

DOI: 10.7667/PSPC151256

考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型

康守亚¹, 李嘉龙², 李燕珊¹, 朱建全¹, 梁博焯¹, 刘明波¹

(1. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640;

2. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广东 广州 510600)

摘要: 针对新形势下电力调度的发展需求, 提出了一种考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型。首先, 探讨了峰谷分时电价对电源及负荷侧的影响机理, 从用户电费支出及用电方式两个角度给出了负荷参与峰谷分时电价的满意度指标。其次, 以峰谷分时电价为杠杆, 将电源侧的发电成本问题以及负荷侧的用电问题进行有效关联, 从源荷两侧建立一个多目标发电调度模型, 并进一步给出相应的求解算法。该方法能从电源和负荷两侧最大限度地挖掘发电调度的效益, 所得的方案也符合各方的利益需求。最后, 通过一个省级电网的算例说明了所提方法的有效性。

关键词: 需求响应; 峰谷分时电价; 机组组合; 用户满意度; 多目标优化

Multi-objective generation scheduling model of source and load considering the strategy of TOU price

KANG Shouya¹, LI Jialong², LI Yanshan¹, ZHU Jianquan¹, LIANG Boye², LIU Mingbo²

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;

2. Guangdong Power Grid Control Center, Guangzhou 510600, China)

Abstract: Responding to the speedy development of generation scheduling of modern power grid, a novel multi-objective generation scheduling model of source and load considering the time-of-use price is proposed. First, the effects of time-of-use price to the source and load are analyzed, and the satisfaction indexes of customers are given from the costs and habit of customers. Then a multi-objective generation scheduling model is presented by considering both of the generation cost and the customer satisfaction based on time-of-use price. The solving algorithm is also given. In this way, the benefit of generation scheduling is maximized from both sides of source and load, the interests of source and load are also considered well. Finally, the proposed method is tested in a provincial grid, and the effectiveness is demonstrated fully.

This work is supported by the National Basic Research Program of China (973 Program) (No. 2013CB228205).

Key words: demand response; time-of-use price; unit commitment; load satisfaction; multi-objective optimization

0 引言

近年来, 能源短缺成为全球范围内的焦点问题。作为一种重要的二次能源, 电力发电调度同样面临着严峻的挑战^[1-3]。为了提高发电效益, 传统的做法主要是从发电侧入手, 通过优化机组组合及出力等方式减少煤耗量或发电成本^[4-6]。实际上, 作为电力系统的重要组成部分, 用户的用电方式也在很大程

度上决定着发电效益^[7-9]。从这个意义上说, 如何从发电侧和用电侧共同着力以提高发电效益, 具有重要的研究意义。

峰谷分时电价是改善用户用电方式的重要手段之一^[10-11]。目前已有的文献从不同的角度对分时电价展开研究, 包括上网侧的分时电价、需求侧的分时电价等。其中, 上网侧的分时电价一般从发电成本的角度考虑^[12]; 需求侧的分时电价则主要根据用户响应情况进行制定^[13-14]。在考虑需求侧的分时电价方面, 文献[15]以峰谷差最小化为目标, 并以用户的平均电价变小为约束条件, 给出了分时定价的方法。该类方法符合分时电价削峰填谷的初衷, 但

基金项目: 国家重点基础研究发展规划项目(973 计划)(2013CB228205); 中国南方电网有限责任公司科技项目(GDDW202013 0303SC00044)

主要还存在两个方面的问题：第一，并未考虑发电成本问题，因而不能充分提高发电效益；第二，用户由于接受分时电价的引导而产生的附加成本并未考虑在内，因而不能全面反映用户的实际效益。文献[10]在此基础上进一步定义了用户的用电满意度和电费满意度，并以峰谷差最小化及用户满意度最大化为目标建立一个多目标优化模型，因而能更好地考虑用户的效益，有利于提高用户参与分时电价的积极性。峰谷差变小可以减少开停机成本，但是峰谷差最小化并不等同于发电成本最小化。此外，在追求峰谷差最小化的过程中还可能使用户的用电方式改变过大，并影响到其整体效益。针对这一问题，文献[14]将峰谷分时电价与机组组合问题相结合，提出计及用户侧互动的日前发电调度模型。该文直接以发电成本最小化为目标，能最大限度地提高发电效益。但是该方法既不考虑用户的电费情况，也不考虑用户改变用电方式产生的成本，所形成的策略在执行过程中未必能得到用户的支持。

本文针对新形势下电力调度的发展需求，以峰谷分时电价为杠杆，将发电侧的机组组合问题与用户侧的供需互动问题进行协调解决，从而建立一个考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型，使电源和用户两侧的效益同时得到体现。

1 峰谷分时电价对源-荷侧的影响分析

1.1 峰谷分时电价对发电调度的影响分析

峰谷分时电价会对发电侧的机组组合问题产生影响，这可以从机组组合的成本计算方式进行分析，具体为

$$f_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_{i,t}(P_{i,t}) + I_{i,t}(1 - I_{i,t-1})S_i] \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} = L_t, t = 1, \dots, T \quad (2)$$

式中： f_1 为机组组合问题的总费用； N 为系统的机组总数； i 为机组的标号； T 为时段总数； t 为时段标号； $F_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的发电费用； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的有功出力； $I_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的状态， $I_{i,t}=1$ 时表示机组处于开机状态， $I_{i,t}=0$ 时表示机组处于停机状态； S_i 为机组 i 在时段 t 的开机费用； L_t 为时段 t 的负荷功率。

从式(2)可以看出，当时段 t 的负荷功率发生变化时，为了满足供需平衡，该时刻的机组状态及机组出力均会发生相应的改变，进而影响式(1)中的发电费用和开机费用。因此，峰谷分时电价主要通过改变某一时刻的负荷需求对发电侧的机组组合问题

产生影响。

峰谷分时电价对负荷需求的影响情况又可以通过价格弹性系数或负荷转移率等进行描述。本文采用负荷转移率的方式，具体为^[16]

$$L_t = \begin{cases} L_{t_0} - \lambda_{pv} \bar{L}_p - \lambda_{pf} \bar{L}_p, t \in T_p \\ L_{t_0} + \lambda_{pf} \bar{L}_p - \lambda_{fv} \bar{L}_r, t \in T_f \\ L_{t_0} + \lambda_{pv} \bar{L}_p + \lambda_{fv} \bar{L}_r, t \in T_v \end{cases} \quad (3)$$

式中： T_p 、 T_f 、 T_v 分别为峰时段、平时段和谷时段； L_{t_0} 为实施峰谷分时电价前时段 t 的负荷功率； \bar{L}_p 、 \bar{L}_r 分别为实施峰谷分时电价前峰时段和平时段的负荷功率的平均值； λ_{pv} 为负荷从峰时段向谷时段的转移率； λ_{pf} 为负荷从峰时段向平时段的转移率； λ_{fv} 为负荷从平时段向谷时段的转移率。

负荷转移率的取值与峰谷分时电价的大小有关。不同的峰谷分时电价对用户的激励程度不一样，产生的负荷转移效果也会有所差别。因此，负荷转移率的计算公式可描述为

$$\lambda_{pv} = \begin{cases} 0, 0 \leq \Delta p_{pv} \leq a_{pv} \\ K_{pv} (\Delta p_{pv} - a_{pv}), a_{pv} \leq \Delta p_{pv} \leq a_{pv} + \frac{\lambda_{pv}^{\max}}{K_{pv}} \\ \lambda_{pv}^{\max}, \Delta p_{pv} \geq a_{pv} + \frac{\lambda_{pv}^{\max}}{K_{pv}} \end{cases} \quad (4)$$

$$\lambda_{pf} = \begin{cases} 0, 0 \leq \Delta p_{pf} \leq a_{pf} \\ K_{pf} (\Delta p_{pf} - a_{pf}), a_{pf} \leq \Delta p_{pf} \leq a_{pf} + \frac{\lambda_{pf}^{\max}}{K_{pf}} \\ \lambda_{pf}^{\max}, \Delta p_{pf} \geq a_{pf} + \frac{\lambda_{pf}^{\max}}{K_{pf}} \end{cases} \quad (5)$$

$$\lambda_{fv} = \begin{cases} 0, 0 \leq \Delta p_{fv} \leq a_{fv} \\ K_{fv} (\Delta p_{fv} - a_{fv}), a_{fv} \leq \Delta p_{fv} \leq a_{fv} + \frac{\lambda_{fv}^{\max}}{K_{fv}} \\ \lambda_{fv}^{\max}, \Delta p_{fv} \geq a_{fv} + \frac{\lambda_{fv}^{\max}}{K_{fv}} \end{cases} \quad (6)$$

式中： a_{pv} 、 a_{pf} 、 a_{fv} 分别为峰谷负荷转移率、峰平负荷转移率和平谷负荷转移率的死区阈值； K_{pv} 、 K_{pf} 、 K_{fv} 分别为峰谷负荷转移率、峰平负荷转移率

和平谷负荷转移率的正常响应区的斜率; λ_{pv}^{\max} 、 λ_{pf}^{\max} 、 λ_{iv}^{\max} 分别为峰谷最大负荷转移率、峰平最大负荷转移率和平谷最大负荷转移率; Δp 为不同时间段的电价差, 可通过如下公式进行计算:

$$\Delta p_{pv} = p_p - p_v \quad (7)$$

$$\Delta p_{pf} = p_p - p_f \quad (8)$$

$$\Delta p_{iv} = p_f - p_v \quad (9)$$

式中, p_p 、 p_f 、 p_v 分别为峰时段、平时段和谷时段的电价。

对于上述负荷转移率的相关参数, 可以通过如下两种方式获得: 1) 根据社会调查数据, 采用线性回归法进行确定^[17]; 2) 利用每次实施分时电价后的数据, 逐次对相关参数进行辨识与更新^[16]。具体可参看文献[16], 本文不再赘述。

从式(1)~式(9)可以看出, 峰谷分时电价通过改变负荷曲线影响发电侧的机组启停状态和出力大小, 进而改变发电成本。因此, 本文将对峰谷分时电价进行优化, 以实现发电成本最小化。

1.2 峰谷分时电价对用户利益的影响分析

峰谷分时电价对用户的影响主要体现在两个方面: 第一, 用户用电时的计费方式出现变化, 进而影响到它们的电费支出; 第二, 用户的用电方式产生改变, 由此影响到他们的工作与生活安排。以下将从这两个角度对峰谷分时电价对用户的影响情况进行分析。

在用户的电费支出方面, 可以定义电费的满意度指标 θ 为^[10]

$$\theta = 1 - \frac{C - C_0}{C_0} \quad (10)$$

$$C = \int_{T_p} p_p L_t dt + \int_{T_f} p_f L_t dt + \int_{T_v} p_v L_t dt \quad (11)$$

$$C_0 = \int_T p_0 L_0 dt \quad (12)$$

式中: C_0 、 C 分别为实施峰谷电价前后用户支出的电费; p_0 为实施峰谷电价前的电价。

在用户的用电方式满意度方面, 可以定义用电方式满意度 ε 为

$$\varepsilon = 1 - \frac{\int_T |L_t - L_{t0}| dt}{\int_T L_t dt} \quad (13)$$

为综合考虑峰谷电价对用户的电费和用电方式两个方面的影响, 可建立用户的综合满意度指标为

$$f_2 = \gamma_1 \theta + \gamma_2 \varepsilon \quad (14)$$

$$\gamma_1 + \gamma_2 = 1 \quad (15)$$

式中, γ_1 、 γ_2 分别为电费满意度和用电方式满意度的权值。

将式(14)与式(15)相结合, 有

$$f_2 = \gamma_1 \theta + (1 - \gamma_1) \varepsilon \quad (16)$$

2 源荷协调多目标发电调度模型

通过上述分析, 峰谷电价对发电端和用户端具有较大的影响。将发电端的机组组合问题与用户端的综合满意度进行协调考虑, 可以建立一个多目标优化问题如下:

$$\min : f_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_{i,t}) + I_{i,t}(1 - I_{i,t-1})S_i] \quad (17)$$

$$\max : f_2 = \gamma_1 \theta + (1 - \gamma_1) \varepsilon \quad (18)$$

1) 价格约束条件

$$\alpha \leq \frac{p_p}{p_v} \leq \beta \quad (19)$$

式中, α 、 β 分别为峰谷电价之比的最小值与最大值。

2) 系统约束条件

① 功率平衡约束

对于每一个调度时段, 均要满足功率平衡约束条件, 具体如式(2)所示。

② 系统备用约束

$$\sum_{i=1}^N I_{i,t} \bar{P}_i \geq L_t + R_t, t = 1, t = 1, \dots, T \quad (20)$$

式中: \bar{P}_i 为机组 i 的最大技术出力; R_t 为时段 t 的备用需求。

3) 机组约束条件

① 机组出力上下限约束

$$P_{i,t} \leq I_{i,t} \bar{P}_i \quad (21)$$

$$P_{i,t} \geq I_{i,t} \underline{P}_i \quad (22)$$

式中, \bar{P}_i 、 \underline{P}_i 分别为机组 i 的最大和最小机组出力。

② 机组爬坡率约束

当机组出力增加时, 有

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_i^{\text{up}} I_{i,t-1} + \underline{P}_i [I_{i,t} - I_{i,t-1}] \quad (23)$$

当机组出力减少时, 有

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_i^{\text{down}} I_{i,t} + \underline{P}_i [I_{i,t-1} - I_{i,t}] \quad (24)$$

式中, P_i^{up} 和 P_i^{down} 分别为机组 i 的爬坡限制值和滑坡限制值。

③ 最小开机时间约束

$$I_{i,t} = 1, t = 1, \dots, U_i \quad (25)$$

$$U_i = \min \{ T, [T_i^{\text{on}} - X_i^{\text{on}}(0)] I_i(0) \} \quad (26)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_i^{\text{on}}-1} I_{i,n} \geq T_i^{\text{on}} [I_{i,t} - I_{i,t-1}], t = U_i + 1, \dots, T - T_i^{\text{on}} + 1 \quad (27)$$

$$\sum_{n=t}^T \{I_{i,n} - [I_{i,t} - I_{i,t-1}]\} \geq 0, t = T - T_i^{\text{on}} + 2, \dots, T \quad (28)$$

式中： T_i^{on} 为机组 i 的最小开机时间； $X_i^{\text{on}}(0)$ 为机组 i 在调度开始前一个时刻已经连续开机的时间； $I_i(0)$ 为机组 i 在调度开始前一个时刻的状态。

④最小停机时间约束

$$I_{i,t} = 0, t = 1, \dots, D_i \quad (29)$$

$$D_i = \min \left\{ T, [T_i^{\text{off}} - X_i^{\text{off}}(0)] [1 - I_i(0)] \right\} \quad (30)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_i^{\text{off}}-1} [1 - I_{i,n}] \geq T_i^{\text{off}} [I_{i,t-1} - I_{i,t}], \quad (31)$$

$$t = D_i + 1, \dots, T - T_i^{\text{off}} + 1$$

$$\sum_{n=t}^T \{1 - I_{i,n} - [I_{i,t} - I_{i,t-1}]\} \geq 0, t = T - T_i^{\text{off}} + 2, \dots, T \quad (32)$$

式中： T_i^{off} 为机组 i 的最小停机时间； $X_i^{\text{off}}(0)$ 为机组 i 在调度开始前一个时刻已经连续停机的时间。

3 模型的求解

对于上述的考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型，可以采用转化法、非劣解集法、交互协调法等进行求解。本文采用转化法中的加权法将多目标优化模型转化为单目标优化模型进行求解，具体为

$$\min : f_3 = k_1 \frac{f_1}{f_1^{\min}} - k_2 f_2 \quad (33)$$

式中： f_1^{\min} 为不考虑分时电价时发电成本的最小值； k_1 、 k_2 分别为 f_1 、 f_2 的权重， $k_1 + k_2 = 1$ 。

在上述优化问题中，决策变量包括峰、平、谷时段的电价 p_p 、 p_f 、 p_v 以及各台机组的状态和出力。在对峰谷分时电价进行优化决策时，目前常用的一种方法是设定实施峰谷分时电价前后平时段的电价不变，通过在平时电价的基础上上、下浮动的方式得到峰时电价与谷时电价。这种方法将分时电价的优化变量由 3 个减少为 2 个，既能使优化问题得到简化，又能与式(1)~式(6)中的负荷转移特性的描述方法相匹配，同时还能避免实施峰谷分时电价前后的平均电价差异过大。按照这种方式，有

$$p_p = (1 + \mu)p_f \quad (34)$$

$$p_v = (1 - \omega)p_f \quad (35)$$

式中， μ 、 ω 分别为上浮比例系数和下浮比例系数。

将式(34)和式(35)代入式(19)，有

$$\alpha \leq \frac{(1 + \mu)p_f}{(1 - \omega)p_f} \leq \beta \quad (36)$$

这可以进一步转化为

$$(1 - \omega)\alpha \leq (1 + \mu) \leq (1 - \omega)\beta \quad (37)$$

即

$$(1 - \omega)\alpha \leq (1 + \mu) \quad (38)$$

$$(1 + \mu) \leq (1 - \omega)\beta \quad (39)$$

对于上述的优化问题，采用 GAMS(General Algebraic Modeling System)的求解器 DICOPT 进行求解^[18]，即可得到最优的分时电价方案及机组组合方案。该求解器是针对混合整数非线性优化问题开发的，在实际应用中取得了良好的效果。

4 算例分析

4.1 算例参数

以某省级电网为研究对象进行仿真分析。该电网具有 180 台火电机组，总装机容量为 47 659 MW。以某天 24 h 的原始负荷数据为例进行测试，其中峰、平、谷三个时段的划分如表 1 所示。

在实施峰谷分时电价前，电网公司在所有时段的售电价格统一为 0.6 元/kWh。在实施峰谷分时电价后，负荷转移的相关参数如表 2 所示。

表 1 峰谷时段划分

Table 1 Peak and valley periods

时段属性	具体划分
峰时段	10:00~12:00, 18:00~23:00
平时段	01:00, 09:00, 13:00~17:00, 24:00
谷时段	02:00~08:00

表 2 负荷转移率曲线的相关参数

Table 2 Parameters of load shifting curves

转移曲线	斜率 k	死区值 a
峰谷转移率曲线	0.159	0.210
峰平转移率曲线	0.278	0.186
平谷转移率曲线	0.133	0.100

4.2 仿真结果分析

为了验证本文所提方法的有效性，定义 3 种模式如表 3 所示。其中，模式 1 不考虑分时电价的影响，是一个传统的机组组合问题；模式 2 考虑了峰谷分时电价对机组组合的影响，但其目标函数只是发电成本最小化，而不涉及用户的满意度问题；模式 3 同时考虑峰谷分时电价和用户满意度，代表本文所提的方法。各种模式下的计算结果如表 4~表 6 和图 1 所示。

表 3 模式定义

Table 3 Definitions of modes

模式	定义
1	传统机组组合
2	考虑峰谷分时电价的机组组合
3	考虑峰谷分时电价和用户满意度的机组组合

表 4 最优峰谷分时电价方案

Table 4 Optimal TOU prices

模式	峰时电价/元	平时电价/元	谷时电价/元
1	0.600	0.600	0.600
2	0.925	0.600	0.427
3	0.787	0.600	0.289

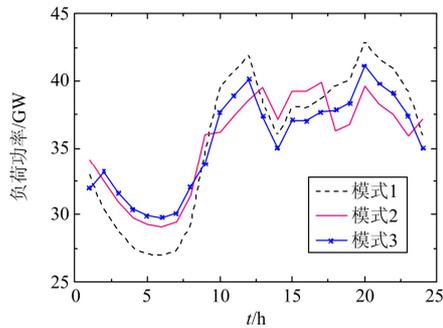


图 1 各种模式下的负荷曲线对比

Fig. 1 Comparison of load curves of different modes

表 4 给出了不同模式下的最优电价情况。从中可以看出, 模式 1 中没有实施峰谷分时电价机制, 所有时段的电价均为 0.6 元/kWh。模式 2 对峰谷分时电价进行优化后, 其峰时电价达到 0.925 元/kWh, 谷时电价则下降为 0.427 元/kWh, 这主要是为了更好地削峰填谷, 为发电侧的机组组合问题创造良好的条件。模式 3 进一步考虑用户的满意度后, 峰时电价与谷时电价分别下降至 0.787 元/kWh 和 0.289 元/kWh。

图 1 给出了三种模式下用户的负荷曲线。从中可以看出, 模式 1 的最大负荷及峰谷差均最大, 分别达到 42 950.06 MW 和 15 991.60 MW。模式 2 的最大负荷及峰谷差分别下降为 39 883.160 MW 和 10 762.26 MW, 在三种模式中均处于最小值。这是因为, 模式 2 仅从发电成本最小化的角度进行优化, 为了达到这个目标, 必然尽可能抑制电力负荷需求, 并缩小峰谷差。模式 3 的最大负荷及峰谷差的值均界于模式 1 与模式 2 之间。这是因为, 模式 3 同时考虑了发电成本和用户满意度。为了提高用户的用电方式满意度, 模式 3 下实施峰谷分时电价前后负荷曲线的差别相对模式 2 要小一些。

表 5 给出了三种模式下发电侧的开机次数、开机费用和总费用。从中可以看出, 模式 2 和模式 3 的发电调度效益明显优于模式 1。这是因为, 峰谷分时电价可以削峰填谷, 使负荷的变化曲线更为平缓。这就减少了机组启停的次数, 节省了开机费用与总费用。但是对比模式 2 与模式 3 的情况还可以发现, 模式 3 的开机次数与开机费用均略大于模式 2。这主要是因为模式 3 的最大负荷及峰谷差均大于模式 2, 从而使机组组合具有更大的难度。此外, 模式 3 的发电总费用也略大于模式 2。

表 5 机组开机次数和费用对比

Table 5 Comparison of startup times and costs

模式	开机次数	开机费用/($\times 10^8$ 元)	总费用/($\times 10^{10}$ 元)
1	132	2.154 0	8.959 4
2	88	0.990 0	8.867 2
3	92	1.080 0	8.879 9

由表 5 可知, 利用分时电价引导用户参与发电调度, 可以减少发电成本。但要实现这样的目标, 其中的一个前提条件便是所形成的方案要得到用户的支持, 使其从中受益。因此, 本文从用户的电费满意度和用电方式满意度的角度, 进一步对模式 2 与模式 3 的效果进行对比分析, 结果如表 6 所示。从中可以看出, 在引入了峰谷分时电价后, 用户的用电方式必然发生变化, 所以模式 2 和模式 3 的用电方式满意度均小于 1。但是模式 2 与模式 3 的电费满意度相差较大。模式 2 的电费满意度仅为 0.865, 而模式 3 的电费满意度则达到了 1.010。对于综合满意度, 模式 3 仍然优于模式 2。这说明本文所提的方法能更好地考虑用户的利益诉求, 所形成的方案也就更容易让用户接受。

表 6 用户用电方式满意度对比

Table 6 Comparison of satisfaction indexes of customers

模式	用电方式满意度	电费满意度	综合满意度
2	0.936	0.865	0.879 2
3	0.949	1.010	0.997 8

上述分析还说明, 用电方式满意度和电费满意度可以从两个不同的角度反映用户的利益。为了进一步分析这两者的相关性, 设定 6 组分时电价方案对应的上浮比例 u 和下浮比例 w , 并计算出相应的用电方式满意度和电费满意度, 结果如表 7 所示。从中可以看出, 由于 w 的减小或者 u 的增大, 电费的满意度持续下降, 但是用电方式满意度的变化较为多样, 呈先增大, 再减小, 后增大的态势。这说明这两者并不是相关的。同时考虑用电方式满意度和电费满意度, 有利于更全面地描述用户的利益情况。

表 7 不同方案下的用电方式满意度和电费满意度
Table 7 Satisfaction of habit and cost of various scenarios

组别	u	w	用电方式满意度	电费满意度
1	0.31	0.52	0.949	1.010
2	0.31	0.45	0.957	0.989
3	0.31	0.43	0.959	0.983
4	0.47	0.42	0.946	0.934
5	0.47	0.38	0.944	0.915
6	0.47	0.35	0.947	0.906

5 结论

本文提出了一种考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型, 得出主要结论如下:

(1) 本文所提的方法以峰谷分时电价为杠杆, 将发电侧与用户侧进行协调调度, 通过发电与用电两侧的问题的解决, 从根本上提高发电调度的效益。

(2) 本文所提的方法同时考虑了发电成本以及用户满意度问题, 所得到的调度方案能充分反映各方的利益诉求, 有利于充分调动其参与源荷协调调度的积极性。

(3) 本文所提的方法受负荷转移特性系数的影响较大。如何获取更为准确的负荷转移特性参数, 将是下一阶段的一个研究重点。

参考文献

- [1] ZHANG Ning, KANG Congqing, LIU Jingkun, et al. Mid-short-term risk assessment of power systems considering impact of external environment[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(2): 118-126.
- [2] 姚致清, 于飞, 赵倩, 等. 基于模块化多电平换流器的大型光伏并网系统仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25): 27-33.
YAO Zhiqing, YU Fei, ZHAO Qian, et al. Simulation research on large-scale PV grid-connected systems based on MMC[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 27-33.
- [3] 文旭, 郭琳, 王俊梅. 面向节能减排的电力系统发购电计划研究述评[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(9): 136-144.
WEN Xu, GUO Lin, WANG Junmei. Overview of power dispatch and purchasing plan in power system from energy-saving and emission-reducing[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(9): 136-144.
- [4] WANG J, SHAHIDEHPOUR M, LI Z. Security constrained unit commitment with volatile wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 1319-1327.
- [5] 张新松, 礼晓飞, 王运, 等. 不确定性环境下考虑弃风的电力系统日前调度[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(24): 75-82.
ZHANG Xinsong, LI Xiaofei, WANG Yun, et al. Day-ahead dispatching in consideration of wind power curtailments in uncertain environments[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(24): 75-82.
- [6] 王海冰, 邓健, 衣涛, 等. 计及电力自由交易的电力系统节能经济调度新模式研究[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(5): 15-21.
WANG Haibing, DENG Jian, YI Tao, et al. Research on novel model of economic dispatching in power system considering free electricity transaction[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(5): 15-21.
- [7] 赵建立, 周雯娟, 郑庆荣, 等. 基于用户责任的重要电力用户用电安全风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 71-77.
ZHAO Jianli, ZHOU Wenjuan, ZHENG Qingrong, et al. Electrical safety assessment for important power users based on user's responsibility[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 71-77.
- [8] 张新昌, 周逢权. 智能电网引领智能家居及能源消费革新[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(5): 59-67.
ZHANG Xinchang, ZHOU Fengquan. Smart grid leads the journey to innovative smart home and energy consumption patterns[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(5): 59-67.
- [9] 刘晓琳, 王兆杰, 高峰, 等. 分时电价下的高耗能企业发用电响应[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(8): 41-49.
LIU Xiaolin, WANG Zhaojie, GAO Feng, et al. Response behaviors of power generation and consumption in energy intensive enterprise under time-of-use price[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(8): 41-49.
- [10] 丁伟, 袁家海, 胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(20): 10-14.
DING Wei, YUAN Jiahai, HU Zhaoguang. Time-of-use price decision model considering users react and satisfaction index[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(20): 10-14.
- [11] 徐永丰, 吴洁晶, 黄海涛, 等. 考虑负荷率的峰谷分时电价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 96-103.
XU Yongfeng, WU Jiejing, HUANG Haitao, et al.

- Time-of-use tariff model considering load factor[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 96-103.
- [12] 王绵斌, 谭忠富, 张蓉, 等. 发电侧峰谷分时电价设计及电量分配优化模型[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(8): 16-20.
WANG Mianbin, TAN Zhongfu, ZHANG Rong, et al. Design of time-of-use power price at generation side and optimal model of electricity distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(8): 16-20.
- [13] 郜璘. 基于用户响应的峰谷分时电价决策优化模型的应用研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2010.
- [14] 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 Xiacong, 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.
- [15] 丁宁, 吴军基, 邹云. 基于 DSM 的峰谷时段划分及分时电价研究[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(23): 9-12.
DING Ning, WU Junji, ZOU Yun. Research of peak and valley time period partition approach and TOU price on DSM[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(23): 9-12.
- [16] 阮文骏, 王蓓蓓, 李扬. 峰谷分时电价下的用户响应行为[J]. 电网技术, 2012, 36(7): 86-93.
RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang. Customer response behavior in time-of-use price[J]. Power System Technology, 2012, 36(7): 86-93.
- [17] 刘严, 谭忠富, 乞建勋. 峰谷分时电价设计优化模型[J]. 中国管理科学, 2005, 13(5): 87-92.
LIU Yan, TAN Zhongfu, QI Jianxun. Research on TOU rate design optimization model[J]. Chinese Journal of Management, 2005, 13(5): 87-92.
- [18] GAMS Development Corporation. GAMS, the solvers' manual[EB/OL]. <http://www.gams.com/solvers/allsolvers.pdf>.

收稿日期: 2015-07-21; 修回日期: 2015-09-10

作者简介:

康守亚(1990-), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为分时定价策略; E-mail: 453841138@qq.com

李嘉龙(1970-), 男, 高级工程师, 主要研究方向为系统运行策划、节能发电调度;

李燕珊(1993-), 女, 硕士研究生, 研究方向为分时定价策略。

(编辑 魏小丽)