基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划

陈 志,胡志坚,翁菖宏,李天格
(武汉大学 电气与自动化学院,湖北 武汉 430074)

摘要:针对能源互联背景下的园区综合能源系统规划问题,为了充分考虑园区综合能源系统的低碳性以及建设时序,提出了一种基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划方法。构建了阶梯碳交易机制下的碳交易费用计算模型,以计及碳交易费用的全寿命周期成本最小为目标函数,建立了园区综合能源系统的多阶段规划模型,对各个规划阶段的设备配置进行最优决策。通过仿真探讨了多阶段规划的经济性以及阶梯碳交易机制的碳交易基准价格、碳交易价格区间长度、区间数目等参数与多阶段规划之间的相互耦合影响。仿真结果表明系统的碳排放对阶梯碳交易机制的参数变化较为敏感,且各参数中碳交易基准价格是影响规划结果的主要因素。

关键词:园区综合能源系统;建设时序;多阶段规划;低碳;阶梯碳交易
中图分类号:TM 715;TK 01 **文献标志码**:A DOI:10.16081/j.epae.202109012

0 引言

在全球环境问题日益凸显的背景下,节能减排已成为世界各国的共识,我国也提出了“2030年前碳排放达峰值、2060年前实现碳中和”的“双碳”目标,并相继发布了碳达峰、碳中和行动方案[1]。碳排放的主要来源是能源行业,依托可再生能源发电、热电联产(CHP)、储能等技术,构建多能互补的综合能源系统IES(Integrated Energy System),通过碳交易、碳税[2]等机制引导能源行业在节能减排中发挥主力军作用,被认为是促进低碳可持续发展的重要支撑。合理规划是保障综合能源系统发挥运营效能的重要前提[3],因此,有必要在综合能源系统的规划中引入碳交易、碳税等机制。

园区综合能源系统PIES(Park-level Integrated Energy System)是一种直接面向终端能源用户的微型综合能源系统[4],目前在国内外已有一定的示范应用[5]。为了得到最优的综合能源系统规划方案,已有学者从经济性、可靠性、促进可再生能源消纳等角度开展研究。文献[6]对协调可靠性和经济性的电力系统和天然气系统联合规划问题进行了总结;文献[7]提出了一种基于改进型Kriging模型的综合能源系统规划方法,最大限度地降低投资和用能成本;文献[8-9]以经济性最优为目标构建了综合能源系统的双层规划模型;文献[10-11]综合考虑经济性、可再生能源利用率、可靠性等指标,所提规划方案能有效提升综合能源系统的运行能力与经济性。上述研究充分考虑了综合能源系统整体的经济性和可靠性,但鲜有考虑综合能源系统的环境问题。

为此,碳交易机制被认为是减少碳排放量并兼顾经济性的有效手段[2]。文献[12]考量实际碳排放量和碳排放配额之间的差值,采用传统碳交易机制构建了计及碳交易成本的综合能源系统调度模型;文献[13-14]采用阶梯碳交易模型,分别从需求响应和源侧集中调度模式角度提出了电-热-气耦合低碳调度策略;文献[15]考虑热网约束,对比分析了碳排放总量交易模式和碳排放强度交易模式对多区域综合能源系统优化调度的影响;文献[16]通过建立一种电力系统三阶段最优阶梯碳价模型,研究了碳价对电力系统碳排放量的影响,结果表明阶梯碳交易机制的基准碳价及碳价增量是影响系统碳排放与运行的主要因素;文献[17]考虑负荷转移的不确定性,构建了基于奖惩阶梯型碳交易的综合能源系统鲁棒优化模型。上述研究在综合能源系统中引入碳交易机制,可有效实现系统的低碳经济运行,且阶梯碳交易机制的降碳性能更优。

综上所述,目前的研究多将碳交易机制引入综合能源系统以实现低碳经济运行,但未对碳交易机制与综合能源系统优化问题之间的耦合影响进行充分的研讨,且已有研究多集中在综合能源系统的调度问题。另外,对于园区综合能源系统而言,其建设时序主要根据园区开发及招商引资计划,结合负荷增长需求,进行同步实施[18]。为满足负荷增长需求,避免园区运营前期设备冗余配置,运营后期设备老化导致不能满足负荷的用能需求等情况,有必要在园区综合能源系统的规划中充分考虑其建设时序。

因此,在上述研究的基础上,本文进一步考虑园区综合能源系统的建设时序,将在配电网规划、电源规划、电-气耦合规划等研究[19]中已有一定应用成效的多阶段规划方法应用到园区综合能源系统的规

收稿日期:2021-04-10;**修回日期**:2021-07-19
基金项目:国家重点研发计划项目(2020YFB0905900)
Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2020YFB0905900)

划中，构建了一种基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划模型。首先，建立了阶梯碳交易机制的碳交易成本模型；然后，以全寿命周期内的投资、运行、维护、碳交易费用之和最小为目标函数，建立了基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划模型，对园区综合能源系统的设备进行最优配置；最后，讨论了阶梯碳交易机制中的碳交易基准价格、价格区间长度、价格区间数目等因素对碳排放的影响，并以此为基准探讨了阶梯碳排放机制与多阶段规划的相互耦合关系。

1　园区综合能源系统建模

1.1　基于能量枢纽概念的园区综合能源系统建模

能量枢纽的模型可以描述电、气、热等多种能源形式间的转化、分配和存储关系，基于能量枢纽的概念可以将园区综合能源系统抽象等效为一个多输入–多输出的双端口网络，如图 1 所示。

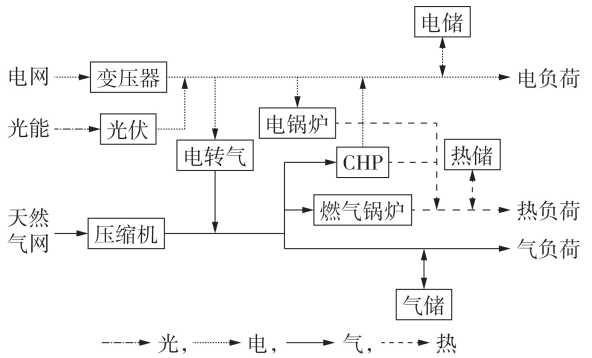


图 1　园区综合能源系统结构示意图

Fig.1　Schematic diagram of PIES structure

1.2　设备模型

如图 1 所示，本文考虑园区综合能源系统的规划候选设备包括光伏（PV）、电转气（P2G）、电锅炉（EB）、热电联产、燃气锅炉（GB）、电储（ES）、热储（HS）、气储（GS），各类候选设备的模型如下。

1.2.1　光伏

基于典型日的光照数据，本文将光伏的预测出力曲线作为其最大出力曲线，光伏在 t 时段的实际输出功率不能超过其预测的最大出力，如式（1）所示。

$$0 \leqslant P_{\mathrm{PV}}(t) \leqslant P_{\mathrm{PV}}^{\max}(t) \tag{1}$$

式中：$P_{\mathrm{PV}}(t)$ 为 t 时段光伏的输出功率；$P_{\mathrm{PV}}^{\max}(t)$ 为 t 时段预测的光伏出力最大值。

1.2.2　能量转化设备

根据图 1 所示的能量输入、输出关系，若将各能源转化装置的输入功率、输出功率、能源转换效率分别表示为 $I_i(t)$、$O_i(t)$、η_i，则其能源转换关系及其额定功率约束如式（2）—（4）所示。

$$O_i(t) = \eta_i I_i(t) \quad i \in \{\mathrm{CHP, GB, P2G, EB}\} \tag{2}$$

$$0 \leqslant I_i(t) \leqslant \bar{I}_i \quad i \in \{\mathrm{CHP, GB, P2G, EB}\} \tag{3}$$

$$\Delta \underline{I}_i(t) \leqslant I_i(t) - I_i(t-1) \leqslant \Delta \bar{I}_i(t) \quad i \in \{\mathrm{CHP, GB}\} \tag{4}$$

式中：式（2）表示设备的能源转化关系；式（3）为额定功率约束，$\bar{I}_i$ 为各设备输入功率的上限，由设备的额定功率决定；式（4）为爬坡率约束，$\Delta \bar{I}_i(t)$ 和 $\Delta \underline{I}_i(t)$ 分别为爬坡率的上限和下限。

1.2.3　储能设备

根据图 1 所示的园区综合能源系统结构，本文采用广义储能系统的通用模型[20]对电、热、气储 3 类储能设备进行处理，建立储能设备充、放能功率的上限约束，充、放能行为不能同时进行的约束，以及荷能状态约束，具体如式（5）—（9）所示。

$$0 \leqslant P_s^{\mathrm{cha}}(t) \leqslant x_s^{\mathrm{cha}} \bar{P}_s^{\mathrm{cha}} \tag{5}$$

$$0 \leqslant P_s^{\mathrm{dis}}(t) \leqslant (1 - x_s^{\mathrm{cha}}) \bar{P}_s^{\mathrm{dis}} \tag{6}$$

$$x_s^{\mathrm{cha}} \in \{0, 1\} \tag{7}$$

$$\underline{W}_s \leqslant W_s(t) \leqslant \overline{W}_s \tag{8}$$

$$W_s(t) = W_s(t-1) + P_s^{\mathrm{cha}}(t)\eta_s^{\mathrm{cha}}\Delta t - P_s^{\mathrm{dis}}(t)\Delta t / \eta_s^{\mathrm{dis}} \tag{9}$$

式中：$s \in \Omega, \Omega = \{\mathrm{ES, HS, GS}\}$ 为电、热、气储的集合；$P_s^{\mathrm{cha}}(t)$、$P_s^{\mathrm{dis}}(t)$ 分别为 t 时段第 s 类储能设备充、放能功率的大小；$\bar{P}_s^{\mathrm{cha}}$ 和 $\bar{P}_s^{\mathrm{dis}}$ 分别为第 s 类储能设备的充、放能功率的上限；x_s^{cha} 为 0-1 变量，其取值为 1、0 时分别表示第 s 类储能设备充、放能，且充、放能行为不能同时进行；$W_s(t)$ 为 t 时段第 s 类储能设备的荷能状态；η_s^{cha} 和 η_s^{dis} 分别为第 s 类储能设备的充、放能效率；Δt 为运行步长，取值为 1 h；$\overline{W}_s$、$\underline{W}_s$ 分别为第 s 类储能设备荷能状态的上、下限。

考虑到储能设备在运行 1 个调度周期后，其荷能状态需要恢复至调度初期的状态，进一步建立如（10）所示的约束条件。

$$W_s(t_0) = W_s(t_{\mathrm{T}}) \tag{10}$$

式中：$W_s(t_0)$、$W_s(t_{\mathrm{T}})$ 分别为第 s 类储能设备在优化调度周期始、末的荷能状态。

2　基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划建模

2.1　阶梯碳交易机制下的碳交易成本计算模型

在碳交易机制下，依据政府分配的碳排放额与实际碳排放量的差异，碳排放量是一种可以进行自由交易的商品，而在电力行业，目前我国主要采用无偿的方式进行初始碳排放额的分配[12]。根据图 1 所示的园区综合能源系统模型，本文考虑系统向上级电网购得的电力全部来源于火电，采用基准线法[17]确定系统的无偿碳排放配额，认为碳排放主要来源于外购电力、热电联产设备以及燃气锅炉，因此碳交易的无偿排放额分配如式（11）所示。

$$E^* = E_{\mathrm{PN}}^* + E_{\mathrm{CHP}}^* + E_{\mathrm{GB}}^* \tag{11}$$

$$E_{\mathrm{PN}}^* = \beta_{\mathrm{e}}^* \sum_{t=1}^{T} P_{\mathrm{PN}}(t)\Delta t \tag{12}$$

$$E^*_{\mathrm{CHP}}=\beta^*_{\mathrm{h}}\left(\sum_{t=1}^{T}H_{\mathrm{CHP}}(t)\Delta t+\varphi_{\mathrm{e,h}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{CHP}}(t)\Delta t\right) \tag{13}$$

$$E^*_{\mathrm{GB}}=\beta^*_{\mathrm{h}}\sum_{t=1}^{T}H_{\mathrm{GB}}(t)\Delta t \tag{14}$$

式中：E^*、E^*_{PN}、E^*_{CHP}和E^*_{GB}分别为园区综合能源系统、系统外购电力、热电联产设备、燃气锅炉的无偿碳排放配额；定义碳交易费用的结算时间尺度为1 a，因此$T=8\,760$；β^*_{e}为单位电量的无偿碳排放额；$P_{\mathrm{PN}}(t)$为t时段系统向上级电网的购电功率；β^*_{h}为单位热量的无偿碳排放额；$P_{\mathrm{CHP}}(t)$和$H_{\mathrm{CHP}}(t)$分别为t时段热电联产的电、热输出功率；$H_{\mathrm{GB}}(t)$为t时段燃气锅炉的热输出；$\varphi_{\mathrm{e,h}}$为热电联产设备发电量向发热量的折算系数[12]，本文将热电联产设备的发电量折算成等效的供热量，根据总的等效发热量确定碳排放配额。

考虑到电转气设备在运行时需要CO_2作为其电转气过程的原料[17]，因此本文在计量园区综合能源系统实际运行中的碳排放量时，除了考虑上述外购电力、热电联产设备、燃气锅炉带来的碳排放量，也进一步考虑了电转气设备对CO_2的捕获消纳作用。园区综合能源系统的实际碳排放量计算式为：

$$E=E_{\mathrm{PN}}+E_{\mathrm{CHP}}+E_{\mathrm{GB}}-E_{\mathrm{P2G}} \tag{15}$$

$$E_{\mathrm{P2G}}=\beta_{\mathrm{g}}\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{P2G}}(t)\Delta t \tag{16}$$

式中：E、E_{PN}、E_{CHP}、E_{GB}分别为园区综合能源系统、外购电力、热电联产设备、燃气锅炉的实际碳排放量，其中E_{PN}、E_{CHP}、E_{GB}的计算方式与式(12)—(14)基本一致，区别在于单位电量对应的碳排放量β_{e}、单位热量对应的碳排放量β_{h}取值不同；E_{P2G}为电转气设备捕获的CO_2量；β_{g}为碳捕获系数，表征电转气设备转换单位电量所需的CO_2量；$P_{\mathrm{P2G}}(t)$为t时段电转气设备的电输入功率。

依据实际碳排放量与无偿碳排放配额之间的关系，本文建立的阶梯碳交易机制如图2所示。图中，c为碳交易基准价格；α为碳交易价格的增长系数；d为碳交易价格区间的长度。将实际碳排放量与无偿碳排放配额之间的差值划分为若干个区间，各区间对应不同的碳交易价格。基于该碳交易机制，当实际碳排放量小于无偿碳排放配额时，园区综合能源系统可在碳交易市场出售多余的配额以获得一定的利益，且碳排放量越少，与配额的差值越大，对应区间的配额出售价格越高，收益越高；反之，当实际碳排放量大于无偿碳排放配额时，园区综合能源系统需要支付一定的费用购买碳排放权，相应地，碳排放量越多，与配额的差值越大，对应区间的碳排放权购买价格越高，碳排放权的购买费用越高。总体上，碳交易成本C_{car}的计算模型为：

$$C_{\mathrm{car}}=\begin{cases}-cd-c(1+\alpha)(E^*-E-d) & E-E^*<-d\\ -c(E^*-E) & -d\leqslant E-E^*<0\\ c(E-E^*) & 0\leqslant E-E^*<d\\ cd+c(1+\alpha)(E-E^*-d) & d\leqslant E-E^*<2d\\ c(2+\alpha)d+c(1+2\alpha)(E-E^*-2d) & 2d\leqslant E-E^*<3d\\ c(3+3\alpha)d+c(1+3\alpha)(E-E^*-3d) & 3d\leqslant E-E^*<4d\\ c(4+6\alpha)d+c(1+4\alpha)(E-E^*-4d) & 4d\leqslant E-E^*\end{cases} \tag{17}$$

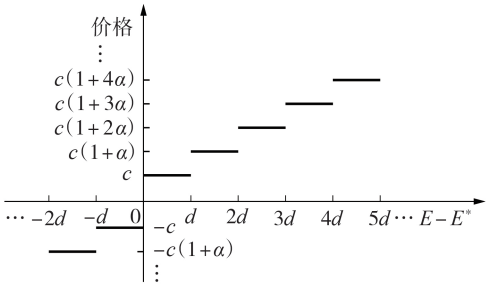


图2 阶梯碳交易机制示意图

Fig.2 Schematic diagram of ladder-type carbon trading

2.2 基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划模型

多阶段规划是由于规划周期较长，在制定长期发展规划时采取分阶段进行的一种规划方法。结合园区综合能源系统的建设时序以及园区内负荷的增长需求，本文将各类规划候选设备的寿命最低值作为规划周期，并将该周期划分为多个规划阶段，对各个阶段设备的容量进行最优投资配置，前面阶段的规划方案作为后续阶段的规划基础，会直接影响后续规划阶段的投资情况。

2.2.1 目标函数

本文的园区综合能源系统多阶段规划模型以全寿命周期内的投资、运行、维护、碳交易费用之和最小为目标函数，并利用现值系数将成本折算为规划初期的现值。本文认为投资费用在各个规划阶段第1年的年初产生，运行、维护、碳交易费用的结算时间尺度为1 a，结算期为每年年末，则模型的目标函数为：

$$\min f=\sum_{k=1}^{K}(1+\gamma)^{n_k-1}C_{\mathrm{inv},k}+\sum_{n=1}^{N}(1+\gamma)^{n}\left(C_{\mathrm{ope},n}+C_{\mathrm{main},n}+C_{\mathrm{car},n}\right) \tag{18}$$

式中：f为全寿命周期成本现值；n表示规划期的第n年；k表示第k个规划阶段；K为规划阶段数；N为规划周期；n_k表示第k个规划阶段为规划周期的第n_k年；γ为贴现率；$C_{\mathrm{inv},k}$为第k个规划阶段的设备投资

成本；$C_{ope,n}$、$C_{main,n}$和$C_{car,n}$分别为第n年园区综合能源系统的运行、维护、碳交易费用。碳交易成本的计算模型见式(17)，投资、运行、维护费用的定义如下。

1)投资费用。本文考虑园区综合能源系统的投资费用由光伏、能源转化、储能3类规划候选设备的投资费用组成，则投资费用$C_{inv,k}$的计算公式为：

$$C_{inv,k}=c_{PV}W_{PV,k}+\sum_{i\in\Pi}c_iW_{i,k}+\sum_{s\in\Omega}c_sW_{s,k} \tag{19}$$

式中：c_{PV}为光伏设备的单位容量投建成本；$W_{PV,k}$为光伏设备在第k个规划阶段的配置容量；$\Pi=\{P2G, EB, CHP, GB\}$，为能源转化设备的集合；c_i为第i类能源转化设备的单位容量投建成本；$W_{i,k}$为第i类能源转化设备在第k个规划阶段的配置容量；c_s为第s类储能设备的单位容量投建成本；$W_{s,k}$为第s类储能设备在第k个规划阶段的容量配置。

2)运行费用。本文考虑园区综合能源系统的运行费用由系统向上级电网购电、向上级气网购气、光伏设备的弃风惩罚费用组成，则$C_{ope,n}$的计算公式为：

$$C_{ope,n}=\sum_{t=1}^{T}c_e(t)P_{PN,n}(t)\Delta t+\sum_{t=1}^{T}c_g(t)G_{GN,n}(t)\Delta t+c_{PV}^{dis}\sum_{t=1}^{T}\left(P_{PV,n}^{max}(t)-P_{PV,n}(t)\right)\Delta t \tag{20}$$

式中：$c_e(t)$和$c_g(t)$分别为t时段的电价、气价；$G_{GN,n}(t)$为第n年t时段园区综合能源系统向上级气网的购气功率；c_{PV}^{dis}为单位弃风量的惩罚费用；$P_{PV,n}^{max}(t)$和$P_{PV,n}(t)$分别为第n年t时段光伏的最大和实际出力。

3)维护费用。本文考虑园区综合能源系统的维护费用由光伏、能源转化、储能设备的维护费用组成，由各类设备运行时的实际输出功率决定。若各类设备的单位维护费用向量为$\boldsymbol{O}=[o_{PV}, o_{P2G}, o_{EB}, o_{CHP}, o_{GB}, o_{ES}, o_{HS}, o_{GS}]$，第$n$年$t$时段由各类设备的输出功率组成的向量为$\boldsymbol{P}_n(t)$，则园区综合能源系统的维护费用$C_{main,n}$可表示为式(21)。

$$C_{main,n}=\sum_{t=1}^{T}\boldsymbol{O}\boldsymbol{P}_n^{T}(t)\Delta t \tag{21}$$

$$\boldsymbol{P}_n(t)=[P_{PV,n}(t),\cdots,P_{s,n}^{cha}(t)+P_{s,n}^{dis}(t)] \tag{22}$$

2.2.2　约束条件

基于上述目标函数，本文考虑的约束条件包括设备投资约束、设备运行约束、功率平衡约束、园区综合能源系统与外部网络交换功率约束。

1)设备投资约束。本文建立的光伏、能源转化、储能3类规划候选设备的投资约束为：

$$\begin{cases}\sum_{k=1}^{K}W_{PV,k}\le W_{PV}^{max}\\ \sum_{k=1}^{K}W_{i,k}\le W_i^{max}\quad\forall i\in\Pi\\ \sum_{k=1}^{K}W_{s,k}\le W_s^{max}\quad\forall s\in\Omega\end{cases} \tag{23}$$

式中：W_{PV}^{max}、W_i^{max}、W_s^{max}分别为各光伏、能源转化、储能设备的允许投资容量的最大值。

2)设备运行约束。在建立规划候选设备的运行约束时，除了需要考虑其在运行时的能量转化关系、额定容量、爬坡率等基本约束，还需要考虑当前各个阶段的累计投资容量对其运行状态的约束，建立多阶段规划的约束关系。基于1.2节中建立的设备模型，进一步将式(3)所示的额定功率约束完善为累计投资容量的多阶段约束，构成多阶段规划的设备运行约束条件。以光伏设备为例，完善后的设备累计投资容量的多阶段约束如式(24)所示，其余候选设备的约束与其类似，本文不再赘述。

$$\begin{cases}P_{PV,n}^{max}(t)\le\sum W_{PV}\\ \sum W_{PV}=W_{PV,1}+W_{PV,2}+\cdots+W_{PV,k}\end{cases}\quad n\in k \tag{24}$$

式中：$\sum W_{PV}$为当前规划阶段光伏的累计投资容量；$n\in k$表示规划期的第n年属于第k个规划阶段。

综上所述，多阶段规划的设备运行约束由式(1)—(10)、(24)组成。

3)功率平衡约束。基于图1所示的园区综合能源系统，本文对电、热、气建立功率平衡约束如下：

$$P_{PN,n}(t)+P_{PV,n}(t)+P_{CHP,n}(t)=P_{P2G,n}(t)+P_{EB,n}(t)+P_{L,n}(t)+P_{ES,n}^{cha}(t)-P_{ES,n}^{dis}(t) \tag{25}$$

$$H_{EB,n}(t)+H_{CHP,n}(t)+H_{GB,n}(t)=H_{L,n}(t)+P_{HS,n}^{cha}(t)-P_{HS,n}^{dis}(t) \tag{26}$$

$$G_{GN,n}(t)+G_{P2G,n}(t)=G_{CHP,n}(t)+G_{GB,n}(t)+G_{L,n}(t)+P_{GS,n}^{cha}(t)-P_{GS,n}^{dis}(t) \tag{27}$$

式中：$P_{L,n}(t)$、$H_{L,n}(t)$和$G_{L,n}(t)$分别为第n年t时段园区综合能源系统的电、热、气负荷功率；$P_{EB,n}(t)$和$H_{EB,n}(t)$分别为第n年t时段电锅炉的电输入、热输出；$G_{P2G,n}(t)$、$G_{CHP,n}(t)$和$G_{GB,n}(t)$分别为第n年t时段电转气设备的天然气输出、热电联产设备的天然气输入、燃气锅炉的天然气输入。

4)外部网络交换功率约束。园区综合能源系统与配电网、天然气网络直接相连，需将系统与上级网络的交换功率维持在一定范围内，如式(28)、(29)所示。

$$P_{PN}^{min}\le P_{PN,n}(t)\le P_{PN}^{max} \tag{28}$$

$$G_{GN}^{min}\le G_{GN,n}(t)\le G_{GN}^{max} \tag{29}$$

式中：P_{PN}^{min}、P_{PN}^{max}分别为园区综合能源系统与上级电网交换功率的最小值、最大值；G_{GN}^{min}、G_{GN}^{max}分别为系统与上级气网交换功率的最小值、最大值。

3　算例分析

3.1　算例数据

基于文献[12, 14, 16-17, 21]的仿真数据，通过在MATLAB环境下调用CPLEX求解器对含电-热-气耦合的园区综合能源系统进行仿真规划。仿真数据见附录A表A1—A4。其中，贴现率为0.08；规划

周期为15 a，分为3个规划阶段，分别于第1年、第4年、第9年投建，其投资费用分别在第1年初、第4年初、第9年初产生，运行费用、碳交易费用的结算期为每年年末；碳交易的基础价格为267.6元/t，交易价格增长系数为0.25，碳交易价格区间长度为80 t，按照式(17)和图2划分为7个区间。典型日下的负荷预测曲线和光伏预测出力曲线见附录A图A1。

3.2 仿真结果分析

针对本文构建的基于阶梯碳交易机制的多阶段规划模型，本文分4种情形进行仿真对比。

1)情形S_1：以固定价格进行碳交易，采用单阶段规划模型。

2)情形S_2：以阶梯碳交易机制进行碳交易，采用单阶段规划模型。

3)情形S_3：以固定价格进行碳交易，采用多阶段规划模型。

4)情形S_4：以阶梯碳交易机制进行碳交易，采用多阶段规划模型。

3.2.1 规划方案

4种情形的规划方案见附录B表B1，规划结果见表1。整体上，电转气和气储设备的配置容量在4种情形下皆为0。可以发现，相较于采用单阶段规划模型的情形S_1、S_2，采用多阶段规划模型的情形S_3、S_4的电锅炉和燃气锅炉设备的总配置容量相对较低，其余热电联产、光伏等设备的总配置容量相对较高。同时，采用固定价格进行碳交易的情形S_1、S_3除了燃气锅炉和电储设备的总配置容量稍高于采用阶梯碳交易机制的情形S_2、S_4，其余电锅炉、热电联产等设备的总配置容量皆低于情形S_2、S_4。

表1 各情形的规划结果

Table 1 Planning results of each case

情形	全寿命周期成本/万元	投资费用/万元	碳交易费用/万元	碳排放量/t
S_1	3624.33	860.50	94.11	44608.24
S_2	3671.81	970.84	111.49	42074.03
S_3	3587.06	877.10	88.32	43138.90
S_4	3626.11	946.79	105.84	41645.50
S_5	3472.83	731.40	211.31	47863.93

1)经济性比较。

在表1的基础上，本文进一步对比了阶梯碳交易机制下情形S_2与S_4各个阶段的各项费用现值，对比结果见附录B图B1。由图可见，S_4的运行费用在阶段1高于S_2，在阶段2、3较低，碳交易费用也呈现同样的差异，结合附录B表B2所示的各规划阶段的能源购买量可知呈现上述差异的原因为：相较于S_2，S_4在规划初期需要外购更多的能源以满足用户的负荷需求，导致运行费用和碳排放量高于S_2，而在规划中后期，则是S_2需要外购更多的能源。同样地，对比维护费用可知，在阶段1，S_4的维护费用低于S_2；在阶段2、3，S_4的维护费用高于S_2，这是因为S_4在规划中后期的设备容量配置总体高于S_2，设备的维护费用也相应高于S_2。

2)碳排放量比较。

增设情形S_5：考虑阶梯碳交易机制，采用多阶段规划模型，但目标函数即全寿命周期成本中无碳交易费用。5种情形的碳排放量对比如表1所示。

(1)情形S_4与S_5的对比。

当目标函数，即全寿命周期成本中不含碳交易费用时，情形S_5的碳排放量相较于S_4上升了6 218.43 t，即提高了14.93%，若将情形S_5的碳交易费用与其全寿命周期成本相加，即3 472.83+211.31=3 684.14(万元)，则相较于情形S_4的全寿命周期成本上升了1.60%。可见，将碳交易费用纳入园区综合能源系统规划的全寿命周期成本，对兼顾规划方案的经济性与低碳性具有一定的意义。

(2)情形S_1与S_2以及情形S_3与S_4的对比。

情形S_1的全寿命周期成本相较于S_2下降了1.29%，而情形S_1的碳排放量却相较于S_2上升了6.02%；同样地，情形S_3的全寿命周期成本相较于S_4下降了1.08%，而情形3的碳排放量却相较于S_4上升了3.59%。综合而言，虽然采用阶梯碳交易机制会使含碳交易费用的全寿命周期成本略微提高，但是碳排放量却相对地大幅降低，说明了阶梯碳交易机制在提高低碳性方面的有效性。

3.2.2 光伏随机性影响分析

为了分析光伏随机性对规划结果的影响，基于情形S_4，选定光伏随机性发生的规划阶段，考虑光伏最大波动偏差为15%，对附录B表B3所示的情形C_1—C_3进行仿真，各情形的规划结果如表2所示。

表2 考虑光伏随机性的规划结果

Table 2 Planning results considering photovoltaic randomness

情形	全寿命周期成本/万元	运行成本/万元	碳交易费用/万元	购电量/(MW·h)	购气量/(MW·h)
C_1	3626.11	2479.44	105.84	30258.05	93744.59
C_2	3672.08	2502.44	113.65	31322.19	93845.52
C_3	3720.33	2521.51	107.71	31351.66	96199.02

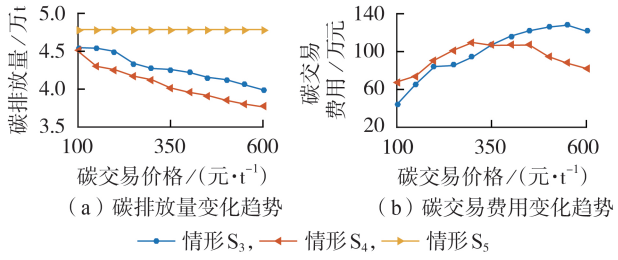
由表2可知，当规划模型考虑光伏随机性时，与C_1相比，C_2和C_3的园区综合能源系统的购电、购气量增加，全寿命周期成本、运行费用、碳交易费用皆有所上升；而C_3的碳交易费用低于C_2，这是因为C_3更多地倾向于通过增加购气量利用热电联产设备应对光伏的波动。

3.2.3 阶梯碳交易机制参数影响分析

1)碳交易基准价格的影响。

(1)碳交易基准价格对系统运行的影响。

图 3 展示了随着碳交易价格的变化，情形 S_3、S_4 和 S_5 的碳排放量变化趋势，以及情形 S_3 和 S_4 的碳交易费用现值的变化趋势。由图可见，情形 S_3 和 S_4 的碳排放量随着碳交易价格的上升而减少，且情形 S_4 的碳排放量低于 S_3，而情形 S_5 的碳排放量不随碳交易价格的变动而变化，且高于情形 S_3 和 S_4。同时，随着碳交易价格的上升，情形 S_3 和 S_4 的碳交易费用皆呈现先上升后下降的趋势，但是情形 S_4 的碳交易费用开始呈现下降趋势时的碳交易价格要低于情形 S_3。



（a）碳排放量变化趋势　　（b）碳交易费用变化趋势

图 3　碳排放量随碳交易价格的变化趋势

Fig.3　Trend of carbon emission changing with change of carbon trading price

附录 B 图 B2 展示了情形 S_4 下，购电费用、购气费用随碳交易价格的变化趋势。由图可见，随着碳交易价格的升高，S_4 的购电费用下降，购气费用上升。这是因为当碳交易价格升高时，系统为了限制碳排放，减少了对单位碳排放量相对较高的煤电的购买量，增加对单位碳排量相对较低的天然气的购买量，以提高热电联产机组的出力弥补减少的购电量。同时，从附录 B 图 B3 所示的能效变化趋势可知，随着阶梯碳交易机制的基准碳价的升高，园区综合能源系统的综合能效也逐步增大。综合上述分析可知，园区综合能源系统的运行对碳交易价格的变动比较敏感，整体呈现出随着碳交易价格的升高，碳排放量下降、碳交易费用先升高后降低、能效增大的趋势。

（2）碳交易基准价格对规划方案的影响。

基于情形 S_4，本文对不同碳交易基准价格下的规划方案进行了对比，规划结果如表 3 所示。由表可知，相较于碳交易基准价格较低的情况，价格较高时的全寿命周期成本、投资成本也较高，在候选设备投建方面表现为热电联产设备的投建容量增大，燃气锅炉的投建容量减少，光伏发电的投建容量无较大变化。结合上述碳交易基准价格对系统运行的影响，可以发现当碳交易价格升高时，为了限制系统的碳排放量，规划方案倾向于增加对热电联产设备的投建，以增加天然气产电量与外购电量的比例，从而减少碳排放量。

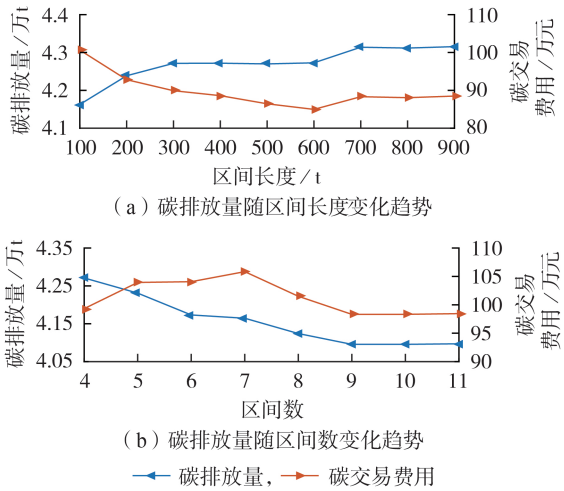
表 3　不同碳交易基准价格下的规划结果

Table 3　Planning results with different benchmark prices

基准价格 /（元·t⁻¹）	全寿命周期成本 / 万元	投资费用 / 万元	投建容量 / kW		
			光伏	热电联产	燃气锅炉
50	3 510.74	789.06	650	124	782
100	3 545.98	814.95	658	159	776
200	3 597.66	899.28	647	202	688
300	3 638.28	952.93	662	297	651
400	3 669.71	1 043.43	681	402	617

2）碳交易价格区间参数的影响。

基于 S_4，依然将碳交易价格设置为 267.6 元 / t。按照式（17）、图 2 将区间数目定义为 7，则不同碳交易价格区间长度下的碳排放量和碳交易费用现值如图 4（a）所示；将碳交易价格区间定义为 80 t，则不同区间数目下的碳排放量、碳交易费用现值如图 4（b）所示。



（a）碳排放量随区间长度变化趋势

（b）碳排放量随区间数变化趋势

图 4　碳排放随碳交易价格区间参数的变化趋势

Fig.4　Trend of carbon emission changes with change of carbon trading price ranges' parameters

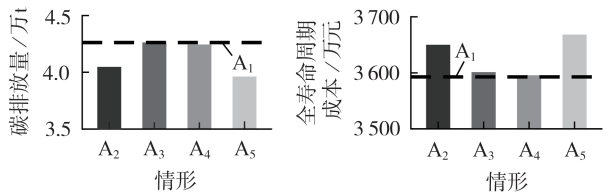
由图 4（a）可知，随着碳交易价格区间长度的增加，碳排放量呈现先增加后趋于稳定的变化趋势，而碳交易费用呈现先降低后升高最后趋于稳定的趋势。区间长度的增加会使得阶梯碳交易机制逐渐接近于以固定价格进行碳交易的机制，附录 B 表 B4 展示了各个规划阶段中一年的碳交易量（碳排放量与排放额之差），结合图 4（a）和表 B4 可知，当区间长度增加到 700 t 时，阶梯碳交易机制已完全变为固定价格的碳交易机制，因此碳排放量和碳交易费用会出现较明显的拐点并最后趋于稳定。

由图 4（b）可知，随着碳交易价格区间数目的增加，碳排放量呈现先下降后趋于稳定的趋势，碳交易费用呈现先上升后下降最后趋于稳定的趋势。区间数目的增加使得阶梯碳交易机制中最末区间的价格最大值也相应增加，系统的碳排放相应地受到限制。当区间数目较小时，碳交易价格最大值增加，其对碳交易费用的影响强于碳排放量的减少，因此碳交易费用会先呈现上升的趋势；当区间数目较大时，碳排

放量减少的影响增强，碳交易费用反而下降；而当区间数目增加到一定程度时，碳交易过程不再涉及最末区间所对应的碳交易价格最大值，因此碳排放量和碳交易费用的变化最后皆趋于稳定。

3.2.4 阶梯碳交易机制与多阶段规划耦合分析

从3.2.3节阶梯碳交易机制参数对碳排放的影响分析中，不难发现阶梯碳交易机制与园区综合能源规划之间是相互影响耦合的，且高碳交易价格、小价格区间长度、高价格区间数目具有较好的控碳效果。因此，基于情形S_4，本文进一步考虑这些参数随着多阶段规划阶段而变化。根据多阶段规划后期负荷增多、碳排放量增多的特点，本文对附录B表B5所示的情形A_1—A_5进行仿真，各类情况的规划结果见图5。图中，虚线表示以情形A_1的规划结果作为参考。



（a）碳排放量 （b）全寿命周期成本

图5 碳交易参数随规划阶段变化的规划结果

Fig.5 Planning results when carbon trading parameters change with planning stages

以情形A_1的规划结果作为参考，图5所示的结果表明，阶梯碳交易机制的参数随多阶段规划阶段的变化而变化具有较优的控碳效果，但会带来全寿命周期成本升高的不利结果。情形A_2—A_4与情形A_1、A_5的差异如附录B表B6所示，结合图5和表B6可见，相较于价格区间长度和价格区间数目，碳交易基准价格是影响碳排放量、全寿命周期成本的主要因素，即规划结果对碳交易基准价格相对较为敏感。

4 结论

本文针对园区综合能源系统的规划问题，以计及碳交易费用的全寿命周期成本最小为目标，将系统的规划周期划分为若干个阶段，建立了基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划模型，以决策各个规划阶段的最优设备配置。通过仿真验证，得出了以下结论：

1）在园区综合能源系统的多阶段规划中计及碳交易费用可有效降低园区综合能源系统的碳排放量，且相较于以固定价格进行交易的碳交易机制，阶梯碳交易机制的控碳效果更为显著；

2）系统的碳排放对阶梯碳交易机制的参数，即碳交易基准价格、价格区间长度以及价格区间数目的变化较敏感；

3）阶梯碳交易机制的参数随多阶段规划阶段而变化时，表现为碳交易基准价格是影响规划结果的主要因素。

后续的工作可进一步围绕阶梯碳交易机制参数，尤其是碳交易基准价格的最优制定展开，研究其随规划阶段而变化的动态特性及其不确定性。

附录见本刊网络版（http://www.epae.cn）。

参考文献：

[1] 中国经济时报社. 国家电网发布碳达峰碳中和行动方案[N]. 中国经济时报，2021-03-24(4).

[2] 崔杨，周慧娟，仲悟之，等. 考虑源荷两侧不确定性的含风电电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备，2020，40(11)：85-93.
CUI Yang，ZHOU Huijuan，ZHONG Wuzhi，et al. Low-carbon scheduling of power system with wind power considering uncertainty of both source and load sides[J]. Electric Power Automation Equipment，2020，40(11)：85-93.

[3] 王奖，邓丰强，张勇军，等. 园区能源互联网的规划与运行研究综述[J]. 电力自动化设备，2021，41(2)：24-32，55.
WANG Jiang，DENG Fengqiang，ZHANG Yongjun，et al. Review on planning and operation research of park energy internet[J]. Electric Power Automation Equipment，2021，41(2)：24-32，55.

[4] LEI Y，WANG D，JIA H J，et al. Multi-objective stochastic expansion planning based on multi-dimensional correlation scenario generation method for regional integrated energy system integrated renewable energy[J]. Applied Energy，2020，276：115395.

[5] 彭克，张聪，徐丙垠，等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备，2017，37(6)：3-10.
PENG Ke，ZHANG Cong，XU Bingyin，et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment，2017，37(6)：3-10.

[6] FARROKHIFAR M，NIE Y H，POZO D. Energy systems planning：a survey on models for integrated power and natural gas networks coordination[J]. Applied Energy，2020，262：114567.

[7] 刘迪，吴俊勇，林凯骏，等. 基于Kriging模型的综合能源系统规划方法[J]. 电网技术，2019，43(1)：185-194.
LIU Di，WU Junyong，LIN Kaijun，et al. A planning method of integrated energy system based on Kriging model[J]. Power System Technology，2019，43(1)：185-194.

[8] POURAKBARI-KASMAEI M，ASENSIO M，LEHTONEN M，et al. Trilateral planning model for integrated community energy systems and PV-based prosumers-a bilevel stochastic programming approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2020，35(1)：346-361.

[9] MU Y F，CHEN W Q，YU X D，et al. A double-layer planning method for integrated community energy systems with varying energy conversion efficiencies[J]. Applied Energy，2020，279：115700.

[10] 周灿煌，郑杰辉，荆朝霞，等. 面向园区微网的综合能源系统多目标优化设计[J]. 电网技术，2018，42(6)：1687-1697.
ZHOU Canhuang，ZHENG Jiehui，JING Zhaoxia，et al. Multi-objective optimal design of integrated energy system for park-level microgrid[J]. Power System Technology，2018，42(6)：1687-1697.

[11] HAO Luxi，WU Jun，LI Baolin，et al. A multi-objective optimization planning of park-level integrated energy system based on two-tier planning model[C]//2019 IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference(CIEEC). Beijing，China：IEEE，2019：851-856.

[12] 瞿凯平，黄琳妮，余涛，等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报，2018，38(3)：697-707.
QU Kaiping，HUANG Linni，YU Tao，et al. Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE，2018，38(3)：697-707.

[13] 胡静哲，王旭，蒋传文，等. 计及综合能源服务商参与的电力系统低碳经济调度[J]. 电网技术，2020，44(2)：514-522.
HU Jingzhe，WANG Xu，JIANG Chuanwen，et al. Low-carbon economic dispatch of power system considering participation of integrated energy service providers[J]. Power System Technology，2020，44(2)：514-522.

[14] 崔杨，曾鹏，仲悟之，等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备，2021，41(3)：10-17.
CUI Yang，ZENG Peng，ZHONG Wuzhi，et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment，2021，41(3)：10-17.

[15] 李晓露，单福州，宋燕敏，等. 考虑热网约束和碳交易的多区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化，2019，43(19)：52-59，131.
LI Xiaolu，SHAN Fuzhou，SONG Yanmin，et al. Optimal dispatch of multi-region integrated energy systems considering heating network constraints and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems，2019，43(19)：52-59，131.

[16] 胡静哲，王旭，蒋传文，等. 考虑区域碳排放均衡性的电力系统最优阶梯碳价[J]. 电力系统自动化，2020，44(6)：98-105.
HU Jingzhe，WANG Xu，JIANG Chuanwen，et al. Optimal tiered carbon price of power system considering equilibrium of regional carbon emission[J]. Automation of Electric Power Systems，2020，44(6)：98-105.

[17] 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)：6132-6142.
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)：6132-6142.

[18] 程林，张靖，黄仁乐，等. 基于多能互补的综合能源系统多场景规划案例分析[J]. 电力自动化设备，2017，37(6)：282-287.
CHENG Lin，ZHANG Jing，HUANG Renle，et al. Case analysis of multi-scenario planning based on multi-energy complementation for integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment，2017，37(6)：282-287.

[19] KOUTSOUKIS N C，GEORGILAKIS P S，HATZIARGYRIOU N D. Multistage coordinated planning of active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2018，33(1)：32-44.

[20] 刁涵彬，李培强，吕小秀，等. 考虑多元储能差异性的区域综合能源系统储能协同优化配置[J]. 电工技术学报，2021，36(1)：151-165.
DIAO Hanbin，LI Peiqiang，LÜ Xiaoxiu，et al. Coordinated optimal allocation of energy storage in regional integrated energy system considering the diversity of multi-energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society，2021，36(1)：151-165.

[21] 王珏莹，胡志坚，谢仕炜. 计及交通流量调度的智慧综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报，2020，40(23)：7539-7555.
WANG Jueying，HU Zhijian，XIE Shiwei. Smart multi-energy system planning considering the traffic scheduling[J]. Proceedings of the CSEE，2020，40(23)：7539-7555.

作者简介：

陈　志

陈　志(1997—)，女，四川宜宾人，硕士，主要研究方向为综合能源系统优化(**E-mail**：3221934337@qq.com)；

胡志坚(1969—)，男，湖北荆州人，教授，博士研究生导师，博士，通信作者，主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、主动配电网规划等(**E-mail**：zhijian_hu@163.com)；

翁莒宏(1997—)，男，福建福州人，硕士，主要研究方向为综合能源系统规划与运行(**E-mail**：changhong_weng@163.com)。

(**编辑**　任思思)

Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading mechanism

CHEN Zhi，HU Zhijian，WENG Changhong，LI Tiange

(School of Electrical Engineering and Automation，Wuhan University，Wuhan 430074，China)

Abstract：Aiming at the planning of park-level integrated energy system in the background of energy interconnection，a multi-stage planning method of park-level integrated energy system based on ladder-type carbon trading is proposed in order to fully consider the low-carbon characteristic and the construction time sequence of park-level integrated energy system. The calculation model of carbon trading cost under ladder-type carbon trading mechanism is established，based on which，the multi-stage planning model of the park-level integrated energy system is established with the minimum life-cycle cost including the carbon trading cost as the objective function，so as to make the optimal decision on the equipment configuration in each planning stage. Through simulation，the economics of multi-stage planning and the coupling effects of carbon trading benchmark price，carbon trading price interval length，number of intervals and other parameters on multi-stage planning are discussed. The results show that the carbon emission of the system is sensitive to the changes of ladder-type carbon trading's parameters and the carbon trading benchmark price is the main factor affecting the planning result.

Key words：park-level integrated energy system；construction time sequence；multi-stage planning；low-carbon；ladder-type carbon trading

附录 A

表 A1 各个规划阶段的负荷最大值

Table A1 Maximum load at each planning stage

阶段	电负荷/kW	热负荷/kW	气负荷/kW
1	220	320	260
2	385	560	480
3	550	800	600

表 A2 各类候选设备的参数

Table A2 Parameters of candidate planning devices

设备	投资费用	维护费用/[元·(kW·h)$^{-1}$]	效率	寿命/a
光伏	10000 元/kW	0.039	—	25
电转气	5500 元/kW	0.015	0.60	20
电锅炉	1000 元/kW	0.04	0.95	20
热电联产	7000 元/kW	0.03	产热：0.45 产电： 0.30	25
燃气锅炉	1000 元/kW	0.03	0.95	25
电储	2000 元/（kW·h）	0.026	0.95	15
热储	800 元/（kW·h）	0.013	0.95	20
气储	1800 元/（kW·h）	0.011	0.95	25

表 A3 碳排放参数

Table A3 Parameters of carbon emissions

参数	参数值
单位电量的无偿碳排放额 β_e^* /[t·(MW·h)$^{-1}$]	0.728
单位热量的无偿碳排放额 β_h^* /（t·GJ^{-1}）	0.102
单位电量的碳排放量 β_e /[t·(MW·h)$^{-1}$]	1.08
单位热量的碳排放量 β_h /（t·GJ^{-1}）	0.065
P2G 碳捕获系数 β_g /[t·(MW·h)$^{-1}$]	0.106
电-热折算系数 $\varphi_{e,h}$ /[MJ·(kW·h)$^{-1}$]	6
碳交易价格/（元·t^{-1}）	267.6
碳交易价格增长系数 α	0.25

表 A4 电价、气价

Table A4 Power price and gas price

参数	取值	
购电	峰价（11:00—16:00、19:00—21:00）	1.35 元/（kW·h）
	平价（08:00—11:00、16:00—19:00、21:00—24:00）	0.9 元/（kW·h）
	谷价（00:00—08:00）	0.47 元/（kW·h）
售电	0.35 元/（kW·h）	
购气	0.28 元/（kW·h）（天然气低热值取值为 9.7kW·h/m^3）	
弃风	0.35 元/（kW·h）	

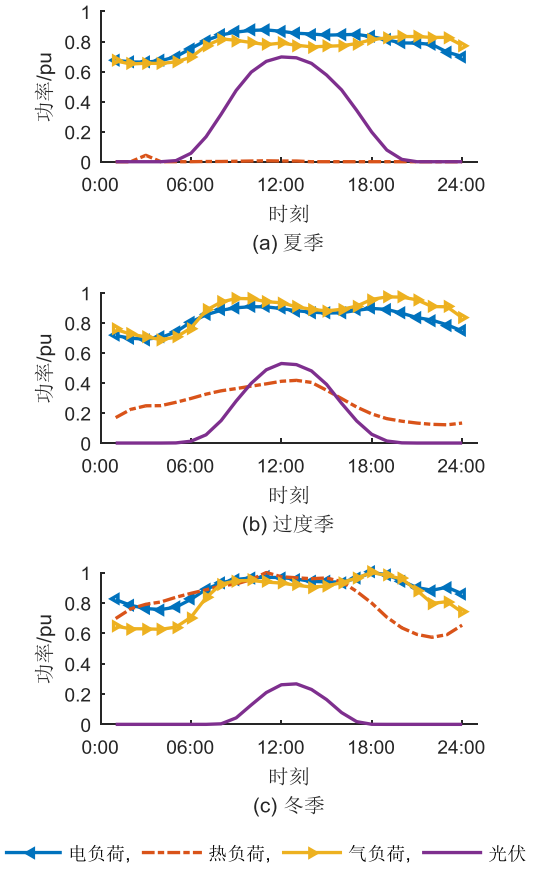


图 A1 典型日下负荷、光伏出力预测曲线

Fig.A1 Predicted load and PV output curves of typical days

附录 B

表 B1 4 种情形下的规划结果

Table B1 Planning results of four cases

阶段	EB/kW				GB/kW				CHP/kW				P2G/kW			
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4
阶段 1	120	125	44	43	725	680	276	273	124	217	103	123	0	0	0	0
阶段 2	0	0	30	36	0	0	224	179	0	0	52	135	0	0	0	0
阶段 3	0	0	39	37	0	0	208	206	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	120	125	113	116	725	680	708	658	124	217	155	258	0	0	0	0

阶段	PV/kW				ES/kW				HS/kW				GS/kW			
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4
阶段 1	547	611	373	361	609	534	612	595	255	258	110	110	0	0	0	0
阶段 2	0	0	274	300	0	0	11	93	0	0	81	84	0	0	0	0
阶段 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81	85	0	0	0	0
合计	547	611	647	661	609	534	623	688	255	258	272	279	0	0	0	0

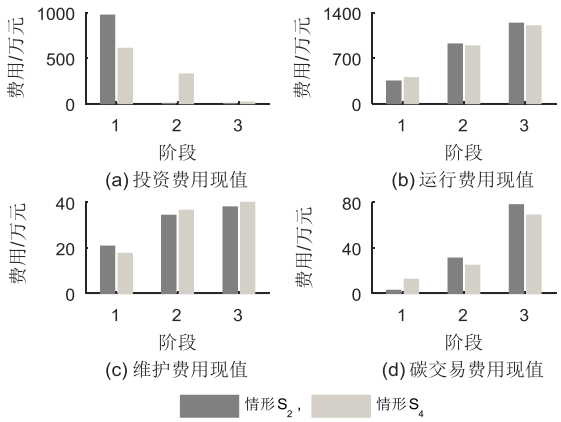


图 B1 情形 S_2 与 S_4 的各项费用对比

Fig.B1 Comparison of various costs between Cases S_2 and S_4

表 B2 4 种情形下各个阶段的能源购买量

Table B2 Energy purchase amount at different stages under different carbon trading prices

阶段	购电量/（MW h）				购气量/（MW h）			
	S_1	S_2	S_3	S_4	S_1	S_2	S_3	S_4
阶段 1	2281.07	1979.71	2903.62	2865.14	9670.77	9820.82	9860.91	10275.86
阶段 2	9491.67	8343.40	8671.15	7871.80	28783.39	30029.47	28469.86	29720.95
阶段 3	22071.81	20410.13	20757.20	19521.11	51932.67	53894.31	51317.20	53171.80

表 B3 光伏随机性仿真情形说明

Table B3 Photovoltaic randomness simulation situation description

情形	说明
C_1	按照光伏出力预测值进行规划，无波动
C_2	选定在多阶段规划的第三规划阶段期间内实际光伏出力低于预测出力的 15%
C_3	最“保守”地设定整个多阶段规划周期内实际光伏出力皆低于预测出力的 15%

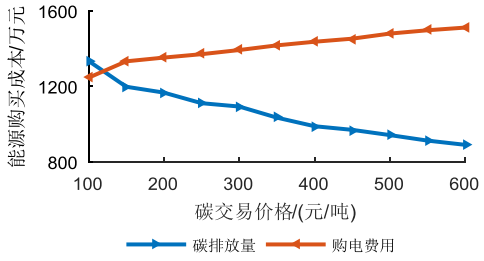


图 B2 能源购买费用随碳交易价格的变化趋势

Fig.B2 Trend of energy purchase cost changes with change of carbon trading price

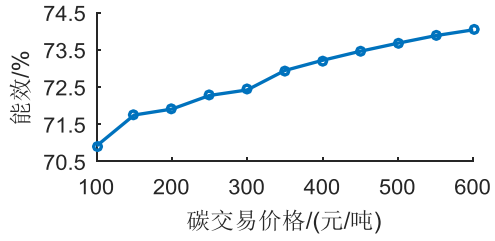


图 B3 园区综合能源系统能效随碳交易价格的变化趋势

Fig.B3 Trend of energy efficiency of park-level integrated energy system with change of carbon trading price

表 B4 不同碳交易价格区间长度下各个阶段的碳交易量

Table B4 Carbon trading amount at different stages under different carbon trading price interval lengths

碳交易价格区间长度/t	50	100	200	300	400	500	600	700	800	900
阶段 1	142.84	165.12	171.24	170.78	170.86	169.20	170.86	170.86	170.92	170.86
阶段 2	207.50	232.30	271.31	291.93	296.93	296.15	297.75	321.56	320.13	322.70
阶段 3	525.51	556.33	600.22	622.65	628.71	627.79	629.44	654.45	652.58	655.37

表 B5 碳交易机制与多阶段耦合仿真情形说明

Table B5 Simulation situation description of carbon trading and multi-stage coupling simulation

情形	说明
A_1	阶梯碳交易机制的所有参数不随规划阶段的变化而变化
A_2	每个阶段的碳交易基准价格逐次升高，价格区间长度、价格区间数目不变化
A_3	每个阶段的价格区间长度逐次变短，基准价格、价格区间数目不变化
A_4	每个阶段的价格区间数目逐次增多，基准价格、价格区间长度不变化
A_5	随规划阶段的变化上述，每个阶段的碳交易基准价格逐次升高、价格区间长度逐次变短、价格区间数目逐次增多

表 B6 碳交易机制参数敏感性比较

Table B6 Sensitivity comparison of carbon trading parameters

比较对象	参数	A_2	A_3	A_4
相较于 A_1	碳排放	5.17%	0.12%	0.55%
	全寿命周期成本	1.56%	0.20%	0.05%
相较于 A_5	碳排放	2.15%	7.59%	7.13%
	全寿命周期成本	0.50%	1.83%	1.98%