

DOI: 10.7667/PSPC171826

基于优惠券激励的需求响应双层优化机制

王均, 黄琦

(电力系统广域测量与控制四川省重点实验室, 电子科技大学机械与电气工程学院, 四川 成都 611731)

摘要: 提出了一种用户自主参与的需求响应(Customer Voluntary Demand Response, CVDR)计划, 电力企业为用户提供优惠券激励, 鼓励用户在尖峰电价时减少用电需求。电力企业通过实施 CVDR 计划降低自身尖峰电价的购电经济损失, 同时用户在优惠券激励作用下提升收益。因此提出了电力企业和用户之间合作博弈的双层优化模型, 结合 Karush-Kuhn-Tucker 条件和 Big-M 法将双层优化转化为一个单层混合整数线性问题进行求解。算例仿真采用居民和小商业配电网, 通过数值分析验证 CVDR 计划增强了用户的收益, 减少了电力企业经济损失, 实现了调峰需求。

关键词: 需求响应; 优惠券激励; 经济损失; 用户效用函数; 配电网

Coupon incentives based customers voluntary demand response program via bilevel optimization mechanism

WANG Jun, HUANG Qi

(Sichuan Provincial Key Lab of Power System Wide Area Measurement and Control, School of Mechanical and Electrical Engineering (University of Electronic Science and Technology of China), Chengdu 611731, China)

Abstract: This paper proposes a Customer Voluntary Demand Response (CVDR) program, in which the Load Serving Entity (LSE) caters coupon rebates to customers for demand reduction during peak pricing. With the implementation of CVDR program, LSE reduces economic losses during peak pricing and customers improve profits with coupon incentives simultaneously. Therefore, a bilevel programming for LSE and customers cooperative game is formulated in CVDR program. Karush-Kuhn-Tucker optimality condition and Big-M method are used to transfer the bilevel programming to a single level mixed integer linear programming problem. Numerical studies are examined with a residential and small commercial radial network. Simulation results unveil that the proposed CVDR program enhances customers' profits, reduces LSE economic losses and realizes the demand for peak shaving.

This work is supported by Youth Science and Technology Innovation Fund of Sichuan Province (No. 2017TD0009).

Key words: demand response; coupon incentives; economic losses; customer utility function; radial network

0 引言

夏季空调负荷的集中使用是造成电网峰值负荷增大的重要原因^[1], 高峰时段空调负荷比例为30%~50%^[2]。2017年7月27日成都市用电负荷达到1 123万kW, 创历史新高。因此, 在用电高峰时段促使用户积极参与到电力系统的削峰填谷, 改善负荷曲线, 降低网络投入, 使供需双方获益显得尤为重要。电力企业可以借助于需求侧管理系统(Demand Side Management, DSM)这类新技术, 比如

说分布式发电技术(Distribution Generation, DG)^[3-4], 大规模储能电池系统(Battery Energy Storage System, BESS)^[5-6], 需求响应(Demand Response, DR)^[7-8]和降压节能降耗技术(Conservation Voltage Reduction, CVR)^[9]。DSM 是鼓励用户根据电价的变化而改变用电方式, 在电力系统稳定性受到危害的时候降低系统风险^[10]。近些年, DSM 已经成为降低高峰时段用户需求的有效手段^[11]。DSM 可以减少碳排, 缓解用户对电网的依赖, 节约使用化石燃料^[12]。应用最为广泛的4类DSM策略如图1所示。

图1(a)是负荷削峰, 通过降低负荷需求减少配电变压器发热, 从而降低线路损耗。图1(b)是负荷

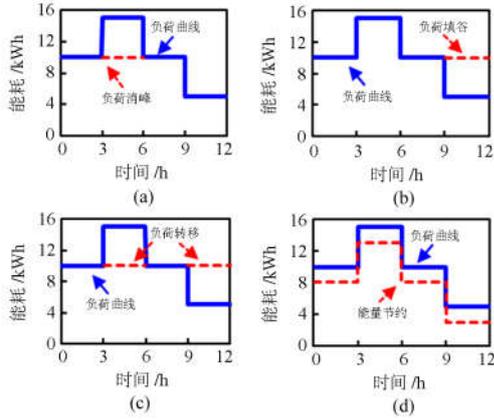


图1 四种需求侧响应策略

Fig. 1 Four typical DSM strategies

填谷, 通过安装储能装置, 如 BESS 和插电式混合动力电动车 (Plug-in Hybrid Electric Vehicles, PHEVs)^[13]来促进低谷电价时段电量消纳。图1(c)是负荷转移, 主要目的是减少高峰用电和增进低谷用电, 从而达到平滑日负荷曲线的效果^[14-15]。负荷转移的优势是在不损害用户基本用电需求的基础上组合使用负荷填谷和削峰, 实现电力企业和用户的双赢。图1(d)是负荷能耗节约。最常见的负荷能耗节约方式是节能降压^[16-17]。通过降低配网传输线上的电压, 实现能耗节约。本文提出的用户自主需求响应(Customer Voluntary Demand Response, CVDR)程序是通过为用户提供优惠券激励促使用户在电力企业采购电价高于用户零售价时减少用电, 从而减少电力企业的经济损失。

本文采用 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)最优条件^[18-19]求解双层优化架构中电力企业经济损失和用户收益最优问题。在电力企业和用户的战略交互过程中上下层决策变量之间存在耦合约束, 两者的互补模型(Mathematical Programs with Equilibrium Constraints, MPECs)^[20]在 PHEVs 的充电控制^[21]、传输线扩展规划^[22]、无功调度^[23]、偶发事件下系统脆弱性分析^[24]及无功补偿优化配置^[25]等问题中得到广泛应用。本文通过 KKT 最优条件将电力企业和用户之间的 MPEC 问题转化为电力企业经济损失最小的单层优化问题进行求解。本文主要贡献如下: (1) 提出了一种用户自主参与的优惠券需求响应机制; (2) 设计双层机制, 上层优化为最小化 LSE 经济损耗, 下层为优化最大化用户收益; (3) 采用线性化手段将双层优化线性化后, 采用线性求解器进行求解。

1 双层优化模型

本文建立了电力企业经济损失和用户收益的双

层优化模型, 如图2所示。上层模型是电力企业在电力市场购电价较高时, 给用户优惠券激励补偿, 用户削减负荷以降低电力企业的购电经济损失。下层模型是用户在给定的优惠券激励下优化收益。

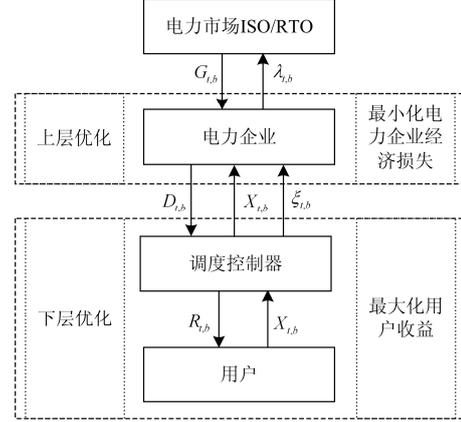


图2 基于优惠券激励的双层模型结构图

Fig. 2 Bilevel model in customer voluntary demand response

假定 t 时刻, 上层电力企业提供的经济激励是 $R_{t,b}$; 电力企业在电力市场的购电量是 $G_{t,b}$; 电力企业的购电电价是 $\lambda_{t,b}$; 用户削减负荷为 $X_{t,b}$; 用户削减负荷后电量需求是 $D_{t,b}$; 用户购电的零售电价是 $\xi_{t,b}$ 。电力企业目标是实现经济损失(Economic Losses, ELs)最小化, 电力企业的 ELs 模型表示为

$$\min_{\Xi_{UL}} \text{ELs} := \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \left[G_{t,b} \lambda_{t,b} - D_{t,b} \xi_{t,b} + \left(D_{t,b}^{\text{base}} - D_{t,b} \right) R_{t,b} \right] \quad (1)$$

约束条件为

$$G_{\min} \leq G_{t,b} \leq G_{\max} \quad (2)$$

$$R_{\min} \leq R_{t,b} \leq R_{\max} \quad (3)$$

$$F_{t,l} = (\theta_{t,o(l)} - \theta_{t,r(l)}) / x_l \quad (4)$$

$$F_l^{\min} \leq F_{t,l} \leq F_l^{\max} \quad (5)$$

$$-\pi \leq \theta_{t,o(r)} \leq \pi \quad (6)$$

$$G_{t,b} - \sum_{l|o(l)=b} F_{t,l} + \sum_{l|r(l)=b} F_{t,l} = D_{t,b} \quad (7)$$

式中: T 为总的仿真时长, $t \in T$; B 为系统中母线总数, $b \in B$; Ξ_{UL} 是电力企业的优化决策变量集合; $D_{t,b}^{\text{base}}$ 是 t 时刻母线 b 的用户基准需求; $F_{t,l}$ 是 t 时刻线路 l 的潮流; $\theta_{t,o(l)}$ 是 t 时刻线路 l 送端母线电压相角; $\theta_{t,r(l)}$ 是 t 时刻线路 l 受端母线电压相角; G_{\max} 和 G_{\min} 分别是电力企业购电量的上限和下限约束; R_{\max} 和 R_{\min} 分别是电力企业提供的经济激励的上限和下限约束; F_l^{\max} 和 F_l^{\min} 分别是线路 l 的潮流上限

和下限约束； x_l 是线路 l 的电抗；式(6)是直流潮流的电压相角约束条件；式(7)是节点潮流平衡方程。

下层模型是用户在优惠券激励下削减负荷，从而最大化用户效用函数(Customer Utility Function, CUF)，即最大化用户收益。用户效用函数 CUF 由两部分构成，第一部分为消费者剩余，即图 3 中区域 1 的面积；第二部分为用户的优惠券激励所得。

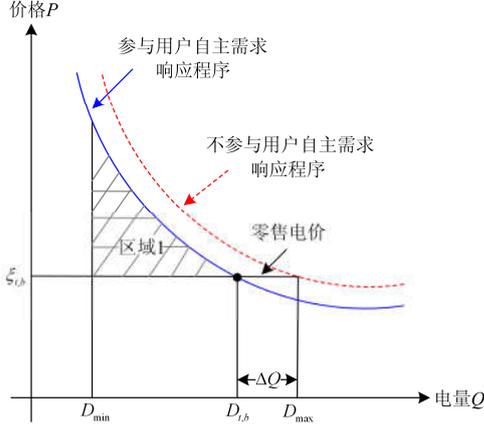


图 3 用户在需求响应程序中需求曲线的变化

Fig. 3 Customer demand curve b/a demand response program

根据经济学原理，电量电价弹性系数可以反映电量需求变化与电价变化之间的关系^[26]。电量电价弹性的定义为

$$\beta^k = \frac{\Delta Q^k / Q^k}{\Delta P^k / P^k} \quad (8)$$

式中： β^k 为调度控制器 k 管辖区域的用户需求价格弹性系数； ΔQ^k 为调度控制器 k 管辖区域的用户需求电量的变化量； ΔP^k 为调度控制器 k 管辖区域的用户零售电价的变化量； Q^k 为调度控制器 k 管辖区域的用户需求电量的原始值； P^k 为调度控制器 k 管辖区域的用户零售电价的原始值。通过式(8)推导，可以将用户需求量表达为零售电价和需求价格弹性系数相乘的关系，其表达式为

$$Q^k = \omega^k (P^k)^{\beta^k} \quad (9)$$

式中， ω^k 为调度控制器 k 管辖区域的用户需求量因子。 ω^k 可以通过 CVDR 实施计划前后式(8)中各参数变化量直接求取， ω^k 的表达式为

$$\omega^k = \frac{\sum_{b \in k} D_{t,b}^{\text{base}}}{(\xi_{t,b})^{\beta^k}} \quad (10)$$

下层模型是最大化用户 CUF，即用户消费剩余加上优惠券激励补偿，因此 CUF 的最大化表示为

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \left[\int_{D_{\min}}^{D_{t,b}} \left(\frac{Q}{\omega^k} \right)^{\frac{1}{\beta^k}} dQ - \xi_{t,b} (D_{t,b} - D_{\min}) + (R_{t,b} - R_{\min})(D_{t,b}^{\text{base}} - D_{t,b}) \right] \quad (11)$$

约束条件为

$$D_{\min} \leq D_{t,b} \leq D_{\max} : (\rho_{t,b}^{\min}, \rho_{t,b}^{\max}) \quad (12)$$

式中： D_{\max} 和 D_{\min} 分别为用户的电量需求上限和下限约束； $\rho_{t,b}^{\max}$ 和 $\rho_{t,b}^{\min}$ 分别为和用户的电量需求对应的拉格朗日乘子变量的上限和下限约束。

2 模型求解

本文提出的基于电力企业上层决策，用户下层运行的双层优化问题采用 KKT 最优条件进行求解。KKT 最优条件将下层优化的结果作为等式约束加入到上层优化约束中，从而将用户参与 CVDR 计划的双层优化问题转化为单层优化问题。用户层优化对应的 KKT 问题可以表示为

$$\sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \left[\int_{D_{\min}}^{D_{t,b}} \left(\frac{Q}{\omega^k} \right)^{\frac{1}{\beta^k}} dQ - \lambda_{t,b} (D_{t,b} - P_{\min}) + (R_{t,b} - R_{\min})(D_{t,b}^{\text{base}} - D_{t,b}) \right] + \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} \left[\rho_{t,b}^{\min} (D_{t,b} - D_{\min}) + \rho_{t,b}^{\max} (D_{\min} - D_{t,b}) \right] \quad (13)$$

约束条件：

$$\left(\frac{D_{t,b}}{\omega^k} \right)^{1/\beta^k} - \lambda_{t,b} - R_{t,b} + R_{\min} + \rho_{t,b}^{\min} - \rho_{t,b}^{\max} = 0 \quad (14)$$

$$(D_{t,b} - D_{\min}) \rho_{t,b}^{\min} = 0 \quad (15)$$

$$(D_{\max} - D_{t,b}) \rho_{t,b}^{\max} = 0 \quad (16)$$

$$\rho_{t,b}^{\min} \geq 0 \quad (17)$$

$$\rho_{t,b}^{\max} \geq 0 \quad (18)$$

式(13)为用户层优化的拉格朗日表达式；式(14)~式(18)用户层优化问题的 KKT 最优条件。式(1)的决策变量 $D_{t,b}$ 和下层决策变量 $R_{t,b}$ 的耦合关系以及式(15)、式(16)中决策变量 $D_{t,b}$ 和拉格朗日乘子 $\rho_{t,b}^{\min}$ 、 $\rho_{t,b}^{\max}$ 的耦合关系使得整个双层优化问题式(1)~式(12)呈现出非线性现象。因此，再采用“Big-M”法将单层非线性问题转化为单层的混合整数线性规划问题(Mixed-Integer Linear Programming, MILP)进行求解。CVDR 线性化如下所示。

$$0 \leq D_{t,b} - D_{\min} \leq M_1 u_{t,b}^{\min} \quad (19)$$

$$0 \leq \rho_{t,b}^{\min} \leq M_1 (1 - u_{t,b}^{\min}) \quad (20)$$

$$0 \leq D_{\max} - D_{t,b} \leq M_2 u_{t,b}^{\max} \quad (21)$$

$$0 \leq \rho_{t,b}^{\max} \leq M_2 (1 - u_{t,b}^{\max}) \quad (22)$$

$$-M_3 (1 - v_{t,b,k}) \leq D_{t,b} \tilde{R}_{t,b,k} - R_{t,b} \quad (23)$$

$$M_3 v_{t,b,k} \geq R_{t,b} \quad (24)$$

$$\sum_{k=1}^N v_{t,b,k} = 1 \quad (25)$$

式中: M_1 、 M_2 和 M_3 分别为任意大的正数; $u_{t,b}^{\min}$ 、 $u_{t,b}^{\max}$ 和 $v_{t,b,k}$ 分别为二进制变量; $\tilde{R}_{t,b,k}$ 为优惠券激励的第 k 个迭代值; N 为优惠券激励迭代值的总数。因此式(1)一式(7)和式(11)、式(12)中描述的非线性双层优化问题最终转化为单层的 MILP 规划问题。电力企业的单层优化的 MILP 问题表示为

$$\min(1)$$

约束条件:

式(1)一式(7); 式(12)

式(13)一式(18); 式(19)一式(25)

以上给出了 CVDR 计划的优惠券激励补偿和用户电量削减的最优方案。CVDR 的计算时间随着优惠券激励补偿的迭代步长的大小线性增加, 计算复杂度由 $O((R_{\max} - R_{\min})/2)$ 决定。

3 算例分析

本文采用 GAMS 和 Matlab 对主要以居民和小商业用户为主的配网进行 CVDR 计划的仿真分析。配网仿真采用 CPLEX 求解器对单层 MILP 规划问题求解。居民和小商业配网结构图如图 4 所示。居民集群 1 和居民集群 2 的用户容量分别是 30 kW 和 40 kW, 属于 A1 类调度控制器管辖。小商业集群 1 的用户容量是 70 kW, 属于 A2 类调度控制器管辖。A1 和 A2 的日负荷需求曲线如图 5 所示。A1 控制区域居民用电高峰在 17:00—21:00, A2 控制区域小商业用电高峰在 11:00—16:00。图 6 给出了电力市场批发电价和用户零售电价的曲线。零售电价采用平价电价, 100 美元/MWh, 电力市场批发电价是动态电价。在 19:00—21:00, 电力企业在电力市场购电价格超过用户零售电价, 此时电力企业遭受经济损失。算例仿真中优惠券的步长设置为 2 美元/MWh。

表 1 给出了不参与 CVDR 计划, 电力企业购电电价峰值时段电力企业和用户支出。由表 1 可知, 小商业负荷在峰值电价时段电量需求是居民负荷的两倍。电力企业在购电电价峰值时段买电支出高于卖电收益, 此时电力企业遭受经济损失。电力企业在 A1 控制器管辖区域的经济损失为 40.28 美元, 在 A2 控制器管辖区域的经济损失为 75.75 美元。因此, 电力企业鼓励用户参与用户 CVDR 计划, 在购电电

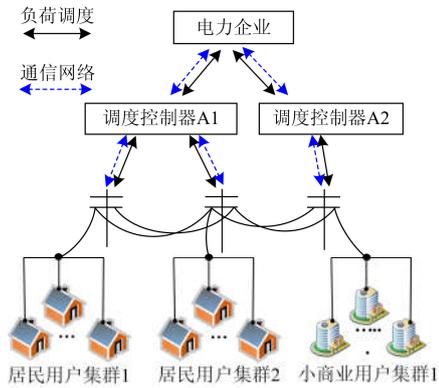
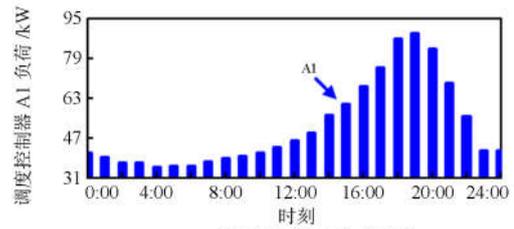
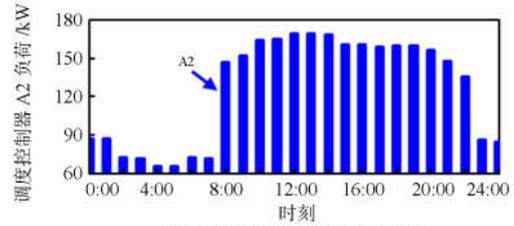


图 4 居民和小商业用户配电网

Fig. 4 Residential and small commercial customers' networks



(a) A1 管辖区域的日负荷曲线



(b) A2 管辖区域的日负荷曲线

图 5 调度控制器 A1 和 A2 管辖区域的日负荷曲线

Fig. 5 24h customers demand profiles affiliated to A1 and A2

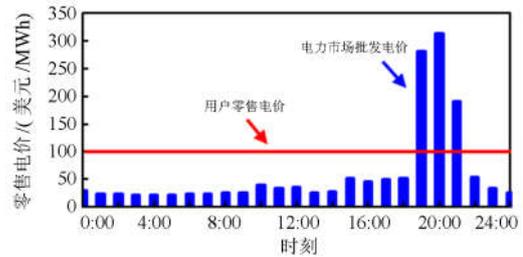


图 6 电力市场批发电价和用户零售电价

Fig. 6 Wholesale market LMP and customers retail rate

表 1 无需求响应峰值电价的电力企业和用户支出

Table 1 Cost of LSE and customers without demand response

峰值电价时刻	19:00		20:00		21:00	
	A1	A2	A1	A2	A1	A2
用户需求/kW	89.37	159.34	83.16	156.39	69.25	147.64
电力企业买电支出/美元	25.12	44.78	26.12	49.12	13.22	28.18
电力企业卖电收入/美元	8.94	15.93	8.32	15.64	6.92	14.76

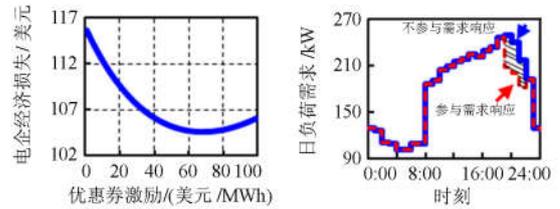
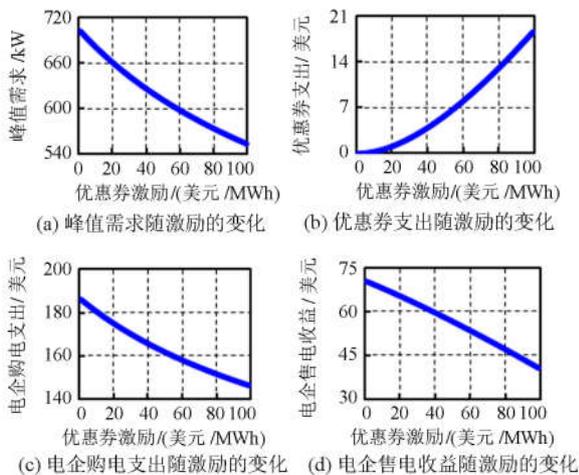
价峰值时段通过给用户优惠券激励补偿, 用户减少用电需求, 从而降低电力企业的经济损失。

图 7 给出了电力企业和用户电量指标随着优惠券迭代的变化。图 7(a)是用户在电力企业购电电价峰值时段用电需求曲线。用户的电量需求随着经济激励的增加而减小。图 7(b)是电力企业的优惠券支出曲线。电力企业的优惠券支出随着经济激励的增加而增加。图 7(c)是电力企业购电支出曲线。电力企业从电力市场购电量随着优惠券激励的增加而降低。图 7(d)是电力企业的售电收益曲线。电力企业售电收入随着优惠券激励的增加而减少。图 7(e)是电力企业经济损失曲线。电力企业经济损失随着优惠券激励的增加先减小后增加。当经济激励为 57 美元/MWh, 电力企业经济损失最小。当电力企业继续增加经济激励, 电力企业的经济损失又增大。因此, (57 美元/MWh, 101.86 美元)是电力企业和用户双层合作博弈均衡点。图 7(f)是用户不参与 CVDR 计划和最优优惠券激励的日负荷对比曲线。图中阴影部分是用户参与 CVDR 计划节约的电量。表 2 给出了用户参与和不参与 CVDR 计划电力企业和用户收入和支出对比。用户参与 CVDR 计划, 电力企业的经济损失减少 12.21%, 电力企业减少支出 14.16 美元, 用户的电量需求减少 20.6%。

表 2 参与和不参与 CVDR 计划的对比

Table 2 Comparison of demand response under two scenarios

峰值电价时刻	无需求响应	参与需求响应	减少百分比
电力企业经济损失/美元	116.02	101.86	12.21
电力企业优惠券支出/美元	0.00	9.74	—
电力企业卖电收入/美元	70.52	46.25	34.41
电力企业买电支出/美元	186.54	148.11	20.60
用户电量需求/kW	705.15	559.87	20.60



(e) 电企经济损失随激励的变化 (f) 日负荷需求随激励的变化

图 7 仿真 3 节点系统在不同经济激励下的情景

Fig. 7 Situations of 3-bus distribution system in scenarios of different values of financial incentives

4 结论

本文提出了一种用户自主需求响应机制, 电力企业给用户优惠券激励补偿, 鼓励用户在电力企业购电电价峰值时段减少用电需求, 从而降低电力企业经济损耗。本文构建了电力企业和用户的双层 MPEC 决策模型, 采用 KKT 最优条件将下层用户优化问题转化为上层决策的约束条件, 并通过“Big-M”方法将非线性单层优化问题进一步转化为 MILP 规划问题进行求解。采用居民和小商业用户为主的配网系统进行数值仿真, 数值分析结果验证了电力企业通过 CVDR 计划减少 12.21% 的经济损失。

本文对调度控制器管辖区域的用户采用相同权重的经济激励方式, 忽略了不同类型的用户对电力企业经济损耗的影响差异性。下一步的研究工作是考虑不同调度控制器管辖区域的用户对电力企业经济损耗的贡献值来公平分配优惠券激励的权重, 从而实现进一步降低电力企业经济损失。

参考文献

[1] 徐青山, 杨辰星, 颜庆国. 计及规模化空调热平衡惯性的电力负荷日前削峰策略[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 156-163.
 XU Qingshan, YANG Chenxing, YAN Qingguo. Strategy of day-ahead power peak load shedding considering thermal equilibrium inertia of large-scale air conditioning loads[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 156-163.
 [2] 张志丹, 黄小庆, 曹一家, 等. 电网友好型空调负荷的主动响应策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4207-4218.
 ZHANG Zhidan, HUANG Xiaoqing, CAO Yijia, et al. Research on active response policy for grid friendly air conditioning load[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4207-4218.
 [3] 丁明, 陈忠, 苏建徽, 等. 可再生能源发电中的电池储

- 能系统综述[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 19-25.
- DING Ming, CHEN Zhong, SU Jianhui, et al. An overview of battery energy storage system for renewable energy generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 19-25.
- [4] 王成山, 李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 10-14, 23.
- WANG Chengshan, LI Peng. Development and challenges of distributed generation, the micro-grid and smart distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 10-14, 23.
- [5] 章竹耀, 郭晓丽, 张新松, 等. 储能电池平抑风功率波动策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(3): 62-68.
- ZHANG Zhuyao, GUO Xiaoli, ZHANG Xinsong, et al. Strategy of smoothing wind power fluctuation based on storage battery[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(3): 62-68.
- [6] 鲍冠南, 陆超, 袁志昌, 等. 基于动态规划的电池储能系统削峰填谷实时优化[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(12): 11-16.
- BAO Guannan, LU Chao, YUAN Zhichang, et al. Load shift real-time optimization strategy of battery energy storage system based on dynamic programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(12): 11-16.
- [7] 康守亚, 李嘉龙, 李燕珊, 等. 考虑峰谷分时电价策略的源荷协调多目标发电调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 83-89.
- KANG Shouya, LI Jialong, LI Yanshan, et al. Multi-objective generation scheduling model of source and load considering the strategy of TOU price[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 83-89.
- [8] 赵洪山, 王莹莹, 陈松. 需求相应对配电网供电可靠性的影响[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 49-55.
- ZHAO Hongshan, WANG Yingying, CHEN Song. Impact of demand response on distribution system reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 49-55.
- [9] KIRSHNER D. Implementation of conservation voltage reduction at Commonwealth Edison[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(4): 1178-1182.
- [10] 代业明, 高岩. 基于智能电网需求侧管理的多零售商实时定价策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4244-4249.
- DAI Yeming, GAO Yan. Real-time pricing strategy with multi-retailers based on demand-side management for smart grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4244-4249.
- [11] 黄宇腾, 侯芳, 周勤, 等. 一种面向需求侧管理的用户负荷形态组合分析方法[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 20-25.
- HUANG Yuteng, HOU Fang, ZHOU Qin, et al. A new combinational electrical load analysis method for demand side management[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(13): 20-25.
- [12] 张旭升, 李瑞生, 黄利军, 等. 基于分层储能的主动配电网需求响应控制策略研究及实现[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(15): 40-49.
- ZHANG Xusheng, LI Ruisheng, HUANG Lijun, et al. Research and application on demand response based on hierarchical power storage[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(15): 40-49.
- [13] LI Zhechao, WANG Shaorong, JAZEBI Saeed, et al. Assessing the effect of system reconfiguration to enhance the capacity of electric-vehicle charging station in radial distribution systems[C] // IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 17-21, 2016, Boston, MA, USA: 1-5.
- [14] 刘舒, 李正力, 王翼, 等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78-84.
- LIU Shu, LI Zhengli, WANG Yi, et al. Optimal capacity allocation of energy storage in micro-grid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 78-84.
- [15] CHEN Q, ZHAO X, GAN D. Active-reactive scheduling of active distribution system considering interactive load and battery storage[J]. Protection Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 320-330. DOI: 10.86/s41601-017-0060-2.
- [16] WANG J, HUANG Q, RAZA A, et al. ZIP and equivalent thermostatic loads impacts on energy savings of conservation voltage reduction[C] // Proceedings of 2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy, September 20-23, 2017, Chengdu, China: 250-255.
- [17] WANG J, RAZA A, HONG T, et al. Analysis of energy savings of CVR including refrigeration loads in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(1): 158-168.
- [18] 曲绍杰, 王绍然, 刘明波, 等. 基于互补内点法的多目标静态电压稳定约束无功规划[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(23): 49-54, 86.

- QU Shaojie, WANG Shaoran, LIU Mingbo, et al. Static voltage stability constrained multi-objective reactive power planning based on complementary interior point method[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(23): 49-54, 86.
- [19] 于超, 谭忠富, 胡庆辉, 等. 激励发电节能减排交易的 Nash 均衡两级优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(7): 63-66, 73.
- YU Chao, TAN Zhongfu, HU Qinghui, et al. Two-stage Nash equilibrium optimization models for motivating energy savings and emission reduction trading of generation[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(7): 63-66, 73.
- [20] 曹芳. 电力市场体系协调运作模式研究与实证分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
- CAO Fang. Research on the coordination operation mode of the electricity market and empirical analysis[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [21] 胡文平, 何立夫, 陈杰军, 等. 考虑大规模电动汽车接入电网的双层优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(21): 22-28.
- HU Wenping, HE Lifu, CHEN Jiejun, et al. A bi-layer optimization based schedule considering large-scale electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(21): 22-28.
- [22] GARCES L P, CONEJO A J, BERTRAND R G, et al. A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1513-1522.
- [23] ALMEDIA K C, SENNA F S. Optimal active-reactive power dispatch under competition via bilevel programming[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2345-2354.
- [24] ARROYO J M. Bilevel programming applied to power system vulnerability analysis under multiple contingencies[J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2010, 4(2): 178-190.
- [25] 严艺芬, 吴文宣, 张逸, 等. 考虑主动管理措施的配电网无功补偿双层优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(12): 60-66.
- YAN Yifen, WU Wenxuan, ZHANG Yi, et al. Bi-level optimal allocation of reactive power compensation considering active management measure[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(12): 60-66.
- [26] 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.

收稿日期: 2017-12-16; 修回日期: 2018-01-27

作者简介:

王 均(1988—), 男, 博士研究生, 从事配电网优化、需求侧管理工作; E-mail: jwuestc@gmail.com

黄 琦(1976—), 男, 博士, 教授, 博导, 从事电力系统分析、智能电网工作。

(编辑 姜新丽)