联盟**

聚合商要跳出简单赚补贴的思路，积极创新商业模式。可考虑与用能大户签订综合能源服务合同，将售电、节能和需求响应结合，提供“一揽子”解决方案并分享综合收益。

也可开发用户激励新机制，比如积分制，用户响应获得积分，可用于换购商品或电费抵扣，增强黏性，聚合商之间也可组建联盟或协会，共同与政府沟通诉求、制定行业标准、避免恶性竞争，联盟还可推动建立共享资源池，在紧急事件时互相支援调节能力，提高整体可信度。

#### **7.3.3.4 注重用户服务和品牌**

作为新兴服务行业，用户口碑和信任非常重要。聚合商应建立专业的客户服务团队，提供 7×24 小时响应，及时解决用户疑问和设备故障；应以诚信经营为原则，透明公正地计算用户收益，按约定及时兑付，决不能侵占用户利益，树立值得信赖的品牌形象，有助于吸引更多客户加入；可以开展品牌宣传，比如发布成功案例、节能减排成绩，让客户为参与感到自豪。长期来看，一个拥有稳定用户群和良好声誉的聚合商品品牌，将在竞争中更具优势，并可能获得溢价价值。

综合以上建议，可以概括为，政府搭台、市场运作、电网协同、企业创新。政府部门需提供制度保障和扶持土壤；电网作为连接环节，应主动开放融合；企业自身要苦练内功、锐意创新。唯有各方同心协力，才能推动虚拟电厂这一新生事物不断成熟壮大，真正担负起新型电力系统建设的重任。

---

## 八、未来展望

虚拟电厂作为电力系统“软资源”，能以较低成本显著增强电网弹性和新能源消纳能力，是建设新型电力系统的关键支撑之一。

首批试点将为我国探索出技术路径和商业模式，为后续复制推广奠定基础。在政策、技术、市场合力推动下，虚拟电厂有望在“十五五”时期实现从示范走向规模化应用，到2030年形成数千万千瓦级可调节能力，成为与抽水蓄能、新型储能并列的主力灵活性资源。

通过试点和验证，近期重点解决标准和市场机制瓶颈，中期实现商业可持续和安全可信运营，远期将虚拟电厂建设成为能源互联网的重要组成部分，最终通过政府、电网、企业、用户的共同努力，虚拟电厂必将在我国能源绿色转型和电力高质量发展进程中发挥巨大作用，真正实现“聚沙成塔、柔以克刚”，为保障“双碳”目标和能源安全贡献新的力量。

## 【版权及免责声明】

- 1.版权归属：**本文系由公众号“介子九维”（微信号：jiezijuwei）所有者创作的原创作品，该作者依法享有该作品的完整著作权。
- 2.授权限制：**未经本文作者书面许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或将其用于任何商业目的。
- 3.侵权责任：**对于任何违反本声明第 2 条规定的侵权行为（即未经许可的转载或商业使用），本文作者保留依法追究其法律责任的权利。
- 4.使用目的与免责：**本文内容仅供相关行业人士内部交流参考之用。任何基于本文内容而产生的理解、决策或行为，或因非授权使用（包括但不限于转载、改编、用于商业等行为）所导致的一切后果及损失，本文作者均不承担任何法律责任。

公众号：介子九维



微信号：介子九维

