

引用格式:汪致洵,方仍存,赵卫峰,等.计划-市场转型下电网企业代理购电价格形成机制及优化策略[J].电力科学与技术学报,2025,40(1):256-264.

Citation: WANG Zhixun, FANG Rengcun, ZHAO Weifeng, et al. Price formation mechanism and optimization strategy of electricity purchased via power grid companies under planned-to-market transition[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(1): 256-264.

# 计划-市场转型下电网企业代理购电价格 形成机制及优化策略

汪致洵<sup>1</sup>, 方仍存<sup>1</sup>, 赵卫峰<sup>2</sup>, 杨洪明<sup>3</sup>, 范先国<sup>4</sup>, 廖伟<sup>4</sup>

(1. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院, 湖北 武汉 430010; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082;  
3. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410114; 4. 国网湖北省电力有限公司, 湖北 武汉 430010)

**摘要:**在电力市场由计划向市场转型过程中,工商业(industrial and commercial, I&C)用户逐步由目录电价转向市场化定价。为推动工商业用户全部进入市场,中国建立了代理购电机制,暂未直接参与市场购电的工商业用户由电网公司以代理方式购电,确保工商业市场化电价改革政策平稳实施。由此,首先分析现行电网企业代理购电价格形成机制,建立代理购电价格模型,针对由购电结构差异所产生的代理购电-市场化用户价差及代理购电用户价格季节波动大问题,提出基于计划-市场电量分配的代理购电价格优化方法;随后结合规划周期内计划-市场电量供需平衡关系,以工商业市场用户和代理购电用户价差最小为目标、代理购电价格波动幅值为约束条件,优化调整风光发电量进入计划和市场化电量比例以及外购电月度分配比例,实现代理购电用户价格的合理动态调整;最后基于国内某省年度源-荷数据进行算例分析。分析结果表明:所提代理购电价格优化方法可以有效降低两类用户价差、代理购电价格波动,对电网代理购电机制的顺利运行和工商业用户有序进入市场起到积极的作用。

**关键词:**计划-市场转型;电网企业代理购电;工商业市场用户;计划和市场化电源比例优化

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2025.01.027 中图分类号: TM732 文章编号: 1673-9140(2025)01-0256-09

## Price formation mechanism and optimization strategy of electricity purchased via power grid companies under planned-to-market transition

WANG Zhixun<sup>1</sup>, FANG Rengcun<sup>1</sup>, ZHAO Weifeng<sup>2</sup>, YANG Hongming<sup>3</sup>, FAN Xianguo<sup>4</sup>, LIAO Wei<sup>4</sup>

(1. Economic and Technological Research Institute, State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430010, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China; 3. School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China; 4. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430010, China)

**Abstract:** During the transition of the electricity market from planned to market-based, industrial and commercial (I&C) electricity users have gradually shifted from planned electricity prices to market-based pricing. To promote this shift, an electricity purchasing mechanism via agents has been established in China. I&C users who have not directly participated in the electricity purchase market buy electricity through power grid companies, facilitating the implementation of the market-based electricity pricing policy. Firstly, the price formation mechanism of electricity purchased via power grid companies is analyzed, and a price model of electricity purchased via agents is established. To address two issues caused by the differences in electricity purchasing structure, namely the price gap between agents and market-based users and the large seasonal price fluctuations of electricity purchased via agents, an optimization method for electricity purchasing prices based on planned-to-market electricity allocation is proposed. Next, the relationship

收稿日期: 2023-12-24; 修回日期: 2024-01-15

基金项目: 湖南省科技厅项目(2022WZ1004; 2022RC4025); 国网湖北省电力有限公司科技项目(SGHBjY00NYJS2200111)

通信作者: 杨洪明(1972—), 女, 博士, 二级教授, 主要从事电力市场、电力系统优化运行等研究; E-mail: yhm5218@163.com

between planned-to-market electricity supply and demand within the planning cycle is studied. To minimize the price differences between I&C market users and agents, the proportion of wind and solar power generation allocated to the planned and market electricity, along with the monthly distribution ratio of purchased electricity, is optimized, with price fluctuations of electricity purchased via agents acting as a constraint. This helps dynamically adjust the price of electricity purchased via agents. An analysis of the annual source and load data of a province in China shows that the proposed optimization method for electricity price can effectively reduce the price differences between two types of users and minimize the price fluctuations of electricity purchased via agents, facilitating a smooth operation of electricity purchasing via power grid companies and supporting the planned-to-market pricing transition for I&C users.

**Key words:** planned-to-market transition; electricity purchasing via power grid company; industrial and commercial market user; planned-to-market electricity supply ratio optimization

中国电力市场正处于计划向市场转型过程,具有“计划-市场”双轨并行特点。2002年国发[2002]5号文<sup>[1]</sup>确定“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的原则,为发电企业参与市场竞争奠定基础,初步形成了电力市场双轨并行的格局。

在双轨制建设初期,燃煤发电企业的一部分电量作为基数电量(计划电量)执行固定的目录电价,另一部分电量通过市场竞争方式定价,而在需求侧,用户价格以政府定价为主,执行分行业的目录电价。受行政部门监管的政府电价调整往往滞后于发电成本变化,难以及时有效反映市场供需关系和资源稀缺程度。为此,按照2015年中发[2015]9号文<sup>[2]</sup>“管住中间、放开两头”的要求,按电压等级分批引导工商业(industrial and commercial, I&C)用户参与市场竞争。进入市场的工商业用户由市场竞争方式定价,未进入市场的工商业用户(计划用电)仍然执行固定的目录电价。中发[2015]9号文的出台,标志着中国电力市场改革进入深水区,市场电价形成机制已逐步完善。

随着中国电力市场改革不断深入,逐步构建起以中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场体系,中长期市场稳定价格、规避风险,现货市场实时反映市场竞争关系,为中长期市场提供价格基准。电力中长期市场作为电量市场化交易的主体部分,在中国电力市场中占据稳价保供“压舱石”的重要地位。2021年全国电力市场中长期电力直接交易电量占总交易电量的80%以上;电力现货市场建设取得稳步进展,以省间、南方区域电力市场为主的跨省现货市场分省连续结算试运行,模拟/调电试运行为主的24家省内电力现货市场有序推进,然而各省电力现货市场规则与机制多样,建设进度不一,目前尚未实际上线运行。

截至到2021年,居民、农业用户以及部分未进入市场的工商业用户执行目录电价,购买燃煤基数

电量和水电、风电、光伏等新能源优发电量。随着中国全社会用电量迅速增长,发电能力增速大幅落后于用电负荷增速,叠加水电偏枯、煤炭去产能化等因素影响,煤炭价格大幅上涨。燃煤发电企业以高价购进煤炭,以目录电价卖出燃煤电量。“低买高卖”造成上游涨价成本无法有效疏导,导致发电企业发电积极性严重受挫。为建立“能涨能跌”的市场化电价机制,实现电价信号在全体市场用户中的合理传导,2021年国家发展改革委[2021]1439号文<sup>[3]</sup>要求取消燃煤发电基数电量,燃煤发电价格全部通过市场竞争方式形成;取消工商业用户目录电价,各地有序推动工商业用户全部进入市场。由于工商业用户体量庞大,难以一次全部进入市场,暂未直接从市场购电的工商业用户由电网企业代理购电<sup>[4]</sup>。此次改革的核心是完善主要由市场决定电价的机制,保障电力安全稳定供应。

代理购电机制解决了长期以来广大中小规模工商业用户无法参与市场交易的难题,在推进电力交易由计划向市场转型过程中发挥了重要的过渡作用<sup>[5-7]</sup>。代理工商业用户作为计划-市场转型过程中的过渡群体,其购电来源为居民、农业用户的剩余优发电量,不足部分通过采购市场化电量进行补充。由于优发电量中水电、风电、光伏等新能源出力具有波动性、优购电量预测精度低等问题,优发-优购不匹配矛盾突出,导致进入代理购电的优发电量波动大,代理工商业-市场化工商业购电价差及代理购电价格波动的问题日益凸显。

目前,针对市场交易策略的研究多集中于发电企业<sup>[8-10]</sup>、售电公司<sup>[11-12]</sup>以及电力用户<sup>[13-15]</sup>,且大多将市场报价策略作为交易策略的研究重点<sup>[16]</sup>,而电网企业作为市场价格的接受者参与电力市场,各市场的交易量是其决策的重点<sup>[17]</sup>,较少开展计划-市场转型下电网企业代理购电策略的相关研究,仅有国内少数省份考虑了代理购电机制运行过程中存

在的问题,且进行了积极探索<sup>[18-21]</sup>。广西省细化了优先发电量进入市场的价格形成机制,水电、风电、光伏等统调发电企业的富余电量参照应急调度送电广东价格的1.2倍执行,各统调水电、风电、光伏上网电价与上述价格之差,形成的价差用于对市场化用户增量用电实行优惠电价,降低企业用电成本<sup>[18]</sup>。该方案的实质是调整优先发电企业与市场化工商业用户之间的利益分配,可减少两类用户价差,但固定价格执行模式阻碍了市场发挥资源配置的作用。山东省通过将剩余优先发电量打包,由全体工商业用户认购,未认购部分按用电量占比分配给全体工商业用户<sup>[19]</sup>,进而缩小两类用户价差,促使代理工商业用户脱离电网代理购电进入市场。但受限于现阶段电网代理购电规模较大,电网公司在竞争优先发电量时处于优势地位,因此难以保障两类用户价差缩小效果。海南省代理购电采购优先发电量时,将电价低于市场化交易价格部分的电费纳入损益分摊(分享)费用<sup>[20]</sup>。该损益分摊机制在一定程度上降低了代理购电用户与市场化用户价差,但不能完全消除价差,决定价差的因素仍是优先发电电源季节性波动。湖南省在海南省价差处理方式上进行了进一步细化处理,通过建立电价平滑机制,形成价差资金池,在丰枯季节适时调整价差分摊资金<sup>[21]</sup>。该方式可平抑优先发电电源季节性波动带来的影响,但目前尚未出台具体方案。

本站站在电网角度,结合中国电力市场改革进度,从优化电量分配方式提出中长期(月)时间尺度下代理购电价格优化方法。首先从电力系统源-荷匹配方式出发,分析代理购电电源结构及价格;随后分析现阶段代理购电运行中存在问题,并从优化系统优发-优购电量匹配结构出发,提出代理购电价格优化方法;最后以代理购电-市场化用户价差最小为优化目标,以代理购电波动幅值为约束条件,构建代理购电价格优化模型,并以典型省份年度源荷数据验证所述方法的可行性。

## 1 代理购电电源结构及其价格分析

计划-市场转型阶段系统电源侧由优先和市场化发电机组组成;负荷侧由居民、农业等优先购电用户以及一般工商业和大工业购电用户组成。优先发电以保障民生和资源利用为目标,全额安排计划电量供给居民、农业等计划用户。代理购电用户

购电电量组成受系统源-荷动态匹配关系的影响,本文分2种场景进行分析。

### 1.1 优发大于优购电量情况下代理购电价格分析

优发大于优购电量时代理购电电量组成如图1所示,在优发大于优购电量的情况下,代理购电电量由两部分组成:①优先发电匹配居民、农业用户后剩余电量,按剩余优先发电量政府批复价格进行结算;②市场电量,按当月月度市场交易均价进行结算。该情况下第 $t$ 月代理购电平均上网价格为

$$P_t^a = (Q_t^{a-o} P_t^o + Q_t^{a-m} \bar{P}_d) / Q_t^a \quad (1)$$

式中, $Q_t^{a-o}$ 、 $P_t^o$ 分别为第 $t$ 月代理购电电量组成中优先发电量及其对应批复价格; $Q_t^{a-m}$ 、 $\bar{P}_d$ 分别为第 $t$ 月代理购电电量组成中市场化交易电量和均价; $Q_t^a$ 为第 $t$ 月代理购电用户用电量。

由式(1)可知,该情况下代购电价格为剩余优先发电量和市场化电量的加权平均价,由于优先发电价格低于市场交易价格,故代理购电用户价格小于市场化用户价格。

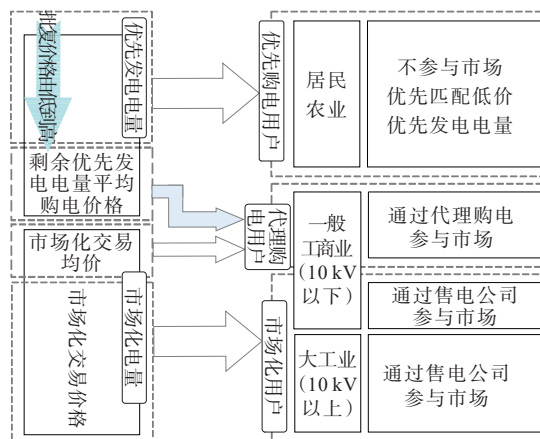


图1 优发大于优购电量时代理购电电量组成

Figure 1 Composition of electricity purchased via agents when priority electricity generation is greater than priority electricity purchase

### 1.2 优发小于优购电量情况下代理购电价格分析

优发小于优购电量时代理购电电量组成如图2所示,在优发小于优购电量情况下,代理购电电量全部由市场电量按市场交易均价进行供给。该情况下第 $t$ 月代理购电平均上网价格为

$$P_t^a = \bar{P}_d \quad (2)$$

由式(2)可知,代理购电用户电量组成与市场化用户一致,代理购电和市场化用户基本无交易价差。

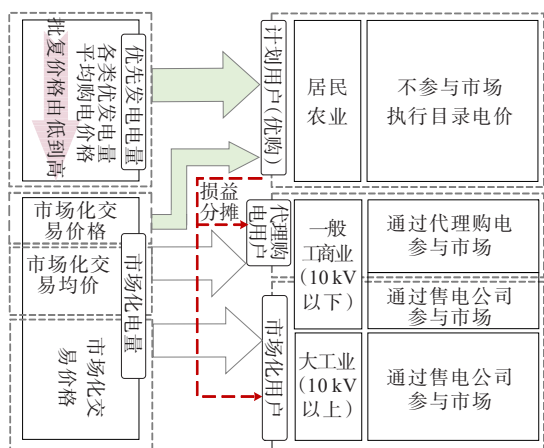


图2 优发电量小于优购电量时代理购电电量组成

Figure 2 Composition of electricity purchased via agents when priority electricity generation is less than priority electricity purchase

## 2 代理购电运行问题及解决思路研究

### 2.1 代理购电运行问题分析

从代理购电成本组成分析可以看出,在优发大于优购情况下,代理购电电量组成中优发电量按批复价格进行结算,批复价格为政府针对特定新能源发电厂的度电成本及同类型电量价格进行定价,执行周期长,不随市场供需关系波动而改变。与市场化电量竞价价格不同,批复价格通常不能准确反映电量的市场价格,因此在电力市场实时运行过程中,两者存在较大的价差。代理购电价格较大幅度低于市场化用户购电价格会导致代理工商业用户市场化转型的积极性受挫,阻碍部分发电企业参与市场化交易,影响其经济效益,引发较大社会舆情,甚至可能使部分主动参与市场化交易的工商业用户为逐利转而由电网企业代理购电,严重影响电力市场化改革进程,因此,有效降低代理购电用户和市场化用户价差至关重要。

由于水电、风电、光伏等优发电源计划发电量具有较强的季节波动性,系统优发大于优购和优发小于优购场景交替出现,故代理购电价格也具有较强烈的季节波动性。同时,在系统优发小于优购情况下,高价市场化电量进入居民、农业用户时将导致居民、农业用户购电价格高于目录电价,由此产生的价差将提高全体工商业用户月度购电成本,进而加剧代理购电价格的季节波动。

由上述可知,系统优发-优购匹配情况是影响代理购电价格波动及其与市场化用户价差的主要因素。通过以月为单位实时调整优发电量组成结

构,提高优发电量对于居民农业用户负荷的匹配程度,以降低代理购电和市场化用户价差和代理购电价格波动。

### 2.2 解决思路分析

基于代理购电运行问题分析,在较为准确的优先和代理购电电量预测前提下,选取风光新能源月内计划-市场电量分配比例、外购电量月度分配比例为决策变量,对所述问题进行优化,决策变量选取依据如下。

1) 风光新能源在市场化转型过程中逐步从计划电量中剥离并参与市场交易。在现阶段,风光新能源发电兼具优发保供和市场交易2种交易形式,考虑其兼具计划-市场双重市场身份,选取风光发电月内计划-市场电量分配比例作为决策变量调节风光计划电量占比,提高系统优发-优购匹配程度,降低代理购电电量组成中的优发电量占比,缓解代理购电运行过程中存在的问题。考虑风光发电月内计划-市场电量分配比例后,第 $t$ 月风光机组计划电量为

$$Q_t^{0.pw} = a_t \cdot Q_t^{pw} \quad (3)$$

式中, $a_t$ 为第 $t$ 月风光电量月内分配因子; $Q_t^{pw}$ 为第 $t$ 月风光机组总发电量。

2) 现阶段外购电量(本文外购电量指国家指令计划部分,作为省内计划电源组成部分)以签订年度购电合同为主,受端省级电网公司通过对省内月度整体电力缺口情况进行预测,将年度合约分解生成月度计划,逐月执行月度计划分配额。因此,本文将外购电量月度分配比例作为决策变量调节系统优发-优购匹配关系,缓解代理购电运行过程中存在的问题。考虑外购电量月度分配比例后第 $t$ 月外购电量为

$$Q_t^{0.out} = b_t \cdot Q^{0.out} \quad (4)$$

式中, $b_t$ 为第 $t$ 月外购电量月度分配因子; $Q^{0.out}$ 为年度外购电量合约总量。

通过动态调整风光新能源月内计划-市场电量分配比例和外购电量月度分配比例,建立代理购电价格优化机制。根据月前省内源-荷数据预测值,考虑省内计划-市场电量供需关系,优化优先发电计划-市场电量分配比例,实现合理的代理购电价格。

## 3 代理工商业购电成本优化模型

代理工商业购电成本优化模型如图3所示。

针对中长期(月)时间尺度下代理购电运行过程中产生的代理购电价格波动及市场化用户价差等问题,通过动态调节风光计划-市场和外购电月度分配电量,实现最小化规划月代理购电-市场化用户价差。

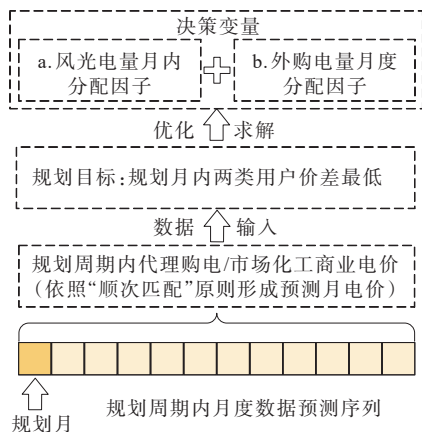


图3 代理工商业购电成本优化模型

Figure 3 Cost optimization model for electricity purchased via agents for I&D users

### 3.1 优化目标

代理购电作为过渡性政策,根本目的是推动代理购电用户参与市场交易,实现规划月代理购电-市场化用户价差最小化,有效提高入市积极性并降低舆情风险。优化目标如下:

$$F = \min |P_t^a - \bar{P}_t^d| \quad (5)$$

式中,  $\bar{P}_t^d$  为第  $t$  月市场化用户交易均价。

基于  $a_t, b_t$  得到风光新能源月内计划-市场电量和外购月度电量,并代入式(1),对第  $t$  月代理购电平均上网价格进行修改,则优发小于优购情况下第  $t$  月代理购电平均上网价格仍为式(2);优发大于优购情况下第  $t$  月代理购电平均上网价格在式(1)、(3)、(4)基础上仍须满足:

$$\begin{cases} Q_t^o > Q_t^i \\ Q_t^{a-o} = Q_t^o - Q_t^i \\ Q_t^o = Q_t^{o,pw} + Q_t^{o,out} + Q_t^{o,el} \\ Q_t^{a-m} = Q_t^a - Q_t^{a-o} \end{cases} \quad (6)$$

式中,  $Q_t^o$  为第  $t$  月系统总优发电量;  $Q_t^i$  为第  $t$  月系统总优购电量;  $Q_t^{o,el}$  为第  $t$  月除风光、外购电量外系统剩余优发电量。为简化分析,将式(1)代理购电电量组成中  $P_t^a$  设为固定值。

### 3.2 约束条件

1) 代理购电年度波动幅值约束。代理购电年度波动幅值通过月度电价标准差进行量化分析,其约束条件为

$$\begin{cases} \sqrt{\frac{1}{T-1} \sum_{t=1}^T (P_t^a - \bar{P}_{agt})^2} \leq \delta \\ \bar{P}_{agt} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t^{agt} \end{cases} \quad (7)$$

式中,  $\bar{P}_{agt}$  为年度代理购电均价;  $\delta$  为代理购电年度波动标准差上限,本文取 0.05。

2) 决策变量约束。  $a_t, b_t$  约束条件分别为

$$0 \leq a_t \leq 1 \quad (8)$$

$$0 \leq b_t \leq \left( Q^{o,out} - \sum_i^N Q_i^{o,out} \right) / Q^{o,out} \quad (9)$$

其中,第  $t$  月  $b_t$  约束上限为年度外购电量的剩余电量占总电量比例值,  $N$  为实际发生月份数量。

3) 外购电量总量约束。该约束目的在于使外购电量年度分配量等于年度合约总量,即

$$Q^{o,out} = \sum_t^T Q_t^{o,out} \quad (10)$$

## 4 算例分析

### 4.1 算例设置

基于国内某省全年居民、农业、代理工商业和市场化交易工商业用户的负荷预测数据,水电、风电、光伏新能源发电数据和市场化交易价格(实际市场交易价格按燃煤基准价上浮  $-15\% \sim 20\%$  执行),对本文所提优化方法进行验证,国内某省全年源荷数据如表 1 所示。

表 1 国内某省全年源荷数据

Table 1 Annual source and load data of a province in China 亿 kW · h

月份	负荷侧电量			电源侧电量	
	居民农业	代购	直接市场化	水电	风光新能源
1	73.5	46.2	77.6	35.2	19.9
2	67.0	37.1	65.5	38.7	19.7
3	49.4	42.1	86.3	50.8	36.5
4	44.8	38.7	80.7	65.6	34.3
5	47.6	42.3	84.7	84.7	28.8
6	61.6	45.0	85.1	60.9	33.1
7	82.3	61.5	90.0	81.2	33.5
8	79.8	51.8	92.1	77.1	35.7
9	66.8	51.6	93.1	53.7	31.7
10	51.4	49.3	88.4	49.2	32.3
11	48.9	49.2	87.5	39.9	30.2
12	63.2	49.8	95.0	31.7	29.3

### 4.2 优化结果分析

根据文 4.1 中设置的算例场景,对本文优化模

型进行分析。采用本文优化方案后优先发电和外购电量分配结果分别如图 4、5 所示。

由图 4 可知,丰水期 5 月份(优发大于优购)优先发电几乎全部划分为计划电量(99.90%);平水期 9 月份(优发约等于优购)优先发电计划-市场电量按 50% 进行划分(52.41%~47.59%);枯水期 11 月份(优发小于优购)优先发电总电量 87.53% 为计划电量,12.47% 划分为市场电量。由图 5 可知,丰水期外购电量月度分配值为 1.7 亿 kW·h,平水期为 5.8 亿 kW·h,枯水期为 15.9 亿 kW·h。因此,在电量划分比例方面,本文所提优化方法电量划分结果符合优化系统优发-优购匹配的原则。

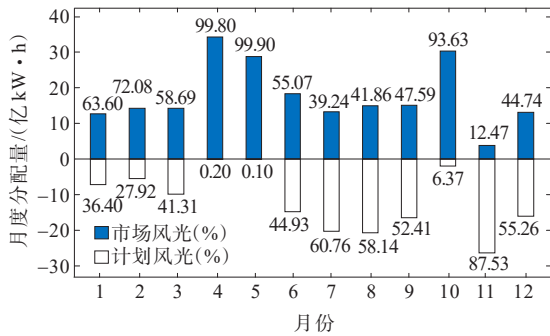


图 4 优先发电月度计划-市场电量分配结果

Figure 4 Monthly allocation of planned-to-market priority electricity generation

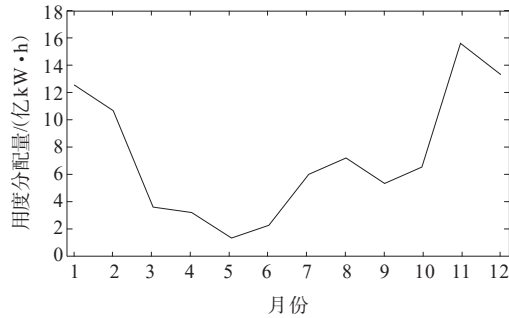


图 5 外购电量月度计划-市场电量分配结果

Figure 5 Monthly allocation results of planned-to-market purchased electricity

最优解下两类用户电价分布及实际代理购电电价分布对比如图 6 所示,可以看出,采用本文所提优化方法后 1 月份两类用户价差为 0.011 31 元/(kW·h),相较于未采用本文所提优化方法时的 0.025 31 降低了 0.014 00 元/(kW·h)。规划周期内的代理购电-直接市场交易价差最大值发生在 5 月份(该地区 5 月份进入丰水期,水电大发,大量优发电量匹配代理购电,导致代理购电价格大幅下跌,两类用户价差增大),为 0.042 60 元/(kW·h),相较于未采用本

文所提优化方法时的 0.079 80 降低了 0.037 30 元/(kW·h),且本文所提优化方法在规划周期内价格波动标准差为 0.022 50 元/(kW·h),低于固定比例分配方法的 0.023 90 元/(kW·h)。通过分析可知,本文所提优化方法可以显著降低规划月价差和规划周期内的代理购电价格波动。

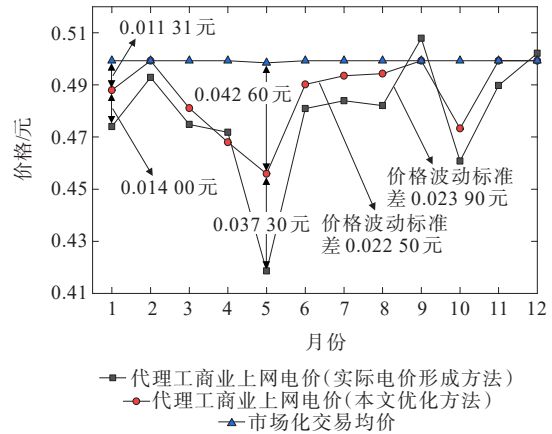


图 6 优化结果

Figure 6 Optimization results

### 4.3 数值分析

#### 1) 市场化交易价格波动影响分析。

本文分别分析市场化交易价格按照燃煤基准价(0.416 10 元/(kW·h))、燃煤基准价下调 15% (0.353 70 元/(kW·h))场景下,所提优化算法对代理购电价格的优化情况。

在上述 2 种场景下,采用本文所提优化和固定比例分配方法(月前预测风光电量 80% 用作优发电量保障居民、农业用户用电,剩余 20% 电量作为市场化电量参与市场交易)的代理工商业用户上网电价对比分别如图 7、8 所示。

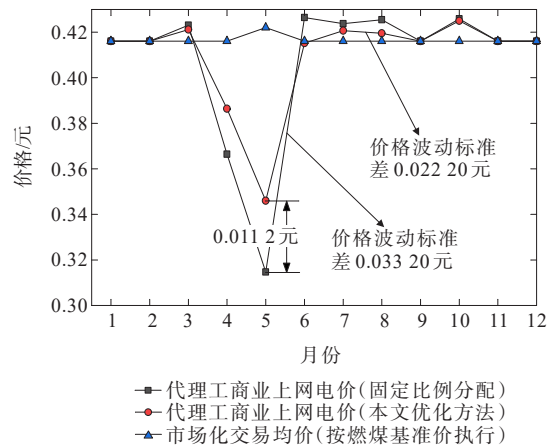


图 7 燃煤基准价场景下代理工商业用户上网电价对比

Figure 7 Comparison of on-grid electricity prices via agents for I&D users under coal-fired benchmark price price

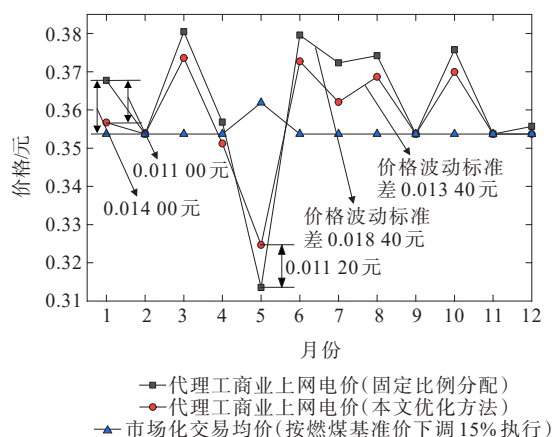


图8 燃煤基准价下调15%场景下代理工商工业用户上网电价对比

Figure 8 Comparison of on-grid electricity prices via agents for I&D users under a 15% reduction in coal-fired benchmark price

从图7中可以看出,当市场化交易价格按燃煤基准价执行时,进入代理购电优发电量价格与燃煤基准价差值较小,两类用户价差整体偏小且除4、5月份外代理购电价格均高于直接交易市场化价格。2种分配方法在1月份均不产生价差,本文所提优化算法下规划周期内代理购电价格波动标准差为0.022 20元/(kW·h),相较于固定比例分配方法的0.033 20元/(kW·h),降低了0.011 20元/(kW·h)。可以看出,在市场化交易价格按燃煤基准价执行时,本文所提优化方法平抑价格波动情况优于固定比例分配方法。

从图8中可以看出,当市场化交易价格按燃煤基准价下调15%执行时,进入代理购电优发电量价格高于燃煤基准价,除5月份外代理购电价格均高于直接交易市场化价格。价差方面,采用本文所提优化方法后1月份两类用户价差为0.003 00元/(kW·h),相较于未采用本文所提优化方法时的0.014 00降低了0.011 00元/(kW·h)。价格波动方面,在本文所提优化方法下,规划周期内代理购电价格波动标准差为0.013 40元/(kW·h),低于固定比例分配方法的0.018 40元/(kW·h)。可以看出,在市场化交易价格按燃煤基准价下调15%执行时,本文所提优化方法在减少两类用户价差和平抑代理购电价格波动方面均优于固定比例分配方法。

通过上述分析可知,本文所提优化方法在燃煤基准价(-15%~20%)区间内均能对规划月两类用户价差和规划周期内代理购电价格波动起到比较良好的平抑作用。

## 2) 风光优先发电电量波动影响分析。

在市场化交易价格按燃煤基准价执行、风光优先发电电量增长20%场景下,基于本文所提优化方法求解风光计划-市场和外购电月度分配比例,分析风光优先发电电量波动性对代理工商工业用户上网电价、两类用户价差及规划周期内代理购电上网电价波动性的影响。

在市场化交易价格按燃煤基准价执行、风光优先发电电量增长20%场景下,采用本文所提优化和固定比例分配方法(月前预测风光电量80%用作优先发电量保障居民农业用电,剩余20%电量作为市场化电量参与市场交易)的代理工商工业用户上网电价对比如图9所示。

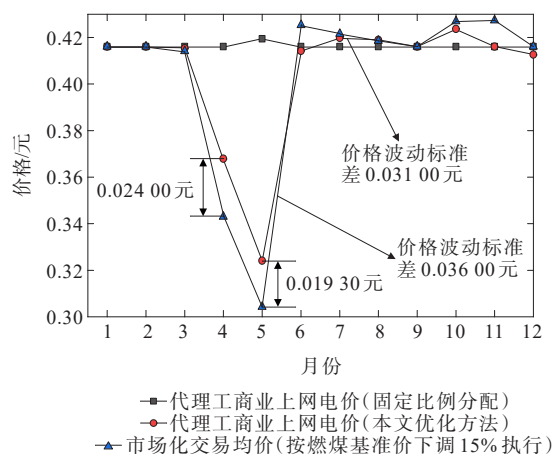


图9 市场化交易价格按燃煤基准价执行、风光优先发电电量增长20%场景下代理工商工业用户上网电价对比

Figure 9 Comparison of on-grid electricity prices via agents for I&D users under coal-fired benchmark price with a 20% increase in wind and solar power generation

从图9中可以看出,在市场化交易价格按燃煤基准价执行下,当风光优先发电电量增长20%时,进入代理购电优发电量价格高于燃煤基准价,除4、5月份外代理购电价格均高于直接交易市场化价格。价差方面,采用本文所提优化方法后,两类用户价差相较于固定比例分配法在全年都有所减小,其中4月份价差减小幅度达到0.024 00元/(kW·h)。价格波动方面,在本文所提优化方法下,规划周期内代理购电价格波动标准差为0.031 00元/(kW·h),低于固定比例分配方法的0.036 00元/(kW·h)。可以看出,在市场化交易价格按燃煤基准价执行且风光优先发电电量增长20%时,本文所提优化方法在减少两类用户价差和平抑代理购电价格波动方面均优于固定比例分配方法。

对比图7优化结果可得,当风光优先发电电量增长20%时,在本文所提优化方法和固定比例分配方法下,代理工商业用户上网电价均整体减小,5月份两类用户价差由0.011 20上涨为0.019 30元/(kW·h)。由于风光优先发电电量的增长波动,2种方法规划周期内代理购电上网电价标准差均增大,本文所提优化方法下标准差由0.022 20增加为0.031 00元/(kW·h),固定比例分配方法下标准差由0.033 20增加为0.036 00元/(kW·h)。由此可得,风光优先发电电量的波动将对代理工商业用户上网电价、两类用户价差及规划周期内代理购电上网电价波动性均产生较大影响。

## 5 结语

本文首先对现行代理购电价格形成机制进行分析,针对代理购电运行过程中存在的问题,提出了一种用于平抑电网企业代理工商业-直接市场交易工商业价差及价格季节波动的电量分配方法。算例结果表明,采用本文所提优化方法可对规划月内两类用户价差和规划周期内代理购电价格波动起到良好的平抑作用,为代理购电机制平稳运行以及电力计划-市场转型提供了理论支撑。

随着电力市场改革的不断推进,现货市场机制与规则将逐渐完善。由于气候因素影响,风光优先发电电量在日时间尺度下存在随机波动性,在月时间尺度下存在季节性波动,导致电网企业所预测优先发电电量与实际出力存在偏差成为必然。基于此背景,未来将在日时间尺度下,考虑风光优先发电电量的波动性,构建风光出力不确定性模型,对计划-市场分配比例进行滚动优化,使结果更加贴合实际运行情况。

致谢:感谢国家电网公司科学技术项目《省级电网企业代理购电交易策略与风险防控技术研究及应用》(5400-202313231A-1-1-ZN)对本研究的大力支持。

## 参考文献:

[1] 国务院. 国务院关于印发电力体制改革方案的通知(国发[2002]5号)[EB/OL]. [https://www.110.com/fagui/law\\_2138.html](https://www.110.com/fagui/law_2138.html),2002-02-10.  
The State Council. Circular of the State Council on issuing the electric power system reform plan (Guofa [2002]No. 5) [EB/OL]. [https://www.110.com/fagui/law\\_2138.html](https://www.110.com/fagui/law_2138.html),2002-02-10.

[2] 中共中央、国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9号)[EB/OL]. <https://news.bjx.com.cn/html/20150410/606700-1.shtml>,2015-04-10.  
The CPC Central Committee and the State Council. Some opinions on further deepening the reform of electric power system (Zhongfa[2015]No. 9) [EB/OL]. <https://news.bjx.com.cn/html/20150410/606700-1.shtml>, 2015-04-10.

[3] 国家发展改革委. 关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知发改价格〔2021〕1439号[EB/OL]. [https://www.sohu.com/a/494676663\\_121106991](https://www.sohu.com/a/494676663_121106991), 2021-10-12.  
National Development and Reform Commission. Notice on further deepening the marketization reform of on-grid electricity price for coal-fired power generation ([2021] No. 1439)[EB/OL]. [https://www.sohu.com/a/494676663\\_121106991,1440](https://www.sohu.com/a/494676663_121106991,1440)2021-10-12

[4] 高志远,陈亚军,孙芊,等. 电力计划和市场双轨制运行中部分协调问题探讨[J]. 供用电, 2023, 40(4): 83-91.  
GAO Zhiyuan, CHEN Yajun, SUN Qian, et al. Discussion on some coordination problems in the dual-track operation of power planning and market[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(4): 83-91.

[5] 仪忠凯,侯朗博,徐英,等. 市场环境下灵活性资源虚拟电厂聚合调控关键技术综述[J]. 中国电力, 2024, 57(12): 82-96.  
YI Zhongkai, HOU Langbo, XU Ying, et al. Aggregation and operation key technology of virtual power plant with flexible resources in electricity market environment: review[J]. *Electric Power*, 2024, 57(12): 82-96.

[6] 程雄,冯佳,吕欣,等. 兼顾激励相容的水电富集电网中长期电力市场交易模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 12-24.  
CHENG Xiong, FENG Jia, LYU Xin, et al. Medium and long-term electricity market trading model considering incentive compatibility in a hydropower-dominated grid[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(3): 12-24.

[7] 国家发展改革委网站. 国家发展改革委部署各地组织开展电网企业代理购电工作[J]. 农村电工, 2021, 29(12): 2.  
Website of the National Development and Reform Commission. National Development and Reform Commission deploys local organisations to carry out power purchase by grid enterprises' agents[J]. *Rural Electrician*, 2021, 29(12): 2.

[8] DAI X, LI Y, ZHANG K, et al. A robust offering strategy for wind producers considering uncertainties of demand response and wind power[J]. *Applied Energy*, 2020, 279: 115742.

[9] YUCEKAYA A. Electricity trading for coal-fired power plants in Turkish power market considering uncertainty



- in spot, derivatives and bilateral contract market[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 159: 112189.
- [10] 冯天天,李晏,孙晓琪,等.大数据驱动下电-碳市场耦合及协同发展研究综述[J].智慧电力,2024,52(1):55-64.  
FENG Tiantian, LI Yan, SUN Xiaoqi, et al. Review on electricity-carbon market coupling and synergistic development driven by big data[J]. *Smart Power*, 2024, 52(1):55-64.
- [11] 陈隸,何山.多园区综合能源系统互联两阶段分布式运行优化策略[J].电网与清洁能源,2024,40(8):18-25+35.  
CHEN Yi, HE Shan. Optimization strategy of the two-stage distributed operation for multi-park integrated energy system interconnection[J]. *Power System and Clean Energy*, 2024, 40(8):18-25+35.
- [12] 张军达,卢姬,常俊晓,等.考虑可靠性成本的配电网多阶段扩展规划方法[J].电测与仪表,2023,60(11):113-122.  
ZHANG Junda, LU Ji, CHANG Junxiao, et al. Multistage expansion planning method for distribution network considering reliability cost[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(11):113-122.
- [13] 郁海彬,张煜晨,刘扬洋,等.碳交易机制下多主体虚拟电厂参与电力市场的优化调度竞标策略[J].发电技术,2023,44(5):634-644.  
YU Haibin, ZHANG Yuchen, LIU Yangyang, et al. Optimal dispatching bidding strategy of multi-agent virtual power plant participating in electricity market under carbon trading mechanism[J]. *Power Generation Technology*, 2023, 44(5):634-644.
- [14] 路妍,耿鹏云,安磊,等.我国绿色电力交易对当前电力市场影响效果推演[J].电力建设,2024,45(7):156-166.  
LU Yan, GENG Pengyun, AN Lei, et al. Deduction of the effect of China's green power trading on the electricity market[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(7):156-166.
- [15] 周自强,王韵楚,颜拥,等.面向电网企业代理购电的行业精细化电价定价机制[J].电力系统自动化,2023,47(22):166-174.  
ZHOU Ziqiang, WANG Yunchu, YAN Yong, et al. Elaborate electricity pricing mechanism of industries for electricity purchasing agent service of power grid enterprises[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(22):166-174.
- [16] WANG P, TANG J, ZHANG Z, et al. Bidding strategy optimization for power generation company in carbon emission rights and electricity market[J]. *Energy Reports*, 2022, 8:325-331.
- [17] LIU X, LI Y, LIN X, et al. Dynamic bidding strategy for a demand response aggregator in the frequency regulation market[J]. *Applied Energy*, 2022, 314:118998.
- [18] 广西稳工业保运行攻坚战指挥部办公室.关于扎实稳住工业经济的政策措施[EB/OL].[https://www.sohu.com/a/555203680\\_121106875](https://www.sohu.com/a/555203680_121106875), 2022-06-02.  
Guangxi Sable Industry to Maintain the Operation of the Battle Headquarters Office. On the policies and measures to stabilize the industrial economy[EB/OL]. [https://www.sohu.com/a/555203680\\_121106875](https://www.sohu.com/a/555203680_121106875), 2022-06-02.
- [19] 山东省发展和改革委员会.关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知[EB/OL].<http://www.cnces.cc/tongzhi/20220609/1516.html>, 2022-06-08.  
Shandong Provincial Development and Reform Commission. Supplementary notice on matters related to settlement and trial operation of Shandong electric power spot market in 2022[EB/OL]. <http://www.cnces.cc/tongzhi/20220609/1516.html>, 2022-06-08.
- [20] 海南省发展和改革委员会.关于海南省电网企业代理购电实施方案的批复[EB/OL].<http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202205/c0c54c35e9184c80b137258af8e28050.shtml>, 2022-05-12.  
Hainan Provincial Development and Reform Commission. Reply on the implementation plan of agent power purchase for power grid enterprises in Hainan Province[EB/OL]. <http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202205/c0c54c35e9184c80b137258af8e28050.shtml>, 2022-05-12.
- [21] 湖南省发展和改革委员会.关于印发《湖南省电网企业代理购电实施细则(暂行)》的通知[EB/OL].<http://www.da.gov.cn/da/hddl/202206/475425c10be547df9b37744dd69f0923.shtml>, 2022-04-20.  
Hunan Provincial Development and Reform Commission. Notice on printing and issuing the implementation rules for agent power purchase of Hunan power grid enterprises (interim) [EB/OL]. <http://www.da.gov.cn/da/hddl/202206/475425c10be547df9b37744dd69f0923.shtml>, 2022-04-20.