

# 不同类型虚拟电厂市场及调度特性参数聚合算法研究综述

陈会来, 张海波\*, 王兆霖

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206)

## A Review of Market and Scheduling Characteristic Parameter Aggregation Algorithm of Different Types of Virtual Power Plants

CHEN Huilai, ZHANG Haibo\*, WANG Zhaolin

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China)

**ABSTRACT:** As the prerequisite for participating in the power market or grid scheduling, determining the overall operation characteristic of virtual power plant has been widely studied in recent years. Based on the principle and advantages and disadvantages of the algorithm, the operation characteristic aggregation method of distributed energy resource in virtual power plant is summarized in this paper. First, the difficulties of operation characteristic aggregation of distributed energy resource in virtual power plants are analyzed from the perspectives of economy and technology. Then, as technical virtual plants, the aggregation algorithms of adjustable power domain and adjustable power cost are introduced. Determination methods of bidding electricity price or bidding electricity quantity of commercial virtual power plants as price receiver and price maker are described in detail. Finally, combined with the development requirements of high proportion new energy system in the future, the research direction of operating characteristic aggregation algorithm of virtual power plant is prospected.

**KEY WORDS:** virtual power plant; distributed energy resource; operating characteristic; aggregation algorithm; high proportion of new energy

**摘要:** 作为参与电力市场或电网调度的先决条件, 确定虚拟电厂整体的运行特性在最近几年得到广泛研究。以算法的原理与优缺点为立足点, 对虚拟电厂中分布式能源的运行特性聚合方法进行综述。从经济性和技术性两个角度出发, 分析虚拟电厂中分布式能源的运行特性聚合难点; 详述技术型虚拟电厂的可调节功率域和调节功率成本等两种运行特性的聚合算法; 归纳商业型虚拟电厂作为价格接受者和价格制定者的竞标电价和竞标电量确定方法; 最后, 结合未来高比例新能源系统的发展要求, 展望虚拟电厂运行特性聚合算法的研究方向。

**关键词:** 虚拟电厂; 分布式能源; 运行特性; 聚合算法; 高比例新能源

## 0 引言

随着以风、光为代表的非水可再生能源机组装机容量容量的增加, 其并网方式从局部并网转为多地区集中式与分布式并网<sup>[1]</sup>, 使得电源侧和负荷侧的不确定性均大幅增加, 对不同时间尺度的灵活性资源提出更高要求, 电力系统正逐渐转变为可再生能源电力主导的多能互补电力系统<sup>[2]</sup>。考虑到电力系统直接对这些异构、分散、多样的随机性电源和灵活性资源调度管理, 不仅无法给双方带来较高的经济收益, 还会产生诸多稳定运行方面的技术难题, 亟需一种有效的分布式能源管理方式。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)对分布式能源的地理位置、运行特性没有特定的约束<sup>[3]</sup>, 为电力系统提供了一种新兴的具有高度灵活性和适应性的分布式能源管理方式。

虚拟电厂作为电网管理系统与分布式能源之间的桥梁, 需要聚合分布式能源的运行状态、运行成本和运行功率等运行特性, 然后与传统电厂一起参与电力市场或电网调度<sup>[4]</sup>。之所以对虚拟电厂中分布式能源的运行特性进行聚合, 主要出于以下两点考虑: 1) 如果对虚拟电厂内包含的全部分布式能源进行建模, 并向上级电网上报该详细物理模型, 不仅在通讯过程中容易发生模型信息缺失或错误的情况, 还会使电网全局优化由于变量规模庞大而难以求解; 2) 虚拟电厂往往以价值驱动参与电

力市场各类交易,为了在市场竞争中保持绝对优势,它并不愿意对电网公开其内部模型详细信息。

依据功能特征的不同,可以将虚拟电厂划分为技术型虚拟电厂和商业型虚拟电厂<sup>[5]</sup>:技术型虚拟电厂为调度中心提供辅助服务,需要确定时序耦合周期内的可调节功率域和调节功率成本;商业型虚拟电厂参与电力市场,需要确定时序耦合周期内的竞标策略(竞标电量、竞标电价)。然而,无论是技术型虚拟电厂还是商业型虚拟电厂,在对分布式能源的运行特性进行聚合时都会面对以下问题:1)虚拟电厂通常由各种类型的分布式能源组成,它们的运行特性存在较大差异;2)分布式能源运行特性的聚合过程涉及诸多非线性约束。所以,技术型虚拟电厂和商业型虚拟电厂的运行特性的聚合都不会是对分布式能源运行特性的简单线性求和。

基于此,本文简要介绍技术型虚拟电厂和商业型电厂对分布式能源的管理架构和运行特性。考虑到分布式能源运行特性的复杂性是导致虚拟电厂聚合运算较为困难的根本原因,所以从经济性和技术性两个角度首先对其进行分析。之后,重点归纳两类虚拟电厂对分布式能源运行特性聚合过程中涉及的具体算法原理、步骤和优缺点。以算法中现有问题为依托,结合未来高比例新能源电力系统发展要求,对技术型虚拟电厂和商业型虚拟电厂运行特性聚合方法的研究方向做出展望。

## 1 虚拟电厂的管理架构和运行特性

基于先进的控制、计量、通信等技术,虚拟电厂可以将分布式电源、储能装置及柔性负荷等不同类型的分布式能源进行聚合,并通过更高层面的软件架构实现多个分布式能源的协调优化运行,使其能够参与电力市场或辅助服务。按照功能特征不同,虚拟电厂可以划分为两大类型:商业型虚拟电厂和技术型虚拟电厂。这两种类型的虚拟电厂对分布式能源的运行特性进行聚合运算时,考虑的影响因素和聚合目标均存在差异<sup>[6]</sup>。

技术型虚拟电厂的功能特征是为电网管理提供电压控制、调峰调频、阻塞管理等辅助服务,考虑分布式能源聚合对本地网络的实时影响,所管辖的分布式能源地理位置分布集中<sup>[7-9]</sup>。如图1所示,技术型虚拟电厂内部包含较多功率可调节的灵活性资源,综合考虑这些灵活性资源的运行状态、运行参数、边际成本等信息以及调度中心提供的网络

信息(如网络拓扑结构、节点电压约束、线路潮流约束等),形成技术型虚拟电厂的可调节功率域和调节功率成本。技术型虚拟电厂的可调节功率域和调节功率成本同传统发电厂一起由调度中心进行评估,调度中心以辅助服务成本最小为目标,确定满足技术型虚拟电厂的可调节功率域约束的调节指令。

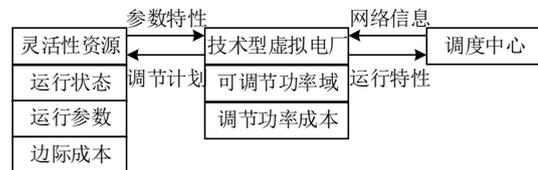


图1 技术型虚拟电厂运行架构

Fig. 1 Operating framework of technical VPP

商业型虚拟电厂的功能特征是制定最优购/售电计划,参与电力市场竞标获取收益,不考虑对配电网安全稳定运行的影响,所管辖的分布式能源地理位置分布广泛<sup>[10-12]</sup>。如图2所示,综合考虑商业型虚拟电厂内部的分布式能源的运行状态、运行参数、边际成本等信息以及从电力市场获取的情报(如竞争对手历史竞标策略、电力市场历史出清结果等),商业型虚拟电厂以投资组合的潜在收益最大化为目标制定购/售电计划(竞标电价、竞标电量),并同传统发电厂一起参与市场竞标。一旦中标,商业型虚拟电厂与电力市场签订合同,严格执行电力市场下发的调度指令。

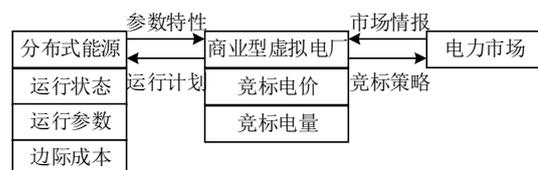


图2 商业型虚拟电厂运行架构

Fig. 2 Operating framework of commercial VPP

然而,根据所含分布式能源的特征差异,实际运营的虚拟电厂可以只作为商业型虚拟电厂参与电力市场并制定最优购/售电计划,也可以只作为技术型虚拟电厂为输配电网提供辅助服务,还可以优先作为商业型虚拟电厂参与电力市场,然后作为技术型虚拟电厂提供辅助服务。

## 2 虚拟电厂的运行特性聚合难点分析

虚拟电厂主要通过风力发电<sup>[13]</sup>、光伏发电<sup>[14]</sup>、光热发电<sup>[15]</sup>等新能源发电为输配电网提供绿色电力。考虑到新能源发电具有快速的波动性,虚拟电厂利用燃气轮机<sup>[16]</sup>、柴油机组<sup>[17]</sup>等常规机组和化学储能<sup>[18]</sup>、抽水蓄能<sup>[19]</sup>、氢气储能<sup>[20]</sup>等储能装置对其

进行功率调节，减少弃风、弃光。同时，为了弥补常规机组和储能装置在功率调节方面的不足，虚拟电厂还会引入电动汽车<sup>[21]</sup>、温控负荷<sup>[22]</sup>等柔性负荷。考虑到这些柔性负荷的调控成本、调控速度和持续时长等方面的差异，通过基于价格的需求响应或基于激励的需求响应等机制对其调节能力进行合理调用，不仅能够以较低的成本解决商业型虚拟电厂的新能源消纳问题，还能使技术型虚拟电厂为输配电网提供调压、调频、调峰等不同类型的不同时间尺度的辅助服务。

在发电侧单元和用户侧单元的协调配合下，虚拟电厂整体的运行特性可以得到很大的提升。考虑到这些分布式能源运行特性描述的准确性是虚拟电厂运行特性聚合运算的基础，会显著影响其计算精度和效率，从经济特性和技术特性等两个角度对其进行分析：前者主要指分布式能源的成本效益，与技术型虚拟电厂调节功率成本和商业型虚拟电厂竞标电价的确定密切相关；后者涉及分布式能源的功率约束，对技术型虚拟电厂可调节功率域和商业型虚拟电厂竞标电量的确定均有显著的影响。

### 2.1 分布式能源经济特性的特异性、非线性分析

分布式能源的经济特性往往以成本效益函数的形式进行描述<sup>[13-22]</sup>。各类分布式能源的成本效益函数一般差异较大，而且成本效益函数中的功率和成本效益之间往往呈现非线性关系。

虚拟电厂中发电侧单元的成本效益函数主要包括发电成本和售电收益这两部分。例如，风力发电、光伏发电等新能源发电机组虽然投资成本较高，但是运行成本较低，成本效益函数一般只考虑售电收益；燃气轮机、燃油机组等常规可控机组的成本效益函数由售电收益、燃料成本和环境成本构成，其调节功率与调节成本之间的关系可以使用多元二次函数描述；化学储能、抽水蓄能、氢气储能等储能装置的成本效益函数由充/放电功率下的净效益构成。

虚拟电厂中用户侧单元涉及温控负荷、电动汽车等居民负荷，其成本效益函数除了考虑购电成本外，还需要考虑参与需求响应带来的舒适度损失成本和功率调节收益，为非线性函数。

### 2.2 分布式能源技术特性的特异性、耦合性和随机性分析

分布式能源的技术特性一般采用功率不等式约束的形式进行描述<sup>[13-22]</sup>。各类分布式能源的功率

不等式约束差异较大，而且功率不等式约束中的各时刻功率变量之间具有耦合性关系。

虚拟电厂中发电侧单元的功率不等式约束可以大致分为功率约束、爬坡约束和容量约束等3种类型，如式(1)—(3)所示。

$$P_{\min}(t) \leq P(t) \leq P_{\max}(t), \quad t \in T \quad (1)$$

式中： $P_{\min}(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻功率下限； $P_{\max}(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻功率上限； $P(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻实际功率； $T$ 为分布式能源的调控时段。

$$R_d(t) \leq P(t) - P(t-1) \leq R_u(t), \quad t \in T \quad (2)$$

式中： $R_d(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻爬坡下限； $R_u(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻爬坡上限。

$$\begin{cases} E(t) = (1 - \theta)E(t-1) + (\eta_c P_c(t) - \frac{P_d(t)}{\eta_d})\Delta t \\ E_{\min}(t) \leq E(t) \leq E_{\max}(t) \end{cases}, \quad t \in T \quad (3)$$

式中： $E(t)$ 为分布式能源在 $t$ 时刻存储的能量； $\theta$ 为分布式能源的能量耗散速率； $P_c(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻的充电功率； $\eta_c$ 为分布式能源的充电效率，如电化学储能充电时电能转换为化学能的效率； $P_d(t)$ 为分布式能源 $t$ 时刻的放电功率； $\eta_d$ 为分布式能源的放电效率，如电化学储能放电时化学能转换为电能的效率； $E_{\min}(t)$ 为分布式能源在 $t$ 时刻可存储能量的下限值； $E_{\max}(t)$ 为分布式能源在 $t$ 时刻可存储能量的上限值。

虚拟电厂中用户侧单元可以根据负荷特性不同分为刚性负荷、可转移负荷、可中断负荷、可削减负荷等4个类别，具体为：刚性负荷是指对用户生活影响较大、必须即时满足用户用电需求的负荷，其各时刻功率均为固定值；可转移负荷一旦运行则必须持续工作到任务完成，不可中断但能整体提前或延迟工作时段；可中断负荷在完成过程中可中断运行，但累积运行时长不变；可削减负荷能够在用电高峰期减少用电、在用电低谷期增加用电。

除此之外，对于虚拟电厂中发电侧单元来说，风力发电、光伏发电等新能源发电机组受风速、光照等各种气象因素的影响，而且难以对其进行准确的预测，其功率表现出高度的随机性；对于虚拟电厂中用户侧单元来说，居民的生活习惯、出行规律等因素对居民负荷变化规律影响很大而且难以对其进行准确预测，其功率也表现出高度的随机性。

考虑到虚拟电厂中大规模分布式能源的随机性，虚拟电厂的聚合参数也是一组具有随机性的参数。

### 3 技术型虚拟电厂运行特性聚合算法

#### 3.1 技术型虚拟电厂调节功率成本聚合算法

技术型虚拟电厂调节功率成本聚合算法主要指通过对含有虚拟电厂调节功率参数的经济调度模型进行化简，使用简化模型来表示虚拟电厂调节成本和调节功率之间的非线性关系，但是不再可能从中获取所有分布式能源调节成本和调节功率之间的相关性。含有虚拟电厂调节功率参数的经济调度模型通式为

$$\begin{cases} \min c^{\text{agg}} = \sum_{j=1}^J c^j(p^j) \\ p^j \in P^j \\ \sum_{j=1}^J p^j = p^{\text{agg}} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $c^{\text{agg}}$  是虚拟电厂的聚合调节成本，是经济调度模型的输出量； $c^j$  为已知分布式能源  $j$  的效益函数； $p^{\text{agg}}$  为虚拟电厂的聚合调节功率，是经济调度模型的输入量； $p^j$  为满足分布式能源  $j$  的功率约束的功率变量。

含有虚拟电厂调节功率参数的经济调度模型简化处理方法有基于数据驱动的封装方法<sup>[23]</sup>和基于曲线拟合的封装方法<sup>[24]</sup>。基于数据驱动的封装方法需要根据式(4)计算典型场景下虚拟电厂的调节功率和调节成本，获取数据集 $(c^{\text{agg}}, p^{\text{agg}})$ ；利用该数据集训练并测试深度神经网络模型，使用该模型表征虚拟电厂调节成本和调节功率之间的非线性关系。基于曲线拟合的封装方法需要预先分析虚拟电厂调节成本和调节功率之间的关系趋势；根据关系趋势建立含有未知系数的函数，并利用式(4)推导函数中的未知系数，使用该函数表征虚拟电厂调节成本和调节功率之间的非线性关系。

#### 3.2 技术型虚拟电厂可调节功率域聚合算法

技术型虚拟电厂可调节功率域聚合算法的基本步骤<sup>[25-26]</sup>如下所述。

首先，根据分布式能源的功率约束确定各自的可调节功率域：

$$\begin{aligned} P^{(j)} = \{p^{(j)} \in R^T \mid p_{\min}^{(j)}(t) \leq p^{(j)}(t) \leq p_{\max}^{(j)}(t), \\ E_{\min}^{(j)}(t) \leq E^{(j)}(t) \leq E_{\max}^{(j)}(t)\} \end{aligned} \quad (5)$$

式中： $P^{(j)}$  为分布式能源  $j$  满足功率约束的可调节功

率域； $p^{(j)}$  为由分布式能源  $j$  在调度周期  $T$  内各时刻调节功率  $p^{(j)}(t)$  构成的列向量元素。

其次，对分布式能源的可调节功率域进行聚合，获取虚拟电厂的可调节功率域：

$$P^{(\text{agg})} = \sum_{j=1}^J P^{(j)} = \{p^{(\text{agg})} = \sum_{j=1}^J p^{(j)} \mid p^{(j)} \in P^{(j)}, \\ j = 1, 2, \dots, J\} \quad (6)$$

式中： $P^{(\text{agg})}$  为虚拟电厂满足所有分布式能源功率约束的可调节功率域； $p^{(\text{agg})}$  为由虚拟电厂在调度周期  $T$  内各时刻的调节功率  $p^{(\text{agg})}(t)$  构成的列向量元素； $J$  为虚拟电厂中分布式能源的数量。

最后，消去虚拟电厂的可调节功率域中所有分布式能源调节功率变量，仅保留虚拟电厂调节功率变量。当虚拟电厂像储能装置集群这样由单一类型的分布式能源构成时，可以采用“线性求和”的形式计算其可调节功率域：

$$P^{(\text{agg})} = \{p^{(\text{agg})} \in R^T \mid \sum_{j \in J} p_{\min}^{(j)}(t) \leq p^{(\text{agg})}(t) \leq \\ \sum_{j \in J} p_{\max}^{(j)}(t), \sum_{j \in J} E_{\min}^{(j)}(t) \leq E^{(\text{agg})}(t) \leq \sum_{j \in J} E_{\max}^{(j)}(t)\} \quad (7)$$

如果分布式能源的功率不等式约束中含有离散变量，虚拟电厂可调节功率域的计算复杂度会增加。如式(7)所示，一般以“线性求和”的形式对类型和参数均相同的这些功率不等式约束中含有离散变量的分布式能源的可调节功率域进行聚合，如可转移负荷集群的等效聚合模型、可中断负荷集群的等效聚合模型<sup>[27]</sup>。

分布式能源的功率不等式约束中没有离散变量时，可以对不同类型的分布式能源的可调节功率域进行聚合。此时，分布式能源的功率不等式约束差异较大，而且功率不等式约束中的各时刻功率变量之间具有耦合性关系，若同时考虑网络拓扑结构、节点电压约束和线路潮流约束等网络信息，求其可调节功率域为 NP-hard 问题。为降低计算复杂度，已有的可调节功率域聚合算法主要可分为两类：基于分布式能源可调节功率域近似线性求和方法<sup>[28-33]</sup>和基于虚拟电厂可调节功率域整体近似求解方法<sup>[34-45]</sup>。

##### 3.2.1 基于分布式能源可调节功率域近似线性求和方法

基于分布式能源可调节功率域近似线性求和方法，其基本思想为：对分布式能源可调节功率域的代表形式进行变换处理，使各类分布式能源可调

节功率域的表征形式具有相同的结构和不同的参数。这样，即使虚拟电厂内分布式能源技术特性差异较大，虚拟电厂的可调节功率域也可以由分布式能源可调节功率域进行线性求和获得。由于分布式能源可调节功率域的表征形式在变换过程中使用了近似求解方法，虚拟电厂可调节功率域的最终求解结果也会存在偏差。现有文献中涉及到的具体方法如下所述：

### 1) 顶点法。

考虑到分布式能源的可调节功率域映射到几何空间为高维凸多面体，可以求解高维凸多面体的顶点集，用顶点集表征分布式能源的可调节功率域<sup>[28]</sup>。如图 3 所示，根据闵可夫斯基和的基本原理可知，将所有分布式能源的可调节功率域对应高维凸多面体的顶点顺序排列并对应相加，新的顶点集可以用来表示虚拟电厂的可调节功率域。该方法能够得到高度精确的虚拟电厂可调节功率域，但是高维凸多面体的顶点集获取难度较大，因此该方法并没有得到实际应用。

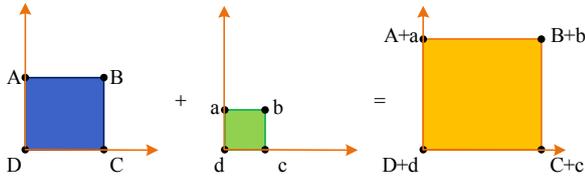


图 3 顶点法的示意图

Fig. 3 Schematic diagram for the vertex method

### 2) 半平面法。

针对高维凸多面体的顶点集获取难度较大的问题，有学者采用半平面法表征分布式能源的可调节功率域<sup>[29]</sup>，只需要将分布式能源的功率约束重新表述为功率矩阵不等式形式，在一定程度上提高了分布式能源可调节功率域表征形式的变换效率：

$$P^{(j)} = \left\{ \mathbf{p}^{(j)} \mid \begin{bmatrix} \mathbf{E} \\ \mathbf{A}^{(j)} \end{bmatrix} \mathbf{p}^{(j)} \leq \begin{bmatrix} \mathbf{b}_1^{(j)} \\ \mathbf{b}_2^{(j)} \end{bmatrix} \right\} \quad (8)$$

式中： $P^{(j)}$ 为由半平面法描述的分布式能源  $j$  的可调节功率域； $\mathbf{p}^{(j)}$ 为由分布式能源  $j$  在调度周期  $T$  内各时刻调节功率  $p^{(j)}(t)$  构成的列向量元素； $\mathbf{E}$ 、 $\mathbf{A}^{(j)}$ 为分布式能源  $j$  对应的功率约束系数矩阵； $\mathbf{b}_1^{(j)}$ 、 $\mathbf{b}_2^{(j)}$ 为分布式能源  $j$  对应的功率约束参数向量。

为了便于解释，采用一个含有两个分布式能源的虚拟电厂为例。虚拟电厂的可调节功率域表示为

$$P^{(\text{agg})} = \left\{ \mathbf{p}^{(\text{agg})} \mid [\mathbf{E} \quad \mathbf{A}^{(1)} \quad \mathbf{A}^{(2)}]^\top \mathbf{p}^{(\text{agg})} \leq \right.$$

$$\left. \begin{bmatrix} \mathbf{b}_1^{(1)} \\ \mathbf{b}_2^{(1)} \\ \max_{\mathbf{p}^{(1)} \in P^{(1)}} \mathbf{A}^{(2)} \mathbf{p}^{(1)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{b}_1^{(2)} \\ \max_{\mathbf{p}^{(2)} \in P^{(2)}} \mathbf{A}^{(1)} \mathbf{p}^{(2)} \\ \mathbf{b}_2^{(2)} \end{bmatrix} \right\} \quad (9)$$

式中： $P^{(\text{agg})}$ 为由半平面法描述的虚拟电厂可调节功率域； $\mathbf{p}^{(\text{agg})}$ 为由虚拟电厂在调度周期  $T$  内各时刻调节功率  $p^{(\text{agg})}(t)$  构成的列向量元素。

由式(9)可知，为了使各分布式能源可调节功率域的表征形式具有相同的结构，均增加了冗余的半平面约束来实现分布式能源相同的功率约束系数矩阵，导致虚拟电厂可调节功率域的最终计算结果比实际偏大，存在调度指令无法实现的风险。

### 3) “zonotope”法。

采用“zonotope”法表征分布式能源可调节功率域也可以提高分布式能源可调节功率域表征形式的变换效率<sup>[30]</sup>：

$$Z^{(j)} = Z(\mathbf{c}^{(j)}, \mathbf{g}_1^{(j)}, \dots, \mathbf{g}_p^{(j)}) = \left\{ \mathbf{p}^{(j)} : \mathbf{p}^{(j)} = \mathbf{c}^{(j)} + \mathbf{G}^{(j)} \boldsymbol{\beta}^{(j)}, \underline{\boldsymbol{\beta}}^{(j)} \leq \boldsymbol{\beta}^{(j)} \leq \bar{\boldsymbol{\beta}}^{(j)} \right\} \quad (10)$$

式中： $Z^{(j)}$ 为由“zonotope”法描述的分布式能源  $j$  的可调节功率域； $\mathbf{p}^{(j)}$ 为由分布式能源  $j$  在调度周期  $T$  内各时刻调节功率  $p^{(j)}(t)$  构成的列向量元素； $\mathbf{c}^{(j)}$ 、 $\mathbf{G}^{(j)}$ 、 $\boldsymbol{\beta}^{(j)}$ 分别为分布式能源  $j$  可调节功率域对应高维凸多面体的几何中心、方向向量和缩放系数。

为了便于解释，采用一个含有 2 个分布式能源的虚拟电厂为例。虚拟电厂的可调节功率域表示为

$$Z^{(\text{agg})} = Z(\mathbf{c}^{(1)} + \mathbf{c}^{(2)}, \mathbf{g}_1^{(1)}, \dots, \mathbf{g}_p^{(1)}, \mathbf{g}_1^{(2)}, \dots, \mathbf{g}_p^{(2)}) = \left\{ \mathbf{p}^{(\text{agg})} : \mathbf{p}^{(\text{agg})} = (\mathbf{c}^{(1)} + \mathbf{c}^{(2)}) + [\mathbf{G}^{(1)}, \mathbf{G}^{(2)}] \boldsymbol{\beta}_{\text{agg}}, \underline{\boldsymbol{\beta}}_{\text{agg}} \leq \boldsymbol{\beta}_{\text{agg}} \leq \bar{\boldsymbol{\beta}}_{\text{agg}} \right\} \quad (11)$$

式中： $Z^{(\text{agg})}$ 为由“zonotope”法描述的虚拟电厂可调节功率域； $\mathbf{p}^{(\text{agg})}$ 为由虚拟电厂在调度周期  $T$  内各时刻调节功率  $p^{(\text{agg})}(t)$  构成的列向量元素。

该方法在对分布式能源可调节功率域的表征形式转化过程中用到了内部近似求解算法，导致虚拟电厂可调节功率域的最终计算结果比实际偏小，具有一定的保守性。

### 4) 初始化功率集合的缩放和位移变换法。

针对半平面法带来的风险性和“zonotope”法带来的保守性，文献[31]通过对初始化功率集合进行内、外共同缩放和位移变换的方式来确定分布式能源  $j$  的可调节功率域  $P^{(j)}$ ：

$$\boldsymbol{\beta}_s^{(j)} P_0 + \mathbf{t}_s^{(j)} \subset P^{(j)} \subset \boldsymbol{\beta}_n^{(j)} P_0 + \mathbf{t}_n^{(j)} \quad (12)$$

式中： $P_0$ 为根据分布式能源技术特性确定的初始化功率集合； $\beta_s^{(j)}$ 、 $\beta_n^{(j)}$ 分别为分布式能源 $j$ 内、外缩放系数； $t_s^{(j)}$ 、 $t_n^{(j)}$ 分别为分布式能源 $j$ 内、外位移系数。

此时，虚拟电厂的可调节功率域 $P^{(agg)}$ 可以表示为

$$\sum_{j=1}^J \beta_s^{(j)} P_0 + \sum_{j=1}^J t_s^{(j)} \subset P^{(agg)} \subset \sum_{j=1}^J \beta_n^{(j)} P_0 + \sum_{j=1}^J t_n^{(j)} \quad (13)$$

由式(13)可知，为了简化虚拟电厂可调节功率域的求解过程，所有分布式能源可调节功率域均须采用相同的初始化功率集合求解，降低了最终计算结果的精度。针对该问题，可以根据分布式能源的技术特性进行聚类分析<sup>[32-33]</sup>，采用相同的初始化功率集合求解相同类型的分布式能源可调节功率域，并确定各类分布式能源集群的可调节功率域。最终，虚拟电厂的可调节功率域由虚拟电厂内部若干分布式能源集群的可调节功率域共同表示。

综上所述，基于分布式能源可调节功率域近似线性求和方法主要通过以分布式能源可调节功率域逐个近似求解以及线性累加求和的形式来确定虚拟电厂可调节功率域，虽然求解精度较高，但是求解效率较低；除此之外，聚合过程仅仅考虑了分布式能源的功率约束，没有分析网络信息影响。因此，该类方法适用于虚拟电厂中分布式能源分布集中、类型较少、容量较小的场景。

### 3.2.2 基于虚拟电厂可调节功率域整体近似求解方法

基于虚拟电厂可调节功率域整体近似求解方法，其基本思想为：综合考虑所有分布式能源的功率约束，虚拟电厂可调节功率域映射到几何空间为高维凸多面体，可以采用选定的高维凸多面体对该高维凸多面体从内部或外部近似逼近求解。最终，使用近似逼近求解得到的凸多面体表征虚拟电厂的可调节功率域。目前，关于选定的高维凸多面体对应的数学模型大致分为两种：虚拟电池模型和虚拟发电机模型。

#### 1) 基于虚拟电池模型的整体近似求解方法。

虚拟电池模型适用于由储能装置或柔性负荷构成的虚拟电厂<sup>[34-39]</sup>，数学模型为

$$P_{VB}^{(agg)} = \{P_{VB}^{(agg)} \mid p_{VB}^{\min} \leq p_{VB}^{(agg)}(t) \leq p_{VB}^{\max}, E_{VB}^{\text{low}} \leq E_{VB}^{(agg)}(t) \leq E_{VB}^{\text{high}}, t \in T\} \quad (14)$$

式中： $P_{VB}^{(agg)}$ 为由虚拟电池模型描述的虚拟电厂可调节功率域；

$p_{VB}^{(agg)}$ 为由虚拟电厂在调度周期 $T$ 内各时刻调节功率 $p_{VB}^{(agg)}(t)$ 构成的列向量元素； $p_{VB}^{\min}$ 为虚拟电池模型的功率下限； $p_{VB}^{\max}$ 为虚拟电池模型的功率上限； $E_{VB}^{(agg)}(t)$ 为虚拟电池模型在 $t$ 时刻存储的电能； $E_{VB}^{\text{low}}$ 为虚拟电池模型的电能下限值； $E_{VB}^{\text{high}}$ 为虚拟电池模型的电能上限值。

为了表征虚拟电厂的可调节功率域，需要根据虚拟电厂中所有分布式能源的技术特性确定虚拟电池模型的功率上、下限和电能上、下限，可近似等效于在虚拟电厂可调节功率域对应高维凸多面体中寻找边长最长的内接直角棱锥。

通过该方法对由热泵负荷集群构成的虚拟电厂可调节功率域进行近似求解<sup>[42]</sup>，研究表明：该方法求解的虚拟电厂可调节功率域偏大，但容量约束导致实时可控功率范围是随着储能状态变化而变化的。

#### 2) 基于虚拟发电机模型的整体近似求解方法。

虚拟发电机模型适用于由风力发电、光伏发电或常规可控机组构成的虚拟电厂<sup>[40-41]</sup>，数学模型为

$$P_{VC}^{(agg)} = \{P_{VC}^{(agg)} \mid p_{VC}^{\min} \leq p_{VC}^{(agg)}(t) \leq p_{VC}^{\max}, R_{VC}^{\text{low}} \leq p_{VC}^{(agg)}(t) - p_{VC}^{(agg)}(t-1) \leq R_{VC}^{\text{high}}, t \in T\} \quad (15)$$

式中： $P_{VC}^{(agg)}$ 为由虚拟发电机模型描述的虚拟电厂可调节功率域； $p_{VC}^{(agg)}$ 为由虚拟电厂在调度周期 $T$ 内各时刻调节功率 $p_{VC}^{(agg)}(t)$ 构成的列向量元素； $p_{VC}^{\min}$ 为虚拟发电机模型的功率下限； $p_{VC}^{\max}$ 为虚拟发电机模型的功率上限； $R_{VC}^{\text{low}}$ 为虚拟发电机模型的爬坡下限； $R_{VC}^{\text{high}}$ 为虚拟发电机模型的爬坡上限。

为了表征虚拟电厂的可调节功率域，需要根据虚拟电厂中所有分布式能源的技术特性确定虚拟发电机模型的功率上、下限和爬坡上、下限，可近似等效于在虚拟电厂可调节功率域对应高维凸多面体中寻找边长最长的内接方形多面体。

通过该方法对由热泵负荷集群构成的虚拟电厂可调节功率域进行近似求解<sup>[42]</sup>，研究表明：虽然该方法求解的虚拟电厂可调节功率域偏小，但是实时可控功率范围受到时序耦合特性的影响较小。

#### 3) 基于虚拟电池模型和虚拟发电机模型的整体近似求解方法。

当虚拟电厂中既含有储能装置、柔性负荷等具有储能特性的分布式能源，又含有风力发电、光伏发电、常规可控机组等具有发电机特性的分布式能源时，其技术特性比较复杂。无论是采用虚拟电池

模型还是虚拟发电机模型，都不能很精确地描述虚拟电厂可调节功率域。针对该问题，文献[43]综合考虑虚拟电池模型和虚拟发电机模型的特征，建立可调节功率域表征模型：

$$\begin{aligned} P_{\text{VBC}}^{(\text{agg})} &= \{p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})} \mid p_{\text{VBC}}^{\min}(t) \leq p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}(t) \leq p_{\text{VBC}}^{\max}(t), \\ R_{\text{VBC}}^{\text{low}}(t) &\leq p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}(t) - p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}(t-1) \leq R_{\text{VBC}}^{\text{high}}(t), \\ E_{\text{VBC}}^{\text{low}}(t) &\leq \sum_{k=1}^t p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}(k) \leq E_{\text{VBC}}^{\text{high}}(t), t \in T\} \end{aligned} \quad (16)$$

式中： $P_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}$  为虚拟电厂可调节功率域； $p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}$  为由虚拟电厂在调度周期  $T$  内各时刻调节功率  $p_{\text{VBC}}^{(\text{agg})}(t)$  构成的列向量元素。

该可调节功率域表征模型中功率上、下限，爬坡上、下限和电能上、下限的求解模型为

$$\begin{aligned} \max \sum_{t=1}^T & [(k_p^{\max} p_{\text{VBC}}^{\max}(t) - k_p^{\min} p_{\text{VBC}}^{\min}(t)) + (k_e^{\text{high}} E_{\text{VBC}}^{\text{high}}(t) - \\ & k_e^{\text{low}} E_{\text{VBC}}^{\text{low}}(t)) + (k_r^{\text{high}} R_{\text{VBC}}^{\text{high}}(t) - k_r^{\text{low}} R_{\text{VBC}}^{\text{low}}(t))] \end{aligned} \quad (17)$$

式中： $k_p^{\max}$  为功率上限变量  $p_{\text{VBC}}^{\max}(t)$  的权重系数； $k_p^{\min}$  为功率下限变量  $p_{\text{VBC}}^{\min}(t)$  的权重系数； $k_e^{\text{high}}$  为电能上限变量  $E_{\text{VBC}}^{\text{high}}(t)$  的权重系数； $k_e^{\text{low}}$  为电能下限变量  $E_{\text{VBC}}^{\text{low}}(t)$  的权重系数； $k_r^{\text{high}}$  为爬坡上限变量  $R_{\text{VBC}}^{\text{high}}(t)$  的权重系数； $k_r^{\text{low}}$  为爬坡下限变量  $R_{\text{VBC}}^{\text{low}}(t)$  的权重系数；求解模型的约束条件包括功率平衡约束、分布式能源功率约束和网络信息约束。

由式(17)可知，通过改变功率上/下限、爬坡上/下限和电能上/下限对应的权重系数，可以影响虚拟电厂可调节功率域的计算效果。

根据经验法确定可调节功率域表征模型中功率上/下限，爬坡上/下限和电能上/下限对应的权重系数，很难保证虚拟电厂可调节功率域的求解精度。因此，文献[44]将虚拟电厂中的分布式能源分为两类：第一类分布式能源只含有功率约束或爬坡约束，可以等效为一个虚拟发电机；第二类分布式能源只含有功率约束和电能约束，可以等效为一个虚拟电池。最终，虚拟电厂可调节功率域由虚拟发电机模型和虚拟电池模型共同描述。除此之外，该文献还引入了新的算法求解虚拟发电机模型和虚拟电池模型中的参数，即边界收缩的方法：

①对虚拟发电机/虚拟电池模型初始化，初始化模型表征的可调节功率域远大于实际可调节功率域；

②寻找位于虚拟发电机/虚拟电池模型表征的可调节功率域内部且位于实际可调节功率域外部的特定点；

③将距离该特定点最近的实际可调节功率域的内部点作为新的虚拟发电机/虚拟电池模型表征的可调节功率域边界点，更新虚拟发电机/虚拟电池模型的参数；

④通过迭代更新使虚拟发电机/虚拟电池模型表征的可调节功率域恰好位于实际可调节功率域内部。

该方法为了保障电网的稳定运行，要求虚拟电池功率变化在最恶劣情况下，虚拟发电机功率依然能够满足线路潮流约束和节点电压约束，导致虚拟发电机模型表征的可调节功率域偏小。

4) 综合考虑有功功率和无功功率耦合性的整体近似求解方法。

上述可调节功率域聚合算法仅考虑对分布式能源有功功率可调节功率域聚合运算，但技术型虚拟电厂也可发出无功功率，若能将之有效利用，则能大大降低电网调压成本并提高整体经济效益<sup>[46-47]</sup>。文献[45]中忽略虚拟电厂多时段耦合功率约束，分析各时刻有功功率和无功功率耦合关系下的可调节功率域。考虑到各时刻有功功率和无功功率耦合关系下的可调节功率域映射到几何空间为一个顶点数量有限的二维平面图形，文献[48]采用双层渐进式顶点枚举法求解该图形所有顶点：内层主要功能为沿着上次循环确定的二维图形各边法向量方向寻找可调节功率域内达到的最远点作为新的顶点；外层主要功能为对现有顶点集更新并得到新的二维图形。最终，采用该顶点集表示各时刻有功功率和无功功率耦合关系下的可调节功率域。

综上所述，基于虚拟电厂可调节功率域整体近似求解方法采用虚拟发电机或虚拟电池模型对虚拟电厂可调节功率域进行整体近似求解，虽然求解精度较低，但是求解效率较高。除此之外，该类方法既可以考虑分布式能源功率约束，又可以考虑网络信息影响，突破了基于分布式能源可调节功率域近似线性求和方法的局限性。因此，该类方法适用于虚拟电厂中分布式能源分布发散、类型较多、容量较大的场景。

### 3.3 技术型虚拟电厂运行特性聚合的随机性分析

技术型虚拟电厂中大规模分布式能源具有随机波动性，利用上述方法计算出的调节功率成本和可调节功率域并不是准确值，如果调度中心直接利用这些聚合参数进行全局优化，很难保证输配电网的功率平衡，影响其安全稳定运行。考虑到这些聚

合参数的准确度受到分布式能源的功率预测精度影响,可以对分布式能源的功率进行多时间尺度预测并滚动更新这些聚合参数<sup>[23]</sup>。除此之外,还可以在上述方法中加入风险规避约束,对技术型虚拟电厂的聚合参数进行随机优化求解<sup>[32]</sup>或鲁棒优化求解<sup>[8]</sup>。根据技术型虚拟电厂所能承受的风险水平,对风险规避约束中的参数进行调节:技术型虚拟电厂所能承受的风险水平越高,可调节功率域的求解结果越大且不确定性越强;技术型虚拟电厂所能承受的风险水平越低,可调节功率域的求解结果越小且不确定性越弱。

#### 4 商业型虚拟电厂运行特性聚合算法

与技术型虚拟电厂被动接受上级电网调控指令不同,商业型虚拟电厂一般考虑内外多重不确定性,以售电收益最大化或购电成本最小化为目标,考虑功率平衡约束、分布式能源功率约束,建立电力市场竞标优化模型,独立自主地确定自身的竞标电价或竞标电量。根据商业型虚拟电厂市场力大小,可以将其运行特性聚合算法分为两类:当商业型虚拟电厂容量较小时,其对电力市场出清结果影响很小,作为价格接受者参与电力市场<sup>[49-54]</sup>;当商业型虚拟电厂容量较大时,其对电力市场出清结果影响很大,作为价格制定者参与电力市场<sup>[55-66]</sup>。

##### 4.1 价格接受型虚拟电厂运行特性聚合方法

价格接受型虚拟电厂调度特性聚合方法考虑通过事前估计电力市场出清价格,售电时保证自身策略低于市场价格即可全部中标且收益最大,或购电时保证自身策略高于市场价格即可全部中标且成本最小,经典竞标流程<sup>[49-51]</sup>为:

1) 考虑到高比例新能源电力市场下电价波动较为强烈,可采用统计学或机器学习算法预测典型场景下的市场电价;

2) 分布式能源功率不确定性往往带来功率偏差惩罚,考虑到准确预测分布式能源功率不可行,可以采用不确定性区间表示其变化范围;

3) 面对虚拟电厂内/外多重不确定性,建立鲁棒随机优化模型,求解典型电价场景下虚拟电厂最大期望净收益所对应的电量值作为竞标电量,将该值上报电网。

价格接受型虚拟电厂运行特性聚合方法忽略了竞标策略对市场出清的影响,建立的数学模型较为简单,虚拟电厂参与多类型、多尺度市场联合竞

标依然能够很快求解出竞标策略。文献[52]采用 Copula 函数对电价与碳价的联合概率分布进行建模,研究由同一区域的火电机组、新能源发电、电动汽车和需求侧资源所集成的虚拟电厂参与电能市场和碳排放市场下的联合竞标策略。文献[53]采用概率分布模拟的方法预测电能市场和天然气市场的出清价格,研究电转气设备与燃气机组组成的虚拟电厂参与电能市场和天然气市场联合竞标。文献[54]考虑由风电机组、光伏机组、燃气轮机、电动汽车和负荷构成的虚拟电厂作为价格接受者参与双边合同市场、日前市场、日内市场和平衡市场等多级市场竞标。

##### 4.2 价格制定型虚拟电厂运行特性聚合方法

价格制定型虚拟电厂调度特性聚合方法与价格接受型虚拟电厂调度特性聚合方法的竞标流程类似,只是在预测市场出清前考虑竞标策略的影响。由于竞标策略与市场出清之间具有非线性相关性,因此竞标决策模型往往比较复杂,具体分为以下几类。

###### 4.2.1 基于虚拟电厂自身成本分析的竞标方法

基于虚拟电厂自身成本分析的策略报价方法,即在实际边际成本曲线上加上一定的利润率获取报价曲线,具体流程<sup>[55-56]</sup>为:

1) 根据优化目标及尽量让分布式能源在额定状态附近运行的原则,确定全厂申报电力;

2) 以全厂整体运营成本最小为目标确定内部各分布式能源出力和发电成本;

3) 考虑全厂利润,可在发电成本基础上上调一定比例或直接加上利润和税金作为实际申报价格。

该方法借鉴了早期的火电厂竞标策略,适用于在市场运行成熟前各虚拟电厂只能立足于本厂运营成本来进行报价的情况。

###### 4.2.2 基于虚拟电厂价格配额曲线的竞标方法

基于虚拟电厂价格配额曲线的策略报价方法的具体流程<sup>[57]</sup>为:

1) 通过市场模拟技术计算或对已有数据进行分析后预测,得出电力市场参与者在市场中的中标电量与出清电价之间的关系曲线;

2) 假定中标电量已知的情况下,考虑出清电价的不确定性,根据步骤 1) 中的关系曲线确定该中标电量对应的市场出清电价概率分布;

3) 设定竞标电价或竞标电量,综合考虑不同中标电量场景,确定该竞标策略下的市场出清电价

概率分布, 并建模求取期望净收益。

4) 比较步骤3)中不同竞标策略的期望净收益, 选取最大期望净收益对应的竞标电价或竞标电量上报电网。

该方法的关键在于基于历史数据准确预测价格配额曲线。文献[58]基于历史数据建立了市场出清电价和负荷集群中标电量之间的关系曲线, 假定负荷集群计划购电量为定值, 考虑竞标电价对出清结果的影响, 建模求解最小购电成本对应的三阶段竞标电价。文献[59]基于历史数据分别建立了市场出清电价与储能集群充电功率、放电功率之间的关系曲线, 建模求解最大净收益对应的各时刻充电功率和放电功率。文献[60]针对由柔性负荷构成的虚拟电厂, 基于历史数据建立了市场出清电价和虚拟电厂中标电量之间的关系曲线, 综合考虑竞标电价和竞标电量对出清结果的影响, 建模求解最小成本对应的竞标电价和竞标电量。

#### 4.2.3 基于模拟竞争对手投标曲线的竞标方法

基于模拟竞争对手投标曲线的策略报价方法的具体流程<sup>[61]</sup>为:

1) 初始化虚拟电厂的竞标策略, 即竞标电价和竞标电量;

2) 基于历史数据分析竞争对手竞标策略概率分布, 并建立竞争对手竞标策略场景集;

3) 综合考虑虚拟电厂自身和竞争对手竞标策略进行模拟市场出清, 建模求解该市场出清场景下虚拟电厂最大期望净收益;

4) 不断更新虚拟电厂的竞标策略并重复步骤3), 直至其最大期望净收益不再增加, 将该最大期望净收益对应的竞标策略上报电网。

该方法需要根据历史数据预测竞争对手的竞标策略, 适用于完全信息下的电力市场。考虑到逐个模拟或假设竞争对手行为的工作量大且准确性小, 该方法的应用受到了限制。

#### 4.2.4 基于博弈论的竞标方法

基于博弈论的策略报价方法的基本思想: 考虑到电力市场中虚拟电厂之间存在利润制衡, 且虚拟电厂各自追求收益最大化的特点与博弈论研究对象的特点相类似, 因此可以根据市场规则与虚拟电厂需求构造博弈模型。通过博弈模型求解寻求报价均衡点与市场均衡点, 可得到最佳的报价策略。

文献[62]将虚拟电厂分为纯可控电源类虚拟电厂和含间歇性电源类虚拟电厂, 考虑到各虚拟电厂

之间存在合作关系, 对比分析不同类型虚拟电厂构成的联盟参与市场联合竞标的收益情况。文献[63]考虑到各虚拟电厂之间存在竞争关系, 构建了多虚拟电厂非合作动态博弈日前市场优化交易模型。考虑到配电网与虚拟电厂之间属于领导者和跟随者的关系, 文献[64]建立配电网运营商与负荷型虚拟电厂主从博弈竞标模型, 文献[65]建立配电网运营商与电源型虚拟电厂主从博弈竞标模型。

该方法适用于完全信息下的电力市场, 局限性为: 很难保证所有虚拟电厂均同意参与博弈, 而且只能准确求解较少参与者的博弈问题。

#### 4.3 商业型虚拟电厂运行特性聚合的随机性分析

商业型虚拟电厂中大规模分布式能源具有随机波动性, 存在无法完全执行电力市场的出清计划而造成违约的风险。为此, 商业型虚拟电厂可以通过参与中长期市场、日前市场和实时市场的联合竞标决策来减小不确定性带来的风险损失<sup>[54]</sup>。除此之外, 上述竞标策略中往往会依据功率的概率分布, 利用均值-方差法、风险价值法或条件风险价值法等量化风险损失, 商业型虚拟电厂权衡期望收益和风险损失并建立随机优化模型; 或者依据功率的变化范围, 商业型虚拟电厂考虑功率变化最恶劣的情况下最大净收益, 并建立鲁棒优化模型。最终, 商业型虚拟电厂安排合适的备用容量, 应对不确定性带来的风险损失<sup>[49]</sup>。

## 5 结论与展望

基于以上分析讨论, 对高比例新能源电力系统下虚拟电厂运行特性聚合所面临的挑战和未来研究的展望总结如下:

1) 技术型虚拟电厂完成运行特性聚合后, 将被动接受上级电网的调控, 无法获取较高收益; 随着商业型虚拟电厂规模的扩大, 其市场行为可能影响电网安全稳定运行。从虚拟电厂的发展趋势看, 单纯的技术型虚拟电厂或商业型虚拟电厂无法兼顾分布式能源追求利益以及配电网安全稳定运行的需求<sup>[66]</sup>。需要借助商业型虚拟电厂的经济基础和技术型虚拟电厂的技术支撑, 促进虚拟电厂的进一步推广应用。

2) 高比例新能源电力系统下, 技术型虚拟电厂为了能够提供更大的可调节功率域, 需要整合各种类型的灵活性资源。面对虚拟电厂中特性互异、规模庞大的分布式能源, 现有关于可调节功率域和

调节功率成本聚合方面的算法无法同时兼顾高效性和准确性, 需要进行更深入地研究。

3) 高比例新能源电力系统下, 商业型虚拟电厂的竞标策略对市场出清将会产生很大影响, 需要创新基于数据驱动的市场出清预测方法。除此之外, 商业型虚拟电厂未来可以参与“电-气-冷-热”联合市场<sup>[67-68]</sup>, 综合考虑能源效益、环境效益和风险惩罚等问题, 为了获取较高净收益, 需要在竞标决策前优化内部分布式能源选择方案。

## 参考文献

- [1] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.  
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191(in Chinese).
- [2] 邵成成, 冯陈佳, 傅旭, 等. 多能源电力系统生产模拟: 现状与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(6): 2029-2039.  
SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, FU Xu, et al. Multi energy power system production simulation: state of arts and challenges[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(6): 2029-2039(in Chinese).
- [3] 田立亭, 程林, 郭剑波, 等. 虚拟电厂对分布式能源的管理和互动机制研究综述[J]. 电网技术, 2020, 44(6): 2097-2108.  
TIAN Liting, CHENG Lin, GUO Jianbo, et al. A review on the study of management and interaction mechanism for distributed energy in virtual power plants[J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2097-2108(in Chinese).
- [4] 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(9): 3175-3183.  
WANG Xuanyuan, LIU Dunnan, LIU Zhen, et al. Operation mechanism and key technologies of virtual power plant under ubiquitous internet of things[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3175-3183(in Chinese).
- [5] 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.  
WEI Zhinong, YU Shuang, SUN Guoqiang, et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 1-9(in Chinese).
- [6] 傅中兴, 邹蓉蓉, 王佳宁, 等. 商业型与技术型虚拟电厂优化调度技术研究[J]. 机电信息, 2019(18): 96-97.  
FU Zhongxing, ZOU Rongrong, WANG Jianing, et al. Research on optimal scheduling technology of commercial and technical virtual power plants[J]. Mechanical and Electrical Information, 2019(18): 96-97(in Chinese).
- [7] KORAKI D, STRUNZ K. Wind and solar power integration in electricity markets and distribution networks through service-centric virtual power plants[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 473-485.
- [8] TAN Zhenfei, ZHONG Haiwang, XIA Qing, et al. Estimating the robust P-Q capability of a technical virtual power plant under uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4285-4296.
- [9] 李嘉媚, 艾芊, 殷爽睿. 虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 37-55.  
LI Jiamei, AI Qian, YIN Shuangrui. Market mechanism and foreign experience of virtual power plant participating in peak-regulation and frequency-regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 37-55(in Chinese).
- [10] ZWAENPOEL B, VANDOORN T L, LAVEYNE J I, et al. Solar commercial virtual power plant day ahead trading[C]//2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. National Harbor: IEEE, 2014: 1-5.
- [11] 闫涛, 渠展展, 惠东, 等. 含规模化电池储能系统的商业型虚拟电厂经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 98-104.  
YAN Tao, QU Zhanzhan, HUI Dong, et al. Economic analysis of the virtual power plants with large-scale battery energy storage systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 98-104(in Chinese).
- [12] 伊书鑫, 胡健, 路尧, 等. 电力现货市场中多虚拟电厂交易策略[J]. 控制工程, 2022, 29(9): 1587-1592.  
YI Shuxin, HU Jian, LU Yao, et al. Trading strategy of multiple virtual power plants in the spot market[J]. Control Engineering of China, 2022, 29(9): 1587-1592(in Chinese).
- [13] 朱继忠, 熊小伏, 刘乔波, 等. 现货市场下计及风光联合预测误差的经济调度[J]. 太阳能学报, 2021, 42(5): 450-458.  
ZHU Jizhong, XIONG Xiaofu, LIU Qiaobo, et al. Economic dispatching considering joint wind and PV power forecast error in electricity spot market[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(5): 450-458(in Chinese).
- [14] 田晶京, 李安乐, 高锋阳, 等. 含光伏发电和时变负荷的主动配电网孤岛划分[J]. 太阳能学报, 2021, 42(9): 125-131.  
TIAN Jingjing, LI Anle, GAO Fengyang, et al. Islanding division of active distribution network with photovoltaic generation and time-varying load[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(9): 125-131(in Chinese).
- [15] 杨宏基, 周明, 武昭原, 等. 含光热电站的电-热能源系统优化运行机制[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 175-184.  
YANG Hongji, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Optimal operation of electro-thermal energy systems with

- concentrated solar power plant[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 175-184(in Chinese).
- [16] ALIPOUR M, MOHAMMADI-IVATLOO B, ZARE K. Stochastic scheduling of renewable and CHP-based microgrids[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2015, 11(5): 1049-1058.
- [17] 魏繁荣, 随权, 林湘宁, 等. 考虑可转移负荷效率的风光/柴/蓄孤岛微网日运行能量控制优化策略[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(4): 1045-1053.
- WEI Fanrong, SUI Quan, LIN Xiangning, et al. Optimized energy control strategy about daily operation of islanded microgrid with wind/photovoltaic/diesel/battery under consideration of transferable load efficiency[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(4): 1045-1053(in Chinese).
- [18] 杨裕生. 发展化学储能有助于解决弃风、弃光难题[J]. *电力设备管理*, 2020(3): 23-24.
- YANG Yusheng. The development of chemical energy storage can help solve the problems of abandoning wind and light energy[J]. *Electric Power Equipment Management*, 2020(3): 23-24(in Chinese).
- [19] 张国斌, 陈玥, 张佳辉, 等. 风-光-水-火-抽蓄联合发电系统日前优化调度研究[J]. *太阳能学报*, 2020, 41(8): 79-85.
- ZHANG Guobin, CHEN Yue, ZHANG Jiahui, et al. Research on optimization of day-ahead dispatching of wind power-photovoltaic-hydropower-thermal power-pumped storage combined power generation system[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2020, 41(8): 79-85(in Chinese).
- [20] 潘光胜, 顾伟, 张会岩, 等. 面向高比例可再生能源消纳的电氢能源系统[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(23): 1-10.
- PAN Guangsheng, GU Wei, ZHANG Huiyan, et al. Electricity and hydrogen energy system towards accomodation of high proportion of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(23): 1-10(in Chinese).
- [21] LIU Zhaoxi, WU Qiuwei, HUANG Shaojun, et al. Optimal day-ahead charging scheduling of electric vehicles through an aggregative game model[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(5): 5173-5184.
- [22] 赵海彭, 苗世洪, 李超, 等. 考虑冷热电需求耦合响应特性的园区综合能源系统优化运行策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(2): 573-588.
- ZHAO Haipeng, MIAO Shihong, LI Chao, et al. Research on optimal operation strategy for park-level integrated energy system considering cold-heat-electric demand coupling response characteristics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(2): 573-588(in Chinese).
- [23] 陈新和, 裴玮, 邓卫, 等. 数据驱动的虚拟电厂调度特性封装方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(14): 4816-4828.
- CHEN Xinhe, PEI Wei, DENG Wei, et al. Data-driven virtual power plant dispatching characteristic packing method[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(14): 4816-4828(in Chinese).
- [24] QU Ming, DING Tao, WEI Wei, et al. An analytical method for generation unit aggregation in virtual power plants[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(6): 5466-5469.
- [25] MÜLLER F L, SZABÓ J, SUNDSTRÖM O, et al. Aggregation and disaggregation of energetic flexibility from distributed energy resources[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(2): 1205-1214.
- [26] Š IKŠ NYS L, VALSOMATZIS E, HOSE K, et al. Aggregating and disaggregating flexibility objects[J]. *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, 2015, 27(11): 2893-2906.
- [27] TU Jing, ZHOU Ming, CUI Hantao, et al. An equivalent aggregated model of large-scale flexible loads for load scheduling[J]. *IEEE Access*, 2019, 7: 143431-143444.
- [28] TRANGBAEK K, PETERSEN M, BENDTSEN J, et al. Exact power constraints in smart grid control[C]//2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference. Orlando: IEEE, 2011: 6907-6912.
- [29] BAROT S, TAYLOR J A. A concise, approximate representation of a collection of loads described by polytopes[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2017, 84: 55-63.
- [30] MÜLLER F L, SUNDSTRÖM O, SZABÓ J, et al. Aggregation of energetic flexibility using zonotopes[C]//2015 54th IEEE Conference on Decision and Control (CDC). Osaka: IEEE, 2015: 6564-6569.
- [31] ZHAO Lin, ZHANG Wei, HAO He, et al. A geometric approach to aggregate flexibility modeling of thermostatically controlled loads[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(6): 4721-4731.
- [32] YI Zhongkai, XU Yinliang, GU Wei, et al. Aggregate operation model for numerous small-capacity distributed energy resources considering uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(5): 4208-4224.
- [33] YI Zhongkai, XU Yinliang, GU Wei, et al. A multi-time-scale economic scheduling strategy for virtual power plant based on deferrable loads aggregation and disaggregation[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(3): 1332-1346.
- [34] MADJIDIAN D, ROOZBEHANI M, DAHLEH M A. Energy storage from aggregate deferrable demand: fundamental trade-offs and scheduling policies[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(4): 3573-3586.
- [35] XU Zhiwei, DENG Tianhu, HU Zechun, et al. Data-driven pricing strategy for demand-side resource aggregators[J].

- IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(1): 57-66.
- [36] ZHAO Lin, HAO He, ZHANG Wei. Extracting flexibility of heterogeneous deferrable loads via polytopic projection approximation[C]//2016 IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC). Las Vegas: IEEE, 2016: 6651-6656.
- [37] XU Zhiwei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Risk-averse optimal bidding strategy for demand-side resource aggregators in day-ahead electricity markets under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1): 96-105.
- [38] HUGHES J T, DOMÍNGUEZ-GARCÍA A D, POOLLA K. Identification of virtual battery models for flexible loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4660-4669.
- [39] HAO He, SANANDAJI B M, POOLLA K, et al. Aggregate flexibility of thermostatically controlled loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 189-198.
- [40] BABAEI S, ZHAO Chaoyue, FAN Lei. A data-driven Model of virtual power plants in day-ahead unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 5125-5135.
- [41] CHEN Xin, DALL'ANESE E, ZHAO Changhong, et al. Aggregate power flexibility in unbalanced distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 258-269.
- [42] 栗子豪, 李铁, 吴文传, 等. 基于 Minkowski Sum 的热泵负荷调度灵活性聚合方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 14-21.  
LI Zihao, LI Tie, WU Wenchuan, et al. Minkowski Sum based flexibility aggregating method of load dispatching for heat pumps[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 14-21(in Chinese).
- [43] ZHAO Haotian, WANG Bin, WANG Xuanyuan, et al. Active dynamic aggregation model for distributed integrated energy system as virtual power plant[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020, 8(5): 831-840.
- [44] WANG Siyuan, WU Wenchuan. Aggregate flexibility of virtual power plants with temporal coupling constraints[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(6): 5043-5051.
- [45] TAN Zhenfei, ZHONG Haiwang, WANG Xuanyuan, et al. An efficient method for estimating capability curve of virtual power plant[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(3): 780-788.
- [46] 仪忠凯, 许银亮, 吴文传. 考虑虚拟电厂多类电力产品的配电侧市场出清策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(22): 143-151.  
YI Zhongkai, XU Yinliang, WU Wenchuan. Market clearing strategy for distribution system considering multiple power commodities offered by virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(22): 143-151(in Chinese).
- [47] 刘浩文, 刘东, 陈张宇, 等. 多级协同虚拟电厂环境下的无功辅助服务优化出清[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2533-2541.  
LIU Haowen, LIU Dong, CHEN Zhangyu, et al. Optimal reactive power service clearing based on multilevel cooperative VPP[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2533-2541(in Chinese).
- [48] TAN Zhenfei, ZHONG Haiwang, WANG Jianxiao, et al. Enforcing intra-regional constraints in tie-line scheduling: a projection-based framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4751-4761.
- [49] 余爽, 卫志农, 孙国强, 等. 考虑不确定性因素的虚拟电厂竞标模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(22): 43-49.  
YU Shuang, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. A bidding model for a virtual power plant considering uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(22): 43-49(in Chinese).
- [50] 孙国强, 袁智, 许晓慧, 等. 碳排放约束下虚拟电厂鲁棒优化竞标模型[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(2): 97-103.  
SUN Guoqiang, YUAN Zhi, XU Xiaohui, et al. Bidding model based on robust optimization for virtual power plant under carbon emission constraint[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 97-103(in Chinese).
- [51] RAHIMIYAN M, BARINGO L. Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: a price-taker robust optimization approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 2676-2687.
- [52] 闫园, 林鸿基, 文福拴, 等. 考虑电价和碳价间 Copula 风险依赖的虚拟电厂竞标策略[J]. 电力建设, 2019, 40(11): 106-115.  
YAN Yuan, LIN Hongji, WEN Fushuan, et al. Bidding strategy of a virtual power plant considering Copula risk dependence of electricity and carbon prices[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(11): 106-115(in Chinese).
- [53] 李杨, 刘伟佳, 文福拴, 等. 电转气设备与燃气机组的联合竞价策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(1): 9-17.  
LI Yang, LIU Weijia, WEN Fushuan, et al. Combined bidding strategies between power-to-gas facilities and natural gas generating units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(1): 9-17(in Chinese).
- [54] 周亦洲, 孙国强, 黄文进, 等. 计及电动汽车和需求响应的多类电力市场下虚拟电厂竞标模型[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 1759-1766.  
ZHOU Yizhou, SUN Guoqiang, HUANG Wenjin, et al. Strategic bidding model for virtual power plant in different electricity markets considering electric vehicles and demand response[J]. Power System Technology,

- 2017, 41(6): 1759-1766(in Chinese).
- [55] 何莉, 廖家平, 王淑青, 等. 发电企业基于成本分析的现货市场报价策略[J]. 中国水运, 2011, 11(2): 49-50.  
HE Li, LIAO Jiaping, WANG Shuqing, et al. Spot market quotation strategy based on cost analysis for power generation enterprises[J]. China Water Transport, 2011, 11(2): 49-50(in Chinese).
- [56] 何建华, 何祖威, 胡效雷. 基于成本分析的火电厂日前市场竞价上网报价[J]. 重庆大学学报, 2008, 31(3): 276-279, 323.  
HE Jianhua, HE Zuwei, HU Xiaolei. Study of quotes on the web for electric power in market based on cost analysis[J]. Journal of Chongqing University, 2008, 31(3): 276-279, 323(in Chinese).
- [57] SONG Meng, AMELIN M. Price-maker bidding in day-ahead electricity market for a retailer with flexible demand[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33, (2): 1948-1958.
- [58] 王德昊, 王颖, 曹荣章, 等. 基于价格配额曲线的售电商投标策略优化[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(17): 108-116.  
WANG Dehao, WANG Ying, CAO Rongzhang, et al. Price quota curve based optimization of bidding strategy for electricity retailers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 108-116(in Chinese).
- [59] SHAFIIE S, ZAREIPOUR H, KNIGHT A M. Developing bidding and offering curves of a price-maker energy storage facility based on robust optimization[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 650-660.
- [60] KOHANSAL M, MOHSENIAN-RAD H. Price-maker economic bidding in two-settlement pool-based markets: the case of time-shiftable loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 695-705.
- [61] 艾欣, 周树鹏, 赵阅群. 含虚拟发电厂的电力系统优化运行与竞价策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(23): 6351-6362.  
AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Research on optimal operation and bidding strategy of power system with virtual power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(23): 6351-6362(in Chinese).
- [62] 周博, 吕林, 高红均, 等. 多虚拟电厂日前鲁棒交易策略研究[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2694-2703.  
ZHOU Bo, LV Lin, GAO Hongjun, et al. Robust day-ahead trading strategy for multiple virtual power plants[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2694-2703(in Chinese).
- [63] 胡殿刚, 刘毅然, 王坤宇, 等. 多商业型虚拟发电厂联合竞标及分配策略[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1550-1557.  
HU Diangang, LIU Yiran, WANG Kunyu, et al. Joint bidding and distribution strategies for multiple commercial virtual power plants[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1550-1557(in Chinese).
- [64] 李力行, 苗世洪, 孙丹丹, 等. 多利益主体参与下主动配电网完全信息动态博弈行为[J]. 电工技术学报, 2018, 33(15): 3499-3509.  
LI Lixing, MIAO Shihong, SUN Dandan, et al. Dynamic games of complete information in active distribution network with multi-stakeholder participation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(15): 3499-3509(in Chinese).
- [65] 刘一欣, 郭力, 王成山. 多微电网参与下的配电侧电力市场竞价博弈方法[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2469-2476.  
LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Optimal bidding strategy for microgrids in electricity distribution market[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2469-2476(in Chinese).
- [66] BARINGO A, BARINGO L, ARROYO J M. Day-ahead self-scheduling of a virtual power plant in energy and reserve electricity markets under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 1881-1894.
- [67] 杨建林, 吕冉, 张铭. 不同基础配置的虚拟电厂内部资源组合策略研究[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(1): 4-9.  
YANG Jianlin, LV Ran, ZHANG Ming. Research on the internal resource aggregation strategy of virtual power plants based on different basic configurations[J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(1): 4-9(in Chinese).
- [68] WANG Long, WU Wenchuan, LU Qiuyu, et al. Optimal aggregation approach for virtual power plant considering network reconfiguration[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(3): 495-501.



陈会来

在线出版日期: 2022-05-20。

收稿日期: 2021-11-01。

作者简介:

陈会来(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为虚拟电厂参数聚合, 120202201007@ncepu.edu.cn;

\*通信作者: 张海波(1975), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统调度自动化、新能源电力系统规划、运行与控制等, zhb@ncepu.edu.cn;

王兆霖(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为虚拟电厂优化调度, 120202201624@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 李泽荣)

# A Review of Market and Scheduling Characteristic Parameter Aggregation Algorithm of Different Types of Virtual Power Plants

CHEN Huilai, ZHANG Haibo\*, WANG Zhaolin

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources  
(North China Electric Power University))

**KEY WORDS:** virtual power plant; distributed energy resource; operating characteristic; aggregation algorithm; high proportion of new energy

As the prerequisite for participating in power market or grid dispatching, determining the overall operation characteristics of virtual power plant has been widely studied in recent years.

According to the difference of characteristic and function, a virtual power plant is divided into technical virtual power plant and commercial virtual power plant in this paper.

The operating framework of technical virtual power plant is concluded, which is shown as Fig. 1.

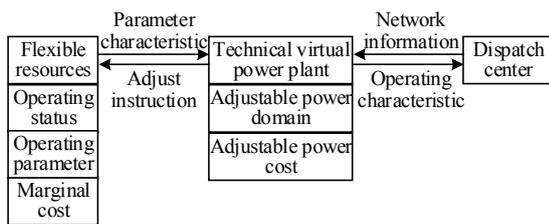


Fig. 1 Operating framework of technical VPP

The aggregation operation of adjustable power cost of technical virtual power plant mainly refers to simplifying economic scheduling model with adjustable power parameter. The simplified model is used to represent the nonlinear relationship between cost and power of technical virtual power plant. However, it is not possible to obtain the cost curves of all distributed energy source by it.

Because of nonlinearity and specificity of the cost curves of all distributed energy source, the aggregation operation of adjustable power cost of technical virtual power plant is difficult. Common aggregation algorithms include encapsulation method based on the neural network and encapsulation method based on the curve-fitting, which are analyzed in this paper.

The aggregation operation of adjustable power domain of technical virtual power plant is:

$$P^{(agg)} = \sum_{j=1}^J P^{(j)} = \{p^{(agg)} = \sum_{j=1}^J p^{(j)} | p^{(j)} \in P^{(j)}, j=1, 2, \dots, J\} \quad (1)$$

Considering temporal coupling and parameter difference of power constraints of distributed energy resource as well as nonlinearity of node voltage

constraints and line power flow constraints, the aggregation operation of adjustable power domain of technical virtual power plant is NP-hard. Common aggregation algorithms can be divided into two types: approximate linear sum based on distributed energy resource's adjustable power domain and global approximate solution based on virtual power plant's adjustable power domain. Their principles, procedures and features are all analyzed in this paper.

The operating framework of commercial virtual power plant is also concluded, which is shown as Fig. 2.

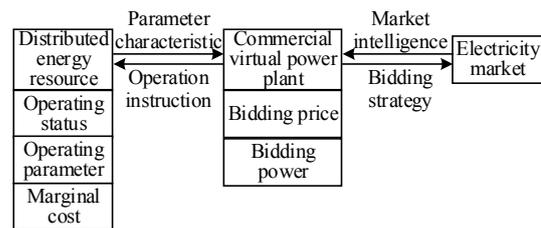


Fig. 2 Operating framework of commercial VPP

When the capacity of commercial virtual power plant is small, the commercial virtual power plant has little influence on the clearing result of the electricity market, which can participate in the electricity market as a price taker. Otherwise, it participates in the power market as a price maker. The bidding strategies in these two scenarios are analyzed.

In addition, considering the randomness of distributed energy resource, the aggregation parameters of virtual power plant should be a group of random rather than deterministic parameters. Except for the methods about how to improve the prediction accuracy of these parameters, the methods about how to obtain conservative parameters for the worst-case scenario or risky parameters at a certain confidence level are also analyzed in this paper.

Apart from purpose, content, difficulty and algorithm of aggregation of virtual power plant, challenges and prospects for the future research under power system with high proportion of new energy are also shown, which can provide reference for the research of virtual power plants.