

基于供需双侧协同响应的综合能源系统经济优化配置研究

车紫航¹,武家辉¹,王维庆¹,张华²,杨健²,裴玉峰³,张金刚⁴

- (1.新疆大学 可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心,新疆 乌鲁木齐 830017;
 2.中广核新能源投资(深圳)有限公司新疆分公司,新疆 乌鲁木齐 841100;
 3.国网喀什供电公司,新疆 喀什 844000;
 4.首钢集团有限公司矿业公司机械制造厂,河北 唐山 064400)

摘要:为进一步提升综合能源系统(IES)容量配置经济性,提出一种基于供需双侧协同响应的IES优化配置模型,旨在确定系统各设备最优配置容量。首先基于供给侧电-热、电-气等耦合设备和需求侧电-热-气综合需求响应(IDR)特性,提出供需双侧协同响应策略。其次,为量化综合需求响应程度及准确评估电-热-气负荷整体满意度水平,提出电-热-气负荷综合满意度指标。最后,采用CPLEX求解器对IES经济优化配置模型求解,验证了所提策略与模型的有效性。

关键词:供需双侧协同响应;电热气综合满意度;综合能源系统;经济优化配置

中图分类号:TM73 文献标识码:A DOI:10.19457/j.1001-2095.dqcd25031

Research on Economic Optimal Allocation of Integrated Energy System Based on Bilateral Coordinated Response of Supply And Demand

CHE Zihang¹, WU Jiahui¹, WANG Weiqing¹, ZHANG Hua², YANG Jian², PEI Yufeng³, ZHANG Jingang⁴

- (1. Engineering Research Center of Renewable Energy Generation and Grid Connection Control, Ministry of Education, Xinjiang University, Urumqi 830017, Xinjiang, China; 2. Xinjiang Branch of CGN New Energy Investment (Shenzhen) Co., Ltd., Urumqi 841100, Xinjiang, China; 3. State Grid Kashgar Power Supply Company, Kashgar 844000, Xinjiang, China; 4. Machinery Manufacturing Factory of Mining Company, Shougang Group Co., Ltd., Tangshan 064400, Hebei, China)

Abstract: To further improve the economy of integrated energy system (IES) capacity allocation, an IES optimization configuration model based on supply-demand collaborative response was proposed, aiming to determine the optimal comprehensive capacity of various equipment in the system. First of all, based on the characteristics of electricity-heat and electricity-gas coupling equipment on the supply side and the integrated demand response (IDR) of electricity-heat-gas on the demand side, a coordinated response strategy on both sides of supply and demand was proposed. Secondly, in order to quantify the integrated demand response degree and accurately evaluate the overall satisfaction level of electric-heat-gas load, the comprehensive satisfaction index of electric-heat-gas load was proposed. Finally, the CPLEX solver was used to solve the IES economic optimal allocation model to verify the effectiveness of the proposed model.

Key words: collaborative response of supply and demand; comprehensive satisfaction of electrical heat and gas; integrated energy system(IES); economic optimi allocation

随着经济发展和人民生活水平提高,能源消耗逐年增加。《新时代的中国能源发展》中指出,

基金项目:国家自然科学基金(52167016);新疆维吾尔自治区自然科学基金(2020D01C068)

作者简介:车紫航(1997—),男,硕士,主要研究方向为综合能源系统优化,Email:941820993@qq.com

通讯作者:武家辉(1988—),女,博士,副教授,主要研究方向为综合能源系统优化,Email:wjh229@xju.edu.cn

着力推动储能与清洁能源互补协同发展,以提升电力系统整体灵活性^[1]。综合能源系统(integrated energy system, IES)作为一种含多种能源的局部多能耦合系统,通过对不同能源的统一规划及调度^[2],实现能源的协调高效利用,已然成为未来能源系统的重要发展方向。

IES 的优化配置中,通过多能耦合互补及多类型负荷资源有机协调,可实现局部资源的高效利用,提高系统的综合能效。因此,目前对 IES 优化配置的研究日益增多。

在 IES 供给侧,传统电气耦合仅采用燃气轮机,传统热电耦合仅采用电锅炉。然而,电转气(power to gas, P2G)技术实现了电能向天然气的转换,有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)余热发电实现了热能向电能的转换。文献[3-4]证明了 P2G 可以促进风电消纳。文献[5]采用 P2G 提高削峰填谷能力来减少弃风。文献[6]进一步分析 P2G 对天然气系统的影响。文献[7]在源侧通过引入 ORC,实现了电热能的双向转换。在需求侧,需求响应可促进清洁能源的消纳从而提高其利用率。文献[8]将热负荷进行分类处理,分为不可削减热负荷和具备需求响应特性热负荷。文献[9]基于价格弹性矩阵构建了一个多类型负荷需求响应模型。文献[10]提出了一种基于阶梯型需求响应激励机制的电源规划方法。

上述文献均单独从供给侧或需求侧的角度出发实现 IES 的经济配置。文献[11]将供能侧与需求侧相结合,对冷热电负荷进行平移,从而提高系统设备利用率,降低负荷峰谷差和运行成本。文献[12]构建了考虑 P2G 和负荷综合需求响应的综合能源系统优化运行模型。文献[13]考虑负荷综合需求响应的不确定性,构建了考虑电转气-冷热电联供联合运行的综合能源系统两阶段鲁棒优化模型。目前,在能源供给侧与负荷需求侧协同响应机理、量化综合需求响应程度以及如何保证负荷侧满意度水平方面尚未涉及相关研究。

基于此,本文提出了基于供给侧-需求侧双侧协同响应的 IES 优化配置模型。首先,基于供给侧电-热、电-气等耦合设备和需求侧电-热-气综合需求响应(integrated demand response, IDR)特性,提出供需双侧协同响应策略。其次,为量化综合需求响应程度及准确评估电-热-气负荷整体满意度水平,提出电-热-气负荷综合满意度

指标。以系统全寿命周期成本等年值最小为目标函数对系统各设备进行经济优化配置。

1 IES 结构及供需双侧模型

IES 结构如图 1 所示。本文选择风力发电机、光伏发电组件、燃气轮机(gas turbine, GT)、燃气锅炉、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、ORC 发电设备、电转气设备以及电-热-气储能部分作为研究对象,对其进行容量配置。IES 将上级电网电能、气网气能、风能、太阳能作为能量来源以供用户电-热-气用能需求;风电机组、光伏机组、燃气轮机以及 ORC 设备用于电能供给;燃气锅炉、余热锅炉及电锅炉用以热能供给;P2G 设备产生的甲烷燃气输送至气网中来供给天然气负荷。系统盈余的电热气能将被储存至储能设备中。

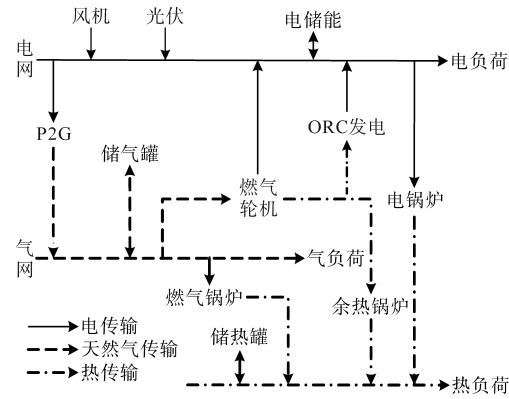


图 1 电-热-气 IES 结构

Fig.1 Electric-heat-gas IES structure

1.1 供给侧数学模型

供给侧灵活响应主要取决于燃气轮机、余热锅炉以及 ORC 余热发电三者的联合运行。

1.1.1 燃气轮机数学模型

燃气轮机通过天然气燃烧产生高温高压气体膨胀做功,带动叶片旋转,进而带动发电机组输出电能。现有文献研究表明,可将燃气轮机的发电效率近似视为常数,因此燃气轮机数学模型可描述为

$$\begin{cases} P_{GT,e,t} = \eta_{GT,e} P_{g,GT,t} \\ P_{GT,h,t} = \eta_{GT,h} P_{g,GT,t} \\ P_{g,GT,min} \leq P_{g,GT,t} \leq P_{g,GT,max} \\ \tau_{GT,min} \leq P_{g,GT,t+1} - P_{g,GT,t} \leq \tau_{GT,max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{g,GT,t}$ 为输入 GT 的天然气功率; $P_{GT,e,t}, P_{GT,h,t}$ 分别为 t 时刻 GT 所产生的电、热能; $\eta_{GT,e}, \eta_{GT,h}$ 分别为 GT 的电、热转换效率; $P_{g,GT,max}, P_{g,GT,min}$ 分别为 t 时刻供应给 GT 的气能的上、下限; $\tau_{GT,max}, \tau_{GT,min}$ 分

别为输入 GT 的天然气变化量的上、下限。

1.1.2 余热锅炉模型

余热锅炉回收热功率的数学模型描述为

$$\begin{cases} P_{\text{WHB},h,t} = (1 - \eta_{\text{WHB}})P_{\text{h,WHB},t} \\ P_{\text{h,WHB},t} = \alpha_{\text{WHB}}\eta_{\text{GT,h}}P_{\text{g,GT},t} \\ P_{\text{h,WHB,min}} \leq P_{\text{h,WHB},t} \leq P_{\text{h,WHB,max}} \\ \tau_{\text{WHB,min}} \leq P_{\text{h,WHB},t+1} - P_{\text{h,WHB},t} \leq \tau_{\text{WHB,max}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{\text{WHB},h,t}$ 为燃气轮机发电产生的余热功率; η_{WHB} 为余热回收锅炉回收余损耗系数; $P_{\text{h,WHB},t}$ 为余热回收锅炉回收的热功率; α_{WHB} 为燃气轮机供给余热锅炉的热能分配系数; $P_{\text{h,WHB,max}}, P_{\text{h,WHB,min}}$ 分别为 t 时刻供应给余热锅炉的热能的上、下限; $\tau_{\text{WHB,max}}, \tau_{\text{WHB,min}}$ 分别为输入余热锅炉的热能变化量的上、下限。

1.1.3 ORC 发电模型

ORC 余热发电是将燃气轮机产生的高温烟气热量进行回收发电的技术。其数学模型描述为下式:

$$\begin{cases} P_{\text{h,ORC},t} = \alpha_{\text{ORC}}\eta_{\text{GT,h}}P_{\text{g,GT},t} \\ P_{\text{ORC,e},t} = \eta_{\text{ORC}}P_{\text{h,ORC},t} \\ P_{\text{h,ORC,min}} \leq P_{\text{h,ORC},t} \leq P_{\text{h,ORC,max}} \\ \tau_{\text{ORC,min}} \leq P_{\text{h,ORC},t+1} - P_{\text{h,ORC},t} \leq \tau_{\text{ORC,max}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: α_{ORC} 为燃气轮机向 ORC 供热的分配系数; η_{ORC} 为 ORC 的转换系数; $P_{\text{h,ORC,max}}, P_{\text{h,ORC,min}}$ 分别为 t 时刻供应给 ORC 的热能的上、下限; $\tau_{\text{ORC,max}}, \tau_{\text{ORC,min}}$ 分别为输入 ORC 热能变化量的上、下限。

1.2 需求侧数学模型

需求侧电-热-气负荷需求响应均由固定负荷、可时移负荷及可中断负荷组成,其中,固定负荷不参与需求响应;可时移负荷通过在不同时段之间移入或移出来改善用能曲线^[14];可中断负荷是通过中断部分功率降低高峰时段的负荷用能需求。

1.2.1 电负荷需求响应数学模型

电负荷需求响应模型可以描述为

$$\begin{cases} P_{t,\min}^{\text{TSL}} \leq P_t^{\text{TSL}} \leq P_{t,\max}^{\text{TSL}} \\ \sum_{t=1}^T P_t^{\text{TSL}} = 0 \\ 0 \leq P_t^{\text{IL}} \leq P_{t,\max}^{\text{IL}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: P_t^{TSL} 为 t 时段发生时移的电力负荷功率; $P_{t,\max}^{\text{TSL}}, P_{t,\min}^{\text{TSL}}$ 分别为 t 时段电负荷时移功率上、下限; $P_{t,\max}^{\text{IL}}$ 为 t 时段电负荷最大可中断功率。

1.2.2 热负荷需求响应模型

热负荷需求响应模型可描述为

$$\begin{cases} P_{t,\min}^{\text{HSL}} < P_t^{\text{HSL}} < P_{t,\max}^{\text{HSL}} \\ \sum_t^T P_t^{\text{HSL}} = 0 \\ 0 < P_t^{\text{HIL}} < \sigma_h P_{h,t} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_t^{\text{HSL}}, P_t^{\text{HIL}}$ 分别为 t 时段热负荷时移和中断功率; $P_{t,\max}^{\text{HSL}}, P_{t,\min}^{\text{HSL}}$ 为 t 时段热负荷时移功率上、下限; σ_h 为可中断热负荷占比系数; $P_{h,t}$ 为 t 时段系统热负荷总需求。

1.2.3 气负荷需求响应模型

气负荷需求响应模型可描述为

$$\begin{cases} P_{t,\min}^{\text{GSL}} < P_t^{\text{GSL}} < P_{t,\max}^{\text{GSL}} \\ \sum_t^T P_t^{\text{GSL}} = 0 \\ 0 < P_t^{\text{GIL}} < \sigma_g P_{g,t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_t^{\text{GSL}}, P_t^{\text{GIL}}$ 分别为 t 时段气负荷时移和中断功率; $P_{t,\max}^{\text{GSL}}, P_{t,\min}^{\text{GSL}}$ 分别为 t 时段气负荷时移功率上、下限; σ_g 为可中断气负荷占比系数; $P_{g,t}$ 为 t 时段系统气负荷总需求。

1.3 电热气负荷综合满意度模型

目前,大多数研究主要针对 IES 内部经济性,而对负荷用户方面的考虑则相对较少。为了推进负荷侧需求响应等项目的良性发展,本文提出一种考虑电、气负荷满意度和热舒适度的用户负荷需求综合满意度指标。

指标中,考虑电气负荷满意度、热舒适度水平以及反映综合需求响应程度对其产生的影响,将总负荷与可中断负荷差值,即不可中断负荷占总负荷比例构建满意度指标^[14]。

首先,电负荷满意度具体可描述为

$$SI = \frac{P_t^{\text{L}} - P_t^{\text{IL}}}{P_t^{\text{L}}} \times 100\% \quad (7)$$

式中: SI 为电负荷满意度; $P_t^{\text{L}}, P_t^{\text{IL}}$ 分别为 t 时段总电负荷需求和可中断负荷功率。

其次,根据热负荷需求和供给功率,获得热负荷舒适度,可描述为

$$HCI = \frac{(T_{\text{in},t} - T_{\text{out},t}) \cdot K \cdot F - P_t^{\text{HIL}}}{P_{h,t}} \times 100\% \quad (8)$$

式中: HCI 为热负荷舒适度指标; P_t^{HIL} 为 t 时段可中断热负荷功率; $P_{h,t}$ 为 t 时段系统热负荷总需求; $T_{\text{in},t}, T_{\text{out},t}$ 分别为室内和室外的温度; K 为建筑物综合传热系数,取 $K=0.5$; F 为建筑物表面积,取 $F=24000 \text{ m}^2$ 。

另根据气负荷需求和供给功率,获得气负荷满意度指标,可以描述为

$$GI = \frac{P_{g,t} - P_t^{\text{GIL}}}{P_{g,t}} \times 100\% \quad (9)$$

式中: GI 为气负荷满意度。

综合以上的电、气负荷满意度和热负荷舒适度,建立电-热-气负荷综合满意度模型如下:

$$CSI = \text{mean}(SI + HCl + GI) \quad (10)$$

式中: mean 为均值函数; CSI 为电热气负荷综合满意度。

上述指标中,比值越大表示不可中断负荷占比越高,则表示当前时段负荷量越大。电-热-气负荷综合满意度反映了 IES 整体功能水平,并可引导电-热-气负荷灵活参与 IES 优化运行,进一步提升 IES 运行的经济性。

2 供需双侧协同响应策略

目前,传统需求侧与供应侧模型彼此独立,缺乏对两者间联系的表示。基于此,本文提出供需双侧协同响应策略,从而在满足系统供需平衡的基础上,通过供给侧与需求侧间协同响应,实现 IES 配置经济性最优。根据系统内电热负荷需求情况,所提供需双侧协同响应策略可分为两种典型运行策略,如图 2 所示。

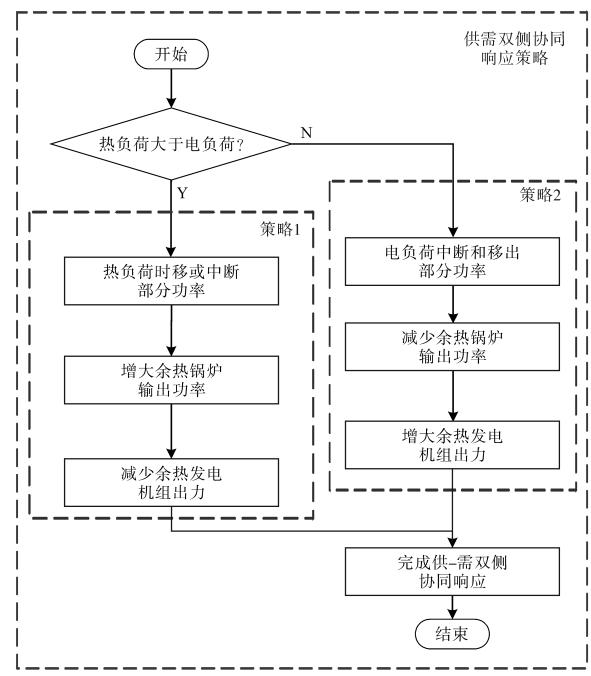


Fig.2 Strategic process of coordinated response between supply and demand

策略 1: 热负荷需求较高、电负荷需求较低时段(一般发生在夜间),热负荷通过自身需求响应特性移出和中断部分热负荷,降低该时段热负荷

需求。同时,综合能源系统分配给余热锅炉更多余热,减少 ORC 设备余热供给,余热锅炉可以产生更多的热量供给热负荷,同时减少燃气锅炉等燃气设备的输出功率。

策略 2: 热负荷需求较低、电负荷需求较高时段(一般发生在白昼),电负荷通过自身需求响应特性移出或中断部分电负荷,降低该时段电负荷需求。同时,系统分配给 ORC 设备更多余热,减少余热锅炉设备余热供给,通过增大 ORC 的发电功率,缓解燃气轮机供电压力。

3 经济优化配置模型

3.1 目标函数

IES 优化配置以全寿命周期成本等年值为目标函数描述系统配置的经济性,其表达式为

$$\min C_T = C_I + C_E + C_M \quad (11)$$

式中: C_T, C_I, C_E, C_M 分别为配置成本、投资成本等年值、维护成本及运行成本。

目标函数的各构成成本具体计算如下。

1) 初始投资成本。初始投资成本主要为各类设备的购买成本,具体如下:

$$C_I = \sum_p \frac{r(1+r)^{y_p}}{r(1+r)^{y_p} - 1} n_p s_p \lambda_p \delta_p + \sum_q \frac{r(1+r)^{y_q}}{r(1+r)^{y_q} - 1} s_q \lambda_q \delta_q \quad (12)$$

式中: p 为容量固定的能源转换设备(离散型),可以根据需要进行配置; q 为一种根据需求进行容量定制的能源储存设备(连续型); r 为年利率; n 为每台设备的投资成本; s 为离散型和连续型的预期使用年限; λ 为离散型和连续型的台数; δ 为离散型和连续型的每台设备的容量。

n, s, λ, δ 都是二进制变量,1 代表设备配置,0 则指未进行设备配置。

2) 维护成本:

$$C_E = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^M \varepsilon_k P_{k,t} \quad (13)$$

式中: ε_k 为第 k 台设备运行维护成本系数; $M, P_{k,t}$ 分别为设备种类数量和第 k 台设备运行功率。

3) 运行成本。以最小化运行成本为目标,旨在优化典型日下园区综合能源系统中各种能源转换设备的最佳出力,运行成本由购能成本 F_1 (包括购电成本和购气成本)、电、热、气负荷中断补偿费用 F_2 、弃风光惩罚成本 F_3 以及燃气轮机等可控机组运行成本 F_4 组成。表达式如下:

$$C_M = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 \quad (14)$$

各部分成本具体计算公式如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_1 = \sum_{t=1}^T \omega_{st_price,t} P_{e,t} + \omega_{gas_price,t} P_{g,t} \\ F_2 = \sum_{t=1}^T (\delta_e P_{e,t}^{IL} + \delta_h P_{h,t}^{HIL} + \delta_g P_{g,t}^{GIL}) \\ F_3 = \sum_{t=1}^T \mu_{ab} (P_{w,ab,t} + P_{pv,ab,t}) \\ F_4 = \sum_{t=1}^T [(\kappa S_t + U_t \psi P_{GT,t}) + \sum_{n=1}^N \zeta_n P_{n,t}] \end{array} \right. \quad (15)$$

式中: $\omega_{st_price,t}$, $\omega_{gas_price,t}$ 分别为 t 时段上级电网分时电价和分时气价; $P_{e,t}$ 为 t 时段系统电负荷总需求; δ_e , δ_h 和 δ_g 分别为电、热、气负荷中断补偿系数; $P_{e,t}^{IL}$, $P_{h,t}^{HIL}$ 和 $P_{g,t}^{GIL}$ 分别为 t 时段电、热、气负荷中断功率; μ_{ab} , $P_{w,ab,t}$ 和 $P_{pv,ab,t}$ 分别为弃风光惩罚成本系数和 t 时段弃风、弃光功率; $P_{GT,t}$ 为 t 时段燃气轮机输出功率; ψ , κ 分别为燃气轮机开机成本和耗量系数; S_t , U_t 分别为 t 时段燃气轮机开机、状态变量; ζ_n , $P_{n,t}$ 分别为第 n 种可控设备运行成本系数和 t 时段输出功率。

3.2 约束条件

1)设备数量约束。考虑到IES实际可用安装场地受限,故对所规划安装的各类能源耦合设备台数设置如下约束:

$$0 \leq M_i \leq U_{i,\max} \quad (16)$$

式中: M_i 为第 i 台设备安装数量; $U_{i,\max}$ 为第 i 台设备安装数量上限。

2)电功率平衡约束。为了确保系统安全稳定地运行,应满足功率平衡约束。IES系统需要满足等式和不等式约束条件,功率平衡约束包括电、热、气功率平衡约束,其中IES电负荷功率平衡约束具体可描述为

$$P_{grid,t} + P_{DG,t} - P_{EB,t} - P_{P2G,t} + P_{GT,t} + P_{ORC,t} - P_{ESS,CH,t} + P_{ESS,DC,t} = P_{L,t} + P_t^{TSL} - P_t^{IL} \quad (17)$$

式中: $P_{grid,t}$ 为 t 时段IES系统向电网购电功率; $P_{P2G,t}$ 为电转气设备耗电功率; $P_{ORC,t}$ 为 t 时段ORC发电设备的发电功率; $P_{DG,t}$ 为 t 时段IES系统可再生能源出力; $P_{EB,t}$ 为 t 时段IES系统电锅炉耗电功率; $P_{ESS,CH,t}$, $P_{ESS,DC,t}$ 分别为 t 时段电储能充、放电功率; $P_{L,t}$ 为IES系统 t 时段电负荷需求; P_t^{TSL} , P_t^{IL} 分别为 t 时段IES系统时移和中断功率。

3)热功率平衡约束。IES热负荷功率平衡约束具体可描述为

$$\eta_{EB} P_{EB,t} + Q_{HS,t}^{dc} - Q_{HS,t}^{ch} + P_{CYC,t} + P_{GB,t} = P_{h,t} + P_t^{HSL} - P_t^{HIL} \quad (18)$$

式中: η_{EB} 为 t 时段IES系统电锅炉电-热效率;

$Q_{HS,t}^{ch}$, $Q_{HS,t}^{dc}$ 分别为 t 时段系统储热罐蓄、放热功率; $P_{GB,t}$ 为 t 时段燃气锅炉热输出功率; $P_{CYC,t}$ 为 t 时段IES系统余热锅炉输出热功率。

4)气负荷功率平衡约束。IES气负荷功率平衡约束具体可描述为

$$\eta_{P2G} P_{P2G,t} + Q_{GS,t}^{dc} - Q_{GS,t}^{ch} + G_{grid} = P_{g,t} + P_t^{GSL} - P_t^{GIL} \quad (19)$$

式中: η_{P2G} 为 t 时段电转气设备电-气效率; $Q_{GS,t}^{ch}$, $Q_{GS,t}^{dc}$ 分别为 t 时段储气罐蓄、放气功率。

5)电储能约束。储能约束包括充放电状态约束、电储能充放电功率约束和电储能容量约束,具体如下:

$$C_{t+1}^{ESS} = C_t^{ESS} + (\eta_{ch} P_{ESS,CH,t} - \frac{P_{ESS,DC,t}}{\eta_{dc}}) \Delta t \quad (20)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ESS,DC,t} \leq P_{ESS,DC,max} \\ 0 \leq P_{ESS,CH,t} \leq P_{ESS,CH,max} \end{cases} \quad (21)$$

$$C_{min}^{ESS} \leq C_t^{ESS} \leq C_{max}^{ESS} \quad (22)$$

式中: $P_{ESS,CH,t}$, $P_{ESS,DC,t}$ 分别为 t 时段储能充、放电功率; C_t^{ESS} 为 t 时段储能容量; η_{ch} , η_{dc} 分别为储能充、放电效率; $P_{ESS,CH,max}$, $P_{ESS,DC,max}$ 分别为储能充、放电功率上限。

需要说明的是,储热罐、储气罐建模方式与电储能类似,此处不再赘述。

6)其他约束。其他约束包括IES系统向上级电网购电功率约束和可再生能源出力约束,具体可描述为:以正文中的仿真或试验考察得到的现象、数据的阐述分析为依据,完整、准确、简洁地指出以下主要内容:

$$\begin{cases} P_{grid,buy,min} \leq P_{grid,buy,t} \leq P_{grid,buy,max} \\ P_{DG,min} \leq P_{DG,t} \leq P_{DG,max} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{grid,buy,max}$, $P_{grid,buy,min}$ 分别为IES系统向电网购电功率上、下限; $P_{DG,max}$, $P_{DG,min}$ 分别为可再生能源出力上、下限。

3.3 模型求解

在Matlab R2017b环境下采用IBM插件并调用CPLEX求解器对IES经济优化配置模型进行求解,求解流程如图3所示,主要包括以下6个步骤:

步骤1:构建IES综合需求响应特性模型,其中,电、热、气负荷均具备时移和中断特性;

步骤2:基于电-热-气负荷综合需求响应模型,提出IES综合满意度指标;

步骤3:构建供应侧耦合设备响应模型;

步骤4:输入电-热-气供能设备参数和IES电-热-气负荷、可再生能源出力等基础数据;

步骤5:基于投资成本等年值、维护成本、运行成本,构建IES优化配置模型,采用CPLEX求解器对模型求解;

步骤6:输出IES最优配置容量。

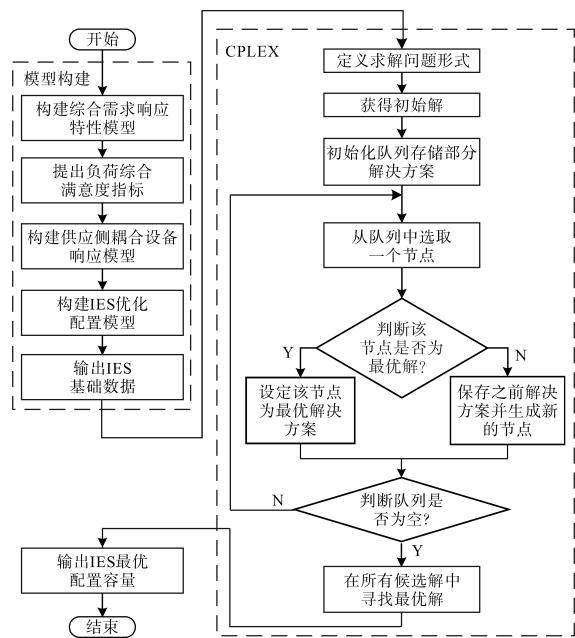


图3 IES优化配置求解流程图

Fig.3 Diagram of solving process of IES optimal configuration

4 仿真实验与结果分析

4.1 基础数据

选取某园区型综合能源系统为仿真算例,该算例采用6节点配电网、6节点气网、4节点热网系统,网架结构如图4所示。

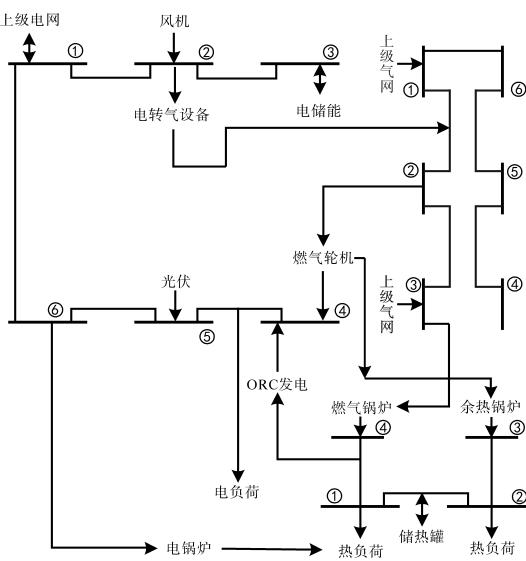


图4 IES网架结构

Fig.4 IES grid structure

IES与上级电网、气网的交互价格分别采用分时电价和分时气价,如表1与表2所示。

表1 配电网分时电价

Tab.1 Time of use electricity price of distribution network

时段	具体时间	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰时段	08:00—11:00, 18:00—21:00	0.804
平时段	06:00—07:00, 12:00—17:00	0.550
谷时段	01:00—05:00, 22:00—24:00	0.295

表2 气网分时气价

Tab.2 Time division gas price of gas network

时段	具体时间	气价/[元·m ⁻³]
峰时段	08:00—12:00, 17:00—19:00 06:00—07:00,	3.82
平时段	13:00—16:00, 20:00—23:00	2.99
谷时段	01:00—05:00, 23:00—24:00	2.2

此外,IES向上级电网购电上限为500 kW;柔性负荷包含电、热、气负荷,电负荷同时具备可迁移和可中断特性,占比分别为自身负荷需求的15%和10%;其他参数如表3和表4所示。

表3 IES设备参数

Tab.3 IES equipment parameters

设备	寿命/a	单台设备容量/kW	投资成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	运维成本/[元·(kW·h) ⁻¹]
燃气轮机	25	200	8 000	0.047 2
余热锅炉	20	100	1 800	0.002 16
燃气锅炉	20	300	4 050	0.002 16
光伏设备	20	150	10 000	0.009 6
风机	15	300	8 000	0.019 6
电储能	10	200	3 000	0.001 8
储热罐	10	100	1 000	0.001 6
储气罐	10	100	800	0.001 6

表4 系统设备参数

Tab.4 System equipment parameters

设备	参数	数值	参数	数值
燃气轮机	产热效率	0.3	发电效率	0.35
余热锅炉	效率	0.8	—	—
燃气锅炉	效率	0.9	—	—
电储能	最大放电功率	80 kW	充放电系数	0.9
储热罐	最大放能功率	60 kW	最大充能功率	60 kW
储气罐	最大放能功率	40 kW	最大充能功率	40 kW
余热发电	最大发电功率	100 kW	运行效率	0.8
电转气设备	最大功率	100 kW	转换效率	0.8

图5为夏季典型日IES内风机、光伏出力及负荷需求等基本数据。

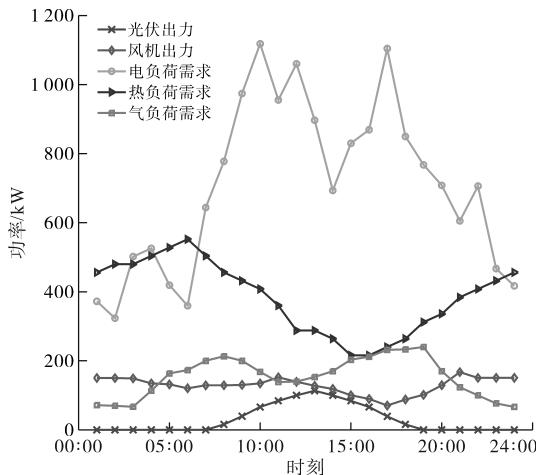


图5 风机、光伏出力与负荷数据

Fig.5 Wind turbine, photovoltaic output and load data

4.2 IES最优配置分析

算例中,以1 h为时间间隔,考虑多种因素对设备进行优化配置,优化配置模型的求解时间为1.3 s,求解时间满足工程需求,配置结果和配置成本如表5所示。

表5 IES设备最优配置容量

Tab.5 Optimal configuration capacity of IES equipment

设备	配置台数/台	配置容量/kW·h	初始投资成本/元
燃气轮机	2	307.4	2 459 176.5
余热锅炉	1	55.3	99 596.6
燃气锅炉	4	667.2	2 702 160.0
光伏设备	1	150	1 500 000.0
风机	1	300	2 400 000.0
ORC设备	2	110.6	199 193.3
电转气设备	2	113.9	273 460.8
电储能	—	464.8	1 394 481.0
储热罐	—	300	300 000.0
储气罐	—	200	240 000.0

从表5可以看出,系统燃气锅炉设备容量配置和初始投资成本最高,最优容量配置为667.2 kW·h,初始投资成本为2 702 160元。

此外,提出的供需双侧协同响应策略中,主要通过余热锅炉及ORC设备发电间联合变化,实现系统的经济配置。根据日前预测数据可以确定相应时段的负荷量。在规划时,系统可根据实时负荷数据来调整电热出力大小影响余热锅炉及ORC等设备的出力变化,进而根据不同策略实现最优经济配置。

4.3 供需双侧协同响应对IES配置影响分析

为验证所提供需双侧协同响应策略的有效性,通过设置4种场景并采用CPLEX求解器对所

构模型求解,对比分析了对IES系统设备容量配置和年运行成本的影响,如表6所示。场景算例对比分析及结果如下:

场景1:不考虑电、热、气负荷需求响应和余热锅炉、ORC设备;

场景2:仅考虑电、热、气负荷需求响应,不考虑余热锅炉、ORC设备;

场景3:仅考虑余热锅炉、ORC设备,不考虑电、热、气负荷需求响应;

场景4:同时考虑电、热、气负荷需求响应和余热锅炉、ORC设备。

表6 不同场景下IES运行分析

Tab.6 IES run analysis in different scenarios

场景	设备初始投资成本/元	配置容量/(kW·h)	年运行成本/元	综合满意度/%
场景1	8 215 654.80	414.67	4 722 664.40	100.00
场景2	7 100 336.40	256.66	4 256 226.00	95.78
场景3	8 970 900.27	425.63	4 362 664.07	100.00
场景4	7 668 068.21	307.40	4 144 371.93	96.98

可以看出,与场景1相比,场景3设备初始投资成本上升、燃气轮机配置容量增大、年运行成本降低,上升/降低幅度分别为8.42%、2.58%和7.62%。分析表明,与场景1相比,场景3增加了ORC和余热锅炉设备,从而增大了设备投资成本。同时,ORC和余热锅炉设备利用燃气轮机余热发电、供热,导致燃气轮机配置容量略微增加。IES优化运行方面,场景3增大了IES能源利用率,减少了供电和供热设备输出功率,从而降低了系统年运行成本。

对比场景2,场景4同时增大了设备初始投资、燃气轮机设备容量,增长幅度为7.40%和12.60%。同时,年运行成本降低幅度为2.633%,综合满意度提升1.24%。与场景1相比,场景4在设备初始投资成本、燃气轮机设备容量配置以及年运行成本方面均降低,降低幅度分别为6.67%,25.87%和12.25%。分析表明,与场景1相比,场景4增加了余热锅炉和ORC设备,由于供给侧耦合设备的耦合特性,在满足系统供需平衡的同时,降低了系统中其他设备的容量配置,进而降低系统初始投资成本。场景4供给侧耦合设备和负荷侧综合需求响应的存在,改善了负荷侧用能计划,缓解了供应侧设备的供能压力,使供需双侧协同响应更具合理性,进而使系统年运行成本降低。

4.4 ORC 及余热锅炉功率变化分析

为突出本文中考虑需求响应策略的有效性,对ORC及余热锅炉功率变化情况进行分析。场景4中,余热锅炉功率及ORC功率随电、热负荷需求量变化情况如图6所示。

从图6中可以看出,01:00—07:00时,电负荷与热负荷需求量虽有高低起伏,但变化趋势不明显。07:00开始,电负荷开始逐渐上升并明显高于热负荷。根据策略2,系统分配给ORC设备更多余热,而余热锅炉设备余热供给减少,因此,在07:00—23:00时刻的余热锅炉功率小于ORC功率。

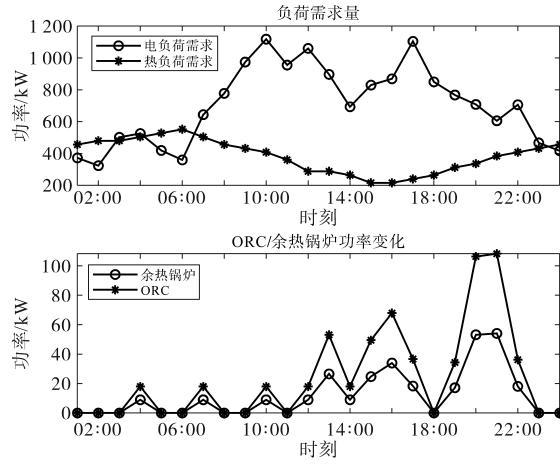


图6 ORC/余热锅炉功率随负荷需求量变化情况

Fig.6 Change of ORC/WHB power with load demand

此外,电负荷需求变化起伏较大,而热负荷需求变化相对平缓。根据策略1和策略2,余热锅炉功率的变化起伏要小于ORC功率的变化。这也与图6中显示的变化趋势相符,证明了策略的有效性。

需要说明的是,ORC与余热锅炉的功率随着电、热负荷的需求量变化而变化。在01:00—07:00时段左右,由于电、热负荷总量交替变化,而热负荷整体高于电负荷,根据策略1,使ORC与余热锅炉的功率发生波动性变化。此后,电负荷总量高于热负荷,而电负荷整体波动性较为剧烈,而热负荷变化趋势相对较缓。此时的ORC功率整体高于余热锅炉,而由于电负荷的波动变化与策略2的影响,使得ORC与余热锅炉的功率都发生波动性变化,且ORC波动性更加明显。

此外,对于08:00—22:00时段,热负荷需求呈现先下降后上升的变化趋势。在08:00—16:00时段内,虽然策略2使得余热锅炉功率下降,而由于两策略的交替作用,电功率呈现下降

时,余热锅炉的功率也会由于策略1而呈现上升趋势。因此,在17:00—22:00时段内的功率变化也符合上述原理。也就是说,当电负荷高于热负荷时,由于两策略的交替作用会使得ORC与余热锅炉的功率随着电负荷的变化趋势发生相同趋势的变化。

4.5 需求响应占比对IES配置影响分析

电-热-气负荷作为需求侧灵活可调度资源,其响应能力会对IES各设备配置容量造成影响,在优化配置中应考虑电-热-气负荷综合需求响应因素对IES配置的定量影响。为此,设置并求解21种不同综合需求响应占比下的IES配置成本和综合满意度,结果如图7所示。

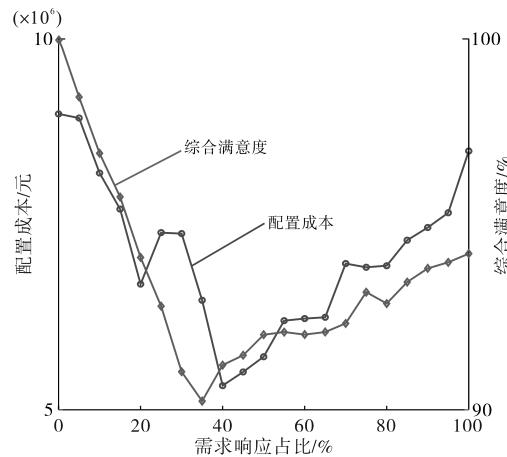


图7 需求响应占比对IES优化配置的影响

Fig.7 Influence of demand response ratio on optimal configuration of IES

其中综合需求响应占比分别设置为自身负荷预设值的0%, 5%, 10%, ..., 100%的比例,具体分析如下。

由图7可知,随着综合需求响应占比的增加,IES配置成本与负荷综合满意度指标均呈现先降低后上升的趋势。分析表明,综合需求响应占比的增加,增大了电-热-气负荷的灵活性,在负荷高峰时段,电-热-气负荷通过自身可时移和可中断特性将部分负荷移出或中断,削减了负荷高峰,降低IES供给侧设备的供能负担,进而降低供给侧设备容量及其配置成本;随着需求响应占比的不断提升(综合需求响应占比高于35%),IES的购电功率下降,降低系统购电成本。在负荷功率基本不变的前提下,增大燃气轮机输出功率维持供需平衡,进而导致IES配置成本增加。

负荷综合满意度指标变化趋势表明,在综合需求响应占比增长前期(综合需求响应占比低于

35%),负荷灵活性不强,仅通过负荷可时移特性不能有效降低IES运行成本。通过中断部分负荷功率可缓解IES供能压力,但综合满意度指标随之下降。在综合需求响应占比增长后期(综合需求响应占比高于35%),负荷可以更多地通过可时移特性实现有效降低IES运行成本的目的,负荷中断功率不断减少,综合满意度指标上升。

图8展示了需求响应占比对IES供能设备配置容量的影响。可以看出,随着综合需求响应占比的增加,燃气锅炉配置容量呈现逐步上升的趋势;燃气轮机呈现先降低、后上升的趋势;P2G和电储能配置容量呈现逐步降低的趋势。分析表明,需求响应占比的增大,增大了负荷灵活性,热负荷可以时移到气网气价较低的时段,使用燃气锅炉向热负荷供热,进而燃气锅炉配置容量增大;P2G主要是消耗可再生能源发电维持自身运行,随着负荷灵活性的增大,IES可以更多地消耗可再生能源发电、电网低谷电价功率以及气网低谷气价气量,导致P2G运行经济性较差。当综合需求响应占比到达40%时,IES不再配置P2G容量。电储能的主要目的是将价格较低的电能转移至价格较高的时段,从而降低IES运行成本。负荷灵活性的增大,使负荷可以直接移动到能量价格较低时段,电储能的作用降低,进而减少其配置容量。而随着电-热-气负荷的灵活性的持续提升,IES可以减少向电网高峰电价的购电功率,降低购电成本。在负荷功率基本不变的前提下,IES增大燃气轮机输出功率维持供需平衡。

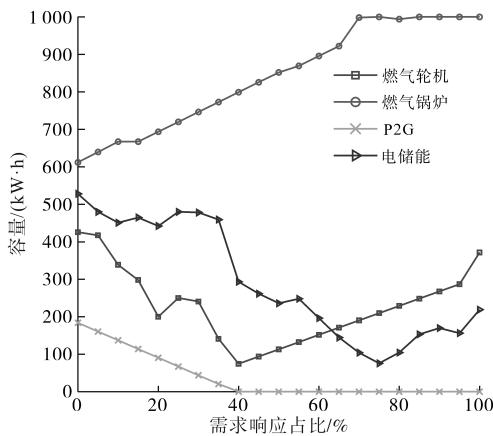


图8 需求响应占比对IES供能设备配置容量的影响

Fig.8 Influence of demand response ratio on configuration capacity of IES energy-supplying equipment

5 结论

本文提出了一种基于供需双侧协同响应的

综合能源系统优化配置模型,以降低系统设备配置成本。首先基于供给侧电-热、电-气等耦合设备特性和需求侧电-热-气综合需求响应特性,提出供需双侧协同响应策略。其次,为量化综合需求响应程度及准确评估电-热-气负荷用能满意度水平,提出需求侧电-热-气负荷综合满意度指标。最后,以某园区型综合能源系统为仿真案例进行分析,结果表明,所提模型可有效降低设备初始投资成本、设备配置容量、年运行成本,降低幅度分别为6.67%,25.87%和12.25%。此外,综合满意度水平提升幅度为1.24%。

参考文献

- [1] 中华人民共和国国务院新闻办公室.新时代的中国能源发展[EB/OL].(2022-01-17)[2023-03-15].<http://www.scio.gov.cn/zfbps>. People's Republic of China (PRC) the State Council Press Office. China energy development in the new era[EB/OL].(2022-01-17)[2023-03-15].<http://www.scio.gov.cn/zfbps>.
- [2] 熊文,刘育权,苏万煌,等.考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J].电力自动化设备,2019,39(1):118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhuang, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 118-126.
- [3] 孟冰冰,郭丰慧,胡林献,等.考虑天然气-电力耦合的多能源系统风电消纳分析[J].电力工程技术,2019,38(6):2-8.
MENG Bingbing, GUO Fenghui, HU Linxian, et al. Wind abandonment analysis of multi-energy systems considering gas-electricity coupling[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(6): 2-8.
- [4] GUANDALINI G, CAMPANARI S, ROMANO M C. Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: energy and economic assessment[J]. Applied Energy, 2015, 147: 117-130.
- [5] 卫志农,张思德,孙国强,等.计及电转气的电-气互联综合能源系统削峰填谷研究[J].中国电机工程学报,2017,37(16):4601-4609.
WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Power-to-gas considered peak load shifting research for integrated electricity and natural-gas energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(16): 4601-4609.
- [6] 张儒峰,姜涛,李国庆,等.考虑电转气消纳风电的电-气综合能源系统双层优化调度[J].中国电机工程学报,2018,38(19):5668-5678.
ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Guoqing, et al. Bi-level optimization dispatch of integrated electricity-natural gassystems considering P2G for wind power accommodation[J]. Proceedings of

- the CSEE, 2018, 38(19): 5668–5678.
- [7] 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 scheduling of integrated energy system considering stepped carbon-trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Technology, 2021, 47(9): 3094–3106.
- [8] 董晓晶,刘洪,宫建峰,等.考虑多类型综合需求响应的电热耦合能源系统可靠性评估[J].电力建设,2018,39(11):10–19.
DONG Xiaojing, LIU Hong, GONG Jianfeng, et al. Reliability evaluation of electrothermal coupled energy system considering multi-type comprehensive demand response[J]. Power Construction, 2018, 39(11): 10–19.
- [9] TAN Z, YANG S, LIN H, et al. Multi-scenario operation optimization model for park integrated energy system based on multi-energy demand response[J]. Sustainable Cities and Society, 2020, 53: 101973.
- [10] 刘文霞,姚齐,王月汉,等.基于阶梯型需求响应机制的供需主从博弈电源规划模型[J].电力系统自动化,2022,46(20):54–63.
LIU Wenxia, YAO Qi, WANG Yuehan, et al. Power planning model of master-slave game between supply and demand based on stepped demand response mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 54–63.
- [11] 任洪波,李通,李琦芬,等.考虑可靠性和经济性的综合能源系统优化配置方法[J].科学技术与工程,2021,21(23):9871–9877.
REN Hongbo, LI Tong, LI Qifan, et al. Optimal allocation method of comprehensive energy system considering reliability and economy[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(23): 9871–9877.
- [12] YANG D, WANG M. Optimal operation of an integrated energy system by considering the multi energy coupling, AC–DC topology and demand responses[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 129: 106826.
- [13] 陈莉,杨飚.含P2G-CCHP的综合能源系统两阶段鲁棒优化模型[J].力学学报,2022,37(5):422–429.
CHEN Li, YANG Yang. Two-stage robust optimization model of integrated energy system with P2G-CCHP[J]. Journal of Mechanics, 2022, 37(5): 422–429.
- [14] LI Y, HAN M, YANG Z, et al. Coordinating flexible demand response and renewable uncertainties for scheduling of community integrated energy systems with an electric vehicle charging station: a bi-level approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(4): 2321–2331.

收稿日期:2023-03-15

修改稿日期:2025-08-07

(上接第30页)

- [22] MOHAMMED N, LASHAB A, CIOBOTARU M, et al. Accurate reactive power sharing strategy for droop-based islanded AC microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2023, 70(3): 2696–2707.
- [23] 古超帆,张新燕,童涛,等.基于二阶广义积分器的改进型 $i_p - i_q$ 谐波检测算法[J].电测与仪表,2020,57(10):88–93.
GU Chaofan, ZHANG Xinyan, TONG Tao, et al. An improved $i_p - i_q$ harmonic detection algorithm based on second-order generalized integrator[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(10): 88–93.
- [24] 石径,杨军,文龙,等.基于SOGI和CDCCF的复合前置滤波锁相环研究[J].电源学报,2025,23(6):237–246.
SHI Jing, YANG Jun, WEN Long, et al. Research on prefiltering phase-locked loop based on SOGI and CDCCF[J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(6): 237–246.
- [25] 王晓萌.基于动态相量法的三相光伏并网系统建模及控制策略研究[D].广州:广东工业大学,2022.
WANG Xiaomeng. Research on modelling and control strategy of three-phase photovoltaic grid-connected system based on dynamic phase approach[D]. Guangzhou: Guangdong University of Technology, 2022.
- [26] 邱晓燕,闫幸,周毅,等.基于自适应虚拟阻抗的构网型与跟网型逆变器主导微网系统无功功率均分控制策略[J].电力建设,2024,45(1):22–32.
QIU Xiaoyan, YAN Xing, ZHOU Yi, et al. Reactive power sharing control strategy for microgrids dominated by grid-forming and grid-following inverters based on adaptive virtual impedance[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(1): 22–32.

收稿日期:2024-11-04

修改稿日期:2024-12-24