



## 考虑多尺度需求响应的跨区域综合能源系统运行策略

单周平 曹彬 刘潇潇 向运琨 吕千云

### Operation Strategy of Cross Regional Integrated Energy System Considering Multi-scale Demand Response

SHAN Zhouping, CAO Bin, LIU Xiaoxiao, XIANG Yunkun, L Ganyun

引用本文:

单周平, 曹彬, 刘潇潇, 等. 考虑多尺度需求响应的跨区域综合能源系统运行策略[J]. 现代电力, 2022, 39(6): 730–738. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0223

SHAN Zhouping, CAO Bin, LIU Xiaoxiao, et al. Operation Strategy of Cross Regional Integrated Energy System Considering Multi-scale Demand Response[J]. *Modern Electric Power*, 2022, 39(6): 730–738. DOI: 10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0223

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0223>

## 您可能感兴趣的其他文章

### Articles you may be interested in

#### 考虑需求侧响应的含储能区域综合能源系统运行优化

Operation Optimization of Regional Integrated Energy System with Energy Storage Considering Demand Response

现代电力. 2019, 36(6): 61–67 <http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I6/61>

#### 考虑模糊分时能源价格需求响应的综合能源分布式优化调度方法

Distributed Optimal Scheduling Method of Integrated Energy Considering Demand Response in Fuzzy Time-Sharing Energy Price

现代电力. 2022, 39(1): 36–44 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2021.0028>

#### 考虑不确定性价格型需求响应的多源微网运行优化

Multi-source Micro-grid Operation Optimization Considering Uncertain Electricity Price Demand Response

现代电力. 2020, 37(4): 425–432 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2019.0412>

#### 考虑功率交互与需求响应的多微网经济调度

Economic Scheduling of Multi-microgrids Considering Power Interaction and Demand Response

现代电力. 2020, 37(6): 605–612 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2019.0569>

#### 考虑需求响应的电力系统灵活性资源优化配置

Optimal Allocation of Power System Flexible Resources Considering Demand Response

现代电力. 2021, 38(3): 286–296 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0439>

#### 基于分时电价和需求响应的家庭微电网系统协同控制策略及其实现

A Coordinated Control Strategy and Implementation of Household Microgrid Based on Time-of-Use Electricity Price and Demand Response

现代电力. 2021, 38(1): 69–78 <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007–2322.2020.0101>

# 考虑多尺度需求响应的跨区域综合能源系统运行策略

单周平<sup>1</sup>, 曹彬<sup>2</sup>, 刘潇潇<sup>1</sup>, 向运琨<sup>1</sup>, 吕干云<sup>2</sup>

(1. 国网湖南综合能源服务有限公司, 湖南省长沙市 410083; 2. 南京工程学院电力工程学院, 江苏省南京市 211167)

## Operation Strategy of Cross Regional Integrated Energy System Considering Multi-scale Demand Response

SHAN Zhouping<sup>1</sup>, CAO Bin<sup>2</sup>, LIU Xiaoxiao<sup>1</sup>, XIANG Yunkun<sup>1</sup>, LÜ Ganyun<sup>2</sup>

(1. State Grid Hunan Comprehensive Energy Service Co., Ltd, Changsha 410083, Hunan Province, China; 2. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, Jiangsu Province, China)

**摘要:**在考虑跨区域综合能源系统多能交互的基础上,提出一种考虑多尺度需求响应的优化运行策略。首先针对响应时间建立多尺度需求响应,包括邀约需求响应和实时需求响应,其中邀约需求响应分为日前 24h 邀约响应模型和日内 4h 邀约响应模型,实时需求响应建立日内 15min 实时响应模型;其次考虑电、热、冷、气不同负荷在不同时间尺度下的响应比例不同,建立多时间尺度下不同比例负荷需求响应模型。最后,建立由跨区域能源服务商发布需求响应信息、负荷聚合商参与需求响应、调整用能时间和方式的跨区域综合能源系统运行模型,跨区域能源服务商利用优化后的负荷曲线调整系统内部的机组出力 and 系统间的功率交互。算例结果有效地论证了所提运行策略的合理有效性,各区域综合能源系统的利润和负荷聚合商的综合效益均有所提高。

**关键词:**跨区域综合能源系统;多尺度需求响应;邀约需求响应;实时需求响应;运行策略

**Abstract:** On the basis of considering multi energy interaction of cross-regional integrated energy system an optimal operation strategy considering multi-scale demand response was proposed. Firstly, in allusion to the response time a multi-scale demand response was established, including invitation demand response and real-time demand response, where the invitation was divided into 24 hours before the day and 4 hours within the day, and the real-time response is 15 minutes within the day. Secondly, considering different response proportions of various electric, thermal, cool and gas loads under different time-scales, the load demand response models with different proportions under multiple time scales were constructed. Finally, a cross-regional integrated energy system operation model, in which the demand response information was issued by cross-regional energy service providers, the load aggregators participated in demand response and adjusted the time and the way of energy usage, was built. By use of the post-optimization load curves the cross-regional energy service providers adjusted the

output of generating units inside the system and the power interaction among systems. Results of computing example verify the reasonableness and effectiveness of the proposed operation strategy, and using the proposed operation strategy both the profit of each regional integrated energy system and the comprehensive benefits of the load aggregators are somewhat improved.

**Keywords:** cross regional integrated energy system; multi-scale demand response; invitation demand response; real time demand response; operation strategy

DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0223

## 0 引言

发展清洁、高效的能源供应方式是当前能源领域研究的重点。综合能源系统(integrated energy system, IES)可以有效整合多品类能源,充分利用不同能源的互补特性,实现能源的阶梯利用和提高能源的利用率<sup>[1-5]</sup>。不同区域存在不同类型的综合能源系统,如冷-热电联供、热电联供和冷电联供系统等,不同区域的综合能源系统利用能源联络线相连,构成跨区域综合能源系统(cross regional integrated energy system, CIES)。CIES间存在电能、热能和天然气的交互,可以有效地提高 CIES 和各 IES 的运行经济性,促进风电的并网消纳<sup>[6-9]</sup>。利用需求侧用户的自主行为即需求响应(demand response, DR)对负荷的调节能力,可以有效地配置用户负荷,缓解系统的供能压力,同时降低用户侧的购能成本<sup>[10-13]</sup>。因此,考虑功率交互和需求响应的 CIES 可以进一步降低系统的运行成本,促进风电的消纳。

目前,国内外学者对于 CIES 的优化运行已

有一定的研究。文献 [14] 提出了考虑区域间电能和天然气交互的跨区域分散协同调度模型，利用目标级联算法分析求解，结果表明区域互联可以有效地提高系统整体的运行成本；文献 [15] 考虑了电网和气网的网络模型，并利用二阶锥松弛方法将其线性化，最后通过同步交替方向乘子法进行求解，结果表明多区域电-气互联可以有效配置各区域的发电资源，减少弃风量；文献 [16] 针对风电出力的不确定性及系统调度的安全问题，采用计及自动发电控制的校正控制仿射可调节鲁棒优化方法，基于目标级联分析解决多区域电力系统动态经济调度问题，实现了系统整体运行的经济性。

上述研究较少考虑需求侧的主动性作用，文献 [17] 以系统运行成本最小化为目标，提出了一种多能源系统综合需求响应策略，并利用粒子群算法进行求解，提高了系统运行的可靠性；文献 [18] 通过需求响应聚合用户的可削减、可转移负荷，考虑系统运营商和负荷聚合商的交互博弈关系，建立了计及需求响应的双层调度模型，并利用 KKT 条件和线性化将其转化为单层优化模型进行求解；文献 [19] 提出了一种基于综合需求响应和主从博弈的多微网调度策略，利用用户的响应行为为有效地提高多微网系统和各微网用户的综合效益；文献 [20] 利用价格型和替代型需求侧响应特性，建立计及需求侧响应的日前优化调度模型，同时考虑可再生能源的波动性，建立多时间尺度的日内滚动调度模型，调整机组出力。然而上述文献未考虑到需求响应的多时间尺度模型，忽略了负荷侧响应对于调整可再生能源波动的能力。

基于上述问题，本文建立考虑多时间尺度需求响应下的跨区域综合能源系统优化运行模型。在日前将需求响应分为邀约响应和实时响应，日前以系统运行成本最低为目标建立系统运行模型，日内考虑可再生能源的随机性和负荷的波动性，综合考虑可再生能源的最大化消纳，以系统运行成本最小为目标调整负荷的响应情况。最后，通过算例验证本文所提出模型的合理性和有效性。

### 1 跨区域综合能源系统

#### 1.1 能源集线器架构

单个区域的能源集线器架构如图 1 所示。能源集线器连接的主要设备有：风机（wind turbine, WT）、光伏（photovoltaic, PV）、微燃机（micro turbine, MT）、余热锅炉（waste heat boiler, WHB）、电制

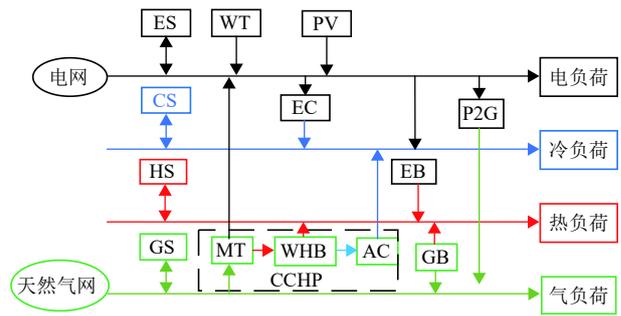


图 1 单区域能源集线器架构

Fig. 1 Structure of single region energy hub

冷机（absorption chiller, AC）、燃气锅炉（GB）、电制冷机（electric refrigeration, EC）、电转气（electric to gas, P2G）、电锅炉（electric boiler, EB）、储电装置（electrical storage, ES）、储热装置（heat storage, HS）、储冷装置（cold storage, CS）和储气装置（gas storage, GS）。其中 MT、WHB 和 AC 采用冷-热电联产（combined power, heating and cooling, CCHP）的工作模式。

#### 1.2 系统架构

多区域的能源集线关系如图 2 所示，各 IES 与上级电网和上级气网连接，当系统供能不足时，可以向上级网络购能，同时当电能较多时可以向上级电网售电，文中不考虑 IES 向上级气网售气。CIES 间利用电力通道和天然气管道进行连接，由于供冷/供热管道的传输过程较为困难且损耗较大，故本文不考虑 CIES 供热、供冷的互联。

### 2 多尺度需求响应模型

跨区域能源服务商（cross regional energy service

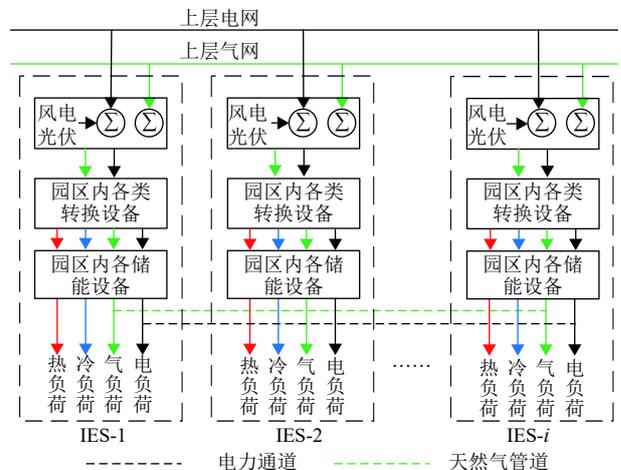


图 2 跨区域综合能源系统架构

Fig. 2 Structure of CIES

provider, CRESP) 发布需求响应信息, 负荷聚合商 (load aggregator, LA) 申请参与需求响应, 按照响应时间将其分为邀约和实时需求响应 2 种类型。邀约需求响应分为日前 24 h 需求响应和日内 4 h 需求响应; 实时需求响应采用日内 15 min 实时需求响应。在实施日内 4 h 需求响应和日内 15 min 实时需求响应过程中, 假定 CRESP 和 LA 的信息交互瞬时发生。本文以 CRESP 为利益主体, 不考虑 LA 和 CRESP 的利益耦合关系。LA 在整个时段响应过程中处于主动地位, CRESP 只能通过价格激励或者价格信号的发布引导 LA 进行响应。

### 2.1 综合需求响应模型

根据 CIES 中不同用能性质的负荷和可调节能力, 将其负荷分为基础负荷、可削减负荷、可转移负荷、可替代负荷和灵活的热负荷和冷负荷。

#### 1) 可削减负荷。

$$I_t^{\text{cut},a,\min} \leq I_t^{\text{cut},a} \leq I_t^{\text{cut},a,\max} \quad (1)$$

式中:  $a \in \{\text{电能, 天然气}\}$ ,  $I_t^{\text{cut},a}$ 、 $I_t^{\text{cut},a,\min}$ 、 $I_t^{\text{cut},a,\max}$  分别为  $t$  时段的可削减负荷功率、可削减负荷的最小值和最大值。 $I_t^{\text{cut},a}$  的响应比例在不同时间尺度下分别为 0.8, 0.9 和 1。

#### 2) 可转移负荷。

$$I_t^{\text{tr},a} = I_t^{\text{tr},a} + \sum_{t=1}^T (\mu_{t_s,t}^{\text{out},a} - \mu_{t_s,t_s}^{\text{in},a}) \Delta I_t^{\text{tr},a} \quad (2)$$

式中:  $I_t^{\text{tr},a}$ 、 $I_t^{\text{tr},a}$  分别为  $t$  时段的可转移负荷功率和转移前的可转移负荷功率;  $\mu_{t_s,t}^{\text{out},a}$ 、 $\mu_{t_s,t_s}^{\text{in},a}$  为转移负荷的 0-1 变量;  $\Delta I_t^{\text{tr},a}$  为负荷实际转移量。 $\Delta I_t^{\text{tr},a}$  的响应比例在不同时间尺度下分别为 0.85, 0.95, 1。

#### 3) 可替代负荷。

$$I_t^{\text{su},c} = I_t^{\text{su},c} + \sum_{t=1}^T (\delta_t^{\text{out},c} - \delta_t^{\text{in},c}) \Delta I_t^{\text{su},c} \quad (3)$$

式中:  $I_t^{\text{su},c}$ 、 $I_t^{\text{su},c}$  分别为  $t$  时段的可替代负荷功率和替代前的可替代负荷功率;  $\delta_t^{\text{out},c}$ 、 $\delta_t^{\text{in},c}$  分别为替代负荷的 0-1 变量;  $\Delta I_t^{\text{su},c}$  为负荷实际替代量。 $\Delta I_t^{\text{su},c}$  的响应比例在不同时间尺度下分别为 0.75, 0.85, 0.9。

#### 4) 热负荷响应模型。

热水负荷具备一定的弹性, 热水温度在合适的范围内进行削减, 对用户使用的影 响较小, 建立热水负荷的数学模型如式 (4) 所示。

$$H_t = C_w \rho_w V_w (T_g - T_h) \Delta t \quad (4)$$

式中:  $C_w$  为水的比热容;  $\rho_w$  为水的密度;  $V_w$  为回水的体积;  $T_g$  为供水的温度;  $T_h$  为回水的温度;  $H_t$  为  $t$  时刻热水的负荷功率。式中,  $T_g \in [T_{g,\min}, T_{g,\max}]$ 。

#### 5) 冷负荷响应模型。

冷负荷类似于热负荷, 考虑用户对周围温度的接受范围, 供冷温度在一定范围内进行削减, 对用户的体验影响较小, 得到供冷的数学模型如式 (5) 所示。

$$C_t = \frac{T_{t+1}^{\text{in}} - K T_t^{\text{in}} - T_t^{\text{out}}}{R_s (1 - K)} - Q_t^c \quad (5)$$

式中:  $T_{t+1}^{\text{in}}$ 、 $T_t^{\text{in}}$  分别为  $t+1$  和  $t$  时段的建筑物室内温度;  $w \cdot x + b$  为建筑物热阻;  $C(t)$  为  $t$  时段建筑物的制冷负荷;  $T_t^{\text{out}}$  为  $t$  时段室外温度;  $K = e^{-\Delta t/\tau}$ ;  $\tau = R_s C_{\text{air}}$ ;  $C_{\text{air}}$  为室内比热容;  $Q_t^c$  为建筑物新风系统的散热量。

### 2.2 多尺度需求响应模型

多尺度需求响应分为 3 个控制子层, 如图 3 所示: 日前 24 h 控制层, 以日前负荷和可再生能源预测为基础, LA 完成需求响应, 控制时域为 1 h, 调度时间窗口为 24 h; 日内 4 h 控制层, 以日内 4 h 负荷和可再生能源预测为基础, LA 完成需求响应, 控制时域为 1 h, 调度时间窗口为 4 h; 日内实时控制层, 以日内 1 h 负荷和可再生能源预测为基础, LA 完成需求响应, 控制时域为 15 min, 调度时间窗口为 1 h。

### 2.3 需求响应补偿成本

LA 参与需求响应的过程中, 除了自身的购能成本会有一定程度的降低, CRESP 也同样会给予 LA 一定的补偿成本, 补偿成本根据响应时间和响应量的不同, 给予的补偿单价不同, 在多尺度需求响应的过程中, 具体的补偿价格为日前邀约需求响应 < 日内邀约需求响应 < 实时需求响应, 同时 LA 响应比例越大, CRESP 给予 LA 的补偿

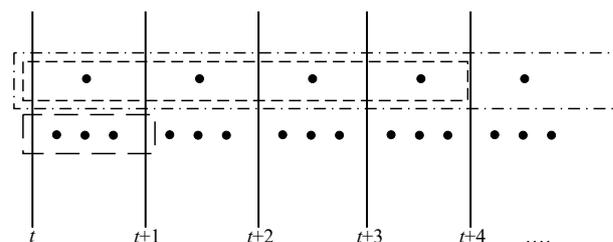


图 3 多尺度需求响应模型

Fig. 3 Multi-scale demand response model

单价越大，具体的补偿成本如式 (6)。

$$F_t^{\text{com}} = \begin{cases} c_t^h \Delta H(t), c_t^c \Delta C(t), \\ c_t^{\text{cut},a1} c_t^{\text{cut},a}, c_t^{\text{tr},a1} c_t^{\text{tr},a}, c_t^{\text{su},a1} c_t^{\text{su},a}, & t \in \text{日前} \\ c_t^{\text{cut},a2} c_t^{\text{cut},a}, c_t^{\text{tr},a2} c_t^{\text{tr},a}, c_t^{\text{su},a3} c_t^{\text{su},a}, & t \in \text{日内} \\ c_t^{\text{cut},a3} c_t^{\text{cut},a}, c_t^{\text{tr},a2} c_t^{\text{tr},a}, c_t^{\text{su},a3} c_t^{\text{su},a}, & t \in \text{实时} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $F_t^{\text{com}}$ 为系统给予用户的补偿成本； $c_t^h$ 、 $c_t^c$ 分别为给予用户的供热和供冷补偿价格； $\Delta H(t)$ 、 $\Delta C(t)$ 分别为 LA 对于热负荷和冷负荷的响应量； $c_t^{\text{cut},a1}$ 、 $c_t^{\text{tr},a1}$ 、 $c_t^{\text{su},a1}$ 分别为日前可削减负荷、可转移负荷和可替代负荷的补偿价格； $c_t^{\text{cut},a2}$ 、 $c_t^{\text{tr},a2}$ 和 $c_t^{\text{su},a3}$ 分别为日内可削减负荷、可转移负荷和可替代负荷的补偿价格； $c_t^{\text{cut},a3}$ 、 $c_t^{\text{tr},a2}$ 、 $c_t^{\text{su},a3}$ 分别为实时可削减负荷、可转移负荷和可替代负荷的补偿价格。

### 3 CIES 运行模型

#### 3.1 约束条件

1) 功率平衡。

$$L_t^{j,e} = \frac{P_t^{j,\text{ex}} + P_t^{j,\text{wt}} + P_t^{j,\text{pv}} + P_t^{j,\text{buy}} + P_t^{j,\text{mt}} + P_t^{j,\text{es}} - P_t^{j,\text{ec}} - P_t^{j,\text{eb}} - P_t^{j,\text{p2g}}}{P_t^{j,\text{mt}} + P_t^{j,\text{es}} - P_t^{j,\text{ec}} - P_t^{j,\text{eb}} - P_t^{j,\text{p2g}}} \quad (7)$$

$$L_t^{j,h} = H_t^{j,\text{ex}} + H_t^{j,\text{cchp}} + H_t^{j,\text{eb}} + H_t^{j,\text{gb}} + H_t^{j,\text{hs}} \quad (8)$$

$$L_t^{j,c} = C_t^{j,\text{ac}} + C_t^{j,\text{ec}} + C_t^{j,\text{cs}} \quad (9)$$

$$L_t^{j,g} = G_t^{j,\text{ex}} + G_t^{j,\text{buy}} + G_t^{j,\text{p2g}} + G_t^{j,\text{gs}} - G_t^{j,\text{mt}} - G_t^{j,\text{gb}} \quad (10)$$

式中： $L_t^{j,e}$ 、 $L_t^{j,h}$ 、 $L_t^{j,c}$ 、 $L_t^{j,g}$ 分别为区域  $j$  的电、热、冷、气负荷功率； $P_t^{j,\text{wt}}$ 、 $P_t^{j,\text{pv}}$ 为区域  $j$  的 WT 和 PV 出力； $P_t^{j,\text{es}}$ 、 $H_t^{j,\text{hs}}$ 、 $C_t^{j,\text{cs}}$ 、 $G_t^{j,\text{gs}}$ 分别为区域  $j$  的储能功率，其值为正时代表供能，为负时代表充能； $P_t^{j,\text{ec}}$ 、 $C_t^{j,\text{ec}}$ 分别为 EC 消耗电功率和输出冷功率； $P_t^{j,\text{eb}}$ 、 $H_t^{j,\text{eb}}$ 分别为 EB 消耗电功率和输出热功率； $P_t^{j,\text{p2g}}$ 、 $G_t^{j,\text{p2g}}$ 分别为 P2G 消耗电功率和输出天然气量； $H_t^{j,\text{gb}}$ 、 $G_t^{j,\text{gb}}$ 分别为 GB 的输出热功率和消耗气功率。

2) CIES 网络交互功率。

$$P_{\min}^{j,a,\text{buy}} \leq P_t^{j,a,\text{buy}} \leq P_{\max}^{j,a,\text{buy}} \quad (11)$$

$$P_{\min}^{j,c,\text{ex}} \leq P_t^{j,c,\text{ex}} \leq P_{\max}^{j,c,\text{ex}} \quad (12)$$

式中： $P_{\max}^{j,a,\text{buy}}$ 、 $P_{\min}^{j,a,\text{buy}}$ 分别为区域  $j$  与上级网络交互功率的上下限； $P_{\max}^{j,c,\text{ex}}$ 、 $P_{\min}^{j,c,\text{ex}}$ 分别为 CIES 间交互功率的上下限。

3) 耦合设备出力上下限约束。

$$P_{\min}^{j,i} \leq P_t^{j,i} \leq P_{\max}^{j,i} \quad (13)$$

式中： $P_t^{j,i}$ 为区域  $j$  设备  $i$  的出力功率； $P_{\max}^{j,i}$ 、 $P_{\min}^{j,i}$ 分别为机组出力的上下限。

4) 储能设备约束。

$$\begin{cases} E_t^{j,c} = (1 - \sigma)E_{t-1}^{j,c} + P_t^{j,c,\text{cha}} \eta^{j,c,\text{cha}} - P_t^{j,c,\text{dis}} / \eta^{j,c,\text{dis}} \\ E_{\min}^{j,c} \leq E_t^{j,c} \leq E_{\max}^{j,c} \\ 0 \leq P_t^{j,c,\text{cha}} \leq \mu_t^{j,c,\text{cha}} P_{\max}^{j,c,\text{cha}}, 0 \leq P_t^{j,c,\text{dis}} \leq \mu_t^{j,c,\text{dis}} P_{\max}^{j,c,\text{dis}} \\ 0 \leq \mu_t^{j,c,\text{cha}} + \mu_t^{j,c,\text{dis}} \leq 1 \\ E_t^{j,c} = E_0^{j,c} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $E_t^{j,c}$ 、 $E_0^{j,c}$ 分别是区域  $j$  储能  $c$  在  $t$  时刻和初始时刻的储能容量； $\sigma$ 为区域  $j$  储能  $c$  的能量损失系数； $P_t^{j,c,\text{cha}}$ 、 $P_t^{j,c,\text{dis}}$ 分别为  $t$  时刻区域  $j$  储能  $c$  的充、放能功率； $\eta^{j,c,\text{cha}}$ 、 $\eta^{j,c,\text{dis}}$ 为区域  $j$  储能  $c$  的充、放能效率； $E_{\max}^{j,c}$ 、 $E_{\min}^{j,c}$ 分别为区域  $j$  储能  $c$  的储能上下限； $\mu_t^{j,c,\text{cha}}$ 、 $\mu_t^{j,c,\text{dis}}$ 分别为  $t$  时刻区域  $j$  储能  $c$  的充、放能标志，是 0-1 变量； $P_{\min}^{j,c,\text{cha}}$ 、 $P_{\max}^{j,c,\text{dis}}$ 分别为区域  $j$  储能  $c$  的最小、最大充、放能功率。

#### 3.2 目标函数

1) 日前优化模型。

本文中 CIES 视为一个主体，各 IES 利用电力线路、燃气管道彼此连接，且 CIES 同时与外部电网和天然气网存在功率交互。CIES 内各 IES 间的购/售电价格小于向上级电网的购电价格。对于 CIES，建立目标函数如式 (15)。

$$\min F_1 = \sum_{t=1}^T \left( c_t^{\text{p,buy}} P_t^{\text{buy}} + c_t^{\text{g,buy}} G_t^{\text{buy}} + c^i P_t^i + c^{\text{c,ex}} P_t^{\text{c,ex}} + c^{\text{p}} P_t^{\text{ploss}} + c^{\text{co2}} Q_t^{\text{co2}} - \sum_{t=1}^T F_t^{\text{com}} \right) \quad (15)$$

式中： $F_1$ 为 CIES 的运行费用； $c_t^{\text{p,buy}}$ 、 $c_t^{\text{g,buy}}$ 、 $c^i$ 、 $c^{\text{c,ex}}$ 、 $c^{\text{p}}$ 、 $c^{\text{co2}}$ 分别为系统的购电、购气、机组运维、CIES 联络线维护、弃风弃光惩罚和处理  $\text{CO}_2$  的单价； $P_t^{\text{buy}}$ 、 $G_t^{\text{buy}}$ 、 $P_t^i$ 、 $P_t^{\text{c,ex}}$ 、 $P_t^{\text{ploss}}$ 和 $Q_t^{\text{co2}}$ 分别为 CIES 的购电、购气、机组、CIES 交互、弃风弃光和排放  $\text{CO}_2$  的功率。

2) 日内优化模型。

日内实时需求响应，考虑到各机组的单位调节成本和需求响应的补偿成本，同时考虑风电的随机性和负荷波动性，以系统运行成本最小为目标，建立目标函数如式 (16)。

$$\min F_2 = \sum_{t=1}^T \left( c_t^{\text{p,buy}} P_t^{\text{buy}} + c_t^{\text{g,buy}} G_t^{\text{buy}} + c^i P_t^i + c^{\text{c,ex}} P_t^{\text{c,ex}} + c^{\text{p}} P_t^{\text{ploss}} + c^{\text{co2}} Q_t^{\text{co2}} + c^w \Delta P_t^w - \sum_{t=1}^T F_t^{\text{com}} \right) \quad (16)$$

式中： $F_2$ 为日内的系统运行成本； $c^w$ 为日内机组单位调节功率的调节价格； $\Delta P_i^w$ 为机组的调节功率。

### 3.3 CIES 运行模型求解

系统日前优化结果包括系统内部机组的运行功率及日前负荷完成响应后的负荷功率，该结果作为日内优化运行的基础运行状态数据。日内的运行策略主要考虑日内的风电、光电波动和负荷的日内数据，对日前数据进行修正，以最大化消纳可再生能源为目标，调整负荷响应结果和机组出力功率。实时的运行策略主要考虑实时的风电、光电波动和负荷的实时数据，对日内的数据完成修正，以最大化消纳可再生能源为目标，调整负荷响应结果和机组出力功率。日前的控制窗口为24 h，日内的控制窗口为4 h，日前和日内的控制时域为1 h，实时的控制窗口为1 h，控制时域为15 min。具体的求解流程如图4所示。

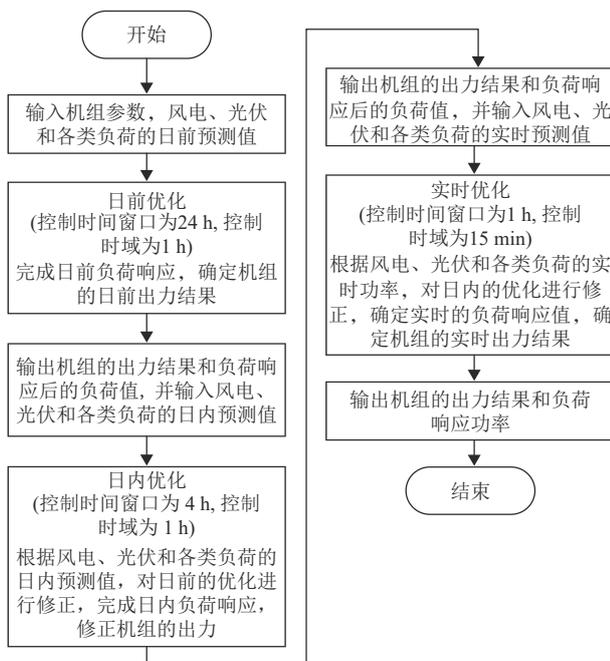


图4 CIES 优化运行求解流程图

Fig. 4 Flow chart of solving optimal operation of CIES

## 4 算例仿真分析

### 4.1 仿真基础数据

CIES 的结构如图1所示，由3个 IES 组成，其中 IES1 采取冷-热-电-气联供方式；IES2 采取冷-电-气联供方式，系统无 GB 和 HS；IES3 采取电-热联供方式，系统无 EC、AC、CS。CIES 间设有电、热、气交互通道。CIES 向电网和 IES 间的交易电价见表1；CIES 向燃气网和 IES 间的

表1 CIES 交易电价  
Table 1 Transaction price of CIES

	时段	CIES向电网 购电价格/ (元/kW·h)	CIES间购 售电价格/ (元/kW·h)
峰	10:00—15:00	1.36	1.08
	18:00—21:00		
平	07:00—10:00	0.82	0.65
	15:00—18:00		
	21:00—23:00		
谷	00:00—07:00	0.37	0.28
	23:00—24:00		

交易燃气价格见表2；储能设备的运行参数见表3；其他设备运行参数见表4；表5为系统运行过程中在不同时间尺度下的可再生能源和负荷预测的误差率，本文算例均采用最大误差率。图5为可再生能源和负荷数据。

### 4.2 不同运行场景对比

为说明上文所述优化策略的优势，采用以下5种运行场景进行分析。

场景1：不考虑需求响应和区域互联的多 IES 日前协调运行。

场景2：不考虑需求响应的 CIES 日前协调运行。

场景3：考虑日前需求响应的 CIES 日前协调运行。

场景4：考虑多尺度需求响应、不考虑区域互联的多 IES 日内协调运行；

场景5：考虑多尺度需求响应的 CIES 日内协调运行。

5种不同场景下的运行成本如表6所示。场景1下，不考虑需求响应，各 IES 单独运行，系统的运行成本为1.36万元，风电消纳率为93.5%。场景2和场景1相比，考虑了区域互联，不同区域间可以彼此消纳多余的可再生能源，风电的消纳率达到了94.3%，同时系统的成本降低到1.3万元。场景3在场景2的基础上考虑的日前需求响应，LA 通过需求响应对负荷曲线进行了一定的调整，总成本降低了11.5%，同时风电的消纳

表2 CIES 交易燃气价  
Table 2 Trading gas price of CIES

	时段	CIES从燃气网购气价格/ (元/m <sup>3</sup> )
峰	08:00—12:00	2.7
	16:00—19:00	
平	06:00—08:00	2.5
	12:00—16:00	
	19:00—22:00	
谷	00:00—06:00	2.1
	22:00—24:00	

表 3 CIES 储能设备参数  
Table 3 Storage device parameters of CIES

类型	ES	HS	CS	GS
$\eta_{\lambda}^{cha}$	0.98	0.95	0.95	0.95
$\eta_{\lambda}^{dis}$	0.98	0.95	0.95	0.95
$\sigma_{\lambda}$	0.01	0.02	0.02	0.02
$\gamma_{\lambda}^{cha}$	0.25	0.25	0.25	0.25
$\gamma_{\lambda}^{dis}$	0.25	0.25	0.25	0.25
$SOC_{\lambda}^{min}$	0.2	0.2	0.2	0.2
$SOC_{\lambda}^{max}$	0.9	0.9	0.9	0.9
$E_0^{\lambda}/kW$	300	200	200	200
$C_{\lambda}/kW$	1000	1000	1000	1000
$C_w/(\text{元}/kW)$	0.02	0.01	0.01	0.01

表 4 CIES 其他主要设备参数  
Table 4 Parameters of other main devices of CIES

设备	$P_i^{max}/kW$	$c_i^w/(\text{元}/kW)$	$r_{n,d}/(kW/h)$	$r_{n,u}/(kW/h)$
MT	800	0.026	-200	200
GB	500	0.012	-100	100
EB	500	0.021	-200	200
P2G	500	0.08	—	—
EC	500	0.015	—	—
电网	1500	0.0235	—	—
气网	1000	0.0196	—	—

表 5 可再生能源和负荷预测误差率  
Table 5 Error rate of renewable energy and load forecasting

可再生能源/负荷	日前24h最高误差率/%	日内4h最高误差率/%
风电	19.87	6.23
光电	17.03	4.13
电负荷	15.43	6.39
热负荷	15.87	5.36
冷负荷	13.24	5.21
气负荷	11.38	4.26

水平达到了 96.13%。场景 4 和场景 3 相比，考虑了多尺度需求响应，但忽略了区域互联，系统对于可再生能源的消纳水平降低至 95.03%，同时总成本也出现了一定程度的提升，但是和场景 2 相比，系统的成本降低了 0.07 万元，可再生能源的消纳率提升了 0.73%。场景 5 和场景 3 相比，通过引入多尺度需求响应，尽管风电和负荷均存在着波动性，系统运行成本没有发生巨大的提升，可再生能源的消纳率可以达到 96.15%，有效提升了日内可再生能源的消纳水平。

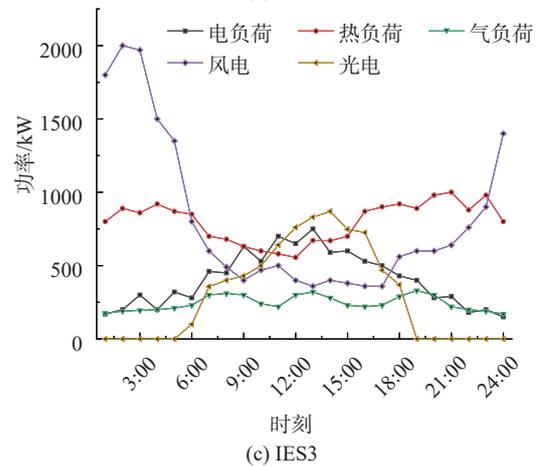
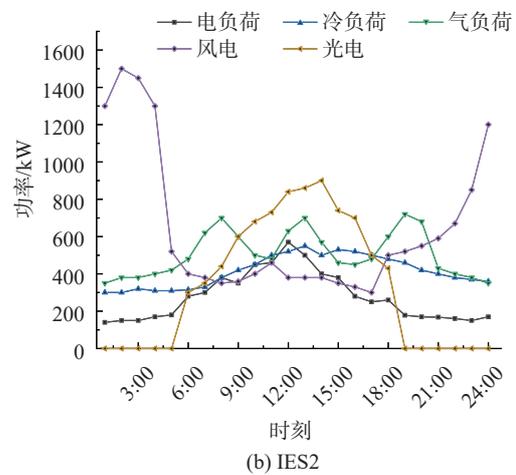
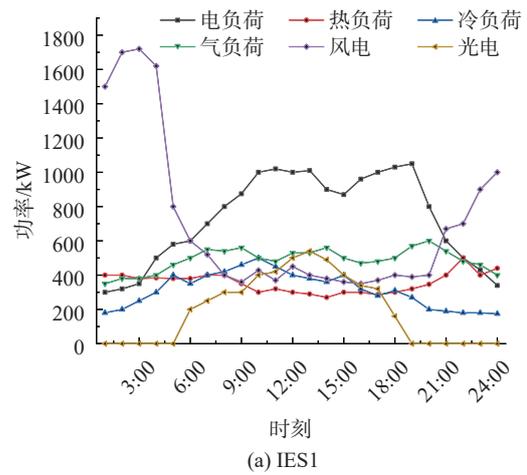


图 5 可再生能源和负荷数据

Fig. 5 Renewable energy and load data

### 4.3 日前运行结果

图 6 表示在场景 2 下系统的出力结果图，不考虑需求响应，在电、热、冷、气相互耦合和区域互联的基础上，系统生成实时运行计划。在夜间风电高发时期，同时系统的购电价格处于低谷时期，系统优先通过电锅炉和电制冷机将电能转

表6 不同场景下 CIES 的运行成本  
Table 6 Operating costs of CIES in different scenarios

场景	购电/万元	燃气/万元	系统交互/万元	运维/万元	环保/万元	用户补偿/万元	弃风弃光惩罚/万元	总成本/万元
1	0.03	1.05	—	0.26	0.01	—	0.01	1.36
2	0.002	0.99	0.055	0.24	0.009	—	0.008	1.3
3	0.009	0.83	0.053	0.22	0.007	0.03	0.005	1.15
4	0.038	0.88	—	0.25	0.009	0.04	0.007	1.23
5	0.004	0.81	0.062	0.19	0.005	0.038	0.003	1.14

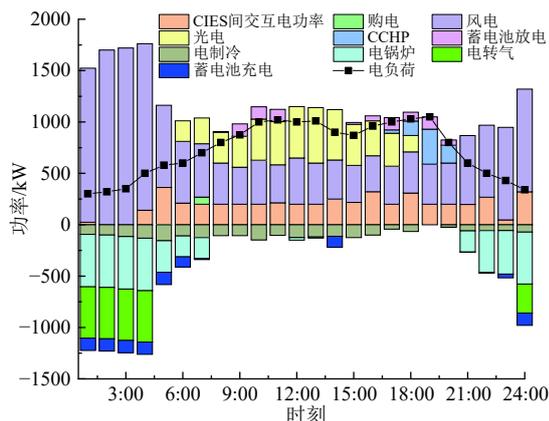


图6 场景2下 IES1 电功率出力结果

Fig. 6 Electric power output results of IES1 under scenario 2

化为冷能和热能优先出力,同时引导电转气机组将电能转化为天然气进行供能,同时蓄电池充电,系统存在的电能不足量向上级电网进行购买。在电价峰时段,同时电负荷也处于峰时段,系统引导蓄电池进行放电满足用户需求,同时 CCHP 机组开始工作,利用天然气同时满足系统的电、热、冷 3 种负荷的需求。在全时段内, IES1 可以从 IES2、IES3 获得电功率的支持,缓解系统的供能,同时减少系统整体的购能成本。

图7为在场景2和场景3下,参与需求响应前后的负荷曲线的变化情况。CRESP 发布日前需求响应要求, LA 通过价格信号和补偿参与响应,实现了负荷由峰时段向谷时段的转移,同时在风电高发时期,利用电热、电冷、电气负荷的替代作用,对于整体负荷曲线起到了明显的削峰填谷作用,更大化地实现对风电的消纳。对于 LA 而言,在价格峰时段,降低了负荷需求,在不影响用户体验的前提下,将负荷转移至价格谷时段,一定程度上也降低了 LA 的购能成本,实现了 CRESP 和 LA 的双向共赢。

图8为在场景3下的出力结果图。通过考虑日前需求响应,系统提高了对夜间风电的消纳水

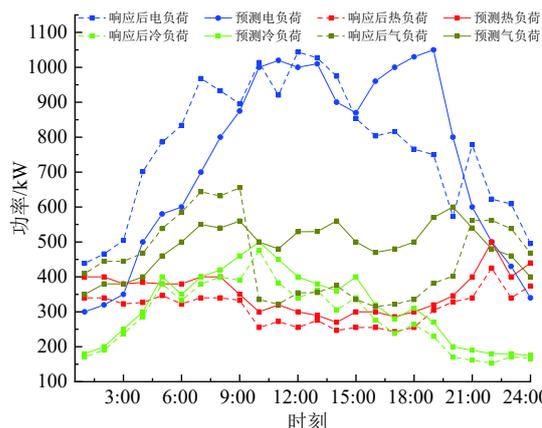


图7 日前需求响应下负荷响应曲线

Fig. 7 Load response curve considering day ahead demand response

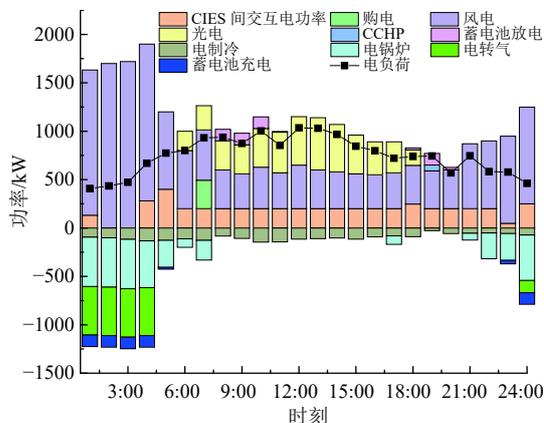


图8 场景3下 IES1 电功率出力结果

Fig. 8 Electric power output results of IES1 under scenario 3

平,同时减少了蓄电池和 CCHP 机组的工作时长,减少了系统机组的运维成本。

#### 4.4 日内运行结果

图9为日内对需求响应情况的一个修正曲线,日内需求响应以最大化消纳风电为目标,首先根据4h风电及负荷预测的一个误差情况,对4h的负荷曲线进行调整,得到新的小时级的负荷响应曲线。其次,利用1h内的实际风电情况,对15min

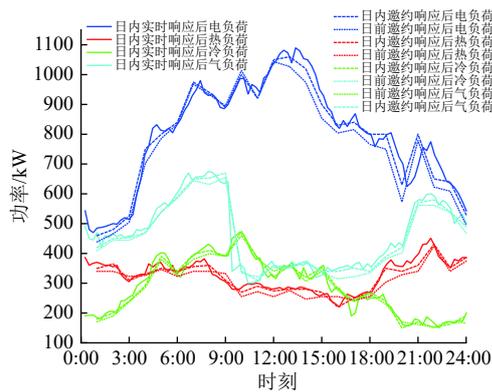


图 9 场景 5 下系统负荷响应曲线

Fig. 9 System load response curve under scenario 5

级的负荷曲线进行实时地调整, 最大程度上减少弃风弃光现象的发生。

## 5 结论

1) 引入需求响应可以有效引导用户改变用能的习惯, 尤其是电负荷和气负荷可以起到明显的削峰填谷的效应, 并在不影响用户体验的前提下合理调整冷负荷和热负荷的功率, 减少 CIES 在价格高峰时的购能成本, 有效提高系统运行的经济性。

2) 通过引入多尺度的需求响应, 实时调整 LA 的负荷曲线, 同时调整耦合机组的出力功率, 进一步实现对可再生能源的消纳, 提高系统运行的准确性。

3) 本文在考虑多尺度需求响应的运行策略下, 将用户的成本和系统的成本捆绑考虑, 未分开单独进行考虑, 所以未来会继续对 CIES 的安全经济运行进行深入研究。

## 参考文献

- [1] 周长城, 马溪原, 郭祚刚, 等. 面向工程应用的用户级综合能源系统规划[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13): 2843-2854.  
ZHOU Changcheng, MA Xiyuan, GUO Zuogang, *et al.* User level integrated energy system planning for engineering application[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2843-2854(in Chinese).
- [2] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(16): 4601-4609,4885.  
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, *et al.* Study

on peak shaving and valley filling of electricity to gas interconnected integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4601-4609,4885(in Chinese).

- [3] 胡伟, 杨梓俊, 王瑾然, 等. 园区综合能源系统日前多目标优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2021, 36(1): 13-20.  
HU Wei, YANG Zijun, WANG Jinran, *et al.* Multi objective optimal dispatch of integrated energy system in the park[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(1): 13-20(in Chinese).
- [4] 程浩忠, 胡泉, 王莉, 等. 区域综合能源系统规划研究综述[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 2-13.  
CHENG Haozhong, HU Xiao, WANG Li, *et al.* Review of regional integrated energy system planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 2-13(in Chinese).
- [5] 龚晓琴, 王进, 王珑, 等. 含电转气的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 76-83.  
GONG Xiaoqin, WANG Jin, WANG Long, *et al.* Low carbon economic operation of integrated energy system with electricity to gas interconnection[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 76-83(in Chinese).
- [6] 范宏, 袁倩倩, 邓剑. 多区域综合能源系统的两阶段容量优化配置方法[J]. 现代电力, 2020, 37(5): 441-449.  
FAN Hong, YUAN Qianqian, DENG Jian. Two stage capacity optimal allocation method for multi-regional integrated energy system[J]. Modern Electric Power, 2020, 37(5): 441-449(in Chinese).
- [7] 席磊, 武俊男, 黄悦华, 等. 面向综合能源系统的多区域 AC 协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6182-6193.  
XI Lei, WU Junnan, HUANG Yuehua, *et al.* Multi area AC coordinated control strategy for integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6182-6193(in Chinese).
- [8] 曾方迪, 李更丰, 别朝红, 等. 考虑跨区联络线交易计划的多区域互联系统分散调度方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(16): 32-40.  
ZENG Fangdi, LI Gengfeng, BIE Chaohong, *et al.* Decentralized dispatching method for multi area interconnected system considering cross area tie line trading plan[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(16): 32-40(in Chinese).
- [9] 瞿凯平, 黄琳妮, 余涛, 等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 697-707.  
QU Kaiping, HUANG Linni, YU Tao, *et al.* Decentralized scheduling of multi regional integrated energy system un-

- der carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 697-707(in Chinese).
- [10] 徐晨博, 薛友, 林紫菡, 等. 计及可转移负荷的电-气综合能源系统多目标优化[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 13-23.  
XU Chenbo, XUE You, LIN Zihan, *et al.* Multi objective optimization of electricity gas integrated energy system considering transferable load[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2019, 34(3): 13-23(in Chinese).
- [11] 陈宇沁, 曹晓冬, 王俊, 等. 综合能源系统综合需求响应行为研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(6): 89-97.  
CHEN Yuqin, CAO Xiaodong, WANG Jun, *et al.* Study on comprehensive demand response behavior of integrated energy system[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2020, 39(6): 89-97(in Chinese).
- [12] 梁宝全, 张旭东, 李飞, 等. 计及电热耦合需求响应的综合能源协同调度优化策略[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(6): 12-17.  
LIANG Baoquan, ZHANG Xudong, LI Fei, *et al.* Optimization strategy of integrated energy coordinated dispatching considering thermal electric coupling demand response[J]. *Power Demand Side Management*, 2020, 22(6): 12-17(in Chinese).
- [13] 薛少华, 李宁, 周星明, 等. 考虑综合需求响应的综合能源系统优化运行[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(5): 7-12.  
XUE Shaohua, LI Ning, ZHOU Xingming, *et al.* Optimal operation of integrated energy system considering integrated demand response[J]. *Power Demand Side Management*, 2020, 22(5): 7-12(in Chinese).
- [14] 李鹏, 陈博, 王子轩, 等. 计及网络安全约束和多能协同交互的多园区综合能源系统分散协调调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(12): 15-25.  
LI Peng, CHEN Bo, WANG Zixuan, *et al.* Decentralized coordinated dispatch of multi Park integrated energy system considering network security constraints and multi-function collaborative interaction[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(12): 15-25(in Chinese).
- [15] 魏震波, 魏平桢, 郭毅, 等. 考虑跨区能流交互计划的多区域电-气综合能源系统分散调度方法[J]. 电力建设, 2020, 41(12): 66-79.  
WEI Zhenbo, WEI Pingyu, GUO Yi, *et al.* Decentralized dispatching method for multi regional power gas integrated energy system considering inter regional energy flow interaction plan[J]. *Electric Power Construction*, 2020, 41(12): 66-79(in Chinese).
- [16] 翟俊义, 周明, 李庚银, 等. 考虑可消纳风电区间的多区电力系统分散协调鲁棒调度方法[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 747-755.  
ZHAI Junyi, ZHOU Ming, LI Gengyin, *et al.* Decentralized coordinated robust dispatch method for multi area power system considering wind power accommodation interval[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(3): 747-755(in Chinese).
- [17] 陈锦涛, 杨苹, 陈滢, 等. 基于综合需求侧响应策略的园区多能源系统优化运行[J]. 可再生能源, 2021, 39(2): 222-228.  
CHEN Jintao, YANG Ping, CHEN Ying, *et al.* Optimal operation of multi energy system based on integrated demand side response strategy[J]. *Renewable Energy Resources*, 2021, 39(2): 222-228(in Chinese).
- [18] 张海静, 杨雍琦, 赵昕, 等. 计及需求响应的区域综合能源系统双层优化调度策略[J]. 中国电力, 2021, 54(4): 141-150.  
ZHANG Haijing, YANG Yongqi, ZHAO Xin, *et al.* Bi level optimal dispatching strategy of regional integrated energy system considering demand response[J]. *Electric Power*, 2021, 54(4): 141-150(in Chinese).
- [19] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321.  
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, *et al.* Optimal scheduling strategy of multi microgrid integrated energy system based on integrated demand response and master-slave game[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(4): 1307-1321(in Chinese).
- [20] 尹硕, 张鹏, 杨萌, 等. 计及需求侧响应的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(11): 35-42.  
YIN Shuo, ZHANG Peng, YANG Meng, *et al.* Multi time scale optimal dispatch of integrated energy system considering demand side response[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2020, 32(11): 35-42(in Chinese).

收稿日期: 2021-08-20

作者简介:

单周平(1974), 男, 高级工程师, 学士, 研究方向为综合能源系统的规划运行, E-mail: caobinnjit@163.com;

曹彬(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为需求响应、综合能源系统优化运行, E-mail: 867274028@qq.com;

刘潇潇(1983), 男, 高级工程师, 硕士, 研究方向为综合能源服务和数字化建设;

向运琨(1989), 男, 中级工程师, 硕士, 研究方向为电气工程;

吕干云(1976), 男, 博士, 教授, 通信作者, 研究方向为电能质量分析和控制、综合能源建模与优化、人工智能技术在电力系统中的应用, E-mail: ganyun\_lv@njit.edu.cn。