

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210190

基于多参数规划理论的时间连续节点电价

李晨晨, 余娟, 杨知方, 张梦晗, 林伟, 李文沅

(输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学电气工程学院), 重庆 400044)

摘要: 随着新能源渗透率的不断提高, 电力市场需要细化定价颗粒度以反映时变的市场供需关系。基于多参数规划理论, 提出时间连续节点电价的计算方法。以时间为规划参数构建经济调度模型, 并基于多参数规划理论解析推导了节点电价与时间之间的解析表达式, 可快速获得节点电价与时间的连续映射关系, 为市场提供随时间连续变化的价格信号。基于 IEEE30 节点和 IEEE118 节点系统的仿真分析, 验证了所提方法的价格信号合理性及计算效率优势。

关键词: 时间连续节点电价; 经济调度; 电力市场; 新能源; 多参数规划

Time-continuous locational marginal price based on multi-parametric programming theory

LI Chenchen, YU Juan, YANG Zhifang, ZHANG Menghan, LIN Wei, LI Wenyuan

(State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, College of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: With the increasing penetration of renewable energy, a pricing method with higher granularity is needed to reflect time-varying market supply and demand. Based on multi-parametric programming theory, this paper proposes a time-continuous locational marginal price (time-continuous LMP) calculating method. The proposed method builds the economic dispatching model with time as the planning parameter, and deduces the analytical expression between LMP and time based on multi-parametric programming theory. In this way the continuous mapping relationship between LMP and time can be obtained directly. This can provide the market with time-continuous price signals. Simulation results based on IEEE30-bus and IEEE118-bus systems demonstrate the reasonableness and effectiveness of the proposed method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U2066209) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 2020CDJQY-A025).

Key words: time-continuous LMP; economic dispatch; electricity market; renewable energy; multi-parametric programming

0 引言

环境污染、化石能源短缺等问题日益突出, 大力发展包括风光在内的新能源、持续提高非化石能源占一次能源的消费比例, 已成为世界各国的共识^[1]。欧洲、美国和中国分别提出 2050 年实现新能源占比 100%、80%、60% 的目标^[2]。新能源具有边际成本低、出力不确定性强、波动性大等特点, 其

快速发展将给电力市场定价带来新的挑战^[3]。

目前电力市场主要采用边际定价机制^[4]。例如, 美国电力市场采用基于边际定价理论的节点电价 (Locational Marginal Price, LMP) 作为现货交易的结算基础。节点电价基于直流最优潮流模型的对偶乘子计算, 其主要组成包括边际发电成本、传输阻塞成本和边际网损成本^[4-7]。目前, 已有学者对高比例新能源电力系统的电价问题进行研究: 文献[8]提出了一种能同时对新能源出力不确定性和机组备用容量进行定价的鲁棒优化框架; 文献[9]推导了考虑输电线路过载不确定性和发电违规不确定性的节点电价, 所得电价能够反映不同节点风电机组出力不确

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U2066209); 中央高校基本科研业务费专项资助(2020CDJQY-A025); 电力系统国家重点实验室课题资助(SKLD20KZ01)

定性对系统成本的影响；文献[10]推导了基于风险的节点电价模型，将系统正常状态和突发状态下的传输过载信号作为风险部分，给出反映系统整体安全水平的价格信号；考虑 $N-1$ 应急储备价格，文献[11]提出了一个能量与备用市场协同优化模型，解决了 $N-1$ 应急场景中可能出现的容量和备用调度问题。上述研究考虑新能源出力的不确定性情况重新推导离散调度情况下的电价模型，未计及离散调度点间新能源出力的波动特性波动。

另有学者针对负荷、新能源的波动特性，分析了节点电价的变化规律：文献[12]提出了一种改进的蒙特卡洛模拟方法来描述风电机组出力波动情况下节点电价的波动区间；文献[13]讨论了节点电价的阶跃变化特性，说明了负荷变化导致起作用约束变化时，会引起由对偶变量计算得到的节点电价产生阶跃变化；文献[14]提出了连续节点电价的概念，并提出将辨识得到的相邻临界负荷节点电价直接相连，通过插值法得到一条连续的节点电价曲线。上述研究针对的是负荷、新能源波动引起节点电价阶跃变化的负荷辨识和连续化处理办法，而非从“时间连续”角度解决电价的时序连续问题。

现有经济调度以能量块调度(即采用某个时刻的负荷水平代表特定时段的时变负荷)反映时段内的供需分时平衡，得到的电价信号并不一定能够准备反映时段内的供求关系特性。具体来说，当前经济调度模型为离散调度，即用调度点处的负荷替代整个调度时段的负荷曲线。在该离散的调度模式下，浙江现货市场采用 5 min 的调度间隔以更精确地反映电能供求关系。然而，所得节点电价仅能表征调度时刻点处的能量平衡特性。电力系统的能量平衡具有实时特性，随着调度时段内负荷和新能源出力水平的变化，系统的起作用约束集变化会引起节点电价(即对偶乘子)的阶跃性大幅变化。因此，当前离散调度的方式不能反映调度时段内负荷和新能源出力波动引起的节点电价变化特征。国内外针对这一问题的研究还鲜有涉及。文献[15-17]指出现有的离散调度模型未能体现电能生产和消费的连续性，并基于黎曼积分提出了时间连续的调度与定价模型。该模型尚未考虑线路阻塞、机组爬坡等约束，与现有的市场出清模式匹配性仍有进一步探究的空间。在现有市场出清模式下，可以采取细化市场出清模型颗粒度的方式获得分辨率更高的节点电价，但仍然面对两个难点：一是增加分辨率相应增加了市场出清计算的求解难度，大规模市场出清存在计算压力，计算速度无法满足实际市场出清需求；二是细化颗粒度不能从根本上解决电价表达式时间离

散的问题。

因此，从时间连续性的角度提出新的节点电价定价机制十分必要。为了提出更精准反映电力实时平衡特性的节点电价模型，本文建立了以时间为规划参数的经济调度优化模型。该模型将负荷和新能源出力表征为时间的连续函数，所得节点电价能够反映波动性对系统运行成本的影响；基于多参数规划方法分析该模型，可辨识出系统起作用约束集的变化情况，快速得到节点电价与时间的连续映射关系，避免重复优化经济调度模型带来的计算负担。本文所提方法可在保证计算效率的同时，实现节点电价随时间变化的连续函数表征，所得价格能反映负荷和新能源出力的波动特性。

1 经济调度模型与节点电价

本节将简述现有市场出清所用的经济调度模型，并分析节点电价随时间的变化关系。

1.1 经济调度模型

由于电力市场出清模型需要确保收敛，且电价计算需要确保原-对偶间隙为零，国内外电网调度机构普遍采用基于直流最优潮流(Direct Current Optimal Power Flow, DC OPF)的经济调度模型^[18]，包含的风电机组优化模型如下所述。

1) 目标函数

以系统总的运行成本最小建立目标函数。

$$\min Z = \sum_i C_i(P_{i,T}) \quad (1)$$

式中： $C_i(P_{i,T})$ 为 T 时刻第 i 台发电机的运行成本，其中，火电机组运行成本采用二次函数，风电机组运行成本取弃风罚值； $P_{i,T}$ 为 T 时刻第 i 台发电机的出力。

2) 约束条件

(1) 机组出力上下限约束

$$P_{i,\min} \leq P_{i,T} \leq P_{i,\max}, [\lambda_{i,T}^{\min}, \lambda_{i,T}^{\max}] \quad (2)$$

式中： $P_{i,\max}$ 和 $P_{i,\min}$ 为第 i 台发电机的出力上限和下限； $\lambda_{i,T}^{\max}$ 和 $\lambda_{i,T}^{\min}$ 为其对应的对偶乘子。

(2) 爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,T} - P_{i,T-1} \leq \overline{Rud}_i, [\eta_{i,T}] \\ P_{i,T-1} - P_{i,T} \leq \underline{Rud}_i, [\eta_{i,T}] \end{cases} \quad (3)$$

式中： \overline{Rud}_i 和 \underline{Rud}_i 为第 i 台发电机的功率上升和下降速率限制；风电机组没有爬坡速率限制； $\overline{\eta_{i,T}}$ 和 $\underline{\eta_{i,T}}$ 为该约束所对应的对偶乘子； $P_{i,T-1}$ 为 $T-1$ 时刻第 i 台发电机的出力。

(3) 支路传输约束

$$P_{L,T} = B_f \theta_T \quad (4)$$

$$P_L^{\min} \leq P_{L,T} \leq P_L^{\max}, [\beta_{L,T}^{\min}, \beta_{L,T}^{\max}] \quad (5)$$

式中: P_L^{\max} 和 P_L^{\min} 为支路的容量上下限; $\beta_{L,T}^{\max}$ 和 $\beta_{L,T}^{\min}$ 为支路容量约束所对应的对偶乘子; B_f 为求解支路功率而形成的支路导纳矩阵; θ_T 为 T 时刻的相角。

(4) 功率平衡约束

$$A_G P_T - P_{D,T} = B \theta_T, [\mu_T] \quad (6)$$

式中: A_G 表示发电机节点关联矩阵; $P_{D,T}$ 为 T 时刻系统的负荷; μ_T 为 T 时刻功率平衡约束所对应的对偶乘子, 其值为节点电价。

1.2 节点电价

节点电价的经济学含义为满足某节点新增单位负荷所需的边际成本^[19]。当系统负荷水平变化引起系统起作用约束集变化时, 经济调度模型(1)—(6)的最优解和对偶解相应变化, 节点电价取值也会随之变化。事实上, 节点电价可以表示为负荷的隐式函数(该函数即为经济调度模型(1)—(6)的求解过程)。

$$\mu_T = F(P_{D,T}) \quad (7)$$

式中: F 为节点电价与负荷之间的函数关系; $P_{D,T}$ 表征了 T 时刻系统所有节点上的负荷值, 是多维向量; μ_T 为与 $P_{D,T}$ 相对应的节点电价。

由于全时段调度模型在大规模电力系统中出清时间长, 现有调度中心均基于模型(1)—(6)采用逐时段出清方式。以调度点的负荷和新能源最大出力水平代表调度时段内的变化情况, 未考虑时段间隔内的波动变化(如图 1 所示)。相应地, 节点电价在该时段内为固定值。该方法本质上对负荷水平与时间的函数关系做了近似离散处理, 在该出清模式下得到的节点电价是时间离散的。

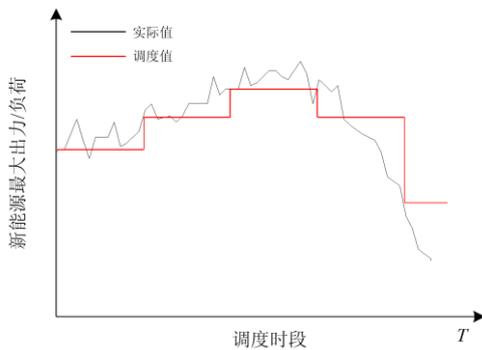


图 1 当前离散调度的市场出清模式示意图

Fig. 1 Schematic diagram of current market clearing model of discrete dispatch

离散出清方式下的节点电价只能反映调度点处的电网供需平衡特性, 未考虑每个调度间隔内新能源出力、负荷等波动状态对调度出力及电价的影响。随着新能源渗透率的不断增加, 其波动性的影响将随之增大。在一个调度时段内, 若新能源出力突变, 需要常规机组调整出力才能满足系统功率平衡, 造成系统运行成本变化。该情况下, 传统的节点电价将不能反映时段内机组出力状态的变化, 不能为市场提供良好的价格信号, 因此需要提出随时间连续的节点电价计算方法, 更为精准地反映电网的供需平衡特性。

2 时间连续节点电价

2.1 时间连续节点电价计算思路概述

由于节点电价为负荷相关的函数, 要获得时间上连续的节点电价必须首先获得时间上连续的负荷。现有研究普遍通过短期负荷预测^[20]、插值法^[21]等方法获得连续的负荷曲线。本文的重点在于, 如何基于连续负荷曲线获取连续的节点电价曲线。

连续电价所需的计算时间还应满足市场出清的效率要求。当负荷水平变化时, 对应的节点电价需通过经济调度模型(1)—(6)逐点优化计算才能获得。若要获得时间上连续的节点电价, 本质上需要细化采样出清时段, 并将高频采样的调度负荷逐点代入到经济调度模型中优化计算(如图 2 所示)。因此需要求解的经济调度优化次数也会随之增多, 大大增加了计算负担。

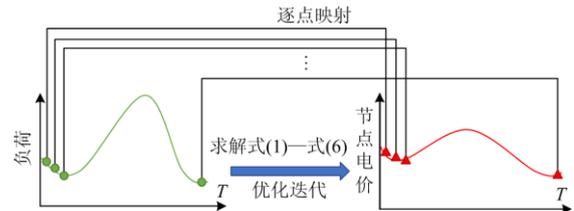


图 2 连续负荷与时间连续节点电价的映射关系示意图

Fig. 2 Diagram of mapping relations between time-continuous load and LMP

实际上, 在该迭代优化过程中, 当负荷在一定范围内变化时, 若市场出清模型的起作用约束集不变, 负荷与节点电价的映射关系是固定的, 即负荷与节点电价的灵敏度关系是固定的。若起作用约束集变化, 则灵敏度关系相应发生改变。多参数规划方法是分析起作用约束变化时优化模型输入(即负荷水平)与输出(即电价、机组出力等优化变量)间灵敏度的有力工具。当负荷水平在一定范围内变化时, 多参数规划计算可根据系统起作用约束条件的不同

对可行域分区。在不同的可行域内，负荷水平与电价、机组出力等的关系可解析表达，从而避免重复优化计算，提高计算效率。因此，图2所示负荷与节点电价的映射关系可用多参数规划方法进行求解，得到负荷与电价的连续映射关系。

一般思路是将每个节点的负荷作为一个规划参数，但多参数规划方法的计算负担随规划参数规模增加而增大。在大规模电力系统中，以节点负荷为规划参数会导致规划参数规模过大，难以满足实际应用需求。为了降低规划参数的规模，提高计算效率，需要对调度模型进行转化。

2.2 时间连续定价模型

本节将通过模型转换，将原经济调度模型式(1)—式(6)转化为以连续时间为规划参数的优化模型。以单维时间推移量作为规划参数，提高计算效率。

时间连续定价模型基于已有的连续负荷曲线和新能源最大出力曲线。日前市场的连续曲线可基于细粒度历史负荷数据预测的结果，结合插值法获得。当前也有学术界和工业界探索更高精度的负荷预测，尤其是实时调度决策，有研究提出分钟级的预测方法，如文献[22-23]，可为本研究提供基础数据。因此可基于已有的预测数据，将负荷和新能源最大出力表征为时间推移量 Δt 的线性函数，从而获得时间连续的负荷和新能源最大出力曲线，如图3所示。图中 T_{Interval} 为调度点之间的时间间隔， Δt 为 T_{Interval} 内的时间推移量。如式(7)所述，节点电价为各节点负荷的函数，但在电力系统调度运行模型中，所有节点的负荷曲线均可表达为时间推移量 Δt 的函数。在此基础上可基于时间推移量 Δt 构造经济调度模型，

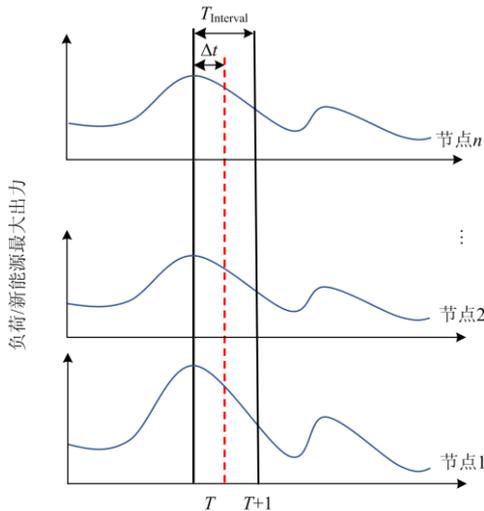


图3 电力系统各节点负荷曲线示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the load curves of each node in power system

降低节点电价函数自变量的维度，大幅减小多参数规划计算负担。

基于这一思想，原经济调度模型中的约束条件式(2)—式(6)可以转化为与时间推移量 Δt 相关的形式。

1) 机组出力上下限约束

$$P_i^{\min} \leq P_{i,T}(\Delta t) \leq P_i^{\max} \quad (8)$$

式中： P_L^{\max} 和 P_L^{\min} 分别表示发电机出力上下限； $P_{i,T}(\Delta t)$ 为第 i 台发电机在第 T 个调度时段内时间推移 Δt 时的机组出力。

2) 爬坡约束

$$\begin{cases} P_{i,T}(\Delta t) - P_{i,T} \leq \overline{Rud}_i(\Delta t/T_{\text{Interval}}), [\overline{\eta}_{i,T}(\Delta t)] \\ P_{i,T} - P_{i,T}(\Delta t) \leq \underline{Rud}_i(\Delta t/T_{\text{Interval}}), [\underline{\eta}_{i,T}(\Delta t)] \end{cases} \quad (9)$$

式中： $\overline{Rud}_i(\Delta t/T_{\text{Interval}})$ 和 $\underline{Rud}_i(\Delta t/T_{\text{Interval}})$ 为第 i 台发电机在第 T 个调度时段内时间推移 Δt 时的功率上升和下降速率限制； $\overline{\eta}_{i,T}(\Delta t)$ 和 $\underline{\eta}_{i,T}(\Delta t)$ 为此时该约束所对应的对偶乘子。

3) 支路传输极限约束

$$P_{L,T}(\Delta t) = B_f \theta_T(\Delta t) \quad (10)$$

$$P_L^{\min} \leq P_{L,T}(\Delta t) \leq P_L^{\max}, [\beta_{L,T}^{\min}(\Delta t), \beta_{L,T}^{\max}(\Delta t)] \quad (11)$$

式中： P_L^{\max} 和 P_L^{\min} 为支路容量上下限； $\beta_{L,T}^{\max}(\Delta t)$ 和 $\beta_{L,T}^{\min}(\Delta t)$ 为支路容量上下限对应的对偶乘子； B_f 为求解支路功率而形成的支路导纳矩阵； $\theta_T(\Delta t)$ 为第 T 个调度时段内时间推移 Δt 时的相角。

4) 功率平衡约束

$$A_G P_T(\Delta t) - P_{D,T}(\Delta t) = B \theta_T(\Delta t), [\mu_T(\Delta t)] \quad (12)$$

式中： A_G 为发电机节点关联矩阵； $P_{D,T}(\Delta t)$ 为第 T 个调度时段内时间推移 Δt 时的负荷； B 为建立直流潮流方程对应的节点导纳矩阵。

还应新增一条对于时标 Δt 的约束，如式(13)。

$$0 \leq \Delta t \leq T_{\text{Interval}} \quad (13)$$

以系统运行成本最小建立目标函数：

$$\min Z = \sum_i C_i(P_{i,T}(\Delta t)) \quad (14)$$

式中， $C_i(P_{i,T}(\Delta t))$ 为第 T 个调度时段内时间推移 Δt 时第 i 台发电机的运行成本。

通过上述转换，可以得到式(8)—式(14)所组成的以时间为规划参数的经济调度模型。此时原经济调度模型中负荷与节点电价的函数关系，可由原式(7)可转化为

$$\overline{\mu}_T(\Delta t) = \overline{F}(\Delta t) \quad (15)$$

式(7)中右端的多维变量负荷 $\overline{P}_{D,T}$ 转化为式(15)中的单维变量 Δt ，有效避免了优化参数规模过大而

导致的计算效率过低问题。

2.3 基于多参数规划理论的时间连续节点电价计算

针对研究模型参数变化的优化问题, 多参数规划可解析表达参数向量(或某一参数空间)取不同值对应的最优解^[24]。为便于描述利用多参数规划理论进行时间连续节点电价计算的过程, 本文以一个调度时段为例, 解析推导节点电价与时间之间的映射关系。首先将某一个调度时段内转换后的经济调度模型(8)–(14)表示为一般形式。

$$\min Z = \frac{1}{2} \mathbf{P}^T \mathbf{A} \mathbf{P} + \mathbf{B} \mathbf{P} + \mathbf{S}(\Delta t) + \mathbf{C} \quad (16)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{P}, \Delta t) = \mathbf{M} \mathbf{P} + \mathbf{N} \Delta t + \mathbf{K} \leq 0 \quad (17)$$

式中: $\mathbf{G}(\mathbf{P}, \Delta t)$ 为第二节中所推导的系统约束一般形式, 其中 \mathbf{P} 为机组出力; \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 和 \mathbf{C} 为目标函数系数矩阵; $\mathbf{S}(\Delta t)$ 为机组出力函数; \mathbf{M} 、 \mathbf{N} 和 \mathbf{K} 表示常数系数矩阵。

优化模型(16)、(17)可利用多参数规划方法求解, 获取机组出力 \mathbf{P} 、对偶变量与规划参数 Δt 的线性映射关系, 具体过程如下:

假设 \mathbf{P}^* 是原调度优化问题的最优解, 将其代入式(17)能够确定约束集中的起作用约束 $\mathbf{G}_E(\mathbf{P}, \Delta t) = 0$ 和不起作用约束 $\mathbf{G}_{INE}(\mathbf{P}, \Delta t) < 0$, 进而将原问题的 KKT 最优性条件表示为式(18)–式(22)。

$$\mathbf{A} \mathbf{P} + \mathbf{B} + \mathbf{M}_E^T \boldsymbol{\mu}_E + \mathbf{M}_{INE}^T \boldsymbol{\mu}_{INE} = 0 \quad (18)$$

$$\mathbf{M}_E \mathbf{P}^* + \mathbf{N}_E \Delta t^* + \mathbf{K}_E = 0 \quad (19)$$

$$\mathbf{M}_{INE} \mathbf{P}^* + \mathbf{N}_{INE} \Delta t^* + \mathbf{K}_{INE} \leq 0 \quad (20)$$

$$\boldsymbol{\mu}_E \geq 0 \quad (21)$$

$$\boldsymbol{\mu}_{INE} = 0 \quad (22)$$

式中: $\boldsymbol{\mu}_E$ 代表起作用约束的对偶变量(节点电价取值包含其中); $\boldsymbol{\mu}_{INE}$ 代表不起作用约束的对偶变量。

将式(22)代入到式(18)、式(19)中, 可得到机组出力 \mathbf{P}^* 、对偶变量 $\boldsymbol{\mu}_E$ 与规划参数 Δt^* 之间的线性关系如式(23)。

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P}^* \\ \boldsymbol{\mu}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{M}_E^T \\ \mathbf{M}_E & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -\mathbf{B} \\ -\mathbf{K}_E - \mathbf{N}_E \Delta t^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_P(\Delta t^*) \\ \mathbf{F}_{\mu_E}(\Delta t^*) \end{bmatrix} \quad (23)$$

将式(23)代回式(20)、式(21)的不等式中, 可得到 Δt^* 对应的起作用约束不变的规划参数变化范围 R^* 为

$$R_k = \left\{ \begin{array}{l} \Delta t^* \mid \mathbf{M}_{INE} \mathbf{F}_P(\Delta t^*) + \mathbf{N}_{INE} \Delta t^* + \mathbf{K}_{INE} < 0, \\ \mathbf{F}_{\mu_E}(\Delta t^*) \geq 0 \end{array} \right\} \quad (24)$$

该参数变化范围 R_k 可表示为 $[\Delta t_{\min}^*, \Delta t_{\max}^*]$, 在 R_k 内规划参数 Δt 与机组出力 \mathbf{P} 和对偶变量 $\boldsymbol{\mu}_E$ 始终

保持相同的线性映射关系, 如式(23)所示, 节点电价的取值则包含于向量 $\boldsymbol{\mu}_E$ 之中。当起作用约束集变化时, 该线性映射关系也会变化, 此时需要求解新的优化问题来确定规划参数变化范围以及对应的线性映射关系。起作用约束集和映射关系的计算均是通过系统的 KKT 最优性条件推导而得, 因此该映射关系是准确的。该过程实质上是一个典型的多参数规划问题^[21]。计算过程可描述为如图4所示的流程图。

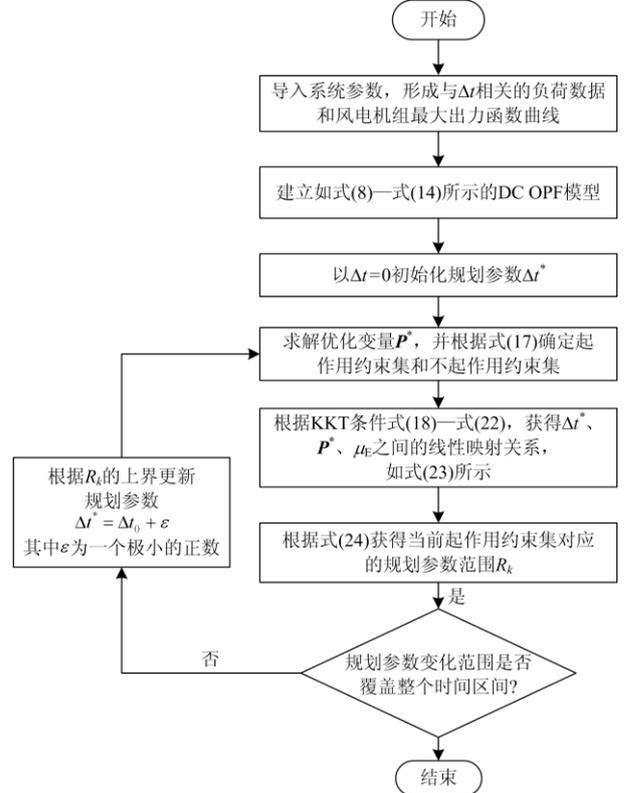


图4 时间连续节点电价计算过程

Fig. 4 Calculation process of time-continuous LMP

2.4 时间连续节点电价讨论

目前电力市场包含了多级时间尺度市场, 各级市场定价均以给定边界条件下准确反映供需平衡特性为目标。本文所提方法针对的是事前出清市场(日前市场、实时市场均为事前出清市场), 即使时间精度逐步递进, 仍存在以特定调度点代表调度时段内负荷和新能源出力曲线的情况, 所得电价不能反映调度时段内的波动情况。因此, 本文提出基于多参数规划理论的时间连续节点电价, 反映事前出清市场中对负荷和新能源出力波动特性的考虑。

因此所提方法为针对事前出清市场的调度决策方法, 旨在解决单一调度时刻负荷水平节点电价难以反映这一时段供需平衡特性的问题, 而非对用户连续时变用电行为进行动态计价结算。如何基于

时间连续节点电价进一步设计合理的结算机制(如可以采用所得节点电价时段内平均值等方法进行结算), 这将是后续研究的重点。

3 算例分析

为验证本文所提时间连续节点电价计算方法的有效性, 算例仿真基于 IEEE30 节点和 IEEE118 节点系统进行, 以日前市场为例将所提方法与传统的经济调度节点电价方法进行对比:

M1 为本文所提连续电价计算方法; M2 为传统的经济调度节点电价计算方法。

3.1 算例基本信息

根据典型的日负荷曲线和风电机组最大出力曲线, 本文采用分段线性近似法对其进行时间连续化处理。即假设调度间隔为 1 h, 短期预测负荷数据取 15 min 一个点, 通过插值近似的方法将一个调度间隔内的负荷表征为时间上连续的负荷曲线。同理, 也可以获得时间连续的风电机组最大出力曲线, 如图 5 和图 6 所示。

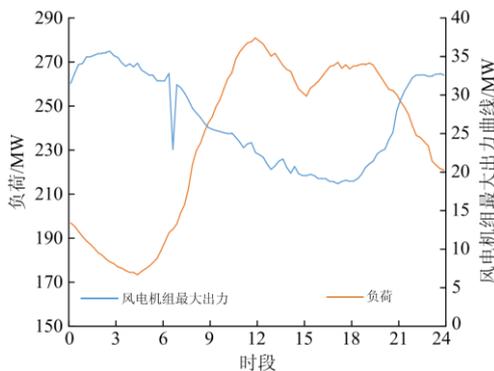


图 5 算例 1 系统负荷曲线和风电机组最大出力曲线
Fig. 5 Load curve and maximum output curve of wind unit in Case 1

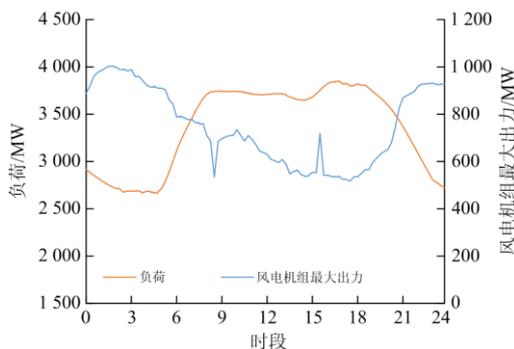


图 6 算例 2 系统负荷曲线和风电机组最大出力曲线
Fig. 6 Load curve and maximum output curve of wind unit in Case 2

3.2 计算结果分析

3.2.1 算例 1

在 IEEE30 节点系统中, 设有 6 台发电机。第 8 个节点上的发电机组设置为风电机组。火电机组装机容量为 380 MW, 风电机组装机容量为 55 MW。以系统第一个节点为例, 分析所提方法的有效性。

从图 7 可以看出, M1、M2 所得节点电价变化趋势均与系统负荷变化趋势整体一致, M1 在调度时刻点的节点电价与 M2 节点电价相同, 均反映了不同时刻系统的功率平衡特性。00: 00—07: 00, 负荷需求相对较低且此时风电相对充裕, 因此该期间节点电价较低。10: 00—13: 00 和 17: 00—20: 00, 市场价格相对较高, 呈现“双峰形”。M1 所得的节点电价为随时间连续变化的值, 即在调度点之间的节点电价为随时间连续变化的电价曲线, 而 M2 所得的节点电价随时间为离散的值。

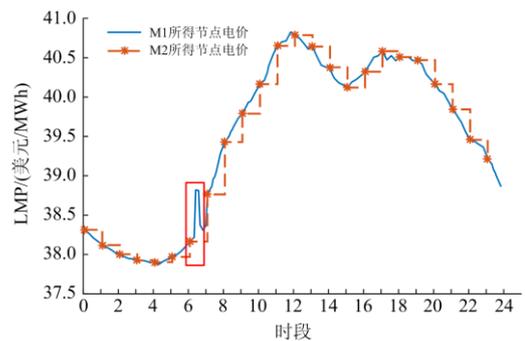


图 7 算例 1 M1 与 M2 所得节点电价对比图

Fig. 7 Comparison of LMPs obtained by M1 and M2 in Case 1

在第 7 个调度时段, M1 所得节点电价出现了尖峰值, 如图 7 红框所示, 在该调度时段内, M2 所得电价为 38.16 美元/MWh, 而 M1 所得节点电价波动, 其峰值达到了 38.82 美元/MWh。即调度时段内电价偏离于调度时刻 7 所获得的节点电价。其原因在于, 在第 7 个调度时段内负荷需求快速增长的同时, 风电出力出现较大波动, 即负荷在 06: 30 由调度值 188 MW 上升为 194 MW, 而风电机组最大出力则在 06: 30 由调度值 32 MW 下降为 23 MW, 需要边际成本较高的传统火电机组增加出力来满足系统此时的功率不平衡量。

从图 8 所示的机组出力图可以看出, 在该调度时段内, 2 号、4 号和 5 号火电机组的出力均出现了突然增加的情况。受机组爬坡速率限制, 边际成本相对较低的 2 号机组和 4 号机组的出力不能满足此时的功率平衡需求, 导致边际成本较大的 5 号机组必须增加出力来维持系统功率平衡, 因此在该调度时段出现了电价突然增大的情况。

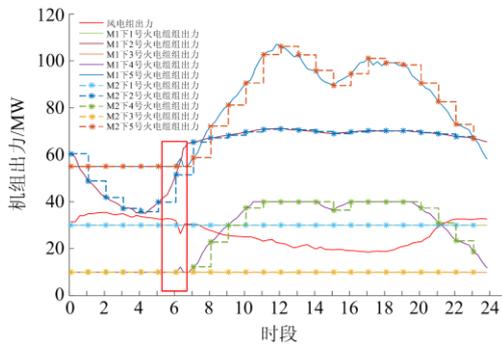


图8 算例1 M1 和 M2 所得机组出力对比图
Fig. 8 Comparison of units' outputs obtained by M1 and M2 in Case1

可见, M1 不仅可以在离散调度点处提供与现有调度出清方法相同的定价结果, 还可额外提供离散调度点间的连续节点电价。当调度时段内出现负荷或新能源出力急剧变化的情况, M2 所得电价不能反映系统的供求平衡时变特性, 而 M1 所得电价更为准确地反映了市场供求关系。因此本文所提方法可以得到反映系统能量平衡的价格信号。

3.2.2 算例 2

在 IEEE118 节点系统中, 共设置 19 台发电机。将位于节点 59、61、65 的发电机设置为风电机组, 其总的装机容量为 1 000 MW; 火电机组的装机容量为 4 140 MW。以系统第一个节点为例, 分析所提方法的有效性。

如图 9 所示, M1 所得的节点电价为随时间连续变化的值, 而 M2 所得节点电价随时间为离散值。在第 9 个调度时段内(如图 9 左边红框所示), M1 所得节点电价存在一个峰值 24.81 美元/MWh, M2 所得节点电价为 24.07 美元/MWh。如图 6 所示, 风电机组出力减小, 最大出力在 08:30 时由调度值 638.87 MW 下降为 481.50 MW, 系统出现功率差额。如图 10 所示, 2 号火电机组出力由 32.27 MW 增加至 46.19 MW。系统调用了边际成本较高的 2 号火电机组, 电价上升。本文提出的时间连续节点电价方法 M1 电价能更准确反映实际系统边际成本。

同理, 在第 16 个调度时段(如图 9 右边红框所示), 风电机组出力突然增大时, 高边际成本的火电机组出力相应减小, M1 所得节点电价突然减小为 24.81 美元/MWh, M2 所得节点电价为 24.07 美元/MWh, M1 所得节点电价出现了下尖峰。

可见, M1 在离散调度点处提供与 M2 相同的定价结果, 当调度时段内新能源出力突然增加或减小, 其对应的节点电价均出现了上尖峰或下尖峰。

因此本文所提价格信号能够反映调度时段内新能源出力的波动性, 给出反映系统能量平衡的价格信号。

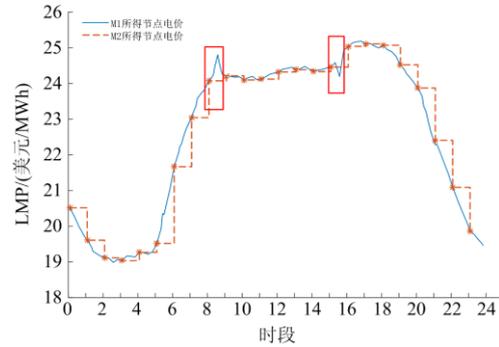


图9 算例2 M1 与 M2 所得节点电价对比图
Fig. 9 Comparison of LMPs obtained by M1 and M2 in Case2

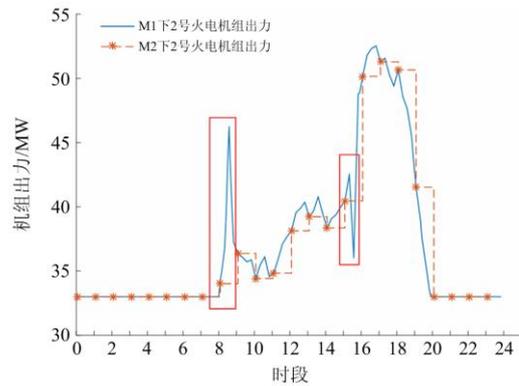


图10 2号火电机组出力对比图
Fig. 10 Comparison of No. 2 thermal unit's outputs obtained by M1 and M2

3.3 计算效率分析

由于细颗粒度的离散型节点电价本质上可看作对连续节点电价曲线的抽样计算。若负荷曲线颗粒度足够细致, 可得到近似连续的节点电价曲线, 但存在计算负担过重的问题。图 11 为本文所提方法与细化调度时间间隔方法计算负担对比示意图, 细化调度时间间隔的离散型节点电价计算是对连续电价曲线的抽样计算, 如图 11(a)中绿圈所示; 而多参数规划方法则可通过优化计算, 获得参数变化范围内系统的起作用约束集合。每个约束集内节点电价与 Δt 之间均存在一个确定的线性映射关系, 即图 11(b)中每个红圈内节点电价与 Δt 的线性映射关系是确定的。因此只需计算每个红圈中的任意时刻对应的节点电价就可以获得该时间范围内随时间连续变化的节点电价。一般来说在特定时间尺度内起作用约束变化的点不会太多, 从而大大减小了时间连续节点电价的计算负担。

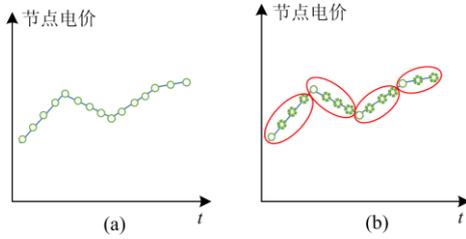


图 11 计算负担对比示意图

Fig. 11 Schematic diagram of calculation burden comparison

在 IEEE30 节点系统算例与 IEEE118 节点系统算例中，将所提的时间连续节点电价方法(M1)与直接提高出清时段的颗粒度(1 min 一个调度点)的计算方法(M2)进行时间对比，其结果如表 1 所示。

表 1 M1 与 M2 计算时间比较

方法	IEEE30 节点系统 计算时长/s	IEEE118 节点系统 计算时长/s
M1	40.57	160.23
M2	56.37	1 355.15

对比可以发现，在 IEEE30 节点系统算例中，出清时间均在 1 min 以内，M1 的计算时间略少于 M2。这是因为系统规模较小时，单次出清时间很短，本文所提方法虽然避免了重复优化，整体计算效率提升不大。

随着系统规模增大，本文所提方法具有明显的计算优势。这是由于，在该系统中起作用约束集变化了 137 次，即通过 137 次优化计算即可获得随时间连续变化的调度结果。以 IEEE118 节点系统节点 1 的调度时段 $0 \leq \Delta t \leq 60 \text{ min}$ 为例。通过多参数规划计算发现该调度时段内 KKT 条件起作用约束变化 7 次。取出其中两次计算结果： $15 \leq \Delta t^* < 28.43$ ， $28.43 \leq \Delta t^* < 30$ 为例分析，即在 $\Delta t^* = 28.43$ 前后，起作用约束集发生变化：

1) 当 $15 \leq \Delta t^* < 28.43$ 时，此时节点电价和机组出力与 Δt^* 之间的线性映射关系为 $-0.01786(\Delta t^* - 15) + 20.2719 = \mu^*$ ；

2) 当 $28.43 \leq \Delta t^* < 30$ 时，对应新的起作用约束集，此时节点电价和机组出力与 Δt 之间满足新的线性映射关系： $-0.02(\Delta t^* - 15) + 20.0567 = \mu^*$ 。

类似地，在该调度时段内当起作用约束集发生变化时，也能相应地解析表达相应的节点电价、机组出力与 Δt 之间的线性关系。从而避免了相同起作用约束条件下的重复计算，提高计算效率。

而离散型定价方法所需的优化次数与其出清

时段颗粒度成正比，M2 需要计算 1 440 次优化，并且在在大系统中单次出清时间增大。

因此，本文所提方法能在保证计算效率的同时获得随时间连续变化的节点电价曲线。

4 结论

随着新能源渗透率的不断提高，电力市场能源价格需要颗粒度更细的定价方法。本文基于多参数规划理论提出了一种时间连续节点电价计算方法，主要结论如下：

1) 本文以时间为规划参数构建了市场出清模型，该模型将负荷和新能源在时段内的变化表征为时间的连续函数。基于多参数规划方法分析该时间连续经济调度模型，可迅速得到节点电价与时间的连续映射关系。所提模型在保证计算效率的同时，能够在事前出清市场中提供反映连续时间内系统负荷和新能源出力波动情况的价格信号。

2) 本文所提连续节点电价在现有电力市场框架下，除了可以在离散调度点处提供与现有调度出清方法相同的定价结果，还可以额外提供离散调度点间的连续节点电价，以反映调度时段内负荷和新能源波动引起的系统运行成本变化。如何基于时间连续节点电价，设计与现有电价结算机制相匹配的结算方法，这将是后续研究的重点。

参考文献

- [1] ERDIWANSYAH, MAHIDIN, HUSIN H, et al. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 37-54. DOI: 10.1186/s41601-021-00181-3.
- [2] 唐程辉, 张凡, 张宁, 等. 考虑可再生能源随机性和需求响应的电力系统日前经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 18-25, 63. TANG Chenghui, ZHANG Fan, ZHANG Ning, et al. Day-ahead economic dispatch of power system considering renewable power uncertainty and demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 18-25, 63.
- [3] 赵东元, 胡楠, 傅靖, 等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 1-8. ZHAO Dongyuan, HU Nan, FU Jing, et al. Research on the practice and road map of enhancing the flexibility of a new generation power system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 1-8.
- [4] 聂涌泉, 顾慧杰, 彭超逸, 等. 激励性含风电竞标日前市场出清电价机制的建模[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 25-34.

- NIE Yongquan, GU Huijie, PENG Chaoyi, et al. Research on modeling the incentive electricity pricing mechanism in day-ahead electricity market clearing containing wind power bidding[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(19): 25-34.
- [5] LIN W, YANG Z, YU J, et al. Toward fast calculation of probabilistic optimal power flow[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(4): 3286-3288.
- [6] WANG Hongye, MURILLO-SANCHEZ C E, ZIMMERMAN R D, et al. On computational issues of market-based optimal power flow[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(3): 1185-1193.
- [7] 白杨, 李昂, 夏清. 新形势下电力市场营销模式与新型电价体系[J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(5): 10-16. BAI Yang, LI Ang, XIA Qing. Electricity business marketing modes in the new environment and new electricity pricing systems[J]. *Power System Protection and Control*, 2016, 44(5): 10-16.
- [8] YE H, GE Y, SHAHIDEHPOUR M, et al. Uncertainty marginal price, transmission reserve, and day-ahead market clearing with robust unit commitment[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(3): 1782-1795.
- [9] FANG X, HODGE B, DU E, et al. Introducing uncertainty components in locational marginal prices for pricing wind power and load uncertainties[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(3): 2013-2024.
- [10] WANG Q, ZHANG G, MCCALLEY J D, et al. Risk-based locational marginal pricing and congestion management[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(5): 2518-2528.
- [11] ZHENG T, LITVINOV E. Contingency-based zonal reserve modeling and pricing in a co-optimized energy and reserve market[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, 23(2): 277-286.
- [12] FANG X, WEI Y, LI F. Evaluation of LMP intervals considering wind uncertainty[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(3): 2495-2496.
- [13] LI F. Continuous locational marginal pricing (CLMP)[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(4): 1638-1646.
- [14] LI F, BO R. Congestion and price prediction under load variation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, 24(2): 911-922.
- [15] 陈皓勇, 韩励佳. 基于连续时间商品模型的电力市场定价理论[J]. *中国科学: 科学信息*, 2018, 48(10): 1287-1299. CHEN Haoyong, HAN Lijia. Electricity pricing theory based on continuous time commodity model[J]. *Scientia Sinica Information*, 2018, 48(10): 1287-1299.
- [16] CHEN H, HAN L. Electricity pricing theory based on continuous time commodity model[C] // 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), August 5-10, 2018, Portland, OR, USA: 1-5.
- [17] CHEN H, HAN L. Influence of load curve slope on clearing prices of continuous-time commodity electricity market[C] // 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON), November 6-8, 2018, Guangzhou, China: 828-834.
- [18] YANG Z, ZHONG H, XIA Q, et al. Solving OPF using linear approximations: fundamental analysis and numerical demonstration[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017, 11(17): 4115-4125.
- [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): 379-390. FANG Xinxin, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Theoretical analysis and extension of locational marginal prices[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(2): 379-390.
- [20] CAI Qiuna, YAN Binjie, SU Binghong, et al. Short-term load forecasting method based on deep neural network with sample weights[J]. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2020, 30.
- [21] 顾天奇, 张雷, 冀世军, 等. 封闭离散点的曲线拟合方法[J]. *吉林大学学报: 工学版*, 2015, 45(2): 337-441. GU Tianqi, ZHANG Lei, JI Shijun, et al. Curve fitting method for closed discrete points[J]. *Journal of Jilin University: Engineering and Technology Edition*, 2015, 45(2): 337-441.
- [22] BAKIRTZIS E A, BISKAS P N, LABRIDIS D P, et al. Multiple time resolution unit commitment for short-term operations scheduling under high renewable penetration[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(1): 149-159.
- [23] PARVANIA M, SCAGLIONE A. Unit commitment with continuous-time generation and ramping trajectory models[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(4): 3169-3178.
- [24] PISTIKOPOULOS E, GEORGIADIS M, DUA V. Multi-parametric programming: theory, algorithms and applications (volume 1) [M]. Weinheim: Wiley VCH, 2007.

收稿日期: 2021-02-23; 修回日期: 2021-04-13

作者简介:

李晨晨(1993—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场优化与分析;

余娟(1981—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 主要研究方向为电力与能源优化运行、风险评估、深度学习;

杨知方(1992—), 男, 博士生导师, 研究员, 主要研究方向为电力系统运行优化与分析. E-mail: yzf1992@cqu.edu.cn

(编辑 周金梅)