

基于 Stackelberg 博弈实时定价机制的电-气综合能源系统优化调度

李 宁¹, 撒奥洋², 张智晟¹

(1. 青岛大学 电气工程学院, 山东 青岛 266071; 2. 国网山东省电力公司 青岛供电公司, 山东 青岛 266002)

Optimal dispatching of integrated energy system based on Stackelberg game real-time pricing mechanism

LI Ning¹, HAN Aoyang², ZHANG Zhisheng¹

(1. College of Electrical Engineering, Qingdao University, Qingdao 266071, China; 2. Qingdao Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Qingdao 266002, China)

摘要:为了降低风电和负荷的预测误差对于综合能源系统各机组出力计划的影响,建立了基于 Stackelberg 博弈实时定价机制的电-气综合能源系统两阶段(日前-日内)优化调度模型。在日前调度计划中,以综合能源系统经济成本最优确定各机组次日的出力计划。在日内调度计划中,以综合运营商收益最大和用户满意度最大为目标函数,建立主从博弈模型,通过两方博弈对日前能源价格进行调整,从而引导用户积极参与需求响应。通过实际的算例仿真分析,Stackelberg 博弈制定的实时能源价格相较于价格弹性系数矩阵法制定的能源价格,用户参与需求响应的程度更高,不仅可以减少对各机组日前制定出力计划的调整,而且可以降低系统运行成本,提高用户的综合效能。

关键词:综合能源系统;优化调度;需求响应;主从博弈;实时电价

Abstract: In order to reduce the impact of wind power and load forecasting errors on the output plan adjustment of each unit of intergrated energy system (IES), two-stage (day-ahead and intra-day) optimal scheduling model of IES based on the Stackelberg game real-time pricing mechanism is established. In the day ahead dispatching plan, the output plan of each unit for the next day is determined based on the optimal economic cost of the integrated energy system. In the intra day scheduling plan, taking the maximum income of comprehensive operators and the maximum user satisfaction as the objective function, a master-slave game model is established to adjust the current energy price through the two-party game, so as to guide users to actively participate in the demand response. Through the simulation analysis of actual examples, compared with the energy price determined by the price elasticity coefficient matrix method, the real-time energy price determined by the Stackelberg game has a higher degree of user participation in the demand response, which can not only reduce the adjustment of the output plan formulated by each unit in the past, but also promote the consumption of wind power. The model effectively improves the economic benefits of IES and improves the satisfaction of the user side.

Key words: intergrated energy system; optimal dispatch; demand responses; Stackelber game; real-time pricing

0 引言

综合能源系统的不确定性主要包括新能源出力的不确定性和负荷需求的不确定性^[1]。近年来,越来越多的分布式能源接入配电网,其不确定性对综合能源系统运行的影响也越来越大。因此,如何降低不确定性对综合能源系统运行的影响,成为许多专家学者研究的重点问题。

目前,针对综合能源系统不确定性的处理,大多采用数学方法中的随机规划法、鲁棒优化法^[2],但

是随机规划法或鲁棒优化法在处理不确定性问题时需要大量的不确定信息来满足概率分布或者隶属度函数,有一定的局限性。考虑到风电和负荷的预测精度随预测时间尺度缩短而提高的特点,可以利用多时间尺度调度机制降低风电和负荷的预测误差对于综合能源系统运行的影响。文献[3]建立了基于模型预测控制的日前-日内优化调度模型,通过对日前调度计划的修正,减少风电和负荷的日前预测偏差对系统的影响,但在日内优化调度阶段仅针对机组的出力计划进行调整,没有考虑对负荷侧资源进行优化调度。文献[4]则通过价格弹性系数法求取用户响应潜力,让需求侧资源参与到综合能源系统的多时间尺度调度中,从而较好地跟随日

收稿日期:2023-02-21;修回日期:2023-05-28

基金项目:国家自然科学基金项目(52077108)

前调度计划,但目前价格弹性系数多采用经验值,无法有效调动用户积极性,并且价格弹性系数法只考虑电价与用电需求量的关系,未考虑风电出力的不确定性对于电价的影响。文献[5]通过随机模拟法研究了不同的风电渗透率对于电价的变化情况,分析了风电对传统发电商收益的影响。

鉴于此,本文建立了基于Stackelberg博弈的实时定价机制的电-气综合能源系统日前-日内优化调度模型,在日内调度中考虑风电不确定性对电价的影响,引入主从博弈理论对能源价格进行调整。并且参考日前制定的各机组的出力计划,尽可能减少对各机组日前制定出力计划的调整。在此过程中,综合运营商作为决策者,用户作为跟随者,通过两方博弈,得到博弈的均衡解。

1 综合能源系统调度模型

本文所研究的综合能源系统是由电网、天然气网、燃气轮机(gas turbine, GT)、风力发电(wind power generation, WT)、蓄电池(electric storage, ES)、储气罐(gas storage, GS)、电负荷(electric load, EL)、气负荷(gas load, GL)组成^[6]。

1.1 日前全局优化调度模型

1.1.1 日前调度目标函数

以24 h为调度周期,步长为1 h,各机组在各时段的出力为优化变量,建立综合运营商收益最大的目标函数 F 如下^[7]

$$F = \max \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left[P_{i,t}^{e'} P_{i,t}^{\text{sale}} + Q_{i,t}^{e'} Q_{i,t}^{\text{sale}} - (C_{i,t}^{\text{cc}} + C_{i,t}^{\text{gas}} + C_{i,t}^{\text{cp}} + C_{i,t}^{\text{es}} + C_{i,t}^{\text{gs}} + C_{i,t}^{\text{pv}}) \right] \quad (1)$$

$$C_{i,t}^{\text{cc}} = P_{i,t}^{\text{cc}} P_{i,t}^{\text{Ebuy}} \quad (2)$$

$$C_{i,t}^{\text{gas}} = Q_{i,t}^{\text{cc}} P_{i,t}^{\text{Gbuy}} \quad (3)$$

$$C_{i,t}^{\text{cp}} = \beta_{\text{GT}} P_{i,t}^{\text{cp}} \quad (4)$$

$$C_{i,t}^{\text{es}} = (\mu_{\text{ES}} + \lambda_{\text{ES}}) \left| P_{i,t}^{\text{es}} \right| \quad (5)$$

$$C_{i,t}^{\text{gs}} = (\mu_{\text{GS}} + \lambda_{\text{GS}}) \left| Q_{i,t}^{\text{gs}} \right| \quad (6)$$

$$C_{i,t}^{\text{pv}} = \gamma_{\text{PV}} P_{i,t}^{\text{pv}} \quad (7)$$

式中: I 为网络节点集合; T 为时间节点集合; $P_{i,t}^{e'}$ 为综合运营商日前 t 时刻售电电价; $P_{i,t}^{\text{sale}}$ 为综合运营商售电功率; $Q_{i,t}^{e'}$ 为综合运营商日前 t 时刻售气价格; $Q_{i,t}^{\text{sale}}$ 为综合运营商售气功率; $C_{i,t}^{\text{cc}}$ 为 t 时刻的向上级能源供应商的购电成本; $C_{i,t}^{\text{gas}}$ 为 t 时刻的向上级能源供应商的购气成本; $C_{i,t}^{\text{cp}}$ 为燃气轮机维护成本; $C_{i,t}^{\text{es}}$ 、 $C_{i,t}^{\text{gs}}$ 分别为蓄电池、储气罐成本,包括维护成本和折旧补偿成本; $C_{i,t}^{\text{pv}}$ 为风机运维成本; $P_{i,t}^{\text{cc}}$ 为购电功率; $P_{i,t}^{\text{Ebuy}}$ 为日前向上级能源商的购电价格; $Q_{i,t}^{\text{cc}}$ 为购气功

率; $P_{i,t}^{\text{Ebuy}}$ 为日前向上级能源商的购气价格; β_{GT} 为燃气轮机的维护成本系数; $P_{i,t}^{\text{cp}}$ 为燃气轮机出力; μ 、 λ 分别为储能装置的维护成本、折旧补偿成本系数; $P_{i,t}^{\text{es}}$ 为蓄电池装置的充放功率; $Q_{i,t}^{\text{gs}}$ 为储气罐的充放功率; γ_{PV} 为风机运维成本系数; $P_{i,t}^{\text{pv}}$ 为风机发电功率。

1.1.2 日前调度约束条件

(1) 电力网络功率平衡约束

$$\sum_{i \in I} (P_{i,t}^{\text{cc}} + P_{i,t}^{\text{cp}} + P_{i,t}^{\text{pv}} + P_{i,t}^{\text{es}}) = \sum_{i \in I} P_{i,t}^{\text{load}} \quad (8)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{load}}$ 为负荷预测值。

(2) 微型燃气轮机出力约束

$$\begin{cases} P_{\text{cp}}^{\text{min}} \leq P_{i,t}^{\text{cp}} \leq P_{\text{cp}}^{\text{max}} \\ P_{i,t}^{\text{cp}} - P_{i,t-1}^{\text{cp}} \leq U_{\text{cp},r} \\ P_{i,t-1}^{\text{cp}} - P_{i,t}^{\text{cp}} \leq D_{\text{cp},r} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{cp}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{cp}}^{\text{min}}$ 分别为GT输出功率的上、下限; $U_{\text{cp},r}$ 、 $D_{\text{cp},r}$ 分别为GT的上、下坡约束。

(3) 储能装置约束

$$\begin{cases} P_{\text{es}}^{\text{min}} \leq P_{i,t}^{\text{es}} \leq P_{\text{es}}^{\text{max}} \\ S_{\text{OC}}^{\text{min}} \leq S_{\text{OC},t} \leq S_{\text{OC}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{es}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{es}}^{\text{min}}$ 分别为储能装置的最大、最小输出功率; $S_{\text{OC}}^{\text{max}}$ 、 $S_{\text{OC}}^{\text{min}}$ 分别为储能装置的最大、最小荷电状态^[7]。

(4) 与上级电网交互功率约束

$$P_{\text{cc}}^{\text{min}} \leq P_{i,t}^{\text{cc}} \leq P_{\text{cc}}^{\text{max}} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{cc}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{cc}}^{\text{min}}$ 分别为与上级电网交互功率的最大、最小约束。

(5) 风机出力约束

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{pv}} \leq P_{\text{pv,max}} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{pv,max}}$ 为风机最大出力。

(6) 备用约束

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^K (P_{i,t,\text{max}}^k - P_{i,t,\text{min}}^k) \geq \eta^+ W_t^{\text{capacity}} \\ \sum_{k=1}^K (P_{i,t,\text{min}}^k - P_{i,t,\text{max}}^k) \geq \eta^- W_t^{\text{capacity}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{i,t,\text{max}}^k$ 、 $P_{i,t,\text{min}}^k$ 分别为机组 k 在 t 时刻的出力上、下限; W_t^{capacity} 为风电场 t 时刻装机容量; η^+ 、 η^- 分别为正、负备用系数^[8]。

(7) 气负荷网络功率平衡约束

$$\sum_{i \in I} (Q_{i,t}^{\text{cc}} + Q_{i,t}^{\text{gs}}) = \sum_{i \in I} Q_{i,t}^{\text{load}} \quad (14)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{load}}$ 为气负荷预测值,包括燃气轮机用气量和用户侧需求量。

(8) 天然气管道流量约束

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{trans}} \leq Q_{i,t}^{\text{max}} \quad (15)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{trans}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{max}}$ 分别为天然气在管道的传输功率

和允许的最大值。

1.2 日内滚动优化调度模型

1.2.1 日内调度目标函数

建立运行周期内综合运营商系统收益最大的目标函数 f_1 。调度计划提前 1 h 制定。相比于日前目标函数,在日内目标函数 f_1 里加入各机组功率调整的惩罚项,使日内调度计划尽可能的跟随日前调度计划。

$$f_1 = \max \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left[P_{i,t}^e d_{i,t}^e + Q_{i,t}^g d_{i,t}^g - (C_{i,t}^{cp} + C_{i,t}^{es} + C_{i,t}^{gas} + C_{i,t}^{gs} + C_{i,t}^{cc} + C_{i,t}^{pv} + \eta_{GT}(\Delta P_{i,t}^{cp})^2 + \eta_{ES}(\Delta P_{i,t}^{es})^2 + \eta_{GS}(\Delta Q_{i,t}^{gs})^2 + \eta_{CC}(\Delta P_{i,t}^{cc})^2 + \eta_{gas}(\Delta Q_{i,t}^{gas})^2) \right] \quad (16)$$

式中: $P_{i,t}^e$ 、 $Q_{i,t}^g$ 分别为综合运营商日内 t 时刻售电、售气价格; $d_{i,t}^e$ 、 $d_{i,t}^g$ 分别为 t 时刻用户的用电量、用气量; η_{GT} 、 η_{ES} 、 η_{GS} 、 η_{CC} 、 η_{gas} 分别为燃气轮机、蓄电池、储气罐、向上级能源商购电、购气的功率调整惩罚系数; $\Delta P_{i,t}^{cp}$ 、 $\Delta P_{i,t}^{es}$ 、 $\Delta P_{i,t}^{cc}$ 、 $\Delta Q_{i,t}^{gs}$ 、 $\Delta Q_{i,t}^{gas}$ 分别为各机组相应的功率修正值。

当能源的价格发生改变后,用户通过改变自身的用能习惯,牺牲一定的用能舒适度,从而获得经济利益。因此,在日内调度中加入考虑用户获得最大综合效能^[8]的目标函数 f_2 ,表示如下

$$f_2 = \max \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left[\frac{a^e d_{i,t}^e - \frac{b^e}{2} (d_{i,t}^e)^2 + a^g d_{i,t}^g - \frac{b^g}{2} (d_{i,t}^g)^2 - P_{i,t}^e d_{i,t}^e - Q_{i,t}^g d_{i,t}^g \right] \quad (17)$$

式中: a^e 、 a^g 分别为用户对于电能、天然气需求的一次项系数; b^e 、 b^g 为用户对于能量需求的二次项系数。

当日内调度计划与日前调度计划出现偏差时,通过调整的实时电价 $P_{i,t}^e$ 和天然气价格 $Q_{i,t}^g$,引导用户积极参与需求响应,尽可能减少日前预测偏差对于综合能源系统运的影响。

1.2.2 日内调度约束条件

(1) 电力网络功率平衡约束

$$\sum_{i \in I} \left(\frac{P_{i,t}^{cc} + P_{i,t}^{cp} + P_{i,t}^{pv} + P_{i,t}^{es}}{\Delta P_{i,t}^{cc} + \Delta P_{i,t}^{cp} + \Delta P_{i,t}^{es}} \right) = \sum_{i \in I} (P_{i,t}^{load} + \Delta P_{i,t}^{load}) \quad (18)$$

式中: $\Delta P_{i,t}^{load}$ 为参与实时电价响应的负荷量。

(2) 气负荷网络功率平衡约束

$$\sum_{i \in I} (Q_{i,t}^{cc} + \Delta Q_{i,t}^{cc} + Q_{i,t}^{gs} + \Delta Q_{i,t}^{gs}) = \sum_{i \in I} (Q_{i,t}^{load} + \Delta Q_{i,t}^{load}) \quad (19)$$

(3) 电价约束条件

为了保证用户的经济利益,改变后的日内实时电价平均值应不高于日前电价的平均值。

$$\sum_{t=1}^T P_{i,t}^e (d_{i,t}^e) / \sum_{t=1}^T P_{i,t}^e \leq \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{e'} P_{i,t}^{load} / \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{e'} \quad (20)$$

天然气价格的约束条件与电价类似。另外,系统其他约束条件与日前调度模型中约束条件一致,

此处不再赘述。

1.2.3 主从博弈模型

博弈理论是互动决策的理论^[9],博弈的主体可以根据制定的策略分析自身与对手的利益关系,从而制定出最优策略。博弈模型 4 个要素如下:

(1) 参与者。综合运营商、用户。

(2) 效用函数。以综合运营商的净收益最大为目标,综合运营商的效用函数为 f_1 ;以用户获得的效能最大为目标,用户的效用函数 f_2 。

(3) 电价调整策略。在日内调度模型中,当某一时刻的功率偏差 $\Delta P_{pv} - \Delta P_{pload} > 0$ 时,下调该时段的日前电价,利用负荷侧资源平抑源荷的不确定性造成的日前-日内的功率偏差,并考虑用户获得的最大综合效能,使两方主体达到博弈均衡。当某时刻的功率偏差 $\Delta P_{pv} - \Delta P_{pload} < 0$,则提高该时段的日前电价,鼓励用户减少用电。

(4) 均衡解。当综合运营商或者用户的策略都是对于对方采取策略组合下的最佳对策时,双方各自的利益达到最大,任何一方都不再改变自身的策略,这个时候的策略组合就是一个均衡解。

1.2.4 博弈模型唯一均衡解证明

Stackelberg 博弈存在唯一均衡解的充要条件为领导者目标函数为其策略集合的非空、连续函数且跟随者的目标函数为其策略集合的连续凸函数或者凹函数。博弈模型唯一均衡解证明如下:

综合运营商的价格策略集是电价、气价,其相关约束条件在论文里是式(20),为非空且连续;负荷的策略集约束是式(18)、式(19)非空且连续;对式(17)分别求关于用户用电量 $d_{i,t}^e$ 和用气量 $d_{i,t}^g$ 的二阶偏导数,分别得到 $-b^e$ 、 $-b^g$,是一个小于 0 的常数,可证明用户侧目标函数是关于其策略集合的连续凸函数。另外,所求的所有策略向量均在其向量集内,因此可以证明两方博弈的 Stackelberg 均衡唯一。

1.2.5 博弈的求解过程

在建立的日内调度模型中,目标函数 f_2 对于 $d_{i,t}^e$ 、 $d_{i,t}^g$ 严格满足凸特性,因此对式(17)分别求关于用户用电量 $d_{i,t}^e$ 和用气量 $d_{i,t}^g$ 的一阶偏导数,得出当 f_2 最大时,用户用能与能源价格的关系为

$$\begin{cases} d_{i,t}^e = \frac{a^e}{b^e} - \frac{1}{b^e} P_{i,t}^e \\ d_{i,t}^g = \frac{a^g}{b^g} - \frac{1}{b^g} Q_{i,t}^g \end{cases} \quad (21)$$

根据式(17)和式(21)可知,用户根据综合运营商调整的能源价格,对自己的用电方案作出改变,再判断各机组的出力情况能否满足用户用能方案。若满足,则为博弈的最优方案,反之,参照式(22)对

电价进行调整,参照式(23)对气价进行调整。

$$P_{t,n+1}^e = P_{t,n}^e + \tau_n \left[(w_1 P_{i,t}^{\text{load}} + w_2 d_{i,t}^e) - \sum_{k=1}^K P_{i,t}^k \right] \quad (22)$$

$$Q_{t,n+1}^e = Q_{t,n}^e + \tau_n \left[(w_1 Q_{i,t}^{\text{load}} + w_2 d_{i,t}^g) - \sum_{k=1}^K Q_{i,t}^k \right] \quad (23)$$

式中: n 为迭代次数; w_1 、 w_2 分别为负荷的实际需求量的权重系数,其中 $w_1 + w_2 = 1$; $P_{i,t}^k$ 为第 k 个设备的出力,其中包括风电机组; τ_n 为能源价格调整系数,为了保证算法的收敛速度,并满足日内以 15 min 为调度时间尺度、调度计划提前 1 h 制定的策略,将 τ_n 设置为动态调整参数,如下所示

$$\tau_n = \frac{1}{0.05 + 4n} \quad (24)$$

相比于通过价格弹性矩阵法调整能源价格,式(22)、式(23)基于供应量和需求量两方面对能源价格进行更新,考虑了风电出力的不确定性对于能源价格的影响。

1.3 日前-日内优化调度模型框架

本文所提的基于 Stackelberg 博弈的实时定价机制的电-气综合能源系统日前-日内优化调度模型方法框架如图 1 所示。

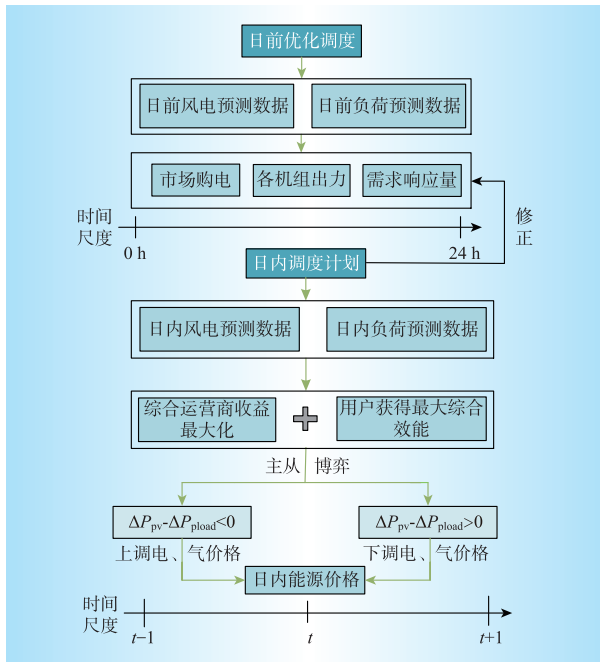


图1 两阶段优化调度模型框架

Fig. 1 Two-stage optimal dispatch model framework

2 模型求解流程

根据上述所建立的优化调度模型,运用粒子群优化方法^[10]对模型求解流程如图 2 所示。

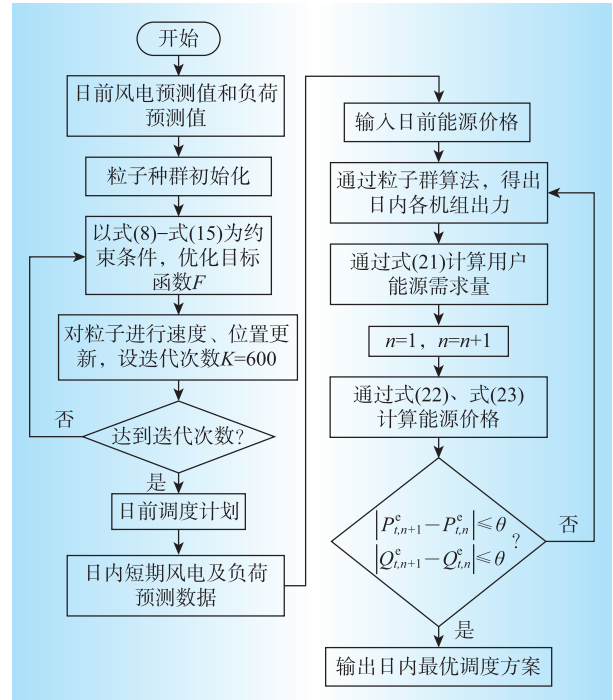


图2 求解流程

Fig. 2 Solve flow

3 算例分析

3.1 算例参数

选取某社区综合能源系统为仿真算例,综合能源系统参数见文献[11]。其中日内预测数据按照其各自的概率分布生成,风电的日前、日内预测误差分别选为 20%、15%;负荷的日前、日内预测误差选为 5%、3%,且假定均服从正态分布。其中燃气轮机效率为 0.7,运维成本 0.12 元/kWh。蓄电池和储气罐的效率均为 0.9,蓄电池运维成本为 0.05 元/kWh。风机运维成本 λ_{pv} 为 0.15 元/kWh。用能参数^[8]设为 $a^e = 55$ 、 $b^e = 7$ 、 $a^g = 60$ 、 $b^g = 7$ 。

3.2 模型有效性分析

为了验证本文提出模型的合理性,讨论基于 Stackelberg 博弈的实时定价机制的优化调度模型对综合能源系统运行结果影响,采用以下 3 种模型进行分析,其中模型 1、模型 2 为对比模型,模型 3 为本文所提出的模型。

模型 1: 在日内调度中用户不参与需求响应,仅调整机组的出力计划。

模型 2: 通过价格需求弹性系数法来描述能源价格和用户负荷变化率的关系,以此对日前的能源价格进行修正,建立电-气综合能源系统的前-日内优化调度模型。

模型 3: 通过综合运营商和用户的博弈对日前能源价格进行修正,建立了基于 Stackelberg 博弈实时

定价机制的综合能源系统日前-日内优化调度模型。
3种模型所求得的目标函数最优值如表1所示。

表1 目标函数最优解

Table 1 Optimal solution of the objective function

模型	用户综合效能得分/分	综合运营商利润/万元
1	86	12.206 7
2	96	14.502 3
3	103	19.815 0

由表1可知,模型2较模型1相比,用户的综合效能得分提高了12%,综合运营商利润提高了18%,说明在日内调度中考虑用户的需求响应可以有效提高用户综合效能得分,提升综合运营商利润。模型3较模型2相比,用户的综合效能得分提高了7%,综合运营商利润提高了36%,说明模型3的优化效果优于模型2,通过综合运营商和用户之间的博弈对日前能源价格进行优化,用户可以更积极地参与需求响应。模型2与模型3的负荷调整量对比如图3所示。

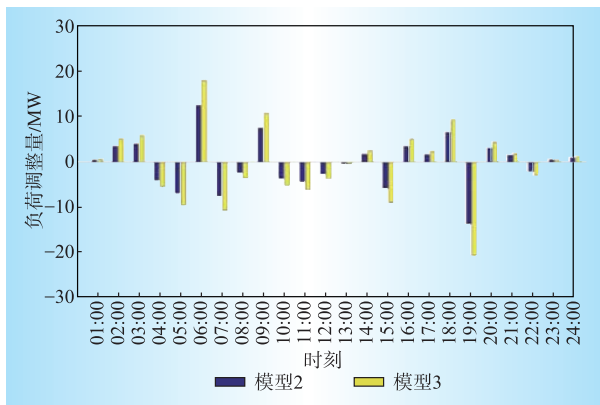


图3 电负荷调整量对比

Fig. 3 Electrical load adjustment comparison

蓄电池出力的优化调度结果如图4所示,燃气轮机出力优化调度结果如图5所示。

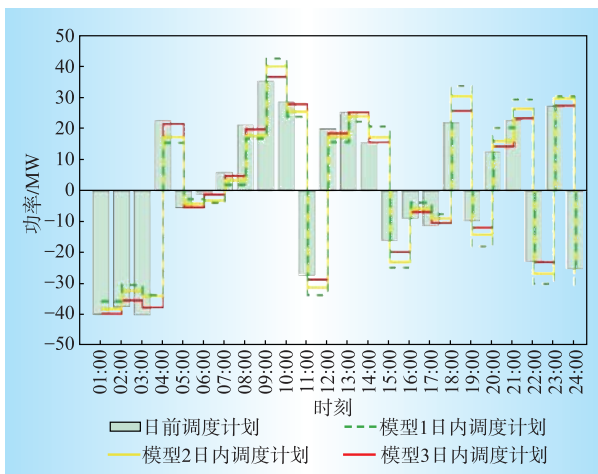


图4 蓄电池出力优化调度结果

Fig. 4 Battery output optimization scheduling results

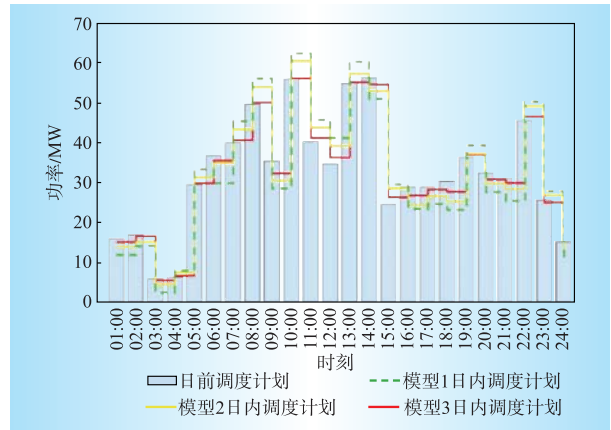


图5 燃气轮机出力优化调度结果

Fig. 5 Gas turbine output optimization scheduling results

由图4、图5可知,模型2与模型1相比,模型2机组的日内出力计划模型更好的跟随了日前调度计划,说明用户参与需求响应可以有效降低机组日内出力计划的调整量,通过改变负荷量的方式尽可能的弥补出现的功率偏差,从而在日内调度中减少对各机组日前制定的出力计划调整,消除预测误差对综合能源系统运行的影响。模型3与模型2相比,模型3中机组日内出力计划调整量更少,这是由于考虑了风电出力的不确定性对于能源价格的影响,当风电出力大于预测值时,模型3可以给出比模型2更低的售电价格,从而激发用户参与需求响应的程度。

模型3的实时电价优化结果如图6所示。可以看出在日内调度计划中,当功率偏差大于0时,通过降低日前该时段的电价,引导用户在该时段增加用电需求,通过增加负荷来平抑日前-日内的功率偏差,从而促进了对风电的消耗;当功率偏差小于0时,通过提高日前该时段的电价,引导用户减少该时段的用电需求,通过降低负荷来平抑日前-日内的功率偏差。

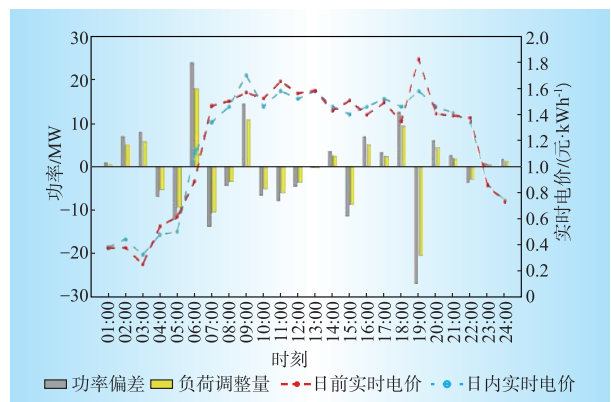


图6 实时电价优化结果

Fig. 6 Real-time electricity price optimization results

天然气价格的优化结果如图7所示,可以看出当气负荷的日前日内功率的偏差大于0时,下调该时段气价;当气负荷和的功率偏差小于0时,上调该时段气价。通

过价格的调整来平抑气负荷的日前-日内的功率偏差。

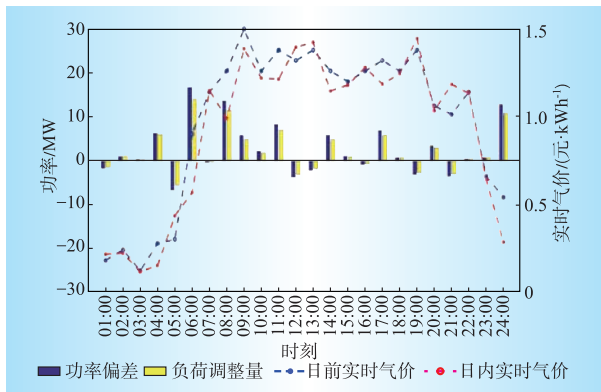


图7 实时气价优化结果

Fig. 7 Real-time gas price optimization results

4 结论

本文在基于需求响应与综合能源系统联系日益密切的背景下,针对风电出力不确定性和负荷预测误差,建立了基于Stackelberg博弈实时定价机制的电-气综合能源系统日前-日内优化调度模型,并通过相关算例进行验证,得到如下结论:

(1) 本文所提模型可以有效修正实际值与日前预测值的误差,减少各机组出力计划的调整,降低风电和负荷的不确定性对综合能源系统运行的影响,实现系统的功率平衡。

(2) 基于Stackelberg博弈实时定价机制的电-气综合能源系统日前-日内优化调度模型可以有效调动用户参与需求响应的积极性,促进了风电消纳,减少系统运行成本。D

参考文献:

[1] 曹彬,吕干云,王楠,等. 综合能源系统优化调度下的需求响应研究与应用[J]. 电力需求侧管理,2021,23(4):45-50. CAO Bin, LYU Ganyun, WANG Nan, et al. Research and application of demand response based on optimal scheduling of integrated energy system [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(4):45-50.

[2] 王金明,张卫国,朱庆,等. 含风电及电动汽车虚拟电厂参与电力市场的优化调度策略[J]. 电力需求侧管理,2020,22(1):28-34,47. WANG Jinming, ZHANG Weiguo, ZHU Qing, et al. Optimal scheduling strategy for VPP participating in the power market including wind power and EV [J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(1):28-34, 47.

[3] 王子驰,雷炳银,杨灵芝,等. 考虑电热联合需求响应的区域综合能源系统多目标双层优化调度[J/OL]. 电力系统及其自动化学报,2021,7(33):120-127. WANG Zichi, LEI Bingyin, YANG Lingyi, et al. Multi-objective double-step optimal dispatching of regional integrated energy system considering combined electric and heat demand response [J/OL]. Proceedings of the CSU-

EPSA), 2021, 7(33):120-127.

[4] 管志成,丁晓群,郑能,等. 计及需求侧资源的主动配电系统两阶段优化调度[J]. 智慧电力,2018,1(46):14-21,62. GUAN Zhicheng, DING Xiaqun, ZHENG Neng, et al. Two-stage optimal dispatch of active distribution system considering demand-side resource [J]. Smart Power, 2018, 1(46):14-21, 62.

[5] 禚培正,孙高星,朱继忠,等. 风电不确定性对电力现货市场电价的影响[J]. 南方电网技术,2018,12(12):64-70. XUAN Peizheng, SUN Gaoxing, ZHU Jizhong, et al. Impact of wind power uncertainty on electricity price in electric power spot market [J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(12):64-70.

[6] 闫梦阳,李华强,王俊翔,等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J/OL]. 电力系统保护与控制,2022,50(2):163-175. YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Jixiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response [J/OL]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2):163-175.

[7] 朱兰,田泽清,唐隴军,等. 计及细节层次直接负荷控制的区域综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电网技术,2021,45(7):2763-2774. ZHU Lan, TIAN Zeqing, TANG Longjun, et al. Multi-time-scale optimal dispatch of regional integrated energy system considering level of detail direct load control [J]. Power System Technology, 2021, 45(7):2763-2774.

[8] 陈昌铭,张群,黄亦昕,等. 考虑最优建设时序和云储能的园区综合能源系统优化配置方法[J]. 电力系统自动化,2022,46(2):24-32. CHEN Changming, ZHANG Qun, HUANG Yixin, et al. Optimal configuration method of park-level integrated energy system considering optimal construction time sequence and cloud energy storage [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2):24-32.

[9] 王瑞,程杉,汪业乔,等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J/OL]. 电力系统保护与控制,2022,50(5):12-21. WANG Rui, CHENG Shan, WANG Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders [J/OL]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5):12-21.

[10] 孙成,苏适,赖焯平,等. 基于虚拟电价的含电动汽车并网型微网经济调度策略[J]. 电力需求侧管理,2021,23(4):79-83,95. SUN Cheng, SU Shi, LAI Xuanping, et al. Economic dispatching strategy of grid-connected micro grid with electric vehicles based on virtual electricity price [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(4):79-83, 95.

[11] 李政洁,于强,龚文杰,等. 计及模糊机会约束的电-气-热能枢纽多目标优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报,2021,33(9):49-56. LI Zhengjie, YU Qiang, GONG Wenjie, et al. Multi-objective optimal operation of electricity-gas-heat energy hub considering fuzzy chance constraint [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(9):49-56.

作者简介:

李宁(1996),男,山东烟台人,硕士研究生,研究方向为综合能源系统经济运行与调度;

撤奥洋(1980),男,山东青岛人,高级工程师,研究方向为电力系统调度运行;

张智晟(1975),男,通信作者,山东青岛人,博士,教授,研究方向为电力系统及综合能源系统负荷预测、经济调度。

(责任编辑 水 鹤)