

引文: 何春蕾, 段言志, 张颀, 等. 中国天然气价格改革理论研究进展及其应用回顾与展望[J]. 天然气工业, 2023, 43(12): 121-129.
HE Chunlei, DUAN Yanzhi, ZHANG Yong, et al. Theoretical research and application of China's natural gas pricing reform: Progress, review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(12): 121-129.

中国天然气价格改革理论研究进展及其应用回顾与展望

何春蕾^{1,2} 段言志^{1,2} 张颀³ 李森圣^{1,2} 杜波³ 董振宇³

1. 中国石油西南油气田公司天然气经济研究所 2. 中国石油天然气价格研究中心
3. 中国石油天然气股份有限公司财务部

摘要: 中国天然气价格体系和机制经过数十年的发展, 取得了丰硕成果。随着改革深化的不断推进, 有必要梳理中国天然气价格体系和机制发展的理论研究成果及应用成效, 并展望下一步中国天然气价格改革的方向。研究结果表明: ①研究天然气价格体系演变规律指导天然气价格管理体系改革, 研究天然气定价机制演变规律指导天然气定价机制改革, 研究天然气基础设施定价规律指导基础设施定价改革, 集中反映了中国在天然气价格理论研究方面所取得的成果; ②建立以门站价格管理为核心的天然气产运储销价格管理体系, 快速推进天然气价格市场化改革, 强化天然气基础设施价格管理, 是中国天然气价格改革取得的主要成就; ③取消门站捆绑定价是天然气价格管理体系未来的发展方向, 通过市场竞争形成价格是天然气定价机制未来的发展方向, 为容量制定价格是天然气基础设施定价未来的发展方向, 建设和发展交易枢纽成为后续价格改革的重中之重。结论认为, 中国可以借鉴欧盟的经验推进天然气价格市场化改革, 将天然气市场区分为民生用气市场和非民生用气市场, 在做好民生用气保供稳价工作的同时, 加快推进非民生用气的价格实现完全市场化, 待市场发展成熟后实现所有天然气的价格完全市场化。

关键词: 天然气; 价格体系; 定价机制; 演变规律; 理论研究成果; 回顾与展望

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.12.013

Theoretical research and application of China's natural gas pricing reform: Progress, review and prospect

HE Chunlei^{1,2}, DUAN Yanzhi^{1,2}, ZHANG Yong³, LI Sensheng^{1,2}, DU Bo³, DONG Zhenyu³

(1. Natural Gas Institute of Economics of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. PetroChina Natural Gas Price Research Center, Chengdu, Sichuan 610056, China; 3. Finance Department of PetroChina Co., Ltd., Beijing 100007, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.12, p.121-129, 12/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: China's natural gas pricing system and mechanism have evolved fruitfully over years. This paper reviews the theoretical research and application of China's natural gas pricing reform in terms of system and mechanism, and presents the prospects of the reform. Findings are obtained in three aspects. First, the previous theoretical researches of China's natural gas pricing are generally consensual on the roles of the evolution of natural gas pricing system and mechanism in guiding the system and mechanism reforms, and also the role of the natural gas infrastructure pricing law in guiding the infrastructure pricing reform. Second, the natural gas production, transmission, storage and marketing price management system with gate price management as the core is a representative achievement in China's natural gas pricing reform, and it has effectively supported the accelerated market-based natural gas pricing reform and the enhanced natural gas infrastructure pricing management. Third, the gate-bundled pricing practice will be cancelled in future natural gas pricing system; the pricing will be dependent upon market competition in future natural gas pricing mechanism; and the volume will be priced in future natural gas infrastructure pricing. Moreover, transaction hub will become the top priority in subsequent pricing reform. It is concluded that China can learn from the European Union in its market-based natural gas pricing reform, that is, under the division of natural gas markets into domestic and non-domestic categories, the non-domestic gas pricing is enabled to be fully market-based as soon as possible while the domestic gas is supplied at a steady price, and both domestic and non-domestic gas prices will be market-based where the market conditions are mature enough.

Keywords: Natural gas; Pricing system; Pricing mechanism; Evolution; Theoretical research; Review and outlook

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司软科学研究项目“中国天然气价格改革回顾与展望”(编号: 中油研 20220110)。

作者简介: 何春蕾, 1976年生, 高级经济师, 博士; 主要从事天然气经济管理方面的研究工作。地址: (610051) 四川省成都市成华区府青路一段19号。ORCID: 0000-0001-5071-427X。E-mail: hecl_jys@petrochina.com.cn

0 引言

为推进天然气价格改革，中国政府价格主管部门高度重视天然气价格理论研究用于指导价格改革实践。中国石油作为中国最大的天然气供应企业，在政府价格主管部门的指导下，开展天然气价格理论、价格政策、价格改革方案的研究工作，取得了丰硕成果。其中天然气价格体系和定价机制的演变规律以及天然气基础设施的定价规律，是天然气价格理论的核心内容^[1-4]。随着一系列改革措施的落地，中国天然气价格体系和价格形成机制逐步理顺，价格水平趋于合理，价格管理体制更加科学高效，基本满足了天然气产业各方主体对价格信号的诉求，发挥了市场在资源配置中的决定性作用。但同时也应发现，目前的改革成果距离最终目标还有一定差距，例如气源价格没有实现完全市场化、基础设施价格监管方式仍需优化、上下游联动机制还未真正形成等，

在部分地区、个别环节、某些时段的天然气价格运行仍有比较大的矛盾。因此，当天然气价格改革进入深水区，有必要进一步梳理天然气价格改革的演变理论与规律认识，立足中国天然气产业发展的实际，为进一步深化改革、凝聚各方共识、看清天然气价格改革后续形势提供参考。

1 天然气价格体系演变规律及其指导作用

1.1 天然气价格体系演变的一般规律

1.1.1 天然气市场发展成熟前的价格体系

天然气工业是由上游的勘探开发、中游的长距离管道运输和下游的地方配送3个基本业务单元所构成的。从全球范围看，在天然气市场发展成熟前，天然气工业的价格体系典型地表现为由3次销售价格所组成（图1）^[5-7]。

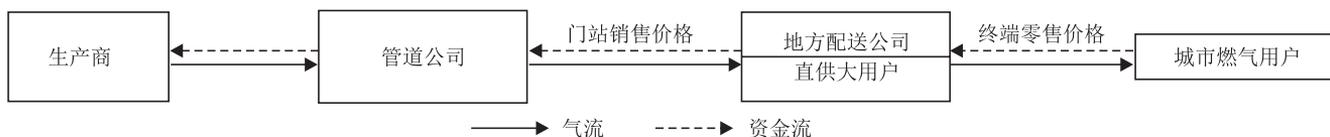


图1 市场发展成熟前的天然气价格体系图

1) 生产商的气源销售价格（一次销售价格）。负责天然气勘探开发业务的生产商在上游生产区按照气源销售价格将天然气销售给管道公司。

2) 管道公司的门站销售价格（二次销售价格）。负责天然气长距离运输业务的管道公司在下游市场区被称为“城市门站”或“工厂门站”的地方按照门站销售价格将天然气销售给地方配送公司或直供大用户等下游买方。

3) 地方配送公司的终端零售价格（三次销售价格）。负责地方配送业务的地方配送公司在用户燃气喷嘴按照终端零售价格将天然气销售给家庭、商业和中小工业等各类城市燃气用户。

可以看出，在天然气市场发展成熟前，管道公司的运输系统不对外开放，管道公司通过运输与销售的捆绑，实现对其所服务市场的垄断经营^[8]。由于管道公司的运输系统不对外开放，因此没有必要为管道、地下储气库、LNG接收站等天然气基础设施制定收费价格，而是制定捆绑式门站销售价格。

1.1.2 天然气市场发展成熟后的价格体系

随着天然气市场发展的成熟，许多国家对本国的天然气行业进行了改革。改革的基本思路是相同的，都是通过改革管网运营机制，强制要求天然气基础设施向第三方市场主体公平开放（图2）。管网运营机制改革后，上游生产商可以自由地选择下游买方，下游

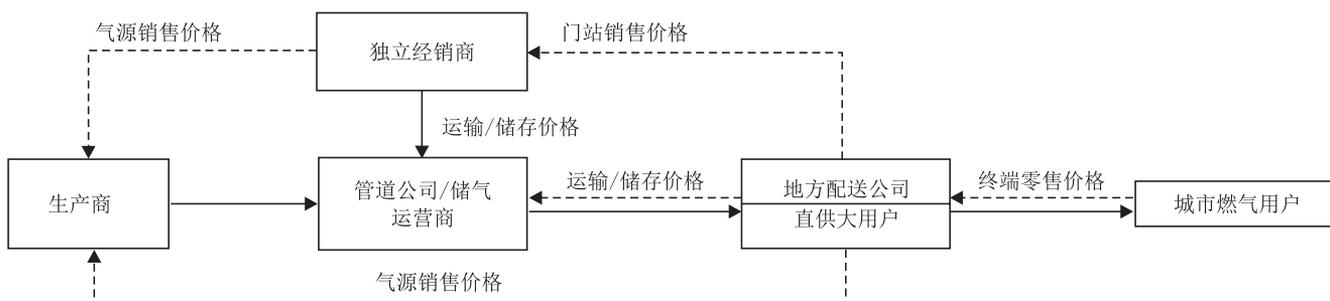


图2 市场发展成熟后的天然气价格体系图

买方也可以自由地选择上游生产商，从而形成了上游生产商争夺下游买方的竞争。这种竞争模式被称为气与气竞争。有些国家天然气基础设施公平开放已扩展到城市配气管网，在天然气零售领域也实现了气与气竞争。

管网运营机制改革后需要采取非捆绑定价方式，对天然气、运输和储存服务分别定价。其中上游生产商的气源销售价格和独立经销商（管网运营机制改革后原先由管道公司承担的销售职能部分转移给独立经销商）的门站销售价格均通过市场竞争形成，中间环节的运输和储存服务的价格通常受到政府以成本加成为基础的价格管制，也就是通常所称的“管住中间、放开两头”。

1.2 指导天然气价格管理体系的改革

1.2.1 中国传统的天然气价格体系

在油气管网运营机制改革前，中国天然气工业采取生产运输纵向一体化结构（图 3），中国石油、中国石化、中国海油等生产运输一体化的上游供气企业在城市门站或工厂门站向地方配送公司和直供大用户等下游买方销售天然气。传统的做法是采取非捆绑定价方式，国家发展和改革委员会（以下简称国家发展改革委）分别规定出厂价格（气源销售价格）和管输价格（储气费包含在管输价格中），上游供气企业与下游买方就这两个价格分别结算。

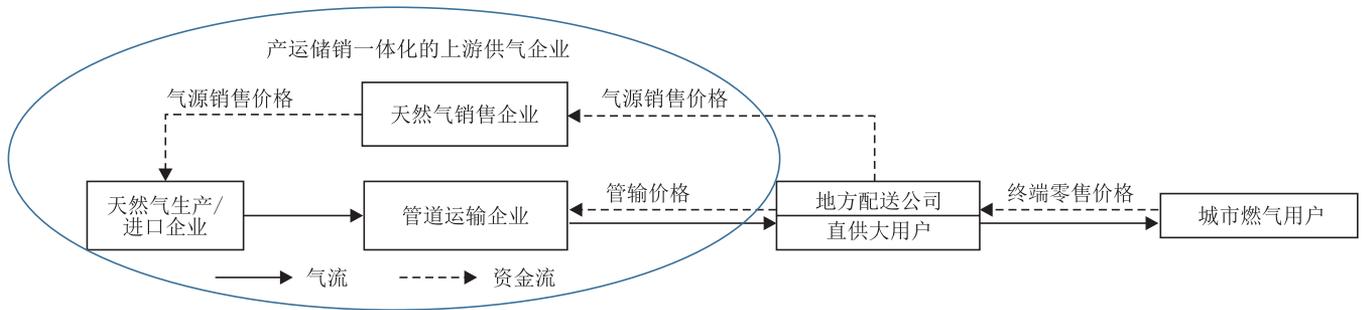


图 3 传统的中国天然气价格体系图

很显然，中国传统的做法与国际通行做法不一致。在天然气市场发展成熟前，国际通行做法是采取捆绑定价方式，制定管道公司或生产运输一体化上游供气企业的捆绑式门站销售价格。中国在天然气市场发展成熟前采取非捆绑定价方式，是与中国天然气工业在起步阶段供气方式相对简单（单气源、单管线供气）相适应的。随着天然气供应方式向气源多元化、运输网络化方向发展，由于下游买方是在城市门站或工厂门站购买天然气，无法识别购买的天然气来自哪些气源，通过哪些管道运输，因此非捆绑定价方式就不再适用，需要改革^[9]。

1.2.2 改革后的天然气价格体系

以 2013 年 7 月门站价格管理在全国推广为标志，

中国重建了以门站价格管理为核心的天然气产运储销价格体系（图 4），具体运行方式如下^[9]：中国石油、中国石化和中国海油等上游供气企业在城市门站或工厂门站直接按照国家发展改革委规定的门站价格向地方配送公司、直供大用户等下游买方销售天然气。门站环节之前的价格，包括国产气的出厂价和进口气的到岸价等气源价格，进口 LNG 接收站的气化费、管输价格、地下储气库的储气费等天然气基础设施服务价格，均作为上游供气企业的内部结算价格，与下游买方不发生直接联系。其中，进口 LNG 接收站的气化费、管输价格按照“准许成本加合理收益”原则由国家发展改革委或省级价格主管部门制定，实行政府定价；国产气的出厂价、地下储气库的储气

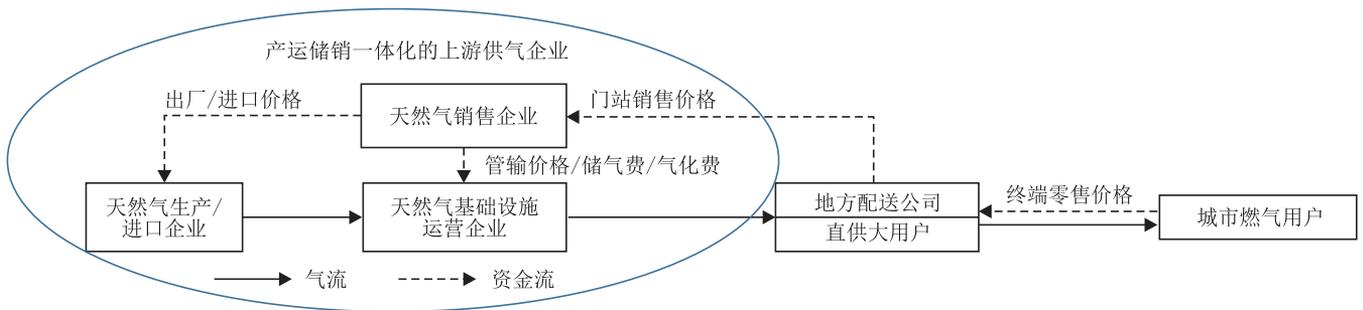


图 4 改革后的中国天然气价格体系图

费由上游供气企业自己制定，进口气的到岸价由上游供气企业与出口商通过合同约定。

改革后的天然气价格管理体系可以兼顾当前和长远发展的需要。现阶段中国天然气市场尚未发展成熟，还需要对天然气实行门站价格管理；在管理门站价格的同时，还需要制定和管理天然气基础设施服务价格，以满足天然气基础设施第三方公平准入的需要，加快推进“X+1+X”型油气市场体系的形成。

2019 年 12 月国家石油天然气管网集团有限公司（以下简称国家管网）成立，中国石油、中国石化和中国海油等三大石油公司将拥有的几乎全部跨省天然气管道以及部分地下储气库和大部分 LNG 接收站，移交给国家管网经营。这些天然气基础设施的收费价格由三大石油公司的内部结算价格，转变成三大石油公司与国家管网公司之间的结算价格，管网运营机制改革没有改变现行的以门站价格管理为核心的天然气产运储销价格体系。

1.2.3 未来的发展方向是取消门站捆绑定价

未来取消门站价格管理的发展方向是由中国天然气价格改革的目标所决定的。中国天然气价格改革的目标是实现天然气价格完全市场化，根据欧美市场发展成熟国家和地区的经验，要实现天然气价格完全市场化，需要建设和发展交易枢纽（例如美国的亨利中心、英国的 NBP、荷兰的 TTF 等）形成市场基准价格，取代政府制定的基准价格。如果不取消捆绑门站价格，天然气继续分散在各个城市门站或工厂门站进行交易，就不会有天然气交易枢纽的出现和形成市场基准价格^[7]。

2 天然气定价机制的演变规律及其指导作用

2.1 天然气定价机制演变的一般规律

研究欧美天然气市场发展成熟国家和地区的经验可以看出，天然气的定价机制与天然气市场所处的发展阶段有关，天然气市场要经历初始增长阶段和快速增长阶段后，才能进入发展成熟阶段，而天

然气的定价机制将经历成本加成、与油价挂钩以及气与气竞争 3 个阶段^[3,7-8]。

天然气定价机制的演变规律可以通过天然气行业的经济剩余理论做出解释^[10-11]，也为国际天然气联盟（International Gas Union, IGU）的调查结果所证实^[12]。从 2005—2021 年，IGU 对全球天然气价格的形成机制作过 14 次调查，调查结果显示天然气在批发层次上有 8 种类型的价格形成机制：与油价挂钩（OPE）、气与气竞争（GOG）、双边垄断协议（BIM）、终端产品净回值（NET）、基于服务成本（RCS）、基于社会和政治因素（RSP）、低于成本（RBC）和没有价格（NP）。在全球的 8 种天然气定价机制中，与油价挂钩、气与气竞争、双边垄断协议、终端产品净回值可以广义上被称为市场定价。基于服务成本、基于社会和政治因素、低于成本、没有价格可以广义上被称为监管定价。

IGU 的调查显示，在全球所消费天然气的定价机制中，市场定价机制的总比例逐步上升，从 2005 年的 62.0% 上升到 2021 年的 71.8%，而监管定价机制的总比例逐步下降，从 2005 年的 38.0% 下降到 2021 年的 28.2%。在市场定价机制中，与油价挂钩、气与气竞争为主流定价机制，其中气与气竞争的占比上升得最快，从 2005 年的 31.3% 上升到 2021 年的 49.0%。在监管定价机制中，低于成本的占比越来越低（表 1）。以上调查结果均表明，全球天然气市场正朝向更加开放的定价机制方向发展。

IGU 的调查结果也显示，天然气定价机制仍具有明显的区域特征。以 2021 年为例，欧美国家和地区天然气市场发展比较成熟，北美天然气价格几乎全部通过气与气竞争形成；在欧洲大部分天然气通过气与气竞争形成价格，只有少部分天然气采取与油价挂钩；在亚洲地区，大部分天然气采取与油价挂钩，也有部分天然气通过气与气竞争形成价格，价格受政府管制的天然气比例不大；在拉美地区，气与气竞争、与油价挂钩以及价格受管制的天然气都占有相当的比重；在非洲和中东地区，大部分天然气的价格受到政府管制，天然气价格基于社会和政治因素制定或低于成本（表 2）。

表 1 2005、2021 年全球天然气消费各种定价机制所占比例表

年份	市场定价					监管定价					合计
	OPE	GOG	BIM	NET	小计	RCS	RSP	RBC	NP	小计	
2005	24.3%	31.3%	5.8%	0.6%	62.0%	0.8%	11.3%	25.1%	0.8%	38.0%	100%
2021	19.2%	49.0%	3.3%	0.3%	71.8%	8.8%	13.6%	5.6%	0.2%	28.2%	100%

表 2 2021 年不同地区各种定价机制所占比例表

地区	市场定价					监管定价					合计
	OPE	GOG	BIM	NET	小计	RCS	RSP	RBC	NP	小计	
北美		99.7%			99.7%				0.3%	0.3%	100%
欧洲	22.8%	76.9%			99.7%		0.3%			0.3%	100%
亚洲	65.5%	21.9%	0.8%		88.2%	11.8%				11.8%	100%
拉美	26.5%	28.0%	2.8%	7.5%	64.8%	8.3%	14.1%	12.1%	0.7%	35.2%	100%
非洲	4.8%	8.2%	6.3%		19.3%	19.4%	3.1%	57.5%	0.7%	80.7%	100%
中东	4.2%	4.0%	14.5%		22.7%	1.6%	72.7%	3.0%		77.3%	100%
平均	19.2%	49.0%	3.3%	0.3%	71.8%	8.8%	13.6%	5.6%	0.2%	28.2%	

2.2 指导天然气定价机制的改革

2.2.1 由政府主导建立与油价挂钩机制

早期，中国天然气出厂价格采取成本加成定价法，以 2004 年西气东输管道工程全线投产为标志，中国的天然气市场开始由初始增长阶段进入快速增长阶段，天然气价格改革的重心是建立与油价挂钩的机制，理顺天然气与可替代能源的比价关系。

在 2003 年 9 月下发的《国家发展改革委关于西气东输天然气价格有关问题的通知》中规定，西气东输天然气出厂基准价每年调整一次，调整系数根据原油、液化石油气和煤炭价格五年移动平均变化情况，按 40%、20% 和 40% 加权平均确定，相邻年度的调整系数最大不超过 8%。

国家发展改革委在 2005 年 12 月下发的《关于改革天然气出厂价格形成机制及近期适当提高天然气出厂价格的通知》中提出，中国天然气价格改革的长远目标是出厂价格通过市场竞争形成，近期目标是进一步规范价格管理，建立与可替代能源价格挂钩的动态调整机制，理顺与可替代能源比价关系，具体做法是将西气东输天然气出厂基准价的调整公式在全国推广。

国家发展改革委在 2011 年 12 月下发的《国家发展改革委关于在广东省、广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点的通知》中公布了新的价格改革方案并决定在广东、广西试点，2013 年 7 月在全国推广。新方案的主要内容有：一是改革价格管理形式，将传统的分别制定出厂价格和管输价格，改为国家发展改革委直接制定门站价格，供用气双方直接按门站价格结算；二是建立门站价格与油价

挂钩机制，根据中国进口燃料油和液化石油气的海关统计价格（权重分别为 60% 和 40%）对门站价格进行动态调整。

2.2.2 按照“管住中间、放开两头”的总体思路推进价格改革

为落实 2015 年 10 月提出的按照“管住中间、放开两头”的总体思路推进天然气价格改革，促进市场主体多元化竞争，国家发展改革委采取政府管控与市场调节相结合的价格管理方式，将上游供气企业供应给市场的天然气区分为管制气和非管制气，并实行不同的价格政策：陆上国产常规气以及 2015 年前投产的进口管道气为管制气，执行“基准价+浮动幅度”政策，向上浮动最高不超过 20%，向下浮动不设限；海上气、页岩气、煤层气、煤制气、进口 LNG、2015 年以后投产的进口管道天然气、直供用户用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气以及供应给具备竞争条件省份的天然气为非管制气，价格完全由市场形成。

近年来，中国按照“管住中间、放开两头”的总体思路推进天然气价格市场化改革取得了显著成效，目前在中国市场销售的天然气中，管制气与非管制气约各占 50%，管制气执行政府指导价，非管制气执行市场调节价。同时也要看到，中国天然气定价机制未来的发展方向是天然气价格完全通过市场竞争形成，如何缩小管制气范围、扩大非管制气范围、最终实现天然气价格完全市场化，面临着巨大的挑战。根据市场发展成熟国家和地区的经验，天然气价格要实现完全市场化，需要建设和发展天然气交易枢纽，在交易枢纽由众多买方和卖方通过竞买和竞卖形成天然气基准价格。

3 天然气基础设施的定价规律及其指导作用

3.1 天然气基础设施定价的一般规律

制定管道、地下储气库、LNG 接收站、城市配气管网等天然气基础设施的收费价格包含两个基本步骤：确定年度服务总成本和费率设计。

3.1.1 确定年度服务总成本

确定年度服务总成本也称确定年度收费总额、确定年度最大许可收入。确定年度服务总成本有两种基本方法：服务成本法和现金流量贴现法^[9,13]。两者

都是通过限制运营企业回报率来达到价格监管目的的定价方法，但使用的定价模型有所不同，这使得两者既有共同点也有不同点。在服务成本法下，在整个经营期内服务收费价格前高后低，但每一年的净资产收益率都相等，都等于定价所规定的准许收益率，该准许收益率也是项目在整个经营期的财务内部收益率；在现金流量贴现法下，整个经营期内服务收费价格基本维持不变，但年度净资产收益率前低后高，在整个经营期内的财务内部收益率等于定价所规定的准许收益率。两者的共同特点是项目在整个经营期获得的财务内部收益率都等于定价所规定的准许收益率（表 3）。

表 3 服务成本法和现金流量贴现法的比较表

方 法	服务收费价格	年度净资产收益率	在整个经营期的财务内部收益率
服务成本法	在整个经营期前高后低	在整个经营期维持不变，都等于准许收益率	等于准许收益率
现金流量贴现法	在整个经营期保持基本不变	在整个经营期前低后高	等于准许收益率

尽管服务成本法和折现现金流量法都属于规定回报率法，但由于两者采用的定价模型不同，因此两者的使用范围也有所区别。将多个不同时期建设的天然气基础设施项目放在一起统一定价，例如制定天然气管网的服务收费价格，采用服务成本法比较合适。制定单个项目的服务收费价格，例如采取“一线一价”方式制定管道、LNG 接收站、地下储气库的收费价格，采用现金流量贴现法比较合适^[13]。

3.1.2 费率设计

将年度服务总成本通过一定的成本分类、分配程序形成具体的收费价格称为费率设计。在欧美天然气市场发育成熟的国家和地区，天然气基础设施的收费价格通常采取“容量费+使用费”两部制收费方式。两部制收费方式能够较好地满足天然气基础设施费率设计所要求的效率目标、收入目标以及非歧视性原则^[14]。在设计天然气输配管网的具体收费价格时，根据是否要考虑注气点和提气点的位置和距离因素，有不同的设计方法可供选择，邮票法、路径法、区域价格法和入口/出口法 4 种广泛采用的方法。上述每一种方法都有其适用范围和应用条件，邮票法和入口/出口法适用于复杂网状系统，路径法和区域价格法适用于长距离输气管线^[15-16]。

3.2 指导天然气基础设施定价改革

早期，中国的天然气管输价格实行“老线老价、新线新价”的管理办法。“老线”主要是油气田周边

短途管线，按照保本微利原则定价，执行国家统一运价率，按输送里程收费。“新线”主要是跨省长输管线，按照补偿成本、合理盈利原则采用现金流量贴现法以“一线一价”方式采用区域价格法核定管输价格^[17]。

随着天然气管输向网络化方向快速发展，2016 年 10 月国家发展改革委下发通知，规定跨省管道不再区分新线老线均按“准许成本加合理收益”原则采用服务成本法以“一企一价”方式核定运价率，相当于采用路径法核定管输价格，对个别企业例如中国石油西南油气田公司经营的天然气管网，采用邮票法核定管输价格。2017 年 6 月国家发展改革委下发通知，要求地方价格主管部门按照“准许成本加合理收益”原则采用服务成本法制定地方输配气价格。为适应油气管网运营机制改革的需要，2021 年 6 月国家发展改革委下发通知，对并入国家管网公司的所有跨省天然气管道，采用服务成本法制定管输价格，并将原有的“一企一价”方式核定运价率，改为按西北、西南、东北和中东部 4 个价区核定运价率。

早期，中国曾在忠武线和陕京管道系统尝试采取两部制法收取管输费。2006 年广东大鹏 LNG 接收站投产，广东省政府对该项目的气化管输费采用两部制收费价格，近年来中国石油在制定自营地下储气库的储气费时也采用两部制收费价格。总体看，中国目前对天然气基础设施仍主要采取单一气量收费方式，把天然气基础设施的服务收费看作是天然气商品价格的一个组成部分。

为容量制定价格是天然气基础设施定价未来的发展方向。管网运营机制改革使中国产生了专门为他人提供天然气基础设施服务的企业——国家管网，从而就需要为天然气基础设施的容量（提供服务的能力）制定价格，使容量的价值显性化。为容量制定价格，也是制定和实施容量分配规则、交易规则的基础，天然气市场发展成熟国家的经验表明，天然气基础设施容量交易市场与天然气商品交易市场两者相辅相成，单一气量收费方式不能反映天然气基础设施容量的价值，也无法以此为基础建立天然气基础设施容量交易市场，如果不能建立容量交易市场，也谈不上建设和发展天然气交易枢纽，通过市场竞争方式形成天然气基准价格。

4 对进一步深化天然气价格改革的展望

4.1 建设和发展交易枢纽是后续价格改革的重中之重

通过对天然气价格改革过程中理论研究成果及其应用的回顾可以看出，中国的天然气价格改革成效显著，主要体现了以下方面：一是建立了以门站价格管理为核心的天然气产运储销价格管理体系，以适应中国当前天然气价格管理的需要；二是天然气价格市场化改革快速推进，目前管制气和非管制气约各占 50%，管制气实行“上浮 20%、下浮不限”的弹性机制，非管制气价格完全市场化；三是强化天然气基础设施价格管理，从跨省长输管道到省内短途管道和城镇配气管网，均已采用国际通行的以服务成本监管为基础的现代监管^[18]。以上成就的取得，得益于政府价格主管部门高度重视天然气价格理论研究并用于指导价格改革实践。

同时也要看到，中国的天然气价格改革仍然任重道远，取消门站捆绑定价是天然气价格管理体系未来的发展方向，实现价格完全市场化是天然气定价机制未来的发展方向，为容量制定价格是天然气基础设施定价未来的发展方向。这三者之间存在内在联系，首先，在供用气双方对政府定价已形成依赖的情况下，要实现价格完全市场化，需要找到一种方式能够替代政府定价，从市场发展成熟国家的经验看，主要方法是建设和发展交易枢纽形成市场基准价格取代政府制定的基准价格。其次，要发展交易枢纽，需要取消门站捆绑定价，在政府实行门站捆绑定价的情况下，天然气分散在各个城市门站或工厂门站实现交易，是不可能产生交易枢纽的。最后，天然气的生产和消费都严重依赖基础设施，没有基

础设施的容量价格就没有容量交易市场，没有容量交易市场也不可能产生交易枢纽并通过交易枢纽形成天然气商品的市场基准价格。

以上分析表明，中国的天然气价格改革已进入建设竞争性天然气市场的攻坚阶段，建设和发展交易枢纽成为后续价格改革的重中之重。目前已有不少业内人士呼吁加快推进交易枢纽的建设工作，例如，施训鹏^[19]认为中国已建立了上海、重庆两家石油天然气交易平台，但更为重要的交易枢纽建立工作还没有提上议事日程，不具备交易枢纽和交割地的交易中心是无法形成基准价格的，建议将建立具体的交易枢纽、确定基准定价枢纽等作为相关政策讨论的重点；陈新华^[20]认为中国已成为全球最大的天然气进口国，但中国天然气市场却有一个致命短板，那就是中国进口气价与中国国内的市场供需没有关系，而是要么取决于变幻莫测的国际市场油价，要么由万里之外的欧美市场供需决定，建议在天然气市场最发达、气源供应最多元的京津冀和长三角地区分别建设基于实体或虚拟枢纽的区域天然气市场，通过基于枢纽的交易中心形成具有国际影响力的标杆价格；杨雷等^[21]建议试点建设京津冀实体交易枢纽（永清枢纽）和浙江、广东虚拟交易枢纽；文婷^[22]建议参考英国 NBP 和荷兰 TTF 模式在珠三角建设交易枢纽。

4.2 可以借鉴欧盟经验推进天然气价格市场化改革

受美国、加拿大和英国天然气市场改革取得成功的推动，欧盟成员国在 1998 年一致通过了一项天然气指令，其目标是要求各成员国开放本国的管道运输系统和天然气市场，以便在欧洲内部创立一个开放的、统一的天然气市场，增加竞争。欧盟天然气指令实际上是从 2003 年开始实施的。欧盟的这项改革面临极大的挑战，主要是天然气供应严重依赖进口以及上游竞争的相对缺乏。2003 年欧盟作为一个整体，天然气对外依存度为 53%。但正如国际能源署（IEA）在一份专门针对欧洲天然气市场改革的研究报告所指出的，上游竞争的缺乏不应成为阻碍欧洲天然气市场改革一个关键问题，因为天然气始终面临与其他能源的竞争，尤其是对需求弹性较大的用户，即使放开天然气价格，上游供应商也不能随意涨价，否则会导致这些用户转向使用天然气竞争性能源^[23]。考虑到上游竞争不够充分，欧盟的天然气市场改革一开始是针对大用户，然后逐渐降低市场开放的门槛，最后所有用户都可以自由选择供应商。

中国目前的情况与欧盟当年的情况比较相似，天

然气的对外依存度较高（已超过 40%），上游竞争相对缺乏（三大石油公司的市场份额合计超过 90%）。中国的情况也表明上游竞争的缺乏不应成为天然气价格市场化改革的一个关键问题，因为中国已放开了所有进口 LNG 以及 2015 年以后投产的进口管道气价格，但在高油价时进口天然气仍面临销售亏损（中国通过长贸合同进口的天然气价格与油价挂钩）。这说明即使放开天然气价格，上游供应商也不能随意涨价，尤其是对需求弹性较大的用户。

为推进天然气价格市场化改革，中国目前的做法是从资源端将天然气区分为管制气和非管制气并实行不同的价格政策。这种做法的不足之处是使得供用气双方对管制气与非管制气如何配置经常产生较大分歧，进而导致现阶段天然气保供以行政手段为主，责任边界难以追溯，资源稀缺时市场化价格传导作用没有体现^[24]。中国可以借鉴欧盟的经验并结合自己的实际情况推进天然气价格市场化改革，从需求侧将天然气市场区分为民生用气市场和非民生用气市场，在做好民生用气保供稳价工作的同时，加快推进非民生用气的价格实现完全市场化，待市场发展成熟后再实现所有天然气的价格完全市场化。

1) 做好民生用气的保供稳价工作。在现阶段民生用气价格无法实现市场化，就是采取与油价挂钩方式也面临很大困难，应继续执行国家发展改革委的政府指导价，实行保供稳价政策。民生用气范围不宜过大，应仅限于城镇居民用气、集中采暖用气和农村煤改气用气，按上述方式划定民生用气范围，民生用气占全国天然气消费量的比例将不超过 30%。民生用气由国产气（不包括煤制气）的生产商按照就近供应原则保障供应，据实结算，由国家发展改革委协调国产气生产商与城市燃气企业签订民生用气保供合同，每个生产商承担的民生用气保障份额根据他们的国产气产量占国产气总产量的比例来确定。

2) 加快推进非民生用气价格实现完全市场化。放开非民生用气的价格，完全由市场形成。放开非民生用气价格后，初期阶段供用气双方仍然会选择与油价挂钩定价方式，由于中国天然气对外依存度较高，通过长贸合同进口的天然气价格与国际市场油价挂钩，决定了与油价挂钩定价方式短期内不会从中国市场消失。随着长三角、珠三角、京津冀等天然气交易枢纽的建成，与交易枢纽基准价格挂钩的天然气比重会逐渐上升并最终成为主流的定价方式。建设和发展交易枢纽需要政府部门强有力的推动，天然气产业链各环节的企业共同参与。天然气基础设

施运营企业负责枢纽的建设、运营和提供枢纽服务，充分调动和发挥他们的积极性就显得非常关键。

3) 加快推进相关基础工作。一是为天然气基础设施的容量制定价格；二是要加快推进天然气能量计量计价。根据市场发展成熟国家和地区的经验，中国要加快发展天然气交易枢纽形成市场基准价格，天然气采取能量计量计价是前提条件。2022 年 4 月 10 日发布的《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》提出要加快建立统一的天然气能量计量计价体系。

5 结束语

中国天然气价格改革成效显著，得益于政府价格主管部门高度重视天然气价格理论研究并用于指导价格改革实践。同时也要看到，中国的天然气价格改革已进入建设竞争性天然气市场的攻坚阶段，建设和发展天然气交易枢纽形成市场基准价格成为后续价格改革的重中之重。中国可以借鉴欧盟的经验推进天然气价格市场化改革，将天然气市场区分为民生用气市场和非民生用气市场，在做好民生用气保供稳价工作的同时，加快推进非民生用气的价格实现完全市场化，待市场发展成熟后再实现所有天然气的价格完全市场化。

参 考 文 献

- [1] 姜子昂, 何春蕾, 段言志, 等. 我国天然气价格理论体系构建的思考[J]. 价格理论与实践, 2016(7): 61-64.
JIANG Zi'ang, HE Chunlei, DUAN Yanzhi, et al. Reflections on the construction of China's natural gas price theory system[J]. Price: Theory & Practice, 2016(7): 61-64.
- [2] 何润民. 基于经济与环境协调发展的天然气利用定价理论与方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2013.
HE Runmin. Theories and methods of natural gas pricing based on coordinated development between economy and environment[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013.
- [3] 张颀, 朱晓海, 付建文. 关于天然气价格市场化改革问题的探讨[J]. 价格理论与实践, 2018(3): 42-46.
ZHANG Yong, ZHU Xiaohai, FU Jianwen. The research on marketization reform of natural gas price[J]. Price: Theory & Practice, 2018(3): 42-46.
- [4] 段言志, 谭琦, 邢鹏飞, 等. 我国天然气价格发展的分合之道[J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(6): 25-28.
DUAN Yanzhi, TAN Qi, XING Pengfei, et al. Development law of natural gas price in China[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(6): 25-28.

- [5] 董邦国, 何春蕾, 赵秋君. 欧美天然气市场改革的实践与启示[J]. 大连民族大学学报, 2020, 22(2): 111-115.
DONG Bangguo, HE Chunlei, ZHAO Qiuqun. Practice and enlightenment of European and American gas market reform[J]. Journal of Dalian Nationalities University, 2020, 22(2): 111-115.
- [6] 张颀, 何春蕾, 杜波, 等. 中国油气价格改革的比较研究——加快实现天然气价格市场化的政策设计[J]. 天然气技术与经济, 2022, 16(3): 1-10.
ZHANG Yong, HE Chunlei, DU Bo, et al. Comparative study on China's oil and gas price reforms: Policy design to speed up marketization of gas price[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2022, 16(3): 1-10.
- [7] 张颀, 董邦国. 中国天然气市场改革任重道远但成效可期[J]. 国际石油经济, 2020, 28(2): 15-22.
ZHANG Yong, DONG Bangguo. Research on China's natural gas market reform[J]. International Petroleum Economics, 2020, 28(2): 15-22.
- [8] 董邦国, 何春蕾, 张颀. 重建中国天然气产供储销价格形成机制——兼论中国“十四五”天然气价格改革的中心任务[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 126-133.
DONG Bangguo, HE Chunlei, ZHANG Yong. Reconstruction of natural gas production-supply-storage-sales pricing mechanism in China: Discussion on the central task of China's natural gas price reform during the 14th Five-Year Plan[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 126-133.
- [9] 张颀, 徐博. 对完善我国天然气管输定价机制的思考与建议[J]. 国际石油经济, 2019, 27(6): 11-17.
ZHANG Yong, XU Bo. Suggestions on improving China's natural gas pipeline pricing[J]. International Petroleum Economics, 2019, 27(6): 11-17.
- [10] 李廷东, 何春蕾, 董振宇, 等. 完善我国天然气定价机制的路径与政策[J]. 天然气技术与经济, 2021, 15(1): 68-75.
LI Tingdong, HE Chunlei, DONG Zhenyu, et al. Paths and policies to perfect pricing mechanism for China natural gas[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2021, 15(1): 68-75.
- [11] 徐博, 张颀, 唐红君, 等. “十四五”中国天然气行业发展前瞻[M]. 北京: 中国金融出版社, 2021: 259-261.
XU Bo, ZHANG Yong, TANG Hongjun, et al. Prospects for the development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan[M]. Beijing: China Financial Publishing House, 2021: 259-261.
- [12] International Gas Union. 2022 Wholesale price report[R/OL]. (2022-10-05)[2023-10-07]. <https://www.igu.org/resources/2022-wholesale-price-report>.
- [13] 张颀, 杜波, 董振宇, 等. 中国石油集团创新储气库定价机制的做法及现实意义[J]. 国际石油经济, 2022, 30(8): 101-107.
ZHANG Yong, DU Bo, DONG Zhenyu, et al. The methods and its practical significance about CNPC's innovation on the gas storage pricing mechanism[J]. International Petroleum Economics, 2022, 30(8): 101-107.
- [14] 《天然气市场与定价》编写组. 天然气市场与定价[M]. 北京: 中国市场出版社, 2013: 94-96.
The Writing Group of *Natural Gas Market and Pricing*. Natural gas market and pricing[M]. Beijing: China Market Publishing House, 2013: 94-96.
- [15] 世界银行与中国石油联合报告. 中国天然气价格形成管输运价设计[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 63-68.
World Bank and China Petroleum Joint Report. Gas price formation in China transmission tariff design[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 63-68.
- [16] 崔媛媛, 何秀文, 何小斌, 等. 中国天然气两部制管输价格研究[J]. 国际石油经济, 2018, 26(11): 30-42.
CUI Yuanyuan, HE Xiuwen, HE Xiaobin, et al. Research on two-part pipeline pricing of China's natural gas under new mechanism[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(11): 30-42.
- [17] 毛家义. 中国天然气管输价格管理体制与定价机制的历史演进[J]. 国际石油经济, 2017, 25(12): 31-37.
MAO Jiayi. Historical evolution of pipeline transmission price management system and pricing mechanism for natural gas in China[J]. International Petroleum Economics, 2017, 25(12): 31-37.
- [18] 张颀. 我国天然气产供储销价格体系: 现状、问题与建议[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 131-137.
ZHANG Yong. A price-system network of natural gas production, supply, storage, sales in China: Present status, problems and proposals[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 131-137.
- [19] 施训鹏. 中国天然气基准价格形成中的若干问题[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 143-149.
SHI Xunpeng. Issues in formulating natural gas benchmark prices in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 143-149.
- [20] 陈新华. 抓住天然气定价权机遇[J]. 国企管理, 2021(18): 22-23.
CHEN Xinhua. Seize the opportunity of natural gas pricing power[J]. China State-Owned Enterprise Management, 2021(18): 22-23.
- [21] 杨雷, 陈新华, 孙慧, 等. 我国天然气市场化改革路径与试点选择相关建议[J]. 油气与新能源, 2021, 33(2): 28-31.
YANG Lei, CHEN Xinhua, SUN Hui, et al. Market-oriented reform routes and piloting of natural gas in China[J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33(2): 28-31.
- [22] 文婷. 广东构建天然气交易市场的建议[J]. 南方能源建设, 2022, 9(增刊2): 11-17.
WEN Ting. Suggestions for building a natural gas trading market in Guangdong[J]. Southern Energy Construction, 2022, 9(S2): 11-17.
- [23] International Energy Agency. Regulatory reform: European gas[R/OL]. [2023-10-07]. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a2bf645f-3420-4889-b1a3-7d7788956891/RegulatoryReformEuropeanGas.pdf>.
- [24] 周淑慧, 王雅菲, 李广, 等. 对建设全国天然气统一大市场的思考[J]. 国际石油经济, 2022, 30(8): 23-31.
ZHOU Shuhui, WANG Yafei, LI Guang, et al. Thoughts on the construction of national unified natural gas market in China[J]. International Petroleum Economics, 2022, 30(8): 23-31.

(修改回稿日期 2023-11-10 编辑 陈 嵩)



本文互动