

DOI:10.12158/j.2096-3203.2019.04.014

实时电价下源网荷各侧收益的优化研究

苑吉河¹, 冯德伦¹, 张曦¹, 杨阳¹, 朱金龙²

(1. 国网重庆市电力公司南岸供电分公司, 重庆 400060;

2. 西华大学电气与电子信息学院, 四川 成都 610039)

摘要:基于用户在峰谷分时电价中的响应机制和价格弹性理论,用户会随着电价的变化调整自身用电量,因此通过电价变化引导用户主动地调整用电计划,从而达到缩小负荷曲线峰谷差,降低源网荷各侧成本以及增加收益的目的。文中采用模糊聚类算法对日负荷进行峰平谷分类,根据各小时的峰平谷隶属度建立实时电价模型,并且依据新电改之后相关政策对电源侧和电网侧的收益建立数学模型,以电源侧和电网侧收益最大、峰谷差最小为目标函数,将以负荷侧用户用电成本不上涨为约束条件的源网荷各侧收益作为优化模型,采用粒子群算法进行求解,并在 Matlab 仿真平台上验证了该模型缩小峰谷差和增加收益的有效性。

关键词:实时电价;模糊聚类;隶属度;新电改

中图分类号:TM715

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2019)04-0092-07

0 引言

随着核心内容为“管住中间,放开两头”的新电改方案(new electric change, NEC)(2015电改9号文)的实施,电网的性质将被公用事业化,而“两头”的发电上网电价和售电电价将由市场竞争决定^[1-4];随着电力市场化的改革推进,在电力市场中引入需求响应(demand response, DR)^[5-7],即通过价格变动和相关激励机制引导需求侧做出响应,以此引导用户主动根据价格的变动调整自身消费行为^[8],分时电价(time-of-use, TOU)^[9]就是一种典型方法。TOU中一般将时段划分为峰谷或者峰谷平时段^[10]。

文献[11-12]采用了经验法将日负荷分为峰谷平三类;文献[13]采用峰谷平时段TOU建立考虑源网荷各侧收益的风电消纳模型;文献[14]基于峰谷电价建立风光储联合发电用户容量优化模型,均对于日负荷的“削峰填谷”有积极作用。但是文献[11-13]的峰谷平时段分类方法的准确度,有待商榷;文献[15-16]提出采用模糊聚类的方法来对日负荷进行分类,分类结果更加准确;文献[17]中引入隶属度来评估某一时刻属于具体的某一分类时段的程度。对于源网荷各侧收益的优化,文献[13]采用峰谷平三时段分时电价研究用户对电价的响应和用电负荷的改变,通过负荷的变动而引起电源侧上网收益的变化、电网侧购电和售电收益变化和用户用电成本的变化,但是该方法并不完全适用于

新电改之后的源网荷收益模式,目前鲜有文献研究新电改之后的源网荷的收益优化问题。上述文献中,均采用的是峰谷平3时段的分时电价,但是其不足在于,对于用电峰时段的尖峰时刻和峰时段中靠近平时段的时刻采用相同的电价,谷时段中的最低谷时刻和靠近平时段的时刻采用相同的电价,会使得用户参与分时电价的积极性受影响,也会使得电网侧“削峰填谷”的效果不显著。且上述文献均未对新电改之后电源侧与电网侧建立数学模型进行分析。

因此文中在新电改背景下考虑火电与可再生能源(renewable energy, RE)发电上网,并采用隶属度对各个时刻进行评估,根据其隶属度建立实时电价模型,有利于市场决定电力产品价格,使得用户更加积极地参与到实时电价中。文中将建立以发电侧收益和电网侧收益最大,峰谷差最小为目标的多目标函数,以用户的用电消费不上涨为约束条件,并采用粒子群算法对优化模型进行求解。

1 峰谷平实时电价模型

1.1 典型日负荷的峰谷平时段划分

一般来说,某地区的用电负荷并不是均匀分布的,用电负荷会集中在人类生产及生活活动最频繁的时间段,文中采用模糊聚类算法对24小时的负荷进行峰(T_f)、谷(T_g)、平(T_p)时段划分,且 $T_f+T_g+T_p=24$ 。模糊聚类的求解步骤如下:

- (1) 日负荷数据进行标准化处理。
- (2) 建立模糊相似矩阵 R 。
- (3) 采用传递闭包法^[18]对 R 进行计算。

收稿日期:2019-02-27;修回日期:2019-04-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51877181)

(4) 完成步骤(3)得到改造后的矩阵 \mathbf{R}^* , 取置信水平 Σ ($0 < \Sigma < 1$), Σ 越接近于 1 分类数越少, 不断减小 Σ 的值, 直至分类数为 3 类, 得到峰谷平时段的划分。

某一个小时具体属于哪一个分类可以采用隶属度 D_m ^[17] 来衡量, D_m 的取值区间为 $(0, 1)$, D_m 越接近于 0 说明该时段属于某个分类的可能性越小, $D_m = 0$ 说明该时段完全不属于某个分类, D_m 越接近于 1 则该时段属于某个分类的可能性越大, $D_m = 1$ 则该时段完全属于某个分类。文中采用式(1)偏大型半梯形分布计算峰和平时段的隶属度, 式(2)偏小型半梯形分布计算谷时段的隶属度。

$$D_m(x) = \begin{cases} 0 & x < v \\ \frac{x-v}{w-v} & v \leq x \leq w \\ 1 & x > w \end{cases} \quad (1)$$

$$D_m(x) = \begin{cases} 0 & x < v \\ \frac{w-x}{w-v} & v \leq x \leq w \\ 1 & x > w \end{cases} \quad (2)$$

式中: v 为对应计算时段内的负荷最小值; w 为对应计算时段内的负荷最大值; x 为待求的某小时负荷值。

1.2 峰谷平实时电价

目前国内的分时电价为 3 段制^[19], 即峰谷平 3 时段电价, 文中对 24 h 各时刻电价分别依据峰、谷、平时段隶属度对每个小时的电价进行建模, 可由如下方程确定:

$$p_{\text{hf}, i} = p_f + p_f \Delta D_{\text{m}, f} \quad (3)$$

$$p_{\text{hg}, i} = p_g - p_g \Delta D_{\text{m}, g} \quad (4)$$

$$p_{\text{hp}, i} = p_p + p_p \Delta D_{\text{m}, p} \quad (5)$$

式中: $p_{\text{hf}, i}, p_{\text{hg}, i}, p_{\text{hp}, i}$ 为分别峰、谷、平各个时段中的每个小时的实时电价; p_f, p_g, p_p , 分别为峰谷平各个时段的基础电价; $\Delta D_{\text{m}, f}, \Delta D_{\text{m}, g}, \Delta D_{\text{m}, p}$ 分别为每个小时的电价因子, 取值范围为 $0 \sim 0.15$, 由属于某个时段的隶属度和电价的浮动范围决定, 当其属于某时段的隶属度越高, 其值就越大, 例如越是接近尖峰时刻电价越高, 越是接近低谷时刻电价越低。

1.3 用户对电价的响应

在电力市场环境, 用户会根据电价的变动而调整自身的用电计划, 以达到减少购电成本的目的。因此, 用户对电价的响应主要是多时段响应, 用户会根据当前时段的电价来决定当前时段的用电量, 还会考虑将用电量转移至电价更低的时段。文中采取自弹性系数^[20]来反映当前时段的电量随

电价的相对变化, 如式(6)所示; 采用交叉弹性系数^[21]反映其他时段电价的变化对当前时段用电量的影响, 如式(7)所示。

$$h(i, i) = \frac{\Delta E_i}{E_i} \left(\frac{\Delta p_i}{p_i} \right)^{-1} \quad (6)$$

$$h(i, j) = \frac{\Delta E_i}{E_i} \left(\frac{\Delta p_j}{p_j} \right)^{-1} \quad (7)$$

式中: $h(i, i)$ 为自弹性系数; $h(i, j)$ 为交叉弹性系数; $E_i, \Delta E_i$ 分别为 i 时段的用电量和用电改变量; $p_i, \Delta p_i$ 分别为 i 时段的电价和电价变化量; $p_j, \Delta p_j$ 分别为 j 时刻的电价和电价变化量。

文中在峰谷分时电价的基础上, 分别对峰、谷、平各个时段里再采取实时电价, 因此定义峰谷实时电价的电量电价弹性矩阵 \mathbf{H} :

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} h_{1,1} & h_{1,2} & h_{1,3} & \cdots & h_{1,24} \\ h_{2,0} & h_{2,2} & h_{2,3} & \cdots & h_{2,24} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ h_{24,1} & h_{24,2} & h_{24,3} & \cdots & h_{24,24} \end{bmatrix} \quad (8)$$

矩阵中各元素的下标表示 24 个小时; 矩阵的主对角线元素代表自弹性系数, 非主对角线元素代表交叉弹性系数。利用电量电价弹性矩阵求解在实行峰谷实时电价之后各个时刻的用电量:

$$E_{\text{RT}} = E_{\text{or}} + \begin{bmatrix} E_{\text{or},1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & E_{\text{or},2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \cdots & \cdots & E_{\text{or},24} \end{bmatrix} \times \mathbf{H} \times \begin{bmatrix} \Delta p_1/p_{\text{or},1} \\ \Delta p_2/p_{\text{or},2} \\ \vdots \\ \Delta p_{24}/p_{\text{or},24} \end{bmatrix} \quad (9)$$

式中: $E_{\text{or}}, E_{\text{RT}}$ 分别为实时电价前、后的各个小时用电量; $p_{\text{or}, i}, \Delta p_i, i \in (1, 24)$, 分别为实行实时电价前各个时段的电价和实行实时电价前后各个时段的电价差。

2 实时电价下的源网荷各侧收益优化

2.1 优化目标

2.1.1 发电侧的收益最大

文中发电侧考虑火力发电和 RE 发电 2 种。

(1) 火电机组的成本主要为其运行能耗成本和启动能耗成本 $C_{\text{G}, \text{fd}}$, 如式(10)所示。

$$C_{\text{G}, \text{fd}} = \min \left\{ \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_G} [U(i, t) C_{\text{oi}}(P_{\text{ei}}, t) + U(i, t)(1 - U(i, t - 1)) S_{\text{Gi}}] \right\} \quad (10)$$

式中: N_G 为火电机组的数目; $U(i, t)$ 为机组 i 在 t 时刻的运行状态, “0”表示停机, “1”表示运行; S_{Gi} 为

机组 i 的启动能耗; C_{oi} 为机组 i 输出功率为 P_{ei} 时的能耗成本, 表达式为:

$$C_{oi}(P_{ei}, t) = a_i P_{ei}^2 + b_i P_{ei} + c_i \quad i \in (1, 24) \quad (11)$$

式中: a_i , b_i , c_i 为机组 i 的发电成本与其输出功率的关系常数。

发电侧的收入主要来源于电力产品的上网, 文中考虑发电侧的上网电价为两部制上网电价^[22], 即电价由容量电价和电量电价两部分组成。其中容量电价为每月固定的签约电量, 不随用电量的变化而变化, 用以回收发电厂的资本费用、固定设备维护成本以及税金等; 电量电价主要用以回收成本中的变动费用以及部分固定成本, 其随市场的变化而变化, 火力发电上网收益 B_G 为:

$$B_G = \sum_{i=1}^{24} p_{ca} E_{ca,i} + \sum_{i \in T_f} p_{m,i} E_{G,i} + \sum_{i \in T_p} p_{m,i} E_{G,i} + \sum_{i \in T_g} p_{m,i} E_{G,i} \quad (12)$$

式中: p_{ca} 为电源侧上网容量电价; $p_{m,i}$ 为电源侧对应各时段的上网电量电价; $E_{ca,i}$ 为对应于容量电价的固定电量; $E_{G,i}$ 为电源侧对应各时段对应电量的上网电量。

(2) RE 考虑为风、光 2 种能源发电形式, 其成本考虑包括初期建造成本和日常运行维护成本, 其中初期建造成本均摊折算至使用年限中, 因此 RE 的发电成本 C_{RE} 为:

$$C_{RE} = \left[\frac{Su}{R_p} \times \frac{b}{1 - (1 + b)^{-y}} + D \sum_{i=1}^{24} P_i S \right] / D \quad (13)$$

式中: S 为 RE 发电装机容量; u 为 RE 单位装机容量的成本; y 为 RE 机组的使用年限; R_p 为风电建设成本在总投资成本中的比重; b 为银行利率; D 为年总天数; P_i 为各个小时的 RE 机组出力值。

RE 的上网电价文中考虑为与火电相同的两部制上网电价以及财政对 RE 的补贴部分, 模型如式 (14) 所示。

$$B_{RE} = \sum_{i=1}^{24} p_{ca} E_{RE,ca,i} + \sum_{i \in T_f} p_{m,i} E_{REe,i} + \sum_{i \in T_p} p_{m,i} E_{REe,i} + \sum_{i \in T_g} p_{m,i} E_{REe,i} + \sum_{i=1}^{24} E_{RE,i} \lambda \quad (14)$$

式中: $E_{RE,ca,i}$ 对应于 RE 容量电价的固定上网电量; $E_{REe,i}$ 为 RE 对应各个时段内的电量电价的上网电量; $E_{RE,i}$ 为各小时 RE 机组的上网电量; λ 为财政给予 RE 单位容量的上网补贴。因此发电侧收益最大的目标函数为:

$$\max C_{so} = \max(B_G + B_{RE} - C_{RE} - C_{G,fd}) \quad (15)$$

2.1.2 电网侧收益最大

由于在新电改之后电网的收益模式由之前的买电售电赚取差价的盈利模式变为赚取“过网费”的盈利模式, 电能从发电厂到用户需要经过多个电压等级的输电网, 因此用户使用不同电压等级的电力产品其所需要支付的输电成本也不一样, 高电压等级的电能不使用低电压等级的输电网, 但是低电压等级的电能会使用高电压等级的输电网^[23], 因此, 高电压等级的用户不需要支付低电压等级的输电成本, 而低电压等级的用户则需要分摊高电压等级的输电成本。文中建立了不同电压等级的输电成本分摊模型 $C_{tr,i}$, 如式 (16) 所示。

$$C_{tr,i} = \begin{cases} F_i W_i & i = 1 \\ F_i C_{tr,i} \frac{1 - F_{i-1}}{F_{i-1}} + B_i W_i & i \geq 2 \end{cases} \quad (16)$$

式中: i 为输电网的第 i 个电压等级的编号, W_i 为单位容量的负荷经过电压等级 i 的输电网所应承担的准许收入; F_i 为电能除去上一电压等级外的总电能分摊在其余的电压等级中所占的比例, 表达式如式 (17) 所示。

$$F_i = \begin{cases} \eta_i & i = 1 \\ \eta_i / \left(1 - \sum_{k=1}^{i-1} \eta_k \right) & i \geq 2 \end{cases} \quad (17)$$

式中: η_i 为各电压等级的用电负荷占总负荷的比例, 有 $\sum_{i=1}^X \eta_i = 1$, X 为输电系统所含的电压等级数目。

文中考虑电网的合理收益 B_{net} 为各电压等级的输电成本的相应比例, 如式 (18) 所示。

$$B_{net} = \sum_{i=1}^X C_{tr,i} \sigma_i \quad (18)$$

式中: σ_i 为不同电压等级输电网合理收益的比例系数, 由于不同电压等级输电设备的损耗、维护和人工投入不同, 因此不同电压等级的 σ_i 也不同, 具体的 σ_i 需要经过相关部门的核定。因此电网侧的收益 B_{net} 最大化目标函数为:

$$\max B_{net} = \max \left(\sum_{i=1}^X C_{tr,i} \sigma_i \right) \quad (19)$$

2.1.3 峰谷差最小

$$\min \Delta P = \min \{ \max P_{load} - \min P_{load} \} \quad (20)$$

式中: ΔP 为峰谷差; $\max P_{load}$, $\min P_{load}$ 分别为负荷的最大值和最小值。

2.2 约束条件

(1) 负荷侧约束。文中对于负荷侧, 考虑用户购电成本在峰谷实时电价波动不超过 2%, 即:

$$\Delta p_{sd} \leq 2\% p_{sd,0} \quad (21)$$

式中: $p_{sd,0}$, Δp_{sd} 分别为峰谷实时电价前后用户的购电价格和电价变化量。

(2) 能量平衡约束。系统的发电与用电、损耗平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{RE}} P_{RE,j}(t) \geq P_{load}(t) + P_{loss}(t) + R_e(t) \quad (22)$$

式中: $P_{G,i}(t)$, $P_{RE,j}(t)$ 分别为火力发电机和 RE 发电在 t 时刻的有功输出; $P_{load}(t)$ 为 t 时刻的负荷值; $P_{loss}(t)$ 为 t 时刻的网损; $R_e(t)$ 为旋转备用容量。

(3) 最小开、停机时间约束。机组在开机或者停机之后必须保持一段时间才能停机或者开机,这一段保持的时间被称为最小开机或者停机时间,其约束条件如下:

$$\begin{cases} (U_{(i,t-1)} - U_{(i,t)}) (G_{i,t-1} - G_{OT,i}) \geq 0 \\ (U_{(i,t)} - U_{(i,t-1)}) (-G_{i,t-1} - G_{CT,i}) \geq 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中: $G_{OT,i}$ 为机组 i 最小连续开机时间; $G_{CT,i}$ 为机组 i 的最小连续停机时间; $G_{i,t-1}$, $-G_{i,t-1}$ 分别为已经连续的开机和停机时间。

(4) 机组爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{Gi,t-1} - P_{Gi,t} \leq \Delta P_{Gi,down} \\ P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq \Delta P_{Gi,up} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $\Delta P_{Gi,up}$, $\Delta P_{Gi,down}$ 分别为机组 i 的上、下爬坡速率限制。

(5) 峰谷平各时段实时电价约束。

$$\begin{cases} p_f \leq p_{hf,i} \leq 1.2p_f \\ p_p \leq p_{hp,i} \leq 1.1p_p \\ p_g \leq p_{hg,i} \leq 1.1p_g \end{cases} \quad (25)$$

式中: p_f , p_p , p_g 由相关部门的具体文件规定。

2.3 模型计算

文中模型的总计算流程如图 1 所示。

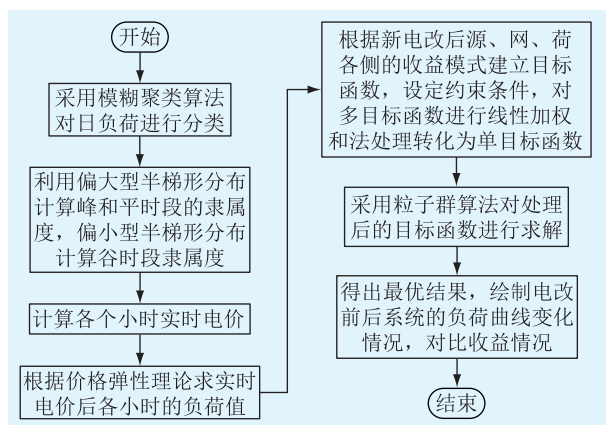


图 1 总体计算流程

Fig.1 Overall calculation flow chart

文中优化模型为多目标模型,且目标间存在矛盾冲突,因此采用线性加权和法对 2 个目标进行加权^[12],把多目标函数转化为单目标函数:

$$F_{obj} = \max(\omega_1 C_{so} + \omega_2 B_{net} - \omega_3 \Delta P) \sum_{i=1}^3 \omega_i = 1 \quad (26)$$

式中: ω_1 , ω_2 , ω_3 为各目标函数的权值系数,通过调整其值的大小改变各个目标在模型计算中的重要性,再使用粒子群算法对模型进行求解,其中粒子群算法流程如图 2 所示。

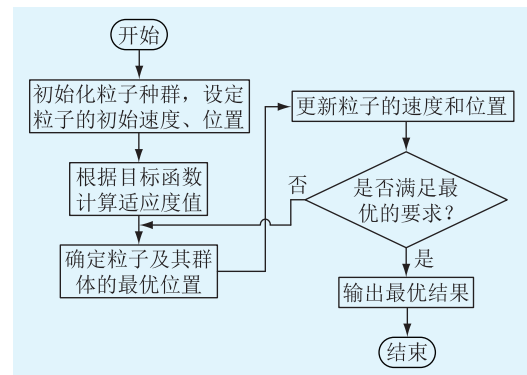


图 2 粒子群算法流程

Fig.2 Particle swarm optimization flow chart

3 实例验证

3.1 参数设定

为了验证峰谷平实时电价模型,文中选择某地区的实际电网模型进行实验,该模型发电侧火力发电机组为 10 台,总装机容量为 1 314 MW, RE 装机容量为 197 MW。该地的日负荷曲线如图 3 所示。

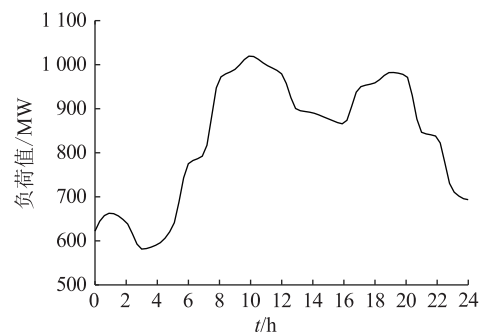


图 3 典型日负荷曲线

Fig.3 Typical daily load curve

用户在峰、平、谷各个时段的基础电价为 525 元/(MW·h), 450 元/(MW·h), 360 元/(MW·h)。旋转备用选择为实时负荷的 6%, 网损为实时负荷的 4%。某地区的电量电价的自弹性系数和互弹性系数由该地区的历史负荷和电价数据得到^[20],文中取自弹性系数为-0.15,互弹性系数为 0.085;目标函

数的加权系数取值 ω_1 、 ω_2 、 ω_3 分别为 0.3, 0.3, 0.4。RE 国家财政补贴为 200 元/MW; 发电侧的上网电价由容量电价和电量电价两部分组成, 上网电量的 50% 对应容量电价, 50% 对应电量电价。上网电价和电量电价如表 1 所示。

表 1 发电侧上网的容量电价和电量电价
Table 1 Capacity electricity price and electricity price on the power generation side

元·MW ⁻¹					
时间	容量电价	电量电价	时间	容量电价	电量电价
1	314	314	13	314	392
2	314	318	14	314	391
3	314	329	15	314	389
4	314	327	16	314	388
5	314	320	17	314	405
6	314	296	18	314	413
7	314	374	19	314	410
8	314	400	20	314	405
9	314	416	21	314	383
10	314	441	22	314	381
11	314	425	23	314	305
12	314	408	24	314	310

3.2 结果分析

由模糊聚类算法将日负荷进行峰谷平分类, 分类结果如表 2 所示。

表 2 某地典型日负荷的峰谷平分类
Table 2 Peak-valley-middle classification of typical daily load in a certain area

时段	时刻(24 小时制)
峰时段	8, 9, 10, 11, 12, 17, 18, 19, 20
平时段	7, 13, 14, 15, 16, 21, 22
谷时段	1, 2, 3, 4, 5, 6, 23, 24

根据式(3)一式(5)求得新电改后实施 24 h 的实时电价, 以及新电改前 3 段式分时电价如表 3 所示。由表 3 可以看出, 当采用实时电价时, 每个小时的价格依据峰谷隶属度求得, 越处于低谷时段, 电价越低; 越处于尖峰时刻的电价越高。

对于电源侧, 新电改前、后的日发电成本、上网收益以及上网利润如表 4 所示。由表 4 可知实行实时电价后发电成本减少了 148 313 元, 上网利润增加了 193 813 元, 原因是实行实时电价后负荷更加平稳, 发电机的启停次数减少, 导致发电成本下降, 因而发电收益增加。由于新电改政策使得发电企业的上网电价更多的受市场影响, 因此其能够更加主动调整运行模式增加在市场竞争的收益。

对于电网侧, 在实行新电改前、后的收益数据

表 3 发电侧上网的容量电价和电量电价
Table 3 User's 24-hour real-time electricity price and time-of-use electricity price

元·MW ⁻¹					
时间	实时电价	分时电价	时间	实时电价	分时电价
1	344.8	360	13	472.6	450
2	348.6	360	14	471.1	450
3	360.0	360	15	468.1	450
4	358.1	360	16	467.3	450
5	350.5	360	17	524.9	525
6	323.9	360	18	536.2	525
7	450.0	450	19	562.4	525
8	547.5	525	20	554.9	525
9	569.9	525	21	461.3	450
10	603.7	525	22	459.1	450
11	581.2	525	23	335.4	360
12	558.7	525	24	339.2	360

表 4 新电改前后电源侧经济指标
Table 4 Power supply side economic indicators before and after the new electric change

内容	新电改前	新电改后
发电成本(火电)	5 750 556	5 602 243
发电成本(RE)	247 568	247 568
上网收入(火电)	6 940 200	6 979 700
上网收入(RE)	1 644 200	1 650 200
上网利润	2 586 276	2 780 089

如表 5 所示。由表 5 可知在实行新电改后, 电网侧的总收益有大幅度的减少, 但是利润相比电改之前只是略微的减少, 其改变量为 1.383 3%, 但是电网可以通过优化自身的运行方式, 降低输电成本来提升利润。

表 5 新电改前后电网侧的经济指标
Table 5 Economic indicators on the grid side before and after the new electric change

内容	新电改前	新电改后
输电成本	1 969 700	1 960 100
购电成本	6 898 600	0
准许收益	9 245 943	2 332 519
利润	377 643	372 419

负荷的波动会对输变电设备造成损耗, 因此通过削峰填谷能够有效的降低线路的输电成本, 该地区的日负荷曲线图如图 4 所示。可以看出, 对比新电改前固定电价、3 段式分时电价和新电改后的实时电价, 电价的实时变动将会使得用户更加积极地做出响应; 新电改后实行实时电价时峰谷差为 348.4 MW, 而新电改前实行分时电价时为 438.6 MW, 因此实时电价达到了削峰填谷的作用。

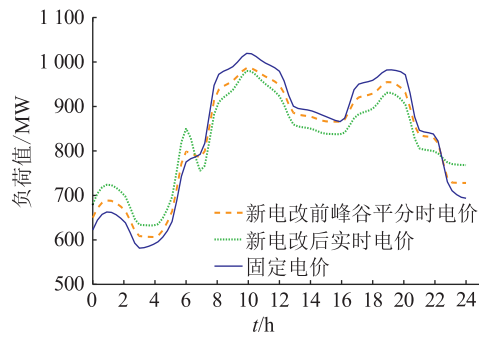


图4 新电改实行实时电价后该地区的负荷曲线

Fig.4 The load curve of the region after the implementation of real-time electricity price by the new electric change

实行实时电价后,用户在谷时段的用电量增加 285 MW·h,平时段增加了 452 MW·h,峰时段用电量减少 737 MW·h,总用电费用减少了 75 228 元。

4 结语

文中采用模糊聚类算法对日负荷进行峰平谷分类,依据各小时用电量峰平谷隶属度建立实时电价模型;建立新电改背景下电源侧和电网侧的新收益模型。粒子群算法优化和 Matlab 仿真计算表明,文中提出的实时电价模型和收益优化模型,达到了缩小峰谷差的目的,用户对实时电价的响应比三段式分时电价明显,实时电价方案对负荷曲线的修正作用更加明显;电源侧的收益增加,用户的用电成本比优化前低;新电改之后电网侧收益模式改变,因此电网侧的收益较电改前下降,但电网侧可以通过优化结构和运行方式实现成本降低收益增加,这也是未来增加电网侧收益的研究切入点。

参考文献:

- [1] 叶泽. 当前我国输配电价改革成效、问题及对策[J]. 价格理论与实践, 2016(2):35-42.
YE Ze. The effectiveness problems and countermeasures of China's current transmission and distribution price reform [J]. Price Theory&Practice, 2016(2):35-42.
- [2] 郭笑依. 关于电力体制改革对电网企业的影响分析[J]. 企业改革与管理, 2019(1):196-197.
GUO Xiaonong. Analysis of the impact of power system reform on power grid enterprises [J]. Enterprise Reform and Management, 2019(1):196-197.
- [3] 刘斌. 浅谈电力体制改革对电网企业的影响[J]. 中国电力(技术版), 2014(11):160-163.
LIU Bin. Talking about the influence of power system reform on power grid enterprises [J]. China Electric Power(Technology Edition), 2014(11):160-163.
- [4] 林女贵. 电力市场下多投资方微电网竞价均衡研究[J]. 广东电力, 2018,31(6):40-45.
LIN Nyugui. Research on bidding equilibrium of microgrid with

multiple investors under electric power market [J]. Guangdong Electric Power, 2018,31(6):40-45.

- [5] 陈政, 王丽华, 曾鸣, 等. 国内外售电侧改革背景下的电力需求侧管理[J]. 电力需求侧管理, 2016, 18(3):62-64.
CHEN Zheng, WANG Lihua, ZENG Ming, et al. How to promote DSM under the background of marketing electricity side reform at home and abroad [J]. Power Demand Side Management, 2016, 18(3):62-64.
- [6] 许文超, 范文飞, 高君, 等. 计及分时电价的光伏发电置信容量评估[J]. 电力工程技术, 2016, 35(5):35-39.
XU Wenchao, FAN Wenfei, GAO Jun, et al. Photovoltaic generation capacity credit evaluation taking account of TOU method [J]. Electric Power Engineering Technology, 2016, 35(5):35-39.
- [7] BOSHELL F, VELOZA O P. Review of developed demand side management programs including different concepts and their results [C]//Transmission and Distribution Conference and Exposition; Latin America, 2008 IEEE/PES. IEEE, 2008.
- [8] 阮文骏, 王蓓蓓, 李扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. 电网技术, 2012(7):86-93.
RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price [J]. Power System Technology, 2012(7):86-93.
- [9] MUZMAR M A R, ABDULLAH M P, HASSAN M Y, et al. Time of use pricing for residential customers case of Malaysia [C]//2015 IEEE Student Conference on Research and Development (SCORed). IEEE, 2015:598-593.
- [10] 陈沧杨. 计及系统可靠性与收益风险的峰谷分时电价模型研究[D]. 重庆:重庆大学, 2014.
CHEN Cangyang. Research of peak-valley time-of-use price model considering reliability performance and profit risks of power systems [D]. Chongqing: Chongqing University, 2014.
- [11] 杨晓萍, 刘浩杰, 黄强. 考虑分时电价的风光储联合优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2016, 32(4):403-409.
YANG Xiaoping, LIU Haojie, HUANG Qiang. Optimal dispatching model of wind-sunlight-storage combining with "peak shaving" considering time-of-use electricity price [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2016, 32(4):403-409.
- [12] 赵胤慧, 鞠立伟, 许长青, 等. 基于峰谷分时电价的风火电节能调度优化模型[J]. 中国电力, 2014,47(2):34-36.
ZHAO Yinhui, JU Liwei, XU Changqing, et al. Energy-saving generation dispatching optimization model of wind power and thermal power based on time-of-use price [J]. Electric power, 2014,47(2):34-36.
- [13] 黄培东, 詹红霞, 彭光斌, 等. 分时电价下考虑源网荷各侧收益的风电消纳模型[J]. 电测与仪表, 2017,54(7):53-58.
HUANG Peidong, ZHAN Hongxia, PENG Guangbin, et al. The model of wind power accommodation considering source network load on each side benefits in TOU price [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017,54(7):53-58.
- [14] 翁桂萍, 潘夏, 邵振国. 计及峰谷电价和启发式运行策略

- 的风光储联合发电用户容量优化[J]. 电气技术, 2016, 17(5):1-6.
- WENG Guiping, PAN Xia, SHAO Zhenguo. Capacity optimization of wind/PV/storage hybrid power generation customer under time-of-use pricing policy and heuristic operational strategies[J]. Electrical Engineering, 2016, 17(5):1-6.
- [15] 周博, 王博, 高松, 等. 基于用户响应的分时电价模型研究[J]. 智能电网, 2016, 4(3):307-311.
- ZHOU Bo, WANG Bo, GAO Song, et al. Time-of-use price model based on customer response[J]. Smart Grid, 2016, 4(3):307-311.
- [16] 郑成, 田宇, 陈一怀. 基于模糊聚类的峰谷时段划分[J]. 电气技术, 2016, 17(6):13-17.
- ZHENG Cheng, TIAN Yu, CHEN Yihuai. Research of peak and valley time period partition based on fuzzy clustering[J]. Electrical Engineering, 2016, 17(6):13-17.
- [17] 程瑜, 翟娜娜. 基于用户响应的分时电价时段划分[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(9):42-46.
- CHEN Yu, ZHAI Nana. Electricity price peak and valley periods division based on customer response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(9):42-46.
- [18] 曲福恒. 模糊聚类算法及应用[M]. 北京:国防工业出版社, 2011.
- QU Fuheng. Fuzzy clustering algorithm and its application[M]. Beijing: National Defense Industry Press, 2011.
- [19] 陈沧杨, 胡博, 谢开贵, 等. 计入电力系统可靠性与购电风险的峰谷分时电价模型[J]. 电网技术, 2014(8):2141-2148.
- CHEN Cangyang, HU Bo, XIE Kaigui, et al. A peak-valley TOU price model considering power system reliability and power purchase risk[J]. Power System Technology, 2014(8):2141-2148.
- [20] 秦祯芳, 岳顺民, 余贻鑫, 等. 零售端电力市场中的电量电价弹性矩阵[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(5):16-19.
- QIN Zhenfang, YUE Shunmin, YU Yixin, et al. Price elasticity matrix of demand in current retail power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(5):16-19.
- [21] 高亚静, 吕孟扩, 梁海峰, 等. 基于离散吸引力模型的用电需求价格弹性矩阵[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13):103-107.
- GAO Yajing, LYU Mengkuo, LIANG Haifeng, et al. Power demand price elasticity matrix based on discrete attraction model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13):103-107.
- [22] 张森林, 孙延明. 基于节能发电调度的两部制上网电价机制设计[J]. 电网技术, 2013, 37(5):1304-1310.
- ZHANG Senlin, SUN Yanming. Design of two-part grid purchase price mechanism based on energy conservation generation dispatching[J]. Power System Technology, 2013, 37(5):1304-1310.
- [23] 张粒子, 叶红豆, 陈逍潇. 基于峰荷责任的输配电定价方法[J]. 电力系统自动化, 2017(14):98-104.
- ZHANG Lizi, YE Hongdou, CHEN Xiaoxiao. Transmission and distribution pricing method based on peak-load pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017(14):98-104.

作者简介:



苑吉河

苑吉河(1977),男,博士,高级工程师,从事输变电运检管理工作(E-mail: josephjpf@163.com);

冯德伦(1965),男,硕士,高级工程师,从事供电公司生产管理工作;

张曦(1977),男,硕士,高级工程师,从事配电网安全性与智能化研究工作。

Optimization of profits on source network load under real-time electricity price

YUAN Jihe¹, FENG Delun¹, ZHANG Xi¹, YANG Yang¹, ZHU Jinlong²

(1. Nanan Power Supply Branch of State Grid Chongqing Power Company, Chongqing 400060, China.

2. School of Electrical and Electronic Information, Xihua University, Chengdu 610039, China)

Abstract: Based on the user's response mechanism and price elasticity theory in the peak-to-valley time-of-use price, the user will adjust the power consumption with the change of the electricity price. Therefore, the user will voluntarily adjust the power consumption plan through the electricity price change, thereby reducing the load curve. The peak-valley difference reduces the cost of each side of "source", "grid" and "load" and increases the income. In this paper, the fuzzy clustering algorithm is used to classify the daily load, and the real-time electricity price model is established according to the peak-middle-valley membership degree of each hour. Based on the relevant policies after the new electric change, the mathematical model of the power supply side and the grid side is established. The "source", "grid", and "load" sides of the revenue are the optimization model with the largest gain on the grid side and the minimum peak-valley difference as the objective functions, and the load side user electricity cost does not rise as the constraint. The particle swarm optimization algorithm is used. Solve and verify the model's narrow peak-valley difference and increase the effectiveness of the gain on the Matlab simulation platform.

Keywords: real-time electricity price; fuzzy clustering; membership degree; new electric change

(编辑 方晶)