

DOI: 10.7667/PSPC181405

一种日前发电调度与日前分时电价联合优化模型

赵晋泉¹, 胡佳¹, 王珂², 姚建国², 杨胜春², 苏大威³, 徐春雷³

(1. 教育部可再生能源发电技术研究中心 河海大学, 江苏 南京 210098; 2. 中国电力科学研究院, 江苏 南京 210003; 3. 江苏电力调度控制中心, 江苏 南京 210024)

摘要: 为充分发挥电价对市场需求的调节作用, 有效引导需求侧资源参与电网调度, 提出一种日前发电调度与日前分时电价(Time-of-Use, TOU)联合优化模型。考虑分时电价对用户收益的影响, 以最大化社会福利和最小化峰谷差为目标函数, 通过源荷两侧的协调调度来增强分时电价的实施效果。考虑负荷响应的差异性, 对各类负荷实施不同的分时电价。计及电网公司让利约束, 在保障用户和电网公司利益的前提下, 电网公司以让利的形式将因分时电价带来的电网扩建获益适当转嫁给用户, 以实现经济效益的共享。结合 NSGA-II 算法和优先顺序法求解该多目标优化问题, 根据最大满意度法从 Pareto 解集中选取最优解。通过对修改的 IEEE 39 节点系统算例的仿真, 验证了所提模型的有效性。

关键词: 分时电价; 日前调度; 社会福利; 利益共享; 需求响应

A joint optimization model of day-ahead generation scheduling and day-ahead time-of-use price

ZHAO Jinqun¹, HU Jia¹, WANG Ke², YAO Jianguo², YANG Shengchun², SU Dawei³, XU Chunlei³

(1. Research Center for Renewable Energy Generation Engineering of Ministry of Education, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China; 3. Jiangsu Electric Power Dispatching and Control Center, Nanjing 210024, China)

Abstract: In order to give full play to the regulatory role of electricity price on demand, and effectively guide demand side resources to participate in scheduling, a joint optimization model of day-ahead generation scheduling and day-ahead time-of-use (TOU) price is proposed. Considering the impact of TOU on user benefits, the objective functions are the maximum social welfare and the minimum peak-valley difference, so as to enhance the effect of TOU by the coordinated scheduling of supply side and demand side. For the load response difference to the electricity price, different TOU schemes for different loads are designed. On the premise of protecting the interests of users and the utility companies, the utility companies transfer the benefits of delayed grid expansion to users to realize benefit sharing in the form of ceding profits, so the constraint of utility company ceding profits is considered in the model. The NSGA-II algorithm and priority list are used to solve this multi-objective optimization problem. The optimal solution is selected from the Pareto solutions by using the maximum satisfaction method. The simulation results of the modified IEEE 39-buses system show that the proposed method is effective.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0902600).

Key words: time-of-use price; day-ahead scheduling; social welfare; benefit sharing; demand response

0 引言

随着智能电网的发展, 电价成为引导需求响应 (Demand Response, DR) 资源参与电网调度、促进源荷互动的一种重要手段。电价对市场需求的调节不仅能够平滑负荷曲线, 促进新能源消纳^[1-5], 还能降

低系统运行成本, 给电网公司和用户带来一定的经济收益。其中, 电网公司获益表现为扩建投资的减少, 用户获益表现为用电成本的降低。但降低用户用电成本意味着减少电网公司售电收入。源荷协调调度能通过源、网、荷之间电能与信息的交互优化配置源荷两侧资源^[6-7], 是缓解电网运行压力、协调各方利益的有效手段。因此, 如何优化调度源荷两侧资源以提高电价调节的社会效益, 协调电网公司

基金项目: 国家重点研发计划项目资助 (2017YFB0902600)

与用户的利益, 成为亟待解决的问题。

目前已有大量文献研究了电价引导需求侧资源参与发电调度的问题。文献[8]提出了一种考虑分时电价和可中断负荷的日前发电调度模型, 通过优化配置源荷两侧资源降低了发电成本。文献[9]提出一种考虑实时电价的日前发电调度模型, 以最小化发电成本为目标进行优化调度, 通过用户满意度约束来保障调整后的用户用电满意。文献[10]提出了一种计及多类型需求响应的日前调度模型, 考虑了分时电价和激励机制下多种类型用户的响应行为, 实现了用户收益的最大化。文献[11]提出了一种考虑多类型负荷响应的优化调度模型, 针对各类负荷的响应特性优化对应的分时电价, 提高了系统运行的经济性。文献[12]提出了一种多时间尺度优化调度模型, 通过优化实时电价降低了用户用电成本, 计及响应电量约束保证了用户的正常用电。

上述文献主要从降低系统发电成本和用户用电成本两个方面深入研究了电价引导需求响应资源参与优化调度的问题。随着电力市场化改革的推进, 优化调度已不仅仅是考虑单方利益的问题, 需要协调多方利益以提高其社会效益。目前已有的一些文献研究了配网优化调度中各市场主体间的利益^[13-14], 但针对输网的研究较少。在优化模型方面, 现有研究未充分考虑实施分时电价给电网公司带来的经济效益, 实现电网公司与用户之间的利益共享。

针对以上不足, 本文提出一种日前发电调度与日前分时电价联合优化模型。考虑分时电价对用户收益的影响, 以最大化社会福利和最小化峰谷差为目标函数, 通过源荷两侧的协调调度来增强分时电价的实施效果; 考虑负荷响应的差异性, 对各类负荷实施不同的分时电价; 计及电网公司让利约束, 在保障用户和电网公司利益的前提下, 电网公司以让利的形式将因分时电价带来的电网缓建获益适当转嫁给用户, 以实现利益的共享。结合 NSGA-II 算法和优先顺序法求解该多目标优化问题, 根据最大满意度法选取 Pareto 解集中的最优解。通过对修改的 IEEE 39 节点系统算例的仿真, 验证了本文模型的有效性。

1 日前发电调度与日前分时电价联合优化模型

本文采用时段固定、电价按日更新的日前分时电价引导用户改变用电方式。调度部门根据机组状况、风电预测出力、响应后的负荷计算制定次日的调度计划, 提前一天向用户发布分时电价信息, 以

使用户尽早做好用电调整。日前发电调度与日前分时电价联合优化模型描述如下。

1.1 目标函数

电力系统应以最大化社会福利为目标进行优化调度, 即最小化发电成本且最大化用户收益。其中, 调度成本包括机组发电成本和风电购电成本。确定性优化问题根据日前风电预测和负荷预测进行优化调度, 故风电购电成本固定不变, 为常数项, 不影响最终的优化结果, 可忽略不计以简化计算。则目标函数可以表示为

$$\max f_1 = E_{\text{TOU}} - C_{\text{DA}} \quad (1)$$

其中, C_{DA} 为调度成本, 如式(2)所示。

$$C_{\text{DA}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [f(P_{G,i,t}) + C_{S,i}(1 - U_{i,t-1})U_{i,t}] \quad (2)$$

式中: T 为日前调度的时段数, 本文取 24; N 为机组数; $P_{G,i,t}$ 为 t 时刻机组 i 的有功功率; $C_{S,i}$ 为机组 i 的启动成本; $U_{i,t}$ 为 t 时刻机组 i 的启停状态, 开机时 $U_{i,t} = 1$, 停机时 $U_{i,t} = 0$; $f(P_{G,i,t})$ 为 t 时刻机组 i 的运行成本函数, 可表示为

$$f(P_{G,i,t}) = a_i P_{G,i,t}^2 + b_i P_{G,i,t} + c_i \quad (3)$$

式中, a_i 、 b_i 和 c_i 为机组的运行成本参数。

用户收益 E_{TOU} 如式(4)所示。

$$E_{\text{TOU}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} (q_{j,t} \rho_{0,j,t} - q_{j,t} \rho_{j,t}) \quad (4)$$

式中: N_{type} 为负荷类数; $q_{j,t}$ 、 $\rho_{j,t}$ 分别为实施分时电价后 j 类负荷 t 时段的电量和电价; $\rho_{0,j,t}$ 为实施分时电价前 j 类负荷 t 时段的电价。

实施分时电价的主要目的是平滑负荷曲线。为提高分时电价的实施效果, 应以最小化峰谷差为目标进行优化, 则目标函数可以表示为

$$\min f_2 = L_{\text{max}} - L_{\text{min}} \quad (5)$$

式中, L_{max} 、 L_{min} 分别为实施分时电价后的峰荷和谷荷。

分时电价下, 负荷的变化受当前时段及其他时段电价的影响, 不仅可以根据单个时段的电价进行削减与增长, 而且可以从高电价时段向多个低电价时段转移。采用弹性矩阵模型模拟^[15]负荷对电价的响应情况, 则各类负荷响应后的电量为

$$q_{j,t} = q_{0,j,t} \left(1 + e_{j,t,t} \frac{\rho_{j,t} - \rho_{0,j,t}}{\rho_{0,j,t}} + \sum_{\substack{h=1 \\ h \neq t}}^T e_{j,t,h} \frac{\rho_{j,h} - \rho_{0,j,h}}{\rho_{0,j,h}} \right) \quad (6)$$

式中： $q_{0,j,t}$ 为实施分时电价前 j 类负荷 t 时段的电量； $e_{j,t,t}$ 、 $e_{j,t,h}$ 分别为 j 类负荷的自弹性系数和交叉弹性系数； $\rho_{0,j,h}$ 、 $\rho_{j,h}$ 分别为实施分时电价前、后 j 类负荷 h 时段的电价。

各类负荷峰时段与谷时段的电价一般在其平时段电价的基础上上调或下调一定比例得到^[8]，平时段电价等于其平均电价，本文取实施分时电价前的电价。则各类负荷各时段的电价为

$$\rho_{j,t} = \begin{cases} (1+\alpha_j)\rho_{0,j,t}, & t \in T_f \\ \rho_{0,j,t}, & t \in T_p \\ (1-\beta_j)\rho_{0,j,t}, & t \in T_g \end{cases} \quad (7)$$

式中： α_j 、 β_j 分别为峰、谷时段电价的上调比例和下调比例； T_f 、 T_p 和 T_g 分别代表峰时段、平时段和谷时段， $T_f + T_p + T_g = T$ 。

1.2 约束条件

1.2.1 电价及负荷响应约束

$$\mu_{\min} \leq \frac{1+\alpha_j}{1-\beta_j} \leq \mu_{\max} \quad (8)$$

式中， μ_{\max} 、 μ_{\min} 分别为峰谷电价比的最大、最小值。目前峰谷电价比集中在1.96~5之间^[8]。

为保证用户的正常用电，各时段调整后的电量应在一定范围内^[12]，即

$$(1-\sigma_{j,t})q_{0,j,t} \leq q_{j,t} \leq (1+\tau_{j,t})q_{0,j,t} \quad (9)$$

式中， $\tau_{j,t}$ 、 $\sigma_{j,t}$ 分别为 t 时段用户电量可调整率的上、下限值。

实施分时电价后，峰谷差的减小提高了电网设备的利用率^[16]，减缓了电网扩建，电网公司间接受益。在保障用户和电网公司利益的前提下，电网公司可以以让利的形式将电网缓建获益适当转嫁给用户，实现利益的共享，以提高用户响应的积极性。然而，电网缓建带来的收益是长期实施分时电价的累积效果，难以通过日前尺度上的简单计算来衡量。因此，本文仅在用户用电成本的基础上考虑电网公司在一定范围内向用户让利^[17]，则：

$$K_p \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} q_{0,j,t} \rho_{0,j,t} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} q_{j,t} \rho_{j,t} \leq \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} q_{0,j,t} \rho_{0,j,t} \quad (10)$$

式中， K_p 为让利系数。 K_p 越小，电网公司可让利范围越大， $0 < K_p < 1$ 。系统峰荷的减小是引起电网缓建的主要原因，因此定义 K_p 随系统峰荷的变化而变化，如式(11)所示。

$$K_p = 1 - \frac{L_{\max,0} - L_{\max}}{L_{\max,0}} \quad (11)$$

式中， $L_{\max,0}$ 为实施分时电价前的峰荷。

1.2.2 系统约束条件

优化调度的前提是保障系统安全稳定运行，故应计及功率平衡约束、网络安全约束及旋转备用约束，各约束条件为

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i,t} U_{i,t} + P_{W,t} = \sum_{j=1}^{N_{\text{type}}} P_{D,j,t} \quad (12)$$

式中： $P_{W,t}$ 为 t 时刻的风电预测出力； $P_{D,j,t}$ 为 j 类负荷 t 时刻的有功功率， $P_{D,j,t} = q_{j,t} / \Delta t$ ； Δt 为时间间隔，取1h。

$$-\bar{P}_l \leq P_{l,t} \leq \bar{P}_l, l=1,2,\dots,L \quad (13)$$

式中： $P_{l,t}$ 为 t 时刻线路 l 的有功功率，可由式(14)、式(15)所示的直流潮流模型求取； \bar{P}_l 为线路 l 的有功上限； L 为支路数。

$$P_{\text{line},t} = AP_t \quad (14)$$

$$P_{k,t} = P_{G,k,t} + P_{W,k,t} - P_{D,k,t}, k=1,2,\dots,N_{\text{bus}} \quad (15)$$

式中： A 为节点注入功率与线路有功功率的灵敏度矩阵； $P_{\text{line},t}$ 、 P_t 分别为 t 时刻的线路有功功率矢量和节点注入功率矢量； N_{bus} 为节点数； $P_{k,t}$ 为节点 k 在 t 时刻注入的有功功率； $P_{G,k,t}$ 、 $P_{W,k,t}$ 和 $P_{D,k,t}$ 分别表示 t 时刻节点 k 的机组出力、风电预测出力及响应后的负荷。

负荷预测误差和风电出力的不确定性要求系统预留一定的旋转备用容量以保证系统运行的安全性，则应满足以下约束条件。

$$\sum_{i=1}^N (P_{G,i,t}^{\max} - P_{G,i,t}) U_{i,t} \geq R_t + w_u \% P_{W,t} \quad (16)$$

$$P_{G,i,t+1}^{\max} = \min[\bar{P}_{G,i} U_{i,t}, (P_{G,i,t} + \Delta P_{G,i}^{\text{up}}) U_{i,t}] \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^N (P_{G,i,t} - P_{G,i,t}^{\min}) U_{i,t} \geq w_d \% (\bar{P}_W - P_{W,t}) \quad (18)$$

$$P_{G,i,t+1}^{\min} = \max[\underline{P}_{G,i} U_{i,t}, (P_{G,i,t} - \Delta P_{G,i}^{\text{down}}) U_{i,t}] \quad (19)$$

式中： $P_{G,i,t}^{\max}$ 、 $P_{G,i,t}^{\min}$ 分别为 t 时刻机组 i 的最大、最小可能出力； $\Delta P_{G,i}^{\text{up}}$ 、 $\Delta P_{G,i}^{\text{down}}$ 分别为机组 i 的上、下坡速率限值； $\bar{P}_{G,i}$ 、 $\underline{P}_{G,i}$ 分别为机组 i 的出力上、下限； \bar{P}_W 为风电出力上限； R_t 为 t 时刻的负荷备用需求，本文取各时刻总负荷值的5%^[18]； $w_u \%$ 、 $w_d \%$ 分别为风电对正、负旋转备用的需求系数，本文均取20%^[19]。式(16)、式(17)为正旋转备用约束，式(18)、式(19)为负旋转备用约束。

1.2.3 机组约束条件

制定发电计划时, 需考虑机组出力的限制、机组的上下爬坡约束以及机组最小启停时间约束, 各约束条件如下。

$$P_{G,i} U_{i,t} \leq P_{G,i,t} \leq \bar{P}_{G,i} U_{i,t} \quad (20)$$

$$P_{G,i,t} U_{i,t} - P_{G,i,t-1} U_{i,t-1} \leq \Delta P_{G,i}^{\text{up}} \quad (21)$$

$$P_{G,i,t-1} U_{i,t-1} - P_{G,i,t} U_{i,t} \leq \Delta P_{G,i}^{\text{down}} \quad (22)$$

$$(U_{i,t-1} - U_{i,t})(T_i - T_i^{\text{on}}) \geq 0 \quad (23)$$

$$(U_{i,t} - U_{i,t-1})(T_i - T_i^{\text{off}}) \geq 0 \quad (24)$$

式中: T_i 为机组 i 前一启/停状态的持续时间; T_i^{on} 为机组最小运行时间; T_i^{off} 为机组最小停运时间。

2 求解方法

2.1 多目标优化算法

本文所提联合优化模型是一个多目标混合整数优化问题。目标函数最大化社会福利和最小化峰谷差相互耦合制约, 因此采用鲁棒性好、寻优能力强的 NSGA-II 算法^[20]直接求解得到 Pareto 解集。以日内分时电价的上下调整比例、各时段机组的出力和启停状态为决策变量, 综合考虑电价约束、负荷响应约束、电网公司让利约束、系统及机组约束, 结合 NSGA-II 算法和优先顺序法求解该联合优化问题, 求解流程图如图 1 所示。

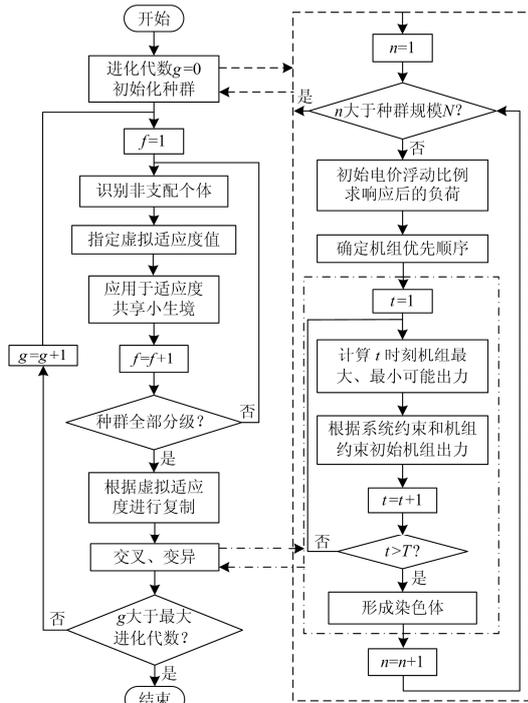


图 1 联合优化求解流程图

Fig. 1 Calculation flow chart of the joint optimization

采用 NSGA-II 算法求解多目标优化问题的具体步骤见文献[21], 本文不再赘述。

2.2 最优解的选择

实际应用中, 调度人员需综合考虑社会福利和系统峰谷差, 从 NSGA-II 算法求得的 Pareto 解集中选取最优解, 从而制定相应的前日发电计划, 发布日前分时电价信息。本文采用最大满意度法^[22]寻找最优折中解。根据线性隶属度函数计算每个 Pareto 解对各目标函数的模糊满意度, 计算公式为

$$\delta_{m,s} = \begin{cases} 1, & f_{m,s} \leq f_{m,\min} \\ \frac{f_{m,\max} - f_{m,s}}{f_{m,\max} - f_{m,\min}}, & f_{m,\min} < f_{m,s} < f_{m,\max} \\ 0, & f_{m,s} \geq f_{m,\max} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $f_{m,s}$ 为第 s 个 Pareto 解对应第 m 个目标的函数值; $f_{m,\max}$ 、 $f_{m,\min}$ 分别为第 m 个目标的最大值和最小值; $\delta_{m,s}$ 越接近 1 对目标值越满意, $\delta_{m,s} = 1$ 表示完全满意, $\delta_{m,s} = 0$ 表示完全不满意。

可由 Pareto 解集中每个解对目标函数的模糊满意度求得各自的标准化满意度, 选择标准化满意度最大的解作为最优折中解。标准化满意度的计算公式为

$$\delta_s = \frac{\sum_{m=1}^2 \delta_{m,s}}{\sum_{s=1}^S \sum_{m=1}^2 \delta_{m,s}} \quad (26)$$

式中, S 为 Pareto 解集中解的个数。

3 算例分析

3.1 基础数据

本文选取修改的 IEEE 39 节点系统进行算例分析。分时电价的时段划分如表 1 所示。将系统负荷分为极柔性工业负荷、较柔性工业负荷、商业负荷和居民负荷^[11,23], 其中极柔性工业负荷占总工业负荷的 70%。各节点接入负荷的类型及其占比如表 2 所示。各类负荷的需求弹性系数及其原始电价如表 3 所示, 参考文献[9,11,24]选取。各类负荷的允许变化范围如表 4 所示, 参考文献[17]选取。24 h 负荷数据如图 2 所示。节点 6 接入一个 600 MW 的风电场, 其日前功率预测曲线如图 3 所示。10 机机组数据见表 5。

表 1 分时电价时段划分

Table 1 Periods of TOU

负荷情况	时段
峰	8:00—12:00、17:00—21:00
平	6:00—8:00、12:00—17:00、21:00—22:00
谷	0:00—6:00、22:00—24:00

表 2 各节点负荷比例

Table 2 Load ratio of each bus

节点	1	3	4	7	8	9	12
工业极柔	0.03	0.05	0	0.12	0	0.02	0
工业较柔	0	0.11	0.03	0.09	0.03	0	0.06
商业	0.01	0.02	0.12	0.02	0.10	0.01	0.01
居民	0.02	0.05	0.08	0.04	0.08	0.01	0.01
节点	15	16	18	20	21	23	24
工业极柔	0	0.01	0.08	0.17	0.02	0.08	0
工业较柔	0.16	0.03	0	0.02	0.11	0.04	0.05
商业	0.05	0.06	0.01	0.10	0.06	0.03	0.06
居民	0.05	0.05	0.02	0.11	0.04	0.04	0.05
节点	25	26	27	28	29	31	39
工业极柔	0.09	0	0.24	0.02	0.05	0.02	0
工业较柔	0.01	0.08	0	0.10	0.06	0	0.02
商业	0.03	0.04	0.02	0.03	0.03	0.01	0.18
居民	0.04	0.02	0.04	0.03	0.04	0.01	0.17

表 3 需求价格弹性系数和原始电价

Table 3 Demand price elasticity coefficient and original electricity price

负荷类型	自弹性系数	交叉弹性系数			原始电价/(元/kWh)
		峰-平	峰-谷	平-谷	
工业极柔	-0.20	0.033	0.033	0.033	0.63
工业较柔	-0.16	0.02	0.014	0.01	0.63
商业	-0.12	0.01	0.01	0.01	0.97
居民	-0.05	0.016	0.012	0.01	0.56

表 4 负荷的允许变化范围

Table 4 Allowable range of load variation

负荷类型	允许变化范围(原负荷的倍数)
工业	0.7~1.5
商业	0.9~1.2
居民	0.8~1.25

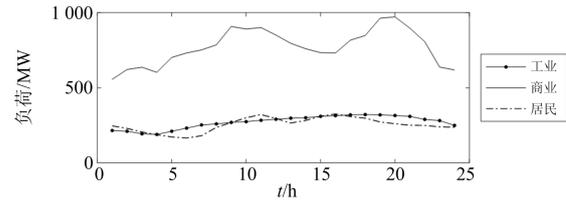


图 2 24 h 负荷数据(单位: MW)

Fig. 2 Load data in 24 hours (unit: MW)

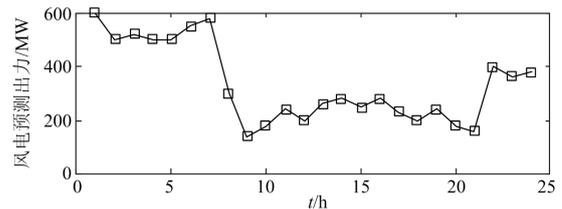


图 3 日前风电功率预测曲线

Fig. 3 Day-ahead wind power forecast curve

表 5 10 机算例机组参数

Table 5 Coefficients of ten-unit case

机组	\bar{P}_G /MW	P_G /MW	ΔP_G^{up} / (MW/h)	ΔP_G^{down} / (MW/h)	T^{on} /h	T^{off} /h	$C_{S,i}$ /元	a	b	c
1	455	150	200	200	8	8	90 000	0.000 48	16.2	1 000
2	455	150	200	200	8	8	100 000	0.000 31	17.26	970
3	130	20	100	100	5	5	11 000	0.002	16.6	700
4	130	20	100	100	5	5	11 200	0.002 11	16.5	680
5	162	25	100	100	6	6	18 000	0.003 98	19.7	450
6	80	20	80	80	3	3	3 400	0.007 12	22.26	370
7	85	25	85	85	3	3	5 200	0.000 79	27.74	480
8	55	10	55	55	1	1	600	0.004 13	25.92	660
9	55	10	55	55	1	1	600	0.002 22	27.27	665
10	55	10	55	55	1	1	600	0.001 73	27.79	670

3.2 优化结果分析

为研究日前发电调度与日前分时电价联合优化对负荷响应、发电成本、用户收益和削峰填谷效果的影响,对表 6 所示 4 种模式下的优化结果进行比较分析。

表 6 优化模式定义

Table 6 Definition of different optimization modes

模式	定义
1	传统调度模式下不实施分时电价
2	传统调度模式下对各类负荷实施相同的分时电价
3	传统调度模式下对各类负荷实施不同的分时电价
4	本文调度模式下对各类负荷实施不同的分时电价

传统调度模式即以最小化发电成本为目标进行优化调度。

各模式下的最优分时电价如表 7 所示,优化后的总负荷曲线如图 4 所示。与模式 1 相比,模式 2、3 和 4 由于实施了分时电价,峰时段负荷减少,谷时段负荷增加,其削峰填谷效果良好。模式 3 考虑负荷响应的差异性,对各类负荷实施不同的分时电价,发挥了负荷的响应潜力,其削峰填谷效果优于模式 2。与模式 3 相比,模式 4 在最大化社会福利的同时最小化峰谷差,增强了分时电价的实施效果。

表 7 各模式下的最优分时电价

Table 7 Optimal TOU in each mode

模式	负荷类型	电价/(元/kWh)		
		峰	平	谷
2	—	1.05	0.82	0.53
3	工业极柔	0.96	0.63	0.30
	工业较柔	0.86	0.63	0.40
	商业	1.22	0.97	0.61
4	居民	0.80	0.56	0.32
	工业极柔	1.04	0.63	0.22
	工业较柔	1.02	0.63	0.24
4	商业	1.15	0.97	0.57
	居民	0.95	0.56	0.19

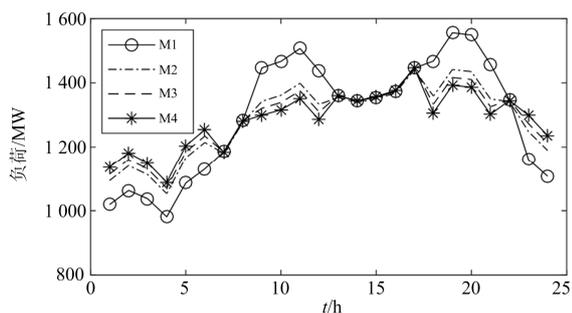


图 4 分时电价前后的负荷曲线对比

Fig. 4 Load curve comparison with vs. without TOU

最优分时电价下各类负荷的响应情况如图 5—图 8 所示。从图中可以看出：模式 3 和 4 考虑负荷响应的差异性，进一步挖掘了极柔性工业负荷、较柔性工业负荷和居民负荷的响应潜力；而商业负荷对电价响应的敏感程度相对较低，3 种模式下的响应负荷基本不变。对比图 5—图 8 可知，极柔性工业负荷和商业负荷的响应负荷大于较柔性工业负荷和居民负荷的响应负荷。

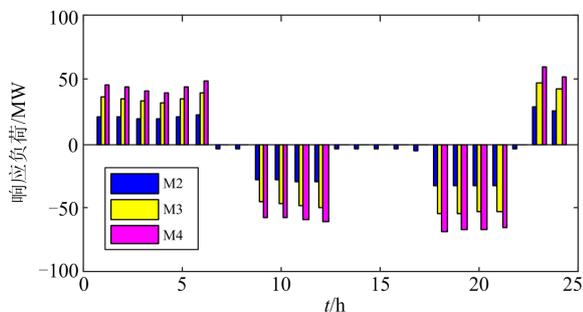


图 5 极柔性工业负荷响应

Fig. 5 Response of extremely flexible industrial load

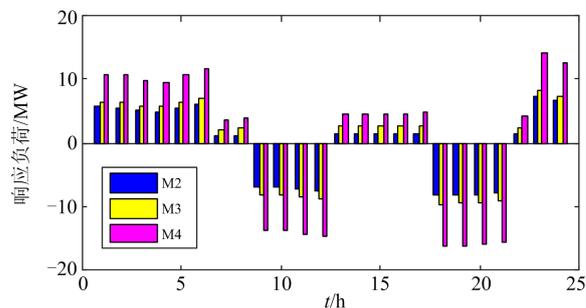


图 6 较柔性工业负荷响应

Fig. 6 Response of flexible industrial load

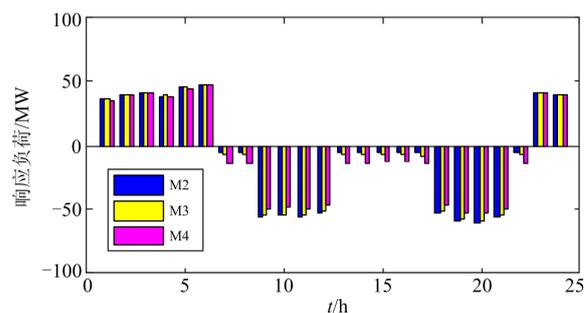


图 7 商业负荷响应

Fig. 7 Response of commercial load

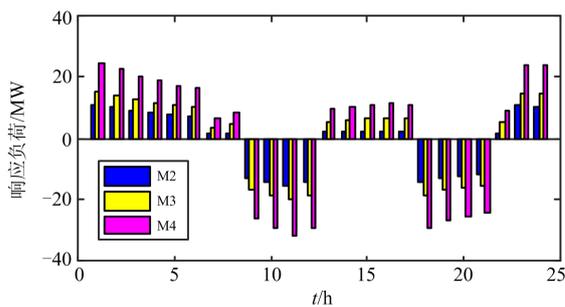


图 8 居民负荷响应

Fig. 8 Response of residential load

各模式下的优化结果如表 8 所示。模式 1 的发电成本较高，峰谷差较大。实施分时电价后，用户为节省电费支出根据各时段的电价调整自身用电，起到了削峰填谷的作用；峰时段负荷的降低以及峰谷差的减小，避免了机组频繁启停，减小了系统备用容量需求，提高了机组运行的经济性。用户对电价的响应程度是影响发电成本降低幅度的主要因素。与模式 2 相比，模式 3 对各类负荷实施不同的分时电价，用户对电价的响应程度增强，峰谷差减小，发电成本降低。模式 4 以最大化社会福利和最

小化峰谷差为目标进行优化调度，用户收益明显增加，峰谷差进一步减小，且发电成本相对较低。

表 8 各模式下的优化结果

Table 8 Optimization results in each mode

模式	运行成本/ ($\times 10^3$ 元)	启动成本/ ($\times 10^3$ 元)	发电成本/ ($\times 10^3$ 元)	用户收益/ ($\times 10^3$ 元)	峰谷差/ MW
1	560.35	48.80	609.15	0	575
2	553.91	43.60	597.51	133.89	387.28
3	553.85	43.60	597.45	242.27	377.54
4	555.35	43.60	598.95	1 005.54	359.85

4 结论

本文提出一种日前发电调度与日前分时电价联合优化模型，以充分发挥电价的调节作用，优化配置源荷两侧资源。分析表明：与传统优化调度相比，考虑了不同类型负荷对电价响应的差异性，通过对各类负荷实施不同的分时电价，充分挖掘了需求响应资源；考虑了分时电价的社会效益和实施效果，以最大化社会福利和最小化峰谷差为目标进行优化，在降低发电成本、减小峰谷差的同时，提高了用户收益；考虑了实施分时电价给电网公司带来的经济效益，通过电网公司适当让利，使用户合理享有分时电价带来的经济效益。

参考文献

[1] 张钦, 王锡凡, 付敏, 等. 需求响应视角下的智能电网[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 49-55.
ZHANG Qin, WANG Xifan, FU Min, et al. Smart grid from the perspective of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 49-55.

[2] 杨旭英, 周明, 李庚银. 智能电网下需求响应机理分析与建模综述[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 220-226.
YANG Xuying, ZHOU Ming, LI Gengyin. Survey on demand response mechanism and modeling in smart grid[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 220-226.

[3] 陈丽娜, 张智晟, 于道林. 基于广义需求侧资源聚合的电力系统短期负荷预测模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 45-51.
CHEN Lina, ZHANG Zhisheng, YU Daolin. Short-term load forecasting model of power system based on generalized demand side resources aggregation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 45-51.

[4] CHEN Qixin, ZHAO Xiangyu, GAN Dahua. Active-reactive scheduling of active distribution system considering interactive load and battery storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 320-330. DOI: 10.1186/s41601-017-0060-2.

[5] 陈培培, 包宇庆, 陈刚, 等. 计及需求响应电量约束的

日前调度策略[J]. 电力工程技术, 2018, 37(4): 9-13.
CHEN Peipei, BAO Yuqing, CHEN Gang, et al. A day-ahead scheduling strategy considering power constraint of demand response[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(4): 9-13.

[6] 姚建国, 杨胜春, 王珂, 等. 智能电网“源-网-荷”互动运行控制概念及研究框架[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(21): 1-6.
YAO Jianguo, YANG Shengchun, WANG Ke, et al. Concept and research framework of smart grid “source-grid-load” interactive operation and control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21): 1-6.

[7] 周冬旭, 张明, 朱红, 等. 新电改形势下智能配电网调度互动研究应用[J]. 电力工程技术, 2018, 37(2): 89-94.
ZHOU Dongxu, ZHANG Ming, ZHU Hong, et al. Research and application of intelligent distribution network dispatching interactive under the background of electric power system reformation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(2): 89-94.

[8] 刘小聪, 王蓓蓓, 李扬, 等. 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1): 30-38.
LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 30-38.

[9] 别朝红, 胡国伟, 谢海鹏, 等. 考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 115-120.
BIE Zhaohong, HU Guowei, XIE Haipeng, et al. Optimal dispatch for wind power integrated systems considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 115-120.

[10] 鞠立伟, 秦超, 吴鸿亮, 等. 计及多类型需求响应的风电消纳随机优化调度模型[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1839-1846.
JU Liwei, QIN Chao, WU Hongliang, et al. Wind power accommodation stochastic optimization model with multi-type demand response[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1839-1846.

[11] 唐学军, 韩佶, 苗世洪, 等. 基于需求侧响应的多类型负荷协调控制模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(16): 116-123.
TANG Xuejun, HAN Ji, MIAO Shihong, et al. Coordinated control model of multi-type load based on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(16): 116-123.

[12] 李春燕, 陈骁, 张鹏, 等. 计及风电功率预测误差的需求响应多时间尺度优化调度[J]. 电网技术, 2018, 42(2):

- 487-494.
- LI Chunyan, CHEN Xiao, ZHANG Peng, et al. Multi-time-scale demand response dispatch considering wind power forecast error[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 487-494.
- [13] 黄伟, 李宁坤, 李玟萱, 等. 考虑多利益主体参与的主动配电网双层联合优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(12): 3418-3428.
- HUANG Wei, LI Ningkun, LI Wenxuan, et al. Bi-level joint optimization dispatch of active distribution network considering the participation of multi-stakeholder[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3418-3428.
- [14] 顾伟, 任佳依, 高君, 等. 含分布式电源和可调负荷的售电公司优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 37-44.
- GU Wei, REN Jiayi, GAO Jun, et al. Optimal dispatching model of electricity retailers considering distributed Generator and adjustable load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 37-44.
- [15] 孙建军, 张世泽, 曾梦迪, 等. 考虑分时电价的主动配电网柔性负荷多目标优化控制[J]. 电工技术学报, 2018, 33(2): 401-412.
- SUN Jianjun, ZHANG Shize, ZENG Mengdi, et al. Multi-objective optimal control for flexible load in active distribution network considering time-of-use tariff[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(2): 401-412.
- [16] HE Yuqing, CHEN Yuehui, YANG Zhiqiang, et al. A review on the influence of intelligent power consumption technologies on the utilization rate of distribution network equipment[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 183-193. DOI: 10.1186/s41601-018-0092-2.
- [17] 艾欣, 周树鹏, 赵阅群. 考虑风电不确定性的用户侧分时电价研究[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1529-1535.
- AI Xin, ZHOU Shupeng, ZHAO Yuequn. Study on time of use pricing of user side considering wind power uncertainty[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1529-1535.
- [18] 张子泳, 仇梦林, 李莎. 基于多目标粒子群算法的电力系统环境经济调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(10): 1-10.
- ZHANG Ziyong, ZHANG Menglin, LI Sha. Environmental/economic power dispatch based on multi-objective particle swarm constraint optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(10): 1-10.
- [19] 颜远, 林舜江, 刘明波. 考虑备用动作约束的含风电场电力系统多目标动态优化调度[J]. 电网技术, 2018, 42(2): 479-486.
- YAN Yuan, LIN Shunjiang, LIU Mingbo. Multi-objective optimal dynamic dispatch of power system with wind farms considering reserve action constraints[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 479-486.
- [20] 赵波, 汪湘晋, 张雪松, 等. 考虑需求侧响应及不确定性的微电网双层优化配置方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(14): 3284-3295.
- ZHAO Bo, WANG Xiangjin, ZHANG Xuesong, et al. Two-layer method of microgrid optimal sizing considering demand-side response and uncertainties[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(14): 3284-3295.
- [21] 易文飞, 张艺伟, 曾博, 等. 多形态激励型需求侧响应协同平衡可再生能源波动的鲁棒优化配置[J]. 电工技术学报, 2018, 33(23): 5541-5554.
- YI Wenfei, ZHANG Yiwei, ZENG Bo, et al. Robust Optimization allocation for multi-type incentive-based demand response collaboration to balance renewable energy fluctuations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(23): 5541-5554.
- [22] 杨锡运, 张璜, 修晓青, 等. 基于商业园区源/储/荷协同运行的储能系统多目标优化配置[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3996-4003.
- YANG Xiyun, ZHANG Huang, XIU Xiaoqing, et al. Multi-objective optimal configuration of energy storage systems based on coordinated operation of source/storage/load in commercial park[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3996-4003.
- [23] 董蓓, 毛文博, 李峰, 等. 考虑多类型柔性负荷的日前优化调度技术[J]. 电力工程技术, 2018, 37(6): 97-102.
- DONG Bei, MAO Wenbo, LI Feng, et al. The technique of day-ahead optimized scheduling with multi-type of flexible loads[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(6): 97-102.
- [24] 杨萌, 艾欣, 唐亮, 等. 计及风险规避的售电公司平衡市场优化交易策略研究[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3300-3308.
- YANG Meng, AI Xin, TANG Liang, et al. Optimal trading strategy in balancing market for electricity retailer considering risk aversion[J]. Power System Technology, 2016, 40(11): 3300-3308.

收稿日期: 2018-11-11; 修回日期: 2019-03-15

作者简介:

赵晋泉(1972—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统优化运行、电压稳定与控制 and 电力市场等; E-mail: jqzhao2@tom.com

胡佳(1992—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场和计及需求响应的电力系统优化调度。E-mail: hujia@hhu.edu.cn

(编辑 葛艳娜)