



International  
Energy Agency

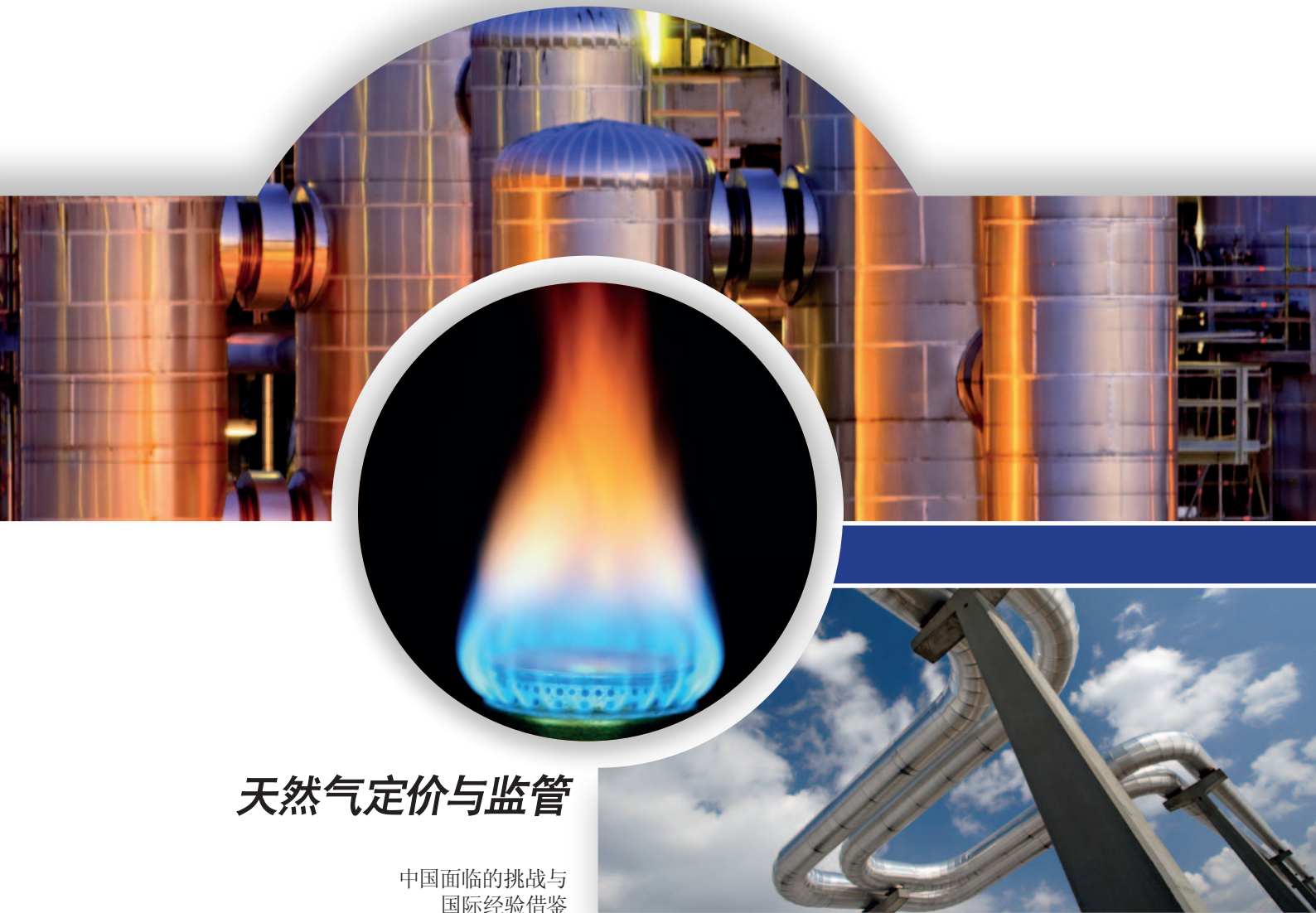


合作伙伴国系列



# 天然气定价与监管

中国面临的挑战与  
国际经验借鉴



## 天然气定价与监管

中国面临的挑战与  
国际经验借鉴

为满足日益增长的能源需求，减少对煤炭的依赖，中国制定了宏伟的天然气发展目标，即到2015年其天然气消费比例在2011年的水平上翻一番。天然气广阔的发展前景，有利于在中期出现大量的气体供应源，包括国内生产和进口、常规和非常规气体的开发。但是挑战依然存在，尤其体现在定价、制度和监管方面。虽然中国在某些方面具有一定的独特性，但是现阶段其面临的诸多问题也是许多IEA国家曾经经历过的困难。此报告着重阐述了中国在提高天然气消费比例过程中所面临的一些关键挑战，并详细地研究了IEA国家的相关经验，尤其是英国、荷兰、欧盟以及美国。同时在报告的初步建议中也提出了如何将其他国家的经验运用于现阶段的中国。报告的目的是为中国天然气市场改革的各相关利益方提供有效的参考。

合作伙伴国系列

# 天然气定价与监管

中国面临的挑战与  
国际经验借鉴

Anne-Sophie Corbeau, Dennis Volk,  
Jonathan Sinton, Julie Jiang  
姜萍, 滕霄云, 李博抒, 岳芬



# 国际能源署

国际能源署是一个自治机构，创立于1974年11月。其在过去和现在都具有两重使命：通过对石油供应的实际中断做出集体响应来促进其成员国的能源安全；为其28个成员国及其他国家提供确保可靠、廉价的清洁能源供应方法的权威研究和分析。国际能源署在其成员国之间开展全面的能源合作计划，每个成员国都有义务持有相当于其90天净进口的石油库存。国际能源署的目标是：

- 确保成员国获得可靠、充足的各种形式能源供应；特别是，在石油供应中断时要通过维持有效的应急响应能力来实现。
- 促进在全球范围内推动经济增长和环境保护的可持续能源政策，尤其是要减少导致气候变化的温室气体的排放。
- 通过采集和分析能源数据改善国际市场的透明度。
- 支持全球能源技术协作，保障未来能源供应并减轻其环境影响，包括通过改善能源效率以及开发和推广低碳技术。
- 通过和非成员国、产业界、国际组织及其他利益相关者进行接触和对话找到全球能源挑战的解决方案。

国际能源署的成员国包括：

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



International  
Energy Agency

© OECD/IEA, 2012

International Energy Agency

9 rue de la Fédération  
75739 Paris Cedex 15, France  
[www.iea.org](http://www.iea.org)

请注意本出版物在使用和分发时有具体限制。相关条款请参照：

<http://www.iea.org/termsandconditionsuseandcopyright/>

欧洲委员会也参与了国际能源署的工作。

# 目录

致谢	6
内容摘要	7
1 引言	16
2 中国天然气市场定价和监管改革面临的主要挑战	17
定价	18
定价水平	18
定价结构	20
新定价机制改革	21
天然气价值链上的投资	22
上游部门	22
发展中的进口基础设施	24
发展中的中游基础设施	26
规划与协调	27
市场结构	27
监督管理	28
监管主体	28
准入监管和基础设施规划	29
3 天然气市场自由化：目标和主要方面	30
天然气市场自由化及需要监管的作用	30
天然气市场价值链	32
开放和竞争天然气市场的主要原则	34
4 北美和欧洲在天然气市场自由化的历程	42
美国天然气市场自由化历程	42
前自由化阶段	43
自由化第一阶段	43
最新进展及当前情况	45
欧洲天然气市场自由化历程	46
第一项指令	46
第二项指令	47
第三次套案	48
保障供应指令	50
英国天然气市场自由化历程	50
自由化改革第一步	50
加强竞争	51
提高天然气供应的安全性	52

5 北美和欧洲市场的市场定价和贸易	54
了解天然气交易	55
实体枢纽中心与虚拟枢纽中心的区别	55
双边交易与基于交易所的交易	56
北美天然气模式	58
目前情况	58
美国天然气定价系统演变	58
欧洲天然气市场 – 油价挂钩和气对气竞争的混合格局	60
欧洲油价挂钩的起源	60
英国在定价方面的经验	61
成功应对从合同到现货市场的过渡	64
英国实例	64
美国实例	65
在亚洲建立贸易枢纽中心	66
6 天然气的生产和交易	68
对开发和生产的监管	68
美国对上游监管	69
英国对上游监管	72
荷兰对上游监管的发展	73
对上游准入的监管	74
荷兰的政策	74
挪威的政策	78
7 基础设施建设的发展与投资框架	81
输气管道	82
美国管道情况	82
欧洲管道情况	84
液化天然气接收站	89
欧洲液化天然气接收站情况	90
美国液化天然气接收站情况	94
储气设施	95
谁能够使用储气设施?	98
储存产品	99
欧洲储气情况	99
美国储气情况	100
战略储备	101
8 天然气市场自由化下的用户	102
终端用户方仍存在费用监管监管	102

---

用户如何在自由化的市场中购买天然气.....	102
天然气零售消费者.....	103
大型天然气消费者.....	103
9 美国和欧洲天然气市场中的的经验有哪些适用于中国? .....	105
缩写词、缩略语和计量单位.....	109
参考文献.....	112

## 图目录

图 1 · 美国天然气价值链·····	33
图 2 · 天然气市场中的垂直一体化公司业务·····	35
图 3 · 气对气竞争的不同发展阶段·····	36
图 4 · 对竞争性的天然气市场中自然垄断监管的典型职责·····	37
图 5 · 2010 年全球天然气批发价格的构成·····	40
图 6 · 美国开放天然气市场的主要进展·····	44
图 7 · 2011 年北美天然气交易所及相应的现货价格·····	45
图 8 · 欧洲开放天然气市场的主要进展·····	48
图 9 · “第三套指令”下分离方式选择·····	49
图 10 · 英国开放天然气市场的主要发展历程·····	51
图 11 · 创建天然气批发市场·····	67
图 12 · 开发和生产中政府监管的三个领域·····	69
图 13 · 土地管理局对联邦土地上天然气开发的管理·····	70
图 14 · 荷兰对天然气开发和生产的监管·····	74
图 15 · 到 2005 年支配格罗宁根气田发展的公私伙伴关系·····	75
图 16 · 到 2010 年荷兰完成的勘探和评价井·····	77
图 17 · 2005 年以来出现的新的公私伙伴关系·····	78
图 18 · 洛基山快速管道项目·····	83
图 19 · 欧洲枢纽中心和长期合约中天然气平均价格·····	85
图 20 · 欧洲某些国家天然气需求量与运输到枢纽中心天然气量的变化图·····	86
图 21 · 基于国家发展计划的德国北部天然气基础设施需求·····	89
图 22 · 西班牙基础设施规划流程·····	92

## 表目录

表 1 · 2011 年部分中国城市的终端用户天然气价格·····	19
表 2 · 现有和在建的 LNG 接收站·····	25

## 列表框

框 1 · 迈向定价改革? ·····	21
框 2 · 中国页岩气首轮招标·····	24
框 3 · 美国天然气市场的参与者·····	43



框 4 • 监管准入与协商准入的区别	47
框 5 • 竞争性市场中的平衡	56
框 6 • 日本的天然气定价	61
框 7 • 长期天然气合约	63
框 8 • 美国的开放期程序	84
框 9 • 德国管网规划	88
框 10 • 未启用的 LNG 接收站所带来的影响	95

## 地图目录

地图 1 • 中国行政区划图	13
地图 2 • 中国非常规天然气资源分布图	14
地图 3 • 中国天然气基础设施分布图	15

# 致谢

此报告在中国国家能源局的支持下，由国际能源署和中国能源网研究中心（China5e）共同合作完成。该项目由英国驻北京大使馆中国繁荣基金提供资助。并且得到了中国政府机构、能源公司的大力支持，同时，也获得了来自于国外的咨询公司、研究中心、能源公司和国际组织的支持。

报告的主要作者是柯安索（Anne-Sophie Corbeau）和丹尼斯·沃克（Dennis Volk），由华纳·凯特（Warner ten Kate）协助两位作者的工作。国际能源署中国合作办主任和工作人员，辛顿（Jonathan Sinton）和姜华（Julie Jiang）负责协调相关合作方的工作。中国能源网姜萍、王新来、陈炯、滕霄云、李博抒和岳芬为本报告的完成提供了重要的贡献。同时，国际能源署的许多同仁在实质性问题、行政以及法律事务上都给予了极大的贡献。

国际能源署对以下参加欧洲考察、北京研讨会和访谈的中国机构和组织表示感谢：

- 国家能源局
- 国家发展与改革委员会
- 国土资源部
- 中国石油天然气集团公司
- 中国石化公司
- 中国海洋石油总公司
- 中国燃气协会
- 新奥集团

世界银行和欧洲委员会一如既往地研究及研讨会的组织提供了大力支持，WoodMackenzie、Facts、IHS CERA、Total 和 Shell 为初期研究提供了支持。而 Simon Blakey、Michael Chen、Mike Fullwood、Colin Lyle 和 Jonathan Stern 为最终报告提出意见。

特别感谢一直以来为此项目提供支持的英国驻北京大使馆的工作人员，他们是：Bryony Mathew、Luo Nan、Liling 和 Shelley Nania。

最后，IEA 在此感谢以下企业和机构，中国代表团在此次欧洲之行中得到了他们的热情接待。他们是 BundesnetzAgentur、BundesKartellamt、EWI、EBN、NMA、英国能源气候变化署（DECC）、Ofgem、Total、Geostock、GrDF 和 Storengy。另外还借此机会特别感谢一直以来提供支持的 Brian Rickett。

## 内容摘要

中国政府计划在十二五期间（2011年至2015年）将天然气在一次能源消费中的比例翻一番，到2015年天然气消费量将达到2,600亿立方米，为2011年天然气消费水平的两倍。这样一个目标具有一定的雄心壮志，同时也意味着中国有能力从各个可能的来源吸引到充足的供应，不仅包括国内的天然气生产，还包括进口液化天然气（LNG）以及管道输送天然气。这要求所有的供应源都按照目标水平输送天然气，凭借这一点，进口气主要依靠长期合同约定，按照合同所约定的水平将天然气及时输送过来。

这些快速增加的天然气消耗量目标既不是新目标，也不是与这些目标相关的挑战。但是自从中国2011年的天然气消耗量提升到2000年消费水平的四倍之后，以上提到的这些问题变得愈来愈明确。中国已经是世界第四大天然气消费国，在2011年达到1300亿立方米，而中国2011至2015的天然气消耗量预计会翻番，这意味着其消耗量十分庞大。中国的天然气消耗量超过了任何一个除美国以外的OECD国家，且可以预见其天然气消耗量是世界上天然气消耗增长最快的。早在2002年，中国就已经着眼于在十年内将一次能源构成中天然气的份额翻番。2011年，中国计划在五年内做同样的事情，根据CNPC的预测，中国天然气年消耗量有可能在2020年达到3500亿立方米。国际能源署（IEA）于2002年出版一份中国研究——《发展中的中国天然气市场》（IEA，2002）时，中国还是一个自我供应充足的国家，当时已经计划通过长距离管道将远在中国西部（塔里木盆地）的天然气输送到沿海地区，同时计划设立新的接收站进口LNG（见图1至图3）。从那时起，中国已成为一个重要的天然气进口国，其管道与LNG进口量占到了需求量的四分之一，远离需求中心的本国区域生产的天然气产量也不断增加。预计这一趋势会加快步伐，使得中国成为世界上最大的天然气进口国之一。

最近天然气供应端出现了新的发展，中国天然气需求的快速增长可能会因此变得更容易实现：非常规天然气资源具有史无前例的可用性。最近，资源评估显示中国拥有丰富的常规天然气资源，甚至拥有更多的非常规资源。技术、定价和基础设施是将天然气市场化的主要因素，而并非资源可用性。国家规划需要将这些资源，及时开发从而满足中国的天然气需求，尤其是页岩气的开发。

由于经济规模的不断扩大，中国能源结构的多样化，以及日益增长的石油、天然气和煤炭方面的国际贸易这些因素，使中国的天然气领域以及对其面临的相关挑战不能脱离全球天然气市场对其进行孤立的分析。在国内，为提高能源效率和保护环境，不能将天然气市场与其他能源市场分开进行独立观察，或脱离政策和机制。更廉价的替代燃料尤其是煤炭是可用的，虽然现在煤炭的开采成本高于以往，而且中国已成为一个煤炭净进口国。煤炭依然是天然气的主要竞争产品，尤其是在发电领域以及工业中。目前，如何抑制煤炭需求量的增长从而减轻空气污染问题并提高大城市中的空气质量一直都是非常紧迫的问题，而天然气为这一问题提供了解决方案。此外，全球能源市场逐步发展，而进口依赖度提高意味着中国的天然气市场无法孤立发展。

该研究具有双重目标：准确地了解目前中国所面临的问题从而实现 2015 年天然气消耗量翻一番，并就 OECD 国家在天然气市场自由化过程中所面临的挑战以及如何将他们的经验应用到中国提供建议。其主要目的是将从这些相对成熟的天然气市场所吸取的、可能会对中国的政策制定和实施提供实用性见解的经验告知中国的利益相关方、政府机构、地方政府以及天然气企业。其目的并不是就中国何时以及如何解决具体问题给出详细的方案，但如果中国利益相关方对进一步分析和建议表示出兴趣的话，这一点可在后续项目中进行。

OECD 经验中得出的一些观点可能会对中国起到一定的作用。这些观点概括如下。

### OECD 经验对中国是有用的

尽管中国现状具有其独特之处，但 OECD 国家天然气市场和制度的某些经验对中国政策的制定具有一定的参考价值，但是需要具备地区适用性。本报告中所阐述的 OECD 国家与中国具有一些共性：受管制的定价体制，而这一机制已经证明对于增加国内供应并不适用（例如 20 世纪 70 年代末的美国）；荷兰《小型油气田政策》中指出的需要增加国内供应的特定部分；许多欧洲国家实行的基础设施的开发，除了用于进口以外，还用于将天然气进行传输、储存并配送给终端用户。许多欧洲国家在整个天然气价值链中都有着纵向一体化的天然气企业，这些企业在一些必要领域如传输、进口或国内生产方面都具有垄断性或具有优势性的地位。与美国不同的是，欧洲的天然气市场自由化也与电力市场自由化同时进行。许多 OECD 国家希望能逐渐向市场定价迈进，尽管只有英国和美国的天然气市场实现了这个过程，而许多 OECD 欧洲国家依然处于这一过程之中。

### 市场发展的阶段与改革时间的选择是至关重要的

将中国与其他国家进行比较，这些国家在天然气产业改革初期，将发展阶段和时间的选择纳入考虑是非常必要的。当然，即便是 OECD 国家之间也不是统一的行动。尽管在过去的十年内中国需求量大幅增长，与全球天然气市场的相互联系也日益频繁，但中国的天然气市场还相对年轻，在近十年才建立起来。相比之下，在此研究中评估过的许多 OECD 国家在开始进行天然气市场自由化之前已经建立了良好的天然气产业，在拥有相对较大的天然气市场<sup>1</sup>方面，英国与西班牙显然是例外，在他们天然气市场发展早期进行市场自由化时的情况可能是与中国的情况最接近的。英国于 1986 年对其天然气市场进行自由化改革且于上世纪 90 年代初进一步推进其发展，而 70 年代初才开始发展的英国天然气市场在改革时仅有约 15 年的历史。从挪威进口天然气也仅兴起于 70 年代末至 80 年代初。应用于发电领域的天然气并未迅猛发展，实际上是与市场自由化（发电领域中的天然气需求量由 1990 年的 10 亿立方米增加到 2000 年的 300 亿立方米）同时出现的。西班牙同样在本世纪实行天然气市场自由化期间见证了其天然气发电的发展。这两个国家同样也在其天然气市场自由化期间见证了其天然气需求量翻番的情况。

许多 OECD 国家都已经建立了大量的向终端用户供气的天然气传输与配送的基础设施，这些基础设施都已大部分或全部进行了摊销。如今中国的输配网络比较有限，仍处于不断扩展阶段。

<sup>1</sup> 其他较小的市场，例如希腊和葡萄牙，在其开始天然气市场自由化时也处于相对早期，其市场自由化主要是由欧洲指令驱动的。

## 政府在方向指导与长期目标设定方面必不可少

强有力的政策引导是必须的。中国对天然气产业的未来发展前景和如何使其符合整个能源结构需要有一个清晰的展望。OECD 国家的经验显示许多国家都制定了天然气法，或替代性地制定了带有天然气章节的能源法。天然气发展取得进步的多少取决于监管法律的发布情况。为上游参与者提供确定性是非常必要的，这一点对确保供应的增长也是必须的。为了鼓励整个价值链有效且及时的投资，天然气需要一个清晰的法律框架，尤其是关于基础设施方面。

大多数 OECD 国家都已将处理能源事务的独立监管机构落实到位。如果上游产量很大，该监管机构能够对上游和下游进行区分，例如在英国，能源和气候变化部（DECC）对海上石油和天然气生产进行监管，天然气和电力市场办公室（Ofgem）负责对下游电力和天然气市场进行监督。由于中国有着相当大的产量，配有两个独立的监管机构的英国式方案是有优势的。

中国需要清楚地指定不同政府实体之间的责任，而不是将天然气领域的职责分割给不同的部门和机构。

政府也应致力于限制“三大”国家石油企业（NOCs）（中国石油天然气集团公司（CNPC）、中国石油化工集团公司（Sinopec）和中国海洋石油总公司（CNOOC））在制定方针决策中的影响。尤其是，负责上下游活动的国家监管机构或任何形式的政府部门不应受到三大 NOCs 的干扰。这意味着，例如关键负责人不应在中国企业中拥有任何职位或经济利益。在制定新监管制度的过程中，应当咨询所有利益相关方（不仅仅是三大企业）的意见。

此外，由于存在着许多矛盾冲突，例如煤层气和煤炭矿业权的矛盾，中国需要理清中央与地方的关系。该问题在能源范围之外进展顺利，并且在 OECD 国家方面无经验可循；但是由于该问题对能源开发具有重大影响，因此应当对其进行充分认识并加以解决。

## 自由化与贸易枢纽中心的发展过程很漫长

即使是美国和英国这样的成功案例，他们的市场自由化也经历了十到二十年的时间才走向完全成熟。事实上，这两个国家属于市场自由化的先驱国家，其他国家学习他们改革经验有望加速完成市场改革，但是这一过程依然要耗费数年时间才能完成。即便是欧洲国家能从英国和美国的经验中获益，市场自由化与贸易枢纽中心的成熟依然尚需时日。

相比之下，许多 OECD 欧洲国家的市场自由化与贸易枢纽中心依然处于发展过程中。一些 OECD 国家，例如日本、韩国或土耳其的天然气产业已经建立了数十年，但是离天然气市场自由化依然还有不少的路要走。除了市场发展阶段这方面的情况之外，来自 OECD 国家的经验表明，自由化通常需要经历十年，甚至更长的时间才能实现可量化的成果。

## 明确天然气市场定价所期望的是什么

通常认为价格是中国天然气所面临的最重要的问题。中国有一套整体监管方案，生产和管道费用方面采用成本加成法，这一点类似于美国在自由化前期的情况。随着需要生产新的（且可能更昂贵）非常规天然气资源以及更昂贵的天然气进口进入中国的天然气市场，许多问题因此出现。随着 LNG 进口的日益增长，中国越来越容易受到全球天然气市场波动的影响，且廉价的国内天然气产品与昂贵的现货 LNG 交易之间的价差变得越来越大。



中国迫切需要鼓励终端用户市场来加快对天然气价格的改革。尽管如此，必须承认一些中国的用户正在以相对高额的天然气价格（介于 12-25 美元每百万英热单位）支付费用，与其他非 OECD 国家和美国相比尤其明显。

然而，不同等级的客户之间进行交叉补贴的问题非常明显。事实上，在多数 OECD 国家，由于要在采购和传输成本上反映配送和储存成本，民用天然气价格通常要比其他领域的天然气价格要高，这与中国的情况不同，在中国用于公共服务的工业天然气价格是最高的。值得一提的是低通货膨胀时期实际上是推进天然气定价改革的最佳时机，此时可将天然气定价改革转化到价格上涨中去。改革的同时也应注意在接受更高价格的能力方面所存在的地区差异。

中国政府应有自己的观点，是希望保持基于可替代燃料价格挂钩的市场方法，还是通过对上海枢纽中心已有的经验进行继续推广和发展从而逐步向枢纽中心定价机制迈进。事实上，定价问题不仅事关价格水平，也与结构有关，从而使得天然气价格能适当地状况，促进生产、进口以及对天然气基础设施的不同组件的使用。受监管的成本加成法未能在上游发展和需求量回应方面发出适当的市场信号。许多利益相关方提到采用市场导向法进行天然气定价，但这一点需要进一步澄清。定价改革已经由国家发展和改革委员会（NDRC）在广东和广西省进行了试点调查，并计划向其他省进行推广。这一改革采取了基于油价挂钩的净回值计价法，类似于许多 OECD 欧洲国家所采用的方法。这是方法论上的进步，但是未能将天然气在发电领域真正的竞争对手煤炭而非石油考虑进去。试点改革进行的地区已经在为高额的天然气价格支付费用了。

即便是使用了其他类型的挂钩（既反映了实际上与天然气进行竞争的燃料，也反映了地区差异），该试点改革将中国置于更加市场导向化的道路，而不一定要采取建立现货市场这一更有野心的方式。已经有了初步的尝试去创建主要基于 LNG 进口的上海贸易枢纽中心。由于该贸易枢纽中心原本设定用于电力调峰需要，因此初期的枢纽中心接收了 2012 年夏季的覆盖范围，但是交易数量微不足道且参与者的数量有限。

建立现货市场也是一个长期的过程，此处中国政府需要采取其它的措施，其中包括制度上的更改，例如解除批发价格管制、将运输和市场活动分离开来以及允许大型客户自由选择供应商。现货市场的结构要求包括足够的管网容量和透明的准入、大型企业的积极参与以便充分拉动投资。

最后，将天然气市场向大量的天然气用户开放并使他们能够自由选择供应商以及就自身的天然气价格可以进行直接谈判，是实现天然气市场自由化的关键步骤。然而，许多 OECD 国家尚未能对其民用领域的天然气市场实现自由化。

### 实行部分基础设施的第三方准入

实行管道第三方准入是批发定价改革的必要条件，也会对国内天然气生产及大客户竞争水平的提高起到一定的激励作用。OECD 国家的经验表明，在没有有效地实行管道第三方准入的情况下，通常不能实现改革目标。该经验也说明了，一方面自然垄断（管道方面尤其明显）的管理和会计核算的有效分离以及另一方面天然气供应和贸易的分离对确保非歧视性的第三方准入（TPA）及有效监管起着非常重要的作用（IEA, 1998）。事实上，市场垄断，尤其是使用管道基础设施方面垄断，阻碍了天然气市场有效的发展。在欧洲，效益并非唯一重要的政策目标，

在一些极少的案例中，保障供应所必需的管道基础设施已经获得 20 到 25 年的 TPA 方面的豁免。

相比之下，即便是欧洲指令要求对 LNG 再气化接收站实行第三方准入，获取 LNG 接收站使用权也不总是会受到监管。事实上，欧洲的许多新接收站已经通过授权获取了部分或全部的 TPA 豁免。在美国，所有新建的 LNG 接收站并不受 TPA 支配。中国希望增强批发市场的竞争力同时又可能像一些欧洲国家（法国、意大利）已经做过的那样，通过对 LNG 接收站实行有限的 TPA 来加强供应保障。

考虑到民用天然气需求量的不断增加，中国需要尽快发展天然气存储设施。OECD 国家对储存设施的监管非常不同，范围涉及监管型、协商型或混合型准入，同时还有一些来自监管机构的监督。储备体制的一个重要特点体现在哪些参与者使用存储设施以及为他们提供的产品类型有哪些。很明显，如果中国希望对 LNG 或储存设施实行 TPA，则实施管道 TPA 是前提条件。

### 上游领域的开放

考虑到中国在致密天然气、煤层气和页岩气方面有着大量的资源，此外还有常规天然气的资源，上游领域现在以及将来都是中国天然气供应的主要来源。考虑到许多国家都只有少量资源，无法进行生产，且只有少数几个国家如美国、加拿大、澳大利亚、挪威拥有相对大量的资源，上游方面的 OECD 经验是相当多样化的。他们同时也有着非常多样化的产业结构，这些产业结构也已经向上游领域自由化所迈进的方向进行了演变。

基于 OECD 经验，对上游领域的开放与对批发天然气定价改革以及实施管道 TPA 同等重要。在上游领域中，由完全受到监管的天然气体制向以市场为基础的方法转变对于美国的天然气生产发展是个关键驱动。美国体制的另一个优势是不同地区的天然气价格的不同，反映了该国家的规模之大；他们可以反映地区性供应短缺或过度供应，同时，不管是对生产、传输管道或储存设施方面都起到驱动作用。

上游监管应防止造成许可证的囤积。在英国和挪威，不遵守合同约定的开发与运营的条款的企业，将被吊销许可证，然后这些许可证会通过投标再次进行分配。这也意味着要对负责上游活动的监管机构进行良好的培训，从而使其能够理解 PDOs，尤其针对新型资源如页岩气。这一点会刺激企业恪守其工作承诺从而保有他们的许可证，而不是通过购买或者无期限持有许可证避免竞争。

OECD 经验表明，许多国家都已使用了专门的政策，鼓励对边缘地区或更珍贵的资源以及潜在的成熟地区进行开发。在美国，一项 R&D 计划促进了相关技术的发展，而这种技术使得对煤层气（CBM）和页岩气的开发成为可能。对页岩气和其他非常规资源的开发使得安全和环境问题的争议成为焦点。通过相关技术手段和专业技能解决这些争议，同时，通过政府和行业持续推进、坚持精益求精的原则，不断提高执行效果来增强民众的信心。

### 基础设施投资的不同的竞争模式

在解除监管及培育市场环境过程中迈向自由化期间，两种市场模式作为传统垄断（或寡头垄断）市场结构的替代选项进行运作。“管道与管道竞争”的模式使得两个或更多覆盖同一地区天然气市场并在其范围内进行竞争的运输公司变得突出。没有进行直接监管时，竞争可能是

有限的，但是由竞争对手进行的新管道施工的威胁可能会有利于对管网价格的限制。例如用于州际管道的开放期的美国模式，联邦能源监管委员会（FERC）于事后对价格进行了控制。第二个方法是批发竞争，基于适当监管的 TPA（见下一点）和运输与市场职能分离，建立竞争从而为大型终端用户供应天然气。

### 为基础设施的使用设定适当的费用

过去的十年里中国在建设新的进口基础设施方面都取得了很大的进步，其中包括管道以及 LNG 接收站。这就迫切地需要确保新项目能够通过提供资源得到固定的客户支持，而且更重要的是，使用和开发基础设施的成本应适当的添加到客户的账单里。

由于现在进行的这些项目为管道活动提供的收益太高，对其他活动进行了交叉补贴且会成为其他市场参与者的进入障碍，因此应特别留意新的基础设施建设项目（尤其是长距离管道）给出的内部收益率。成本监管必须公平透明，并涵盖所有成本。可由监管机构以透明的方式针对具体的管道设定单独的收益率。

特别是对管道基础设施的投资仍保持着自然垄断，因此需要管制成本。事先的成本批准、合理的收益率以及用于管网投资的适当确定的折旧期，这些已经被证明是保证成本稳定的有用工具，用来确保价值链上部分成本的稳定性、经济性和长期投资安全性。成本批准体系应能够完全反映成本、透明且具有商议性从而确保完整的市场洞察力和投资吸引力。

值得一提的是，美国国内的州际管道的投资主要是在开放期间完成的，并由不同区域之间的定价差进行驱动。这种投资通常由私营企业完成，通过与长期的管网能力配置的捆绑来吸引长期投资使私企建设管网成为可能。如有要求，监管可以事后采取措施对投诉进行处理。

用监管成本来决定系统使用的费用，这一点会随着客户群体和反映特定成本关系的使用时间的变化而变化。应避免对价值链的各个不同部分之间进行交叉补贴，因为这会对潜在的新的市场竞争者和竞争力造成歧视效应。

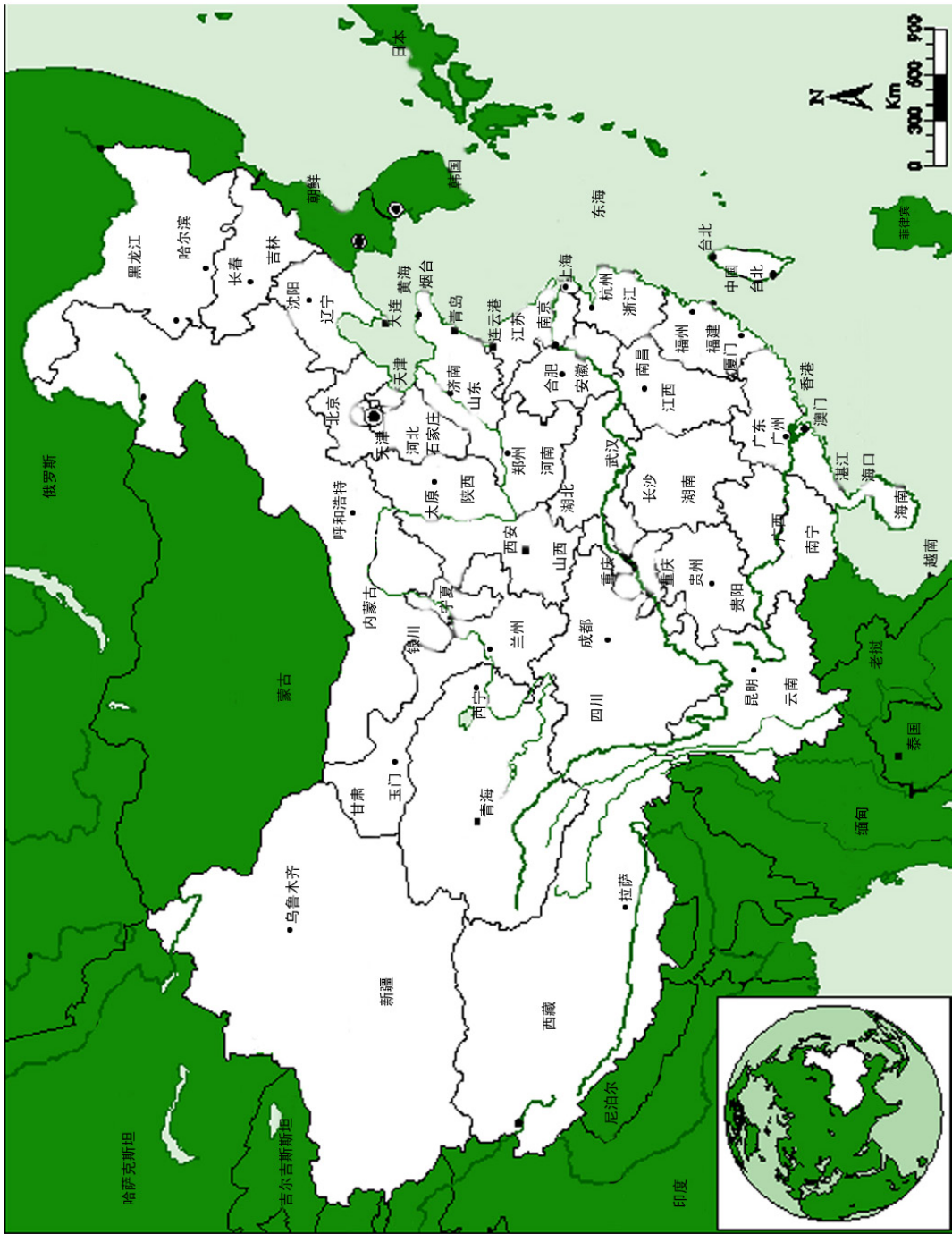
OECD 国家中对新建 LNG 接收站的投资采用两种不同的方案，不管是新的产能需求和监管规划化的集中方案，还是以市场为导向的方案（企业根据对市场需求和监管的评估采取 FID），通常都会免除 TPA，但在 LNG 接收站使用方面面临着更高的风险。这两种方案会影响到投资企业的类型、商业模式和对接收站的使用。

考虑到中国对灵活性的需求，开发地下储存设施的成本应充分地转移给终端用户。准入类型是监管型还是协商型，或是否应在一定时期内给予 TPA 豁免，都应由政府决定，同样，储存容量使用权和最低储存要求方面的具体条件也应由政府决定。每个储存运营商都应就使用储存设施的条件给出透明信息。

### 透明度是关键

透明度和数据可用性是给予市场参与者信心的关键。这包括现货市场形成时的定价透明度，管网准入的条款和条件的可用性透明度，甚至有可能涉及到 LNG 接收站和储存设施的透明度。这也是防止出现运输商之间的歧视、鼓励准入和竞争以及确保产业的有效运营方面的关键因素。

地图 1 · 中国行政区域图

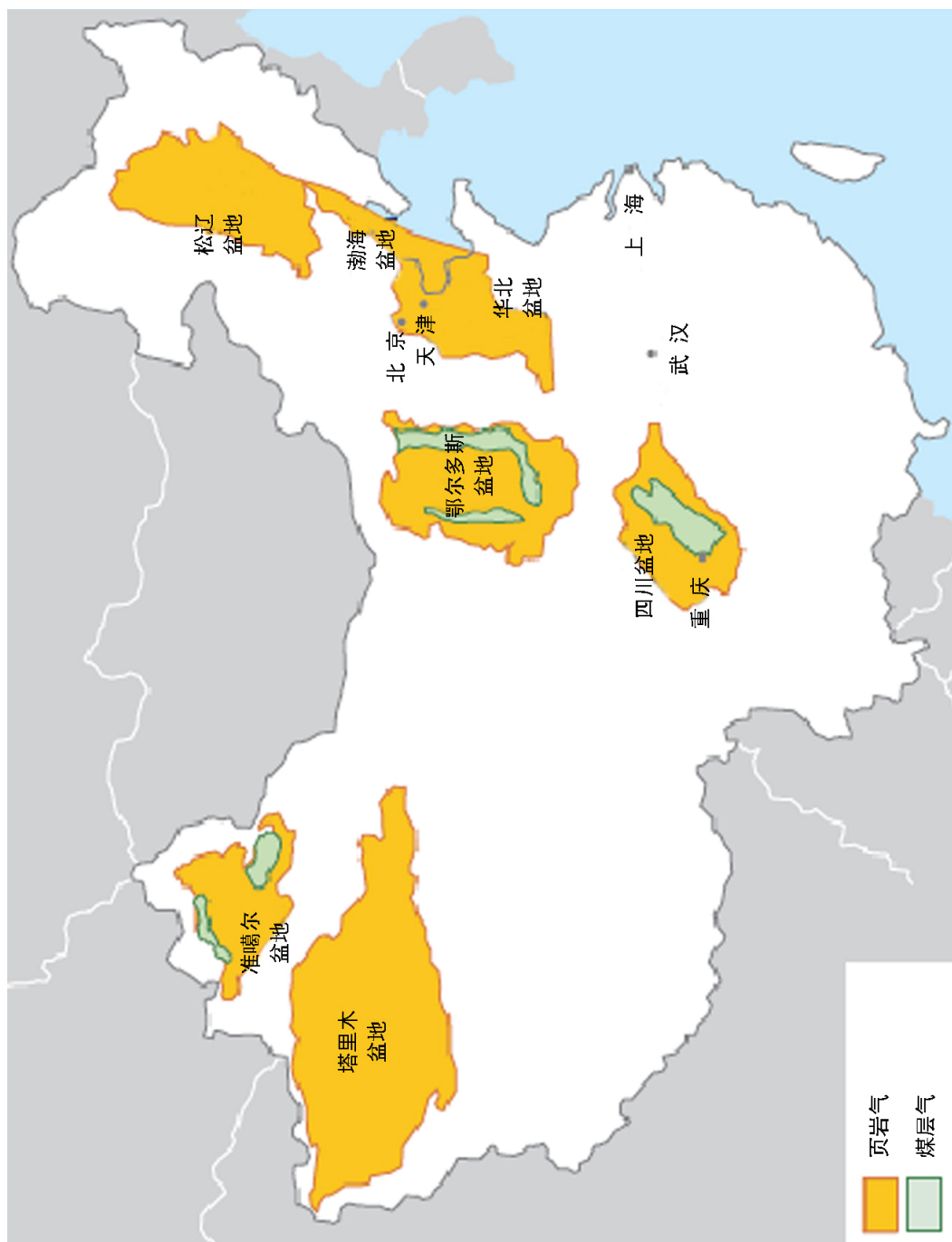


此文件和任何地图对领土主权、国际边界划分和对国家领土、城市、区域的名称不产生任何影响。

Source: 国际能源署, 2002



地图 2 · 中国非常规天然气资源分布图

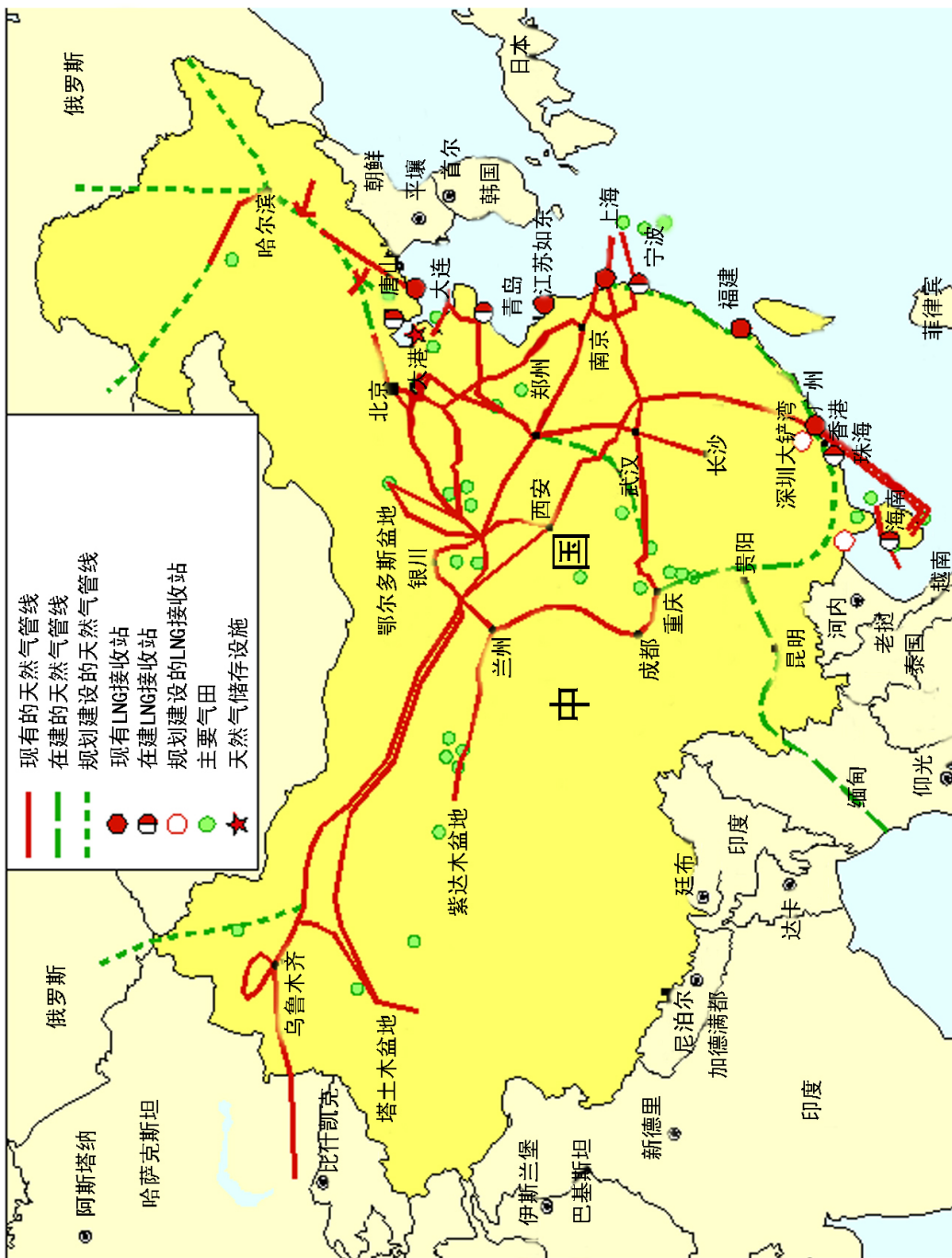


此文件和任何地图对领土主权、国际边界划分或者对国家领土、城市、区域的名称不产生任何影响。

Source: 国际能源署, 2012b



地图 3 · 中国天然气基础设施分布图



此文件和任何地图对领土主权、国际边界划分和对国家领土、城市、区域名称不产生任何影响。

## 1. 引言

为了实现十二五规划目标——2015年前国内天然气消耗量大幅增加，中国在未来几年将面临诸多挑战。预计到2015年的天然气需求水平将是2011年的两倍，为了达到这个目标，国内所有天然气供应来源都是不可或缺的，包括非常规气供应源、以及进口液化天然气（LNG）和进口管道天然气。提供充足的天然气供应仅仅是整个过程中的一个组成部分：天然气需要输送给最后的终端用户，并在保障天然气供应的同时支持地区发展。因此，这需要对中游和下游部门进行大量投资。

国际能源署（IEA）与中国研究机构——China5e 进行合作，开展天然气定价项目和监管改革。

在此项目的第一阶段，通过访问国内外不同利益相关者，获得当前中国天然气市场的最新概况，并了解以最低成本使用推广天然气供应增长和天然气的主要障碍。此外，在过去十年里，国际能源署还针对上述问题进行了大量的研究工作，从而确定哪些问题已解决，哪些问题尚未解决及其原因。

在第二阶段，国际能源署调查了经济合作及发展组织（OECD）国家在对类似障碍的解决方法，并认为中国不同于别国的国情，在采用别国的经验时要适应当地的情况。此外，大部分OECD国家在对天然气市场实施自由化的过程中已建立了相对成熟的天然气市场。各国优先考虑的问题也有很大差异：中国把能源多样化和减少对煤炭的依赖作为目标，正如它为了给不断发展的经济提供动力寻找各种稳定的能源供应所做的努力。而在OECD国家，能源需求比较稳定，所以重心是通过自由化进一步提高能源效率和降低价格，并促进竞争。

与此同时，来自不同机构和公司的五名中国代表考察了欧洲，从而让他们对欧洲各国的监管和定价环境有更好的理解。并且，希望通过对管道和天然气储备的法规及收费、国家竞争和竞争挑战的状况、天然气供应保障、基础设施投资和规划等问题交换意见并形成各自的见解，从而帮助其能以相对合理的天然气价格加快中国天然气的需求，并保障供应。

创建有国家特色的市场架构是个很敏感的话题，并不适用以描述性为主的研究方法。因此，本文主要分析有关当前天然气市场发展情况的热点话题，从而为利益相关者（尤其是监管人员）提供更多有用的信息。虽然许多读者对中国目前天然气市场和监管环境的深入分析非常感兴趣，但这个问题本身相当复杂，而且不在本次研究报告涉及的范围和目的之内。在下一章，我们会重点分析通过借鉴国际经验可解决的中国现阶段存在问题。在本文的最后一章，结合中国现阶段天然气发展现状并借鉴国际的相关经验，提出促进中国天然气发展的初步建议，但这还只是一个开始。

## 2. 中国天然气市场定价和监管改革面临的主要挑战

### 关键信息

- 中国计划将天然气消费量从 2011 年的 1300 亿立方米提升到 2015 年的 2600 亿立方米。此发展目标不仅在气源供应方面和基础设施建设方面存在挑战，同时，在定价方面也颇具挑战。
- 到目前为止，与其他相关方面相比，天然气定价问题是最重要的问题。其中包括对价格昂贵的进口气的处理、未来非常规气生产刺激作用、以及避免大型用户与居民用户间的交叉补贴等问题的影响。此外，目前的天然气上游收费和管道收费是按照成本加成法计算，与由终端用户决定的定价机制需要改变。
- 吸引天然气价值链的上游、进口基础设施到中游（管道和存储）的有效投资，对保证天然气及时安全的发展起到至关重要的作用。
- 中国天然气行业形成了由三大油气公司控制的寡头垄断型格局。在天然气的价值链上，其他参与者的角色受到限制。
- 天然气行业需要制定一个明确的监管框架，目前不同机构权力互相重叠、中央和地方的权利矛盾也将会影响监管框架的构建。

中国石油天然气集团公司（CNPC）研究院数据显示，在 2011 年，中国天然气需求量达到 1300 亿立方米（bcm），上升为世界第四大天然气市场。实际上，天然气市场面临的问题和挑战存在已久，但正因为天然气需求量的激增使得这些问题进一步激化，并且可能会阻碍天然气需求量的快速增长。“十二五”规划的其中一个目标是天然气占一次能源的比重成倍增长，这就要求在最短的时间内完善进口基础设施建设以及国内天然气输配和存储设施，而且，必须确保足够的供应源，这也就意味着，天然气价格须保持在高位，以此吸引更多的供应商。事实上，利益相关者对 2015 年将达到的需求水平看法不一，他们认为平均值在 2300 亿方左右。同样的，他们对如何满足这一需求，尤其是在国内生产、中亚、缅甸进口管道天然气和液化天然气进口所占比重方面，也表示了不同见解。其中，国内天然气生产供应包括了非常规供应源。

在过去十年，为强化石油和天然气行业的市场导向性，中国政府已经从国营企业着手开始实行改革。但是，这一改革并未解决天然气市场的关键问题，导致出现目标和政策、事业单位和企业、法规和实施细则杂糅交错的局面。当前的天然气市场还存在以下问题：市场垄断、基于成本加成定价方法的多阶段价格管制、中小型企业 and 外企缺乏基础设施准入、缺乏一个清晰有效和透明的监管制度，而且监管机构职能分散、责任不清等。

尽管现阶段存在这些问题，但中国已经设法建设了从中亚、缅甸的输气管线以及各种 LNG 资源进口的基础设施。虽然三大石油公司垄断了 LNG 的进口且 CNPC 控制了进口管网的建设，但进口基础设施也是一个所有权多样化并存的结构。同时，天然气基础设施的建设正处于一个快速发展的阶段，现在的主要挑战就是如何继续以这样的速度发展和如何吸引更多的气源供应商来满足基础设施的容量。

定价和监管方面的挑战可以分为以下四种：

- 定价水平和定价结构；
- 对天然气价值链上的生产、进口基础设施建设与管网 / 储气库建设方面投资的激励政策；
- 由三大公司控制的天然气产业的垄断结构；
- 不同机构和中央、地方政府的权力重叠。

Page | 18

相关利益方都希望天然气朝市场化方向发展，但是根据访谈了解到，现在的发展有些事与愿违，对于一些问题处理主要还由政府决定，如价格、网络所有权及国内天然气生产的竞争。中国现阶段已经摆脱了纵向一体化的结构，这就像欧洲市场自由化的前期阶段，但很多人对中国的天然气改革是否有进一步的突破表示怀疑。中国现在还没有进入完全自由化的阶段，处于自由化和非自由化之间，这将带来一定的风险 - 天然气产业链中的某些重要部分可能发展不足。

## 定价

许多受访的国内利益相关者认为当前的定价系统是实现中国天然气目标的主要障碍，外国方面也把它归就为两大主要问题之一（其中一个问题就是基础设施的进入门槛）。虽然人们广泛认为，如果要加大天然气在一次能源组合当中的比重，就必须实行价格改革，但这条路似乎充满坎坷。定价问题不仅是指天然气的绝对价格（即使终端用户价格与许多非 OECD 国家相比相对较高），同时也是定价体系的问题。

### 定价水平

天然气定价水平的问题和多种因素有关，包括进口天然气采购成本的快速增长，国内天然气和进口天然气价格之间差距拉大，将成本增长转嫁给终端用户以及为使燃气工厂在能源领域具备竞争力所面临的困难。虽然有些问题不再是新问题，如缺乏以市场为基础的手段，以及民用天然气管制价格水平偏低，但是在过去的两年里，不同天然气供应源价格的差异已经变得更加显著。中国的进口依赖程度也日趋加大（2009年进口的天然气量约为80亿立方米，而据估计，2011年的进口天然气量高达310亿立方米），与此同时，进口LNG和管道气的成本也急剧上升。比如，从2009到2011年间，进口LNG的平均价格差不多翻了两倍，约8.5美元/百万英热。尽管这个价格对比日本的进口价格（2011年平均达到15美元/百万英热）仍相对较低，但是不同于日本的是，中国进口商不能把所有额外损失成本转嫁给终端用户。

随着中国进口依赖程度的加大，不同供应源天然气门站价格的价差更为显著，特别是国产低价天然气与从土库曼斯坦进口的管道天然气以及液化天然气（新合同产品与现货产品）之间的价差。比如，至2011年年底，上海的门站价格预计在8美元/百万英热（西气东输一线工程输送的国内天然气）与13美元/百万英热（土库曼斯坦进口的天然气）之间，而进口LNG现货价格甚至达到17—18美元/百万英热。

在接下来的四年，随着天然气进口量的增加，价差问题将会进一步加剧。土库曼斯坦进口天然气在2010年只有40亿立方米，而到了2011年增加到155亿立方米（占天然气总需求量的12%），并且预计还将持续上升到400亿立方米。据称中石油在土库曼斯坦天然气进口过程中已经出现亏损（据新闻报道，单位损失金额为1元/m<sup>3</sup>，相当于2011年损失了155亿，但值得一提的是，CNPC在土库曼斯坦生产自己的天然气），为此，中央政府出台了退税政策。

根据该项政策，从 2011 年至 2020 年的 10 年期间，如果天然气进口价格超过批发价，那么可享受退税待遇。除了管道进口天然气，现货液化天然气的价格也非常高（17 美元 / 百万英热），其中一个原因在于石油价格高涨，而另一个原因是福岛核事故导致液化天然气市场紧缩。与此同时，鉴于项目开发的高成本，LNG 新气源（如预计在 2014—2015 年之间启动的澳大利亚 LNG）的成本也不太可能低（延迟启动可能会使价格进一步抬高）。如果天然气门站价格持续走低，那么不同供应源间的价差问题还将继续恶化，而且会降低未来天然气进口增长速率。

相比大多数非 OECD 国家来说，中国天然气价格相对较高；比如在中东和非洲的终端用户，一般支付的价格从 1 美元 / 百万英热到 4 美元 / 百万英热不等。而且对比某些 OECD 国家终端用户价格，中国的天然气价格也较高，尤其是美国 2011 年的工业用气价格大约在 5 美元 / 百万英热。一个重要问题是民用终端用户天然气价格更低，而且，为避免高通胀，中央政府通常采取监管措施会将民用终端用户天然气的价格控制在低位。如表 1 中所示，不仅如此，民用天然气的价格甚至也低于其他应用领域的天然气价格，尤其是工商业。这是为保护民用天然气消费者的利益而采取的交叉补贴措施的体现。由于上调住宅天然气价格需要通过在当地举办听证会，所以中央政府进行改革的某些决策可能无法落实到各地方政府。部分地区的民用天然气价格仍然低于进口价格，这也导致天然气价值链上出现亏损，运输、输配和储存成本入不敷出。而在许多 OECD 国家的状况却恰恰相反，民用天然气供暖消费者支付的价格通常要比其他应用领域的消费者高（不包括针对保护最贫困人群利益采用的特殊社会收费）。不同消费者中的这种交叉补贴现象同样也将影响对燃料价格的市场反应，而对中国而言，可能对促进工商业天然气的使用产生适得其反的效果。

表 1 • 2011 年部分中国城市的终端用户天然气价格

美元 / 百万英热	住宅	公共服务	工业	运输
北京	9.01	12.48	12.48	20.79
天津	9.67	13.85	13.85	17.36
上海	10.99	16.22	17.10	20.66
广西南宁	19.21	25.19	25.19	21.76
辽宁沈阳	13.80	16.31	16.31	16.31
安徽合肥	8.78	14.97	10.37	14.97
湖北武汉	10.58	15.39	12.55	19.82
重庆	7.19	9.58	9.37	19.24

注释：以上价格按照人民币和美元的年度平均汇率从人民币 / m<sup>3</sup> 转换成美元 / 百万英热。

来源：中国石油研究院，2012



消费者购买能力是影响价格水平的一个重要因素。天然气低价销售虽然一方面能够促进消费，但另一方面，也降低了其使用效率。这也就意味着，政府或企业承担了损失。此外，由于当前的天然气市场是以供给为导向（并且预计在接下来的五年仍然保持现状），因此低价还可能造成整个行业或发电厂商无法获得天然气供应。由于工业产出降低，这种体制会产生反效果，并导致公众的不满。行业之间与地区之间存在着很多差异。在工业和民用天然气行业，天然气的替代能源是昂贵的石油产品，所以考虑到目前石油价格的水平，有可能会提高天然气价格。虽然目前消费者总体上可以接受天然气价格上涨，但是工商业领域的天然气价格上涨可能会影响所有价格的走向，包括必需品如食品等。

最后要说的是，作为影响天然气价格的关键行业，电力行业在该领域中存在天然气与煤炭之间的竞争。除非出现地区性天然气短缺，否则受到电价调控和上限价格的影响，天然气价格调高很难予以批准。电力行业面临的主要问题是提高电力行业对天然气的需求量，满足高峰时段和弹性供电需求，并且降低煤炭需求增长速率。这就需要确保基础设施和市场灵活化，以适应需求量的波动。在定价体系中，我们应该注意到天然气带来的环境效益和弹性效应，并且在电力行业同步实行价格改革。

### 定价结构

目前天然气价格体系所采用的是成本加成的方法。除广东和广西两个试点城市外，国内天然气定价体制都基于以下三个元素考虑，即：

- 出厂（井口）价；
- 管道运输费；
- 终端用户价，包括化肥生产商、工业用户（直接供气）和城市天然气（工业或非工业用气）。

出厂（井口）价由项目开发商制定并由中央政府调控。这个价格主要是根据天然气的生产成本（井口成本加上提纯费，其中包括融资成本，以及如市政施工费和教育成本费的税费）加上生产商适当的利润构成的。以此确定出的出厂价为基准价，生产商和买家对于该价格可以协商的幅度为 10%。使用这种方法，只要成本能够确定，国内生产领域或耗资更高的领域都可以采用统一的定价方法，但这种方法形成了一个领域一种价格的局面，如果生产领域的数量不断增加，这种方法会使定价体系的监管变得更加复杂。

管道运输价也是由中央政府制定的。1984 年以前采用的是单一的输气管道价格标准，1984 年以后，对新的管道制定了新的价格。价格出现差异有三个原因：第一，管道成本（建造和运营成本）；第二，适当的利润（12% 的内部回报率 [IRR]）；第三，从天然气气源到城市供气计量站之间的运输距离。因此，运输费用不仅取决于不同的消费地区，也取决于管道的直径和长度。目前所有管道的 IRR 均采用国家统一标准——12%，比 OECD 规定的平均值略高。此外，输气管道只有大约 10 年的短暂折旧期，而技术使用寿命多半为 40—60 年，这将进一步增加管道成本，甚至导致运输成本大幅波动。通过对市场竞争者的采访得知，由于上限价格通常低于实际的生产与销售成本，因此，为了弥补生产、进口和销售环节的损失，将不可避免的采用较高的 IRR。这种定价体系非常类似于美国 1954 年到 80 年代早期之间盛行的定价体系，当时美国也设有天然气井口价格上限和州际管道担保 IRR（大约 12%，参见报告下文中关于美国天然气定价的章节）。这种交叉补贴水平阻碍了批发市场的发展，因为它通常给主张非一体

化开发的综合性公司和 / 或不具备运输能力的供应公司带来了竞争优势。在这种情况下，需要不断地从天然气供应联网费用中抽取部分用作补贴，而且在折旧期（14 年）后立即修建新的基础设施，并将建设资金成本纳入管道输气费的计算；或者对已融资的现有基础设施继续收取费用。但两种方案都不具备经济可行性，因为天然气运输网络主要构件的实际寿命接近于 40—60 年，不断对折旧资产收取费用意味着运输管网运营商给予了庞大的过度补偿。

另外，城市供气计量站的价格不仅取决于天然气的供应，还受天然气最终用途（比如民用、商业、工业用、或化肥生产用等）的影响。出厂价格和运输价格也会根据天然气的用途进行设定，这也给天然气定价带来了另一层复杂性。目前在广东和广西实施的改革就是要制定不受天然气气源影响的计量站最高单一价格，以简化整个定价系统。

由于天然运输和存储两者密不可分，而储存成本目前还不能确定，或有可能单独纳入计算，这很可能产生新的问题，如新的储存设施必须满足季节性变动要求等。目前所有的天然气储存设施是作为管道运输系统的辅助设施进行检查、批准和建造的，这种设施的成本列入在管道系统预算中。目前的机制更倾向于选择已经用于输气设备公司，而且对以后储气设施发展进行补贴的公司将十分有利。考虑到中国目前天然气储存能力相对薄弱，应采用恰当的激励手段充分带动投资。

### 新定价机制改革

最近开展的试点定价改革（框 1）表明定价体系正逐步从成本加成调控方法向净回值计价方法改变，而 IEA 早在 2002 年的报告中已经提议使用这种方法。与此同时，NCRC 改革扩展到上海时，政府和企业对于在上海建立一个依据上海城市供气计量站价格为依据的枢纽中心产生了越来越浓厚的兴趣。

#### 框 1 · 迈向定价改革？

在过去几年中，人们针对定价问题提出了多种建议方案。其中的一个建议是将目前平均 1.15 元 / m<sup>3</sup>（4.8 美元 / 百万英热）的出厂价格提高 1.5 元 / m<sup>3</sup>（6.3 美元 / 百万英热），但是这个建议没有得到进一步实施。2011 年 12 月底，国家发展和改革委员会（NDRC）宣布在广东和广西两省实行定价改革，而这次改革最显著的措施就是将现行以成本加成为主的定价方案改为按净回值方法定价。目前改革只局限于这两个地区。广东是天然气消费大省，消费量超过 100 亿立方米，而广西的消费量相对少很多，其需求量不足 10 亿立方米。广东的天然气来自国内近海天然气、LNG 以及从 2011 年底开始通过西气东输二线从土库曼斯坦运来的天然气以及来自相邻各省的 LNG 贸易进口。

在新的定价系统下，城市供气计量站的价格仅为燃油和液化石油气的 60% 和 40%。这反映了在工业领域和民用领域中天然气的竞争产品分别是燃油和液化石油气，但没有考虑到与煤炭的竞争。这里所提到的价格指的是上海地区的价格（海关数据），这也提出了一个问题，即这次改革何时才能推广到上海市场。这次改革也考虑到了不同能源的发热差异，并给予了 10% 的折扣，以便推进天然气的使用。这种价格体系计划在最初阶段逐年调高天然气价格，然后逐步推进到季度调整。虽然短期内，不会导致天然气价格的上升（目前这两个省的天然气价格已处于全国较高水平），但是预计到初次价格调整时最终会带来价格的提升。此外，行业的垄断活动也应继续受到管制。

这次改革还提出了许多问题：多久以后改革才能推广到其他的地区，多久以后才能实现季度价格调整，调控价格达到多高才能达到预期的供方运输和竞争要求。某些问题可以在 2012 年 7 月公布的方案中找到答案，该方案中提出将改革推广到上海和四川，这两个地方自 2013 年起将从土库曼斯坦进口天然气。

改革的最终目标是开放出厂价格，并推行非传统天然气市场定价机制。这意味着只有国内天然气需求不断增加，改革才能推广到更多地区。除此之外，考虑到净回值方法包括了生产和将天然气运往市场的成本，因此必须为第三方制定运输价格以保障其能获得合理收益。最后，这次改革并未确定终端用户价格水平，但却鼓励通过听证建立上游及下游定价机制。季节性问题与储存成本没有纳入到净回值计算当中，也可以避免本地配气公司因为被迫购买更高价的天然气同时成本提价无法通过而经济受困。广东和广西物价局将对当地销售价格实施调控，同时，探索并建立渐进式天然气价格。

上海石油交易所 (SPEX) 于 2010 年引入了 LNG 贸易。但直到最近，贸易量仍然相对低迷 (冬季每日为 400 吨，夏季每日为 200 吨)。大部分 LNG 来自中国海洋石油公司 (CNOOC) 的上海 LNG 接收站。在 2012 年夏季，SPEX 举办了天然气调峰现货贸易，从 7 月初一直持续到 9 月中旬。其目的是能在夏季高峰期，保证燃气发电厂的天然气供应。这也是公司摆脱昂贵的合约 LNG (不可以另外出售) 的一个机会。有些公司，比如中国石油、CNOOC、申能集团和新疆广汇计划将 1 亿立方米天然气投放到交易平台，而这其中主要是 LNG。这次夏季现货贸易不会对年产量达到 1,000 倍以上的中国天然气市场产生重大影响。根据夏季交易情况，SPEX 可能会决定安排冬季交易。而此次贸易选择在 NDRC 启动试点价格改革后的短短几个月后实行，给市场竞争者提供了交易的机会，这也表明了向市场定价机制转变的意愿。

## 天然气价值链上的投资

投资方面的问题很多，包括确保足够的天然气供应量 (包括国内和进口) 以满足用户需求，建立足够的进口基础设施、运输管道、配气基础设施，及建立满足季节变化要求的储气设施。

据了解，中国虽然制定了 2015 年前在天然气发展的宏伟政策目标，但就如何达到的目标没有明确的计划和战略，至少在拜访专家中没有提及以及还没有发布。该计划应当对需求做出的深入预测，其中包括具体目标，如所连接的用户数量，或要建设的燃气电厂的产能，以及供应气源的构成。制定具体行业政策目标有助于实现以市场为导向的行业发展，确保投资者的投资信心。

### 上游部门

天然气的首选及重要的供应来源来自国内生产。虽然预计的国内供应不可能与需求再保持同步增长 (2011 年的国内生产量达到了 1011.2 亿立方米，需求量大约为 1300 亿立方米)，但国内天然气供应量仍占总供应量的绝大部分。然而，人们广泛议论，未来国内天然气产量还有诸多不确定因素，即便到了 2015 年也是如此。根据现有趋势，到 2015 年，国内天然气产量将达到 1350 亿立方米，但由于价格水平、价格改革、基础设施开发与建设、非常规天然气开发等因素，产量极可能会发生变化。

由于大部分天然气勘探许可证都由中石油、中海油、中石化三大公司掌控，因此三大公司在上游领域形成了寡头垄断优势并占据国内大部分天然气产量。其中中石油 2011 年的天然气产量就占全国总产量的四分之三。一些只握有少数许可证的中小企业相形之下竞争力就比较低，发展空间也很小。由于获取勘探许可证及开展勘探的门槛较低，三大公司通常在持有许可证的同时阻止其它新公司进入，因此，其它公司很少有机会通过让渡获得许可证。事实上，要改变这种情况，就必须修正相关法律。这并不需要复杂的修正程序。对页岩天然气勘探权公开竞标即可实现上游石油和天然气开采的改革。这也意味着必须加强“勘探权收回制度”的实施，拥有勘探权但不满足投资要求或未在规定时间内达到产量的公司应坚决收回。国土资源部（MLR）也开始开展对页岩气探矿权的招标。2012 年初，中国石油和中石化等通过竞标获得了 4 个区块，从而打破了中海油对海上资源的垄断，并为进一步陆上竞标奠定了基础，这其中也包括中国石油和中石化。目前为止，国外或国内小型天然气公司在上游领域的介入是十分有限的，大部分时候也是作为三大寡头公司的合作伙伴或与其进行合资经营。在这种情况下，国际石油公司（IOC）可以选择与小公司合作，在合作中掌握话语权，但由于小公司实力较弱，项目很可能会失败；或者选择与三大公司合作，在合作中没有话语权，但项目却可以顺利进行。然而，外国公司在高技术领域如密致气或非传统天然气领域的投资受到国内广泛欢迎。当前，中海油就与外国公司签订了油气开发合同（或产品分享合同），授予其海上独家勘探权。其陆地勘探大部分通过与中石油和中石化合作进行。

尽管目前已生产大量的致密气（约占总天然气产量的 20%），但中国非传统天然气仍属于一个尚未探索的领域。2015 年煤层气预计产量至今仍存在广泛争议，从 100 亿立方米到 300 亿立方米不等。中国没有从法律层面把煤层气（CBM）和煤矿瓦斯（CMM）区分开来，同时，从技术层面，CBM 是从地面井开采的，而 CMM 是从地下开采的。在十一五期间煤层气未达到目标产量（目标为利用量达 100 亿立方米立方米，实际利用量仅为 36 亿立方米，其中地表煤层气抽采量为 20 亿立方米，<sup>2</sup> 瓦斯抽采量为 70 亿立方米）。这主要是矿产权重叠的问题，煤炭生产商和天然气公司发生冲突，主要是因为一方面，享有煤炭开发权的企业由当地政府的支持，另一方面，中央企业自己的区块内也同时享有 CBM 的勘探开发权。每一方只看到自己个人的利益，于是与重叠方发生冲突。此外，煤层气生产公司以及缺乏管道准入权、相关经验、知识及技术，目前，煤层气目前主要由煤炭生产商、中石油和中联煤生产。尽管目前煤层气在返利、税收、保险费方面享有各种优惠待遇并且公司也掌握了更多生产方面的知识，煤层气生产商仍然面临诸多问题，如建立新管道基础设施将大量煤层气运至沿海市场，促进煤层气在采煤区域的使用，完善煤层气资源管理体制如减少煤矿温室气体，坚决实施矿场安全标准以获得更高质量的煤层气等。即使 2011 年就进行了第一次招标开采，2015 年页岩气产量也不会太大。同时，页岩气也会面临相同的管道接入问题，最佳页岩气源探寻问题以及生产新资源的技术挑战问题。煤层气发展都远远达不到目标要求，页岩气也很可能会发生类似情况。

<sup>2</sup> 煤矿中提取的天然气预计为 70 亿立方米



## 框 2 · 中国页岩气首轮招标

据称，中国页岩气资源丰富，据国土资源部评估，中国页岩气资源量约 25 万亿立方米。这不但引起了希望实现十二五规划的天然气发展目标的中央政府、希望看到地方经济发展的地方政府的兴趣，还引起了中国和外国石油和天然气公司的兴趣。2010 年初，中国首次采用了使用水力压裂法，一年以后又在四川首次钻探。近年来，在政府计划的推动下，页岩天然气开采活动与日俱增，并且计划对资源量进行评估。其中 2012 年即将完成的试点项目有望为实施进一步开采提供信息。自 2012 年初起，中国公司已钻探了大约 20 个页岩天然气井（IEA, 2012b）。FYP 设定的宏伟目标是 2015 年页岩天然气的产量达到 6.5 亿立方米。

2011 年 6 月，国土资源部对四川的四个区块进行了首轮招标，其中有 6 家国营企业获准参加，但是只有中国石油化工和河南省煤层气开发与使用公司中标，各获得一处资源的开发许可，因为只有两个报价符合要求。尽管中国公司目前在此领域欠缺专门技术，但是此次招标排除了外国公司，然而外国公司有权成立合资企业，并向参与页岩天然气开采和生产的中国公司提供技术服务。

公司必须满足各种条件，比如在半年内开始开采工作、三年内投入生产，以及提交公司的工程计划。从现有石油和天然气资源转化的页岩天然气开采地将不适用此系统，但在未来可能发生变化。第二轮的招标条件可能会更加苛刻。

2012 年中期，第二轮招标虽被推迟但已在孕育中，不同于前一轮，这次招标也向私营公司和地方政府支持的公司敞开。毫无疑问，国土资源部必须考虑意图参与竞拍的地方政府的利益。地方政府手握开发地点的土地权，并从土地销售中获得收入。另外，它们也希望当地生产的页岩天然气就地消化，而不是出口到沿海市场。最后，外国公司如何与中标方就页岩天然气许可的发展进行合作仍然悬而未决。

### 发展中的进口基础设施

建设足够的进口基础设施对于缓解国内天然气的极大需求是十分必须的。自 2012 年初起，中国就通过各种渠道进口液化天然气，并从土库曼斯坦进口管道天然气。2012 年初，液化天然气进口量为 290 亿立方米，此外另一容量高达 230 亿立方米的进口基础设施也在建设中。（图表 2）这意味着至 2015 年，中国最多可进口 500 亿立方米液化天然气，而且在建的液化天然气终站一旦成功建成，进口量将更大。这完全有可能，因为通常情况下，液化天然气终站的建设时间都为三年。

据中石油 2011 年 8 月份发布的新闻报告可知，到 2012 年末，从土库曼斯坦起的中亚天然气管道年运输容量为 300 亿立方米，到 2015 年，将增加至 550–600 亿立方米。要达到这个容量，必须将目前在建的、预计 2013 年投入使用的 120 亿立方米缅甸到中国管道考虑进去。据报道，中国和土库曼斯坦在向中国供应的天然气贸易上达成了初步一致，计划每年输气 650 亿立方米。但这次贸易的具体日期没有正式提及，并且要实现这个目标还有相当多的技术难题和其他挑战。Bagtyyarlyk 气田中国—土库曼斯坦生产分成协议的预期气量是 170 亿立方米/年，土库曼斯坦还将其他气田供应 130 亿立方米/年天然气。这留出了 250—300 亿立方米天然气来填充中亚天然气管道，其来源可能为土库曼斯坦的其他天然气田，或来自乌兹别克斯坦和



哈萨克斯坦。土库曼斯坦仍然向俄罗斯和伊朗输出天然气，尽管对俄罗斯的出口已减少很多（自从开始向中国输出天然气）。这也要求土库曼斯坦必须有管道连接现有和新的气田以及修建新的加工工厂。另外，由于在缅甸尚未找到足够经确认的天然气供应源，所以缅甸管道是否能满负载或者说该管道能负载到何种程度还存在疑问。大多数受访者对缅甸天然气供应持保守态度（到2015年达到40亿立方米）。

表2· 现有和在建的 LNG 进口接收站

	亿立方米/年	日期	公司
大鹏	90	2006	CNOOC 33%，BP 30%
福建	70	2008	CNOOC 60%，福建电信联合会与投资公司 40%
上海	41	2009	CNOOC 45%，上海申能集团 55%
辽宁	41	2011	昆仑 75%，大连港 20%，大连工程投资 5%
江苏	48	2011	昆仑 55%，太平洋石油和天然气 35%，江苏国信投资 10%
浙江	41	2013	CNOOC 51%，浙江能源公司 29%，宁波电力 20%
珠海	48	2013	CNOOC 25%，广东电力 35%，及其它
粤东	27	2013	CNOOC
河北	48	2014	中国石油 51%，北京控股公司 29%，河北工程投资公司 20%
山东	41	2013	Sinopec，华能集团
杨浦	27	2015	CNOOC 65%，海南开发控股 35%

来源：国际能源署

这也就是说，尽管理论上而言，基于当前的基础设施，中国到2015年有大约1200亿立方米天然气的进口能力，但进口量最多只能达到900亿立方米左右，其中中亚400亿立方米，缅甸50亿立方米，还有450亿立方米的液化天然气。因此，要满足2600亿立方米的需求，国内天然气产量就必须达到1700亿立方米。中国大部分利益相关方认为，中国需求量预计为2300亿立方米，那么国内天然气产量就需达到1400亿立方米。官方确定煤层气目标产量为200亿立方米，合成天然气为300亿立方米，页岩气为65亿立方米。那国内天然气产量在四年内就要增长700亿立方米，这是极具挑战性的，尤其是在不实行出厂价改革的情况下。

如前所述，价格改革从2011年年末开始实行，即使在2015年前可以推广至全国，也很难确定它是否能在之前引进新型绿色生产方式并对生产产生影响。由于当前国内产量为1400亿立方米，增长率为6-7%每年，需求量为2300亿立方米，要达到“十二五”规划目标，必须加大投资。

石油天然气巨头（如中石油）是少数几个对（地下）储气设施进行了投资的公司。城市天然气公司由于缺乏资金，只建立了储气罐、液化天然气站等储气设施。中石油计划在“十二五”规划期间，投资700-800亿元建设储气设施。然而，《天然气基础设施建设和操作管制条例》征求意见稿规定“天然气销售商必须独立建造储气设施或委托相关企业储气，且为应对季节性用气高峰，天然气储存保有量不得少于合同年销售量的15%”。

最后，由于新的进口基础设施必须经国家发改委审批，且必须保证稳定的供应量，液化天然气或管道天然气进口合同也必须经国家发改委审批，合同协商或基础设施建设将很可能会延迟。

## 发展中的中游基础设施

### 管道管网

目前，运输基础设施的开发远远不能满足天然气消费高需求及需求的急速增长。实际上，截至 2011 年底，中国天然气运输管道总长约为 50000km，其中 36116km 为中石油建造（CNPC，2012）。天然气运输管网扩展迅速，2010—2011 年期间，中国石油的管网增加了 3,280km 以上，但管网长度相对于年需求量仍然很有限。相形之下，德国截至 2009 年底的天然气运输高压管道总长为 117000km，但它国土面积仅为中国的 4%，天然气消耗量也比中国少很多（2010 年为 970 亿立方米）。美国管道总长约为 500000km，其中 70% 为州际管道（如果把阿拉斯加纳入美国国土，中国与美国面积大概相等），但美国天然气消耗量很大，接近 7000 亿立方米。不论怎么说，中国基础设施网络要达到德国或美国的水平还有很长的一段路要走。即使中石油在接下来的五年里完成了其 40000km 管道线路的建设目标，中国管道总长还是比德国少，特别是中国的天然气需求量还是德国的 2.5 倍。

此外，大部分管道网络（80%）也归中石油所有。为了满足大量的天然气需求，必须快速发展天然气运输网络建设，不仅要建设进口地与消费中心之间的运输网络，还要建设各个地区之间的运输网络以加强天然气供应安全，发展区域内贸易。此外，如果中国想要提高住宅和商业用户的天然气使用率的话，还必须大力发展分销网络。

同时，也应加大建设长途煤层气运输基础设施，以将煤层气和页岩气运输至沿海地。除此之外，随着在勘探和开发更加趋向于市场化，新的天然气生产区可能不断涌现，这就需要与需求中心通过管网连接。

### 储存

中国现今储气能力非常小（据国际天然气信息中心数据显示仅为 19 亿立方米），而民用和商业用天然气需求量又大约占总需求量的三分之一（预计 2011 年为 400 亿立方米）。相对而言，世界经济合作与发展组织中各欧洲国家尽管高度依赖进口同时民用和商业用天然气需求量占总需求量的比例也较高，但其储气能力却能达到全年天然气需求量的 20%。若中国也要达到 20%，那就将是 500 亿立方米的储气能力。不过由于中国天然气供应量中有一半为国内生产，那对储气能力的要求也可适当降低。但是，由于中国地域辽阔，天然气生产地又离高需求中心较远，不能满足沿海地区每日需求量的巨大变化，中国应考虑在需求中心附近建设地下储气设施，液化天然气储气设施和管道储气设施。

中石油计划在“十二五”规划期间，投资 700–800 亿元建设储气设施。根据“十二五”规划，天然气公司都有义务建设储气设施。但由于储气设施投资不包含在成本中，也就不能获得补贴，如果小公司对其投资，可以设想要多久能从其它方面中获得利润弥补投资损失呢？另外，由于相关法律在地方的实施还未彻底到位，以市场为导向的供应安全机制并不完善。公司们并不关注天然气储存。战略储存的问题也经常被人们提起，特别是承担成本一方经常提议应把战略储存模式应用到中国天然气市场。

供气安全属于政治责任。即使要花高价购买天然气也不能使大城市断气。（例如，上海的液化天然气价格就很高）。从这一点来说，中国天然气并不市场化——中国政府无论如何都会保证北京的天然气供应，即使需要以关闭大量工厂为代价也在所不辞。

## 规划和协调

国家发展和改革委员会、国家财政部、国家住房和城乡建设部、国家能源局联合发布的文件，如《关于发展天然气分布式能源的指导意见》和《煤层气开发利用“十二五”规划》《天然气“十二五”规划》，《2011-2015年页岩气发展规划》等确定了国家天然气有关目标。其它文件，如《天然气基础设施建设、运营、管理条例》尚未发布。尽管总的框架和目标都确定了，但仍有一个关键问题存在，那就是如何协调国家机构和主要大公司的关系。国家能源局负责规划跨省管道，年运输能力超20亿立方米每年的管道、液化天然气进口终站及储气设施等基础设施。各省、自治区、直辖市在中央政府的指导下规划其它基础设施，并将情况上报国家能源局。综合性公司可根据商业利益自行决定是否对基础设施投资。国家发布的文件确实确定了一些目标（如2010年煤层气产量为100亿立方米），但这些文件约束力都不强（除非非常必要），没达到目标也不会进行任何处罚。

2010年6月新颁布的《中华人民共和国石油天然气管道保护法》将使立法与执法更加贯彻一致。该法规定“国家能源局必须根据国民经济需求及社会发展，与国务院及中央直属省、自治区、直辖市协商组织制定国家管道发展规划；管道公司必须根据国家管道发展计划制定管道建设规划，并将制定的管道建设规划提交给有管道建设计划的乡级以上的市、镇人民政府计划主管部门；市、镇人民政府计划主管部门必须将符合要求的管道建设规划应用至城市和城镇地方规划中。”

每个公司都应提交其天然气基础设施建设规划至国家发改委，然后国家发改委对规划进行整合、评价并发布国家总体规划，相关单位必须贯彻实施。建设运输和分销基础设施时，管道建设单位必须将材料提交国家发改委审核。

## 市场结构

中国天然气市场最大的特点就是天然气价值链各个环节都由三大公司寡头占据、垄断。

上游天然气市场，包括进口权利和设施，由三个在上游石油市场占有统治地位的大公司——中国海油、中国石油天然气集团公司和中国石油化工（CNOOC、CNPC和Sinopec）控制。

陕西延长石油（集团）有限责任公司是除三大公司外唯一一家拥有石油和天然气勘探开发资质的油气企业。由于国产天然气价格偏低，天然气勘探与生产的动机并不强，特别是非伴生气或技术难度更高的密致气、煤层气（页岩气）的勘探与生产。

因此，几乎很少来自小企业或新进企业的竞争。许多没有石油和天然气勘探开发资质的企业，如中化集团、中信集团下属中集资源控股有限公司、振华石油等，只能选择参加国土资源部的对外招标、参与有勘探开发资质的公司的成组传输，与四家企业合作或收购外国具备勘探开发资质的企业。若这些公司不能通过转让获得现有勘探许可证，它们只能选择勘探开发常规天然气残气及一些非常规天然气。这些仅需要一些专业技术知识可以开采。从短期来看，截至2015年底，非常规天然气中大部分将为煤层气，尽管目前由于缺乏相关技术和开采权利，生产量还很低。页岩气在国内天然气产量中所占比重也不会太大，因为在开发前还需对储备进行初步评价，这也需要一定的时间。最近，新疆广汇和其他几个公司已积极涌入上游产业。比如，受当地政府部门的支持，河南煤层气获得了页岩气许可证。更多的合资公司和当地能源公司将进入上游市场。

中游领域（管道输气和存储领域）可以看做是三大公司勘探、进口、销售天然气所附带产生的领域，因为管道大多是三大公司根据其天然气生产、进口及销售策略建造的。西气东输管道和普光-上海天然气管道就是最好的例子。在这一领域，如天然气生产，中石油稳稳占据主导位置，即使是中石化也远远不及。其它各方也都很难有机会利用天然气管道网络或液化天然气进口设施，即使可以使用，也是经过了双边谈判才达到协议的。

除了这三大国家石油公司，可以进口天然气的私营企业几乎寥寥无几。但在 2006 年三大公司在天然气进出口领域的三国鼎立的格局被打破了，民营企业新奥能源一跃成为第四家具备天然气进出口权利的公司。但新奥能源并没有建设任何天然气接收基础设施，这样在缺乏第三方介入的情况下，其天然气进出口权也并不完整。

在下游领域，存在着大量所有制结构各不相同的国内天然气供应商。一些是私营企业，如新奥能源、中国天然气等，一些则隶属地方政府管辖。由于很难接近气源，这些天然气分销商一般是从城市门站这个环节开始进入市场的。目前，三大公司正在努力占据更多国内天然气分销市场份额，因为随着天然气零售价格的预期上涨，未来天然气销售的收益将是巨大的。但想要成功也不是那么容易的，因为地方分销公司已经在各地区有了雄厚的根基，并得到地方政府的支持。因此，分销公司就不得不面对天然气零售市场压低的终端用户价和来自三大公司的新的竞争。进入零售市场后，三大公司即可完成其整个天然气利益链所有环节的垂直整合，强有力地影响市场支配力、垄断定价、创新、服务质量及天然气供应安全水平。

其中，公司将被垂直整合在一起，管道、液化天然气及储气单元方面的业务也不会与销售和生产相剥离。因为三大公司顾虑如果将这些业务分开，其对基础设施的投资就不得不减少。OECD 国家的成员企业在自由化进程开展以前的有类似情况。

## 监督管理

由于监管是中国天然气市场面临的两个关键问题之一，明确监管机构的职责是非常重要的。例如，对管网基础设施和最易受垄断行为影响的天然气价值链部分的监管就是机构管理混乱的薄弱环节。

监管出现的主要问题就是在基础设施方面，小型公司或者海外企业无法获得准入的权利和准入权利优先。其次，输送基础设施的准入限制可能是最大障碍，原因是，这实际上阻止或限制了任何上游竞争及向终端用户或天然气配送公司输送液化天然气或管道天然气的新供应商的进入。

## 监管主体

现阶段，中国没有独立的天然气监管机构，中央和地方有一定的权利，同时监管权利分散在不同的政府部门和机构之间。其中一个可行的办法就是通过立法确定监管这的权责以及基础设施准入的监管框架。此法律可以构建天然气市场结构，所有参与者提供一个合理的公平竞争环境，从而确保私有投资者的信心。将有助于避免整个天然气价值链的渐进结构整合，因此，强化供应保障的同时，通过市场竞争保证获得最高的成本效益。越早进行这些结构变化，市场垄断水平越低，由垄断价格和次佳系统架构造成的相关福利损失也越少，并且政府更容易实现此项改革。

当然，以上方法并非唯一可行的方式。倘若决策者认为解决天然气供给问题是一项最紧急的任务，那么，首先关注上游自由化（包括定价）以加强气源的开发，随后开始着手管网准入问题，



条件是生产公司能够开发管道，将天然气输送至需求中心。但是，这种替代法将可能与其他政策目标冲突，比如鼓励更多参与者投资能源部门，从而尽可能开发更广泛的资源，并鼓励带动效率和降低成本之间的必要竞争。

独立监管机构拥有强大的实权，不仅能够促进公平高效的管道准入机制，还可以对抗当前政府和国有石油公司建立的根深蒂固的利害关系。要做到这一点不仅要求监管机构负责上游和下游的管控，还要求有众多不同的实体负责上游石油和天然气活动及电力和天然气市场。

另外还缺乏监管的实际情况，尤其是准予批准建造新管道、允许准入现有管道管网、液化天然气基础设施和存储设备的环节。许多工业观察者怀疑，我们可以成立权利足够强大的监管机构，各个部门愿意放弃其权利吗？同时，政府存在等级制度问题；比如，这个实体是否适合？其权利属于哪个等级？

### 准入监管和基础设施规划

中国政府目前未对管道管网准入进行管制。目前，政府没有对第三方设立任何收费（除已有的管道收费外），没有对管道的使用规定任何限定条件，也没有出台任何运输管道使用相关条例。这使得没有基础设施的公司只能将其天然气卖给有管道的公司，或尝试卖给本地消费者。然而，并没有任何一个外国公司或中国公司从中国边境将进口的天然气销售到中国市场的先例（三大公司除外），因此对于外国公司来说，要实现本地销售似乎是不太可能的。

由于管道网络本身具有垄断性质，市场竞争者之间实现了次优级协调，还因经济状况良好可获得较多投资激励（高内部收益率和短折旧年限），如果能获得新的主要管道建设项目的建设权的话，利润将是巨大的。加大管道网络建设虽然将极大促进生产发展，但也可引起城市门站竞争加剧，各网络之间连接环节的缺失，使天然气供应存在安全隐患。更好的协调方法是在可能需要和必要的地方大力发展连接各个网络的运输网络基础设施，这样不仅可以丰富天然气气源种类还可以增强天然气供应安全。此外还有一个战略性协调方法，那就是建设低成本、综合性的运输网络基础设施系统。中央协调机构及其批准权的获得将使计划失败的可能性降到最低，但可能会导致管道输气能力及系统建设成本过高。此方法的好处是必须权衡以下可能性：依据冗长程序延迟需要的基础设施建设或实施其他导致市场参与方成本巨大的决策。此协调者必须负责确定多少产能才算足够，并承担决策失误产生的潜在经济后果。

在液化天然气方面，如果一家公司出现特殊短缺情况的话，另一家公司可以运输液化天然气支援它，但通常都不会给第三方。鉴于液化天然气可以实现点对点供应，如果能使用液化终端的话，就可以增加供应量了。也就是说，有权使用液化天然气终端的公司也会要求使用管道，因此，液化天然气的注意事项与管道及其自身在市场上的竞争力息息相关。在许多欧洲国家，液化天然气终端的使用是受限制的。在美国，Hackberry 决议允许液化天然气接收站在不允许第三方准入的情况下保留私有财产。

在储气方面，现在并没有监控储气设施使用的法律。但《天然气基础设施建设和操作管制条例》草案中有规定储气设施运营商必须保证所有合格的天然气顾客都可公平使用储气设施，且不得提出任何无理要求。国务院物价主管部门没有确定储气方面的价格，具体价格依储气设施运营商签订的储气服务合同而定。



## 3. 天然气市场化自由化：目标和主要方面

### 关键信息

• OECD 推进市场化自由化的目的在于适当地由市场决定天然气的价格以及保障天然气的可靠供应。OECD 国家现处于不同的自由化阶段，美国和英国当属领跑者。

• 天然气的政策架构应当向市场投资者和参与者发出明确的信号。天然气行业的发展目标是国家能源部门发展目标的一个组成部分，所以可以通过制定天然气相关法律实现中国天然气发展目标。法律被视为自然垄断的基础设施，该部分应当受到监管。

• 北美和欧洲国家通常是建立一个监管机构来管控天然气市场自然垄断部分的准入和费用问题，避免市场权利的滥用。这些监管机构通常同时监管电力和天然气两个市场。如果国内生产量较大，可以单独设立一个机构来管控石油和天然气上游方面的问题。

• 设定合适的管网收费对于促进竞争和管网投资至关重要。OECD 的经历得出了两种主要方法：成本加成监管和激励型监管。另外，成本调控能够限制获批项目的收益，避免交叉补贴，同时还能阻止市场权利的滥用。

• 市场发现价格是市场化自由化的一个重要方面。目前存在八种不同的定价机制，在 OECD 市场中，油价挂钩和气对气竞争（或现货价格）占主导。因而中国将逐步从价格管制向这些定价机制中的一个或两者倾斜发展，两者都反映出了市场定价。

### 天然气市场化自由化及需要监管的作用

推进天然气市场化自由化的主要目的是适当地由市场决定从供应商交付到用户手中的天然气价格以及保障天然气的可靠供应。自由化市场国家的经济理论和经验表明：若要推进自由化进程就要开放整个天然气行业，包括上游部门的许可和勘探以及面向终端客户的交易和运输。

市场开放确保天然气供应公司之间存在合理竞争，如有必要，还会提升之前已存在的垄断供应结构。欧洲天然气和电力行业是围绕控制了天然气价值链所有环节、占主导地位的公有或私有公司的垄断和部门监管建立起来的。比如法国、意大利和许多中欧国家的天然气成员企业最初属于国有企业；同时，德国天然气行业的大部分是私营企业，荷兰执行的是 50% 对 50% 的公私合作关系。德国和荷兰的天然气行业是欧洲的中心。在国际能源署成员国中，美国和加拿大最先于 20 世纪 70 年代末开放天然气市场，时隔多年，一些欧洲 IEA 成员国才于 20 世纪 90 年代加入了自由化行列，值得注意的是这些国家均属于欧盟。相比之下，土耳其、日本和韩国的自由化进程仍处于早期阶段。欧盟作为一个地区整体，是目前为止最后转向市场开放和竞争的国际能源署区域。

开放市场可以阻止垄断行为，最典型的例子是：在自由竞争情况下，生产较少的产品，并以较高的价格出售，谋取利润的最大化。开放市场常常展现的是以市场为导向的价格，最大限度地利用现有产能，促进基础设施有效地、按比例地增加。目前垄断市场的无能通常被称为“无谓损失”。

在供给方（勘探、生产及进口）只存在一个或少数几个主导市场参与者的封闭市场中，市场开放的初期阶段不一定能直接引入高水平的竞争，因为新的市场参与者需要对基础市场架构树立信心，需要一定的时间建立自己的业务，并且需要时间从之前的市场参与者（成员企业）手中抢夺市场份额。整个天然气价值链上的市场开放是必要的：如果没有获得输送管道的监管准入权限，拥有进口产能（液化天然气或管道）的准入权限，或者拥有许可证的所有权，即使有权进行天然气生产也无很大的用处。可能存在某些特殊的机制，比如稍后在生产章节中谈到的荷兰小规模气田政策，通过这项政策，公有/私有 50:50 对分的公司 Gasunie 可以确保小型荷兰天然气生产商从小规模气田采购天然气。

经验表明，开放的天然气市场不会自动形成，而需要政策的推动和稳定透明的政策架构的建立，唯有在此条件下市场才能转型。任何天然气市场的自由化进程很大程度上主要由政府首先推动，然后由指定的监管机构推进。同时，所有涉足天然气市场的参与者都将受影响，包括：

- 天然气外部供应商，比如国际石油公司（壳牌公司、埃克森美孚国际公司、道达尔公司、挪威国家石油公司）和国家石油公司（俄罗斯天然气公司、卡塔尔石油公司）；
- 上游生产商，不同于纵向国有公司；
- 占据部分天然气价值链的纵向一体化公司；
- 可能还包括作为天然气主要消费者的电力部门。

事实证明电力部门是天然气需求的主要驱动力之一，并且电力市场如果不进行自由化就会影响天然气消耗量的发展，因此，电力和天然气市场自由化的相互依赖是一个非常重要的问题。各地区自由化相互依赖的经历也迥然不同；在欧盟国家，电力市场自由化通常比天然气市场领先一步；而在美国，电力部门的自由化进程在不同的州处于不同的发展阶段。

根据市场情况，尤其是各个国家的（私营）公司在投资和参与过程中的一般经历，以及成员企业的主导地位，市场的发展、进口依赖性和市场转型可能是一个漫长的过程，结果也不具有可比性。

尽管各个天然气市场的基础不同，但是，国际能源署成员国中的大部分天然气开放市场具有一些共有的特征。

- 天然气市场的总体政策架构；
- 建立一个或多个独立、可靠的市场监管机构；<sup>3</sup>
- 认识在天然气市场价值链中由于存在竞争而出现自然垄断（尤其是天然气输送或分配管道）是毋庸置疑的；
- 可以获取透明的信息，垄断基础设施运营者及时平等地向所有市场参与者提供信息。

<sup>3</sup> 在许多国际能源署国家，下游天然气和电力市场仅设立一个监管机构。国内生产量较大的国家同时设立一个下游监管机构，负责监督石油和天然气生产。

随着政策架构的改变，基准不复存在，市场自由化带来的经济效益难以量化。但是，我们可以对天然气市场的开放程度进行概括。一般而言，推行市场自由化和监管<sup>4</sup>的成本应低于因无谓损失减少而带来的收益。在规模较小的市场，大家可能认为推行自由化市场的成本极其昂贵。但是，在规模较大和/或增长明显的市场，推行自由化能够实现净经济收益。但是，没有一个国家能够完全不受外部情况的影响，特别是2005年以来价格快速上扬的全球矿物燃料市场。鉴于此，自由化实施以后，市场价格甚至可能上升，并且有必要把自由化收益和因天然气采购成本引起的价格上涨分开。自由化市场通常会考虑商品的成本上涨，如果加上这些成本，商品在天然气市场仍具竞争力，则这些成本转嫁至终端用户。这也为上游市场的发展提供了动力。

### 天然气市场价值链

天然气价值链以勘探为起点，以交付至最终客户为终点。生产、集气、运输、配送和存储都是天然气价值链的关键构成部分。石油和天然气的勘探和生产阶段通常相同。天然气通过三种不同类型的管道输送至最终客户：集气、运输和输送系统。集气系统由小口径管道组成，负责向处理厂输送未精制的天然气。实际上，天然气流通至市场之前要进行加工处理，因为它包含各种化合物和气体，如乙烷、丙烷、丁烷和石油、二氧化硫等，必须去除（天然气，2011）。

存储设备具有若干种形式，比如产能介于一亿立方米至数十亿立方米的地下储气库，和产能达到数亿立方米的液化天然气调峰设备。设在液化天然气接收站的液化天然气储气库也能提供存储服务（尤其是不存在适于建造地下储气库所需的地理结构时），这种情况在日本、韩国和西班牙尤为明显。储气库具有不同的用途，它不仅能够帮助满足季节性和日常调峰需求（尤其在供应中断的情况下），同时能够支持供应链上的输送和生产环节。如果生产的天然气大于需求，可以将天然气存储起来。存储可以看作是输送和分配之间的一个缓冲环节。

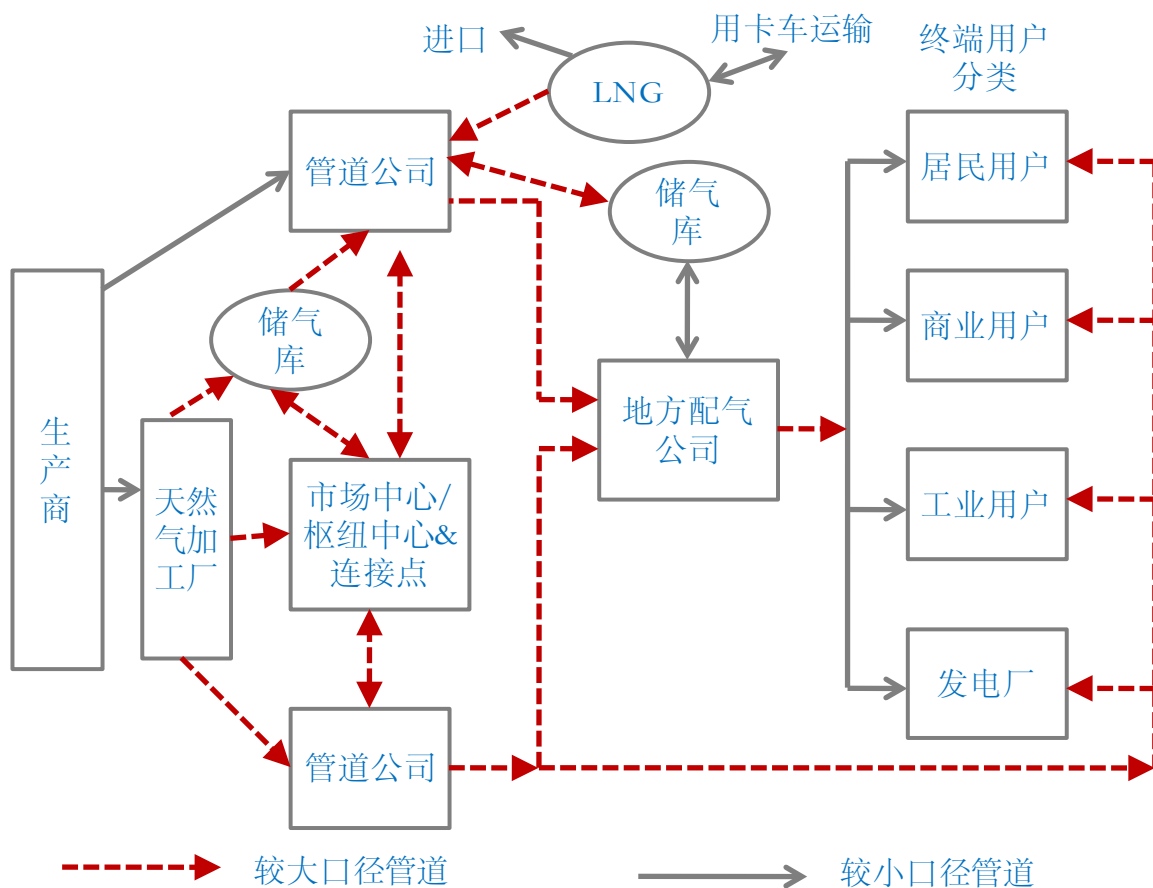
终端用户一般分为两类：

- 与传输管网（高压大口径管道）直接相连的用户，通常是电力发电机构和大型工业或商业用户；
- 与配电管网（压力大约为4bar的较小口径管道）相连的用户。由于与商业和工业用户的规模和需求不同，所以多通过较小口径管道和当地配送公司为居民用户供应天然气。

图1以美国为例说明天然气价值链中的不同参与方。

<sup>4</sup> 这些费用主要与监管机构和公司的专业人员（工程师、律师、会计和经济学者）相关，也与新市场参与者（比如贸易商和市场辅助商等）相关。

图 1 · 美国天然气价值链



来源：美国能源信息署，2012 年

但是，不同市场的天然气价值链大不相同。实际上，有些国家并不在国内生产天然气，而必须通过管道或液化天然气接收站进口天然气。有些国家则通过管道或液化天然气接收站出口天然气。在中国，2011 年国内的天然气生产量大约仅占总需求量的 75%，其余通过管道和液化天然气接收站进口。在过去三年间，供需之间的差距越来越大。

天然气市场自由化也见证了新参与者的涌现，紧接着纵向一体化参与者逐渐解散，其中包括：

- 批发供应商—从生产商或从沿边境输送天然气的边境公司购买天然气，然后销往零售供应商；
- 零售供应商—主要从批发供应商购买天然气，然后销给客户；
- 贸易商—在批发市场购买和销售天然气，并非一定与公共天然气运输者或客户直接交易；
- 运货商—拥有协议产能，向当地配送公司或向终端用户输送天然气（许多公司拥有供应商和运货商许可证）；

- 输送系统运营商（TSO）—主要是运营输送管道；
- 液化天然气运营机构—运营液化天然气进口设施；
- 存储系统运营机构（SSO）—运营存储设施；
- 完全分离的系统中的配送系统运营机构（DSO）—运营当地配送系统，作为独立公司运用当地管道网竞争与零售供应商。

Page | 34

### 开放和竞争天然气市场的主要原则

撇开具体国家的具体天然气市场结构不谈，我们可以从国际能源署成员国的所有开放天然气市场中发现几个关键事项，它们包括政策架构、自然垄断确认、融入市场的方式、监管机构和价格发现。

#### 政策架构

天然气的政策架构必须为市场投资者和参与者提供可靠的基础。在这方面，大多数国际能源署成员国制定了天然气相关法律，这些法律通常构成了属于国家能源部门的一个组成部分天然气行业的发展目标。法律通常决定了哪些被视为自然垄断的基础设施部分，它也将受到监管。

法律规定了监管机构必须履行的任务和监管机构可以实施的强制执行力。在某些情况下，法律还会规定纵向一体化市场参与者的分离程度，管网和公司其他部分可以实现从账目分离至完全（所有权）分离之间的各种分离程度。关于分离制度的政策架构将对监管能力和第三方准入（TPA）监管产生影响。纵向一体化公司要求强力监管第三方准入、完全分离管网运营商的本质目的是最大限度地使用产能，与管网用户不同。这可以减少必要的监管。

天然气法律通常规定了受监管公司和其他市场参与者（比如天然气贸易商和供应商）的权利和职责，同时确定了供应保障的要求。法律明确了不同实体在为客户持续供应天然气的过程中应当承担的职责，甚至包括某些异常情况，例如供应中断、长期高峰需求或供应商破产等。

#### 自然垄断

自然垄断的最佳描述是“单独一个公司能够以低于两个或多个公司提供的单位成本供应市场的一种市场形势”。天然气管道基础设施通常是自然垄断的典型例子，其结构成本相对较高。由于基础设施的资本密集度很高，所以小批量的天然气运送成本较高，但每额外多输送一立方米的天然气，基础设施的平均使用成本就会降低。这种情况下，大量公司成立会导致固定设备重复安装，价格不菲，因此并未出现争相建造基础设施的情况。就天然气市场而言，这种自然垄断体现在传输和配送管道方面。

这一领域的储气库和液化天然气进口接收站更加有争议。原则上，可以避免修建产能过剩的液化天然气接收站进口或储气库，尤其是当成本受到调控并被转移给最终天然气用户时。但是，获得液化天然气供应权限的新市场参与者都希望建造自己的进口接收站项目，用于供应自己的发电厂，抢夺其他区域成员企业的市场份额。因此，增加可替代供应源能加剧竞争，并开发欠



发达地区的天然气需求，但仅限于基础设施的液化天然气接收站运营商对此不感兴趣。西班牙很大一部分的自由化进程是在新参与者（电力公司和 IOC）建造液化天然气接收站的支持背景下完成的，尽管 TSO Enagas 已完全分离。同样的道理还适用于储气库项目，而且根据特征和目的的不同，它的差别很大，比如是否需要满足季节或高峰需求。后面我们将看到，北美和欧洲天然气市场上的受监管（或未受监管的）液化天然气进口接收站和储气库之间的巨大差异。

多数情况下，自然垄断基础设施仅是一个公司的分支，通过自己生产或进口，该公司拥有自有商品的所有权，有时候还拥有触及最终零售客户的分销所有权。在未对准入（费用和条件）和透明度进行监管的情况下，纵向一体化公司在市场上拥有一席之地，可以自由协商关于其基础设施的准入权。这确保其拥有与其他天然气供应商竞争的市场权利。如果没有合适的框架，强大的纵向一体化公司就有动机滥用市场权利，阻止第三方的竞争压力。

图 2 · 天然气市场中的垂直一体化公司业务

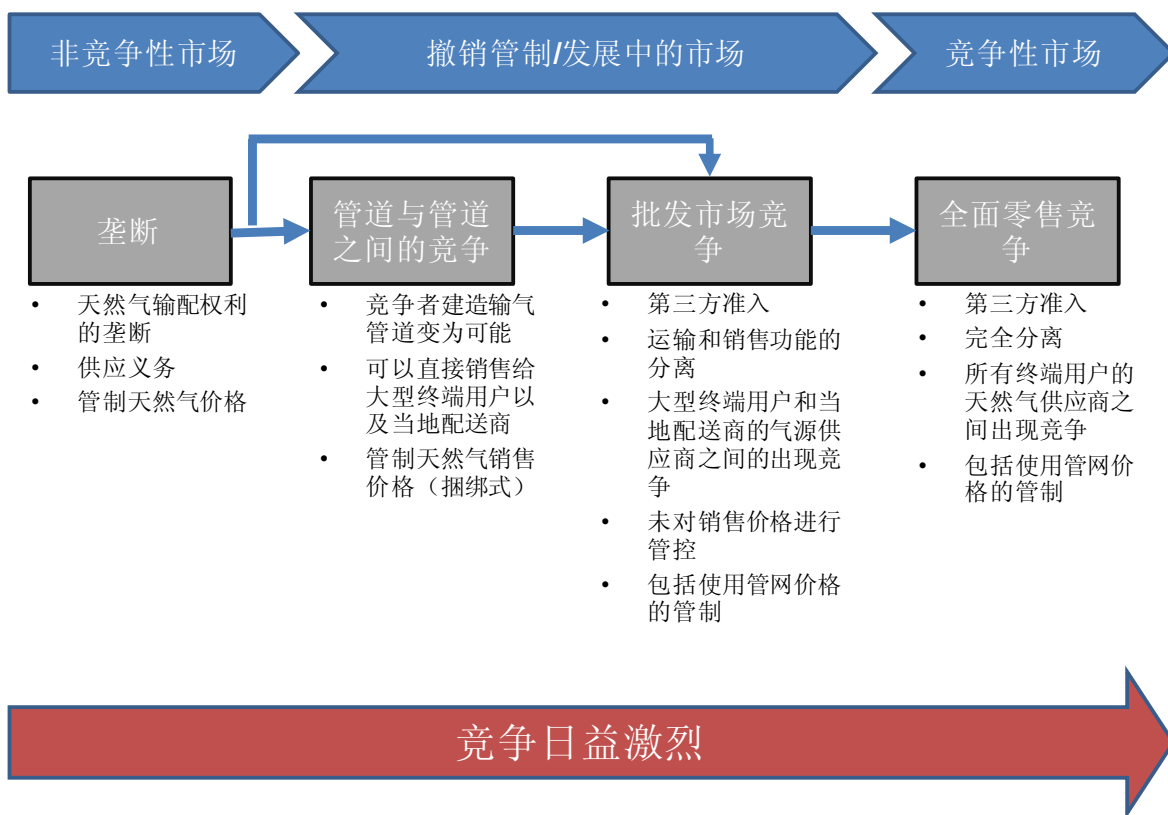


市场可以决定在何时何地压制竞争，而开放市场通常能够提供降价或至少缓解与外部因素相关的价格增长的经济效益。没有证据表明，竞争激烈的市场在竞争环境下无法进行发展或不能保障供应。目前的北美天然气市场“压力重重”，但非常规天然气生产蓬勃发展，这就是一个范例，告诉我们如何对这些资源进行开发并建立新的基础设施，以便将天然气输送给终端客户。然而，美国也不能从私人投资者的无效投资决策中幸免，比如液化天然气进口量的过度累积——当前只使用了进口总量的 5%，而世界平均用量为 37.5%（IEA，2012）。但是，这个例子要指出的重点是，这些投资者损失了资金，而成本并没有分摊给天然气用户。与北美相比较，欧洲天然气市场目前正向开放市场转型，英国市场在几个方面处于领跑者的地位。我们将在下文继续探讨这两个市场自由化的经验，尤其是他们处理天然气价值链某些部分的方式。

### 不同的竞争模式

由解除监管 / 发展中市场环境向自由化发展期间，国际能源署确定了两种可以替代垄断市场结构的模式。它们是“管道到管道竞争”模式和“强制第三方准入至管网”模式（IEA，1998）。在管道到管道竞争模式中，两个或多个运输公司面临相同的市场并抢占相同的终端用户，竞争可能受限，但在未对价格直接管制时，竞争者修建新管道带来的威胁有助于抑制价格。Wingas 就是一个好例子，Wingas 于 20 世纪 90 年代在德国建造了自己的管网，从 Gazprom 公司获得天然气，然后卖给 BASF 公司，从中获利。在美国，管道到管道竞争是一个普遍特征，州际管道投资依据开放季执行（参见有关基础设施投资和开发章节的美国部分）。批发竞争的基础是受到适当监管的第三方准入（TPA）（参见以下内容）和运输与市场功能的分离，为大型终端用户创造了竞争环境。

图 3 · 气对气竞争的不同发展阶段

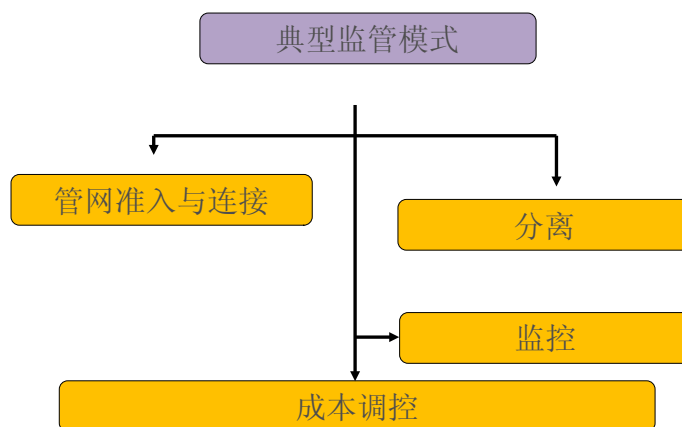


### 监管机构及其任务

在开放的天然气市场中，监管机构在确保对天然气市场自然垄断部分进行适当管理，防止滥用市场权力的过程中担任着必不可少的参与者角色。监管天然气基础设施就是要充分利用基础设施，其方式包括最大限度地提升现有基础设施的使用率，迅速有效地扩大其规模，以最低的成本将天然气交付给客户。这意味着监管机构必须设立一套正确的评估机制，并拥有监督权和执行权，这有助于缓解监管机构面临的挑战。

考虑到天然气市场的复杂性和相关基础设施的特征和用途，国际能源署成员国通常为自己的监管机构（主要来自行业参与者，也有的来自其他政府机构）赋予了高水平的专业性和独立性，以及充足的资源，允许其施展充分的决策能力。监管机构不受政治压力在内的所有利益相关方的约束，这种做法加强了它的决策能力，确保公平对待所有的市场参与方，保护基础设施的长期使用，而不受短期影响。为达成一项合理、可接受的决策，监管机构一般采用商议和透明的方式，包括从一开始到现在的所有相关市场参与者，并公布证据和最终决策。通常，可以通过独立法院对监管决定进行上诉。

图 4 · 对竞争性的天然气市场中自然垄断监管的典型职责



在输送的天然气符合规定质量标准的情况下，对所有天然气供应商实行天然气供应与基础设施准入对促进竞争起着非常重要的作用。因此，这是一项主要的监管任务。第三方准入使得独立运营的天然气生产商、进口商和销售商有资格使用市场参与者持有的天然气基础设施。天然气产能可用度、产能购买和产能使用成本是第三方准入最为关键的几项，监管机构必须能够对其有所了解，适度调控并加以推进，最终在不同市场参与者之间实施。促进开放准入要求监管机构以透明、可靠和公平的方式制定输送管网产能的管理标准，并且在制定过程中咨询所有相关参与方的意见。如上所述，监管程度取决于分离类型。

除管网产能管理外，还需确定产能购买和使用费用。管网使用有几种收费方式，且采取的方式会影响管网技术结构。通常由国家监管机构来选择适用的方式，但也有其它情况，例如一些 IEA 成员国由一般政策框架通过法律确定收费方式。

管网费用通常包括固定费用和可变费用。固定费用通常指管道使用所产生的长期资本成本，而可变费用通常包括实际使用过程中产生的运营成本，尤其是压缩机运营成本。天然气管道的总成本主要由资本支出（CAPEX）构成，但运营支出（OPEX）也占一小部分，通常为总支出（TOTEX）的 10%。无论采取何种收费方式，总支出需全部由管网所有者收回。实际上，IEA 成员国通常授权监管机构来确定受管制的自然垄断天然气基础设施所涉及的总支出。

IEA 成员国主要采用两种成本监管方式：

- “成本加成”
- “激励型”

对于成本加成监管，由监管机构核算基础设施资产的总成本，包括资本成本、运营成本以及已投资本的合理回报率。总支出（TOTEX）确定后，即可核算出年度成本，并体现出网络运营商的年度收益。管网用户使用和购买产能所产生的年度管网费用应包含这些内容。

“激励型”监管是一种较新的成本计算方式，目的是将网络运营商的成本与所获收益分离开来。因此须通过统计模型在不同管网之间采用成本基准。其中面临的主要挑战之一是获取一组具有统计弹性的可比较网络。在基准缺失的情况下使用分析成本模型，形成一种虚拟的最佳实践管网结构，与真实的现有管网形成对比。两种基准将用于确定管网运营商总支出的成本效益水平。实际成本效益与基准之间的差值是各个管网运营商在成本方面的发展目标。多数情况下，该目标需在预先确定的时间段内实现，通常为4-10年。额外激励有多种，包括达成供应质量目标、实现创新和达成其他方面预期时给予的额外收入。激励型监管通常作为一种方法用于现有基本稳定的管网中，用来减少无效成本。一些IEA成员国运用激励型监管，展示额外的监管工具，将存量资本与新固定资产的投资分开来对待。

两种方法都需要初步确定资产价值。确定资产价值为后续成本监管提供了基础，其在资产折旧期间将依然存在，这在IEA成员国往往会持续40-60年。

除资产价值外，投入资本的回报率多数情况下也由监管机构决定。这通常包括一种风险因素，具体指投资天然气管网基础设施的风险。一些监管机构从整体上确定投资回报率，而其他监管机构，例如美国联邦能源监管委员会（FERC），则根据具体的项目来确定。确定监管的回报率是投资的重要推动力。如果提供的回报率太低，市场将无法吸引足够的投资者来促进市场发展。另一方面，如果回报率高于投资者的预期，则会造成过分投资的风险。这种情况下，受监管的实体将会受到激励，对资本密集型基础设施进行过度投资，最大限度获取回报（阿弗奇约翰逊效应），从而将市场自由化效益降至最低。

不管采取哪种成本计算方法，成本监管方面都有两大要求。其一，所获收益只能体现在与管网及管网使用相关的成本，从而避免在价值链不同环节之间实行交叉补贴（中国目前在天然气输送与进口或生产环节之间采取这种方式）。如果不加以限制，纵向一体化公司会利用交叉补贴，通过成本转移（比如将天然气生产成本转移到网络成本）排除竞争者。这种行为会导致所有参与者的天然气运输成本上升，而纵向一体化公司则获得采购方面的成本优势。纵向一体化公司的天然气生产和运输总成本保持不变，而运输成本的上涨将导致竞争对手的总成本增加。就这方面而言，交叉补贴会造成对第三方的歧视。

第二项要求是对市场权力的整体限制。实行限制前，非一体化的网络运营商能够运用（或滥用）其市场权力，进行自然垄断，征收高于规定标准的管网使用费用。这样会使得运营商的收益增加，而用户则承担不公平的额外成本。

### 市场定价

市场导向的定价是自由化的基本部分。应如上所述对管网使用成本进行监管，从而刺激基础设施建设并确保其安全操作，天然气批发价格应通过供应商之间竞争决定而非监管决定，不考虑成本加成、社会或低于成本的情况（补贴）。

在自由化的第一阶段，定义术语“天然气价格”很关键。实际上，天然气价格是一个通用术语，隐藏了许多不同内容，包括从井口价格到用户支付的终端价格。在这一章节，除非另有规定，

“天然气价格”指批发价格，比如枢纽中心或边境交付点的天然气价格，不包括传输部分价格。这不同于城市供气计量站价格。在中国，则通常指配送系统进入端的价格，包括传输部分价格。终端用户价格不仅包括传输、配送和存储费用，还包括依各国家和地区的情况而定的各种税收。通常终端用户价格很大程度上取决于批发价格。

世界各地天然气批发定价差别较大，主要取决于其发展阶段，以及地区或国家情况，比如政策、监管、进口时国内生产和进口之间的差异、是否进行天然气出口、天然气供应源、合约情况和枢纽中心的贸易情况。

### 不同定价机制

2006年以来，国际气体联盟（IGU）一直在进行一项关于批发天然气定价机制的研究，主要关注2005年以来的全球定价机制发展。最新的一次报告涉及对2010年的分析，于2012年6月公布（IGU，2012）。国际气体联盟确定了八种不同的机制：

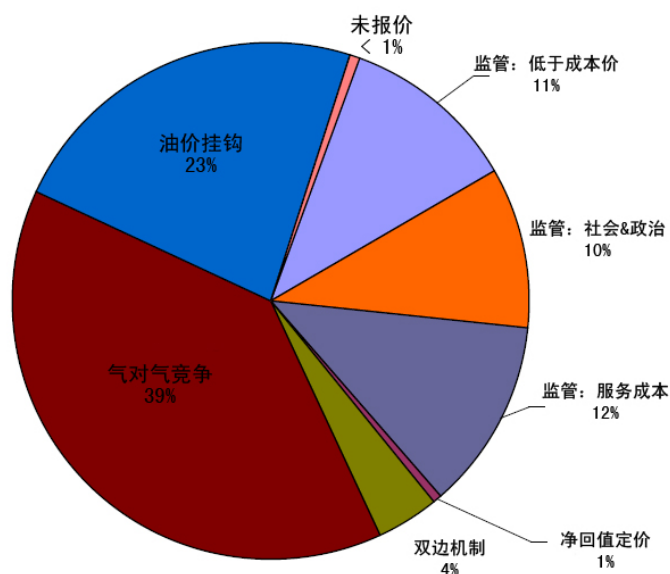
- 气对气竞争，指天然气定价以供需平衡为基础，北美、英国、欧洲大陆部分国家及其他一些国家主要采用这种机制；
- 随油价浮动（也称为油价挂钩），主要用于欧洲、日本、韩国、中国台北和其它一些地区，通常是与石油挂钩的长期进口合同的延续；
- 双边机制，反映了两个国家之间的双边协议（通常直接由国家元首签订），主要出现在前苏联（FSU）（此类合同逐渐被取缔，由油价挂钩天然气合约代替）；
- 终端产品的净回值定价（例如，基于氨销售价格的天然气价格）；
- 监管——服务成本；
- 监管——社会和政治，这种情况下天然气价格将临时决定；
- 监管——低于成本价格（比如天然气价格补贴）；
- 未报价（比如土库曼斯坦，天然气供应免费）。

### 2010年批发价格结构

国际气体联盟的调查结果中，气对气竞争（GGC）和油价挂钩（OE）是两种使用最广泛的定价机制，分别占2010年需求的39%和23%，而三种监管类型的定价机制共占33%的份额（图5）。报告调查表明GGC份额持续增长，从2005年需求的30%增至2010年的39%，但油价挂钩在2005年和2010年间未呈现增长趋势，而是介于22%至24%之间浮动。国内生产方面，GGC应用最广泛（42%），而油价挂钩份额仅为6%。但是，总体进口方面，油价挂钩占有相当大的份额（59%），而GGC仅占29%；其余份额由原苏联国家的双边协议占据。最后，液化天然气进口方面，油价挂钩占主导，份额为70%，而GGC份额为30%。



图 5 · 2010 年全球天然气批发价格的构成



来源：国际气体联盟，2012

根据国际气体联盟报告，中国目前在国内生产方面采用服务成本监管机制，2007 年前采用的是社会和政治监管机制。最近一次的国家发改委改革于 2011 年 12 月（框 1）开始实施，对国内天然气生产实行天然气价格与油价（或石油产品，如燃油和液化石油气）的间接挂钩。预计大部分供应中国的液化天然气和管道长期合同将与石油挂钩（以 3 美元 / 百万英热）价格签订的澳大利亚 LNG 合同和与印度尼西亚签订的合同条件下进口的首批 LNG 除外）。一些新签合同的斜率较低（斜率为油价和天然气的价格比）。同时值得一提的是，中国 NOCs 已签定了大规模进口澳大利亚 LNG 的合约，进口来源为液化天然气出口厂，预计于 2015 至 2018 年启动。这些新的供同时应将依据油价挂钩进行定价，预估斜率为 13% 至 15%，即油价为 100 美元 / 桶时，天然气价格为 13—15 美元 / 百万英热。因此，目前中国进口价格偏高。很明显，将来协议的天然气进口价格将很大程度上取决于未来的油价。尽管油价挂钩很大程度上取决于合同中的斜率，但并不一定说明天然气价格高。

在亚洲市场（亚太地区和亚洲大陆），2010 年 GGC 仅占该地区总需求的 5%，其主要原因是亚洲未提供现货价格，这在很大程度上反映了液化天然气现货交易的情况。出现这种情况的原因和可能的补救措施在本报告第 5 章节中进行了研究。

鉴于当今市场上，GGC 和油价挂钩占据主导地位，中国从监管机制向 GGC 和 OE 机制中的一种或两种发展也是大势所趋。同时，这也是市场利益相关方在访谈与讨论过程中共同持有的观点。

关于市场定价和交易，在以下章节将深入分析油价挂钩和 GGC 定价机制占主导地位的两个地区（北美和欧洲）的当前情况。如上所述，GGC 在北美市场占主导地位，而欧洲拥有一

套包括油价挂钩和 GGC 的混合体系。过去几年里，欧洲有关油价挂钩的份额已经下降，有利于 GGC 份额提升。在欧洲大陆几个现货市场发展的带动下，GGC 的实际份额上从 2005 年的 15% 增长到 2010 年的 37% (IGU, 2012)。

最后值得一提的是，在许多人看来，自由化应该能够令天然气价格下跌，使终端用户受益。但事实并不是如此，因为天然气价格取决于市场价格的波动，价格提升说明出现天然气短缺，上游需要更多的投资，或者说明开发具体资源的成本更高。事实上，自由化的目标不是降低自身价格，而是使价格更加以成本为基准，并最大限度的运用下行竞争压力。实际上，对运输环节实行监管避免了对终端用户的不合理收费。最后，政府可以依据政策目标决定对天然气的使用征税，征税情况从一个部门到另一个部门有所不同。碳市场存在的地方，也会影响到天然气价格。

## 4. 北美和欧洲天然气市场自由化的历程

### 关键信息

- OECD 市场与中国有类似的特点，例如在欧洲市场中出现的纵向一体化企业、美国的管道和上游成本加成的管制，欧洲需要发展进口的基础设施。因此，这些国家的有用实例可向中国政府提供经验。

- 无论在北美还是欧洲，自由化都经历了很长时间，政府通过相继出台各种法律、法令和指令以促进自由化的发展。

- 中国的天然气市场还比较年轻，几乎是在最近十年才建立起来的。相比较而言，许多 OECD 市场数十年前开始实施自由化，现在已经相对成熟，且已经建立并通过分期支付完成了基础设施的建设。英国和西班牙相对来说属于推行市场自由化较近期的市场。

- 政府在启动和推进自由化过程中起到至关重要的角色，尽管在此过程中经常遇到来自天然气产业的阻力。

- 经验显示，管道第三方准入是促进竞争的必要因素。

北美和欧洲天然气市场都相继经历了自由化的过程。美国早在 20 世纪 70 年代末就开始实行自由化，英国于 20 世纪 80 年代末至 90 年代初紧跟其后，加入到该行列。欧洲其他国家始于 20 世纪 90 年代末，并一直延续到 21 世纪。

如前一章所述，自由化对天然气市场的结构、天然气定价和市场参与者有诸多影响（框 3）。在本章中，我们将详细探讨美国和英国在此方面的历程。

### 美国天然气市场自由化历程

在美国，能源政策及能源保护主要是按照联邦法进行管理。联邦法未解决的问题由州立法增补完善。天然气的开采按照州法规进行，州法规有大量针对天然气开采和生产的操作规定。美国每个州都设有自己与能源开发相关的部 / 分部 / 机构处理相关事宜。<sup>5</sup>

土地使用计划一经确定，天然气开采和生产活动将基于公开进入和公平竞争的方式以获取资源储量。这加剧了现有天然气生产商间的竞争，也为新进入的竞争者创造了空间。

<sup>5</sup> 比如，在美国俄勒冈州，俄勒冈能源部负责能源开发、研究和保护活动。登录以下网址浏览所有州级政府机构的概况：  
<http://energylaw.uslegal.com/state-energy-regulations/>。

### 框3·美国天然气市场的参与者

美国天然气市场发展成熟，参与者近以千计，他们绝大多数经历过自由化的进程。因为美国浅层天然气储备丰富，因此吸引了大约 6300 家天然气生产商，开采了超过 480000 口天然气井。这充分显示了美国天然气田类型众多，储量丰富。天然气生产企业规模大小不一，有大型国际性综合石油企业，也有只对单个气井有兴趣一至两人运营的小企业。其“主导者”为 21 家活跃的公司。

2011 年美国的天然气产量预计达到 6530 亿立方米。天然气的加工处理厂超过 530 家。净化后，天然气通过由 160 家不同管道公司运送出去。整个天然气输送系统超过 300000 英里，并仍在继续延伸，这主要是由于当前页岩气产量整合的缘故。在 300000 英里管道系统中，州际管道占 217000 英里，输送能力大约为 19000 亿立方米（大约每天 1830 亿立方英尺）（EIA，2009）。另外全国大概有 123 家储气经营商，它们大约有 400 座地下储气设施。美国地下储气库的最大工作气量估计为 1250 亿立方米（44100 亿立方英尺）（EIA，2011）。

为了最大程度地使用天然气基础设施，大量销售者涌入市场，为了产生组合营销效应，他们将供应商和客户的天然气集合起来，为 1200 多家天然气输配公司供应天然气，这些公司大多数仍然处于区域垄断地位，它们通过超过 240 万英里长的输配和服务管道将天然气输送给终端消费者。（美国燃气协会（AGA），2012）。

#### 前自由化阶段

美国的天然气产业起步于上世纪初，对天然气自然垄断的管制直到联邦贸易委员会于 1935 年进行市场调查后才开始实施。这项调查公布了天然气价值链上开发、生产及输送纵向一体化企业存在高度市场集中和滥用市场支配力的问题。1938 年的天然气法规定了联邦能源委员会为州际天然气管道的监管方，而对州内天然气管道的监管则由州监管方负责。（参见下一章的美国的市场定价）。

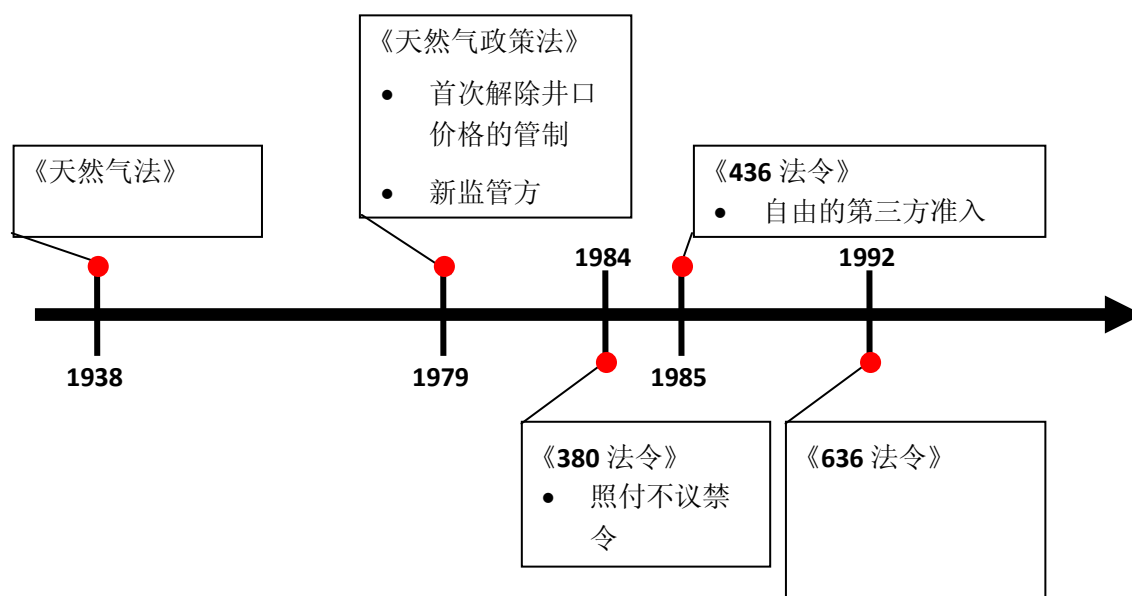
价格管制在之后的几十年里有所加强，也不幸地造成了 20 世纪 70 年代的天然气荒，石油需求上涨带动价格的上涨，但天然气价格保持低位，也使得需求空前高涨。由于州内天然气公司从受管制的市场购买天然气，更是加剧了州际天然气的短缺状况。

#### 自由化第一阶段

这种状况给联邦能源委员会（FPC）出了很大的难题。1978 年，天然气政策法出台。该法规取消了新签订天然气协议的井口价格控制，但现有的天然气协议仍受管制（1993 年颁布的《1989 年天然气井口价废除管制法》撤销了所有的价格管制）。联邦能源监管委员会（FERC）取代了以前的 FPC，但它的权力依然非常大。

1984 年，联邦能源监管委员会 380 法令免除了所有长期协议的最低费用义务。这些最低费用义务代表了生产商与纵向一体化供气公司在固定供气价格基础下的照付不议合约。当天然气的市场价经常低于长期协议价，而买方因受现有长期协议的束缚无法以更低的价格购买天然气，取消这些义务就成为必要。

图 6 · 美国开放天然气市场的主要进展



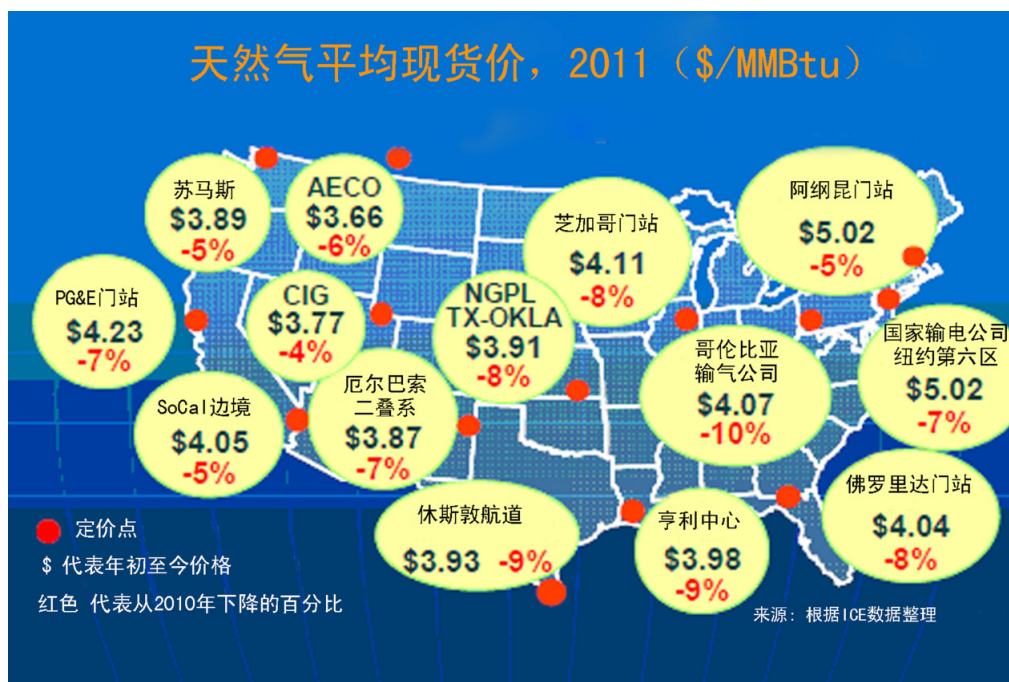
来源：国际气体联盟，2012

继该法令之后是 1985 年联邦能源监管委员会颁布的 436 法令，该法令引入了管道第三方自主使用的规定，运输费在一定幅度之内。尽管是自主的，但大多数州际管道运营商都参与到新规定中，也使得运输拥有了一流的服务。这种自主规则通过联邦能源监管委员会 636 法令（FERC，1992）进一步义务化和标准化，要求纵向一体化企业将运输和储气服务与销售服务分离开来，并以开放的方式提供管道和储存容量。该法令也规定了上游和下游储存的拆分和开放，防止销售的非正当竞争。“旧系统”提供了在平衡季节性波动和高峰 / 非高峰时间买卖策略（上游储存）方面具有竞争优势的综合公用设施，从而遇到管道满负荷运载时能提供最大的天然气量并通过短期平衡天然气为客户提供稳定的气量（下游储存）。在新制度规定下，所有供应商能在无歧视性基础上收紧储存容量并在储气库中储备自己的天然气，也因而能利用这些优势。

636 法令也推动了市场中心和联营区域的自然发展，促进了供应商和需求方的“汇合”。这些市场中心的目的在于集合各种不同管道，以此创造管道间的市场，这样不同天然气供应商就可以彼此竞争。此外，管道运营商必须允许天然气运输商接收和售卖天然气系统中任何地方的天然气，除非由于管道系统的限制而无法进行。联邦能源监管委员会也要求建立联营区域，使各个供应商能集合各自的天然气，且管道营运商可以通过该联营和集合地对天然气供应进行平衡。在这一方面，联邦能源监管委员会认可使用计量技术，从而管道营运商能够及时准确地对注入管道系统的天然气进行监控和计量。到那时，纽约商品交易所（见下一章的定价和贸易）开始建立一个天然气输送的期货市场，该市场专门为已储存气赋值。同时，由于受到聚集消费者的诱导，投资组合优化成为可能，这导致天然气市场营销者出提供给消费者捆绑产品的服务。这些服务包括天然气采购组合、管道管理、存储容量以及向城市供气计量站供气。截至 2012 年，在美国已建立 29 家贸易枢纽中心，而在加拿大有 9 家。



图 7 · 2011 年北美天然气交易所及相应的现货价格



来源：联邦能源监管委员会，2012

### 最新进展和当前情况

由于引入最初的自主性和之后强制实施的单独管道和储气服务设施，从而出现了独立的天然气输送服务供应商。但是由于自然垄断的属性，成本也需同时进行监管。成本计算规则依据联邦能源监管委员会制定的透明方针。管道所有者完全服从这些成本计算规则的规定，且只有获得联邦能源监管委员会批准后才能收回监管成本。联邦能源监管委员会最新的成本计算手册发行于 1999 年（FERC，1999）并且按每个项目运用规定的服务成本方法。成本批准后则要经过一个透明的咨询式流程。在此流程中，管道公司需要提供成本和建议服务级别（EIA，1995）的详细资料以证明建议收费合理。收费制定流程可以分为五个不同的步骤：总体成本确定、管道间成本分离、储存及其它、成本分配及单位价格设计。成本分配和收费设计规则主要用于对产生最高需求的用户收取更高费用。成本确定包括根据具体项目确定合理的收益率，主要通过现金流贴现、操作及维护成本、折旧费和退税机制。

虽然天然气储存和管道根据无差别对待的开放原则进行，但对于液化天然气工厂来说，不论是接收还是输出终端，都逐个按规定进行处理。项目开发商将向联邦能源监管委员会提出施工申请取得其批准，而联邦能源监管委员会要对项目的整体需要及经济影响和环境效益做出评估。这个流程完全透明公开，所有市场参与者都有权发表观点，而联邦能源监管委员（FERC）会将在制定最后规则时考虑所有反对意见。接收终端存在几种商业模式，比如 2011 年完全公开批准沙宾渡口（FERC，2011），以及 2003 年如厄尔巴岛（扩展）接收终端（FERC，2003），该终端在修建时与供气公司签订了 30 年的基础合同。

美国目前只有一个液化天然气输出终端——位于阿拉斯加的基奈，为美国与日本签订的长期输送合约提供服务，合约最初签订期为 15 年（FERC，1967）。美国计划建立多个液化天然气输出工厂。建立工厂必须获得美国能源部和联邦能源监管委员会的批准（IEA，2012）。

美国天然气市场是一个成熟的市场，它有着成熟的制度和监管框架，经验丰富的市场参与者，强大而透明的经济信号显示当前的市场状况，以及基于开放的准入和竞争体系。在这个方面，供气的长期安全取决于对市场的预测和对未来天然气供求及供气运输和平衡的相关基础设施投资的预测。然而，短期的紧急状况在法律中有特别说明，这些状况包括天然气严重短缺已危及到现在或马上需重点优先使用时的天然气供应，所以在毫无其他适用方法的情况下，相关机构对状况进行处理就显得相当必要。这类紧急状况是以美国法典（USC，2012）中的总统声明为依据，而法典也定义了对重点优先级对象供气的责任和路径，这些对象主要指住宅用户、小型商业用户，以及其他由于气体缩减可能危及到生命，健康或者实物财产保护的机构。<sup>6</sup>

然而在美国，住宅用户的天然气资格是由州决定的，并不能让所有用户完全松绑。完全松绑能让美国住宅用户选择自己想要的供气商，同时天然气输配公司要继续提供配送服务。各种松绑方案在美国常被称作“客户选择”。在 2009 年由美国能源信息署实施的最后一次审查表明，美国只有几个州得到完全松绑（华盛顿、纽约、新泽西和宾州），而绝大多数州（27 个州）完全没有松绑，其他州也只有某些不完全类型的松绑（EIA，2009b）。这种状况与欧洲国家形成了鲜明对比，在欧洲大部分国家，市场是完全开放的。但住宅用户是否会利用它却是另外一回事。

## 欧洲天然气市场自由化历程

### 第一项指令

欧盟主张欧盟内部市场各领域公平公开贸易和竞争性市场。欧洲委员会（EC）于上世纪 80 年代开始对能源领域实行市场一体化和自由化，并于 1988 年通过了“内部能源市场法案”，作为指导后续工作的基本原则（EC，1988）。欧洲各行业在全球化市场竞争力的提升受到越来越多的关注，欧洲也通过提升能源领域竞争力和效率作为回应（IEA，2008）。欧洲共同体（现在的欧盟）发布的天然气指令需纳入国家法律，欧洲共同体也通过多项指令促进其各成员国建立开放的天然气市场。欧盟同时也为市场参与者制定了相应法规。根据 94/22/EEC 指令，欧洲委员会于 1994 年开始开放上游能源领域（勘探和开发）（EC，1994）。该指令明确了各项基本规则，以确保天然气勘探、开发及生产活动的无歧视性准入，建立竞争性市场，和有效保障天然气的供应。

该指令合理限定了授予企业经营权的地理范围以及期限，从经济和技术角度尽可能最佳地实行各项活动。由此可防止单个企业在某一区域实行垄断经营，通过多家企业参与更有效地进行天然气勘探、开发和生产。经营权授予采取透明的方式，选择企业的判断标准包括企业的技术和财务能力，计划开发的地理区域的勘探、开发及 / 或生产方式，如果经营权挂牌出售，企业购买经营权愿意支付的价格也将作为其判断标准。

<sup>6</sup> 美国法规：15USC § 3363—紧急分配局

针对中下游能源领域推行的自由化始于 1998 年，即欧盟发布的第一个天然气指令 98/30/EC（EC，1998），旨在为所有欧盟成员国建立内部天然气市场。该指令要求具有自然垄断性质的基础设施、运输网络、储气库以及液化天然气（LNG）接收站的业主允许其客户以外的第三方准入。成员国可选择协商准入或监管准入，而具有自然垄断性质的基础设施仍可归于纵向一体化企业，但需要实行会计核算分离。

#### 框 4 · 监管准入与协商准入的区别

基础设施准入分两种类型：监管准入和协商准入。在市场自由化早期，欧洲各成员国可选择监管或协商准入，但后来所发布的天然气指令渐渐倾向于监管准入。

协商准入以经双方友好协商而自愿签订的商业协议为基础，要求管网运营商公布事前使用管网或设施所涉及到的主要商业条件，包括合约条款、提供的产品、相应规则、技术要求以及价格举例。

相比之下，监管准入的条款及条件由监管机构来决定。运营商发布的信息应至少与协商准入的类型相同。对于协商准入，需要进行事后控制，从而避免用户支付不合理的费用。事后控制可由监管机构或竞争管理局来执行。然而，市场参与者与签订协议的数量日益增多，监控也变得难以执行。

该指令设定了开放天然气市场的最低标准，规定每年天然气消耗量超过 25,000,000 立方米的发电企业以及终端用户有权力选择各自的供应商。另外，指令还设立了相应目标：天然气市场开放后，市场每年的天然气消耗量至少达到 20%，指令生效 5 年和 20 年后分别达到 28% 和 33%（进展非常缓慢）。由此，该指令不仅给供应商管道准入，同时还有消费者的准入。如后面提到的，有些国家如英国，已经走在了该行列的前面，他们的天然气市场已经完全开放。

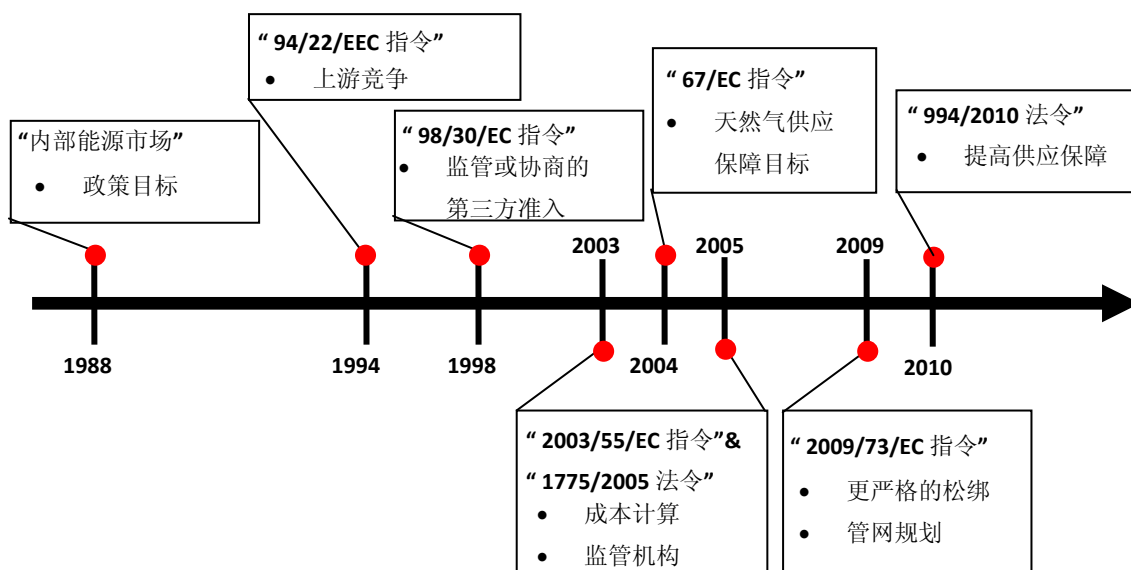
### 第二项指令

就在第一个天然气指令在各成员国实施前，欧盟已经推行了天然气和电力的自由化（1996 年通过了第一个电力指令）。为了加大市场开放程度，随后不久，1999 年又成立了利益方相关论坛，即马德里论坛<sup>7</sup>。该论坛旨在监控以上指令的执行情况以及解决一些遗留问题。论坛每年都会将欧洲天然气市场的利益相关方召集起来举行一次会议。另外，欧盟理事会于 2000 年 3 月提出，要求欧洲委员会进一步加快完成内部能源市场的建立。市场情况也随之而变，15 个成员国中的 9 个成员国计划在 2008 年实现市场完全开放。

马德里论坛的研究结果促成了 2003 年第二个指令（EC，2003）和 2005 年 1775/2005 法令的实施（EC，2005）。这些措施加强了阻塞管理的协调，成员国间的容量分配以及服务平衡方面的问题。在此，天然气和电力作为并行提案。该指令提出了法律分离，强制所有成员国设立监管机构，进一步提高第三方准入要求，对需要监管的管网费用计算规则做出了规定——基于实际成本的有效成本，适当的投资收益率以及新建基础设施的激励机制。2004 年天然气市场对所有非居民用户开放，并于 2007 年 7 月完全开放。

<sup>7</sup> 获取马德里论坛会议记录与相关成果，请登录：[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/gas/forum\\_gas\\_madrid\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas/forum_gas_madrid_en.htm)。

图 8 · 欧洲开放天然气市场的主要进展



第二个指令第 22 条规定，新建的大型天然气基础设施（互联、液化天然气及储气设施）可免除第三方准入，成本监管以及其它方面。它被视为一项重要规定，有利于基础设施的新建（或者使得现有基础设施大幅增加，从而促进天然气新供应源的开发）。第 22 条规定的基本原理是降低基础设施风险，加大成员国之间的竞争程度<sup>8</sup>。对于免除的决定，监管机构需视具体情况而定。自 2005 年起，10 个新建管道工程与 4 所新建液化天然气接收站（全部来自英国市场）被批准免于监管。另外对意大利的一家液化天然气厂的监管豁免正待审批（EC，2012）。这其中也有部分豁免的情况，例如批准部分容量免于监管；要求执行第三方准入，但是对第三方准入的事后监管免除费用；或者只针对部分与规则相关的费用进行部分豁免（回报率更高）（EC，2009d）。

### 第三次套案

2009 年发布了最新指令（EC，2009a），称之为第三次市场开放套案（“第三次套案”）。欧盟要求所有成员国将此套案于 2011 年 3 月前纳入国家法律。其目的在于进一步推行第三方准入，对各成员国做到等效监管。就这点而言，无论是从私人利益还是从公众利益角度，监管机构的独立性都有所加强，而且也表明了法律分离和职能分离这两种最轻松的分离方式对实现无歧视性准入收效甚微。该指令进一步说明了“以非歧视性形式推进基础设施投资，对新加入企业实行公平准入以及确保市场透明度的最有效的措施为实行所有权分离”（EC，2009a）。

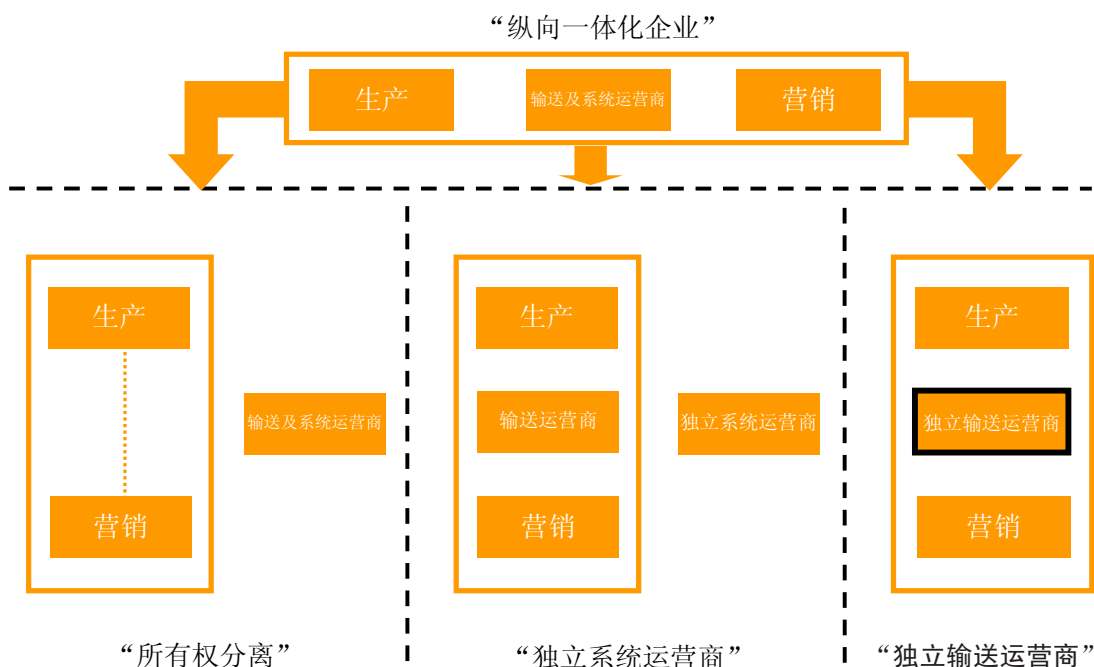
<sup>8</sup> 其它标准，包括项目必须能够提高竞争力和保障天然气供应，高风险会阻碍项目的发展，所有者必须至少实行了法律分离，成本只分摊给使用基础设施的用户，以及豁免对竞争无有害影响。

不过指令也允许实行另外两种分离方式，即建立独立系统运营商（ISO）以及独立输送运营商（ITO），并要求成员国至少实行这些分离方式当中的一种。

第三次套案中的第 36 条替代了第二个指令中的第 22 条，欧洲委员会仍然认为某些新投资的风险特别大，“例如跨境天然气管道和液化天然气接收站（……）。如果特殊情况下，这类工程因第三方准入、价格制定、阻塞租金或所有权分离（2011 年 3 月 3 日开始）规则的执行而无法实施，国家监管机构可在一定的时期内针对这些工程完全或部分豁免欧盟能源方面的相应规则（EC, 2012b）”。条件与第 22 条的相同。新建基础设施投资，尤其是对管道网络的投资，已经成为指令的一个主要部分，指令对十年网络发展计划中的长期基础设施规划提出了要求。这些规划须预测未来十年的市场供求发展，测试天然气基础设施的能力，从而找出基础设施的弱点。基于天然气输运商之间的运输系统的合作，这些规划可分为三个层面：欧盟层面由 ENTSOG 制定的不受约束的十年国家发展规划、国家层面（受约束的）投资规划以及区域层面十年国家发展规划。ITO 情况下，未来三年的投资可由国家监管机构来执行。制定的规划中要求管网运营商对所需管网，液化天然气接收站和储气库的基本假设和取得的成果进行公开讨论和商议。

在实行市场自由化的前几年，储存与输配系统的自由化仍未得到充分认可，所以第三次套案则要求在储存准入体制方面提高透明度。

图 9 • “第三套指令”下分离方式选择





指令针对供气保障性额外制定了相应规则，要求愿意投资的非欧盟国家的企业的独立程度与欧盟内企业的独立程度相同。

在发布第三次套案的同时，欧洲委员会设立了欧洲能源监管机构合作署（ACER），其主要职能为监督和指导具体事宜。ACER 促进了各国监管机构之间的合作并建立了和谐的关系。该机构不具备立法权（EC，2009b），但是在发放豁免权和解决各国监管机制之间的争端方面具有独立的决定权力。ACER 为 ENTSOG 制作详尽的管网规范提供一个基础的框架型的方针。这样的管网规范可能会被欧洲委员会采纳，同时，将会在欧洲各国议会上以及欧盟一会上提出，使其具有法律约束力（EC，2009b）。

### 保障供应指令

2010 年，基于天然气供应中断的现象，欧盟执行了新的法令 994/2010（EC，2010）来进一步提高供应保障，该法令最初是在 2004/67/EC 指令（EC，2004）中作为一项政策目标而设立的。新的法令执行后，原来的相应指令被废除。该法令将供应保障纳入了欧盟成员国之间的市场整合，从而确保特殊或紧急情况下天然气的正常贸易与供应，法令还要求明确所有市场竞争者的角色与职责，加强成员国（区域层面）、监管机构与市场参与者之间的合作。同时还规定了天然气企业的供应义务、成员国间的双边协议以及最低供应与基础设施标准，并且要求更多地组织关于长期合同（与天然气进口商签订）和政府间协议的汇报与信息交流。

法令规定每个成员国必须进行全面的风险评估，并根据风险评估结果，为各种特殊情况制定多种措施以供选择，这些措施将作为国家防控措施与应急计划的一部分。该法令还重点关注新增基础设施的发展，不仅方便更多外部供气流入欧盟，而且也有利于内部的流通，被作为实现供应多元化的一种手段。针对后一种情况，法令制定了 n-1 原则，以便更好地预防“天然气岛”的形成。其进一步地将长期网络发展规划与 n-1 原则联系起来，使得那些可提高供应保障的工程作为被考虑的对象纳入上述长期网络发展规划中。制定该法令的另一个目的是在天然气需求高峰时期以及大面积基础设施出现突发情况时保障客户群的稳定供气。

新的保障标准“供应标准”明确了欧盟成员国的相应职责，确保极端气温情况下对客户的正常供气，极端气温一般出现在：7 天高峰需求时期，统计表明其发生概率为 20 年一次；持续至少 30 天的极高需求时期，统计表明其发生概率为 20 年一次；以及低于冬季平均气温时出现单个大型天然气基础设施损坏情况下的需求时期，持续至少 30 天。

### 英国天然气市场自由化历程

英国在欧洲推行市场开放之前已经开始实行天然气自由化，并且进展良好。可以说在许多方面，其它欧洲市场都参考了英国自由化的经验。英国天然气早在 1970 年就开始培育市场，从英国改革的第一个措施开始，英国天然气市场形成不到 15 年的时间。

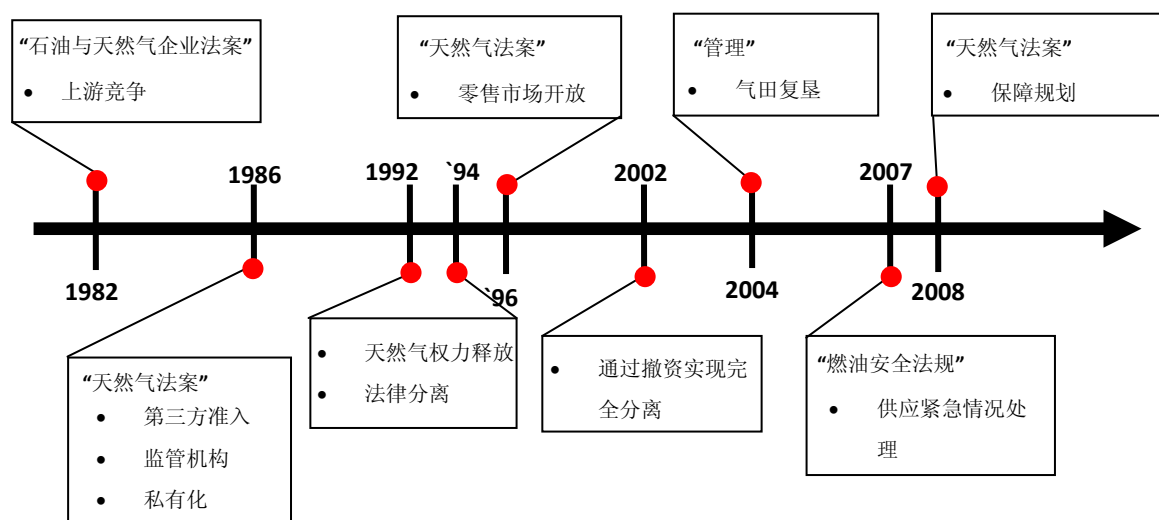
#### 自由化改革第一步

在上游领域，英国针对天然气田实行了透明公开的发展制度（见第六节）。在中游领域，英国开始市场自由化进程，主要受首相撒切尔夫人于上世纪 70 年代末和 80 年代初推出的将国

有行业私有化计划的驱动。就这方面而言，自由化的目的并不是要产生政府收益或者是要求新成立的私有化企业对新投资项目提供资金（牛津研究所，2010）。英国天然气公司（BGC），前身为一家公用事业公司，最初独揽天然气购买大权（买方垄断），并且在英国境内垄断了客户供应市场。这种情况下，具体气田的价格由英国天然气公司决定，而下游的销售价格按照平均成本法调控，从而增加了运输和配送成本。

1982年英国发布了《石油与天然气企业法案》，这标志着自由化进程迈出了第一步，为有兴趣的第三方买家打开了上游市场。但由于中游领域受第三方协商准入的管制，其市场竞争性很低。这种情况直到1986年发布天然气法案后才有所改变，英国天然气公司被私有化，纵向一体化的英国天然气公共有限公司（BG）成立。该法案还针对中游领域采用强制性第三方准入，为大用户（消耗量超过25000千卡，1千卡=29.3千瓦时）开放市场。另外，还设立了天然气供应署（Ofgas）来监管非歧视性准入。

图 10 • 英国开放天然气市场的主要进展



### 加强竞争

现有气田都分配给了BG公司，而开发新气田的成本居高不下（CRI，2000），因此竞争性市场的发展相当缓慢。垄断与兼并调查委员会（MMC）发现BG公司的做法属于反竞争行为，在价格歧视方面表现尤为显著（向不符合条件的用户索要更高的价格）。因此BG购买新气的权力应限定为原来的90%，且需要公布供应价格（MMC，1989）。随后，1992年BG公司的市场份额被强制压缩（1995年合约上的市场份额为40%），并要求公司将现有合同的部分天然气购买权释放给竞争对手，天然气市场进一步开放，其开放标准降低至2500千卡。同时垄断与兼并调查委员会建议将BG拆分为若干个独立的子公司（OFT，1991）。1994年，

BG 被拆分，成立了国家电力供应公司（Transco）负责运输管道和储气库的运营，并创立了另外四家子公司，负责公共天然气供应、贸易、服务及零售。

1995 年的天然气法案要求开放天然气零售客户市场，这一举措加快了渐进的市场开放进程，引入了竞争，为所有终端客户提供供应商选择权力。所发布的网络法规进一步阐明了第三方准入整体管道网络的规则与程序。1996 年，天然气贸易协议（GTA）首次推出，其简化了相关程序——运输商从负责整体系统平衡的 Transco 公司购买输入和输出容量。GTA 不断修订，后来还包括执行网络法规时所获得的潜在改进措施等内容（在平衡成本方面尤为明显）。1999 年 10 月，天然气贸易协议革新（RGTA）第一阶段提出了即日商品市场，帮助所有市场竞争者达到一个贸易平衡的状态并给予 Transco 激励，从而最大程度地降低总体均衡成本（CRI，2000）。天然气贸易协议的进一步发展还处于讨论之中，计划在 2000 年或以后加以实现。

Transco 仍然属于 BG Plc。经过一系列改革后，BG Plc 于 2000 年一分为二，成立英国天然气集团公司（BG Group Plc）（负责国际事业）和格群集团（Lattice Group）（包括 Transco）。虽然 Transco 为运输及配送系统的国家垄断企业，但运输与配送业务仍然存在一定的竞争，其表现在系统扩展和连接方面。2002 年，Transco 公司与英国国家电网合并，从而实现了英国天然气与电力市场上运输网络所有者与运营商的独立经营。他们对英国的四条配送网络拥有所有权与经营职责。储存与液化天然气设施的所有权与经营权与英国国家电网分开，一般由多家私有能源企业掌握，但是国家电网仍然运营着一家英国液化天然气接收站（Grain LNG，2005 年开始投入运营）及一处液化天然气储存设施（Avonmouth）。

### 提高天然气供应的安全性

天然气供应保障方面，英国通过了若干项法规。针对下游业务，英国能源与气候变化部（DECC）根据“燃料安全法规”（DECC，2007）来指导发电站使用可替代燃料能源进行发电。如果出现恶劣天气或基础设施被损坏，会出现紧急情况。除此之外，以下原因也会导致出现紧急情况：天然气供应不足，天然气储存违反安全规定，运输受限，质量出现问题，供应损失超过 50000 个客户或者某个主要市场参与者经营失败。相关部门会执行国家天然气与电力应急计划（DECC，2010）来应对这些紧急情况<sup>9</sup>，该计划规定了所有市场参与者的角色和职责。

除了改善下游领域的操作程序外，英国能源与气候变化部对总体天然气供应面临的挑战（DTI，2006 和 DECC，2007）进行了公开讨论和评估，随后又根据讨论和评估结果对能源法案（英国政府，2008）作了修正，修正后的法案允许对离岸天然气供应进行私人投资。这一系列法律中附带了国家电网的具有长期效力的“输送网络规划法规”，该法规根据长期供求预测指出了天然气运输系统中的弱点。预测结果通过公开透明的利益相关方磋商而得出，因为

<sup>9</sup> 遏制、管理及恢复

其规划需要极度准确。管道网络以外的投资也包括在内，例如对储存设施和液化天然气接收站的投资。规划法规也设定了安全裕度，涵盖了预测的不确定性以及对最大需求的设计，这一点会影响到网络基础设施可靠运营的要求（英国国家电网，2010）。此设计裕度由监管机构审批（OFGEM，2010）。另外值得一提的是，自2005年冬季展望分析报告发表后，国家电网一直在进行这方面的工作。报告中，TSO分析了下一个冬季的天然气与电力供应和需求，并且征求市场竞争者的意见（国家电网，2012）。

按照欧盟指令中的“供应标准”，英国能源与气候变化部指定了天然气运输商为天然气市场利益相关方，负责在规定的情况下为受保护的客户提供天然气（OFGEM，2012）。如果这些运输商无法供应充足的天然气，未满足供应需求，则他们需要承担相应的责任。这种情况下，他们会遭受到天然气网络运营商，即国家电网的不平衡收费（天然气运输商，2012）。英国能源与气候变化部规定了受保护客户的范围，包括所有住户以及天然气优先级用户协议下的A类客户（包括医院和护理机构）。

## 5. 北美与欧洲市场的市场定价和贸易

### 关键信息

• 根据北美洲和欧洲的经验显示，市场定价可通过不同的方式来完成。从定义来看，无论是与油价挂钩（包括与其它燃料挂钩）还是气与气竞争都是市场定价的方法，尽管这两种方法的使用会造成相对不同的定价结果。

• 北美市场由管制的成本加成法过度到市场定价耗时几乎二十年。除了英国以外，大多数欧洲国家依然缺少真正的流动性天然气市场。

• 中国已经采取了各项措施向市场定价机制转变，如发改委实行的改革和试行初级阶段的上海枢纽中心。发改委的改革采取的是与石油价格挂钩的净回值计价法，这一点类似于许多 OECD 欧洲国家所采取的方法。这是方法论上的进步，但是并没有将真正的发电领域中的天然气竞争者——煤炭（而非石油）考虑进去。能否取得进一步发展取决于中国的利益相关方所瞄准的目标——参考价格主要由具有竞争性的燃料决定还是将现货市场转变。

• 非市场环境向现货市场转变需要经历不同的阶段。第一阶段包括批发价格解除管制，运输和市场活动分离开来，及减少政府干预。另外还应具有充足的管网和透明准入，多个参与者互相竞争，且在其后的阶段需要金融机构的参与来发展现货市场。

• 与这些发展平行的是，对批发天然气市场的运作要求政府扮演不同的角色，由监管机构的角色通过竞争管理局最终变为仲裁机构。

在前面的第三章中已经提到有多种定价机制存在。与成本加成法相比，北美和欧洲（包括经济合作与发展组织中的亚洲和大洋洲地区）主要采用两种市场导向定价法：气与气竞争以及与油价挂钩。后者大多只在欧洲实行，而前者在两个地区均存在。在过去的三年中，欧洲一直在实行从与油价挂钩到气与气竞争的机制转变，以此来应对油价上涨而导致天然气价格的上浮。由于石油与天然气市场动态各异，终端用户方面的竞争较以往有所减弱，并且油价高企导致了天然气价格攀升，因此与油价挂钩的这种定价机制是否仍然适合成为大家争论的热点话题。

然而，对于相似的定价机制也可能产生大相径庭的定价结果，举例来说，欧洲（包括英国）与美国同样采用气与气竞争这种机制，但计算出的价格却有很大的差距。2011 年英国 NBP 交易中心平均价格为 9 美元 / 百万英热单位，而亨利中心（Henry Hub）平均价格为 4 美元 / 百万英热单位。虽然液化天然气贸易增长显著，但并未因此形成全球性价格或提高三大地区（亚洲、欧洲和北美）之间的市场耦合度。北美市场自给自足，因此与其它两个地区的联动较有限。此外，亚洲地区基本上是针对主要液化天然气进口商实行与石油价格挂钩的定价机制。而在欧洲，与油价挂钩以及气与气竞争这两种定价机制共存并且相互作用，与欧洲相比，亚洲地区的定价与油价挂钩的程度更高。

北美与一些欧盟成员国地区（尤其是英国）的竞争性贸易经历了数年才发展成熟。而天然



气市场自由化倾向于将运输活动与其它市场活动分离。北美在自由化早期就认识到，需要形成结构化市场并且将交易管理与供求平衡整合进来（IEA，2008）。美国监管机构负责推动这些市场，使市场参与者能够对各自的供应、运输及储存进行组合管理，并且通过关键性监管和实时信息更新来加以支持。欧洲市场自由化始于 20 世纪 90 年代末，自由化进程中形成了若干枢纽中心，而英国 NBP 交易中心是目前为止流动性最好的枢纽中心。

## 了解天然气贸易

为了发展贸易，有必要了解一些关于天然气贸易如何发展和运作的基本原则。这其中包括实体枢纽中心与虚拟枢纽中心的区别、市场参与者的类型、交易产品的类型以及风险管理方面的问题。

### 实体枢纽中心与虚拟枢纽中心的区别

实体枢纽中心与虚拟枢纽中心是北美与欧洲采用的两种不同方式。实体枢纽中心大多应用于北美（欧洲比利时的泽布吕赫市是一例外）。它指的是管道网络中的某个具体地理位置，当地天然气的价格就在此设定。由于运至此地的天然气由不同的州际管道输送且来自不同的气源，因此其定价采用亨利中心的价格。北美其它枢纽中心的价格根据天然气生产地区与消费枢纽中心地区的运输差异来确定。在美国，纽约商品交易所（NYMEX）一直在寻找一处能保证充分互联的中心位置进行天然气所有权交易，且最终选择了亨利中心。

相反地，欧洲则采用传统的方式，即虚拟枢纽中心。虚拟贸易中心与指定的市场区域相关，与任何地理位置无关——天然气可从区域的任何中心进入，再从其它中心退出，市场运营商<sup>10</sup>则负责区域的贸易平衡（见框 5）。贸易枢纽中心在市场区域内无任何实体位置，因此输送的费用与距离和进 - 出系统无关。虚拟枢纽中心被其区域当作每日贸易平衡的工具。英国虚拟贸易中心“国家平衡点”（NBP）是欧洲的第一个枢纽中心，创建于 1994 年 10 月。洲际交易所（ICE）后来决定采用 NBP 来定价并且作为天然气期货合约的交割地。

20 世纪 90 年代末和 21 世纪初，其它枢纽中心大多数在西欧建立。一些枢纽中心建立后不久便销声匿迹。截至 2012 年，这些枢纽中心还未成为跨国枢纽中心，而只是基于国家一部分领土（法国和德国）或整个国家领土（英国、荷兰或意大利）经营。它们利用独特的监管框架和现有的规则来对输送管网运营商（TSO）的管网运营进行监管。大部分欧洲国家只设有一个 TSO，而德国和法国例外。泽布吕赫是欧洲唯一的实体市场，在过去几年，该市场的重要性逐渐降低，比利时的监管机构和 TSO 已经决定向虚拟枢纽中心转变。虚拟枢纽中心即将成为欧洲的惯例，欧洲能源监管机构理事会（CEER）也决定将虚拟枢纽中心作为欧洲天然气目标模型的基础。

<sup>10</sup> 大部分情况下为 TSO。

## 框 5 · 竞争性市场中的平衡

灵活响应型天然气供应系统的主要特征之一在于整体系统供求形势多变的情况下还能够保持平衡。这不仅需要充足的长 / 短期灵活性装备（储气库、液化天然气接收站以及系统管道），而且还需要管网状态方面的可靠资讯。

非竞争性市场的情况相对简单一些，管网的平衡由一家组织来维持，输送天然气给消费者需要的所有装备和资讯都由这家组织来负责。然而，解除管制的天然气市场上，利用天然气管网来服务于消费者的市场参与方的数量会增加。对于解除管制的系统，TSO（国有的或私有的）会负责维护网络实物交易平衡，而运输商则负责管网的“管理平衡”。运输商执行的“管理平衡”有助于 TSO 充分利用管网的灵活性以尽可能最低的成本来为消费者提供供应保障。

管网运输商是需要每小时“处于平衡”（荷兰做法）还是每天“处于平衡”（英国做法），取决于管网的实际情况。这些情况包括与管网相连接的居民消费者的数量（日间灵活性较大）以及管网中的可用管道，其有助于系统更稳健地应对供求的剧烈波动。这种实际情况是投资期内非常重要的一项决定性因素，在该时间范围内运输商的投入需与退出网络时的产出相同（意味着是小时平衡还是日终平衡）。

运输商更加详细地说明天然气流量的问题，从而履行维持“平衡”的义务，这需要 TSO 提供信号，便于他们做出相应调整。运输商与托运商共同分担平衡网络的负担，增加了运输商开发 IT 系统的义务，IT 系统可促进双方进行网络实时状况方面的交流，并能保证商业的保密性。可靠的管理平衡系统需要以下几项要素：

- 透明的网络法则，建立相关规则，规定天然气如何运输，为根据实际情况制定天然气管理流程奠定基础。同时网络法则还需确保运输商的商业保密性以及政府的公共服务义务。
- 为信息传递制定标准化 IT 协议，允许运输商与 TSO 之间的双向交流。
- 进行系统认证，确保系统内相关方的交流不受阻碍，从而整体提升对平衡系统的信心。

NBP 与其它市场最明显的区别是 NBP 的交易不需要做平衡处理。每天结束时，运输商所有不平衡的交易均通过套现程序自动平衡，他们需要以接近现货价的价格买入或卖出差异部分。TSO 与国家电网通过买入或卖出天然气并利用套现系统将成本转移给运输商来有效地实行整个系统的平衡。这是一种基于市场的方式，实现整体区域范围内的平衡，包括所有市场参与者。而欧洲大陆市场对交易失衡的运输商进行处罚，从而促进交易平衡。

实体枢纽中心与虚拟枢纽中心这两种不同的方式反映了各个市场不同的结构，TSO 在北美已完全私有化而在欧洲处于管制中。在美国，枢纽中心的目的是为贸易提供便利，而在欧洲则是达到贸易平衡。对于虚拟枢纽中心，几乎不存在管道阻塞，贸易商也感觉更加自由一些，但是其需要足够大的区域或市场。这两种方式都促进了贸易的发展并创造了流动性强的期货市场，尽管在欧洲一些地方仍然有需要改进之处。

### 双边交易与基于交易所的交易

贸易将不同类型的市场参与者（从运输商到金融参与方）聚集在一起，并且囊括实体和虚

拟天然气供应。一般来说，天然气可进行双边交易（“柜台交易”）或者通过市场组织运营的交易所进行交易。两种情况下，有现货市场和期货市场的区别。现货市场上，交割期限较短（一周以内），而期货市场上，实物交割期限较长，一般超过一个星期或者几年以后，因此其不同之处在于未来交割的时间。

基于交易所的交易的对象为天然气交易枢纽中心交付的标准化产品（例如，日前、月前以及几年以后，依市场流动性而定）。市场组织包括纽约商品交易所、亚太证券交易所及洲际交易所，独立于天然气市场竞争者或金融参与方。因此市场参与者可进行产品交易，交易类型根据未来交割的时间而定。大量市场参与者进行标准产品交易，这样一来可提高市场流动性，从而增强对价格信号的信心。随着市场参与者及交易产品的数量不断增多，交易所的流动性也会加强。在早期，交易产品集中在未来几个月或下一年交付。后来慢慢出现了交期时间更长的新产品，这些产品是市场组织进行需求评估后而推出的。

双边交易（或柜台交易（OTC））的交易对象除上述标准产品外，还包括为满足一些买家的特定需求而定制的产品。交易可直接在枢纽中心进行。监管机构经常认为这种交易的透明度不如交易所的交易，因为他们的交易情况没有在屏幕上显示。

市场参与者信赖交易的重要原因在于其市场透明度。因此需要资讯企业的参与，它们可通过期刊、网站和新闻通讯来收集和传播关于交易量和价格方面的资讯。这类企业包括普氏能源资讯（Platts）、Argus 网络、ICIS Heren 能源资讯等等。

不同参与方参与交易，包括运输商和金融参与方。运输商将现货市场作为平衡工具，他们更倾向于现货市场和实物交割。而金融参与方习惯上更倾向于期货市场，很少参与实物现货市场的交易。这些金融参与方对发展期货定价起着非常重要的作用，他们愿意承担风险来获取利润，而运输商在期货市场上的活跃性较低。金融参与方的出现也使得市场参与者的数量有所增加。然而，金融参与方依靠实物现货市场进行平仓。因此这些市场参与者与现货/期货市场有着非常紧密的关系，现货市场上运输商实物交易越多，就越有助于金融参与方对其期货市场上持有的头寸进行平仓；而运输商则依赖金融参与方在期货市场提供的金融衍生品，以此来降低与运输活动相关的风险。市场流动性越高，期货产品交易就越容易进行。最后，金融交易并非总是会促成天然气的交易。

实物市场与金融市场的监管组织有所不同。现货市场上的实物交易受到能源市场监管机构或竞争管理局的监管。同时，金融交易受到金融市场监管当局的监管。这就意味着，如果交易枢纽中心出现实物交易与金融交易合并的情况，政府可以转换监管机构的职能。

枢纽中心流动性的问题经常被提出，用来衡量枢纽中心是否能够提供可靠的价格信号。其中一个指标为交易量与实物量之间的流动率，但是不一定会涵盖所有在相应区域流通或交易的天然气。例如，场外交易不完全由 TSO 上报。其它指标包括参与者的数量，交易产品的类型以及产品买入价和卖盘价之间的价差。远期期货产品交易的买入价和卖盘价之间的价差越小，期货市场的流动性越好。

交易相关的另外一个问题是交易对手风险，是国家平衡点（NBP）发展的决策性因素之一。对于柜台交易，其风险主要在于交易参与方。这经常会涉及到降低交易成本的问题。通常企业

内部监管部门通过协调与竞争对手之间的商业关系来降低竞争对手风险。同样也有可能通过清算机构来清理风险（多半属于掌管交易市场的营销组织），但是柜台交易与交易所交易相比所体现出的较低交易成本优势会受到影响。交易所市场上，风险清理由清算机构来执行，用于防止违约风险，方便即期产品的交易。

市场结构不同方面，包括合同和基础设施的使用与管理方式，其情况也应有所不同。在后续亚洲现货市场建立方式部分有具体描述。

## 北美天然气模式

### 目前情况

目前北美采用供求平衡（或气与气竞争）的天然气模式。谈及北美的天然气市场，人们常常会提到亨利中心，即位于路易斯安娜州的一个实体交易枢纽中心，不同州际管道在此汇合，也是美国天然气定价参考中心。但北美还有许多其它定价中心，包括 Opal、纽约城市站、阿尔伯达等，不同于亨利中心的价格，他们采取差别定价。

这些区域天然气价格大都遵循相同的趋势，尽管其区域供求基本面会令季节性差异现象更严重，产气不足的地区表现尤为明显。从北美天然气市场可以看到区域价格差异如何形成，不同区域枢纽中心价格之间存在的套利机会如何促进管道投资，从而解决价格差异的问题。私有企业在开放时期进行管道投资（见后续北美运输管道投资部分）。在 2000 年至 2011 年初的这段时期，美国天然气产量增加了大约 1000 亿立方米，州际管道网也随之扩充了 14600 英里（INGAA, 2011）。

北美的这种天然气模式实际上是由市场发展缓慢造成的（前面部分已有描述），其天然气市场经历了数十年才发展成熟。中国比较关注的一方面是，北美地区天然气产量一直很丰富，只在很短的一段时间内被认为其液化天然气会依赖净进口。与中国相比，主要不同之处在于，美国有众多天然气生产商，最大生产商的产量也只占总产量的 6%。而在中国，天然气生产由三家企业垄断，最大生产商的产量占国内总产量的四分之三。

### 美国天然气定价系统演变

美国天然气产业发展早期，价格不受管制。这种情况直到 1938 年发布天然气法案后才有所改变，该法案提出对天然气产业进行监管，尤其是价格方面。在之后的四十年，对天然气价格的监管逐渐发展。1954 年最高法院的菲利普斯决议规定对井口价格进行管制，并一直持续到 1978 年。需要监管的天然气井数量众多，监管机构压力巨大，所以他们改变监管方式，采用区域监管法。同一区域的所有气井按照平均生产成本收取相同费用，并与井之间的具体差异忽略不计。这样一来，费用有时会低于生产成本，从而导致区域天然气短缺。这种价格监管采用的是成本加成法，与中国目前的做法类似。联邦能源委员会负责州际交易的监管，州立机构则负责州内交易。20 世纪 50 年代至 70 年代的美国天然气系统与目前中国的天然气系统颇有几分相似，都是由监管机构来控制天然气价值链上不同环节的大部分业务。而一处明显区别在于，美国管道公司不同于生产商，他们直接向生产商购买天然气。

这种过度监管导致了各地区出现气荒，他们需要从生产区域进口天然气，这种情况在东北



部和中西部地区尤为明显。只针对跨地区天然气交易进行监管（不针对州内的天然气供应）的做法使得情况更加糟糕，州际管道也因此面临气荒问题。一些生产商则更愿意在德克萨斯州内出售天然气，而不愿意向北部输送。20世纪70年代中期，新发布的监管体制按照天然气生产的现期成本和预期成本的平均值设定了统一的国家井口费用，但这只适用于1975年后签订的合同。同时，过往费用仍保持低位。这导致了井口价格急剧上扬，而天然气需求攀升，使得气荒现象更加严重。

1978年发布的天然气政策法规目的在于对部分井口价格解除管制并保持大部分州际管道的价格控制，以此来解决天然气荒的问题。第一次是根据买卖双方的竞争来解除对井口价格的管制。同时该法案也将州内天然气纳入价格管制，以此来消除区域间的不平衡。进一步解除管制开始于1985年（联邦能源监管委员会380法令和436法令）。该法令允许公用事业单位以及其他客户按照市价直接与生产商签订合同，并根据第三方准入规则通过管道将天然气输送至各自站点。其关键要素是，上游市场自由化需要管道准入，因此形成了批发市场和批发价格。

井口价格解除管制和两次油价冲击的双重因素使得1970年至1984年间井口价格上涨了15倍。经济增长放缓且天然气价格高企使得天然气需求减少（1979年至1983年间从6470亿立方米跌至5570亿立方米），到1985年井口价格又回落到接近1.8美元/百万英热单位的水平。出售天然气给终端用户的方式有多种选择，因此市面上也出现了各种各样的天然气购买和运输模式以及操作方法，其中还包括新的定价模式，即净回值计价。1989年发布了天然气井口解除管制法案，1978年法案中规定的所有价格封顶值于1993年1月就已废除（EIA, 2012d），而不是2000年。1989年，超过60%的天然气生产被解除管制，而其余33%不受1978年法案中的价格控制。新法案旨在减少市场不平衡，引导井口价格更好的反映供求平衡，并且使某些天然气例如致密气的生产从监管价格上限中释放出来，其价格上限高于市场清算价格。

自由化改变了美国天然气产业的结构。之前，天然气产业分为不同的阶段，包括生产、运输和配送，所有阶段都受到严格监管，且生产商、州际管道公司和配送公司之间签订长期合同。1985年开始实行自由化和管道公开准入，从而形成了竞争性天然气批发市场并且出现了一种新型企业——天然气市场主体，一方面连接生产商，另一方面连接配送公司和大用户。天然气市场自由化和批发价格吸引了众多新企业涌入市场，并且在营销企业和天然气生产商之间形成竞争，从而增加了批发价格方面的压力。

总的来说，天然气价格下跌：1988年至1995年间井口价格（实际）下跌26%，城市供气站价格下跌24%。大用户可直接向批发市场购买天然气，而1988年至1995年间天然气价格下跌26%至31%，其主要受益者就是这些大用户。小型用户无法直接从批发市场购买天然气，即使1988年至1995年间实际天然气价格下跌12%，其受益也非常有限。

值得一提的是与加拿大的互动，加拿大是美国的主要进口源。在20世纪70年代初，加拿大天然气价格仍然不受管制，而美国正遭受天然气荒。因此美国从加拿大进口的天然气量有所增加，从而导致加拿大的天然气价格上涨到高于美国的水平。加拿大因此决定对国内价格进行监管，将天然气价格与油价挂钩，并设置单一的出口至美国的价格，出口价格高于国内价格。这样一来，所获利益将按照比例重新分配给天然气生产商。随后美国实行自由化，天然气价格下跌，加拿大也在1985年解除了对天然气价格的监管。



同时，纽约商品交易所推出了第一份天然气期货合约，约定于 1990 年 4 月在亨利中心进行交割，即使 1983 年就建立了天然气咨询委员会主要讨论枢纽中心选址的问题。之后的几年，也创建了一些在其它中心交割的合约。

过去的 20 年间，美国天然气定价方式改变甚微，天然气交易在位于州际管道上的实体枢纽中心进行。与金融天然气市场相关联的交易活动日益增加，且随着 20 年间因特网和电子交易系统的发展而得以推进。纽交所第一个交易日所达成的合约为 918 份，如今却超过了 100000 份（EIA, 2012e）。期货交割期限由 1997 年的 36 个月扩展到 2001 年的 72 个月。而如今的期货交割期限达到 10 年，即持续到 2022 年。截至目前，天然气价格根据供求平衡而设定，同时还取决于石油市场的发展。轻质致密油激增意味着与石油或液化天然气挂钩时，天然气的价格几乎免费。

2000 年至 2008 年的定价发展是促使页岩气发展的一项重要因素，另外还需要熟悉美国地质情况并掌握开发和生产技术才能生产页岩气。亨利中心天然气价格上升至 5 美元 / 百万英热单位以上，到 2008 年年中上升至 13 美元 / 百万英热单位，这一点吸引了小型企业对页岩气资源的关注。

## 欧洲天然气市场——油价挂钩和气对气竞争的混合格局

欧洲主要采用两种定价机制——油价挂钩和气对气竞争。2005 年，相较于 5800 亿立方米（IGU, 2012）的欧洲天然气消耗量，天然气对天然气定价（GGC）定价对应的气量为 880 亿立方米。2010 年，前者消耗量为 5940 亿立方米，而批发价形成对应的气量攀升到了 2170 亿立方米。与此同时，石油联动（OE）定价的气量从 4580 亿立方米跌到 3490 亿立方米。GGC 不仅仅存在于英国，它也通过建立不同站点在欧洲大陆发展开来。

### 欧洲油价挂钩的起源

油价挂钩可以追溯到 20 世纪 60 年代，当时荷兰正在考虑将本国于 1959 年发现并从 1964 年开始运营的格罗宁根天然气井产出的天然气出口国外。在那个年代，欧洲的天然气消耗量微乎其微（140 亿立方米），荷兰天然气消费量不足 10 亿立方米且欧洲天然气贸易差不多在同一水平。必须将格罗宁根天然气销往一个亟待发展的市场。因此需要确定一个价格。但是荷兰政府不愿意低价出售这种新型资源，尤其不愿意使用成本加成法，因为格罗宁根天然气的成本非常低廉。

以“市场价值准则”为依据为天然气定价的想法出现了，这种市场价值准则有时也被称为净回值准则，即天然气需要与各个能耗行业（住宅、商业、工业和能源）中的最佳替代能源角逐。当时，天然气的一般替代品是燃油或柴油。另外，为了推进能耗方式从油类制品转为天然气，当用户为了使用天然气（锅炉等）而必须有所投资时还可给予一定回扣。

若计算每个行业的市场价，就会得出一个平均价，网络成本（传输、输配和存储）会从中扣除，从而得到所谓的“边界价格”。每一方均会承担某些风险：卖方承担价格风险（某些边界价格下降），而买方承担数量风险（尤其是在房地产行业成为市场主体时）。长期合约还包括合约修订内容——一般每三年修订一次；但是当市场情况发生重大改变时修订内容则会过时。这类挂钩延伸到了其它欧洲和亚洲市场，所以如今两个地区的液化天然气和管道天然气进口仍然受到油价挂钩的影响。

一般，油价 - 指数定价公式如下所示（IFRI，2011）：

$$P_m = P_o + 0.60 \times 0.80 \times 0.0078 \times (LFO_m - LFO_o) + 0.40 \times 0.90 \times 0.0076 \times (HFO_m - HFO_o) + K$$

在这个公式中， $P_m$  代表该  $m$  月的天然气价格。 $P_o$  代表天然气参考价格，而  $LFO_o$  和  $HFO_o$  则是轻质燃油和重质燃油的参考价格。 $LFO_m$  和  $HFO_m$  代表该  $m$  月的价格，但事实上它们是过去 6—9 个月的平均值，存在 1—6 个月时间滞差。系数 0.60 和 0.40 分别代表与轻质燃油和重质燃油竞争的细分市场份数。系数 0.80 和 0.90 为传递因数，在油类制品价格发生改变时用于分担买卖双方的风险和回报。

尽管油价挂钩是最普遍的做法，但其他指标，如煤炭、电价、或者通胀也会运用于长期合同中（IGU，2011）。使用通胀的方法，特点在法国由于住宅使用电热率较高而成为一个典型的例子。更复杂的方法存在着这样那样的 S 曲线，在高油价时保护买方，低油价时保护卖方。通常在计算中也有其他选择，使某种燃料转成另一种燃料。例如当前者超过一定价格水平，或者当时合同中交易量、客户流失率和远期交易价格变化显著时，某一指数正好向现货交易指数化转换。

#### 框 6 · 日本的天然气定价

当日本开始考虑进口液化天然气时，买方把重点放在了天然气供应的长期保障性上，在当今这仍是一个非常重要的因素。购买方必须对终端用户承担供气义务。然而考虑到液化天然气项目的投资成本，卖方也提出了相应的需求保障，于是双方在长期合约中创造了共同利益。在进口液化天然气的最初几年里（1969 年），日本都是以固定价格进口，一直到 1973 年油价突然上涨。液化天然气的价格相对于油价则大大缩水。

但是，长期合约价随时间逐步提高，直到政府售价法案出台。然而，某些国家开始以不同于政府出售价格（GSP）的市场价出售油料。在 1986 年油价猛跌以后，以石油等值价格销售液化天然气的供应商在保障天然气项目经济效益时陷入了困境。液化天然气价格公式从而再次修改。当今，大多数日本液化天然气合约使用的是日本原油综合价格，称为 JCC，作为日本原油进口的加权平均价。

#### 英国在定价方面的经验

英国的天然气市场于 1986 年开放，使用量超过 25000 千卡的消费者才有资格。价格市场依旧是由英国天然气公司控制，其确定的价格区分了天然气和非天然气（网络收费）成本。最初天然气成本是根据英国天然气公司的天然气平均成本来确定的，并且以此价格卖给最终用户，而非天然气成本是受零售价格指数 RPI-X 价格上限控制（CRI，2000）。多年后该方法进行了修改，天然气成本最初替换为天然气成本指数减去效率因素（1%）。X 因素从 2% 降低到 5%。随后合格消耗量门槛下降，1993 年采纳了关于英国天然气公司分离和完全开放市场的建议，定价方法主要以因子调节的形式数次变更。最后的一次更改是在 1997 年，再一次完全通过了供应成本，这是由于未来成本难以预测且竞争迫使英国天然气公司降低成本。运输、储存、仪表供应和天然气成本也获得了全部通过，同时依照 RPI-X 对供应和仪表读数成本强行制定了价格上限。另外，英国天然气公司的每个价格公式也有单独的上限。这一系列的价格控制在 2002 年天然气市场实现有效竞争之后撤销。

## 英国天然气贸易的起源

英国的天然气贸易的开始于 1992 年，当时能源公司尔根（Powergen）被迫将出售与之签订合约的生产商的天然气。在英国引入现货市场之前，甚至是在 1986 年市场自由化启动以前，英国天然气公司既已占据垄断地位，实际上制定了从生产商购买天然气的价格（当时没有进口）和卖给最终用户的销售价格（牛津，1999）。尽管英国天然气公司于 1986 年转为私有化并引入了 TPA，英国天然气公司仍旧取得了与上游生产商的绝大多数天然气合约，合约中的天然气价格很大程度与特定于领域相关，并和燃油、通货膨胀指数甚至煤炭相关。

Page | 62

现货交易在 1994 年之前都非常罕见，直到 2004 年才开展起来，虽然某些交易是通过电话进行的，但在当时几乎所有的交易都是在海边进行的。一个市场需要保持透明度，Heren 于 1994 年开始出版有关双边贸易的资料，紧随其后的是 1995 年的石油信息周刊（Petroleum Intelligence）和世界天然气信息周刊（World Gas Intelligence）。一大重要发展事件是 1994 年夏 BG 和美国天然气净化站（NGC）成立了 Accord 贸易公司，使贸易达到了国家平衡点。国家输电公司和运货商达成协议后 NBP 作为虚拟点于 1994 年创立国家输电公司。净化站能够在海边大宗天然气输配开始后解决责任问题，而大部分交易也因此转移到了 NBP。之后“管网规范”在国家输电公司和运货商长达两年的协商之后于 1996 年 3 月开始生效。最终，一般交易条款以《1997 年短期单一 NBP 贸易条款》（NBP97）的名称被行业采用，其中明确规定了批发价、账单、付款、任命和不可抗力等项最终，国际石油交易所于 1997 年 1 月第一次引入了天然气合约，这为交易所模式的交易建立了基础。在最初几年里，IPE 交易明显比柜台交易要少。

在若干重要的成功因素中，单一交货地点不产生任何运输成本，它取决于运输商国家输电公司——第三方准入，国家输电公司之前建立的进出口系统。其它关键因素还包括：在 OTC 和随后在 IPE 上公布的交易产品信息，以及让一套市场参与者放心在 NBP 进行贸易的明确指导方针。NBP 价格反映了不会因交通成本造成地理差异的整个地区的商品价（运输成本由 TSO 单独征收，TSO 运营英国天然气管网，且由英国能源监管方进行监管）。

在 20 世纪 90 年代末和 21 世纪初，产生了其它创建现货市场的举动。第一个行动在比利时泽布吕赫，互联天然气管道施工和启动后，于 1998 年 10 月和英国连通，随后接往英国天然气交易中心。泽布吕赫不同于英国天然气交易中心，它是一个虚拟的点，互联管道中的天然气从这进入比利时天然气输配系统。

## 发展贸易枢纽中心的一些失败案例

并非所有贸易枢纽中心都是成功的事例。21 世纪早期，德国和荷兰边境上尝试建立了又一个贸易枢纽中心。它是引自挪威为整个欧洲西北地区提供天然气的管道终点。在当时，只有泽布吕赫在欧洲大陆上有一定分量，而且它差不多可以看做是 NBP 的孪生兄弟，因此发展另一个枢纽中心意义重大。HubCo 和 EuroHub 这两个公司都试图建立自己的枢纽中心。HubCo 是 Ruhrgas、Statoil 和另一德国公司 BEB 旗下的。而 Eurohub 是由荷兰气体联合公司赞助的。2004 年，考虑到枢纽中心缺乏发展性和流动资产，两个公司决定合并运营。除了两个公司存在的竞争外，阻碍枢纽中心成功的问题还包括跨越国界问题、缺少产能和不同的运作方式 - EuroHub 使用进出口系统，而 HubCo 采用点至点系统，这反映出了两国不同的输送系统，

另外，业务受到实体贸易的限制，与虚拟贸易形成鲜明对比。最终，只有荷兰出现的产权交易中心（TTF）带来了新的竞争，而且只有这个枢纽中心幸存下来。TTF 在荷兰完全实现管输分离的 TSO 气体联合公司不断改善服务的支持下逐渐发展壮大，其中改善的服务包括：跨境服务、交割方式。同时，气体交换公司 APX 和 Endex 也对 TTF 的壮大起到一定的作用。

### 最新的变化

在过去的三年中，在欧洲出现的一个主要问题是油价挂钩价格和现货价格（通常由 NBP 表示）之间持续的差异。在 2009 年金融危机和产品需求下滑的背景下，市面上也同时出现了一种新型液化天然气（尤其是美国的需求不足）造成了油价挂钩合约价和现货价之间出现巨大差距。这也造成了某些长期合约的重新商定，这些合约引入了现货指数，以及从 2010 年开始照付不议数量更大的灵活性。这可以从 2009 年布伦特油价和德国边境价（GBP）之间不断出现的差异中体现。

天然气市场在 2010 年缩紧。这两个因素促使 NBP 和 GBP 之间的差距缩小。然而，这种差异在 2011 年末再次加剧，这是由于油价大幅上升和因温和天气而使欧洲天然气需求疲软共同造成的。2011 年 GBP 和 NBP 的平均价格溢价为 1.6 美元 / 百万英热单位，略微高于 2010 年的 1.5 美元 / 百万英热单位。

### 框 7 · 长期天然气合约

长期合约对于自由化和批发价来说并不是背道而驰，从投资的层面看，为了支持高额的投资它有优势，但在不同的情况中，为了放宽天然气市场并建立自由化，它却造成了许多难题。某些长期合约已经完全或部分采取现货价格。比如，从荷兰或挪威至英国的最近进口合约都是采用 NBP 现货价格。

长期合约可以看作是缓解市场参与者风险的一种措施。合约能够确保在 20 或 25 年的时间内，生产商 / 卖家和买家交易规定数量的天然气。合约通常包括买方有义务在特定的时期（月、季度和年）接受特定数量的天然气，而且这种照付不议合约能确保生产商 / 买家的稳定生产量，但需求波动由买家进行平衡。如上所示，价格常常和油价挂钩，其它类型还包括天然气、煤炭和通货膨胀。

对于生产商来说，长期进口合约常常是缓解风险的一个好措施，因为合约能保证获得稳定的收入来源。稳定的收入来源能保证对天然气开发、生产（包括上游管道）以及天然气处理进行长期重要的资本投资。在中游层次，纵向一体化公司倾向于彼此之间或与客户（输配公司和大型单个用户）之间订立这类合约，从而获取供应收入，并使它们与供应商之间的长期进口合约的风险和对管道投资的风险降到最低。确保下游天然气客户的需求量常常倾向于与供应商签订合同。

虽然在整个天然气价值链中，长期合约有明显好处，但这种合约投资对建立完全自由和具备竞争力的市场以及高效生产和网络基础设施投资形成阻碍。

双边长期合约锁定的客户的购买义务。合约取消了供应方竞争在较长时期内的大量天然气需求的赎回权，并使客户不得选择价格可能较低的天然气来源。这个问题在 2009 年经济危机后，



欧洲天然气需求十分低迷、长期合约远远高出低廉的天然气价的情况下表现得格外明显。结果，欧洲买家很难履行最低的照付不议承诺，因为其合同差不多可以满足进口的需求。它们针对合同重新谈判，加入现货价格内容，并赋予年度合同数量更多的灵活性。

长期合约规定进口方必须取消回赎权，这可能造成现货市场的流动性变低，并因此导致出现高价的不确定性。这种不确定性通常会表现为频繁的价格变化和高价变化，因为供求发生任何小的改变都可能造成相对较大规模的供给过多或供给不足。这种不灵活的价格机制会造成天然气输送产品价格过高，许多天然气市场均出现过此类情况，例如美国、英国（两国都和生产商签订了长期合约，参见下章节）和德国的天然气市场。

在这些市场中，禁止下游方面签订长期合约会导致部分供应商面临严重的经济损失，因为它们不得不面对上游或进口方提出的高价天然气。

签订长期合约会使得生产商面对需求时欠缺灵活处理，也因而会造成供给过多。另外，在对于完全自由开放的天然气市场来说，比如美国天然气市场，由于长期合约的价格确定程序不透明，可能会妨碍对网络基础设施的有效投资。

然而也出现了越来越多反对油价挂钩的声音，这主要是因为用在“燃烧器喷尖”上的两种燃料之间的直接竞争越来越少，且关联性越来越低（在美国尤为明显），煤炭在电力行业是一种更加重要的替代燃料，它使短期合约的使用增多，这种合同更依赖于现货价格，也使市场之间和内部之间联系更紧密。另外，欧洲委员会设法为气对气竞争取代油价挂钩铺平道路。

相形之下，人们更信赖原油和精炼石油产品市场，这个市场中的商品可以相互替代且全球通用。除了美国的亨利枢纽中心和欧洲的 NBP，其它欧洲大陆的枢纽中心规模小，交易量低，不能立即付现预示了不可预测性也引起了市场操纵的风险。最终人们对使用现货价格作为可靠指数仍缺乏信任。

## 成功应对从合同到现货市场的过渡

几个 IEA 成员国的经验表明，从基于合同的天然气销售过渡到基于现货市场的过渡可能造成市场参与者出现重大的经济扭曲。天然气市场中的长期合约的质量和数量在天然气市场开放过程中要认真考虑，它可能会给开放带来极大的障碍。鉴于这种可能，在初期不过度使用长期合约是使市场在开放过程中的代价降到最小的基础。

### 英国实例

从基于长期合约的垄断市场过渡到更加以市场为基础的市场会影响目前的市场参与者，在这个过程中它们会发现自己的角色逐渐转变并且财务状况出现困难。这在英国有特别典型的实例，在英国天然气公司之间订立的长期双边合约在天然气市场开放后变成了一种负担，这尤其是由长期合同以及旧合同约定价和新出现的市场价之间的价格差异造成的。

BG 和上游生产商协商一致的天然气价格特点是，天然气价格和竞争燃料价格、通货膨胀有关联，而且长期合约中没有重新启动价格的工具。所以没有方法解决市场价格的差异。然而在 20 世纪 90 年代早期，供应过多的状况是由几个因素导致的：市场准入、发电机和卫星



气田发展以及 BG 自身的产量增加。市场自由化和市场开放意味着上游生产商发展新天然气田，并通过将天然气销售给新燃气工厂或新市场主体以期在蓬勃发展的市场中分得一杯羹。在 1992/1993 年，与这些天然气田相关的长期合约议定价遵照了 BG 的购买成本。考虑到相关的天然气田所占份额巨大，估计有 90% 的气田产出达到 6p/th，所以在天然气价格下跌时关闭生产的动力不足。

1995 年温和的天气，加上发电厂工作延误，以及 BG 从莫雷坎比气田（英国最大的天然气田之一，由于其高度的生产灵活性，过去也被用来作虚拟储备）过度采购天然气加重了公司的不平衡。BG 有照付不议义务购入 476 亿立方米（4.6bcf/d）的天然气，而预估的天然气需求量为 450 亿立方米（4.35bcf/d），多出 26 亿立方米（0.25bcf/d）天然气的价值为 5.28 亿英镑。由于 BG 的天然气加权平均成本（WACOG）远远高于现货价格，这留给公司两个选择：赔本售出（销售给现货市场或自己的客户，由于当时这个数量占现货市场的约 30%，所以可能存在进一步降价的风险）或限制供应并维持高价。这会导致天然气合同的重新谈判以及英国天然气公司中止合并。

首先，公司在 1996 年决定分解为两个部分：森特里克公司主要负责天然气销售、服务和零售业务，以及北/南莫雷坎比天然气田和包括开发、生产、运输和储存在内的 BG PLC。1997 年计划最终敲定。这种中止合并举动可以看作是对市场自由化时期政府在重建行业中失误的一种修正，但是代价是：资产的市场价下跌了一半，从 GBP155 亿跌到了 GBP77 亿（世界银行，1998）。在公司分解过程中，所有合约都归入了森特里克公司，使得公司不得不对此重新谈判，最终在 1997 年底结束。比如在 1997 年 12 月，森特里克公司宣布重新商定与康诺克、阿尔夫和道达尔公司的合约。但是作为补偿，森特里克要支付一笔达 3.65 亿英镑（税前）的补偿金，以及后续向康诺克公司提供天然气。在这之后，与飞利浦、阿吉普和菲那公司签订了价值为 4300 万英镑的协议，并终止了与雪佛龙公司的合约。与此同时，由于住宅用户的天然气市场也开放了，森特里克公司也失去了许多家庭天然气用户，但却获得了新的电力用户，所有从整体上使用能源的客户数量是增加了。

## 美国实例

井口气价格的自由化以及竞争的加剧对天然气价值链产生了影响，尤其是州际管道公司。在第三方准入天然气管道之前，州际管道终止了和天然气生产商的长期合约，把天然气直接销售给了输配公司。

20 世纪 70 年代，美国天然气市场供应不足，而在 1980—1985 年间又出现了供给过多。在经历了 1978 年井口气价超出各个天然气生产商的成本，并引起开发和生产水平猛升起之后，新的井口气价制定成立了。尽管前一章提到了井口天然气价格出现上涨，但许多公司仍然接受这些合约。供应上的高成本仅仅是从管道公司转移到了天然气价值链的下一个阶段 - 输配公司和之后的终端消费者。由于受到天然气高昂价格的刺激，天然气需求方出现了大幅萎缩，使得纵向一体的中游供应商背上了长期购买的包袱，但却很难找到市场。

另外，根据 436 法令，天然气管道已向第三方准入打开了大门，而输配公司可以绕开公司，并寻求到价格更低的天然气。它们也有机会退出与管道公司签订的合约，但管道公司却不能退出与生产商之间的合约，它们选择了新的且价格更低的供应合约，这也进一步破坏了管道公司

的销售市场，使销售市场也因消费者数量的萎缩而被迫收取更多的费用。与法令 436 相关的过渡成本预计在 117 亿美元（世界银行，1998），这相当于是整个州际天然气管道账面价值的一半（1984 年为 234 亿美元）。

这也迫使大部分公司向生产商提起诉讼，因此需要联邦能源监管委员会建立一套机制将成本分配给所有行业参与者，而这对法令的执行恰恰是必要的。联邦能源监管委员会于 1987 年发布了 500 法令，规定管道公司应将 75% 的过渡成本转移给生产商、输配公司和大客户。只有在转移成本后，州际管道公司才开始大规模地执行开放制度。

Page | 66

## 在亚洲建立贸易枢纽中心

虽然北美和欧洲已经建立起贸易枢纽中心，但除了日本和韩国，作为亚洲最大的天然气进口国，拥有了相对成熟的天然气市场以外，其它地区仍然比较少见。亚洲几个国家在中期将开始或进一步增加天然气进口 - 这些国家包括中国、印度、泰国、马来西亚、印度尼西亚、越南和新加坡，前四国已是天然气的进口国，后三国已开始施工建造天然气终端设施。虽然印度尼西亚和马来西亚在中期仍然是纯粹的出口国，但同时它们也是进口国。亚洲的地区贸易和国际贸易预计会增加，并主要是天然气贸易。

然而，亚洲的上游（相关的）和下游部门都缺乏足够的竞争，市场离自由化进程仍有很大的差距。中国的相关状况已在报告前文详细介绍，日本和韩国的公司基本上是采取油价挂钩的长期合约方式购入天然气，面对客户欠缺灵活性，而对供应商的需求相当依赖。由于天然气买家需要一个有保证的市场将天然气输配给终端消费者（IEA，2012），这些合同需要限定下游部门的竞争。

在亚洲建立一个现货市场和期货市场的天然气批发市场需要很长一段时间。欧洲和北美的经验表明实现这个进程必须花费数年的时间。对大多数国家而言，这意味天然气市场需要巨大的改变，也意味着在自由化进程中要考虑完全不同的出发点。它们的经验也表明要引入运作良好的天然气市场必须有政府的干预。这包括两个主要要求：

- 制度层面的改变：包括放松批发价的管制、输送和营销活动的分离，以及至少使大客户有权选择自己的供应商。
- 结构要求也是必要的：这包括充分的容量和透明的准入机制，参与者数量充分，以及有足够金融机构参与。

要达到以上的目标，中国天然气市场需要发生翻天覆地的变化，正如美国和欧洲实例增加竞争和放松批发价管制，第三方准入是实现这个目标的前提条件。天然气市场必须从纵向一体化的结构转变为纵向化不太明显的结构，而这也同样需要政府减少对天然气市场的干预，尤其是在制定天然气批发价方面。引入独立的监管者来负责制定价格也是一个前提条件。

在第二阶段，OECD 经验显示，非歧视性管道准入的可接近性和管网容量的可用性是确保天然气市场良好运作的必不可少的因素。这意味着 TSO 能够以一种透明且无偏见的方式进行投资，也就是说良好的监管框架促进了这些投资。同时，提高竞争力也吸引了更多的市场参与者。除他们在投资中所扮演的角色外，市场还需要金融参与方，他们愿意为参与天然气贸易的各相关方承担金融 / 操作风险。正如上一章中所阐述的，需要用自然市场和金融机构之间的联系来减

少交易对手风险并提供清晰的长期价格信号。

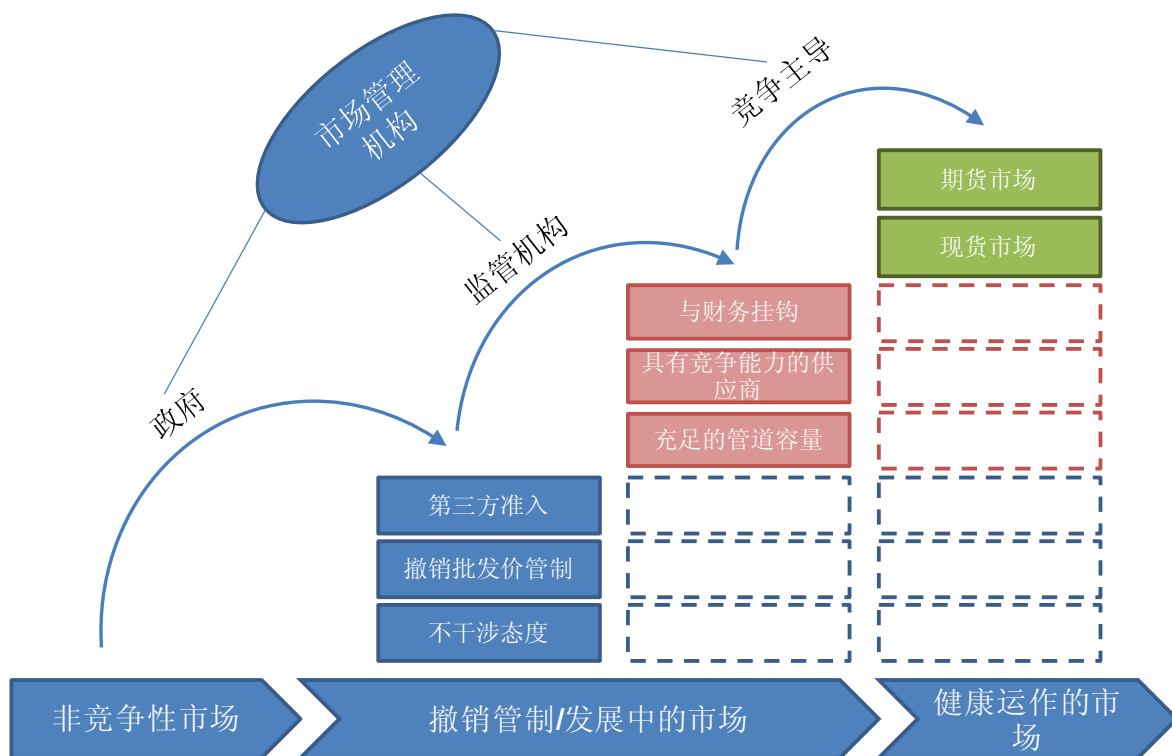
投资者对不断增强的透明度，尤其是在管网使用条件方面的变化信心大大提升。这些条件指的是不断增加的 OTC 和以交换为基础的贸易，以及愿意为未来输送气量和未来不断增加的天然气贸易承担价格风险的非传统参与方（金融机构方）。因此，现货市场和未来市场的价格能不断反映出某一个地区在不久的将来的供求平衡。

同时，天然气运作批发市场需要政府扮演一个不同于在各个发展中的天然气市场中常见的角色。在自由化的系统中，政府不得不适应监管者的角色，并最终通过竞争机构转变为仲裁者的角色，这需要政府对自由化保持始终如一的态度，并可能需要转交一部分经济控制权（通常为比较关键的部分），而这对政府来说是个很大的挑战。

据中国专家估计，中国天然气市场消耗量到 2020 年将达到 3500 亿立方米。同时，随着从国产气、中亚和缅甸的管道气进口、进口 LNG 或者从俄罗斯进口气量的不断增加，中国似乎有足够的天然气供气能力和消费能力来建立一个定价中心。

这需要取决于中国相关利益方如何为天然气枢纽中心定位，是建立一个欧美标准的枢纽中心，还是使用竞争燃料的市场净回值定价法来应用于天然气市场。那么，如果这样，那些长期合同又将会发生什么改变，不但会影响中国，还将会影响销售给亚太地区的 LNG。

图 11 • 创建天然气批发市场



## 6. 天然气的生产和贸易

### 关键信息

• 上游监管为实现对天然气资源的成功开发，其监管重点一般为以下三个方面：许可和所有权、安全与环境以及对基础设施的使用。

• 企业一般更倾向于将这些监管要求整合成一整套透明的、具有一致性的、全面的程序，以保证天然气资源及其资本密集型基础设施开发所需要的长期稳定性。

• 但是，鉴于本地的条件和涉及的国内机构数量，这种一体化结构模式在全球范围内并不存在。这会导致若干并行程序的频繁出现，跨越各级政府的众多机构。

• OECD 的经验显示，许多国家都已制定了具体的政策来鼓励对边缘地区、更昂贵的资源或对不活跃的成熟地区进行开发。在美国，一项 R&D 计划促进了相关技术的发展，而这种技术使得对煤层气（CBM）和页岩气的开发成为可能。

• 对页岩气和其他非常规资源的开发使得安全和环境问题成为争议焦点。生产非常规天然气并圆满解决这些争议问题需要相关技术与专业技能的支持。但是如果获取并维持公众的信心，就需要政府和行业持续地推进相关技术的研究，从而增进执行效果，并坚持精益求精的原则。

虽然在各国之间会有明显不同，但 IEA 成员国的天然气生产基本上都是依靠竞争的形式来进行。通常，上游部门的监管是由一个特定的监管部门负责，它与下游市场的监管部门完全不同。另外，对海上和陆上的天然气资源的监管也有不同之处，它涉及了不同级别的政府部门（联邦、国家、地区或地方）和负责单独授权任务（比如环境保护、竞争、劳动关系、税收等）的不同政府机构，以及特定资源（常规天然气、石油相关天然气和非常规天然气）。以下章节对几个 IEA 成员国的天然气开发和生产的监管分别做出了说明，尤其侧重介绍了荷兰和瑞典的上游监管政策。

### 对开发和生产的监管

对石油、天然气资源开发和生产的监管一般会保证利用这些资源时各方的整体利益。政府制定了一套监管制度，明确规定了政府和私人实体在其中的角色和责任，以减少事故发生的风险，确保天然气开发的收入。如果是自由化的天然气市场，还要确保天然气网络准入的公平性。

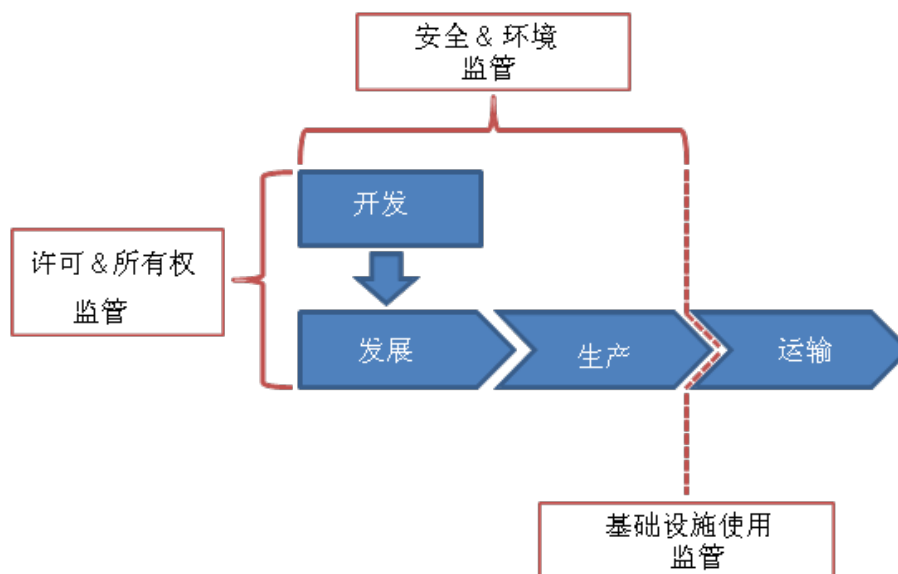
在上游部门中有三种主要的监管领域：

• 对天然气项目在勘探开发和生产阶段的许可以及所有权的监管，有效确定各归属权和所有权。

• 安全和环境监管，确保天然气资源开发过程中公众的安全利益和环境责任。

• 生产商使用基础设施的监管，为天然气销售到下游市场中保持竞争优势提供保障。

图 12 · 开发和生产中政府监管的三个领域



市场参与者通常希望各种监管要求合并为一套透明、具有一致性且支配性强的程序，从而确保开发天然气资源和建立资源密集型基础设施所需要的长久稳定性。然而，建立一套稳定长期的监管制度并不容易，因为涉及的监管部门及其数量可能会因资源开发的位置的变化而发生转变。

下文对美国、英国和荷兰在上游天然气开发中实施的监管制度进行总体概述。有必要强调的是，全球通用的标准模型并不存在，因为在天然气资源归属权问题以及开发资源承担的责任方面，全世界可能会有很大差异。

在欧洲和美国，天然气资源的归属权问题就有很大不同。在美国，一块土地的所有者同时拥有地表及地表以下的资源，而欧洲社会和政府对于资源归属权更倾向于从公共的角度看待，通常情况下，地表以下的资源归国家所有。这种差异也极大地影响了美国和欧洲政府及私人企业所扮演的角色和承担的责任。

### 美国对上游监管

由于美国资源的产权会自动给予拥有那块土地的人，所以负责管理天然气资源的联邦政府只限于对联邦土地以及大陆架外缘的油气开发进行监管。当许可证和归属权由联邦政府决定时，天然气项目的开发仍然要遵循各个州的环境、安全和基础设施使用的相关规章制度。因而联邦政府在开发陆上油气资源的过程中扮演的是调停者的角色，确保联邦土地上的相关开发能够遵照联邦和各州的规定。

陆上（联邦土地）和海上天然气资源的开发是由美国内政部（DOI）进行管理的。另外，美国环境保护署（EPA）在建立资源开发的最低环境要求时扮演着举足轻重的角色。联邦能源

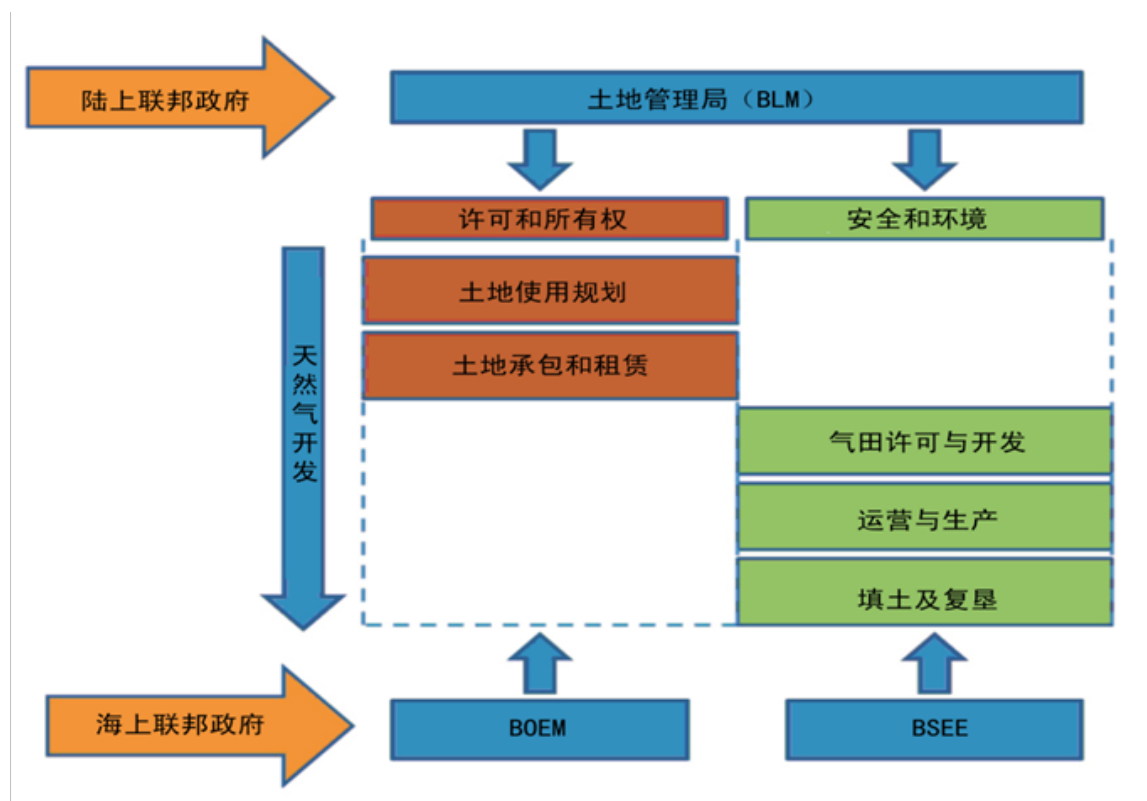


监管委员会（FERC）是一个监管州际天然气行业的独立机构，在确保州际运输管道的第三方准入中也扮演了重要角色。

美国的 50 个州、哥伦比亚特区和美国领地在管理各自境内天然气开发中扮演着极其重要的角色。这些州通常通过指定和选举来产生监管委员会，处理一个州内整个价值链上的所有关于能源开发的问题。联邦土地租用给个人和公司用于自然资源开发。为了争取对陆上和海上资源的开发权，租借人需要先竞标，在最初阶段支付红利，然后租到土地。中标者掌握对其租借土地范围内发现的油气沉积物的开发、钻探、提取、转移和处理的权力。在租赁土地上至少有一口井进行开采活动，此租赁协议在 10 年内有效。

在美国内政部，海洋能源管理局（BOEM）负责海上联邦租赁，而土地管理局（BLM）负责陆上联邦租赁，印第安事物局负责协调印第安土地上的租赁。为了在美国建立能源开发的公平退出政策，土地管理局和海洋能源管理局紧密合作。美国自然资源税收办公室（ONRR）负责有关海陆矿产租赁的税收管理。土地管理局是管理资源开发土地租赁的指定政府机构，其管理流程包括以下几个阶段：土地使用规划、土地指定、土地租赁、气井许可和开发、运作和生产，填土和复垦。为了确保在安全的环境下运作，土地管理局编制了《行业标准》（BMPs），以减少联邦土地上的环境破坏。

图 13 • 土地管理局对联邦土地上天然气开发的管理



在 2010 年马孔多 (Macondo) 灾难发生后, 联邦收紧并重新制定了海上油气开发的监管。这也导致了内政部下设的矿产管理中心 (MMS) 拆分成海洋能源管理局 (MMS) 和安全与环境执行局内部的矿产管理服务 (MMS) 发生了分歧。有关许可和归属的相关活动分配给了海洋管理局, 而环境和安全的监管与执行则转给了安全与环境执行局负责。在联邦层面, 联邦能源监管委员会主要负责为洲际管道运营商提供第三方准入机制。除此之外, 联邦能源监管委员会针对海上油气开发执行第三方准入制度。从各州情况来看, 公共事业委员会确保了运输基础设施的使用权。

### 美国非常规天然气的开发

目前, 非常规天然气开发主要集中在北美地区。据估计, 2011 年全世界生产的非常规天然气约为 5500 亿立方米, 其中大约有 2800 亿立方米来自北美 (IEA, 2012)。页岩气的开发 (大约 2000 亿立方米) 在北美已成气候。其实非常规天然气并不是新兴事务。在美国, 致密地层天然气的生产已有 40 多年历史, 美国 CBM 的生产始于 20 世纪 90 年代, 尽管开始使用煤炭时就已经知道了 CBM, 但在过去, 人们往往认为开发使用 CBM 是在冒险。页岩气由于渗透性非常小, 因此是最后被开发的一项能源, 并且其开采自 2005 年以来一直持续增长 (从当时的 200 亿立方米增至 2011 年的接近 2000 亿立方米)。有几个因素使页岩气的开发成为可能, 这些因素包括:

- 自 20 世纪 70 年代以来, 经过一个多世纪的勘探与开发, 以及技术不断进步, 使人们发现页岩气的资源潜力;
- 美国小型企业愿意钻探生产页岩气, 而大型 IOC 则避而远之;
- 完善了钻井和完井技术, 如水平压裂技术, 这也是政府支持技术研发的部分结果;
- 2005 年至 2008 年期间批发价格从 6 美元 / 百万英热上涨至 8 美元 / 百万英热。

1976 年, 许多由能源部指导并资助的研究工作开始启动, 在 1992 年结束。这些研究工作极大地完善了有关非常规天然气的信息, 尽管这项资源在当时并没有引起如此之多的关注。研究工作集中在 3 个主要的资源区: 东部页岩气群、西部天然气沙地以及煤层。人们还对其它资源进行了研究, 比如水合物。研究项目包括: 使用氮泡沫有效地促进页岩气的产量、更好地了解 CBM 资源及煤层脱水技术、在页岩储集层实施定向钻探以便通过交叉裂化提高产量的改进措施、用于测绘液压裂缝的微震监测技术的早期开发。这些研究后来转化成对各项技术的可利用性研究, 并由各个公司自己的研发部门进行了补充及完善。这意味着至 21 世纪中叶, 页岩气的经济价值受到关注时, 相关开采利用技术已准备就绪 (NETL, 2007)。

此外, 政府早在 1980 年天然气短缺时就对非常规天然气 (CBM、致密层天然气以及泥盆系页岩) 实施税收抵免政策。在税收抵免政策的第 29 节中就规定对页岩气给予每百万立方英尺 1 美元的鼓励政策。在 20 世纪 90 年代早期, 井口气的价格大约为 2 美元 / 百万立方英尺。这些措施产生了效果, 从 1990 年至 1999 年, 非常规天然气的产量增长为原来的 2.5 倍。CBM

产量大幅增长至约 30 亿立方米。2001 年，非常规天然气的产量占到天然气总产量的 30%，而 1982 年仅为 8%。由于税收抵免与井口价格的比率问题，此措施受到了批评，因为此措施可能会鼓励各个公司只为税收抵免而从事生产。

美国法律普遍适用于石油和天然气，并且在非常规天然气在美国天然气生产中占据重要地位之前就已经存在。这个法律体系是联邦、州、地区和地方各个级别的法律、法规、条例的混合体，实际上涵盖了非常规天然气开发从勘探到现场恢复的各个阶段，包括对环保以及对大气、土壤、废弃物和水资源管理的各项规定。正如先前所提及的，各个州在制定和实施非联邦所有的土地的有关政策方面发挥了重要作用。这在后来导致了各个州之间的一些差异。

鉴于目前页岩气显著的地位，页岩气的开发因而吸引了许多的关注，大多比较关注对水资源和大气的影 响。因此，监管的重点已经从促进页岩气开发转移到确保使用安全且环保的方式开发非常规天然气。一些联邦法律与非常规气直接相关，且大多数与环保有关，即《清洁大气法案》、《清洁水资源法案》以及《安全饮用水法案》。这些规则能够在州这一级得到附加法规的补充，以解决公众日益增长的关切，主要是对水资源被污染的风险的担忧。附加法规可能包括要求披露压裂液的更多信息、采取额外措施确保固井的整体性以及有关废水处理处置的各项标准。此外，一些州已决定在进一步检查环境影响以及确定是否需要修改法规之前暂时禁止使用压裂液工艺。

环境和安全方面，EPA 正致力于研究页岩气的影响，研究报告预计于 2014 年推出。2011 年 5 月，美国能源部长朱棣文要求能源顾问委员会天然气分委员会秘书就改善页岩气的水平压裂提出建议。小组委员会于 2011 年 11 月发布了一套规范（包括 20 个建议），旨在降低环境影响，促进页岩气的安全生产。这些建议将由联邦机构（如增加公共信息、促进州监管机构和联邦监管机构间的交流或公开压裂液信息）和各州（如为背景水质监测制定要求）短期实施，并通过新的伙伴关系，长期实施。2012 年 4 月，EPA 根据《清洁空气法》发布了新规定，以减少石油和天然气产业的有害气体污染。这些规定包括针对水力压裂天然气井制定的第一个联邦空气质量标准，及天然气价值链其他部分（如天然气处理厂）的要求。

### 英国对上游监管

在英国，对天然气田执行着一套透明开放的开发制度。该制度最初是依据《1975 石油和海底管道法》以及之后的《1998 石油法》建立的，国务卿负责颁发单一气田许可证。之后则是进行一套预定流程，该这套流程允许每一个相关方提出申请。

英国有一个单一的监管机构对天然气开发进行管理。能源和气候变化部（DECC）对海上产业拥有司法权，这其中包括通过油气产业进行的碳氢化合物生产的管理（英国 99.9% 的天然气生产是在海上作业的）。DECC 掌握着许可招标、天然气开发和生产的许可授予，以及上游管道的准入权。DECC 主要颁发三种类型的海上生产许可证，许可证可以涵盖三个连续期。在传统生产许可证中，第一个期间（勘探）是四年，第二个期间（开发）也是四年，而第三个期间（生产）为八年。

根据《油气开发监管程序的指导说明》（DECC，2012）的内容，申请者必须提交一份气田开发计划（FDP），根据这份计划对政策目标和开发成果进行试点，最后要是申请者和 DECC 双方都满意。除了其它方面，政策目标确保了环境的兼容性、所有经济储量的完全开采，以及通过预期发展和协商后的第三方准入，以保证上游管道和设施的充分利用和具有竞争力。

FDP 对支配其管理的发展情况、准则和目标进行了简要描述。在授权后，监管的主要重点是 DECC 对实际发展的侧重，而非 FEP 计划本身。这能让 DECC 在最初快速发现差异并采取补救措施。由于未开发的土地面积庞大，所谓的“管理工作”于 2004 年引入，主要通过详细协商、第三方投资或撤资以加强经济棕色地带的恢复（DECC，2012 和 Pilot，2005）。

某些“钻探或丢弃”条款可以应用到许可证方面，它可以激励许可方与工作计划保持一致。如果 DECC 认为经营者是“糟糕的管家”，比如没有达到所要求的安全、操作和环境标准，那么 DECC 有权撤销颁发的许可证。最近，DECC 引进了新的期限可延长的海上作业许可证，这是因为经营者在英国大陆架（UKCS）进行作业会碰到愈加不利的海上地形。

### 荷兰对上游监管的发展

经济、农业和创新部（MinEL&I）对荷兰境内的天然气开发和生产实施监管。监管流程由 MinEL&I 经过调整分为两个并行的流程。开发和生产的许可流程分为两个部分。

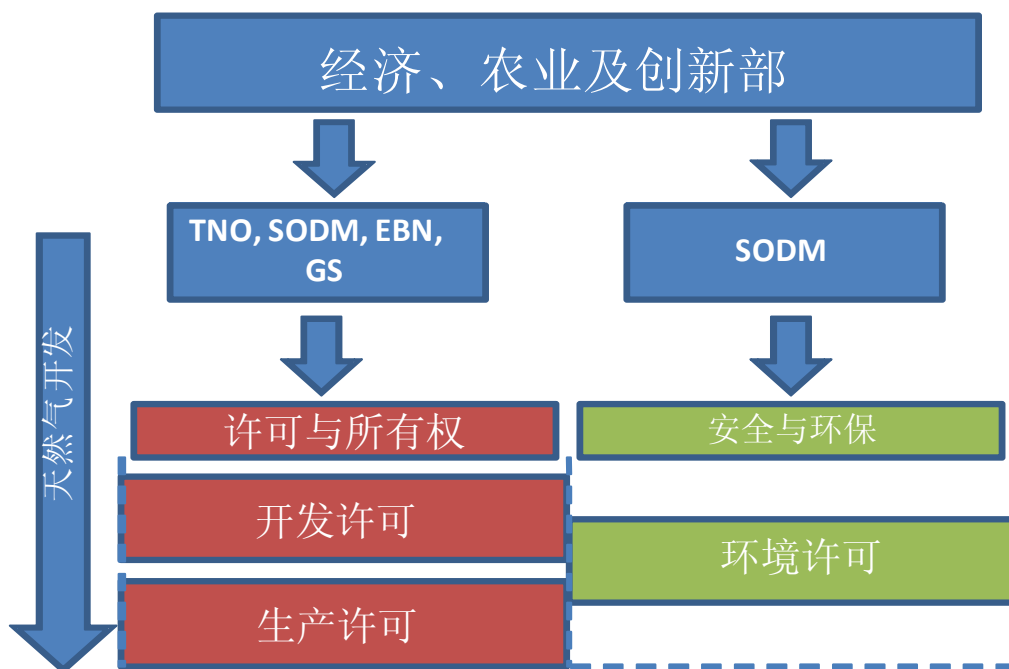
首先，公司需要获得一张开发许可证，还需要公开相关活动计划、开发的地质区域、组织的经济能力和技术能力，以及有关开发区域的特殊信息（如果是在陆上）。政府部门会从四个政府机构（如果是陆上，海上则为三个机构）在许可证申请上收集建议，这些机构会对地质、经济、技术和空间条件方面进行审查<sup>11</sup>。颁发一张许可证的整个流程大概持续 8-9 个月。其次，如果开发成功，将获得一张审查资源开发计划的经济可行性的生产许可证，并从相同机构寻求建议。这个流程可能需要 8 个月才能结束。

在取得开发和生产许可证的同时，如果进行的是永久性生产活动（针对临时性质的开发和地震活动的单独制度），则需要获得一张环境许可证。这种“环境”许可证对荷兰陆地上及其航海区域的 12 英里内进行的开发产生的环境影响进行监管。许可程序结合了几个政府机构（国家级、省级和市政级）制定的操作要求，合并为一套名为“矿井州立监督会（SODM）”的政府机构监管程序。一旦获得了环境许可证（omgevingsevergunning），即可开始生产。

根据 2000 天然气法令的规定，所有输配天然气网络和运输管道设计的客户都能取得“规

<sup>11</sup> 政府将寻求以下各方的意见：TNO，EnergieBeheerNederland（EBN），StaatstoezichtopdeMijnen（SODM），和 GedeputeerdeStaten（GS）

图 14 • 荷兰对天然气开发和生产的监管



定的第三方准入”（TPA），生产管道上的客户除外。

## 对上游准入的监管

### 荷兰的政策

1959年，在荷兰境内发现了一个规模超大的天然气井田－格罗宁根。对于荷兰政府来说，“如何把这个资源换为金钱，以及如何通过税收和随后的政府开支让资源给社会带来最大的福利”成为一个特殊的难题。这就需要建立一个天然气市场，这个市场需要有政府稳定不变的愿景、对市场参与者的信任，以及在政府和私人企业之间通过明确角色和责任，对人力进行划分等因素支持（Smith，2006）。1963年，经过各种准备工作，最后形成了“Gasgebouw”，它是国家和私人合资公司（成为NAM）（Shell和ExxonMobil）之间建立的一种公共－私人－伙伴关系（PPP）。在整个价值链上，国家和私人公司在开发格罗宁根气田和天然气市场中共同承担着必要投资的责任。

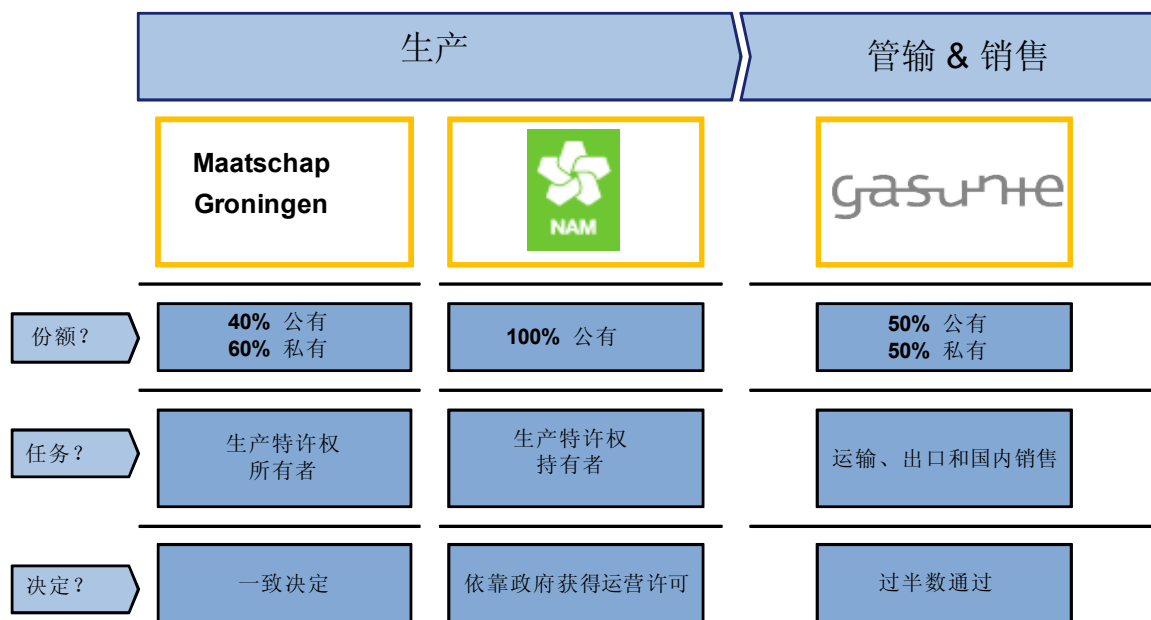
这种伙伴关系结合下面两个重要的特色很快带动了天然气的消费和出口。首先是把天然气价格和最有可能的竞争者（参见有关定价和贸易的章节）联系起来的“净回值准则”，这保证了天然气始终拥有竞争优势。其次是通过目标条款（禁止天然气转售）在特定区域建立天然气销售的垄断。这能让天然气市场不用牺牲替代天然气供应商的利益，而只需以替代能源（石油和煤炭）为代价实现增长。（Correljé，2000）。

在PPP中，Gasunie（国家和私人50/50合营）负责天然气的运输和销售。20世纪60年代，在荷兰各种能源使用中，人们普遍认为天然气的使用比较有限，因为预计核能会最终完全取代



所有化石燃料。Gasunie 因此获令开发新的需求资源，因为荷兰经济在规定的时间表(大约 10 年)内无法消耗所有格罗宁根的天然气。这使得许多长期出口合约通常都包含 1 个国家天然气设施，该设施对另一个国家的市场天然气具有区域垄断。由于天然气的价格通常只是等效油类产品价格的 65-85%，各个邻国对天然气的需求极大，也为 PPP 找到了格罗宁根天然气另外理想的销路 (Correljé, 2003)。

图 15 • 到 2005 年支配格罗宁根气田发展的公私伙伴关系



### 对系统的冲击：石油危机

1973 年的石油危机给荷兰造成了公众压力，使其降低了石油和化石燃料的进口量。因此，政府需要一套侧重保障长期天然气供应的政策。虽然长期天然气供应合约将格罗宁根气田很大一部分产量用于出口，但违约并不是解决办法。修改出口规定会使已经发展完善的出口管道基础设施失去很多投资。所以，加强天然气供应保障的方式不外乎增加额外天然气或对需求方进行更改。

石油危机产生的一个影响是上涨的商品价格使得撤销投资的速度比预期要快很多。这为买家和卖家重新协商天然气价格、抬高气价提供了空间，虽然出口量从 1975 年的 500 亿立方米降到了 1985 年的 30 亿立方米，这却有助于实现最初希望的保存荷兰国内市场天然气数量的目标。1974 年，政府决定鼓励较小的陆上 / 海上天然气田实施开采和生产，以延长格罗宁根气田的运营寿命，与此同时资源政策发生了一项重大转变。这个政策在之后被称作“小型天然气田政策” (SFP)。

### 小型天然气田政策

荷兰小型气田政策（SFP）的确立旨在刺激其他天然气田的发展，而非格罗宁根气田。该政策不得不解决陆上格罗宁根气田供应的天然气比较便宜的这个问题，因为这严重阻碍了在荷兰发展更高价的天然气生产。公共政策的目标是发展荷兰的整个天然气资源（陆上和海上）来加强长期天然气供应的保障性，而私人伙伴的目标是开发低成本资源，使自己在油价挂钩天然气销售中获得最大的利润。

SFP 使 Gasunie 在天然气价格合理的情况下，有义务承包除了格罗宁根以外的天然气田。这意味着从“较小”天然气田开采的天然气必须在荷兰运输系统中达到基本荷载量，对于天然气的总体需求，格罗宁根气田会平衡整体气量，（包括出口和负进口）。这个油田成为了最后的供应商，平衡着荷兰和欧洲西北地区的天然气网络。这个价格是荷兰天然气供应市场的油价挂钩天然气价的平均销售价。这也让小型天然气田生产商从上升的油价中获利。总的来说，政府对格罗宁根气田态度的改变极大地扩展了经济上可以开发的天然气资源库。

对于新的上游开发商（也包括 NAM），Gasunie 购买和吸收天然气的义务可以确保为气田创造新的天然气需求，但开发这些气田的风险很大。其次，由于格罗宁根气田继续维持生产的季节性涨落，Gasunie 持续不断地收缩小型天然气田的生产。这意味小型天然气田可以以最低成本进行开发（Mulder）。另外，这种安排会马上给开发商带来一笔收入，因为各方不再需要等到更多的具有成本效益的天然气田被消耗。

“GroningenMaatschap”的股东（40% 为国家，60% 为 Shell/ExxonMobil），是特许权的所有者，也因而成为格罗宁根天然气销售收入的主要受益者，这项政策会产生实质性的影响。保存格罗宁根天然气田的目标意味着生产活动必须有上限，从而降低整体的股东收入和利润。1974 年之后不久，这种上限只能看作是非正式的上限，因为根据政府的命令，Gasunie 不再增加通过出口合约售出的天然气量，并开始从挪威进口天然气（1977 年）（Correijé，2003）。

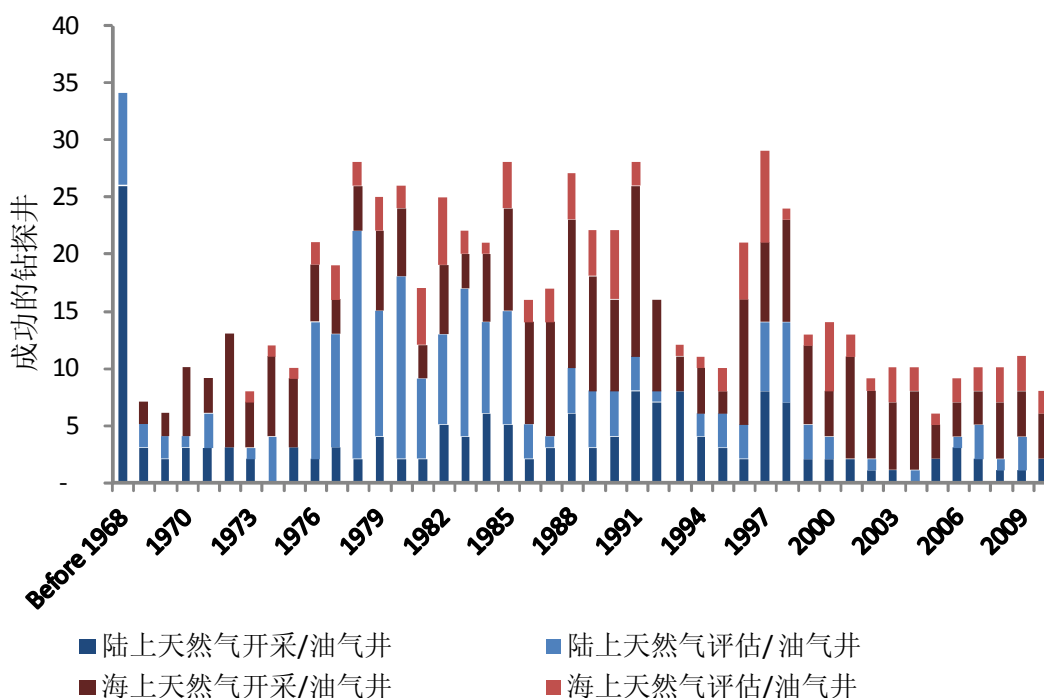
1995 年，荷兰政府决定给所有荷兰天然气生产活动每年设置的上限为 800 亿立方米（包括不通过 Gasunie 销售的生产活动），这套生产上限在 2000 年成功立法（荷兰政府）。格罗宁根天然气销售收入等于 Gasunie 总收入减去小型天然气田购买和操作成本所得的差和。油价（和油价挂钩天然气价格）的上升意味着“格罗宁根”天然气每立方米所得的价格平均比预期要高。这也消除了私营公司对格罗宁根销售限制的反对。

通过放开的开发活动（图 16）来衡量，在各个生产商加大力度寻找天然气的同时，SFP 可以说是成功的。这些公司是除了 NAM 以外的其他参与方。“Gasgebouw”持续参与维持了 Gasunie 在天然气销售中的垄断地位，保证了“净回值准则”的使用及可保证的 PPP 的持续参与。随后，小型天然气田（陆上和海上）产出的天然气量有了快速增长，从 1973 年不足荷兰总产量的 1% 增长到了 1988 年的约 57%。2010 年，小型天然气田仍然占据了荷兰总产量 860 亿立方米之中大约 36% 的份额。虽然使格罗宁根气田成为“终极生产者”的经济效率遭到了很多批评，但却达到了保存格罗宁根气田的整体社会目标。

“小型天然气田政策”获得成功以及随后得到“Gasgebouw”中的天然气产业和政府不断支持归咎于以下几个主要因素：

- 小型气田带来的直接对于“Gasgebouw”中的私人参与方，SFP（通过减少格罗宁根天然气销售）对收入来源的直接影响因全球油价的大幅上涨以及比预期的每立方米更高的价格抵消；
- 政府看到此政策在保证长期天然气供应安全的政策得到有效执行；
- “Gasgebouw”在销售小型天然气田天然气的过程中扮演了主导角色，并提供了一个稳定的、长期的商业环境，因此增加了伙伴之间的信任，从而使其他企业愿意在格罗宁根天然气田发展问题上作出让步。

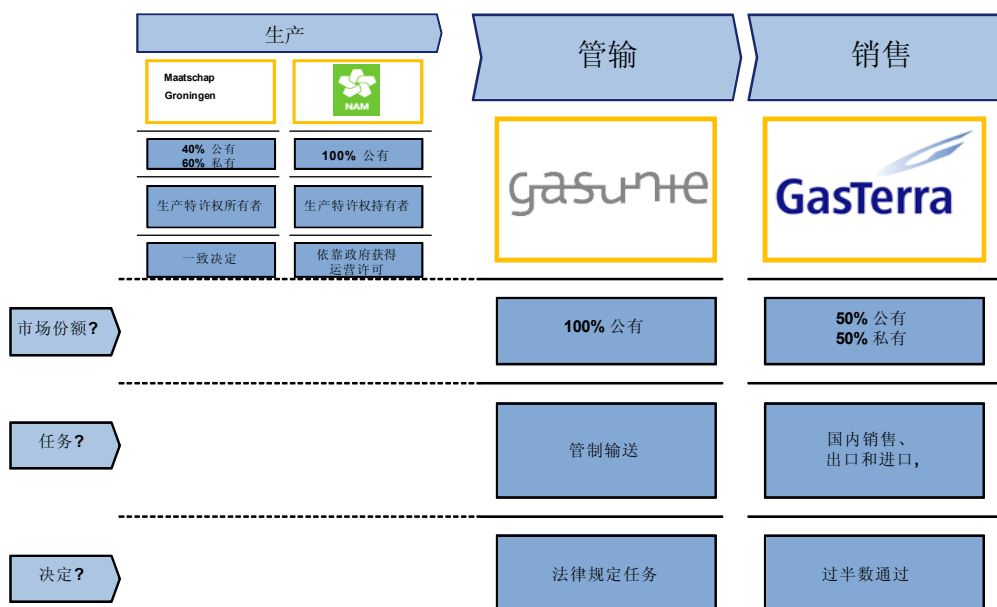
图 16 • 到 2010 在荷兰完成的勘探和评价井



### 自由化时期的小型天然气田政策

SFP和配套的“Gasgebouw”结构在20世纪80年代和90年代基本上没有太大改动，然而，随着欧洲天然气市场的自由化，Gasgebouw必须进行修改。这种修改最初是与分离Gasunie销售和运输活动有关的。把运输业务卖给国家促成了TSOGasunie的成立，并且建立了单独的商业实体，这保留了Gasunie过去原有的股东结构。

图 17 • 2005 年以来出现的新的公私伙伴关系



自由化过程将长期合约中的净回值准则和目标调控一卷而空。然而，对于长期合约以及随附的需求安全，小型天然气田生产商和荷兰政府考虑到小型天然气田的未来发展，认为这也是必不可少的。<sup>12</sup>

虽然旧的“Gasegebouw”结构保护了 SFP 中的公共利益，但新结构也需保护这些利益。因此必须分离两个新成立公司的公共 SFP 责任。Gasunie 必须“接收”并运输从小型气田生产的天然气。GasTerra 在必要时有义务以合理的价格签订天然气合约（在自由化市场，生产商也可以在贸易枢纽中心 TTF 销售天然气或直接销售给消费者）。

在这些已更新的 PPP 中的公共责任为小型天然气田生产商提供了需求保障，帮助他们继续开发和发展小型天然气田，从而削弱对格罗宁根天然气的整体需求。与此同时，荷兰天然气总产量 800 亿立方米的上限规定也正式通过立法替换为 2006—2015<sup>13</sup> 年期间格罗宁根气田 4250 亿立方米的生产量上限。这种多年上限结构在各年之间创造了商业生产的灵活性，但是也通过保障长期供应满足了公共利益。

### 挪威的政策

挪威在过去十年中的天然气生产增长迅速，从 1995 年的 250 亿立方米增长到 2000 年的 500 亿立方米和 2011 年的 1000 亿立方米。从 2005 年起呈现出的天然气田发展加速相比于 1995 年之前的缓慢发展是十分惊人的。第一阶段增长主要是由于 Troll 气田的启动，这个气田

<sup>12</sup> 虽然一些有终端消费者组合的较大的小型天然气生产商现在可以直接将天然气输送给消费者

<sup>13</sup> 2015 年之后设定类似的目标。

为挪威最大的天然气田，已经发现超过 1,0000 亿立方米的天然气储量。相比天然气的光明前景，石油 / 冷凝液的生产滞后是一个原因。

挪威政府在 E&P 活动中一直表现得相当积极。石油资源被认为是挪威社会的一大财富，其发展总是经过细致监控来保障，从 1971 年做出最终决定时就开始了，它也被称为“10 大石油戒律”（NPD，2010）。这促使挪威石油董事会和挪威国家石油公司于 1972 年成立并监管国家利益，也促使石油和能源部于 1978 年成立。一直以来，挪威政府不愿意过快开发石油资源。这首先是因为想为下一代人保留一定的石油收入水平，也是想避免石油收入水平太高而造成货币计价过高和破坏经济其他层面。

### 挪威国家石油公司和政府之间的关系演变

在挪威 E&P 产业的早期阶段，外国公司主导着最初的石油相关活动。而挪威上游更倾向于选择挪威的公司，比如 NorskHydro 之类的公司很快出现。作为一种让挪威公司学习大型 IOC 和提高自身能力的方法，允许外国公司参与仍然受到了欢迎。在挪威国家石油公司创立以后，明确规定了国家必须在每一个生产许可证中有 50% 的参与，挪威国家石油公司对国家在生产许可证持有的所有权负责。1993 年，这项准则修改为对每个单独个案进行评估，从而判断国家应该参与哪些活动并持有哪些所有权权益。（NPD，2012）

政府与挪威国家石油公司的角色和关系随时间发生变化。1985 年，国家的直接金融权益（SDFI）建立。国家通过 SDFI 对某些油气田、管道和陆上设施掌握了直接权益，以承担风险、成本以及所有经济租金。国家在投资和成本上出资一部分，但也相应地从生产中获得一部分收入。而在之前，国家是通过挪威国家石油公司掌握生产许可的。2001 年，挪威国家石油公司部分私有化，而随之创建了一个新的国营公司 Petoro 对 SDFI 进行管理。自 2012 年 1 月 1 日起，国家拥有 146 个生产许可的直接金融权益，以及 14 个管道合资公司和陆上设施的权益（NPD，2012）。

最初天然气销售是集中进行组织的，尤其是通过天然气协商委员会（GFU），GFU 组织对外国的天然气生产联合营销。GFU 包括了两个永久性成员，挪威国家石油公司和 NorskHydro，有时也会包括其他挪威天然气生产商。在出口合约的协商问题上它与政府部门有直接的关系。由于欧盟的自由化，挪威被迫于 2002 年解散 GFU，这样每个生产商将对自己生产的天然气销售负责。这也引来两个新的市场参与者于 2002 年加入，一个是挪威天然气管道的独立网络运营商 Gassco，另一个是管道系统的所有者 Gassled。由于 Gassco 的产生，管道准入获得了相关管制，使得之后的小型或外国参与者能有权准入出口天然气的管道系统。Gassled 则代表油气生产商控制着管道网络。

### 石油基金

挪威政府于 1990 年创建石油基金来管理因石油获得的财政收入。同时，中央银行代表政府来管理此基金，石油基金主要来源于石油税、SDFI 所获的收入和挪威国家石油公司的红利。成立基金的一个主要目的是保证今后的几代人能从石油业务获取的收入中获得福利，这个目的



又一次符合了不过快开发石油资源的目的。其中，所获得的收入一部分投资到了国外金融资产之中，以协助管理挪威克朗的汇率。此外，根据财政规定，政府也可以把 4% 的基金转移到国家财政预算之中，但实际上政府转移的数字已超过了 4%。

### 优化石油活动

为了维持高水平的天然气开发，政府致力于增加挪威大陆架（NCS）吸引力的行动中，这主要通过双重途径进行：开放新的生产地区并鼓励开发成熟地区。两种途径都包括向新参与者（包括外国参与者）开放 NCS。天然气招标主要有两种类型：有编号的招标包括了大陆架上尚不太成熟的部分。近年来是每两年举行一次。在预定的区域颁发生产许可证（APA）项目为潜在成熟区域的开发提供的年度奖励：如果公司没有准备 PDP，整个区域都必须交出。到目前为止，从 2003—2011 年期间已举办了九次年度招标。2012 年，有 55 家公司获得了经营权或成为某个区域的持证人，或者获得生产许可证。虽然挪威国家石油公司在 495 项经营权和生产许可中获得了 182 项经营权和 247 个生产许可，然而仍有许多 IOC、欧洲天然气公司以及小规模公司活跃在 NCS。因此，这些策略在吸引新的小规模公司以及保留挪威参与者和大型国际参与者上是很成功的。

## 7. 基础设施建设和发展和投资框架

### 关键信息

- 基础设施投资需要一项清晰且可信赖的国家天然气政策，该政策应配备一套清晰、透明且具有可预测性的规则，这些规则能为投资者提供长期的可见性。

- 基础设施投资方案在 OECD 各国都有所不同，对于管道、LNG 接收站和储存设施的方案也不一样。第三方准入管道似乎是各个市场的一种共性，但对于 LNG 接收站而言，这种情况比较少见。也可以给予一些具体项目全部或部分的 TPA 豁免，持续时间为 20 年，但前提条件为这种豁免对于项目的进展是必要的且项目能够带来竞争和多元化方面的收益。

- 大部分美国国内州际管道的投资是在市场开放时期完成的。私有公司以区域之间的定价差异和基于市场利益的收益为驱动力进行投资，在长时间内约束稳定投资所需的长期产能分配，实现投资。由 FERC 进行事后监管，必要时也会处理各类投诉。

- 由于欧洲国家数量多且面积小，因此欧洲对输送管道和跨境管道制定了不同的投资机制。在缺少类似于美国的区域性透明定价信息的情况下，各国与整个欧洲的投资方案更多地取决于国家和欧洲层面上的管网规划，尤其是全欧洲的十年管网规划体系。这一点是基于需求量、进口流量和可预期的国内生产变化而制定的，且需要考虑到每个国家相应的 TSO。大多数欧洲国家都设有一个 TSO（除德国外），这个 TSO 既可以是私有企业也可以是国有企业。

- OECD 国家对新建 LNG 接收站的投资采用两种不同的方案，一种是集中方案：这种方案中需求具有规划性，新增加的产能也会受到监管；另一种是以市场为导向的方案（企业根据对市场需求和监管的评估采取 FID），通常都会免除 TPA，但在 LNG 接收站使用方面面临着更高的风险。这两种方案都会对投资企业的类型、商业模式以及对接收站的使用产生影响。

- 考虑到对灵活性的需求，开发地下储存设施的成本应充分地转移给终端用户，尤其是居民终端用户。无论准入类型是监管型还是协商型，或者是否应在一定时期内给予 TPA 豁免，这些都应由政府决定，同样，储存容量使用权和最低储存要求方面的具体条件也应由政府决定。每个储存运营商都应就使用储存设施的条件给出透明信息。

- 对中游基础设施建设进行任何投资时，必须特别关注新增基础设施项目的经济状况，从而避免交叉补贴阻碍其他市场参与者进入市场。

天然气市场的竞争通常能促进各类基础设施的及时投资，这包括对接收设施（管道和天然气接收终端），以及输送管道和储存设施。公司所运作的监管架构对于充分及时的带动投资是非常重要的，而这些投资能够保证以经济安全的方式将天然气充足地运送给终端消费者。在经过 2006 年的能源部门调查后，欧洲委员会总结认为：只有建立一套强有力的监管机制才能为部门提供一个竞争发展以及未来进行投资所需要的透明的、稳定的且无歧视的体系（EC，2007b）。这需要加强能源监管者的权力以及他们之间的协调，另外还要加强 TSO 之间的合作

以及跨境问题上的一致性。

在市场自由化之前,尤其是在运输、液化天然气输入及储存设施强制分离和第三方准入之前,一直存在投资不及时和不能充分利用的担忧,或者这至少成为不愿经历这个阶段的公司提出的争论问题。美国和欧洲的自由化过程表明,从自由化开始,投资一直没有中断且对新的市场需要做出了反应,但在某些情况下,豁免行为也是必要的。

如第四章所述,第三方准入管道和储存设施在美国已持续进行了30年。在欧盟国家,“第三套案”要求对所有天然气输送和配送基础设施及液化天然气进口终端实施无歧视的、经监管的第三方准入。但正如自由化章节所描述的,EC也意识到某些新的基础设施需要豁免第三方准入及监管费用。委员会于2005年给予了第一次豁免,并在随后平均每年给予四次豁免( EC, 2012b)。

## 输气管道

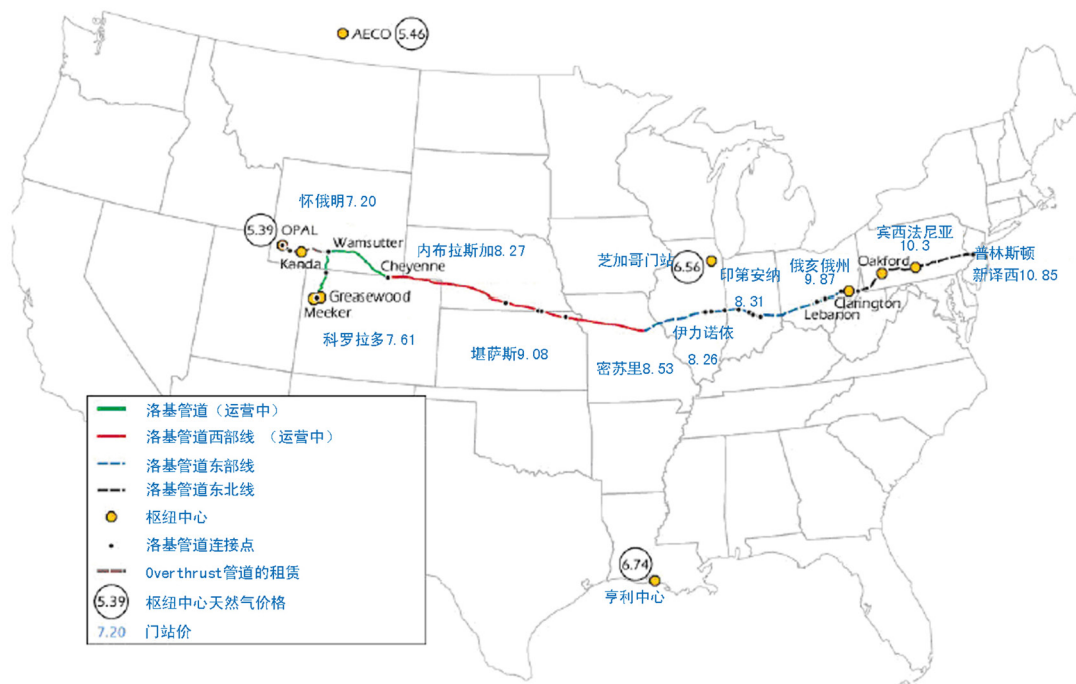
天然气管网输送管道的密集投资需要一个能为即将新建的基础设施建立商业案例的可靠定位点。由于管道系统为垄断部门,即使在自由化市场仍然需要控制监管成本。如果商业案例透明可信且监管机制已经过调整,商业案例和监管成本控制是促进及时有效投资的两个方面,依据商业案例和成本监管的发展方法论,两个方面也有可能形成投资障碍,或导致投资过度(参见第三章所述的阿弗切·强森效应)。

### 美国管道情况

美国天然气市场中的管道投资商业案例是完全基于市场并受各枢纽中心之间价格驱动的。“落基山快速管道项目( REX项目,图18)”阐述了从设计项目到最终试运行期间的基本驱动因素、流程和监管机制。在20世纪90年代末,落基山天然气田区的生产量以每年4%的速度增长,且预计到2010年之前会保持这种高水平继续增长。该区域的过度生产意味着落基山天然气贸易枢纽中心的市场价格下跌以及出口动力不足,但是实体出口受到现有运输能力瓶颈的限制。

管道公司继续观察着北美贸易枢纽中心之间的价格差异,这得益于透明可靠的价格信息。在2000年年初,这种在REX随后发展的西部起点和终点之间存在的价格差异继续保持在2-3美元/百万英热的水平。作为美国能源基础设施运营商的金德摩根能源合作公司,耗费约44亿美元,对跨越八个州,总距离超过2,700km的管道进行了市场效益评估。这使得REX成为过去20年中美国天然气市场最大的管道项目。为了评估市场利率,金德摩根公司对预计项目采用了开放季程序,由于市场比最初计划的反应更大,从而计划让REX朝新泽西东北方向延伸。

图 18 · 洛基山快速管道项目



来源：国际能源署，2008

开放季程序也能在长时间内约束稳定投资所需的长期产能分配。通过采用开放季程序，在管道完工之前的长达十年里，管道天然气产能被售出和分配。项目的所有运货商承诺价值累积超过 40 亿美元 - 从投资者角度足够完成修建。作为一条州际管道，FERC 对拟议的 REX 管道享有管辖权。由于项目是经过三个阶段完成的，FERC 在几年里批准通过了三个不同的项目，并在 2008 年最终做出判决 (FERC, 2008b)。所有做出的批准都基于新项目的潜在收益 - 结果均衡的评估。

监管检查包括对项目要求、消费者的全额付费 (管道用户) 以及对其他现有管道系统和消费者的负面影响进行检查。因为收益超过了经济测试的结果，该项目获得了 FERC 的最终批准。最终批准也揭示出项目的财政状况，这包括成本基础 (大约 20 亿美元)、10.19% 的容许收益率 (权益 13%，而在 55/45 的权益 / 债务结构中，债务为 6.75%) 以及 35 年的折旧期。

仅在 2011 这一年，FERC 管辖范围内的天然气管道公司就新增了大概 2,100 英里的管道，或者大约为每天 960 亿立方英尺的运输产能，而主要的州内管道新增了 400 英里的新管道，运输产能增加了 490 亿立方英尺 / 天。由于 2011 年页岩气的持续发展，管道的发展方向发生了变化，更侧重于能缓解新生产盆地中的项目，而非长距离管道。大部分项目位于东北和东南地区，且包括田纳西天然气管道线 300 延长线、德克萨斯东部 TEMAX/TIMEIII 项目和阿卡迪亚·斯维尔延长线，以及向亨利枢纽中心输送天然气的州内管道。

然而，不断改变的供应模式也表明了管道运营商愿意参与和投资的投资风险。从 2010 年 11 月到 2011 年底，REX 的天然气量下滑了 40% 以上；下滑的程度非常严重，以至于 REX 的信用等级也随之下滑。而此次下滑是由于向东运输落基山天然气的利润持续低迷造成的。发生这样的情况是由于落基山天然气在东北地区被宾夕法尼亚产出的较便宜的马赛厄斯页岩气所取代。另外，新的天然气管道与 REX 竞争，给落基山天然气生产商在北加利福尼亚提供了更有利润的市场（FERC，2012）。

### 框 8 • 美国的开放期程序

在美国天然气市场，天然气管道项目是由独立的管道开发商开发的，旨在提供足够的新产能，保证将天然气从一个地点运输到另一个地点。对于长距离州际项目，是由 FERC 监管的。FERC 没有针对明确的开放季流程发出特定的命令，但是有一些商业实例向我们展示了开放季在项目经济背景下的一般应用方式，其中一个案例就是 FERC 把开放季程序确定为阿拉斯加天然气运输项目发展的一部分（FERC，2005）。

在项目开发商评估目前天然气市场和价格差异后，他的结论可能是要求建立额外的管道基础设施。由于管道开发商无法运输自己的天然气，这就将他与其他市场参与者的利益拴在了一起。开放季程序会帮助管网开发商确定对通过规划管道在市场之间运输天然气感兴趣的开发商。开放季指的是在固定时间内让参与者表明自己各个时期对管道产能的兴趣（份额）的一个过程。这个过程会加速开发有效管道产能的准确性并允许所有有意向的公司完成天然气供应。对于阿拉斯加项目，时间表是这样安排的：第 0 天为 FERC 的开放通知期，第 60 天通知开放季的市场参与者，第 90 日通知进程开始，以及第 180 日通知开发期结束。在通知 FERC 之前，固定运货商已经承担了某一特定天然气产能（提前认购）。

在整个过程中，产能出价以及相关费用已决定并固定下来。如果超额认购产能且管网开发商无法重新设计项目以适应所有的产能要求，在提前认购阶段之后的产能出价只能按比例进行分配。费用依据产能权认购的承诺期发生变化，但是通常最低产能权认购期为十年。

### 欧洲管道情况

欧洲天然气市场包括由一个至几个运输网所有者经营的国家天然气市场。天然气管网公司的结构类型有纵向一体化公司，也有完全分离的管网所有者；其经营权有国营也有私营。每个欧盟成员都有自己的监管机构，在成本决定和分配上设定监管机制。每个国家监管机制决定了管网运营商的运作程序，比如结算和产能分配。

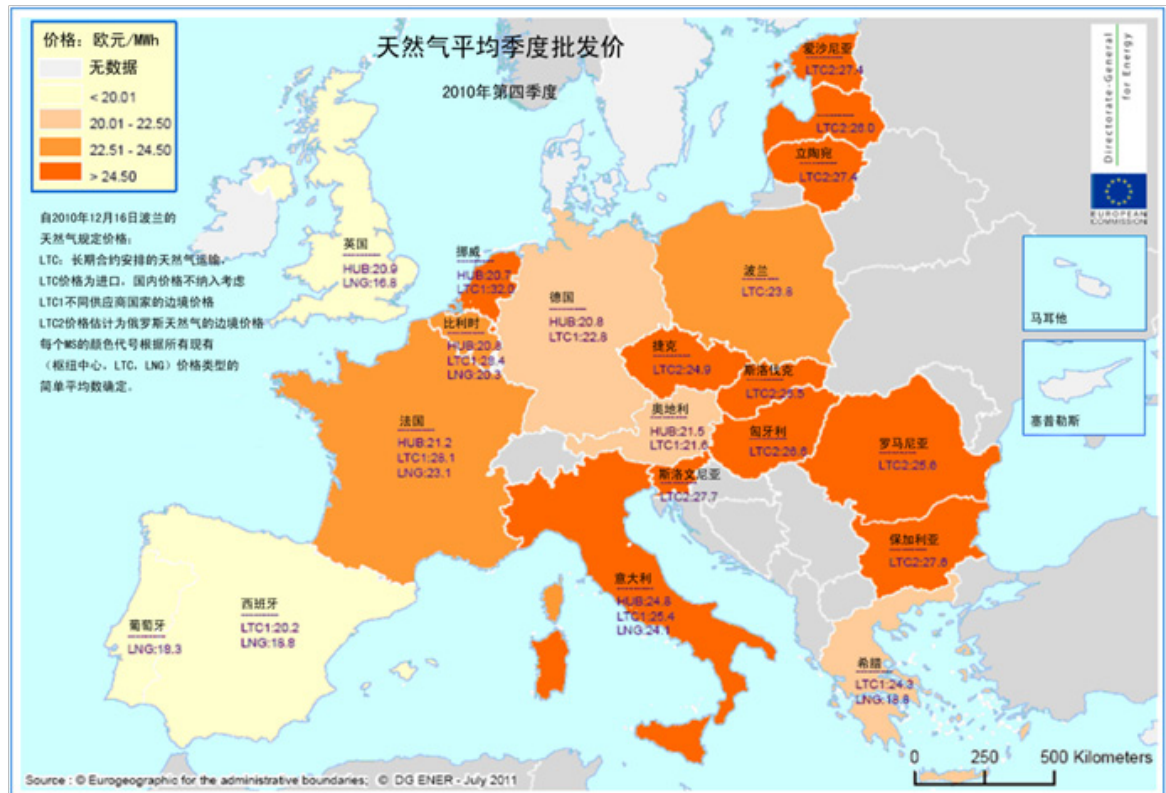
欧洲天然气市场在各欧盟成员国之间的天然气和贸易的价格调查结果上仍然没有达成统一。某些成员国成功开拓了天然气可以自由买卖的市场区域（虚拟贸易点），而其他成员国只能依靠长期合约运输天然气，通常与油价挂钩。图 19 展示了各个国家的价格，区分了枢纽中心的现货价格、<sup>14</sup> 长期合约和液态天然气进口价格。现货价格以运输成本为基础，价格差异小。如果

<sup>14</sup> 英国、法国、比利时、荷兰、意大利、奥地利和德国



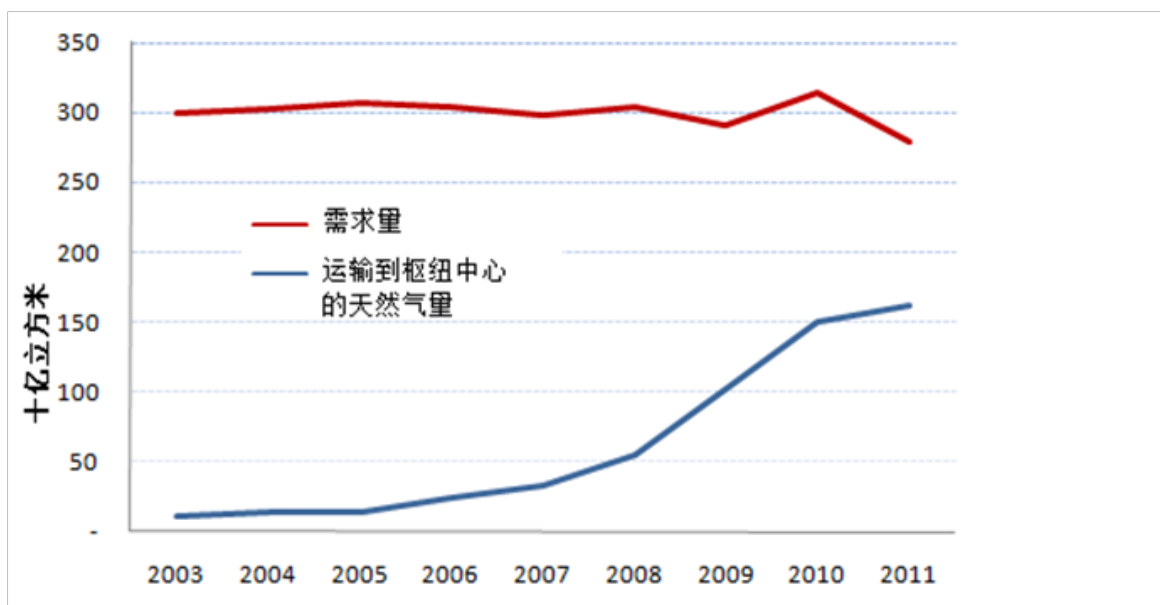
枢纽中心和相关价格无法获知，则可以把长期合约的价格评估当作指标。

图 19 • 欧洲枢纽中心和长期合约天然气平均价格



来源：欧盟委员会，2011a

但是，在欧洲，试图从市场差价中获取利润的管道公司通常不会对输气设施进行投资，而美国天然气市场通常表现为这种模式。影响投资新管道决策的原因有很多。市场上对现货价格的信心仍然不足，这是由于几个贸易枢纽中心的透明度较低，以及价格受到了市场之外因素的影响（IEA，2012）。因此，将更多的天然气引入贸易枢纽中心是成员国力求达到的一个重要目标。在贸易中心得到更多的天然气能帮助汇总消费者组合，但仅仅能平衡其汇总偏差。这类服务是由美国天然气市场的营销者提供，并且这将取决于将管网所有者从市场中一定数量的天然气分离的进展，不论这类汇总和结算服务是否能无差别地在欧洲贸易中心获得。输送到贸易枢纽中心的“天然气类型”对结算服务和天然气市场价格相当重要。下图展示了在过去七年对比市场天然气总需求，实际运送到重要欧洲成员国枢纽中心的天然气增长。然而，汇总不一定是以市场价在枢纽中心额外交易的天然气（且可能受到市场价格的影响），因为长期合约中的天然气也可以输送给这些枢纽中心。

图 20 · 欧洲某些国家天然气需求量与运输到枢纽中心天然气量的变化图<sup>16</sup>

来源：国际能源署，2012

市场价格的不确定性受到多数欧洲枢纽中心的短期期货交易影响被进一步放大，这限制了市场参与者评估未来区域间天然气运输的市场价值的的能力。<sup>15</sup> 短期评价会让潜在的管道开发商在项目相当长的时间内面临现金流的不确定性。

如果没有上游部门的参与，根据长期合约购买的天然气对基础设施做出长期评估也存在很大的不确定性。与其他市场相比，能刺激运输量投资的价格水平很难评估。对于完全或部分使用长期合约供应天然气的市场，天然气价格公式无法明确且无法被外部市场参与者所理解。完全依据整个交易中合约所占份额，这使市场中的天然气评估对欧洲市场投资者更具挑战性，因为透明度降低、价格协商难以预测（由于商业机密），以及天然气市场外的商品发展可以影响天然气市场价格。考虑到这一点，几个欧洲成员国正在努力解决供应商和下游消费者之间的现有长期供应合约的遗留问题。德国联邦监管局（“Bundeskartellamt” -BKartA）与德国最大的天然气进口、零售和输配公司供应企业之一抗衡的 2006 决议可以看做是解决这类长期遗留问题的司法效力范例<sup>17</sup>（BkartA，2006）。

<sup>15</sup> 虽然美国和英国市场天然气贸易分别持续到 2020 年和 2019 年，如德国和法国这样的欧洲大陆市场会继续持续 3—4 年。

<sup>16</sup> 其中包括：英国、法国、比利时、荷兰、意大利、奥地利和俄国。

<sup>17</sup> 在 BKartA 对抗 E.ONRuhrgasAG 的情况下，批发商和零售商之间现有的长期供应合约必须立即进行更换，且该决定在随后改变了所有其他零售客户的长期合约。新合约如果能满足消费者 50%—80% 需求量，则必须维持在 4 年以下，如果满足 80% 以上的需求量，则必须维持在 2 年以下。

如上图 18 所示，仍然有相当数量的欧盟成员国没有建立天然气贸易枢纽中心。长期合约的赎回权取消从很大程度上使贸易中心变得多余，与之相比，管道产能分配的方法也可以成为贸易枢纽中心发展的障碍。贸易中心应当视为一个覆盖供求资源（包括管道基础设施和储存）的广阔实际区域的虚拟市场，这类市场能让供应商和消费之间不需要实际运输进行天然气交易，但可能来自附近的其他资源。所谓的产能分配的入口 / 出口系统方便了这些贸易，因为这些系统不需要对特定路线具备产能，而仅仅需要实际贸易枢纽中心区域的入口和出口。欧洲委员会为了克服这个障碍，对产能分配程序进行了修改，这要求所有欧盟成员国在国家层面上执行这些入口 / 出口系统（EC，2007），在其中的某些国家执行得很好，比如英国、荷兰和德国。

由于在市场之间缺乏长期可靠的价格水平，所以跨越欧洲的管网投资通常使用的一种商业模式就是管理豁免，这在上文已经讨论过。这些豁免通常将无竞争力的管道长期遗留的问题引入市场，在市场中通常经过 20 年以上，对相关天然气有特别利益的管网所有者会随机地、或是无歧视地决定产能的分配。

为了解决缺失的长期信号和相关投资障碍，欧洲委员会引入了一项泛欧洲管网规划系统（EU，2009c），在该系统下，不同欧洲成员国市场（内部连接线）之间的输送管道产能需求将会依据管理欧洲基地来决定。同时，“第三套案”也让管网运营商在天然气销售活动中的独立性水平向前推进了一步，这也可能削弱了纵向一体化公司的市场能力。新成立的欧洲天然气输送系统管网运营商集团（ENTSO-G）必须遵照这些规章，制定一份欧洲范围内的十年管网发展计划（TYNDP）。该计划必须在广泛咨询所有利益相关者的基础上每两年更新一次，并且每年必须有冬季和夏季供应展望报告。一经确立，计划会展示待开发的运输管道走廊，促进市场一体化。该计划还包括供应规划保障方面的内容，以 20 次高峰需求情况中的一次为基础，评估基础设施的需要，提高长期的保障性。2010 年，ENTSO-G 出版了 TYNDP 的第二版，阐明从 2011 到 2020 年间需要发展新的管道产能（GIE，2011）。在欧洲层面上，欧洲委员会已确定天然气管道、储存和天然气终端大约需要 700 亿欧元的投资，这需要输送管网所有者增加 30% 的支出（EC，2011b）。

应当由欧盟成员国的区域团体以及所有个别欧盟成员国建立区域和国家 TYNDP。这些计划必须彼此一致，且必须使泛整个欧洲自上而下和地区自下而上的方法结合起来。国家和区域计划在及时发展上更加精准和有约束力。其发展变得透明且从一开始就包含所有的市场参与者，同时国家监管机构在整个过程中会协助讨论并提出修改要求。并在这方面，欧盟也希望继续协调欧盟成员国之间的成本管制。成本管制的协调可以推动基本设施投资，因为所有投资者只想要一部欧盟监管系统，而不是 27 个。成本管制的协调在第三套案之下遵照管网法规和架构指导方针逐渐取得。

德国为我们提供了一个构建国家发展计划的例子，在德国有 14 个不同的运输管网运营商，他们近年发布了将在 2012 和 2022 年之间建设的基础设施的草案（NEP，2012）。这个计划确定需要投资 48 亿欧元建设长度为 1,840km 的新管道，以及在 2012 到 2022 年间建设一个产能为 740MW 的压缩机。

ENTSO-G 也完成了监控这些国家和区域项目发展的任务，并因此在某些项目中对感兴趣的市场参与者扮演了信息终端的角色（ENTSO-G，2012b）。将规划项目向前推动的下一个步骤是天然气供应商下定决心完成改善管道产能的承诺，与美国一样，实现这一步骤需要执行开放季程序。

### 框 9 · 德国管网规划

基于 2009 进一步开放天然气市场的欧洲指令（EC，2009a），国内和国际管网规划成为了每个成员国以及他们的市场参与者的必修课。管网规划成为欧洲可供选择的措施，因为纯粹的市场驱动投资决策不足以帮助建立一个强健的基础设施，从而促进贸易，同时满足欧洲保障供应的义务。

鉴于此，德国将欧盟长期传输管网规划义务转化为国家法律，并修正了现有的能源法（EnWG，2012）。这能促进德国天然气市场中的 14 个现有传输管网所有者以及运营商建立管网规划，因为这 14 个公司将必须共同设定一个国家级规划。这个国家计划容许使用一套整体分析，面对预期的传输挑战，然后发掘安全且低成本、通常也是跨越几个管网所有者边界的运输解决方案。在这方面，管网规划结果也将帮助负责的利益相关者以协调的方式推进跨公司项目的发展。

规划过程的内容包括实施步骤、责任以及利益相关者的开放商议（天然气供应商，运输商，营销商，分销商），以确保假设条件的准确性达到最高标准和市场参与者无歧视行为。监管机构的参与（“Bundesnetzagentur” - 德国联邦管网局）确保可以及时公开地讨论规划流程并且可以在需要的情况下充当中间人和决策者。

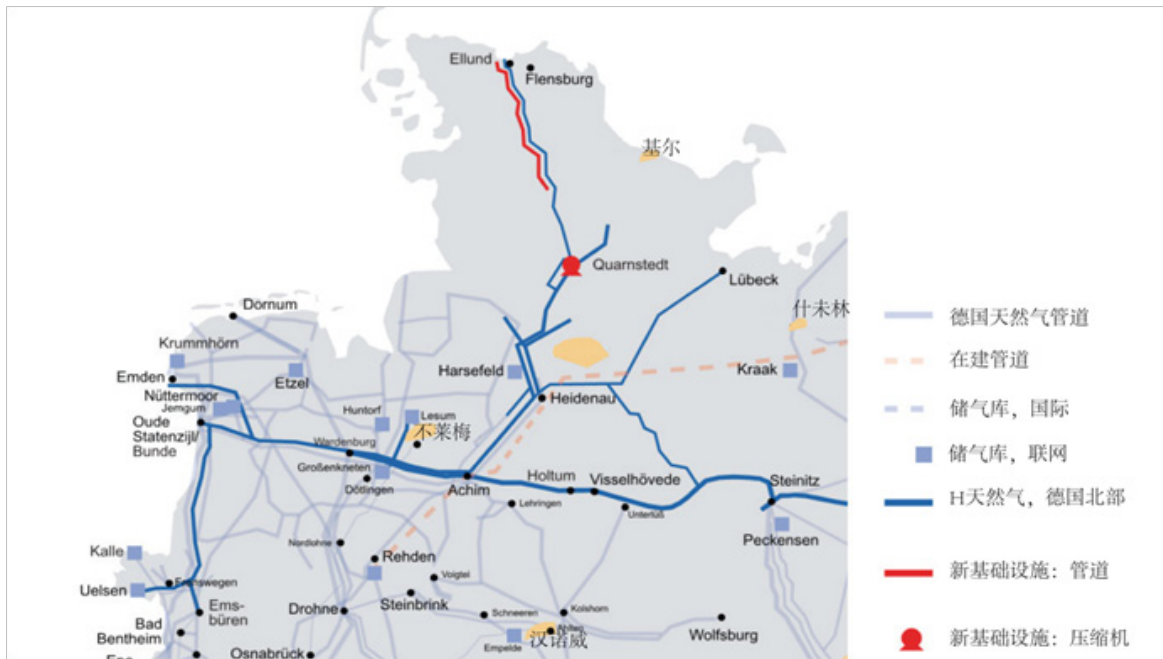
建立管网规划的初始步骤是确定影响气体流和相关管道、储存和进口基础设施的相关参数。这些参数，主要包括当地需求和供应预测以及已知的基础设施发展，在十年的时间里，三套不同方案的参数各不相同。国际化发展将会被考虑用来实现欧洲管网规划的一致。管网运营商通过协商来确定方案，随后通过公开商议方案结果完成该程序，由德国联邦管网局从中辅助。可以在商议阶段提出修正意见，代表市场参与者的预期，这可以从长远角度提高准确性。

管网运营商有义务遵循最终方案执行第二个步骤：管网运营商确定新基础设施的投资需要，从而实现预期的发展。在这一步骤中进行经济测试，从多个现有备选方案中选择合适的基础设施方案，从而确定成本最低的基础设施发展方案。保障供应可以促进小型项目的发展，但是如果缺少经济学依据，就无法对该问题的基础设施进行评估。再次公开商议管网模型化的结果，如果德国联邦管网局需要，可能对解决方案进行进一步的修订。在确定新基础设施项目的同时还要确定执行的时间安排和管网开发人员的责任。绑定项目的开发状态将被监控，这容许监管机构监管者在项目面临延迟的时候采取进一步行动。从这个角度，如果管网开发负责人员不能在预定的时间框架内开展工作，监管机构有权利对项目进行招标。

根据管网规划的结果，管网运营商也可以继续执行监管成本审批流程。一旦确定了计划的项目总需求，就可以在此基础上继续进行监管成本审批。申请流程的进一步推进取决于管网运营商，之后监管机构会依据具体项目决定获批管网成本。总体而言，管道发展项目不存在具体项目风险，因此可以采用通用的回报率。监管机构采用资本资产评价模式（CAPM）每五年对投资风险进行评估，确定回报率。目前获准的回报率（税前股权）为 9.05%，且所有资产的最大获准股权率为 40%（BNetzA，2011）。



图 21 · 基于国家发展计划的德国北部天然气基础设施需求



来源：德国管网发展规划，2012

## 液化天然气接收站

目前世界上液化天然气进口能力是液化能力（2011 年底分别为 8700 亿立方米和 3730 亿立方米）的 2.3 倍，结果导致液化天然气接收站的平均利用率为 37.5%（IEA，2012）。多种原因可以解释这种不平衡：一些接收站只用来应对季节性的高峰需求（科威特和迪拜），或用于补充或代替地下储气库以套利（西班牙、日本以及韩国）。此外，也有可能由于国家的地理结构导致了管网互连不到位（智利），或因为市场需求的负面评估（美国）。

过去十年里，欧洲进行自由化的同时（北美地区已经实行），液化天然气市场发生着巨大变化，这对某些参与者的投资策略具有重大影响。直到 2000 年，液化天然气进口商按区域有了小规模扩展：1980 年—2005 年之间，日本、韩国和台湾的液化天然气进口量大约占全球总进口量的 2/3（上世纪 70 年代中期大约为 50%），随后其份额一直下滑，但截止 2011 年，仍保持 53% 的份额。大概在 2005 年，随着英国、中国和印度的参与，情况开始发生变化。2008 年以来，新的地区——拉美和中东——成为液化天然气进口国。天然气市场日益趋于全球化，但美国市场除外，并且地区和流域之间的交易增加。如报告前文所述，一些市场（欧洲和北美洲，其他地区更不用说）从高度管制式转变为开放式市场，同一个国家拥有诸多参与者和卖方。

此外，液化天然气行业内部操作发生了改变。添加目的地条款和转移限制条件的长期合同为更多中短期合同提供了空间，提升了灵活性和多样性。根据 GIIGNL，2011 年短期现货交易占液化天然气交易的 1/4（GIIGNL，2012）。不同市场上拥有再气化能力的液化天然气价值链（包括运输）上的企业也促进了短期现货交易，他们在短期现货交易中能够重新空运货物。2000 年



以前，只有法国燃气公司（现在的法国天然气苏伊士集团）在不同的国家拥有天然气容量。也很少有上游参与者拥有再气化终端或有能力预订再气化终端处的容量。这些情况后来有所改变：21 世纪初在特立尼达和多巴哥建造了三条生产线（大西洋液化天然气生产线 2、3 和 4），这是英国天然气集团公司从生产到美国液化天然气接收站再气化的整体综合项目。此战略同样适用于埃及液化天然气生产线 2，其由 BG 出售给 BGGM，再由 BGGM 送至其位于莱克查尔斯的美国接收站或转至其他市场。最后，液化天然气业务不仅仅只涉及到生产商和买方，整合公司、卖方以及贸易商也是积极的参与者。

Page | 90

液化天然气接收站是连接液化天然气出口国的生产环节和下游市场的关键接口。从投资者的角度来看，建造液化天然气接收站有多种投资方案。他们可采取一套综合方案，通过直接参与 LNG 项目或与生产商签订长期合约来获取 LNG，或建立自己的运输船队，或具备再气化能力和占据下游市场份额，或列席于 LNG 价值链的一部分。尽管其设想存在较大差异，但 LNG 接收站的投资可归为三种不同情况，即：

- 由从事天然气市场活动的公司建造液化天然气接收站，关注于将液化天然气销售至下游市场并按长期合约持续进口天然气；
- 由输送公司建造液化天然气接收站，他们完全不受任何市场活动限制（他们将长期向参与市场活动的其他公司出售天然气容量）；
- 液化天然气接收站由“整合公司”，即拥有液化天然气供应组合和可以在不同地区获得液化天然气容量的公司建造（这些公司将利用液化天然气接收站进行套利）。

从国家的角度来看，自由化对液化天然气接收站的建造和运营方式产生了影响。主要可分为两种方案：

- 新容量需求和监管规划集中方案。这种方案要求相关费用具有长期可预见性，TSO 在输送管网连接方面做到公平对待，提供关于不同基础设施的足够信息，使投资者能够作出最终投资决策（FID）；
- 以市场为导向的方案。公司依据其对市场需求和监管的评估作出 FID，但是在液化天然气接收站使用方面面临较大的风险。

以下列国家（西班牙、英国、法国和美国）为例，对监管和促进投资的不同方案进行说明。

### 欧洲液化天然气接收站

欧洲液化天然气接收站过去是由纵向一体化企业设立，由于对营销、输送、液化天然气经营和储存活动实行了分离，这种情况在过去十年里已经发生了变化。必须将 2003 年第二指令发布前的前自由化时期，和纳入国家法律的天然气指令的实施开始对液化天然气公司产生实际影响的时期区分开来。

历史上，一些公司依靠现有（人数可能会不断增加）客户群争相投资液化天然气接收站，

使得他们可以合理地与供应商面对面地洽谈长期供应合同。在欧洲，历史成员企业已经针对液化天然气接收站的容量签订了长期合约。随着需求改变，我们发现接收站的使用率每年都在发生着变化，但变化并不明显。2003年前，液化天然气接收站容量达到770亿立方米，其中，法国170亿立方米、意大利35亿立方米、西班牙290亿立方米、希腊14亿立方米、比利时45亿立方米和土耳其65亿立方米。除去唯一例外，液化天然气接收站均由成员企业建造完成。这一例外是，西班牙毕尔巴鄂接收站由包括Repsol和Iberdrola在内的新加入者建造。

2004至2012年，欧洲液化天然气容量增加了1150亿立方米；其中，由新加入者提供的容量（英国占一半份额）达580亿立方米，未参与市场活动的TSOs提供的容量达360亿立方米。需要注意的是，新加入者的接收站中，英国的一个接收站（Teesside）几乎很少使用，而土耳其接收站尽力与输电网相连。欧洲委员会（EC）批准了五个液化天然气接收站的全部或部分第三方准入豁免（三个位于英国、一个位于意大利，一个位于荷兰），其容量达到670亿立方米，占增长容量的一半。这表明了第三方准入豁免对未来投资的重要性。截止目前，有12个液化天然气接收站已经获得第三方准入豁免，另有两个位于意大利和法国的接收站正在建造中，五个仍在计划中（EC，2012c）。自2003年已开始运营的其他接收站中，位于法国的一个接收站90%的容量由投资者同时也是成员企业预订（参见如下内容）。

在某些情况下，液化天然气接收站由未参与销售的输送公司建造完成：这种情况发生在荷兰（GATE）和英国（谷岛），在特定的时间周期内（通常是20年），所有容量由从事天然气销售的其他公司购买。尽管这两个接收站由独立的TSOs建造，但按第22条规定，它们都通过了第三方准入豁免。因而投资者通过由这些公司支付容量租赁费用的方式收回投资，风险转嫁到营销公司方，由其寻找供给信息，并将天然气销售给客户。不管哪种情况，接收站都可以将容量分成多份，以允许公司可以购买到小于平均接收站容量（60至80亿立方米）的份额。

### 西班牙液化天然气接收站

西班牙天然气市场是2000至2008年间发展最迅速的天然气市场之一，直至天然气需求受到经济危机和可再生能源强劲增长势头的综合影响，这种情况才结束。需求增长主要受电力部门推动。西班牙天然气市场相对独立于欧洲市场，西班牙完全依靠天然气进口，包括从阿尔及利亚进口的管道天然气以及液化天然气，已成为欧洲国家中仅次于英国的第二大液化天然气进口国。西班牙拥有六个正在运营中的液化天然气接收站和三条主要进口管道（两条来自阿尔及利亚，一条来自法国）。

在这六个接收站中，三个由Enagas公司（TSO）运营，该公司目前独立于其他营销公司（其份额限于5%）。另外三个接收站由新加入者（多个公司组成的财团）建造。尽管在1998年已开始自由化进程，但2008年以后，西班牙天然气市场才真正实现完全开放。历史上，西班牙天然气公司占据主导地位，Enagas占其中一部分，而随着新公司（如Iberdrola、Unión Fenosa、Endesa等西班牙公司和如BP、Shell和GDF Suez等外资企业）市场份额不断增长，西班牙天然气公司的市场份额呈下降趋势。最重要的是，这些新公司通过建造各自

的液化天然气接收站的方式进入市场，一些企业同时还是发电机构，有着利用其正建造的内部发电厂作为液化天然气接收站消耗中心这一优势。

西班牙市场受工业部和监管机构（国家能源委员会）管控。一项持续十年的天然气和电力基础设施规划由 TSOs 编制，随区域、国家能源委员会和市场参与者提供的资料，一起被提交至工业部。这包括基于需求预测开发充足的液化天然气基础设施。最终规划提案经内阁会议审核并由国会批准。如果发生故障，适用液化天然气规划标准中的 n-1 标准，10% 的过剩容量可以确保满足较高水平的需求。另外，液化天然气储备应确保国家在 6—8 天恶劣天气状况（港口关闭）下的天然气供应（CNE，2010）。

Page | 92

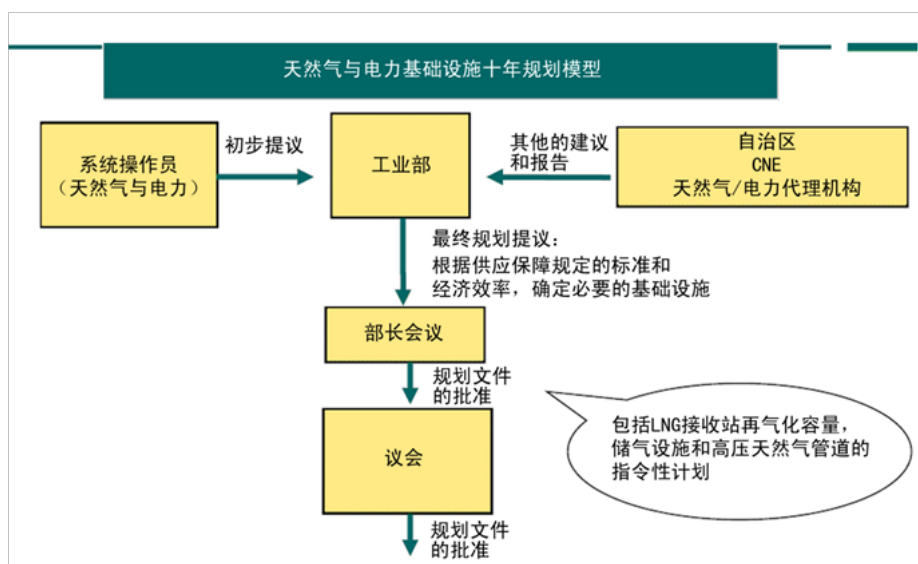
同时，国家能源署已制定了标准形式，用于第三方准入和第三方准入合同的申请。基础设施业主也必须每三个月公布其资产的相关合同及有效容量。

进行再气化费用调控，这一费用对所有西班牙接收站都相同。费用调控的依据是皇家法令 949/2001 和经工业部每年审批并为第三方准入天然气设施产生的相关费用提供价值标准的政府规定。进入输送系统入口处的天然气发生再气化（液化天然气厂和传输系统连接处）时所涉及的所有服务项目都包含在再气化费用中：箱位数分配、卸货作业、气化、运输液化天然气储存能量的卡车装载；船舶冷却；液化天然气的船舶装载和船舶间液化天然气的转移。

皇家法令 929/2001 第 15 章节制定了液化天然气报酬支付标准。报酬包括一个固定项，还可以包括按设备使用率设定的可变费用。由于 ECO31/2001 第 5 条要求估算公认固定和可变成本金额，因此，政府规定 ECO31/2004 第 5 条中规定了有关再气化新增投资的报酬。

依据“先到先得”的原则进行容量分配，至少输入总容量的 25% 分配给签订短期合同（少于 2 年）的合约方，且任一合约方不允许得到高于 25% 的容量。如果使用不足，同样可以导致容量损失。

图 22 · 西班牙基础设施规划流程



来源：西班牙国家能源委员会，

## 法国液化天然气接收站

法国拥有 3 个液化天然气接收站，而第 4 个（法国电力公司的敦刻尔克 Dunkerque）仍在建造中。最初的两个液化天然气接收站位于蒙特瓦尔和 Fos，分别于 1972 年和 1980 年建造，目前由法国天然气苏伊士集团的液化天然气分公司 Elengy 运营。历史上，这些液化天然气接收站由法国天然气集团开发；不同指令的发布导致 Elengy 的产生，这是法国天然气苏伊士集团对液化天然气分离出来的结果（依据国际贸易组织系统，参见图 9）。Fos-Cavaou 属于 STMFC（Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou，其中法国天然气苏伊士集团持有 71.21% 的份额，道达尔公司持有 28.79%）。

Page | 93

2006 年，首次提出了第三方准入费用（CRE，2012）。由于 Fos-Cavaou 方案的启动（Arrêté，2009），提出了新的费用。与西班牙不同，各个接收站均拥有其各自的费用。费用的计算以 2009 年 10 月的 Arrêté 为依据，除流动资产的收益率外还考虑监管资产基数（RAB）的收益率和折旧。税前收益率 7.25%，加上 200 点的溢价。

接收站运营商依据液化天然气接收站的用途提出了不同选择项（或者至少 10 批货物、每月最多一批，或者现货即付）。收费依据以下：

- 每批卸下货物的固定收费（TND）
- 与卸载货物数量成比例的收费（TQD）
- 反映冬季和夏季期间交货量差异的收费
- 两批货物抵达期间供再气化容量使用的收费

为促进液化天然气接收站的新增投资，费用方法将保持 20 年不变，并且 200 点溢价也将持续 10 年。此外，CRE 能够批准第三方准入豁免。

假如没有任何一方拥有超过 2/3 的容量，并且至少 10% 对其他各方开放，则监管机构将决定赞同投资者使用第三个接收站。接收站运营的最初几年里，法国天然气苏伊士集团拥有 62.7% 的容量，道达尔公司拥有 27.3%，EDF 拥有 10%。费用方法基于长期规划而设定，每 4 年或 5 年修订一次。另外，大部分容量按长期（20 年）预订，但也为短期合约预留了部分容量。

敦刻尔克在建中的接收站最终容量将达到 130 亿立方米，于 2015 年开始启动。EDF 拥有最大限量达 80 亿立方米的长期份额，且禁止其从持有长期容量的其他运输商处购买天然气。具有竞争力的需求导致液化天然气接收站的开发超出主要投资商的需求量。按 EDF 的观点，对天然气市场的一名新参与者有必要进行豁免，制定一项适用于其需求的服务。道达尔公司已预定了 20 亿立方米的容量，剩余 30 亿立方米可供使用（Dunkerque LNG，2012）。同时，成员企业法国天然气苏伊士集团不允许拥有超过 10 亿立方米的容量。第三方准入豁免与市场测试联系在一起（经 CRE 批准），对其他参与者的意向进行测试。最后，有效容量信息，箱位数应与其受监管接收站的相比较（CRE，2012b）。

## 英国的液化天然气接收站

英国已引进了四个不同的 LNG 接收站，代表了超过 50 亿立方米的进口产能。由于英国跃身成为天然气净进口国，在 2005 年至 2010 年间，英国相继建立了这四个接收站。除提兹塞德外，其他的 LNG 接收站均获得了 TPA 豁免，持续时间为 20 至 25 年。其中一个接收站由国家电网 TSO 建立，其他几个由新的市场参与者建立，包括与埃克森美孚国际公司联合的卡塔尔石油公司。

格瑞恩 LNG ( Grain LNG ) 接收站为国家电网所有并运营，其以法国天然气苏伊士集团、阿国家石油公司、德国意昂集团、森特里克集团、英国天然气公共有限公司以及西班牙伊维尔德罗拉公司之间签订的长达 20 年的合同为基础而建立（接收站拥有三条生产线，上述公司分别占有不同比例的产能）。每条生产线的产能都已通过开放季节过程进行了拍卖。根据调控要求，初级产能持有者应向二级用户出售备用进口产能的使用权。若未能出售初级和二级产能，应根据使用或弃用条件，提供产能的使用权。

南胡克 ( South Hook ) 接收站获得了 TPA 豁免，持续时间为 25 年。但是，第三方可申请备用产能的使用权。2011 年，三家公司签署协议，获得了备用产能的使用权（康菲石油公司、EGL 及 Trafigura 公司）。格瑞恩岛 ( Isle of Grain ) 以相同的条件适用初级产能使用权的问题。

Dragon 液化天然气有限公司的接收站“为二级贸易市场和反囤积机制提供设施”，即可获得 TPA 豁免。BG 和马来西亚国家石油公司是主要的托运人，可通过二级交易将容量使用权出售给第三方。

## 美国液化天然气接收站

20 世纪 70 年代末美国开发出了首个液化天然气接收站。但是，当时自由化的实行导致了供大于求，天然气价格下跌，液化天然气价格则因油价上涨而不断上升。因此，液化天然气接收站几乎很少使用，一些甚至被封存起来备用。

最早的接收站 Everett 由 Suez 为新英格兰市场建造。这是 1971 年以来，唯一一个持续运营的液化天然气接收站。由南方联盟建造的 Lake Charles 在 1977 年获得批准，并于 1981 年启动运营。Covepoint 由综合国家天然气公司（其母公司为 Dominion Transmission）和哥伦比亚天然气系统公司建造，经联邦能源监管委员会授权后，从阿尔及利亚进口液化天然气。1980 年停止进口，而用于天然气储存。Elbalsland 由南方能源公司（于 1972 年获得联邦能源监管委员会授权后）建造。当时，天然气被售至南方能源的母公司 - 南方天然气公司，并通过管道传输至南方天然气公司的州际传输线。液化天然气运输于 1978 年 3 月开始，并于 1980 年 3 月结束。

2000 年再一次激发了人们对液化天然气接收站的兴趣，特立尼达和多巴哥的液化厂开始启动。封存备用的接收站又重新开始运营。联邦能源监管委员会（CRE，2008）对首批液化天然气接收站及其费用实行监管。各个液化天然气接收站所征收的费用不同。

2002 年，因预测表明液化天然气的进口需求将快速增长（Hackberry 决策），联邦能源



监管委员会决定通过取消监管的方式鼓励建设新的液化天然气接收站。这促使第三方准入要求取消，以至于联邦能源监管委员会无法拒绝公司希望使用设备进口天然气的申请，或确定批准给予投资者任意第三方准入。

但是，联邦能源监管委员会仍对申请进行审核，尤其是有关环境保护的申请。实际上，能源政策法案 2005（EPACT，2005）对天然气法案进行了修订，明确授予联邦能源监管委员会批准或否决陆上或国家水域液化天然气进口接收站（Sutherland，2005）的选址、建设、扩建或运营的专有权利。如果“委员会认定此类修改和所依据的此类条款和条件必要或合适”，则可以批准申请。

可以看得出私营商人在液化天然气新投资方面起主导作用（vonHirchhausen，2008）。其接收站的开发用于为行业提供服务，而与向市场提供 LNG 容量的（“征收费用”）投资者的其它活动并无任何关联。Cheniere 和 Excelebrate 是此类公司的典范。

#### 框 10 · 未启用的 LNG 接收站所带来的影响

无论液化天然气是否完成交付，Elbalsland 的投资者首先要求管道采购商支付全部服务成本，包括公司资本投资回报。联邦能源监管委员会对此给予否决，因为要促进继续投资，并决定在费用表中加入一项“最低限额”条款，一旦液化天然气未交付，则允许公司收回一定的固定成本，同时阻止 Southern 获取任何股权收益。“考虑到公共便利和必要性，要求这些费用条款保证合理分摊客户和持股人之间的风险，确保以合理条件向客户进行项目融资”。1980 年 4 月，来自阿尔及利亚的液化天然气输送停止，南方能源输送至电网的天然气日渐减少至最低水平（正常水平的 1-2%）。联邦能源监管委员会发起一项关于公司收取费用的调查。同时，南方能源和南方天然气公司于 1981 年初达成协议，如果天然气出现最低输送，前者将继续为全部服务成本买单。一些客户不赞同此协议。一旦他们的需求量低于最低输送，南方能源可以申请“最低限额”，这最终于 1982 年 4 月实施，即停止液化天然气供应后两年。这意味着 2 年期间，公司已经揽入了比授权费用更大数量的资金。

行政法官和联邦能源监管委员会随后决定，由于公司输送很少量天然气，此完全可以抵制实施“最低限额”。委员会同时决定，命令已贸然行动的管道公司退还客户按最低限额费用支付的数额和按服务费用全部成本支付的实际数额之间的差额。后来，联邦能源监管委员会开始从更广泛的角度来看这件事情，假如最低限额与交付的任何天然气容量无关（南方能源就是这么做的），但与项目设计的日输送量相接近。因此，委员会得出结论，液化天然气供应开始中断以后，1980 年 6 月中旬本该立即启动最低限额。尽管 Southern 要求法庭审核这一决策，但法庭与委员会保持一致意见（美国上诉法院，1987）。

## 储气设施

储气库设施具有以下几种用途：满足天然气季节性需求，有助于满足极端情况下（寒冷天气、中断）急剧增长的天然气需求，并支持近期的贸易活动或电力部门快速变化的天然气需求。

季节性波动主要与冬季和夏季需求之间的差异有关，因冬季供暖，习惯上国家对天然气的需求量更大。由于空调需求，夏季需求也比较高，最具代表性的国家是美国或日本。运输商同样使用储存设施，以缓和上下游市场之间的需求差异。储气同时还有助于防止天然气价格波动（FERC，2004）。

有三种不同类型的地下储气库：枯竭油气藏储气库、含水层构造储气库和盐穴储气库。枯竭油气藏储气库和含水层构造储气库通常更适于季节性波动，而盐穴储气库则更适于满足重要的日间需求变化。投资成本依天然气储存类型的不同而有很大变化。同时，液化天然气调峰装置用于满足峰值需求变化。此报告中并未考虑这些。

地下储气库发展过程中的共同特征是完成此项投资所需周期较长。这需要花费 8 年时间进行设计、获批、建设和完工（IGU，2012b），一旦遭到当地的反对，实际所花时间更长，这种情况在欧洲各个国家均有发生（IEA，2009）。交付周期依据国家监管情况、审批流程及储存设施性能的不同有所变化。储气库运营商的当前隐忧即为新设备是否具有足够的动力，现有储存设施未来是否能够经济、有效地运营。在欧洲，通过相互关联性的发展，UGS 运营已由国家层面转为区域层面，储存设施仍受到不同监管框架的限制。

天然气储气的成本与管道和配网的建设成本一样，一般都会直接转嫁到终端用户那里。民用气价就应该涨价，并且这些民用的天然气高峰期用气多，低谷期用气少，如果监管部门对这部分气价进行管制的话，那么这部分费用将会相应的转移到门站价，提高门站价格。

储气投资与国家监管和费用框架密切相关。例如，英国有许多计划的储存项目，但是，由于作为英国 SSO 收益依据的冬季和夏季价格差异不断缩小，因此取得进展的项目较少。同时，各国家也针对优先使用储存设施的公司、第三方准入、费用或战略储备制定了具体的准则。

储气设施的经济吸引力由各个项目的物理特征和功能、待提供的服务、较小程度上的监管机制决定。根据 FERC 的一项分析，“独立、未受管制的储存储气项目一般预计收到 20% 的股本收益，而受管制的储存储气项目的股权收益为 12%—15%。由于市场感知、地质和开发风险（FERC，2004），未受管制的项目（通常为盐穴储气库项目）具有较高收益。”此外，储存成本很大程度上取决于设备类型：盐穴储气库通常依据体积花费较高，但依据供应能力则费用较少。根据储备气量多少和供应方式不同，成本方面也存在显著差异。

在北美和欧洲地区，天然气行业的自由化已带动了储存灵活性需求。由于一些国家为储存储气设施提供了第三方准入，依据灵活性为具有各种需求的不同市场参与者提供了机会，推动储气库运营商改善所提供的储存产品。此外，由于作为可再生能源备份的燃气发电厂的作用越来越重要，需要更多具有灵活性的天然气基础设施，尤其是具有高采气率的储存设施（盐穴储气库）和某些情况下的其他储存类型。

不管哪个区域，投资者通常运用四种评估选项来确定新储存气库的投资（FERC，2004），包括以下几个方面：

- 根据受监管费用的情况，基于储存评估的评估服务成本；
- 最低成本方案规划一般由区域分销商和其他大消耗量天然气客户执行。一方面考虑了因未使用较为昂贵的选择项（取决于天然气消费者的负载分布）而获得的结余；
- 观察注气期（夏季）和采气期（冬季）之间价格差距的季节性评估（内在的）。季节性储存通常依据内在价值进行评估——通过观察未来冬季和夏季价格差，且存在即将上线的新储气储存设施降低价差的风险；
- 基于期权的评估（外在的）利用了通过快速循环储存获得的价格差异。

在中国有关储气库的投资已成为一个非常重要的问题，尤其是用来满足季节性和冬天峰值需求。根据 IGU 估算（IGU, 2012b），中国天然气的工作气量仅达到 39.7 亿立方米，是 2011 年总需求的 3%。对于一个城市天然气消耗占总天然气需求量的超过 40% 的国家（chinagas, 2011）而言，这个数值相当低。相比之下，城市天然气使用量占很大一部分的国家（比如德国、法国或意大利），其工作储气量和需求量之间的比例为 20%—25%。因此，储气投资已不仅仅是一件必要的事情，而是一项亟待解决的问题。幸运的是，中国拥有许多枯竭油气藏储气库，可以用作季节性储存，并有可能建造能满足需求日益变化的盐穴储气库。最后，液化天然气可以用作沿海地区客户的储存，但这里我们将不考虑此类储气。

我们认为中国公司和当局很清楚，储气开发的先决条件是潜在的地质情况。然后，建造新的设备面临以下问题：需求、成本和监管框架的不确定性。目前已存在重要的季节性需求；短期储气需求（盐穴储气库）取决于在天气寒冷时的峰值需求和燃气发电厂日益增加的灵活性需求。目前还未出现贸易机会，但在随后的阶段可能会产生。

成本不确定性与缓冲气体和成本回收紧密相连。不同类型的储气库（枯竭油气藏储气库、含水层构造储气库或盐穴储气库）在工作气量相同时，所需缓冲气体的量不同。通常，含水层构造储气库所需气体量最高，而盐穴储气库最低。成本很大程度上取决于天然气价格。根据推销商所支付的天然气价格（Glachant, 2008），缓冲气体成本约占初期总投资成本的 50% 到 85%。由于周期较长（超过 3 年）和未来所购买的天然气价格的不确定性，枯竭油气藏储气库或含水层构造储气库的风险更大。

成本回收取决于储气库的使用方式和监管框架。自由化以来，尤其是随着贸易和燃气发电厂发展的更大灵活性需求，考虑到未来需求和监管框架的不确定性，大规模的储存性投资已经被用于盐穴储气库，而不是大规模的季节性储存。联邦能源监管委员会也意识到，与具有高供应能力的小型储存设施相比，季节性储存方面的投资更可能出现不足的情况（FERC, 2004）。一项针对英国季节性储存投资匮乏的研究中，Glachant 和 Codogne 考虑了对季节性储存进行可能的监管激励制度（Glachant, 2008）。关于应对措施，他们考虑了以下方面：

- 促进开放季节和长期合约，以此方式投资者对市场参与者的利益进行评估，并要求其与未来使用方签订长期协议，进而降低投资风险；

- 通过储存义务保证储存需求，以便要求各供应商供应一定比例的天然气（注气季结束时储存）。这预留了充足的天然气供合约方使用，确保了设备最少所需的天然气量；

- 为规避损失和加强对投资者的奖励，通过设定最低规定收入保证运营商的收益。但是，这可能造成储气库运营商之间的误解。但仍可以选择其他方式提供符合公共利益的投资激励措施。

为保证供应，另一重要方面是透明度，包括供应信息和存货水平。对于储气库运营商而言，保密性问题很重要。在欧洲，欧洲天然气储存部门（GSE）为不同地区的存货水平提供了汇总数据。这为中国去调查运营商是否储备充足提供了一种可能。

最后，OECD 国家的经验中也展示了建造储气库的各种批准流程。一些情况下，只要由国家权力机关进行审批即可，但有时候不同的权力机构或地方政府具有发言权（尤其设备为陆上时）。各利益相关方对建造储气库的必要性持有不同看法，与他们之间的协调经常会导致周期延长和投资者的成本增加，从而导致一些项目被取消。因此，批准流程应尽可能简化。但是，对于投资者而言，关键在于与此相关的监管情况和不确定性。

### 谁能够使用储气设施？

地下储气库设备的所有者或运营商不一定是库中所储存的天然气的持有者。在自由化前即是如此，由于储气库通常由纵向一体化公司持有，但更广泛的第三方准入意味着各类拥有用户的公司可以储存天然气。但一些国家针对能够或必须储存天然气的公司，制定了若干规则。当储存准入受管制时，情况尤其如此，但协商准入情况下也会发生。需要强调的是，对储存容量使用权的监管随着时间的推移也在不断发展。

在比利时，依据达到配送公司交货点的传输网络所储容量，SSOFLuxys 过去经常优先考虑将储存容量分配给配送公司。如果还有一些容量，那么按“先到先得”进行分配。2011年7月，监管机构CREG因第三项指令改变了一些规定（CREG，2011）。特别是针对配送公司的储存容量的优先权分配不再存在。但CREG仍要求供应“受保护的”客户的配送公司，拥有充足的储存容量。

在西班牙，持有储备容量的公司须承担部分义务（12月28日的ITC/3862/2007条款第1、2、3和4节提出的标准）（西班牙工业、旅游和能源部，2012）。战略储备容量相当于公司前一年20天的天然气销售量，运营储备容量相当于公司前一年10天的销售量，向能够从最终费用获益的客户销售30天的量。如有剩余容量则可进行拍卖。任何天然气销售公司均可参与。

在法国，储存容量按天然气公司的客户组合进行分配。依据2003年1月3日的法律2003-8（2004年8月9日法律2004-803中进行了修改），法令2006-1034（2006年8月21日）组织进入储气场所（Storengy，2012）。依据有关配置文件和有权储存单位的2009年1月7日政府规定中的条款，第3条规定了现有终端客户组合的供应商储存容量的分配（FrenchMinistry，2011）。如果仍有任何有效储存容量（第14章）（或未被公司领取，即其有权利但未强制要求领取储存容量），可以对其进行拍卖处理。

在意大利，供应商可以提出两种不同的（独立的）要求：

- 第一是关于“平均刚性季节性峰值需求”。这种情况下，最大储存值（最大允许请求，MRA<sub>medio</sub>）为前一年供应商所服务的终端用户消耗量的 33.4%（参见第 5 章，附件 4，储存法则第 1.2.1.1. 节 81 页（Stogit, 2010））。如果仍存在可用容量，根据需求按比例分配；

- 第二是关于严峻的需求峰值。最大值计算公式如下： $MRA_{\text{rigido}}=0.25*MRA_{\text{medio}}$ 。

在许多其他国家，公司可以约定储存容量，它可以在可用储存产品中进行选择。

### 储存产品

对于 SSOs 而言，收回其投资的一种重要方式是尽可能提供接近于市场需求的储存产品，且使用户类型（分销商、工业、发电单位、主要供应商）多样化，从而发现其操作的弹性需求。

依据费用和实际供应客户，储存产品存在很大差异。通常，有一种称为“捆绑式储存容量”的基本组合，包括储存量、采气量和注气量。这三个数量的比例根据储存性能有较大差异：用于季节性波动的储存量越多，与储存容量相比采气率将越低，或者说，容量（百万立方米）与采气率（百万立方米/小时）的比例越高。相比之下，盐穴储气库的比例将较低——通常不到 1,000 小时。

另外，所供产品的方式有很多种，包括：

- 合同期限通常是一年、但有时更短（几天、几个月）或更长（几年），为用户提供了更多预见性或灵活性。

- 单独预定增加的储存量、注气量或采气量（有时具有限制条件）的可能性。通常要求已经预定了捆绑产品。

- 预定可中断容量的可能性（捆绑或未捆绑）
- 出现倒流的可能性
- 提前几个小时制定流量的可能性
- 补偿服务
- 权利或容量转让至第三方
- 二级市场上的交易权利 / 容量交易
- 容量使用不足或过度使用造成的罚款
- 最低或最高库存的义务

### 欧洲储气情况

欧洲储存设施已由当时的纵向一体化天然气公司建造。截止今天，尽管已经实行法律分离，但成员企业仍支配着储存所有权。储存发展通常取决于天然气需求的历史变化、住宅客户份额、国内生产的出现（英国和荷兰的国内生产提供了更多灵活性，尽管目前在英国很少出现这种情



况)、其他弹性资源的有效性(长期合同、需求方面的措施,比如可中断用户)。

英国和德国是所有制最多元化的欧洲国家;在英国,这是自由化的结果。在德国,这常常反映在多层市场结构和配送公司的出现。同时,一些非欧洲天然气公司如(由 Abu Dhabi 持有的) Taqa 能源公司或供应商(如 Gazprom 或 Exxon)涌入市场。

第一指令没有考虑天然气储存(EC, 1998)。但是,第二指令要求“实行会计核算分离,虽然储存准入类型可以是监管型(根据公布的费用)或协商型(依据适用的主要商业条款的发布)。因此,有关储存监管的决策由独立成员国或其监管机构决定。监管准入意味着,相关费用或至少计算方法将由监管机构事先批准。一些协商准入类型的国家也会涉及监管机构,比如针对反竞争行为或费用不平衡的事后行为。两种系统具有各自的优点和缺点。

2009年7月通过的第三指令进一步确保储存系统运营商的独立性,并且改善了第三方使用储存设施的情况。作为垂直一体化企业的一部分,在法定形式、组织以及与传输、经销以及储存资产所有人不相关的活动的决策权方面,储存系统运营商应具有独立性。负责储存系统运营商管理的人员不得出现利益冲突。尽管如此,母公司可以审批储存系统运营商的年度财务计划或者其他类似文书,并对其子公司的负债等级设定范围。但是母公司无权指导日常运营,也无权干涉经批准财务计划范围内的储存设备的建设或者升级。

### 美国储气情况

1994年以前,州际管道公司拥有流经其管道的所有天然气,包括储存设施中的天然气,并全权掌控其储存设施。他们受联邦能源监管委员会监管。随着联邦能源监管委员会法令 636 的实施,除由管道运营商为维持其系统的完整性和负载平衡所保留的部分外,要求管道公司实行第三方准入。如今,许多储存设施同时由大型 LDCs、州内管道公司持有/运营,并且独立的运营者(商业公司)依据开放准入方式进行运营,尤其是那些隶属于天然气市场中心的场所(EIA, 2012d)。

因此,设施使用类型很大程度上取决于其所有者。州际管道公司运用地下储气库,便于对其长距运输管道的供需平衡进行管理。州内管道公司也为相同的目的使用地下储气库,但是,大多数储存的天然气实际上用于终端用户。配送公司主要是为了服务终端用户而使用其储存设施;但是,自由化以来,他们同时向第三方出租了部分储气。

联邦能源监管委员会负责监管州际业务上的储存设施,而州立机构负责其它方面的储存设施。为回应价格变化(套利机会),开放式准入增强了储存装置及各种金融工具的使用,以便利用市场条件。对地下储气库解除管制,结合如燃气发电厂数量的增长等其他因素,提升了对具有高效采气率的设备的兴趣。许多盐穴储气库和一些供应能力较强的小型气田已由独立的储存服务供应商(商业公司,类似于天然气接收站开发公司)首先启动运行。因此,设施主要针对对此类设备特征感兴趣的第三方用户。

由于 2004 年以后天然气价格不断上涨,联邦能源监管委员会在天然气储存方面所处的地

位已逐步形成，更多关注于供应保障问题。特别是联邦能源监管委员会关于市场影响力的阐述阻止了储存运营商使用基于市场的利率（VonHirschhausen，2008）。EPact2005 允许公司依据开放季和市场特征设定各自的利率 - 类似于欧洲的协商准入。联邦能源监管委员会仍能够对这些进行修改。

天然气储存定价法令 678（2006 年 6 月 19 日）（i）详述了涵盖天然气储存服务近似替代品的相关产品市场的定义，以批准基于市场的利率；和（ii）实施新天然气法案第 4（f）节规定，允许联邦能源监管委员会批准基于市场的利率（甚至在申请人具有市场支配力的地方）。因此，对设计基于成本的利率、协商利率和基于市场的利率时，现有利率政策提供了更多灵活性。

### 战略储备

天然气战略储备的问题通常被提出，但是事实上仅有少数国家具有战略储备。战略天然气储存比油储存更加昂贵。而某些储存类型（如含水层）也受到技术限制（必须有规律地填充以及清空设备）。在欧洲，并无天然气储备或者专用天然气储备用于保证供应安全的义务。国际能源署认为，战略储备是提高供应安全性的途径之一，但是只要各国具备良好的地质潜能，由各国自行决定。

一些欧洲国家具有战略储备：意大利、波兰以及匈牙利。在意大利，法令规定需要进行“战略储备服务”，由内阁决定战略储备的数量。战略天然气储备应当与冬季为期 60 天的天然气抽取可能性相对应。而这一时期的天然气交付率为非欧洲国家进口量的 50%。货主应当保存与其年度非欧洲进口量的 10% 对应的战略储备。运营商 STOGIT 将向货主提供从非欧洲国家进口的天然气（意大利从荷兰进口也从挪威、阿尔及利亚以及液化天然气出口国家进口）。同样地，在波兰，从外国进口天然气的公司有义务保持领土范围内的天然气储存。目前，保持的数量为 15 天的进口量，2012 年将增至 30 天的日常进口量。由于匈牙利高度依赖于一个供应商（俄国），因此，2006 年，匈牙利决定建造战略储备设施。2006 年关于天然气储存安全的法案 26 规定的储存容积为 12 亿立方米，设备的日常抽取能力为 2 千万立方米 / 天，抽取时间至少为 45 天。设备将用于向家庭以及公用用户以及无法使用其他能源代替天然气的顾客供应天然气。

在其他国家，尽管没有实行“战略储备”，市场主体有时需要将其视为“公共服务义务”的一部分来履行。买家存有特定天数的消耗量（如在西班牙）。在其他国家，依照公司的顾客组合为公司分配储存量（法国），使向居民顾客供应天然气的公司具备足够的库存量。有些国家间接通过传输系统运营商的 PSO 进行储存（丹麦、比利时以及捷克共和国）。SSO 事实上有义务向传输系统运营商提供储存能力，以便起到平衡的作用。例如，在丹麦，如果出现供应中断，传输系统运营商应当能够在天气条件正常的情况下连续 60 天向所有顾客供应天然气，或者在温度为  $-14^{\circ}\text{C}$ （冬天）以下的条件下连续三天向所有顾客供应天然气。相应的天然气量储存于丹麦的地下天然气储存设施（请参考“应急供气储存”）。在出现恶劣的冬季天气条件的情况下，比利时也采用相同的监管措施，以便不间断向顾客供气。英国通过密切关注国家传输系统运营商的库存水平开始关注天然气供应安全性，以确保库存水平不低于指定水平。

## 8. 天然气市场自由化下的用户

欧洲许多国家，任何一个用户都具有选择其供应商的资格（参见欧洲自由化章节）。然而在美国，用户是否具有这种资格完全取决于各州情况，但是各州情况并不完全相同。

### 终端用户方仍然存在费用管制

在欧洲，许多国家对终端用户的天然气供应仍存在费用调控（CRE，2011）。2010年，大多数欧盟国家仍然对居民终端用户的价格进行调控，其中有6个国家（法国、葡萄牙、保加利亚、波兰、立陶宛和罗马尼亚）还对能源密集型的用户进行调控。而终端用户价格未受调控的国家有奥地利、比利时、捷克共和国、爱沙尼亚、德国、卢森堡、斯洛文尼亚、瑞典和英国。但是，在上述的几个国家终端用户的价格并不是自动调整的，而是由终端用户可以自由地选择调控价格或者市场价格。大多数情况下，终端用户价格由监管机构设定，但是在法国和西班牙，有时会出于政治目的而由政府设定价格，监管机构仅是提供建议。2010年，在欧洲的大多数国家，超过95%的居民用户使用调控价格，而未选择市场价格。然而，在法国和西班牙，选择市场价格的终端用户却分别占到11%和51%。

调控价格里必须包括采购成本和各种管网计费。如前一部分所述，管网计费通常是受到管制的，因而，问题的关键就在于对采购成本进行正确评估。而欧洲的定价方式更为复杂，因为欧洲企业采购天然气主要依照混合石油指数合同，而这个合同或多或少结合了石油指数与石油的现货市场。

通常，采购成本由固定部分和可变部分组成，而所供天然的价格正是由后者所反映。在西班牙，可变部分以NBP和HH的平均值和过去六个月Brent价格的平均值为基础（CNE，2010b）。市场价格和Brent价格的比值在一年中的不同时间也会有所不同。在爱尔兰，采购成本以NBP为基础，并以每月的期货价格进行后面的实物交付，正好可以反映随后一个月的持续采购情况（CER，2007）。意大利，采购成本以一揽子油价为基础，必要时可以由监管机构进行修改。监管机构曾在2010年和2011年对系数进行修正以反映通过现货市场采购天然气所获取的好。在法国，相比之下，只有法国天然气苏伊士集团在2010-2013期间通过现货市场或通过短期合同采购大量的天然气时，才把长期合同也考虑了进来。2010年底以来，CRE采用与现货价格部分挂钩的方式（法国天然气苏伊士集团长期合同中有9.5%与现货价格相关，目前的规定并不能够让小型终端用户从法国燃气集团短期和长期合同的套利行为中获益。）

### 用户如何在自由化的市场中购买天然气

用户在自由化市场中可以选择其供应商或者有可能从同一个供应商的不同报价中选择（主要针对居民用户）。用户使用天然气的规模越大，就会越早获得资格（选择供应商的资格），且与潜在的供应商谈判时，有更大的话语权。如上所述，在许多国家，仍可以在市场价格（未调控）和主管部门设定的管制价格中选择其一。但是在某些情况下，用户是不允许在两个价格之间来回变换。

变更供应商的程序的透明化是非常重要的，不仅需要遵循一定的步骤，同时还需要了解新供应商的供气的一些条款，如，定价、交付地等。

不管是小型还是大型消费者，变更供应商应遵守以下步骤（CRE，2012）：

- 步骤 1：选择一家供应商；这首先包括与新供应商签订新的协议。新合约的开始日期必须与输配管道运营商所需的时间一致，用户有改变其想法的权力（在欧洲，人们改变供应商的情况经常发生，仅次于电话运营商）。新供应商同时需要确定最初阶段的消耗量——可以依据居民用户的历史消费情况或大型用户所计量的每月或每日使用量。对于消费者而言，这一步实际上基本不需要做什么。

- 步骤 2：新供应商把这个变更告知管网运营商；

- 步骤 3：管网运营商控制对供应商的变更；

- 步骤 4：管网运营商对变更进行登记；

- 步骤 5：管网运营商通知上一家供应商。

- 步骤 6：管网运营商研究并贯彻执行这个变更，其中涉及到更换之前有关消费量计量的所有详细资料以及今后如何对消费量进行计量等。

### 天然气零售消费者

零售消费者不仅可以选择不同的供应商，偶尔也可以在每个供应商提供的报价中进行选择。这些报价可以只是针对天然气。但是，由于有些公司本身既提供天然气也提供电力，因此，价格也可以是天然气和电力的双重报价。报价将依据年消耗量水平，同时依据用户生活的地点（提供全国性服务的公司）。选择双重报价的用户将获得部分回扣，而支付方式的不同也将获得一定的回扣，如直接借记用户以及通过网络注册用户可以获得折扣。

在不同国家可以看到以下报价方式，<sup>18</sup> 具体如下：

- 按变量条款报价，通常包括固定的年度预订期限（也可以以月和日为单位）和每千瓦小时变量条款；供应商可以随时更改条款内容（提前适时提醒）；

- 按一年、两年或三年期固定价格报价，通常包括固定年度预订条款（有时为每日）和每千瓦时变量条款；通常，提前终止需要支付费用；

- 包括碳条款在内的报价：其与前面报价相同，每千瓦时可变碳价格；

- 按电力公司报价的固定折扣价进行报价（Energyshop，2012）；

- 固定费用合同，依据用户的历史使用量和随天气变化作出的调整，供应商确保用户只需要为其年度能源消耗量支付固定的费用。这一合同类型将冬季寒冷漫长的风险转移至能源销售商；

- 根据天然气（包括一些沼气）的报价，与可变或固定价格报价的原理相同，但通常价格更高。

<sup>18</sup> 根据法国、英国、德国、荷兰和比利时的报价。

荷兰或英国等一些国家，这些受到竞争机构或监管机构的严密监管。在荷兰，所有供应商必须提交其报价至监管机构，以检查报价是否合理。

### 大型天然气消费者

大型天然气用户与居民天然气用户有很大区别，不仅表现在其需求规模方面，而且在某些具体的要求上也有所不同，例如灵活性、交付地点和定价指数等方面。与居民用户不同，大型天然气用户也可以从现货市场购买天然气，条件是其拥有一个员工团队去做这件事情。

与居民用户一样，这些大型天然气用户依然需要对所有合同条款进行仔细比较。这里主要包括天然气价格、影响公司发展的相关条件、合同期限和合同废除条件、用户服务的准入价格、支付方式。在供应商网站上看到的报价，大型用户与居民用户的报价类似，例如固定价格，折扣价等。但是，根据季节不同报价也有所不同（夏季的价格较低）。

最复杂的天然气消费者很可能是发电厂，最容易受到的能源市场的影响，例如电价、天然气、煤矿和 CO<sub>2</sub> 价格，以及电力供需关系、输配条件的影响。新的操作条件中，这类用户因为需要为可再生能源提供支持，通常对灵活性要求特别高（但并不愿为此买单）。对于发电厂来说，每年需要与供气商协定当年所需的天然气量是一个很大的困难。同时，他们需要考虑在现货市场上购买天然气。此外，一些发电单位不同地区的发电厂需要与不同的供气商签订合同，显然，使用虚拟枢纽中心可能在操作上比较容易一些。

工业用户的天然气使用量的确定性可能更高点，这将有助于他们与供应商谈判时能够争取到更好的价格。对于每年消耗大约百万立方米天然气的小用户而言，谈判商议价格显然比较繁琐。不过这些小型用户可以组成团体，具有一定的消耗能力，这样就能够与供应商谈判取得更好的价格和条件。同时，如果他们充分清楚各自天然气月度需求量，则可以直接从现货市场购买。



## 9. 美国和欧洲天然气市场中的经验有哪些适用于中国？

正如该报告第二部分中所着重强调的一样，中国的天然气市场如今面临着监管、定价等多方面的问题。在报告中，我们已经看到了欧洲和北美国家的天然气市场自由化的演变过程，尤其是自由化对上游、中游和下游造成的影响。

中国与任何 OECD 国家的市场情况都不尽相同，因此在不考虑地区适应性的情况下没有现存的经验可以直接应用于中国市场，但中国的利益相关方依然可以从不同的 OECD 市场的已得经验中汲取教训。

Page | 105

我们在进行对比时，必须要考虑到一个关键因素，即将 OECD 市场刚开始实行自由化时的发展阶段与中国现在所处的阶段进行比较。尽管国内市场的规模大于除美国之外的任何 OECD 国家的市场规模，以及通过进口与全球天然气市场的联系日益紧密，但中国的天然气市场依然处于相对早期阶段。诸如进口、西部地区生产的发展、长距离跨国管道的建设等许多变化，仅仅是过去十年才发生的事情。中国的长距离和高压传输网络因此显得相对有限且依然处于扩张阶段，将天然气从西部的生产地区输送过来。天然气用户一直都处于且依然处于快速增长阶段，而发电领域的天然气需求量与煤炭比较起来显得微不足道。

相比之下，该研究报告中涉及到的许多 OECD 国家在开始实行天然气市场自由化的数十年前，已经建立了天然气产业。如果将 1978 年视作为市场自由化的关键时期，那对美国而言就确实如此。大多数欧洲国家于 20 世纪 90 年代末开始对其天然气市场实行自由化，并从那时起他们就已经建立了对天然气至关重要的传输、储存和配送基础设施，这些基础设施已大多数或全部进行了摊还。他们还有着大量的居民用户群，且在过去十年以更平稳的态势增长。

作为市场自由化的先驱，英国在进行市场自由化时可能与中国现在的处境是最为接近的。英国于 1986 年开始对天然气市场实行自由化且于 90 年代初采取各项措施继续推进其发展，其天然气市场仅成立了约 15 年，而进口仅于 20 世纪 70 年代末至 80 年代初开始兴起。那时天然气在电力领域的迅猛发展尚未发生，而实际上直到进行市场自由化时，这一情况才发生。西班牙同样在本世纪实行市场自由化期间见证了天然气发电的发展。一些 OECD 国家市场依然处于发展阶段，例如土耳其或韩国，市场自由化进程受到了拖延或正以缓慢的速度向前发展。

值得一提的是，大多数欧洲国家自开始进行自由化起，都已经见证了更加平稳的天然气消费增长——欧洲的天然气消费在 2000–2010 年仅增长了 20%，主要集中在西班牙和土耳其等国家。尽管如此，英国的天然气消费在其实现市场自由化后的 1986—2000 年增长了 80%。中国石油（CNPC）预计，中国天然气需求量约呈三倍的增长，到 2020 年，天然气消费量将达到 3500 亿立方米。

从上游市场来看，中国和美国有一些共同点，例如国家的大小、天然气资源的多样性与丰富性，但是其政治与工业组织大相径庭。同时，中国面临着与欧洲类似的问题，既需要吸引新的进口，还需要发展相应的基础设施。迄今为止，中国用于进口的基础设施发展，无论是 LNG 还是管道方面都已相对成功。中国的天然气消费在过去并且未来数年仍会处于供给驱动的状态，

但是随着天然气价格的提升,重要领域中的天然气承受能力将成为关键问题,在发电领域尤其明显。

1. 可以清楚地看到,在 OECD 国家,通过建立独立的监管机构,政府或欧洲委员会在推进自由化方面扮演着必不可少的角色。在中国也一样,即使我们认识到目前中国能源市场上的权力分配给了不同的部门和机构且中央政府和省级政府之间存在着不同的看法,但政府仍应成为市场变化背后的驱动力量。专门的能源管理机构将会使政府对能源问题的理解更加清晰,只要明确机构部门的设置和职责,那么天然气产业上下游的问题就交给政府来解决了。正如美国的联邦能源监管委员会(FERC)和州立监管机构,或德国的联邦和州级监管机构那样。

2. OECD 市场通常都会有天然气白皮书与相关的法律,这些文件构成了清晰的政策框架,给出了政府关于天然气开发方面的政策方针,并向投资者和市场参与者提供了依据。同时,也设定了天然气的发展目标,并对基础设施的监管、国内天然气生产以及负责对天然气价值链的不同监管部门制定了法规。这种政策文件应保持一致,但不局限于政府的五年计划。

3. OECD 自由化的重要经验是市场自由改革是一个比较长期的过程,通常需要十年的时间,才可出现可量化的结果。关于中国快速提高天然气需求量的目标,重点应放在上游领域,引入批发价格、第三方准入的政策以及对大力开发基础设施。

4. 中国企业应避免直接参与决策的制定和监管,而应选择公开化协商的方式。特别是,如果中国要成立一个国家监管机构或任何其他类型的政府实体来负责上游和下游活动,其监管不应受到任何干涉,尤其是来自于三大 NOCs 的干涉。同时,监管机构的负责人不应该在企业中有任何职位和或者财务利益。此外,在制定新监管制度的过程中,可参考中国企业的意见,但同时也必须考虑到所有利益相关方的意见。

5. 定价影响整个天然气产业的发展,定价体制也是亟待解决的问题中最重要的一個。此外,未来十年,中国天然气对外依存度将会大幅度增加,这就要求中国需要尽快解决国内天然气价格与进口价格之间的差距。关于补贴(去年的增值税退税)此类措施应当尽量避免,不仅是成本问题(中国已进口了超过 300 亿立方米的天然气,且这一数字在未来三到四年内有可能达到 1000 亿立方米。),同时也无法合理的体现出天然气的价值,无论是需求方还是供应方。

6. 许多 OECD 国家,尤其是重要的天然气生产国,如美国与英国,都转变成为一个以市场为基础、允许第三方准入的天然气发展体系。中国国家发改委(NDRC)已在广东、广西两个省实行了定价改革,采用了与石油产品价格挂钩的净回值定价法。中国应仔细考虑与把油价作为唯一的挂钩产品的定价法是否合适。采用与居民和商业使用的石油挂钩是合理的,但是煤炭同样也是天然气的一种重要竞争对手,尤其是在发电领域。这意味着与煤价挂钩的定价方法也是一种选择,中国可逐步通过一个省到另一个省的方式实施改革,在煤电比重相当高的省份实行与煤挂钩的方式。

7. 地区的差异是起决定性作用的,各地区之间无论是从经济发展程度、还是天然气供应结构(国内生产, LNG 和管道气),或者气源的成本都是有所不同的。接近气源或者缺乏气源的地区不应该因为不合理的价格体系而处于不利地位。

8. 中国政府未来是希望保持与可替代燃料价格挂钩的定价方法，还是希望通过对上海枢纽中心已有的经验进行继续推广和发展，从而逐步向枢纽中心定价机制迈进。这一点还需考虑该机制是应基于虚拟还是实体枢纽中心的基础之上建立。枢纽中心的创建，既应包括制度的改变，也应包括结构的改变。第一，解除对批发价格的管制，运输与市场活动的分离或是透明的第三方准入方式；第二，大客户有权利选择天然气供应商；第三，此枢纽中心的建立需要拥有充足的管网容量、具有竞争力的大量的参与者以及金融机构的参与。

9. 最后，对于终端用户价格来说，迈向市场自由化的关键步骤一直都是向大多数天然气用户打开天然气市场。但 OECD 经验显示，许多国家的市场还未将住宅用户领域自由化。尽管如此，由于需要在采购和传输成本上反映分配与储存的成本，OECD 住宅天然气价格通常都比其他领域的价格高。这一点与中国的情况不同，但政府可在低通货膨胀期间抓住机遇从而逐步提高这些价格。这样一种措施可以通过采取有针对性的社会措施进行补助，从而对经济状况最差的地区进行补助。

10. 因此，下一步挑战是基于国内常规和非常规天然气资源以及进口情况制定出最符合成本效益的策略——考虑国内需求和可负担能力。由于上游领域代表且将继续代表着大部分中国天然气供应情况，因此对中国很关键。除常规天然气资源以外，中国还在致密气、煤层气和页岩气方面有着大量的资源。同样还有可进口（和可由或不由中国企业开发）的外国天然气资源。对于位于上游的投资者，需要给予他们适当的激励从而对这些资源进行开发，这种适当的激励可分为三部分：价格、市场准入（已在第 7 和第 9 点进行阐述）和长期的监管透明度。外国投资者显示了对在中国投资的兴趣，但这样的企业需要长期稳定和透明的监管环境，没有政治干扰且拥有在商业决策方面的自由。

11. 对上游领域进行自由化并实行管道第三方准入，从而增加国内天然气供应，包括应加快非常规天然气资源的发展。同时，上游监管还应防止许可证的囤积。许多上游系统（英国、挪威）显示，企业是否按照开发与运营计划（PDOs）去执行工作，决定他们是否会持有许可证。这就需要监管上游活动的机构对许可证持有者提供良好的培训，使其理解 PDOs，尤其是针对像页岩气这样的新型资源。此外，如果将许可证提供给其他参与者，他们将面临被吊销执照的危险。这样就会促使参与勘探和开发的各方共同努力，而不是让他们无限期持有许可证来避开竞争。

12. 在天然气上游领域，由完全管制向市场自由化迈进是美国天然气生产发展的关键驱动力，对于过去十年的页岩气开发来说更是如此。完全管制导致的结果就会使天然气市场要么过剩要么短缺。如果是这样，中国市场将面临天然气上游的投资将无法满足不同地区价格的存在，反应了国家的规模之大，也可以反映地区性供应短缺或供应过剩，同时还能对天然气生产、传输管道或储存设施投资方面起到驱动作用。

13. 美国和欧洲最新的 LNG 基础设施的发展经验表明，LNG 接收站上的第三方注入（TPA）并非总是唯一选择。美国决定撤除 TPA，而欧洲已经建立了很多具有 20 年 TPA 豁免权的

LNG 接收站。另外，LNG 接收站的发展可以通过国家基础设施开发规划来推动，其中包括开放和监管准入并存的国家（如西班牙），或者由市场决定新进入者的准入限制条款。附有长期合同的 LNG 接收站只要不对现在的市场造成任何经济损害，就不存在问题。开放市场且没有长期合同的工厂，由于他们能够在出现较高的局部需求时起到缓解压力的作用，且使得新进入者进入市场并在批发水平上提供竞争，因此也应允许这些工厂的存在。在这两种情况下，不要求进行监管成本控制，但 LNG 再气化成本必须反映在输送的天然气中。假如政府想要选用 TPA 的方式以便获得 LNG 接收站，这一点应事先向投资者进行清楚说明，并详细指定这一点是否适用于现在使用的或新的 LNG 接收站。可以设想出很多选项，这些选项会使项目发起者的投资保障最大化，例如只为第三方保留部分容量的部分 TPA。如果没有 TPA，监管机构可设定“使用或放弃”的要求，从而使得在临时通知第三方的情况下使容量可用。

14. 在上游市场达到竞争目的以及发展批发市场的关键步骤是实行传输管道第三方准入。监管机构通常偏向于传输管道与市场活动高度分离，从而确保最佳容量的使用和有效的容量开发。

15. 长距离（即便是国内生产）供应天然气给终端用户的情况日益增加，因此促进管道投资也很关键。在非捆绑情况下，管道业务应向每个利益相关方开放，但是监管机构应确保管道不会产生不同的独立网络，而是像美国的管道一样将他们连接起来。只要在开放时期决定增加需要，则传输管道可以基于大部分长期容量合同建立（但是没有固定价格和天然气照付不议合同）。管网建设费用将被监管以及这些费用将会大批的进入天然气配送价格。只要管道的建设是由市场参与者计划并由监管机构批准，则这些管道也可在监管下进行建设。其中，TPA 是先决条件。同时，成本可以分摊到该管道的所有天然气中去。

16. 由于现在进行的这些项目为管道活动提供的收益太高，对其他活动进行了交叉补贴且会成为其他市场参与者的进入障碍，因此应对新的基础设施建设项目（尤其是长距离管道）给出的内部收益率特别留意。成本监管必须公平透明，并涵盖所有成本。可由监管机构以透明的方式针对具体的管道设定单独的收益率。

17. 地下储气库的建设成本需要转移给终端用户，这就需要对此设施的监管具有一定的灵活性。准入类型无论是监管型还是协商型，或者是否需要一定时期内给予 TPA 豁免，这些都应由政府决定。同样，储气容量和最低储存要求也需要政府来制定。此外，每个储气库运营商都应就如何获得使用储气库的权利提供透明的信息。

18. OECD 国家的经验表明，市场开放度是开启自由化的决定性因素。这通常由最大规模的、有资格对其供应商进行选择的天燃气用户开始，通过管道第三方准入政策来促进。同时，对于竞争而言，将市场向大用户开放是非常必要的，许多 OECD 市场花费了较长时间向居民用户介绍这一点。虽然现在许多国家将市场完全开放，但是他们还是愿意限制更换供应商以及对天然气价格的管制。向小型天然气用户开放市场并非中国首选。

19. 信息的可用性在所有阶段都是非常重要。这一点适用于与市场（供应量、需求量和进口量）、使用基础设施（使用权与费用、可用容量）以及批发价格相关的基础信息。

## 缩写词、缩略语和计量单位

ACER	能源监管机构合作署
AGA	美国燃气协会
APA	在预定的区域颁发生产许可证
BG	英国天然气公司 PLC
BGC	英国天然气公司
BKartA	德国联邦监管局
BLM	土地管理局
BMP	最佳管理措施
BNetzA	联邦管网局
BOEM	海洋能源管理局
BPL	投标价格梯度
BSEE	安全与环境执法局
CAPEX	资本支出
CAPM	资本资产定价模型
CBM	煤层气
CRE	能源监管委员会
DECC	英国能源和气候变化部
DOI	内政部
DSO	配网运营商
EC	欧盟委员会
EIA	美国能源信息署
ENTSO-G	欧洲天然气传输管网运营商
EnWG	能源法
EPA	环境保护署
E&P	勘探和生产
EU	欧盟
FERC	联邦能源监管委员会
FDP	油田开发规划
FPC	联邦能源委员会
GGC	天然气与天然气竞争
GFU	天然气谈判委员会
GIE	欧洲天然气基础设施
GSP	政府销售价



HH	亨利中心
ICE	洲际交易所
IEA	国际能源署
IGU	国际气体联合会
IRR	内部收益率
IPE	国际石油交易所
LDC	区域分销商
LNG	液化天然气
LPG	液化石油气
MinEL&I	经济事务、农业与教育部
MLR	国土资源部
MMC	垄断与兼并调查委员会
MMS	矿产管理服务
NBP	国家平衡点
NCS	挪威大陆架
NDRC	国家发展与改革委员会
NEA	国家能源局
NEP	管网发展规划
NYMEX	美国纽约商业交易所
OE	石油联动
OFGAS	天然气供应办公室
OFGEM	天然气和电力市场办公室
OFT	公平交易办公室
ONRR	自然资源税收办公室
OPEX	运营性成本
OTC	柜台交易
PDO	开发运营规划
PPP	公私合营
PSC	产品分成合同
PSO	公共服务义务
REX	落基山快速管道
ROI	投资回报率
RPI	零售价格指数
SDFI	国家直接财政收益
SFP	小型气田政策
SNG	合成天然气

SODM	州矿产监察机构
SSO	存储系统运营商
TOTEX	总费用
TPA	第三方准入
TPES	能源供应总量
TSO	输气系统运营商
TTF	产权转移设施
TYNDP	十年管网发展规划

## 计量单位

bcf	十亿立方英尺
bcm	十亿立方米
CNY	人民币
GBP	英镑
MBtu	百万英热单位
Mcm	百万立方米
Tcf	万亿立方英尺
USD	美元

## 参考文献

- American Gas Association (2012), “Local Natural Gas Utilities: Meeting Customers’ Energy Needs”, available at [www.aga.org/Newsroom/factsheets/Documents/Natural%20Gas%20Utilities%20Overview%20\(JAN%202012\).pdf](http://www.aga.org/Newsroom/factsheets/Documents/Natural%20Gas%20Utilities%20Overview%20(JAN%202012).pdf).
- BKartA (2006) (German Federal Cartel Authority “Bundeskartellamt”), “Bundeskartellamt 8. Beschlussabteilung B 8 – 113/03 – 1, Beschluss In dem Verwaltungsverfahren E.ON Ruhrgas AG, Essen”, available at [www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell06/B8-113-03.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell06/B8-113-03.pdf).
- BNetzA (2011), “BK4-11-304 Beschluss”, available at [www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011\\_300bis399/BK4-11-304\\_BKV/BK4-11-304\\_Festlegungsbeschluss\\_Zinssatz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011_300bis399/BK4-11-304_BKV/BK4-11-304_Festlegungsbeschluss_Zinssatz.pdf?__blob=publicationFile).
- Commission for Energy Regulation(2007), Final Decision on Bord Gáis Energy Supply Non-Daily Metered 5-Year Regulatory Review 2007/08 – 2011/12, available at [www.cer.ie/GetAttachment.aspx?id=cf620ab0-4a12-4193-a803-946dc9d3f0c6](http://www.cer.ie/GetAttachment.aspx?id=cf620ab0-4a12-4193-a803-946dc9d3f0c6).
- CNE (2010b), Boletín oficial del estado, available at <http://www.boe.es/boe/dias/2010/06/11/pdfs/BOE-A-2010-9236.pdf>.
- Correljé, A. and Odell, P.R. (2000), ‘Four decades of Groningen production and pricing policies and a view to the future’, Energy Policy, Vol. 28, p. 19.
- Correljé, A., Linde, C. van der and Westerwoudt, T. (2003), ‘Natural Gas in the Netherlands: From co-operation to competition’, Oranje Nassau Group, Amsterdam, p. 93.
- CRE (2008), (Energy Regulation Commission) La régulation des terminaux méthaniers en France (Regulation of methane terminals in France), April, available at [http://gttm.cre.fr/080414Rapport\\_GTTM\\_VF.pdf](http://gttm.cre.fr/080414Rapport_GTTM_VF.pdf).
- CRE (2011), Rapport sur les coûts d’approvisionnement de GDF Suez, Mission d’expertise dela CRE, September, available at [www.cre.fr/recherche/resultat/\(SearchText\)/Rapport+sur+les+couts+d%27approvisionnement+de+GDF+Suez](http://www.cre.fr/recherche/resultat/(SearchText)/Rapport+sur+les+couts+d%27approvisionnement+de+GDF+Suez).
- CRE (2012a), Tarifs d’accès aux infrastructures, available at <http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/tarifs-d-acces-aux-infrastructures>
- CRE (2012b), The TPA exemption of the Dunkirk LNG terminal, Marie Claire Aoun, Florence

School of Regulation, 27 January 2012, Fiesole, available at [http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR\\_HOME/ENERGY/Policy\\_Events/Workshops/2012/TPA%20and%20Unbundling%20Exemptions/120127\\_Aoun.pdf](http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2012/TPA%20and%20Unbundling%20Exemptions/120127_Aoun.pdf).

CRE (2012c), Procédure de changement de fournisseur, applicable aux clients professionnels et particuliers, available at [www.cre.fr/reseaux/principes/acces-non-discriminatoire-et-independance](http://www.cre.fr/reseaux/principes/acces-non-discriminatoire-et-independance).

CREG (2011) (Commission of Regulation of Electricity and Gas), Decision (B)111124-CDC-1127 sur la demande d'approbation du contrat standard de stockage, du règlement d'accès pour le stockage et du programme de stockage de la S.A. Fluxys'. Available at [www.creg.info/pdf/Decisions/B1127FR.pdf](http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1127FR.pdf).

DECC (2007), "The Fuel Security Code", available at <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file41951.pdf>

DECC (2007b), "Energy white paper 2007: 'Meeting the energy challenge'", available at [www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white\\_papers/white\\_paper\\_07/white\\_paper\\_07.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white_papers/white_paper_07/white_paper_07.aspx).

DECC (2010), "National Emergency Plan for Gas and Electricity", [www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/uk%20energy%20supply/resilience/gas\\_electric/1\\_20100430123757\\_e\\_@@\\_nationalemergencyplangaselec.pdf](http://www.decc.gov.uk/assets/decc/what%20we%20do/uk%20energy%20supply/resilience/gas_electric/1_20100430123757_e_@@_nationalemergencyplangaselec.pdf).

DECC (2012), "Pilot", available at [www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting\\_energy/oil\\_gas/pilot/pilot.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/oil_gas/pilot/pilot.aspx).

Dunkerque LNG (2012), Dunkerque LNG Exemption experience, Florence School of regulation, available at [www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR\\_HOME/ENERGY/Policy\\_Events/Workshops/2012/TPA%20and%20Unbundling%20Exemptions/120127\\_Liaud.pdf](http://www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2012/TPA%20and%20Unbundling%20Exemptions/120127_Liaud.pdf).

Dutch Ministry (2004), Brief van de Minister van Economische zaken, Voorzienings- en leveringszekerheid energie, (letter of the Minister of Economic Affairs, supply security energy) The Hague.

EC (1988) (European Commission), "The internal energy market. Commission working document. COM (88) 238 final, 2 May 1988", available at <http://aei.pitt.edu/4037/1/4037.pdf>.

EC (1994), "Directive 94/22/EEC of the European Parliament and of the Council of 30 May 1994 on the conditions for granting and using authorizations for the prospection, exploration and production of hydrocarbons", available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31994L0022:EN:HTML>.

- EC (1998), “Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31998L0030:EN:HTML>.
- EC (2003), “Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0057:0078:EN:PDF>.
- EC (2004), “Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:127:0092:0096:EN:PDF>.
- EC (2005), “Regulation (EC) No 1775/2005 of the European Parliament and of the Council of 28 September 2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:289:0001:0013:EN:PDF>.
- EC (2007), “Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EC) No 1775/2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0532:FIN:EN:PDF>.
- EC (2007b), DG Competition report on energy sector inquiry, 10 January 2007, available at [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full\\_report\\_part1.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part1.pdf).
- EC (2009a), “Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:EN:PDF>.
- EC (2009b), “Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Co-operation of Energy Regulators”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:EN:PDF>.
- EC (2009c), “Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:EN:PDF>.
- EC (2009d), “Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity”, New Infrastructure Exemptions, available at <http://ec.europa.eu/energy/>



infrastructure/infrastructure/gas/doc/sec\_2009-642.pdf

- EC (2010), “Regulation (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:EN:PDF>.
- EC (2011a), “Impact assessment Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision No 1364/2006/EC”, available at <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2011:1233:FIN:EN:PDF>.
- EC (2011b), “The Commission's energy infrastructure package”, available at <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/11/710&format=PDF&aged=1&language=en&guiLanguage=en>.
- EC (2012), “Notifications and pending notifications of exemption decisions for gas and electricity”, available at [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/exemptions\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/exemptions_en.htm).
- EC (2012b), Energy infrastructure, Exemptions for Infrastructure, available at: [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/exemptions\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/exemptions_en.htm)
- EC (2012c), Exemptions for New Infrastructures (2004-2011), available at [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption\\_decisions.pdf](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption_decisions.pdf).
- EIA (1995) (Energy Intelligence Agency), “Energy Policy Act Transportation Study: Interim Report on Natural Gas Flows and Rates”, available at [www.eia.gov/FTPROOT/natgas/060295.pdf](http://www.eia.gov/FTPROOT/natgas/060295.pdf).
- EIA (2009), “Expansion of the U.S. Natural Gas Pipeline Network: Additions in 2008 and Projects through 2011”, available at [www.eia.gov/FTPROOT/features/pipelinenetwork.pdf](http://www.eia.gov/FTPROOT/features/pipelinenetwork.pdf).
- EIA (2009b), “Natural Gas Customer Choice Programs”, available at [www.eia.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/restructure/historical/2009/restructure.html](http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/restructure/historical/2009/restructure.html).
- EIA (2011), “Underground Natural Gas Storage Capacity”, available at [www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_stor\\_cap\\_a\\_EPG0\\_SACW0\\_Mmcf\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_stor_cap_a_EPG0_SACW0_Mmcf_a.htm)
- EIA (2012a), “Natural Gas Transmission Path”, available at [www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngpipeline/transpath\\_fig.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/transpath_fig.html).
- EIA (2012b), “Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989” available at [www.eia.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngmajorleg/ngact1989.html](http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ngact1989.html)
- EIA (2012c), “NYMEX Issues First Natural Gas Futures Contract” available at <http://www.eia>.

gov/oil\_gas/natural\_gas/analysis\_publications/ngmajorleg/nymex.html

Energyshop (2012), An Explanation of Retail Energy Contracts, available at <http://www.energyshop.com/es/faq/contract.cfm>

EnWG (2012) (Energy Act), “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Law on Electricity and Gas Supply)”, [www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg\\_2005/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf)

EPACT (2005), available at <http://www.ferc.gov/legal/fed-sta/ene-pol-act.asp>

FERC (1985) “Order No. 380”, available at [http://felj.org/elj/Energy%20Journals/Vol7\\_No1\\_1986\\_Restructuring\\_Natural\\_Gas\\_Industry.pdf](http://felj.org/elj/Energy%20Journals/Vol7_No1_1986_Restructuring_Natural_Gas_Industry.pdf).

FERC (1992), “Order No 636”, available at [www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/restruct.asp](http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/restruct.asp).

FERC (1999), “Cost-of-Service Rates Manual”, available at [www.ferc.gov/industries/gas/gen-info/cost-of-service-manual.doc](http://www.ferc.gov/industries/gas/gen-info/cost-of-service-manual.doc).

FERC (2003), “Order Authorizing Expansion, Denying Protest, and Addressing Requests for Rehearing and Clarification”, available at <http://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=9673760>.

FERC (2004), Current State of and issues concerning Underground Natural Gas Storage

FERC (2005), “Regulations Governing the Conduct of Open Seasons for Alaska Natural Gas Transportation Projects”, [www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/052505/C-7.pdf](http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/052505/C-7.pdf).

FERC (2008a), “Order No 712”, [www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/061908/G-4.pdf](http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/061908/G-4.pdf).

FERC (2008b), “ORDER ISSUING CERTIFICATE”, [www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20080530150953-CP07-208-000.pdf](http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20080530150953-CP07-208-000.pdf).

FERC (2011), “ORDER GRANTING AUTHORIZATION UNDER SECTION 3 OF THE NATURAL GAS ACT AND ISSUING CERTIFICATES”, <http://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=10651375>.

FERC (2012), “2011 State of the Markets”, [www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/som-rpt-2011.pdf](http://www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/som-rpt-2011.pdf).

French Ministry of Industry (2011), Arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage, French version available at: [www.storengy.com/fileadmin/user\\_upload/Arrêté\\_du\\_7\\_février\\_2007\\_version\\_consolidee\\_au\\_20110419.rtf](http://www.storengy.com/fileadmin/user_upload/Arrêté_du_7_février_2007_version_consolidee_au_20110419.rtf)

- Gas Transporters (2012), “Uniform Network Code – Transportation Principal Document Section F F – System Clearing, Balancing Charges and Neutrality”, available at [www.gasgovernance.co.uk/sites/default/files/TPD%20Section%20F%20-%20System%20Clearing,%20Balancing%20Charges%20and%20Neutrality\\_7.pdf](http://www.gasgovernance.co.uk/sites/default/files/TPD%20Section%20F%20-%20System%20Clearing,%20Balancing%20Charges%20and%20Neutrality_7.pdf).
- GIE (2011), “Ten-Year Network Development Plan 2011 – 2020”, [www.gie.eu/adminmod/show.asp?wat=TYNDP\\_Report\\_110217\\_MQ\\_.pdf](http://www.gie.eu/adminmod/show.asp?wat=TYNDP_Report_110217_MQ_.pdf).
- GIIGNL (2012), the LNG industry in 2011, available at [www.giignl.org/fileadmin/user\\_upload/pdf/A\\_PUBLIC\\_INFORMATION/LNG\\_Industry/GIIGNL\\_The\\_LNG\\_Industry\\_2011.pdf](http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/A_PUBLIC_INFORMATION/LNG_Industry/GIIGNL_The_LNG_Industry_2011.pdf).
- Glachant and Codognet (2008), Weak investment incentives in new gas storage in the United Kingdom, available at [www.iern.net/portal/page/portal/IERN\\_HOME/IERN\\_ARCHIV/Publications/Access%20Investment%20Tariffs/57B6072395461727E040A8C03C2F512B](http://www.iern.net/portal/page/portal/IERN_HOME/IERN_ARCHIV/Publications/Access%20Investment%20Tariffs/57B6072395461727E040A8C03C2F512B).
- Hirschhausen Christian von, (2007) “Infrastructure, regulation, investment and security of supply: a case study of the restructured US natural gas market”, available at [www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178707000598](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178707000598).
- IEA (1998) (International Energy Agency), Natural Gas Pricing in Competitive Markets, IEA/OECD, Paris.
- IEA (2002), Developing China’s Natural Gas Market, IEA/OECD, Paris, available at [www.oecdbookshop.org/oecd/display.asp?lang=fr&sf1=identifiers&st1=5lmqcr2k6dwj](http://www.oecdbookshop.org/oecd/display.asp?lang=fr&sf1=identifiers&st1=5lmqcr2k6dwj).
- IEA (2008), “Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe - how to achieve workable competition in European gas markets?”, available at [www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3777,en.html](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3777,en.html).
- IEA (2009), Natural Gas Market Review 2009, IEA/OECD, Paris.
- IEA (2012), “Medium-Term Gas Market Report 2012”, IEA/OECD, Paris.
- IEA (2012b), Golden Rules for a Golden Age of Gas, IEA/OECD, Paris, available at [www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012\\_GoldenRulesReport.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf).
- IFRI (2011) (French Institute of International Relations), “Decoupling the Oil and Gas Prices Natural Gas Pricing in the Post-Financial Crisis Market”, IFRI, Paris, available at [www.ifri.org/.../kanaipresentation.pdf](http://www.ifri.org/.../kanaipresentation.pdf).
- IGU (2011) (International Gas Union), Wholesale Gas Price Formation, a global review of drivers and regional trends, IGU, Norway.

- IGU (2012): 2009-12 Triennium Work Report, June 2012, IGU Programme Committee  
B: Strategy, Economics and Regulation, IGU, Norway.
- IGU (2012b): 2009-12 Triennium Work Report, June 2012, IGU Programme Committee  
2: Underground gas storage, IGU, Norway.
- INGAA (2011), North American Natural Gas Midstream Infrastructure, Through 2035: A Secure Energy Future available at <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=14911>
- MMC (1989), "A report on the matter of the existence or possible existence of a monopoly situation in relation to the supply in Great Britain of gas through pipes to persons other than tariff customers.", [http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.competition-commission.org.uk/rep\\_pub/reports/1988/232gas.htm#full](http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/1988/232gas.htm#full) .
- Mulder, M. and Zwart, G. (2006), "Government involvement in liberalised gas markets: A welfare-economic analysis of the Dutch gas-depletion policy", Centraal Plan Bureau, The Hague, p. 25.
- National Grid (2010), "Gas Transportation Transmission Planning Code", available at [www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/F59F4559-DF43-49B9-A0E9-CEDE2C98D01F/43905/TPCOct2010v20FinalUpdatedConsolidated.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/F59F4559-DF43-49B9-A0E9-CEDE2C98D01F/43905/TPCOct2010v20FinalUpdatedConsolidated.pdf).
- National Grid (2012), Winter Outlook Report 2011/12 available at [www.nationalgrid.com/uk/Gas/TYS/outlook/](http://www.nationalgrid.com/uk/Gas/TYS/outlook/)
- Natural Gas (2011), "Processing natural gas" [www.naturalgas.org/naturalgas/processing\\_ng.asp](http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing_ng.asp)
- NEP (2012), "Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Netzentwicklungsplan Gas 2012", [www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/netzentwicklungsplan\\_gas\\_2012.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/netzentwicklungsplan_gas_2012.pdf) .
- NETL (2007), DOE's unconventional gas research programmes, National Energy Technology Laboratory, 2007, available at [www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf](http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf)
- NPD (2012), FACTS, available at [www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/](http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/).
- NPD (2010), 10 Oil Commandments, available at [www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=3427&epslanguage=en](http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=3427&epslanguage=en).
- OFGEM (2010), "Notice of approval of the Transmission Planning Code", [www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/145301E8-568F-48B1-960D-D791A9DB7873/43904/Trans\\_Planning\\_20Code\\_Approval10113.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/145301E8-568F-48B1-960D-D791A9DB7873/43904/Trans_Planning_20Code_Approval10113.pdf).
- OFGEM (2012), "All Gas Licensee's - Registered Addresses", [www.ofgem.gov.uk/Licensing/Work/Documents1/external\\_gas\\_list\\_excel1.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Licensing/Work/Documents1/external_gas_list_excel1.pdf).

- OFT (1991), "Gas and British Gas plc: Volume 2 of reports under the Gas and Fair Trading Act", [http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.competition-commission.org.uk/rep\\_pub/reports/1993/337gas.htm](http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.competition-commission.org.uk/rep_pub/reports/1993/337gas.htm).
- Oxford 1996, Today's gas glut and yesterday's contracts, The British Gas predicament, Michael Stoppard, October 1996.
- Oxford, 1999: Trading Natural Gas in the UK Liz Bossley Oxford Institute for Energy Studies NG4 October 1999.
- Oxford Institute (2010), "The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain", [www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG44-TheEvolutionandFunctioningOfTheTradedGasMarketInBritain-PatrickHeather-2010.pdf](http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG44-TheEvolutionandFunctioningOfTheTradedGasMarketInBritain-PatrickHeather-2010.pdf).
- Pilot (2005), "Maximising Economic Recovery of the UK's Oil and Gas Reserves Context for the Brownfields Challenge", [www.oilandgasuk.co.uk/cmsfiles/modules/publications/pdfs/REF16.pdf](http://www.oilandgasuk.co.uk/cmsfiles/modules/publications/pdfs/REF16.pdf).
- Simmons, G. (2000), The UK gas industry 2000/2001, available at [www.bath.ac.uk/management/cri/pubpdf/Industry\\_Briefs/Gas\\_Gillian\\_Simmonds.pdf](http://www.bath.ac.uk/management/cri/pubpdf/Industry_Briefs/Gas_Gillian_Simmonds.pdf)
- Smit (2006), M. Smit, 'Developing gas markets; lessons learned from the Netherlands' Paper for the 23rd World Gas Conference, Amsterdam.
- Spanish Ministry of Industry, Tourism and Energy (2012), BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, number 34, Spain, Spanish version available at [www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146254407386&ssbinary=true](http://www.enagas.es/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1146254407386&ssbinary=true).
- Stogit (2010), Storage code, Stogit, Milan, available at [www.stogit.it/export/sites/stogit/repository/business\\_servizi/ENG/storage\\_code/document/StorageCodexpostxdelibera12\\_10\\_gas146\\_09.pdf](http://www.stogit.it/export/sites/stogit/repository/business_servizi/ENG/storage_code/document/StorageCodexpostxdelibera12_10_gas146_09.pdf)
- Storengy (2012), Regulations, available at [www.storengy.com/en/regulations.html](http://www.storengy.com/en/regulations.html).
- Suárez, A. A., "LNG in Spain, Key figures and regulatory framework, available at [www.floreschool.eu/portal/page/portal/FSR\\_HOME/ENERGY/Training/Specialized\\_training/Past\\_Editions/2010/LNG%20in%20Spain%20-%20Key%20Figures%20and%20Regulatory%20Framework%20-%20Al.pdf](http://www.floreschool.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Training/Specialized_training/Past_Editions/2010/LNG%20in%20Spain%20-%20Key%20Figures%20and%20Regulatory%20Framework%20-%20Al.pdf).
- Sutherland (2005), Legal alert, Energy policy Act of 2005; title III as it relates to LNG, available at [www.sutherland.com/files/News/bf4a9db8-9577-403e-95e7-fa1e3ff13afa/Presentation/NewsAttachment/d705c9cf-b37d-4bf0-8a0d-7b2070931567/legalalertenergypolicyactof20](http://www.sutherland.com/files/News/bf4a9db8-9577-403e-95e7-fa1e3ff13afa/Presentation/NewsAttachment/d705c9cf-b37d-4bf0-8a0d-7b2070931567/legalalertenergypolicyactof20)



05august172005LNG.pdf

UK Government (2008), “Energy Act 2008”,

[www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga\\_20080032\\_en.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf)

USC (2012), “United States Code”, available at [www.law.cornell.edu/uscode/text](http://www.law.cornell.edu/uscode/text).

Von Hirschhausen, Infrastructure, regulation, investment and security of supply: A case study of the restructured US natural gas market, available at

[www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178707000598](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178707000598).

The World Bank Group (1998), Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States, Andrej Juris, April 1998, available at

<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/141juris.pdf>.

中国燃气, 黄倩如的讲话, <http://www.chinagasholdings.com.hk/index.html>

中石油经济技术研究院, 2011 年国内外油气行业发展报告, 2012 年 1 月

中国石油 (2011), 2011 年年度报告 [http://www.petrochina.com.cn/Resource/pdf/xwygg/E\\_PetroChina%20-%202011%20annual%20report.pdf](http://www.petrochina.com.cn/Resource/pdf/xwygg/E_PetroChina%20-%202011%20annual%20report.pdf).

此文件和任何地图对领土主权、国际边界划分或者对国家领土、城市、区域的名称不产生任何影响。

国际能源署 (IEA) 出版,  
9, rue de la Fédération, 75739 Paris cedex 15

国际能源署 (IEA) 印刷, 2012 年 9 月

封面设计: 国际能源署 (IEA)

照片版权归 GraphicObsession 所有

“Copyright (c) 2012” OECD/IEA, 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)<<mailto:rights@iea.org>>

The Chinese translation of “Gas Pricing and Regulation: China’s Challenges and OECD Experience” has been translated from its English text which is the official version of this publication”.

Page | 121

本出版物版权归经合组织（OECD）/ 国际能源署（IEA）所有，  
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France

未经国际能源署（IEA）的书面许可，任何人不得对此出版物和其中所包含的资料进行复制或翻译成其它语言。如需要，请发如下邮件申请：

[rights@iea.org](mailto:rights@iea.org)

“天然气定价与监管：中国面临的挑战与国际经验借鉴”的中文稿件通过官方出版物的英文稿件翻译而来。

CHINESE TRANSLATION OF “Gas Pricing and Regulation: China’s Challenges and  
OECD Experience”(c) OECD/IEA, 2012 in English

This publication was initially written in English. While every effort has been made to ensure the accuracy of this translation, there may be some slight differences between this and the original version.

“天然气定价与监管：中国面临的挑战与国际经验借鉴”的中文翻译稿版权归经合组织（OECD）/ 国际能源署（IEA）所有。

此出版物是英文撰稿，因此在翻译中，我们已尽力确保内容准确，但是可能会与英文原稿出现一些不同。



International  
Energy Agency

# Online bookshop

Buy IEA publications  
online:

**[www.iea.org/books](http://www.iea.org/books)**

PDF versions available  
at 20% discount

Books published before January 2011  
- except statistics publications -  
are freely available in pdf

International Energy Agency • 9 rue de la Fédération • 75739 Paris Cedex 15, France

**iea**

Tel: +33 (0)1 40 57 66 90

E-mail:

**[books@iea.org](mailto:books@iea.org)**