

进口 / 出口计费模式下天然气管网输入 / 输出能力验证的两阶段鲁棒模型

步亚冉, 左丽丽*, 吴长春*, 赵思睿

中国石油大学(北京)油气管道输送安全国家工程实验室/石油工程教育部重点实验室/城市油气输配技术北京市重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, zuolili@cup.edu.cn; wucc@cup.edu.cn

收稿日期: 2023-06-20

摘要 对于覆盖区域较小且拓扑结构较复杂的天然气管网, 可以采用进口/出口计费模式提供输气服务, 即根据托运商在管网进口/出口预定的输入/输出能力收取管输费, 而不考虑其托运天然气的管输路径。在该模式下, 某节点的输入/输出能力被定义为该节点可被预定的最大输入/输出流量。管网公司根据经验初定管网各进口/出口的输入/输出能力, 若经验证, 该管网中任何不超过节点输入/输出能力的输入/输出流量组合均存在可行的输送方案, 则初定的节点输入/输出能力可以对托运商公布并供其预定。该验证问题为不确定性验证问题, 需要在实际输入/输出流量为不确定性参数的前提下, 求解管网运行方案。本文建立了两阶段鲁棒模型, 将带有不确定性参数的验证问题转化为针对“最差工况”的验证问题。第一阶段将管网输入/输出流量作为决策变量, 输入/输出流量对应的不确定集合转化为约束条件, 分别以各个中间压气站进站压力或分输站的分输压力最低为目标, 得到多个“最差工况”。在第二阶段, 验证“最差工况”下各个最低进站/分输压力是否满足对应的压力下限约束。相比于以往基于单个工况的输入/输出能力验证方法, 该方法消除了人工选择有限个工况的局限性, 验证结果更为可靠。分析计算结果显示: 相比于基于路径的计费模式, 复杂管网中进口/出口模式下的输气费用更能反映实际成本; 但该模式下管网物理输气能力可能无法得到充分利用, 造成管网输气能力的浪费。本文探究了在我国区域性管网应用进口/出口模式的可行性, 并为天然气管网的公平开放制度完善提供了借鉴。

关键词 计费模式; 天然气管网; 输气能力; 优化; 鲁棒优化

A two-stage robust model for verifying the input/output capacity of a gas pipeline network under entry/exit tariff mode

BU Yaran, ZUO Lili, WU Changchun, ZHAO Sirui

National Engineering Laboratory for Pipeline Safety, Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China;

Abstract The transmission service of small and topology-complex natural gas pipeline networks can be provided using an Entry/Exit(E/E) tariff mode. The booking of gas transmission capacity under the E/E tariff mode does not consider the path of gas flow, and is charged according to injections and/or deliveries. The input/output capacity at an entry/exit in the E/E mode is

引用格式: 步亚冉, 左丽丽, 吴长春, 赵思睿. 进口/出口计费模式下天然气管网输入/输出能力验证的两阶段鲁棒模型. 石油科学通报, 2023, 05: 671-681

BU Yaran; ZUO Lili; WU Changchun; ZHAO Sirui. A two-stage robust model for verifying the input/output capacity of a gas pipeline network under entry/exit tariff mode. Petroleum Science Bulletin, 2023, 05: 671-681. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.05.063

defined as the maximum flow that can be booked by the shippers. The pipeline company initially determines the tentative input/output capacities at entries/exits in the pipeline network based on experience. If there exists at least one feasible operational plan for any input/output flow combination that does not exceed the capacities at the entries/exits in the pipeline network, the initially determined input/output capacities can be published and booked by shippers. The validation of input/output capacities requires finding an operational plan for the pipeline network when the actual input/output flows are uncertain parameters. Thus, the validation problem is an uncertainty optimization problem. In this work, a two-stage robust optimization model was established to transform the validation problem with uncertain parameters into a deterministic problem of verifying the worst-case scenarios. There were several sub-models in the first stage. In each sub-model, the input and output flows at the entries and exits of a gas network were decision variables, with the corresponding uncertainty set transformed into constraints. And the objective function is to minimize the inlet pressure of each compressor or delivery station to generate the worst-case scenarios. In the second stage, the minimum inlet/delivery pressures of the compressor/delivery stations under the worst-case scenarios were verified whether they meet the lower pressure limit constraints. The input and output capacities are feasible if all the constraints are satisfied. Compared to previous capacity validation methods that based on verifying multiple scenarios, the model proposed in this study eliminated the limitation of manually selecting scenarios, ensuring that the calculation results were reliable. The results indicated that in a complex pipeline network, the gas transmission cost under the E/E mode better reflects actual costs, comparing to that under the path-based tariff mode. However, the physical gas transmission capacity of a network cannot be fully utilized under this mode in most cases, resulting in capacity wastage. Based on the input/output capacities validation model, this paper explored the feasibility of applying the E/E tariff mode in regional gas pipeline networks in China, and it could also be referred for improving the open access regime for pipeline networks.

Keywords tariff regime; gas network; gas transmission capacity; optimization; robust optimization

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.05.063

0 前言

2020年,国家石油天然气管网集团有限公司(以下简称“国家管网”)正式接管我国天然气干线管网,其运营模式是向全国具有资质的天然气经营企业或大型天然气用户提供输气服务。目前我国天然气长输管线按输气路径进行收费,即点对点模式^[1]。但在多进口和多出口的复杂结构管网中,难以确定实际的输气路径,点对点模式容易引起计费争议,因此欧洲设计了进口/出口计费模式。在进口/出口模式下,输气管网相当于只有进口和出口的“黑箱”,托运商在预定输入/输出能力时无需了解管网的拓扑结构及天然气在管网中的实际流向^[2]。由管网公司向社会公布各上载点的输入能力,和下载点的输出能力,并为不同的节点设置不同费率。托运商可以根据其要求的天然气输入/输出地点和流量预定相应节点的输入/输出能力,在各节点处的预定量不大于对应的输入/输出能力。进口/出口模式为签订天然气托运合同提供了便利性,同时也为管网公司核定和分配输气能力提出了更多挑战。由于各节点输入/输出能力给定后,其实际预定情况并不确定;另外,托运商预定输入/输出能力后的指定流量可能小于预定量,因此管网各节点的实际流量存在无穷多种可能性。而管网公司在确定各节点的输入/输出能力时,需保证管网能够在以上所有可能的实际流

量下均存在相应的运行方案。否则,在输入/输出能力公布并被预定后,可能会存在输气任务无法实现的管网公司违约情况。目前国内多从管理角度对进口/出口模式进行调研,主要包括该模式下输气能力交易^[3-5]、管网平衡管理^[6-7]、以及其交易中心作用^[8-10]。本文将介绍该模式下节点输入/输出能力的具体计算方法,并通过分析计算结果的变化规律揭示该模式的优、缺点,从而为我国区域性管网实施该模式提供决策依据。

1 管网输气能力和单位费率

1.1 技术输气能力

在进口/出口模式下,某节点的输入或输出能力被定义为该节点可被托运商预定的最大流量,当托运商在各节点的指定流量不大于对应的输入或输出能力时,管网存在可行的运行方案完成输气任务。将管网中气体上载点的输入能力和下载点的输出能力表示为向量 $C_T=(C_{T,1}, C_{T,2}, \dots, C_{T,n})$, C_T 又被称为管网的技术输气能力,其中 $C_{T,i}$ 为上载/下载点 i 的输入/输出能力,对于 $i \in V_{in}$, $C_{T,i} \geq 0$, $i \in V_{out}$, $C_{T,i} \leq 0$, V_{in} 和 V_{out} 分别为上载点和下载点集合。由于管网各节点的输入/输出能力之间会相互制约,管网的技术输气能力向量 C_T 并不唯一。管网的各上载点和下载点的实际流量表示为 $q_N=(q_{N,1}, q_{N,2}, \dots, q_{N,n})$, 其中 $q_{N,i}$ 为上载/下载点 i 的输入/

输出流量, 对于 $i \in V_{in}$, $q_{N,i} \geq 0$, $i \in V_{out}$, $q_{N,i} \leq 0$ 。假设管网处于稳态工况, 此时输入和输出流量满足流量守恒, 即 $\sum_i q_{N,i} = 0$, 则 C_T 满足以下条件:

(1) 通过适当选择管网的工艺运行方案可以实现以下集合

$$\{q_N | q_{N,i} \leq C_{T,i} (i \in V_{in}), q_{N,j} \geq C_{T,j} (j \in V_{out})\}$$

中任意输入、输出流量组合;

(2) 在不减少其他输入或输出流量的情况下, $|C_{T,i}|$ 已经达到最大值

在不包含主动元件(压气站、阀门等)的管网中, L. Schewe 证明了管网技术输气能力向量 C_T 的计算是 NP-hard 问题^[11]。因此, 管网公司退而求其次, 希望得到管网技术输气能力向量的近似解。通常方法是根据经验先假定输气能力向量中各分量的值, 验证满足该输气能力约束的工况是否均为可行工况, 即保证管网的输气能力向量始终满足关于 C_T 的条件(1), 而不必满足条件(2)。然后根据经验提高或降低部分节点的输入/输出能力, 使各节点处的输入/输出能力尽可能达到最大, 从而得到技术输气能力的近似解^[12]。在以上过程中, 验证满足某个管网输气能力约束的所有输入/输出流量组合下, 是否均有对应可行运行方案的过程又被称为管网输气能力验证。经过验证的输气能力可以供托运商预定, 只要管网各节点处的指定流量小于相应的输入/输出能力, 管网始终存在可行的运行方案完成输气任务。但经过验证不能保证各节点输入/输出能力已经达到最大值, 因此经验证的管网输气能力不一定是管网的技术输气能力。

1.2 管网输气能力验证

假设提出的待验证管网输气能力向量为 C , 输气能力验证问题可以描述为不确定性优化问题, 即: 验证输入/输出流量向量 q_N 在管网中是否有对应的可行

运行方案, 其中 q_N 为不确定性参数向量, 则输气能力验证问题为带有不确定参数的可行性验证问题, 数学模型如下:

$$q_N \in \mathbb{D} \quad (1)$$

$$U = \{q_N | 0 \leq q_{N,i} \leq C_i (i \in V_{in}); \\ C_j \leq q_{N,j} \leq 0 (j \in V_{out})\} \quad (2)$$

其中: \mathbb{D} 表示天然气管网运行的可行域, U 为 q_N 的不确定集合。基于不同的模型简化方法, 可以将该不确定性优化问题转化为确定性问题进行求解。Martine Labbé 等^[13] 总结了在天然气管网仅包含被动元件的情况下, 即不考虑压气站、阀门等, 输气能力可行性验证的计算复杂度, 如下表所示。

针对考虑主动元件的管网, 即压气站运行特性, Benjamin Hiller^[14] 和 Benoît Casotto^[15] 等根据历史运行数据和运行人员的经验, 提出管网待定输气能力, 和一系列满足该输气能力约束的节点输入/输出流量组合, 逐个验证各流量组合是否存在对应的运行方案, 如果所有或大部分的可能流量组合都能被满足, 那么可以认为该输气能力的分配是可行的。该方法下输气能力的验证结果很大程度上取决于可能工况代表性和数量。Armin Fügenschuh 等^[16] 考虑到用气量主要受环境温度影响, 在不同温度区间内分别给定多组输入/输出流量, 统计不同环境温度区间给定流量组合存在可行运行方案的概率。

以往对输气能力的可行性验证均基于对单个工况可行性的验证, 验证结果很大程度上取决于人工选择的有限个工况是否具有代表性。本文针对包含可反输管段的枝状管网进行输气能力验证, 没有对单个工况逐一验证, 而是采用鲁棒优化思想, 将输气能力验证这一不确定性优化问题转化为两阶段的确定性问题进行求解。相比于对单个工况逐个进行验证的方法, 排

表 1 进口/出口模式下输气能力验证的计算复杂度

Table 1 The computational complexity of the capacity verification under the E/E mode.

约束	流动特性	结构	复杂度
弧上最大流量约束	不考虑气体压力与流量的关系	树状	P 问题
		带环形结构	coNPC 问题
弧上最大流量约束; 节点压力范围约束	气体压力和流量满足线性关系	树状	P 问题
		带环状结构	P 问题
弧上最大流量约束; 节点压力范围约束	气体压力和流量满足非线性约束	树状	P 问题
		带环状结构	coNP 问题

注: P 问题是在多项式时间内求解的问题。co-NP(co-NPC)问题是 NP(NPC)问题的补问题, 即给定一个问题的否定形式是否可以在多项式时间内被验证, 目前没有找到能够在多项式时间内解决这类问题的通用算法。

除了人工选择输入/输出流量的影响,计算结果可靠性更高。

1.3 单位费率

欧盟大多数成员国采用进口/出口计费模式,尽管各成员国的费率结构和价格监管政策不尽相同,但费率设计的基本原则相同,即各节点的进口或出口费用尽可能反映在该点输入或输出产生的实际输气成本。成本核算可以基于长期边际运行成本(Long run marginal cost, 简称为LRMC)^[17]或平均会计成本(Average account cost, 简称为AAC)^[18],本文则以LRMC为例进行费率计算。最小二乘法常被用于计算管网公司在各进口和出口的基础费率,基础费率用于表示各节点费率的比重,实际交易时根据价格监管机制乘以某大于1的系数得到实际费率。具体流程如下^[17,19]。

首先对管网各进口和各出口之间的输气成本进行核算。由于不同工况下管网的LRMC不同,文献^[19]建议基于设计工况下的流量进行成本核算。对于有 n 个进口和 m 个出口的管网,将LRMC表示为 n 行 m 列矩阵 c_M , $c_{M,i,j}$ 表示从进口 i 到出口 j 增输单位气体产生的LRMC。然后计算各进/出口的基础费率,进口 i 的基础费率 P_i 和出口 j 的基础费率 P_j 之和需要尽可能覆盖相应路径上的输气成本 $c_{M,i,j}$ 。因此在费率计算的最小二乘模型中,以最小化 P_i 、 P_j 之和与 $c_{M,i,j}$ 之差的平方为目标,如方程(3a)所示;同时,要求基础费率不小于0,如方程(3b)所示。

$$\text{Min} \sum_{i,j} (P_i + P_j - c_{M,i,j})^2 \quad (3a)$$

$$\text{s.t. } P_i \geq 0; P_j \geq 0 \quad (3b)$$

其中: $i \in V_{in}$, $j \in V_{out}$ 。以上模型会得到无数组进口/出口费率,为了得到唯一解,需要增加约束确定管输成本在进口费率和出口费率之间的分摊情况,如下式所示。

$$\text{s.t. } \sum_i P_i = \sum_{i,j} \alpha c_{M,i,j} \quad (3c)$$

其中: α 为管输成本在进口费用中的比例; $1-\alpha$ 为管输成本在出口费用中的比例。欧盟能源监管部门没有对这一比例进行具体规定,多数成员国将 α 设定为0.5^[20-21]。在设定 α 后,优化模型(3)可得到进口/出口基础费率的唯一解。

2 两阶段鲁棒验证模型

基于以上分析,对带有压气站的天然气管网系统的输气能力进行验证。输气能力验证问题原型为不确定性优化问题,如公式(1)-(2)所示。本节采用鲁棒对等转化将不确定性问题转化为确定性对等问题进行求解。

2.1 两阶段验证模型结构

鲁棒优化方法^[22]即验证是否所有满足输气能力约束的管网输出/输出流量都有对应的运行方案。在计算时只需要确定 q_N 的不确定集,即公式(2),而无需具体概率分布。鲁棒优化需要确定无穷多个工况是否都有可行解,这显然不能直接进行验证,需要将其转化为有限维问题进行求解。本文采用鲁棒对等转化的方法,将原不确定性验证问题转化对“最差工况”的验证问题。考虑到以下情况:在给定工况下,当所有压气站的出站压力均达到最大值(压比达到最大或出站压力达到设计压力),则此时所有站场的进站压力也达到最大,此时如果存在某站场的进站压力仍不能达到进站压力下限要求,那么该输入/输出流量组合下不存在可行的管网运行方案;反之如果此时所有站场的进站压力都在可行范围内,那么可以确定该输入/输出流量组合可行,尽管此时的运行方案可能不是唯一的可行运行方案。因此对于各个站场,其相应的“最差工况”为使得该站场进站压力最低的输入/输出流量分布。

基于以上分析,将不确定优化问题转化为确定性问题的基本思路为:令所有压气站的出站压力达到最大值,以各节点处输入/输出流量组合 q_N 为模型决策变量, q_N 满足输气能力约束;以最小化中间压气站或分输站 $i(i \in V_{mcs} \cup V_{out})$ 的进站压力为目标,其中 V_{mcs} 和 V_{out} 分别为中间压气站和分输站对应的节点集合,得到站场 i 的最低进站压力;最后验证是否所有站场 i 的最低进站压力均满足运行或合同要求。如果各优化模型得到的各压气、分输站的最低进站压力均不小于给定压力下限,则认为输气能力可行;如果存在某压气、分输站的最低进站压力小于给定压力下限,则认为该输气能力不可行。以上思路对应的两阶段优化模型结构如图1所示。第一阶段的子模型逐个计算各中间压气站和分输站的最低进站压力,子模型数量 N 等于中间压气站和分输站的数量和;第二阶段用于验证子模型优化得到的各站场最低进站压力是否大于给定压力

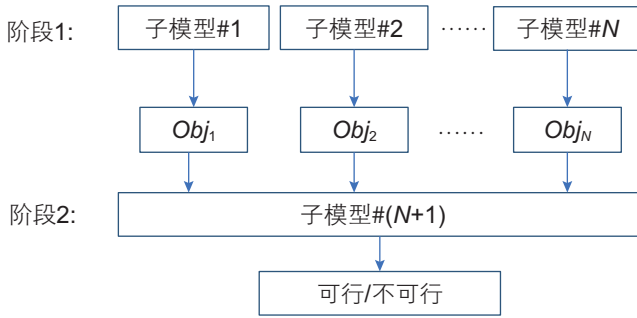


图1 进口/出口模式下输气能力验证的两阶段优化模型
Fig. 1 The two-stage model for verification of the gas network capacity under E/E regime.

下限。

2.2 第一阶段优化模型

在第一阶段的子模型中, 将节点的输入/输出流量向量 q_N 作为决策变量, 对应的不确定集转化为决策变量的约束条件, 如公式(4)所示。

$$\begin{aligned} 0 \leq q_{N,i} \leq C_i (i \in V_{in}); \\ C_j \leq q_{N,j} \leq 0 (j \in V_{out}) \end{aligned} \quad (4)$$

子模型的目标函数为最小化某中间压气站或分输站的进站压力。管网的运行约束基于稳态等温假设, 包括管段上的气体控制方程、压气站的运行约束、以及管段和压气站之间的流量压力关系。

2.2.1 拓扑结构

首先, 为了描述管网中各元件(管段和压气站)之间的连接关系, 将管网表示为有向网络。在以往的研究中通常将管段和压气站简化为有向弧, 进气点、分输点以及元件的连接点简化为节点, 能够方便地体现气体在压气站的进口和出口状态(压力、温度)的不同^[23]。但是该方法的弊端是需要已知流向的前提下进行拓扑结构简化。本文为了解决流向可逆问题, 在拓扑结构简化中将管段表示为有向弧, 其中不可反输管段流向与实际流向相同, 可反输管段的流量为正表示实际流向与假设流向相同, 流量为负表示实际流向与假设流向相反。将压气站、气体上载点、气体下载点、管段交汇点简化为节点。将压气站简化为节点可以优化流向不确定的管网, 对应单个压气站节点设置进站状态和出站状态下两组变量, 在不考虑热力计算的情况下为进站压力、流量和出站压力、流量, 然后根据管网的拓扑结构, 借助关联矩阵, 描述压气站进出口的压力、流量与管段起终点压力、流量之间的关系。

基于以上简化方法得到某管网对应的流网络结构 $G=\{V, A\}$, 其节点数为 N_V , 弧数为 N_A 。用 N_V 行 N_A 列的关联矩阵 I 表示管网的网络流结构, 纵坐标 $i \in V$ 表示节点编号, 横坐标 $j \in A$ 表示弧编号, 其各元素的值表示节点 i 和弧 j 的连接关系:

$$\begin{cases} I_{ij} = 1, \text{节点}i\text{为弧}j\text{的起点} \\ I_{ij} = 0, \text{节点}i\text{与弧}j\text{不相连} \\ I_{ij} = -1, \text{节点}i\text{为弧}j\text{的终点} \end{cases}$$

关联矩阵直接描述了各元件之间的连接关系, 各元件边界处的状态变量(流量、压力)关系可以基于关联矩阵表示为方程组的形式。对于稳态运行的管网, 弧上和节点处的流量关系(流量守恒定律)可以表示为以下方程。

$$IQ = q \quad (5)$$

其中: Q 为流过弧上的质量流量, kg/s, 流向为正表示实际流向与弧的方向一致, 流量为负表示实际流向与弧的方向相反; q 为节点处的输入或输出流量, kg/s, 正值表示输入, 负值表示输出。

另外各节点处的输入或输出流量满足以下方程。

$$q_i = q_{N,i} (i \in V_{in} \cup V_{out}) \quad (6)$$

$$q_i = 0 (i \in V \setminus V_{in} \setminus V_{out}) \quad (7)$$

假设压气站进口存在节流, 进站压力等于所有流入管段终点压力中的最小值, 其中流入管段包括假设流向为流入压气站 k , 且流量为正的弧 i , 以及假设流向为流出压气站 k , 且流量为负的弧 j 。则考虑进口节流的压气站进口压力表示为以下方程。

$$P_{in,k} = \min(P_{Z,i}, P_{Q,j}, \dots) \quad (8)$$

通过引入 0-1 变量 $y_{k,i}$ 将公式(8)转化为一组线性约束。当管段 i 中气体实际流向流入压气站 k , 且在所有流入压气站 k 的管段中终点压力最低, 则 $y_{k,i}=1$; 其余情况下 $y_{k,i}=0$ 。则 $y_{k,i}$ 满足公式(9)。

$$\sum_i y_{k,i} = 1, i \in A_{in}^k \cup A_{out}^k \quad (9a)$$

$$y_{k,i} \leq x_i, i \in A_{in}^k \quad (9b)$$

$$y_{k,i} \leq (1 - x_j), i \in A_{out}^k \quad (9c)$$

其中: A_{in}^k 为终点为 k 的弧集合; A_{out}^k 为起点为 k 的弧集合。方程(9b)表示在假设流向为弧 i 终点与压气站 k 相连, $x_i=1$ 时假设流向与实际流向一致, 则 $y_{k,i}$ 的可能取值为 0 或 1; $x_i=0$ 时 $y_{k,i}=0$ 。方程(9c)表示当弧 i 的起点与压气站 k 相连, $x_j=0$ 时 $y_{k,i}$ 的可能取值为 0,1; 否则 $y_{k,i}=0$ 。

引入 0-1 变量 $y_{k,i}$ 后, 非线性公式(8)可以等价于线性约束(9)-(13), 其中: $k \in V, i \in A_{in}^k, j \in A_{out}^k$ 。以

图2中的连接结构为例分析其等价性。

$$P_{in,k} + M(1-x_i) + M(1-y_{k,i}) \geq P_{Z,i} \quad (10)$$

$$P_{in,k} - M(1-x_i) \leq P_{Z,i} \quad (11)$$

$$P_{in,k} + Mx_j + M(1-y_{k,j}) \geq P_{Q,j} \quad (12)$$

$$P_{in,k} - Mx_j \leq P_{Q,j} \quad (13)$$

图2a表示弧的流向, 弧 $i=1, i=2$ 流入节点 k , 弧 $j=3$ 流出节点 k ; 若气体的实际流向如图2b所示, 则此时各弧上流向变量的值为: $x_1=1, x_2=0, x_3=0$ 。由方程(9)可得:

$$\begin{aligned} y_{k,2} &= 0 \\ y_{k,1} + y_{k,3} &= 1 \\ y_{k,1}, y_{k,3} &\in \{0, 1\} \end{aligned}$$

此时, 弧 $i=1$ 对应的方程(10)-(11)简化为以下形式。

$$P_{in,k} + M(1-y_{k,1}) \geq P_{Z,1} \quad (14a)$$

$$P_{in,k} \leq P_{Z,1} \quad (14b)$$

弧 $i=2$ 对应的方程(10)-(11)简化为以下形式, 以下方程恒成立, 因为弧 $i=2$ 上气体的实际流向为流出节点 k , 节点 k 的进站压力与弧 $i=2$ 无关。

$$P_{in,k} + M + M(1-y_{k,2}) \geq P_{Z,2} \quad (14c)$$

$$P_{in,k} - M \leq P_{Z,2} \quad (14d)$$

弧 $j=3$ 对应的方程(15)-(16)简化为以下形式。

$$P_{in,k} + M(1-y_{k,3}) \geq P_{Z,3} \quad (14e)$$

$$P_{in,k} \leq P_{Z,3} \quad (14f)$$

当 $P_{Z,1} \geq P_{Z,3}$ 时, 必然存在 $y_{k,1}=0, y_{k,3}=1$, 使得 $P_{Z,3} \leq P_{in,k} \leq P_{Z,3} \leq P_{Z,1}$, 即 $P_{in,k}=P_{Z,3}$; 否则方程(14a)和(14f)简化为 $P_{Z,1} \leq P_{in,k} \leq P_{Z,3}$, 与前置条件 $P_{Z,1} \geq P_{Z,3}$ 矛盾。同理 $P_{Z,1} \leq P_{Z,3}$ 时, 必然存在 $y_{k,1}=1, y_{k,3}=0$, 使得 $P_{in,k}=P_{Z,1}$ 。由以上分析可得, 约束(12)-(13)等价于最小值函数(8)。

综上, 考虑了压气站进口节流, 压气站进站压力等于最低的气体流入管段终点压力时, 压气站进出站压力与管段起终点压力之间满足公式(15)。

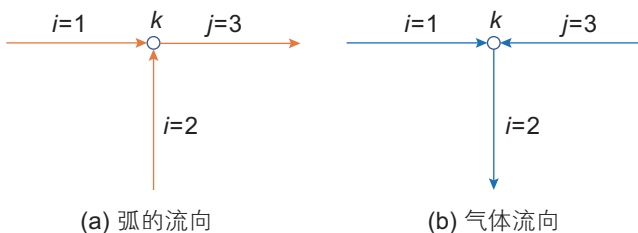


图2 压气站进站压力案例示意图

Fig. 2 The illustration of the inlet pressure of a compressor station

$$\begin{cases} P_{Q,i} \leq P_{out,j} + M(1-x_i) \\ P_{Q,i} \geq P_{out,j} - M(1-x_i) \\ P_{Q,i} \leq P_{in,j} + Mx_i + M(1-y_{j,i}) \\ P_{Q,i} \geq P_{in,j} - Mx_i \\ P_{Z,i} \leq P_{in,k} + M(1-x_i) + M(1-y_{k,i}) \\ P_{Z,i} \geq P_{in,k} - M(1-x_i) \\ P_{Z,i} \leq P_{out,k} + Mx_i \\ P_{Z,i} \geq P_{out,k} - Mx_i \end{cases} \quad (15)$$

其中: $i \in A, j \in V_Q^i, k \in V_Z^i, V_Q^i$ 和 V_Z^i 分别为弧 i 的起点集合和终点集合。

2.2.2 管段模型

对于某水平等温管道, 稳态运行时管段沿线压力随距离变化可用运动方程表示, 如下式所示^[24]。

$$A_d \frac{dP}{dx} + \frac{\lambda Q |Q|}{2d_0 A_d \rho} = 0 \quad (16)$$

其中: A_d 为管道的横截面积, m^2 ; ρ 为气体密度, $kg \cdot m^{-3}$; t 为时间维度, s ; Q 为气体质量流量, $kg \cdot s^{-1}$; x 为轴向维度, m ; P 为气体压力, Pa ; d_0 为管道内径, m ; λ 为摩擦阻力系数, 用以下公式计算。

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{Ke}{3.7d_0} \right) \quad (17)$$

其中: Ke 为管道内壁粗糙度, m 。

对于某管段 $i(i \in A)$, 用中心差分法得到管段上的稳态差分如下式所示。

$$A_d \frac{P_{i,j+1} - P_{i,j}}{\Delta x} + \frac{\lambda}{A_d (\rho_{i,j} + \rho_{i,j+1})} Q_i |Q_i| = 0 \quad (18)$$

其中: $j \in \{0, 1, \dots, N_{x,i}-1\}$, $N_{x,i}$ 为管段 i 上的空间节点数。

上式中绝对值项 $|Q_i|$ 需要引入整数变量处理。引入0-1变量 x_i 表示可反输管段的实际流向, $x_i=1$ 表示气体实际流向与假设流向相同, $x_i=0$ 表示气体流向与假设流向相反。 M 是一个较大的正数, 则流向和流量之间需满足公式(19), 当 $x_i=0$ 时, $Q_i \leq 0$; 当 $x_i=1$ 时, $Q_i \geq 0$ 。

$$\begin{cases} Q_i \leq Mx_i \\ Q_i \geq M(x_i - 1) \end{cases} \quad (19)$$

其中: $i \in A_R, A_R$ 为双向流动的管线集合。

然后引入新变量 $Q_{a,i}$ 表示 $|Q_i|$, 则 $Q_{a,i}$ 与实际流向 Q_i 和流向 x_i 之间满足以下方程。

$$-Q_{a,i} \leq Q_i \leq Q_{a,i} \quad (20a)$$

$$Q_i + Q_{a,i} \leq Mx_i \quad (20b)$$

$$Q_i - Q_{a,i} \geq M(x_i - 1) \quad (20c)$$

其中：当流向非负， $Q_i \geq 0$ ， $x_i = 1$ ，由方程(20a)所表示的约束可以简化为 $Q_{a,i} - Q_i = 0$ ；当流向为负， $Q_i > 0$ ， $x_i = 0$ ，约束简化为 $Q_{a,i} + Q_i = 0$ 。因此总有 $Q_{a,i} = |Q_i|$ 。

管网中气体压力和密度之间的关系用以下气体状态方程计算。

$$0.001P_{i,j} = \rho_{0,i,j}RT + \left(B_0RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) \rho_{0,i,j}^2 + \left(bRT - a - \frac{d_0}{T} \right) \rho_{0,i,j}^3 + \alpha \left(a + \frac{d_0}{T} \right) \rho_{0,i,j}^6 + \quad (21)$$

$$\frac{c\rho_{0,i,j}^3}{T^2} (1 + \gamma\rho_{0,i,j}^2) \exp(-\gamma\rho_{0,i,j}^2) \quad (22)$$

$$\rho_{i,j} = \rho_{0,i,j}M_g \quad (23)$$

其中： ρ_0 为天然气的摩尔密度， $\text{kmol} \cdot \text{m}^{-3}$ ； R 为气体常数， $8.314 \text{ kJ} \cdot \text{kmol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ； T 为气体平均温度， K ； M_g 为气体摩尔质量， $\text{kg} \cdot \text{kmol}^{-1}$ ； $A_0, B_0, C_0, D_0, E_0, a, b, c, d_0, \alpha, \gamma$ 是由气体组成决定的一系列参数。

管段对应的弧起点压力与终点压力满足方程(23)。

$$P_{Q,i} = P_{i,0} \quad (23a)$$

$$P_{Z,i} = P_{i,N_{x,i}-1} \quad (23b)$$

2.2.3 压气站模型

令压气站出站压力达到最大，即压气站达到最大压比或者出站压力达到系统设计压力，可表示为以下方程。

$$P_{\text{out},i} = \min(P_d, P_{\text{in},i}\theta_{\text{max},i}) \quad (24)$$

其中： $i \in V_{\text{cs}}$ ， V_{cs} 为压气站对应的节点集合； P_d 是设计压力， Pa ； $\theta_{\text{max},i}$ 是压气站 i 的最大压比。引入0-1变量 z_i 将方程(24)转化为线性约束方程组(25)。当 $z_i = 1$ 时压气站 i 达到最大压比约束，方程(25a)和(25c)恒成立，方程(25b)和(25d)等价于 $P_{\text{out},i} = P_{\text{in},i}\theta_{\text{max},i}$ ； $z_i = 0$ 表示压气站 i 出口达到最大运行压力，方程(25b)和(25d)恒成立，方程(25a)和(25c)等价于 $P_{\text{out},i} = P_d$ 。

$$P_{\text{out},i} \geq P_d - Mz_i \quad (25a)$$

$$P_{\text{out},i} \geq P_{\text{in},i}\theta_{\text{max},i} - M(1 - z_i) \quad (25b)$$

$$P_{\text{out},i} \leq P_d \quad (25c)$$

$$P_{\text{out},i} \leq P_{\text{in},i}\theta_{\text{max},i} \quad (25d)$$

2.2.4 优化模型

基于以上约束，建立第一阶段优化问题模型，决策变量为 q_N 。目标函数为最小化中间压气或分输站 i ($i \in V_{\text{mcs}} \cup V_{\text{out}}$)的进站压力，如下式所示， V_{mcs} 为中间压气站对应的节点集合，得到的最优解记为 Obj_i 。

$$Obj_i = \text{Min}P_{\text{in},i} \quad (26)$$

第一阶段子模型的约束条件包括：

- (1) 稳态工况下管段流量和节点输入/输出流量关系，如方程(5)所示；
- (2) 节点输入/输出流量约束如方程(4)，方程(6)–(7)所示；
- (3) 压气站进站压力等于所有流入管段终点压力中的最小值，则压气站进出站压力和管段起终点的压力满足方程(19)，(15)；
- (4) 管段气体流动摩阻计算公式，如方程(17)所示；
- (5) 管段气体流动控制方程，如方程(18)–(20)所示；
- (6) 系统内气体状态方程，如方程(21)–(22)所示；
- (7) 管道与对应弧的起终点压力关系，如方程组(23)所示；
- (8) 压气站出站达到压气站的最大压比或者系统设计压力，如方程(25)所示；
- (9) 首站进站压力为给定常数。

2.3 第二阶段验证模型

第二阶段模型验证第一阶段模型中求出的最低进气压力、最低分输压力 Obj_i 是否高于运行要求的压力下限，数学模型如(27)所示。如果该模型可行，则所有进站压力均满足要求，对应待定输气能力可行；如果某个压气或分输站 i 的最低进站压力小于给定压力下限 $P_{\text{in,min},i}$ ，则对应的输气能力不可行。

$$Obj_i \geq P_{\text{in,min},i} (i \in V_{\text{mcs}} \cup V_{\text{out}}) \quad (27)$$

最后，证明该两阶段优化模型等价于原始不确定性优化问题：

- (1) 首先，当两阶段模型有解时，则对于任意工况满足

$$q_N \in \{q_N \mid 0 \leq q_{N,i} \leq C_i (i \in V_{\text{in}});$$

$$C_j \leq q_{N,j} \leq 0 (j \in V_{\text{out}})\}$$

总有 $P_{\text{in,min},k} \leq P_{\text{in},k} \leq P_{\text{out},k} \leq P_d (k \in V_{\text{mcs}} \cup V_{\text{out}})$ ，同时各压气站压比也在可行范围内，因此该问题有解能够推出管网输气能力可行；

- (2) 反之模型无解时，存在某个工况 q_N ，使得 $P_{\text{in,min},k} \geq P_{\text{in},k}$ ，且由于此时压气站出站压力已经达到最大，不能通过提高出站压力使得压气或分输站 k 的进站压力提高，则该输气能力不可行。综上所述，输气能力验证的鲁棒优化问题和该两阶段优化问题等价。

3 案例分析

以图3所示的管网系统为案例阐述输气能力验证方法。管网的拓扑结构简化为图4,其中N1, N3, N5为注入压气站节点,进气压力为定值6.5 MPa,最大压比为1.75; N7, N8为中间压气站节点,运行要求进站压力下限为6 MPa,最大压比为1.5;分输点为N2, N4, N6,合同要求气体输出压力下限为5 MPa。弧A1-A4, A6-A7为不可反输管段, A5上气体可反输,用流量正负表示实际流向。管段参数如下:设计压力为10 MPa,采用外径1016 mm、壁厚14 mm的管材,内壁粗糙度为0.017 mm。A1, A2, A3, A4, A5对应的管段长度为160 km; A4, A6, A7对应的管段长度为300 km。另外为了加快模型收敛,设置系统的最低运行压力为3 MPa,该值低于给定的压气站和分输站进站压力下限,所以不影响计算结果。

假设管网公司通过对历史数据的统计和对市场的调研,提出管网各进口和出口提供的待输气能力,表示为 $C=(C_{N1}, C_{N2}, C_{N3}, C_{N4}, C_{N5}, C_{N6})$,其中输入为正,输出为负。

首先验证输气能力(Mm^3/d) $C_1=(-45, 45, -45, 45, -45, 45)$ 的可行性。当 $q_N=C_1$ 时,管网存在可行运行方案,且此时管网已基本达到最大总输量。用两阶段输气能力验证模型对 C_1 进行验证,在第一阶段需要用5个子模型,分别计算节点N1, N3, N5, N7, N8进站压力的最小值。模型用Julia语言建模,调用求解器Juniper^[25]用分支定界法处理整数变量,得到的NLP子问题用非线性求解器Ipopt^[26]进行求解。计算结果分别为 $Obj_1=P_{in,1}^*=5077$ kPa, $Obj_3=P_{in,3}^*=3000$ kPa,

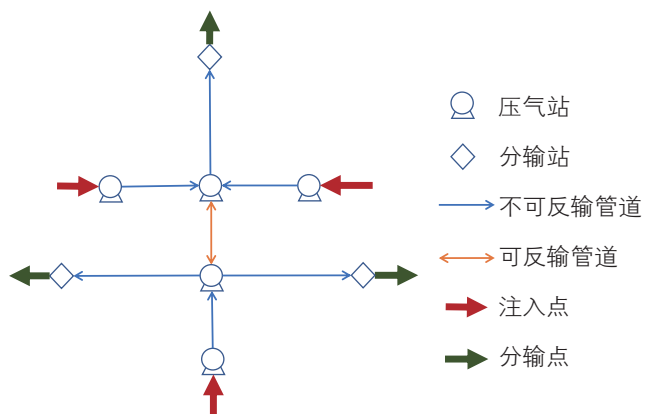


图3 进口/出口模式下输气能力验证案例的管网物理结构
Fig. 3 The physical structure of the gas network for capacity verification under E/E mode

$Obj_5=P_{in,5}^*=3000$ kPa, $Obj_7=P_{in,7}^*=7773$ kPa, $Obj_8=P_{in,8}^*=4533$ kPa。其中,分输站N3、N5的分输压力达不到分输压力下限5 MPa,压气站N8的进站压力达不到6 MPa。因此认为在给定输气能力为 C_1 时,存在不能被管网满足的工况, C_1 在鲁棒验证模型下不可行。表2展示了某个不可行工况 q_N 下各节点的输入/输出流量、进站压力、出站压力,以及各条弧上的流量。其中节点N7、N8无注气或分输,不存在指定流量,N1、N3、N5为气体下载点,用 P_{in} 表示气体分输压力。在所有压气站出站压力均已达到最大的情况下,节点N3、N8的进站(分输)压力仍低于进站(分输)压力下限,因此不存在可行的运行方案能实现工况 q_N ,即对应的输气能力 C_1 不可行。

在 C_1 不可行时可以适当调整部分节点的输入/输出能力重新进行验证。考虑到N3、N5和N8的最低进站(分输)压力达不到给定压力下限,通过分析管网结构可推测是弧A5的正向流量过大导致。而弧A5处的流量由N2、N6注入后流向N3、N5,因此可以通过降低N2、N6的输入能力,或降低N3、N5的输出能力使管网输气能力可行。面对多种输气能力调整方案,管网公司可以分析各个气源和用户流量的概率分布。如果管网公司通过经验或者历史数据,推测N3、N5流量达到45 Mm^3/d 的概率较低,可以优先减少N3、N5的输出能力,反之优先降低N2、N6的输入能力。

假设调整后输气能力为 $C_2=(-45.00, 45.00, -28.51, 45.00, -28.51, 45.00)$,用优化模型得到各站场最低进气压力为: $P_{in,1}^*=5034$ kPa, $P_{in,3}^*=7185$ kPa, $P_{in,5}^*=7185$ kPa, $P_{in,7}^*=7772$ kPa, $P_{in,8}^*=6019$ kPa,均大于要求的最低进站(分输)压力。此时任意符合输气能力 C_2 约束的工况均能被管网满足, C_2 可以作为输气能力交易。两次输气能力验证的计算结果如图5所示。管网各节点的输入或输出能力用柱状图表示,红色虚线

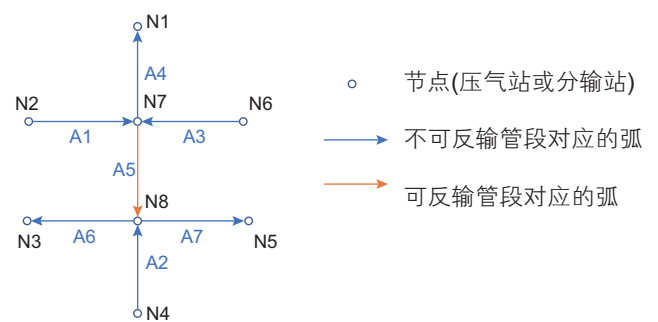


图4 进口/出口模式下输气能力验证案例的管网拓扑结构
Fig. 4 The topology of the gas network for capacity verification under E/E mode

框表示不可行预定方案 C_1 ，橙色柱形图表示可行的预定方案 C_2 ；工况用折线表示，其中实线表示可行工况，虚线表示不可行工况。由于符合输气能力 C_1 的工况中存在如 $q_{N,3}$ 所示的不可行工况， C_1 不能作为输气能力方案。为了将不可行工况排除在外， C_1 被减少至 C_2 ，此时如 $q_{N,1}$ 所示的部分可行工况也被排除在外，使得所有满足 C_2 的工况均为可行工况，如 $q_{N,2}$ 所示。

在此案例中，只考虑水力特性管网的最大总输量可达到 $135.00 \text{ Mm}^3/\text{d}$ ，而基于进口 / 出口交易模式，当输气能力为 C_2 时管道能达到的最大总输量为 $102.02 \text{ Mm}^3/\text{d}$ ，管网的最大利用率仅为 75.6% 。可见进口 / 出口交易模式可能导致管网利用率较低，某些工况在实际物理管网中是可行的，但是受限于交易模式无法实现。例如在本案例中， $q_{N,1}=C_1$ 是可行的工况，但是 C_1 是不可行的输气能力方案，因此 $q_{N,1}=C_1$ 无法实现。

最后计算进口费率和出口费率。基于设计工况得到从上载点 i 注入单位气体，从下载点 j 提出单位气

体时的LRMC。假设设计工况下输入 / 输出流量为 $q_{N0} = (-28, 28, -28, 28, -28, 28)$ ，此时各管段上流量为 $Q = (28, 28, 28, 28, 28, 28, 28)$ 。假设管网公司基于以上工况核算得到管网的LRMCs(CNY/m³)为 c_M ，横坐标对应节点 N2, N4, N6，纵坐标对应节点 N1, N3, N5。

$$c_M = \begin{bmatrix} 1.71 & 2.33 & 2.33 \\ 1.09 & 1.71 & 1.71 \\ 1.71 & 2.33 & 2.33 \end{bmatrix}$$

需要说明的是，尽管注入点 N4 到分输点 N1 的距离较远，但是对应的LRMC较低(1.09 CNY/m³)。因为基于工况 q_{N0} ，N4 到 N1 增输单位气体流量时，各管段上实际流量为 $Q' = (29, 28, 28, 27, 28, 28, 29)$ ，管网实际增加的单位周转量为 $300 \text{ km} \cdot \text{m}^3$ 。用最小二乘模型(3)计算各进口和出口费率(CNY/m³)，取 $\alpha = 0.5$ 。当收益率为 8% 时，进口费率的计算结果为： $P_2=1.26$ ， $P_4=0.59$ ， $P_6=1.26$ ；出口费率为： $P_1=0.59$ ， $P_3=1.26$ ， $P_5=1.26$ 。假设单位气体从 N4 输送到 N1，则需支付费

表 2 进口 / 出口模式某不可行工况下管网运行参数

Table 2 The operating parameters of an infeasible condition under the entry-exit mode.

站场	$q_N/\text{Mm}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	P_{in}/kPa	P_{out}/kPa	管段	$Q/\text{Mm}^3 \cdot \text{d}^{-1}$
N1	-21.24	9,133	/	A1	37.23
N2	37.23	6,500	10,000	A2	15.20
N3	-41.21	3,000	/	A3	43.00
N4	15.20	6,500	10,000	A4	21.24
N5	-32.97	5,610	/	A5	58.99
N6	43.00	6,500	10,000	A6	41.21
N7	/	7,984	10,000	A7	32.97
N8	/	5,635	8,453		

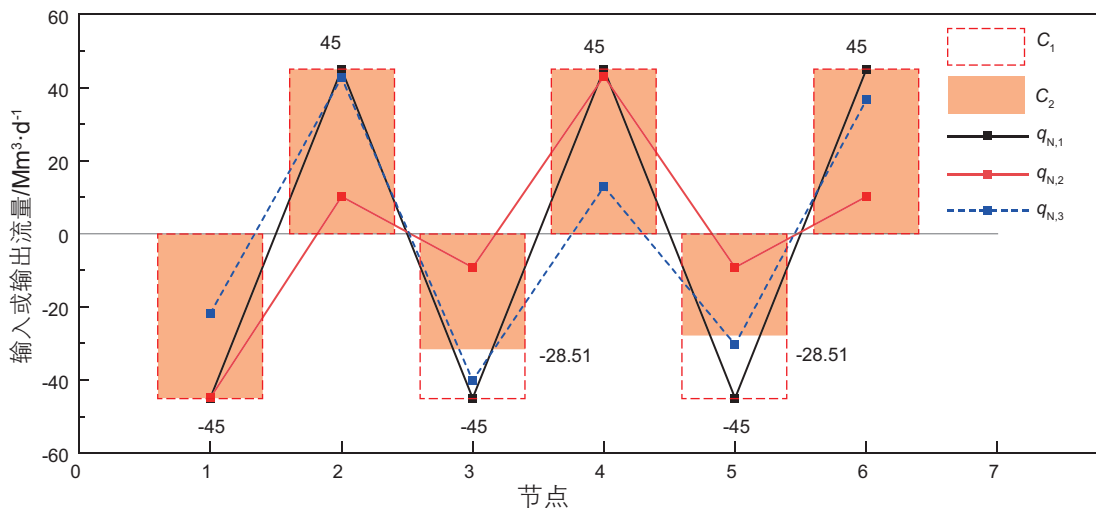


图 5 可行和不可行输气能力方案及工况

Fig. 5 Feasible and infeasible capacity allocations and scenarios under E/E regime

用为 $P_4 + P_1 = 1.85 \text{ CNY/m}^3$ 。托运商将气体从N4输送到N1支付的实际费用对应于单位周转量增加 $300 \text{ km} \cdot \text{m}^3$ 产生的输气成本,若基于点对点模式需按照从N4到N1之间路径的里程计算输气费用,管网公司将收取周转量为 $640 \text{ km} \cdot \text{m}^3$ 对应的输气费用。因此相比于基于路径的计费模式,进口/出口模式下的费率更能反映管网的实际输气成本。

4 结论与建议

本文基于进口/出口计费模式,提出了带有压气站的输气能力验证的两阶段鲁棒优化验证模型。将原不确定性优化问题对等转化为确定性问题进行求解,得到如下结论。

(1) 相比于以往对满足输气能力约束的工况逐个进行验证的方法,鲁棒验证模型的计算排除了人工选择工况的影响,计算结果可靠性更高。

(2) 由于交易模式的局限性,管网在进口/出口模式下的总输量往往达不到物理管网能达到的最大输量。管网的利用情况依赖于输气能力的合理性,因此要求管网公司在公布输气能力之前更多掌握更多天然气市场信息。

(3) 由进口费率和出口费率可见,相比于基于路径的点对点模式,进口/出口模式下费率更能反映实际输送成本,更有利于推动天然气的市场化。

本文的研究仅针对不含环状结构的管网,环形结构的管网输气能力的验证问题的计算复杂度更高,如何设计高效的算法对其进行计算有待进一步研究。

参考文献

- [1] 国家发改委. 天然气管道运输价格管理办法(暂行)[EB/OL]. (2021-06-09)[2023-06-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xwd/tzgg/202106/t20210609_1282913.html. [NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. Regulations on natural gas pipeline transportation price management(temporary)[EB/OL]. (2021-06-09)[2023-06-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xwd/tzgg/202106/t20210609_1282913.html.]
- [2] KELLER J T, KUPER G H, MULDER M. Mergers of Germany's natural gas market areas: Is transmission capacity booked efficiently?[J]. *Utilities Policy*, 2019, 56: 104-119.
- [3] 崔媛媛, 刘庆松, 杜敏, 等. 欧美典型国家天然气管输费定价机制及结算模式探究[J]. *国际石油经济*, 2023, 31(1): 71-82. [CUI Y Y, LIU Q S, DU M, et al. Pricing mechanism and settlement mode of pipeline transportation charges of typical countries in Europe and the United States[J]. *International Petroleum Economics*, 2023, 31(1): 71-82.]
- [4] 刘毅军, 李艳丽. 欧盟天然气产业链结构改革后管输管理新模式[J]. *油气储运*, 2015, 34(1): 1-7, 14. [LIU Y J, LI Y L. A new mode of pipeline transportation management after structural reform of EU natural gas industrial chains[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2015, 34(1): 1-7, 14.]
- [5] 徐婧, 孙泽生. 国外三种天然气交割模式比较研究[J]. *国际石油经济*, 2015, 23(10): 32-38. [XU J, SUN Z S. Comparative study on three natural gas transaction modes abroad[J]. *International Petroleum Economics*, 2015, 23(10): 32-38.]
- [6] 张墨翰, 周淑慧, 郭海涛, 等. 欧盟输气管网平衡规则与实践[J]. *国际石油经济*, 2018, 26(6): 48-58. [ZHANG M H, ZHOU S H, GUO H T, et al. EU natural gas network balancing and its practice[J]. *International Petroleum Economics*, 2018, 26(6): 48-58.]
- [7] 戴海川. 欧洲管网平衡模式对我国天然气管网改革的借鉴意义[J]. *能源*, 2021(02): 71-75. [DAI H C. The Reference Significance of the European Gas Network Balancing Model for China's Natural Gas Pipeline Reform[J]. *Energy*, 2021(02): 71-75.]
- [8] 林娟. 欧盟天然气区域定价中心形成研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017. [LIN J. Study on development of gas pricing center in the European Union[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2017.]
- [9] 周璇, 董秀成, 周森, 等. 英国天然气市场运行机制及其对我国市场化改革的启示[J]. *天然气工业*, 2018, 38(10): 135-141. [ZHOU X, DONG X C, ZHOU M, et al. Operation mechanism of natural gas market in UK and its enlightenments to China's market-oriented reform[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 135-141.]
- [10] 李博. 欧盟天然气市场化进程及启示[J]. *天然气工业*, 2015, 35(5): 124-130. [LI B. Process of EU natural gas marketization and its enlightenment[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(5): 124-130.]
- [11] SCHEWE L, SCHMIDT M, THÜRAUF J. Computing technical capacities in the European entry-exit gas market is NP-hard[J]. *Annals of Operations Research*, 2020, 295(1): 337-362.
- [12] THANH N, LE MAITRE A, ARDEOIS J, et al. An optimization tool for network capacities[C]//PSIG Annual Meeting 2013. Prague, Czech Republic, 2013.
- [13] LABBÉ M, PLEIN F, SCHMIDT M. Bookings in the European gas market: characterisation of feasibility and computational complexity results[J]. *Optimization and Engineering*, 2020, 21(1): 305-334.

- [14] HILLER B, KOCH T, SCHEWE L, et al. A system to evaluate gas network capacities: Concepts and implementation[J]. *European Journal of Operational Research*, 2018, 270(3): 797–808.
- [15] CASOETTO B, FLOTTE E, ARDEOIS J, et al. How to commercialize reliable capacities on a complex transmission network?[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2011, 3(5): 657–663.
- [16] FÜGENSCHUH A, GEISLER B, GOLLMER R, et al. Mathematical optimization for challenging network planning problems in unbundled liberalized gas markets[J]. *Energy Systems*, 2014, 5(3): 449–473.
- [17] ALONSO A, OLMOS L, SERRANO M. Application of an entry-exit tariff model to the gas transport system in Spain[J]. *Energy Policy*, 2010, 38(9): 5133–5140.
- [18] CAVALIERE A. *The liberalization of natural gas markets: Regulatory reform and competition failures in Italy*[M]. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2007.
- [19] HUNT P. *Entry–Exit transmission pricing with Notional Hubs: Can it deliver a pan-European wholesale market in gas?*[M]. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008.
- [20] 秦冬冬. “新气管道”管输定价研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016. [QIN D D. Study on pricing mechanism of the XYZ gas pipeline[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.]
- [21] KEMA INTERNATIONAL B. V. *Study on methodologies for gas transmission network tariffs and gas balancing fees in Europe*[R]. Amhem: The European Commission, Directorate-General Energy and Transport, 2009.
- [22] BEN-TALA, GHAOUI L EI, NEMIROVSKI A. *Robust optimization*[M]. Princeton: Princeton University Press, 2009.
- [23] RÍOS-MERCADO R Z, WU S, SCOTT L R, et al. A reduction technique for natural gas transmission network optimization problems[J]. *Annals of Operations Research*, 2002, 117: 217–234.
- [24] 李玉星, 姚光镇. *输气管道设计与管理*[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2009. [LI Y X, YAO G Z. Pipeline engineering and management[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2009.]
- [25] OGER O K, COFFRI C, HIJAZI H, et al. *Juniper: An open-source nonlinear branch-and-bound solver in Julia*[C]//*Integration of Constraint Programming, Artificial Intelligence, and Operations Research*. Delft: Springer International Publishing, 2018: 377–386.
- [26] ANDREAS W, BIEGLER L T. On the implementation of an interior-point filter line-search Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming[J]. *Mathematical programming*, 2006, 106(1): 25–57.

(编辑 马桂霞)