

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190774

# 考虑需求侧电热气负荷响应的区域综合能源系统优化运行

杨海柱, 李梦龙, 江昭阳, 刘向阳, 郭一鸣

(河南理工大学电气工程与自动化学院, 河南 焦作 454000)

**摘要:** 作为能源互联网的基础, 综合能源系统将是未来能源发展的重要方式, 实现区域内综合能源系统的协调运行会变得至关重要。在考虑到需求侧天然气与电能同样具有商品属性, 类比电负荷的峰谷分时电价策略, 首先搭建天然气和电能峰谷分时价格及热能负荷响应数学模型。其次建立了以运行成本最低为目标函数, 对供需平衡和供储能设备等设立约束的电热气联合供应的区域综合能源系统模型。算例分析表明, 考虑到电热气需求侧响应将会优于不考虑或者只考虑单一和两者响应, 可达到运行成本更低、削峰填谷、减少弃风弃光和提高能源利用率等优势。

**关键词:** 综合能源系统; 天然气分时电价; 需求侧响应; 电热气联合; 运行成本优化

## Optimal operation of regional integrated energy system considering demand side electricity heat and natural-gas loads response

YANG Haizhu, LI Menglong, JIANG Zhaoyang, LIU Xiangyang, GUO Yiming

(School of Electrical Engineering and Automation, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454000, China)

**Abstract:** As the foundation of the energy internet, integrated energy system will be an important way for future energy development, and the coordinated operation of integrated energy system in the region will become crucial. Considering that the demand side natural-gas and electric energy have the same commodity properties, this paper analogizes the peak-to-valley time-of-use price strategy of electricity load. First, it sets up the mathematical model of natural-gas and electric energy peak-to-valley time-of-use price and thermal load response; second, it establishes a regional integrated energy system model with the combined electricity, heat and natural-gas supply, which takes the minimum operating system operating cost as the objective function and supply-demand balance and energy supply-storage equipment as the constraints. The example analysis shows that considering the demand side response of the electricity, heat and natural-gas is superior to not considering or considering only the single and the two responses. This can achieve lower operating costs and peak-load shifting, reduce abandoned new energy power, and improve energy utilization.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61703144).

**Key words:** integrated energy system; natural-gas time-of-use electricity price; demand side response; combined power heat and natural-gas; operating cost optimization

## 0 引言

随着社会发展步入新的阶段, 化石燃料等不可再生能源日渐枯竭, 环境问题也变得日益严重, 如何提高能源的利用率、增强相互之间的耦合成为近年来国内外学者研究的热点<sup>[1-2]</sup>。作为能源互联网的基础, 综合能源系统(Integrated Energy System, IES)集电力系统、热力系统和天然气系统于一体, 能够

实现对多种能源的综合管理和经济调度, 是提高能源利用率的有效途径<sup>[3]</sup>。但是随着多种能源之间相互影响, 单个能源系统的运行受到与其耦合系统的约束; 同时耦合设备也会对系统的能量流产生影响<sup>[4]</sup>。所以, IES的优化运行成为需要解决的重要问题。

为了使IES的能源利用率变高, 同时增大可再生能源的消纳比, 已有研究主要围绕可再生能源相结合、能量流特性及相关耦合设备对IES的经济调度和优化运行。文献[5]基于电热联合调度的区域

并网型系统, 采用 Cplex 优化软件求得调度周期内微电源最佳出力及运行成本。文献[6]考虑了热力系统中供热管道传输时间延迟和热损失等热动态特性、以及用户供热需求的柔性, 建立了电-热 IES 优化调度模型。文献[7]提出一种含电转气的气电互联 IES 多目标优化调度模型, 发现了天然气负荷的变化对电力系统调度有较大冲击, 进而影响系统的经济性和污染排放。文献[8]提出了一种考虑需求侧负荷响应及动态天然气潮流的电-气 IES 优化调度新模型, 得到响应的引入可提升 IES 运行的经济性的结论。文献[9]提出了一种基于电热负荷综合需求园区微网 IES 响应机制, 结果表明, 综合需求响应的应用提高了园区微网热电生产的灵活性。

以上文献在多能源系统的运行及调度方面取得了一定进展, 但同时也存在一些问题。了解到考虑 IES 需求侧负荷响应可以达到系统的目标优化<sup>[10]</sup>, 而将天然气负荷应用到需求侧响应则较少考虑。

本文在考虑到需求侧负荷响应的基础上, 建立需求侧电力和热力负荷响应的模型, 以及具有与电力同样商品属性的天然气需求响应的模型。进而构建了电热气联合供应的区域 IES 运行成本最低的目标函数, 对供需平衡和供储能设备等设立约束, 在 MATLAB 中采用 Cplex 进行优化。算例分析表明, 考虑到电热气需求侧响应将会优于不考虑或者只考虑单一和两者响应, 可达到运行成本更低、削峰填谷和提高可再生能源利用率等优势。

## 1 区域 IES 及其多负荷需求模型

### 1.1 区域 IES 结构图

本文所研究的是以满足电力、热力和天然气负荷的电力为主要需求响应对象的区域 IES。利用风能和光伏等清洁能源产生电能, 电、热和天然气网络通过热泵、电转气(Power to Gas, P2G)、热电联产(Combined Heating and Power, CHP)和电锅炉等设备发生耦合, 利用电、热和天然气储能设备以稳定系统的运行。区域中 IES 结构如图 1 所示。

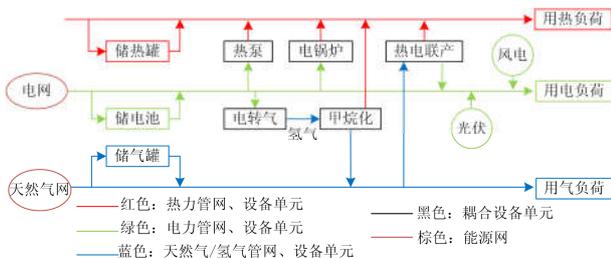


图 1 区域 IES 结构图

Fig. 1 Regional IES structure

### 1.2 电力负荷需求侧模型

考虑需求侧电力消耗, 合理规划电能的使用, 将会使电网运行平稳, 同时也可以节约用户的成本。规划需求侧电力的消耗主要采用峰谷激励型和峰谷分时电价型策略<sup>[11]</sup>, 本文采用峰谷分时电价型策略<sup>[12]</sup>, 将一天 24 h 分为高峰期、平时期和低谷期。

本文采用使用广泛的电量电价弹性矩阵求解电力负荷需求侧模型, 用电量比相应的价格变化量, 将其进行线性化处理<sup>[13]</sup>, 得电量电价的弹性系数为

$$\eta = \frac{\Delta q}{\Delta p} \cdot \frac{p}{q} \quad (1)$$

式中,  $\Delta q$  和  $\Delta p$  分别为电量  $q$  和电价  $p$  的相对增量。

所用负荷分为不可避免、可避免和分时避免型, 称不可避免型负荷的需求弹性比为自弹性比值; 称分时避免型负荷的需求弹性比为交叉弹性比值; 可避免型负荷应当及时断电, 减少不必要的电力浪费。

上述中自弹性系数  $\eta_{ii}$  和交叉弹性系数  $\eta_{ij}$  如式(2)和式(3)所示。

$$\eta_{ii} = \frac{\Delta q_i}{\Delta p_i} \cdot \frac{p_i}{q_i} \quad (2)$$

$$\eta_{ij} = \frac{\Delta q_i}{\Delta p_j} \cdot \frac{p_j}{q_i} \quad (3)$$

式中,  $i$ 、 $j$  代表不同的时段。

因此, 对于时段  $1 \sim n$  有如下关系式。

$$\begin{bmatrix} \Delta q_1 & \Delta q_2 & \dots & \Delta q_n \\ q_1 & q_2 & \dots & q_n \end{bmatrix}^T = \mathbf{E}_d \begin{bmatrix} \Delta p_1 & \Delta p_2 & \dots & \Delta p_n \\ p_1 & p_2 & \dots & p_n \end{bmatrix}^T \quad (4)$$

式中,  $\mathbf{E}_d = \begin{bmatrix} \eta_{11} & \eta_{12} & \dots & \eta_{1n} \\ \eta_{21} & \eta_{22} & \dots & \eta_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \eta_{n1} & \eta_{n2} & \dots & \eta_{nn} \end{bmatrix}$  为电量电价弹性矩阵<sup>[14]</sup>。

求得需求侧响应后总的电量  $q_z$  为

$$q_z = q_t + \Delta q_t =$$

$$[q_1 \dots q_t] + [q_1 \dots q_t] \mathbf{E}_d \begin{bmatrix} \Delta p_1 & \dots & \Delta p_t \\ p_1 & \dots & p_t \end{bmatrix}^T \quad (5)$$

式中:  $q_t$  为需求侧响应前  $t$  时段负荷电量;  $\Delta q_t$  为需求侧响应后  $t$  时段负荷电量变化值<sup>[15]</sup>。

### 1.3 热力负荷需求侧模型

供热系统由热源、热网及采暖建筑物等组成, 其中热网和采暖建筑物都具有很大的热惯性<sup>[16]</sup>。从热源到用户通过管道传递, 供热网传热有时延; 从人的角度来说, 人对于热感存在一定的模糊性, 当温度在适当范围内波动时不会明显感应到<sup>[17]</sup>。

本文第  $t$  时段, 由供热网中供水的温度  $T_g(t)$  和回水的温度  $T_h(t)$ 、该区域中室内温度  $T_n(t)$  和室外温度  $T_w(t)$  可得到供热系统温度自动滑动平均模型。

$$T_h(t) = \sum_{j=0}^J \alpha_j T_n(t-j) + \sum_{j=0}^J \beta_j T_g(t-j) + \sum_{j=0}^J \gamma_j T_w(t-j) \quad (6)$$

$$T_n(t) = \sum_{j=0}^J \theta_j T_n(t-j) + \sum_{j=0}^J \phi_j T_g(t-j) + \sum_{j=0}^J \omega_j T_w(t-j) \quad (7)$$

式中:  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ 、 $\theta$ 、 $\phi$ 、 $\omega$  为供热系统中惯性物理参数, 可以利用实时数据进行参数识别得到;  $J$  为供热系统中传热的时延大小。

水的比热容为  $c = 4.2 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ , 供热系统在第  $t$  时段供应的热量为

$$h(t) = cQ(t)(T_g(t) - T_h(t)) \quad (8)$$

则供热系统在第  $t$  时段供应的热水量为

$$Q(t) = \frac{h(t)}{c(T_g(t) - T_h(t))} \quad (9)$$

为保证用户的舒适度, 根据室内温度最高温度  $T_{\max}$  和最低温度  $T_{\min}$  设定最佳范围。

$$T_{\min} \leq T_n(t) \leq T_{\max} \quad (10)$$

#### 1.4 天然气负荷需求侧模型

类比上述电力的峰谷分时电价型策略, 得出峰谷分时价格型天然气策略<sup>[18]</sup>。天然气弹性系数为

$$\omega = \frac{\Delta g}{\Delta r} \cdot \frac{r}{g} \quad (11)$$

式中:  $\Delta g$  和  $\Delta r$  分别为天然气量  $g$  和天然气价格  $r$  的相对增量。

天然气自弹性系数  $\omega_{ii}$  和交叉弹性系数  $\omega_{ij}$  为

$$\omega_{ii} = \frac{\Delta g_i}{\Delta r_i} \cdot \frac{r_i}{g_i} \quad (12)$$

$$\omega_{ij} = \frac{\Delta g_i}{\Delta r_j} \cdot \frac{r_j}{g_i} \quad (13)$$

因此, 对于时段  $1 \sim n$  有如下关系式:

$$\begin{bmatrix} \Delta g_1 & \dots & \Delta g_n \\ g_1 & \dots & g_n \end{bmatrix}^T = \mathbf{E}_q \begin{bmatrix} \Delta r_1 & \dots & \Delta r_n \\ r_1 & \dots & r_n \end{bmatrix}^T \quad (14)$$

式中,  $\mathbf{E}_q = \begin{bmatrix} \omega_{11} & \omega_{12} & \dots & \omega_{1n} \\ \omega_{21} & \omega_{22} & \dots & \omega_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \omega_{n1} & \omega_{n2} & \dots & \omega_{nn} \end{bmatrix}$  为天然气量与价格矩阵。

求得需求侧响应后的天然气总量  $g_z$  为

$$g_z = g_t + \Delta g_t = [g_1 \dots g_t] \mathbf{E}_q \begin{bmatrix} \Delta r_1 & \dots & \Delta r_t \\ r_1 & \dots & r_t \end{bmatrix} \quad (15)$$

式中:  $g_t$  为需求侧响应前  $t$  时段负荷天然气量;  $\Delta g_t$  为需求侧响应后  $t$  时段负荷天然气量变化值。

## 2 多种需求侧负荷响应的综合能源系统优化运行模型

### 2.1 目标函数

该区域的经济调度目标是在满足 IES 运行约束下, 通过合理安排各单元的出力, 使运行成本最低, 目标函数为

$$\min F = F_c + F_g + F_{ge} + F_{wp} + F_p \quad (16)$$

式中,  $F_c$ 、 $F_g$ 、 $F_{ge}$ 、 $F_{wp}$  和  $F_p$  分别为调度时段内从电网购电成本、购天然气成本<sup>[19]</sup>、P2G 所需原料成本、弃风弃光成本和各设备维护成本。

从电网购电成本

$$F_c = \sum_{t=1}^T \left( \frac{C_{rs}(t) + C_{rb}(t)}{2} P_{ex}(t) + \frac{C_{rb}(t) - C_{rs}(t)}{2} |P_{ex}(t)| \right) \quad (17)$$

式中,  $P_{ex}(t)$ 、 $C_{rs}(t)$  和  $C_{rb}(t)$  分别为第  $t$  时段内购电功率、购电和售电电价。

购天然气成本

$$F_g = \sum_{t=1}^T (P_g(t) C_{CH_4}) \quad (18)$$

式中:  $P_g(t)$  为第  $t$  时段所购天然气量;  $C_{CH_4}$  为天然气单价。

本文所研究的 P2G 原料成本主要为  $\text{CO}_2$  成本<sup>[20]</sup>。即

$$F_{ge} = \sum_{t=1}^T C_{\text{CO}_2} G P_{M,g}(t) \quad (19)$$

式中:  $C_{\text{CO}_2}$  为  $\text{CO}_2$  的价格;  $G$  为生成单位天然气所需  $\text{CO}_2$  量;  $P_{M,g}(t)$  为第  $t$  时段生成天然气的量。

弃风弃光成本

$$F_{wp} = \sum_{t=1}^T \alpha (\lambda_{wp} P_{wp,fore}(t) - P_{wp,re}(t)) \Delta t \quad (20)$$

式中:  $\alpha$  为弃风和弃光的成本系数<sup>[21]</sup>;  $\lambda_{wp}$  为风电和光伏出力的最大预测误差系数, 其值大于等于 1, 越接近 1 表示预测的精度越高;  $P_{wp,fore}(t)$  为风电和光伏在第  $t$  时段的出力预测值;  $P_{wp,re}(t)$  为风电和光伏在第  $t$  时段的最大可消纳出力;  $\Delta t$  为单位调度时长。

运行过程中各设备维护成本为

$$F_p = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^N C_i |P_i(t)| \right) \quad (21)$$

式中:  $C_i$  为设备  $i$  的单位维护费用;  $P_i(t)$  为第  $t$  时段设备  $i$  的出力。

## 2.2 约束条件

### 1) 供电平衡约束

$$\min [P_{wp,fore}(t), P_{wp,re}(t)] + P_{Dw}(t) + P_{CHP}(t) + P_s(t) = P_{Dmd}(t) - P_{cut}(t) \quad (22)$$

式中:  $P_{Dw}(t)$  为第  $t$  时段从电网获取的电功率;  $P_{CHP}(t)$  为 CHP 第  $t$  时段所产生的电量;  $P_s(t)$  为第  $t$  时段电储能装置的出力值;  $P_{Dmd}(t)$  为第  $t$  时段需求侧负荷总功率;  $P_{cut}(t)$  为需求侧响应而减掉的可避免负荷功率。

### 2) 供热平衡约束

$$H_{tb}(t) + H_{zr}(t) + H_{CHP}(t) + H_{P2G}(t) + H_s(t) = H_{Dmd}(t) \quad (23)$$

式中:  $H_{tb}(t)$ 、 $H_{zr}(t)$ 、 $H_{CHP}(t)$  和  $H_{P2G}(t)$  分别为热泵、电制热、CHP 和 P2G 设备在第  $t$  时段产生的热量;  $H_s(t)$  为第  $t$  时段热储能装置出力大小,  $H_{Dmd}(t)$  为需求侧第  $t$  时段用热负荷总量。

### 3) 供气平衡约束

$$G_{P2G}(t) + G_g(t) + G_s(t) = G_{Dmd}(t) \quad (24)$$

式中:  $G_{P2G}(t)$ 、 $G_g(t)$  和  $G_s(t)$  分别为第  $t$  时段从 P2G 设备、天然气网和储气装置中获取的天然气量;  $G_{Dmd}(t)$  为需求侧用气负荷及热电联产所需量。

### 4) 耦合设备出力约束

$$P_{i,min} \leq P_i(t) \leq P_{i,max} \quad (25)$$

式中:  $P_{i,min}$  和  $P_{i,max}$  分别为各设备出力的最小值和最大值。

### 5) 储能设备约束

$$-C_{i,ES,c} P_{i,cp} \leq C_{i,ES}(t) \leq C_{i,ES,f} P_{i,cp} \quad (26)$$

$$\lambda_{min} P_{i,cp} \leq C_{i,cp}(t) \leq \lambda_{max} P_{i,cp} \quad (27)$$

式中:  $C_{i,ES}(t)$  和  $C_{i,cp}(t)$  分别为第  $t$  时段储能设备  $i$  的功率和容量;  $C_{i,ES,c}$  和  $C_{i,ES,f}$  分别为储能设备  $i$  最大充放倍率;  $\lambda_{min}$  和  $\lambda_{max}$  分别为储能的最大和最小荷电状态;  $P_{i,cp}$  为储能设备  $i$  的最大储能容量。

### 6) 燃气机组爬坡率约束

燃气机组在进行功率调节时, 需要满足机组爬坡功率的限制, 增加和减少功率的约束条件为

$$\begin{cases} P_{rq}(t) - P_{rq}(t-1) \leq R_{up,rq} \\ P_{rq}(t-1) - P_{rq}(t) \leq R_{down,rq} \end{cases} \quad (28)$$

式中:  $P_{rq}(t)$  和  $P_{rq}(t-1)$  分别为燃气机组第  $t$  和  $t-1$  时段的功率;  $R_{up,rq}$  和  $R_{down,rq}$  分别为在一定时段内燃气机组增加和减少有功功率的限值。

### 7) IES 与电/天然气网的交互功率约束

$$P_{e,ex,min} \leq P_{e,ex}(t) \leq P_{e,ex,max} \quad (29)$$

$$P_{g,ex,min} \leq P_{g,ex}(t) \leq P_{g,ex,max} \quad (30)$$

式中:  $P_{e,ex}(t)$ 、 $P_{g,ex}(t)$  分别为第  $t$  时段与电网和天然气网功率交互值;  $P_{e,ex,max}$  和  $P_{e,ex,min}$  分别为与电网功率交互的上、下限值;  $P_{g,ex}(t)$ 、 $P_{e,ex,max}$  和  $P_{e,ex,min}$  分别为与天然气网功率交互的上限  $100 \text{ m}^3$ 、下限  $-100 \text{ m}^3$ 。

## 3 求解方法

本文所建立的数学模型属于混合整数非线性规划问题<sup>[22]</sup>, 其求解的标准形式可以写为

$$\min f(x, y) \quad (31)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} h_i(x, y) = 0 \\ g_j(x, y) \leq 0 \\ x_{min} \leq x \leq x_{max} \\ y \leq y_{max} \end{cases} \quad (32)$$

式中: 优化变量  $x$  为电热气耦合设备、储能和交互功率的出力; 优化变量  $y$  为弃风弃光量;  $h_i$  代表模型中的所有等式约束;  $g_j$  代表所有的不等式约束。

本文模型利用文献[23]的方法将其转化为混合整数线性规划问题, 在 Matlab 环境下, 采用 Yalmip 建模并调用 Cplex 求解器快速求解。

## 4 算例分析

本文所研究的是我国北方地区某一典型的区域 IES, 系统内包括以上提到的风机、光伏、CHP、热泵、电锅炉、P2G 和储能装置。为确保系统稳定运行, 电储能采用蓄电池、热储能采用储热水罐和天然气储能采用高压储气罐。其中调度时段为  $T = 24 \text{ h}$ , 单位调度时间  $\Delta t = 1 \text{ h}$ ,  $\Delta t$  内各装置出力及交互功率恒定且交互电价跟随分时电价。电量电价需求侧自弹性系数取  $-0.2$ , 交叉弹性系数取  $0.03$ ; 分时价格型天然气需求侧自弹性系数取  $-0.58$ , 交叉弹性系数取  $0.15$ <sup>[24]</sup>。室内最佳温度取  $24 \text{ }^\circ\text{C}$ , 最高温度取  $28 \text{ }^\circ\text{C}$ , 最低温度取  $18 \text{ }^\circ\text{C}$ 。IES 运行参数如表 1 所示, 高峰、平时和低谷分时电价如表 2

所示, 天然气分时气价<sup>[25]</sup>如表 3 所示, 各储能系统的参数如表 4 所示, 冬季典型日风光出力及电热气负荷预测曲线如图 2 所示。

为验证本文中 IES 在考虑了需求侧负荷的优势, 列举了几个其他需求侧方式进行比较。

- 方式 1: 未考虑需求侧响应
- 方式 2: 只考虑需求侧电力响应
- 方式 3: 只考虑需求侧天然气响应
- 方式 4: 考虑需求侧电力和热力响应
- 方式 5: 考虑需求侧电力、热力和天然气响应

表 1 IES 运行参数

Table 1 IES operating parameters

ID	类型	$P_{min}$ / kW	$P_{max}$ / kW	$C_i$ / (元/kW)
1	燃气机组	15	60	0.025 0
2	电锅炉	0	50	0.016 0
3	热泵	0	6	0.008 0
4	P2G	0	20	0.006 0
5	风机	0	40	0.019 6
6	光伏	0	30	0.023 5
7	电网	-80	80	—

表 2 峰谷分时电价

Table 2 Peak and valley time-of-use electricity prices

分段	时段	购电/(元/(kW·h))	售电/(元/(kW·h))
高峰段	10:00—15:00	0.86	0.68
	18:00—21:00		
平时段	07:00—10:00	0.61	0.50
	15:00—18:00		
低谷段	21:00—23:00	0.30	0.26
	00:00—07:00		
	23:00—24:00		

表 3 峰谷分时天然气价格

Table 3 Peak and valley time-sharing natural-gas prices

分段	时段	购买价格/(元/m <sup>3</sup> )
高峰段	08:00—12:00	2.46
	16:00—19:00	
平时段	06:00—08:00	2.10
	12:00—16:00	
低谷段	19:00—22:00	
	22:00—06:00	1.00

表 4 各储能系统参数

Table 4 Parameters of each energy storage system

参数	电储能	热储能	气储能
充放率	0.9	0.9	0.9
自耗率	0.001	0.01	0.01
$C_{i,ES,c}$	0.25	0.25	0.25
$C_{i,ES,f}$	0.25	0.25	0.25
$\lambda_{min}$	0.2	0.1	0.1
$\lambda_{max}$	0.8	0.8	0.8
$C_m$ /(元/kW)	0.001 8	0.001 6	0.001 8
$C_{i,0,cp}$ /kWh	30	0	0
$C_{i,cp}$ /kWh	150	100	150

从图 3 到图 5 可以看出, 不论研究需求侧哪一种负荷响应, 方式 5 的峰谷差明显小于其他四种方式, 即在考虑 IES 需求侧电力、热力和天然气负荷响应比不考虑或者考虑单一和其二, 具有缩小峰谷差值, 达到削峰填谷的优势。

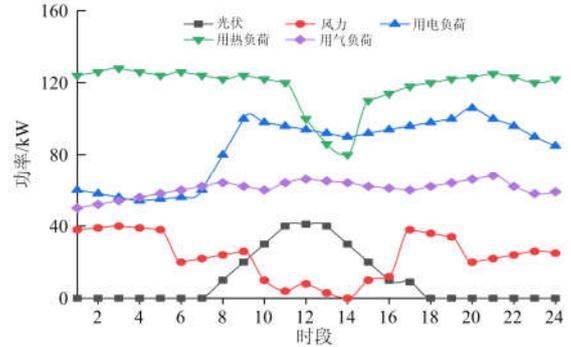


图 2 冬季典型日风光出力及电热气负荷预测曲线

Fig. 2 Typical daily wind photovoltaic output and electricity heat and natural-gas load prediction curve of winter

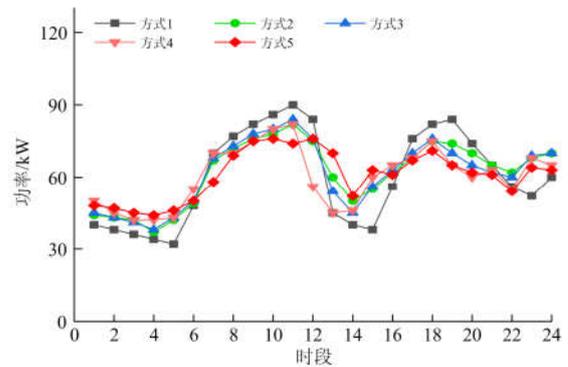


图 3 不同方式下需求侧用电负荷的优化曲线

Fig. 3 Optimization curve of demand side power load in different modes

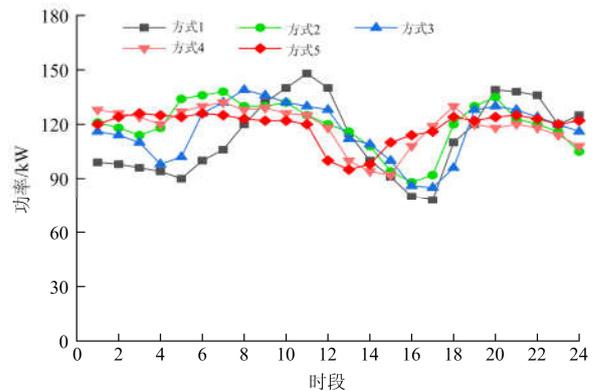


图 4 不同方式下需求侧用热负荷的优化曲线

Fig. 4 Optimization curve of heat load on demand side in different modes

由表 5 得, 在多能源相互融合的条件下, 电热气能量相互转化, 促进能源的利用率升高。建立计及弃风和弃光成本损失的成本最低目标函数, 考虑到风光的消纳能力。当风光出力较高时, 增加弃风和弃光的成本系数, 使系统消纳更多的风光出力。由图 6 到图 8 所示, 在电热气网络之间相互耦合的情况下, 系统均能满足需求侧负荷的要求。通过统一的目标函数同时对供电、供热和供气的成本进行优化, 可以得到在满足系统约束的条件下各个装置最优运行, 实现 IES 中多能源的联合调度。

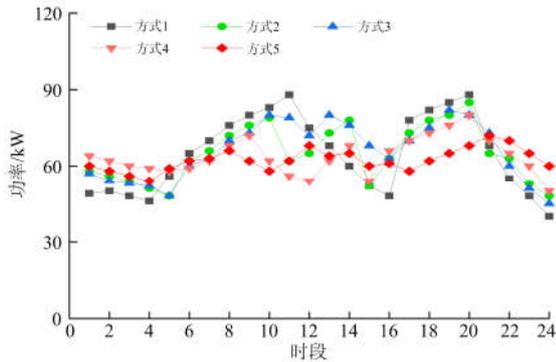


图 5 不同方式下需求侧用气负荷的优化曲线

Fig. 5 Optimization curve of demand side natural-gas load in different modes

表 5 不同方式下系统能源利用效率、弃风和弃光率

Table 5 System energy utilization efficiency, wind abandonment and light rejection rate in different modes

方式	能源利用率/%	弃风率/%	弃光率/%
1	81.3	12	8
2	86.78	10.2	7.2
3	86.20	11.1	7.6
4	89.56	9.2	6.6
5	91.32	7.4	5.4

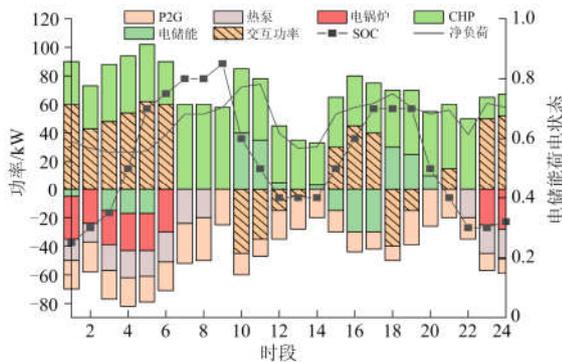


图 6 电负荷平衡及电储能的 SOC 变化曲线

Fig. 6 SOC curve of electric load balance and electric energy storage

在系统中的电热气负荷运行中, 当电价处于低谷时段时, 系统将会引导电能通过电锅炉, 将电能转化为热能并优先出力, 如图 7 中时段 23:00—次日 07:00; 系统也将会引导电能通过 P2G 装置, 加大将电能转化为天然气, 如图 7 中时段 23:00—次日 07:00 相对加大 P2G 的出力。当电价较高处于峰谷时, 系统将通过热储能解耦热电联产, 燃气机组加大出力, 以发电来替代与公共电网的交互功率满足电能的需求或者售卖, 如图 7 时段 18:00—20:00; 也会引导 P2G 暂停出力, 如图 8 时段 10:00—14:00。当电价处于平时段时, 热储能放热以减少燃气机组的出力, 如图 7 时段 21:00—23:00。

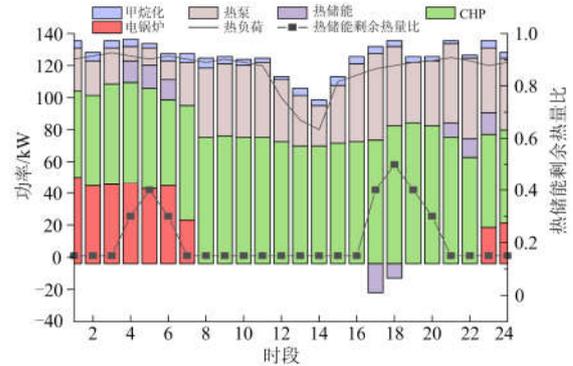


图 7 热负荷平衡机及热储能剩余热量比变化曲线

Fig. 7 Thermal load balance and thermal energy storage residual heat ratio curve

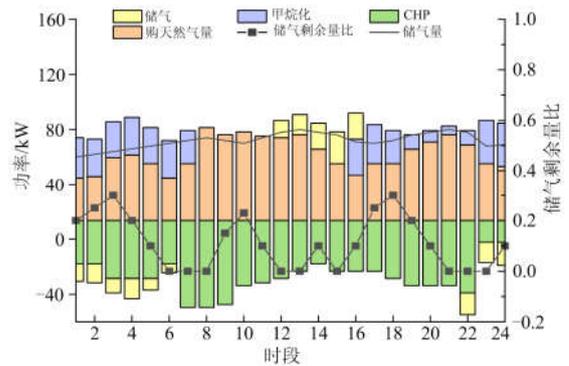


图 8 气负荷平衡及储气剩余量比变化曲线

Fig. 8 Natural-gas load balance and gas storage residual ratio curve

在系统中的电热气负荷运行中, 当天然气价格处于低谷时段时, 在满足用气负荷的前提下, 进行天然气储能, 如图 8 时段 22:00—次日 06:00; 当天然气价格处于高峰时段时, 减少与购买天然气量, 提高 P2G 出力, 如图 8 时段 16:00—18:00。

当天然气价格处于平时段时, 气储能放气以减少 P2G 的出力, 如图 8 时段 12:00—16:00。方式 5 考虑

到需求侧电热气响应,特别是电力和天然气的峰谷分时电价模型,利用电力和天然气分时电价存在高峰和低谷的时段不同,如时段 08:00—10:00 和 22:00—23:00,可以进一步优化系统的经济性运行,从而会比方式 4 的运行成本更低。

综上所述,区域综合能源系统中考虑需求侧电热气负荷响应能明显缩小需求侧用能峰谷差,提高系统中能源利用效率,降低弃风弃光量和系统运行成本。

## 5 结论

本文基于区域 IES 建立电热气需求侧响应的运行模型,通过与考虑一种或两种和不考虑需求侧响应进行对比。实例仿真结果验证了本文所提模型的可行性,得到如下结论:

1) 在考虑需求侧响应对系统的可调度性,引入电力、热力特别是天然气的需求侧模型,通过电热气网络的相互耦合,在削峰填谷和能源利用率等方面起到重要的作用。

2) 在电力的峰谷分时电价策略的基础上,类推出天然气的峰谷分时电价方法,也在系统中考虑到天然气的分时电价作用,建立用气负荷模型。

3) 利用需求侧峰谷分时电价策略,协调系统内能量的流动,在考虑到运行成本的前提下,使能量之间互相转换,实现节约运行成本的目标。

4) 在后续工作中将各个单元模型精细化,如考虑不确定能源预测功率的误差、可控设备在系统运行中的作用等,研究深度耦合下的 IES 优化运行。

## 参考文献

- [1] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等.综合能源系统与能源互联网简述[J].电工技术学报,2016,31(1):1-13.  
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [2] 王英瑞,曾博,郭经,等.电-热-气综合能源系统多能流计算方法[J].电网技术,2016,40(10):2942-2951.  
WANG Yingrui, ZENG Bo, GUO Jing, et al. Multi-energy flow calculation method for integrated energy system containing electricity, heat and gas[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2942-2951.
- [3] 吴建中.欧洲综合能源系统发展的驱动与现状[J].电力系统自动化,2016,40(5):1-7.  
WU Jianzhong. Drivers and state-of-the-art of integrated energy system in Europe[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5): 1-7.
- [4] 郑国太,李昊,赵宝国,等.基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J].电力系统保护与控制,2018,46(16):8-18.  
ZHENG Guotai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 8-18.
- [5] 李正茂,张峰,梁军,等.含电热联合系统的微电网运行优化[J].中国电机工程学报,2015,35(14):3569-3576.  
LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3569-3576.
- [6] 王婉璐,杨莉,王蕾,等.考虑供热网储热特性的电-热综合能源系统优化调度[J].电力系统自动化,2018,42(21):45-52.  
WANG Wanlu, YANG Li, WANG Lei, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-heat energy system considering heat storage characteristics of heating network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(21): 45-52.
- [7] 曾红,刘天琪,何川,等.含电转气设备的气电互联综合能源系统多目标优化[J].电测与仪表,2019,56(8):99-107.  
ZENG Hong, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Multi-objective optimization for integrated natural-gas and electricity energy system considering power-to-gas[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(8): 99-107.
- [8] 张伊宁,何宇斌,晏鸣宇,等.计及需求响应与动态气潮流的电-气综合能源系统优化调度[J].电力系统自动化,2018,42(20):1-10.  
ZHANG Yining, HE Yubin, YAN Mingyu, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-natural gas system considering demand response and dynamic natural gas flow[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20): 1-10.
- [9] 徐航,董树锋,何仲潇,等.基于多能互补的电/热综合需求响应[J].电网技术,2019,43(2):480-487.  
XU Hang, DONG Shufeng, HE Zhongxiao, et al. Electro-thermal comprehensive demand response based on multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 480-487.
- [10] STEPHEN C, PIERLUIGI A. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (P2G) on electrical and gas transmission networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1234-1244.
- [11] SAEED K, LEI W, MOHAMMAD S. Stochastic midterm coordination of hydro and natural gas flexibilities for

- wind energy integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(4): 1070-1079.
- [12] 秦祯芳. 零售市场中电量电价弹性系数分析[D]. 天津: 天津大学, 2003.  
QIN Zhenfang. Analysis of electricity price elasticity coefficients in retail power market[D]. Tianjin: Tianjin University, 2003.
- [13] ZHANG C, XU Y, DONG Z Y, et al. Robust coordination of distributed generation and price-based demand response in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4236-4247.
- [14] FUBARA T C, CECELJA F, YANG A. Modelling and selection of micro-CHP systems for domestic energy supply: the dimension of network-wide primary energy consumption[J]. Applied Energy, 2014, 114: 327-334.
- [15] 曾鸣, 刘英新, 周鹏程, 等. 综合能源系统建模及效益评价体系综述与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1697-1708.  
ZENG Ming, LIU Yingxin, ZHOU Pengcheng, et al. Review and prospects of integrated energy system modeling and benefit evaluation[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1697-1708.
- [16] 刘鑫屏, 田亮, 王琪. 补偿风电扰动的供热机组快速变负荷控制方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(6): 26-32.  
LIU Xinping, TIAN Liang, WANG Qi. A control method of rapid load change for heat supply units compensating wind power disturbance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(6): 26-32.
- [17] 邹云阳, 杨莉, 冯丽, 等. 考虑热负荷二维可控性的微网热电协调调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6): 13-19.  
ZOU Yunyang, YANG Li, FENG Li, et al. Coordinated heat and power dispatch of microgrid considering two-dimensional controllability of heat load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6): 13-19.
- [18] 李兰兰, 龚承柱. 城市工商业用户天然气分时定价的 Multi-Agent 仿真研究[J]. 系统工程理论与实践, 2014, 34(2): 392-398.  
LI Lanlan, GONG Chengzhu. Multi-agent simulation on natural gas time-of-use pricing in urban industrial and commercial users[J]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2014, 34(2): 392-398.
- [19] 史林军, 史江峰, 杨启航, 等. 基于分时电价的家庭智能用电设备的优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(24): 88-95.  
SHI Linjun, SHI Jiangfeng, YANG Qihang, et al. Optimal scheduling of intelligent household electrical appliances based on time-of-use power price[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(24): 88-95.
- [20] 汪洋子, 陈茜. 计及冷、热、电联产的气电互联网络最优调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 168-175.  
WANG Yangzi, CHEN Qian. Optimal dispatch for the integrated electrical and natural gas network with combined cooling, heat and power plant[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 168-175.
- [21] 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.
- [22] 沈海平, 陈铭, 钱磊, 等. 计及电转气耦合的电-气互联系统机组组合线性模型研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(8): 34-41.  
SHEN Haiping, CHEN Ming, QIAN Lei, et al. Linear model research of unit commitment for integrated electricity and natural-gas systems considering power-to-gas coupling[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(8): 34-41.
- [23] 吴雄, 王秀丽, 王建学, 等. 微网经济调度问题的混合整数规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(28): 1-9.  
WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-9.
- [24] 李兰兰, 诸克军, 杨娟. 天然气需求价格弹性研究综述[J]. 北京理工大学学报: 社会科学版, 2012, 14(6): 22-31.  
LI Lanlan, ZHU Kejun, YANG Juan. Literature review on natural gas demand price elasticity[J]. Journal of Beijing Institute of Technology: Social Sciences Edition, 2012, 14(6): 22-31.
- [25] MARNAY C, STADLER M, FIRESTONE R, et al. Optimal technology selection and operation of commercial-building microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 975-982.

收稿日期: 2019-07-04; 修回日期: 2019-07-27

作者简介:

杨海柱(1975—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力电子与电气传动; E-mail: 35948436@qq.com

李梦龙(1994—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化; E-mail: 614505310@qq.com

江昭阳(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化。E-mail: xiao495226199@qq.com

(编辑 周金梅)