

拓展节点电价：基于机组凸包的线性松弛定价方法及其在电力现货市场中的应用

肖杨¹, 丁涛^{1*}, 黄雨涵¹, 张碧元¹, 于京辉¹, 代江², 田年杰², 唐翀³

(1. 西安交通大学电气工程学院, 陕西省 西安市 710049; 2. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心, 贵州省 贵阳市 550002; 3. 南方电网科学研究院有限责任公司, 广东省 广州市 510663)

Extended Locational Marginal Price: A Linear Relaxation Pricing Method Based on Convex Hull of Unit Commitment and Its Applications in Electricity Spot Market

XIAO Yang¹, DING Tao^{1*}, HUANG Yuhuan¹, ZHANG Biyuan¹, YU Jinghui¹,
DAI Jiang², TIAN Nianjie², TANG Chong³

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China;

2. Power Dispatching and Control Center of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, Guizhou Province, China;

3. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, Guangdong Province, China)

ABSTRACT: The electricity spot market is a critical element in developing an electricity market system and its open, competitive, and orderly operation. An appropriate pricing mechanism is basic for reflecting the commodity nature of electricity, thereby guiding the resource allocation, and eventually enhancing the operational efficiency. However, the essence of electricity spot market clearing centers on solving unit commitment, whose inherent non-convexity leads to the locational marginal pricing based on security-constrained economic dispatch, generating significant uplift costs. These uplift costs may define different costs for the same services, introducing market discrimination and ultimately affecting market fairness. In response to these challenges, this paper delves into the theoretical foundations and application limitations of this locational marginal pricing and then proposes a method to alleviate the obvious impact of non-convex costs on market fairness. Specifically, the paper introduces a linear relaxation pricing method based on the convex hull of unit commitment, which theoretically shown to be effective in reducing total uplift costs and achieving market fairness, thereby expanding its applications. Finally, this proposed linear relaxation pricing method based on the convex hull of unit commitment is applied to the modified IEEE-30 test system and the Polish-2383 test system, whose numerical

simulations are utilized to validate its effectiveness.

KEY WORDS: electricity spot market; locational marginal pricing; non-convex pricing; convex hull of unit commitment; uplift costs

摘要: 电力现货市场作为市场体系构建的关键组成部分, 对于电力市场的开放、竞争和有序运行起到了基础性的支撑作用。合理的价格形成机制对于准确反映电力商品特性至关重要, 能够有效指导资源的优化分配, 进而全面提升电力现货市场的运行效率。但电力现货市场出清本质是从机组组合开始, 基于安全约束经济调度的节点边际电价(locational marginal price, LMP)将产生显著的上抬费用。上抬费用不可避免地会对相同的服务定义不同的成本, 引入市场歧视性, 最终影响市场公平。针对上述挑战, 该文深入探讨节点边际电价的理论基础及其应用局限; 然后, 给出用于缓解非凸性成本损害市场公平性的思路; 进一步, 提出一种基于机组凸包的线性松弛定价方法, 并最终理论上论证该方法在降低上抬费用总量与实现市场公平方面的有效性, 拓展了节点边际电价的使用范围; 最后, 将所提基于机组凸包的线性松弛定价方法用于调整的 IEEE-30 测试系统和 Polish-2383 测试系统, 并进一步利用数值仿真论证其有效性。

关键词: 电力现货市场; 节点边际电价; 非凸定价; 机组组合凸包; 上抬费用

0 引言

为加快建设全国统一电力市场体系, 实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置, 提升电力

基金项目: 中国南方电网有限责任公司科技项目(GZKJXM20222442)。

Project Supported by Science and Technology Program of China Southern Power Grid Co., Ltd. (GZKJXM20222442).

系统稳定性和灵活调节能力,推动形成适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统,国家发改委、国家能源局提出关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见,并于次年组织制定了《电力现货市场基本规则(试行)》^[1-2],使我国电力市场体系建设进入了快车道。电力现货市场是市场体系建设的重要环节,对于电力市场的开放、竞争和有序运行起到了基础性的支撑作用,也是协调市场交易与系统安全的关键所在^[3-5]。由于电力价格形成机制是电力现货市场建设的关键内容,合理的价格机制能深度还原电力的商品属性,并充分引导资源进行优化配置,全面提高市场运行效率^[6-10]。

简单来说,由节点单位负荷有功功率增量因其的总成本增量常被称为节点边际电价(locational marginal price, LMP)。由于LMP具备如此良好的经济学含义,其得到广泛关注并用于众多电力现货市场^[11-14]。具体地,LMP是在机组的在线状态确定后,根据安全约束经济调度(security-constrained economic dispatch, SCED)模型推导得到的^[15]。在仅考虑了电能量价值时,基于SCED的LMP能够在完全竞争的市场环境下,机组达到个体利益最大化的同时实现社会福利的最大化以支持调度中心的调度指令,恰好实现个体追求自身利益最大化的策略与集体或社会的整体目标相一致,达到使个体在追求自身利益的过程中同时实现集体利益最大化的目标,即满足“激励相容”原则^[16]。“激励相容”作为电力市场设计中的一个重要原则,对确保市场高效、公平、可持续发展具有重要意义,有助于提高信息透明度,促使发电企业进行真实报价,从而缓解信息不对称问题,使LMP能成为我国电力现货市场普遍所采用的电价计算机制。但是需注意,虽然在机组状态确定的情况下,机组根据LMP对电能量进行结算时,其进行自调度最终得到的最优发电策略与调度中心下达的调度指令最终保持一致,但市场出清本质是从安全约束机组组合(security-constrained unit commitment, SCUC)^[17]开始的,其中包含的机组启、停和空载等非凸性成本实际上并未引入到基于SCED的LMP定价模型当中。若机组充分考虑了启停策略并根据基于SCED的LMP进行自调度,得到的最优启停与发电策略无法支持调度中心下达的调度指令,难以满足“激励相容”原则^[18-19],使得基于SCED的LMP在反映电能生产成本、反映电能供求关系和引导电力投

资,引导中长期电能资源优化配置等方面缺乏有效的指导意义,亟待解决方案。

既然非凸性成本客观存在,而“激励相容”原则又在客观上难以直接满足^[20]。为了激励机组执行调度中心下达的调度指令,以保证电力现货市场有序开展,因而有必要对机组进行补偿^[21-23]。电力市场领域的顶级泰斗William W. Hogan教授对这一问题进行详细研究,发现补偿的不仅是机组的机会成本,还包括金融输电权费用等金融属性的费用,其将这些补偿统称为上抬费用^[24]。由于上抬费用没有以竞争性市场激励相一致的方式参与定价机制当中,其可能对相同的服务支付了不同的费用,具有市场歧视性。Hogan认为要提高市场公平性,需要尽可能减少上抬费用总量,并在其后续文献[25]提出一种拓展LMP定价方法,即凸包定价。凸包定价将非凸性成本引入定价模型,且其从理论上实现了基于边际成本定价方法可以达到的上抬费用总量最小,被认为是最理想的非凸电价。文献[26-27]尝试获取凸包电价,其通过次梯度迭代的方式,在算法收敛后获取近似的凸包电价。但是实际上,获得SCUC的严格凸包十分困难,所以计算准确的凸包电价仍然具有一定的挑战。因此,针对非凸定价的研究目标通常是寻找到一个与机组组合问题高度相关的线性问题,并以此获得一个近似的LMP。基于这样的认识,文献[28]提出一种原始公式并以此获得在不考虑机组爬坡能力时的准确凸包电价,得到广泛认可;文献[29]提出一种显式计及激励相容的通用市场出清框架,以场外修正成本内置化的方法,促进了机组最终实现遵从性的“激励相容”原则;文献[30]提供一种基于Dantzig-Wolfe分解的凸包电价计算方法,也尝试通过迭代收敛的方式获得凸包电价;文献[31]提出一种称作水平法的对偶分解算法用于求取凸包电价,并将其所提方法与Dantzig-Wolfe分解的凸包电价计算方法进行对照,验证所提方法的有效性;文献[32]提出一种基于人工约束的定价方法,为上抬费用的支付提供一种合理的思路,拥有一定的实际应用价值。需要注意的是,其构造人工约束前需精确求解机组组合问题,若有限时间内无法求解机组组合问题或无法确切得到机组组合的最优结果,则由最终形成的人工约束进而所诱导得到的电价也难以支持调度指令。此外,文献[33]讨论一些有效的定价方法,其进行对照和分析并最终再次肯定凸包定价在减小上抬费

用和实现市场公平的作用，并提供了一种迭代调整上界的方法，逐步逼近理想的凸包电价。目前，非凸性成本已经造成在现有的 LMP 下产生巨大上抬费用。而上抬费用是市场参与者共同承担的额外成本，导致市场参与者之间的不公平负担，进一步影响市场公平性，因而对直观且有效的非凸定价方法产生迫切的需求。

但非凸定价的研究仍处于起步阶段，亟需对其进行充分研究并给出解决方案。考虑到这一现实需求，本文开展相关研究在充分诠释节点边际电价经济学内涵的基础上，形成如下贡献：1) 解释传统节点边际电价在考虑非凸性成本时存在的局限性，并为缓解非凸性成本损害市场公平性提供解决思路；2) 提供一种基于单机组机组组合凸包的机组组合线性松弛模型；3) 提出一种基于机组凸包的线性松弛定价方法，合理地将非凸性成本引入节点边际电价，并论证其最终实现上抬费用总量降低，提高市场公平性。本文阐释节点边际电价内涵和局限，然后给出适用的解决方案，进一步理论上证明其有效性，最终以仿真实验的方式验证，为降低上台费用总量，提高市场公平性提供有效的解决方案。整体上，本文阐释节点边际电价内涵和应用局限，然后给出相适用的处理思路，进一步理论上证明其有效性，最终以数值仿真实验的方式进行验证，为降低上抬费用的总量，实现市场公平性的提高，提供有效的理论基础和解决方案。本文进一步深化对电力现货市场价格形成机制的理解，提出解决市场公平性问题的具体方案，对推动电力市场的改革与发展具有重要的借鉴意义。

1 节点边际电价的理论内涵与应用局限

节点边际电价是目前电力现货市场普遍采用的电价核算机制，是支撑电力市场的关键理论。本章首先从拉格朗日函数出发，阐述其在经济学上的内涵并给出节点边际电价的基本概念，然后从电力市场和电力系统普遍存在的非凸性出发，解释节点边际电价目前存在的弊端并给出解决思路。

1.1 节点边际电价的理论内涵

为明确节点边际电价的内涵，本节事先基于包络定理^[34]给出拉格朗日函数在经济学上一个有意义的解释^[35]。考虑如下优化问题：

$$\min f(x) \quad (1)$$

$$\text{s.t. } n(x) = N:\lambda \quad (2)$$

式中： x 为优化问题的决策变量； λ 为对应约束的拉格朗日乘子； N 为约束中的常数项。上述优化问题可被重述为一个关于 N 的参数优化问题：

$$\varphi(N) = \min_x f(x, N) \quad (3)$$

$$\text{s.t. } n(x) = N:\lambda \quad (4)$$

式中 $\varphi(N)$ 为上述参数优化问题关于参数 N 的极小值函数，表示参数取 N 时优化问题的最优值。可以发现，对 $\varphi(N)$ 求微分可得优化问题的最优值关于参数 N 的梯度，表征参数 N 单位增量所带来的优化问题最优值的增量。根据包络定理可知，极小值函数 $\varphi(N)$ 在某参数处的微分等于拉格朗日函数对参数 N 求偏微分并在对应最优解处的取值，即：

$$\frac{d\varphi(N)}{dN} = \frac{\partial \mathcal{L}(x, N, \lambda)}{\partial N} \Big|_{x=x^*} \quad (5)$$

式中： $\mathcal{L}(x, N, \lambda)$ 为拉格朗日函数； x^* 为参数取 N 时，优化问题式(1)、(2)的最优解。通过对拉格朗日函数的参数 N 求偏微分，并进一步得偏微分在最优解 x^* 处的取值，得到参数 N 单位增量引起的优化问题最优值增量，也被经济学定义为边际成本。

边际成本由商品的市场需求和供给需求相互作用的结果，其能够准确地反应商品市场供求关系。通过利用这一特性，能够准确且合理地核算电能成本。随后，进一步根据上述边际成本的基本含义，可以利用现货市场出清模型，根据节点负荷推导节点边际电价。对于节点边际电价，其通常被定义为某节点负荷单位增量对应系统的成本增量，而系统的成本可通过求解如下一个基于直流潮流的经济调度模型获得：

$$\min \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + C_g^p p_{g,t}) \quad (6)$$

$$\text{s.t. } \sum_{g=1}^G p_{g,t} = \sum_{b=1}^B P_{b,t} : (\lambda_t), t \in \{1, \dots, T\} \quad (7)$$

$$\left| \sum_{g=1}^G H_{l,b(g)} p_{g,t} - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t} \right| \leq F_l$$

$$: (\beta_{l,t}, \gamma_{l,t}), l \in \{1, \dots, L\}, t \in \{1, \dots, T\} \quad (8)$$

$$(p_g, x_g^*, u_g^*, d_g^*) \in \Omega_g^{\text{Gen-ED}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (9)$$

式中： G 、 B 、 L 分别为机组、节点和传输线的数目； C_g^u 、 C_g^d 、 C_g^p 分别为机组 g 的开、停机以及单位发电成本系数； $p_{g,t}$ 为机组 g 在 t 时段的出力水平； $x_{g,t}^*$ 、 $u_{g,t}^*$ 、 $d_{g,t}^*$ 分别为机组 g 在 t 时段由第一阶段通过求解机组组合已经确定好的启停状态和开、停

机指令; $P_{b,t}$ 为节点 b 在 t 时段的负荷有功功率; $H_{l,b(g)}$ 、 $H_{l,b}$ 分别为机组 g 在对应节点 $b(g)$ 和节点 b 对传输线 l 的功率转移分布因子; $\Omega_g^{\text{Gen-ED}}$ 为启停状态和开、停机指令由机组组合确定好后, 机组 g 的可行域; $\mathbf{p}_g$ 为包含机组 g 在所有时段出力的向量; $\mathbf{x}_g^*$ 、 $\mathbf{u}_g^*$ 、 $\mathbf{d}_g^*$ 分别为机组 g 在所有时段由机组组合问题确定好的启停状态、开停机动作的向量; λ_t 为系统功率平衡约束对应的拉格朗日乘子; $\beta_{l,t}$ 、 $\gamma_{l,t}$ 分别为反、正向最大传输容量约束对应的拉格朗日乘子。

根据经济调度模型式(6)–(9), 可以构建其关于 $P_{b,t}$ 的参数优化问题 $\varphi(P_{b,t})$, 并给出对应的拉格朗日函数, 其形式如下:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(p, \lambda, \beta, \gamma) = & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + \\ & C_g^p p_{g,t}) - \sum_{t=1}^T [\lambda_t (\sum_{g=1}^G p_{g,t} - \sum_{b=1}^B P_{b,t})] - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t} (F_l + f_{l,t}) + \gamma_{l,t} (F_l - f_{l,t})] \end{aligned} \quad (10)$$

其中, 机组变量的可行域为

$$(\mathbf{p}_g, \mathbf{x}_g^*, \mathbf{u}_g^*, \mathbf{d}_g^*) \in \Omega_g^{\text{Gen-ED}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (11)$$

传输线 l 在时段 t 时的传输功率以 $f_{l,t}$ 代替, 即:

$$f_{l,t} = \sum_{g=1}^G H_{l,b(g)} p_{g,t} - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t} \quad (12)$$

为求节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求为 $P_{b,t}$ 时, 节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求单位增量所带来的系统总成本增量, 对上述拉格朗日函数做关于节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求的偏微分:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(p, \lambda, \beta, \gamma)}{\partial P_{b,t}} = \lambda_t + \sum_{l=1}^L H_{l,b} (\beta_{l,t} - \gamma_{l,t}) \quad (13)$$

求取在节点 b 时段 t 负荷有功功率需求为 $P_{b,t}$ 时对应乘子最优解下偏微分式(13)取值, 得节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求为 $P_{b,t}$ 时节点边际价格:

$$LMP_{b,t} = \lambda_t^* + \sum_{l=1}^L H_{l,b} (\beta_{l,t}^* - \gamma_{l,t}^*) \quad (14)$$

式中 λ_t^* 、 $\beta_{l,t}^*$ 和 $\gamma_{l,t}^*$ 分别为节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求为 $P_{b,t}$ 时对应的乘子最优值。

在现货电力市场设计中, 基于直流潮流的经济调度模型满足凸性条件, 推导得到的节点边际电价在机组启停状态确定后能够支持最优调度方案, 满足激励相容原则。具体而言, 这意味着在该价格信

号下, 各主体追求自身利益最大化的自调度决策与运营商的调度指令一致。

根据对偶理论, 上述结论可以被很容易地得到论证。本文首先给出基于直流潮流的经济调度模型式(6)–(9)的拉格朗日对偶函数, 形式如下:

$$\mathcal{D}(\lambda, \beta, \gamma) = \min_p \mathcal{L}(p, \lambda, \beta, \gamma) \quad (15)$$

$$\text{s.t. } (\mathbf{p}_g, \mathbf{x}_g^*, \mathbf{u}_g^*, \mathbf{d}_g^*) \in \Omega_g^{\text{Gen-ED}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (16)$$

拉格朗日对偶函数表征在给定的拉格朗日乘子下拉格朗日函数的最优值。为不失一般性, 在任意拉格朗日乘子下, 机组 g 在 t 时段与该乘子对应的最优出力均由 $p'_{g,t}$ 表示。通过整理, 拉格朗日对偶函数可以被进一步表示为

$$\begin{aligned} \mathcal{D}(\lambda, \beta, \gamma) = & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + C_g^p p'_{g,t}) - \\ & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \Pi_{b(g),t} p'_{g,t} - \sum_{t=1}^T (-\lambda_t \sum_{b=1}^B P_{b,t}) - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t} (F_l - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\gamma_{l,t} (F_l + \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] \end{aligned} \quad (17)$$

其中, $\Pi_{b(g),t}$ 代替如下:

$$\Pi_{b(g),t} = \lambda_t + \sum_{l=1}^L H_{l,b(g)} (\beta_{l,t} - \gamma_{l,t}) \quad (18)$$

令 λ_t^* 、 $\beta_{l,t}^*$ 和 $\gamma_{l,t}^*$ 为拉格朗日对偶问题取得最优时对应的拉格朗日乘子并将其代入式(18)得:

$$\Pi_{b(g),t} = LMP_{b(g),t} \quad (19)$$

将其代入拉格朗日对偶函数, 则有:

$$\begin{aligned} \mathcal{D}(\lambda^*, \beta^*, \gamma^*) = & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + C_g^p p'_{g,t}) - \\ & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T LMP_{b(g),t} p'_{g,t} - \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (-\lambda_t^* \sum_{b=1}^B p'_{g,t}) - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t}^* (F_l - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\gamma_{l,t}^* (F_l + \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] \end{aligned} \quad (20)$$

式(20)表征在拉格朗日乘子取最优时拉格朗日对偶函数值。由于经济调度模型式(6)–(9)为线性规划, 其强对偶性满足。因此, 在拉格朗日乘子取最优时, 最优化拉格朗日函数得到的决策结果应与经济调度模型式(6)–(9)的决策结果一致, 即:

$$p'_{g,t} = p_{g,t}^* \quad (21)$$

式中 $p_{g,t}^*$ 为根据基于直流潮流的经济调度模型(式(6)–(9)), 机组 g 在 t 时段的最优出力也为式(22)的解。

$$\begin{aligned} \mathcal{D}(\lambda^*, \beta^*, \gamma^*) = \min_p \mathcal{L}(p, \lambda^*, \beta^*, \gamma^*) = \\ \min_p \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + C_g^p p_{g,t}) - \\ \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T LMP_{b(g),t} p_{g,t} - \sum_{t=1}^T (-\lambda_t^* \sum_{b=1}^B P_{b,t}) - \\ \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t}^* (F_l - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] - \\ \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\gamma_{l,t}^* (F_l + \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] \end{aligned} \quad (22)$$

$$\text{s.t. } (p_g, x_g^*, u_g^*, d_g^*) \in \Omega_g^{\text{Gen-ED}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (23)$$

式(22)中第 2 个等式后 3 项为常数并且各机组出力水平间不存在耦合关系, 故求解上述关于机组出力的最小化问题式(22)、(23)实质上等同于求解式(24)、(25), 形式如下:

$$\sum_{g=1}^G \min_p \sum_{t=1}^T [C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + (C_g^p - LMP_{b(g),t}) p_{g,t}] \quad (24)$$

$$\text{s.t. } (p_g, x_g^*, u_g^*, d_g^*) \in \Omega_g^{\text{Gen-ED}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (25)$$

式(24)、(25)表征各机组根据节点边际电价实现自身成本最小化(即追求自身收益最大化)的自调度问题, 求解其得到的最优机组出力与式(22)、(23)一致, 其亦是经济调度模型式(6)–(9)的解。这说明, 根据节点边际电价机组的自调度决策与调度指令一致, 满足激励相容原则。

1.2 节点边际电价的应用局限

但市场出清过程是从机组组合开始, 其凸性条件客观上无法得到满足, 因此由基于直流潮流的经济调度模型推导获得的节点边际电价无法满足激励相容原则。由于节点边际电价缺乏准确的价格信号, 各主体根据节点边际电价进行自调度实现自身利益最大化时最终将偏离运营商的调度指令。具体而言, 根据上述节点边际电价, 各机组实现自身利益最大化的自调度决策可通过求解如下单机机组组合问题得:

$$\sum_{g=1}^G \min_p \sum_{t=1}^T [C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + (C_g^p - LMP_{b(g),t}) p_{g,t}] \quad (26)$$

$$\text{s.t. } (p_g, x_g, u_g, d_g) \in \Omega_g^{\text{Gen-UC}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (27)$$

式中 $\Omega_g^{\text{Gen-UC}}$ 为机组组合问题中机组 g 的可行域。而机组根据节点边际电价, 各机组执行运营商的调度

指令的自身成本为

$$\sum_{t=1}^T [C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + (C_g^p - LMP_{b(g),t}) p_{g,t}^*] \quad (28)$$

$\Omega_g^{\text{Gen-ED}}$ 为单机机组组合问题式(26)、(27)可行域 $\Omega_g^{\text{Gen-UC}}$ 的真子集。求解式(24)、(25)得到的运行成本大于式(26)、(27), 意味着机组通过自调度决策实现的最大化自身利益普遍要大于其执行运营商的调度指令自身利益。因此, 机组在逐利过程中就有意偏离运营商的调度指令, 故不满足激励相容原则。此外, 若机组继续执行运营商调度指令也会改变传输阻塞情况而要求运营商支付金融输电权费用, 这是传统电价机制下客观存在的缺陷。

为此, 学界和工业界考虑通过凸松弛的方式将不满足凸性条件的成本纳入到电价中, 并以上抬费用的形式满足激励相容原则并补偿支付金融输电权费用。需要注意的是, 上抬费用是具有市场歧视性的, 其对相同服务定义不同成本, 将损害市场的透明性和公平性, 因此普遍认为要尽可能地减小上抬费用总量。由于凸松弛的质量将直接决定上抬费用总量, 构造一个优异的凸松弛模型对减小上抬费用总量十分重要。

2 基于单机机组组合凸包的机组组合线性松弛模型

为了给机组组合问题提供更好的凸松弛, 改进出清模型, 最终尽可能减小上抬费用总量, 本节从机组组合的建模出发, 研究单机机组组合模型的凸包, 并根据该单机机组组合凸包进一步构建一种基于单机机组组合凸包的机组组合线性松弛模型, 为后文构建基于机组凸包的线性松弛定价模型提供一种有效的凸松弛方法。

2.1 单机机组组合凸包模型

本节研究单机机组组合问题并建立其凸包模型。首先, 给出单机机组组合问题的混合整数线性规划; 其次, 将该混合整数线性规划等价转化为后向动态规划; 随后, 进一步将后向动态规划转化为线性规划; 最后, 基于上述线性规划的对偶模型设计调度解的推导关系, 从而追溯最优状态转移过程以获得调度问题的最优解。最终, 依据对偶模型和调度解的推导关系, 形成了单机机组组合凸包模型。

基于混合整数规划模型的单机机组组合问题(single-unit mixed-integer linear programming,

S-MILP)是最小化运行成本并包含离散的启停状态与连续的机组出力的优化问题,形式为:

$$\min \sum_{t=1}^T (C^u u_t + C^d d_t + C^p p_t - \Pi_t p_t) \quad (29)$$

$$x_t P^{\min} \leq p_t \leq x_t P^{\max}, t \in \{1, \dots, T\} \quad (30)$$

$$u_{t+1} - d_{t+1} \leq x_{t+1} - x_t, t \in \{1, \dots, T\} \quad (31)$$

$$u_t + d_t \leq 1, t \in \{1, \dots, T\} \quad (32)$$

$$p_{t+1} - p_t \leq R, t \in \{1, \dots, T-1\} \quad (33)$$

$$p_t - p_{t+1} \leq R, t \in \{1, \dots, T-1\} \quad (34)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+T^{\text{on}}-1} x_{\tau} \geq u_t T^{\text{on}}, t \in \{1, \dots, T-T^{\text{on}}+1\} \quad (35)$$

$$\sum_{\tau=t}^T x_{\tau} \geq u_t (T-t+1), t \in \{T-T^{\text{on}}+1, \dots, T\} \quad (36)$$

$$\sum_{\tau=t}^{t+T^{\text{off}}-1} (1-x_{\tau}) \geq d_t T^{\text{off}}, t \in \{1, \dots, T-T^{\text{off}}+1\} \quad (37)$$

$$\sum_{\tau=t}^T (1-x_{\tau}) \geq d_t (T-t+1), t \in \{T-T^{\text{off}}+1, \dots, T\} \quad (38)$$

$$x_t, x_{\tau}, u_t, d_t \in \{0, 1\} \quad (39)$$

式中: C^u 、 C^d 、 C^p 分别为开机、停机和发电成本系数; T 为调度周期长度; Π_t 为在 t 时段电价; $P^{\min}$ 、 $P^{\max}$ 分别为最小、最大技术出力; p_t 、 x_t 、 u_t 、 d_t 分别为机组在 t 时段的出力、在线状态、开机和停机指令; R 为最大爬坡速率; T^{on} 、 T^{off} 分别为最小开机、停机时间; x_{τ} 为机组 τ 时段的在线状态。上述模型中, 式(30)约束机组出力范围, 式(31)、(32)约束机组在线状态逻辑, 式(33)、(34)约束机组爬坡极限, 式(35)~(38)约束机组最小启停时间。

解决上述混合整数规划模型描述的单机机组组合问题亦可以通过求解一个与其等价的后向动态规划模型。本文给出关于这样的后向动态规划模型的状态空间和状态转移关系。具体如下。

2.1.1 状态空间

根据 S-MILP, 用机组出力、在线状态、开机指令、关机指令和当前在线状态持续时间来准确描述机组的状态。由此, 本文考虑利用元组 (p, x, u, d, l) 来描述后向动态规划的状态空间, 其中这个元组的每个分量分别表示机组出力、在线状态、开机指令、关机指令和当前在线状态持续时间。为了表述的方便, 本文将状态空间 Ω^s 按照机组在线状态分为机组在线时的状态空间 $\Omega^{s-\text{on}}$ 和机组停机时的状态空间 $\Omega^{s-\text{off}}$, 包含的状态如下:

1) 对于 $\Omega^{s-\text{on}}$ 且 $T^{\text{on}}=1$ 时:

$$\Omega^{s-\text{on}} = \{(p, x, u, d, l) \in \Omega^p \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{1\}\} \quad (40)$$

2) 对于 $\Omega^{s-\text{on}}$ 且 $T^{\text{on}}>1$ 时:

$$\Omega^{s-\text{on}} = \{(p, x, u, d, l) \in \Omega^p \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{1, \dots, T^{\text{on}}\}\} \quad (41)$$

式中当 $u=1$ 时, $l=1$, 否则 $l>1$ 。

3) 对于 $\Omega^{s-\text{off}}$ 且 $T^{\text{off}}=1$ 时:

$$\Omega^{s-\text{off}} = \{(p, x, u, d, l) \in \{0\} \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{1\}\} \quad (42)$$

4) 对于 $\Omega^{s-\text{off}}$ 且 $T^{\text{off}}>1$ 时:

$$\Omega^{s-\text{off}} = \{(p, x, u, d, l) \in \{0\} \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{0, 1\} \times \{1, \dots, T^{\text{off}}\}\} \quad (43)$$

式中当 $d=1$ 时, $l=1$, 否则 $l>1$ 。

式(40)、(41)中, Ω^p 包含所有可能构成最优出力的机组出力值, 具体而言:

$$\Omega^p = \Omega_1^p \cup \Omega_2^p \quad (44)$$

$$\Omega_1^p = \{P^{\min} + nR \mid nR \in [0, P^{\max} - P^{\min}], n \in \mathbb{Z}\} \quad (45)$$

$$\Omega_2^p = \{P^{\max} + nR \mid nR \in [P^{\min} - P^{\max}, 0], n \in \mathbb{Z}\} \quad (46)$$

最终得到机组的状态空间 Ω^s , 即:

$$\Omega^s = \Omega^{s-\text{on}} \cup \Omega^{s-\text{off}} \quad (47)$$

2.1.2 状态转移关系

根据机组出力范围约束式(30)、机组在线状态逻辑式(31)、(32)、机组爬坡极限约束式(33)、(34)以及机组最小启停时间约束式(35)~(38), 状态空间 Ω^s 中所有状态之间的状态转移关系可以按照表1规则生成。

表1 状态转移规则

Table 1 Rules of the state transition

初始条件	当前状态	目标状态	转移条件
$x=1, T^{\text{on}}=1$	$(p, 1, 1, 0, 1)$	$(p', 1, 0, 0, 1)$	$ p'-p \leq R$
	$(p, 1, 1, 0, 1)$	$(0, 0, 0, 1, 1)$	$ p \leq R'$
	$(p, 1, 0, 0, 1)$	$(p', 1, 0, 0, 1)$	$ p'-p \leq R$
	$(p, 1, 0, 0, 1)$	$(0, 0, 0, 1, 1)$	$ p \leq R'$
$x=1, T^{\text{on}}>1$	$(p, 1, 1, 0, l)$	$(p', 1, 0, 0, 2)$	$ p'-p \leq R$
	$(p, 1, 0, 0, l)$	$(p', 1, 0, 0, l+1)$	$1 < l < T^{\text{on}}$ 且 $ p'-p \leq R$
	$(p, 1, 0, 0, T^{\text{on}})$	$(p', 1, 0, 0, T^{\text{on}})$	$ p'-p \leq R$
	$(p, 1, 0, 0, T^{\text{on}})$	$(0, 0, 0, 1, 1)$	$ p \leq R'$
$x=0, T^{\text{off}}=1$	$(0, 0, 0, 1, 1)$	$(0, 0, 0, 0, 1)$	\
	$(0, 0, 0, 1, 1)$	$(p', 1, 1, 0, 1)$	$ p' \leq R$
	$(0, 0, 0, 0, 1)$	$(0, 0, 0, 0, 1)$	$ p'-p \leq R$
	$(0, 0, 0, 0, 1)$	$(p', 1, 1, 0, 1)$	$ p' \leq R$
$x=0, T^{\text{off}}>1$	$(0, 0, 0, 1, l)$	$(0, 0, 0, 0, 2)$	\
	$(0, 0, 0, 0, l)$	$(0, 0, 0, 0, l+1)$	$1 < l < T^{\text{off}}$
	$(0, 0, 0, 0, T^{\text{off}})$	$(0, 0, 0, 0, T^{\text{off}})$	\
	$(0, 0, 0, 0, T^{\text{off}})$	$(p', 1, 1, 0, 1)$	$ p' \leq R$

注: “\” 表示无需转移条件。

根据上述状态空间和状态转移关系可进一步将 S-MILP 等价转换为基于后向动态规划的单机组合问题(single-unit dynamic programming, S-DP), 形式如下:

$$v^{DP*} = \min\{v_{i,1}^{DP} \mid i \in \Omega^s\} \quad (48)$$

$$v_{i,t}^{DP} = \min\{V_{i,t} + v_{j,t+1}^{DP} \mid j \in \Omega^{s, \text{from}}(i), \\ i \in \Omega^s, t \in \{1, \dots, T-1\}\} \quad (49)$$

$$v_{i,T}^{DP} = V_{i,T}, i \in \Omega^s \quad (50)$$

式中: v^{DP*} 为动态规划中机组的最小成本; $v_{i,t}^{DP}$ 为动态规划中机组在 t 时段保持状态 i 并从该时段至调度周期结束的最小成本; Ω^s 为机组的状态空间; $\Omega^{s, \text{from}}(i)$ 为包含所有可能从状态 i 转移得到的状态的集合; $V_{i,t}$ 为机组在 t 时段保持状态 i 的成本, 可由式(51)计算得到:

$$V_{i,t} = C^u u(i) + C^d d(i) + C^p p(i) - \Pi_t p(i) \quad (51)$$

式中 $u(i)$ 、 $d(i)$ 和 $p(i)$ 分别为机组保持状态 i 时对应的开机指令、停机指令和机组出力。

S-DP 中包含的状态转移方程形式上均可被抽象为 $v = \min\{v_1, v_2, \dots, v_n\}$, 并可以通过求解一个线性规划问题 $v = \max\{v \mid v \leq v_1, v \leq v_2, \dots, v \leq v_n\}$ 得到其结果。因此, 可以利用上述等价关系, 进一步将 S-DP 转换为基于线性规划的单机组合问题(single-unit linear programming, S-LP), 其具体形式如下:

$$v^{LP*} = \max v^{LP} \quad (52)$$

$$v^{LP} \leq v_{i,1}^{LP} : w_{i,1}, i \in \Omega^s \quad (53)$$

$$v_{i,t}^{LP} \leq V_{i,t} + v_{j,t+1}^{LP} : w_{j,t+1}, j \in \Omega^{s, \text{from}}(i), \\ i \in \Omega^s, t \in \{1, \dots, T-1\} \quad (54)$$

$$v_{i,T}^{LP} \leq V_{i,T} : w_{i,T}, i \in \Omega^s \quad (55)$$

式中: v^{LP*} 为线性规划中机组的最小成本; v^{LP} 为线性规划中机组的成本; $v_{i,t}^{LP}$ 为线性规划中机组在 t 时段保持状态 i 并从该时段至调度周期结束的最小成本; $w_{i,1}/w_{j,t+1}/w_{i,T}$ 为对应不等式约束的对偶变量。此时, 基于上述 S-LP, 单机组合问题可以很容易地被线性规划求解器求解。但 S-LP 与 S-DP 一样, 同样缺乏直接表征机组启停状态和机组出力的决策变量, 因而难以直接从中获得对应的最优调度结果。为此, 考虑从基于线性规划对偶的单机组合问题(single-unit dual, S-Dual)中获得机组的最优调度结果, 其形式如下:

$$v^{Dual*} = \min\left(\sum_{t=1}^{T-1} \sum_{i \in \Omega^s} \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} V_{i,t} w_{i,j,t} + \sum_{i \in \Omega^s} V_{i,T} w_{i,T}\right) \quad (56)$$

$$\text{s.t.} \sum_{i \in \Omega^s} w_{i,1} = 1 \quad (57)$$

$$-w_{i,1} + \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} w_{i,j,1} = 0, i \in \Omega^s \quad (58)$$

$$-\sum_{k \in \Omega^{s, \text{to}}(i)} w_{k,i,t} + \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} w_{i,j,t+1} = 0, \\ i \in \Omega^s, t \in \{2, \dots, T-1\} \quad (59)$$

$$-\sum_{k \in \Omega^{s, \text{to}}(i)} w_{k,i,T-1} + w_{i,T} = 0, i \in \Omega^s \quad (60)$$

式中: v^{Dual*} 为对偶模型中机组的最小成本; $\Omega^{s, \text{to}}(i)$ 为包含所有可能转移至状态 i 的状态的集合; 根据强对偶定理和互补松弛条件, S-LP 的对偶变量可以用于推断 S-LP 中绑定的不等式约束, 并以此追溯 S-DP 模型中各时段对应的机组最优状态, 最终获得机组最优调度结果。其中, S-DP 模型中各时段对应机组最优状态的追溯可以通过 S-Dual 的最优解并用如下调度解的推导关系得, 具体地:

$$p_t = \begin{cases} \sum_{i \in \Omega^s} \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} p(i) w_{i,j,t}^*, & t \in \{1, \dots, T-1\} \\ \sum_{i \in \Omega^s} p(i) w_{i,T}^*, & t = T \end{cases} \quad (61)$$

$$x_t = \begin{cases} \sum_{i \in \Omega^s} \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} x(i) w_{i,j,t}^*, & t \in \{1, \dots, T-1\} \\ \sum_{i \in \Omega^s} x(i) w_{i,T}^*, & t = T \end{cases} \quad (62)$$

$$u_t = \begin{cases} \sum_{i \in \Omega^s} \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} u(i) w_{i,j,t}^*, & t \in \{1, \dots, T-1\} \\ \sum_{i \in \Omega^s} u(i) w_{i,T}^*, & t = T \end{cases} \quad (63)$$

$$d_t = \begin{cases} \sum_{i \in \Omega^s} \sum_{j \in \Omega^{s, \text{from}}(i)} d(i) w_{i,j,t}^*, & t \in \{1, \dots, T-1\} \\ \sum_{i \in \Omega^s} d(i) w_{i,T}^*, & t = T \end{cases} \quad (64)$$

式中: $w_{i,1}^*/w_{i,j,t}^*/w_{i,T}^*$ 为 S-Dual 的最优解; $x(i)$ 为机组保持状态 i 时的在线状态。根据 S-Dual 和上述调度解的推导关系, 最终可建立单机组合凸包模型(single-unit convex hull, S-CH), 其具体形式整理如下:

$$\min \sum_{t=1}^T (C^u u_t + C^d d_t + C^p p_t - \Pi_t p_t) \quad (65)$$

$$\text{s.t. 式(57)—(60)} \quad (66)$$

$$\text{式(61)—(64)} \quad (67)$$

其中, 式(66)为各机组的单机组合凸包; 式(67)表示调度解的推导关系。

2.2 机组组合线性松弛模型

根据单机组机组组合凸包模型式(65)–(67), 本节进一步建立机组组合线性松弛模型。基于混合整数规划的机组组合问题(multi-unit, M)需考虑机组约束(包括机组出力范围、机组在线状态逻辑、机组爬坡极限、机组最小启停时间)和系统耦合约束(包括功率平衡、线路最大传输容量约束), 可被表示为:

$$\min \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t} + C_g^d d_{g,t} + C_g^p p_{g,t}) \quad (68)$$

$$\text{s.t.} \sum_{g=1}^G p_{g,t} = \sum_{d=1}^D P_{d,t} : (\lambda_t), t \in \{1, \dots, T\} \quad (69)$$

$$\left| \sum_{g=1}^G H_{l,b(g)} p_{g,t} - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t} \right| \leq F_l : (\beta_{l,t}, \gamma_{l,t}), \\ l \in \{1, \dots, L\}, t \in \{1, \dots, T\} \quad (70)$$

$$(\mathbf{p}_g, \mathbf{x}_g, \mathbf{u}_g, \mathbf{d}_g) \in \Omega_g^{\text{Gen-UC}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (71)$$

式中: λ_t 为系统功率平衡约束式(69)对应的拉格朗日乘子; $\beta_{l,t}$ 、 $\gamma_{l,t}$ 分别为反、正向最大传输容量约束式(70)对应的拉格朗日乘子; $\Omega_g^{\text{Gen-UC}}$ 为机组 g 的单机组机组组合问题的可行域(参考 S-MILP)。考虑利用单机组机组组合凸包 $\Omega_g^{\text{Gen-CH}}$, 即式(66)、(67)替换 M 中各机组机组组合问题的可行域 $\Omega_g^{\text{Gen-UC}}$, 可得基于单机组机组组合凸包的机组组合线性松弛模型(multi-unit convex Hull, M-CH):

$$\min \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t} + C_g^d d_{g,t} + C_g^p p_{g,t}) \quad (72)$$

$$\text{s.t. 式(69)、(70)} \quad (73)$$

$$(\mathbf{p}_g, \mathbf{x}_g, \mathbf{u}_g, \mathbf{d}_g) \in \Omega_g^{\text{Gen-CH}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (74)$$

式中 $\Omega_g^{\text{Gen-CH}}$ 为机组 g 的单机组机组组合凸包。

式(73)表示系统耦合约束; 式(74)表示各机组的单机组机组组合凸包。上述模型为基于单机组机组组合凸包的机组组合线性松弛模型。不同于经济调度模型, 该模型通过凸松弛的方式引入不满足凸性条件的成本, 使其可与竞争性市场激励相一致的方式并入其对应的定价模型中, 共同设定电价。

3 基于机组凸包的线性松弛定价

由上文关于节点电价内涵和弊端进行的讨论可知, 市场出清过程本质是从机组组合开始, 基于直流潮流的经济调度模型无法满足激励相容原则。因此, 学界和工业界考虑通过凸松弛的方式将不满足凸性条件的成本纳入到电价当中, 并最终通过上

抬费用的形式满足激励相容原则并同时补偿支付金融输电权费用。考虑到上抬费用是具有市场歧视性的, 其影响市场的公平性, 因而期望上抬费用总量要尽可能地小。为此, 本节基于单机组机组组合凸包的机组组合线性松弛模型, 提出一种拓展的节点边际电价计算方法, 即基于机组凸包的线性松弛定价方法。为支撑其实际应用, 本节还从理论上论证该基于机组凸包的线性松弛定价方法能够有效降低上抬费用总量。

3.1 线性松弛定价方法

基于机组凸包的线性松弛定价仍然基于边际定价理论。具体而言, 根据 M-CH, 可构建其关于 $P_{b,t}$ 的参数优化问题和对应的拉格朗日函数, 即:

$$\mathcal{L}(\mathbf{p}, \mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{d}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\beta}, \boldsymbol{\gamma}) = \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t} + C_g^d d_{g,t} + C_g^p p_{g,t}) - \sum_{t=1}^T [\lambda_t (\sum_{g=1}^G p_{g,t} - \sum_{b=1}^B P_{b,t})] - \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t} (F_l + f_{l,t}) + \gamma_{l,t} (F_l - f_{l,t})] \quad (75)$$

其中, 各机组被建立为单机组机组组合凸包:

$$(\mathbf{p}_g, \mathbf{x}_g, \mathbf{u}_g, \mathbf{d}_g) \in \Omega_g^{\text{Gen-CH}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (76)$$

为了表述方便, 传输线 l 在时段 t 时的传输功率被表述为 $f_{l,t}$, 即:

$$f_{l,t} = \sum_{g=1}^G H_{l,b(g)} p_{g,t} - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t}, \\ l \in \{1, \dots, L\}, t \in \{1, \dots, T\} \quad (77)$$

类似地, 为求节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求为 $P_{b,t}$ 时, 节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求单位增量所引起的系统总成本增量, 可以对上述拉格朗日函数做关于节点 b 在时段 t 负荷有功功率需求的偏微分, 即可得到如下边际成本:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\mathbf{p}, \mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{d}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\beta}, \boldsymbol{\gamma})}{\partial P_{b,t}} = \lambda_t + \sum_{l=1}^L H_{l,b} (\beta_{l,t} - \gamma_{l,t}) \quad (78)$$

进一步求取在节点 b 时段 t 负荷有功功率需求为 $P_{b,t}$ 时对应乘子最优解下偏微分式(78)取值, 得到基于 M-CH 的节点 b 在时段 t 的基于机组凸包的线性松弛电价, 形式如下:

$$E_{\text{LMPb},t} = \lambda_t^* + \sum_{l=1}^L H_{l,b} (\beta_{l,t}^* - \gamma_{l,t}^*) \quad (79)$$

式中 λ_t^* 、 $\beta_{l,t}^*$ 和 $\gamma_{l,t}^*$ 分别为对应的乘子最优值。

基于单机组机组组合凸包, 建立一种基于单机

组凸包的线性松弛模型，并利用其带来的凸松弛将不满足凸性条件的成本纳入到定价模型当中，依赖边际定价理论形成本文所提的基于机组凸包的线性松弛电价。值得一提的是，该定价方法仍然是基于边际定价理论，具备明确的经济学原理，表明在基于单机组凸包的线性松弛模型下，某节点负荷有功功率需求单位增量引起的系统总成本增量。

3.2 基于机组凸包的线性松弛电价的有效性论证

为了说明基于机组凸包的线性松弛电价的有效性，本节将进一步探讨该电价所产生的上抬费用总量将总小于节点边际电价以及整数线性松弛电价，从理论上论证该定价算法最终是实现了上抬费用总量的降低。由于上抬费用一般是歧视性支付方式，故上抬费用总量越低则市场越公平。

对于整数线性松弛定价和基于机组凸包的线性松弛定价这类非凸定价方法的电价，都可以通过求解拉格朗日对偶问题获得，即：

$$\max_{\lambda, \beta, \gamma} \mathcal{D}(\lambda, \beta, \gamma) = \max_{\lambda, \beta, \gamma} \min_{p, x, u, d} \mathcal{L}(p, x, u, d, \lambda, \beta, \gamma) \quad (80)$$

$$(p_g, x_g, u_g, d_g) \in \Omega_g^{\text{Gen}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (81)$$

式中 Ω_g^{Gen} 为机组 g 的定价方法对应调度模型的单机组合问题可行域。进一步地，式(80)、(81)中拉格朗日函数可以通过变换得：

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(p, x, u, d, \lambda, \beta, \gamma) = & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t} + C_g^d d_{g,t} + \\ & C_g^p p_{g,t}) - \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \Pi_{b(g),t} p_{g,t} - \sum_{t=1}^T (-\lambda_t \sum_{b=1}^B P_{b,t}) - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t} (F_l - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] - \\ & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\gamma_{l,t} (F_l + \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t})] \end{aligned} \quad (82)$$

对上述拉格朗日函数增加常数项，进而获得变形的拉格朗日函数，形式如下：

$$\mathcal{L}'(p, x, u, d, \lambda, \beta, \gamma) = v^* - v - p_{rs} \quad (83)$$

其中， v^* 、 v 、 p_{rs} 在形式上分别为：

$$v^* = \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \Pi_{b(g),t} p_{g,t}^* - \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + C_g^d d_{g,t}^* + C_g^p p_{g,t}^*) \quad (84)$$

$$v = \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T \Pi_{b(g),t} p_{g,t} - \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t} + C_g^d d_{g,t} + C_g^p p_{g,t}) \quad (85)$$

$$p_{rs} = \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T [\beta_{l,t} (F_l + f_{l,t}^*) + \gamma_{l,t} (F_l - f_{l,t}^*)] \quad (86)$$

在此基础上，重定义 $p_{g,t}^*$ 、 $x_{g,t}^*$ 、 $u_{g,t}^*$ 、 $d_{g,t}^*$ 为

M 的最优解； $f_{l,t}^*$ 代替如下：

$$\begin{aligned} f_{l,t}^* = & \sum_{g=1}^G H_{l,b(g)} p_{g,t}^* - \sum_{b=1}^B H_{l,b} P_{b,t}, \\ & l \in \{1, \dots, L\}, t \in \{1, \dots, T\} \end{aligned} \quad (87)$$

式(83)的各项都有明确的含义，即第 1 项 v^* 表示各机组执行调度指令实现的自身利益之和，第 2 项 v 表示各机组通过自调度实现的自身利益之和，第 3 项 p_{rs} 表示运营商所另需支付的金融输电权费用。由于增加的仅是常数项，将式(83)替换拉格朗日对偶问题式(80)、(81)中对应的拉格朗日函数，并不影响其决策结果，即：

$$\max_{\lambda, \beta, \gamma} \mathcal{D}'(\lambda, \beta, \gamma) = \max_{\lambda, \beta, \gamma} \min_{p, x, u, d} \mathcal{L}'(p, x, u, d, \lambda, \beta, \gamma) \quad (88)$$

根据式(83)，式(88)可简化为

$$\max_{\lambda, \beta, \gamma} \mathcal{D}'(\lambda, \beta, \gamma) = \max_{\lambda, \beta, \gamma} \min_{p, x, u, d} (v^* - v - p_{rs}) \quad (89)$$

调整式(89)的符号可得等价形式：

$$-\max_{\lambda, \beta, \gamma} \mathcal{D}'(\lambda, \beta, \gamma) = \min_{\lambda, \beta, \gamma} (p_{rs} - v^* + \max_{p, x, u, d} v) \quad (90)$$

$$(p_g, x_g, u_g, d_g) \in \Omega_g^{\text{Gen}}, g \in \{1, \dots, G\} \quad (91)$$

式(90)的等式右端的决策结果等价于拉格朗日对偶问题式(80)、(81)，并且明确地阐释了非凸定价这类方法的经济学意义，即提供一组实现最小化上抬费用总量价格信号。相比于节点边际电价，非凸定价方法其本身具备最小化上抬费用总量的目标，并将不满足非凸条件的成本纳入到定价模型中的同时还尽可能降低上抬费用总量，保证现货市场相对公平。除此之外，本文所提基于机组凸包的线性松弛定价方法在降低上抬费用总量方面表现要更优于整数线性松弛定价方法。具体而言，结合式(80)、(82)、(83)、(88)和(90)可知上抬费用总量为

$$\begin{aligned} \min_{\lambda, \beta, \gamma} (p_{rs} - v^* + \max_{p, x, u, d} v) = & -\max_{\lambda, \beta, \gamma} \mathcal{D}'(\lambda, \beta, \gamma) = \\ & -\max_{\lambda, \beta, \gamma} \min_{p, x, u, d} \mathcal{L}'(p, x, u, d, \lambda, \beta, \gamma) = \\ & \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T (C_g^u u_{g,t}^* + \\ & C_g^d d_{g,t}^* + C_g^p p_{g,t}^*) - \max_{\lambda, \beta, \gamma} \mathcal{D}(\lambda, \beta, \gamma) \end{aligned} \quad (92)$$

上抬费用总量等于调度问题 M 的目标函数最优值减去非凸定价方法对应的调度问题拉格朗日对偶问题的最优目标值。考虑到整数线性松弛定价方法与基于机组凸包的线性松弛定价方法对应的调度模型可行域均为凸集，根据强对偶性可知两种调度模型的拉格朗日对偶问题最优目标值等于其对应的调度模型的最优值。因此，对比上述两种非

凸定价方法所需支付的上抬费用总量可以通过对比其对应调度模型的最优值, 对应调度模型的最优值越大, 上抬费用总量将越小。

具体而言, 用 $\Gamma(\bullet)$ 表示线性松弛, 则整数线性松弛定价方法对应的调度问题可行域可被表示为

$$\Omega^{\text{IR}} = \Gamma(\Omega_1^{\text{Gen-UC}}) \times \cdots \times \Gamma(\Omega_G^{\text{Gen-UC}}) \quad (93)$$

其次, 基于机组凸包的线性松弛定价方法对应的调度模型可行域可被表示为

$$\Omega^{\text{CH}} = \Omega_1^{\text{Gen-CH}} \times \cdots \times \Omega_G^{\text{Gen-CH}} \quad (94)$$

对于单机机组组合的可行域, 显然存在:

$$\Omega_g^{\text{Gen-CH}} \subset \Gamma(\Omega_g^{\text{Gen-UC}}), g \in \{1, \dots, G\} \quad (95)$$

由此, 可以推断整数线性松弛定价方法对应的调度问题可行域与基于机组凸包的线性松弛定价方法对应的调度问题可行域的包含关系, 即:

$$\Omega^{\text{CH}} = \Omega_1^{\text{Gen-CH}} \times \cdots \times \Omega_G^{\text{Gen-CH}} \subset \Gamma(\Omega_1^{\text{Gen-UC}}) \times \cdots \times \Gamma(\Omega_G^{\text{Gen-UC}}) = \Omega^{\text{IR}} \quad (96)$$

两种非凸定价方法对应的调度问题均是以最小化运行成本为目标的最小化问题。基于机组凸包的线性松弛定价方法对应的调度问题可行域包含于整数线性松弛定价方法对应的调度问题可行域中, 这意味着基于机组凸包的线性松弛定价方法对应的调度问题的最优目标函数值更大, 说明基于机组凸包的线性松弛定价方法的上抬费用总量要小于整数线性松弛定价方法, 这从理论论证了所提于机组凸包的线性松弛定价方法在降低上抬费用总量, 提升市场的公平性的作用。

最终, 本文建立了基于混合整数规划模型的机组组合问题和单机机组组合凸包模型, 并通过利用电力系统可分结构, 将基于混合整数规划模型问题中的单机机组组合模型由凸包模型替换, 建立基于机组凸包的机组组合线性松弛模型, 形成基于机组凸包的线性松弛定价方法, 流程如图 1 所示。

4 算例分析

本文从多个方面开展实验, 以验证所提基于机组凸包的线性松弛定价方法的有效性。具体而言, 首先验证所提单机机组组合凸包模型的正确性, 其次验证所提基于机组凸包的线性松弛定价模型在降低上抬费用的有效性。为此, 本节开展大量的循环实验, 对本文所提的单机机组组合凸包模型进行测试, 从实验的角度验证 S-CH 与 S-MILP 的

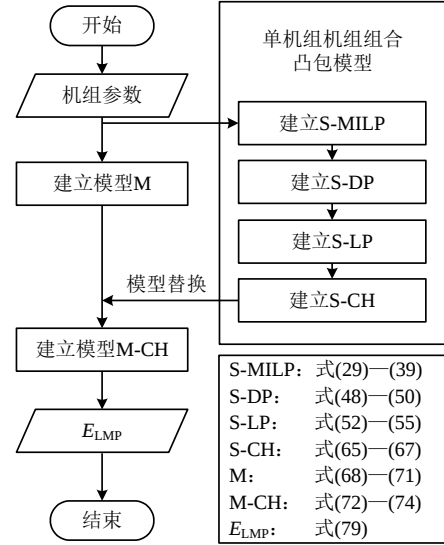


图 1 基于机组凸包的线性松弛定价流程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of A linear relaxation pricing method based on convex hull of unit commitment

等价; 其次, 本节将利用节点边际定价方法(P1)、整数线性松弛定价方法(P2)以及本文所提基于机组凸包的线性松弛定价方法(P3)对调整的 IEEE-30 测试系统和 Polish-2383 测试系统进行 24 时段的现货市场出清和定价, 最终呈现并分析所提定价方法的基本特性(其中所涉及的测试系统数据可于 Github 获取^[36])。

4.1 S-CH 与 S-MILP 的等价性验证

为验证 S-CH 与 S-MILP 的等价性, 本节利用 100 组随机生成的 24h 电价曲线对 20 台不同参数的机组进行单机测试, 对照在相同电价曲线、相同机组条件下, 两种模型的运行成本。

图 2(a)和(b)分别表示在各电价曲线、机组下, 从 S-CH 和 S-MILP 得到的最小运行成本; 图 2(c)表示相同电价曲线、机组下, S-CH 和 S-MILP 的运

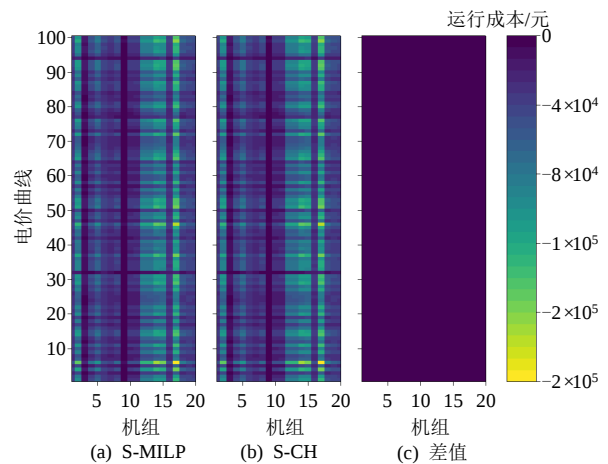


图 2 运行成本对照图

Fig. 2 Comparison of operating costs

行成本之差。结果显示，将不同参数的 20 台机组应用于随机生成的 100 组 24 h 电价曲线进行极小化运行成本决策，在相同的电价曲线、机组下，S-CH 与 S-MILP 无一例外得到相同的最小运行成本，验证了 S-CH 与 S-MILP 的等价性。

4.2 调整的 IEEE-30 测试系统

调整的 IEEE-30 测试系统包含 6 机、30 节点和 41 支路，总装机容量为 900 MW。该测试系统将根据如图 3 负荷进行 24 时段出清。

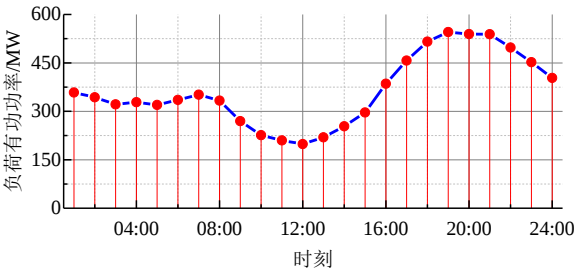


图 3 24 时段 IEEE-30 全系统负荷曲线图

Fig. 3 24-hour load curve of the entire IEEE-30 system

运营商根据 M 的结果公布的出清结果下达调度指令，各机组参照执行。机组执行后，各机组根据 P1、P2 和 P3 3 种不同的定价方法得到的电价结果进行结算。具体地，所有机组的运行成本、实际收益、最优收益和机会成本见表 2。

表 2 不同定价方法下机组成本情况

Table 2 Costs under different pricing methods

定价方法	机组	成本/元	实际收益/元	最优收益/元	机会成本/元
P1	1	536 712	-298 891	0	298 891
	2	0	0	0	0
	3	56 492	-32 217	0	32 217
	4	41 267	-22 144	0	22 144
	5	0	0	0	0
	6	0	0	0	0
	合计	634 471	-353 252	0	353 252
P2	1	536 712	-22 955	62	23 016
	2	0	0	0	0
	3	56 492	-143	226	369
	4	41 267	8 383	34 071	25 689
	5	0	0	0	0
	6	0	0	0	0
	合计	634 471	-14 715	34 359	49 074
P3	1	536 712	-15 754	66	15 820
	2	0	0	16	16
	3	56 492	2 540	3 609	1 070
	4	41 267	13 802	33 932	20 130
	5	0	0	0	0
	6	0	0	1 875	1 875
	合计	634 471	588	39 499	38 911

根据 P1 得到的节点电价，所有机组均没能实现

自身运行成本的覆盖，所有机组的实际收益均为负，该节点电价对应的机会成本补偿总量约为 353 252 元；根据 P2 得的节点电价，部分机组实现了自身运行成本的覆盖，这部分机组实际收益为正，该节点电价对应的机会成本补偿总量约为 49 074 元；根据 P3 得到的节点电价，所有机组均实现了自身运行成本的覆盖，所有机组实际收益为正，该节点电价对应的机会成本补偿总量约为 38 911 元。由表 2 可以看出，P3 在实现机组自身运行成本覆盖以及降低机会成本补偿总量方面表现均优于 P1 与 P2 两种定价方法。在此基础上，进一步对比 3 种定价方法所产生的上抬费用总量的关系，如表 3 所示。

表 3 不同定价方法下上抬费用总量

Table 3 “Uplift costs” under different pricing methods

定价方法	上抬费用总量/元	百分比%
P1	353 252	100.00
P2	50 292	14.24
P3	40 216	11.38

结果显示，根据 P1 得到的节点电价，运营商所需支付的上抬费用总量最大，其次根据 P2 得到的节点电价，最后根据 P3 得到的节点电价。尽管根据 3 种定价方法得到的节点电价进行结算，均还需引入歧视性支付。但从上抬费用的总量上看，P3 在实现市场公平性上的表现优于 P1 与 P2。说明本文所提 P3 在引入非凸性成本参与定价、实现市场公平性上表现优异。

此外，负荷的变化容易引起机组出力或启停状态的变化并最终导致机组边际成本的改变或非凸性成本的产生，这也意味着负荷曲线的走向与电价的走向也一定程度反映出不同定价方法的定价逻辑。为此，本文对照 3 种不同定价方法的电价曲线与负荷曲线的关系(图 3 以 1 号机组为例)。

从图 4 可以看出，在负荷发生细微变化的时段一般伴随机组边际成本的细微变化，引起节点电价的细微变化，这是 3 种定价方法得到的节点电价均所具备的特征。但需要注意的是，一些负荷变化显著的时段往往伴随机组的启停行为，此时 P2 与 P3 非凸定价方法得到的节点电价出现了明显的增长。这是由于 P2 与 P3 将启停成本等非凸性成本引入到电价中，从而产生对启停成本的补偿费用。由于 P1 没有将这类非凸性成本引入到电价中，不会产生这样的补偿费用，这也是 P1 产生的上抬费用远高于 P2 与 P3 的主要原因。

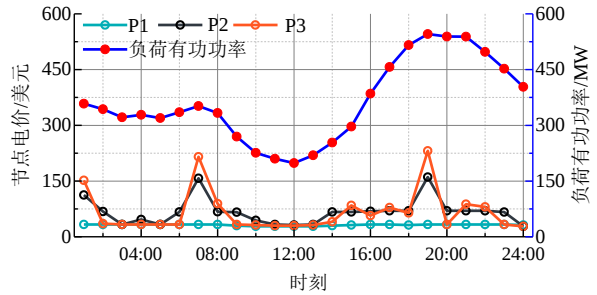


图 4 24 时段 1 号机组节点电价曲线与负荷曲线图
Fig. 4 24-hour price at 1st unit and load curve

4.3 Polish-2383 测试系统

Polish-2383 测试系统包含 323 机、2 383 节点和 2 896 支路，总装机容量为 29 593.73 MW。该测试系统将根据如图 5 负荷进行 24 时段出清。

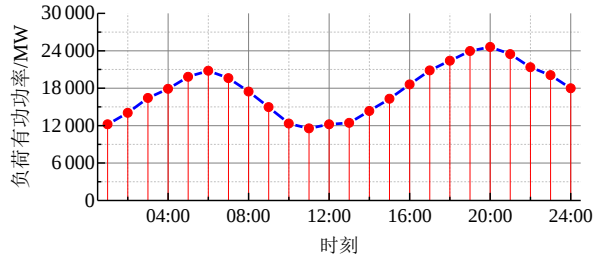


图 5 24 时段 Polish-2383 全系统负荷曲线图
Fig. 5 24-hour load curve of the entire Polish-2383 system

运营商仍然根据 M 的结果公布市场出清结果并下达的调度指令，各机组参照执行。机组执行后，各机组根据 P1、P2 和 P3 3 种不同的定价方法得到的节点电价结果进行市场结算。

表 4 展示了不同定价方法下的成本情况，其中 P1 的总实际收益约为 -1.283×10^7 元，总最优收益为 191 元，总机会成本约为 1.283×10^7 元；P2 的总实际收益约为 6.215×10^6 元，总最优收益为 6.841×10^6 元，总机会成本约为 6.267×10^5 元；而最后 P3 的总实际收益约为 6.743×10^6 元，总最优收益为 7.233×10^6 元，总机会成本约为 4.898×10^5 元；对比而言，总的机会成本大小关系为， $P1 > P2$ 、 $P2 > P3$ 。具体地，P3 总的机会成本约为 P1 的 3.82%，实现了总机会成本的显著降低。仿真结果支撑了 P3 在降低总的机会成本方面并实现市场公平方面的良好表现。其次，在表 5 中进一步对比不同定价方法下上抬费用总量的大小关系，即所需上抬费用总量

表 4 不同定价方法下成本情况

Table 4 Total costs under different pricing methods				
定价方法	总成本/元	总实际收益/元	总最优收益/元	总机会成本/元
P1		-1.283×10^7	191	1.283×10^7
P2	2.970×10^7	6.215×10^6	6.841×10^6	6.267×10^5
P3		6.743×10^6	7.233×10^6	4.898×10^5

表 5 不同定价方法下上抬费用总量

Table 5 “Uplift costs” under different pricing methods		
定价方法	上抬费用总量/元	百分比/%
P1	1.284×10^7	100.00
P2	6.424×10^5	5.00
P3	5.051×10^5	3.93

的关系为 $P1 > P2$ 、 $P2 > P3$ ，结果符合上文结论。仿真结果显示，P3 的上抬费用总量约为 3.93%，降低了上抬费用总量，实现了市场公平性的提升。

为了验证定价方法的效率，表 6 对比了 3 种定价方法在 Polish-2383 大规模测试系统的计算效率。其中，问题规模表示优化问题系数矩阵规模情况(行 $\times$ 列)，“Nonzeros”表示优化问题系数矩阵中的非零元素(关系到计算效率)，计算时间以及效率比例。3 种定价方法均为线性规划模型并以内点法进行求解，并得益于求解器与计算设备性能的提高，3 种定价方法所需计算时间均处于合理的范围。结果显示，P3 在应对大规模系统时仍就保持相对少的计算时间，且仅利用少量时间成本增加换取能够降低上抬费用总量的节点电价，可提升市场公平性，具有潜力。

表 6 不同定价方法的计算效率

Table 6 Efficiency of different pricing methods				
定价方法	问题规模	Nonzeros*	计算时间*/s	比例/%
P1	223 658 $\times$ 31 008	45 037 180	6.139	1.000
P2	254 343 $\times$ 54 264	45 219 904	99.398	16.191
P3	308 459 $\times$ 762 186	48 063 962	33.319	5.427

*Nonzeros 表示系数矩阵非零元素；计算时间未计出清时间。

5 结论

本文探讨了节点边际电价的理论内涵和应用局限，并针对实际提供一种基于机组凸包的线性松弛定价方法，得出以下结论：

1) 基于安全约束经济调度的节点边际电价因其没有将非凸性成本引入定价模型而导致形成的电价难以支持调度指令。该电价将产生大量机会成本等具有市场歧视性的上抬费用，从而影响市场公平性；

2) 本文提出一种基于机组凸包的线性松弛定价方法，其形成的节点电价理论上能降低上抬费用总量。该电价将减少具有市场歧视性的上抬费用，从而提升市场公平性；

3) 由于非凸问题的拉格朗日对偶间隙客观存在，基于包络定理与拉格朗日对偶理论的边际成本定价方法无法完全实现“激励相容”的定价，故上抬费用难以完全避免。

4) 进一步思考如何结算更合理。既然产生上抬费用在所难免, 那么如何进一步有理有据地分摊上抬费用是接下来的研究重点。

参考文献

- [1] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. (2022-01-18)[2024-06-28]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm. National Development and Reform Commission, National Energy Administration. National development and reform commission national energy administration on accelerating the construction of a national unified electricity market system[EB/OL]. (2022-01-18)[2024-06-28]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm(in Chinese).
- [2] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知[EB/OL]. (2023-09-07)[2024-06-28]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm. National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice of the national energy administration of the national development and reform commission on the issuance of the basic rules for the electricity spot market(trial)[EB/OL]. (2023-09-07)[2024-06-28]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm(in Chinese).
- [3] 邹鹏, 陈启鑫, 夏清, 等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 18-27.
ZOU Peng, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 18-27(in Chinese).
- [4] 贾文皓, 丁涛, 曲明, 等. 适用能源互联网非线性气流方程组的线性优化求解模型[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(24): 7938-7949.
JIA Wenhao, DING Tao, QU Ming, et al. A linear program to nonlinear gas equations in context of energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(24): 7938-7949(in Chinese).
- [5] ZHANG Hongji, DING Tao, SUN Yuge, et al. How does load-side re-electrification help carbon neutrality in energy systems: cost competitiveness analysis and life-cycle deduction[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 187: 113745.
- [6] 樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1729-1751.
FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1729-1751(in Chinese).
- [7] 荆朝霞. 新型电力系统下电力市场的建设及运行机制研究[J]. 电力工程技术, 2022, 41(1): 1.
JING Zhaoxia. Research on the construction and operation mechanism of power market under new type power system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(1): 1(in Chinese).
- [8] 汤凌峰, 谢海鹏, 别朝红. 联邦分割强化学习驱动的配电网-建筑群隐私安全协同运行方法[J/OL]. 中国电机工程学报, 2025[2025-10-16]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.TM.20250820.1129.004>
TANG Lingfeng, XIE Haipeng, BIE Zhaohong. Federated split reinforcement learning-driven privacy-preserving coordinated operation method for distribution network and buildings[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2025[2025-10-16]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.TM.20250820.1129.004> (in Chinese).
- [9] 张洪基, 丁涛, 黄雨涵, 等. 电力市场环境下水蓄能电站容量电费定价与成本分摊方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 88-99.
ZHANG Hongji, DING Tao, HUANG Yuhan, et al. Pricing and cost allocation methods for capacity charges of pumped storage power stations in electricity market environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 88-99(in Chinese).
- [10] 王悦, 李源, 刘丽娟, 等. 日本和新加坡电力零售市场对我国电力市场建设的启示[J]. 电力工程技术, 2021, 40(3): 193-199.
WANG Yue, LI Yuan, LIU Lijuan, et al. The enlightenment of Japan and Singapore electricity retail market for the construction of electricity market in China [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(3): 193-199. (in Chinese)
- [11] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 电力现货市场建设进展与关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 3-15.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 3-15(in Chinese).
- [12] 许子智, 曾鸣. 美国电力市场发展分析及对我国电力市场建设的启示[J]. 电网技术, 2011, 35(6): 161-166.
XU Zizhi, ZENG Ming. Analysis on electricity market development in US and its inspiration to electricity market construction in China[J]. Power System Technology, 2011, 35(6): 161-166(in Chinese).
- [13] 刘秋华, 胡苏晨, 周维初. 售电商参与现货市场下的售电套餐优化设计[J]. 电力工程技术, 2022, 41(1): 19-25.
LIU Qiuhua, HU Suchen, ZHOU Weichu. Optimal design of electricity plans based on electricity retailers' participation in spot market[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(1): 19-25(in Chinese).
- [14] LITVINOV E, ZHENG Tongxin, ROSENWALD G, et al. Marginal loss modeling in LMP calculation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2): 880-888.
- [15] 丁涛, 黄雨涵, 张洪基, 等. 基于等微增率并计及机组

- 功率约束的火电机组最优负荷分配精确解[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1446-1459.
- DING Tao, HUANG Yuhuan, ZHANG Hongji, et al. Precision solution of optimal load dispatch of thermal units with power constraints based on equal incremental cost principle[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1446-1459(in Chinese).
- [16] 王怡, 杨知方, 余娟, 等. 节点电价与对偶乘子的内在关联分析与扩展[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 82-91.
- WANG Yi, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Analysis and extension of internal relationship between locational marginal price and dual multiplier[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 82-91(in Chinese).
- [17] 肖杨, 丁涛, 黄海煜, 等. 基于仿射可调鲁棒的非预期全场景可行机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(16): 6278-6293.
- XIAO Yang, DING Tao, HUANG Haiyu, et al. Non-anticipative all-scenario-feasible unit commitment based on affinely adjustable robust model[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(16): 6278-6293(in Chinese).
- [18] 王宣元, 高峰, 康重庆, 等. 扩展的节点电价算法研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3587-3596.
- WANG Xuanyuan, GAO Feng, KANG Chongqing, et al. Analysis of extended locational marginal price[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3587-3596(in Chinese).
- [19] 房欣欣, 杨知方, 余娟, 等. 节点电价的理论剖析与拓展[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 379-389.
- FANG Xinxin, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Theoretical analysis and extension of locational marginal price[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 379-389(in Chinese).
- [20] COASE R H. The marginal cost controversy[J]. Economica, 1946, 13(51): 169-182.
- [21] SCHIRO D A, ZHENG Tongxin, ZHAO Feng, et al. Convex hull pricing in electricity markets: formulation, analysis, and implementation challenges[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 4068-4075.
- [22] AZIZAN N, SU Yu, DVIJOTHAM K, et al. Optimal pricing in markets with nonconvex costs[J]. Operations Research, 2020, 68(2): 480-496.
- [23] SAUER W. Staff analysis of uplift in RTO and ISO markets[EB/OL]. https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/08-13-14-uplift_2.pdf.
- [24] GRIBIK P R, HOGAN W W, POPE S L. Market-clearing electricity prices and energy uplift[EB/OL]. https://www.hepg.hks.harvard.edu/files/hepg/files/gribik_hogan_pope_price_uplift_123107.pdf?m=1523367567.
- [25] CADWALADER M, GRIBIK P, HOGAN W, et al. Extended LMP and financial transmission rights[EB/OL]. https://whogan.scholars.harvard.edu/sites/g/files/omnuum4216/files/whogan/files/chp_elmp_ftr_060910.pdf.
- [26] WANG Gui, SHANBHAG U V, ZHENG Tongxin, et al. An extreme-point subdifferential method for convex hull pricing in energy and reserve markets—part I: algorithm structure[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2111-2120.
- [27] WANG Gui, SHANBHAG U V, ZHENG Tongxin, et al. An extreme-point subdifferential method for convex hull pricing in energy and reserve markets—part II: convergence analysis and numerical performance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2121-2127.
- [28] HUA Bowen, BALDICK R. A convex primal formulation for convex hull pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3814-3823.
- [29] 房欣欣. 显式计及激励相容特性的电力现货市场出清方法[D]. 重庆: 重庆大学, 2022.
- FANG Xinxin. Market clearing approach considering explicit incentive compatibility for electricity spot market [D]. Chongqing: Chongqing University, 2022(in Chinese).
- [30] ANDRIANESIS P, BERTSIMAS D, CARAMANIS M C, et al. Computation of convex hull prices in electricity markets with non-convexities using Dantzig-Wolfe decomposition[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2578-2589.
- [31] STEVENS N, PAPAVALIOU A. Application of the level method for computing locational convex hull prices [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(5): 3958-3968.
- [32] 王怡, 杨知方, 余娟. 基于人工约束生成的电力市场非凸定价[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(20): 7868-7880.
- WANG Yi, YANG Zhifang, YU Juan. Non-convexity pricing of electricity market based on artificial constraint generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(20): 7868-7880(in Chinese).
- [33] CHEN Yonghong, O'NEILL R, WHITMAN P. A comparison of three methods for ISO pricing[J]. IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation, 2025, 3(1): 59-71.
- [34] DURLAUF S N, BLUME L E. The new Palgrave dictionary of economics[M]. 2nd ed. London: Palgrave Macmillan, 2008.
- [35] BOYD S, VANDENBERGHE L. Convex optimization [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.
- [36] <https://github.com/yangxiaoe/CHP.git>.



肖杨

在线出版日期: 2024-11-14。

收稿日期: 2024-07-03。

作者简介:

肖杨(1998), 男, 博士研究生, 主要从事电力系统优化运行、机组组合加速求解的相关研究, yangxiao_ee@stu.xjtu.edu.cn;

*通信作者: 丁涛(1986), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统经济运行、电力市场、能源经济等方向的相关研究, tding15@mail.stu.xjtu.edu.cn。

(责任编辑 邱丽萍)