



考虑碳捕集和气网混氢的气电耦合系统低碳经济调度

杨宇玄¹, 高栋梁¹, 陈一鸣¹, 周步祥², 陈阳², 臧天磊²

(1. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041; 2. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 针对气电综合能源系统低碳调度问题, 气网混氢、碳捕集、电转气均是有效的技术手段, 同时碳交易机制也是控制碳排放的有效经济手段。因此, 本文构建了含富液罐和贫液罐的碳捕集电厂模型, 结合电转甲烷技术模型, 灵活回收利用系统中的 CO₂; 同时, 构建了气网混氢技术模型提高能效, 并考虑气网混氢时节点热值变化约束, 以奖励式碳交易成本和运行成本之和为目标函数; 最后基于改进的比利时 20 节点天然气系统和 IEEE 39 节点电力系统模型开展算例测试, 结果显示综合考虑碳捕集、气网混氢和奖励式碳交易机制能提高系统低碳经济调度水平, 同时调节碳价和奖励系数能灵活调节系统碳排放水平。

关键词: 储液式碳捕集; 气网混氢; 电转气; 低碳经济调度

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202210024

0 引言

“3060”双碳目标背景下, 能源系统如何有效减碳成为关键问题^[1]。多能源系统耦合运行, 提升可再生能源占比是能源系统减碳的必然趋势^[2-3]。同时, 在综合能源系统基础上, 采用新型减碳技术、联合碳捕集等新装置, 引入碳减排机制是当前的研究重点^[4]。

碳捕集技术能实现传统火力发电厂的碳排放回收。采用燃烧后捕集技术, 对现有火电机组加装碳捕集装置, 则无须弃用旧发电厂, 一方面, 有利于节约投资, 另一方面, 有利于达成低碳目标^[5]。在现有气电综合能源系统结合碳捕集技术的研究中, 文献^[6]以电-气-热网耦合系统为研究载体, 考虑广义的电热需求侧响应, 调整电价, 增加有机朗肯循环设备, 实现系统调峰。文献^[7]从日前、日中、实时 3 种时间尺度, 分析含碳捕集电厂电力系统的不同调度策略。文献^[8]考虑碳捕集和垃圾焚烧厂的联合优化调度, 实现有效的削峰填谷。文献^[9]考虑含简易储碳装置的碳

捕集系统, 以提高系统低碳性。以上均未考虑碳捕集加装储液罐的方式。

氢能作为绿色能源, 它在能源系统的灵活应用也成为国内外提高可再生能源消纳比例, 控制碳排放的发展重点。其中电制氢和气网混氢作为高效转化能源技术, 在综合能源系统减碳方面得到广泛应用^[10]。有关利用气网混氢技术消纳风电的应用, 欧洲是最早开展试点的地区, 其中荷兰、英国、美国、德国等多个国家都有相关项目^[11]。2021 年在荆州, 中国成功设计出混氢燃机工程方案, 为气网混氢技术提供了硬件基础^[12]。气网混氢技术有助于优化能源结构, 同时提高系统运行经济性和灵活性。在含氢能利用的能源系统低碳研究中, 文献^[13]考虑核能制氢及天然气网混氢, 有效提升了核电厂能效。文献^[14]考虑将电制氢和储氢罐结合, 再配置燃料电池燃氢参与系统调度, 提高系统能效。以上文献均未将气网混氢和储液式碳捕集技术联合考虑。此外, 结合碳交易机制的能源系统低碳调度研究中, 文献^[15]结合碳交易机制和碳捕集设备, 从市场和技术层面综合提高系统低碳性和经济性。文献^[16]在电热系统中考虑阶梯碳交易机制和电制氢技术以优化系统运行。上述文献虽然结合某 1 种或 2 种技术取得了一些进展, 但均未将奖励式碳交易机制、气网混氢和储液式碳捕集技术三者综合考虑, 从而进一步提高系统调度低碳性及经济性。

收稿日期: 2022-10-15; **修回日期:** 2023-07-30。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(人-信息-能量耦合的城市能源互联网灾变分析与动态预警, 51907097); 国网四川省电力公司科技项目(应对 CPS 故障的综合能源系统优化调控与风险管控技术, 52199620000M)。

随着可再生能源在新型电力系统中的比例逐渐提高,同时传统发电企业调整碳排放水平,系统单独依赖传统碳交易机制进行惩罚的手段,无法深度释放企业减排潜力。因此,系统可利用奖励机制,刺激源侧进一步降低发电的碳排放水平,以此获得相应的经济补贴。奖励式碳捕集机制采用经济手段约束源侧碳排放水平,但也会受到奖励总预算的客观限制,有必要考虑直接降低碳排放的方案。目前,储液式碳捕集是公认的极具发展潜力的降碳技术,通过直接吸收并利用 CO₂ 的方式,改善火电机组的碳排放水平。

本研究旨在以经济激励和系统结构优化为双重手段,应对碳排放挑战,聚焦于电制氢与气网混氢技术的联合应用,以提升能源转化效率,推进系统经济性与低碳性。在包括储液式碳捕集、电转气、气网混氢设备及低碳奖赏的碳交易机制基础上,构建了一套气电耦合系统低碳调度模型。本文优化了传统系统低碳经济调度研究中新技术应用单一的问题,并结合市场作用进一步提升系统低碳运行能力。考虑掺氢安全和气网热值等约束进行建模,通过算例对比验证了储液式碳捕集的灵活性以及电转气、气网混氢技术的高效性。此外,通过对奖励系数和碳交易价格的灵活调整,总结了其对系统总成本和碳排放的影响规律。

1 气电耦合系统建模

1.1 碳捕集建模

碳捕集和封存是一种收集并封存 CO₂ 的技术,通常 CO₂ 的来源是火力发电厂、钢铁厂、化工厂等。针对火力发电厂,常规碳捕集方案有 3 种:燃烧前进行捕集、燃烧时掺入富氧再进行捕集以及从燃烧之后的烟气中进行捕集。第 3 种方式能够直接从传统工业排放的烟气中捕集,利用化学溶剂吸收大量 CO₂。理论上,燃烧之后的捕集方式适用于所有的火电厂,成为应用相对广泛的方式,故主要考虑第 3 种碳捕集技术。

传统碳捕集电厂是利用烟气分流的方式调节碳排放,理论上火电机组在出力增加的时候,机组产生的碳排放也增多,应当调节烟气分流比例以增加碳捕集力度,实现碳资源的再利用。但是

碳捕集机组存在固定损耗和运行损耗,当系统处于高峰负荷状态时,火电机组没有足够的能量启动碳捕集装置,因此会造成高峰负荷状态下碳排放也增加的情况。储液式碳捕集机组利用储液罐的设计,将碳吸收和碳利用的流程解耦,实现在高峰负荷时吸收并存储碳资源,而在低谷负荷时释放利用碳资源^[17]。储液式碳捕集机组具备更高的灵活性,其结构如图 1 所示,烟气经过分流装置,使其一定比例进入吸收塔,其余则排放至大气。烟气经过吸收塔处理后,形成 CO₂ 含量高的液体,称为富液;增设富液罐进行存储,使得富液成为灵活性资源,在 CO₂ 需求量大时排出,反之储存。富液在高温条件下产生逆反应,CO₂ 在再生塔中被分离出来,完成捕集。此时,再生塔溶剂中 CO₂ 含量低,称为贫液;同理,通过增设贫液罐进行存储,使贫液得以灵活调用。储液式碳捕集依靠装置协同作用,将碳的吸收与释放过程解耦,提高系统运行灵活性。

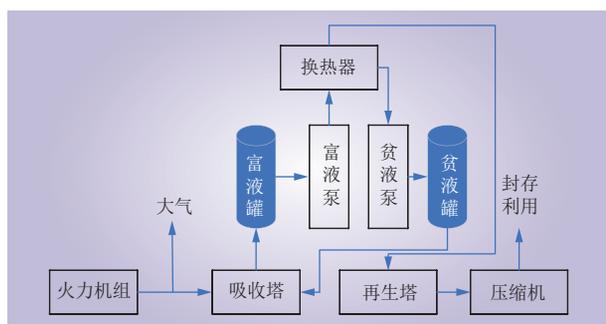


图 1 储液式碳捕集结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of liquid storage carbon capture model

贫液、富液罐建模表达式如下^[17]。

$$\begin{cases} V_{\text{full},t} = V_{\text{full},t-1} + V_{\text{full},\text{in},t} - V_{\text{full},\text{out},t} \\ V_{\text{few},t} = V_{\text{few},t-1} + V_{\text{few},\text{in},t} - V_{\text{few},\text{out},t} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} V_{\text{full},\text{out},t} - V_{\text{few},\text{in},t} = 0 \\ V_{\text{few},\text{out},t} - V_{\text{full},\text{in},t} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

式中: $V_{\text{full},t}$ 、 $V_{\text{few},t}$ 、 $V_{\text{full},\text{in},t}$ 、 $V_{\text{few},\text{in},t}$ 、 $V_{\text{full},\text{out},t}$ 、 $V_{\text{few},\text{out},t}$ 分别为 t 时刻富液罐和贫液罐中的存储量、流入体积流量、流出体积流量。

碳捕集系统中 CO₂ 吸收、生成量与富液罐流入、流出体积流量的关系为

$$\begin{cases} V_{\text{full},\text{in},t} = 0.04\alpha_{\text{CCS}}C_{\text{CCS},\text{ab},t}/\rho_{\text{CO}_2} \\ V_{\text{full},\text{out},t} = 0.04C_{\text{rebr},t}/\rho_{\text{CO}_2} \end{cases} \quad (3)$$

式中： α_{CCS} 为碳捕集系统的效率； $C_{CCS,ab,t}$ 为碳捕集系统吸收的 CO_2 质量； $C_{rebir,t}$ 为碳捕集系统中再生塔生成的质量。

碳捕集系统的用能主要分为 2 部分。一是固定损耗，因增加碳捕集系统，带来发电厂结构变化而造成的损耗；二是运行损耗，随捕集工作量而变化的损耗^[17]。系统能耗可表示为

$$\begin{cases} P_{CCS,all,t} = P_{fixed} + P_{run,t} \\ P_{run,t} = P_{unit}C_{rebir,t} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $P_{CCS,all,t}$ 为碳捕集系统总能耗； P_{fixed} 为固定能耗； $P_{run,t}$ 为运行能耗； P_{unit} 为再生单位质量 CO_2 的能耗。

1.2 气网混氢模型

氢气热值和天然气热值存在较大差异，氢气高热值为 12789 kJ/m^3 ，甲烷高热值为 39829 kJ/m^3 ，天然气的主要成分为甲烷，由此可见，氢气热值和天然气热值的差异在 60% 以上，文献 [18] 采用算例验证了考虑热值对综合能源系统的重要性。气网混氢的混合气体热值变化直接影响气网的运行状态，因此有必要考虑混合后热值变化问题^[10]。混氢时假设不同气体在某节点均匀混合后，再以同一热值的混合气体流出该节点，混合前后保持总气质守恒^[19]。气网网络节点热值表达式为

$$\begin{aligned} Q_{WELL,t}H_{CH4} + Q_{P2H,t}H_{H2} + Q_{P2M,t}H_{CH4} + \\ \sum_{d' \in po(d)} Q_{dd',t}^{out} H_{gas,d,t} = Q_{GT,t}H_{gas,d,t} + Q_{QL,t}H_{gas,d,t} + \\ \sum_{d' \in pi(d)} Q_{dd',t}^{in} H_{gas,d,t} \end{aligned} \quad (5)$$

式中： $H_{gas,y}$ 为 y 节点处的混合热值； $Q_{WELL,t}$ 、 $Q_{P2H,t}$ 、 $Q_{P2M,t}$ 、 $Q_{dd',t}^{in}$ 、 $Q_{dd',t}^{out}$ 、 $Q_{GT,t}$ 和 $Q_{QL,t}$ 分别为 t 时刻天然气气源、P2H、P2M、管道 dd' 的流入气流量、管道 dd' 的流出气流量、燃气机组的耗气流量和 d 节点处气负荷值； $pi(d)$ 、 $po(d)$ 分别为以 d 为输入、输出节点的管道集合。

气网混氢各节点热值变化后，气负荷也对应改变^[20]，即

$$Q_{QL,t}H_{gas,t} = E_{QL,start} \quad (6)$$

式中： $E_{QL,start}$ 为气网负荷未经混氢时的初始能量。

文献 [19] 指出当混氢比例达到 10%，会使得混合气体热值过低影响用户正常应用。法国的“GRHYD”实践中采用 6% 的比例向试点天然气网络混氢^[11]。因此针对国内也处于早期试点

阶段的实际情况，本文采用 6% 作为混氢比例上限。混氢比例约束为

$$Q_{P2H,t} \leq \left(Q_{WELL,t} + Q_{P2H,t} + Q_{P2M,t} + \sum_{d' \in po(d)} Q_{dd',t}^{out} \right) \delta_{H_2} \quad (7)$$

式中： δ_{H_2} 为气网混氢比例极限。

2 碳交易机制建模

参考普遍使用的无偿分配方式，本系统中与碳配额计算有关的设备主要为火电机组和天然气机组^[6]。

$$C_{quota} = \sum_{t=1}^T (\beta_{TP}P_{TP,t} + \beta_{GT}P_{GT,t}) \quad (8)$$

式中： C_{quota} 为系统总碳排放配额量； β_{TP} 、 β_{GT} 分别为火电机组和天然气机组的单位出力碳排放配额量； $P_{TP,t}$ 、 $P_{GT,t}$ 为 t 时刻火电机组和燃气机组出力功率。

其中，火电机组的碳排放又分为烟气分派环节直接排放的 CO_2 量 C_{SMO} ，以及因碳捕集设备运行过程效率问题间接排放的 CO_2 量 $C_{CCS,ind}$ 。

$$\begin{cases} C_{pursum} = C_{SMO} + C_{CCS,ind} + C_{GT} \\ C_{SMO} = C_{TP} - C_{CCS,ab} \\ C_{CCS,ind} = (1 - \alpha_{CCS})C_{CCS,ab} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} C_{TP} = \sum_{t=1}^T \beta_{TP}P_{TP,t} \\ C_{GT} = \sum_{t=1}^T \beta_{GT}P_{GT,t} \end{cases} \quad (10)$$

式中： C_{pursum} 为系统的净碳排放量； C_{GT} 为系统中燃气系统产生的碳排放量； C_{TP} 为火电机组未经碳排放系统前产生的总碳排放量。

传统的碳交易机制中，对超出系统的碳排放量以统一碳价或阶梯碳价进行约束。本系统中采用计及低碳奖励的阶梯碳交易模型，在传统阶梯型碳交易^[16]的理论基础上，新增奖励机制，即当系统碳配额出现剩余情况时，设置一定的奖励，奖励设定为阶梯式，碳配额剩余越多时，奖励单价越高。未来，含高比例可再生能源的新型电力系统会存在碳配额剩余的场景，此时传统碳交易机制则存在一定的瓶颈，对碳配额剩余量采用无差别的碳交易单价，无法深度激发减碳潜力，但

计及奖励的碳交易方式提供了阶梯型的奖励单价,使得低碳排放的企业能获得不同程度奖励,因此能进一步释放企业碳减排潜力。

实际参与奖惩计算^[21]的碳排放量 C_{count} 可表示为

$$C_{\text{count}} = C_{\text{quota}} - C_{\text{pursum}} \quad (11)$$

计及奖励的阶梯型碳交易模型为

$$M_{\text{cbuy}} = \begin{cases} [M_{\text{base}} + M_{\text{awa}}(1 + 2\phi_{\text{awa}})](C_{\text{count}} + 2\gamma) - \gamma[2M_{\text{base}} + M_{\text{awa}}(2 + \phi_{\text{awa}})], & C_{\text{count}} \leq -2\gamma \\ [M_{\text{base}} + M_{\text{awa}}(1 + \phi_{\text{awa}})](C_{\text{count}} + \gamma) - \gamma(M_{\text{base}} + M_{\text{awa}}), & -2\gamma < C_{\text{count}} \leq -\gamma \\ (M_{\text{base}} + M_{\text{awa}})C_{\text{count}}, & -\gamma < C_{\text{count}} \leq 0 \\ M_{\text{base}}C_{\text{count}}, & 0 < C_{\text{count}} \leq \gamma \\ M_{\text{base}}\gamma + M_{\text{base}}(1 + \phi_{\text{pun}})(C_{\text{count}} - \gamma), & \gamma < C_{\text{count}} \leq 2\gamma \\ M_{\text{base}}(1 + 2\phi_{\text{pun}})(C_{\text{count}} - 2\gamma) + M_{\text{base}}\gamma(2 + \phi_{\text{pun}}), & 2\gamma < C_{\text{count}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: M_{cbuy} 为碳交易成本; M_{base} 为碳交易基础价格; M_{awa} 为奖励基础价格; ϕ_{awa} 为奖励系数,即随着多节约单位区间碳排放量而增长的奖励幅度; ϕ_{pun} 为惩罚系数,即随着过量排放单位区间碳排放量而追加惩罚的幅度; γ 为碳排放量的区间。

3 低碳经济调度模型与求解

3.1 目标函数

系统目标函数总成本 M 包括火电机组运行成本 M_{TP} 、火电机组启停成本 M_{TPOC} 、购气成本 M_{GAS} 、碳交易成本 M_{cbuy} 和碳封存成本 M_{csto} 5部分。

$$\min M = M_{\text{TP}} + M_{\text{TPOC}} + M_{\text{GAS}} + M_{\text{cbuy}} + M_{\text{csto}} \quad (13)$$

其中各部分成本的表达式为

$$\begin{cases} M_{\text{TP}} = \sum_{t=1}^T (M_{\text{TP,squ}} P_{\text{TP,all},t}^2 + M_{\text{TP,one}} P_{\text{TP,all},t} + M_{\text{TP,con}}) \\ P_{\text{TP,all},t} = P_{\text{TP},t} + P_{\text{CCS,all},t} \\ M_{\text{TPOC}} = \sum_{t=1}^T (S_{\text{TP}}^{\text{op}} B_{\text{tp},t}^{\text{op}} + S_{\text{TP}}^{\text{cl}} B_{\text{tp},t}^{\text{cl}}) \\ M_{\text{GAS}} = \sum_{t=1}^T M_{\text{WELL}} Q_{\text{WELL},t} \\ M_{\text{csto}} = \sum_{t=1}^T M_{\text{csto,unit}} C_{\text{sto},t} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $M_{\text{TP,squ}}$ 、 $M_{\text{TP,one}}$ 、 $M_{\text{TP,con}}$ 为火电机组运行成本系数; $P_{\text{TP,all},t}$ 为碳捕集火电厂总能耗; $S_{\text{TP}}^{\text{op}}$ 、 $S_{\text{TP}}^{\text{cl}}$ 为火电机组的开、停机状态变量; $B_{\text{tp},t}^{\text{op}}$ 、 $B_{\text{tp},t}^{\text{cl}}$ 为火电机组的开、停机成本; M_{WELL} 为购买单位天然气的成本; $Q_{\text{WELL},t}$ 为天然气气井流量; $M_{\text{csto,unit}}$ 为单位质量 CO_2 的封存成本; $C_{\text{sto},t}$ 为 t 时刻 CO_2 的封存总质量。

由于电转甲烷消耗的 CO_2 总量与产生的甲烷量相等,则 t 时刻消耗的 CO_2 量 $C_{\text{rebir,P2M},t}$ 为

$$\begin{cases} C_{\text{sto},t} = C_{\text{rebir},t} - C_{\text{rebir,P2M},t} \\ C_{\text{rebir,P2M},t} = 3600 P_{\text{P2M},t} \eta_{\text{P2M}} \rho_{\text{CO}_2} / H_{\text{CH}_4} \end{cases} \quad (15)$$

3.2 电力系统建模

1) 功率平衡约束为

$$P_{\text{TP},t} + P_{\text{WI},t} + P_{\text{GT},t} - P_{\text{P2H},t} - P_{\text{P2M},t} - P_{\text{CCS,all},t} = P_{\text{EL},t} \quad (16)$$

式中: $P_{\text{WI},t}$ 、 $P_{\text{P2H},t}$ 、 $P_{\text{P2M},t}$ 、 $P_{\text{EL},t}$ 分别为 t 时刻风电机组、电转氢设备、电转甲烷设备、电力负荷的功率。

2) 直流潮流约束^[22]为

$$P_{\text{Eline}} = \mathbf{B}_{\text{G,diag}} \mathbf{B}_{\text{lb}} \mathbf{B}_{\text{G}}^{-1} (P_{\text{TP},t} + P_{\text{WI},t} + P_{\text{GT},t} - P_{\text{P2H},t} - P_{\text{P2M},t} - P_{\text{CCS,all},t} - P_{\text{EL},t}) \quad (17)$$

式中: P_{Eline} 为电力系统支路功率矩阵; $\mathbf{B}_{\text{G,diag}}$ 和 $\mathbf{B}_{\text{G}}^{-1}$ 分别为电网支路导纳矩阵和电网支路导纳的对角矩阵; \mathbf{B}_{lb} 为电网支路节点关联矩阵。

3) 各机组出力约束为

$$\begin{cases} Y_{\text{TP},t} P_{\text{TP,min}} \leq P_{\text{TP,all},t} \leq Y_{\text{TP},t} P_{\text{TP,max}} \\ (\Delta t_{\text{TP},(t-1)}^{\text{on}} - T_{\text{TP,min}}^{\text{on}})(Y_{\text{TP},(t-1)} - Y_{\text{TP},t}) \geq 0 \\ (\Delta t_{\text{TP},(t-1)}^{\text{off}} - T_{\text{TP,min}}^{\text{off}})(Y_{\text{TP},t} - Y_{\text{TP},(t-1)}) \geq 0 \\ -R_{\text{TP}}^{\text{down}} \leq Y_{\text{TP},t} P_{\text{TP,all},t} - Y_{\text{TP},(t-1)} P_{\text{TP,all},t} \leq R_{\text{TP}}^{\text{up}} \\ 0 \leq P_{\text{WI},t} \leq P_{\text{WI,max}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: Y_{TP} 为火电机组的运行状态变量,运行方式为1,关停为0; $P_{\text{TP,max}}$ 、 $P_{\text{TP,min}}$ 为火电机组出力上下限; $\Delta t_{\text{TP},(t-1)}^{\text{on}}$ 、 $\Delta t_{\text{TP},(t-1)}^{\text{off}}$ 分别为火电机组截至 $t-1$ 时刻的叠加开机和关机时长; $T_{\text{TP,min}}^{\text{on}}$ 、 $T_{\text{TP,min}}^{\text{off}}$ 为火电机组最小开机和关机时长; $R_{\text{TP}}^{\text{down}}$ 、 $R_{\text{TP}}^{\text{up}}$ 为火电机组的滑坡和爬坡功率极限; $P_{\text{WI,max}}$ 为风电出力上限。

$$\begin{cases} P_{\text{P2M},t} = Q_{\text{P2H},t} H_{\text{CH}_4} \eta_{\text{P2M}} \\ P_{\text{P2H},t} = Q_{\text{P2H},t} H_{\text{H}_2} \eta_{\text{P2H}} \\ P_{\text{P2M},\min} \leq P_{\text{P2M},t} \leq P_{\text{P2M},\max} \\ P_{\text{P2H},\min} \leq P_{\text{P2H},t} \leq P_{\text{P2H},\max} \end{cases} \quad (19)$$

式中： η_{P2M} 、 η_{P2H} 为电转甲烷和电转氢设备的转化效率； $P_{P2M, \max}$ 、 $P_{P2M, \min}$ 为电转甲烷设备出力上下限； $P_{P2H, \max}$ 、 $P_{P2H, \min}$ 为电转氢设备出力上下限。

此外，联络线传输约束和电压相角约束参考文献 [17]。

3.3 天然气系统建模

气网节点处的气流平衡约束为

$$Q_{WELL,t} + Q_{P2H,t} + Q_{P2M,t} - Q_{GT,t} + \sum_{d' \in po(d)} Q_{dd',t}^{out} = Q_{QL,t} + \sum_{d' \in pi(d)} Q_{dd',t}^{in} \quad (20)$$

此外，节点的气压约束、管道潮流约束和管道的流量约束参考文献 [23-28]。

3.4 模型求解

气网系统为非线性约束，采用二阶锥松弛，松弛流程为

$$Q_{dd'}^2(t) \left(\frac{1}{\psi_{dd'}} \right)^2 = (\sigma_{dd'}^+(t) - \sigma_{dd'}^-(t))(v_d(t) - v_{d'}(t)) \quad (21)$$

$$-(1 - \sigma_{dd'}^+(t))Q_{dd', \max}(t) \leq Q_{dd'}(t) \leq (1 - \sigma_{dd'}^-(t))Q_{dd', \max}(t) \quad (22)$$

$$\sigma_{dd'}^+(t) + \sigma_{dd'}^-(t) = 1 \quad (23)$$

$$v_{d, \min} \leq v_d(t) \leq v_{d, \max} \quad (24)$$

式中： $Q_{dd'}(t)$ 为天然气管道 dd' 在 t 时刻的管道平均气流； $\sigma_{dd'}^+(t)$ 、 $\sigma_{dd'}^-(t)$ 为管道气体流向； $v_d(t)$ 、 $v_{d'}(t)$ 为节点 d 、 d' 处管道压力的平方； $\psi_{dd'}$ 为Weymouth常数； $Q_{dd', \max}(t)$ 为管道 dd' 流量的上限； $v_{d, \max}$ 、 $v_{d, \min}$ 为节点 d 处的气压平方上、下限。对式 (21) 进行二阶锥松弛得

$$\theta_{dd'}(t) \geq Q_{dd'}^2(t) \left(\frac{1}{\psi_{dd'}} \right)^2 \quad (25)$$

$$\theta_{dd'}(t) \geq (\sigma_{dd'}^+(t) - \sigma_{dd'}^-(t) + 1)(v_{d, \min} - v_{d', \max}) + v_{d'}(t) - v_d(t) \quad (26)$$

$$\theta_{dd'}(t) \geq (\sigma_{dd'}^+(t) - \sigma_{dd'}^-(t) - 1)(v_{d, \max} - v_{d', \min}) + v_d(t) - v_{d'}(t) \quad (27)$$

$$\theta_{dd'}(t) \leq (\sigma_{dd'}^+(t) - \sigma_{dd'}^-(t) + 1)(v_{d, \max} - v_{d', \min}) + v_{d'}(t) - v_d(t) \quad (28)$$

$$\theta_{dd'}(t) \leq (\sigma_{dd'}^+(t) - \sigma_{dd'}^-(t) - 1)(v_{d, \min} - v_{d', \max}) + v_d(t) - v_{d'}(t) \quad (29)$$

式中： $\theta_{dd'}(t)$ 为新增的辅助变量。

算例求解流程如图 2 所示。求解步骤如下。

1) 录入气电耦合系统初值，包括气网络热值初值；2) 选择是否混氢、碳交易机制、碳捕集装置以及对应的目标函数；3) 针对气网络中包含非线性约束的情况，本文采用二阶锥方法松弛，然后算例采用 Cplex 求解模型，开始首次迭代；4) 依据求解结果，更新气网络热值和节点气负荷值；5) 判断更新前后的热值和气负荷流量精度，满足要求则输出结果，否则返回步骤 3 展开新的迭代。

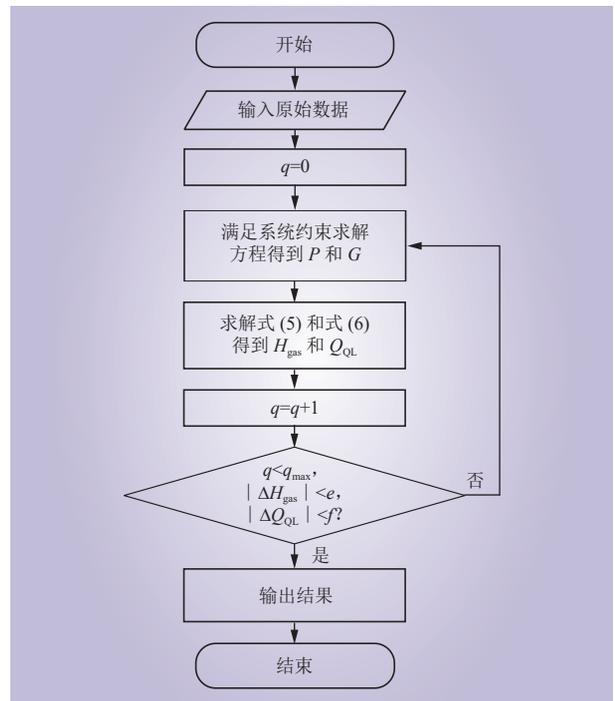


图 2 模型求解流程

Fig. 2 Model solving process

4 算例分析

在改进的比利时 20 节点天然气网络和 IEEE 39 节点电力网络基础上展开分析与验证。详细网络结构见图 3，电力负荷、风电预测出力和燃气负荷数据见图 4。天然气系统中包含 2 台 P2M 装置、2 台 P2H 装置、4 组气源。电力系统中包含 8 台火电机组，其中 38 号和 36 号 2 台火电机组加装碳捕集设备，2 台风电机组和 2 台燃气轮机。

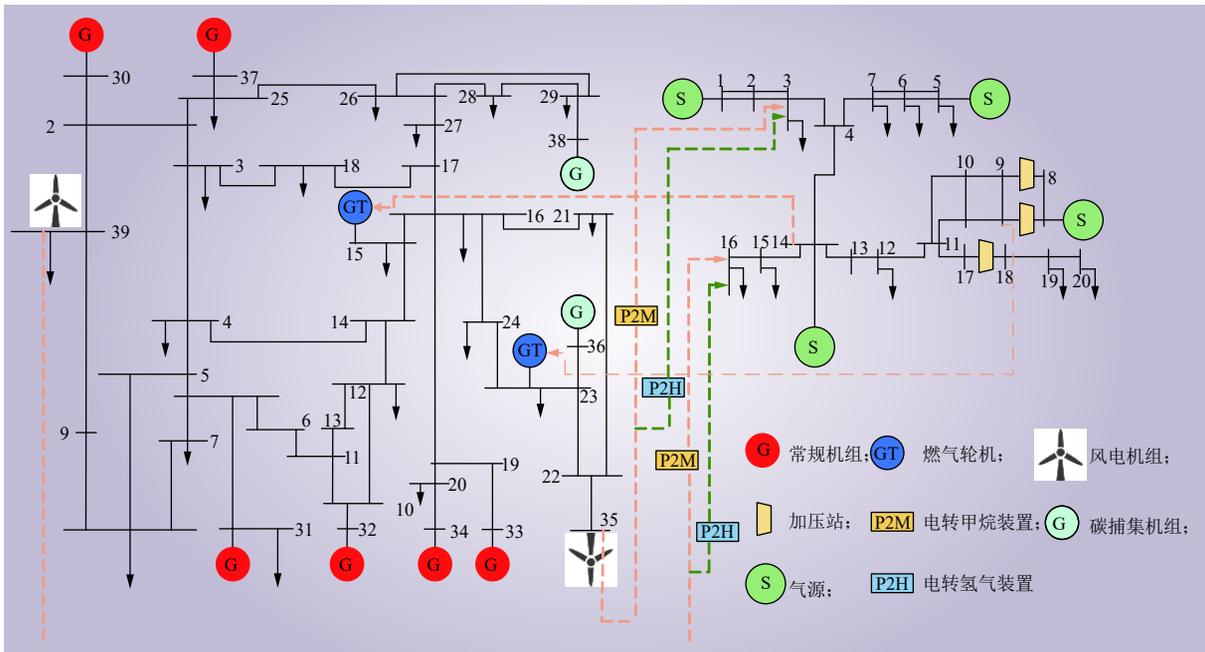


图 3 气电耦合系统测试结构

Fig. 3 Test structural diagram of gas-electricity coupling system

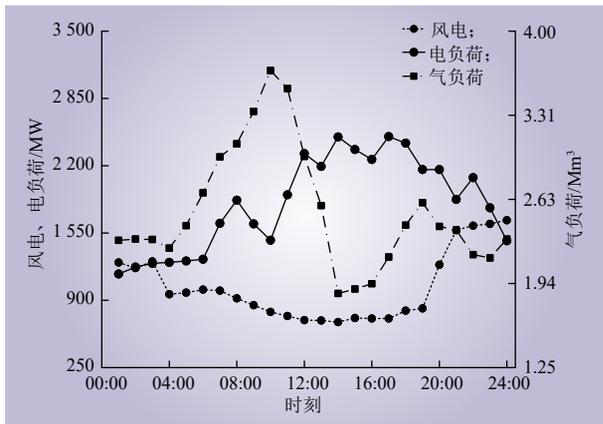


图 4 测试系统的风电预测值、电负荷和气负荷值

Fig. 4 Values of wind power forecasts, electrical loads and gas loads of the test system

4.1 不同场景对比分析

为验证系统中综合考虑储液式碳捕集设备、气网混氢技术和含低碳激励的碳交易机制共同作用时，调度结果的低碳性和经济性，构建 4 种运行场景进行验证。场景 1：仅考虑含低碳激励碳交易的系统；场景 2：考虑低碳激励碳交易和气网混氢的系统；场景 3：考虑低碳激励碳交易、气网混氢和常规碳捕集设备的系统；场景 4：考虑低碳激励碳交易、气网混氢和储液式碳捕集设备的系统。

由表 1 可知，场景 2 相较场景 1 碳排放量减少了 267.59 t，弃风量减少了 75.21%，总成本降低了 234.82 万元。因为增加气网混氢环节后，电制氢产生的氢气能够在一定比例限制内直接混入气网，如图 5 所示，利用气网混氢可省去甲烷化反应过程，提高了能源转化效率，节约运行成本，进一步提高了风电消纳水平，促进风电制氢。氢气混入气网，电网能量转移至气网，为气负荷供能，进而减少购气成本，进一步降低系统碳排放。

表 1 4 种场景的调度结果

Table 1 Scheduling results for 4 scenarios

场景	碳排放/t	运行成本/万元	总成本/万元	弃风量/MW
1	18201.83	14660.37	14657.52	2111.62
2	17934.24	14425.44	14420.63	523.34
3	17528.41	14247.81	14232.20	378.34
4	17014.95	14143.77	14122.59	245.61



图 5 电转氢和电转甲烷流程

Fig. 5 Electricity to hydrogen and electricity to methane conversion processes

相较于场景 2，场景 3 在碳排放方面减少了 405.83 t，弃风率降低了 27.7%，总成本减少了 188.43 万元。以场景 3 中 04:00 的 36 号碳捕集机组为例，此时火电机组运行在最低出力状态，但场景 3 中的火电出力仍需部分用于补偿碳捕集固定能耗。因此，与传统机组相比，36 号机组在为外部平衡提供发电出力时的下限降低，类似于具有更低调节下限的火力发电机组，这有助于进一步提高风电的消纳能力。与此同时，碳捕集系统吸收 CO₂，为系统提供了碳收益，增加了电转气的比例，降低了采气成本。

相较于场景 3，场景 4 在碳排放方面减少了 513.46 t，弃风率降低了 132.73 MW，总成本降低了 109.61 万元。场景 4 中采用储液式碳捕集技术，实现了碳捕集和甲烷化过程的解耦。结合可灵活调节的烟气控制系统，该技术促进了系统对 CO₂ 的吸收，并将其储存在富液中，作为灵活的资源参与电转气过程。

4.2 考虑不同奖励系数对碳排放和总成本的影响

系统奖励系数从 0 逐渐增大时，使得系统碳配额单位剩余量的碳收益增大，从而降低系统碳交易成本。由图 6 可知，当奖励系数小于 0.43 时，碳排放水平维持在 17014 t，原因是该阶段奖励系数偏小，碳收益优势不明显，系统将重负荷时段的碳排放储存起来，转移至其他时段释放，从而降低了系统总成本。当奖励系数大于 0.43 时，减碳收益权重增加，则刺激系统整体碳排放降低，系统中燃气机组出力提高，而火电出力降

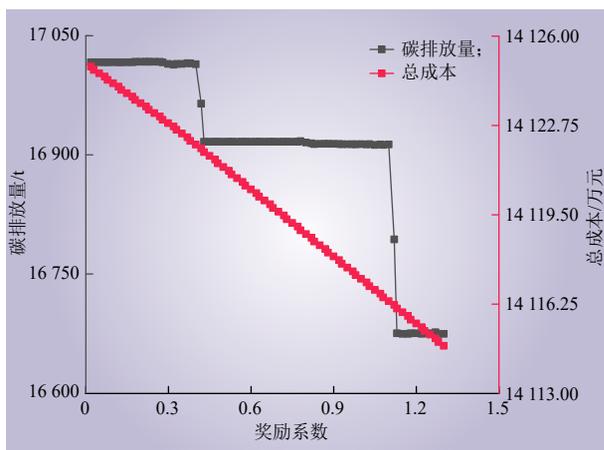


图 6 奖励系数变化对碳排放量和总成本的影响

Fig. 6 Effect of change of incentive coefficient on carbon emissions and total cost

低，使系统碳排放配额剩余量增大，同时单位剩余配额收益增加，此时碳排放水平降低至 16 914 t。同理，当奖励系数大于 1.12 时，碳排放水平得以降低至 16 675 t 左右。系统总成本逐渐下降。

4.3 考虑碳交易基础价格对碳排放和总成本的影响

由图 7 可知，当碳交易基础价格低于 44 元/t 时，随着碳交易基础价格增加，碳排放逐渐减少，原因在于系统处于碳配额大于碳排放的场景。碳交易基础价格越高，对应系统单位剩余碳配额的收益增加，因此系统逐渐减少高碳排放机组出力，增加低碳排放机组出力，从而增大系统碳配额剩余量，从而提高系统碳收益，总成本下降。当碳交易基础价格大于 44 元/t 时，系统低碳机组达到最小出力，因此系统碳排放不再随碳交易基础价格减小。又因为系统单位碳配额收益随碳交易单价继续增加，因此总成本仍保持下降。

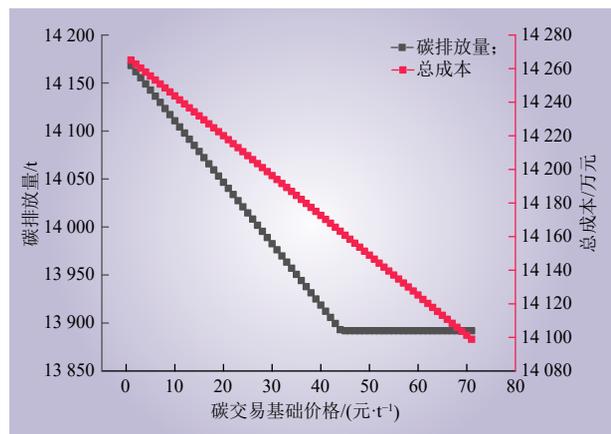


图 7 碳交易基础价格变化对碳排放量和总成本的影响

Fig. 7 Impact of carbon trading price changes on carbon emissions and total costs

结合以上算例可知，在制定系统碳交易基础价格时，可参考图 7 中的价格拐点。同时再通过设定合理的奖励系数，进一步灵活调节系统碳排放量和总成本。合理搭配 2 种参数，得以充分利用市场的影响力，更有效地提高系统减碳潜力。

5 结论

1) 通过 4 种场景对比可知，在低碳激励的系统基础上引入气网混氢技术和储液式碳捕集，碳排放降低了 1 186.88 t，总成本降低 534.93 万元，

弃风量降低了 88.37%。考虑储液式碳捕集、气网混氢、低碳奖励碳交易机制在保证经济性的同时,进一步降低系统碳排放。

2) 通过调节奖励系数的测试,验证了该系数变化对碳排放水平和总成本的影响。当奖励系数从 0 逐渐增加时,碳排放水平在奖励系数为 0.43 和 1.12 处呈现阶梯型下降、总成本下降。实际中可以结合系统需求,合理设定系数进而调控碳排放与成本。

3) 通过调节碳交易基础价格的测试,验证了该价格变化对碳排放水平和总成本的影响。当价格从 0 元/t 逐渐增加至 44 元/t 时,碳排放水平减小至稳定值后不再降低,因此,实际中也可应用本文方法,根据系统需求选择合适的碳交易价格。

本文所提模型,通过增设碳捕集储液罐、气网混氢技术,提高能源利用灵活性,通过引入碳交易机制从市场层面刺激减碳。未来将会考虑天然气系统的动态变化,从多时间尺度,更准确地对系统进行建模,验证得到更准确的运行结果。

参考文献:

- [1] 李政,陈思源,董文娟,等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 3987-4001.
LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, *et al.* Low carbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 3987-4001.
- [2] 周原冰,杨方,余潇潇,等. 中国能源电力碳中和实现路径及实施关键问题[J]. 中国电力, 2022, 55(5): 1-11.
ZHOU Yuanbing, YANG Fang, YU Xiaoxiao, *et al.* Realization pathways and key problems of carbon neutrality in China's energy and power system[J]. Electric Power, 2022, 55(5): 1-11.
- [3] 孙子茹,艾芊,居来提·阿不力孜,等. 考虑季节性氢储及期货式碳交易的综合能源系统年度规划研究[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 2-13.
SUN Ziruo, AI Qian, JULAITI A, *et al.* Annual planning study of integrated energy system considering seasonal hydrogen storage and futures carbon trading[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 2-13.
- [4] 董洁,乔建强. “双碳”目标下先进煤炭清洁利用发电技术研究综述[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 202-212.
DONG Jie, QIAO Jianqiang, *et al.* A review on advanced clean coal power generation technology under "carbon peaking and carbon neutrality" goal[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 202-212.
- [5] 王彦哲,周胜,姚子麟,等. 中国煤电生命周期二氧化碳和大气污染物排放相互影响建模分析[J]. 中国电力, 2021, 54(8): 128-135.
WANG Yanzhe, ZHOU Sheng, YAO Zilin, *et al.* Life cycle modeling analysis of the interaction between carbon dioxide and air pollutant emissions of coal power in China[J]. Electric Power, 2021, 54(8): 128-135.
- [6] 崔杨,谷春池,付小标,等. 考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8431-8446.
CUI Yang, GU Chunchi, FU Xiaobiao, *et al.* Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with carbon capture power plants considering generalized electric heating demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8431-8446.
- [7] 崔杨,曾鹏,王铮,等. 考虑碳捕集电厂能量转移特性的弃风消纳多时间尺度调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(3): 946-961.
CUI Yang, ZENG Peng, WANG Zheng, *et al.* Multiple time scales scheduling strategy of wind power accommodation considering energy transfer characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3): 946-961.
- [8] 孙惠娟,刘昀,彭春华,等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3534-3545.
SUN Huijuan, LIU Yun, PENG Chunhua, *et al.* Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3534-3545.
- [9] 田丰,贾燕冰,任海泉,等. 考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3346-3354.
TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, *et al.* "Source-load" low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3346-3354.
- [10] 谢萍,伍奕,李长俊,等. 混氢天然气管道输送技术研究进展[J]. 油气储运, 2021, 40(4): 361-370.
XIE Ping, WU Yi, LI Changjun, *et al.* Research progress on pipeline transportation technology of hydrogen mixed natural gas[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(4): 361-370.
- [11] 尚娟,鲁仰辉,郑津洋,等. 掺氢天然气管道输送研究进展和挑战[J]. 化工进展, 2021, 40(10): 5499-5505.
SHANG Juan, LU Yanghui, ZHENG Jinyang, *et al.* Research status-in-situ and key challenges in pipeline transportation of hydrogen-



- natural gas mixtures[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2021, 40(10): 5499–5505.
- [12] 孙大陆, 闫玮祎. 天然气掺氢发电发展现状及其全产业链建设研究[J]. *中国海上油气*, 2023, 35(4): 189–197.
SUN Dalu, YAN Weiyi. Research on hydrogen-doped natural gas power generation development status and its industrial chain construction[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(4): 189–197.
- [13] SCAMMAN D, NEWBOROUGH M. Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(24): 10080–10089.
- [14] HE G X, YAN H G, CHEN L, *et al.* Economic dispatch analysis of regional electricity-gas system integrated with distributed gas injection[J]. *Energy*, 2020, 201: 117512.
- [15] 黄宇, 吴思橙, 徐璟, 等. 计及碳交易的区域综合能源不完全信息博弈优化调度[J]. *华北电力大学学报(自然科学版)*, 2023, 50(4): 69–80.
HUANG Yu, WU Sicheng, XU Jing, *et al.* Optimal scheduling of regional integrated energy systems with carbon trading based on incomplete information game[J]. *Journal of North China Electric Power University(Natural Science Edition)*, 2023, 50(4): 69–80.
- [16] 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 ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 48–55.
- [17] 陈海鹏, 陈晋冬, 张忠, 等. 计及灵活运行碳捕集电厂捕获能耗的电力系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 133–139.
CHEN Haipeng, CHEN Jindong, ZHANG Zhong, *et al.* Low-carbon economic dispatching of power system considering capture energy consumption of carbon capture power plants with flexible operation mode[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 133–139.
- [18] 高鹏飞, 周孝信, 杨小煜, 等. 计及异质气体混合的电-气-热综合能源系统能量流计算方法[J]. *电网技术*, 2021, 45(7): 2523–2533.
GAO Pengfei, ZHOU Xiaoxin, YANG Xiaoyu, *et al.* Energy flow calculation of integrated electricity, natural gas and heating systems considering mixtures of gas with alternative qualities[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(7): 2523–2533.
- [19] LIU J, SUN W, HARRISON G P. The economic and environmental impact of power to hydrogen/power to methane facilities on hybrid power-natural gas energy systems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(39): 20200–20209.
- [20] 高鹏飞, 周孝信, 杨小煜, 等. 考虑氢气注入的电-气综合能源系统电制气设备容量规划[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 3781–3791.
GAO Pengfei, ZHOU Xiaoxin, YANG Xiaoyu, *et al.* Optimal capacity planning of power-to-gas in the integrated electricity and natural gas systems considering hydrogen injections[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(10): 3781–3791.
- [21] 邹宇航, 曾艾东, 郝思鹏, 等. 阶梯式碳交易机制下综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. *电网技术*, 2023, 47(6): 2185–2198.
ZOU Yuhang, ZENG Aidong, HAO Sipeng, *et al.* Multi-time-scale optimal dispatch of integrated energy systems under stepped carbon trading mechanism[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(6): 2185–2198.
- [22] 魏震波, 魏平桢, 郭毅, 等. 考虑需求侧管理和碳交易的电-气互联网络分散式低碳经济调度[J]. *高电压技术*, 2021, 47(1): 33–44.
WEI Zhenbo, WEI Pingan, GUO Yi, *et al.* Decentralized low-carbon economic dispatch of electricity-gas network in consideration of demand-side management and carbon trading[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(1): 33–44.
- [23] 王义军, 李梦涵, 齐岩. 计及碳捕集电厂综合灵活运行方式的含P2G综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(1): 1–8.
WANG Yijun, LI Menghan, QI Yan. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system with P2G considering comprehensive and flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(1): 1–8.
- [24] 赵建勇, 年珩, 马润生, 等. 基于改进雷达图模型的热电联供型微网系统多目标优化配置[J]. *电力自动化设备*, 2020, 40(12): 31–45.
ZHAO Jianyong, NIAN Heng, MA Runsheng, *et al.* Multi-objective optimization configuration for combined heat and power microgrid system based on improved radar chart model[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(12): 31–45.
- [25] 王泽楠, 滕云, 回茜, 等. 考虑垃圾处理与调峰需求的可持续化城市多能源系统规划[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(11): 3781–3797.
WANG Zedi, TENG Yun, HUI Qian, *et al.* A sustainable development multi-energy system planning method incorporating the demand of waste disposal and peak shaving[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(11): 3781–3797.
- [26] 蒋东方, 贾跃龙, 鲁强, 等. 氢能在综合能源系统中的应用前景[J]. *中国电力*, 2020, 53(5): 135–142.
JIANG Dongfang, JIA Yuelong, LU Qiang, *et al.* Application prospect of hydrogen energy in integrated energy systems[J]. *Electric*



Power, 2020, 53(5): 135–142.

- [27] 谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 158–169.

XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, *et al.* Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158–169.

- [28] 袁铁江, 万志, 王进君, 等. 考虑电解槽启停特性的制氢系统日前出力计划 [J]. 中国电力, 2022, 55(1): 101–109.

YUAN Tiejia, WAN Zhi, WANG Jinjun, *et al.* The day-ahead output plan of hydrogen production system considering the start-stop characteristics of electrolytic cell[J]. Electric Power, 2022, 55(1):

101–109.

作者简介:

杨宇玄 (1992—), 男, 硕士, 从事综合能源系统、电力系统继电保护研究, E-mail: 404937825@qq.com;

高栋梁 (1989—), 男, 硕士, 从事电力通信、网络信息安全研究, E-mail: 396961683@qq.com;

臧天磊 (1986—), 男, 通信作者, 博士, 副教授、硕导, 从事综合能源系统运行优化与控制研究, E-mail: zangtianlei@126.com。

(责任编辑 蒋东方)

Low Carbon Economic Dispatch of Gas Electricity Coupling System Considering Carbon Capture and Hydrogen Mixing in Gas Grid

YANG Yuxuan¹, GAO Dongliang¹, CHEN Yiming¹, ZHOU Buxiang², CHEN Yang², ZANG Tianlei²

(1. State Grid Sichuan Electric Power Co., Ltd., Chengdu 610041, China; 2. School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: For the problem of low-carbon dispatch of gas-power integrated energy system, gas-grid hydrogen blending, carbon capture and electricity-to-gas conversion are all effective technical means. Meanwhile, carbon trading mechanism is also an effective economic means to control carbon emission. Therefore, this paper constructs a carbon capture plant model with liquid-rich and liquid-poor tanks, combined with an electric-to-methane technology model to flexibly recover and utilize CO₂ in the system. Secondly, a gas-grid hydrogen blending technology model is used to improve energy efficiency, while considering the nodal calorific value change constraint during gas-grid hydrogen blending. Then the sum of incentive carbon trading cost and operation cost is used as the objective function. Finally, an arithmetic test is carried out based on the improved Belgian 20-node natural gas system and IEEE 39-node power system models. The results verify that the integrated consideration of carbon capture, gas network hydrogen blending and incentive carbon trading mechanism can improve the low carbon economic dispatch of the system. The carbon price and incentive factor can be adjusted flexibly to regulate the system carbon emission level.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (The Human-Information-Energy Coupled Urban Energy Internet Catastrophe Analysis and Its Dynamic Early Warning, No.51907097) and State Grid Sichuan Electric Power Company Science and Technology Project (Optimal Regulation and Risk Control Technology for Integrated Energy System to Deal with Cyber Physical System Failures, No.52199620000M).

Keywords: liquid storage carbon capture; mixed hydrogen in gas network; electricity to gas; low carbon economic dispatch