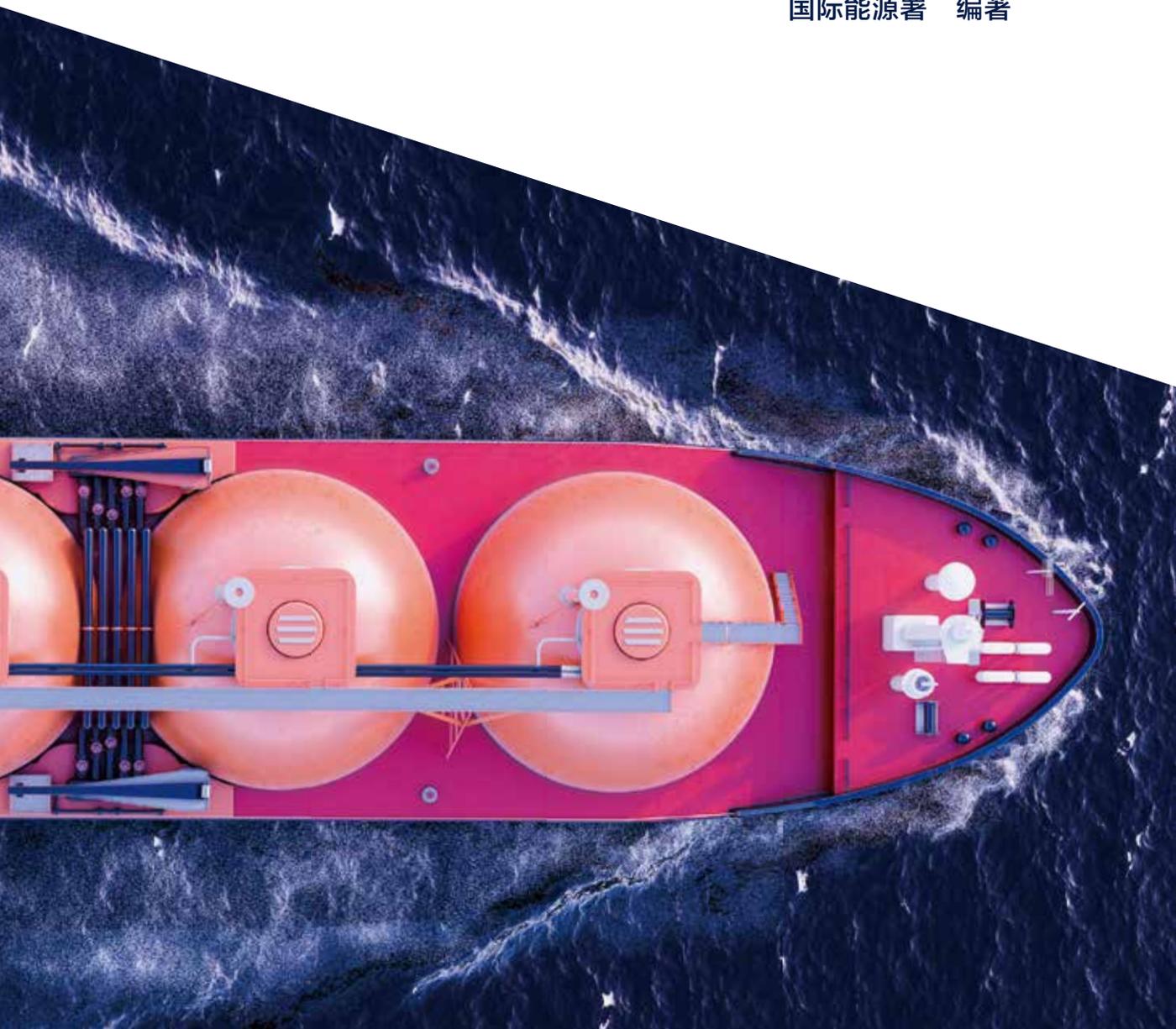


# 天然气市场化改革

## 国际经验要点及对中国的启示

国际能源署 编著



## 图书在版编目 ( CIP ) 数据

天然气市场化改革：国际经验要点及对中国的启示 / 国际能源署编著.  
北京：石油工业出版社，2019. 5

ISBN 978-7-5183-3349-3

I. ①天… II. ①国… III. ①天然气工业-市场改革-研究-中国 IV. ①F426. 22

中国版本图书馆CIP数据核字 ( 2019 ) 第078993号

*Gas Market Liberalization Reform: Key Insights into International Practices and the Implications for China*

© IEA, 2019

International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France  
No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: [rights@iea.org](mailto:rights@iea.org)

Chinese translation of the *Gas Market Liberalization Reform: Key Insights into International Practices and the Implications for China* © IEA, 2019

本书官方原版为国际能源署所著的英文版，中文版图书由国际能源署授权石油工业出版社出版，未经书面许可，不得以任何方式复制本书内容。

天然气市场化改革：国际经验要点及对中国的启示  
国际能源署 编著

---

出版发行：石油工业出版社  
( 北京市朝阳区安华里二区 1 号楼 100011 )

网 址：[www.petropub.com](http://www.petropub.com)

编 辑 部：(010) 64523766 图书营销中心：(010) 64523633

经 销：全国新华书店

印 刷：北京中石油彩色印刷有限责任公司

---

2019年5月第1版 2019年5月第1次印刷  
787 × 1092 毫米 开本：1/16 印张：7.5  
字数：100千字

---

定 价：98.00元

( 如发现印装质量问题，我社图书营销中心负责调换 )

版权所有，翻印必究

# 摘要

本书系统审视了历时数十年的欧洲和美国天然气市场开放进程及其监管体制改革的核心内容，主要包括：市场体系设计、第三方公平准入、容量分配、交易平台建设及监管措施等。此外，还分析了天然气市场化转型的过程，并探讨了有利于建设公平开放、竞争有序的天然气市场体系的相关措施。基于以上国际经验，分析了中国天然气市场化改革的现状，认为运用适当的政策工具对构建一个适合中国国情的天然气市场框架至关重要。

本书旨在通过国际经验借鉴，协助中国的政策制定者和研究部门更好地推动当前正在进行的中国天然气市场化改革。中国成功的改革对世界天然气行业的发展意义重大。

本书由国际能源署牵头组织，中国、欧洲和美国的相关机构共同合作完成。



# 致谢

根据国际能源署（IEA）和中国国家能源局签署的三年合作方案，双方共同组织编写了本书。本书由IEA署长高级顾问杨雷组织协调，IEA的主要作者为：Jean-Baptiste DUBREUIL、雷祥、李想、杨雷和严逸伦（按姓氏字母排序，下同）。其他做出重要贡献的辅助作者有：Cristina Morillas，Aya YOSHIDA。

国际能源署和中国中共中央财经工作领导小组办公室、国家发展和改革委员会、国家能源局的众多领导和同事对本书给予了宝贵意见和支持，包括：安丰全、David BÉNAZÉRAF，Amos BROMHEAD，Cyril CASSISA，董翔、Laura Cozzi，丁志敏、Peter FRASER，Tim GOULD，顾骏、郭磊、Lisa Marie GRENIER，Zoe HUNGERFORD，Tae-Yoon KIM，黎津、李凡荣、李英华、刘德顺、刘红、吕传俊、陆鹏垠、马宁、Kristine PETROSYAN，綦树利、Keisuke SADAMORI，Alan SERAL，Paul SIMONS，宋雯、Dave TURK，Laszlo VARRO，王晶、王思强、王晓伟、魏晓威、ZENIEWSKI Peter，张俊浩、张玉清、朱红光、朱晓海、左刚等。

中国能源网（China5e）、埃克森美孚公司是本书的外部合作方，提供了大量支持并撰写了国际经验和中国有关情况的章节。KOSHY MASON Akshaya，冉泽、孙晓梅、RUSZKOWSKI Shelley是本书主要作者。辅助作者有：程艳红、BOUWENS Kees。

围绕本书的工作，我们组织召开了四次国际研讨会并赴美进行为期两周的考察学习，有关专家和机构提供了宝贵的意见、信息与支持。他们包括：白俊 [北京市燃气集团有限公司（以下简称北京燃气）]、BERRA Federica（ExxonMobil）、陈刚（华能国际电力开发公司）、陈守海（中国石油大学）、陈新华（北京国际能源专家俱乐部）、邓郁松（国务院发展研究中心）、杜川宁（埃克森美孚）、郭焦锋（国务院发展研究中心）、杜大明（华能国际电力开发公司）、冯丽雯（China5e）、付少华（上海石油天然气交易中心）、韩晓平（中国能源网）、何肇（电力规划设计总院）、景春梅（中国国际经济交流中心）、陆一川（能源基金会）、LEPIRE Wayne（ExxonMobil）、李雅兰（北京燃气）、李遥（思亚能源）、刘太儒（自然资源部）、马莉 [中美能源合作项目（ECP）]、潘继平（自然资源部）、SPITLER Todd（埃克森美孚）、HENRY Jessica（英国驻华大使馆）、KELLY Edward（IHS Markit）、PALMER Nina（美国驻华大使馆）、贾颖（切尼尔）、LEUNG Mabel（埃克森美孚）、彭颖（美国使馆）、WILLIAMS John，ROMIG Christian（POYRY），孙娟（自然资源部）、王中安 [中国海洋石油集团有限公司（以下简称中国海油）]、WILLIAMS Brad（Spitfire），徐玉长（新华社）、王永祥（华能国际电力开发公司）、肖阳（埃克森美孚）、杨玲（上海石油天然气交易中心）、杨玉民（康菲公司）、叶国标（上海石油天然气交易中心）、袁静（能源基金会）、张晓儒（波士顿大学）、朱保伟（财政部）、朱兴珊 [中国石油天然气集团公司（以下简称中国石油）]、钟丽锦（能源基金会）、周希舟（剑桥能源）、邹骥（能源基金会）。

能源基金会、埃克森美孚、华能国际电力开发公司为开展这项研究工作提供了慷慨支持。感谢美国能源部、美国驻华大使馆、英国驻华大使馆、中美能

源合作项目（ECP）、新奥集团、Mercuria、IDG能源、康菲公司、切尼尔、Iron Rock，IHS Markit，Baker Hughes，POYRY，牛津大学能源研究中心、上海石油天然气交易中心等机构和企业提供的帮助。

国际能源署通信和数据办公室为本书的出版和发行提供了大力的支持，特别感谢Astrid DUMOND，Jad MOUAWAD，Katie RUSSELL和Therese WALSH。Elizabeth Spong提供了有关授权中方出版的法律文件。感谢Adam Majoe为本书进行了英文编辑。

很多专家审阅了报告初稿，并提供了宝贵的反馈意见，包括：

白俊（北京燃气），Luis Bertrand Rafecas（IGU），Ana Sophie Corbeau [英国石油公司（BP）]，陈晓宝（牛津大学），陈新华（北京国际能源专家俱乐部），陈守海（中国石油大学）、邓郁松、郭焦锋（国务院发展研究中心）、JIA Maggie（Chennier），景春梅（中国国际经济交流中心），Volker KRAAYVANGER（Uniper），Jessica HENRY（英国驻华使馆）、Michal MEIDAN（Energy Aspects），Osmancik NAZIM（Centrica），Carolyn OEBEL（Uniper），潘继平（自然资源部）、John WILLIAMS（POYRY），Cody MOORE（MERCURIA），Ross E. HODGES（ConocoPhillips），任先芳（壳牌中国）、李遥（思亚能源）、David SANDALOW（哥伦比亚大学）、SUN Xiansheng（国际能源论坛）、Laurent VIVIER（Total），Richard XU（iron rock），翟永平（亚洲开发银行）、朱兴珊（中国石油）。

对本书若有任何意见和建议，欢迎联系：杨雷（Lei.Yang@iea.org）。



# 执行摘要

近年来，全球天然气生产与消费持续较快增长。国际能源署的预测结果表明，这种快速增加的趋势将一直持续到2040年。在此背景下，新一轮全球天然气市场化改革正在如火如荼地进行，越来越多的天然气交易开始采用市场化定价。其中，中国的天然气市场化改革备受世人关注。这场正在进行的改革若能成功，不仅会使中国天然气行业长期受益，也会对世界天然气行业的发展产生巨大的积极影响。

本书审视了世界成熟市场的天然气市场化改革的成功经验要点，并提出了对中国天然气市场化改革的启示。充分借鉴国外天然气市场化改革方面的经验，有助于中国减少试错成本、更好地深化改革。

## 中国的天然气市场化改革

过去几年，中国启动了天然气市场化改革并取得了较大进展，这些进展包括：放松价格管制、第三方公平准入和正在进行的基础设施与销售业务分离等。天然气市场化改革的核心目标是通过促进天然气供应商和消费者的市场竞争，更有效地配置资源。此外，中国已经建立了旨在建立市场价格指数的天然气交易中心试点。

由于中国尚未建立完全市场化的天然气体系，天然气价格仍然严重受政府制定的城市门站价影响。上游竞争仍然非常有限，基础设施（管道和液化天然

气接收站)缺乏互联互通也阻碍了第三方公平准入的全面实施。地方管网系统的复杂性也是天然气市场化改革面临的另外一个挑战。与美国和英国相似,中国在推进天然气市场化改革的过程中同样需要面对过渡期对长期合同的处理和利益再分配等问题。

不同国家和地区推动天然气市场化改革进程的速度各异,各国的市场基础也千差万别——有的能够自给自足,有的则依赖进口;有的是成熟市场,有的是新兴市场。但是,这些改革都有一个共同的目标,即促进竞争和增加市场流动性,并最终使终端用户受益。中国可以充分借鉴其他国家和地区的经验,特别是参考已有的政策工具,克服在构建公平、有效市场的过程中可能遇到的困难。

## 市场体系设计至关重要

**良好的市场结构设计有助于加速建立公平竞争市场体系的进程。**中国天然气市场体系的特殊基础和巨大规模决定了世界上没有任何一种既有的改革模式可供中国直接套用。即便如此,世界两大成熟天然气市场——基于物理交易中心市场体系设计的美国天然气市场体系和基于虚拟交易中心市场体系设计的欧洲天然气市场体系的成功经验,仍然对中国具有很好的借鉴意义。例如,在中国正在进行的管输和销售分离改革基础上加快推动建立若干区域虚拟交易中心,具有一定的可行性和现实意义。设计好合适的中国天然气市场结构与组建独立的国家天然气管网公司同样十分重要。

**鼓励地方市场交易中心建设试点。**在推进市场化改革的过程中,“摸着石头过河”依然有意义,应鼓励地方先行先试。中国的天然气市场规模庞大,根据国际经验,市场化发展存在普遍的区域与行业不平衡,中国在天然气资源或者消费大省也很有可能率先形成国际认可的天然气市场价格指数。

## 推进第三方公平准入

**管道等基础设施与销售业务分离**是对天然气管网和液化天然气（LNG）接收站实施第三方公平准入的前提。中国正在推进的基础设施分离为第三方公平准入创造了基本条件，但仍然需要正确地选用相关政策工具才能保证改革顺利进行：

**“托运商”机制**是一种有效的政策设计。托运商机制有助于捋清天然气输配环节中的各方责任，从而更易实施有效监管。“基础托运商”的设计不仅有利于解决历史遗留的长期合同问题，还将有利于加快新的管网等基础设施建设。托运商应设定准入门槛并由监管机构加强监管。

**容量分配机制和调度管理办法**十分重要。在进行容量分配机制设计时，为了促进竞争，应考虑对新的市场主体开放一定的容量。容量分配机制主要解决的是一级容量市场的规则问题，还应引入二级容量市场来优化管道容量的使用，并允许用户交易管道容量。同时，还需要明确管输费用设定规则、标准合同、天然气质量标准和调度安排等。调度管理办法同样十分重要，它不仅有利于优化实际的天然气容量管理，还有助于在托运商未使用预定管道容量时解决不同合同之间的差异，从而提高管道容量使用效率。

简洁明了的管输费用形成机制有助于吸引更多的托运商。可借鉴美国和欧盟的成功经验，结合中国的市场实际情况，设计相对简单的管输费用形成机制。例如，计算主干网络管输费用时可采用基于距离的方法，计算区域市场内的管输费用时则可采用单一费率（邮票法）的方式。同时，还应建立管输费用（成本）监审机制并出台相关的监管办法。

天然气管网互联互通对于实现第三方公平准入十分重要。基于中国当前

的情况，加快推动天然气管网建设和促进互联互通将有助于加快第三方准入进程。

## 坚持以市场为中心

**提高市场透明度和数据可信度**对于建立市场主体间的信用至关重要。这对于防止托运商歧视、鼓励进入市场和有序竞争及确保行业高效运行十分关键。

美国和欧盟在信息透明度方面的很多经验值得中国学习。在管道等基础设施与销售业务分离的过程中，运营方必须披露足够的信息。

放松价格管制的目标是形成透明的价格指数。建立天然气枢纽（交易所）是形成透明价格信号的关键。价格指数对整个市场存在广泛的影响。枢纽流动性发展成熟之后，金融工具就会随之发展，吸引更多主体参与，从而使买卖双方都从中受益。随着现货市场的成功，期货市场也会自然出现。

## 开放上游市场

建立一个开放、竞争的上游市场是推进中国天然气市场体系建设的必要条件之一。有多种方式可以促进上游竞争，例如：向非国有企业开放更多的天然气区块和相关数据；建立天然气储量交易机制，加快天然气产量增长步伐；发展页岩气、生物天然气、煤层气和氢气等有潜力的多元化资源等。

此外，还应研究如何充分发挥国际公司在上游市场中的作用。通过加快LNG接收站第三方公平准入进程，也可促使LNG尽快发挥其在短期内提升上游多元化水平的作用。通过强制天然气分配措施也是在上游市场未全面开放时提前创造供应端竞争的一种选择。这要求现有企业必须通过拍卖或双边协商的方

式将一定比例的供应能力转售给竞争对手（相对来说，拍卖更有利于提高市场透明度）。通过大工业用户等下游用户带动的方式，可以增加市场主体的数量和活跃程度，也是促进市场化改革的一种间接手段。

## 提升监管能力

任何成功的市场化改革都离不开独立的监管机构。政府是天然气市场化改革过程中的主导力量，而改革能否取得实质性进展，则很大程度上依赖于是否能够严格执行法律、法规和相关的市场规则。这其中，监管机构发挥的作用至关重要。

随着中国天然气行业市场化程度的不断提高，其对监管能力提升要求也日益迫切，尽快建立一支人员充足的、专业化的监管队伍迫在眉睫。监管手段和能力的提高有助于严格执行市场规则、提升市场透明度，确保中国天然气市场价格信号的客观性。这些对于中国的天然气市场体系和天然气价格指数获得国际市场认可大有裨益。

## 加强过渡期管理

**良好的过渡期管理有助于改革的顺利实施。**分阶段实施放松价格管制更有利于市场对政策的适应，这个过程的不论大小的政策变化，都应该事先向市场发出明确信号，以便增强市场主体的预期。在过渡期，政府必须充分考虑如何建立适当的机制来处理长期合同，从而巩固改革成果。市场化改革成功和交易枢纽的形成是一个长期过程，改革的决心和定力在这一过程中至关重要。

## 加强国际合作

加强国际合作不仅在于充分借鉴成熟市场的政策设计，还在于通过这种合作，也使推动中国市场化改革的过程更加透明。这也有助于国际投资者增强对中国市场的信心，促使其更加积极地参与中国市场建设，向中国市场销售更多的天然气资源。这本身也是市场化改革的应有之义。

# 目录

<b>执行摘要.....</b>	<b>VII</b>
中国的天然气市场化改革.....	VII
市场体系设计至关重要.....	VIII
推进第三方公平准入.....	IX
坚持以市场为中心.....	X
开放上游市场.....	X
提升监管能力.....	XI
加强过渡期管理.....	XI
加强国际合作.....	XII
<b>国际天然气市场发展现状与趋势.....</b>	<b>1</b>
全球天然气市场发展趋势.....	1
亚洲天然气市场化改革.....	5
参考文献.....	7
<b>中国天然气市场化改革的背景与现状.....</b>	<b>8</b>
中国天然气市场概况.....	8
中国的天然气改革.....	12
中国天然气改革面临的挑战.....	19
参考文献.....	23

<b>对中国天然气改革的启示</b> .....	<b>24</b>
天然气市场开放的共性特征 .....	24
没有现成的模板可直接复制 .....	27
良好的市场规划设计至关重要 .....	30
基础设施第三方公平准入.....	32
以市场为中心 .....	34
开放上游市场 .....	36
监管的重要作用 .....	37
加强国际交流合作 .....	39
参考文献.....	40
<b>附：国际市场化改革的主要经验</b> .....	<b>41</b>
天然气市场体系设计 .....	42
新项目开发.....	51
管输费制定与调整 .....	58
容量分配.....	62
天然气存储.....	70
天然气交易枢纽 .....	71
合同标准化.....	77
天然气品质.....	78
调度与平衡.....	79
透明度要求和价格指数发布 .....	83

过渡期管理.....	87
监管.....	90
参考文献.....	92

<b>缩写和简称.....</b>	<b>94</b>
-------------------	-----------

### 专栏列表

<b>专栏1.</b> 日本天然气市场化改革新浪潮.....	6
<b>专栏2.</b> 上海石油天然气交易中心和重庆石油天然气交易中心.....	15
<b>专栏3.</b> 《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》摘要.....	17
<b>专栏4.</b> 广东的天然气市场结构.....	31
<b>专栏5.</b> 天然气市场化的经验和教训.....	41
<b>专栏6.</b> 托运商.....	44
<b>专栏7.</b> 费率修改.....	62
<b>专栏8.</b> 交易透明度及高换手率有助于市场流动性.....	77
<b>专栏9.</b> 从长期合同市场向现货市场的过渡.....	88

### 图列表

<b>图1.</b> 世界主要国家和地区天然气消费, 2000—2040年.....	2
<b>图2.</b> 主要地区的天然气价格形成机制演变, 2005—2017年.....	3

<b>图3.</b>	2009—2018年中国天然气消费量及增速 .....	9
<b>图4.</b>	2006—2018年中国天然气进口量 .....	10
<b>图5.</b>	建立天然气枢纽 .....	26
<b>图6.</b>	NGPL系统图 .....	46
<b>图7.</b>	亨利枢纽基础设施图 .....	47
<b>图8.</b>	欧盟增量容量开发流程 .....	57
<b>图9.</b>	进出口计价方式示例 .....	60
<b>图10.</b>	向上叫价时钟拍卖 .....	64
<b>图11.</b>	二级容量释放示例 .....	66
<b>图12.</b>	美国几个主要市场枢纽的地图 .....	73
<b>图13.</b>	ICE的平均现货市场交易数据 ( 2017 ) .....	74
<b>图14.</b>	欧盟虚拟枢纽地图 .....	76
<b>图15.</b>	系统平衡信号示例 .....	82

## 表列表

<b>表1.</b>	天然气价格改革进程 .....	13
<b>表2.</b>	天然气输配价格相关政策 .....	14
<b>表3.</b>	美国和欧盟市场概述 .....	43
<b>表4.</b>	费率方法示例 .....	61

# 国际天然气市场发展现状与趋势

## 全球天然气市场发展趋势

天然气用途广泛。与其他化石能源相比，天然气在减少污染和控制温室气体排放方面具有独特的优势，因而全球天然气需求日益增长。在能源需求增长和清洁能源替代的双重动力推动下，2017年和2018年全球天然气需求增长强劲，年增长率分别达3%和4.6%以上。

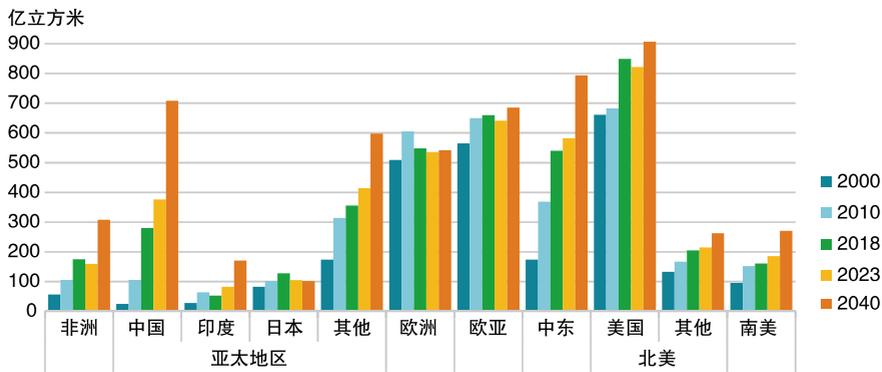
## 消费快速增加的亚洲市场已成为全球天然气行业增长的主要驱动力

2017年是近年来天然气市场发展的一个转折点，中国和印度等其他新兴亚洲经济体对天然气的需求快速增加，一跃成为主要的消费国和进口国；与此同时，美国则成为天然气供应和未来全球贸易增长的主要来源之一。这种转变在2018年得到进一步确认，并将对全球中长期天然气市场的形成和演变产生深远影响。

亚太地区是当前全球天然气需求增长的主要来源，预计到2023年，全球消费增长中将有一半来自该地区（图1）。根据国际能源署新政策情景的预测（IEA，2018年），亚太地区目前的天然气消费总量占全球的四分之一，并将在接下来五年内增至28%，并最终在2040年达到35%。未来20

年，全球天然气消费预计将增长三分之一，亚太地区将贡献其中一半以上。到2040年，仅中国和印度就可贡献38%的需求增长。对于这两个国家，天然气需求是经济持续增长导致的能源需求持续攀升和大气污染防治政策共同驱动的。

图1. 世界主要国家和地区天然气消费，2000—2040年



资料来源: IEA (2018a), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris, <https://www.iea.org/weo/>, IEA (2018b), Market Report Series: Gas 2018, OECD/IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/market-reoprt-series-gas-2018>, IEA (2019), Natural Gas Information (database), OECD/IEA, Paris, <https://www.iea.org/statistics/>.

以中国和印度为代表的新兴亚洲市场将会成为中长期全球天然气市场增长的主导力量。

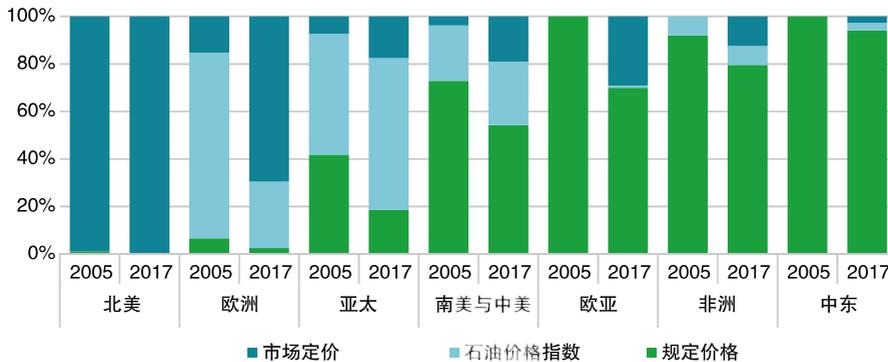
天然气未来的份额和扩张速度将取决于一系列国内能源政策和市场体系设计政策，如供应安全、基础设施利用率、燃料政策或价格等。

值得一提的是，快速发展的生物天然气也使得市场供应更加多样化，提高了市场竞争力。

## LNG贸易的发展加速天然气市场决定价格的进程

天然气价格形成机制正在由净回值（通常对应石油或者石油产品）机制向由供求关系决定的市场决定价格机制过渡。2018年，国际天然气联盟（International Gas Union）在其全球天然气批发价格调查中回顾了2005年以来的天然气批发价格形成机制的演变历程。趋势分析显示，各种形式的价格管制全面减少，为市场决定价格营造了良好环境。市场决定价格在全球各地都在推进，尤其是在欧洲，从石油指数转变的趋势十分明显。欧洲天然气价格的这种结构性变化是由市场开放和天然气枢纽的发展促成的，同时也与21世纪最初十年，由市场决定价格的LNG大量进入欧洲有很大关系（图2）。

图2. 主要地区的天然气价格形成机制演变，2005—2017年



数据来源: International Gas Union (2018), Wholesale Gas Price Survey 2018 Edition

大部分地区气—气竞争增加并伴随着市场决定价格的推进，尤其是在欧洲地区，市场决定价格大幅替代了石油指数定价。

LNG国际贸易的发展引发了参与交易主体数量的急剧增加，与以往局限于数量有限的成熟买家不同，2018年，拥有LNG进口终端的国家和地区已从2000年的9个增至41个，并有望在2023年达到47个。同时，在这些国家中也出现了越来越多的市场参与者。新进入市场的买家背景各异，既有快速增加的新兴经济体又有需要补充新气源的成熟市场。随着LNG进口主体数量的增加，根据国内市场需求不同，买家之间的差异也越来越大。传统买家LNG供应合同中占据比较大比例的是中长期合同，而新兴的买家则思路不同，它们倾向于将LNG视为天然气供应多元化的一个途径，当作备用或者储备燃料（尤其当其能源组合以碳氢化合物为主时），而对价格极为敏感的买家，天然气则可作为其竞争性供应来源的一个选项。

在LNG供应方面，无论是在卖方的数量上还是LNG贸易的商业模式上，多样性也必将增加，交易条款也日益富有灵活性。在LNG产业链的上游，LNG液化基础设施建设的浪潮正在席卷部分地区，这将导致全球LNG供应格局的变化。预计到2023年，澳大利亚、卡塔尔和美国三个主要的LNG供应国将占到全球LNG出口能力的60%。

LNG供应链的中游也正在经历结构变化，短期和灵活性交易所占份额变得越来越大。全球大型国际公司通过整合不同的供应来源构建资源池，能够根据不同类型客户的最终需求为他们匹配相应的LNG供应。更灵活的一次资源来源及资源池企业联合起来，催生了LNG二级市场。二级市场既能够为传统终端用户提供服务，也可以为新用户提供服务，尤其是那些由于受到期限、购买量或者资金能力限制，不愿意或者不能通过签署长期合同形式进入到一级市场的新用户。最近出现的一些交易机构作为中介对这种交易结构形成也推波助澜。大宗商品交易商对短期风险更有兴趣，它们提供了额外的灵活性并有助于市场向信用相对较低的新买家提供多样性。

## 亚洲天然气市场化改革

2017年，亚太地区天然气消费总量超过全球17%，并将成为中长期需求增长的主要来源。该地区的市场决定价格机制和市场开放程度仍然有限，但是，随着几个主要进口国实施一系列市场改革措施，该地区正在这一方面取得进展。

### 价格改革势头强劲

不少亚洲市场正在进行结构化改革，从而促使在形成更具竞争性的市场和以市场为基础的价格形成机制等方面取得积极进展。

- **日本**加快实施其国内市场改革计划，下游市场在2017年实现了全面放开价格，并成立了天然气市场监管委员会（Gas Market Surveillance Commission）作为监管机构，同时引入了运输环节拆分——2022年前全面生效。同时，作为日本商品交易所（TOCOM）子公司的日本场外交易所（JOE）于2017年4月推出了多种LNG合约产品，包括现货和现金结算互换衍生品等。
- **韩国**天然气市场按照《城市天然气法》（Urban Gas Business Act）实施监管，该法授予单一批发商韩国天然气公司（KOGAS）和34家零售商的天然气销售权。但是，对于韩国气体公司未承诺的额外容量，允许部分大规模用户（被称为“直接进口商”）进口LNG自用。2017年，“直接进口商”的数量增长一倍，由4家增加到8家。
- **印度**在经济领域进行了很多大刀阔斧的市场化改革，天然气是其中之一。印度原来对国内生产和消费价格同时进行管制。近年来，印度加快了改革步伐，已分步采取措施改进生产端定价方式。2014年底，引进了一揽子外部市场价格基准替代原有的管制价格形成机制；2016年，又引入了价

格封顶机制来激励特定的海上天然气新项目的发展。2019年2月，政府对所有油田开发计划尚未获批的新天然气勘探授予市场自由定价。

- 新加坡已完成天然气运输和竞争环节的分离，进口权则通过许可证授予。天然气运输依照《天然气管网规定》（Gas Network Code）管理，该规定确定了对基础设施的非歧视性准入。2017年10月，为支持LNG进口能力建设，能源市场管理局（Energy Markets Authority）取消了限制管道进口天然气的措施。<sup>1</sup>

## 建立新的价格枢纽

上述部分亚洲市场的体制改革促使这些国家在建立更具竞争性的市场，并在形成基于市场的价格机制方面取得积极进展。同时，若干交易场所和合约已经在这些地区启动，并且更多的国家正在计划发展天然气交易枢纽。

### 专栏1. 日本天然气市场化改革新浪潮

近年来，日本加快了天然气市场化改革进程。1999年、2004年和2007年，日本分别实施了三个阶段的放松价格管制措施。2017年4月，日本城市天然气市场实现完全开放，所有的天然气消费者都能自主选择其天然气供应商。

这一放松管制的过程是一系列更广泛的能源系统改革的一部分，包括对电力和天然气系统进行改革。在2017年的改革中，天然气综合产业链将逐步细化重组为三个板块：“天然气生产业务”“管输服务业务”和“天然气零售业务”。

---

<sup>1</sup> 2006年8月，新加坡政府出台了一项关于天然气进口管制的政策。根据此政策，在LNG年进口量达到300万吨之前，不允许新增用于商业发电的管道天然气进口。

此次改革还促进了第三方公平准入的逐步实施，首先从LNG接收站开始。拥有LNG接收站的公司无正当理由不得拒绝第三方使用其设施。这同样适用于由电力公司或者其他行业拥有的LNG接收站。根据这项改革，LNG接收站业主必须报告并发布其年度使用计划和费率基准。如果使用条款和条件不合适，政府有权要求其进行更改。2022年前，三大天然气公司的管道服务业务也将被分拆。

日本政府在原有电力监管委员会的基础上，增设了天然气监管机构，并将其更名为电力和天然气市场监管委员会(EGC)。委员会主席由工业、经济和贸易部的部长任命。EGC在全国主要地区成立了若干监管办公室。总部执行董事会设有三个部门，分别负责政策协调、市场监管和网络监管。EGC还被赋予协调和仲裁的职能，因此其对市场参与者具有很强的约束力。

## 参考文献

IEA (International Energy Agency) (2013), Partner Countries Series – Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia, OECD/IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/partner-country-series-developing-a-natural-gas-trading-hub-in-asia>.

IEA (2018a), World Energy Outlook 2018, OECD/IEA, Paris, <https://www.iea.org/weo/>.

IEA (2018b) Gas Market Report 2018, OECD/IEA, Paris

IGU (International Gas Union) (2018), Wholesale Gas Price Survey 2018 Edition, IGU, Barcelona, <https://www.igu.org/publication/301683/31>.

# 中国天然气市场化改革的背景与现状

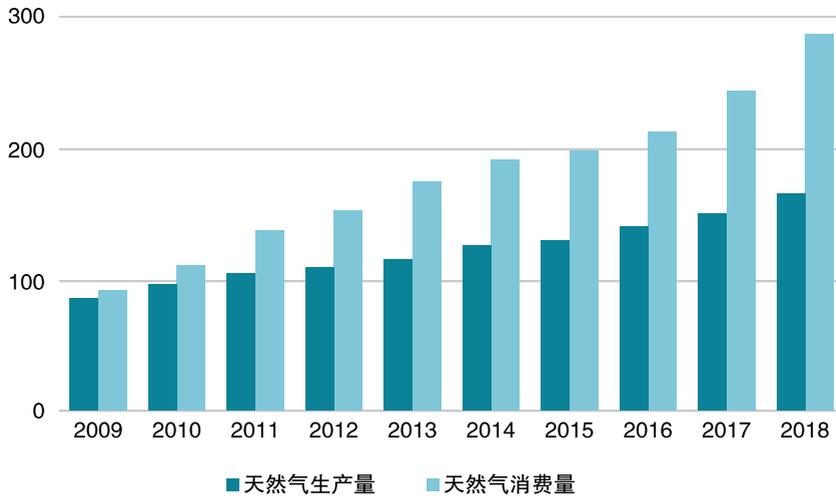
中国正在引领全球的天然气消费增长趋势。中国已实施了多项旨在放开国内价格的改革措施。市场化改革也是全球天然气新兴市场的一项重要议程，亚洲主要的天然气消费国都正在进行改革，这种改革将增强市场流动性和灵活性，并促进贸易增长。这为快速增长的亚洲天然气市场所进行的改革提供了基础。特别是对中国而言，预计中国仍将是全球天然气中长期需求增长的主要贡献者。

## 中国天然气市场概况

### 需求增长迅速

中国天然气消费量增长迅速。根据国家发展和改革委员会公布的数据，2018年，中国天然气消费总量达2803亿立方米，同比增长18.1%。在进入21世纪以后，除了2014—2016年短暂的增速放缓，中国天然气消费量一直保持着两位数的增长，从2003年至今，年均天然气消费量增速超过了16%（图3）。

图3. 2009—2018年中国天然气消费量及增速



注：2010年起包括液化天然气数据。

数据来源：2009—2016年数据来自国家统计局历年《中国能源统计年鉴》；2017年数据来自国家统计局《2017年国民经济和社会发展统计公报》；2018年数据来自国家统计局网站。

**中国天然气消费量快速上升，远高于国内天然气产量增速。**

在需求拉动下，中国的天然气产量近年来以年均7.8%的增速快速增长并在2018年达到了1575亿立方米。消费增速是产量增速的两倍，消费增量是产量增量的三倍。

由于产量增速落后于消费增速，中国近年来天然气进口量呈现快速上升的趋势。2018年中国累计进口天然气1247亿立方米，同比增长31.9%，近两年天然气消费及进口的快速增加主要是受国内环保政策趋紧和“煤改气”等因素影响。

2017年，中国成为仅次于日本的第二大LNG进口国，是中国进口增长破纪录的一年，进口量为526亿立方米。2017年，中国进口LNG的来源以澳大利亚为主，占46%，其次是卡塔尔，约占20%，马来西亚占10%。2018年，LNG进口量为742亿立方米，其中澳大利亚占进口总额的44%，卡塔尔占17%，马来西亚占10%，印度尼西亚占9%。

2018年管道气进口量为505亿立方米，增长了19%。据海关总署（2018）数据，2018年1—11月中国管道气进口来源中，土库曼斯坦占进口总额的69%，乌兹别克斯坦占13%，哈萨克斯坦占12%，缅甸占6%（图4）。

图4. 2006—2018年中国天然气进口量



注：1万吨LNG按0.138亿立方米天然气折算

数据来源：2006—2016年数据来自国家统计局历年《中国能源统计年鉴》；2017和2018年数据来自海关信息网。

中国的天然气进口总量增长迅速，其中LNG进口量增长趋势尤为明显，已显著超过管道进口量。

## 基础设施概况

### 储气库

截至2018年，中国累计已建成投产地下储气库12座，有效工作气量88亿立方米，不足年天然气消费总量的4%。相较于中国的天然气消费总量，其储气能力仍远低于世界其他主要天然气消费国。

### 长输管线

截至2017年底，中国已建成投产天然气长输管道7.4万千米，干线管网总输气能力达3100亿立方米/年。中国长输管输主要包括西气东输1、2、3线，川气东输、陕京1、2、3线，忠武输气管线，中卫—贵阳联络线，中国—中亚输气管线，中国—缅甸输气管线，中俄输气管线（预期在年底前完工的“西伯利亚力量”）等主要干线网络。

在2017—2020年间，中国还将计划修建（或已在修建）13条长输管道。3条跨省区域联络线，以及页岩气外输管道。预计到2020年，中国油气管道规模将达到17万千米（中国天然气发展报告2018）。

中国的领土面积与美国相近，天然气消费总量大约为美国的三分之一，但天然气主干管道的长度不到其六分之一。天然气管网密度大约为每1万平方公里77千米，仅为美国的15%。考虑到当前中国天然气消费量增长的速度，仍然需要加快天然气管道建设步伐。

### LNG接收站

截至2018年底，中国已投产LNG接收站项目共计21个，LNG总接收能力为每年960亿立方米。

由于LNG接收站建设进入门槛降低，建设、投资主体将向多元化发展，市场竞争也将愈发激烈，LNG接收站的运营模式也会更加灵活，更加与市场贴合。LNG接收站将为天然气市场化改革提供强劲动力。

# 中国的天然气改革

## 改革动力与目标

中国天然气市场化改革的目标是构建能够让市场决定价格的体系，形成国际可接受的市场化天然气价格指数。虽然目前中国已经深入开展了天然气价格改革工作，从形式上很多品种的天然气价格已经放开，但是由于寡头垄断、无法有效开展管道及接收站等基础设施第三方公平准入、监管力量薄弱等问题，实质上中国的天然气价格仍然由政府制定的门站价支配。

受这种体制的制约，中国虽然是全球第一大天然气进口国，却很难分享国际天然气大发展的红利（主要天然气进口合同并不参考中国价格）；在国内也无法让市场在资源分配上发挥主导作用，导致一方面供气时常紧张，一方面新进入者无法充分发挥积极性，设施也不能充分利用。如何从根本上改变这一体系，构建市场发挥决定性作用的机制，是改革的核心所在。

## 放松价格管制

近年来，中国天然气价格改革一直在持续推进。中国天然气价格改革从2005年国家发展和改革委员会发布《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》开始。“十二五”以来，围绕“管住中间、放开两头”的总体思路一直在推进放松价格管制，相关措施见表1。根据放开价格的要求，大多数天然气的价格都应由市场决定，但是由于缺乏系统性的改革，这一目标实际还远未实现。

表1. 天然气价格改革进程

时间	政策	要点内容
2011年底	《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》	在广东、广西开展天然气价格形成机制改革试点。采用“市场净回值”定价，建立天然气与可替代能源价格挂钩机制，确定各省（区、市）天然气门站价格，放开页岩气、煤层气、煤制气等非常规天然气出厂价格。
2012年10月	—	川渝地区开展天然气价格改革试点。
2013年7月	《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》	在全国范围内推广天然气价格改革试点，（1）增量气价格一步调整到位；（2）存量气价格分3步调整到位，当年价格上调0.40元/立方米。
2014年9月	《国家发展改革委关于调整非居民用存量天然气价格的通知》	（1）再次将存量气价格上调0.40元/立方米；（2）放开进口LNG的市场销售价格。
2015年4月	《国家发展改革委关于理顺非居民用天然气价格的通知》	（1）增量气计价基准点价格下调0.44元/立方米，存量气价格上调0.04元/立方米，实现存量气与增量气价格并轨；（2）放开直供工业用气（化肥用气除外）的市场销售价格。
2015年11月	《国家发展改革委关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	（1）将计价基准点门站价格降低0.70元/立方米；（2）实行“基准价+浮动幅度”管理，允许居民和化肥以外的其他用气价格一年以后上浮20%。
2016年10月	《国家发展改革委关于明确储气设施相关价格政策的通知》	（1）储气服务价格由供需双方协商确定；（2）储气设施天然气购销价格由市场竞争形成。
2016年11月	《国家发展改革委关于推进化肥用气价格市场化改革的通知》	全面放开化肥用气价格，至此非居民用气价格彻底放开。
2016年11月	《国家发展改革委关于福建省天然气门站价格政策有关事项的通知》	福建省开展天然气门站价格市场化改革试点。

续表

时间	政策	要点内容
2017年9月	《国家发展改革委关于降低非居民用天然气基准门站价格的通知》	(1) 降低非居民用气基准门站价格0.1元/立方米； (2) 进入交易中心公开交易的天然气价格由市场形成。
2018年5月	《国家发展改革委关于理顺居民用气门站价格的通知》	非居民与居民用气门站价格并轨。

资料来源：国家能源局

除了商品价格方面，管道和基础设施的价格调控也取得了一些进展，如表2所示。目的是加强对地方天然气输配价格的监管，降低成本。政策文件明确规定，管道运输价格由政府按照“成本加合理收益”的原则确定。管道项目的内部收益率规定为8%。

规定要求全国长输管道运输价格全部标出，信息公开公正，这也与管道改革密切相关，跨省管道运输价格的明晰，将有效促进管网向第三方开放，促进天然气市场交易。

**表2. 天然气输配价格相关政策**

时间	政策	主要内容
2016年8月	《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》	全面梳理天然气各环节价格，降低过高的省内管道运输价格和配气价格，减少供气中间环节，整顿规范收费行为。
2016年10月	《天然气管道运输价格管理办法(试行)》	管道运输价格按照“准许成本加合理收益”原则制定。
	《天然气管道运输定价成本监审办法(试行)》	国家发展和改革委员会负责组织实施管道运输定价成本监审，运输定价成本由折旧及摊销费、运行维护费构成。

续表

时间	政策	主要内容
2017年6月	《关于加强配气价格监管的指导意见》	明确了配气价格监管基本规则框架。
2017年8月	《关于核定天然气跨省管道运输价格的通知》	对13家跨省管道运输企业进行了定价成本监审，核定了相关管道运输价格。

资料来源：国家能源局

## 交易平台建设

目前，中国建成投运的国家级石油天然气交易中心有两个，分别为上海石油天然气交易中心、重庆石油天然气交易中心。此外，一些地方的商品市场或民营企业也涉足了天然气交易平台业务。

### 专栏2. 上海石油天然气交易中心和重庆石油天然气交易中心

上海石油天然气交易中心于2015年3月4日在上海自贸区注册成立，2015年7月投入试运行，经过一年多试运行，于2016年11月26日正式投入运行。交易中心股东包括新华通讯社、中国石油、中国石化、中国海洋石油集团有限公司（以下简称中国海油）、申能（集团）有限公司、北京燃气、新奥集团、中国燃气控股有限公司、港华燃气有限公司、华能国际电力开发公司等十家单位。2017年9月，交易中心开展了国内首次管道天然气竞价交易。

据交易中心数据，截至2018年12月28日，通过交易中心系统共成交天然气604.55亿立方米（双边），成交价格总体平稳。其中，管道天然气（PNG）双边成交量为555.41亿立方米，交易主要集中在华东和华北地区；液化天然气

(LNG) 双边成交量为332.9万吨，交易主要集中在华东和华南地区。

重庆石油天然气交易中心于2017年7月注册成立，股东包括中国石油、中国石化、华润燃气、新奥集团、中国燃气等全国性油气企业，重庆能源、重庆化医、延长石油、湖北能源等区域性能源化工企业，以及中信寰球、博恩科技等金融科技创新类企业。

重庆石油天然气交易中心于2018年4月26日首次完成管道天然气交易，5月17日首次完成液化天然气交易。

国家发展和改革委员会经济运行调节局；重庆日报

总体来看，这两个中心在一些现货交易中发挥了一定的价格发现功能，但由于油气体制的约束，与产生具有国际影响力价格指数这一设计目标，还有相当的距离。

## 管道及其他基础设施第三方公平准入相关改革

管网等天然气基础设施公平开放是天然气市场机制改革的核心。多年来，中国油气产业采取上下游一体化经营，在天然气发展的初期阶段，产业得以快速发展。这点上与国际上主要天然气市场的发展历程有相似之处，但是天然气市场发展到一定规模后，这种基础设施垄断的弊端日益显现，如抑制社会资本进入、阻碍竞争、制约天然气价格改革，并进一步制约着油气产业上游的多元化。从世界天然气市场化的成功经验看，第三方公平准入是必然选择。

2014年，国家能源局出台《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》（能源局，2014），规定油气管网设施开放的范围为油气管道干线和支线（含省内承担运输功能的油气管网），以及与管道配套的相关设施；在有剩余能力

的情况下，油气管网设施运营企业应向第三方市场主体平等开放管网设施，按签订合同的先后次序向新增用户公平、无歧视地提供输送、储存、气化、液化和压缩等服务。此外，该办法提出应以热值和体积为计量标准，以热量作为贸易结算依据，为第三方公平准入创造条件。

同年，国家发展和改革委员会以令的方式出台《天然气基础设施建设及运营管理办法》（发改委，2014），这是对天然气市场及基础设施第一次进行立法尝试的政府文件，办法明确管道、LNG接收站等基础设施要第三方公平准入的原则，对天然气市场主体的责任和权利进行了厘定。

由于这些规定缺乏实施细则，虽然提供了天然气市场化的框架，但在执行中却没有达到预期的目的。尽管有一些LNG接收站开始推出窗口期进行第三方公平准入的试水，但未能延伸到管道系统，而且成功案例也很少。

与欧洲相似，意在进行运销分离的一二号天然气法令未起到应有的作用，天然气基础设施准入难以落实，因此欧盟明确提出了要进行基础设施的所有权分离。中国也在积极酝酿这一改革。《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》提出“改革油气管网运营机制，提升集约输送和公平服务能力。分步推进国有大型油气企业干线管道独立，实现管输和销售分开。”历经多年酝酿，剥离中国三大石油公司油气管道资产和人员，组建“国家管网公司”已箭在弦上。2019年3月，中央全面深化改革委员会第七次会议审议通过了《石油天然气管网运营机制改革实施意见》，明确下一步将推动石油天然气管网运营机制改革，组建国有资本控股、投资主体多元化的石油天然气管网公司。

### 专栏3. 《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》摘要

2017年5月，中共中央、国务院印发的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》（以下简称《意见》）中明确指出，要正确处理好企业、市场、政府之间的

关系，发挥市场在资源配置中的决定性作用，并强调，深化石油天然气体制改革要坚持问题导向和市场化方向，体现能源商品属性，这为中国天然气改革指出了明确的发展目标。《意见》部署的与天然气改革相关的重点任务包括以下几个方面：

- 改革油气管网运营机制，提升集约输送和公平服务能力。分步推进国有大型油气企业干线管道独立，实现管输和销售分开。完善油气管网公平接入机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放。
- 深化下游竞争性环节改革。加大下游市场开发培育力度，促进配售环节公平竞争。
- 改革油气产品定价机制，有效释放竞争性环节市场活力。推进非居民用气价格市场化，进一步完善居民用气定价机制。依法合规加快油气交易平台建设，鼓励符合资质的市场主体参与交易，通过市场竞争形成价格。加强管道运输成本和价格监管，按照准许成本加合理收益原则，科学制定管道运输价格。
- 深化国有油气企业改革，充分释放骨干油气企业活力。鼓励具备条件的油气企业发展股权多元化和多种形式的混合所有制。支持国有油气企业采取多种方式剥离社会职能和解决历史遗留问题。
- 完善油气储备体系，提升油气战略安全保障供应能力。完善储备设施投资和运营机制，加大政府投资力度，鼓励社会资本参与储备设施投资运营。建立天然气调峰政策和分级储备调峰机制。

《意见》从顶层设计上指明了中国油气行业体制改革的方向、目标、路径和任务，油气市场准入则是本次改革中的重点。《意见》引领了中国油气产业的新一轮改革，为中国油气行业发展创造了良好的政策环境。

资料来源：新华通讯社2017

# 中国天然气改革面临的挑战

## 市场价格尚未起到主导作用

中国天然气价格改革经历了从政府指导价到成本加成到逐步放开价格的过程。虽然液化天然气（LNG）价格和页岩气、煤层气、煤制气出厂价格、化肥用气价格、储气服务价格按照规定已经放开，但除液化天然气价格外，其余气价放开尚未达到预期效果。即使液化天然气，在与管道气市场比较重叠情况下，也主要受政府指导价影响。

因为放松价格管制更多地集中在上游，如页岩气、LNG和储气库等，在上游主体数量有限的情况下，这不足以促使市场价格产生；同时，地方零售价格也仍受到政府的严格管制（陈守海，2015）。

天然气价格的季节特性体现不足，调整机制也不够灵活。这也是中国过去几年发生“气荒”现象的一个主要原因之一。

上海石油天然气交易中心和重庆石油天然气交易中心实行管道天然气和LNG的挂牌和竞价交易。但从上海石油天然气交易中心的实践来看，目前买卖双方话语权严重不对等。比如2017年实行的竞价交易主要为竞买，竞卖尚未实现；而且竞价交易往往为最高价成交。产生这种现象的主要原因是购买方众多而供应方有限，尤其是陆上管道气主要由一家公司主导。

因为缺乏市场价格信号，无法通过价格真实反映实际供求关系。没有有效的现货市场，就不可能建立真正的期货市场，而期货市场能有更好的价格发现功能。因此，国内天然气行业的市场参与者直接暴露在市场波动的风险之下，而不是在市场上进行套期保值。中国距离天然气期货市场的建立还有很长的路要走。

## 与国际市场不够接轨

中国是世界上重要的天然气进口国，但中国企业同国际市场主体签署天然气或LNG长期进口合同时，其价格往往同日本JCC价格挂钩，也有合同与新加坡燃油或亨利中心天然气价格挂钩。但没有大的长期合同以中国的本土天然气价格指标来定价。

上海石油天然气交易中心目前对外发布中国华南LNG交易价格指数、中国LNG出厂价格指数等，主要反应国内的LNG价格趋势。这两种价格指数的测算与国际上通行做法尚未接轨，尽管在国内发挥了积极作用，但在国际市场上影响很小。

## 上游竞争有限

中国石油是中国天然气资源最主要拥有者，其次是中国石化和中国海油。2018年中国石油的天然气供应为1724亿立方米，仅其一家就约占中国2018年天然气全年消费量的61.5%。LNG接收站主要为中国海油所有，除中国石油和中国石化，只有新奥集团、九丰集团、广汇汽车等少数民营LNG接收站。“三桶油”供应了中国95%以上的天然气。

页岩气的勘探开发虽然引入了多元化的社会主体参与，但是目前勘探开发情况低于预期，中国石油、中国石化之外的企业尚未形成商业化的页岩气勘探开采能力。这种上游卖家数量有限且个别企业一家独大的现状必然导致上游市场缺乏有效竞争（潘继平，2017）。

## 第三方公平准入和互联互通有待加强

为缓解“气荒”现象频发带来的影响，中国政府已经开始加大力度推动“三桶油”之间的管网互联互通，保障天然气供应安全。2017年以来，国家

能源局大力推动天然气基础设施的互联互通，甚至设立专门的办公室来进行协调，取得了积极的效果。但要实现真正意义上的管网互联互通、“全国一张网”的理想情景，还需决策者有更坚定的改革信心，并且可能需要经历更长的时间，尤其是主干管网与省级管网之间互联互通的难度更大（郭焦锋，2018）。

由于一体化的模式，拥有管道所有权的企业与天然气销售企业隶属相同，缺乏推动管道第三方公平准入的动力，目前管道第三方公平准入案例很少。

目前城市燃气企业、大型电力企业进口海外LNG的积极性非常高，但LNG接收站第三方公平准入尚存在较大挑战。直到2018年，中国海油才在上海石油天然气交易中心开展LNG接收站窗口期竞标，但力度有限。2019年3月，中国海油宣布其准备在LNG接收站领域放开第三方公平准入。根据该公司规定，每个第三方公平准入的用户需要在10年内每年接收至少4船LNG。

## 现存长期合同

与美国和英国相似，早期大多数天然气合同都是以长期合同方式签订的，即“照付不议”合同。中国几乎所有的管道天然气和LNG合同都以此种方式签订合同，尤其是与土库曼斯坦的天然气协议以及与卡塔尔、澳大利亚的LNG协议。那时中国买家没有其他的选择。因此如果从“照付不议”加运输的合同转向运输和天然气销售分开的合同，上游天然气买家或者管道公司就可能遭受损失，不同相关方的利益诉求需要在市场化改革中找到解决方案。

在国内市场上，“照付不议”也是“西气东输”管道等干线天然气合同的主要形式。但是因为国内天然气价格相对较低，较为容易处理。

## 省级管道系统的复杂性

在中国，推进天然气市场化改革面临的另一项重要的挑战就是要处理好省

级管网及其他主体管网的利益平衡的问题。

随着陆上长输管道的建设，省级天然气管网公司应时而生，这些省级管网公司主要是由地方政府主导成立的。2001年，西气东输一线沿线省份江苏、浙江、上海相继成立省（直辖市）级的天然气管网公司。此后，西气东输二线、川气东送、西气东输三线的建设开工，又催生了一批省级天然气管网公司。在西气东输三线通到福建之际，福建省政府在2015年9月随即组建了福建省天然气管网公司。2016年8月，云南省政府也批复同意组建云南省天然气有限公司。目前，中国共有17个省成立了省级管网公司。

经过多年发展，这些省级管网公司已经形成复杂的股权和利益格局。多数省级管网公司都是由地方国有企业与“三桶油”合资成立，有部分省级管网公司也有民营资本的参股。三大石油公司参股省级管网公司，往往基于自己具有市场优势的区域，有选择性地参股。中国石油入股5个省级管网公司，中国石化入股6个省级管网公司，中国海油入股2个省管网公司。对比来看，中国石化是参股省级管网公司最积极的上游企业，其入股的省级管网公司大都是其川气东送的沿线市场。

大多数省级管网公司都是按照省级天然气资源调控平台的理念设计的，即“全省一张网，统购统销”的模式，但是随着省级管网运营模式的政策变化，主干管网的运营机制逐渐由“统购统销”变成了“统筹调配”和“代输”的模式。当省级管网公司不能从上游气源企业拿到“统筹调配”的气量时，就只有“代输”服务。一方面是上游气源方有强烈愿望直接与下游大用户签订直供协议，一方面是下游用户抱怨省级及以下管网的层层加价，使得省级管网公司处境尴尬，利益难以平衡（黄燕华，2016）。

理顺省级管网公司与主干管网的关系、平衡地方利益关系是推进天然气市场化改革需要面临的非常现实的挑战。不管可能组建的国家管网公司是否将省级管网公司纳入其中，或是通过其他市场化的方式推进管网的改革，都必须面

对与地方管网利益平衡的问题，需要找到合适的途径疏解这些矛盾，使省级管网公司有推进市场化改革的积极性，从而为推进全国整体改革助力。

## 参考文献

国家统计局（2019）. 中华人民共和国经济和社会发展统计报告2018，统计局，北京.

国家统计局（2006）. 中国能源数据统计年报，统计局，北京.

海关信息网（2018）. 天然气进口国别数据，<http://www.haiguan.info/NewData/Index.aspx>.

海关总署（2018）. 天然气进口月报数据，<http://www.customs.gov.cn/>.

国家能源局石油天然气司，国务院发展研究中心资源与环境政策研究所，国土资源部油气资源战略研究中心（2018）. 中国天然气发展报告2018，石油工业出版社，北京.

国务院. 天然气价格机制改革时间表确定. 国务院，北京，<http://english.gov.cn/policies/>.

国家能源局（2014）. 油气管网设施公平开放监管办法（试行）. 能源局，北京，<http://zfxgk.nea.gov.cn/>.

国家发展改革委（2014）. 天然气基础设施建设及运营管理办法. 发改委，北京，<http://www.gov.cn/>.

新华社（2017）. 中共中央国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，新华社，北京，<http://www.xinhuanet.com/politics/>.

大卫·桑德罗，阿科斯·洛兹，颜盛（2018）. 一个天然气巨头的苏醒：中国对蓝天的追求塑造全球市场. 哥伦比亚大学全球能源政策中心，纽约.

陈守海（2015）. 天然气产业政策系统研究. 中国法制出版社，北京.

潘继平（2017）. 气源多元化乃解决“气荒”根本之策. 中国国土资源报，北京.

郭焦锋，赵良英，许睿谦等（2018）. 打造高质量发展的中国天然气产供储销体系[J]. 天然气技术与经济，2018年12（06），北京.

黄燕华（2016）. 尴尬省网. 南方能源观察2016（10），广州.

# 对中国天然气改革的启示

2004年，西气东输一线管道建成时，中国天然气消费量只有339亿立方米，而到了2018年，中国天然气消费量已增长近十倍。中国目前是世界上仅次于美国和俄罗斯的第三大天然气市场，中国天然气产业的发展不仅对国内相关产业发展影响巨大，还对全球天然气市场具有重大影响。

前一部分阐明了中国天然气市场化改革面临的挑战。实际上，美国和欧盟几十年前进行市场化改革时也面临着相似的问题，他们通过一系列举措（详见附件）成功克服了这些困难。学习欧盟和美国的经验有助于中国降低改革的试错成本。

## 天然气市场开放的共性特征

天然气市场开放过程在不同国家的发生时间各不相同，这取决于不同的市场基础——从自给自足的国家到净进口的国家，从成熟市场到新兴市场——但他们具有一个共同目标，即通过培育竞争和增强市场流动性使终端用户受益。

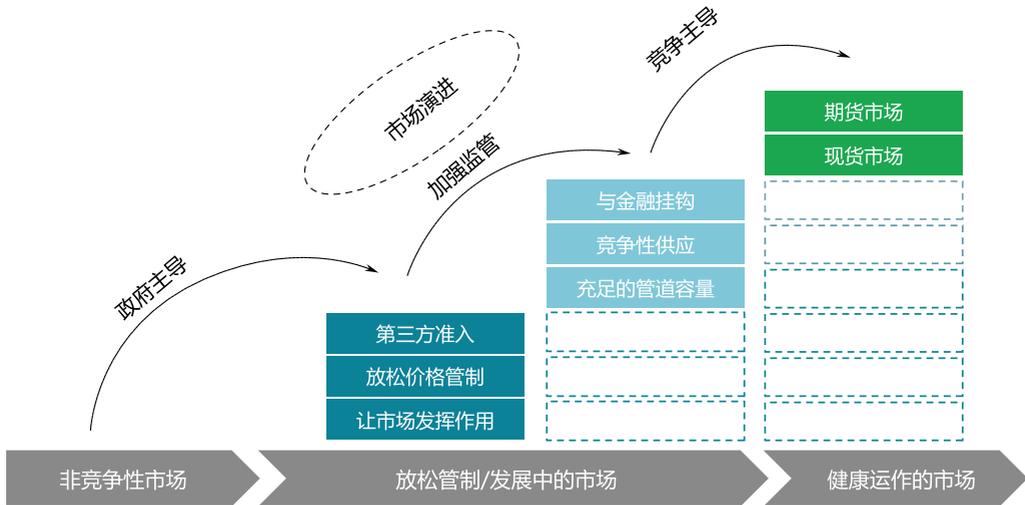
市场开放的首要目标是增加市场上天然气供应商和消费者之间的竞争。破除天然气市场垄断将最终形成一个零售市场充分竞争的成熟、运转良好的市场。这一过程包含放开市场管制几个步骤，其中包括各种利益相关者（市场

参与者、监管者、政府机构等)的贡献,覆盖了市场开放的不同方面。这些方面,有着基本的共性:

- 构建一个市场竞争的监管框架是必须的。这些监管措施包括:为保证天然气网络的公平准入,对上下游一体化公司的销售业务与基础设施运营进行拆分;引入第三方对公平接入基础设施进行监督;制定放松价格管制的框架,以促进批发和零售竞争的发展。
- 市场参与主体(包含供需主体和基础设施运营商)是这一过程的核心,需要对他们提供足够的激励来促进竞争。竞争的前提是要有足够数量的市场参与者,进而扩展市场流动性,从而避免价格扭曲。这反过来要求有足够的管网容量,管网运营商在市场需要的时候需要能够提供额外的容量,以确保充分的流动性。纯交易商、金融机构等其他机构的参与也十分重要,他们能够提供信贷融资和对冲等补充服务。
- 政府在整个过程中起到了主导作用,并在这个过程中完成了自身的积极转变,从直接决策和参与市场转而通过独立机构对市场实施监测。但是,不同国家针对如何减少来自政府直接干预的制度安排各不相同。

北美和欧洲的经验表明,建立功能完善的成熟市场是一个较长的过程(10年左右),总体上需要以下几步(IEA, 2012)(图5)。

图5. 建立天然气枢纽



Source: IEA (2013), Partner Countries Series – Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia, OECD/IEA, Paris, <https://webstore.iea.org/partner-country-series-developing-a-natural-gas-trading-hub-in-asia>.

建立有效的天然气批发市场是一个长期、多步骤的过程，需要政府、监管机构和竞争主体的共同参与。

第一步是确保体制安排能够支持竞争。这些早期条件需要由政府确立，包括：通过基础设施运营和销售业务的剥离实现第三方对管网的准入，以及随后解除批发价格管制（包括商品成本、服务费用和商业利润，但并不包括管输费）。这至关重要的第一步是由政府主动实施的，政府将由此前的直接制定政策并干预市场转变为通过独立的反垄断机构对市场进行监管。

除了体制机制，还有一些结构性要求，政府需要维持并进行监管，以确保现货市场发挥作用。一旦建立了管网的无歧视性第三方公平准入，就要确保有足够的容量从而保证交易的流动性和发展。为实现这一点，独立的系统运营商以及一个建立在完善的管网规则基础上的透明公正的投资机制必不可少。此

外，还要确保有竞争力的供应商多元化，也可以通过引入金融机构的参与实现，降低金融和业务方面的风险，并作为投资基础设施的资金来源，以促进未来的市场增长。这种结构性的要求对于开创一个天然气市场至关重要，应该由一个独立的监管机构加以保证。

发展的最先进阶段——迈向一个功能完善的市场——意味着建立一个天然气所有权交易平台，这将确保由此产生的价格能够反映当前和未来市场的状况。实体贸易枢纽（可以是像美国一样物理存在的，也可以像欧洲一样是虚拟的）最初是通过双边交易产生，并逐渐转向集中的，在交易所进行交易，通过“纸货”或者“金融产品”实现，供未来交割。

改革是一项系统工程，需要在一定时间内逐步推进。市场开放和市场化改革的首要目标是通过一系列举措使消费者受益，这些举措包括：形成有效的市场定价、供应商提供更好和创新的服务以及通过创造投资机会提升供应的安全性等。在市场中形成有效的竞争是实现这一目标的最佳途径。应当加强协调、配合和逐步实施。根据国际经验，中国的改革者应当充分认识到天然气市场化改革的长期性和复杂性，坚定信心，不懈努力。

## 没有现成的模板可直接复制

美国、欧盟和一些国家先后建立天然气市场化价格形成机制和天然气现货交易中心，之后在现货交易的基础上又产生了天然气期货等衍生金融交易，并最终形成了天然气期货市场、天然气场外交易市场等衍生金融产品交易市场。天然气交易中心的建立，促进了这些国家天然气资源的优化配置，也为天然气市场实现更高水平的发展创造了条件。

美国和欧洲国家提供了天然气商品市场和管输市场均具高度流动性的最佳范例，也提供了基于现货市场通过市场交易中心进行天然气交易的范例。在美

国及欧洲市场上逐渐形成的交易方式、交易工具以及为解决资源配置和投资问题而出现的众多基于市场的解决方案，对其他国家开放天然气市场具有借鉴意义。美国、欧洲等国家建设天然气交易中心的经验与教训可以成为中国构建天然气交易中心的有益借鉴与参考，但也要看到，任何国家的天然气改革的市场体系设计和路线都不可能完全一致，因为各国的资源条件、市场基础以及能源管理体制等千差万别。中国的天然气市场化路径设计无法照搬美国、欧洲等国家的模板，必须探索出一条与中国国情和基础条件相匹配的市场化改革之路。

## 与美国模式的比较

美国天然气市场与中国有许多共同特征，如地理跨度大、气源地远离消费中心、天然气市场规模大等，因此，美国模式对中国有重要的参考价值。

美国天然气市场高度互联，拥有数以千计的市场参与者，包括上游天然气公司——从小型独立公司到大型跨国公司的分公司、地方配气公司、独立交易商、大型终端用户等，这些公司都能公平地使用基础设施。目前，中国仍然缺乏多元化的上游市场主体和广泛的第三方公平准入。中国目前已基本实现了下游天然气销售的多元化，但是资源供应的多元化进程相对缓慢，天然气主要来源仍由“三桶油”控制。中国的页岩气开发已使用独立招标模式，LNG进口企业也在增加，但能够提供资源供应的市场主体仍然较少。多元的市场主体不仅是市场成功的重要指标，也是影响流动性的关键因素。

中国的天然气管道仍处在高速发展阶段，管道互联互通水平不高。目前，中国的天然气管网主要由干线和省级管网组成（能源局，2018）。不同干线之间、干线与省级管网、沿海LNG接收站与干线之间的互联程度不高。孤岛式的区域气源和LNG接收站很多，而具有互联互通和双向输气管道的枢纽站则较少。由于管网压力不匹配，额外气源和LNG接收站容量无法得到有效利用。受

这些因素制约，中国很难形成与美国类似的多对多交易。

美国在形成当前市场格局过程中最重要的一步是1992—1993年开始实施的美国联邦能源监管委员会(FERC)第636号法案，该法案规定了管道基础设施与销售业务完全分离。这使得客户能够从任何供应商手里购买任意数量的供货，由受监管的管道运营商统一安排运输。州际管道企业不再被允许销售天然气，并且被要求提供透明的、非歧视性的输气服务。这一根本性变化发生后，很多生产商和终端用户不愿雇佣人员推销或者采购天然气，并安排运输服务，因为这也产生额外的费用，因此就为天然气营销人员创造了市场机会。他们既不拥有生产份额也不是最终用户，而是从供应商手中购买天然气，然后再直接卖给终端用户或者转售给其他天然气营销公司。FERC第636号同时也促进了交易中心的发展，进一步推动了更多管道之间互联。因为管道运输企业与其他管道加强连接，也能提升运输服务的价值。这些都促进了更广泛的市场主体参与天然气市场定价，促进了市场对天然气价格的及时发现和掌控。这些基础条件目前在中国也不完全具备。

## 与欧盟模式的比较

考虑到欧洲国家在天然气行业体制方面与中国有相似性（如大多数国家都只有1~2个自然垄断的天然气管道运营商，改革初始阶段天然气供应商也多是寡头垄断）。不同于北美天然气的自给自足（甚至是净出口），欧洲需要进口大量的天然气，这同中国当前的情况非常相似。欧洲一些国家并没有像北美那样的完全竞争的市场，也需要进一步推进市场自由化，这也同中国的情况很相似。尽管欧洲各国的国情以及天然气交易枢纽背景情况和中国并不相同，但欧洲建立天然气交易枢纽的鲜活经验和不同国家的发展多样性，仍然可以为中国正在发展的天然气交易中心建设提供宝贵的经验（邓郁松，2017）。但是也

要看到，欧洲各国的天然气市场化改革也在继续推进中，中国的国情和地域特点决定了不能完全照搬欧洲模式。

考虑到欧盟国家较小的国土面积和相对较短的管输距离，创造一个高度互连的网络以建立单一虚拟交易中心、保障“一国一价”有其实现的可行性。中国的国土面积远大于欧盟内的单个国家，不可能在整个国家只有一个虚拟交易点。

然而，欧洲虚拟中心模式对中国某些省份来说非常值得借鉴。正如欧盟，可以在区域内建立多个枢纽（如欧盟内的成员国，中国的某个省份）以反映本地市场、政策及供求状况。可以在气源多、基础设施较为完善、配套条件好的省份率先试点建设虚拟交易中心。

## 良好的市场规划设计至关重要

### 开展区域市场中心试点

在中国现有的天然气基础设施条件和管理体制下，无论是否建立国家管网公司，全国范围内采取某一固定模式推进市场化改革，难度都会很大，在错综复杂的各种矛盾制约下，短期内取得明显改革成效的可能性较小。也可能经历如一些发达国家的改革历程，历经十年以上才成果初现，这对中国的改革者来说，将会是非常大的挑战，甚至会引起对改革的质疑和反复。因此，在推动全国范围内天然气市场化改革的同时，在有条件的地区先行试点或将是更具现实意义和有价值的尝试。

即将成立的国家管网公司将是强烈的改革信号，必将大大推动改革的步伐，为“放开两头，管住中间”的改革要求创造更好条件，进一步激发上下游

活力，促进中国向竞争性市场的转变。同时，这也将是区域天然气市场跟进改革、建立有效的区域天然气市场和交易中心的机会。这些交易中心既可以是下文中的虚拟交易中心，也可以是在干线交汇处的实体交易中心。

## 试点建设虚拟交易中心

在英国，进/出运输系统使得虚拟交易中心NBP的发展成为可能。在中国整体推进天然气市场化改革的大背景下，参考国际经验，在气源多、基础设施完善、配套条件好的地区率先试点建成区域交易中心，形成国际可接受的市场化价格指数，将对全国油气体制改革和天然气价格改革起到引领作用，为全国天然气市场化改革路径进行有价值的探索。如果运行顺利，很有可能形成具有区域乃至全球影响力的天然气价格指数，为整个中国天然气市场化改革的成功开辟一条新的道路。

基于中国各省管网条件和资源条件，比如作为主要消费区的广东省具有试点建设类似欧洲的虚拟交易中心模式的优势。广东具有与英国等欧洲主要国家可比的市场规模、基础设施条件及多元化的市场基础。广东开展“全省一张网”建设已经取得阶段性成果，初步实现“多源互补、互联互通”，而且广东也开展过“同网同价”等价格政策的尝试，具有宝贵经验基础。

### 专栏4. 广东的天然气市场结构

广东省已经取得了“全省一张网、同网同价”的阶段性成果，具备建设区域虚拟交易中心的基础条件。

2007年7月，中国海油、中国石化、广东省粤电集团三家按股比成立了省管网公司，按照“多气源供应，全省一张网，分类气价，总买总卖，政府批准”的原则

负责全省省级天然气主干管网的建设、运营和管理。2011年，中国石油参股省级管网公司后，省级主干管网运营模式调整为按照“一张网、保民生、有竞争”原则，采用“统筹调配”和“代输”相结合的方式运营。“代输”模式下，天然气资源输送到省级主干管网，省级管网提供代输服务，并收取合理管输费，同网同价。在这些改革的促进下，广东省已初步实现“多源互补、互联互通”，积累了宝贵的经验，具备建设类似英国NBP虚拟交易中心的基础条件。

另外，广东省天然气供应能力持续增强，已形成沿海进口LNG、陆上跨省管道天然气、海上天然气等“多源互补、就近供应”的供气格局。较为完备的管网和LNG设施可为交易中心供需平衡、实物交割提供基础保障。广东省金融市场具有完善的软硬件设施，专业的经营团队以及有效的风险控制措施，可为区域天然气交易中心提供成熟的筹办经验，以及有力的技术和金融支持。

## 基础设施第三方公平准入

### 垄断环节与竞争环节的拆分

天然气管网和LNG接收终端等基础设施的第三方公平准入是建立价格信号的关键前提条件，基础设施运营与竞争环节的分离是美国和欧洲天然气市场化改革中的重要一步。在欧洲的天然气改革中，欧盟将其表述为“所有权拆分是最有效的工具，通过这种工具，可以以非歧视性的方式促进对基础设施的投资，公平地让新市场主体进入管网，并提高市场透明度”。中国目前也正在实施垄断环节与竞争环节的分离，这将为第三方公平准入铺平道路。

## 定义“托运商”的角色

垄断环节与竞争环节的分离会催生出一个新的叫作“托运商”的市场角色。托运商应该由监管机构确认资质并且进行监管。托运商必须具备一定的条件，才能获得天然气输气系统的使用权。一旦拥有使用权，管道公司就必须无歧视的允许所有托运商使用管网。托运商可以从天然气生产商、其他托运商或者在交易所购买天然气，并与管道公司签订管道容量合同。

## 建立容量分配和调度管理办法

“基础托运商”是锁定长期容量用户的设计，它将促进新管道的开发，也可以通过长期合同保护现有的主要用户，如中国三大国有石油公司。同时，为促进竞争，应确保一部分容量通过开放季分配给新进入者。

容量分配机制（CAM）定义了一级容量市场的规则。管道容量拍卖是欧盟一项强有力的政策工具，欧盟开发了一个名为PRISMA的平台专门进行管理，该平台为所有市场主体及监管机构提供了高水平的透明度。为进一步优化管道容量，还可以建立二级容量市场，系统用户有权在该市场上自由地交易天然气管输容量。

调度管理办法（CMP）也需要被引入。该办法不仅可管理物理容量相关问题，还能够在托运商不使用其在管网中预定的容量时有效管理合同，避免混乱。在欧美，天然气的调度权都由管网公司实行。“非用即失”（UIOLI, Use It or Lose It）机制的实施能够促进释放未使用的能量并避免产生混乱，从而防止因此导致的平衡问题和/或对价格有影响的投机行为。

## 管输费的制定

制定简单清晰的管输费将促进新的托运商进入，否则将可能阻碍新主体进

入。在美国，管道一般被分为几个区域，管输费为一个区域运往另一个区域的费用（距离法）。在欧盟，管网企业的收入采用成本分配法，根据所有输入、输出点的情况制定，采用单一价格（邮票法）。两种方法的结合在中国可能更加适用。即长输管网为距离计算，地区管网为单一价格。

此外，需要制定管输费审议机制和相关监管条例。透明度也有助于设置公平的费率。

## 加强天然气基础设施建设与互联互通

中国政府加大上游气源主体多元化的各种措施正在推进之中，不管一定时期内是否能取得突破性进展，中国目前天然气管网总里程及密集程度不足、互联互通程度低的问题都需要加快解决。因此加快建设规划内管道、LNG接收站等项目，加快推进管道互联互通，为开展市场交易构建必要的基础设施条件是迫切需要推进的工作。

管道互联互通是实现第三方公平准入的重要条件。无论在美国还是欧盟，基础设施对第三方准入都至关重要。在美国有1400个连接点，在欧洲则有183个跨境的联络点。

## 以市场为中心

### 透明度

数据的透明性和可用性对于建立市场参与者的信心至关重要。这包括定价的透明度、管道系统及LNG进口终端和储气设施准入条款和条件的可用性。这是防止托运商之间歧视、鼓励进入和竞争以及确保行业高效运作的关键因素。

在美国和欧盟，输送系统运营商TSO或管网公司要负责控制供需平衡、气体质量。而有效管理和透明度密不可分。

监管者也可以要求管道公司建立EBB（电子公告牌）。EBB公示管输能力（位置、设计管输能力、运营管输能力、计划输气量、可用管输能力、可中断输气能力）和客户信息（承运商名称、是否为关联公司、费率、合同生效日、是否为双边谈判费率等）。电子公告牌上的所有信息均对公众开放——即便不属于承运商的单位或人员也可查看公示。

美国和欧盟在信息透明度方面的经验很值得中国借鉴。类似EBB的信息平台是提升透明度的有效手段。未来对中国国家天然气管网公司的监管必然涉及大量信息公开的问题。

## 放松价格管制和建立价格指数

放松价格管制是一个漫长的过程，不能一蹴而就。英国和美国都用了超过二十年的时间才最终实现了市场化的气价竞争价格。建立天然气枢纽（交易所）是建立价格信号的关键环节。但是，天然气枢纽获得成功还需要前文提到的一些先决条件，要将市场主体置于中心位置（通过促进供需两端的竞争，为市场驱动的新产能扩张投资充分创造条件），以及从政府直接干预过渡到监管监督。

有了这些先决条件，交易所的交易活动就会不断发展和多样化，衍生品等场外产品也会出现，从而增加市场的流动性和对冲价格风险。

中国在过去这些年中采取了大量措施放松对天然气的价格管制。根据中国当前的政策，天然气价格将主要由市场决定，如前文所述，随着第三方公平准入的有效实施和适当的政策设计，一些区域交易中心例如上海石油天然气交易（SHPXG）和重庆石油天然气交易中心（CQGXC）在未来将扮演越来越重要的角色。

价格指数对市场具有广泛而深刻的影响，因而必须确保指数建立和数据报告准确无误且不受操纵。随着枢纽流动性的日益成熟，就能够通过金融工具吸引越来越多主体参与市场，从而使买家和卖家都从中获益。期货市场也会在现货市场不断发展后自然出现。

## 开放上游市场

中国天然气市场的发展需要多元化的市场主体。如何培育更多的上游天然气供应商是当前中国面临的一大挑战。向非国有企业开放更好的天然气区块及相关数据，将有助于促进上游竞争。建立存量天然气资源储量交易机制能够加快产量提升。LNG、生物天然气、煤层气和氢气都是促进上游竞争的潜在多元化资源。中国的非常规资源潜力也十分巨大，根据美国的经验，处理好环境（包括水资源等）和社会影响是可持续发展的另一个重要问题。

目前，与中国国有石油公司在上游合作的国际公司是没有天然气销售权的，应当研究向这些公司开放一部分天然气销售权，培育上游竞争主体。

在上游市场完全放开之前，另一种提前创造供应端竞争的选择是强制天然气分配，即强制要求当前的上游企业通过拍卖或者双边协商（拍卖更有利于提高市场透明度）将一部分天然气份额转售给竞争对手。例如，英国政府为培育多元市场主体，强制BG将10%~40%的天然气供应给市场竞争对手，从而大大限制和缩小了BG在天然气市场上的垄断地位。

还有一种方式是由下游用户间接驱动的。例如，欧洲的天然气市场化改革主要由大工业用户驱动的。许多大工业用户需要从不同国家购买天然气，使得越来越多的天然气供应商逐渐进入欧洲市场，直接推动了欧洲市场化改革。要在中国培育多元化的市场主体，可以借鉴国际经验，采取多种措施增加市场主体的数量和活跃程度。

## 监管的重要作用

不论美国还是欧洲，在推进天然气市场化过程中，政府都是市场变化背后的主要推动力，任何天然气市场化的进程很大程度上也取决于执行力，独立的监管机构在这一过程中的作用至关重要，同时监管机构一定要有足够的执行权。

美国联邦和州立监管机构在推进天然气市场化进程中扮演着非常重要的作用。FERC有1400多名工作人员，执行独立的监管职责（FERC，2019），与此同时，州监管机构也非常强大，比如加州公共事业委员会有上千名工作人员。

在职能上，FERC及相应的州监管机构覆盖面很宽，一是负责审批管道等基础设施的建设，二是制定相关费率，三是受理及解决争议，具有执法及仲裁的职能，对行业具有非常大的话语权。同时，委员会具有相对独立的任命及监管，其本身权力也受到监督。

随着中国天然气行业市场化程度提高，对监管能力的要求同时提高。未来的中国天然气行业，市场主体进一步多元化，基础设施第三方公平准入在执行过程中将面临众多技术性问题（高流动性市场化交易下的管网供需平衡、质量管控等），交易中心交易品种增加（管输容量、LNG接收站窗口期的交易及二级市场的建立）、现货市场进一步完善升级、期货市场建立。为更好地应对这些复杂的新形势，保障行业的健康发展，打造一支专业的监管队伍势在必行。另外一个需要重视的是环境与安全有关问题，也包括日益受到关注的温室气体甲烷泄露问题。

美欧在监管体系、监管内容方面有很多有益的经验。尤其是在监管内容方面，对中国很有启示。具体监管内容本书国际经验部分将有详细描述，此处不再赘述。

监管手段的升级、监管能力的提高有助于维护市场规则、提升市场透明度，并将确保中国天然气市场价格信号的客观性，有助于得到国际市场的认可。

## 过渡期管理

无论是美国还是英国，从垄断的上下游一体化向市场化的转型都曾面临诸多困难，并且付出了巨大代价。天然气改革是一个不断试错的长期过程，这个过程可能伴随着一次又一次失误和政策调整，也有不少的豁免举措。因而，管理好市场转型阶段的过渡期对改革的成败至关重要。

首当其冲的是长期双边合同的处理问题。实施市场化改革中，历史上签订的高价合同很有可能变成某种程度的负担。英国的解决办法是对此类长期合同进行适当补偿和重新谈判。美国则允许管道公司通过多年使用“过渡账户”将高达75%的过渡成本转嫁给生产商、配气商和大用户等其他环节。

另一个重要问题是价格放松管制过程。形成有效的市场价格是改革的最重要成果，但必须清醒地认识到这个过程是长期的，不会一蹴而就，需要逐步推进而不能一放了之。美国HenryHub和英国NBP都花费了十多年的时间才发展出足够的流动性，从而形成有效的市场价格信号。中国具备一定的后发优势，有望通过借鉴其他成熟市场的经验加快这一进程，比如荷兰TTF的迅速成功就是案例。

任何改革都意味着利益的重新分配。从长期来看，成功的改革将会使所有人收益，但从短期来看，此前的上下游一体化公司可能会遭受一定程度损失。保持战略定力同时进行合理安排是市场平稳过渡的重要保证。从这个方面来说，中国政府比很多国家都有优势。

## 加强国际交流合作

IEA预测，到2040年中国将占全球天然气需求增量的四分之一，同时约占全球四分之一的贸易量。中国天然气市场化改革将使中国具有包括定价权在内的更大国际话语权。鉴于中国在全球能源供需中具有举足轻重的地位，参与到全球市场化进程中来是必然趋势，这不仅符合中国国内能源安全的利益，也符合全球能源安全的利益。更加透明和市场化的中国市场，有助于全球市场的稳定和平衡，对供应国和消费国的利益都至关重要。

深化国际交流与合作，增进国际间的互相学习，其重要程度不容忽视。这不仅仅在于是知识的分享，将国际先进管理经验和国际化标准和设计理念纳入中国天然气市场化政策设计之中（景春梅，2018）。还在于建立一个符合国际规则的市场，能够给国际油气企业更多信心，使他们愿意并积极参与中国市场化改革的进程，提供更多的天然气资源到中国市场上，以他们能够接受的交易规则进行交易，给交易中心带来更加多元化的市场主体，以不断提高交易中心的交易流动性和国际化水平。

中国已有上海石油天然气交易中心和重庆石油天然气交易中心，但目前国际买家和卖家难以参与到现有的交易中，无法有效形成广泛的国际影响力，国际认可的市场化价格指数形成也十分缓慢。吸引更多国际气源主体参与中国天然气市场化交易，必然将促进国际认可的价格指数的尽快形成。

本书也是这样一个国际化团队合作的体现。虽然这是一本国际能源署组织的研究，但其主要贡献者来自中国、美国、英国等多个国家，包括了政府、企业、研究机构和国际组织，研究的过程也不断深化了互相的了解，增进了大家对天然气改革成功的信心。

## 参考文献

IEA (2012). 天然气定价与监管——中国面临的挑战与国际经验借鉴, OECD/IEA, 巴黎.

IEA (2013). Partner Countries Series – Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia, 2013, OECD/IEA, Paris

国家能源局石油天然气司, 国务院发展研究中心资源与环境政策研究所, 国土资源部油气资源战略研究中心. 中国天然气发展报告2018, 北京: 石油工业出版社, 北京.

中国国家发展和改革委员会网站 (2012). 广东省天然气资源供需现状, 发改委, 北京, <http://yxj.ndrc.gov.cn/>.

邓郁松 (2017). 英国天然气市场重构历程与启示. 国务院发展研究中心市场经济研究所. 国际石油经济, 2017 (02), 北京.

景春梅 (2018). 加强能源国际合作的思考. 能源, 2018 (02), 北京.

白俊 (2015). 中国如何引领亚太天然气价格形成机制. 能源, 2015 (07), 北京.

FERC (2019), FERC职能介绍, 华盛顿特区, <https://www.ferc.gov/industries/gas.asp>

## 附：国际市场化改革的主要经验

本部分将详细呈现欧美天然气市场建设的主要成功经验，包括市场体系设计、第三方公平准入、透明度和价格指数等，同时也会涉及监管、过渡期管理等。

天然气市场化是提高能源基础设施和天然气使用效率的有效手段。天然气市场化并没有统一的路径，各国的天然气市场结构设计也各不相同。市场化改革虽然漫长，但却是推动天然气市场提升必经的过程，具体体现在：更有效的市场价格发现机制；通过价值链细分来优化资源配置（通常通过打破垄断来实现）；有效利用基础设施；增加市场主体（即卖家和买家）的数量；明确终端用户价格信号，降低系统成本；在市场信号的引导下推动基础设施建设；扩大天然气使用等。

### 专栏5. 天然气市场化的经验和教训

本部分分享了美国和欧盟天然气市场的演变进程。不同国家和地区的天然气管市场化法规及实施的情况各不相同，因此对于成熟市场的经验不能够生搬硬套。必须在借鉴成熟市场经验的基础上，自主发展符合国情特色的道路。根据已有的成熟市场从市场垄断向天然气市场化转变的经验，我们可以得出以下几点经验：

- 没有一个“放之四海而皆准”的天然气市场框架。不同地区的市场基础和特点千差万别，必须根据本地市场具体情况构建适合当地特点的市场框架。
- 新制订或修订的相关法律法规必须清楚明确。制定法律法规的过程中，要充分听取和采纳行业的意见，以确保各项政策不是“闭门造车”并确保各项目标不会产生意外的副作用。
- 改革往往需要一个较长的时间来验证效果。起初可能会令人沮丧，但随着市场主体对新角色和规则的适应与调整，会渐入正轨。在改革的过程中，可能需要对最初的政策法规进行修改，利益相关方应对此类调整有所准备。成功的改革需要保持推进改革以及监督市场化进程并对其适时调整的政治意愿。
- 在改革的整个过程中，一定要营造一个可持续、可预测的投资环境，同时保证合同的严肃性，对所有市场主体在规则与规范上一视同仁，从而降低市场主体的风险，使之对市场树立信心。市场主体希望即使市场存在较大波动时，它们达成的协议依然能够得到遵守。

## 天然气市场体系设计

本节重点讨论支撑美国和欧盟天然气市场成功的关键实践和政策。表3列出了美国和欧盟天然气市场的主要特征。

美国和欧盟是世界上最大的自由化天然气市场。天然气在这两个地区的能源结构中举足轻重，占到能源消费总量的25%左右。在页岩革命的推动下，美国国内天然气产量大幅增加，并在持续了60年的净进口后，于2017年首次成为净出口国。欧盟的天然气自给率约为22%，主要依靠进口管道天然气和LNG满足需求。英国和荷兰此前几十年来一直能够自给，但受国内产量下降的影

响，英国和荷兰分别从2004年和2018年开始成为净进口国。美国和欧盟的天然气市场上有众多相互连通的管道系统，为覆盖的市场区域供应天然气，并在这些区域内设置了数千个接收和交货点。

**表3. 美国和欧盟市场概述**

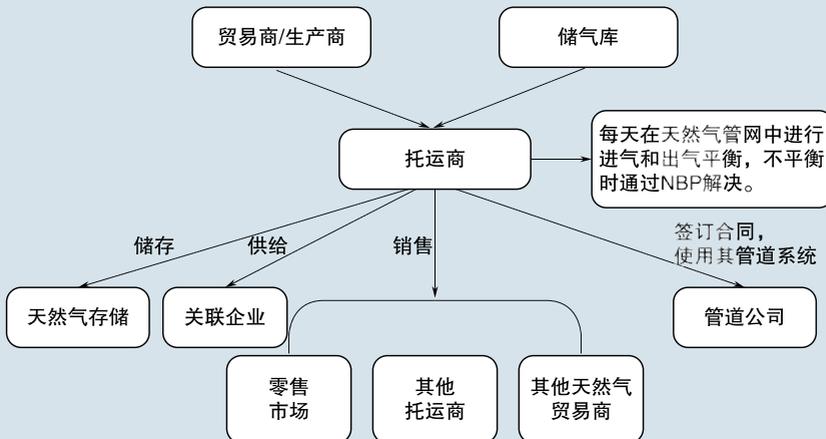
	U.S.美国	EU欧盟
需求	21亿立方米/日，需求天然气占能源利用的25%	14亿立方米/日，需求天然气占能源利用的23%
国内产量	当前国内生产 ≥ 100%的需求	当前国内生产满足22%的需求
进口	进口：2.3亿立方米/日（加拿大）	管道进口：9.3亿立方米/日（俄罗斯、挪威、北非） 液化天然气进口：1.7亿立方米/日
出口	出口：1.2亿立方米/日（墨西哥） 1.3亿立方米/日 其他	不适用
交易中心/地点	70个已公布指数的交易地点/枢纽 亨利中心是纽约商业交易所的基准	11个已公布指数交易枢纽 TTF和NBP是最具流动性的两个点
监管机构	美国（FERC）负责监管州际管道 州公用事业委员会负责监管州内管道	ACER和国家监管机构负责监管管道
管道系统	> 200个天然气管道系统 305000英里	44个气体输送系统 150000英里
储存	1130亿平方米的储气能力	1130亿平方米的储气能力
交付及接收地点	> 11000个交货点 > 5000个收货点	> 20000个交货点 < 1000个收货点
互连	> 1400个管道互连点	183个管道跨境联络点
边界连接	与加拿大和墨西哥的多个边境连接。	与俄罗斯、挪威和北非的多个欧盟边境连接
液化天然气进出口码头	12个LNG进口终端和4个LNG出口终端	24个在用LNG进口终端

美国和欧盟市场在基础设施和市场枢纽的设计方面各有异同，但总体都体现了有效的市场监管和市场透明度。

### 专栏6. 托运商

托运商是管道中输送的天然气的所有者，他们与管道公司签署管容使用合同，将天然气输送至不同的市场区域。托运商可以是天然气生产商、消费者、配气商或营销商。在美国，管道公司不得在其管道上运输自己的天然气，但可以成立一个法律上与其独立的营销关联公司。托运商和其他天然气现货市场参与者不受美国FERC的监管，但要求并必须遵守与受美国FERC监管的管道公司或基础设施所有者签订的合同协议。

在英国，所有托运商必须获得天然气电力市场办公室（Office of Gas and Electricity Markets）颁发的托运商许可后方可开展相关业务，该办公室是独立的国家级监管主体。英国有200余个授权托运商，其中包括了主要的天然气生产商（如Shell集团、Equinor、GAZPROM）和主要的供应商（如Centrica、Uniper）。许多供气商同时也是托运商。从下图中我们可以看出，托运商是整个市场的核心。



英国和欧盟的天然气市场监管机构对此设定了一系列相关要求，例如：天然气所有权、支付能力担保等。

## 美国市场体系设计

美国的天然气管道一般由非国有投资实体拥有和运营。管道公司提供天然气运输服务，要为所有有输气意向的托运商提供管道容量。

在美国，跨州界运输天然气的大直径管道称为州际管道。在州界内输送天然气的管道称为州内管道。美国有为数众多的管道公司。其中，规模最大的30家州际管道公司拥有约76%的州际天然气管道长度和61%的州际天然气管网容量，这些公司的天然气管网容量总计约为2800亿立方英尺（约80亿立方米）。<sup>1</sup>

同一管道公司可以在全国拥有和运营多个管道系统。例如，Kinder Morgan 拥有并运营着大约19%的州际天然气管道（超过5.7万英里），其运输的天然气约占美国天然气消耗量的40%。<sup>2</sup>

同一个州或地区也可以同时存在不同的管道公司拥有和运营管道系统，这些管道彼此非常接近。例如，在得克萨斯州EI Paso-Permian区块中，有10多条不同的管道在运营。

管道公司通常将其管道系统划分为较小的部分或区段——例如区、支线、区段、生产聚集区、市场区或压缩机场站范围的区段——这有助于其运营和简

---

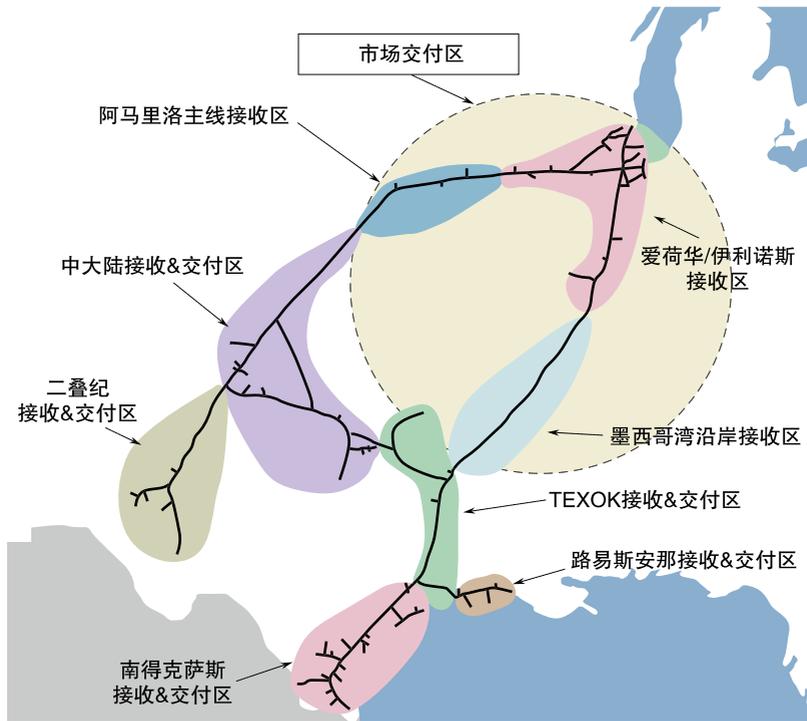
<sup>1</sup> EIA, 2017 update

<sup>2</sup> Source: Kinder Morgan, [https://www.kindermorgan.com/business/gas\\_pipelines](https://www.kindermorgan.com/business/gas_pipelines)

化天然气运输价格计算。管道运输价格通常按照所跨区段来计算，而不是具体的接收和输送点。管道容量由这些区段和区段内的各个点提供和预定。

图6是Kinder Morgan旗下的美国天然气管道公司（NGPL）管道地图，该管道在美国的8个不同州之间输送天然气。NGPL划分成多个区域，每个区域用不同的颜色显示。

图6. NGPL系统图



来源：Jim Simpson(2015) RBN Energy LLC

在美国，管道公司可以将管道的某个部分配置和提升为市场中心。市场中心的主要特点是能够为两个及以上的其他管道系统地提供接收及输送通道、系统连接或储气服务。市场中心的基础设施配置各不相同。

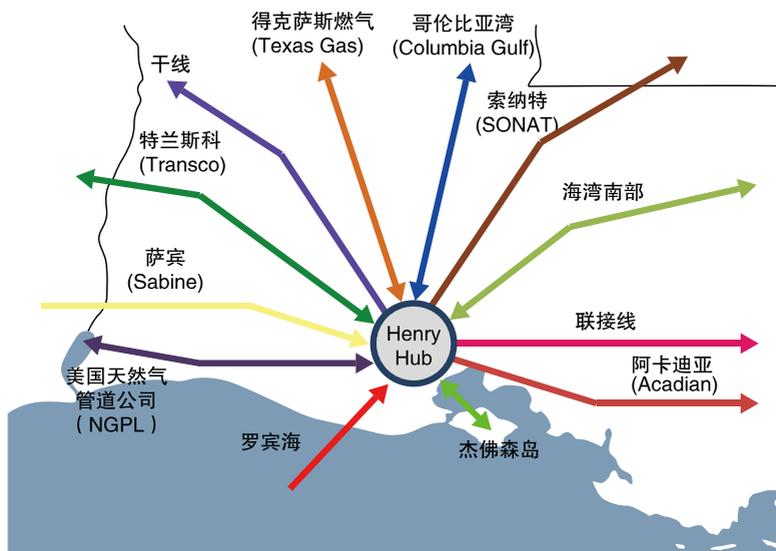
市场中心既可以位于连接到天然气加工厂或存储设施的管道上的一小段或分支上，也可以位于具有许多互连点管道系统的一部分上，还可以覆盖整个管道系统。作为市场中心的管道长度可能很长，甚至可能跨越多个州。

典型的市場中心配置包含以下几点：

- 连接到天然气处理厂的管道段

亨利枢纽（Henry Hub）是在Sabine管道的一小段上开发的一个市场中心，该管道曾连接到已经关闭的亨利天然气处理厂，Sabine管道的这一部分与另外13条管道和一个储气设施相连，这些设施相距不过几英里，如图7圈定区域所示。

图7. 亨利枢纽基础设施图



来源：Sheetal Nasta (2015)

- 高度互联的管道区段

NGPL将图5中地图所示的每个区域的一部分或全部作为独立的市场中心进行管理。许多NGPL市场中心已经开发出足够的流动性（超过10~20倍交易）形成公开的现货市场价格指数。例如在NGPL系统地图紫色显示区域，NGPL管道支持该枢纽的区段贯穿四个州、有多个生产区域的接收点、一个存储设施和其他互连管道。

- 全管道系统

南加州天然气公司（SoCal Gas）和太平洋煤气电力公司（PG&E）管理着几乎整个州内天然气管道系统，该系统作为单一市场中心覆盖了整个加利福尼亚州的南半部。加州消耗的天然气90%以上由州外生产并通过州际管道在边界的收货点输送到SoCal Gas和PG&E。PG&E将所有城市门站交货点作为一个市场中心来管理。SoCal Gas将除了边界收货点外的所有交货点都作为单一的虚拟市场中心进行管理，类似欧洲的管理方式。在SoCal Gas系统内，天然气可以以相同的费率（邮票费率）从边界点中的任何一个点运输到管网中的任何交货点。

在由多个管道公司拥有并配置有多个实物中心的管道网络中，托运商安排天然气跨网络的实物流量，包括多个管道系统上的容量或其他托运商的交换。

## 欧洲市场体系设计

欧洲天然气目标模型（The European Gas Target Model）于2011年提出，旨在为欧盟管网法规的制定和实施提供指导。它是一个连接不同国家的入口—出口天然气输送系统，形成统一设计的、流动枢纽数量有限的欧洲天然气目标模型。

入口点是从国内生产、跨界进口、LNG设施或储存设施接收天然气进入管道系统的实际点。出口点是一般区域内的一个实际点或一组实际点，它将天然气输送给系统外的大用户、地方配气公司、储存设施和跨界出口商。部分入口和出口点是双向的。由于欧洲国家的供应来源较为有限，总体上入口点的数量远少于出口点数量。

管输系统运营商（TSO）是指拥有和运营与上述入口点和出口点互联管网的主体。TSO既可以是私有的也可以是国有的。与美国相似，TSO不允许在其自有管道中成为托运商。TSO可以成立附属公司来使用系统，但附属公司必须符合欧盟分拆规则且独立管理，其业务不能涉及TSO运营和管网开发。

实物天然气可以运输到TSO管网内的任何地方。无论天然气实际需要多少管道区段进行运输，托运商都只需购买两份容量合同，一份是进气合同（向管网输入天然气），一份是出气合同（从管网中提取天然气）。托运商不必规划从入口点到出口点的实际路线。例如，卖方可以在任何入口点向系统输入天然气，并必须就从管网中提取气体与买方达成协议，但并不需要知道也不关心买方具体使用哪个出口点以及实物天然气如何在这些点之间运输。

TSO负责通过其管网进行天然气的实际运输，并确定出口-入口点可提供的容量。TSO监控和优化实际天然气流动路线，并管理增量容量开发，以使其管网能够作为单一虚拟市场枢纽。

大多数欧洲国家已经实现了如欧洲天然气目标模型所示的单一TSO和单一虚拟市场枢纽设计。英国和荷兰是实施最为成功的国家。荷兰唯一的TSO是名为Gasunie Transport Services（GTS）的机构，它拥有和运营荷兰所有的天然气管网。尽管GTS为不同品质的天然气（高热值天然气，简称H-gas；和低热值天然气，缩写为L-gas）分别配置了系统，在所有权转让系统（TTF，Title Transfer Facility）中只被视为一个虚拟枢纽。

在单个虚拟枢纽的管网中，TSO负责管理管网中的实物天然气流动，而托运商只负责进气和出气容量合同。

一些欧盟成员国的天然气市场改革还存在一定的遗留问题，未能达到目标模型的要求，具体表现为仍有多个市场枢纽和若干相互独立的TSO在国内运营。

例如，德国有15个TSO和两个虚拟市场枢纽，即Gaspool（GPL）和NetConnect Germany（NCG）。Gaspool市场中的5家TSO共同成立了一家名为GASPOOL的子公司，负责运营和平衡整个市场入口—出口网络系统。但是，每家TSOs仍保留了其对系统的所有权，并继续管理容量预订以及管网基础设施的开发和投资。

不同国家的TSO之间的互连点称为跨界互连。TSO以捆绑产品的形式提供跨境互连的入口和出口点容量。托运商可以将这两种产品作为捆绑产品在单个交易中一起购买，而不必分别购买两个产品（一个是取自一个TSO的出口容量，另一个是用于进入另一个TSO的入口容量）。进行容量捆绑的主要目的是使托运商不能在边境点进行交易，使得交易必须在一个或另一个虚拟交易点进行。这需要托运商在相邻系统中注册，且可能提高较小托运商进入系统的壁垒和复杂程度。

在整个欧盟，有44个TSO，相邻的TSO需要签订一项互连协议，规定相互合作和争端解决的规则。

2015年发布的关于交互操作和数据交换规则的管网法规对互连协议、计量单位、气体质量管理、加臭和通用数据交换解决方案进行了必要协调，从而实现了有效的市场整合。欧洲天然气TSO联盟(ENTSOG)负责监测该管网法规的实施情况，如果TSO不遵守欧盟管网法规（EU Network Codes），国家监管机构有权对其进行制裁。

欧盟管网法规为国家监管机构在各国环境下实施法规要求提供了一定

的灵活性。如果不同的国家监管机构之间存在冲突，那么能源监管合作机构（ACER）有权在国家监管机构无法达成协议的情况下做出决定，或根据这些监管机构的联合请求做出决定。

枢纽基础设施的特征包括两个或多个具有可用容量的互连管道以及一个单一运营商。枢纽的建立最初是由其国内天然气生产催生的。在美国，管道公司开发了多种不同的管道系统和市场枢纽配置，以服务于不同的动态市场。在欧盟，TSO遵循欧盟集中规划指导，在整个地区开发相对统一的管道系统和枢纽。TSO和管道公司的设计最终需要监管部门的批准。

接下来的部分中，将会讨论项目建设、天然气基础设施建设及第三方公平准入措施，这些与天然气市场体系设计共同作用，来最终创造一个公平和竞争性的开放市场。

## 新项目开发

为了满足不断增长的产量和需求，需要通过建造新管道、增加新的支线、在现有线上增加新的压缩设施或者在同一管廊下铺设新的并行管道来增加新的管容。在美国，这些项目由个体管道公司发起，而在欧洲，这些项目由TSO发起，但这两种情况都需要经过联邦或国家监管机构的批准。一个不断发展和高度互连的管道网络能够维持有竞争力的市场和可靠的供应量。

新管道项目从发起到实施，在美国或欧盟一般需要3~5年的时间。在施工的过程中，管道公司或者TSO的成本可能会高于此前提交监管机构批准的估算值，这种情况通常在项目遭到抗议或者需要改变路线时发生。高出估算值的成本一般在管道公司或TSO的回报率中覆盖。TSO可以向国家监管机构(NRA)提交相关请求，但如果NRA认为成本的增加是冗余或无效率的，其有权拒绝该请求。在美国，如果额外成本大幅上升，那么该公司可能会放弃管道项目。

新管道或增加管容的监管过程必须透明、公开、详细，并具有预先设定的批准标准和明确的时间表。该过程必须包括公众咨询的时间，审批必须由独立的监管机构负责。必须测试额外管容的市场需求和经济需求。土地的国家征用权也可以用来支持管道开发。

在美国，增加管输能力主要是依靠市场信号和私人投资推动的。而在欧洲，则是由TSO根据集中规划目标推动实施的。

## 美国流程

在美国，长距离天然气输送管道最早从20世纪20年代后期开始建造。近一半（约142000英里）正在使用的天然气管道建造于20世纪50年代和60年代。<sup>3</sup>

1978年，天然气政策法案（Natural Gas Policy Act, Sec 311）公布后，州际管道开始互连，并出于商业原因将其他管道连接起来，形成了一个高度集成的管网系统。新的基础设施建设一直十分活跃。在美国，仅在2018年就有11个新管道项目完工，2019年至2025年，已经宣布或正在实施的新管道项目达33个。<sup>4</sup>

美国州际管道的主要监管机构是联邦能源监管委员会（FERC）和运输部（DOT）等。FERC不规划、开发或要求容量建设。它也不负责确保有足够的容量来满足市场需求。相反，管道公司会确定对新容量的需求，并采取行动以抓住市场新机遇。管道公司若要建造新的州际管道或进行重大扩建，必须从FERC获得许可证书（Certificate of Public Convenience and Necessity）。

---

<sup>3</sup> EIA.

<sup>4</sup> EIA.

## 新项目建设书的先决条件——市场信号和基础托运商

管道公司根据市场信号规划管道扩容项目。例如，由于新的产量或需求增长以及市场枢纽之间管输能力不足引起的市场枢纽间的期货价差，这成为需要修建新的管道以便将天然气从低气价市场送到高气价市场的价格信号。

对于新建管道项目和扩建项目，一家管道公司首先向有意向的托运商征求商业意见，以确定他们项目的基础托运商。基础托运商是指愿意为新管道项目购买长期预定容量的托运商。基础托运商的承诺对于管道公司寻求和落实项目融资来说至关重要。银行通常优先选择生产商、地方配气公司或最终用户作为基础托运商，因为他们在市场上的地位比较稳固。

过去，受监管的公用事业公司（配气公司）是主要的基础托运商，因为他们可以将成本转嫁给消费者，并且更容易签订长期运输合同。这是管道公司能够在短期的批发市场获得长期运量承诺的关键原因。最近，生产商也开始成为基础托运商，以确保在基础设施严重不足的生产区域创建增量容量。

管道公司会与他们的基础托运商协商管输费率、预订量、合同期限和其他一般条款。由于项目合约期限较长，这些协商的管输费率通常低于FERC认证流程中提出的最高费率。这些与基础托运商协商的合同不会受到FERC费率批准流程的影响（参见后面的管输费率设置部分）。

## 市场需求测试和非歧视性分配——开放季

在确定主要托运商后，管道投资者将组织一个或多个有约束力或无约束力的开放季。开放季是一个特定时期，在此时期内，有意向的托运商可以针对潜在的新管道项目容量服务进行投标。开放季有助于管道公司增强融资预期，更好地了解市场需求，并在公司开始认证流程之前优化项目设计（如尺寸、连接等）。

天然气法（The Natural Gas Act）规定，管道公司必须举行开放季，以

确保公平公正地提供或奖励新的管道容量，而不存在不适当的歧视或优惠。根据规定，管道公司有义务组织开放季，但FERC并不监管开放季的具体过程。

管道公司必须公开发布即将主持的开放季。管道公司必须披露基础托运商名称、与基础托运商协商的管输费和条款、管道设计容量、预计最大固定运输（FT）费，有时还披露可中断运输（IT）费。管道公司可能需要的最低期限、数量和报价。

托运商可以提出任何不高于向FERC备案的最高费率的竞价以及合同期限和气量。提交通常通过电子邮件完成。管道公司根据FERC批准的预定标准向托运人授予管输容量。通常，管道公司使用净现值（NPV）计算，比较不同价格、数量和合同期限组合的投标，以选择中标者。

如果市场信号表明现有管道有增容需求，FERC会要求管道公司举行一个反向开放季，让现有的托运商有机会退回他们已签订合同的管道容量。如果退回了足够的管容，可能就不再需要扩建或新建管道，否则还将进入正常的开放季。

## 监管审批——公共利益和市场需求

一旦确定了基础托运商和需求，投资者即可向银行申请项目资金，然后向FERC申请许可。FERC负责授权州际管道项目，并确定是否需要建设该项目及该项目是否符合公共利益。<sup>5</sup>

FERC负责进行对环境和其他公众利益的审查，然后全部记录由FERC的委员们进行审议。委员们在进行审查后决定是否签发许可。这项审查包括对项目需求、管道运输天然气的成本、融资、环境影响和市场竞争的评估。

---

<sup>5</sup> EIA.

## 土地使用权——征用权

在FERC签发许可之前，管道公司将会通过与土地所有者协商，获得尽可能多的通行权，以避免工期延误。有时土地所有者可能无法和管道公司达成协议。在这种情况下，管道公司可以通过私产征用程序来获取土地的使用权，这是政府以公平的市场价值向土地所有者征用私有财产用于公众用途的权利。FERC根据《天然气法案》颁发项目许可后，即授予征用权。<sup>6</sup>

## 审批后的监管管理——透明度和安全性

通过申请FERC许可，管道公司也同意FERC的监管，这种管理在汇报相关要求和费率制定成本方面需要广泛的透明度。

FERC对建成后的管道的安全性没有管辖权。美国运输部（DOT）负责监管管道的运营、完整性和安全性。

## 欧盟流程

在欧洲，大部分管道系统在第三号指令颁布时就已经建成。为减少枢纽数量，新的投资通常仅限于成员国之间的互联、新的供应管道（如TAP和Nord Stream）、新的液化天然气终端连接以及成员国内部的连接（如法国和德国）。最近气量的下降降低了管容扩张的需求。根据第三号天然气指令，ENTSOG需要制定一项欧盟范围内的十年管网开发规划（TYNDP）。ENTSOG TYNDP并不是强制要求输气系统运营商的投资计划，是否进行新项目投资的最终决定权由各个国家的监管机构决定。

## 先决条件——管网开发计划

ENTSOG对需求预测，以确保系统内部有足够的互连互通，并对需要投资

---

<sup>6</sup> EIA.

的部分进行优先排序。ENTSOG规划预测还包括估算每个点的预期容量需求，以确定每个点的管输费计算。

TSO制定各自管道系统的管网开发计划（NDP），在其中明确来年的投资计划。TSO管网投资计划包括运营信息，如控制点、典型输气路线等。市场参与者，如生产/加工厂、发电厂、LNG设施等，若希望与他们的设施相互连接，可向TSO提交请求供其考虑。

### 市场需求测试和公众咨询

在奇数年，TSO在年度容量合同的年度拍卖中提供规划的增量容量。TSO利用这些拍卖来测试市场对规划增量容量的需求。如果市场信号表明增量容量有需求空间，那么TSO将利用这一信息以及两年一度的管网开发计划和ENTSOG TYNDP来制定需求评估，并在年度拍卖开始后16周发布在他们的网站上。TSO使用需求评估以拓展技术设计选项（容量大小、出入点或互连点的数量和位置、路线等）并估计每种报价的成本。他们也进行经济分析，以测试不同报价设计的可行性。在提交给国家监管机构批准之前，TSO会为他们的增量容量提案征求公众意见，也会在其网站上公布报价水平和项目时间表。

国家监管机构审查该提案，并在6个月内公布他们的决定。在这6个月中，NRA也可能公开该提案，进一步咨询公众意见。如果提案获得批准，NRA也会批准并公布增量容量分配的机制，可能是拍卖，也可能是其他方法。

### 无歧视性分配——拍卖和开放季

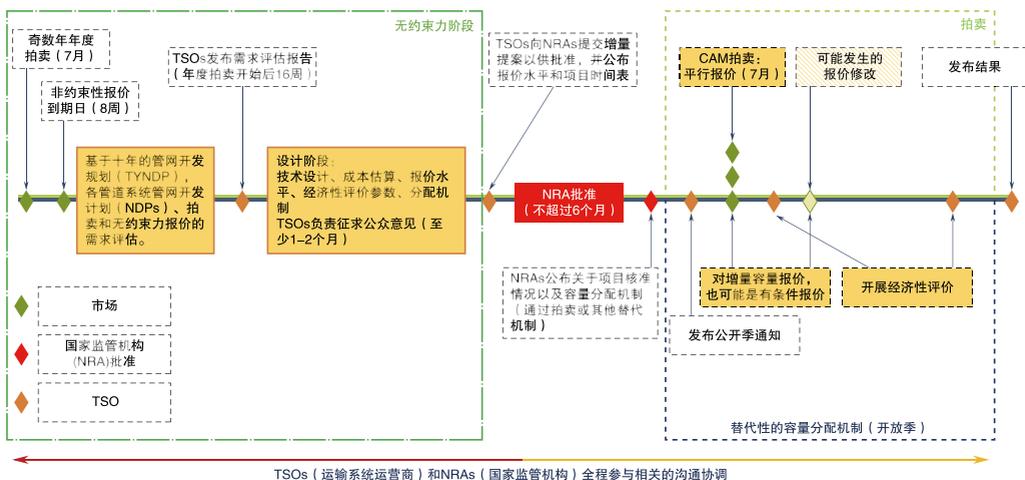
通常在奇数年TSO进行增量容量拍卖。当所提供的增量容量涉及多个互连点和/或跨越多个国家时，通常使用替代性的分配机制，即开放季，开放季允许有条件出价。例如，出价可能取决于所满足的特定条件，如在另一个互连点接收容量或对上游项目做出最终投资决定（FID），如果不满足条件，则有权

撤回出价。开放季适合更复杂的容量，并允许双向流动。

在长期拍卖中，仅允许提供不超过80%的新增容量。通常，20%的容量必须用于短期（不到一年）合同。有些情况下，出于供应可靠性考虑，不符合该条件的项目仍可能获得批准。

长期拍卖可以给出不同的设计报价水平。根据一种报价水平与另一种报价水平的效益对比，有可能要修改出价——例如，拍卖提供了两种不同情况下的报价水平：15个单位容量和25个单位容量。拍卖结果显示，人们对15个单位容量的需求量较大，导致投标溢价，另一方面，25个单位容量的发售中只有20个单位获得认购。TSO对出价结果进行经济分析，并可能对出价进行修改，如果25个单位容量的报价水平未通过经济性测试（只有20个单位的订购收入不足以建造25个单位），则TSO可申请投标修订，以同样的基准费率提供大于15个单位但小于25个单位的报价水平，以满足通过经济性测试的需求，并避免对高于基本费率的溢价投标。在对于需求和增量容量的投标进行最终经济性测试后，TSO将公开开放季或拍卖的结果（图8）。

图8. 欧盟增量容量开发流程



## 管输费制定与调整

作为许可申请的一部分，管道公司向FERC提交一份关于基础托运商未承诺的剩余容量的管输费提案。这个管输费提案由管道公司制定，包括对基础托运商的收费和服务成本，并且可能会以在开放季收到的出价为基准。管输费包括一个价格固定的组成部分，称为容量费；和一个价格浮动组成部分，称为气量费。无论是否运输天然气，都要支付容量费。

FERC仔细审查该提案，并批准管道有效使用周期内的最低和最高管输费。管道公司有机会在管道的整个使用周期内通过提高效率和优化其生产量获得更高的有效回报。

在美国，FERC在许可过程中批准的最低和最高天然气价格是针对管道的寿命设定的。但是，也有理由提高或降低费率。

如果管道的实际回报低于当前公用事业可接受的回报，管道公司可能会要求提高费率。为了提高费率，管道公司有权根据NGA 1938第4节向FERC提交费率案例。证明所申请费率公正合理的责任在于管道公司，即费率案例的申请者。FERC工作人员将和受到影响的托运商仔细审查新的费率提案并进行还价。这可能通过FERC、托运商和管道公司的谈判达成解决方案，如若不然，FERC则可以提起诉讼。

如果根据NGA 1938第5节，在费率案例中，管道的费率被视为不公正合理，则托运商或FERC也可以对其提出质疑。如果认为管道变得更有效率或吞吐量增加，并且FERC或托运商可以证明管道获得的回报高于当前公用事业类型的回报率，那么他们可以提交第5节的费率诉讼。举证责任由提交诉讼的一方承担。

实际上，第5节并未得到充分利用，因为管道公司的详细运营和维护（O&M）费用并不对外公布，除非有足够证据，证明费率高于公平合理的水平并不容易。

在欧盟，国家监管机构审查和批准TSO可从管输费中获得收益。TSO可以获得其运营成本加资本成本，再加上接受监管的一个合理收益回报。TSO决定如何在入口点和出口点之间分配该收益。<sup>7</sup>

管输费的默认分配方法是50%来自入口管输费，50%来自出口管输费，但一些系统为出口点分配的成本超过50%，因为TSO希望鼓励天然气多进入其系统，或者希望反映大直径入口管道的单位容量成本低于小直径出口连接，这就可能会为出口点分配承担更高的管输费比例。

每个TSO都可以自由决定其确切的管输费计算方法，但该方法必须合理，并得到NRA的批准。有几种不同的方法正在使用。两种最常见的方法是邮票法和容量加权距离法。但是，欧盟越来越倾向于采用邮票法，因为该方法更简单。

根据使用的方法，管输费可能会有很大差异。在邮票法中，将从入口费中获得的允许收入除以所有入口点的总容量，同样，将从出口费中获得的允许收入除以所有出口点的总容量，来确定入口和出口费。因此，这些入口、出口费对于每个入口点或出口点都是一样的，而不管这些点离供应中心或需求中心有多近或多远。

在容量加权距离法中，每个入口点都根据该点的技术容量和到系统中所有出口点的容量加权平均距离获得权重因数。每个入口点的入口费为从所有入口点获得的允许收入乘以该点的权重因数除以预订容量。这同样适用于每个出口点。

图9显示了单个TSO网络中入口和出口点的示例，并表示了这些点之间的距离（长度）和容量。如果本例中的TSO允许从其入口点收取3213个单位的

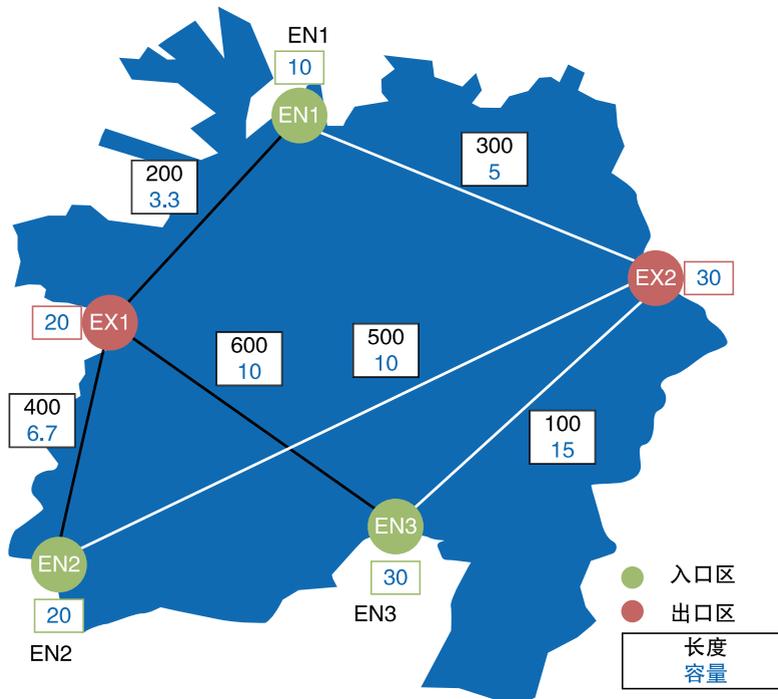
---

<sup>7</sup> 关于增量产能流程的更多信息，可参见以下文档：[https://entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/CAM%20Network%20Code/2017/CAP0727\\_170307\\_CAM%20NC%20Implementation%20Workshop%20Final.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/CAM%20Network%20Code/2017/CAP0727_170307_CAM%20NC%20Implementation%20Workshop%20Final.pdf)

收入，那么根据TSO计算管输费所使用的方法，这些点的管输费可能会有很大差异，如表4中的本例所示。

EN1和EN3入口点更靠近出口点，容量低于入口点EN2。对于EN1，容量加权距离为  $(200 \times 3.3 + 300 \times 5) / (3.3 + 5) = 260$ ，对于EN3，容量加权距离为  $(600 \times 10 + 100 \times 15) / (10 + 15) = 300$ 。EN2的容量加权距离为  $(400 \times 6.7 + 500 \times 10) / (6.7 + 10) = 460$ 。每个点的费率是该点的容量加权距离与所有容量加权距离之和的比率乘以入口点的总允许收入。但在邮票法中，所有入口点都有相同的费率。

图9. 出入口计价方式示例



**表4. 费率方法示例**

要点	邮票法	容量加权距离法
EN1	1,071	819
EN2	1,071	1,449
EN3	1,071	945
总收入	3,213	3,213

ACER天然气价格方法：[https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines\\_and\\_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx](https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx)

对于跨境互连点，每个TSO在其成本估算和经济分析中包括其互连开发部分的投资成本。每个TSO都为己侧的互联点设置自己的费率。如果两个TSO之间的成本和收益或费率存在偏差，那么一个TSO可以向另一个TSO支付补偿，不过须经监管部门批准。每个受影响国家的NRA都需要批准TSO间的补偿。如果NRAs不同意，那么ACER将做出最终决定。

在欧盟，费率、服务成本、投资和回报率每年都由国家监管机构审查和批准。TSO向NRA提交其财务数据、允许收入确认和费率提案，监管机构在批准新费率之前会仔细审查提案并参与公众咨询。新批准的费率将在未来12个月内生效。这项审查每年在英国进行两次。

尽管费率经过审查，并且可能每年都会变化，但制定费率的方法（邮票法或容量加权距离法等）通常多年都保持有效。根据NRA规则，TSO必须至少每5年推荐并测试一次其费率计算方法。TSO制定所选方法的提案后，在提交给NRA之前可以进行公众咨询。

容量加权距离法被认为是基准方法，如果TSO选择使用另一种方法，那么其必须在提交给NRA的文件中提供正当理由和基准比较。

在NRA就输气服务费率做出决定之前，其可以自行进行公众咨询，并将提案发送给ACER进行审查。

### 专栏7. 费率修改

费率旨在能够使管道公司以合理的回报率回收可变成本和资本成本。

在美国，一旦为新管道确定了管输费，其在管道的寿命期间有效。但是，如果回报率随着时间的推移有所下降，管道公司可以选择申请提高管输费。管道公司有机会在管道的整个寿命期间内通过提高效率 and 更多输气获得更高的有效回报。

在欧盟，每年一次审查和设定费率。任何运营效率都反映在更新后的费率中。为了激励TSO提高效率，TSO也会得到效率提高的回报。

## 容量分配

在美国，如果现有容量由于合同到期或其他类似事件而有富余，管道公司必须通过开放季来将这些容量转让出去。

对于现存的管容分配进行的公开季与新建管道程序类似（参照前节的“市场需求测试和无歧视分配——“开放季”）。但是，FERC批准的最高费率仍然有效，管道公司不能接受超过该费率的出价。如果容量超额预订，则管道公司依照按已由FERC在许可过程中批准的按比例容量分配方法决定每个托运商获得多少容量。

在欧盟，TSO使用拍卖或先到先得（FCFS）程序来交易可用容量。挪威的一些互联点、英国的跨境点以及欧盟国家的所有其他点的容量都可以在名为PRISMA的欧洲互联网平台上预订或交易。<sup>8</sup>

PRISMA只是TSO用来销售其容量的平台。所有运输合同和义务完全在于托运商和TSO之间，PRISMA并非此类合同的一方。

<sup>8</sup> <https://corporate.prisma-capacity.eu/>

同一国家内两个TSO管网之间的跨境或互连出入口容量必须走拍卖程序，并在拍卖中作为单一捆绑产品进行分配。如果互连两侧的管道容量不同，那么在拍卖中提供的捆绑容量将满足互连两侧中较小的容量。更大容量市场的TSO将额外的容量作为非捆绑产品。

在生产端的入口点和大用户的出口点容量不需要拍卖。在先到先得的基础上提供。任何一个托运商都可以在这些出入口点上提交容量请求，如果有相应容量，就会将容量授予他们。<sup>9</sup>

年度、季度和月度产品的容量合同在“向上叫价时钟拍卖”中拍卖，而日前和当日产品的容量合同在“统一价格拍卖”中拍卖。所有容量合同的拍卖都遵循拍卖日程。日程详细说明了拍卖频率、提供的产品、发布日期、拍卖开始日期、投标回合、通知要求和拍卖类型（例如，向上叫价时钟或统一价格）。拍卖开始前，即将推向市场的容量将在PRISMA网站上公布。

## 向上叫价时钟拍卖流程

如果某一点的可用容量无法满足需求，则向上叫价时钟拍卖可能会有多个轮次。托运商针对连续几轮投标中宣布的不断上涨的价格进行批量出价。图10展示了拍卖是如何运作的。

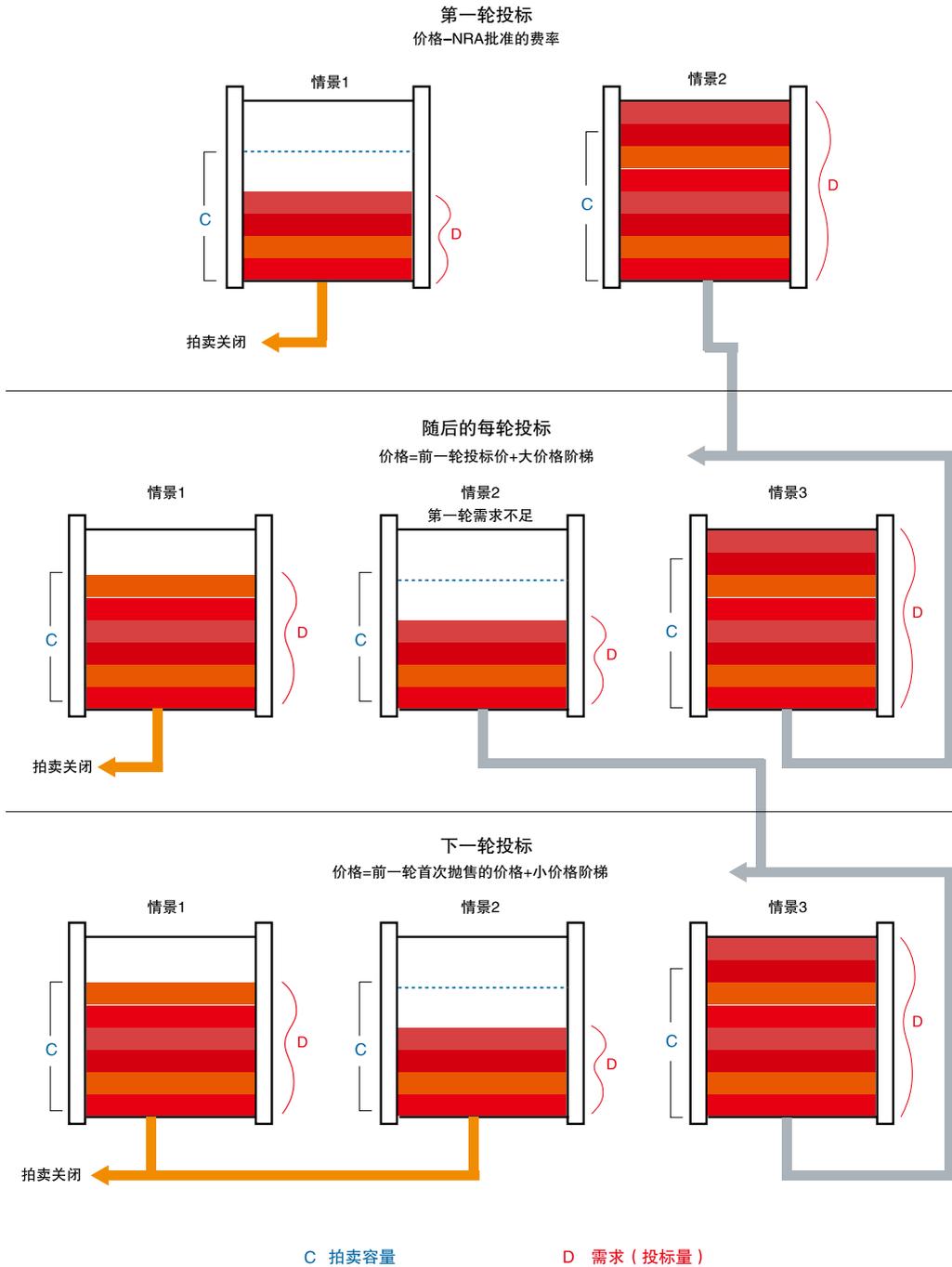
第一轮拍卖的价格从国家监管机构批准的基本费率开始。“大幅价格阶梯”和“小幅价格阶梯”是指在拍卖开始之前，针对拍卖中提供的每个点和合同条款提供的价格。这些内容用于对随后的每轮投标进行阶梯式价格调整。要参加拍卖，托运商必须在第一轮投标中提交批量出价。在每一轮连续投标中，托运商只能提出等于或小于上一轮的批量出价。如果在第一轮招标中总容量需求小于或等于该轮招标结束时的已售出容量，则拍卖结束。如果不是，那么拍

---

<sup>9</sup> Source: PRISMA GTCs as of 01 July 2018 at <https://corporate.prisma-capacity.eu/downloads/>

卖在下一轮开始，价格等于前一轮的价格加上“大价格阶梯”。

图10. 向上叫价时钟拍卖



如果在第二轮或以后的任何一轮投标中，容量的需求低于所提供的容量，那么这一轮投标被称为“首次抛售”。如果发生首次抛售，那么下一轮投标价格将降低至为前一轮首次抛售的价格加上小幅价格阶梯。

通常，这些价格调整和后续投标会持续下去，直到容量总需求等于该轮投标中提供的容量数量，此时拍卖结束。结果不迟于下一个工作日公布。

如果向上叫价时钟拍卖没有在下次容量拍卖的预定开始之前结束，则第一次拍卖将会结束，并且不会分配容量。该容量将在下一次相关拍卖中提供。

## 统一价格拍卖流程

在统一价格拍卖中，由于进行容量分配的时间更短，所以只有一轮竞价。托运商提交投标价格和数量。托运商的报价可能包括一个基本费率的溢价。在拍卖结束后，将容量配给排名最高的投标者，然后根据批量出价将容量依次分配给排名较低的投标者。拍卖结束后30分钟内公布结果。

## 二次容量释放

一级基础运输托运商是最初与本管道签订容量合同的一方。一级基础运输托运商可以在本管道公司的EBB或PRISMA上发布其希望释放的闲置容量。二级托运商是承担一级托运商所提供容量的一方。

通过允许一级托运商通过二次容量释放来释放不需要的容量，可以抵消其对管道公司或TSO的付款义务。

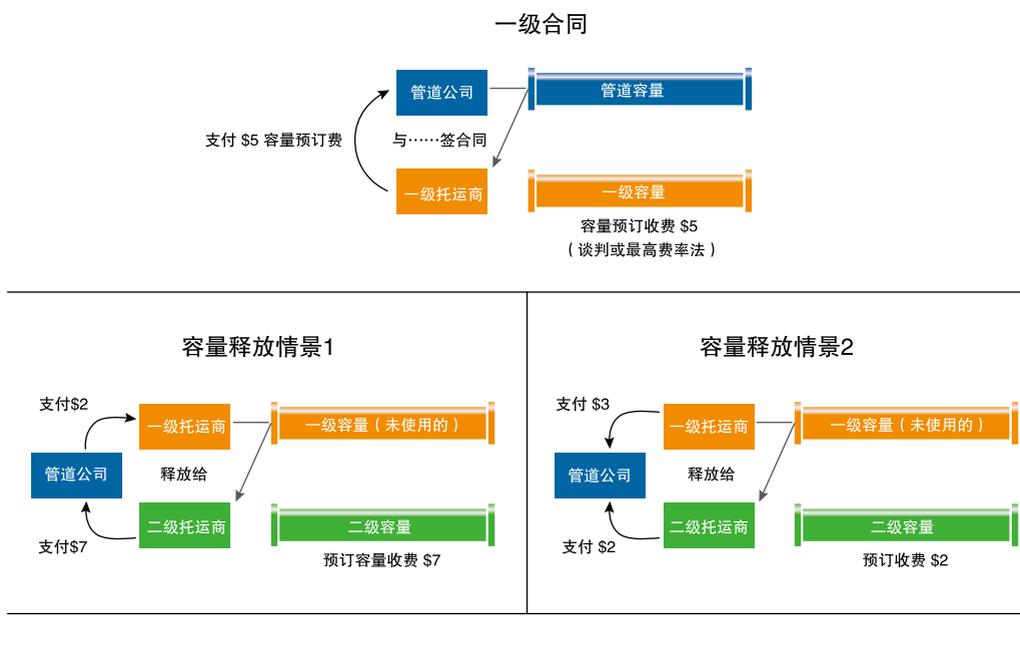
如果一级托运商在某个点没有释放其闲置容量，则管道公司或TSO可以将该闲置容量提供给二级托运商，但一级托运商仍有义务支付闲置容量费。管道公司或TSO可以根据法规保留来自一级和二级托运商的收入。

## 美国流程

在美国，有意向的二级托运商必须与管道公司签订合同，并且在管道公司具有信用，才能投标一级托运商提供的容量。一级托运商和二级托运商直接与管道公司签订合同。

即使一级托运商将容量释放给二级托运商后，一级托运商仍需对管道公司承担全部容量费用的义务。但是，一级托运商的月度发票中将计入从二级托运商那里获得的释放容量收入。如图11所示，一级托运商可以通过释放容量来赚钱（情景1），或抵消部分容量费用（情景2）。

图11. 二级容量释放示例



在美国，容量释放是非强制性的，一级托运商不必公布或释放其不打算使用的容量。释放容量的财务激励是托运商积极释放闲置容量的主要原因，这有助于管道的有效利用。

为了确保公平、公开和透明地利用容量释放规定，减轻托运商的分流容量释放，FERC有以下两项要求：

- 管道有“托运商必须拥有所有权”（SMHT）的要求，以防止一级托运商运输属于另一实体的天然气。
- 托运商不能使用买卖协议（为遵守SMHT）并避免容量释放。这意味着一级托运商不能从管道一端的某实体购买天然气，并在另一端将天然气卖给同一实体。

州际管道的容量释放必须遵循FERC制定的准则。根据释放期限（持续时间），一级托运商必须公布其容量释放以便投标，或者允许其将容量释放给他们选择预先安排的二级托运商。

准则还规定了允许的二级费率标准。对于容量释放期限超过一年的，二级托运商的费率上限为管道公司提供的最高费率。而对于释放期限小于或等于一年的，二级托运商可以出价高于管道公司提供的最高价格。允许短期费率高于最高费率，有助于在需求高峰期间实现效率优先。例如，假设一家工业用户和一家公用事业公司在一条管道上各自有5万单位的容量。在冬季，公用事业公司的需求通常在4万到5万单位之间，工业用户可选择替代燃料。在一场大暴风雪期间，假设公用事业公司的天然气需求飙升至6万单位，而且天然气价格飙升。在这种情况下，工业用户选择替代燃料可能更经济，而其管道容量可能产生溢价价值。这可能会从经济角度激励工业用户释放部分或全部管道容量。公用事业公司可能愿意溢价购买该释放的容量，从而保障它们对终端用户的供应（排除有其他燃料选项的大用户）。

如果一级托运商不使用或不向二级托运商释放其容量，那么管道公司可以在天然气实际输送的前一天将这种闲置的容量作为可中断运输（IT）容量进行销售，有效期仅为一天。一级托运商仍有责任向管道公司支付全部管容费，并且管道公司将从销售容量中获得的收入作为可中断收入。这可以对管道公司产生财务激励，鼓励管道公司积极销售闲置的容量，并最大限度地提高管道利用率。

将一级托运商的闲置容量作为可中断容量提供，是防止容量囤积的一种机制。可中断托运商在日内服务的调度记名周期结束后，会获得固定身份。

## 欧盟流程

欧盟系统也提供了类似的激励措施，鼓励托运商和TSO释放闲置的容量。可以通过“使用转移”释放容量，允许一级托运商将其容量转租给二级托运商。一级托运商与TSO维持合同，二级托运商与一级托运商签订合同，并向一级托运商支付容量使用费。

- 使用转移——一级托运商维持与TSO之间的合同以及向TSO支付容量费的义务，并将他们的容量转租给二级托运商。二级托运商直接向一级托运商付款。
- 转让——一级托运商将其与TSO之间的合同转让给二级托运商，后者负责向TSO支付一级托运商的容量费。免除一级托运商对TSO的义务，但如果二级托运商愿意为该容量支付的价格低于一级托运商最初的容量费，则一级托运商必须向二级托运商支付二级托运商愿意为该容量支付的价格和一级托运商最初的容量费之间的差额。
- 交出——一级托运商将其闲置容量交给TSO，TSO在拍卖中提供该容量。如果TSO为该容量找到了二级托运商，则将免除一级托运商对TSO的预留义务。

不管采用哪种办法，TSO从该容量获得的收入都是一样的。然而，通过上述两种容量释放方案，一级托运商可以赚钱或减少损失。与美国类似，释放容量的财务激励是托运商积极释放闲置容量的主要原因，这有助于管道的有效利用。

容量释放必须遵循欧盟天然气管网准则并由TSO和容量预定平台（如PRISMA）实施。一级托运商可以在PRISMA上发布容量释放报价。但是，他们可能会在PRISMA系统之外找到闲置容量的买家。如果他们这样做了，则必须说明在PRISMA上公布时，为该已确定的二级托运商保留容量。一级托运商必须在PRISMA上公布他们想要的闲置容量的费率。他们可以无限制地要价。

如果某一出入口点的容量已完全预留/签约，但该点的利用率呈低趋势，则TSO可以在短期拍卖中提供补充容量（超过该点的实际容量）作为可中断运输（IT）。IT托运商可能会在一级托运商选择再次利用其容量的时候被中断。

TSO可以使用拥塞管理机制，如非用即失规则（UIOLI），来优化管道网络利用率，避免容量囤积。

- 使用短期的非用即失规则更为常见。如果某个点因合同而出现拥塞，托运商最初记名容量（向管道公司发出使用通知）占总容量的20%~80%，那么日内重新挂名的容量只能增加到托运商总容量的90%，或者减少到托运商总容量的10%。此规则允许TSO在前一天将托运商10%的容量作为锁定容量，并允许其依靠至少10%的天然气来提供流量管控。这一机制经常被使用。
- 如果托运商在一天内系统性地减少他们的挂名容量，或者在拥挤的点不使用他们的容量，TSO可以利用UIOLI的长期规则。在适当通知托运商且托运商做出响应的时间内，TSO可以将闲置的容量作为锁定容量。但是，由于可能出现潜在的法律纠纷，这种做法并不常见，但此机制是为了防止系统性囤积。

尽管这些机制存在，但是他们已经不怎么被使用，因为TSO更倾向于通过拍卖和IT来实施拥塞管理。

根据不同国家的监管机构的激励规定，TSO可能能够保留通过提供闲置的合同容量作为IT产生的额外收入，或者通过实施UIOLI规则作为对其监管回报的奖励，或者可能必须将这一额外收入纳入下一年的费率确定中。

托运商有义务为容量支付容量费，无论他们是否使用该容量。购买并持有容量在需求高峰期释放以获取利润在合同期限内可能并不合算。

## 天然气存储

天然气全年产量较稳定，而供暖和发电对天然气的需求与天气原因有很大关系，因此建立储气设施就成为必需。地方配气公司和大客户将天然气储存起来，以确保在冬季需求高峰期间为其客户提供可靠的服务。

目前在美国运行的大多数储气设施都是在25年前开发的，这些储气设施现在主要由管道公司所有，由当地配气公司使用。在欧盟，大部分储气设施是在天然气市场自由化之前由前国家天然气供应和配气公司开发。

所有权、使用、开发和费率设置的规则与美国输送系统的规则相似。欧盟成员国可以选择如何组织第三方使用储气设施，要么通过NRA设置或批准的费率和条件来实施受监管的第三方使用模式，要么通过协商建立第三方使用模式。

季节性价格差异为储气设施的持续开发、运营和利用提供了经济激励。

在美国和欧盟，天然气库存量有很大的透明度，这些信息极大地影响了价格交易。对美国来说，能源部信息署（EIA）每周发布一份库存报告，而在欧盟，这些信息是通过一个称为总储气库存（AGSI）的中央平台提供。

除了使用物理储气设施，一些枢纽还向市场提供虚拟储存服务。这种服务

不要求服务的潜在用户预定进出物理存储位置的运输容量，相反，提供虚拟存储服务的一方在一个或多个物理存储处拥有容量，或者拥有其他一些灵活的手段来管理用户在枢纽的储存需求。交易商也可以通过夏季月份在枢纽销售天然气，同时在冬季远期市场购买在该枢纽交割的同样数量的天然气，来构建类似的产品。

从长远来看，储气库有助于维持运营稳定性、满足高峰需求及缩小季节性价格差异。

## 天然气交易枢纽

流动性市场枢纽是竞争市场中最重要元素。天然气枢纽是批发天然气交易的场所或平台。市场枢纽使参与者之间的交易更容易，交易成本也更低。在本节中，我们将描述美国和欧盟提供的一些枢纽服务。

一年、一个月甚至一天内，国内生产、进口供应和需求状况都可能会有很大差异。根据供应或需求的可靠性和市场条件，市场参与者决定长期—年度或季节性合同或短期—季度、月度、日或日内合同的天然气交易量。

购买或出售现有合同的选择不仅有助于创造额外的买家和卖家，而且还增加了交易活动和市场枢纽的流动性。

贸易商在市场中也发挥了重要作用，尤其是在提高市场流动性方面。他们有能力汇总供应和需求，并向生产商、当地配气公司和最终用户提供灵活的销售或购买选项。

美国和欧盟天然气市场的交易相对较规范。在美国，天然气交易日从早上9点开始，到第二天早上9点结束。美国天然气现货市场只提供日内、日前和月前的合同。期限较长的合同，如季节性或年度区间合同，可以在一年中的任何时间进行交易，这些合同通常参考公布的月度或每日指数价格，而不是协商的

固定价格。市场参与者需要与管道公司签订运输或联营协议，以便在管道公司的市场中心进行天然气物理交易。托运商通常在离他们设施最近的流动性市场买卖天然气。如果托运商希望利用枢纽价差获利，则可能需要购买一条或多条管道的容量，以将他们的天然气运输到流动枢纽。

在欧洲，标准天然气交易日从当地时间早上6:00持续到第二天早上5:59。欧洲市场提供多种现货合同选择，如日内、日前、周末以及交付前两年的连续月度、季度、季节和年度合同。

远期合同是指从交易进行之日起超过一个月的交付合同。远期合同价格是指未来一段时间内天然气输送合同的当前价格。远期合同市场有自己的供求动态，主要受远期投资组合风险对冲的驱动，也受投机交易流等其他因素的驱动。

对于大多数欧盟市场中心而言，日前和月前等现货合同仍是交易最广泛、流动性最强的合同。只有NBP和TTF在其他一些远期合同上显示出流动性。

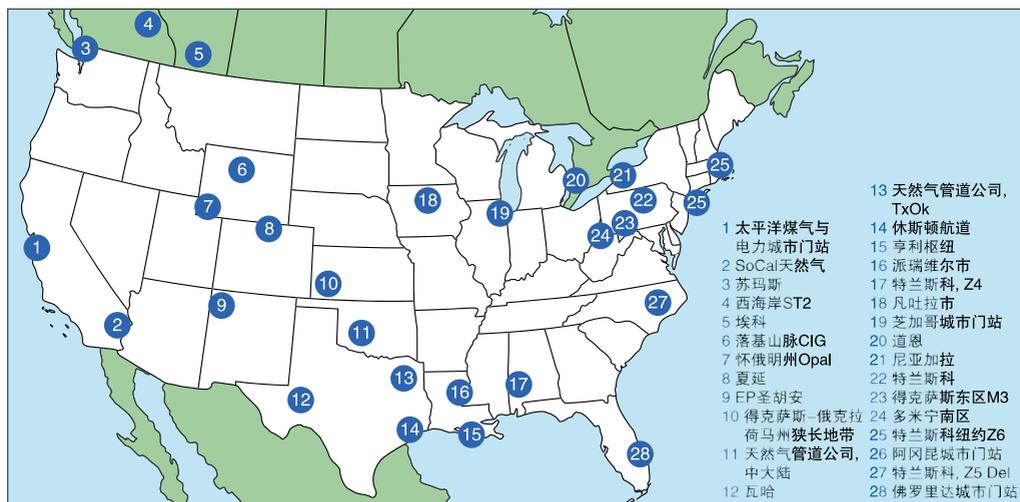
与美国不同的是，欧盟市场中心没有固定的时间来对特定的合同条款进行交易。所有合同都可在市场开放的每一天进行交易，直到合同交付。

## 美国枢纽结构

在美国，FERC不会强制建立枢纽，但是会防止管输费条款阻碍市场中心的建立。FERC监管确保了透明度、基础设施的开放，允许枢纽为满足市场和各个州的需求而发展和演进。

20世纪80年代后期，在FERC636号令要求服务解绑以促进市场竞争之后，一些枢纽出现了。在过去的几十年里，枢纽的数量和地点都发生了变化；有些枢纽继续发展，有些先前具有流动性的枢纽已经消失。图12显示了美国当前几个主要的市场枢纽。

图12. 美国几个主要市场枢纽的地图

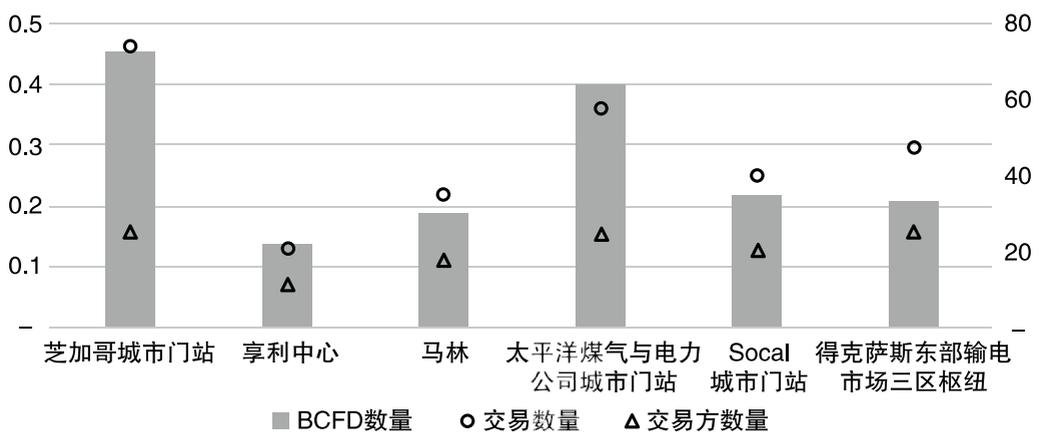


基础设施所有者提供枢纽服务，以促进市场中心对管道、储气或处理设施的利用，这些服务是由市场活动和客户需求决定的。提供的枢纽服务类型因市场中心而异，通常包括运输、电子挂名、平衡、管理、会计和产权转让文件，但也可能包括储气、存放（短期储存）、调峰（短期天然气销售）、汇集、压缩等，取决于市场中心的配置。

亨利中心是整个北美天然气市场最著名的基准。纽约商品交易所（NYMEX）选择亨利中心作为其天然气的交割点，并于1990年4月开始期货交易，这不仅是因为它与拥有大量管容的其他管道公司（由于该地区产量下降）有许多互连，还因为基础设施所有者（Sabine管道）推广的创新枢纽服务。除其他服务外，亨利中心还为用户提供失衡服务，简化实际交付流程和枢

纽内转移（IHT），这是一种用于跟踪市场中心的天然气多产权转移的非管辖权会计服务。但是，实际通过亨利中心进行交易的天然气相对较少。如今，美国大多数其他已公布指数的现货市场中心的现货市场交易次数和交易量都超过亨利中心。图13展示出了2017年美国几个市场枢纽的现货市场交易数据的平均值（来自交易平台ICE）。

图13. ICE的平均现货市场交易数据（2017）



资料来源: <https://www.eia.gov/electricity/wholesale/#history>

汇集是对整个交易中心多个地点内交易量的计算与汇总，是各枢纽所提供的另一种普遍服务。市场设计部分中描述的Social City Gate与Midcontinent NGPL市场中心均提供汇集服务。客户可与管道公司签订汇集协议，由管道公司跟踪天然气的进入资源池及从资源池提取的情况。然后客户可在交易中心池

（可为管道段，或整个管道系统）买卖天然气，而无须分别指定收货点或交货点，这与欧盟的入口—出口系统类似。如客户在实际交付时将其交易抵消为净零交付，则无须购买运输服务，但仍需通过“挂名”的方式将其交易通知管道公司。

## 欧盟虚拟枢纽

欧洲能源监管委员会于2011年制定了天然气目标模型（GTM），以促进欧盟指令的实施，建立一个运作良好、透明且具有竞争力的单一欧盟天然气市场。GTM的愿景包括建立具有流动虚拟交易点的入口—出口区域，所有各方均汇集在此进行天然气交易。欧盟立法并未对各成员国的枢纽数量进行规定。然而，GTM为虚拟交易枢纽提供了其流动性潜力相关的指标指导。其中包括实际需求（气量），用于支持天然气市场较小的相邻成员国（如捷克共和国、斯洛伐克及奥地利）虚拟枢纽的合并。

一些较大的欧盟成员国（例如法国与德国）具有多个枢纽，将这些枢纽合并成一个全国性单一枢纽已经成为一项国家政策，以便所有消费者都能访问同一个虚拟枢纽并避免国内不同地区出现不同的天然气价格。

TSO作为其枢纽的市场管理者，负责管理所有托运商的能源账户，并平衡其系统上的实际天然气量。TSO可在美国枢纽提供多种类似的服务。跨越整个管道系统、有时跨多个TSO网络（例如德国枢纽）的天然气汇集服务，是启用全系统虚拟交易点的关键。在德国，单个虚拟枢纽内拥有多个TSO负责运营，其通过创建联合实体来管理虚拟枢纽资源池。

如需向虚拟枢纽资源池添加天然气，客户必须从TSO处购买入口容量合同；如需从虚拟枢纽池中提取天然气，客户必须从TSO处购买出口合同。与美国流程类似，如客户在实际天然气交付中将其交易抵消为净零交付，则无需购买入口容量或出口容量，但仍需通过“挂名”方式将其交易通知管道公司。

英国的国家平衡点（NBP）是最古老的枢纽，也是欧盟最具流动性的枢纽，直到最近才由位于荷兰的所有权转让系统（TTF）超过。德国NCG是欧洲第三大枢纽。TTF天然气价格被世界各地进行参考，是整个欧洲大陆天然气行业的主要指标。图14显示了欧盟虚拟枢纽所处的位置。

图14. 欧盟虚拟枢纽地图



### 专栏8. 交易透明度及高换手率有助于市场流动性

在美国和欧盟，物理天然气量可能在实际交付前买卖多次（多次转手）。买卖双方均需承担实际风险，如不能在交货前将其交易平仓，则双方必须进行实际交货并安排运输或购买入口/出口容量。

所有物理交易（无论是否交付），均必须以“挂名”的形式向管道公司或TSO进行登记。这使管道公司与TSO能够跟踪整个交易往来过程中的天然气所有权。此外，市场参与者还须定期向监管机构报告其所有的物理交易。

多次转手代表着市场参与度的提高，是增加枢纽流动性的关键。随着市场参与者的增加，少数参与者对市场推动的影响力将逐渐减弱。交易的透明度允许独立监管机构监控活动、调查可能导致人为价格波动的行为、并在必要时对这些行为提起诉讼。

## 合同标准化

标准化合同对市场的发展至关重要，有助于市场的流动性和透明度。标准化合同的优势在于它易于理解，从而将交易成本最小化，并使双方对法律责任有清晰的理解。预先批准的信贷和/或信誉使交易更便利，有助于合同的最终确定。

在美国，北美能源标准委员会（NAESB）制定的形式合同是在交易中心进行天然气买卖的标准。买方和卖方可以在双边交易中就该标准的例外达成一致。

NAESB是美国国家标准协会（ANSI）认可的非营利标准开发组织，在美国能源部（DOE）的支持下成立。NAESB制定自愿性标准和商业实践模

式，促使天然气和电力市场更具竞争力，更有效率。NAESB批发市场标准已被 FERC 采纳，并作为联邦管辖实体的联邦法规强制执行。NAESB拥有300多名遍布燃气批发、电力批发、燃气零售和电力零售市场的企业成员，并且有2000多名参与者为标准制定做出贡献。

拥有发达或成熟管道系统和费率的州际管道公司通常为其提供的服务制定不可协商的标准协议。州内管道服务协议通常可以协商。

在欧盟，欧洲能源交易商联盟（EFET）制定了在欧洲天然气中心买卖天然气的标准合同。

EFET是欧洲电力和天然气批发市场能源贸易商的联盟。EFET于1999年为应对欧盟内部电力和天然气市场的自由化而成立。EFET旨在改善欧洲的能源贸易条件，促进可持续和流动性欧洲能源批发市场的发展。EFET由秘书长和董事会主席领导。EFET成员资格需要EFET董事会批准。<sup>10</sup>

对于天然气运输合同，ENTSOG已为捆绑容量的产品编制了一个附有主要条款和条件的模板合同。该模板是依据欧盟管网准则对容量分配机制的一项要求。TSO仍可自由选择是否应用该模板。

## 天然气品质

在美国和欧盟，天然气品质标准由管道公司或TSO在其与托运商的运输协议或入口—出口协议中规定。托运商必须满足相应品质要求才能使用输气服务。一些管道公司或TSO可能接受低规格的天然气，将其混合进更高规格的天然气，以满足市场需求。

在美国，其输送的天然气成分的管道技术规范将取决于管道技术设计。管

---

<sup>10</sup> 2019年EFET成员资格信息，<https://efet.org/about-us/efet-membership/>

道公司为其天然气管道设定天然气技术规范，并在认证过程中获得FERC的批准。FERC不监管管道技术规范，只是确保市场和其他可能与提交申请的管道相连的管道的一致性。管道天然气品质规格是在与托运商协议中管道费率的一般条款和条件中定义的。

在欧盟，TSO不会在系统之间输送不合格天然气。在向TSO管网送入较高热值天然气之前，如有必要LNG设施会通过注入氮气来管理管道技术规范要求。在一些国家，对于不同品质的天然气，TSO有不同的系统。在一些国家，不同热值的天然气分开交易，在另一些国家，TSO通过氮气转换来管理差异，而不限制托运商。例如，GTS在天然气管网中注入氮气，将高热值天然气转化为低热值天然气，允许天然气在不指定品质的情况下进行交易。

天然气以其能量值（或称为热值）进行交易，但天然气的品质在实际运输过程中有所不同。在美国和欧盟，托运商必须输送符合管道系统规格的气体。在荷兰，TSO通过为托运商注入氮气来管理不同品质的热值转换。一些市场可能会分别保存和出售不同品质的天然气。

## 调度与平衡

### 挂名

在欧美，天然气调度均由管道公司负责。管道公司或TSO通过“挂名”的方式登记所有天然气实体交易。挂名是一种电子通知，说明买卖双方、要输送的天然气体量和输送期限。这确保管道运营商始终清楚谁拥有他们系统中的天然气。

在美国，托运商使用管道公司的电子公告板（EBB）登记他们的挂名。如果托运商通过多条管道输送天然气，则他们将需要登录每一家管道公司的电子

公告板进行挂名登记。

在欧洲，托运商通过电子平台向TSO发送挂名。与协同和数据交换相关的欧盟网络规则要求TSO建立协同的通信标准，从而可以使应用多个TSO系统的托运商享受到更加高效和便捷的服务。

在周期结束前，卖方的挂名必须与买方的相应挂名相匹配。如果一方的挂名量较低或在一个周期结束时未输入，则挂名将由管道公司以较低的挂名量予以确认。如果管道在一个挂名周期后出现故障，运输能力受到限制或削减，则将根据其可用的运输量按比例分配确认的挂名。因此，重要的是要及时准确地确认任何将要削减分配的量的挂名。

对于生产量降低或高需求期间的容量分配，那些列示在他们协议中的使用进出口点的固定托运商有最高优先权，其次是那些未列示在使用协议中的托运商，最后是可中断托运商（IT）。

日内挂名或变动发生于天然气日开始（芝加哥时间上午9点）后，而且有些气量根据前一日输入的信息已经开始流动。因此，管道公司一般只允许在日内周期内更改一部分挂名，因为他们仅有不到24小时来应对任何流动变化。

在欧洲，挂名可以在天然气流动前一天的任何时候输入。但是，如果在流动的前一天早上5点，一项挂名若不匹配则将被拒绝，或者若挂名量不匹配，则两项挂名中较低一项获得确认。

TSO通过一个使用Edigas的电子平台从生产现场获得实时产量预测。Edigas是用于TSO交换信息的通用标准，这是关于协同和数据交换的欧盟标准要求。托运商负责在天然气流动当天每小时检查一次流动情况并更新挂名。对进入点的挂名进行任何更改的有效时间只能设置为在做出更改的时间之后的下一个小时开始。

例如，如果在11:00更改挂名，则此挂名更改的最早生效开始时间将是13:00。

为了确认挂名并让TSO允许天然气流动，交易双方必须在两小时内登记各自的挂名。如果不这样做，仅一方登记的挂名将被系统拒绝。

## 平衡

保持管道系统平衡是管道公司及TSO维护运营完整性的重要责任。在美国和欧盟，管道公司和TSO设计了不同的机制来激励托运商，协助他们保持系统平衡。管道公司/TSO和托运商之间签订有运营平衡协议，可管理由于天然气生产和消费带来的被挂名天然气量的不可避免的波动。

失衡量是实际流量与挂名流量之间的差值。多头是实际流量高于挂名。空头是实际流量低于挂名。

在美国，托运商的运输合同是按月平衡。托运商负责监控失衡，并调整挂名和交易，以便预测并将累积失衡保持在一定范围内（例如，失衡大于或小于当月挂名总量的5%）。

一些管道公司允许托运商将他们的整个失衡或达到容差过渡到下个月，而另一些公司则在月底兑现失衡。运营失衡的细节规定在管道合同条款中，不受监管。

分层兑现是最典型的结算方式。在分层兑现中，如果失衡量大于某个容差，则托运商以折扣价兑现多头，或以市价的溢价兑现空头。市场价格通常是当月每日价格的平均值。平兑现不太常见，它使用先前在管道服务协议中协商的固定指数价格来解决整个长期和短期失衡。

但是，如果失衡立即导致管道出现运营问题，则管道公司会发布运营性流动令（OFO）来保护管道的运营完整性。OFO指示托运商在容差范围内或排除风险的情况下，将他们的挂名与OFO期间（可能是一天或更长时间）的实际流量相匹配。

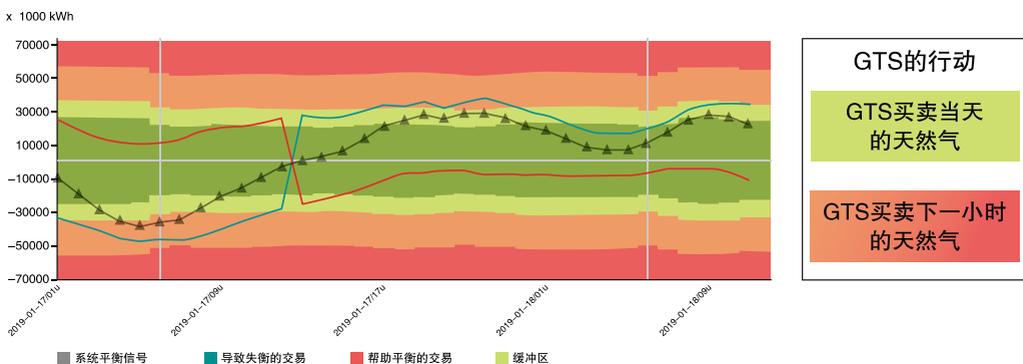
在美国，在天然气流动后的第二个月，托运商试图找出其他托运商在流动月份中与其相反的失衡，并进行追溯交易来抵消他们的失衡，降低与管道公司或TSO的净失衡。

在欧盟，托运商需在天然气日结束前达到相关平衡要求，几家欧洲TSO也对托运商适用日内平衡义务。

失衡的托运商须支付失衡费。这些费用可以是TSO恢复平衡的边际买入/卖出价格，或者是当天的加权平均天然气价格加上微调价格。该微调价格旨在激励托运商平衡自己的投资组合，不得超过平均天然气价格的10 %。

在荷兰，尽管托运商要承担日内平衡义务，但一般他们不会因此处罚，除非整个系统平衡信号（SBS）超过特定的允许范围。TSO会持续监控SBS，如果它在深绿色区域之外，TSO会采取平衡措施。GTS平衡措施的成本只分配给造成失衡的托运商。提供反失衡的托运商有助于整体系统的平衡，不会产生该成本。TSO对更显著的失衡采取更直接的措施（当SBS进入橙色或红色区域，如图15所示，他们买卖下一小时的天然气，而不是第二天的份额）。

图15. 系统平衡信号示例



## 透明度要求和价格指数发布

### 管网透明度

在美国，根据FERC第636号命令，州际管道必须设置电子公告板（EBB），允许所有客户平等访问。EBB上的所有信息都向公众提供，甚至向非托运商提供。EBB为管道运营提供了高度的透明度，增加了托运商对管道和整个市场的信心。发布的所需信息包括管容、天然气质量要求、客户指数、服务中断、运营流量订单、开放季、不平衡、费率、执行标准、系统地图、购买可释放容量的请求、挂名、管道附属机构名称和地址、管道公司法律披露等。

EBB提供托运商信息，包括托运商名称、其管道附属关系、合同服务类型、其合同开始和结束日期、协商费率指标、输送或最大储气量等。利益相关方可以使用该信息为开放季做规划（例如，了解合同何时结束），并确定向其请求管容释放的主要托运商。

在欧盟和英国也有类似的要求。在英国管网中，每个出入口的流量每2分钟就会被更新一次。

### 价格指数发布

物理市场价格指数或评估由美国和欧洲的能源贸易媒体机构公布，代表特定地点、特定时间段内天然气批发市场的市场价值。电子交易平台的运营商也根据他们平台上的交易发布价格。商品市场的现货交易几乎无一例外地与价格报告机构公布的价格挂钩。同时，美国和欧盟的所有市场参与者都必须向监管机构报告所有交易情况——美国的FERC（表格552）和欧盟的《批发能源市场完整性和透明度管理条例》（REMIT），以便监管机构监控市场状况并调查

任何操纵行为。

价格指数在整个市场上有着广泛的影响，因此指数制定和数据报告必须准确，并避免操纵。价格发现指南应设定清晰和高透明度的标准来阻止操纵行为。

价格报告实体必须制定方法，准确反映所有市场条件下的价格，甚至是极端波动，而不考虑交易数量或交易量低导致的异常情况。该方法必须公开，并且足够清晰，以便市场参与者能够基于与公布方相同的数据、技能和了解计算自己的结果价格。

在美国和欧盟，买家和卖家，而不是监管者，决定在达成交易时是否使用价格指数来衡量合同。匿名制的减少甚至废除增强了市场信心。

对价格报告活动的监管可能会限制新进者进入市场的能力，并可能会意外减少报告服务之间的竞争。它还可以将市场报告组织的关注重点从通过发展定价方法和改进流程来确保其指数的稳健性转移到满足监管的确切要求方面。

标普全球普氏能源资讯（普氏）和Intelligence Press Inc.，通常称为Natural Gas Intelligence（“NGI”），是美国最受欢迎的指数制定者。大多数天然气商品合约都将普氏或NGI指数作为价格参考。

普氏和NGI公布两个最受欢迎的价格指数是针对日前和每月的投标周市场。普氏和NGI发布的价格仅适用于订阅价格报告新闻或数据服务的各方。这些指数制定者公布交易量、交易数量以及价格指数的范围和平均值。

日前指数基于每个工作日协商的所有物理固定价格交易，直到次日交付的及时挂名周期截止时间（芝加哥时间下午1点），而且这类交易的报告截止时间是芝加哥时间下午3点。

普氏月度指数基于如下内容，包括投标周期间谈判的所有物理固定价格交易，当月最后5个工作日价格，用于下月交割。

在交易活跃的地区，该指数是所有报告交易的成交量加权平均值。然而，成交量加权平均价格并不总是代表交易活动的平均值。因此，在流动性较低或波动性较大的市场中，指数制定者可以考虑确定指数价格的其他方法，包括但不限于中位数和成交量加权平均值方法中的中位数和平均值、位置基础关系、运输费率、买卖价差和历史定价趋势，以评估所述流动日期的价格。如果以不同于成交量加权平均值的方式进行评估，由指数制定者指明这些指数。

要求数据提供商单独提交每笔交易，并包括交易地点、准确的表号（如可行）、交易日期、流动日期、交易量、价格和买入/卖出指标。

推导ICE交易地点指数的方法不同于普式的交易地点指数推导。ICE交易地点指数仅使用来源于ICE电子交易平台的ICE交易所交易数据。<sup>11</sup>

在欧盟，国家监管机构要求能源市场具有相当大的透明度，以确保公平和开放的市场结构。REMIT条例明确禁止任何操纵或企图操纵能源市场的行为。

为给市场、监管机构和其他政府机构以信心，在欧盟运营的价格报告机构创建了独立报价组织（IPRO）准则。该准则制定了一个经审计的框架，签署方必须在该框架内运作并使人确信根据该准则进行的评估和编制的指数是稳健的，且遵循最佳实践。

IPRO准则要求价格报告组织公布其方法和编辑标准。这些可以在各个组织的网站上找到，并确保有“强有力的管理方法”，以及“免费提供所使用的方法”和“发布与其方法一致的价格评估”。该准则还要求各方管理“利益冲突”，并禁止工作人员“从事任何可能导致冲突的个人账户交易活动”。

在欧盟，价格报告机构获取各类市场参与者自愿提供的关于在既有中心发生的交易、买价和卖价的信息。电子交易平台运营商需要根据其平台上的交易公布价格。

---

<sup>11</sup> 资料来源：标准普尔全球普氏能源资讯—方法和规范指南。北美天然气和NGI价格指数方法逐点详述的指数描述和行为准则声明。2018年11月刊

ICIS是一家提供天然气价格报告服务的媒体新闻机构。由ICIS及ICE交易平台制定的价格在欧盟使用最为广泛。

ICIS Heren指数和评估已发展至涵盖新兴市场和成熟市场，目前对英国国家银行、荷兰信托基金、比利时Zeebrugge、德国国家银行和GASPOOL、法国PEG Nord和TRS、意大利PSV、奥地利VTP和西班牙PVB以及捷克、斯洛伐克和土耳其市场进行了200多次评估。

合同中使用的于欧盟中心而言最受欢迎的价格参数是ICIS日前指数、周末评估指数以及月前指数。然而，在英国，月前合约更多参考NBP的ICE指数。

## 金融工具

随着交易中心现货交易流动性逐步成熟，金融工具的使用变得可行，从而吸引更多的参与者，使买卖双方进一步受益。

期货市场为生产商、消费者和市场营销人员提供了管理他们对价格变化风险敞口的工具。通过期货市场购买天然气能够降低风险，因为可以在签订合同时确定价格，并约定在此后的某个具体月份具体地点交付天然气，这种机制叫作对冲。对冲能够在动荡的市场中提供确定性，有助于降低买家的总体成本。天然气生产商如果希望天然气的销售持续多年，可以在期货合同中锁定销售价格，以保证稳定的投资回报。同样的，当地的分销公司也可以购买天然气期货合同，以降低消费侧的风险。

期货市场还为现货市场提供了供求状况预期的宝贵信息，并且能够为基础设施投资、增加天然气存储和切换燃料品种等提供市场信号。

典型的期货合同由双方在交易所签订标准合同。合同价值会伴随着交割时间的供需预期、天气变化、储气水平、现货市场等因素而不断变化。期货市场上的天然气价格在临近交割日的时候将会逐渐趋近于现货市场的价格，并在交

割时间时与现货市场天然气价格相同（“成熟”）。几乎所有的期货合同都会在“成熟”之前通过现金结算，而不会实际交付天然气。

此外，市场还包括寻求对冲价格风险的投资银行、对冲基金和其作大宗商品投资者，作为多元化投资组合的一部分他们持有天然气期货合约，或者根据合约价格买卖期货合约，寻求承担风险的回报。他们在期货市场中充当商业对冲者的交易对手，提供流动性，确保商业交易各方不会因为有效管理风险而产生过高成本。有效的期货市场价格需要以高水平的信息透明度为基础。市场受益于所有类型交易者的活动，因为不同的视角有助于确保市场价格反映当前和未来供求状况的所有可用信息。

## 过渡期管理

美国高度自由化的市场在20世纪80年代后，用了几十年时间逐步发展起来。美国天然气交易中心也随着能源监管部门对天然气市场监管政策的变化而逐步建立发展。改革进程也是对相关政策不断试错和重新调整的长期探索。NBP成立于1996年，最初流动性并不理想。它在2005年后才逐渐变得活跃，并在十多年后发展成为一个高度流动的市场。荷兰的天然气市场随着欧盟的整体自由化改革始于2000年左右，TTF成立于2003年，经过十年的改革，已成为欧洲最大的交易中心。在这个过程中有许多反复的博弈，改革的政策工具也不断调整和加强，充满了失败的教训。

在欧洲市场改革的初始阶段，由于上游和下游的长期一体化运作，通常面临缺乏上游供应商和难以形成有效竞争的问题。在英国，国有天然气公司（BG）被强制转出一部分市场份额。强制性法规颁布后，一些独立的天然气供应商开始与生产商签订短期天然气采购合同，并在现货市场上与BG竞争。通过这种方式，BG在英国天然气供应市场的垄断地位被极大的限制和缩小，

新的市场参与者得到了进一步的培育。荷兰通过监督第三方基础设施的使用来增加市场的流动性和交易量，逐步开发各种期限的交易产品，并通过标准化合同为市场参与者提供便利和信心，使更多的参与者愿意参与在市场上。

### 专栏9. 从长期合同市场向现货市场的过渡

美国和英国从长期合同市场向现货市场的过渡过程都遭遇了巨大的困难并付出了昂贵的代价。随着现货市场的发展和市场环境的变化，管道公司（美国）或国家天然气公司（英国）此前签订的一些价格较高的长期合同就变成了负担。为了解决过渡期的这些问题，可以采取以下措施：一是对这些长期合同进行重新协商；二是对“照付不议”商议解决办法；三是由捆绑合同过渡为单一的输运合同。

英国天然气市场开放后，由于旧的合同价格与新的市场价格之间存在的差异，历史遗留的长期双边合同变成了相关主体的负担。BG与上游生产商达成的合同不仅和竞争性燃料价格及通货膨胀挂钩，而且在长期合同中没有价格修改条款，因而无法根据市场情况的变化调整。20世纪90年代初期，在过度的市场进入、卫星气田的发展以及BG自身产量提高等多重因素的影响下，英国出现了天然气供应过剩的局面。

这种局面在1995年达顶峰。当时，在市场开放的激励下，新的上游生产商不断开发新气田。由于这些新开发气田的成本相对较低，即使在市场开放引发的价格下跌情况下依然获利丰厚，因而这些生产商还在不断扩大产能。另外，1995年英国出现了较为温暖的天气，同时部分燃气发电厂延期投产，导致了需求的降低。而BG此前又从莫克姆(Morecambe)气田采购了过量的天然气，加剧了天然气的供需不平衡。根据“照付不议”合同BG当年需要购买476亿立方米的天然气，而市场需求只有450亿立方米，有26亿立方米、价值5.28亿英镑的天然气过剩。由于BG天然气加权平均成本（WACOG）远高于现货价格，该公司只有两个选择：亏本出

售天然气（在现货市场出售给自己的客户，而由于在现货市场占据了约30%的体量，进一步增加供应会带来更大的降价风险）或限制供应并维持较高天然气价格。这导致了天然气合约的重新协商与BG公司的分拆。

在1996年，公司决定首先一分为二：Centrica负责天然气销售、服务、零售业务并管理南、北Morecambe油田，BG PLC负责勘探、生产、运输及储存业务。分拆于1997年初最终完成。这次分拆被视为对政府在自由化时期未能实现行业重组的一次纠正，但也付出了沉重的代价：公司的资产总市值从155亿英镑跌了一半，至77亿英镑（World Bank, 1998）。在拆分期间，所有的合同都由Centrica负责并重新协商，这项工作于1997年底完成。例如，在1997年12月，Centrica宣布它已经和Conoco，Elf和Total完成了合同的重新洽谈。但作为回报，该公司同意支付3.65亿英镑（税前）的赔偿金，并为Conoco未来的可能产量做出了进一步拨备。随后，同Philips，Agip和Fina价值4300万英镑的协议及同雪佛龙的合同都终止了。同时，由于天然气市场对居民用户的开放，Centrica失去了很多家庭天然气客户，但它也获得了不少新的电力部门客户，因此总体能源客户数量仍呈上升趋势。

美国在颁布FERC第436号令后实现了管道向第三方及配气公司完全开放。这使得用户可以绕过管道公司并以更便宜的价格获取天然气。用户可以退出同管道公司的合约，但管道公司却不能退出同生产者的合同，这进一步压缩了管道公司的利润，使他们不得不向日益减少的客户群体收取更高的价格。大量管道公司因此被迫同生产商展开诉讼。这种形势迫使FERC建立新机制并通过新机制在不同市场主体间平衡分配成本。FERC于1987年公布了第500号令，允许管道公司将75%的过渡成本转嫁给生产商、配气商及大用户。在此期间，人们建立了“过渡账户”以处理此类过渡成本，这些成本可以在之后的几年中分摊。直到此时，州际管道公司才开始在大范围内落实公开准入。

来源：IEA gas Pricing and Regulation，2009

## 监管

监管对于管道分拆后实现公平的第三方公平准入至关重要。可以确保生产商能够向客户销售其天然气，客户能够选择其供应商，并使天然气管道基础设施得到有效利用。为了使竞争发挥作用，管网接入必须是无差别的、透明和公平定价的。为了实现这些目标，就需要法规和有关监管机构，在不同的国家，它们以不同的形式出现。这些机构在前文中已经提到。

独立透明的监管监督对促进天然气市场体系设计和性能的公平竞争至关重要。有效的监管者应当非常了解天然气行业的具体运作，能够处理多个学科（法律、工程、经济、会计、科学及其他行专业）的事项。条例必须以无差别的方式制定和执行。

在美国，一些联邦机构对州际传输线路运营和天然气市场拥有管辖权和监管权。主要机构是联邦能源监管委员会（FERC）。

FERC工作人员约为1480名（2017财年）。工作人员包括律师、工程师、经济学家、会计师、生态学家、地质学家、生物学家等。FERC分为12个部门。

FERC的预算为3.47亿美元（2017财年）。FERC的运营资金来源于向申报企业评估的个人申请费用以及通常向受监管的行业收取的年度费用。

FERC规定如下：

- 主要基于《天然气法》的天然气管道运输、新设施认证和现有设施废弃的费率和服务。
- 输电和电力批发销售的费率和服务。
- 合格设施（QF）的认证和取消认证。
- 水电站坝的许可与安全。
- 输油管道的费率和服务。
- 仅监管法律特别授权的事项。

FERC根据“公正合理”和“不过度歧视或优待”的标准判断费率、条款和条件。

环境保护局（EPA）是负责环保的联邦机构，其负责环境管理法。环境保护局作为FERC新管道认证过程的一部分，对环境影响报告书进行评论，审查并确保遵守《清洁空气法》和《国家污染物排放削减许可制度》。

管道及危险品安全管理局（PHMSA）管道安全办公室负责实施一项国家计划，以确保国家天然气和危险液体管道运输系统的安全、可靠和环保运行。

在欧盟，与能源监管机构合作的机构（ACER）成立于2011年3月。其目的是协助NRA，在必要时协调其行动。ACER的活动包括以下内容：

- 向TSO、NRA和欧盟机构（欧洲议会、欧盟理事会和欧盟委员会）提供意见和建议。
- 向欧盟委员会提交发展欧盟管网准则的非约束性框架指南。
- 就主管NRA未能达成协议的跨境问题或各主管NRA的联合请求做出决定。

ACER大约有68名全职员工。监管委员会由NRA的高级代表、每个成员国的一名成员和欧盟委员会的一名无表决权的代表组成。监管委员会就拟采纳的意见、建议和决定向理事提意见，并为理事执行任务提供指导。

NRA有以下总体目标：促进欧盟内部天然气市场的竞争、安全和环境可持续发展，并向所有客户和供应商开放有效市场。在欧盟内部发展有竞争力和正常运行的区域市场。取消成员国之间的天然气贸易限制。促使天然气的新产能和新进入者进入管网。确保系统运营商和用户制定适当的激励措施，以提高系统性能效率和促进市场整合。确保客户受益于其国内市场的有效运作。实现高标准的天然气公共服务，帮助保护弱势客户。NRA设定或批准输配费率方法。设定或批准进入国家输配管网、平衡服务和跨境基础设施的条款和条件。监测第三套方案下各项义务的遵守情况（例如，关于分拆和管网规则），行使权

力，以要求输气、存储、液化天然气和配气系统运营商修改条款和条件。对天然气市场的运行进行调查。

在英国，天然气和电力市场办公室（Ofgem）于2000年由先前独立的电力和天然气监管机构合并而成，负责监管英国的天然气和电力行业。监管机构的主要职责是尽可能通过确保天然气、电力供应商和电力生产商之间的有效竞争来保护当前和未来消费者的利益。Ofgem董事会成员由主要政府部门负责人任命，任期五年，可再连任一届。

Ofgem的主要法定权力是：为下游运营商颁发、修改、执行和撤销许可证，英国的所有能源输送、分配和供应公司都通过这些许可证进行监管。对违反许可证条件的被许可人，调查并处以最高为被许可人营业额10%的罚款。对垄断管网运营商的收费实行价格控制，使Ofgem对管网收费产生直接影响。Ofgem在管网规则方面扮演着重要角色，并有权对涉嫌从事反竞争行为的公司进行调查。Ofgem与消费者关注协会保持联系，该机构有权调查和报告实际或受到威胁断开供应的投诉以及来自弱势消费者的投诉。

## 参考文献

ACER (2018), Harmonised Transmission Tariff Structures, ACER, Slovenia, [www.acer.europa.eu/en/Gas/](http://www.acer.europa.eu/en/Gas/)

EIA (2009), Natural Gas Market Centers: A 2008 Update, EIA, Washington DC

BG公司（2014），中国能源网. 英美天然气监管实践经验及对中国的启示. 内部报告，北京.

Jim Simpson (2015), Kinder Is A Cowboy, On A Steel Pipe He Rides – Kinder Morgan, NGPL And Natural Gas Markets, NGPL, HOUSTON, <https://rbnenergy.com/>

Sheetal Nasta (2015) for RBN Energy, the evolution of the Henry Hub natural gas benchmark in the US. RBN, HOUSTON, <http://www.shaledispatch.com/>

- EFET (2019), EFET Membership Information, Amsterdam, <https://efet.org/about-us/>
- ENTSOG (2017), CAM NC Amendment and Incremental Capacity Process, Bruxelles, <https://entsog.eu/>
- ICIS (2018), ICIS European Spot Gas Markets Methodology, updated 4 June 2018. ICIS, London.
- INGAA Foundation Inc., The Interstate Natural Gas Transmission System: Scale, Physical Complexity and Business Model, INGAA, Washington D.C. [www.ingaa.org/](http://www.ingaa.org/)
- INGAA Foundation Inc (2013), “Building Interstate Natural Gas Transmission Pipelines: A Primer” INGAA, Washington D.C. [www.ingaa.org/](http://www.ingaa.org/)
- Kinder Morgan (2019), The corporate profile, Kinder Morgan, Houston, [www.kindermorgan.com/business/gas\\_pipelines](http://www.kindermorgan.com/business/gas_pipelines), accessed March 2019
- Levine, S., P. Carpenter, and A. Thapa (2014), Understanding Natural Gas Markets, American Petroleum Institute. Washington D.C.
- PRISMA (2018), PRISMA GTCs, as of 1 July 2018, Leipzig, <https://corporate.prisma-capacity.eu/downloads/>
- S&P Global Platts (2018), Methodology and Specifications Guide. New York.
- Nasta, S. (2015), The Evolution of the Henry Hub Natural Gas Benchmark in the US, RBN Energy, HOUSTON, [www.shaledispatch.com/](http://www.shaledispatch.com/)
- IEA (2012). 天然气定价与监管——中国面临的挑战与国际经验借鉴. OECD/IEA, 巴黎.
- The World Bank Group (1998), “Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States”, World Bank, Washington D.C.

## 缩写和简称

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators 欧盟能源监管合作机构
bcf/d	Billion Cubic Feet per Day 十亿立方英尺/天
bcm	Billion Cubic Meters 十亿立方米
BG	British Gas 英国天然气公司
CAM	capacity allocation mechanism 容量分配机制
CMP	congestion management procedures 调度管理办法
CNPC	China National Petroleum Corporation 中国石油天然气集团公司
EBB	electronic bulletin board 电子公告板
EFET	European Federation of Energy Traders 欧洲能源交易商联盟
EIA	Energy Information Administration 美国能源信息署
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas 欧洲输气系统运营商网络
EPA	Environmental Protection Agency 美国环境保护署
EU	European Union 欧盟
FERC	Federal Energy Regulatory Commission 美国联邦能源监管委员会

FT	firm transportation 固定运输
FY	Fiscal Year 财政年度
GIE	Gas Infrastructure Europe 欧洲天然气基础设施
GTM	Gas Target Model 天然气目标模型
GTS	Netherlands Gasunie Transport Service 荷兰GASUNIE公司
H-gas	High Calorific Gas 高热值天然气
ICE	Intercontinental Exchange 洲际交易所
IEA	International Energy Agency 国际能源署
IGU	International Gas Union 国际天然气联盟
INGAA	Interstate Natural Gas Association of America 美国州际天然气协会
IPRO	Independent Price-Reporting Organisations 独立报价组织
IT	interruptible transportation 可中断运输
LDC	local distribution company 当地配气公司
L-gas	Low Calorific Gas 低热值天然气
LNG	liquified natural gas 液化天然气
NAESB	North American Energy Standards Board 北美能源标准委员会
NBP	National Balancing Point 英国国家平衡点
NBS	National Bureau of Statistics of China 中国国家统计局
NCG	NetConnect Germany 德国Netconnect公司
NDP	network development plans 网络发展计划
NDRC	National Development and Reform Commission 中国国家发展和改革委员会
NEA	National Energy Act 国家能源法

NGA	Natural Gas Act of 1938 1938年的《天然气法》
NGI	Natural Gas Intelligence 天然气资讯
NGPL	Natural Gas Pipeline Company of America (owned by Kinder Morgan) 美国天然气管道公司 (由Kinder Morgan公司所有)
NMa	Dutch competition authority 荷兰竞争管理局
NOC	national oil company 国家石油公司
NRA	national regulatory authority 国家监管机构
NYMEX	New York Mercantile Exchange 纽约商品交易所
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development 经济合作与发展组织
OFGAS	Office of Gas Supply 供气办公室
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets 天然气与电力市场办公室
OFO	operational flow order 操作流程顺序
OTC	Over-the-counter 场外交易
PG&E	Pacific Gas and Electric 太平洋煤气电力公司
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency 欧盟能源市场完整性和透明度监管机构
SBS	System balance signal 系统平衡信号
SHPGX	Shanghai Petroleum and Natural Gas Exchange 上海石油天然气 交易中心
SoCal Gas	Southern California Gas 南加州天然气公司
TCF	trillion cubic feet 万亿立方英尺
TPA	third-party access 第三方准入
TSO	Transmission System Operator 输气系统运营商

TTF	Title Transfer Facility 所有权转让系统
UK	United Kingdom 英国
US	United States 美国
UIOLI	use it or lose it “非用即失” 原则



# 国际能源署

国际能源署全面研究能源领域各类议题，包括石油、天然气、煤炭供应与需求、可再生能源技术、电力市场、能效、能源可及性、需求侧管理及其他相关问题。通过这些研究工作，国际能源署为其30个成员国、8个联盟国及世界其他国家提升能源系统的可靠性、经济性和可持续性提供有效的政策建议。

## 国际能源署成员国：

澳大利亚  
奥地利  
比利时  
加拿大  
捷克共和国  
丹麦  
爱沙尼亚  
芬兰  
法国  
德国  
希腊  
匈牙利  
爱尔兰  
意大利  
日本  
韩国  
卢森堡  
墨西哥  
荷兰  
新西兰  
挪威  
波兰  
葡萄牙  
斯洛伐克共和国  
西班牙  
瑞典  
瑞士  
土耳其  
英国  
美国

## 国际能源署联盟国：

巴西  
中国  
印度  
印度尼西亚  
摩洛哥  
新加坡  
南非  
泰国

请注意，本出版物的使用和分发遵从特定限制。具体条款和情况可通过[www.iea.org/t&c](http://www.iea.org/t&c)查询

来源：IEA版权所有

国际能源署

网址：[www.iea.org](http://www.iea.org)

欧洲委员会也参与国际能源署相关工作





本报告原文同时用英语发表  
虽然国际能源署尽力确保中文与英文一致，但仍难免略有差异。

未经书面许可，任何人不得复制、翻译或以其他方式使用本出版物或其中的任何部分。

使用申请请发送至：[rights@iea.org](mailto:rights@iea.org)

本出版物代表国际能源署秘书处观点，但不代表国际能源署各成员国意见。国际能源署不就该出版物中的内容（包括其完整性或准确性）做出任何明示或者隐含的陈述和保证，也不负责任何依赖该出版物所产生的附带责任。除非另有说明，数字和表中使用的所有材料均来自国际能源署的数据和分析。

本出版物和其中所包括的任何地图均不损害任何领土的地位或主权、国际边界和边界的划定以及任何领土、城市或地区的名称。

国际能源署版权所有  
国际能源署出版物  
国际能源署  
网址：[www.iea.org](http://www.iea.org)

联系方式：[www.iea.org/about/contact](http://www.iea.org/about/contact)

英文版由国际能源署在法国排版-2019年5月

封面设计：国际能源署

