



北京大学国家发展研究院
National School of Development

中国能源体制改革研究报告

能源安全与国家发展研究中心

北京大学国家发展研究院

二〇一四年五月

摘要

放眼未来，中国经济很有可能在 20 年内突破 200 万亿元，成为影响全球经济的决定性力量。但中国未来的经济发展也面临挑战和约束。尤其是中国已经遭遇到经济发展的能源瓶颈，能源消费的总量问题、结构问题和环境问题突显。其中尤为突出的是，我国化石能源储量有限，能源供应长期紧张，但能源利用却相当粗放浪费，且高度依赖于煤炭，导致大气污染问题日趋恶化，不断逼近环境容量和民众忍耐的极限。

成功发展的经验表明，解决我国能源问题的关键在于大幅度提高能源利用效率，并积极发展天然气、核电和可再生能源等清洁能源。但我国能源领域却长期保留着传统计划经济的色彩，其中最集中的表现就是市场高度行政垄断、价格严格管制，严重阻碍了稀缺的能源资源的高效率利用以及上述目标的实现。

回顾历史，审视当下，我们发现，我国能源行业行政垄断的形成，一方面是由于资本密集型的能源行业，在经济发展早期缺乏比较优势，这在客观上要求在改革开放后较长的一段时间内，政府需要以行政性垄断的方式对能源行业进行补贴性保护；另一方面是由于相当长时间内，及时、有效的进行能源供应是我国能源行业的第一要务，来不及就能源领域的各种问题进行深入的改革。

行政性垄断的建立必然要求政府对行业价格进行管制，以谋求公共利益和国有企业政策性保护的平衡。为追求经济高速增长，政府也通过价格管制手段长期压低能源价格，以能源低价来保障工业发展。能源价格管制也表现为“该管（的价格）未管”：能源的消费和生产活动产生严重的环境污染，但包括资源税、污染税等在内的环境价格管制却长期缺位，致使能源价格无法包含其环境成本，不但导致能源价格总体偏低，而且形成清洁能源和非清洁能源的价格结构性失衡。

严重滞后的能源领域市场化改革却使得行政权力成为配置能源资源的决定性力量，市场则难有作为。在经济层面上，当行政干预建立并维护行政性垄断和价格管制，市场的竞争机制和价格生成功能基本丧失，我国能源发展所面临的总量问题、结构问题和环境问题也由此形成，且长期难以解决。市场竞争机制的缺失导致在位垄断企业效率低下、技术创新和勘探开发受到严重抑制、社

会收入分配恶化，并由于赋予了在位企业在行业里配置资源的绝对经济权力，容易诱发寻租和腐败行为。而“成本加成”下的管制价格，则由于无法反映市场中不断变化的供求关系以及资源的稀缺性，严重阻碍了稀缺能源的有效配置和高效利用，是能源供应短缺、清洁能源发展滞后以及环境污染日趋严峻的根本性原因。

我国能源消费高居世界第一，但单位 GDP 能耗却是世界平均水平的 1.93 倍，美国的 2.45 倍，德国和法国的 3.65 倍，日本、英国和意大利的 4 倍。面向未来 200 万亿经济总量，改变我国能源发展现状迫在眉睫。发达国家应对能源危机的历史经验表明，旨在通过价格手段节约能源消费、提高能源利用效率的“节流”政策是实现我国经济社会可持续发展的唯一选择。倘若中国的能耗比能降到日本、英国、意大利、法国和德国等主要经济体的水平，中国就能以当前或略高于当前的能源总消费水平支撑 4 倍于当前的经济总量。

“节流”就要求打破我国能源领域现行的行政性垄断和价格管制，同时利用市场和政府的手段把能源的价格机制理顺，让价格真实反映能源资源的稀缺性和环境外部性，并以此来促进能源的节约、高效利用和清洁能源对高污染化石能源的有效替代。而中国当前经济发展的新形势以及民营企业涉足海外油气田投资的新迹象则表明，全面推进能源领域市场化改革的时机已经成熟。对此，本报告提出以下建议：

（一）推进能源领域的市场化改革，首先是要破除石油、天然气和电力三大行业各种形式的行政性垄断，放开市场准入。在油气领域，经由先易后难、逐步推进的策略，可先打破原油和成品油进口环节的行政性垄断，放开下游流通环节；再组建矿藏资源交易所，允许油气矿藏的自由交易；最后放开上游油气勘探环节。对于天然气管道和电网的自然垄断问题，则可借鉴国内外“网运分离、放开管网投资、管网之间无歧视性准入”的成功经验，先将管网从现有的油气公司和电力公司完全分离出来，新成立的天然气管道公司和输电网公司不得参与天然气和电力的具体经营。届时，根据网运分离后的市场实际运行效果，可考虑进一步将管网公司根据区域进行横向拆分，变全国性的自然垄断为区域性的自然垄断，并放开天然气管道和输电网的投资建设。

（二）取消竞争性领域的价格管制。在破除行政性垄断之后，在能源领域，除了区域天然气管道和电网的自然垄断，其余各个领域和环节将基本形成竞争性的市场。此时，成品油价格、天然气价格、上网电价和销售电价均可适时放开。而电力和天然气的管网运输价格，则应保留现行的价格形成机制，以“成本加成”的原则进行管制定价。另外，目前电力领域的交叉性价格补贴应转由财政支出。

（三）加强政府对能源消费的环境外部性管制。在征收污染税、补贴清洁能源和污染权交易这三种市场化手段中，应首推在降低其它税收（例如企业所得税）、维持税收总量平衡的前提下，征收煤炭和石油的污染税。在具体征收措施上，可先对石油和煤炭征收适量的燃料税，再考虑对电厂、水泥和钢铁等用煤大户进行监控，根据污染物实际排放量对这些企业加收额外的污染税。

先破除各种形式的行政性垄断，形成充分竞争的市场环境；再由市场形成价格，适时取消竞争性领域的价格管制；最后，政府外部性管制及时跟进。上述三步，体现了“市场的归市场，政府的归政府”的改革原则，意在最大程度的减少政府对市场的干预，为市场机制在能源资源的配置中起到决定性作用，创造了先决条件。这既延续了过去三十年我国在能源领域市场化改革的进程，为中国能源发展的长治久安奠定基础，也将为中国未来经济的持续发展提供有力保障。

目录

一、中国能源问题.....	1
二、问题的根源.....	6
三、解决问题的思路.....	15
四、全面推进能源领域市场化改革	19
五、结语.....	27
附录：专题报告	
专题报告一：电力市场.....	28
专题报告二：煤炭市场.....	59
专题报告三：石油市场.....	72
专题报告四：天然气市场.....	87
专题报告五：非化石能源.....	105

中国能源体制改革研究报告

能源安全与国家发展研究中心¹

北京大学国家发展研究院

一、中国能源问题

自十一届三中全会以来，中国经济持续 35 年高速增长，经济建设取得前所未有的成就。从 1978 年到 2012 年，中国实际 GDP 年均增长 9.9%；名义 GDP 总量从 0.36 万亿元到 52 万亿元，增长 144 倍；人均名义 GDP 从 381 元到 3.8 万元，增长 100 倍；经济总量全球排名从第 10 位跃至第 2 位。²这些成就创造了人类历史上人口大国经济发展的奇迹。

放眼未来，中国经济再次面临新的机遇和挑战。虽然历经 35 年快速增长步入中等收入国家行列，我国人均 GDP 仍处在较低水平。二战以来，“亚洲四小龙”等经济体高速增长、实现从低收入（或中等收入）到高收入跨越的经验表明，如果一个中低收入经济体的技术和产业尚未达到世界前沿，就有潜力利用后发优势，通过技术学习和模仿，拉近与高收入国家的距离。³目前，我国人均 GDP 仅为美国的 12%，世界平均水平的 60%。我们有理由相信，中国经济还有持续高速增长的潜力。即便以人均 GDP 达到美国 2012 年 50% 的水平计，中国未来经济总量极有可能超过美国，突破 200 万亿元，成为影响全球经济的决定性力量。

（一）中国能源发展的困局

中国未来的经济发展也面临挑战和约束。尤为突出的是，中国已经遭遇到经济发展的能源瓶颈，那就是中国能源发展长期受到总量问题、结构问题和环境问题的制约。

¹作者（按姓氏拼音排序）：董轶婷、黄卓、胡大源、侯晓璇、李雪文、马海超、沈诗涵、王敏、徐晋涛、张晓玉。其中，王敏为主报告执笔人，马海超和沈诗涵、张晓玉、李雪文、董轶婷、侯晓璇分别为电力市场、煤炭市场、石油市场、天然气市场、非化石能源各专题报告执笔人。

²GDP 数据来源：《中国统计年鉴 2013》；1978 年经济排名数据来源：世界银行数据库 World Bank Indicator。

³林毅夫：《新结构经济学——反思经济发展与政策的理论框架》，北京大学出版社，2013 年。

（1）总量问题

我国能源供应长期紧张，总量问题突显。中国经济 35 年高速增长的背后是高投入、高消耗的粗放型经济发展方式。从 1978 年到 2012 年，我国年能源总消费从 5.7 亿吨标准煤到 36 亿吨标准煤，增长了 5.3 倍。随着经济进一步发展和人均所得提高，能源消费总量预计还将持续、大幅度增长。

但是，我国能源储量有限，能源供应长期紧张。电荒、煤荒、油荒、气荒等能源短缺现象时有发生。1980 年以来，我国传统化石能源（煤炭、石油和天然气）勘探新增储量，远远低于能源生产和消费增长，储采比一直呈下降趋势。截止 2012 年底，我国石油、天然气和煤炭的经济可采储量分别为 34 亿吨、145 亿吨和 790 亿吨标准煤，储采比分别为 11 年、29 年和 31 年。⁴中国分别在 1993 年和 2006 年成为石油和天然气净进口国，且进口占比持续上升。2012 年，原油和天然气净进口量分别占国内总消费量的 56% 和 27%。⁵

（2）结构问题

我国能源消费长期过度依赖于煤炭，结构问题难以改善。相比于石油和天然气，煤炭在我国的储量较为丰富，开采成本低。因此 1978 年以来，煤炭在能源消费结构中的比重长期保持在 70% 左右。2012 年，我国煤炭消费接近 37 亿吨，超过世界煤炭总消费量的 50%；燃煤机组装机容量接近 8 亿千瓦，燃煤发电量约占全国总发电量的 78%；煤炭运输约占全国铁路货运总量的 58%。⁶相比之下，天然气和包括核电、水电、风电和光伏发电在内的非化石清洁能源供应虽然持续增长，但占能源消费总量的比重仅分别为 5% 和 9% 左右。

（3）环境问题

我国能源消费所产生的环境污染问题日趋严重。传统化石能源在保障人类各种经济活动的同时，也产生了大量的二氧化硫、氮氧化物和 PM_{2.5} 等污染物，成为大气污染的主要源头。其中，燃煤的污染物排放最为严重，石油次之。⁷目前我国 85% 的二氧化硫排放量、67% 的氮氧化物排放量、70% 的烟尘排放量以及

⁴数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。其中，1 吨原油、1 吨原煤和 1 万立方米天然气分别折算为 1.43 吨、0.69 吨和 13.3 吨标准煤。

⁵数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

⁶煤炭消费量的数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。装机容量数据来源：中国电力企业联合会公布的《2013 年度全国电力供需形势分析预测报告》。煤电占比数据根据《中国电力年鉴》计算得出。煤炭运输数据来源：《铁路货运提价对煤炭市场影响分析》，中国煤炭市场网，2013 年 2 月 26 日。

⁷如果用天然气代替煤炭，SO₂、NO_x、飞灰和 CO₂ 排放量分别可减少 99% 以上、40% 以上、接近 100% 和 40% 以上——陈贻良等编著：《天然气综合利用》，石油工业出版社，2004 年 10 月。

80%的二氧化碳排放量都来自于燃煤。⁸汽柴油燃烧所形成的机动车尾气排放则是城市雾霾天气的主要成因。

而我国能源消费却长期高度依赖于煤炭和石油（两者相加约占能源总消费90%左右的比例），随着能源总量消费的快速增长，大气污染问题由此而不断恶化。中国二氧化硫、氮氧化物、烟尘以及可吸入颗粒物排放总量已长期高居世界第一位。全球空气污染最严重的20个城市中，中国占了16个。⁹2013年以来，我国中东部地区更是出现持续大范围雾霾天气，多个城市PM_{2.5}数据爆表，雾霾面积最高达130万平方公里，为历史上所罕见。¹⁰

日益加剧的大气污染对我国居民产生严重的健康危害。有研究表明：早在2003年，中国因大气污染导致的健康成本占到GDP的1.16%~3.8%；中国每年因室外空气污染导致的早死人数，最保守估计在35万-50万人之间；因为中国淮河以北长期在冬季使用燃煤供暖，由煤燃烧所产生的空气污染导致北方人口的人均预期寿命下降5.5年。¹¹整个社会已经为能源的环境污染问题付出了相当高昂的代价。

同样严峻的是，2002年以来，我国二氧化碳排放量快速上升，年均增长9%。2012年，中国二氧化碳排放量已占全球总量的26.7%，远超排名第2的美国（16.8%）和第3的印度（5.3%）。¹²如果继续目前这种增长态势，中国二氧化碳的历史累计排放量也有可能成为世界第一。即便不考虑气候变化对人类社会潜在的危害，中国政府应对全球气候变化谈判的国际压力亦将空前巨大。

综上所述，能源生产和消费所造成的环境问题是总量问题和结构问题共同作用的结果，是我国当前能源发展所面临的最核心问题。而高度依赖煤炭的能源消费结构之所以成为能源发展的问题也正是因为环境问题的存在所致。

（二）成功发展的经验

能源消费的总量问题、结构问题和环境问题已经构成我国经济发展的紧约

⁸中国疾病预防控制中心和国际环保组织绿色和平：《煤炭的真实成本——大气污染与公众健康》，2010年。

⁹世界银行：《Cost of Pollution in China》，2007年。

¹⁰环境保护部：“环境保护部通报部分城市空气质量情况”，2013年1月29日。

¹¹结论分别来自以下三份研究：世界银行：《Cost of Pollution in China》，2007年；Chen et al.：“China Tackles the Health Effects of Air Pollution”，《The Lancet》，382(909)，2013年；Chen et al.：“Evidence on the Impact of Sustained Exposure to Air Pollution on Life Expectancy from China's Huai River Policy”，《Proceedings of the National Academy of Sciences》，110(32)，2013年。

¹²数据来源：《BP世界能源统计年鉴2013》。

束。但是，世界上主要经济体，尤其是发达经济体，传统化石能源储量也是极度匮乏，由于高效率的能源利用和合理的能源结构，它们并没有出现像中国这么严重的能源和环境问题。

表 1：经济总量前 10 国家的相关能源数据¹³

	能源消费结构（%）								化石能源经济可采储量（亿吨标准煤）	GDP（万亿美元）	每万美元 GDP 能源消耗（吨标准煤）
	化石能源				非化石能源						
	煤炭	石油	天然气	总计	核能	水能	其他可再生能源	总计			
美国	20	37	30	87	8.3	2.9	2.3	13	1868	16.24	1.94
中国	68	18	5	91	0.8	7.1	1.2	9	893	8.23	4.75
日本	26	46	22	94	0.9	3.8	1.7	6	3	5.96	1.15
德国	25	36	22	83	7.2	1.5	8.3	17	291	3.43	1.30
法国	5	33	16	53	39	5.4	2.2	47	0	2.61	1.34
英国	19	34	35	87	7.8	0.6	4.1	13	11	2.47	1.18
巴西	5	46	10	60	1.3	34	4.1	40	70	2.25	1.74
俄罗斯	14	21	54	89	5.8	5.4	0.02	11	1730	2.01	4.92
意大利	10	40	38	88	0	5.8	6.7	12	3	2.01	1.15
印度	53	30	9	92	1.3	4.6	1.9	8	461	1.84	4.37
世界	30	33	24	87	4.5	6.7	1.9	13	12009	72.44	2.46

首先，从绝对量上来看，全世界经济总量排名前十的经济体中，中国化石能源储量仅次于美国和俄罗斯。如果以相对量——每单位 GDP 对应的化石能源储量进行衡量，中国化石能源储量的相对丰富程度也仅次于俄罗斯、印度和美国。但是，中国每单位 GDP 能耗却远远高于俄罗斯和印度以外的主要经济体，是日本、意大利和英国的 4 倍，德国和法国的 3.5 倍，美国和巴西的 2.5 倍左右，世界平均水平的 2 倍多。储量和能耗数据对比的巨大反差表明，中国能源发展的总量约束，不是来自储量过低，而是来自经济发展方式过于粗放导致的能源利用效率低下。

其次，从能源结构上来看，中国煤炭占能源总消费的比例远远高于其它主要经济体，而天然气比例则远低于其它主要经济体，非化石能源比例则低于除日本和印度外的主要经济体（在福岛核事故之前，日本非化石能源比例高达 17.2%）。尤其值得强调的是，美国的经济总量约为中国的两倍，化石能源储量，无论是煤、石油，还是天然气，也都在中国的两倍左右，煤炭占化石能源总储

¹³数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

量的比例也同样高达 90%左右。¹⁴但是，美国的能源消费，不但总量低于中国，而且煤炭占比只有 20%，远低于中国 68%的高比例，非化石能源占比则比中国高出近 44%的水平，清洁能源（非化石能源加上天然气）占比更是 3 倍于中国。

显然，如果能优化能源消费结构（尤其是大幅度降低煤炭消费比例）并大幅度提高能源利用效率，中国当前能源领域的总量问题、结构问题和环境问题是可以解决的。2012 年，我国每万美元 GDP 能耗 4.75 吨标准煤，非化石能源消费占比 9%，相比于世界上主要经济体，还有相当大的差距和改善空间。

为此，未来中国能源的发展重点应该转向对天然气、非化石能源等清洁能源的开发和利用，以及大幅度提高能源利用效率。然而，中国经济虽在过去 35 年高速发展，基本建立市场经济体制，但能源领域却长期保留着传统计划经济的色彩。其中最集中的表现，就是市场高度行政垄断、价格严格管制，严重阻碍了稀缺的能源资源的高效率利用。

本报告旨在梳理我国能源问题的现状，厘清各种历史遗留问题的根源，分析未来能源发展面临的约束和困难，并对解决问题可行的政策思路进行讨论。

¹⁴美国石油、煤炭和天然气储量分别是中国的 1.8 倍，2.1 倍和 2.7 倍。数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

二、问题的根源

我国能源（油气和电力）行业属于资本密集型产业，是在计划经济时代通过各种价格扭曲和政策补贴“优先发展重工业”的战略背景下，集中全社会力量建设发展而成的产业。但对处于发展早期、资本相对匮乏的经济体而言，资本密集的能源行业并不具备比较优势，在竞争性的市场环境下也缺乏自生能力——这在客观上也要求改革开放后较长的一段时间内，政府需要以行政性垄断的方式对能源行业进行补贴性保护。另一方面，改革开放以来，持续高速发展的中国经济急需大量能源用于生产和消费。在相当长的一段时间里，我国能源行业的第一要务是及时、有效的进行能源供应，保障经济的顺畅运行，而来不及就能源领域的各种问题进行深入改革。

（一）能源行业行政性垄断的形成

在我国所有化石能源中，煤炭储量最高，分布最为广泛（60%的县市有煤炭资源），开采成本最低。从建国开始，煤炭行业投资主体多元，国有重点煤矿、国有地方煤矿和乡镇煤矿并存。80年代以来，我国不断放开办矿限制，鼓励乡镇煤矿的发展。目前，我国有近6000家煤矿企业，煤炭市场高度竞争，规模最大的两家煤炭公司的行业占比仅有12.34%和4.74%。

相比之下，建立于计划经济时代的石油、天然气和电力行业，在三十多年市场化改革的过程中，通过建立行政性垄断——中央政府动用国家行政权力严格限制行业自由准入，创立并维护由若干家国有企业垄断全行业的局面——基本延续了旧的体制。

（1）石油和天然气行业垄断

在全面学习苏联、优先发展重工业的计划经济时代，我国集中投资兴建了大庆、胜利等14个石油基地，并对石油行业进行完全的计划经济生产。上世纪80年代，石油行业进行“部改公司”的变革，分别在1982年、1983年和1988年组建中国海洋石油总公司（中海油）、中国石油化工总公司（中石化）和中国石油天然气总公司（中石油），并进行垄断分业经营：中石油和中海油分别垄断陆上和海洋油气勘探开采，中石化垄断石油炼化。

1992年，石油行业对民营资本开放批发和零售环节。上世纪90年代末，我

国约有 3340 家民营石油批发企业和 8 万座民营加油站，一度占到全国成品油零售市场份额的 85%，加油站总数的 90%，加油量的 60%。¹⁵但是，在国际石油价格持续下跌、石油行业经营效益低迷以及“国企脱困”改革的背景下，中央政府分别通过产业重组和进一步的行政性垄断对国有石油企业进行补贴性保护。

1998 年，国务院对石油产业进行重组，变分业经营为混业经营，并以黄河为界将北方 12 省和南方 19 省的油气资源勘探开采以及炼油、批发、零售等中下游业务和进出口经营权授予中石油和中石化。同年，国务院颁布《矿产资源勘查区块登记管理办法》，将油气（包括常规油气及其自然延伸的致密油气、煤层气）资源勘查区块的登记管理权收归中央，实行一级管理，并限定由中石油、中石化、中海油和延长石油 4 家公司进行专营开发，形成油气上游环节的垄断。

之后，国务院分别在 1999 年和 2001 年出台《关于清理整顿小炼油厂和规范原油成品油流通秩序的意见》（38 号文）和《关于进一步清理整顿和规范成品油市场秩序的意见》（72 号文），进一步赋予中石化和中石油在成品油批发和零售环节的垄断权：全国各炼油厂生产的成品油全部交由两大集团的批发企业经营，各炼油厂一律不得自销成品油；新建加油站统一由两大集团全资或控股建设。虽然商务部在 2006 年出台《成品油市场管理办法》，再次允许民营企业进入成品油批发和零售环节，但由于中石化和中石油已经在 1999~2006 年的窗口期内完成市场布局，再加上两大集团公司通过上游开采和原油进口环节的行政性垄断控制油源，石油批发和零售环节的垄断局面基本延续至今。

最后，原油和成品油进口环节的行政性垄断则在严格的贸易管制下形成。我国仅有 5 家国营贸易企业和 22 家非国营贸易企业拥有原油进口资质。其中，超过三分之二的非国营贸易企业有国营背景，而且由于进口配额等各方面的严格管制，民营企业难以开展实质性的进口业务。目前，中石油和中石化系统以外的企业进口原油必须要有两大集团的“排产”证明，而且进口原油必须要返销给中石油和中石化两大集团，销售由其统一安排，不得供应给地方炼厂或流通。在成品油进口方面，民营企业不但要受到配额管制，而且只能进口燃料油。

截止目前，三大石油公司占据国内原油产量的 94%，原油加工量的 81%，零售市场份额的 82%。其中，中石油控制了国内 53.92%的原油产量、39.3%的

¹⁵数据来源：“加油站背后的利益博弈”，新华网，2012 年；“成品油市场化撞到‘玻璃门’”，《中国经济时报》。

油品零售量、73.9%的天然气产量和77%的天然气管道；中石化则控制了全国47.3%的炼油能力和36.34%的油品零售量。¹⁶

（2）电力行业垄断

电力生产经营分发电、输电、配电和售电四个环节。其中，发电和售电属于竞争性的环节，而包括电力调度在内的输电和配电环节则带有自然垄断的性质，即一张电网可以满足一座城市所有的电力需求（或者说一座城市只需要一张电网）。¹⁷但是在早期的发展过程中，世界各国（包括中国）的电力行业极易在电力公司自然垄断输配环节的基础上，通过行政性垄断的形式，让其进一步垄断发电和售电两个竞争性环节，形成由一家电力公司同时垄断四个环节进行电力垂直一体化经营的局面。在计划经济时代，我国电力行业政企合一，电力工业部对四个环节进行垂直垄断一体化经营。

上世纪80年代初，经济高速增长，电力需求也随之大幅度增长，导致出现全国范围的缺电。1985年全国缺电量约700亿千瓦时。¹⁸严重短缺的电力供应迫使我国在1985年首先对发电环节进行部分开放，以鼓励包括民营资本、地方国有资本和外资在内的社会投资兴建发电厂，开启了电力行业市场化改革的进程。2002年4月12日，国务院正式下发《电力体制改革方案》（亦称“五号文件”），进行新一轮电力体制的市场化改革：将原国家电力公司按照“厂网分开”的原则拆分成五大发电集团（华能、大唐、华电、国电、中电投）、两大电网公司（国家电网、南方电网）和四大电力辅业集团（水电规划设计院、电力规划设计院、葛洲坝集团、水利水电建设总公司）。

五号文件曾提出厂网分开、竞价上网、重组发电和电网企业以及从纵横双向拆分国家电力公司等整体性改革设想。但2002年后，中国经济再次经历新一轮高速增长并出现持续性电力供应紧张，来不及就五号文件提出的其它市场化改革方案进行试点展开。电力行业仍保持着浓重的行政垄断色彩：输配电和售电业务由国家电网和南方电网垄断，对电力进行“统购统销”。目前，国家电网拥有的电网覆盖88%以上国土面积。

¹⁶数据来源：中石油、中石化2012年年报。

¹⁷与行政性垄断不同，自然垄断由生产技术的特性所决定。一般而言，当生产一个产品需要非常高的固定投入，而且规模经济的存在使得即使当产量达到整个市场需求，生产的边际成本还存在继续下降的趋势时，自然垄断便产生了。此时，生产的边际成本低于平均成本，一家企业投产便可以满足整个市场的需求。

¹⁸叶泽和张新华：《推进电力市场改革的体制与政策研究》，经济科学出版社，2013。

（二）价格管制

目前，我国石油、天然气、电力的价格主要受政府计划调控，煤炭价格则尚处在价格双轨制的阶段。能源领域价格管制的形成亦有其必然性。一方面，行政性垄断的建立必然要求政府对行业价格进行管制，以谋求公共利益和国有企业政策性保护的平衡。另一方面，为追求经济高速增长，政府通过管制手段长期压低能源价格，譬如电力价格和电煤价格，以能源低价来保障工业发展。目前，我国基本上是以“成本加成”的原则对石油、天然气和电力价格进行管制，并对最终用户进行分类歧视性定价。¹⁹其中，成品油和天然气分别以国际市场和替代能源的市场价格作为参照成本。

（1）石油价格管制

1998年38号文建立石油行业批发零售环节行政性垄断的同时，原国家计委在当年6月出台《原油成品油价格改革方案》，对原油、成品油价格进行管制：由原国家计委按进口完税成本为基础，加国内合理流通费用确定零售中准价，中石油、中石化在此基础上在上下浮动5%（后调整为8%）的幅度内确定具体零售价。经过几次局部调整，目前我国成品油价格以国际市场原油价格为基础，加上国内合理加工成本和适当利润进行确定，并依据挂靠油种10个工作日移动平均价格调整国内成品油价格。

（2）天然气价格管制

天然气价格包括出厂价格、管输价格和终端用户价格。长期以来，天然气出厂价格和管输价格由国家发改委制定；终端销售价格由城市配气公司（或直供大用户）与天然气管道公司谈判，并经地方物价局批准形成。三个环节的天然气价格均按“成本加成”进行定价。在政府的计划管制下，我国天然气销售价格长期偏低，进口天然气价格和国内天然气销售价格严重倒挂。国家发改委在2011年试点天然气价格改革，将“成本加成”为主的定价改为按“市场净回值”定价，并在2013年正式推出新的天然气价格调整方案。²⁰新方案区分存量气与增量气，增量气价格一步调整到与燃料油、液化石油气等可替代能源保持

¹⁹ “成本加成”是指政府先核定生产成本，再在此基础上加一定收益率来确定最终产品价格。

²⁰ “市场净回值”是政府选取计价基准点和可替代能源品种，建立天然气与可替代能源价格挂钩机制。

合理比价的水平；存量气价格分步调整，力争“十二五”末调整到位。

（3）煤炭价格管制

我国在 1984 年允许地方自行销售煤炭计划外部分，开启煤炭价格改革。1992 年和 1994 年则分步放开煤炭计划价格，除电煤实行政府指导价外，其它煤炭的价格全部放开。为保障和补贴低电价，1996 年电煤市场开始实施价格“双轨制”：以政府指导价为重点合同电煤价格和市场交易主体协商确定的市场电煤价格。至此以后，市场煤与“计划”电煤双轨并存，重点合同电煤价格长期低于电煤市场价格。一直到 2013 年，电煤合同价格才最终放开。

（4）电力价格管制

2002 年电力体制改革以来，电力价格逐渐形成发电、输配、售电三环节的电价，由政府统一对各类企业和用户制定价格标准。2005 年，国家发改委规定：上网电价和输配电价由政府核定社会平均成本后，根据“成本加成”的原则进行统一制定；销售电价由购电成本、输配电损耗、输配电价和政府性基金四部分组成，并由政府依据居民生活、农业生产、工业和商业等不同用户进行复杂的分类定价，从而实现交叉补贴。但是，为保障经济发展，我国的电力销售价格长期被压低，且价格调整缓慢，煤电价格无法及时联动。在煤炭价格高涨时期，电力生产企业普遍性亏损，2008 年五大发电集团一度总共亏损 331 亿元。²¹这种情况在 2012 年煤炭价格回落后才得到缓解。

（5）环境价格管制的缺失

最后，我国能源价格管制的问题还表现为合理管制的缺失。良好的自然环境是一种稀缺资源，但是由于环境的产权无法界定，市场不能通过自由交易生成环境的价格，致使出现“市场失灵”。此时，政府应适时介入，通过税费的形式对环境进行管制定价，从而纠正“市场失灵”并实现环境资源的有效配置。

在我国，煤炭和石油消费已经造成相当严重的大气污染问题，而化石能源开采以及煤化工等生产环节的活动也对环境和生态造成一定程度的破坏。但是，包括资源税、污染税等在内的环境价格管制却长期缺位，致使能源价格无法包含其环境成本。应管未管下的环境价格缺失，一方面导致能源价格相比于其它商品总体偏低；另一方面导致能源价格结构性失衡——相对于天然气和非化石

²¹由五大发电集团公司公布的数据资料整理。

能源等清洁能源，煤炭和石油的价格过低。相比之下，2012 年德国、法国和英国的汽油税费比重，分别高达 62%、61%和 64%。²²随着居民收入的提高，因能源消费所产生的污染外部性成本（主要表现为健康成本）也将随之逐步增长。在此背景下，环境价格管制的缺失只会让能源价格偏离社会真实成本以及价格结构性失衡的问题愈演愈烈。

同样突出的是，由于能源消费所产生的环境污染是由全社会所有的人群来承担，应管未管，直接制造了逆向的收入转移和严重的社会不公，即能源消费量较低的人群（例如利用自行车或公共交通出行的人群）补贴高能源消费的人群（例如开大排量高油耗汽车的人群）——后者制造污染，却要前者来承受。

（三）计划管制的后果

市场是目前人类历史上资源配置最有效率的一种组织形式。通过“无形的手”——价格信号，市场引导各种经济资源在全域范围内流动、转手，以“价高者得”的法则，将稀缺资源配置到利用效率最高的经济主体手中。其中，市场的自由准入原则保障各方经济主体进行充分竞争，竞争性的市场价格则充分反映市场供求以及资源的稀缺性。

但是，我国严重滞后的能源领域市场化改革却使得行政权力成为配置能源资源的决定性力量，市场则难有作为。在经济层面上，当行政干预建立并维护行政性垄断和价格管制，市场的竞争机制和价格生成功能基本丧失，我国能源发展所面临的总量问题、结构问题和环境问题也由此形成，且长期难以解决。

（1）市场竞争缺失

能源领域市场竞争机制丧失直接导致行业效率低下，稀缺的能源资源无法通过市场换手得到高效利用，同时也带来了诸多预想不到的后果。

首先，缺乏竞争压力导致在位垄断企业效率低下。2013 年中石油和中石化两大公司的市值规模分别是全球第 5 和第 4 位，但是企业效率却远低于国外大型私营石油企业：人均营业收入分别是皇家壳牌的 13.1%和 24.7%，美国康菲石油公司的 21.1%和 39.8%。²³2012 年中国输电网的线路装机比和线路电量比分别只有 2119.3 千瓦/公里和 914.7 万千瓦时/公里，是美国的 55.7%和 66%，日本的

²²赵文娟和高新伟：“我国石油税费对成品油价格的影响分析”，《价格理论与实践》2013 年 08 期。

²³数据来源：各公司年报。

25.5%和 28%。²⁴

其次，市场竞争缺失导致在位垄断企业的勘探开发和技术创新激励不足。目前，中石化、中石油、中海油和延长石油四家公司不但垄断我国油气的勘探开发（前三者已控制境内 95%的勘查开发区域），而且通过登记免费获得各个区块的勘探开发权。在这种制度安排下，在位垄断企业有很强的激励“圈而不探”：2014 年初，便有部分已登记的油气勘查区块未达到最低投入要求，被国土资源部收回重新出让。相比之下，美国能源市场竞争开放，有 8000 家油气公司。在美国页岩气革命中，页岩气开采技术的研发完全由市场驱动和主导，7000 多家中小油气公司掌握核心技术，极大推动了美国天然气供应和能源独立。而实现页岩气开采技术革命性突破的则是一家小型民营企业——Mitchell 公司。该公司坚持研发 17 年，前后投入数亿美元，钻井 30 多口，终获成功。而在我国的行政性垄断环境下，Mitchell 这样的公司断难存活。

再者，能源领域的行政性垄断也导致了严重的社会收入分配问题。2012 年，国家电网净利润 804 亿元，中石化净利润 664 亿元，中石油净利润 1392 亿元，中海油净利润 637 元亿。²⁵ 四家能源领域行政性垄断企业的净利润总额占到 2012 年央企净利润总额的 31.5%。这些高额的利润本质上是全社会向在位企业所支付的垄断租金，也是全社会向垄断企业的财富转移。

最后，行政性垄断赋予了在位企业在行业里配置资源的绝对经济权力，容易诱发寻租和腐败行为。2013 年和 2014 年能源领域一系列腐败案件的揭露表明，“绝对的权力导致绝对的腐败”在经济领域也同样适用。

（2）市场价格扭曲

我国石油、天然气和电力领域的行政性垄断使得市场无法生成竞争性的价格。行政性的价格管制因此而介入，并以“成本加成”的原则对各种能源产品进行定价。“成本加成”有别于市场定价法则，本质上是计划定价。“成本加成”所产生的管制价格不但不足以反映市场中不断变化的供求关系，更无法反映资源的稀缺性。其后果是严重阻碍了稀缺资源的有效配置。但是，经济规律

²⁴线路装机比=输电网线路长度/装机容量；线路电量比=发电量/输电网线路长度。输电网线路长度的数据来源：中电建协《2012 年电力建设施工行业年度报告》，美国能源信息署统计数据，达尔文环境研究所 <http://www.bjep.org.cn/Pages/Index/76-77?rid=2979>。其中，中国、日本为 220kV 及以上高压输电线路，美国为 200kV 及以上高压输电线路。装机容量数据来源：中电联《2013 年度全国电力供需形势分析预测报告》，IEA 《Key World Energy Statistics》，2013。发电量数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

²⁵数据来源：各公司年报。

不可抗拒，市场上所有的消费和生产行为都是要对价格做反应。价格管制在扭曲价格的同时，也扭曲了人们的消费和生产行为，直接导致能源资源无法得到有效配置和集约高效的利用。

当前价格管制导致能源价格总体过低。低价，一方面刺激能源过度消费，稀缺的能源资源无法得到高效、节约利用，单位 GDP 能耗居高不下；另一方面抑制能源供给，生产企业投资意愿不足，油荒、气荒、电荒、煤荒等能源短缺现象难以消除。因此，改革开放三十多年来，除 1997~2002 年间受亚洲金融危机影响经济下行外，其余年份全国各地都不同程度存在拉闸限电等电力短缺现象。2004 年以来，则有近半年份出现油荒现象，而天然气供应则持续性紧张。而究其根源，各种能源荒的背后并非是能源供给能力不足，而是企业主体为减少价格管制导致的经营亏损，通过发电机组检修、炼厂检修、储油不卖等手段进行消极供应所形成的供给短缺。

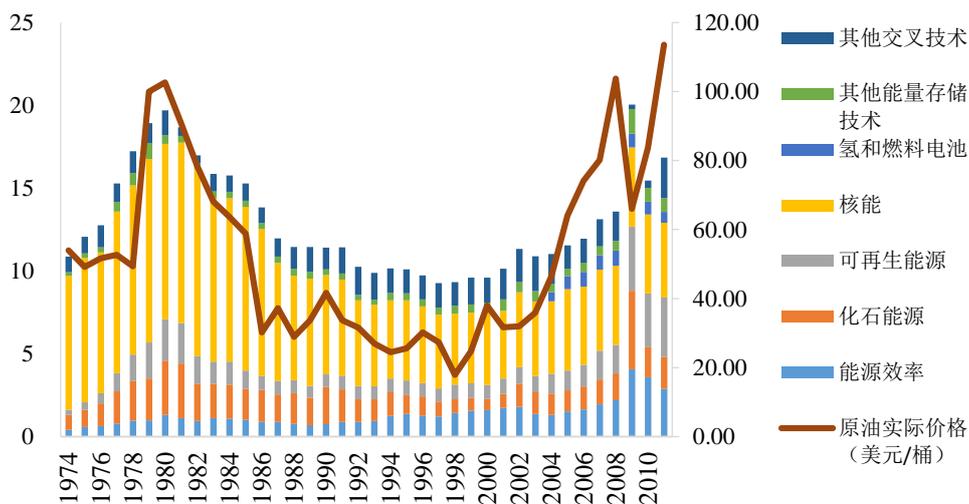


图 1：原油价格和 IEA 国家能源公共 RD&D 投入趋势图²⁶

环境外部性管制缺失所导致的能源价格结构性失衡，则是我国能源结构问题和环境问题的根源。相对于严峻的大气污染形势而言，我国煤炭和石油的价格过低，清洁能源和高污染能源的价格差被不合理的拉大。这种价格结构性失衡，一方面使得城市电动汽车的推广举步维艰，高成本的天然气、核电和可再生能源等清洁能源也难以对煤炭发电进行有效替代，煤炭在能源消费结构中的

²⁶左纵坐标衡量的是 IEA 各国公共 RD&D 的总投入，数据来自国际能源署（IEA），单位为 10 亿美元。右纵坐标是原油价格，以 2012 年价格为基准，数据来自《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

比重长期居高不下。更为重要的是，不同能源的相对价格及其未来预期，会引导各种新能源的技术创新活动。图 1 展示了过去 40 年全球能源公共 RD&D（新技术的研发和示范，是 Research, Development and Demonstration 的缩写）投入和石油价格的趋势图。可以明显的看到，石油价格越高，能源 RD&D 投入也越高。只有当清洁能源和高污染排放能源的价格差足够小，开发高成本的清洁替代能源才能有足够的潜在收益，才能刺激各类经济主体增加 R&D 投入。而我国目前过低的煤炭和石油价格则在很大程度上抑制了清洁能源的研发和投资活动。从长期来看，这不利于清洁能源的成本降低和大规模应用。

中国经济持续 35 年高速增长的根本性原因在于，不断的通过改革和开放的手段，冲破各个经济领域原有僵化体制的束缚、释放长期被压抑的生产力。而能源领域这些历史遗留问题严重阻碍了充分发挥市场潜能、让市场在能源资源的配置中起决定性作用并以此来解决我国能源发展困境的现实途径，是中国实现未来潜在 200 万亿、甚至 300 万亿经济总量必须消除的障碍。

三、解决问题的思路

面向未来，中国经济要保持继续增长，必须要摆脱能源领域各种问题的束缚。为此，我们有必要分析形势，讨论切实可行的政策思路。

（一）改变能源发展现状迫在眉睫

2012年，我国能源总消费36亿吨标准煤，高居世界第一。但同时，我国能源利用方式相当粗放，能源浪费惊人。2012年我国每万美元GDP能源消耗达到4.75吨标准煤，是世界平均水平的1.93倍，美国的2.45倍，德国和法国的3.65倍，日本、英国和意大利的4倍。

与此同时，我国2012年的GDP为52万亿元。展望未来，中国经济极有可能在20年的时间内增长4倍，突破200万亿元。倘若在此期间，继续延续当前的经济和能源发展模式，目前已相当严峻的能源总量问题和环境问题亦将在这20年内以数倍的形式被急剧放大。这对于中国整个经济社会而言难以承受。因此，改变能源发展现状迫在眉睫。

（二）可供选择的政策思路

能源问题阻碍经济运行并非中国特有现象。在上世纪70年代两次石油危机中，全球石油供应出现严重紧张，不但石油价格在短期之内出现数倍的暴涨，主要经济体也一定程度上受此影响陷入长期的高通胀和高失业率并存的滞胀。

能源危机促使世界上主要经济体开始反思能源发展策略并采取应对措施。从发达国家的历史经验来看，主要有“开源”和“节流”这两种策略思路。前者以美国为代表，为促进经济增长，千方百计扩大并保障石油供应，长期维持低油价。后者以欧洲和日本为代表，通过税收等各种政策手段，提高石油价格，千方百计节约石油消费、提高石油利用效率，并积极发展可再生能源。

长期以来，确保能源的稳定供应是美国能源发展的第一要务。从历史上来看，出现世界范围内能源危机的主要原因是能源主产区的局部战争冲突。因此，在过去三十多年间，为确保能源的稳定供应，美国积极在世界范围内介入主要能源生产地区（尤其是在中东地区）的局部冲突。2002年，为保障中东地区的石油稳定供应，美国不惜耗资数千亿美元发动对伊拉克的战争。在积极“开源”

的策略下，美国能源价格在主要发达经济体中处于较低水平。长期的能源低价，在一定程度上保障了经济增长，但与此同时，也导致美国形成了高能源消耗的生产、生活方式：美国每万美元 GDP 能源消耗和人均石油消费远高于其它主要发达经济体。2012 年，美国油价只有日本的 51%，德国、法国、英国和意大利等欧洲国家的 40% 左右，人均石油消费则分别是后两者的 1.5 倍和 2 倍左右。²⁷

在过去十年，中国经济高速发展，能源发展问题凸显。在此期间，国家主要领导人都积极的在世界各地开展能源外交，寻求能源的稳定供给。显然，我国目前基本上是沿着美国“开源”的策略思路去解决能源发展问题。但面向中国未来发展，此做法难以持续。

首先，一味的增加能源供应，不利于能源的节约、高效利用，也无助于解决我国社会发展所面临的最紧迫的能源污染问题。我国目前的能耗比远高于美国，是后者的 2.45 倍。即便在 20 年的时间内，我国的能耗比能降到美国当前的水平，但以 200 万亿 GDP 计，20 年后我国能源年消费总量将是当前的 1.6 倍，达到 60 亿吨标准煤，占到目前全球能源总消费量的 35%。不容忽视的是，中美两国的能源资源禀赋差距甚大：美国煤炭和石油的经济开采储量是中国的 2 倍，天然气经济开采储量是中国的 2.7 倍，足以支撑美国进一步的能源需求。可以想象，在有限的资源禀赋条件下，一味靠增加能源供给来解决我国的能源总量问题，任务艰难且难以持续。相比之下，倘若中国的能耗比能降到日本、英国、意大利、法国和德国等主要经济体的水平，中国就能以当前或略高于当前的能源总消费水平支撑 4 倍于当前的经济总量。

其次，由于国内储量有限，如果继续“开源”政策，中国未来的能源供给势必高度依赖于国际市场，能源能否稳定供应也将高度依赖于世界各地的政治局势。

最后，过去 10 年的经验表明，由于中国经济体量过于庞大，一旦中国要在国际市场上大量进口大宗商品，极易形成“一买就涨，一买就贵”的局面。尤其是国际石油和天然气市场本身就存在欧佩克等卖方垄断性力量。“开源”政策面临非常高昂的经济成本。

²⁷数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，<http://www.mytravelcost.com>。

（三）唯一的选择

综上分析，考虑到未来经济和社会的可持续发展，我们认为，中国只能借鉴日本和欧洲的经验，在能源发展道路上选择“节流”政策。而“节流”就要求打破我国能源领域现行的行政性垄断和价格管制，同时利用市场和政府的手段把能源的价格机制理顺，让价格真实反映能源资源的稀缺性和环境外部性，并以此来促进能源的节约、高效利用和清洁能源对高污染化石能源的有效替代。其中，通过价格机制，让市场对包括天然气、核电和可再生能源在内的清洁能源进行积极“开源”是“节流”政策下的应有之义。

从世界范围来看，我国煤炭和石油的绝对价格水平不低，但相比于严峻的大气污染形势和高昂的环境成本，我们认为两者的价格还是偏低。能源领域的市场化改革既有可能提高、也有可能（因竞争导致效率提升）降低能源价格。但是，“节流”政策下意在让能源价格真实反映环境成本的环境管制很有可能导致能源价格上涨。或有意见认为，能源涨价将影响民生和企业国际竞争力，“节流”政策不可取。但是，我们需要清醒地认识到，由于没有考虑环境成本，能源低价已经给我国经济发展和环境带来了各种严重的问题。为支付环境价格所带来的涨价，是我们为解决这些问题，尤其是环境问题，必须支付的成本。每一个社会都必须在雾霾和健康之间做一个选择。²⁸

我们同时也认为能源产品涨价对民生和企业国际竞争力影响有限。

首先，只要居民收入持续增长，能源涨价带来的居民消费支出压力就能在很大程度上被消化掉。以电力价格为例，在 2003-2010 年间，由于一次性能源价格持续上涨，欧洲各国工业电价年均上涨约 6.53%，居民电价年均上涨约 4.74%。而同时期，我国销售电价累计每千瓦时上调约 0.14 元，年均上涨幅度只有约 3%，远低于同时期城镇居民实际可支配收入 12% 的年均增长率和农村居民实际纯收入 9.4% 的年均增长率。²⁹另外，即便市场化改革导致能源价格在短期内出现大幅上涨，在一定时期内，政府可通过阶梯定价和对低收入人群的补贴，逐步消化涨价压力。而目前由电网公司执行的电力价格交叉补贴亦可转入财政统筹。

²⁸有看法认为，我国的油价和电价已经比美国要高，能源价格并不低。但是，这里需要清楚认识到的是，由于两国的禀赋条件不同，中国和美国的能源价格没有可比性。首先，美国的空气质量远优于中国（主要城市 PM₁₀ 的平均浓度只有中国的一半），更没有中国如此严重的雾霾问题，因此，美国汽油消费的环境成本远远低于中国。其次，美国各种化石能源的储量都在中国的 2 倍以上，但能源总消费量却低于中国，以中国目前的化石能源储量和消费状况，中国根本没有条件形成像美国这么低的能源价格。

²⁹电价涨幅数据来自《第一财经日报》，2011 年 12 月 2 日。

其次，能源涨价主要是来自对环境价格的支付，尤其是对煤炭和石油征收污染税。已有的环境经济学研究表明，污染税带有“双重红利”的性质：一方面，征收污染税能促进煤炭和石油的高效、节约利用，纠正能源消费的外部性问题，改善环境质量；另一方面，在维持企业税负总量大体不变的前提下，新增污染税税源可以用于降低企业其它税负（比如企业所得税等），从而减少其它税种对企业经营和经济运行的扭曲。企业其它税负的下降，不但可以抵消（因征收环境价格导致的）能源涨价对企业竞争力的伤害，而且因为税收结构的优化可以改善企业经营环境。因此，企业的国际竞争力并不会因征收能源消费的环境成本而受到严重伤害。

能源价格市场化的前提，是要有充分竞争的能源市场：只有充分竞争环境下形成的价格才是市场化的价格，才能充分反映不断变化的市场供求关系和能源的稀缺程度。因此，价格市场化一定要求有市场竞争做基础。这就要求必须要打破能源领域的行政性垄断。一方面，能源领域的行政性垄断已经带来经营效率低下、抑制投资和创新、腐败、收入分配等大量问题。另一方面，目前公众对能源涨价的抵触情绪很大程度上来自于行业行政性垄断，认为在位企业已经获得高额垄断利润，涨价有损社会公平。这就意味着，垄断局面不变，通过涨价理顺价格机制难以得到公众和舆论支持。最后，我国城市政府垄断土地一级市场导致房地产价格高涨的前车之鉴也表明，放开价格，但维持垄断不放开市场，将导致在位企业滥用垄断权力，通过控制产品供给来抬高价格、获取高额利润。³⁰因此，只要中国选择“节流”的能源发展道路，破除能源领域的行政性垄断势在必行，不可回避。

在当前经济下行的背景下，中国经济将在较长的一段时间内增长放缓，并面临长期的结构调整。另外，2008年以来，美都、长联、新疆广汇和联合能源等民营企业涉足海外油气田投资的新迹象表明，经过三十多年高速发展，中国经济的禀赋和比较优势均已发生变化，资本密集的能源行业已经具备自生能力。这些新形势表明，长期以来构成能源领域市场化改革的两个主要障碍：经济过快增长和能源企业缺乏自生能力，已经开始消解，全面推进能源领域市场化改革的时机已经成熟。

³⁰2013年我国土地出让收入高达4.1万亿元。

四、全面推进能源领域市场化改革

骤眼看去，我国能源领域问题丛生，各种利益盘根错节。但是，我们相信，只要能够恰当地分解问题，有序推进市场化改革，真正形成市场在能源领域的资源配置中起决定性作用的局面，既有问题再沉重，也有望分步解决。

（一）破除行政性垄断

根据《十八届三中全会关于若干改革问题的决定》的精神，我们认为推进能源领域的市场化改革，首先是要破除石油、天然气和电力三大行业各种形式的行政性垄断，放开市场准入。其中，对于天然气管道、电网等自然垄断行业，应实行网运分开、放开竞争性业务。

（1）破除油气领域的行政性垄断

除油气管道的垄断问题，我国目前油气行业的行政性垄断主要存在于上游勘探开采环节以及原油和成品油的进口流通环节。

2012年，原油和天然气的净进口量分别占国内总消费量的56%和27%。而随着经济进一步增长，原油和天然气的进口比例还将进一步提高。因此，要破除油气行业的行政性垄断，打破原油和成品油进口环节的行政性垄断，并以此促进成品油批发和零售环节的充分竞争，是最为关键的一步。只要原油和成品油的进口环节能充分竞争，例如，地方炼化企业可以直接进口原油，民营加油站企业可以直接进口成品油，届时，即便上游勘探开采环节依旧保持行政性垄断局面，由于油气较高的进口占比，炼制、批发和零售等中下游各个环节的市场竞争局面就此可以形成。因此，破除油气领域的行政性垄断必须要迈开的第一步，是逐步废除各种不合理的原油和成品油进口管制，包括配额管制、进口资质管制以及原国家经贸委在2002年发布的原油非国营贸易配额只能用于中石油和中石化炼厂加工的管制规定等等。

如果政府有决心，在破除下游批发、零售和进口流通环节的垄断后，可以进一步破除上游勘探开采环节的行政性垄断。

首先，可允许油气田的自由交易。这方面，我国土地市场化的经验值得借鉴。1984年宪法同样规定，我国城市土地属国家所有。现实的情况也是由地方城市政府代表国家垄断城市土地供应。但是，地方政府通过公开拍卖的形式将

土地流向市场，实现土地二级市场上的自由流转。我们认为土地资源的市场化可行，油气矿藏的自由交易同样也可行。我们完全可以允许国有油气公司像地方城市政府一样，代表国家垄断油气矿藏的同时，向市场转让手中的油气矿藏资源。一旦油气矿藏进入市场，则允许其在不同市场主体之间进行自由交易。鉴于国有油气公司是通过免费登记获得矿藏资源，政府应从中收取资源税，确保“全民所有”的全民利益。只要税率各方都能接受，交易价格谈得拢，油气矿藏的自由流转就可以实现。事实上，过去已经有国有石油公司将开采后的石油废井向市场转让的经验。这一步的改革只是将废井流转的成功经验复制到其他油田的流转而已。但是，在具体的操作过程中，必须要学习土地市场的招拍挂经验，实行油气矿藏的公开、透明拍卖，以杜绝各种腐败、寻租问题的发生。可考虑组建矿藏资源交易所，将各类矿藏资源放到该平台上进行公开竞价交易。

其次，结束油气勘探专营制度，对油气勘查区块进行公开竞争性出让，向市场，尤其是向已有海外油田收购和经营经验的民营资本，开放油气勘探开采环节。

综上所述，我们认为，先放开下游流通环节，再允许油气矿藏自由交易，最后放开油气勘探，先易后难，逐步推进，破除油气领域的行政性垄断完全可期。

（2）应对管网的自然垄断

天然气管道和电网具备自然垄断的性质，但是自然垄断并不要求由一家公司垄断全国范围的管道和网络经营，也不意味着必须要由一家公司同时垄断管网和管网上流通商品（天然气和电力）的经营。无论是在国内，还是在国外，已经有很多成功应对自然垄断的经验。我们认为，从这些行得通的经验出发，可以解决能源领域的自然垄断问题。

跟天然气管道和电网一样，高速公路也是自然垄断的行业。但是，在高速公路的发展过程中，我国允许由包括民营资本在内的不同投资主体进行分段建设。一家高速公路公司可以在区域内形成自然垄断，但不能形成全国范围的垄断。而同样重要的是，高速公路完全实行网运分离：所有高速公路公司只收“过路费”而不经营客物流业务。网运分离最为重要和显著的效果是，各区段的高速公路对所有来往车辆开放，无任何激励行使局部垄断权力对车辆进行歧视性

准入。自上世纪 90 年代末大规模建高速公路以来，我国高速公路在短短的十几年时间内实现通车里程近 10 万公里，成为世界上规模最大的高速公路网。

历史上，美国和欧盟的天然气市场也经历过垂直一体化垄断经营的时期。但是，美国和欧盟分别在 1992 年和 1998 年启动天然气市场化改革，严格要求中游管道公司与上游生产商和下游销售商分离，同时强制性要求所有天然气管道公司提供公开准入机制，保证天然气生产商和用户对管道拥有无歧视准入条件，赋予用户自由选择供应商和管道输送公司的权利。

始于 1979 年的英国电力市场化改革，在世界范围内具有典型意义。1990 年英国将中央发电局分解为三家发电公司，一家输电公司和十二个地区配电公司，实现了发电、输电、供电和售电完全分离。其中，两家发电公司——国家电力公司和国家发电公司，已出售半数以上的国有资产，成为私营股份制公司，并与发电市场上独立的私人发电企业互相竞争。输电环节建立国家电网公司，掌握输电网和调度中心，但是电网向各发电公司、配电公司以及直联大用户开放。所有发电公司都可利用电网出售电力，并付给国家电网公司电网连接费和使用费。在英国电力行业，除了输电环节，其余环节都已形成市场竞争格局。

从这些成功的现实经验，我们可以看到，实行网运分离、放开管网投资、管网之间无歧视性准入，是国内外应付自然垄断的成功经验，也是破除我国天然气市场和电力市场行政性垄断的必经之路。

电力和天然气的生产经营都有生产、运输、配送和终端销售四个环节。目前，我国的电力领域已放开生产环节，其余三个环节由电网企业垄断；而天然气领域则已放开配送和终端销售环节，生产和运输环节由石油企业垄断（主要是中石油）。因此，破除电力和天然气市场的行政性垄断，最为关键和根本的一步，是将自然垄断的生产环节——天然气管道和输配电网——从现有的油气公司和电力公司完全分离出来，同时放开生产和销售这两个竞争性环节。例如，可以通过大用户直购电、允许成立独立的售电公司和组建电力交易市场等手段，放开电力销售环节。新成立的天然气管道公司和电网公司不得参与天然气和电力的具体经营，只以收取“过网费”和“过管费”的形式对管网进行自然垄断经营。通过网运分离，就可以形成中间运输环节自然垄断，生产和销售两头充分竞争的局面。

届时，根据网运分离后的市场实际运行效果，如有必要，可考虑进一步将天然气管道公司和电网公司根据区域进行横向拆分，同时放开天然气管道和输配电网的投资建设，尤其是要允许民营资本投资新建管网或收购现有管网，变管网全国性的自然垄断为区域性的自然垄断。我国曾成功将电网拆成南方电网和国家电网，同时国家电网系统内已经形成华北电网、东北电网、华东电网、华中电网和西北电网五个区域性电网。根据现有布局，将这五个区域性电网独立出来完全可行。但是，分拆的同时，必须要通过政府的政策监管和法律条文规定，保证天然气和电力的生产商和用户对不同区域的管道和输配电网拥有无歧视准入条件。由于管网自然垄断的天然属性，无论采取何种改革措施，管网的运输价格始终要受政府管制，并通过“成本加成”进行定价。而区域拆分的好处是，政府在管制定价时，可以比较多家企业的管输成本，并通过设立标杆价格等做法，激励企业提高经营效率，从而避免在只对一家自然垄断企业进行“成本加成”定价时，在位企业利用信息优势变相抬高各种成本、将政府变成“管制俘虏”的局面。

最后，2002年出台的电力改革5号文件也提出电网企业输配分离的改革设想。需要指出的是，在电力的生产过程中，输电、配电和电力调度这三个环节都是自然垄断的环节，输配分离（或者调度独立）不改变每个环节的自然垄断状态。因此，若要推动电网的输配分离，可考虑在网运分离、区域拆分的基础上，试点运行，再择机行事。

（二）取消竞争性领域的价格管制

在破除能源领域的行政性垄断之后，能源领域市场化改革的第二步就是要取消竞争性领域的价格管制。

《十八届三中全会关于若干改革问题的决定》明确提出，“凡是能由市场形成价格的都交给市场，政府不进行不当干预。推进水、石油、天然气、电力、交通、电信等领域价格改革，放开竞争性环节价格。政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益性服务、网络型自然垄断环节，提高透明度，接受社会监督。”

一旦完成第一步破除行政性垄断的改革，在能源领域，除了区域天然气管

道和电网的自然垄断，其余各个领域和环节将基本形成竞争性的市场。根据十八届三中全会决定精神，只要有竞争性的市场，价格就可交由市场形成，政府的价格管制便可择机退出。届时，成品油价格、天然气价格、上网电价和销售电价都应放开。而由于自然垄断问题，电力和天然气的管网运输价格，则应保留现行的价格形成机制，以“成本加成”的原则进行管制定价。另外，目前电力领域的交叉性价格补贴应转由财政支出。

（三）加强政府对环境外部性的管制

能源领域市场化改革的第三步就是要加强政府对能源消费的环境外部性管制，尤其是要通过污染税等市场化的手段解决能源消费的外部性问题。

一般而言，市场是配置资源最有效率的手段。但是，市场也存在失灵的时候，尤其是市场难以解决环境污染问题。市场失灵的本质是人类社会难以对环境资源进行产权界定。产权缺失则意味着环境资源无法流转交易，市场也就难以生成环境的价格。其结果是环境资源虽然稀缺，但是其市场价格为零，出现环境外部性问题，即生产和消费所造成的污染成本由全社会来承担。

市场出现失灵，无法有效配置环境资源，政府则应适时介入，有所作为。在解决环境外部性问题上，一直以来有两种可供选择的政策思路：一是政府通过行政管制之手直接配置环境资源；二是政府通过征收污染税、补贴清洁能源或污染权交易等市场手段生成环境的价格，从而让市场依据价格信号配置环境资源。长期以来，前者是我国解决环境问题的主要政策手段，譬如强制安装环保设备（例如，电力企业必须安装脱硫设备），设置减排标准，关停高能耗、高污染的小企业，进行各种环境治理投资等等。由政府直接对环境资源进行行政配置，有助于解决市场失灵问题，但也存在效率低下问题。例如，被关停的小企业也可能是生产率较高的企业，盲目关停容易导致行业效率和竞争度的降低。因此，对于未来能源消费的环境外部性问题，我们认为，应在目前以行政命令为主的环境管制基础上，多使用市场化的手段。只要有足够的污染价格信号，企业就可以自己来决定如何投资减排设备、如何缩减产能以及是否应该关停、退出市场。同样重要的是，污染价格信号还能引导企业千方百计进行各种减排技术的研发和创新，以节约污染成本。相比之下，由行政命令进行环境管制，

只能是政府说什么，企业做什么，缺乏内在技术创新机制。

而在征收污染税、补贴清洁能源和污染权交易这 3 种市场化手段中，我们首推在降低经济领域其它税种税率的前提下，征收煤炭和石油的污染税。该办法意在维持税负总量大体不变的前提下，调整税负结构。

目前，在能源领域，我国普遍的做法是对天然气、光伏发电、风电等清洁能源和包括电动汽车、氢燃料汽车在内的新能源汽车进行补贴。跟税收手段一样，补贴也能理顺失衡的能源价格，在一定程度上纠正环境外部性问题。但是，相对于污染税，对清洁能源进行补贴的缺陷在于，从长期来看，补贴会导致能源产品的总体价格相比于（能源以外）其它商品的价格过低，形成能源产品价格和非能源产品价格的失衡，这最终会导致人们会过多的消费能源产品，制造更多的污染。另外，补贴对财政也形成一定压力。因此，虽然从短期看，补贴有助于纠正能源价格结构性失衡，加速能源结构转型，但是从长期来看，必须适时、逐步地退出补贴，开征污染税。

历史上，我国曾就污染权交易进行过多次试点，目前也在积极试点碳交易市场。从理论上讲，污染权交易等价于污染税征收：前者通过设定污染数量，由市场交易生成环境价格；后者则直接通过税收的手段设定环境价格。但是，在实际的操作中，我们认为在我国，污染权交易有一个先天的不足：地方政府的执行激励问题难以解决。首先，污染权交易的前提是强制参与。其次，由于信息不对称，参与交易的主体有很强的动机对污染排放进行编造和瞒报。这两点迫使地方政府必须积极参与到交易市场的建设，不但要通过行政权力强制企业或个人参与，还要进行强制性的监督检查。这就意味着如果要建立污染权交易市场，地方政府必须建立一支新的执法队伍。另外，在实际的操作中，污染权大都是免费分配给交易主体，譬如 7 省市试点的碳交易。这就意味着，地方政府在污染权交易市场的建设上，不但没有任何财政收益，而且要额外增加行政成本。在目前地方政府负债率居高不下的局面下（最新审计表明，全国地方政府直接负债已超过 20 万亿元，如果加上担保和承担救助责任的债务，则超过 30 万亿元），地方政府难有激励去推动和监督污染权交易。从目前已试点运行的各碳交易市场的情况来看，交易量极低，政策效果微弱。

相比之下，我国已经有现成的税收征收队伍，征收污染税无需额外的行政

成本。而且如果将污染税设为地方税种，因为有财政收益，地方政府也有激励去强制执行和监督检查。同时，污染税亦有“双重红利”的作用，即新增税收在纠正市场失灵的同时，可以用于降低其它税种的税率，以减少其它税种对市场的扭曲。因此，在应对能源消费的环境污染问题，污染税是较优的选择。但是，在我国企业高税负的背景下，开征煤炭和石油污染税的前提是必须要降低企业其它税负。由于煤炭的最终污染排放很大程度上取决于企业的技术和流程选择，因此在污染税的征收上，可本着先易后难、逐步推进的原则，先对石油和煤炭征收适量的燃料税，再考虑对电厂、水泥和钢铁等用煤大户进行监控，根据污染物实际排放量对这些企业加收额外的污染税。

另外，除了消费环节所产生的污染，能源本身的开采和生产环节也会产生一定程度的污染。尤其是目前各地上马的煤化工项目（煤制油、煤制气等）已经对当地生态环境造成巨大的破坏。生产环节的污染税征收亦是不可缺少。

最后，特别需要指出的是，所有这些环境管制都需要以改变地方政府考核机制、转变地方政府职能为前提，尤其要加大地方政府环境指标的考核。否则，在保增长的政绩压力下，各种环境管制措施终将流于形式。

先破除各种形式的行政性垄断，形成充分竞争的市场环境；再由市场形成价格，适时取消竞争性领域的价格管制；最后，政府外部性管制及时跟进。上述三步，体现了“市场的归市场，政府的归政府”的改革原则，意在最大程度的减少政府对市场的干预，为市场机制在能源资源的配置中起到决定性作用，创造了先决条件。这既延续了过去三十年我国在能源领域市场化改革的进程，为中国能源发展的长治久安奠定基础，也将为中国未来经济的持续发展提供有力保障。

（四）市场化改革是解决能源安全问题的根本之策

由于在过去 20 年间，我国石油进口依存度不断攀升，能源安全问题受到广泛关注。我们认为，能源安全问题不应被过分夸大，而且能源领域的市场化改革恰恰是解决能源安全问题的根本之策。

首先，从世界范围来看，中国 56% 的原油进口依存度并不高，属于中等偏下水平。在表 1 所列举的主要经济体中，除巴西和俄罗斯，其它八个国家都是

石油净进口国。其中，中国的原油进口依存度仅略高于美国，但远低于日本、德国、英国、法国和意大利等国高达 90% 以上的进口依存度。

其次，在上世纪 70 年代石油危机期间以及 2003-2008 年间，由于供给的严重短缺，世界石油价格均在短期内出现同等幅度的暴涨：以 2011 年价格计算，全球石油价格从 1978 年的 49 美元一桶涨到 1980 年的 103 美元一桶，从 2003 年的 36 美元一桶涨到 2008 年的 104 美元一桶。³¹但在这两个时期，石油危机对发达国家的影 响完全不同。究根探源，放开能源价格管制，能源价格市场化并可根据供需自由灵活调节是发达国家在后一时期成功化解危机的主要原因。³²

最后，换位思考，世界能源主要供给方，俄罗斯、欧佩克等，亦存在能源安全问题。页岩气、可燃冰、新一代生物质能源、新一代光伏技术、电动汽车、氢燃料电池汽车、核聚变等各种可替代传统化石能源的新能源的技术革新远超人们的想象。而化石能源埋藏在地下、不开采出来是毫无价值的。世界能源巨头担心的是一旦新能源技术实现突破性进展，它们的化石能源卖给谁的安全问题。因此，从历史经验来看，世界上主要能源供应国不敢随便控制供给、制造长期性的短缺，否则（如图 1 所示）会刺激各种能源的大规模勘探和研发，导致传统化石能源的贬值——美国页岩气革命已经显现出这方面的效果。这也是为什么，在过去几十年，世界范围内的能源危机都是短期现象，基本上是由局部政治局势不稳所致。而对于中国而言，只有打破能源行业的行政性垄断，形成充分竞争的市场，才能有效激励各方主体积极进行各种能源的勘探和研发活动，从而为保障中国的能源安全提供必要的基础。

³¹数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

³²在上世纪 70 年代石油危机期间，主要发达国家，例如美国，对石油进行了各种价格管制，导致供需严重不平衡，并出现排队、限购等各种无效率的资源配置手段。而在本世纪的石油价格大涨过程中，发达国家的石油价格完全由市场及时调节，供需因此而能得到适时平衡。

五、结语

自1978年改革开放以来，中国不断突破原有计划经济的僵化体制，在各个经济领域推进和深化市场化改革。在这一代人的时间里，中国靠观念、组织和制度的改革与创新，创造了经济发展的中国奇迹，为世界发展中国家提供了可借鉴的经济发展经验。

但是，同样在这三十多年的改革进程中，受各种历史遗留问题的制约，能源领域却依然保持了传统的计划体制，成为中国目前经济领域仅存的若干个尚未建立市场竞争体系的行业之一。而由此滋生的能源总量问题、结构问题和环境问题，则长期牵制着中国经济的发展。

今天，中国的继续发展也同样受到能源问题的掣肘。能源领域的行业行政性垄断和各种价格管制，不但无法有效的配置稀缺的能源资源使之得到高效、节约利用，而且加剧城市大气污染问题，使之不断逼近环境容量和民众忍耐的极限。如果不能有效应对能源领域的各种挑战，中国很有可能在未来世界经济的竞争中落伍，错失200万亿、甚至300万亿经济总量的历史机遇。

但是，中国能源发展的各种问题并非是无解的难题。各种成功发展的经验表明，在能源和环境资源无法外延扩张的约束下，中国可以依靠有效的市场和有为的政府对有限资源进行深度挖潜，大幅度提高利用效率，获得中国经济未来发展所需要的能源和环境资源。我们相信，只要从行得通的实践经验出发，摆脱各种部门利益的左右，全面推进能源领域的市场化改革并充分发挥政府环境管制的职能，中国能源领域的各种问题一定能解决，中国经济也一定能再创辉煌。

专题报告一：电力市场

一、引言

电力是重要的能源类型，与工农业生产和居民日常生活息息相关。在现代 社会中，电力工业作为基础设施产业，不仅是国民经济的重要组成部分，也是 社会稳定的重要保障。可以毫不夸张地说，电力工业是关乎国计民生的战略性 行业，电力指标也是衡量一个国家发展水平的重要参考指标。改革开放以来， 中国的国民经济取得飞速发展，GDP 总量跃居世界第二位，成为影响全球的重 要经济体；人均 GDP 超过 6000 美元，迈入中上等收入国家行列。与此同时， 我国的电力工业建设也取得巨大进步。1994-2012 年之间，我国的 GDP 总量以 年均 9.78%的速度高速增长，同期全国电力生产总量也维持年均 9.9%的增速， 在国民经济发展中起到不可替代的推动作用。2011 年，我国的总发电量首次超 过美国，成为世界上最大的电力生产国。2012 年，我国人均生活用电量达到 459.30 千瓦时/人，比 1994 年增长了超过 40 倍，居民生活水平得到极大改善。¹

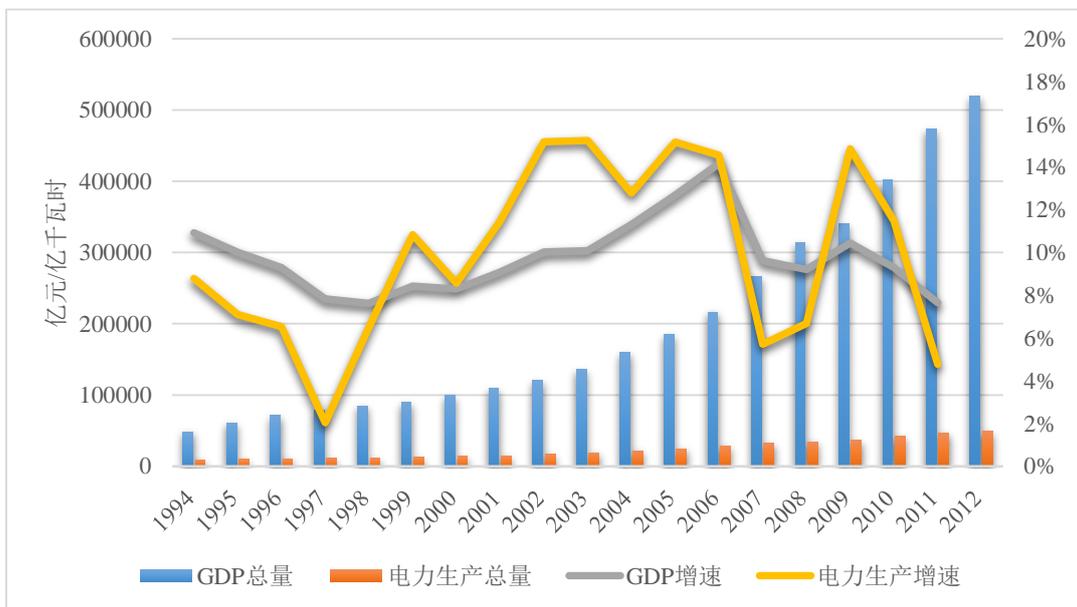


图 1：我国 GDP 和电力生产增长（1994-2012）²

¹数据来源：GDP 数据来自国家统计局统计数据，电力指标来自历年《中国电力年鉴》，增速为根据原始数据自行整理得出。

²资料来源：《中国电力年鉴》，1994-2012。

随着我国国民经济的飞速发展和工业化水平的快速提高，电力需求不断增加，逐步成为现代经济的主要动力来源。自 1990 年以来，我国电能消费量在能源消费总量和终端能源消费量中的占比逐年提高，说明电力在能源系统中的地位越来越重要，我国国民经济的电气化程度不断提高。

电力是一种典型的二次能源，具有不同于煤炭、石油、天然气等一次能源的特征，但电力工业和电力市场发展过程中遇到的一些问题，与相关的一次能源使用有密不可分的关系。要寻求解决这些问题的途径，也必然要联系到相关的其他能源类型。电力工业的生产环节依赖于煤炭、石油、天然气、水能、风能、核能、生物质能等一次能源的要素投入，电力工业生产出的电力产品经电网输配后供给全社会消费，服务于整个国民经济建设和社会发展。因此，电力市场在整个能源产业链中居于核心地位，与其他各种能源市场紧密联系，并且理应反映出一次能源的要素价格。

由于电力工业的重要地位和电力生产经营的技术、经济特殊性，无论是在中国，还是在世界其他国家和地区，电力市场普遍受到国家管制，长期采用发电、输电、配电、售电垂直一体化垄断经营体制。这样的体制带来了管制者与被管制者之间的信息不对称、垄断经营效率和服务质量低下等种种弊端。自 20 世纪 80 年代末以来，随着经济制度设计创新和技术的不断进步，世界各国开始实施以引入市场竞争机制为核心的电力市场改革，具体内容主要包括电力工业结构重组、产权私有化和交易市场化。³二十多年来，已有近百个国家开展了不同程度的电力市场改革，我国的电力市场改革是世界电力市场改革的重要部分。由于电力工业属于资本密集型的基础行业，与国民经济和社会发展关系密切，而且市场体系与交易机制与一般商品市场差异很大，所以电力市场改革十分复杂和曲折，被认为是世界上迄今为止最大规模的单体产业重组，引起了社会各界的广泛关注。

二、中国电力发展的困局

中国是电力生产和消费大国，近年来的电力生产量和电力消费量逐年递增，目前我国的发电量和电网规模已跃居世界首位。

³叶泽和张新华：《推进电力市场改革的体制与政策研究》，经济科学出版社，2013。

电力生产方面，1985-2012 年之间，我国年度发电量年均增长 9.71%，保持高速增长态势。2012 年，我国全年发电量达 49378 亿千瓦时，占全球发电量的 21.94%。⁴截至 2013 年末，我国电力装机容量达到 12.47 亿千瓦⁵，首次超过美国成为世界上发电装机容量最大的国家。

电力消费方面，自改革开放以来，我国每年的电力消费量也逐年大幅增加，全社会用电量从 1990 年的 6126 亿千瓦时增加至 2012 年的 49591 亿千瓦时，增加了超过 7 倍，年均增长率超过 10%。全社会用电量中，城乡居民用电量从 1990 年的 461 亿千瓦时增加至 2012 年的 6219 亿千瓦时，增加了 12.5 倍，年均增长率高达 12.6%；全行业用电量从 1990 年的 5664 亿千瓦时增加至 2012 年的 43372 亿千瓦时，增加了近 7 倍，绝大部分来源于第二产业用电量的迅猛增加。在历年全行业用电量的构成中，第二产业一直占据绝对主导地位，对全行业用电量的贡献率始终在 85% 以上，第一产业比例逐年下降，第三产业占比有所提高。⁶

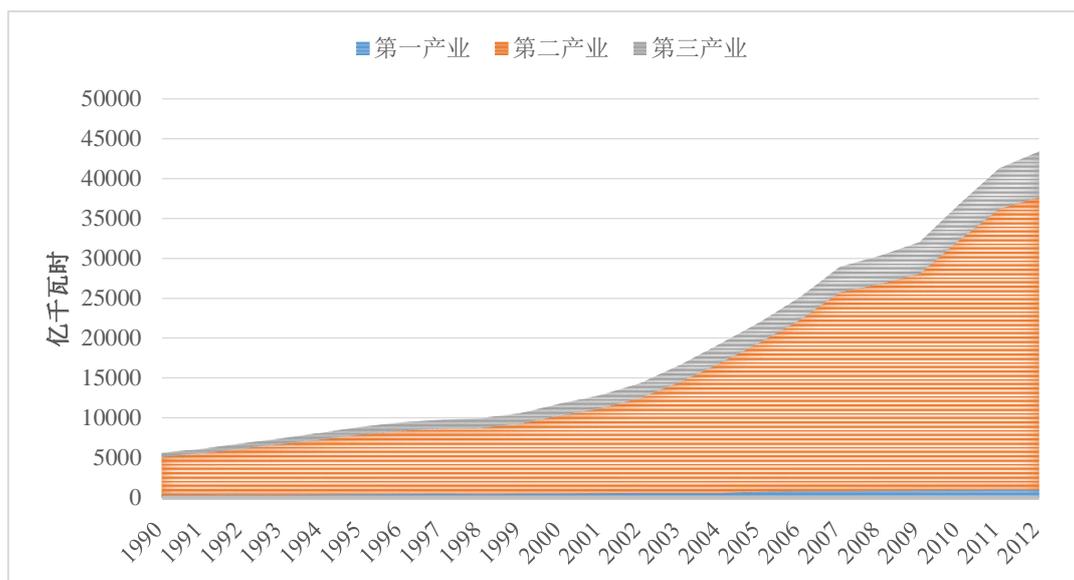


图 2：全行业用电量变化（1990-2012）⁷

（一）总量问题

我国电力生产量和电力消费量急剧增长的背后，是电力过度消费的现实问题。观察世界主要发达国家经历工业化阶段的历程，从人均用电量 1800 千瓦时

⁴数据来源：根据 BP Statistical Review of World Energy, 2013 整理得出。

⁵数据来源：中国电力企业联合会，《2014 年度全国电力供需形势分析预测报告》。

⁶数据来源：原始统计数据来自《中国电力年鉴》，增长率和贡献率为自行计算得出。

⁷资料来源：《中国电力年鉴》，1990-2012。

/人增长至 4000 千瓦时/人，美国、日本、德国、英国在上世纪中叶分别用 10-13 年。而我国自 2005 年人均用电量达到 1900 千瓦时/人后，仅用 7 年时间就在 2012 年达到了 3662 千瓦时/人，超过世界平均水平，电力消耗增速远高于世界主要发达国家。⁸另一方面，我国的单位 GDP 电力消耗也一直高于世界其他主要经济体和世界平均水平，经济总量急剧增长的成就难以掩盖电力过度消耗和利用效率低的问题。

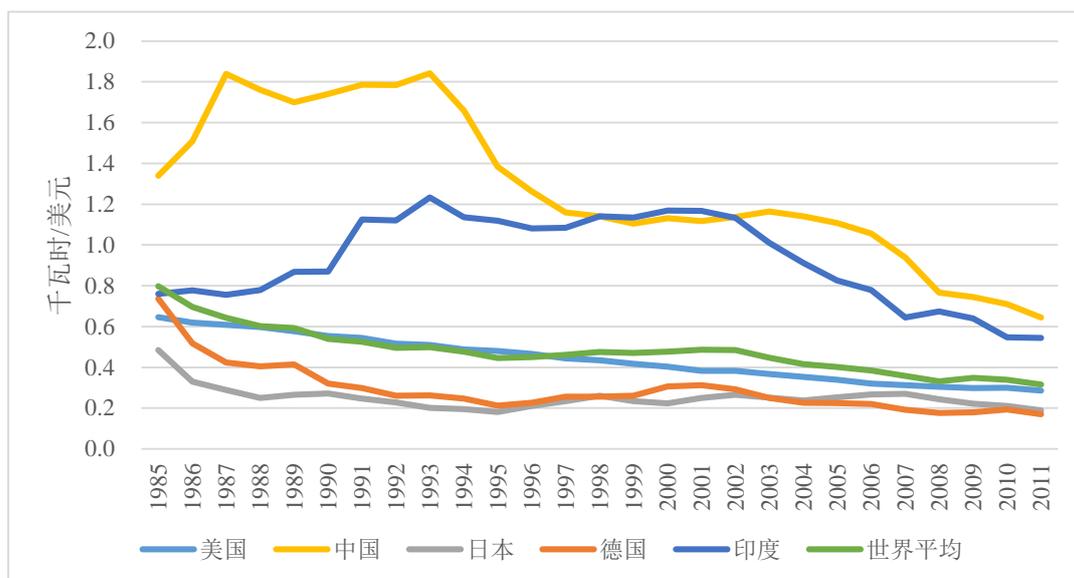


图 3：世界主要经济体单位 GDP 电力消耗 (1985-2011) ⁹

电力的过度消耗导致用电负荷逐年大幅攀升，每年的用电高峰期间电力供需都会出现缺口，近年来屡屡发生的“电荒”事件，表明电力生产和消费之间存在供不应求的情况，这一方面是由于电力供给不足，另一方面在于电力需求过度。几乎每年夏、冬两季的用电高峰期间，“电荒”都会成为席卷我国中东部大部分地区的常态性事件。据统计，在 1978-2010 的 33 年间，我国存在大面积非事故限电停电的年份有 26 年¹⁰，其中又以 2004、2011 两年尤为严重。根据搜狐财经援引国家电监会的统计数据，2004 年二季度全国电力缺口在 2000 万千瓦以上，三季度电力缺口在 2500-3000 万千瓦左右，全年电力缺口共计约 600 亿千瓦时。¹¹中国电力企业联合会发布的《2011 年全国电力供需情况及 2012 年分析

⁸广东省电力行业协会：“未来我国发电能力及电力需求发展预测”，2013 年 2 月 20 日。

⁹数据来源：根据 BP Statistical Review of World Energy, 2013 和世界银行统计数据计算得出。

¹⁰吴疆：“中国式‘电荒’的演进与应对”，《中电新闻》，2011 年 11 月。

¹¹搜狐财经频道：“2004 年各地电力缺口情况”，<http://business.sohu.com/2004/06/21/49/article220634999.shtml>。

预测》显示，2011 年全国电力供需总体偏紧，部分地区和部分时段缺电严重，全国共有 24 个省级电网相继缺电，最大电力缺口超过 3000 万千瓦；进入 3 月份以后，全国有十几个省区甚至出现淡季“电荒”；2012 年夏季用电高峰期间，全国电力缺口达到 2000 万千瓦左右。

（二）结构问题

我国是电力生产大国，目前的电力生产量已经居于世界首位。然而，我国的电力生产结构却十分不合理，长期以来火力发电所占的比例过高，清洁能源所占比例太低。图 4 显示出我国的电力生产结构，火力发电所占的比例始终在 80% 左右，核能、风能、太阳能、生物质能等新能源在发电结构中的比例近年来虽然有所增加，但也不到 3%，占比十分有限。

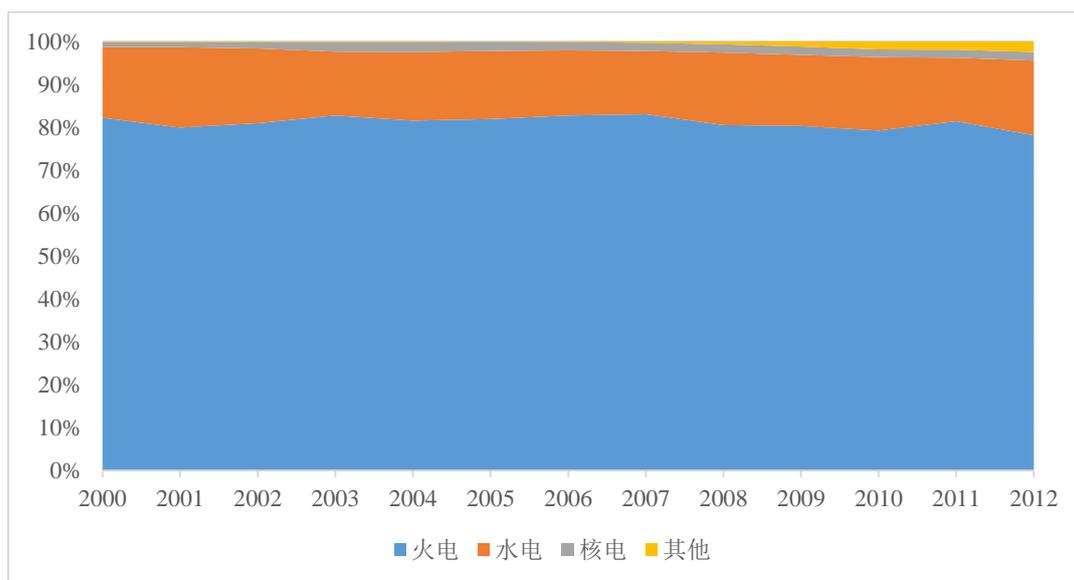


图 4：我国电力生产结构（2000-2012）¹²

我国煤炭资源储量丰富，是世界煤炭生产和消费大国，这也导致长期以来我国的电力生产太过依赖煤电。尽管近年来发电、供电煤耗逐年下降，但是由于电力生产总量连年攀升，所以电力工业的煤炭耗用量遥遥领先于其他行业。《中国发电能源供需与电源发展分析报告 2010》显示，2009 年电力工业消耗了我国全年煤炭消费总量的 50.5%，是最大的耗煤行业，而建材、钢铁、化工三大工业行业在煤炭消耗结构中总共只占 35%。

¹²数据来源：《中国电力年鉴》，2010-2012。

虽然我国近年来在推动新能源发展方面做出不少努力，但基于历史原因，目前我国电力结构的合理性与发达国家相比还有很大差距。美国的发电装机容量长期居世界第一，2012年装机11.58亿千瓦，其中煤电只占约29.2%，核电、水电、风电分别占9.2%、8.7%、5.0%。美国的核电装机容量居全球第一，2012年新增核电装机约1亿千瓦，可再生能源装机发展迅速，2005年以来新增装机中的48%来自于风电装机。在发达国家法国、英国、德国、日本、俄罗斯，核电发电比例分别占到78%、22%、28%、23%、18%，均远高于我国2%的水平。¹³长期依赖火电是致使我国电源结构不合理的重要原因，并引起了环境污染加剧和碳排放增加等一系列相关问题。优化调整电力结构，重点发展清洁能源，是我国电力改革进程中的重要目标。

（三）环境污染和碳排放问题

随着电力生产总量问题和结构问题的凸显，由此而产生的环境污染和碳排放问题也日益加剧。由于我国电力生产量巨大，加之高污染、高排放的火力发电在发电结构中所占比例过高，电力生产行业成为我国环境污染物和温室气体的重要排放来源。在我国大力提倡节能环保和积极参与应对气候变化国际谈判的形势下，电力工业的环境污染和碳排放问题给我国的绿色发展、低碳发展之路带来了严峻挑战。

如前所述，我国电力结构太过依靠煤电，电力工业消耗了全国一半以上的煤炭。2011年，全国二氧化硫排放总量达2218万吨，其中来自电力行业的排放量占到45%。¹⁴另外，燃煤发电产生的氮氧化物、烟尘、粉尘等也是典型的大气污染物，粒径细小的工业烟尘是大气细颗粒物PM_{2.5}的重要来源。最近几年我国各地屡屡发生的雾霾天气引起了全社会的广泛关注，也为电力工业的污染物减排提出了严峻考验。

¹³ “美国电源结构分析及对我国的启示”，《中电传媒舆情监测》，2014年1月14日。

¹⁴ 广东省电力行业协会：“未来我国发电能力及电力需求发展预测”，2013年2月20日。

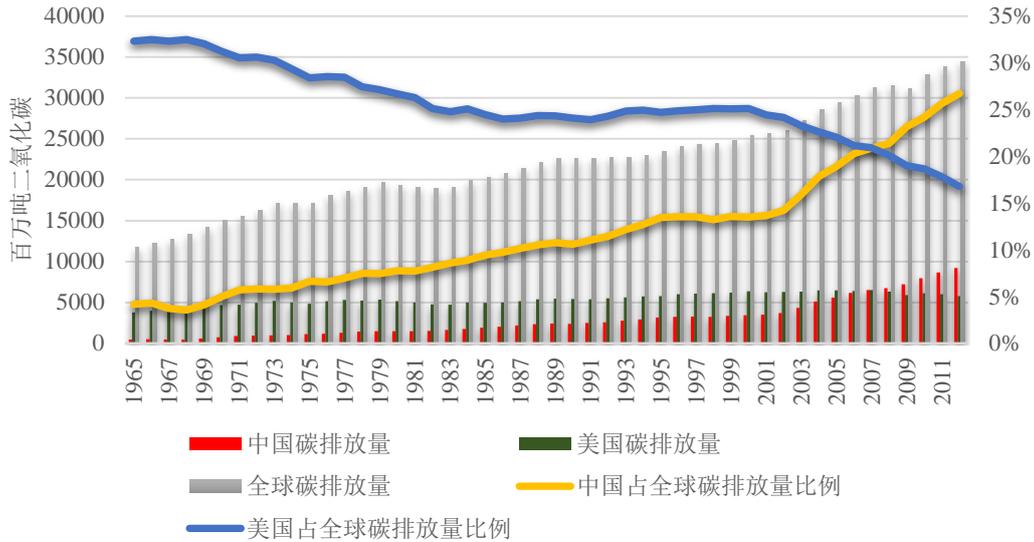


图 5：我国历年碳排放量增长变化（1965-2012）¹⁵

众多科学研究成果表明，大气中二氧化碳等温室气体的排放量增加是造成全球气候变暖的主要原因。自 2008 年超过美国成为全球最大的碳排放国以来，我国的二氧化碳排放量继续高速增长。2012 年，我国二氧化碳排放量为 92 亿吨，占全球总排放量的 26.72%。¹⁶电力工业是二氧化碳排放的重要来源，来自电力、热力的生产和供应业的碳排放占我国 2009 年碳排放总量的 32.26%，在工业排放中占到 36.48%。¹⁷二氧化碳排放量的过快增长使我国的低碳发展面临巨大挑战，承担着越来越大的减排压力。

三、问题的原因

我国电力工业发展进程中出现的总量问题、结构问题以及环境污染和碳排放问题，原因在于能源的使用效率有待提高，以及对清洁能源的投入不足，其根源在于我国现行的电价水平过低，对提高能源利用效率和发展新能源不能形成有效刺激。一方面，由于电价水平过低，难以对全社会电力消耗产生有效约束，电力资源被过度消费，由此导致前文所述的总量问题。另一方面，电价过低导致没有足够的激励开发利用新能源，对新能源的投入不足，由此导致结构

¹⁵数据来源：BP Statistical Review of World Energy, 2013。

¹⁶数据来源：BP Statistical Review of World Energy, 2013。

¹⁷数据来源：《中国统计年鉴》，碳排放折算方法参照 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (5 Volumes)，该指导文件可在 IPCC 官网 <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/> 下载。

问题。在总量问题和结构问题的基础上，环境污染和碳排放问题又凸显出来。

（一）我国的电价水平

近几年我国销售电价整体调整幅度较低，目前我国的工业电价在世界范围内居中等偏下水平，而居民电价远低于国外其他国家。经济比较发达的东南沿海地区平均电价接近国际水平，但中西部大部分地区的电价普遍低于世界平均水平，尤其是居民生活电价严重偏低。

2010年我国工业电价平均水平为0.58元/千瓦时，同期美国、日本等26个国家和地区的平均电价为0.12美元/千瓦时（以2010年汇率折合人民币0.81元/千瓦时），我国工业电价约为上述国家平均值的72%。分地区比较，我国工业电价约为欧洲国家平均水平的70%，日本的56%。2010年我国居民平均电价为0.51元/千瓦时，仅为丹麦的20%，意大利的27%，日本的30%，美国的61%，韩国的68%。¹⁸这说明，我国的工业电价、居民电价与国外相比都是偏低的。据统计，26个国家和地区居民电价与工业电价的比价约为1.61，而我国只有0.83，工业电价承担了部分对居民电价的交叉补贴。

OECD成员国2011年居民生活电价中最高的丹麦为0.409美元/千瓦时，最低的韩国为0.089美元/千瓦时，而我国是0.074美元/千瓦时。OECD国家的加权平均电价为0.158美元/千瓦时，是我国的2.1倍；美国为0.118美元/千瓦时，是我国的1.6倍。与欧美各国相比，我国的居民生活电价严重偏低。OECD成员国工业电价最高的意大利为0.279美元/千瓦时，最低的韩国为0.058美元/千瓦时，美国为0.070美元/千瓦时，OECD国家的加权平均电价为0.111美元/千瓦时，我国为0.092美元/千瓦时。¹⁹32个OECD成员国中大多数国家的工业电价高于我国，只有新西兰、挪威、美国、加拿大、韩国五个国家低于我国。OECD成员国中多数国家的居民电价都高于工业电价，居民电价与工业电价的加权平均比价为1.42。我国的居民电价低于工业电价，比价仅为0.80，远低于OECD国家的加权平均比价。我国的工业电价低于大多数OECD国家，再加上比价极低，由此可见我国的居民生活电价处于严重偏低的水平。

国家发改委的相关资料显示，由于能源价格持续上涨，欧洲各国2003-2010

¹⁸朱成章：“加快电价改革势在必行”，《中国能源报》，2013年5月20日。

¹⁹“美国电源结构分析及对我国的启示”，《中电传媒舆情监测》，2014年1月14日。

年间，工业电价年均上涨约 6.53%，居民电价年均上涨约 4.74%。相比之下，我国 2003-2010 年间，销售电价累计每千瓦时上调约 0.14 元，年均上涨幅度只有约 3%。²⁰

（二）我国电价的历史沿革

1、1985 年前的指令性销售电价

1985 年是我国电价改革具有重要意义的一年。1985 年之前，电源和电网全部由中央政府出资建设，电力行业发电、输配、售电一体化，国家实行指令性电价，只有针对最终用户（照明、普通工业、非工业、大工业）的销售电价。自 60 年代以来，我国全国电价水平基本统一，对农业生产和某些耗电高的工业部门实行优惠电价。十一届三中全会以后，销售电价进行局部调整，部分实行了季节电价和峰谷电价，电价制定主要考虑维持设备折旧和直接运营费用，只维持简单再生产，不包括投资回报。

2、1985 年以后指导电价、指令电价共存，形成复杂的电价体系

改革开放以后，随着国民经济的发展和社会用电量的增加，电力供给逐渐紧张，1985 年国家出台了《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》以及以后的电价随燃料、运输加价浮动的重要政策，鼓励地方、部门和企业投资建设电厂，投资主体多样化，由原来的单一制改为多家办电的形式。厂网仍然没有分离，但出现了一些不属于电网的独立发电厂，上网电价的概念逐渐形成，代售加价呈现输配电价的轮廓，电价中开始考虑燃料成本上涨和投资回报。这一时期实行“新电新价”、“老电老价”、“一厂一价”甚至“一机一价”，主要表现为集资办电电价、利用外资办电电价、小水电电价、小火电电价等九种指导性电价，与指令性电价并存。指导性电价形成的主要模式是还本付息，主要是投产期、还贷期、还贷后三段式电价。发电厂售电电价按成本、税金、合理利润核定，这种模式实际上一定程度保证了电厂利润，鼓励投资发电。

3、1997 年后采用经营期平均上网电价

2001 年，原国家计委下发文件，将正在执行的三段式还本付息电价改为按

²⁰数据来源：《第一财经日报》，2011 年 12 月 2 日。

发电项目经营期核定平均上网电价，新建电厂按经营期平均上网电价核定。

4、2002年后逐渐形成发电、输配、售电的三环节电价

随着厂网分开的逐步推开，五大发电集团等企业的建立，独立发电集团与电网之间形成上网电价，电网与最终用户之间形成销售电价。目前输电价格和配电价格没有分开，销售电价仍由政府统一对各类用户制定不同的价格标准，不同区域间的上网电价和销售电价差别很大。

（三）我国的电价体系现状

电价是电能商品的价格，由电能的成本、税收、利润三个部分构成。我国目前的电价体系及组成结构正处于从原来计划体制下政府管理向市场化竞价上网改革的过渡阶段，按照“合理补偿成本；合理确定利润，依法缴纳税金；坚持公平合理，促进电力建设；促进合理用电”的原则制定电价。

1、管理体制

我国的电价以政府定价为主，由政府主管价格的有关部门负责管理，政府价格主管部门对电力价格实行“统一领导、分级管理”。“统一领导”主要指制定统一的电价政策和定价原则，“分级管理”主要指中央和省级物价主管部门按一定的权限分工分别对不同类型的电价进行管理。省级以上电网的电价由国务院价格主管部门负责管理，省级以下独立电网的电价由省级价格主管部门负责管理。国家电监会、国家能源局可对电价政策和电价水平提出调整意见，调整居民电价需依法召开调价听证会，具体由国家发改委委托省级价格主管部门召开。

2、电价制度

（1）单一制电价

单一制电价只有一个电度电价，即按照用电量计收电费，与设备容量无关。

（2）两部制电价

两部制电价是将电价分两部分，一部分为基本电价，是以客户受电容量或最大需量计算的，与其实际用电量无关；另一部分为电度电价，在计算电度电费时以客户实际用电量计算电费。目前，我国只对大工业客户实行两部制电价。

（3）峰谷分时电价

峰谷电价是将一天分成四个时段（尖峰、高峰、平段、低谷）或三个时段

(高峰、平段、低谷), 每个时段实行不同的价格水平。

(4) 丰枯季节电价

丰枯季节电价适用于使用水电的用户, 是将一年按照发电来水和用电需求划分为丰水期、平水期和枯水期三个季节, 实行不同的电价水平。

(5) 优待电价

优待电价是国家利用电价政策进行宏观调控, 为了扶持不同的行业、产业或弱势群体, 实行的电价制度。

(6) 基金及附加

基金及附加是国家随电费征收部分费用的电价制度, 如可再生能源附加、城市公用事业附加、移民扶植基金、农网还贷基金等。

3、电价机制

我国的电价机制正处于由政府定价向市场竞争定价过渡的阶段。目前, 电价政策和电价水平主要由政府价格主管部门制定。电价按电力生产经营环节分为上网电价、输配电价和销售电价。电价由成本、费用、税金和利润构成, 价格水平按照“合理补偿成本、合理确定收益、依法计入税金、坚持公平负担”的原则制定。

(1) 上网电价

上网电价是指发电企业与购电方进行上网电能结算的价格, 国家发改委于2005年3月颁布了《上网电价管理暂行办法》, 对上网电价的形成和管理提供指导依据。目前, 我国大部分地区实行标杆上网电价, 在少数地区试行过的竞价上网并不成功。

竞价上网前, 政府根据经营期限, 按省级电网内同时期建设的同类型技术先进的发电机组的社会平均成本为基础核定成本, 加合理收益和税金的原则核定上网电价。标杆电价是体制转换时期采取的过渡性措施, 在国外尚无先例。2004年3月出台标杆上网电价政策, 国家发改委分地区按平均成本制定了燃煤机组标杆上网电价, 并事先向社会公布, 新建发电项目建成后即执行上述价格。

根据“五号文件”提出的上网电价改革方案, 建立区域竞争性电力市场并实行竞价上网后, 参与竞争的发电机组主要实行两部制上网电价。其中, 容量电价由政府价格主管部门制定, 逐步过渡到由市场竞争确定, 电量电价由市场

竞争形成。但是竞价上网经过在少数地区试行后并不成功，目前的上网电价基本上实行标杆上网电价模式。

(2) 输配电价

输配电价是指电网经营企业向供电企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格总称。输配电价由政府制定，实行统一政策，分级管理。

输配电价分为共用网络输配电服务价格、专项服务价格和辅助服务价格。共用网络输配电服务价格指电网经营企业为接入共用网络的电力用户提供输配电和销售服务的价格，输配分开后，应单独制定输电价格和配电价格。专项服务价格是指电网经营企业利用专用设施为特定用户提供服务的价格，分为接入价、专用工程输电价和联网价三类。辅助服务价格是指电力企业提供有偿辅助服务的价格。

电价改革初期，共用网络输配电价由电网平均销售电价扣除平均购电价和输配电损耗后确定，逐步向成本加收益管理方式过渡。在成本加收益管理方式下，政府价格主管部门对电网经营企业输、配电业务总体收入进行监管，并以核定的准许收入为基础制定各类输配电价。

(3) 销售电价

销售电价是指供电企业对终端用户销售电能的价格。销售电价目前实行政府定价，统一政策，分级管理。销售电价由上网电价和输配电价构成，按用户性质和负荷特性分类，主要分为居民电价、大工业电价、一般工商业电价、农业生产电价、趸售电价等，有些地区还存在非普工业电价、商业电价、非居民照明电价。每类电价中，电压等级越高，电价越低。在确定销售电价水平时，按电价构成的因素确定平均销售电价，以平均销售电价为基础，核定各类用户的销售电价。

4、主要电价政策

(1) 煤电价格联动

煤电价格联动机制是模拟电力市场运行的一项管理措施，2004年12月经国务院批准，由国家发改委会同国家电监会颁布。该政策按照“市场导向、机制协调、价格联动、综合调控”的思路，建立灵活的、能够及时反映煤价变化的电价调整机制，在电力企业消化30%煤价上涨因素的基础上，实行上网电价与

煤价联动，并按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则，将销售电价与上网电价联动。即以 6 个月为一个周期，若平均煤价变化幅度累计超过 5%，则在下一周期调整电价。

实行煤电价格联动机制的好处在于，一是有利于理顺煤电价格关系，缓解煤电价格矛盾；二是有利于正确传导价格信号，促进有关行业协调发展；三是有利于加快电价改革步伐，实现向竞价上网平稳过渡；四是有利于加强对煤炭市场的监测和调控。但是，迄今为止煤电价格联动只成功实行了两次：第一次是在 2005 年 5 月，当时每度电价上调了 0.0252 元；第二次是在 2006 年 6 月，火电企业实行电价调整，各区域上调幅度在 1.5%-5% 之间；之后的几次煤电价格联动，由于联动不及时、调整幅度不到位等原因，均没有成功实施。在我国的电价改革中，煤电价格联动机制形同虚设，收效甚微。

(2) 可再生能源电价

世界各国普遍对可再生能源采取扶持政策，我国《可再生能源法》也作出了相关规定。2006 年初，国家发改委会同国家电监会颁布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，明确了可再生能源发电上网电价政策及费用分摊机制。2009 年 7 月，国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，将全国分为四类风能资源区，风电标杆电价水平分别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元、0.61 元。实行政府定价的生物质发电项目，其上网电价由各地区 2005 年脱硫燃煤机组标杆电价加补贴电价每千瓦时 0.25 元组成；通过招标确定投资人的生物质发电项目，按中标确定的价格执行，但不得高于生物质标杆电价。太阳能发电、海洋能发电和地热能发电项目按照合理成本加合理利润的原则制定，目前已对太阳能发电实行分区域的标杆上网电价，根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类资源区，分别执行每千瓦时 0.9 元、0.95 元、1 元的电价标准。对分布式太阳能发电项目，按照发电量进行电价补贴，补贴标准为每千瓦时 0.42 元。2013 年 6 月，国家发改委发布通知，对新建核电机组实行标杆上网电价政策，根据目前核电社会平均成本与电力市场供需状况，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元。全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价。

为解决可再生能源价格高于常规能源部分的资金来源，还建立了可再生能源发电费用分摊制度，即规定电网公司在终端销售电价中按照统一要求收取一定的可再生能源附加费用，用于支付收购可再生能源电力费用高于常规能源的部分。对收取的可再生能源电价附加金额小于应支付电价补贴金额的省区，国务院价格主管部门按照短缺金额颁发同额度的可再生能源电价附加配额证，以电网企业之间配额交易的形式实现附加资金的统一平衡。

（四）我国的电力市场结构

经过艰难曲折的改革探索，我国的电力市场由传统的垂直一体化垄断模式逐步过渡到现阶段的部分开放竞争模式。目前我国的电力市场中，“厂网分开”已经基本实现，“竞价上网”在少数试点地区试行，市场竞争只对发电侧市场开放。在我国电力市场结构中，是由各类发电企业、输电企业和供电企业承担着基本的运营业务。

1、发电企业

我国现行发电侧电力市场的模式是以单一购买者的形式为主，即参与市场竞争的各独立发电企业将电能提供给电网经营企业，用户不能与发电厂签订购电合同，只能由电网经营企业采用趸售或零售的方式供电。在电力市场引入市场竞争的初期，我国采用双轨制竞争体系，即通过部分电量竞价上网的方式，一般安排当年市场用电需求的 10%-20%作为竞争电量，其余作为基本电量（合同电量）。双轨制体系采用差价合约的结算方式，基本电量部分按国家批准的合同电价结算，竞争电量部分按竞价电价结算，未完成的合同电量部分给予一定的经济补偿。

目前，发电环节的市场结构在一定程度上呈现出多元竞争格局。截至 2011 年底，全国累计已有 20299 家发电企业获颁发电许可证，另有 8365 家 1000 千瓦以下的小水电被豁免持证。全国全口径装机容量为 10.6 亿千瓦，其中中央直属的 5 大发电集团（中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司）总装机容量 51472 万千瓦，约占全国全口径装机容量的 48.75%。另外 7 家中央发电企业（神华集团有限责任公司、中国长江三峡集团公司、华润电力控股有限责任公司、国家开发投资

公司、中国核电集团公司、中国广东核电集团有限责任公司、新力能源开发有限公司)总装机容量 13301 万千瓦,约占全国全口径装机容量的 12.60%。15 家规模较大的地方国有发电企业总装机容量 10615 万千瓦,约占全国全口径装机容量的 10.05%。以上 27 家大型发电集团的装机容量占全国总装机容量的 71.41%。²¹目前发电侧的市场结构中仍以国有资本为主,非公有制发电企业装机容量占全国总装机容量的比例不足 5%。²²

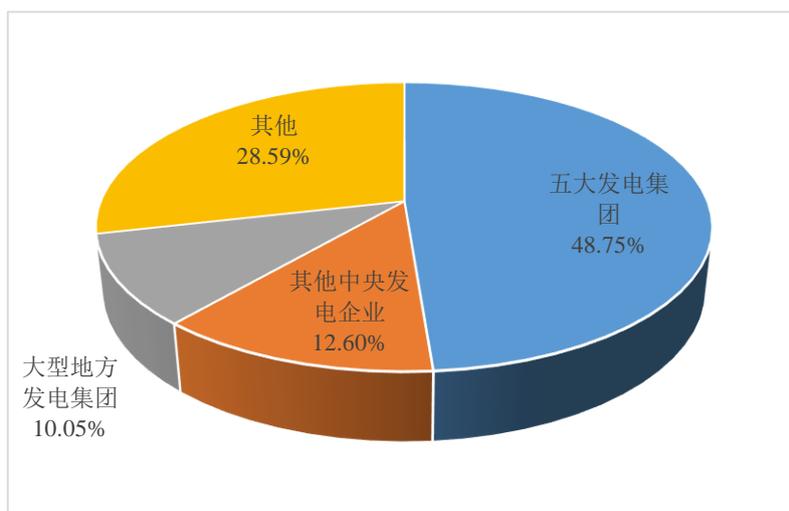


图 6: 各类发电企业装机容量在全国总装机容量中占比²³

2、输电企业

电力行业的输电环节具有自然垄断性质。现今我国电力系统中形成了六个区域性电网（华北电网、东北电网、华东电网、华中电网、西北电网和南方电网）和一个由国家电网公司代管的省级电网（西藏电网），国家电网公司和南方电网公司这两家国有企业及其下属各地方子公司负责经营全国电网的输电业务。截至 2011 年底，全国从事省级及以上输电业务的企业共计 39 家，其中省级输电企业有 32 家。²⁴输电企业可以按照规模划分为超大型输电企业、区域性输电企业、省级输电企业三个级别。国家电网公司为跨区域的超大型输电企业，业务范围涉及 26 个省级行政单位；中国南方电网有限责任公司为跨省的区域性输电企业，业务范围覆盖 5 个南方地区的省、自治区；内蒙古电力集团有限责任公司

²¹数据来源：国家电监会，《电力监管年度报告（2011）》。

²²姜毅君：“我国电价改革中若干问题探讨”，《能源技术经济》，2012 年第 7 期。

²³资料来源：国家电监会，《电力监管年度报告（2011）》。

²⁴数据来源：国家电监会，《电力监管年度报告（2011）》。

公司等多家省级输电企业，在一个省级单位内独立经营业务。

3、供电企业

供电企业是在一个特定区域内从事售电业务的企业，这些企业数量众多，类型和规模不一。目前，全国供电企业共计 3171 家，其中地（市）级供电企业 431 家、县级供电企业 2740 家。²⁵供电企业经营形态多样，按所有制划分涵括中央国有、地方国有、私营、股份制等多种类型；按经营管理形式可划分为直管、代管、独立经营等类型，同时还存在“自发自供”以及“转供电”等特殊业务类型。

表 1：全国供电企业数量统计表（截至 2011 年底）²⁶单位：家

供电企业	地市级	县级	合计
国家电网公司	316	1924	2240
南方电网公司	63	338	401
新疆生产建设兵团	—	30	30
地方水电	—	231	231
内蒙古电力公司	10	73	83
陕西地方电力集团公司	1	66	67
山西国际电力集团公司	2	12	14
广西水利电力集团	—	43	43
其他	39	23	62
合计	431	2740	3171

注：国家电网公司和南方电网公司统计数据中包含其代管的县级供电企业

（五）电价问题的根源

目前我国电力市场仍保留着浓重的计划经济色彩，最集中的表现就是价格严格管制，严重阻碍了稀缺资源的高效利用。自从改革开放以来，为了保证国民经济的高速增长，需要及时有效地供应能源，包括电力在内的能源总体价格长期偏低，以低价能源保障工业发展。现阶段我国的电价主要依靠政府定价，

²⁵数据来源：国家电监会，《电力监管年度报告（2011）》。

²⁶数据来源：国家电监会，《电力监管年度报告（2011）》。

发电侧的上网电价以政府制定的标杆电价为主，售电侧更是由政府统一规定的分类销售电价进行严格管制。长期以来，我国对发电企业进行补贴以鼓励电力生产，同时对农业、大工业、工商业、居民照明用电实行优待电价，依靠行政手段进行管制，使得这些领域可以低价享受电力消费，造成我国工业电价和居民生活电价长期偏低的局面。另一方面，我国的电力生产仍主要以高污染的煤电为主，电力价格中没有包含环境污染的外部性成本，因此导致价格水平低于合理的真实价格，价格信号无法体现资源的稀缺性。

（六）改革的迫切性

2012年我国的国内生产总值达到51.9万亿元，而当年的二氧化碳排放量达到92亿吨，占全球排放总量的26.72%，工业二氧化硫和工业氮氧化物的排放量分别达到1912万吨和1658万吨。²⁷如果中国的能源使用继续遵循粗放式的发展道路，那么在不远的将来必将导致难以承受的环境和社会代价。以目前的能源使用方式和利用效率进行简单的推算和预测，到中国的GDP总量达到100万亿时，相应的二氧化碳、工业二氧化硫、工业氮氧化物的排放量将分别达到177亿吨、3677万吨、3188万吨。而GDP总量达200万亿时，相应的排放量将分别达到354亿吨、7354万吨、6377万吨。如此巨大的排放量，必将使中国面临更加严峻的污染治理形势，在国际社会中承担更重的减排压力，也将为此付出巨大的经济和社会代价。电力工业是环境污染物和温室气体的重要排放源，因此，对我国的电力市场继续深化改革，促进电力工业的能源高效集约利用，是一项势在必行、迫在眉睫的任务。

四、电力改革的解决思路和整体方向

我国电力改革的大方向是“节流”，即节约能源的使用。首先，我国当前的电力市场依然是输、配、售三位一体，且发电端竞争性较差的格局。如果能打破行政垄断，对解决电力市场的总量和结构问题大有裨益。第二，我国电力市场的核心问题是定价机制不合理，由此导致资源分配效率低下。节流主要体现

²⁷数据来源：GDP来自国家统计局统计数据；二氧化碳排放量来自BP Statistical Review of World Energy, 2013；二氧化硫和氮氧化物排放量来自《中国环境统计年鉴》。

在理顺价格机制，目前我国电价过低，价格并没有真实反映资源的稀缺性和外部性。电能属于二次能源，一方面，要推进能源价格市场化，涨价、对煤征税都是改善价格机制、进而改善电力市场的有力措施。另一方面，电力行业本身也存在上网电价、输配电价和销售电价等多种价格，由于行政垄断的原因，各个环节的定价机制都或多或少存在不合理之处，解决这种不合理需借助行业竞争市场化的手段。综上所述，节流是我国改革电力市场的主要方向。由于能源价格市场化在其他分报告中已有所提及，本分报告主要探讨行业竞争市场化。

如果说能源价格市场化更多地体现了一级能源市场的改革，需要其他的相关能源政策配合，那么行业竞争市场化相对独立，属于电力领域内部的改革。按照五号文，未来我国的电力体制改革最终的方向是打行政破垄断、打破政府统一定价，让发电方与购电方直接进行交易，形成多买多卖的电力市场。简而言之，就是具有自然垄断属性的输电和配电由政府负责，而可竞争的发电和售电交给市场完成。同时，政府对输电企业（电网）应当单独定价、单独监管，加强指导、监管力度。相应地，在电力体制改革的基础上，我国电价改革的长期目标是将电价划分为上网电价、输电价格、配电价格和销售电价，最终建立起上网电价和销售电价由市场决定、输配电价由政府严格监管的电价体系。而短期内，电价改革的主要目标就是引入市场机制，改善各个环节的定价机制，并实现不同环节的电价联动。

五、具体措施

（一）电力市场结构改革

1. 我国电力市场结构改革现状

根据电力改革五号文件提出的目标，我国的电改将按“厂网分开、主辅分离、输配分离”三步骤有序进行。然而，十年过去，五号文件的目标仅实现了前两步，并且尚不彻底。甚至有人认为，“电网改革十年，厂网分开不彻底，主辅分离形成新垄断，输配分开陷入停滞”²⁸，电力改革基本上不成功。虽然这种“不成功”的论断有些过于否定，但我国电力市场无疑仍存在许多问题。根据在上文梳理出的改革思路，本节将回顾我国电力市场改革的现状，并在下一节

²⁸资料来源：“电网：一张网还是多张网”，《新浪财经》第 81 期。

提出电改的一些具体措施。

(1) 横向重组——电网分离、发电拆分、主辅分离

结构重组是电力市场改革的重要方面，西方国家的结构重组一般涉及产权调整，而产权的变迁是一个缓慢、复杂的过程，而我国的结构重组不涉及产权调整，相对更容易完成。我国的结构重组主要包括三个方面的内容：电网分离、发电拆分、主辅分离。从 2002 年开始，我国对原有国家电力公司进行了拆分重组，组建了两大电网公司（国家电网，南方电网），五大发电集团（华能、大唐、国电、华电、中电投集团），四个辅业公司，成立国家电监会，打破原国家电力公司垂直运营、高度集中的体制。

电网企业的区域性分离

一张网还是多张网始终是我国电力改革争议最大的问题。由于供电线路安置成本很高，一个用户又不可能同时接入多条供电线路，所以配电环节中的线路业务具有无可争议的自然垄断性，电网公司的数量不会很多。国家电力公司在 1998 年提出的方案是从 2001 年到 2010 年实现全国联网，此后完全实现配售放开，最终国家电力公司形成全国一张大网。而国家计委主导的电改领导小组却设想按照国家电力公司原有的 6 个电管局（东北、西北、华北、华中、华东、南方），在 6 个电力大区形成 6 个网公司，取消国电公司，打破一张网的垄断。2002 年颁布的五号文件吸收了两种观点，保留了国电公司“一张网”的框架，但取消了其对下辖区域电网的垂直化管理，同时将南方电网单独列出。²⁹

目前我国已经完成了电网企业的区域性分离，也在国家电网公司下成立五大区域电网公司，但全国仅有两家电网公司显然存在垄断，而且国家电网和南方电力的资产实力相差悬殊，国电公司垄断了全国 5/6 的电网。国电旗下的五大区域公司本应成为电力市场改革最主要的推动者，却“在垂直一体化的体制下日渐式微”；“供电公司作为电力市场最大的购售电主体……使得电力市场主体单边化”。³⁰此外，近年来电网企业旗下的发电资产愈加庞大。国家电网旗下拥有国网新源控股公司、国网能源有限公司、国网新源水电有限公司三家涉及火电、水电的全资子公司。这无疑为以打破垄断为主要目标的电力改革设置了更多的障碍。

²⁹于华鹏：“国家电网将实现全国联网推进电改辅业遭质疑”，《经济观察报》，2012 年。

³⁰王强：“电力体制改革五年行路难”，《商务周刊》，2007 年第 14 期。

发电企业的横向分离

发电企业的横向分离是将原国家电力公司的发电资产在厂网分开的基础上剥离出来，重组为五大全国性的发电集团公司（华能、大唐、国电、华电、中电投集团），即在发电端引入竞争机制。改革中，进入五大发电集团公司的可控容量为 16163 万千瓦，占原国家电力公司可控发电容量的约 80%。

主辅分离

五号文件规定实施主辅分离和主多分离，即对现国家电力公司系统所拥有的辅助性业务单位和“三产”、多种经营企业进行调整重组。³¹我国的电力改革在 2002 年已完成了第一个层次的主辅分离，成立了四大辅业集团公司。而第二个层次的主辅分离是指原国家电力公司所属的网省公司的辅业资产的重组。主辅分离本应是电力市场改革中最容易推进的，按计划应在 2005 年完成，但实际上直到 2011 年才基本完成。2008 年年初的冰雪灾害使得电力设计、施工等辅业保留在了电网公司的主业之内，而 2010 年的主辅分离改革也将送变电建设保留在电网企业内部，这些妥协放慢了改革的进度。³²此外，这项改革之所以一拖再拖，与辅业的界定和多方利益纠纷有关。辅业的界定应该以是否为自然垄断性质划分，而不应该以与主业的技术相关性划分。改革的主要目的就是将可竞争的部分一一剥离出去，进行市场化改革。而在实际操作过程中，由于利益相关方的利己考虑，往往将这两种划分标准混用，导致主辅分离的缓慢进行。

（2）纵向重组——厂网分离、输配分开、直接交易

厂网分离

自 2002 年 2 月出台改革方案后，我国于 2003 年对发电和电网（包括输配电）进行了纵向产权分离，所谓厂网分离主要是指产权分离，即由不同的所有者经营管理。我国目前已经基本上完成了厂网分开的改革，将电网资产重组成立了两大电网公司，打破了垂直一体化的经营，但必须意识到，我国的厂网分开改革并不彻底。“国家电网公司保留和预留了约 3384 万千瓦的发电资产，其中 1597 万千瓦用于抽水蓄能和调峰调频，920 万千瓦为解决电力主辅分离改革支付必要的改革成本，647 万千瓦主要用于补充电网建设资本金”。³³可见厂网分离仍然存在一些问题，资产还是大量集中于国家电网公司中，没有完全实现打

³¹叶泽和张新华：《推进电力市场改革的体制与政策研究》，经济科学出版社，2013。

³²叶泽和张新华：《推进电力市场改革的体制与政策研究》，经济科学出版社，2013。

³³王强：“电力体制改革五年行路难”，《商务周刊》，2007 年第 14 期。

破垄断、提高效率的目的。

输配分开

在电力市场改革的进程中，厂网分离、主辅分离改革已经基本完成，竞价上网已经启动试点工作，而输配分离却仍然处在要不要实施的讨论之中，并未付诸实践。输配分开的支持者认为（也是当年提出输配分离改革的目的），输配分开能打破电网企业在电厂并网环节独家买电、在供电服务环节独家卖电的格局，厘清输电配电成本，促进市场竞争。

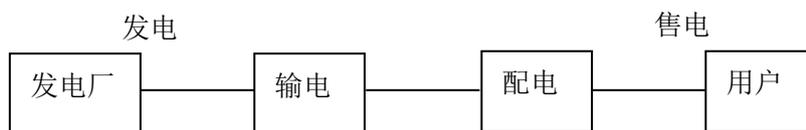
而反对者认为，即使在输配分开之后，有限的供电线路走廊不能让多家供电企业各自架设自己的供电电路，在一家供电企业的供电区域内依然存在一对多的电力销售垄断。在实现输配分开之后，电力经营单位和管理人员将会急剧增多，在整体上会大幅增加管理成本，降低运营效率，也达不到降低成本、提高效益的目的。

直接交易

2009年，国家发改委下发通知首次明确放开20%售电市场，对符合国家产业政策的用电电压等级在110千伏以上的大型工业用户，允许其向发电企业直接购电。但由于多种原因，直接交易试点并没有推开，试点效果不理想。据国家电监会统计，2010年大用户直接交易电量80.4亿千瓦时，占全社会用电量0.2%左右，与20%的政策计划相差100倍³⁴。究其原因，主要是用户参与直接交易的目的是为了降低电价，而目前发电企业财务状况较为困难，无法腾出价格空间。此外如果试点中采用的输配电价比平均输配电价更低，则电网企业的参与积极性也将会受到打击，试点工作进展不下去。

2. 电力市场改革方向

（1）继续推进五号文件的改革方案



物理上的电力运行由发电、输电、配电、售电几个环节构成。正如本报告第三部分所述，我国电力价格改革的长期目标是最终建立起上网电价和销售电

³⁴王秀强：“电改艰难突破江苏列入电力直接交易试点”，《21世纪经济报道》，2012年2月。

价由市场决定、输配电价由政府严格监管的电价体系，对应到电力市场结构改革上，就是在发电和售电环节引入市场竞争机制，而输电和配电环节则交给政府，由政府负责运行和收费。

尽管我国的电力改革并不理想，但不可否认的是，电改措施确实是根据上述最终目标而设定的。在已经提出和完成的改革进程中，厂网分开是将发电厂与电网进行分离，其中发电企业的横向分离是在发电端引入竞争，试图改善上网电价。主辅分开和输配分开都是在输电和配电环节打破电网公司的垄断，各种各样的措施实际上具有相同的指导思想：自然垄断的部分交给政府，可竞争的部分进行市场化。

在接下来的电力改革中，应继续警惕厂网分开的倒退倾向，严格控制电网公司发电资产的扩张。同时，继续推进主辅分开，主业由政府负责，而辅业允许民营资本进入。输配分开以 220 千伏电压等级为限，大于或等于 220 千伏的输电线路和变电站划入输电资产，低于此标准划入配电资产，进一步落实输配分开。输电企业以中央为主，而供电企业以地方为主，并实现输配电投资主体多元化。而且，配电公司的主要业务可划分为线路业务和售电业务，后者包括用户服务、计量、收费等，是可以竞争的，应从传统的配电业务中分离出来，逐步引进民营资本。总而言之，改革主要就是要将电网公司的业务范围缩小，逐渐打破行政垄断。

(2) 输电公司的改革方向

在厂网分开、主辅分离和输配分开进一步落实的前提下，电网的卖电职能可以交给配电公司，那么输电公司（以及供电公司的线路业务）就只负责电网的运营了。在这种背景下，我们应当重新审视输电公司的地位和作用。一个可行的设想是将电网公司设计成类似高速公路收费站一样的纯收费公司，不以利润最大化为目标，而是维持电网的日常运营和修缮。但是此举的前提是大力推广直接交易，尽量使电厂和用户直接协商电力价格，这样配合上由政府管理的纯粹负责收费的输电公司，才可以实现中间自然垄断、两头竞争的局面。但是，值得注意的是，我国的直接交易试点工作总体上还停留在初始的阶段，仍存在以发电企业让利而不是用户选择权开放为核心、参与试点企业少和电量规模小、输配电价形成机制不明确等问题。这是由于一方面电价难以获批，另一方面发电企业财务困难，无法让利。按照上文的思路，如果电网由政府负责，不再以

盈利为目标，而在发电端也能成功实现市场竞争，那么将会为直接交易扫除很多障碍。所以输电公司的职能转变和直接交易的落实是相辅相成的关系。

考虑到输电公司的自然垄断性，可以让其专门负责输电和调度，在区域内设置一张网，全国各区域之间实现互联，使输电公司成为类似高速公路收费站的角色，受到严格的监管。而电网向所有发电公司和供电公司开放，在非输电环节实现市场竞争。下文将提到其他国家电力改革的措施，在输电公司上最终基本也回归到“全国一张网”（国土面积较小的国家，如英国）或“区域内一张网，区域间互联”（国土面积较大的国家，如美国）的格局。

3. 国外经验

由于电能和电力工业生产经营的技术和经济特殊性，电力工业在绝大多数国家曾经长期采用国有和垂直一体化垄断经营体制，直到 20 世纪 80 年代才开始引入市场化改革。30 年来，包括中国在内，世界上已有的 92 个国家和地区开展了电力市场改革。

（1）英国

英国的电力市场化改革始于 1979 年，为减少政府对经济的直接干预，进行了一系列国有行业私有化改革。1990 年，按英国《电力法》的要求形成新的产业结构：中央发电局分解为三家发电公司，一家输电公司和十二个地区配电公司，实现了发电、输电、配电和售电完全分离。三家发电公司分别为国家电力公司（NP）、国家发电公司（PG）和国家核电公司（NE），实力雄厚，市场份额高，但市场中还有一些独立的私人发电企业（IPPS），形成竞争格局。其中，国家电力公司和国家发电公司进行了私有化，出售半数以上的国有资产，现在已经成为私营股份制公司。输电环节建立了国家电网公司（NGC），掌握输电网和调度中心。国家电网公司在运行上是完全独立的，通过价格来协调供电的平衡，同时以文件的形式公布自己的运营情况，增加透明度。由于自然垄断性质，国家电网公司保持垄断经营，其电网向各发电公司、配电公司以及直联大用户开放，各发电公司都可利用电网出售电力，并付给国家电网公司电网连接费和使用费。除了输电环节，其他的企业都参与市场竞争。

英国的电改模式启动时间早，国家参与力度大，私有化改革彻底，在世界范围内具有典型意义。整个改革过程中有两个突出的创新：第一是首次在电力行业将垄断业务和竞争业务分离，第二是给每一个用户提供了选择供电商的权

利和条件。五号文件中提出的我国的电力市场改革也基本上是按照英国电改的方案设计的。

(2) 北欧

北欧电力市场是世界上第一个跨国电力交易市场，挪威、瑞典、芬兰、丹麦四国首先相互联网，形成一个跨国的互联电力系统，后再与冰岛联网，构成了北欧五国完整的电力市场。作为世界上第一个跨国电力市场，它的运行是成功而且高效的。

北欧改革的主要特点是充分利用了其发达的金融系统，成立了世界上第一个跨国电力商品交易所，为市场参与者提供了多样化的电力产品以及较为灵活的交易方式。北欧电力市场可分为批发市场和零售市场。在批发市场里，市场的组织者是北欧电力交易所及挪威、瑞典、芬兰、丹麦的调度中心。北欧电力交易所负责组织现货市场的交易以及标准化金融合同的交易，市场参与者主要是 200 多家电力公司和大工业用户。其中，有的电力公司拥有地区供电网络、发电厂和用户，有的电力公司没有输配电网络，通过自己的发电厂或从批发市场买电并租用网络向用户供电。在零售市场里，北欧电力市场是完全竞争市场，向所有类型的电力买家开放。可见，北欧的电力市场竞争性很强。

在市场体系方面，北欧电力市场主体主要包括发电商（众多），电网拥有者，零售商，交易商和用户，这几类市场主体的角色可能是重叠的。北欧电网是垄断经营的，因此电网拥有者作为一类特殊的市场主体，必须接受监管机构的监管。

(3) 美国

与其他国家不同，美国电网以私营为主，没有“国家电网”，而是覆盖本土 48 州的三大电网：东部电网、西部电网和德克萨斯州电网，其中东部电网与西部电网互联。美国电力市场实际上是指州或区域的电力市场，而美国不同州或者区域的电力市场在许多方面有明显差异。目前，在美国本土的 48 个州中，现在只有 24 个州正在制定和实施电力市场改革计划，还有约一半的州准备保持传统的垄断经营加政府管制形式。

美国电力市场改革可以分为三个阶段：

阶段一：联邦能源管理委员会（FERC）于 1996 年出台了 888 号和 889 号法令，两个法令规定了互惠的开放准入输电服务价格和辅助服务价格，并且规

定发电和输电必须从功能上分离。这带来了一些好处：批发市场的交易量显著增加，电力交易安排得到了很大改善。但也带来了一些问题，如输电网络的可靠性受到了挑战，输电定价缺乏效率等。

阶段二：1999年FERC发布2000号法令，积极发展地区输电组织（RTO），要求地区输电组织至少具备以下特征：独立于电力市场参与者，具有区域的规模，拥有调度操作权，有维持短期可靠性的权力。FERC还提出了建立大型地区输电组织的设想，拟建立4个大型地区输电组织，因为大型输电组织可以提高供电可靠性，提高市场效率。不过由于政治上的阻力，没有实现。

阶段三：FERC于2002年发布了标准电力市场设计（SMD），旨在为美国各州提供相对标准化的市场规则，以强制手段不断改革，开放准入输电价格，推动全国输电服务和批发电能市场的统一标准。

在电力市场结构方面，美国电网的运行主要是由电力可靠性组织（ERO）统筹，ERO是电力行业的自律机构，受FERC委托实施对电网的监管职能。

（4）日本

与我国类似，日本的电力市场改革也正在筹备中。回顾日本电力改革的历史，1951年，战后的日本将日本列岛（不包括冲绳地区）分为九大区域，每个区域分别有一家私营企业承担发电、输电、配电和售电业务。1972年冲绳电力公司成立，10家电力公司并存，各自进行垂直一体化垄断经营。1994年，日本经济产业省资源能源厅启动电力改革，试图打破10家企业的寡头垄断。但20年来，改革只在发电侧和售电侧分别引入了一些独立发电厂和特定供电企业，各区域电力公司发输配售垂直一体化的大格局依然未变。只是在发电和售电端引入了一些独立工厂和企业。

福岛核事故使得日本的终端电价急剧攀升，电力市场改革的呼声越来越高，前不久日本下议院和上议院相继通过法案，决定在2015年启动电力改革。改革计划可分为3步：1. 将10家电力公司合并创建统一国家电网公司，统筹输送全国电力；2. 创建自由的售电市场；3. 建立消费者可以按价格和服务需求自由购电的市场。

从第一条可以看出，日本正在酝酿一张电网，统一输送全国电力。³⁵在输配电的处理上，日本此举与是将多张网合并为一张网，而我国目前是将一张网拆

³⁵资料来源：“中日电力改革大对比中国如何跟上国际潮流”，《北极星智能电网在线》，2014年1月。

分成多张网，表面上看似乎是背道而驰，但实际上两国的电力改革方向并无二致，都是打破垄断，提高电力市场的效率。日本之所以实行“一张网”，是因为日本国土面积仅为 37.8 万平方公里，约相当于中国的一个省，因此不需要搞若干个区域电网。而我国地域辽阔，由四五个省组成一个区域电网，以 500 千伏电压等级配置资源，也是由中国国情决定的。日本与我国的电力改革同在进行中，改革思路相近，值得我国借鉴。

（二）电价改革

1. 我国电价改革现状

电价是电力市场的核心，同电力体制改革一样，电价改革也是从发、输、配、售几个环节展开的。2005 年，国家发改委发布《关于印发电价改革实施办法的通知》，提出了上网电价管理暂行办法、输配电价管理暂行办法和销售电价管理暂行办法三个附件，形成了一个完整的电价改革方案。我国电价的改革首先是从上网电价开始，通过上网环节引入竞争，实行上网电价的改革，进而推动销售电价以及输配电价的改革，但由于受到各方面的制约，上网定价改革试点工作并未成功开展，导致整体的电价改革至今未能落实。

2. 电价改革方向：

（1）短期：落实电价改革政策，完善电价的调整和联动机制

值得注意的是，虽然政府明确了电力价格制定的方法，但仅仅止步于出台文件这一步，并没有执行。所以，电价改革政策建议的第一步可以说是建议政府执行原定的电价改革方案。特别地，对没有参与市场竞争的自然垄断环节的电价（如输电环节），不管是中央政府还是省级政府，必须建立明确的制定和管理程序。输电价格定得过高或过低，都会引起交易电量扭曲，造成社会福利损失。无论采用平均成本法还是投资回报法，效果相差不多，所以只要按照发改委制定的电价改革方案执行，就会有助于电力交易的进行。

煤炭、电力都是关系国计民生的基础产业，是上下游相关行业，上网电价应当充分体现出煤炭价格。尽管现在电煤市场中还存在“双轨制”，但是核心还是市场价格。从上图中可以看到，我国电煤市场价格与发电企业上网电价的变化已经很不相称，电煤价格的上涨并没有通过煤电联动传导至上网电价，我国上网电价仍然偏低。

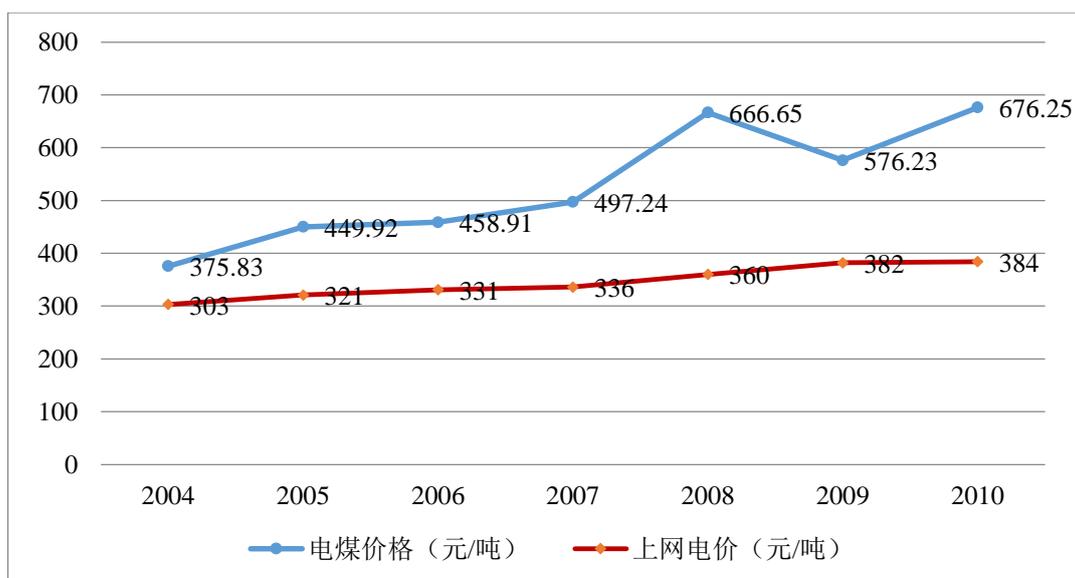


图 7：2004-2010 年我国电煤价格和平均上网电价³⁶

除了完善煤电价格联动机制之外，销售电价与上网电价也应实现联动。我国在发电端实行竞价上网，也就是上网电价采用市场竞争定价，但在售电方则仍由政府定价，那么就必须要建立销售电价与上网电价的联动机制，但是我国目前缺乏不同环节之间的价格协调机制，这是短期内的电价改革方向。

(2) 长期：取消价格管制，引入市场定价机制

从世界范围内看，虽然世界各国电价水平相差较大，但一个普遍现象是：发达国家的电价水平相对较高，能够保证电力企业获得较好的收益，从而刺激投资维持充足的电力供应；而发展中国家则相反，倾向于控制电价水平，结果电力工业投资不足，缺电现象经常发生。回顾我国的电力市场发展，可以看到我国政府也与很多发展中国家一样，认为低电价有助于促进经济发展，这也是导致我国长期人为抑制电价的主要原因。事实表明，发达国家的模式是可行的。相对于发展中国家人为地控制电价水平的做法，将定价的权利交给市场，在合理的范围内提高电价是改革的方向。

从表 2 可看出，五大发电集团的利润水平较低，特别是 2008 和 2011 年，煤炭价格大幅攀升，上网电价过低，严重影响了发电企业的利润总额。从 2002 到 2010 年，五大发电企业权益利润率的算数平均值仅为 5.42%，低于银行贷款利率。利润空间太小挫伤发电企业的积极性，也是电价改革必要性的体现。

³⁶叶泽和张新华：《推进电力市场改革的体制与政策研究》，经济科学出版社，2013。

表 2：五大发电集团利润总额情况³⁷

年份	利润总额（亿元）				
	华能	国电	中电投	华电	大唐
2004	73.63	22.41	14.7	12.02	31.14
2005	80.97	30.52	20.4	18.5	36.34
2006	96.21	41.26	39	30.5	55.48
2007	101.77	28.05	45.3	42.04	75.61
2008	-58.41	-70.97	-69.48	-68.8	-63.16
2009	60.85	59.63	37.16	20.88	22.91
2010	69.83	60.93	50.18	25.27	15.16
2011	61	60	25	20	15
2012	120.3	116	53.28	108	60.28
2013	208.44	157.94	111.56	151.74	110.66

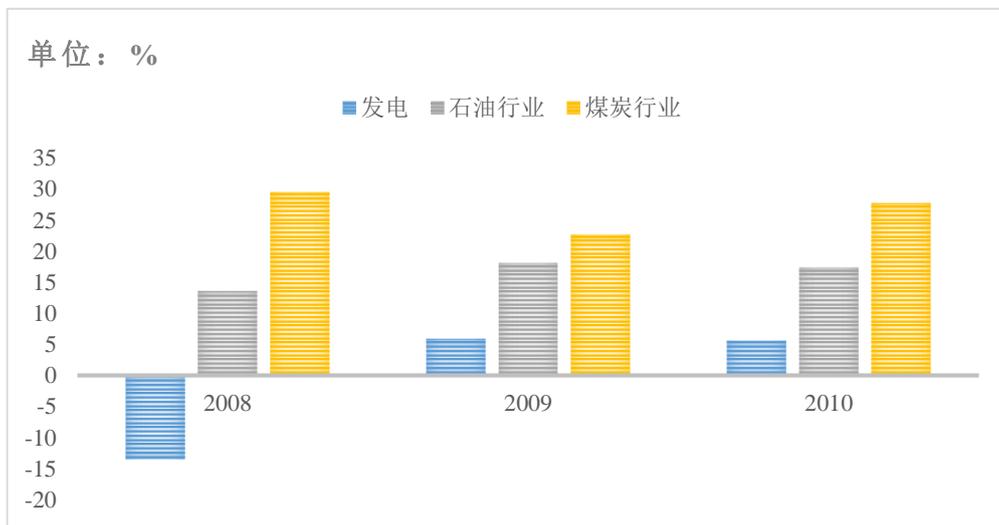


图 8：电力（发电）、石油、煤炭行业的权益报酬率比较³⁸

从上图可以看出，我国不同能源行业的盈利能力相差巨大，电力行业的发电业务亏损严重，行业平均水平很低，相比石油、煤炭两大行业高达 20%左右的

³⁷数据来源：由五大发电集团公司公布的数据资料整理。

³⁸叶泽和张新华：《推进电力市场改革的体制与政策研究》，经济科学出版社，2013。

权益利润率水平，电力企业盈利水平过低。如此大的差距不会仅仅是企业经营的问题，而是电价扭曲不合理的问题。

3. 国外经验

由于世界各国的电力行业改革采取的方法与形式各不相同，因此各国的电价制度以及电价形成机制等也相应的有所不同。

(1) 英国

英国的电价制定是典型的市场定价。英国电力市场中的电价形成主要基于发电方的报价及电力负荷预测，买电方（地区电力公司和大用户）并没有参与其过程。该电价共分两种：一种是由电力库³⁹向发电商买电的电价，称为电力库的购买电价；另一种是用户从电力库购电的电价，称为电力库的销售电价。在英国，通过超高压线路从发电厂输出电力的公司是持有输电许可证的垄断者，物价管理规定控制这些公司的收费价格，其控制方法是限制价格上涨，使其在零售价格指数基础上加上或减去一个“X”因子。

实时电价是在边际成本理论的基础上形成的，包括发电厂的上网实时电价、互供实时电价和销售实时电价。实时电价是在电力市场发展过程中提出来的，它更准确地描述了电价结构，较好地反映了电力系统不同时间的发、供、配电成本，并且能够有效地反映电力供需状况，调整发电和用电的运营状况，为不同类型的电厂开展竞争提供良好的条件。

(2) 法国

不同于英国，法国的电价由政府制定。法国的电价把用户容量和电压等级结合起来进行分类，分成蓝色、黄色和绿色电价三大类：

蓝色电价：适用于容量为 3kVA-36kVA 的低压用户，电价结构由年度电费和电量电费构成，并按居民与农业用户、市政和小工业不同类别分类制订不同的收费标准，包括简单电价、分时电价、避峰日电价。

黄色电价：适用于预定负荷在 36kVA-250kVA 的低压用户，按用户的用电时间分设电价，供用户选择。黄色电价在蓝色电价与绿色电价之间起到较好的衔接作用。

³⁹电力库(PowerPool)：一个由国家电网公司经营的市场交易场所。发电商卖电给电力库，供电商从电力库买电，所有的电厂都必须加入电力库，形成全国统一的电力交易市场。电力库采用委员会管理制度，人员由发电、供电、电力用户组成。电力库的日常管理工作由电网公司负责，电网公司不是电力库成员，但代表电力库工作。

绿色电价：适用于容量大于 250kVA 的中压、高压和超高压用户，并由用户预定需量，按照用电季节和用电时间分设电价：冬季实行严冬高峰、严冬正常、严冬低谷、冬季正常和冬季低谷电价，夏季实行夏季正常、夏季低谷和盛夏电价，其中，严冬高峰电价最高，盛夏电价最低。该电价结构采用的是利用小时数越高、基本电价越高，千瓦小时电价则越低的成本分摊原则。

每类电价中都有一种几乎与每天相适应的基本用电电价，还有用于鼓励用户在可能情况下将其部分用电量转移到本年度低负荷期用电电价，而这部分电价都是可供用户自行选择的电价，因为法国的超负荷收费及高峰电价都是很高的。

(3) 日本

与法国类似，日本的电价也是政府制定的。日本的现行电价是以社会高福利和推进节能为出发点的。对照明用电施行三段电价制，对电力用户采用了特别电价制。

三段电价制：第 1 段是生活必需用电，电量限为 120kWh / 月，其电价最低；第 2 段电量限为 120kWh / 月-200kWh / 月，电价约为第 1、第 3 段电价的平均值；第 3 段用电为 200kWh / 月以上，其电价最高。这一制度反映出用电越多，电费越高，这对节能和高消费有一定的调节作用。

特别电价制：特别电价可说是一种递增电价，是参照历史用电量确定各类用户的电量基准，对合同电量和用电量未超过基准电量的部分采用低电价，对超过基准电量的部分则采用分段递增的高电价，新增用户则采用较高的电价。

季节电价制：为了满足季节性高峰用电，需增加大量的发供电设备和线路，随着季节变化，用电负荷减少时，设备利用率大幅度下降，使运行和维修成本增加，根据成本为主的原则，必然在电价上有所反映。此外，对于任何季节，都存在昼夜用电的峰谷差，因而还有白昼和夜间的峰谷电价制。

二部电价制：在各种电价中，除定额照明电价按二部电价制外，其余各类用电电价均为基本电价(即容量电价)加电量电价的两部电价制。分析国外的资料可以看出，利用价格手段促使用户调整负荷方面有很多方法，几个发达国家都是给出几种电价供用户选择，这样做的一个目的就是使用户的用电安排有利于电力生产的安全和经济。

六、结语

为了保障经济快速发展，我国销售电价长期被压低，由此造成电力市场效率低下、电荒频发等问题。我国电力市场呈现垂直一体化垄断的局面，发、输、配、售四个环节的所有权和经营权集中在几家国有企业手中，竞争不足。从 2002 年起，我国颁布关于电力市场改革的“五号文件”，正式启动电力市场改革，包括厂网分离、输配分开、主辅分离和电价改革等项目。但由于一些历史原因和利益协调困难等问题，我国电力改革推进十分缓慢。电网公司仍由国家电网和南方电网垄断，输配分开没有进行，直接交易试点工作难以推广，电价仍处于人为设定的阶段，尚未交予市场决定。电改迫在眉睫，我国应当在借鉴国外经验的基础上进一步落实电价改革方案，使我国电力市场结构和电价制定更加合理。

专题报告二：煤炭市场

一、前言

作为世界经济强国和能源消费大国，中国在过去 30 多年经历着经济腾飞的同时，也造成了能源大量消耗和环境污染严重加剧。作为全球煤炭储量排位第三的煤炭资源大国，我国能源消费长期过度依赖煤炭，煤炭消费总量和能源消费结构问题日益突出。

（一）中国煤炭的消费量巨大

从世界煤炭消费量的增长情况来看，亚洲增长最显著，从 1965 年不足全世界的 1/5 迅速增长到 2012 年超过全世界的 2/3，呈现指数型增长趋势。

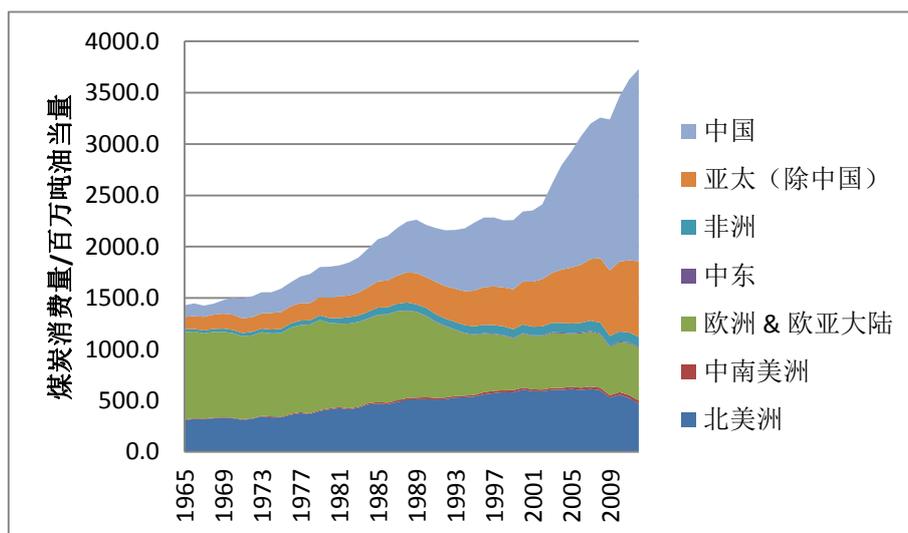


图 1：中国与世界煤炭消费量比对¹

将亚洲煤炭消费量进行细分，有近 3/4 源自于中国，虽然亚洲其他国家的煤炭消费量增速高于其他各洲，但仍与中国相差甚远。相比之下，中国煤炭消费量增速惊人，2012 年的煤炭消费量较 2003 年翻了近一倍，已经高达 240913.5 万吨标准煤，约占世界煤炭消费总量的 50.22%。^{2 3}

¹数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

²数据来源：《中国统计年鉴 2013》。

³数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

（二）中国煤炭的消费占比高

除了具有煤炭消费总量巨大的特征之外，我国一次能源消费的另一特征就是煤炭消费占比一直居高不下。

在我国历年能源消费结构中，煤炭占比始终波动徘徊在 70%左右，石油占比维持在 20%左右，天然气和水能、核能、风电等清洁能源的占比稳步提高，但目前仅略高于 10%，量级有限。

与世界主要经济体能源消费结构相比，欧美国家的煤炭消费在全国消费结构中占比不高，最多不超过 30%。只有中国和印度超过 50%，而其中中国占比为近 70%，远高于印度的 53%，居世界之首。

（三）煤炭消费导致的环境破坏

巨大的煤炭消费量和以煤为主的能源消费结构造成了严重的环境污染，这种污染现象既存在于煤炭开采过程中所造成的生态破坏和环境污染，例如煤炭开采对土地、水资源的破坏和占用，大气污染等等；也存在于煤炭使用过程中所造成的大气污染物排放。

水污染是煤炭开采造成最严重的环境污染之一。据统计，中国煤炭每年生产的各种废污水约占全国总废污水量的 25%。⁴大量含有悬浮物和多种有毒元素的污水严重影响了矿区人民的正常生活，对身体健康造成影响。此外，由于我国煤炭开采 95%以上为井工开采，土地破坏的主要形式为地表塌陷，随之带来矿区土地大面积积水、受淹和盐碱化，对耕地的影响也非常突出。⁵

煤炭也是我国大气污染物的头号污染源。国际环保组织绿色和平与中国疾病预防控制中心的研究成果表明：燃煤导致的污染占到中国二氧化硫排放的 85%、氮氧化物排放的 67%、烟尘排放的 70%和二氧化碳排放的 80%。⁶我国二氧化硫、氮氧化物、烟尘以及可吸入颗粒物排放总量长期高居世界第一位，主要是来自于燃煤。⁷尤其是 2013 年以来，中东部地区更是出现持续大范围雾霾天气，多个城市 PM_{2.5} 数据爆表，雾霾面积最高达 130 万平方公里，为历史上所罕

⁴陈刚：“煤炭环境保护的探讨及治理对策”，《北方环境》，2012。

⁵黎炜等：“我国煤炭开采对生态环境的破坏及对策”，《煤》，2011。

⁶中国疾病预防控制中心和国际环保组织绿色和平：《煤炭的真实成本——大气污染与公众健康》，2010 年。

⁷数据来源：世界银行 2007 年的研究报告《Cost of Pollution in China》。

见。⁸研究表明，燃煤是 PM_{2.5} 的主要来源，高于机动车尾气尘。^{9 10}

除了在开采和使用环节，煤化工也产生了大量的环境污染，包括煤制油、煤制气等。以煤制油为例，煤直接液化法生产 1t 油品需要消耗 8—9t 水，对于煤炭资源丰富但是水资源缺乏的内蒙、山西、陕西等地是很大的挑战，例如神华集团的煤制油项目因过度抽取鄂尔多斯地下水，造成红柳、羊柴等植物大范围枯死，土地沙漠化面积持续扩大，中心湖泊苏贝淖尔 7 年间面积萎缩 62%，当生态环境迅速显著退化。¹¹此外，数据显示，对比传统石油炼制业，煤炭直接液化吨产品新鲜水消耗量是其 12—16 倍，二氧化碳排放是其 14 倍。¹²

为进一步深入讨论煤炭消费总量问题、结构问题和污染问题，本报告将在下文着重梳理煤炭产业政策、产业组织形式、价格形成机制、投资体制和管理体制的发展和变迁，试图在理顺煤炭产业发展轨迹的基础上，对以上三方面问题展开充分的分析和讨论。

二、我国煤炭产业发展历程

伴随着煤炭产业政策的不断调整和改善，煤炭市场的定价机制、管理体制和投资体制都经历了渐进深化的市场化改革。煤炭产业组织形式经历了由国有企业为主体到国有、乡镇多种经济成分并存的巨大变迁，最终形成了目前 6000 多家煤炭企业共同生产经营的竞争格局。¹³2013 年，产量最大的 8 家煤炭企业（神华、中煤、大同煤矿、山东能源、冀中能源、陕西煤业化工、山西焦煤和开滦）的煤炭产量占比为 35.3%，前 50 家煤炭企业的煤炭产量占比为 72.53%。

（一）我国煤炭产业发展、产业组织变迁及投资体制改革历程

煤炭产业是我国发展最早、市场化程度最高的能源产业。建国后我国煤炭产业的发展历程可以大体概括为以下 3 个阶段。

1. “恢复与调整”准备期（1949 年-1978 年）。1957 年之前，国家强调国有

⁸环境保护部：“环境保护部通报部分城市空气质量情况”，2013 年 1 月 29 日。

⁹王志娟等：“北京典型污染过程 PM_{2.5} 的特性和来源”，《安全与环境学报》，2012。

¹⁰吴虹等：“青岛环境空气 PM₁₀ 和 PM_{2.5} 污染特征与来源比较”，《环境科学研究》，2013。

¹¹绿色和平：“嗜水之煤——神华鄂尔多斯煤制油项目超采地下水和违法排污调查报告”，2013。

¹²雷少成，张继明：“煤制油产业环境影响分析”，《神华科技》，2009。

¹³中国煤炭工业协会：《关于 2012 年煤炭工业改革发展情况的通报》，2013 年 1 月 24 日。

煤炭的主导作用，严格限制私营煤矿，由国家政府财政资金拨款完成对煤炭行业的固定资产投资，煤炭的所有权和使用权分别归国家和国有企业所拥有。期间，国有重点和国有地方煤矿煤炭产量增长率大于 17%，乡镇煤矿产量增长率仅为 1.56%。尽管煤炭产量提高不少，但单一的投资体系无法彻底推动煤炭产业建设发展，煤炭供不应求，长期处于紧张局面。1958-1960 年，“大跃进”带来的社会投资需求的增加使得煤炭产量在此期间增长了两倍。与此同时，国有重点煤矿，国有地方煤矿和乡镇煤矿的产量增长率分别达 36.3%，65.3% 和 40.6%，乡镇煤矿得到充分发展。¹⁴但同时也存在煤矿采掘失调、巷道和设备失修的不良现象，是“大跃进”后全国煤炭供不应求的重要原因之一。1966 年，煤炭部属的 72 个矿务局下放省区地方政府，但地方管理混乱，国有重点煤矿疏于经营，产量不足，增长率仅为 5.71%，反而是地方小煤矿自发地有了较大的发展，年均增长 20.8%。¹⁵

2. “转轨”期（1979-1992年）。改革开放以后，国家对煤炭产业采取了“大中小煤矿并举”的鼓励性政策，加大国有煤矿投入的同时，大力发展乡镇小煤矿。1983年3月，国务院颁发了《关于加快发展乡镇煤矿的八项措施》等文件，倡导“有水快流”、“国家修路，群众办矿”，放宽了办矿政策，鼓励农民开办小煤矿。¹⁶1984年，煤炭投资体制发生了变革，由曾经的政府拨款投资转变为贷款。¹⁷1985年1月，国家对煤炭产业发展又制定了“国家、集体、个人一齐上，大、中、小煤矿一起搞”的新方针、新战略，同时对原国有重点煤矿、国有地方煤矿实行了投入产出总承包和多形式的煤炭价格形式，国家定价的指令性计划价格、国家指导性的超产加价和地区差价价格、不纳入国家计划的自销煤炭市场协议价格。¹⁸

3. 市场化期（1993年至今）。1993年国家决定3年时间放开煤炭价格，同时取消中央财政对统配煤矿的补贴，使煤炭生产企业拥有充分的经营定价权，标志着煤炭企业向市场经济过渡。¹⁹1997年乡镇煤矿有6万多处（包括其他集体小

¹⁴冯继伟和屠世浩：“中国煤炭政策变迁及影响因素分析”，《中国煤炭》，2008。

¹⁵冯继伟等：“中国煤炭需求影响因素分析”，《矿业经济与管理》，2008。

¹⁶潘克西：“煤炭产业组织研究”，复旦大学，《博士论文》，2003。

¹⁷姜文芹：“对煤炭工业投资体制改革的回顾及思考”，《中国煤炭经济学院学报》，2001。

¹⁸潘克西：“煤炭产业组织研究”，复旦大学，《博士论文》，2003。

¹⁹周维富：“我国煤炭工业体制改革和政策调整的回顾与展望”，《煤炭经济研究》，1998。

煤矿)，产量的迅速增加，使煤炭市场由供需基本平衡很快转变为供大于求。²⁰ 1999年起，企业逐步通过自筹资金、银行贷款和股票上市等途径为煤矿建设项目提供资金，国家投资主要关注于公益基础开发和宏观规划布局，逐渐脱离了经济个体的市场行为。2001年之后，受国家继续实施扩大内需政策及西部大开发战略实施的影响，国民经济快速发展，第二产业特别是重工业电力，冶金，建材产量的大幅度增长，拉动煤炭需求增长，煤炭产量开始回升。

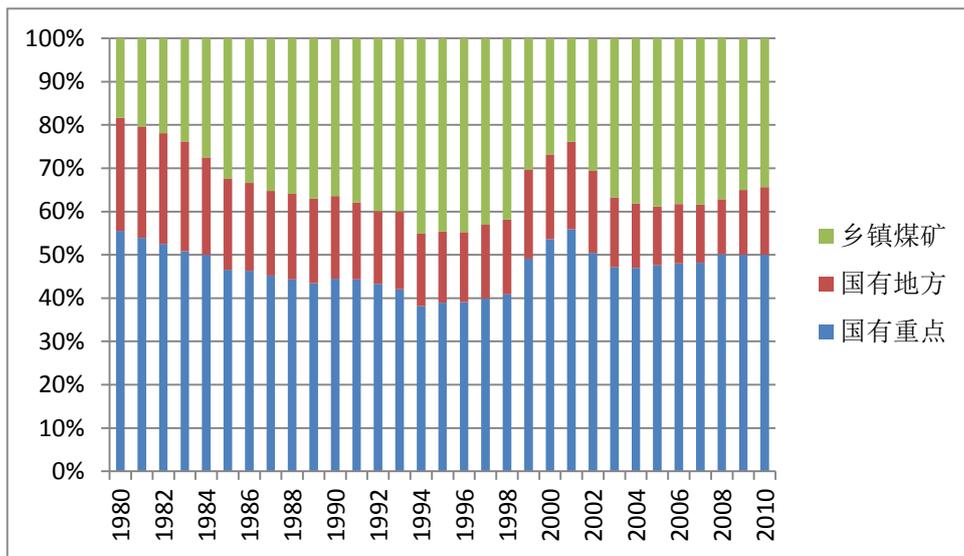


图 2：我国煤炭产业组织形式变迁²¹

（二）我国煤炭价格形成机制历史沿革

伴随着我国煤炭产业发展政策及投资体制不断地进行着市场化改革的同时，我国煤炭定价体系也相应的向市场化过渡，大致可以归纳为四个阶段。

1. 煤炭价格调整阶段（1979-1984 年），由于长期以来政府对煤炭实行低价政策导致煤炭企业亏损面过大，国务院从 1979 年 5 月 1 日起在全国范围内进行行政性调价，原煤平均售价由每吨 15.91 元上调到 20.98 元，上调幅度为 31.8%。1983 年 1 月起，我国开始对全国 22 个部属统配矿试行超产煤炭加价办法，打破煤炭价格过去长期不变的局面。1984 年 10 月，经国务院批准，凡未纳入计划的乡镇煤矿，放开价格管制自行销售。1984 年 11 月 28 日，进一步批准地方煤矿

²⁰冯继伟等：“中国煤炭需求影响因素分析”，《矿业经济与管理》，2008。

²¹数据来源：2008 年及以前的数据来自于国家煤矿安全监察局：《中国煤炭工业发展概要》，煤炭工业出版社，2010；2009 年数据来自于曲剑午：《中国煤炭市场发展报告 2011》，社会科学文献出版社，2011；2010 数据来源于煤炭信息研究院：《中国煤炭工业统计年鉴 2011》，煤炭工业出版社，2011。

计划外生产的煤炭可以自销，自销煤炭可以随行就市，自定价格、议价出售。²²

2. 多层次的计划价格改革阶段（1985-1992年）。在这个时期中，政府实施调放结合，后期以放为主，实行计划价格、指导性价格和协议价格。1985年，为减少统配煤矿亏损，国家对统配煤矿上调煤价，扩大地区差价和调整煤炭品种比价。煤炭平均价格由每吨 27.78 元调到 32.44 元，调高幅度 16.77%。1986年，指令性煤炭价格由两部分组成，一是国家颁布统一出厂价格，二是在此基础上统一的加价幅度，计划外价格实行市场调节。1987年，国家增加了指导性计划形式，即对超核定能力、超计划生产的煤炭实行了加价、议价政策。1992年，统配新投产矿井达产期内生产的煤炭出厂价格由市场调节，定向煤价格放开，计划外煤炭最高限价被取消，同时放开指导性计划煤炭及定价煤、超产煤的价格限制。²³至此，出口煤、协作煤、集资煤全部由市场调节，市场煤所占比重接近一半。这些产业政策，对调动地方、农民办矿的积极性，促进煤炭生产和供给发挥了重要作用，充分调动了各方办矿的积极性。实践表明，国家鼓励性煤炭产业政策的实施，对煤炭产业的高速发展和煤炭产量的快速增长都起到了重大的推动作用，其效果是极为显著的。

3. 市场化改革取得突破性进展阶段（1993-2002年）。在这期间煤炭价格体制形成不断深化改革，煤炭市场化进程取得了显著突破，除电煤外的其他煤种价格全部由市场形成。1993年，由于越来越高的煤炭亏损补贴，国家决定逐步放开煤价，对指导性计划煤炭实行全面的市场定价，并放开了部分行业、部分地区的煤炭价格，市场调节比重达到 70%左右，但其间由于部分电力企业不同意电煤价格上涨，为缓解煤电双方矛盾，国家对电煤价格先放后收。1994年，国家取消煤炭计划价格，除电煤实行政府指导价外，其他煤炭全部放开。1996年，国家对重点电煤实行政府指导价，超量部分由供需双方协商定价，形成以政府指导价为主的重点电煤价格和市场交易主体协商确定的市场电煤价格的两套价格体制，即所谓的电煤价格“双轨制”。2001年，国家再次决定放开电煤价格，但由于市场变化，执行中煤电双方矛盾突出，国家又采取了发布参考价的做法。²⁴2002年，国家宣布取消电煤政府指导价，但在其后三年的实际运行中，由于市

²²张华明等：《煤炭资源价格形成机制的政策体系研究》，冶金工业出版社，2011。

²³曹海霞：“我国煤炭价格的改革历程回顾及发展趋势前瞻”，《中国煤炭》，2008。

²⁴中国煤炭工业协会：《2013 中国煤炭工业发展研究报告》，中国经济出版社，2013.9。

场煤和计划电的体制矛盾，每年的电煤价格谈判仍需政府协调方可达成协议。2003年，政府再次规定电煤指导价格，电煤价格实际上仍未能完全由市场所决定。自1993年以来的市场电煤与重点合同电煤价的具体情况，见下表。

表 1：中国电煤价格变化²⁵

年度	市场电煤 销售价	重点合同 电煤价	差额	年度	市场电煤 销售价	重点合同 电煤价	差额
1990	62	62	0	1998	174	155	19
1991	71	71	0	1999	146	152	-6
1992	85	85	0	2000	140	149	-9
1993	114	95	19	2001	167	151	16
1994	127	101	26	2002	182	160	22
1995	140	106	34	2003	221	195	26
1996	165	143	22	2004	283	222	61
1997	177	155	22	2005	270	213	57

4. 市场化改革取得突破性进展阶段（2003年-）。为了推动煤电联动，深化煤炭市场化改革，2004年年底，国家发改委出台《关于建立煤电价格联动机制的意见》，《意见》规定以6个月为一个价格联动周期，若周期内平均煤价较前一个周期变化幅度达到或超过5%，便将相应调整电价。由于电力市场的阻力，煤电价格联动至今只成功实行了两次，煤电市场化不同步将一直阻碍煤炭的完全市场化。由于以往发电企业对电煤的需求十分旺盛，重点合同电煤价长期低于市场电煤价，电煤价处于补贴状态。

但自金融危机以来至今，受经济发展的影响，电煤需求量趋于放缓，市场电煤价已回落至重点合同电煤价水平，利用这一良机，发改委于2012年年末出台《国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见》，自2013年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制，发展改革委不再下达年度跨省区煤炭铁路运输配置意向框架。²⁶

²⁵数据来源：韩振国：《黑金韶华减去，待享规模盛宴——以史为鉴：中国煤炭行业发展十年回顾和展望》，华创证券，2012。

²⁶《国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见》，国办发〔2012〕57号。

（三）我国煤炭管理体制变革历程

1949年-1988年，国家先后两次设立了燃料工业部，又先后两次撤销和拆分了燃料工业部，成立了由煤炭、石油、核工业部的全部和水利电力部的部分政府职能组成的能源部。

1993年3月，撤销了能源部、煤炭工业部、石油工业部、水利电力部和核工业部，成立了正部级的中国统配煤炭总公司、中国石油天然气总公司和中国核工业总公司。同时，重新组建电力工业部和煤炭工业部。

1998年3月，第九届全国人大第一次会议批准国务院机构改革方案，决定不再保留煤炭工业部，在国家经济贸易委员会下设主管煤炭行业的国家煤炭工业局。原煤炭工业部直属和直接管理的94个国家重点煤矿被下放到地方政府管理，地方煤炭管理局不再对煤炭企业进行直接管理；

2000年1月，国家煤矿安全监督管理局正式成立。各地原来的煤炭局改为煤矿安全监察机构，实行财政统一拨款的垂直管理体制；

2003年3月，国家经贸委撤销，在国家发改委下设能源局，负责制定我国煤炭工业中长期发展政策。

至目前，涉及煤炭工业管理的国务院所属部分主要有国家发展和改革委员会（国家能源局）、国家煤矿安全监察局、国家国有资产监督管理局、国土资源部和商务部等。

三、问题的形成原因及其根源

巨大的煤炭消费量和过高的煤炭消费占比是我国煤炭过度消费的两个表征，造成这种现象的根本原因是煤炭价格过低。而煤炭价格过低主要来自以下两个原因：一是煤电市场化改革不同步，二是资源、环境与污染税费征收力度不够，对煤炭生产及消费环节产生的负外部性考量不足。

（一）煤电市场化改革不同步

首先，电力行业的市场化改革滞后导致电煤价格长期偏低。从上节中国电煤价格变化图表的数据显示，在绝大多数年度，在分用途用煤占比在 50%左

右的电煤价格上，政府提供的重点电煤合同煤价是偏低的，说明为保障和补贴低电价，电煤价格被长期压低。电煤价格和电价长期无法正确反映市场供求关系，导致资源浪费。由于电煤价格偏低，导致电力部分过度用煤，又加剧了对煤炭的需求，从而加剧以煤炭为主的能源格局的长期持续。然而在 2004 年初，价格上涨幅度最大的冶金用煤却没有引起“需求荒”或是政府干预，其原因就在于钢铁行业已经完全市场化，钢铁企业可以将冶金用煤成本的增加向下游钢材的使用者传递。²⁷但在电煤市场上，由于电价这一下游被堵住，价格随市的这条路在电煤这端走不通，所以造成了一个煤炭被过度消费的症结。虽然 2004 年年底，国家发改委出台《关于建立煤电价格联动机制的意见》，但是迄今为止煤电价格联动只成功实行了两次：第一次是在 2005 年 5 月，当时每度电价上调了 0.0252 元；第二次是在 2006 年 6 月，火电企业实行电价调整，各区域上调幅度在 1.5%-5% 之间；之后的几次煤电价格联动，由于联动不及时、调整幅度不到位等原因，均没有成功实施。可以说，煤电价格联动机制形同虚设，收效甚微。至此，煤电之争都还未被彻底解决，因为从上述分析中，我们不难看到除非电力行业改革，否则煤电之争将会一直纠结下去，而现如今，由于煤炭市场趋冷，电煤价格与市场煤价格持平，煤炭企业和电力企业的矛盾也趋于缓和，此时取消重点电煤合同的阻力势必减小很多，是改革的良机，否则一旦煤炭市场回暖，以往的煤电之争又会重新出现甚至加剧，对于电力行业改革的相关内容请参见电力分报告。

如上所述，电煤价格被管制压低，一方面是导致电力部分普遍过度用煤；另一方面是造成个别极端情况下的产品短缺，后果就是电煤短缺导致煤荒、电荒。有人将其主要原因归结为运力不足，但除了电煤之外，其他用途煤都没有出现这个现象，显然不是运力不足能解释通的。事实上，煤炭价格被过分压低之后，煤炭企业将出现大规模大范围的全行业亏损局面，煤炭企业以减少产量来缓和这种局面，于是出现煤荒，进而导致电荒。

（二）煤炭定价与税费

除煤电市场化程度不同造成的电煤价格被压低导致过度消费之外，煤炭生

²⁷张华明等：《煤炭资源价格形成机制的政策体系研究》，冶金工业出版社，2011。

产与消费带来的负外部性未被纳入到其价格计算体系中也是造成过度消费的原因。

煤炭生产与消费带来的负外部性一方面表现在于生产和消费过程的环境污染外部性成本（空气污染、水污染、土壤污染、土地塌陷、生态破坏和重金属（汞）污染等）；另一方面是煤炭生产环节对土地占用过多。以上的生态破坏或是土地占用损失应从煤炭收益中来补偿，量化成煤炭价格的一部分。虽然政府已经逐步建立起矿产资源有偿获得制度，征收资源税（按应税产品的产量和规定的单位税额计征）、资源补偿费（按矿产品销售收入的一定比例征收）、探矿权及采矿权使用费（按采矿区或勘探区块面积逐年缴纳）等体现煤炭资源有偿使用的税费，但是由于历史的原因，征收效果十分有限，征收额度也远低于资源的实际价值。例如，资源税征收力度过低，且采取从量定额的征收方式，在1984-2004年间，平均税额仅为0.5元/吨，征收力度过低。虽然2005年5月，我国上调了8个省区的煤炭资源税税率，但上调幅度在每吨2元-4元不等，仅占当时价格1%不到。即使是2011年发布的最新标准，上调幅度也很有限，焦煤8-20元/t，其他煤炭0.3-5元/t。并且由于煤炭产权界定方面的缺漏和管理力度的不足，我国缺少对煤炭采（探）矿权使用费（或称红利）的征收，相当于降低了行业进入门槛，造成了严重的“采富弃贫、采易弃难”等资源浪费现象。据估计，中国吨煤的资源税费总征收额仅为6-10元之间，煤炭的资源价值远没有从其价格上体现出来。²⁸

除了上述资源税方面征收力度不足之外，我国对由煤炭企业造成的环境负外部性而征收的环境税费方面也显得比较单薄，而且不同省区间的差异较大，显得有些混乱。以陕西省和山西省为例，陕西省煤炭资源开采环境税费合计20.33元/t，山西省为25.2元/t。²⁹种类主要包括：矿山环境恢复治理保证金，土地复垦费，水土流失费，排污费，两权价款（用于生态环境治理部分）。但即使如此，也难以补偿煤炭企业造成的环境负外部性成本。

总体而言，我国目前的资源税费制度距离实现将煤炭开采的外部成本内部化的目标还太远，一是相关税费征收标准无法弥补资源浪费、环境污染等外部成本，二是已有的税费条目不尽合理，激励机制与目标不完全相容，无法起到

²⁸曾先峰和李国平：“中、美两国煤炭资源的税费水平及负担率”，《中国人口·资源与环境》，2013。

²⁹曾先峰和李国平：“中、美两国煤炭资源的税费水平及负担率”，《中国人口·资源与环境》，2013。

约束和引导煤炭优化生产行为的效果。

以上税费还仅仅是针对煤炭企业生产行为产生的负外部性，而煤炭消费作为我国大气污染物的头号污染源，造成严重的雾霾等污染性天气，却没有相关污染税费来纠正这种负外部性。北欧国家（芬兰、瑞典、丹麦、荷兰）目前实行的碳税等相关环境税取得了非常好的减排效果，是我国可参考的一种税费工具手段。³⁰在瑞典，除了一般的能源税，还有专门的环境税（例如二氧化碳税、二氧化硫税和二氧化氮税），以 2005 年的数据为例，碳税是 0.91 克朗/公斤，二氧化硫税是 30 克朗/公斤（对煤和泥煤征收），二氧化氮税是 40 克朗/公斤。³¹

综上所述，煤炭市场的改革必须先从电力和电煤价格市场化开始，再通过调整资源与环境税费结构纠正煤炭生产和消费的污染外部性，起到激励煤炭企业提高资源效率、节约利用能源的效果。否则，不放开电力价格，继续对电煤价格进行管制，税费的加重只会刺激企业降低煤炭产量，加剧煤电矛盾以及煤荒、电荒的不经济局面。

三、国际经验

根据以上分析，产生我国煤炭消费主要问题的根源一是煤电之争，电力行业的市场化改革滞后，导致电煤价格长期被压低形成了过度消费；另一方面是煤炭价格整体过低，忽略负外部性，煤炭价格远没有体现出煤炭的资源价值。

但是，世界上其他的发达经济体却没有在他们的发展过程中出现以上问题，究其原因，大部分国家是因为煤炭储量有限，储量格局与我国相差甚远，煤炭的开发使用并不具备比较优势；但值得注意的是，美国煤炭储量占全世界的 1/4，规模巨大，而且美国煤炭占化石能源总储量的比例是 90% 左右，与中国相似。但美国的煤炭消费占能源总消费比例只有 20%，煤炭消费量与煤炭结构都与中国相去甚远。美国未出现中国类似问题的原因，是在于确定了体现煤炭资源稀缺性的产权价格，为解决我国煤炭消费的上述问题，提供了宝贵的可借鉴经验。

不同于我国政府积极开发煤矿、缺少严格规划下的增加煤炭产量，美国联邦十分重视煤炭资源管理。1920 年颁布《矿物租借法》，对煤炭资源实行有偿使

³⁰汪曾涛：“碳税征收的国际比较与经验借鉴”，《理论探索》，2009。

³¹卢中原：“瑞典绿色税收转型及其启示”，《中国财政》，2007。

用政策，煤炭资源产权私有化，产权交易采用公开透明的拍卖招标方式。而且为了提高获得煤炭开采权的进入门槛，要按竞争性定价先一次性付清由政府确定的根据煤炭资源量、禀赋条件、煤质、开采条件、地理位置、交通运输条件和勘探程度等因素决定的资源红利，并考虑煤炭资源的最大回收率等指标，以激励投资者通过提高资源回收率的途径来降低成本，获得更多利益，提高产业效率和资源利用率。同时征收权利金、资源租金税、开采税、复垦税、货物税等主要税费。³²

表 2：中美煤炭税费比较^{33 34 35 36}

性质	美国税收制度		我国税收制度	
	名称	征收情况	名称	征收情况
绝对地租	权利金	露天开采：12.5% 井下开采：8%	矿产资源补 偿费	平均税率 1.18%
级差地租	资源租金税	从价或从量，一般不单独征收，常包含在权利金内。	资源税	焦煤 8-20 元/t，其他煤炭 0.3-5 元/t。 (2011 新标准)
矿业权使用费	红利	根据煤炭资源量、禀赋条件等条件决定的竞争性定价	采(探)矿权使用费或价款	国土资源部门征收，大多数无偿取得，或由政府协议出让，少部分招标、拍卖、挂牌。 采(探)矿权价款 2-4 元/t。
其他费用	1、开采税 2、货物税 3、复垦费	货物税露天开采：55 美分 / 吨；地下开采：1.1 美分 / 吨。		

此外政府还制定了非常严格的煤矿开采管理和复田环保要求。³⁷1969 年国会

³²顾智浩：“中国煤炭税收制度改革探析”，复旦大学，《硕士学位论文》，2007。

³³黄溶冰和齐兴利：“煤炭税费制度改革与和谐社会构建”，《财经问题研究》，2007。

³⁴何国家等：“国外主要产煤国家煤炭成本研究”，《2006 煤炭经济研究文选》，2006。

³⁵王树新等，“基于税费制度的国外煤炭矿政管理研究”，《财政与税务》，2013。

³⁶曾先峰和李国平：“中、美两国煤炭资源的税费水平及负担率”，《中国人口·资源与环境》，2013。

³⁷何国家等：“国外主要产煤国家煤炭成本研究”，《2006 煤炭经济研究文选》，2006。

通过了联邦煤矿安全保健法，对煤矿开采技术和管理提出了许多较高的标准，限制了一些非正规开采和冒险作业方式以及不安全设备的使用。政府委派的监察人员可随时到井下检查，对安全问题严重、情况危险的煤矿可勒令停产。除了上述税种之外，缴纳复垦费是美国实现环境税费的主要手段：露天煤矿为 35 美分 / 吨，井下煤矿为 15 美分 / 吨，或者以坑口售价的 10% 缴纳复垦费。在煤炭资源开采完毕后，要对其进行复垦，复垦后要达到联邦政府规定的标准。³⁸

据统计，以在我国资源税负担率较大的神华集团为例，其 2009-2011 年的资源税费负担率分别为 1.8%、1.8% 和 1.6%，而美国的代表性煤炭企业 Peabody 在 2009-2011 年资源税费负担率分别为 15%、11.8% 和 11.8%。³⁹

四、结语

虽然煤炭产业在我国能源产业领域率先完成了市场化过渡，形成了除电煤外，所有其他煤种随行入市的产业竞争格局，但我国煤炭资源也面临着消耗量巨大、占比过高的过度消费困境。这一困境形成的根源一是由于煤电市场化改革不同步，电煤价格管制被严重压低；二是资源税征收力度不足，对开采环节的污染负外部性考量过少，煤炭的资源价值远没有从其价格上体现出来。但与我国能源储量格局相似的美国却没有出现以上的问题，根本原因在于美国重视煤炭资源管理，税费征收力度大，煤炭企业的资源税费负担率高；而且制定了非常严格的煤矿开采管理和复田环保要求，充分考量了煤炭开采的负外部性效应，提高进入门槛。

³⁸王树新：“基于税费制度的国外煤炭矿政管理研究”，《财政与税务》，2013。

³⁹曾先峰和李国平：“中、美两国煤炭资源的税费水平及负担率”，《中国人口·资源与环境》，2013。

专题报告三：石油市场

一、引言

全球能源消费结构中，石油一直以来占据主导地位。2012年，石油占全球一次能源消费的33.1%，其次是煤炭（29.9%）、天然气（23.9%）、水电（6.7%）、核电（4.5%）和可再生能源（1.9%）。¹

截止2012年，全球石油探明储量16689亿桶，其中OPEC国家占比高达75%。非OPEC国家中，俄罗斯储量最大（占比5.2%），其次是哈萨克斯坦、美国和加拿大。中国位于这些国家之后，储量仅占全球的1%。石油生产方面，拥有全球75%石油资源的OPEC仅生产了40%的石油，其他主要石油生产国则大多集中在欧洲和北美地区。2012年主要的石油生产大国为：沙特阿拉伯（其产量占全球总产量的13.3%）、俄罗斯（12.8%）、美国（9.6%）、中国（5.0%）和加拿大（4.4%）。储采比方面，2012年全球石油储采比为52.9年。OPEC国家由于储量高产出少，储采比在40-75年之间，非OPEC国家情况相反，储采比在10-25年之间。²中国石油储采逐年下降，从1982年的26.1年降至2012年的11.4年，在全球范围内属较低水平。

石油消费方面，2012年全球石油消费量达898百万桶/天。美国是全球最大的石油消费国，其年消费量约占全球的五分之一（19.8%），之后是中国（11.7%）、日本（5.3%）、印度（4.2%）和俄罗斯（3.6%）。从石油消费的增长看，中东、非洲地区增速最高，亚太地区增量最大。特别是由于经济高速发展带动能源消费的快速增加，中国在过去十年的全球石油消费增长中占主导地位，年均增长率高达6.86%，而全球石油消费年均增长率仅为1.35%。2012年全球石油消费总增量为331.24千桶/天，而中国消费增量就达到了474.70千桶/天。

可见，我国存在着石油资源不足、产出无法满足需求过快增长的问题。2012年中国石油供给为4155千桶/天，而需求则高达10221千桶/天，巨大的消费缺口只能通过进口来弥补。我国从1993年开始成为石油净进口国，进口依存度连年上涨，2000年为33.8%，至2012年达到57.8%，今后还有进一步上升的趋势。

¹数据来源：BP Statistical Review of World Energy 2013。

²储量除以产量得到的储产比能够反映资源可利用的年限。

虽然与世界主要经济体相比，我国的原油对外依存度并不算高（如图 1）。³而且为应对未来可能的供给压力，我国已逐步在非洲、中亚、拉丁美洲和俄罗斯展开石油进口多样化战略，并积极建立和完善石油战略储备体系。⁴但是，如果不改变中国经济高投入高消耗的粗放经济发展方式，优化能源结构，这些预防措施仍不足以缓解我国石油供应紧张的压力。假设中国在未来 10-20 年内保持现在的能源强度和消费结构，那么当我国 GDP 达到 200 万亿元时，石油消费预计将接近 40000 千桶/天⁵，进口量将超过 30000 千桶/天⁶。如此巨大的石油进口量不但会增加石油供应的稳定性问题，加剧国内的环境污染问题，而且也不利于我国在国际原油市场中的议价能力，极易陷入“一买就涨”的困境。

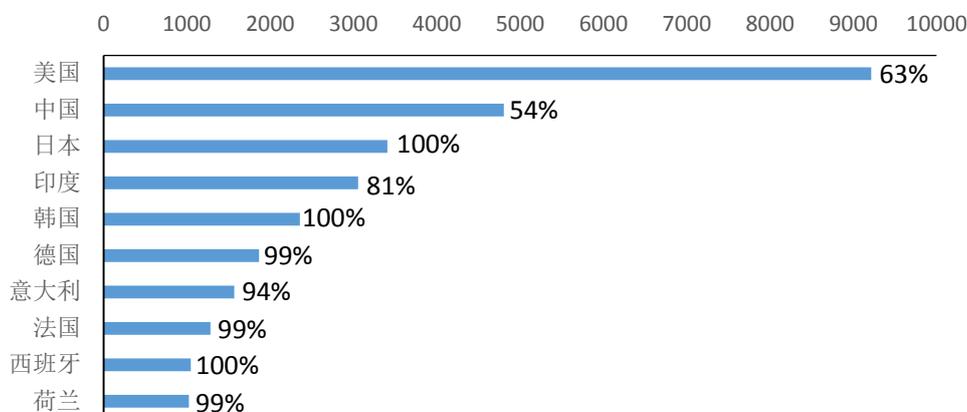


图 1：2010 年全球十大原油进口国及依存度⁷

历史经验同样可以说明我们现在应做的选择：1973 年第一次石油危机爆发，OPEC 为了打击以色列及其支持国，宣布石油禁运，导致油价从不到 3 美元/桶上涨到 13 美元/桶，严重影响全球经济增长。这一次危机使得世界各国认识到石油安全问题对国家的重要意义，并以美国和欧洲为代表分别形成了两种截然不同的应对策略：美国“开源”，千方百计在世界各地寻找石油资源；以外交、

³本报告利用 EIA 数据计算了全球 67 个原油净进口国 2010 年的原油进口依存度（原油进口依存度=原油净进口量/（原油净进口量+原油产量）），发现有 32 个国家的原油要完全依赖进口，并且，绝大部分原油进口国的依存度偏高，集中在 80% 以上。中国 2010 年的原油进口依存度为 54%，在 67 个国家中属于较低水平。

⁴中国计划至 2020 年完成三期工程项目，预计总储备规模可达 8000 万立方米，储备天数 90 天。迄今为止第一期工程已完成，有浙江镇海、浙江岱山、山东黄岛和辽宁大连 4 个基地，总能力 1640 万立方米；第二期工程正在建设，计划 2015 年完成，选址定在辽宁锦州、山东青岛、江苏金坛、浙江舟山、广东惠州、新疆独山子和甘肃兰州，总储存能力 2680 万立方米。目前，我国的石油储备天数已有 30-45 天左右，加上民间储备，实际可以达到的储备天数可能更高。

⁵2012 年中国 GDP 为 519322 亿元，石油消费量为 10221 千桶/天，平推至 20 年后，为 10221/519322*2000000=39363 千桶/天。

⁶线性平推，2032 年石油产量为 5694.76 千桶/天，进口量为消费量减产量，为 39363-5694.76≈33663。

⁷数据来源：EIA。

经济援助等方式插手非洲和中亚的产油地区，以外交手段拉拢阿曼、卡塔尔、科威特等主要产油国，并发动或参与海湾战争、阿富汗战争、伊拉克战争以谋取石油利益。⁸正因如此，美国可以在国内长期维持低油价低税率的政策，其税率一般为成品油价的 10-20% 之间。欧洲则推行“节流”的应对方案，用高油价高税率的政策来鼓励节能环保和维持油价稳定，统计 2012 年德国、法国、英国的税费比重，分别高达 62%、61% 和 64%。⁹两种政策的差异是显著的，如图 2 所示，美国油价明显偏低，相应的，石油人均消费量远远超过欧洲国家。

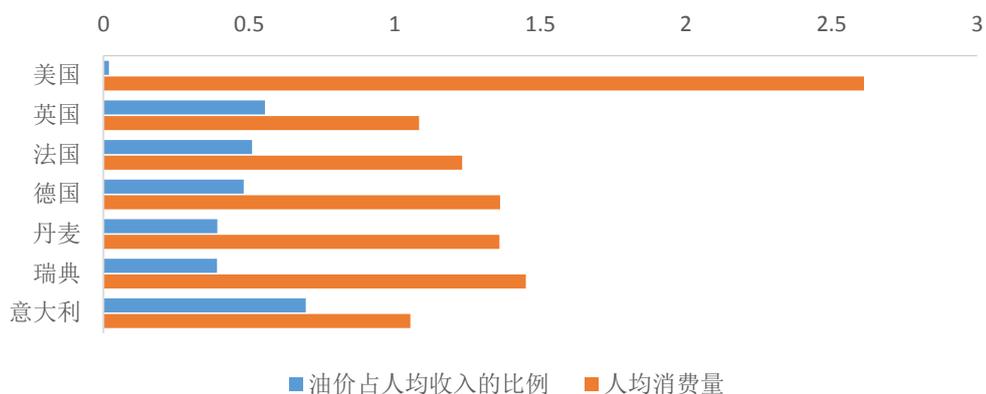


图 2：2012 年欧美国国家油价占人均收入比例（万分之）与人均石油消费量¹⁰

美国通过强大的经济、政治、军事能力获得了大量油源，这种优势我国难以复制，面对我国目前的能源状况，我们有必要学习欧洲走“节流”之路，节约石油消费、提高石油使用效率，并积极发展可再生能源。而“节流”就要求我国必须改变石油行业现状，打破现行的行政性垄断和价格管制，利用市场和政府的手段把石油价格机制理顺，让价格真实反映石油的稀缺性和环境外部性，并以此来促进能源的节约、高效利用和清洁能源对石油的有效替代。

二、中国石油市场弊端分析

我国石油行业的行政性垄断及随之伴生的价格管制长期存在。这是因为我国在成立之初资本相对匮乏，能源行业这种资本密集型行业不具备比较优势，需要国家以行政垄断的方式对其进行补贴性保护，从而保证国家经济快速发展

⁸王炜瀚和沈科：“美国石油税法政策对中国油价改革的启示”，《国际贸易》2009 年 12 期。

⁹赵文娟和高新伟：“我国石油税费对成品油价格的影响分析”，《价格理论与实践》2013 年 08 期。

¹⁰数据来源：WORLD BANK DATA, <http://www.mytravelcost.com>, BP Statistical Review of World Energy 2013。

时期急需的大量能源消费。在相当长的一段时间里，我国能源行业的第一要务是及时、有效的进行能源供应，保障经济的顺畅运行，而来不及就能源领域的各种问题进行深入的探讨和改革。本节将从源头入手，分别梳理石油行业垄断及价格管制的形成历史并分析其弊端。

（一）行政性垄断

（1）行政性垄断的历史演变

20 世纪 50 年代，新中国在全面学习苏联的时代背景下，遵循优先发展重工业的战略思想，开始逐步建立属于自己的石油工业体系。1950 年 3 月中国与苏联按照平权合股原则成立了“中苏石油股份公司”，是年 4 月燃料工业部下设石油管理总局，负责新中国的石油工业生产建设。1954 年中苏石油股份公司的苏联股份全部移交中国。1955 年 7 月，燃料工业部被撤销，替代为石油工业部、煤炭工业部和电力工业部。之后的 20 年内国家对全国石油天然气资源组织了大规模勘探会战，陆续发现了克拉玛依、玉门、青海、大庆、胜利等油田。在此期间，石油主管行政部门发生了 3 次调整：1970 年 6 月 22 日石油、煤炭、化工三部门合并，成立燃料化学工业部；1975 年 2 月 1 日撤销燃料化学工业部，成立石油化学工业部；1978 年 3 月 8 日第五届全国人民代表大会第一次会议决定撤销石油化学工业部，设立石油工业部。¹¹

1978 年后，完全是计划经济生产体系的石油产业出现明显的效率低下状况，为此我国进行了“部改公司”的变革：1982 年 2 月 25 日成立中国海洋石油总公司，开辟了对外合作开采石油的道路；1983 年 7 月 20 日成立中国石油化工总公司；1988 年 9 月 17 日撤销石油工业部，成立中国石油天然气总公司。至此形成了三家石油公司分业经营垄断的局面¹²。

民营油企于 1992 年石油市场改革开放时大量进入市场并形成规模，然而之后由于 1998 年东亚金融危机冲击我国宏观经济，给国有企业运营带来重大影响，党的十五届一中全会提出用三年时间使国企脱困，在这样的背景下，中央政府通过产业重组和进一步行政性垄断对国有石油企业进行扶持和保护，同时压缩

¹¹中石油官方网站-发展历程 <http://www.cnpc.com.cn/CNPC/gsjz/fzlc/default.htm>；天则经济研究所：《中国原油与成品油市场放开的理论研究和改革》，2013 年。

¹²中石油负责石油勘探开采，中石化负责石油炼化，中海油负责海上石油勘探开采。

了民营油企的生存空间。1998 年中国石油产业改分业经营为混业经营，将全国石油业务按照南方、北方、海上的地域划分为中石化、中石油和中海油三家纵向一体化的全业务公司。中石油、中石化分别获得北方 12 省、南方 19 省的油气资源勘探开采业务，同时获得了各自所在省份的炼油、批发、零售等中下游业务和进出口经营权。¹³

1998 年国务院颁布《矿产资源勘查区块登记管理办法》，授予了三大石油公司石油开发的专营权，民营企业要进入石油上游领域，必须与三大石油公司合作，开采低产油区块并承担全部投资风险。油气领域上游勘探开采环节的行政性垄断由此确立。

此外，1999 年国务院办公厅转发经贸委等部门的《关于清理整顿小炼油厂和规范原油成品油流通秩序的意见》（38 号文），则赋予了中石化、中石油通过“划转、联营、参股、收购等方式”整合地方炼厂的权力；还规定国内各炼油厂生产的成品油，要全部交由中国石油、中国石化的批发企业经营，一律不得自销，也即授予了中石油、中石化石油批发专营权，因此民营石油企业只能充当国有石油企业的二级批发商角色。¹⁴2001 年发布的《关于进一步清理整顿和规范成品油市场秩序的意见》（72 号文件）则进一步要求新建加油站统一由石油集团、石化集团全资或控股建设，全国成品油批发企业布局规划上两大集团也有很大的决定权。38 号文和 72 号文确立了中石油、中石化在批发零售环节的垄断权。¹⁵

2006 年后，国家对民企的态度有所回暖，分别在 2006、2010、2012 年发布《成品油市场管理办法》和《原油市场管理办法》¹⁶、《关于鼓励和引导民间投资健康发展的若干意见》（新 36 条）¹⁷、《关于鼓励和引导民间资本进一步扩大能源领域投资的实施意见》¹⁸，鼓励民企进入能源领域，但由于中石油和中石化

¹³中石油官方网站-发展历程 <http://www.cnpc.com.cn/CNPC/gsjz/fzlc/default.htm>；天则经济研究所：《中国原油与成品油市场放开的理论研究和改革》，2013 年。

¹⁴韩雪：“谁垄断了中国油气资源”，《中国民营科技与经济》2012 年第 8 期。

¹⁵天则经济研究所：《中国原油与成品油市场放开的理论研究和改革》，2013 年。

¹⁶宣布开放中国原油和成品油的批发经营权，但对企业从事成品油批发、仓储经营的油库库容要求由 4000 立方米调整为 10000 立方米。

¹⁷明确提出：支持民间资本进入油气勘探开发领域，与国有石油企业合作开展油气勘探开发；支持民间资本参股建设原油、天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络。

¹⁸提出在煤炭、石油和民间资本已占主导地位的太阳能、生物质能领域，包括上游资源勘探开采、中游技术装备研发制造、下游能源基建项目及电站建设运营等几乎能源行业产业链的各个环节均鼓励民营资本涉足。

已经在 1999-2006 年的窗口期内完成市场布局,并通过上游开采和原油进口环节的行政性垄断控制油源,民企的困境没有因为这些管理办法和意见的出台而得到根本改善。

最后,原油和成品油进口环节的行政性垄断则在严格的贸易管制下形成。我国仅有 5 家国营贸易企业和 22 家非国营贸易企业拥有原油进口配额,其中超过三分之二的非国营贸易企业有国营背景。¹⁹而能获得原油进口配额的民企,不仅要有充足资金,还要在环保等技术方面达到一定水平。中石油和中石化系统以外的企业进口原油必须要有两大集团的“排产”证明,而且进口原油必须要返销给中石油和中石化两大集团,销售由其统一安排,不得供应给地方炼厂或流通。而在成品油进口方面,民企只能进口燃料油,且有一定的配额限制。虽然商务部计划今年 6 月份放开成品油进口资质,选择一些有条件的民企,允许其进口少量的汽柴油,但可以预计,在诸多限制下,这一政策对民企实质作用不大。

(2) 中国石油市场格局

目前中国石油市场格局为:三大石油公司占据国内原油产量的 94%,原油加工量的 81%,零售市场份额的 82%。具体到各个公司:原油产量、油品零售量以中石油为主(产量占比 53.92%,油品零售量占比 39.30%),原油加工以中石化为主(2013 年中石化原油加工量占比 47.30%,零售量稍低于中石油,占比 36.34%),中海油近年来逐渐崭露头角,产量增长很快。自 2007 年跻身全球最大的 50 家石油公司后,迄今为止,中海油原油产量翻了一番,市场份额实现了稳步提升,伴随冀东南堡、渤海湾、北部湾等海域新油田的发现,中海油发展潜力还将进一步提高。

¹⁹22 家原油非国营贸易进口经营备案企业名单:中国石化国际事业有限公司、中国石化集团国际石油勘探开发有限公司、中国石油国际事业有限公司、中国海洋石油总公司、中国北方工业公司、中国康力克进出口有限公司、中国远大集团公司、中化国际实业公司、中艺华海进出口有限公司、大连海昌集团有限公司、威海华岳建设发展有限公司、上海埃力生进出口股份有限公司、深圳市中油通达石油有限公司、广东振戎能源有限公司、湖北天发股份有限公司、黑龙江联合石油化工有限公司、保利科技有限公司、中宝纳资源控股管理公司、湖南新华联国际石油贸易有限公司、中国庆安国际贸易集团有限公司、二连市高陆对外经济贸易有限责任公司、福建联合石油化工有限公司。

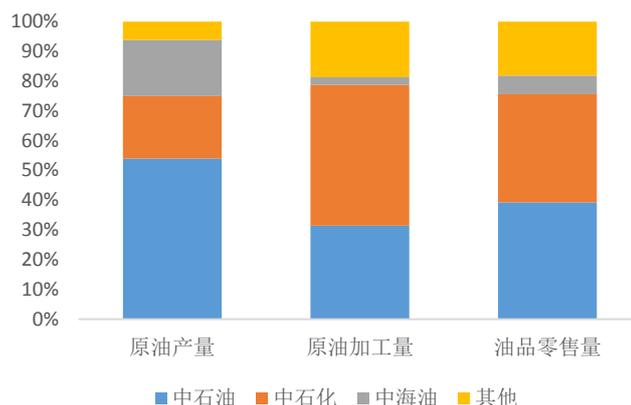


图 3：中国国有石油企业市场格局²⁰

目前我国民营油企处境困难。炼油方面，除“三桶油”17家千万吨级以上的炼厂外，我国有177家地方炼油企业，约占全国总炼油能力的50%，主要分布在山东（37家）、辽宁（15家）、广东（14家）。由于面临油源不足的难题，大部分实际加工能力都不足 1×10^6 吨/年，2009年开工负荷率约为40%。²¹批发方面，目前国内具有成品油批发资质的企业2500多家，其中中石油、中石化1600多家，其他国有企业300家，民营成品油企业600家，而在1998年，民营石油批发企业曾达到过3340家。中国加入WTO后虽开放了原油、成品油批发市场，但却提高了准入门槛，大多民企仍只能“望洋兴叹”。现有石油管制体制下，批发民企从海外获得油源的愿望也难以实现。加油站方面，虽然民营加油站的数量占全国总量的近50%，但中石油、中石化的加油站零售量比重高达85%，民营加油站的比重仅约为10%。民营加油站的油源归根到底源自中石油、中石化，国际油价波动和这两大石油公司发展战略变化，使得民营加油站的油源并不稳定和充足。²²

由以上简述可知，油源不足是各个领域民营石油企业的普遍难题。国家已经试图通过“走出去”的战略实现油源多元化的目标，引导国有石油企业海外投资，但仍未对民企完全开放原油进口权，限制了民营石油企业的发展，“去年整个地炼产能超过1亿吨，开工率却低于40%”²³。近来，已有部分民企开始另寻他路，逐渐将目光投向海外石油公司收购和参股之上：长联石油控股有限公司

²⁰数据来源：中石油、中石化年报及美国石油情报周刊。

²¹余黎明和张东明：“我国炼油工业发展趋势分析”，《中外能源》2011年08期。

²²李志传：“中国民营石油企业发展状况和前景展望”，《国际石油经济》2012年04期。

²³原油进口权新方案将出台 中国证券报

在2008年金融危机导致股价下跌的背景下，借机收购了加拿大安瑞泰能源公司和撒哈拉能源公司；2009年新疆广汇收购哈萨克斯坦TBM石油公司49%的权益；2010年，联合能源斥资7.75亿美元收购BP在巴基斯坦的油气项目；2011年，MI能源以1.7亿美元收购哈萨克斯坦的Emir-oil公司；2013年，以经营房地产开发为主的美都控股股份有限公司收购了美国的伍德拜恩艾克森有限公司100%股权项目。民营企业纷纷到上游业务中试水并且取得成绩，说明他们对油源有强烈的需求，也具备了一定的投资海外油气资源的资金和技术实力。因此，放开原油进口资质权是有条件进行的，这有利于推进改革我国石油市场的行政垄断局面。

（二）价格管制

（1）定价机制演变及弊端

石油行业行政性垄断局面的形成，必然要求政府对石油价格进行管制，否则无法维持公共利益和国有企业政策性保护的平衡。

中国成品油定价机制演变经历了如下过程：1994年前，中国成品油分配与定价实行双轨制。1994年5月，国家进行定价改革，规定全国所有炼油厂都实行由国家计委制定的统一出厂价格，但这一机制存在诸多问题²⁴。²⁵1998年6月，原国家计委出台《原油、成品油价格改革方案》，对汽、柴油实行政府指导价，由原国家计委按进口完税成本为基础加国内合理流通费用确定零售中准价，中石油、中石化集团公司在此基础上在上下浮动5%（后调整为8%）的幅度内确定具体零售价。其后，我国石油价格管制措施几经变动，但一直未离开这种“成本加成”的大框架：2000年，国内成品油价格开始参考新加坡成品油市场价格以1个月为周期进行调整。2001年11月，改单一参考新加坡价格改为“三地成品油定价法”（新加坡：鹿特丹：纽约=6:3:1）。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，超过这一范围时由发改委调整零售中准价。2006年3月，国家发改委推出一套石油综合配套改革方案，将成品油价格改为以国际市场原油价格为基础，加上国内合理加工成本和适当利润确定，并推出“四个配套机制”。²⁶2008年12月，出台《成品油价税费改革方案》，将汽、柴油零售基

²⁴如不能及时反映市场供求，难以有效调动生产者积极性，政府管控过细、管理成本过大等。

²⁵李少民：“关于成品油市场价格的形成与管理”，《石油库管理与安全》1998年04期。

²⁶四个配套机制：石油企业内部上下游利益调节机制；相关行业价格联动机制；对部分弱势群体和公益性行业给予补贴的机制；原油涨价收入的财政调节机制。

准价格允许上下浮动改为实行最高零售价格，并压缩了流通环节差价；取消公路养路费等六项收费、逐步有序取消政府还贷二级公路收费、提高成品油消费税单位税额。2009年5月，出台《石油价格管理办法(试行)》，规定当国际市场布伦特、迪拜、辛塔3种原油22个工作日移动平均价格变化超过4%时，可以调整国内成品油价格。2013年3月，国家发展改革委关于进一步完善成品油价格形成机制的通知规定，将成品油计价和调价周期由现行22个工作日缩短至10个工作日，取消上下4%的幅度限制，并调整了国内成品油价格挂靠油种。²⁷

我国成品油价格的制定方案虽一直在改善，但仍存在弊端。首先，成品油与原油定价机制的差异使得油价无法理顺，造成“油价倒挂”。我国将原油分为轻质油、中质油 I、中质油 II、重质油四种，国际上相近参照油种为：轻质油参照塔皮斯原油，中质油 I 参照米纳斯原油，中质油 II 参照辛塔原油、重质油参照杜里原油，如大庆原油价格与米纳斯价格基本一致。原油价格和成品油价格参照有差异，加之成品油价格调整有滞后，这就造成有时国内原油价格甚至高于成品油价格的“油价倒挂”现象。“油价倒挂”给石油企业带来巨大亏损，引发“油荒”，如2011年发改委宣布下调汽柴油价格后，江苏、安徽、浙江等地均出现柴油荒。事实上在此之前的2003、2005、2007、2010年，国家大部分地区已相继出现过不同程度的“油荒”现象。

其次，由于我国成品油定价采取“成本加成”的原则，石油价格不能反映国内市场真正的供求情况，油价缺乏指导性意义。图4分别选取2012年中等偏低收入国家、中等偏高收入国家、高收入国家的人均石油消费量与油价占人均国民总收入比例的进行比较。可以明显发现，油价占人均国民总收入比例越高，人均石油消费量越小；人均国民总收入越高，人均石油消费量也越高。可见价格对人们利用石油资源的行为有明显的引导激励作用。然而在中国，目前价格机制还未充分发挥其作用。²⁸

²⁷刘满平：“我国成品油价格形成机制改革演变过程、现状及建议”，《中外能源》2012年09期。

²⁸本报告认为合理油价应当是市场定价加适当税费，其加总后的水平应当高于现行油价。只有这样才能体现石油资源的稀缺性和负外部性，修正石油资源浪费和石油消费引发的环境污染问题。

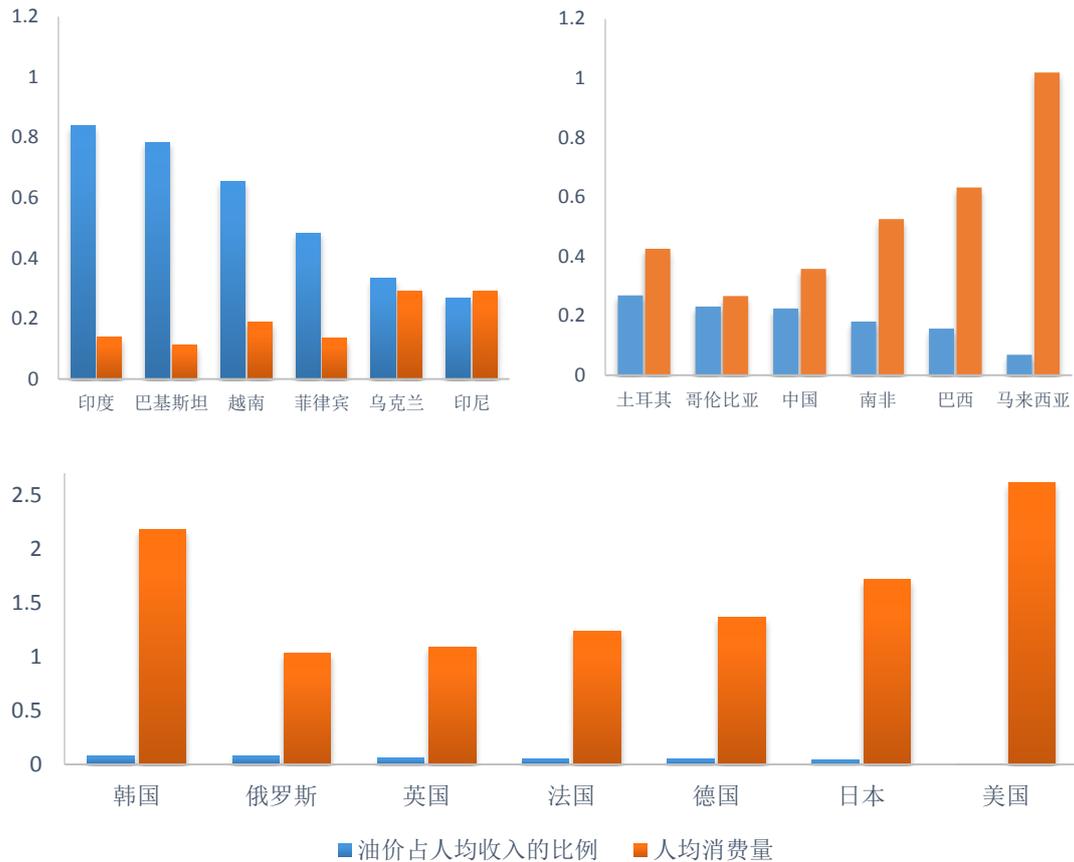


图 4: 中等偏低收入国家（左上）、中等偏高收入国家（右上）、高收入国家（下）人均石油消费量（吨/人）与 95 号汽油价格占人均总收入比例（千分之一）²⁹

最后，价格管制导致民众不适应油价的变化，特别是对油价上调难以接受。目前我国民用汽车超过 1 亿辆，涉及 3 亿多人口，成品油价格变化对企业经营和居民生活影响比较大。如果不能取消价格管制，企业和居民习惯于长期平稳的油价，那么当重大国际事件导致油价突增时，就会难以适应和调整。如果调整成本完全由政府承担，则将是巨大的公共负担。以模拟 2012 年伊朗封锁霍尔木兹海峡的后果为例。若封锁海峡事件发生，短期内油价会升至 213.3 美元/桶，长期则会回落到 117.8 美元/桶。若政府全额补贴油价上涨的部分（计 2012 年油价为 8 元/升），每天的财政支出就高达 7.9 亿元。³⁰

（2）石油税费制定缺陷

石油税费在影响石油价格、引导资源节约和环境保护等方面可以发挥重要作用，是石油价格中相当重要的组成部分之一。本节对我国石油税费制度进行简

²⁹数据来源: WORLD BANK DATA, <http://www.mytravelcost.com>, BP Statistical Review of World Energy 2013。

³⁰李雪文：“2012 年伊朗核问题升级对油价的影响分析”，《CCED 工作论文系列》2012。

要的梳理和分析。

我国的石油税费制度的形成经历了三个时期：（1）计划经济时期（1949-1978）：国家为尽快建立起自己的石油工业，采取了税负从轻的优惠政策。20世纪50年代只征货物税，60-70年代改为工商统一税，后再改为工商税（5%）。1961年开始计提油田维护费。这段时期税收对石油工业影响甚小。（2）转轨经济时期（1979-1993）：经过利改税和资源税开征后，石油企业涉及税种达到17种³¹，税收开始成为规范国家与石油企业之间分配关系的主要手段。（3）市场经济建设时期（1994至今）：实行了税利分流，国家作为社会管理者和资产所有者的双重身份得到明确，一方面对石油企业征收与其他企业相同的增值税、资源税、所得税、消费税等，一方面参与石油企业税后利润分配并收取矿产资源补偿费和矿业权使用费。目前，我国的石油税费制度是以增值税和资源税为主。³²

我国石油税费方面主要存在三大问题。第一，缺少污染税。目前，全国各地都出现了不同程度的雾霾现象。据环保局统计，北京有22%以上的PM2.5颗粒来源于机动车排放，上海有25%来自车船尾气排放，汽柴油的燃烧尾气已成为城市重要污染源之一。据统计，若将石油换作天然气，二氧化碳的排放量可减少25%，氮氧化物的排放量可减少30-60%，硫化物排放可减至0。³³由于污染税的缺乏，石油的真实成本没有得到反映。成品油的利用成本过低，新能源汽车的发展也因此受到了阻碍。³⁴污染税的征收可激励普通汽车生产商改进技术生产更节油环保的汽车，还可转移用作新能源汽车的补贴，促进新能源汽车行业发展。

第二，多种税费征收水平过低。比较世界主要石油消费国的成品油价格过程，发现中国的成品油税费仅占油价的30%，与低税收的美国最为接近，而欧洲国家如德国、法国、英国的税费比重分别达到了62%、61%、64%。具体以资源税和特别收益金为例：我国油气资源税在考虑综合减征率后平均仅为3.7%，而国外与我国资源税类似的权利金税率一般为10-20%；我国征收石油特别收益金的

³¹包括：产品税、增值税、营业税、资源税、城市维护税、国营企业所得税、调节税、房产税、车船用税、耕地占用税、建筑税、烧油特别税、奖金税、教育费附加、车辆购置附加费、港口建设费及能源交通重点建设基金等。

³²吴文洁和胡健：“我国石油税费制度及其国际比较分析”，《西安石油大学学报》2007年01期。

³³李世豪：“发展天然气公共汽车，共创绿色交通”，《城市车辆》2007年10期。

³⁴目前中国的新能源汽车年销售量仅占汽车总销量的0.06%，还主要是混合动力车，仍摆脱不了对汽柴油的使用。其他新能源汽车则面临基础建设差、成本高、性能低、技术不完善的困难，无法尽快实现大规模发展。

起征点为 55 美元/桶，而世界绝大多数国家为 40 美元/桶。³⁵我国这种税收低的问题与国家国有企业补贴性保护的政策也不无关系。

第三，征收水平调整不够灵活，不能及时随价格变动，造成其作用随价格上涨而被削弱。例如我国燃油消费税采取从量征收的方式，自 2008 年改革后，2009-2012 年汽油价格上涨 2950 元/吨，柴油价格上涨 2750 元/吨。但在此期间消费税水平却未曾变化，直到 2013 年起才做了调整³⁶。³⁷

三、石油行业改革的国际经验

（一）市场化改革的国际经验

由于在市场垄断的背景下，价格管制的形成有其必然性，因此，市场垄断和价格管制两个问题不能拆开来看，在改革过程中要配套进行。下面介绍一些国家的石油市场化改革经验，以期对我国的市场化改革形成一定借鉴意义。

（1）日本

日本石油行业的市场化改革是立法先行、分步实施的。1985 年以前，日本对成品油实施管制价格，其汽油价格相对较高，而使用量较大的中间馏分和重质油价格相对较低，这保证了稳定、廉价的石油供给。1986-1996 年，为增强石油产业的国际竞争力、搞活经济，日本对石油生产、销售环节实施了第一次放松管制，实现了石油下游业务的局部竞争。值得一提的是，在 1990 年海湾战争引起油价飙升时，日本通达省决定每月发布原油成本，稳步推进了价格透明化改革；此外，还在 1996 年废除了特别石油法，实现了成品油进口自由化，这里日本要求进口商要有一定的储备能力和质量保证，以避免国外成品油过量涌入国内。1997-2002 年，日本实施了第二次放松管制，实现了价格完全市场化。在此期间，日本先后实现了石油出口自由化、废除加油站供应商制度³⁸、解禁自助式加油站、撤销石油产业供需调整管制，在体制改革完成的同时，价格完全市场化。

³⁵赵文娟和高新伟：“我国石油税费对成品油价格的影响分析”，《价格理论与实践》2013 年 08 期。

³⁶汽油消费税从 0.2 元/升涨到 1 元/升，柴油消费税从 0.1 元/升涨到 0.8 元/升。

³⁷赵文娟和高新伟：“我国石油税费对成品油价格的影响分析”，《价格理论与实践》2013 年 08 期；龚新宇：“论成品油消费税改革问题”，《山东社会科学》2012 年 S1 期。

³⁸零售商必须获得批发商签发的供应保证书才能经营。

日本改革的特点在于，在逐步放松成品油管制的同时，政府确保油价压力逐渐向消费者和企业转移，并制定严苛的节能环保标准，抑制和淘汰了很多高能耗产业。这样做巧妙地把石油市场改革与调整经济结构、提高企业竞争力结合在了一起，使得日本以改革石油市场为契机，实现了国内产业升级，培育出了如丰田汽车、东芝电子等极为注重节能环保、有全球竞争力的大公司，也推动日本成为世界上最注重节能的国家之一。³⁹对比中国石油市场现状，还可发现在下游领域开放原有自由进口，对推进市场化改革十分重要。

（2）韩国

韩国的成品油市场化改革也是分阶段实现的。1993 年以前，韩国成品油为政府定价。这一时期政府在市场结构和价格制定上做了一些改革，为以后的市场化改革奠定了基础，内容包括阶段性地废止一些对生产、生活影响不大的油品的政府公布价格；推动 SK、LG、现代、双龙和仁川公司这五大石油公司完成转型阶段的改革重组；逐步改革加油站管理制度，活跃零售市场的竞争。1994-1996 年，韩国油价与国际接轨。在此时期，政府先后实现了原油、成品油价格与国际市场联动，调价周期为一个月。1995 年底修订了《成品油事业法》，其中规定废除不同成品油制品、不同流通阶段的最高批发价告示制，将成品油批发业的许可制改为登录制，对价格实现自由化起到了极大促进作用。1997 年之后，韩国的油价实现了完全放开。1997 年 1 月，韩国政府宣布开放国内成品油价格和销售毛利限制，并在配套改革上允许成品油自由进口、废止了炼油许可证制度。1998 年，韩国政府允许外资投资国内炼油业并持有国内成品油公司 50% 以上的股份。在国内成品油公司发展壮大后，韩国政府逐步减小了对它的保护，于 2001 年 9 月开始允许加油站经营多种品牌油品。从此韩国成品油市场实现了较为充分的市场竞争。

韩国改革的特点在于有计划、分阶段推进价格改革，给予了企业和消费者一定的适应时间，并且把价格机制改革和市场结构改革匹配进行，使二者相互推进，最后在放开油价后仍保持有力的监管和调控，如引进油价监控系统，实现了国内油价的稳定。⁴⁰

³⁹张宏和王会良：“周边典型国家和地区成品油市场化改革及其启示”，《国际石油经济》2011 年 07 期；卢向前：“周边国家和地区成品油市场化改革经验借鉴”，《国际石油经济》2010 年 08 期。

⁴⁰张宏和王会良：“周边典型国家和地区成品油市场化改革及其启示”，《国际石油经济》2011 年 07 期；邓郁松：“韩国成品油价改之启示”，《中国石油石化》2009 年 18 期。龙筱刚：“韩国、日本成品油价格形成

（3）失败案例

也有改革失败的案例，如印度。2002 年以前，印度油价实行的是以成本加成为核心的政府管理政策。⁴¹2002-2006 年进行了市场化定价的改革。2002 年 4 月，印度政府取消了油价管制，让企业自己定价，但规定企业定价要参照特定的基础价格，而且政府有权在特殊情况下对价格进行干预。同时继续对煤油和家用液化石油气进行补贴，补贴纳入联邦财政预算，计划在 3-5 年内逐步取消。

然而 2006 年后，由于机制设计存在较大弊端，油品补贴政策造成的政府负担愈加沉重，国有石油公司财务状况恶化严重，政府不得已又重新收回了汽油和柴油的定价权。⁴²

（二）税费改革的国际经验

在石油税费的确定方面，欧洲国家的经验值得我国借鉴。欧洲国家为环保和抑制石油消费增长过快，对汽柴油的消费课以重税，如比利时，其消费税和增值税约占汽油零售价的 64%，柴油零售价的 50%。此外，在确定燃油零售价时比利时采取“就高不就低”原则，以高税收来应对国际油价变化，即一旦国际油价下跌，零售价只能以 50% 的幅度回落，多余的 50% 将作为消费税上缴国库。但燃油价格也不会无限上涨，在汽油价格突破 1.50 欧元/升，柴油价格突破 1.10 欧元/升时，政府就会通过降低燃油税等手段进行调控。比利时的这一政策效果显著，2007 年比利时省油、污染低的柴油车超过 50%，比 1997 年增加了 76%。⁴³

在治理石油消费带来的环境问题方面，外国采取了多样化的激励方式。（1）收取汽车污染税/排放税。此种税种在欧洲、日本较为普遍，如日本，在对汽车多达 9 项的税种中，较为重要的一项为汽车税，规定乘用车根据排气量征税，商用车根据装载量征税（征税标准如表 1），微型汽车则每年计征固定量的税收。⁴⁴（2）用减税政策取代补贴政策。美国 2005 年的《能源法案》用抵税优惠取代了“绿色能源使用补贴办法”，规定每个混合动力汽车生产厂商累计销售台数

机制比较及其启示”，《价格月刊》2009 年 11 期。

⁴¹国内原油价格由两大国有原油生产企业（印度石油天然气公司和印度石油公司）的运营成本加上 15% 税后收益形成；国内成品油价格由炼油企业、管道运输和销售公司的运营成本加 12% 按净资产计算的税后收益形成。

⁴²张宏和王会良：“周边典型国家和地区成品油市场化改革及其启示”，《国际石油经济》2011 年 07 期。

⁴³毕德东：“国外成品油定价机制解析”，《中国石化》2007 年 11 期。

⁴⁴俞雯和方重：“借鉴发达国家汽车税收制度优化我国汽车税费政策”，《当代经济管理》2010 年 02 期。

超过 6 万辆后，购车者不享受任何减税优惠；累计销量达 3 万辆后，消费者享受 50% 减税优惠；累计销量超过 4.5 万辆，消费者仅享受 25% 的减税额；⁴⁵（3）采取排放量奖惩政策。2009 年欧盟委员会一项法案草案，规定所有新轻型商用车平均二氧化碳排放量应达到每公里 175 克的标准，对于汽车制造商所产车辆的总体二氧化碳排放超过限值的，需按逐级递增原则缴纳罚金，而超低排放的车辆将得到额外奖励。

表 1：日本乘用车、商用车机车税

乘用车排气量	税额（日元/年）	商用车装载量	税额（日元/年）
<1000cc	29500	最大装载量<1 吨	8000
1001-1500cc	34500	超过 1-2 吨	11500
1501-2000cc	39500	超过 2-3 吨	16000
2001-2500cc	45000	超过 3-4 吨	200500
2501-3000cc	51000	超过 4-5 吨	25500
3001-3500cc	58000	超过 5-6 吨	30000
3501-4000cc	66500	超过 6-7 吨	35000
4001-4500cc	76500	超过 7-8 吨	40500
4501-6000cc	88000	超过 8 吨	在 40500 日元基础上， 每吨加税 6300 日元
>6000cc	110000		

四、小结

我国石油资源不足但需求量大，石油进口依存度迅速增加，至 2012 年已达 57.8%。依存度数字虽不高，但我国石油消费量及进口量增长极快，若不改变目前粗放的石油消费方式，今后或将面临严峻的石油进口局势。因此我国有必要效法欧洲，走节约高效的能源使用道路。具体做法一是分步打破行政垄断，以鼓励市场竞争、提高市场效率；二是取消价格管制，提高石油税费，以稳定油品价格、激励节约环保。改革的方式步骤可以多借鉴外国的成功经验，在市场改革方面，可借鉴日本立法先行、分布实施、价格和市场结构改革配套进行、市场改革和产业结构升级有机结合的经验；在税费改革方面，可借鉴比利时的经验，提高税收比例，以高税收应对高油价，治理石油消费外部性方面可借鉴日、美、欧的经验，实施多元化税费政策，激励人们节能环保。

⁴⁵曾耀明：“中外新能源汽车产业政策对比分析”，《企业经济》2011 年 02 期。

专题报告四：天然气市场

一、“气体时代”的到来

全球经济持续增长带动了能源消费不断攀升，煤炭、石油等传统化石能源已经无法满足人们日益增长的消费需求，而新能源的发展又受到技术、成本等因素的制约停滞不前，尤其在日本福岛核泄漏事故之后，人们对于新能源的态度更为谨慎。

天然气作为重要的一次能源，与煤炭、石油等化石燃料之间具有良好的替代性，在民用燃气、工业燃料、化工原料、发电等方面都具有广泛的用途。与煤炭和石油相比，天然气是目前最清洁的化石燃料，并且全球储量丰富。面对紧张的能源消费局面和迫切的环境保护压力，尽快发展天然气市场是现今最为可行的途径，不难预见以天然气为代表的气体能源时代即将到来。

（一）最清洁的化石能源

天然气是一种多组分的混合气体，主要成分是甲烷，还有少量乙烷、丙烷、丁烷，以及若干不可燃气体等。根据生成原因，一般可将天然气分为常规天然气和非常规天然气，其中非常规天然气包括致密气、煤层气、页岩气、天然气水合物等。

天然气燃烧热效率高，环境污染物少。据测算，以天然气代替煤炭，SO₂排放量可减少 99% 以上，NO_x 排放可减少 40% 以上，飞灰减少接近 100%，CO₂ 排放量也可降低 40% 以上。¹

表 1：不同能源排放的污染物量（按相同热值计）²

污染物	SO ₂	NO _x	CO	CO ₂	灰分
天然气	1	1	1	1	1
石油	400	5	16	1.33	14
煤炭	700	10	29	1.67	148

¹陈贻良等：《天然气综合利用》，石油工业出版社，2004 年。

²数据来源：陈贻良等：《天然气综合利用》，石油工业出版社，2004 年。

（二）全球天然气市场快速发展

1970 年以来，全球天然气市场一直保持持续增长的势头。³2012 年，全球天然气产量为 33639 亿立方米，同比增长约 2%。按照目前的生产水平，天然气探明储量可以保证全球 55.7 年的生产需求。

从地区上看，2012 年产量最大的是欧亚大陆，占全球总量的 30.7%，其次为北美洲和 中东，分别为 26.8% 和 16.3%。各地区天然气开发的重点差异明显，欧亚大陆和 中东地区以常规天然气和液化天然气（LNG）为主，北美地区以非常规天然气为主，中南美洲以深水区资源为主，非洲也具有相当的发展潜力。

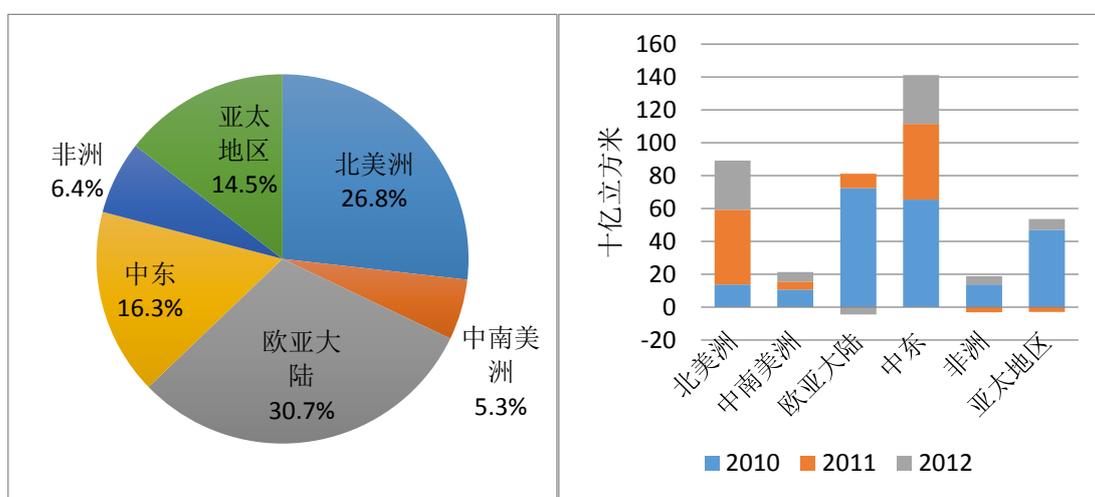


图 1：2012 年天然气产量地区分布（左）、2010~2012 年天然气产量增量（右）⁴

欧亚大陆也是消费量最大的地区，2012 年消费量为 10833 亿立方米，占全球消费总量的 32.6%，但近两年来有所下降。第二是北美洲，占全球消费总量 27.5%，并且一直保持上升态势。亚太地区天然气消费增速最快，已成为天然气消费的第三大地区。相比之下，中东作为天然气探明储量最大的地区天然气消费并不多。

天然气贸易也随着产量及消费量的增长而逐步扩大。2012 年，全球管道天然贸易总量为 7055 亿立方米，液化天然气（LNG）贸易总量为 3279 亿立方米。在管道天然气方面，俄罗斯目前是最大的出口国（2012 年出口量达 1859 亿立方米），其次为挪威和加拿大；在液化天然气方面，出口量最大的是卡塔尔（2012

³尽管在 2009 年受到全球金融危机的影响，一度出现负增长，但其后迅速回升，重新回到稳定增长的轨道。

⁴数据来源：《BP 能源统计年鉴 2013》。

年出口量达 1054 亿立方米)，其次为马来西亚和澳大利亚。液化天然气的迅速崛起，打破了传统管道运输对天然气商品流通的限制，全球化的天然气贸易市场正在快速形成。

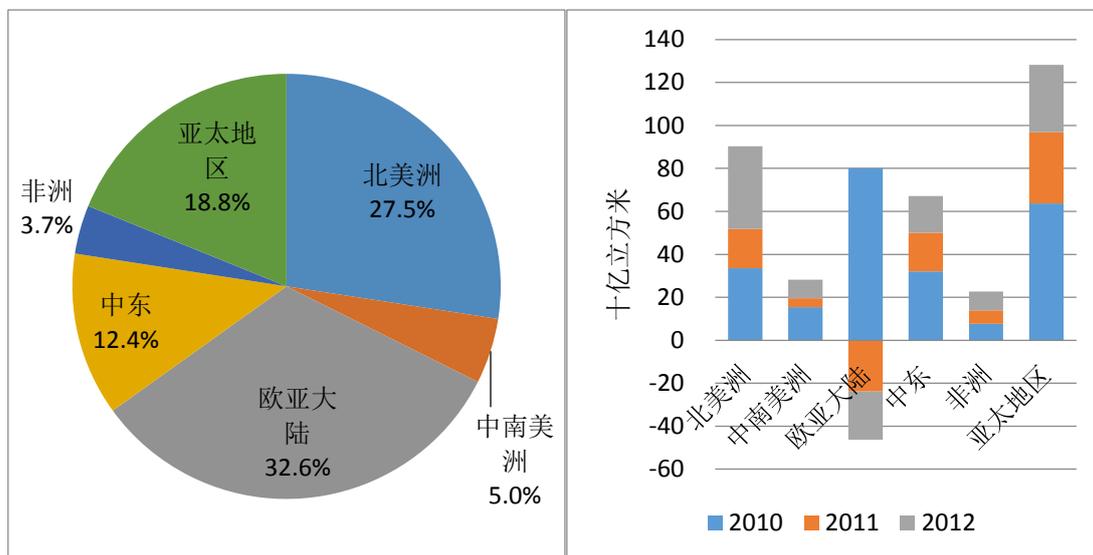


图 2：2012 年天然气消费量分布（左）、2010~2012 年天然气消费量增量（右）⁵

未来非常规天然气将发挥日益重要的作用，尤其是在北美和亚洲。预计到 2030 年，北美地区页岩气和煤层气将占到总产量的 63%，在北美以外的地区，非常规天然气勘探开发尚处于起步阶段，但长期看来，随着技术进步以及监管壁垒的减少，发展前景十分明朗。⁶

（三）中国天然气行业供给和需求

我国的天然气产业发展主要经历了两个阶段：第一阶段（1949-2004 年）为起步阶段，天然气产量由 0.112 亿立方米增至 415 亿立方米，年均增长仅 7.5 亿立方米。天然气消费主要局限在油气田周围，基础设施薄弱，缺少跨地区输气管道和城市输配网络。第二阶段（2004 年至今）为发展阶段，天然气年产量由 2004 年 415 亿立方米增长到 2012 年 1072 亿立方米，累计增长量达 657 亿立方米，年均增长达 82.1 亿立方米。尤其在 2004 年至 2008 年间，我国天然气资源勘探开发不断取得突破，探明储量和产量都不断上升，西气东输等长输管道的

⁵数据来源：《BP 能源统计年鉴 2013》。

⁶数据来源：《BP2030 世界能源展望》。

相继建成投产配合城市输配网络的建设，天然气消费市场迅速扩大。

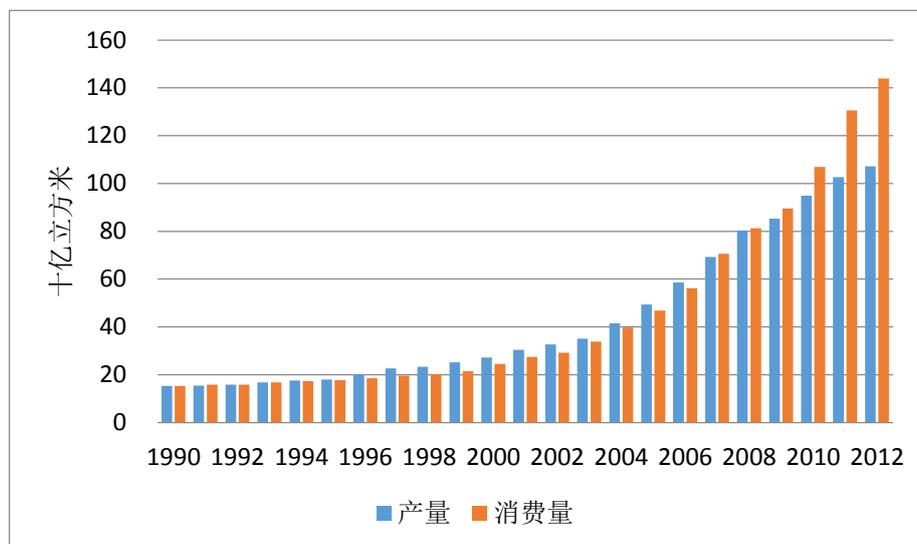


图 3：我国天然气生产和消费情况⁷

2013 年我国天然气进口 534 亿立方米，同比增长 25.6%，对外依存度高达 31.6%。⁸预计未来中国天然气产量年均增速将超过 6%，煤层气和页岩气可能在增量中共占 46% 的份额，但仍需通过液化天然气和天然气管道项目的扩建增加进口天然气以填补供需缺口。⁹

相较于国际水平，我国能源消费结构非常不平衡。天然气消费在一次能源消费中占比很低。2012 年仅为 4.7%，远低于世界平均水平（23.9%）及主要经济体（美国 29.6%，日本 22.0%），未来国内天然气市场具有很大的发展空间。¹⁰

二、中国天然气市场结构和定价机制

（一）市场结构

天然气产业链包含天然气开采、运输、利用等多个领域，主要可以分为三个部分：上游勘探开采业、中游运输业以及下游分销业。

（1）上游勘探开采业

⁷数据来源：《BP 能源统计年鉴 2013》。

⁸数据来源：国家发展和改革委员会经济运行调节局 2013 年天然气运行简况，2014 年 1 月。

⁹数据来源：《BP2030 年世界能源展望》。

¹⁰数据来源：《BP 能源统计年鉴 2013》。

上游勘探开采业主要从事天然气勘探、开采和处理。由于油气资源对于我国国民生产具有重要意义，我国对油气勘探开发环节的管制比较严格。按现行法规，油气（包括常规油气及其自然延伸的致密油气、煤层气等）是特种矿产，其区块登记管理权归中央，即所谓一级管理。准许进入的企业实际上只限极少数的国有油企；外资企业进入上游油气勘探开发行业通常需要与国内石油公司合作，并要求中方控股；近年来民营企业也开始逐步通过与国有企业合作的方式进入油气勘探。

目前，我国上游天然气勘探开采业主要由中国石油天然气集团公司（以下简称中石油）、中国石油化工集团公司（以下简称中石化）和中国海洋石油总公司（以下简称中海油）三家国有企业垄断。中石油在上游市场上占绝对优势，拥有大部分内陆产区，主要包括长庆、塔里木、四川和青海四大天然气产区的重要气田。其次是中石化，控制部分西南产区，主要包括四川的普光气田和元坝气田。中海油位居第三，是我国最大的海上天然气生产商，垄断了我国海上天然气的勘探开发。

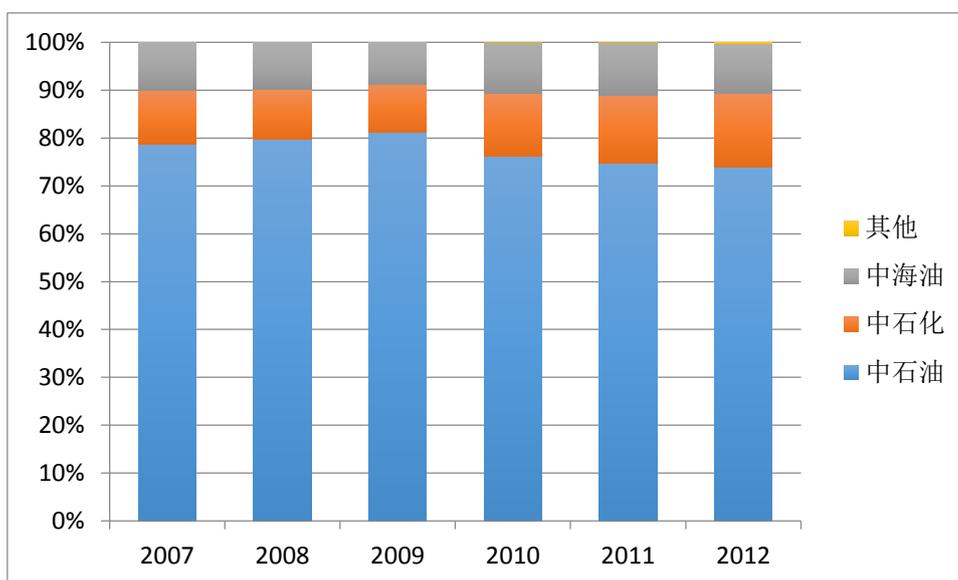


图 4: 2007-2012 年我国天然气生产情况¹¹

2012 年，中石油的天然气产量为 798.5 亿立方米，占全国总产量 73.9%，其

¹¹全国合计以公司口径累加，与统计口径略有不同。数据来源：中国石油天然气集团，中国石油化工集团，中国海洋石油总公司，陕西延长石油（集团）有限责任公司，中国石油和化学工业联合会。

次为中石化（166.6 亿立方米）和中海油（112.6 亿立方米），分别占全国总产量 15.4% 和 10.4%。近年来中石化和中海油日益重视天然气勘探业务，所占市场份额逐年增加。此外，自 2010 年起，部分中小型企业也开始介入上游天然气勘探开采领域，尽管与三家国有垄断企业相比仍相去甚远，但其在非常规天然气勘探开发领域表现非常引人注目。

（2）中游运输业

中游运输业负责将天然气从上游企业运输到下游企业，包括长输管线、LNG 运输等。

我国主要天然气田大部分位于西部，而东部地区是天然气需求大区，从上游产地到下游用户之间需要长距离管道输送。目前已经初步形成了以西气东输、川气东送、陕京线和沿海主干道为大动脉，连接主要进口通道、生产区、消费区和储气库的全国主干管网，形成多气源供气格局。在区域上，形成了较完善的西南地区环状输气管网、西北地区放射状输气管网和环渤海区域性管网。除川渝、西北、华北、长江三角洲等靠近天然气产地或沿海地区区域性管道建设比较完善，其他区域性管道仍较为薄弱，联络线、支线及地下储气库配套建设亟待加强。

陆上管道运输属于资本密集型产业，具有自然垄断和规模经济的特点。长输管道一般由生产商和用户承建，同上游生产企业之间有紧密联系。目前陆上大部分长输管道由中石油建设和运营管理。截止 2012 年底，中石油在国内运行天然气管道总里程达到 40995 千米，约占全国的 77%。¹²中石化在陆上管道只占少量份额，中海油主要侧重铺设海底输送管道，并连接至沿岸城市配气管网。

¹²数据来源：《中国石油天然气集团公司 2012 年度报告》。

表 2：国内已运营、在建和筹建的主要天然气管线布局¹³

(长度单位：千米；产能单位：亿立方米/年)

	运营商	长度	产能		开工	投产
			前期	后期		
已投产						
西气东输一线	中石油	4200	120	170	2007年7月	2004年12月
西气东输二线	中石油	9102	50	300	2008年2月	2011年6月
川气东送	中石化	2170	120	150	2007年8月	2010年8月
陕京一线	中石油	1256	13	33	1996年3月	1997年9月
陕京二线	中石油	935	120	170	2004年3月	2005年6月
陕京三线	中石油	896	150		2009年6月	2011年1月
忠武线	中石油	1352	19	30	2003年8月	2004年11月
涩宁兰线	中石油	931	20	34	2000年5月	2001年9月
涩宁兰复线	中石油	945	34		2008年9月	2010年9月
榆林-济南线	中石化	1045	30		2008年11月	2009年11月
秦沈线	中石油	475	80		2009年6月	2011年4月
沧州-淄博	中石油	213	3.4	10.5	2001年	2002年3月
长呼线	内蒙古西部	506	9.5	13	2002年9月	2003年9月
东方-洋浦-海口	中海石油	247	8		2002年10月	2003年8月
春晓-宁波	中海油		30			
崖港线	中海油	778	30			1995年
永唐秦	中石油	320	90		2008年2月	2009年6月
兰银线	中石油	450	35			2007年7月
冀宁线	中石油	1498	90		2005年1月	2006年1月
淮武线	中石油	470	15			2006年12月
在建和规划						
西气东输三线	中石油	4661	300			计划2014年
西气东输四线	中石油					
陕京四线	中石油					

海上 LNG 运输近年来发展迅速。自从我国第一个 LNG 进口接收站于 2006 年在广东深圳大鹏湾落成后，沿海各地 LNG 接收站项目陆续建成投产。目前，我国已建成投产的 8 个 LNG 接收站项目，包括广东深圳、福建莆田、上海洋山港、江苏如东、辽宁大连、广东珠海、浙江宁波和唐山曹妃甸。已建或在建 LNG 项目中均以中海油的投资为主，其 2012 年进口 LNG1079 万吨，占全国进口总

¹³运营商“内蒙古西部”全称内蒙古西部天然气有限公司，“中海石油”全称中海石油管道输气公司。数据来源：国泰君安证券研究，2011 年，有修改。

量的 74%。¹⁴中石油和中石化在 LNG 项目中有少量参与，也有部分民营和外资企业以各种方式加入到 LNG 项目的建设。

表 3：我国主要 LNG 项目¹⁵

类别	项目名称	规模 (万吨/年)	所属公司	投产时间或拟投产时间	资源供应方
已建	广东	370+470	中海油	2006/2010	澳大利亚
	福建	260+240	中海油	2009/2012	印度尼西亚
	上海	300+300	中海油	2009/2012	马来西亚
	江苏	350+300	中石油	2011	澳大利亚、卡塔尔
	大连	300+300	中石油	2011	澳大利亚、卡塔尔
	珠海	350+850	中海油	2013	
	浙江	300+300	中海油	2012	
	唐山	350	中石油	2013	
在建	海南	200+300	中海油	2014/2017	
	广西	300+496	中石化	2014/2020	
	粤东	200+200	中海油	2013/2020	
	山东	300+200	中石化	2013	巴布亚新几内亚
	粤西	200	中海油	2014	

(3) 下游分销业

下游分销业主要通过中游运输将上游生产天然气输配给用户，除部分直供工业外，其余主要是由城市燃气分销商向上游企业购入天然气商品之后，再通过城市管网销售给最终用户。

天然气分销业具有公共事业的性质，过去由政府拨款投资，企业不具有实质性的决策权，导致大部分城市燃气公司经营管理不善，需要依赖政府政策性补贴维持。为了保障社会公共利益和公共安全，促进市政公用事业健康发展，我国于 2004 年颁布了《市政公用事业特许经营管理办法》，通过市场竞争机制选择市政公用事业投资者或者经营者。自此，民营资本、境外资本陆续通过转制、合资等方式参与城市燃气建设运营，形成了国有企业、港资企业、中央企业、

¹⁴数据来源：《中国海洋石油总公司 2012 年度报告》。

¹⁵檀学燕：“中国进口液化天然气可持续发展战略”，中国地质大学（北京）博士学位论文，2012 年 11 月，有修改。

民营企业共存的多元竞争市场。

表 4：国内城市燃气市场主要竞争主体分析¹⁶

公司名称	企业性质	市场占有率
港华煤气	港资企业	16 个城市的管道燃气专营权
百江燃气	港资企业	8 个城市的管道燃气专营权
中国燃气	民营企业	8 个城市的管道燃气专营权
华润燃气	国有企业	13 个地级市的专营权
新奥燃气	民营企业	39 个城市的管道燃气专营权,市场占有率居国内同行业首位,“西气东输”下游 8 个城市的独家运营权
京、沪、津、渝、穗、蓉、沈	地方国企	城市燃气销售量占整个燃气行业的 39%
中石油	中央企业	23 个地区级以上城市管道燃气专营权,城市燃气销售量占整个燃气行业的 13%

（二）定价机制

我国天然气价格管理始于 1956 年，至今已经有近 60 年历史，期间对天然气价格进行了若干次调整，以调价为主，定价机制改革为辅。

2013 年改革之前，我国实行的天然气定价机制主要内容是天然气价格由中央政府和地方政府分段定价。在国家计划管理之下，由国家发展和改革委员会制定天然气出厂价格和管输价格。直供大用户天然气价格由用户和天然气管道公司谈判形成。城市燃气价格由地方配气公司与天然气管道公司谈判，并经地方物价局批准形成。国家和地方物价主管部门在制定天然气价格时（包括出厂价格、管输价格和终端用户价格），均采用成本加成的方法，依据天然气成本加合理利润并兼顾用户承受能力来确定天然气价格。

¹⁶孙仁金等：“我国城市燃气市场的竞争格局与对策”，《天然气工业》，2009 年 07 期。

表 5：我国天然气价格管理历史¹⁷

时间	内容
1956 年 -1981 年	国家实行优惠低价政策鼓励使用天然气，最早天然气井口价格为 70 元/千立方米。1958 年，为了鼓励就地使用天然气，将价格下调至 30 元/千立方米。
1982 年	为遏制天然气产量滑坡，国家将四川天然气价格提高至 80 元/千立方米。
1987 年	为弥补天然气生产企业成本支出，允许四川天然气在气价外收取净化费 50 元，并实行天然气商品量常数包干，超产天然气按 260 元/千立方米高价销售。
1992 年 -1994 年	开始对陆上天然气井口价格进行分类。1994 年，国家进一步调整天然气井口价格，四川井口价格平局 540 元/千立方米，企业自销天然气中准价为 900 元，允许上下浮动 10%。
1997 年	对计划内用气价格和自销价格实行并轨。2002 年将井口价外的净化费并入，合并后统称为天然气出厂价格，并将天然气出厂价提高 30 元。
2005 年	我国改革天然气出厂价格形成机制，天然气出厂价简化为化肥生产用气、直供工业用气和城市燃气三类，统一实行政府指导价，规定浮动幅度，理顺相关能源比价关系，建立挂钩定期调价机制，逐步提高价格和实现价格并轨。
2007 年 -2010 年	国家将工业用气（含发电用气、但不含化肥生产和独立供热企业用气）的出厂价格上调 400 元/千立方米。2010 年天然气出厂价格普调 230 元，陆上天然气平均出厂价格达到 1150 元/千立方米。

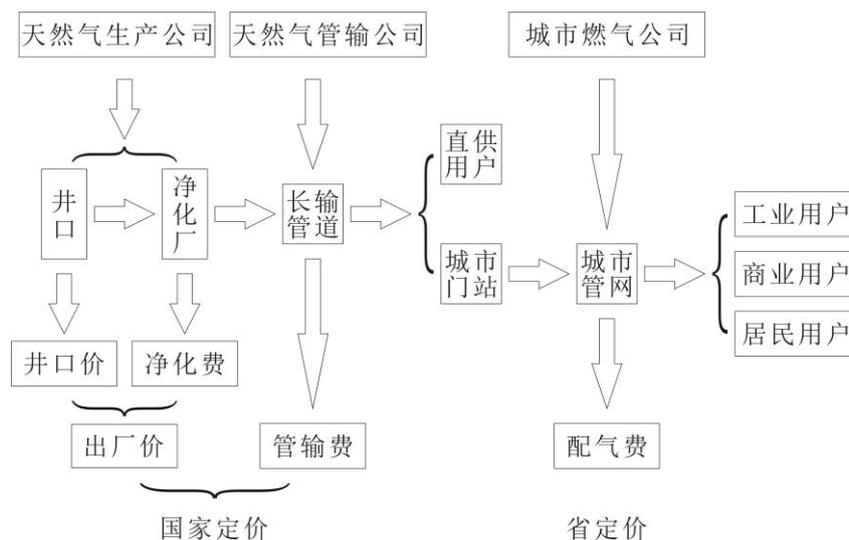


图 5：我国天然气价格体制¹⁸

¹⁷赵连增：“中国天然气价格困局——天然气价格改革思考之一”，《国际石油经济》，2011 年 Z1 期。

¹⁸赵连增：“中国天然气价格困局——天然气价格改革思考之一”，《国际石油经济》，2011 年 Z1 期。

随着天然气产业的发展，政府管制定价已经不能适应市场化新形势。为了进一步理顺天然气与可替代能源比价关系，引导天然气资源合理配置，国家发展和改革委员会于 2011 年 12 月在广东省和广西壮族自治区开展天然气价格形成机制改革试点。改革的重点是将现行以“成本加成”为主的定价方法改为按“市场净回值”方法定价，选取计价基准点和可替代能源品种，建立天然气与可替代能源价格挂钩机制。¹⁹

2013 年 6 月，在总结广东和广西天然气价格形成机制改革试点的经验基础上，国家发展和改革委员会正式推出天然气价格调整方案。新方案将区分存量气与增量气，增量气价格一步调整到与燃料油、液化石油气（权重分别为 60% 和 40%）等可替代能源保持合理比价的水平；存量气价格分步调整，力争“十二五”末调整到位。²⁰

三、天然气市场问题

（一）市场结构弊端

天然气最初作为石油伴生品，其市场体制变化基本与石油一致（见石油分报告），至今天然气和石油的管理仍未完全分离。

天然气产业链上游和中游均由三大国有企业垄断，而下游已经逐渐形成了多家竞争的局面。其中，上游勘探开采业处于“一超两强”的局面（中石油的产量约占全国总量的 3/4，中石化和中海油的产量大致相当）。中游陆上管道运输为中石油所垄断，海上 LNG 项目则被中海油垄断。

“三桶油”垄断地位的形成是基于当时的历史环境，但是如今垄断市场结构已经不能适应经济发展对能源的需求，并严重制约了中国天然气产业的持续发展。具体表现在如下几个方面：

一是行业市场竞争不充分。其中最明显的是在中游运输行业。在陆上管道运输业中，中石油掌握了大部分主要干线长输管道建设和运营，以其垄断地位

¹⁹具体政策内容见国家发展和改革委员会网站
http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2011tz/t20111227_452929.htm。

²⁰具体政策内容见国家发展和改革委员会网站
http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2013tz/t20130628_547850.htm。

阻碍了其他来源天然气的运输。²¹进口 LNG 也存在类似问题，目前 LNG 接收站项目主要授权给了三大石油公司，其中又以中海油为主，极少有其他公司介入，堵死了下游企业寻求国外气源的其他道路。²²

二是行业创新激励不强。由于国内天然气价格过低以及进口天然气价格倒挂，天然气行业总体利润不高，导致坐拥垄断地位的中石油等国有企业勘探开发意愿不强。而创新能力和开发意愿较强的民营企业和外资企业大部分被挡在了复杂的准入审批制度之外。此外，政府对于国有资本的扶持及对于“三桶油”明显的政策倾斜，进一步降低了民营企业和外资企业在油气项目开发领域的竞争力。尤其是对于勘探技术要求高、开发风险系数大的非常规天然气来说，如果不能保证一个平等、开放、稳定的政策环境，民营企业的积极性将进一步下降。

（二）定价机制弊端

在我国现行天然气定价机制下，天然气门站价格（由出厂价格和管输价格共同构成）由国家发改委实行政府指导价，城市输配价格由地方物价局制定。最新的改革方案将增量气直接一步调整到与可替代能源燃料油和液化石油气相挂钩，但是主体存量气价格仍执行分布调整。其中存量气最高门站价格最低的是新疆 1410 元/千立方米，相当于 258.5 美元/吨油当量；存量气最高门站价格最高的广东 2740 元/千立方米，经换算为 502.3 元/吨油当量²³，远低于世界上各个主要国家（见表 6）。我国天然气价格不仅低于国际水平，同时还低于替代能源的价格，天然气的边际成本没有得到充分体现，无法真实反映我国天然气资源的稀缺性，不利于天然气产业的发展。

第一，天然气价格过低导致我国天然气市场供不应求。国内天然气生产能力的提高无法跟上需求增长的速度，使我国天然气供需形势紧张，长期面临着

²¹倘若中石化在中石油所建管道沿线发现新气田，中石化出于某些原因，往往不同意中石化使用其管道输气或有限制条件地允许使用。若双方协商不成，中石化就需要另修一条管道以保证天然气能够顺利送出。与此同时，若某城市只由一条长输管道送气，下游企业就只能从该管道营运主体处购气，完全没有自由选择的权利。资料来源：http://www.cinic.org.cn/site951/cjyj/2011-09-27/502901_1.shtml。

²²早在 2006 年，新奥集团就获国家发改委批准，可自行进口 LNG，但直至今日，这一进口权仍未兑现。新奥能源控股首席执行官张叶生表示，“虽然给了我们进口权，但实际运作到处壁垒。不让你建接收码头，只能用三大石油公司的码头，但人家不给用，所以你的进口气根本进不来。”资料来源：http://www.cinic.org.cn/site951/cjyj/2011-09-27/502901_1.shtml。

²³天然气换算标准参照 BP 世界能源统计 2013，10 亿立方米天然气相当于 0.90 百万吨油当量，汇率按 1 元人民币折合 0.165 美元换算。

“气荒”的威胁。²⁴为了填补供需缺口，我国从 2006 年开始进口天然气，近几年来进口量持续增长，对外依存度不断攀升。2013 年，我国天然气对外依存度已经达到 31.6%。

表 6：部分 OECD 国家 2012 年天然气终端价格比较（单位：美元/吨油当量）²⁵

国别	工业	发电	民用
美国	163.8	152.1	417.0
加拿大	147.4	-	631.9
英国	496.8	418.0	951.7
法国	660.8	-	1082.4
日本	908.1	-	2136.6
韩国	802.5	-	866.8

注：其中日本天然气价格为 2011 年数据，2012 年数据未得到

第二，天然气价格过低导致我国进口天然气价格倒挂。由于国内天然气价格一直处于低位水平，进口天然气和国内天然气价格形成倒挂，西起东输二线运营不久就出现严重亏损。2011 年，中石油全年天然气与管道板块实现经营利润 155.3 亿元，同比下降了 23.9%，其中销售进口天然气及液化天然气（LNG）亏损约 214 亿元。2012 年，中石油全年天然气与管道板块经营亏损 21.1 亿元，其中销售进口天然气及液化天然气（LNG）亏损 419 亿元。²⁶

为缓解天然气价格倒挂现象，财政部、海关总署和国家税务总局于 2011 年出台退税政策²⁷；最新出台的天然气定价机制改革也有利于保障市场供应，但这些政策都未能从根本上解决问题。

第三，天然气价格过低造成下游市场的过度开发。一方面，低气价变相鼓励资源消耗。城市燃气公司超前发展下游市场，上游生产跟不上，就形成了天

²⁴2009 年冬天，我国北方地区遭受特大冰雪，广泛气温骤降，天然气需求量猛增，给整个管网运行带来很大困难，多个城市遭受“气荒”的困扰。早在 2004 年和 2005 年，北京、天津、上海等地就已出现过供气紧张的现象，时至今日“气荒”问题仍未完全解决。

²⁵数据来源：《Energy Prices and Taxes》，IEA Statistics。

²⁶数据来自《第一财经日报》，2013 年 8 月 16 日。

²⁷在 2011 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日期间，在经国家准许的进口天然气项目进口天然气价格高于国家天然气销售定价的情况下，将相关项目进口天然气（包括液化天然气）的进口环节增值税按该项目进口天然气价格和国家天然气销售定价的倒挂比例予以返还。具体政策内容见财政部网站

http://gss.mof.gov.cn/zhengwuxinxi/zhengcefabu/201108/t20110815_586616.html。

然气持续供应紧张的局面。另一方面，低气价使企业容易陷入“低成本陷阱”。调整和优化产业结构，必须改变资源粗放低效的耗用状态，但低气价却刺激了高耗能产业发展，降低了企业提高资源利用效率的动力，阻碍了产业结构升级步伐。

四、天然气市场改革经验与启示

十八届三中全会提出要建立公平开放透明的市场规则，完善主要由市场决定价格的机制。天然气市场中存在的种种问题反映了深入市场化改革的必要性。世界上其他地区成熟的天然气市场大部分都是逐步从垄断到竞争、从政府管制到市场定价演化过来的，其经验对于我国天然气市场改革具有重要的借鉴意义。

（一）欧美改革经验

（1）欧盟改革经验

欧盟天然气市场自 1998 年开始实行市场自由化，在改革之前欧盟国家的天然气生产和进口、长输管网与地方配气管网、下游天然气销售多由垂直一体化的国有控股公司掌控。1998 年发布第一个燃气指令允许生产商、配送商和大用户自由准入现有输气管网、配送管网和 LNG 接收站。成员国可以选择第三方准入（TPA）或者协商的 TPA。为了向市场上所有供应商确保透明和非歧视的管网准入，管网基础设施的运营商必须与垂直一体化的公司分立。一个独立于市场和政府的管制机构将负责行业监管。

2003 年颁布了第二个燃气指令，将管制的 TPA 作为基本的规则，主要包括以下措施：天然气企业有义务为符合选择供应商条件的用户和不符合条件的用户记录独立的账目；有义务将输气管网工作与其他燃气活动独立。并且制定了时间表，要求在 2004 年 7 月之前向欧洲各国非居民用户开放天然气市场；2007 年 7 月，一体化企业完成管输与营销业务的拆分，向所有用户全面开放天然气市场，最终实现消费者可以自由选择供气商。

2005 年通过 1775 法令，对管网准入条件作了规定，指出在 TPA 服务、容量分配和透明度方面还需要额外的技术规则。

2009 年，欧盟通过了第三个内部能源市场法案，要求对能源企业控制的天

然气生产业务与输气业务进行“有效拆分”，并提供了三种拆分方式：所有权拆分、经营权拆分或管理权拆分。

目前，欧盟成员国内天然气市场已经呈现出不同程度的竞争。英国天然气市场已经完全市场化。德国天然气行业中从事天然气生产、进口、输送和配送业务的国内外企业超过 750 家，其中地方配送公司就有 700 多家。其他欧盟国家的燃气公司（如法国的 GDF 等）也有进入德国的天然气行业。²⁸

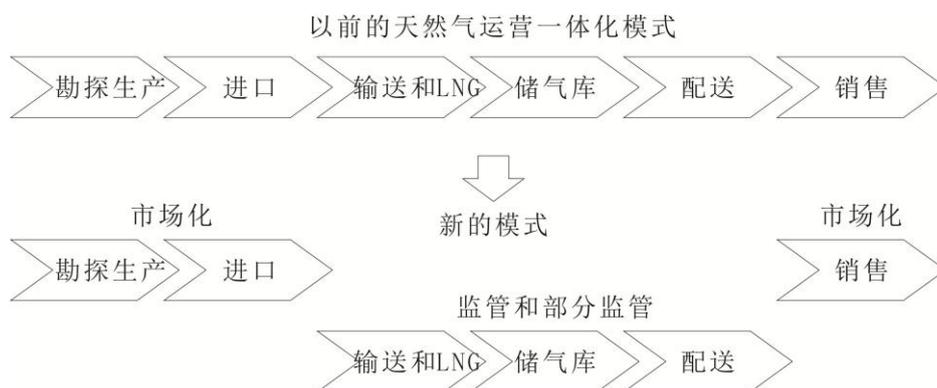


图 6：欧盟新指令下天然气运营模式由一体化向市场演变²⁹

随着欧盟对天然气市场结构的改革，天然气价格也逐步走向市场化定价。目前上游价格已经完全放开，由供气商和用户谈判决定，对于中游管道运输和下游配气行业，各国进行了比较严格的价格和利润率的监管。欧盟地区的气体来源比较复杂，液化天然气的价格直接与石油挂钩，区内管道天然气和进口管道天然气执行的都是协议价，由供求双方博弈形成。

（2）美国改革经验

美国天然气工业经历了百余年的历程，自 20 世纪 30 年代起，美国政府制定了一系列法律和政策促进市场向自由竞争的方向发展。

1938 年，联邦政府颁布《天然气法》，规定成立美国电力委员会（FPC）管理洲际天然气管道运输，这一方面是为了合理配置资源，另一方面也是避免管道公司运用市场力量影响定价的潜在可能性。美国政府在因自然垄断而无法引入竞争的情况下，首先对中游行业进行了监管。国会还授权 FPC 为洲际管道公司的输送制定公平合理的价格，但井口价格和州内天然气由各州公用事业委员

²⁸杨凤玲：“欧盟天然气市场自由化发展及对我国的启示”，《天然气工业》，2010 年 05 期。

²⁹汪红等：“欧美天然气管管理体制与运营模式及其对我国的启示”，《国际石油经济》，2011 年 06 期。

会负责监管。

40年代到50年代，天然气价格的急剧波动和一些地区的供应短缺，促成了1954年菲利普斯决议的出台，国会授权FPC设定洲际井口价格，天然气上游和中游的价格都由联邦政府或州政府监管，终端环节的价格由州或地方政府机构监管。菲利普斯决议控制住了价格波动，但是价格过低也导致供不应求，生产商由于利润微薄缺少勘探开发意愿。

1978年《天然气政策法》出台，成立联邦能源管理委员会（FERC）直接改革天然气定价，逐步解除对天然气井口价格的管制，对1985年1月1日以后的新井不再控制。

由于市场本身的不成熟与信息滞后，80年代天然气生产过剩，整个行业面临危机。为此1985年，FERC436号法令出台，允许管道公司为运托人提供平等的公开准入服务，用户可以直接与生产商协商价格，并与管道公司签订独立的运输合同，但法令没有强制性要求管道公司提供公开准入服务。该法令促使洲际管道公分离销售和输送的职能，在天然气供应方面引入市场竞争机制，天然气销售商应运而生。

1989年，《天然气井口价格解除管制法》规定取消所有对天然气井口价格的控制，从1993年1月1日起，允许井口价格由市场定价，引入自由竞争。

1992年，FERC636号法令进一步强制性要求所有的管道公司提供公开准入机制，将销售与输送服务分离，用户可以自由选择供应商和管道输送公司。用户有了选择供应商的权利之后，供应商之间的竞争日益激烈，地方配气公司和大型终端用户的用气成本下降的很快。同时考虑到管道公司的利润将会减少，规定管道公司的成本回收方式由原来的修正固定变量法，转变成直接固定变量法，固定成本和资本净收益都可以通过预定费获得，对于吸引管道投资和促进管道建设起了积极的作用。后来政府又将这些成功的经验推广到居民和小商业用户中。经过这一系列的改革之后，美国天然气市场成为了一个高效的竞争性市场。³⁰

³⁰杨风玲等：“对美国天然气法律与政策的思索”，《国际石油经济》，2003年11期。

（二）对中国天然气市场改革启示

总结欧盟与美国竞争性市场的形成与其定价机制的改革经验，不难发现定价机制改革与市场结构改革一直是相互交织、相辅相成的。具体来说有以下几点重要的启示：

（1）管网独立

欧盟的三个燃气指令对于管网独立采取的越来越严格的要求（从核算分离到管网独立再到权利拆分），并且制定了相应的时间表。美国也是先从监管开始逐步要求整个管网独立。

据悉国家发展和改革委员会及国家能源局正在逐步推动对油气管网进行实质性监管。2013年8月，国家发展和改革委员会曾就《天然气基础设施建设与运营管理办法》征求意见。办法提出对天然气基础设施的运营业务实行独立核算，天然气基础设施运营企业应当为所有用户提供非歧视服务。但目前相关的正式管理办法并没有出台。如果中游管网公司和上游生产商保持现在纵向一体化的局面，垄断的局面将很难打破，第三方准入也无从谈起。

（2）第三方准入

在管网独立的基础上，欧盟进一步将第三方准入作为基本的原则，成员国内已经基本形成了市场化竞争。美国强制性要求管道公司提供公开准入机制，赋予用户自由选择供应商和管道公司的权利。

随着行业内外对打破国内油气行业垄断的呼声越来越大，油气市场开放正式提上了政府日程。国家能源局于2014年2月印发了《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》，要求油气管网设施运营企业在油气管网设施有剩余能力的情况下，应向第三方市场主体平等开放管网设施，提供输送、储存、气化、液化和压缩等服务。国家能源局将负责相关监管工作。³¹但是《办法》同时强调，平等开放是基于剩余能力，否则将不具有可执行性。供应紧张时，在位企业自然会愿意接受其他来源的油气；一旦供应过剩，在位企业势必会首先输送自己的油气，对其他企业而言是不公平的。因此《办法》出台只能说为第三方准入撕开了一个口子，要形成一个完善的第三方准入机制还有待后续的改革措施。

（3）放开价格管制

³¹具体政策内容见国家能源局网站 http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201402/t20140224_1768.htm。

欧盟和美国的价格改革最终的方向基本一致，上游价格由市场决定，中游运输价格由政府监管。形成市场化的天然气价格的一个重要的前提是其替代能源（主要是煤炭和石油）的价格也要理顺，必须考虑到煤炭和石油的外部性，对其征收污染税，否则改革的意义就会削弱很多。

目前我国天然气定价机制改革面临的一个重要阻碍是很多人认为放开天然气价格将会导致天然气涨价，进而上升到民生问题的高度。事实上，这样的认识并不符合天然气市场的现状。第一，天然气的价格一直处于低位，国家几次调价的幅度都远低于国内人均收入的增长以及 CPI 的数据，天然气涨价并不会对居民生活产生太大的影响。第二，天然气往往被视为是一种缺乏需求弹性的商品，但是实际情况并非如此。高千惠等人³²采用实证的方法对四川成都地区 2004 年 4 月至 2010 年 6 月天然气需求变化进行了分析，发现短期需求弹性介于 0.07-0.59 之间，长期需求弹性介于 2.29-2.58 之间，由此可以认为成都地区天然气市场与国外市场相似，缺乏短期弹性而富有长期弹性。天然气价格改革带来的短期价格上涨可能会引起一时的阵痛，但是从长期来看，价格还是调节供需矛盾最重要的手段。

五、结语

天然气热效率高、污染少，是应对当前能源供应紧张以及环保压力最优的选择。在过去几十年间，全球天然气市场一直保持着稳定的增长势头。相比之下，中国天然气市场起步晚，天然气占一次能源消费的比重远低于世界平均水平，尚有很大的发展空间，尤其是在非常规天然气领域。

然而国企垄断的市场结构以及政府主导的定价机制，已经不能适应新形势下的国内能源消费需求，甚至阻碍了天然气市场的进一步发展。因此制度改革势在必行。结合欧美天然气市场改革的成功经验，管网独立、第三方准入以及放开价格管制是实现开源节流的重要手段，也是我国天然气产业走向可持续发展的必经之路。

³²高千惠等：“天然气价格弹性实证研究——以成都地区为例”，《天然气工业》，2012 年 08 期。

专题报告五：非化石能源

一、引言

在中国的一次能源消费中，化石能源比重高达 91%，其中仅煤炭就占到 68%¹，这与发达国家甚至一些发展中国家还有很大差距。美国和日本化石能源比重虽然也在 90%左右，但更多依靠天然气和石油；挪威、瑞典等国更是将化石能源比重缩减到只有 30%；即使是巴西这样的发展中国家，也只有 60%的能源消费依靠化石能源。²从长期看，我国这种高度依赖煤炭的能源结构有两个问题：其一，随着经济总量的不断增长，能源需求会持续上升，这对化石能源供给跟上提出了巨大挑战，事实上我国煤炭及石油储采比已经在逐年下降。其二，化石能源特别是煤炭的大量使用导致碳排放增加，大气污染加剧，长此以往会对自然环境和居民健康造成危害。

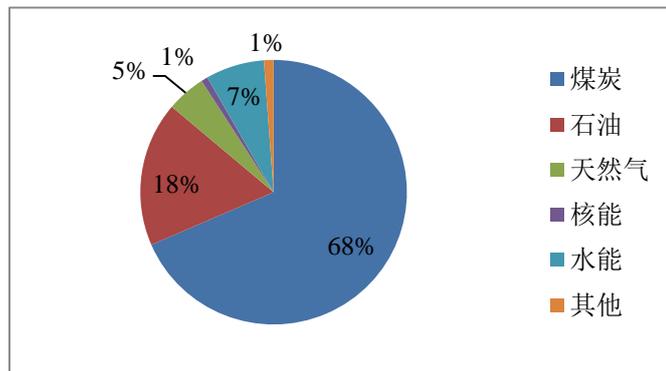


图 1：中国 2012 年一次能源消费结构³

本报告认为，积极发展核能、可再生能源等非化石能源，实现能源的多元化、清洁化发展是调整能源结构的根本途径。

非化石能源的利用主要集中在电力领域：

核能发电技术相对成熟，有大规模商业运营的成功经验，但自福岛核事故后民众对核电的安全性较为担忧，因此进一步提高安全性、加强常规管理、排除安全隐患是未来发展的重点。

¹能源比重数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中能源消费数据计算得出。

²能源比重数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中能源消费数据计算得出。

³图表数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，由能源消费数据计算得出。

水力发电的安全性较高，在全国电力供给中也已经占到重要地位，但现在看来，合理规划水电站规模及布局以避免资源浪费和生态环境破坏比盲目增加投资更重要。

风能、太阳能、生物质能等可再生能源目前由于成本偏高、技术未尽成熟，显得难与传统能源竞争。但更本质的问题在于，首先，电力行业行政性垄断，导致行业效率低下，抑制技术创新；其次，目前电价水平整体偏低，一没有反映出燃煤发电的外部成本，导致煤电和可再生电力的成本差距被夸大，二导致可再生能源行业的利润空间被压缩，抑制市场投资。要推动可再生能源的发展，已经不能简单依靠行政补贴，更要改变当下扭曲的市场环境和价格机制。

二、发达国家现状

众多发达国家都经历了从高能耗、高化石能源比重向低能耗、高清洁能源比重发展的过程，在这一过程中，打破电力行业行政垄断、放开电价管控、向化石能源征收能源税和环境税等措施均发挥了重要作用。

（一）德国

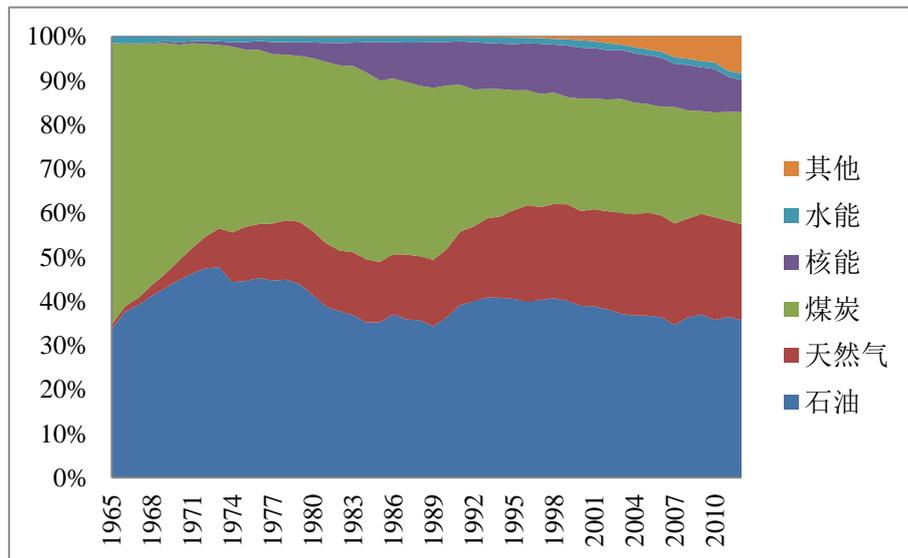


图 2：德国一次能源消费结构⁴

⁴图表数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，由能源消费数据计算得出。

作为欧洲第一大能源消费国和全球第四大经济体，德国同时还是一个资源贫乏的国家，石油和天然气储产比均远低于世界平均水平，煤炭的储产比虽然达到 207 年，高于世界平均的 109 年⁵，但其中品质不高的褐煤占到 70%左右⁶，不能满足国内的能源需求。为改善能源结构，德国制定了一系列鼓励新能源发展的法律：从 1990 年起向可再生能源发电提供补贴，打破电力垄断；1991 年规定可再生电力必须并网，制定最低电价及度电补贴；1999 年开始征收生态保护税并用于养老保险；2004 年颁布可再生能源法奖励可再生能源电力等。⁷在这些努力下，德国对化石能源的依赖程度由 60 年代的接近 100%降低到 2012 年的接近 80%，并在太阳能、生物质能等可再生能源技术领域处于世界领先地位。

（二）瑞典

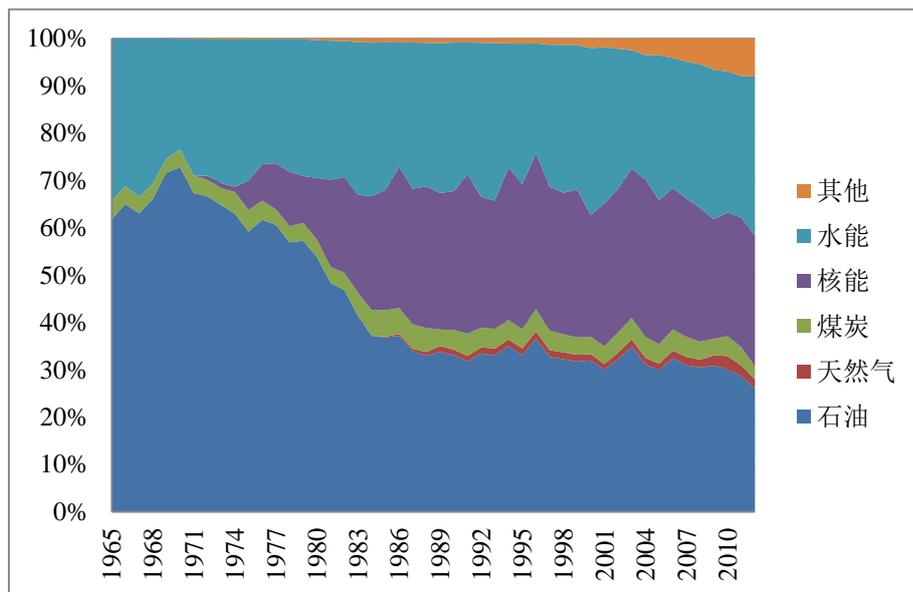


图 3：瑞典一次能源消费结构⁸

瑞典是一个更具借鉴意义的国家。上世纪 70 年代，瑞典对化石能源的依赖度为 70%左右，到 2012 年这一数据下降到只有 30.7%，在这 40 年间，瑞典的二氧化碳排放从一年 7000 万吨降到一年 5000 万吨，减少约 30%⁹，同时还实现了

⁵储产比数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中储量及产量数据计算得出。

⁶姜德义，刘春，刘金平等：“德国能源经济的变迁与能源政策的未来取向”，《中国矿业》2003 年 06 期。

⁷关于政策变化的梳理参考黄玲和张映红：“德国新能源发展对中国的战略启示”，《资源与产业》2010 年 06 期，以及唐黎标：“德国的能源发展策略”，《节能》2004 年 11 期。

⁸图表数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，由能源消费数据计算得出。

⁹碳排放数据来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

GDP 增长超过 14 倍。¹⁰其能源政策中最具特色的是针对化石燃料、电力、温室气体排放的高税率，包括能源税和环境税两大体系。瑞典从 70 年代开始征收能源税，并在 1991 年引进二氧化碳税和硫税，1992 年引进氮氧化物税¹¹，旨在建立一个不鼓励使用石油和加强人民环保意识的能源税制；另一方面，瑞典也通过税收优惠来鼓励绿色能源的发展，包括对所有实施排放权交易制度的工业企业和高效率的发电厂全部免征碳税，原则上对生物燃料和泥煤用户免税等。¹²针对不同类型及不同用途的化石能源，瑞典环保及能源部门制定了非常细致的能源及环境税率。举例来讲，市场上平均每利用 1 立方米重型石油，就要缴纳 819 克朗（约合人民币 762 元）的能源税、3100 克朗（人民币 2884 元）的碳税和 108 克朗（人民币 100 元）的硫税。¹³目前瑞典的能源及环境税收占到 GDP 的 2.5%。¹⁴

对化石能源征税的效果非常显著：首先，瑞典的能源结构迅速得到改善，清洁能源已经占到 70%，居世界之首，且核电、水电、其他可再生电力发展非常均衡；其次，能源-环境税在为瑞典的财政收入提供有力保障、减轻其他税收体系负担的同时，并没有影响经济发展效率，反而改善了环境。

（三）其他国家

除这两个国家外，丹麦、荷兰、英国等欧洲国家都向石油和煤炭征收类似的环境税，这项收入占到欧盟 GDP 的 2.29%。¹⁵美国也形成了包括臭氧层损害化学品税、汽车使用相关税费、自然资源开采税、环境收入税等在内的环境税税制。

众多发达国家的经验表明，通过提供补贴为清洁能源开路，与通过打破行政垄断、并对化石能源征收重税都可以改善能源结构。我国已经在提供补贴上做了很多努力，但财政收入毕竟有限，从长期来看，打破垄断和提高化石能源税负应该是更根本的途径。

¹⁰GDP 数据来源：世界银行数据 World Bank Indicator。

¹¹毛显强和杨岚：“瑞典环境税——政策效果及其对中国的启示”，《环境保护》2006 年 02 期。

¹²卢中原：“瑞典绿色税收转型及其启示”，《中国发展观察》2007 年 06 期。

¹³税收数据来源：瑞典能源署，《瑞典能源-事实与数据 2012》（Energy in Sweden – Facts and figures 2012）。

¹⁴数据来源：瑞典国家统计局网站。

¹⁵数据来源：欧盟委员会欧洲统计局网站。

三、具体能源分析

我国目前非化石能源只占到能源总消费的 9%，且其中水能占到 78%，其余部分由核能和其他可再生能源各占一半。¹⁶应该说，无论是非化石能源利用总量的增加，还是利用形式的多元化，都有非常大的改善空间。本报告将讨论这几类能源在未来替代化石能源的可能性，分别从它们的利用规模和在当前环境下的供给增加预期讨论其总量上的发展潜力，从它们的技术进步前景和环境效益讨论其是否具备更高的效率，以及从它们的运营成本、市场条件和政策支持讨论其经济上的可行性。另外，由于市场和政策环境实际上从根本上决定了自然资源和先进技术能否转化成能源消费，本报告在每一节还附上相关国家的成功经验，以作借鉴。

（一）核能

1. 供给现状及预期

我国核电从 1992 年起步，核能发电量逐年增长，2002 年后增长尤其迅速，年发电量从 2002 年的 200 亿千瓦时增至 2012 年的 974 亿千瓦时，同时核电占全年总发电量达到 2%。¹⁷

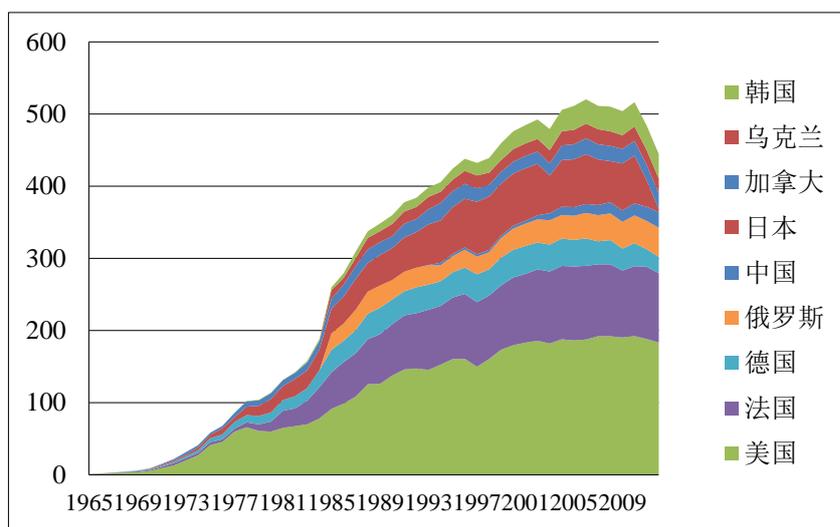


图 4：核能消费量对比（单位：百万吨油当量）¹⁸

¹⁶能源比重数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中能源消费数据计算得出。

¹⁷能源比重数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中能源消费数据计算得出。

¹⁸图表数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，由能源消费数据计算得出。

就总量而言，中国的核电消费排在世界前列，但相比美国、法国、日本等核电大国还有很大差距。

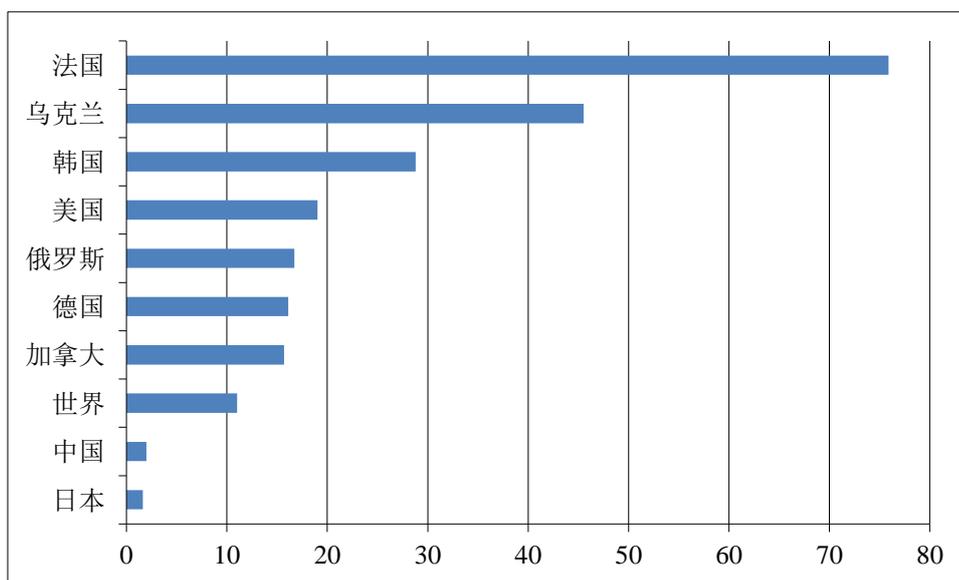


图 5：2012 年几大核能消费国核电占本国总发电量百分比¹⁹

就比例而言，我国的核电消费占电力总消费不足 3%，远低于其他核电消费大国，还有很大发展空间。

截止到 2013 年第二季度，我国已投入运营核电站 9 座（机组 21 台），年最大发电量总计 1345 亿千瓦时。在建且技术确定、发电能力确定的核电站 8 座（机组 20 台），总最大发电能力为每年约 1541 亿千瓦时，占 2012 年电力总消费的 3%。²⁰此外，根据 2010 年修定的《国家核电中长期发展规划》，未来 5~10 年我国新建核电机组将以每年 5~8 台的速度递增。2011 年日本福岛核事故之后，我国暂停了所有内陆核电项目，只在沿海安排建设少数经过充分论证的核电项目；2014 年两会期间释放出加速核电发展信号，重启内陆核电站将被列入下一个五年计划。²¹

国内主要核电站分布如图中所示：

¹⁹图表数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，由能源消费数据计算得出。

²⁰核电站信息及数据来源：中国核电信息网。

²¹信息来源：“国家能源局拟重启内陆核电站列入下个五年计划”，新华网，2014 年。

商业运行的先例。第三代核电技术是否安全可靠，对于我国内陆核电项目能否重启、何时重启影响重大。

（2）安全性

核电厂的安全防护主要从两个方向设计，一是在正常运行情况下尽量降低厂区工作人员和公众受到的放射性辐射；二是事故防御，包括消除事故根源、监控检测和减少事故危害。²³以中国最普遍的压水堆为例，它在正常防御上包括燃料包壳、密闭反应堆的压力壳以及混凝土构筑的能承受飞机冲击的安全壳。事故防御措施则主要包括紧急自动停堆系统、多个应急系统互为后备、多个独立电源及限制最坏后果的相应设施。1979年发生事故的美国三里岛核电站使用的就是压水堆技术，这次事故中堆芯失水熔化引发放射物外逸，得益于重重防护，事故现场只有3人受到了略高于半年的容许剂量的照射，向环境释放的放射性也仍低于国家规定的限值。

另外两例备受关注的核事故发生在切尔诺贝利核电站和福岛核电站。1986年，乌克兰切尔诺贝利核电站因多次违规操作引发失水事故，导致反应堆熔化燃烧发生爆炸；2011年，日本福岛核电站受大地震影响停机，由于设备老化，备用电源同时受损无法散热，导致爆炸和大量放射物外泄。总体来讲，三例核事故很大程度上都是人为因素引发的，而三里岛事故没有造成大规模危害正是得益于多重安全设施的保护。

除此之外，福岛核电站、切尔诺贝利核电站和三里岛核电站均建于上世纪60、70年代，属于早期第二代核电技术，在安全性上远逊于各国目前在建的第三代核电站。第三代技术把预防和缓解严重事故作为设计的关注点，包括降低堆芯熔化和放射性外漏风险和进一步减少核废料，AP1000机组的事故风险比现有第二代机组小100倍²⁴，抵御地震的能力也高出很多²⁵，因此核电站的技术会越来越可靠，加之福岛核事故之后各国对核电站的安全规范更加重视，长期来看核电运行的安全性可以保障。

²³朱华：《核电与核能》，浙江大学出版社，2009。

²⁴国家核电技术公司：《第三代核电 AP1000 先进技术与我国核电自主化》，2012年4月。

²⁵我国现有二代加核电机组可以抵御地面水平加速度峰值为0.2g（g为重力加速度）的地震，AP1000的设计可以抵御0.5g的地震，其中保障安全性的非能动安全壳冷却水储箱更可以承受0.63g地面水平加速度峰值的地震。

放射性废料处置方面，废气和废水都可以经过一定处理排入自然环境，余下需要集中处置的是放射性固体废物。处置固废一般有两种方案，一是将放射水平较高的固废用水泥、沥青或塑料固化后埋到很深的地下，一是投入海域 4 千米以下的海底。国际上的普遍做法是前者，但要找到一个合适的永久库存地非常不易，因此对国土面积很小的国家而言，核废料处置可能成为核能发展的重要制约因素。目前世界上确定建立高放射核废物处置场地的只有芬兰。中国目前商用核电站的废料都暂时贮存在自建的硼水池中，已经建成西北和大亚湾附近的北龙两个中低放射废物处置库，正在研究将甘肃北山作为高放射废物永久库存地的可行性，但即使假定一切顺利，这一高放废物处置库的建成也需要等到 2050 年。²⁶另外，在处置库为防止放射物外泄而设置的工程屏障可能在 300-1000 年后失去作用，而核废料的放射周期可以长达数万甚至数十万年。所幸的是，各国都在为核废料最少化和更好的废料处置技术而努力。法国、英国和俄罗斯拥有产量占全球 30% 的核废料循环利用设施，经过回收后的高放废物可以比回收前减少 80%。²⁷2011 年，中国科学院启动 ADS 核废料嬗变处理系统的研究。这种技术是采用高能中子轰击高放核废料中的高放核素，进行嬗变处理，经处理后的高放废物的半衰期可从几十万年减少至几百年。如果研究可以成功，对核废料处置库密封时长的要求将会大大缩短。²⁸因此，虽然眼前看来核废料的处置仍是影响核能推广的关键问题，但长远看这一问题是可以解决的。

最后，核事故固然可怕，但毕竟是小概率事件，相比于长期燃烧化石能源造成的环境污染、气候变暖和人体健康损害等问题，权衡之下可控的核风险并非不可接受。

(3) 环境效益

综合考虑多方因素，核能是一种比较清洁的能源。就我国而言，目前在建核电站建成后，与在运营核电站总计发电能力将达到每年 2886 亿千瓦时，相当于减少燃烧标准煤 9350.64 万吨，减少排放二氧化碳 2.47 亿吨，二氧化硫 14 万吨，氮氧化物 100 万吨。²⁹

²⁶葭珩和潘阳：“中国核废料处置库选址悬疑”，《新知客》2010 年 07 期。

²⁷国际能源署：《IEA energy technology essentials-nuclear power》，2007 年 3 月。

²⁸信息参考北极星电力网新闻：核废料处理路在何方，2014 年 01 月。

²⁹计算方法：根据电监会发布数据，2012 我国供电煤耗为 324 克标准煤/千瓦时，即平均效率在 30%-40%；工业锅炉每燃烧一吨标准煤产生二氧化碳 2640 公斤；2005 年前投产的大型电厂平均脱硫效率 92.5%，平均硫份 1.23%，平均每吨煤产生 19.68kg 二氧化硫。工业锅炉每燃烧一吨标准煤产生氮氧化物 7.64-13.75

3. 经济分析

(1) 成本

核电成本主要包括建造安装成本和运营成本。核电站的建造成本通常高于普通火电站或水电站，“十一五”期间新建核电站平均每千瓦投资决算为 12589 元人民币。³⁰但另一方面，核电的运营发电成本低于火电，以 40 年计算（煤电厂平均寿命，新建的核电站可以达到 60 年），核电站建造时的高额成本完全可以由较低的发电成本弥补；在众多使用核电的国家中，中国核能发电成本属于最低一类，仅为欧洲国家平均的 60% 左右。³¹

就长期来看，如果碳排放及大气污染等外部效益可以被逐渐纳入煤电成本中，核电的经济性将会得到进一步凸显。

(2) 市场现状

目前全国在运营的核电站共 9 座，分属不同业主单位，实际投资方主要是中国核工业集团公司（中核集团）与中国广核集团（中广核），均为中央直接管理的国有企业。³²总体而言，由于固定投资大、安全风险高，核电仍是一个以中央企业为主导、带有垄断色彩的行业。

上网电价方面，2013 年 1 月 1 日以后投产的机组执行标杆电价，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元。³³全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价。

国家对核电有各种补贴及优惠，主要是进口设备进口税和增值税的减免；对核电企业销售环节增值税先征后返；以及对自主化依托项目建设所需资金，从预算内资金(国债资金)中给予适当支持，并支持符合条件的核电企业采用发行企业债券、股票上市等多种方式筹集建设资金。

4. 国际经验

法国的核能消费占全国一次性能源总消费的 39.2%、电力总供应的 75.9%³⁴，是世界上核能在能源结构中占比最大的国家。为鼓励核能发展和保障其安全性，

公斤，取平均数 10.697 公斤进行计算。下文中关于环境效益的计算均同此处。

³⁰ 《“十一五”期间投产电力工程项目造价监管信息报告》，国家电力监管委员会。

³¹ 米森：“国际核电成本分析及建安成本探讨”，《中国核工业》2010 年 08 期。

³² 由相关企业官方网站所公布资料整理。

³³ 《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，国家发改委。

³⁴ 能源比重数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中能源消费数据计算得出。

法国建立了三级的核电监管体系。第一级核外交政策理事会(CFNP)管理核技术、设备和产品的进出口,第二级核与放射性物质应急部际委员会(CICNR)负责在发生核事故时向总理提出处理建议,并在平时采取措施预防这类紧急情况发生,第三级国家核能安全局(ASN)负责对核电项目进行评估、审核、发放许可及运行监督等日常管理工作。³⁵相比而言,中国对核电的管理较简单,仅在国家环保部内设立核安全局。此外,法国环境保护法、水污染法、大气污染防治法、公共卫生法等众多法律文件中都有与核工业相关的条款³⁶,对核能利用的规范有完整的法律体系做支撑。与之相比,中国对于核电站乃至核工业的管理行政手段多于法律规范,这在核电应用并不广泛时尚可维持,但若寄望于核电的产业化发展,必须依靠成熟、规范的法律法规的严格执行。

总体看来,相较于其他非化石能源,核能技术成熟、低碳无污染、能源储备量大³⁷,是短期内替代传统化石能源最可靠的选择。要想让核能代替煤炭,成为中国的主要电源,核心是安全问题:技术是否足够成熟、可以将事故概率降到最低,核废料处置能否找到可靠的解决方案,以及能否严格监管、保障安全、取得民众的信任。

(二) 水能

1. 供给现状及预期

我国水电年发电量从1965年的221亿千瓦时增至2012年的8608亿千瓦时;水电在电源结构中占比呈现出下降趋势,由1985年的22.5%降至2012年的17.4%。

38

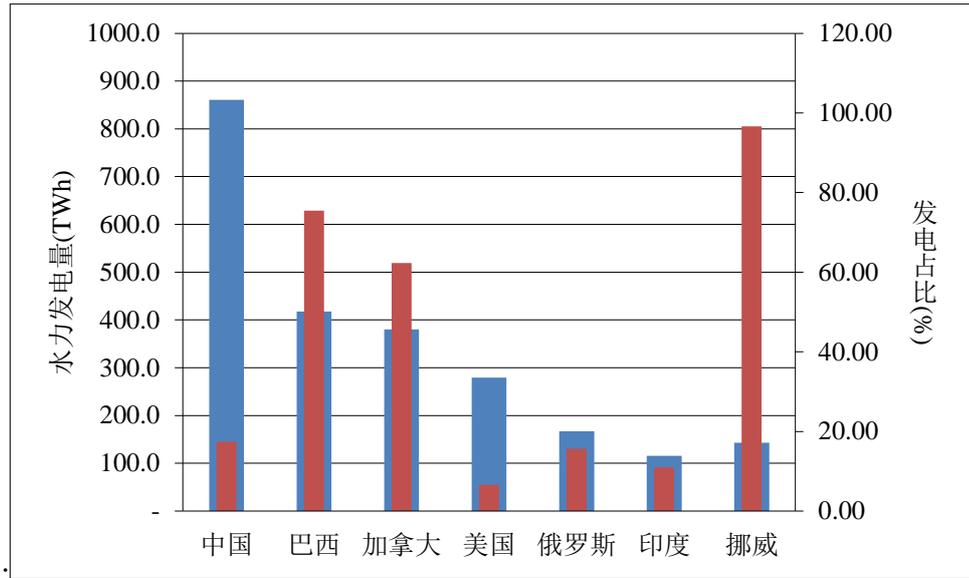
在全球范围内,水能是电力供给中占比最大的非化石能源,在巴西、挪威等国更是最主要的电力来源。中国的水力发电量高居世界首位,但就比例而言与这些国家还有很大差距。

³⁵罗国强,叶泉和郑宇:“法国新能源法律与政策及其对中国的启示”,《天府新论》2011年02期。

³⁶陈维春:“法国核电法律制度对中国的启示”,《中国能源》2007年08期。

³⁷据国际能源署估计,到2050年核电可以满足全球25%的电力供给,见“Expansion of nuclear energy is a key contributor to combating climate change”,2010年6月。

³⁸数据来源:《BP世界能源统计年鉴2013》,能源比重能源消费数据计算得出。



*图中蓝色柱为水力发电总量，红色为水电在总电力比重。

图 6：2012 年主要国家水电消费情况³⁹

根据 2003 年全国水力资源复查成果，我国水能资源经济可开发年发电量 1.75 万亿千瓦时⁴⁰，居世界首位，假设这部分资源可以完全开发，其电力供给量将达到 2012 年电力消费水平的 39.0%；按技术可开发量记，这一数字可以达到 55.1%。另外，我国水电机组发电效率不高，2011 年用占用电力装机总容量约 20%的水电机组只发出了 15%的电量，其原因除水能资源季节分布不均之外还包括大量设备老化陈旧、技术水平低、管理不善等。⁴¹与当前状况相比可以看出，无论是通过新建机组，还是更新现有设施，水能资源电力供给在总量上还有很大潜力。

从分布看，我国的水能资源主要分布在西南地区，四川、湖北、云南是全国水电装机容量最大的三个省，“十二五”规划中提出要大规模推进的水电能源基地建设项目主要集中在西部地区⁴²，而中、东部水电已相对饱和，下一步开发会以已有电站扩容和建设抽水蓄能电站为主。抽水蓄能电站不会增加电力的绝对供

³⁹图表数据统计来源：《BP 世界能源统计年鉴 2013》，水电比重由能源消费数据计算得出。

⁴⁰数据来源：《水电发展“十二五”规划》。

⁴¹数据来源：《水电发展“十二五”规划》。

⁴²包括推进金沙江下游、雅砻江、大渡河、黄河上游、澜沧江大型水电能源基地建设；加快开发金沙江中游水电能源基地；启动金沙江上游和怒江中下游大型水电能源基地建设，积极推动藏东南“西电东送”接续能源基地建设；有序开展抽水蓄能电站建设等。

给量，但可用于调节用电峰谷之间的供应差，减少消耗、提高供电效率，国家电网公司经营区域抽水蓄能电站的前期选址集中在华北、华中、华东三地。

小水电对优化电力供给结构的作用也很重要。中国的小水电在现阶段是指由地方、集体或个人集资兴办与经营管理的，装机容量 25MW 及以下的水电站和配套的地方供电电网，现有水电站中，小水电占 21%。大型水电设备的建设面临土地淹没、生态环境破坏、移民安置、开发难度、国际河流开发等问题，其环境效益、经济效益是否为正要依具体项目来评估。小水电则不同，一般认为小水电依托河水流势建造，对地质构造、生态环境没有太大影响，且对于供给偏远离网地区电力具有重要意义。我国适宜小水电的资源量非常大，全国有 1600 多个县有小水电资源，主要分布在山区、少数民族地区和革命老区，因此小水电也是这些地区的主要供电电源。长江流域及以南地区占全国 25MW 以下小水电资源的 57%，西藏和新疆两个自治区几乎所有的县都有 10MW 以上的小水电资源，这些电力资源的开发对改善当地电力供应有重要意义。⁴³

最后，水电的最优化结构应该是西南地区形成大型水电基地，成为“西电东送”的重要环节；在离网偏远地区鼓励小水电建设；中东部用电大省增加抽水蓄能电站的建设、使之与传统火电站及布局中的可再生能源电力系统形成互补，增加电力供应的稳定性、减少电力浪费。

2. 环境分析

按照水电经济可开发量 17500 亿千瓦时计算，水电的最大发电量可占到 2012 年总用电量的 35% 左右，相比于现在 15% 的占比水平还有很大开发空间。如果这一目标能够达到，每年可以节约 5.67 亿吨标准煤，减少二氧化碳排放 15 亿吨、二氧化硫 84 万吨、氮氧化物 606 万吨。

3. 经济分析

“十一五”期间，我国新建水电机组的平均决算造价为每千瓦 6870 元，相比于火电机组每千瓦 3746 元的造价高出不少。⁴⁴但是，由于水电在运营中没有燃料成本，长期平均来讲，水电成本低于火电，因此水电的上网电价也低于火电。

国内水电开发已经基本形成工程设计、设备制造和引进、水利水电工程实施和水电站运营管理的完整产业链条，大大小小的水电站数以万计，截止到 2010

⁴³张运洲等：《中国非化石能源发展目标及其实现路径》，中国电力出版社，2013。

⁴⁴数据来源：《“十一五”期间投产电力工程项目造价监管信息报告》，国家电力监督管理委员会。

年底，全国水电装机容量达到21606万千瓦。⁴⁵目前，中国华能集团、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国电力投资集团公司，四家国有独资企业的水电装机容量约占到全国总装机容量的30%，在行业内处于领先地位，但还未达到垄断的程度。⁴⁶因此，水力发电市场是一个国有企业和私营企业并存的竞争市场。就投融资方式而言，目前的趋势表现为证券融资比重上升、银行贷款比重下降，外资比重上升，及政府投资比重上升。⁴⁷一方面，水电项目有较强的外部性，除电力供应外还影响到农业、生态、上下游居民迁移、航运甚至地质结构，因而地方政府往往将其作为公共事业项目，财政性资金投入还会增加；另一方面，由于水电项目初始投资较高，建立水利建设资金的投融资平台、发展股份合作制及BOT等管理经营模式也正成为越来越多地方政府的选择。⁴⁸

水电目前依据不同电站的不同生产成本区别定价，但在未来会逐渐向以提高水电价格、增加水电企业的利润空间为方向，往标杆电价发展，具体办法还没有出台。

4. 国际经验

挪威能源总消费的67.2%、全国电力供应的96.7%来自大大小小的水电站，是世界上水电比重最高的国家。⁴⁹挪威的大型水电项目大多在1970年到1985年间已经建设完成，对水电长达几十年的倚重促使挪威建立起一套专业化的资源评估、规划设计、立项审批、电站运行维护的制度。除微型水电站之外，一般的水电站项目都要先评估生态影响，向政府申请许可证，取得许可证的开发商还要缴纳许可费以补偿电站工程的不利影响。政府还对水资源做了细致的评估，将一些河流划为不能进行水电开发的保护性资源，由此保障了生态环境不受破坏。⁵⁰得益于精细的资源规划、严格的管理制度和发达的水电市场竞争，挪威的水力资源得到了非常充分的利用，成为欧洲电价最低、而人均电力消耗最高的国家之一，并且在此基础上仍然源源不断地向邻近国家出口电力。

这对于我国进一步开发西南部水力资源有重要的借鉴意义：相比过去“大干快上”式的粗放发展，现在发展水电更需精益求精。首先，探明资源情况、做好

⁴⁵数据来源：《水电发展“十二五”规划》。

⁴⁶由相关企业官方网站所公布资料整理。

⁴⁷罗云毅，王元京和魏文彪：“中国水电开发投融资问题研究”，《经济研究参考》2008年08期。

⁴⁸“未来五年水电行业投资提速”，《中国能源报》2011年。

⁴⁹能源比重数据由《BP世界能源统计年鉴2013》中能源消费数据计算得出。

⁵⁰郑志伟，张志永，周刚炎等：“挪威水电开发与生态环境保护”，《水生态学杂志》2009年04期。

规划比投资建设更加重要；其次，还要设计和严格执行配套制度来保证商业化的开发按照总体最优的规划方案进行。

水电在所有非化石能源中是技术和市场最成熟的一个，可开发量大，环境危害较小，发电成本低，对补充离网地区电力、调节峰谷电量有很大帮助，这些优势使水电成为短期来看最可靠的替代能源。

（三）风能、太阳能、生物质能

1. 供给现状及预期

我国的风能和太阳能发电量从 2007 年起开始大幅上升，风力发电量由 2007 年的 55 亿千瓦时增至 2012 年的 1004 亿千瓦时，太阳能由 1 亿千瓦时增至 45 亿千瓦时；生物质能利用量的快速上升出现在 2001 年前后，从 4 千吨油当量增至 2012 年的 1.7 百万吨油当量。生物质能的利用方式比较多元，包括生物质发电、生物液体燃料⁵¹、生物质燃气⁵²和生物质成型燃料，其中发电和燃气占到 84%⁵³；与我国不同，在世界范围内生物质能的利用主要集中在制燃料乙醇和生物柴油。2000 年到 2008 年，燃料乙醇和生物柴油的全球总消费达到了年均 20% 的增长速度。⁵⁴

三种能源都有很大的供给潜力。

风能方面，全国陆上 70 米高度风能资源技术开发量约 25.7 亿千瓦，海上约为 5.1 亿千瓦。⁵⁵东北、华北、西北及沿海地区风能资源较为丰富，内陆地区风能资源分布也很广泛，可满足风电大规模发展需要。

太阳能方面，我国适宜太阳能发电的国土面积和建筑物受光面积很大，青藏高原、黄土高原、冀北高原、内蒙古高原等太阳能资源丰富地区占到陆地国土面积的三分之二，具有大规模开发利用太阳能的资源潜力。东北地区、河南、湖北和江西等中部地区，以及河北、山东、江苏等东部沿海地区太阳能资源比较丰富，可供太阳能利用的建筑物面积很大。

⁵¹生物液体燃料包括燃料乙醇和生物柴油。

⁵²生物质燃气包括户用沼气和大型沼气工程，其中在我国户用沼气占绝大部分。

⁵³数据来源：《生物质能发展“十二五”规划》。

⁵⁴数据来源：IEA, OPEC, OECD, World Bank 为 2010 年 G20 峰会联合推出的报告《Analysis of the scope of energy subsidies and suggestions》。

⁵⁵数据来源：《风电发展“十二五”规划》。

生物质能方面，可利用的资源非常广泛⁵⁶，其中可作为能源加以利用的资源总量每年约 4.6 亿吨标准煤，目前已利用量只有 2400 万吨标准煤⁵⁷，随着农林业进一步发展，可利用的资源总量还会继续增加。这些潜在能源如果能得到充分利用，将成为未来能源供给的重要组成。

按照风电、太阳能和生物质能的“十二五”规划，到 2015 年，投入运行的风电装机容量要达到 1 亿千瓦，其中海上装机容量达到 500 万千瓦；太阳能发电装机容量达到 2100 万千瓦以上，其中分布式光伏发电总装机容量 1000 万千瓦；生物质能年利用量超过 5000 万吨标准煤，其中发电装机容量 1300 万千瓦。其中，风电方面还会继续鼓励大型风电基地的建设，所开发电力并网方式仍将以接入当地电网就近消纳为主；太阳能方面，分布式太阳能光伏发电、特别是与建筑物或其他设施结合的光伏发电系统将成为发展重点；生物质能方面，在农林生物质、垃圾焚烧和燃气发电之外，非粮生物液体燃料、生物质燃气和生物质成型燃料尚未形成足够的市场规模，开发、利用技术和相关配套设施还有待完善。

从结构上看，风能、太阳能、生物质能因资源分布广泛，都具有分布式开发利用的潜力，再加上小型水电，可以形成与传统的大型发电系统通过电网供电互补的、分散式的可再生能源发电结构。这种结构主要在两个方面弥补了传统电网的不足：其一，区域性的离网型电力供应可以满足边远无电地区对电力的需求；其二，风电、太阳能发电和小水电配套建设有助于实现不同能源互为补充，保证输电的稳定性。除发电外，生物质燃料的发展又可以作为煤炭、石油等传统化石燃料的重要补充能源。

2. 技术及环境分析

(1) 技术创新

风能发电最大的技术限制是供电不稳定。根据 IEA 和 OECD 的测算，当风电占到电网总供电 10%时，由于风力不稳定导致电力供应的不稳定就会显著影响整个电网的正常运行。⁵⁸一般来讲，可以将风电系统与可调节电力系统结合起

⁵⁶主要有农作物秸秆及农产品加工剩余物、林木采伐及森林抚育剩余物、木材加工剩余物、畜禽养殖剩余物、城市生活垃圾和生活污水、工业有机废弃物和高浓度有机废水等。

⁵⁷数据来源：《可再生能源发展“十二五”规划》。

⁵⁸IEA:《能源技术展望 2010》(Energy Technology Perspectives) 第 3 章可再生能源部分。

来⁵⁹，通过调节这些设备来抵消风电的波动。这种设施可比供电波动小的火电或核电系统更高效，只要能准确地收集到需求侧信息，上述系统就可以灵活调整供电量、减少浪费。另外，加强风力预测能力和区域间电力调配的能力，开发电力储备装置，提高低风速、复杂地形、风力不稳定时的发电效率都有助于改善风电稳定性问题。这些技术在欧洲国家较为成熟，已开始投入商业运营。

太阳能的利用，按目的分包括供电和供热；按技术分包括光伏发电(PV)和聚光类太阳能热发电 (CSP)。⁶⁰光伏发电技术是当前应用太阳能发电最主流的方式，由于发电单元可以做得非常小，光伏发电设备既可大规模用于并网供电，也可以分布的方式为城市建筑、偏远地区供应电力。聚光类将太阳热能集中起来，之后既可以进一步转化为电力，也可以直接供热，宜于集中供能。太阳能储能设备，如熔融盐、液流电池、锂电池等，同样是这一行业发展的热点，它对于调节太阳能供电稳定性、弥补昼夜光差、从而提高太阳能的可靠性有重要意义。

生物质能明显区别于水能、风能、太阳能等可再生能源的特点是它可以被转化为任何一种能源形式，从这一点上讲更接近化石能源。在技术层面上讨论生物质能，主要集中在原料的选取和处理方式上。第一代生物燃料分两类，一是用玉米、甘蔗等粮食作物生产的燃料乙醇，二是用大豆、菜籽、瓜子等油料作物和动物脂肪生产的生物柴油，两类生物燃料分别在巴西和美国利用最为广泛。

但对于中国这样的人口大国而言，依靠作物发展生物质能不可避免地要应对“与粮争地”的问题。相较而言，纤维素乙醇技术和微藻燃料技术就有很大优势。纤维素乙醇技术从农业废弃物（秸秆等）、工业废弃物（造纸厂纸浆等）、林业废弃物、城市废弃物（包装纸等）中提取纤维素制备燃料乙醇，一则不占用农地，二则帮助减轻处理工业和城市垃圾的压力，因而非常适合中国这样农地稀缺、人口密集的国家。这一技术目前仍在中试和试点运营阶段，要投入商业运营可能要到 2020 年甚至 2025 年左右，一旦技术成熟，可以预见中国的生物燃料生产会上一个大台阶。第三代微藻燃料技术提炼微藻细胞中合成的油脂制备生物燃料，与第一代生物燃料相比，不占用农田，甚至可在工农业污水中培养，

⁵⁹如生物质发电机组、抽水蓄能电站、可储热的太阳能电力设备等。

⁶⁰IEA:《能源技术展望 2010》(Energy Technology Perspectives) 第 3 章可再生能源部分。

且生长周期短，只要一周左右；与第二代纤维素乙醇相比，微藻热解制备的生物物质燃油，热值可达到木材或农作物秸秆的 1.4-2 倍，是更高效的能源。目前微藻技术仍在试验中，大规模应用还要依靠技术进步降低生产制备的成本。最新的第四代负碳生物燃料技术在利用微藻的基础上改造其代谢过程，增加微藻生长时对二氧化碳的消耗，这样，微藻生长、再燃烧的过程不是碳平衡而是减少碳排放，且这一技术不需要农田、环节简单、成本低廉，因而前景非常好。⁶¹

（2）环境效益

相较于传统化石能源，使用风力、太阳能、生物质能供电最大的好处在于减轻环境污染。按照到 2015 年风电装机达到 1 亿千瓦，太阳能 2100 万千瓦计算，通过 2012 年装机容量与实际发电量直接折算，2015 年风电和太阳能发电分别可以达到 2012 年耗电量的 2.6% 和 0.3%，这一数据相比于目前除水电外可再生能源发电占总耗电 1% 的情况已经有很大进步，另外，由于技术进步，相同装机容量的实际发电还会增加。由此可以带来二氧化碳减排 2.4 亿吨，二氧化硫减排 13.4 万吨，氮氧化物减排 97 万吨。

生物质虽然在燃烧中仍会排放二氧化碳，但相对传统化石能源而言，首先硫化物、氮氧化物等污染物排放大量减少，其次在生物质生长过程中吸收的二氧化碳可以与燃烧释放的二氧化碳相抵消，因而还是一种相当清洁的能源。据“十二五”规划的估算，中国年均生物质资源量相当于 4.6 亿吨标准煤，以此计算，可以实现二氧化碳减排 12 亿吨，二氧化硫减排 68 万吨，氮氧化物减排 492 万吨。考虑实际中的利用没有这么充分，按 2015 年实现利用 5000 万吨计算，也可减排二氧化碳 1.3 亿吨，其能量全部折算为发电量可以占到 2012 年总发电量的 3.4%。

此外，风电和太阳能发电几乎不耗费水资源，陆上风场风车间土地可用于耕种，因此不会占用过多土地，大型太阳能光伏电站占地相对传统火力发电厂较大，但考虑到火电厂所需的煤炭开采、运输，光伏电站占地问题并没有太大劣势。

另一方面，新能源设施也可能对生态环境造成一些负面影响。光伏材料的生产需要硅、镉等相对稀少的矿产，大规模集中开采对环境损伤较大；同时，

⁶¹张玉玺：“从生物燃料原料的开发现状看生物燃料发展的利与弊”，《当代化工》2013 年 11 期。

光伏材料生产过程还存在碳排放、大气污染、高能耗等问题。大型风车可能阻碍候鸟的正常迁徙，影响生态平衡。关于生物质能利用的争论则主要集中于它是否会占用大量土地、影响粮食作物的正常生产，尤其是对于中国这样人多地少的国家；很多人认为能源领域对特定作物的需求会导致粮食供给减少、价格上升。

3. 经济分析

(1) 成本

风力发电成本主要包括项目投资、运行维护和财务费用。“十一五”期间新增风电机组决算造价为平均每千瓦 8949 元⁶²，高于火电和水电；虽然在运行中风力资源几乎是免费的，风电机组的运行成本并不低。根据 OECD 的数据，2010 年中国海岸风电机组度电成本⁶³为每千瓦时 0.31 到 0.54 元(火电约为 0.33 元)⁶⁴；陆上风电项目度电成本会逐年下降，从 2009 年的 0.52 元/千瓦时降到 2015 年的 0.44-0.45 元/千瓦时，2020 年约可到 0.41-0.42 元/千瓦时。⁶⁵

太阳能发电的成本同样在持续降低。项目投资方面，截止 2011 年 4 月，太阳能光伏发电设置成本约为平均每千瓦 18000 元。目前中国太阳能光伏发电的度电成本，在不考虑土地成本情况下已经降至每千瓦时 0.73 元，比三年前降低了约 50%⁶⁶；但相比于火电甚至风电的发电价格，光伏发电成本仍然明显偏高。

生物质能利用的成本则要分两类讨论。生物质用于发电和生物燃料时，其成本主要是原料成本而非技术设备成本，因此很难预测未来能否降低到可与化石能源竞争的水平。2006 年《可再生能源法》出台前后，生物质直燃发电项目和生物质气化发电项目发电成本分别由每千瓦时 0.35 元和 0.37 元增长至每千瓦时 0.51 元和 0.56 元，增长幅度分别达 45.7%和 51.4%，这一增长主要是由占发电成本 70%的生物质原料成本上涨导致的。⁶⁷另外，与美国、巴西等不同，中国的生物燃料来源并非大规模种植玉米等含糖作物，而是农业废弃物和废气动植物油回收，这些原料地理上分散、不好收集和运输、有些具有很强的季节性等特点都使得中国发展燃料乙醇和生物柴油更加困难。

⁶² 《“十一五”期间投产电力工程项目造价监管信息报告》，国家电力监督管理委员会。

⁶³ 度电成本指单位上网电量所发生的成本，受到投资及运行费用、贴现率、上网发电量的影响。

⁶⁴ 米森：“国际核电成本分析及建安成本探讨”，《中国核工业》2010 年 08 期。

⁶⁵ 解建宁，高辉和韩仁德：“我国风力发电度电成本的分析与预测研究”，《神华科技》2009 年 05 期。

⁶⁶ 钱伯章：“国内外太阳能光伏发电应用与安装成本”《太阳能》2012 年 16 期。

⁶⁷ 马隆龙：《生物质能产业发展与科技创新调研报告》，2012。

综上，随着技术的不断进步，可再生能源替代化石能源从成本上看可以实现。但单纯依靠科研机构去开发、改进技术显然是远远不够的，在技术革新上，市场才是最有力的推动者和实施者。现在可再生能源的生产成本高出煤炭、石油等不少，在能源市场上竞争力不足，只有适当调整这两类能源的成本差异，才能依靠市场力量推动可再生能源行业的发展。

（2）市场状况

风能方面，到2010年底，全国建成802个风电场，主要集中在“三北”地区，装机容量达到3100万千瓦，五大国有电力集团加上华润电力几乎占据了全部的风电市场。⁶⁸太阳能发电市场规模较小，对于集中发电的电站，大型国企、民营企业、外资企业在项目投资、承建、运营中均有参与，但在定价环节，大型国有电力集团拥有更多发言权。

风能、太阳能、生物质能发电项目的并网电价分为两类，未采用招标确定投资人的发电项目按照全国统一的标杆电价进行核算，通过招标确定投资人的，上网电价按中标确定的价格执行，但不得高于相应标杆电价。可再生能源上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网企业负担；高出部分，按照能源的不同，可以通过全国征收的可再生能源电价附加及定额的当地电网负担进行分摊。

风能发电，将全国分为四类资源区，分别实行不同电价⁶⁹：

资源区	标杆上网电价（元/kWwh）
一类资源区	0.51
二类资源区	0.54
三类资源区	0.58
四类资源区	0.61

太阳能光伏发电电价同样按区域不同划分⁷⁰：

⁶⁸数据来源：《可再生能源发展“十二五”规划》和各企业官方网站公布数据资料。

⁶⁹价格信息来源：《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，国家发改委。

资源区	光伏电站标杆上网电价（元/kWh）
一类	0.90
二类	0.95
三类	1.0

*西藏自治区光伏电价另行规定。

光热发电仍在试点，基本按一站一价确定。

生物质能发电，按发电燃料来源有所区分，农林生物质发电价格为每千瓦时0.75元，垃圾焚烧发电统一按照每吨垃圾折算上网电量为280千瓦时，发电价格每千瓦时0.65元。⁷¹

补贴方面包括税收减免、电价补贴和其他补贴。

国家对风能、太阳能、生物质能都提供相当的税收优惠，包括风电行业企业所得税可以三免三减半⁷²，销售电力所得增值税即征即退50%⁷³；纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，增值税即征即退50%⁷⁴；对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时0.42元⁷⁵（含税，下同），通过可再生能源发展基金予以支付，由电网企业转付（其中分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购）。燃料乙醇增值税先增后退，退税比例逐年上调⁷⁶，生物柴油免征消费税等。

国家通过可再生能源发展基金对可再生电力项目进行补贴。对于并入电网的发电项目，按照上网电量对电力入网而产生的工程投资和运行费用进行补贴；对于独立电力系统，销售电价按同一地区分类销售电价执行，国家通过可再生能源电价附加对合理运行和管理费用超过销售电价的部分予以补贴。

⁷⁰价格信息来源：《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，国家发展改革委。

⁷¹价格信息来源：《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》和《关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知》，国家发展改革委。

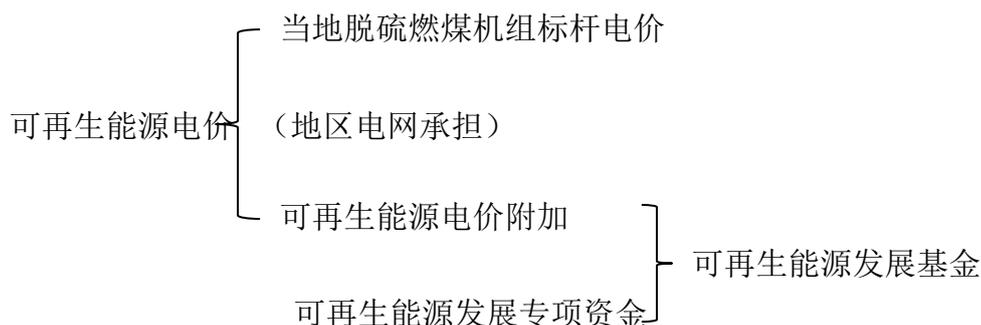
⁷²即从项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

⁷³《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》，财政部，国家税务总局。

⁷⁴《关于光伏发电增值税政策的通知》，财政部，国家税务总局。

⁷⁵《关于分布式光伏发电实行按照电量补贴政策等有关问题的通知》，财政部。

⁷⁶《生物燃料乙醇弹性补贴财政财务管理办法》，财政部。



其中可再生能源电价附加从售电收入中划拨⁷⁷，可再生能源发展专项资金由国家财政公共预算安排。操作上，由电网企业从电价中代收电价附加、同时也由电网企业代为向再生能源发电机组发放补贴，当出现本地电网的电价附加和补贴发放不能相平时，可以通过配额交易的方式在全国范围内调整可再生能源电价附加的分配，这一分配过程需要通过国家发改委和电监会。⁷⁸除电价外，对可再生能源发电的另一部分补贴主要用于技术开发、示范工程、偏远地区、可再生能源电力并网费用、以及为电价附加作补充，以项目审批的方式有政府部门发放，资金来源于国家财政的专项资金。⁷⁹随着可再生能源比重的增加，可再生能源发展基金会越来越难以满足补贴可再生电力的要求，德国、丹麦等较早发展可再生能源的欧洲国家已经面临这一问题，并开始逐步削减补贴，更多地依靠市场力量和技术进步。

4. 国际经验

(1) 丹麦

丹麦是全世界可再生能源发展最快的国家之一。1973年石油危机时，丹麦能源供给中超过90%依靠石油进口，短短40年后的今天，丹麦早已实现能源全部自给，且电力供给中超过40%来自可再生能源。⁸⁰总结丹麦的经验，主要是推广节能和能源供应多元化；为实现这一目标，一是做足技术上的研究分析，二是将相关政策通过法案的形式固定下来、以确保其实施不受政府更迭的影响。

能源税

1977年起，逐步向电力、石油、天然气、非电力煤炭征收能源税，1992年

⁷⁷对每单位销售电量，在销售电价基础上多征收一部分费用，用于补贴依靠可再生能源进行发电的企业，以解决其成本偏高的问题，目前的征收标准为全国统一的1.5分/千瓦时。

⁷⁸《关于可再生能源电价补贴和配额交易方案（2010年10月-2011年4月）的通知》，国家发展改革委，国家电监会。

⁷⁹《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，财政部，国家发展改革委，国家能源局。

⁸⁰能源比重数据由《BP世界能源统计年鉴2013》中能源消费数据计算得出。

开征二氧化碳税并扩展到工业生产领域；丹麦的户用轻燃油、户用电力、交通燃料等居民税负均居世界前列。⁸¹在化石能源高税负下，政府可以将更多税收用于支持可再生能源和节能设备的发展，而居民对低能耗住房和交通工具的需求上升又从市场角度促进了可再生能源和节能设备行业的繁荣。

节能

在建筑标准中对能源效率做出详细规定，并征收采暖燃料税，目前新建建筑的供热能耗只有 1977 年之前的 25% 左右；在全国范围内形成区域整体供热规划，设计不同区域的最优供热方式、整体安置供热设施和管道，以实现规模效益、控制能源消费总量，目前 55% 的供热净耗来自区域供暖系统，居世界最高；利用区域供暖系统创造的良好条件发展热电联产，指导供热厂转型为以天然气为主要燃料的热电联产厂，2011 年，热电联产厂生产的电力以占到火电生产的 63%，并实现火电能量损耗减半。

可再生能源

由于石油和天然气价格上涨，可再生能源（包括生物质能、热泵和太阳能）用于采暖的份额从 2001 年的 13% 增长至 2011 年的 23%，而这一增长过程没有政府行政干预；通过政府补贴、固定电价、海上陆上风场招标等措施支持风力发电，2012 年，电力消费的 30% 来自风能；1999 年出台电力供应法案打破输电和配电垄断、完全放开电力市场，让居民自主选择电力供应商，加之对可再生能源实施补贴和税收优惠，可再生电力已经可以在市场上与火电竞争。⁸²

丹麦在第一次石油危机后开始发展可再生能源，其政府一共做了两件事：一是调整化石能源和可再生能源的成本，使之真实反映不同能源的稀缺情况和环境效益，二是进一步打破行政垄断，令市场价格准确反映成本和稀缺性，从而发挥价格机制的作用。

（2）德国

德国在太阳能利用领域处于世界领先地位，2012 年德国太阳能光伏发电系统装机总量全球总装机的 32.6%，太阳能发电产能占全球总产能的 30%。⁸³德国

⁸¹例如，2012 年时，丹麦政府向户用轻燃油每 1000 升油征收约 850 美元能源税，德国只有 250 美元，日本和美国均不到 100 美元；户用电量每兆瓦时征收约 175 美元能源税，德国约 110 美元，日本不到 10 美元，美国不向户用电力征税。数据来源：《丹麦能源政策》，丹麦能源署。

⁸²数据及政策信息来源：丹麦能源署 2012 年发布的《丹麦能源政策》和《BP 世界能源统计年鉴 2013》。

⁸³能源比重数据由《BP 世界能源统计年鉴 2013》中能源消费数据计算得出。

1991 年的《可再生能源并网条例》中规定可再生能源发电必须并网，同时制定最低并网电价和度电补贴，并从 1998 年开始实施“10 万屋顶计划”，提出每年要从居民屋顶获取 300MW 太阳能电力。⁸⁴目前德国已有约 0.9%的家庭使用太阳能发电装置，居民白天把屋顶太阳能电能高价卖给电网，晚上平价买电使用，居民成为电能的生产者和消费者。⁸⁵我国近年来也在积极发展太阳能分布式发电，鼓励依托城市建筑进行太阳能发电，但分布式的电力能否并网、如何并网还处于试探期，要想实现这种电力供应方式的繁荣，还需向电力生产者提供足够有吸引力的购电条件。

(3) 美国

美国对发展生物燃料的政策支持集中在两个方面，一是推动先进技术的商业化，二是加强技术研发。推动商业化的具体政策包括对先进生物燃料生产厂建设提供现金资助或贷款优惠、加大对先进生物燃料的税收优惠等；技术方面，美国能源部于 2009 年发布生物质计划，以期通过技术改进降低生物质资源的利用成本，并专门组建了生物质计划办公室(OBP)。计划实施包括组织专家调研分析技术发展方向，协调政府各相关部门的合作，并对新技术从实验室研究、试验发展到商业化投产全程提供资金支持。⁸⁶

可以看出，从供给潜力和环境效益上讲，风能、太阳能、生物质能相比于传统化石能源都有很大优势。之所以这类新能源在中国尚未能大规模推广（只占能源消费 2%左右），主要是因为生产成本低。国际上解决这一问题的方式主要包括减免针对新能源的税收、为基础设施提供贷款、直接按照生产情况进行补贴、强制规定新能源在总能源消费中的占比等。

除直接对可再生能源进行补贴外，还可以通过提高其他能源部门成本对可再生能源进行补贴，特别是在中国，化石能源造成的污染并没有被纳入其成本中，导致可再生能源价格相对偏高，不能为国内市场所接受。而事实上，就在国际上的横向对比而言，中国的可再生能源是有成本优势的。另外，根据一些经济学家针对墨西哥、印度尼西亚、埃及等国家做的实证研究，取消对化石能源的补贴和优惠不会对这些国家的国民经济造成太大影响。⁸⁷

⁸⁴黄玲和张映红：“德国新能源发展对中国的战略启示”，《资源与产业》2010 年 06 期。

⁸⁵“德国为何敢弃用核能”，网易新闻，2011 年。

⁸⁶刘润生：“美国先进生物燃料技术政策与态势分析”，《中国生物工程杂志》2010 年 01 期。

⁸⁷研究结论参考 IEA, OPEC, OECD 和 World Bank 为 2010 年 G20 峰会联合推出的报告《Analysis of the scope

三、结语

从长期来看，要优化我国能源结构，实现能源的可持续发展，必须鼓励非化石能源。这是因为，首先，中国的非化石能源非常丰富，只要技术发展到位，这些能源都有很大的供给潜力；其次，这一类非化石能源在环境效益上明显优于化石能源。作为能源消费的第一大国，中国的能源结构转型对全球能源的多元化举足轻重，而在这一能源多元化的过程中，能在技术进步和制度完善中占得先机，对中国的经济发展和国际地位提升也有重要意义。

近二十年来，我国在为核能、水能和其他可再生能源等新能源提供补贴和价格优惠上做出很多努力，也有非常突出的成果：核电、水电的商业化运营已经在国内能源特别是电力供给上起到了重要作用；风机和太阳能光伏发电系统制造在世界市场上已经占据重要地位；生物质能的利用，特别是生活垃圾补充火力发电燃料、农林废弃物在农村用于生产户用沼气等发展迅速。

但是，随着非化石能源利用规模的扩大，仅依靠电价和财政补贴已经开始呈现出资金不足、手续复杂等问题，长期看是不可持续的。另一方面，在一个行政性行业垄断和价格管制广泛存在、环境管制缺失的市场上，化石能源的价格已经不能正确反映其资源稀缺性和外部性成本，与之相应的，非化石能源行业也就不能充分表现自身的竞争力，从而无法吸引足够的资金和技术投入。可见，打破能源行业行政性垄断、改善市场竞争环境、消除能源价格的结构失衡（征收环境税），促使市场成为非化石能源利用技术创新和应用的主要推动力，是实现非化石能源长远发展、进而改善我国能源结构的必经之路。