

考虑冷热电需求耦合响应特性的 园区综合能源系统优化运行策略研究

赵海彭, 苗世洪*, 李超, 张迪, 涂青宇

(强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学电气与电子工程学院), 湖北省 武汉市 430074)

Research on Optimal Operation Strategy for Park-level Integrated Energy System Considering Cold-heat-electric Demand Coupling Response Characteristics

ZHAO Haipeng, MIAO Shihong*, LI Chao, ZHANG Di, TU Qingyu

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, Hubei Province, China)

ABSTRACT: In recent years, to promote renewable energy consumption and improve energy efficiency, the integrated energy system (IES) has been widely promoted and applied. Establishing a refined integrated demand response (IDR) model is the key to realize the coordinated and optimized operation of IES. In this paper, a regional IES architecture with coupling between energy supply and demand was first constructed. Then, based on the elastic price response model of power load, a refined IDR model with coupling response characteristics of electricity-heat-cold demand was established. On this basis, with the goal of minimizing the operating cost of IES, the IES optimization operation model was established. This model achieved the coordinated optimization on both sides by optimizing the energy price of on the demand side and the operating parameters of the energy conversion equipment in the EH on the supply side. Finally, based on a regional IES system, the IDR model and IES operation model were simulated, and the results show that the proposed IDR model can accurately describe the coupling response characteristics of the participation in demand response, and the proposed IES optimal operation model can improve the economy of IES and promote the renewable energy consumption.

KEY WORDS: integrated energy system; energy hub; integrated demand response; elastic matrix; coupling response

摘要: 近年来,为了促进可再生能源消纳、提高能源利用效率,园区综合能源系统得到大力推广及应用,建立精细化的综合需求响应模型是实现园区综合能源系统供需双侧协调

优化运行的关键。该文首先构建了能源供需双侧同时存在耦合的园区综合能源系统运行架构,然后基于电力负荷价格弹性响应模型推导建立了考虑冷热电需求耦合响应特性的精细化综合需求响应模型。在此基础上,以综合能源系统运行成本最小为目标,建立了园区综合能源系统优化运行模型,该模型通过优化能源需求侧的售能价格和能源供给侧的设备运行参数等,实现能源供给侧和需求侧的协调优化。最后基于一个典型综合能源系统对所建综合需求响应模型和园区综合能源系统优化运行模型进行仿真计算,计算结果表明,所提考虑冷热电需求耦合响应特性的综合需求响应模型可以准确描述多种用户参与需求响应的耦合响应过程,所提园区综合能源系统优化运行模型实现综合能源系统经济性的提升,促进可再生能源的消纳。

关键词: 综合能源系统; 能量枢纽; 综合需求响应; 弹性矩阵; 耦合响应

0 引言

随着传统化石能源短缺问题和环境污染问题的日益严重,大力发展清洁可再生能源成为了各国政府解决能源危机和构建环境友好型社会的重要手段^[1-2]。然而,可再生能源固有的随机性和间歇性使得电力系统在安全经济运行方面面临着巨大挑战,严重制约了可再生能源的规模化消纳。近年来,为了促进可再生能源消纳、提高能源利用效率,包含电-气-热的园区综合能源系统(integrated energy system, IES)得到大力推广及应用^[3]。

在综合能源系统的架构下,大量能源相互转化的设备使得不同种类的能源在能源供给、传输、需求环节的耦合性越来越强。例如能源供给环节的热

基金项目: 国家自然科学基金项目(51777088)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51777088).

电联产(combined heat and power, CHP)设备、电转气(power to gas, P2G)设备、燃气锅炉(gas boiler, GB), 能源需求环节的中央空调(air conditioner, AC)负荷、电热泵(electric heat pump, EHP)、吸收式制冷机(absorption refrigerator, AF)等。此外, 综合能源系统还包括变压器(transformer, T)、换热器(heat exchanger, HE)、电池(electric storage, ES)与蓄热器(heat storage, HS)等基本能源交换和存储设备。多种能源之间相互耦合的特点让综合能源系统的优化问题变得十分复杂。

为此, 文献[4]首次提出了能量枢纽(energy hub, EH)的概念, 该模型利用一个耦合矩阵来描述综合能源系统多能源输入和输出之间的关系, 简化了综合能源系统的优化问题。在此基础上, 国内外学者开展了综合能源系统优化运行等相关问题的研究。文献[5]针对多个能量枢纽之间相互协作问题, 建立了适用于能量枢纽的不可转移支付联盟博弈模型, 实现了能量枢纽之间能量的合作交互, 但是未考虑储能系统。文献[6]考虑热网储能特性和供电网络电压、温度等节点状态约束, 分析了综合能源系统优化调度中三类储能的协调关系。以上文献从优化和博弈角度探讨了基于能量枢纽形式的综合能源系统优化运行问题, 但并没有考虑需求侧的用户参与。

传统的需求侧响应只是针对电力用户, 根据用户负荷需求特性分为可平移、可转移、可削减负荷, 根据响应形式又可以分为价格型和激励型。在综合能源系统中, 需求侧响应进一步被拓展为综合需求响应(integrated demand response, IDR)^[7-10]。综合需求响应是综合能源供应主体通过一定的方式, 来调节用户冷热电等多类型能源需求的方法。文献[11]基于主从博弈建立了配电-气能源系统供需互动模型, 通过综合负荷聚合商内部能源转换装置的合理配置实现天然气和电能的相互替代。文献[12]针对综合需求响应参与的商业园区能量枢纽运行问题, 对中央空调负荷进行详细建模, 综合考虑中央空调、电动汽车、换电站等综合需求响应资源, 以能量枢纽运行成本最低为目标实现了商业园区协调运行。文献[13]引入了热电联产机组、燃气轮机、电锅炉等多能源设备, 利用热力和天然气易于长时间储存特性, 联合热-电需求响应实现了多能源园区经济调度, 提高了新能源的消纳率并减少了负荷损失。但是上述文献中普遍采用的是简单的需求响应

量约束, 没有具体描述价格变化和用户响应行为的关系^[14], 无法体现用户的自主响应能力。针对这一问题, 现有文献分别从博弈论和弹性矩阵的角度开展研究。文献[15]针对园区综合能源系统多主体联合优化调度问题, 通过电价型综合需求响应、激励型综合需求响应和博弈的方法, 实现系统多主体多目标联合优化。文献[16]建立包含可转移可中断电负荷、可转移不可中断电负荷、灵活的热负荷和冷负荷等多类型负荷的综合需求响应模型, 并通过主从博弈的方法实现系统的优化调度。文献[17]基于节点能源价格刻画了用户与系统的互动关系, 建立了基于演化博弈的需求响应模型, 通过算例对用户响应行为进行推演并分析了用户的用能行为趋势及其对系统节点能源价格的影响。文献[18]基于指数弹性系数矩阵, 构建了负荷变化量与电价改变量呈指数关系的新型价格型需求响应机制, 实现了源网荷储协调优化。

综上所述, 考虑综合需求响应的综合能源系统优化问题方兴未艾, 特别是在以下几个方面研究还不够深入: 1) 现有研究大多只建模描述能源供给/需求侧的单侧能源耦合问题, 没有关注能源供需双侧互动的系统优化问题; 2) 现有研究对综合需求响应建模不够精确, 例如博弈论模型只从经济性角度出发, 将用户视为纯理性主体, 忽略了用户实际响应量与用户需求之间的联系; 3) 现有研究重点关注综合能源系统中多种能源“供应”和“需求”中的耦合过程, 对于用户参与综合需求响应时不同能源“需求响应量”之间的耦合响应问题没有研究。当前, 分时电价政策及电力价格需求响应已发展得较为成熟。因此, 在价格弹性响应模型基础上, 依据能源用途对用户多能负荷进行详细划分, 并结合综合能源系统需求侧多类型能源耦合关系, 进一步研究面向分时电价的多能需求响应的耦合特性, 具有重要的理论与实际意义。

本文首先构建了能源供需双侧同时存在耦合的园区综合能源系统运行架构。其次, 结合电力负荷价格弹性模型以及需求侧能量耦合关系, 推导建立了考虑冷热电需求耦合响应特性的综合需求响应模型。最后, 以系统运营商最小化运行成本为优化目标, 建立园区综合需求响应优化运行模型。计算结果表明, 所提考虑多能耦合响应的综合需求响应模型可以准确描述多种能源对于能价的耦合响应过程, 所提综合能源系统优化运行模型实现了综

合能源系统经济性提升，促进了可再生能源消纳。

1 双侧耦合的综合能源系统运行架构

本文综合能源系统优化运行主要关注能源供给和能源需求两个过程，不考虑能源传输过程。综合能源系统供需双侧的交互影响机理如附图 A1 所示。在能源供给侧，系统运行商从上级能源网络购买电力、天然气、热力等能源资源，并整合自身的风电、光伏资源，通过变压器、热电联产机组和燃气锅炉等设备，将上述资源交换或转化为用户能够利用的能量形式。在能源需求侧，用户利用其掌握的电热泵、中央空调、吸收式制冷机和换热器等用能耦合设备，采取合理、有利的用能方式消耗能源供给侧输送的电能和热能，满足自身的电、热、冷等需求。能源供给侧通过制定能源价格引导需求侧参与系统优化运行，能源需求侧通过优化能源使用结构来改变自身用能需求，由此实现供需双侧的协调运行。

在综合能源系统中，各个元件特性不一，能量耦合关系复杂。能量枢纽模型能够通过构建能量枢纽耦合矩阵，反映电气冷热多种能源的输入输出映射关系。但是，传统的能量枢纽模型将综合能源系统输入与输出一般性地简化为线性耦合关系，而实际上设备的运行效率受其运行工况的影响。为精细化地计算分析，本文采用考虑设备变工况特性的改进能量枢纽模型，描述综合能源系统能源供给和需求侧的复杂内部关系。

1.1 园区 IES 的系统侧与负荷侧耦合关系模型

本文研究的园区综合能源系统包含多种形式的能源，内部主体为系统运营商和多能用户^[19-21]。在能源供给侧系统运营商从上级能源网络购买多种能源，通过优化需求侧能价和所管理设备的运行参数，引导用户侧参与系统优化运行，实现系统运行经济性提升，促进可再生能源消纳。在能源需求侧，用户根据系统给出的优化能价，利用自身用能耦合设备优化多种能源的负荷需求，积极响应参与综合能源系统的优化运行。包含电-气-冷-热的园区综合能源系统如图 1 所示。

在能源供给侧，综合能源系统运营商从上级能源网络购买电力、天然气、热力等能源资源，通过所管理能源转化设备，满足用户的多种用能需求，可以建立能源供给侧的能量枢纽模型 C1 如式(1)所示。

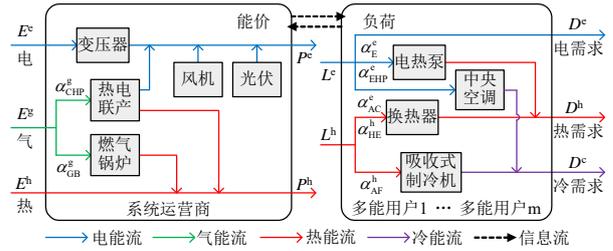


图 1 电气-冷-热园区综合能源系统

Fig. 1 Integrated energy system of electricity-gas-cold-heat

$$\begin{bmatrix} P^c \\ P^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_T & \alpha_{CHP}^g \eta_{CHP}^c & 0 \\ 0 & \alpha_{CHP}^g \eta_{CHP}^h + \alpha_{GB}^g \eta_{GB} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E^c \\ E^g \\ E^h \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_W + P_V \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中： P^c 和 P^h 分别为系统运营商为用户提供的电能和热能供应功率； E^c 、 E^g 和 E^h 分别为系统运营商向上级能源网络购买的电力、天然气和热力能源资源； η_T 、 η_{CHP}^c 、 η_{CHP}^h 和 η_{GB} 分别为变压器效率、热电联产机组电力和热力效率、燃气锅炉效率，其中热电联产机组为背压式机组； α_{CHP}^g 和 α_{GB}^g 分别为天然气供给热电联产机组和燃气锅炉的分配系数； P_W 和 P_V 为系统所接入的风电和光伏的发电功率。由于分配因子 α_{CHP}^g 和 α_{GB}^g 以及天然气输入 E^g 都可以为时变参数，将其视作独立的决策变量将会造成式(1)非线性。考虑到分配系数的实际意义以及 $\alpha_{CHP}^g + \alpha_{GB}^g = 1$ ，令 $E_{CHP}^g = \alpha_{CHP}^g E^g$ 表示热电联产机组消耗的气流量、 $E_{GB}^g = \alpha_{GB}^g E^g$ 表示燃气锅炉消耗的气流量，并有 $E_{CHP}^g + E_{GB}^g = E^g$ ，将 E_{CHP}^g 、 E_{GB}^g 视作决策变量，则式(1)为线性模型，并可以求得 α_{CHP}^g 、 α_{GB}^g 以及 E^g 。

在能源需求侧，用户从系统运营商处购买电能、热能资源，通过各类用能设备满足电、热和冷的用能需求，可以建立用户的能量枢纽矩阵模型 C2 如式(2)所示。

$$\begin{bmatrix} D^c \\ D^h \\ D^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_E^c & 0 \\ \alpha_{EHP}^c \eta_{EHP} & \alpha_{HE}^h \eta_{HE} \\ \alpha_{AC}^c \eta_{AC} & \alpha_{AF}^h \eta_{AF} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L^c \\ L^h \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中： D^c 、 D^h 和 D^c 分别为用户的电、热和冷的用能需求，当用户的用能需求得到满足时，用户舒适性没有得到影响； L^c 和 L^h 分别为用户的电力和热力负荷特性，即用户通过各类用能设备满足用能需求时的整体负荷特性。可见，为保证用户正常供能，系统运营商需满足 $P^c=L^c$ 与 $P^h=L^h$ 。 η_{EHP} 、 η_{HE} 、 η_{AC} 和 η_{AF} 分别为电热泵、换热器、中央空调和吸收式制冷机的运行效率； α_E^c 、 α_{EHP}^c 和 α_{AC}^c 分别为用户

直接电能需求设备、电热泵和中央空调在用户总电力负荷 L^c 中的分配系数； α_{HE}^h 和 α_{AF}^h 分别为用户换热器和吸收式制冷机在用户总热力负荷 L^h 中的分配系数，且有 $\alpha_E^c + \alpha_{EHP}^c + \alpha_{AC}^c = 1$ 与 $\alpha_{HE}^h + \alpha_{AC}^h = 1$ 。用户的用能分配系数通常和用户的设备容量有关，可以根据用户类型进行设定。

1.2 考虑设备变工况特性的改进耦合关系模型

由于综合能源系统运行过程中，各能源设备的运行工况复杂多变，而设备的效率与其运行状况密切相关^[22-23]。因此，本文进一步考虑设备的变工况特性，对传统能量枢纽模型加以改进。

1) 设备变工况特性。

能源设备运行效率受其运行工况的影响，其中的主要因素有负荷率与温度。目前，设备的变工况特性通常以多项式拟合的方式表示。

燃气锅炉、热电联产机组、电热泵、中央空调、吸收式制冷机运行效率与负荷率的变工况特性可以表示为式(3)。由于冷热需求与系统运营商供给热能的工质温度变化较小，此处将其忽略，仅考虑环境温度的影响，即研究电热泵与中央空调的温变特性。该温变特性可以表示为额定效率与环境温度的关系，如式(4)所示。设备在各个时刻的额定效率可以根据日前的温度预测值确定。

$$\eta_{\text{equ}} = \eta_{\text{equ}}^{\text{rated}} \sum_{k=0}^n a_{\text{equ},k} (N_{\text{equ}})^k \quad (3)$$

$$\eta_{\text{equ}}^{\text{rated}} = \sum_{k=0}^n b_{\text{equ},k} (\tau)^k \quad (4)$$

式中： η_{equ} 与 $\eta_{\text{equ}}^{\text{rated}}$ 分别为设备实际运行效率与额定运行效率； $a_{\text{equ},k}$ 与 $b_{\text{equ},k}$ 为常数系数； N_{equ} 为设备的负荷率，定义为实际输入功率与额定输入功率比值； τ 为设备所处的环境温度。

2) 综合能源系统变工况耦合模型。

为分析设备变工况特性对系统耦合关系的影响，在传统能量枢纽模型基础上引入设备的输入与输出向量，式(1)与式(2)可分解为系统能量输入到设备能量供给、设备能量供给与设备功率输出以及设备功率输出与系统功率输出3个部分，如式(5)所示。

$$\begin{cases} \mathbf{P}_{\text{equ}} = \boldsymbol{\eta} \cdot \mathbf{E}_{\text{equ}} \\ \mathbf{E}_{\text{equ}} = \boldsymbol{\alpha} \cdot \mathbf{E}_{\text{in}} \\ \mathbf{P}_{\text{out}} = \boldsymbol{\beta} \cdot \mathbf{P}_{\text{equ}} + \mathbf{P}_{\text{pro}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： \mathbf{P}_{equ} 与 \mathbf{E}_{equ} 分别为设备的能源输出与输入矩阵； \mathbf{P}_{out} 与 \mathbf{E}_{in} 分别为系统能源输出与输入矩阵； \mathbf{P}_{pro}

为内部能源生产矩阵； $\boldsymbol{\eta}$ 为设备转化系数矩阵； $\boldsymbol{\alpha}$ 与 $\boldsymbol{\beta}$ 分别为输入能源分配矩阵与设备输出归属矩阵。式(1)与式(2)各部分详细说明可见附录。

根据式(3)可知， $\boldsymbol{\eta}$ 中元素为 \mathbf{E}_{equ} 中相关元素的函数，即 $\boldsymbol{\eta} \cdot \mathbf{E}_{\text{equ}}$ 可以表示为 \mathbf{E}_{equ} 函数的形式。结合式(5)可得，能源供给侧与用户侧的设备输入输出矩阵关系分别如式(6)与式(7)所示。式(6)与式(7)反映了设备变工况特性对能量耦合关系的影响。

$$\begin{bmatrix} P_T^c \\ P_{\text{CHP}}^c \\ P_{\text{CHP}}^h \\ P_{\text{GB}}^h \\ P_E^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_T E_T^c \\ \eta_{\text{CHP},c}^{\text{rated}} \sum_{x=0}^{n_{\text{CHP}1}} a_{\text{CHP},x}^c (E_{\text{CHP}}^g)^{x+1} / (E_{\text{CHP}}^{\text{g,rated}})^x \\ \eta_{\text{CHP},h}^{\text{rated}} \sum_{x=0}^{n_{\text{CHP}2}} a_{\text{CHP},x}^h (E_{\text{CHP}}^g)^{x+1} / (E_{\text{CHP}}^{\text{g,rated}})^x \\ \eta_{\text{GB}}^{\text{rated}} \sum_{x=0}^{n_{\text{GB}}} a_{\text{GB},x} (E_{\text{GB}}^g)^{x+1} / (E_{\text{GB}}^{\text{g,rated}})^x \\ E_E^h \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$\begin{bmatrix} D_L^c \\ D_{\text{EHP}}^h \\ D_{\text{HE}}^h \\ D_{\text{AC}}^c \\ D_{\text{AF}}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_p^c \\ \eta_{\text{EHP}}^{\text{rated}} \sum_{x=0}^{n_{\text{EHP}}} a_{\text{EHP},x} (L_{\text{EHP}}^c)^{x+1} / (L_{\text{EHP}}^{\text{c,rated}})^x \\ \eta_{\text{HE}} L_{\text{HE}}^h \\ \eta_{\text{AC}}^{\text{rated}} \sum_{x=0}^{n_{\text{AC}}} [a_{\text{AC},x} (L_{\text{AC}}^c)^{x+1} / (L_{\text{AC}}^{\text{c,rated}})^x] \\ \eta_{\text{AF}}^{\text{rated}} \sum_{x=0}^{n_{\text{AF}}} [a_{\text{AF},x} (L_{\text{AF}}^h)^{x+1} / (L_{\text{AF}}^{\text{h,rated}})^x] \end{bmatrix} \quad (7)$$

式中： P_T^c 为变压器输出的电功率； P_{CHP}^c 、 P_{CHP}^h 分别为热电联产机组输出的电功率与气功率； P_{GB}^h 为燃气锅炉的输出的热功率、 P_E^h 为外部供给获得的热功率； E_T^c 为变压器输入的电功率； E_{CHP}^g 与 $E_{\text{CHP}}^{\text{g,rated}}$ 分别为热电联产机组消耗的气流量与其额定值； E_{GB}^g 与 $E_{\text{GB}}^{\text{g,rated}}$ 分别为燃气锅炉消耗的气流量与其额定值； E_E^h 为外部供给的热功率。 D_L^c 为用户由系统获取的电需求； D_{EHP}^h 与 D_{HE}^h 分别为用户通过电热泵与换热器满足的热需求； D_{AC}^c 与 D_{AF}^c 为用户通过中央空调与吸收式制冷机满足的冷需求； L_p^c 为系统电负荷中提供给用户电需求的部分； L_{EHP}^c 与 $L_{\text{EHP}}^{\text{c,rated}}$ 为电热泵输入的电功率与其额定值； L_{HE}^h 为换热器输入的热功率； L_{AC}^c 与 $L_{\text{AC}}^{\text{c,rated}}$ 为中央空调输入的电功率与其额定值； L_{AF}^h 与 $L_{\text{AF}}^{\text{h,rated}}$ 为吸收式制冷机输入的热功率与其额定值。

考虑设备的变工况特性后，模型中引入了非线性效率函数。为便于求解，可以采用分段线性方法进行近似处理，将模型表示为混合整数线性形式。

2 考虑冷热电需求耦合响应特性的 IDR 模型

传统需求响应可根据刺激类型分为价格型和激励型两种^[24]。激励型响应可以和用户提前签订协议实现对用户负荷特性的直接控制，但无法反映用户响应的自主性。价格型响应是在电力价格变化时，用户调整自身用电方式改变用电负荷特性，可以通过相关参数反映用户响应的自主程度。本文主要研究价格型需求响应，并基于传统电力负荷电价弹性矩阵响应模型，推导建立考虑需求耦合响应特性的综合能源用户弹性响应模型。

2.1 冷热电需求耦合响应特性

现有综合需求响应建模思路通常可以分为两类，一类从整体经济性角度出发，基于博弈论方法确定最优经济性响应量；另一类则将电价弹性矩阵模型推广到热负荷等其他用能负荷中。目前，还未见文献从用户能源需求角度深入分析用户不同能源响应量之间的“耦合响应”特性。

对于综合能源用户而言，能源需求主要为冷热电等用能需求。冷热电等用能需求由用户从能源供应商处购买电、热能源通过自身用能设备提供。由于热能方便储存的特性，本文假设系统内热负荷价格保持不变，而电价则可由系统运营商优化设定。根据价格弹性理论，当电价发生变化时，综合能源用户将会响应电价变化来调整用电设备使用计划——即“价格响应”——从而改变对外电负荷特性。所调整的设备既包括电灯、洗衣机等满足电能需求的用电设备，也包括电热水器、空调等满足其它用能需要的用电设备。可见，传统弹性矩阵模型下用户参与需求响应时用能需求一定会产生偏移，这一特征在部分文献中以“舒适性成本”方式予以考虑。为更精确描述综合能源用户参与需求响应的过程，本文对传统需求响应进行改进：依据已有行为心理学相关研究得知，在行为主体的需求由于部分资源缺失而得不到满足时，行为主体倾向于通过其他可行方式减小需求缺失程度，反之亦然。对应到综合需求响应过程中，在用户响应电价变化时，除了“价格响应”过程，还存在需求之间的“耦合响应”过程。以电价升高为例，“耦合响应”过程详细说明如下：

当电价发生变化时，用户首先进行“价格响应”，此时用电设备相关联的用能需求都会发生偏移。为了减小需求偏移程度，综合能源用户会通过增加其它能源使用量的方式对受到电价影响的热能和冷能

需求缺失部分进行补充，即增加用户的对外热负荷特性，这就是“耦合响应”过程。因此当系统运营商的电价发生变化时，用户的用能需求之间的耦合响应特性会导致热负荷也会响应电价的变化。

2.2 考虑冷热电需求耦合响应特性的综合能源用户弹性矩阵模型

下面基于电力负荷价格弹性矩阵推导建立综合能源用户弹性矩阵模型。首先，需要计算用户初始电热负荷。根据用户用能设备构成，用户初始电负荷 L_{i,t_0}^c 可以分为供电、供热、供冷电负荷 L_{i,t_0}^{e2c} 、 L_{i,t_0}^{e2h} 、 L_{i,t_0}^{e2c} ，同样用户初始热负荷 L_{i,t_0}^h 可以分为供热、供冷热负荷 L_{i,t_0}^{h2h} 、 L_{i,t_0}^{h2c} ，如式(8)所示。假设用户热、冷用能需求由电、热负荷平均供应，则 t 时刻用户 i 的初始电、热负荷可以通过式(9)计算。

$$\begin{cases} L_{i,t_0}^c = L_{i,t_0}^{e2c} + L_{i,t_0}^{e2h} + L_{i,t_0}^{e2c} = (\alpha_{i,t_0}^{e2c} + \alpha_{i,t_0}^{e2h} + \alpha_{i,t_0}^{e2c})L_{i,t_0}^c \\ L_{i,t_0}^h = L_{i,t_0}^{h2h} + L_{i,t_0}^{h2c} = (\alpha_{i,t_0}^{h2h} + \alpha_{i,t_0}^{h2c})L_{i,t_0}^h \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} L_{i,t_0}^{e2c} = D_{i,t_0}^c \\ L_{i,t_0}^{e2h} = D_{i,t_0}^h / (2\eta_{EHP,i,t_0}) \\ L_{i,t_0}^{e2c} = D_{i,t_0}^c / (2\eta_{AC,i,t_0}) \\ L_{i,t_0}^{h2h} = D_{i,t_0}^h / (2\eta_{HE,i,t_0}) \\ L_{i,t_0}^{h2c} = D_{i,t_0}^c / (2\eta_{AF,i,t_0}) \end{cases} \quad (9)$$

式中： D_{i,t_0}^c 、 D_{i,t_0}^h 、 D_{i,t_0}^c 为 t 时刻用户 i 的初始冷热电用能需求； α_{i,t_0}^{e2c} 、 α_{i,t_0}^{e2h} 、 α_{i,t_0}^{e2c} 和 α_{i,t_0}^{h2h} 、 α_{i,t_0}^{h2c} 分别为用户电、热负荷初始分配系数。设备的转化效率可以根据设备的变工况特性曲线获得。写为能量枢纽形式如式(10)所示。

$$\begin{bmatrix} D_{i,t_0}^c \\ D_{i,t_0}^h \\ D_{i,t_0}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{i,t_0}^{e2c} & 0 \\ \alpha_{i,t_0}^{e2h} \eta_{EHP,i,t_0} & \alpha_{i,t_0}^{h2h} \eta_{HE,i,t_0} \\ \alpha_{i,t_0}^{e2c} \eta_{AC,i,t_0} & \alpha_{i,t_0}^{h2c} \eta_{AF,i,t_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{i,t_0}^c \\ L_{i,t_0}^h \end{bmatrix} \quad (10)$$

当系统电价发生变化时，用户电负荷响应电价变化，则 t 时刻用户 i 的电负荷 $L_{i,t}^c$ 可用电价弹性矩阵模型描述如式(11)所示。

$$L_{i,t}^c = L_{i,t_0}^c + \Delta L_{i,t}^c = L_{i,t_0}^c \left(1 + \sum_{t'=1}^{24} \varepsilon_{it'} \cdot \frac{\Delta \lambda_{t'}^c}{\lambda_{t'}^c} \right) \quad (11)$$

根据电热负荷和冷热电需求之间的耦合关系，电、热负荷变化量 $\Delta L_{i,t}^c$ 、 $\Delta L_{i,t}^h$ 如式(12)所示。

$$\begin{cases} \Delta L_{i,t}^c = \Delta L_{i,t}^{e2c} + \Delta L_{i,t}^{e2h} + \Delta L_{i,t}^{e2c} = (\alpha_{i,t}^{e2c} + \alpha_{i,t}^{e2h} + \alpha_{i,t}^{e2c}) \Delta L_{i,t}^c \\ \Delta L_{i,t}^h = \Delta L_{i,t}^{h2h} + \Delta L_{i,t}^{h2c} = (\alpha_{i,t}^{h2h} + \alpha_{i,t}^{h2c}) \Delta L_{i,t}^h \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\Delta L_{i,t}^{e2c}$ 、 $\Delta L_{i,t}^{e2h}$ 、 $\Delta L_{i,t}^{e2c}$ 分别为供应电、热、冷需求电负荷的变化量； $\Delta L_{i,t}^{h2h}$ 、 $\Delta L_{i,t}^{h2c}$ 分别为供应热、冷需求的热负荷变化量； $\alpha_{i,t}^{e2c}$ 、 $\alpha_{i,t}^{e2h}$ 、 $\alpha_{i,t}^{e2c}$ 和 $\alpha_{i,t}^{h2h}$ 、 $\alpha_{i,t}^{h2c}$ 分别为用户电、热负荷变化量分配系数。

2.2.1 不考虑耦合响应特性

当不考虑耦合响应特性时，热负荷维持原始值不变，即 $\Delta L_{i,t}^h = \Delta L_{i,t}^{h2h} = \Delta L_{i,t}^{h2c} = 0$ 。此时3种电负荷变化值将会让用户实际电、热、冷用能需求与原始用能需求之间发生偏移，假设偏移量分别为 $\Delta D_{i,t}^e$ 、 $\Delta D_{i,t}^h$ 、 $\Delta D_{i,t}^c$ ，根据用户用能设备效率，由式(10)可得：

$$\begin{bmatrix} \Delta D_{i,t}^e \\ \Delta D_{i,t}^h \\ \Delta D_{i,t}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{i,t}^{e2c} & 0 \\ \alpha_{i,t}^{e2h} \eta_{EHP,i,t} & 0 \\ \alpha_{i,t}^{e2c} \eta_{AC,i,t} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta L_{i,t}^e \\ \Delta L_{i,t}^h \\ 0 \end{bmatrix} \quad (13)$$

用户用能需求发生偏移时，用户舒适性将会受到影响，为补偿用户，根据用户用能偏移度定义用户舒适性成本如式(14)所示，此成本由系统运营商承担。

$$C_{i,t}^{\text{conf}} = \lambda_t^{\text{conf}} \cdot (\Delta D_{i,t}^e + \Delta D_{i,t}^h + \Delta D_{i,t}^c) \quad (14)$$

式中： $C_{i,t}^{\text{conf}}$ 为 t 时刻用户 i 的舒适性偏移成本； λ_t^{conf} 为用户舒适成本系数。

由式(13)可知，用户电、热、冷用能需求的偏移量取决于用户电负荷变化量分配系数。若电负荷变化量分配系数和用户电负荷初始分配系数相同，即认为用户会根据初始用能习惯等比例削减电负荷，冷热电需求相应等比例偏移。若电负荷变化量在3类电负荷之间自由分配，则反映了用户自主决策过程，例如高电价时期用户仅仅削减空调负荷，此时用户用冷需求偏移，其他用能需求可维持不偏移。需要注意的是，自由分配时负荷变化量分配系数需要与初始分配系数相关联，即只有用户存在相应用能电负荷(相应分配系数大于0)时，才可承担相应电负荷变化量，这样可以避免改变用户用能习惯。

2.2.2 考虑耦合响应特性

考虑耦合响应特性时，对于热需求和冷需求而言，为了满足用户原始用能需求，用户倾向于反向调整热负荷来平衡电负荷变化导致的热冷用能需求的偏移。此时用户热、冷需求平衡同时受到电负荷响应变化量和热负荷耦合响应变化量影响，由式(10)可得：

$$\begin{bmatrix} \Delta D_{i,t}^e \\ \Delta D_{i,t}^h \\ \Delta D_{i,t}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{i,t}^{e2c} & 0 \\ \alpha_{i,t}^{e2h} \eta_{EHP,i,t} & \alpha_{i,t}^{h2h} \eta_{HE,i,t} \\ \alpha_{i,t}^{e2c} \eta_{AC,i,t} & \alpha_{i,t}^{h2c} \eta_{AF,i,t} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta L_{i,t}^e \\ \Delta L_{i,t}^h \end{bmatrix} \quad (15)$$

同理，用户电、热、冷用能需求的偏移量取决于用户电、热负荷变化量分配系数 $\alpha_{i,t}^{e2c}$ 、 $\alpha_{i,t}^{e2h}$ 、 $\alpha_{i,t}^{e2c}$ 和 $\alpha_{i,t}^{h2h}$ 、 $\alpha_{i,t}^{h2c}$ 。

此外由式(15)可知，用户冷热电用能需求的偏移量由自身热负荷耦合响应程度决定。假设在理想情况下用户完全响应，此时用户通过调整用能设备，让用户冷热电用能需求偏移量为0。由于用户用电需求只能通过用电负荷供应，用户将只调整供应热、冷需求的电负荷进行响应。而热、冷用能需求将通过调整热负荷来实现无偏移。完全响应时用户电热负荷变化量满足式(16)。

$$\begin{cases} 0 = \Delta L_{i,t}^{e2c} \\ 0 = \eta_{EHP,i,t} \cdot \Delta L_{i,t}^{e2h} + \eta_{HE,i,t} \cdot \Delta L_{i,t}^{h2h} \\ 0 = \eta_{AC,i,t} \cdot \Delta L_{i,t}^{e2c} + \eta_{AF,i,t} \cdot \Delta L_{i,t}^{h2c} \end{cases} \quad (16)$$

根据电力负荷价格弹性矩阵定义，定义完全响应情况下用户 i 在 t 时刻的热电负荷耦合响应弹性系数 $\varepsilon_{it'}^{\text{he}}$ ：

$$\frac{\Delta L_{i,t}^h}{L_{i,t_0}^h} = \sum_{t'=1}^{24} (\varepsilon_{it'}^{\text{he}} \frac{\Delta \lambda_{t'}^c}{\lambda_{t'}^c}) \quad (17)$$

式中弹性系数 $\varepsilon_{it'}^{\text{he}}$ 可由式(16)推导得出：

$$\varepsilon_{it'}^{\text{he}} = -\left(\frac{\eta_{EHP,i,t}}{\eta_{HE,i,t}} \alpha_{i,t}^{e2h} + \frac{\eta_{AC,i,t}}{\eta_{AF,i,t}} \alpha_{i,t}^{e2c} \right) \frac{L_{i,t_0}^c}{L_{i,t_0}^h} \varepsilon_{it'} \quad (18)$$

当用户没有完全响应时，用户用能需求产生偏移量，此时同样存在变化量原始分配和自由分配情况。

综上所述，当系统运营商调整电价时，用户电负荷响应量可用电价弹性响应矩阵模型来描述。在用户存在耦合时，耦合响应特性将会同时影响用户热负荷。在完全响应情况下，用户初始用能需求没有偏移。在非完全响应时，用户用能需求产生偏移，用户将会产生舒适性成本。可见不考虑需求耦合响应特性时，用户用能需求一定会产生偏移。

3 适应 IDR 接入的园区综合能源系统优化调度模型

3.1 目标函数

综合能源系统系统运营商的优化目标是最小化运行成本，包括向外部能源网络购买能源成本和

用户舒适性成本；为进一步促进可再生能源消纳，计入弃风光惩罚成本。目标函数如式(19)所示。

$$\min C = C_b + C_{\text{conf}} + C_{\text{penalty}} \quad (19)$$

其中：

$$C_b = \sum_{i=1}^{24} (E_i^c \cdot c_i^c + E_i^g \cdot c_i^g + E_i^h \cdot c_i^h) \quad (20)$$

$$C_{\text{conf}} = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^N C_{i,j}^{\text{conf}} \quad (21)$$

$$C_{\text{penalty}} = c_{\text{penalty}} \cdot \sum_{i=1}^{24} (P_{V,i}^{\text{fore}} + P_{W,i}^{\text{fore}} - P_{W,i} - P_{V,i}) \quad (22)$$

式中： t 为当前时刻，调度时间窗为 24h； C_b 、 C_{conf} 、 C_{penalty} 分别为系统运营商向外部能网采购资源的购能成本、用户舒适性成本和弃风光惩罚成本。其中 c_i^c 、 c_i^g 和 c_i^h 为上级能网的电力、天然气和热能资源采购价格，此价格一般由运营商和能源供应商通过签订合同或市场交易等方式提前确定，本文重点不在这个过程，因此能源供应商能价可视为固定价格。 $C_{i,j}^{\text{conf}}$ 如式(14)所示，为体现用户 24h 舒适性要求不同，将用户舒适性成本系数与用户用能价格关联，即高电价阶段舒适性成本系数高，低电价阶段舒适性成本系数低。 c_{penalty} 为弃风光惩罚成本系数，本文将将其视为外部电网最低购电价格。

3.2 约束条件

3.2.1 能源供给侧约束

1) 能源平衡约束。

系统运营商向上级能源网络购买电力、天然气、热力能源资源，通过系统各类能源转化设备向多能用户供能，各类能源平衡约束由式(5)所示的能量枢纽模型可得：

$$\begin{cases} P_t^c = P_{T,t}^c + P_{\text{CHP},t}^c + P_{W,t} + P_{V,t} \\ P_t^h = P_{\text{CHP},t}^h + P_{\text{GB},t}^h + P_t^h \end{cases} \quad (23)$$

式中 $P_{W,t}$ 和 $P_{V,t}$ 分别为 t 时刻系统实际接入的风电和光伏发电功率。

2) 设备运行参数约束。

主要考虑到各类能源转换设备的容量限制，各设备的运行约束为

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},\min}^c \leq P_{\text{CHP},t}^c \leq P_{\text{CHP},\max}^c \\ P_{\text{CHP},\min}^h \leq P_{\text{CHP},t}^h \leq P_{\text{CHP},\max}^h \\ P_{\text{GB},\min}^h \leq P_{\text{GB},t}^h \leq P_{\text{GB},\max}^h \\ E_{\min}^c \leq E_t^c \leq E_{\max}^c \\ E_{\min}^g \leq E_t^g \leq E_{\max}^g \\ E_{\min}^h \leq E_t^h \leq E_{\max}^h \end{cases} \quad (24)$$

式中： $P_{\text{CHP},\max}^c$ 、 $P_{\text{CHP},\min}^c$ 分别为热电联产机组电出力的上限与下限； $P_{\text{CHP},\max}^h$ 与 $P_{\text{CHP},\min}^h$ 分别为热电联产机组热出力的上限与下限； $P_{\text{GB},\max}^h$ 与 $P_{\text{GB},\min}^h$ 分别为燃气锅炉热出力的上限与下限； E_{\min}^c 、 E_{\max}^c 为系统购电功率限值； E_{\min}^g 、 E_{\max}^g 为系统购气流量限值； E_{\min}^h 、 E_{\max}^h 为系统购热功率限值。

3) 能源价格变化范围约束。

系统运营商可以制定向用户出售电能和热能的价格，为保证系统运营商的运行收益又不造成用户用能成本过高，需要对能源价格变化范围进行限定：

$$\Delta\lambda_{\min}^c \leq \Delta\lambda_t^c \leq \Delta\lambda_{\max}^c \quad (25)$$

式中 $\Delta\lambda_{\min}^c$ 和 $\Delta\lambda_{\max}^c$ 分别为系统运营商电价变化范围的最大值和最小值。

4) 可再生能源出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{W,t} \leq P_{W,t}^{\text{fore}} \\ 0 \leq P_{V,t} \leq P_{V,t}^{\text{fore}} \end{cases} \quad (26)$$

式中 $P_{W,t}^{\text{fore}}$ 和 $P_{V,t}^{\text{fore}}$ 分别为风电和光伏的预测出力值。

3.2.2 能源需求侧约束

本文主要关注用户热电负荷耦合响应特性，为降低模型计算复杂度，本文假设用户自弹性系数为 -0.2，互弹性系数为 0。

1) 需求平衡约束。

用户需求可分为原始用能需求和需求偏移量两个部分，如式(27)所示。其中，原始用能需求见式(9)，需求偏移量根据响应情况可由式(13)或(15)一(17)表示。其中，式(13)与式(15)可以参考式(5)及式(7)采用分段线性方法，表示为混合整数线性形式。

$$\begin{cases} D_{i,t}^c = D_{i,t_0}^c + \Delta D_{i,t}^c \\ D_{i,t}^h = D_{i,t_0}^h + \Delta D_{i,t}^h \\ D_{i,t}^c = D_{i,t_0}^c + \Delta D_{i,t}^c \end{cases} \quad (27)$$

式中 $D_{i,t}^c$ 、 $D_{i,t}^h$ 和 $D_{i,t}^c$ 分别为 t 时刻综合能源系统 i 的实际冷热电用能需求功率。

2) 响应量大小约束。

在用户自由分配负荷变化量时，需要保证各类需求对应负荷变化量在总负荷响应范围内，即在式(15)、(16)约束基础上需要满足响应量大小约束：

$$\begin{cases} \Delta\lambda_t^c \leq 0 \\ 0 \leq \Delta L_{i,t}^{e2c} \leq \Delta L_{i,t}^c \\ 0 \leq \Delta L_{i,t}^{e2h} \leq \Delta L_{i,t}^c \\ 0 \leq \Delta L_{i,t}^{e2c} \leq \Delta L_{i,t}^c \\ 0 \leq \Delta L_{i,t}^{h2h} \leq \Delta L_{i,t}^h \\ 0 \leq \Delta L_{i,t}^{h2c} \leq \Delta L_{i,t}^h \end{cases} \text{ 或 } \begin{cases} \Delta\lambda_t^c \geq 0 \\ \Delta L_{i,t}^c \leq \Delta L_{i,t}^{e2c} \leq 0 \\ \Delta L_{i,t}^c \leq \Delta L_{i,t}^{e2h} \leq 0 \\ \Delta L_{i,t}^c \leq \Delta L_{i,t}^{e2c} \leq 0 \\ \Delta L_{i,t}^h \leq \Delta L_{i,t}^{h2h} \leq 0 \\ \Delta L_{i,t}^h \leq \Delta L_{i,t}^{h2c} \leq 0 \end{cases} \quad (28)$$

3) 用能成本约束。

当用户响应电价变化时,电、热负荷变化将会改变用户的用能成本。为避免用户利益过度受损,需要考虑用能成本约束:

$$\Delta C_{i,t}^{\text{demand}} = \Delta C_{i,t}^{\text{e}} + \Delta C_{i,t}^{\text{h}} \leq \text{Kcnt}_{\text{cost}} (L_{i,t_0}^{\text{e}} \lambda_{i,t_0}^{\text{e}} + L_{i,t_0}^{\text{h}} \lambda_{i,t_0}^{\text{h}}) \quad (29)$$

式中 $\Delta C_{i,t}^{\text{demand}}$ 为用户响应前后用能成本变化量; $\text{Kcnt}_{\text{cost}}$ 为用户用能成本最大允许增加比例。式(29)中电负荷成本为二次函数:

$$\begin{aligned} \Delta C_{i,t}^{\text{e}} &= (L_{i,t_0}^{\text{e}} + \Delta L_{i,t}^{\text{e}}) \cdot (\lambda_{i,t_0}^{\text{e}} + \Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}}) - L_{i,t_0}^{\text{e}} \lambda_{i,t_0}^{\text{e}} = \\ &L_{i,t_0}^{\text{e}} \Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}} + \Delta L_{i,t}^{\text{e}} (\lambda_{i,t_0}^{\text{e}} + \Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}}) = \\ &L_{i,t_0}^{\text{e}} [(1 + \varepsilon_{it}) \Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}} + \frac{\varepsilon_{it}}{\lambda_{i,t_0}^{\text{e}}} (\Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}})^2] \end{aligned} \quad (30)$$

进一步对电负荷成本 $\Delta C_{i,t}^{\text{e}}$ 进行分段线性化:

$$\Delta C_{i,t}^{\text{e}} = k(\Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}} - \Delta \lambda_{i,t,n}^{\text{e}}) + \Delta C_{i,t,n}^{\text{e}} \quad (31)$$

其中:

$$k = L_{i,t_0}^{\text{e}} [(1 + \varepsilon_{it}) + \frac{\varepsilon_{it}}{\lambda_{i,t_0}^{\text{e}}} (\Delta \lambda_{i,t,n+1}^{\text{e}} + \Delta \lambda_{i,t,n}^{\text{e}})] \quad (32)$$

$$\Delta C_{i,t,n}^{\text{e}} = L_{i,t_0}^{\text{e}} [(1 + \varepsilon_{it}) \Delta \lambda_{i,t,n}^{\text{e}} + \frac{\varepsilon_{it}}{\lambda_{i,t_0}^{\text{e}}} (\Delta \lambda_{i,t,n}^{\text{e}})^2] \quad (33)$$

式中 $\Delta \lambda_{i,t,n}^{\text{e}} \leq \Delta \lambda_{i,t}^{\text{e}} \leq \Delta \lambda_{i,t,n+1}^{\text{e}}$, $n=1, 2, \dots, N$ 。其中, N 为电负荷成本分段线性化函数的分段数。

4 算例分析

4.1 综合能源系统数据

为验证所提考虑电热能耦合响应特性的综合需求响应模型的适用性和综合能源系统运行模型的经济性,本文基于一个包含电、气、热、冷的园区综合能源系统开展算例分析。其中风电、光伏预测出力曲线如图2所示,系统供给侧的变压器、热电联产机组、燃气锅炉等供能设备参数如附录表A1所示,系统需求侧电热泵、空调、换热器和吸收式制冷机等用能设备参数如附录表A2所示,各设备的变工况特性数据如附录图A2所示。系统需求侧由3类12个用户组成,系统外部能源价格下的3类用户的电、热、冷需求以文献[15]为基础进行调整。假设系统内热能价格和外部热能价格一致,均为0.3元/(kW·h)。系统外部天然气售价为1.8元/m³,天然气热值为9.78(kW·h)/m³。系统外部电能售价为分时电价,如图3所示,系统弃风光惩罚成本系数等比例关联外部电价变化。本文建立的模型为混合整数线性规划模型,仿真算例在 Matlab

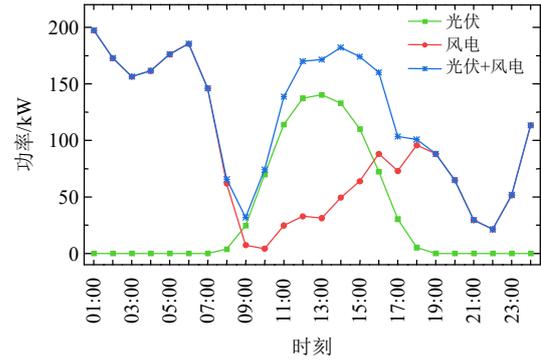


图2 风电和光伏24h出力预测曲线

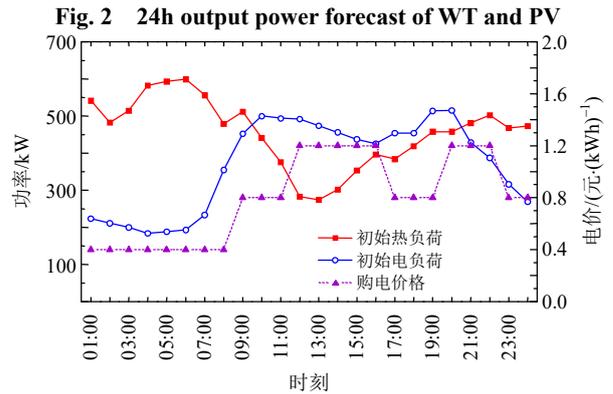


图3 系统内电价与用户总体电热负荷初始值

Fig. 3 Electricity price in the system and the initial value of the user's overall electric-heat load

平台上进行编程,利用YALMIP工具箱及CPLEX求解器进行建模和求解。采用的系统配置为Inter(R) Core(TM) i7-7700 CPU 3.60GHz, 16GB内存。

首先,假设在系统外部电价下设定用户初始热冷用能需求平分为电、热负荷提供,则根据式(8)与式(9)计算系统内用户总体电热负荷初始值如图3所示,同时可以求得用户初始电热负荷分配系数,其中用户类型1的初始分配系数如附表A3所示。

4.2 算例仿真与结果分析

为探究本文所提考虑需求耦合响应特性的综合需求响应模型的实际效果,本文设置3个场景来进行对比说明:

场景1:不考虑需求侧响应,仅根据系统内用户总体电热负荷初始值优化供给侧能源;

场景2:供给侧和需求侧联合优化,采用基础电价弹性矩阵需求响应模型,不考虑需求耦合响应特性;

场景3:供给侧和需求侧联合优化,采用本文所提考虑冷热电需求耦合响应特性的综合需求响应模型,且响应方式为完全响应。

需要说明的是,本文目的是为系统运营商实现综合能源系统优化运行提供支撑,即站在系统运营

商角度以精细化综合需求响应模型描述用户参与需求响应的过程。

4.2.1 系统优化结果对比

各个场景的优化结果对比如表 1 所示，其中响应前后系统总体电热负荷曲线和电价变化量曲线如图 4、5 所示。

表 1 各场景优化结果对比
Table 1 Results comparison of scenes 元

场景	优化结果			
	舒适性成本	购能成本	弃风光惩罚成本	总成本
1	0.00	4455.53	143.38	4598.91
2	149.26	4298.18	104.66	4552.10
3	0.00	4264.32	100.03	4364.35

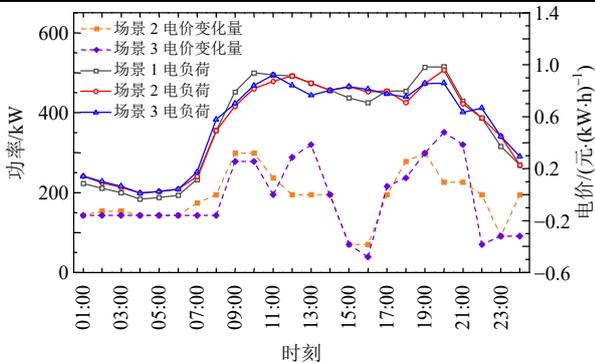


图 4 各场景电负荷和电价变化曲线图

Fig. 4 Electric load of all scenes and price variance

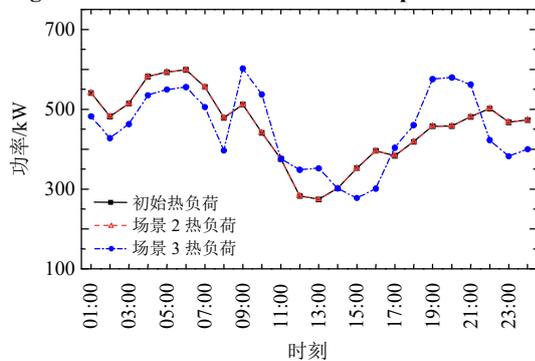


图 5 各场景热负荷曲线图

Fig. 5 Heat load of all scenes

由表 1 可知，系统日最优运行成本由高到低分别为场景 1、场景 2、场景 3。场景 1 将多能用户视作具有多类型能源需求的固定负荷，系统完全满足负荷需求，故不存在舒适性成本；不考虑需求响应因素也就不能发挥负荷侧的协同优化作用，因此造成了大规模的弃风光情况，惩罚成本达到 143.38 元。场景 2 考虑用户参与需求响应，但未考虑需求响应的耦合特性，即系统基于电价需求弹性模型可以对用户的电负荷进行调整，但热负荷固定且不可控制。因此，场景 2 弃风光情况得以有效缓解，系

统灵活性得到部分释放使得购能成本下降；然而由于系统对用户电需求的调整使用户舒适度受到影响，场景 2 需要支付 149.26 元的舒适性成本，相较于场景 1 日最优运行成本得以下降 46.81 元，提升效果有限。场景 3 考虑了综合需求响应，计及了用户的冷热电需求耦合响应特性，用户在完全响应情况下，通过电-热负荷的耦合替代，保证了在不产生需求变化情况下实现电-热负荷的调节，系统灵活性得以显著提升，此时弃风光现象得以缓解，购能成本降低，且未产生舒适性成本。场景 3 与场景 1、场景 2 相比日最优运行成本分别下降 234.56 元、187.75 元，系统的经济性得以提升，证明本文所提的考虑冷热电需求耦合响应特性的综合需求响应模型的有效性。

通过 1~7h 以及 17~21h 两个典型的时段，对不同场景的优化结果进行分析。在 1~7h 时段，由图 4 可知，场景 2 及场景 3 相比于场景 1，电价降低使得电负荷增加；该时段风电出力较大、电负荷较小且热负荷较大，经济效益较好的热电联产机组运行将受到限制，此时增加电负荷将缓解这一情况，但是电负荷的可调节性相对较小。对比图 5 中的热负荷曲线，场景 2 热负荷不可调节，与初始热负荷一致；场景 3 相比于场景 2，在该时段热负荷降低，进一步缓解了上述问题。在 17~21h 时段，电负荷较大、风光出力较小，由图 4 可知，场景 2 相比于场景 1 电负荷进行了削减，这有利于降低系统的购能成本，由于场景 2 电负荷的调节会影响用户舒适度，该时段舒适性成本系数(与电价关联)较高，因此场景 2 的调节程度较小，对系统运行的优化程度影响相对微弱。由图 4—5 可知，此时场景 3 通过调节电价降低了电负荷而提高了热负荷，热电联产机组得以充分运行满足系统的电-热负荷，减少系统所需的购能成本，由于这种方式并不会影响用户的舒适性，因此场景 3 相比于场景 2 电负荷调节程度更深，也就更有利于降低系统的运行成本。总体而言，场景 2 主要通过电负荷的削峰填谷作用来提升系统经济性，方式较为单一因此调节能力有限；场景 3 通过考虑冷热电需求响应的耦合特性，对电-热负荷进行综合调节，具有更为有效的调节能力。

综上所述，本文所提综合需求响应模型能更精确地描述用户参与需求响应的过程，采用此综合需求响应模型的系统运营商能进一步提升系统经济性，促进可再生能源消纳。情景 3 中 24h 累计弃风

光量为 250.08kW·h,且大部分弃风光功率集中在电热负荷较低时期,此时系统产能设备达到运行限值,系统经济性无法得到进一步提升,后文将结合能源生产方案对此进行详细分析。

4.2.2 综合能源系统生产方案与风光消纳分析

由于能源供给侧存在大量耦合产能设备,系统运营商可以根据系统外部能价、可再生能源出力等数据,优化设定系统内部电价和各类产能设备生产方案,实现系统供需双侧的协调优化。情景3中各时段电能和热能生产方案如图6、7所示,其中电储能充电和热储能蓄热作为负值显示。

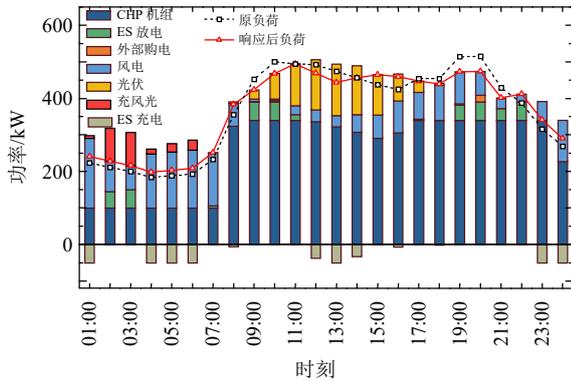


图6 场景3中系统运营商电能生产方案

Fig. 6 Production scheme of electric power in scene 3

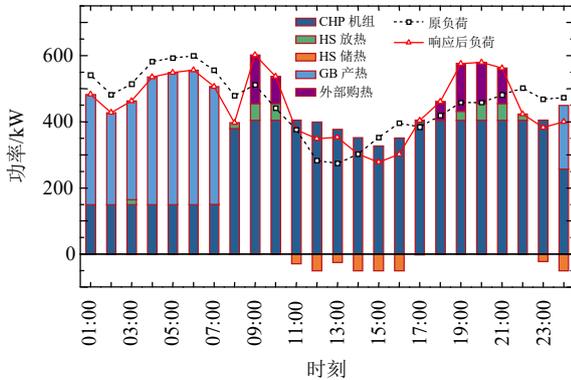


图7 场景3中系统运营商热能生产方案

Fig. 7 Production scheme of heat power in scene 3

由图6—7可知,在轻电重热负荷阶段(1~7h),可再生能源相对富余,此时系统一方面降低电价,促进用户参与需求响应增加用电负荷,同时增加电储能充电功率,另一方面压缩热电联产机组至最小发电量,加大可再生能源发电在电能生产中所占比例,有利于促进风光的消纳从而减小系统用能成本;由于热电联产机组电热比固定,压缩其发电空间的同时会导致其产热量的减小,系统利用用户的冷热电需求耦合响应特性,降低了该时段的热负荷,并且其余的热能缺口由燃气锅炉供应。在重电轻热负荷阶段(11~16h),可再生能源被完全消纳,

电能不足部分主要由热电联产机组承担,此时热电联产机组热能生产过量,热储能设备安排在此阶段大量储热。在重电重热负荷阶段(8~10h, 18~21h),热能优先由热电联产供应,其次由热储能供应,严重不足时从外部购热。特别地,在风光出力较小的18~21h时段,系统一方面降低电负荷、提高热电联产机组出力满足系统电能需求,避免了大量的高价外部购电;另一方面由于耦合响应特性,电负荷的削减造成了热负荷的增大,系统通过热储能放热及外部购热等方式满足系统热能需求。由图6及图7可以看出,储电和储热设备应用灵活,可以很好地促进能源生产,平滑能源生产曲线。

为研究冷热电需求耦合响应特性对风光消纳的影响,对比不同场景的风光消纳情况,各场景的风光消纳曲线如图8所示。

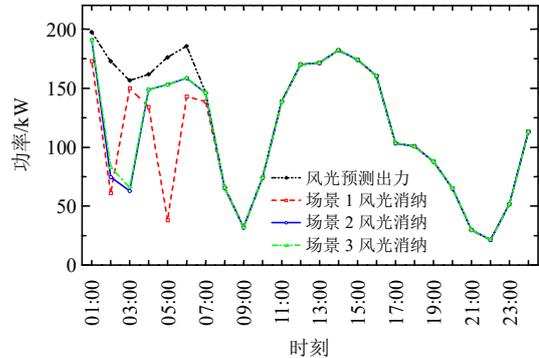


图8 各场景风光消纳曲线图

Fig. 8 Consumed wind and PV power of scenes

由图8可知,场景1不考虑需求侧响应时,24h累计弃风光电量为358.46kW·h,在系统运营商对供需双侧都采取了相应优化策略后,场景2和3中累计弃风光电量分别为261.66和250.08kW·h,即考虑需求响应后系统整体风光消纳量都有所提升,但是两种场景中可再生能源仍未实现完全消纳,在轻电重热负荷阶段(1~7h)两个场景都有弃风光现象。结合两个场景中此阶段的能源生产方案对弃风光现象进行分析:由图4和图6可知,场景3中系统运营商已经按照40%的最大下调幅度降低此阶段电价,用户在不影响用能需求的前提下响应系统电价变化改变了初始用能方式,电负荷响应量达到最大值。同时,系统运营商限制热电联产机组发电量为最低限值,电池储能也已通过多次充电达到最大存储容量,富余的可再生能源发电无法得到进一步消纳。情景2中能源生产方案如附录图A3所示,同样分析可知,系统供需双侧也已实现最优运行,可再生能源消纳量已达最大。但情景2中综合需求

响应模型不考虑需求耦合特性，采用此模型时系统运营商需要承担用户参与综合需求响应导致的舒适性成本，采用此模型进行系统优化未能充分挖掘用户参加需求响应的潜力。

综上所述，考虑冷热电需求耦合特性后，用户响应过程描述更为准确，可以充分发挥多种能源之间的用能替代效果，促进可再生能源消纳。

4.2.3 设备变工况特性对系统优化结果的影响

为探究能量转化设备变工况特性对系统优化结果的影响，本文在场景 3 的基础上拓展算例分析：

a) 考虑能量转化设备的变工况特性进行优化，即原始场景 3；

b) 首先以设备固定效率模型，优化确定设备出力结果；再在该结果基础上，固定系统侧设备的输入能量以及运营商制定的能源价格，进一步考虑设备变工况特性进行优化分析，通过调整购能量弥补供需能量偏差。其中，设备固定效率采用额定效率。

由表 2 可知，当以不考虑设备变工况特性的模型优化结果进行调度时，系统的实际总成本将显著增加。其原因在于，在不考虑设备变工况特性时，系统侧设备预期出力与实际出力不符，能源生产转化存在偏差；并且，用户侧的用能行为不能精确分析，需求响应并不合理；综上，导致了调度结果偏离实际，经济效益低。因此考虑变工况特性的综合能源系统能量耦合模型能够更精细化地描述综合能源系统系统侧能量耦合关系与用户侧耦合响应过程，由此得到的优化结果将更加准确合理。

表 2 不同设备模型下的优化结果对比

Table 2 Comparison of optimization results under different equipment models 元

场景	优化结果			
	舒适性成本	购能成本	弃风光惩罚	总成本/元
a)	0.00	4264.32	100.03	4364.35
b)	0.00	4424.76	100.03	4524.80

4.2.4 电负荷变化量分配系数对 IDR 影响

为了探究电负荷变化量分配系数对综合需求响应的影响，本文在场景 3 的基础上拓展算例分析：

a) 分配系数与初始负荷分配系数一致，即原始场景 3；

c) 电负荷变化量在电、热、能需求中根据各类需求舒适性成本自由分配；

其中不同分配系数下系统优化结果对比如表 3 所示，电负荷变化量分配结果如图 9 与图 10 所示。

表 3 不同分配系数下各场景优化结果对比

Table 3 Results comparison of scenes with different distribution coefficients 元

场景	优化结果			
	舒适性成本	购能成本	弃风光惩罚成本	总成本
a)	0.00	4264.32	100.03	4364.35
c)	0.00	4199.07	100.03	4299.10

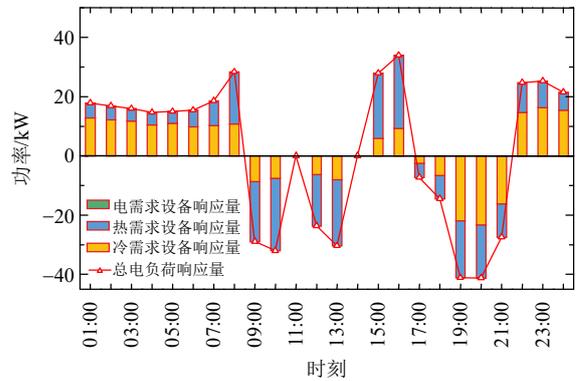


图 9 场景 3 固定分配系数下电负荷响应量分布图

Fig. 9 Distribution of electric load with fixed distribution coefficients in scene 3

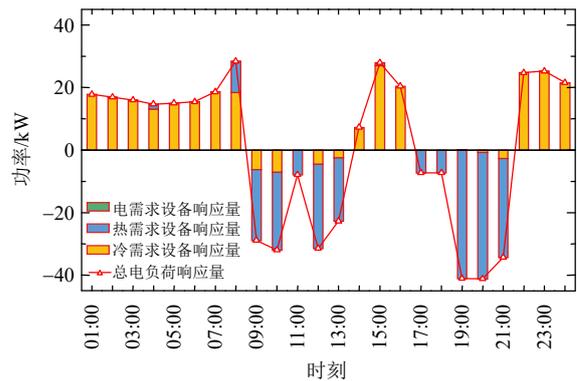


图 10 场景 3 自由分配系数下电负荷响应量分布图

Fig. 10 Distribution of electric load with free distribution coefficients in scene 3

由表 3 可知，在场景 3 中，风光消纳量没有变化，而系统购能成本有所降低。分析原因是在场景 3 中弃风阶段电负荷响应量已经达到最大值，无法得到进一步优化，因此风光消纳量都未发生变化。

在自由分配系数下，系统购能成本进一步降低。图 9 和图 10 分别为固定分配系数与自由分配系数情况下的电负荷响应量分布图。由图 9 和图 10 可知，首先在完全响应下用户需求没有偏移，两种分配系数下电需求设备响应量都为零，电负荷变化量全部由热、冷需求用电设备响应产生。因此在固定分配系数下，电负荷响应量在热、冷用电设备中按原比例分配。而在自由分配系数下，系统可以根据各个时刻的负荷需求以及热、冷用电设备的效率特性，自由地在热、冷用电设备中分配电负荷响应

量。场景3中系统购能成本相比固定分配系数下得到进一步优化。

由此可见,设置自由分配系数能更合理地描述用户响应电价变化的方式,并且不同需求的能源转换效率以及需求的舒适性成本系数将会影响用户参与需求响应的方式。

4.2.5 不完全响应下的IDR分析

为探究需求偏移量对综合需求响应的影响,本文在场景3自由分配系数基础上拓展算例分析。不同允许需求偏移比例下的优化结果如表4所示。

表4 不同允许需求偏移比例下场景3优化结果对比

Table 4 Results comparison of scenes with different allowed difference percentages 元

需求 偏移比例	优化结果			
	舒适性成本	购能成本	弃风光惩罚成本	总成本
0	0.00	4199.07	100.03	4299.10
0.1	233.84	3855.35	100.03	4189.22
0.2	330.57	3714.22	100.03	4144.82
0.3	434.09	3581.34	100.03	4115.46

由表4可以看出,随着最大允许需求偏移比例扩大,系统承担的舒适性成本有所增加,但总运行成本逐渐降低,不过总成本降低效果逐渐减小。因为在本文前述算例中,完全响应条件下用户需求偏移为零,这限定了用户必须在电、热负荷都有足够响应空间条件下才能参与需求响应,否则原始需求将会产生偏移。如果系统运营商能以补偿一定舒适性成本的方式与用户达成协定,正如表4所示,那么需求侧用户电、热负荷之间就不是强耦合关系,一种负荷的响应空间不足不再制约另一负荷参与需求响应,用户可用更灵活的方式参与到系统优化中。

5 结论

园区综合能源系统是未来主动配电网发展的一个重要方向,多类型能源耦合的特点有利于提高系统能源利用效率,促进能源结构转型和可再生能源消纳。本文提出了一种考虑冷热电需求耦合响应的园区综合能源系统优化运行模型,并对模型进行仿真验证,结果表明:

1) 园区综合能源系统可以利用各种能源设备的耦合特性,在供需双侧充分发挥能源之间的替代作用,增强系统运行的灵活性,有效提升分布式可再生能源消纳水平;

2) 所提考虑冷热电需求耦合特性的综合需求响应模型定性分析用户参与需求响应的具体过程,

并通过数学建模描述了冷热电需求耦合特性,在形式上实现热负荷响应电价变化模型与电价需求弹性模型形式上的统一,算例分析层层递进验证本文所提综合需求响应模型的精确性和有效性;

3) 所提园区综合能源系统供需双侧联合优化模型可以将系统供给侧和需求侧通过电价有机结合起来,与传统电价需求弹性模型相比能够更加准确地描绘电价对多能用户的影响,可以为系统运营商提供更为合理的优化运行方案。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局. 能源发展“十三五”规划[EB/OL]. 北京: 国家能源局, 2016 [2021-11-15]. http://www.nea.gov.cn/2017-01/17/c_135989417.htm. National Development and Reform Commission, National Energy Administration. The 13th five-year plan for energy development[EB/OL]. Beijing: National Energy Administration, 2016 [2021-11-15]. http://www.nea.gov.cn/2017-01/17/c_135989417.htm(in Chinese).
- [2] 江道灼,郑欢. 直流配电网研究现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(8): 98-104. JIANG Daozhuo, ZHENG Huan. Research status and developing prospect of DC distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(8): 98-104(in Chinese).
- [3] 杨经纬,张宁,王毅,等. 面向可再生能源消纳的多能源系统: 述评与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 11-24. YANG Jingwei, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 11-24(in Chinese).
- [4] GEIDL M, KOEPEL G, FAVRE-PERROD P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(1): 24-30.
- [5] 丛昊,王旭,蒋传文,等. 基于联盟博弈的综合能源系统优化运行方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 14-22. CONG Hao, WANG Xu, JIANG Chuanwen, et al. Coalition game based optimized operation method for integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 14-22(in Chinese).
- [6] 刁涵彬,李培强,王继飞,等. 考虑电/热储能互补协调的综合能源系统优化调度[J]. 电工技术学报, 2020, 35(21): 4532-4543. DIAO Hanbin, LI Peiqiang, WANG Jifei, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering complementary coordination of electric/thermal energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical

- Society, 2020, 35(21): 4532-4543(in Chinese).
- [7] 祁兵, 郑顺林, 孙毅, 等. 考虑需求侧动态及耦合特性的激励型综合需求响应优化建模[J/OL]. 中国电机工程学报, 2022[2022-01-26]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.202351>.
- QI Bing, ZHENG Shunlin, SUN Yi, et al. A Model of Incentive-based Integrated Demand Response Considering Dynamic Characteristics and Multi-energy Coupling Effect of Demand Side[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2022[2022-01-26]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.202351>(in Chinese).
- [8] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3106.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106(in Chinese).
- [9] BAHRAMI S, SHEIKHI A. From demand response in smart grid toward integrated demand response in smart energy hub[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 7(2): 650-658.
- [10] SHEIKHI A, RAYATI M, BAHRAMI S, et al. Integrated demand side management game in smart energy hubs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(2): 675-683.
- [11] 李昊飞, 余涛, 瞿凯平, 等. 综合负荷聚合商参与的配电网—气能源系统供需互动均衡模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 32-41.
- LI Hao-fei, YU Tao, QU Kaiping, et al. Interactive equilibrium supply and demand model for electricity-gas energy distribution system with participation of integrated load aggregators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 32-41(in Chinese).
- [12] 郭尊, 李庚银, 周明, 等. 计及综合需求响应的商业园区能量枢纽优化运行[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2439-2447.
- GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. Optimal operation of energy hub in business park considering integrated demand response[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2439-2447(in Chinese).
- [13] 刘天琪, 卢俊, 何川, 等. 考虑联合热电需求响应与高比例新能源消纳的多能源园区日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 261-268.
- LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, et al. Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 261-268(in Chinese).
- [14] 徐箴, 孙宏斌, 郭庆来. 综合需求响应研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(24): 7194-7205, 7446.
- XU Zheng, SUN Hongbin, GUO Qinglai. Review and prospect of integrated demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(24): 7194-7205, 7446(in Chinese).
- [15] 徐业琰, 廖清芬, 刘涤尘, 等. 基于综合需求响应和博弈的区域综合能源系统多主体日内联合优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(7): 2506-2518.
- XU Yeyan, LIAO Qingfen, LIU Dichen, et al. Multi-player intraday optimal dispatch of integrated energy system based on integrated demand response and games[J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2506-2518(in Chinese).
- [16] 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+1538.
- LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321+1538(in Chinese).
- [17] 窦迅, 王俊, 王湘艳, 等. 基于演化博弈的区域电—气互联综合能源系统用户需求侧响应行为分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(12): 3775-3785.
- DOU Xun, WANG Jun, WANG Xiangyan, et al. Analysis of user demand side response behavior of regional integrated power and gas energy systems based on evolutionary game[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3775-3785(in Chinese).
- [18] 彭春华, 张金克, 陈露, 等. 计及差异化需求响应的微电网源荷储协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(3): 1-7.
- PENG Chunhua, ZHANG Jinke, CHEN Lu, et al. Source-load-storage coordinated optimal scheduling of microgrid considering differential demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(3): 1-7(in Chinese).
- [19] 孙玲玲, 高赐威, 谈健, 等. 负荷聚合技术及其应用[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6): 159-167.
- SUN Lingling, GAO Ciwei, TAN Jian, et al. Load aggregation technology and its applications[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6): 159-167(in Chinese).
- [20] 高赐威, 李倩玉, 李扬. 基于 DLC 的空调负荷双层优化调度和控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(10): 1546-1555.
- GAO Ciwei, LI Qianyu, LI Yang. Bi-level optimal dispatch and control strategy for air-conditioning load based on direct load control[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(10): 1546-1555(in Chinese).
- [21] 高赐威, 李倩玉, 李慧星, 等. 基于负荷聚合商业的需求响应资源整合方法与运营机制[J]. 电力系统自动

化, 2013, 37(17): 78-86.

GAO Ciwei, LI Qianyu, LI Huixing, et al. Methodology and operation mechanism of demand response resources integration based on load aggregator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 78-86(in Chinese).

[22] 李建林, 田立亭, 程林, 等. 考虑变工况特性的微能源系统优化规划(一)基本模型和分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 18-26, 49.

LI Jianlin, TIAN Liting, CHENG Lin, et al. Optimal planning of micro-energy system considering off-design performance part one general model and analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 18-26, 49(in Chinese).

[23] 陈晚晴, 穆云飞, 贾宏杰, 等. 考虑设备变工况特性的区域综合能源系统优化调度方法[J]. 电网技术, 2021, 45(3): 951-958.

CHEN Wanqing, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Operation optimization method for regional integrated energy system considering part-load performances of devices[J]. Power System Technology, 2021, 45(3): 951-958(in Chinese).

[24] 王丹, 黄德裕, 胡庆娥, 等. 基于电-热联合市场出清的综合需求响应建模及策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 13-21.

WANG Dan, HUANG Deyu, HU Qing'e, et al. Modeling and strategy of integrated demand response based on joint electricity-heat clearing market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 13-21(in Chinese).

附录A 附表与附图

表A1 能源供给侧设备参数

Table A1 Parameters of devices in the energy supply side

类型	参数		
T	供电效率 η_T	购电下限/kW	购电上限/kW
	0.9	0	300
CHP机组	额定效率 (电 η_{CHP}^e /热 η_{CHP}^h)		产能上限 (电/热)/kW
			产能下限 (电/热)/kW
	0.35	0.42	100 120 350 420
GB	额定效率 η_{GB}	产热下限/kW	产热上限/kW
	0.85	100	500
外部购热	供热效率 η_H	购热下限/kW	购热上限/kW
	1	0	500
外部购气	传输效率	购气下限/m ³	购气上限/m ³
	1	0	100

表A2 能源需求侧设备参数

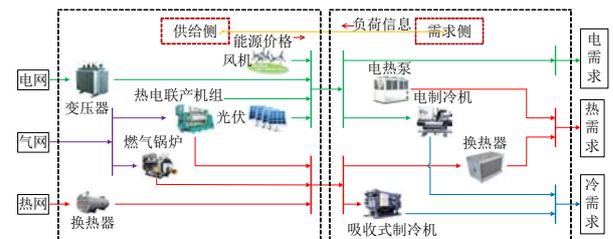
Table A2 Parameters of devices in the energy demand side

类型	参数	
电热泵/EHP	产热效率 $\eta_{EHP}(5^\circ\text{C})$	3
空调/AC	产冷效率 $\eta_{AC}(25^\circ\text{C})$	3.8
换热器/HE	供热效率 η_{HE}	1.0
吸收式制冷机/AF	产冷效率 η_{AF}	1.2

表A3 用户类型1初始电热负荷分配系数

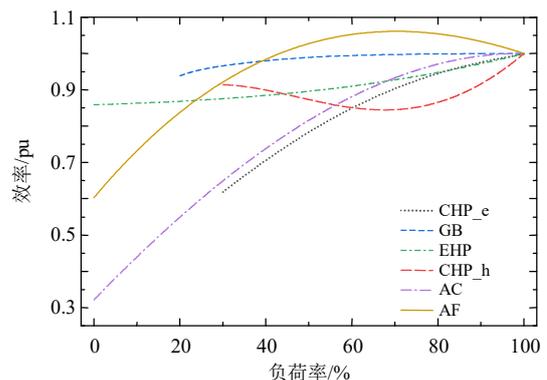
Table A3 User type 1 initial electric heating load distribution coefficient

时刻	电负荷分配系数			热负荷分配系数	
	α_{i,t_s}^{ec}	α_{i,t_s}^{eh}	α_{i,t_s}^{ec}	α_{i,t_s}^{hh}	α_{i,t_s}^{hc}
1	0.556	0.201	0.244	0.438	0.562
2	0.556	0.201	0.244	0.438	0.562
3	0.556	0.201	0.244	0.438	0.562
4	0.585	0.158	0.257	0.369	0.631
5	0.685	0.165	0.150	0.510	0.490
6	0.786	0.097	0.117	0.438	0.562
7	0.806	0.101	0.092	0.510	0.490
8	0.846	0.098	0.056	0.625	0.375
9	0.767	0.166	0.067	0.701	0.299
10	0.765	0.184	0.050	0.776	0.224
11	0.797	0.160	0.044	0.776	0.224
12	0.889	0.085	0.026	0.757	0.243
13	0.889	0.085	0.026	0.757	0.243
14	0.859	0.103	0.038	0.722	0.278
15	0.741	0.178	0.081	0.675	0.325
16	0.642	0.232	0.127	0.634	0.366
17	0.643	0.209	0.148	0.572	0.428
18	0.718	0.156	0.126	0.539	0.461
19	0.819	0.095	0.086	0.510	0.490
20	0.832	0.066	0.103	0.378	0.622
21	0.861	0.049	0.089	0.342	0.658
22	0.867	0.047	0.086	0.342	0.658
23	0.769	0.104	0.127	0.438	0.562
24	0.556	0.201	0.244	0.438	0.562

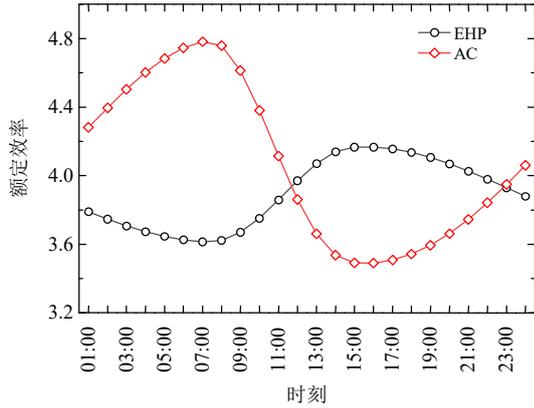


图A1 供需双侧的交互影响机理示意图

Fig. A1 Schematic diagram of interaction mechanism between supply and demand



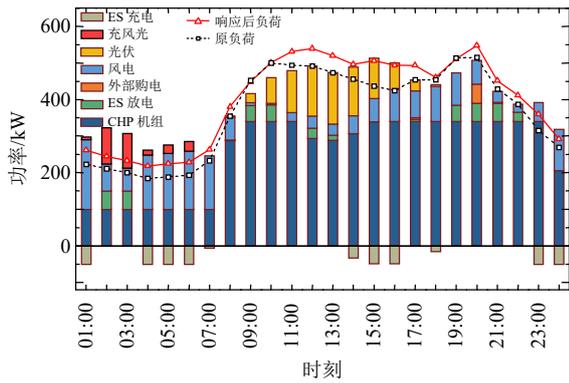
(a) 负荷率/设备效率关系



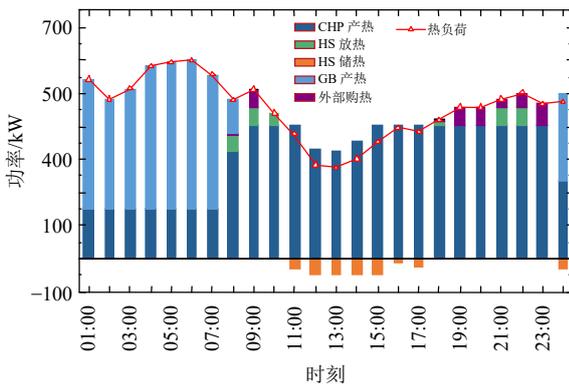
(b) 各时刻设备额定效率曲线

图 A2 设备变工况特性——负荷率/设备效率关系
与各时刻设备额定效率曲线

Fig. A2 Characteristics of equipment under varying working conditions -- the relationship between load rate and equipment efficiency and the curve of rated efficiency of equipment at each time



(a) 电能生产方案



(b) 热能生产方案

图 A3 场景 2 中系统运营商电能生产方案与热能生产方案
Fig. A3 Production scheme of electric power and heat power in scene 2

附录 B 文中部分公式的详细构成与推导过程

式(5)详细构成:

1) 系统侧:

$$\begin{bmatrix} P_T^c \\ P_{CHP}^c \\ P_{CHP}^h \\ P_{GB}^h \\ P_{ME}^h \\ P_{equ}^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_T & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{CHP}^c & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{CHP}^h & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{GB} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_T^c \\ E_{CHP}^c \\ E_{CHP}^h \\ E_{GB}^c \\ E_{ME}^h \\ E_{equ}^h \end{bmatrix}$$

$$E_{equ} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_{CHP}^c & \alpha_{GB}^c & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} E^c \\ E^g \\ E^h \\ E_{in} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} P^c \\ P^h \end{bmatrix}_{out} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} P_{equ} + \begin{bmatrix} P_W + P_V \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{pro}$$

式中: P_{equ} 为系统侧设备能源输出向量, 其中 P_X^c 与 P_X^h 分别为设备 X 输出的电功率与热功率; η 为系统侧设备转化效率矩阵, 其中 η_X 为设备 X 的转化效率; E_{equ} 为系统侧设备能源输入向量; E_X^c 、 E_X^g 与 E_X^h 分别为设备 X 输入的电功率、气流量以及热功率; E_{in} 为系统能源输入向量, 其中 E^c 、 E^g 与 E^h 分别为输入的电、气能与热能; P_{out} 为系统输出向量, 其中 P^c 与 P^h 分别为系统输出的电能与热能; P_{pro} 为系统侧内部能源生产矩阵, P_W 与 P_V 分别为风电与光伏出力; α 为能源分配矩阵, 其中 α_X^c 、 α_X^g 与 α_X^h 分别为输入电、气与热能分配给设备 X 的比例; β 为设备输出归属矩阵。

2) 用户侧:

$$\begin{bmatrix} D_L^c \\ D_{EHP}^h \\ D_{HE}^h \\ D_{AC}^c \\ D_{ME}^h \\ D_{equ}^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{EHP} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{HE} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_{AC} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \eta_{ME} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_D^c \\ L_{EHP}^c \\ L_{HE}^h \\ L_{AC}^c \\ L_{ME}^h \\ L_{equ}^h \end{bmatrix}$$

$$L_{equ} = \begin{bmatrix} \alpha_E^c & \alpha_{EHP}^c & 0 & \alpha_{AC}^c & 0 \\ 0 & 0 & \alpha_{HE}^h & 0 & \alpha_{ME}^h \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} L^c \\ L^h \\ L_{in} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} D^c \\ D^h \\ D^c \end{bmatrix}_{out} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} D_{equ}$$

式中: D_{equ} 为用户侧设备能源输出向量, 其中 D_X^c 、 D_X^h 与 D_X^c 分别为设备 X 满足的电需求、热需求与冷需求; η' 为用户侧设备转化效率矩阵, 其中 η_X 为设备 X 的转化效率; L_{equ} 为用户侧设备能源输入向量, E_X^c 、 E_X^g 与 E_X^h 分别为设备 X 输入的电功率、气流量以及热功率; E_{in} 为系统能源输入向量, 其中 L^c 与 L^h 分别为输入的电能与热能; D_{out} 为系统输出向量, 其中 D^c 、 D^h 与 D^c 分别为用户所需的电功率、热功率与冷功率; α' 为能源分配矩阵, 其中 α_X^c 与 α_X^h 分别为输入电能与热能分配给设备 X 的比例; β' 为设备输出归属矩阵。

式(18)推导过程:

根据已知:

$$\Delta L_{i,t}^h = L_{i,t_0}^h \sum_{i'=1}^{24} (\varepsilon_{i'}^{hc} \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c})$$

$$\Delta L_{i,t}^h = \Delta L_{i,t}^{h2h} + \Delta L_{i,t}^{h2c}$$

$$\Delta L_{i,t}^c = L_{i,t_0}^c \sum_{i'=1}^{24} (\varepsilon_{i'}^c \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c})$$

$$\Delta L_{i,t}^c = \Delta L_{i,t}^{c2h} + \Delta L_{i,t}^{c2c}$$

定义 k , 结合式(12):

$$k = \frac{\Delta L_{i,t}^h}{\Delta L_{i,t}^c} = \frac{\Delta L_{i,t}^{h2h} + \Delta L_{i,t}^{h2c}}{\Delta L_{i,t}^{c2c} + \Delta L_{i,t}^{c2h} + \Delta L_{i,t}^{c2c}}$$

结合式(16):

$$k = \frac{-\frac{\eta_{EHP}}{\eta_{HE}} \Delta L_{i,t}^{c2h} - \frac{\eta_{AC}}{\eta_{AF}} \Delta L_{i,t}^{c2c}}{\Delta L_{i,t}^{c2h} + \Delta L_{i,t}^{c2c}}$$

上下同时除以 $\Delta L_{i,t}^c$:

$$k = \frac{-\frac{\eta_{EHP}}{\eta_{HE}} \alpha_{i,t}^{c2h} - \frac{\eta_{AC}}{\eta_{AF}} \alpha_{i,t}^{c2c}}{\alpha_{i,t}^{c2h} + \alpha_{i,t}^{c2c}} = -(\frac{\eta_{EHP}}{\eta_{HE}} \alpha_{i,t}^{c2h} + \frac{\eta_{AC}}{\eta_{AF}} \alpha_{i,t}^{c2c})$$

进一步可得:

$$L_{i,t_0}^h \sum_{i'=1}^{24} (\varepsilon_{i'}^{hc} \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c}) = k \cdot L_{i,t_0}^c \sum_{i'=1}^{24} (\varepsilon_{i'}^c \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c})$$

$$\sum_{i'=1}^{24} (L_{i,t_0}^h \varepsilon_{i'}^{hc} \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c}) = \sum_{i'=1}^{24} (k \cdot L_{i,t_0}^c \varepsilon_{i'}^c \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c})$$

$$L_{i,t_0}^h \varepsilon_{i'}^{hc} \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c} = k \cdot L_{i,t_0}^c \varepsilon_{i'}^c \frac{\Delta \lambda_{i'}^c}{\lambda_{i'}^c}$$

$$\varepsilon_{i'}^{hc} = -(\frac{\eta_{EHP}}{\eta_{HE}} \alpha_{i,t}^{c2h} + \frac{\eta_{AC}}{\eta_{AF}} \alpha_{i,t}^{c2c}) \frac{L_{i,t_0}^c}{L_{i,t_0}^h} \varepsilon_{i'}^c$$



赵海彭

在线出版日期: 2021-08-31。

收稿日期: 2020-10-19。

作者简介:

赵海彭(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化规划与运行, zhaohaipeng@hust.edu.cn;

*通信作者: 苗世洪(1963), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化调度、电力系统保护与控制, shmiao@hust.edu.cn;

李超(1993), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统优化调度, lx_lichao47@hust.edu.cn。

(实习编辑 张文鑫)

Research on Optimal Operation Strategy for Park-level Integrated Energy System Considering Cold-heat-electric Demand Coupling Response Characteristics

ZHAO Haipeng, MIAO Shihong, LI Chao, ZHANG Di, TU Qingyu

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology))

KEY WORDS: integrated energy system; energy hub; integrated demand response; elastic matrix; coupling response

In recent years, in order to promote the consumption of renewable energy and improve energy utilization efficiency, the park-level integrated energy system(PIES) has been widely promoted and applied. Establishing an accurate integrated demand response(IDR) model is the key to realizing the coordination of supply and demand of the PIES.

This paper proposes a refined integrated demand response model for the PIES, and verifies the superiority of the proposed model through a typical PIES dispatch model. The schematic diagram of the PIES is shown in Fig. 1, including transformer(T), combined heat and power unit(CHP), gas boiler(GB), wind turbine(WT), photovoltaics(PV), electric heat pump(EHP), air conditioning(AC), heat exchanger(HE), and absorption refrigerator(AF).

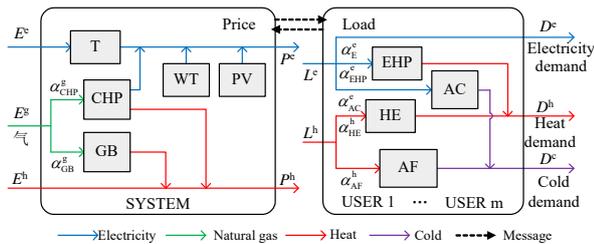


Fig. 1 Integrated energy system of electricity-gas-cold-heat

In order to improve the shortcomings of the current integrated demand response model based on game theory and price demand response theory, this paper starts with the energy coupling characteristics of multi-energy users, and studies the refined user load demand conversion characteristics, as shown in (1).

$$\begin{cases} \mathbf{P}_{equ} = \boldsymbol{\eta} \cdot \mathbf{E}_{equ} \\ \mathbf{E}_{equ} = \boldsymbol{\alpha} \cdot \mathbf{E}_{in} \\ \mathbf{P}_{out} = \boldsymbol{\beta} \cdot \mathbf{P}_{equ} + \mathbf{P}_{pro} \end{cases} \quad (1)$$

where \mathbf{P}_{equ} , \mathbf{E}_{equ} are the energy output and input matrix of equipment. \mathbf{P}_{out} , \mathbf{E}_{in} are the the system energy output and input matrix. $\boldsymbol{\eta}$ is the equipment conversion

coefficient matrix. $\boldsymbol{\alpha}$, $\boldsymbol{\beta}$ are the input energy distribution matrix and equipment output attribution matrix. \mathbf{P}_{pro} is the internal energy production matrix.

Secondly, combining the price-demand elasticity theory and the user's energy consumption characteristics, an IDR model based on demand changes is constructed, as shown in (2). In addition, the calculation method of the electric-heat coupling price-demand elasticity coefficient is derived, as shown in (3).

$$\begin{bmatrix} \Delta D_{i,t}^c \\ \Delta D_{i,t}^h \\ \Delta D_{i,t}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{i,t}^{e2c} & 0 \\ \alpha_{i,t}^{e2h} \eta_{EHP,i,t} & \alpha_{i,t}^{h2h} \eta_{HE,i,t} \\ \alpha_{i,t}^{e2c} \eta_{AC,i,t} & \alpha_{i,t}^{h2c} \eta_{AF,i,t} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta L_{i,t}^c \\ \Delta L_{i,t}^h \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\varepsilon_{it'}^{he} = - \left(\frac{\eta_{EHP,i,t} \alpha_{i,t}^{e2h}}{\eta_{HE,i,t}} + \frac{\eta_{AC,i,t} \alpha_{i,t}^{e2c}}{\eta_{AF,i,t}} \right) \frac{L_{i,t_0}^c}{L_{i,t_0}^h} \varepsilon_{it'} \quad (3)$$

where $\Delta D_{i,t}^c$, $\Delta D_{i,t}^h$, $\Delta D_{i,t}^c$ are changes in electricity, heat, cooling demand. L_{i,t_0}^c , $\Delta L_{i,t}^c$ are the electric load and its change. L_{i,t_0}^h , $\Delta L_{i,t}^h$ are the thermal load and its change. $\alpha_{i,t}^{e2c}$, $\alpha_{i,t}^{e2h}$, $\alpha_{i,t}^{e2c}$ are the the proportion of electricity load converted into electricity, heat, cold demand. $\alpha_{i,t}^{h2h}$, $\alpha_{i,t}^{h2c}$ are the the proportion of heat load converted into heat and cold demand. $\eta_{EHP,i,t}$, $\eta_{HE,i,t}$, $\eta_{AC,i,t}$, $\eta_{AF,i,t}$ are the efficiency of EHP, HE, AC, AF. $\varepsilon_{it'}$ is the electricity price-demand elasticity coefficient. $\varepsilon_{it'}^{he}$ is the electric-heat coupling price-demand elasticity coefficient.

Finally, a typical PIES dispatch model is established. The application of the IDR model to the dispatch model verifies the advantages of the method proposed in this paper. Compared with the traditional model, the method is more accurate and effective. At the same time, by analyzing different response modes, it can be seen that it is more economical for users to freely allocate the response amount than to allocate according to the original proportion. The system cost will decrease with the increase of the user's allowable offset.