引用格式:周任军,彭鑫,黄婧杰,等.考虑供需关系电价及其时段划分的点对点电能交易方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(6):271-280.
Citation: ZHOU Renjun, PENG Xin, HUANG Jingjie, et al. Peer-to-peer electricity trading method considering supply-demand relationship tariffs and tariff time period division[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(6):271-280.

考虑供需关系电价及其时段划分的点对点电能交易方法

周任军[1],彭　鑫[1],黄婧杰[1],童小娇[2]
(1.长沙理工大学电网防灾减灾全国重点实验室,湖南 长沙 410114;2.湘潭大学湖南国家应用数学中心,湖南 湘潭 411105)

摘　要:针对分布式能源发电站和工业园区点对点电能交易,构建点对点购售电交易主从博弈的双层优化模型。其上层以分布式能源发电站利润最大为目标,以划分电价时段、电价定价和站内储能设备充放电功率为决策变量,以供求差异为状态变量,以一定的差异范围确定电价的谷值、峰值时段;设计一种电价响应系数,该系数取决于各时刻电力负荷弹性矩阵的需求响应效果,从而确定各时段电价;其下层以工业园区生产计划的匹配度最高和购电的经济性最好为目标,以需求响应的负荷调整为决策变量。其中,生产计划的匹配度设定为工业园区参与需求响应后各时刻电力变化与原生产计划的一致程度。其下层多目标采用增广 ε-约束法求解,获得帕累托最优解集。算例结果表明,在点对点电能交易中,采用电价时段划分与定价方法可提高分布式能源发电站的利润,降低用户用电成本,有效减少弃风弃光,激励交易主体积极参与点对点电能交易。

关　键　词:点对点电能交易;供需关系;电价时段;负荷需求响应;主从博弈;生产计划匹配度
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.06.027　**中图分类号**:TM73;F426　**文章编号**:1673-9140(2025)06-0271-10

Peer-to-peer electricity trading method considering supply-demand relationship tariffs and tariff time period division

ZHOU Renjun[1], PENG Xin[1], HUANG Jingjie[1], TONG Xiaojiao[2]
(1. State Key Laboratory of Disaster Prevention and Reduction for Power Grid, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China; 2. National Center for Applied Mathematics in Hunan, Xiangtan University, Xiangtan 411105, China)

Abstract: A two-layer optimization model of a leader-follower game is constructed for peer-to-peer electricity trading between distributed energy power stations and industrial parks. The profit maximization of the distributed energy station is taken as the goal in the upper layer, with decision variables including tariff time period division, tariff pricing, and the charging/discharging power of on-site energy storage equipment. The difference between electricity supply and demand is used as the state variable, and a certain range of difference is used to determine the valley and peak price periods. A tariff response coefficient is designed, which depends on the demand response effect of the power load elasticity matrix at each period, thereby determining the tariff for each time period. The highest production schedule matching degree and the cost-effectiveness of electricity procurement in industrial parks are taken as the goal in the lower layer, with the load adjustment for demand response as the decision variable. The production scheme matching degree is defined as the degree of consistency between the power variation at each moment of the industrial park after participating in the demand response and the original production scheme. The multi-objective problem at the lower level is solved by the augmented ε-constraint method to obtain the Pareto optimal solution set. The example results show that methods of tariff time period division and tariff pricing in peer-to-peer electricity trading can improve the profit of

收稿日期:2025-02-19;**修回日期**:2025-03-28
基金项目:国家自然科学基金(52307078,12331011);湖南省自然科学基金(2025JJ50282)。
通信作者:黄婧杰(1990—),女,副教授,硕士生导师,主要从事电力系统规划、电力需求侧管理、新能源接入电力系统规划运行等方面的研究;E-mail:jingjie.huang@csust.edu.cn

distributed energy power stations, reduce the cost of electricity for users, effectively mitigate wind and solar curtailment, and motivate the trading entities to participate in peer-to-peer electricity trading.

Key words: peer-to-peer electricity trading; supply-demand relationship; tariff time period; load demand response; leader-follower game; production scheme matching degree

“双碳”背景下，中国政府支持分布式点对点(peer-to-peer，P2P)电能交易[1]，鼓励分布式能源发电主体与就近的电力用户达成交易，其成交价格可通过双边协商方式确定。这将促使电能交易模式发生改变，构建新型电力系统下供需协同的电能交易机制也将成为新的研究热点。

当前，P2P电能交易领域的研究[2-3]迅速发展。按照参与P2P电能交易的对象，这些模式大致可分为两类：第一类是产销者之间的能量交互[4]，在多个拥有分布式发电资源的对象之间通过合作博弈[5-6]或其他方法实现P2P电能交易，如文献[7-8]在缺电微网与余电微网之间，基于合作博弈论建立市场交易模型来合作与分配收益。然而，多个产销者之间繁杂的小规模交易带来了电力市场计算冗余、信息安全风险等问题[9-10]，且尚无一个成熟的交易平台可支撑一定规模的产销者之间的电能交易[11-13]。第一类是用电量大的工业园区或用户集中的区域与周边的分布式发电业主的电能交易，如文献[14-15]在接入分布式能源的运营商与用户之间通过势博弈理论实现能量管理和协同优化，这类模式没有生产者与消费者之间的竞争关系，交易双方倾向于签订中长期电能交易协议[16]。

这两类P2P电能交易模式的研究较多关注实时交易的能量管理和利益冲突，其采用的研究方法和模型多为博弈论[17]和考虑交易主体的差异化模型[18-19]。然而，若以电力供需关系的角度[20]处理交易主体间的电能交易，通过电价信号作为引导，则可在更容易达成合作关系的第二类交易形式中有效提升双方供需资源的利用效率。

电力供需关系不仅可以影响电价时段划分，也会影响电价的定价。目前，分时电价时段的划分及其定价基本上是根据政策和地区电力负荷差异统计规律来确定的，但其对负荷变化情况反应不足[21-22]。特别是在分布式能源发电站与工业园区的P2P交易中，缺电和余电状况频发。因此，提出一种实时变化的电价时段划分及其定价的方式，更充分地反映和调节供需关系，通过建立主从博弈模型，更新电价划分时段和电价定价，更好地考虑双方利益诉求，促成一个双方均衡、整体效益提升的共赢局面。

1 考虑供需关系和负荷需求响应的电价时段划分及定价

1.1 考虑供需关系的电价时段划分

基于供需关系的电价时段划分示意图如图1所示。在图1中，$P_1(t)$为需求，$P_2(t)$为电力供应，$\Delta P(t)$为电力供需差，ΔP_α、ΔP_β为所设立的两个状态变量。

在图1中，满足$\Delta P(t)-\Delta P_\alpha>0$的这些时刻的电价均为电价谷值，将这些时刻汇集到集合$\{t_{\alpha i}\}$中；满足$\Delta P(t)-\Delta P_\beta<0$的这些时刻的电价均为电价峰值，将这些时刻汇集到集合$\{t_{\beta j}\}$中；其余时刻的电价均为平电价。

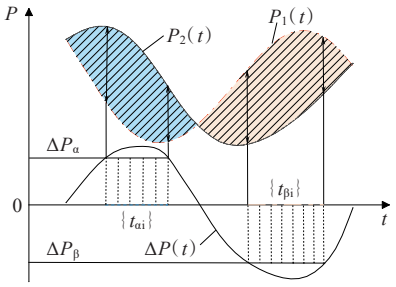


图1 基于供需关系的电价时段划分示意

Figure 1 Tariff time period division based on supply-demand relationship

为体现交易主体之间的供需关系变化，针对P2P电能交易提出一种电价时段划分及定价方法。电力供需差为：

$$\Delta P(t)=\Delta P_2(t)-\Delta P_1(t) \tag{1}$$

$$\begin{cases}\Delta P_\alpha>0\\ \Delta P_\beta<0\end{cases} \tag{2}$$

式中，$\Delta P_1(t)$为电力需求变化量；$\Delta P_2(t)$为电力供应变化量。

为保证社会对电价时段划分的接受程度，电价谷值时段与电价峰值时段须相等，即

$$\sum_i t_{\alpha i}=\sum_j t_{\beta j} \tag{3}$$

式中，$t_{\alpha i}$为电价谷值时段；$t_{\beta j}$为电价峰值时段。

1.2 考虑负荷需求响应的电价定价

电力负荷的弹性系数可以描述工业用户追求用电经济性而做出负荷需求响应[23]，其计算式为

$$\lambda=\frac{\Delta E}{E}\frac{p}{\Delta p} \tag{4}$$

式中，λ 为电力负荷需求响应弹性系数；E 为电量；ΔE 为 E 的增量；p 为电价；Δp 为 p 的增量。

设变化后电价与原电价的比值为系数 δ，$\delta p=p+\Delta p$，则可定义电价响应系数 δ，即

$$\delta=\frac{1}{\lambda}\frac{\Delta E}{E}+1 \tag{5}$$

用户对电价的响应模式主要有两种：单一时段响应和多时段响应模式[23]。大工业用户对电价的响应模式基本上为多时段响应，其某一时段的用电量不仅与该时段的电价有关，还受到其他时段的电价影响。本文构建的电价时段划分及其定价的方法考虑了这种多时段响应模式，故供大于求与供小于求的电价响应系数 δ_α、δ_β 分别为

$$\delta_\alpha=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\left(\frac{1}{\lambda_{\alpha t}}\frac{\Delta E_t}{E_t}+1\right) \tag{6}$$

$$\delta_\beta=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\left(\frac{1}{\lambda_{\beta t}}\frac{\Delta E_t}{E_t}+1\right) \tag{7}$$

式中，T 为运行周期内的总时段；当供大于求时，$\lambda_{\alpha t}$ 为 t 时段的电力负荷弹性系数，此时，$\lambda_{\beta t}=0$；当供小于求时，$\lambda_{\beta t}$ 为 t 时段的电力负荷弹性系数，此时，$\lambda_{\alpha t}=0$；E_t、ΔE_t 为 t 时段的电量和电量增量。

依据电力负荷弹性系数的定义，结合式(5)、(6)，可得电价响应矩阵 $\boldsymbol{I}$，即

$$\boldsymbol{I}=\begin{bmatrix} 1/\lambda_{\alpha 1} & 1/\lambda_{\alpha 2} & \cdots & 1/\lambda_{\alpha T} \\ 1/\lambda_{\beta 1} & 1/\lambda_{\beta 2} & \cdots & 1/\lambda_{\beta T} \end{bmatrix} \tag{8}$$

电价响应系数的矩阵形式为

$$\begin{bmatrix}\delta_\alpha \\ \delta_\beta\end{bmatrix}=\frac{1}{T}\begin{bmatrix} 1/\lambda_{\alpha 1} & 1/\lambda_{\alpha 2} & \cdots & 1/\lambda_{\alpha T} \\ 1/\lambda_{\beta 1} & 1/\lambda_{\beta 2} & \cdots & 1/\lambda_{\beta T} \end{bmatrix}\begin{bmatrix}\frac{\Delta E_1}{E_1} \\ \frac{\Delta E_2}{E_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta E_T}{E_T}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}1 \\ 1\end{bmatrix} \tag{9}$$

综合这些对电价时段划分和电价定价的描述，电价时段划分及其定价应为

$$p(t)=\begin{cases}\delta_\alpha p, & t\in\{t_{\alpha i}\} \\ \delta_\beta p, & t\in\{t_{\beta j}\} \\ p_{\mathrm{k}}, & \text{其余时刻}\end{cases} \tag{10}$$

式中，$p(t)$ 为 t 时段的电价；电价 p_k 取值为 P2P 交易主体协商确定的基础电价。

2　P2P 电能交易多目标主从博弈模型

2.1　分布式能源发电站

2.1.1　光伏电站

光伏出力函数[24]为

$$P_{\mathrm{pv}}(t)=P_{\mathrm{er}}(t)P_{\mathrm{pv}} \tag{11}$$

式中，$P_{\mathrm{pv}}(t)$ 为 t 时段的光伏功率；$P_{\mathrm{er}}(t)$ 为 t 时段光伏出力百分比；P_{pv} 为光伏装机容量。

光伏电站均配置了一定的储能容量，储能设备的充、放电特性可以在一定程度上平抑分布式电源的出力波动性，实现功率在分钟-小时级别时间尺度上的平滑输出[25]。储能电量与储能设备充、放电功率的关系为

$$E_{\mathrm{ba}}^{\mathrm{pv}}(t)=E_{\mathrm{ba}}^{\mathrm{pv}}(t-1)+\left(\eta P_{\mathrm{ba,c}}^{\mathrm{pv}}(t)-\frac{P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{pv}}(t)}{\eta}\right)\Delta t \tag{12}$$

式中，$E_{\mathrm{ba}}^{\mathrm{pv}}(t)$ 为光伏电站的储能设备在 t 时段的电量；η 为储能设备的充、放电效率；$P_{\mathrm{ba,c}}^{\mathrm{pv}}(t)$、$P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{pv}}(t)$ 分别为光伏电站储能设备的充、放电功率；Δt 为时间增量。

光伏电站的收益函数由两部分构成，第一部分是光伏电站售电产生的收益，第二部分是光伏电站的过网费成本。因此，光伏电站的收益为

$$\begin{cases}E_{\mathrm{pv}}(t)=\left(P_{\mathrm{pv,sell}}(t)+P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{pv}}(t)\right)\Delta t \\ F_{\mathrm{pv}}(t)=p(t)E_{\mathrm{pv}}(t)-p_{\mathrm{via}}E_{\mathrm{pv}}(t)\end{cases} \tag{13}$$

式中，$P_{\mathrm{pv,sell}}(t)$、$E_{\mathrm{pv}}(t)$ 分别为 t 时段光伏的供电功率、光伏电站供电量；p_{via} 为配电线路的过网费单价；$F_{\mathrm{pv}}(t)$ 为 t 时段光伏电站的收益。

2.1.2　风电站

风机出力功率与风速关系为

$$P_{\mathrm{wt}}=\begin{cases}0, & v\leqslant v_{\mathrm{in}}\text{，或 } v\geqslant v_{\mathrm{out}} \\ \dfrac{\rho v^3 S_{\mathrm{wt}}\mu_{\mathrm{wt}}}{2}, & v_{\mathrm{in}}<v<v_{\mathrm{r}} \\ \dfrac{\rho v_{\mathrm{r}}^3 S_{\mathrm{wt}}\mu_{\mathrm{wt}}}{2}, & v_{\mathrm{r}}\leqslant v<v_{\mathrm{out}}\end{cases} \tag{14}$$

式中，P_{wt} 为风速 v 时风机的输出功率；S_{wt}、μ_{wt} 分别为风机叶片面积和转换效率；ρ 为空气密度；v 为实际风速；v_{in}、v_{r}、v_{out} 分别为风机的切入风速、额定风速和切出风速。

风电站配置储能容量，储能电量与充放电功率的关系为

$$E_{\mathrm{ba}}^{\mathrm{wt}}(t)=E_{\mathrm{ba}}^{\mathrm{wt}}(t-1)+\left(\eta P_{\mathrm{ba,c}}^{\mathrm{wt}}(t)-\frac{P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{wt}}(t)}{\eta}\right)\Delta t \tag{15}$$

式中，$E_{\mathrm{ba}}^{\mathrm{wt}}(t)$为分布式风电站的储能设备在$t$时段的电量；$P_{\mathrm{ba,c}}^{\mathrm{wt}}(t)$、$P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{wt}}(t)$分别为风电站储能设备的充、放电功率。

与光伏电站收益类似，风电站收益为

$$\begin{cases} E_{\mathrm{wt}}(t)=\left(P_{\mathrm{wt,sell}}(t)+P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{wt}}(t)\right)\Delta t \\ F_{\mathrm{wt}}(t)=p(t)E_{\mathrm{wt}}(t)-p_{\mathrm{via}}E_{\mathrm{wt}}(t) \end{cases} \tag{16}$$

式中，$P_{\mathrm{wt,sell}}(t)$、$E_{\mathrm{wt}}(t)$分别为t时段风机的供电功率、风电站的供电量；$F_{\mathrm{wt}}(t)$为t时段风电站的收益。

2.2 工业园区的负荷分类

工业园区的负荷比居民负荷规律性更强，且其负荷需求响应能力也更强。根据工业园区的负荷特性，将工业园区的负荷分为基础负荷和包含可平移负荷、可削减负荷和可转移负荷在内的柔性负荷2类[26]。

2.2.1 基础负荷

工业园区的基础负荷指的是工业生产中功率随时间变化不明显的设备的用电负荷。典型的例子是流水线生产设备的负荷。该基础负荷不参与需求响应，其可表示为

$$E_{\mathrm{basis}}(t)=P_{\mathrm{basis}}(t)\Delta t \tag{17}$$

式中，$E_{\mathrm{basis}}(t)$、$P_{\mathrm{basis}}(t)$分别为基础负荷在t时段的用电量、功率。

2.2.2 可平移负荷

可平移负荷指可以根据计划灵活调整用电时段的设备的负荷。这些设备如完成物料搬运、输送等预制作业的设备。可平移负荷工作时长固定但工作时段可调节，其可表示为

$$\begin{cases} E_{\mathrm{shape}}(t)=x(t)P_{\mathrm{shape}}(t)\Delta t, t\in\left[a_{\mathrm{shape}}, b_{\mathrm{shape}}\right] \\ \sum\limits_{t=a_{\mathrm{shape}}}^{b_{\mathrm{shape}}} x(t)=H_{\mathrm{shape}} \end{cases} \tag{18}$$

式中，$x(t)$为表示可平移负荷在t时段的工作状态的0-1变量（$x(t)=0$，设备停机；$x(t)=1$，设备开机）；$E_{\mathrm{shape}}(t)$、$P_{\mathrm{shape}}(t)$分别为可平移负荷在t时段的用电量、功率，H_{shape}为可平移负荷在全天内总工作时长；a_{shape}和b_{shape}分别为可平移负荷的工作起始时刻和终止时刻。

2.2.3 可削减负荷

可削减负荷指功率可调节但工作时段固定的设备的功率，如通风系统、电加热系统的负荷。其可表示为

$$\begin{cases} E_{\mathrm{re}}(t)=y(t)\left(P_{\mathrm{re}}(t)+\Delta P_{\mathrm{re}}(t)\right)\Delta t \\ \Delta P_{\mathrm{re,min}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{re}}(t)\leqslant\Delta P_{\mathrm{re,max}}(t) \end{cases} \tag{19}$$

式中，$y(t)$为表示可削减负荷在t时段的工作状态的0-1变量（$y(t)=0$，设备停机；$y(t)=1$，设备开机）；$E_{\mathrm{re}}(t)$为可削减负荷在t时段的用电量；$P_{\mathrm{re}}(t)$为可削减负荷在t时段的功率；$\Delta P_{\mathrm{re}}(t)$为可削减负荷在$\Delta t$时段的功率变化量；$\Delta P_{\mathrm{re,max}}(t)$、$\Delta P_{\mathrm{re,min}}(t)$分别为$t$时段的可削减负荷功率变化量的上、下限。

2.2.4 可转移负荷

可转移负荷指在调度周期内，总用电量不变，但各时段用电量可灵活调节的设备的负荷，如电动汽车等充电类设备的负荷。此类用电负荷为

$$\begin{cases} \Delta E_{\mathrm{shift}}(t)=z(t)P_{\mathrm{shift}}(t)\Delta t \\ P_{\mathrm{shift,min}}(t)\leqslant P_{\mathrm{shift}}(t)\leqslant P_{\mathrm{shift,max}}(t), t\in\left[\alpha_{\mathrm{shift}}, \beta_{\mathrm{shift}}\right] \\ \sum\limits_{t=\alpha_{\mathrm{shift}}}^{\beta_{\mathrm{shift}}} \Delta E_{\mathrm{shift}}(t)=E_{\mathrm{shift}} \end{cases} \tag{20}$$

式中，$z(t)$为表示可转移负荷在t时段的工作状态的0-1变量（$z(t)=0$，设备停机；$z(t)=1$，设备开机）；$\Delta E_{\mathrm{shift}}(t)$为各类负荷在$\Delta t$时段的用电量的增量；$P_{\mathrm{shift,max}}(t)$、$P_{\mathrm{shift,min}}(t)$分别为可转移负荷在$t$时段可转移功率$P_{\mathrm{shift}}(t)$的上、下限；$E_{\mathrm{shift}}$为可转移负荷的总电量；$\alpha_{\mathrm{shift}}$、$\beta_{\mathrm{shift}}$分别为可转移负荷的工作起始时刻和终止时刻。

工业园区从分布式能源发电站和供电公司获得电量。其中，来自供电公司的电量$E_{\mathrm{grid}}(t)$为

$$E_{\mathrm{grid}}(t)=P_{\mathrm{grid}}(t)\Delta t \tag{21}$$

式中，$P_{\mathrm{grid}}(t)$为t时段的供电功率。

工业园区生产过程中的单位时段用电成本$F_{\mathrm{cost}}(t)$为

$$F_{\mathrm{cost}}(t)=p(t)\left(E_{\mathrm{pv}}(t)+E_{\mathrm{wt}}(t)\right)+p'(t)E_{\mathrm{grid}}(t) \tag{22}$$

式中，$p'(t)$为当前施行的分时电价；$p(t)$为t时段的电价。

2.3 分布式能源发电站-工业园区的主从博弈目标函数

2.3.1 主从博弈的利益主体

工业园区与分布式能源发电站均可被视为具有独立决策权的利益主体。其中，分布式能源发电站率先调整电价和储能充放电功率，工业园区受到电价的影响后再调整其负荷需求响应，双方的策略互相影响，两者之间存在明显的博弈关系。在主从博弈的决策过程中，领导者率先做出决策，而跟随者受到领导者决策的影响，按照领导者设定的规则

开展工作[27]。因此，本文将分布式能源发电站作为领导者，工业园区作为跟随者。主从博弈中的利益主体如图 2 所示。建立分布式能源发电站和工业园区的主从博弈双层优化模型。

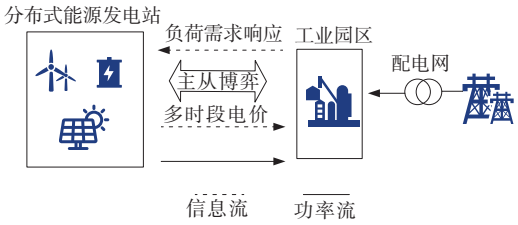


图 2　主从博弈中的利益主体

Figure 2　Interest subject in leader-follower game

2.3.2　主从博弈上层目标函数

在博弈模型中分布式能源发电站作为领导者的效益函数 F_1 为上层目标，即

$$F_1 = \max \sum_{t=1}^{T} \left[F_{\mathrm{pv}}(t) + F_{\mathrm{wt}}(t) \right] \tag{23}$$

式中，$F_{\mathrm{pv}}(t)$ 为 t 时段光伏电站收益；$F_{\mathrm{wt}}(t)$ 为 t 时段风电站收益。

2.3.3　主从博弈下层目标函数

园区企业为实现生产目标，一般会结合自身生产特点等因素制定生产计划。在不考虑电价信号的情况下，假设企业每个时段采取的用电计划皆是其最优匹配生产计划，定义最优匹配度为企业不受电价影响下的用电负荷。通过计算最优匹配度与参与负荷需求响应后的负荷在各时刻的差值来度量企业生产计划的匹配度，即

$$F_{\mathrm{com}} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^{24} \left| \left(E_{\mathrm{net}}(t) - E_{\mathrm{after}}(t) \right) \right|}{\sum_{t=1}^{24} \left(E_{\mathrm{net}}(t) \right)} \tag{24}$$

式中，F_{com} 为企业生产计划匹配度指标；$E_{\mathrm{net}}(t)$ 为企业参与需求响应前 t 时段的用电量；$E_{\mathrm{after}}(t)$ 为企业参与需求响应后 t 时段的用电量。

定义参与负荷需求响应前、后节省的电费成本百分数来衡量企业在购电上的经济性，即

$$F_{\mathrm{eco}} = \frac{\sum_{t=1}^{24} \left(p'(t) E_{\mathrm{net}}(t) \right) - \sum_{t=1}^{24} F_{\mathrm{cost}}(t)}{\sum_{t=1}^{24} \left(p'(t) E_{\mathrm{net}}(t) \right)} \tag{25}$$

式中，F_{eco} 为企业购电经济型指标。

2.4　约束条件

上层目标函数的约束为变压器容量约束、储能充、放电状态约束；下层目标函数的约束见式(18)～(20)，这二者共同的约束为功率平衡约束和式(3)的电价时段约束。

2.4.1　变压器容量约束

分布式电能点对点交易中的电量规模应不超过上一级变压器的容量[1]。

$$P_{\mathrm{pv,sell}}(t) + P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{pv}}(t) + P_{\mathrm{wt,sell}}(t) + P_{\mathrm{ba,d}}^{\mathrm{wt}}(t) \leqslant \sum_{n=1} P_n^{\mathrm{TN}} \tag{26}$$

式中，P_n^{TN} 为上一级的变压器 n 的容量。

2.4.2　储能充放电状态约束

$$E_{\mathrm{ba,min}} \leqslant E_{\mathrm{ba}}(t) \leqslant E_{\mathrm{ba,N}} \tag{27}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{ba,d}} \leqslant (1-\mu) P_{\mathrm{ba,N}} \tag{28}$$

$$0 \leqslant P_{\mathrm{ba,d}} \leqslant \mu P_{\mathrm{ba,N}} \tag{29}$$

式中，$E_{\mathrm{ba,min}}$、$E_{\mathrm{ba,N}}$、$P_{\mathrm{ba,N}}$ 分别为储能设备最小放电深度、储能装机容量、额定功率；$E_{\mathrm{ba}}(t)$ 为 t 时段储能设备储能量；$P_{\mathrm{ba,d}}$ 为储能设备放电功率；μ 为 0-1 变量，μ 控制储能设备充放电功率的上、下限，保证储能设备不会同时充、放电。

2.4.3　功率平衡约束

$$\begin{aligned} &P_{\mathrm{basis}}(t) + P_{\mathrm{shape}}(t) + P_{\mathrm{re}}(t) + P_{\mathrm{shift}}(t) = \\ &P_{\mathrm{pv,sell}}(t) + P_{\mathrm{wt,sell}}(t) + P_{\mathrm{ba}}(t) + P_{\mathrm{grid}}(t) \end{aligned} \tag{30}$$

式中，$P_{\mathrm{ba}}(t)$ 为 t 时段储能与电网交换的净功率。

3　多目标主从博弈模型的求解

3.1　工业园区多目标函数的增广 ε-约束法

工业园区的目标函数采用增广 ε-约束法，该法提供更优边界点的解集。该方法的思想是以次要目标作为约束，对主要目标进行优化，通过逐步增大辅助变量 ε 的值进行求解，最终获取多目标优化问题的帕累托前沿[28]。计算每个目标的取值范围，即适配度和经济性。定义 F^{11} 和 F^{22} 均为单目标下目标函数的最大值，即只考虑匹配度或经济性的最大值；定义 F^{12} 为在匹配度最大的前提下最大化经济性目标；定义 F^{21} 为在经济性最大的前提下最大化匹配度目标，其计算式分别为

$$F^{11} = \max \left\{ F_{\mathrm{com}}^{1}(x) : x \in D \right\} \tag{31}$$

$$F^{22} = \max \left\{ F_{\mathrm{eco}}^{2}(x) : x \in D \right\} \tag{32}$$

$$F^{12} = \max \left\{ F_{\mathrm{eco}}^{2}(x) : F_{\mathrm{com}}^{1}(x) = F^{11}, x \in D \right\} \tag{33}$$

$$F^{21} = \max \left\{ F_{\mathrm{com}}^{1}(x) : F_{\mathrm{eco}}^{2}(x) = F^{22}, x \in D \right\} \tag{34}$$

式中，$F_{\mathrm{com}}^{1}(x)$ 为适配度的目标函数；$F_{\mathrm{eco}}^{2}(x)$ 为经济性的目标函数；D 为满足式(18)～(20)的决策变量 x 的可行域集合。

适配度和经济性的最大值和最小值可以确定

每个目标在Pareto前沿的范围。

针对工业园区追求经济效益的特点，以经济效益作为主要目标，而适配度作为次要目标，将其范围划分为m个相等的间隔，结合辅助变量ε和松弛变量s，将工业园区的下层组合目标函数转为单一目标函数。该工业园区目标函数为

$$\varepsilon = l + \frac{(kr)}{m}, k = 0, 1, \cdots, m \tag{35}$$

$$F_2 = \max\left[F_{\mathrm{eco}}(x) + \frac{ks}{r}\right] \tag{36}$$

$$\text{s.t. } F_{\mathrm{com}}(x) + s = \varepsilon, s \in \mathrm{R}^+, x \in \mathrm{D} \tag{37}$$

式中，F_2为工业园区的下层组合目标函数；l为适配度的最小值；m为适配度被划分的间隔数；r为适配度的范围的跨度，即适配度的最大值减去最小值；k为一个足够小的数；s为相应的非负松弛变量。

3.2 主从博弈求解流程

分布式能源发电站和工业园区的博弈流程如图3所示。

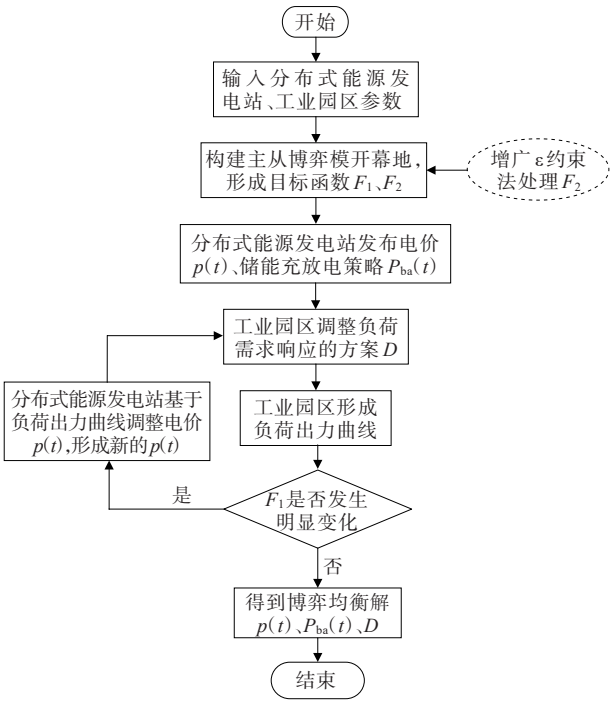


图3 分布式能源发电站和工业园区的博弈流程

Figure 3 Game flow of distributed energy power stations and industrial parks

从图3中可以看出，先从分布式能源发电站开始进行决策，将电价与储能充放电策略发布给下层工业园区；工业园区再以电价和储能充放电策略为基础调整负荷需求响应，并将负荷出力曲线反馈至上层分布式能源发电站；然后，分布式能源发电站重新制定新一轮的电价和储能充放电策略。如此循环，直至双方调整策略而使分布式能源发电站的收益不再出现明显变化为止，即达到博弈均衡，此时的双方策略为博弈均衡解。

4 算例分析

4.1 场景描述

本文所采用的算例为中国某地35 kV电压等级的工业园区供电系统。该园区企业生产规模较大，其企业包括持续生产型企业、能源密集型企业等。各类负荷参数见表1。光伏、风电机组的装机规模分别为20、35 MW，过网费按照暂行核算规则为0.04元/(kW·h)。储能设备容量为8 MW，初始荷电状态为0.4，优化周期为24 h，调度时段间隔为0.5 h。分布式能源发电功率预测和未来1 d工业园区的负荷预测如图4所示。

表1 各类负荷参数

Table 1 Parameters for each type of load

负荷类型	原计划时间段	原计划负荷/kW	可调度时间段
可平移负荷1	18:00—20:00	1 200	09:00—20:00
可平移负荷2	20:00—23:00	1 500	10:00—13:00
可平移负荷3	05:00—09:00	1 600	05:00—18:00
可平移负荷4	02:00—05:00	1 600	02:00—17:00
可削减负荷1	08:00—11:00	1 000	08:00—11:00
可削减负荷2	16:00—20:00	800	16:00—20:00
可削减负荷3	20:00—23:00	1 200	20:00—23:00
可转移负荷1	15:00—19:00	800	09:00—20:00
可转移负荷2	07:00—11:00	600	10:00—23:00
可转移负荷3	18:00—22:00	900	07:00—18:00
可转移负荷4	07:00—10:00	750	02:00—17:00

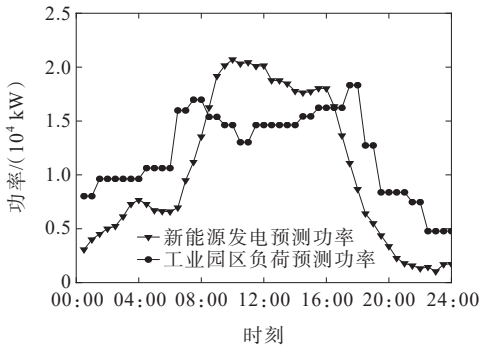


图4 分布式能源发电功率预测和未来一天工业园区的负荷预测

Figure 4 Prediction of distributed energy generated power and load prediction for industrial park in next day

从图4中可以看出，各个时段存在不同程度的供需差距。工业园区未来1 d的总负荷柱状图及分

时电价如图 5 所示。从图 5 中可以看出，基础负荷参与全天运行，而柔性负荷大多在 11:00 前和 16:00 后运行。若按照分时电价方法，则这两个时段存在较长时间的谷值电价和平电价时段。若按现行的分时电价方法调度负荷设备，这两个时间段内分布式能源发电功率难以满足工业园区负荷的用电需求。在 08:30—16:30 时段，分布式能源发电功率大幅增加，虽其可支撑工业园区所有负荷正常工作，但存在严重的电力供大于求的现象。由此可见，现行的分时电价虽然可调节负荷响应，但各个时段均存在供需差距。

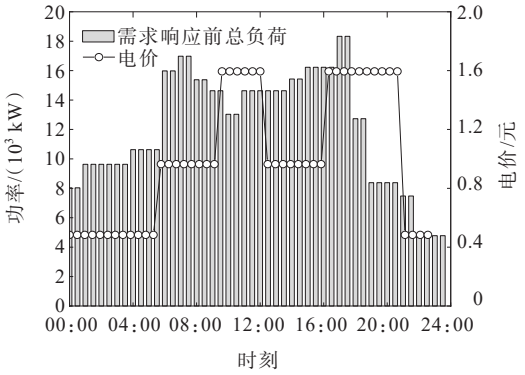


图 5　工业园区未来一天的总负荷柱状图及分时电价

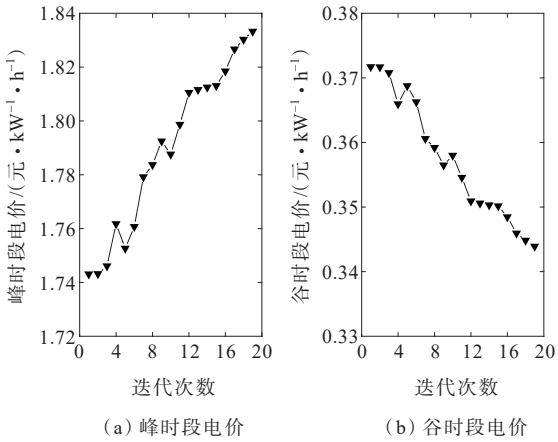
Figure 5　Total load and time-of-use tariff of industrial park in next day

4.2　结果分析

4.2.1　迭代计算结果分析

在 P2P 的电力交易中，双方商定交易规则，基于初始的电价时段划分及定价方法，工业园区产生负荷需求响应，分布式能源发电站在初次负荷需求响应后，更新峰谷值电价，电价的迭代结果如图 6 所示。在增广 ε-约束法中，间隔 $m=18$，则工业园区的解集数为 19，在分布式能源发电站不断追求最优的售电利润的过程中，工业园区也伴随产生相应的最优解，F_1 与 F_2 迭代过程如图 7 所示。

在迭代过程中，随着匹配度降低，以经济效益作为主要目标，而适配度作为次要目标的目标函数 F_2 不断减小，在第 7 次迭代时，F_2 值达到最小，工业园区的经济性得到改善，而分布式能源发电站利润 F_1 达到最低；但随后的电价时段划分及其定价方法的更新，导致工业园区经济性的下降，并使目标函数 F_2 逐渐增大。当迭代次数为 17～19 次时，负荷需求响应对工业园区经济性的影响趋于稳定，F_2 基本保持在 0.800 0 附近，最终收敛在 0.798 8。工业园区的购电成本比不参与 P2P 电能交易的购电成本



(a) 峰时段电价　　(b) 谷时段电价

图 6　电价的迭代结果

Figure 6　Iterative result of tariff

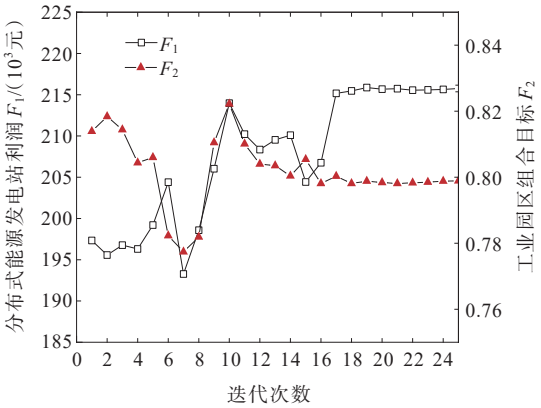


图 7　F_1 与 F_2 迭代过程

Figure 7　Iterative process of F_1 and F_2

大幅下降，分布式能源发电站的利润 F_1 则在收敛时达到最大值。收敛后，分布式能源发电功率和工业园区响应后负荷功率如图 8 所示。在该迭代过程中，采用的电价弹性系数来自文献[29]。电价时段划分的结果见表 2，电价定价的结果见表 3。

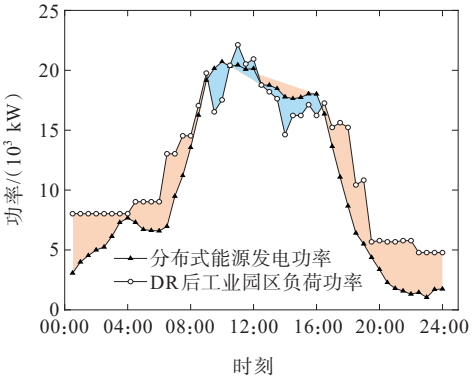


图 8　分布式能源发电功率和工业园区响应后负荷功率

Figure 8　Distributed energy generated power and industrial park load power after response

表 2 电价时段划分的结果

Table 2 Results of tariff time period division

电价水平	峰值时段	谷值时段
1次迭代	07:00、18:00、19:00、21:00、22:00	09:00、10:00、11:00、12:00、13:00
7次迭代	02:00、07:00、18:00、19:00、22:00	9:00、10:00、11:00、12:00、13:00
17次迭代	01:00、07:00、18:00、19:00、22:00	09:00、10:00、14:00、15:00、16:00
18次迭代	01:00、18:00、19:00、22:00	09:00、10:00、14:00、15:00
19次迭代	01:00、18:00、19:00	02:00、03:00、10:00
分时电价	11:00—14:00、18:00—23:00	23:00—次日07:00

表 3 电价定价的结果

Table 3 Results of tariff pricing

电价水平	峰值时段电价/元	平时段电价/元	谷值时段电价/元
1次迭代	1.743 1	0.778 5	0.371 7
7次迭代	1.779 2	0.778 5	0.360 6
17次迭代	1.826 7	0.778 5	0.346 0
181次迭代	1.830 3	0.778 5	0.344 8
19次迭代	1.833 3	0.778 5	0.343 9
分时电价	1.594 9	0.964 2	0.483 4

迭代计算数据见表4。由表4可知，随着迭代次数的增加，分布式能源发电站利润增加了18 528元；企业向电网支付的电费下降了23 389元；分布式能源消纳率从90.33%提升至96.09%。

表 4 迭代计算数据

Table 4 Iterative calculation data

迭代次数	分布式能源发电站利润/元	企业向电网支付电费/元	过网费/元	分布式能源消纳率/%
1	197 341	55 570	19 433	90.33
7	193 270	45 921	19 737	93.39
17	215 165	39 389	20 009	96.14
18	215 461	38 744	20 028	96.33
19	215 869	32 181	20 005	96.09

4.2.2 负荷需求响应结果分析

在负荷需求响应后，园区企业的用电情况发生了较大的改变，各类柔性负荷参与需求响应前、后的功率对比如图9所示。从图9中可以看出，可平移负荷的电量从供需差额较大的02:00—09:00、18:00—23:00这2个时段平移到了09:00—16:00时段；可削减负荷在生产计划内进行了不同程度的

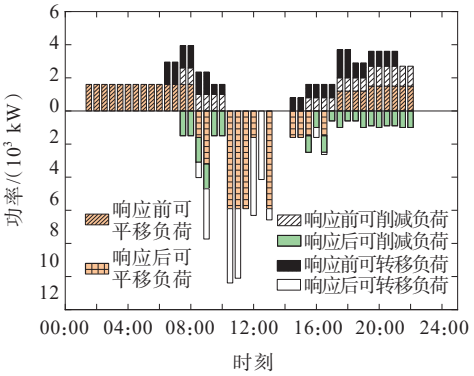


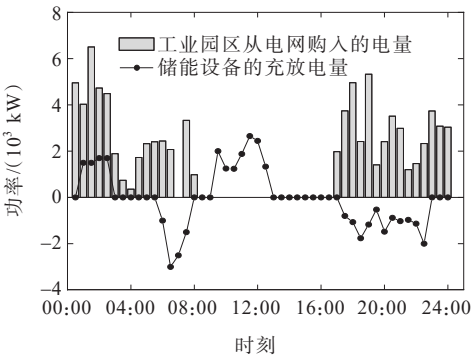
图 9 各类柔性负荷参与需求响应前、后的功率对比

Figure 9 Power comparison of various flexible loads before and after demand response

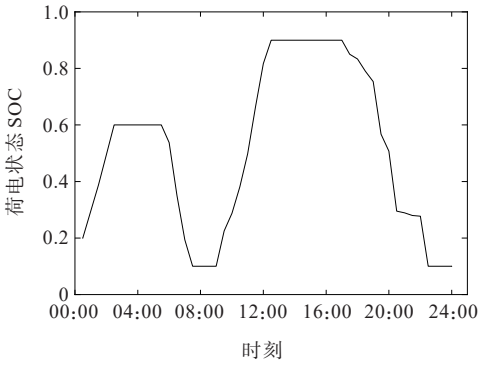
电量削减；可转移负荷的电量从供需差额较大的07:00—11:00、15:00—22:00这2个时段转移到了09:00—13:00时段。

4.2.3 储能设备与补充购电结果分析

负荷需求响应后，企业从电网购电功率和站内储能设备充、放电功率与储能设备工作情况及荷电状态如图10所示。



(a) 企业从电网购电功率和站内储能设备充、放电功率



(b) 储能设备工作情况与荷电状态

图 10 企业从电网购电功率和站内储能设备充、放电功率及储能设备工作情况与荷电状态

Figure 10 Power purchased by enterprise from power grid, charging/discharging power of on-site energy storage equipment, operating status and state of charge of energy storage equipment

从图 10(a)中可以看出,在电价时段划分及其定价方法中的谷值电价时段 00:00—03:00 进行充电,以满足 04:00—08:00 时段的负荷用电需求;09:00—13:00 时段,在尽力满足供电的同时,发电站调用储能设备对盈余的发电量进行储存;17:00—22:00 时段,分布式能源发电量不能满足负荷的需求,故调用储能设备进行放电,弥补园区用户的用电需求;在此时段后,储能设备的荷电状态已到其下限。从图 10(b)中还可以看出,储能设备起到了调节负荷功率的作用。

5　结语

考虑供需关系的电价时段划分及其定价方法将经济规律反映到 P2P 电能交易中,使 P2P 交易主体具有主从博弈的互动特征,并在市场交易中实现工业园区和分布式能源发电站的经济运行,仿真分析验证了所提方法的合理性与有效性。

采用电价时段划分及定价方法与负荷需求响应的主从博弈双层优化模型中,上层模型更新电价方法,下层模型根据电价实现一定程度的负荷需求响应,上、下层通过迭代计算获取博弈均衡解,最终达成双方电能交易。

P2P 电能交易的电价时段划分及其定价方法调动了交易主体的积极性,有效改善了工业园区的负荷。工业园区减少了购电成本,分布式能源发电站增加了售电收益,若配置一定储能设施,则能更有效提高分布式能源利用率。

参考文献:

[1] 国家能源局.国家发展改革委国家能源局关于开展分布式发电市场化交易试点的通知[EB/OL].(2017-10-31).http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto87/201711/t20171113_3055.htm.

[2] RAMAYYA K, MICHALE D.S, RAHUL T. The economics of peer-to-peer networks[J]. Journal of Information Technology Theory and Application,2003,5(3):31-44.

[3] TUSHAR W, SAHA T K, YUEN C, et al. Peer-to-peer trading in electricity networks: an overview[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2020,11(4):3185-3200.

[4] 吴界辰,艾欣,胡俊杰,等.面向智能园区多产消者能量管理的对等模型(P2P)建模与优化运行[J].电网技术,2020,44(1):52-61.
WU Jiechen, AI Xin, HU Junjie, et al. Peer-to-peer modeling and optimal operation for prosumer energy management in intelligent community[J]. Power System Technology,2020,44(1):52-61.

[5] 吴锦领,楼平,管敏渊,等.基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J].电网技术,2022,46(7):2711-2723.
WU Jinling, LOU Ping, GUAN Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining[J]. Power System Technology,2022,46(7):2711-2723.

[6] 侯永全,徐敦彬,袁晓冬,等.基于博弈论的含氢微网多主体能源系统优化配置[J].高压电器,2024,60(7):48-59.
HOU Yongquan, XU Dunbin, YUAN Xiaodong, et al. Optimized allocation of hydrogen-containing micro grid multi-subject energy system based on game theory[J]. High Voltage Apparatus,2024,60(7):48-59.

[7] 刘念,赵璟,王杰,等.基于合作博弈论的光伏微电网群交易模型[J].电工技术学报,2018,33(8):1903-1910.
LIU Nian, ZHAO Jing, WANG Jie, et al. A trading model of PV microgrid cluster based on cooperative game theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018,33(8):1903-1910.

[8] 希望·阿不都瓦依提,吕海鹏,晁勤.基于非合作博弈的风–光–氢微电网容量优化配置[J].电力工程技术,2022,41(2):110-118.
XIWANG·Abuduwayiti, LYU Haipeng, CHAO Qin. Optimal capacity configuration of wind-photovoltaic-hydrogenmicrogrid based on non-cooperative game theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2):110-118.

[9] 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.

[10] 翟晓鹤,余顺坤,丁贺.基于资源特性的虚拟电厂“双层–三阶段”运行策略设计[J].智慧电力,2023,51(4):92-98.
ZHAI Xiaohe, YU Shunkun, DING He. Two-layer-three-stage operation strategy of virtual power plant considering resource characteristics[J]. Smart Power, 2023,51(4):92-98.

[11] 赵春璋,尚敬福,杨胜春.新型售电模式:基于微网的 P2P 电能交易平台设计[J].华北电力大学学报(社会科学版),2018(4):30-36.
ZHAO Chunzhang, SHANG Jingfu, YANG Shengchun. A new retailing model:design of P2P electricity trade platform based on micro-grid[J]. Journal of North China Electric Power University (Social Sciences),2018(4):30-36.

[12] JAMIL F, IQBAL N, Imran, et al. Peer-to-peer energy trading mechanism based on blockchain and machine learning for sustainable electrical power supply in smart grid[J].IEEE Access,2021,9:39193-39217.

[13] HAYES B P, THAKUR S, BRESLIN J G. Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer

energy trading platforms[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2020,115:105419.

[14] 侯媛媛,曾君,罗燕,等.社区微网主动能量管理协同与优化方法研究[J].电网技术,2023,47(4):1548-1557.
HOU Yuanyuan, ZENG Jun, LUO Yan, et al. Research on collaborative and optimization methods of active energy management in community microgrid[J]. Power System Technology,2023,47(4):1548-1557.

[15] 李军徽,董福财,郭琦,等.考虑调峰特性的抽水蓄能电站综合效能量化评估[J].全球能源互联网,2024,7(5):567-578.
LI Junhui, DONG Fucai, GUO Qi, et al. Quantitative assessment of the integrated efficiency of pumped storage power stations considering peak shifting characteristics[J]. Journal of Global Energy Interconnection,2024,7(5):567-578.

[16] 陈雨佳,裴玮,马腾飞,等.考虑条件风险价值的分布式发电与用户间点对点交易非对称纳什谈判模型[J].现代电力,2025,42(2):333-342.
CHEN Yujia, PEI Wei, MA Tengfei, et al. Asymmetric Nash bargaining model for P2P transactions between distributed generation and consumers considering conditional value-at-risk[J].Modern Electric Power,2025,42(2):333-342.

[17] 刘可真,董敏,杨春昊,等.基于纳什谈判的智能园区P2P电能交易优化运行[J].电力自动化设备,2023,43(5):45-53.
LIU Kezhen, DONG Min, YANG Chunhao, et al. Optimal operation of P2P electric power trading in smart park based on Nash negotiation[J].Electric Power Automation Equipment,2023,43(5):45-53.

[18] 胡洋,周长城,马溪原,等.P2P模式下产消者交易模型建立与仿真验证[J].中国电力,2019,52(11):44-50.
HU Yang, ZHOU Changcheng, MA Xiyuan, et al. Establishment and simulation of prosumers transaction model in P2P mode[J].Electric Power,2019,52(11):44-50.

[19] LIU N, YU X H, WANG C, et al. Energy-sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(5):3569-3583.

[20] 梅书凡,檀勤良,李渝,等.考虑供需关系的新疆发电企业经济效益区间优化[J].电力自动化设备,2021,41(2):166-171.
MEI Shufan, TAN Qinliang, LI Yu, et al. Economic benefit interval optimization of Xinjiang's power generation enterprise considering supply and demand relationship[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(2):166-171.

[21] 朱琛,王明茜,张阳,等.夏季尖峰电价启动条件优化研究[J].电力科学与技术学报,2024,39(3):96-103.
ZHU Chen, WANG Mingxi, ZHANG Yang, et al. Research on optimizing configuration of critical peak pricing based demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2024,39(3):96-103.

[22] 曾小青,唐超雯.分时电价环境下计及新能源消纳的虚拟电厂优化调度研究[J].电力科学与技术学报,2023,38(3):24-34.
ZENG Xiaoqing, TANG Chaowen. Research on optimization of virtual power plants dispatch by considering the consumption of new energy under time-of-use electricity price environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(3):24-34.

[23] 秦祯芳,岳顺民,余贻鑫,等.零售端电力市场中的电量电价弹性矩阵[J].电力系统自动化,2004,28(5):16-19+24.
QIN Zhenfang, YUE Shunmin, YU Yixin, et al. Price elasticity matrix of demand in current retail power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(5):16-19+24.

[24] 黄婧杰,李金成,刘科明,等.含CVaR及增广ε-约束法的多目标光储充电站容量优化配置[J].南方电网技术,2023,17(10):94-103.
HUANG Jingjie, LI Jincheng, LIU Keming, et al. Optimal allocation of multi-objective photovoltaic energy storage charging station capacity with CVaR and augmented ε -constraint method[J]. Southern Power System Technology,2023,17(10):94-103.

[25] 王成山,武震,李鹏.分布式电能存储技术的应用前景与挑战[J].电力系统自动化,2014,38(16):1-8+73.
WANG Chengshan, WU Zhen, LI Peng. Prospects and challenges of distributed electricity storage technology[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(16):1-8+73.

[26] 王珂,姚建国,姚良忠,等.电力柔性负荷调度研究综述[J].电力系统自动化,2014,38(20):127-135.
WANG Ke, YAO Jianguo, YAO Liangzhong, et al. Survey of research on flexible loads scheduling technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20):127-135.

[27] 栗然,党磊,董哲,等.分时电价与风储联合调度协调优化的主从博弈模型[J].电网技术,2015,39(11):3247-3253.
LI Ran, DANG Lei, DONG Zhe, et al. Coordinated optimization of time-of-use price and dispatching model combining wind power and energy storage under guidance of master-slave game[J]. Power System Technology,2015,39(11):3247-3253.

[28] YANG X H, LENG Z Y, XU S P, et al. Multi-objective optimal scheduling for CCHP microgrids considering peak-load reduction by augmented ε-constraint method [J].Renewable Energy,2021,172:408-423.

[29] 周任军,刘嫣然,余虎,等.计及分类负荷模型及其需求响应的微网优化运行[J].电力系统及其自动化学报,2018,30(11):89-94.
ZHOU Renjun, LIU Yanran, YU Hu, et al. Optimal operation of microgrid based on classified load model and demand-side response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2018,30(11):89-94.