

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

王义军,李梦涵,齐 岩
(东北电力大学 电气工程学院,吉林 吉林 132012)

摘要:针对电转气(P2G)、碳捕集系统在运行时间上存在的不同步问题,将储液罐作为CO₂“缓冲站”连接碳捕集电厂(CCPP)与P2G,构建考虑综合灵活运行方式的CCPP与P2G联合运行的综合能源系统(IES)低碳经济调度模型。通过研究储液罐的“能量时移”特性,分析包含储液罐的P2G-CCPP新型联合运行模式对于促进风电消纳、降低碳排放的积极影响,基于此建立考虑CCPP综合灵活运行方式以IES总运行成本最小为目标的低碳经济调度模型,在CPLEX中以改进的IEEE 39节点电力网络模型和7节点天然气网络模型为例进行仿真验证,结果证明所提运行方式对于实现IES低碳经济调度有重要的借鉴作用。

关键词:碳捕集电厂;综合灵活运行方式;储液罐;电转气设备;低碳经济调度

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204048

0 引言

当前,实现碳达峰、碳中和对于加快生态文明建设、促进高质量发展至关重要^[1]。具有极大减排潜力的综合能源系统(integrated energy system, IES)以传统化石能源为主体,融合天然气、风能等多种能源形式,这对于提升可再生能源消纳水平、推行低碳电力有重要意义^[2]。

IES通过燃气轮机和电转气(power-to-gas, P2G)设备实现电力网络和天然气网络的双向能量流动^[3-4]。其中,P2G设备耗能由系统剩余风电提供,在负荷低谷时利用系统弃风将水和CO₂合成甲烷,为解决弃风消纳问题提供了新思路^[5-6]。文献[7]进一步研究了P2G的经济特性,证明P2G碳来源与其较高的原料成本会制约系统弃风消纳水平,降低系统运行经济性。碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)技术为解决P2G碳原料成本较高的问题提供了有效途径^[8]。将CCS与P2G耦合,利用碳捕集系统捕获的CO₂作为原料供给给P2G合成甲烷,一方面可有效削减其运行成本,增加其运行功率;另一方面增加了捕获到的CO₂利用效益^[9]。由于P2G仅在系统存在弃风时启用,而碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP)在机组运行期间持续排放CO₂,因此P2G、碳捕集系统在运行时间

上存在不同步问题^[10]。P2G仍需额外购买碳原料,过高的原料成本抑制了其弃风消纳水平,不利于系统低碳经济调度,因此还需进一步研究CCS-P2G联合运行策略。CCPP常规运行方式分为烟气分流式运行方式与储液式运行方式^[11]。单独采用分流式运行方式时,CCPP吸收与捕集CO₂的过程彼此耦合。CCPP综合灵活运行方式即在引入烟气旁路的基础上加装储液罐,实现CO₂吸收与捕集过程的解耦^[12-13]以及能量转移,有助于减小负荷高峰谷差。

目前尚无专家学者研究加装储液罐对于常规CCPP与P2G耦合协同运行的影响,故本文在上述研究的基础上,提出了将储液罐作为CO₂“缓冲站”连接CCPP与P2G设备,通过储液罐“能量时移”特性实现碳捕集能耗的转移,在实现高效调峰的同时解决P2G、碳捕集系统运行时间不同步问题。本文首先对CCPP综合灵活运行方式的“能量时移”特性进行分析,借此优势充分探讨了耦合碳捕集设备与P2G的协同运行策略;然后,构建了基于CCPP综合灵活运行方式、考虑碳捕集设备与P2G联合运行的综合能源系统低碳经济调度模型;最后,通过算例分析验证了本文所提新型联合运行模式可同时兼顾低碳性与经济性,这对于实现IES低碳经济调度存在积极影响。

1 CCPP综合灵活运行方式特性分析

CCPP综合灵活运行方式由烟气分流运行方式与储液式运行方式两部分组成^[14]。

1.1 考虑综合灵活运行方式的CCPP模型

CCPP通过控制烟气旁路系统,将发电机组产生的烟气按一定烟气分流比排入吸收塔后,与乙醇胺(monoethanolamine, MEA)类水溶剂发生吸收反应。

收稿日期:2021-07-14;修回日期:2021-10-21

在线出版日期:2022-04-15

基金项目:需求侧多能互补优化与供需互动技术北京市重点实验室开放基金资助项目(YDB51201901347)

Project supported by the Demand-side Multi-energy Complementary Optimization and Supply-Demand Interaction Technology Beijing Key Laboratory Open Fund Project (YDB51201901347)

MEA通过淋洗吸收烟气中较大比例 CO_2 ,形成 CO_2 含量较多的溶液(富液)。随后,富液经液体泵流至解析塔,在解析塔内发生逆反应实现 CO_2 解析与MEA溶液的再生。解析出的 CO_2 被送至压缩机进行再利用或完成封存处理,再生后的溶液(贫液)则返回至吸收塔完成溶液的循环利用^[15]。

综合灵活运行方式即在CCPP内引入烟气旁路系统的同时,在吸收塔与解析塔中间装设一组储液罐,用于暂存以 CO_2 化合物形式存在的富液/贫液^[15]。若吸收塔吸收 CO_2 质量为 W_1 ,解析塔解析 CO_2 质量为 W_2 ,富液存储罐流入量为 L_{in} ,富液存储罐流出量为 L_{out} ,则储液罐模型如下:

$$W_1 = \eta_B E_G P_G \quad (1)$$

$$L_{in} = \theta_B \eta_B E_G P_G \quad (2)$$

$$L_{out} = W_{\text{cygCO}_2} \quad (3)$$

式中: W_{cygCO_2} 为由储液罐提供的待处理的 CO_2 总质量; θ_B 为碳捕集设备捕集效率; η_B 为烟气分流比; E_G 为火电厂碳排放强度; P_G 为CCPP总输出功率。

解析塔解析 CO_2 质量即是由储液罐提供的待处理的 CO_2 质量与未经乙醇类溶剂淋洗的 CO_2 质量总和,即:

$$W_2 = W_{\text{cygCO}_2} + \theta_B \eta_B E_G P_G \quad (4)$$

由于 CO_2 以化合物形式存储在MEA中,故需计算可从MEA中提取的 CO_2 质量与溶剂体积之间的关系^[13],如式(5)所示。

$$V_{\text{CA},i,t} = \frac{W_{\text{cygCO}_2} M_{\text{MEA}}}{M_{\text{CO}_2} W_2 \mu_R \sigma_R} \quad (5)$$

式中: $V_{\text{CA},i,t}$ 为 t 时刻CCPP i 装设的储液罐释放 CO_2 所需的MEA溶液体积; M_{MEA} 和 M_{CO_2} 分别为MEA和 CO_2 的摩尔质量; μ_R 为醇胺溶液浓度; σ_R 为醇胺溶液密度。

富液存储罐与贫液存储罐的溶液量满足流量平衡约束,如式(6)所示。

$$\begin{cases} L_{\text{Fi},t} = L_{\text{Fi},t-1} - (1-\theta) L_{\text{Fi},t} - L_{\text{out}} \\ L_{\text{Pi},t} = L_{\text{Pi},t-1} - (1-\theta) L_{\text{Pi},t} + L_{\text{out}} \\ L_{\text{Fi},0} = L_{\text{Fi},24} \\ L_{\text{Pi},0} = L_{\text{Pi},24} \\ 0 \leq L_{\text{Fi},t} \leq V_{\text{Fi},i} \\ 0 \leq L_{\text{Pi},t} \leq V_{\text{Pi},i} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $L_{\text{Fi},t}$ 和 $L_{\text{Pi},t}$ 分别为 t 时刻CCPP i 安装的富液存储罐和贫液存储罐的溶液量; $L_{\text{Fi},0}$ 和 $L_{\text{Pi},0}$ 分别为初始时刻CCPP i 安装的富液罐和贫液罐的溶液量; $L_{\text{Fi},24}$ 和 $L_{\text{Pi},24}$ 分别为一个调度周期后CCPP i 安装的富液罐和贫液罐的溶液量; $V_{\text{Fi},i}$ 为富液存储器 i 的容积; $V_{\text{Pi},i}$ 为贫液存储器 i 的容积; θ 为损耗系数。

综合灵活运行方式下CCPP通过控制富液流入/流出量,使得吸收塔与解析塔按需在不同时间

段处理 CO_2 , CO_2 吸收环节与解析环节相互独立,实现 CO_2 吸收与捕集过程的解耦^[16]。CCPP运行模型如式(7)所示。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{24} P_{G,t} = \sum_{t=1}^{24} (P_{J,t} + P_{Y,t} + P_{m,t}) \\ \int_0^t P_{Y,t} dt = \omega_B \int_0^t W_{\text{ingCO}_2,t} dt \\ W_{\text{ingCO}_2} = \theta_B \eta_B W_P + W_{\text{cygCO}_2} \\ 0 < \theta_B < \theta_{\text{Bmax}} \\ W_P = E_G P_G \\ W_J = W_P - \theta_B \eta_B W_P \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{G,t}$ 为 t 时段CCPP总输出功率; $P_{J,t}$ 为 t 时段CCPP净输出功率; $P_{m,t}$ 为 t 时段CCPP的固定能耗; $P_{Y,t}$ 为 t 时段CCPP运行能耗; ω_B 为捕集单位 CO_2 所需能耗; $W_{\text{ingCO}_2,t}$ 为 t 时段解析塔需要处理的 CO_2 质量; W_{ingCO_2} 为解析塔需要处理的 CO_2 总质量; θ_{Bmax} 为最大碳捕集率; W_P 为CCPP碳排量; W_J 为CCPP净碳排量。

1.2 储液罐“能量时移”特性分析

CCPP通过引入储液罐,在负荷高峰期对 CO_2 实现全额吸收而不捕集, CO_2 以化合物形式暂存在储液罐中,在负荷高峰时降低碳捕集能耗,提高低碳机组净输出功率,降低高碳机组出力比例。在负荷低谷期,将负荷高峰时储液罐存储的 CO_2 化合物送至解析塔解析,将 CO_2 释放出来进行碳捕集处理,在提高机组碳捕集能耗的同时降低机组净输出功率下限,为风电提供更多上网空间。

烟气分流式CCPP净输出功率满足:

$$P_{J,t} = P_{G,t} - P_{m,t} - \omega_B \theta_B \eta_B W_P \quad (8)$$

由储液罐额外增加的碳捕集设备运行能耗为:

$$P_{Y,t} = \omega_B W_{\text{cygCO}_2} \quad (9)$$

故采用综合灵活运行方式时CCPP净输出功率满足:

$$P_{J,t} = P_{G,t} - P_{m,t} - \omega_B (\theta_B \eta_B W_P + W_{\text{cygCO}_2}) \quad (10)$$

由式(10)可知,CCPP通过灵活调节烟气比例与储液罐流量可扩大机组净出力范围,其示意图见附录A图A1。

储液罐作为 CO_2 “缓冲站”,将负荷高峰时待捕集的 CO_2 转移到谷时进行捕集,实现了碳捕集能耗的转移,即CCPP的“能量时移”,等价于峰时高价高碳机组出力被谷时廉价低碳机组与风电出力代替,有利于促进可再生能源消纳与综合能源系统低碳经济运行。

2 含储液罐的P2G-CCPP系统模型

2.1 P2G-CCPP联合运行模式框架

耦合CCPP与P2G设备,形成P2G-CCPP联合运行系统,P2G所需碳原料可由CCS系统提供。P2G-CCPP联合运行框图见附录A图A2。

CCPP采用综合灵活运行方式,通过引入储液罐,将负荷高峰时CO₂转移到谷时进行捕集,保证P2G在启动时有大量碳源去合成甲烷。CCPP捕碳量转移示意图如图1所示,负荷高峰时分流式CCPP需捕集的CO₂转移到负荷低谷时由综合灵活运行方式下CCPP的储液罐提供。由此可见,P2G所需碳原料可以高效经济地取自综合灵活运行方式下的CCPP,在降低CO₂额外购买量的同时,也降低了P2G运行成本,进而提高了P2G运行功率。除此之外,还提高了捕集到的CO₂利用效益,降低了CO₂封存成本,避免了因封存泄露引发的风险。

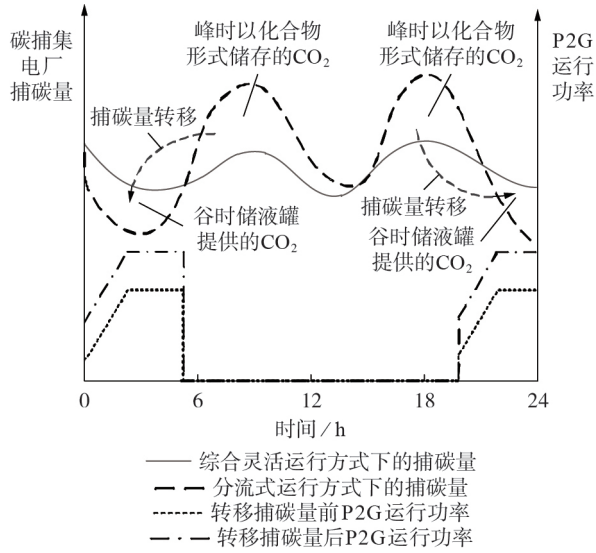


图1 CCPP捕碳量转移示意图

Fig.1 Schematic diagram of carbon capture transfer from CCPP

通过P2G和综合灵活运行方式下的CCPP交互实现碳循环与碳的动态利用,共同承担弃风消纳,其联合运行在保证系统低碳性能的同时兼顾风电消纳能力与经济效益。

2.2 P2G-CCPP联合运行系统模型

P2G-CCPP联合运行系统模型如下:

$$\begin{cases} W_{P2G} + W_{buy} = X_{CO2} P_{P2G,t} \\ W_{FCO2} = (\theta_B \eta_B W_P + W_{cygCO2}) - W_{P2G} \\ P_{gas,t} = \eta_{P2G} P_{P2G,t} \end{cases} \quad (11)$$

式中: W_{P2G} 为用于P2G设备的CO₂质量; X_{CO2} 为P2G设备在0.6电转化效率下生成1 MW·h电能所需CO₂质量; $P_{P2G,t}$ 为t时段P2G设备输出的有功功率; W_{FCO2} 为封存CO₂质量; W_{buy} 为P2G额外购买CO₂质量; η_{P2G} 为燃气机组发电效率; $P_{gas,t}$ 为t时段燃气机组输出的有功功率。

由甲烷化反应可知P2G设备消耗的CO₂和生成甲烷的体积相等,则有:

$$W_{P2G} = \rho_{CO2} V_{CO2} = \rho_{CO2} V_{CH4} \quad (12)$$

$$V_{CH4} = \frac{3.6 \eta_{P2G} P_{P2G,t}}{H_g} \quad (13)$$

式中: ρ_{CO2} 为CO₂密度; V_{CO2} 为甲烷化反应所需CO₂体积; V_{CH4} 为P2G生成甲烷的体积; H_g 为天然气热值。

3 综合能源系统低碳经济调度模型

3.1 目标函数

本文以系统综合成本最低为目标函数,同时考虑各机组、元件及电力网、天然气网的约束条件构建低碳经济调度模型,目标函数如下:

$$F = \min(C_H + C_T + C_P + C_R + C_W + C_Z) \quad (14)$$

式中: F 为系统的运行成本; C_H 为火电机组运行成本; C_T 为碳成本; C_P 为P2G设备运行成本; C_R 为天然气成本; C_W 为弃风惩罚总成本; C_Z 为CCPP折旧成本。

1) 火电机组运行成本 C_H 。

火电机组运行成本包括火电机组总煤耗成本 C_K 及火电机组启停总成本 C_Q 。

$$C_K = \sum_{i=1}^{24} U_i (a_i P_{G,t}^2 + b_i P_{G,t} + c_i) \quad (15)$$

$$C_Q = \sum_{i=1}^{24} U_i (1 - U_{i-1}) Q_i \quad (16)$$

式中: U_i 为t时段火电机组启停变量, $U_i=1$ 表示火电机组处于开机状态, $U_i=0$ 表示火电机组处于关机状态; a_i, b_i, c_i 为火电机组i耗量特性参数; Q_i 为火电机组i的启停成本。

2) 弃风惩罚总成本 C_W 。

$$C_W = \sum_{i=1}^{24} K_q P_{wq,t} \quad (17)$$

$$P_{wq,t} = P_{w,t}^{pre} - P_{w,t} \quad (18)$$

式中: K_q 为单位弃风惩罚系数; $P_{wq,t}$ 为t时段系统弃风总功率; $P_{w,t}^{pre}$ 为t时段预测风电出力; $P_{w,t}$ 为t时段实际风电出力。

3) 碳成本 C_T 。

碳成本由碳交易成本 C_J 与碳封存、运输成本 C_F 组成。

$$C_J = \lambda_{CO2} \left(W_P - \sum_{i=1}^{24} D_{p,t} - \sum_{i=1}^{24} D_{j,t} \right) \quad (19)$$

$$D_{p,t} = \gamma_h P_{G,t} \quad (20)$$

$$D_{j,t} = \mu_h P_{gas,t} \quad (21)$$

$$C_F = \sigma_c (W_{ingCO2} - W_{P2G}) \quad (22)$$

式中: λ_{CO2} 为碳交易价格; $D_{p,t}$ 为t时段内火电机组碳排放配额; $D_{j,t}$ 为t时段燃气机组碳排放配额; γ_h 为火电机组碳排放配额系数; μ_h 为燃气机组碳排放配额系数; σ_c 为碳封存成本系数。

4) P2G设备运行成本 C_P 。

P2G设备运行成本包括原料成本及耗电成本两部分,其中原料成本指P2G设备在合成甲烷时除

CCS捕到的CO₂外,额外仍需购买的碳原料成本。

$$C_P = K_{CO_2} W_{buy} + \sum_{t=1}^{24} K_{P2G} P_{P2G,t} \quad (23)$$

式中: K_{CO_2} 为CO₂原料成本系数; K_{P2G} 为P2G设备运行成本系数。

5)天然气成本 C_R 。

天然气成本为燃气机组耗气成本减去P2G设备生成甲烷的收益。

$$C_R = C_{CH_4} \sum_{t=1}^{24} \left(\frac{P_{gas,t}}{\eta_{gas} H_g} - V_{c,t} \right) \quad (24)$$

$$C_{CH_4} = 3.6 K_{gas} \eta_{P2G} P_{P2G,t} / H_g \quad (25)$$

$$P_{gas,t} = \eta_{P2G} P_{P2G,t} \quad (26)$$

式中: $V_{c,t}$ 为 t 时段P2G经甲烷化反应生成的天然气体积; K_{gas} 为单位体积天然气成本系数; C_{CH_4} 为天然气单价。

6)CCPP日折旧成本 C_Z 。

CCPP日折旧成本包括烟气流装置折旧成本及储液罐折旧成本。

$$C_Z = \frac{C_{FL}(1+\alpha)^{N_{Zj}}\alpha}{365[(1+\alpha)^{N_{Zj}}-1]} + \frac{C_{CY}V_{CY}(1+\alpha)^{N_{CY}}\alpha}{365[(1+\alpha)^{N_{CY}}-1]} \quad (27)$$

式中: α 为碳捕集设备折旧率; C_{FL} 为分流式碳捕集设备总成本; N_{Zj} 为分流式碳捕集设备折旧年限; C_{CY} 为单位体积储液罐总成本; V_{CY} 和 N_{CY} 分别为储液罐总体积和折旧年限。

3.2 约束条件

1)电功率平衡约束。

$$\sum_{t=1}^{24} (P_{J,t} + P_{w,t} + P_{gas,t}) = \sum_{t=1}^{24} (P_{P2G,t} + P_{L,t}) \quad (28)$$

式中: $P_{L,t}$ 为 t 时段系统电负荷。

2)常规机组出力约束。

$$\begin{cases} P_{G,\min} \leq P_{G,t} \leq P_{G,\max} & U_t = 1 \\ P_{G,t} = 0 & U_t = 0 \end{cases} \quad (29)$$

式中: $P_{G,\min}$ 为机组最小出力; $P_{G,\max}$ 为机组最大出力。

3)常规火电机组爬坡功率约束。

$$-P_{G,\downarrow} \leq P_{G,t} - P_{G,t-1} \leq P_{G,\uparrow} \quad (30)$$

式中: $P_{G,\uparrow}$ 、 $P_{G,\downarrow}$ 分别为机组向上、向下爬坡率最大值。

4)CCPP出力约束。

CCPP出力约束见式(1)~(10)。

5)风电出力约束。

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\text{pre}} \quad (31)$$

6)P2G设备出力约束。

$$P_{P2G,\min} \leq P_{P2G,t} \leq P_{P2G,\max} \quad (32)$$

式中: $P_{P2G,\max}$ 、 $P_{P2G,\min}$ 分别为P2G设备出力上、下限。

7)天然气网络约束。

与电力网络类似,天然气网络也具有流量平衡约束以及管道运行约束。

(1)流量平衡约束。

$$S_{G,t} + Q_{\text{Sout},t} - Q_{\text{Sin},t} + F_{mn,t} + F_{P2G,t} = F_{gas,t} \quad (33)$$

式中: $S_{G,t}$ 为 t 时段气源产气量; $Q_{\text{Sout},t}$ 、 $Q_{\text{Sin},t}$ 分别为 t 时段储气罐出气、进气量; $F_{mn,t}$ 为 t 时段稳态条件下天然气系统中输气管道 mn 流量; $F_{P2G,t}$ 为 t 时段P2G设备转换得到的天然气流量; $F_{gas,t}$ 为 t 时段燃气轮机输入电功率所消耗的天然气流量。

(2)管道潮流约束。

稳态条件下天然气系统中输气管道 mn 流量 F_{mn} 为:

$$F_{mn} = k_{mn} S_{mn} \sqrt{S_{mn} (\pi_m^2 - \pi_n^2)} \quad (34)$$

$$S_{mn} = \begin{cases} 1 & \pi_m \geq \pi_n \\ -1 & \pi_m < \pi_n \end{cases}$$

式中: k_{mn} 为与输气管道 mn 因素有关的固定参数; S_{mn} 为表征输气管道 mn 流量方向的变量; π_m 、 π_n 分别为节点 m 和节点 n 的气压值。

(3)节点气压约束。

$$\pi_{i,\min} \leq \pi_i \leq \pi_{i,\max} \quad (35)$$

式中: $\pi_{i,\min}$ 、 $\pi_{i,\max}$ 分别为节点 i 允许气压的最小值和最大值。

(4)储气罐出气约束。

$$Q_{s,\min} \leq Q_s \leq Q_{s,\max} \quad (36)$$

式中: Q_s 为储气罐出气量; $Q_{s,\min}$ 、 $Q_{s,\max}$ 分别为储气罐出气量的最小值和最大值。

(5)天然气网管道流量约束。

$$0 \leq F_{mn} \leq F_{mn,\max} \quad (37)$$

式中: $F_{mn,\max}$ 为输气管道 mn 内允许流过的最大气流量。

4 算例分析

4.1 算例系统概述

本文采用由改进的IEEE 39节点电力网络模型和7节点天然气网络模型构成的综合能源系统为例进行算例分析,系统结构见附录A图A3,并将火电机组G1、G2改造为CCPP,在节点2、5、14、21、26分别接入200 MW风电场。风电及负荷预测功率见附录A图A4。其他相关参数见附录B。

根据是否引入CCPP、储液罐,设定如下3种场景:场景1,不含CCPP、考虑P2G作用的IES调度运行情况;场景2,考虑烟气流装置CCPP,同时考虑P2G作用的IES调度运行情况;场景3,考虑综合灵活运行方式(含储液罐)下CCPP,同时考虑P2G作用的IES调度运行情况。

4.2 IES调度结果分析

本文考虑以上3种场景下系统的低碳经济调度情况,以验证本文所提调度模型的优势。表1给出了3种场景下的优化调度结果对比。

由表1可知:场景2较场景1实际碳排放降低了

表1 3种场景下系统调度结果对比
Table 1 Comparison of dispatching results
among three scenarios

成本	场景1	场景2	场景3
燃煤成本/万元	208.24	235.16	227.59
天然气成本/万元	86.45	73.35	64.50
碳成本/万元	37.03	-43.52	-45.30
弃风成本/万元	11.34	10.18	1.88
折旧成本/万元	0	52.81	68.93
P2G运行成本/万元	18.61	6.11	4.01
总调度成本/万元	361.67	334.09	321.61
实际碳排放量/t	15693	4762.8	4075
弃风率/%	2.4	2.2	0.4

10930.2 t,燃煤成本增加了26.92万元,而总调度成本降低了27.58万元,这是由于加装碳捕集设备使CCPP需承担额外的碳捕集运行能耗,故增加了燃料成本;此外,CCS可捕集火电机组排放出的一定比例的CO₂,并通过售卖多余的碳排放配额获利,因此总调度成本下降。场景3在场景2的基础上加装储液罐,其弃风成本较场景2降低了8.30万元,弃风率由2.2%降低到0.4%,总调度成本较场景2降低了12.48万元,且实际碳排放量较场景2降低了687.8 t,证明了本文所提优化模型在低碳经济调度方面的优势。

4.2.1 不同运行方式对系统碳排放量的影响分析

实际碳排放量可以直观地反映IES碳排放水平,实际碳排放量越低,碳捕集量越高,对降低碳成本、减缓温室效应、减少环境污染影响越明显。

由表1可知:场景1—3中,未装设碳捕集设备的场景1,由于机组为常规机组,故碳排放量较高,为15693 t;装设碳捕集设备的场景2、3,实际碳排放量分别为4762.8、4075 t,以此证明装设碳捕集设备对IES低碳调度会产生积极影响。且场景3下碳排放量低于场景2,体现了配备储液罐对CCPP降低实际碳排放量的有效性。

不同场景下低碳机组和高碳机组净出力变化情况分别如图2和图3所示。

由图2、3可知,负荷高峰时([8, 20) h)场景3下低碳机组G1、G2净出力高于场景2,而高碳机组G3—G10净出力低于场景1。这是由于场景2下CCPP采用分流式运行方式,负荷高峰时CCPP输出

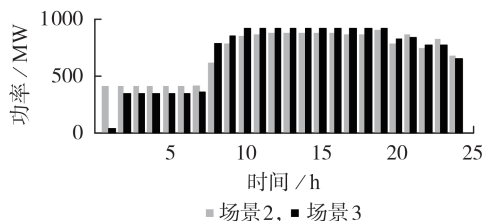


图2 低碳机组净出力

Fig.2 Net output of low-carbon unit

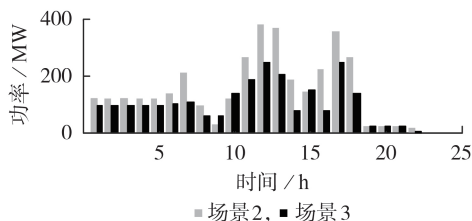


图3 高碳机组净出力

Fig.3 Net output of high-carbon unit

功率高,产生CO₂多,碳捕集能耗大,使得碳捕集机组净出力降低,导致高碳机组G3—G10净出力提高。场景3下CCPP采用综合灵活运行方式,在负荷高峰时,储液罐使机组对CO₂进行全额吸收而不捕集,因此机组捕集能耗减小,进而提高了低碳机组G1、G2净出力,降低了高碳机组G3—G10净出力,系统碳排放量得以减少。

另外由图2可知,负荷低谷时((0, 8) h和[20, 24] h)场景3下低碳机组净出力低于场景2。这得益于场景3通过调节储液罐将峰时碳捕集能耗转移到谷时,提高了负荷低谷时碳捕集机组碳捕集能耗,因此降低了低碳机组净出力下限,为清洁能源风电提供更多的上网空间,系统碳排放量进一步减少。

4.2.2 P2G运行成本对弃风消纳水平的影响分析

由表1可知,场景2较场景1的P2G运行成本降低了12.50万元,弃风成本降低了1.16万元,弃风率由2.4%降低到2.2%。相较于单纯考虑P2G设备的场景3,场景2同时考虑了CCS和P2G设备,形成P2G-CCPP耦合系统,降低了P2G消纳风电的成本,增加其运行功率,进一步促进了弃风消纳。

场景3较场景2的P2G运行成本降低了2.12万元,弃风成本降低了8.30万元,弃风率由2.2%降低到0.4%。这是由于场景2下CCPP采用分流式运行方式,P2G设备运行功率受到CO₂原料成本影响,出力较低,系统中仍有大量风电无法上网。场景3下CCPP采用综合灵活运行方式,P2G运行功率不受CO₂原料成本限制,负荷低谷时出力可达最大值,此时弃风功率由P2G和CCS系统共同承担,弃风功率得以减少。

不同运行方式下CCPP的碳捕集能耗如图4所示。由图可知,场景3下碳捕集设备最大运行能耗高于场景2,且在负荷低谷时碳捕集能耗提高,负荷高峰时碳捕集能耗减少,这得益于储液罐的“能量时移”特性。碳捕集能耗与捕碳量呈正相关,负荷低谷时系统捕碳量巨大,可认为合成甲烷所需CO₂全部来自于CCS,因此P2G无需额外购买CO₂,其原料成本可视为0,进而减少了P2G运行成本。

不同场景下P2G运行功率如图5所示。

储液罐的引入解耦了CO₂吸收与捕集过程,解

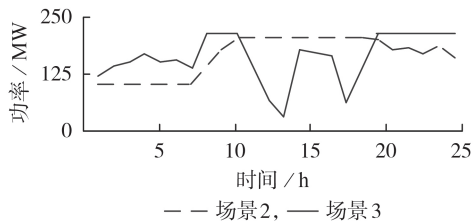


图4 CCPP不同运行方式下碳捕集能耗

Fig.4 Carbon capture energy consumption under different operating modes of CCPP

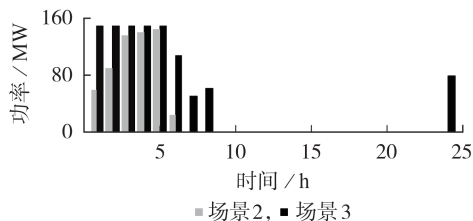


图5 不同场景下P2G运行功率

Fig.5 Operating power of P2G under different scenarios

决了CO₂在负荷高峰时捕集后长期大量封存的高成本问题,碳封存成本与碳交易成本较场景2均降低。此外,由于系统碳利用量增加,碳封存量减少,还可避免因封存泄漏、爆炸造成的损失以及对自然环境产生不必要的危害。

4.3 储碳与储气经济性对比

为进一步分析储气与储碳的经济性以及对其对电力系统的影响,在场景1、场景3的基础上增加储气装置,系统成本分析如图6所示。

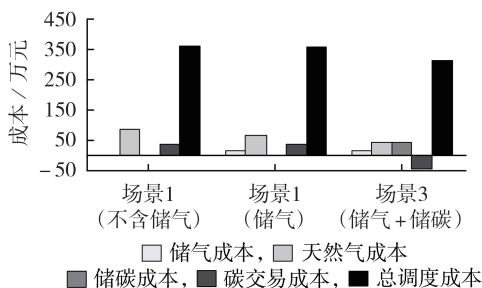


图6 储气与储碳经济性比较

Fig.6 Comparison of economic between gas storage and carbon storage

在成本方面,储气装置的引入使得储气成本增加了15.63万元,但由于储能装置可实现长时间存储P2G消纳弃风能量,负荷低谷时低价电能以天然气形式储存在储气装置中并在高峰电价时供给燃气机组发电,使得IES可灵活使用低价电,IES向上级电网购气成本减少了19.34万元,因此总调度成本较未增加储气装置时减少了3.71万元。储气装置使得能量供应时间随负荷需求变化而发生改变,电力系统灵活性得以提升。

场景3中储液罐作为CO₂“缓冲站”,总调度成本在场景1(含储气装置)的基础上增加了43.18万元储碳成本;储液罐的引入改善了负荷高峰时碳捕集能耗不足以全额捕获CO₂的问题,使火电机组碳排放量远低于配额,通过碳交易获取收益43.19万元。得益于储液罐储碳作用,P2G与CCPP运行时间保持同步,P2G-CCPP碳循环系统紧密耦合,P2G运行成本降低,最大运行功率进一步提升,弃风成本减少了9.46万元。综上,储液罐带来的收益可抵消储碳成本,场景3下总调度成本较场景1(含储气装置)减少了42.45万元,同时碳排放量下降了11618 t。此外,较单独增加储气装置,储液罐由于具有“能量时移”特性,可使发电机组出力下限降低,发电机组出力范围扩大,为可再生能源并网提供更大空间,电力系统灵活性得到进一步提升。

4.4 灵敏性分析

4.4.1 P2G容量灵敏性分析

除了受原料成本影响外,P2G运行功率还受其物理容量制约,进而影响了风电消纳能力。本节在免除P2G原料成本情况下分析不同P2G设备最大运行功率对弃风率及弃风成本的影响。选用40、60、80、100 MW的P2G容量,分析其对弃风率及总调度成本的影响。

不同P2G容量下系统弃风率及总调度成本比较如图7所示。由图可知,系统弃风率、总调度成本随P2G容量的增大而逐渐减小。当容量增大至80 MW时,弃风率为0,风电全额并网,且总调度成本达到极小值,这得益于通过增大P2G容量而削减的弃风成本可抵消其增加的运行成本;当容量超过80 MW时,弃风率不变,总调度成本随P2G容量的增大而逐渐提高,弃风成本已无法抵消P2G设备增加的运行成本。

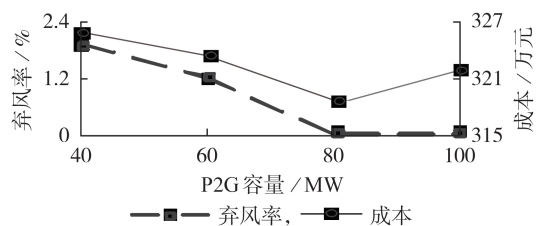


图7 不同P2G容量下系统弃风率及总调度成本比较

Fig.7 Comparison of wind curtailment rate and total dispatching cost with different P2G capacities

4.4.2 储液罐容量灵敏性分析

本节在风电场及P2G容量一定的情况下分析不同储液罐容量对系统低碳经济调度的影响。不同储液罐容量下系统碳排放量及总调度成本比较如图8所示。

由图8可知,IES碳排放量随着储液罐容量的提高

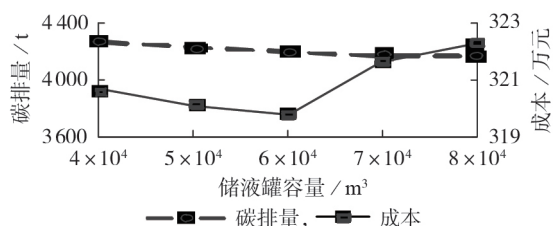


图8 不同储液罐容量下系统碳排量及总调度成本比较

Fig.8 Comparison of carbon emission and total dispatching cost with different storage tank capacities

逐步下降,最后趋于平缓,这是由于储液罐的“能量时移”作用,储液罐容量越大,碳捕集能耗时移量越大,使得负荷高峰时被低碳火电机组代替出力的高碳火电机组越多,碳排量越少,且碳捕集能耗与捕碳量密切相关。储液罐容量为 $7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 是碳排量拐点,到达 $7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时系统碳排量停止下降,这是由于此时容量已足够碳捕集能耗转移,提高储液罐容量对碳排量已无较大影响。系统总调度成本在储液罐容量为 $6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时达到最小值,此时储液罐带来的额外收益高于其折旧成本。随着储液罐容量的提高,系统总调度成本逐步上升,提高储液罐容量获得的额外收益已无法抵消其折旧成本。

5 结论

本文提出了将储液罐作为 CO_2 “缓冲站”连接CCPP与P2G,建立了基于CCPP灵活运行方式、考虑P2G-CCPP联合运行模式的综合能源系统优化调度模型,并通过设置具体算例进行分析得到以下结论。

1)相较于传统的烟气分流式运行方式,考虑综合灵活运行方式的CCPP通过加装储液罐实现碳捕集能耗的转移,以具备更大的净出力范围与更低的出力下限,为风电提供更多的上网空间。

2)IES采用将储液罐作为 CO_2 “缓冲站”连接CCPP与P2G设备的新型联合运行模式,系统总调度成本、碳排量、弃风率均存在明显下降,且相较于CCPP仅采用分流式运行方式,该模式在降低碳排量、弃风消纳方面效果显著。

3)相较于单独增加储气装置,储液罐的引入改善了负荷高峰时碳捕集能耗不足以全额捕获 CO_2 的问题,所带来的收益可抵消增加的储碳成本,使得总调度成本进一步下降;储液罐的“能量时移”特性使得P2G-CCPP系统紧密耦合,电力系统灵活性得到进一步提升。

4)P2G容量对P2G-CCPP系统弃风消纳水平及经济性存在一定影响,P2G-CCPP系统风电消纳能力一定程度上取决于P2G的最大运行功率,但总调度成本是否降低取决于容量上升带来的收益是否能抵消额外增加的运行成本。

5)储液罐容量是影响系统碳排量与总调度成本

的一个重要因素,适当提高储液罐容量有助于减少系统碳排量、降低系统总调度成本,但二者并非在同一容量处取最小值,故还需权衡扩大储液罐容量带来的额外收益与增加折旧成本之间的关系。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 梁喆,李梅,周孟然. 含P2G和混合电储能的矿山综合能源系统多目标优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 122-129.
LIANG Zhe, LI Mei, ZHOU Mengran. Multi-objective optimal dispatch of mining area integrated energy system with P2G and hybrid electric energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 122-129.
- [2] 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.
- [3] 韩子娇,李正文,张文达,等. 计及光伏出力不确定性的氢能综合能源系统经济运行策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 99-106.
HAN Zijiao, LI Zhengwen, ZHANG Wenda, et al. Economic operation strategy of hydrogen energy system considering uncertainty of PV output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 99-106.
- [4] 高晗,李正烁. 考虑电转气响应特性与风电出力不确定性的电-气综合能源系统协调调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 24-30.
GAO Han, LI Zhengshuo. Coordinated scheduling of integrated electricity-gas energy system considering response characteristic of power-to-gas and wind power uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 24-30.
- [5] 周洋,王进,任胜男,等. 计及碳捕集设备的电-气互联综合能源系统低碳经济调度[J]. 电器与能效管理技术, 2020(4): 106-112.
ZHOU Yang, WANG Jin, REN Shengnan, et al. Low carbon economic dispatching of electric-gas interconnection integrated energy source system considering carbon capture equipment[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2020(4): 106-112.
- [6] 刘秋华,袁浩,杨争林,等. 可再生能源配额制下绿色证书补偿辅助服务方案探讨[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(6): 1-8.
LIU Qiuhua, YUAN Hao, YANG Zhenglin, et al. Discussion on compensation ancillary service scheme of green certificates based on renewable portfolio standard[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(6): 1-8.
- [7] 盛四清,吴昊,顾清,等. 含碳捕集装置的电气综合能源系统低碳经济运行[J]. 电测与仪表, 2021, 58(6): 82-90.
SHENG Siqing, WU Hao, GU Qing, et al. Low-carbon economic operation of integrated electricity and natural gas system with carbon capture devices[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(6): 82-90.
- [8] REGUFE M J, PEREIRA A, FERREIRA A F P, et al. Current developments of carbon capture storage and/or utilization-looking for net-zero emissions defined in the Paris agreement[J]. Energies, 2021, 14(9): 2406.
- [9] 张力为,甘满光,王燕,等. 二氧化碳捕集利用-可再生能源发电调峰耦合技术[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 24-32.
ZHANG Liwei, GAN Manguang, WANG Yan, et al. Coupled

- technology of carbon dioxide capture and utilization and renewable power peak shaving[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1): 24-32.
- [10] 周任军, 邓子昂, 徐健, 等. 碳捕集燃气热机组碳循环及其虚拟电厂优化运行[J]. 中国电力, 2020, 53(9): 166-171.
ZHOU Renjun, DENG Ziang, XU Jian, et al. Optimized operation using carbon recycling for benefit of virtual power plant with carbon capture and gas thermal power[J]. Electric Power, 2020, 53(9): 166-171.
- [11] 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): 3346-3355.
TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. Integrated energy system “source-load” low-carbon economic dispatch considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3346-3355.
- [12] 潘险险, 余梦泽, 隋宇, 等. 计及多关联因素的电力行业碳排放权分配方案[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 35-42.
PAN Xianxian, YU Mengze, SUI Yu, et al. Allocation scheme of carbon emission rights for power industry considering multiple correlated factors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 35-42.
- [13] 崔杨, 曾鹏, 惠鑫欣, 等. 考虑碳捕集电厂综合灵活运行方式的低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1877-1886.
CUI Yang, ZENG Peng, HUI Xinxin, et al. Low-carbon economic dispatch considering the integrated flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1877-1886.
- [14] 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-stored carbon capture power plant[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21): 4508-4516.
- [15] MIKUNDA T, BRUNNER L, SKYLOGIANNI E, et al. Carbon capture and storage and the sustainable development goals[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2021, 108: 103318.
- [16] MAGNANELLI E, MOSBY J, BECIDAN M. Scenarios for carbon capture integration in a waste-to-energy plant[J]. Energy, 2021, 227: 120407.

作者简介:



王义军

王义军(1969—),男,教授,博士,主要研究方向为电力系统自动化技术(E-mail: wangyijun69@126.com);

李梦涵(1996—),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化运行(E-mail: 291107110@qq.com)。

(编辑 李玮)

Low-carbon economic dispatching of integrated energy system with P2G considering comprehensive and flexible operation mode of carbon capture power plant

WANG Yijun, LI Menghan, QI Yan

(School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: Aiming at the asynchronous problem about the running time of power-to-gas (P2G) and carbon capture system, the liquid storage tank is taken as the CO₂ “buffer station” connecting carbon capture power plant (CCPP) and P2G, and the low-carbon economic dispatching model of integrated energy system (IES) is constructed, which considers the comprehensive and flexible operation mode of CCPP with the joint operation of P2G. By studying the “energy time-shift” characteristics of the liquid storage tank, the positive impacts of the novel P2G-CCPP joint operation mode including the liquid storage tank on promoting wind power consumption and reducing carbon emission are analyzed. On this basis, the low-carbon economic dispatching model taking the minimum total operation cost as the objective is built, which considers the comprehensive and flexible operation mode of CCPP. The improved IEEE 39-bus power network model and 7-node natural gas network model are taken as examples to carry on simulation and verification in CPLEX, and the results verify that the proposed operation mode can provide an important reference for achieving low-carbon economic dispatching of IES.

Key words: carbon capture power plant; comprehensive and flexible operation mode; liquid storage tank; power-to-gas equipment; low-carbon economic dispatching

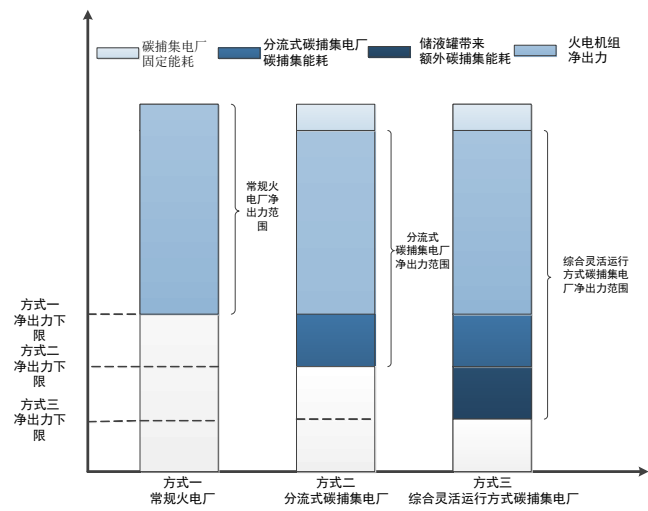


图 A1 CCPP 净出力范围对比分析

Fig.A1 Comparative analysis of net output range for carbon capture power plant

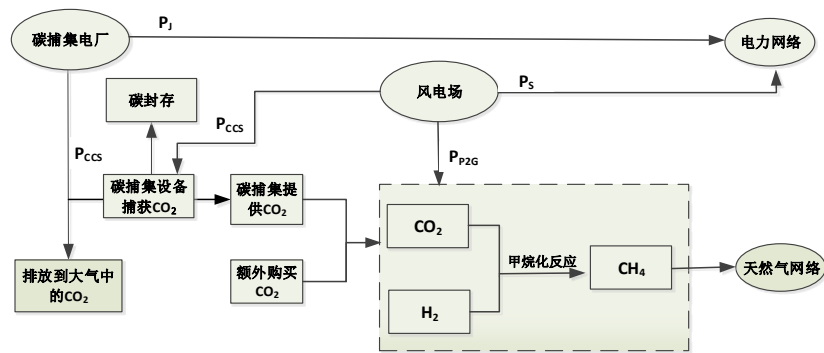


图 A2 P2G-CCPP 联合运行系统示意图

Fig.A2 Schematic diagram of P2G-CCPP joint operation system

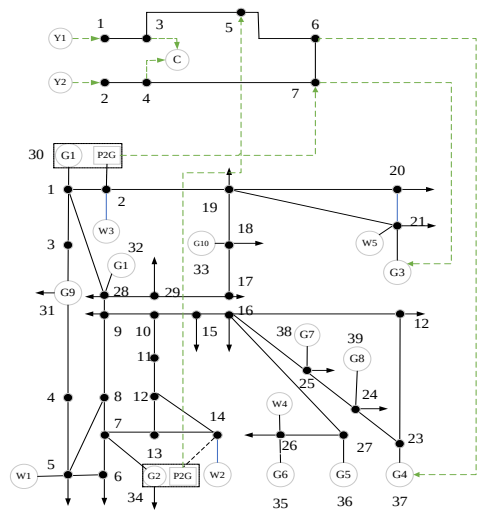


图 A3 IEGS39-7 综合能源系统结构

Fig.A3 IEGS39-7 integrated energy system structure

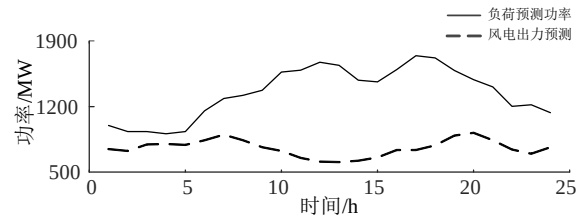


图 A4 负荷预测功率与风电出力预测曲线

Fig.A4 Load forecasting and wind power output forecasting curve

附录 B

表 B1 火电机组参数^[13]

Table B1 Parameters of thermal power units

机组	最大出力 (MW)	最小出力 (MW)	起停成本 (\$)	成本参数 a/b/c (\$/MW ²)/(\$/MW)/(\$)	最小起停 时间(h)	机组爬坡 (MW/15min)	碳排放强度 (t/MWh)
1	455	200	4500	0.00048/16.2/1000	6/6	50	0.9
2	455	150	5000	0.00031/17.3/970	5/5	50	0.92
5	162	45	900	0.00398/19.7/350	5/5	25	1.02
6	80	20	170	0.00712/22.3/370	3/3	18	1.05
7	85	25	260	0.00079/27.7/480	3/3	20	1.06
8	55	10	30	0.00413/25.9/660	1/1	15	1.12
9	55	10	30	0.00222/27.3/665	1/1	15	1.15
10	55	10	30	0.00173/27.8/670	1/1	15	1.1

表 B2 天然气管道数据

Table B2 Natural gas pipeline data

管道	起始节点	结束节点	管道系数
1	1	3	210
2	2	4	210
3	3	4	180
4	3	5	135
5	5	6	135
6	4	7	135
7	6	7	135

表 B3 天然气节点数据

Table B3 Natural gas node data

节点	压力上 (Pa)	压力下限 (Pa)
1	400	115
2	400	150
3	400	130
4	400	130
5	400	115
6	400	100
7	400	115

表 B4 其他参数表

Table B4 Other parameters

参数	数值	参数	数值
λ_{CO_2} （碳交易价格）/（元/t）	120 ^[8]	ω_{B} （单位捕碳量能耗）/（MWh/t）	0.269 ^[11]
γ_{h} （火电机组碳排放配额系数）/（t/MWh）	0.7 ^[8]	η （最大工作状态系数）	1.2 ^[11]
μ_{h} （燃气机组碳排放配额系数）/（t/MWh）	0.102 ^[5]	C_{CH_4} 天然气价格（元/m ³ ）	3 ^[11]
K_{q} （弃风惩罚成本系数）/（元/MWh）	260 ^[12]	θ_{B} （碳捕集效率）	0.9 ^[11]
H_{g} （天然气热值）/（MJ/m ³ ）	36 ^[11]	σ_{c} （CO ₂ 封存运输成本）/（元/t）	30 ^[13]
α （折旧率）	0.05 ^[13]	P_{P2Gmax} （P2G 最大运行功率）/MW	150 ^[11]
η_{B} （烟气分流比）	1 ^[11]	M_{MEA} （MEA 摩尔质量）/（g/mol）	61.08 ^[13]
碳捕集设备总成本/万\$	23594.2 ^[13]	M_{CO_2} （CO ₂ 摩尔质量）/（g/mol）	44 ^[13]
N_{Zl} （碳捕集设备折旧年限）/a	15 ^[13]	K_{CO_2} （CO ₂ 原料成本系数）/（元/t）	500 ^[11]
X_{CO_2} （单位电量需要 CO ₂ 质量）/（kg/MWh）	0.116 ^[13]	η_{p2g} （燃气机组发电效率）	0.85 ^[5]
溶液存储器单位价格/（元/m ³ ）	650 ^[13]	C_{R} （醇胺溶液浓度）/%	30 ^[13]
V_{RY} （溶液存储器体积）/m ³	60000*4 ^[13]	ρ_{R} （醇胺溶液密度）/（g/ml）	1.01 ^[13]
N_{CY} （储液罐折旧年限）/a	5 ^[13]	$V_{\text{CFY},0}$ （富液存储器初始体积）/m ³	30000 ^[13]
P_{mi} （固定能耗）/（MWh）	5 ^[12]	$V_{\text{CPY},0}$ （贫液存储器初始体积）/m ³	30000 ^[13]