

太平洋能源峰会

2015 年峰会工作论文

中国能源与环境市场化改革

安铂, 林卫斌, 周爱明, 周维

安铂为亚洲开发银行公共管理专家, 联系方式为 <kevinan001@yahoo.com>.

林卫斌为中国能源研究会能源政策研究中心执行副主任, 联系方式为<lyland_lin@163.com>.

周爱明为亚洲开发银行高级能源专家, 联系方式为<amzhou@yahoo.com>.

周维为亚洲开发银行能源项目咨询顾问, 联系方式为<zhouwei1980@hotmail.com>.

This paper was commissioned by The National Bureau of Asian Research (NBR) for the 2015 Pacific Energy Summit. The views in this paper are those of the authors and not necessarily those of NBR or any other organization.

摘要

本文简要回顾了近年来中国能源行业煤炭、电力、油气、新能源等领域市场化改革进程中的一系列政策措施。

近年来随着中国经济高速增长期的结束，未来中国能源需求也将进入总量稳步增长的新阶段，能源产业同样也面临转变增长方式，调整优化能源结构，创新能源体制机制，着力提高能源效率，发展清洁能源，为中国经济转型提供安全可靠能源保障的任务。实现上述转变离不开能源市场化改革。虽然改革开放以来，中国能源行业按照先易后难的渐进式改革模式，在放宽投资限制，放松价格管制、实行政企分离、培育市场主体等方面已经进行了一系列的市场化改革并取得了积极成效。但与其他领域市场化改革步伐和力度相比，能源行业改革显得谨小慎微，甚至裹足不前。2012 年新一届政府上台以来，强调经济体制改革是全面深化改革的重点，核心问题是处理好政府和市场的关系，使市场在资源配置中起决定性作用。在此背景下，中国政府在完善能源价格形成机制、推进市场竞争等方面都采取了一些新的举措，相关的改革明显加快。

然而，新一轮推进能源和市场化的举措，主要集中在能源价格形成机制的完善和指导价格的调整等方面。广为诟病的能源行业市场集中度高，市场化程度相对较低，垄断现象突出等现象少有触动。行政性垄断不仅造成市场化改革不足、现代能源市场体系尚未完全建立的局面，还诱发政府对能源价格强有力的行政管制。行政垄断和价格政府监管两者共同导致我国能源产业技术进步缓慢，产业技术经济水平不高，造成市场效率降低。因此，行政性垄断和价格政府监管是我国能源市场未来发展面临的主要问题，也是能源体制机制存在问题的根源所在。如何破除能源行业的行政性垄断和价格政府监管问题将是我国未来能源体制机制改革的主要突破方向。

具体到各个能源市场的市场化进程来看，煤炭市场基本实现价格市场化定价，油气市场的改革近期进展较快，电力市场的改革尤为复杂。下一步，要从国家能源发展战略的高度出发，继续深化能源体制改革，加快重点领域和关键环节改革步伐，完善能源科学发展体制机制，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用并更好发挥政府作用，为建立现代能源体系、保障国家能源安全营造良好的制度环境。

能源是现代化的基础和动力。能源供应和安全事关一国经济发展全局。新世纪以来，中国能源发展成就显著，供应能力稳步增长，能源机构不断优化。目前我国已成为世界第一能源消费国，根据国家统计局及行业快报测算，2014 年我国能源消费总量约为 38.4 亿吨标准煤。随着中国经济的发展，现有的能源供给和消费模式已经难以支撑经济的持续增长。根据美国能源部能源信息署的 International Energy Statistics 相关统计¹，2011 年中国的能源密度是世界平均水平的 2.4 倍，美国的 3.4 倍，日本的 5.4 倍。尤其是雾霾天气范围扩大、经济发展与环境污染的矛盾日渐突出，中国的能源结构亟须向高效率、低排放、低污染转型，走出一条清洁、高效、安全、可持续的能源发展之路。

近年来随着中国经济高速增长期的结束，未来中国能源需求也将进入总量稳步增长的新阶段，能源产业同样也面临转变增长方式，调整优化能源结构，创新能源体制机制，着力提高能源效率，发展清洁能源，为中国经济转型提供安全可靠能源保障的任务。实现上述转变离不开能源市场化改革。

在改革开放以来，中国能源行业按照先易后难的渐进式改革模式，在放宽投资限制，放松价格管制、实行政企分离、培育市场主体等方面已经进行了一系列的市场化改革并取得了积极成效。但与其他领域市场化改革步伐和力度相比，能源领域改革显得谨小慎微，甚至裹足不前。

多年来，尽管《政府工作报告》中每年都要提到进行能源体制机制改革的一些内容，但有关能源行业里深层次的体制机制改革措施迟迟难以出台和实现。相反，以宏观调控的名义加强行政审批，以市场失灵的名义强化政府干预之势愈演愈烈，能源领域“国进民退”现象日益突出，使得本以清晰的能源领域市场化改革方向又变得模糊起来。例如，能源领域投资的行政性审批非但没有精简，反而有所加强；能源价格难以由市场形成，行政性管制依然存在；能源领域国有企业改革不到位，没有真正实现政企分开；能源领域行政性垄断依旧未被破除，电力行业“一网独大”，油气行业“三桶油垄断”局面长期存在，导致竞争主体不健全；能源法律体系建设滞后，重要性不突出；能源税制不够完善，环保性不够；等等²。

能源领域市场化改革的近期进展

针对上述能源领域市场化改革的滞后和不足，中国政府一直在寻找适当的时机推出新的政策措施，切实按照渐进主义的思路推进能源领域的市场化。尤其是 2012 年后新一届政府上台以来，强调经济体制改革是全面深化改革的重点，核心问题是处理好政府和市场的关系，使市场在资源配置中起决定性作用³。在此背景下，中国政府在完善能源价格

¹ 美国能源部能源信息署：<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=92&pid=46&aid=2>

² 刘满平、景春梅，我国能源体制机制改革的逻辑和思路
<http://www.cciee.org.cn/Expert/NewsInfo.aspx?NIId=9486>

³ 中共中央十八届三中全会有关文件

形成机制、推进市场竞争等方面都采取了一些新的举措。相关的改革明显加快。下面将简单回顾主要能源市场的近期市场化改革进展：

煤炭市场化改革

煤炭是中国的基础能源，占一次能源生产和消费的 70%左右。电煤是煤炭消费的主体，占消费总量的一半以上。1993 年开始，中国逐步放开煤炭价格。

上世纪 90 年代中期以来，中国煤炭流通体制经历了计划调拨、计划调拨和市场选择结合、供需双方衔接等阶段，市场化步伐逐步加快。1996 年起，对纳入订货范围的电煤实行指导价，形成了电煤价格双轨制。1999 年起，对电力、冶金、化肥、民用等 8 个行业的部分企业实行重点订货，国家在资源、运力方面予以重点保障。价格方面除电煤外，其他行业用煤全部放开。2002 年起，取消电煤指导价，但国家发布参考价。2004 年后，逐步取消政府直接组织订货方式，改为在国家公布的运力配置意向框架下，由供需企业自主衔接签订合同，重点订货范围由 8 个行业逐步缩小为电力、化肥和居民生活 3 个方面，电煤价格基本延续了发布参考价的做法。

2012 年以来，煤炭供需形势出现了宽松局面，重点合同电煤与市场煤价差明显缩小，少数地区甚至还出现倒挂，电力企业经营状况有所改善，取消重点合同、推进电煤价格并轨、深化煤炭市场化改革时机已经成熟。2012 年 12 月，国务院办公厅印发了《关于深化电煤市场化改革的指导意见》⁴。决定自 2013 年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制，发改委不再下达年度跨省区煤炭铁路运力配置意向框架，由煤炭和电力企业自主协商确定价格，鼓励双方签订中长期合同。同时，发改委要求地方各级人民政府对煤电企业正常经营活动不得干预，并委托煤炭工业协会对合同的签订和执行情况进行汇总，运输部门组织好运力衔接。电煤市场化改革作为煤炭价改的关键一环，取消实施 16 年的电煤双轨制，电煤并轨新政的出台迈出了煤炭价改的一大步，至此电煤价格已经完全放开由市场调节⁵。

2014 年 10 月，财政部和国家税务总局又主持了煤炭资源税费改革⁶，清理涉煤收费基金、将煤炭资源税由从量计征改为从价计征。方案将煤炭矿产资源补偿费费率降为零，停止针对煤炭征收价格调节基金，取消煤炭可持续发展基金、原生矿产品生态补偿费、煤炭资源地方经济发展费等，取缔省以下地方政府违规设立的涉煤收费基金。煤炭资源税由从量计征改为从价计征后，将税率幅度确定为 2%-10%，由省、自治区、直辖市人民政府在此幅度内拟定适用税率，现行税费负担较高地区要适当降低负担水平。税率公布前要报财政部、税务总局审批。这是建立反映资源稀缺性和市场属性的税收体系，推进煤炭价格市场化的重要举措。

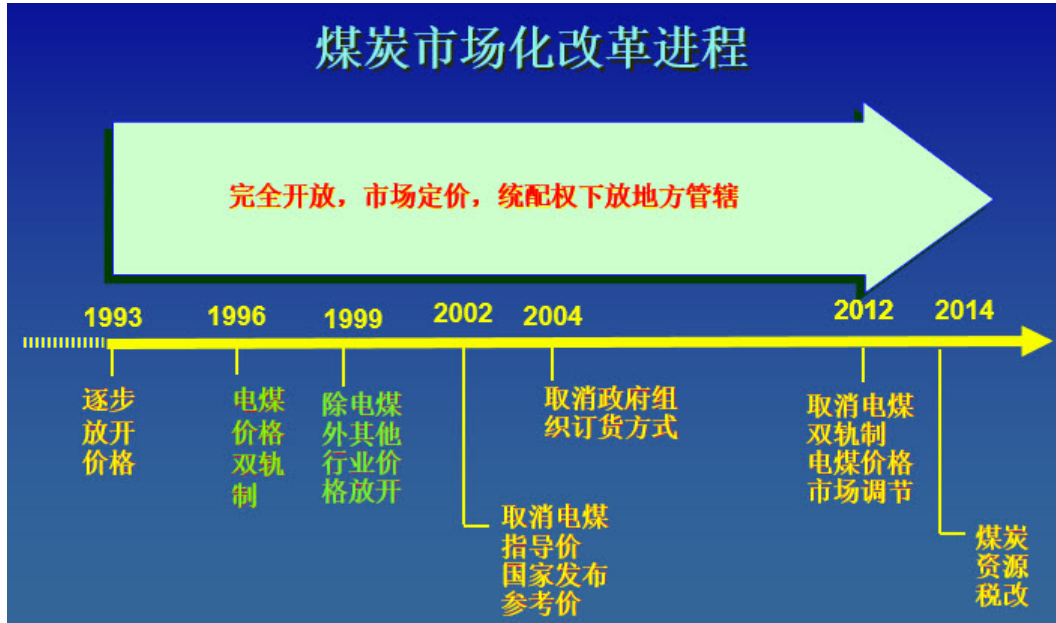
⁴ http://www.gov.cn/zwgc/2012-12/25/content_2298187.htm

⁵ 国家发改委就深化电煤市场化改革问题答记者问 <http://politics.people.com.cn/n/2012/1228/c1001-20048843.html>

⁶ http://szs.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefabu/201410/t20141011_1148669.html

2015 年 1 月，煤炭大省山西出台《关于煤炭管理体制改革的意见》⁷，提出全面推进煤炭资源一级市场招挂拍，积极发展混合所有制，取消生产、加工、交易、运输和消费等各环节设置的行政管理“关卡”等措施，改革煤炭管理体制，推进山西煤炭行业的市场化。

图 1：煤炭市场化改革进程



电力市场改革

自改革开放以来，中国电力市场化改革，主要经历了如下几个主要阶段。

(一) 缺电形势下的集资办电。1985 年之前，中国电力工业一直实行国家集中统一的计划管理体制。中央政府是全国电力经济活动的惟一决策主体，负责电力资源的配置，直接组织电力生产供应和电力投资建设。这种计划经济体制严重制约了电力工业的发展，造成了全国长达 20 多年的严重缺电。为迅速扭转电力短缺的局面，1985 年，电力工业被迫改革，当时主要采取了两项主要改革措施：一是实行以“电厂大家办，电网国家管”为方针的集资办电政策，吸引社会资金投资兴办发电厂，同时对新建电厂实行“还本付息”电价，创造必要的投资激励机制；二是在管理体制上实行省为经营实体，中央政府逐步放松对电力工业的准入监管和价格监管，对地方政府适当放权。这些改革措施极大地推动了电力工业的迅速发展，到 1995 年全国性电力短缺的矛盾基本得到解决。

(二) 政企分开的改革探索。1997 年 3 月，电力市场化进入第二轮改革，实施了政企分开改革，成立了国有独资的国家电力公司，与电力工业部双轨运行一年以后。1998

⁷ <http://www.sxfzb.gov.cn/Article/ShowArticle.asp?ArticleID=2519>

年，电力工业部被撤销，原电力部的行政管理职能移交当时国家经济贸易委员会电力司。这一轮改革后，国家电力公司不再具有行政管理的政府职能，只是一个电力生产运营商。但是，垂直一体化经营的国家电力公司，集发电、输电、配电、售电于一身，几乎控制着全部电网和一半的发电厂，依然保持着垂直垄断的格局。

(三) 厂网分开改革。90 年代末期，中国电力市场的供求关系发生变化，电力供需基本平衡，甚至有些地区出现了阶段性的供大于求。随之而来的是发电市场开始竞争逐步增强，电力工业产业组织结构垂直垄断的弊端逐渐显现出了。在发电市场上，国家电力公司拥有电网和调度权，独立发电公司与国家电力公司所属电厂处在不平等的地位上。同时，地方保护主义使得电力市场省间壁垒逐渐变得异常突出。2002 年《国务院关于引发电力体制改革方案的通知》（国发[2002]5 号文件）明确了中国电力体制改革概括为“厂网分离、主多分离、主辅分离、输配分离”四个阶段。其总体目标是：“打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监督下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系”。标志着我国电力工业全面进入了市场化改革的新时期。同年，国家电力公司按“厂网分开”原则组建了两大电网公司、五大发电集团和四大电力辅业集团。2003 年电监会成立，尝试实施“政监分开”，同年电价改革方案出台。2004 年标杆上网电价和煤电价格联动机制出台。

随后，我国就电力市场改革在市场化道路上的具体途径继续探索：2002 年至 2006 年期间，侧重于以建立区域发电侧电力市场为目标的单一买电型市场改革；第二个阶段是侧重以发电企业与用户直接交易为核心的零售市场改革。时间范围从 2004 年至现在，与第一阶段在时间上有部分重合。2009 年以后，大家统一了认识，将直接交易改革取代区域发电侧电力市场改革，作为我国电力市场改革的主导选择。2011 年，两大电力辅业集团中国电力建设集团与中国能源建设集团挂牌成立，并与国家电网、南方电网签订了分离企业整体划转移交协议。历时近 9 年的电力行业主辅分离告一段落。可见十年来电力体制改革并不顺利，进程缓慢。

2014 年 10 月 23 号，国家发展改革委下发《关于深圳市开展输配电价改革试点的通知》⁸，正式启动我国新一轮输配电价改革试点。在深圳市开展输配电价改革试点，将现行电网企业依靠买电、卖电获取购销差价收入的盈利模式，改为对电网企业实行总收入监管。即政府以电网有效资产为基础，核定准许成本和准许收益，固定电网的总收入，并公布独立的输配电价。同时，明确了输配电准许成本核定办法，建立对电网企业的成本约束和激励机制。此次深圳输配电价改革试点是按国际通行的核价方法监管电网企业收入，加强对电网企业成本的约束，同时引入激励性机制促使企业提高效率，标志着我国对电网企业监管方式的转变，也是电价改革开始提速的重要信号，将为推进更大范围的输配电价改革积累经验，并为下一步推进电力市场化改革创造有利条件。

⁸ http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201411/t20141104_639639.html

(四) 深化电力体制改革。2015 年 3 月，国务院下发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9 号）。该《意见》定义了深化电力体制改革的重点和路径，即：在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

在此基础上，《意见》明确了近期推进电力体制改革的一系列重点任务，包括(1)有序推进电价改革，理顺电价形成机制；(2) 推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制；(3) 建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台；(4) 推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用；(5) 稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务；(6) 开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制；以及(7) 加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。

如上各项重点任务及其具体工作，直接针对电力行业在经历了多年发展与改革以来仍然面临的一系列亟需通过进一步深化改革所解决的问题，充分说明了电力体制改革的重要性和紧迫性，并体现了以建立健全电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”市场体制为核心的电力市场化改革所面临的复杂困难及挑战。

图 2：电力市场化改革进程



石油天然气市场改革

成品油价格市场化改革。建国以后，在计划经济体制下，我国成品油价格一直由政府统一制定与管理。随着经济体制转为市场经济，成品油定价方式发生转变。从 1998 年开始，我国的成品油价格从国家定价开始向市场化转变，其间经历了四个阶段。

- (1) 1998 年 6 月 3 日，原国家计委出台了《原油成品油价格改革方案》，规定国内原油、成品油价格按照新加坡市场油价相应确定，这标志着成品油定价市场化的开始。2001 年 11 月，国内成品油价格接轨机制进一步完善，由单纯依照新加坡市场油价确定国内成品油价格改为参照新加坡、鹿特丹、纽约三地石油市场价格调整国内成品油价格。当国际油价上下波动幅度在 5%—8% 的范围内时保持油价不变，超过这一范围时由国家发改委调整零售中准价。
- (2) 2003—2008 年，成品油改革的第二阶段，由于国际油价进入大幅波动且快速上涨的环境中，成品油价格由国家发改委宏观调控，通过让国家和企业消化高油价成本，试图将国际油价的波动对国内经济的影响降到了最小。
- (3) 2009 年，国家发改委再度推出成品油价格形成机制改革方案。方案规定，当国际市场原油连续 22 个工作日平均价格变化超过 4% 时，可相应调整国内成品油价格。此次改革，加快了国内成品油市场化程度，进一步与国际接轨，但由于调整周期过长，价格调整变化难以跟上国际原油价格的波动，仍遭到不少市场人士与专家的质疑。
- (4) 2013 年后，进入到国内成品油改革的第四个阶段。2013 年 3 月 26 日，国家发改委公布完善后的国内成品油价格形成机制⁹，完善成品油价格形成机制的主要内容，一是将成品油调价周期由 22 个工作日缩短至 10 个工作日；二是取消挂靠国际市场油种平均价格波动 4% 的调价幅度限制；三是适当调整国内成品油价格挂靠的国际市场原油品种。此次改革使得国内油价能够更为灵敏地反映出国际油价的变化。部分市场人士认为，新机制体现的成本定价思路，保障了炼油企业的利润，但是并未能反映出国内的实际供需形势，这一点仍有待完善。

天然气价格市场化改革。长期以来，中国天然气价格采取保障生产企业利益的“成本加成”的计价方法。为探索天然气价格形成机制的改革路径，发改委在 2011 年 11 月，在广东和广西开展天然气价格改革形成机制的试点¹⁰。通过模拟市场的办法，以市场竞争形成的可替代能源价格为基础，采取“市场净回值法”折算相应的天然气价格，建立起反映市场供求和资源稀缺程度的价格动态调整机制。2013 年 6 月份，国家发改委发布《国家发展改革委员会关于调整天然气价格的通知》¹¹，明确了天然气价格调整的基本思路和适用范围。并将天然气价格管理由出厂环节调节转移至门站环节，通过将管道天然气

⁹ http://jgs.ndrc.gov.cn/jggs/sytrqjg/201303/t20130326_534087.html

¹⁰ http://www.sdpc.gov.cn/zfwzx/zfdj/jggg/tyq/201112/t20111227_452950.html

¹¹ http://www.sdpc.gov.cn/zfwzx/zfdj/jggg/tyq/201306/t20130628_547973.html

价格与替代能源(燃料油和液化石油气)价格挂钩, 实行政府指导的最高上限价格管理, 推行“存量气+增量气”门站价调整方案。区分存量气和增量气, 存量气价格调整则分三步实施, 计划 2015 年实现与增量气并轨。

紧随其后, 发改委决定调整非居民用天然气价格, 并对天然气进行区分, 分为存量气和增量气。其中, 存量气在此轮调价中上调了 0.4 元/立方米, 而增量气则一步到位, 与国际市场接轨。这被业界普遍认为是此次价改的“第一步”。

2014 年 8 月份, 国家发改委下发通知¹², 从 9 月 1 日起, 非居民用存量天然气门站价格将上调 0.4 元/立方米, 居民用气门站价格不做调整。同时明确了将进一步放开进口液化天然气气源价格和页岩气、煤层气、煤制气出厂价格政策。这也是天然气价格改革的“第二步”。

鼓励社会资本投资油气基础设施。2014 年底, 国务院下发《关于创新重点领域投融资机制鼓励社会投资的指导意见》¹³中, 明确鼓励社会资本参与油气管网、储存设施和煤炭储运建设运营。支持民营企业、地方国有企业等参股建设油气管网主干线、沿海液化天然气(LNG)接收站、地下储气库、城市配气管网和城市储气设施, 控股建设油气管网支线、原油和成品油商业储备库。

当前我国长输管网超过 80%集中在中石油手里, 隶属中石化、中石油和中海油等国企的所谓“三桶油”的天然气长输管线超过 97%, 民企参与率极低。根据此项政策推动, 未来管道建设、管道设计引入民资的可能性极大。不过, 行业仍旧存在壁垒, 管道建设方面, “三桶油”经验丰富且掌握关键技术。另外, 前期投资巨大也是制约民资进入的重要因素。

2015 年 1 月 5 日, 上海市政府同意由新华中融投资有限公司等 10 家企业出资组建上海石油天然气交易中心。在业界看来, 建立天然气现货交易中心, 是推动能源体制改革, 推进天然气价格市场化的重要一步。预计未来随着市场化程度的不断提高, 天然气贸易方式可能会从长期合同向中短期合同甚至是现货交易转化, 但不会被完全取代。

图 3: 成品油市场化改革进程

¹² http://www.sdpc.gov.cn/gzdt/201408/t20140812_622009.html

¹³ http://www1.www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/26/content_9260.htm

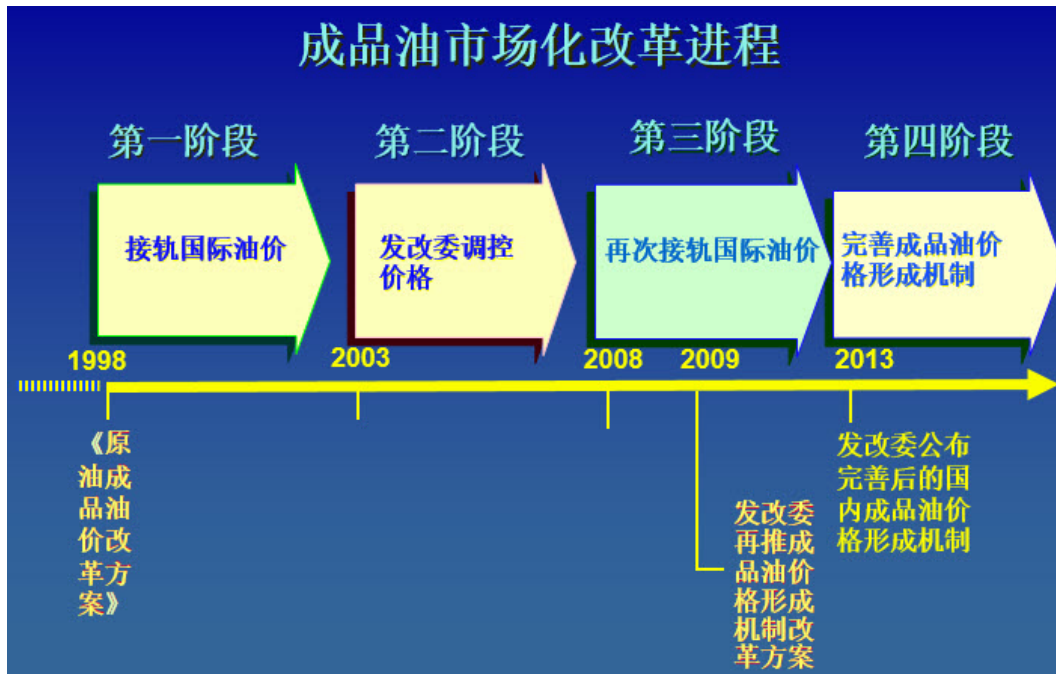


图 4：天然气市场化改革进程



市场化手段推进新能源发展

近年来，中国的风电得到快速的发展。根据彭博新能源财经（BNEF）发布的最新风电市场数据¹⁴，2014年中国陆上风电年度新增装机量达20.7GW，连续6年位居全球第一大风电市场。截至2014年底，中国风电累计并网量达96吉瓦，超过英国全国总发电装机容量；同时也超过核电成为中国仅次于火电、水电的第3大发电能源。中国风电的快速发展与特许权竞标和市场化确定上网电价等一系列市场化政策紧密相关。风电行业发展经历了初期示范（1986-1993年）、产业化建立（1993-2004年）、规模化及国产化（2003-2009年）、目前逐渐完善等四个阶段（2009年以后）¹⁵。与此相对应，四个阶段的风电电价也不断完善适应行业的发展：初期示范阶段：与燃煤电价持平（不足0.3元/kWh）；产业化建立阶段：由风力发电厂和电网公司签订购电协议确定，电价各不相同（0.38元/kWh~1.2元/kWh）；规模化及国产化阶段：2003年后，国家发改委组织了第一批全国风电特许权招标，将竞争机制引入风电场开发，以市场化方式确定风电上网电价。招标电价与核准电价共存，国家招标电价保持上升；目前完善阶段：四类资源区风电上网标杆电价（0.51元/kWh，0.54元/kWh，0.58元/kWh，0.61元/kWh）¹⁶。2014年12月，发改委又对风电上网标杆价格作了新的调整将第I类、II类和III类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低2分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时0.49元、0.52元和0.56元；第IV类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时0.61元不变¹⁷。在这期间，中国政府一直努力探索合理的风电电价市场形成机制。不同阶段的机制不同，风电电价亦有所波动，国家的指导电价逐年上升，核准电价则略微下降，这都符合中国风电产业和世界风电产业的发展规律，使中国的风电电价更趋理性。

光伏发展与风电类似，政府主要通过特许权招标方式推动，集中式光伏电站建设，并推过确定标杆价格方式引导社会投资。近年来，中国光伏产业快速发展，光伏发电国内应用市场逐步扩大，发电成本显著减低，市场竞争力明显提高。

市场化机制推进环境保护和应对气候变化

排放权交易是国际上通行的一种以市场为基础的监管模式，强制控排企业达到规定的环境目标，并允许企业灵活选择实现目标的具体手段。许多国家都利用这一机制来充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，积极探索建立环境成本合理负担机制和污染减排激励约束机制，促进排污单位树立环境意识，主动减少污染物排放，加快推进产业结构调整，切实改善环境质量。

¹⁴ BNEF 2015年1月22日相关报告: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-22/u-s-wind-power-installations-rose-sixfold-in-2014-bnef>

¹⁵ 中国-丹麦风能发展项目办公室、中国可再生能源专业委员会联合编写的《中国风电及电价发展研究报告》（2009年）

¹⁶ 发改委《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号）

¹⁷ 发改委《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号）

排放权交易。2007 年以来，中国政府组织天津、河北、内蒙古等 11 个省（区、市）开展排污权有偿使用和交易试点，取得了一定进展。为进一步推进试点工作，促进主要污染物排放总量持续有效减少，中国政府在 2014 年 8 月份又发布《国务院办公厅关于进一步推进排污权有偿使用和交易试点工作的指导意见》¹⁸。并明确提出到 2017 年，在试点地区基本建立排污权有偿使用和交易制度。

碳排放权交易起步相对较晚，2011 年，国家发改委同意北京等 7 个省市开展碳排放权交易试点¹⁹。2013 年因有深圳、上海、北京、广东、天津 5 个试点先后启动碳排放权交易而被业内人士称为我国“碳交易元年”。随后的 2014 年，除了湖北、重庆相继开启试点之外，前 5 个试点更是经历了首次履约。2014 年 9 月份，国家发展改革委印发了《国家应对气候变化规划(2014-2020 年)》。《规划》明确提出，为应对气候变化，中国将深化碳排放权交易试点，加快建立全国碳排放交易市场。截止到 2014 年 10 月底，中国已完成二氧化碳交易 1375 万吨，累计成交金额突破 5 亿元，碳市场规模明显扩大，目前以成为世界第二大碳市场²⁰。2014 年底，发改委又推出《碳排放权交易管理暂行办法》²¹，继续推进全国范围的统一碳市场的建立。

从设计上看，现有的排污权与碳排放权的市场均分为两级，一级市场由政府向排放单位发放配额，不同的是，目前排污权已明确了初次有偿分配，即企业拿指标不免费，而在碳排放一级市场则以免费发放为主，但广东、深圳等地也开展了配额拍卖等有偿获得形式；在二级市场，减排成本低的企业多减，同时出售因减排剩余的配额以获利，而减排成本高的企业则可以在市场上购买配额。

然而，总体上看，许多省市的排污权交易零散冷清，相关市场制度设计有待完善，市场机制的作用尚未得到发挥。而碳排放权亦暴露一系列问题，包括控排企业对排放权的资产属性认识不足、参与积极性不高，政府 GDP 至上的观念限制了排放权交易，法律约束相对较弱导致企业违约超排后果不严重²²。因此，环境领域的这两种排放交易机制亟待完善，需要政府从顶层设计的高度，从控制排放、降低社会减排成本的初衷出发，通过转变观念、加大立法约束力度提升整个社会的排放权资产管理能力，从而推进以市场的手段有效地实现环境保护。

财税和价格手段。2012 年以后，中国政府更加注重利用财税和价格手段，引导生产和消费，推进节能减排。除了前面提及提及的煤炭资源税之外，整体资源税改革也将随之提速。财政部部长楼继伟在 2014 年年底召开的全国财政工作会议上指出，将组织实施煤炭资源税费改革，争取在全国范围内实施除原油、天然气、煤炭外其他品目资源税费改革，开展扩大资源税征收范围的研究工作。

¹⁸ http://www.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefabu/201408/t20140825_1130901.htm

¹⁹ http://qhs.ndrc.gov.cn/gzdt/201201/t20120113_456510.html

²⁰ http://www.china.org.cn/business/2014-06/10/content_32627360.htm

²¹ http://qhs.ndrc.gov.cn/zcfg/201412/t20141212_652007.html

²² http://paper.people.com.cn/rmwz/html/2014-10/01/content_1505342.htm

国家价格主管部门也调整了排污费²³²⁴和水资源费²⁵的征收比例，并在全国完善实施居民用电和用水价格阶梯化²⁶²⁷²⁸，推进节能减排，保护环境。

结论与建议

客观地讲，中国政府新一轮推进能源和市场化的举措，主要集中在能源价格形成机制的完善和指导价格的调整等方面。广为人们诟病的是能源行业市场集中度高，市场化程度相对较低，垄断现象突出等现象少有触动。这种垄断不是由于市场自由竞争形成的，而是由于政府的行政性垄断导致非资本难以进入造成的。行政性垄断不仅造成市场化改革不足、现代能源市场体系尚未完全建立的局面，还诱发政府对能源价格强有力的行政管制。行政垄断和价格政府监管两者共同导致我国能源产业技术进步缓慢，产业技术经济水平不高，在造成市场效率降低的同时，也造成社会的不公平，因此，行政性垄断和价格政府监管是我国能源市场未来发展面临的主要问题，也是能源体制机制存在问题的根源所在。如何破除能源行业的行政性垄断和价格政府监管问题将是我国未来能源体制机制改革的主要突破方向。

具体到各个能源市场的市场化进程来看，煤炭市场基本实现价格市场化定价，油气市场的改革近期进展较快，电力市场的改革尤为复杂。下一步，要从国家能源发展战略的高度出发，继续深化能源体制改革，加快重点领域和关键环节改革步伐，完善能源科学发展体制机制，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用并更好发挥政府作用，为建立现代能源体系、保障国家能源安全营造良好的制度环境。具体来说，应推进如下方向和领域的能源市场化改革²⁹。

- 完善现代能源市场体系。建立统一开放、竞争有序的现代能源市场体系。深入推进政企分开，分离自然垄断业务和竞争性业务，放开竞争性领域和环节。实行统一的市场准入制度，在制定负面清单基础上，鼓励和引导各类市场主体依法平等进入负面清单以外的领域，推动能源投资主体多元化。深化国有能源企业改革，完善激励和考核机制，提高企业竞争力。鼓励利用期货市场套期保值，推进原油期货市场建设。
- 推进能源价格改革。推进石油、天然气、电力等领域价格改革，有序放开竞争性环节价格，天然气井口价格及销售价格、上网电价和销售电价由市场形成，输配电价和油气管输价格由政府定价。

²³ http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201409/t20140905_624985.html

²⁴ http://www.zhb.gov.cn/gkml/hbb/bgt/201502/t20150204_295447.htm

²⁵ http://www.gov.cn/zwgk/2013-01/14/content_2311387.htm

²⁶ <http://www.gov.cn/gzdt/att/att/site1/20111201/782bcb8883ce1041152401.pdf>

²⁷ http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jggl/zcfg/201401/t20140103_574403.html

²⁸ http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201403/t20140321_603692.html

²⁹ http://www.gov.cn/zhengce/content/2014-11/19/content_9222.htm

- 深化重点领域和关键环节改革。重点推进电网、油气管网建设运营体制改革，明确电网和油气管网功能定位，逐步建立公平接入、供需导向、可靠灵活的电力和油气输送网络。加快电力体制改革步伐，推动供求双方直接交易，构建竞争性电力交易市场。
- 健全能源法律法规。加快推动能源法制定和电力法、煤炭法修订工作。积极推进海洋石油天然气管道保护、核电管理、能源储备等行政法规制定或修订工作。
- 进一步转变政府职能，健全能源监管体系。加强能源发展战略、规划、政策、标准等制定和实施，加快简政放权，继续取消和下放行政审批事项。强化能源监管，健全监管组织体系和法规体系，创新监管方式，提高监管效能，维护公平公正的市场秩序，为能源产业健康发展创造良好环境。