# 基于气网-水网协同的多时间尺度氢供应链优化

陈笑云<sup>1</sup>,冯忠楠<sup>2</sup>,魏繁荣<sup>2</sup>,翁汉琍<sup>1</sup>,林湘宁<sup>2</sup> (1. 三峡大学 新能源微电网湖北省协同创新中心,湖北 宜昌 443002; 2. 华中科技大学 强电磁工程与新技术国家重点实验室,湖北 武汉 430074)

摘要:在现有的基础设施及市场需求量背景下,氢气通过天然气掺氢管道输送为主、移动式储氢输送为辅是 较好的选择。建立考虑气体组分与流量变化关系的动态模型,分析混氢天然气输送的动态特性;构建储氢罐 的水网航运模型,即各港口之间的内河运输通过船舶实现规模化运氢;提出基于气网-水网协同的多时间尺 度滚动优化策略,对不同时间维度下的负荷需求波动进行精细化调度与平抑,同时降低运行成本。仿真算例 结果验证了所提模型的有效性和合理性。

DOI:10.16081/j.epae.202310012

#### 0 引言

现阶段世界各国正朝着更加可持续发展的系统 发展,我国出台了碳达峰、碳中和的"双碳"目标,加 快推进能源转型,大力发展清洁能源<sup>[1]</sup>。根据氢能 源产业战略发展报告,氢将在未来能源系统中发挥 重要作用<sup>[2]</sup>。随着新能源发电和电解制氢成本的持 续下降,海上风电与制氢耦合成为确保氢气稳定供 应和降低成本的一种有前景的方法<sup>[3]</sup>。

尽管"绿氢"的生产成本可以由过剩电能支撑, 但上游绿色生产基地与下游需求中心之间有着较大 的地理隔阂<sup>[4]</sup>,导致氢能供应的中游储运阶段成本 居高不下<sup>[5]</sup>,因此,优化具有成本优势的氢供应链 (hydrogen supply chain,HSC)是现阶段氢能领域的 研究热点,这对实现能源战略转型至关重要<sup>[4]</sup>。

文献[5-7]为解决供需时空分布不平衡的难题, 提出将电网纳入HSC,以快速、经济地远距离输送能 源。文献[8]提出一种氢气路径基础设施规划方法, 用于规划一次能源及其生产、储存和输送网络。文 献[9]研究基于多目标优化的法国地区HSC设计, 并解决了多周期的长时间尺度问题。随着氢能利用 的规模化,天然气管道掺氢输送是必然趋势<sup>[10]</sup>。文 献[11]为解决风光发电过剩问题,研究我国利用天 然气管道输送可再生氢的经济性。文献[12]利用现 有天然气管道基础设施,通过多目标优化发电制氢 系统优化制氢系统的规模和运行模式。文献[13]对 德国天然气管道进行技术经济性分析,结果表明,与 新安装氢管道方式相比,天然气管道输氢可降低

收稿日期:2023-06-30;修回日期:2023-09-28 在线出版日期:2023-11-07 基金项目:国家重点研发计划项目(2022YFE0120400) Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2022YFE0120400) 60%以上的传输成本。值得注意的是,"绿氢"的生产基地往往位于负荷密度低、地理位置偏远的地区<sup>[2]</sup>,而现有研究均不适用于该情景。此外,上述文献均采用一种有限的氢气传输方式,例如卡车或管道,而未充分考虑各方式的优劣,无法兼顾成本竞争力、传输灵活性及低碳性。本文结合多种传输方式的优点,采用移动式储氢协助气网发散输送,形成以天然气管道为主、移动式储运为辅的氢供应链路。

在天然气管道输氢方面,现有研究基于稳态条件,所采用的动态方程仅与管道两端压强和流量有关,未充分计及输送混氢天然气的动态特性因素。 需要注意的是,供需侧的波动、输送过程的长延时、 氢气浓度分布的时变特性均显著增加了天然气管网 的动态不确定性<sup>[14]</sup>。此外,注氢会导致天然气管道 内气体空间分布不均匀,特别是在长输管道内,压 强、流量、氢气浓度的空间分布特征不可忽视。因 此,含氢天然气管网的动态特性是值得考虑的因素。

由于管网输氢规模有限,暂时无法实现大容量 远距离输送<sup>[10]</sup>,因此,在移动式储运方面,选择低碳 低成本的运输方式辅助管网输送至关重要。我国南 方地区水路资源丰富,运量大、运费低且碳排放少, 运氢条件优越<sup>[15-16]</sup>。相较于传统的卡车运输,船舶 内河运输具有突出优势,但受限于航运时间、河流流 速、港口交付等因素,只能满足小时级别的运输调 度,精细化程度不足。同时,管网具有动态管储特 性<sup>[12]</sup>,可满足分钟级别的调度要求,具有灵活性。因 此,本文考虑气网和水网的不同调度尺度,提出多时 间尺度滚动优化,应对不同时间维度下的负荷需求。

基于以上分析,本文提出气网-水网协同的HSC 灵活调度和路由模型,本文的主要创新点如下:在天 然气管网输送方面,建立考虑气体组分与流量变化 关系的动态管网模型,采用有限单元法求解管道输 送动态模型,并基于所建动态模型分析氢气输送的 动态特性;在移动式储运方面,构建储氢罐水网航运 模型,即各港口之间的内河运输,通过船舶实现规模 化运氢;考虑气网和水网的不同调度尺度,提出多时 间尺度滚动优化策略,能较好地应对不同时间维度 下的负荷波动,并根据所建气网-水网模型,对负荷 需求波动进行精细化调度与平抑,降低波动率和运行 成本。仿真算例验证了所提模型的有效性和合理性。

## 1 基于气网-水网协同的HSC

在"双碳"目标下,海上风电制氢是一种具有巨 大创新潜力的前瞻性方案,可以在一定程度上解决 海上风电发展所面临的消纳难题<sup>[17-18]</sup>,为电解水制 氢提供清洁绿色电能。实际上,现阶段氢能产业发 展的重要制约因素不在于制氢,而在于储运氢,中游 储运的高成本阻碍了整体氢能产业的发展,因此,高 效、低成本的氢气储运技术是实现大规模用氢的必 要保障<sup>[19]</sup>。

HSC结构如图1所示,主要包括海上运输、内河运输和管网运输三部分。海上风电场设有海上制氢 平台,包括储氢系统,能够利用风电场的富余电能电 解制氢和储氢;调度中心根据平台氢气产量情况,完 成平台与沿海港口之间的调度运输工作。





沿海港口作为HSC的中心枢纽,承担着从氢源 到注氢节点(inject node,IN)的运输任务,即海港和 一组陆港之间的船舶运输,每个陆港都会单独作为 一个管网IN。载有储氢罐的船舶从海港出发,依托 内河水网前往IN进行卸载,满足IN的负荷和注氢需 求,实现规模化运氢。

混氢管网中包括负荷节点(load node,LN)和 IN,IN在管网内担任集散中心的角色,即1个IN负 责多个LN的供给。IN混入比例为10%的氢气,LN 为加氢站,从天然气管网中获取氢气,利用变压吸附 (pressure swing adsorption,PSA)系统从天然气中分 离氢气。对于加氢站而言,目前PSA系统供应的氢 气是一种更经济的选择<sup>[20]</sup>。

IN和LN作为管网中的供需侧,存在一定的波

动性,而且管网的大惯性、长延迟以及氢气浓度分布 参数特性均显著增加了天然气管网动态特性的不确 定性,因此,本文建立考虑气体成分随流量变化的动 态管网模型,并采用单元法对模型进行求解。

基于可灵活输储调度的HSC优化策略如图2所示。调度中心考虑IN与LN氢负荷需求的变化,调整沿海港口的调度计划,实现供需平衡,并根据短时间尺度内LN的负荷波动,利用天然气管网的动态管储特性对其进行平抑。





Fig.2 Optimization strategy of HSC

#### 1.1 混氢天然气动态输送模型

本文在天然气系统管道输送模型的基础上,建 立混氢天然气的动态输送模型。需要对管道内的氢 气浓度在不同位置和时间上进行动态模拟,当气体 组分发生变化时,受质量守恒定律、动量守恒定律和 实际气体定律的约束<sup>[21]</sup>,如式(1)—(3)所示。

连续性方程为:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (\rho v)}{\partial x} = 0 \tag{1}$$

动量方程为:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{f\rho v |v|}{2D} + \rho g \sin \theta = 0 \quad (2)$$

实际气体状态方程为:  
$$P=\rho z R T$$

(3)

式中:ρ为混合气体的密度;t为调度时刻;v为气体 流速;x为单位长度;P为压强;f为气体摩擦因子;D 为管道内径;θ为管道倾斜角度;g为重力加速度;z 为混合气体的压缩因子;R为混合气体的气体常数; T为环境温度。

由式(1)一(3)可知,描述管道气体流动的方程 相当复杂,只能采用数值方法进行求解<sup>[22]</sup>。此外,天 然气管网可能包含数百条管道以及节点和其他组 件,这些无法全部在方程中考虑。因此,在保持一定

160

精度的同时,需要忽略一些细节来简化方程。本文 假设温度变化对气体流动的影响忽略不计,即保持 为环境温度,且管道总是保持水平状态,即θ=0°。

单元管道示意图如图3所示。图中:Δx 为单元 长度;将管道分割为有限等长度的单元管道,并且在 每个小管道内假设氢气组分、气体密度、压强等与单 元内空间分布无关,P<sub>i</sub>为第i个单元管道的压强,q<sub>in</sub>、 q<sub>out</sub>分别为单元管道的入口流量和出口流量。可列 写偏微分表达式,即:

$$\partial P = \partial \left( \rho z R T \right) \tag{4}$$

$$q = v s \rho$$
 (5)

$$\partial v = \frac{zRT\left(P\partial q - q\partial P\right)}{sP^2} \tag{6}$$

式中:q为质量流量。



图3 单元管道示意图

Fig.3 Schematic diagram of unit pipeline

联立方程式(4)—(6),可以得到每个单元内气 体动态方程的偏微分方程,如式(7)、(8)所示。

$$\frac{\mathrm{d}P}{\mathrm{d}t} = -\frac{zRT\Delta q}{s\Delta x} \tag{7}$$

$$\frac{\mathrm{d}q}{\mathrm{d}t} = -\frac{2zRTq}{s\Delta xP}\Delta q + \frac{zRTq^2}{s\Delta xP^2}\Delta p - \frac{s}{\Delta x}\Delta p - \frac{fzRTq^2}{2sDP} \quad (8)$$

式中:Δq为各单元的进出口流量差;Δp为相邻单元的压强差;s为单元的横截面积。此外,混合气体的 压缩因子、摩擦因子 f 的值会随着混合气体的组分 变化而实时更新。文献[23]提出一种快速准确计算 混合气体压缩因子的方法,计算公式如式(9)所示。

$$z = 1 + \left(0.257 - 0.533 \frac{T_{\rm c}}{T}\right) \frac{P}{p_{\rm c}}$$
(9)

式中:p。、T。分别为气体的临界压强和临界温度。

在湍流条件下,气体摩擦因子f通常由经验方程估计,即Coolebrook-White方程<sup>[24]</sup>,如式(10)所示。

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \lg \left( \frac{2.51}{\operatorname{Re}\sqrt{f}} + \frac{r}{3.71D} \right)$$
(10)

由于f在式(10)中是隐式的,只能通过迭代求 解<sup>[24]</sup>,因此,本文采用一种适用于管道湍流流动的显 式近似法来简化计算,即:

$$f = \left[ 2 \lg \left( \frac{4.518}{\text{Re}} \lg \frac{\text{Re}}{7} + \frac{r}{3.71D} \right) \right]^{-2}$$
(11)

$$\operatorname{Re} = \frac{\rho q D}{\eta} \tag{12}$$

$$\rho = \rho_{\rm H} \varepsilon + \rho_{\rm g} (1 - \varepsilon) \tag{13}$$

式中:雷诺数 Re为惯性力和摩擦力的比值;r为管道 粗糙度; $\eta$ 为流体的动态黏度; $\rho_{\rm H}$ 、 $\rho_{\rm g}$ 分别为氢气和 天然气的密度; $\varepsilon$ 为氢气的体积分数。混氢天然气 的密度按照理想混合过程进行计算。

假设在单条管道的入口输入氢气,供气管道的 出口为收集氢气的加氢站,第1个小单元管道考虑 理想混合状态。从第1个单元向后依次进行计算, 在最后一个单元的质量流量计算完成后,通过支流 流量计算将参数传递给下一个管道的第1个单元。 由此,可计算出式(7)、(8)中第*n*个单元管道在单位 时间内的参数。因此,对于整条管道,每个小单元管 道的参数不同。本文采用 ODE45 算法求解流量和 压强,流程图如图4所示。图中:*P<sub>i</sub>、q<sub>i</sub>*分别为*t*时刻 的压强和质量流量;*q<sub>i</sub>*为第*i*个单元的质量流量。





#### 1.2 管道动态储氢模型

通常,气体是可以被压缩的,因此,瞬时动力学 相当缓慢<sup>[25]</sup>。若每个节点的流入和流出速率不随时 间而变化,则管道内的气体会在一定的时间内达到 恒压状态,且管道内气体的存量保持不变。但在实 际中各节点的气体负荷具有波动性,每个时刻的节 点流入和流出速率总是在变化的,这就导致管道系 统始终处于非稳定状态。此外,与电能的传输不同, 混氢天然气无法被立即从管道入口处输送至管道出 口处,需要管储的帮助,以满足节点气体平衡条件。 本文运用单元分割的思想来近似表达管道内气体的 质量,将每个单元管道看作是一个动态储气罐,因 此,管道的动态储氢模型可以描述为:

$$m_{n,t} = m_{n,t-1} + q_{n,t} - q_{n+1,t} \tag{14}$$

$$m_{\rm pip}^{\rm min} \leq \sum_{n=1}^{N} m_{n,t} \leq m_{\rm pip}^{\rm max}$$
(15)

$$\rho_{n,t} = m_{n,t} / (s\Delta x) \tag{16}$$

式中: $m_{n,t}$ 、 $\rho_{n,t}$ 分别为t时刻第n个单元管道的氢气 质量和密度,根据 $m_{n,t}$ 可以求出 $\rho_{n,t}$ ; $q_{n,t}$ 为t时刻第n个单元管道的质量流量;N为单元管道总数; $m_{\text{pip}}^{\text{max}}$ 、 mpip分别为管道最大、最小储氢量。

#### 1.3 水网航运模型

162

本节构建储氢罐的水网航运模型,将管网 IN, 看 作陆港,满载储氢罐的船舶从海港出发,前往一组陆 港码头进行卸载,目标是通过船舶实现规模运氢,并 尽可能满足管网 IN 的氢气需求,所构建的数学模型 如式(17)—(25)所示。

$$\sum_{i \in J, j \neq i} x_{ij} - \sum_{j \in J, j \neq i} x_{ji} = 0$$
 (17)

$$p_j = \sum_{c \in C} W_c Z_{cj} f_{cs} \tag{18}$$

$$d_j = \sum_{c \in C} W_c Z_{cj} f_{cs}$$
(19)

$$\sum_{\substack{e,j,i\neq j}} y_{ji} - \sum_{i\in J,i\neq j} y_{ij} = p_j$$
(20)

$$\sum_{i \in J, i \neq j} z_{ij} - \sum_{i \in J, i \neq j} z_{ji} = d_j$$
(21)

$$\tau_{ij} = d_{ij} / \left[ \left( V_{\text{ship}} + V_{\text{w}, ij} \right) \Delta t \right] \quad i, j \in J$$
(22)

$$t_j \ge t_i + \sum_{c \in C} LZ_{ci} f_{cs} + \tau_{ij} - (1 - x_{ij}) M \quad i, j \in J$$
 (23)

$$t_j \leq t_i + \sum_{c \in C} LZ_{ci} f_{cs} + \tau_{ij} + (1 - x_{ij}) M \quad i, j \in J$$
 (24)

$$p^{\rm sail} = h V_{\rm ship}^3 \tag{25}$$

式中:J为港口集合;x<sub>i</sub>为布尔变量,若船舶从港口i 航行至港口j,则其值为1;pi,di分别为船舶在港口j 的装载、卸载需求;W。为储氢罐c的容量;Z。、f。为布 尔变量,若储氢罐c的目的地/始发地为码头i,则  $Z_{i}=1$ ,若储氢罐 c 由船舶装载,则  $f_{i}=1$ ;  $\gamma_{i}, z_{i}$ 分别为 船舶从港口*i*运至港口*i*的进、出口氢气量;*d*<sub>3</sub>为港  $\Box_i$ 和港口*i*间的距离:*C*为储氢罐集合: $\Delta_t$ 为单位时 间;L为储氢罐在港口装卸所需时间;M为足够大的 常数; $\tau_i$ 为港口*i*至港口*j*的航行时间; $p^{sail}$ 为航行功 率;h为功率损耗系数;V<sub>ship</sub>为船舶航行速度;t<sub>i</sub>为船 舶从港口i装/卸储氢罐至港口i的总时长;t,为船 舶在出发港口i的时间。式(17)表示船舶的交通流 守恒;通过式(18)-(21)满足港口对储氢罐的需求, 式(21)用于约束船舶在港口 i 装卸氢气的流量平 衡;式(23)为港口i与港口i的航行时间,会受河流流 速V""的影响;式(25)为航行功率与速度的关系<sup>[26]</sup>。

## 2 多时间尺度HSC优化模型

为降低因氢能的供给与负荷预测值在日前与日 内偏差引起的负荷波动,建立日前调度和日内滚动 两阶段优化模型。

本文所建多时间尺度调度框架如图5所示,主要包含日前最优调度、日内长时间优化调度和日内 短时间优化调度3个层面。整个多时间尺度调度策略的实施过程如下:日前调度以1h为时间尺度,以购能成本、输送成本以及风电弃风惩罚成本之和最 小为目标函数,得到海上船舶参与的日前购氢路由计划,执行周期为24h;日内滚动调度遵从日前计划, 考虑氢能传输在时间尺度上的差异,通过多时间尺 度的滚动优化降低氢负荷波动的影响。日前调度与 日内调度模型及各模型的耦合关系如附录A所示。



## 3 算例分析

#### 3.1 天然气管道输送氢气的动态特性分析

基于所建立的混氢天然气动态模型,分别对天 然气管网中的单管和管网系统的输氢过程进行动态 模拟。管道基础参数及混氢天然气管网节点图分别 如附录B表B1和图B1所示。为了更好地适配PSA 分离设备,设置管道初始出口压强为1MPa<sup>[27]</sup>。

在进口压强和流量不变的情况下,突然增加进口管道的混氢比例,观察各单元管道混氢比例随单位时间的变化趋势,结果如图6所示。管道出口混氢比例的变化速率随着与进出口之间距离的增加而变慢,20km的管道氢气浓度的响应速度比较缓慢。



图 7 为单管管道注氢后的氢气空间分布情况。 分别观察t时刻的混氢比例变化情况,在总长为20 km 的单管管道内,混氢比例稳定时间约为1000 s,氢气 浓度变化速率在管道中的传输速度远低于氢气的传 输速率。 t = 100 s 传输距离/% t = 350 s t = 550 s t = 1000 st

为了结合实际调度过程中供需波动的情景,分 别在进口流量和出口流量急剧增加的情况下进行动 态模拟。

图8为管道进口流量突然增大的情况。由图可 知,当进口流量急剧增大时,出口压强和出口混氢比 例也相应增大,原因在于:进口流量急剧增大,进口 压强也随之增大,这导致管道进、出口的压强梯度突 然变大,考虑到出口处气体负荷无波动,因此,出口 处的流量也无波动,管道内气体朝着缩小进、出口压 强梯度的方向变化,出口压强在上升后达到稳定值; 在进口混氢比例一定的情况下,进口流量的增大导 致管道内含氢量的增加,并且在压强急剧增加时,混 氢比例的总体响应趋势与进口流量的响应趋势相 同,但明显慢于进口流量的变化趋势。



图8 进口流量突然增大的情况



图9为出口处负荷量增加的情况,即管道出口 流量急剧增大的情况。由图可知:当出口流量急剧 增大时,进口流量随之增大,出口压强相应降低,这 是由于流量的大小决定了进口和出口的压降,流量 增加越多,压降越大;出口混氢比例随着出口流量的 增大而减小,且恢复速度快于图8(b),这说明氢气 浓度在管道中的传递速度较慢。







综上所述,对于单管管道,进口流量和压强突然 增加会导致出口混氢比例增加,因此,在天然气管网 加氢时,要警惕流量和压强的波动,避免出现因混氢 比例极高而导致管道材料失效、断裂等危险情况。 氢气浓度在管道中的传递速度远低于压强和流量。

图 10 为注氢后天然气管网管道氢气分布随时 间的变化情况。由图可知,在天然气管网的3个核 心节点注入氢气后,系统中大部分管道的氢气传输达 到稳定需 0.3 h左右,而位于管网右上角的管道长度 更长,氢气传输达到稳定需 0.5 h左右,这是由于空 间中氢气浓度梯度减小,氢气传输速度缓慢下降。





本文通过分析氢气传输的动态特性以及时延性 得出供需波动情景下的调度策略,为HSC多时间尺 度优化调度提供了重要依据。

#### 3.2 HSC调度结果分析

基于图1所示的HSC结构,海上制氢平台的日前产能情况如图11所示。假定日内滚动阶段预测时域与控制时域相同,1h长时间尺度控制时域取4h,5min短时间尺度控制时域取1h。本文多时间尺度模型为混合整数线性模型,可通过MATLAB2020b平台调用Gurobi求解器进行快速求解。



图 11 海上运输调度结果图

Fig.11 Chart of maritime transportation dispatch results

为分析本文所提HSC策略的高效性和经济性, 在日前阶段设立4种方案进行对比分析:方案1的模型为本文所提模型;方案2的输送策略与方案1相同,但不考虑动态特性<sup>[9]</sup>;方案3通过传统的卡车将 氢气运输至加氢站<sup>[25]</sup>;方案4新建氢气管道至IN,并 通过天然气管道发散式输送氢气<sup>[9]</sup>。4种方案均包 含海上运输部分,不同方案对比说明如表1所示。

|--|

Table 1 Comparative explanation of different schemes

方案	海上平台 制氢	海上 运输	内河 运输	卡车 运输	天然气管道 掺氢	建设氢气 管道
1	$\checkmark$				$\checkmark$	
2	$\checkmark$	$\checkmark$	$\checkmark$	$\checkmark$	$\checkmark$	
3	$\checkmark$	$\checkmark$		$\checkmark$		
4	$\checkmark$	$\checkmark$			$\checkmark$	$\checkmark$

注:"√"表示含有对应设施。

#### 3.2.1 日前调度结果分析

4种方案分别在氢气产量相同的情况下进行求 解分析,得到不同场景下的总经济成本。由图11可 知,海上制氢平台的主要工作时段为22h之后的夜 间,这是由于发电功率与负荷呈逆向分布,夜间风能 资源充裕,而负荷功率水平较低,有大量的富余功率 为"绿氢"提供电能,白天则反之。周期内船舶出航 5次,共计运输氢气约20.7 t。

海上运输船舶部分经济成本参数如附录B表 B2所示。

3.2.2 方案1日前阶段调度结果

对图 12 所示的水网与管网交汇情况进行分析。 2条内河各由1艘船舶参与储氢罐的调度分配;管网 节点包括3个IN和8个LN,其中LN的所有负荷均由 IN支撑。图 13为日前阶段方案1的氢负荷及内河 航运调度情况,结合图 12 可知,由于IN<sub>3</sub>承担了 LN<sub>1</sub>—LN<sub>4</sub>的负荷供给,其负荷最大。





#### 3.2.3 不同方案优化结果经济性分析

本节分析各方案年运行成本。方案1的天然气 管道掺氢运输成本采用文献[28]的96元/(km·t), 船舶运输成本采用文献[29]的0.5元/(km·t),PSA 分离成本设为0.37元/m<sup>3[15]</sup>;为弥补氢负荷波动,方 案2在方案1的基础上采用少量长管拖车运输,运输 成本为56元/(km·t);方案3的成本计算参考文献 [30],采用3辆槽车运输,每辆可运输4000 kg,运 输价格为135.7元/(km·t);在方案4中,若建设纯氢 管道至各加氢站,则会形成纵横交错的氢气管网,建 设成本高昂,因此,采取氢管道和天然气管网相结合 的方式,纯氢管道成本折算为150元/(km·t)<sup>[30]</sup>。不 同方案的年运行成本对比如表2所示。

#### 表2 不同方案的年运行成本对比

Table 2 Comparison of annual operation

cost among different schemes

方案	年运行成本 / 万元	移动储能 行驶总距离 / km	天然气管道总 长度 / km	氢气管道 长度 / km
1	30988.95	630	150	—
2	33359.02	760	150	—
3	47474.26	680	—	—
4	40823.25	—	150	90

由表2可知:方案1在年运行成本上比其他方案 有较大提升;方案2由于没有考虑动态特性模型,在 负荷相对较高时段的管道供给能力有限,需采用长 管拖车弥补氢气供给不足的情况,相较于方案1,方 案2需额外运输130 km;方案3仅采用卡车运输,不 但成本高昂而且碳排放量巨大;方案4的纯氢管道 输送能耗小,可实现氢能连续性、规模化、长距离输 送,这是未来氢能大规模发展的必然趋势,但现阶段 的一次性投资成本高,难以实现。综上,方案1考虑气 体动态模型的氢能输送过程充分发挥了高效性与 灵活性,与方案2相比,其年运行成本降低了7.1%。

#### 3.3 日内多时间尺度调度结果分析

以3.1节方案1得到的调度结果作为日前计划, 日内长时间尺度调度阶段与日前计划的对比如图 14所示。结合日内负荷预测结果可知,3个IN在 08:00—18:00时段都有不同程度的误差,其中IN<sub>3</sub>的 误差最大,这是由于IN<sub>3</sub>承担了LN<sub>1</sub>—LN<sub>4</sub>的负荷供 给,负荷大的同时误差也会更大。







在日内长时间尺度调度阶段,载有储氢罐的船 舶通过在各IN灵活置换即可平抑负荷波动,因此无 须额外采用卡车运输,降低了日内调度成本。

日内短时间尺度调度阶段的供给需要尽可能地 跟踪长时间尺度的调度计划,选取波动相对较大的 08:00—17:00时段分析管网的注入与供给,如图15 所示。以IN<sub>3</sub>为例,跟踪效果见图16。可看出,考虑 管储模型有效减小了日内短时间尺度的负荷快速 波动。



图 15 管储运行结果

Fig.15 Operation results of management and storage



#### 图16 短时间尺度供应跟踪效果

Fig.16 Tracking effect of short time scale supply

若不考虑管网的动态特性,如图16中方案2所示,则PSA分离氢气的速率恒定,此时分离所得氢气 具有与电能类似的即发即用性质,供给能力有限,短 时间内无法满足负荷波动要求,因此,需要额外购置 储氢设备和运输卡车来平抑负荷波动。

为进一步体现本文所提日内滚动修正策略在 多时间尺度下的优势,将本文策略与日内修正(dayahead programming, DA-P)策略进行对比。DA-P策 略是指基于日前调度计划,在系统实际运行时,日前 与日内的预测误差所造成的功率波动仅由外部电网 或气网进行平抑<sup>[31]</sup>,即不考虑日内滚动优化,该策略 被应用于诸多综合能源系统的多时间尺度优化调度 中。在DA-P策略下,氢负荷波动由外购氢平抑,氢 气价格采用文献[32]的65元/kg。2种策略的对比 结果如表3所示。

由表3可知:本文策略下的管道利用率不足 100%,这是由于要尽可能保持管网中10%掺氢的

表3 2种策略的对比结果

Table 3 Comparative results of two strategies

	修正策略	管道利用率 / %	购氢波动率 / %	日内运行成本 / 元
ĺ	本文策略	89.13	0	849013.70
	DA-P	83.67	10.76	892267.67

动态平衡,就需要一部分氢气来维持;在DA-P策略下,虽然管储可以平抑一部分负荷波动,但仍有一些时段的负荷波动较大,管储流量有限,无法完全平抑该波动,需要额外购氢进行平抑,从而产生了高额的购气成本,导致运行成本增加;本文策略考虑了氢负荷的波动特性,长时间尺度通过船载储氢罐平抑负荷波动,短时间尺度通过引入具有动态特性的管网模型进一步降低负荷波动,更多的设备由于时间尺度逐层细粒化参与负荷波动的平抑中,避免了高额的额外运行成本;相较于DA-P策略,本文策略下系统的管道利用率提高了5.46个百分点,购氢波动率降低了10.76个百分点,日内运行成本降低了4.8%。

#### 4 结论

本文提出一种基于气网-水网协同的多时间尺度HSC滚动优化策略,通过理论和仿真分析得出以下结论:

1)本文所建立的混氢天然气动态特性模型,可 以有效地反映混氢天然气输送的动态特性,即压强、 流量、氢气浓度的空间分布特征;

2)基于所构建的考虑内河水流速度的储氢罐航运模型实现了氢气水网的规模化运输,满足了IN的注氢及负荷需求;

3)本文所提多时间尺度滚动优化策略能够较好 地应对不同时间维度下的负荷波动,并根据所构建 的气网-水网模型对需求波动进行精细化调度与平 抑,有效降低了负荷波动率和运行成本。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等.考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J].电力自动化设备,2021,41(9):48-55.
   CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021,41 (9):48-55.
- [2] 蔡钦钦,肖宇,朱永强. 计及电转氢和燃料电池的电热微网日 前经济协调调度模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):107-112,161.

CAI Qinqin, XIAO Yu, ZHU Yongqiang. Day-ahead economic coordination dispatch model of electricity-heat microgrid considering P2H and fuel cells [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 107-112, 161.

[3] OKONKWO E C, AL-BREIKI M, BICER Y, et al. Sustainable hydrogen roadmap: a holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(72): 35525-35549.

- [4]陈雷.氢能产业及其技术国内外现状与对策建议[J].能源与 节能,2023(7):19-24.
   CHEN Lei. Present situation and countermeasures of hydrogen energy industry and technology at home and abroad[J].
   Energy and Energy Conservation,2023(7):19-24.
- [5] DEMIR M E, DINCER I. Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(22):10420-10430.
- [6] HE G N, MALLAPRAGADA D S, BOSE A, et al. Hydrogen supply chain planning with flexible transmission and storage scheduling[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(3):1730-1740.
- [7] LI J R, LIN J, ZHANG H C, et al. Optimal investment of electrolyzers and seasonal storages in hydrogen supply chains incorporated with renewable electric networks [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3):1773-1784.
- [8] OCHOA BIQUE A, ZONDERVAN E. An outlook towards hydrogen supply chain networks in 2050-design of novel fuel infrastructures in Germany[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2018, 134:90-103.
- [9] DE-LEÓN ALMARAZ S, AZZARO-PANTEL C, MONTASTRUC L, et al. Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the Midi-Pyrénées region, France[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39(23):11831-11845.
- [10] 殷卓成,杨高,刘怀,等. 氢能储运关键技术研究现状及前景分析[J]. 现代化工,2021,41(11):53-57.
  YIN Zhuocheng, YANG Gao, LIU Huai, et al. Research status and prospect analysis of key technologies for hydrogen energy storage and transportation[J]. Modern Chemical Industry,2021, 41(11):53-57.
- [11] LIU B, LIU S X, GUO S S, et al. Economic study of a largescale renewable hydrogen application utilizing surplus renewable energy and natural gas pipeline transportation in China [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45 (3):1385-1398.
- [12] MUKHERJEE U, ELSHOLKAMI M, WALKER S, et al. Optimal sizing of an electrolytic hydrogen production system using an existing natural gas infrastructure [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40(31):9760-9772.
- [13] CERNIAUSKAS S,JUNCO A J C,GRUBE T, et al. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen:cost assessment for a Germany case study[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(21):12095-12107.
- [14] 柳晓萍. 低碳经济下内河水路运输发展思考[J]. 中国航务周 刊,2023(2):45-46.

LIU Xiaoping. Thoughts on the development of inland waterway transportation under low-carbon economy[J]. China Shipping Gazette, 2023(2):45-46.

- [15] 交通运输部. 内河航运发展纲要[J]. 中国水运,2020(6):17-19.
- [16] 刘坚,钟财富. 我国氢能发展现状与前景展望[J]. 中国能源, 2019,41(2):32-36.
  LIU Jian,ZHONG Caifu. Current status and prospects of hydrogen energy development in China[J]. Energy of China, 2019,41(2):32-36.
  [17] 王峰,逯鹏,张清涛,等.海上风电制氢发展趋势及前景展望
- [17] 土暉,逐腑, 深有荷,寺. 海上风电耐氢反浓趋势及削泉浓望
   [J]. 综合智慧能源,2022,44(5):41-48.
   WANG Feng, LU Peng, ZHANG Qingtao, et al. Development trend and prospects of hydrogen production from offshore wind power[J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(5): 41-48.
- [18] 王明华.氢能储运技术经济性分析及建立绿氨储运基地设想[J].现代化工,2023,43(6):1-5.

WANG Minghua. Economic analysis on hydrogen energy storage and transportation technologies and tentative plan in establishing a green ammonia storage-transportation base[J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(6):1-5.

[19] BURGERS I, DEHDARI L, XIAO P, et al. Techno-economic analysis of PSA separation for hydrogen / natural gas mixtures at hydrogen refuelling stations [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(85): 36163-36174.

第12期

- [20] SU H, ZIO E, ZHANG Z J, et al. Development of an integrated dynamic model for supply security and resilience analysis of natural gas pipeline network systems [J]. Petroleum Science, 2022, 19(2):761-773.
- [21] 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.
- [22] PAMBOUR K A, BOLADO-LAVIN R, DIJKEMA G P J. An integrated transient model for simulating the operation of natural gas transport systems[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 28:672-690.
- [23] WANG C, WEI W, WANG J H, et al. Convex optimization based adjustable robust dispatch for integrated electric-gas systems considering gas delivery priority[J]. Applied Energy, 2019,239:70-82.
- [24] LI Z M, XU Y, WU L, et al. A risk-averse adaptively stochastic optimization method for multi-energy ship operation under diverse uncertainties [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2149-2161.
- [25] LAHNAOUI A, WULF C, HEINRICHS H, et al. Optimizing hydrogen transportation system for mobility via compressed hydrogen trucks[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019,44(35):19302-19312.
- [26] JENSEN J O, VESTBØ A P, LI O, et al. The energy efficiency of onboard hydrogen storage [J]. Journal of Alloys and Compounds, 2007, 446 / 447: 723-728.
- [27] AKINLABI C O, GEROGIORGIS D I, GEORGIADIS M C, et al. Modelling, design and optimisation of a hybrid PSA-membrane

gas separation process[M]//Computer Aided Chemical Engineering. Amsterdam, the Netherlands; Elsevier, 2007; 363-370.

- [28] 赵罡. 基于 MILP 模型的氢气供应链路径优化 [J]. 天然气工 业,2022,42(7):118-124. ZHAO Gang. Path optimization of hydrogen supply chain based on the MILP model[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42 (7):118-124.
- [29] 汪致洵,林湘宁,刘畅,等. 含换电船舶电能输运航路的远洋海 岛群混合电能传输网络规划[J]. 中国电机工程学报,2019,39 (12):3420-3434. WANG Zhixun, LIN Xiangning, LIU Chang, et al. Hybrid po-

wer transmission network planning in pelagic islands based on power exchanging watercraft transport route [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(12): 3420-3434.

- [30] 周军,常恒,梁光川,等. 基于氢供应链优化的加氢站选址与用 氢成本分析[J]. 可再生能源,2023,41(7):861-867. ZHOU Jun, CHANG Heng, LIANG Guangchuan, et al. Hydrogen station location and hydrogen consumption cost analysis based on hydrogen supply chain optimization [J]. Renewable Energy Resources, 2023, 41(7):861-867.
- [31]赵北涛,刘光宇,韩东升.考虑氢能耦合及阶梯碳交易的综合 能源系统多时间尺度低碳优化调度[J/OL]. 电力科学与技术 学报. [2023-09-12]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/43.1475. TM.20230327.1508.002.html.
- [32] 张朋程,杨洁. 氢气价格的影响因素及对策研究[J]. 价格月 刊,2022(12):22-29. ZHANG Pengcheng, YANG Jie. Research on the influencing factors and countermeasures of hydrogen price[J]. Prices Monthly, 2022(12): 22-29.

#### 作者简介:

陈笑云(1998-),男,硕士研究生,主要研究方向为新能 源微网规划调度(E-mail:1121602814@qq.com);

翁汉琍(1980-),女,教授,博士,主要研究方向为新型 电力系统保护(E-mail:honey\_weng@163.com)。

(编辑 王锦秀)

# Optimization of multi-time scale hydrogen supply chain based on gas-water network collaboration

CHEN Xiaoyun<sup>1</sup>, FENG Zhongnan<sup>2</sup>, WEI Fanrong<sup>2</sup>, WENG Hanli<sup>1</sup>, LIN Xiangning<sup>2</sup>

(1. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid,

China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology,

Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Under the background of existing infrastructure and market demand, it is a better choice to transport hydrogen mainly by natural gas mixed hydrogen pipelines and supplemented by mobile hydrogen storage transportation. A dynamic model is established considering the relationship between gas composition and flow change, and the dynamic characteristic of mixed hydrogen natural gas transportation is analyzed. A water network shipping model of hydrogen storage tank is constructed, i.e. the inland waterway transportation between ports realizes large-scale hydrogen transportation through ships. A multi-time scale rolling optimization strategy based on gas-water network collaboration is proposed, the load demand fluctuation under different time dimensions is finely scheduled and suppressed, and the operating cost is reduced. The effectiveness and rationality of the proposed model are verified by simulation examples.

Key words: hydrogen supply chain; natural gas mixed hydrogen pipelines; multi-time scale; optimal dispatch



附录 A

## A1 日前调度模型

## A1.1 目标函数

日前调度旨在满足氢气需求的基础上,以系 统运营商的购能成本和输送成本最小为目标,包 括供应链的上游供应和中游的压缩、储存和传输 的成本 *f*<sub>1</sub>,其目标函数为式(A1)所示。

$$\min f_1 = \lambda_{\rm H,sea} M_{\rm H,sea} + C_{\rm sea}^{\rm LCOTH}$$
(A1)

式中, $\lambda_{H,sea}$ 为绿氢的单位成本; $M_{H,sea}$ 为购氢总 质量;最后一项 $C_{sea}^{LCOTH}$ 为海上输送平均成本,以 总投资成本 $C_{CAPEX,sea}$ 、运营及维护成本 $C_{OPEX,sea}$ 和 氢气运输总量 $M_{H,sea}$ 计算得出,如式(A2)所示。

$$C_{\text{sea}}^{\text{LCOTH}} = \frac{\sum_{T=0}^{T=T} \frac{C_{\text{CAPEX,sea}}}{(1+r)^{T}} + \sum_{T=0}^{T=T} \frac{C_{\text{OPEX,sea}}}{(1+r)^{T}}}{\sum_{T=0}^{T=T} \frac{M_{\text{H,sea}}}{(1+r)^{T}}}$$
(A2)

$$C_{\text{CAPEX,sea}} = C_{\text{C,sea}} + C_{\text{TS,sea}} + C_{\text{ICS,sea}} + C_{\text{hip,sea}}$$
(A3)

$$C_{\text{OPEX,sea}} = C_{\text{OM,C,sea}} + C_{\text{OM,S,sea}} + C_{\text{OM,ship,sea}}$$
 (A4)  
式中, r为折现率 0.05,  $\tau$ 为经济寿命时长<sup>[A1]</sup>;  
海上运输投资成本 $C_{\text{CAPEX,sea}}$ 由压缩成本 $C_{\text{C,sea}}$ 、储

氢罐成本 $C_{\text{TS,sea}}$ 、调度成本 $C_{\text{ICS,sea}}$ 以及船舶成本  $C_{\text{ship,sea}}$ 组成;海上运维成本 $C_{\text{OPEX,sea}}$ 由压缩运维成 本 $C_{\text{OM,C,sea}}$ 、储氢罐运维成本 $C_{\text{OM,S,sea}}$ 以及船舶运维 成本 $C_{\text{OM,C,sea}}$ 构成。

压缩机成本 *C<sub>c</sub>*的计算方式,参考文献[A2]的压缩机投资成本模型,如式(A5)所示。

$$C_{C} = C_{b,C} S_{b,C} \left( \frac{W_{t} M_{TH}}{\eta_{c} S_{b,C} f_{w} T_{h}} \right)^{0.8} \left( \frac{P_{C}}{P_{b,C}} \right)^{0.18}$$
(A5)

式中,  $C_{b,c}$ 、 $S_{b,c}$ 分别为压缩机的基准成本和基准容量,  $\eta_c$ 为压缩机效率;  $f_w$ 表示年工作小时的百分比,  $T_h$ 为年总工作时间;  $P_i$ 为工作压强,  $P_{b,c}$ 为基准操作压强。

参考文献[A3]的计算压缩机运营维护成本  $C_{OM,C}$ ,采用可变换压缩等级( $N_{max} = 5$ )的压缩机, 氢气输出压强最高可达 720bar,接近于实际压缩 机工作性能,且能耗更低,运营维护成本由年工 作小时的百分比 $CF_c$ 和电能单位成本 $C_e$ 计算,如 式(A6)、(A7)所示。

$$W_{t} = 0.3229N \frac{\gamma}{\gamma - 1} P_{0} \left[ \left( \frac{P_{c}}{P_{0}} \right)^{\frac{\gamma - 1}{N + \gamma}} - 1 \right]$$
 (A6)

$$C_{\text{OM},C} = W_t C_e \frac{f_w}{\eta_c} M_{TH}$$
(A7)

式中,
$$\gamma$$
为氢气的比热比, $P_0$ 为大气压强。  
储氢成本 $C_s$ 包括管道储氢成本 $C_{Ls}$ 和储氢罐

储存成本 C<sub>TS</sub><sup>[A3]</sup>,如式(A8)-(A9)所示。

$$C_{\rm LS} = C_{\rm pip} q P_{\rm pip} \tag{A8}$$

$$C_{\rm TS} = C_{\rm b,S} S_{\rm b,S} \left( \frac{M_{\rm H}^{\frac{P_{\rm S}}{P_{\rm b,S}}}}{S_{\rm b,S}} \right)^{0.73} \left( \frac{P_{\rm S}}{P_{\rm b,S}} \right)^{0.44}$$
(A9)

式中,  $C_{pip}$ 为单位长度的管道储氢成本,  $P_{pip}$ 为管 道 储 氢 压 强;  $P_s$ 为 储 氢 罐 储 存 压 强,  $C_{b,s}$ 、 $S_{b,s}$ 、 $P_{b,s}$ 分别为储氢的基准成本、容量和压 强。

船舶运营维护成本*C*<sub>OM,ship</sub>采用年等效投资 成本对船舶维护成本进行计算,如式(A10)所示。

$$C_{\rm OM, ship} = \sum \zeta p^{\rm sail} + \frac{l(1+l)^r}{(1+l)^r - 1} C_{\rm ship} \qquad (A10)$$

式中, $\zeta$ 为船用柴油价格。

A1.2约束条件

$$M_{ship,t} = M_{ship,t-1} + M_{cha,off} - M_{dis,on}$$
(A11)

$$0 \le M_{ship,t} \le M_{shin}^{\max} \tag{A12}$$

$$0 \le M_{cha,off} \le M_{cha,off}^{\max} \tag{A13}$$

$$0 \le M_{dis,on} \le M_{dis,off}^{\max} \tag{A14}$$

式中,  $M_{ship,t}$ 为海上船舶载氢量;  $M_{cha,off}$ 、  $M_{dis,on}$ 为船舶分别在海上制氢平台和大陆的氢气装卸量;  $M_{cha,off}$ 和  $M_{dis,off}$ 为装卸的最大值。

(2) 海上船舶时空转移约束

$$U_{n,t} = U_{n,t-1} + S_{n,t} - R_{n,t}$$
(A15)

$$S_{n,t} \le 1 - U_{n,t-1}$$
 (A16)

$$R_{n,t} \le U_{n,t-1} \tag{A17}$$

$$S_{n,t} \le R_{n,t-t_{\rm m}} \tag{A18}$$

式中, $U_n$ 、 $R_n$ 和 $S_n$ 均为布尔变量,表达船舶的 位置、离开和到达状态; $t_m$ 为船舶行驶耗时。

#### A2 日内长时间尺度滚动优化模型

长时间尺度滚动优化以 4h 作为调度的控制 时域,尺度值为 1h,并将每次滚动优化的前 1h 调度指令发送到下一阶段。与日前优化基本相同, 长时间尺度优化在满足 IN 的氢负荷上,以内河 水网航运输送成本最小目标,目标函数 f<sub>2</sub>为式 (A19)所示。

$$min f_{2} = C_{river}^{LCOTH}$$
(A19)  
$$C_{river}^{LCOTH} = \frac{\sum_{T=0}^{T=\tau} \frac{C_{CAPEX,river}}{(1+r)^{T}} + \sum_{T=0}^{T=\tau} \frac{C_{OPEX,river}}{(1+r)^{T}}}{\sum_{T=0}^{T=\tau} \frac{M_{H,river}}{(1+r)^{T}}}$$
(A20)

式中, *C*<sub>river</sub><sup>LCOTH</sup>为内流输送平均成本, *C*<sub>CAPEX,river</sub>和 *C*<sub>OPEX,river</sub>分别为内河水网航运的投资成本和运维 成本,与式(A3)类似,此处不再赘述。

日内调度除了满足 1.3 节水网航运模型(17)

--(25)外,还需满足 IN 的氢负荷平衡和储氢约束, 如式(46) ---(48)所示。

$$M_{IN,t} = M_{IN,t-1} + y_{IN}^{s} - M_{pip,IN,t} - M_{IN,load,t}$$
(A21)

$$0 \le M_{IN,t} \le M_{IN}^{\max} \tag{A22}$$

$$0 \le M_{pip,IN,t} \le M_{pip,IN}^{\max} \tag{A23}$$

式中,  $M_{IN,i}$  和  $M_{IN}^{max}$  分别为 IN 的氢气储量和最大 储氢量;  $y_{IN}^{s}$ 为 IN 的船舶进口量;  $M_{IN,load,i}$ 为 IN 的负荷量;  $M_{pip,IN,i}^{max}$ 为 IN 的单位时间内管道最大 混氢量。

#### A3 日内短时间尺度滚动优化模型

短时间尺度滚动以 5min 为指标值,在长时间尺度调度计划基础上进行进一步调整,通过引入天然气管网的动态管储特性对氢负荷波动进行平抑,目标函数 *f*<sub>3</sub>如式(A24)所示。

$$\min f_3 = C_{\rm LS} + C_{\rm ICS,S} + C_{\rm PSA} + C_{\rm OM,S} \quad (A24)$$

式中, C<sub>PSA</sub>为单位质量氢气的 PSA 分离成本。

约束条件为考虑所有 LN 的氢负荷平衡和 1.1、1.2 节的动态输送储氢模型运行约束,如式 (A25)—(A28)所示。

$$M_{LN,load,t} = M_{LN,PSA,t} - M_{LN,t}^{los}$$
(A25)

$$M_{pip,t} = M_{i,t-1} + M_{pip,IN,t} - M_{LN,PSA,t}$$
 (A26)

 $0 \le M_{LN,PSA,t} \le M_{PSA}^{\max} \tag{A27}$ 

$$0 \le M_{pip,t} \le M_{pip,t}^{\max} \tag{A28}$$

式中,  $M_{LN,PSA,t}$ 表示 LN 的 PSA 氢气分离量;  $M_{LN,load,t}$ 为LN 的氢负荷;  $M_{LN,t}^{los}$ 为氢气损耗量;  $M_{pip,t}$ 为天然气管网的总储氢量;  $M_{pip,IN,t}$ 为 IN 注入管网的氢气量;  $M_{PSA}^{max}$ 为最大 PSA 分离速度。 A4 调度模型耦合关系

图 A1 表达了目标函数与各变量约束之间的 耦合关系,包含日前优化调度、日内长/短时间尺 度滚动优化三个部分。



Fig.A1 Coupling relationship diagram of dispatch module 日前调度即海上运输部分通过时空转移、储 氢模型约束,实现氢源至 HSC 中心枢纽的耦合; 得益于多时间维度滚动优化,实现了氢负荷侧需 求波动进行精细化调度与平抑;三部分均以经济 成本最优为目标,保证了 HSC 的经济性和有效 性。

参考文献:

- [A1] 交通运输部. 内河航运发展纲要[J]. 中国水运, 2020(6): 17-19.
- [A2] LAHNAOUI A, WULF C, HEINRICHS H, et al. Optimizing hydrogen transportation system for mobility via compressed hydrogen trucks[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(35): 19302-19312.
- [A3] GUNAWAN T A, CAVANA M, LEONE P, et al. Solar hydrogen for high capacity, dispatchable, long-distance energy transmission - A case study for injection in the Greenstream natural gas pipeline[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 273: 116398.

# 附录 B

		自但坐叫乡奴		
Table B1         Pipeline foundation parameters				
参数	数值	参数	数值	
横截面积 s	0.196 m <sup>2</sup>	气体常数 R	8.314J/(mol·k)	
管道内径 D	0.5 m	环境温度 T	298.15 k	
气体临界压强 Pc	4217.5 kpa	氢气混合比例 ε	10%	
气体临界温度 Tc	174.91 K	单元管道长度 dx	2 km	





Fig.B1 Node diagram of mixed hydrogen natural gas pipeline network

表 B2 海上运输部分成本分析 Table B2 Cost analysis of maritime transportation

Tuble D	多数	数值
	储氢设备购置成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	7332.2
储気	储氢设备使用年限	20
141 323	储氢容量/t	21
	储氢成本/万元	50298
	购置成本/万元	40
	航行平均速度/( <b>km</b> •h <sup>-1</sup> )	30
船舶	船舶使用寿命/年	20
	运输单位成本/(元/t・km)	0.5
	运输总量/t	20.7