

碳交易下含氢储能的综合能源系统运行优化

任宇路,程昱舒,张雪瑞,王书姝

(国网山西省电力公司营销服务中心,太原 030002)

摘要: 在“双碳”背景下,为推进园区级综合能源系统(integrated energy systems, IES)建设、提升清洁能源消纳能力、降低园区碳排放,以综合能源系统运行总成本最小为目标函数,系统安全和机组出力为约束条件,引入电转气与碳捕获系统耦合设备,综合考虑了阶梯式碳交易和碳封存成本,建立了含氢储能的综合能源系统低碳调度模型。最后以某园区为算例,运用 CPLEX 求解器对所提模型进行求解,算例结果表明所建模型能够有效提高系统的经济性与低碳性,提高园区新能源消纳能力,减少弃风弃光等成本,进一步降低园区碳排放并减少经济运行成本,提高综合能源系统运行灵活性。

关键词: 阶梯碳交易;P2G-CCS 耦合;氢储能;IES 系统;低碳经济调度

DOI: 10.19753/j.issn1001-1390.2025.12.002

中图分类号: TM734

文献标识码: A

文章编号: 1001-1390(2025)12-0011-09

Operation optimization of integrated energy system with hydrogen storage under carbon trading

REN Yulu, CHENG Yushu, ZHANG Xuerui, WANG Shushu

(Marketing Service Center, State Grid Shanxi Electric Power Co., Ltd., Taiyuan 030002, China)

Abstract: Under the background of "double carbon", in order to promote the construction of integrated energy system (IES) at the park level, enhance the clean energy consumption capacity and reduce carbon emission, the utilization and sequestration of carbon dioxide generated by the operation of IES are considered to reduce carbon emissions. In this paper, with the minimum total operating cost of IES as the objective function, taking the unit output and system safety as the constraints, introducing the coupling device of power-to-gas and carbon capture system, we establish a low-carbon dispatching model of IES with hydrogen storage at the park level considering stepped carbon trading and carbon storage cost. Taking a park as an example, the CPLEX solver is used to solve the model. The example results show that the proposed model can effectively improve the economy and low-carbon nature of the system, improve the new energy consumption capacity in park, and reduce the cost of wind and light abandonment, which can effectively reduce the carbon emissions and operating costs of the park and improve the flexibility of IES operation.

Keywords: step carbon trading, P2G-CCS coupling, hydrogen storage, IES system, low carbon economic scheduling

0 引言

随着全球气候变暖问题的加剧,各国政府和企业越来越重视低碳经济发展。我国于 2020 年提出“碳达峰、碳中和”目标。能源行业碳排放占中国二氧化碳排放总量的 87%,其中电力行业碳排放超过能源行业碳排放总量的 40%,因此,要实现“碳达峰、碳中和”目标,电力行业是重中之重^[1]。处于演进过程的综合能源系统,持续推动了传统能源利用模式的变革,在电力系统中扮演着越来越重要的角

色^[2]。产业园区是城市发展的基础单元之一,但在我国仅国家和省级园区的碳排放总量就占到全国 1/3 左右^[3],展开面向低碳园区的综合能源系统优化研究是非常重要的。如何在保证园区的经济发展的同时减少二氧化碳的排放,是园区当前和长远所面临的双重挑战^[4]。

目前针对综合能源系统展开的研究有很多,从理论方面看主要有两个方面:一方面,综合能源系统可以耦合各种能源网络,促进新能源消纳,其多能互补的特性突出。文献[5]提出了一种基于冷热电联供系统的多目标优化模型,进行多阶段规划和

基金项目: 国网山西省电力公司科技项目(520531220003)

多场景分析;文献[6]为提升园区级综合能源系统的可再生能源消纳能力以及碳排放效益,提出了含耦合电转气(power-to-gas, P2G)和碳捕获系统 CCS(carbon capture system)的优化调度模型,有效减少二氧化碳排放;文献[7]提出了一种计及可再生能源消纳的电热综合能源系统多目标优化数学模型,并通过对偶转化和行列生成算法对所提模型进行求解。另一方面,为节能减排,综合能源系统碳交易问题凸显,为量化碳减排在综合能源系统(integrated energy systems, IES)中获得的经济效益,研究学者将碳交易机制引入综合能源系统。文献[8]以经济成本和碳交易成本最小为优化目标,引入构建包含碳交易机制的 IES 低碳经济调度模型;文献[9]详细分析了引入碳交易机制对综合能源系统的经济性与碳排放量的影响。以上文献引入的交易机制为传统碳交易,虽然其能够抑制碳排放量,但 IES 系统成本也因此会大幅提升。当考虑经济性时,阶梯式碳交易表现出更好的碳排放量抑制效果,对于减少系统碳排放量具有积极作用。文献[10]在电-气-热综合能源系统低碳经济调度模型中引入阶梯式碳交易,为综合能源系统的低碳调度运营提供了有价值的参考;在文献[11]中,提出了一种基于需求侧响应和阶梯式碳交易机制的综合能源系统优化调度模型,在提高系统运行经济性的同时降低了碳排放量。

上述文献已经做了大量的研究,仍存在不足之处。现有研究所建立的模型未能同时考虑低碳性、经济能源利用效率提升问题,未能充分融合系统中各类能源,尤其是非电能源,某些特定行业仍需依靠燃烧释放的热能,仅靠电力碳中和无法满足其能源需求。此外,现有研究多建立于仿真系统,在实际园区中的应用性较差。

基于以上背景,为解决当前许多园区存在的能源利用效率低和碳排放量高等问题,综合考虑系统经济性、低碳性及能源利用效率,本文提出了一种面向低碳园区的综合能源系统优化调度模型。首先引入氢储能,构建电-热-氢储能模型,同时引入电转气与碳捕集与封存技术,两者的耦合使得园区中产生的二氧化碳能够与电转气产生的氢气反应生成天然气,以供给园区的机组使用,引入氢能这类非电能源可以提高园区能源的利用效率,增强系统灵活系统性和可靠性;其次引入了动态的阶梯式碳交易机制,使用分段计价的形式,旨在更加灵活地反映市场变化,激励参与者减少碳排放,提高碳排放效益;最后,考虑到园区经济性和低碳性,以园区运行成本和碳交易成本为目标函数,为园区提供运

行策略。

1 综合能源系统及模型

1.1 综合能源系统结构

在含电-热-氢储能的 IES 系统中引入 P2G-CCS 耦合技术,其系统框架配置如图 1 所示,能源供应主要依赖于新能源发电、上级电网以及热能、天然气传输网络,主要发电机组包括光伏发电、风力发电和燃气轮机(combined heat and power, CHP);负荷包括电、热、气负荷;储能设备包括电储能(electric energy storage, EES)、热储能(thermal energy storage, TES)、氢储能(hydrogen storage, HS);转换设备包括燃气锅炉(gas boiler, GB)、电转气(power to gas, P2G)设备、电锅炉(electric boiler, EB)、电解槽(electrolyzer, EL)、燃氢燃气轮机(gas turbine, GT)、燃气轮机^[12-13]。该园区及综合能源系统可以灵活地与外部电、热、气能源市场进行能量交换,园区的具体能量流动如图 1 所示。

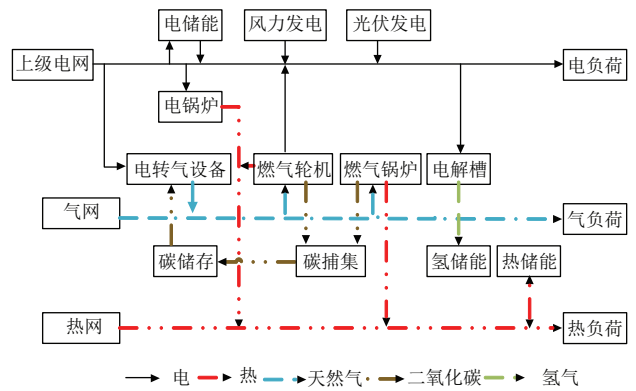


图 1 综合能源系统结构图

Fig. 1 Structure diagram of integrated energy system

1.2 电热氢储能模型

鉴于电、热、氢等储能设备的模型相似,故文中对储能设备统一进行建模^[14]:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{ES,n,t}^{cha} \leq B_{ES,n,t}^{cha} P_{ES,n}^{max} \\ 0 \leq P_{ES,n,t}^{dis} \leq B_{ES,n,t}^{dis} P_{ES,n}^{max} \\ P_{ES,n,t} = P_{ES,n,t}^{cha} \eta_{ES,n}^{cha} - \frac{P_{ES,n,t}^{dis}}{\eta_{ES,n}^{dis}} \\ S_{n,t} = S_{n,t-1} + \frac{P_{ES,n,t}}{P_{ES,n}^{cap}} \\ S_{n,t} = S_{n,24} \\ B_{ES,n,t}^{cha} + B_{ES,n,t}^{dis} = 1 \\ S_n^{min} \leq S_{n,t} \leq S_n^{max} \end{array} \right. \quad (1)$$

式中: $P_{ES,n,t}^{cha}$ 、 $P_{ES,n,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻第 n 种储能装置的充、放功率; $P_{ES,n}^{max}$ 为第 n 种储能装置的充、放最大功率; $B_{ES,n,t}^{cha}$ 、 $B_{ES,n,t}^{dis}$ 分别为 t 时刻第 n 种储能装

置的充、放状态参数,是 0-1 变量; $P_{ES,n,t}$ 为 t 时刻第 n 种储能装置最终的充放功率; $\eta_{ES,n}^{\text{cha}}$ 、 $\eta_{ES,n}^{\text{dis}}$ 分别为第 n 种储能装置的充、放效率; $S_{n,t}$ 为 t 时刻第 n 种储能装置的容量; $P_{ES,n}^{\text{cap}}$ 为第 n 种储能装置的额定容量; S_n^{max} 、 S_n^{min} 分别为第 n 种储能装置容量的上、下限。

1.3 P2G-CCS 耦合模型

P2G-CCS 耦合技术是指用过剩的电机电解水产生 H_2 , H_2 与 CHP 机组排放的 CO_2 发生化学反应产生天然气,供给 CHP 机组^[15]。这一过程实现了能源的循环利用,有助于减排和降低系统运行的成本^[16]。CHP 机组排放的 CO_2 可以有效地被 CCS 捕获,CCS 捕获的 CO_2 可作为未被捕获的二氧化碳 P2G 过程的优质碳原料^[17]。本研究采用了燃烧后碳捕获技术,下列公式为耦合 P2G 和 CCS 模型。

$$\begin{cases} Q_{\text{H}_2,t}^{\text{EL}} = \frac{\eta^{\text{EL}} P_{e,t}^{\text{EL}}}{H_g} \\ Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CCS}} = \eta^{\text{CCS}} Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CHP}} \frac{1000}{\rho_{\text{CO}_2}} \\ Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{XCCS}} = (1 - \eta^{\text{CCS}}) Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CHP}} \\ P_{e,t}^{\text{CCS}} = \lambda^{\text{CCS}} Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CCS}} \\ Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CCS}} = Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{ME}} + Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{STO}} \\ Q_{\text{CH}_4,t}^{\text{ME}} = \frac{1}{4} Q_{\text{H}_2,t}^{\text{EL}} \\ Q_{\text{CH}_4,t}^{\text{ME}} = (Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{ME}} + Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{buy}}) \frac{1}{1000 V_m} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $Q_{\text{H}_2,t}^{\text{EL}}$ 为电转气中电解槽 t 时段所产生氢气的量; η^{EL} 表示电解槽 t 时段消耗的电功率; $P_{e,t}^{\text{EL}}$ 为电解槽转换效率; H_g 为氢气的热值; $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CCS}}$ 、 $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{XCCS}}$ 分别为碳捕获系统在 t 时段所捕获到的二氧化碳量、未被捕获的二氧化碳; $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{CHP}}$ 为 CHP 机组 t 时段所排放的二氧化碳量; η^{CCS} 为 CCS 捕获效率; ρ_{CO_2} 为标准大气压下二氧化碳的气体密度; $P_{e,t}^{\text{CCS}}$ 、 $P_{\text{fix},t}^{\text{CCS}}$ 、 $P_{\text{cap},t}^{\text{CCS}}$ 分别为碳捕获系统运行能耗、固定能耗和捕获能耗; λ^{CCS} 为碳捕集能耗系数; $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{ME}}$ 、 $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{STO}}$ 分别为 t 时段用于合成甲烷和储存的二氧化碳量; $Q_{\text{CH}_4,t}^{\text{ME}}$ 为合成甲烷的摩尔质量; $Q_{\text{CO}_2,t}^{\text{buy}}$ 为从市场购买的二氧化碳量; V_m 为标准状态下气体摩尔体积。

1.4 阶梯碳交易模型

在碳交易市场中,参与方可以根据实际排放量和排放配额之间的差值,以合理的方式进行碳排放权的买卖^[18]。实施碳交易制度可以有效促进 IES

调度系统对节约能源和减少排放的主动应对^[19]。在我国,碳交易机制主要分为传统碳交易和阶梯式碳交易两种^[20]。阶梯碳交易机制主要包含无偿碳排放配额、实际碳排放量和阶梯碳交易成本模型^[21]。以一天为一个周期,步长为 1 h。

碳交易的无偿碳排放配额计算公式如下:

$$E_t^{\text{q}} = E_t^{\text{q,BUY}} + E_t^{\text{q,CHP}} + E_t^{\text{q,GB}} \quad (3)$$

$$E_t^{\text{q,BUY}} = \zeta_{\text{q}}^{\text{BUY}} P_t^{\text{BUY}} \quad (4)$$

$$E_t^{\text{q,CHP}} = \zeta_{\text{q,p}}^{\text{CHP}} P_t^{\text{CHP}} + \zeta_{\text{q,h}}^{\text{CHP}} H_t^{\text{CHP}} \quad (5)$$

$$E_t^{\text{q,GB}} = \zeta_{\text{q}}^{\text{GB}} H_t^{\text{GB}} \quad (6)$$

式中: E_t^{q} 、 $E_t^{\text{q,BUY}}$ 、 $E_t^{\text{q,CHP}}$ 、 $E_t^{\text{q,GB}}$ 分别为 t 时刻综合能源系统、系统外购电力、CHP 机组和燃气锅炉的无偿碳排放配额; P_t^{BUY} 、 P_t^{CHP} 、 H_t^{CHP} 、 H_t^{GB} 分别为 t 时刻购电功率、CHP 机组电功率、热功率、GB 热功率; $\zeta_{\text{q,p}}^{\text{CHP}}$ 、 $\zeta_{\text{q,h}}^{\text{CHP}}$ 、 $\zeta_{\text{q}}^{\text{GB}}$ 、 $\zeta_{\text{q}}^{\text{BUY}}$ 分别为 t 时刻 CHP 电功率、热功率、GB 热功率、购电量的基准配额系数。

实际碳排放量是实际碳排放强度在时间上的求和,实际碳排放强度的计算公式如下:

$$E_t^{\text{p}} = E_t^{\text{p,BUY}} + E_t^{\text{p,CHP}} + E_t^{\text{p,GB}} \quad (7)$$

式中: E_t^{p} 、 $E_t^{\text{p,BUY}}$ 、 $E_t^{\text{p,CHP}}$ 、 $E_t^{\text{p,GB}}$ 分别为 t 时刻综合能源系统、系统外购电力、CHP 机组和燃气锅炉的实际碳排放强度,其中 $E_t^{\text{p,BUY}}$ 、 $E_t^{\text{p,CHP}}$ 、 $E_t^{\text{p,GB}}$ 的计算方式与式(4)~式(6)基本一致,区别在于碳排放强度系数与基准碳配额系数取值不同。

实际参与到碳市场的碳排放交易额为:

$$E_t^{\text{b}} = E_t^{\text{p}} - E_t^{\text{q}} \quad (8)$$

阶梯式碳交易的特点是将二氧化碳排放量分为多个区间,阶梯式碳交易成本的计算式为:

$$C_t^{\text{cb}} = \begin{cases} \lambda E_t^{\text{b}}, & E_t^{\text{b}} \leq l \\ \lambda l + \lambda(1 + \alpha)(E_t^{\text{b}} - l), & l \leq E_t^{\text{b}} \leq 2l \\ \lambda(2 + \alpha)l + \lambda(1 + 2\alpha)(E_t^{\text{b}} - 2l), & 2l \leq E_t^{\text{b}} \leq 3l \\ \lambda(3 + 3\alpha)l + \lambda(1 + 3\alpha)(E_t^{\text{b}} - 3l), & 3l \leq E_t^{\text{b}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: E_t^{b} 为 t 时刻参与碳交易市场的 CO_2 量; C_t^{cb} 为 t 时刻碳交易成本; λ 为碳交易基准值; l 为碳排放区间长度; α 为碳交易的价格增长率;当 $E_t^{\text{b}} \leq 0$ 时,表示此时系统碳排放量低于碳排放额度,阶梯碳交易模型向市场出售碳排放权交易额, C_t^{cb} 视为碳排放权的售出,单位为负^[22-23]。

2 IES 低碳经济优化模型

2.1 目标函数

在碳交易体系下确保园区级综合能源系统的资源结构满足其运行要求的前提下,达到经济和环境效益的最优,以 IES 系统的总运行成本最小为目

标函数,总运行成本包括购能成本、弃风光成本、阶梯碳交易成本、电热氢储能投资成本、系统维护成本。目标函数为:

$$\min C = C_{pt} + C_{wpl} + C_{cb} + C_{cap} + C_{dep} + C_o \quad (10)$$

式中: C 为 IES 日运行总成本; C_{pt} 为购电、购热、购气成本总和; C_{wpl} 为弃风光成本; C_{cb} 为碳市场交易费用; C_{cap} 为电热氢储能系统等日值下的总投资成本; C_{dep} 为系统折旧成本; C_o 为其他机组运行维护费用。

电、热、气相关成本:

$$\begin{cases} C_{pt} = \sum_{t=1}^T (g_e P_t^{BUY} + g_h H_t^{BUY} + g_{gb} G_t^{BUY}) \\ C_{wpl} = \sum_{t=1}^T g_l P_t^{wpl} \end{cases} \quad (11)$$

式中: g_e 、 g_h 、 g_l 、 g_{gb} 分别为购电、购热、弃风光、购气的单位成本; P_t^{BUY} 、 H_t^{BUY} 、 P_t^{wpl} 、 G_t^{BUY} 分别为购电量、购热量、弃风光量、购气量。

电热氢储能系统日等值下的总投资成本计算方式如下:

$$C_{cap} = \sum_{k=1}^5 C_{cap,k} \cdot (1+r) \quad (12)$$

式中: r 表示折现率; $C_{cap,k}$, $k=1,2,\dots,5$ 分别表示风电、光伏、储能装置逆变器、储能电池装置、光热、储热装置、电解槽、燃料电池、储氢装置的投资成本,计算方式如下:

$$\begin{cases} C_{cap,1} = C_w \cdot \lambda_w \\ C_{cap,2} = C_v \cdot \lambda_v \\ C_{cap,3} = C_M \cdot \lambda_{M1} + E_M \cdot \lambda_{M2} \\ C_{cap,4} = C_N \cdot \lambda_{N1} + E_N \cdot \lambda_{N2} \\ C_{cap,5} = C_P \cdot \lambda_{P1} + C_F \cdot \lambda_{P2} + E_P \cdot \lambda_{P3} \end{cases} \quad (13)$$

式中: C_w 和 λ_w 分别表示风电场装机容量和单位装机投资成本; C_v 和 λ_v 分别表示光伏电站装机容量和单位装机投资成本; C_M 和 λ_{M2} 分别表示储能电站装机容量和单位装机(逆变器容量)投资成本; E_M 和 λ_{M2} 分别表示储能电站电池容量和单位容量投资成本; C_N 和 λ_{N1} 分别表示光热电站装机容量和单位装机投资成本; E_N 和 λ_{N2} 分别表示储热装置容量和单位容量投资成本; C_P 和 λ_{P1} 分别表示电解槽装机容量和单位装机投资成本; C_F 和 λ_{P2} 分别表示燃料电池装机容量和单位装机投资成本; E_P 和 λ_{P3} 分别表示储氢装置容量和单位容量投资成本。上述变量中的优化变量为储能电站电池容量 E_M 、储热装置容量 E_N 和储氢装置容量 E_P ,其他均为已知量。

电热氢储能系统折旧成本计算方式如下:

$$C_{dep} = C_{cap} \cdot (1 - \gamma_r) \quad (14)$$

式中: γ_r 为残值系数。

其他机组运行维护费用计算方式如下:

$$C_o = \sum_{k=1}^n C_{cap,k} \cdot \gamma_{o,k} \quad (15)$$

式中: $\gamma_{o,k}$ 为运维成本系数, n 为各类型机组数量。

碳市场交易以及碳封存成本:

$$\begin{cases} C_{cb} = \sum_{t=1}^T C_t^{cb} \\ C_{cs} = \sum_{t=1}^T k_s (Q_{CCS,t}^{SCO_2} + Q_{BNG,t}^{SCO_2}) \end{cases} \quad (16)$$

2.2 约束条件

1) 电功率平衡。

$$P_t^{CHP} + P_t^{WN} + P_t^{VN} + P_{1,t}^d + P_t^{BUY} = P_t^L + P_{1,t}^c + P_t^{BNGE} + P_t^{EB} + P_t^{P2G} + P_t^{CCS} \quad (17)$$

式中: P_t^{CHP} 为 CHP 在 t 时刻的输出电功率; P_t^{EB} 为电锅炉消耗的电功率; P_t^{WN} 、 P_t^{VN} 分别为 t 时刻风电、光电的上网功率; $P_{1,t}^d$ 、 $P_{1,t}^c$ 分别为 t 时刻电储能的充电、放电功率; P_t^L 为 t 时刻电负荷。

2) 热功率和气功率平衡。

$$\begin{cases} H_t^{CHP} + H_t^{EB} + H_t^{GB} + H_{2,t}^d + H_t^{BUY} = H_t^L + H_{2,t}^c \\ G_t^{BUY} + G_t^{P2G} + G_t^{BNG} = G_t^L + G_t^{GB} + G_t^{CHP} \end{cases} \quad (18)$$

式中: H_t^{CHP} 为 CHP 机组在 t 时刻的热功率输出; H_t^{EB} 为电锅炉热功率输出; H_t^{GB} 、 G_t^{GB} 分别为 t 时刻 GB 热功率输出以及消耗的天然气的; $H_{2,t}^d$ 、 $H_{2,t}^c$ 分别为 t 时刻热储能装置的充热、放热功率; H_t^{BUY} 为 t 时刻购热量; H_t^L 为 t 时刻热负荷。 G_t^{BUY} 为 t 时刻燃气购买量; G_t^L 为 t 时刻气负荷。

3) 机组输出功率约束。

$$\{P_{t,\min}^i \leq P_t^i \leq P_{t,\max}^i, i \in \{EB, GB, CHP\}\} \quad (19)$$

式中: $P_{t,\max}^i$ 、 $P_{t,\min}^i$ 分别为上、下限 i 机组的最大、最小输出功率。

4) 机组爬坡约束。

$$P_{rd,\max}^i \leq P_t^i - P_{t-1}^i \leq P_{ru,\max}^i, i \in \{EB, GB, CHP\} \quad (20)$$

式中: $P_{ru,\max}^i$ 、 $P_{rd,\min}^i$ 分别为 i 机组的最大向上、向下爬坡功率。

5) 电、热、氢储能装置运行一般约束在前面建模部分已给出,在此不做详细阐述。

6) 购电约束。

$$P_t^{BUY} \leq P_{t,\max}^{net} \quad (21)$$

式中: $P_{t,\max}^{net}$ 为 t 时段系统交换功率最大; P_t^{BUY} 表示系统向外交换功率小于交换功率极限。

2.3 模型求解

基于阶梯式碳交易机制,考虑电转气和碳捕获的耦合关系,建立了一个园区级综合能源系统的低碳经济调度模型,通过 MATLAB 调用 YALMIP 工具箱中的 CPLEX 求解器进行求解计算,输出一天 24 h 相应时段的设备出力和能耗,获得园区最低运行成本,进而得到园区一天的最优运行状态。模型求解流程图如图 2 所示。

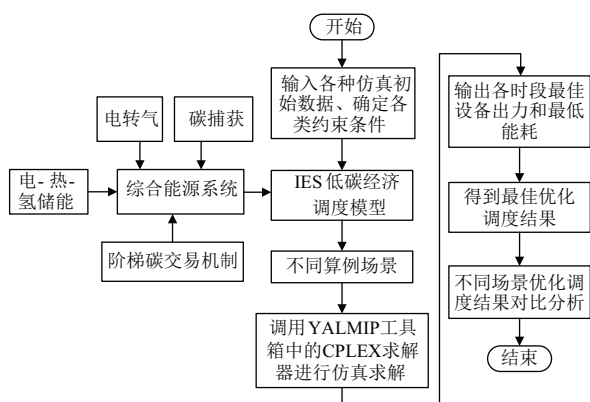


图 2 模型求解流程图

Fig. 2 Flow chart of model solving

3 算例分析

为验证所提出的 IES 系统低碳经济调度模型的低碳性与经济性,文中以某园区作为研究对象。系统以一天为一个周期,步长为 1 h。

3.1 算例基本数据

该园区包含风电与光伏发电两种新能源发电类型,负荷类型包含电负荷、气负荷、热负荷,预测曲线如图 3 所示。

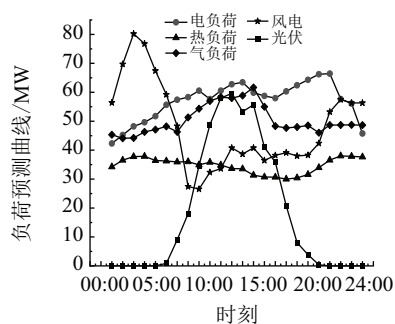


图 3 电热气负荷及风光电预测曲线

Fig. 3 Electrical, heat, gas and wind-PV load forecasting curves

能源的实时价格^[6]如表 1 所示,系统机组参数数据如表 2 所示,氢储能设备运行参数参考文献[23]。碳交易的基本参数为包括碳价增长率为 0.25,补偿系数为 0.25,碳排放量的区间长度为 80 t,基价为 200 元/t^[24]。

表 1 园区内分时能源价格

Tab. 1 Time-of-use energy price in the park

能源类型	时段	价格/元
电能/MW·h	1:00—6:00	350
	7:00—8:00, 12:00—	500
	14:00, 19:00—24:00	
	9:00—11:00, 15:00—18:00	650
天然气/m ³	1:00—6:00, 20:00—24:00	3.61
	9:00—10:00, 13:00—16:00	4.83
	7:00—8:00, 11:00—12:00,	8.46
热能/MW·h	17:00—19:00	
	01:00—24:00	400

表 2 系统机组参考

Tab. 2 System unit parameters

参数类型	EB	CHP	CCS	GB	P2G	EES/TES
功率上限/MW	15	25	10	20	20	10
功率下限/MW	0	0	0	0	0	0
爬坡率/MW	10	10	—	20	20	—
容量/MW	—	—	—	—	—	50
运行效率	0.99	—	0.9	0.93	0.6	—
热电比	—	0.4/0.35	—	—	—	—
充放效率	—	—	—	—	—	0.95/0.88

3.2 场景设置

为了更清晰直观地探究模型的有效性,文中设置以下五种场景,如表 3 所示,探究对比是否建立电热氢储能模型、普通碳交易与阶梯碳交易、建立 P2G-CCS 耦合模型对园区运行效果的影响。

表 3 场景设定

Tab. 3 Scenario setting

场景	P2G-CCS	普通碳交易	阶梯式碳交易	氢储能
一	×	√	×	×
二	√	√	×	×
三	×	×	√	×
四	√	×	√	×
五	√	×	√	√

场景一:普通碳交易机制下的综合能源系统,未考虑 P2G-CCS 耦合。场景二:普通碳交易机制下的综合能源系统,考虑 P2G-CCS 耦合。场景三:阶梯式碳交易机制下,未考虑 P2G 和 CCS 耦合。场景四:阶梯式碳交易机制下,考虑 P2G-CCS 耦合。场景五:阶梯式碳交易机制下,考虑含氢储能的 P2G-CCS 耦合的综合能源系统。

3.3 结果分析

3.3.1 运行成本分析

五种场景下系统的优化调度对比结果如表 4 所示。可以看到,场景一运行成本最低,仅为 2.638 3 万元;场景一、三相较于场景二、四、五,未采用 P2G-CCS 耦合技术,未能完全消纳可再生能源,产生弃风弃光成本,分别为 0.263 7 万元、0.364 7 万元,而场景二、四、五未产生弃风弃光惩

罚成本,完全消纳了园区中的可再生能源,这说明考虑 P2G-CCS 技术可以消纳更多的可再生能源;此外,电转气设备与碳捕获进行耦合的系统可以自消纳 CHP 产生的 CO_2 ,使得场景二、场景四的购气成本比场景一、场景三的购气成本平均值降低了 18.33%。由于高比例的可再生能源渗透,1~4 场景下均无需购电。场景四相较于场景三,从表 4 中可以看出相比普通碳交易机制,采用了阶梯碳交易机制的场景二、场景四的总运行成本较场景一、场景三相比平均降低了 12.43%,碳交易收益提升了 113.08%,参与碳市场交易的收益大于系统在其他方面的成本,表明阶梯碳交易能够在降低碳排放的同时,带来一定的经济效益。

场景五相对于其他场景,增加了电热氢储能耦合模型,电热氢储能系统需要额外的设备,如电解设备、氢气储存设备和燃料电池,导致初始投资成本增加;电热氢储能系统的运行和维护较为复杂,需要额外的管理和维护工作,提升了运营成本。此外,由于园区中电力来源不是完全可再生的,储能过程可能间接导致更多的碳排放,碳捕集成本有所提高,进一步导致系统成本提高。此外,场景五电、热、氢三种能源的耦合提高了能源利用率,碳交易收益相对于场景四增加 19.5%。

表 4 场景 1-5 优化调度对比结果

Tab. 4 Scenarios 1-5 comparison results of

optimal scheduling

单位:万元

成本类型	场景一	场景二	场景三	场景四	场景五
碳交易收益	2.482 9	1.232 3	5.271 3	11.232 2	13.422 9
购电成本	0	0	0	0	0
购热成本	0.435 3	0.562 3	2.341 2	3.762 2	7.382 1
购气成本	65.234 2	53.432 3	63.454 2	55.322 1	60.982 2
碳捕集成本	0	2.027 3	0	2.543 1	2.987 2
碳储存成本	0	0.975 3	0	1.375 3	1.523 7
弃风弃光成本	0.263 7	0	0.364 7	0	0
运行成本	2.638 3	3.682 2	3.273 1	3.762 3	4.025 3
电热氢投资成本	0	0	0	0	3.210 8
系统折旧成本	0.366 2	0.536 2	0.366 2	0.536 2	0.792 1
总成本	66.454 8	59.983 3	64.528 1	56.069	62.480 5

3.3.2 碳足迹分析

计算出五种场景下的碳足迹,如表 5 所示。场景一、三,未考虑 P2G 和 CCS,因此场景一产生的 CO_2 未被捕获;场景二、四、五考虑了 P2G 和 CCS,不仅可以捕获 CO_2 ,还可以利用被捕获的 CO_2 合成 CH_4 。进一步分析可知,场景四的碳排率放较场景一降低了 79.97%,同时碳利用率达到了场景一碳排放总量的 25.30%,验证了所提模型能够有效降低园区碳排放量并提高碳利用率。场景五相较于场景四,增加了电热氢储能,碳排放量降低 14.26%。

表 5 场景 1-5 碳足迹

Tab. 5 Scenario 1-5 carbon trajectory 单位: m^3

场景	碳排放	碳利用场	碳储存
一	53 170.42	0	0
二	12 082.39	12 483.71	42 665.05
三	51 273.65	0	0
四	10 652.57	13 452.24	34 220.27
五	93 22.87	14 238.71	3 612.36

3.3.3 调度运行分析

建立了五种场景,在此对场景四、场景五的调度运行结果进行展示和分析,场景四与场景五的区别在于是否建立电热氢储能模型。场景四、场景五的电功率调度结果如图 4、图 5 所示,热能调度结果如图 6、图 7 所示,天然气调度结果如图 8、图 9 所示。

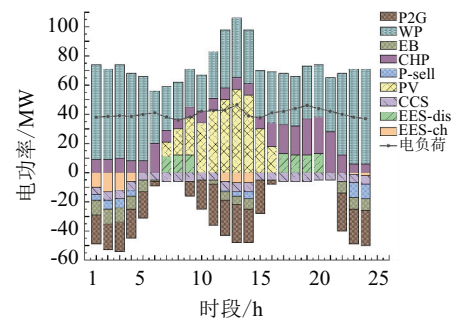


图 4 场景四电能调度结果

Fig. 4 Power dispatching result in scenario 4

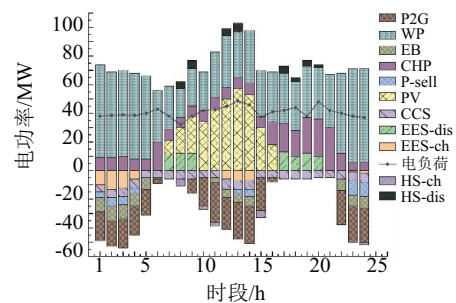


图 5 场景五电能调度结果

Fig. 5 Power dispatching result in scenario 5

由图 4、图 5 可知,01:00—05:00、22:00—24:00 为高风时段,平均功率约为 75 MW;10:00—14:00 为高光时段,平均功率约为 40 MW;电能风光出力峰值存储,在风光能源出力谷时(7:00—9:00, 16:00—21:00)释放,实现了能量转移和平衡。总体上看,在风光高发时段,电转气和碳捕集消纳风光,同时储能进行存储;在高负荷和风光能源供应不足时,释放电能,同时提高热电联产机组出力以满足负荷需求,实现了能量的时移调配。此外,由图 5 可以看出,在电力需求高峰期时,氢储能系统可以提供额外的电力,在电力需求平谷期,可以将多余的电力转化为氢气,实现削峰填谷效果。

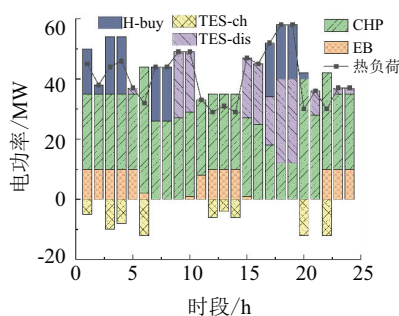


图 6 场景四热能调度结果

Fig. 6 Thermal energy scheduling results in scenario 4

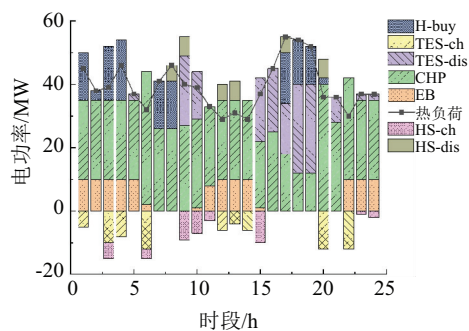


图 7 场景五热能调度结果

Fig. 7 Thermal energy scheduling results in scenario 5

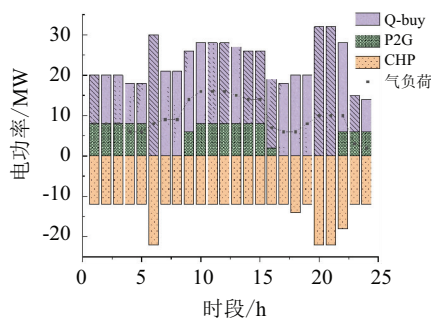


图 8 场景四天然气调度结果

Fig. 8 Natural gas dispatch results in scenario 4

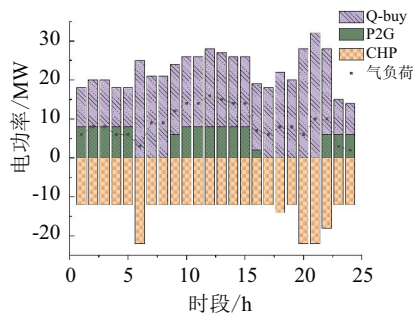


图 9 场景五天然气调度结果

Fig. 9 Natural gas dispatching results in scenario 5

从图 6、图 7 可以看出,在 18:00—19:00 时,为热负荷最高时段,而对应时段的用电量需求减少,热电联产机组出力减少,电锅炉出力增加。由图 7

可以看出,电-热-氢储能模型的引入可以实现热负荷的调节,减少系统的外部购热。

从图 8、图 9 可以看出,在风光能源高发时段, P2G 设备将多余的风电、光电转化为天然气,促进系统对风电、光电的消纳,并降低了购买天然气的成本。在气价平谷时期,风电、光电盈余量较少,系统向上级气网购买气量增加。此外,场景五中,氢储能系统在电力需求低谷时利用多余电能进行电解水制备,减少对传统天然气发电的依赖,提高能源系统的效率。

3.3.4 电热氢储能对系统优化结果的影响

考虑碳市场与碳成本的情况下,电-热-氢储能的引入提高了园区能源产消能力,增加了园区“多能互补”运行模式。由表 4 可知,场景五中电-热-氢储能的引入,购热成本相较于场景四增加了 96.21%,购热成本增加了 10.23%,但其产生的氢气分担了 CHP 机组的部分成本,提高了电热负荷的灵活性。

在阶梯式碳交易下,电-热-氢储能的引入提供了一种降低碳排放的供能方式,并可以根据系统需求承担充电产能者或者消费者的角色,同时提高了园区能源产消能力,增加了园区“多能互补”运行模式。

4 结束语

文章引入了阶梯式碳交易机制,并综合考虑了电热氢储能,提出了一种新的 IES 低碳调度模型,为实现更高效、低碳的园区能源运营提供了新的策略和工具。建立 5 种场景下并分析在不同场景下能源调度仿真结果,得到以下结论:

- 1) 模型在园区内实现了可再生能源的完全消纳,同时自消纳 CHP 产生的 CO_2 ,可提高园区新能源消纳能力,降低弃风弃光成本。
- 2) 采用阶梯碳交易模型的总运行成本小于普通碳交易模型,证明了阶梯碳交易的引入能够在减少碳排放的同时提升系统经济系。
- 3) 电-热-氢三种能源的耦合,提高系统灵活性,在综合能源系统优化中起到较好的推动作用,提高系统的经济效益和能效利用率。

参考文献

- [1] 舒印彪,张丽英,张运洲,等.我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J].中国工程科学,2021,23(6):1-14.
SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.
- [2] 文福拴,鲁刚,黄杰.面向碳达峰、碳中和的综合能源系统[J].全球能源互联网,2022,5(2):116-117.

- WEN Fushuan, LU Gang, HUANG Jie. Integrated energy system for carbon peaking and carbon neutralization[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(2): 116-117.
- [3] 葛磊蛟, 李京京, 李昌禄, 等. 面向零碳园区的综合能源系统优化运行技术综述[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1821-1835.
- GE Leijiao, LI Jingjing, LI Changlu, et al. An overview of integrated energy system optimal operation technology for zero-carbon parks[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1821-1835.
- [4] 林德力, 周莉. 园区综合能源系统低碳发展路径与评价研究[J]. 电气技术与经济, 2023(7): 34-36, 40.
- LIN Deli, ZHOU Li. Study on low-carbon path and evaluation of integrated energy system in park[J]. Electrical Equipment and Economy, 2023(7): 34-36, 40.
- [5] 权超, 董晓峰, 姜彤. 基于 CCHP 耦合的电力、天然气区域综合能源系统优化规划[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2456-2466.
- QUAN Chao, DONG Xiaofeng, JIANG Tong. Optimization planning of power and natural gas regional integrated energy system based on CCHP coupling[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2456-2466.
- [6] 李欣, 刘立, 黄婧琪, 等. 含耦合 P2G 和 CCS 的园区级综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(4): 18-25.
- LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, et al. Optimal dispatch of park-level integrated energy system with coupling P2G and CCS[J]. Transactions of Electric Power System and Automation, 2023, 35(4): 18-25.
- [7] 邱涛, 巩志皓, 张昊, 等. 计及可再生能源消纳的电热综合能源系统多目标优化模型[J]. 电力大数据, 2023, 26(5): 18-24.
- QIU Tao, GONG Zhihao, ZHANG Hao, et al. Multi-objective optimization model of electrothermal integrated energy system with renewable energy absorption[J]. Power Big Data, 2023, 26(5): 18-24.
- [8] 范梦琪, 刘建锋, 朱正航. 含电转气的电—气综合能源系统低碳经济调度策略[J]. 水电能源科学, 2019, 37(10): 204-208.
- FAN Mengqi, LIU Jianfeng, ZHU Zhenghang. Power-to-gas considered low-carbon economic dispatch for integrated electricity-gas energy system[J]. Water Resources and Power, 2019, 37(10): 204-208.
- [9] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 基于碳交易机制的电—气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 9-16.
- WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, et al. Low-carbon economic operation of integrated energy-to-electricity system based on carbon trading mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9-16.
- [10] 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 considering stepped carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [11] 王凌云, 徐健哲, 李世春, 等. 考虑电—气—热需求响应和阶梯式碳交易的综合能源系统低碳经济调度[J]. 智慧电力, 2022, 50(9): 45-52.
- WANG Lingyun, XU Jianzhe, LI Shichun, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering electricity-gas-heat demand response and stepped carbon trading[J]. Smart Power, 2022, 50(9): 45-52.
- [12] 赵莎莎, 朱雅魁, 王悦. 基于大数据分析的综合能源系统负荷特性聚类分析[J]. 电测与仪表, 2023, 60(2): 10-15, 52.
- ZHAO Shasha, ZHU Yakui, WANG Yue. Cluster analysis of integrated energy system load characteristics based on big data analysis[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(2): 10-15, 52.
- [13] 张娜, 王欢, 宋坤, 等. 基于多能源需求响应的综合能源系统动态优化控制研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(2): 16-24.
- ZHANG Na, WANG Huan, SONG Kun, et al. Study on dynamic optimal control of integrated energy system based on multi-energy demand response[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(2): 16-24.
- [14] 李湃, 黄越辉, 张金平, 等. 多能互补发电系统电/热/氢储能容量协调优化配置[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-11[2023-11-06].
- LI Pai, HUANG Yuehui, ZHANG Jinping, et al. Coordinated and optimized configuration of electric/thermal/hydrogen energy storage capacity of multi-energy complementary power generation system[J/OL]. Proceedings of the CSEE: 1-11[2023-11-06].
- [15] 卢志刚, 师铨博, 何良策, 等. 基于碳捕集与封存—电转气—电解熔融盐协同的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3088-3103.
- LU Zhigang, SHI Benbo, HE Liangce, et al. Optimal scheduling of virtual power plant based on carbon capture and storage-power to gas-electrolytic molten salt collaboration[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3088-3103.
- [16] 朱庆, 林慧婕, 张宇峰. 考虑风电消纳的含 P2G-CCS 虚拟电厂优化调度[J]. 智慧电力, 2023, 51(4): 77-83.
- ZHU Qing, LIN Huijie, ZHANG Yufeng. Optimal scheduling of virtual power plant with P2G-CCS considering wind power consumption[J]. Smart Power, 2023, 51(4): 77-83.
- [17] 裴国斐, 希望·阿不都瓦依提, 晁勤, 等. 计及 CCS-P2G 耦合运行的综合能源系统低碳经济调度[J]. 现代电子技术, 2023, 46(15): 128-134.

- PEI Guofei, XIWANG ABUDUWAYITI, CHAO Qin, et al. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system including CCS P2G coupling operation[J]. Modern Electronics Technique, 2023, 46(15): 128-134.
- [18] 韦杰. 综合新能源政策的电源规划[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- WEI Jie. Power supply planning for a comprehensive new energy policy [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.
- [19] 招景明, 李经儒, 潘峰, 等. 电力碳排放计量技术现状及展望[J]. 电测与仪表, 2023, 60(3): 1-8.
- ZHAO Jingming, LI Jingru, PAN Feng, et al. Current status and future prospects of electricity carbon emission measurement technology [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(3): 1-8.
- [20] 唐巍, 张瑜, 宣东海, 等. 计及阶梯式碳交易机制的低碳型园区经济运行调度策略[J]. 供用电, 2021, 38(9): 10-18.
- TANG Wei, ZHANG Yu, XUAN Donghai, et al. A low carbon park economy operation scheduling strategy taking into account the cascade carbon trading mechanism [J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(9): 10-18.
- [21] 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 incentives and punishment stepped carbon trading and uncertainty in electricity-heat transfer loads [J]. Proceeding of CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [22] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈颖光, 等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 48-55.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering the stepped carbon trading mechanism and electricity to hydrogen [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [23] 陈思勤, 朱伊因, 李晓辰, 等. 基于双层规划的碳减排配煤优化方法研究[J]. 发电技术, 2023, 44(2): 155-162.
- CHEN Siqin, ZHU Yinan, LI Xiaochen, et al. Research on optimization method of coal blending for carbon emission reduction based on bi-level programming [J]. Power Generation Technology, 2023, 44(2): 155-162.
- [24] 曾艾东, 邹宇航, 郝思鹏, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的园区工业用户综合需求响应策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4352-4363.
- ZENG Aidong, ZOU Yuhang, HAO Sipeng, et al. The comprehensive demand response strategy of industrial users in parks considering the stepped carbon trading mechanism [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4352-4363.

作者简介:



任宇路(1972—),男,高级工程师,研究方向为电力营销。

Email: ylrn@stumail.ysu.edu.cn

程昱舒(1985—),男,通信作者,硕士,高级工程师,研究方向为电力计量与数据采集。Email: 1253030630@qq.com

张雪瑞(1998—),女,硕士,助理工程师,研究方向为电能计量技术。Email: 806957874@qq.com

王书姝(1991—),女,硕士,工程师,研究方向为采集通信。Email: 1214377996@qq.com

收稿日期: 2023-11-30; 修回日期: 2024-05-10

(田春雨 编发)