

考虑售电公司最优经营策略的曲线交易机制设计

李 晶¹, 李永波¹, 钱寒晗¹, 李雅婷², 唐家俊², 杨 莉², 林振智²

(1. 安徽电力交易中心有限公司, 安徽 合肥 230061; 2. 浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310027)

摘要: 约定电力曲线的交易方式能为交易双方提供更多选择, 避免中长期电量合同分解问题, 细化电力交易的时间粒度, 有利于中长期市场与现货市场的衔接。为此, 提出一种面向需求侧的约定曲线形状及价格的曲线交易机制。在此基础上, 考虑电力交易中心和售电公司两个利益主体, 构建曲线交易机制设计双层优化模型。其中上层以电力交易中心平衡账户在结算周期内余额方差之和最小为目标, 构建曲线交易机制关键参数优化设计模型。下层考虑了售电公司的购电策略、可中断负荷购买策略和储能租赁策略, 构建以单个售电公司利润最大化为目标的经营决策模型。算例结果表明所提出的曲线交易机制设计双层优化模型能有效反映电力交易中心参数设置对售电公司经营策略的影响, 为电力市场机制设计提供定量分析的依据。

关键词: 曲线交易机制; 平衡账户; 偏差考核; 可中断负荷合同; 储能租赁

Curve trading mechanism design considering the optimal management strategy of electricity retailers

LI Jing¹, LI Yongbo¹, QIAN Hanhan¹, LI Yating², TANG Jiajun², YANG Li², LIN Zhenzhi²

(1. Anhui Power Exchange Center Co., Ltd., Hefei 230061, China; 2. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: The transaction mode of a power curve agreement can provide more choices for both parties, avoid the problem of contract decomposition in the medium and long-term electricity market, and refine the time granularity of power transaction. This facilitates the connection between the medium and long-term electricity market and the spot market. To this end, a curve trading mechanism oriented to the demand-side that agrees curve shape and price is proposed. Then, considering the two stakeholders of the power trading center and the electricity retailers, a two-layer optimization model for the design of the curve trading mechanism is constructed. In the upper layer, to minimize the sum of the variance of the balance account of the power trading center in the settlement period, an optimization design model of the key parameters of the curve transaction mechanism is constructed. In the lower layer, with the power purchasing strategy, interruptible load purchasing strategy and energy storage leasing strategy of the electricity retailers are considered, and a management decision model to maximize the profit of a single electricity retailer is constructed. The results of the case studies show that the proposed two-layer optimization model for the design of the curve trading mechanism can effectively reflect the influence of the parameter setting of the power trading center on the management strategy of electricity retailers, and provide the basis for quantitative analysis of the power market mechanism design.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0901100).

Key words: curve trading mechanism; balance account; deviation assessment; interruptible load contract; energy storage lease

0 引言

放开售电侧业务是我国新一轮电力体制改革的重要任务, 截至 2019 年底, 各省市共注册了约 14

万家售电公司^[1]。由于目前大部分省份电力现货市场还未实质运行, 市场交易仍然以中长期交易为主。

在电力中长期市场中, 发电公司的合同电量由优先电量和市场电量组成, 交易标的为未来一段时间内的发电量, 在实际运行时, 通常由电力交易中心

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2016YFB0901100)

会同调度机构将合同电量分解为电力曲线^[2-4]，由于需要同时兼顾电网公司、发电公司和售电公司等多个市场主体的目标要求，如何公平、有效地分解合同电量得到机组日执行电量是当前最主要的难题^[5-9]。目前国内外学者针对中长期合同电量分解的优化问题开展了大量的研究。文献[2]提出一种中长期合同电量分解的二次规划方法，实现了兼顾经济、环保和公平等因素的多目标优化；文献[10]针对实际运行时合同电量分解结果未必可执行的情况，提出一种基于拉格朗日乘子的合同分解电量越限因素定位方法。上述文献主要从电网公司的角度出发研究问题，均未考虑合同电量分解对其他市场主体如售电公司的利益影响。

售电公司在电力中长期市场中主要通过与发电公司签订合同购买电能并转售给代理用户获取利益。由于用户实际负荷需求无法准确预测，售电公司的实际用电量与合同电量间的偏差难以避免。对于售电公司而言，在中国现有的偏差结算机制下面临着较大的惩罚性考核风险，例如 2018 年上半年，广东省售电公司净收益 1.4 亿元，考核费用高达 1.5 亿元^[11]；而对于作为非盈利性机构的电网公司而言，同样面临着平衡账户的收支平衡问题，例如 2020 年 5 月山东省电力现货市场试运行 4 天共产生高达 9 500 万元的不平衡资金^[12]。因此，如何设计有利于保持平衡账户稳定性的市场机制成为热点研究问题。现有研究主要集中在市场机制下售电公司的经营策略。文献[13]研究了售电公司在偏差考核机制下通过合作联盟减少偏差的策略，并提出了联盟收益分配方法；文献[14]提出了现货市场环境下考虑风险的售电公司零售侧日前电价决策模型；文献[15]研究了日前市场中具有灵活需求的售电公司以最大化短期利润为目标的市场竞标策略；文献[16]分析了德州 ERCOT 市场中的零电价策略对用户用电行为的影响。但上述文献均未涉及交易机制设计，也未考虑售电侧交易机制对交易中心平衡账户的影响。

本文从电力交易中心角度出发，研究了考虑售电公司最优经营策略的曲线交易机制设计。首先提出一种以分解曲线为交易标的的曲线交易机制；然后提出了曲线交易机制下考虑曲线购电组合、可中断负荷购买和储能租赁的售电公司经营策略；最后构建了曲线交易机制设计的双层模型，上层电力交易中心以最小化平衡账户余额方差之和为目标，下层售电公司以最大化经营利润为目标。算例分析结果表明所提出的曲线交易机制设计双层规划模型能有效反映电力交易中心参数设置对售电公司经营策略影响。

1 曲线交易机制下售电公司的经营策略

在电力中长期市场环境下，售电公司主要开展年、月等日以上的电力交易。在实际运行中，合同电量的分解主要由调度机构或交易中心负责。这种方式既增加了市场运营机构的工作量，又存在公平性问题^[17]。本文提出一种电力交易中心与售电公司约定购电曲线形状及价格的曲线交易机制，该机制一定程度上解决了中长期电量合同分解问题，细化了电力交易的时间粒度，但也使售电公司面临实时偏差电量的考核。

售电公司可以通过以下几种途径降低实时偏差：1) 提高负荷预测精度，这对售电公司的技术实力要求较高^[18]。2) 向用户分摊不平衡费用来转移风险，但会减少用户粘性^[19-20]。3) 利用用户的负荷弹性，通过调用可中断负荷减少偏差^[21]，能够使售电公司和用户实现双赢。4) 利用储能等灵活性资源来减少偏差^[22]，没有配网运营权的售电公司也可通过租赁储能来实现。5) 通过售电公司间的合作联盟^[23]实现正负偏差的相互调剂，但取决于具体的政策。考虑到国内售电市场的政策情况及售电主体的成熟度，本文选择可中断负荷和储能作为售电公司减少偏差电量的途径。

1.1 曲线交易机制及机制下售电公司购电成本

《广东电力市场中长期交易实施细则》采用的合约电量分解方法为：根据历史负荷数据确定年度分月电量比例和月度分日电量比例，然后根据三种常用的日分时电量曲线将每日电量分解到每个小时。同时，广东的集中竞价市场采用三种常用分解曲线作为交易标的。考虑到我国中长期电力市场向现货市场过渡的需求，本文提出一种面向需求侧的约定电力曲线的交易机制。三种常用交易曲线如图1所示。峰谷平曲线将一日24 h划分为峰段、平段和谷段；全天平均曲线将日电量平均分解为24 h电量曲线；高峰时段曲线将日电量平均分解至每日峰段，平段、谷段为零。

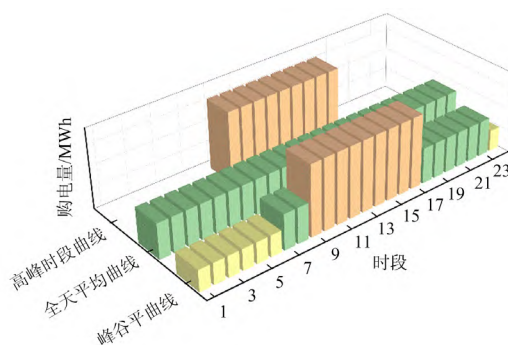


图1 常用交易曲线形状

Fig. 1 Common trading curves

曲线交易机制是指电力交易中心在组织中长期交易前, 提前确定各类交易曲线的形状及价格, 售电公司和一级用户可根据市场提供的交易曲线和自身负荷需求, 确定各类曲线的购买电量。全天平均曲线和高峰时段曲线的形状已经固定, 峰谷平曲线的形状是指峰、平、谷各时段电量占总电量的比例, 分别由 β_p 、 β_f 、 β_v 表示, 一天中峰、平、谷时段的时长分别由 T_p 、 T_f 、 T_v 表示。在曲线交易机制下, 售电公司可以根据代理用户负荷需求合理安排各类曲线购买的电量^[24]。售电公司 k 购电成本 C_k^{con} 的表达式为

$$C_k^{\text{con}} = \sum_{i=1}^{I_k} c_i Q_{k,i}^{\text{con}} \quad (1)$$

式中: I_k 表示售电公司 k 购买的曲线类型数; c_i 表示第 i 类曲线的购电价格; $Q_{k,i}^{\text{con}}$ 表示售电公司 k 购买第 i 类曲线的总电量。

售电公司是将电力商品由发电公司或批发市场销售至终端用户的中间商, 由于用户侧的用电需求具有波动性, 售电公司实际运行时难免存在偏差^[25]。

《电力中长期交易基本规则》中提出, 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算, 批发交易用户(包括电力大用户、售电公司)偏差电量分为超用电量和少用电量, 超用电量支付购电费用, 少用电量获得售电收入。对于约定交易曲线的用户, 根据每日实际用电曲线考核偏差电量。售电公司的偏差电量结算费用包括超用电量购电费用 C_k^U 和少用电量售电收入 C_k^D , 其表达式分别为

$$C_k^U = \begin{cases} 0, & Q_k^U \leq \mu^U Q_k^C \\ c^U (Q_k^U - \mu^U Q_k^C), & Q_k^U > \mu^U Q_k^C \end{cases} \quad (2)$$

$$Q_k^U = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T f(Q_{k,s,t}^L - Q_{k,t}^C) \quad (3)$$

$$C_k^D = \begin{cases} 0, & Q_k^D \leq \mu^D Q_k^C \\ c^D (Q_k^D - \mu^D Q_k^C), & Q_k^D > \mu^D Q_k^C \end{cases} \quad (4)$$

$$Q_k^D = \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T f(Q_{k,s,t}^C - Q_{k,t}^L) \quad (5)$$

$$Q_{k,t}^C = \begin{cases} \frac{\beta_p Q_{k,1}^{\text{con}}}{T_p} + \frac{Q_{k,2}^{\text{con}}}{T_p + T_f + T_v} + \frac{Q_{k,3}^{\text{con}}}{T_p}, & t \in t_p \\ \frac{\beta_f Q_{k,1}^{\text{con}}}{T_f} + \frac{Q_{k,2}^{\text{con}}}{T_p + T_f + T_v}, & t \in t_f \\ \frac{\beta_v Q_{k,1}^{\text{con}}}{T_v} + \frac{Q_{k,2}^{\text{con}}}{T_p + T_f + T_v}, & t \in t_v \end{cases} \quad (6)$$

式中: c^U 、 c^D 分别为超用、少用电量的结算单价; Q_k^U 、 Q_k^D 分别表示售电公司 k 的超用、少用电量; Q_k^C 表示售电公司 k 的总合同电量; $Q_{k,t}^C$ 表示售电公司 k 在 t 时段的合同电量; μ^U 、 μ^D 分别为正、负偏差免考核裕度; $f(x)$ 为一分段函数, 满足:

$$f(x) = \begin{cases} x, & x > 0 \\ 0, & x \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

综上, 曲线交易机制下售电公司 k 的综合购电成本 C_k^B 表示为

$$C_k^B = C_k^{\text{con}} + C_k^U - C_k^D \quad (8)$$

1.2 售电公司可中断负荷购买策略

可中断负荷是指用户在一定激励下愿意根据要求削减的负荷^[26]。售电公司提前与代理用户签订合同约定合约期内的可中断负荷容量, 支付给用户相应的容量费用; 在电量紧缺时, 售电公司通过中断部分负荷降低实时用电量, 支付相应的停电补偿费用^[27]。售电公司 k 支付给可中断用户总费用的 C_k^{IL} 表达式为

$$C_k^{\text{IL}} = c_{\text{cap}}^{\text{IL}} P_{k,\text{cap}}^{\text{IL}} + \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T c_{k,t}^{\text{IL}} Q_{k,s,t}^{\text{IL}} \quad (9)$$

式中: ω_s 表示场景 s 的概率; $c_{\text{cap}}^{\text{IL}}$ 表示可中断负荷的容量购买单价; $P_{k,\text{cap}}^{\text{IL}}$ 表示售电公司 k 购买的可中断负荷容量; $c_{k,t}^{\text{IL}}$ 表示售电公司 k 在时段 t 内可中断负荷的停电补偿价格; $Q_{k,s,t}^{\text{IL}}$ 表示售电公司 k 在场景 s 下时段 t 内中断的负荷量。

在不同的停电补偿价格激励下, 用户愿意中断的负荷量也不同, 设置灵活的停电补偿价格有利于降低售电公司的可中断负荷总费用^[28]。图 2 为可中断负荷响应曲线, 从图中可以看出: 当补偿价格位于死区时, 用户愿意中断的负荷量为 0; 当补偿价格位于线性区时, 用户愿意中断的负荷量随补偿价格线性上升; 当补偿价格位于饱和区时, 用户中断负荷量等于可中断容量^[29]。由此得到可中断负荷补偿价格与中断负荷量的关系为

$$c_{k,t}^{\text{IL}} = \begin{cases} 0, & Q_{k,s,t}^{\text{IL}} = 0 \\ \frac{Q_{k,s,t}^{\text{IL}}}{\eta^{\text{IL}}} + c_{\min}^{\text{IL}}, & 0 < Q_{k,s,t}^{\text{IL}} < P_{k,\text{cap}}^{\text{IL}} \\ c_{\max}^{\text{IL}}, & Q_{k,s,t}^{\text{IL}} = P_{k,\text{cap}}^{\text{IL}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: c_{\min}^{IL} 和 c_{\max}^{IL} 分别为可中断负荷用户响应曲线死区阈值和饱和区阈值; η^{IL} 为可中断负荷线性区的斜率。

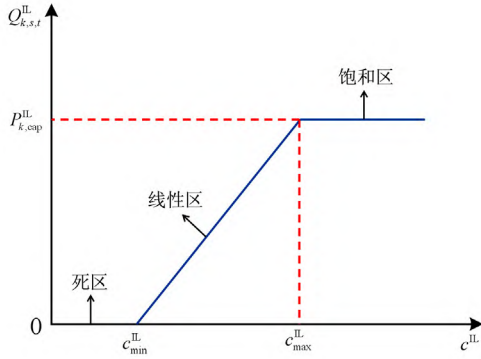


图2 可中断负荷响应曲线

Fig. 2 Response curve of an interruptible load

1.3 售电公司储能租赁策略

储能装置从能量存储的形式上可分为物理储能、电磁储能、电化学储能和相变储能。储能响应速度快，充放电转换迅速，是一种高效的灵活性资源。售电公司通过租赁储能设备，控制储能设备的充放电状态，平抑负荷的波动性。此外，售电公司可以利用储能在电价低时买进电量，在电价高时卖给用户，实现能量时间轴上的转移^[30]。

储能设备的几个重要参数分别为额定功率 P_{ess} 、额定容量 E_{ess} 、荷电状态 S 。额定功率是指储能设备充放电的最大功率，额定容量是指储能设备能存储的最大电量，荷电状态是指储能设备当前时刻的电量占额定容量的比例^[30]。储能在 t 时刻的荷电状态 S_t 与该时刻充放电功率及上一时刻的荷电状态 S_{t-1} 有关^[31-32]，其表达式为

$$S_t = S_{t-1} + \frac{\eta^{cha} P_t^{cha} \Delta t}{E_{ess}} - \frac{P_t^{dis} \Delta t}{\eta^{dis} E_{ess}} \quad (11)$$

式中， η^{cha} 和 η^{dis} 分别表示储能的充放电效率。

考虑到储能设备的使用寿命及安全性，储能运行时需满足如下约束^[31-32]：

$$0 \leq P_t^{cha} \leq P_{ess} \quad (12)$$

$$0 \leq P_t^{dis} \leq P_{ess} \quad (13)$$

$$S_{min} \leq S_t \leq S_{max} \quad (14)$$

式中， S_{max} 和 S_{min} 分别为储能荷电状态的上下限。

售电公司可以与储能设备拥有者签订中长期租赁合同，依据储能设备的租用时间及容量支付给储能设备拥有者相应的租赁费用。售电公司 k 租赁储能的费用 C_k^{ess} 为

$$C_k^{ess} = T_{k,ess} (c_p P_{k,ess} + c_E E_{k,ess}) \quad (15)$$

式中： $T_{k,ess}$ 表示售电公司 k 租赁储能的总时间； c_p 表示储能单位时间单位功率的租赁费用； c_E 表示储能设备单位时间单位容量的租赁费用。

综上，售电公司 k 的收入为向用户销售电能的收益，其支出包括购电成本、可中断负荷补偿费用、储能租赁费用和偏差电量考核费用。其经营利润 H_k 的表达式为

$$H_k = R_k - C_k^B - C_k^{IL} - C_k^{ess} \quad (16)$$

式中， R_k 为售电公司 k 向用户销售电能的收益，具体表示为

$$R_k = \sum_{s=1}^S \omega_s r_{k,t} \sum_{t=1}^T Q_{k,s,t}^L \quad (17)$$

式中： $r_{k,t}$ 表示售电公司 k 在时段 t 的售电价格； $Q_{k,s,t}^L$ 表示售电公司 k 在场景 s 下 t 时段内的实际售电量。

2 曲线交易机制设计双层优化模型

曲线交易机制设计问题涉及的两大主体分别为电力交易中心和售电公司。电力交易中心是一个非盈利性的组织，作为交易规则的制定者，应尽量保持平衡账户余额接近于零。售电公司在曲线交易机制下结合自身实际情况调整经营策略，其经营策略的改变会影响平衡账户的收入，进而对电力交易中心的决策产生影响。

因此，本文提出了曲线交易机制优化设计双层模型，其中：上层模型描述了电力交易中心的机制设计策略，通过优化曲线交易机制中的相关参数，使结算周期内平衡账户余额方差之和最小；下层模型描述了单个售电公司的最优经营策略，通过优化售电公司的购电策略、购买可中断负荷和租赁储能的策略，使其经营利润最大。

2.1 曲线交易机制设计上层优化模型

电力交易中心平衡账户包括售电公司的购电费用和偏差结算费用、发电机组的发电费用和上下调平衡服务的费用。如图3所示。

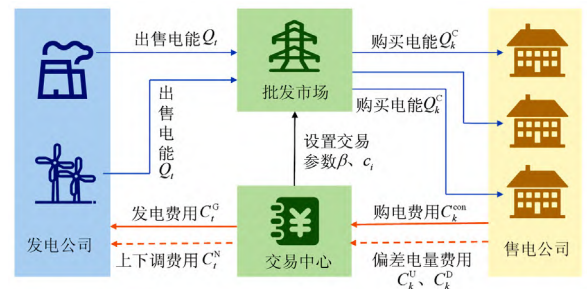


图3 交易中心平衡账户

Fig. 3 Balance account of power exchange

发电公司的发电费用一般为发电成本加上准许收益， t 时段内系统的发电费用 C_t^G 为

$$C_t^G = (1 + \gamma)(aQ_t^2 + bQ_t + c) \quad (18)$$

$$Q_t = \sum_{k=1}^K Q_{k,t}^C \quad (19)$$

式中: Q_t 表示发电机组在 t 时刻的出力; a 、 b 、 c 表示发电机组的运行成本系数; γ 为发电公司的准许收益系数。

场景 s 下 t 时段系统上下调服务的费用为

$$C_{s,t}^N = \begin{cases} \rho^U Q_{s,t}^N, & Q_{s,t}^N > 0 \\ \rho^D Q_{s,t}^N, & Q_{s,t}^N < 0 \end{cases} \quad (20)$$

$$Q_{s,t}^N = \sum_{k=1}^K Q_{k,s,t}^L - Q_t \quad (21)$$

式中: ρ^U 和 ρ^D 分别表示系统上调电量和下调电量的补偿单价; $Q_{s,t}^N$ 表示场景 s 下时段 t 内整个系统的偏差电量。

综上所述, 上层模型以峰谷平曲线的形状参数 β_p 、 β_t 、 β_v 和各类交易曲线的价格 c_i 为决策变量, 以结算周期内平衡账户余额 M_B 的平方最小为目标, 其目标函数的表达式为

$$\min M_B^2 = \left[\sum_{k=1}^K C_k^B - \sum_{t=1}^T (C_t^G + \sum_{s=1}^S \omega_s C_{s,t}^N) \right]^2 \quad (22)$$

2.2 售电公司经营决策下层优化模型

下层模型以每个售电公司各类曲线的购电量 $Q_{k,i}^{\text{con}}$ 、可中断负荷购买容量 $P_{k,\text{cap}}^{\text{IL}}$ 、储能租赁容量 $P_{k,\text{ess}}$ 和 $E_{k,\text{ess}}$ 为决策变量, 以单个售电公司经营利润最大化为目标, 其目标函数为

$$\max H_k = R_k - C_k^B - C_k^{\text{IL}} - C_k^{\text{ess}} \quad (23)$$

约束条件包括:

$$Q_{k,t}^C + Q_{k,s,t}^{\text{IL}} + P_{k,s,t}^{\text{dis}} \Delta t - P_{k,s,t}^{\text{cha}} \Delta t + Q_{k,s,t}^U - Q_{k,s,t}^D = Q_{k,s,t}^L \quad (24)$$

$$0 \leq Q_{k,s,t}^{\text{IL}} \leq P_{k,\text{cap}}^{\text{IL}} \Delta t \quad (25)$$

式(24)为电量平衡约束, 式(25)为可中断负荷约束。

曲线交易机制设计上层优化模型是非线性规划问题, 采用 Matlab 的优化函数 fmincon 来求解, 售电公司经营决策下层优化模型是线性规划问题, 采用 CPLEX 求解器来求解, 具体求解流程如图 4 所示。

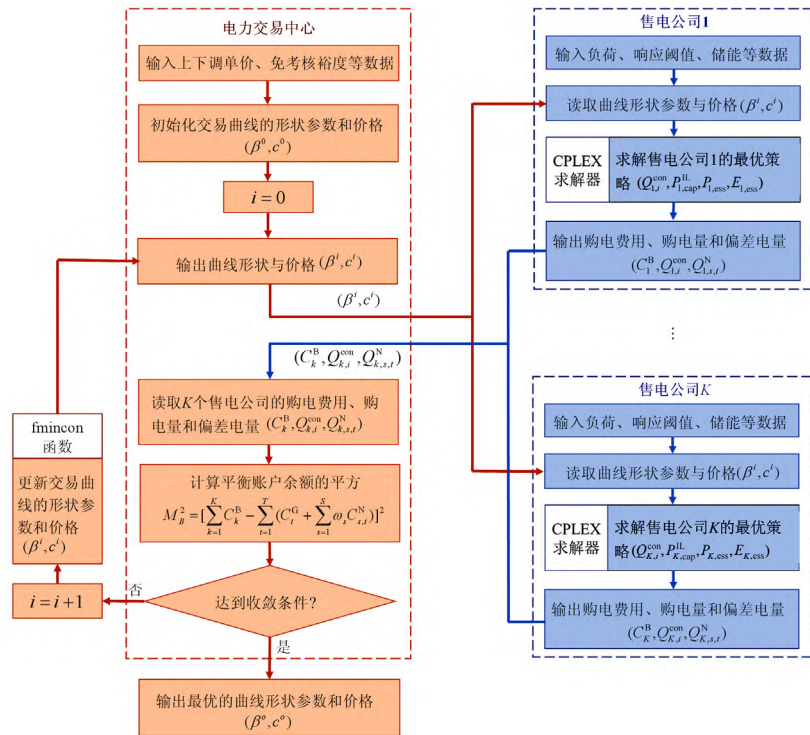


图 4 曲线交易机制双层优化模型求解流程

Fig. 4 Flow chart of solving the curve trading mechanism bi-level optimization model

3 算例分析

根据售电公司代理用户的负荷曲线形状, 将市场中的售电公司分为三类, 其负荷峰时段电量与谷

时段电量之比由大到小分别为 LR、MR、SR。以一年 365 天为优化周期。

系统上调电量补偿单价 $\rho^U = 1\,200$ 元/MWh, 下调电量补偿单价 $\rho^D = 500$ 元/MWh。售电公司偏差

免考核裕度为 $\pm 3\%$ ，超用电量结算单价 $c^U = 1\,440$ 元/MWh，少用电量结算单价 $c^D = 400$ 元/MWh。可中断负荷容量价格 $c_{\text{cap}}^{\text{IL}} = 10^5$ 元/MW，停电补偿价格死区阈值 $c_{\text{min}}^{\text{IL}} = 800$ 元/MWh，饱和区阈值 $c_{\text{max}}^{\text{IL}} = 1\,600$ 元/MWh。

3.1 曲线交易机制设计双层优化结果

求解上述曲线交易机制设计双层优化模型，当 $c_1 = 496$ 元/MWh、 $c_2 = 401$ 元/MWh、 $c_3 = 593$ 元/MWh、 $\beta_p = 0.50$ 、 $\beta_f = 0.33$ 和 $\beta_v = 0.17$ 时，平衡账户在规划周期内余额最小。此时三类售电公司的最优经营策略如表1所示。分析表1结果可得：LR型售电公司负荷峰谷差较大，购买的峰谷平曲线和高峰时段曲线电量占总购电量的84%；MR型售电公司购买了82%的全天平均曲线和18%的高峰时段曲线；SR型售电公司由于负荷曲线较平滑，仅购买了全天平均曲线。SR型售电公司负荷曲线波动较小，未采购可中断负荷和储能资源；而MR型售电公司相比于LR型售电公司，仅用两种曲线来拟合负荷曲线，偏差较大，需要更多的可中断负荷和储能。

表1 最佳曲线交易参数下售电公司的最优经营策略

Table 1 Optimal operation strategy of electricity retailers under optimal curve transaction parameters

售电公司	LR	MR	SR
峰谷平曲线/MWh	63 754	0	0
全天平均曲线/MWh	19 124	134 028	235 260
高峰时段曲线/MWh	39 610	29261	0
可中断负荷容量/MW	2.08	3.08	0
储能容量/MWh	5.08	16.16	0
储能功率/MW	3.66	10.21	0

3.2 偏差免考核裕度对售电公司经营策略和曲线交易机制的影响分析

以LR型售电公司为例，其在不同免考核裕度下的最优经营策略如图5所示。当免考核裕度从 $\pm 1\%$ 放宽到 $\pm 5\%$ 时，售电公司偏差电量总结算费用逐渐降低，分别为268万元、243万元、215万元、164万元、116万元。由于售电公司免考核电量范围更广，其降低偏差的积极性变低，购买的可中断负荷容量从3.41 MW减小到1.11 MW，租赁储能资源的容量从6.64 MWh下降到3.24 MWh，储能功率从4.78 MW下降到2.33 MW。由于不同免考核裕度下各类曲线的价格和形状各不相同，售电公司曲线购电组合发生了变化，但总购电量基本不变。

不同免考核裕度下曲线交易机制的最佳参数如表2所示。其中 c_{av} 是指三类曲线的平均价格，随着

偏差免考核裕度的变大而升高，售电公司的购电费用也因此变高，在一定程度上弥补了由于免考核范围的增大造成的售电侧偏差考核费用减少，保证了平衡账户的稳定性。从表2中可以看出，虽然在不同免考核裕度下各类交易曲线的价格和形状都不相同，但每组参数下平衡账户的余额 M_B 都保持在较低水平，证明了本文所提的曲线交易机制设计模型的有效性。

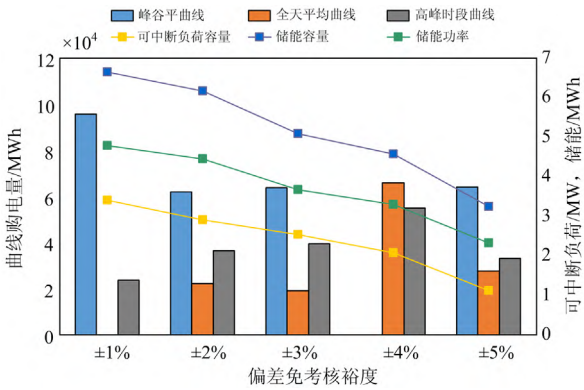


图5 不同免考核裕度下LR型售电公司的最优经营策略

Fig. 5 Optimal operation strategy of LR retailers under different exemption margins

表2 不同免考核裕度下曲线交易机制最优参数

Table 2 Optimal parameters of curve trading mechanism under different exemption margins

μ^U / μ^D	$\pm 1\%$	$\pm 2\%$	$\pm 3\%$	$\pm 4\%$	$\pm 5\%$
c_1	498	505	496	535	510
c_2	405	409	401	426	433
c_3	565	568	593	549	571
β_p	0.56	0.52	0.50	0.50	0.58
β_f	0.28	0.31	0.33	0.26	0.32
β_v	0.16	0.17	0.17	0.24	0.10
$c_{\text{av}} / (\text{元/MWh})$	489	494	497	503	505
$M_B / \text{万元}$	-0.2	5.2	-0.8	-2.8	-1.5

3.3 系统上下调服务补偿价格对售电公司经营策略和曲线交易机制的影响分析

以上调电量补偿单价为例来分析系统上下调服务补偿价格对曲线交易机制设计的影响，不同上调电量补偿单价下曲线交易机制的最佳参数如表3所示。随着上调电量补偿单价的升高，交易中心支付给发电公司的上下调服务费用升高，需要向售电公司收取更多的费用以维持平衡账户稳定，因此全天平均曲线和高峰时段曲线的价格变高，三类曲线的平均价格也逐渐升高。从曲线形状来看，峰谷平曲线峰时段电量呈升高趋势，平时段和谷时段电量呈下降趋势。不论交易曲线的价格和形状如何变化，交易中心平衡账户余额始终保持在较低水平，证明

了本文所提的曲线交易机制设计模型的有效性。

表 3 不同上调电量补偿单价下曲线交易机制最优参数

Table 3 Optimal parameters of curve trading mechanism under different upward power compensation unit prices

ρ^U /(元/MWh)	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
c_1	478	473	447	434	444
c_2	383	385	394	412	417
c_3	546	558	596	628	629
β_p	0.50	0.50	0.56	0.57	0.60
β_f	0.34	0.33	0.28	0.29	0.30
β_v	0.16	0.17	0.16	0.14	0.10
c_{av} /(元/MWh)	469	472	479	491	497
M_B /万元	-1.2	-2.8	-1.2	-2.0	3.3

以 LR 型售电公司为例, 其在不同上调电量补偿单价下的最优经营策略如图 6 所示。根据以上的分析, 随着全天平均曲线和高峰时段曲线价格不断升高, 售电公司购买这两类曲线的电量逐步下降, 说明售电公司能根据市场价格信息合理制定购电策略。当上调电量补偿单价不断升高时, 可中断负荷容量、储能容量、储能功率在较小范围内波动, 说明上调电量补偿单价对售电公司的偏差影响较小, 售电公司可中断负荷购买策略和储能租赁策略基本不变。

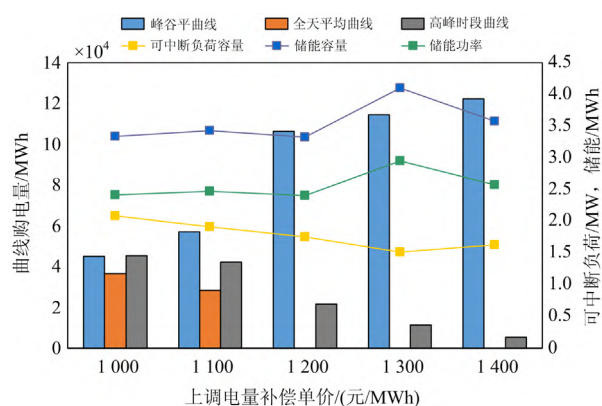


图 6 不同上调电量补偿单价下 LR 型售电公司的最优经营策略

Fig. 6 Optimal operation strategy of LR retailers under different upward power compensation unit prices

4 结语

本文以新一轮电力体制改革下电力中长期交易为背景, 考虑到中长期电量合同分解问题和电力中长期市场向现货市场过渡的需求, 提出了一种面向需求侧的约定曲线形状及价格的曲线交易机制设计方法。协同考虑电力交易中心最小化平衡账户余额和售电公司最大化经营利润的目标, 构建了曲线

交易机制设计双层优化模型。上层模型为交易中心确定各类交易曲线的价格及形状, 下层模型为售电公司在给定交易曲线下制定购电策略、可中断负荷购买策略及储能租赁策略, 并通过用户心理学模拟了可中断负荷的响应特性。通过对所构建的曲线交易机制设计模型进行算例仿真验证了所提机制、模型的合理性和有效性。随着售电侧改革的不断深入, 售电主体更加成熟, 未来可以进一步研究售电公司之间的竞争博弈对电力交易中心参数设计的影响。

参考文献

- [1] 北京电力交易中心. 2019 年电力市场年报[R/OL]. [2021-03-01]. <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20200402/1060461.shtml>
- [2] Beijing Power Exchange Center. Electric power market 2019 annual report[R/OL]. [2021-03-01]. <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20200402/1060461.shtml>
- [2] 苗树敏, 罗彬, 申建建, 等. 考虑市场过渡和中长期合约电量分解的水火电短期多目标发电调度[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2221-2231.
- [3] MIAO Shumin, LUO Bin, SHEN Jianjian, et al. Short-term multiobjective hydro-thermal generation dispatch considering electricity market transition and mid-and long-term contract decomposition[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2221-2231.
- [3] 陈中元, 林哲敏, 何川, 等. 电力中长期交易中的合同电量偏差考核机制[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(1): 31-39.
- [4] CHEN Zhongyuan, LIN Zhemin, HE Chuan, et al. An assessment mechanism for contract energy deviation in a medium-and long-term electricity market[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 31-39.
- [4] 李道强, 龚建荣, 李忠德, 等. 电力市场环境下的差价合约电量分解问题[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(1): 40-49.
- [5] LI Daoqiang, GONG Jianrong, LI Zhonghui, et al. Decomposition of an electrical energy contract for difference in electricity market environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(1): 40-49.
- [5] 吴浩可, 雷霞, 黄涛, 等. 价差返还机制下售电公司博弈模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 84-92.
- [6] WU Haoke, LEI Xia, HUANG Tao, et al. A game-theoretic model for retail companies under the spread-rebate mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 84-92.
- [6] 肖勇, 王岩, 钱斌, 等. 考虑发电协调的售电公司负

- 荷组合优化建模方法[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(20): 148-156.
- XIAO Yong, WANG Yan, QIAN Bin, et al. Modeling method of load combination optimization for electricity retailer considering coordination of power generation and consumption[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(20): 148-156.
- [7] 唐博文, 孙元章, 徐箭, 等. 售电公司参与下的工业园区局域电网建设项目新模式探讨[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(19): 185-193.
- TANG Bowen, SUN Yuanzhang, XU Jian, et al. Discussion on new mode of construction project for regional power grid in industrial park with participation of electricity retailers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19): 185-193.
- [8] 喻小宝, 谭忠富, 马佳乐, 等. 计及需求响应的售电公司正偏差电量考核优化模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 120-128.
- YU Xiaobao, TAN Zhongfu, MA Jiale, et al. Optimal model for positive deviation penalty of power retailers considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 120-128.
- [9] 何也帅, 杨镜非, 陈飞雄. 基于双层规划的售电公司经营模型研究[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 71-77.
- HE Yeshuai, YANG Jingfei, CHEN Feixiong. Research on operation model of electricity retail company based bi-level optimization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 71-77.
- [10] 吴刚, 刘俊勇, 向月, 等. 计及中长期合同电量分解和风电不确定性的电-气综合能源系日前优化调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 246-253.
- WU Gang, LIU Junyong, XIANG Yue, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system with medium and long-term electricity contract decomposition and wind power uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 246-253.
- [11] 广东电力交易中心. 广东电力市场 2018 年半年报告[R/OL]. [2021-03-01]. http://www.sohu.com/a/245004086_654453.
- Guangdong Power Exchange Center. Guangdong electric power market 2018 semi-annual report[R/OL]. [2021-03-01]. http://www.sohu.com/a/245004086_654453.
- [12] 中国能源研究会. 山东现货市场结算不平衡资金分析及建议[R/OL]. [2021-03-01]. https://www.sohu.com/a/416945576_120381563.
- China Energy Research Association. Analysis and suggestions on imbalanced funds of Shandong spot market settlement[R/OL]. [2021-03-01]. https://www.sohu.com/a/416945576_120381563.
- [13] ZHANG Zhi, JIANG Yicheng, LIN Zhenzhi, et al. Optimal alliance strategies among retailers under energy deviation settlement mechanism in China's forward electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 2059-2071.
- [14] 孔祥玉, 张禹森, 杨世海, 等. 市场机制下考虑风险的售电公司日前电价决策方法[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 935-943.
- KONG Xiangyu, ZHANG Yusen, YANG Shihai, et al. Day-ahead pricing decision method considering risk of electricity selling company under market mechanism[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 935-943.
- [15] MENG S, MIKAEL A. Purchase bidding strategy for a retailer with flexible demands in day-ahead electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 1839-1850.
- [16] ZHAO L, YANG Z, LEE W J. The impact of time-of-use (TOU) rate structure on consumption patterns of the residential customers[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2017, 53(6): 5130-5138.
- [17] 贾晨, 杜欣慧. 中长期交易机制下售电公司购电策略优化[J]. 中国电力, 2019, 52(9): 140-147.
- JIA Chen, DU Xinhui. Optimization of electricity purchasing strategy for electricity retailers under the medium and long-term trading mechanism[J]. Electric Power, 2019, 52(9): 140-147.
- [18] 寸馨, 钱仲文, 孙艺新, 等. 基于“效益-精度”对冲的两级电力市场负荷预测技术[J]. 中国电力, 2020, 53(10): 172-179.
- CUN Xin, QIAN Zhongwen, SUN Yixin, et al. “Cost-accuracy” hedging based load forecasting technique on two-stage electricity market[J]. Electric Power, 2020, 53(10): 172-179.
- [19] 龙苏岩, 冯凯, 徐骏, 等. 电力现货市场下不平衡费用构成及分摊机制研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2649-2658.
- LONG Suyan, FENG Kai, XU Jun, et al. Research on unbalanced cost composition and allocation mechanism in spot electricity market[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2649-2658.
- [20] 徐青山, 刘梦佳, 戴蔚莺, 等. 计及用户响应不确定性的可中断负荷储蓄机制[J]. 电工技术学报, 2019, 34(15): 3198-3208.
- XU Qingshan, LIU Mengjia, DAI Weiying, et al. Interruptible load based on deposit mechanism considering uncertainty of customer behavior[J]. Transactions of

- China Electrotechnical Society, 2019, 34(15): 3198-3208.
- [21] HUANG Wujing, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2): 148-150. DOI: 10.1186/s41601-019-0126-4.
- [22] 高文浩, 赵海兵, 殷爽睿, 等. 考虑负荷虚拟储能特性的商业区储能优化配置[J]. 中国电力, 2020, 53(4): 96-104.
- GAO Wenhao, ZHAO Haibing, YIN Shuangrui, et al. Optimal configuration of BESS in commercial area considering virtual energy storage characteristics of load[J]. Electric Power, 2020, 53(4): 96-104.
- [23] 谭忠富, 王冠, 李鹏, 等. 市场环境下的售电商合作博弈研究[J]. 中国电力, 2017, 50(4): 45-51.
- TAN Zhongfu, WANG Guan, LI Peng, et al. Research on cooperative game of electricity providers under the market environment[J]. Electric Power, 2017, 50(4): 45-51.
- [24] 中国能源局南方监管局. 广东电力市场中长期交易实施细则(征求意见稿)[Z/OL]. [2018-08-28]. http://www.gdei.gov.cn/gzhd/wsdw/myzj/201811/t20181102_130784.htm.
- Southern Regulatory Bureau of China Energy Administration. Implementation rules for medium and long-term trading in Guangdong power market (draft for solicitation of comments)[Z/OL]. [2018-08-28]. http://www.gdei.gov.cn/gzhd/wsdw/myzj/201811/t20181102_130784.htm.
- [25] 贾晨, 杜欣慧, 姚宏民. 计及不确定因素的售电公司动态购电决策多目标优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(21): 134-143.
- JIA Chen, DU Xinhui, YAO Hongmin. Multi-objective optimization research on dynamic procurement strategy for electricity retailers considering uncertainty factors[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 134-143.
- [26] 罗琴, 宋依群. 售电市场环境下计及可中断负荷的营销策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 134-139.
- LUO Qin, SONG Yiqun. Marketing strategy in competitive retail market considering interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 134-139.
- [27] 索瑞鸿, 宋依群. 计及负荷规模效应的售电公司决策研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(11): 95-110.
- SUO Ruihong, SONG Yiqun. Decision-making study of electricity retailers considering the economies of scale[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(11): 95-110.
- [28] 周欣怡, 齐先军, 吴红斌, 等. 提高需求响应可靠性的储能优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2): 107-114.
- ZHOU Xinyi, QI Xianjun, WU Hongbin, et al. Research on optimal allocation of energy storage to improve the reliability of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2): 107-114.
- [29] HOU Jiaxuan, ZHANG Weishi, DING Yi, et al. An energy imbalance settlement mechanism considering decision-making strategy of retailers under renewable portfolio standard[J]. IEEE Access, 2019, 7: 118146-118161.
- [30] 冯奕, 应展烽, 颜建虎. 考虑碳排放成本的多能互补微能源网储能装置优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 92-99.
- FENG Yi, YING Zhanfeng, YAN Jianhu. Optimized operation of energy storage in a multi-energy complementary micro-energy network considering carbon emission cost[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 92-99.
- [31] MURTY V, KUMAR A. Multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(1): 1-20. DOI: 10.1186/s41601-019-0147-z.
- [32] 李景丽, 时永凯, 张琳娟, 等. 考虑电动汽车有序充电的光储充电站储能容量优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 94-102.
- LI Jingli, SHI Yongkai, ZHANG Linjuan, et al. Optimization strategy for the energy storage capacity of a charging station with photovoltaic and energy storage considering orderly charging of electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(7): 94-102.

收稿日期: 2021-03-01; 修回日期: 2021-05-20

作者简介:

李 晶(1976—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力市场交易与运营; E-mail: ahepc@163.com

李雅婷(1998—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场与电力经济; E-mail: zju_liyating@foxmail.com

林振智(1979—), 男, 通信作者, 教授, 研究方向为电力应急与电力恢复、需求侧响应、电力市场。E-mail: linzhenzhi@zju.edu.cn

(编辑 葛艳娜)