第 49 卷 第 1 期：353-365 高电压技术 Vol.49, No.1: 353-365
2023 年 1 月 31 日 High Voltage Engineering January 31, 2023
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20211326

计及多重不确定性及光热电站参与的区域综合能源系统配置与运行联合优化

曾贤强[1,2,3]，张警卫[1]，王晓兰[1,2,3]
（1. 兰州理工大学电气工程与信息工程学院，兰州 730050;
2. 兰州理工大学甘肃省工业过程先进控制重点实验室，兰州 730050;
3. 兰州理工大学电气与控制工程国家级实验教学示范中心，兰州 730050）

摘　要：针对含光热电站参与的多能耦合区域综合能源系统，考虑了系统中风光出力、光热电站中的储热装置出力、负荷、购能价格的不确定性，提出了一种基于多元宇宙算法−区间线性规划的双层优化配置方法。上层以运行年限内总收益最大为目标进行设备选型和容量配置，下层以运行净收益最大为目标优化各设备出力，从而获得系统的最佳配置与运行方案。算例结果表明，光热电站的参与可以增加系统的协调优化能力，且与传统算法相比，采用多元宇宙算法对模型进行求解，收敛速度更快，考虑多重不确定因素的优化配置能够使得系统的净收益更加稳定，提高系统的总收益。

关键词：区域综合能源系统；光热电站；储热装置；多元宇宙算法；不确定性

Optimal Configuration of Regional Integrated Energy System After Taking Into Account Multiple Uncertainties and the Participation of Concentrating Solar Power Stations

ZENG Xianqiang[1,2,3], ZHANG Jingwei[1], WANG Xiaolan[1,2,3]
(1. School of Electrical Engineering and Information Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China;
2. Key Laboratory of Advanced Control of Industrial Process of Gansu Province, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China;
3. National Experimental Teaching Demonstration Center of Electrical and Control Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China)

Abstract：A regional integrated energy system with multi-energy coupling containing concentrating solar power stations is focused on. In consideration of the uncertainties of wind and solar output, the load, and energy purchase price and output of heat storage devices in concentrating solar power stations, a multi-universe Algorithm-Bi-level optimal allocation method of interval linear programming is proposed. The equipment type is selected and capacity is configured in the upper layer with the goal of maximizing the total income within the operating life, and the output of each equipment is optimized in the lower layer with the goal of maximizing net operating income, so as to obtain the best configuration and operation plan of the system. The results of the calculation examples show that the participation of concentrating solar power stations can increase the coordination and optimization capabilities of the system. Compared with the traditional algorithm, the multi-universe algorithm is used to solve the model, and the convergence speed is faster. At the same time, the multiple uncertain factors in the system are taken into account. The optimal configuration method that considers multiple uncertain factors can make the net income more stable and increase the total income of the system.

Key words：regional integrated energy system; concentrating solar power station; heat storage device; multiverse algorithm; uncertainty

基金资助项目：国家自然科学基金(61963024)；甘肃省重点研发项目(20YF8NA059)；甘肃省自然科学基金(21JR7RA211)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China(61963024), Key R&D Project of Gansu Provincial(20YF8NA059), Natural Science Foundation of Gansu Provincial(21JR7RA211).

0 引言

随着现代社会的不断发展，能源危机和环境污染问题越来越严峻，因此，如何提高能源的利用效率以及可再生能源的消纳率已经成为当前能源领域的研究热点。而区域综合能源系统(regional integrated energy system，RIES)则是解决这些问题的有效途径。RIES 是一个涉及能源的生产、转换、存储和消费等多个环节的复杂耦合能源系统[1-2]，它不仅可以将风能、太阳能、电能、天然气等能源有效整合起来，而且还可以通过内部多种能源的相互转换实现不同能源的优势互补与梯级利用，同时还能满足用户的多种用能需求。由于 RIES 在提高能源利用效率、促进可再生能源消纳以及实现节能减排方面的突出效果，近些年来对 RIES 的研究也越来越受到关注[3-4]。

目前，针对 RIES 中不确定性的研究主要集中在可再生能源出力的不确定性、负荷的不确定性、需求响应不确定性 3 个方面。在处理不确定性问题时，常用的建模方法主要有随机法、模糊法、鲁棒优化法、区间法等。文献[5]针对负荷和可再生能源出力的不确定性，分别采用区间线性规划和随机约束规划的方法进行描述，并建立了一种基于区间线性随机约束规划的经济调度模型；文献[6]考虑了风光不确定性对系统的影响，采用场景分析法得到典型的风光场景，并对系统进行多场景优化配置分析。文献[7]在考虑负荷侧需求响应不确定性的模型优化时，采用了模糊法处理不确定性；文献[8]通过建立两阶段鲁棒优化模型的方法来处理电负荷、热负荷和电−热可转移负荷的不确定性； 但是，目前针对 RIES 中不确定性的研究多为考虑单一的不确定性因素，较少有考虑多重不确定性因素；且采用常规的随机法和模糊法处理不确定性问题时，我们大多数情况下无法获得准确的概率密度分布和隶属度关系，而鲁棒优化一般侧重于极端情况，要求在最坏情况下满足约束，所得的优化结果往往比较保守。

另外，针对可再生能源中光热(concentrating solar power，CSP)的研究，目前尚处于探索改进阶段，国内的几个试点 CSP 电站主要集中在西北地区，其中已建成并投入使用的 CSP 电站主要包括青海 50 MW 中广核德令哈 CSP 电站和甘肃 100 MW 首航敦煌 CSP 电站[9]。文献[10]为解决低碳背景下负荷需求多元化及能量转化问题，引入 CSP 电站充当热电联产机组，结果表明，CSP 电站在合理增大发电规模后可有效降低 RIES 的运行成本；文献[11]提出在热电联供型微网中引入 CSP 电站以辅助系统运行，并结合风电站、电储能装置、电加热器等能量转换设备构建了一种新的微网架构；文献[12]通过将 CSP 电站和价格型需求响应与风电优化调度相结合，从而提高了系统消纳风电的能力。由以上可知，CSP 电站参与到 RIES 中对增大供电规模、促进可再生能源消纳、提高系统经济性具有积极的作用。而本文也在考虑风电、光伏的基础上引入了 CSP 电站，在一定程度上促进了太阳能的消纳，并提高了太阳能的使用灵活性。同时，由于太阳辐射受到一天中时间变化、天气、季节、预测误差的影响，存在有较大的随机性，而 CSP 电站通过集热装置收集的太阳能需经过储热装置进而转化为电能和热能，因此太阳辐射的随机性进而会对 CSP 电站中的储热装置出力产生一定的影响，即 CSP 电站的储热装置出力具有一定的不确定性，而本文在考虑 CSP 电站参与的同时，也考虑了 CSP 电站中的储热装置出力的不确定性对系统的配置及收益的影响，使 CSP 电站的出力更加符合实际。但是，文献[11-12]所提出的 CSP 模型过于复杂，在 RIES 问题中难以求解，因此本文简化了 CSP 电站的内部结构，将 CSP 电站简化成一个由电能转换装置、热能转换装置和储热装置构成的模块。

针对以上问题，本文构建了 CSP 电站参与的能源枢纽(energy hub，EH)，在考虑风光出力、光热电站中储热装置出力不确定性，负荷不确性，能源价格不确定性的基础上，建立了基于多元宇宙−区间线性规划的双层优化模型；上层模型以系统的总收益最大为目标进行设备选型和容量配置，下层模型以系统的运行净收益最大为目标优化各设备的出力，同时把碳排放惩罚成本计入总目标中，上下层分别利用多元宇宙(multi-verse optimizer，MVO)算法和 Gurobi 求解器进行求解；算例结果表明，本文所提模型在可行性、鲁棒性、经济性、环保性等方面更具优势。

1 区域综合能源系统的结构

本文所研究的 RIES 的结构如图 1 所示，该 RIES 主要包括能源输入、能源转换、能源输出 3 个部分[13-14]，其内部主要由风机(wind turbine，WT)、光伏(photovoltaic，PV)、CSP 电站、冷热电联产机组(combined cooling，heating and power，CCHP)、燃

气锅炉(gas boiler，GB)、电制冷机(electric chiller，EC)、电转气机组(power to gas，PtG)、储冷、储热、储气装置组成。能源输入主要包括从电网购电和从天然气网买气两种途径，能源输出主要包括电、冷、热、气 4 种负荷形式。

根据图 1 的 RIES 的结构，以 EH 为基础，可得出该 RIES 的输入输出能量平衡关系

$$\boldsymbol{L}=\boldsymbol{CP}+\boldsymbol{P}^{\mathrm{S}} \tag{1}$$

式中：$\boldsymbol{L}$ 为负荷矩阵；$\boldsymbol{C}$ 为耦合关系矩阵；$\boldsymbol{P}$ 为能源供给矩阵；$\boldsymbol{P}^{\mathrm{S}}$ 为储能充放能功率矩阵。

其中能源供给矩阵 $\boldsymbol{P}$ 的表达式为

$$\begin{bmatrix} P_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{ele}} \\ V_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{gas}} \\ P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{heat}} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} P_{\mathrm{wt}}^{\mathrm{ele}}+P_{\mathrm{pv}}^{\mathrm{ele}}+P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{ele}}+P_{\mathrm{buy}}^{\mathrm{ele}} \\ V_{\mathrm{buy}}^{\mathrm{gas}}+\eta^{\mathrm{PtG}}P^{\mathrm{PtG}}/H^{\mathrm{gas}}+P^{\mathrm{Gas}} \\ (P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{tot}}\eta_{\text{csp-tes}}-P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{ele}}/\eta_{\text{tes-e}})\eta_{\text{tes-h}} \end{bmatrix} \tag{2}$$

式中：$P_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{ele}}$ 为总的进电量；$V_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{gas}}$ 为总的进气量；$P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{heat}}$ 为光热电站提供给热负荷的热功率；$P_{\mathrm{wt}}^{\mathrm{ele}}$ 为风机电功率；$P_{\mathrm{pv}}^{\mathrm{ele}}$ 为光伏电功率；$P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{ele}}$ 为光热电站提供的电功率；$P_{\mathrm{buy}}^{\mathrm{ele}}$ 为买电功率；$V_{\mathrm{buy}}^{\mathrm{gas}}$ 为买气量；η^{PtG} 为电转气的效率；P^{PtG} 为电转气机组的功率；H^{gas} 为天然气的热值；P^{Gas} 为储气装置的充放气功率（P^{Gas} 为正表示放气，P^{Gas} 为负表示充气）；$P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{tot}}$ 为光热电站中光场收集的热功率；$\eta_{\text{csp-tes}}$ 为光场到光热电站中储热装置的转换效率；$\eta_{\text{tes-e}}$ 为光热电站中储热装置的热电转换效率；$\eta_{\text{tes-h}}$ 为光热电站中储热装置的热转换效率。

根据系统内部各个机组的转换参数可将式(1)写成式(3)的形式

$$\begin{bmatrix} L_{\mathrm{ele}}+P^{\mathrm{PtG}} \\ L_{\mathrm{cool}} \\ L_{\mathrm{heat}} \\ L_{\mathrm{gas}} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} \alpha & \beta\eta_{\mathrm{ele}}^{\mathrm{cchp}}H^{\mathrm{gas}} & 0 \\ (1-\alpha)\eta^{\mathrm{ec}} & \beta\eta_{\mathrm{cool}}^{\mathrm{cchp}}H^{\mathrm{gas}} & 0 \\ 0 & (\beta\eta_{\mathrm{heat}}^{\mathrm{cchp}}+\gamma\eta^{\mathrm{gb}})H^{\mathrm{gas}} & 1 \\ 0 & 1-\beta-\gamma & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} P_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{ele}} \\ V_{\mathrm{tot}}^{\mathrm{gas}} \\ P_{\mathrm{csp}}^{\mathrm{heat}} \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} 0 \\ P^{\mathrm{Cool}} \\ P^{\mathrm{Heat}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3}$$

式中：L_{ele}、L_{cool}、L_{heat}、L_{gas} 分别为电、冷、热、气负荷；α 为分配给电负荷和 PtG 机组的电量占总的进电量的比例，β 为分配给 CCHP 机组的天然气占总供气量的比例，γ 为分配给 GB 机组的天然气占总供气量的比例，且 α、β、$\gamma\in[0,1]$；$\eta_{\mathrm{ele}}^{\mathrm{cchp}}$、$\eta_{\mathrm{cool}}^{\mathrm{cchp}}$、$\eta_{\mathrm{heat}}^{\mathrm{cchp}}$ 分别为 CCHP 机组的电、冷、热转换效率；η^{gb} 为 GB 机组的效率；η^{ec} 为电制冷机的效率；P^{Cool}、P^{Heat} 分别为储冷、储热装置的充放能功率（为正表示放能，为负表示充能）。

2 区域综合能源系统的双层优化模型

本文针对图 1 所示的 RIES，建立了计及多重不确定性及 CSP 电站参与的双层优化模型，上层模型以 RIES 运行年限内总收益最大为目标，下层模型以 RIES 运行净收益最大为目标。首先，上层模型随机生成各机组的规划容量，下层模型根据上层模型生成的各机组容量来对各机组的出力进行约束，将得到的结果传递给上层模型；然后，上层模型再对各机组的容量配置情况进行修正；这样，通过上下两层的循环迭代，最终可求得使 RIES 具有最大收益的最佳配置与运行方案。

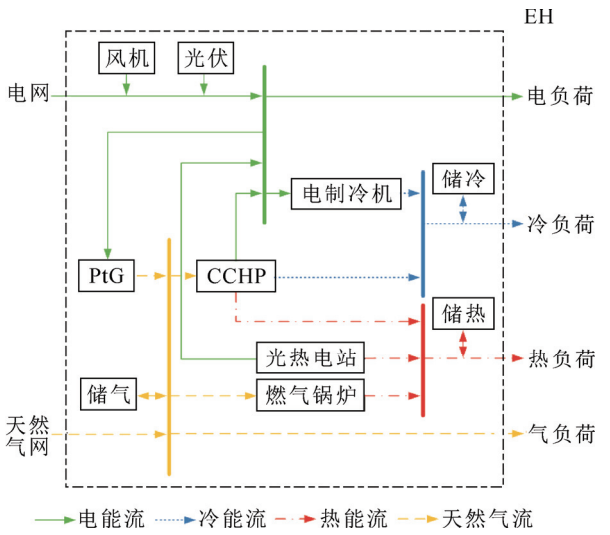


图 1 区域综合能源系统的结构图

Fig.1 Structure diagram of the regional integrated energy system

2.1 常规双层优化模型

2.1.1 上层模型的目标函数

上层模型以 RIES 运行年限内总收益最大为目标，决策变量为各机组的配置容量，其数学模型为

$$\max F_{\mathrm{tot}}=F_{\mathrm{ope}}-C_{\mathrm{in}} \tag{4}$$

式中：F_{tot} 为 RIES 运行年限内的总收益；F_{ope} 为系统的运行净收益；C_{in} 为各机组的总投资成本。

$$\begin{aligned} C_{\mathrm{in}}=&C_{\mathrm{cchp}}S_{\mathrm{cchp}}+C_{\mathrm{gb}}S_{\mathrm{gb}}+C_{\mathrm{ec}}S_{\mathrm{ec}}+C_{\mathrm{PtG}}S_{\mathrm{PtG}}+\\ &C_{\mathrm{cool}}S_{\mathrm{cool}}+C_{\mathrm{heat}}S_{\mathrm{heat}}+C_{\mathrm{gas}}S_{\mathrm{gas}} \end{aligned} \tag{5}$$

式中：C_{cchp}、C_{gb}、C_{ec}、C_{PtG}、C_{cool}、C_{heat}、C_{gas} 分别为 CCHP 机组、GB 机组、EC 机组、PtG 机组、储冷装置、储热装置、储气装置的单位投资成本；S_{cchp}、S_{gb}、S_{ec}、S_{PtG}、S_{cool}、S_{heat}、S_{gas} 分别为 CCHP 机组、GB 机组、EC 机组、PtG 机组、储冷装置、储热装置、储气装置的配置容量。

2.1.2 下层模型的目标函数

下层模型以系统的运行净收益最大为目标，决

策变量为各机组的出力情况以及不同能源的分配比例，其数学模型为：

$$\max F_{\text{ope}}=365\sum_{m=1}^{N}\frac{m}{(1+r)^m}\times \sum_{s\in\{\text{sum,win,tra}\}}\theta_s(F_{\text{sale}}-C_{\text{buy}}-C_{\text{ope}}-C_{\text{curt_c}}) \tag{6}$$

$$F_{\text{sale}}=\sum_{t=1}^{24}(p^{\text{ele}}L_{s,\text{ele},t}+p^{\text{heat}}L_{s,\text{heat},t}+p^{\text{cool}}L_{s,\text{cool},t}+p^{\text{gas}}L_{s,\text{gas},t}) \tag{7}$$

$$C_{\text{buy}}=\sum_{t=1}^{24}(p_{\text{buy}}^{\text{gas}}V_{s,\text{buy},t}^{\text{gas}}+p_{\text{buy},t}^{\text{ele}}P_{s,\text{buy},t}^{\text{ele}}) \tag{8}$$

$$C_{\text{ope}}=\sum_{t=1}^{24}(p_{\text{ope}}^{\text{cchp}}P_{s,t}^{\text{CCHP}}+p_{\text{ope}}^{\text{gb}}P_{s,t}^{\text{GB}}+p_{\text{ope}}^{\text{ec}}P_{s,t}^{\text{EC}}+p_{\text{ope}}^{\text{ptg}}P_{s,t}^{\text{PtG}}+p_{\text{ope}}^{\text{cool}}|P_{s,t}^{\text{Cool}}|+p_{\text{ope}}^{\text{heat}}|P_{s,t}^{\text{Heat}}|+p_{\text{ope}}^{\text{gas}}|P_{s,t}^{\text{Gas}}|) \tag{9}$$

$$C_{\text{curt_c}}=p^{\text{cur_c}}\sum_{t=1}^{24}(P_{s,t}^{\text{CCHP}}+P_{s,t}^{\text{GB}}) \tag{10}$$

式中：N为规划年限；r为折现率；θ_s为s类季节在全年的占比，本文主要考虑夏季（sum）、冬季(win)、过渡季(tra)3 个典型季节；F_{sale}为售能总收益；C_{buy}为购电、购气总成本；C_{ope}为各机组的运维总成本；$C_{\text{curt_c}}$为碳排放惩罚总成本；p^{ele}、p^{heat}、p^{cool}、p^{gas}分别为单位售电、售热、售冷、售气价格；$p_{\text{buy}}^{\text{gas}}$、$p_{\text{buy,t}}^{\text{ele}}$分别为单位买气、买电价格；$p_{\text{ope}}^{\text{cchp}}$、$p_{\text{ope}}^{\text{gb}}$、$p_{\text{ope}}^{\text{ec}}$、$p_{\text{ope}}^{\text{ptg}}$、$p_{\text{ope}}^{\text{cool}}$、$p_{\text{ope}}^{\text{heat}}$、$p_{\text{ope}}^{\text{gas}}$分别为CCHP机组、GB机组、EC机组、PtG机组、储冷装置、储热装置、储气装置的单位运维成本；$P_{s,t}^{\text{CCHP}}$、$P_{s,t}^{\text{GB}}$、$P_{s,t}^{\text{EC}}$分别为s类典型季节下CCHP机组、GB机组、EC机组的功率；$p^{\text{cur_c}}$为单位功率碳排放惩罚成本。

2.1.3 下层模型的约束条件

1）功率平衡约束

功率平衡约束包括电、冷、热、气四种功率平衡，可表述为式(3)的形式。除此之外，各机组功率还应满足式(11)的功率平衡约束。

$$\begin{cases}P^{\text{CCHP}}=\beta H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}}\\ P^{\text{GB}}=\gamma H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}}\\ P^{\text{EC}}=(1-\alpha)P_{\text{tot}}^{\text{ele}}\end{cases} \tag{11}$$

2）机组出力约束

$$\begin{cases}x_{\text{cchp},t}^{\text{ope}}P_{\min}^{\text{CCHP}}\le P_t^{\text{CCHP}}\le x_{\text{cchp},t}^{\text{ope}}P_{\max}^{\text{CCHP}}\\ x_{\text{gb},t}^{\text{ope}}P_{\min}^{\text{GB}}\le P_t^{\text{GB}}\le x_{\text{gb},t}^{\text{ope}}P_{\max}^{\text{GB}}\\ x_{\text{ec},t}^{\text{ope}}P_{\min}^{\text{EC}}\le P_t^{\text{EC}}\le x_{\text{ec},t}^{\text{ope}}P_{\max}^{\text{EC}}\\ x_{\text{ptg},t}^{\text{ope}}P_{\min}^{\text{PtG}}\le P_t^{\text{PtG}}\le x_{\text{ptg},t}^{\text{ope}}P_{\max}^{\text{PtG}}\end{cases} \tag{12}$$

式中：$x_{\text{cchp},t}^{\text{ope}}$、$x_{\text{gb},t}^{\text{ope}}$、$x_{\text{ec},t}^{\text{ope}}$、$x_{\text{ptg},t}^{\text{ope}}$分别为CCHP机组、GB机组、EC机组、PtG机组的运行状态变量，且$x_{\text{cchp},t}^{\text{ope}}$、$x_{\text{gb},t}^{\text{ope}}$、$x_{\text{ec},t}^{\text{ope}}$、$x_{\text{ptg},t}^{\text{ope}}\in\{0,1\}$；$P_{\max}^{\text{CCHP}}$、$P_{\min}^{\text{CCHP}}$、$P_{\max}^{\text{GB}}$、$P_{\min}^{\text{GB}}$、$P_{\max}^{\text{EC}}$、$P_{\min}^{\text{EC}}$、$P_{\max}^{\text{PtG}}$、$P_{\min}^{\text{PtG}}$分别为CCHP机组、GB机组、EC机组、PtG机组的功率上、下限。

3）储能约束

$$\begin{cases}0\le P_{\text{cha},t}^{\psi}\le x_{\text{cha_}\psi}^{\text{ope}}0.3S_{\psi},0\le P_{\text{dis},t}^{\psi}\le x_{\text{dis_}\psi}^{\text{ope}}0.3S_{\psi}\\ E_t^{\psi}=E_{t\text{-}1}^{\psi}+(P_{\text{cha},t}^{\psi}\eta_{\text{cha}}^{\psi}-P_{\text{dis},t}^{\psi}/\eta_{\text{dis}}^{\psi})\Delta t\\ 0.2S_{\psi}\le E_t^{\psi}\le S_{\psi}\\ 0\le x_{\text{cha_}\psi}^{\text{ope}}+x_{\text{dis_}\psi}^{\text{ope}}\le 1\\ E_0^{\psi}=E_{24}^{\psi}\end{cases} \tag{13}$$

式中：ψ表示储冷、储热、储气 3 类储能设备；$P_{\text{cha},t}^{\psi}$、$P_{\text{dis},t}^{\psi}$分别表示ψ类储能设备的充放能功率；$x_{\text{cha_}\psi}^{\text{ope}}$、$x_{\text{dis_}\psi}^{\text{ope}}$分别表示$\psi$类储能设备的充放能状态变量，且$x_{\text{cha_}\psi}^{\text{ope}}$、$x_{\text{dis_}\psi}^{\text{ope}}\in\{0,1\}$；$E_t^{\psi}$、$E_{t\text{-}1}^{\psi}$分别表示$t$时刻、$t$−1 时刻$\psi$类储能设备的容量；$\eta_{\text{cha}}^{\psi}$、$\eta_{\text{dis}}^{\psi}$分别表示$\psi$类储能设的充放能效率；$\Delta t$为调度时段，取 1 h。

2.2 计及不确定性的双层优化模型

在实际的运行规划中，对 RIES 中的可再生能源的出力、负荷的预测通常会存在一定的误差，且市场环境的变化也会引起电价、气价发生较大幅度的波动。而由于准确的概率密度函数较难获取，因此，本文采用了区间线性规划的方法[15]来处理这些不确定问题，把 EH 中的各变量采用区间数的形式描述，进而更直观地分析各不确定性因素对系统规划运行及收益的影响。

2.2.1 区间线性规划的一般模型

区间线性规划的一般模型[16-18]为

$$\begin{cases}\max\limits_{X}\boldsymbol{f}=\boldsymbol{C}_{\text{b}}\boldsymbol{X}\\ s.t.\boldsymbol{AX}\le\boldsymbol{B}\\ \boldsymbol{X}\ge 0\end{cases} \tag{14}$$

式中：$\boldsymbol{C}_{\text{b}}=([c_{ij}])_{1\times n},[c_{ij}]=[c_{ij}^{-},c_{ij}^{+}]$，为目标函数的系数矩阵；$\boldsymbol{X}=([x_{ij}])_{n\times 1},[x_{ij}]=[x_{ij}^{-},x_{ij}^{+}]$为目标函数的决策变量；$\boldsymbol{A}=([a_{ij}])_{m\times n}$，$[a_{ij}]=[a_{ij}^{-},a_{ij}^{+}]$，为不等式约束的系数矩阵；$\boldsymbol{B}=([b_{ij}])_{m\times 1}$，$[b_{ij}]=[b_{ij}^{-},b_{ij}^{+}]$，为约束的区间值。

针对以上一般形式的模型，可通过两阶段分解法进行求解[19]，将一般模型分解为最优子模型和最劣子模型，进而将不确定问题转化为两个确定的问题。

1）最优子模型

$$\begin{cases} \max f^{+}=\sum_{j=1}^{k_1} c_j^{+}x_j^{+}+\sum_{j=k_1+1}^{n} c_j^{+}x_j^{-} \\ s.t.\sum_{j=1}^{k_1}\left|a_{ij}^{\pm}\right|^{-}\operatorname{sgn}(a_{ij}^{-})x_j^{+}+ \\ \sum_{j=k_1+1}^{n}\left|a_{ij}^{\pm}\right|^{+}\operatorname{sgn}(a_{ij}^{+})x_j^{-}\le b_{ij}^{+} \\ x_j^{\pm}\ge 0 \qquad \forall j \\ x_j^{+}\ge x_{j,\mathrm{opt}}^{-}, \qquad j=1,2,\cdots,k_1 \\ x_j^{-}\le x_{j,\mathrm{opt}}^{+}, \qquad j=k_1+1,k_1+2,\cdots,n \end{cases} \tag{15}$$

式中：$x_j^{\pm}(j=1,2,\cdots,k_1)$ 为目标函数中系数为正的区间变量；$x_j^{\pm}(j=k_1+1,k_1+2,\cdots,n)$ 为目标函数中系数为负的区间变量。

由式(15)可求得 $x_{j,\mathrm{opt}}^{+}(j=1,2,\cdots,k_1)$、$x_{j,\mathrm{opt}}^{-}(j=k_1+1,k_1+2,\cdots,n)$ 和 f^{+} 的值。

2）最劣子模型

$$\begin{cases} \max f^{-}=\sum_{j=1}^{k_1} c_j^{-}x_j^{-}+\sum_{j=k_1+1}^{n} c_j^{-}x_j^{+} \\ s.t.\sum_{j=1}^{k_1}\left|a_{ij}^{\pm}\right|^{+}\operatorname{sgn}(a_{ij}^{+})x_j^{-}+ \\ \sum_{j=k_1+1}^{n}\left|a_{ij}^{\pm}\right|^{-}\operatorname{sgn}(a_{ij}^{-})x_j^{+}\le b_{ij}^{-} \\ x_j^{\pm}\ge 0 \qquad \forall j \\ x_j^{-}\le x_{j,\mathrm{opt}}^{+}, \qquad j=1,2,\cdots,k_l \\ x_j^{+}\ge x_{j,\mathrm{opt}}^{-}, \qquad j=k_l+1,k_l+2,\cdots,n \end{cases} \tag{16}$$

同理，由式(16)可求得 $x_{j,\mathrm{opt}}^{-}(j=1,2,\cdots,k_1)$、$x_{j,\mathrm{opt}}^{+}(j=k_1+1,k_1+2,\cdots,n)$ 和 f^{-} 的值。

结合两个子模型的求解结果，可求得决策量区间值 $x_1=[x_{j,\mathrm{opt}}^{-},x_{j,\mathrm{opt}}^{+}](j=1,2,\cdots,k_1)$、$x_2=[x_{j,\mathrm{opt}}^{-},x_{j,\mathrm{opt}}^{+}](j=k_1+1,k_1+2,\cdots,n)$ 和目标函数的区间值 $f=[f^{-},f^{+}]$。

2.2.2 基于区间线性规划的双层优化模型

依据 2.1 节和 2.2.1 节的相关模型，可建立计及不确定性问题的双层优化模型。该模型主要针对下层模型中的不确定性问题采用区间线性规划的方法进行处理，具体的数学模型见附录 A 式(1)—(4)。通过建立的最优和最劣子模型可求得下层模型目标函数的区间值为 $[F_{\mathrm{ope}}]=[F_{\mathrm{ope}}^{-},F_{\mathrm{ope}}^{+}]$，再利用式(17)来描述不确定性问题对收益结果的影响。

$$\begin{cases} F_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{aver}}=\dfrac{F_{\mathrm{ope}}^{-}+F_{\mathrm{ope}}^{+}}{2} \\ F_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{width}}=\dfrac{|F_{\mathrm{ope}}^{-}-F_{\mathrm{ope}}^{+}|}{2} \end{cases} \tag{17}$$

式中：$F_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{aver}}$ 为不确定因素影响下期望的系统运行净收益；$F_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{width}}$ 为系统运行净收益波动宽度。

下层模型将求得的 $F_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{aver}}(\boldsymbol{X})$ 的值返回到上层模型，可将原上层模型式(4)表述为式(18)的形式。

$$\max F_{\mathrm{tot}}^{'}=F_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{aver}}(X)-C_{\mathrm{inv}} \tag{18}$$

式中 C_{inv} 表示在设备使用年限内的各设备的日化投资成本。

3 模型求解

针对本文所建立的双层优化模型，上层模型采用多元宇宙算法进行求解；对下层模型，首先采用区间线性规划的方法将不确定问题转化为两个确定性的子问题，然后再调用 Gurobi 求解器分别对其进行求解。

3.1 多元宇宙算法

针对 RIES 的优化配置及调度问题，国内外学者多采用粒子群算法[20]、遗传算法[21]等传统优化算法求解。本文采用了 Seyedali Mirjalili 等在 2016 年提出的多元宇宙算法[22]对 RIES 中的容量配置问题进行求解。该算法结构简单、参数相对较少、在低维度优化中效果较好，比较适用于本文上层模型中容量配置优化的情况。MVO 主要模拟的是宇宙中的物质通过虫洞由白洞向黑洞进行转移的自然现象。它的主要原理为：

1）高膨胀率宇宙中的物体总是趋于低膨胀率的物体；

2）相邻宇宙之间通过白洞/黑洞机制转移物体，并进行宇宙位置的更新，其更新公式如下：

$$x_l^m=\begin{cases} x_k^m, & r_1<N(U_l) \\ x_l^m, & r_1\ge N(U_l) \end{cases} \tag{19}$$

式中：x_l^m 为第 l 个宇宙的第 m 个变量；$N(U_l)$ 为第 l 个宇宙的标准膨胀率；r_1 为介于 0 和 1 之间的随机数；x_k^m 为根据轮盘赌选择机制选择出的第 k 个宇宙的第 m 个变量。

3）当前最优宇宙和最优宇宙之间通过虫洞隧道转移物体，并更新宇宙的位置，其更新公式如下：

$$x_l^m=\begin{cases} \begin{cases} X_l+T\times((u_m-l_m)\times r_4+l_m) & r_3<0.5 \\ X_m-T\times((u_m-l_m)\times r_4+l_m) & r_3\ge 0.5 \end{cases} & r_2<W \\ x_l^m & r_2\ge W \end{cases} \tag{20}$$

式中：X_m 为目前最优宇宙的第 m 个变量；u_m 和 l_m

分别为第 m 个变量的最大值和最小值；r_2、r_3、r_4 均为介于 0 和 1 之间的随机数；W 和 T 分别为虫洞存在的概率和旅行距离率。

3.2 求解过程

上下层模型分别采用多元宇宙算法和 Gurobi 求解器进行求解，并采用区间线性规划的方法处理 RIES 中的不确定性问题，其具体的求解步骤如下：

1）输入各季节典型日的风机、光伏、光热出力及负荷预测数据，分时电价、天然气价格，以及相关设备的效率及费用参数；

2）多元宇宙算法的参数初始化。设定算法的宇宙数量、最大迭代次数、虫洞存在概率的最大值和最小值、决策变量的搜索空间上下限；

3）宇宙种群初始化，根据各设备的容量限制，随机初始化宇宙种群；

4）判断是否满足终止条件，若不满足，则继续执行第 5）步；若满足，则输出各设备的最优选型及最优收益；

5）将随机生成的各设备的容量带入下层模型并作为各设备运行的约束条件；

6）采用区间线性规划的方法将下层不确定模型分解为最优子模型和最劣子模型两个确定模型；

7）分别调用 Gurobi 求解器对最优子模型和最劣子模型进行求解，并得到下层模型运行净收益的区间值$[F_{\text{ope}}^{-}, F_{\text{ope}}^{+}]$；

8）根据式(17)计算运行净收益的平均值 $F_{\text{ope}}^{\text{aver}}$ 及区间大小 $F_{\text{ope}}^{\text{width}}$；

9）根据上层模型随机生成的各设备的容量计算总的设备投资成本，并根据式(18)计算各宇宙的膨胀率（即上层目标函数的值）并选出最优的宇宙；

10）用轮盘赌选择机制产生白洞和黑洞，将物体通过白洞/黑洞隧道在不同宇宙之间进行转移，并按照式(19)的方式更新宇宙的位置；

11）将物体通过虫洞隧道由目前最优宇宙向其它宇宙进行转移，并按照式(20)的方式更新宇宙的位置；

12）跳转至第 4）步。

该双层优化模型的求解流程图如图 2 所示。

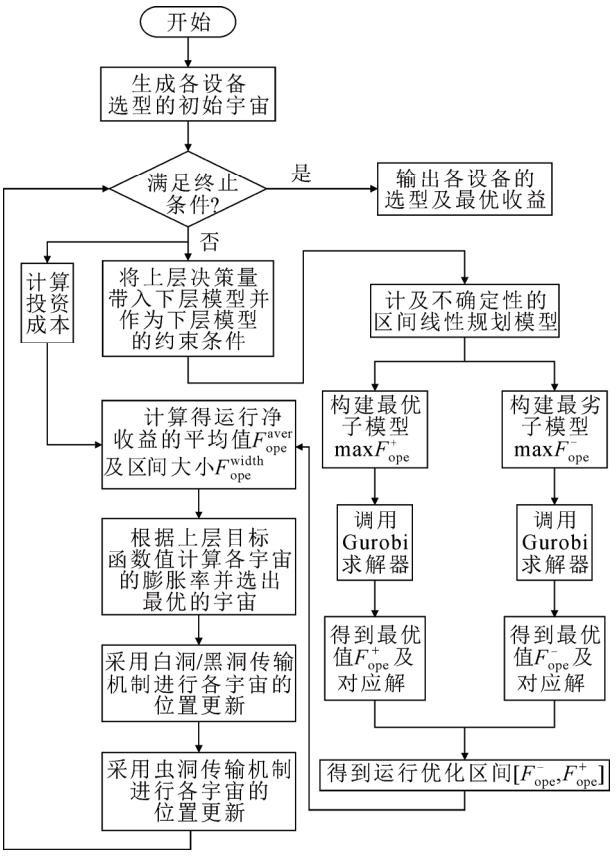


图 2 双层优化模型的求解流程图

Fig.2 Flow chart of solving the two-layer optimization model

4 算例分析

4.1 基础数据

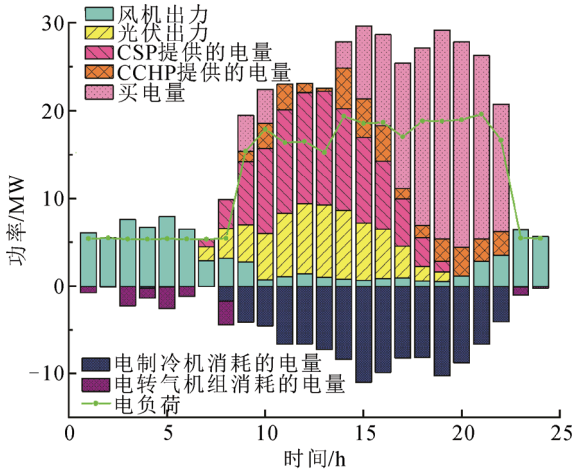
本文在文献[10，20]所示算例基础上作一定改进，考虑用户的电、冷、热、气 4 种负荷需求。选取夏季、冬季、过渡季 3 个典型日，以 24 h 为一个调度周期，单位调度时间为 1 h。每个典型日的可再生能源出力及负荷曲线见附录 B 图 B1，分时电价曲线见附录 B 图 B2。系统中各类设备的主要参数见附录 B 表 B1，各类设备的经济参数见附录 B 表 B2。天然气价格为 2.37 元/m^3，售电价格为 0.785 元/ kWh，售热价格为 0.238 元/ kWh，售冷价格为 0.282 元/ kWh，售气价格为 2.1 元/ m^3。设定规划年限为 10 a，折现率为 5%。

4.2 仿真结果分析

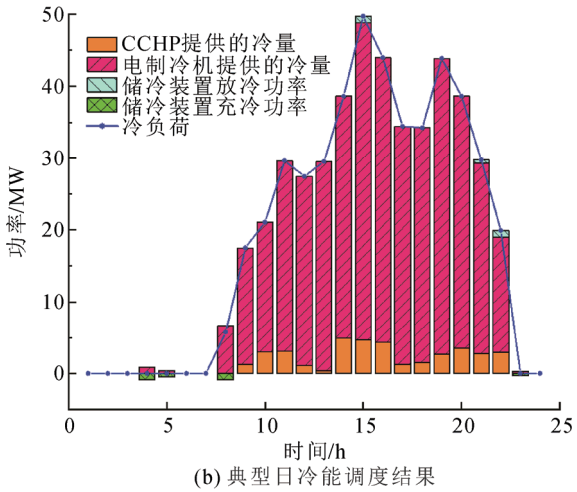
4.2.1 常规模型下的优化结果分析

由于不同季节各机组的运行调度情况大体上类似，因此，本文选取了夏季典型日 RIES 内各机组的运行调度情况进行分析。图 3 为夏季典型日下 RIES 运行的优化调度结果。由图 3(a)可知，在 1—8、23—24 时段，电能需求较少，电能主要由风机来提供，多余的风电则通过 PtG 机组转化为天然气，从而有效地减少了 RIES 中的弃风现象；7—19 时段，优先由风机、光伏、CSP 进行供电，其余电能

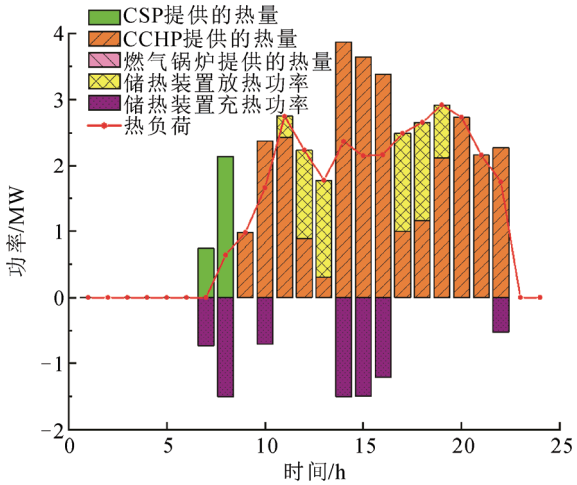
则通过 CCHP 发电和购电的方式来补充。由图 3(b)可知，冷能主要由电制冷机组来提供；在 4—5、8 时段，电价处于谷时段，储冷装置将电制冷机产生的冷能储存起来，并在 15、21—22 时段，即峰时电价时段，储冷装置释放冷能，以配合 CCHP 机组和电制冷机组共同满足冷能需求。由图 3(c)可知，由于夏季对于热能的需求较少，因此燃气锅炉机组的出力为 0，热能主要由 CCHP 机组和储热装置来提供；储热装置在 7—8、10、14—16、22 时段充热，在 11—13、17—20 时段放热，这在一定程度上减少了 CCHP 机组的出力，提高了系统运行的经济性，有助于削峰填谷。从以上可以看出，该 RIES 可以将多种能源和用能设备整合起来，充分发挥它们的运行特性和运行效益在时空上的互补优势，实现多种能源出力的协调优化。



(a) 典型日电能调度结果



(b) 典型日冷能调度结果



(c) 典型日热能调度结果

图 3　夏季典型日优化调度结果

Fig.3　Optimal scheduling results on typical summer days

同时，为了表明 MVO 算法在求解时的优越性，本文分别采用 PSO 算法与 MVO 算法对上层模型进行求解，优化迭代的过程如图 4 所示。由图 4 可知，MVO 算法在收敛速度及收敛能力方面均优于 PSO 算法。

表 1 为通过两种算法求解后的各机组的配置情况，由表 1 可知，两种算法配置结果的区别主要体现在对储能装置的配置上，MVO 算法配置情况下的系统总收益比 PSO 算法多 1945 万元，大大提高了系统的总收益。

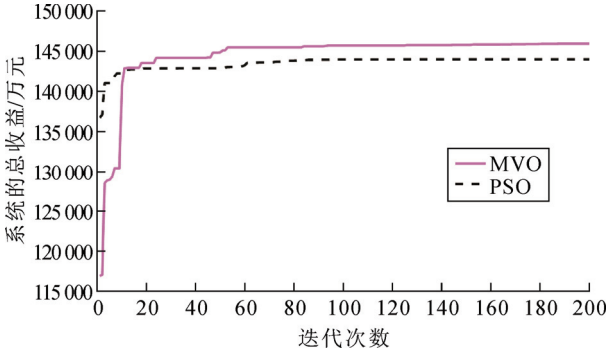


图 4　系统总收益优化迭代过程

Fig.4　System total revenue optimization iterative process

表 1　不同算法求解结果对比

Table 1　Comparison of the results of different algorithms

算法	PSO	MVO
CCHP 机组/kW	20 643	20 841
GB 机组/kW	19 568	18 410
电制冷机组/kW	12 705	12 254
PtG 机组/kW	3632	3041
储冷装置/kW	1091	2986
储热装置/kW	2249	5000
储气装置/m^3	2077	1019
系统总收益/万元	143 987	145 932

4.2.2 不确定性模型下的优化结果分析

算例选取过渡季典型日作为研究对象，分别对风光出力、CSP 储热装置出力、负荷、能源价格多重不确定因素设置一定的波动比例，进而得出不同波动因素影响下的配置与收益结果。通过对比分析，得出不同因素对优化结果的影响程度，从而使决策者做出合理的判断与决策。

1）单一不确定因素对 RIES 配置及收益的影响

为了明确 RIES 中单一不确定性对各机组配置及收益结果的影响，分别单独对系统中风光出力、CSP 储热装置出力、负荷、电价、气价几种不确定因素设置波动比例为±3%、±6%、±9%、±12%、±15%，可得到不同波动比例下的配置容量及收益结果。由图 5(a)、(c)、(e)可知，随着波动比例的提高，CCHP 机组、GB 机组、储气装置的配置容量波动幅度最大，而其余机组的容量配置无较大幅度的波动，这主要是因为该 EH 考虑了能源的互补替代作用，其主要用能为天然气，故风光出力、负荷、气价的波动均会对系统中相关用气设备的容量配置产生较大的影响。由图 5(b)、(d)可知，CSP 储热装置出力、电价的波动对 RIES 中各机组的配置基本无影响。

由图 6 可知，随着波动比例的增大，系统净收益的波动性逐渐增大，且电价的波动性对系统净收益的影响程度最大，而 CSP 储热装置出力的波动对系统净收益的影响程度最小；因此，为了避免电价的大幅度波动对系统收益产生的影响，该系统在选择能源时，应优先选择天然气。

由表 2 可知，随着风光出力、CSP 储热装置出力、负荷波动比例的增大，系统的总收益呈下降趋势；而随着电价、气价波动比例的增大，系统的总收益无明显变化；这说明风光出力、CSP 储热装置出力和负荷的波动对系统总收益的影响要大于电价、气价波动的影响。当波动比例相同时，电价波动情况下的系统总收益最大，这说明电价的波动虽然会使系统的净收益呈现出较大的波动性，但也会增加系统总收益的期望值，具有提高系统总收益的潜力。

2）多重不确定因素对 RIES 配置及收益的影响

由于 RIES 中的各种不确定因素可能同时存在，因此，为了使所求得的配置及运行方案更符合实际情况，针对系统中存在的风光出力、CSP 储热装置出力、负荷、能源价格多重不确定因素，同时设置±3%、±6%、±9%、±12%、±15%的波动比例，可得

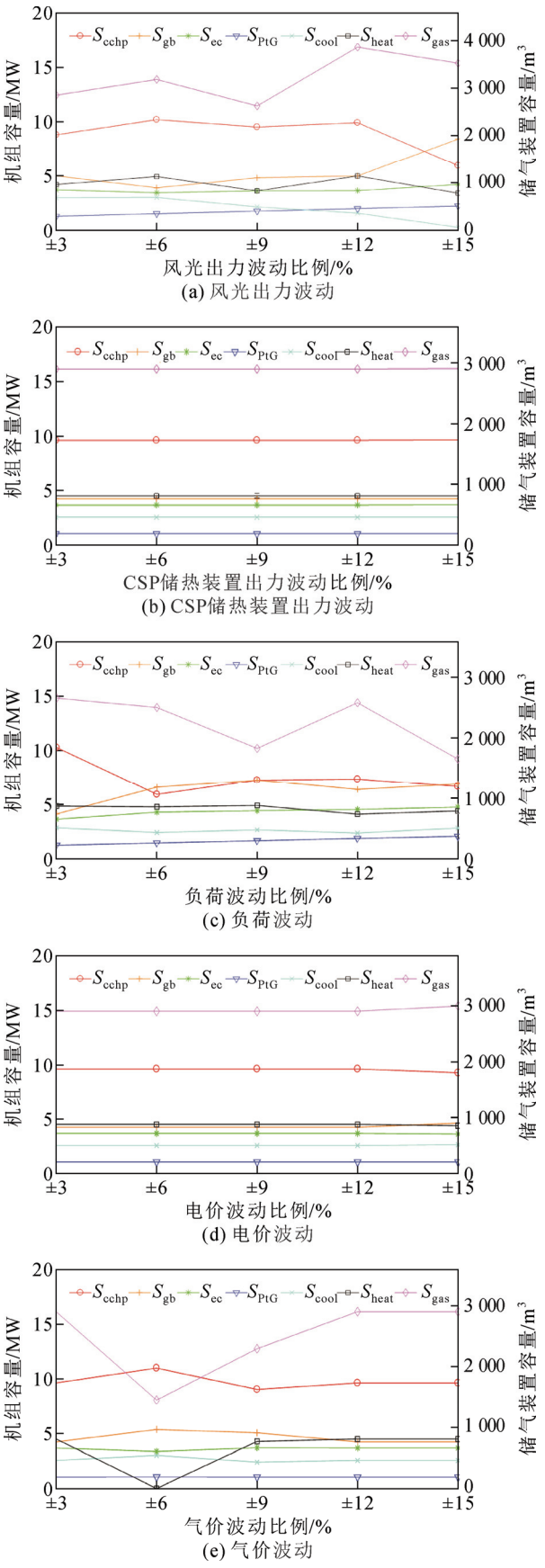


图 5 单一不确定因素对系统配置的影响

Fig.5 The influence of a single uncertain factor on system configuration

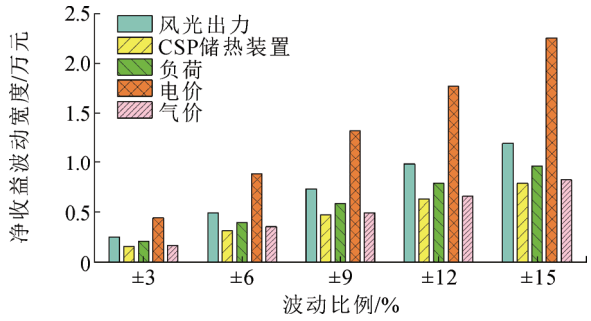


图 6 单一不确定因素对净收益宽度的影响

Fig.6 The impact of a single uncertainty on the breadth of net income

表 2 单一不确定因素对系统总收益的影响

Table 2 Impact of a single uncertainty on the total system revenue

元

波动比例/%	±3	±6	±9	±12	±15
风光	63 525	63 048	62 425	61 938	60 584
CSP 储热装置	63 909	63 908	63 906	63 904	63 888
负荷	63 568	62 793	62 091	61 697	60 849
电价	63 909	63 909	63 909	63 976	64 159
气价	63 909	63 670	63 873	63 909	63 917

到不同波动比例影响下的配置及收益情况。由图 7 可知，在多重不确定因素的共同作用下，受影响最大的仍然是 CCHP 机组、GB 机组、储气装置的容量配置情况，相比单一不确定因素影响的情况，其波动幅度更大。由图 8 可知，相比于单一不确定因素对系统净收益的影响，多重不确定因素影响下的系统净收益的波动幅度小于任一单一不确定因素。这表明各不确定因素的对系统净收益的影响存在相互抵消的情况，从而使系统的净收益波动幅度降低。

由表 3 可知，当同时考虑系统中多重不确定因素时，随着各不确定因素波动比例的增大，系统的总收益逐渐增大，且波动比例越大，系统总收益的上升幅度越大。

综上，对比单一和多重不确定因素对系统配置及收益影响的情况，当仅考虑系统中某种不确定因素时，对系统中各机组的配置情况影响较小，但系统的净收益会呈现出较大幅度的波动，系统的总收益随着波动比例的增大逐渐减小；而当同时考虑系统中的多重不确定因素时，系统中各机组的容量配置虽然会有较大幅度的波动，但系统的净收益波动

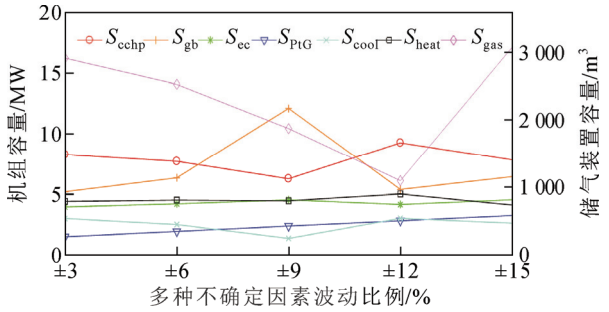


图 7 多重不确定因素对系统配置的影响

Fig.7 Influence of multiple uncertain factors on system configuration

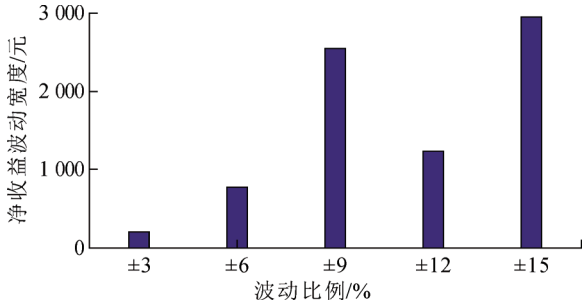


图 8 多重不确定因素对净收益宽度的影响

Fig.8 Impact of multiple uncertain factors on the width of net income

表 3 多重不确定因素对系统总收益的影响

Table 3 Influence of multiple uncertain factors on the total revenue of the system

元

波动比例/%	±3	±6	±9	±12	±15
多重不确定因素	63 465	63 609	63 065	66 459	69 055

幅度明显减小，且系统的总收益随着波动比例的增大逐渐增大。这说明相较于单独考虑某一不确定因素，同时考虑多重不确定因素具有减小系统收益波动，提高系统总收益的作用。因此，同时考虑多重不确定因素的 RIES，不仅更符合实际情况，而且系统具有更强的鲁棒性和经济性。

5 结论

本文考虑了 RIES 中的多重不确定因素及光热电站的参与，提出了一种基于多元宇宙算法-区间线性规划的双层优化配置方法，并通过算例分析结果得到以下结论。

1）所提出的双层优化配置方法能够有效地描述 RIES 中的风光出力、CSP 储热装置出力、负荷、

能源价格的不确定性；光热电站的参与提高了可再生能源的利用效率和 RIES 的协调优化能力。

2）与粒子群算法相比，采用多元宇宙算法对上层优化模型进行求解，算法的收敛速度及收敛能力均较优，所求得的系统总收益更大。

3）RIES 中存在的不确定因素对 CCHP 机组、GB 机组、储气装置等相关用气设备的容量配置影响最大；与仅考虑系统中某一单一不确定因素相比，同时考虑多重不确定因素时，不仅更符合实际情况，而且具有抑制系统净收益波动，提高系统总收益的作用。

本文构建了一个简化的光热电站参与的区域综合能源系统，验证了所提模型的有效性和可行性。在以后的研究中，还会把光热电站的内部结构考虑进去，对光热电站内部的发电机、储热装置与外部的能量传递关系进行建模，做更进一步的探讨和研究。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 刘文霞，李征洲，杨 粤，等. 计及需求响应不确定性的综合能源系统协同优化配置[J]. 电力系统自动化，2020，44(10)：41-49.
LIU Wenxia, LI Zhengzhou, YANG Yue, et al. Collaborative optimal configuration for integrated energy system considering uncertainties of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(10): 41-49.

[2] 程浩忠，胡 枭，王 莉，等. 区域综合能源系统规划研究综述[J]. 电力系统自动化，2019，43(7)：2-13.
CHENG Haozhong, HU Xiao, WANG Li, et al. Review on research of regional integrated energy system planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(7): 2-13.

[3] 张淑婷，陆 海，林小杰，等. 考虑储能的工业园区综合能源系统日前优化调度[J]. 高电压技术，2021，47(1)：93-101.
ZHANG Shuting, LU Hai, LIN Xiaojie, et al. Operation scheduling optimization of integrated-energy system in industrial park in consideration of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 93-101.

[4] 陈永龙，朱金大，杨冬梅，等. 基于多方利益博弈的园区级综合能源系统经济优化运行技术研究[J]. 高电压技术，2021，47(1)：102-110.
CHEN Yonglong, ZHU Jinda, YANG Dongmei, et al. Research on economic optimization operation technology of park-level integrated energy system based on multi-party interest game[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 102-110.

[5] 周星球，郑凌蔚，杨 兰，等. 考虑多重不确定性的综合能源系统日前优化调度[J]. 电网技术，2020，44(7)：2466-2473.
ZHOU Xingqiu, ZHENG Lingwei, YANG Lan, et al. Day-ahead optimal dispatch of an integrated energy system considering multiple uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2466-2473.

[6] 姚志力，王志新. 计及风光不确定性的综合能源系统两层级协同优化配置方法[J]. 电网技术，2020，44(12)：4521-4529.
YAO Zhili, WANG Zhixin. Two-level collaborative optimal allocation method of integrated energy system considering wind and solar uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4521-4529.

[7] 李姚旺，苗世洪，刘君瑶，等. 考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制，2018，46(20)：69-77.
LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, et al. Optimal allocation of energy storage system in PV micro grid considering uncertainty of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 69-77.

[8] 张晓辉，刘小琰，钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电–热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报，2020，40(19)：6132-6141.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6141.

[9] 崔 杨，张家瑞，仲悟之，等. 计及电热转换的含储热光热电站与风电系统优化调度[J]. 中国电机工程学报，2020，40(20)：6482-6493.
CUI Yang, ZHANG Jiarui, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal scheduling of concentrating solar power plant with thermal energy storage and wind farm considering electric-thermal conversion[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6482-6493.

[10] 董海鹰，贠韫韵，马志程，等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. 电网技术，2020，44(10)：3689-3699.
DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating solar power plant participation[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3689-3699.

[11] 王佳颖，史俊祎，文福拴，等. 计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J]. 电力系统自动化，2019，43(1)：176-185.
WANG Jiaying, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 176-185.

[12] 崔 杨，张汇泉，仲悟之，等. 计及价格型需求响应及 CSP 电站参与的风电消纳日前调度[J]. 电网技术，2020，44(1)：183-191.
CUI Yang, ZHANG Huiquan, ZHONG Wuzhi, et al. Day-ahead scheduling considering participation of price-based demand response and CSP plant in wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2020, 44(1): 183-191.

[13] 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.

[14] 张 涛，郭玥彤，李逸鸿，等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(1)：52-61.
ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 52-61.

[15] HUANG G H, BAETZ B W, PATRY G G. A grey linear programming approach for municipal solid waste management planning under uncertainty[J]. Civil Engineering Systems, 1992, 9(4): 319-335.

[16] HUANG G H, BAETZ B W, PATRY G G. Grey integer programming: an application to waste management planning under uncertainty[J]. European Journal of Operational Research, 1995, 83(3): 594-620.

[17] 王守相，王 栋，韩 亮. 考虑不确定性的微网日前经济优化调度区间线性规划方法[J]. 电力系统自动化，2014，38(24)：5-11，47.

WANG Shouxiang, WANG Dong, HAN Liang. Interval linear programming method for day-ahead optimal economic dispatching of microgrid considering uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(24): 5-11, 47.

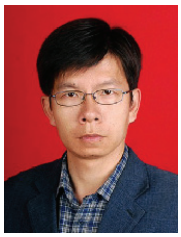
[18] 白牧可，王　越，唐　巍，等. 基于区间线性规划的区域综合能源系统日前优化调度[J]. 电网技术，2017，41(12)：3963-3970.
BAI Muke, WANG Yue, TANG Wei, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system based on interval linear programming[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3963-3970.

[19] ZHOU F, HUANG G H, CHEN G X, et al. Enhanced-interval linear programming[J]. European Journal of Operational Research, 2009, 199(2): 323-333.

[20] 仇　知，王蓓蓓，贲树俊，等. 计及不确定性的区域综合能源系统双层优化配置规划模型[J]. 电力自动化设备，2019，39(8)：176-185.
QIU Zhi, WANG Beibei, BEN Shujun, et al. Bi-level optimal configuration planning model of regional integrated energy system considering uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 176-185.

[21] ZHENG Y F, XIE S W, HU Z J, et al. The optimal configuration planning of energy hubs in urban integrated energy system using a two-layered optimization method[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 123: 106257.

[22] MIRJALILI S, MIRJALILI S M, HATAMLOU A. Multi-Verse Optimizer: a nature-inspired algorithm for global optimization[J]. Neural Computing and Applications, 2016, 27(2): 495-513.



曾贤强
1978—，男，博士，副教授，硕导
主要从事综合能源系统、可再生能源发电和微电网控制方面的研究工作
E-mail: zengxqlut@163.com

ZENG Xianqiang
Ph.D.
Associate professor



王晓兰(通信作者)
1963—，女，教授，博导
主要从事风力发电及其控制技术、微电网控制等方面的研究工作
E-mail: wangzt@lut.cn

WANG Xiaolan
Professor
Corresponding author

收稿日期　2021-08-11　在线出版日期　2022-02-25　　编辑　陈　蔓

附录 A

基于区间线性规划的双层优化模型如下。

分别构建最优子模型与最劣子模型。这里以最优子模型为例，最劣子模型的建模方法与最优子模型的类似。

1）目标函数

$$\begin{cases}\max F_{\text{ope}}^{+}=F_{\text{sale}}^{+}-C_{\text{buy}}^{-}-C_{\text{ope}}^{-}-C_{\text{curt_c}}^{-}\\ F_{\text{sale}}^{+}=\sum_{\text{t=1}}^{24}(p^{\text{ele}}L_{\text{ele,t}}^{+}+p^{\text{cool}}L_{\text{cool,t}}^{+}+p^{\text{heat}}L_{\text{heat,t}}^{+}+p^{\text{gas}}L_{\text{gas,t}}^{+})\\ C_{\text{buy}}^{-}=\sum_{\text{t=1}}^{24}(p_{\text{buy}}^{\text{gas}-}V_{\text{buy,t}}^{\text{gas}-}+p_{\text{buy,t}}^{\text{ele}-}P_{\text{buy,t}}^{\text{ele}-})\\ C_{\text{ope}}^{-}=\sum_{\text{t=1}}^{24}(p_{\text{ope}}^{\text{cchp}}P_{\text{t}}^{\text{CCHP}-}+p_{\text{ope}}^{\text{gb}}P_{\text{t}}^{\text{GB}-}+p_{\text{ope}}^{\text{ec}}P_{\text{t}}^{\text{EC}-}+p_{\text{ope}}^{\text{ptg}}P_{\text{t}}^{\text{PtG}-}+\\ \qquad p_{\text{ope}}^{\text{cool}}|P_{\text{t}}^{\text{Cool}}|^{-}+p_{\text{ope}}^{\text{heat}}|P_{\text{t}}^{\text{Heat}}|^{-}+p_{\text{ope}}^{\text{gas}}|P_{\text{t}}^{\text{Gas}}|^{-})\\ C_{\text{curt_c}}^{-}=p^{\text{cur_c}}\sum_{\text{t=1}}^{24}(P_{\text{t}}^{\text{CCHP}-}+P_{\text{t}}^{\text{GB}-})\end{cases}\tag{1}$$

2）约束条件

（1）供需平衡约束

$$\begin{cases}L_{\text{ele}}^{+}+P^{\text{PtG}-}=\alpha P_{\text{tot}}^{\text{ele}-}+\beta\eta_{\text{ele}}^{\text{cchp}}H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}\\ L_{\text{cool}}^{+}=(1-\alpha)\eta^{\text{ec}}P_{\text{tot}}^{\text{ele}-}+\beta\eta_{\text{cool}}^{\text{cchp}}H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}+P^{\text{Cool}-}\\ L_{\text{heat}}^{+}=(\beta\eta_{\text{heat}}^{\text{cchp}}+\gamma\eta^{\text{gb}})H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}+P_{\text{csp}}^{\text{heat}-}+P^{\text{Heat}-}\\ L_{\text{gas}}^{+}=(1-\beta-\gamma)V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}\\ P_{\text{tot}}^{\text{ele}-}=P_{\text{wt}}^{\text{ele}-}+P_{\text{pv}}^{\text{ele}-}+P_{\text{csp}}^{\text{ele}-}+P_{\text{buy}}^{\text{ele}-}\\ V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}=V_{\text{buy}}^{\text{gas}-}+\eta^{\text{PtG}}P^{\text{PtG}-}/H^{\text{gas}}+P^{\text{Gas}-}\\ P_{\text{csp}}^{\text{heat}-}=(P_{\text{csp}}^{\text{tot}-}-P_{\text{csp}}^{\text{ele}-}/\eta_{\text{h-e}})\eta_{\text{h-h}}\\ P^{\text{CCHP}-}=\beta H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}\\ P^{\text{GB}-}=\gamma H^{\text{gas}}V_{\text{tot}}^{\text{gas}-}\\ P^{\text{EC}-}=(1-\alpha)P_{\text{tot}}^{\text{ele}-}\end{cases}\tag{2}$$

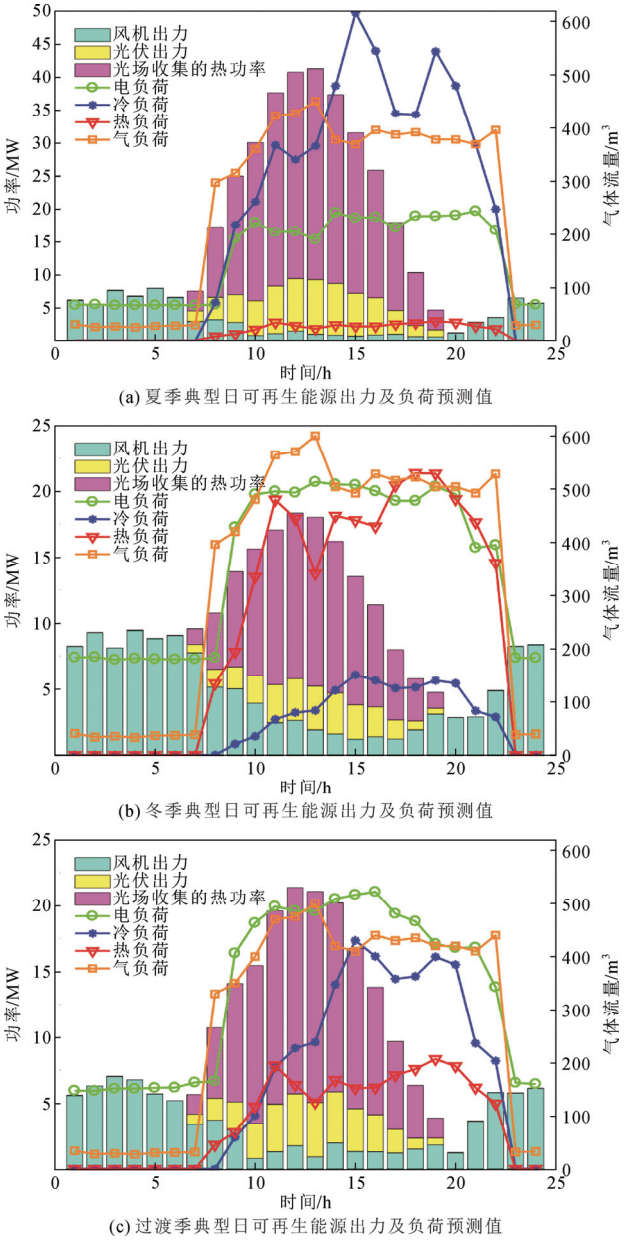
（2）各设备运行上下限约束

$$\begin{cases}x_{\text{cchp,t}}^{\text{ope}}P_{\text{min}}^{\text{CCHP}}\le P_{\text{t}}^{\text{CCHP}-}\le x_{\text{cchp,t}}^{\text{ope}}P_{\text{max}}^{\text{CCHP}}\\ x_{\text{gb,t}}^{\text{ope}}P_{\text{min}}^{\text{GB}}\le P_{\text{t}}^{\text{GB}-}\le x_{\text{gb,t}}^{\text{ope}}P_{\text{max}}^{\text{GB}}\\ x_{\text{ec,t}}^{\text{ope}}P_{\text{min}}^{\text{EC}}\le P_{\text{t}}^{\text{EC}-}\le x_{\text{ec,t}}^{\text{ope}}P_{\text{max}}^{\text{EC}}\\ x_{\text{ptg,t}}^{\text{ope}}P_{\text{min}}^{\text{PtG}}\le P_{\text{t}}^{\text{PtG}-}\le x_{\text{ptg,t}}^{\text{ope}}P_{\text{max}}^{\text{PtG}}\end{cases}\tag{3}$$

（3）储能装置约束

$$\begin{cases}0\le P_{\text{cha,t}}^{\psi-}\le x_{\text{cha_}\psi}^{\text{ope}}\cdot 0.3S_{\psi},0\le P_{\text{dis,t}}^{\psi-}\le x_{\text{dis_}\psi}^{\text{ope}}\cdot 0.3S_{\psi}\\ E_{\text{t}}^{\psi}=E_{\text{t-1}}^{\psi}+(P_{\text{cha,t}}^{\psi-}\eta_{\text{cha}}^{\psi}-P_{\text{dis,t}}^{\psi-}/\eta_{\text{dis}}^{\psi})\Delta t\\ 0.2S_{\psi}\le E_{\text{t}}^{\psi}\le S_{\psi}\\ 0\le x_{\text{cha_}\psi}^{\text{ope}}+x_{\text{dis_}\psi}^{\text{ope}}\le 1\\ E_{0}^{\psi}=E_{24}^{\psi}\end{cases}\tag{4}$$

附录 B



(a) 夏季典型日可再生能源出力及负荷预测值

(b) 冬季典型日可再生能源出力及负荷预测值

(c) 过渡季典型日可再生能源出力及负荷预测值

图 B1　各季节典型日可再生能源出力及负荷预测值

Fig.B1　Renewable energy output and load forecast on typical days in each season

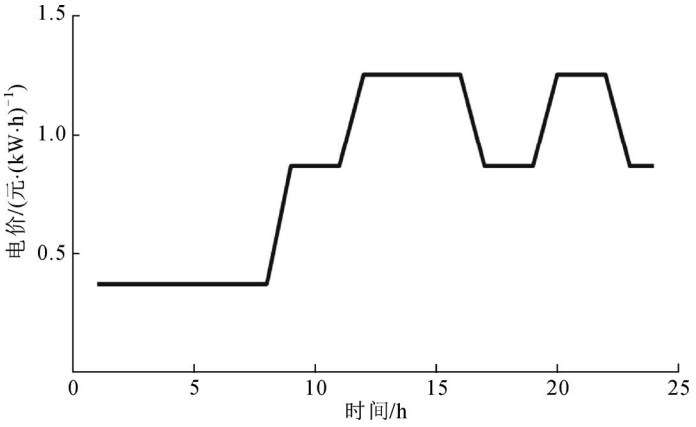


图 B2　分时电价曲线

Fig.B2　Time-of-use price curve

表 B1　各类设备的主要参数

Table B1　Main parameters of various types of equipment

参数	数值	参数	数值
$\eta_{\mathrm{ele}}^{\mathrm{cchp}}$	0.417	$\eta_{\mathrm{dis}}^{\psi}$	0.95
$\eta_{\mathrm{cool}}^{\mathrm{cchp}}$	0.45	$\eta_{\mathrm{csp\text{-}tes}}$	0.9
$\eta_{\mathrm{heat}}^{\mathrm{cchp}}$	0.35	$\eta_{\mathrm{tes\text{-}e}}$	0.45
η^{gb}	0.92	$\eta_{\mathrm{tes\text{-}h}}$	0.95
η^{ec}	4	$p^{\mathrm{cur_c}}$	0.05/(元·kW^{-1})
η^{PtG}	0.6	H^{gas}	9.78/((kW·h)·m^{-3})
$\eta_{\mathrm{cha}}^{\psi}$	0.95		

表 B2　各类设备的经济参数

Table B2　Economic parameters of various types of equipment

参数	数值/(元·kW^{-1})	参数	数值/(元·kW^{-1})
C_{cchp}	9000	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{cchp}}$	0.23
C_{gb}	850	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{gb}}$	0.05
C_{ec}	950	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{ec}}$	0.05
C_{PtG}	5500	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{ptg}}$	0.15
C_{cool}	150	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{cool}}$	0.05
C_{heat}	150	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{heat}}$	0.05
C_{gas}	3/(元·m^{-3})	$p_{\mathrm{ope}}^{\mathrm{gas}}$	0.01/(元·m^{-3})