



电力自动化设备

Electric Power Automation Equipment

ISSN 1006-6047, CN 32-1318/TM

《电力自动化设备》网络首发论文

题目： 基于信息间隙决策的分布式产消者电-备用市场投标策略
作者： 詹博淳，冯昌森，卢治霖，冷媛，杨鑫和，文福拴
DOI： 10.16081/j.epae.202308023
收稿日期： 2023-04-26
网络首发日期： 2023-08-22
引用格式： 詹博淳，冯昌森，卢治霖，冷媛，杨鑫和，文福拴. 基于信息间隙决策的分布式产消者电-备用市场投标策略[J/OL]. 电力自动化设备.
<https://doi.org/10.16081/j.epae.202308023>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

基于信息间隙决策的分布式产消者电-备用市场投标策略

詹博淳¹, 冯昌森², 卢治霖³, 冷媛³, 杨鑫和³, 文福拴¹

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江 杭州 310027; 2. 浙江工业大学 信息工程学院, 浙江 杭州 310023; 3. 南方电网能源发展研究院有限责任公司, 广东 广州 510663)

摘要: 分布式产消者在参与电能量市场和备用辅助服务市场时面临价格波动、负荷需求变动和可再生能源发电设备出力不确定性等市场风险, 为此, 建立基于信息间隙决策理论的产消者日前电-备用市场投标决策模型。分析产消者参与电-备用市场的代理架构, 在构建多类型分布式资源调控模型的基础上, 建立分布式产消者参与日前电-备用联合市场的决策模型。基于信息熵理论量化产消者在决策中面临的多重不确定性因素, 进而建立基于信息间隙决策理论的投标策略鲁棒优化模型。利用交替方向乘子法对模型进行分布式求解, 确保投标量不会违反配电网安全运行约束。通过改进的 IEEE 33 节点配电系统验证利用所提模型求解的投标策略能在确保配电网安全运行的基础上, 充分考虑产消者日前投标面临的多重不确定性, 有效保障了产消者收益。

关键词: 信息间隙决策理论; 电能量市场; 备用市场; 信息熵理论; 交替方向乘子法

中图分类号: TM73;F426.61

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202308023

0 引言

《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》^[1]中要求统筹协调电力辅助服务市场与现货市场, 建立电力用户参与承担辅助服务费用的机制, 鼓励储能设施等第三方参与辅助服务市场。因此, 在遵循市场规律和保障电力系统安全稳定运行的前提下, 如何在多重不确定性因素下选择合理的投标策略成为分布式产消者参与辅助服务市场时面临的关键问题^[2-3]。

为协调电力市场中新兴的产消者, 近年来学术界已针对其参与电能量市场开展广泛研究^[4-6]。关于产消者参与备用辅助服务市场, 文献[7]建立了考虑舒适度需求的直控型温控负荷参与日前调频和备用市场投标决策模型, 文献[8]建立了基于投资组合理论的电动汽车备用容量投标决策模型。上述研究没有考虑产消者备用容量投标量可能会违反网络约束的问题。文献[9]考虑了聚合商和电动汽车的主从博弈关系, 建立了计及充放电行为偏好的集中式电-备用投标优化模型, 集中式优化求解方法无法保护各主体隐私。上述模型均为确定性模型, 未有效考虑分布式产消者优化确定投标策略时面临的不确定性因素。

目前, 针对不确定因素下的优化决策已有一定的研究基础。文献[10]基于置信区间法对光伏出力不确定性进行建模, 建立了基于自适应滚动匹配预测修正模式的光伏最优调度模型。文献[11]基于模糊决策对温控负荷的用能不确定性进行建模, 进而建立了源荷双侧调度运行策略。上述不确定性建模

方法均有一定的缺陷: 区间法需要预先确定不确定量取值范围, 模糊决策中随机变量的概率密度函数难以准确获取。

基于场景生成的不确定性优化方法有效考虑了多种典型场景。文献[12]建立一种基于蒙特卡洛模拟的冷热电综合能源系统可靠性评估模型。文献[13]针对风电光伏出力的不确定性, 基于拉丁超立方采样和快速前代消除模型生成出力模糊集。上述基于场景生成的不确定性决策方法不足在于, 过多的场景数会影响决策的准确性^[14], 同时对于场景的差异性和方案的多样性缺少统一的评价标准。

IGDT 是一种无关概率的不确定性决策方法^[15-17]。文献[18]建立了基于 IGDT 的综合能源系统扩展规划模型, 仅考虑了负荷的不确定性。对于多重不确定因素的处理, 文献[19]针对电动汽车接入虚拟电厂, 建立了基于 IGDT 的双层经济调度策略, 将负荷不确定变量和分时电价不确定变量线性叠加为单变量求解。文献[20]建立了基于 IGDT 的风火储参与电能量市场的联合投标策略, 将光储荷的不确定性量赋予相同权重叠加。需要指出上述基于 IGDT 的决策方法简化了对不确定量的处理, 而产消者在日前电-备用投标决策时面临价格波动、负荷需求变动和可再生能源发电设备出力波动等多重不确定性, 需要量化各不确定因素的重要程度。基于此, 本文基于信息熵理论量化产消者投标决策模型中多重不确定因素权重, 进而构建了基于 IGDT 的鲁棒优化模型。

在上述背景下, 本文建立了计及网络约束同时考虑多重不确定因素的产消者日前电-备用市场投标决策模型。首先建立了产消者电-备用投标收益模型, 基于信息熵理论量化多重不确定因素权重, 并建立了基于 IGDT 的双层优化模型, 求解抵御不确定因素波动的随机性策略。然后, 利用 ADMM

收稿日期: 2023-04-26; 修回日期: 2023-07-27

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2022YFB2403100)

Project supported by National Key Research and Development Program (2022YFB2403100)

将计及网络约束的投标量优化问题分解为产消者优化问题和代理优化问题分别求解。本文所提模型求解的产消者投标策略不会违反网络约束,同时考虑多重不确定因素,可有效保障产消者收益。

1 产消者日前电-备用市场参与方式

1.1 日前电能市场和备用市场组织方式

日前电能市场和备用市场的组织方式主要有两种:1)电能市场和备用市场联合组织开展;2)电能市场和备用市场按时序先后组织开展,如图1所示,其中 H 为电能市场出清时间点。在第一种方式中,市场主体同时提交电能投标和备用容量投标,由市场组织机构负责电能市场出清,由调度机构进行安全校验和备用容量出清。在第二种方式中,电能市场和备用市场先后开展,市场主体先后分别提交电能投标和备用容量投标。本文所建立的投标优化模型适用于两种组织方式。

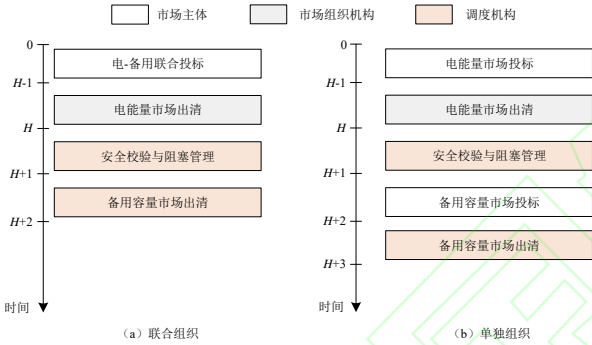


图1 电-备用市场2种组织方式

Fig.1 Two organization frameworks for energy-reserve markets

日前备用市场的出清结果为实时可调用的最大上调容量和下调容量,并按边际调用价格进行结算。在日内阶段,调度机构依据实际系统频率和电压偏差,从日前出清的备用容量库进行调用,将实际调用量与日前出清可调用量之比为定义为容量调用率。

1.2 代理模式下配电侧产消者参与电-备用市场

在电能市场和备用容量市场的实际开展中,市场组织机构为交易中心,调度机构为输电系统运营商(transmission system operators, TSO),市场主体为有一定发电能力和装机容量的发电机组。而对于配电侧拥有灵活性资源的分布式产消者,由于分散的个体发电量和能提供备用容量有限^[12],配电侧分布式产消者采用基于代理的方式联合参与电-备用市场投标。

产消者代理可以为某一产消者,不以盈利为目的,优化求解各产消者投标的电能量和备用容量,并整合所有分布式产消者的优化投标量提交到日前市场。同时,产消者代理还与配电系统运营商(distribution system operators, DSO)协调,确保各节点产消者在日前电能市场和备用容量市场的投标量在实时出清时满足配电网安全运行约束。

代理模式下配电侧产消者参与电-备用市场的流程如下:1)产消者代理与DSO协调,优化计算各产消者投标量,确保产消者投标量满足配电网约束,并整合所有产消者投标量提交到日前电-备用市场;2)交易中心出清电能市场;3)TSO进行阻塞管理,并出清备用市场,形成实时可调备用容量库。4)日内阶段,产消者代理接受TSO的实时调度指令,并下达各个产消者的实际调用量。

产消者代理与DSO协调,定义三种实时调用场景,即产消者的备用容量未被调用、只调用上调容量和只调用下调容量的场景,如图2所示。产消者代理分别计算各场景下产消者和配电网络节点间可能的实时功率交互 $P'_{i,s,n}$,以评估产消者日前投标量的网络可行性,即在任意实时调用容量下,均不会违反配电网安全约束:

$$P'_{i,s,u} = P'_{i,s,e} + \frac{U'_i}{\Delta t} \quad (1)$$

$$P'_{i,s,d} = P'_{i,s,e} - \frac{D'_i}{\Delta t} \quad (2)$$

式中: $P'_{i,s,e}$ 、 $P'_{i,s,u}$ 、 $P'_{i,s,d}$ 分别为上下调用容量未被实时调用、上调容量被实时调用和下调容量被实时调用3种场景下时段 t 节点 i 处产消者注入配电网节点的功率; U'_i 、 D'_i 分别为时段 t 节点 i 处产消者的上调容量和下调容量; Δt 为优化时段时长。

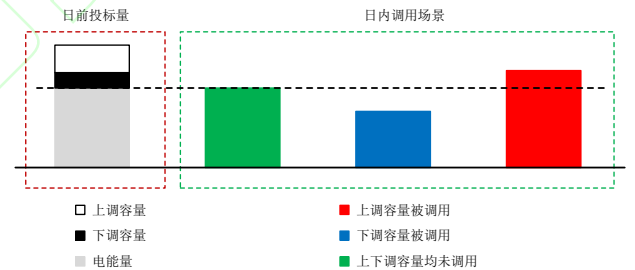


图2 3种调用场景

Fig.2 Three activation scenarios
配电网安全运行约束为:

$$P'_{ij,F} = P'_{j,s,n} + \sum_{k \neq i:(j,k) \in L} P'_{jk,F} + r_{ij} (I'_{ij})^2 \quad (3)$$

$$Q'_{ij,F} = Q'_{j,s,n} + \sum_{k \neq i:(j,k) \in L} Q'_{jk,F} + \chi_{ij} (I'_{ij})^2 \quad (4)$$

$$(V'_j)^2 = (V'_i)^2 - 2(r_{ij} P'_{ij,F} + \chi_{ij} Q'_{ij,F}) + (r_{ij}^2 + \chi_{ij}^2) (I'_{ij})^2 \quad (5)$$

$$(I'_{ij})^2 (V'_i)^2 = (P'_{ij,F})^2 + (Q'_{ij,F})^2 \quad (6)$$

$$(V'_{i,down})^2 \leq (V'_i)^2 \leq (V'_{i,up})^2 \quad (7)$$

$$0 \leq (I'_{ij})^2 \leq (I'_{ij,up})^2 \quad (8)$$

式中: L 为系统线路集合; $P'_{ij,F}$ 、 $Q'_{ij,F}$ 分别为时段 t 线路 $i-j$ 的有功潮流和无功潮流; $P'_{j,s,n}$ 、 $Q'_{j,s,n}$ 分别为场景 n 下时段 t 节点 i 注入的有功功率和无功功率;

r_{ij} 、 χ_{ij} 分别为线路 $i-j$ 的电阻和电抗； I_{ij}^t 为时段 t 线路 $i-j$ 的电流； V_i^t 、 V_j^t 分别为时段 t 节点 i 和节点 j 的电压模值； $V_{i,\text{up}}$ 、 $V_{i,\text{down}}$ 分别为节点 i 电压模值的上限和下限； $I_{ij,\text{up}}$ 为线路 $i-j$ 的电流上限。

2 日前电-备用市场投标决策模型

配电侧分布式产消者拥有的灵活性资源包括：可再生能源发电设备、分布式化石能源发电设备、储能装置和灵活性负荷。产消者代理整合分散的产消者资源，作为价格接收者，以预测的电-备用市场价格优化各产消者的投标量，优化目标为所有产消者总收益最大：

$$\max F_{\text{total}} = \sum_{i \in A} F_i = \sum_{i \in A} \sum_{t=1}^T (F_{i,\text{cle}}^t + F_{i,\text{rev}}^t - C_{i,\text{opr}}^t) \quad (9)$$

式中： A 为产消者集合； T 为优化时段总数； F_{total} 为所有产消者的总收益； F_i 为节点 i 处产消者电-备用市场总收益； $F_{i,\text{cle}}^t$ 为时段 t 节点 i 处产消者日前电能市场收益； $F_{i,\text{rev}}^t$ 为时段 t 其参与备用辅助服务市场收益； $C_{i,\text{opr}}^t$ 为其设备调度成本。

1) 电能市场收益：

$$F_{i,\text{cle}}^t = (\epsilon_s^t P_{i,s}^t - \epsilon_b^t P_{i,b}^t) \Delta t \quad (10)$$

式中： ϵ_b^t 、 ϵ_s^t 分别为时段 t 电能市场购电价格和售电价格； $P_{i,b}^t$ 、 $P_{i,s}^t$ 分别为时段 t 节点 i 处产消者在电能市场的购电功率和售电功率。

2) 备用辅助服务市场收益：

$$F_{i,\text{rev}}^t = \epsilon_r^t (U_i^t + D_i^t) - \epsilon_d^t \phi_d^t D_{i,d}^t + \epsilon_u^t \phi_u^t U_{i,u}^t \quad (11)$$

式中： ϵ_r^t 为预测的时段 t 日前备用容量市场出清价格；由于日前出清的备用容量未必会被 TSO 实时调用，因此代理在日前优化产消者投标量时要考虑到备用容量实时调用率的问题， ϵ_u^t 、 ϵ_d^t 分别为预测的实时调用的上调调用价格和下调调用价格； ϕ_u^t 、 ϕ_d^t 分别为预测的实时上调容量调用率和下调容量调用率。

3) 产消者设备调度成本：

$$C_{i,\text{opr}}^t = [c_{i,\text{rg}} P_{i,\text{rg}}^t + c_{i,\text{dg}} P_{i,\text{dg}}^t + c_{i,\text{ess}} (P_{i,\text{dc}}^t + P_{i,\text{c}}^t)] \Delta t \quad (12)$$

式中： $c_{i,\text{rg}}$ 、 $c_{i,\text{dg}}$ 、 $c_{i,\text{ess}}$ 分别为节点 i 处产消者的可再生能源发电设备、分布式化石能源发电设备和储能装置的成本系数； $P_{i,\text{rg}}^t$ 、 $P_{i,\text{dg}}^t$ 分别为时段 t 节点 i 处产消者的可再生能源发电设备和分布式化石能源发电设备的发电功率； $P_{i,\text{c}}^t$ 、 $P_{i,\text{dc}}^t$ 分别为时段 t 节点 i 处产消者储能装置的充电功率和放电功率。

约束条件包括功率平衡约束、可再生能源发电设备出力约束、分布式化石能源发电设备出力约束、储能装置出力约束和负荷约束，具体表达式见

附录 A 式(A1)—(A28)。

3 考虑多重不确定性的鲁棒优化模型

产消者代理在优化产消者日前电能市场投标电量和在备用市场投标备用容量时，面临多重不确定性因素，可分为以下 5 类：

- 1) 可再生能源发电设备的最大出力 $P_{i,\text{rg-r}}^t$ ；
- 2) 日前电能市场出清价格 ϵ_b^t 、 ϵ_s^t ；
- 3) 日前备用辅助服务市场出清价格 ϵ_r^t 和实时调用价格 ϵ_d^t 、 ϵ_u^t ；
- 4) 上调容量调用率 ϕ_u^t 和下调容量调用率 ϕ_d^t ；
- 5) 产消者负荷值 $P_{i,\text{p-r}}^t$ 、 $P_{i,\text{x-r}}^t$ 、 $P_{i,\text{f-r}}^t$ 。

基于 IGDT 风险决策理论，不确定参数 X 的实际值围绕预测值 \tilde{X} 的波动可描述为：

$$X \in U(\xi, \tilde{X}) \quad (13)$$

$$U(\xi, \tilde{X}) = \left\{ X : \left| \frac{X - \tilde{X}}{\tilde{X}} \right| \leq \xi, 0 < \xi < 1 \right\} \quad (14)$$

式中： ξ 为不确定参数的波动幅度； $U(\xi, \tilde{X})$ 表示不确定参数 X 偏离预测值 \tilde{X} 的范围不大于 $\xi \tilde{X}$ 。

针对具有多个不确定量的决策问题，可通过赋予各个不确定量的偏差系数不同的权重，将多个不确定量 X_m 归一化为一个不确定量。设产消者的五类不确定参数指标对应的偏差系数为 $\xi_m (m=1,2,\dots,5)$ ，对应偏差系数权重为 $\nu_m (m=1,2,\dots,5)$ ，满足：

$$\xi_m = \xi \nu_m, \sum_{m=1}^5 \nu_m = 1 \quad (15)$$

采用熵权法^[21-22]计算不确定量的偏差系数权重，首先要对五类不确定因素指标的历史数据进行标准化处理，以避免量纲造成的影响。

具体地，首先选取 N 组历史数据序列样本，每组样本包含一个时段的产消者可再生能源发电设备的平均最大出力、电能市场平均价格、备用市场平均价格、平均容量调用率和平均负荷值五项数据。对于第 $n(n=1,2,\dots,N)$ 组样本中第 $m(m=1,2,\dots,5)$ 项数据值 x_{mn} 进行归一化处理：

$$\tilde{X}_{mn} = \frac{x_{mn} - \min\{x_{m1}, x_{m2}, \dots, x_{mN}\}}{\max\{x_{m1}, x_{m2}, \dots, x_{mN}\} - \min\{x_{m1}, x_{m2}, \dots, x_{mN}\}} \quad (16)$$

式中： \tilde{X}_{mn} 为归一化后的数据。

然后，计算归一化后可再生能源发电设备的平均最大出力、电能市场平均价格、备用市场平均价格、平均容量调用率和平均负荷值 5 类不确定性因素的信息熵：

$$\lambda_{mn} = \frac{\tilde{X}_{mn}}{\sum_{n=1}^N \tilde{X}_{mn}} \quad (17)$$

$$H_m = -\frac{\sum_{n=1}^N (\lambda_{mn} \ln \lambda_{mn})}{\ln N} \quad (18)$$

式中： λ_{mn} ($m=1,2,\dots,5$; $n=1,2,\dots,N$)为第 m 类不确定性因素下第 n 个样本所占的比重； H_m ($m=1,2,\dots,5$)为第 m 类不确定性因素的信息熵。

最后,通过信息熵值计算五类不确定因素的偏差系数权重:

$$v_m = \frac{1 - H_m}{5 - \sum_{k=1}^5 H_k} \quad (19)$$

由于存在不确定性因素,风险回避的产消者会要求代理在对投标量进行优化时,会要求保证最低总收益不小于某一预期收益 F_{ex} , 追求能抵抗不确定因素偏差最大化的投标策略,基于 IGDT 风险决策理论可建立如下鲁棒优化模型:

$$\max_{\kappa_i} \xi \in [0,1] \quad (20)$$

$$s.t. \min_{i \in A} \sum F_i(X, \kappa_i) \quad (21)$$

$$(1 - \xi_m) \tilde{X}_m \leq X_m \leq (1 + \xi_m) \tilde{X}_m \quad (22)$$

$$\sum_{i \in A} F_i(X, \kappa_i) \geq F_{ex} = (1 - \sigma) \sum_{i \in A} F_{i,0} \quad (23)$$

$$\text{式(9)—(12)、(A1)—(A28)} \quad (24)$$

式中： κ_i 为考虑多重不确定性风险的产消者 i 投标量集合； σ 为可接受的收益偏差范围,即预期的鲁棒优化目标和确定性模型最优解 $\sum_{i \in A} F_{i,0}$ 之间的偏差程, $\sigma \in (0,1)$ 。若 σ 越大,则得到的决策解对风险的回避程度越大。

当不确定量波动系数 ξ 确定后,产消者总收益最小值显然发生在各不确定变量为 $1 \pm \xi_m$ 倍时,因此可将式(22)转化为:

$$P'_{i,rg-r} = (1 - \xi_1) P_{i,rg-r} \quad (25)$$

$$\mathcal{E}'_b = (1 + \xi_2) \tilde{\mathcal{E}}'_b, \mathcal{E}'_s = (1 - \xi_2) \tilde{\mathcal{E}}'_s \quad (26)$$

$$\mathcal{E}'_r = (1 - \xi_3) \tilde{\mathcal{E}}'_r, \mathcal{E}'_d = (1 - \xi_3) \tilde{\mathcal{E}}'_d, \mathcal{E}'_u = (1 - \xi_3) \tilde{\mathcal{E}}'_u \quad (27)$$

$$\phi'_u = (1 - \xi_4) \tilde{\phi}'_u, \phi'_d = (1 - \xi_4) \tilde{\phi}'_d \quad (28)$$

$$P'_{i,p-r} = (1 - \xi_5) \tilde{P}'_{i,p-r}, P'_{i,x-r} = (1 - \xi_5) \tilde{P}'_{i,x-r}, P'_{i,f-r} = (1 + \xi_5) \tilde{P}'_{i,f-r} \quad (29)$$

4 产消者电-备用投标决策模型求解

4.1 确定性模型投标量求解

基于 ADMM 可将确定性投标优化模型分解为代理优化的网络问题和产消者优化问题,分布式优化求解^[23-24],具体求解流程见附录 B。

4.2 鲁棒优化模型投标量求解

计及多重不确定性的 IGDT 鲁棒决策模型式(20)—(29)为双层优化模型,上层目标为不确定量偏差 ξ 取得最大值,对应下层产消者总收益为最小值的最恶劣情况。基于 IGDT 的鲁棒优化模型求解步骤如下。

步骤 1: 设置初值 $k=0$ 、 $\xi_k=0$; 不考虑不确定性因素,即 $X = \tilde{X}$; 基于 4.1 节求解确定性模型,获得计及网络约束的确定性模型优化结果,即各产消者投标策略 $\kappa_{i,0}$ 和总收益 $\sum_{i \in A} F_{i,0}$ 。

步骤 2: $\xi_{k+1} = \xi_k + \Delta \xi$ 、 $k = k + 1$, 在节点 i 处产消者优化问题(B5)中加入约束条件(25)—(29), 基于附录 B 的 ADMM 算法求解不确定量波动系数 ξ_{k+1} 下各产消者的投标策略最优解 $\kappa_{i,k+1}$ 。

步骤 3: 按照式(24)判断不确定量波动系数 ξ_{k+1} 下的产消者总收益 $\sum_{i \in A} F_{i,k+1}$ 是否达到要求的最低总收益 F_{ex} ; 若 $\sum_{i \in A} F_{i,k+1} \leq F_{ex}$ 则跳转至步骤(4), 否则跳转至步骤(2)。

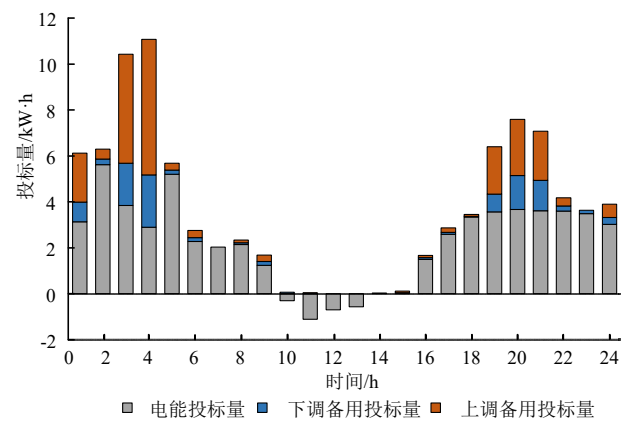
步骤 4: 获得不确定量的最大波动幅度 ξ_k 和对应的产消者投标量集合 $\kappa_{i,k}$ 。

5 算例与结果

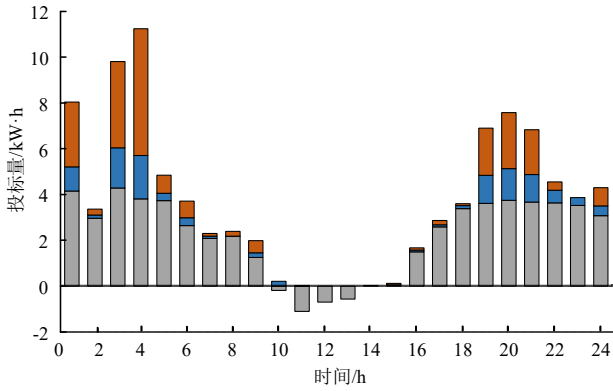
5.1 参数设置

采用改进后的 IEEE 33 节点配电系统进行算例分析。该系统的拓扑结构如附录 C 中的图 C1 所示。假设分布式产消者共有 12 个,分别位于节点 2、3、4、6、9、13、17、20、21、23、28、32,编号 $a \sim l$ 。假设每个产消者均配备电池储能装置和光伏发电设备,各产消者设备基本参数如附录中的表 C1,负荷数据和可再生能源发电设备最大出力取自文献[21-22],优化时段间隔 $\Delta t = 1h$,优化时段数 $T=24$ 。各时段电能价格和备用容量价格预测值取自文献[12]。

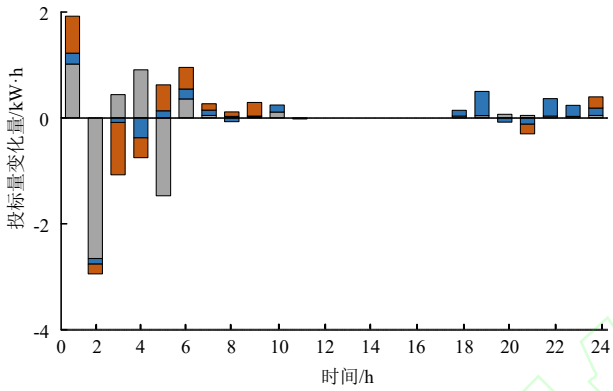
5.2 确定性优化模型仿真结果



(a) 不考虑网络约束的产消者 b 日前投标量



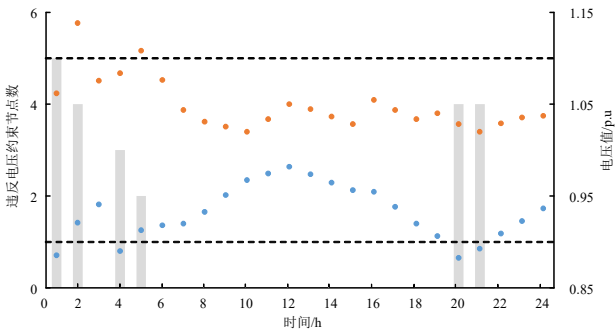
(b) 计及网络约束的产消者 *b* 日前投标量



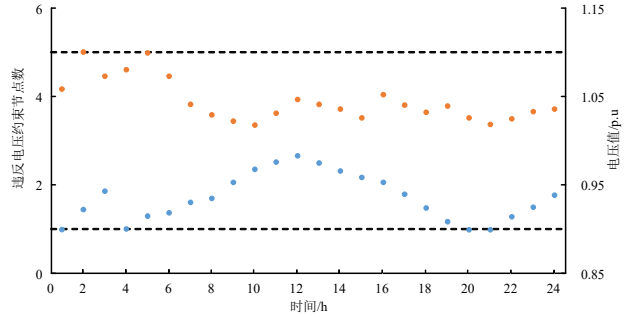
(c) 计及网络约束时产消者 *b* 日前投标调整量

图3 确定性模型中产消者 *b* 日前电-备用市场投标量
Fig.3 Bidding strategy of Prosumer *b* in day-ahead market for deterministic model

以产消者 *b* 为例分析代理优化后的投标量情况。图 3(a)为不考虑配电系统网络约束的产消者 *b* 通过代理日前在电-备用市场的投标量。可以看出产消者 *b* 在不同时间存在两投标组合：1) 仅参与日前电能市场，如在 7h 仅提交购电投标、在 12h 仅提交售电投标；2) 同时参与日前电能市场和备用辅助服务市场，如在 4h 同时提交售电和容量投标、在 10h 同时提交购电和容量投标。其中，购电量投标值和容量投标值为正，售电量投标值为负。从图 3(a)(b)可以看出，无论是否考虑网络约束，产消者 *b* 均在预测出清电价的低谷时段提交购电需求，在预测可再生能源发电发电量高峰期提交售电需求。



(a) 不计网络约束投标策略



(b) 计及网络约束投标策略

■ 违反电压约束节点数 ● 电压最低值 ● 电压最高值

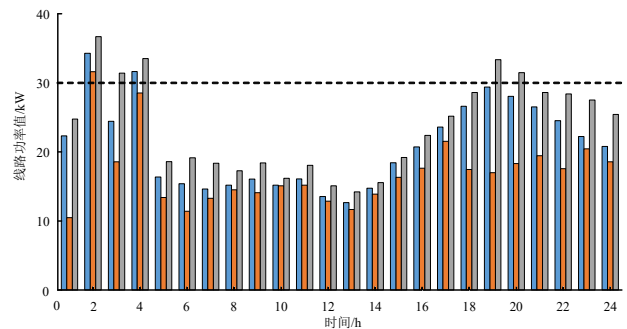
图4 配电网电压违约情况

Fig.4 Voltage violation condition of distribution networks

代理定义三种实时交付场景评估产消者与配电网间可能的实时功率交互。图 4(a)表明不计网络约束的投标策略会导致 1h、4h、20h 和 21h 产生配电网节点欠电压问题，在下调备用容量被实时调用时网络中出现的最低电压值为 0.886p.u.；同时在 2h 和 5h 会产生过电压问题，在上调备用容量被实时调用时网络中出现最高电压值为 1.138p.u。

图 4(b)为计及网络约束投标策略的电压违约情况。以产消者 *b* 为例，产消者 *b* 调整了 1h、2h、4h、5h、20h 和 21h 的电能和备用容量投标量，以避免产生电压违约，其将 2h 的购电投标量从 5.61 kW 降低为 2.96 kW，将上调备用从 0.43 kW·h 降低为 0.24 kW·h，将下调备用从 0.25 kW·h 降低为 0.15 kW·h，从而使 2h 节点 2 的电压降低了 12.7%。

图 5 对比了不同投标策略对于线路 2-3 的影响。不计及网络约束的投标策略会导致线路 2-3 在 2—4 h 和 19—20 h 出现阻塞。在上调备用被调用时出现潮流越限，峰值为 36.7 kW。计及网络约束的竞价策略未出现线路潮流越限，同时可以观察到线路潮流约束不为投标策略的有效边界约束，线路有功功率收到母线电压边界的限制。不同投标策略下产消者设备调度策略分析见附录 D。



(a) 不计网络约束投标策略

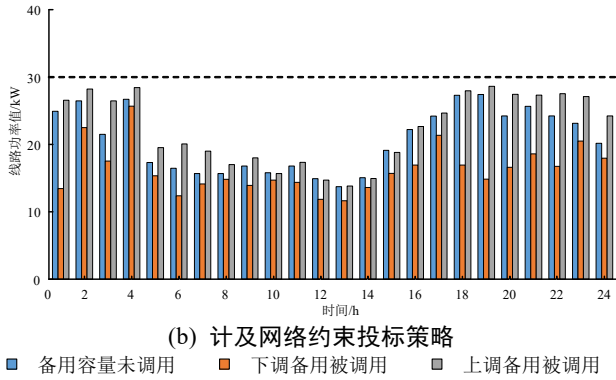


图5 各时段流过线路2-3的有功功率
Fig.5 Power flow of Line 2-3 in each period

5.3 计及多重不确定性的鲁棒优化模型仿真结果

输入分布式产消者可再生能源最大出力、电能市场价格、备用市场价格、备用容量调用率和负荷各时段的数据序列,求得各不确定变量的熵权分别为0.211、0.123、0.164、0.307和0.195。

收益偏差因子表征产消者预期收益与确定性收益间的偏差。图6为不确定量波动系数 ξ 随收益偏差因子 σ 的变化情况,红色曲线为5类不确定量波动系数和,即 $\sum_{i=1}^5 \xi_m = \xi$ 。当 $\sigma=0$ 时,5类不确定量的波动系数均从0开始变化,即不确定量均完美预测时收益无偏差。随着 σ 的增加,5类不确定参数波动范围也会增加,表明产消者以降低预期收益为代价,其投标策略具有更强的鲁棒性,可以抵御更大范围的预测误差。

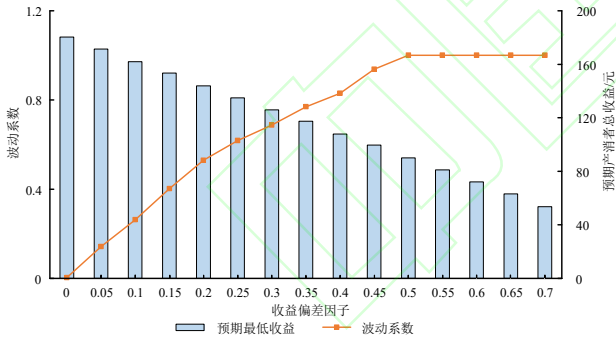


图6 不确定量波动系数和预期收益随收益偏差因子的变化情况

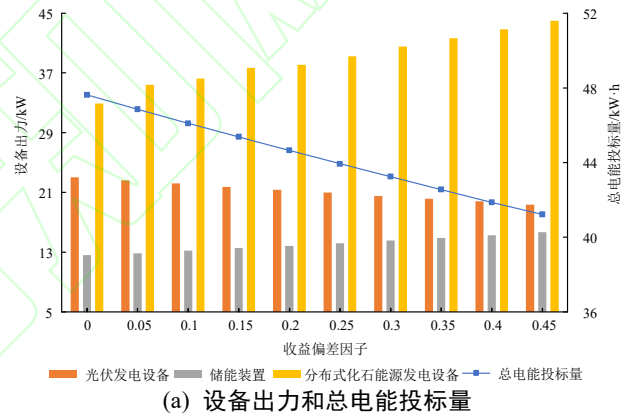
Fig.6 Variation condition of uncertain quantity fluctuation coefficient and expected return along with return deviation coefficient

当 $\sigma=0.46$ 时,不确定量波动系数 ξ 取得最大值1,继续增加 σ , ξ 保持不变。这说明 $\sigma \geq 0.46$ 时不确定量波动约束式(25)–(29)不再是有效边界约束,意味着产消者无法继续通过降低预期收益来获得具有更强鲁棒性的投标策略。因此,产消者应将预期总收益偏差设置为 $\sigma < 0.46$ 。

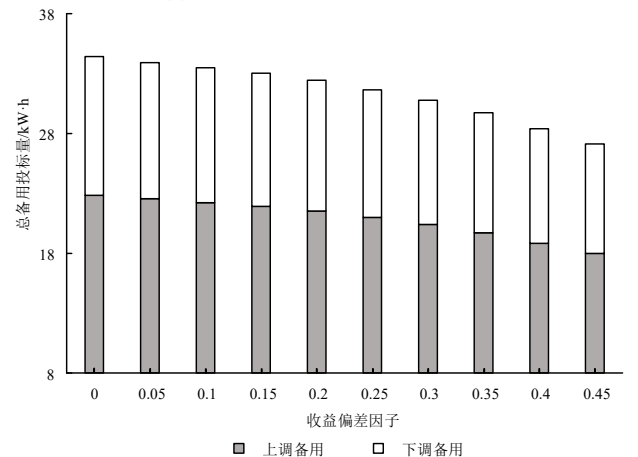
以 $\sigma=0.25$ 情况为例分析产消者的收益情况。从图6可以看出,此时12位产消者最低总收益为153.9元,波动系数 $\xi=0.62$,即在产消者可再生能源机组最大出力比预测值低13.1%、负荷比预期

高12.2%、备用实际调用率比预测值低19.3%、备用市场价格比预测值低10.6%、电能市场价格与预测值偏差达7.6%仍能保持产消者总收益不低于153.9元。

图7为不同 σ 水平下产消者 b 的设备出力和投标量。在 $\sigma=0.25$ 时,产消者 b 分布式化石能源发电设备和储能装置的出力占比分别增加了14.6%和7.2%,可再生能源发电设备出力减少了5.6%,可以看出随着 σ 增加,代理在优化投标策略时面对的不确定量鲁棒性增加,面临的风险也越大,因此更愿意调度更多出力稳定的设备(分布式化石能源发电设备和储能装置)增加出力,减少出力具有随机波动性的设备(可再生能源发电设备)的出力。同时相比于确定性模型,由于电能市场和备用市场存在价格波动的风险,产消者 b 电能市场投标量和备用市场投标量分别减少了4.7%和3.6%,但由于产消者 b 仍有较大的电能需求,因而投标量下降不明显。各不确定因素对产消者电-备用投标策略的灵敏度分析见附录E。



(a) 设备出力和总电能投标量



(b) 总备用投标量

图7 不同 σ 下产消者 b 设备出力和总投标量
Fig.7 Equipment output and total bid amount of Prosumer b under different values of σ

5.4 对比分析

本对于每个确定的波动系数 ξ ,基于蒙特卡洛随机抽样法^[10]生成10个典型场景。图8为每个场景下,基于确定性投标策略和随机投标策略的所有产消者总收益对比,其中收益比值定义为随机性策略总收益与确定性策略总收益之比。结果表明,在

75.6%的场景下, 随机性策略的总收益优于确定性策略的总收益。同时, 随着波动系数增加, 随机性投标策略的优势更加明显, 在波动系数 $\xi = 0.9$ 时, 10 个场景下随机性策略的平均总收益均比确定性策略下高 37.4%。不同随机性投标策略对比分析见附录 F。

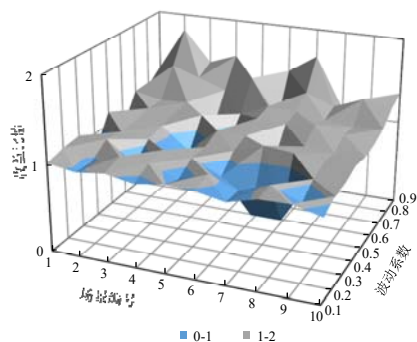


图 8 确定性和随机性投标策略总收益对比

Fig.8 Comparison of total revenue for deterministic and stochastic bidding strategy

表 1 为 3 种投标策略下产消者 b 和 h 的收入情况, 收益值为所有场景收益的平均值。可以看出, 对于产消者 h 而言, 由于确定性模型下其投标策略不会违反网络约束, 因此其在确定性模型下的收益相同, 均为 19.4 元。而对于产消者 b , 不计网络约束投标策略的总收益最高为 5.6 元, 但因该策略违反网络约束, 代理在优化后下调了投标量, 因而在

表 1 产消者 b 和 h 收入

Table 1 Income of Prosumer b and h

策略	电能量市场收益		备用辅助服务收益		设备调度成本		总收益	
	产消者 b	产消者 h	产消者 b	产消者 h	产消者 b	产消者 h	产消者 b	产消者 h
不计网络约束的确定性策略	-2.6	7.8	9.3	14.5	1.1	2.9	5.6	19.4
计及网络约束的确定性策略	-1.2	7.8	8.8	14.5	2.4	2.9	5.2	19.4
考虑多重不确定性的随机性策略	-3.1	9.4	11.2	17.2	1.5	4.8	6.6	21.6

单位: 元

参考文献:

[1] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于深化电力现货市场建设试点工作的意见(发改办能源规(2019)828号)[EB/OL]. 2019. (2019-07-31) [2023-06-22]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwj/201908/t20190807_960970.html.

[2] 王玲玲, 刘恋, 张镡, 等. 电力系统灵活调节服务与市场机制研究综述[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 442-452. WANG Lingling, LIU Lian, ZHANG Ke, et al. A review of power system flexible ramping product and market mechanism[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 442-452.

[3] 武昭原, 周明, 王剑晓, 等. 双碳目标下提升电力系统灵活性的市场机制综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(21): 7746-7764. WU Zhaoyuan, ZHOU Ming, WANG Jianxiao, et al. Review on market mechanism to enhance the flexibility of power system under the dual-carbon target[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(21): 7746-7764.

[4] 张凡, 高红均, 吴子豪, 等. 局域能源市场多产消者 P2P 交易框架设计[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(12): 17-25. ZHANG Fan, GAO Hongjun, WU Zihao, et al. Design of P2P trading framework for multiple prosumers in local energy market[J]. Electric Power Automation Equipment,

计及网络约束的投标策略中其收益下降了 7.1%。对于产消者 b 和 h , 在鲁棒性更强的随机性策略下均获得了更高的收益, 相比确定性策略产消者 b 和产消者 h 的收益分别提升了 26.9%和 11.3%。

6 结语

本文建立了基于信息间隙决策的分布式产消者电-备用市场投标决策模型, 通过算例仿真分析, 得出以下结论:

1) 建立了基于代理的产消者参与电-碳市场方式, 代理整合所有产消者分散的投标量并提交到日前市场, 有效保障了分布式产消者的市场参与。

2) 基于信息熵理论可有效量化产消者日前投面临的多重不确定因素, 基于 IGD 的投标策略优化模型求解的投标策略鲁棒性更强, 可有效保障产消者收益。

3) 通过定义 3 种实时调用场景, 并利用 ADMM 将原问题转化为产消者优化调度问题和代理优化问题, 分布式求解产消者投标策略, 确保在任何实时调用容量下均不会违反网络约束。

在后续研究中, 拟考虑产消者间的电能交易, 以及分布式产消者参与中长期电力交易和碳-绿证交易的问题。

2022, 42(12): 17-25.

[5] 邓明辉, 唐郑熠, 黄达, 等. 基于区块链的微电网电力交易匹配机制[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 95-101. DENG Minghui, TANG Zhengyi, HUANG Da, et al. Power transaction matching mechanism of microgrid based on block chain[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 95-101.

[6] 吴毓峰, 杨胜春, 潘振宁, 等. 无协调主体的多产消者完全端到端交易机制[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(3): 96-103. WU Yufeng, YANG Shengchun, PAN Zhenning, et al. Complete peer-to-peer transaction mechanism for multiple prosumers without coordination entity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(3): 96-103.

[7] CHEN S, CHEN Q, XU Y. Strategic bidding and compensation mechanism for a load aggregator with direct thermostat control capabilities[J]. IEEE Transactions on Smart Grid. 2018, 9(3): 2327-2736

[8] BARINGO L, SANCHEZ R. A stochastic robust optimization approach for the bidding strategy of an electric vehicle aggregator. Electric Power Systems Research. 2017, 146: 362-370.

[9] NEYESTANI N, DAMAVANDI M, SHAFIE M, et al. Plug-in electric vehicles parking lot equilibria with energy and reserve markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 2001-2016.

- [10] 梅飞, 顾佳琪, 裴鑫, 等. 基于自适应滚动匹配预测修正模式的光伏区间预测[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(2): 92-98.
MEI Fei, GU Jiaqi, PEI Xin, et al. Photovoltaic interval prediction based on adaptive rolling matching prediction correction mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2): 92-98.
- [11] 赵冬梅, 殷加珏. 考虑源荷双侧不确定性的模糊随机机会约束优先目标规划调度模型[J]. 电工技术学报, 2018, 33(5): 1076-1085.
ZHAO Dongmei, YIN Jiafu. Fuzzy random chance constrained preemptive goal programming scheduling model considering source-side and load-side uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(5): 1076-1085.
- [12] 刘文霞, 杨粤, 李征洲, 等. 考虑多能流传输与热惰性的综合能源系统序贯模拟可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(7): 10-18.
LIU Wenxia, YANG Yue, LI Zhengzhou, et al. Reliability evaluation of integrated energy system considering multi-energy flow transmission and thermal inertia based on sequential simulation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 10-18.
- [13] 张程, 匡宇, 邹复民, 等. 考虑风光不确定性电动汽车的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 236-244.
ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 236-244.
- [14] IRIA J, COELHO A, SOARES F. Network-secure bidding strategy for aggregators under uncertainty[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2022, 30: 100666.
- [15] Cao Xiaoyu, Wang Jianxu, Zeng Bo. A chance constrained information-gap decision model for multi-period microgrid planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2684-2695.
- [16] GHALELO A, NOJAVAN S, ZARE K. Heating and power hub models for robust performance of smart building using information gap decision theory[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2018, 98: 23-35.
- [17] Li Yuchun, Wang Jinkuan, Zhang Yan, et al. Day-ahead scheduling strategy for integrated heating and power system with high wind power penetration and integrated demand response : a hybrid stochastic/interval approach[J]. Energy, 2022, 253: 124189.
- [18] Peng Qiao, Wang Xiuli, Shuai Xuanyue, et al. Planning of integrated energy system based on information gap decision theory[J]. 2021 6th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). Shanghai, China: IEEE, 2021: 1489-1494.
- [19] 闵金瑞, 张智俊, 窦春霞. 基于信息间隙决策理论与动态分时电价的电动汽车接入虚拟电厂双层经济调度策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 77-85.
Guo Jinrui, Zhang Zhijun, Dou Chunxia. A two-level economic dispatching strategy for electric vehicles connected to virtual power plants based on information gap decision theory and dynamic time of use price[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 77-85.
- [20] 彭飞翔, 隋鑫, 胡姝博, 等. 基于信息间隙决策的风火联合投标策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3379-3390.
Peng Feixiang, Sui Xin, Hu Shubo, et al. Wind fire joint bidding strategy based on information gap decision[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3379-3390.
- [21] Jianyuan Wang, Chengcheng Gu, Kechen Liu. Anomaly electricity detection method based on entropy weight method and isolated forest algorithm[J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 984473.
- [22] 宋军英, 何聪, 李欣然, 等. 基于特征指标降维及熵权法的日负荷曲线聚类方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(20): 65-72.
Song Junying, He Cong, Li Xinran, et al. Daily load curve clustering method based on feature index dimension reduction and entropy weight method. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(20): 65-72.
- [23] YUAN Z, HESAM A. A hierarchical dispatch structure for distribution network pricing[C]. IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, Italy: IEEE, 2015: 1631-1636.
- [24] SORIN E, BOBO L, PINSON P. Consensus-based approach to peer-to-peer electricity markets with product differentiation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 34(2): 994-1004.

作者简介:

詹博淳(1999—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场、区块链技术在电力系统中的应用。(E-mail: zhanbc@zju.edu.cn);

冯昌森(1990—), 男, 副教授, 博士, 主要研究方向为电力系统优化与控制、人工智能, 区块链技术。(E-mail: fcs@zjut.edu.cn);

文福拴(1965—), 男, 通信作者, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为电力系统故障诊断与系统恢复、电力市场与电力经济、智能电网与电动汽车等 (E-mail: fushuan.wen@gmail.com)。

Bidding strategy for distributed prosumers in participating in energy-reserve markets based on information gap decision

ZHAN Bochun¹, FENG Changsen², LU Zhilin³, LENG Yuan³, YANG Xinhe³, WEN Fushuan¹

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China; 2. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China; 3. Energy Development Research Institute of China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China)

Abstract: Distributed prosumers will face market risks such as price fluctuation, load demand change and renewable energy uncertainty when participating in the energy and reserve markets. Therefore, in this paper, the risk decision model of prosumers based on information gap decision theory (IGDT) is proposed. First, the agent structure of prosumers participating in the energy-reserve market is proposed, and on the basis of the regulation model for multi-type distributed resources, the optimization model for prosumers to participate in energy and reserve markets is established. Next, the weights of multiple uncertain factors faced by prosumers in their bid-

ding decisions are quantified based on the information entropy theory, and a robust optimization model for prosumers bidding based on IGDT is established. Then, considering the bidding behavior of prosumers may cause the violation of the distribution system constraints, the optimization problem is solved by alternating direction method of multipliers (ADMM). Finally, the effectiveness of the proposed model is demonstrated by case studies on the IEEE 33-bus distribution system. The proposed model can not only ensure the secure operation of the distribution system, but also effectively protect the income of prosumers with the multiple uncertainties taken into account.

Key words: information gap decision theory; energy market; reserve market; information entropy theory; alternating direction method of multipliers

附录 A:

产消者日前电-备用市场投标决策模型的约束条件包括功率平衡约束、可再生能源发电设备出力约束、分布式化石能源发电设备出力约束、储能装置出力约束和负荷约束:

1) 功率平衡约束:

$$P'_{i,s} - P'_{i,b} = P'_{i,rg} + P'_{i,dg} + P'_{i,dc} - P'_{i,c} - P'_{i,v} - P'_{i,f} = P'_{i,s,e} \quad (A1)$$

$$U'_i = U'_{i,rg} + U'_{i,dg} + U'_{i,ess} + U'_{i,v} \quad (A2)$$

$$D'_i = D'_{i,rg} + D'_{i,dg} + D'_{i,ess} + D'_{i,v} \quad (A3)$$

$$U'_i = \chi D'_i \quad (A4)$$

式中: $P'_{i,v}$ 和 $P'_{i,f}$ 分别为时段 t 节点 i 处产消者可调负荷和不可调负荷值; $U'_{i,rg}$ 、 $U'_{i,dg}$ 、 $U'_{i,ess}$ 和 $U'_{i,v}$ 分别为其可再生能源发电设备、分布式化石能源发电设备、储能装置和可调负荷在时段 t 的上调容量; $D'_{i,rg}$ 、 $D'_{i,dg}$ 、 $D'_{i,ess}$ 和 $D'_{i,v}$ 分别为其可再生能源发电设备、分布式化石能源发电设备、储能装置和可调负荷在时段 t 的下调容量; χ 为上调容量与下调容量比例系数。

2) 可再生能源发电设备出力约束:

$$P'_{i,rg} = P'_{i,rg-r} - P'_{i,rg-c} \quad (A5)$$

$$0 \leq P'_{i,rg-c} \leq P'_{i,rg-r} \quad (A6)$$

$$0 \leq \frac{U'_{i,rg}}{\Delta t} \leq P'_{i,rg-c} \quad (A7)$$

$$0 \leq \frac{D'_{i,rg}}{\Delta t} \leq P'_{i,rg-r} - P'_{i,rg-c} \quad (A8)$$

式中: $P'_{i,rg-r}$ 和 $P'_{i,rg-c}$ 分别为时段 t 节点 i 处产消者可再生能源发电设备在时段 t 的预测最大出力和预留上调备用的削减出力。

3) 分布式化石能源发电设备出力约束:

$$P'_{i,dg}^{\min} \leq P'_{i,dg} \leq P'_{i,dg}^{\max} \quad (A9)$$

$$-\gamma_{i,dg} \leq P'_{i,dg} - P'_{i,dg}^{t-1} \leq \gamma_{i,dg} \quad (A10)$$

$$U'_{i,dg} = \min\{\gamma_{i,dg}, P'_{i,dg}^{\max} - P'_{i,dg}\} \Delta t \quad (A11)$$

$$D'_{i,dg} = \min\{\gamma_{i,dg}, P'_{i,dg} - P'_{i,dg}^{\min}\} \Delta t \quad (A12)$$

式中: $P'_{i,dg}^{\max}$ 和 $P'_{i,dg}^{\min}$ 分别为节点 i 处产消者分布式化石能源发电设备出力的上限和下限, $\gamma_{i,dg}$ 为该发电机的爬坡速率限制。

4) 储能装置出力约束:

$$S'_{i,ess} = S'_{i,ess}^{t-1} + (\eta_{i,c} P'_{i,c} - \frac{P'_{i,dc}}{\eta_{i,dc}}) \frac{\Delta t}{Q_{i,ess}} \quad (A13)$$

$$S'_{i,ess}^{\min} \leq S'_{i,ess} \leq S'_{i,ess}^{\max} \quad (A14)$$

$$0 \leq P'_{i,c} \leq y'_{i,ess} P'_{i,c}^{\max} \quad (A15)$$

$$0 \leq P_{i,dc}^t \leq (1 - y_{i,ess}^t) P_{i,dc}^{\max} \quad (A16)$$

式中： $S_{i,ess}^t$ 为时段 t 节点 i 处产消者储能装置的荷电状态， $S_{i,ess}^{\min}$ 和 $S_{i,ess}^{\max}$ 分别其荷电状态的下限和上限； $\eta_{i,dc}$ 和 $\eta_{i,c}$ 分别为其放电效率和充电效率； $Q_{i,ess}$ 为其额定容量； $P_{i,dc}^{\max}$ 和 $P_{i,c}^{\max}$ 分别为其最大放电功率和最大充电功率； $y_{i,ess}^t$ 为其时段 t 充放电状态变量，充电和放电分别取 1 和 0。

储能装置提供的备用容量应满足：

$$0 \leq \frac{U_{i,ess}^t}{\Delta t} \leq P_{i,dc}^{\max} - P_{i,dc}^t \quad (A17)$$

$$0 \leq \frac{D_{i,ess}^t}{\Delta t} \leq P_{i,c}^{\max} - P_{i,c}^t \quad (A18)$$

$$U_{i,ess}^t, D_{i,ess}^t \leq \frac{S_{i,ess}^{\max} - S_{i,ess}^{t+1}}{\eta_{i,c}} \quad (A19)$$

$$U_{i,ess}^t, D_{i,ess}^t \leq (S_{i,ess}^{t+1} - S_{i,ess}^{\min}) \eta_{i,dc} \quad (A20)$$

式(A17)(A18)将储能装置提供的备用容量限制为最大充放电功率下可用的容量；式(A19)(A20)确保储能装置只有荷电状态在上下限之间时才提供备用容量。

5) 负荷约束：

可平移负荷是供电时间可按计划变动的负荷，受到用电路程连续性的约束，其特性表述为：

$$P_{i,p-a}^t = P_{i,p-r}^t + P_{i,in}^t - P_{i,out}^t \quad (A21)$$

$$P_{i,in}^t = \sum_{k=1, k \neq t}^T x_{i,p}^{k,t} P_{i,p-r}^k + \sum_{w=1}^W \sum_{k=1, k \neq t-1}^T x_{i,p}^{k,t-1} P_{i,p-r}^{w+1} \quad (A22)$$

$$P_{i,out}^t = \sum_{k=1, k \neq t}^T x_{i,p}^{t,k} P_{i,p-r}^k + \sum_{w=1}^W \sum_{k=1, k \neq t-1}^T x_{i,p}^{t-1,k} P_{i,p-r}^{w+1} \quad (A23)$$

式中： $P_{i,p-a}^t$ 为节点 i 处产消者调整后的时段 t 可平移负荷值； $P_{i,p-r}^t$ 为节点 i 处产消者时段 t 可平移负荷的预测值； $P_{i,in}^t$ 和 $P_{i,out}^t$ 分别为节点 i 处产消者在时段 t 移入和移出的可平移负荷值； W 为可平移负荷最大持续工作时间； $x_{i,p}^{k,t}$ 为 0-1 变量， $x_{i,p}^{k,t} = 1$ 和 $x_{i,p}^{k,t} = 0$ 分别表示节点 i 处产消者有、无可平移负荷从时段 k 移入时段 t 。

可削减负荷可通过削减或者中断负荷提供上调备用，其特性表述为：

$$P_{i,x-a}^t = P_{i,x-r}^t - P_{i,x-c}^t \quad (A24)$$

$$0 \leq P_{i,x-c}^t \leq \beta_{i,x} P_{i,x-r}^t \quad (A25)$$

式中： $P_{i,x-a}^t$ 为节点 i 处产消者调整后的时段 t 可削减负荷值； $P_{i,x-r}^t$ 和 $P_{i,x-c}^t$ 分别为节点 i 处产消者在时段 t 可削减负荷的预测值和削减功率值； $\beta_{i,x}$ 为节点 i 处产消者允许的最大削减比例。

可平移负荷和可削减负荷提供的总备用容量为：

$$U_{i,v}^t = (P_{i,out}^t + P_{i,x-c}^t) \Delta t \quad (A26)$$

$$D_{i,v}^t = P_{i,in}^t \Delta t \quad (A27)$$

不可调负荷无调节弹性，不提供备用容量，其特性表述为：

$$P_{i,f}^t = P_{i,f-r}^t \quad (A28)$$

式中 $P_{i,f-r}^t$ 为节点 i 处产消者时段 t 不可调负荷的预测值。

附录 B:

引入全局辅助变量 $\bar{P}_{i,s,n}^t$ ，计及网络约束的投标量优化模型可表示为：

$$\min \sum_{i \in A} -F_i(P_{i,opt}^t, P_{i,s,n}^t, \psi_i) \quad (B1)$$

$$h_i(P_{i,opt}^t, P_{i,s,n}^t, \psi_i) \leq 0 \quad (B2)$$

$$g(\bar{P}_{i,s,n}^t, Y) \leq 0 \quad (B3)$$

$$\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^t = \mathbf{P}_{i,s,n}^t \quad (\text{B4})$$

式中： $\mathbf{P}_{i,\text{opt}}^t$ 为时段 t 节点 i 处产消者设备出力变量集合向量； $\mathbf{P}_{i,s,n}^t$ 为场景 n 下节点 i 处产消者时段 t 注入网络节点的功率集合向量； $h_i(\mathbf{P}_{i,\text{opt}}^t, \mathbf{P}_{i,s,n}^t, \psi_i)$ 为节点 i 处产消者决策变量相关约束式(A1)-(A28)； ψ_i 为节点 i 处产消者相关参数； $g(\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^t, Y)$ 为网络安全约束式(3)-(8)； Y 为配电网相关参数。

引入全局辅助变量后，可基于 ADMM 将优化模型(B1)-(B4)解耦为包含网络参数的代理优化问题和包含产消者设备参数的产消者优化问题，进行分布式优化求解。具体地，基于第 $k-1$ 轮迭代的代理优化问题结果 $\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1}$ 和乘子变量 $\pi_{i,s,n}^{t,k-1}$ ，节点 i 处产消者在第 k 轮迭代中的优化目标为解耦后包含惩罚项的成本函数最小化：

$$\begin{cases} \mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k} = \arg \min \sum_{t=1}^T (L_{\text{penalty}}^t - F_{i,\text{ele}}^t - F_{i,\text{rev}}^t + C_{i,\text{opr}}^t) \\ L_{\text{penalty}}^t = \sum_{n \in N} \left[\pi_{i,s,n}^{t,k-1} (\mathbf{P}_{i,s,n}^t - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1}) + \frac{\rho}{2} \left\| \mathbf{P}_{i,s,n}^t - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1} \right\|^2 \right] \\ \text{s.t. } h_i(\mathbf{P}_{i,\text{opt}}^t, \mathbf{P}_{i,s,n}^t, \psi_i) \leq 0 \end{cases} \quad (\text{B5})$$

式中： L_{penalty}^t 为惩罚时段 t 实时调用违背网络约束的惩罚项； N 为三种调用场景集合； ρ 为惩罚系数。

基于所有产消者第 k 轮优化结果 $\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k}$ 和第 $k-1$ 轮乘子变量 $\pi_{i,s,n}^{t,k-1}$ ，代理在第 k 轮迭代的优化目标为解耦的增广拉格朗日函数的惩罚项最小化：

$$\begin{cases} \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k} = \arg \min \sum_{i \in A} \sum_{t \in T} \left[\pi_{i,s,n}^{t,k-1} (\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k} - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1}) + \frac{\rho}{2} \left\| \mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k} - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1} \right\|^2 \right] \\ g(\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k}, Y) \leq 0 \end{cases} \quad (\text{B6})$$

基于第 k 轮迭代的产消者优化问题结果 $\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k}$ 和代理优化问题结果 $\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k}$ ，基于 ADMM 的乘子变量更新规则为：

$$\pi_{i,s,n}^{t,k} = \pi_{i,s,n}^{t,k-1} + \rho (\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k} - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k}) \quad (\text{B7})$$

基于 ADMM 的迭代收敛判据为主残差和对偶残差小于误差允许范围。迭代终止判据为：

$$r_{\text{pri}}^k = \sum_{i \in A} \sum_{t \in T} \left\| \mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k} - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k} \right\|^2 \leq \varepsilon_{\text{pri}} \quad (\text{B8})$$

$$r_{\text{dual}}^k = \sum_{i \in A} \sum_{t \in T} \left\| \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k} - \bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1} \right\|^2 \leq \varepsilon_{\text{dual}} \quad (\text{B9})$$

式中： r_{pri}^k 和 r_{dual}^k 分别为第 k 轮迭代的主残差和对偶残差； ε_{pri} 和 $\varepsilon_{\text{dual}}$ 分别为主残差和对偶残差误差允许范围。

综上所述，计及网络约束的产消者投标量确定性优化模型具体求解流程如下：

步骤 1：设置迭代参数初值 $\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,0}$ 、 $\pi_{i,s,n}^{t,0}$ 和残差允许范围 ε_{pri} 和 $\varepsilon_{\text{dual}}$ ， $k=1$ ；

步骤 2：在第 k 轮迭代中，基于第 $k-1$ 轮迭代的代理优化结果 $\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k-1}$ 和乘子变量 $\pi_{i,s,n}^{t,k-1}$ ，节点 i 处产消者求解式(B5)优化问题，得到 $\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k}$ ；

步骤 3：基于第 k 轮迭代的所有产消者优化结果 $\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k}$ 和第 $k-1$ 轮迭代的乘子变量 $\pi_{i,s,n}^{t,k-1}$ ，代理求解式(B6)网络约束优化问题，得到 $\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k}$ ；

步骤 4：基于第 $k-1$ 轮迭代的乘子变量 $\pi_{i,s,n}^{t,k-1}$ 、第 k 轮迭代的产消者优化结果 $\mathbf{P}_{i,s,n}^{t,k}$ 和代理优化结果 $\bar{\mathbf{P}}_{i,s,n}^{t,k}$ ，按式(B7)更新乘子变量，得到 $\pi_{i,s,n}^{t,k}$ ；

步骤 5：按式(B8)-(B9)计算第 k 轮迭代的主残差和对偶残差，并判断是否全局收敛。若收敛，跳转至步骤 6；否则 $k=k+1$ ，跳转至步骤 2；

步骤 6：输出确定性模型下计及网络约束的产消者投标量，即产消者日前电能市场投标电量、备用市场投标备用容量和对应的总收益。

附录 C:

表 C1 分布式产消者基本参数
Table C1 Basic parameters of distributed prosumers

参数名称	参数数值	单位
$C_{i,rg}$	[0.02,0.03,0.04,0.01,0.03,0.02,0.04,0.03,0.04,0.05,0.02,0.05]	元/ (kW · h)
$C_{i,dg}$	[0.60,0.50,0.45,0.55,0.40,0.35,0.65,0.55,0.60,0.50,0.40,0.45]	元/ (kW · h)
$C_{i,ess}$	[0.55,0.30,0.45,0.60,0.35,0.40,0.45,0.20,0.30,0.40,0.15,0.40]	元/ (kW · h)
$\gamma_{i,dg}$	4.0	kW/h
$P_{i,dg}^{max}$	6.5	kW
$P_{i,dg}^{min}$	0.2	kW
$\eta_{i,c}$	0.90	
$\eta_{i,dc}$	0.85	
$Q_{i,ess}$	4.50	kW · h
$S_{i,bess}^{max}$	0.98	
$S_{i,bess}^{min}$	0.03	

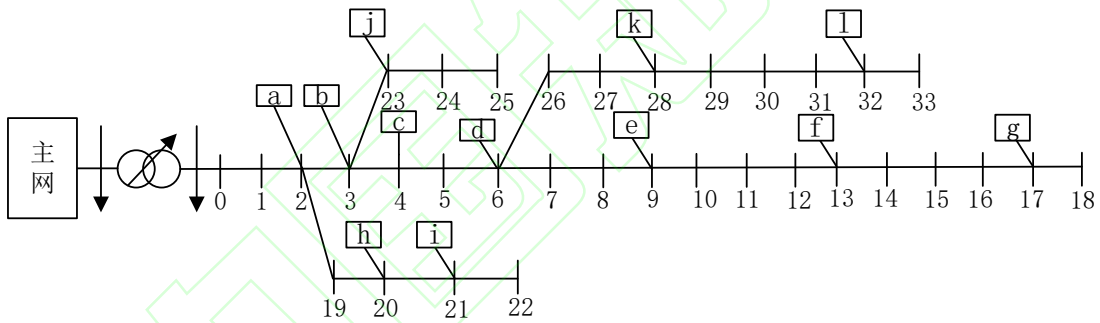


图 C1 IEEE 33 节点配电系统拓扑结构
Fig.C1 Topology of IEEE 33-bus distribution system

附录 D:

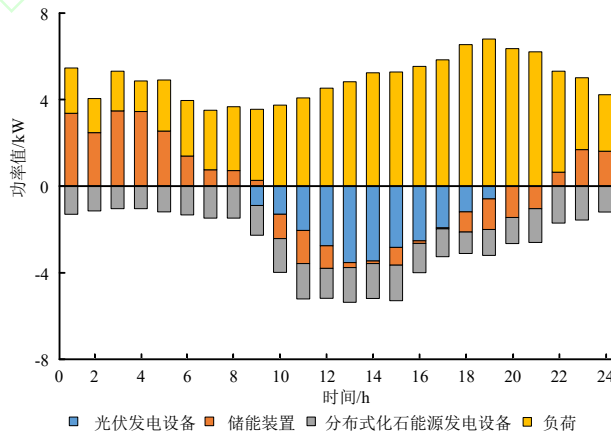


图 D1 产消者 b 各时段设备调度策略
Fig.D1 Scheduling strategy of Prosumer b in each period

计及网络约束下产消者 b 各时段设备调度策略如图 D1 所示，正值表示消耗电能，负值表示生产电能，净值表示通过代理在日前电能市场投标量。在第 1-5h 低谷电价时段提交购电需求为储能装置充电，

在 19-21h 高峰电价时段调度储能装置放电满足用电需求。可再生能源发电量集中于 9-19h，分布式化石能源发电设备和可再生能源发电设备是主要的发电来源，发电量占比分别为 42.6%和 37.9%。

图 D2 为计及网络约束下产消者 *b* 各设备提供的备用容量，图 D3 为优化前后产消者 *b* 的负荷曲线。由于在 1-4h 产消者 *b* 的负荷和设备出力均较低，所以储能装置和分布式化石能源发电设备均可提供较大的上调备用容量和下调备用容量。9-19h 为可再生能源发电量时段，由于光伏设备的发电成本很低，所以产消者 *b* 调度光伏发电设备满出力，因而光伏发电设备仅提供一定的下调容量。19-22h 为用电高峰期，通过平移和削减负荷使用电尖峰变得平缓，使得可调度分布式化石能源发电设备和储能装置能提供一定的下调容量，分布式化石能源发电设备和储能装置提供的平均上调容量比下调容量高 28.3%。

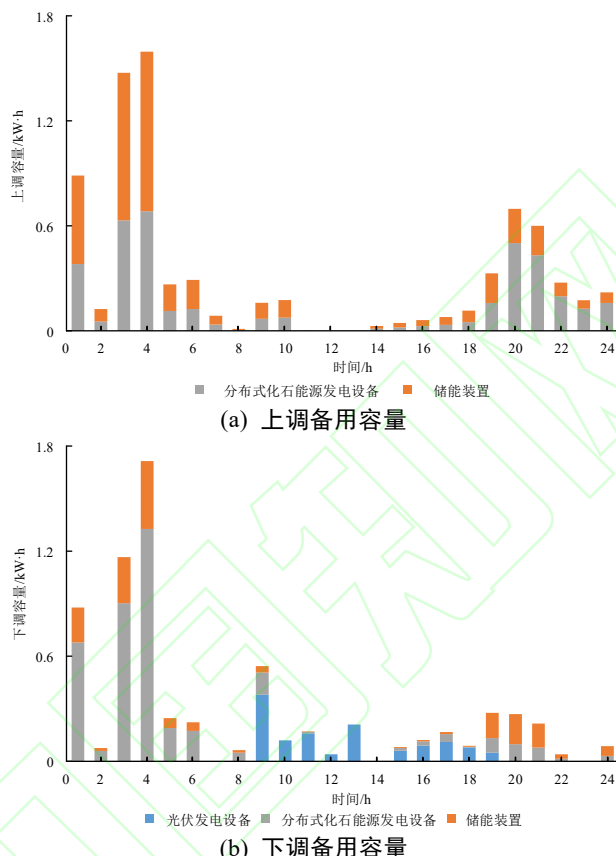


图 D2 产消者 *b* 各设备提供的备用容量
Fig.D2 Upward and downward band of each equipment owned by Prosumer *b*

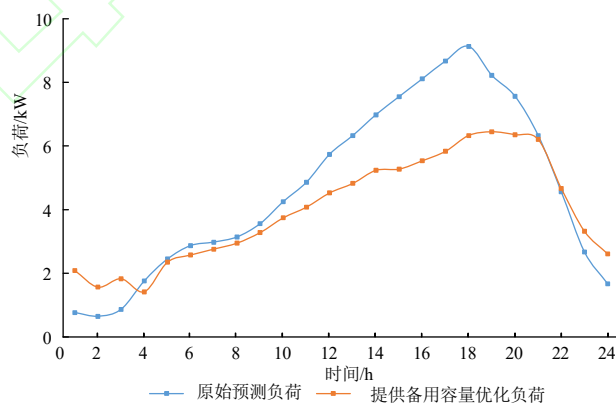


图 D3 产消者 *b* 负荷曲线
Fig.D3 Load curve of Prosumer *b*

附录 E:

本文考虑了可再生能源发电设备的最大出力、电能量市场价格、备用市场价格、容量调用率和负荷值五种不确定因素对产消者电-备用投标决策的影响。决策方案对各种单一因素变化的敏感性分析如下:

(1) 电能量市场价格灵敏度分析

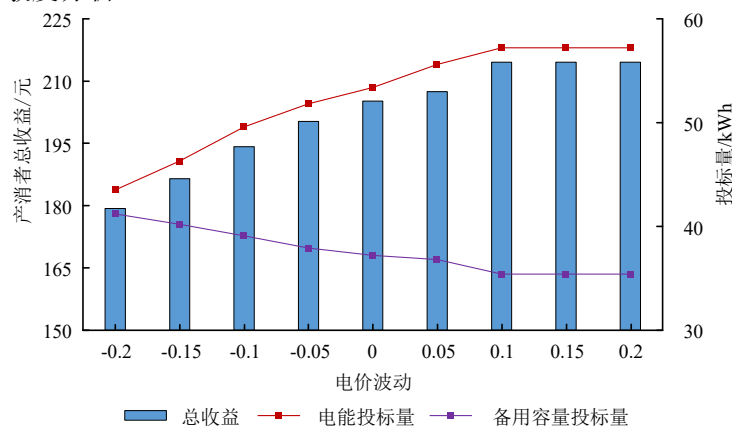


图 E1 电价灵敏度分析

Fig.E1 Sensitivity analysis of electricity price

图 E1 为电价灵敏度分析结果，其中电价波动为 0 表示预测电价和电能量市场实际出清价格相同，波动为负值表明电能量市场实际出清价格低于预测价格。可以看出，当电能量市场实际出清价格高于预测价格时，产消者会增加在电能量市场投标量以获取更高收益，当实际出清电价波动上浮至 0.1 以上时，产消者可调度的设备出力已达到上限，在电能量市场收益达到最大值。当电能量市场实际出清价格低于预测价格时，产消者会将减少在电能量市场投标量，留存更多的备用容量弥补电能量市场的收益损失。

(2) 负荷和光伏最大出力灵敏度分析

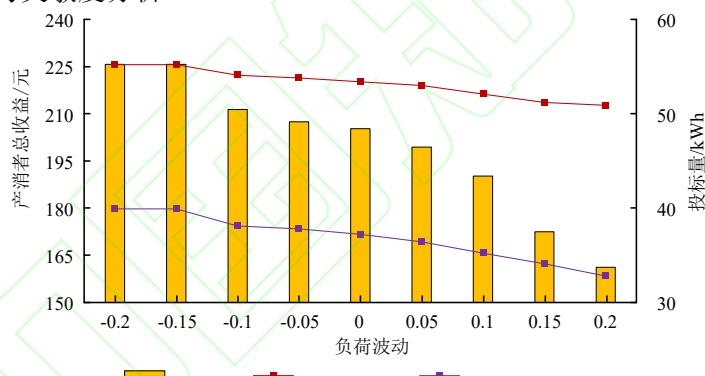


图 E2 负荷灵敏度分析

Fig.E2 Sensitivity analysis of load

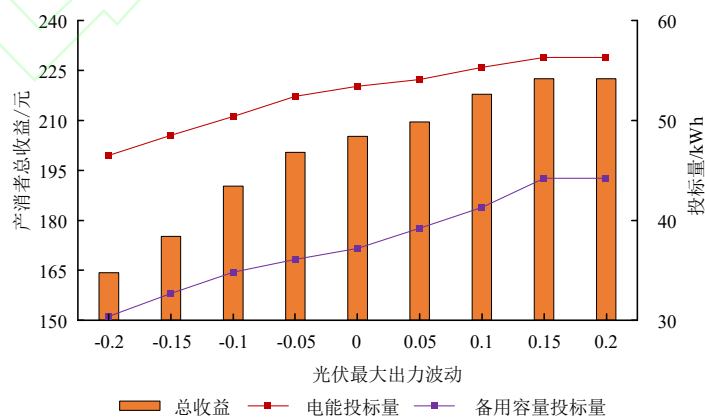


图 E3 光伏最大出力灵敏度分析

Fig.E3 Sensitivity analysis for maximum output of photovoltaic system

图 E2 和图 E3 分别为负荷灵敏度分析结果和光伏最大出力灵敏度分析结果，其中波动为 0 表示完美预测，波动为负值表明实际负荷和实际光伏最大出力低于预测负荷和预测光伏最大出力。可以看出，当负荷减少或者光伏最大出力增加时，产消者总收益随着在电能量市场和备用容量市场的投标量的增加而

增加。产消者的投标量不能违反配电网的安全运行，当负荷减小或光伏最大出力增加到一定值时，网络容量达到上限，产消者总收益达到最大值。即使负荷继续减小或光伏最大出力继续增加，产消者在电-备用市场的投标量也不会增加。

(3) 备用市场价格和容量调用率灵敏度分析

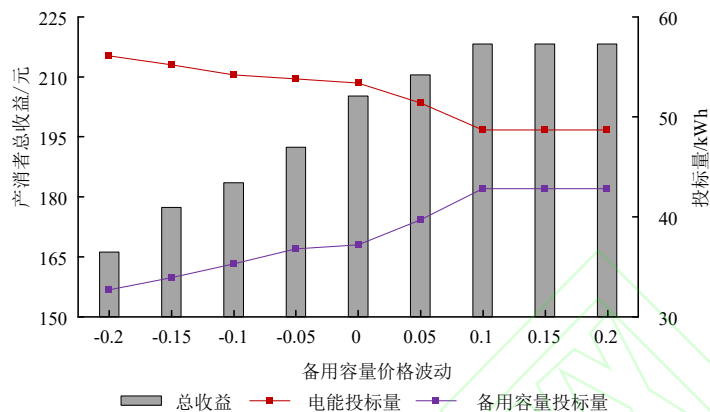


图 E4 备用容量价格灵敏度分析
Fig.E4 Sensitivity analysis for reserve price

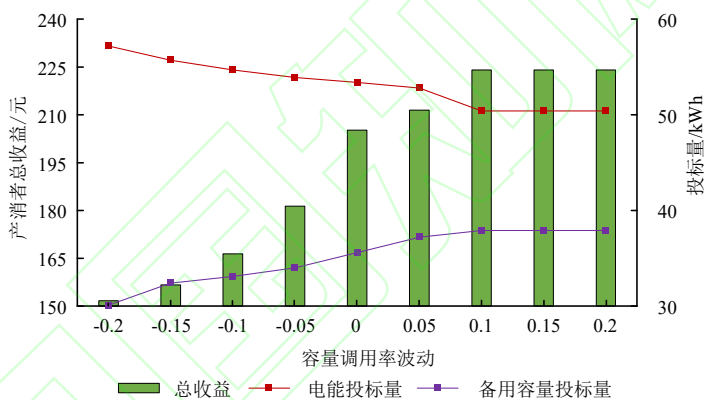


图 E5 容量调用率灵敏度分析
Fig.E5 Sensitivity analysis for ratio of utilization to band availability

图 E4 和图 E5 分别为备用容量价格灵敏度分析结果和容量调用率灵敏度分析结果，其中波动为 0 表示完美预测，波动为负值表明实际容量市场价格和实际容量调用率低于预测容量市场价格和预测容量调用率。可以看出，当容量市场价格增加或者容量调用率增加时，产消者会牺牲在电能量市场的投标量以增加在备用容量市场的投标量以获取更多收益。当产消者设备出力达到上限时，产消者在备用市场的投标量和总收益达到最大值。

附录 F:

表 F1 为四种考虑不确定性因素的电-备用市场联合投标优化策略的结果对比，包括基于置信区间法的投标优化策略^[8]、基于场景生成法的投标优化策略^[10]、基于等权重 IGDT 的投标优化策略^[18]和本文建立的基于熵权 IGDT 的投标优化策略。

可以看出，场景生成法求解的最优投标策略获取的收益与熵权 IGDT 求解的最优投标策略获取的收益几乎相同，但随着问题规模的增加需要生成过多的场景数，会影响决策模型的求解效率。置信区间法的求解效率较高，但需要预先确定不确定量取值范围，具有较强的主观性，会影响决策的准确性。等权重 IGDT 的投标策略将多种不确定因素赋予相同权重并线性叠加，但因无法准确反映各不确定性因素的相对重要程度，最优解的收益低于基于熵权法的 IGDT 投标策略。基于熵权 IGDT 的投标策略优化模型具有较高的计算效率，同时求解的投标策略鲁棒性强，可有效保障产消者的收益。

表 F1 算法计算结果比较
Table F1 Comparison of computational performance

产消者数量	置信区间法		场景生成法		等权重 IGDT 模型 ($\sigma = 0.1$)		熵权 IGDT 模型 ($\sigma = 0.1$)	
	计算时间/s	最优收益/元	计算时间/s	最优收益/元	计算时间/s	最优收益/元	计算时间/s	最优收益/元
5	95.3	35.54	126.2	48.32	112.7	40.97	114.8	47.21
12	267.4	116.08	424.9	152.28	350.6	129.31	356.1	153.96
30	641.2	328.76	1373.1	466.24	774.0	365.58	791.5	472.95

