

碳中和背景下含氢综合能源系统碳排放和经济性分析

胡道明^{1,2}, 李蛟^{1,2}, 杜晓东³, 王玉璋^{1,2}

(1. 上海交通大学机械与动力工程学院, 上海 200240; 2. 动力机械及工程教育部重点实验室, 上海 200240;
3. 上海船舶设备研究所, 上海 200031)

摘要:为研究“碳中和”目标下含氢能利用的综合能源系统(Integrated energy system, IES)中氢气来源方式对系统运行特性的影响, 针对包含可再生能源发电和制氢设备、冷热电能源转换和存储设备、碳捕集设备等多种类型能源利用设备的综合能源系统, 考虑多种负荷平衡约束、设备运行约束和碳中和目标约束, 以系统日运行成本最低为目标函数建立数学模型, 以仿真园区综合能源系统为计算案例, 分析了系统供能网络供应不同来源氢气和分布式可再生能源制氢方式对系统运行经济性和碳排放量的影响。研究表明:以可再生能源制备的氢气为燃料时综合能源系统的运行成本最高, 但CO₂排放量最低;在碳中和前提下, 将当地分布式可再生能源发电量中的98%用于供电、2%用于制氢比全制氢时该系统运行成本减少26.1%、碳排放量降低19.7%, 比全供电时该系统碳排放量减少5%、运行成本增加2.85%;在碳中和前提下, 当可再生能源制氢效率提升10%后, 系统实现最低碳排放量时可将可再生能源制氢功率占比从原来的2%提升至5%;当碳捕集设备能耗减少10%后, 系统实现最低碳排放量时可将可再生能源制氢功率占比从原来的2%提升至23%。

关键词:综合能源系统;碳中和;可再生能源制氢;碳捕集技术;经济性分析

中图分类号:TK221 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.rndlgc.2023.04.015

[引用本文格式]胡道明, 李蛟, 杜晓东, 等. 碳中和背景下含氢综合能源系统碳排放和经济性分析[J]. 热能动力工程, 2023, 38(4):111-120. HU Dao-ming, LI Jiao, DU Xiao-dong, et al. Carbon emissions and economic analysis of integrated energy system containing hydrogen using for carbon neutrality[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(4):111-120.

Carbon Emissions and Economic Analysis of Integrated Energy System Containing Hydrogen Using for Carbon Neutrality

HU Dao-ming^{1,2}, LI Jiao^{1,2}, DU Xiao-dong³, WANG Yu-zhang^{1,2}

(1. School of Mechanical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai, China, Post Code:200240;
2. Key Laboratory for Power Machinery and Engineering of Ministry of Education, Shanghai, China, Post Code:200240;
3. Shanghai Marine Equipment Research Institute, Shanghai, China, Post Code:200031)

Abstract: In order to study the influence of hydrogen production ways on the operation characteristics of integrated energy system (IES) containing hydrogen under the goal of "carbon neutrality", this paper sets up a mathematical model of integrated energy system including renewable energy power generation and hydrogen production equipment, cold-heat-electric energy conversion and storage equipment, carbon capture equipment and other types of energy utilization equipment, which takes the system daily operation cost minimum as objective function, considering various load balance constraints, equipment op-

收稿日期:2022-04-07; 修订日期:2022-05-28

基金项目:国家科技重大专项(2017-V-0011-0063)

Fund-supported Project: National Science and Technology Major Project (2017-V-0011-0063)

作者简介:胡道明(1999-), 男, 上海交通大学硕士研究生.

通讯作者:王玉璋(1973-), 男, 上海交通大学副教授.

eration and carbon neutralization constraints. Taking the integrated energy system of the simulation park as a case study, the effects of the system energy supply network supplying hydrogen from different sources and the system using distributed renewable energy to produce hydrogen on the system operation economy and carbon emissions are analyzed. The research results show that the system has the highest operation cost and the lowest CO₂ emissions when using hydrogen produced from renewable energy as fuel; under the target of carbon neutrality, 98% of distributed renewable energy generating capacity used for power supply and 2% for hydrogen production will reduce 26.1% of operation costs and 19.7% of carbon emissions compared with full renewable energy used for hydrogen production, while reducing 5% of carbon emissions and increasing 2.85% of operation costs compared with full renewable energy used for power supply; under the target of carbon neutrality, after increasing the hydrogen production efficiency from renewable energy by 10%, the ratio of hydrogen production power in renewable energy output can be increased from 2% to 5% for achieving the lowest system carbon emissions; after reducing the carbon capture equipment energy consumption by 10%, the ratio of hydrogen production power in renewable energy output can be increased from 2% to 23% for achieving the lowest system carbon emissions.

Key words: integrated energy system (IES), carbon neutrality, hydrogen production from renewable energy, carbon capture technology, economic analysis

引 言

综合能源系统 (IES) 是由多种供能设备、能源转换设备、能源储存以及利用设备组成的多能源互补清洁高效运行系统。综合能源系统作为一种高效、清洁的能源转换系统,可以在一定程度上减少环境污染,减少温室气体排放,有利于能源结构调整。目前,国内外关于综合能源系统在碳减排方面的研究主要围绕系统结构规划和运行调度优化等方面^[1-2]。

综合能源系统使用的燃气主要成分为甲烷,燃烧产物主要是二氧化碳,不利于碳中和目标的实现。氢气具有清洁无污染、单位质量热值高等优点,所以近年来,氢气被认为是实现碳中和的重要清洁燃料^[3]。随着掺氢燃气轮机技术的发展,氢不仅可以单独作为燃料使用,还可与天然气、沼气等其他燃料混合使用,丰富其在各种燃料发电系统中的应用^[4],可以有效减少尾气污染物的排放,提高燃气轮机的效率^[5]。氢气在使用过程中具备低碳排放特性,但通过工业副产氢/煤气化制氢/天然气制氢/电网电制氢/可再生能源制氢这几种不同方式产生的氢气在生产过程中具备不同的碳排放特性,需要对综合能源系统使用不同来源方式下的氢气时的运行特性进行分析,得出有利于系统碳中和目标实现的氢气来源。

考虑到氢气储运的成本,将综合能源系统和分布式可再生能源制氢相结合,将氢气生产放在系统用能侧,可避免天然气管道对掺氢比例的约束,并可减少大约相当于生产成本一半的运输成本,生产更环保经济的氢气,从而进一步提高氢气相对于化石燃料的竞争力^[6]。可再生能源制氢主要是应用电转气技术 (Power to Gas, P2G) 将风电和光伏发电等可再生能源发电通过电解水反应 ($2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$) 转化为氢能,制备出来的氢气可以按一定比例注入天然气管道^[7]或者储存起来出售给氢气利用行业^[8],可以减少碳排放、提高系统能源利用率和运行收益。与电制甲烷过程相比 ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$),电制氢过程的能量损失更小,电转甲烷能量转换效率为 45% ~ 60%,而电制氢能量转换效率可达 70% ~ 90%^[9]。考虑到分布式可再生能源自身的资源有限性,实现系统的碳中和目标还需要结合碳捕集、利用和封存技术 (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)^[10]。

相较于分布式可再生能源发电直接供系统使用^[11],电制氢能量转换过程中会损失部分能量。且利用分布式可再生能源电制氢时电制氢的单位转换成本依旧较高^[12],但可再生能源氢气可以减少化石能源的使用,有利于碳中和目标的实现。基于上述可知,将可再生能源出力用于制氢和供电存在不同

方面的优势,而对于结合这两种可再生能源利用方式对以碳中和为目标的综合能源系统运行成本和碳排放量的研究较少。

本文通过建立考虑多种能源设备运行特性的综合能源系统数学模型,主要分析了以下内容:(1) 燃料中掺氢比例和不同制氢方式对综合能源系统运行成本和碳排放量的影响规律;(2) 在实现碳中和前提下本地可再生能源系统发电后用于制氢和供电的比例对综合能源系统运行成本和碳排放的影响规律;(3) 在综合能源系统实现碳中和前提下电制氢效率和碳捕集能耗对当地可再生能源系统中用于制氢和供电比例的影响规律。

1 碳中和约束下的额定排放指标

图 1 给出的是我国 2019 年发电行业能源结构和实现碳中和目标后的 2060 年发电行业能源结构预测^[13]。同时,根据文献[13]的分析预测,我国实现碳中和目标需要将目前电力行业的度电 CO₂ 排放从 0.577 kg/(kW·h) 降低到 2060 年的预测值 0.118 kg/(kW·h),其中燃气发电需要降低到 0.375 kg/(kW·h)。上述预测值将作为本文综合能源系统碳中和约束下的额定排放指标。

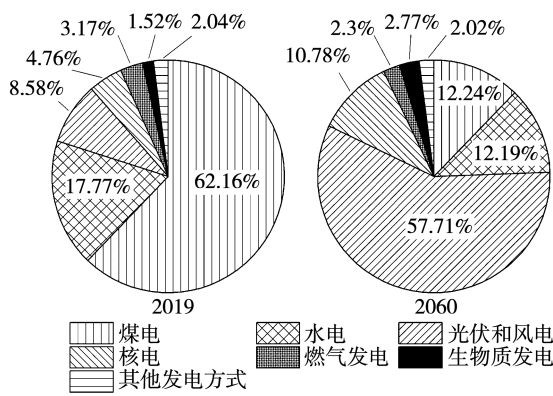


图 1 我国不同时期发电行业能源结构
Fig. 1 Energy structure of power generation industry in different periods in China

2 综合能源系统

2.1 综合能源系统多能互补结构

本文研究的碳中和综合能源系统供能侧包括外部电网、内部电网、外部气网、风电机组和光伏发电机组;能源转换和储存设备包括燃气轮机、溴化锂制冷机、余热锅炉、电热锅炉、电制冷机、电制氢设备、储电设备、储热设备和蓄冷设备;用能侧主要包括碳捕集和利用设备以及用户冷、热、电 3 类负荷。碳中和综合能源系统多能互补结构如图 2 所示。

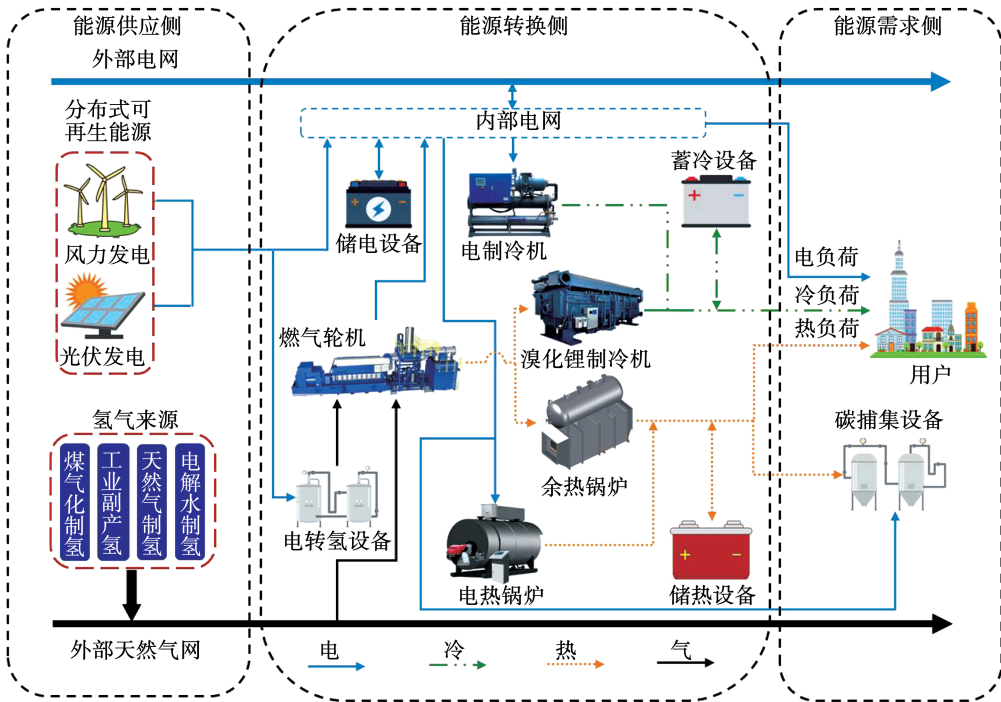


图 2 碳中和综合能源系统多能互补结构示意图

Fig. 2 Schematic diagram of multi-energy complementary structure of carbon neutral integrated energy system

2.2 系统数学模型

2.2.1 燃气轮机

燃气轮机通常是按照标准燃料(如甲烷等)设计,由于氢气的热值、燃烧温度、火焰传播速度等不同于甲烷^[14],当燃烧室用于燃烧氢气时需要对燃烧室结构进行调整。目前,燃气轮机厂商已开展了氢或掺氢燃气轮机研究^[15]。对于不同组成比例的混合燃料,还可以使用燃料适应性更好的外燃循环燃气轮机,发电效率也可以达到 25% ~ 33%,与内燃微型燃气轮机发电效率相近^[16]。为了简化计算,不计外界条件变化对发电、燃烧效率的影响。燃气轮机将甲烷和氢气混合燃料中的化学能转换为电能的数学模型采用如下统一模型:

$$P_{gt}(t) = [H_{egn}(t) + H_{H_2}(t)] \cdot \eta_{gt,e} \quad (1)$$

式中: $P_{gt}(t)$ — t 时段燃气轮机发电燃烧产生功率, kW; $H_{egn}(t)$ — t 时段输入燃气轮机的外部气网燃烧产生热能, kW; $H_{H_2}(t)$ — t 时段输入燃气轮机的氢气燃烧产生热能, kW; $\eta_{gt,e}$ —参考天然气微型燃气轮机发电效率,取 30%。

2.2.2 余热锅炉

余热锅炉对燃气轮机排气中余热进行回收,进行能源的梯级利用,提高能源利用效率。燃气轮机产生的烟气余热功率:

$$H_{gt}(t) = \frac{P_{gt}(t) \cdot (1 - \eta_{gt,e} - \eta_{gt,w})}{\eta_{gt,e}} \quad (2)$$

余热锅炉用于满足用户热负荷的功率:

$$H_{hrb}(t) = H_{gt}(t) \cdot EER_{hrb} \quad (3)$$

式中: $H_{hrb}(t)$ — t 时刻余热锅炉烟气余热功率, kW; $\eta_{gt,w}$ —燃气轮机散热损失效率,取值为 0.05; $H_{hrb}(t)$ — t 时刻余热锅炉供热功率, kW; EER_{hrb} —余热锅炉制热系数(Energy Efficiency Ratio, EER),取值为 0.8。

2.2.3 溴化锂制冷机

溴化锂制冷机将水作为制冷剂,溴化锂作为吸收剂,利用水在高真空状态下沸点变低的特点制取冷量。溴化锂制冷机数学模型为:

$$L_{lbr}(t) = [H_{gt}(t) - H_{hrb}(t)] \cdot COP_{lbr} \quad (4)$$

式中: $L_{lbr}(t)$ — t 时段溴化锂制冷机制冷功率, kW; COP_{lbr} —溴化锂制冷机制冷能效比,取值 1.4。

由燃气轮机、余热锅炉和溴化锂制冷机作为主要设备组成的系统通常称为冷/热/电联供系统(Combined Cold, Heat and Electricity Supply System, CCHP),可同时供应冷、热、电 3 种形式的能量。

2.2.4 电热锅炉数学模型

电热锅炉可以实现热电联产机组的热电解耦,其电热转换数学模型为:

$$H_{eb}(t) = P_{eb}(t) \cdot EER_{eb} \quad (5)$$

式中: $H_{eb}(t)$ — t 时段电热锅炉的制热量, kW; EER_{eb} —电热锅炉制热能效比,取值为 0.8; $P_{eb}(t)$ — t 时刻电热锅炉用电功率, kW。

2.2.5 电制冷机数学模型

在综合能源系统中通常使用电制冷机与溴化锂制冷机组协同配合提供制冷量,其数学模型为:

$$L_{er}(t) = P_{er}(t) \cdot COP_{er} \quad (6)$$

式中: $L_{er}(t)$ — t 时段电制冷机的制冷量, kW; COP_{er} —电制冷机制冷能效比,取值 4; $P_{er}(t)$ — t 时刻电制冷机用电功率, kW。

2.2.6 电制氢设备数学模型

风电/光伏电制氢设备数学模型为:

$$\begin{cases} P_{H_2}(t) = \alpha \cdot [P_{pv}(t) + P_{wt}(t)] \cdot \eta_{pth} \\ M_{H_2}(t) = P_{H_2}(t) / Q_{H_2} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{H_2}(t)$ — t 时段电制氢设备产氢功率, kW; η_{pth} —电制氢设备电转氢效率,取值为 0.7; α —风电和光伏制氢功率分配占比; $P_{pv}(t)$, $P_{wt}(t)$ — t 时段光伏、风电发电功率, kW; M_{H_2} — t 时段电制氢设备产氢质量, kg; Q_{H_2} —氢气低热值,取 38.9 (kW·h)/kg。

2.2.7 碳捕集设备模型

CCUS 系统在运行过程中会消耗一定的电能和热能^[17],其中碳捕集过程是全流程中能耗以及成本最主要的部分。CCUS 系统数学模型为:

$$\begin{cases} M_{ccus}(t) = \frac{H_{egn}(t)}{Q_{CH_4}} \cdot \beta - P_{gt}(t) \cdot \varepsilon_{gas} + \\ \quad H_{egn}(t) \cdot (\varepsilon_h - \varepsilon_l) \\ P_{ccus}(t) = M_{ccus}(t) \cdot P_{ccus,unit} \\ H_{ccus}(t) = M_{ccus}(t) \cdot H_{ccus,unit} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $M_{ccus}(t)$ — t 时段 CO₂ 捕集量, kg; Q_{CH_4} —甲烷低热值,取 13.7 (kW·h)/kg; β —单位质量甲烷的 CO₂ 排放系数,取 2.75; ε_h , ε_{gas} , ε_l —目前度电 CO₂

排放量、碳中和目标下的天然气发电电 CO₂ 排放量和碳中和时总的度电 CO₂ 排放量,分别取 0.577, 0.375 2 和 0.118 kg/(kW·h)^[13]; $P_{ccus}(t), P_{ccus,unit}$ — t 时段碳捕集设备运行耗电功率和单位质量 CO₂ 捕集耗电功率,取值为 0.35 kW; $H_{ccus}(t), H_{ccus,unit}$ — t 时段碳捕集设备耗热功率和单位质量 CO₂ 捕集耗热功率,取值 1.164 kW。

2.2.8 储能设备模型

储能电池通常用实际储能量与额定容量的比值来表示其储电状态。类比储能电池的数学模型可以分别建立冷、热储能装置的数学模型。其数学模型为:

$$S_i(t) = (1 - \omega_i) \cdot S_i(t-1) + \left(\frac{P_{i,c}(t) \cdot \eta_{i,c}}{E_{i,r}} - \frac{P_{i,d}(t)}{E_{i,r} \cdot \eta_{i,d}} \right) \cdot \Delta t \quad (9)$$

式中: $S_i(t)$ — t 时段第 i (电/热/冷) 类储能设备储能状态,表示储能设备实际储能量和额定容量之比; ω_i —第 i (电/热/冷) 类储能设备储能损耗率; $P_{i,c}(t), P_{i,d}(t)$ — t 时段第 i 类储能设备蓄、放能功率, kW; $\eta_{i,c}, \eta_{i,d}$ —第 i 类储能设备蓄、放能效率; $E_{i,r}$ —第 i 类储能设备额定储能量, kW·h; i —热、冷、电, $i = h, l, e$ 。

3 目标函数及约束条件

3.1 目标函数

综合能源系统数学模型以日运行总成本最小为目标,目标函数为:

$$\begin{cases} C_{\min} = C_{\text{net}} + C_{\text{set}} + C_{\text{run}} \\ C_{\text{net}} = \sum_{t=1}^{24} \{ P_{\text{re}}(t) \cdot [(1 - \alpha) \cdot C_{\text{re,unit}} + \alpha \cdot C_{\text{rth,unit}}] + P_{\text{epg}}(t) \cdot C_e + H_{\text{egn}}(t) \cdot C_g - P_{\text{sell}}(t) \cdot C_{\text{e,sell}} \} \\ C_{\text{set}} = \sum \frac{R_i \cdot C_{i,\text{set}}}{8760} \cdot \frac{r \cdot (1 + r)^{n_i}}{(1 + r)^{n_i} - 1} \\ C_{\text{run}} = \sum_{i=1}^{24} P_i(t) \cdot C_{i,\text{op}} + \sum N_k \cdot C_{k,\text{st}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $C_{\min}, C_{\text{net}}, C_{\text{set}}, C_{\text{run}}$ —综合能源系统日运行总成本、供能成本、设备初始投资成本和运行维护成本,元; $C_{\text{re,unit}}, C_e, C_g, C_{\text{e,sell}}$ —可再生能源度电成本、购电成本、购气成本及售电价格,元/kW·h;

$C_{\text{rth,unit}}$ —可再生能源单位质量制氢成本,元/kg; $C_{i,\text{set}}, C_{i,\text{op}}$ —单位功率安装成本、运行维护成本,元/kW; $C_{k,\text{sk}}$ —第 k 类设备(主要包括 CCHP 联供系统、电热锅炉、电制冷机)单次启停成本,元/次。 $P_{\text{re}}(t), P_{\text{epg}}(t), H_{\text{egn}}(t), P_{\text{sell}}(t), P_i(t)$ — t 时段可再生能源发电功率、购电功率、购气功率、售电功率、第 i 类能源转换和储存设备运行功率, kW; R_i —第 i 类能源转换和储存设备安装容量, kW; n_i —第 i 类能源转换和储存设备使用寿命,年; N_k —第 k 类设备启停次数; r —基准折现率,一般取 5%^[11];

3.2 电网、气网交互功率约束

$$\begin{cases} P_{\text{epg,min}} \leq P_{\text{epg}}(t) \leq P_{\text{epg,max}} \\ H_{\text{egn,min}} \leq H_{\text{egn}}(t) \leq H_{\text{egn,max}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{epg,max}}, P_{\text{epg,min}}$ —外部电网传输给综合能源系统内部电网的功率上、下限, kW; $H_{\text{egn,max}}, H_{\text{egn,min}}$ —气网传输给综合能源系统的功率上、下限, kW。

3.3 冷、热、电功率平衡约束

$$\begin{cases} L_{\text{libr}}(t) + L_{\text{er}}(t) + P_{l,d}(t) = L_{\text{load}}(t) + P_{l,c}(t) \\ H_{\text{hrb}}(t) + H_{\text{eb}}(t) + P_{h,d}(t) = H_{\text{load}}(t) + P_{h,c}(t) + H_{\text{ccus}}(t) \\ P_{\text{epn}}(t) + P_{\text{gt}}(t) + P_{\text{e,d}}(t) + (1 - \alpha) \cdot [P_{\text{pv}}(t) + P_{\text{wt}}(t)] = \\ E_{\text{load}}(t) + P_{\text{e,c}}(t) + P_{\text{eh}}(t) + P_{\text{er}}(t) + P_{\text{ccus}}(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $L_{\text{load}}(t), H_{\text{load}}(t), E_{\text{load}}(t)$ — t 时段用户冷、热、电负荷, kW; $P_{l,c}, P_{l,d}$ —蓄冷设备蓄冷、释冷功率。

3.4 设备出力约束

$$\begin{cases} u_{\text{cchp}}(t) \cdot P_{i,\min} \leq P_i(t) \leq u_{\text{cchp}}(t) \cdot P_{i,\max} \\ u_{\text{eb}}(t) \cdot P_{\text{eb,min}} \leq P_{\text{eb}}(t) \leq u_{\text{eb}}(t) \cdot P_{\text{eb,max}} \\ u_{\text{er}}(t) \cdot P_{\text{er,min}} \leq P_{\text{er}}(t) \leq u_{\text{er}}(t) \cdot P_{\text{er,max}} \\ M_{\text{ccus,min}} \leq M_{\text{ccus}}(t) \leq M_{\text{ccus,max}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{i,\min}, P_{i,\max}$ —CCHP 系统中第 i 类设备出力上、下限, kW; $u_{\text{cchp}}(t), u_{\text{eb}}(t), u_{\text{er}}(t)$ —0~1 变量,表示 CCHP、电热锅炉和电制冷机的设备工作状态,取 0 时表示设备停止工作,取 1 时表示设备正常工作; $M_{\text{ccus,max}}, M_{\text{ccus,min}}$ — t 时段碳捕集设备 CO₂ 捕集量上、下限, kg。

3.5 储能设备运行约束

$$\begin{cases} S_{i,\min} \leq S_i(t) \leq S_{i,\max} \\ S_{i,\text{start}} = S_{i,\text{end}} \\ u_{i,c}(t) \cdot P_{i,c}^{\min} \leq P_{i,c}(t) \leq u_{i,c}(t) \cdot P_{i,c}^{\max} \\ u_{i,d}(t) \cdot P_{i,d}^{\min} \leq P_{i,d}(t) \leq u_{i,d}(t) \cdot P_{i,d}^{\max} \\ 0 \leq u_c^i(t) + u_d^i(t) \leq 1 \end{cases} \quad (14)$$

式中： $S_{i,\min}, S_{i,\max}$ —第*i*类储能设备最小储能量与额定储能量、最大储能容量与额定储能量之比； $S_{i,\text{start}}, S_{i,\text{end}}$ —第*i*类储能设备日运行始、末储能量与额定储能量之比； $P_{i,c}(t), P_{i,d}(t)$ —*t*时刻第*i*类储能设备的蓄、放能功率,kW； $P_{i,c}^{\min}, P_{i,c}^{\max}$ —第*i*类储能设备的最小、最大蓄能功率,kW； $P_{i,d}^{\min}, P_{i,d}^{\max}$ —第*i*类储能设备的最小、最大释能功率,kW； $u_{i,c}, u_{i,d}$ —0~1变量,且不同时为1,避免储能设备同时充放而影响使用寿命, $u_{i,c} = 0, u_{i,d} = 1$ 表示储能设备放能, $u_{i,c} = 1, u_{i,d} = 0$ 表示储能设备蓄能。

基于 MATLAB 软件中的 Yalmip 工具箱建模,调用 CPLEX 求解器通过分支定界法对上述构建的混合整数数学规划问题进行求解。

4 参数设定

采用上海某小型园区作为仿真算例,将当地各时段年平均风光出力 and 用户冷、热、电各类负荷需求情况设定为系统典型日预测值,如图 3 所示。

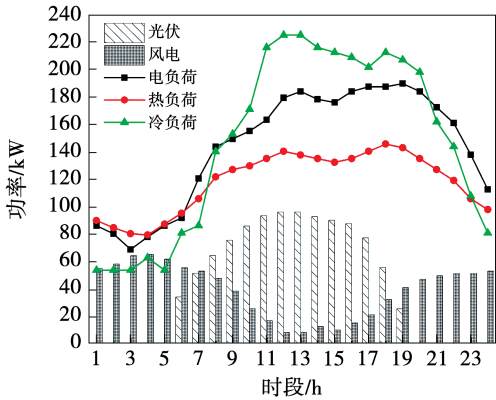


图 3 典型日风光发电功率和冷热电负荷预测

Fig.3 Prediction of the generated output of photovoltaic, wind and cold-heat-electric load in a typical day

设定系统运行调度周期为 24 h,单位运行调度时间为 1 h。系统对各设备运行参数的设定参考文献[11]和文献[18],设备运行参数如表 1 和表 2

所示。CCHP 系统、电锅炉和电制冷机单次启停成本取 4.46,2.74 和 2.5 元^[19]。

表 1 储能设备相关参数

Tab.1 Parameters of energy storage equipment

参数	储电设备	储热设备	蓄冷设备
安装容量/kW	150	100	100
储能量	[0.1,0.9]	[0.1,0.85]	[0.1,0.8]
最大充放功率/kW	80	50	50
投资成本/元·(kW·h) ⁻¹	600	300	400
运行成本/元·(kW·h) ⁻¹	0.001 8	0.001 6	0.001 6
充放效率	0.9	0.9	0.6
使用寿命/a	10	10	10

表 2 能源转换设备相关参数

Tab.2 Parameters of energy conversion equipment

设备参数	燃气轮机	溴化锂制冷机	余热锅炉
安装容量/kW	200	285	250
运行功率/kW	10~200	10~400	10~200
单位功率投资成本 /元·(kW·h) ⁻¹	640 0	150 0	850
单位功率运行成本 /元·(kW·h) ⁻¹	0.025	0.015	0.01
使用寿命/a	20	20	20

系统内部微电网与外部电网电价交互价格参考上海市居民用电分时电价,峰时段(6:00~22:00)购电、售电电价分别为 0.977,0.75 元/(kW·h);谷时段(6:00~22:00)购电、售电电价分别为 0.487,0.45元/(kW·h)。能源系统从天然气网购气价格为 2.5 元/m³。风电、光伏度电成本参考当地政策制定分别取 0.44,0.393 元/kW。单位制氢成本分别为 30.75,27.1 元/kg^[20]。

为了分析含氢能利用综合能源系统在不同场景下的运行特性,设置两种典型运行场景,不同场景下综合能源系统组成设备结构如表 3 所示。

表 3 不同场景下系统组成结构

Tab.3 System structure in different scenarios

场景	风电和 光伏	CCHP 系统	储能 设备	电制氢 设备	碳捕集 设备
1	X	√	√	X	X
2	√	√	√	√	√

传统综合能源系统:场景 1 表示传统综合能源系统组成结构,通过该结构分析供气网络中掺有不同比例、不同外部来源的氢气对系统运行成本和碳排放量的影响。

含分布式可再生能源利用的新型综合能源系统:在传统综合能源系统中增加当地分布式光伏/风电供电和制氢设备,同时加入碳捕集设备以实现系统碳中和排放目标,通过场景 2 系统组成结构,通过前述数学模型计算分析当地可再生能源系统出力中用于供电或制氢的不同功率分配比例对系统运行情况的影响。

5 不同氢气外部来源方式对系统运行特性影响分析

目前,我国主要有 4 种典型的制氢方式:工业副产氢 (Industrial By-product Hydrogen, IBH)、煤气化制氢 (Coal to Hydrogen, CTH)、天然气制氢 (Natural Gas to Hydrogen, GTH) 和电解水制氢 (Power to Hydrogen, PTH), 4 种制氢方式大致占据总氢能产量的 45%, 41%, 10% 和 4%^[21]。其中,电解水制氢方式可以分为电网电制氢 (Grid Power to Hydrogen, GPTH) 可再生能源电制氢 (Renewable Energy to Hydrogen, RTH) (本文以风电/光伏制氢为例)。各种制氢方式的碳排放量和成本如表 4 所示^[20,21-24]。

表 4 我国典型制氢方式成本及碳排放量对比
Tab. 4 Cost and carbon emission comparison of four typical hydrogen production methods in China

制氢方式	单位制氢成本/元	单位制氢碳排放量/kg
CTH	10	20.90
GTH	12.83	11.00
IBH	7.22	13.80
RTH	28.9	0
GPTH	27.06	32.06

图 4 为场景 1 组成结构下的传统综合能源系统计算结果。如图 4 所示,外部供气网络中掺氢比一定的条件下,系统使用来源于 RTH 方式的氢气时碳排放量最低,然后依次是 IBH, GTH, CTH 方式,使用来源于 GPTH 方式的氢气时系统碳排放量最高。当系统供气网络提供的是纯氢气,且氢气来源于 RTH 方式时系统碳排放量为 427.12 kg,来源于其他方式

时系统碳排放量依次为来源于 RTH 方式的 7 倍、8.52 倍、12.4 倍和 18.49 倍。考虑到不同氢气制备过程中的碳排放量,综合能源系统只有使用来源于 RTH 方式的氢气时的碳排放量会随着气网中掺氢比的提高而减少。同时,只有当系统使用来源于 RTH 方式的氢气时碳排放量会低于使用天然气的系统碳排放量。

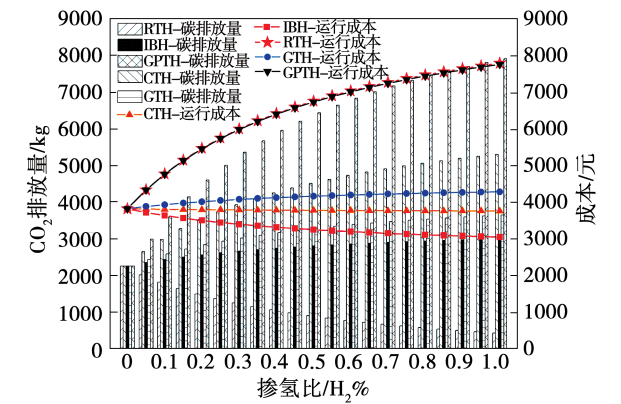


图 4 不同制氢方式在不同比例 H₂/CH₄ 混合气下的系统运行成本和 CO₂ 排放量
Fig. 4 System operating costs and CO₂ emissions with different proportions of H₂/CH₄ mixture under different hydrogen production methods

供气网络中掺氢比一定的条件下,系统使用来源于 RTH 方式的氢气时运行成本最高,略高于 GPTH,然后依次是 GTH, CTH, IBH。当系统供气网络提供纯氢气时,氢气来源于 RTH 方式时的系统运行成本为 7 777.36 元,来源于其他方式时的系统运行成本依次减少 0.43%, 45.04%, 51.75%, 60.92%。当氢气来源于 CTH 和 IBH 方式时系统运行成本会随着掺氢比的提高而出现不同程度地降低,都会低于使用天然气的运行成本。氢气来源于 GTH, GPTH 和 RTH 方式时,系统运行成本会随着氢气占比提高而增加,都高于使用天然气时的系统运行成本。

综上,当系统使用 IBH 方式获得的氢气时运行成本最低,但目前 IBH 方式提纯工艺复杂,同时需要额外的措施来处理其他辅助污染物^[25],使其经济性和环境友好性降低;当系统使用 RTH 方式获得氢气时碳排放量最少,低于使用天然气的碳排放量。由于目前通过 RTH 方式获取氢气成本较高,所以当

前使用 RTH 方式制备氢气和天然气的混合燃料是综合考虑碳减排任务和降低运行成本的方向之一。考虑到实现碳中和目标的要求,利用 RTH 制备的氢气是取代天然气实现碳减排目标的重要燃料。随着电解水技术的不断进步,RTH 的使用成本有望实现进一步降低,而且 RTH 相关设备可以根据用氢地就近布置,避免高昂的氢气储运成本^[20]。

6 分布式可再生能源制氢 - 供电联合运行对系统运行特性影响分析

由上述分析可知,含氢能利用的综合能源系统利用可再生能源制备氢气时碳排放量最少,但运行成本成本最高。对于考虑分布式可再生能源利用的新型综合能源系统,氢气来源于当地分布式可再生能源,可以降低氢气的储运成本,从而降低可再生能源氢气的使用成本,提升系统运行经济性。此外,将分布式可再生能源发电直接供给系统内部电网可以减少系统对度电碳排放量较高的外部供电需求,同时也可以降低系统制氢成本。为了研究更有利于含氢能利用的新型综合能源系统实现碳中和发展的分布式可再生能源利用方式,本文在利用分布式可再生能源制氢方式的基础上分析了制氢 - 供电联合运行对系统运行特性的影响。

图 5 为场景 2 组成结构下的综合能源系统运行成本和碳排放情况。由图可知,大体上可再生能源出力中用于制氢的功率占比越小,系统运行成本越低,这是目前 RTH 方式制氢成本较高的原因。当风电/光伏全部用于供电时系统运行成本最低为 3 965 元,此时系统碳中和碳排放量为 1 085.2 kg;当系统可再生能源全部用来制备氢气时,系统运行成本和实现碳中和时的系统碳排放量分别为 5 517.6 元和 1 283.5 kg。当系统电制氢功率占可再生能源发电功率中的 2% 时,系统碳中和实际碳排放量最低为 1 031.1 kg,此时系统运行成本为 4 078.1 元。综上所述,将风电/光伏出力中的 2% 用于制氢,98% 用于供电时,碳中和目标下的系统碳排放量最低,比全供电减少 5%、比全制氢减少的 19.7%。此时,运行成本比全制氢减少 26.1%,比全供电增加 2.85%。在可再生能源用于制氢和供电两种方式之间选择合适的功率分配比例可以获得比单独制氢或单独供电更少的碳排放量,有利于碳中和目标的实现,同时更

有利于降低系统的运行成本。

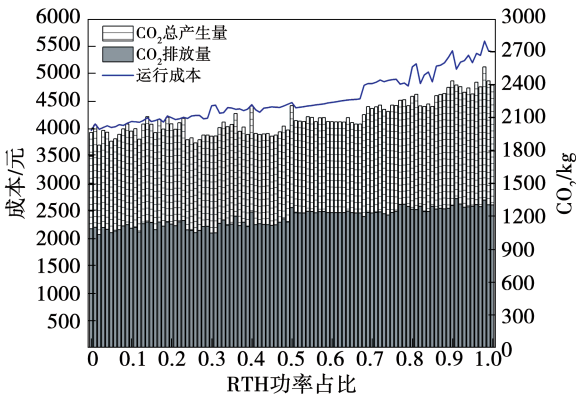


图 5 不同 RTH 功率占比下系统运行成本和碳排放量
Fig.5 System operating costs and carbon emissions under different RTH power ratios in IES

分析数学模型可知,系统 RTH 设备效率和碳捕集设备能耗水平是影响系统运行情况的重要参数。为了进一步研究含分布式可再生能源利用的综合能源系统碳中和发展方向,本文研究了这两类参数分别发生改变时的系统运行特性。图 6 表示在含分布式可再生能源利用的新型综合能源系统中,当电制氢效率提升 10% 后的系统运行成本、CO₂产生量和碳中和实际排放量。

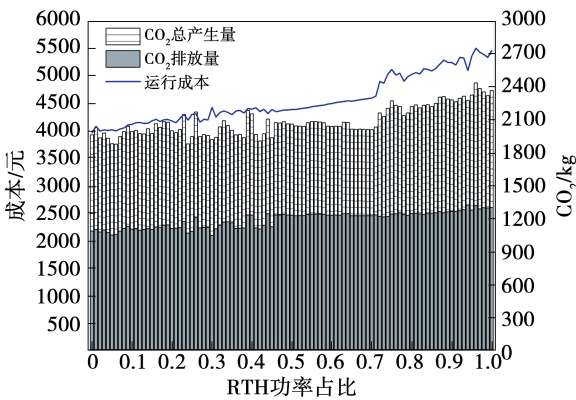


图 6 RTH 设备效率提升 10% 系统运行成本和碳排放量
Fig.6 System operating costs and carbon emissions under increasing RTH equipment efficiency by 10%

从图中可以看出,当系统电制氢设备效率提升时,将风电/光伏出力全部用于供电时系统运行成本最低为 4 064 元,此时碳排放量为 1 085.2 kg;实现碳中和和排放指标下系统最低碳排放量为 1 048.5 kg,需要将 RTH 功率在分布式可再生能源发电功率中

占比提升为 5%,此时系统运行成本为 4 117.9 元,依旧低于全制氢条件下 5 586.1 元的运行成本和 1 298.8 kg 的碳排放量。

图 7 表示在含分布式可再生能源利用的新型综合能源系统中将碳捕集设备能耗降低 10% 后的系统运行成本、CO₂ 产生量和实现碳中和时的实际排放量。从图中可以看出,当系统碳捕集设备能耗降低、将风电/光伏出力全部接入内部电网时系统运行成本最低为 3 991.8 元,碳中和时系统实际碳排放量为 1 070 kg。碳中和时,系统实现最低碳排放量需要将分布式可再生能源发电功率中用于制氢功率占比提高为 23%。此时,系统碳排放量为 1 000.3 kg,运行成本为 4 321.9 元,仍低于全制氢条件下 5 551.1 元的运行成本和 1 283.5 kg 的碳排放量。所以,当系统分布式可再生能源制氢效率提高或者碳捕集设备能耗下降时,系统实现最低碳排放量的碳中和都需要提高制氢功率在分布式风光发电量中的比例。在本文中,相较于提高分布式可再生能源电制氢设备效率,降低碳捕集设备能耗可以使系统实现碳排放量和运行成本更低的碳中和。

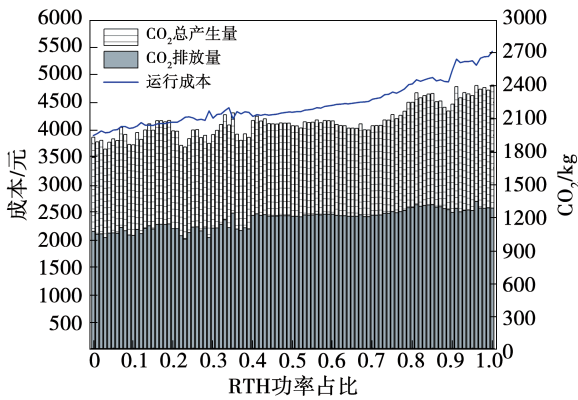


图 7 CCUS 能耗降低 10% 条件下系统运行成本和碳排放量
Fig.7 System operating costs and carbon emissions under reducing CCUS equipment energy consumption by 10%

7 结 论

建立考虑氢能利用的综合能源系统数学模型,以系统日运行总成本最低为目标函数,结合仿真算例分析不同场景下含氢综合能源系统运特点,得出结论:

(1) 对于煤制氢、天然气制氢、工业副产氢、电网电制氢和可再生能源电制氢这几种主要的氢气来

源,系统使用工业副产氢时运行成本最低,使用可再生能源制氢碳排放量最低、但运行成本最高。

(2) 在可再生能源用于制氢和供电两种使用方式之间选择合适的功率分配比例可以获得比全制氢和全供电更少的碳排放量,有利于碳中和目标实现,同时可以获得比全制氢更低的运行成本。实现碳中和前提下,将分布式可再生能源出力中的 98% 用于供电、2% 用于制氢比全制氢时该系统运行成本减少 26.1%、碳排放量降低 19.7%,比全供电时碳排放量减少 5%、运行成本增加 2.85%。

(3) 随着碳捕集过程中能耗的降低或电制氢效率的提高,在碳中和前提下系统实现最低碳排放量时需要提高可再生能源出力中用于制氢的功率占比。当提升 10% 的电制氢效率后,该系统实现最低碳排放时可再生能源用于制氢的功率占比从原来的 2% 提升至 5%;当降低 10% 的碳捕集设备能耗后,系统实现最低碳排放时需要将可再生能源用于制氢的功率占比从原来的 2% 提升至 23%。

参考文献:

[1] 贾宏杰,王 丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究 [J]. 电力系统自动化,2015,39(7):198-207.
JIA Hong-jie, WANG Dan, XU Xian-dong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.

[2] WANG Yong-li, WANG Xiao-hai, YU Hai-yang, et al. Optimal design of integrated energy system considering economics, autonomy and carbon emissions [J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 225: 563-578.

[3] YANG Yang, MA Chao, LIAN Chong, et al. Optimal power reallocation of large-scale grid-connected photovoltaic power station integrated with hydrogen production [J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 298: 126830.

[4] CEN Shi-hong, LI Ke, LIU Qiu-wei, et al. Solar energy-based hydrogen production and post-firing in a biomass fueled gas turbine for power generation enhancement and carbon dioxide emission reduction [J]. Energy Conversion and Management, 2021, 233: 113941.

[5] ARSALIS A. Thermodynamic modeling and parametric study of a small-scale natural gas/hydrogen-fueled gas turbine system for decentralized applications [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2019, 36: 100560.

[6] OZTURK M, DINCER I. Development of renewable energy system integrated with hydrogen and natural gas subsystems for cleaner combustion [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 83: 103583.

- [7] SCHIEBAHN S, GRUBE T, ROBINIUS M, et al. Power to gas; technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40: 4285 – 4294.
- [8] BOS M J, KERSTEN S R A, BRILMAN D W F. Wind power to methanol; renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO₂ air capture [J]. Applied Energy, 2020, 264: 114672.
- [9] ZHOU Su-yang, SUN Kai-yu, WU Zhi, et al. Optimized operation method of small and medium-sized integrated energy system for P2G equipment under strong uncertainty [J]. Energy, 2020, 199: 117269.
- [10] 李 政, 张东杰, 潘玲颖, 等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. 动力工程学报, 2021, 41(11): 905 – 909, 971.
- LI Zheng, ZHANG Dong-jie, PAN Ling-ying, et al. Low-carbon transition of China's energy sector and suggestions with the 'carbon-peak and carbon-neutrality' target [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(11): 905 – 909, 971.
- [11] 门向阳, 曹 军, 王泽森, 等. 能源互联微网型多能互补系统的构建与储能模式分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19): 5727 – 5737, 5929.
- MEN Xiang-yang, CAO Jun, WANG Ze-sen, et al. The constructing of multi-energy complementary system of energy internet microgrid and energy storage model analysis [J]. Proceeding of the CSEE, 2018, 38(19): 5727 – 5737, 5929.
- [12] 刘庆超, 杨 畅, 周正华. 光伏发电制氢技术经济可行性研究[J]. 电力设备管理, 2019(11): 92 – 93.
- LIU Qing-chao, YANG Chang, ZHOU Zheng-hua. Research on economic feasibility of photovoltaic hydrogen generation technology [J]. Electric Power Equipment Management, 2019(11): 92 – 93.
- [13] 朱法华, 王玉山, 徐 振, 等. 中国电力行业碳达峰、碳中和的发展路径研究[J]. 电力科技与环保, 2021, 37(3): 9 – 16.
- ZHU Fa-hua, WANG Yu-shan, XU Zhen, et al. Research on the development path of carbon peak and carbon neutrality in China's Power Industry [J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2021, 37(3): 9 – 16.
- [14] 田书耘, 朱志劼, 蒋 俊, 等. 氢燃料燃气轮机研发现状和最新技术进展[J]. 能源研究与管理, 2021(4): 10 – 17, 41.
- TIAN Shu-yun, ZHU Zhi-jie, JIANG Jun, et al. Research and development status and the latest technological process of hydrogen fuel gas turbine research [J]. Energy Research and Management, 2021(4): 10 – 17, 41.
- [15] 秦 锋, 秦亚迪, 单彤文. 碳中和背景下氢燃料燃气轮机技术现状及发展前景[J]. 广东电力, 2021, 34(10): 10 – 17.
- QIN Feng, QIN Ya-di, SHAN Tong-wen. Technology status and development prospects of hydrogen fuel gas turbine under the background of carbon neutral [J]. Guangdong Electric Power, 2021, 34(10): 10 – 17.
- [16] 薄 冲, 袁 春, 赵 翔, 等. 微型燃气轮机外燃循环的分析[J]. 动力工程, 2008, 28(6): 880 – 885.
- BO Chong, YUAN Chun, ZHAO Xiang, et al. Circulation analyze of externally fired micro gas turbine [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2008, 28(6): 880 – 885.
- [17] 王 甫, 邓 帅, 赵 军, 等. 燃煤电厂 CO₂ 捕集与系统集成的能耗与水耗分析[J]. 工程热物理学报, 2016, 37(11): 2288 – 2295.
- WANG Fu, DENG Shuai, ZHAO Jun, et al. Analyses of energy and water consumption for coal-fired power plant with CO₂ capture and system integration [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2016, 37(11): 2288 – 2295.
- [18] 刘敦楠, 秦光宇, 李 奇. 考虑多类型能源转换与存储的综合能源微网优化运行研究[J]. 南方电网技术, 2018, 12(3): 105 – 115.
- LIU Dun-nan, QIN Guang-yu, LI Qi. Research on optimized operation of integrated energy microgrid considering multi-type energy conversion and storage [J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(3): 105 – 115.
- [19] TSIKALAKIS A G, HATZIARGYRIOU N D. Centralized control for optimizing microgrids operation [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23: 241 – 248.
- [20] 邓甜音, 何广利, 缪 平. 不同应用场景的电解水制氢成本分析[J]. 能源化工, 2020, 41(6): 1 – 5.
- DENG Tian-yin, HE Guang-li, MIAO Ping. Cost analysis of hydrogen production from water electrolysis in different application scenarios [J]. Energy Chemical Industry, 2020, 41(6): 1 – 5.
- [21] 田江南, 安 源, 蒋 晶, 等. 碳中和背景下的脱碳方案[J]. 分布式能源, 2021, 6(3): 63 – 69.
- TIAN Jiang-nan, AN Yuan, JIANG Jing, et al. Technical solutions for decarbonization in context of carbon neutrality [J]. Distributed Energy, 2021, 6(3): 63 – 69.
- [22] 徐 东, 刘 岩, 李志勇, 等. 氢能开发利用经济性研究综述[J]. 油气与新能源, 2021, 33(2): 50 – 56.
- XU Dong, LIU Yan, LI Zhi-yong, et al. A cost-efficiency review of hydrogen energy exploitation [J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33(2): 50 – 56.
- [23] LI Jun-jie, CHENG Wang-jing. Comparative life cycle energy consumption, carbon emissions and economic costs of hydrogen production from coke oven gas and coal gasification [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(51): 27979 – 27993.
- [24] JI Meng-di, WANG Jian-long. Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(78): 38612 – 38635.
- [25] HUANG Yuan-sheng, SHI Meng-shu, WANG Wei-ye, et al. A two-stage planning and optimization model for water-hydrogen integrated energy system with isolated grid [J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 313: 127889.