

多能源参与的电力主辅市场联合优化模型

黄冬生¹,吴引航¹,吕翔¹,姜楠²

(1. 广西电力交易中心,南宁 530000;2. 清华大学 电机工程与应用电子技术系,北京 100084)

Optimization model for combined electricity spot and ancillary service markets considering variable generation resources

HUANG Dongsheng¹, WU Yinhang¹, LV Xiang¹, JIANG Nan²

(1. Guangxi Power Exchange Center, Nanning 530000, China;

2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

摘要:我国新一轮电力体制改革稳步推进,成效显著。辅助服务市场与现货市场的协调运行方式已成为下一阶段现货市场试点建设的关键问题之一。风电、光伏等多种类型的发电资源共同参与电力市场竞争,已成为我国电力市场发展的必然趋势。为此,提出了多能源参与的电力现货与辅助服务市场的联合运行方式,构建了现货与辅助服务市场的联合优化出清模型,包含了常规火电机组、水电机组、风电、光伏等新能源机组共同参与市场竞争,考虑了机组运行与电网运行的各类安全约束条件。在此基础上,构建了算例验证所提出的联合优化模型的正确性与有效性,分析了主辅市场联合运行的出清结果与效益。

关键词:现货市场;辅助服务;联合优化;新能源;电力改革

Abstract: The new round of deregulation and reform of power industry in China are push forward steadily and achieve remarkable success. The combined operation of spot markets and ancillary services markets will be the key problem of electricity markets construction in the next step. Variable generation resources jointly competing in the electricity markets will be the inevitable development trend of China. Firstly, a combined operation mode of spot and ancillary services markets is processing by considering variable generation resources. The optimization clearing model of energy and ancillary services markets are also constructed. The thermal units, hydro units, wind units and solar units are all considered in the model and their operation constraints should be satisfied. Finally, the numerical examples are performed to validate the effectiveness of the proposed model and to analyze the clearing results and benefits of the combined operation mode.

Key words: spot market; ancillary services; combined optimization; renewable energy; electricity reform

中图分类号:TM715 文献标志码:A

0 引言

2017年8月,国家发改委、国家能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号),要求8个试点省份2018年底前启动现货市场试运行;同年11月,国家能源局印发《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》(国能发监管〔2017〕67号),要求加快建立电力辅助服务共享分担的市场化新机制。

目前,国内学者对于我国电力现货市场、辅助服务市场的机制设计等已有研究。文献[1]对美国PJM、英国、北欧电力现货市场进行了深入调研,总结了现货市场建设所需遵循的普遍规律,并提出了中国建设电力现货市场的政策建议。文献[2]对南方区域电力现货市场的建设模式与路径进行了深入探讨。文献[3]对广东现货市场的方案设计进行了

仿真。文献[4]研究了一种市场化机制下的辅助服务市场出清及优化模型。文献[5]从理论上深入研究了电力辅助服务交易市场的运作机制及模型。文献[6]介绍了我国第一个实施运行的东北电力深度调峰辅助服务市场的设计与实践。

然而,现有文献多是单独对现货市场或辅助服务市场开展研究,未对现货市场与辅助服务市场的联合运行问题及优化出清模型展开研究,从理论上难以满足我国电力市场化建设的需要。与此同时,风电、光伏等新能源发电正占据越来越重要的地位,成为继火电机组之后最主要的发电形式。多种类型的发电资源共同参与电力市场竞争,已成为我国电力市场发展的必然趋势。

为此,本文基于我国推进电力现货及辅助服务市场建设的现实需要,首先提出多能源参与的现货与辅助服务市场的联合优化机制;其次,构建多能源参与的现货与辅助服务市场的联合出清模型;在此基础上,通过算例分析验证本文所提模型的正确性与有效性。

收稿日期:2019-09-09;修回日期:2019-09-25

基金项目:广西电网公司规划项目(GXGHXM201706)

This work is supported by Planning Project of Guangxi Power Company (No.GXGHXM201706)

1 现货与辅助服务市场联合优化机制

本文重点研究火电、水电、新能源机组参与能量-调频-备用联合市场的优化运行机制。市场开市后,新能源机组申报参与现货能量市场的量价信息,火电、水电机组申报参与现货能量市场、调频市场与备用市场的量价信息。

市场申报截止后,市场组织者在满足各时段电力平衡、调频需求、备用需求、机组运行约束、电网运行约束的基础上,联合优化出清现货、调频与备用市场,计算得到各机组的中标情况、各市场的分时价格等信息。

主辅市场联合优化后,市场出清的目标函数从仅发电成本最小化,拓展为能量现货与辅助服务的供应总成本最小化,约束条件也同时包含了能量、调频与备用市场的出清条件、不同类型发电机组的运行条件,以及能够反映发电容量耦合效应关系的约束条件。考虑调频、备用辅助服务主要用于保障系统安全、稳定运行,因此提供调频、备用服务后,均只获得容量收益。

2 现货与辅助服务市场联合优化模型

2.1 目标函数

多能源参与的现货、调频、备用市场联合优化运行的目标函数为总成本最小化

$$\min F = \sum_{t=1}^T \pi_{\text{spot}}(t) + \sum_{t=1}^T \pi_{\text{reg}}(t) + \sum_{t=1}^T \pi_{\text{res}}(t) \quad (1)$$

式中: F 为现货与辅助服务市场的总成本; $T=24$, 表示全天分为24个时段; $\sum_{t=1}^T \pi_{\text{spot}}(t)$ 为现货市场全天发电

总成本; $\sum_{t=1}^T \pi_{\text{reg}}(t)$ 为调频市场全天供应成本; $\sum_{t=1}^T \pi_{\text{res}}(t)$ 为备用市场全天供应成本,具体如式(2)所示

$$\sum_{t=1}^T \pi_{\text{spot}}(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_R} \beta_{R_i}(t) q_{R_i}(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \beta_{T_i}(t) q_{T_i}(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_H} \beta_{H_i}(t) q_{H_i}(t) \quad (2)$$

式中: N_R 为新能源机组台数; N_T 为火电机组台数; N_H 为水电机组台数; $\beta_{R_i}(t)$ 为新能源机组 R_i 在时段 t 申报的发电价格; $q_{R_i}(t)$ 为新能源机组 R_i 在时段 t 的中标电量; $\beta_{T_i}(t)$ 为火电机组 T_i 在时段 t 申报的发电价格; $q_{T_i}(t)$ 为火电机组 T_i 在时段 t 的中标电量; $\beta_{H_i}(t)$ 为水电机组 H_i 在时段 t 申报的发电价格; $q_{H_i}(t)$ 为水电机组 H_i 在时段 t 的中标电量。其中, $q_{R_i}(t)$ 、 $q_{T_i}(t)$ 、 $q_{H_i}(t)$ 为决策变量。

$$\sum_{t=1}^T \pi_{\text{reg}}(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \lambda_{T_i}^F(t) q_{T_i}^F(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_H} \lambda_{H_i}^F(t) q_{H_i}^F(t) \quad (3)$$

式中: $\lambda_{T_i}^F(t)$ 为火电机组 T_i 在时段 t 申报的调频价格; $q_{T_i}^F(t)$ 为火电机组 T_i 在时段 t 的中标调频容量; $\lambda_{H_i}^F(t)$ 为水电机组 H_i 在时段 t 申报的调频价格; $q_{H_i}^F(t)$ 为水电机组 H_i 在时段 t 的中标调频容量。其中, $q_{T_i}^F(t)$ 和 $q_{H_i}^F(t)$ 为决策变量。

$$\sum_{t=1}^T \pi_{\text{res}}(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \lambda_{T_i}^R(t) q_{T_i}^R(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_H} \lambda_{H_i}^R(t) q_{H_i}^R(t) \quad (4)$$

式中: $\lambda_{T_i}^R(t)$ 为火电机组 T_i 在时段 t 申报的备用价格; $q_{T_i}^R(t)$ 为火电机组 T_i 在时段 t 的中标备用容量; $\lambda_{H_i}^R(t)$ 为水电机组 H_i 在时段 t 申报的备用价格; $q_{H_i}^R(t)$ 为水电机组 H_i 在时段 t 的中标备用容量。其中, $q_{T_i}^R(t)$ 和 $q_{H_i}^R(t)$ 为决策变量。

2.2 约束条件

多能源参与的现货、调频、备用市场联合优化运行的约束条件包括不同类型机组的运行条件、主辅市场出清条件、电网约束条件等。

新能源机组出力呈现出显著的波动性和随机性,受天气状况影响较大,其约束条件主要是随时间变化的最大、最小机组出力约束如式(5)所示

$$q_{R_i,\min}(t) \leq q_{R_i}(t) \leq q_{R_i,\max}(t) \quad \forall t \in T \quad (5)$$

式中: $q_{R_i,\min}(t)$ 和 $q_{R_i,\max}(t)$ 分别为时段 t 新能源机组 R_i 的最小、最大出力限制; $q_{R_i,\min}(t)$ 通常为0; $q_{R_i,\max}(t)$ 为风电、光伏的预测出力。

火电机组的运行约束条件主要包括提供能量、调频与备用时的出力上下限约束以及爬坡约束、辅助服务响应时间约束。其中,出力上下限约束如式(6)所示

$$\begin{cases} q_{T_i}(t) + q_{T_i}^R(t) + q_{T_i}^F(t) \leq q_{T_i,\max} \\ q_{T_i}(t) - q_{T_i}^F(t) \geq q_{T_i,\min} \\ q_{T_i}(t), q_{T_i}^R(t), q_{T_i}^F(t) \geq 0 \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (6)$$

式中: $q_{T_i,\max}$ 和 $q_{T_i,\min}$ 分别为火电机组 T_i 出力的上下限。

火电机组 T_i 出力的爬坡速率变化约束如式(7)所示

$$\begin{cases} [q_{T_i}(t+1) + q_{T_i}^R(t+1) + q_{T_i}^F(t+1)] - [q_{T_i}(t) - q_{T_i}^F(t)] \leq q_{T_i,\max}^{\text{RMPU}} \\ [q_{T_i}(t) + q_{T_i}^R(t) + q_{T_i}^F(t)] - [q_{T_i}(t+1) - q_{T_i}^F(t+1)] \leq q_{T_i,\max}^{\text{RMPD}} \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (7)$$

式中: $q_{T_i,\max}^{\text{RMPU}}$ 和 $q_{T_i,\max}^{\text{RMPD}}$ 分别为火电机组 T_i 上下调节速率的限值。通常,燃煤火电机组每分钟可调节其额定容量的1%~2%。

火电机组 T_i 在提供调频、备用服务时的响应时间约束如式(8)所示

$$\begin{cases} q_{T_i}^R(t) \leq q_{T_i,\max}^{\text{RMPU}} \cdot T^R \\ q_{T_i}^F(t) \leq q_{T_i,\max}^{\text{RMPU}} \cdot T^F \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (8)$$

式中: T^R 为备用服务要求的响应时间,暂定为 10 min; T^F 为调频服务的响应时间,暂定为 5 min。

水电机组运行的约束条件包括出力上下限约束及全天发电量约束条件。其中,容量约束如式(9)所示

$$\begin{cases} q_{H_i}(t) + q_{H_i}^R(t) + q_{H_i}^F(t) \leq q_{H_i, \max} \\ q_{H_i}(t) - q_{H_i}^F(t) \geq q_{H_i, \min} \\ q_{H_i}(t), q_{H_i}^R(t), q_{H_i}^F(t) \geq 0 \end{cases} \quad \forall t \in T \quad (9)$$

式中: $q_{H_i, \max}$ 和 $q_{H_i, \min}$ 为水电机组 H_i 的出力上下限制。

水电机组 H_i 的全天发电量约束如式(10)所示

$$\sum_{t=1}^T q_{H_i}(t) \leq E_{H_i, \max} \quad (10)$$

式中: $E_{H_i, \max}$ 为水电机组 H_i 的全天可发电量。

3 算例分析

3.1 基本数据

算例分析基于含高比例可再生能源的某省级电力系统进行^[7-8]。其中,系统负荷需求最大值为 7 500 MW,如图 1 所示。调频市场需求最大值为 75 MW,备用市场的需求依据单一最大原件的容量及负荷备用的要求确定,最大值为 643 MW。

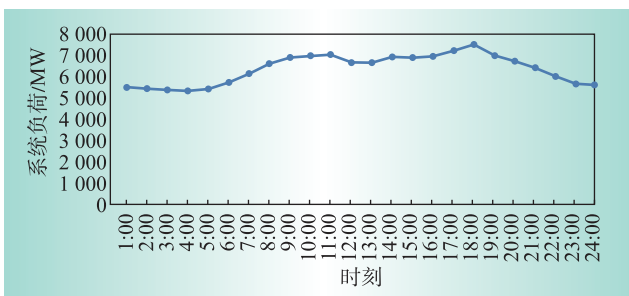


图1 系统负荷需求曲线

Fig. 1 Per unit generation profile of wind units

火电、水电、风电、光伏的总装机容量为 18 270 MW。其中,火电机组 34 台,占总装机容量的 26%;9 台水电机组,占比 5%;90 台风电机组,占比 47%;52 台光伏发电,占比 22%^[9-11]。

火电机组的报价依据其发电成本而设计。风电机组有 3 类不同的额定容量,即 180 MW、100 MW 和 60 MW,相对应的机组数目分别为 9、54 和 27。对于光伏电站来说,其有 4 类不同的额定容量,即 100 MW、90 MW、80 MW 和 60 MW,相对应的光伏数目分别为 8、4、16 与 24。

风电预测出力的标幺曲线如图 2 所示,光伏预测出力的标幺曲线如图 3 所示^[12-13]。

3.2 主辅市场联合出清结果分析

3.2.1 市场价格分析

现货能量市场出清价格曲线如图 4 所示。其中,能量平均价格为 8.96 美元/MWh,最大值为

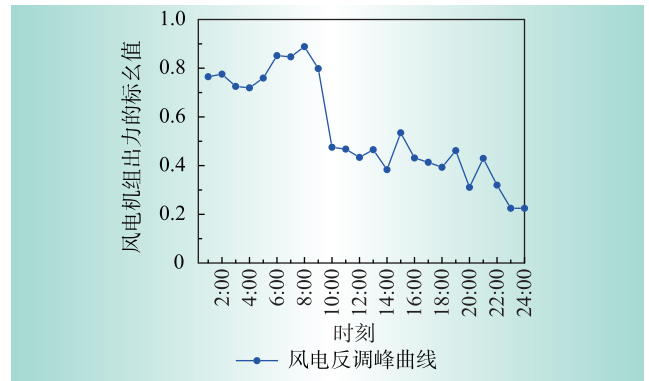


图2 风电机组出力的标幺曲线

Fig. 2 Per unit generation profile of wind units

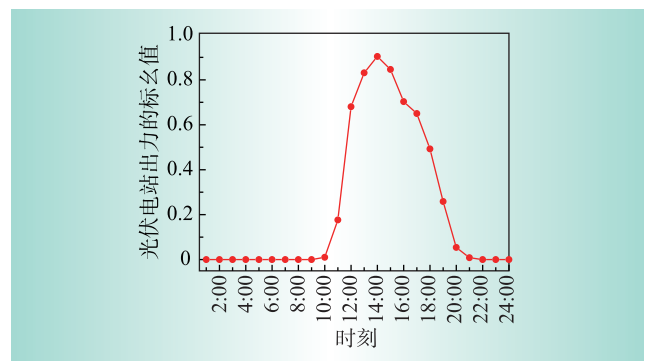


图3 光伏电站出力的标幺曲线

Fig. 3 Per unit generation profile of solar stations

19.54 美元/MWh,最小值为 0.687 美元/MWh。同时,市场价格曲线的形状受新能源出力影响较大。凌晨 01:00~08:00,风电出力较大;中午 13:00~15:00,光伏出力较大,能量市场价格均较低。

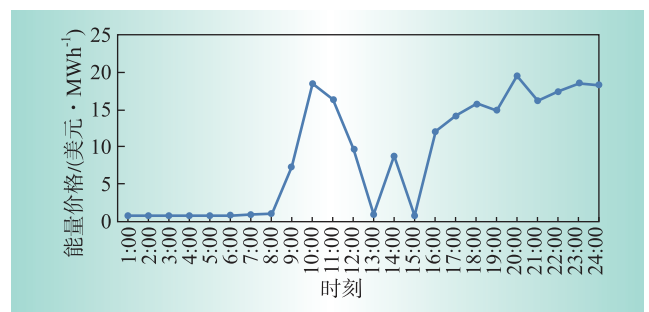


图4 现货能量市场价格曲线

Fig. 4 Price curve of energy spot market

调频市场价格如图 5 所示。调频服务主要用于确保电网频率稳定,保障电网安全稳定运行。因此,调频市场需求与电网运行频率偏差、新能源波动情况紧密相关。通常,新能源占比越高、波动性越强,调频市场需求越大,市场价格波动越剧烈。

备用市场价格曲线如图 6 所示。备用市场需求主要考虑在线单一原件最大容量、负荷备用、新能源波动性备用等。与调频市场需求类似,负荷、新能源出力波动越大,备用市场需求也越大,价格波动也越剧烈。

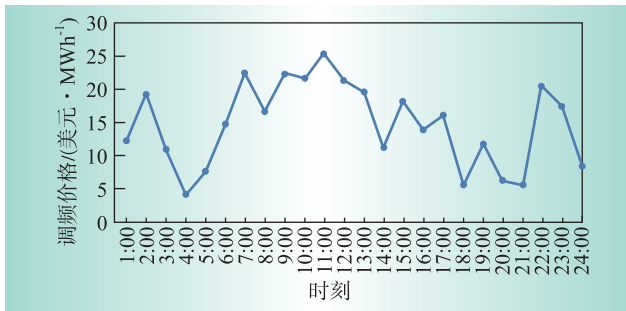


图5 调频市场价格曲线

Fig. 5 Price curve of regulation market

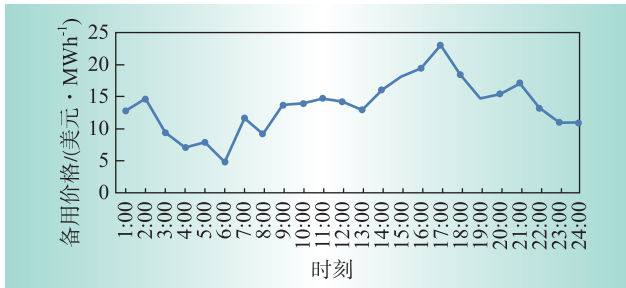


图6 备用市场价格曲线

Fig. 6 Price curve of reserve market

3.2.2 现货能量市场出清结果分析

火电机组的整体中标情况如图7所示。可见,由于风电反调峰、在夜间出力较大,将火电机组全部压至最小出力上;中午12:00至15:00,光伏出力较大,由于火电机组发电成本较高,同样只能按最小技术出力发电。在剩余时段,由于负荷需求较大、风光出力较小,火电机组出力开始增加,以满足系统负荷需求。在现货能量市场上,火电机组的总收益为50.7万美元。

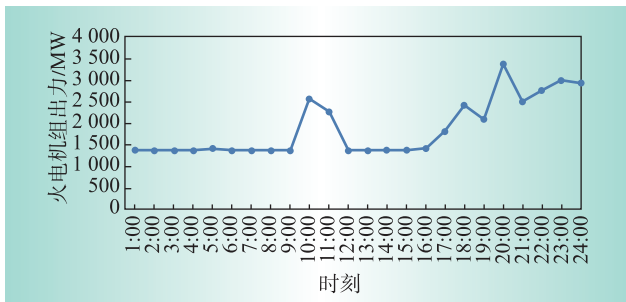


图7 火电机组在能量市场上的中标情况

Fig. 7 Clearing results of thermal plants in the energy market

水电机组的整体中标情况如图8所示。水电机组由于发电成本较低,同时受水库水量的限制,在实现系统发电成本最小化目标的过程中,往往被优先安排在负荷高峰时段和新能源出力较小时段,以降低现货市场的能量价格。例如,在本算例中,水电机组在负荷高峰的09:00~12:00、18:00~24:00发电。在现货能量市场上,水电机组的总收益为12.5万美元。

风电预测出力及在现货市场上的整体中标情况如图9所示。风电机组边际成本为零,在市场出

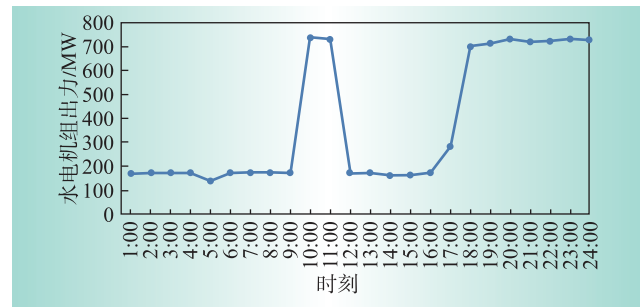


图8 水电机组在能量市场上的中标情况

Fig. 8 Clearing results of hydro plants in the energy market

清过程中优先消纳。风电出力呈现反调峰特性,在夜间出力较大,受系统调峰能力限制,风电机组在1:00~9:00时段未能全部消纳,因系统调峰能力不足,需弃风7329 MWh。风电机组在现货能量市场上的总收益为74.1万美元^[14]。

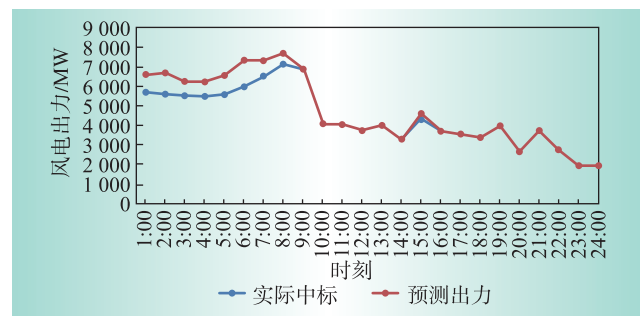


图9 风电预测出力及中标情况

Fig. 9 Forecasted power and clearing results of wind units in the energy market

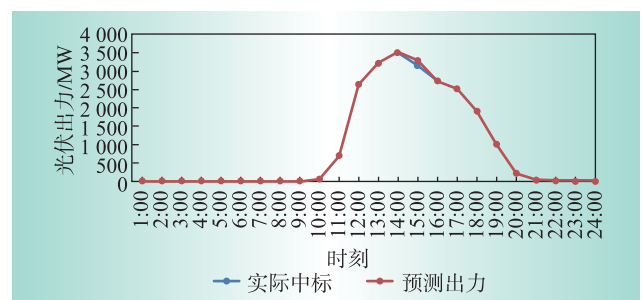


图10 光伏发电预测出力及中标情况

Fig. 10 Forecasted power and clearing results of solar units in the energy market

光伏发电预测出力及在现货市场上的整体中标情况如图10所示。光伏发电的边际成本同样极低,在市场出清过程中同样优先消纳。光伏发电呈现正调峰特性,仅在15:00~16:00时段未能全部消纳,因系统调峰能力不足,需弃光120 MWh。光伏发电在现货能量市场上的总收益为19.2万美元^[15]。

3.2.3 辅助服务市场出清结果分析

调频市场出清结果如图11所示。由于调频市场价格较高、需求量较小,水电机组调节性能较好,因此被优先安排提供调频服务,以降低调频市场供应成本。计算结果表明,火电机组在调频市场中的收益仅为

528美元,水电机组在调频市场中的收益为2.6万美元。

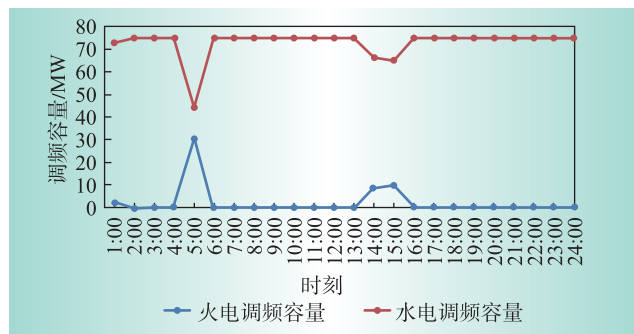


图 11 调频市场出清结果

Fig. 11 Clearing results of the regulation market

备用市场出清结果如图 12 所示。由于现货能量与调频、备用辅助服务市场联合出清,统筹安排以实现主辅市场运行总成本最小化。因此,市场出清过程中会综合考虑能量市场与备用市场的价格差异。如由于风电出力较大,能量市场价格在 1:00~8:00 较低,水电机组被安排较多容量在备用市场,剩余备用容量则由火电机组承担。在能量市场价格较高的 10:00~11:00 时,水电机组被安排发电,以降低系统运行成本,火电机组提供更多备用服务。剩余时段同理。计算结果表明,火电机组在备用市场中的收益为 9.3 万美元,水电机组在备用市场中的收益为 10.3 万美元。

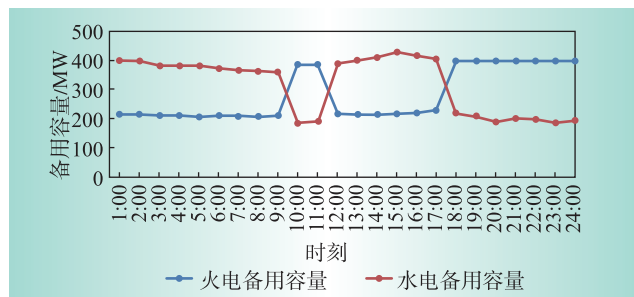


图 12 备用市场出清结果

Fig. 12 Clearing results of the reserve market

3.2.4 小结

通过对不同发电机组参与现货能量市场与辅助服务市场的出清结果分析,得到如表 1 的收益对比结果。

表 1 各能源参与现货能量与辅助服务市场收益

Table 1 Market benefits of multi energy participating in spot energy and auxiliary service

万美元				
市场	火电	水电	风电	光伏
能量	50.70	12.50	74.10	19.20
调频	0.01	6.20		
备用	9.30	10.30		

算例结果表明,多能源参与的主辅市场联合优化能进一步优化电力资源配置。其中,火电与水电在同时参与能量与辅助服务市场后,能够获得更多的收益。因而,统筹安排不同类型机组在能量与辅

助服务市场间的容量分配,以实现有限电力资源的最优调度。同时,基于边际成本的竞争,能够以市场化方式保障新能源优先消纳。

4 结束语

本文针对我国电力现货市场与辅助服务市场同步建设的要求,重点构建并研究适应未来电力市场化改革需要的多能源参与的现货与辅助服务市场联合优化模型。多能源参与的主辅市场联合优化运行模式,市场出清的目标函数有原先的仅发电成本最小化拓展为能量与辅助服务的供应总成本最小化,约束条件同时包含能量、调频与备用市场的出清条件,不同类型发电机组的运行条件,尤其是反映发电容量耦合效应关系的约束条件。最后,希望本文的研究工作能为下一阶段我国推进多能源参与的电力现货与辅助服务市场建设提供有益的参考。D

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 梁志飞,陈玮,张志翔,等. 南方区域电力现货市场建设模式及路径探讨[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 16-21.
LIANG Zhifei, CHEN Wei, ZHANG Zhixiang, et al. Discussion on pattern and path of electricity spot market design in southern region of China [J]. Automation Of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 16-21.
- [3] 王一,马子明,谭跃凯,等. 广东日前电力市场方案设计与市场仿真[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(1): 10-14.
WANG Yi, MA Ziming, TAN Yuekai, et al. Day-ahead power market design and market simulation in Guangdong province [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(1): 10-14.
- [4] 杨志豪,华光辉,殷文倩,等. 一种微电网备用发电辅助服务市场出清模型[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(3): 6-10.
YANG Zhihao, HUAGuanghuan, YIN Wenqian, et al. A clearing model for reserve ancillary service market in microgrid [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(3): 6-10.
- [5] 黄永皓,尚金成,康重庆,等. 电力辅助服务交易市场的运作机制及模型[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(2): 33-36.
HUANG Yonghao, SHANG Jincheng, KANG Chongqing, et al. An operation mechanism and model of ancillary service market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(2): 33-36.

(下转第 43 页)