基于节点边际电价的市场过渡期日前出清策略

罗 微[1]，蔡 莹[1]，谭锡林[1]，于 琪[1]，张德亮[2]，黄红伟[2]

（1.广州供电局有限责任公司，广东 广州 510620；2. 北京清大科越股份有限公司，北京 100084）

摘要：现阶段我国电力现货市场正处于计划体制与市场体制并存的市场过渡期，2019年全国销售电量市场化率突破40%，但仍有60%的计划发电量需要编排。针对市场过渡阶段日前出清策略进行了研究，基于节点边际电价建立了考虑计划电量约束下的市场出清模型。首先基于直流潮流建立了考虑阻塞管理下的经济调度模型；然后进一步利用功率传输分布因子分摊网损，并通过求解对偶问题得到了节点边际电价；最后分析了不同市场化率的市场出清结果，并比较了社会用电总成本。基于PJM－5节点输电网络进行了仿真，仿真结果表明所提的市场出清模型能避免线路阻塞、平摊网损和实现社会用电总成本最低。

关键词：电力现货市场；经济调度；市场出清；节点边际电价；阻塞管理

Day-ahead market clearing strategy in transaction to electricity spot market based on locational marginal price

LUO Wei[1], CAI Ying[1], TAN Xilin[1], YU Qi[1], ZHANG Deliang[2], HUANG Hongwei[2]

(1. Guangzhou Power Bureau Co., Ltd., Guangzhou 510620, China; 2. Beijing QU Creative Technology Co., Ltd., Beijing 100084, China)

Abstract: At present, the spot market of electric power in China is in the transition period of coexistence of planning system and market system. In 2019, the marketization rate of electric power sales in China is expected to exceed 40%, but 60% of the planned power generation still needs to be arranged. The day ahead clearing strategy in the transitional stage of the market is studied. Based on the locational marginal price, a market clearing model considering the constraints of planned electricity is established. Firstly, based on DC power flow, an economic dispatch model considering congestion management is established. What's more, the power transmission distribution factor is used to share the network loss, and the locational marginal price is obtained by solving the dual problem. Finally, the market clearing results of different marketization rates are analyzed, and the total cost of social power consumption is compared. Based on the PJM－5 node transmission network, the simulation results show that the proposed market clearing model can avoid line congestion, share network loss and achieve the lowest total cost of social power consumption.

Key words: electricity spot market; economic dispatch; market clearing; locational marginal price; congestion management

0 引言

随着电力改革的推进，电能交易逐步由政府计划转向为市场交易。2017年，全国市场化交易电量合计为16 324亿kW·h，占全社会用

电量比重的25.9%[1]，电量交易的市场化率还在逐步提升，2019年突破40%[2]。我国目前正处于计划体制与市场体制并存的市场过渡期，在制定经济调度策略的同时，需要考虑计划发电量的编排和市场化机组的出清[3]。因此研究市场过渡期的日前出清策略对电网的经济安全运行具有至关重要的作用。

针对电力现货市场环境下的经济调度（Economic Dispatch, ED）与市场出清问题，不少学者已发表了部分成果。市场环境下机组的经济调度问题通常基于次日负荷预测信息，根据机组的报价进行排序，依次选择边际成本最低的机组，直到满足全社会的用电需求[4]。当发生阻塞时，需要对经济调度的结果进行修正，因此将提高系统的用电成本，该过程又称之为阻塞管理[5]。文献[6]建立了安全约束经济调度模型，同时考虑了发电机边际成本和输电线路容量约束，得到了跨省区大电网的调度方案。文献[7]基于基尼系数建立了“三公”调度模型，旨在协调调度的公平性与经济性。针对市场出清问题，节点边际电价(Locational Marginal Price, LMP)被认为是最有效的解决方案，已经在美国PJM电力市场中发挥出了良好的效果。文献[8]归纳了LMP的计算方法，提出了扩展的节点电价算法。文献[9]基于直流潮流建立了考虑网损的经济调度模型，并通过线性对偶理论获得LMP。然而上述文献研究的是全市场化的电能交易策略，由于我国目前正处于市场化过渡阶段，上述研究方法难以直接应用于我国的电能交易。

本文针对市场过渡阶段日前出清策略进行了研究，基于节点边际电价建立了考虑计划电量约束下的市场出清模型。首先基于直流潮流建立了考虑阻塞管理下的经济调度模型；其次进一步利用功率传输分布因子分摊网损，并通过求解对偶问题得到了节点边际电价；同时分析了不同市场化率的市场出清结果，并比较了社会用电总成本；最后通过PJM－5节点区域输电网系统进行了仿真与分析。

1 市场过渡阶段日前出清模型

1.1 基于直流潮流的经济调度模型

输电网络具有电压近似等于额定值且线路电抗远大于电阻的特点，因此针对经济调度问题通常采用直流潮流建模。同时电网的目标通常为社会福利最大化，即最小化全社会的用电成本，因此其目标函数表达式为

$$\min \sum_{t\in T}\sum_{i\in N} c_{i,t}P_{Gi,t} \tag{1}$$

式中，T为调度时间集合；N为输电网的节点集合；$c_{i,t}$为机组i在t时间段内的边际成本；$P_{Gi,t}$为机组i在t时间段内的出力。

经济调度中需要满足如下约束。

（1）能量平衡约束

发电机的发电量总和应等于所有负荷的需求，即

$$\text{s.t.}\quad \sum_{i\in N} P_{Gi,t} = \sum_{i\in N} P_{Di,t} \quad \forall t\in T \tag{2}$$

式中，$P_{Di,t}$为负荷i在t时间段内的有功需求。

（2）线路传输容量约束

通过输电线路的功率应当在其载荷容量范围内，即

$$-P_{\lim,l} \leqslant \sum_{i\in N} \text{PTDF}_{i,l}(P_{Gi,t}-P_{Di,t}) \leqslant P_{\lim,l} : \mu_{l,t}^{-}, \mu_{l,t}^{+} \quad \forall t\in T, \forall l\in L \tag{3}$$

式中，$\text{PTDF}_{i,l}$为线路l和节点i之间的功率传输分布因子；$P_{\lim,l}$为线路l的最大载荷容量；L为配电网输电线路集合；$\mu_{l,t}^{-}$为线路传输容量下界约束的对偶变量；$\mu_{l,t}^{+}$为线路传输容量上界约束的对偶变量。

（3）发电机功率边界约束

发电机的实时有功功率应在其功率边界范围内，即

$$P_{\min,i} \leqslant P_{Gi,t} \leqslant P_{\max,i} \quad \forall t\in T, \forall i\in N \tag{4}$$

式中，$P_{\min,i}$为发电机i的最小允许出力；$P_{\max,i}$为发电机i的最大允许出力。

（4）计划电量约束

受计划体制影响，经济调度的结果至少应

当满足发电机组的计划电量，即

$$\sum_{t\in T} P_{Gi,t} \geqslant P_{plan,i} \quad \forall i \in N \tag{5}$$

式中，$P_{plan,i}$为发电机i所分配到的电量计划。

1.2 功率传输分布因子和网损计算

基于直流潮流的经济调度模型忽略了系统的网损，导致实际调度过程中出现了不平衡功率，因此经济调度后必须对网损功率进行修正。考虑到输电网络的环网结构，实际调度中通常利用功率传输分布因子计算网损。为了简洁表示，以下表达式均省略了索引t。

边际传输因子的定义如下

$$\mathrm{DF}_i = 1 - \mathrm{LF}_i = 1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} \tag{6}$$

式中，DF_i为节点i的边际传输因子；LF_i为节点i的边际网损因子；P_{loss}为网损；P_i为节点i的注入功率。

其中网损的表达式为

$$P_{loss} = \sum_{l\in L} I_l^2 R_l \tag{7}$$

式中，I_l为线路l的电流幅值；R_l为线路l的电阻。

由式（7）定义的网损通常被称为电网的实际网损，因此，边际网损因子表达式为

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} = \frac{\partial}{\partial P}\left(\sum_{l\in L} I_l^2 R_l\right) \tag{8}$$

在标幺值系统下，假设节点电压均等于其额定电压，即$V=1$，电流计算式为

$$I_l = \sum_{i\in N} \mathrm{PTDF}_{i,l}(P_{Gi,t} - P_{Di,t}) = \sum_{i\in N} \mathrm{PTDF}_{i,l} P_i \tag{9}$$

于是，式（8）进一步写为

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} &= \frac{\partial}{\partial P}\left(\sum_{l\in L} I_l^2 R_l\right) = \sum_{l\in L} 2 I_l R_l \frac{\partial I_l}{\partial P_i} \\ &= \sum_{l\in L} 2R_l \times \mathrm{PTDF}_{i,l} \times \sum_{j\in N} \mathrm{PTDF}_{j,l} P_j\end{aligned} \tag{10}$$

由此能够得到输电网络的边际传输因子、边际网损因子，并计算系统的实际网损。

1.3 考虑网损的日前市场出清模型

由于式（1）～式（5）构成的经济调度模型没有考虑网损，而事后通过功率传输分布因子分配网损的方法有很大的系统误差，因此本文通过式（11）代替式（2），重新计算经济调度模型。其目标函数仍为式（1），约束条件为式（3）～式（5）以及式（11）。

$$\sum_{i\in N} \mathrm{DF}_{i,t}(P_{Gi,t} - P_{Di,t}) + P_{loss,t} = 0 : \lambda_t \quad \forall t \in T \tag{11}$$

式中，$\mathrm{DF}_{i,t}$为节点i在t时间段内的边际传输因子；$P_{loss,t}$为t时间段内的预测网损，可以由直流潮流经济调度模型的结果配合功率传输分布因子计算得到；λ_t为式（11）的对偶变量。

以下证明利用式（11）构建的经济调度模型能够实现网损分摊，首先将式（11）展开为式（12）的形式，即

$$\begin{aligned}\sum_{i\in N} \mathrm{DF}_i(P_{Gi} - P_{Di}) &= \sum_{i\in N} \mathrm{DF}_i \times P_i = \sum_{i\in N} (1 - \mathrm{LF}_i) P_i \\ &= \sum_{i\in N} \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}\right) P_i = \sum_{i\in N} P_i - \sum_{i\in N} \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} P_i \\ &= \sum_{i\in N} P_i - \sum_{i\in N} \left[P_i \times \sum_{l\in L} (2R_l \times I_l \times \mathrm{PTDF}_{i,l})\right] \\ &= \sum_{i\in N} P_i - \sum_{l\in L} \left[2R_l \times I_l \times \sum_{i\in N} (P_i \times \mathrm{PTDF}_{i,l})\right] \\ &= \sum_{i\in N} P_i - \sum_{l\in L} (2R_l \times I_l \times I_l) \\ &= \sum_{i\in N} P_i - 2\sum_{l\in L} R_l I_l^2\end{aligned} \tag{12}$$

调度网损表达式为

$$P_{loss}^{schd} = \sum_{i\in N} P_i \tag{13}$$

式中，P_{loss}^{schd}为调度网损。

实际网损表达式为

$$P_{loss}^{act} = \sum_{l\in L} R_l I_l^2 \tag{14}$$

式中，P_{loss}^{act}为实际网损。

文献[10]已经证明直流潮流模型具有足够的准确度，其调度网损可近似等同于实际网损。因此能够得到式（15），由此可以证明式（11）的有效性。

$$\sum_{i\in N} \mathrm{DF}_i(P_{Gi} - P_{Di}) = P_{loss}^{schd} - 2P_{loss}^{act} = -P_{loss} \tag{15}$$

由此，求解该经济调度模型能得到各机组

的发电计划，同时完成了网损的分摊。

1.4 对偶模型和节点边际电价计算

市场出清的另一重要结果是得到各节点的节点边际电价，以通过节点边际电价结算用电费用。由于本文所提的经济调度模型为线性规划(Linear Programming, LP)，由线性规划的对偶理论能够得到其对偶变量，进一步能计算得到LMP。以下考虑式（1）、式（3）和式（11）构成的拉格朗日函数表达式为

$$\begin{aligned}L_{\mathrm{f}}=&\sum_{t\in T}\sum_{i\in N}c_{i,t}P_{\mathrm{G}i,t}-\\&\sum_{t\in T}\lambda_t[\sum_{i\in N}\mathrm{DF}_{i,t}(P_{\mathrm{G}i,t}-P_{\mathrm{D}i,t})+P_{\mathrm{loss},t}]-\\&\sum_{t\in T}\sum_{l\in L}\mu^{-}_{l,t}[P_{\mathrm{lim},l}+\sum_{i\in N}\mathrm{PTDF}_{i,l}(P_{\mathrm{G}i,t}-P_{\mathrm{D}i,t})]-\\&\sum_{t\in T}\sum_{l\in L}\mu^{+}_{l,t}[-P_{\mathrm{lim},l}+\sum_{i\in N}\mathrm{PTDF}_{i,l}(P_{\mathrm{G}i,t}-P_{\mathrm{D}i,t})]\end{aligned}\tag{16}$$

式中，L_{f}为拉格朗日函数。

LMP通常定义为节点负荷的影子价格，其表达式为

$$\begin{aligned}\mathrm{LMP}_{i,t}=\frac{\partial L_{\mathrm{f}}}{\partial P_{\mathrm{D}i,t}}=&\lambda_t\mathrm{DF}_{i,t}+\sum_{l\in L}\mu^{+}_{l,t}\mathrm{PTDF}_{i,l}-\\&\sum_{l\in L}\mu^{-}_{l,t}\mathrm{PTDF}_{i,l}\end{aligned}\tag{17}$$

式中，$\mathrm{LMP}_{i,t}$为节点i在t时间段内的节点边际电价。

进一步由式（18）分解节点边际电价，并由式（19）～式（21）定义了系统边际电价、阻塞电价和网损边际电价。

$$\lambda_t\mathrm{DF}_{i,t}=\lambda_t+\lambda_t(\mathrm{DF}_{i,t}-1)\tag{18}$$

$$\mathrm{LMP}^{\mathrm{energy}}_{t}=\lambda_t\tag{19}$$

式中，$\mathrm{LMP}^{\mathrm{energy}}_{i,t}$为$t$时间段内的系统边际电价。

$$\mathrm{LMP}^{\mathrm{cong}}_{i,t}=\sum_{l\in L}\mu^{+}_{l,t}\mathrm{PTDF}_{i,l}-\sum_{l\in L}\mu^{-}_{l,t}\mathrm{PTDF}_{i,l}\tag{20}$$

式中，$\mathrm{LMP}^{\mathrm{cong}}_{i,t}$为节点$i$在$t$时间段内的阻塞电价。

$$\mathrm{LMP}^{\mathrm{loss}}_{i,t}=\lambda_t(\mathrm{DF}_{i,t}-1)\tag{21}$$

式中，$\mathrm{LMP}^{\mathrm{loss}}_{i,t}$为节点$i$在$t$时间段内的网损边际电价。

因此，节点边际电价由三部分构成，是一个时间上和空间上均存在差异的价格信号。

$$\mathrm{LMP}_{i,t}=\mathrm{LMP}^{\mathrm{energy}}_{i,t}+\mathrm{LMP}^{\mathrm{cong}}_{i,t}+\mathrm{LMP}^{\mathrm{loss}}_{i,t}\tag{22}$$

2 算例分析

2.1 算例设计

本文基于PJM－5节点区域输电网进行了仿真，其系统结构如图1所示。线路参数如表1所示。其中功率传输分布因子由Matpower计算得到。在Matlab平台上通过YALMIP工具箱建模，并调用CPLEX求解器求解线性规划问题及其对偶问题。

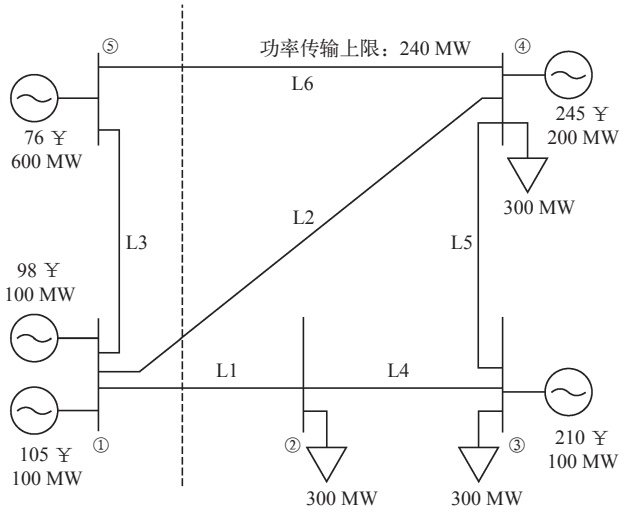

图1 PJM－5节点系统结构图

Fig. 1 Structure of PJM－5 test system

表1 线路参数

Tab. 1 Transmission line parameters

线路	L1	L2	L3	L4	L5	L6
R(%)	0.281	0.304	0.064	0.108	0.297	0.297
X(%)	2.81	3.04	0.64	1.08	2.97	2.97
$P_{\mathrm{lim},l}$/MW	999	999	999	999	999	240

由于电力现货市场环境下通常对次日的电能计划进行优化，本文考虑典型日的负荷曲线如图2所示，研究日前市场出清策略。

选取某一时间断面，经济调度的结果如图3所示。考虑网损功率分摊的系统运行数据如表2所示。

由图3和表2的结果可知，在市场化环境下，电网按照发电机组的边际成本依次调用，部分非经济机组可能失去了发电权，将逐步退

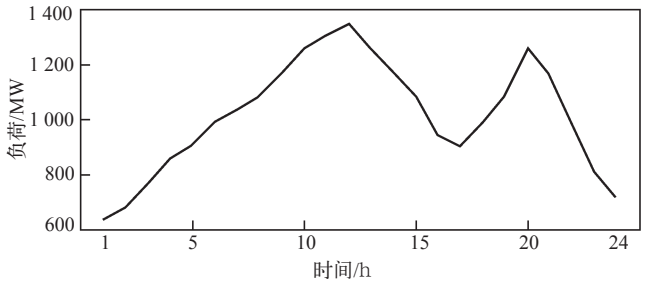

图2 负荷曲线

Fig. 2 Load curve

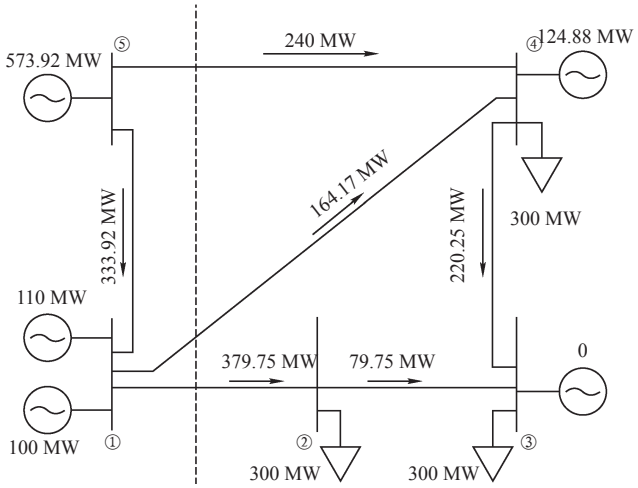

图3 经济调度结果

Fig. 3 The results of economic dispatch

表2 系统运行数据

Tab. 2 Data of system operation

（单位：MW）

节点	发电	负荷	注入功率	不平衡功率
①	210	0	−210	0
②	0	300	300	0
③	0	300	300	0
④	124.88	300	183.92	8.80
⑤	573.92	0	−573.92	0

出市场。当发生阻塞时，为避开阻塞将影响发电机组的调度计划，从而不得不选择经济性较差的机组。

当市场化率为40%时，全天的调度计划如图4所示。经济性较好的G_1、G_2和G_5被充分调用，而经济性较差的G_3和G_4仅在用电高峰时段被调用，并主要为计划电量，市场化电量较少。

各节点的节点边际电价如图5所示。节点边际电价呈现出了明显的时空差异，当系统用电负荷较小时，各节点的边际电价近似相等，原

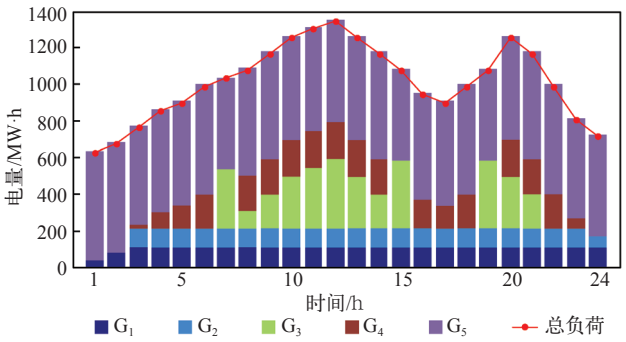

图4 调度计划

Fig. 4 Scheduling plan

因是此时没有发生阻塞，边际电价等于此时被调用的机组中报价最高机组的边际成本。而用电高峰时段受制于线路L6的功率传输能力，系统发生了阻塞，各区域的边际电价存在较大差异，原因是各区域的发电机组边际成本差异较大，当发生阻塞时，远方经济性较好的电能无法跨区域传输，不得不调用本地经济性较差的机组，这也是我国不同省份基本电价政策不同的原因。

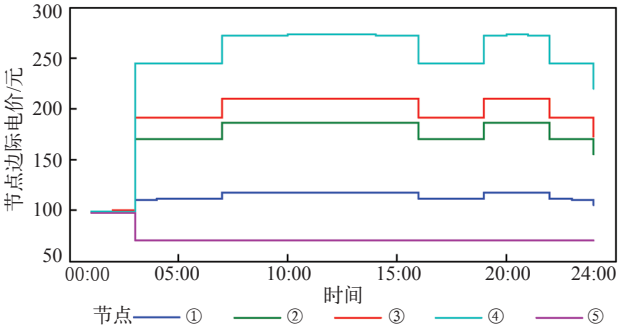

图5 节点边际电价

Fig. 5 LMP of PJM – 5 test system

表3分析了式（11）的作用，式（11）取代式（2）作为系统的能量平衡约束，其目的在于通过先验的方法在经济调度过程中考虑了网损分摊。若经济调度过程中不考虑网损，即以式（2）为能量平衡约束，调度后的网损分摊将导致“双倍网损”问题，即调度侧的网损分摊是实际网损的两倍，造成了市场的不公平。因此，实际经济调度中应当以式（11）作为能量平衡约束，能大大减小不平衡功率的误差。

图6进行了计划电量所占百分比对社会总用电费用影响的灵敏度分析，即分析了电力市

表3 结果分析

Tab. 3 Result analysis

模型	负荷/MW·h	发电量/MW·h	实际网损/MW·h	调度网损/MW·h	误差(%)
考虑式（11）	24 390	24 596.5	206.5	204.0	1.22
考虑式（2）	24 390	24 596.5	206.5	407.0	97.41

场化水平对社会经济效益的影响。由图6中可知，当计划电量占比小于30%时，社会总用电费用不变；而当计划电量占比大于60%时，社会总用电费用急剧上升。可见，电力市场化的推进能减小社会总用电费用，实现社会福利最大化。我国应加快电力市场化进程，尽快将市场化率提高至70%以上。

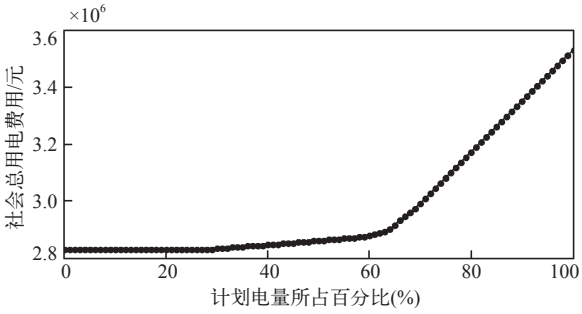

图6 灵敏度分析

Fig. 6 Sensitivity analysis

3 结束语

针对市场过渡阶段日前出清问题，本文基于节点边际电价建立了考虑计划电量约束下的市场出清模型，得到了以下几个结论：

1）现阶段我国电力现货市场正处于计划体制与市场体制并存的市场过渡期，随着市场化进程的推进，边际成本较高的火电机组获得的发电权将逐步减小，最终可能退出市场。

2）经济调度的过程中需要考虑网损分摊，否则实际调度过程中将产生不平衡功率，且事后分配不平衡费用的方法容易造成市场的不公平。

3）竞争性市场有助于降低社会总用电费用，我国应加快电力市场化进程，尽快将市场化率提高至70%以上，以发挥市场化电能交易的最大效益。

参考文献

[1] 崔东君，程晓春，李冬梅，等．浅述我国电力市场化改革进展[J]．青海电力，2019，38(1)：64-68．

[2] 前瞻产业研究院．预见2019：中国售电产业全景图谱[J]．电器工业，2019(11)：31-36．

[3] 张昆，刘映尚，彭超逸，等．南方区域电力现货市场技术支持系统：出清功能部分[J]．南方电网技术，2019，13(9)：59-66．

[4] 马辉，刘文涛，陈晔，等．适应我国国情的电力市场机制设计与体系架构[J]．电气时代，2019(5)：78-81．

[5] 马辉，陈雨果，陈晔，等．南方(以广东起步)电力现货市场机制设计[J]．南方电网技术，2018，12(12)：42-48．

[6] 张振．考虑需求响应的电力系统日前优化调度模型研究[D]．北京：华北电力大学，2016．

[7] 赵适宜，李正文，丁鹏，等．基于基尼系数的“三公”调度模型研究[J]．水利水电技术，2019，50(4)：212-219．

[8] 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．

[9] 张健，张国强，袁森，等．基于节点边际电价的实时运行阻塞管理研究[J]．电气应用，2018，37(21)：78-81，86．

[10] LI Zhengshuo，GUO Qinglai，SUN Hongbin，et al．A new LMP-sensitivity-based heterogeneous decomposition for transmission and distribution coordinated economic dispatch[J]．IEEE Transactions on Smart Grid，2018，9(2)：931-941．

作者简介

罗 微

罗微（1986－），女，贵州人，硕士，工程师，研究方向及专业为电气工程及其自动化。

(收稿日期：2019－07－16)EA