

# 储氢单元在天然气管网中的定容优化研究

周军<sup>1\*</sup>, 李帅帅<sup>1</sup>, 周轩<sup>2</sup>, 梁光川<sup>1</sup>

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川省 成都市 610500;

2. 中国石油西南油气田分公司, 四川省 成都市 610000)

## Study on the Optimization of the Constant Capacity of the Hydrogen Storage Unit in the Natural Gas Pipeline Network

ZHOU Jun<sup>1\*</sup>, LI Shuaishuai<sup>1</sup>, ZHOU Xuan<sup>2</sup>, LIANG Guangchuan<sup>1</sup>

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan Province, China;

2. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610000, Sichuan Province, China)

**Abstract:** In view of the current high carbon emissions, under the premise of ensuring safety, mixing the hydrogen produced by the P2H device into the natural gas pipeline network for transportation is an effective way to reduce carbon emissions. The article established a mixed integer linear programming model for natural gas pipeline network operation considering hydrogen storage units. The objective function is to minimize system operating costs and maximize system carbon emission reductions, and consider hydrogen storage units, P2H hydrogen production capacity, and natural gas. The pipeline network operation constraints are solved by using the  $\epsilon$  constraint method to solve the multi-objective programming problem, and the number and capacity of the electricity-to-hydrogen devices and hydrogen storage tanks that should be configured in the natural gas pipeline network under different emission reduction targets are determined. Considering two operating scenarios with and without hydrogen storage units in the natural gas pipeline network, the carbon emission reductions and operating costs in different scenarios are analyzed through calculation examples to verify that the proposed model can effectively take into account the low-carbon operation of the system and economy. Taking different carbon emission coefficients at the same time will get the best results with different emphasis on low carbon and economic efficiency.

**Keywords:** hydrogen storage unit; hydrogen-blended natural gas; constant volume problem; operation optimization

**摘要:** 针对当前碳排放量过高的问题, 在保证安全的前提下, 将P2H装置制得的氢气掺混进入天然气管网进行运输, 是当前降低碳排放的有效途径。文章建立了考虑储氢单元的天然气管网运行的混合整数线性规划模型, 以最小化系统运行成本和最大化系统碳减排量为目标函数, 考虑储氢单元、P2H制氢量和天然气管网运行约束, 采用了 $\epsilon$ 约束法对多目标规划问题求解, 确定了不同减排目标下电转氢气装置和储氢罐在天然气管网中的配置策略。考虑了天然气管网中含储氢单元和不含储氢单元两种运行场景, 通过算例分析不同场景下的碳减排量和运行成本, 验证所提模型能有效兼顾系统运行的低碳性和经济性。同时取不同的碳排放系数, 会得到低碳性与经济性不同侧重的最优结果。

**关键词:** 储氢单元; 掺氢天然气; 定容问题; 运行优化

## 0 引言

伴随着气候变化及2060年碳中和目标的提出, 全球能源正在向高效、清洁、低碳的特征加速转型推进。氢能作为一种资源丰富、高热值的洁净燃料, 被认为是未来最具潜力的化石能源替代品之一<sup>[1]</sup>。H<sub>2</sub>的经济运输是制约氢能产业发展的瓶颈性问题。利用相对完善的已有天然气管道设施, 掺入一定比例的H<sub>2</sub>进行传输, 已成为各国的研究热点<sup>[2]</sup>。俄罗斯天然气工业公司计划逐步提高通往欧洲“北溪2号”天然气管道中的H<sub>2</sub>份额, 减少CO<sub>2</sub>排放以提升其气质的竞争力。北京朝阳可再生能源掺氢示范项目是中国首个电解制氢气掺入天然气项目, 实现了H<sub>2</sub>制取-储运-掺混-综合利用。天然气掺氢被认为是氢气较低成本输送和减少

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金资助项目 (51704253)。

National Natural Science Foundation of China (51704253).

温室气体排放的有效方法, 为传统油气行业参与氢能产业、获得效益增长点提供了宝贵机遇。

天然气管道掺氢的可行性和优化调度问题, 国内外已有相关研究。文献[3-4]论述了天然气管道掺氢的研究进展。文献[5]解释了制氢技术的基本原理, 概括了气-电综合能源优势。文献[6]引入经济折算系数, 分析了气电综合能源减排效果。文献[7]分析了不同掺氢比下的系统经济性, 并与不同储氢容量的本地储氢系统进行了对比。文献[8]进行了混氢天然气燃气的互换性研究。文献[9]探讨了将电转氢气技术融入热电联和的分布式能源应用模式。文献[10]利用布谷鸟搜索算法对联合供电、供热的综合能源系统的调度模型进行求解。文献[11]考虑了P2G设备和激励型需求响应, 构建了两阶段的随机优化调度模型。文献[12]针对风光装机比例低、利用率低和氢能需求的问题, 提出了一种考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划方法。文献[13]将电转气精细化模型应用于气-电联合微网, 运用遗传算法解决微网日前优化调度模型。文献[14]考虑综合能源需求侧响应, 建立以最小化系统运行总成本的协调优化模型, 利用禁忌搜索算法和粒子群算法结合的改进算法求解。文献[15]调查了不同地点利用太阳能和风能资源发电和制氢的潜力。文献[16]评估了法国卢瓦尔河地区离岸风力发电场和氢生产-储存系统组成的混合发电厂的经济性。文献[17]研究了电力-天然气设施相结合, 实时优化可用容量, 以利用电价波动和间歇性发电。文献[18]提出典型日模型, 并对能源系统进行成本优化设计。文献[19]提出了一个简化的分布式电-热-氢协同调度模型。

目前氢能的研究工作主要集中在天然气管道掺氢的可行性分析、P2H装置消纳风电、光电的协同优化等, 但都忽略了储氢单元在气电综合能源系统中的优化研究。本文考虑了碳减排量约束条件, 建立有储氢单元的掺氢天然气管网运行优化模型, 使用 $\epsilon$ 约束法将碳减排量目标转为约束求解, 并通过算例验证模型可靠性。

## 1 问题描述

电转氢气 (power-to-hydrogen, P2H) 装置作为一种新颖的储能设施, 是通过电解将电能转化为化学能 ( $H_2$ ), 可以利用天然气管网来存储和运输氢气, 或者直接以氢能使用<sup>[20]</sup>。在天然气管网运行优化研究中,

P2H装置产生的氢气可以按一定的掺混比与天然气混合。图1展示了P2H装置在电力系统和天然气系统间的运行机制。

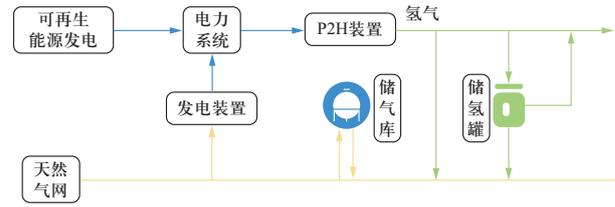


图1 P2H装置运行机制示意图

Fig. 1 Schematic diagram of P2H device operating mechanism

电转氢气装置的制氢效率是与其消耗的电功率有关的函数, 在天然气用户需求已知的情况下, 根据管道最大的掺氢比例, 可以确定其最大的氢气加入量, 得到碳减排量的结果。在实际运行中, 由于电力价格和天然气需求一直是波动的, 导致了在电力成本高时, 电转氢气装置制取氢气将会增加运行成本, 导致能源浪费。本文考虑了储氢单元在天然气管网中运行, 如图2所示, 储氢单元是由多个储氢罐组成的集群。电转氢气装置在电力成本较低时, 制取大量的  $H_2$ , 一部分进入储氢单元存储, 一部分与天然气结合形成混氢天然气注入到天然气管网并输送到天然气用户终端。在电力成本较高时, 系统将会灵活调度电转氢气装置的运行, 减少制氢量, 从储氢单元中采出  $H_2$  注入天然气管道, 以节约运行成本, 同时还可满足碳减排量的要求。优化变量包括: ①确定电转氢气单元的规模; ②储氢罐数量; ③电转氢气装置的小时制氢量; ④电转氢气单元进入储氢单元的氢气流量; ⑤天然气管道中的氢气流量; ⑥从电转氢气单元中采出的氢气流量; ⑦小时储氢单元内的氢气存量。

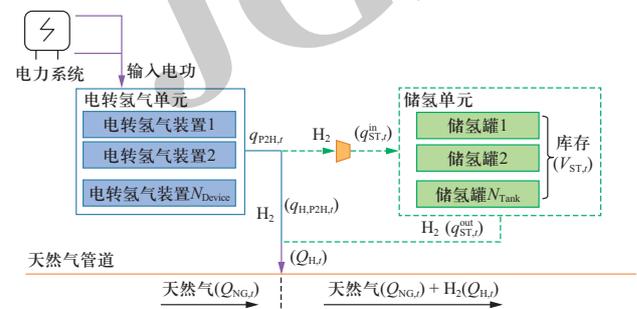


图2 考虑储氢单元的综合能源示意图

Fig. 2 Integrated energy schematic considering hydrogen storage unit

## 2 数学模型

### 2.1 目标函数

$H_2$ 在燃烧时仅产生水蒸气,无碳排放,故在计算的24 h时间段内,终端用户使用的掺氢天然气减少的碳排放量为天然气碳排放因子与管道中 $H_2$ 替代天然气体积量的乘积。本文侧重储氢单元对系统优化运行的影响,在建立模型时,仅考虑了初始建设投资。将考虑储氢单元的天然气管网运行优化模型作为研究对象,一天内系统运行成本最小和最大碳减排量为目标。目标函数如式(1)所示。

$$\begin{cases} \min F = F_{P2H} + F_{E,P2H} + F_E + F_{ST} - F_H \\ \max R_C = \sum_{t=1}^T \lambda \times Q_{H,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $F$ 为系统最小运行成本,元;  $F_{P2H}$ 为电转氢气单元的投资成本,元;  $F_{E,P2H}$ 为电转氢气单元的购电成本,元;  $F_E$ 为电力输送成本,元;  $F_{ST}$ 为储氢单元的投资成本,元;  $F_H$ 为氢气销售收入,元;  $R_C$ 为系统减少的碳排放量,kg;  $\lambda$ 为天然气碳排放因子,kg/m<sup>3</sup>。

$$F_{P2H} = N_{Device} \times (C_{Device}^{run} + C_{Device}^{replace}) \times \frac{\beta}{d} \quad (2)$$

$$C_{Device}^{run} = \alpha \times \gamma^\mu \quad (3)$$

$$F_{E,P2H} = \sum_{t=1}^T C_{E,t} \times P_{P2H,t} \quad (4)$$

$$F_E = \sum_{t=1}^T \eta \times P_{P2H,t} \quad (5)$$

$$F_{ST} = N_{Tank} \times C_{Tank} \quad (6)$$

$$F_H = \sum_{t=1}^T C_{NG} \times Q_{H,t} \quad (7)$$

式中:  $N_{Device}$ 为电转氢气装置的数量,台;  $C_{Device}^{run}$ 为电转氢气装置的运行价格,元/台;  $C_{Device}^{replace}$ 为电转氢气装置的更换价格,元/台;  $\beta$ 为电转氢气装置的资本回收系数;  $d$ 为电转氢气装置的年运行时间,取350天;  $\alpha$ 为电转氢气装置的运行价格系数;  $\gamma$ 为额定功率下电转氢气装置的氢气生产速率, m<sup>3</sup>/h;  $\mu$ 为电转氢气装置运行成本系数,元/(kW·h);  $C_{E,t}$ 为 $t$ 时刻单位发电价格,元/(kW·h);  $P_{P2H,t}$ 为电转氢气单元 $t$ 时刻的功率,kW;  $\eta$ 为电力输送成本系数;  $C_{NG}$ 为天然气销售价格,元/m<sup>3</sup>;  $Q_{H,t}$ 为 $t$ 时刻的注入管道氢气体积流量, m<sup>3</sup>/h;  $N_{Tank}$ 为储氢罐的数量,个;  $C_{Tank}$ 为储氢罐单位价格,元/个。

式(2) — (3)是计算电转氢气单元的投资成本;式(4)是计算电转氢气单元的购电成本;式(5)是计

算电转氢气单元所需电力输送成本;式(6)是计算储氢单元的投资成本;式(7)是计算氢气销售收入。

### 2.2 约束条件

#### 2.2.1 电转氢气单元约束

电转氢气单元运行的总功率不能超出整个制氢系统的最小和最大运行功率,如式(8)所示;电转氢气装置的制氢量计算如式(9)所示;电转氢气单元制氢的体积流量应等于进入储氢单元储存与进入天然气管道中的 $H_2$ 体积流量之和,如式(10)所示。

$$N_{Device} \times P_{Device}^{min} \leq P_{P2H,t} \leq N_{Device} \times P_{Device}^{max} \quad (8)$$

$$q_{P2H,t} = \gamma \times P_{P2H,t} \quad (9)$$

$$q_{P2H,t} = q_{ST,t}^{in} + q_{H,P2H,t} \quad (10)$$

式中:  $P_{Device}^{min}$ 、 $P_{Device}^{max}$ 为电转氢气装置的最小、最大运行功率,kW;  $q_{P2H,t}$ 为电转氢气单元 $t$ 时刻制备的氢气体积流量, m<sup>3</sup>/h;  $q_{ST,t}^{in}$ 为 $t$ 时刻注入储氢单元的氢气体积流量, m<sup>3</sup>/h;  $q_{H,P2H,t}$ 为电转氢气单元 $t$ 时刻注入管道的氢气体积流量, m<sup>3</sup>/h。

#### 2.2.2 天然气管网约束

电转氢气单元产生的 $H_2$ 注入到天然气系统后形成的总气量应满足用户每小时的天然气需求,如式(11)所示;注入天然气管道 $H_2$ 体积流量等于从储氢单元采出与电转氢气单元注入管道的 $H_2$ 体积流量之和,如式(12)所示;向管道中注入的 $H_2$ 量不能超过管道中允许的最大的掺氢量,天然气系统的掺氢量安全约束如式(13)所示。

$$Q_{Demand,t} = Q_{H,t} + Q_{NG,t} \quad (11)$$

$$q_{P2H,t} = q_{ST,t}^{out} + q_{H,P2H,t} \quad (12)$$

$$0 \leq Q_{H,t} \leq \varphi \times Q_{Demand,t} \quad (13)$$

式中:  $Q_{Demand,t}$ 为天然气用户 $t$ 时刻的需求能量流量,MJ/h;  $Q_{NG,t}$ 为 $t$ 时刻的天然气体积流量, m<sup>3</sup>/h;  $q_{ST,t}^{out}$ 为 $t$ 时刻采出储氢单元的氢气体积流量, m<sup>3</sup>/h;  $\varphi$ 为掺氢比系数。

#### 2.2.3 储氢单元约束

储氢罐运行状态约束见式(14) — (18);储氢单元的罐存约束见式(19) — (20);储氢单元的容量约束见式(21)。

$$q_{ST,t}^{in} \leq a_t \times q_{ST}^{in,max} \quad (14)$$

$$q_{ST,t}^{out} \leq b_t \times q_{ST}^{out,max} \quad (15)$$

$$0 \leq a_t + b_t \leq 1 \quad (16)$$

$$a_t \in (0,1) \quad (17)$$

$$b_t \in (0,1) \quad (18)$$

$$V_{ST,t} = V_{ST,t-1} + q_{ST}^{\text{in}} - q_{ST}^{\text{out}} \quad (19)$$

$$V_{ST,t} \leq V_{ST} \leq V_{ST}^{\text{max}} \quad (20)$$

$$N_{\text{Tank}} \times V_{\text{Tank}}^{\text{min}} \leq V_{ST}^{\text{max}} \leq N_{\text{Tank}} \times V_{\text{Tank}}^{\text{max}} \quad (21)$$

式中:  $a_t$ 为 $t$ 时刻向储氢单元中注入氢气过程的决策变量, 若 $a_t=1$ , 表示 $t$ 时刻向储氢单元中注入氢气, 否则, 值为0;  $b_t$ 为 $t$ 时刻从储氢单元中采出氢气过程的决策变量, 若 $b_t=1$ , 表示 $t$ 时刻从储氢单元中采出氢气, 否则, 值为0;  $q_{ST}^{\text{in,max}}$ 为储氢单元允许注入最大氢气体积流量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $q_{ST}^{\text{out,max}}$ 为储氢单元允许采出最大氢气体积流量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $V_{ST,t}$ 、 $V_{ST,t-1}$ 为储氢单元 $t$ 、 $t-1$ 时刻的氢气容积,  $\text{m}^3$ ;  $V_{ST}$ 为储氢单元可用容积,  $\text{m}^3$ ;  $V_{ST}^{\text{max}}$ 为储氢单元的容积上限,  $\text{m}^3$ ;  $V_{\text{Tank}}^{\text{min}}$ 、 $V_{\text{Tank}}^{\text{max}}$ 为单个储氢罐的最小、最大容积,  $\text{m}^3$ 。

### 3 模型求解

多目标优化 (multi-objective programming, MOP) 主要用于研究存在一个或多个目标函数在给定约束下的最优化, 是数学规划领域中的一个重要分支。目前多目标优化求解主要形成的方法有效用最优化模型 (线性加权法)、罚款模型 (理想点法)、 $\varepsilon$ 约束法 (极大极小法)、目标达到法和目标规划法等<sup>[21-22]</sup>。

任意的多目标规划问题, 都由两个基本部分组成: ①两个及以上的目标函数; ②若干个约束条件。对于多目标规划问题, 可以将其数学模型描写如式 (22) 和式 (23) 的形式。

$$\mathbf{Z} = \mathbf{F}(\mathbf{X}) = \begin{pmatrix} \max(\min) f_1(\mathbf{X}) \\ \max(\min) f_2(\mathbf{X}) \\ \dots \\ \max(\min) f_k(\mathbf{X}) \end{pmatrix} \quad (22)$$

s.t.

$$\boldsymbol{\Phi}(\mathbf{X}) = \begin{pmatrix} \varphi_1(\mathbf{X}) \\ \varphi_2(\mathbf{X}) \\ \dots \\ \varphi_m(\mathbf{X}) \end{pmatrix} \leq \mathbf{G} = \begin{pmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \dots \\ g_3 \end{pmatrix} \quad (23)$$

式中:  $\mathbf{Z} = \mathbf{F}(\mathbf{X})$ 为 $k$ 维函数向量;  $k$ 为目标函数的个数;  $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ 为 $n$ 维决策变量;  $\boldsymbol{\Phi}(\mathbf{X})$ 为 $m$ 维函数向量;  $\mathbf{G}$ 为 $m$ 维常数向量;  $m$ 为约束的个数。

由于建立的储氢单元在天然气管网中的定容优化模型为多目标优化模型, 为了解决这两个问题, 使用 $\varepsilon$ 约束法 ( $\varepsilon$ -method)。 $\varepsilon$ 约束法是一种常见的用于解决

多目标优化的方法。规划问题中的一个目标函数可以确定一个可供决策者选择的范围, 那么该目标函数因有上下限的存在而可以被排除在目标函数之外, 进入到约束条件中, 构成模型的一个约束条件。同时也可以通过放大其下限和缩小其上限的方法, 改变该约束的范围, 进而得到不同约束条件下的最优解。

$\varepsilon$ 约束法具体执行方式为只保留一个目标函数, 其他的目标函数被设定的值约束, 即使用 $\varepsilon$ 约束法可将式 (22) 转化为式 (24)。本模型是将最小化运行成本为主要目标, 将碳排放目标转化为约束条件。

$$\begin{aligned} \min f_i(x) \\ \text{s.t.} \\ \left\{ \begin{array}{l} f_j(x) \leq \varepsilon_j, \forall j \in 1, 2, \dots, i \\ x \in X \end{array} \right. \end{aligned} \quad (24)$$

#### 3.1 求解方法

建立的模型为多目标优化问题, 最小化运行成本为主要目标, 将碳排放目标转化为约束。为了将排放目标设定为约束条件, 最初都应以最大化终端用户的碳排放为唯一目标运行, 确定可以降低的最大的减排量, 从而将减排目标转化为约束条件, 如式 (25) 所示。同时在式中引入减排系数 $\omega$ , 分别为0.1、0.3、0.5、0.7、0.9、1, 即设置了6个减排目标来控制减排量约束, 分析不同减排目标下对掺氢量、电转氢气装置容量等参数的影响, 使优化问题在新的碳排放约束下寻求最优的氢气产量和储氢单元容积。

$$-\sum_{t=1}^T (\lambda \times Q_{H,t}) = -(\omega \times R_C^{\text{max}}) \quad (25)$$

式中:  $\omega$ 为碳减排系数;  $R_C^{\text{max}}$ 为最大碳减排量,  $\text{kg}$ 。

#### 3.2 求解步骤

将具体求解步骤作如下说明。

步骤1: 获得基础数据及处理, 需要知道的数据包括天然气用户需求、发电成本、电转氢气装置的规格、储氢罐的规格。

步骤2: 在GAMS编程平台中对模型编程, 首先以最大化终端用户的碳排放为唯一目标进行运行, 得到满足约束条件下的系统能达到的最大减排值 (减排目标), 即减排目标继续增大时, 就不能满足其余约束条件的限制。

步骤3: 将减排目标代入式 (25), 形成新的约束条件, 同时改变减排系数, 分别设置其值为0.1、0.3、0.5、0.7、0.9、1, 以最小化系统运行成本为目标函



度比可达管道掺氢极限, 即5%, 符合管道氢浓度比的变化规律。在同一的碳排放目标下, 场景2管道氢气浓度比始终大于场景1 (如图5所示), 这是因为场景2中考虑了储氢单元。在天然气需求量较少、发电成本较低时, 电转氢气装置制取大量的氢气, 一部分直接注入天然气管道输送, 满足设定的碳排放目标要求, 超出注入极限的额外氢气则注入储氢单元储存, 在天然气需求量大、发电成本高时, 从储氢单元采出注入天然气管道。例如, 碳排放系数 $\omega$ 取0.5时, 15—17时

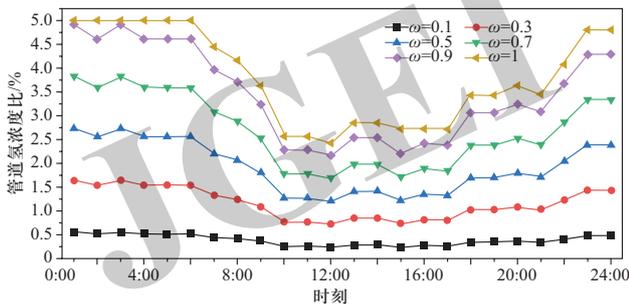


图4 场景1管网氢气浓度比

Fig. 4 Case 1 pipeline network density ratio

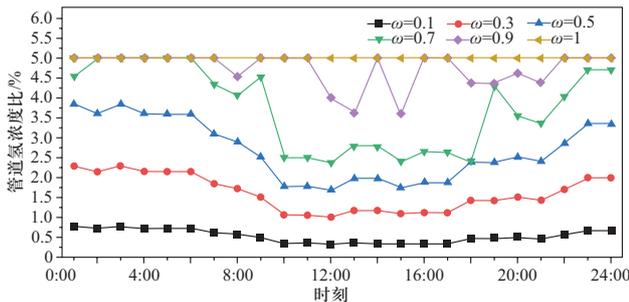


图5 场景2管网氢气浓度比

Fig. 5 Case 2 pipeline network density ratio

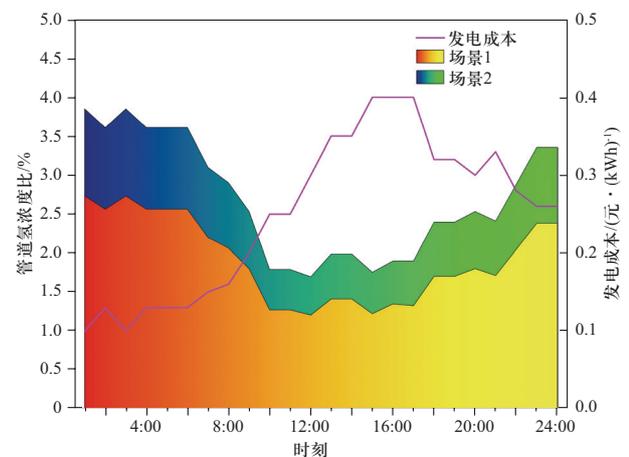


图6  $\omega=0.5$ 时, 氢气浓度与发电成本关系

Fig. 6 When  $\omega=0.5$ , the relationship between hydrogen concentration and power generation cost

是电解装置发电成本最高点, 为0.4元/kWh, 此时氢气浓度比为最小值, 仅为1.75% (如图6所示), 发电成本与管网中氢浓度之间存在着反比关系。发电成本较高时, 电解氢气装置将会灵活调度, 减少制氢量, 节约系统运行成本, 从储氢单元采出氢气注入天然气管道, 满足碳排放目标要求。这一过程可以使电解氢气装置在发电成本较低时尽可能多的生产氢气, 在发电成本较高时节约电解装置的运行成本, 同时还可以更大程度的减少用户的碳排放量。

#### 4.2.2 不同场景下系统碳排放量和运行成本分析

通过减压站的掺氢天然气被输送到终端用户, 从而减少了天然气的碳排放量, 还可以进一步减少氮氧化物, 不同场景下系统的碳减排量如图7所示。不同碳排放目标下, 场景2的碳减排量始终大于场景1。这是因为安装储氢装置可以制取更多的氢气注入管道, 氢浓度比更大, 从而碳减排量更高。例如, 在碳排放系数 $\omega=1$ 时, 场景1的最大碳减排量为707.1 t, 场景2碳减排量减少了997.6 t, 这表明在这个条件下安装储氢单元能够实现约300 t的减排量。碳减排量与系统运行成本是两个不同的量纲, 不再同一维度, 通过碳排放系数将两个目标函数联系起来, 实现多目标问题的单目标化。不同碳排放系数与系统运行成本关系如图8所示。例如, 当排放系数 $\omega$ 取1时, 场景1运行一天的总费用为19.76万元, 场景2中为32.00万元, 比场景1高61.94%, 但从碳减排量上看, 安装储氢单元能够实现约300 t的减排量, 比场景1多41.08%。随着碳减排目标的增加, 系统的总运行成本也不断提高。这是因为, 考虑低碳目标后, 系统增加了储氢罐的数量, 从而导致了系统运行成本增加, 但碳减排量是非常可观的。

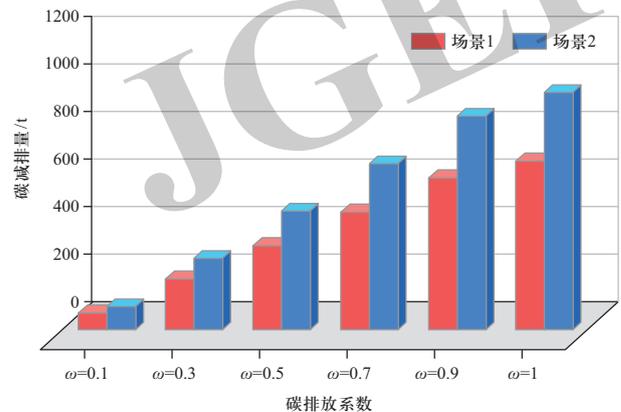


图7 不同排放系数下的碳减排量

Fig. 7 Carbon emission reductions under different emission factors

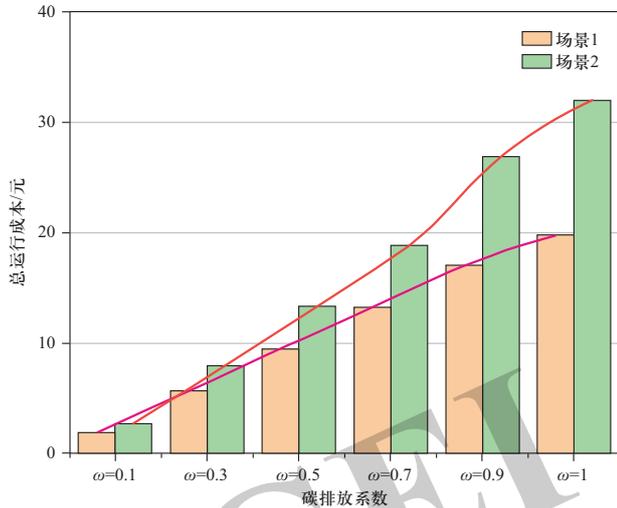


图8 不同排放系数下的系统总成本

Fig. 8 Total system cost under different emission factors

随着2060年碳中和目标的提出，全球各个国家对碳排放量指标越来越重视，出台了一系列政策引导企业减少碳排放量、加大碳回收等。德国通过建立碳信用交换市场以激励有助于减少二氧化碳排放的技术研究，加拿大设置了碳排放信用额，根据每吨二氧化碳排放量进行税收抵免。中国在2021年建立了全球最大的碳排放交易市场。根据全球碳交易市场秩序，电转氢气系统还可以获得额外的收入来降低系统的运行成本。

#### 4.2.3 不同场景下电转氢气装置规模及储罐容量分析

不同碳排放目标下不同场景优化得到的电转氢气装置、储氢罐的数量如图9所示。由该图可以看出，场景2安装的电转氢气装置大于场景1的优化结果，这是因为当系统以最大碳减排量为目标时，场景2可以实现更大的减排量，也就是需要更多的氢气注入管道。当确定碳减排量作为约束条件时，模型以最小化系统运行成本为目标函数。当 $\omega$ 取0.1、0.3和0.5时，场景2中系统安装的储氢罐数量为0，此时电转氢气装置制取的氢气直接注入天然气管道，可满足碳减排量的约束。但当 $\omega$ 取0.7、0.9和1时，额外增加电转氢气装置将会极大增加投资成本和运行成本，故此时需要安装储氢罐，在电力成本较低时产生额外的氢气并存储氢气，在天然气价格或发电成本较高时采出储氢罐中储存的氢气并将其注入天然气系统。通过对电转氢气装置和储氢罐容量的进一步分析，可以得出系统需要安装的电转氢气装置和储氢系统的安装容量，如图10所示。例如，场景1和场景2电转氢气装置的最大安装容量在 $\omega=1$ 处分别为68 MW和97 MW，且场景2在

减排目标设置为1的情况下，优化的储氢系统最佳容量为416 m<sup>3</sup>，即安装26个储氢罐。在天然气管网中，考虑到未来风电、光电成本的进一步降低及用气负荷的增大，安装的电转氢气装置的容量应有所富余，电转氢气装置的配置容量应高于97 MW。

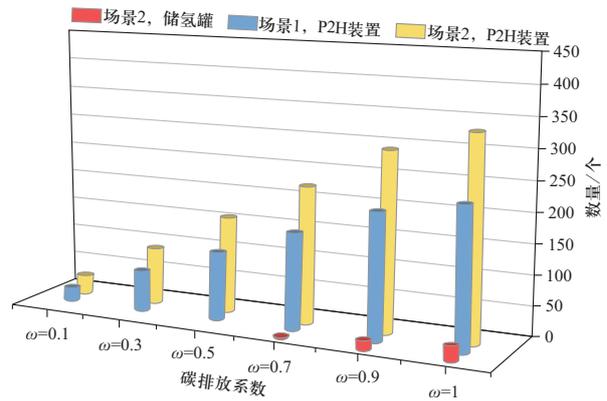


图9 不同场景下最优P2H装置和储氢罐安装数量

Fig. 9 Optimal number of P2H devices and hydrogen storage tanks installed in different scenarios

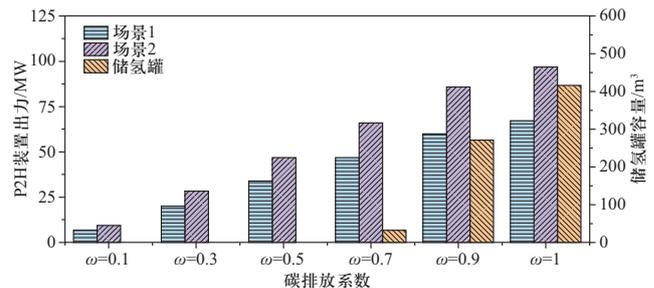


图10 不同场景下最优P2H装置规模和储氢罐容量

Fig. 10 Optimal P2H device scale and hydrogen storage tank capacity in different scenarios

## 5 结论

本文介绍了电转氢气装置在气-电综合能源系统中的运行机制问题，考虑了储氢单元参与系统调度情形，建立了考虑储氢单元的氢气-天然气多期供应模型，对多目标优化问题，采用 $\epsilon$ 约束法对所建的模型进行求解。主要结论如下：

1) 安装有储氢装置时，管道内的氢气浓度较高。系统可以灵活地制取氢气，在低发电成本时期存储过量的氢气。无论发电成本高低，安装储氢装置的系统都可以向系统中注入更多的氢气。

2) 本文所提的考虑储氢单元的综合能源系统可以有效降低碳排放量，但是系统总运行成本会有所增加。

3) 引入的碳排放系数越大, 低碳目标的权重越大, 低碳效果便越好。相关部门可以根据实际运行需要, 通过调节碳排放系数对目标的灵活设计和管理。

4) 随着减排目标的增大, 储氢罐的容量也逐渐增大。氢气的产量主要取决于发电成本, 并且它们彼此成反比关系。从环境角度来看, 在最大碳减排目标下, 安装储氢装置的减排效果非常可观, 同时可通过出售碳信用额, 弥补运行成本。

本论文未考虑风电、光电等新能源出力的随机性、间歇性, 后续将进一步深入研究。

## 参考文献

- [1] 郑丹, 徐旋明: 如何讲好中国能源故事[J]. 中国石油石化, 2018(24): 17-19.
- [2] 王玮, 王秋岩, 邓海全, 等. 天然气管道输送混氢天然气的可行性[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 130-136.  
WANG Wei, WANG Qiuyan, DENG Haiquan, et al. Feasibility analysis on the transportation of hydrogen-natural gas mixtures in natural gas pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 130-136(in Chinese).
- [3] 李敬法, 苏越, 张衡, 等. 掺氢天然气管道输送研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(4): 137-152.  
LI Jingfa, SU Yue, ZHANG Heng, et al. Research progresses on pipeline transportation of hydrogen-blended natural gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4): 137-152(in Chinese).
- [4] 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(in Chinese).
- [5] 李争, 张蕊, 孙鹤旭, 等. 可再生能源多能互补制-储-运氢关键技术综述[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 446-462.  
LI Zheng, ZHANG Rui, SUN Hexu, et al. Review on key technologies of hydrogen generation, storage and transportation based on multi-energy complementary renewable energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 446-462(in Chinese).
- [6] 龚晓琴, 王进, 王珑, 等. 含电转气的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 76-83.  
GONG Xiaoqin, WANG Jin, WANG Long, et al. Low-carbon economic operation for integrated electricity and natural-gas energy system with power-to-gas[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 76-83(in Chinese).
- [7] 严思韵, 王晨, 周登极. 含氢能气网掺混运输的综合能源系统优化研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(1): 10-16.  
YAN Siyun, WANG Chen, ZHOU Dengji. Optimization of integrated electricity and gas system considering hydrogen-natural-gas mixture transportation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 10-16(in Chinese).
- [8] 王秋岩. 混氢天然气燃气互换性研究[J]. 内蒙古石油化工, 2020, 46(1): 29-30.  
WANG Qiuyan. Study on the gas interchangeability for hydrogen mixed natural gas[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2020, 46(1): 29-30(in Chinese).
- [9] 宋天琦, 刘惠萍. 电转氢技术融入分布式智慧能源的应用模式研讨[J]. 上海节能, 2021(3): 289-293.  
SONG Tianqi, LIU Huiping. Discussion on application mode of electric power to hydrogen technology integrated into distributed intelligent energy[J]. Shanghai Energy Conservation, 2021(3): 289-293(in Chinese).
- [10] 潘华, 梁作放, 肖雨涵, 等. 多场景下区域综合能源系统的优化运行[J]. 太阳能学报, 2021, 42(1): 484-492.  
PAN Hua, LIANG Zuofang, XIAO Yuhan, et al. Optimal operation of regional integrated energy system under multiple scenes[J]. Acta Energetica Sinica, 2021, 42(1): 484-492(in Chinese).
- [11] 许志恒, 张勇军, 余兆荣, 等. 考虑激励型需求侧响应的电-气互联系统两阶段随机优化调度[J]. 电力建设, 2020, 41(4): 81-87.  
XU Zhiheng, ZHANG Yongjun, YU Zhaorong, et al. Two-stage stochastic optimal scheduling for integrated power and natural-gas system considering incentive demand response[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(4): 81-87(in Chinese).
- [12] 李健强, 余光正, 汤波, 等. 考虑风光利用率和含氢能流的多能流综合能源系统规划[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 11-20.  
LI Jianqiang, YU Guangzheng, TANG Bo, et al. Multi-energy flow integrated energy system planning considering wind and solar utilization and containing hydrogen energy flow[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 11-20.
- [13] 赵有林, 邱晓燕, 赵长枢, 等. 考虑电转气精细化模型的气电联合微网日前优化调度[J]. 电气传动, 2021, 51(11): 68-74.  
ZHAO Youlin, QIU Xiaoyan, ZHAO Changshu, et al. Day ahead optimal scheduling of microgrid in gas-electricity combined system considering refined model of power to gas[J]. Electric Drive, 2021, 51(11): 68-74(in Chinese).
- [14] 降国俊, 崔双喜, 樊小朝, 等. 考虑电转氢气过程及综合需求响应的电-氢-气综合能源系统协调优化运行[J]. 可再生能源, 2021, 39(1): 88-94.  
JIANG Guojun, CUI Shuangxi, FAN Xiaochao, et al. Electric-hydrogen-gas integrated energy system considering E2H conversion process and comprehensive demand response coordination and optimization of operation[J]. Renewable Energy Resources, 2021, 39(1): 88-94(in Chinese).
- [15] AL-SHARAFI A, SAHIN A Z, AYAR T, et al. Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy

- systems for power generation and hydrogen production in Saudi Arabia[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 69: 33-49.
- [16] LOISEL R, BARANGER L, CHEMOURI N, et al. Economic evaluation of hybrid off-shore wind power and hydrogen storage system[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, 40(21): 6727-6739.
- [17] GLENK G, REICHELSTEIN S. Economics of converting renewable power to hydrogen[J]. *Nature Energy*, 2019, 4(3): 216-222.
- [18] WELDER L, RYBERG D S, KOTZUR L, et al. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany[J]. *Energy*, 2018, 158: 1130-1149.
- [19] LI J R, LIN J, SONG Y H, et al. Operation optimization of power to hydrogen and heat (P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2019, 10(4): 1672-1683.
- [20] 罗承先. 德国采用电转气技术实现低碳化[J]. *中外能源*, 2017, 22(4): 20-26.  
LUO Chengxian. Application of power-to-gas technology for low carbonation[J]. *Sino-Global Energy*, 2017, 22(4): 20-26(in Chinese).
- [21] 欧阳梦飞. 电子制造企业绿色供应商选择及订单分配[D]. 福州: 福州大学, 2018.
- [22] 李敏. 高炉烧结矿料流建模和配比优化[D]. 杭州: 浙江大学, 2011.
- [23] 吴嫦. 天然气掺混氢气使用的可行性研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2018.
- [24] SAUR G. Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study[R]. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2008.

收稿日期: 2021-07-14; 修回日期: 2021-08-26。



周军

作者简介:

周军(1987), 男, 博士, 副教授, 主要从事油气储运系统和综合能源系统优化研究工作。通信作者, E-mail: zhoujunsupu@163.com。

李帅帅(1994), 男, 硕士, 主要从事综合能源系统优化研究工作, E-mail: lutyang@126.com。

周轩(1995), 女, 硕士, 主要从事油气集输管网优化方面的研究工作, E-mail: 386309885@qq.com。

梁光川(1972), 男, 博士, 教授, 主要从事储气库系统和油气地面集输系统节能优化研究工作, E-mail: lgcdjr@163.com。

(责任编辑 张鹏)

JGEEI