

引用格式:陈湘元,吴公平,龙卓,等.考虑源荷不确定性及用户侧需求响应的综合能源系统多时间尺度优化调度[J].电力科学与技术学报,2024,39(3):217-227.

Citation: CHEN Xiangyuan, WU Gongping, LONG Zhuo, et al. Multi-time scale optimal dispatch of integrated energy systems considering source-load uncertainty and user-side demand response[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 217-227.

# 考虑源荷不确定性及用户侧需求响应的 综合能源系统多时间尺度优化调度

陈湘元, 吴公平, 龙卓, 肖辉, 徐丽, 凌琪芸

(长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南长沙 410114)

**摘要:**针对能源系统源荷不确定性及设备功率波动的问题,提出一种考虑源荷不确定性和用户需求响应的综合能源系统多时间尺度优化调度策略。首先,根据源荷各自特性,分别运用鲁棒优化方法和随机优化方法来处理源荷不确定性问题。其次,基于电、热和气负荷在不同时间尺度下的调度特点和响应差异,设计对应不同时间尺度的需求响应模型,并建立日前一日内两阶段的多时间尺度优化模型,以购能成本、系统运行成本、碳排放成本最小为日前调度目标,在日内调度阶段进一步考虑设备调节惩罚和削减补贴需求响应费用。最后,通过算例验证该模型和方法,在考虑源荷不确定性和需求响应的情况下,所提方法能够发挥多能源互补优势,有效促进能源供需平衡,降低源荷不确定性对综合能源系统的影响。

**关键词:**综合能源系统;不确定性;多时间尺度;需求响应;多源协同优化

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.03.024 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2024)03-0217-11

## Multi-time scale optimal dispatch of integrated energy systems considering source-load uncertainty and user-side demand response

CHEN Xiangyuan, WU Gongping, LONG Zhuo, XIAO Hui, XU Li, LING Qiyun

(College of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China)

**Abstract:** A multi-timescale optimal scheduling strategy for integrated energy system considering source-load uncertainty and user demand response is proposed to address the problems of source-load uncertainty and equipment power fluctuation in the energy system. First, according to the respective characteristics of the source and load, the robust optimization method and the stochastic optimization method are used to deal with the uncertainty of the source and load. Second, based on the scheduling characteristics and response differences of electricity, heat and gas loads in different time scales, a demand response model corresponding to different time scales is designed, and a multi-timescale optimization model is developed for the day-ahead and intraday phases, with the day-ahead scheduling objective of minimizing the cost of purchasing energy, the system operating cost, and the cost of carbon emission, and the intraday scheduling phase further considers the penalty of equipment regulation and the reduction of subsidy demand response costs. Finally, the model and methodology are validated through examples, and under the consideration of source-load uncertainty and demand response, the proposed methodology is able to take advantage of the complementary advantages of multiple energy sources, effectively promote the balance of energy supply and demand, and reduce the impact of

收稿日期: 2023-12-18; 修回日期: 2024-03-19

基金项目: 湖南省自然科学基金优秀青年基金(2024JJ4001); 湖南省自然科学基金(2022JJ40498); 湖南省科技人才托举工程项目(2023TJ-X69); 湖南省教育厅优秀基金(22B0306); 湖南省教育厅一般项目(22C0138)

通信作者: 吴公平(1992—), 男, 博士, 讲师, 主要从事大型风力发电技术、综合能源系统优化调度等方面的研究; E-mail: gongping\_wu@csust.edu.cn

source-load uncertainty on the integrated energy system.

**Key words:** integrated energy system; uncertainty; multiple time scales; demand response; multi-source collaborative optimization

随着全球社会经济的不断发展,能源需求呈快速增长态势。为了实现可持续发展和环境保护的目标,各国都在加快能源结构转型的进程,并构建了低碳能源发展战略。在这一背景下,中国提出了构建新型电力系统的目标,进一步推动电力系统的“源网荷储”协调发展<sup>[1-2]</sup>。

综合能源系统(integrated energy system, IES)通过整合不同能源形式和运用能量利用梯度原则,突破了传统单一运营能源体系的限制,提高了系统的能源利用效率以及系统的可靠性<sup>[3]</sup>。文献[4]提出了电—热—气多能耦合优化调度模型,促进了风电消纳和电转气(power to gas, P2G)的能源转换。文献[5]建立了经济最优的微网系统日前优化调度模型,考察P2G消纳可再生能源的潜力。文献[6]则进一步考虑储能装置和P2G对可再生能源的消纳作用,两者从不同方面探讨了多能互补微网在可再生能源消纳与系统可靠性方面的调度问题。

可再生能源发电以及需求侧负荷不确定性均会影响系统的运行效率和调度优化结果。处理不确定性问题的主要方法有随机优化、鲁棒优化、区间优化、模糊优化。文献[7]提出了一种基于区间优化方法来解决区域综合能源系统日前优化调度问题,通过此种方法处理光伏输出和负荷的不确定性问题。文献[8]构建了基于多场景分析的日前两阶段随机优化调度模型,有效地应对了在交直流混合微电网的调度时风光、负荷的多重不确定性的问题。文献[9]针对可再生能源发电的不确定性,构建了综合能源系统鲁棒优化模型以应对可再生能源输出的不确定性。然而,该文献仅采用了单一方法来应对综合能源系统中的源荷不确定性问题。实际IES运行时,风光等可再生能源出力预测精度相对较低,但是可用不确定集来描述其波动范围,故可用鲁棒优化来处理。而负荷预测精度较高,负荷的波动也呈现出一定的规律,故随机优化方法能更有效地解决负荷不确定性问题<sup>[10]</sup>。因此,可采用鲁棒优化和随机优化区别处理源、荷不确定性。

此外,随着IES中多种能源耦合的深化,综合需求响应(integrated demand response, IDR)已成为提高系统运行效率的有效方法。文献[11]根据电、热、气3种负荷可调度特性和不同时间尺度下的响

应差异性,提出了双重激励的综合需求响应模型,提高能源利用效率。文献[12]提出了一种基于能源枢纽的最优调度模型,并研究了需求响应对系统最优管理的影响。文献[13]将综合能源系统的最优调度分为需求侧问题和供给侧问题,提出了一种具有需求响应和储能的集成能源系统两阶段运行优化方法。文献[14]通过价格弹性矩阵构建了电负荷需求响应模型,用户温度舒适度构建了热负荷需求响应模型,从而有效降低了综合能源系统的总运营成本。

随着对IES的优化调度的深入研究,开始由单一时段优化到日前一日内多时段优化的发展<sup>[15-17]</sup>。文献[18]中考虑了电—气—热—氢需求响应,建立了日前一日内滚动—实时三阶段的多时间尺度优化模型,来提升对综合能源系统的管理水平。文献[19]采用具有滚动优化、反馈校正特点的模型预测控制方法对IES进行多时间尺度优化调度,有效提高了系统控制性能以及系统运行的经济性。文献[20]在多时间尺度优化框架下考虑了氢能耦合和阶梯型碳交易机制,有效减少了系统的碳排放量,平抑系统功率波动。

综上所述,目前的大多数研究缺少对于IDR不同时间尺度下响应特性的探究,未考虑能源设备在多时间尺度运行方式中的实际响应能力以及源荷不确定性的处理,没有同时考虑到环保目标,或没有涉及电转气利用场景。此外,当前研究侧重于单一因素对源荷功率波动的影响,而没有根据源荷的不同特性进行区分处理。因此,本文提出一种考虑源荷不确定性及用户侧需求响应的综合能源系统多时间尺度优化调度方法;对于系统的可再生能源和负荷不确定性问题,构建随机鲁棒优化模型;根据电、热、气3种负荷的特性和不同时间尺度响应能力,对日前一日内需求响应资源进行了分类;建立以购能成本、运行成本和碳排放成本最小为经济目标的日前调度,并以日前调度为基础,日内调度阶段目标函数进一步考虑设备的调节惩罚成本,日内削减调控需求响应的补偿成本;最后通过对比分析不同案例结果,验证所提方法的有效性。

## 1 区域综合能源系统结构

综合能源系统主要由能源供给侧、能量转化与储能侧和需求响应侧3部分构成。本文构建的IES框架如图1所示,主要包括电网、气网、风力发电机(wind turbine, WT)、光伏发电机(photovoltaic, PV)、燃气轮机(gas turbine, GT)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、多源储能装置、电锅炉(electric boiler, EB)、P2G装置、需求侧负荷。能源供给侧包括电网、气网、风力发电机、光伏发电机。能量转化与储能侧包括燃气轮机、燃气锅炉、热储能装置(heat energy storage, HS)、气储能装置(gas energy storage, GS)、蓄电池(electric energy storage, ES)、电锅炉和P2G装置。需求侧负荷包括电负荷、热负荷、气负荷。

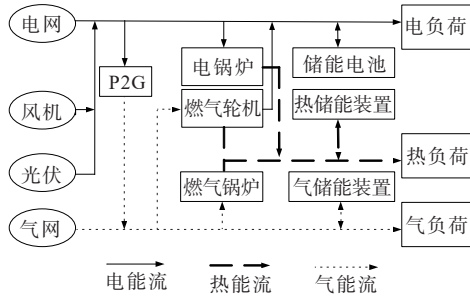


图1 IES系统模型

Figure 1 IES system model diagram

风电和光伏发电的间歇性和波动性导致能源弃风和弃光的现象。利用电解水和各类储能设备存储能源是实现可再生能源多元化利用的有效方式之一。电解水和甲烷化反应器在电到氢、再到天然气的P2G过程中扮演重要角色<sup>[21-22]</sup>。P2G技术将电能转化为氢能,然后利用氢能和含碳气体通过化学反应转化为天然气,从而减少燃气轮机和燃气锅炉排放的含碳气体,以实现系统低碳运行的目标。能源供给侧和需求侧具有不确定性,依据系统供需侧功率预测数据进行多时间尺度的优化调度,有助于提升综合能源系统的经济性、可靠性和安全性。

## 2 源荷不确定性模型构建

### 2.1 鲁棒优化处理风光不确定性

由于光伏和风电输出的随机性,光伏输出形式可考虑为

$$\begin{cases} P_{PV}^t = \bar{P}_{PV}^t + \hat{P}_{PV}^t \\ \text{s.t. } \underline{\hat{P}}_{PV}^t \leq \hat{P}_{PV}^t \leq \bar{\hat{P}}_{PV}^t \end{cases} \quad (1)$$

风电输出形式可考虑为

$$\begin{cases} P_{WT}^t = \bar{P}_{WT}^t + \hat{P}_{WT}^t \\ \text{s.t. } \underline{\hat{P}}_{WT}^t \leq \hat{P}_{WT}^t \leq \bar{\hat{P}}_{WT}^t \end{cases} \quad (2)$$

为了描述调度过程中可再生能源不确定参数的波动范围,采用多面体不确定集表示,其是在盒不确定集的基础上引入1范数<sup>[23]</sup>,即

$$\tilde{b}_{ij} = b_{ij} + \xi_{ij} \hat{\delta}_{ij} \quad (3)$$

$$U = \left\{ \xi \mid \sum_{j \in J_i} |\xi_{ij}| \leq \Gamma_i, |\xi_{ij}| \leq 1, \forall j \in J_i \right\} \quad (4)$$

式(1)~(4)中, $P_{PV}^t$ 、 $P_{WT}^t$ 分别为光伏和风电 $t$ 时刻功率; $\hat{P}_{PV}^t$ 、 $\hat{P}_{WT}^t$ 分别为光伏和风电 $t$ 时刻波动量; $\underline{\hat{P}}_{PV}^t$ 、 $\bar{\hat{P}}_{PV}^t$ 分别为 $t$ 时刻光伏波动下限和上限; $\underline{\hat{P}}_{WT}^t$ 、 $\bar{\hat{P}}_{WT}^t$ 分别为 $t$ 时刻风电波动下限和上限; $\tilde{b}_{ij}$ 为不确定参数; $b_{ij}$ 为标称值; $\hat{\delta}_{ij}$ 为第 $i$ 个不确定量在 $j$ 约束中的波动参数; $\xi_{ij}$ 为随机变量; $\Gamma_i$ 为鲁棒不确定度。

### 2.2 随机优化处理负荷不确定性

对于负荷需求不确定性问题,采用场景生成法来处理。通过这种随机过程,将负荷预测不确定数据转化为确定的场景集,从而将随机优化问题转化为确定性问题。

首先采用拉丁超立方抽样法模拟负荷波动的场景,具体步骤参考文献[8]。产生大量场景后需要对场景进行缩减,筛选出能有效地反映出原始场景集的概率分布情况的典型场景集,采用快速前代消除方法进行削减,具体步骤参考文献[24]。

经过上述步骤,最终得到电、热、气负荷的典型场景数分别 $n_{e-Load}$ 、 $n_{h-Load}$ 、 $n_{g-Load}$ ,组合典型场景数 $N_s$ 和对应的组合典型场景概率:

$$N_s = n_{e-Load} n_{h-Load} n_{g-Load} \quad (5)$$

$$P_s = P_{e-Load} P_{h-Load} P_{g-Load}, s = 1, 2, \dots, n_s \quad (6)$$

式中, $P_{e-Load}$ 、 $P_{h-Load}$ 、 $P_{g-Load}$ 分别为电、热、气负荷场景对应的概率。

## 3 需求响应的模型分类

考虑到不同能源负荷自身特性和不同时间尺度响应能力的差异,对不同类型的需求响应进行分类。

### 3.1 日前需求响应模型

1) 电、气负荷价格型需求响应。

采用分时能源价格制度引导消费者在合适的时机调整自身能源使用状态,有助于在高峰段和低谷时段平衡能源使用,降低整体用能成本。根据弹性理论对需求响应建模:

$$E_{\psi} = \begin{bmatrix} E_{11} & E_{12} & \cdots & E_{1m} \\ E_{21} & E_{22} & \cdots & E_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E_{n1} & E_{n2} & \cdots & E_{nm} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$E_{ii} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \left( \frac{\Delta m_{pi}}{m_{pi}} \right)^{-1} \quad (8)$$

$$E_{ij} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \left( \frac{\Delta m_{pj}}{m_{pj}} \right)^{-1} \quad (9)$$

式中,  $\psi \in \{e, g\}$ ;  $E_{\psi}$  为弹性矩阵;  $E_{ii}$  为自弹性系数;  $E_{ij}$  为交叉弹性系数;  $\Delta m_{pi}/m_{pi}$  和  $\Delta m_{pj}/m_{pj}$  分别为  $i$ 、 $j$  时段响应能源价格及其变化量;  $P_i$ 、 $\Delta P_i$  为响应能源用量及其变化量。

采用价格型 IDR 后, 用户负荷响应量可表示为

$$\Delta P_{\psi}^t = \begin{bmatrix} P_{\psi, f} & 0 & 0 \\ 0 & P_{\psi, p} & 0 \\ 0 & 0 & P_{\psi, g} \end{bmatrix} E_{\psi} \begin{bmatrix} \Delta m_{\psi, pf}/m_{\psi, pf} \\ \Delta m_{\psi, pp}/m_{\psi, pp} \\ \Delta m_{\psi, pg}/m_{\psi, pg} \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中,  $P_{\psi, f}$ 、 $P_{\psi, p}$ 、 $P_{\psi, g}$  分别为价格型响应前的峰、谷、平时段的能源用量;  $\Delta P_{\psi}^t$  为响应后能源转移量;  $m_{\psi, pf}$ 、 $m_{\psi, pp}$ 、 $m_{\psi, pg}$  和  $\Delta m_{\psi, pf}$ 、 $\Delta m_{\psi, pp}$ 、 $\Delta m_{\psi, pg}$  为固定能源价格和分时能源价格的差值。

2) 热负荷的需求响应。

对于热负荷控制主要与温度关联, 室内温度在一定范围内改变不会对用户产生显著影响, 因此可以调节温度来改变的热负荷需求量。用户室内温度<sup>[11]</sup>可以表示为

$$T_{in}^{t+1} = T_{in}^t e^{-\frac{\Delta t}{RC_w}} + (T_{out}^t + R \cdot Q_{Load}^t) \left( 1 - e^{-\frac{\Delta t}{RC_w}} \right) \quad (11)$$

因此, 温度与热负荷之间的关系可以表示为

$$Q_{Load}^t = \frac{1}{R} \left[ \frac{T_{in}^{t+1} - T_{in}^t e^{-\frac{\Delta t}{RC_w}}}{1 - e^{-\frac{\Delta t}{RC_w}}} - T_{out}^t \right] \quad (12)$$

温度范围区间为

$$T_{in}^{\min} \leq T_{in}^t \leq T_{in}^{\max} \quad (13)$$

式(11)~(13)中,  $Q_{Load}^t$  为  $t$  时刻需求响应后热负荷功率;  $R$  为建筑物的热阻;  $\Delta t$  为单位时间步长;  $C_{air}$  为空气热容;  $T_{in}^t$ 、 $T_{out}^t$  分别为  $t$  时刻室内室外温度。

### 3.2 日内补贴削减型需求响应

日内补贴削减型需求响应通过设置激励补贴, 调动用户主动削减负荷的积极性。电、气 2 种负荷, 在日前调度阶段均为价格型 IDR。因此, 根据日内分时电、气价设计了价格系数补偿方式。对于热负荷的削减会导致温度的改变, 影响用户体感舒适, 所以根据实际温度偏离程度的不同, 对用户热负荷

的削减进行激励补贴, 即

$$\begin{cases} f_{e, cut}^t = \alpha_e c_e^t P_{e, cut}^t \\ f_{g, cut}^t = \alpha_g c_g^t P_{g, cut}^t \\ f_{h, cut}^t = \alpha_h |T_{in}^t - T_{set}| P_{h, cut}^t \end{cases} \quad (14)$$

式中,  $f_{e, cut}^t$ 、 $f_{g, cut}^t$ 、 $f_{h, cut}^t$  分别为用户削减电、气、热负荷的补贴成本;  $\alpha_e$ 、 $\alpha_g$ 、 $\alpha_h$  为电、气、热负荷的补贴系数;  $c_e^t$ 、 $c_g^t$  分别为  $t$  时刻电、气价格;  $P_{e, cut}^t$ 、 $P_{g, cut}^t$ 、 $P_{h, cut}^t$  分别为削减的电、气、热负荷;  $T_{set}$  为设定温度。

为确保用户能源使用的舒适性, 对用户负荷的削减量以及总削减量需要保持在一定范围, 以确保整体能源使用的合理性:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{m, cut}^t \leq P_{m, cut}^{\max} \\ \sum_{t=1}^T P_{m, cut}^t \leq W_{cut} \end{cases} \quad (15)$$

式中,  $P_{m, cut}^{\max}$  为各负荷单位时间内削减最大值, 不超过当前负荷的 10%;  $W_{cut}$  为削减总量最大值, 不超过总负荷的 20%。

## 4 多时间尺度协调优化模型

### 4.1 日前优化调度模型

#### 4.1.1 目标函数

日前优化调度主要考虑系统的净购售电成本、运维成本、购气成本和碳排放处理成本为系统总成本, 多时间尺度调度流程如图 2 所示。

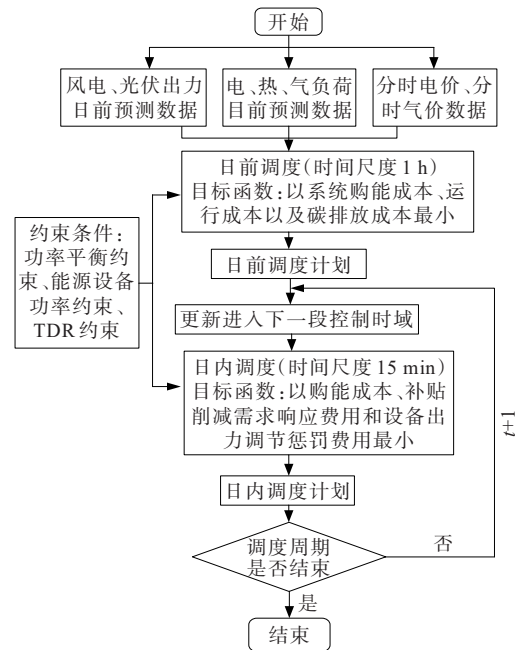


图 2 多时间尺度调度流程框架

Figure 2 Multi-timescale scheduling process framework diagram

日前最优调度周期为每天24 h,单位时间间隔为1 h。各设备的产量按供需平衡,使总成本最小化。根据风机、光伏出力的预测值以及负荷的预测值,考虑系统的运维成本、净购售电成本、购气成本和碳排放成本构成的总成本最小化为目标函数:

$$\min F = F_e + F_{\text{ope}} + F_{\text{gas}} + F_{\text{co2}} \quad (16)$$

式中, $F$ 、 $F_e$ 、 $F_{\text{ope}}$ 、 $F_{\text{gas}}$ 和 $F_{\text{co2}}$ 分别为日前综合总成本、购售电成本、各个设备运维成本、购气成本以及碳排放成本。

$$\begin{cases} F_e = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=1}^{24} [C_{\text{buy}}^t \cdot P_{\text{Grid},b}^t - C_{\text{sell}}^t \cdot P_{\text{Grid},s}^t] \\ F_{\text{ope}} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=1}^{24} [\sum_{m \in \mathcal{G}^m} \sigma_m^{\text{ope}} \cdot P_m^t] \\ F_{\text{gas}} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=1}^{24} c_{\text{gas}}^t \cdot V_{\text{G},\text{net}}^t / H_{\text{ng}} \\ F_{\text{co2}} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=1}^{24} \sum_m \delta_m \cdot P_m^t \end{cases} \quad (17)$$

式中, $C_{\text{buy}}^t$ 为 $t$ 时刻购电价格; $C_{\text{sell}}^t$ 为 $t$ 时刻售电价格; $P_{\text{Grid},b}^t$ 为 $t$ 时刻系统向电网购电功率; $P_{\text{Grid},s}^t$ 为 $t$ 时刻系统向电网售电功率; $\sigma_m^{\text{ope}}$ 为设备 $m$ 的单位输出功率运行维护成本; $P_m^t$ 为 $t$ 时刻设备 $m$ 输出功率; $c_{\text{gas}}^t$ 、 $V_{\text{G},\text{net}}^t$ 、 $H_{\text{ng}}$ 分别为 $t$ 时刻购气价格、购气功率、天然气的热值; $\delta_m$ 为各设备污染物处理成本系数,其中 $m$ 为设备类型的集合, $m \in \{\text{WT}, \text{PV}, \text{ES}, \text{HS}, \text{GS}, \text{GB}, \text{GT}, \text{P2G}\}$ 。

#### 4.1.2 约束条件

##### 1) 电功率平衡。

引入辅助决策变量 $z_i$ , $z_i \geq \hat{b}_{ij} |x_0| = \max_j \hat{b}_{ij} |x_0|$ ,

将风光不确定性约束条件转换成鲁棒约束条件:

$$P_{\text{Grid}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{WT}}^t + P_{\text{GT}}^t + P_{\text{ES},d}^t + z_1 \Gamma_1 \geq \quad (18)$$

$$P_{\text{Load}}^t + P_{\text{EB}}^t + P_{\text{ES},c}^t + P_{\text{P2G}}^t$$

$$P_{\text{Grid}}^{\max} + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{WT}}^t + P_{\text{GT}}^{\max} + P_{\text{ES},d}^t + z_2 \Gamma_2 \geq \quad (19)$$

$$P_{\text{Load}}^t + P_{\text{EB}}^t + P_{\text{ES},c}^t + P_{\text{P2G}}^t$$

式(18)、(19)中, $P_{\text{Grid}}^t$ 为 $t$ 时刻系统与电网交互功率; $P_{\text{Grid}}^{\max}$ 、 $P_{\text{GT}}^{\max}$ 分别为系统与电网交互最大功率和燃气轮机最大电功率; $P_{\text{PV}}^t$ 为 $t$ 时刻光伏出力的预测功率; $P_{\text{WT}}^t$ 为 $t$ 时刻风机出力预测功率; $P_{\text{GT}}^t$ 为 $t$ 时刻燃气轮机产生的电功率; $P_{\text{ES},d}^t$ 为 $t$ 时刻储能电池放电功率; $P_{\text{ES},c}^t$ 为 $t$ 时刻储能电池充电功率; $P_{\text{Load}}^t$ 为 $t$ 时刻需求响应后电负荷的功率; $P_{\text{EB}}^t$ 为 $t$ 时刻电锅炉功率; $P_{\text{P2G}}^t$ 为 $t$ 时刻P2G功率。

##### 2) 热功率平衡。

$$Q_{\text{GB}}^t + Q_{\text{GT}}^t + Q_{\text{h,EB}}^t = Q_{\text{Load}}^t + Q_{\text{HS},c}^t - Q_{\text{HS},d}^t \quad (20)$$

式中, $Q_{\text{h,EB}}^t$ 为 $t$ 时刻电锅炉产生的热量; $Q_{\text{GT}}^t$ 为 $t$ 时

刻燃气轮机产生热量; $Q_{\text{Load}}^t$ 为 $t$ 时刻需求响应后热负荷; $Q_{\text{GB}}^t$ 为燃气锅炉产生热量; $Q_{\text{HS},c}^t$ 为 $t$ 时刻热能设备充热的功率; $Q_{\text{HS},d}^t$ 为 $t$ 时刻热能设备放热的功率。

##### 3) 气功率平衡。

$$V_{\text{Grid}}^t + V_{\text{P2G}}^t + V_{\text{dis}}^t - V_{\text{cha}}^t = V_{\text{GB}}^t + V_{\text{GT}}^t + V_{\text{load}}^t \quad (21)$$

式中, $V_{\text{Grid}}^t$ 、 $V_{\text{P2G}}^t$ 、 $V_{\text{dis}}^t$ 、 $V_{\text{cha}}^t$ 、 $V_{\text{GB}}^t$ 、 $V_{\text{GT}}^t$ 、 $V_{\text{load}}^t$ 分别为 $t$ 时刻气网的购气功率、P2G设备产生的气功率、储气设备的放气功率、储气设备的储气功率、燃气锅炉的耗气功率、燃气轮机的耗气功率、需求响应后气负荷。

##### 4) 电网功率交换约束。

$$\begin{cases} P_{\text{Grid}}^{\min} \leq P_{\text{Grid}}^t \leq P_{\text{Grid}}^{\max} \\ P_{\text{Grid}}^t = I_{\text{Grid},b}^t P_{\text{Grid},b}^t - I_{\text{Grid},s}^t P_{\text{Grid},s}^t \\ 0 \leq I_{\text{Grid},b}^t + I_{\text{Grid},s}^t \leq 1 \\ 0 \leq P_{\text{Grid},b}^t \leq P_{\text{Grid},b}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{Grid},s}^t \leq P_{\text{Grid},s}^{\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中, $I_{\text{Grid},b}^t$ 、 $I_{\text{Grid},s}^t$ 分别为购、售电标志量; $P_{\text{Grid},b}^{\max}$ 、 $P_{\text{Grid},s}^{\max}$ 分别为IES向电网购、售电的最大功率。

##### 5) 耦合能源设备的出力约束。

$$P_m^{\min} \leq P_m^t \leq P_m^{\max} \quad (23)$$

式中, $P_m^{\min}$ 、 $P_m^{\max}$ 分别为各设备出力的最小值和最大值。

##### 6) 多源储能设备约束。

系统中存在的电、热、气能源的储能装置都具有储能放能的上、下限约束、爬坡约束以及充放标志互斥约束。这些多源储能设备约束可以描述为

$$\begin{cases} I_{x,\text{chr}}^t P_{x,\text{chr}}^{\min} \leq P_{x,\text{chr}}^t \leq P_{x,\text{chr}}^{\max} I_{x,\text{chr}}^t \\ I_{x,\text{dis}}^t P_{x,\text{dis}}^{\min} \leq P_{x,\text{dis}}^t \leq P_{x,\text{dis}}^{\max} I_{x,\text{dis}}^t \\ I_{x,\text{chr}}^t + I_{x,\text{dis}}^t \leq 1 \end{cases} \quad (24)$$

$$\begin{cases} P_{x,\text{chr}}^{\text{down}} \leq P_{x,\text{chr}}^t - P_{x,\text{chr}}^{t-1} \leq P_{x,\text{chr}}^{\text{up}} \\ P_{x,\text{dis}}^{\text{down}} \leq P_{x,\text{dis}}^t - P_{x,\text{dis}}^{t-1} \leq P_{x,\text{dis}}^{\text{up}} \end{cases} \quad (25)$$

式中, $P_{x,\text{chr}}^t$ 、 $P_{x,\text{dis}}^t$ 为储能设备 $t$ 时刻充、放功率; $I_{x,\text{chr}}^t$ 、 $I_{x,\text{dis}}^t$ 为充、放状态标志量; $P_{x,\text{chr}}^{\text{up}}$ 、 $P_{x,\text{chr}}^{\text{down}}$ 为储能设备充能上、下限功率; $P_{x,\text{dis}}^{\text{up}}$ 、 $P_{x,\text{dis}}^{\text{down}}$ 为储能设备放能上、下限功率。

## 4.2 日内滚动优化调度模型

日内调度阶段,保持其他约束条件不变,日前优化结果作为确定参数,以未来4 h为滚动调度周期,15 min为步长进行滚动优化调度。

日内优化阶段不考虑运维成本和碳排成本,增加了调节成本和削减IDR成本。日内综合总成本可以描述为

$$\min F_{\text{RN}} = F_{\text{Grid}}^{\text{RN}} + F_{\text{Gas}}^{\text{RN}} + F_{\text{TJ}}^{\text{RN}} + F_{\text{IDR}}^{\text{RN}} \quad (26)$$

式中,  $F_{RN}$ 、 $F_{Grid}^{RN}$ 、 $F_{Gas}^{RN}$ 、 $F_{TJ}^{RN}$ 、 $F_{IDR}^{RN}$  分别为日内的系统总成本、购电成本、购气成本、设备调节惩罚成本、削减调控需求响应的补偿成本。

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{Grid}^{RN} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=k+1}^{k+M} [C_{buy}^t P_{buy}^t - C_{sell}^t P_{sell}^t] \\ F_{Gas}^{RN} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=k+1}^{k+M} [C_{gas}^t \frac{V_{G,net}^t + \Delta V_{G,net}^t}{H_{ng}}] \\ F_{TJ}^{RN} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=k+1}^{k+M} [\lambda_1 (\Delta P_{GT}^t)^2 + \lambda_2 (\Delta P_{GB}^t)^2 + \lambda_3 (\Delta P_{MN,cha}^t)^2 + \lambda_4 (\Delta P_{MN,dis}^t)^2] \\ F_{IDR}^{RN} = \sum_{s=1}^{N_s} P_s \sum_{t=k+1}^{k+M} [f_{e,cut}^t + f_{h,cut}^t + f_{g,cut}^t] \end{array} \right. \quad (27)$$

式中,  $MN \in [ES, HS, GS]$ ;  $k$  为第  $k$  时段;  $\Delta P_{GT}^t$  为燃气轮机功率变化;  $\Delta P_{GB}^t$  为燃气锅炉功率变化;  $\Delta P_{MN,cha}^t$  为储能设备充能功率变化;  $\Delta P_{MN,dis}^t$  为储能设备放能功率变化;  $\lambda_1 \sim \lambda_4$  为 GT、GB 以及储能设备的调节系数。

## 5 算例分析

### 5.1 算例分析介绍

本文以某区域综合能源系统进行算例仿真。IES 内部各能源设备和各储能设备参数参考文献 [11, 19, 25], 运行参数如表 1 所示; 补贴系数及调节惩罚系数如表 2 所示; 分时电、气价如图 3 所示; 电、热、气负荷及风电、光伏的预测曲线如图 4 所示。

表 1 设备参数

Table 1 Equipment parameters kW

参数	数值	参数	数值
$P_{GT}^{min}/P_{GT}^{max}$	0/700	$P_{P2G}^{min}/P_{P2G}^{max}$	0/200
$P_{EB}^{min}/P_{EB}^{max}$	0/1 000	$Q_{GB}^{min}/Q_{GB}^{max}$	0/500
$P_{ES,chr}^{min}/P_{ES,chr}^{max}$	0/300	$Q_{HS,chr}^{min}/Q_{HS,chr}^{max}$	0/200
$P_{ES,dis}^{min}/P_{ES,dis}^{max}$	0/300	$Q_{HS,dis}^{min}/Q_{HS,dis}^{max}$	0/200
$V_{GS,dis}^{min}/V_{GS,dis}^{max}$	0/200	$P_{Grid,b}^{max}$	500
$V_{GS,chr}^{min}/V_{GS,chr}^{max}$	0/200	$P_{Grid,s}^{max}$	500

表 2 补贴系数及调节惩罚系数

Table 2 Subsidy and adjustment penalty coefficient

参数	数值	参数	数值
$\alpha_e$	1.36	$\lambda_2$	1.5
$\alpha_h$	1.36	$\lambda_3$	1.8
$\alpha_g$	1.36	$\lambda_4$	1.8
$\lambda_1$	1.50		

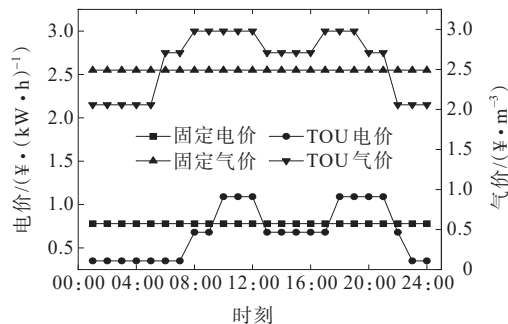


图 3 分时电价和分时气价

Figure 3 Time of use electricity price and gas price

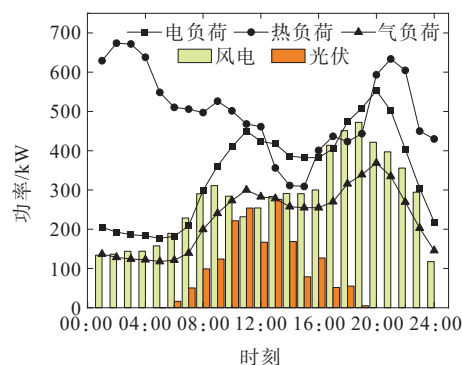


图 4 电、热、气负荷及风电、光伏预测曲线

Figure 4 Forecast curves for electricity, heat and gas loads and for wind and photovoltaics

### 5.2 日前调度结果分析

#### 5.2.1 不同调度模型结果的对比分析

为了验证所提模型的有效性, 设置了 4 种案例进行结果对比分析, 如表 3 所示。其中, 案例 1: 不考虑源荷不确定性、IDR 策略以及多源储能装置。案例 2: 在案例 1 基础上引入多源储能装置。案例 3: 考虑多源储能装置和 IDR 策略, 不考虑源荷不确定性。案例 4: 考虑源荷不确定性、IDR 策略和多源储能装置。

表 3 不同案例下的日前调度结果对比

Table 3 Comparison of day-ahead scheduling

案例	results in different cases			元
	IES 总成本	IES 运行成本	碳排放费用	
1	12 571.414 6	14.152 5	328.137 2	
2	11 505.620 4	6.448 2	309.522 5	
3	11 086.517 4	7.239 3	303.932 0	
4	11 786.895 8	14.045 4	313.318 0	

由表 3 可知, 在日前阶段的优化中, 案例 1 和案例 2 对比, 案例 2 引入了多源储能装置, 系统能通过多源储能装置在负荷低谷期间充电, 并在负荷

高峰期间放电,利用多源储能装置实现储能对冲调节功能。这样不仅可以有效减少 IES 系统从外部电网购买电量,也能缓解设备在供能过程中的压力,起到明显的削峰填谷作用;IES 总成本下降了 1 065.794 2 元,碳排放的费用降低了 5.67%。案例 2 和案例 3 对比,案例 3 在用户侧考虑了 IDR,鼓励消费者在高峰时段减少能源使用,推动其将能源需求转移到低谷时段,实现了削峰填谷,有助于平衡电力系统的负荷;系统综合总成本降低了 419.103 元,碳排放的费用降低了 1.8%。案例 3 和案例 4 对比,案例 4 考虑了源荷不确定性问题。此时 IES 的总成本有所增加,因为考虑了预测的误差,所以得到的结果是保守的,因此系统的总经济成本也随之增加,系统向上级电网的购能量也有所增加。同时,系统用多源储能装置储存能量,以补充源侧输出的不确定度。

5.2.2 源荷不确定参数对日前调度结果的影响

为比较不确定度参数对日前调度结果的影响,在仿真时设置风机和光伏的波动范围为±10%,然后分别设置鲁棒系数分别为  $\Gamma_i=0, 0.25, 0.5, 0.75, 1$ ,在案例 4 的情况下改变负荷不确定系数,使预测值为  $\sigma$  倍,  $\sigma$  取值为 0.95、1、1.05。对比结果如图 5 所示。

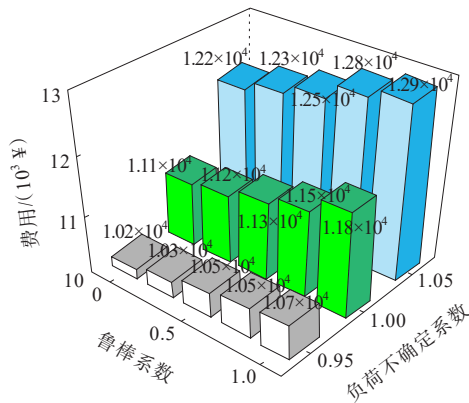


图 5 不同不确定系数对成本的影响

Figure 5 Impact of different uncertainty factors on costs

可知,日前综合成本与鲁棒参数以及负荷的不确定度呈正相关。随着鲁棒参数的增大和负荷不确定系数的倍数增加,日前综合成本逐渐上升。负荷需求不确定系数倍数的增加,表明能源供求变大,因此运营成本会增加。当鲁棒参数为 0 时,即系统不考虑风光不确定性,是确定性优化结果。当鲁棒参数为 1 时,此时的不确定程度最大,日前的综合总成本最大。当鲁棒性参数发生变化时,系统的总经济成本也发生变化,说明系统的鲁棒性和经济性

是相互制约的。但总经济成本变化不大,反映了在鲁棒最优调度过程中,如果可再生能源发生波动,总经济成本变化不大。结果表明,该方法在不确定因素干扰下具有较强的鲁棒性。

5.2.3 电—热—气调度结果分析

针对案例 4 的调度结果进行分析,IES 在案例 4 情况下的日前电力优化结果如图 6 所示。日前热功率的优化结果如图 7 所示。日前气功率的优化结果如图 8 所示。

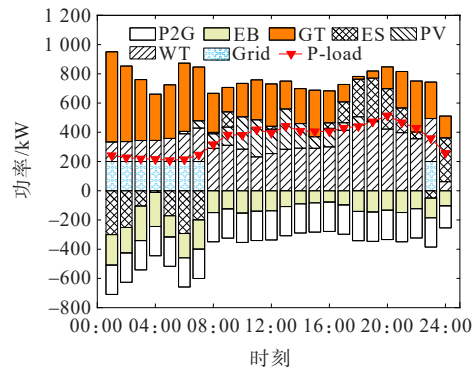


图 6 日前电功率平衡

Figure 6 Day-ahead electrical power balance

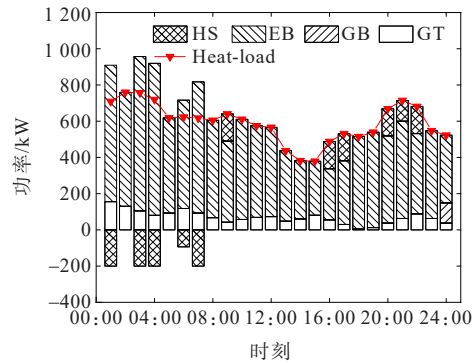


图 7 日前热功率平衡

Figure 7 Day-ahead thermal power balance

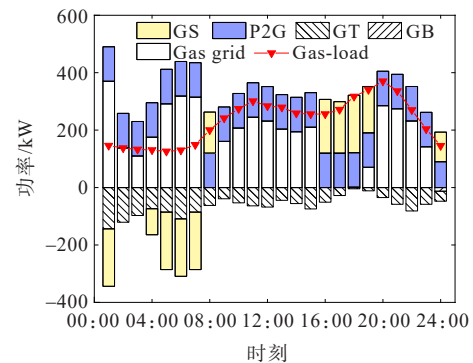


图 8 日前气功率平衡

Figure 8 Day-ahead gas power balance

在时段 23:00—次日 07:00 为电价低谷区,此时用户的电负荷需求不高,但该时段为热负荷高峰期,因此 EB 和 GT 需要补充出力,多余的电能将由 P2G 进行转化,电储能装置储存。热负荷这段时间主要由 EB 和 GT 进行供能,多余部分由 HS 储存;气负荷该时段由 P2G 设备、气网购气来满足。而在 10:00—12:00 和 18:00—21:00 时段为电价高峰段,用电负荷也同为高峰时段,ES 开始释放储能补充缺额,此时主要为 EB 出力维持热负荷,部分时段由 HS 补充;气负荷则由气网、GS 和 P2G 设备供给。

系统需求响应前、后的用户侧电、热、气负荷的变化曲线如图 9 所示。可知,通过价格激励让用户合理调节负荷量,有效实现了将负荷由价格高峰段向低谷段转移,需求响应前、后用户电、热、气负荷峰谷差分别下降了 18.27%、12.58% 和 5.76%。同时通过引入多种储能设施,其不仅可以充当灵活负荷发挥削峰填谷功能,也为区域能源系统提供了时间和空间调度能力。

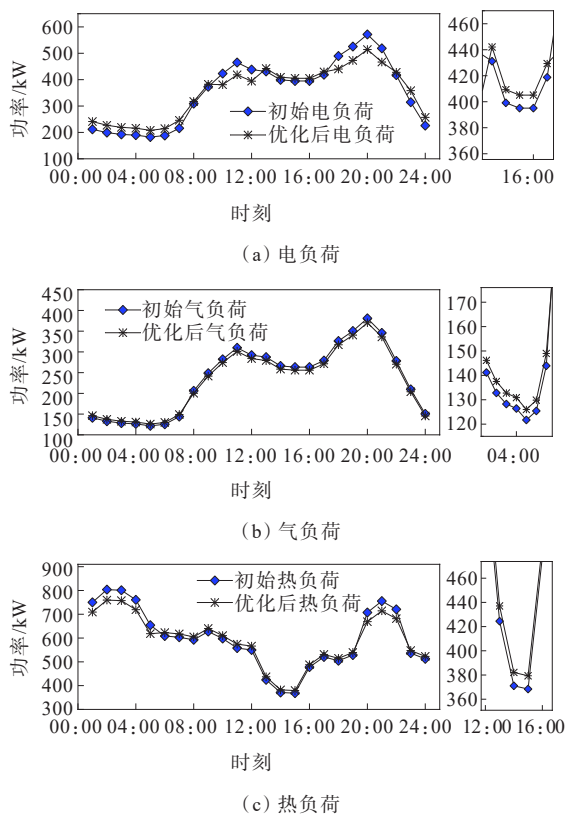


图 9 需求响应前后的负荷变化

Figure 9 Load changes before and after demand response

### 5.3 日内滚动优化结果分析

日内调度阶段设置了 3 种案例进行对比分析,

如表 4 所示。其中,本方案例:考虑补贴削减型需求响应的日内滚动优化调度。案例 5:不考虑补贴削减型需求响应的日内滚动优化调度。案例 6:考虑补贴削减型需求响应的日内无滚动优化调度。上述案例都以案例 4 的日前调度计划的基础上进行。

表 4 日内不同案例的结果对比

Table 4 Comparison of intraday scheduling results in different cases

案例	IES 总成本/ 元	IES 调节惩罚 成本/元	削减 IDR 费用/元	功率波动/ %
本文	11 994.3	1 041.9	408	8.64
5	12 489.1	1 043.1	0	14.64
6	12 897.6	0	2 584	18.26

将本方案例与案例 5、6 进行对比。通过表 4 结果可知,本方案例的系统总成本相较于案例 5 下降了 3.96%。两者在日内设备出力调整的惩罚差异较小,而本方案例通过引入补贴削减型 IDR 鼓励用户在日内阶段合理改变自身用能策略,参与到源、荷功率波动平抑过程,在负荷高峰段主动减少各负荷,以此来降低能源设备的改变量和购能量。对比本方案例和案例 6 可以看出,案例 6 系统总成本大幅提升,因为在机组运行期间无法进行反馈调整,需要通过大量采购外部能源来满足调度需求,补充能源需求缺额,故购能成本增加。而本方案例能在滚动的有限时间区间内进行优化并且反馈校正设备的出力,大大降低了系统调节的惩罚成本与购能成本,并平抑源、荷预测误差。

日内优化阶段电负荷的优化结果如图 10 所示。可知,在用电负荷高峰时间段,在削减补贴 IDR 的激励下,10:00—21:00 时段用户电负荷出现了不同程度的削减,减小了系统在峰值负荷段的调度压力。在 22:00—次日 07:00 时段为电负荷低谷期,能源供应充足,因此没有明显削减。

系统中部分设备的日前和日内调度计划对比结果如图 11、12 所示。日内调度阶段更加精细地划分了时间尺度,提升了对能源供给和需求的预测准确率。同时对各设备出力进行了适当调整,使调度计划更贴合实际情况。

各案例下的电网连接线交互功率波动如图 13 所示。在日内阶段,案例 6 的电网连接线交互功率波动最大,此时无法滚动调节设备功率,出现供需



不平衡时需要外部购能补充。在案例 5 日内滚动优化调度中,可以调节能源设备的出力,对功率波动平抑起到积极作用。而本文案例在案例 5 的基础上引入日内补贴削减型 IDR,使得用户也参与功率波动平抑,通过源侧和荷侧协调调节,让功率波动进一步降低。

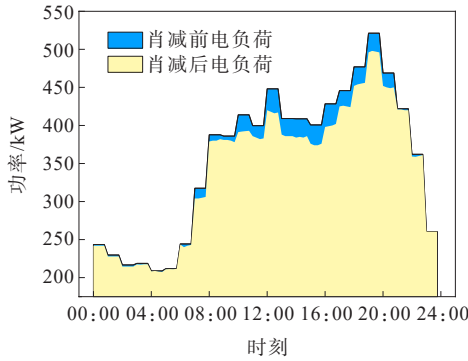


图 10 日内削减电负荷对比

Figure 10 Intraday electricity load reduction comparison chart

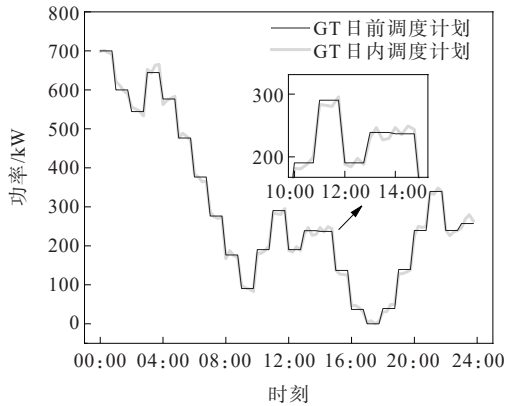


图 11 日前—日内 GT 出力变化

Figure 11 Day ahead-Intraday GT output change chart

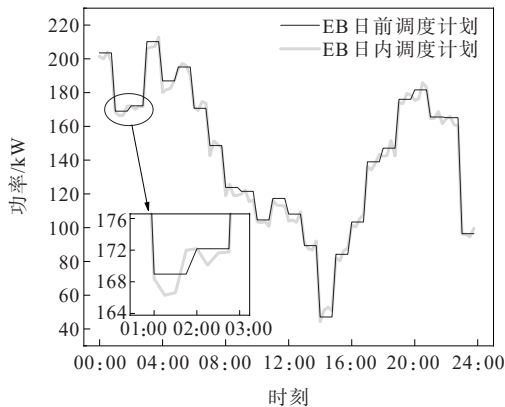


图 12 日前—日内 EB 出力对比

Figure 12 Day ahead-Intraday EB output change chart

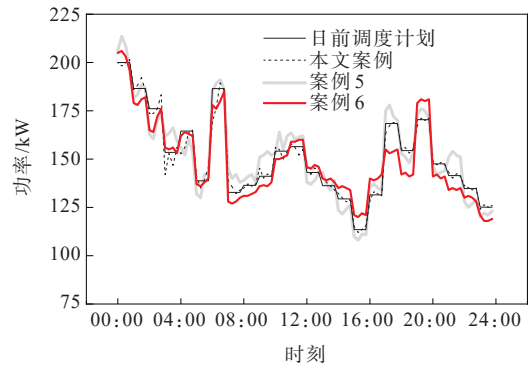


图 13 不同案例功率波动

Figure 13 Day ahead-Intraday EB output comparison chart

## 6 结语

针对区域综合能源系统,考虑多种不确定性和综合需求响应,提出一种 IES 多时间尺度运行方法。通过算例设置不同的案例进行调度结果分析和对比分析,验证了所提方法的有效性和优势。根据仿真结果,可以得出以下结论。

1) 针对源荷两侧不确定性问题,提出的综合能源系统调度模型采用鲁棒优化和随机优化以区别处理,有助于平衡系统调度经济性和可靠性。

2) 针对不同时间尺度下需求响应的调度响应特性进行了分类运用。日前阶段运用价格型需求响应有效进行了削峰填谷;日内阶段运用补贴削减型需求响应,能够使用户参与调整能源使用方式,从而有效平衡系统的负荷需求,减少高峰时段的能源消耗,缓解功率波动对系统的影响。

3) 运用了多时间尺度优化调度模型并采取日前一日内双级优化机制,有效应对了源荷不确定性并平抑了功率波动,同时提高了系统的经济性、稳定性。

## 参考文献:

[1] 印欣,张锋,阿地利·巴拉提,等. 新型电力系统背景下电热负荷参与实时调度研究[J]. 发电技术, 2023, 44(1):115-124.  
YIN Xin, ZHANG Feng, ADILI Balati, et al. Study on participation of electricity-driven thermal load in real-time scheduling of new power system[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(1):115-124.

[2] 李建林,丁子洋,游洪灏,等. 构网型储能支撑新型电力系统稳定运行研究[J]. 高压电器, 2023, 59(7):1-11.  
LI Jianlin, DING Ziyang, YOU Honghao, et al. Research on stable operation of new power system supported by grid-forming energy storage system[J]. High Voltage

- Apparatus,2023,59(7):1-11.
- [3] 刘维亮,周旻,钟伟东,等.基于多智能体技术的泛微网区域自治-协同控制技术研究[J].电网与清洁能源,2022,38(12):61-71+78.  
LIU Weiliang, ZHOU Min, ZHONG Weidong, et al. Research on regional autonomous cooperative control technology of the pan microgrid based on multi-agent technology[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38 (12):61-71+78.
- [4] 张韶华,王必恒,石城,等.基于分布鲁棒优化的电热综合能源配网系统与氢能源站协同优化[J].电测与仪表,2023,60(12):36-43.  
ZHANG Shaohua, WANG Biheng, SHI Cheng, et al. Collaborative optimal dispatching of integrated electricity-heat energy distribution network system and hydrogen fueling station based on distributionally robust optimization[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(12):36-43.
- [5] 刘文昕,方家琨,胡可崴,等.计及氢气-天然气混输的气电综合能源系统动态最优能流计算[J].电工技术学报,2023,38(S1):1-17.  
LIU Wenxin, FANG Jiakun, HU Kewei, et al. Dynamic optimal energy flow calculation of gas-electricity comprehensive energy system considering hydrogen-natural gas mixed transportation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(S1):1-17.
- [6] 郭宴秀,苏建军,刘洋,等.考虑电热交互和共享储能的多综合能源系统运行优化[J].中国电力,2023,56(4):138-145.  
GUO Yanxiu, SU Jianjun, LIU Yang, et al. Optimal operation of multiple integrated energy systems considering power and heat interaction and shared energy storage system[J]. Electric Power, 2023, 56(4): 138-145.
- [7] 王佳蕊,孙勇,胡泉,等.基于MICP的多能耦合综合能源系统可再生能源消纳能力研究[J].电力建设,2023,44(8):157-170.  
WANG Jiarui, SUN Yong, HU Xiao, et al. Research on renewable energy absorption capacity of multi-energy coupling integrated energy systems based on MICP[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(8):157-170.
- [8] 张宇,王洪希,王璞.交直流混合微电网互联变流器微分平坦控制[J].中国电力,2022,55(7):102-109+120.  
ZHANG Yu, WANG Hongxi, WANG Pu. Flatness-based control of AC/DC hybrid microgrid interconnected converter[J]. Electric Power, 2022, 55(7):102-109+120.
- [9] WU G P, YI C, XIAO H, et al. Multi-objective optimization of integrated energy systems considering renewable energy uncertainty and electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(6):4322-4332.
- [10] 朱兰,王吉,唐陇军,等.计及电转气精细化模型的综合能源系统鲁棒随机优化调度[J].电网技术,2019,43(1):116-126.  
ZHU Lan, WANG Ji, TANG Longjun, et al. Robust stochastic optimal dispatching of integrated energy systems considering refined power-to-gas model[J]. Power System Technology, 2019, 43(1):116-126.
- [11] 刘光宇,韩东升,刘超杰,等.考虑双重需求响应及阶梯型碳交易的综合能源系统双时间尺度优化调度[J].电力自动化设备,2023,43(5):218-225.  
LIU Guangyu, HAN Dongsheng, LIU Chaojie, et al. Dual time scale optimal scheduling of integrated energy system considering dual demand response and stepped carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5):218-225.
- [12] MANSOURI S A, AHMARINEJAD A, ANSARIAN M, et al. Stochastic planning and operation of energy hubs considering demand response programs using Benders decomposition approach[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 120:106030.
- [13] 韩子娇,那广宇,董鹤楠,等.考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J].电力系统保护与控制,2023,51(6):161-169.  
HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6):161-169.
- [14] 邱彬,宋绍鑫,王凯,等.计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行[J].电力系统及其自动化学报,2022,34(5):87-95+101.  
QIU Bin, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand response and ladder-type carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2022, 34(5):87-95+101.
- [15] 乔锐勋,王军华,韦道明,等.计及后备储能及空调调度潜力的5G基站多时间尺度优化方法[J].电力系统自动化,2023,47(4):111-120.  
QIAO Ruixun, WANG Junhua, WEI Daoming, et al. Multi-time-scale optimization method for 5G base station considering backup energy storage and air-conditioning scheduling potential[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4):111-120.
- [16] 陈明昊,孙毅,谢志远.基于双层深度强化学习的园区综合能源系统多时间尺度优化管理[J].电工技术学报,2023,38(7):1864-1881.  
CHEN Minghao, SUN Yi, XIE Zhiyuan. The multi-time-scale management optimization method for park integrated energy system based on the Bi-layer deep reinforcement learning[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(7):1864-1881.
- [17] 杨明杰,胡扬宇,千海霞,等.计及碳排放的综合能源配

- 网日前与日内多时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制,2023,51(5):96-106.
- YANG Mingjie, HU Yangyu, QIAN Haixia, et al. Optimization of day-ahead and intra-day multi-time scale scheduling for integrated power-gas energy system considering carbon emission[J]. Power System Protection and Control,2023,51(5):96-106.
- [18] 李天格,胡志坚,陈志,等. 计及电—气—热—氢需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行优化策略[J]. 电力自动化设备,2023,43(1):16-24.
- LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, et al. Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(1):16-24.
- [19] 肖斐,艾芊. 基于模型预测控制的微电网多时间尺度需求响应资源优化调度[J]. 电力自动化设备,2018,38(5):184-190.
- XIAO Fei, AI Qian. Multiple time-scale optimal dispatch of demand response resource for microgrid based on model predictive control[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(5):184-190.
- [20] 赵北涛,刘光宇,韩东升. 考虑氢能耦合及阶梯碳交易的综合能源系统多时间尺度低碳优化调度[J]. 电力科学与技术学报,2023,38(3):35-46.
- ZHAO Beitao, LIU Guangyu, HAN Dongsheng. Multi-time-scale low-carbon optimal scheduling of integrated energy systems considering hydrogen energy coupling and ladder carbon trading[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(3):35-46.
- [21] 亢猛,钟祎勍,石鑫,等. 计及负荷供给可靠性的园区综合能源系统两阶段优化方法研究[J]. 发电技术,2023,44(1):25-35.
- KANG Meng, ZHONG Yiqing, SHI Xin, et al. Research on two-stage optimization approach of community integrated energy system considering load supply reliability[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(1): 25-35.
- [22] 张亚超,谢仕炜,朱蜀. 多区域互联电—气耦合系统分散协调分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化,2022,46(19):31-42.
- ZHANG Yachao, XIE Shiwei, ZHU Shu. Decentralized coordinated distributionally robust optimal scheduling of multi-area interconnected electricity-gas coupling system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(19): 31-42.
- [23] 何玉灵,解奎,孙凯,等. 基于改进布谷鸟算法的微电网源-荷-储功率优化调度[J]. 电力科学与工程,2023,39(10):14-25.
- HE Yuling, XIE Kui, SUN Kai, et al. Source-load-storage power optimization scheduling of microgrid based on improved cuckoo algorithm[J]. Electric Power Science and Engineering, 2023, 39(10): 14-25.
- [24] 康丽虹,贾燕冰,谢栋,等. 考虑混氢天然气的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网与清洁能源,2023,39(7):108-117.
- KANG Lihong, JIA Yanbing, XIE Dong, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated energy system considering hydrogen enriched compressed natural gas [J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(7): 108-117.
- [25] 缪惠宇,史明明,费骏韬,等. 计及综合能源系统接入影响的配电网可靠性评估方法[J]. 电测与仪表,2022,59(10):23-31.
- MIAO Huiyu, SHI Mingming, FEI Juntao, et al. Reliability assessment method of distribution network considering the impact of integrated energy system access[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(10): 23-31.