考虑碳捕集和电转气的综合能源系统优化调度

骆 钊¹,王菁慧¹,王 华²,赵伟杰³,杨林燕¹,沈 鑫⁴
(1. 昆明理工大学 电力工程学院,云南 昆明 650500;
2. 昆明理工大学 冶金与能源工程学院,云南 昆明 650500;
3. 中国南方电网有限责任公司超高压输电公司昆明局,云南 昆明 650220;
4. 云南电网有限责任公司计量中心,云南 昆明 650051)

摘要:碳捕集、电转气等低碳技术是实现能源系统低碳经济运行的重要途径和主要抓手。鉴于此,构建了一种含碳捕集、利用与封存装置,两段式电转气设备及热电联产机组耦合的综合能源系统低碳经济调度模型。 在技术层面,分别构建碳捕集、利用与封存,两段式电转气及热电联产数学模型;在市场机制层面,引入阶梯 式碳交易模型约束系统碳排放。提出了以综合能源系统运行总成本最小为目标函数的优化调度策略。通过 设置多个场景进行算例分析,验证了所提模型的有效性,并分析了各阶梯碳交易机制参数灵敏性对综合能源 系统低碳性及经济性的影响。

关键词:碳捕集、利用与封存;电转气;热电联产;综合能源系统;阶梯式碳交易 中图分类号:TM73;TK01 **文献标志码**:A

DOI:10.16081/j.epae.202305006

0 引言

为应对全球环境污染和化石能源危机,我国承诺2030年前实现碳达峰,2060年前实现碳中和^[1]。 综合能源系统(integrated energy system, IES)耦合 电、热、气网,实现了电、热、气及可再生能源间的多 源互补与梯级利用,为碳减排提供了有效的途径,现 已成为研究的热门领域^[24]。

碳捕集技术的快速发展为IES的低碳经济运行 提供了契机。碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)装置捕集到的CO₂可 作为电转气(power-to-gas, P2G)反应过程中所需碳 源,文献[5]将碳捕集电厂及P2G设备作为一个整体 联合运行,建立了P2G-碳捕集电厂协调优化模型。 文献[6]将碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)、P2G及热电联产(combined heat and power, CHP)机组耦合,解除了CHP机组"以热定电"运行特 性的约束。文献[7]在IES中加入碳捕集和电-氢-气 双向转换模型,建立了一种电氢碳协同运行的低碳

收稿日期:2022-11-12;修回日期:2023-03-05 在线出版日期:2023-05-29

基金项目:国家重点研发计划项目(2022YFB2703500);国家 自然科学基金资助项目(52277104);云南省重点研发计划资 助项目(202303AC100003);云南省应用基础研究计划资助 项目(202301AT070455,202201AT070220,202101AT070080) Project supported by the National Key R&D Program of China(2022YFB2703500), the National Natural Science Foundation of China(52277104), the Key R&D Program of Yunnan Province(202303AC100003) and the Applied Basic Research Foundation of Yunnan Province(202301AT070455, 202201AT070220,202101AT070080) 经济调度模式,但对碳捕集建模时,未考虑CO2再生 环节与吸收过程之间的耦合。文献[8]将CCUS捕 集到的CO,作为P2G反应过程中所需碳源,提出了 一种含CCUS及P2G的IES低碳经济调度模型。随 着能源革命的推进和绿色能源利用技术的不断发 展,氢能的精细化利用逐渐成为IES优化调度过程 中的重要一环。文献[9]指出P2G的运行过程包含 电制氢和甲烷化2个环节。文献[10]基于荷侧用能 替代,提出了一种电、热、气联产模型,对P2G甲烷化 反应过程中的余热回收进行了研究,但未分析碳捕 集技术对系统运行低碳性及经济性的影响。文献 [11]通过研究氢能的多方面效益,实现了制氢环节 中氢能的高效、清洁利用。以上文献从碳利用的角 度研究了碳捕集、P2G技术耦合对系统低碳运行的 影响,但未考虑P2G的电制氢环节,忽略了甲烷化反 应效率低对系统运行的影响,同时甲烷化反应过程 中所需的CO,增加了系统的运行成本,且天然气在 燃烧时释放的CO。降低了系统的环保性能。

在市场机制层面,碳交易机制的设立与推行也为IES的低碳化提供了有效的途径^[12]。文献[13]建立了含碳交易机制的IES调度模型,降低了系统的碳排放量。文献[14]将减排努力值指标引入碳交易机制中,提高了碳交易的安全性及高效性。文献 [15]利用光热电站充当"CHP机组",建立了含P2G 及"CHP机组"的IES,并引入碳交易机制约束系统的 碳排放量。上述文献采用的碳交易机制约束系统的 碳排放量。上述文献采用的碳交易机制均为传统型 碳交易机制,在一定程度上降低了系统的碳排量。 为进一步挖掘系统的低碳特性,阶梯式碳交易机制 成为新的研究热点,文献[16]构建了阶梯碳交易机 制下的碳交易费用计算模型。文献[17]对电力系统 三阶段最优阶梯碳价机制进行了分析,提出了一种 基于区域碳排放均衡性的综合指标碳排放权分配方 案。文献[18]基于燃气掺氢的虚拟电厂,采用阶梯 式碳交易机制,实现系统的低碳化及经济性运行。

鉴于此,本文从低碳技术和市场机制2个层面 出发,提出了一种含CCUS-P2G-CHP耦合的IES低 碳经济调度方法。建立含储液装置的CCUS模型, 解除了CO₂捕集与再生环节的耦合,又将传统的P2G 模型细化为电制氢和甲烷化两阶段,精准反映P2G 的运行工况。将CCUS、两段式P2G及CHP机组作 为一个整体联合运行,CCUS装置捕集CHP机组及 微型燃气轮机(microturbine,MT)产生的CO₂,一部分 进行驱油封存,另一部分作为两段式P2G甲烷化反 应过程中所需碳源。引入阶梯式碳交易机制,并分 析各参数不同取值对系统运行结果的影响。提出以 IES运行总成本最小为目标函数的优化调度策略,对 比不同运行情景下CCUS、两段式P2G及阶梯式碳交 易机制对IES优化调度的影响。

1 含CCUS-P2G-CHP耦合的IES结构

本文构建的含 CCUS-P2G-CHP 耦合的 IES 由风 电机组、光伏单元、CCUS、CO₂驱油封存装置、两段式 P2G、CHP 机组、MT、电制冷机、天然气网及冷、热、 电、气负荷构成,具体框架图如图 1 所示。CCUS 捕 集 CHP 及 MT产生的 CO₂,一部分进行驱油封存,另 一部分作为两段式 P2G 甲烷化反应过程中所需碳 源。两段式 P2G 中,电能经电解槽(electrolyzer,EL) 转化为氢能,其中一部分氢能输入甲烷转换器 (methane reactor,MR)与 CCUS 捕集到的 CO₂进行甲 烷化反应,甲烷化反应合成的天然气供应给气负荷



Fig.1 Frame diagram of IES

及 MT,另一部分氢能经氢燃料电池(hydrogen fuel cell,HFC)直接转化为电能和热能。

1.1 CCUS-P2G-CHP耦合机理

1.1.1 CCUS建模

CCUS技术含CO₂捕集、利用与封存3个环节,技术路线图见附录A图A1。CCUS消耗的电功率 $P_{CCUS,i}$ 包含基本耗能 $P_{B,i}$ 和运行耗能 $P_{R,i}$,基本耗能与碳捕集系统运行状态无关,可视为常数^[19]。

$$P_{\text{CCUS},t} = P_{\text{R},t} + P_{\text{B},t} \tag{1}$$

$$P_{\mathrm{R},t} = \sigma E_{\mathrm{ZST},t} \tag{2}$$

式中: σ 为捕获单位 CO₂所需能耗^[19]; $E_{ZST,t}$ 为 t 时刻 CCUS 中再生塔处理的 CO,量。

由于 CO₂再生环节与吸收过程存在耦合,且 CCUS 能耗主要集中于再生塔^[19],因此,本文在 CCUS 上加设储液装置,解除碳捕集过程中 CO₂再生环节 与吸收过程的耦合。

$$\begin{pmatrix} I_{r,t} = I_{r,t-1} + i_{r,in,t} - i_{r,out,t}, i_{r,in,t} = i_{r,out,t} \\ I_{p,t} = I_{p,t-1} + i_{p,in,t} - i_{p,out,t}, i_{p,in,t} = i_{p,out,t} \end{cases}$$
(3)

式中: $I_{r,t}$ 为t时刻富液储液装置的容量; $i_{r,in,t}$, $i_{r,out,t}$ 分 别为t时刻流进、流出富液储液装置的流量; $I_{p,t}$ 为t时刻贫液储液装置的容量; $i_{p,in,t}$, $i_{p,out,t}$ 分别为t时刻 流进、流出贫液储液装置的流量。

单位体积富液与吸收的CO2之间的关系为:

$$b_{\mathrm{r}}i_{\mathrm{r,in},t} = \mu_{\mathrm{cc}}E_{\mathrm{CCUS},t}/\rho_{\mathrm{1}}, \quad b_{\mathrm{r}}i_{\mathrm{r,out},t} = E_{\mathrm{ZST},t}/\rho_{\mathrm{1}} \qquad (4)$$

$$E_{\text{CCUS},t} = E_{\text{JZ},t} - E_{\text{air},t}$$
(5)

$$E_{\text{JZ},t} = \chi(P_{\text{CHP},t} + P_{\text{MT},t})$$
(6)

式中: b_r 为单位体积富液所能吸收的CO₂量倍数; $E_{CCUS,t}$ 为t时刻CCUS捕集到的CO₂量; $E_{JZ,t}$ 为t时刻机 组排放的CO₂量; $E_{air,t}$ 为t时刻排入大气中的CO₂量; μ_{cc} 为CCUS的捕集效率,本文取0.9^[18]; ρ_1 为CO₂的密 度; χ 为CO₂量的计算系数; $P_{CHP,t}$ 为t时刻CHP输出 的电功率; $P_{MT,t}$ 为t时刻MT输出的电功率。

CCUS的电功率约束为:

$$P_{\text{CCUS, min}} \leqslant P_{\text{CCUS, t}} \leqslant P_{\text{CCUS, max}} \tag{7}$$

式中:P_{CCUS,min}、P_{CCUS,max}分别为CCUS电功率的下、上限。 1.1.2 两段式P2G建模

为了精准反映 P2G 的运行工况,本文用 EL、 MR、HFC 替换传统的 P2G 模型,将其细化为电制氢 和甲烷化2个过程,EL将电能转化为氢能,其中一部 分氢气输入MR与CCUS 捕集到的CO2进行甲烷化反 应,另一部分氢气经 HFC 直接转化为电能和热能。

EL产生的氢能与其消耗的电能之间的关系为:

$$H_{\text{EL},t} = \eta_{\text{H}_2} P_{\text{P2G},t} \tag{8}$$

式中: $H_{\text{EL},t}$ 为t时刻 EL输出的氢功率; $\eta_{\text{H},t}$ 为氢能转化 效率^[11]; $P_{\text{P2G},t}$ 为t时刻输入 P2G 的电功率。

P2G的电功率约束为:

$$P_{\text{P2G, min}} \leqslant P_{\text{P2G, t}} \leqslant P_{\text{P2G, max}} \tag{9}$$

式中: $P_{P2G,min}$ 、 $P_{P2G,max}$ 分别为P2G电功率的下、上限。 MR转化的气功率 Q_{MR} ,表示为:

$$Q_{\mathrm{MR},\iota} = \eta_{\mathrm{MR}} H_{\mathrm{MR},\iota} \tag{10}$$

式中: η_{MR} 为MR转化效率^[11]; $H_{MR,t}$ 为t时刻MR消耗的氢功率。

甲烷化过程中所需的CO2量E_{MR,t}为:

$$E_{\rm MR,\,t} = \sum_{t=1}^{t} \chi Q_{\rm MR,\,t} \tag{11}$$

式中:T为调度时间。

甲烷化反应过程中所需CO2由CCUS提供,即:

$$E_{\text{CCUS},t} = E_{\text{MR},t} + E_{\text{storage},t}$$
(12)

式中: $E_{\text{storage},t}$ 为t时刻进行驱油封存的CO₂量。

HFC输出的电功率和热功率分别为:

$$P_{\rm HFC,t} = \eta_{\rm HFC}^{\rm e} H_{\rm HFC,t} \qquad (13)$$

$$R_{\rm HFC,t} = \eta_{\rm HFC}^{\rm r} H_{\rm HFC,t}$$
(14)

式中: $P_{HFC,t}$, $R_{HFC,t}$ 分别为t时刻HFC产生的电功率、 热功率; η_{HFC}^{e} , η_{HFC}^{f} 分别为HFC的电、热转化效率^[11]; $H_{HFC,t}$ 为t时刻输入HFC的氢功率。

1.1.3 CCUS-P2G-CHP耦合模型

基于上述研究,本文将CCUS、两段式P2G及CHP机组耦合,作为一个整体联合运行,建立CCUS-P2G-CHP耦合模型。CHP机组可为CCUS和P2G提供电能,在电负荷低谷时期,CHP机组通过P2G将电能转换为天然气,实现热电解耦,为风电消纳提供空间;CHP、MT在运行过程中产生的CO₂一部分经烟气排入大气,另一部分被CCUS捕集,捕集到的CO₂一部分作为两段式P2G甲烷化反应过程中所需碳源,另一部分进行驱油封存,实现碳循环利用。

CHP的热电特性表示为:

 $\max\left\{P_{\mathrm{CHP,\,min}} - Z_{\mathrm{v1}}R_{\mathrm{CHP},t}, S_{\mathrm{m}}(R_{\mathrm{CHP},t} - R_{\mathrm{CHP0}})\right\} \leq$

 $P_{P2G,t} + P_{CCUS,t} + P_{E,t} \leq P_{CHP,max} - Z_{v2}R_{CHP,t}$ (15) 式中: $P_{CHP,min} \pi P_{CHP,max}$ 分别为 CHP 输出电功率的下 限和上限; $Z_{v1} \pi Z_{v2}$ 分别为最小和最大输出功率对应 的热电转化系数; $R_{CHP,t}$ 为t时刻 CHP 输出的热功率; R_{CHP0} 为 CHP 机组热功率的最小值; S_m 为 CHP 输出电 功率和热功率的线性供给斜率; $P_{E,t}$ 为t 时刻 CHP 机 组的上网功率。

CHP的电功率约束为:

$$P_{CHP, \min} \leqslant P_{CHP, i} \leqslant P_{CHP, \max}$$
(16)
CHP的热功率约束为:

$$R_{\rm CHP,\,min} \leq R_{\rm CHP,\,t} \leq R_{\rm CHP,\,max} \tag{17}$$

式中: R_{CHP,min}和 R_{CHP,max}分别为 CHP 输出热功率的下限和上限。

由式(7)、(9)和式(16)可得含 CCUS 及 P2G 技术的 CHP 向电网提供的电功率范围为:

$$P_{\text{E, min}} = P_{\text{CHP, min}} - P_{\text{P2G, max}} - P_{\text{CCUS, max}} \leq P_{\text{E, }t} \leq P_{\text{CHP, max}} - P_{\text{P2G, min}} - P_{\text{CCUS, min}} = P_{\text{E, max}} \quad (18)$$

式中: $P_{E,min}$ 和 $P_{E,max}$ 分别为CCUS-P2G-CHP模型中电 网供应功率的下限和上限。

将式(15)进一步化简, CCUS-P2G-CHP的热电 耦合特性可表示为:

$$\max \left\{ P_{\text{CHP, min}} - Z_{v1} R_{\text{CHP}, t} - P_{\text{P2G}, t} - P_{\text{CCUS}, t}, \\ S_{m} \left(R_{\text{CHP}, t} - R_{\text{CHP0}} \right) - P_{\text{P2G}, t} - P_{\text{CCUS}, t} \right\} \leq \\ P_{\text{E}, t} \leq P_{\text{CHP, max}} - Z_{v2} R_{\text{CHP}, t} - P_{\text{P2G}, t} - P_{\text{CCUS}, t}$$
(19)

将式(7)、(9)代入(19),CCUS-P2G-CHP的热电 耦合特性可进一步改写为:

 $\max\left\{P_{\mathrm{E,\,min}}-Z_{\mathrm{v1}}R_{\mathrm{CHP},t}\right\}$

$$S_{\mathrm{m}}(R_{\mathrm{CHP},t}-R_{\mathrm{CHP0}})-P_{\mathrm{P2G,max}}-P_{\mathrm{CCUS,max}}\} \leq 1$$

*P*_{E,t}≤*P*_{E,max}-*Z*_{v2}*R*_{CHP,t}-*P*_{P2G,min}-*P*_{CCUS,max} (20) 由式(17)、(18)和式(20)可知,将 CCUS 和 P2G 技术引人 CHP, CHP 机组的最小电功率从*P*_{CHP,min}减

拉不引入CHP,CHP机组的最小电切率从 $P_{CHP,min}$, 小到 $P_{E,min}$, 电功率输出范围增大, 可调节能力增强, 耦合特性降低。

将式(8)代入式(9), CCUS-P2G-CHP模型中的 氢功率范围表示为:

 $H_{\text{EL,min}} = \eta_{\text{H}_2} P_{\text{P2G,min}} \leqslant H_{\text{EL},l} \leqslant \eta_{\text{H}_2} P_{\text{P2G,max}} = H_{\text{EL,max}}$ (21) 式中: $H_{\text{EL,min}} \pi H_{\text{EL,max}}$ 分别为 CCUS-P2G-CHP 模型中 的氢功率的下限和上限。

由式(20)、(21)可知,在CCUS-P2G-CHP模型中,氢功率受CHP向电网提供的电功率限制,当电网电功率取最小值时,EL产生的氢功率达到最大值;当电网电功率取最大值时,EL产生的氢功率最小。

将式(1)、(8)代入式(20),不计CCUS基本能耗 对系统运行的影响,令*P*_{CCUS,t}=*P*_{R,t},则CCUS-P2G-CHP模型中电、热、氢之间的关系表示为:

$$\max\left\{\frac{\eta_{\mathrm{H}_{2}}}{1+\sigma\chi}\left(P_{\mathrm{CHP,\,min}}-Z_{v1}R_{\mathrm{CHP},t}-P_{\mathrm{E},t}-D\right),\right.\\\left.\frac{\eta_{\mathrm{H}_{2}}}{1+\sigma\chi}\left[S_{\mathrm{m}}\left(R_{\mathrm{CHP},t}-R_{\mathrm{CHP0}}\right)-P_{\mathrm{E},t}-D\right]\right\}\leqslant H_{\mathrm{EL},t}\leqslant\\\left.\frac{\eta_{\mathrm{H}_{2}}}{1+\sigma\chi}\left(P_{\mathrm{CHP,\,max}}-Z_{v2}R_{\mathrm{CHP},t}-P_{\mathrm{E},t}-D\right)\right.\\\left.D=\sigma\chi\left(P_{\mathrm{E},t}+P_{\mathrm{CCUS},t}+P_{\mathrm{MT},t}\right)\right\}$$

由式(20)一(22)可知,含CCUS及P2G的CHP,可调节范围增大,耦合特性降低。

2 阶梯式碳交易机制

阶梯式碳交易机制在传统碳交易机制的基础 上,采用阶梯定价机制,将购买区间划分开,随着碳 排放配额需求的增多,购买价格逐步提高,以此约束 碳排放。为提高减排积极性,引入补偿系数加大 奖励程度,刺激减排。详细建模过程见附录A式 (A1)—(A4)。 3 含 CCUS-P2G-CHP 耦合的 IES 低碳经济调 度模型

3.1 目标函数

本文以IES运行总成本最小为目标函数,包括 碳交易成本、CCUS-P2G-CHP耦合模型运行成本、 MT燃料成本、弃风惩罚成本、弃光惩罚成本、电制冷 机运行成本和碳交易成本,具体如下:

min $F = F_{CO_2} + F_{CHP} + F_{FMT} + F_{ewind} + F_{epv} + F_{ER}$ (23) 式中:F为系统运行总成本; F_{CO_2} 为碳交易成本; F_{CHP} 为CCUS-P2G-CHP耦合模型的运行成本; F_{MT} 为MT的燃料成本; F_{ewind} 为弃风惩罚成本; F_{epv} 为弃光惩罚成本; F_{epv} 为有光惩罚成本; F_{epv} 为电制冷机的运行成本。

P2G运行成本F_{P2G}为:

$$F_{P2G} = \sum_{t=1}^{T} \left(m_1 P_{P2G,t} + r_1 E_{MR,t} \right)$$
(24)

式中:m₁为P2G的运行和维修成本系数;r₁为P2G中 甲烷化反应过程所需CO₂的成本系数。

CCUS运行成本F_{ccus}为:

$$F_{\text{CCUS}} = \sum_{t=1}^{T} \left(m_2 P_{\text{CCUS},t} + s_1 E_{\text{storage},t} \right)$$
(25)

式中:m₂为CCUS设备的运行和维修成本系数;s₁为驱油封存成本系数^[20]。

CCUS-P2G-CHP的运行成本 F_{CHP}为:

$$F_{\rm CHP} = \sum_{t=1}^{t} \left[a \left(P_{\rm CHP,t} + Z_{v1} R_{\rm CHP,t} \right) + b \left(P_{\rm CHP,t} + Z_{v1} R_{\rm CHP,t} \right)^{2} + m_{1} P_{\rm P2G,t} + m_{2} P_{\rm CCUS,t} + c \right]$$
(26)

式中:a,b,c为CCUS-P2G-CHP耦合系统的运行成本系数。

碳交易机制、MT、电制冷机等常见设备的运行 成本及弃风、弃光惩罚成本的具体表达式见附录A 式(A5)—(A10)。

3.2 约束条件

1) 电功率平衡。

任意时刻系统的总发电量等于负荷的用电量,即:

 $P_{\text{HFC},t} + P_{\text{wind},t} + P_{\text{pv},t} + P_{\text{MT},t} + P_{\text{CHP},t} = P_{\text{L},t} + P_{\text{er},t}$ (27) 式中: $P_{\text{wind},t}$ 为t时刻风电机组出力; $P_{\text{pv},t}$ 为t时刻光伏 机组出力; $P_{\text{L},t}$ 为t时刻的电负荷; $P_{\text{er},t}$ 为t时刻电制冷 机的耗电功率。

2) 热功率约束。

考虑热惯性、热损失与热时滞,热功率约束为:

 $a_{r,\min}R_{L,t} \leq R_{CHP,t} + R_{HFC,t} + R_{MT,t} \leq a_{r,\max}R_{L,t}$ (28) 式中: $a_{r,\max}, a_{r,\min}$ 分别为热网中调整比例的上、下 限^[7]; $R_{MT,t}$ 为t时刻MT输出的热功率; $R_{L,t}$ 为t时刻的 热负荷。

3)冷功率约束。

考虑冷惯性、冷损失与冷时滞,冷功率约束为:

 $a_{c,min}C_{L,t} \leq C_{er,t} + C_{MT,t} \leq a_{c,max}C_{L,t}$ (29) 式中: $a_{c,max}$ 、 $a_{c,min}$ 分别为冷网中调整比例的上、下 限^[7]; $C_{MT,t}$ 为t时刻MT输出的冷功率; $C_{er,t}$ 为t时刻电 制冷机输出的冷功率; $C_{L,t}$ 为t时刻的冷负荷。

4) 气功率平衡。

两段式 P2G 设备输出的天然气与气源共同为 MT 及气负荷供气,即:

$$Q_{\rm L,t} + Q_{\rm MT,t} = Q_{\rm MR,t} + Q_{\rm s,t}$$
(30)

式中: $Q_{L,t}$ 为t时刻的气负荷; $Q_{s,t}$ 为t时刻气源输出的 气功率; $Q_{MT,t}$ 为t时刻MT消耗的气功率。

5)氢功率平衡。

$$H_{\rm EL,t} = H_{\rm MR,t} + H_{\rm HFC,t} + H_{\rm s,t}$$
(31)

式中: $H_{s,t}$ 为t时刻输入储能装置的氢能。

$$\begin{pmatrix} P_{\text{P2G},t+1} + P_{\text{CCUS},t+1} + P_{\text{E},t+1} \end{pmatrix}^{-} \\ \begin{pmatrix} P_{\text{P2G},t} + P_{\text{CCUS},t} + P_{\text{E},t} \end{pmatrix} \leq \lambda_{u}$$
(32)

式中: λ_{u} 、 λ_{l} 分别为CCUS-P2G-CHP耦合系统的爬坡 功率上、下限。

7)CCUS的CO,捕集约束。

CCUS 捕集到的 CO_2 小于等于 IES 的碳排放 量,即:

 $E_{\text{CCUS},t} \leq \varepsilon_1 \left(P_{\text{CHP},t} + Z_{\text{v1}} R_{\text{CHP},t} \right) +$

$$\varepsilon_2 \left(P_{\text{CHP},t} + Z_{v1} R_{\text{CHP},t} \right)^2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4 P_{\text{MT},t} \quad (33)$$

式中: $\varepsilon_1 - \varepsilon_3$ 为CHP的二氧化碳排放系数; ε_4 为MT的CO₂排放系数。

8)EL运行约束。

$$\lambda_{1,\text{EL}} \leqslant P_{\text{P2G},t+1} - P_{\text{P2G},t} \leqslant \lambda_{u,\text{EL}}$$
(34)

式中: $\lambda_{u,EL}$ 、 $\lambda_{l,EL}$ 分别为EL的爬坡功率上、下限^[11]。 9)MR运行约束。

$$\begin{cases} H_{\mathrm{MR,\,min}} \leq H_{\mathrm{MR,\,\ell}} \leq H_{\mathrm{MR,\,max}} \\ \lambda_{\mathrm{I,\,MR}} \leq H_{\mathrm{MR,\,\ell+1}} - H_{\mathrm{MR,\,\ell}} \leq \lambda_{\mathrm{u,\,MR}} \end{cases}$$
(35)

式中: $H_{MR,max}$ 、 $H_{MR,min}$ 分别为输入MR的氢功率上、下限; $\lambda_{u,MR}$ 、 $\lambda_{1,MR}$ 分别为MR的爬坡功率上、下限^[9]。

10)HFC运行约束。

$$\begin{cases}
H_{\rm HFC, \min} \leq H_{\rm HFC, t} \leq H_{\rm HFC, \max} \\
\lambda_{1, \rm HFC} \leq H_{\rm HFC, t+1} - H_{\rm HFC, t} \leq \lambda_{u, \rm HFC} \\
K_{\min} \leq \frac{R_{\rm HFC, t}}{P_{\rm HFC, t}} \leq K_{\max}
\end{cases}$$
(36)

式中: $H_{\text{HFC,max}}$ 、 $H_{\text{HFC,min}}$ 分别为输入HFC的氢功率上、 下限; $\lambda_{u,\text{HFC}}$ 、 $\lambda_{l,\text{HFC}}$ 分别为HEC的爬坡功率上、下限; K_{max} 、 K_{min} 分别为HFC的热电比上、下限^[11]。

其他常见设备约束见附录A式(A11)-(A14)。

4 算例分析

以我国云南某地区的某工业园区 IES 为例进行 算例分析,验证所提调度方法的可行性,电、热、气、 冷负荷及风光预测出力见附录 A 图 A2,系统各机组 参数见附录A表A1。

为验证 CCUS-P2G-CHP 耦合的经济效益及环保 效益,设置了如下4种不同的情景进行对比分析,其 中情景4采用本文所提的调度方法:情景1,不含 CCUS、P2G的 CHP;情景2,含 CCS、传统 P2G的 CHP;情景3,含 CCS、两段式 P2G的 CHP;情景4,含 CCUS、两段式 P2G的 CHP。

4.1 CCUS-P2G-CHP耦合模型分析

本文考虑上述4种情景下的IES低碳经济调度 情况,验证所提模型的可行性及优势,表1为4种情 景的调度结果。

表1 各情景的调度结果

Table 1 Scheduling results in each scenario

而日	调度结果				
坝日	情景1	情景2	情景3	情景4	
碳排放量 / kg	1 360.92	1 2 3 8.71	1005.27	667.42	
碳交易成本 / 元	60848.69	35 185.22	27.09	-921.00	
风能利用率 / %	64.68	90.62	90.62	97.08	
光伏利用率 / %	67.96	95.41	95.41	99.75	
总成本 / 元	277 081.63	244418.16	184219.28	150521.00	

4.1.1 CCUS 效益分析

由表1可知,当IES中不含CCUS时,系统总运行 成本及碳排放量最高,风、光消纳能力最差。情景3 基于两段式P2G,引入CCS技术,CCS捕获CHP及 MT产生的CO₂,为P2G的甲烷化反应过程提供碳 源,在降低系统碳排量的同时,减少了P2G的购碳成 本,从而降低了系统的总运行成本。情景4耦合 CCUS、两段式P2G及CHP,将三者作为一个整体联 合运行。与CCS相比,CCUS增加了碳的利用环节, CCUS捕获到的CO₂,一部分作为两段式P2G甲烷化 反应过程中所需碳源,剩余部分进行驱油封存,进一 步降低系统的碳排放量,使得碳排放权的可交易量 增加,进而降低系统的总运行成本。通过上述分析 可知,相较于CCS技术,CCUS技术具有更高的经济、 环境效益,更有利于系统的低碳经济运行。

4.1.2 两段式P2G效益分析

由表1可知,当IES中不含P2G时,系统总运行 成本及碳排放量最高,风、光消纳能力最弱。情景2 引入P2G技术,相较于情景1,系统总运行成本下降 了11.79%,碳排放量下降了8.98%。情景3细化P2G 两阶段运行过程,系统总运行成本及碳排放量进一 步下降,相较于情景2,总成本下降了24.63%,碳排 放量下降了18.85%。通过上述分析可知,将P2G模 型细化为EL、MR、HFC及储氢装置的组合,实现了 氢能的高效利用,减少了天然气的燃烧,从而降低了 系统的运行费用及碳排放量,与传统P2G模型相比, 具有一定的优势。

4.1.3 情景4运行结果分析

情景4的IES电、热、冷、气、氢功率运行结果见

附录A图A3一A7。

由图 A3 可知,电负荷及电制冷机所需电能由 CHP、MT、风光机组及 HFC 提供。(00:00,05:00]、 (10:00,15:00]和(22:00,24:00]时段为可再生能源出 力高峰期,风光机组为用电单元提供大部分电能; P2G将 CHP 的电能进行转化,减弱 CHP 的电热耦合 特性,为清洁能源的消纳提供了上网空间;电制冷机 消耗电能为冷负荷供冷,增大电负荷,减少 MT 的电 功率输出,以此提高可再生能源的消纳率,具体见图 A6。在可再生能源出力低谷期,电负荷需求增大, 为保证供电稳定性,CHP、HFC 的电功率输出增加。

由图 A4 可知,热负荷所需热能由 MT、CHP 及 HFC 提供,在可再生能源出力高峰期,CHP 输出热功 率,在可再生能源出力低谷期,由于风光机组难以满 足电负荷需求,CHP 输出电功率,以确保系统供电可 靠性,此时热负荷所需热能主要由 HFC 提供。由图 A5 可知,在可再生能源出力高峰期,P2G 将电功率 转化为气功率,为MT 及气负荷提供气源,此时气网 输出功率减小,运行费用降低,提高了系统运行的经 济性。由图 A7 可知,在可再生能源出力高峰期,EL 产生的氢气经 MR 转化为天然气供应给气负荷,或 存储到储氢设备中,在可再生能源出力低谷期,储氢 设备释放氢能。

4.2 新能源消纳能力分析

各情景在各时刻的风能消纳情况如图2(a)所示。可见在(00:00,05:00]、(22:00,23:00]时段,风电出力处于高峰期,热负荷需求相对较高,电负荷需求 又相对较低,由于CHP机组的热电特性,CHP机组 出力增加,清洁能源的上网空间减小,导致弃风产 生。情景2、3与情景1相比,引入碳捕集及P2G技术,消耗了CHP的电能,减少了CHP机组的上网电 量,扩大CHP机组的调节范围,为风电消纳提供空 间,将风电的消纳率从64.68%提高至90.62%。

各情景在各时段的光伏消纳情况如图2(b)所示。可见在(10:00,15:00]时段,光伏出力达到高峰期,情景2、3和情景1相比,由于碳捕集和P2G装置所需电能除光伏外,还来自于CHP,因此CHP减少了部分上网出力,光伏的利用率从67.96%增加至95.41%,通过对比情景4和情景3可知,本文提出的含CCUS-P2G-CHP耦合的IES调度模型运行方式灵活,通过实现CHP的热电解耦,进一步将光伏消纳率提高至99.75%,从而提升了系统的能源利用率。

4.3 阶梯式碳交易机制分析

4.3.1 阶梯式碳交易机制效益分析

为验证阶梯式碳交易机制的优越性,设置如下 3种情景进行对比分析:情景5,不含碳交易机制的 IES;情景6,含传统碳交易机制的IES;情景7,含阶梯 式碳交易机制的IES。3种情景的运行结果见表2。



132

图2 各情景新能源消纳情况



表2 各情景调度结果

Table 2 Scheduling results of each scenario

而日		调度结果	
坝日	情景 5	情景 6	情景 7
碳排放量 / kg	1137.01	943.96	667.42
碳交易成本 / 元	22888.32	-735	-921
总成本 / 元	218352	193 001	150521

由表2可知,相较于情景5,情景6的碳排放量 下降了16.98%,总成本下降了11.61%;相较于情景 6,情景7的碳排放量下降了29.3%,总成本下降了 22%。由此可见,阶梯式碳交易机制的碳排放约束 能力及经济性高于传统碳交易机制。

由于情景5不考虑碳交易机制,在IES的优化调 度过程中,仅以除碳交易成本外的用能总成本为优 化目标,此时系统大量燃烧价格较低的天然气进行 供能,导致CHP机组和MT处于高碳排量状态,因 此,情景5的碳排量最高,碳交易成本及总成本最 大;情景6引入传统碳交易,考虑了碳交易成本对系 统运行的影响,相较于情景5碳排量减少了16.98%, 此时碳配额出现盈余,系统售卖额外的碳配额获得 了735元的收益,但传统碳交易机制采用固定碳价, 限制了碳减排的作用;情景7考虑阶梯式碳交易机 制,随着碳排放量的提高,碳价呈阶梯式增长,引导 系统调整各机组出力,实现低碳运行,且售卖盈余配 额所获利益高于采用阶梯碳价而增加的成本,因此 情景7相较于情景6碳排放量下降了29.3%,系统总 成本下降了22%。由此可知,在阶梯式碳交易机制 下,系统在约束碳排放的同时兼顾了运行的经济性。 4.3.2 阶梯式碳交易参数分析

阶梯式碳交易各参数取值对IES运行结果存在

较大影响,为此,本文针对碳交易基价、区间长度、价 格增长率及补偿系数4个参数,从碳排放量和系统 总成本2个角度出发,分析了各参数灵敏性对系统 运行效益的影响,如图3所示。





Fig.3 Influences of parameter sensitivity on IES

由图 3(a)可知:当碳交易基价小于150元时,碳 排放量随碳交易基价增大而减小,这是因为基价增 大导致碳交易成本提高,系统为保障运行的经济性 而刺激减排,且此时存在盈余的碳排放配额,售卖碳 配额所获利润随基价的增大而增大,该利润大于因 阶梯碳价而产生的成本,因此,当基价增大时,总成 本呈下降趋势;当基价大于等于150元时,碳排放量 逐渐呈稳定趋势,可见,不同基价对系统碳排放量影 响较小。

由图3(b)可知:当区间长度在(0.5,2]t内时,系 统碳排放量最低,总成本最高,原因在于该范围内区 间长度相对较小,系统采用阶梯碳价,以牺牲经济性 保障低碳性;当区间长度在(2,5]t内时,以阶梯碳价 购入的碳配额较少,因此,总成本减小,系统碳约束 能力减弱,碳排放量逐渐升高;当区间长度在(5,8]t 内时,碳排放量逐渐趋于稳定且值最大,总成本最 低,这是采用基价及阶梯碳价的起始价格进行碳交 易的结果。可见,系统碳排放量与区间长度成正比, 运行总成本与区间长度成反比。

由图3(c)可知:当价格增长率在[0,0.45)内时, 碳排放量随价格增长率的增大而减小,总成本随价 格增长率的增大而增大,为保障系统的经济性,系统 调整各机组出力约束碳排放;当价格增长率在 [0.45,0.8]内时,各机组出力逐渐稳定,碳排放量也 不再变化,系统总成本仍呈上升趋势,上升幅度逐渐 减小。

由图 3(d)可知,当补偿系数在[0,0.2)内时,系 统总成本随补偿系数的增大而减小,碳排放量最大 且保持稳定趋势,此时补偿系数对系统刺激较小。 当系统处于碳排放量高峰期,CCUS对 CO₂进行捕 集,系统碳排放量降低,CCUS运行成本通过售卖碳 配额所获利润满足;在碳排放量低谷期,系统转移高 峰期捕集的 CO₂,因此,系统总的碳排放量保持不 变,通过售卖碳排放权所获收益大于碳转移所需成 本,所以系统总成本呈下降趋势。当补偿系数在 [0.2,0.4)内时,补偿系数增大刺激系统减排,因此碳 排放量下降,碳交易成本减小,系统运行总成本减 小。当补偿系数大于等于0.4时,机组出力变化微乎 其微,碳排放量开始呈稳定趋势,由于补偿系数持续 增大,系统总成本仍然保持下降。

5 结论

本文构建了含 CCUS-P2G-CHP 耦合的 IES 低碳 经济调度模型,在 CCUS-P2G-CHP 耦合的基础上,将 传统 P2G 细化为电制氢和甲烷化 2 个过程,并引入 阶梯式碳交易机制模型,提高了系统的经济效益和 环境效益,具体结论如下:

1) CCUS-P2G-CHP 联合运行模式在降低 CHP "以热定电"运行约束的同时,能实现碳的循环利用, 减少系统的用能成本,有利于系统低碳经济运行;

2)相比于CCS,CCUS增加了碳的利用环节,进 一步限制了系统的碳排放量,盈余碳排放权的售卖 使得系统运行成本进一步降低;

3)将传统 P2G 细化为 EL、MR、HFC 及储氢装置 的组合,在保证风光消纳的同时,提高了系统运行的 经济性及低碳性,减少了能量的梯级损失,实现了氢 能的高效清洁利用;

4)引入阶梯式碳交易机制,在进一步挖掘系统 低碳性的同时,分析各参数灵敏性对系统运行的影 响,为阶梯式碳交易机制的参数取值提供了参考。

此外,负荷、风光出力等系统不确定性会影响系统优化调度的结果,后续研究需要建立计及不确定性的CCUS-P2G-CHP IES低碳经济调度模型,提升系统调度的鲁棒性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- 张沈习,王丹阳,程浩忠,等. 双碳目标下低碳综合能源系统规 划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):189-207. ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46 (8):189-207.
- [2]陈胜,卫志农,顾伟,等.碳中和目标下的能源系统转型与变 革:多能流协同技术[J].电力自动化设备,2021,41(9):3-12.
 CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems:multi-energy flow coordination technology [J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(9):3-12.
- [3]程恩林,卫志农,嵇文路,等. 计及多能源集线器的电热综合能源系统分布式优化[J]. 电力自动化设备,2022,42(1):37-44.
 CHENG Enlin,WEI Zhinong,JI Wenlu, et al. Distributed optimization of integrated electricity-heat energy system considering multiple energy hubs[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(1):37-44.
- [4]周步祥,夏海东,臧天磊.考虑能量梯级利用的园区综合能源 系统站网协同规划[J].电力自动化设备,2022,42(1):20-27.
 ZHOU Buxiang,XIA Haidong,ZANG Tianlei. Station and network coordinated planning of park integrated energy system considering energy cascade utilization[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(1):20-27.
- [5]周任军,肖钧文,唐夏菲,等.电转气消纳新能源与碳捕集电厂 碳利用的协调优化[J].电力自动化设备,2018,38(7):61-67.
 ZHOU Renjun,XIAO Junwen,TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant [J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):61-67.
- [6] MA Yiming, WANG Haixin, HONG Feng, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system [J]. Energy, 2021, 236:121392.
- [7]于丽芳,李燕雪,朱明晞,等. 电-氢-碳综合能源系统协同经济 调度[J]. 电力需求侧管理,2022,24(6):63-69.
 YU Lifang, LI Yanxue, ZHU Mingxi, et al. Coordinated economic dispatch of electricity-hydrogen-carbon integrated energy system[J]. Power Demand Side Management,2022,24(6): 63-69.
- [8] 罗平,闫文乐,王严,等.考虑CCUS的电-气-热综合能源系统 鲁棒优化调度[J]. 高电压技术,2022,48(6):2077-2087.
 LUO Ping, YAN Wenle, WANG Yan, et al. Robust optimal dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system considering carbon capture,utilization and storage[J]. High Voltage Engineering,2022,48(6):2077-2087.
- [9] TAO Yuechuan, QIU Jing, LAI Shuying, et al. Carbon-oriented electricity network planning and transformation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(2):1034-1048.
- [10] 柳松林,成贵学,赵晋斌,等.含气热电联产及源荷侧双响应的综合能源系统低碳经济调度[J/OL].现代电力.[2022-11-12]. https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0008.
- [11] 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 stepped carbon trading mechanism and hydrogen production by electricity[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):48-55.

134

 [12] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等.考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J].中国电机工程学报,2021,41(2): 592-608.

CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2):592-608.

[13] 骆钊,秦景辉,梁俊宇,等.含碳-绿色证书联合交易机制的综合能源系统日前优化调度[J].电力自动化设备,2021,41(9):248-255.
 LUO, Zhao, QUN, Linghui, LIANC, Lungue et al. Day about optic

LUO Zhao, QIN Jinghui, LIANG Junyu, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system with carbon-green certificate coordinated trading mechanism [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 248-255.

[14] 杜晓丽,梁开荣,李登峰.基于区块链技术的电力行业碳减排 奖惩及碳交易匹配模型[J].电力系统自动化,2020,44(19): 29-35

DU Xiaoli, LIANG Kairong, LI Dengfeng. Matching model of carbon emission reduction rewards and punishments and carbon trading in power industry based on blockchain technology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44 (19) : 29-35.

[15] 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): 3689-3700.

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): 3689-3700.

[16] 陈志,胡志坚,翁菖宏,等.基于阶梯碳交易机制的园区综合能源系统多阶段规划[J].电力自动化设备,2021,41(9):148-155.
 CHEN Zhi,HU Zhijian,WENG Changhong, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system based on lad-

der-type carbon trading mechanism [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 148-155.

- [17] 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.
- [18] 陈登勇,刘方,刘帅.基于阶梯碳交易的含P2G-CCS耦合和燃
 气掺氢的虚拟电厂优化调度[J].电网技术,2022,46(6):2042-2054.
 CHEN Dengyong,LIU Fang,LIU Shuai. Optimization of virtual

with gas hydrogen based on stepped carbon trading [J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2042-2054.

- [19] 彭元,娄素华,吴耀武,等.考虑储液式碳捕集电厂的含风电系统低碳经济调度[J].电工技术学报,2021,36(21):4508-4516. PENG Yuan,LOU Suhua,WU Yaowu,et al. Low-carbon economic dispatch of power system with wind power considering solvent-storaged carbon capture power plant[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(21):4508-4516.
- [20] LI F, QIN J, KANG Y. Closed-loop hierarchical operation for optimal unit commitment and dispatch in microgrids: a hybrid system approach [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020,35(1):516-526.

作者简介:

骆 钊(1986—),男,副教授,博士,通信作者,主要研 究方向为能源互联网与电力规划、人工智能在电力系统中 的应用(**E-mail**:waiting.1986@live.com);

王菁慧(1997—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统运行、区块链与电力市场等(E-mail: 20202105012@stu.kust.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Optimal scheduling of integrated energy system considering carbon capture and power-to-gas

LUO Zhao¹, WANG Jinghui¹, WANG Hua², ZHAO Weijie³, YANG Linyan¹, SHEN Xin⁴

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. Faculty of Metallurgy and Energy Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

3. Kunming Bureau of EHV Transmission Company of China Southern Power Grid Co., Ltd., Kunming 650220, China;

4. Measurement Center of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650051, China)

Abstract: Low-carbon technologies such as carbon capture, power-to-gas and so on are important ways and main graspers to realize the low-carbon economic operation of energy system. In view of this, a low-carbon economic dispatching model of integrated energy system that includes carbon capture, utilization and storage device, two-stage power-to-gas equipment and combined heat and power unit is constructed. At the technical level, the mathematical models of carbon capture, utilization and storage, two-stage power-to-gas and combined heat and power are constructed respectively. At the market mechanism level, the ladder-type carbon trading model is introduced to constrain the carbon emissions of system. The optimal scheduling strategy with the minimum total operating cost of integrated energy system as the objective function is proposed. The effectiveness of the proposed model is verified by setting up several scenarios for example analysis, and the influences of parameter sensitivity of ladder-type carbon trading mechanisms on low-carbon and economy of the integrated energy system are analyzed.

Key words: carbon capture, utilization and storage; power-to-gas; combined heat and power; integrated energy system; ladder-type carbon trading

附录 A



1)阶梯式碳交易机制。

碳交易机制是碳排放权交易机制的简称,即政府或监管部门根据减排目标制定碳排放权并分配给纳 入碳交易体系中的各个企业,各企业可将碳排放权这种有价值的资产作为商品放在二级市场进行公开、 自由的交易。

(1) 实际碳排放量。

CO₂的实际排放量应除去 CCUS 捕集部分:

$$E_{\text{CO}_{2,t}} = \varepsilon_1 (P_{\text{CHP},t} + Z_{v1} R_{\text{CHP},t}) +$$

$$\varepsilon_2 (P_{\text{CHP},t} + Z_{v1} R_{\text{CHP},t})^2 +$$

$$\varepsilon_3 + \varepsilon_4 P_{\text{MT},t} - E_{\text{CCUS},t}$$
(A1)

式中: $E_{CO2,t}$ 为 *t* 时刻 IES 的实际碳排放量; ε_1 、 ε_2 、 ε_3 为 CHP 的二氧化碳排放系数; ε_4 为 MT 的二氧化 碳排放系数^[20]。

(2) 碳排放权配额。

具有碳排放权配额的对象为: CHP、MT及风电、光伏机组。
$$E_{0,t} = Y(P_{CHP,t} + P_{MT,t} + P_{wind,t} + P_{pv,t})$$
 (A2)

式中: *E*_{0,t}为*t* 时刻 **IES** 的初始碳配额; *Y* 为单位电力碳排放额度,取区域电力边际排放系数和容量边际 系数的加权平均值 0.798; *P*_{wind,t}为*t* 时刻风电机组出力; *P*_{pv,t}为*t* 时刻光伏机组出力。

(3)阶梯式碳交易成本模型。

由式(20)、(21)可知,参与碳交易机制中的碳排放量 E_{IES,t}为:

$$E_{\text{IES},t} = E_{\text{CO}_{2},t} - E_{0,t}$$
(A3)

与传统的碳交易机制相比,阶梯式碳交易机制采用阶梯定价机制,将购买区间划分开,随着碳排放 配额需求的增多,购买价格逐步提高,以此约束碳排放;当碳排放配额高于碳排放量时,可将盈余的配 额出售获利,为提高减排积极性,引入补偿系数加大奖励程度,刺激减排。

阶梯式碳交易成本计算模型为:

$$f_{\text{CO}_{2},t} = \begin{cases} \xi(1+3g)(E_{\text{IES},t}+2L) - \xi(2+3g)L \\ E_{\text{IES},t} \leq -2L \\ \xi(1+2g)(E_{\text{IES},t}+L) - \xi(1+g)L \\ -2L < E_{\text{IES},t} \leq -L \\ \xi(1+g)E_{\text{IES},t} & -L \leq E_{\text{IES},t} \leq 0 \\ \xi E_{\text{IES},t} & E_{\text{IES},t} \leq L \\ \xi(1+\tau)(E_{\text{IES},t}-L) + \xi L \\ L < E_{\text{IES},t} \leq 2L \\ \xi(1+2\tau)(E_{\text{IES},t}-2L) + \xi(2+\tau)L \\ E_{\text{IES},t} \geq 2L \end{cases}$$
(A4)

式中: $f_{CO2, t}$ 为 t 时刻的碳交易成本; ζ 为碳交易基价^[11]; L 为碳排放量区间长度, 令 L=2t; τ 为价格增长率^[11]; g 为补偿系数^[16]。

2) 系统运行成本。

(1) 碳交易成本。

$$F_{\rm CO_2} = \sum_{t=1}^{T} f_{\rm CO_2, t}$$
(A5)

(2) 微型燃气轮机燃料成本。

微型燃气轮机(Microturbine, MT)的模型为:

$$\begin{cases} R_{\text{MT},t} = \eta_{\text{hl}}\eta_{\text{h}} \frac{P_{\text{MT},t} \left(1 - \eta_{\text{MT}} - \eta_{\text{w}}\right)}{\eta_{\text{MT}}} \\ P_{\text{MT},t} = \eta_{\text{MT}}Q_{\text{MT},t} \\ C_{\text{MT},t} = \eta_{\text{hl}}\eta_{\text{c}} \frac{P_{\text{MT},t} \left(1 - \eta_{\text{MT}} - \eta_{\text{w}}\right)}{\eta_{\text{MT}}} \\ F_{\text{MT}} = \sum_{t=1}^{T} c_{1}Q_{\text{MT},t} \end{cases}$$
(A6)

式中: $Q_{MT,t}$ 为 MT 在 t 时刻消耗的气功率; η_{MT} 为 MT 的转化效率; $R_{MT,t}$ 为 MT 的热功率; η_{hl} 为热损系数; η_{h} 为 MT 的制热系数; η_{w} 为 MT 烟气余热回收率; $C_{MT,t}$ 为 MT 的冷功率; η_{c} 为 MT 的制冷系数; c_{1} 为 MT 的成本系数^[A1]。

(3) 弃风惩罚成本。

$$F_{\text{cwind}} = \sum_{t=1}^{T} c_2 P_{\text{cwind},t}$$
(A8)

式中: c_2 为弃风惩罚成本系数; $P_{\text{cwind},t}$ 为 t 时刻的弃风功率。

(4) 弃光惩罚成本。

$$F_{\rm cpv} = \sum_{t=1}^{T} c_3 P_{\rm cpv,t} \tag{A9}$$

式中: c₃为弃光惩罚成本系数; P_{cpv,t}为 t 时刻的弃光功率。

(5) 电制冷机运行成本。

$$F_{\rm ER} = \sum_{t=1}^{T} c_4 P_{\rm er,t}$$
(A10)

式中: c4为电制冷机的运行和维修成本系数; Per,t为电制冷机在 t 时刻的电功率。

3)设备约束。

(1) MT 的运行约束。

 $\begin{cases} P_{\text{MT,min}} \leq P_{\text{MT,t}} \leq P_{\text{MT,max}} \\ \lambda_{1,\text{MT}} \leq P_{\text{MT,t+1}} - P_{\text{MT,t}} \leq \lambda_{u,\text{MT}} \end{cases}$ (A11)

式中: $P_{MT,max}$ 、 $P_{MT,min}$ 分别为 MT 的电功率上、下限: $\lambda_{u,MT}$ 、 $\lambda_{l,MT}$ 分别为 MT 的爬坡功率上、下限。 (2) 电制冷机运行约束。

$$P_{\rm er, m} \underset{\rm tn}{\leq} P_{t} \underset{\rm er}{\leq} P \tag{A12}$$

式中: *P*_{er,max}、*P*_{er,min}分别为电制冷机的功率上、下限。 (3) 气源约束。

$$Q_{\rm s,min} \le Q_{\rm s,t} \le Q_{\rm s,max} \tag{A13}$$

式中: $Q_{s,max}$ 、 $Q_{s,min}$ 分别为气源气功率的上、下限。 (4)氢储能运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq H_{cha,t} \leq B_{cha,t}H_{max} \\ 0 \leq H_{dis,t} \leq B_{dis,t}H_{max} \\ H_{out,t} = \eta_{cha}H_{cha,t} - \eta_{dis}H_{dis,t} \\ S_{H,t} = S_{H,t-1} + H_{out,t} / S_{cap} \\ S_{H,1} = S_{H,T} \\ B_{cha,t} + B_{dis,t} = 1 \\ S_{H,min} \leq S_{H,t} \leq S_{H,max} \end{cases}$$
(A14)

式中: $H_{cha,t}$ 、 $H_{dis,t}$ 分别为氢储能装置在 t 时刻的充、放功率; $B_{cha,t}$ 、 $B_{dis,t}$ 分别为氢储能装置在 t 时刻的充、 放状态参数,两者均为二进制变量,当 $B_{cha,t}=1$ 、 $B_{dis,t}=0$ 时,表示氢存储状态,当 $B_{cha,t}=0$ 、 $B_{dis,t}=1$ 时, 表示氢释放状态^[11]; $H_{out,t}$ 为氢储能装置在 t 时刻的输出功率; η_{cha} 、 η_{dis} 分别为氢储能装置在 t 时刻的充、 放效率; $S_{H,t}$ 为氢储能装置在 t 时刻的容量; S_{cap} 为氢储能装置的额定容量; $S_{H,max}$ 、 $S_{H,min}$ 分别为氢储能 装置的容量上、下限。



Fig.A2 Load demand and forecast output of wind and photovoltaics

		5 1	
参数	数值	参数	数值
$P_{P2G,min}(MW)$	0	P _{P2G,max} (MW)	15
P _{CCUS,min} (MW)	0	$P_{\text{CCUS,max}}(\text{MW})$	10
$P_{\text{CHP,min}}(\text{MW})$	10	$P_{\text{CHP,max}}(\text{MW})$	35
$R_{\text{CHP,min}}(\text{MW})$	0	$R_{\text{CHP,max}}(\text{MW})$	40
$R_{\rm CHP0}({ m MW})$	5	$P_{\rm MT,min}({ m MW})$	5
$P_{\rm MT,max}({ m MW})$	30	$P_{\rm er,min}({ m MW})$	0
$P_{\rm er,max}({ m MW})$	4	$Q_{\rm s,min}({ m MW})$	0
$Q_{\rm s,max}({ m MW})$	30	$H_{\rm MR,min}({ m MW})$	0
$H_{\rm MR,max}({ m MW})$	25	$H_{\rm HFC,min}({ m MW})$	0
$H_{\rm HFC,max}({ m MW})$	25	$S_{\rm H,min}({ m MW})$	4
$S_{\rm H,max}({ m MW})$	18	$b_{\rm r}^{[18]}$	25
δ (MWh/t) ^[19]	0.269	χ(t/MWh)	1.02
$\eta_{ m H2}$	0.88	$\eta_{ m MR}$	0.55
$\eta^{ m e}_{ m HFC}$ [11]	0.9	$\eta^{ m r}_{ m HFC}$ [11]	0.9
$Z_{ m vl}$	0.15	Z_{v2}	0.2
$S_{ m m}$	0.85	$arepsilon_1(\mathrm{t/MW})^{[20]}$	0.89
$\varepsilon_2(t/MW)^{[20]}$	0.0017	$\varepsilon_3(\mathrm{t/MW})^{[20]}$	26.15
$\varepsilon_4(t/MW)^{[20]}$	1.09	$\xi(\vec{\pi_L}/t)^{[11]}$	150
g ^[18]	0.39	$ au^{[11]}$	0.25
$m_1(\vec{\pi}/MW)$	154	$r_1(\vec{\pi}/MW)$	350
<i>m</i> ₂ (元/MW)	154	$s_1(\vec{\pi}/MW)$	210
a(元/MW)	93.03	$b(\vec{\pi}/\text{MW})$	0.028
<i>c</i> (元/MW)	273	$\eta_{ m MT}{}^{ m [A1]}$	0.6
$\eta_{ m hl}{}^{ m [A1]}$	0.95	$\eta_{ m h}^{ m [A1]}$	1.9
$\eta_{ m w}^{[m A1]}$	0.05	$\eta_{ m c}^{[A1]}$	2.4
$c_1(\vec{\pi}/\text{MW})$	60	c2(元/MW)	120
c3(元/MW)	120	c4(元/MW)	26
c5(元/kg)	0.8	$a_{\mathrm{r,min}}^{[6]}$	-0.1
$a_{\mathrm{r,max}}^{[6]}$	0.1	$a_{\rm c,min}^{[6]}$	-0.1
$a_{\rm c,max}^{[6]}$	0.1	λ_1	-20
$\lambda_{\mathbf{u}}$	20	$\lambda_{ m l,MT}$	-20
$\lambda_{u,MT}$	20	$\lambda_{\mathrm{l,EL}}{}^{[11]}$	-4
$\lambda_{u, \mathrm{EL}}$ ^[11]	4	$\lambda_{\mathrm{I,MR}}^{[11]}$	-5
$\lambda_{\mathrm{u,MR}}^{[11]}$	5	$\lambda_{1,\mathrm{HFC}}^{[11]}$	-5
$\lambda_{u,HFC}^{[11]}$	5	$K_{\min}^{[11]}$	0.5
K_max ^[11]	2.1		

表 A1 系统参数 Table A1 System parameter



Fig.A3 Electric power



Fig.A4 Thermal power









参考文献:

[A1] WU J,LI B,CHEN J. Multi-objective optimal scheduling of offshore micro integrated energy system considering natural gas emission[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 125:106535.