

基于低碳需求响应的含煤制氢与碳捕集电厂的综合能源系统优化调度

杨周义¹, 邢海军¹, 江伟建², 王华昕¹, 孙怡文¹, 颜湛¹

(1. 上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090; 2. 国网浙江省电力有限公司嘉兴供电公司, 浙江 嘉兴 314000)

摘要: 为了提高综合能源系统的低碳性与经济性, 提出了煤制氢与碳捕集电厂联合运行模式下考虑低碳需求响应机制的综合能源系统优化调度。对煤制氢与富氧燃烧类型碳捕集电厂进行建模, 并引入储碳罐、电转气装置以提高捕碳灵活性, 降低制氧、制氢成本; 将低碳需求响应机制引入综合能源系统调度模型中, 并分析其减排能力; 以运行成本最小为目标函数建立了综合能源系统的低碳经济调度模型。通过算例对所提策略进行验证, 结果表明该策略能够提高风电消纳水平, 降低整体系统的碳排放量, 提升系统经济性。

关键词: 煤制氢; 碳捕集电厂; 低碳制氢; 低碳需求响应; 综合能源系统; 低碳经济调度

中图分类号: TM731; TK018

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202308029

0 引言

在碳达峰和碳中和的背景下, 氢能迎来前所未有的发展机遇。当前, 我国H₂的主要来源是煤制氢, 占比达到62%^[1], 但该H₂(灰氢)因在制取过程中会释放大量的CO₂, 不符合应对气候变化及减排的要求。但是, 从我国的资源禀赋和能源安全2个维度来看, 煤制氢在今后相当长的一段时间内仍将是整个制氢业的主要途径。所以在“双碳”目标下, 需要充分地利用灰氢技术成本低廉、技术成熟等优势, 结合碳捕集技术将灰氢转化为蓝氢, 并不断推动可再生能源制绿氢的进程。

目前, 可再生能源制绿氢主要以风电制氢为主, 如: 文献[2-3]说明了风电耦合制氢技术能够有效克服风电间歇性、随机性强的弱点, 在获得廉价绿氢的同时挖掘其提升新能源消纳能力的潜力; 文献[4]在考虑风电-负荷不确定性的前提下, 引入富氧燃烧技术来实现天然气与风电制氢系统的耦合, 降低了碳捕集能耗, 提升了综合能源系统的经济性。但上述研究均未将煤制氢结合碳捕集技术的低碳制氢和风电制氢相结合, 无法满足较大的氢负荷需求。碳捕集技术不仅是实现综合能源系统低碳化的重要措施, 也是实现改造煤制氢转变为低碳制氢的有效手段。目前提高碳捕集水平的方式包括采用储液罐装置的方式^[5]、引入需求响应及碳交易的方式^[6]、采用富氧燃烧电厂碳捕集的方式^[7]等。但学者们对于将

提高碳捕集水平多种方式相结合的研究较少。

随着需求侧的资源不断丰富和扩大, 目前利用需求侧资源进行碳减排成为研究热点, 但大多是从“电角度”下的需求侧资源互动, 例如: 文献[8]将电价型需求响应引入电-气-热综合能源系统中, 以综合成本最低为目标, 并验证了该方法的低碳经济性; 文献[9]从“碳视角”出发, 提出了一种面向电力行业的低碳需求响应机制。经验证, 无论是站在个体的角度还是系统的角度, 需求响应机制均能带来减碳收益。

综上所述, 本文以电-气-热综合能源系统为基础研究对象, 构建煤制氢-碳捕集电厂联合模型, 并综合考虑储碳罐、富氧燃烧电厂和低碳需求响应, 以提高碳捕集水平。将系统内氢负荷的供给转变为煤制氢与风电制氢两者相结合, 实现在对刚性氢负荷供应的前提下, 极大地利用风电进行电解制氢, 以降低系统成本, 提高新能源消纳率。

1 煤制氢-碳捕集电厂联合模型建立

从目前的发展前景与技术条件来看, 电厂的碳捕集技术主要有燃烧后捕集、燃烧前捕集、富氧燃烧捕集3类^[10]。因富氧燃烧捕集技术相较于其他2类技术在系统调度方面更具有经济与低碳优势, 故本文的碳捕集电厂采用富氧燃烧电厂。富氧燃烧技术是利用空分制氧装置所制得的O₂与循环CO₂流的混合气体来替代传统空气直接输入燃烧室中, 这样可产生高浓度的CO₂流, 更利于CO₂的捕获, 具体工作原理可参考文献[11]。煤气化制氢技术的工艺过程主要包括煤气化、煤气净化、气体变化及变压吸附提纯。其中煤气化的实质是指煤中的碳与氧发生的不完全燃烧反应、水蒸气与水蒸气发生的气化反应在同时进行, 产生以CO、H₂为主的合成气。再将CO经

收稿日期: 2023-03-17; 修回日期: 2023-07-12

在线出版日期: 2023-08-28

基金项目: 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室开放课题资助项目(2022AA03)

Project supported by the Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education (2022AA03)

水气变换反应得到 H_2 、 CO_2 ，然后为了进一步提高煤气化制氢的 H_2 产率与纯度，对 H_2 进行变压吸附提纯。

煤气化制氢与富氧燃烧电厂均采用煤炭原料，两者在原材料上存在空间相关，且煤制氢过程中的设备均需富氧燃烧电厂供电。其中最关键的是煤气化制氢排出的 CO_2 可以由富氧燃烧电厂中的碳捕集装置进行捕获，进而将煤制氢产生的灰氢转变为蓝氢，实现低碳制氢的目标。基于此，本文构建了煤制氢-富氧燃烧电厂联合模型，结构图如图1所示。

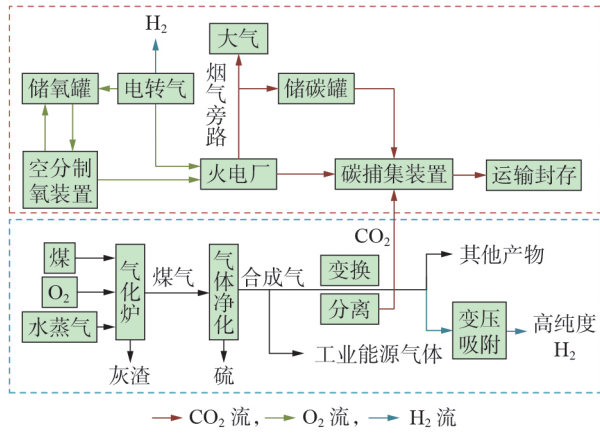


图1 煤制氢-碳捕集电厂联合模型结构图

Fig.1 Structure diagram of combined model of coal-to-hydrogen and carbon capture power plant

1.1 煤气化制氢模型

在煤炭转化为 H_2 的整个流程中，99% 的能耗及成本来自煤气化制氢反应过程^[12]。为了实现对煤制氢成本的量化，本文建立了煤气化制氢的成本模型。从成本结构角度观察，电价和煤炭价格是影响制氢成本的主要因素。

根据煤气化制氢过程中各种能源损耗量进行统计分析，可得到煤气化制氢成本 F_{H_2} 的计算公式为：

$$F_{H_2} = \lambda C_c + \mu C_{ele} \quad (1)$$

式中： C_c 为煤炭价格； C_{ele} 为电价； λ 、 μ 分别为每生产 1 kg H_2 所需消耗的煤炭量、用电量。

在煤气化制氢过程中，排放尾气中的 CO_2 主要是由煤炭中的碳元素成分氧化形成的。因此，当不考虑碳捕集技术时，根据煤炭的氧化率、平均低位发热值和单位热值碳含量，可以分析得到煤气化制氢过程产生的 CO_2 排放量，计算公式如式(2)所示。

$$C_{H_2} = F_H H_c F_0 Q_c \tau \quad (2)$$

式中： C_{H_2} 为 1 kg H_2 制取过程中 CO_2 排放量； F_H 为燃料煤的平均低位热值，单位为 MJ/kg； H_c 为燃料煤的单位热值含碳量，单位为 kg/MJ； F_0 为燃料煤的氧化率； Q_c 为用于制氢的煤炭量，单位为 kg； τ 为 CO_2 与碳元素的相对分子质量比值。

1.2 富氧燃烧电厂模型

相比于常规电厂，富氧燃烧电厂的电能损耗主要在于碳捕集能耗。碳捕集能耗包括空分制氧装置能耗、碳捕集装置能耗、碳捕集固定损耗，如式(3)所示。

$$\begin{cases} P_{put} = P_N + P_{CL} \\ P_{CL} = P_{CC} + P_{ASU} + P_0 \end{cases} \quad (3)$$

式中： P_{put} 为富氧燃烧电厂的输出总功率； P_N 为富氧燃烧电厂的净输出功率； P_{CL} 为碳捕集能耗； P_{CC} 为碳捕集装置能耗； P_{ASU} 为空分制氧装置能耗； P_0 为碳捕集固定损耗。

富氧燃烧电厂的碳排放情况与碳捕集情况可用式(4)表示。

$$\begin{cases} R_{CO_2}^G = e_G P_{put} \\ R_{CO_2}^C = \alpha \phi R_{CO_2}^G \\ R_{CO_2}^N = R_{CO_2}^G - R_{CO_2}^C \end{cases} \quad (4)$$

式中： $R_{CO_2}^G$ 、 $R_{CO_2}^C$ 、 $R_{CO_2}^N$ 分别为富氧燃烧电厂排放的 CO_2 总量、所能捕获的 CO_2 量、 CO_2 净排放量； e_G 为常规火电机组的碳排放强度； α 为富氧燃烧电厂的碳捕集水平； ϕ 为烟气分流比。

在富氧燃烧电厂碳排放情况知晓的情况下，碳捕集装置能耗 P_{CC} 、空分制氧装置能耗 P_{ASU} 可分别表示为：

$$\begin{cases} P_{CC} = \gamma R_{CO_2}^C \\ P_{ASU} = \zeta O_{ASU} \end{cases} \quad (5)$$

式中： γ 为碳捕集装置捕集单位 CO_2 时所需能耗； ζ 为空分制氧装置制造单位 O_2 时所需能耗； O_{ASU} 为空分制氧装置的 O_2 产量。

通过改变富氧燃烧电厂中储氧罐的状态能够实现输出功率灵活调节。储氧罐中的 O_2 不仅只通过空分制氧装置输入，还有电转气装置一阶段的 O_2 产物输入。且由于空分制氧装置存在运行范围为 60%~105% 的限制^[13]，故储氧罐的供氧范围也会有所约束，具体储氧罐的相关约束为：

$$\begin{cases} O_N = O_{ASU} + O_{STO} \\ O_N = \sigma P_{put} \\ O_{STO} = V_{out,t}^{STO} - V_{in,t}^{STO} - V_{O_2,t}^{P2G} \\ O_{STO} \geq \sigma P_{put}^{min} - 1.05 P_{ASU}^{max} / \xi \\ O_{STO} \leq \sigma P_{put}^{max} - 0.6 P_{ASU}^{max} / \xi \\ V_t^{STO} = V_{t-1}^{STO} + \eta_{in}^{STO} V_{in,t}^{STO} \Delta t - V_{out,t}^{STO} \Delta t / \eta_{out}^{STO} \\ 0.1 V_{max}^{STO} \leq V_t^{STO} \leq 0.9 V_{max}^{STO} \end{cases} \quad (6)$$

式中： O_N 为富氧燃烧电厂进行富氧燃烧时所需 O_2 量； O_{STO} 为储氧罐的供氧量； σ 为富氧燃烧电厂单位功率的耗氧量； P_{put}^{max} 、 P_{put}^{min} 分别为富氧燃烧电厂输出功率的上、下限； P_{ASU}^{max} 为空分制氧装置的最大运行功率； ξ 为空分制氧装置的单位制氧能耗； Δt 为单位时

段时间间隔; $V_{out,t}^{STO}$ 、 $V_{in,t}^{STO}$ 分别为时段 t 储氧罐的放、充氧速率; $V_{O_2,t}^{P2G}$ 为时段 t 电转气装置的制氧量; V_t^{STO} 、 V_{max}^{STO} 分别为时段 t 储氧罐的储氧量和储氧罐的最大容量; η_{in}^{STO} 、 η_{out}^{STO} 分别为储氧罐的充、放氧效率。

富氧燃烧电厂的净输出功率 P_N 可由式(3)~(5)推导得到,如式(7)所示。

$$P_N = (1 - \gamma\alpha\phi e_G - \zeta\sigma)P_{put} + \zeta O_{STO} \quad (7)$$

由此可知,富氧燃烧电厂的净输出功率与烟气分流比 ϕ 、碳捕集水平 α 、储氧罐的供氧量 O_{STO} 和空分制氧装置制氧量有关,故改变这些关联量能够影响净输出功率。

1.3 储碳罐模型

在煤制氢-碳捕集电厂联合运行下,煤气化制氢过程中产生的 CO_2 将通过碳捕集电厂进行积极消纳并利用。在传统情况下,碳捕集电厂所配套的碳捕集装置能够以较大的 CO_2 捕获水平进行捕获。但是在联合运行模式下,不仅碳捕集电厂原本产生的 CO_2 需要捕获,煤制氢过程产生的 CO_2 也需要捕获,因此 CO_2 所需捕获量将会全时段上升一定的水平。为了改变该情况,可添加一个储碳罐作为碳捕集过程的“缓冲”,使本该受负荷高峰期用电限制而无奈排放至大气中的 CO_2 存储到储碳罐中,实现错峰捕获 CO_2 。

储碳罐模型可表示为:

$$\begin{cases} W_t^{CO_2} = W_{t-1}^{CO_2} + \eta_{in}^{CO_2} W_{in,t}^{CO_2} \Delta t - W_{out,t}^{CO_2} \Delta t / \eta_{out}^{CO_2} \\ W_{min}^{CO_2} \leq W_t^{CO_2} \leq W_{max}^{CO_2} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $W_t^{CO_2}$ 、 $W_{t-1}^{CO_2}$ 分别为时段 t 、 $t-1$ 储碳罐的储碳量; $W_{in,t}^{CO_2}$ 、 $W_{out,t}^{CO_2}$ 分别为时段 t 储碳罐的充、放 CO_2 速率; $\eta_{in}^{CO_2}$ 、 $\eta_{out}^{CO_2}$ 分别为储碳罐的充、放 CO_2 效率; $W_{min}^{CO_2}$ 、 $W_{max}^{CO_2}$ 分别为储碳罐的最小、最大储碳量。

1.4 电转气模型

电转气过程可以细分成电制 H_2 和电制天然气这2个过程。因为电转气设备通常在系统存在弃风时启用,所以电转气一阶段可称为风电制氢阶段,进行绿氢输出,电转气二阶段则为甲烷化阶段。目前一部分学者将碳捕集设备捕集到的 CO_2 配合电转气装置直接进行甲烷化,但忽略了电制氢的中间过程。文献[14]指出电制 H_2 的理论效率可达到80%,而电制天然气的综合效率仅为55%左右。目前较为实际成熟的电制氢技术(如碱性制氢、质子交换膜电解水制氢)的效率不超过70%,但其仍比电制天然气的效率高。故优先在电转气高品位环节利用氢能,可降低梯级转化造成的能量损耗。对于氢负荷的供给而言,风电制氢得到的绿氢在成本、碳排放方面都有绝对的优势;对于富氧燃烧碳捕集电厂而言,在碳捕集过程中对 O_2 的需求量较大且持续。

电解槽模型可表示为:

$$\begin{cases} P_t^{EC} = \eta_{EC,t} P_{in,t}^{EC} \\ \eta_{EC,t} = a_{EC} (P_{in,t}^{EC} / P_{EC}^r)^2 + b_{EC} P_{in,t}^{EC} / P_{EC}^r + c_{EC} \\ P_{in,max}^{EC} \leq P_{in,t}^{EC} \leq P_{in,min}^{EC} \\ \Delta P_{min}^{EC} \leq P_{in,t+1}^{EC} - P_{in,t}^{EC} \leq \Delta P_{max}^{EC} \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_t^{EC} 、 $P_{in,t}^{EC}$ 分别为时段 t 电解槽的输出、输入功率; $\eta_{EC,t}$ 为时段 t 电解槽的转化效率; a_{EC} 、 b_{EC} 、 c_{EC} 为电解槽的效率函数系数; P_{EC}^r 为电解槽的额定功率; $P_{in,max}^{EC}$ 、 $P_{in,min}^{EC}$ 分别为电解槽输入功率的上、下限; ΔP_{max}^{EC} 、 ΔP_{min}^{EC} 分别为电解槽爬坡功率的上、下限。

储氢罐模型可表示为:

$$\begin{cases} E_{t+1}^{H_2} = E_t^{H_2} + \eta_{H_2,in} P_{in,t+1}^{H_2} - P_{out,t+1}^{H_2} / \eta_{H_2,out} \\ E_{min}^{H_2} \leq E_t^{H_2} \leq E_{max}^{H_2} \\ u_t^{H_2} P_{in,min}^{H_2} \leq P_{in,t}^{H_2} \leq u_t^{H_2} P_{in,max}^{H_2} \\ (1 - u_t^{H_2}) P_{out,min}^{H_2} \leq P_{out,t}^{H_2} \leq (1 - u_t^{H_2}) P_{out,max}^{H_2} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $E_t^{H_2}$ 为时段 t 储氢罐的储氢容量; $P_{in,t}^{H_2}$ 、 $P_{out,t}^{H_2}$ 分别为时段 t 储氢罐的输入、输出功率; $\eta_{H_2,in}$ 、 $\eta_{H_2,out}$ 分别为储氢罐的储、放氢效率; $P_{in,max}^{H_2}$ 、 $P_{in,min}^{H_2}$ 分别为储氢罐输入功率的上、下限; $P_{out,max}^{H_2}$ 、 $P_{out,min}^{H_2}$ 分别为储氢罐输出功率的上、下限; $E_{max}^{H_2}$ 、 $E_{min}^{H_2}$ 分别为储氢罐储氢容量的上、下限; $u_t^{H_2}$ 为时段 t 的二进制变量,用于避免储氢罐储、放氢同时进行,储氢时 $u_t^{H_2} = 1$,放氢时 $u_t^{H_2} = 0$ 。

2 基于低碳需求响应的低碳策略

低碳需求响应机制主要采用由碳排放流理论计算得到的动态碳排放因子为引导信号,使负荷侧能实时有效地了解用电碳排放因子的差异性,进而引导负荷侧的低碳用电行为,实现整个系统的减碳。

2.1 碳排放流理论

目前,从负荷侧用户角度来看,碳排放流理论能够很好地实现负荷侧用电碳排放具体流向的准确追踪与溯源,很好地推动了整个系统各项碳排放的分析进程。将碳排放以碳排放流的方式在电力系统中实体化,示意图如附录A图A1所示。因低碳需求响应机制所构成的动态碳排放因子需要碳排放流理论的一些概念与计算,故本文引入碳排放流理论的一些基础碳流指标。

节点碳势是指在该节点消耗单位电量所造成的等效于发电侧的碳排放量,其在结果上等于所有流入该节点的支路碳流密度关于有功潮流的平均值。例如节点 n 的碳势 E_n 可表示为:

$$E_n = \frac{\sum_{i=1}^N P_i \delta_i + P_{Gn} E_{Gn}}{\sum_{i=1}^N P_i + P_{Gn}} \quad (11)$$

式中: P_i 为注入节点 n 的第 i 条支路的功率; P_{Gn} 为节点 n 处发电机的输出功率; δ_i 为注入节点 n 的第 i 条支路的碳流密度; E_{Gn} 为节点 n 处发电机的碳排放强

度; N 为与节点 n 相连的注入功率支路的数量。

其中, 支路碳流密度 δ 是指在电网支路中传输的单位电量导致发电厂侧所需排放的 CO_2 量, 其在结果上等于支路碳流率与有功潮流的比值。碳流率是指单位时段 t 内通过电网节点或电网支路潮流所对应的碳流排放。

2.2 基于碳排放流的动态碳排放因子

用电碳排放因子能够将负荷侧用电所产生的间接碳排放和源侧燃料燃烧所产生的直接碳排放联系起来, 以反映用户单位用电量对应产生的源侧直接碳排放量。目前, 通常采用区域平均碳排放因子法来衡量用电碳排放, 但是该方法存在一些局限性。该方法无法表征不同时段内不同类型机组所带来的差别, 也无法体现用户在不同时段不同用电行为导致的碳排放量差异。

因为采用的碳排放流方法以潮流为基础, 故以此为基础计算得到的动态碳排放因子相比平均碳排放因子在空间差异上能够更加精细, 也能够使用户感知到不同时段消纳电量组成的不同所导致碳排放量的不同, 提高用户的减碳意愿。所以, 面向低碳需求响应的动态碳排放因子可以基于节点碳势在空间上进行平均化处理得到, 表达式如式(12)所示。

$$\kappa_{C,t} = \frac{\sum_{i \in Z} E_{i,t} l_{i,t}}{\sum_{i \in Z} l_{i,t}} \quad (12)$$

式中: $\kappa_{C,t}$ 为时段 t 电网的动态碳排放因子; $E_{i,t}$ 为时段 t 节点 i 的碳势; $l_{i,t}$ 为时段 t 节点 i 的负荷量; Z 为电网所覆盖范围内的节点集合。

基于动态碳排放因子, 用户 k 的用电碳排放量 C_k 可表示为:

$$C_k = \sum_{t=1}^T \kappa_{C,t} L_{k,t} \quad (13)$$

式中: T 为 1 d 的时段总数, 本文中取值为 24; $L_{k,t}$ 为时段 t 用户 k 的用电量。

3 综合能源系统的低碳经济模型构建

目前, 综合能源系统对氢负荷的供给大多以电制氢形式为主, 当面临较大的氢负荷时, 受电价和电解池成本的影响, 会导致成本趋高, 收益不佳。故本文首先采用富氧燃烧技术对高碳排放的火电机组进行改造; 接着, 使煤制氢系统积极结合富氧燃烧电厂的碳捕集装置捕获 CO_2 , 充分发挥灰氢成本低廉特性的同时, 实现对综合能源系统碳排放量的有效控制; 然后, 积极利用风电制取绿氢, 以降低弃风率; 最后, 采用储氢罐来辅助保证供氢的稳定性。系统整体能流如图2所示。

3.1 目标函数

本文以含煤制氢与碳捕集电厂的综合能源系统

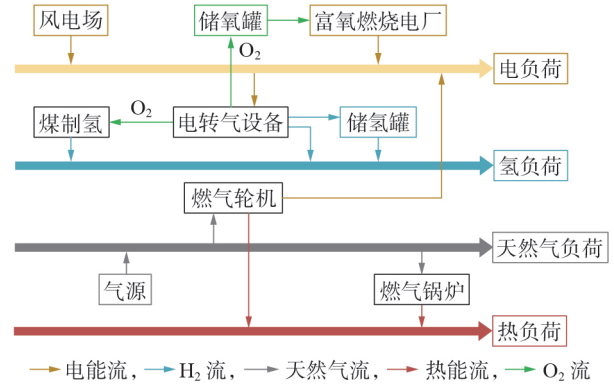


图2 综合能源系统的简化能流图

Fig.2 Simplified energy flow diagram of integrated energy system

为对象, 以系统总运行成本最小为优化目标进行低碳经济调度。目标函数可表示为:

$$\min F = \sum_{t=1}^T (F_{\text{CO}_2,t} + F_{f,t} + F_{\text{th},t} + F_{\text{buy},t} + F_{w,t} + F_{\text{TB}} + F_{\text{H}_2,t}) \quad (14)$$

式中: F 为系统总运行成本; $F_{\text{CO}_2,t}$ 为时段 t 的碳交易成本; $F_{f,t}$ 为时段 t 的碳封存与运输成本; $F_{\text{th},t}$ 为时段 t 的电厂煤耗成本; $F_{\text{buy},t}$ 为时段 t 购买天然气的成本; $F_{w,t}$ 为时段 t 的弃风成本; F_{TB} 为碳捕集设备的折旧成本; $F_{\text{H}_2,t}$ 为时段 t 的煤制氢成本。各成本的具体表达式如附录A式(A1)~(A6)所示。

3.2 约束条件

1) 负荷平衡约束。

电负荷、氢负荷、天然气负荷、热负荷的平衡约束如附录A式(A7)所示。

2) 设备约束。

富氧燃烧电厂约束见式(3)~(5); 储氧罐设备约束见式(6); 储碳罐设备约束见式(8); 电转气设备约束见式(9); 储氢罐设备约束见式(10); 燃气轮机、燃气锅炉设备约束可参考文献[15]; 风电机组约束可参考文献[16]。

3) 低碳需求响应约束。

当系统在进行低碳需求响应时, 时段 t 内负荷的增加/减少量不能超过最大负荷调节量。且值得注意的是, 用户在基线负荷基础上的负荷增加量不能超过其最大额定负荷, 在时段 t 内用户负荷的削减量不能低于当前的基线负荷量。具体低碳需求响应约束如下:

$$\begin{cases} -P_{\text{adj}} \leq \Delta P_t^+ \leq P_{\text{adj}} \\ P_{L,t} + \Delta P_t^+ \leq \bar{P}_L \\ \Delta P_{L,t}^- \leq P_{L,t} \\ \left| \sum_{t \in T_n} (\Delta P_t^+ - \Delta P_t^-) \right| \leq \Delta \bar{Q}_L \end{cases} \quad (15)$$

式中: ΔP_t^* 为用户在低碳需求响应机制下时段 t 的负荷增加/减少量; P_{adj} 为最大负荷调节量; $P_{L,t}$ 为时段 t 的基线负荷; $\Delta P_{L,t}$ 为时段 t 用户负荷的削减量; $\bar{P}_L$ 为用户的最大额定负荷; T_D 为单日的时段集合; $\Delta \bar{Q}_L$ 为电力用户的全天最大用电量变化值。

4) 电网潮流约束。

不考虑调度过程中网络间的损耗,采用直流潮流约束,如式(16)和式(17)所示。

$$P_{i,j} = B_{i,j}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad (16)$$

$$-P_{i,j,\max} \leq P_{i,j} \leq P_{i,j,\max} \quad (17)$$

式中: $P_{i,j}$ 为节点 i 、 j 之间的传输功率; $\theta_{i,t}$ 、 $\theta_{j,t}$ 分别为时段 t 节点 i 、 j 的电压相角; $B_{i,j}$ 为节点 i 、 j 之间的线路电纳; $P_{i,j,\max}$ 为节点 i 、 j 之间的最大传输功率。

5) 气网约束。

气网约束如附录A式(A8)—(A12)所示。

6) 热网约束。

热网约束如附录A式(A13)—(A15)所示。

3.3 模型求解过程

采用分段线性化方法^[17]对非线性的天然气管道流量方程进行线性化处理,以降低天然气子系统模型的求解难度,从而将天然气子系统模型转化为混合整数线性规划模型。电厂煤耗成本为二次函数,为了构建线性模型,采用与天然气管道流量方程类似的线性化过程。对于热网,采用质调节^[18]作为求解方式,使热网同样能被看作线性网络,这样可简化求解过程。

首先判断是否引入煤制氢-碳捕集电厂联合模型,再以此为基础求解潮流分布。根据潮流数据,引入碳排放流理论计算得到的动态碳排放因子来实施低碳需求响应机制。在判断是否需要引入低碳需求响应后选择是否优化负荷曲线。以式(14)所示最小化系统总运行成本为优化目标,以式(3)—(6)、(8)—(10)、(15)—(17)及附录A式(A7)—(A15)等为约束条件,采用MATLAB中的YALMIP工具箱构建模型,并使用CPLEX求解器进行求解。记录该场景下系统的成本与碳排放量,并判断是否满足循环次数要求。若不满足,则继续循环,若满足,则分析比较各场景的经济性和低碳性。具体模型的求解流程图如附录A图A2所示。

4 算例分析

4.1 算例说明

本文采用改进的IEEE 39节点电力系统、20节点天然气系统和6节点热力系统耦合而成的综合能源系统进行算例分析^[19],系统结构图见附录B图B1,电、气、热、氢负荷及风电预测数据见附录B图B2。该系统的调度周期为24 h,以1 h为时段间隔将其分为24个时段。为了验证引入富氧燃烧碳捕集电厂和低碳需求响应机制对电-气-热-氢综合能源系统经济性与低碳性的影响,设置如下4种场景进行对比分析:①场景1,含煤制氢的综合能源系统优化调度;②场景2,考虑煤制氢-碳捕集电厂联合模型但无风电制氢的综合能源系统优化调度;③场景3,考虑煤制氢-碳捕集电厂联合模型的综合能源系统优化调度;④场景4,基于低碳需求响应含煤制氢与碳捕集电厂的综合能源系统优化调度。

4.2 各场景的成本及碳排放对比分析

对比分析4种场景的系统低碳经济调度情况,以验证本文所提调度模型的独特优势。4种场景的成本及碳排放结果对比如表1所示。场景3的供电、供气、供热平衡结果分别见附录B图B3—B5。

由图B3可知,火电机组、燃气轮机和风电用作电源,承担电网源侧的主要输出,负载侧主要是电网负荷与电转气设备出力。因为风电输出功率具有反峰值效应,在时段3—5,电力负荷需求较低,风力输出功率更高。在该时段内,电转气装置可以利用多余的弃风量,电解水生成的 O_2 供给富氧燃烧电厂与煤制氢系统,生成的 H_2 作为零碳排放的绿氢输送给氢负荷。图B4详细展示了天然气网络中6个气源的出力,以供应各种气体负荷。因为本文研究算例的热网规模比天然气管网规模小得多,且燃气轮机采用“以热定电”模式,故燃气轮机与燃气锅炉出力在气负荷占比中较小。图B5简明扼要地说明了热负荷由燃气锅炉与燃气轮机的热出力供应,实现了热网的平衡。

4.3 煤制氢与风电制氢协同优势分析

目前,煤制氢适用于需要满足一些工业刚性氢负荷、交通领域刚性氢负荷等氢能需求的场景。在这些场景中, H_2 是基础原料或供能原料,因此必须保证 H_2 持续且稳定的供应,实现供氢实时稳定性。场

表1 4种场景的成本及碳排放量对比

Table 1 Comparison of costs and carbon emissions among four scenarios

场景	火电成本 / 万元	天然气成本 / 万元	碳封存与运输成本 / 万元	弃风成本 / 万元	煤制氢成本 / 万元	总运行成本 / 万元	煤制氢碳排放量 / t	碳捕集总量 / t	系统碳排放量 / t
1	1827.54	1310.14	0	37.19	64.57	3239.44	1871.63	0	97694.87
2	1850.69	1310.07	12.95	37.02	87.17	3249.13	1678.94	3251.03	94747.92
3	1851.08	1309.48	13.01	0	76.51	3201.29	1372.32	3252.29	94442.56
4	1858.14	1309.40	16.91	0	79.49	3210.65	1323.05	3628.01	94066.79

景2的供氢平衡结果如附录B图B6所示。场景3在场景2的基础上考虑了风电制氢,其供氢平衡结果如图3所示(图中纵轴数值大于0表示耗氢,小于0表示制氢)。目前,风电制氢成本是煤制氢成本的数倍,而采用弃风制氢的方式可极大降低成本。故风电制氢受各种因素影响,一般制氢规模较小,主要起到辅助作用。相比于场景2,场景3的煤制氢成本减少了10.66万元,煤制氢碳排放量减少了306.62 t。

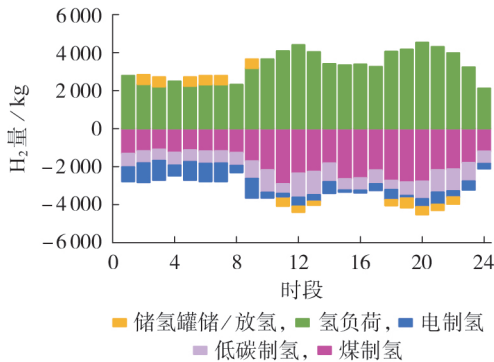


图3 场景3的供氢平衡结果

Fig.3 Hydrogen supply equilibrium results of Scenario 3

可以发现,场景3的煤制氢与风电制氢两者相结合,能够在满足刚性氢负荷供应的前提下,极大地利用可再生能源风电进行电解制绿氢,降低了整个制氢过程中的碳排放量与经济成本。

4.4 低碳需求响应机制的影响分析

首先根据碳排放流理论获得各时段的动态碳排放因子,然后根据动态碳排放因子的高低对负荷进行低碳需求响应,结果如图4所示。由图可知:在时段4—6,风电占比较高,故动态碳排放因子较低;在时段16—24,负荷需求较大,高碳排放量的燃煤火电机组出力占比较大,故动态碳排放因子偏高。在进行低碳需求响应之后,负荷根据各时段的动态碳排放因子差异,调整负荷趋势以降低系统碳排放量。

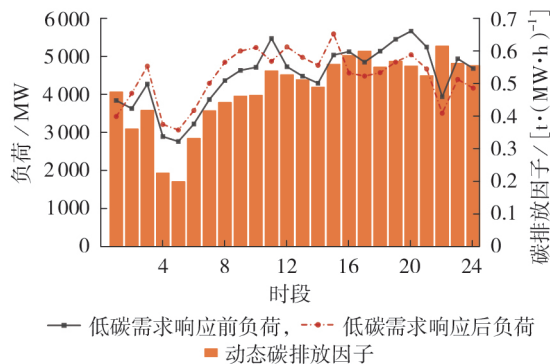


图4 低碳需求响应前、后的负荷对比

Fig.4 Comparison of load before and after low-carbon demand response

将时段1、11、16—24处于高动态排放因子的负荷量进行时移,移动到动态碳排放因子较低的时段2—10、12—15。从整体上可以看出,低碳需求响应在一定程度上对负荷起到了削峰填谷的作用。在进行低碳需求响应之后,系统各时段的碳排放量如附录B图B7所示。在低碳需求响应机制下,系统的碳排放量由各时段的负荷及动态碳排放因子共同决定。可以看出,相比于场景3,场景4的碳排放总量减少了375.77 t。低碳需求响应机制不仅可以将系统碳排放变得平缓从而提高碳捕集水平,还可以在出力不变的情况下实现削峰填谷。

4.5 碳捕集电厂的碳捕集水平分析

富氧燃烧碳捕集电厂在3种不同情况下的碳捕集水平如图5所示。由图可知:时段1—8的碳捕集水平处于最高状态,这是因为该时段负荷处于低谷,碳捕集设备能够保证足够的电能供应,积极进行捕碳;在时段11、17、19、20,系统的碳捕集水平较低,这是因为该时段的负荷处于峰值,碳捕集设备无法从火电中调取足够的电能来满足碳捕集能耗,且此时高碳排燃煤机组的出力较大,碳排放量也处于高排放水平,导致负荷峰值时段的碳捕集水平处在较低的水平。

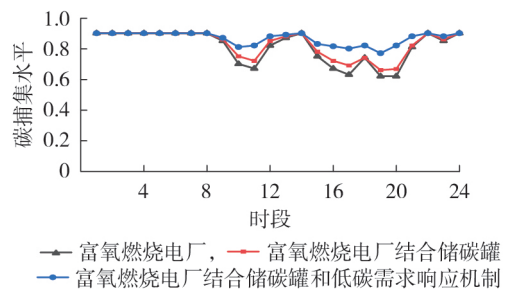


图5 富氧燃烧碳捕集电厂的碳捕集水平

Fig.5 Carbon capture level of oxygen-rich combustion carbon capture power plants

与常规的燃烧后碳捕集电厂相比,富氧燃烧碳捕集电厂更具有优越性,可通过储氧罐进行多时段的负荷调整,实现能量时移。时段1—8的风电较为丰富,电转气装置利用风电进行电解水产出的 O_2 将储氧罐储满,之后在碳捕集水平较低时配合储碳罐装置,能够使碳捕集水平得到一定程度的提高。当在此基础上再引入低碳需求响应机制时,因需求响应能够实现负荷的削峰填谷,所以降低了峰值时段火电厂的净发电压力,提高了碳捕集装置在负荷峰值时段对电力的需求,进而达到减少碳排放量的目的。

4.6 碳交易价格对系统的影响分析

不同的碳交易价格对整个综合能源系统的总运行成本、碳排放量都有一定的影响,分别如附录B图B8和图B9所示。由图B8可以看出,在碳交易价格

逐步提高的情况下,系统总运行成本呈现由低到高的趋势,其中当碳交易价格为100元/t时,系统总运行成本达到最高,这主要是因为碳捕集设备在碳交易价格低于80元/t时不启动。当碳交易价格高于100元/t时,由于碳捕集电厂的低碳特征,其从碳交易市场中获得的利润也越多。由图B9可明显看出,当碳交易价格升高时,整个系统的碳排放总量逐步减少。当碳交易价格低于80元/t时,碳捕集电厂因为成本问题不进行碳捕集,系统处在较高的碳排放水平。当碳交易价格在100~140元/t范围内时,随着碳交易价格的增大,碳捕集电厂的经济性逐渐体现,碳捕集设备积极进行捕碳,系统碳排放水平快速下降。当碳交易价格超过140元/t时,系统的碳排放趋于平稳,这是因为碳捕集设备的捕碳能力已经达到上限。

5 结论

本文以电-气-热综合能源系统为基础研究对象,构建了煤制氢与碳捕集电厂联合运行模型,利用电转气装置风电制氢,共同实现低碳制氢的目的。基于此,进一步引入低碳需求响应机制,在优化经济成本的同时能够实现深度碳减排以及风电消纳率的提升。基于算例结果可得如下结论。

1)基于煤制氢-碳捕集电厂联合模型,能够对传统煤制氢制取的灰氢进行碳捕集,将其转化为蓝氢,且成本在可接受的范围内,大量减少了制氢过程中的碳排放,兼顾了低碳制氢要求的经济性与低碳性。

2)将煤制氢与风电制氢相结合,在满足对刚性氢负荷供应的前提下,极大地利用可再生能源风电进行电解制绿氢,降低了整个制氢过程中的碳排放与成本,提高了制氢过程中的绿氢占比并减少了弃风率。

3)引入低碳需求响应机制影响用户侧的用电行为,从用户侧反作用于综合能源系统源侧来实现碳减排作用。低碳需求响应机制还能够明显提高碳捕集电厂的捕碳水平以及从碳交易市场获得的收益。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 孟翔宇,陈铭韵,顾阿伦,等. “双碳”目标下中国氢能发展战略[J]. 天然气工业,2022,42(4):156-179.
MENG Xiangyu, CHEN Mingyun, GU Alun, et al. China's hydrogen development strategy in the context of double carbon targets[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 156-179.
- [2] 李梓丘,乔颖,鲁宗相. 海上风电-氢能系统运行模式分析及配置优化[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):104-112.
LI Ziqiu, QIAO Ying, LU Zongxiang. Operation mode analysis and configuration optimization of offshore wind-hydrogen system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 104-112.
- [3] 袁铁江,高玲玉,谢永胜,等. 基于氢能的风-火耦合多能系统设计与综合评估[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):227-233,255.
YUAN Tiejiang, GAO Lingyu, XIE Yongsheng, et al. Design and comprehensive evaluation of wind-thermal power coupling multi-energy system based on hydrogen energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 227-233, 255.
- [4] 袁铁江,曹继雷. 计及风电-负荷不确定性的风氢低碳能源系统容量优化配置[J]. 高电压技术,2022,48(6):2037-2044.
YUAN Tiejiang, CAO Jilei. Capacity optimization allocation of wind hydrogen low-carbon energy system considering wind power-load uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(6): 2037-2044.
- [5] 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.
- [6] 刘哲远,邢海军,程浩忠,等. 考虑碳排放流及需求响应的综合能源系统双层优化调度[J]. 高电压技术,2023,49(1):169-178.
LIU Zheyuan, XING Haijun, CHENG Haozhong, et al. Bi-level optimal scheduling of integrated energy system considering carbon emission flow and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 169-178.
- [7] 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.
- [8] 徐箭,胡佳,廖思阳,等. 考虑网络动态特性与综合需求响应的综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化,2021,45(12):40-48.
XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated energy system considering dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 40-48.
- [9] 李姚旺,张宁,杜尔顺,等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析[J]. 中国电机工程学报,2022,42(8):2830-2842.
LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2830-2842.
- [10] 李国庆,王冲,雷顺波,等. 考虑碳捕集技术的电力系统双层优化配置[J]. 电力自动化设备,2023,43(1):25-31.
LI Guoqing, WANG Chong, LEI Shunbo, et al. Bi-level optimal allocation of power system considering carbon capture technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 25-31.
- [11] 高大明,陈鸿伟,杨建蒙,等. 循环流化床锅炉富氧燃烧与CO₂捕集发电机组运行能耗影响因素分析[J]. 中国电机工程学报,2019,39(5):1387-1397.
GAO Daming, CHEN Hongwei, YANG Jianmeng, et al. Influence factor analysis of circulating fluidized bed boiler oxy-fuel combustion and CO₂ capture power generation unit operation energy consumption[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1387-1397.
- [12] 郑励行,赵黛青,漆小玲,等. 基于全生命周期评价的中国制氢

- 路线能效、碳排放及经济性研究[J]. 工程热物理学报, 2022, 43(9):2305-2317.
- ZHENG Lixing, ZHAO Daiqing, QI Xiaoling, et al. Research on energy efficiency, carbon emission and economy of hydrogen production routes in China based on life cycle assessment method[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2022, 43(9):2305-2317.
- [13] 孟明, 包志永, 陆林, 等. 考虑富氧燃烧技术的含光热发电与垃圾焚烧虚拟电厂协调优化调度[J/OL]. 华北电力大学学报自然科学版. (2022-08-17)[2023-07-12]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20220816.1625.002.html>.
- [14] 崔杨, 闫石, 仲悟之, 等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11):4254-4264.
- CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermo-electric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020, 44(11):4254-4264.
- [15] 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.
- [16] 崔杨, 邓贵波, 赵钰婷, 等. 考虑源荷低碳特性互补的含风电电力系统经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14):4799-4815.
- CUI Yang, DENG Guibo, ZHAO Yuting, et al. Economic dispatch of power system with wind power considering the complementarity of low-carbon characteristics of source side and load side[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14):4799-4815.
- [17] 胡源, 别朝红, 李更丰, 等. 天然气网络和电源、电网联合规划的方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1):45-54.
- HU Yuan, BIE Zhaohong, LI Gengfeng, et al. Integrated planning of natural gas network and composite power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1):45-54.
- [18] 董帅, 王成福, 徐士杰, 等. 计及网络动态特性的电-气-热综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13):12-19.
- DONG Shuai, WANG Chengfu, XU Shijie, et al. Day-ahead optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13):12-19.
- [19] ZHANG Z W, WANG C F, LV H C, et al. Day-ahead optimal dispatch for integrated energy system considering power-to-gas and dynamic pipeline networks[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4):3317-3328.

作者简介:

杨周义(1999—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化运行(E-mail: yangzhouyi@mail.shiep.edu.cn);

邢海军(1979—), 男, 讲师, 博士, 通信作者, 主要研究方向为电力系统规划、智能电网、综合能源系统(E-mail: xinghj@shiep.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Optimal scheduling of integrated energy system with coal-to-hydrogen and carbon capture power plant based on low-carbon demand response

YANG Zhouyi¹, XING Haijun¹, JIANG Weijian², WANG Huaxin¹, SUN Yiwen¹, YAN Zhan¹

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Jiaxing Power Supply Company of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Jiaxing 314000, China)

Abstract: In order to improve the low-carbon and economy of the integrated energy system, the optimal scheduling of integrated energy system considering the low-carbon demand response mechanism under the joint operation mode of coal-to-hydrogen and carbon capture power plant is proposed. The models of coal-to-hydrogen and oxygen-rich combustion carbon capture power plant are established, and the carbon storage tank and power-to-gas device are introduced to improve the carbon capture flexibility and reduce the oxygen and hydrogen production costs. The low-carbon demand response mechanism is introduced into the scheduling model of integrated energy system, and its emission reduction ability is analyzed. The low-carbon economic scheduling model of integrated energy system is established with the minimum operation cost as the objective function. The proposed strategy is verified by a numerical example, and the results show that the strategy can improve the consumption level of wind power, reduce the carbon emission of the whole system, and improve the system economy.

Key words: coal-to-hydrogen; carbon capture power plant; low-carbon hydrogen production; low-carbon demand response; integrated energy system; low-carbon economic scheduling

附录 A

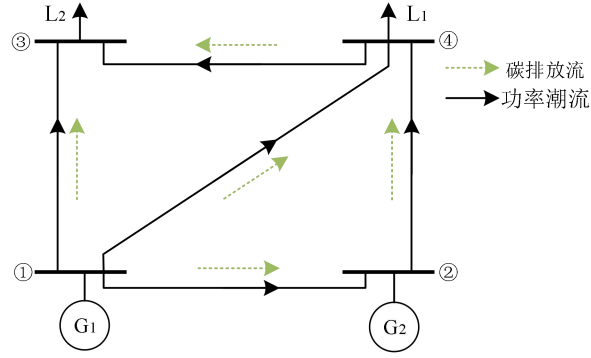


图 A1 电力系统潮流、碳流示意图

Fig.A1 Schematic diagram of power flow and carbon flow in power system

系统各成本的表达式如式(A1)–(A6)所示。

1) 时段 t 的碳交易成本 $F_{\text{CO}_2,t}$ 。

$$F_{\text{CO}_2,t} = \chi_{\text{CO}_2} (M_{\text{CO}_2,t} - \sum E_{\text{CO}_2,t}) + \chi_{\text{PCO}_2} (C_{0,t} - C_{k,t}) \quad (\text{A1})$$

式中： χ_{CO_2} 为碳交易价格； $M_{\text{CO}_2,t}$ 为时段 t 系统总碳排放量； $\sum E_{\text{CO}_2,t}$ 为时段 t 分配在各碳排放源上的碳配额； χ_{PCO_2} 为碳减排激励价格； $C_{k,t}$ 为低碳需求响应后用户在时段 t 的用电碳排放量； $C_{0,t}$ 为用户在时段 t 的原始用电碳排放量。

2) 时段 t 的碳封存与运输成本 $F_{\text{f},t}$ 。

$$F_{\text{f}}(t) = \chi_{\text{TS}} M_{\text{CCS}}(t) \quad (\text{A2})$$

式中： χ_{TS} 为系统碳封存与运输单位 CO_2 价格； $M_{\text{CCS},t}$ 为时段 t 系统捕集 CO_2 的总质量。

3) 时段 t 电厂煤耗成本 $F_{\text{th},t}$ ，用其输出功率的二次函数表示。

$$F_{\text{th},t} = \sum_{i=1}^{n_h} (a_i P_{\text{Gi},t}^2 + b_i P_{\text{Gi},t} + c_i) \quad (\text{A3})$$

式中： $P_{\text{Gi},t}$ 为时段 t 火电机组 i 的输出； a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组 i 的耗量特性参数。

4) 时段 t 的购气成本 $F_{\text{buy},t}$ 。

$$F_{\text{buy},t} = \sum_{t=1}^T \chi_{\text{Gas}} Q_{\text{buy},t} \quad (\text{A4})$$

式中： χ_{Gas} 为天然气单价； $Q_{\text{buy},t}$ 为时段 t 系统购买的天然气所对应的功率。

5) 时段 t 的弃风成本 $F_{\text{w},t}$ 。

$$F_{\text{w},t} = \sum_{t=1}^T \chi_{\text{w}} P_{\text{cur},t} \quad (\text{A5})$$

式中： χ_{w} 为单位弃风量惩罚成本； $P_{\text{cur},t}$ 为时段 t 的弃风量。

6) 碳捕集设备日折旧成本 F_{TB} 。

$$F_{\text{TB}} = \frac{F_{\text{CCS}}(1-\omega_1)}{365N_{\text{CCS}}} + \frac{F_{\text{O}_2}V_{\text{O}_2}(1-\omega_2)}{365N_{\text{O}_2}} + \frac{F_{\text{CO}_2}V_{\text{CO}_2}(1-\omega_3)}{365N_{\text{CO}_2}} \quad (\text{A6})$$

式中： F_{CCS} 为碳捕集设备的总投资成本； F_{O_2} 为单位体积储氧罐投资成本； F_{CO_2} 为单位体积储碳罐投资成本； V_{O_2} 、 V_{CO_2} 分别为储氧罐、储碳罐体积； ω_1 、 ω_2 、 ω_3 分别为碳捕集设备、储氧罐、储碳罐的年折旧率； N_{CCS} 、 N_{O_2} 、 N_{CO_2} 分别为碳捕集设备、储氧罐、储碳罐的折旧年限。

电负荷、氢负荷、天然气负荷、热负荷的约束条件如式(A7)所示。

$$\begin{cases} P_{el,t} = \sum_{i=1}^{N_1} P_{Gi,t} + \sum_{j=1}^{N_2} P_{CHP,j,e,t} + P_{w,t} - P_{P2G,t} \\ H_{hl,t} = H_{coal,t} + H_{P2G,t} + H_{S,t} \\ Q_{ql,t} = Q_{buy,t} - \sum_{j=1}^{N_2} Q_{CHP,j,t} - Q_{GB,t} \\ R_{rl,t} = \sum_{j=1}^{N_2} R_{CHP,j,h,t} + R_{GB,t} - R_{l,t} \end{cases} \quad (A7)$$

式中： $P_{el,t}$ 、 $H_{hl,t}$ 、 $Q_{ql,t}$ 、 $R_{rl,t}$ 分别为时段 t 的电负荷、氢负荷、天然气负荷、热负荷； $P_{CHP,j,e,t}$ 为时段 t 燃气轮机 j 的供电功率； $P_{w,t}$ 为时段 t 风电的计划出力； $P_{P2G,t}$ 为时段 t 电转气装置的功率； $H_{coal,t}$ 为时段 t 煤制氢系统产生的 H_2 量； $H_{P2G,t}$ 为时段 t 电转气装置生成的 H_2 量； $H_{S,t}$ 为时段 t 储氢罐的 H_2 变化量； $Q_{CHP,j,t}$ 为时段 t 燃气轮机 j 所需天然气量； $Q_{GB,t}$ 为时段 t 燃气锅炉所需天然气量； $R_{CHP,j,h,t}$ 为时段 t 燃气轮机 j 提供的热功率； $R_{GB,t}$ 为时段 t 燃气锅炉提供的热功率； $R_{l,t}$ 为时段 t 的热网损耗。

天然气系统模型如式(A8)–(A12)所示。

天然气源产出的天然气通过管道输送到天然气系统的各个节点，各个气源的供气量需要满足以下约束条件：

$$G_{s \min} \leq G_s \leq G_{s \max} \quad (A8)$$

式中： $G_{s \max}$ 、 $G_{s \min}$ 分别为气源 s 的出气量上、下限； G_s 为气源 s 在任意时段的出气量。

为了保证天然气系统的稳定运行，各个节点的气压要满足以下约束条件：

$$p_m^{\min} \leq p_m \leq p_m^{\max} \quad (A9)$$

式中： $p_m^{\min}$ 、 $p_m^{\max}$ 分别为节点 m 气压的最小值、最大值； p_m 为节点 m 在任意时段的气压值。

目前描述天然气管道流量方程的公式有多种，本文采用 Weymouth 稳态模型来描述天然气管道流量和两端气压的关系，流过该管道的天然气流量与节点气压的具体表达式为：

$$\begin{cases} F_{m,n} = \text{sgn}(p_m, p_n) S_{m,n} \sqrt{|p_m^2 - p_n^2|} \\ \text{sgn}(p_m, p_n) = \begin{cases} 1 & p_m \geq p_n \\ -1 & p_m < p_n \end{cases} \end{cases} \quad (A10)$$

式中： $F_{m,n}$ 为气网节点 m 、 n 间管道的流量； $S_{m,n}$ 为气网节点 m 、 n 间管道的传输参数，与管道长度、直径、温度有关； p_m 、 p_n 分别为气网节点 m 、 n 的气压； $\text{sgn}(p_m, p_n)$ 为方向参数，表示天然气在管道中的流向，当天然气由节点 m 流向节点 n 时， $\text{sgn}(p_m, p_n) = 1$ ，当天然气由节点 n 流向节点 m 时， $\text{sgn}(p_m, p_n) = -1$ 。

由于天然气在传输过程中受到外界因素和自身材料等影响，压力会出现下降情况。为了使节点气压维持在正常水平，同时也减少天然气管道在燃气负荷高峰时出现输气阻塞的几率，需在天然气管道沿线安置压缩机。在不考虑压缩机消耗的能量时，具体表达式为：

$$p_j = p_n \Gamma_c \quad (A11)$$

式中： p_j 为压缩机出口处的压力； p_n 为压缩机入口处的压力； Γ_c 为压缩机的压缩比。

天然气系统的各个节点需要满足流量守恒定律，各个节点的流量平衡方程矩阵表达形式具体为：

$$\mathbf{R}\mathbf{G}_s - \mathbf{U}\mathbf{F}_l - \mathbf{D}_{\text{gas}} = 0 \quad (A12)$$

式中： $\mathbf{R}$ 为天然气源和天然气系统节点的关联矩阵； $\mathbf{U}$ 为天然气管道和天然气系统节点的关联矩阵； $\mathbf{F}_l$ 为管道的天然气流量； $\mathbf{D}_{\text{gas}}$ 为节点的天然气负荷。

热力系统模型如式(A13)–(A15)所示。

热力系统主要由热源、热网和热负荷组成。其中，热网是由拓扑结构完全相同的回水网络和供水网络组成的，通过热媒介在管网中的流动，将热源产生的热量传送到各个热负荷。

由于热水的流速有限，热水在传输过程中从热源流向各个热负荷时会存在一定的延时，根据供热管道的长度和输送距离不同，热延迟一般有几分钟，甚至数小时。为了减少计算量，不考虑热水的热延时特性。此外，热水在管道中流动时受到环境因素和自身材料的影响，会伴随着热量损失和温度下降。考虑温度损失后供水管网与回水管网的水流通过管道 ij 的温度如下：

$$\begin{cases} T_{\text{sout}} = (T_g - T_a) e^{-\frac{\beta l_{ij}}{C_p M_{ij}}} + T_a \\ T_{\text{rout}} = (T_r - T_a) e^{-\frac{\beta l_{ij}}{C_p M_{ij}}} + T_a \end{cases} \quad (\text{A13})$$

式中： T_{sout} 为供水管网水流通过管道 ij 的温度； T_{rout} 为回水管网水流通过管道 ij 的温度； T_g 为供水管网水流流入管道 ij 的温度； T_a 为环境温度； T_r 为回水管网水流流入管道 ij 的温度； β 为传热系数； l_{ij} 为热网管道 ij 的长度； C_p 为水的比热容； M_{ij} 为通过管道 ij 的流量。

输出管道的水流量及温度与输入管道的水流量及温度关系如下：

$$\left(\sum_{n=1}^k M_{\text{OUT},n} \right) T^{\text{OUT}} = \sum_{n_1=1}^{k_1} M_{\text{IN},n_1} T_{n_1}^{\text{IN}} \quad (\text{A14})$$

式中： $M_{\text{OUT},n}$ 为节点处第 n 条输出管道的水流量； M_{IN,n_1} 为节点处第 n_1 条输入管道的水流量； k 为节点处的输出管道总数； k_1 为节点处的输入管道总数； T^{OUT} 为节点处输出管道水流量的温度； $T_{n_1}^{\text{IN}}$ 为节点处第 n_1 条输入管道水流量的温度。

供热机组的输出热功率与负荷热功率具体表达式如下：

$$\begin{cases} H_{\text{RY}} = C_p M_{\text{RY}} (T_s - T_r) \\ H_{\text{FH}} = C_p M_{\text{FH}} (T_{\text{SF}} - T_{\text{RF}}) \end{cases} \quad (\text{A15})$$

式中： H_{RY} 为供热机组的输出热功率； H_{FH} 为负荷热功率； M_{RY} 为通过供热机组的水流量； M_{FH} 为通过负荷的水流量； T_s 为通过供热机组的供水温度； T_r 为通过供热机组的回水温度； T_{SF} 为通过热负荷的供水温度； T_{RF} 为通过热负荷的回水温度。

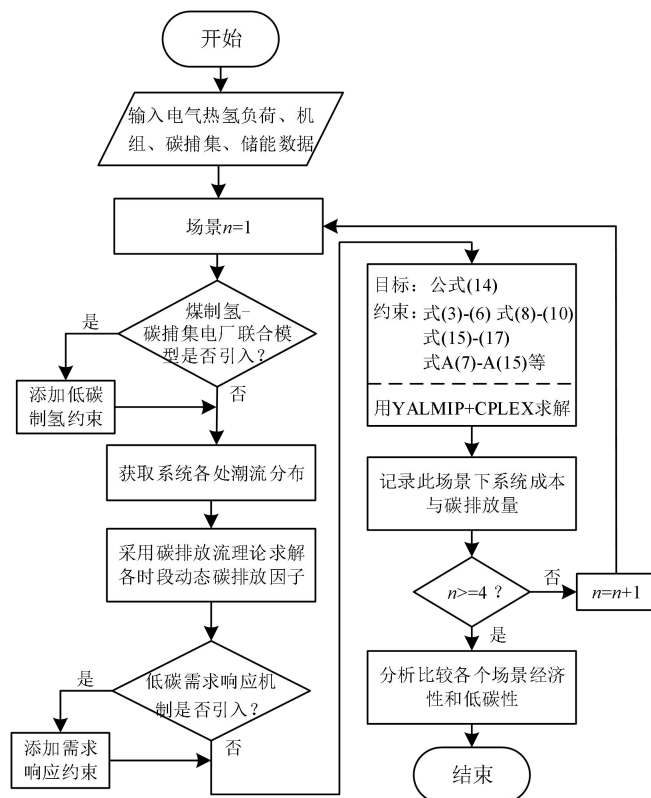


图 A2 模型求解流程图

Fig.A2 Flowchart of solving model

附录 B

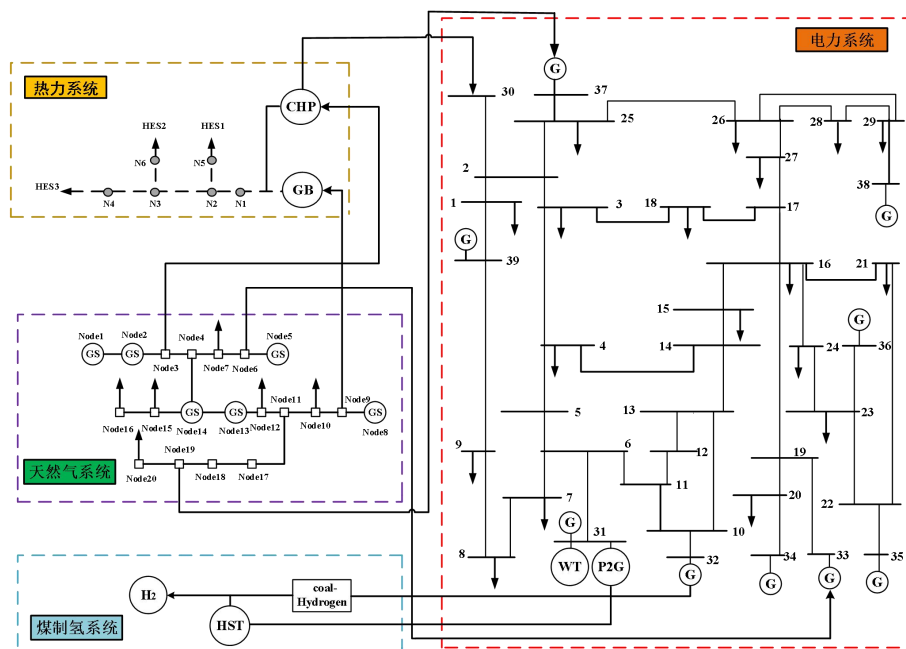


图 B1 算例系统结构图

Fig.B1 System structure diagram of example

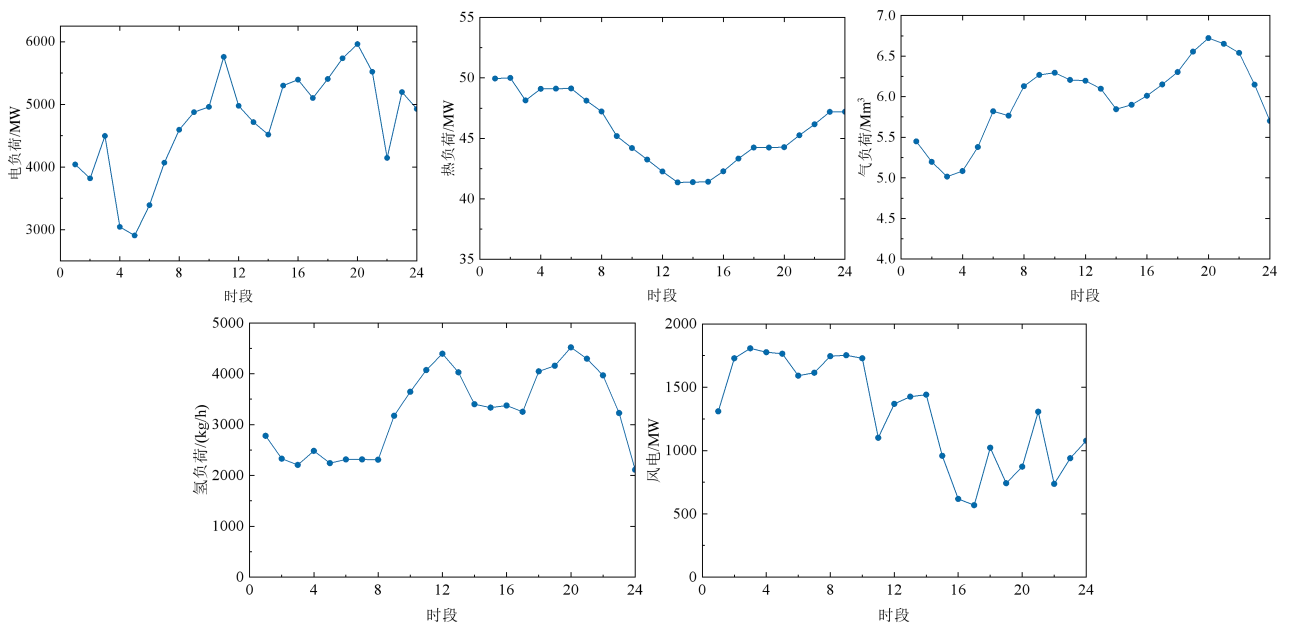


图 B2 负荷及风电曲线
Fig.B2 Load and wind power curves

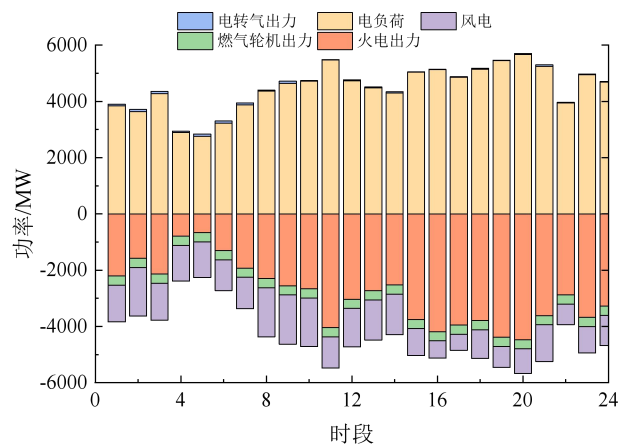


图 B3 综合能源系统供电平衡结果
Fig.B3 Power supply balancing results of integrated energy system

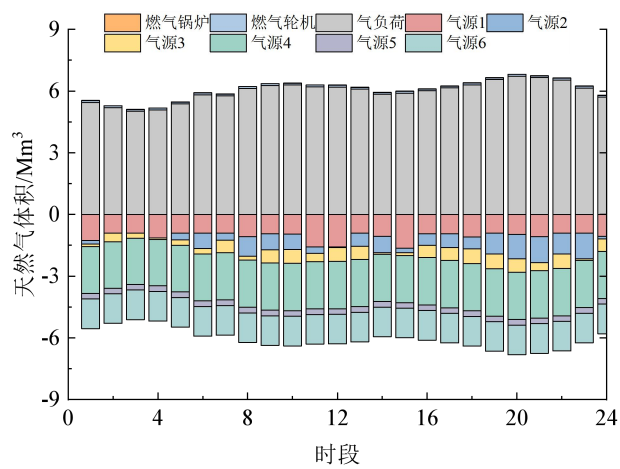


图 B4 综合能源系统供气平衡结果
Fig.B4 Gas supply balancing results of integrated energy system

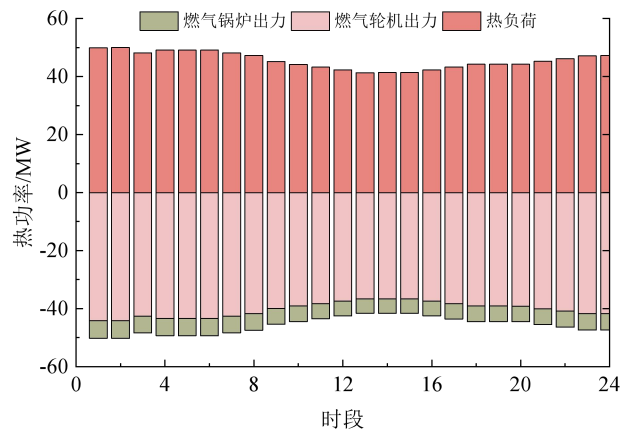


图 B5 综合能源系统供热平衡结果

Fig.B5 Heat supply balancing results of integrated energy system

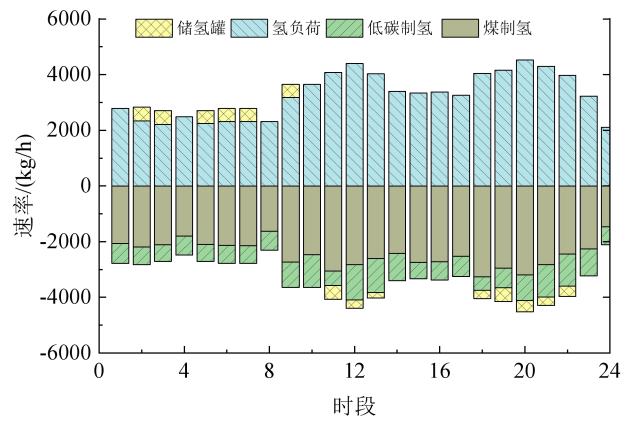


图 B6 场景 2 的供氢平衡结果

Fig.B6 Hydrogen supply balancing results of Scenario 2

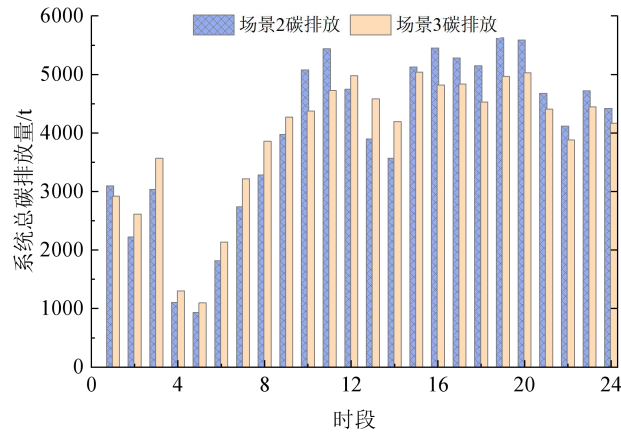


图 B7 低碳需求响应前、后碳排放对比

Fig.B7 Comparison of carbon emission before and after low-carbon demand response

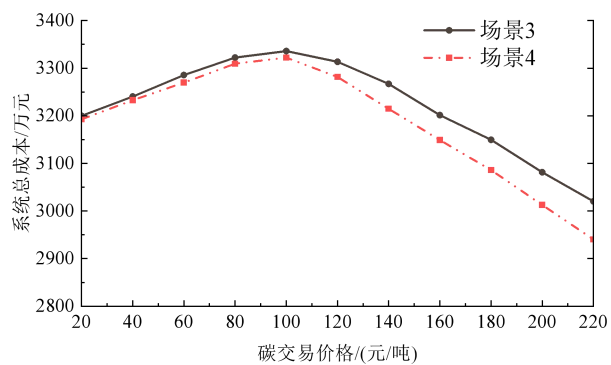


图 B8 碳交易价格对系统总成本的影响

Fig.B8 Impact of carbon trading price on total system cost

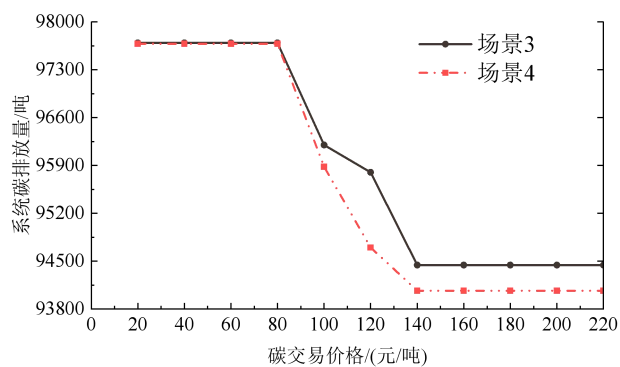


图 B9 碳交易价格对系统总碳排放量的影响

Fig.B9 Impact of carbon trading price on total carbon emission of system