



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

南方电网区域虚拟电厂常态化 运行机制研究

电力圆桌项目课题组

2024年11月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目课题组

EESIA

能源环境服务产业联盟
Energy and Environmental Service Industry Alliance

能源环境服务产业联盟（EESIA）是由绿色低碳领域多家核心企业及机构于 2015 年 1 月联合发起成立的。自成立以来，EESIA 聚焦节能降碳、综合能源服务、资源综合利用、新能源与储能、微电网与虚拟电厂、碳市场等绿色低碳领域，长期致力于开展产业研究，促进行业交流，推进国际合作与产业资源整合等相关工作。为推动我国绿色低碳循环高质量可持续发展，如期实现碳达峰碳中和战略目标贡献力量。

Cover Image @Freepik

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

南方电网区域虚拟电厂常态化运行机制研究

Research on the Regular Operation Mechanism for Virtual
Power Plants in the Southern Grid Region of China

2024年11月

目 录

摘要	1
1. 背景	3
1.1 研究意义与目标	3
1.2 虚拟电厂内涵	4
2. 国外虚拟电厂案例研究	6
2.1 国外虚拟电厂发展概述	6
2.2 国外虚拟电厂典型案例分析	13
2.3 国外虚拟电厂发展的关键要素与经验启示	17
3. 国内虚拟电厂发展现状与挑战	19
3.1 国内虚拟电厂发展概述	19
3.2 国内虚拟电厂典型案例分析	20
3.3 虚拟电厂常态化运行的制约因素	24
4. 南方区域虚拟电厂常态化运行的机制分析	26
4.1 南方区域电力供需形势概况	26
4.2 南方区域虚拟电厂运行情况	28
4.3 南方区域虚拟电厂常态化运行机制研究	29
5. 结论与建议	33
5.1 结论	33
5.2 建议	34
参考文献	36
鸣谢	37

摘要

在“双碳”目标下，我国能源电力系统加速重构，电力供需形势正发生深刻变化。特别是需求侧5G基站、储能电站、电动汽车等新型负荷不断发展，负荷波动性、不确定性增加，尖峰化加剧，峰谷差逐步拉大。电力市场对灵活性资源需求与日俱增，单纯依靠供给侧提供灵活性资源难以为继，亟需深入挖掘需求侧灵活调节资源，协力促进电力供需平衡、支撑新型电力系统建设。

近年来，以虚拟电厂为典型代表的需求侧新业态不断涌现，在提升电力系统灵活性、优化系统运行等方面发挥愈发显著的作用。本课题在系统分析国内外虚拟电厂发展现状基础上，总结了虚拟电厂常态化运行的制约因素与经验启示，并选取市场化改革走在全国前列的南方电网区域作为研究对象，梳理近年来南方电网区域实施虚拟电厂取得的成效，分析虚拟电厂在南方电网区域常态化推广应用存在的挑战，并提出相关结论和建议。

课题组研究发现，近期，国家和地方层面陆续出台了支持虚拟电厂发展的系列政策，消除了虚拟电厂参与电力市场的制度性障碍。但是，虚拟电厂仍然无法像其他经营性主体一样常态化参与电力市场，主要受限于市场身份、功能定位、价值疏导不清晰，这三方面因素制约着虚拟电厂的常态运行。

南方区域五省虚拟电厂发展存在较大差异。（1）广东依托现货市场，具备虚拟电厂常态化运行的基础条件，但主网传统装机容量相对冗余，导致虚拟电厂在广东现货市场中实现价值的空间受限。同时，局部配网需求逐渐凸显，但相关价格机制缺乏导致虚拟电厂难以实现功能价值。（2）云南与贵州作为西电东送战略主要外送省份，经济承受能力相

对较弱，实施虚拟电厂常态化运转存在资金总量、价格上限等多方面制约。（3）广西是西电东送战略实施的重要中转枢纽，随着灵活性调整能力需求的快速增加，合理的资金渠道仍是制约广西虚拟电厂常态运行的难题。（4）海南是南方电网区域电力流向的末端，本地电力资源相对匮乏。同时，近年来海量新能源汽车接入，造成配网层面供能难度增加。因此，海南开展虚拟电厂旨在解决配网运行问题。

基于上述研究，为进一步推动虚拟电厂常态化运行，课题组建议：

（1）在概念内涵方面，加快理清虚拟电厂的范畴和边界。建议从国家层面进一步明确虚拟电厂的概念定义，明晰虚拟电厂在电力市场中的权利与义务，引导社会各界形成统一认识。地方层面应结合国家层面的政策文件，进一步完善与细化虚拟电厂的管理细则，降低对虚拟电厂管理中存在的认知偏差。

（2）完善相关市场机制，扩大收益渠道，促进商业模式创新。做好虚拟电厂参与市场交易的合规性管理，建立虚拟电厂市场准入标准、程序和交易规则，将其纳入全国统一电力市场建设总体布局。加快推动虚拟电厂常态化参与调峰调频等辅助服务市场，推动虚拟电厂以灵活方式参与中长期、现货各类市场化交易，研究出台虚拟电厂在配电网功能发挥层面的市场化价格机制，充分激发虚拟电厂自身活力，促进商业模式创新。

（3）建立技术标准体系，提升建设效率。建立涵盖资源聚合控制、通信接口等方面的虚拟电厂建设运行标准体系，打破各类资源主体、虚拟电厂运营商、电网企业间的数据交互壁垒。构建信息网络安全防护机制，强化边界防护，提高内部安全防护能力，保证信息系统安全。研究出台适用于虚拟电厂的并网调度规范，促进虚拟电厂与电网友好互动。

背景

1.1 研究意义与目标

新型电力系统是能源绿色低碳转型的关键支撑，要加快推进电力行业低碳转型，破解日益增长的电力需求和环境约束之间的矛盾。构建新型电力系统是一场战略性、系统性、全局性变革。2023年6月，国家能源局组织发布《新型电力系统蓝皮书》，明确新型电力系统的内涵，是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为有力支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体。

从运行维度出发，新型电力系统面临源荷波动叠加的巨大挑战。新能源发电在电力系统占比不断提高，电源侧波动性也将不断增加。同时，负荷侧5G基站、储能电站、电动汽车等新型负荷不断发展，传统的电力用户形态将由电力消费者逐步转变为电力产消者，负荷波动性、不确定性增加，尖峰化加剧，峰谷差逐步拉大。在此背景下，电力系统对灵活性资源需求与日俱增，而需求侧资源将成为电力系统主要调节资源之一。在供需高度协调、产消一体化发展需求下，需求侧资源将逐渐提升至与供给侧同等地位，在促进电力供需平衡、支撑新能源消纳等方面发挥更加突出的作用。

虚拟电厂是新型电力系统的重要组成部分，是电力需求侧管理的延伸，也是促进电力供需灵活互动的重要抓手。虚拟电厂的特征主要体现在以下四方面：一是丰富多元化市场主体、扩大负荷侧灵活资源规模。虚拟电厂既可以将电力用户聚合，形成“负荷类”虚拟电厂，更可将新能源、储能等整体优化，形成“源网荷储一体化”虚拟电厂。二是聚合各类需求侧可调节资源缓解电力供需压力。虚拟电厂通过聚合和调动各类负荷侧主体，形成更经济、更灵活的可调节资源，缓解尖峰时段的供需矛盾。三是促进可再生能源优化配置与消纳能力提升。虚拟电厂能够通过源网荷储灵活双向调节，通过填谷需求响应或参与电力市场来促进可再生能源消纳和优化配置。四是数字赋能需求侧资源精准调控与灵活互动。新一代数字技术赋能虚拟电厂智慧化发展，实现了对各类资源的智能监测、管理和调度。

虚拟电厂未来快速发展是大势所趋，我国多个试点项目已经取得了积极成效，但目前虚拟电厂仍面临调用频次有限，收益不稳定等问题，难以实现规模化、常态化运行。

虚拟电厂常态化运行意味着能够给予所有的市场主体合理、持续、可预期的市场信号，并以经济手段对市场主体电力消费行为形成长期和短期的有效激励，同时可以引导各类型主体参与开展虚拟电厂投资。为促进虚拟电厂常态化运行，本项目在研究国外虚拟电厂最新实践和运行机制的基础上，分析国内虚拟电厂发展现状，总结虚拟电厂常态化运行的制约因素与经验启示。此外，报告选取市场化改革走在全国前列的南方电网区域作为研究对象，梳理近年来南方电网区域实施虚拟电厂取得的成效，分析虚拟电厂在南方电网区域常态化推广应用存在的挑战，并提出相关结论和建议。

1.2 虚拟电厂内涵

早在 1997 年，西蒙·阿韦布赫博士就提出了虚拟电厂的概念雏形“一种由独立的、市场驱动的实体组成的灵活聚合体，可以高效为消费者提供能源服务，而不必拥有相应的资产”。对于虚拟电厂的定义以及功能形态，经过二十余年发展，业内对其形成了较为统一的共性认识。

天津大学王成山院士定义“虚拟电厂不是一个实体发电厂，而是一套能源管理系统，即通过先进计量、信息通信、控制和管理技术，将用户侧分散的清洁能源、储能系统、可

控负荷等分布式能源资源聚合并协调优化，参与电网运行”。山西省能源局官方文件中定义“虚拟电厂是能源与信息技术深度融合的重要方向，是将不同空间的可调节负荷、储能侧和电源侧等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统，是市场机制下源网荷储协调互动有效实现形式”。国网冀北公司定义“虚拟电厂在传统电网物理架构上，依托互联网和现代信息通讯技术，聚合分布式电源、储能、负荷等尚未纳入电网现有调控范围的各类资源，进行协同优化运行控制和市场交易，实现电源侧的多能互补、负荷侧的灵活互动，对电网提供调峰、调频、备用等辅助服务”。国际上，欧盟 FENIX 项目中定义“虚拟电厂聚合众多不同容量的分布式能源，通过综合表征各分布式能源的参数建立整体的运行模式，并能够包含聚合分布式能源输出的网络影响”。

各方在虚拟电厂的功能形态上形成了一定共识，但同时各有侧重。共性是明确了虚拟电厂的基本特性，包含多类型资源、参与电网运行、运营协调控制技术、参与市场交易、聚合优化。差异在于侧重商业模式和服务属性，或侧重协同控制等技术属性。

2 国外虚拟电厂 案例研究

2.1 国外虚拟电厂发展概述

(1) 美国

电力需求侧管理起源于美国，作为综合资源规划的一个重要组成部分，在 20 世纪 70 年代世界能源危机的背景下迅速发展起来。美国 90 年代起把电力需求侧管理列入可持续发展能源战略的重要支持手段，联邦政府和州政府在法律法规、政策机制、标准技术、资金支持等方面持续推动电力需求侧管理优化调整。美国的虚拟电厂以可调负荷为主。2019 年美国七大电力市场上需求响应规模占到电力市场最大负荷的 9% 以上，对电力系统的影响较大。由于发展较早、激励手段多样、成效显著，美国成为全球“需求响应型”虚拟电厂市场化发展的榜样。

a) 主要政策措施

20 世纪 90 年代开始，美国积极推动电力市场化进程，逐步为电力需求侧管理破除体制机制壁垒。1992 年修订的《能源政策法》，对美国电力市场建设影响极大。该法案明确放开批发侧市场竞争，规定各类电力企业都享有平等、开放地进入输电网的权利，为电力需求侧管理市场化奠定了基础。2005 年通过的《能源政策法》明确支持需求响应；

2007 年的《能源独立及安全法案》将需求响应作为重要内容，要求评估未来 5 年、10 年的全国需求响应潜力，并制定国家需求响应行动计划；2008 年，美国联邦政府进一步推动需求响应参与电力市场，明确需求侧资源与发电资源处于同等地位，允许需求响应直接参与批发市场竞价。2011 年美国联邦监管委员会第 745 号令明确了需求响应的补偿问题，将需求响应资源作为发电资源的替代方案，可以得到和发电资源同等的资金补偿。在连续多年的政策支持下，电力需求侧管理相关规则日益完善。随着储能等新型市场主体不断涌现，2018 年美国联邦监管委员会第 841 号令进一步推动储能作为需求侧资源进入电力市场。

表 2-1 美国电力需求侧管理相关法令主要内容及意义

年份	法令	主要内容及意义
1975	能源政策与节能法案	规定了家用电器主要产品效能的原则性指标和节能标志
1978	国家能源及公共事业监管政策法案	第一部涉及电力需求侧管理及能源安全的法律
1987	国家耗能器具节能法	对 12 类家用电器产品提出了明确的能效指标有效期
1992	能源政策法	开放电力批发市场，美国电力进入管制放宽时代
1996	FERC 888 号法令	消除输电价格歧视，实行统一输电费率，形成竞争性电力市场
2005	能源政策法	明确支持电力需求响应，并将电力需求响应作为国策
2007	能源独立及安全法案	对全国电力需求响应潜力进行评估
2008	FERC 719 号法令	允许电力需求响应直接参与电力批发市场竞价
2009	美国复苏及再投资法案	投资 45 亿美元用来整合电力需求响应与智能电网设备，极大的推动了电力需求响应的发展
2011	FERC 745 号法令、FERC755 号法令	电力企业及零售市场运营商需支付电力需求响应公平的出清价格
2018	FERC 841 号法令	促进电力需求侧管理的发展，消除了储能进入电力市场的障碍

注：FERC 即美国联邦监管委员会

据统计，美国通过推行电力需求侧管理，在1985年—2000年这15年的时间里，共削减了约3000万千瓦的高峰负荷，而投入的成本仅占售电收入的1%不到，所节省的电能则高达发电成本的20%—40%，减少了2300万千瓦的发电机容量，节电537亿千瓦时。根据美国能源部的数据，2000年美国人均一次能源消费基本与1973年持平，但同一时期的人均GDP增长了74%。这当中固然有科技进步的原因，但美国从20世纪70年代开始推行的需求侧管理也功不可没。

美国各州政府也在积极推动电力需求侧管理工作，其中加州将电力需求侧管理放在能源发展优先级最高的位置。

2003年，加州公用事业委员会制定了一份名为能源行动计划(EAP)的能源政策框架，并于2005年进行了更新。该能源行动计划明确了不同类型能源发展的优先顺序，在能源发展过程中，为满足能源消费需求，第一个手段是采取能效提升和需求响应措施；第二个手段是发展可再生能源和分布式发电，例如热电联产应用等；如果能效提升和可再生能源均无法满足能源需求，最后才能发展清洁高效的化石燃料发电。由此可见，需求侧资源既可以作为满足日益增长的能源需求的首选手段(降低电力负荷峰值)，也可以作为管理高比例新能源电网的一种方式(转移负荷)。

此外，加州构建了一套激发需求侧灵活性的政策体系。2013年，加州立法机构推出AB2514法案，支持储能作为重要的灵活性资源快速发展。一方面，储能可以支撑电网消纳更多可再生能源，延迟对新增化石能源发电和输配电基础设施的需求；另一方面可以逐步减少对化石能源发电的依赖，以满足高峰负荷需要。AB2514法案提出，要求2020年前大型电力公司采购1325兆瓦储能容量(相当于最大负荷的1.64%)。2022年，加州通过SB846法案，要求加州能源委员会制定全州范围内的负荷转移目标，以减少净峰值电力需求。2023年，加州能源委员会发布《负荷转移目标报告》，该报告概述了与加州公用事业委员会和加州独立系统运营商协商制定负荷转移目标的方法，分析了加州需求响应和负荷转移的现状，并提出了在不增加温室气体排放或提高电费的情况下增加需求响应和负荷转移的政策。在此基础上，加州利用综合资源规划，推动电力公司进一步提高能效和发展可再生能源。在综合资源规划中，电力公司要研判未来电力需求走势，将提高能效、

需求响应、可再生能源等措施均纳入综合资源规划评估中，进而选择成本最低的资源方式。通过综合资源规划确保电力公司投资优先顺序，同时确保用户电价保持较低水平。

b) 市场发展情况

美国需求响应市场的主要特点是需求响应规模大、市场主体多样化、在容量市场上作用大。

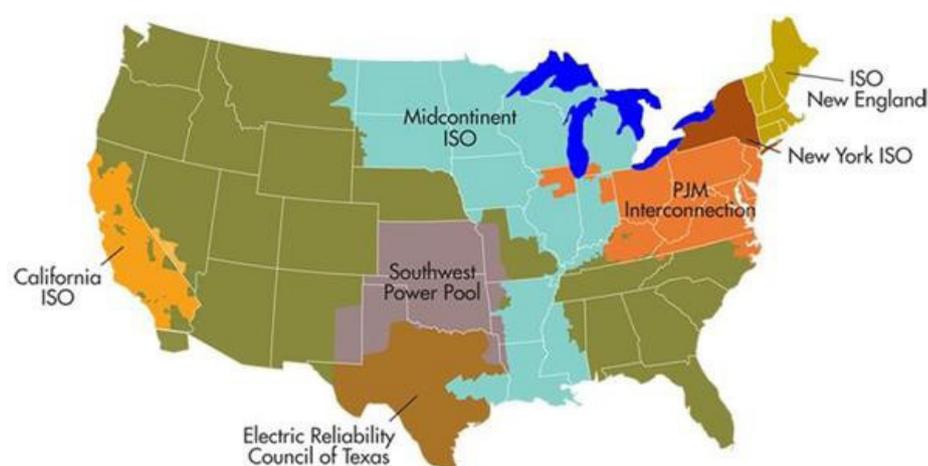


图 2-1 美国区域电力市场

资料来源: FERC

从规模上看，美国拥有全球最大的需求响应市场。2019 年，美国所有区域系统运营商（ISO）批发需求响应能力为 290 万千瓦，占区域运营电力市场最大负荷的 6.6%，占到全球总规模一半以上。其中，中部 MISO 的需求响应资源占最大负荷比重达到 11.3%，其次是加州市场和 PJM 市场，占比在 7% 左右。

从供需两侧看，市场主体多样化发展。美国需求响应市场主体的多元化体现在多个方面，一是市场开发主体的多元化，包括电力公司、负荷集成商、节能服务公司、传统的能源企业，甚至互联网企业都成为需求响应资源开发的主体；二是需求侧资源的多样化，既包括传统的节电和能效提升项目，也包括分布式能源、储能、电动汽车、直接控制负荷等多种类型。

根据美国国家环保局的统计。2018 年，全美 190 个电力公司注册的需求响应容量达到 208 万千瓦。其中，约有 69 万千瓦的需求响应参与电力批发市场，项目类型包括空调

自动控制（AC Switch）、智能恒温器（安装在空调等设备上）、热水器等。工商业领域的自动需求响应、激励性需求响应规模达到 125 万千瓦。

从单个项目看，工商业领域的激励性需求响应规模最大，达到 81 万千瓦，自动需求响应和空调自动控制项目（参与电力批发市场）规模均在 40 万千瓦。此外，PJM 和新英格兰 ISO-NE 均允许能效项目参与远期容量市场拍卖。

从响应类型看，以 PJM 市场为例，2019/2020 年度制造业、暖通空调（HVAC）分别占到市场规模的 42% 和 35%。其次是发电机组和照明系统，各占 10%。冷藏、热水器等比重较小。发电机组参与 PJM 需求响应市场，主要以柴油发电机为主（约占 86%），其次是燃气机组。

需求响应在容量市场占据一席之地。需求响应参与电力市场是其价值实现的重要途径。2011 年，美国通过立法赋予了需求响应等同于发电侧的地位。随着美国整体电力市场的完善，需求响应可参与几乎所有的电力市场类型。需求响应参与电能量市场（实时/日前），主要发挥系统调峰作用，缓解局部时段电网紧张；参与容量市场，主要发挥系统备用的作用，应对可能发生的电力系统紧急事件；参与辅助服务市场，主要发挥调频和（旋转或非旋转）备用作用。

从市场规模看，美国大多数地区电力市场的紧急/容量型需求响应有固定补偿机制，其费用要高于电能量市场。因此，需求响应资源通常优先参与容量市场，这是容量型需求响应成为市场主力的主要原因。在目前 PJM 等电力市场，容量或紧急需求响应规模能占到区域最大负荷的 5% 左右。例外的是德州的辅助服务型需求响应，由于德州电力市场对辅助型需求响应的设计适合市场特性，市场又提供了可靠的备用性费用，因此辅助型需求响应是德州需求响应市场主力。

表 2-2 美国参与电力市场的需求响应类型

类型	主要作用	要求	典型市场
电能量市场 (实时/日前)	调峰及应对高电价	经济性强；实时市场 要求快速响应能力	较为普遍，但市场规模较小

类型	主要作用	要求	典型市场
容量市场	系统备用，应对可能发生的电网阻塞、电厂突出事故等	可靠性要求较高	市场规模大。如 PJM、新英格兰 ISO-NE 的远期容量市场；纽约 NYISO、德州 ERCOT 和加州 CAISO 的“紧急需求响应”和“容量招标计划”等发挥类似作用
辅助服务	调频和备用等	快速响应、实时监测	较为普遍，是德州需求响应市场主力

(2) 德国

a) 主要政策措施

德国虚拟电厂发展比较成熟，虚拟电厂项目已经基本实现商业化。德国《可再生能源法》明确规定，所有 100 千瓦以上可再生能源发电项目必须参与电力市场交易销售，因此很多分布式可再生能源项目倾向于选择交由虚拟电厂运营。德国拥有 Next Kraftwerke、Sonnen 等一批成功的虚拟电厂公司，被认为是市场化模式成功的典范，因此成为各国研究和学习的对象。

表 2-3 德国虚拟电厂相关法律法规

政策名称	主要内容
《电力市场及规则》	虚拟电厂可用其资源池中聚合的各种分布式能源资源，参与平衡市场，提供备用服务，特别是二次备用和三次备用服务。
《可中断负荷协议条例》	可中断负荷既可以参与电力平衡市场，也可以参与输电系统运营商的招标。
《电网加速扩建法》	降低了参与再调度的最低门槛，即从 1 万千瓦降低到 100 千瓦，引入了“调度管理商”这一新的市场角色。
《可再生能源法》	所有 100 千瓦以上的新增可再生能源机组都必须进行直接销售。
《聚合商相关法规》	虚拟电厂可以根据机组的数量和类型确定其资源池中的分布式能源资源，从而提供各种平衡服务。
《能源经济法》	将家庭（及其灵活性资源）归类为终端用户，为居民提供灵活性的法律基础和先决条件。

b) 市场发展情况

德国虚拟电厂资源来源于发电侧、需求侧和储能，但其高分布式能源占比的特点决定了其以分布式电源的聚合为主。

收入来源方面，其主要应用场景为参与电力现货市场，并通过灵活电价来引导电厂管辖内系统优化发用电成本，优化交易收益，溢价部分与客户分成；或参与辅助服务（调频、备用等）来收取服务佣金。市场参与主体方面，其包括独立虚拟电厂运营商、电网公司、设备厂商等。市场机制方面，虚拟电厂主要有两种运营模式，一是参与电能量交易，代理风电、光伏、水电、热电联产等各类电源参与中长期、现货等电能量市场。二是参与辅助服务、需求响应交易，利用聚合资源中可调节资源（包括水电、生物质发电、储能、电动汽车等）启动快、出力灵活的特点，参与电网辅助服务获取收益。

(3) 法国

政策环境方面，法国政策允许虚拟电厂参与系统平衡调节机制，电网公司明确虚拟电厂参与门槛，电网公司、售电公司加大相关科研投入以引领技术发展方向和趋势，为虚拟电厂的发展营造了较好外部环境。

市场主体方面，虚拟电厂项目主要由法国电力公司 EDF 开发实施，项目数量累计已超过 17 个，总容量超过 150 万千瓦。电网企业直接进场进行初期投资，优势在于可以引导技术发展方向，确保虚拟电厂技术发展符合电网发展需求。

实施成效方面，虚拟电厂对电网和电力用户具有不同的作用。对电网而言，旨在缓解电网拥塞、减轻缓解区间联络线压力，重点发挥用户侧资源的调节能力，减少新增输电线路的投资需求。对电力用户而言，主要是以就地平衡、保障供应为主，减少大电网对各地区的供电压力，同时兼顾发挥平衡调节潜力。

(4) 澳大利亚

近年来，澳大利亚光伏发电发展迅猛，其大规模接入给原本十分脆弱的电网系统带来更大压力。澳政府通过加快电力市场改革，建设完善辅助服务市场，为虚拟电厂发展创造有利条件。

政策环境方面，澳大利亚从 1991 年开始电力市场改革，建立了国家电力批发市场和零售市场，实行现货交易和金融合约交易，明确国家电力市场管理公司作为市场主体购买系统调频及调压的相关辅助服务。2020 年，推出新的电网辅助服务规程，根据电网安全运行及经济性的需求，将电网支持与控制辅助分为可靠性与安全辅助服务及有市场收益的辅助服务两类，为试点虚拟电厂创造了有利条件。

市场主体方面，虚拟电厂项目主要由独立运营商开发运营。运营商兼顾资源的聚合与调度，为参与方提供储能设备及定制化解决方案，通过虚拟电厂整合平台对聚合资源进行调度，参与市场交易。

2.2 国外虚拟电厂典型案例分析

(1) 特斯拉虚拟电厂

特斯拉以 Autobidder 实时交易和控制平台为核心，依托其“车 + 桩 + 光 + 储 + 荷 + 智”闭环产业生态，形成超强的虚拟电厂服务能力，通过与电网公司合作、独立运营等方式在美国、澳大利亚、英国占据了大量市场份额。

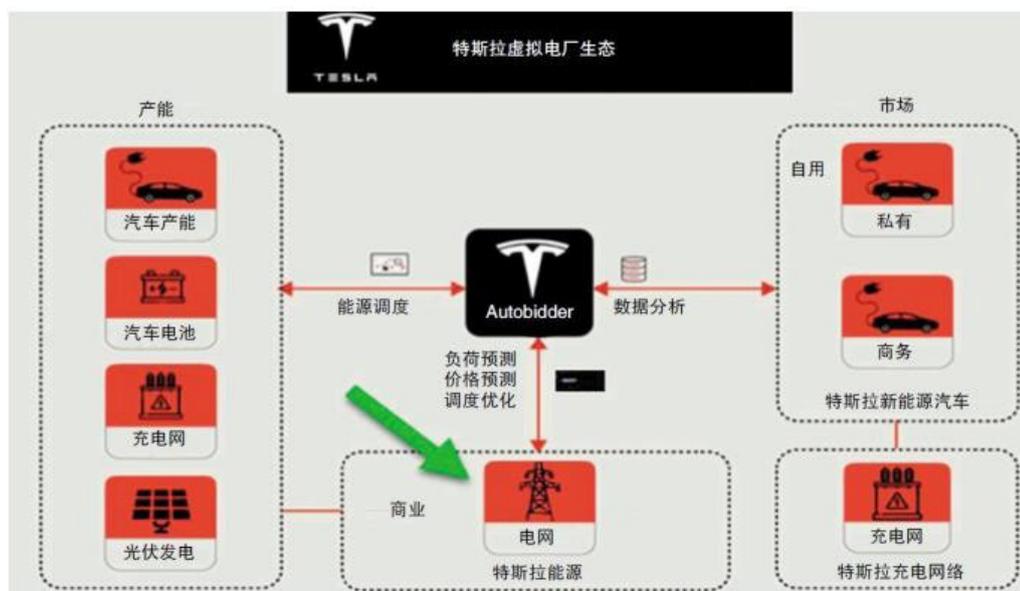


图 2-2 基于 Autobidder 的特斯拉虚拟电厂生态

案例 1: 加州公共事业公司 PG&E 借助特斯拉开发的家用电池产品 Powerwall 向用户直接购买电力，价格为 1 度电 2 美元。2022 年，特斯拉与加州公用事业公司 PG&E 合作开展了名为“Emergency Load Reduction Program”的虚拟电厂项目。所有参与计划的 Powerwall 所有者在电网面临巨大压力的紧急情况下，每向电网提供一度电即可获得 2 美元收益，远高于加州平均住宅电价 25 美分 / 度电。加州内陆和山谷地带夏天气温极高，各类场所对空调制冷的需求增加，常对电网造成过量负荷，夏日野火也可能导致断电，该虚拟电厂可参与调节获利。

案例 2: 提供 Powerwall 优惠，佛蒙特州能源零售商 GMP 获取业主电力的部分使用权。2017 年，特斯拉与佛蒙特州公用事业公司 Green Mountain Power 作开展了虚拟电厂项目，Green Mountain Power 作为 Powerwall 的渠道销售商，给业主提供 Powerwall 折扣价：业主可以选择以每月 55 美元分期 10 年或一次性 5500 美元（2017 年 Powerwall 原价 5900 美元）的优惠价格获得 Powerwall 产品，但需要放弃一部分电池控制权，允许电力公司使用设备中储存的部分能量对电力系统进行削峰填谷。Green Mountain Power 虚拟电厂聚合家用储能资源，参与调频市场、动态容量供应市场和交易电力批发市场并获取利益。

(2) Next Kraftwerke 虚拟电厂

德国 Next Kraftwerke 是欧洲最大的虚拟电厂运营商，同时也是欧洲电力交易市场认证的能源交易商，可参与能源现货市场交易，具有虚拟电厂运营商、能源交易商多重身份。Next Kraftwerke 公司能够提供涵盖数据采集、电力交易、电力销售、用户结算等全链条能源服务，同时也可以为其他能源运营商提供虚拟电厂的运营服务。包括生物质发电装置，热电联产，水电站，灵活可控负荷，风能和太阳能光伏电站等。截止 2021 年，其规模已经达到 9800 兆瓦。

Next Kraftwerke 有三种主要的业务模式，一是向可再生能源发电企业提供服务，将风电和光伏发电等可控性较差的发电资源直接参与电力市场交易，获取利润分成。二是利用生物质发电和水电启动速度快、出力灵活的特点，参与电网二次调频和三次调频，从而

获取附加收益，这也是公司最重要的利润来源。目前 Next Kraftwerke 公司能占到德国二次调频市场的 10% 的份额。三是通过调节需求侧资源，服务电网侧，赚取需求响应费用。

除了德国外，Next Kraftwerke 在比利时、奥地利、法国、波兰、荷兰、瑞士和意大利运营着 10000 多个分散式能源单元，已经成为大型的虚拟电厂国际运营商。

案例 1: 德国西部鲁尔地区 OBO 公司的短期柔性储能业务。Next Kraftwerke 公司帮助 OBO 公司向电网提供柔性储能服务，为 OBO 安装了两台紧急备用发电机，当电网频率发生过度偏移时，Next Kraftwerke 虚拟电厂的控制系统将激活这两台设备，向电网输送提供高达 500 千瓦的电力。Next Kraftwerke 将从虚拟电厂解决方案中获得的利润中分成。

案例 2: 为奥地利南部 Lichtenegg 公司的可再生能源发电提供辅助交易服务。Lichtenegg 公司拥有 0.18 万千瓦风力发电机，Next Kraftwerke 向其提供虚拟电厂的辅助交易功能，辅助其在现货市场的日常交易中出售 20% 的电力，而 20% 的电力占据了发电量 60%-70% 的总收入。Next Kraftwerke 将从辅助可再生能源发电厂进行现货交易中获得收益分成。

(3) PREMIO 示范项目

法国于 2008 年开展了 PREMIO 示范项目，目的是验证虚拟电厂对分布式能源、储能、负荷的整合效果进而形成新型、开放式、可复制的体系结构。PREMIO 项目包括光伏发电及电储能、热泵及热水储罐、工业制冷及热储能、生物质发电及电取暖、照明等多个模块以及专门开发的控制中心单元。该控制中心可实现日前、日内调度决策，首先接收电网调度下发的指令，然后收集各子系统运行状态信息并根据调度指令进行优化决策形成运行方案。该项目中虚拟电厂的运行状况由调度决定，控制中心主要作用是对内协调、优化、决策。

(4) 典型商业模式分析

目前国外如 NextKraftwerke、特斯拉、Sonnen 等厂商已进入商业化运营的快车道。从盈利模式来看，虚拟电厂可通过提供灵活性服务、电价套利，降低调峰成本、负荷平衡成本等运行成本，优化基础设施投资等方式获利。例如，德国虚拟电厂运营商通过对聚合的各个电源进行控制，考虑不同电力特性，设置不同销售组合参与电力市场交易，获取利润分成，并参与电网的二次调频和三次调频，获取附加收益。

从组织实施来看，电网公司、售电企业、发电企业、专业运营商都可以主导运营虚拟电厂。一是电网公司主导。如美国加州 PG&E 与特斯拉合作建立虚拟电厂，以缓解夏季高峰供电紧张。二是售电企业主导。如加州电力零售商 Energy Locals 与特斯拉合作，建立“太阳能 + 储能”虚拟电厂。三是发电企业主导。例如英国 Ecotricity 项目，发电企业将自身发电机组、储能装置、可调节资源等聚合成虚拟电厂，以实现增加电量销售、参与平衡市场的收益。四是专业虚拟电厂运营商主导。如德国 Next Kraftwerke，专注于虚拟电厂平台运营和技术开发，还为其他能源公司提供定制服务和技术解决方案。

从激励模式来看，虚拟电厂运营商为吸引用户接入主要采取包括电价优惠、固定费用、利润分成三种方式。一是为用户提供电价优惠，即给予用户电费账单打折或者为分布式电源提供较高的固定上网电价，以换取用户设备的控制使用权。二是给予固定费用，即类似于固定月租形式对参与虚拟电厂的用户予以补贴来换取用户设备的介入权。三是给予利润分成，运营商与用户按照约定比例共享虚拟电厂参与电力系统运行调节的总利润。

表 2-4 国外虚拟电厂典型激励模式

激励模式	优惠电价模式	固定费模式	利润分成模式
内涵	给予用户电费账单打折或者为分布式电源提供较高的固定上网电价，以换取用户设备的控制使用权。	类似于固定月租形式，对参与虚拟电厂的用户予以补贴换取用户设备的介入权。	运营商与用户按照约定比例共享虚拟电厂参与电力系统运行调节的利润。
优势	可与售电业务、分布式电源运营业务捆绑开展，便于推广虚拟电厂业务。	虚拟电厂运营商与用户的结算关系简单，且用户收入有保障。	虚拟电厂运营商因为没有向用户提供固定激励，在市场反转的情况下可节省成本。

激励模式	优惠电价模式	固定费模式	利润分成模式
劣势	应用范围有限，虚拟电厂与用户需有虚拟电厂以外的业务，才能采用此模式。	对提升用户的积极性作用有限，同时虚拟电厂运营商承担主要风险。	用户承担更高的风险，其收益与虚拟电厂平台收益挂钩。

2.3 国外虚拟电厂发展的关键要素与经验启示

从上述欧美国家需求侧管理与虚拟电厂的发展历程来看，支撑虚拟电厂发展的关键要素包含以下几点：

一是建立良好政策环境。美国从 20 世纪 90 年代开始积极推动电力市场化进程，自 1992 年起陆续出台了《能源政策法》、《能源独立与安全法》等一系列支持需求响应发展的政策，为电力需求侧管理市场化奠定了基础。2011 年美国联邦监管委员会第 745 号令明确了需求响应的补偿问题，将需求响应资源作为发电资源的替代方案，可以得到和发电资源同等的资金补偿。在连续多年的政策支持下，电力需求侧管理相关规则日益完善。随着储能等新型市场主体不断涌现，2018 年美国联邦监管委员会第 841 号令进一步推动储能作为需求侧资源进入电力市场。

二是逐步放宽准入门槛。在美国，基于美国能源部和联邦能源管理委员会对需求响应的政策支持，NYISO 和 PJM 等区域电力市场都开展了需求响应项目。NYISO 开展了紧急负荷响应、特殊资源项目、日前负荷响应三类需求响应项目。美国 PJM 市场的需求响应包括经济型需求响应、紧急型需求响应及价格响应型需求响应，此外在 PJM 的覆盖范围内，各州也会有额外的需求响应项目。截至 2019 年底，PJM 和 NYISO 参与需求响应的市场主体已包括自备电厂、电力大用户和负荷聚合商等，最低响应容量也降低到 100 千瓦，中小电力用户可通过负荷聚合商代理参与市场交易等。

三是允许需求侧资源参与容量市场。法国 2013 年就开始启动容量市场建设，并允许需求侧资源参与。法国制定了“红白蓝三色电价”政策，根据天气、系统运营及负荷状况，把一年分为红色 22 天（电价最高）、白色 43 天（电价次之）、蓝色 300 天（电价最低）。电网公司每天下午 5 时左右公布次日电价颜色，引导电力用户优化响应安排；在美国，

需求侧资源可以在基本容量拍卖市场中申报负荷削减容量和容量价格，在可靠性价格模型下与其他发电资源共同竞争。出清的需求响应资源在运行年度削减相应负荷容量，以容量市场出清价格进行结算。同时一些可被直接控制的负荷可以作为可靠性可中断负荷参与到追加容量拍卖市场中。容量补偿机制在 PJM 市场中对需求响应产业发展起到了很好的激励作用。美国 PJM 电力市场中，需求响应容量占电力市场高峰负荷的比重在 6%—7% 之间，2020 年参加零售需求响应计划的客户数量约为 1160 万，约占美国家庭的十分之一。2023 年 PJM 市场监管报告显示，从 2010 年至今，需求响应资源每年获得的收益都有所波动，其中 2015 年收益历史最高，将近 6 亿美元，从收入结构来看，主要收益来源于参与容量市场，单项费用占比最低的年份都超过了 80%。

从国外虚拟电厂运营的案例来看，可以总结出以下几点经验启示：

一是良好的市场机制为虚拟电厂商业化运营打下了坚实基础。美国、德国现货市场运行多年，对于灵活性资源的稀缺性可以较好的体现在电价上，且平衡市场、调频市场、容量市场等建设较为领先，为虚拟电厂发展提供大量市场机遇。

二是虚拟电厂参与主体类型多元，对于虚拟电厂发展具有促进作用。如德国 Next Kraftwerke、Sonnen、美国特斯拉的虚拟电厂业务均为多元化业务布局，例如 Sonnen 储能设备厂商，依托其丰富的用户资源开展虚拟电厂服务，特斯拉“车 + 桩 + 光 + 储 + 荷 + 智”一体化生态提供了丰富的聚合资源。

三是具备优化调控算法的平台为核心，打造闭环产业生态是虚拟电厂运营商发展的核心支撑。例如美国特斯拉 Autobidder 平台、德国 Next- Kraftwerke 的 NEMOCS 平台，除结合市场信息实现可观收益的优化调控算法外，还注重打造专业服务、金融等多元化生态支撑业务。

四是国外电网公司多在虚拟电厂过程扮演项目发起 / 直接开展 / 平台建设等多重角色。电网公司作为统筹电力电量平衡的主体，是最直接了解和掌握系统运行所需灵活性资源规模的一方，国外电网公司参与虚拟电厂建设运行有利于虚拟电厂的常态化调用。如美国的 PG&E、Green Mountain Power 等均与特斯拉开展合作，作为项目发起和需求方，也有少数配电网运营商如德国的 BayWe 等直接开展虚拟电厂业务，英国 Piclo 项目服务与英国国家电网建立了打造了聚合自研平台。

3 国内虚拟电厂发展现状与挑战

3.1 国内虚拟电厂发展概述

在国内实践中，虚拟电厂和电力需求响应内涵密不可分，我国惯常采用电力需求响应的概念起步并推广。2010 年国家发改委与工信部、财政部等五部门联合印发《电力需求侧管理办法》，其中需求响应作为电力需求侧管理的重要内容正式试点推进。2013 年，上海首次实施市场化需求响应试点，并逐步扩大需求响应实施范围；2015 年，江苏在全国率先实现全省范围需求响应。2017 年国家发改委与工信部、财政部等五部门印发《电力需求侧管理办法（修订版）》，积极推动电力需求响应工作纵深推进。2023 年 9 月，国家发改委修订印发了《电力需求侧管理办法（2023 年版）》《电力负荷管理办法（2023 年版）》，进一步强化需求响应的功能和定位，对深入挖掘需求侧资源，推动需求响应参与电力市场常态化运行提出新的要求，为促进源网荷储协同互动、保障电力安全稳定运行、助力新型电力系统建设奠定基础。

为完善传统电力需求响应内涵，部分省市探索引入虚拟电厂的概念开展相关工作。近年来，用电侧分布式光伏、储能加速推进，特别是大量屋顶分布式光伏按“自发自用、余电上网”运行，源、荷界限进一步模糊。同时，随着电力市场化改革不断推进，市场主体日趋多元，负荷聚合商积极开展跨地市、跨响应资源种类的电力需求响应，并逐渐

成为主流。对此，一些地方在传统电力需求响应基础上，逐步引入虚拟电厂概念拓展相关工作。例如，广州印发《广州市虚拟电厂实施细则》，明确电力用户、负荷聚合商参与虚拟电厂的规则和激励措施；山西印发《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，引导虚拟电厂规范入市，进一步推进源网荷储协同互动；山东发布通知明确 2022 年 7 月起，虚拟电厂可作为独立市场主体参与电力市场交易；深圳发布《深圳市虚拟电厂落地工作方案（2022-2025）》，探索推动虚拟电厂建设运行，优化调动负荷侧资源。

3.2 国内虚拟电厂典型案例分析

近年来，虚拟电厂建设热潮涌动，政府、企业、用户等不同主体推动虚拟电厂发展的目标也都各有特点。

政府部门推动虚拟电厂建设发展，一方面，可以保障电力安全稳定供应，服务新能源发展。虚拟电厂可以聚合更多的新能源、小型水电站、可调节工商业负荷、电动汽车充电桩、储能等灵活性资源，参与日内日前电力市场交易以及辅助服务。另一方面，可以丰富电力市场业态，推动市场建设，带动关联产业发展。建立虚拟电厂市场化运营机制，有利于传导市场价格信号，促进各类资源的协调开发和科学配置。

售电公司等综合能源服务商建设运营虚拟电厂，一方面体现能源数字化、用户侧资源开发利用等有前景的业务发展方向，值得提前布局。另一方面，在售电市场化浪潮下，借热度“跑马圈地”覆盖优质客户资源，未来可拓展节能、分布式能源开发利用等其他业务。虚拟电厂有广阔的发展前景，提前布局可以获得更多的优质资源，从而获得先入者优势。

电网公司支持虚拟电厂发展，一是保供保安全的迫切需求。将分散式、单体规模小的需求侧资源资源整合在一起，可以有效提升电力系统的灵活性。二是发展虚拟电厂可节省电网投资。据国网上海市电力公司 2021 年测算，百万千瓦级虚拟电厂建成相当于节省发输变电投资约 41 亿元。

以下将分别介绍由电网公司、政府、售电与综合能源服务商为主导的典型虚拟电厂案例。

(1) 冀北虚拟电厂

冀北虚拟电厂平台自 2019 年 12 月投运以来，已支撑 2 家虚拟电厂运营商、23 家资源用户使用。接入资源包含蓄热式电采暖、可调节工商业、智慧楼宇、智能家居、用户侧储能等 11 类，总容量约 19 万千瓦，覆盖区域包含张家口、廊坊、承德、秦皇岛、唐山五地市。

国网冀北公司研发了基于公有云和边缘协同的虚拟电厂智能管控平，采用“云、管、边、端”体系技术架构，建立调度、交易、营销与用户侧的数据交互接口，实现虚拟电厂持续在线响应电网自动发电控制（AGC）调控指令，管控平台数据、信息交互示意图如图 3 所示。在“端”侧，为分布式能源引入智能公网终端，实现资源的自动感知、主动通信、主动决策及响应控制；在“边”侧，配置智能边端，利用边缘计算，实现局部资源的聚合与解聚合，同时基于软件定义技术，提高资源的数据采集与处理效率；在“管”侧，采用基于物联网的公网传输及加密技术，在保障数据信息安全可靠传输的同时降低通信基础设施的投入成本；在“云”侧，技术架构模块分为资源接入、架构性能、高级应用三个方面。

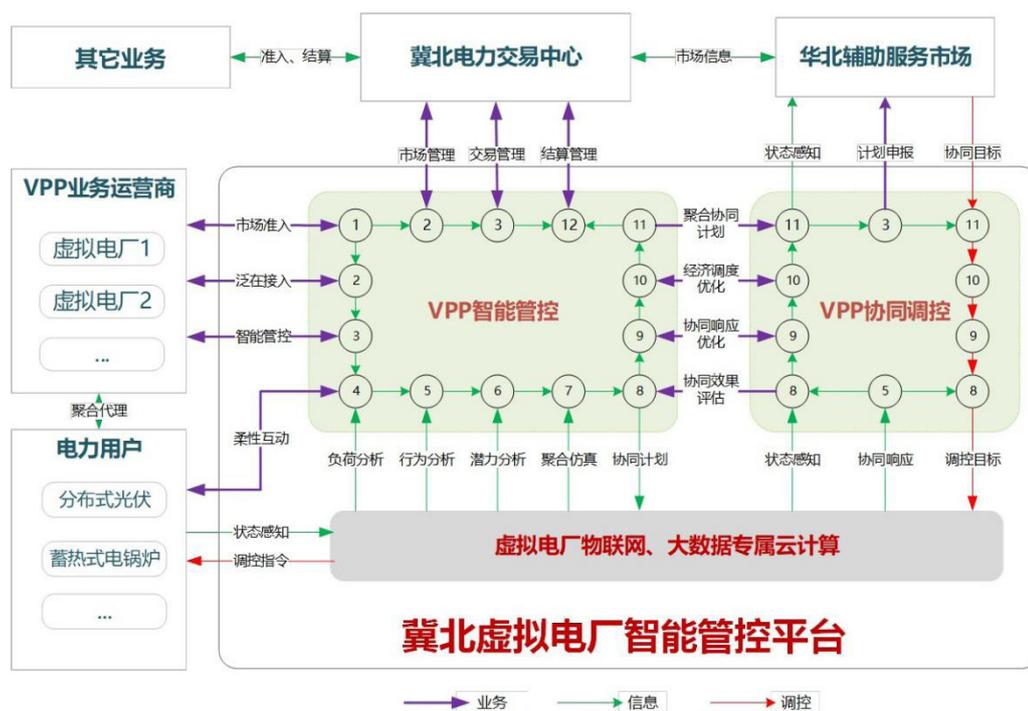


图 3-1 冀北虚拟电厂管控平台数据、信息交互示意图

资料来源：智慧绿色能源

冀北虚拟电厂参与华北调峰辅助服务市场（主要参与每年 11 月至次年 4 月开展的华北电力调峰辅助服务市场京津唐市场，每天开展 11 个小时，主要针对于低谷新能源调峰），具体流程主要包括注册、日前运行、日内运行、结算 4 个阶段。

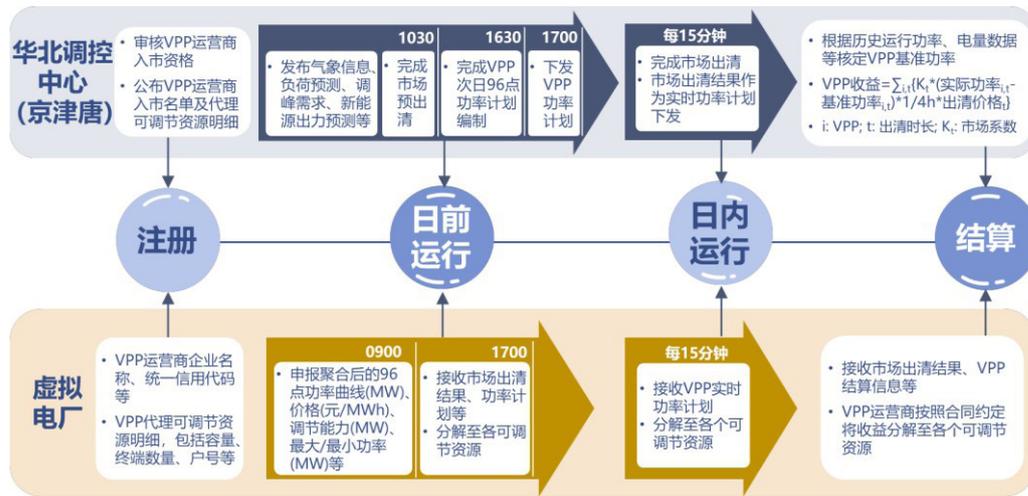


图 3-2 冀北虚拟电厂交易流程图

资料来源：智慧绿色能源

冀北虚拟电厂在电网调峰能力不足时段，调整自身用电曲线，以提供调峰辅助服务。通过 AGC 控制，将用电负荷调整至低谷调峰困难时期，快速抬升电网低谷净负荷。2019 年底，冀北虚拟电厂建成投运我国首个以市场化方式运营的虚拟电厂示范工程，截至 2022 年底，已在线连续提供调峰服务超过 4800 小时，虚拟电厂运营商和用户收益达 673.70 万元。

(2) 上海虚拟电厂

上海超大型城市统一虚拟电厂示范工程聚合工业、商业楼宇、三联供、电动汽车、铁塔基站等资源，有黄浦区虚拟电厂、蔚来汽车、安充充电站等多方运营商接入，上海市可调节负荷资源超过 876 万千瓦，其中包括工业负荷 123 万千瓦、商业负荷 216 万千瓦、电动汽车负荷 100 万千瓦等，分布式电源容量大于 100 万千瓦、可调资源容量大于 200 万千瓦、最高峰值负荷降低 40 万千瓦以上、快速调频容量大于 20 万千瓦、快速调频指令响应时延小于 300ms。按照“统一管理、分布式接入、协同调控”的运营管理模式，

建立城市级分布式可调节资源集控中，实现虚拟电厂的协同调度。通过参与中长期备用交易、中长期调峰交易、新能源发电曲线调节交易及替代调峰交易建立盈利模式。

政府通过政策支持为上海超大型城市统一虚拟电厂的建设与发展提供良好的环境，政策涵盖平台建设、市场化交易、辅助服务等方面，并由政府出资支持临港片区虚拟电厂配套建设，同时上海承担着国家第二批现货市场建设任务。2021年，上海市虚拟电厂交易由小规模试点项目逐步向规模化、常态化发展。在2021年五一假期后首个工作日，上海通过能源互联网技术，在不影响生产生活用电的情况下，一次性腾出500千瓦的负荷，是国内首次“双碳”主题的虚拟电厂需求响应行动。在工业企业、商业写字楼、储能电站、电动汽车充电站等11536家电力用户共同参与下，不到2天时间内，累计调节消纳清洁能源123.6万千瓦时，减少碳排放约336吨。在2022年春节期间的“无感调控”填谷需求响应中，涵盖了1068户电力用户，实现需求响应最大填谷容量4.1万千瓦，累计填谷电量7.1万千瓦时，消纳清洁能源2.2万千瓦时，并且完成了低谷时段负备用调控能力技术测试。此次“无感调控”也为后续常态化开启需求响应提供助力，为电网运行安全性和经济性提供技术储备。

(3) 山西虚拟电厂

山西风行虚拟电厂2023年正式入市，是全国首座现货模式下的虚拟电厂，其重点在于“通信”、“聚合”、“优化”三个方面，包括量测通信技术、协同控制技术以及优化决策技术，创新性挖掘水泥厂、铸造厂中磨机、电炉的调节潜力，将现货市场价格信号传导到用户，通过生产排产的优化，降低用电成本的同时，获取额外收益，再投入综合能源管理中。截止2023年底，风行虚拟电厂持续参与山西电力交易市场中长期、现货、辅助服务市场相关交易，目前已聚合建材、铸造厂、工商业储能、分布式光伏、非金属矿物制品业、冷库、充电桩等用户侧资源，聚合容量24万千瓦，调节容量7万千瓦，年用电量规模15亿千瓦时。可实现政府、发电侧、电网、负荷聚合商、电力用户/可调负荷五方价值，具备可复制性、可推广性，在保供应、促消纳、促转型方面具备显著的影响。

以市场化机制为依托，风行测控探索打造包括用户库、资源库、策略库“全资源池”运营模式的“源-网-荷-储”融合调控虚拟电厂。产品以市场化电力交易为主导，通过虚拟电厂技术支持系统，聚合可控用户侧负荷（建材、铸造、钢铁、冷库、蓄热锅炉、电

解铝、写字楼等)、分布式电源、电动汽车和储能装置等资源,动态配置各资源潜力,参与需求响应、辅助服务、电能量市场(中长期、现货),作为整体参与市场化交易,提高议价能力,实现能源供应效益的最大化。

(4) 宁夏虚拟电厂

宁夏综合能源服务有限公司虚拟电厂:涵盖电采暖、数据基站、材料生产及制造等 12 个行业试点参与辅助服务市场(以调峰服务为主)。自 2023 年 10 月 28 日启动虚拟电厂辅助服务以来试点项目已开展 14 次调峰服务,累计申报容量 51.27 万千瓦,累计计划响应电量 262.95 万千瓦时。

3.3 虚拟电厂常态化运行的制约因素

推动虚拟电厂常态化运行的具体手段包括完善电力市场机制,出台专项电价、财政补贴、税收优惠等政策支持,其中电力市场是虚拟电厂实现常态化运行的主要途径。为促进虚拟电厂发展,国家和地方层面陆续出台了支持虚拟电厂发展的系列政策,消除了虚拟电厂参与电力市场的制度性障碍。但是,虚拟电厂仍然无法像其他经营性主体一样常态化参与电力市场。

通过对案例的分析发现,虚拟电厂参与电力市场普遍存在的市场身份、功能定位、价值疏导不清晰,是制约虚拟电厂常态运行的重要原因。

(1) 市场身份不清

虚拟电厂虽名为电厂,但大多不具备常规电厂的精准调控能力,实质是汇集了工商业电力负荷资源以及分布式电源、新型储能、电动汽车、氢能等新型资源的聚合体,兼具电力“生产+消费”一体化的属性。因此在参与电力市场过程中,是作为发电主体还是用电主体尚未形成共识。在近期广东省能源局、国家能源局南方监管局联合印发的《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》中,将虚拟电厂按照负荷类和发电类分别进行市场注册,但具体实践成效仍有待进一步观察。

(2) 功能定位不清

近年来，我国电力系统主干电网和配电网的调节需求日益增加，在实践中，虚拟电厂在不同层级电网中均可以发挥调节和支撑作用，如削减主网或配电网层级的尖峰负荷；替代区域电网供电投资；缓解局部区域电力供需紧张等。但是，目前我国电力市场形成的价格主要反映主干电网电力供需形势，如削减主网尖峰负荷的价值可以通过现货市场体现，但配电网价格信号缺失，虚拟电厂为支撑配电网运行的高投入价值缺乏充分价格信号进行反映。

(3) 价值疏导不清

当前不同地区用电结构、用电规模、用电特性等差异性持续加大，主干电网和配电网的功能价值以及价值疏导对象也呈明显的差别。从虚拟电厂实践来看，无论是政府补贴还是市场化模式，均由全体市场成员进行价值分摊。这种方式虽然可以在短期内解决虚拟电厂价值实现的资金来源问题，但可能造成新的交叉补贴，如尖峰用电主体支付的超额电费转移用于刺激电力用户于低谷多用电。

4 南方区域虚拟电厂常态化运行的机制分析

4.1 南方区域电力供需形势概况

(1) 南方电网区域电力结构转型成效显著，电力清洁化水平走在全国前列。

2023 年，南方电网统调装机容量超过 4.4 亿千瓦，同比增长 13.1%。其中，煤电装机 1.32 亿千瓦，装机比例达 29.7%；水电装机 1.22 亿千瓦，装机比例达 27.6%；风电、光伏等新能源装机 1.05 亿千瓦，装机比例达 23.6%，同比提高 6.5 个百分点；燃气机组 4465 万千瓦，装机比例达 10.1%；核电装机 2080 万千瓦，装机占比达 4.7%；其他装机 1930 万千瓦，装机占比达 4.3%。

(2) 南方电网区域可再生能源利用率较高，电气化水平远高于全国平均水平。

2023 年，南方五省区全社会用电量 15835.19 亿千瓦时，同比增长 7.4%，较全国用电增速 6.7% 高 0.7 个百分点。分季度看，第一、二、三、四季度用电量同比增速分别为 3.7%、6.9%、7.7%、10.7%，反映经济运行持续向好，市场需求趋于活跃。

分省区看，广东用电量平稳增长，达到 8502.47 亿千瓦时，同比增长 8.03%，第三产业用电增速较快，达到 12.08%，第一、二产业、居民生活用电增长分别为 6.64%、6.93%、6.78%；广西用电量增速较快，达到 2449.40 亿千瓦时，同比增长 10.49%，第一、二产业增速较好，分别为 18.51%、12.7%，第三产业增长 9.23%，居民生活用电增长 4.21%；云南用电增长较为缓慢，为 2513.48 亿千瓦时，增长 5.19%，第一、三产业增速较好，分别为 33.31%、13.38%，第二产业有回升趋势，增速 3.51%，居民生活用电增长 4.29%；贵州用电量基本持平，为 1782.54 亿千瓦时，同比增长 2.25%，其中第一、三产业正增长，分别为 20.33%、7%，第二产业增速 1.78%，居民生活用电与去年相比，降幅为 1.21%；海南用电增速领涨全国，达到 16.08%，用电量 482.26 亿千瓦时，其中第三产业、居民生活用电增速均超过 15%，分别为 20.02%、15.54%，第一、二产业增速分别为 5.17%、14.24%。

分产业看，第一、第三产业用电持续大幅提升，居民用电平稳增长，第二产业恢复性增长。第一、二、三产业及居民用电分别同比增长 12.06%、6.56%、11.73%、5.11%，第一、二产业、居民生活用电增速高于全国平均水平。其中，第一产业增速 12.06%，高于全国平均水平（11.5%），各省区均增长较快；第二产业增速 6.56%，高于全国平均水平（6.5%），制造业恢复性增长，广东、广西、海南为正增长，云南、贵州基本与去年持平；第三产业增速 11.73%，低于全国平均水平（12.2%），消费市场加速回暖，服务业市场需求释放加快，海南增速超过 15%，云南增速 13.38%；居民生活用电增速 5.11%，高于全国平均水平（0.9%），除贵州外其他省区均为正增长，海南增幅达到 15.54%。

(3) 南方电网区域充分利用五省区电力资源禀赋特点，西电东送送电能力持续提高。

南方电网覆盖五省区，并与香港、澳门地区以及东南亚国家的电网相连，供电面积 100 万平方公里。2023 年，全网统调最高负荷 2.34 亿千瓦，增长 8.2%。南方电网东西跨度近 2000 公里，网内拥有水、煤、核、气、风力、太阳能、生物质能、抽水蓄能和新型储能等多种电源。持续推进西电东送通道建设，西电东送送电能力从 2017 年的 4162 万千瓦，提高到 2023 年超过 5800 万千瓦。2023 年西电东送电量 2177 亿千瓦时，其中

清洁能源占比达到 84.7%。截至 2023 年底，全网 110 千伏及以上变电容量 13.26 亿千伏安，输电线路总长度 27.8 万公里。

4.2 南方区域虚拟电厂运行情况

当前，南方区域通过虚拟电厂、负荷聚合商聚合工商业负荷、储能、充换电设施、中央空调、通信基站等各类资源。在广东、广西、云南、海南等省区积极开展示范应用，构建以需求响应为基础、电能量和辅助服务为拓展的市场模式，试点推动虚拟电厂参与现货市场、需求响应、备用辅助服务市场。

(1) 广东

广东省于 2021 年起在全国率先建立市场化疏导的需求响应机制，支持聚合商代理用户形成虚拟电厂参与需求响应。深圳成立全国首家虚拟电厂中心，最大可调节负荷能力约 70 万千瓦，主要依托市财政资金支持，参与深圳地区需求响应。目前，深圳虚拟电厂调控管理云平台已接入充电桩、楼宇空调、光伏等 9 类共计 5.5 万个可调负荷资源，总容量逾 310 万千瓦。2023 年 11 月，深圳 7 家虚拟电厂试点参与南方区域跨省备用市场交易，出清最大中标容量约为 24 兆瓦。

(2) 广西

2024 年以来，广西能源局先后出台《关于进一步优化调整低谷电力消纳交易有关事项的通知》《促进充电桩运营商参与低谷电力消纳交易试点措施》等政策措施，从相对成熟的电力调峰辅助服务市场及低谷电力消纳交易起步，激励车网互动等负荷聚合商试点参与市场交易，引导新能源汽车在低谷时段多用电，低谷消纳需求响应最高度电补偿 0.6 元/千瓦时。2024 年上半年，累计组织开展 14 批次低谷电力消纳交易，响应天数 89 天，共 712 个低谷电力时段，合计成交电量 4.75 亿千瓦时，降低市场主体用电成本约 2.85 亿元。

(3) 云南

云南建设调度侧虚拟电厂调控管理系统，在昆明、曲靖等地开展虚拟电厂试点。随着新能源大规模发展，虚拟电厂已具备常态化开展填谷需求响应的应用场景，2024 年已开

展多次填谷响应，为虚拟电厂发展提供了良好的“土壤”。目前，云南积极推动虚拟电厂建设，通过打造省级虚拟电厂运营平台，同时围绕工业柔性可调负荷、电动汽车充电设施、通信基站等负荷重点建设和接入，打造虚拟电厂资源池，持续助力电网安全稳定运行及清洁能源高比例消纳。

(4) 海南

海南省于 2023 年 8 月 9 日挂牌成立了国内首个省级虚拟电厂管理中心，紧扣海南建设国家生态文明试验区及清洁能源岛总体要求，构建具有海南自贸港特色的海岛虚拟电厂体系。依托负荷管理系统建成虚拟电厂平台，业务链条打通营销、计量、调度、交易等平台，为参与电网运行调节提供技术保障，支撑虚拟电厂全业务链条参与日前邀约响应、日内需求响应。预计到 2025 年，海南省虚拟电厂管理中心将接入至少 100 万千瓦的虚拟电厂规模。

4.3 南方区域虚拟电厂常态化运行机制研究

南方区域作为电网流向单一、各省电力系统运行特性差异性较大的区域电网，尽管已开展了区域电网联合出清的实践，但省间通道的约束仍占主导，因此从研究来说，仍主要考虑按照分省进行考虑。

(1) 广东

广东是南方电网区域的核心省份，是南方电网区域西电东送战略的主要受电省，2023 年用电量达亿千瓦 8502 时，大于南方电网区域其余四省用电量之和。同时，广东具有经济发达、终端电价承受力相对较高的特点，以广东作为南方电网区域虚拟电厂常态化运行机制分析的典型案例极具代表性。

根据广东省“十四五”电力规划的发展目标和相关要求，对广东省 2025 年典型日、尖峰日和低谷日开展分析，如图 4-1 所示。广东省按照能源规划，特别在应对尖峰的情况下，广东省整体装机呈现冗余态势。根据当前广东省电力现货运行价格来看，从主网层面来看，

如图 4-2，不考虑粤东、粤西存在局部阻塞的情况下，虚拟电厂应用于主网批发市场的经济激励不明显，恐难以产生较好的效果。

从局部来说，主网层面在各别地市存在的断面过载，如图 4-3，部分配网存在的台区过载，无法单纯通过新增集中式电源解决。以深圳虚拟电厂为例，聚焦解决部分台区重载问题，实现了线路级的负荷控制，取得了较好的效果。

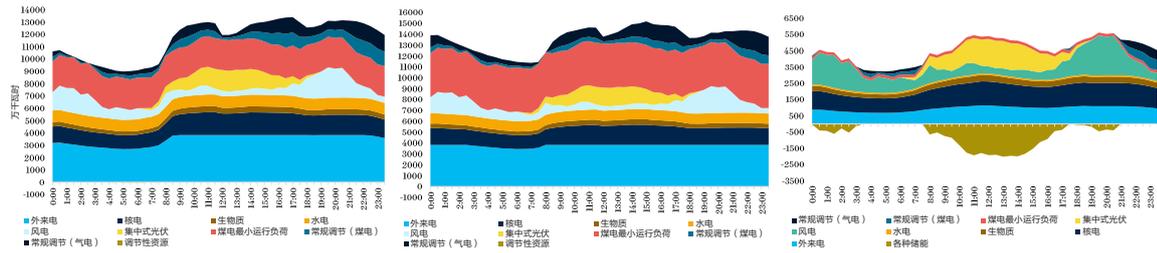


图 4-1 2025 年广东省不同场景日内发用特性预测

数据来源：据课题组测算

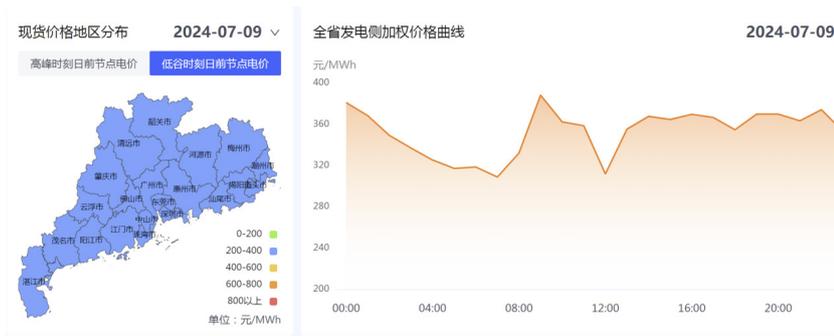


图 4-2 广东省级现货市场典型日日前出清价格

数据来源：据广东电力交易中心发布数据

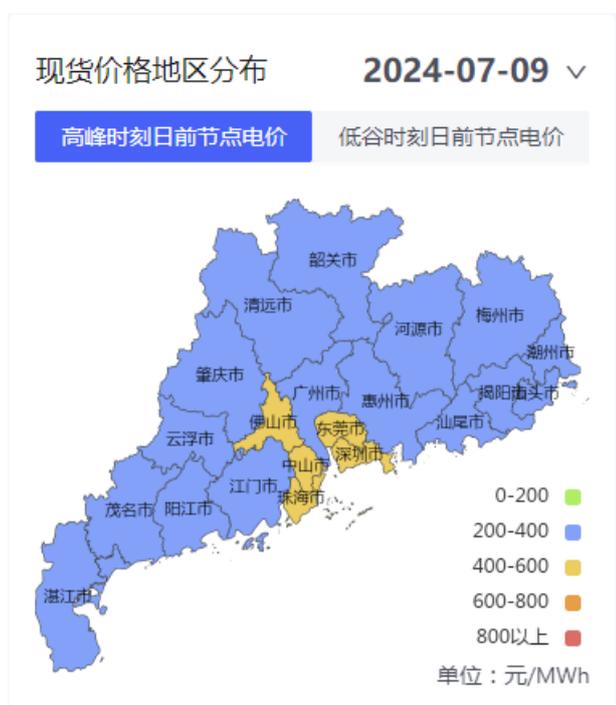


图 4-3 广东省各区域典型节点电价分布

数据来源：据广东电力交易中心发布数据

但是，聚焦于局部和配网层面应用的虚拟电厂，其常态化运行机制面临以下问题：当前广东现货电能量价格无法反应真实的供需形势；如果完全通过现货市场进行成本疏导，会将区域断面或重载响应的成本向全网传递，造成新的不公平；当前广东电力现货市场仅能反应主网供需信号，无法反应配网层面的供需情况。

(2) 云南与贵州

云南、贵州是南方电网区域的西电东送战略电力外送的核心省份，且经济发展情况类似。近年来，来水情况不佳、电煤成本高企等因素，叠加高载能产业转移加速，不仅影响了西电东送战略的有效实施，也造成了本省电力供应紧张。

对于云南和贵州来说，其开展虚拟电厂实践的动力主要来源于近年来极端气候下，多日或周级的电力供需紧张。从运行机制层面看，其常态化开展虚拟电厂，更侧重于解决主干电网电力、电量双缺的问题，主要采取常规的削峰响应。但对于能量级需求而言，随着高载能产业比重快速提高和极端天气频发，常态化开展需求响应频次可能存在资金约束。

(3) 广西

广西是南方电网区域中，西电东送战略实施的重要中转枢纽，是承接与转送域外来电、同时以域内电力系统高质量发展赋能经济社会发展的典型省份。“十四五”期间广西电力供应转向紧缺，平衡供需关系、保障供给安全任务十分艰巨；随着光伏风电等清洁能源高速增长、分布式能源加快布局、电力现货市场建设加速推进，对电网承载能力和灵活运行方式提出更高要求。

对于广西来说，其开展虚拟电厂实践的动力主要来自电网不同区域承载力需求的快速增加以及系统对灵活性需求的不断提高。因此，从运行机制层面来看，由于广西目前尚未启动现货连续运行，短期来看仍将采取临时性、计划性的模式开展虚拟电厂。

(4) 海南

海南是南方电网区域电力流向的末端，本地电力资源相对匮乏。近年来，随着海南自贸港建设持续加速，以及全省充换电一张网加快推进的背景下，海南时段性电力供需紧张形势凸显。

对于海南来说，随着琼中抽水蓄能电站、昌江核电站的陆续投运，面对海上风电接入等系列新能源增量的压力减少。但同时，海量新能源汽车接入造成配网层面供能难度增加。因此，从运行机制层面来看，其常态化开展虚拟电厂，主要侧重于缓解配电网运行压力。但海南经济承载能力相对较差，缺乏大工业支撑。如实施虚拟电厂，相关成本疏导恐对当地工商业造成较大影响。

5 结论与建议

5.1 结论

(1) 从国外经验来看，良好的政策环境、逐步放宽市场准入门槛、允许需求侧资源参与容量市场是支持虚拟电厂发展的关键要素。此外，从运营角度来看，良好的市场机制建设为国外虚拟电厂商业化运营打下了坚实基础；国外虚拟电厂运营商参与主体类型多，多元化能源服务业务布局对于虚拟电厂业务的发展具有促进作用；以具备优化调控算法的平台为核心，打造闭环产业生态是虚拟电厂运营商发展的核心支撑；国外电网公司多在虚拟电厂过程扮演项目发起 / 直接开展 / 平台建设等多重角色。

(2) 参与电力市场是虚拟电厂实现常态化运行的主要途径，但国内虚拟电厂仍面临市场身份不清、功能定位不清、价值疏导不清等问题，虚拟电厂仍然无法像其他经营性主体一样常态化参与电力市场。

具体来看，**市场身份方面**，虚拟电厂参与电力市场过程中，是作为发电主体还是用电主体尚未形成共识；**功能定位上**，虚拟电厂在不同层级电网中均可以发挥调节和支撑作用，然而我国电力市场形成的价格主要反映主干电网电力供需形势，配电网市场机制与价格信号的缺失导致虚拟电厂支撑配电网运行的价值无法体现；**价值疏导方面**，无论是政府补贴还是市场化模式，虚拟电厂成本均由全体市场成员进行价值分摊。该方式在

短期内可以解决虚拟电厂价值实现的资金来源问题，但长期看难以体现虚拟电厂在不同地区的价值差异以及对应的潜在收益。

(3) 针对南方区域的虚拟电厂发展，由于差异化的经济发展基础和电力系统构成，南方区域五省在虚拟电厂实施上存在较为明显的偏差：

a) 广东作为南方电网区域虚拟电厂常态化运行机制分析的典型案例极具代表性。依托现货市场的正式运行，广东具备虚拟电厂运行的基础条件，但主网传统装机存在相对冗余情况导致虚拟电厂在广东现货市场中实现价值的空间受限。同时，局部配网需求逐渐凸显，但相关价格机制缺乏导致虚拟电厂难以实现功能价值。

b) 云南与贵州作为西电东送战略的电源省份，开展虚拟电厂实践的动力主要来源于近年来极端气候下，多日或周级的电力供需紧张。但是经济承受能力相对较弱，造成实施虚拟电厂常态化运转存在资金总量、价格上限等多方面制约。

c) 广西是南方电网区域中，西电东送战略实施的重要中转枢纽。其开展虚拟电厂实践的动力主要来源电网不同区域承载力需求的快速增加以及系统对灵活性需求的不断提高。但是广西实施虚拟电厂的经济承受能力相对较弱，特别是随着灵活性调整能力需求的快速增加，合理的资金渠道仍是推动广西省虚拟电厂常态运行的难题。

d) 海南是南方电网区域电力流向的末端，本地电力资源相对匮乏。海南省依托琼中抽蓄等资源，主干电网调节压力相对减小，但同时，海量新能源汽车接入造成配网层面供能难度增加。因此，开展虚拟电厂难点在于如何针对配电网维度，针对性实施并实现合理的成本疏导。

5.2 建议

结合虚拟电厂在我国的发展现状，建议从以下方面综合推进虚拟电厂的建设：

(1) 在概念内涵方面，加快理清虚拟电厂的范畴和边界。目前，行业研各界均提出过虚拟电厂的概念定义，缺乏统一认识。建议从国家层面进一步明确虚拟电厂的概念定义，明晰虚拟电厂在电力市场中的权利与义务，引导社会各界形成统一认识。地方层面应结合

国家层面的政策文件，进一步完善与细化虚拟电厂的管理细则，降低对虚拟电厂管理中存在的认知偏差。

（2）完善相关市场机制，扩大收益渠道，促进商业模式创新。做好虚拟电厂参与市场交易的合规性管理，建立虚拟电厂市场准入标准、程序和交易规则，将其纳入全国统一电力市场建设总体布局。加快推动虚拟电厂常态化参与调峰调频等辅助服务市场，推动虚拟电厂以灵活方式参与中长期、现货各类市场化交易，研究推动虚拟电厂在配电网功能发挥层面的市场化价格机制出台，充分激发虚拟电厂自身活力，促进商业模式创新。

（3）建立技术标准体系，提升建设效率。建立涵盖资源聚合控制、通信接口等方面的虚拟电厂建设运行标准体系，打破各类资源主体、虚拟电厂运营商、电网企业间的数据交互壁垒。构建信息网络安全防护机制，强化边界防护，提高内部安全防护能力，保证信息系统安全。研究出台适用于虚拟电厂的并网调度规范，促进虚拟电厂与电网友好互动。

针对南方电网区域，建议在国家层面相关政策推进的过程中，根据区域内不同省份、省域内不同城市群之间的差异化需求，积极开展先行先试，探索适应本地电力系统高质量发展的虚拟电厂政策。

参考文献

- [1] 许建中,何作为,程鹏,等. 新型电力系统下虚拟电厂需求响应潜力评估方法研究 [J]. 价值工程, 2024, 43 (29): 51-54.
- [2] 郭昆健,高赐威,严兴煜. 新型电力系统下虚拟电厂研究综述与展望 [J]. 电力需求侧管理, 2024, 26 (05): 49-57.
- [3] 陈建宇,冯文韬,祁莹,等. 虚拟电厂参与电力市场交易机制研究 [J]. 电工技术, 2024, (16): 73-77+85. DOI:10.19768/j.cnki.dgjs.2024.16.019.
- [4] 康重庆,陈启鑫,苏剑,等. 新型电力系统规模化灵活资源虚拟电厂科学问题与研究框架 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46 (18): 3-14.
- [5] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42 (08): 2806-2819. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.220467.
- [6] 舒印彪,陈国平,贺静波,等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究 [J]. 中国工程科学, 2021, 23 (06): 61-69.
- [7] 赵东元,胡楠,傅靖,等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48 (24): 1-8. DOI:10.19783/j.cnki.pspc.200168.
- [8] 王宣元,刘敦楠,刘蓁,等. 泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术 [J]. 电网技术, 2019, 43 (09): 3175-3183. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1185.
- [9] 方燕琼,艾芊,范松丽. 虚拟电厂研究综述 [J]. 供用电, 2016, 33 (04): 8-13. DOI:10.19421/j.cnki.1006-6357.2016.04.003.
- [10] 卫志农,余爽,孙国强,等. 虚拟电厂欧洲研究项目述评 [J]. 电力系统自动化, 2013, 37 (21): 196-202.
- [11] 陈春武,李娜,钟朋园,等. 虚拟电厂发展的国际经验及启示 [J]. 电网技术, 2013, 37 (08): 2258-2263. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2013.08.032.
- [12] 卫志农,余爽,孙国强,等. 虚拟电厂的概念与发展 [J]. 电力系统自动化, 2013, 37 (13): 1-9.

鸣谢

特别感谢自然资源保护协会专家对报告撰写提供的建议。

