

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230934

基于主从博弈的虚拟电厂参与多元竞争市场投标策略研究

彭超逸¹, 徐苏越², 顾慧杰¹, 周华锋¹, 胡荣¹, 聂涌泉¹, 孙海顺², 陈文哲²

(1. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东 广州 510530; 2. 强电磁工程与新技术国家重点实验室
(华中科技大学电气与电子工程学院), 湖北 武汉 430074)

摘要: 虚拟电厂(virtual power plant, VPP)可以聚合多元异构分布式能源(distributed energy resource, DER)灵活参与电力市场, 但受市场多元主体投标行为不确定性的影响, VPP在日前电力市场面临着潜在的投标需求流标风险。为解决多元竞争电力市场中电价电量不确定性影响下VPP的优化申报问题, 提出一种VPP灵活分段投标策略。首先, 基于分布式能源运行特性构建了虚拟电厂聚合可调节能力评估方法, 在考虑电力平衡需求的基础上, 提出按可调节能力划分区间的VPP灵活分段投标策略。然后, 构建了虚拟电厂参与日前电力现货市场投标的主从博弈模型, 以实现VPP收益及社会效益的最大化。最后, 采用强对偶理论和大M法将该均衡约束规划问题(equilibrium problems with equilibrium constraints, EPEC)转化为混合整数线性规划问题(mixed integer linear program, MILP)求解。算例结果表明, VPP采用灵活分段投标策略参与日前电力市场, 可以充分利用其可调节能力, 保障其投标需求有效中标, 有效提升了VPP收益及社会效益。

关键词: 虚拟电厂; 聚合算法; 投标策略; 主从博弈

Bidding strategy for a virtual power plant participating in a multiple competitive market based on the Stackelberg game

PENG Chaoyi¹, XU Suyue², GU Huijie¹, ZHOU Huafeng¹, HU Rong¹, NIE Yongquan¹, SUN Haishun², CHEN Wenzhe²

(1. China Southern Power Grid Dispatching & Control Center, Guangzhou 510530, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China)

Abstract: Virtual power plants (VPP) can aggregate multiple heterogeneous distributed energy resources (DER) to flexibly participate in the energy market. However, because of the uncertainty of bidding strategies of market participants, VPPs face potential risks of bidding failure in the day-ahead energy market. To solve the problem of VPPs' optimal bidding strategy given the uncertainty of electricity price and quantity in the multiple competitive electricity market, a VPP flexible segmented bidding strategy is proposed. First, VPPs' aggregated regulation capacity estimation method is constructed based on the operational characteristics of DERs, and a flexible segmented bidding quantity range of VPP is proposed considering power balance demand. Then, a VPPs' day ahead energy market bidding model based on the Stackelberg game is established to realize the maximization of VPP profit and social welfare. Finally, strong duality theory and the 'big-M' method are introduced to transfer the equilibrium problems with equilibrium constraints (EPEC) into a mixed integer linear program (MILP). The results of case studies indicate that the adoption of the flexible segmented bidding strategy in the day ahead electricity market can fully exploit VPP regulation capacity, ensure the effective bidding of electricity quantity demand, and increase VPP profit and social benefit.

This work is supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (No. 000000KK52200035).

Key words: virtual power plant (VPP); aggregation algorithm; bidding strategy; Stackelberg game

0 引言

随着“双碳”目标的提出和我国电力市场建设

基金项目: 中国南方电网有限责任公司科技项目资助
(000000KK52200035)

的不断推进^[1-2], 大力发展面向高比例新能源的电力市场已成为我国能源转型的必然要求。伴随着新能源尤其是大量分布式能源(distributed energy resource, DER)的渗透率不断提高, 电力市场正朝着面向多元类型市场主体的竞争性电力市场转变。为促进电力市场内发电资源的有效竞争, 需要推动分布式能源

的价格市场化, 适应发电主体多元化的发展趋势。同时, 分布式能源参与电力市场时易受市场风险影响^[3], 需要在分布式能源参与多元竞争市场优化问题中考虑规避风险的应对方法。

现有电力现货市场运营机制将新能源出力视为边界电量条件确保优先消纳^[4], 如《广东电力市场现货电能量交易实施细则(2022年试行版)》规定: 根据新能源机组申报的次日 96 点发电预测曲线作为现货市场组织的边界条件。但是由于技术成本、政策和 DER 接入容量小等因素, 现有电力市场运营规则对于符合市场准入门槛的 DER 如何参与市场竞争还没有明确的界定。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)作为一种聚合多元异构 DER 的新市场主体, 可作为一个整体向市场运营商申报报价曲线和调节范围等信息, 参与电力市场调控^[5]。

虚拟电厂的灵活调节能力是其参与电力市场的重要优势, 因此有必要构建 VPP 调节能力的评估方法, 以支撑其参与市场竞争。有部分学者针对 DER 物理特性的整合开展研究, 如文献[6]针对可转移负荷、文献[7]针对热泵负荷、文献[8]针对电动汽车的运行模型构建了聚合方法, 但是上述研究只针对单一类型负荷, 面向多元资源聚合场景的拓展性不足。如何针对不同类型资源的聚合情况评估整体响应可调节能力还有待进一步研究。

根据虚拟电厂容量在电力现货市场上的容量占比, 一般可将虚拟电厂参与电力现货市场的方式分为两类^[9]: 价格接受者和价格决定者。虚拟电厂作为价格接受者时将电力市场出清价格作为外部输入^[10-11], 以售电收益最大或购电成本最小为目标优化投标电量。该模式可保证虚拟电厂的投标需求全部中标, 但是忽略了虚拟电厂投标电量对市场出清价格的影响。相比之下, 随着 DER 渗透率的不断提高, 虚拟电厂逐渐被视为价格决定者参与市场竞争。如: 文献[12]构建了风光储场站参与日前-实时两阶段电力现货市场的投标模型, 分析了价格决定者对市场出清电价的显著影响; 文献[13]计及了市场电价和分布式能源的不确定性, 构建了考虑聚合商利益诉求和市场运营目标的聚合商双层随机优化模型; 文献[14]构建了市场运营商-DER 聚合商联合调控的市场投标模型, 分析了 VPP 作为价格决定者以获取峰谷电价收益的可行性。

然而, 上述研究多数简化了市场成员构成, 随着市场主体的增多, 多个价格决定者投标策略的共同作用将带来市场出清电价和系统结算容量的不确定性, 导致虚拟电厂难以保证投标策略完全被市场接受, 需要设计合理的投标机制以规避上述影响。

文献[15]采用非合作博弈描述多个发电商竞标的市场模型, 但假定市场主体知道竞争对手的策略空间和效用函数。文献[16]考虑了单个 VPP 与多个常规机组非合作博弈的竞价模型, 并采用多场景描述竞争对手报价策略的不确定性, 但并未考虑竞争对手报量策略的不确定性。

因此, 本文基于多元竞争电力市场架构, 分析了虚拟电厂在竞争性现货市场中面临的电价电量风险, 为此首先提出了虚拟电厂可调节能力评估方法, 并基于虚拟电厂内部功率平衡需求提出了灵活分段投标策略, 提升虚拟电厂应对市场主体投标行为不确定性的抗风险能力; 其次, 根据所提灵活分段投标策略, 构建了虚拟电厂参与电力现货市场投标的主从博弈双层模型, 其中上层为虚拟电厂最优报价报量问题, 下层为日前电能量市场出清问题; 最后, 通过 KKT 条件和强对偶理论将均衡约束规划问题(equilibrium problems with equilibrium constraints, EPEC)转化为混合整数线性规划问题(mixed integer linear program, MILP), 并在 IEEE30 节点算例和三区域 IEEE RTS-96 系统中进行了验证。

1 虚拟电厂参与多元竞争电力市场的问题

1.1 多元竞争电力市场组织架构

本文所研究的多元竞争电力市场组织架构如图 1 所示。该架构下传统市场主体和新兴市场主体如 VPP 等共同竞标, 独立系统运营商(independent system operator, ISO)作为市场运营商执行市场出清。

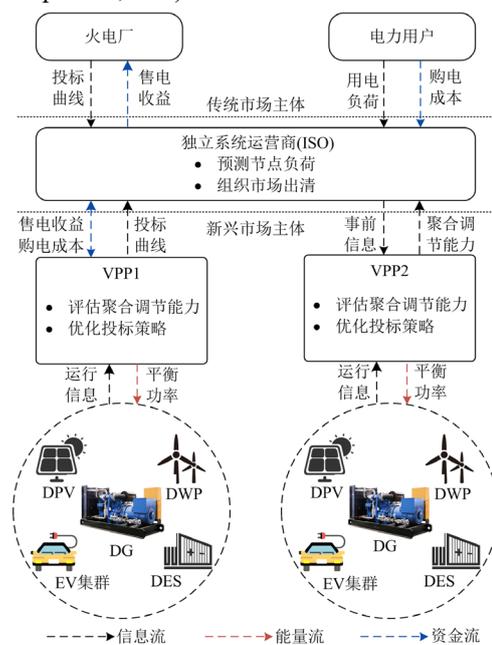


图 1 多元竞争电力市场组织架构

Fig. 1 Framework of multi competitive electricity market

传统市场主体包括用户侧的电力负荷和发电侧的传统火电厂, 用户侧报量不报价, 发电侧基于边际成本向 ISO 提交售电投标。

以 VPP 为代表的新兴市场主体需要协调下属分布式能源参与电力市场投标, 主要职责可相应分为两部分: 1) 预测新能源出力和 EV 集群调节能力, 采集分布式能源运行信息, 评估下属分布式能源聚合调节能力; 2) 预测竞争对手投标策略, 优化下属 DER 调度计划和投标策略以保障内部供需平衡并实现市场收益最大化, 向 ISO 上报聚合调节能力和投标策略。

ISO 负责协调市场出清, 主要职责为: 1) 预测运行日内节点负荷量, 向市场主体发布事前信息; 2) 优化市场出清结果。其中在 VPP 优化投标策略时, 通过设置灵活分段报量范围引导 VPP 合理分配各报价段投标电量, 规避市场电价电量风险。

1.2 虚拟电厂投标风险

相较于传统市场主体, 以 VPP 为代表的新兴市场主体投标时具有以下差异: 1) VPP 可以基于自身新能源出力/负荷水平灵活调整购售电行为, 但须保

障外部交换电量满足内部功率平衡需求; 2) 由于分布式能源具有低边际成本特性^[3], VPP 的投标电价/电量同样具有较大的灵活性。因而在包含多个新兴市场主体的市场中, VPP 的投标需求中标结果受竞争对手投标策略不确定性的影响, 面临着受投标电价和投标电量两方面影响的风险。

图 2 为多元竞争电力市场下 VPP 面临的电价电量风险示意图。以发电侧 2 个 VPP 竞标为例, 通常来说常规机组以边际成本作为原始报价, 并以阶梯递增的形式申报, 如图 2(a)黑线所示; 而虚拟电厂由于边际成本较低, 报价曲线一般不反映实际边际成本, 具有较大的不确定性; 图 2(a)中 VPP2 的售电投标价格低于市场出清电价, 可以得到全额出清。投标电价风险影响下的市场出清结果如图 2(b)所示, VPP1 减小投标价格的行为将改变市场均衡点, 导致 VPP2 的投标需求全部流标; 投标电量风险影响下的市场出清结果如图 2(c)所示, 若 VPP1 增大投标价格较低的投标段申报电量, 将导致 VPP2 超出结算容量的投标需求无法中标。

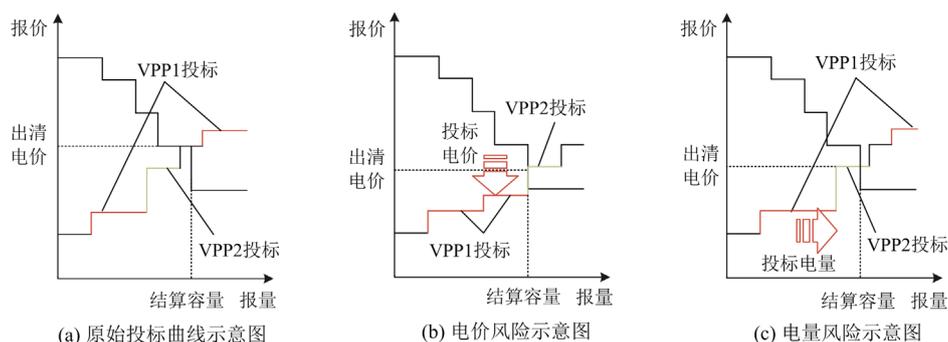


图 2 多元竞争电力市场下 VPP 双重风险示意图

Fig. 2 Diagram of double risk for VPP under multiple competitive electricity market

因此, 多元竞争电力市场中 VPP 需要考虑竞争对手的投标策略并相应作出最优决策。出于隐私性需求, VPP 无法准确得知竞争对手的投标策略, 特别是 VPP 的报量策略取决于其聚合可调节能力大小, 相较于 VPP 作为价格制定者时策略性竞争边际机组的报价行为具有更大的不确定性^[17]。因而 VPP 采用限制报量范围的灵活投标策略, 可以有效降低投标风险。

2 虚拟电厂灵活分段投标策略

虚拟电厂聚合多类型可调节资源, 具有灵活的调节能力, 可以根据其调节能力灵活确定投标电量范围, 提高市场竞争力。本节基于 DER 运行特性构建了 VPP 可调节能力评估模型, 并基于聚合评估结果提出了 VPP 灵活分段投标策略。

2.1 虚拟电厂可调节能力评估方法

VPP 的可调节能力取决于内部接入可调节资源的聚合调节能力。不同类型 DER 的技术特性存在差异, 难以直接通过单一模型普适性描述。但总体来说, 个体 DER 的运行特征一般通过功率不等式约束表征, 可由功率约束、爬坡约束和电量约束中的单一或多个约束表征^[18]。依据 DER 运行特性约束维度, 可将个体 DER 划分为不可控型资源(uncontrollable resources, UNC)、等效负荷资源(equivalent load resources, EQL)和广义储能资源(general energy storage resources, GES) 3 种类型。

1) 不可控型资源聚合模型

不可控型资源指受政策、用户协约等因素影响灵活调控程度低的资源, 包括可再生能源及刚性负荷等。不可控型资源日前运行模型为等式约束, 如

式(1)所示。

$$P_{j,t}^{\text{unc}} = \tilde{P}_{j,t}^{\text{unc}}, t \in T \quad (1)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{unc}}$ 为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合后不可控型资源调度功率; $\tilde{P}_{j,t}^{\text{unc}}$ 为虚拟电厂 j 在时段 t 不可控型资源出力或负荷预测值; T 为调度周期。

2) 等效负荷资源聚合模型

等效负荷资源指功率单向流动且不存储能量的 DER, 以可控分布式电源为代表, 主要包括微型燃气轮机(micro turbine, MT)等新型可控 DG 单元以及可中断负荷等。其运行不等式约束由功率约束和爬坡约束构成。

$$P_{j,t,\min}^{\text{eq}} \leq P_{j,t}^{\text{eq}} \leq P_{j,t,\max}^{\text{eq}}, t \in T \quad (2)$$

$$R_{j,t,\min}^{\text{eq}} \leq P_{j,t}^{\text{eq}} - P_{j,t-1}^{\text{eq}} \leq R_{j,t,\max}^{\text{eq}}, t \in T \quad (3)$$

式中: $P_{j,t}^{\text{eq}}$ 为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合等效负荷资源调度后功率; $P_{j,t,\max}^{\text{eq}}$ 、 $P_{j,t,\min}^{\text{eq}}$ 和 $R_{j,t,\max}^{\text{eq}}$ 、 $R_{j,t,\min}^{\text{eq}}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合等效负荷资源调度后功率上下限和爬坡容量上下限。

3) 广义储能资源聚合模型

广义储能资源指可以改变电能时空分布的资源, 以分布式储能(distributed energy storage, DES)、电动汽车(electrical vehicle, EV)、可转移负荷等为代表。一方面, 广义储能资源需要存储电能, 因而其充放电功率和电量间存在耦合关系; 另一方面, 个体 DER 的并网状态变化会产生影响。其运行约束由功率约束和电量约束组成: 式(4)表示聚合广义储能资源的功率范围约束; 式(5)表示聚合广义储能资源的电量范围约束; 式(6)表示调度周期内广义储能资源的需求用电量为定值。

$$P_{j,t,\min}^{\text{ges}} \leq P_{j,t,\text{ch}}^{\text{ges}} - P_{j,t,\text{dis}}^{\text{ges}} \leq P_{j,t,\max}^{\text{ges}}, t \in T \quad (4)$$

$$E_{j,t,\min}^{\text{ges}} \leq E_{j,0} + \eta_{\text{ges}} \sum_{\tau=1}^t P_{j,\tau,\text{ch}}^{\text{ges}} \Delta t - \quad (5)$$

$$\frac{1}{\eta_{\text{ges}}} \sum_{\tau=1}^t P_{j,\tau,\text{dis}}^{\text{ges}} \Delta t + \sum_{\tau=1}^t \Delta E_{j,\tau} \leq E_{j,t,\max}^{\text{ges}}, t \in T$$

$$\eta_{\text{ges}} \sum_{t=1}^T P_{j,t,\text{ch}}^{\text{ges}} \Delta t - \frac{1}{\eta_{\text{ges}}} \sum_{t=1}^T P_{j,t,\text{dis}}^{\text{ges}} \Delta t = E_{j,\text{end}} - E_{j,0} \quad (6)$$

式中: $P_{j,t,\text{ch}}^{\text{ges}}$ 和 $P_{j,t,\text{dis}}^{\text{ges}}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合广义储能资源充、放电功率; $P_{j,t,\max}^{\text{ges}}$ 和 $P_{j,t,\min}^{\text{ges}}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合广义储能资源功率上下限; η_{ges} 为广义储能资源充放电效率; Δt 为调度步长; $E_{j,0}$ 为聚合资源起始时刻电量; $\Delta E_{j,\tau}$ 表示聚合资源基值容量变化量; $E_{j,t,\max}^{\text{ges}}$ 和 $E_{j,t,\min}^{\text{ges}}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合广义储能资源电量上下限; $E_{j,\text{end}}$ 为

调度周期末虚拟电厂 j 需求电量。

4) VPP 可调节能力聚合方法

在此基础上, 本文采用半平面法将聚合资源的运行模型进行扩展和松弛, 形成以功率约束、爬坡约束和电量约束表征的 VPP 可调节能力^[19]。VPP 聚合可调节能力可表述为

$$P_{\text{vpp},t}^{j,\min} \leq P_{\text{ch},t}^j - P_{\text{dis},t}^j \leq P_{\text{vpp},t}^{j,\max} \quad (7)$$

$$R_{\text{vpp},t}^{j,\min} \leq (P_{\text{ch},t}^j - P_{\text{dis},t}^j) - (P_{\text{ch},t-1}^j - P_{\text{dis},t-1}^j) \leq R_{\text{vpp},t}^{j,\max} \quad (8)$$

$$E_{\text{vpp},t}^{j,\min} \leq \sum_{\tau=1}^t \left(\eta_a P_{\text{ch},\tau}^j - \frac{1}{\eta_a} P_{\text{dis},\tau}^j \right) \Delta t \leq E_{\text{vpp},t}^{j,\max} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{ch},t}^j$ 和 $P_{\text{dis},t}^j$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 的充电功率和放电功率; $P_{\text{vpp},t}^{j,\max}$ 和 $P_{\text{vpp},t}^{j,\min}$ 、 $E_{\text{vpp},t}^{j,\max}$ 和 $E_{\text{vpp},t}^{j,\min}$ 、

$R_{\text{vpp},t}^{j,\max}$ 和 $R_{\text{vpp},t}^{j,\min}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 聚合功率范围上下限、电量范围上下限和爬坡速率范围上下限; η_a 为 VPP 等效充放电效率。

2.2 基于可调节能力的分段投标策略

1) VPP 可调能力边界

基于聚合可调节能力的功率边界, VPP 可评估新兴市场主体的日前申报容量范围。VPP 聚合后功率边界如图 3(a)所示, 由聚合功率边界可得 3 组功率范围: 日内固定最大充电功率 $P_{j,\max}^{\text{c,fix}}$ 和放电功率 $P_{j,\max}^{\text{d,fix}}$ 分别表征虚拟电厂 j 日内充、放电功率上限的最大值; 日内动态最大充电功率 $P_{j,\max}^{\text{c,dyn}}$ 和放电功率 $P_{j,\max}^{\text{d,dyn}}$ 分别表征聚合功率边界所确定的虚拟电厂 j 日内动态充、放电功率上限; 日内动态最小充电功率 $P_{j,\min}^{\text{c,dyn}}$ 和放电功率 $P_{j,\min}^{\text{d,dyn}}$ 分别表征部分时段虚拟电厂 j 为满足功率平衡需与外界交换的最小充、放电功率。

2) 现有 VPP 报量策略

根据功率范围的不同, 现有研究对于某一竞价时段 VPP 报量范围的限制确定方法有固定单段报量^[20]、固定分段报量^[12]以及灵活单段报量^[8]等 3 种。以 VPP 售电报量报价为例, 如图 3(b)中曲线 ①—③所示。其中曲线 ①为固定单段报量, VPP 基于日内固定最大放电功率 $P_{j,\max}^{\text{d,fix}}$ 提交单段购售电报量策略; 曲线 ②为固定分段报量, 与曲线 ①的区别在于该策略下 VPP 将固定最大放电功率划分为多个容量区间申报; 曲线 ③为灵活单段报量, VPP 基于日内动态最大放电功率 $P_{j,\max}^{\text{d,dyn}}$ 评估向市场提交的申报电量范围, 以反映可调节能力的动态变化。

3) VPP 灵活分段投标策略

由于 VPP 的调节能力随 DER 出力和接入状态

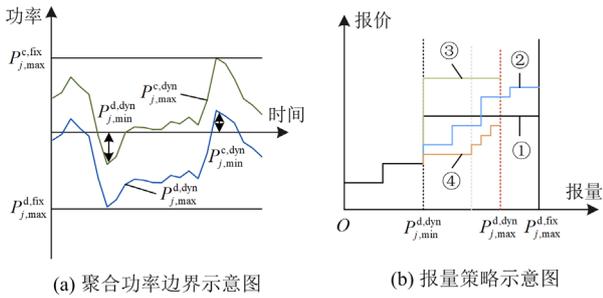


图 3 VPP 报价范围

Fig. 3 Bidding quantity range of VPP

而动态变化, 基于固定容量区间的 VPP 报价范围与实际投标容量存在较大差距; 而单段投标策略导致 VPP 集中可调节能力竞标边际机组, 增大了流标风险。为此, 本文提出了考虑 VPP 调节容量动态变化、分段申报区间的报价范围方法, 具体方式如下所述。

(a) 在 VPP 可以通过内部灵活资源的调度实现功率自平衡时, 参照固定分段报价方法平均分配购/售电报价范围;

(b) 当 VPP 需要与外部交换功率以满足内部功率平衡需求时, 以日内动态最小充/放电功率 $P_{j,\min}^{d,\text{dyn}}$ 和 $P_{j,\min}^{d,\text{dyn}}$ 作为最高购电/最低售电报价段的报价范围, 并平均分配聚合功率调度边界内的可调节容量以确定其余投标分段的容量范围。计算方式如式(10)一式(13)所示。其中, 式(10)和式(11)分别表示初始报价段由最小充、放电功率构成, 式(12)和式(13)表示

初始报价段外的分段投标容量限值由 VPP 聚合调度边界所得的可调节能力平均分配确定。

$$P_{j,1,t}^{d,\text{max}} = \max\{0, P_{j,\min}^{d,\text{dyn}}\} \quad (10)$$

$$P_{j,1,t}^{c,\text{max}} = \max\{0, P_{j,\min}^{c,\text{dyn}}\} \quad (11)$$

$$P_{j,k,t}^{d,\text{max}} = \frac{\max\{0, P_{j,\max}^{d,\text{dyn}}\} - P_{j,1,t}^{d,\text{max}}}{K_A - 1}, k \in K_A^* \quad (12)$$

$$P_{j,q,t}^{c,\text{max}} = \frac{\max\{0, P_{j,\max}^{c,\text{dyn}}\} - P_{j,1,t}^{c,\text{max}}}{Q_A - 1}, q \in Q_A^* \quad (13)$$

式中: $P_{j,k,t}^{d,\text{max}}$ 和 $P_{j,q,t}^{c,\text{max}}$ 分别表示虚拟电厂 j 在时段 t 申报售电和申报购电报价段的容量上限; k 和 q 分别为 VPP 售电投标和购电投标报价段; K_A 和 Q_A 分别表示 VPP 投标购、售电报价分段数量; K_A^* 和 Q_A^* 分别表示竞标边际机组的投标分段集合。

3 基于主从博弈的虚拟电厂投标模型

3.1 虚拟电厂参与多元主体电力现货市场博弈框架

VPP 要考虑竞争对手报价策略作出最优报价决策; ISO 则需要基于市场主体投标策略执行市场出清。因而 VPP 参与电力现货市场的问题本质上是由 VPP 优化申报模型和 ISO 市场优化出清模型所构成的双层主从博弈模型, 其中 VPP 优化申报模型作为双层模型中的上层模型, ISO 市场优化出清模型作为双层模型中的下层模型, 如图 4 所示。

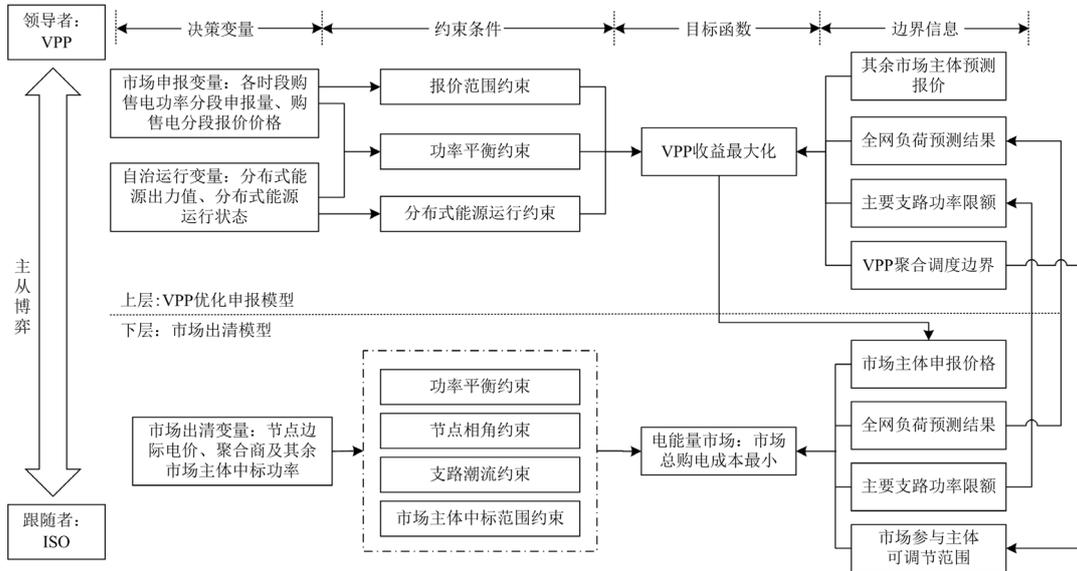


图 4 VPP 投标模型博弈框架

Fig. 4 Game structure of VPP's bidding model

上层模型以 VPP 最大化日前市场净利润为运行目标, 优化市场申报行为和内部 DER 运行策略;

VPP 获取 ISO 提供的市场必要发布信息, 并以竞争对手报价策略预测结果作为边界条件, 其申报结果

将作为输入影响 ISO 的市场出清结果，在决策顺序上属于领导者。目标函数的一般表达式为

$$\begin{cases} \max U_j(x_j, y) \\ \text{s.t.} & \mathbf{G}_j(x_j, y) \geq 0 \\ & \mathbf{H}_j(x_j, y) = 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中： $U_j(\cdot)$ 为 VPP 的收益函数； x_j 为 VPP 的决策变量，在日前市场由市场申报变量和自治运行变量构成； y 为市场出清问题的决策变量； \mathbf{G}_j 和 \mathbf{H}_j 分别为 VPP 优化申报模型不等式和等式约束向量。

下层模型为 ISO 以社会福利最大化为运行目标的优化问题；下层模型根据市场主体申报策略、机组边际成本和网络运行约束等边界条件，确定市场主体中标结果，在决策顺序上属于跟随者，进而双层模型构成了主从博弈。ISO 的决策模型一般表达式为

$$\begin{cases} \min f(\bar{x}, y) \\ \text{s.t.} & \mathbf{g}(\bar{x}, y) \geq 0 \\ & \mathbf{h}(\bar{x}, y) = 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中： $f(\cdot)$ 为系统总购电成本； \bar{x} 为市场主体的市场申报变量； \mathbf{g} 和 \mathbf{h} 分别为市场优化出清模型的不等式和等式约束向量。

从而结合式(14)和式(15)，该主从博弈模型是由多个领导者与单一跟随者所构成的带均衡约束的规划问题(equilibrium problems with equilibrium constraints, EPEC)。

3.2 虚拟电厂申报模型

1) 目标函数

对于经节点 j 并网的 VPP，以日前能量市场净收益最大为目标建立 VPP 投标模型。

$$\begin{aligned} \max_{\gamma_{j,q,t}^{\text{buy,da}}, \gamma_{j,k,t}^{\text{sell,da}}} f_{\text{DA},j} = & \sum_{t \in T} \sum_{k \in K_A} (\gamma_{j,t}^{\text{da}} - \lambda_{j,k,t}^{\text{dis}}) P_{j,k,t}^{\text{sell,da}} \Delta t - \\ & \sum_{t \in T} \sum_{q \in Q_A} (\gamma_{j,t}^{\text{da}} + \lambda_{j,q,t}^{\text{ch}}) P_{j,q,t}^{\text{buy,da}} \Delta t \end{aligned} \quad (16)$$

式中： $f_{\text{DA},j}$ 为 VPP 参与日前能量市场的净收益，由售电收益减去购电支出和充放电运行成本得到； $\gamma_{j,t}^{\text{da}}$ 为日前市场节点 j 在时段 t 的边际电价； $P_{j,q,t}^{\text{buy,da}}$ 和 $P_{j,k,t}^{\text{sell,da}}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 的中标分段购、售电功率； $\lambda_{j,q,t}^{\text{ch}}$ 和 $\lambda_{j,k,t}^{\text{dis}}$ 分别为虚拟电厂 j 在时段 t 的聚合充、放电运行成本系数； $\gamma_{j,q,t}^{\text{buy,da}}$ 和 $\gamma_{j,k,t}^{\text{sell,da}}$ 分别表示虚拟电厂 j 时段 t 在报价段 q/k 的购、售电报价。

2) 约束条件

VPP 需要满足如下约束。

(1) 虚拟电厂功率平衡约束

$$\begin{aligned} \sum_{k \in K_A} P_{j,k,t}^{\text{dis,da}} - \sum_{q \in Q_A} P_{j,q,t}^{\text{ch,da}} = & P_{j,t}^{\text{WS}} + \sum_{v \in N_{\text{MT}}} P_{j,v,t}^{\text{MT}} - \sum_{i \in N_{\text{DR}}} P_{j,i,t}^{\text{DR}} + \\ & \sum_{m \in N_{\text{EV}}} (P_{j,m,t}^{\text{EV,dis}} - P_{j,m,t}^{\text{EV,ch}}) + \sum_{n \in N_{\text{ES}}} (P_{j,n,t}^{\text{ES,dis}} - P_{j,n,t}^{\text{ES,ch}}) - P_{j,t}^{\text{RL}} \end{aligned} \quad (17)$$

式(17)表示 VPP 的投标电量由内部新能源出力、电动汽车、储能等可调资源充放电功率和刚性负荷电量决定。式中： N_{MT} 、 N_{DR} 、 N_{EV} 和 N_{ES} 分别为虚拟电厂内微型燃气轮机、需求响应负荷、EV 集群和储能集合； $P_{j,t}^{\text{WS}}$ 和 $P_{j,t}^{\text{RL}}$ 分别表示虚拟电厂 j 时段 t 风光预测出力及刚性负荷预测需求； $P_{j,v,t}^{\text{MT}}$ 和 $P_{j,i,t}^{\text{DR}}$ 分别表示虚拟电厂 j 时段 t 内微型燃气轮机 v 和需求响应负荷 i 的调度出力和负荷； $P_{j,m,t}^{\text{EV,ch}}$ 和 $P_{j,m,t}^{\text{EV,dis}}$ 分别为虚拟电厂 j 时段 t 内 EV 集群 m 的充、放电功率； $P_{j,n,t}^{\text{ES,ch}}$ 和 $P_{j,n,t}^{\text{ES,dis}}$ 分别为虚拟电厂 j 时段 t 内储能 n 的充、放电功率。

(2) VPP 报价范围约束

$$\gamma_{j,\min}^{\text{ch,da}} \leq \gamma_{j,q,t}^{\text{ch,da}} \leq \gamma_{j,\max}^{\text{ch,da}} \quad (18)$$

$$\gamma_{j,q,t}^{\text{ch,da}} \leq \gamma_{j,q-1,t}^{\text{ch,da}} - \Delta\gamma, \forall q \geq 2 \quad (19)$$

$$\gamma_{j,\min}^{\text{dis,da}} \leq \gamma_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \leq \gamma_{j,\max}^{\text{dis,da}} \quad (20)$$

$$\gamma_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \geq \gamma_{j,k-1,t}^{\text{dis,da}} + \Delta\gamma, \forall k \geq 2 \quad (21)$$

其中，式(18)和式(20)分别表示为避免市场价格风险而限制 VPP 购、售电报价的上下限， $\gamma_{j,\max}^{\text{ch,da}}$ 和 $\gamma_{j,\min}^{\text{ch,da}}$ 分别为虚拟电厂 j 购电报价的上下限， $\gamma_{j,\max}^{\text{dis,da}}$ 和 $\gamma_{j,\min}^{\text{dis,da}}$ 分别为虚拟电厂 j 售电报价的上下限；式(19)和式(21)分别用来限制购电/售电投标区间的报价递减、递增趋势， $\Delta\gamma$ 为相邻段最小报价步长。

(3) 个体 DER 运行约束

对于电动汽车，本文考虑 EV 以接入充电站后形成的 EV 集群接受虚拟电厂调度，个体 EV 电池可行域计算方法见文献[21]，EV 集群聚合方法见文献[8]。假设在一个调度周期内单台 EV 只接入单个充电站，且 EV 采用“慢充”的充电方式和 V2G 的控制方式。EV 集群的出行移动需求使其需要考虑 EV 并网行为和出行电量需求，其运行约束为

$$0 \leq P_{j,m,t}^{\text{EV,ch}} \leq P_{j,m,t,\max}^{\text{EV,ch}} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{j,m,t}^{\text{EV,dis}} \leq P_{j,m,t,\max}^{\text{EV,dis}} \quad (23)$$

$$\eta_{\text{EV}}^{\text{ch}} \sum_{t \in T} P_{j,m,t}^{\text{EV,ch}} \Delta t - \frac{\sum_{t \in T} P_{j,m,t}^{\text{EV,dis}} \Delta t}{\eta_{\text{EV}}^{\text{dis}}} = - \sum_{t \in T} \Delta e_{\text{EV},m,t} \quad (24)$$

$$e_{j,m,t}^{\text{EV,min}} \leq \eta_{\text{EV}}^{\text{ch}} \sum_{\tau=1}^t P_{j,m,\tau}^{\text{EV,ch}} \Delta t - \quad (25)$$

$$\frac{1}{\eta_{\text{EV}}^{\text{dis}}} \sum_{\tau=1}^t P_{j,m,\tau}^{\text{EV,dis}} \Delta t + \sum_{\tau=1}^t \Delta e_{\text{EV},m,\tau} \leq e_{j,m,t}^{\text{EV,max}}$$

$$\Delta e_{EV,m,t} = e_{EV,m,t}^0 - e_{EV,m,t}^d \quad (26)$$

其中, 式(22)~式(23)表示 EV 集群的充、放电功率约束, $P_{j,m,t}^{EV, \text{ch}}$ 和 $P_{j,m,t}^{EV, \text{dis}}$ 分别为 EV 集群 m 在时段 t 的充、放电功率, $p_{j,m,t, \text{max}}^{EV, \text{ch}}$ 和 $p_{j,m,t, \text{max}}^{EV, \text{dis}}$ 分别为 EV 集群 m 在时段 t 的充、放电功率上限; 式(24)表示 EV 集群出行需求电量约束, $\Delta e_{EV,m,t}$ 为在时段 t 由于 EV 并网状态变化而在 EV 集群 m 中等效的基值电量变化量, η_{EV}^{ch} 和 η_{EV}^{dis} 分别为 EV 集群充、放电效率; 式(25)表示 EV 集群动态电量上下限约束, $e_{j,m,t}^{EV, \text{min}}$ 和 $e_{j,m,t}^{EV, \text{max}}$ 分别为 EV 集群 m 在时段 t 的最小、最大电量范围; 式(26)表明基值电量变化量由 t 时段 EV 并网后初始电量 $e_{EV,m,t}^0$ 和 EV 离网后出行需求电量 $e_{EV,m,t}^d$ 构成。

微型燃气轮机、需求响应及储能的运行约束详见文献[21]。

3.3 市场出清模型

1) 目标函数

日前电力现货市场采用集中竞价、统一出清的出清方式, 形成市场边际电价及市场主体出清电量。优化目标为最大化社会总福利。

$$\min_{P_{j,k,t}^G, P_{j,k,t}^{\text{dis, da}}, P_{j,q,t}^{\text{ch, da}}, \theta_{j,t}} f_{\text{ISO}} = \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_G} \sum_{k \in K_G} \gamma_{j,k}^G P_{j,k,t}^G \Delta t + \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_A} \left(\sum_{k \in K_A} \gamma_{j,k,t}^{\text{dis, da}} P_{j,k,t}^{\text{dis, da}} - \sum_{q \in Q_A} \gamma_{j,q,t}^{\text{ch, da}} P_{j,q,t}^{\text{ch, da}} \right) \Delta t \quad (27)$$

式中: f_{ISO} 表示社会总福利; Ω_G 和 Ω_A 分别为输电网内传统发电商和 VPP 节点集合; $\gamma_{j,k}^G$ 为传统发电商 j 在第 k 个报价段的投标价格; $P_{j,k,t}^G$ 为传统发电商 j 在时段 t 内相应报价段的中标功率; K_G 为发电商报价段集合; $\theta_{j,t}$ 为节点 j 在时段 t 的电压相角。

2) 约束条件

市场出清模型需要满足的约束条件如下, 其中每个约束冒号右侧 λ 、 μ 、 ξ 、 χ 、 σ 、 ρ 、 φ 为约束条件相对应的对偶变量。

(1) 节点功率平衡约束

采用直流潮流法表示的节点注入-流出功率平衡约束为

$$\sum_{k \in K_G} P_{j,k,t}^G + \sum_{k \in K_A} P_{j,k,t}^{\text{dis, da}} - \sum_{q \in Q_A} P_{j,q,t}^{\text{ch, da}} - P_{j,t}^D = \sum_{h \in \omega_j} B_{jh} (\theta_{j,t} - \theta_{h,t}) : \lambda_{j,t}^{\text{da}}, \forall j, \forall t \quad (28)$$

式中: B_{jh} 为节点 j 与节点 h 间线路的导纳值; $P_{j,t}^D$ 为节点 j 在时段 t 的常规负荷; ω_j 表示输电网内与节点 j 连接的节点集合。由对偶变量的定义可知, 功

率平衡约束的对偶变量 $\lambda_{j,t}^{\text{da}}$ 和节点边际电价间满足

$$\lambda_{j,t}^{\text{da}} = \gamma_{j,t}^{\text{da}} \Delta t。$$

(2) 支路潮流约束

$$-l_{jh}^{\text{max}} \leq B_{jh} (\theta_{j,t} - \theta_{h,t}) \leq l_{jh}^{\text{max}} : \mu_{jh,t}^{\text{neg}}, \mu_{jh,t}^{\text{pos}}, \forall j, \forall h, \forall t \quad (29)$$

式中, l_{jh}^{max} 表示节点 j 和 h 间线路的传输容量上限。

(3) 节点相角约束

$$-\pi \leq \theta_{j,t} \leq \pi : \xi_{j,t}^{\text{min}}, \xi_{j,t}^{\text{max}}, \forall j, \forall t \quad (30)$$

(4) 平衡节点相角约束

$$\theta_{1,t} = 0 : \chi_{1,t}, \forall t \quad (31)$$

(5) 传统发电商中标出力约束

$$0 \leq P_{j,k,t}^G \leq P_{j,k}^{\text{max, G}} : \sigma_{j,k,t}^{\text{min, G}}, \sigma_{j,k,t}^{\text{max, G}}, \forall j, \forall k, \forall t \quad (32)$$

式中, $P_{j,k}^{\text{max, G}}$ 为传统发电商火电机组出力上限。

(6) VPP 中标功率约束

$$0 \leq P_{j,q,t}^{\text{ch, da}} \leq P_{j,q,t}^{\text{c, max}} : \rho_{j,q,t}^{\text{c, min}}, \rho_{j,q,t}^{\text{c, max}}, \forall j, \forall q, \forall t \quad (33)$$

$$0 \leq P_{j,k,t}^{\text{dis, da}} \leq P_{j,k,t}^{\text{d, max}} : \varphi_{j,k,t}^{\text{d, min}}, \varphi_{j,k,t}^{\text{d, max}}, \forall j, \forall k, \forall t \quad (34)$$

4 求解方法

对于上节所提的非线性双层模型, 本文采用 KKT 最优条件代替下层模型, 将其作为上层模型的约束条件, 从而将双层模型转化为单层模型; 并运用强对偶理论和大 M 法将目标函数和约束条件的非线性项转化为线性项[22], 将原先的 EPEC 问题转化为 MILP 问题。

4.1 双层问题的转化

基于下层市场出清模型的拉格朗日函数可写出 KKT 最优条件和互补松弛条件, 将其作为约束条件添加进上层 VPP 投标模型中, 从而将双层模型转化为单层模型。

下层模型的 KKT 系统的平衡条件为

$$\frac{\partial L_{\text{DA}}}{\partial \theta_{j,t}} = \lambda_{j,t}^{\text{da}} \sum_{h \in \omega_j} B_{jh} - \sum_{h \in \omega_j} \lambda_{h,t}^{\text{da}} B_{hj} - \xi_{j,t}^{\text{min}} + \xi_{j,t}^{\text{max}} + \sum_{k \in \omega_h} B_{jh} (-\mu_{jh,t}^{\text{neg}} + \mu_{hj,t}^{\text{neg}} + \mu_{jh,t}^{\text{pos}} - \mu_{hj,t}^{\text{pos}}) = 0 \quad (35)$$

$$\frac{\partial L_{\text{DA}}}{\partial P_{j,k,t}^G} = \gamma_{j,k}^G \Delta t - \lambda_{j,t}^{\text{da}} - \sigma_{j,k,t}^{\text{min, G}} + \sigma_{j,k,t}^{\text{max, G}} = 0 \quad (36)$$

$$\frac{\partial L_{\text{DA}}}{\partial P_{j,q,t}^{\text{ch, da}}} = -\gamma_{j,q,t}^{\text{ch, da}} \Delta t + \lambda_{j,t}^{\text{da}} - \rho_{j,q,t}^{\text{c, min}} + \rho_{j,q,t}^{\text{c, max}} = 0 \quad (37)$$

$$\frac{\partial L_{\text{DA}}}{\partial P_{j,k,t}^{\text{dis, da}}} = \gamma_{j,k,t}^{\text{dis, da}} \Delta t - \lambda_{j,t}^{\text{da}} - \varphi_{j,k,t}^{\text{d, min}} + \varphi_{j,k,t}^{\text{d, max}} = 0 \quad (38)$$

式中, L_{DA} 表示下层模型的拉格朗日函数。

下层模型的 KKT 系统的互补松弛条件为

$$\begin{cases}
0 \leq (B_{jh}(\theta_{j,t} - \theta_{h,t}) + l_{jh}^{\max}) \perp \mu_{jh,t}^{\text{neg}} \geq 0 \\
0 \leq (l_{jh}^{\max} - B_{jh}(\theta_{j,t} - \theta_{h,t})) \perp \mu_{jh,t}^{\text{pos}} \geq 0 \\
0 \leq \theta_{j,t} + \pi \perp \xi_{j,t}^{\min} \geq 0 \\
0 \leq \pi - \theta_{j,t} \perp \xi_{j,t}^{\max} \geq 0 \\
0 \leq P_{j,k,t}^G \perp \sigma_{j,k,t}^{\min,G} \geq 0 \\
0 \leq P_{j,k}^{\max,G} - P_{j,k,t}^G \perp \sigma_{j,k,t}^{\max,G} \geq 0 \\
0 \leq P_{j,q,t}^{\text{ch,da}} \perp \rho_{j,q,t}^{\text{c,min}} \geq 0 \\
0 \leq P_{j,q,t}^{\text{c,max}} - P_{j,q,t}^{\text{ch,da}} \perp \rho_{j,q,t}^{\text{c,max}} \geq 0 \\
0 \leq P_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \perp \varphi_{j,k,t}^{\text{d,min}} \geq 0 \\
0 \leq P_{j,k,t}^{\text{d,max}} - P_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \perp \varphi_{j,k,t}^{\text{d,max}} \geq 0
\end{cases} \quad (39)$$

式中, $x \perp y$ 表示 $x \geq 0$ 、 $y \geq 0$ 且 $xy = 0$ 。

4.2 线性化处理

转化后的模型仍存在非线性项, 结合式(16)和式(39)可知, 非线性项主要来自约束条件中的互补约束条件和目标函数中的双线性项乘积。以下分别介绍约束条件和目标函数的线性化方法。

1) 约束条件的线性化

对于式(39)中的互补约束, 运用大 M 法, 引入布尔变量将上述互补约束条件中的对偶变量与决策变量的乘积进行线性化表示。以 VPP 售电中标功率上限互补约束条件为例, 可通过该约束对应辅助 0-1 变量 $\eta_{j,k,t}^{\text{d,max}}$ 和足够大的正数 M 重新表示为

$$0 \leq P_{j,k,t}^{\text{d,max}} - P_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \leq M \eta_{j,k,t}^{\text{dis,max}} \quad (40)$$

$$0 \leq P_{j,k,t}^{\text{d,max}} - P_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \leq M \eta_{j,k,t}^{\text{dis,max}} \quad (41)$$

式(39)中的其余互补约束条件的线性化处理方法类似式(40)、式(41)。

2) 目标函数的线性化

根据强对偶理论和互补松弛条件, 将上层模型中的下层模型决策变量重新转化, 从而可将上层 VPP 投标模型的目标函数转化为

$$\begin{aligned}
& \min_{\Lambda_D, \Lambda_I, \Lambda_{\text{dual}}} f_{\text{TR},j} = \\
& \left(\sum_{j \in \Omega_G} \sum_{k \in K_G} \gamma_{j,k}^G P_{j,k,t}^G \Delta t + \pi \sum_{j \in \Omega_N} (\xi_{j,t}^{\min} + \xi_{j,t}^{\max}) + \right. \\
& \left. \sum_{j,h \in \Omega_N} (\mu_{jh,t}^{\text{neg}} + \mu_{jh,t}^{\text{pos}}) l_{jh}^{\max} + \sum_{j \in \Omega_G} \sum_{k \in K_G} \sigma_{j,k,t}^{\max,G} P_{j,k}^{\max,G} \right. \\
& \left. \sum_{j \in \Omega_G} \sum_{k \in K_G} \sigma_{j,k,t}^{\max,G} P_{j,k}^{\max,G} + \sum_{f \in \{\Omega_A / j\}} \sum_{k \in K_A} \varphi_{f,k,t}^{\text{d,max}} P_{f,k,t}^{\text{d,max}} + \right. \\
& \left. \sum_{t \in T} \sum_{f \in \{\Omega_A / j\}} \sum_{q \in Q_A} \rho_{f,q,t}^{\text{c,max}} P_{f,q,t}^{\text{c,max}} - \sum_{j \in \Omega_N} \lambda_{j,t}^{\text{DA}} P_{j,t}^{\text{D}} - \right. \\
& \left. \sum_{f \in \{\Omega_A / j\}} \sum_{q \in Q_A} \gamma_{f,q,t}^{\text{ch,da}} P_{f,q,t}^{\text{ch,da}} \Delta t + \sum_{k \in K_A} \lambda_{j,k,t}^{\text{dis}} P_{j,k,t}^{\text{dis,da}} \Delta t + \right. \\
& \left. \sum_{q \in Q_A} \lambda_{j,q,t}^{\text{ch}} P_{j,q,t}^{\text{ch,da}} \Delta t + \sum_{f \in \{\Omega_A / j\}} \sum_{k \in K_A} \gamma_{f,k,t}^{\text{dis,da}} P_{f,k,t}^{\text{dis,da}} \Delta t \right) \\
& \text{s.t. 式(17)一式(26), 式(28), 式(35)一式(38),} \\
& \quad \text{式(40)一式(41)等} \quad (42)
\end{aligned}$$

其中: $f_{\text{TR},j}$ 为转化后的 VPP 的单层线性目标函数; Λ_D 为上层 VPP 决策变量, $\Lambda_D = \{\gamma_{j,q,t}^{\text{ch,da}}, \gamma_{j,k,t}^{\text{dis,da}}, P_{j,t,v}^{\text{MT}}, P_{j,t,i}^{\text{DR}}, P_{j,t,m}^{\text{EV,dis}}, P_{j,t,m}^{\text{EV,ch}}, P_{j,t,n}^{\text{ES,dis}}, P_{j,t,n}^{\text{ES,ch}}\}$; Λ_I 为下层 ISO 决策变量, $\Lambda_I = \{P_{j,k,t}^G, P_{j,q,t}^{\text{ch,da}}, P_{j,k,t}^{\text{dis,da}}, \theta_{j,t}\}$; Λ_{dual} 为 3.3 节中的对偶变量; Ω_N 表示输电网内节点集合; $\{\Omega_A / j\}$ 表示除虚拟电厂 j 外的其他 VPP 集合。从而每个 VPP 可通过独立求解式(42)的 MILP 问题, 预测市场均衡点并优化投标策略。

5 算例仿真

本文分别以改进的 IEEE30 节点系统和 IEEE RTS-96 测试系统^[23]为算例进行分析, 在 Matlab R2021b 平台上采用 Yalmip 工具箱进行建模优化, 并调用商业优化求解器 Gurobi 9.5.0 对优化问题求解。仿真算例运行在 CPU 为 Intel Core i7-11800H、RAM 为 16 GB 的笔记本电脑上。VPP 采用分段申报策略时按 5 段式报价, 相邻段最小报价步长为 1 美元/MWh。以 08:00 为仿真起始时间断面, 仿真时间窗为 15 min。为验证所提灵活分段投标策略的有效性, 并对比分析不同投标策略对市场出清结果的影响, 本文设置了如下 4 个场景。

1) 场景一(SB): VPP 采用固定单段容量投标策略的市场调度场景;

2) 场景二(DB): VPP 采用灵活单段容量投标策略的市场调度场景;

3) 场景三(FB): VPP 采用固定分段容量投标策略的市场调度场景;

4) 场景四(CB): VPP 采用灵活分段容量投标策略的市场调度场景。

本文在计算节点电价时忽略了网络阻塞, 市场出清结果按照系统边际电价(system marginal price, SMP)结算^[24]。

5.1 IEEE30 节点系统

IEEE30 节点系统内包含 6 个传统发电商(G1—G6, 分别接入节点 1、2、22、27、23 和 13)以及 3 个 VPP(VPP1—VPP3, 分别接入节点 3、10 和 15)。传统发电商采用 6 段式报价。VPP 的新能源装机容量和市场交易倾向如表 1 所示, 日内总净负荷为负时表示日内净发电量。此外, 每个 VPP 的最大负荷为 30 MW, 其中可中断负荷占负荷的 10%, 最大削减比例为 50%; 各 VPP 内接入 5 台分布式储能, 额定功率为 400 kW, 额定容量为 4 MWh; 各 VPP 内接入 5 台微型燃气轮机, 出力变化范围为 40~200 kW, 最大爬坡速率为 50 kW/h。VPP 的报价范围为 10~75 美元/MWh, VPP 聚合可调节能力见附录 A 图 A1。

表 1 VPP 并网 DER 规模及交易倾向

	风电装机 容量/MW	光伏装机 容量/MW	日内总净 负荷/MW	市场交易 倾向
VPP1	0	50	-125.2	购电
VPP2	25	25	-5.8	自平衡
VPP3	50	0	169.7	售电

5.1.1 VPP 投标策略分析

表 2 展示了各场景下 VPP 的总体投标策略和中标结果。由表 2 可知, 灵活分段投标策略下 VPP 倾向于申报更低的售电报价和更高的购电报价。在投标容量中标结果上, 购电投标容量中标比例均达到了 90% 以上, 其中售电容量中标比例和购电容量中标比例相较于固定单段容量报价策略分别提升了 13.84% 和 19.89%。证明本文所提投标策略能够保障 VPP 灵活投标策略的有效中标。

表 2 VPP 中标结果和平均投标价格

报价策略	售电投标 中标比例/%	购电投标 中标比例/%	平均售电 投标价格/ (美元/MWh)	平均购电 投标价格/ (美元/MWh)
SB	78.32	73.95	32.04	33.02
DB	85.19	83.18	31.79	33.55
FB	85.01	88.60	19.98	35.54
CB	92.16	93.84	15.17	38.31

为了进一步验证灵活分段投标策略的优势, 以 VPP1 为例, 各场景下的报价策略及市场出清电价如图 5 和图 6 所示, 报量策略及中标电量如图 7 和图 8 所示。

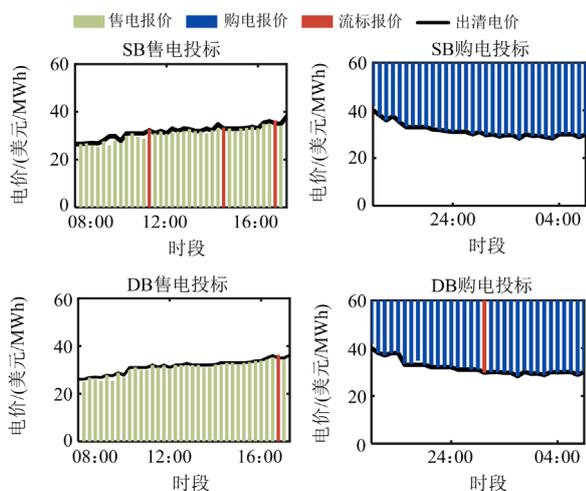


图 5 VPP1 单段报价策略及出清电价

Fig. 5 Single segmented bidding price and clearing price of VPP1

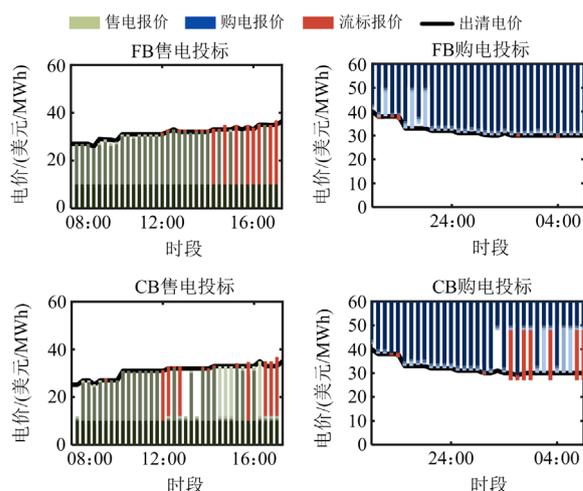


图 6 VPP1 分段报价策略及出清电价

Fig. 6 Multiple segmented bidding price and clearing price of VPP1

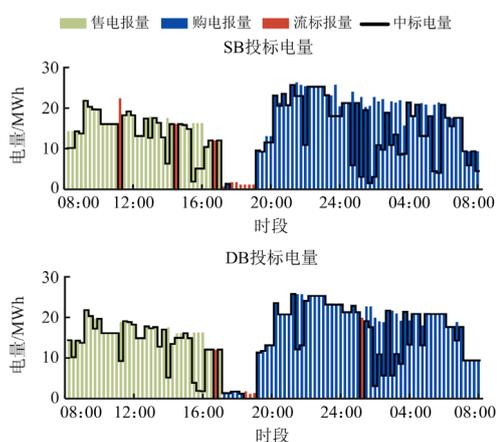


图 7 VPP1 单段报量策略及中标电量

Fig. 7 Single segmented bidding quantity and winning quantity of VPP1

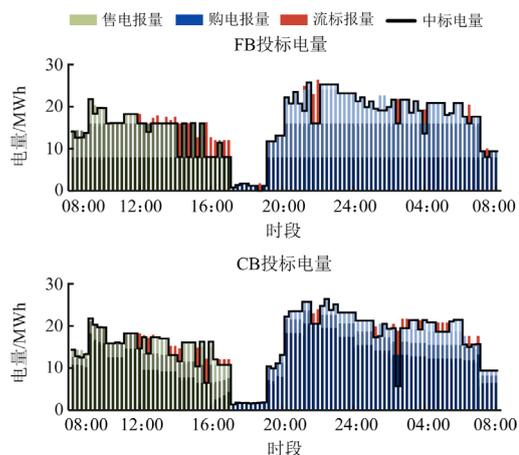


图 8 VPP1 分段报量策略及中标电量

Fig. 8 Single segmented bidding quantity and winning quantity of VPP1

从4类场景的VPP投标策略和出清结果可以发现,各场景下VPP的报价策略基本一致,申报价格大致接近系统SMP;对于报量策略,4类场景下VPP报量总量的变化趋势接近,说明动态调整报量范围不会导致VPP持留容量以操纵电价。但在24:00—次日04:00的部分时段内,单段投标策略(场景一及场景二)下VPP1的申报购电容量小于分段投标策略(场景三及场景四),说明不同报量范围限制方法导致对应时段下VPP1预测的市场均衡点不同,进而使得VPP根据预测市场均衡点相应制定最优决策时,在不同方法下中标结果存在显著差异。

结合图6和图8,灵活分段投标策略下VPP为保障内部功率平衡需求电量更易被市场接受,减小了竞争边际机组的投标电量比例,甚至在部分时段不竞争边际机组,规避了电价风险;同时分散投标策略减小了各市场主体优先中标的比例,兼顾了各方的利益诉求,减小了电量风险。相较于场景三,灵活分段投标策略可以追踪VPP调节能力的变化,动态调整竞争边际机组投标电量范围,从结果上减小了15:00—18:00时段的流标电量。因而总体来看,灵活分段投标策略可有效降低电价电量双重风险对VPP中标结果的影响。

5.1.2 VPP收益结果分析

表3展示了各场景下VPP的收益结果,其中机会收益表示VPP日前未中标售电电量的潜在市场收益,平衡成本表示VPP为平衡内部用电需求的潜在实时市场购能费用,均按照日前SMP估算。

表3 VPP购能成本及售电收益

Table 3 Energy costs and payoffs of VPPs

报价策略	售电收益/ 美元	购能费用/ 美元	机会收益/ 美元	平衡成本/ 美元
SB	9270.5	8277.1	2554.7	2867.1
DB	10041.8	9338.9	1734.6	1877.5
FB	10081.5	9885.0	1729.3	1333.6
CB	10799.8	10562.2	874.4	686.7

由于灵活分段投标策略有效提升了VPP投标需求的中标概率,因而场景四下VPP的市场售电收

益和购电成本最高,相应的潜在售电收益损失和潜在平衡成本增加则最少,表明灵活分段投标策略能够有效保障VPP参与电力现货市场投标的经济性。

5.1.3 经济效益分析

各场景下系统购电成本和市场电价如表4所示。结果表明不同报量范围限制方法不会显著改变系统电价和波动幅度;但是场景四下市场总体购电成本相较于另外3类场景分别降低了0.79、0.77和0.27万美元,表明灵活分段投标策略减少了VPP竞标失败带来的调节能力闲置,有效促进了经济和能量的优化配置。因而综合来看,本文所提灵活分段投标策略能够平衡市场主体收益和社会总体福利。

表4 社会总福利及系统边际电价

Table 4 Social welfare and SMP

报价策略	市场购电成本/ 万美元	平均SMP/ (美元/MWh)	SMP标准差
SB	10.95	32.47	3.50
DB	10.93	32.55	3.54
FB	10.43	32.52	3.24
CB	10.16	32.28	3.40

5.2 IEEE RTS-96 测试系统

IEEE RTS-96测试系统包含73个节点、120条线路和72台火电机组,本文在原有算例的基础上接入8个VPP,分别接入节点103、114、123、201、208、220、301和301。VPP内分布式能源总装机容量为500MW,报价范围为10~120美元/MWh,VPP聚合可调节能力见附录B图B1。

5.2.1 VPP投标策略分析

各场景下的仿真结果见表5。其中: C_{total} 表示市场总购电成本; η_{sell}^{total} 和 η_{buy}^{total} 分别表示VPP总体售电投标需求和购电投标需求中标比例; η_{sell}^{indi} 和 η_{buy}^{indi} 分别表示各VPP的售电投标需求和购电投标需求中标比例。

由表5可知,随着VPP数量的增加,市场中竞争性行为的增多加剧了VPP受电价电量风险的影响,各场景下VPP总体的投标需求中标比例相较于30节点系统算例显著降低,但场景四下VPP采用灵活分段投标策略仍可保证购/售电投标需求大部分中标。

表5 不同投标策略结果对比

Table 5 Comparison of the results of different bidding strategies

场景	C_{total} / 万美元	η_{sell}^{total} / %	η_{buy}^{total} / %	VPP1		VPP2		VPP3		VPP4		VPP5		VPP6		VPP7		VPP8	
				η_{sell}^{indi} / %	η_{buy}^{indi} / %														
				SB	40.54	53.4	67.9	46.6	80.7	81.2	66.5	61.5	45.6	46.2	70.3	94.4	61.1	61.4	98.1
DB	40.05	48.2	54.7	60.5	73.2	75.3	54.9	30.8	45.4	46.3	18.4	88.9	49.8	44.7	93.7	39.2	49.6	42.7	42.0
FB	38.98	73.8	87.7	30.4	87.5	85.7	81.9	71.6	74.6	76.3	68.9	88.8	87.7	76.4	99.7	76.5	94.8	61.3	84.1
CB	38.25	77.7	89.5	78.4	89.3	95.3	82.8	74.4	81.5	71.5	60.1	89.1	93.5	87.7	98.7	80.0	94.4	76.6	57.7

综合来看,采用灵活分段投标策略时各 VPP 的投标需求中标比例更为均衡,因此灵活分段投标策略可有效兼顾新兴市场主体的投标需求,适用于多元竞争市场下虚拟电厂制定投标策略。

5.2.2 社会效益分析

为了分析 VPP 作为价格决定者参与电力现货市场投标的有效性,以 VPP 采取灵活分段投标策略为例,系统总负荷和市场电价如图 9 所示。对比分布式能源不决策的市场调度场景,VPP 将系统负荷高峰时段的用电需求转移至夜间低谷,使得系统负荷峰谷差和高峰负荷量有效降低;同时,VPP 对系统负荷的平抑作用有效抑制了系统的尖峰电价,保障了电力系统运营的经济性。

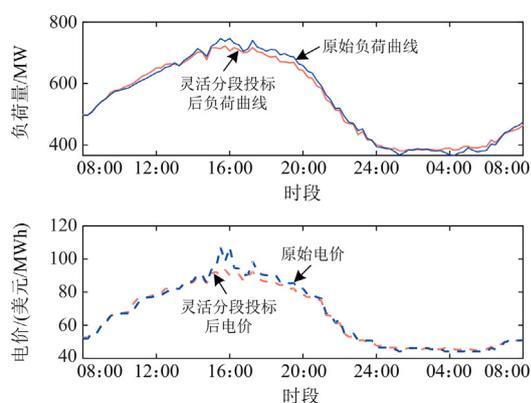


图 9 系统负荷及电价对比

Fig. 9 Comparison of system load and SMP

5.2.3 求解效率分析

由于计算过程中各 VPP 可以独立并行地求解优化申报问题,因此算例的总体计算时间为各 VPP 计算时间的最大值与市场出清问题求解时间之和,本文将这一时间记为并行计算时间。对于 IEEE RTS-

96 测试系统日前 96 个点的优化问题,常规笔记本电脑上的总并行计算时间为 338.86 s,可以满足实际运行的需求。

6 结论

本文针对虚拟电厂参与电力现货市场,提出了考虑虚拟电厂调节能力的灵活分段投标策略,构建了虚拟电厂参与电力现货市场投标的双层博弈均衡模型。灵活分段投标策略充分考虑了 VPP 的内部功率平衡需求,能够动态反映 VPP 调节能力的变化趋势。主从博弈双层模型中,VPP 在上层聚合内部 DER 形成聚合后可调节边界,基于 DER 预测出力、市场出清预测投标电价、系统预测负荷等信息优化申报电价电量曲线并调整内部分布式能源出力;ISO 在下层以社会总福利最大为目标执行市场出清,并将出清结果反馈给市场主体。通过 KKT 条件和强对偶理论将 EPEC 问题转化为 MILP 问题求解。本文通过仿真分析验证了所提投标策略的有效性,主要结论如下:

1) 虚拟电厂在多元竞争电力市场中,动态调整虚拟电厂报量范围不会向市场引入容量滞留风险,能够提升 VPP 应对市场电价电量风险的抵御能力。

2) 采用基于虚拟电厂聚合调度边界的灵活分段投标策略,通过多元分布式能源聚合参与电力现货市场的主从博弈,可以显著提升 VPP 在电能量市场竞标中的中标概率,减少 VPP 竞标失败带来的调节能力闲置,平衡社会总体福利和市场主体利益。

后续研究将会进一步考虑日前市场和实时市场的衔接关系,并考虑分布式能源及市场运营中的不确定性因素,进一步地对多时间尺度下的市场运营及调控方法开展研究。

附录 A

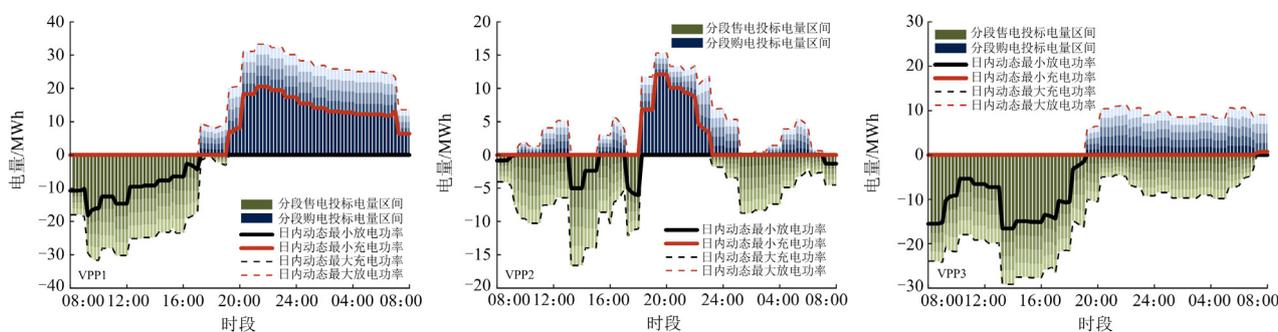


图 A1 算例 1 VPP 聚合功率边界及灵活分段报量范围

Fig. A1 Aggregated power boundary and flexible segmented bidding quantity range of VPPs in case 1

附录 B

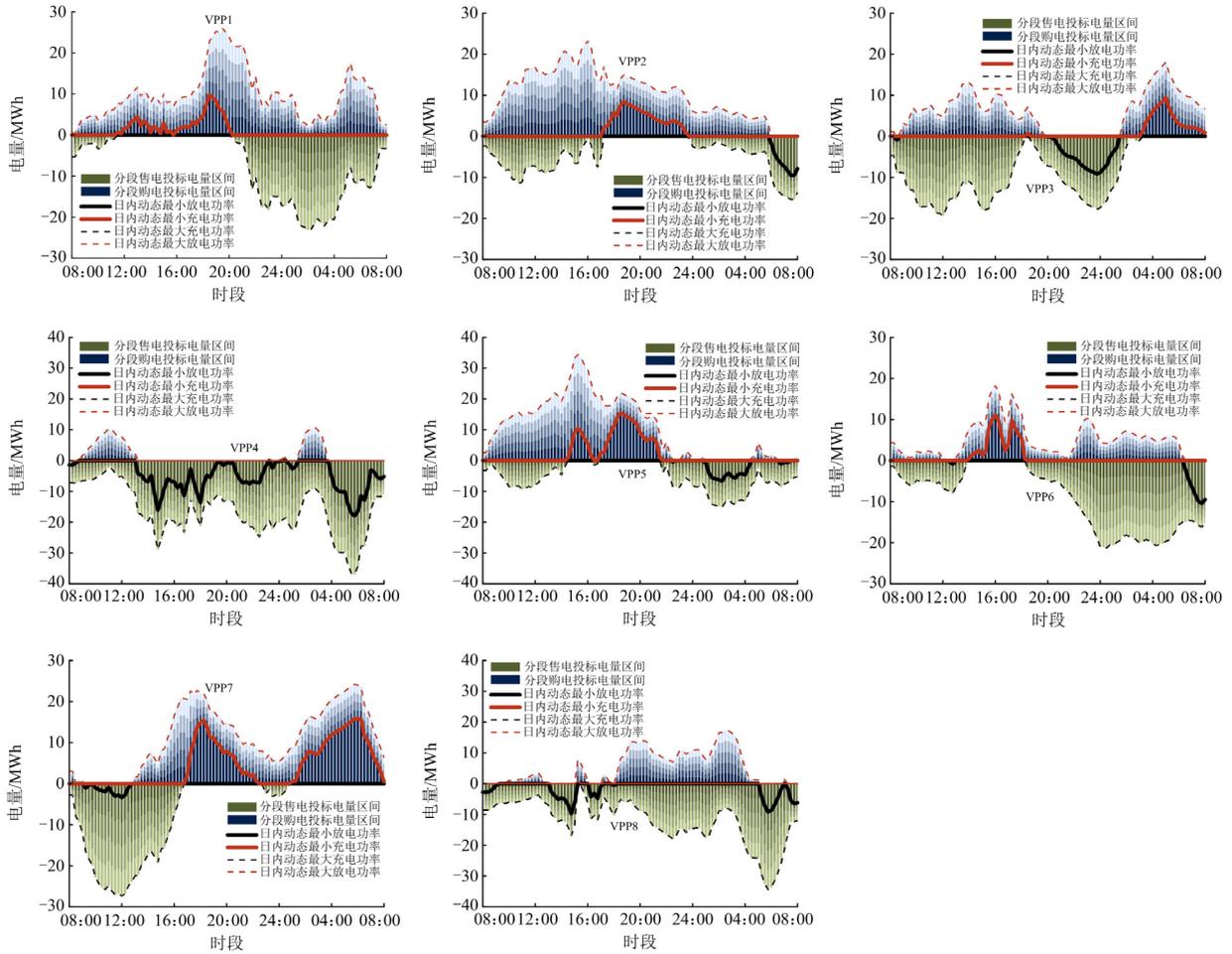


图 B1 算例 2VPP 聚合功率边界及灵活分段报量范围

Fig. B1 Aggregated power boundary and flexible segmented bidding quantity range of VPPs in case 2

参考文献

[1] 国务院. 关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知 [EB/OL].[2021-10-24]. http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm.

[2] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知[S]. 北京: 国家发展改革委, [2023-09-07]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm

[3] 肖云鹏, 王锡凡, 王秀丽, 等. 面向高比例可再生能源的电力市场研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 663-674. XIAO Yunpeng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Review on electricity market towards high proportion of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 663-674.

[4] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 电力现货市场建设进展与关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 3-15.

CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 3-15.

[5] 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. ZHAO Dongyuan, HU Nan, FU Jing, et al. Research on the practice and road map of enhancing the flexibility of a new generation power system in China[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 1-8.

[6] 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, 2017, 33(4): 3573-3586.

[7] 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.
- [8] 詹祥澎, 杨军, 韩思宁, 等. 考虑电动汽车可调度潜力的充电站两阶段市场投标策略[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(10): 86-96.
ZHAN Xiangpeng, YANG Jun, HAN Sining, et al. Two-stage market bidding strategy of charging station considering schedulable potential capacity of electric vehicle[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(10): 86-96.
- [9] 陈会来, 张海波, 王兆霖. 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[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(1): 15-28.
CHEN Huilai, ZHANG Haibo, WANG Zhaolin. A review of market and scheduling characteristic parameter aggregation algorithm of different types of virtual power plants[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(1): 15-28.
- [10] 张涛, 李逸鸿, 郭玥彤, 等. 考虑虚拟电厂调度方式的售电公司多时间尺度滚动优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(11): 79-87.
ZHANG Tao, LI Yihong, GUO Yuetong, et al. Multi-time scale rolling optimization of electricity retailers considering virtual power plant scheduling[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(11): 79-87.
- [11] 杨波, 汤文成, 吴福保, 等. 考虑 CVaR 的“新能源+储能”电厂日前市场投标策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(9): 93-100.
YANG Bo, TANG Wencheng, WU Fubao, et al. Day-ahead market bidding strategy for "renewable energy + energy storage" power plants considering conditional value-at-risk[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(9): 93-100.
- [12] 王凯, 延肖何, 蒋凯, 等. 考虑碳交易的风光储电站参与电力现货市场报价策略与调控方法[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(18): 7091-7103.
WANG Kai, YAN Xiaohe, JIANG Kai, et al. The bidding strategy and regulation method for the unified wind/photovoltaic/energy storage power stations in electricity spot market considering carbon trading[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(18): 7091-7103.
- [13] MUTTAQI K M, SUTANTO D. A cooperative energy transaction model for VPP integrated renewable energy hubs in deregulated electricity markets[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2022, 58(6): 7776-7791.
- [14] YI Z, XU Y, WANG H, et al. Coordinated operation strategy for a virtual power plant with multiple DER aggregators[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(4): 2445-2458.
- [15] 尹琦琳, 秦文萍, 于浩, 等. 计及风电波动性和电动汽车随机性的电力现货市场交易模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(12): 118-127.
YIN Qilin, QIN Wenping, YU Hao, et al. Transaction model for electricity spot market considering the volatility of wind power and the randomness of electric vehicles[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(12): 118-127.
- [16] 张钧钊, 姜欣, 段世杰, 等. 虚拟电厂参与电-碳联合市场运行的竞价策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(11): 108-118.
ZHANG Junzhao, JIANG Xin, DUAN Shijie, et al. Bidding strategy for a virtual power plant to participate in the power-carbon joint market[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(11): 108-118.
- [17] RASHIDIZADEH-KERMANI H, VAHEDIPOUR-DAHRAIE M, SHAFIE-KHAH M, et al. Evaluating the impact of bilateral contracts on the offering strategy of a price maker wind power producer[J]. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2021, 18(7): 4331-4341.
- [18] ZHAO H, WANG B, WANG X, 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.
- [19] 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.
- [20] 甘宇翔, 蒋传文, 白宏坤, 等. 市场环境下的园区售电商的最优报价和运行优化[J]. *电网技术*, 2018, 42(3): 707-714.
GAN Yuxiang, JIANG Chuanwen, BAI Hongkun, et al. Optimal bidding strategy and operation of industrial park electricity retailer in electricity market[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(3): 707-714.
- [21] WANG M, MU Y, LI F, et al. State space model of aggregated electric vehicles for frequency regulation[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 11(2): 981-994.
- [22] 马云聪, 武传涛, 林湘宁, 等. 计及碳排放权交易的光热电站市场竞价策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(4): 82-92.
MA Yuncong, WU Chuantao, LIN Xiangning, et al. Bidding strategy for a concentrated solar power plant participating in the electricity market with the background of carbon trading[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(4): 82-92.
- [23] GRIGG C, WONG P, ALBRECHT P, et al. A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, 14(3): 1010-1020.
- [24] ORFANOIANNI T, GROSS G. A general formulation for LMP evaluation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(3): 1163-1173.

收稿日期: 2023-07-21; 修回日期: 2023-11-08

作者简介:

彭超逸(1990—), 男, 工学博士, 高级工程师, 主要从事电力系统优化、电力市场、电力系统运行与控制等方面的研究。E-mail: pengcy@csg.cn

(编辑 魏小丽)