

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.02.003

# 计及多重需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行

吴艳娟<sup>1,3</sup>, 张亦炫<sup>1</sup>, 王云亮<sup>1,2</sup>

(1. 天津理工大学电气工程与自动化学院, 天津 300384;

2. 天津市复杂系统控制理论及应用重点实验室, 天津 300384;

3. 天津市新能源电力变换传输与智能控制重点实验室, 天津 300384)

**摘要:**为挖掘需求侧资源响应潜力,文中提出一种计及多重需求响应的综合能源系统(integrated energy system, IES)多时间尺度低碳调度策略。首先,考虑到需求侧资源在不同时间尺度下的响应差异性,建立计及价格型和激励型的多重综合需求响应(integrated demand response, IDR)模型。然后,为减少源、荷预测误差对 IES 运行的影响,分别构建日前低碳经济调度模型和日内双时间尺度滚动优化平抑模型。最后,算例仿真设置不同场景进行对比分析。结果表明,相比传统 IDR,多重 IDR 能有效挖掘用户响应潜力,提升系统经济性。此外,计及多重 IDR 的多时间尺度调度策略能有效缓解源、荷误差带来的功率波动并降低系统碳排放量,实现 IES 低碳、经济和稳定运行。

**关键词:**综合能源系统(IES);综合需求响应(IDR);氢能;多时间尺度;低碳优化;响应差异性

**中图分类号:**TM715;TK01

**文献标志码:**A

**文章编号:**2096-3203(2024)02-0021-12

## 0 引言

在“碳达峰、碳中和”背景下,如何构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系是我国亟须解决的问题之一<sup>[1]</sup>。综合能源系统(integrated energy system, IES)能促进多能源协调互补、能源梯级利用,对降低系统运行成本、促进清洁能源消纳和提升环境效益具有重要意义<sup>[2]</sup>。

氢能是一种清洁低碳的二次能源,具有低污染、高热值等特点,有良好的灵活调节特性<sup>[3]</sup>。为实现氢能在 IES 结构转型中的优势,目前国内外已有部分学者对含氢能的 IES 优化运行、调度展开研究。文献[4]提出一种电-热-氢综合能量储能系统,建立计及混合储能的微网优化运行模型。文献[5]在电-热-氢 IES 优化模型中引入风电制氢装置,发挥电制氢环节对提升可再生能源消纳能力的优势。文献[6]考虑氢能与光伏、风电等可再生能源的多能协同关系,建立含氢能的海岛自治 IES 日前优化模型。但文献[4-6]仅以经济性为目标,未考虑 IES 的低碳特性。文献[7]则综合考虑经济、环境效益,建立计及经济与碳排放的电-热-氢 IES 日前调度模型,发挥氢能的低碳清洁特性。为进一步降低 IES 碳排放量,文献[8]在含氢能耦合系统的 IES 优化运行模型中引入阶梯型碳交易成本计算模型,进一步提高 IES 的经济性和低碳性。然而,上述文献均在可再生能源和负荷精确预测的前提下展开研究,

并未考虑实际情况下源、荷预测误差对系统造成的影响。

为减少源、荷不确定性对 IES 运行的不利影响,多时间尺度调度策略得到广泛运用。文献[9]建立基于模型预测控制的园区 IES 日内双时间尺度优化模型,但缺少日前计划的引导。文献[10]则提出日前-日内-实时三时间尺度的电-热-氢 IES 优化调度模型,通过逐级细化调度的时间尺度缓解源、荷预测误差对系统的影响。文献[11]则考虑电能、热能和气能在不同时间尺度的响应差异性,在日前调度的基础上,建立双层时间尺度的滚动平抑模型。文献[12]计及冷、热、电响应速率不同,以综合成本最小为目标,提出一种基于模型预测控制的冷、热、电分层的 IES 滚动优化模型。文献[9-12]建立的多时间尺度优化调度模型能有效降低源、荷不确定性对系统实际运行的影响,但均忽略了需求侧资源的可调度特性,未充分发挥资源的配置作用。

合理利用需求侧资源可以有效调节负荷峰谷差,对提升系统的能源利用效率和经济性具有重要意义。文献[13]根据电负荷的弹性响应和供热方式的多样性,建立热、电负荷综合需求响应(integrated demand response, IDR)模型,并提出相应的响应补偿机制。文献[14]提出计及 IDR 和阶梯型碳交易机制的电-热 IES 低碳经济模型,通过 IDR 策略和碳交易的协同作用,进一步提高系统的环境效益和经济效益。文献[15]从源、荷协同增效的角度,提出一种考虑 IDR 灵活性的电-热 IES 协同优化方法,提高系统经济性和运行灵活性。

收稿日期:2023-10-18;修回日期:2023-12-27

基金项目:天津市科技计划资助项目(22ZYCGSN00190)

综上所述,目前大多数文献从不同角度和使用不同建模方法对 IES 优化运行问题进行探讨,但仍存在着以下几点不足:(1) 目前针对氢能在 IES 中应用的相关研究大多数仅侧重于对能量特性的分析,较少研究同时考虑到源、荷不确定性以及需求侧资源对氢能 IES 优化运行的影响。(2) 大多数研究仅考虑日前调度中需求侧资源的响应能力,较少考虑到不同时间尺度下需求侧资源的响应差异性以及响应能力。(3) 现有文献大多数仅通过调整能源设备出力来缓解源、荷不确定性带来的功率波动,虽然具有一定的平抑效果,但在平抑功率波动方面考虑的因素较为单一,未考虑电、热柔性负荷参与平抑系统功率波动的作用。

针对上述问题,文中提出一种计及多重 IDR 的电-热-氢 IES 多时间尺度协同优化调度策略。首先,为挖掘需求侧资源在不同时间尺度下的响应能力,建立多时间尺度下的 IDR 模型。其次,为充分发挥氢能的低碳清洁特性,引入由电解槽 (electrolytic, EL)、氢燃料电池 (hydrogen fuel cell, HFC)、甲烷反应器 (methanator, MR) 及储氢罐 (hydrogen energy storage, HES) 组成的氢能耦合系统。最后,为应对源、荷预测误差对系统的不利影响,在日前调度的基础上,建立日内双时间尺度的滚动平抑优化模型。

## 1 多时间尺度下的 IDR 模型

### 1.1 IDR 资源分类

IDR 资源主要分为日前价格型 IDR 资源和日内激励型 IDR 资源 2 种。考虑到不同类型的 IDR 资源在响应速度、特点以及对系统运行影响等方面的不同,文中通过不同时间尺度建立不同类型的 IDR 模型,如表 1 所示。

针对电负荷,考虑到分时电价一般属于日前制定计划,且以 1 h 为时间尺度制定分时电价,用户可提前依据不同时刻电价策略调整一天的用电计划。因此,对于电负荷,在日前调度阶段采用基于日前分时电价的价格型需求响应模型。对于热负荷,考虑到热负荷具有感知模糊性和时间延迟性,故无法建立价格与热负荷之间的关系。而温度是热负荷的主要调节尺度,为此,文中在日前阶段建立能反映温度与热负荷之间关系的响应模型。基于上述考虑,文中在日前调度阶段建立基于分时电价的电负荷响应模型和基于自回归滑动平均 (auto regressive moving average, ARMA) 模型的热负荷响应模型。

表 1 IDR 资源分类

Table 1 IDR resource classification

类型	响应时间	响应特点	响应机制	参与类型
日前价格型电负荷需求响应模型	日前 (1 h)	需要提前 1 天告知用户,响应速度较慢	基于分时电价引导对电负荷进行调节	可转移负荷
日前热负荷需求响应模型	日前 (1 h)	具有感知模糊性和时间延迟性,自发响应,响应速度较慢	基于室内温度变化对热负荷进行调节	可转移负荷
日内激励型电负荷需求响应模型	日内 (5 min)	可根据 IES 发布的补偿价格在调度时间窗口内进行实时调整,响应速度快,成本较高	IES 运营商与用户签订合同,确定响应的负荷量大小、补偿价格和系数	可削减负荷
日内激励型热负荷需求响应模型	日内 (15 min)	可根据 IES 发布的补偿价格在调度时间窗口内进行实时调整,响应速度快,成本较高	IES 运营商与用户签订合同,确定响应的负荷量大小、补偿价格和系数	可削减负荷

而对于日内滚动优化调度阶段,考虑到日内调度阶段的时间尺度较小,须与用户在当天直接进行实时交互,故对电、热负荷均采用基于激励政策的激励型需求响应模型,通过 IES 运营商与用户签订合同,并根据合同相关规定确定响应的负荷量大小、补偿价格和系数等信息。

### 1.2 日前电-热需求响应模型

#### 1.2.1 日前价格型电负荷需求响应模型

文中日前电负荷需求响应模型为可转移电负荷。则  $t$  时刻内可转移电负荷如下:

$$P_t^{\text{tran}} = P_t^{\text{tran,DA}} - P_t^{\text{tran,out}} + P_t^{\text{tran,in}} \quad (1)$$

式中:  $P_t^{\text{tran,DA}}$  为  $t$  时刻内未经过电价 IDR 调节前的电负荷功率;  $P_t^{\text{tran,out}}$ 、 $P_t^{\text{tran,in}}$  分别为  $t$  时刻内转出和转入的电负荷功率。可转移负荷需满足负荷转移前后所需电能不变约束以及可转移负荷上、下限约束如式(2)、式(3)所示。

$$\sum_{t=1}^T (P_t^{\text{tran}} - P_t^{\text{tran,DA}}) = 0 \quad (2)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{tran,out}} \leq P_{\text{max}}^{\text{tran,out}} \\ 0 \leq P_t^{\text{tran,in}} \leq P_{\text{max}}^{\text{tran,in}} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $T$  为调度时间,取 24 h;  $P_{\text{max}}^{\text{tran,out}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{tran,in}}$  分别为可转出电负荷功率和可转入电负荷功率的上限值。

#### 1.2.2 日前热负荷需求响应模型

热负荷具有感知模糊性和时间延迟性,而温度是调节热负荷的主要因素。受供热系统网络的影响,热负荷传输过程中具有热惯性,负荷调节速度

较慢。文中基于以上特征,构建热负荷 IDR 模型。

ARMA 模型描述 IES 内供热系统温度动态特性<sup>[16-17]</sup>为:

$$\begin{cases} T_t^h = \sum_{i=0}^l \alpha_i T_{t-i}^h + \sum_{i=0}^l \beta_i T_{t-i}^e + \sum_{i=0}^l \gamma_i T_{t-i}^{\text{out}} \\ T_t^{\text{in}} = \sum_{i=0}^l \theta_i T_{t-i}^h + \sum_{i=0}^l \varphi_i T_{t-i}^e + \sum_{i=0}^l \mu_i T_{t-i}^{\text{out}} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $T_t^h$ 、 $T_t^{\text{in}}$  分别为  $t$  时刻热网回水温度、建筑物室内温度;  $T_{t-i}^h$ 、 $T_{t-i}^e$ 、 $T_{t-i}^{\text{out}}$  分别为  $t-i$  时刻热网回水温度、室外温度、热网供水温度;  $i$  为 ARMA 序列模型的阶次;  $l$  为 ARMA 序列模型的阶次最大值;  $\alpha_i$ 、 $\beta_i$ 、 $\gamma_i$ 、 $\theta_i$ 、 $\varphi_i$ 、 $\mu_i$  为系统在  $i$  阶次下的热惯性参数<sup>[18]</sup>。

室内温度与室外温度和供暖功率应满足如下关系:

$$\begin{cases} T_{t+1}^{\text{in}} = T_t^{\text{in}} e^{-\Delta t/\tau} + (RQ_t + T_t^{\text{out}})(1 - e^{-\Delta t/\tau}) \\ \tau = RC_{\text{air}} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $R$  为建筑物的等效热阻;  $Q_t$  为  $t$  时刻建筑物的热功率;  $C_{\text{air}}$  为建筑物室内空气热容;  $\Delta t$  为温度变化的单位时间段;  $\tau$  为时间常数。

由式(5)可以得到室内温度变化与热功率的关系为:

$$Q_t = \frac{1}{R} \left( \frac{T_{t+1}^{\text{in}} - e^{-\Delta t/\tau} T_t^{\text{in}}}{1 - e^{-\Delta t/\tau}} - T_t^{\text{out}} \right) \quad (6)$$

考虑人体舒适度,对于室内温度应满足式(7)所示约束:

$$T_{\text{min}}^{\text{in}} \leq T_t^{\text{in}} \leq T_{\text{max}}^{\text{in}} \quad (7)$$

式中:  $T_{\text{min}}^{\text{in}}$ 、 $T_{\text{max}}^{\text{in}}$  分别为室内最低和最高温度。

### 1.3 日内激励型电-热需求响应模型

日内调度阶段采用的是基于激励政策的激励型需求响应。激励型需求响应模型是指 IES 运营商与用户签订合同,并根据合同相关规定确定响应的可削减负荷量、补偿价格和系数等数据。对于采取激励型 IDR 的用户,IES 会根据不同负荷类型的响应特性和响应量以及对用户产生的不同影响等情况,采取不同形式的补贴机制。

#### 1.3.1 日内激励型电负荷需求响应模型

由于用户用电高峰时期通常也是用户生活活动、生产的高峰,此时若削减电负荷会对用户的用能满意度产生较大的影响。因此,激励型电负荷采取基于分时电价的补贴机制:

$$F_{e,\text{cut}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^T \alpha_e c_t^e P_t^{e,\text{cut}} \quad (8)$$

式中:  $F_{e,\text{cut}}^{\text{ID}}$  为用户日内削减电负荷的补贴费用;  $\alpha_e$  为电负荷的补贴系数;  $c_t^e$  为  $t$  时刻单位削减电负

荷功率的价格;  $P_t^{e,\text{cut}}$  为  $t$  时刻削减的电负荷功率。

#### 1.3.2 日内激励型热负荷需求响应模型

对于用户的热负荷来说,此类负荷的削减主要影响用户的体验舒适度,热负荷削减的越多,对用户的舒适度影响也就越大,相反则影响越小。因此,对于参与调节的热负荷,IES 给与不同力度的激励补贴政策,采用阶梯型激励补贴机制,具体如下:

$$F_{h,\text{cut}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^T \alpha_h P_t^{h,\text{cut}} \quad (9)$$

式中:  $F_{h,\text{cut}}^{\text{ID}}$  为用户日内削减热负荷的补贴费用;  $\alpha_h$  为热负荷的补贴系数;  $P_t^{h,\text{cut}}$  为  $t$  时刻削减的热负荷功率。根据实际负荷偏离程度的不同,补贴系数  $\alpha_h$  也有所不同。

$$\alpha_h = \begin{cases} \alpha_{h,1} & 0 \leq |P_t^{h,\text{ID}} - P_t^{h,\text{DA}}| \leq \chi^h \\ \alpha_{h,2} & |P_t^{h,\text{ID}} - P_t^{h,\text{DA}}| > \chi^h \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_t^{h,\text{DA}}$ 、 $P_t^{h,\text{ID}}$  分别为用户日前  $t$  时刻热负荷和日内  $t$  时刻热负荷;  $\chi^h$  为偏离划分边界,当实际负荷偏离在  $\chi^h$  之内时,以系数  $\alpha_{h,1}$  进行补贴,相反,当实际负荷偏离在  $\chi^h$  之外时,以系数  $\alpha_{h,2}$  进行补贴。由于负荷偏离越大,对用户的舒适度影响越大,因此为激励用户积极参与需求响应,其补贴费用也就越大,因此  $\alpha_{h,1} < \alpha_{h,2}$ 。

为保证用户用能舒适度,削减的电、热负荷调整量应在一定范围内:

$$\begin{cases} |P_t^{e,\text{cut}}| \leq \varphi_e P_t^{e,\text{DA}} \\ \left| \sum_{t=1}^T P_t^{e,\text{cut}} \right| \leq \sum_{t=1}^T \delta_e P_t^{e,\text{DA}} \\ |P_t^{h,\text{cut}}| \leq \varphi_h P_t^{h,\text{DA}} \\ \left| \sum_{t=1}^T P_t^{h,\text{cut}} \right| \leq \sum_{t=1}^T \delta_h P_t^{h,\text{DA}} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $P_t^{e,\text{DA}}$  为日前  $t$  时刻的电负荷;  $P_t^{h,\text{DA}}$  为日前  $t$  时刻的热负荷;  $\varphi_e$ 、 $\varphi_h$  分别为电、热负荷的削减率上限;  $\delta_e$ 、 $\delta_h$  分别为电、热负荷总削减率上限。

## 2 氢能利用环节

氢能利用环节包括电制氢环节、氢制甲烷环节、氢转热-电环节以及储氢环节四部分。

### 2.1 电制氢环节

EL 是电制氢环节的重要制氢设备,电制氢通过 EL 的离散启停以及电流的连续调节,迅速响应风电、光伏等可再生能源的盈余电量变化,将电能转化为氢能,提高能源利用效率。EL 的输入-输出转换模型为:

$$P_t^{\text{EL},\text{H}_2} = \eta_{\text{EL}} P_t^{\text{EL},e} \quad (12)$$

式中:  $P_t^{EL,H_2}$  为  $t$  时刻 EL 的制氢功率;  $\eta_{EL}$  为 EL 的能量转换效率;  $P_t^{EL,e}$  为  $t$  时刻输入 EL 的电功率。

### 2.2 氢制甲烷环节

电制氢环节产生的氢气可通过 MR 实现氢气甲烷化,其输入-输出模型如下<sup>[19]</sup>:

$$P_t^{MR,g} = \eta_{MR} P_t^{MR,H_2} \chi_{CH_4} \kappa_{mol} / m_{CH_4} \quad (13)$$

式中:  $P_t^{MR,H_2}$ 、 $P_t^{MR,g}$  分别为  $t$  时刻输入 MR 的氢功率和 MR 输出的甲烷功率;  $\eta_{MR}$  为 MR 的甲烷化效率;  $\chi_{CH_4}$  为甲烷热值;  $\kappa_{mol}$  为氢气转甲烷的摩尔折算系数;  $m_{CH_4}$  为单位体积的甲烷质量。

### 2.3 氢转热-电环节

HFC 是该环节的主要设备,其电、热转换效率可近似看成 1 个常数<sup>[8]</sup>,其能源转换模型如下:

$$\begin{cases} P_t^{HFC,e} = \eta_{HFC}^e P_t^{HFC,H_2} \\ P_t^{HFC,h} = \eta_{HFC}^h P_t^{HFC,H_2} \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $P_t^{HFC,e}$ 、 $P_t^{HFC,h}$  分别为  $t$  时刻 HFC 输出的电、热功率;  $\eta_{HFC}^e$ 、 $\eta_{HFC}^h$  分别为  $t$  时刻 HFC 的电、热功率转换效率;  $P_t^{HFC,H_2}$  为  $t$  时刻输入 HFC 的氢功率。

### 2.4 储氢环节

电制氢环节产生的氢气不仅能直接供给 HFC 和 MR,而且还能通过 HES 进行储存。参考文献[9],可建立储氢模型如下:

$$\begin{cases} S_t^{HES} = S_{t-1}^{HES} (1 - \gamma_{HES}) + \eta_{HES}^{chr} P_t^{HES,chr} - P_t^{HES,dis} / \eta_{HES}^{dis} \\ S_{min}^{HES} \leq S_t^{HES} \leq S_{max}^{HES} \\ S_0^{HES} = S_{24}^{HES} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $S_t^{HES}$  为  $t$  时刻 HES 的容量状态;  $P_t^{HES,chr}$ 、 $P_t^{HES,dis}$  分别为  $t$  时刻 HES 的充氢功率和放氢功率;  $\gamma_{HES}$  为 HES 的能量自损系数;  $\eta_{HES}^{chr}$ 、 $\eta_{HES}^{dis}$  分别为 HES 的充氢、放氢效率;  $S_{min}^{HES}$ 、 $S_{max}^{HES}$  分别为 HES 储氢容量最小、最大值;  $S_0^{HES}$ 、 $S_{24}^{HES}$  分别为周期内 HES 初始和最终时刻的容量状态。

氢能利用环节应满足氢能功率平衡约束如下:

$$P_t^{EL,H_2} + P_t^{HES,dis} = P_t^{MR,H_2} + P_t^{HFC,H_2} + P_t^{HES,chr} \quad (16)$$

而对于热电联供 (combined heat and power, CHP)、燃气锅炉 (gas boiler, GB)、蓄电池 (battery, BT) 及储热罐 (heat storage tank, HST) 环节,在以往的研究中已进行多次阐述<sup>[20]</sup>,此处不再赘述。

## 3 多时间尺度优化调度模型

为减少可再生能源和负荷波动对电-热-氢 IES 运行优化的影响,文中从日前调度和日内滚动调度两阶段建立多时间尺度调度模型。

日前优化调度能够对电-热-氢 IES 次日一整天

的运行工况进行考虑,制定的计划时间范围更广,能较好地实现系统优化配置和运行。但由于日前调度中可再生能源和用户负荷等预测精度存在较大偏差,所以系统内机组出力计划无法满足实际情况需要。于是文中提出日内滚动优化调度阶段,基于日前调度计划,考虑电、热能在调节时间尺度上的差异,分别建立长时间尺度滚动优化模型和短时间尺度滚动优化模型,通过调整各设备出力来降低源、荷预测误差对系统优化调度的影响。此外,在日内调度中引入激励型 IDR 模型,发挥需求侧用户在平抑功率波动方面的作用。

### 3.1 日前调度模型

日前调度以 1 h 为时间尺度,时间窗口为 24 h。基于日前可再生能源和负荷预测信息,综合考虑购能成本、阶梯型碳交易成本和运维成本,其目标函数为:

$$F_{DA} = \min(F_{Buy} + F_{CO_2} + F_{Oper}) \quad (17)$$

式中:  $F_{DA}$  为电-热-氢 IES 的日前调度的总成本;  $F_{Buy}$ 、 $F_{CO_2}$ 、 $F_{Oper}$  分别为 IES 购能成本、阶梯型碳交易成本以及运维成本。

(1) 购能成本。IES 的购能成本包括购电成本和购气成本,具体可表示如下:

$$\begin{cases} F_{Buy} = F_{Grid,b} + F_{Gas,b} \\ F_{Grid,b} = \sum_{t=1}^T c_t^{e,buy} P_t^{e,buy} \\ F_{Gas,b} = \sum_{t=1}^T c_t^{g,buy} P_t^{g,buy} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $F_{Grid,b}$ 、 $F_{Gas,b}$  分别为 IES 的购电成本和购气成本;  $c_t^{e,buy}$ 、 $P_t^{e,buy}$  分别为 IES 在  $t$  时刻的单位购电价格和购电功率;  $c_t^{g,buy}$ 、 $P_t^{g,buy}$  分别为 IES 在  $t$  时刻的单位购气价格和购气功率。

(2) 阶梯型碳交易成本。电-热-氢 IES 的阶梯型碳交易成本计算模型可表示如下<sup>[13]</sup>:

$$F_{CO_2} = \begin{cases} -c(1+2\mu)(C_p - h - C_c) & C_c < C_p - h \\ -c(1+2\mu)h - c(1+\mu)(C_p - C_c) & C_p - h \leq C_c \leq C_p \\ c(C_c - C_p) & C_p < C_c \leq C_p + h \\ ch + c(1+\lambda)(C_c - C_p - h) & C_p + h < C_c \leq C_p + 2h \\ c(2+\lambda)h + c(1+2\lambda)(C_c - C_p - 2h) & C_p + 2h < C_c \leq C_p + 3h \\ c(3+3\lambda)h + c(1+3\lambda)(C_c - C_p - 3h) & C_p + 3h < C_c \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $C_p$ 、 $C_c$  分别为 IES 中的无偿碳排放量和实际的碳排放量;  $c$  为碳交易价格;  $\mu$ 、 $\lambda$  分别为奖励系数和惩罚系数;  $h$  为碳排放量区间长度。

此外, MR 的氢转气过程可吸收一部分  $\text{CO}_2$ , 因此也需对其进行考虑。

$$C_c = C_z - C_{\text{MR}} \quad (20)$$

$$C_{\text{MR}} = \varphi_{\text{MR}} P_t^{\text{MR},g} \quad (21)$$

式中:  $C_z$  为上级供电的火电厂机组、CHP 机组和 GB 的碳排放量总和;  $C_{\text{MR}}$  为 MR 氢转气过程所吸收的  $\text{CO}_2$  量;  $\varphi_{\text{MR}}$  为 MR 吸收  $\text{CO}_2$  的效率系数。

(3) 运维成本。运维成本为 IES 各能源耦合设备的运行维护成本之和, 可表示为:

$$F_{\text{Oper}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J k_j P_{t,j} \quad (22)$$

式中:  $J$  为 IES 内的各能源设备种类;  $k_j$ 、 $P_{t,j}$  分别为能源设备  $j$  的运行维护系数和  $t$  时刻输出功率。

(4) 约束条件。电-热-氢 IES 中各能源转换设备均需要满足上、下限约束以及爬坡率约束。对于储能装置, 其应满足功率上、下限约束和爬坡率约束之外, 还须满足容量约束和互斥约束, 并且 BT 还须满足充、放电频率约束, 具体如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{t,j} \leq u_{t,j} P_j^{\text{max}} \\ P_j^{\text{down}} \leq P_{t,j} - P_{t-1,j} \leq P_j^{\text{up}} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $P_j^{\text{max}}$  为能源设备  $j$  的输出功率上限;  $u_{t,j}$  为能源设备  $j$  的运行状态标志位;  $P_j^{\text{down}}$ 、 $P_j^{\text{up}}$  分别为  $P_{t,j}$  的爬坡率最小、最大值。

$$\begin{cases} I_{t,k}^{\text{chr}} P_{k,\text{chr}}^{\text{min}} \leq P_{t,k}^{\text{chr}} \leq P_{k,\text{chr}}^{\text{max}} I_{t,k}^{\text{chr}} \\ I_{t,k}^{\text{dis}} P_{k,\text{dis}}^{\text{min}} \leq P_{t,k}^{\text{dis}} \leq P_{k,\text{dis}}^{\text{max}} I_{t,k}^{\text{dis}} \\ P_{k,\text{dis}}^{\text{down}} \leq P_{t,k}^{\text{dis}} - P_{t-1,k}^{\text{dis}} \leq P_{k,\text{dis}}^{\text{up}} \\ P_{k,\text{chr}}^{\text{down}} \leq P_{t,k}^{\text{chr}} - P_{t-1,k}^{\text{chr}} \leq P_{k,\text{chr}}^{\text{up}} \\ I_{t,k}^{\text{chr}} + I_{t,k}^{\text{dis}} \leq 1 \\ S_k^{\text{min}} \leq S_{t,k} \leq S_k^{\text{max}} \\ S_{1,k} = S_{24,k} \\ \sum_{t=1}^{24} (I_t^{\text{BT},\text{chr}} + I_t^{\text{BT},\text{dis}}) \leq N \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $P_{t,k}^{\text{chr}}$ 、 $P_{t,k}^{\text{dis}}$  分别为储能设备  $k$  在  $t$  时刻的充、放能功率;  $S_{t,k}$  为储能设备  $k$  在  $t$  时刻的容量状态;  $P_{k,\text{chr}}^{\text{max}}$ 、 $P_{k,\text{chr}}^{\text{min}}$ 、 $P_{k,\text{dis}}^{\text{max}}$ 、 $P_{k,\text{dis}}^{\text{min}}$  分别为储能设备  $k$  的充、放能功率上、下限;  $S_k^{\text{min}}$ 、 $S_k^{\text{max}}$  分别为储能设备  $k$  的容量最小、最大值;  $S_{1,k}$ 、 $S_{24,k}$  分别为储能设备  $k$  在周期内初始和最终时刻的容量状态;  $P_{k,\text{chr}}^{\text{down}}$ 、 $P_{k,\text{chr}}^{\text{up}}$ 、 $P_{k,\text{dis}}^{\text{down}}$ 、 $P_{k,\text{dis}}^{\text{up}}$  分别为储能设备  $k$  的充、放能爬坡率上、下限;  $I_{t,k}^{\text{chr}}$ 、 $I_{t,k}^{\text{dis}}$  分别为储能设备  $k$  在  $t$  时刻的充、放功率状态标志位;  $I_t^{\text{BT},\text{chr}}$ 、 $I_t^{\text{BT},\text{dis}}$  分别为  $t$  时刻 BT 的

充、放电次数;  $N$  为 BT 的最大充放电频率次数。

系统中的电-热-氢能均需要满足功率平衡约束, 具体表示如下:

$$\begin{cases} P_t^{\text{WT}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{CHP},e} + P_t^{\text{e,buy}} + P_t^{\text{BT},\text{dis}} + P_t^{\text{EL},e} + \\ \quad P_t^{\text{HFC},e} = P_t^{\text{e,DA}} + P_t^{\text{BT},\text{chr}} \\ P_t^{\text{GB},h} + P_t^{\text{CHP},h} + P_t^{\text{HST},\text{dis}} + P_t^{\text{HFC},h} = \\ \quad P_t^{\text{h,DA}} + P_t^{\text{HST},\text{chr}} \\ P_t^{\text{g,buy}} = P_t^{\text{GB},g} + P_t^{\text{CHP},g} - P_t^{\text{MR},g} \\ P_t^{\text{EL},\text{H}_2} + P_t^{\text{HES},\text{dis}} = P_t^{\text{MR},\text{H}_2} + P_t^{\text{HFC},\text{H}_2} + P_t^{\text{HES},\text{chr}} \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $P_t^{\text{WT}}$ 、 $P_t^{\text{PV}}$  分别为  $t$  时刻风电、光伏机组的输出电功率;  $P_t^{\text{CHP},e}$ 、 $P_t^{\text{CHP},h}$  分别为  $t$  时刻 CHP 机组输出的电、热功率;  $P_t^{\text{CHP},g}$  为  $t$  时刻 CHP 机组消耗的天然功率;  $P_t^{\text{GB},g}$ 、 $P_t^{\text{GB},h}$  分别为  $t$  时刻 GB 消耗的天然功率和输出的热功率;  $P_t^{\text{BT},\text{chr}}$ 、 $P_t^{\text{BT},\text{dis}}$  分别为  $t$  时刻 BT 的充、放电功率;  $P_t^{\text{HST},\text{chr}}$ 、 $P_t^{\text{HST},\text{dis}}$  分别为  $t$  时刻 HST 的充、放热功率。

### 3.2 日内调度模型

在日内调度模型中, 考虑到可再生能源和负荷预测误差对电-热-氢 IES 运行的影响, 采用双时间尺度来平抑不同能源的功率波动。其中, 长时间尺度以 15 min 为时间尺度, 调度时间窗口为 1 h; 短时间尺度以 5 min 为时间尺度, 调度时间窗口为 30 min。

#### 3.2.1 长时间尺度调度模型

日内长时间尺度遵从日前调度计划, 从  $t_0$  时段开始, 根据日内 15 min 级更新可再生能源和负荷的预测数据, 调整设备在  $t_0+15$  min 时段的调度计划, 平抑电、热能的功率波动。该阶段以设备变化惩罚成本、购能成本、激励型热负荷补偿成本以及阶梯型碳交易成本之和最低为目标, 具体表示如下:

$$F_{\text{long}}^{\text{ID}} = \min(F_{\text{Buy}}^{\text{ID},\text{long}} + F_{\text{adjust}}^{\text{ID},\text{long}} + F_{\text{h,cut}}^{\text{ID}} + F_{\text{CO}_2}) \quad (26)$$

式中:  $F_{\text{Buy}}^{\text{ID},\text{long}}$  为日内长时间尺度的购能成本;  $F_{\text{adjust}}^{\text{ID},\text{long}}$  为日内长时间尺度的设备变化惩罚成本;  $F_{\text{h,cut}}^{\text{ID}}$  为日内热负荷削减的补偿成本。

其余各项可表示如下:

$$\begin{cases} F_{\text{Buy}}^{\text{ID},\text{long}} = \sum_{t=1}^T c_t^{\text{e,buy}} P_{\text{e,buy}}^{\text{ID},t} + \sum_{t=1}^T c_t^{\text{g,buy}} P_{\text{g,buy}}^{\text{ID},t} \\ F_{\text{adjust}}^{\text{ID},\text{long}} = \sum_{t=1}^T [(\Delta P_j^{\text{ID},t})^2 \varepsilon_j + (\Delta P_{k,\text{chr}}^{\text{ID},t} + \Delta P_{k,\text{dis}}^{\text{ID},t})^2 \varepsilon_k] \\ F_{\text{h,cut}}^{\text{ID}} = \sum_{t=1}^T \alpha_h P_t^{\text{h,cut}} \end{cases} \quad (27)$$

式中:  $P_{\text{e,buy}}^{\text{ID},t}$ 、 $P_{\text{g,buy}}^{\text{ID},t}$  分别为日内的购电功率和购气功率;  $\Delta P_j^{\text{ID},t}$ 、 $\varepsilon_j$  分别为能源设备  $j$  的变化功率及其变

化惩罚系数;  $\Delta P_{k,chr}^{ID,t}$ 、 $\Delta P_{k,dis}^{ID,t}$  分别为储能设备  $k$  的充、放能变化功率;  $\varepsilon_k$  为储能设备  $k$  的变化惩罚系数。

除各能源设备上、下限约束、功率平衡约束以及需求响应约束之外,各能源设备的运行状态须遵从日前出力计划:

$$\begin{cases} u_j^{AD,t} = u_j^{ID,t} \\ I_{k,chr}^{AD,t} = I_{k,chr}^{ID,t} \\ I_{k,dis}^{AD,t} = I_{k,dis}^{ID,t} \end{cases} \quad (28)$$

式中:  $u_j^{AD,t}$ 、 $u_j^{ID,t}$  分别为能源设备  $j$  在日前和日内的运行状态;  $I_{k,chr}^{AD,t}$ 、 $I_{k,chr}^{ID,t}$ 、 $I_{k,dis}^{AD,t}$ 、 $I_{k,dis}^{ID,t}$  分别为储能设备  $k$  在日前、日内的充、放能状态。

### 3.2.2 短时间尺度调度模型

日内短时间尺度根据更新后 5 min 级的源、荷预测数据,以长时间尺度调整后的运行计划为基础,通过改变购电功率、引入超级电容器和调整用电策略进一步对调度时长较短的电功率进行平抑,以购电功率变化成本、激励型电负荷补偿成本和超级电容器运行成本之和最低为目标:

$$F_{short}^{ID} = \min(F_{Grid}^{ID,short} + F_{soc}^{ID,short} + F_{e,cut}^{ID}) \quad (29)$$

式中:  $F_{Grid}^{ID,short}$  为购电功率变化成本;  $F_{soc}^{ID,short}$  为超级电容器运行成本。

其各项可表示如下:

$$\begin{cases} F_{Grid}^{ID,short} = \sum_{t=1}^T c_t^{e,buy} (P_t^{e,buy} + \Delta P_t^{e,buy}) \\ F_{soc}^{ID,short} = \sum_{t=1}^T \delta_{soc} (P_t^{soc,chr} + P_t^{soc,dis}) \\ F_{e,cut}^{ID} = \sum_{t=1}^T \alpha_e c_t^{e,buy} P_t^{e,cut} \end{cases} \quad (30)$$

式中:  $\Delta P_t^{e,buy}$  为  $t$  时刻 IES 购电功率调整量;  $P_t^{soc,chr}$ 、 $P_t^{soc,dis}$  分别为  $t$  时刻超级电容器的充、放能功率;  $\delta_{soc}$  为超级电容器的单位运行维护成本系数。

此外,日内短时间尺度的约束条件也须满足电功率平衡约束、设备运行状态约束,并且超级电容器也须满足式(24)的充、放电功率上、下限约束,此处不再赘述。

### 3.2.3 联络线交互功率波动率

IES 在联网的模式下,需要考虑其与外部电网、外部气网之间的交互功率。为了判断系统的稳定性,引入联络线交互功率波动率为:

$$l_e = \left( \sum_{t=1}^T |P_{e,buy}^{ID,t} - P_{e,buy}^{DA,t}| \right) / P_{e,buy}^{DA,t} \quad (31)$$

$$l_g = \left( \sum_{t=1}^T |P_{g,buy}^{ID,t} - P_{g,buy}^{DA,t}| \right) / P_{g,buy}^{DA,t} \quad (32)$$

式中:  $l_e$ 、 $l_g$  分别为 IES 与外部电网和外部气网的交互功率波动率;  $P_{e,buy}^{DA,t}$  为日前的购电功率;  $P_{g,buy}^{DA,t}$  为日前的购气功率。

### 3.3 IES 多时间尺度调度策略

图 1 为考虑日前-日内多重需求响应的电-热-氢 IES 多时间尺度调度策略流程。

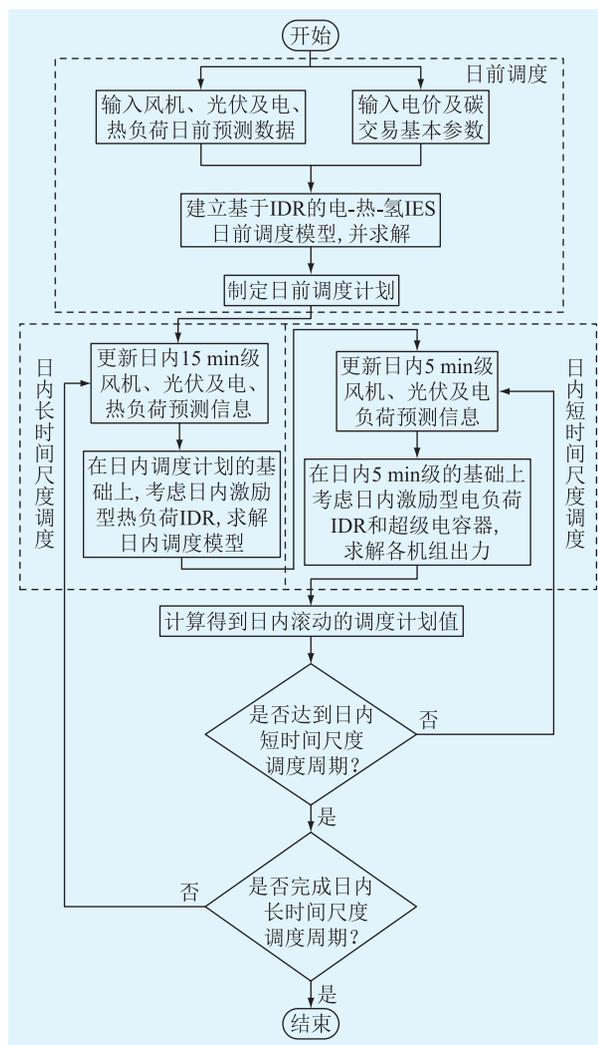


图 1 多时间尺度调度流程

Fig.1 Flow chart of multi-time scale scheduling

具体步骤如下。步骤 1:输入初始数据。步骤 2:建立电-热-氢各能源设备模型和需求响应模型。步骤 3:基于日前电、热 IDR,以 IES 日前综合成本最低为目标,制定 24 h 的日前机组出力计划以及用电计划。步骤 4:依据日前计划,以 15 min 为时间尺度,在日内时段,根据日内更新的风电、光伏的出力以及负荷等预测信息,以日内长时间尺度内运行成本最低为目标,通过调整各设备出力和激励型热负荷需求响应平抑各能源功率波动。步骤 5:短时间尺度调整与长时间尺度嵌套执行,只在每个 5 min 开始时,根据日内 5 min 级的预测信息,通过调整购电功率、引入超级电容器和激励型电负荷需求响应

进一步对时长较短的电功率波动进行平抑,确定调整后的最终调度计划值。

上述求解过程均采用 Gurobi 工具箱进行求解。

## 4 算例分析

### 4.1 算例参数

以某电-热-氢 IES 为对象进行算例分析,其结构如图 2 所示。该 IES 内部的电、热负荷以及风电、光伏预测数据曲线如图 3 所示。IES 内各能源设备参数见表 2。分时电价中谷时段为 23:00—06:00;平时段为 06:00—09:00、13:00—17:00;峰时段为 09:00—13:00、17:00—23:00;  $T_{\min}^{\text{in}}$  和  $T_{\max}^{\text{in}}$  分别为 15 °C 和 24 °C,典型日室外温度参考文献[21];日内调度中预测数据由日前预测数据及其预测误差分布生成,其各部分不确定性水平参考文献[13];日内电、热负荷削减率  $\varphi_e$  与  $\varphi_s$  均取 5%;激励型 IDR 中负荷补贴系数  $\alpha_e$ 、 $\alpha_{h,1}$ 、 $\alpha_{h,2}$  分别为 0.04、0.03、0.05;日内设备调整惩罚系数可参考文献[22]。

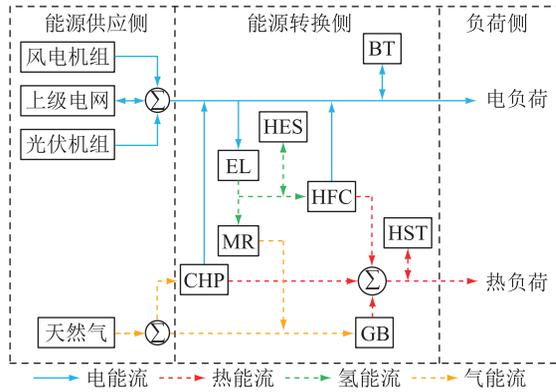


图 2 电-热-氢 IES 结构

Fig.2 Structure of electric-thermal-hydrogen IES

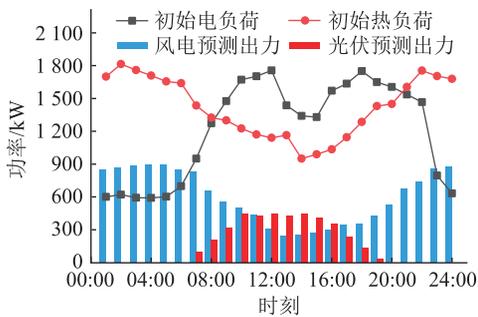


图 3 电、热负荷及其风电、光伏预测曲线

Fig.3 Power and heat loads, their wind power and photovoltaic prediction curves

表 2 中,  $\eta_{\text{CHP},e}$ 、 $\eta_{\text{CHP},h}$  分别为 CHP 机组的发电效率和产热效率;  $\eta_{\text{GB}}$  为 GB 的产热效率;  $P_{\text{CHP},\text{max}}$ 、 $P_{\text{GB},\text{max}}$  分别为 CHP 机组和 GB 的功率上限;  $P_{\text{MR},\text{H}_2,\text{max}}$  为输入 MR 的氢气功率上限;  $P_{\text{EL},e,\text{max}}$  为输

入 EL 电功率的上限;  $P_{\text{HFC},\text{H}_2,\text{max}}$  为输入 HFC 的氢气功率上限;  $\eta_{\text{chr},\text{HST}}$ 、 $\eta_{\text{dis},\text{HST}}$  分别为 HST 的充、放能效率;  $\eta_{\text{chr},\text{BT}}$ 、 $\eta_{\text{dis},\text{BT}}$  分别为 BT 的充、放能效率;  $\gamma_{\text{HST}}$  为 HST 的自损系数;  $P_{\text{BT},\text{chr},\text{max}}$ 、 $P_{\text{BT},\text{dis},\text{max}}$  分别为 BT 的充、放功率上限;  $P_{\text{HST},\text{chr},\text{max}}$ 、 $P_{\text{HST},\text{dis},\text{max}}$  分别为 HST 的充、放功率上限;  $P_{e,\text{buy},\text{max}}$  为购电功率上限。

表 2 各项能源设备参数

Table 2 Parameters of various energy equipments

参数	数值	参数	数值
$\eta_{\text{CHP},e}$	0.40	$P_{\text{CHP},\text{max}}/\text{kW}$	700
$\eta_{\text{CHP},h}$	0.60	$P_{\text{MR},\text{H}_2,\text{max}}/\text{kW}$	250
$\eta_{\text{MR}}$	0.60	$P_{\text{GB},\text{max}}/\text{kW}$	1 200
$\eta_{\text{GB}}$	0.90	$P_{\text{EL},e,\text{max}}/\text{kW}$	400
$\eta_{\text{EL}}$	0.87	$P_{\text{HFC},\text{H}_2,\text{max}}/\text{kW}$	250
$\eta_{\text{HFC}}^e$	0.45	$P_{\text{BT},\text{chr},\text{max}}/\text{kW}$	200
$\eta_{\text{HFC}}^h$	0.55	$P_{\text{BT},\text{dis},\text{max}}/\text{kW}$	200
$\eta_{\text{chr},\text{BT}}$	0.95	$P_{\text{HST},\text{chr},\text{max}}/\text{kW}$	200
$\eta_{\text{dis},\text{BT}}$	0.95	$P_{\text{HST},\text{dis},\text{max}}/\text{kW}$	200
$\eta_{\text{chr},\text{HST}}$	0.97	$P_{e,\text{buy},\text{max}}/\text{kW}$	800
$\eta_{\text{dis},\text{HST}}$	0.98	$\gamma_{\text{HST}}$	0.02

### 4.2 日前调度结果分析

为验证所提模型在提升系统经济性、环保性的优势,现设置以下 5 种场景进行对比分析。

场景 1:传统的电-热调度模型。场景 2:在场景 1 的基础上引入电转气(power to gas, P2G)设备,即电-热-氢调度模型。场景 3:文中所提的电-热-氢调度模型。场景 4:在场景 3 的基础上引入阶梯型碳交易机制。场景 5:在场景 4 的基础上,进一步考虑电、热 IDR 模型。5 种场景下的对比结果如表 3 所示。场景 1—场景 3 的电优化结果如图 4 所示。

表 3 不同场景的各成本和碳排放量对比结果

Table 3 Cost and carbon emission comparison results of different scenarios

场景	总成本/元	购电成本/元	购气成本/元	运维成本/元	碳交易成本/元	碳排放总量/kg
1	24 672.9	4 654.1	17 937.6	2 081.2		12 002.1
2	22 726.5	4 453.5	16 138.3	2 134.7		10 911.4
3	22 487.9	4 432.1	15 643.2	2 412.6		10 526.5
4	21 652.1	1 851.8	18 094.1	2 626.1	-919.9	9 132.8
5	20 290.4	1 148.9	17 574.4	2 537.5	-970.4	7 874.2

由图 4 可见,由于风电具有反调峰特点,因此场景 1 在 23:00—06:00 电负荷低谷时段的弃风功率比较严重,一方面导致清洁能源资源的浪费,能源利用率不高,另一方面使系统的购气成本上升。场景 2 在场景 1 的基础上引入 P2G 设备,增加电、气之间的耦合,通过 P2G 设备将夜间富裕的风电转换

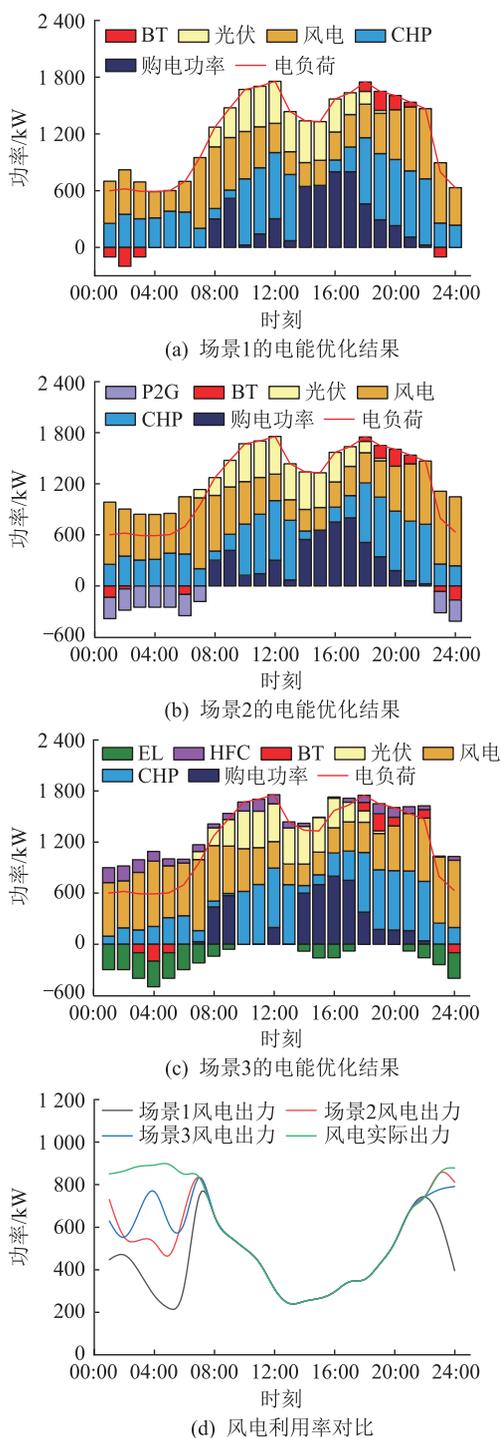


图4 场景1—场景3的电能优化结果  
Fig.4 Electricity optimization results of scenario 1-scenario 3

成气能,有效降低弃风功率,增加能源的利用率。由表3可知,场景2的IES总成本和系统的碳排放量分别下降7.89%和9.09%。

而对于场景3,由于引入氢能耦合环节,首先,IES会将夜间富裕的风电资源输入进EL进行制氢,提高风电的消纳能力。其次,通过EL环节产生的氢气,一部分可送入HFC中提供电能和热能,另一部分输送至MR中合成天然气,还有一部分通过氢

储能设备进行储存,从而实现电-热-氢耦合。此外,由于氢能的高效、清洁特性,引入氢能系统也能有效降低IES的碳排放总量,由表3可知,场景3的IES总成本和碳排放总量相比场景2分别下降1.05%和3.53%。

场景3和场景4的购电功率和CHP出力对比情况如图5所示。当IES的目标函数中引入阶梯型碳交易成本之后,由于系统碳排放总量小于免费分配的碳配额,IES能够在碳交易市场中将多出的碳排放权进行售卖,从而获得碳交易收益。由图5可看出,引入阶梯型碳交易机制后,场景4中的IES外购电量得到较大程度的降低,且系统的清洁机组CHP的出力得到提升。由表3可知,场景4的IES总成本和系统碳排放总量相比场景3分别下降3.7%和13.2%。

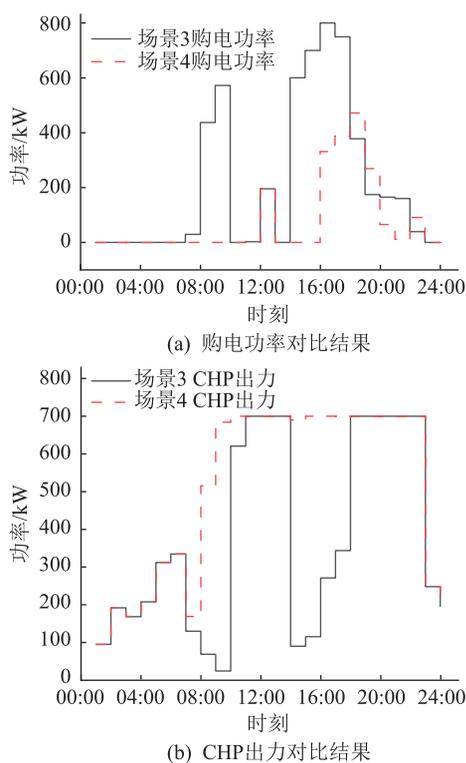


图5 场景3和场景4的购电功率和CHP出力情况对比  
Fig.5 Comparison of purchased power and CHP output in scenario 3 and scenario 4

场景5在场景4的基础上进一步考虑电、热IDR,其电、热IDR前后的对比结果如图6所示。电、热负荷的峰谷差均出现不同程度的下降。由表3可知,相比场景4,场景5的系统总成本和碳排放总量分别下降6.3%和13.8%。其原因是用户将高峰负荷转移至低谷负荷能够有效降低IES在负荷高峰时期的供能压力和外购电量,提高IES的经济性,并且由于机组出力和外购电量的降低,系统的碳排放量进一步减少。

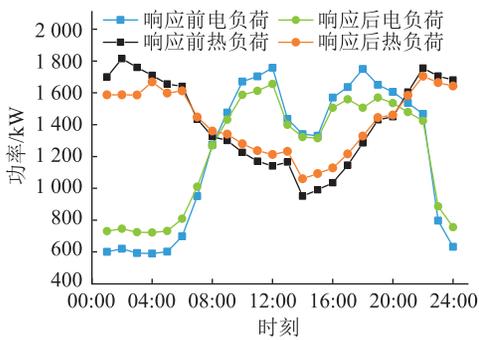


图6 需求响应前后电、热负荷对比结果

Fig.6 Power and heat load comparison results before and after demand response

### 4.3 日内调度结果分析

日内调度以日前调度中场景5的机组出力计划为基础进行优化。日内滚动优化调度中各能源设备出力调整结果与日前调度出力计划的对比结果如图7所示。

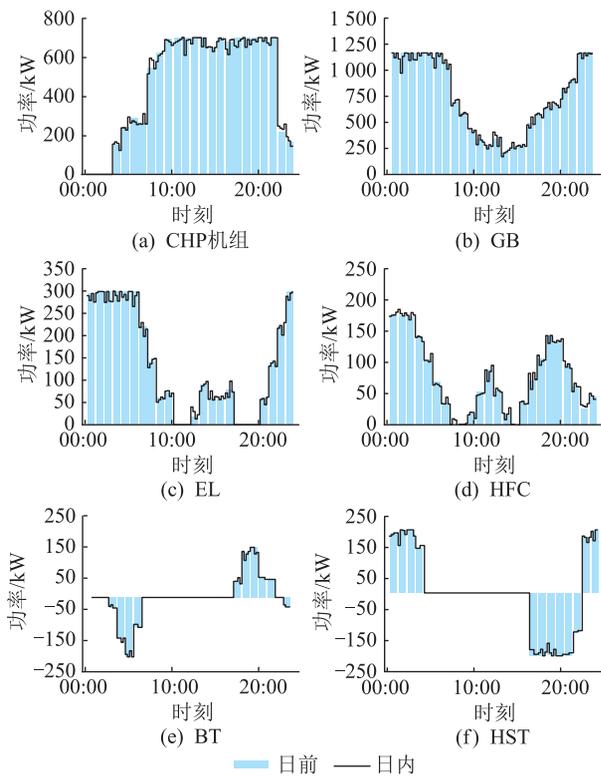


图7 日前-日内出力结果对比

Fig.7 Comparison of output results between day-ahead and intra-day

由于日前调度与日内调度的时间尺度和源、荷预测信息的差异较大,日内调度中各设备可以通过调整自身的出力大小,使IES内多种设备参与到功率波动平抑过程中。以图7(c)的EL对比结果为例,在日内调度策略下,EL的输出功率在遵从日前调度出力状态的基础上,通过调整自身设备出力大小来平抑功率波动。

图8为日内短时间尺度中超级电容器的充、放电功率曲线优化结果图。对于短时间尺度,考虑到电功率的调度时长较短,文中将超级电容器作为功率型储能引入IES内,由图8可看出,超级电容器通过快速充、放电功率来平抑系统的电功率波动,使其最大程度上减少购电功率波动。此外,除引入超级电容器,还可通过引入激励型电负荷来平抑电功率的波动。

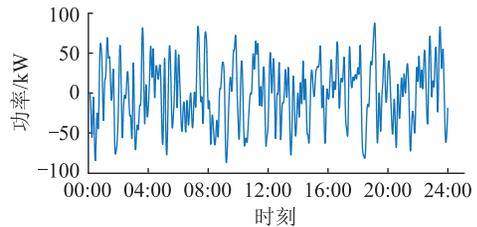


图8 超级电容器充、放电功率优化结果

Fig.8 Power optimization results of super capacitor charging and discharging

图9为考虑日内激励型IDR策略前后的电、热负荷优化对比结果。由于日内调度中各能源设备出力调整的惩罚成本较高,功率波动也较大。在日内滚动优化调度中引入激励型电、热柔性负荷,可使用户通过调整自身用能策略来缓解系统功率波动,让用户也参与到功率波动平抑过程中。由图9(a)可以看出,在09:00—13:00以及17:00—23:00等电负荷较高时段,由于此时负荷需求较高,机组出力较大,因此其对应的设备调整量也较大。IES为了减少设备调整量,通过给予用户一定的激励补贴,使用户根据激励政策调整自身的用电策略,因此该时段的电、热负荷出现不同程度的削减。而在23:00—06:00等电负荷谷时段,设备调整量较低,因此该时段用户负荷未出现削减。同理,热负荷的优化结果与电负荷类似。

为验证文中所提考虑日内激励型IDR策略后的日内双时间尺度调度策略的有效性,新设置3种场景进行对比分析。

场景6:在遵从日前调度的基础上,未考虑双时间尺度调度策略,其源、荷预测误差导致的功率波动全部由外部电网和外部气网来平抑。场景7:在日前调度的基础上,日内采用双时间尺度调度策略平抑功率波动,但未考虑激励型IDR策略和超级电容器。场景8:考虑超级电容器和日内激励型IDR的双时间尺度调度策略,即文中场景。

3种场景下的对比结果如表4所示,且购电功率波动率和购气功率波动率的对比结果如图10所示。

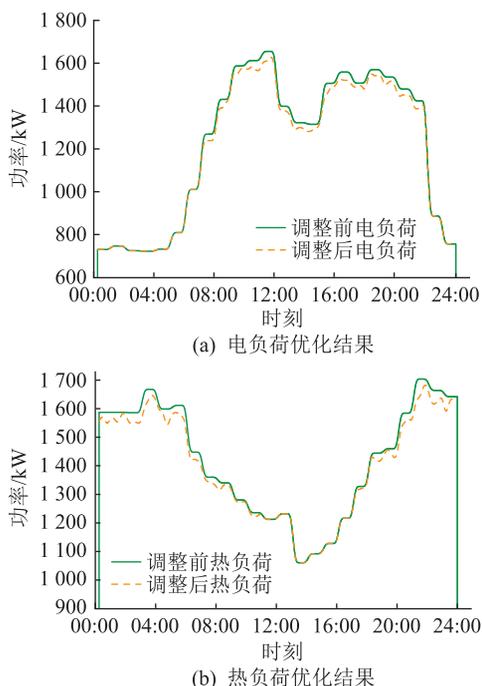


图9 考虑日内激励型 IDR 策略前后的电、热负荷对比结果  
Fig.9 Comparison results of power and heat loads before and after considering intra-day incentive IDR strategy

表4 3种场景下的算例对比结果

Table 4 Comparison results of calculation examples under three scenarios

参数	场景6	场景7	文中场景
总成本/元	20 945.5	20 576.7	20 267.3
机组变化成本/元	0	657.4	424.5
激励补贴成本/元	0	0	361.6
碳排放总量/kg	8 364.8	7 733.8	7 183.2
购电功率波动率/%	17.57	9.89	6.54
购气功率波动率/%	20.41	12.48	8.67

结合表4和图10可知,相比场景6,场景7的IES总成本和碳排放总量分别下降1.76%和7.54%,且购电、购气功率波动率分别下降7.68%和7.93%。这是由于场景7的日内双时间尺度调度策略能通过调整各个能源设备的输出功率来平抑系统功率波动,平抑预测误差带来的功率波动。而场景6则是完全通过调整购电、购气功率来平抑系统的功率波动,因此在平抑过程中产生大量的购电、购气功率波动,导致IES的购电成本和购气成本大大增加,使IES的总成本和碳排放总量上升。

对比场景7和文中场景,由表4可知,文中场景的IES总成本和系统碳排放总量分别下降1.50%和7.12%,且购电、购气功率的波动率也分别下降3.35%和3.81%。由于文中场景引入激励型IDR策略,IES通过给予补贴激励使用户也参与到功率波

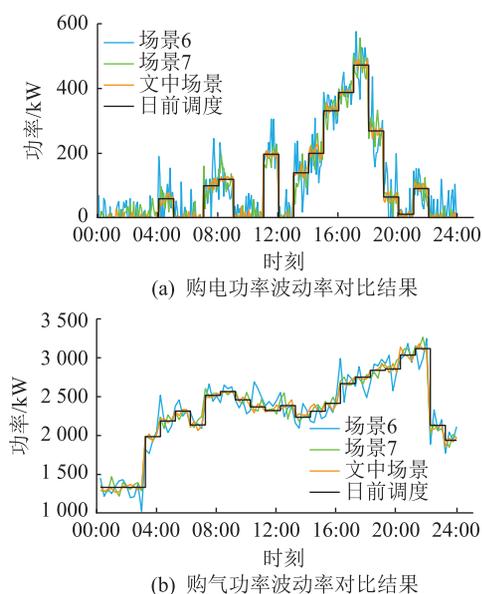


图10 购电、购气功率波动率对比结果

Fig.10 Comparison results of power fluctuation rate of power purchase and gas purchase

动平抑过程中,并在短时间尺度中还进一步引入了超级电容器来平抑时长较短的电功率波动,通过调整用能策略以及快速改变超级电容器充、放电功率,进一步降低系统的功率波动,并且由于削减了用户的部分电、热负荷,同时也减少了IES的运行成本和碳排放总量。

## 5 结论

文中建立计及多重激励需求响应的电-热-氢IES多时间尺度低碳调度策略,通过算例验证,可得如下结论。

(1) 考虑到需求侧资源在不同时间尺度下的响应差异性,建立日前-日内多重激励的IDR模型,实现需求侧资源利用的最大化。仿真结果表明,日前IDR能有效提升系统的运行经济性,日内IDR能进一步降低系统的功率波动。

(2) 所提的电-热-氢多能耦合模型充分发挥氢能的清洁低碳特性,氢能的利用能够在提升IES运行经济性的同时,有效降低系统的碳排放总量。此外,阶梯型碳交易机制的引入能够使系统清洁机组积极上网运行,提升系统的环境效益。

(3) 采用多时间尺度的调度策略能够很好地应对可再生能源和负荷的不确定性。其中日内调度阶段考虑不同能量在不同时间尺度下的响应特性,通过建立日内双时间尺度调度策略,能有效对各能源设备出力进行调整,缓解功率波动。此外,通过引入超级电容器和日内激励型IDR等资源,能进一步降低系统的功率波动。

在后续研究中将进一步考虑多类型需求响应资源在调节过程中存在的诸多不确定性因素,并进一步研究多个 IES 之间的交互模式。

#### 参考文献:

- [1] MURTY V V S N, KUMAR A. Retraction note: multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7: 11.
- [2] 帅挽澜, 朱自伟, 李雪萌, 等. 考虑风电消纳的综合能源系统“源-网-荷-储”协同优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(19): 18-26.
- SHUAI Wanlan, ZHU Ziwei, LI Xuemeng, et al. "Source-network-load-storage" coordinated optimization operation for an integrated energy system considering wind power consumption[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(19): 18-26.
- [3] YE Y, DING J, WANG W L, et al. The storage performance of metal hydride hydrogen storage tanks with reaction heat recovery by phase change materials[J]. Applied Energy, 2021, 299: 117255.
- [4] 滕云, 孙鹏, 罗桓桓, 等. 计及电热混合储能的多源微网自治优化运行模型[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(18): 5316-5324, 5578.
- TENG Yun, SUN Peng, LUO Huanhuan, et al. Autonomous optimization operation model for multi-source microgrid considering electrothermal hybrid energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(18): 5316-5324, 5578.
- [5] 郭梦婕, 严正, 周云, 等. 含风电制氢装置的综合能源系统优化运行[J]. 中国电力, 2020, 53(1): 115-123, 161.
- GUO Mengjie, YAN Zheng, ZHOU Yun, et al. Optimized operation design of integrated energy system with wind power hydrogen production[J]. Electric Power, 2020, 53(1): 115-123, 161.
- [6] 徐诗鸿, 张宏志, 林湘宁, 等. 近海海岛多态能源供需自治系统日前优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(S1): 15-29.
- XU Shihong, ZHANG Hongzhi, LIN Xiangning, et al. Optimal dispatching strategy of self-consistent supply and demand system of polymorphic energy in offshore islands recently[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(S1): 15-29.
- [7] 刘海涛, 朱海南, 李丰硕, 等. 计及碳成本的电-气-热-氢综合能源系统经济运行策略[J]. 电力建设, 2021, 42(12): 21-29.
- LIU Haitao, ZHU Hainan, LI Fengshuo, et al. Economic operation strategy of electric-gas-heat-hydrogen integrated energy system considering carbon cost[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(12): 21-29.
- [8] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [9] 王成山, 吕超贤, 李鹏, 等. 园区型综合能源系统多时间尺度模型预测优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6791-6803, 7093.
- WANG Chengshan, LÜ Chaoxian, LI Peng, et al. Multiple time-scale optimal scheduling of community integrated energy system based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6791-6803, 7093.
- [10] CHENG S, WANG R, XU J Y, et al. Multi-time scale coordinated optimization of an energy hub in the integrated energy system with multi-type energy storage systems[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 47: 101327.
- [11] 汤翔鹰, 胡炎, 耿琪, 等. 考虑多能灵活性的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 81-90.
- TANG Xiangying, HU Yan, GENG Qi, et al. Multi-time-scale optimal scheduling of integrated energy system considering multi-energy flexibility[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 81-90.
- [12] 陈志颖, 温步瀛, 朱振山. 计及风电相关性的区域综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(8): 25-32.
- CHEN Zhiying, WEN Buyang, ZHU Zhenshan. Multi-time scale optimal scheduling of regional integrated energy system considering wind power correlation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(8): 25-32.
- [13] 程杉, 魏昭彬, 黄天力, 等. 基于多能互补的热电联供型微网优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 160-168.
- CHENG Shan, WEI Zhaobin, HUANG Tianli, et al. Multi-energy complementation based optimal operation of a microgrid with combined heat and power[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 160-168.
- [14] 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]. 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]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 12-21.
- [15] 蔡颖凯, 张冶, 曹世龙, 等. 面向综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(9): 65-72.
- CAI Yingkai, ZHANG Ye, CAO Shilong, et al. Optimal scheduling of the integrated electricity and natural gas system considering the integrated demand response[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(9): 65-72.
- [16] 张涛, 郭玥彤, 李逸鸿, 等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 52-61.
- ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization

- scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control,2021,49(1):52-61.
- [17] 陈柏翰,冯伟,孙凯,等. 冷热电联供系统多元储能及孤岛运行优化调度方法[J]. 电工技术学报,2019,34(15):3231-3243.  
CHEN Pohan,FENG Wei,SUN Kai,et al. Multi-energy storage system and islanded optimal dispatch method of CCHP [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2019,34(15):3231-3243.
- [18] 蒋文超,严正,曹佳,等. 计及柔性负荷的能源枢纽多目标综合优化调度[J]. 电测与仪表,2018,55(13):31-39.  
JIANG Wenchao,YAN Zheng,CAO Jia,et al. Multi-objective comprehensive optimal dispatch of energy hub considering flexible load [J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2018,55(13):31-39.
- [19] 邓杰,姜飞,王文烨,等. 考虑电热柔性负荷与氢能精细化建模的综合能源系统低碳运行[J]. 电网技术,2022,46(5):1692-1704.  
DENG Jie,JIANG Fei,WANG Wenye,et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling [J]. Power System Technology,2022,46(5):1692-1704.
- [20] 刘蓉晖,李子林,杨秀,等. 考虑用户侧柔性负荷的社区综合能源系统日前优化调度[J]. 太阳能学报,2019,40(10):2842-2850.
- LIU Ronghui,LI Zilin,YANG Xiu,et al. Optimal dispatch of community integrated energy system considering user-side flexible load [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica,2019,40(10):2842-2850.
- [21] KONG X Y,XIAO J,WANG C S,et al. Bi-level multi-time scale scheduling method based on bidding for multi-operator virtual power plant[J]. Applied Energy,2019,249:178-189.
- [22] 陈传杰,杨海柱,李梦龙,等. 基于实时定价机制的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 科学技术与工程,2021,21(12):4968-4974.  
CHEN Chuanjie,YANG Haizhu,LI Menglong,et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated energy systems based on real-time pricing mechanism[J]. Science Technology and Engineering,2021,21(12):4968-4974.

作者简介:



吴艳娟

吴艳娟(1973),女,博士,教授,研究方向为智能电网、电力系统优化与控制、智能控制(E-mail:wuyanjuan12@126.com);

张亦炫(1998),男,硕士在读,研究方向为综合能源系统优化调度;

王云亮(1963),男,硕士,教授,研究方向为电力电子技术和微机控制。

## Multi-time scale low carbon operation integrated energy system considering multiple integrated demand responses

WU Yanjuan<sup>1,3</sup>, ZHANG Yixuan<sup>1</sup>, WANG Yunliang<sup>1,2</sup>

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Tianjin University of Technology, Tianjin 300384, China;

2. Tianjin Key Laboratory of Control Theory and Application for Complex Systems, Tianjin 300384, China;

3. Tianjin Key Laboratory of New Energy Power Conversion, Transmission and Intelligent Control, Tianjin 300384, China)

**Abstract:** In order to tap the response potential of demand-side resources, a multi-time scale low carbon scheduling strategy for the integrated energy system (IES) with multiple demand responses is proposed. First of all, considering the difference in response of demand-side resources at different time scales, a multiple integrated demand response (IDR) model considering price and incentive is established. Secondly, in order to reduce the impact of source and load forecasting errors on the operation of IES, the day-ahead low carbon economic scheduling model and the intra-day double-time-scale rolling optimization flattening model are constructed respectively. Finally, different scenarios are set up for comparative analysis in the simulation of a numerical example. The results show that compared with traditional IDR, the multiple IDR can effectively tap user response potential and improve system economy. In addition, the multi-time scale scheduling strategy taking into account IDR can effectively alleviate the power fluctuation caused by the source and load error and reduce the carbon emissions of the system, so as to realize the low carbon, economic and stable operation of IES.

**Keywords:** integrated energy system (IES); integrated demand response (IDR); hydrogen energy; multi-time scale; low carbon optimization; difference in response

(编辑 吴昊)