

# 基于牛顿环节点法的天然气管网掺氢稳态分析方法及数值稳定性研究

张自航<sup>1</sup>, 彭威鸣<sup>1,2</sup>, 吴锴<sup>3</sup>, 邓占锋<sup>1</sup>

- (1. 北京智慧能源研究院, 北京市 昌平区 102209;  
2. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 昌平区 102206;  
3. 西安交通大学电气工程学院, 陕西省 西安市 710049)

## Steady-state Model and Numerical Stability Analysis for Hydrogen Blending in Natural Gas Networks Based on Newton Loop-node Method

ZHANG Zihang<sup>1</sup>, PENG Weiming<sup>1,2</sup>, WU Kai<sup>3</sup>, DENG Zhanfeng<sup>1</sup>

- (1. Beijing Institute of Smart Energy, Changping District, Beijing 102209, China;  
2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China;  
3. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China)

**ABSTRACT:** Under the "dual-carbon" context, accurate assessment of gas network states under hydrogen blending is crucial for energy system transformation. This paper proposes a steady-state analysis method for hydrogen-blended gas networks based on gas composition tracking, aiming to address the shortcomings of existing models in terms of physical rationality, numerical stability, and applicability. Specifically, a concentration model is introduced to track gas composition under multiple and varying hydrogen injection conditions. Additionally, the traditional hydraulic model is systematically revised, and a generalized pipe pressure drop equation applicable to various pressure levels is established. Furthermore, an alternate-joint solution strategy based on the Newton loop-node method is developed to resolve initial value selection and convergence issues arising from traditional gas network analysis methods. The effectiveness and numerical stability of the proposed model are demonstrated through an illustrative example and a practical gas distribution network, highlighting the strong engineering applicability potential of the proposed method in real-world gas network analysis.

**KEY WORDS:** hydrogen blending into natural gas network; stability analysis; composition tracking; integrated energy system

**摘要:** 在“双碳”战略背景下,天然气管网掺氢运行的管网状态准确评估对于氢安全和能源系统转型具有重要意义。该

文提出了一种基于组分追踪的掺氢燃气网稳态分析方法,以解决现有掺氢燃气网稳态模型物理合理性、数值稳定性和适用性不足的问题。具体而言,针对多点时变掺氢条件下的燃气组分追踪问题,在经典水力模型基础上,引入了浓度模型;针对掺氢后燃气输送特性的变化,系统修正传统水力模型,并建立适用于不同气压等级的广义管道压降方程;针对上述水力-浓度耦合模型,进一步提出基于牛顿环节点法的交替-联合求解策略,以克服传统网络分析方法应用在掺氢网络上的初值选取和收敛性问题。通过典型算例和实际配气网测试,验证了所提方法的有效性及其数值稳定性,表明所提方法在实际燃气网分析领域具有良好的工程适用性。

**关键词:** 天然气管网掺氢; 稳态分析; 组分追踪; 综合能源系统

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0473

## 0 引言

在“双碳”战略背景下,氢能作为可再生电力的储能与转换媒介,正逐步融入我国能源体系<sup>[1-2]</sup>。《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》<sup>[3]</sup>中指出“推动氢能、电能和热能系统融合,促进形成多元互补融合的现代能源供应体系”。在综合能源系统的背景下,氢能为可再生能源提供了消纳渠道,也构成了新型电-气能源系统交互形式<sup>[4-5]</sup>。天然气管网在能源时空调配中发挥“缓冲器”作用,掺氢可实现电力侧负荷转移与可再生能源间接存储,提升电力系统与燃气系统的双向灵活性<sup>[6-7]</sup>。

当前,20 mol%左右的天然气掺氢比例已成为

基金项目: 国家电网公司总部科技项目(5419-202317651A-3-2-ZN)。

Project Supported by Science and Technology Project of SGCC (5419-202317651A-3-2-ZN).

多国试点实践的技术共识<sup>[8-11]</sup>。天然气管网掺氢导致混合燃气的理化性质随组分变化而实变,显著影响管网的压降、流向与流量分布等状态估计<sup>[12-13]</sup>,在电-气或电-热-气综合能源系统中,掺氢引起的网络状态变化将直接影响状态变量约束、流量边界条件和节点平衡方程的准确性,进而干扰其他能源网络(如电网、供热网)的调度可行性。因此,构建具有物理一致性和数值稳定性的掺氢燃气网模型,是综合能源系统可靠运行的基础<sup>[14]</sup>。

然而,氢气与天然气在理化性质上存在显著差异,氢气的相对气体常数(4124 J/kg/K)远高于天然气(约 468 J/kg/K),混合燃气的传输特性因此发生改变。单位体积氢气的高位燃烧热(higher heating value, HHV)约为天然气的 1/3,而单位质量的氢气的 HHV 是天然气的 3 倍,导致混合燃气需求的体积和质量流量均不恒定<sup>[8]</sup>。此外,气体组分的变化还会导致混合燃气压缩因子的显著波动,这一效应在高压网络中尤为明显<sup>[15]</sup>。因此,有必要在燃气网模型中引入组分追踪机制,提升网络状态(如气压、流量)的计算精度以保障能源系统安全运行。

为了简化问题,早期针对天然气管网掺氢的研究假设掺氢天然气为单一、均质的燃气流<sup>[16-17]</sup>。随后,Chaczykowski 等人<sup>[18]</sup>和 Gundalini 等人<sup>[13]</sup>提出了利用对流方程对单一管道中的燃气组分进行追踪。近年来,掺氢燃气网动态模型不断完善。文献[15]建立了完整的网络级掺氢燃气网模型,文献[19]则在此基础上引入了压缩机模型,文献[20]将掺氢燃气网模型与电网模型耦合,文献[21]在掺氢燃气网模型中纳入更复杂的状态方程与热力过程,文献[22]进一步解决了对流方程的数值发散问题。

尽管掺氢燃气网的动态建模已得到广泛研究,但针对掺氢燃气网稳态模型的研究较为有限。目前已有的稳态模型多被直接嵌入电-气综合能源系统的优化调度框架中<sup>[14,23-26]</sup>,研究重心往往集中在调度层面的建模与非线性求解,而对模型本身的物理合理性、数值稳定性及适用性缺乏系统性分析。事实上,掺氢燃气网稳态模型在整个建模体系中具有基础性地位,一方面,所有动态模型在求解过程中均依赖稳态模型提供初始解;另一方面,稳态模型适用于短距离、快速响应的配气网络分析以及网络状态的快速评估。在综合能源系统调度中,由于问题通常定义在小时级等较长时间尺度,稳态模型不仅能够降维简化的同时保留必要的准确性,还能显著提高优化求解的效率。

目前,掺氢燃气网的稳态模型多由高压输气系

统的动态模型降维而来。然而,该类模型主要适用于考虑传输时延的高压管网,难以覆盖天然气管网掺氢在气压等级、流动状态及网络结构等方面的多样性,如未考虑可变速气流向和环网问题(文献[24])、中低压配气网问题(文献[14,24-26])。若直接用于综合能源系统优化调度,可能导致分析结果偏离实际运行工况,从而影响模型的工程可信度。

针对上述问题,本文提出了一种基于组分追踪的掺氢燃气网稳态分析方法,在传统模型基础上进行了系统修正与扩展,以提升模型的准确性与求解稳定性。具体而言,本文首先在经典水力模型中引入了浓度方程,用于刻画多点、时变注氢条件下的氢气分布,并处理气流方向未知等实际问题。针对掺氢后燃气传输特性变化,本文对水力模型进行了系统修正,提出了一种适用于不同气压等级的广义管道压降方程的表示方法。此外,为高效求解水力-浓度耦合模型,本文设计了一种基于牛顿环节点法的交替-联合求解方法,有效克服了传统网络分析方法应用在掺氢燃气网分析中的数值稳定性问题。

本文所提模型与方法在传统燃气管网稳态分析方法的基础上,具备以下创新点:1)在模型结构上,引入了气体组分追踪机制,通过节点浓度方程建立掺氢情况下的多点氢气注入模型,传统模型通常忽略气体组分变化。2)在物理建模层面,本文对管道压降公式进行了修正,考虑了掺氢对气体密度、体积流量及摩擦因子的影响,传统方法则以定值参数处理,难以反映掺氢引起的流动特性变化。3)在求解方法上,本文提出了交替-联合的解耦迭代策略,较传统方法具有更高的稳定性与收敛性,能有效避免仿真中出现的数值发散与“死循环”等问题。4)在算例设置方面,本文基于曼彻斯特大学实际配气网结构与真实负荷数据构建验证场景,验证了所提模型与方法在实际场景中的应用潜力。

## 1 数学模型

掺氢燃气网稳态模型由水力模型和浓度模型组成。其中水力模型涵盖了传统天然气稳态潮流模型,但需要考虑掺氢对燃气传输性质和燃气需求流量的改变。浓度模型中需要考虑以下基本假设:1)携带不同组分的燃气流在节点处发生完全混合,即具有不同掺氢比例的燃气在进入节点后完全混合为均质燃气后离开节点(这在实际也是可行的<sup>[27]</sup>)。2)稳态条件下管道中各处的氢气浓度和管道首端的氢气浓度保持一致。除此之外,为进一步描述天然气管网掺氢后的燃气安全问题,燃气网模

型需能准确计算不同节点的燃气安全指标。

### 1.1 燃气安全指标

燃气安全传统上是指天然气管网中不同天然气源的安全性可置换性。在天然气掺氢的背景下，燃气安全管理的复杂性显著增加，需对混合气体的物理化学特性进行更细致的评估。当前的燃气安全主要涉及两类指标：1) 特定气体组分的浓度，如对人体有毒或对管道材料具有潜在腐蚀或脆化作用的成分，例如  $H_2S$  和  $H_2$ 。2) 反映燃气可置换性的指标，包括沃泊指数(Wobbe Index)、韦弗指数(Weaver Index)、美国燃气协会指数(AGA Bulletin No. 36)、烟尘指数(Sooter Index)等，这些指标主要用于评估燃气在内燃设备中的燃烧稳定性与兼容性。

在天然气掺氢的背景下，氢气浓度控制尤为关键，过高的掺氢比例可能引发氢脆、管道泄漏等安全风险<sup>[8]</sup>。此外，尽管国际上燃气安全指标多样，但工程实践中应用最广泛的仍为沃泊指数。值得指出的是，现行的大多数安全指标与标准体系，最初是为应对液化天然气(liquefied natural gas, LNG)等气源接入场景而制定的，并未充分考虑可再生燃气(如氢气)大规模接入的情况。因此，行业正积极推动相应指标体系的更新，以适应大规模新型可再生燃气的接入。

现阶段，针对天然气管网掺氢的燃气安全指标尚无统一国际标准，例如氢气浓度上限因区域、应用场景和管道条件而异。多数试点工程采用的限制为 20 mol%，但也有研究和项目中尝试使用更高掺氢比例(如 50 mol%)<sup>[8-11]</sup>，具体可行性高度依赖于管道材料、使用年限和老化程度等因素。沃泊指数限制方面，英国《燃气安全(管理)条例》(Gas Safety (Management) Regulations, GSMR)规定<sup>[28]</sup>，天然气系统的沃泊指数应控制在 47.20~51.41 MJ/m<sup>3</sup>之间。但根据 2023 年修订内容<sup>[29]</sup>，自 2025 年 4 月 6 日起该下限将调整为 46.5 MJ/m<sup>3</sup>，以适应更广泛的气源接入。

总的来说，掺氢背景下燃气安全的阈值设定尚处于标准演进阶段。本文重点考虑以下 4 项气体质量相关指标：节点氢气浓度、节点高位燃烧热值(higher heating value, HHV)、节点气体比重以及节点沃泊指数，以此验证所提模型的有效性。值得强调的是，本文方法具有一般性，也可适用于其他现有或未来可能发展的燃气安全评价指标计算。

### 1.2 水力模型

水力模型由节点流量平衡方程和回路压降方程(1)(2)描述。式(1)表示节点注入、消耗的燃气体

积流量和所连接管道的燃气体积流量平衡。式(2)表示任意闭合环路的管道压降之和为 0。

$$q_i^{\text{out}} - q_i^{\text{in}} = \sum_{a_{ij} \in \Phi_i^L} Q_{ij}, \quad \forall i \in n \quad (1)$$

$$\sum_{a_{ij} \in \Phi_p} \Delta p_{ij}^2 \text{sign}(a_{ij}) = 0, \quad \forall l_p \in \Pi \quad (2)$$

式中： $a_{ij}$  为从节点  $i$  到节点  $j$  的管道索引； $\Phi_i^L$  为与节点相连的管道的集合； $\Phi_{l_p}$  为回路  $l_p$  中的管道集合； $\Pi$  为气网中的基本回路(包含且只包含一条连接线路的回路)集合； $q_i^{\text{out}}$  和  $q_i^{\text{in}}$  分别为节点注入和消耗的燃气体积流量(Nm<sup>3</sup>/s)； $Q_{ij}$  为管道  $a_{ij}$  所携带的流量(Nm<sup>3</sup>/s)； $\Delta p_{ij}^2$  为管道压降的平方  $\Delta p_{ij}^2 = p_i^2 - p_j^2$ ； $\text{sign}(a_{ij})$  为管道-回路方向的符号函数，当管道定义方向与回路方向一致时  $\text{sign}(a_{ij}) = 1$ ，反之  $\text{sign}(a_{ij}) = -1$ 。

考虑到注入和消耗的燃气具有不同的热值， $q_i^{\text{out}}$  和  $q_i^{\text{in}}$  可进一步表示为

$$q_i^{\text{out}} = \sum_c (E_{i,c}^{\text{out}} / \Omega_c), \quad \forall i \in n \quad (3)$$

$$q_i^{\text{in}} = E_i^{\text{in}} / \Omega, \quad \forall i \in n \quad (4)$$

式中： $c$  为燃气组分索引(氢气、天然气等)； $E_{i,c}^{\text{out}}$  为燃气组分  $c$  的注入能量(MJ)； $\Omega_c$  为相应燃气组分单位体积的 HHV(MJ/Nm<sup>3</sup>)； $\Omega$  为节点 HHV； $E_i^{\text{in}}$  为节点的燃气消耗能量(MJ)。

式(2)中节点 HHV 进一步用节点浓度表示为

$$\Omega_i = \sum_c (f_{i,c} \Omega_c), \quad \forall i \in n \quad (5)$$

式中： $f_{i,c}$  为燃气组分的浓度；当仅存在掺氢时， $c \in \{H_2, NG\}$ ，其中 NG(natural gas)代表天然气。

进一步地，式(2)中的管道压降需要用管道压降方程描述。然而，综合能源系统研究中常用的 Weymouth 方程有其适用条件。因此，本节在考虑氢气注入的前提下，提出了适用于不同气压等级和条件下更一般的管道压降方程的修正形式。具体的，管道压降方程的一般形式可以由(6)表示：

$$\Delta p_{ij}^2 = K_{ij} Q_{ij} |Q_{ij}|^{\gamma-1}, \quad \forall a_{ij} \in l \quad (6)$$

式中： $K_{ij}$  为管道压降常数； $\gamma$  为流量指数。

掺氢对燃气传输性质的影响主要表现为混合燃气比重降低和黏度升高，导致雷诺数下降，进而引起摩擦系数与管道压降轻微增加。已有研究表明，黏度变化对雷诺数的影响相对较小<sup>[30]</sup>。因此，本文的模型主要考虑混合燃气比重的变化对燃气传输特性的影响，而将黏度简化为恒定值处理。

式(6)的形式( $K_{ij}$  和  $\gamma$  的取值)和燃气网的摩擦系数有关。低压燃气网(0~0.075 kPa)适用 Unwin 摩擦

系数,式(6)则转换为 Lacey 方程<sup>[31]</sup>;中压燃气网(0.075~0.7 MPa)适用 Polyflo 摩擦系数,式(6)则转换为 Polyflo 方程<sup>[31]</sup>;高压燃气网(0.7 MPa 以上)则采用 Panhandle A 方程描述<sup>[32]</sup>。不同气压等级下基于 Lacey 方程、Polyflo 方程和 Panhandle A 方程的  $K_{ij}$  和  $\gamma$  的取值如下:

$$K_{ij} = \begin{cases} 5.14 \times 10^{-6} \frac{S_{ij} L_{ij}}{D_{ij}^5}, & \text{气压} < 0.075 \text{ kPa} \\ 4.93 \times 10^{-9} \frac{S_{ij} L_{ij}}{\tau^2 D_{ij}^{4.848}}, & \text{气压范围} 0.075 \sim 0.7 \text{ MPa} \\ 3.54 \times 10^{-9} \frac{z S_{ij} L_{ij}}{\tau^2 D_{ij}^{4.854}}, & \text{气压} > 0.7 \text{ MPa} \end{cases} \quad (7)$$

$$\gamma = \begin{cases} 2, & \text{气压} < 0.075 \text{ kPa} \\ 1.848, & \text{气压范围} 0.075 \sim 0.7 \text{ MPa} \\ 1.854, & \text{气压} > 0.7 \text{ MPa} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $L_{ij}$  和  $D_{ij}$  分别为管道长度(m)和内径(m);  $S_{ij}$  为管道中燃气的相对比重;  $z$  为压缩因子;  $\tau$  为已知的效率因数。

式(7)中,低压和中压燃气网的压缩因子  $z=1$ ,因此在式中省略;低压燃气网(0~0.075 kPa)管道压降不大,因此可在式(6)中进一步将  $\Delta p_{ij}^2$  近似为线性表达式  $\Delta p_{ij}^2 \approx 2 \cdot (p_i - p_j)$ 。

上述表达式基于工程中广泛使用的模型和摩擦系数推导而来<sup>[31]</sup>。其中,Unwin 摩擦系数为低压情景下的经验常数模型,不包含雷诺数项,适用掺氢比例不高情景。Polyflo 和 Panhandle A 方程中均采用了隐式的雷诺数表达式<sup>[31]</sup>,因此对高比例掺氢的情景兼容性更好。注意到,所提模型具备通用性和扩展性,在实际应用中可根据气体组分、掺氢比例和计算精度需求,选用其他类型的摩擦系数表达式。例如,针对高压燃气网中的湍流燃气,式(6)则可转化为 Weymouth 方程<sup>[32]</sup>,也可进一步转化为基于 Colebrook-White 摩擦系数的基本气流方程,本文不再一一列举。

当燃气网中仅存在天然气时,网络中的燃气为单一均质气流,式(7)中的  $S_{ij}$  为天然气的相对比重。当燃气网中掺入其他类型的燃气时,网络中的燃气为非均质气流。注意到稳态模型下管道中的燃气组分和管道燃气流的首端组分一致,因此  $S_{ij}$  需要修正为由燃气流向和浓度决定的变量:

$$S_{ij} = \begin{cases} \sum_c f_{i,c} \rho_c / \rho^{\text{air}}, & Q_{ij} \geq 0 \\ \sum_c f_{j,c} \rho_c / \rho^{\text{air}}, & Q_{ij} < 0 \end{cases} \quad \forall i \in n \quad (9)$$

式中:  $\rho_c$  和  $\rho^{\text{air}}$  为燃气组分和空气在标准状态下的密度( $\text{kg}/\text{m}^3$ )。

设压缩机的固定压缩比固定,压缩机进出口之间的压降由式(10)表示。

$$\Delta p_g^2 = (1 - \beta_g^2) (p_g^{\text{in}})^2 \quad (10)$$

式中:  $g$  表示压缩机索引;  $p_g^{\text{in}}$  为压缩机入口压力;  $\beta_g$  为压缩机的压缩比。

最后,设定平衡节点为最大的气源所在节点,平衡节点气压固定不变。

### 1.3 浓度模型

浓度模型由燃气组分浓度平衡方程(11)表示。式(11)表示进入节点的燃气组分和离开节点的燃气组分平衡。

$$q_{i,c}^{\text{out}} + \sum_{a_{ij} \in \Phi_i^{\text{L,in}}} Q_{ji} f_{j,c} = (q_i^{\text{in}} + \sum_{a_{ij} \in \Phi_i^{\text{L,out}}} Q_{ij}) f_{i,c}, \quad \forall c \neq \text{NG}, i \in n \quad (11)$$

式中:  $\Phi_i^{\text{L,in}}$ 、 $\Phi_i^{\text{L,out}}$  表示与节点  $i$  相连,用于燃气流入、流出的管道集合;  $q_{i,c}^{\text{out}}$  是注入燃气组分  $c$  的体积流量。

注意到天然气的节点浓度可以由余下的燃气组分浓度表示:

$$f_{i,c=\text{NG}} = 1 - \sum_{c \neq \text{NG}} f_{i,c}, \quad i \in n \quad (12)$$

## 2 仿真求解方法

稳态模型的代数求解方法分为牛顿节点法<sup>[33]</sup>和牛顿环节点法<sup>[34-35]</sup>。牛顿节点法以节点气压为状态变量,易于给定求解初值,但由于模型的求解过程中,管道压降方程的分母出现了管道压降的平方根项,因此对压降不高的配电网求解稳定性较差<sup>[34]</sup>。牛顿环节点法以管道流量为变量,除节点流量平衡方程外还需对基本回路建立回路压降方程,不易给定求解初值,但在初值给定合适的前提下,计算效率高,通用性更强<sup>[34-35]</sup>。

本文选用牛顿环节点法对掺氢燃气网稳态模型进行仿真分析。仿真过程以节点注入和消耗燃气功率为已知量(边界条件),以管道流量和节点浓度为状态变量求解网络状态。控制方程如下:式(1)需要对除平衡节点外的节点声明,式(2)对所有基本回路声明,式(11)需要对除天然气外的组分和所有节点声明。采用牛顿-拉夫逊法(Newton-Raphson, NR)求解。NR 法的迭代形式为

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^{(k)} - [\mathbf{J}^{(k)}]^{-1} \Delta \mathbf{F}^{(k)} \quad (13)$$

式中:  $\mathbf{X}^{(k)}$  为第  $k$  次迭代的状态变量结果;  $\Delta \mathbf{F}$  为

第  $k$  次迭代的控制方程的偏移量;  $\mathbf{J}^{(k)}$  为第  $k$  次迭代的所产生的雅可比矩阵;  $-\mathbf{J}^{(k)^{-1}}\Delta\mathbf{F}^{(k)} = \Delta\mathbf{X}^{(k)}$  为第  $k$  次迭代的状态变量的修正量, 由修正方程  $\mathbf{J}^{(k)} \times \Delta\mathbf{X}^{(k)} = -\Delta\mathbf{F}^{(k)}$  求出(实际计算时不求雅可比矩阵的逆, 采用 LU 分解法)。收敛条件为当迭代产生的状态变量的修正量  $\Delta\mathbf{X}^{(k)}$  足够小时, 算法结束并得到计算结果。

针对掺氢燃气网稳态模型的 NR 修正方程为

$$\mathbf{J}^{(k)} \times \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{Q} \\ \Delta\mathbf{f}_c \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{q} \\ \Delta p_p \\ \Delta\mathbf{q}_c \end{bmatrix}^{(k)} \quad (14)$$

式中:  $\mathbf{Q}$  和  $\mathbf{f}_c$  为待求解的管道流量和节点浓度的向量形式,  $\Delta\mathbf{Q}$  和  $\Delta\mathbf{f}_c$  为第  $k$  次迭代中  $\mathbf{Q}$  和  $\mathbf{f}_c$  的修正量;  $\Delta\mathbf{q}$ 、 $\Delta p_p$ 、 $\Delta\mathbf{q}_c$  为第  $k$  次迭代的流量平衡方程(1)、环路压降方程(2)以及浓度平衡方程(11)的偏移量。

注意到当压缩机处于回路中时, 式(10)中的压缩机入口气压需要表示为

$$(p_{CP}^{\text{in}})^2 = p_{i=\text{slack}}^2 - \sum_{a_{ij} \in \Phi_i^{\text{L,slack}}} \Delta p_{ij}^2 \quad (15)$$

式中:  $\text{slack}$  为平衡节点;  $\Phi_i^{\text{L,slack}}$  为平衡节点到压缩机入口的最短路径所包含的管道;  $\Delta p_{ij}^2$  则需要进一步通过管道压降方程(6)表示。

根据掺氢燃气稳态潮流模型的假设, 式(9)和式(11)根据燃气流向具有不同的形式, 在实际求解过程中可代入符号函数  $\text{sign}(Q_{ij})$  求解, 也可预设燃气流向, 在每次迭代的过程中对方程进行修正。

## 2.1 交替-联合求解方法

正如前文所言, 牛顿环节点法效率虽高, 但初值难以选取。从仿真经验来看, 对于实际规模的掺氢燃气网分析, 直接利用修正方程(14)进行迭代可能会因为初值设置的不合理导致求解数值发散, 甚至出现奇异雅可比矩阵, 仿真无法继续。这是因为相比于传统的天然气稳态潮流模型, 掺氢燃气网稳态潮流模型的非线性更强, 且模型在燃气流向未知的前提下是非连续的。

文献[36]提出采用交替迭代的方式对非连续的模型进行求解, 可以很好地应对初值的选取问题。但针对本文的水力-浓度模型, 交替求解会导致水力模型忽略对节点氢气浓度的偏导, 浓度模型忽略了对管道流量的偏导, 导致算法需要更多的迭代次数才能最终收敛, 可能导致算法进入“死循环”而无法收敛。本节提出了一种交替-联合求解方法, 该方法首先利用水力、浓度模型交替求解的方式生成初

值, 随后根据(14)进行联合求解, 具体步骤如下:

步骤 1: 设所有管道的初始流量为  $1.0 \text{ Nm}^3/\text{s}$ , 节点氢气浓度为  $0 \text{ mol}\%$ 。

步骤 2: 利用已知节点浓度和燃气流向, 通过水力模型式(1)(2)求解管道流量。

步骤 3: 利用步骤 2 求解得到的燃气流量和流向, 通过浓度模型求解节点氢气浓度。

步骤 4: 重复步骤 1—3 一定次数后, 输出管道流量和节点浓度的求解结果作为初值, 代入式(14)中进行联合求解直至收敛。

交替求解的过程需要在已知流量或氢气浓度的前提下对水力模型和浓度模型分别求解, 其中, 浓度模型是全线性模型, 无需通过迭代即可求解; 水力模型中的流量平衡方程(1)为线性方程, 回路压降方程(2)仍为非线性方程, 但该方程的数量取决于网络中基本回路的数量, 远少于流量平衡方程的数量。当网络形状为辐射形时, 不存在回路压降方程, 水力模型整体也为全线性模型, 同样无需通过迭代即可求解。因此, 交替求解时水力模型以及改写后的浓度模型线性程度极高, 每个模型对初值的要求也不高, 流量初值也无需符合实际燃气流向。

## 2.2 剩余网络状态计算

通过水力-浓度模型求解得到的管道流量和节点浓度的结果可推导得出剩余的网络状态, 包括节点沃伯指数, 节点气压和管道燃气流速。

节点沃伯指数由节点 HHV 和节点相对气体比重计算, 如式(16)所示。节点气压可由式(17)所示的线性方程组求解。

$$W_i = \frac{\Omega_i}{\sqrt{S_i}}, \quad \forall i \in n \quad (16)$$

$$\mathbf{Y} \times \mathbf{p}^2 = \Delta\mathbf{p}^2 \quad (17)$$

式中:  $\Delta\mathbf{p}^2$  为管道压降的向量形式, 通过将求解得到的管道流量代入式(6)计算;  $\mathbf{Y}$  为燃气网生成树(包含所有节点的极小连通子图)的节点-管道连接矩阵, 矩阵中元素的值取决于管道和节点的连接性。当节点  $i$  是管道  $a$  的首端节点时, 元素  $(i, a)$  的值为 1; 当节点  $i$  是管道  $a$  的末端节点时, 元素  $(i, a)$  的值为 -1; 否则元素  $(i, a)$  的值为 0。

管道中的燃气作为压缩流体, 其流速与气压有关, 因此管道首、末两端燃气流速计算方法如(18)一(19)所示:

$$v_{ij}^{\text{start}} = \frac{4p^{\text{st}}Q_{ij}}{\pi D_{ij}^2 p_i}, \quad \forall a_{ij} \in l \quad (18)$$

$$v_{ij}^{\text{end}} = \frac{4p^{\text{st}}Q_{ij}}{\pi D_{ij}^2 p_j}, \quad \forall a_{ij} \in l \quad (19)$$

式中： $p^{\text{st}}$  为标准大气压(0.1MPa)； $v_{ij}^{\text{start}}$ 、 $v_{ij}^{\text{end}}$  分别为管道首、末端的流速(m/s)。

### 3 三节点环网测试算例

本节通过一个三节点环网测试系统分析所提的掺氢燃气网稳态分析方法的有效性。需要指出的是，稳态模型假设燃气传输过程响应较快，因而前后时刻的运行状态相互独立。因此，本文仅对单一时刻的燃气网进行分析。

如图1所示，该测试系统由3个节点、3条管道组和1个回路组成。所有管道的长度均为1500m，内径均为0.1m。平衡节点(节点1)拥有一个无限大的天然气源，气压固定在0.2MPa。节点2拥有一个燃气压缩机，压缩机出口朝向节点1，压缩比为 $\beta=1.05$ 。节点2和节点3分别拥有一个0.5MW的氢气注入源和5MW燃气负荷， $E_{2,H_2}^{\text{out}}=0.3\text{MW}$ ， $E_3^{\text{in}}=5\text{MW}$ 。燃气网管道压降模型选用第1.2小节中的Polyflo方程。天然气和氢气的理化性质分别设为 $\Omega_{\text{NG}}=40.1\text{MJ/Nm}^3$ ， $\Omega_{\text{H}_2}=12.7\text{MJ/Nm}^3$ ， $\rho_{\text{NG}}=0.7936\text{kg/m}^3$ ， $\rho_{\text{H}_2}=0.0892\text{kg/m}^3$ 。空气密度 $\rho^{\text{air}}=1.29\text{kg/m}^3$ 。NR计算的收敛误差 $10^{-8}$ ；水力-浓度模型交替求解2次后进入联合求解模型中计算。

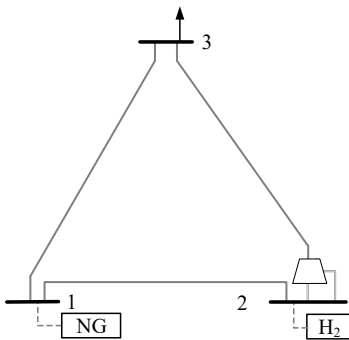


图1 三节点环网测试系统

Fig. 1 Three-node ring network testing system

本节将所提的掺氢燃气网稳态潮流仿真模型(SS-H)与另外两种简化燃气网稳态模型进行对比。模型SS1：根据文献[36]的假设，忽略氢气的存在对燃气传输特性的影响，假设管道压降方程(6)中的 $K_j$ 不随氢气浓度的改变而改变(通过天然气相对气体比重计算)。模型SS2：采用文献[37]的假设，在SS1的基础上进一步假设氢气和天然气拥有理想的可置换性，忽略氢气的存在对燃气需求体积流量的改变，将燃气需求的体积流量固定为天然气的体积需求流量。事实上，模型SS2的水力模型部分等同于传统的天然气稳态模型。

本文所有计算的运算平台均为Python 3.8。计算

机平台为一台笔记本电脑，CPU参数Core i7-8550U @1.80 GHz，运行内存为16 GB。

#### 3.1 有效性和传统简化模型的适用性分析

从已知的边界条件来看，模型有6个未知数，分别为： $Q_{1-2}$ 、 $Q_{1-3}$ 、 $Q_{2-3}$ ， $f_{1,H_2}$ 、 $f_{2,H_2}$ 、 $f_{3,H_2}$ 。另一方面，网络求解有6个相互独立的控制方程，分别为：2个节点流量平衡方程、1个回路压降方程、3个气网节点浓度平衡方程。控制方程数量和未知数数量相等，网络具有唯一解。模型SS-H和模型SS1均经过2次交替求解后又经过4次联合求解后收敛。模型SS2中由于水力模型不受氢气浓度的影响，因此没有进入联合求解阶段直接收敛。模型SS-H、SS1、SS2的详细计算结果见附录A(表A1—A3)。

SS-H模型的计算结果显示，管道中的燃气流向分别为节点1→节点2，节点1→节点2→节点3。因此，管道 $a_{1-3}$ 、 $a_{1-2}$ 和节点1中均没有氢气存在；从节点1出发的天然气和节点2注入的氢气混合后节点2的氢气浓度变为26.21 mol%。注意到节点2处的燃气经压缩机压缩后气压升至0.205 MPa后流向节点3，并再次和来自节点1的天然气混合，氢气浓度随之降为16.77 mol%。在燃气中掺混氢气后，燃气的高位热值(HHV)、相对密度以及沃伯指数均有所降低；管道中气压低的一侧拥有更高的燃气流速。

SS1模型忽略了掺氢对燃气传输特性的影响，求解得到的气压、流量和氢气浓度等结果均与SS-H模型有所差异。由于管道 $a_{1-3}$ 、 $a_{1-2}$ 中不存在氢气，SS1模型的管道压降系数 $K_{1-3}$ 、 $K_{1-2}$ 与SS-H模型相同。管道 $a_{1-2}$ 存在氢气，因此SS1模型高估了 $K_{2-3}$ 的值和管道 $a_{1-2}$ 的压降，进而低估了节点3的气压。由于节点1是平衡节点，气压固定，因此SS1模型中管道 $a_{1-3}$ 的压降相比SS-H模型更显著，使得SS1模型进一步高估了管道 $a_{1-3}$ 的流量；管道 $a_{2-3}$ 的流量则相应减少。因此，SS1模型的水力模型状态(气压和流量)的计算结果都是不准确的。通过SS-H和SS1模型结算得到节点3的氢气浓度和燃气质量结果是一致的。这是因为根据能量守恒原则，燃气的注入和消耗功率总量是平衡的，该燃气网仅存在节点3的一处燃气需求，因此流向该节点的氢气和天然气总量总是一致的。然而，受到水力模型状态计算偏差的影响，SS1模型中节点2的氢气浓度、沃伯指数、HHV、气体相对比重的计算结果都是不准确的。总的来说，忽略氢气注入对燃气传输特性的影响会导致计算不准确。

SS2模型进一步忽略了由于氢气热值导致的燃

气需求体积流量的改变,导致该模型低估了所有的管道流量和燃气流速,高估了所有除平衡节点以外的气压。因此,通过 SS2 模型计算得到的氢气浓度和燃气质量结果和 SS-H 模型相差较远。实际上,通过求解的迭代次数就可以发现,SS2 模型的水力模型和浓度模型是无关的。因此,SS2 模型实际上等同于一个可以追踪燃气组分的传统天然气稳态模型,不足以描述氢气注入下的燃气网潮流。

### 3.2 未知燃气流向问题的求解稳定性分析

本节论述所提的交替-联合求解法对未知燃气流向问题的求解稳定性。3.1 节中预设的管道燃气流向和流量初值(从编号小的节点流向编号大的节点,流量初值均为  $1 \text{ Nm}^3/\text{s}$ )和实际管道燃气流向均一致。本节给定和所有实际管道燃气流向相反的流量初值( $-1 \text{ Nm}^3/\text{s}$ ),随后利用所提的交替-联合求解法和全联合求解法(即不进行交替求解确定初值)进行仿真,对比两者的计算稳定性。

两个求解方法的收敛性如表 1 所示。流量初值与实际燃气流向一致时,全联合求解的计算效率稍高。尽管交替-联合求解法总迭代次数略少于全联合求解法,但 6 次迭代中分别有 2 次是对水力模型和浓度模型的交替求解,其中水力模型共迭代了 10 次。当流量初值和实际燃气流向不一致时,交替-联合求解方法仍然能收敛,且计算效率基本不受影响。

表 1 交替-联合和联合求解法对不同流量初值的收敛性  
Table 1 Convergency of the alternating-joint and joint solutions for different initial flows

求解方法	流量初值/ $(\text{Nm}^3 \cdot \text{s}^{-1})$	迭代次数	计算时间/s
交替-联合	1	6(10)	0.0127
交替-联合	-1	6(10)	0.0131
全联合	1	7(0)	0.0103
全联合	-1	奇异矩阵	奇异矩阵

注:迭代次数括号内为交替求解水力模型的总迭代次数,计算时间为 100 次求解的平均值。

在给定反向初值条件下,全联合求解出现雅可比矩阵奇异,导致牛顿迭代无法收敛。这是由于节点 1 为平衡节点,建模时未对其列出流量守恒方程;当燃气流向为节点 2→节点 1,节点 3→节点 1 时,根据式(1),所有流量平衡方程对  $f_{1,\text{H}_2}$  的偏导均为 0;同时根据式(2)和(11),所有回路压降方程和浓度平衡方程亦未涉及  $f_{1,\text{H}_2}$ ,雅可比矩阵中  $f_{1,\text{H}_2}$  对应的列为全零列(秩降低),条件数趋于无穷,使得全联合求解失效。

总的来说,传统的全联合求解方式对流量初值(特别是流向)的要求较高,而所提的交替-联合求解法基本不受初值影响。有趣的是,文献[36]指出,对于类似的未知流向问题,可以进行全交替法进行

求解计算。然而,在高比例掺氢的情景下,特别是因氢气注入而导致的燃气流向发生改变时,全交替求解也是不稳定的。由于本节的测试算例较小,无法进一步对所提的交替-联合求解方法和全交替求解方法的计算效率和稳定性进行讨论。本文将在随后的实际燃气网系统中对以上问题进行分析。

## 4 实际曼彻斯特大学配气网系统算例

本节通过实际曼彻斯特大学(University of Manchester, UoM)配气网系统<sup>[34]</sup>进一步分析所提分析方法对解决实际问题的有效性。如图 2 所示,曼彻斯特大学天然气配气网系统由 31 个节点,32 条管道和 2 个基本回路组成,详细管道数据可应请求提供。节点 1 为平衡节点,连接外部高压天然气系统,气压固定为 0.2 MPa。管道压降模型选用 Polyflo 模型。根据该地区 2019 年冬季某一时段的历史数据,各节点的燃气负荷见附录 B(表 B1)。为了研究不同燃气流向和氢气注入水平下所提方法的有效性,本节考虑以下两种氢气注入情景。情景 I:分别向节点 4 和节点 7 注入 0.6 MW 和 0.75 MW 的氢气;情景 II:在情景 I 的基础上,继续向节点 16 注入 0.9 MW 的氢气。燃气理化性质不变。

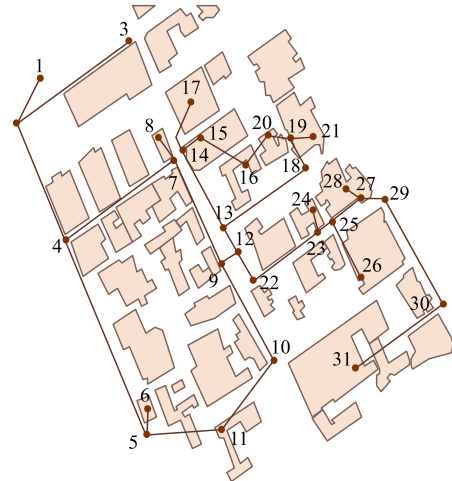


图 2 实际曼彻斯特大学 31 节点配气网系统

Fig. 2 Real-world 31-node UoM gas distribution system

### 4.1 实际问题的有效性验证

情景 I 和情景 II 经过 2 次交替求解后,又分别经过 4 和 6 次的联合求解后收敛。两个情景的燃气流向结果如图 3 所示,蓝箭头表示两情景燃气流向一致的区域,红箭头表示燃气流向存在差异的区域,详细的网络状态结果见附录 B(表 B2—B3)。情景 I 中,天然气从节点 1 出发首先流向节点 4,随后一分为二,分别流向节点 7、9 和节点 5、11,最终汇聚到节点 10。在这个过程中,从节点 1 出发的天然气将节点 4 和节点 7 注入的氢气发生混合。掺氢燃

气在到达节点9之后流向节点12,再次一分为二,分别流向节点13和节点22。掺氢燃气在到达节点13后,再次一分为二,分别流向节点14和节点18,最终汇聚到节点15。氢气浓度的求解结果可以通过燃气流向进行验证:由于节点1—3未掺氢,因此它们的氢气浓度为0 mol%。节点4有氢气注入,因此节点4—6、11的氢气浓度为17.7 mol%。节点7再次注入了氢气,因此节点7—9、12—31的氢气浓度更高,为33.4 mol%。节点10混合了来自节点7和节点4的掺氢天然气,因此节点浓度介于两者之间,为27.61 mol%。

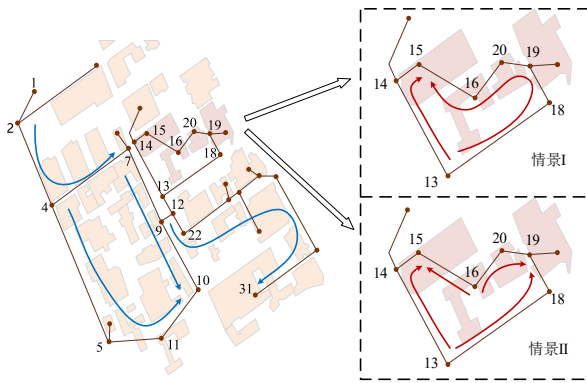


图3 情景I和情景II的燃气流向结果  
Fig.3 Resulting gas flow directions of scenario I and II

情景II向节点16注入了0.9 MW的氢气,管道 $a_{16-20}$ 、 $a_{19-20}$ 的燃气流向发生反转。节点16注入的氢气未和天然气混合直接流向节点15和节点20,节点20的氢气也未和天然气混合直接流向节点19。因此,节点15和节点20的氢气浓度均为100 mol%。从节点16流向节点15和节点19的氢气分别与来自节点14和节点18的掺氢燃气混合,使节点15和节点19的氢气浓度分别降至96.23 mol%和76.62 mol%。相比情景I,节点4和节点7的氢气浓度也发生了改变。这是因为当节点16注入了额外的氢气后,节点1(平衡节点)的天然气注入量减少,导致流向节点4和节点7的氢气浓度升高。因此情景II中的氢气浓度和天然气需求体积流量整体高于情景I,情景II的网络末端流速更快、气压更低。

#### 4.2 计算效率和实际问题的求解稳定性分析

本节进一步论述所提的交替-联合求解法对实际问题求解的计算效率和稳定性。与上一算例不同,本小节不再考虑极端初值(如全反向工况),而是以管道定义方向(从小编号节点指向大编号节点)作为初始流向,并结合相应的流量初值作为输入,对比以下3种方法的表现:全联合求解法、文献[36]提出的全交替求解法以及本文所提的交替-联合求解法。注意到除情景I中的 $a_{10-11}$ 、 $a_{15-16}$ 、 $a_{16-20}$ 和情

景II中的 $a_{10-11}$ 、 $a_{15-16}$ 、 $a_{19-20}$ 外,所给的初始燃气流向均符合实际燃气流向。

3种方法的计算效率和收敛性如表2所示。可以看到,全联合和全交替求解均存在数值问题。情景I中,尽管绝大多数的初始燃气流向均符合实际燃气流向,但由于给定的流量初值仍然距离实际结果较远,导致全联合求解数值溢出从而不收敛;全交替求解可以收敛,但计算效率显著低于交替-联合求解法。

表2 不同求解方法对情景I和情景II的计算效率  
Table 2 Computational efficiency of different solution methods for scenario I and II

求解方法	情景I		情景II	
	迭代次数	计算时间/s	迭代次数	计算时间/s
交替-联合	6(9)	0.080	8(10)	0.097
全联合	数值溢出	数值溢出	奇异矩阵	奇异矩阵
全交替	17(48)	0.186	死循环	死循环

注:迭代次数括号内为交替求解的水力模型总迭代次数,计算时间为100次求解的平均值。

情景II中,全联合求解在第8次迭代过程中出现了奇异雅可比矩阵,算法无法继续进行;全交替求解进入了死循环,算法由于无法最终确定管道 $a_{15-16}$ 的燃气流向从而无法收敛。这是由于管网中不同节点的实际氢气浓度差异较大而导致的。具体而言:当水力模型求解的 $a_{15-16}$ 的燃气流向为正向时,浓度模型求解得到的节点15、16、20、19、21的氢气浓度较低;再次进入到水力模型中求解时,会得到较低的节点的燃气需求体积流量,使得节点14不需要向节点15、16输入更多的燃气流量,管道 $a_{15-16}$ 的燃气流向得以反向;再次进入到浓度模型中求解时,根据反向的 $a_{15-16}$ 燃气流向,求解得到的节点15、16、20、19、21的氢气浓度较高;再次进入到水力模型中求解时,则会得到较高的节点的燃气需求体积流量,节点14需要向节点15、16输入更多燃气流量,管道 $a_{15-16}$ 的燃气流向得以再次反向,计算进入死循环。

图4显示了不同交替求解次数下的计算性能对比。随着交替求解次数的增加,整体求解时间呈上升趋势。这是因为交替求解中水力模型未考虑对节点氢气浓度的偏导,浓度模型也忽略了对管道流量的偏导,从而降低了迭代的收敛效率。尽管如此,交替求解方法在一定程度上提高了算法的稳定性,而联合求解则在计算效率上具有更大优势。从本算例来看,进行2次交替求解已能满足收敛与稳定性的双重需求。但在更大规模的管网中,为确保模型鲁棒性,可能需要增加交替求解的次数。

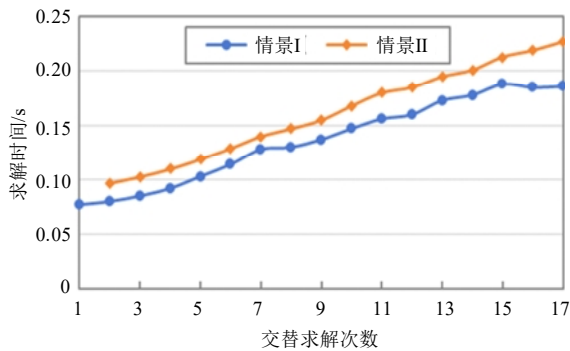


图4 不同交替求解次数下的求解效率

Fig. 4 Calculation efficiency with alternating solution times

### 4.3 稳态模型与动态模型对比

为验证所提掺氢燃气网稳态模型的适用性, 本文与已有动态模型(文献[15, 20])进行了多时段对比, 结果显示稳态模型在小时级优化调度中具备良好的计算准确性(见附录 C)。

## 5 结论与展望

本文提出了基于燃气组分追踪的掺氢燃气网稳态分析方法。所提的掺氢燃气网稳态模型在水力模型的基础上引入了浓度模型用以追踪时变的、多个位置的氢气注入, 考虑了未知管道燃气流向问题。同时, 水力模型在传统模型基础上也做了修正, 考虑了氢气注入对燃气需求体积流量和燃气传输特性的改变, 提出了适用于不同气压等级燃气网的管道压降方程的修正形式。同时, 本文提出了一种交替-联合求解算法用于水力-浓度模型的求解, 其计算效率和稳定性均显著优于传统方法。通过实际曼彻斯特大学配气网系统算例进一步分析了所提分析方法对求解实际问题的有效性, 发现所提的交替-联合求解法可以避免仿真过程中出现数值发散、奇异雅可比矩阵和计算进入“死循环”。本文的模型具有可扩展性, 可以对多种燃气组分注入的燃气网进行分析。

未来将进一步探索所提掺氢燃气网稳态模型在更大规模、复杂拓扑下的适用范围, 并拓展其在综合能源系统中的应用潜力。具体而言, 将重点探索天然气管网掺氢对电力负荷的柔性调节能力、电制气过程与电网调控策略之间的动态联动机制, 进一步引入掺氢锅炉与热网响应特性, 实现电、气、热能源网络的协同仿真与优化控制。此外, 还将深化对所提模型实时仿真与工程部署能力的探索, 结合区域网络解耦策略与稀疏向量法, 通过 GPU 等硬件加速平台实现大规模管网的并行求解, 联合管网数据采集与监控控制系统实现系统运行状态的

动态感知与模型校准, 从而支撑综合能源系统在高比例可再生能源接入背景下的灵活、可靠、经济运行。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

## 参考文献

- [1] 王永利, 向皓, 郭璐, 等. 面向多能互补的分布式光伏与电氢混合储能规划优化研究[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 564-576. WANG Yongli, XIANG Hao, GUO Lu, et al. Research on planning optimization of distributed photovoltaic and electro-hydrogen hybrid energy storage for multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 564-576(in Chinese).
- [2] 张逸, 孙守铨, 谢金勇, 等. 钢铁工业园区多元制氢系统规划配置研究[J]. 新型电力系统, 2024, 2(4): 445-457. ZHANG Yi, SUN Shouquan, XIE Jinyong, et al. Research on planning and configuration of diversified hydrogen production systems in iron and steel industrial parks[J]. New Type Power Systems, 2024, 2(4): 445-457(in Chinese).
- [3] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)[EB/OL]. (2022-03-23)[2025-04-12]. [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323\\_1320038.html](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323_1320038.html).
- [4] 孙惠娟, 段伟男, 陈俐, 等. 基于乐观行动-评判深度强化学习的含氢综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1873-1883. SUN Huijuan, DUAN Weinan, CHEN Li, et al. Low-carbon economic scheduling of hydrogen integrated energy system based on optimistic actor-critic deep reinforcement learning[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1873-1883(in Chinese).
- [5] 吴彪, 张少华, 王晔, 等. 基于信息间隙决策理论-分布鲁棒优化的含电-氢-热混合储能综合能源系统需求响应策略[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1030-1042. WU Biao, ZHANG Shaohua, WANG Xian, et al. Demand response strategy for integrated energy system with electric-hydrogen-thermal hybrid energy storage based on information gap decision theory and distributionally robust optimization[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1030-1042(in Chinese).
- [6] 魏震波, 李杰, 杨超, 等. 基于动态掺氢策略的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3155-3164. WEI Zhenbo, LI Jie, YANG Chao, et al. Low-carbon economic scheduling for integrated energy system based on dynamic hydrogen doping strategy[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3155-3164(in Chinese).
- [7] 孙焯桦, 吴杰康, 詹耀国, 等. 海上风电与电氢混合储能协同运行优化[J]. 新型电力系统, 2024, 2(3): 346-356. SUN Yehua, WU Jiekang, ZHAN Yaoguo, et al. Cooperative operation optimization of offshore wind power and hybrid electric-hydrogen energy storage[J]. New Type Power Systems, 2024, 2(3): 346-356(in Chinese).
- [8] HAESLONCKX D, D'HAESELEER W. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2007, 32(10-11): 1381-1386.
- [9] GRHYD project[EB/OL]. [2025-04-12]. <https://grhyd.fr/presentation/>.
- [10] 施纪文, 陈石义, 王涛, 等. 掺氢天然气输送与纯化技术研究进展[J]. 天然气与石油, 2024, 42(4): 88-93. SHI Jiwen, CHEN Shiyi, WANG Tao, et al. Research progress in hydrogen-blended natural gas transmission and hydrogen purification technologies[J]. Natural Gas and Oil, 2024, 42(4): 88-93(in Chinese).

- [11] 王涛, 陈赵均, 王午琦, 等. 民用天然气管道掺氢分层实验研究[J/OL]. 天然气与石油, 2025: 1-11[2025-07-22]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1183.TE.20250402.1318.002>.  
WANG Tao, CHEN Zhaojun, WANG Wuqi, et al. Experimental study on hydrogen-blending stratification in residential gas pipelines[J/OL]. Natural Gas and Oil, 2025: 1-11[2025-07-22]. <https://link.cnki.net/urlid/51.1183.TE.20250402.1318.002>(in Chinese).
- [12] TABKHI F, AZZARO-PANTEL C, PIBOULEAU L, et al. A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33(21): 6222-6231.
- [13] GUANDALINI G, COLBERTALDO P, CAMPANARI S. Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections[J]. Applied Energy, 2017, 185: 1712-1723.
- [14] WANG Sheng, ZHAI Junyi, HUI Hongxun. Optimal energy flow in integrated electricity and gas systems with injection of alternative gas[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(3): 1540-1557.
- [15] ZHANG Zihang, SAEDI I, MHANNA S, et al. Modelling of gas network transient flows with multiple hydrogen injections and gas composition tracking[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(4): 2220-2233.
- [16] ELAOU D S, HAFSI Z, HADJ-TAIEB L. Numerical modelling of hydrogen-natural gas mixtures flows in looped networks[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 159: 532-541.
- [17] HAFSI Z, ELAOU D S, MISHRA M. A computational modelling of natural gas flow in looped network: effect of upstream hydrogen injection on the structural integrity of gas pipelines[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, 64: 107-117.
- [18] CHACZYKOWSKI M, ZARODKIEWICZ P. Simulation of natural gas quality distribution for pipeline systems[J]. Energy, 2017, 134: 681-698.
- [19] ZHOU Dengji, WANG Chen, YAN Siyun, et al. Dynamic modeling and characteristic analysis of natural gas network with hydrogen injections[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(78): 33209-33223.
- [20] ZHOU Dengji, YAN Siyun, HUANG Dawen, et al. Modeling and simulation of the hydrogen blended gas-electricity integrated energy system and influence analysis of hydrogen blending modes[J]. Energy, 2022, 239: 121629.
- [21] CHEN Qian, GUAN Aocheng, CHEN Feng, et al. A transient gas pipeline network simulation model for decoupling the hydraulic-thermal process and the component tracking process[J]. Energy, 2024, 301: 131613.
- [22] URH M, PANTOŠ M. Gas composition tracking feasibility using transient finite difference  $\theta$ -scheme model for binary gas mixtures[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 49: 1319-1331.
- [23] WANG Sheng, HUI Hongxun, ZHAI Junyi. Short-term reliability assessment of integrated power-gas systems with hydrogen injections using universal generating function[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(5): 5760-5773.
- [24] ZHAO Pengfei, GU Chenghong, CAO Zhidong, et al. Water-energy nexus management for power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2542-2554.
- [25] DE CORATO A, SAEDI I, RIAZ S, et al. Aggregated flexibility from multiple power-to-gas units in integrated electricity-gas-hydrogen distribution systems[J]. Electric Power Systems Research, 2022, 212: 108409.
- [26] SAEDI I, MHANNA S, MANCARELLA P. Integrated electricity and gas system modelling with hydrogen injections and gas composition tracking[J]. Applied Energy, 2021, 303: 117598.
- [27] GPA Engineering, Future Fuels CRC, Department for Energy and Mining, Government of South Australia. Hydrogen in the gas distribution networks[R]. Adelaide: Government of South Australia, 2019.
- [28] The National Archives of UK. Gas safety (management) regulations 1996[EB/OL]. [2025-04-12]. <https://www.legislation.gov.uk/uk/si/1996/551/contents/made>.
- [29] The National Archives of UK. The gas safety (management) (amendment) regulations 2023[EB/OL]. [2025-04-12]. <https://www.legislation.gov.uk/uk/si/2023/284/2025-04-06>.
- [30] CRISTELLO J B, YANG J M, HUGO R, et al. Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(46): 17605-17629.
- [31] OSIADACZ A J. Simulation and analysis of gas networks[M]. London: E. & F. N. Spon, 1987.
- [32] MENON E S. Gas pipeline hydraulics[M]. Boca Raton: CRC Press, 2005.
- [33] SHABANPOUR-HAGHIGHI A, SEIFI A R. An integrated steady-state operation assessment of electrical, natural gas, and district heating networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3636-3647.
- [34] CESEÑA E A M, LOUKARAKIS E, GOOD N, et al. Integrated electricity-heat-gas systems: techno-economic modeling, optimization, and application to multienergy districts[J]. Proceedings of the IEEE, 2020, 108(9): 1392-1410.
- [35] LIU Xuezhi, MANCARELLA P. Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems[J]. Applied Energy, 2016, 167: 336-352.
- [36] OSIADACZ A J, CHACZYKOWSKI M. Modeling and simulation of gas distribution networks in a multienergy system environment[J]. Proceedings of the IEEE, 2020, 108(9): 1580-1595.
- [37] ZHAO Pengfei, GU Chenghong, CAO Zhidong, et al. Economic-effective multi-energy management considering voltage regulation networked with energy hubs[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2503-2515.



张自航

在线出版日期: 2025-08-12。

收稿日期: 2025-04-14。

作者简介:

张自航(1994), 男, 博士, 通信作者, 研究方向为电氢互动、新能源制氢及综合能源系统优化, E-mail: zhangzihang@bise.hrl.ac.cn;

彭威鸣(1999), 男, 博士研究生, 研究方向为可再生能源电解水制氢, E-mail: pwm\_ncepu@foxmail.com;

吴锴(1969), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为介电材料的电荷传输和破坏机制、城市能源系统的合理优化, E-mail: wukai@mail.xjtu.edu.cn;

邓占锋(1976), 男, 教授级高级工程师, 博士生导师, 研究方向为电力电子技术、新型储能与能源转化, E-mail: dengzhanfeng@bise.hrl.ac.cn。

(责任编辑 徐梅)

附录 A

表 A1 SS-H 模型的管网状态计算结果

Table A1 Resulting network states of the SS-H model

管道 <i>i-j</i>	$Q_{ij}/$ $\text{Nm}^3\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{start}}/$ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{end}}/$ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	节点 <i>i</i>	$p_i/$ MPa	$f_{i,\text{H}_2}/$ mol%	$S_i/$	$\Omega_i/$ $\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$	$W_i/$ $\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$
1-2	0.067	4.23	4.36	1	0.2000	0.00	0.61	40.10	51.18
1-3	0.051	3.23	3.28	2	0.1944	26.21	0.47	32.92	47.97
2-3	0.090	5.62	5.84	3	0.1966	16.77	0.52	35.50	49.12

表 A2 SS1 模型的管网状态计算结果

Table A2 Resulting network states of the SS1 model

管道 <i>i-j</i>	$Q_{ij}/$ $\text{Nm}^3\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{start}}/$ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{end}}/$ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	节点 <i>i</i>	$p_i/$ MPa	$f_{i,\text{H}_2}/$ mol%	$S_i/$	$\Omega_i/$ $\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$	$W_i/$ $\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$
1-2	0.062	3.94	4.04	1	0.2000	0.00	0.61	40.10	51.18
1-3	0.055	3.52	3.60	2	0.1951	27.63	0.46	32.53	47.79
2-3	0.085	5.31	5.55	3	0.1960	16.77	0.52	35.50	49.12

表 A3 SS2 模型的管网状态计算结果

Table A3 Resulting network states of the SS2 model

管道 <i>i-j</i>	$Q_{ij}/$ $\text{Nm}^3\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{start}}/$ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{end}}/$ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	节点 <i>i</i>	$p_i/$ MPa	$f_{i,\text{H}_2}/$ mol%	$S_i/$	$\Omega_i/$ $\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$	$W_i/$ $\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$
1-2	0.058	3.67	3.75	1	0.2000	0.00	0.61	40.1	51.18
1-3	0.043	2.76	2.80	2	0.1957	29.06	0.46	32.14	47.62
2-3	0.081	5.04	5.24	3	0.1975	18.94	0.51	34.91	48.85

附录 B

表 B1 实际曼彻斯特大学配气网燃气需求功率

Table B1 Gas demand of UoM gas distribution system

节点	功率/MW	节点	功率/MW	节点	功率/MW	节点	功率/MW
1	0	9	0	17	0.56	25	0.87
2	0	10	0.56	18	0	26	0
3	0	11	0.33	19	0	27	1.33
4	0	12	0	20	0.04	28	0
5	0	13	0	21	0.76	29	0
6	0.03	14	0	22	0	30	0
7	0	15	0.62	23	0.13	31	4.93
8	0.01	16	0	24	0		

表 B2 情景 I 和情景 II 的管道网络状态求解结果

Table B2 Resulting pipeline states of Scenario I and II

节点	情景 I			情景 II		
	$p_i/\text{MPa}$	$f_{i,\text{H}_2}/\text{mol}\%$	$W_i/\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$	$p_i/\text{MPa}$	$f_{i,\text{H}_2}/\text{mol}\%$	$W_i/\text{MJ}\cdot\text{Nm}^{-3}$
1	0.2000	0.00	51.18	0.2000	0.00	51.18
2	0.2000	0.00	51.18	0.2000	0.00	51.18
3	0.2000	0.00	51.18	0.2000	0.00	51.18
4	0.1999	17.69	49.01	0.1999	19.31	48.81
5	0.1999	17.69	49.01	0.1999	19.31	48.81
6	0.1999	17.69	49.01	0.1999	19.31	48.81
7	0.1999	33.38	47.10	0.1999	35.89	46.80
8	0.1999	33.38	47.10	0.1999	35.89	46.80
9	0.1998	33.38	47.10	0.1998	35.89	46.80
10	0.1996	27.61	47.80	0.1996	30.06	47.50
11	0.1997	17.69	49.01	0.1997	19.31	48.81
12	0.1995	33.38	47.10	0.1995	35.89	46.80
13	0.1993	33.38	47.10	0.1995	35.89	46.80
14	0.1977	33.38	47.10	0.1989	35.89	46.80
15	0.1977	33.38	47.10	0.1989	96.23	45.90
16	0.1977	33.38	47.10	0.1991	100.00	48.36
17	0.1969	33.38	47.10	0.1981	35.89	46.80
18	0.1981	33.38	47.10	0.1991	35.89	46.80

19	0.1977	33.38	47.10	0.1990	76.62	43.12
20	0.1977	33.38	47.10	0.1990	100.00	48.36
21	0.1976	33.38	47.10	0.1989	76.62	43.12
22	0.1920	33.38	47.10	0.1921	35.89	46.80
23	0.1772	33.38	47.10	0.1771	35.89	46.80
24	0.1772	33.38	47.10	0.1771	35.89	46.80
25	0.1737	33.38	47.10	0.1735	35.89	46.80
26	0.1683	33.38	47.10	0.1680	35.89	46.80
27	0.1708		47.10	0.1706	35.89	46.80
28	0.1684	33.38	47.10	0.1682	35.89	46.80
29	0.1699	33.38	47.10	0.1697	35.89	46.80
30	0.1604	33.38	47.10	0.1601	35.89	46.80
31	0.1549	33.38	47.10	0.1545	35.89	46.80

表 B3 情景 I 和情景 II 的节点网络状态求解结果  
Table B3 Resulting node states of Scenario I and II

管道	情景 I			情景 II		
	$Q_{ij}/\text{Nm}^3\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{start}}/\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{end}}/\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	$Q_{ij}/\text{Nm}^3\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{start}}/\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$	$v_{ij}^{\text{end}}/\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
1-2	0.22	1.14	1.14	0.197	1.03	1.03
2-3	0	0	0	0	0	0
2-4	0.22	1.14	1.14	0.197	1.03	1.03
4-5	0.016	0.17	0.17	0.016	0.17	0.17
5-6	0.001	0.21	0.21	0.001	0.21	0.21
4-7	0.251	1.3	1.3	0.228	1.19	1.19
7-8	0	0.04	0.04	0	0.04	0.04
7-9	0.31	1.61	1.61	0.287	1.49	1.49
9-12	0.299	8.46	8.48	0.276	7.81	7.82
9-10	0.011	1.23	1.23	0.011	1.28	1.28
10-11	0.006	0.71	0.71	0.006	0.7	0.7
12-13	0.064	4.09	4.09	0.036	2.28	2.28
13-14	0.036	4.13	4.16	0.021	2.42	2.42
14-15	0.018	2.07	2.08	0.003	0.3	0.3
15-16	0.002	0.21	0.21	0.042	4.83	4.82
14-17	0.018	4.69	4.71	0.019	4.77	4.79
13-18	0.028	3.15	3.17	0.014	1.64	1.65
18-19	0.028	3.17	3.17	0.014	1.65	1.65
19-20	0.003	0.37	0.37	0.025	2.87	2.87
19-21	0.024	2.81	2.81	0.04	4.51	4.52
12-22	0.235	14.99	15.57	0.24	15.32	15.92
22-23	0.235	15.57	16.87	0.24	15.92	17.27
23-24	0.004	1.23	1.23	0.004	1.25	1.25
23-25	0.231	16.56	16.9	0.236	16.95	17.3
25-26	0.028	8.27	8.54	0.029	8.47	8.74
25-27	0.202	14.83	15.08	0.207	15.19	15.44
27-28	0.043	12.83	13.01	0.044	13.14	13.32
27-29	0.159	11.87	11.94	0.163	12.16	12.22
29-30	0.159	11.94	12.65	0.163	12.22	12.96
30-31	0.159	12.65	13.1	0.163	12.96	13.43
5-11	0.016	1.76	1.76	0.015	1.75	1.76
16-20	0.002	0.21	0.21	0.028	3.23	3.24

## 附录 C

针对曼彻斯特大学的千米级燃气管网规模，考虑一条长度为 5000 m 的燃气管道，管道首端压力恒定，末端连接 5 MW 的燃气负荷。管道首端的氢气注入功率曲线如图 C1 所示：00:00—08:00 为 0.2 MW，08:00—16:00 为 0.4 MW，16:00—24:00 为 0。

掺氢燃气网动态模型的构建参考文献[11]。具体而言，在管道尺度上建立以下三类偏微分方程：气体连续性方程、动量守恒方程和燃气组分的对流扩散方程。采用有限差分法进行时空离散，并选用显式时间推进格式进行求解，时间步长为 60 s。

图 C2 显示了不同气压等级下，管道末端氢气浓度的对比结果。结果表明，稳态模型与动态模型在管道末端的氢气浓度预测结果高度一致，表明在小时级优化调度中，稳态模型针对曼彻斯特大学配气网系统具有良好的计算准确性。

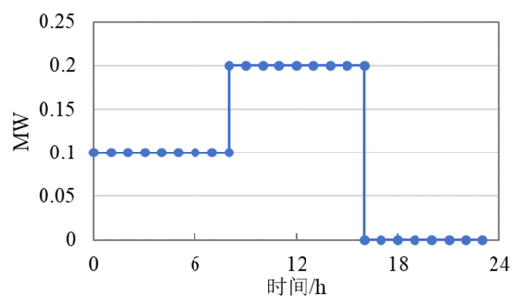


图 C1 氢气注入功率曲线

Fig. C1 Hydrogen injection curve

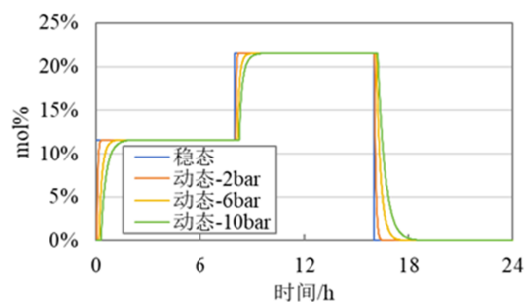


图 C2 管道末端氢气比例计算结果

Fig. C2 Hydrogen concentration at pipeline ending