



中国能源的良性价、税、财体系设计

厦门大学中国能源经济研究中心

2015.04

本报告由能源基金会资助。

报告内容不代表能源基金会观点。

目录

第一章中国能源的良性价、税、财体系设计基本原则.....	5
第一节 能源价、税、财体系的核心问题及表现.....	5
第二节 能源价税财体系改革的基本原则、关键及要求.....	7
第三节 能源价税财体系改革的重要环节——能源补贴.....	8
(一) 如何定义能源补贴.....	10
(二) 如何解决“有效能源补贴”的有效性.....	11
(三) 中国能源补贴改革方向.....	12
第二章 中国能源价格改革的重要性.....	14
第一节 中国的能源和环境困境.....	14
第二节 中国能源定价的现有问题.....	16
第三节 透明合理的能源价格机制的重要性.....	17
第四节 能源价格改革需要注意的问题.....	18
(一) 能源价格改革的同时必须辅以公平有效的能源补贴.....	18
(二) 改革开放的时间应该越早越好.....	19
(三) 必须采取主动的渐进性改革.....	21
第三章中国能源的良性价、税、财体系设计案例研究.....	22
第一节 中国阶梯电价改革评估.....	22
(一) 阶梯电价改革是否实现了效率与公平的双重目标.....	22
(二) 阶梯电价改革的节能效果——基于反弹效应视角.....	38
第二节 中国成品油价格改革评估.....	46
(一) 不完全市场条件下的中国成品油定价机制改革效率.....	46
(二) 成品油价格改革对居民收入分配的影响.....	62
第三节 中国天然气价格改革评估.....	73
(一) 中国天然气消费变化与价格改革.....	75
(二) 中国天然气补贴规模变化.....	78
(三) 天然气价格改革对行业及价格水平的影响.....	83
(四) 完善天然气价格改革.....	90
第四节 煤电联动改革评估.....	91
(一) 实施煤电联动对电价、经济及节能减排的影响.....	92
(二) 建立煤电联动机制的重要性.....	93
第四章 促进可再生能源发展的价税财政策.....	96
第一节 促进可再生能源发展的重要性.....	96
第二节 中国可再生能源并网发展的成本问题.....	97
(一) 可再生能源电力发展规模.....	98
(二) 可再生能源电力上网电价.....	98
(三) 购电成本分析.....	106
(四) 可再生能源的并网成本.....	110
(五) 如何解决可再生能源发展成本问题.....	112
第五章 促进可再生能源消纳的良性价税财体系设计.....	114
第一节 稳定的收益是消纳的基础.....	114

(一) 可再生能源价格.....	114
(二) 可再生能源价格形成机制.....	116
(三) 如何制定科学的价格体系.....	117
第二节 解决方式之一：就地消纳.....	117
第三节 解决方式之二：电力送出.....	118
参考文献.....	120

第一章中国能源的良性价、税、财体系设计基本原则

第一节 能源价、税、财体系的核心问题及表现

价、税、财体系的核心问题是能源的定价问题。人们经常会问，在经过了那么长时间的市场化改革后，中国能源是否已经实现市场定价？答案是否定的，目前中国的能源仍然采取政府加成定价原则，即能源的价格等于能源成本加上合理利润。

政府成本加成定价的最大问题在于其导致的供需与产品价格之间关系的扭曲。对于市场定价的一般商品而言，其供需决定了其价格，而对于政府成本加成定价的能源商品而言正好相反，其价格决定了其供需。政府成本加成定价的第二个问题在于均衡点带来的市场扭曲。市场定价法下，商品的均衡点由其供需决定，如果将商品的定价权交给政府，那么由于政府无法知道均衡点的合理位置，市场必然出现扭曲。政府成本加成定价的第三个问题在于交叉补贴。政府定价往往有其特定目标，为了保护某一个群体所指定给的价格将导致交叉补贴的出现。总得来说，目前中国能源领域很多问题（如能源改革缓慢）的根源就在于政府定价的不合理。

政府定价所带来的问题主要有以下两个方面：

首先是政府定价与能源资源外部性。能源资源外部性的表现主要有两个方面：其一是由能源资源稀缺导致的代际问题，由于能源是稀缺资源，一吨煤炭在现在的价值与在五十年后的价值是不同的，二者之间的差别正是稀缺的价值，如何对稀缺进行准确定价目前还是未知；其二是环境的外部性，举例来说，黄河兰州段的上游分布了许多水电站，使得即该段水量的多少完全由人工决定的，而两岸生态对水量的需求是我们无法知道的，这就导致水量决定对环境的外部性是未知的。代际外部性和环境外部性的未知决定了能源价格无论是由市场定价还是由政府定价，都无法充分地将外部性问题内部化。但我们仍然可以肯定的是由于市场定价过程中多多少少会体现资源的外部性，因此市场定价依旧要优于政府定价。

其次是政府定价与能源价格的滞后性。事实上，能源价格对稀缺和环境这两个外部性的真正反映通常都是滞后的。刚开始开发能源时，人类并没有多少稀缺与环境的概念，真正意识到环境是个问题、稀缺是个问题，往往是在问题开始出

现的时候，而真正愿意去承担这些问题，往往又是在问题恶化的时候（开始时人们往往缺乏足够的动力去承担外部性的成本，只有被具体的问题倒逼时动力才会出现），这些都意味着能源价格的滞后性。政府定价下，能源价格的滞后更为严重。计划经济往市场经济转化过程中，由于能源对社会稳定及经济发展的重要性与敏感性，往往是即使我们知道问题，能源改革也很难开展。

政府定价的基本条件是能源国有垄断。以中国电力行业为例。前几年中国电力行业亏得一塌糊涂，由于中国百分九十几的电力企业是国有（企业无论亏不亏损，都不存在不发电的可能），这意味着这个时候政府不调电价，也只有百分之几的企业选择不发电，对电力的整体供给影响不大。如果假定电力企业有百分三十几是民营企业，此时如果政府不调电价，就会有百分之三十几的企业停止发电，整体电力就会供应不足，出现缺电损失。根据我们的研究结果，缺电损失往往远远超过因为调电价而导致的叠加成本。因此，在相当一部分企业存在不发电可能的情况下，政府就会严格按照市场情况调整电价。所以说，中国政府之所以有这个底气，在煤价涨的时候不给调电价，其根本原因就在于电力企业的国有垄断。进一步讲，在能源国有垄断的条件下，能源价格市场化改革的实现就将是一个遥远的问题。只要存在能源国有垄断，政府就不可能自觉地放弃将能源价格作为一个宏观调控工具的行为。因为在能源国有垄断的情况下，只要不影响社会稳定和经济发展，如果能源行业的亏损能够被其他行业的盈利所覆盖，那么对于政府来说，能源行业的持续性就没有那么重要。要打破这个垄断，必须要有民营企业加入，即民营私有化在前，价格市场化在后。

能源发展有三个基本目标：促进经济增长、保持环境的可持续性以及满足普遍能源需求，任何时期的价税财体制设计都是实现三大目标平衡利益最大化或者成本最小化的过程。发展中国家与发达国家对这三个目标的取舍或者侧重的不同在于经济发展阶段的差异性。以中国为例来看发展中国家。朝前看三十年，中国主要还是侧重满足经济增长和能源普遍性需求，因为从不发达国家往发达国家转换的过程中需要有足够的经济发展支撑，需要让国民的生活水平和劳动力生产水平得到普遍提高，满足这两个目标就意味着需要将能源成本控制在一个较低的水平，而低能源成本必然会影响到环境的可持续发展。而今后，中国的侧重点应该会向保持环境可持续性上倾斜。这并不是说其他两个目标不重要，而是说这

两个目标的侧重程度可以稍稍放一下，也就是说，在能源成本控制上，政府可以比较宽松。

对于发达国家而言，其发展进程其实与发展中国家类似。发达国家在其经济增长的快速阶段也是侧重于满足经济增长和普遍能源需求，因此也跟发展中国家一样面临着环境的问题。在完成了从发展中国家到发达国家的转变后，第一因为经济增长对它们来说不再是一个问题（经济即使不再增长对他们的影响也不会太大），第二因为它们的收入已经达到了一定的水平，在具备足够的能源供给下，能源需求不再是一个问题，所以发达国家的侧重开始变为保持环境可持续性。

参照发达国家的发展经验，发展中国家在经济增长和普遍能源需求得到满足之后，能源成本的管理就相对比较宽松（不是完全宽松）。对于能源政策的制定而言，这将是一个非常重大的变化。不同的侧重情况下，社会对能源成本的要求不同，对能源结构、能源总量的要求也都不一样。因此，能源发展目标从满足经济增长和普遍能源需求向保持环境的可持续性转变后，很多政策做法都将得到质的改变。

第二节 能源价税财体系改革的基本原则、关键及要求

能源价税财体系设计的基本原则是凡是能够由市场形成的价格应该交给市场决定，政府尽量不进行不当的干预，其关键是摆正政府参与能源市场的位置，要点则是为制定透明合理的能源定价机制、设计公平有效的能源价格补贴以及严格的成本监督。

能源的特殊性在于其会影响社会的稳定和经济的发展，所以现阶段，即使是针对竞争性环节的能源价格，政府不进行干预也是几乎不可能的。在政府无法不进行干预的情况下，关键就在于应该以何种方式来进行干预。我们认为：“改革成本加成定价，尽可能用财税参与能源市场”是比较正确的方式（如：放开竞争性环节的能源价格，以能源补贴进行补充），但未来最可能出现的应该还是政府定价。

在最可能出现的政府定价下，我们需要的是一个透明合理的能源价格机制。首先，缺乏透明合理的能源定价机制使得企业的运行跟投资充满不确定性。这种不确定性一方面使得市场对企业不看好，另一方面还使得企业的发展战略因为盈

利的不确定性而无法拟定。其次，缺乏透明合理的能源定价机制将影响行业的可持续发展。当政府观测到行业的盈亏时，需要做出相应的价格决策，不透明的能源定价机制下价格决策需要进行条件权衡，而条件的权衡过程会使得这个决策滞后，从而对行业的可持续产生影响。第三，透明的定价机制有助于公众支持能源价格改革。价格透明是公众支持能源价格改革的一个重要条件，价格不透明时，公众不知道相应的能源成本，只要能源价格一涨就会引来一片异议。透明的定价机制对去补贴很有帮助，有助于提高能源价格改革的接受度。最后，透明合理的定价机制有助于鼓励外国资本和民间投资。中国电力行业国有垄断程度如此之高、以及越来越高的核心原因在于缺乏外国资本和民间投资，而非政府对电力行业的门槛设置（80年代中国电力就已经对外国和民间资本开放，非国有企业曾经一度占到行业接近15%左右）。定价机制的不透明导致收益不确定，使得外国及民营资本不敢进入资本密集型行业，只有做透定价机制，明确外来收益，才能吸引他们进入。

能源价格改革必须是主动的渐进性改革。主动的渐进性改革是指有步骤、有计划、有目标的渐进改革。主动的渐进性改革除了目标明确，还有细节要求，一旦确定改革，就必须坚定不移的推行。中国以往的能源价格改革只是泛泛之谈（一味地强调市场化改革），在推行的过程中，往往会因为社会稳定、通货膨胀等因素而犹豫不决，最终导致的结果就是要么不改，要么改革幅度很小或是比预计的小。中国以往的能源价格改革都是被动的渐进性改革。被动的渐进性改革一方面成本很大（因为改革往往是被迫的，即只有在问题很严重的时候才开始解决，很多不可逆的成本已经在那儿），另一方面会引申代际问题（改革有时间跨度，如果改革无法一直进行，而是断断续续地开展，会给下一代带来严重的能源和环境问题）。因此，我们应该推行主动的渐进性改革。

第三节 能源价税财体系改革的重要环节——能源补贴

能源补贴是一个全球性（尤其在发展中国家）普遍存在的问题。国际能源署估计2012年全球能源补贴达5440亿美元，其中对石油的补贴超过了一半，对可再生能源补贴为1010亿美元。能源补贴（特别是对化石能源的补贴），通常会造成低效甚至无效的能源使用，导致能源过度消费和环境污染。

无论发展中国家或者发达国家，退出能源补贴很困难。2009年G20金融首脑峰会在美国匹兹堡举行，参会各国代表承诺逐步退出化石能源补贴。会后建立了政府间工作组，协调具体退出能源补贴机制。几年过去了，至今取得实质性进展。

一般来说，一个国家的能源发展通常需要支持三个可能是互相矛盾的基本目标（经济增长、提供能源普遍服务、和保障环境可持续）。矛盾的核心表现为能源成本水平：支持经济增长、提供能源普遍服务需要比较低的能源和环境成本，而保障环境可持续需要比较高的能源和环境成本。不同国家的政府，由于资源禀赋、社会制度、政策理念等不同，会推行不同的能源补贴方式和补贴程度。对环境可持续关注程度越高，化石能源补贴越低，而可再生清洁能源补贴会越高。

同一国家政府，在不同的经济发展阶段，也需要强调或偏向某个能源目标，采用不同的能源补贴方式和补贴程度。在一个国家发展的初期，政府可能更注重能源支持经济增长和提供能源普遍服务，而忽略保障环境可持续，具体的表现就是通过能源补贴，压低能源以及相关环境成本；而经济发展进入比较高收入阶段，开始关注保障环境持续，此时会进行能源价格改革，提高能源和环境成本，逐步退出化石能源补贴。

以中国为例，改革开放前30年，政府用比较低的能源和环境成本换来快速增长经济和能源普遍服务（如村村通电），但是为增长付出巨大的环境代价。现阶段政府开始环境治理，则需要通过改革，逐步退出能源补贴，整体推高能源成本。

对于发达国家来说，支持经济增长、尤其是普遍能源服务发展目标应该不是很重要了，但是为了应对气候变化，支持可再生能源发展依然需要能源补贴，而且这方面补贴还会进一步增长。当然，发达国家也需要满足社会目标方面的补贴，但整体能源产品市场化程度高，能源补贴量比较小。

因此，现实中各国政府是通过价税财体系来平衡能源三大目标。因此，最优政府价税财体系可以定义为：通过一定时期的价税财体系设计，使得三大目标的综合福利最大化，或者成本最小化。因此，能源补贴是一个全球性普遍存在的问题，而且将持续存在。

（一）如何定义能源补贴

解决能源补贴问题涉及两个方面：一是如何定义能源补贴，二是如何改革能源价格机制，有利于逐步退出能源补贴。

如何定义能源补贴？传统的能源补贴定义是“经济价格”与“现行价格”之差。现实中“经济价格”由于市场扭曲而难以观察，所以通常采用影子价格，支付意愿等作为替代。因此同一个能源品种的补贴，估计出来的补贴数字通常差异比较大。此外，这个定义也是有争议的，由于能源代际问题和环境影响未知性，以及能源价格的滞后性，即使是“经济价格”也无法真正反映能源稀缺和环境成本。所以，取消据此定义得出来的能源补贴是否福利最大化，是会有争议。

如果政府能够知道、并且能全面考虑到经济社会的各种目标和约束（包括经济发展、能源普遍服务以及环境可持续性三大目标），可以求解出一个平衡三个目标的最优价税财体系，包括一个平衡三大目标的“最优价格”，这个“最优价格”里包含“有效能源补贴”；即“经济价格”和“最优价格”之间的部分，就是“有效能源补贴”。“有效能源补贴”以外的补贴部分就是“无效补贴”，这是应该要努力取消的。当然，现实中计算“有效能源补贴”的难点在于如何量化目标函数和约束条件。

由于市场存在扭曲，“最优价格”是政府“自以为是”的最优。一般而言，发达国家市场化水平比较高，其“最优价格”比较接近理论上的最优。而发展中国家市场化水平比较低，竞争更不充分，市场扭曲会使得“最优价格”可能远离最优。

因此就提出了如何更加接近最优的问题，也就是政府如何参与能源市场和如何设计最优价税财体系问题。一般来说，政府通过价税财体系设计来平衡能源发展的三大基本目标，具体说，就是采用能源定价方式和能源补贴方式和补贴程度。发达国家一般采用能源市场定价，政府充分利用财税（补贴）进行能源干预和价格监管。而发展中国家一般采用成本加成定价，直接将价格压制在市场价格之下，通过定价对能源进行补贴，压低能源作为要素投入的价格。

如果“有效能源补贴”可以确立能源补贴存在的合理性，也就决定了发展中国家的允许的能源补贴一般会比发展中国家高得多。这样，得出一个全球性的退出能源补贴机制，是有困难的，包括各国对能源补贴的定义和衡量能源补贴的幅度的认定。从一开始对能源补贴的争议，将影响最终退出能源补贴的成效。

（二）如何解决“有效能源补贴”的有效性问题的

一个国家的能源发展通常需要支持三个可能是互相矛盾的基本目标，包括支持经济增长、提供能源普遍服务、和保障环境可持续。各国政府通过价税财体系来平衡能源三大目标。因此，最优政府价税财体系可以定义为：通过一定时期的价税财体系设计，使得三大目标的综合福利最大化，或者成本最小化。因此，最优政府价税财体系包含一个“有效能源补贴”。

如果能够计算得到“有效能源补贴”，那么就可以通过政策设计退出剩下的能源补贴，即“无效能源补贴”。但是，由于如何量化目标函数和约束条件，是一个相当复杂和动态的过程，因此现实中很难求出理论上存在的“有效能源补贴”。

那么，“有效能源补贴”是否具有实践意义？回答是肯定的。首先，“有效能源补贴”确立了能源补贴存在的合理性。其次，政府可以通过改革而退出的能源补贴，基本上属于无效补贴，因此，推崇能源价格改革，减少补贴与“有效能源补贴”的存在没有矛盾。再次，通过改革使得补贴更加有效，也是确立“有效能源补贴”的重要手段。

提高补贴的有效性，当然是针对补贴设计的不合理。而是“有效能源补贴”的动态性，比如说，补贴的边际效益是递减的，而且随着人们收入提高或者技术进步使得成本减低，所需要的补贴可以逐步减少。因此，即使是“有效能源补贴”，也需要有一个逐步退出的过程。

以往中国政府采用的成本加成定价，可以导致“有效能源补贴”无效化。一般来说，政府的能源成本加成定价的基本公式是：价格=供应成本+合理回报，主要三个方面问题：（1）不是市场供需决定的价格，导致能源市场价格扭曲，无法最优配置资源；（2）无法真正反映能源资源稀缺和环境成本；（3）支持能源不公平和低效利用。现实中，成本加成定价的最大问题公平和效率问题。由于富裕群体的人均能源消费量远大于贫困群体，成本加成定价背景下的无歧视、通过低能源价格的补贴，导致了能源补贴大部分补贴了富人，而富人对能源价格的不敏感性又导致了能源低效利用。

因此，政府需要通过改革，以正确方式参与能源市场，具体做法是：改革政府成本加成定价，采用能源市场化定价，通过财税（补贴）设计干预能源市场。同时，将政府干预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，提高补贴机制的透明度和接受社会监督的可行性。

所以，中国今后能源价格改革的路劲是，政府尽可能不用直接进行能源定价，而是用财税手段参与能源市场，放开竞争性环节能源价格可以与能源补贴共存，能源补贴的设计需要透明、有针对性、并且公平有效。透明合理的能源补贴设计必须有利于今后的逐步退出。

通过对能源补贴的研究回顾可以发现：（1）由于没有对能源补贴的定义进行讨论，无法解析为什么能源补贴普遍存在、不同国家能源补贴的差异性、以及为什么难以退出补贴；（2）对能源补贴的研究比较有限，而且多是偏向于对补贴规模进行估计和分析取消补贴的影响，没有约束下的最优能源补贴规模估计；（3）缺乏对能源补贴机制本身的研究，研究往往停留在证明能源（电力）补贴存在穷人补贴富人的现象，以及“有针对性的补贴”如何缓解这种情况；（4）没有考虑到在微观层面上如何让企业和个人“面临正确的激励”这一至关重要的因素在能源补贴机制设计中的作用。

如果理论上确实存在一个最优价税财体系和“有效能源补贴”，目前系统性研究能源补贴需要至少包括三个方面：（1）以能源三大目标作为约束条件，估计最优能源补贴规模；（2）将“有效能源补贴”合理有效“分发”到各个收入群体，就是做好补贴设计，通过有目标和透明的能源补贴，最大化能源补贴的收益，同时兼顾补贴的效率和公平；（3）如何将“有效能源补贴”纳入微观层面，让企业和个人“面临正确的激励”。

（三）中国能源补贴改革方向

对于中国这样的经济转型发展中国家来说，改革能源补贴有很大难度。主要来自现有既得利益者，以及改革对社会稳定影响的担忧。首先，补贴成本由全社会承担，而收益却可能仅归于小部分人，其中大部分获益者可能不是真正的目标群体，现在的受益人群将会抵触和反对改革。一般而言，发展中国家能源补贴受益人群通常比较大，有些时候甚至是大部分人，因此，改革对社会稳定的影响也必须考虑，这就是以渐进的方式进行改革的基本论据。比如，在资源税改革的初期采取比较低的税率。如果改革某种能源补贴会降低某一特定群体的购买能力，政府应该引入更直接、有效的补偿措施，维持他们的实际收入。还比如，成品油改革后对出租车和公交部门进行补贴。要使改革获得广泛支持，政策制定者应该

清楚地向公众传达能源补贴对经济和社会的整体效益。但是，从整体经济效益看来，改革能源补贴对竞争力的负影响很可能是个伪命题。

政府在能源补贴方面面临的挑战还包括，补贴政策的初衷与最终效果之间常常有很大差距。按照以上的补贴基本原则，能源补贴可以归结为几个最基本的问题：即对象、范围、方式和幅度。在能源补贴设计之初，就必须考虑这些问题，避免生产者和消费者过度依赖补贴。能源补贴的主要对象是还没有获得现代能源的居民，特别是农村人口。补贴范围主要是没有获得能源服务的用户，补贴应该是投资的最初费用。补贴方式应该是，在保证对特定人群的补贴时，尽管消费侧的补贴管理成本可能更高，但消费侧补贴的效果仍好于生产侧补贴。补贴的幅度应该足够激励能源供应者为贫困人口提供能源服务。比如，采用生命线价格，可以将能源消费限制在合理的范围。

政策制定者通常认为，由于难以确定“有效能源补贴”，退出能源补贴就等同于放弃某个社会政策目标。改革能源补贴其实是通过更好的补贴办法实现这个社会政策目标，并且不会与其它社会目标产生冲突。也就是说，政府应当不断寻找更有效的补贴设计来实现社会目标（如对贫困人群的服务），而不是仅仅依靠能源补贴来实现某个社会目标。比如说，健全社会保障系统，对于贫困人群来说，它对贫困人群的保障比低能源价格更有效。另一种方法就是利用减少或取消能源补贴而节省的资金，直接用于社会福利项目融资，包括直接增加收入、健康和教育投资等等。

第二章 中国能源价格改革的重要性

第一节 中国的能源和环境困境

改革开放以来，中国经济取得了举世瞩目的成就。国内生产总值（GDP）从1978年的3645亿人民币增长到2013年的568845亿人民币，36年间翻了156番，年均增长速度高达15.5%。中国已在2010年超越日本，成为全球第二大经济体。

为了支持经济的高速增长，长期以来中国政府一直采用高投入、高消耗、高污染的粗放型经济增长方式，为此付出了巨大的能源代价。一方面，中国能源的对外依存度开始上升，能源安全问题日益严重。图2-1是1978-2013年间中国的能源生产和消费变化情况，可以看到，期间中国能源消费总量从5.7亿吨标煤上升到37.5亿吨标煤，增长了6.6倍，而能源生产总量只从6.3亿吨标煤增长到34亿吨标煤，增长速度明显不及能源消费，1992年起中国的能源生产已经无法满足自身的消费需求，能源缺口开始出现并不断扩大。过去的时间里，中国基础能源的对外依存度普遍处于上涨趋势，2013年石油、天然气的对外依存度已高达58.1%和31.6%。另一方面，中国的能源利用效率低下，能源浪费现象较为严重。从能源强度来看，中国与发达国家有不小的差距，甚至落后于巴西、印度等同处于快速发展的经济体。以2009年为例，中国1亿美元GDP约消耗能源462.88吨油当量，能耗强度是日本的4.5倍，德国的5.4倍，美国的2.9倍，巴西的3.3倍，甚至是印度的1.3倍。

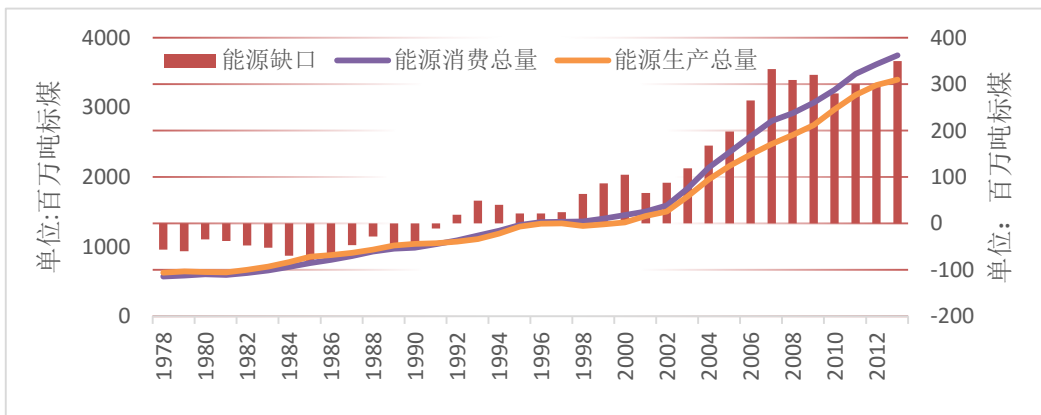


图 2-1 1978年-2013年中国能源生产及消费变化

数据来源：CEIC 数据库、中国国家统计局

巨大的能源消费和以煤为主的能源消费结构直接导致了我国二氧化碳排放量的激增。根据美国能源部二氧化碳信息分析中心的计算和估计结果，中国大陆的二氧化碳排放总量从1978年的14.6亿吨迅速增长到2012年的96.2亿吨，年均增速达到5.5%。从图2-2可以看到：2000年之前我国二氧化碳排放量增长相对缓慢，与美国相比还有不少差距，但2000年之后排放量急剧增长，并在2006年超过了美国，成为世界最大的二氧化碳排放国。而最近全球碳计划组织的数据显示，2013年我国的碳排放总量全球占比29%，美国碳排放的全球占比为15%，欧盟碳排放的全球占比为10%，即我国的碳排放总量已经超过美国和欧盟的总和。

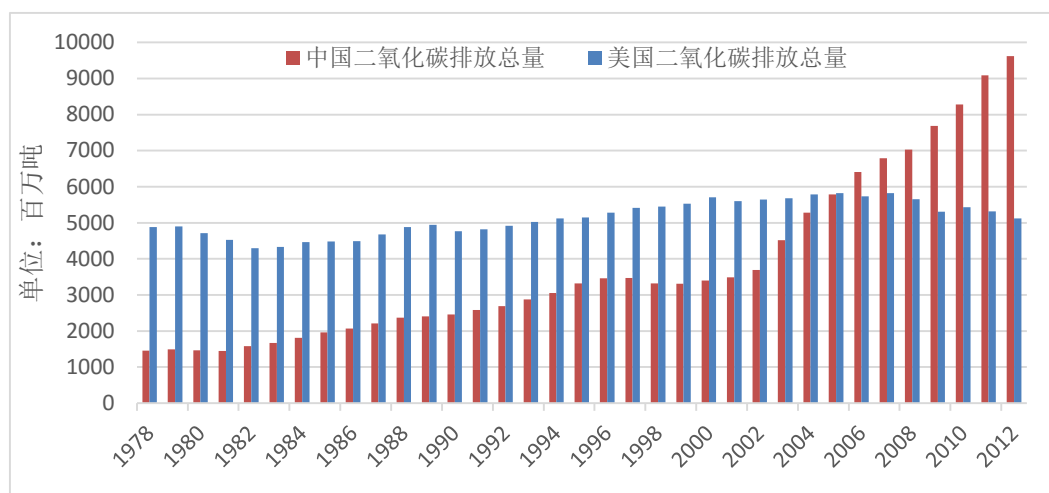


图 2-2 1978 年-2012 年中美二氧化碳排放总量变化

数据来源：CDIAC

随着全球各国对资源、环境、气候变化等问题的日渐关注以及世界经济格局的不断变化，处于城市化、工业化加快发展阶段的中国现如今面临着比发达国家同时期发展时更严峻的能源和环境问题。当今中国经济增长、能源稀缺、环境恶化三者之间的矛盾日益深化，威胁着社会的可持续发展。目前雾霾等环境问题日益严重又亟需中国改变能源结构和调整能源供需，而这一切的关键则在于能源价格改革，即通过能源改革发挥价格、税收、补贴等的激励和导向作用。从效率的角度来讲，通过能源价格改革，将资源稀缺成本和环境外部成本反映能源价格，可以有效引导市场供需、提高消费侧的利用效率、增强清洁能源的竞争力。从公平的角度来看，治理雾霾应该遵循“谁污染，谁治理，谁埋单”原则，但现实中很难严格界定“谁污染”并进行有效定价，比如公众可能对于看不见的煤炭排放缺乏可能支付意愿。行政措施而非人为压低能源价格的做法，需要动用财政补贴能源

企业，其结果是用“穷人”的钱补贴“富人”，与公平背道而驰。因此需要通过能源价格改革，建立公平有效成本分摊机制。

第二节 中国能源定价的现有问题

一直以来,中国政府通过成本加成定价参与能源市场。在经济发展的初期和能源需要快速增长期，成本加成定价有其实用性，但是随着能源市场化改革，能源稀缺压力加大，环境治理迫切，传统的成本加成由于无法正确、及时反映市场供需关系，既扭曲了市场，也日益成为能源和环境可持续发展的障碍。

能源政府定价存在许多问题。首先，只要是政府定价，提价就常会被理解为政府在涨价而不是市场涨价，因此涨价是政府不愿意做的事，这导致能源价格长期低于供应成本；其次，政府常常很难向公众解释“能源紧缺时价格要涨，能源过剩时价格也要涨”的这种情况。因此，定价机制很重要，没有明确的定价机制，价格的风险预期就不明确，能源企业就必须博弈，甚至与政府博弈、与消费者博弈。为了不让价格博弈影响经济运行和社会稳定，政府需要通过改革建立合理透明的价格机制，并且尊重价格机制。

如果市场定价，显然不涉及“透明”问题。如果还是采用政府定价，定价机制的“透明”很重要。传统的政府成本加成定价的主要问题之一就是不透明。由于生产商之间生产条件存在差异，生产成本难以用统一的标准衡量，而且生产商有做大成本的动力。生产商收益“合理”与否同样难以确定。保障资源性产品供应，需要在定价中体现出对勘探开发的鼓励，但是,事实上很难确认未来勘探开发的风险和收益。

缺乏透明合理的定价机制的核心问题是，能源企业市场化运行和投资都将充满不确定性，导致企业发展缺乏有效战略规划。如果没有透明的价格机制，能源价格调与不调，常常是博弈过程，政府在博弈中的反复权衡，往往会使决策滞后，造成经济社会损失。即使政府的能源成本加成定价在经济快速发展阶段有其必要性，但是政府现阶段经济发展的中心已经改变，经济转型和环境治理需要市场化的能源价格，也需要市场化的能源企业。政府可以利用目前能源供需比较宽松（主要煤炭供需宽松）的时机，尽快进行能源领域改革（包括能源体制和能源价格改革），改变参加能源市场的方式，从直接定价参与改变为通过财税和补贴参与，

通过能源价格改革和机制设计来实现公平和效率的平衡。

第三节 透明合理的能源价格机制的重要性

为了不让价格博弈影响经济运行和社会稳定，政府需要改革传统的能源定价，建立合理透明的价格机制，利用财税制度参与能源市场。

能源价格机制必须透明合理的原因有很多。以电力行业为例，首先，透明、合理的能源价格机制可以理顺发电产业链，保障能源供应。发电产业链包括煤炭、发电和电网三个环节，每个环节都需要被关注到、需要被理顺，有的环节赚钱、有的环节不赚钱，其结果就可能是能源短缺。一个能源产业链中，某个环节实行计划价格、某个环节实行市场价格，这在理论上是行不通的，现实中也是不可持续的。经验告诉我们，煤炭、发电和电网这三个环节必须兼顾，必须有一个价格机制把这条产业链串起来。

其次，透明、合理的能源价格机制可以鼓励国外资本和民营资本参与能源投资。在目前国企一家独大和价格政府控制的情况下，投资放开还不足以吸引外资和民营的进入。能源改革开放力度加强，但并没有看见外资和民营的大量进入，反而看到的是变现的退出。目前能源行业的国企一家独大是能源行业许多问题的根源。要整体提高能源行业效率，民营企业 and 外资的参与可能是必须的。民营利润最大化，也就是成本最小化，或许可以为能源行业设定经营底线和必要的财务纪律性。

第三，透明、合理的能源价格机制可以减少能源成本。缺乏价格机制的市场扭曲将导致更大的浪费和成本，导致今后更高的能源价格。首先，近年的电荒说明，发电产业链的煤电矛盾会导致缺电。虽然能源过剩与短缺都会给经济带来损失，但是短缺的成本远大于过剩的成本。比如说，电力短缺的限电有很大的经济成本，而在发电装机不缺的情况下限电，成本更大。其次，如果发电企业走到了需要“集体突围”寻找其他发展来盈利的地步，那么我们面临的可能是今后更大的行业矛盾和成本。第三，“计划煤”和“市场煤”的差价导致不稳定的电煤契约，难以保证稳定的供应。中国煤炭运输主要靠计划安排，没有煤炭合同，就很难安排运力。只要有差价，就一定有中介，也会产生相应的交易成本。

第四，透明、合理的能源价格机制有利于能源监管。由于能源的特性，政府

不会也不能远离能源，但政府应该尽量选择市场的办法去接近市场。例如可以同时设计补贴和税收，这都是相对市场化的做法。具体地说，政府对能源价格的监管有两个重要方面：一是对能源企业进行严格的成本和价格监管；二是如果政府认为有必要维持相对稳定的能源水平，可以运用直接补贴，这种情况下完善补贴机制的设计很重要。由于中国大多能源企业都属国有，因此政府可以在相对市场化的税收和补贴上做文章。除了稳定、透明的价格机制，政府还可以运用补贴去补贴消费者，这在市场化的发达国家也是常有的。

最后，透明、合理的能源价格机制有利于市场化改革。能源价格应该由供求关系决定，在能源需求日益增长，能源成本和环境成本上涨的情况下，能源价格上涨是合理的。但是，不透明的政府成本加成定价，对于公众来说，调价常常受到质疑。加上中国能源企业相对垄断又是国有的，因此，对于价格上涨，公众常常认为涨价是企业成本问题，而不是供需成本问题。透明合理的价格机制有助于公众清楚石油国企的成本和利润来源，理解和接受价格改革和涨价。

第四节 能源价格改革需要注意的问题

（一）能源价格改革的同时必须辅以公平有效的能源补贴

作为基本（必需品）消费品，电、油和气价含有公用事业和公益性服务意义，政府不会置身事外。在能源价格改革进程中，需要比较实事求是地考虑这个问题。作为发展中国家，目前中国社会对能源稀缺和环境污染的支付意愿和支付能力比较弱。其结果是，即使价格市场化改革，能源价格也很难大幅度上涨。此外，由于社会稳定对发展的重要性，如果社会稳定可能由于能源价格上涨受到影响，那么能源价格改革的幅度和深度也会受到影响。

由于能源供应成本和环境成本日益增长，因此能源价格改革的结果常常是涨价。而从另一个角度看，对于发展中国家来说，过快地提高能源价格并不一定会促进节能，反而可能迫使老百姓寻找有害于环境的、低效的替代能源。例如，如果老百姓用不起电，可能会迫使他们采用更加污染的替代能源（如煤炭），还可能直接影响他们的劳动生产效率。因此，能源价格上涨是否在百姓的承受能力范围内，是否会影响到能源基本需求，都是政府在价格机制设计中应当考虑的问题。能源对于中国这样的发展中国家来说，其特殊性在于它既影响稳定又影响发

展，因此三中全会提出的对能源竞争性环节价格政府不干预，实践起来比较困难。

解决上诉问题，可以通过价格机制设计，在放开竞争性环节能源价格的同时辅以能源补贴。能源价格改革需要考虑实际支付能力，而承受能力是相对于收入而言的，能源价格的国际接轨不等于消费者必须支付相同的市场(国际)价格。而能源补贴同时也是一个社会公平的问题，因此政府对某个消费群体和某个需要鼓励的行业进行补贴是可以接受的，重要的是补贴的设计应当合理、有针对性、并有利于向市场化过渡。

可以预期，在相当长一段时间内，政府的能源价格干预（定价）可能依然会持续存在，但政府可以采用相对市场化的方式干预能源市场。能源价格改革除了坚定市场化的改革方向，着重点应该是建立透明合理的能源价格机制，辅之以公平、有效的能源补贴设计和严格的成本监管。也就是说，建立透明有效的价格机制不一定必然导致能源价格大幅度上涨，因为在价格机制设计上，政府可以通过税收和补贴来影响价格水平。这样除了可以降低能源价格改革的难度，还可以有效平衡能源发展的三大目标。

（二）改革放开的时间应该越早越好

中国能源价格改革已经成为共识，但对改革的速度和深度的看法仍然难以统一。事实上，政府近年来一直在推进包括成品油价格市场化改革、输配电价改革、居民用电阶梯电价、天然气定价机制等在内的能源价格改革，同时努力扩大资源税改革实施范围，并且研究将部分大量消耗资源、严重污染环境的商品纳入消费税征收范围。

但是，中国能源价格改革的缓慢和滞后却也是一个现实。改革的阻力来自于各个方面，但关键原因还是能源价格改革就意味着涨价。消费者对能源价格改革的担心确实存在。对于公众来说，近年来是在能源价格的“涨”声中度过的，能源价格牵动着老百姓的神经，对于要他们掏钱的事，公众很难不敏感。

显然，中国能源改革不是为了涨价，但是历史的原因和目前能源供需的现状，都比较明确地表明能源改革可能会导致能源价格的上涨。加上中国除了能源稀缺外，还有与能源相关的环境问题，而能源价格是抑制需求、提高能源效率、节约能源的关键手段，因此，中国能源价格上涨将是消费者不得不面对的现实。中国

目前仍然还处在一个发展转型的时期，能源行业基本上都是国企和垄断，改革和提价，尽管有时是必须的，还可能是为了提高能源效率，为了今后能有较低的能源价格。但是，如果每次能源价格改革都演变为供需的“博弈”，企业、政府、消费者多方力量的对比，公众的质疑，那么能源价格改革的缓慢和滞后可以理解。

一般而言，能源发展必须支撑三大目标：促进经济增长，实现安全稳定普遍能源供给，及保障环境可持续。作为发展中国家，三个目标存在明显的不一致性，而且在不同的发展阶段显然有不同的目标侧重。比如说，改革开放的前期，促进经济增长和实现安全稳定普遍能源供给为重点，现阶段则更重视保障环境可持续。政府需要通过改革能源价格和能源补贴来平衡三大目标。因此，不同发展阶段目标的不一致性也是导致中国能源价格改革缓慢和滞后的主要原因。

但是传统的政府成本加成能源定价既忽略了环境外部成本，也忽略了能源资源稀缺成本，这使得中国为经济增长付出巨大的环境代价，也将使下一代付出难以承受的能源成本，因此，能源市场化改革是必须的，而且改革放开的时间越早越好。

值得高兴的是，近年来全球能源供需状况和供应格局产生了巨大变化，有利于中国能源价格改革。国际方面的变化主要包括两个方面。一是中国是全球最大能源进口国，其能源需求增量一般占到国际能源需求增量的 40%-60%左右，对全球能源市场有着重大影响。近年来，由于中国经济增长开始放缓，同时环境治理的力度开始加大，导致全球能源需求增长放缓。二是美国由于页岩油气快速发展，从而减少油气进口，甚至增加出口，从而影响到全球的能源格局和市场，尤其是石油市场。在这两个因素的共同作用下，全球能源市场供需相对宽松。

国内方面。首先经济增长和能源需求增长开始放缓，使得供需矛盾减弱，能源价格改革重要的前提条件开始出现。中国能源价格改革常常伴随价格上涨，如果能源是卖方市场，任何价格改革都将有下游消费者承担，对能源成本和社会稳定有负面影响，这常常是能源改革滞后和不到位的根本原因。其次，雾霾治理将改善能源价格改革环境。东部环境治理措施中的控制能源需求，煤改气、煤改电将大幅度提高东部能源成本，为了减轻雾霾治理成本压力和进行有效的成本分摊，需要进行能源价格改革，比如阶梯气价就可以缓解气价上涨对居民的影响，并且通过解决公平负担和消费效率问题。

（三）必须采取主动的渐进性改革

综合考虑，中国能源价格改革采取渐进性改革，依然符合中国的基本改革策略。但是，渐进性改革应该可以分成两种：一种是主动的渐进性，一种是被动的渐进性。主动的渐进性改革应该是有步骤、有计划、有目标的渐进改革。主动的渐进性改革除了目标明确，还有时间要求，一旦确定改革，就坚定不移的推行。

过去中国能源价格的改革，大多属于被动的渐进性改革，因为都是出现问题才去改，或者矛盾积累过多，或者已经到不改革不行了。即使改革，常常是幅度尽量小，或者比预期小。我们可以理解为什么能源价格改革缓慢，常常沦为被动的渐进性改革。因为每次改革，政府都必须充分考虑所有的经济、社会、政治风险，才会确定改革和改革幅度。但是，被动的渐进性改革是有成本的。

首先，被动的渐进性能源价格改革的成本比较大。能源既是生产资料，也是生活资料，现代社会中，它基本上与所有的经济活动和居民生活直接相关，其重要性、复杂性和敏感性，使得改革过程中涉及很多社会经济问题。因此现实中，能源价格改革常常会因为各种社会经济问题而淡化或搁浅，因而成为宏观政策工具的一部分。能源价格成为政府宏观政策工具会使改革丧失要机会，扭曲必然增加成本，主要是增加可持续发展的成本。因为，如果没有可行的能源替代，不反应稀缺和环境成本的能源价格政策，将导致能源无效或低效使用，这意味着将来更高的能源价格，更多的排放，和更大的环境成本。

其次，被动的能源渐进性改革的成本还引申出代际问题。能源不可再生的稀缺性和其环境外部性决定了能源的代际问题非常值得关注和讨论。由于能源的不可再生性导致能源成本将持续上涨，目前的低能源成本的选择应该是一个代际的推移。比如说，由于能源企业基本国有，我们的确可以通过能源企业亏损来压低能源成本，但是，国企的亏损最终需要政府（公众）买单。也就是说，能源成本不可避免，可以选择的是：是现在还是以后买单。在应对环境问题上，基本上也是这个道理。因此，能源的代际问题是，下代人的幸福程度往往建立在这代人是否愿意对能源环境成本负责任的基础上。从经济学的角度，一个可能的解释是因为能源稀缺和环境问题都具有外部性，除非政府有为，现代人没有主动承担外部成本的动力。

第三章中国能源的良性价、税、财体系设计案例研究

中国的经济发展面临着工业化与城市化进程带来的能源需求刚性与日益严峻的能源供给和环境约束。要在中国形成合理有效的“能源三角”平衡关系¹，解决经济能源环境三者矛盾，能源价格改革必不可少。而且全球气候变化对能源补贴改革的要求也将进一步推动中国能源价格改革。中国能源价格机制改革已引起政府高度重视。国务院将推进资源性产品价格改革作为深化经济体制改革重中之重，并多次在政府报告中提出。2013年政府工作报告明确指出：推进价格改革，健全资源性产品价格形成机制。近年来，中国政府在煤、电、油、气各类能源产品领域实施了一系列价格改革，本章将依次分析和评估这些领域的重要改革措施。

第一节 中国阶梯电价改革评估

（一）阶梯电价改革是否实现了效率与公平的双重目标

目前，能源价格正处于改革的关键时期，而与居民生活联系最紧密的居民电力价格改革，无疑是诸多能源价格改革中最敏感的问题。发展中国家政府在制定电价政策时，需要考虑如社会稳定、经济发展等多方面因素，而物价整体水平稳定对居民生活具有重要的意义，因此，对居民电价进行大幅度调整的难度较大。合理设计居民电价机制，一方面应该对居民用电形成节能增效的激励，以提高效率，另一方面则应该让补贴²有目标的流向最需要的群体，以改善公平³。体现效率与公平已成为中国居民电力价格机制改革的两个重要目标。

2009年11月，国家发改委起草了《关于加快推进电价改革的若干意见（征求意见稿）》，首次提出在全国推行居民生活用电阶梯式递增电价（简称阶梯电价）的改革政策。按国家发改委要求，居民用电将被分为基本需求用电、正常合理用电和较高生活质量用电三档，并针对每一档的制定不同的电价水平，用电越多，

¹ “能源三角”¹：以环境可持续发展的方式促进经济增长，为人类提供普遍能源服务并保障能源安全。

²中国的电价存在交叉补贴，即工业和商业的电力消费价格高于其长期边际成本，而居民、农业等的电价低于其长期边际成本，用工业和商业的收益补贴居民和农村生产性用电等的亏损。

³在以往水平定价的模式下，简单地采用用电量乘以相同电价的计价方法，无疑使得电力消费量大的高收入家庭得到更多的补贴，而真正需要补贴的低收入家庭却享受到的不多。

电价越高。从理论上说，阶梯电价比水平定价更符合边际成本定价与反弹性定价的原则，能更好地促进效率并保障公平（Sun and Lin, 2013）。2012年7月居民阶梯电价在除西藏和新疆以外的29个省市正式实施。按国家发改委的建议，每个地区当地的电价实施方案可以由各地政府自主确定，但各地公布的方案都不约而同地严格遵照了国家发改委的指导意见，即“第一阶电价不变，第二阶上涨0.05元，第三阶上涨0.3元”，且“保证80%的居民用电不涨价”。

尽管居民电力价格改革从酝酿到执行，政府一直保持一种谨慎的态度，经历了近三年的科学论证与充分筹备。但改革的正式执行，仍引起社会各界对阶梯电价设计方案、改革目的以及执行效果的激烈讨论。阶梯电价改革方案在全国推行以来，公众对改革方案的承受能力和认同程度有待分析，家庭生活用电方式对新机制的反应尚待论证，完善阶梯电价机制的调整方案还需要进一步研究。因此，我们利用中国家庭生活能源消费情况实地调研¹（China's Household Energy Consumption Survey, CHECS）2013年1月的最新数据，构建家庭电力消费离散选择（Household Electricity Consumption Discrete Choice, HECDC）模型，并采用价差法评估补贴再分配机制的公平性，验证阶梯电价机制是否实现了提高用电效率、促进补贴公平的改革。

目前针对居民电力价格机制的研究，尤其是有关中国居民电力的研究，大多基于宏观统计数据。我们从现阶段改革的紧迫性与重要性出发，利用改革正式启动半年来中国城乡居民电力消费的一手数据作为研究基础，是对该问题研究的一个重要补充。与基于宏观统计数据的相关研究相比，采用微观家庭实地调研数据的价值在于以下三点。

首先，实地调研数据能够获得消费者对阶梯电价机制的反馈信息，考察家庭生活用电方式离散选择问题。

第二，除了价格变量以外，实地调研数据能够捕捉影响家庭决策的其它微观因素，如家庭行为意向、家庭年收入、家庭成员数量，年龄结构等，这些将有助于更广泛地研究阶梯电价机制对不同属性家庭用电行为的影响。

第三，实地调研数据对家庭个体的分析更有针对性，有利于比较在不同价格

¹该调研由厦门大学中国能源经济研究中心（CCEER）开展，计划每半年一次，在全国范围针对家庭生活用能情况进行实地问卷调研，涵盖了家庭生活用电支出、交通支出、燃气支出、家庭收入、家庭人口结构、居住面积以及拥有分布式能源情况等数据信息。

机制下居民补贴的有效性。近年来, Ndiaye and Gabriel (2011), Sanquist et al (2012), Bernard et al (2011) Wiesmann et al. (2011), Zhou and Teng (2013) 等研究居民电力消费的文献也采用了微观调研数据作为数据基础。

1.影响家庭电力消费方式选择的因素分析

1.1 家庭电力消费离散选择模型

居民生活用电实施阶梯式递增电价机制, 导致随着电力消费量增加, 家庭电力消费支出呈现非线性的增长, 一个重要的目的是为了通过电力支出的变化, 给家庭提供节能动力。家庭有机会选择更加高效与节能的电力消费方式, 减少无谓浪费, 以尽量控制家庭的电力使用成本。然而, 不同家庭面对新的电价机制, 节能反馈可能不同, 这与家庭对新电价机制的敏感程度有关。对阶梯电价敏感的家庭会主动地选择更加节能的用电方式, 而不敏感的家庭则不存在节能反馈。因此, 在考虑电力消费方式时, 不同家庭选择的结果是一组离散变量。

家庭电力消费离散选择 (HECDC) 模型基于随机效用模型 (Random utility model) 理论。家庭在做出电力消费选择时服从的是由两种选择中获得的效用, 假设选择节能用电方式的效用为 U_i^1 , 而不改变用电方式的效用为 U_i^0 (其中 i 代表家庭个体)。由于随机效用无法观测, 可以观测到的仅是家庭选择的结果, 即 1 (选择节电方式) 和 0 (不改变用电习惯)。显然, 如果不可观测的 $U_i^1 > U_i^0$, 即对应于观测值为 1; 相反, 如果不可观测的 $U_i^1 \leq U_i^0$, 即对应于观测值为 0。进一步假设家庭对电力消费偏好有完好的定义, 则对家庭用电行为的选择可以看作是家庭间接效用函数 (V_{im}^*) 最大化条件的结果, 效用最大化问题的解可以表示为:

$$V_i = \arg \max(V_{i0}^*, V_{i1}^*) \quad (3-1)$$

其中 V_i 的取值为 {0, 1}。当模型存在随机项时, 随机效用模型可以推导出每种决策被选择的概率。同时, Börsch-Supan (1987) 指出, 若离散选择是按照随机效用最大化而进行的, 随机项服从 Logistic 分布的假设, 二元选择模型更适合采用 Logit 模型。受阶梯电价机制影响, 家庭 i 选择节能用电行为的概率为 p_i , Wang et al. (2011) 指出它是由一系列解释变量构成的非线性函数。根据 Wang et al. (2011), 家庭电力消费离散选择模型 (HECDC) 可以表示为以下形式。

$$Y = \alpha + \gamma I + \lambda P + \sum \theta_n B_n + \sum \beta_k H_k + \sum \eta_m Z_m + \varepsilon \quad (3-2)$$

其中 $Y = \ln\left(\frac{P_i}{1 - P_i}\right)$ ，为潜在变量（Latent Variable），若 $Y > 0$ ，则 $V_i = 1$ ，即家庭选择节能用电方式，若 $Y \leq 0$ ，则 $V_i = 0$ ，即家庭不具有节电反馈。中国家庭生活能源消费情况实地调研（CHECS）2013 年 1 月的问卷中涉及到“执行阶梯电价后，家庭是否会更注意选择节能的电力消费方式，减少浪费”，选项中“是”和“否”分别代表了 V_i 的取值 1 和 0 的情况。

解释变量中， I 表示家庭收入状况，采用 CHECS 收集的“家庭年可支配收入”数据，单位为万元。 P 为价格因素，采用电力与替代能源的相对价格指数，即取当地居民电价与民用天然气价格的比值¹。在有关家庭电力消费的研究中，普遍都考虑了这两个变量，如 Filippini, (1999), Alberini et al. (2011) 等。Feng and Sovacool (2010) 研究认为收入与价格因素对家庭的节电行为（Electricity Saving Behaviour）具有显著的影响。 B_n 为计划行为属性，以计划行为理论（The Theory of Planned Behavior, TPB）的观点为基础。TPB 由 Ajzen (1985) 提出，旨在研究行为意向或心理影响对某种特定行为的作用，其中行为意向主要由行为态度、主观规范和知觉行为控制三个因素决定。我们采用的计划行为属性（ B_n ）包括行为态度 B_1 、主观规范 B_2 和知觉行为控制 B_3 三个方面。行为态度因素采用 CHECS 被访家庭对“是否曾使用节能家电²或安装太阳能热水器”问题的回答，曾使用节能家电或安装太阳能热水器的家庭意味着在生活中比较注重节能或对传统能源的替代，可能更易对电价机制的节能激励产生反馈。 B_1 是虚拟变量，选项“是”取值为 1，“否”取值为 0。主观规范因素是指行为人的某种期望给行动带来的压力。2012 年 7 月各地实行的阶梯电价方案均分为三个阶梯，但每个省的消费量拐点不同，如福建第一阶梯用电量为 200kWh 以下，第三阶梯用电量为 400kWh 以上，而四川则是选择 180kWh 与 280kWh 为阶梯的拐点。因此，本研究的主观规范因素 B_2 主要考查处于用电量拐点附近（正负 10%）的家庭，是否

¹其中居民电价选择该家庭生活消费电量所对应的阶梯电价，取每千瓦时电力价格（元）与每立方天然气价格（元）的比值。尽管居民电价目前仍按“以省定价”执行，但各地差异不会特别明显。而天然气价格受运输成本影响，东南部省份明显比其它省份要来得高。

²如曾经有意识地购买具有“能源之星（Energy Star）标识”或“中国能效标识”能耗较低的家电，像空气能热水器、变频空调等等。

会由于主观上的节能压力，从而倾向于选择更加节能的用电行为。数据来源为 CHECS，根据“家庭月用电量”数据及各地的阶梯拐点分别计算。 B_2 为虚拟变量，家庭月用电量在拐点附近为 1，不在拐点附近为 0。知觉行为控制 B_3 主要反映的是个体感知，采用的是 CHECS 中“是否了解阶梯电价政策”的选项，选项“是”取值为 1，“否”取值为 0。对政策的了解，可以增加对阶梯电价机制的感知和认同感，有可能更易理解改革的意图并产生节能的行为。解释变量中， H_k 为家庭人口统计学属性，包括了家庭人口因素 H_1 ，年龄结构因素 H_2 和城乡居民因素 H_3 ，分别采用 CHECS 收集的“家庭常住人口”、“是否有三代人以上共同生活¹”以及“是否居住在农村”的相关数据。其中， H_1 为调研选项相应的数值，反映家庭常住人口的数量。 H_2 与 H_3 是虚拟变量，选项为“是”，取值为 1，选项为“否”，取值为 0。模型中引入 Z_m 作为区域属性的控制变量，以区别不同地区的家庭电力消费行为影响，包括区域发展水平 Z_1 和区域气温因素 Z_2 。其中， Z_1 和 Z_2 分别使用当地人均 GDP 和当地平均气温作为指标。模型的误差项 ε 假定服从正态分布。由于 HECD 模型的回归系数反应的只是潜在变量变化的结果，实质性的解释意义并不清晰，所以我们计算了更具实际意义的边际效应，反应各解释变量对于家庭电力消费方式选择的边际影响有多大。

1.2 数据统计描述

表 3-1 主要数据描述性统计结果

数据指标	均值	标准差	最小值	最大值
选择节能的电力消费方式	0.265	0.441	0	1
家庭年可支配收入（万元）	9.464	11.200	0.5	200
居民电力相对价格（%）	25.301	7.6664	14.238	58.394
曾使用节能家电或安装太阳能热水器	0.333	0.471	0	1

¹指是否是三代或三代以上成员共同组成的家庭，以反映家庭的年龄结构。中国人有喜欢多代同堂的传统习惯，而且随着第二代独生子女的出现，具有隔代抚养现象的家庭开始增加。

家庭月用电量（千瓦时）	236.360	148.984	12.579	1197.900
了解阶梯电价政策	0.740	0.439	0	1
家庭常住人口（人）	3.082	1.036	1	9
三代以上组成的家庭	0.321	0.467	0	1

2012年7月居民阶梯电价全面启动，实施范围涵盖了我国绝大部分地区¹。我们使用2013年1月的CHECS数据，来自三个东部省份（山东、江苏与福建）、三个中部省份（山西、内蒙与安徽）、两个西部省份（四川、贵州）和一个东北省份（黑龙江）²，有效样本共1058户家庭，能够代表不同地区、城市和农村家庭的阶梯电价实施之后的生活能源消费情况。我们所涉及到CHECS的主要数据统计描述如表3-1所示。值得注意的是，在阶梯电价执行之后，样本中有26.5%家庭具有节能反馈，选择更加高效节能的电力消费方式，减少浪费。这表明阶梯电价机制的节能激励收到一定的效果。并且用电量处于拐点附近的家庭占被调研家庭的26.2%，这表明面对阶梯电价，家庭用电量呈现出一定程度的聚集现象，这与Olmstead et al.（2007）的研究非常相似³。被调研家庭的平均家庭成员数量为3.08人，与第六次全国人口普查平均每个家庭户的人口3.10人比较接近。被调研家庭中既有单身住户也有9名成员的大家庭，而三代以上共同生活的家庭占32.1%。

¹ 除了新疆与西藏以外的29个省市自治区。

² 为科学反映中国不同区域的社会经济发展状况，国家统计局在2011年将中国经济区域划进行调整，分为东部、中部、西部和东北四大地区。

³ Olmstead et al.（2007）对来自美国与加拿大11个地区1082个家庭的生活用水数量进行研究，表明约有40%美国家庭的用水量集中在拐点附近（上下5%）的区间内。

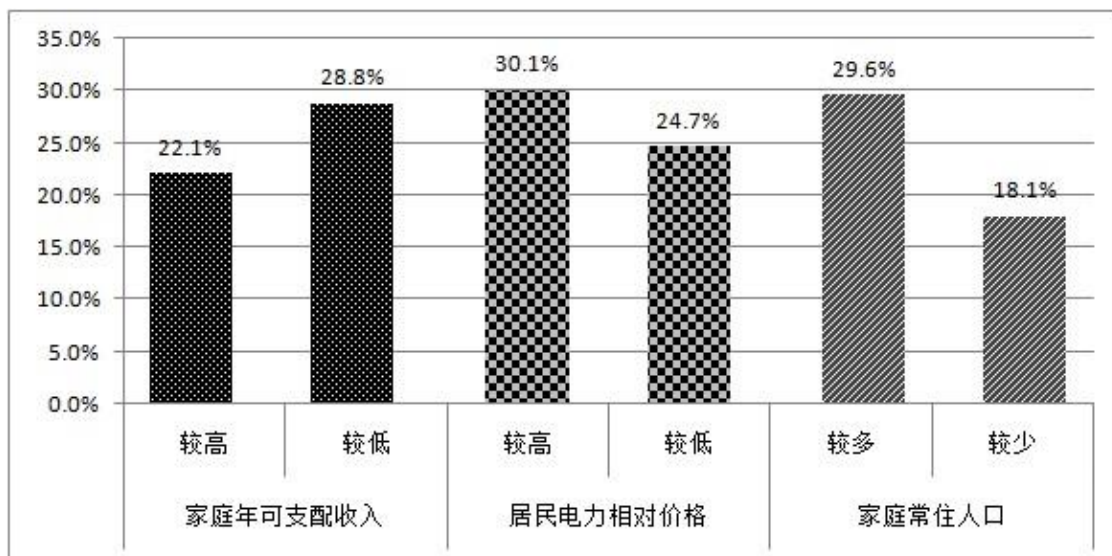


图 3-1 按收入、价格和人口分类的家庭选择节能用电方式的比例

分别以家庭年可支配收入、居民电力相对价格、家庭常住人口的均值为界对样本进行划分，图 3-1 显示了具有不同收入，面对不同价格以及拥有不同人口数量的子样本中，选择节能用电方式的家庭比例。可以看到，家庭年可支配收入大于 9.46 万元的家庭中，只有 22.1% 具有节能反馈，这一比例要低于收入较少的家庭，表明收入较高的群体，电费支出占其收入的比重较低，在面对新的电价机制时相对不敏感。而居民电力相对价格更高的家庭中，选择节能消费方式的比重为 30.1%，高于相对价格更低的家庭，说明电力价格相对越高，在新的机制下家庭产生反馈的比例可能也越大。常住人口大于 3 人的家庭，有 29.6% 会选择节能消费方式，而人口为 2 人或 1 人的家庭，只有 18.1% 具有节能反馈，说明人口少的家庭产生节能反馈的更少。表 3-2 按照其它 5 个解释（虚拟）变量（是否曾使用节能家电或安装太阳能热水器，是否了解阶梯电价政策，是否三代以上共同生活，是否农村家庭以及是否处于拐点附近）的差异对样本进行分类，显示了执行阶梯电价后选择节能用电方式的家庭比例。表 3-2 表明，无论按何种属性分类，家庭之间的差异都比较明显。曾经使用节能家电或安装太阳能热水器的家庭，在执行阶梯电价之后有 41.5% 会倾向于采用更加节能的用电方式，而未曾使用节能家电或安装太阳能热水器的家庭，具有节能反馈的仅有 19%。了解阶梯电价政策的家庭，选择节能用电方式的比例为 28.9%，大大高于不了解阶梯电价政策的家庭。三代以上共同生活的家庭采用节能用电方式的比例均要小于其它家庭。与居住在农村的家庭相比，居住在城市的家庭采用节能用电方式的比例要小了近 20%。用

电量处于拐点附近的家庭，具有节能反馈的比例则要高于其它家庭，表明用电量拐点的的设计可能会对家庭用电消费方式的选择产生显著影响。根据对样本的分类分析的结论，初步显示出阶梯电价在激励居民提高用电效率方面起到了一定作用，但不同属性的家庭对阶梯电价节能激励的反馈存在差异，有些因素可能增强了阶梯电价带来的节能效果，有些因素则导致节能效果削弱。我们进一步根据式(3-2)，采用家庭电力消费离散选择模型（HECDC）实证分析影响家庭节能反馈的主要因素¹。

表 3-2 按其它属性分类的家庭选择节能用电方式的比例

	是	否
是否曾使用节能家电或安装太阳能热水器	41.5%	19.0%
是否了解阶梯电价政策	28.9%	19.6%
是否三代以上共同生活	21.5%	28.8%
是否居住在农村	44.6%	23.5%
用电量是否处于拐点附近	32.2%	24.1%

1.3 实证结果分析

表 3-3 显示了回归结果，其中模型 1 仅考虑了收入变量，价格变量和计划行为变量，模型 2 纳入了家庭人口统计学变量，模型 3 包括了区域控制变量。由于中国各地区阶梯电价方案的差异主要体现在对三个电量阶段的阈值设定²，而研究阶梯电价的改进方案，应该特别注意两个拐点的的设计对家庭节能反馈的作用。因此，在模型 4 与模型 5 中，将用电量处于拐点 1 附近与拐点 2 附近的家庭单独用虚拟变量进行分类，以便分析不同拐点对家庭电力消费方式选择的影响。表 3-3 中的系数表示边际效应，即解释变量变化一单位时³，被解释变量发生概率的变化。

表 3-3 家庭电力消费离散选择模型的实证结果

变量	模型 1	模型 2	模型 3	模型 4	模型 5
家庭年可支配收入	-0.006***	-0.006**	-0.006**	-0.007**	-0.007**
居民电力相对价格	0.010***	0.010***	0.010***	0.010***	0.010***

¹回归模型中家庭年可支配收入、居民电力相对价格及地区人均 GDP 取对数处理。

²各地区阶梯电价方案的价格设计完全参考了国家发改委的指导性意见，各地的差异主要表现在对基本需求用电、正常合理用电和较高生活质量用电三档电量的划分上。

³虚拟变量的系数由 0 到 1 的变化，表示该变量对被解释变量的边际影响。

曾使用节能家电或安装太阳能热水器	0.277***	0.217***	0.220***	0.216***	0.219***
电量处于拐点附近	0.100***	0.106***	0.090***		
拐点 1 附近				0.077*	0.058
拐点 2 附近				0.175***	0.166***
了解阶梯电价政策	0.082***	0.072**	0.070**	0.072**	0.070**
家庭常住人口		0.044***	0.041***	0.043***	0.041***
三代以上共同生活		-0.103***	-0.101***	-0.104***	-0.104***
居住在农村地区人均 GDP		0.171***	0.184***	0.171***	0.186***
地区平均气温			-0.014*		-0.014*
			-0.007**		-0.007***

注：回归结果代表边际效应。*代表 10%显著水平，**代表 5%显著水平，***代表 1%显著水平

从表 3-3 结果可以看到，在采用不同的控制时，各变量的回归结果都比较显著，边际效应的大小也相对稳定，表明模型的稳健性较好。在面对阶梯电价机制的节能激励，家庭收入因素、电力价格因素、计划行为因素、家庭人口统计学因素等均是影响家庭电力消费方式选择的重要变量。

家庭年可支配收入对家庭选择节能电力消费方式的影响是负的，说明年可支配收入更高的家庭，对阶梯电价机制产生节能反馈的概率更小。由于同 2012 年 7 月之前执行的水平电价相比，目前各地阶梯电价的方案均不存在电价下降的方案，因此，阶梯电价机制带来的价格变化主要都体现为第二阶梯与第三阶梯价格的上涨¹。这意味着面对可能的电价上浮，低收入家庭的敏感程度更高，低收入家庭采用节能用电方式的概率要大于高收入家庭，这与 Sun and Lin (2013) 的研究结论是一致的。从回归结果的边际效应看，家庭年可支配收入每增加 1 万元，家庭选择节能用电方式的概率下降 0.6-0.7%。

居民电力相对价格的影响是正向的，表明家庭面对的居民电力相对价格越高，家庭选择节能电力消费方式的概率越大。假定各地的天然气价格不变，那么阶梯

¹ 第一阶电价不变，第二阶上涨 0.05 元，第三阶上涨 0.3 元。

电价提高的幅度增大，家庭产生节能反馈的可能性也增大。以边际效应分析，居民电力相对价格上涨 1%，家庭选择节能用电方式的概率随之上涨 1%。实证结果所反映的电力价格同节能反馈之间关系，与阶梯电价方案设计的目标是吻合的，即通过价格差异对消费者传递不同的信息，以促进家庭用户尽量回避高价格区间，提高用电效率，并且价格越高，家庭的敏感程度也越高，选择节能用电行为的概率也越大。

计划行为因素包括三个解释变量。其中，曾使用节能家电或安装太阳能热水器的家庭要比未曾使用节能家电或安装太阳能热水器的家庭，选择节能用电方式的概率大 22%左右。这体现出家庭过去在选择家电设备上的行为态度，与受激励产生的节能反馈有很大的关系，曾经选择节能家电或安装太阳能热水器的家庭，容易对阶梯电价的节能目标产生共识。

阶梯电价的梯度设计以及各阶梯之间电价的跨度，是改进阶梯电价方案促进实现节能目标的关键问题。模型 1、模型 2 和模型 3 的实证结果均表明，家庭月用电量处于阶梯拐点附近会导致家庭更倾向于采取节能的电力消费方式，而不处于阶梯拐点附近的家庭，其产生节能反馈的概率要低约 10%。这反映了面对新的价格机制，家庭产生节能反馈的概率与阶梯电价梯度设计有很大的关系，用电量处于拐点附近的家庭产生节能反馈的可能性更大。根据 Olmstead et al. (2007) 的观点，家庭的电力消费和支出是在固定预算约束下使其效用最大化的解，对于用电量处于阶梯拐点附近的家庭，如果用电量突然增加，那么增加的这一部分用电很可能会按照更高一阶的价格进行电费核算，对效用的边际影响比较大，因此这部分家庭会有意识地控制自身电力的需求，在主观上产生节电的行为规范。为了进一步考查用电量处于阶梯电价第一阶梯拐点与第二阶梯拐点附近的家庭在电力消费方式选择上的差异，模型 4 与模型 5 用虚拟变量区分了这两种家庭。实证结果显示了两个特征。首先，两个变量的系数显著性存在差异，处于第二拐点附近的系数在两个模型中均达到 1% 的显著性水平，而处于第一拐点附近的系数在模型 4 中只达到 10% 的显著性水平，并且当控制了区域变量时，在模型 5 中处于第一拐点附近的系数甚至没有通过 10% 显著性检验。这说明用电量处于第二拐点附近的家庭对阶梯电价存在明显的节能反馈，而用电量处于第一拐点附近的家庭虽然比不处于拐点附近的家庭更具有选择节能用电方式的可能性，但这种可能性相对较弱，而且很可能只是通过与其他区域变量的相关性起作用。其次，对比

两个变量的边际效应可以发现,用电量处于第二拐点附近的家庭要比不处于拐点附近的家庭产生节能反馈的概率大 17%左右,而用电量处于第一拐点附近的家庭的边际效应只有 6-7%。这主要是因为,家庭对阶梯电价拐点产生的主观规范效应来自于拐点两侧电价的差异,差异越大,对家庭效用的潜在影响可能越大,因此家庭产生节能反馈的概率也越大。按现行的阶梯电价机制,几乎所有地区第一拐点两侧的电价差异为 0.05 元每千瓦时,而第二拐点两侧的电价差异为 0.3 元每千瓦时。以第一阶梯电价 0.5 元计算,当家庭用电跨过第一拐点到达第二阶梯,每千瓦时用电多支出 10%,而用电量跨过第二拐点到达第三阶梯时,每千瓦时用电将多出约 50%的费用,二者对效用的边际影响存在着非常明显的差异。阶梯电价的拐点设计以及各阶梯之间电价的跨度,对处于阶梯拐点附近家庭的主观规范效应起了较大作用,在很大程度上影响了家庭选择节能电力消费方式的概率。

家庭对阶梯电价政策的了解与否,对家庭选择节能电力消费方式的概率具有显著的正向影响。了解阶梯电价政策的家庭比不了解的家庭,产生节能反馈的可能性要高出 7-8%。政策的宣传与推广,使家庭更容易理解阶梯电价政策的内容,在知觉行为控制方面让家庭对改革的目的与意义产生共鸣,以促进其节能。在表 1 的数据描述中,仍有 26%的家庭表示不了解阶梯电价政策,说明为了更有效地促进阶梯电价的节能作用,还需要进一步加强政策的宣传工作。

在三个家庭人口统计学属性中,家庭常住人口数量与被解释变量之间具有正向关系。家庭人口数量增加,会提高家庭选择节能用电方式的可能性。家庭每增加 1 位常住人口,概率增加 4%左右。该结果反映出家用电器与家庭人数之间的非线性关系,照明、冰箱、洗衣机、空调等设备的使用有比较明显的规模效应¹。因此面对阶梯电价机制,常住人口更多的家庭为其选择节能用电方式提供了机会。而从家庭的年龄结构上看,与其它家庭相比,三代以上共同生活的家庭具有节能反馈的可能性大约低了 10%。这表明不同年龄段的家庭成员生活方式与作息时间可能存在较大差异,整个家庭的用电行为往往需要兼顾到所有成员,导致共同采取节能用电方式的概率下降。城乡属性对家庭节能电力消费方式选择的影响也很

¹ 家庭用电的规模效应主要反映在能够通过家庭成员对家用电器的共同使用,保证家庭效用不受影响。如三口家庭既可以选择分别在不同房间各开一台空调,也可以集中在客厅共同使用一台空调,而单身家庭的选择只能是开空调或不开;又如三口家庭可以选择使用洗衣机一次洗三个人的衣服,而单身家庭则很难体现规模效应。

显著。目前全国大多数地区居民电价实行城乡同价，同样面对阶梯电价的节能激励，居住在农村的家庭要比居住在城市里的家庭产生节能反馈的概率高出 17-18%，表明在农村居住的家庭对阶梯电价更加敏感，而在城市居住的家庭对阶梯电价的敏感程度相对较低。

两个区域控制变量在模型 3 与模型 5 中相对都比较显著。当地人均 GDP 与家庭选择节能电力消费方式的概率成负相关，表明生活水平越好的地区，家庭对阶梯电价产生节能反馈的可能性相对越小。当地气温对家庭选择选择节能电力消费方式的影响也显著为负，这表明由于地区气温越高，家庭在生活上对电力（特别是空调制冷用电）的需求可能更大且具有刚性特征，家庭拥有节电意愿的概率也随之下降。

通过实证结果的分析，我们看到，居民阶梯电价方案的执行，确实一定程度上对家庭电力消费方式选择造成了影响，电价机制发挥了促进节能的杠杆作用。同时，由于家庭属性（包括收入、人口、年龄等因素）的影响，不同家庭对阶梯电价的敏感程度或节能反馈也存在差异。进一步发挥阶梯电价机制的节能作用，除了应该在相对电价、阶梯用电量、阶梯数目等方面完善科学设计外，还应尽可能的配套细化政策，更精细更全面的兼顾到大多数人的利益，如是否打破城乡同价，是否针对特殊家庭用电采取申报机制等等，以充分体现阶梯电价改革两个重要目标，在追求效率的同时不忘公平。接下来，继续利用 CHECS 实地调研的微观家庭数据，采用价差法分析哪些家庭承担了阶梯电价的上涨部分，以及新的价格机制是否促进了补贴公平。从机制设计的角度，进一步探讨保障电价机制效率与公平原则的改革方向。

2. 阶梯电价与有目标的居民电力补贴

2.1 阶梯电价对不同收入阶层用电的影响

在阶梯电价执行之前，以往不加区分的居民电力交叉补贴机制是不公平和无效的。补贴来源于交叉电价，属于财政支出，也就是公共产品。大部分电力补贴最后落到不需要补贴的高收入人群手中，相当于是贫困人群补贴了富裕人群。阶梯电价机制打破了交叉补贴传统的仅与用电量线性相关的分配方式，转而通过非线性的有目标的方式重新分配公共资源，让居民电力价格形成高低梯度，用电量低的家庭享受低的价格，而用电量高的家庭需要承担“涨价”的部分。这为重新分

配补贴提供了合理的机制。

我们基于林伯强等（2009）的研究，采用价差法估计阶梯电价对电力交叉补贴的规模。为突出阶梯电价执行之后对交叉补贴的影响，我们以阶梯电价执行之前的水平电价作为参照，具体的形式表示如下：

$$\ln Q_1 - \ln Q_0 = e \times (\ln P_1 - \ln P_0) \quad (3-3)$$

其中 e 表示家庭电力的需求价格弹性， Q_1 和 P_1 表示阶梯电价执行后的电价与需求量， Q_0 与 P_0 则表示电价机制调整前的电价与需求量。 $\Delta Q = Q_1 - Q_0$ 则表示阶梯电价执行前后的需求量变动。

为了考查阶梯电价如何有目标的对交叉补贴进行再分配，我们把所有样本家庭按收入高低分为三个阶层，其中收入最低的 20% 家庭为低收入阶层，中间收入的 60% 家庭为中等收入阶层，收入最高的 20% 家庭为高收入阶层。Sun and Lin（2013）的研究表明家庭电力需求价格弹性的绝对值与收入负相关且与价格正相关，我们根据其结论分别估算了样本中不同阶层家庭的电力需求价格弹性。其中，低收入阶层家庭电力需求价格弹性为-0.38，中等收入家庭为-0.19，高收入家庭为-0.08。从价格弹性上反映出高收入家庭可能更加注重用电与生活品质之间的关系，电价上涨或电力支出增加对他们的影响比较小，而低收入家庭对电价的敏感程度较高。表 4 显示了不同收入阶层的家庭，在阶梯电价执行前后的用电量及用电支出变化情况。可以看出，无论是低收入、中等收入还是高收入家庭在阶梯电价之后，用电量都呈现了下降趋势，但用电支出则表现为一定幅度的上涨。低收入家庭在阶梯电价执行后的月用电量平均下降了 1.66kWh，而中等收入家庭与高收入家庭则分别下降了 2.22kWh 与 3.56kWh。这与前文 HECDC 模型的结论一致，证实了阶梯电价机制的节能激励能够促使各收入阶层的家庭均出现反馈，产生节能动力。阶梯电价的实施对居民生活用电量具有负的边际影响，导致全样本 1058 户家庭平均用电量下降了 1.0%。电力宏观统计数据也表明 2012 年城乡居民用电量增速的下降，验证了阶梯电价实施对家庭用电的节能作用¹。

表 3-4 阶梯电价执行前后家庭用电量及用电支出变化情况

¹尽管 2012 年全年城乡居民生活用电同比增长 10.15%，与 2011 年的增速 10.17% 基本持平，但 2012 年下半年的同比增速却比 2011 年下降了约 0.5 个百分点，表明了 2012 年阶梯电价的实施对城乡居民用电量起到了一定影响。

收入 阶层	家庭数	年均可支配收入 (万)	用电量 (kWh)		用电支出 (元)	
			执行前	执行后	执行前	执行后
低收入	212	3.15	157.20	155.53	78.90	80.26
中等收 入	636	7.71	230.47	228.25	117.97	122.98
高收入	210	21.14	346.07	342.52	174.07	194.91

虽然各阶层家庭用电量都出现下降,但由于电价水平有所提高,阶梯电价执行之后各阶层家庭的用电支出均呈现某种程度的上涨。样本家庭的平均用电支出上涨 7.42 元,其中低收入家庭月用电支出平均上涨 1.36 元,中等收入家庭上涨了约 5.01 元,而高收入家庭受的影响最大,平均上涨了 20.84 元。在相对量上,除了高收入家庭,其它收入阶层家庭的月用电支出的增幅都比较小,受到的影响比较有限。具体而言,低收入家庭月用电支出平均增长了 1.72%,中等收入家庭增长 4.24%,而高收入家庭增长 11.97%,1058 户样本家庭用电支出平均上涨幅度为 6.12%。这表明阶梯电价对各阶层家庭的用电支出均造成一定影响,但“涨价”部分主要由收入较高的家庭承担,中低收入家庭特别是低收入家庭受到的影响较小,反映了阶梯电价机制的公平性与合理性。

2.2 阶梯电价与交叉补贴再分配

表 3-5 阶梯电价执行前后家庭电力交叉补贴变化情况

收入阶层	家庭数	家庭平均补贴量 的变化情况		相应阶层的补贴量 占总补贴量的比例	
		变化额 (元)	变化比例	执行前	执行后
低收入	212	-3.35	3.06%	13.31%	13.76%
中等收入	636	-7.67	4.84%	57.71%	58.56%
高收入	210	-25.11	10.41%	28.98%	27.69%

如前所述,在新的阶梯电价机制下,家庭的用电量与用电支出都随之改变,导致居民电力交叉补贴的总量产生变化,且不同收入阶层受到的补贴比例也重新

分配。通过价差法的计算，阶梯电价执行后，1058 户样本家庭月补贴总量降低了 10861 元，平均每户减少 10.27 元，下降比例为 6.21%，表明在新的电价机制下，工业与居民部门电力价格的扭曲缩小，公共补贴支出的总规模明显下降。在不同收入阶层的家庭中，低收入家庭平均月补贴量降低 3.35 元，较阶梯电价执行前减少了 3.06%，中等收入家庭平均月补贴量下降了 7.67 元，下降的比例为 4.84%，而高收入家庭的平均月补贴量降低 25.11 元，与执行阶梯电价前相比，降低的幅度达到 10.41%。不同收入家庭补贴额变化主要受两个方面影响。首先不同收入家庭对阶梯电价机制的敏感程度与节能反馈不同，月用电量下降的幅度存在一定差异。其次不同收入家庭用电量所处的阶梯也不相同，低收入家庭的用电量较低，大多集中在第一阶梯之内，电价变动的幅度较小，而高收入家庭平均的用电量明显更高，因此更多地承担了电价上涨的部分。

阶梯电价改革的重要目的之一就是要改变这种不加区分的补贴机制，更有目标地控制补贴的流向，减少扭曲保障公平。从表 6 可以看到，执行阶梯电价之后，高收入家庭受到的补贴份额减少了 1.3 个百分点，下降至 27.69%，中等收入家庭受到的补贴份额增加了 0.85 个百分点，达到 58.56%，而低收入家庭受到的补贴份额也有一定提高，增长至 13.76%，上升了 0.45 个百分点。阶梯电价导致补贴的针对性有所增强，高收入家庭得到的补贴比例下降，而低收入家庭和中等收入家庭受到的补贴比例上升，但各阶层之间比例的变化幅度不是很大，交叉补贴再分配的公平性还没有得到充分的体现。这主要是由于目前各地所执行的阶梯电价方案还比较粗放，基本上都采用了三个阶梯、固定价格幅度的模式，机制的针对性较差且各档之间的价格差距较小。截止 2013 年 7 月，虽然全国一部分地区对原机制的电价水平执行了新一轮调整¹，但各地均没有对阶梯用电量的阈值作相应调整。面对固定且滞后的阶梯设计方案，部分过去处于第一档用电的家庭可能会随着用电量的增加升至第二阶梯，这必然导致用电量处于第一阶梯家庭将越来越少。现有机制在引导补贴合理再分配的功能依旧较弱，未来需要在机制的设计上做更精细的工作。

3. 结论与政策建议

能源价格是现阶段改革的重点，采用阶梯式的定价方式取代传统水平定价是

¹ 如福建省自 2013 年 7 月起采取第二年过渡期电价。

改革的方向。阶梯电价只是居民资源类产品价格改革的第一步，之后居民天然气、生活用水等其它公共资源产品很可能都将执行阶梯定价的模式。从原理上看，虽然阶梯定价更有利于提高效率并保障公平，但在执行过程中，阶梯电价改革具体的实施效果仍需要家庭反馈数据的验证，未来定价机制又该如何改进，也急需进一步的探讨。因此，我们在阶梯电价全面实施背景下，采用 CHECS 实地调研的家庭微观数据，针对现行阶梯电价机制在提高用电效率、促进补贴公平两个方面的效果进行研究，主要得到以下几点结论及建议：

第一，现行阶梯电价方案的节能激励是有效的。受阶梯电价机制影响，家庭的平均用电量下降了约 1.0%。根据消费者对阶梯电价的反馈，26.5%的家庭会选择更加高效节能的电力消费方式，减少浪费。同时，不同家庭对阶梯电价的敏感程度与节能反馈存在差异。

第二，阶梯电价不仅减少了交叉补贴的规模，同时改善了补贴的再分配机制。现行的阶梯电价机制在一定程度上缩小了工业与居民部门电力价格的扭曲，导致补贴支出的总规模下降了 6.2%。阶梯电价使得补贴机制更加具有针对性，更多份额的补贴流向了中、低收入家庭，而不需要补贴的高收入家庭得到的补贴份额有所下降。

第三，家庭节能电力消费方式的选择主要受到家庭收入、相对电价以及家庭以往用电习惯的影响。收入较低的家庭对阶梯电价的节能激励更加敏感。而家庭面对的电力相对价格越高，选择节能电力消费方式的概率可能越大。曾使用节能家电或安装太阳能热水器的家庭更容易对阶梯电价的节能作用产生共识。

第四，对于阶梯电价机制来说，用电量拐点以及各阶梯之间电价跨度的设计非常重要。由于拐点附近的用电量与用电支出之间存在非线性的变化，家庭用电量在拐点附近呈现出明显的聚集现象，而且产生节能反馈的概率也大大增加。同时，阶梯电价的拐点还是划分家庭用电补贴的重要标尺，影响到不同收入家庭对电价“涨价”份额的承担程度。长期固定且调整滞后的方案，很难充分发挥阶梯电价机制的节能激励作用，而且还影响了补贴的公平分配。

第五，城乡同价的阶梯电价模式可能需要调整。因为城市与农村家庭用电习惯和用电方式的客观差异，对同一套阶梯电价方案所反映的节能效果与补贴分配存在明显的不同，容易造成城市的低收入群体补贴农村的高收入群体的现象。因此，应该制定差异化的能源补贴改革政策，为照顾城乡不同地区居民对价格的承

受能力，在政策设计上需要充分完善动态调整机制，体现有目标的补贴措施。

第六，完善实施方案，提高政策操作的效率。不同收入阶层对能源价格的敏感度不同，对低收入阶层居民采取渐进式的改革方式，逐步取消能源补贴，降低能源价格改革对其生活带来的冲击，而对高收入阶层家庭可采取更加彻底的改革方案，甚至采用一次性完全取消能源补贴的方式。

无论如何，政府推进居民资源价格改革是一种进步，目前阶梯电价改革方案是成功的，改革的两个目标在一定程度上都得到了实现。但建立公平有效的能源价格机制无法一蹴而就。在国家主动推进改革关键时期，政策制定者需要提早应对，针对家庭对能源价格改革政策的反馈进行更加深入的实地调研与微观研究，探索进一步完善改革路径的可行操作与配套政策，减少改革的不确定性，对改革可能造成的影响作出科学的判断与准确的把握，主动推进有步骤、有计划、有目标的能源价格渐进式改革。

（二）阶梯电价改革的节能效果——基于反弹效应视角

中国政府关注居民部门节能的着力点在于提高能源效率，然而能源反弹效应对节能的负面作用大大降低了提高能源效率的节能效果。对于居民而言，在能源价格不变的情况下，能源效率的提高降低了能源服务的实际价格，意味着家庭预算约束的减少与更多的可支配收入，从而更多地使用家庭耗能设备与购买更多的能源(Sorrell,2007)。于是，原本通过能效提高带来的能源消费量减少被这部分增加的能源部分(全部)抵消了，使得实际节能量远小于预期节能量，这部分损失的节能量就是反弹效应(jin,2007; Berkhout et al,2000; Haas and Biermayr,2000;Roy,2000; Druckman et al,2011)。居民能源反弹效应产生过程如图3-2所示。

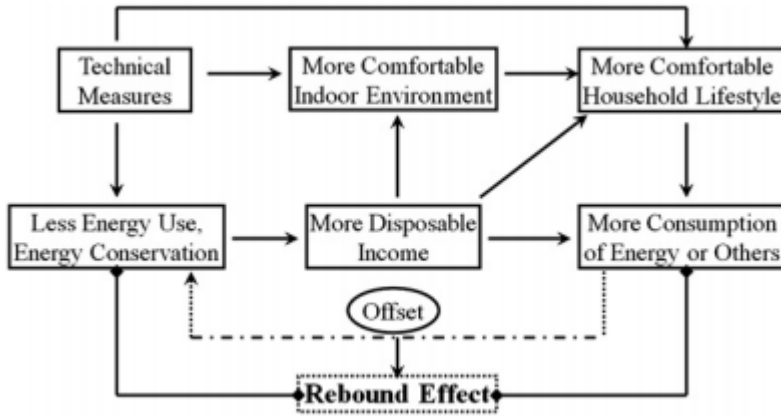


图 3-2 居民能源反弹效应形成过程

资料来源：Ouyang et al (2010)

能源反弹效应的数学表述如图 3-3 所示， ϵ_0 和 ϵ_1 ($\epsilon_0 < \epsilon_1$) 代表同一种能源服务的两种不同能效水平。起初，当能源效率水平为 ϵ_0 时，能源服务需求量为 S_0 ，能源消费量为 E_0 ；当效率提高到 ϵ_1 水平时，倘若 S_0 保持不变，此时的能源消费量为 E_1 ，因此产生的节能量为 $E_0 - E_1$ 。然而，事实并非如此。能源效率的变化将引起消费者行为的变化，如图 3 所示，能效提高后的能源服务需求增加到 S_1 ，相应的能源消费量为 E_2 ，因此实际节能量为 $E_0 - E_2$ 。导致前后两个节能量不同的原因就是能源反弹效应，即 $E_2 - E_1$ 。

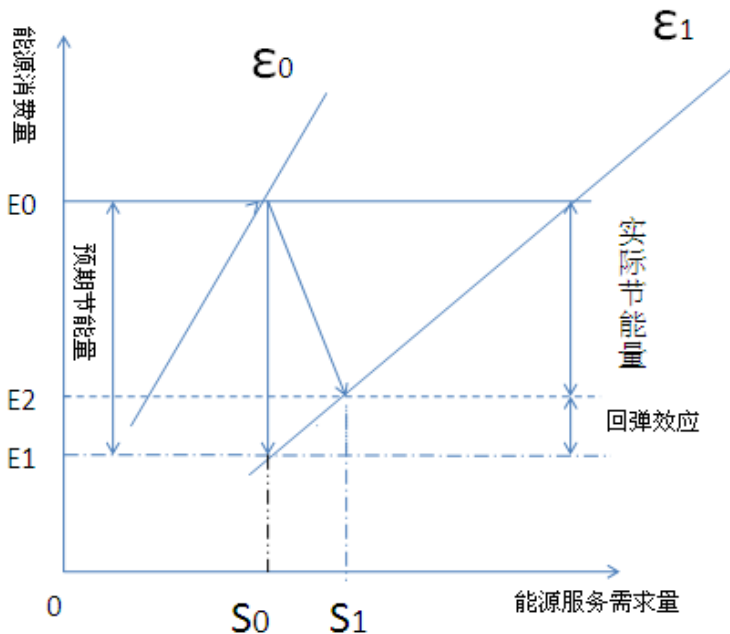


图 3-3 能源反弹效应

资料来源：Mizobuchi (2008)

依据上述描述，能源反弹效应可以表示为：

$$RE = \frac{E_2 - E_1}{E_0 - E_1} \times 100\% = 1 - \frac{E_0 - E_2}{E_0 - E_1} \times 100\% \quad (3-4)$$

5%的能源反弹效应意味着能源效率提高带来的节能中有5%没有实现，实际节能量只有95%。在极端的情况下，尽管能源效率提高了，能源消费量反而增加了，能源效率提高带来的节能量被完全抵消，此时 $RE > 100\%$ ，即发生“逆反效应”(backfire effect)；当 $RE = 0$ 时，表明预期节能效果完全实现； $RE < 0$ 为超级节能(super-conservation)，此时实际节能量大于预期节能量，可以说这就是可持续发展的一种表述方式，Saunders(2008)证明了这种情形的可能性，并指出超级节能需要效率提高、消费者节能意识培养、行为习惯的改变以及国民经济规模控制等多方面共同进步。然而，阶梯电价政策将有效抑制能源反弹效应。我们将测算低电价时代居民部门电力反弹效应，并通过政策模拟来研究执行阶梯电价后如何影响居民部门电力反弹效应的。

1. 居民需求系统方程的参数估计

通过建立居民需求方程来间接计算居民部门的反弹效应是一种被广泛使用的方法(Wang et al., 2010; Gonzalez, 2010)。由于中国居民部门相关数据的获得性有限，我们采用几乎理想的需求系统模型 AIDS(Almost Ideal Demand System)来构建居民的需求系统方程。AIDS模型最早由 Deaton and Muellbauer(1980)提出，以居民消费支出结构为基础，对居民需求进行系统分析。AIDS模型基于微观经济学中的效用理论与成本理论，因此具有坚实的理论基础(Wang et al., 2010)。AIDS模型在实践中往往会由于所使用的资料、样本量小以及解释变量之间存在多重共线性而使 AIDS模型估计遇到许多困难。Deaton 采用 Stone 价格指数线性化 AIDS模型进行线性化，化解上述问题，得到 LA-AIDS模型。不仅如此，利用价格指数的线性化极大的简化了 AIDS模型的计算程序，提高了整个模型的简便性，这是 AIDS模型能够在实证研究中得到广泛应用的关键因素(Brännlund et al.(2007) ; Mizobuchi (2008))。此外，LA-AIDS模型可以为任何形式的需求方程提供一阶近似，(Deaton and Muellbauer, 1980; Mizobuchi, 2008)。并且模型中各项消费支出的原始数据一律采用相对比重指标，可以在一定程度上减少实际支出数据统计中的误差或虚报数据造成的影响。基于以上优点，我们选择 LA-AIDS模型进行实证研究。

LA-AIDS 模型如等式(1)式所示:

$$w_{r,t} = \alpha_r + \beta_r * (\ln X_t - \ln P_t) + \sum_{s=1}^n \gamma_{r,s} \ln p_{s,t} + \epsilon_{r,t}, r = 1,2,3 \dots n \quad (3-5)$$

其中, r 表示居民消费的第 r 种商品, 共有 n 种, t 表示时间, $w_{r,t}$ 表示第 r 种商品在第 t 期所占居民支出的比重, X_t 表示第 t 期的居民总消费支出, $p_{s,t}$ 表示第 s 种商品在第 t 期的价格, ϵ 表示误差项。 P_t 是第 t 期的 Stone 价格指数, Stone 价格指数计算公式为:

$$\ln p_t = \sum_{s=1}^n W_{s,t} \ln p_{s,t} \quad (3-6)$$

此时, $p_{s,t}$ 与 P_t 之间具有近似的线性关系。

为了使模型与需求理论相符, 估计 LA-AIDS 模型时, 需要满足以下三个条件: 加总条件、零次齐次条件以及斯拉茨基(Slutsky)对称条件(Deaton and Muellbauer,1980), 数学表述如下:

$$\sum_n \alpha_r = 1, \sum_n \beta_r = 0, \sum_n \gamma_r = 0 \quad (\text{可加性}) \quad (3-7)$$

$$\sum_{s=1}^n \gamma_{r,s} = 0 \quad (\text{零次齐次性}) \quad (3-8)$$

$$\gamma_{r,s} = \gamma_{s,r} \quad (\text{对称性}) \quad (3-9)$$

在估计出每个方程的参数后, 可以计算出每种商品的需求价格弹性以及支出弹性。具体来讲, 价格弹性表现为补偿性需求价格弹性(又称 Hicks Elasticity), (Green and Alston, 1990, 1991)。

$$\text{支出弹性: } E_{rI} = 1 + \frac{\beta_r}{w_r} \quad (3-10)$$

$$\text{需求价格弹性: } E_{ij} = -\delta_{ij} + \frac{\gamma_{ij}}{w_i} - \frac{\beta_i}{w_i} * (\alpha_i + \sum_s \gamma_{sj} \ln p_s) \quad (3-11)$$

其中, δ 是克罗内克符号: 当 $i=j$ 时, $\delta=1$; 当 $i \neq j$ 时, $\delta=0$

我们采用中国城镇居民相关数据, 建立居民消费需求系统。为得到 LA-AIDS 模型的所需数据, 依据国家统计局对居民消费支出的划分标准, 将居民消费支出划分为以下八类: (1)电力; (2)食品; (3)衣着; (4)家庭设备用品及服务; (5)文教娱乐用品及服务; (6)交通通讯; (7)住房; (8)医疗保健。历年全国城镇居民的人均消费支出、各类消费商品的价格指数和城镇居民消费价格指数, 这些数据均来自于 1996-2011 年的《中国统计年鉴》。在这些数据中, 各类商品的名义支出均处理为 1995 年价格。

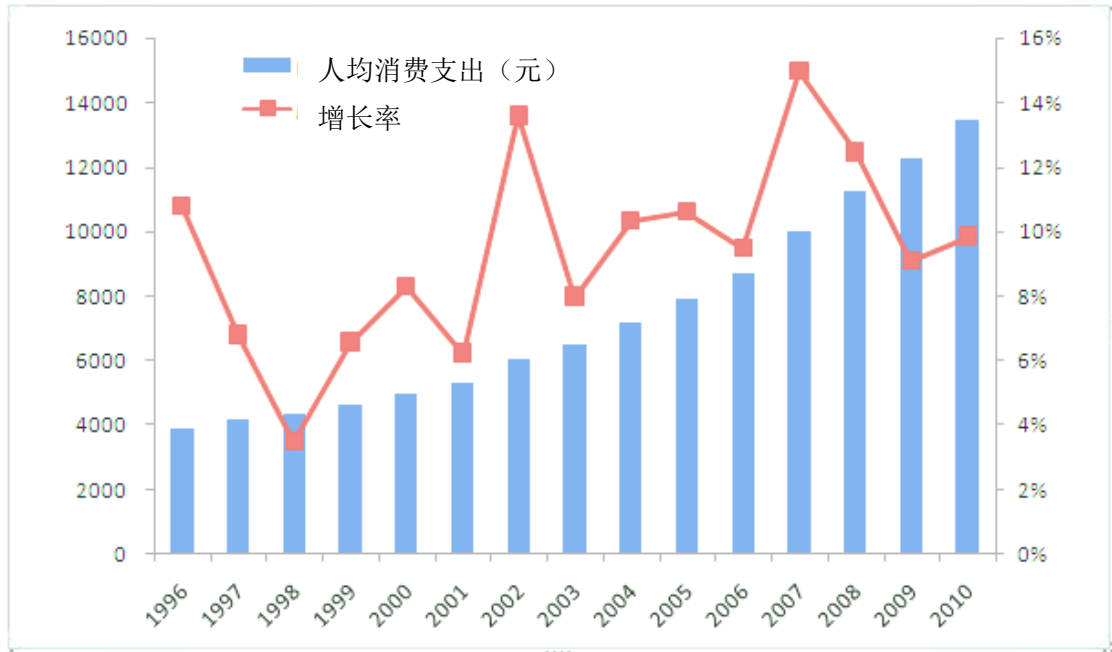


图 3-4 城镇居民消费支出情况

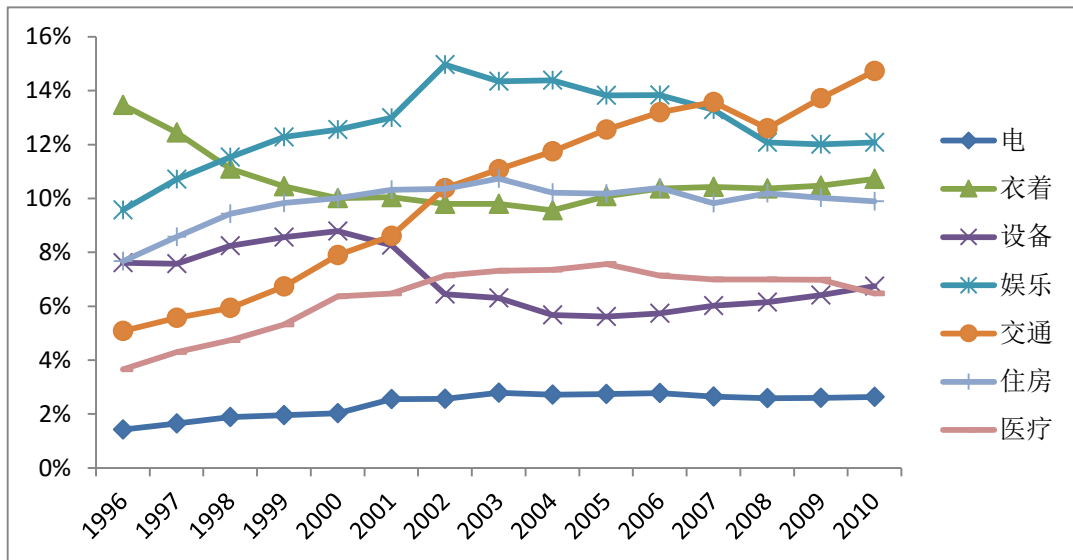


图 3-5 城镇居民各项消费支出比例

图 3-4 描述了 1996-2010 年间全国城镇居民人均消费支出的变化趋势。1996-2010 年间，全国城镇居民人均支出持续上涨。1996 年城镇居民人均消费性支出为 3919 元，2010 年相应数值为 13471 元，年均增速达到 8.6%。在此情况下，虽然居民的电力支出比例在此期间并没有发生很大变化，但是这也说明了电力支出的大幅增加。如图 3-5 所示，在居民消费支出，电力所占比例为最低，且 1996-2010 年间变动幅度也较小，一直维持在 2% 上下。交通与医疗的支出比例增幅较大，其他各项支出比例均存在不同程度的下降或者变动不大。

在约束条件下来估计 LA-AIDS 需求系统各方程中的参数，属于典型的联立

方程组的回归模型。值得注意的是 LA-AIDS 模型中，每个方程之间的扰动项都是相关的，如果采用最小二乘法对单个方程逐一进行回归，无法得到参数的有效估计。基于以上两点，我们采用似不相关回归(SUR)方法(Zellner, 1962)，来估计 LA-AIDS 模型中各方程的参数。实质上，SUR 是最小二乘法在联立方程组上的扩展应用。不同的是该方法通过必要的数学步骤消除了各个方程之间误差的序列相关性，然后进行迭代估计。达到有效估计的标准是，最小化误差项的协方差矩阵行列式。每一次迭代所产生的估计量其渐进特性都是一致的。由于 SUR 在处理方程之间误差相关性与估计有效性方面的优良性质，SUR 在国内外估计 LA-AIDS 模型的实证研究中得到了广泛使用(Wang et.al(2011)，朱联璧(2010))。

表 3-6 LA-AIDS 模型参数估计

	电力	食品	衣着	家庭设备	文娱	交通	住房	医疗
$\ln X_t - \ln P_t$	0.0107*	-0.169***	0.0329*	-0.0299*	0.0321*	0.124***	0.00126*	-0.00187**
LnP1	-0.00126**							
LnP2	-0.0144**	0.174***						
LnP3	-0.00944*	0.0179***	-0.0405					
LnP4	-0.0205**	0.00593*	0.125***	0.143***				
LnP5	0.0210**	-0.0793***	-0.00881	-0.133***	0.0451*			
LnP6	0.0108*	0.00751**	0.0797**	-0.168***	0.0599***	0.0381*		
LnP7	0.00749**	-0.0388***	-0.0147	-0.0128	0.0131***	-0.0172	0.0192**	
LnP8	0.00629**	-0.0731***	-0.149***	0.0599	0.0817***	-0.0110	0.0436**	0.0416**
constant	-0.0104	0.945***	0.0812*	0.116*	0.0332	-0.306***	0.0768***	0.0644
Chi2	114.38	2593.16	528.82	199.10	311.25	2482.13	186.54	435.63
R-square	0.8703	0.9865	0.9343	0.8808	0.8938	0.9850	0.8696	0.9202

注：1、LnP1, LnP2。。。lnp8 分别代表电力，食品。。。医疗的对数化价格

2、* $p < 0.05$, ** $p < 0.01$, *** $p < 0.001$

表 3-6 中，我们列出了全国城镇居民 LA-AIDS 模型的参数估计结果以及各方程的 R-square 系数与 chi2 值。可以看到，所有方程的 R-square 系数均超过 0.8。我们运用 Ljung-Box Q(Box and Pierce, 1970; Ljung and Box,1978)进行相关性检验，Ljung-Box Q 四阶滞后自相关检验显示，零假设在 5%的有效水平被拒绝，即残差不存在序列相关，并且大部分估计系数显著。各方程的 Chi2 值则表明各方程系数通过显著性联合检验。

2.改革前后的居民部门电力反弹效应

在居民需求系统方程各参数被估计出后，我们就可以测算居民部门电力直接

反弹效应的大小。电力反弹效应来源于家电设备用电效率提高后居民对家电服务需求的增加所导致能源消费增加。直观地，测算电力反弹效应应当测算家电设备用电效率变化所引起的电力消费量的变化，即电力需求的效率弹性。但是，由于家电设备效率难以度量以及相关数据的不可获得性，因此我们将家电效率作为外生变量，潜在影响电力价格变化。然后再根据居民电力需求方程的估计结果，进行电力反弹效应的测算。我们只关注居民电力的直接反弹效应，因此以下公式中第 r 种商品代表电力支出。假设家电设备的用电效率提高 φ ，从而引起的电力有效价格变动为：

$$p_r^1 = p_r^0 * (1 - \varphi) \quad (3-12)$$

p_r^1 表示效率提高后的电力价格， p_r^0 表示最初的电力价格，在通常情况下 $\varphi < 1$ ；

相应地，方程(3-6)中，效率提高后，Stone 价格指数变为：

$$\ln P^1 = \sum_{r=1}^n W_r \ln p_r^1 \quad (3-13)$$

将等式(3-12)、(3-13)替换进入方程(3-5)，我们就能够得到效率提高后，新的电力支出比例，如下所示：

$$w_r^1 = \hat{\delta}_r + \hat{\beta}_r (\ln X^0 - \ln P^1) + \sum_{s=1}^n \hat{\gamma}_{rs} \ln p_s^1 + \hat{\varepsilon}_r^0 \quad (3-14)$$

其中， $\hat{\cdot}$ 表示参数的估计量

依据等式(3-5)与等式(3-14)，效率提高后，电力消费量的变化可以表示为：

$$\Delta E_r = w_r^1 \frac{x^0}{p_r^1} - w_r^0 \frac{x^0}{p_r^0} \quad (3-15)$$

ΔE_r 表示效率提高后实际节电量，那么依据反弹效应定义可得：

$$RE = 1 - \frac{\Delta E_r}{\Delta E_{\text{预期}}} \quad (3-16)$$

RE表示能源反弹效应； $\Delta E_{\text{预期}}$ 代表能源效率提高的预期节能量

为了计算居民部门电力反弹效应，我们需要将家电设备电力效率作为外生变量。根据中国标准化研究院能效标识管理中心数据显示，从 2005 年实施能效标识后，截止到 2008 年，中国电冰箱平均能效水平提高 2.98%，房间空调平均能效水平提高 6.4%。鉴于中国政府一直强有力的在居民部门实施节能政策，我们假定到 2010 年居民部门家电设备电力效率平均水平提高 10%。结合 LA-AIDS 模型估计结果与等式(3-12)-(3-16)，就可以计算出中国城镇居民电力反弹效应的

大小，结果表 3 所示。

接下来，我们来讨论中国对居民电价的改革对居民电力反弹效应的影响。根据 2011 年发改委发布的《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见》中阶梯电价的执行方案，居民阶梯电价分为三档。第一档为基本生活用电量：按覆盖本地区 80% 居民的用电量作为第一档电量，此档电价保持稳定，不做调整。第二档为正常用电量：按照覆盖本地区 95% 的居民用户用电量确定，即覆盖率 80%-95% 之间的电量，起步阶段电价提价标准每度电不低于 5 分钱；第三档为高质量生活用电：超出第二档的电量，起步阶段电价提价标准为每度电 0.3 元。按照指导意见中的阶梯电价方案，结合 2010 年全国居民电价平均价格 0.525 元/kWh 计算，实施阶梯电价之后全国居民电价将上涨 4.29%，于是可以计算阶梯电价之后的居民电力反弹效应的大小，结果如表 3-7 所示。

表 3-7 城镇居民电力反弹效应

措施	电力反弹效应
效率提高 10%	165.22%
实施阶梯电价	132.3%

表 3-7 结果显示，当前居民部门电力反弹效应高达 165.22%，出现“back fire effect”，表明提高家电的用电效率并不能起到节能作用。中国居民电力反弹效应的大小远大于发达国家的相应结果：Guertin 等(2003)研究结果显示加拿大居民照明反弹效应为 32%-49% Gonzalez(2010)测算西班牙居民用电反弹效应为 35%-49%，这也再次验证了 Sorrell and Dimitropoulos (2008)针对经济转型中的国家具有较高反弹效应的结论。中国居民用电反弹效应高于发达国家的主要原因是，第一，中国长期低估且无法灵活调整的居民电价，居民没有形成节能的意识，加之效率提高对消费者行为的影响，这两个因素迫使提高效率的结果，在很大程度上从节能转变为能源服务有效使用成本的下降，引起的能源服务需求增加幅度较大，这是能源反弹效应较高的直接原因。第二，作为发展中国家，伴随中国高速的经济发展与城市化进程，随着可支配收入不断增加，居民对生活舒适度与便捷程度不断提出高要求，进一步促使居民形成对电力的刚性需求。效率提高不仅有效加强了电力刚性需求，也进一步加剧第一个原因中所述过程。

实施阶梯电价后，虽然居民电力反弹效应仍然大于 1(132.3%)，但是明显小于实施之前的电力反弹效应。实施阶梯电价提高居民电价平均水平，抑制了效率提高带来的家电设备的使用成本下降，从而抑制电力消费量增加幅度，体现出电价在抑制反弹效应上的作用。

依照此思路，我们可以进一步计算，将电力反弹效应小于 1 和几乎消除电力反弹效应的相应电价。结果如表 3-8 所示。

表 3-8 电价对反弹效应的影响

电价(元/kWh)	电力反弹效应
0.565	99.98%
0.627	1.4%
0.628	-0.013%

注：1、根据等式(9)，反弹效应呈现负值表示实际节电量远大于预期节电量，我们用来代表电力反弹效应的消除，也就是 Saunders(2008)描述的“超级节能”的情形

随着电价逐步提高，电力反弹效应呈现减小趋势。当电价为 0.565 元/kWh 时居民电力反弹效应小于 1，即“back fire”现象被消除；0.627—0.628 元/kWh 成为消除电力反弹效应的临界电价。这一组计算结果再次证明提高电价在减小电力反弹效应的作用。原因是容易理解的：提高居民电价，可以抑制效率提高引致的家电服务有效使用成本下降，从而抑制消费者对家电服务需求增长，这是抑制电力反弹效应的关键之处。

第二节 中国成品油价格改革评估

(一) 不完全市场条件下的中国成品油定价机制改革效率

石油是关系着一个国家经济发展和战略安全的重要资源，是国家赖以生存的一个重要经济命脉，与经济的关系非常密切。过去 10 年内，中国石油消费量年均增长达到 6.7%。石油消费量仅次于美国。石油对外依存度每年以 2%左右的速度增加，2012 年突破 56%（图 3-6）。根据《2011 年国内外油气行业发展报告》

预计，2020年中国的石油对外依存度将达到67%，2030年可能升至70%。中国的石油安全面临很大的挑战。

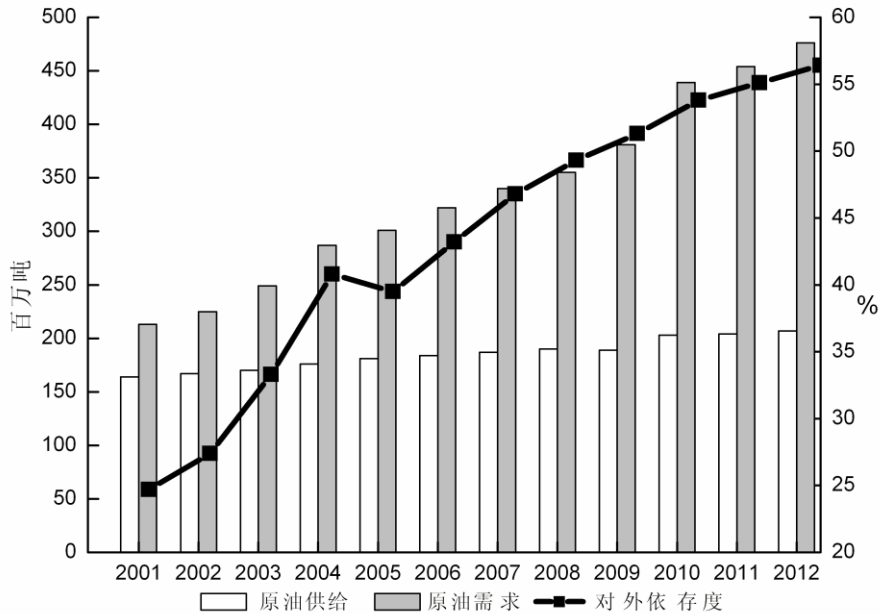


图 3-6 中国原油供需和对外依存度

数据来源：中经网经济统计数据库，中国石油和化学工业联合会。

随着原油对外依存度的提高，中国成品油价格受国际油价的潜在影响也逐渐增大。在能源价格机制改革中，成品油定价机制改革最受关注，成为能源价格改革的重中之重。2012年全国发展和改革工作会议，将成品油定价机制改革放在了资源性产品价格改革的首位。2009年5月，中国开始实施“22天+4%”的新成品油定价机制。但在运行过程中，国内成品油供需矛盾突出，油荒频繁出现，严重影响了经济发展和社会稳定。而且能源价格的大幅度上涨以及大幅度波动，尤其是石油价格大幅度波动影响通货膨胀，以及对国内宏观经济的冲击，是现阶段能源安全一个最大的威胁。

世界上大部分国家的成品油定价机制都是从价格管制机制逐渐实现市场竞争机制的。而在发展中国家，石油价格大部分由政府管制。在国际货币基金组织调查的48个发展中国家和新兴经济体中，有16个国家直接控制价格，根据需要调整；9个国家根据公式定价（Coady et al., 2006）。Kojima（2009）对48个国家成品油零售价格的研究发现，2008年工业化国家的汽柴油价格比发展中国家高约

50%。国际货币基金组织对131个国家的调查发现：在2008年约2/3的国家没有完全传导国际汽油价格的上升，一半的国家没有完全传导国际柴油价格的上升（Coady et al., 2010）。Mourougane（2010）估算2004-2008年，印尼国内汽油零售价格的传导率为57.9%，柴油为58.8%，煤油仅为20.9%。

国内对于成品油价格机制的研究多为定性分析（史丹，2000，2003；焦建玲等，2004；曾淑婉，2009；刘满平，2013）。大部分学者认为中国现有的成品油定价机制在一定程度上实现了国内成品油价格与国际原油价格的接轨，但仍存在调价时间区间太长、机械调价可能导致投机等问题，提出了缩短调价时间间隔、建立有序的竞争体系等建议。焦建玲等（2006）基于VECM检验发现中国汽柴油关于原油成本变化是不对称性的，汽柴油对原油成本上涨的反应比下降的反应快。赵鲁涛等（2012）研究发现在现有定价机制下，短期内国际原油价格的波动难以影响到国内成品油价格，现有定价机制并没有有效地提升国内成品油价格与国际原油价格的接轨程度。

国内学者尽管对成品油定价机制进行了讨论，但多限于定性分析。现有的成品油定价机制于2009年推出，对于运行效果和影响的研究还鲜见报道。我们针对目前国内研究的不足，首次模拟分析了严格按照定价机制调整国内成品油价格的频率和幅度，结合计量方法，分析对中国成品油定价机制运行的效率。并构建扩展的菲利普斯模型，对通货膨胀的影响进行了探讨，进而为进一步完善和优化中国成品油定价机制提供必要的政策参考和经验支持。¹

1.成品油价格改革对成品油价格波动的影响

1.1 国内成品油定价机制的发展历程

中国成品油价格改革从1998年蹒跚起步，至今大致经历了三个阶段：

第一阶段（1998-2005），确立了国内成品油价格与国际市场的成品油价格接轨的机制，实行政府指导价。

第二阶段（2006-2008），采用“原油成本法”，将国内成品油价格与国际成品油价格直接接轨改为与国际原油价格有控制地间接接轨。²但由于国际油价上升

¹ 最新的改善后的定价机制在2013年3月26日公布，时间太短。我们讨论的现行的定价机制针对的是2009年5月实施的机制。在我们统一称之为“现有成品油定价机制”。

² “原油成本法”：政府以布伦特、迪拜和辛塔三地原油价格为基准，再加上炼油成本和适当的利润空

过快，2006 年确立的成品油价格机制实际上并没有完全运行。

第三阶段（2008-），进一步改革和完善成品油价格机制。2008年12月，政府出台成品油价格和税费改革方案，并配套推出成品油价格、燃油税和交通收费三项改革。2009年5月8日，开始实施新成品油定价机制。该机制的核心是“当国际市场原油连续22个工作日平均价格变化超过4%时，可相应调整国内成品油价格”。2013年3月，政府将成品油调价周期由22个工作日缩短至10个工作日，取消了国际油价波动4%才能调价的幅度限制。并将根据国内原油进口结构变化，适当调整挂靠油种。

1.2 国内成品油价格与国际油价的接轨程度

在实行现有定价机制之前，国内汽柴油价格¹长期滞后于国际油价的变化，基本呈一条相对平滑的梯形路线。如2007年初至2008年底国际油价经历了“过山车”的变化，该波动在国内成品油价格上基本没有明显体现。政府的价格调整整体表现为：频率低，幅度小，滞后期长。国内成品油价格上调的长期滞后，导致了中国长期的“油价倒挂”现象。现有成品油定价机制被看作是国内成品油价格改革的一个重大进步，该机制改变了国内成品油价格长期滞后的现象，加强了与国际油价的联动，国内汽柴油价格的调整频率明显加快。国内成品油价格的波动趋势与国际原油的价格变化基本一致（见图3-7）。

间以及国内关税、成品油流通费等，确定基础油价，并考虑国内宏观经济、CPI 等多方面因素确定成品油的零售价。

¹ 由于汽油、柴油是被使用最为广泛的成品油，因此我们主要以其作为成品油的代表而开展分析。

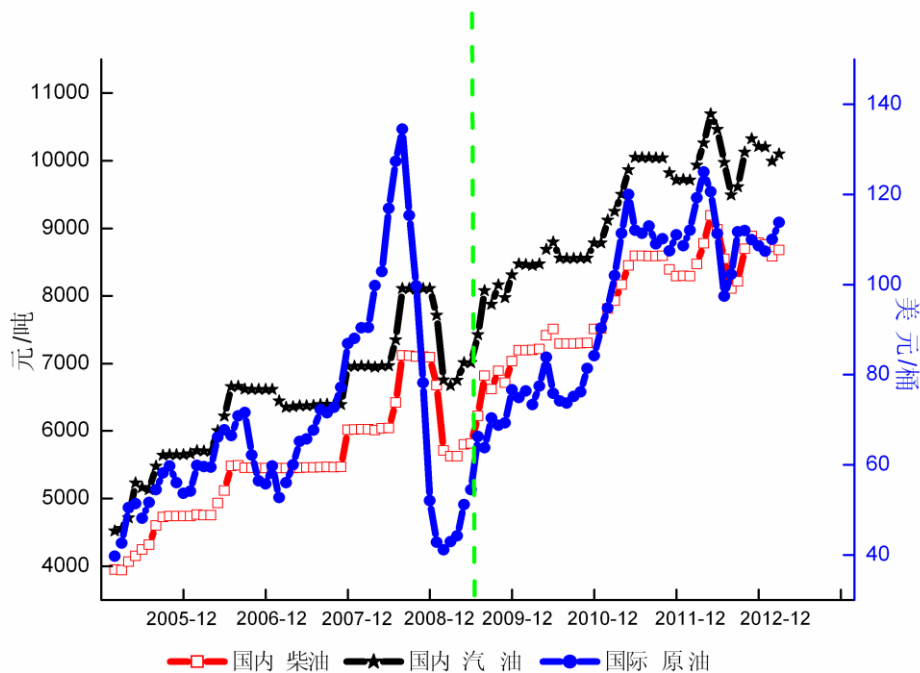


图 3-7 国际原油价格与国内汽柴油价格走势

注：（1）国际原油价格采用三地原油价格的加权平均；（2）虚线表示现行成品油价格机制实施的节点。

数据来源：国内汽柴油的价格来自 CEIC。国际原油价格来自 wind 数据库。

通过图 3-7 也可以看出，虽然国内成品油价格与国际油价的联动加强，仍存在一定的滞后。根据定价机制，计价周期为 22 个工作日的移动平均价格（这意味着国内成品油价格最快也要 30 天调整一次），这势必会熨平油价变化的波峰波谷，加之政府的干预（考虑到对下游行业影响以及通胀压力，国家不仅适当控制调价幅度，还经常推迟调价时间），导致成品油定价过程仍然存在一定的时滞性，且调整的幅度往往小于国际油价的变化幅度。下文将采用计量模型检验现有定价机制对国际原油与国内成品油价格关系的影响程度。

1.3 现行定价机制对国际原油与国内成品油价格关联的影响

要分析现有定价机制对国际原油价格与国内成品油价格之间关系的影响，需要比较现有定价机制实施前后，国内成品油价格与国际原油价格的关系。构建如下的计量模型：

$$Loil_t = \beta_0 + \beta_1 Lp_{wo,t} \quad (3-17)$$

其中， oil_t 表示中国成品油零售价格， $p_{wo,t}$ 表示国际原油价格。L表示取对数。

我们对于定价机制前后时间段的选取主要依据的是成品油定价机制改革的时间。现有定价机制是在2009年5月8日开始实施的，因此，现有机制实施前的时间段为2005年1月到2009年5月，而现有机制实施后的时间段为2009年6月到2013年2月。我们选取的国际原油价格是布伦特、迪拜和辛塔三地原油现货价格的加权平均值，由于定价机制中没有明确公布三地价格的权重，我们选取1/3。我们选取的是月度数据，在实证分析时对其取自然对数。国际原油价格的数据来自wind数据库，国内汽油和柴油的市场价格来自中国经济数据库。

要分析国内成品油价格和国际油价之间是否存在长期稳定的关系，首先是变量的平稳性检验。通过ADF单位根检验可知，国内汽油、柴油和国际原油价格均为一阶单整序列（表3-9）。

表 3-9 对变量的 ADF 单位根检验

变量	之前		之后	
	水平统计量	一阶差分统计量	水平统计量	一阶差分统计量
$Loil_g$	-2.630*	-5.184**	-1.892	-3.947**
$Loil_d$	-2.300	-4.777**	-1.958	-3.937**
Lp_{wo}	-2.679*	-3.668**	-1.469	-5.787**

注：1、趋势假设：检验方程仅包含截距项。2、*、**、***分别代表 10%、5%和 1%的显著性水平下拒绝原假设。

所有的变量满足构造协整方程的条件，分别对汽油和柴油进行协整检验，结果如表3-10：

表 3-10 成品油定价机制对成品油价格波动影响

	新定价机制实施之前		新定价机制实施之后	
	汽油	柴油	汽油	柴油
C	-	-	7.298 (83.88)	-
$P_{wo,t}$	-	-	0.406 (21.37)	-

注：括号表示统计 t 值。

表3-10的结果表明：在现有定价机制实施之前，国内的汽油和柴油价格与国际原油价格均不存在长期协整关系。但在现有定价机制实施之后，汽油市场价格和国际油价存在长期协整关系，协整系数为0.406，但柴油和国际油价仍不存在协整关系。现有定价机制在一定程度上强化了国内汽油价格对国际原油价格变动的长期反映，但对柴油价格和国际油价的长期关系没有显著影响。

为了进一步检验2009年5月公布的新定价机制，是否从结构上改变了国内成品油价格与国际原油价格的关系，我们采用邹氏参数稳定性检验。现有定价机制实施后的第一次调价为2009年6月1日，因此首先采用邹突变点检验法。检验结果如下：

表 3-11 2009 年 6 月 1 日邹突变点检验

汽油	F值	61.515	P值	0.000
	对数似然比	82.001	P值	0.000
柴油	F值	53.685	P值	0.000
	对数似然比	74.661	P值	0.000

表3-11的结果表明：2009年6月1日是一个突变点。进一步采用邹氏参数稳定性检验分析新定价机制实施之后，模型的参数是否发生显著变化。结果见表4。比较F值和临界值，结果发现F值>临界值，拒绝参数稳定的原假设，中国汽柴油市场价格与国际原油价格的关系发生了明显变化。

表 3-12 国际原油与国内汽柴油价格模型参数稳定性检验

汽油	F值	61.515	P值	0.000
柴油	F值	53.732	P值	0.000

2.成品油价格调整的频率和幅度

以上的分析表明，现有成品油定价机制在一定程度上增加了国内成品油价格与国际原油价格之间的接轨程度，但由于政府的干预以及定价机制的缺陷，国内成品油价格变化仍存在一定时滞，体现为调价频率和调价幅度的滞后。首先，根

据国家发改委公布的《石油价格管理办法》的规定：当国际市场原油连续 22 个工作日移动平均价格变化超过 4% 时，可相应调整国内汽柴油价格。但这只是调价的充分而非必要条件。政府在决定是否调价的同时，还会考虑其他社会经济因素，如抑制通货膨胀的过快增长。其次，《石油价格管理办法》没有规定国内成品油价格与国际原油价格的联动比例，定价机制的不透明导致了政府调价的不充分。下文将从调价频率和幅度两方面分析电价机制运行的效率。

2.1 现成品油定价机制下的价格调整过程回顾

自 2009 年 5 月 8 日现有成品油定价机制实行以来，国内成品油价格调整 23 次，14 升 9 降。其中，2009 年汽柴油价格调整 6 次，2010 年调整 4 次，2011 年调整 3 次，2012 年调整了 8 次，2013 年在现有机制的完善方案公布之前¹，调整了 2 次（图 3-8）。

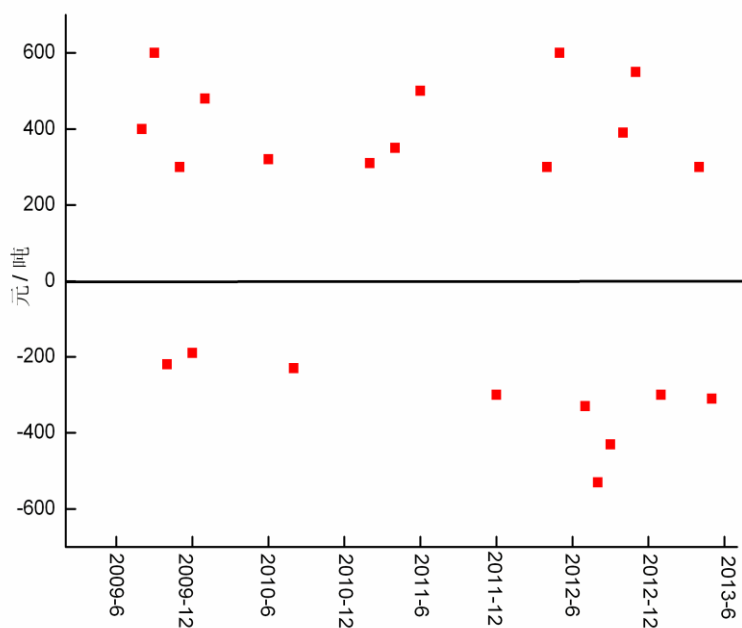


图 3-8 现有定价机制实行后的价格调整

注：在 2013 年 3 月 26 日公布了新定价机制后，政府分别在 4 月 25 日下调了汽柴油价格，5 月 10 日和 6 月 7 日小幅上调了汽柴油的价格。由于我们重点分析的是现有定价机制，不考虑新定价机制后的价格调整。

¹ 我们将现有机制的完善方案称为“新定价机制”。

调价幅度也是衡量国内成品油价格与国际油价接轨程度的一个重要标准，现定价机制中没有明确每次的调价幅度。传导率是反映国内外油价关联的主要指标。传导率就是国内成品油零售价格的变化值与基准价格变化值之间的比例，基准价格一般是指国际市场价格（Coady et al., 2010）。其表达式为：

$$\rho = \frac{p_{d,t+n} - p_{d,t}}{p_{w,t+n} - p_{w,t}} \quad (3-18)$$

其中， ρ 表示传导率， $p_{d,t}$ 表示第 t 期国内成品油的价格， $p_{d,t+n}$ 表示 $(t+n)$ 期国内成品油的价格； $p_{w,t}$ 第 t 期国际成品油的价格； $p_{w,t+n}$ 表示 $(t+n)$ 期国际成品油的价格。我们关注的是国际原油和国内成品油价格之间的联动比例，两者是不同类型的石油品种，价格绝对值的变化不同，为增强可比性，我们以国内成品油价格变化率和国内油价的变化率的比率来反映国际油价在国内的传导过程：

$$\rho = \frac{(p_{d,t+n} - p_{d,t}) / p_{d,t}}{(p_{w,t+n} - p_{w,t}) / p_{w,t}} \quad (3-19)$$

根据式 (3-19)，国际原油价格在国内汽柴油价格的传导率如表 3-13 所示。

表 3-13 国内成品油价格的传导程度

调价时间	国际原油变化率	汽油		柴油	
		变动率	ρ_g	变动率	ρ_d
2009-6-1	0.26	0.07	0.27	0.08	0.31
2009-6-30	0.18	0.10	0.54	0.11	0.62
2009-7-29	-0.06	-0.03	0.57	-0.04	0.64
2009-9-2	0.11	0.05	0.41	0.05	0.46
2009-9-30	-0.06	-0.03	0.50	-0.03	0.56
2009-11-9	0.12	0.07	0.60	0.08	0.68
2010-4-14	0.06	0.05	0.71	0.05	0.79
2010-6-1	-0.05	-0.03	0.58	-0.03	0.61
2010-10-26	0.07	0.03	0.48	0.03	0.51
2010-12-22	0.09	0.04	0.46	0.04	0.49
2011-2-19	0.12	0.05	0.39	0.05	0.44
2011-4-7	0.15	0.06	0.40	0.05	0.36
2011-10-9	-0.05	-0.03	0.67	-0.04	0.75
2012-2-8	0.05	0.04	0.71	0.04	0.79
2012-3-20	0.10	0.07	0.68	0.08	0.76
2012-5-10	-0.05	-0.04	0.70	-0.04	0.73
2012-6-9	-0.09	-0.06	0.65	-0.06	0.69

2012-7-11	-0.09	-0.05	0.55	-0.05	0.59
2012-8-10	0.09	0.05	0.58	0.05	0.61
2012-9-11	0.07	0.07	0.92	0.07	1.00
2012-11-16	-0.05	-0.04	0.75	-0.04	0.80
2013-2-25	0.06	0.04	0.63	0.04	0.67
2013-3-27	-0.06	-0.04	0.59	-0.04	0.63

表 3-13 的结果说明：无论是油价上调还是下调，大多时候国内成品油价格的调整幅度都小于国际原油价格的波动幅度，国际油价的变动并没有完全在国内成品油价格中及时完全的传导。其中柴油价格的传导程度要稍高于汽油价格的传导程度（图 3-9）。

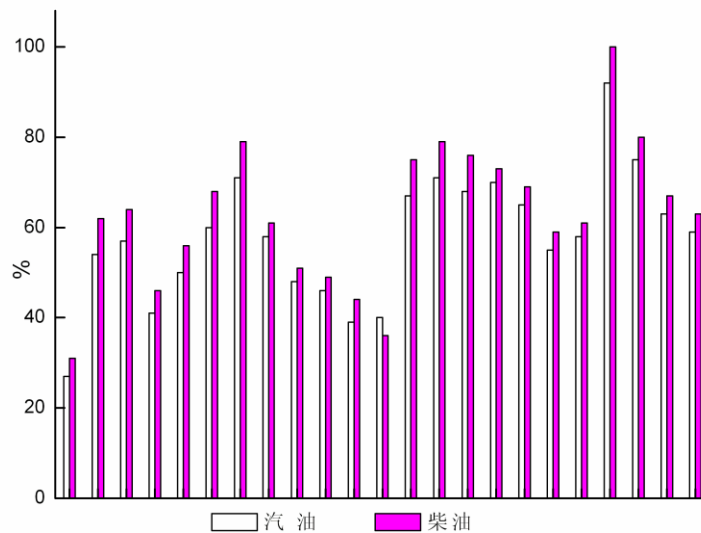


图 3-9 国内成品油价格的传导率

国家发改委称，自现有成品油定价机制执行以来，国内成品油价格实际仅上调了 50%左右。政府对成品油价格有控制地调控，在发展中国家是一个普遍现象。国际货币基金组织对 131 个国家的调查发现：在 2008 年约 2/3 的国家没有完全传导国际汽油价格的上升，一半的国家没有完全传导国际柴油价格的上升（Coady et al., 2010）。因为发展中国家的经济水平、人民收入较低，在制定能源政策时，政府通常会综合考虑经济增长、社会稳定等因素。多数情况下，政府价格管制会导致国内成品油价格低于国际价格，对促进经济增长有一定作用，但同时也鼓励了无效消费，造成更大的经济社会成本和效率的损失。而且成品油是以高收入群体消费更多为特点。2009 年，低收入家庭的交通燃料消费为 3.38kg，

占居民消费支出的 0.52%；而高收入居民的交通燃料消费达到 81.55kg，占居民消费支出的 3.09%（蒋竺均和邵帅，2013）。因此，成品油消费具有很强的累退性，低成品油价格会加剧分配的不公。

2.2 严格按照定价机制的成品油价格调整

定价机制并非政府调价的唯一标准，政府还会考虑到经济发展等因素，实际调控中多次出现应调而未调的情形。为了分析现行机制理论与实际运行的差别，我们还估算了政府严格按照现有成品油定价机制调价规则情形下的价格调整频率和幅度。由于管理办法对每次的调价幅度未作规定，所以我们假定完全按照国际石油价格的波动幅度进行调整，结果见表3-14：

表 3-14 严格按照价格机制调整的汽柴油出厂价格（元/吨）

调价时间	汽油	柴油	调价时间	汽油	柴油
2009-6-1	6447	5615	2011-3-23	11681	10172
2009-7-1	7535	6562	2011-4-21	12360	10764
2009-7-31	7077	6163	2011-5-27	11818	10292
2009-8-28	7915	6893	2011-8-25	11288	9830
2009-9-30	7430	6471	2011-10-18	10825	9427
2009-10-30	8010	6976	2011-11-17	11281	9824
2009-12-1	8485	7390	2012-2-13	11738	10222
2010-2-15	8088	7043	2012-3-14	12743	11097
2010-3-17	8528	7427	2012-5-4	12229	10650
2010-4-19	8994	7832	2012-6-5	11149	9709
2010-5-25	8576	7468	2012-7-5	10046	8749
2010-6-24	8103	7057	2012-8-6	10661	9285
2010-10-6	8492	7396	2012-9-5	11587	10090
2010-11-5	8907	7757	2013-2-15	12054	10497
2010-12-17	9288	8089	2013-3-20	11568	10074
2011-1-20	9952	8667	2013-4-22	10948	9534
2011-2-21	10436	9088			

注：黑体加斜加粗表示政府下调国内成品油价格。

如果政府严格按照现有成品油定价机制调整，调整频率明显增加。从该定价机制实行至2013年4月，应该调整33次，比实际调整多10次。其中上调20次，比实际多调6次；下调13次，比实际多调4次。上调次数不足主要是因为行政的调价操作机制。一方面，成品油调价及调价幅度由发改委确定，然后层层上报国务院批准。层层报批机制导致调价的滞后；另一方面，为了避免油价上涨对物价水平

以及产业的影响，政府可能会推迟或取消部分上调。下调次数不足主要有两方面原因：第一，国际原油价格整体呈上升趋势，自2009年初的每桶40美元左右增长到2012年2月的每桶近120美元；第二，定价机制中，要求国际原油上涨和下跌的幅度都要达到4%。但上涨比下跌容易达到调价的临界点。因此，调价中出现的“涨多跌少”既有油价本身波动特点的原因，也有定价机制设计缺陷的原因。

按现行国内成品油价格形成机制的规定，2013年，中国汽油和柴油的出厂价格将分别达到10948元/吨和9534元/吨，远高于2013年4月25日调价之后的8125元/吨和7310元/吨。2011年国内汽、柴油价格涨幅应为20%左右，汽油每吨约需上调1700元，柴油每吨约需上调1500元。但考虑到价格总水平面临较大上涨压力等多方面因素后，全年实际成品油价格仅调整了3次，汽、柴油价格两升一降累计每吨提高550元和450元，提价幅度分别为6.4%和5.8%，相当于每吨调控缺口达1000多元。张亚雄、李继峰（2010）的研究也发现：如果成品油价格与国际价格完全接轨，相比基准情景，2008年完全按照国际接轨的国内成品油价格将增加高30%。

1

3.成品油价格调整对通货膨胀的影响

实行现有成品油价格机制恰逢CPI持续增加时期，国内面临巨大的通胀压力，因此政府控制调价幅度和推迟调价时间的一个重要原因就是通货膨胀的顾虑。下文将进一步构建模型分析成品油价格调整对通货膨胀的影响。

3.1 模型结构

菲利普斯曲线是研究通货膨胀的经典模型，研究重点不同，菲利普斯曲线的表达形式也不同。扩展的菲利普斯曲线广泛运用于油价对通胀的影响估计。如Hooker（2002）在菲利普斯曲线框架下，发现在1980年之前，油价变动的通胀效应存在结构突变；但在之后，油价变动对通胀无显著影响。LeBlanc and Chinn（2004）利用扩展的菲利普斯曲线研究了G5国家油价变动对通胀的影响。结果表明：油价每上升10个百分点，将导致美、日、欧等发达经济体的通货膨胀率上涨0.1-0.8个百分点。Chen（2009）运用该方法对19个工业国家的研究得出油价向

¹ 基准情景是政府实际的价格调整。这个影响并非仅是2008年当年油价改变引起的结果，而是2003-2008年每一年油价改变引起的结果的累计。

通货膨胀传递的结构变化不是一次性的，而是渐进的。根据Hooker（2002）和Chen（2009），扩展的菲利普斯曲线可表示为：

$$\pi_t = c + \sum_{i=1}^k \beta_i \pi_{t-i} + \gamma(y_{t-1} - \bar{y}_{t-1}) + \sum_{i=1}^k \phi_i \Delta oil_{t-i} + \varepsilon_t \quad (3-20)$$

其中， π_t 表示通货膨胀率。由于中国没有公布核心通货膨胀指数，通货膨胀率通常用GDP缩减指数或CPI指数代替。但是前者不是最终产品的价格，所以采用CPI指数能够更加真实地反映最终产品价格（孙稳存，2007），因此我们通过消费者物价指数 p_t 的同比变化率（ $\pi_t = p_t - p_{t-1}$ ）来对通货膨胀予以度量 y_t 表示产出， \bar{y}_t 是 y_t 的Hodrick-Prescott 滤波中的趋势部分， $y_t - \bar{y}_t$ 表示产出对趋势的偏离； Δoil_t 表示国际原油价格的变化。

为了分析成品油价格调整对通货膨胀的影响，我们在上述扩展的菲利普斯曲线中引入该变量。由于中国的成品油价格是由政府管制和调控，为不连续变量，所以宜采用虚拟变量来进行处理， D 为其虚拟变量，表示成品油价格调整。

$$\pi_t = c + \sum_{i=1}^k \beta_i \pi_{t-i} + \gamma(y_{t-1} - \bar{y}_{t-1}) + \sum_{i=1}^k \phi_i \Delta oil_{t-i} + \theta D + \varepsilon_t \quad (3-21)$$

众多的研究表明油价波动对经济的影响是不对称的，普遍结论认为油价上涨对经济影响程度大于油价下跌。因此，我们在式（3-21）中引入虚拟变量 D_1 和 D_2 。为了分析政府对油价上调和下调可能对通货膨胀产生的影响，将虚拟变量 D_1 和 D_2 分别乘以油价的变动，表示油价的上涨和下跌，方程的表达式如式（3-22）：

$$\pi_t = c + \sum_{i=1}^k \beta_i \pi_{t-i} + \gamma(y_{t-1} - \bar{y}_{t-1}) + \sum_{i=1}^k \phi_i \Delta oil_{t-i} + \sum_{i=1}^k \theta_{1,i} (D_{1,t-i} \times \Delta oil_{t-i}) + \sum_{i=1}^k \theta_{2,i} (D_{2,t-i} \times \Delta oil_{t-i}) + \varepsilon_t \quad (3-22)$$

$$\text{其中， } D_1 = \begin{cases} 0 & \text{不上调价格} \\ 1 & \text{上调价格} \end{cases} \quad D_2 = \begin{cases} 0 & \text{不下调价格} \\ 1 & \text{下调价格} \end{cases}$$

3.2 模型估计

限于数据的可得性，我们选择2004年1月份至2013年4月份的月度数据进行分析。中国的GDP数据是季度数据。Chou and Tseng（2011）采用工业景气指

数（包括工业生产指数）代替 GDP 作为产出的变量。但我们认为在中国用指数这个相对变量代替 GDP 这个绝对变量，并不合适。我们选择工业增加值代替 GDP 作为产出的变量。一方面，中国正处于工业化和城市化进程加快的阶段，工业，特别是重工业的快速增长是 GDP 增长的重要驱动力；另一方面，工业增加值占 GDP 的比例相对较高，约 40%左右。数据来源于中经网数据库。国际原油价格采用布伦特、迪拜和辛塔的加权平均，所有的数据来源于 wind 数据库。

根据 AIC 和 SC 信息法则，确定最优滞后阶数为一阶， $k=1$ 。在此基础上，对式（3-22）的估计结果如下：

表 3-15 国内成品油价格调整对通货膨胀的影响

	系数
c	0.043 (0.301)
$\pi(-1)$	0.991 (21.55)
$\Delta oil (-1)$	0.018 (1.276)
$D_1(-1) \times \Delta oil(-1)$	-0.024 (-0.856)
$D_2(-1) \times \Delta oil(-1)$	0.023 (0.629)
$\bar{y}_{t-1} - \bar{y}_{t-1}$	-0.001 (-1.293)

注：括号表示统计 t 值。

结果表明：通货膨胀率本身的滞后因素（通胀粘性）是影响短期通货膨胀的主要因素，油价波动的一期滞后对通货膨胀率的影响很小，仅为 0.018，而且在 10% 的置信水平下仍不显著。我们最关注的是成品油价格调整（ D_1 ， D_2 ）对通胀率的影响，成品油价格调整的系数呈现两个特点：第一，表示上调变量的系数为负数，而表示下调的系数为正数。这与预期刚好相反。可能的原因是虽然在统计法则，最优滞后阶数为一阶，即滞后一个月。但由于政府对成品油调价幅度和滞后调价，无法及时反映为中国的物价上涨。因此在实际经济的传导过程中，滞后的期限长于一个月。特别是在中国工业产能普遍过剩的情况下，油价上涨对中国通货膨胀的间接影响滞后期可能更长些。第二，上调和下调国内成品油价格对通胀率的影响很小，而且均不显著。这与杜伟（2008）的研究结果是一致的。Hooker（2002）在菲利普斯曲线框架下的研究也表明在 1980 年之后，油价变动

对通胀无显著影响。林伯强、王峰（2009）的研究发现能源价格上涨导致一般价格水平上涨的幅度比较小。中国的CPI是通过对多种消费种类给出一个固定的“权重”计算得到的，其范围涵盖食品、衣着、医疗保健和个人用品、交通及通讯、娱乐教育文化用品及服务、居住、杂项商品与服务等八类。其中交通的燃料费大约只占全部通货膨胀率8%（林伯强，2011）。因此，由于能源消费“权重”小，直接的能源支出对通货膨胀影响不大。所以，总的来说，政府对国内成品油价格的调整，无论是上调还是下调，对国内物价水平没有显著影响。

4.结论和政策建议

2009年5月开始实行的成品油价格机制改革，是国内成品油价格与国际油价接轨并逐步市场化的重大举措，引起了广泛的关注和讨论。我们分析了该价格机制自实施以来的运行效果以及对通货膨胀的影响，得到如下结论：

第一，现有成品油定价机制对国内成品油价格波动有显著影响，增强了国内成品油价格与国际石油价格的接轨程度。定价机制强化了国内汽油价格对国际石油价格变动的反映。邹检验说明了新定价机制实施之后，中国汽柴油市场价格与国际原油价格的关系有明显变化。但是现有定价机制对汽油价格的影响大于柴油价格。

第二，政府管制下的国内成品油价格的调节不充分。如果严格按照定价机制，成品油价格的调整次数为33次，比实际调整多10次。其中上调20次，比实际多调6次；下调13次，比实际多调4次。而且政府对成品油价格的调整幅度小于国际油价的变化。如果严格按照定价机制的调价点和国际油价变动幅度调整，到2013年4月底，中国汽柴油的价格将分别达到10948元/吨和9534元/吨。

第三，国际原油价格的变动对中国通货膨胀的影响并不显著，政府对上调和下调成品油价格对通货膨胀的影响都很小，而且均不显著。因此，国内成品油价格的调整对通货膨胀的影响有限。

现有成品油定价机制由于调价周期过长，再加上政府基于其他经济社会发展目标的考虑，比如减缓通货膨胀压力，经常会采取压缩提价幅度、推迟提价时间等措施，国内成品油价格与国际原油价格变化仍存在一定滞后。缩短调价周期、加快调价频率是减少投机最有效的方法。在对现有定价机制的改善方案中，将成品油调价周期由现行22个工作日缩短至10个工作日，并取消了国际市场油价波动

4%才能调价的幅度限制。这种调整可以减少油价传导过程中的时滞效应，使国内油价更加及时地反映国内市场供求关系、消费结构等方面的变化。

成品油定价机制的另一个缺陷是缺乏透明度。定价机制中对作为参考基础的各种油价的权重，调整幅度与国际油价波动幅度之间的联动比例，都没有具体说明。此外，挂靠何种油种，如何更加容易地监测变化率，更加透明地反映国际油价变动以及对不同收入水平的个人或企业提供更加有针对性的补贴等具体方案的明确，都是成品油价格机制改革需要面对的基础性问题。

成品油定价机制运行中“涨多跌少”现象的出现，一是因为油价整体呈上升趋势的特点，二是定价机制设计的不完善。国际油价的上涨是一个必然的明确趋势，这是政府不可控的（如石油供给方对石油市场供给的控制，地缘政治等）。但政府可改进定价机制，通过上涨和下跌幅度的不对称设计，即满足价格调整的下降幅度小于上升幅度，增加对油价下跌的敏感度。

成品油价格对通货膨胀的影响是政府决定调与不调，调多少的重要因素之一。事实上，成品油价格的调整对通货膨胀有一定的影响，但这个影响很有限。中国经济增长与宏观稳定课题组（2008）的研究发现：外部冲击（国际油价、粮食价格等）只是导致通胀的因素之一，GDP 增长率仍是影响物价的最主要因素。因此，政府在调控的过程中，应尽可能根据成品油定价机制的设计调整，避免因种种外部原因导致机制形同虚设。一旦能源价格成为政府的宏观政策工具，成品油价格改革以及整个能源价格改革会常常因为各种社会经济问题而搁浅，而这将增加社会可持续发展的成本。国内成品油价格调整对通货膨胀的影响程度还受宏观经济政策目标的影响，财政政策、货币政策、能源环境政策以及对外开放程度等因素都会影响油价的传导（朱启贵等，2011）。而且成品油价格上涨对居民收入分配的影响呈现较强的累进性，且影响有限。即使是高收入居民，其消费支出也仅增加 2.279%。低收入居民的支出仅增加 1.47%。因此，政府应该积极和坚决地推动成品油定价机制的改革。此外，成品油定价机制改革的成功，需要更广泛的政策的配合和支持，如打破石油行业的垄断，建立有序的成品油竞争体制，改善管理和监督机制，引入补偿措施，建立对部分困难群体和公益性行业补贴机制，其中有针对性补贴机制的设计是关键。

（二）成品油价格改革对居民收入分配的影响

目前，中国大部分的能源价格都采取政府行政定价的方式，而政府行政性定价则意味着能源补贴。也就是说，中国目前的许多能源价格改革其实也是能源补贴改革。作为一个发展中国家，中国的能源补贴有其存在的合理性，考虑到经济增长与社会稳定等多方面因素，在无法尽快进行能源价格市场化改革的前提下，能源补贴成为中国能源价格改革的重点。但是，众多研究也表明中国的能源补贴存在补贴过多、补贴方式不当等问题。这些问题影响着经济发展，也不利于能源效率的提高（林伯强等，2009；李虹等，2011；蒋竺均、邵帅，2013），尤其是化石能源补贴不当还会造成更多的能源消费和更大的污染排放（Lin&Jiang, 2010；姚昕、蒋竺均等，2011；李虹、谢明华，2010；李虹、董亮等，2011；Liu&Li, 2011）。

在中国的化石能源补贴中，对成品油的补贴一直较多。2005年中国的成品油补贴为70亿美元，占当年能源补贴规模的28%（IEA, 2006）；2007年中国的化石能源补贴为3567.3亿元，其中对成品油的补贴最多，占能源补贴总量的52.98%（Lin&Jiang, 2010）；2008年中国成品油补贴规模为4746亿元，占总补贴的55.7%¹。

与煤炭、天然气、电力等资源产品价格改革相比，中国的成品油价格改革推进速度较快。尤其是自2009年以来，政府出台成品油价格、燃油税和收费三项改革，成品油价格机制得以顺利运行，成品油与原油价格真正“联动”起来，没有出现“原油成本法”时期（2006-2008年）成品油价格机制未完全运行的情况。虽然2009年推出的成品油价格改革机制还存在一定缺陷，但其改革的方向和成果已被认为是国内能源改革价格改革的一个重大进步。

在补贴改革对经济可能产生的各种影响中，对各阶层居民收入分配的影响方向和影响程度，是决定改革是否被民众接受的重要因素，也是政府推行和制定改革方案时关注的主要问题。尤其对中国来说，收入分配不均和地区贫富差距扩大等问题日益严重，如何防止化石能源补贴改革对贫困阶层的冲击在改革设计和完善中尤其重要。在居民的能源消费中成品油消费（主要作为交通燃料）以高收入

¹ 数据来源：《中国能源补贴改革和设计》，林伯强、蒋竺筠著。

居民消费更多为特征（蒋竺均、邵帅，2013），成品油补贴改革对居民收入分配的影响也与燃气、电价等能源产品呈现不同特征。

成品油补贴规模大、补贴率高等特点决定了研究成品油补贴具有重要意义；另外，深入、系统的分析成品油补贴改革对不同收入阶层居民的影响，也是评价现有成品油价格（补贴）改革和进一步完善改革时所需要重点考虑的问题。基于以上分析，我们将对中国成品油补贴改革的补贴规模变化及对居民收入分配的影响进行研究。

1.成品油价格改革前后的成品油补贴规模估算

2008年12月中国政府出台了一系列的成品油定价机制改革及配套的税费改革措施，并于2009年5月正式实施。此次改革一方面进行定价机制改革，当布伦特、迪拜、辛塔3地原油的平均涨幅连续22天超过4%时，国家发改委将适时调整国内成品油价格，即成品油价格在政府定价下与国际接轨；另一方面变费为税，提高现行成品油消费税单位税额并取消养路费等。

此次成品油补贴改革前后，成品油价格、税费发生了重大变化，本节我们将应用价差法估算出改革前后的成品油补贴规模。在估算时，我们将补贴规模变化区分为两组：第一组估算高油价时期的补贴规模变化——2008年和2011年（2008年和2011年国际油价处于高位运行，其原油价格分别为101.61美元/桶、111.26美元/桶，成品油成本价格较为接近）；第二组估算低油价时期的补贴规模变化——2007年和2010年（2007年和2010年原油价格分别为78.53美元/桶、82.00美元/桶¹）。

1.1 价差法²的方法论

确定终端使用价格和基准价格，计算价差及补贴规模，公式如下：

$$PG_i = RP_i - CP_i \quad (3-23)$$

$$S_i = PG_i \times C_i \quad (3-24)$$

¹ 原油价格数据来源于《BP世界能源统计年鉴2012》，均为2011年美元价格。

² 价差法是目前估计能源补贴使用最广泛的方法。价差法针对消费侧补贴，目前中国成品油补贴大部分为消费侧补贴，且由于数据限制，我们采取价差法计算成品油补贴规模，但价差法往往低估补贴规模，因此我们的结果可以看做成品油补贴的下限。

其中 S_i 为能源产品补贴规模、 C_i 为能源产品消费量、 PG_i 为价格差， RP_i 为基准价格¹， CP_i 为终端消费价格²， i 为能源产品种类。

1.2 成品油补贴规模计算

基准价格（ RP_i ）

对基准价格的计算，我们参考 IEA（1999）提出的基准价格计算准则³。由于基准价格需反映国际竞争市场的商品交易价格或长期边际生产成本。在中国，对于成品油这样的净进口商品，其基准价格分为两类：

第一、进口基准价格：对于消费量中的进口部分，基准价格为成品油在最近的国际枢纽（海港或空港）的价格经质量差异调整后，加上净进口者所承担的运费与保险成本，再加上国内运销成本费用，以及任何增值税⁴，即进口商品的基准价格=进口价格+税费⁵+运输费。

根据海关统计数据计算 2008 年汽、柴油平均进口价格⁶为 1155.32 美元/吨、1092.40 美元/吨，2011 年汽、柴油平均进口价格为 1064.05 美元/吨、935.82 美元/吨；2007 年汽、柴油平均进口价格为 786.24 美元/吨、750.42 美元/吨，2010 年汽、柴油平均进口价格为 804.28 美元/吨、693.62 美元/吨。

第二、国内基准价格：对于成品油中的国内生产部分基准价格原则上应采用出口商品价格。然而中国成品油出口价格⁷远低于零售价格，因此对消费量中的国内部分，选取新加坡普氏现货价格作为成品油国际市场现货价格作为参考基础，

¹ 基准价格是没有价格补贴时的有效价格，反映的是国际竞争市场的商品交易价格或者长期边际生产成本。

² 终端消费价格即能源消费者实际支付的价格，包括所有税收、费用、罚款、以及折扣、减免等。

³ 基准价格的计算对补贴规模估算的准确性极其重要，IEA（1999）详细分析各种不同国情状况下基准价格计算的基本准则。

⁴ IEA 认为在确定参考价格时，如果对最终能源销售征收增值税时，应当加上增值税，用于估算经济体内部对于经济活动的税收。除此以外，其他税收，包括特种消费税（excise duties），均不包含在参考价格内。

⁵ 成品油增值税税率为 17%，增值税税基中包含关税、消费税，2007 年汽、柴油关税均为 2%，2008 年汽、柴油关税分别为 1%、2%，2010 年汽、柴油关税分别为 5%、6%，2011 年汽、柴油关税分别为 1%、0%；2007、2008 年汽、柴油消费税分别为 277.6 元/吨、117.6 元/吨，2010、2011 年汽、柴油消费税分别为 1388 元/吨、940.8 元/吨。

⁶ 中国进口商品总额按照到岸价格（CFI）统计。到岸价格=离岸价格+运费保险及其他费用

⁷ 2008、2011 年汽、柴油出口价格均为 6000 多元/吨，远低于零售价格。

国内基准价格公式为：

国内基准价格=国际市场价格+税费+国内运销成本¹

2008 年新加坡 95#号汽油、0.05%含硫柴油平均价格分别为 104.10 美元/桶、123.91 美元/桶，2011 年新加坡 95#号汽油、0.05%含硫柴油平均价格分别为 119.71 美元/桶、126.13 美元/桶；2007 年新加坡 95#号汽油、0.05%含硫柴油平均价格分别为 82.28 美元/桶、86.45 美元/桶，2010 年新加坡 95#号汽油、0.05%含硫柴油平均价格分别为 88.12 美元/桶、98.50 美元/桶。

终端消费价格（ CP_i ）

由于中国的成品油最终消费价格存在最高零售价格管制，受数据限制，我们假定不同行业接受的终端消费价格都是由国家发展和改革委员会制定的零售价格。根据国家发展改革委价格监测中心发布的 36 个大中城市月平均汽、柴油²零售价格数据，通过加权平均可计算出 2008 年国内汽油、柴油零售价格分别为 7467.36 元/吨、6503.25 元/吨，2011 年国内汽、柴油零售价格分别为 9753.53 元/吨、8354.17 元/吨；2007 年国内汽油、柴油零售价格分别为 6478.44 元/吨、5693.87 元/吨，2010 年国内汽、柴油零售价格分别为 8596.44 元/吨、7335.92 元/吨。值得注意的是改革后成品油消费价格的增量中近一半来自于消费税（成品油消费税也俗称燃油税）的提高。例如 2011 年成品油价格与 2008 年相比由于消费税提高³所导致的价格提升分别为 1110.4 元/吨、823.2 元/吨⁴。

消费量（ C_i ）

随着中国城市化、工业化进程的加快，近年来中国汽油、柴油消费量不断攀升，2007 年汽油、柴油消费量分别为 55.19 百万吨、124.97 百万吨，至 2011 年汽油、柴油消费量增至 73.96 百万吨、156.35 百万吨。细分行业的消费数据来看：交通行业的成品油消费量占总消费的 50%以上；从消费增量上看，2011 年与 2007 年相比，柴油消费增量的 73.32%来自交通运输业，而汽油消费增量的

¹根据 IEA 的估计，美国运销成本占成品油零售价格的 12%，中国的运销成本较高，经计量模型测算，中国成品油运销成本约为成品油零售价格的 20%。

² 中国汽油种类包括 90#、93#、97#汽油，柴油种类为 0#柴油。

³按照《国务院关于实施成品油价格和税费改革的通知》，2009 年起无铅汽油的消费税单位税额由每升 0.2 元提高到每升 1.0 元；柴油的消费税单位税额由每升 0.1 元提高到每升 0.8 元。

⁴ 根据《财政部、国家税务总局关于调整和完善消费税政策的通知》的相关规定，成品油几率单位换算标准为：汽油 1 吨=1388 升，柴油 1 吨=1176 吨。

36.25%则来自居民生活消费，这主要是由于近年来城市化进程中民用汽车、私人汽车拥有量剧增¹。

根据以上的数据计算我们可以得出成品油补贴改革前后的补贴价格表：

表 3-16 成品油补贴改革前后的补贴价格对比

			终端消费 价格	国内基准 价格	进口基准价 格	补贴率 ²		
汽油 (元/ 吨)	工业	高油价 时期	2008 年	7467.36	8915.723	11022.41	16.25%	
			2011 年	9753.53	10059.16	10307.89	3.04%	
		低油价 时期	2007 年	6478.44	7251.865	8477.739	10.67%	
			2010 年	8596.444	8297.597	8643.907	-3.60% ³	
		交通	高油价 时期	2008 年	7467.36	9184.813	11291.5	18.70%
				2011 年	9753.53	10328.25	10576.98	5.56%
	居民	低油价 时期	2007 年	6478.44	7520.955	8746.829	13.86%	
			2010 年	8596.444	8566.687	8912.997	-0.35%	
	柴油 (元/ 吨)	工业	高油价 时期	2008 年	6503.25	9111.874	10374.75	28.63%
				2011 年	8354.17	8881.258	8902.581	5.93%
			低油价 时期	2007 年	5693.87	6644.236	7968.563	14.30%
				2010 年	7335.917	7211.913	7450.468	-1.72%
交通			高油价 时期	2008 年	6503.25	9345.984	10608.86	30.42%
				2011 年	8354.17	9150.348	9136.691	8.70%
居民		低油价 时期	2007 年	5693.87	6878.346	8202.673	17.22%	
			2010 年	7335.917	7481.003	7684.578	1.94%	
居民		高油价 时期	2008 年	6503.25	9502.064	10764.94	31.56%	
			2011 年	8354.17	9329.738	9292.771	10.46%	

¹ 2011 年民用汽车、私人汽车拥有量分别为 2008 年的 2.09 倍、1.83 倍。

² 补贴率=价差/参考价格 x100%

³ 由于价差法往往低估补贴规模，我们的结果可以看做成品油补贴的下限，因此在低油价时期工业出现负补贴率情形，不能说明该行业不存在成品油补贴，但其补贴规模已大幅度减小。

低油价 时期	2007年	5693.87	7034.426	8358.753	19.06%
	2010年	7335.917	7660.393	7840.658	4.24%

从上表可以看出，在成品油补贴改革后成品油价差发生了较大变化：

(1) 无论是高油价还是低油价时期，补贴改革后中国对汽油、柴油的补贴价差均大幅度降低，例如，高油价时期工业、交通、居民的汽油补贴价差在改革后分别大幅下降了 81.31%、67.28%、60.34%。而柴油价差下降幅度比汽油更大，工业、交通、居民的柴油补贴价差下降幅度分别为 82.57%、73.02%、67.63%。

(2) 从补贴率来看，改革后汽、柴油补贴率均有所下降。例如在高油价时期，汽油的平均补贴率从 2008 年的 16.96% 下降到 2011 年的 4.66%，下降了 12 个百分点，柴油的平均补贴率从 26.64% 下降到 6.82%，下降了 20 个百分点。而低油价时期，汽、柴油平均补贴率分别下降了 14 和 15 个百分点，比高油价时期补贴率降低幅度要少。分行业来看，无论改革前后，对居民的补贴率最高，对工业的补贴率最低。

(3) 无论改革前后，高油价时期汽油补贴率均大于低油价时期，且高油价时期汽油补贴率比低油价时期补贴量高出约 6 个百分点；而柴油补贴量在改革前，高油价时期补贴率大于低油价时期约 13 个百分点，但改革后，不同油价时期补贴率仅相差 6 个百分点。

结合各行业的成品油消费量数据，我们分析出了成品油补贴的流向。

表 3-17 成品油补贴改革前后各行业的补贴规模变化 单位：亿元

			全行业	工业	交通业	生活消费	其他行业
汽油 补贴 量	高油价 时期	2008年	1055.02	84.89	530.76	162.21	277.16
		2011年	434.95	18.48	193.88	109.99	112.59
	低油价 时期	2007年	575.23	40.57	272.43	95.11	167.12
		2010年	-17.27	-20.60	-9.54	18.16	-5.29
柴油 补贴 量	高油价 时期	2008年	3797.27	656.59	2174.49	177.55	788.63
		2011年	1211.79	96.15	755.19	87.29	273.16
	低油价 时期	2007年	1442.54	187.49	850.97	73.10	330.97
		2010年	167.92	-26.83	123.59	25.01	46.15

总补 贴量	高油价 时期	2008 年	4852.29	741.48	2705.25	339.76	1065.80
		2011 年	1646.75	114.64	949.07	197.28	385.76
贴量	低油价 时期	2007 年	2017.77	228.05	1123.40	168.22	498.09
		2010 年	150.64	-47.44	114.06	43.17	40.86

高油价时期，补贴改革后成品油补贴规模从 4852.29 亿元下降至 1646.75 亿元，而其中柴油补贴规模从 3797.27 亿元降低到 1211.79 亿元，补贴规模的下降主要得益于柴油补贴规模的大幅下降；低油价时期，补贴改革后的成品油补贴规模从 2017.77 亿元下降至 150.64 亿元，下降幅度大于高油价时期。

分行业来看：在高油价时期，改革后工业、交通业及其他行业成品油补贴量均有大幅度下降，其下降幅度分别为 84.54%、64.92%、63.81%，而居民生活消费的成品油补贴量下降幅度相对较少，其中居民生活消费汽油补贴量仅下降 32.19%，柴油消费补贴量下降了 50.84%。这主要是由于近年来中国处于城市化进程，民用汽车、私人汽车拥有量的剧增，居民汽油消费量大幅度增加。同时为兼顾社会公平稳定，对居民成品油消费补贴量大于工业、交通业。而低油价时期，改革后工业、交通业及其他行业成品油补贴量下降幅度更大，补贴量下降幅度均在 90% 以上，居民汽油、柴油补贴量在低油价时期也分别下降了 80.91%、65.79%。

2. 成品油补贴改革对居民收入分配的影响

从前文对成品油补贴改革前后的补贴规模计算结果可以看到，居民消费的汽、柴油两种不同油种补贴率下降幅度不同。同时，由于城市化进程中私人汽车保有量的不断攀升，中国居民生活消费汽油数量大幅度增加，导致中国居民汽油补贴与其他行业相比补贴规模减少幅度相对较少。可以看到，成品油补贴改革对居民生活消费产生了巨大的影响，本节将重点分析成品油补贴改革对居民收入分配的影响。

2.1 不同收入组居民的成品油消费特征

中国居民的能源消费中成品油消费主要以汽油、柴油¹为主并用作交通燃料。与煤炭、天然气等能源消费相比，居民成品油消费的“能源阶梯”现象极其显著，随着居民收入的增加，成品油消费支出占能源总消费比重逐渐上升（蒋竺均、邵

¹ 居民油品消费主要包括汽油、柴油、煤油，但其中煤油消费量相对很小。

帅，2013)。我们采用《中国统计年鉴》中对城镇居民¹的分组方式，根据收入将城镇居民分为七组，为最低收入组、低收入组、中等偏下组、中等收入组、中等偏上组、高收入组和最高收入组，人数比重分别为 10%（包括 5%的困难户）、10%、20%、20%、20%、10%和 10%。下图表明：①随着居民收入的不断提高，居民成品油消费呈线性增长趋势；②随着城市化进程的不断推进，居民成品油消费不断增加，尤其在高水平人群中成品油消费增量巨大。这些都反映出高收入阶层居民成品油消费能力较高且消费增长潜力较大，因此在进行成品油补贴改革时，补贴变化会对不同收入水平的居民产生不同影响。

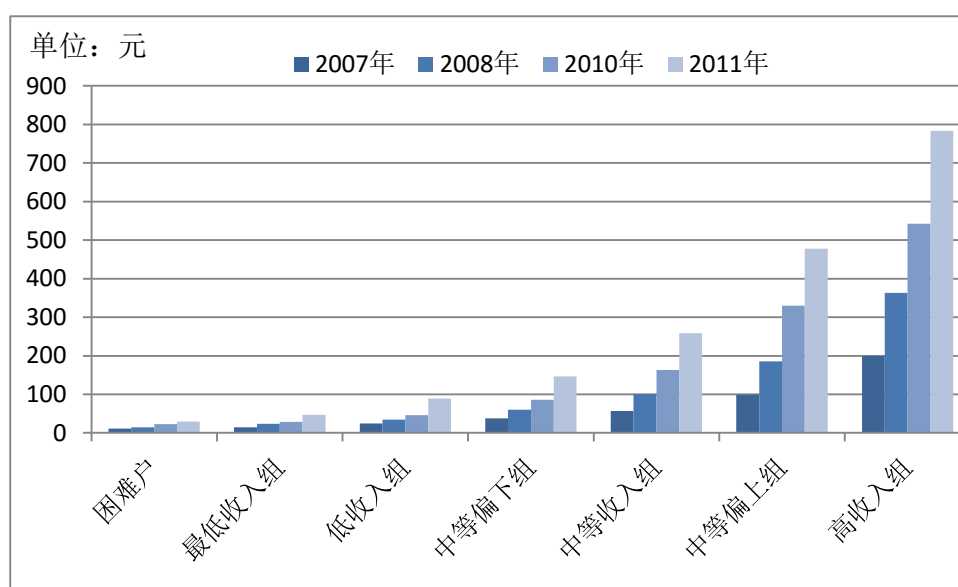


图 3-10 成品油补贴改革前后不同收入组居民成品油消费支出

数据来源：《历年中国城市（镇）生活和价格年鉴》

2.2 成品油补贴改革对居民收入分配的影响

直接影响

成品油补贴改革直接提高了居民的终端消费价格，引起居民成品油消费支出的变化，但对于不同收入阶层居民而言，这种影响存在差异。我们采用成品油消费支出在居民总消费支出中的比重与成品油价格变化幅度的乘积代表这种影响。

¹ 考虑到农村不同收入组居民能源消费具体数据不可得，我们重点以中国城镇居民不同收入组为分析对象。另外成品油消费中以高收入居民居多，因此暂不考虑农村居民成品油消费也存在一定合理性。

$$EC = \frac{\text{人均成品油消费支出} \times \text{成品油价格上涨幅度}}{\text{人均总消费支出}} \quad (3-25)$$

由于成品油补贴改革前后宏观环境已发生巨大变化，因此改革前后的人均可支配收入及交通消费支出已经受到外部环境影响，因此我们分别计算出不同年份取消补贴对居民收入分配的直接影响。

居民在成品油价格变化时会调整消费量，因此对于成品油价格上涨幅度（ ΔP ）计算采取如下公式：

$$\Delta P = \alpha \times \frac{Q_1}{Q_0} \quad (3-26)$$

$$\ln Q_1 = \varepsilon \times (\ln P_1 - \ln P_0) + \ln Q_0 \quad (3-27)$$

其中， α 为成品油补贴率， P_0 和 P_1 为取消价差前后的成品油价格， Q_0 和 Q_1 为取消价差前后的成品油需求量， ε 为成品油需求价格弹性。我们采取 Lin&Jiang (2010)计算的居民成品油价格弹性-0.230，同时对不同收入阶层弹性进行调整¹，根据公式（3-26）、（3-27）可以计算出不同年份取消补贴后居民成品油消费价格的上涨幅度。

表 3-18 成品油补贴改革前后成品油价格需求弹性及价格上涨幅度

收入阶层	成品油格 需求弹性	取消成品油补贴价格上涨幅度			
		高油价时期		低油价时期	
		2008 年	2011 年	2007 年	2010 年
困难户	-0.080	24.36%	8.28%	16.86%	2.61%
最低收入组	-0.130	24.01%	8.24%	16.70%	2.60%
低收入组	-0.180	23.67%	8.20%	16.54%	2.60%
中等偏下组	-0.230	23.33%	8.17%	16.39%	2.60%
中等收入组	-0.280	23.00%	8.13%	16.24%	2.59%
中等偏上组	-0.330	22.67%	8.10%	16.08%	2.59%

¹ 根据《中国城市（镇）生活和价格年鉴》中按收入等级划分的城镇居民家庭平均每百户购买的摩托车、汽车数量，其中中等偏下收入居民拥有汽车、摩托车数量和接近 1 辆，因此假定该组居价格需求弹性为-0.230，其他组弹性进行相应调整，调整准则参考李虹等（2011）对电力和燃气价格弹性的调整准则。

高收入组	-0.230	23.33%	8.17%	16.39%	2.60%
最高收入组	-0.130	24.01%	8.24%	16.70%	2.60%

从上表可以看到，无论改革前后，高油价时期取消成品油补贴价格上涨幅度均大于低油价时期。改革后，在低油价时期取消成品油补贴价格上涨幅度约为2%，而在高油价时期取消补贴价格上涨幅度则为8%。

结合历年《中国城市（镇）生活和价格年鉴》、《中国城市（镇）生活和价格年鉴》相关数据，根据公式（3）我们得到不同时期取消成品油补贴对不同收入组居民的直接影响程度：

（1）无论改革前后，高油价时期取消成品油补贴对居民收入分配的直接影响都大于低油价时期；改革后在高油价时期（2011年）取消补贴对居民的影响与改革前低油价时期（2007年）接近；改革后低油价时期取消补贴对各收入阶层居民的影响均较低。

（2）取消成品油补贴的直接影响是累进的，居民收入水平越高，取消成品油补贴对其影响越大。比如在2008年时，如果取消成品油补贴，困难户成品油消费支出比重将增加0.092%，而最高收入居民则增加0.742%。

（3）取消成品油补贴对中等收入以上的居民消费群体影响力度的累进差异越来越大，以2008年为例，低收入组与中等收入组累进差异仅为0.082%，中等收入组与高等收入组则扩大为0.224%，这说明取消成品油补贴对中等收入以上居民影响的累进性越来越强。

（4）对中等收入水平以下居民而言，无论改革前后，取消补贴成品油补贴对其直接影响都不大，但对中等偏上及以上收入组居民而言，改革前取消补贴对其影响较大（尤其是高收入组和最高收入组），改革后如果完全取消补贴对中等偏上及以上收入组居民的影响已经大幅度降低。这说明成品油补贴改革对中等偏上至高等收入组居民的影响力度变化明显，而其中变化最为明显的是最高收入组。

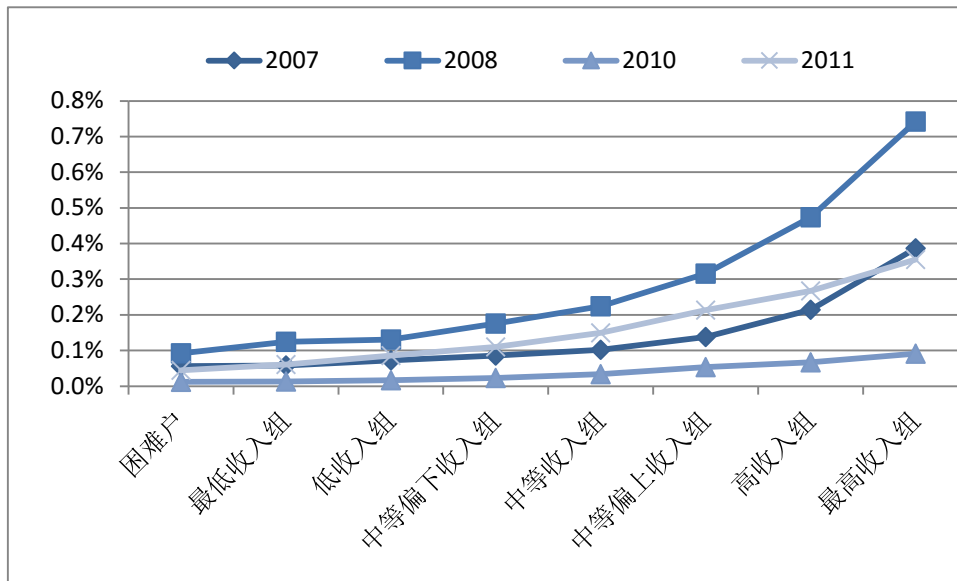


图 3-11 不同年份取消补贴对不同收入组居民的直接影响

表 3-19 取消成品油补贴对不同收入组居民的影响

影响力 (%)	年份	困难户	最低收入组	低收入组	中等偏下收入组	中等收入组	中等偏上收入组	高收入组	最高收入组
EC	2007 年	0.056	0.058	0.072	0.086	0.102	0.138	0.214	0.387
	2008 年	0.092	0.124	0.131	0.176	0.224	0.315	0.474	0.742
	2010 年	0.012	0.013	0.016	0.023	0.034	0.053	0.067	0.092
	2011 年	0.044	0.060	0.086	0.110	0.150	0.213	0.268	0.355

间接影响

成品油作为重要的能源产品是众多行业的基础生产资料。当成品油变动时，与其密切相关的产品和服务价格也随之发生变动，从而对居民生活产生间接影响。Leontief (1986) 提出的投入产出价格模型 (Cost-price Structure) 被广泛应用于部门产品价格变动对其他部门产品价格变动的的影响研究中。基于低油价时期 (2007 年、2010 年)¹投入产出表，本节利用投入产出模型估算出成品油价格上涨对各部门产出价格的影响。

假定国民经济由 m 个部门构成，第 m 个部门的产品价格为成品油价格，提高 ΔP_m 后，其他 $(m-1)$ 种商品价格提高幅度可以表示为：

¹由于高油价时期缺少投入产出表，我们在分析补贴改革对居民收入分配影响时仅对比分析 2007 年、2010 年。

$$\begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \dots \\ \Delta P_{m-1} \end{pmatrix} = (I - A_{m-1}^T)^{-1} \begin{pmatrix} a_{m1} \\ a_{m2} \\ a_{m3} \\ \dots \\ a_{m,m-1} \end{pmatrix} \Delta P_m \quad (3-28)$$

其中， A_{m-1} 表示原 m 阶的直接消耗系数矩阵去掉第 m 行和第 m 列后剩下 $(m-1)$ 阶直接消耗系数矩阵。

基于(3-28)式和2007年、2010年42部门的投入产出表，我们估算出改革前后成品油价格上涨对各部门产出价格的影响，并将居民消费支出项目与投入产出表中的产出部门一一对应，计算出取消成品油补贴对居民消费支出的间接影响。

表 3-20 取消成品油补贴对居民收入分配的间接影响 (%)

	2007 年		2010 年	
	居民消费	其中：交通和通信	居民消费	其中：交通和通信
困难户	11.359	5.597	1.747	0.934
最低收入组	11.253	5.544	1.745	0.932
低收入组	11.148	5.493	1.742	0.931
中等偏下组	11.044	5.441	1.740	0.930
中等收入组	10.941	5.390	1.738	0.929
中等偏上组	10.839	5.340	1.736	0.927
高收入组	11.044	5.441	1.740	0.930
最高收入组	11.253	5.544	1.745	0.932

从表 3-20 中可以看出，改革后如果取消成品油补贴对居民收入分配的间接影响比改革前小很多，而在居民消费中交通和通信消费支出受影响最大。对不同收入水平的居民而言，取消成品油补贴对困难户、最低收入组、最高收入组居民收入分配的间接影响最大。

3.结论和政策建议

2009 年中国推行的成品油补贴改革完善了中国成品油补贴机制，变费（养路费）为税（消费税也即燃油税），其根本目的是为促进节能减排和结构调整，公平负担。从本文对成品油补贴改革实证分析结果可以看出，中国的成品油补贴改革取得了一定的效果：无论是高油价还是低油价时期，补贴改革后中国对汽油、柴油的补贴价差、补贴率均大幅度降低，且柴油补贴价差、补贴率下降幅度大于汽油。例如，高油价时期工业、交通、居民的汽油补贴率分别由 16.25%、18.70%、

20.26%下降为 3.04%、5.56%、7.18%，工业、交通、居民的柴油补贴率分别由 28.63%、30.42%、31.56%下降为 5.93%、8.70%、10.46%。在近年来成品油消费量随城市化、工业化进程急剧增加的情形下，汽、柴油补贴规模在改革后仍有大幅下降；同时工业、交通业补贴量下降幅度大于居民补贴量下降幅度，兼顾到了社会公平与稳定。从这些角度看中国推行的成品油补贴改革方向是正确且有效的。

但是中国现行的成品油补贴机制也存在着问题，改革后高油价时期成品油补贴率、补贴规模仍比低油价时期大许多，无论改革前后高、低油价时期汽油补贴率均相差 6 个百分点，而改革前高、低油价时期柴油补贴率相差 13 个百分点，改革后仅相差 6 个百分点。中国现行成品油定价机制在国际油价大幅度上涨时仍容易遭遇“失灵”的风险。如果政府选择价格管制，亏损和补贴又将成为政府的一大难题。

另外，对于中国这样处于经济和社会快速发展阶段的国家而言，在进行能源补贴改革时，必须兼顾到社会公平与稳定，考虑补贴改革对居民收入分配的影响。不同于其他能源产品，成品油补贴具有很强的累进性。取消补贴对中等收入以上居民的直接影响力越来越大，而对贫困居民的影响力度较小，这从一定程度上缓解了补贴改革对贫困居民的负面影响。但是成品油补贴减少引起其他行业产品价格的上升，导致取消补贴对贫困居民收入分配的间接影响较大，改革后取消成品油补贴对居民收入分配的间接影响大幅度下降，同时在居民消费中交通和通信消费支出受影响最大。对不同收入水平的居民而言，取消成品油补贴对困难户、最低收入组、最高收入组居民收入分配的间接影响最大。因此在成品油补贴改革中政府还应注意对这些特殊阶层居民引入更直接、有效的补偿（抑制需求）措施。

中国现阶段处于城市化、工业化的经济发展阶段，经济运行情况和消费端负担承受能力等成为成品油调价不得不考虑的宏观问题。但是价格管制的结果是市场扭曲，政府在选择补贴机制时应更多地从税收层面考虑，利用更完善、透明的补贴制度和消费税的杠杆来平抑价格上涨压力和解决消费者的负担问题。比如，明确告诉消费者，在能源价格形成环节中，哪些环节是由财政补贴的，补贴了多少。每个环节都清楚地让消费者知道，就能使价格上涨的事实更容易被大家接受，也会为今后的价格市场化（完全取消补贴）建立基础；对不同的燃油品种采取差别比例税率，鼓励清洁油品的消费，如制定柴油的税率低于汽油的税率。

政府在能源价格改革方面常常提到“择机”改革。对于能源价格改革来说，最好的时机是能源价格低廉的时候。比如，在低油价时期取消成品油补贴对居民收入的影响明显小于高油价时期。然而等待改革时机是相对的，除了改革时机本身的争议性，等待改革时机是个很不确定的事件。中国 2009 年的成品油补贴改革抓住了低油价的特殊时期，使改革迈进了一大步。然而未来改革的进一步推进，能否等到一个合适的时机已经很难确定。采取渐进式的能源价格（补贴改革）符合中国的基本改革策略，但是在渐进性改革时更应该进行有步骤、有计划、有目标的主动渐进改革。

第三节 中国天然气价格改革评估

（一）中国天然气消费变化与价格改革

随着低碳全球化时代的到来，被誉为“最清洁化燃料”的天然气近年来需求旺盛。与此同时，非传统天然气产量的大幅增长以及天然气利用技术的发展为天然气市场发展创造了有利条件。国际能源署（IEA）在 2011 年发布的《天然气黄金时代的黄金法则》中指出，2010 年-2035 年天然气将迎来黄金发展时代，全球天然气需求将在 2010 年-2035 年间增长逾 50%。同时 IEA 在 2012 年预计，未来五年内全球对天然气的需求增长将有 30% 来自中国，而中国也将成为继欧洲和亚太之后的全球第三大天然气进口市场。

事实上，中国天然气消费在本世纪初开始呈现快速增长趋势，2000 年-2013 年中国天然气消费量都保持两位数的增长趋势。尤其是“十一五”期间，天然气消费呈现井喷式增长，年均增长率达到 18.1%。2010 年中国天然气消费量突破 1000 亿立方米，2011 年消费量达到 1307 亿立方米，成为世界第四大天然气消费国。2013 年中国天然气表观消费量达到 1676 亿立方米，同比增长 13.9%¹。

¹ 2013 年天然气数据来自中国石油天然气集团公司经济技术研究院发布的《2013 年国内外油气行业发展报告》。

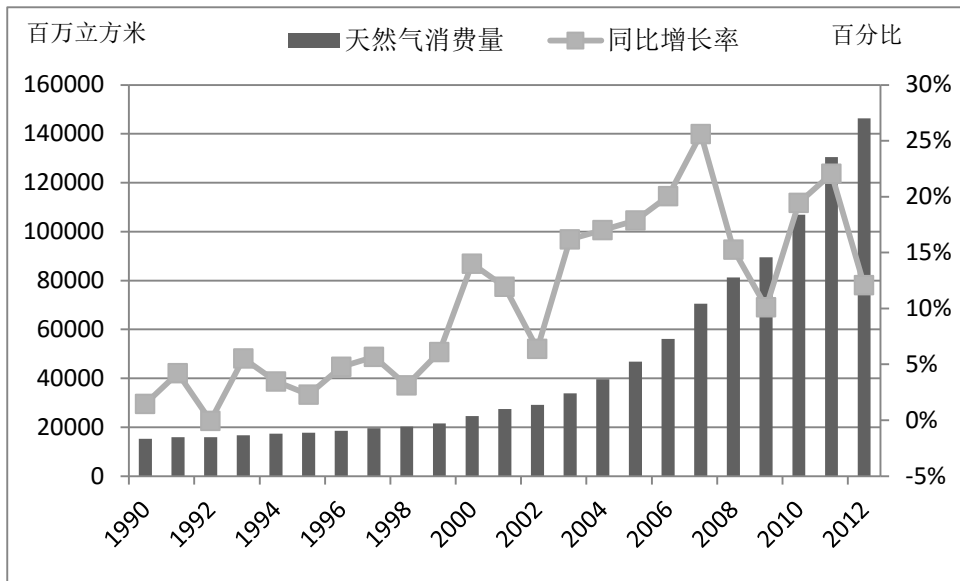


图 3-12 1990-2012 年中国天然气的消费量和同比增长率

数据来源：CEIC 数据库

随着中国天然气消费量的快速上升，国产天然气供应逐渐出现缺口，2007 年中国开始成为天然气净进口国，2011 年中国天然气进口量突破 300 亿立方米，2013 年进口量超过 500 亿立方米，同比增长率达到 25.6%，其中管道气增长率 24.3%，LNG 增长 27%，对外依存度突破了 30%。¹根据中国进口天然气管网建设和战略布局，预计 2015 年中国的进口天然气总量将达到 935 亿立方米，对外依存度将超过 35%²。

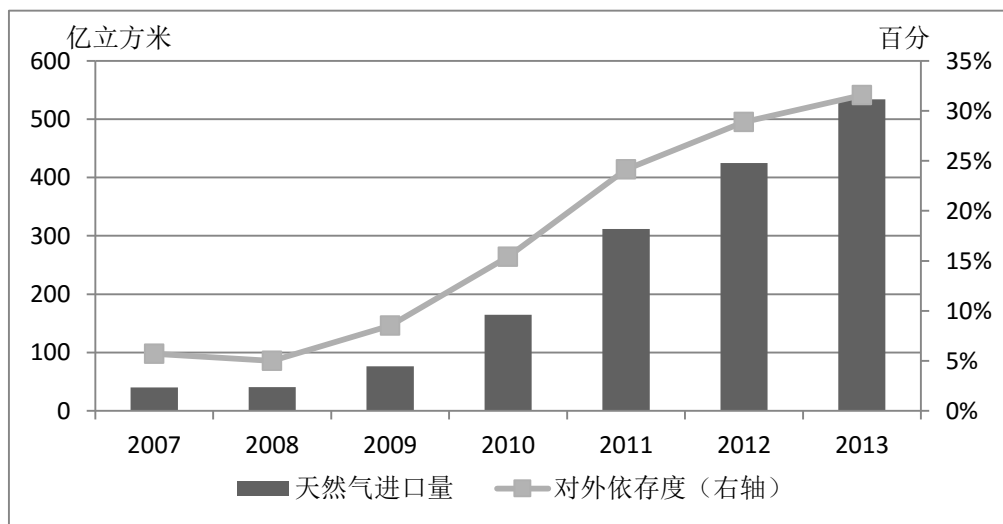


图 3-13 2007-2013 年中国天然气进口量和对外依存度

数据来源：《2013 中国能源统计年鉴》、《2013 年国内外油气行业发展报告》

¹ 2013 年天然气运行简况[Z]. 国家发改委网站, http://www.sdpc.gov.cn/zjgx/t20140123_576870.htm.

² 数据来源于国家发改委发布的《天然气发展“十二五”规划》。

天然气消费量的爆发式增长以及本国供气能力的不足，给中国天然气的供需平衡带来了巨大压力。然而中国的天然气定价机制长期以来采取行政定价为主的成本加成法，在实施初期虽然起到了保护国内天然气工业、防止自然垄断、保证和鼓励工业与居民用气的作用。但随着天然气供需形势的变化，成本加成定价法无法反应资源的稀缺性、无法正确地传导价格信号和配置资源，已经逐渐成为导致中国天然气行业供需不平衡的主要限制因素。现行天然气定价法则导致了国内“气荒”现象频发，同时现行定价法则下进口天然气与国内天然气价格差异加大，随着中国天然气对外依存度的不断攀升，国内气价倒挂的问题越来越严重。

理顺价格机制是提高天然气利用效率，保障天然气供应的重要保障。中国天然气消费量持续快速增长，供需平衡压力日益严重。另外，随着中国雾霾治理措施的进一步加快，为改变中国以煤为主的能源结构，天然气将是中国今后几年在清洁能源发展中最具潜力的煤炭替代产品，其占一次能源比例会相应提高，同时将导致民用天然气消费¹比例迅速提升（如天然气供热）。目前天然气占能源结构比例和居民消费较小，尽快进行价格机制改革可以减少改革的整体影响和阻力。

2011年12月中国在两广地区率先进行“市场净回值”的定价改革，确定统一的、最高上限门站价格²。2013年6月28日，国家发改委发布《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》，明确了天然气价格调整的基本思路和适用范围，将天然气价格改革进行渐进式的全国推广。此次改革将天然气价格管理由出厂环节调节转移至门站环节，实行政府指导的最高上限价格管理，推行“存量气+增量气”门站价调整方案，增量气门站价格按照广东、广西试点方案中的计价办法，一步调整到2012年下半年以来可替代能源价格85%的水平，存量气门站价格在3年内分步调整完成³，存量气、增量气价格调整方案开启了全国性的天然气价格市场化改革步伐。

中国的化石能源——煤炭、石油、天然气长期以来实施政府行政性定价，政

¹ 2000年以来，中国城市燃气成为增长最快的用气部门。2000-2012年中国城市燃气消费量由43亿立方米增至578亿立方米，占消费总量的比重由17.6%上升至39.2%。

² 广东、广西选取燃料油和液化石油气为替代能源，按60%和40%的权重、0.9的折价系数调整后确定为中心市场门站价格。

³ 存量气为2012年实际使用气量，增量气为超出部分，2013年调价涉及的存量气、增量气比重分别为91%和9%。各省增量气上调幅度为30%-70%，存量气提价幅度最高不超过400元/千立方米，上调幅度10%-15%。

政府对化石能源的补贴量大，根据 Lin&Jiang(2011)的测算，2007 年中国化石能源补贴量达 3564.3 亿元，占当年 GDP 的 1.43%，其中天然气补贴占补贴总额的 10.68%。随着中国天然气消费量的不断攀升，近年来天然气补贴额还在继续增加。中国政府近年来不断提出推进资源性产品价格改革，推进能源市场化改革，但是由于中国目前处于城市化、工业化的经济发展阶段，能源价格改革必须考虑到其对宏观经济的影响及对居民的影响，在追求效率的同时必须兼顾到社会稳定和公平。天然气行业的现状迫使中国政府正在加快推进天然气价格改革步伐，减少天然气补贴，然而在改革时政府也需要进行全面的考虑，设计合理的价格改革机制，从定价机制改革的影响范围大小、程度高低来考虑目前改革对于社会各方面的影响，以更好地把握后续的改革时机、方向和进程。

由于中国天然气开发利用进程比较缓慢，相对于煤炭和石油受到的关注较少，国内对天然气价格改革的研究较少。李婷（2007）等学者从价格联动角度对天然气价格进行研究，分析了天然气现行定价机制存在与替代能源比较不合理等问题。司江伟等（2010）则从博弈论的角度讨论了税收、交叉补贴等因素对天然气定价的影响。但是现有文献中对天然气研究普遍侧重于理论分析，对天然气价格改革影响的实证研究较少。李虹等（2011）测算了 2007 年取消中国燃气补贴对居民生活的影响，王婷、孙传旺、李雪慧（2012）利用 CGE 模拟了 2007 年天然气提价的宏观影响，但随着天然气消费量和进口对外依存度的增大，中国天然气供需形势在近几年来发生了重大变化，天然气价格改革的宏观影响也在发生变化。因此我们拟将利用投入产出模型和 SVAR 模型，分析天然气价格改革（不同幅度的取消天然气补贴）对宏观经济的影响。

（二）中国天然气补贴规模变化

中国天然气价格一直以来采取政府行政定价的方式，而政府能源行政性定价就意味着补贴。在过去，由于中国天然气相对于石油、煤炭等消费量较小，补贴数额并不大，2007 年中国天然气补贴额占整个化石能源补贴总额的 10% 左右（Lin&Jiang,2011）。Wang& Lin(2014)测算了 2006-2010 年居民、工业和商业三部门的天然气补贴率和补贴规模，但未对进口气源部分的补贴规模进行分析。随着近年来天然气消费量的爆发式增长以及对外依存度的上升，中国天然气补贴数

额已发生较大变化。

本节我们将利用价差法计算 2010-2012 年中国天然气补贴规模。我们同样利用第二节中介绍的价差法确定天然气补贴的基准价格、终端消费价格等。

1.1 基准价格

在中国，天然气的对外依存度在 2010 年已达到 15.38%，对于天然气这样的净进口商品，其基准价格分为两类：

进口基准价格：对于消费量中的进口部分，基准价格为天然气的管道进口价格或 LNG 进口价格（包括净进口者所承担的运费与保险成本），再加上国内运销成本费用，以及任何增值税，即进口商品的基准价格=进口价格+税费¹+运输费。其中运输费用我们参考李虹（2011）的处理办法，选用国内天然气市场价格与出厂价格的差值作为中国天然气平均运销成本。根据海关统计数据计算 2012 年中国管道气到岸均价为 2.46 元/立方米（完税价格为 2.78 元/立方米），同比上涨 21.2%，LNG 到岸均价为 2.55 元/立方米（完税价格为 2.88 元/立方米），同比上涨 23.8%。

国内基准价格：石油等能源产品通常选取国际市场价格作为参考价格，即国内基准价格=国际市场价格+税费+国内运销成本。由于缺乏生产者与消费者之间良好的互通性以及相对较高的运输成本限制，不同于石油市场，天然气市场更多地表现为区域性市场而非全球性市场。近年来随着全球天然气市场的发展，在欧洲、亚洲、北美三大天然气市场区块，基本形成了以美国、加拿大、日本、德国、英国为主的五大天然气国际市场价格。虽然近年来全球 LNG 贸易量显著增长，但并未因此形成全球性的天然气价格，亚洲、欧洲和北美之间的市场耦合度仍不高²，五大天然气市场价格差异较大。

¹天然气增值税税率为 13%。

² 欧洲与北美的经验显示，油价挂钩与气对气竞争的两种市场定价方法会造成相对不同的定价结果。但即使是采用相似定价机制的英国和美国，计算出的价格差距也较大，如 2012 年英国 NBP 交易中心价格为 9.46 美元/百万英热单位，美国 Henry Hub 平均价格却仅为 2.76 美元/百万英热单位。

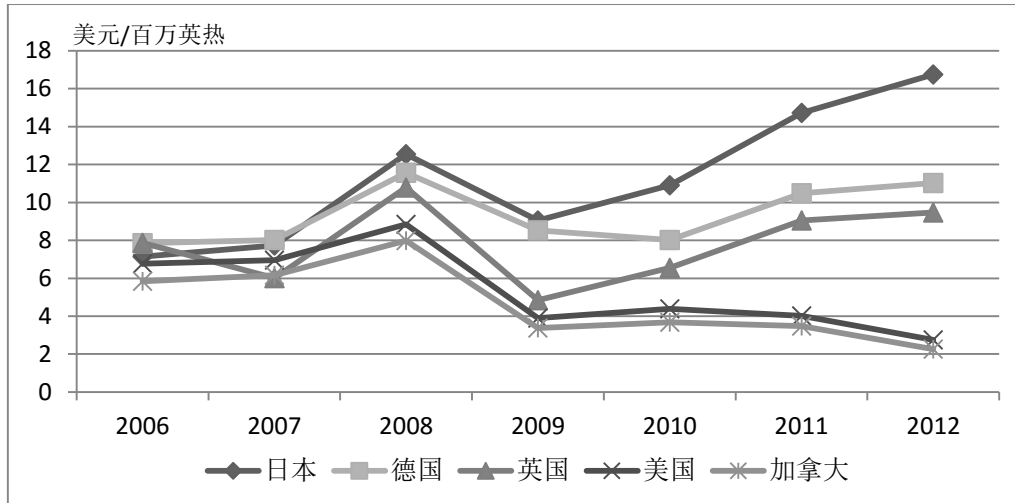


图 3-14 2006-2012 年的国际天然气价格

来源：BP Statistical Review of World Energy 2013.

从 2009 年开始，“页岩气革命”使美国、加拿大天然气价格大幅下降，自给自足的北美市场与其他两个地区联动有限。亚洲地区普遍采取油价挂钩的定价方法，欧洲地油价挂钩、气对气竞争两种定价机制共存且相互影响，因此亚欧地区的天然气价格也存在较大差异。与中国同属亚洲地区的日本，天然气主要依赖于进口 LNG，由于长期合同和运输成本导致其价格长期偏高，也不适合作为中国天然气基准价格。

2013 年国家发改委下发《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》中给出了全国性的天然气价改方案，进行存量气与增量气改革。其中的增量气价格直接实行油价挂钩机制，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。按照价格调整的思路，存量气与增量气并轨的完成将使中国天然气价格进入市场化阶段，增量气价格可以认为是中国的天然气市场化价格。因此在选取国内参考价格时，我们以《国家发展改革委关于调整天然气价格的通知》中给出的 29 个省份增量气最高门站价格的平均价格——2.95 元/立方米（含增值税）作为基础，并根据 2010-2012 年的生产价格指数及国际天然气价格上涨幅度变化进行价格调整，加上配气成本¹即计算出中国天然气国内基准价格。

1.2 终端消费价格（ CP_i ）

¹ 配气成本即门站价格与最终销售价格之间的差异。配气成本=运销成本-管输成本。中国各省配气成本的平均水平约为 0.7-1.2 元/立方米，管输成本约为 0.4-0.6 元/立方米。

中国天然气终端消费价格主要分为三类：工业、居民和公共服务业。由于天然气价格的省际差异较大，我们选择全国 36 个城市的平均价格水平作为各部门的终端消费价格。

根据以上的数据计算我们可以得出 2010-2012 年天然气补贴价格表：

表 3-21 2010-2012 年中国天然气补贴价格（单位：元/立方米）

年份	行业	终端消费价格	国内基准价格	进口基准价格	补贴率
2010 年	工业	2.88	3.64	3.48	20.25%
	居民	2.47	3.62	3.46	31.22%
	公共服务业	2.68	3.83	3.67	29.50%
2011 年	工业	3.11	3.95	4.01	21.64%
	居民	2.47	3.70	3.76	33.46%
	公共服务业	2.92	4.15	4.21	29.85%
2012 年	工业	3.19	4.23	4.61	26.46%
	居民	2.43	3.86	4.23	38.65%
	公共服务业	2.95	4.38	4.75	34.18%

注：补贴率=价差/基准价格

从上表可以看出，中国天然气补贴率自 2010 年来逐年上升，2010 年中国天然气行业平均补贴率为 26.99%，2012 年增加至 33.10%，增加了 6 个百分点。其中对居民的补贴率最高，其次为公共服务业，对工业的补贴最少。随着中国天然气进口量的不断增加，天然气进口价格近年来呈上升趋势，进口基准价差从 0.9 元/立方米增加值 1.8 元/立方米，价差增加了一倍，同时 2011 年进口基准价格开始超过国内基准价格。

同时从补贴价格可以看出，中国天然气价格存在严重的交叉补贴现象，国际上各个国家都表现为发电用气价格最低，其次是工业气价，居民用气价格最高，普遍比工业和发电业贵一倍多。而在中国的终端用户气价梯度中却出现了工业气价长期明显高于居民气价的倒置现状，这将不利于发挥天然气价格对资源配置作用。

2012 年中国天然气消费量总量为 1462.36 亿立方米，其中工业（包括采掘业、制造业、建筑业、电力煤气及水生产供应业）消费 948.01 亿立方米，居民消费（生活消费）288.27 亿立方米，公共服务业（包括交通运输仓储及邮电通讯

业、批发零售业和住宿餐饮业以及其他行业)消费 226.08 亿立方米,与 2010 年相比各部门消费量同比上涨 38.9%、27.0%、41.3%。结合各行业的天然气消费量数据,我们分析得出天然气补贴的流向变化:

表 3-22 2010-2012 年中国天然气补贴规模 (单位:亿元)

年份	部门				合计占 GDP 比重
	工业	居民	公共服务	合计	
2010	499.34	254.60	179.47	933.41	0.23%
2011	722.44	328.47	247.41	1298.31	0.27%
2012	1094.33	443.35	347.69	1885.37	0.36%

从上表可以看出,2010-2012 年工业、居民和公共服务业三部门的补贴规模都在快速增加,2012 年三部门的补贴规模比 2010 年同比上涨 119%、74%、93%。天然气补贴规模的大幅增加一方面是由于价差扩大引起的补贴率上升所致,另一方面是由于各部门对天然气的需求爆发式增长。同时天然气补贴规模占 GDP 的比重也有明显的上升趋势。2012 年中国天然气补贴规模为 1885.37 亿元,天然气进口总量为 428 亿立方米,占总体消费量的 29.27%,进口天然气补贴规模为 551.94 亿元¹。

分部门来看工业部门的补贴规模最大,从 2010 年的 499.34 亿元上升到 1094.33 亿元。随着城市燃气普及率的进一步提高,居民天然气的消费增速在 2010 年和 2011 年分别达到 16.5%和 9.0%,补贴规模也进一步扩大。公共服务业由于终端消费价格高于居民气价,补贴规模相对小于居民部门,但补贴的绝对量也呈现增长趋势。

根据以上的价差数据,可以计算出不同年份不同行业取消补贴所引起的天然气价格上涨幅度。由于在天然气价格变化时各行业会调整消费量,因此对于天然气价格上涨幅度 (ΔP) 计算采取如下公式:

$$\Delta P = \alpha \times \frac{Q_1}{Q_0} \quad (3-29)$$

$$\ln Q_1 = \varepsilon \times (\ln P_1 - \ln P_0) + \ln Q_0 \quad (3-30)$$

¹中国天然气主要由中石油、中石化、中海油进口,其中中石油进口量占比最大。根据中石油公司年报,2012 年中石油销售进口天然气及 LNG 亏损约 419 亿元,与本文计算方法所得进口补贴额接近。

其中， α 为天然气补贴率， P_0 和 P_1 为取消价差前后的天然气价格， Q_0 和 Q_1 为取消价差前后的天然气需求量， ε 为天然气需求价格弹性。我们采取 Lin&Jiang (2010) 计算的天然气价格弹性（居民为-0.31，工业为-0.584），根据公式 (3-29)、(3-30) 可以计算出不同年份取消补贴后各行业天然气消费价格的上涨幅度。

表 3-23 2010-2012 年取消补贴引起的天然气价格上涨幅度

年份	部门		
	工业	居民	公共服务
2010	17.74%	27.80%	25.23%
2011	18.76%	29.49%	25.47%
2012	22.09%	33.20%	28.33%

从上表可以看到，随着天然气补贴规模的不断上涨，如果完全取消天然气补贴引起的天然气价格上涨幅度将越来越大。其中取消居民补贴引起的价格上涨幅度最大，其次为公共服务业。

（三）天然气价格改革对行业及价格水平的影响

投入产出价格模型常用于研究能源价格（尤其是油价和电价）与行业联动和经济影响，但应用该模型分析天然气价格与其他产业价格的联动关系和对各种物价水平影响的研究并不多见。我们以 2010 年中国 65 部门的投入产出表为基础，分析不同气价变动幅度下各部门对于气价变动的反应敏感度及天然气价格调整对各种价格水平的影响。

1. 投入产出模型构建

我们基于价值型的投入产出模型，研究某产品价格调整后在经济系统中产生的连锁反应。根据投入产出价格和投入产出表的形成理论与编制原理，总产出价值是由中间投入值加上增加值得到的：

$$P = A^T P + V \quad (3-31)$$

$$P + \Delta P = A^T (P + \Delta P) + V \quad (3-32)$$

其中， P 表示价格向量， A^T 表示直接消耗系数矩阵的转置矩阵， V 表示产出增加值向量。由于不考虑劳动者报酬、固定资产折旧和营业盈余等因素的变化，

所以价格体系连锁反应都是由某一商品价格变动直接和间接引起的。将 (3-31) 和 (3-32) 式相减可得：

$$\begin{aligned} \Delta P &= A^T \bullet \Delta P \\ \Delta P_j &= \sum_{i=1}^m a_{ij} \Delta P_i \quad (j=1, 2, \dots, m) \end{aligned} \quad (3-33)$$

其中， a_{ij} 为直接消耗系数，是第 i 部门投入到第 j 部门的中间投入量， ΔP_i 和 ΔP_j 分别表示两个部门价格的变化量。

假定国民经济由 m 个部门构成，第 m 个部门的产品价格为天然气价格。天然气价格提高 ΔP_m 后，其他 ($m-1$) 种商品价格提高幅度可以表示为：

$$\begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \dots \\ \Delta P_{m-1} \end{pmatrix} = (I - A_{m-1}^T)^{-1} \begin{pmatrix} a_{m1} \\ a_{m2} \\ a_{m3} \\ \dots \\ a_{m,m-1} \end{pmatrix} \Delta P_m \quad (3-34)$$

其中， A_{m-1} 表示原 m 阶的直接消耗系数矩阵去掉第 m 行和第 m 列后剩下 ($m-1$) 阶直接消耗系数矩阵。通过上式变形可得到：

$$\Delta P_i = a_{m,i} \bullet \Delta P_m^i + \sum_{j=1}^{m-1} a_{j,m} \bullet \Delta P_j \quad (3-35)$$

其中 ΔP_i 表示第 i 部门价格受到天然气价格变动的综合影响， ΔP_m^i 表示第 i 部门天然气价格的变动量。 $a_{m,i} \bullet \Delta P_m^i$ 为天然气价格变动对其他部门的直接影响，为： $\sum_{j=1}^{m-1} a_{j,m} \bullet \Delta P_j$ 为天然气价格变动引起其他经济部门价格变动进而对第 i 部门产品价格的间接影响。

不同的天然气价格调整方案对于各部门的价格影响不同，但对于各部门的影响系数是固定的。不同产品或部门的价格对天然气价格变动的响应程度在我们中使用敏感度（何永秀等，2009）来描述。计算公式如下：

$$S_i = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_m} = (I - A_{m-1}^T)^{-1} \begin{vmatrix} a_{m1} \\ a_{m2} \\ a_{m3} \\ \dots \\ a_{m,m-1} \end{vmatrix}, (i = 1, 2, 3, \dots, m-1) \quad (3-36)$$

由于投入产出价格模型的输出结果为各个产品或部门价格变化的相对幅度，因此可以根据投入产出表的最终消费和使用部分，计算由于天然气价格变动所引起的相关的物价指数的变化幅度。计算公式为：

$$\Delta P^x = (\sum_{i=1}^m \Delta P_i X_i) / (\sum_{i=1}^m X_i) \quad (3-37)$$

其中， ΔP^x 表示物价指数变动幅度， X_i 为第 i 种产品消费数量； ΔP_i 为天然气价格变化为 ΔP_m 时，第 i 种产品的价格变动幅度。

2. 天然气价格波动对不同行业的影响程度

基于中国 2010 年投入产出延长表（包括 65 个部门），我们对天然气价格波动的影响进行模拟和计算。结果表明在 65 个部门中对天然气价格最为敏感的十个行业中化工行业、钢铁业、有色金属行业占绝大多数。其中受天然气价格波动最显著的是部门是基础化学原料业，敏感度¹为 1.2727%。而受天然气价格波动最弱的是房地产、金融业、批发零售业、农林牧渔业等 10 个与居民消费相关的行业，敏感度系数均小于 0.25%。从行业受天然气价格波动的平均影响来看，工业产出价格影响（0.4900%）>建筑业价格影响（0.3550%）>第三产业产出价格影响（0.2465%）>农林牧渔业产出价格影响（0.1218%）。

表 3-24 对天然气价格敏感度最强（弱）的 10 个部门

序号	敏感度最强部门	敏感度 (%)	敏感度最弱部门	敏感度 (%)
1	基础化学原料	1.2727	房地产业	0.0919
2	黑色金属矿采选业	1.1933	金融业	0.0989
3	专用化学产品制造业	1.0587	批发和零售业	0.1043

¹敏感度反映了天然气价格变动对各经济部门的综合影响，各部门单位产值中承载的天然气消费量越多，受天然气价格波动的影响就越大。

4	非金属矿及其他矿采选业	0.8592	农林牧渔业	0.1218
5	钢压延加工业	0.7183	烟草制品业	0.1396
6	合成材料制造业	0.7016	教育	0.1453
7	铁路运输设备制造业	0.6551	公共管理和社会组织	0.1498
8	肥料、农药	0.6320	综合技术服务业	0.2088
9	其他化学制品	0.5789	信息传输、计算机服务和软件业	0.2140
10	其他电气机械及器材制造业	0.5548	食品及酒精饮料	0.2261

天然气价格上涨对各行业的直接影响¹程度大小取决于本行业中间的投入结构、投入量和总产出。单位行业总产值耗费的天然气行业提供的中间产品越多，则受到天然气涨价的直接影响就越大。在 65 个部门中除化工、钢铁、有色金属外住宿和餐饮业、水的生产和供应业受天然气价格上涨的直接影响也较大，分别为 0.3643%、0.3252%。

天然气价格上涨的间接效应大小取决于各个行业的产业内循环的程度，中间产品投入率越高的产业内循环的特征越明显。从下表可以看，虽然肥料、农药部门受天然气价格上涨的直接影响不高，但受产业内循环影响，其间接影响较为显著，达 0.5017%。

表 3-25 受天然气价格上涨直接和间接影响最强的 10 个部门

序号	部门	直接影 响 (%)	部门	间接影 响 (%)
1	黑色金属矿采选业	0.8153	专用化学产品制造业	0.6201
2	基础化学原料	0.7992	钢压延加工业	0.5370
3	非金属矿及其他矿采选业	0.5299	合成材料制造业	0.5247
4	专用化学产品制造业	0.4386	肥料、农药	0.5017
5	住宿和餐饮业	0.3634	黑色金属冶炼	0.4854
6	水的生产和供应业	0.3252	塑料、橡胶制品	0.4805
7	铁路运输设备制造业	0.2415	基础化学原料	0.4735
8	船舶及浮动装置制造业	0.1944	电子元器件制造业	0.4320

¹各个部门对天然气行业的直接消耗系数代表着直接影响系数的大小。直接影响系数越大，这表明该部门对天然气行业的依赖性越强。

9	钢压延加工业	0.1813	文化、办公用机械制造业	0.4272
10	合成材料制造业	0.1769	金属制品业	0.4214

3.不同天然气价格上调幅度和调价结构对价格指数的影响

根据上一部分对天然气补贴的计算，2010年若取消天然气补贴，工业、居民消费、公共服务业三部门气价将分别上涨17.74%、27.80%、25.23%。但是，在进行天然气价格改革时，政府需要综合考虑到宏观经济、居民消费的承受压力，现实中价改程度(取消补贴程度)通常小于完全取消补贴时的价格上涨幅度。2013年6月28日，国家发改委发布《国家发展改革委员会关于调整天然气价格的通知》，明确了天然气价格调整的基本思路和适用范围。根据政府计划在“十二五”末期完成存量气价改的要求，可以预期未来存量气和增量气的并轨将进一步拉动气价上涨，天然气价格未来三年的年复合增速将会在10%-15%左右。因此本节将模拟完全取消补贴时的气价上涨幅度及天然气价格上调10%和15%三种情形下对各物价指数的影响。

表 3-26 不同天然气调价幅度和调价结构对各种物价指数的影响(单位：%)

价格指数	完全取消气价补贴的影响	气价上调 10%的影响		气价上调 15%的影响	
		无差别上调	差别上调	无差别上调	差别上调
消费者物价指数 CPI	0.1741	0.0925	0.0904	0.1388	0.1356
农村消费者物价指数	0.1070	0.0554	0.0526	0.0832	0.0789
城镇消费者物价指数	0.1936	0.1033	0.1014	0.1550	0.1521
生产者物价指数 PPI	0.1135	0.0689	0.0683	0.1033	0.1024
总物价指数	0.1037	0.0554	0.0541	0.0831	0.0812

注：无差别上调指所有行业的天然气价格都按照10%或15%的幅度统一上调；差别上调：指城乡居民用气、农林牧渔业和肥料、农药生产用气价格不上调，其他行业按照统一幅度上调。

根据投入产出表的结果，在三种情形下价格上调对价格指数的影响依次为：完全取消补贴的影响>气价上调15%的影响>气价上调10%的影响。其中当天然气价格上涨10%，将推动CPI、PPI和总物价指数分别上涨0.0925%、0.0689%、0.0554%，其中城镇消费者物价指数上涨幅度最大为0.1033%。而完全取消补贴

时，各类物价指数上涨幅度与气价上调 10% 时相比，均有大幅度上涨。可见，相对于完全取消气价补贴时的情形，天然气价格上涨 10%，经济会受到一定的影响，各种价格指数都有不同程度的上涨，但整体的影响较小。

另外在气价上调时若实施差别上调将会减少物价指数的上涨幅度，其中居民消费物价指数减少幅度相对较大，可降低约 0.002 个百分点，但对生产者物价指数影响较小。整体来说气价上调 10% 时，实施差别气价对各类物价指数的影响不大，但气价上调 15% 时，若实施差别气价，居民消费物价指数上涨幅度可相应缩小 0.003 个百分点。可见，在气价上调幅度较大时实施差别气价对居民消费物价指数上涨的抑制效果相对较好。

4. 天然气价格改革对物价水平影响的时滞

天然气价格上涨，对物价水平的传导存在时滞。结构向量自回归（SVAR）模型的脉冲响应函数被广泛运用于分析能源价格、汇率因素对物价水平的传导效应。曲强等（2009）基于货币数量论和 SVAR 模型，考察了外汇储备、货币冲销对物价水平的动态影响。林伯强、王锋（2009），张欢、成金华（2011）利用 SVAR 模型考察了能源价格变动对一般价格水平、居民消费水平的传导时间。

基于林伯强、王锋（2009）能源价格对物价水平的传导的 SVAR 模型以及我们投入产出模型部分对几类物价指数的分析，我们将考察天然气价格水平（NGP）对 CPI、PPI 影响的滞后时间。

建立包含 NGP、CPI、PPI 三个变量的 SVAR 模型：

$$Bx_t = \Gamma_0 + \Gamma_1 x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (3-38)$$

其中 $x_t = (NGP, PPI, CPI)^T$ 表示 SVAR 的变量集， ε_t 表示结构式的残差向量 $(\varepsilon_t^{NGP}, \varepsilon_t^{PPI}, \varepsilon_t^{CPI})^T$ ，它包含互不相关的结构式冲击信息，并且方差为单位矩阵。

通过左乘 B^{-1} 可得到式（3-38）的多变量扩展形式，即：

$$x_t = B^{-1}\Gamma_0 + B^{-1}\Gamma_1 x_{t-1} + B^{-1}\varepsilon_t \quad (3-39)$$

令 $e_t = B^{-1}\varepsilon_t$ ，则有

$$Ee_t e_t' = EB^{-1}\varepsilon_t \varepsilon_t' (B^{-1})' = B^{-1}E\varepsilon_t \varepsilon_t' (B^{-1})' \quad (3-40)$$

由于结构性冲击的协方差为零，则可以将（3-40）式改写为

$$\Sigma = B^{-1} \Sigma_{\varepsilon} (B^{-1})' \quad (3-41)$$

根据 Sims(1986)和 Bernanke(1986)提出了施加基于经济理论的短期约束的结构化方法，需要对 B^{-1} 施加 $n(n-1)/2$ 个额外的短期约束条件从而能够完全识别系统（其中 n 为 SVAR 模型的变量个数， $n=3$ ）。借鉴 McCarthy(2000)和林伯强、王锋（2009）提出的约束思想构成约束系统：假设 NGP 变动冲击在先，其次是 PPI、CPI，即 $NGP \rightarrow PPI \rightarrow CPI$ ；假设传导的每一环节的价格变动由 $t-1$ 期可利用信息的本环节价格变动的期望、价格传导链的前一环节的冲击以及本环节的冲击构成。以上假设正好构成 SVAR 的约束条件，使模型恰好识别。

我们选取 2001 年 1 月至 2013 年 12 月的天然气平均价格1月度数据、CPI 月度数据、PPI 月度数据。根据上部分对 SVAR 模型的识别条件，我们采用似然比检验（LR），以及 AIC 和 BIC 准则选择适合的滞后阶数，并采用极大似然法对建立的 SVAR 模型进行估计，我们得到了 PPI 和 CPI 对天然气价格的脉冲响应。

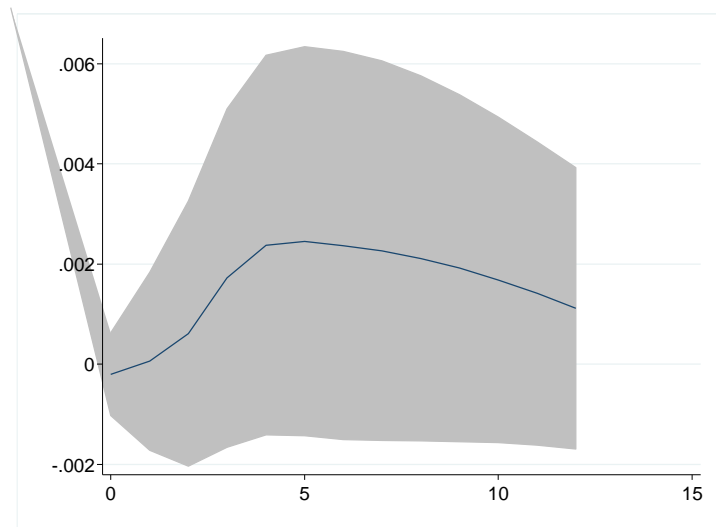


图 3-15 PPI 对天然气价格的脉冲响应

¹ 此处天然气平均价格为工业用气、商业用气以及民用气价格的加权值。

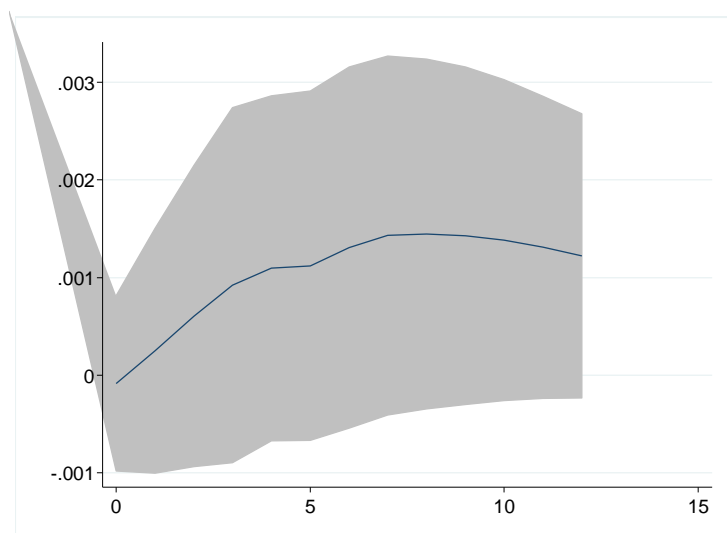


图 3-16 CPI 对天然气价格的脉冲响应

图 3-15、图 3-16 分别为 PPI、CPI 对天然气价格的脉冲响应图。从图中可以看到，PPI 和 CPI 都对一个标准差的天然气价格冲击产生正的响应，且响应都经历了一个先增大然后逐渐减小的过程。其中天然气价格对 PPI 的冲击在滞后第 5 个月达到最大值，随后开始逐渐减少，而天然气价格对 CPI 的冲击则在滞后 7 个月达到最大值，且对 CPI 产生的影响更为持久。随后减少不明显。且天然气价格冲击对 PPI 产生的影响大于 CPI，但整理来说都不明显。由于天然气价格上涨的影响会沿着工业生产链逐渐向后传导，其对深加工产品价格的影响会因为产业链各环节生产和销售时间的存在而滞后一段时间，而天然气价格上涨通过影响 PPI，进而影响产业链后续环节的生活资料价格以及服务产品价格影响 CPI，推动 CPI 的上涨则需要更长的滞后时间。可见，我们测算出的天然气价格上涨影响 PPI、CPI 的滞后时间是合理的。

（四）完善天然气价格改革

从前述章节的分析可以看到，在当前中国天然气占一次能源消费结构比重较低的情况下，实施天然气价格改革，提高天然气价格，并辅之以差别上调、适当补贴的政策配套，天然气价格改革不会对中国宏观经济造成显著的负面影响。反之，错失现在的改革机会，则未来的改革可能要支付更大的成本，也可能对国民经济产生更大冲击。

天然气价格改革需要考虑民众对涨价的承受力和接受程度，在市场化 and 保民

生之间寻找一个平衡点。在全国门站价格市场化改革全面铺开的同时，如何与终端用户价格联动，将是未来天然气价格改革需要完善的重要一环。也就是说，在完善门站价格形成机制的同时，还需要进一步完善整体的天然气价改方案，包括终端气价传导机制与阶梯气价制度的整体配套，从公平和效率的角度考虑天然气价格改革，照顾不同地区和不同用户对价格的承受能力，设计有目标的补贴措施。整体思路大致为：对经济相对欠发达省份的中心城市门站价采取适当的优惠，同时对民用天然气以及农用天然气进行补贴，尽量减小天然气提价对居民和农业的影响。

现阶段中国工业用气占天然气消费的比重最大，但在未来民用天然气将成为主要的使用方向，随着天然气供热发展，居民用气量会很快加大，而居民用气价格常常是价格改革最困难的一环，因此改革越早越主动。只有使天然气价改延伸至民用气领域，才能实现天然气全产业的市场化价格。因此，在民用气领域实施阶梯气价，是推动民用气价市场化以及完善天然气补贴机制的重要环节。阶梯气价针对不同的用气量征收不同价位的气价，在体现资源公平的同时，也体现了环境公平。高收入群体对现有的气价不太敏感，容易导致其对天然气的过度使用并产生不必要的浪费。对高收入群体征收较高气价，可抑制不必要的消费，提高用气效率，也有利于增强其节能意识。2014年3月，国家发改委发布的实施居民生活用气阶梯价格制度的指导意见要求2015年底前所有已通气城市建立起居民生活用气阶梯价格制度。考虑到地区差异，如何合理确定各档气量、分档气价、计价周期等符合地区天然气发展需要的阶梯气价方案，将是中国天然气价格改革下一步重要的落脚点。

第四节 煤电联动改革评估

中国目前正处于GDP和电力需求均快速增长的工业化与城市化阶段（何晓萍等，2009），一旦电力行业产业链上出现矛盾因素，就容易出现局部和短期的缺电。要解决缺电问题必须保证发电企业的基本盈利能力，以保证其供应积极性，在目前中国电力市场化改革不到位的情况下，推进“透明的”煤电联动政策能够有效缓解煤电矛盾。

2004年12月15日，发改委发布《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》

（下文简称《通知》），提出以电煤综合出矿价格（车板价）为基础，实行煤电价格联动，并要求电力企业消化 30%（消化比例）的煤价上涨因素，以促进其降低成本和提高效率，并根据联动后的上网电价，在保持电网经营企业输配电价相对稳定的原则下，相应调整销售电价。根据规定，原则上以不少于 6 个月为一个煤电价格联动周期，若周期内平均煤价比前一周期变化幅度达到或超过 5%，相应调整电价；如变化幅度不到 5%，则下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过 5%，进行电价调整。然而，该政策在实施过程中却频频受阻。自《通知》提出至今，虽然煤炭价格上涨幅度屡次达到联动标准，但迫于管理通胀等压力，煤电联动政策仅于 2005 年 5 月和 2006 年 6 月实施两次，平均销售电价累计上涨了 5.01 分/kWh，其余基本由火电企业承担煤炭价格上涨带来的发电成本增加。

（一）实施煤电联动对电价、经济及节能减排的影响

我们以煤电联动机制为切入点，计算如果严格按政府煤电联动机制的规定电价的上涨幅度。刘希颖、林伯强（2013）以 2006 年 7 月的煤炭价格为基准（285.42 元/吨），自 2007 年 1 月起推算联动周期。¹整个样本区间内，共出现 5 个联动周期，然后，根据煤电联动公式计算上网电价和销售电价的调整水平（见表 3-27）。

表 3-27 电价需要调整的幅度 单位：分/kWh

	上网电价调整	销售电价调整
煤电联动的电价调整幅度	7.79	8.34
电价实际上调幅度	3.34	4.97
电价需要上调幅度	4.45	3.37

基于计算的煤电联动所引起的电价上调幅度，刘希颖、林伯强（2013）利用动态 CGE 模型研究了电价上涨对经济与社会的整体影响，包括对经济增长与居民福利、国际贸易、产业结构、煤炭与电力行业和节能减排共五个方面的影响（见表 3-28）。

表 3-28 中国实施煤电联动的影响——基于动态 CGE 模拟

年份	宏观经济	国际贸易	节能减排
----	------	------	------

¹ 选择标准为周期内的平均煤价与基期相比涨幅超过 5%。

	GDP	就业	福利	进口	出口	单 位 GDP 能耗	CO2 排放
2011	-0.019	-0.011	-0.015	0.012	-0.018	-0.250	-1.140
2012	-0.022	-0.009	-0.016	0.014	-0.017	-0.240	-1.100
2013	-0.020	-0.013	-0.018	0.012	-0.021	-0.260	-1.160
2014	-0.019	-0.011	-0.015	0.011	-0.019	-0.190	-1.130
2015	-0.017	-0.008	-0.014	0.009	-0.017	-0.130	-1.120
年份	产业结构				煤炭、电力行业		
	农业	轻工业	重工业	服务业	电力、热力 的生产和供 应业	煤炭开 采和洗 选业	
2011	-0.011	-0.064	-0.180	-0.024	3.920	1.250	
2012	-0.012	-0.057	-0.140	-0.019	3.560	0.960	
2013	-0.010	-0.066	-0.190	-0.023	2.650	0.830	
2014	-0.009	-0.043	-0.160	-0.020	1.340	1.090	
2015	-0.008	-0.032	-0.130	-0.016	1.030	0.980	

研究结果表明：①对 GDP 增长、就业水平和居民福利均有负面影响，但程度较小，会改变国际贸易结构，并具有积极的且显著的节能减排效果；②有利于中国经济产业结构的调整，动态地来看，电价上涨的效应经过中长期积累，有助于促进第三产业的发展，并由此而推动中国产业结构的调整，也有助于节能减排；③能够提高电力行业应对燃料成本上升的能力以及盈利能力，处于同一产业链上的煤炭行业也会因为下游电力行业的改善而受益。

可见，实施煤电联动的负面影响远低于政府的担忧，结合其缓解电煤供应紧张、稳定电力供给、促进节能减排以及推动煤、电两个行业可持续发展的作用，煤电联动政策是一个利大于弊的选择。

（二）建立煤电联动机制的重要性

实施煤电联动政策，通过政府相对市场化的机制设计，要求产业链上的每个环节都消化一部分价格上涨压力，再辅之以税收、补贴等其他配套政策来影响市场并调控电价，这是目前最可行的价格机制，也符合整体能源价改市场化的发展方向。建立煤电联动机制具有重要意义：

第一，煤电联动可以市场化方式理顺发电产业链。电力供应产业链包括煤炭、发电和电网三个环节，涉及到煤价、上网电价、输配电价和终端电价共四个价格（见图 3-17），煤电联动可以将各个环节连接起来，理顺它们的利益分配关系。

随煤价波动而调节电价，能够提高火电厂对燃料成本上涨的应对能力，同时也保证煤炭与电力的生产和供应积极性，保障能源充足供给。而如果煤价上涨过快，则可以选择在煤炭生产环节征收资源税，或者在销售环节征收“特别收益金”，通过抑制煤炭价格上涨来缓解电价上涨压力。对于终端电价来说，既可以选择将其维持在一个目标水平，允许上网电价随煤价上涨而上调，将亏损集中在电网环节，进行集中补贴，这样做的好处是电网只有两家，相对分散的火电厂来说更容易实施补贴政策；也可以设计配套的补贴政策，对目标群体（尤其是低收入家庭）进行直接补贴，这样做的好处是电价上涨既能促进能源利用效率提高，又通过补贴保障了社会公平，而补贴可以来源于煤炭资源税或者特别收益金，这也在一定程度上缓解了财政压力。

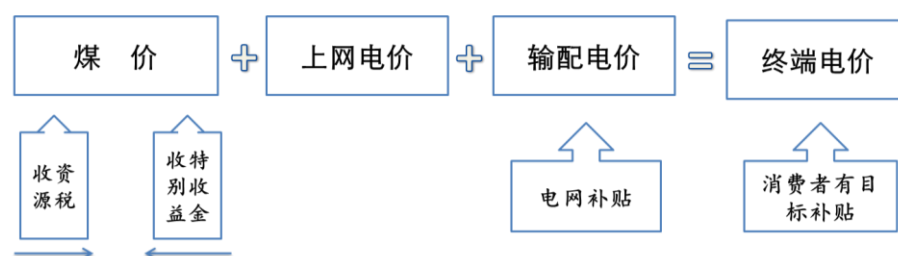


图 3-17 煤电联动流程图

第二，煤电联动有利于消费者参与电价改革。中国经济与社会仍处于一个转型时期，电力企业基本是国企，并高度垄断（电网），电价改革和提价，尽管有时是必须的，还可能是为了提高能源效率（为了今后能有较低的能源价格），但由于缺乏价格机制的政府定价，对于公众来说完全不透明。目前每次改革提价都演变为供需的“博弈”和各方力量的对比，公众的质疑使得社会和谐受到很大的影响。透明合理的电价机制，可以让居民理解合理的价格和补贴。当然，这需要相对透明的企业成本为前提。

第三，煤电联动有利于外资和民营参与电力。在目前国企一家独大和价格由政府控制的情况下，投资放开还不足以吸引外资和民营进入。例如，电力发电侧已经对外资和民营开放了 20 多年，但外资与民营资本非但没有大量进入，反而变现退出。事实上，无论从扩充投资渠道、还是从提高行业效率来看，都需要有民营企业 and 外资的参与，他们的进入会为能源行业设定一个经营底线和必要的财务纪律性。

第四，煤电联动有利于政府以市场化的方式管理电价。电力的特性要求政府

不能远离能源，但政府应该尽量选择市场化的方式。煤电联动机制可以让煤价与上网电价联动，同时设计补贴和税收来管理终端电价。具体来说，煤电联动后政府对电价的管理有两个重要方面，一是对电力企业进行严格的成本监管；二是如果政府认为有必要维持相对稳定的电价水平，可以对终端电价进行补贴，用对煤炭税收来抑制煤价上涨动力和建立电力基金(可用于补贴)。这些都是相对市场化的做法。

最后，煤电联动有利于电价市场化改革。煤电联动是市场化机制，可以从开始时由政府按照该机制决定联动方式，逐渐过渡为由电力企业自主联动；从政府设定联动范围的企业自主联动，到由电力企业根据市场供需自主调价，政府价格监管。这基本上是一个价格市场化的过程。发达国家在燃料调整机制等能源价格调整机制方面也是这么做的。能源改革的关键是建立一个合理透明的定价机制。如何定价，离不开加强能源企业的财政廉洁和能源效率。

因此，煤电联动是改革的关键，可以理顺发电产业链，可以在不改变整体能源体制和能源价格体制的前提下进行，最简便易行。短期来看，可以缓解电企的财务负担和解决煤电之间矛盾，中长期为发电投资和民营进入提供一个稳定的商业环境，提供可以预期的财务收益，从而实现全行业可持续发展，并保障充足电力供应。

2012年12月25日国务院办公厅关于深化电煤市场化改革的指导意见公布，其重点包括：2013年起取消重点合同煤，取消电煤价格双轨制；实行煤电联动，当电煤价格波动幅度超过5%时，以年度为周期调整上网电价，电力企业将消化煤价波动比例的10%。取消重点合同煤意味着中国“双轨制”这一历史问题的终结，有益于减少煤炭交易成本，推动煤炭价格市场化。近几年实践说明，发电产业链的煤电矛盾(市场煤、计划电)短期会导致“软缺电”，中长期会导致“硬缺电”(装机不足)。单纯的煤炭价格并轨不能破解煤电矛盾，也无法真正实现电煤市场化，因此，煤炭价格并轨和煤电联动是配套改革，而煤电联动是更为重要的一环。

针对目前以行政为主的能源（电力）定价机制所带来的各种问题，短期的解决方案是保证各方的供应积极性，解决市场扭曲造成的不经济。中期内，煤电联动是一项有效的政策选择，当然长期而言，根本的解决办法依然是市场化的定价机制改革，而且需要有步骤、有计划地进行。

第四章 促进可再生能源发展的价税财政策

第一节 促进可再生能源发展的重要性

中国面临的能源调整和可持续发展主要为两个方面的矛盾：第一是能源的有限供给和经济发展日益扩大的能源需求之间的矛盾；第二是能源的大量使用与环境日益加剧之间的矛盾。中国目前正处于工业化和城市化高速发展阶段，“十二五”期间中国仍将面临巨大的能源电力需求压力，同时中国未来经济发展与能源结构除了必须符合自身经济发展阶段性的基本规律，还将受到气候变暖和温室气体减排的约束。中国政府表示，到“十二五”末，一次能源年消费总量将控制在42亿吨标准煤以内，能源强度和二氧化碳排放强度分别下降16%和17%，并努力实现非化石能源占一次能源消费比重的11.4%等目标。比照与政府非化石能源比重上的约束条件和“减排”承诺，未来可再生能源将加速发展，而风电和光伏是未来具有大规模开发潜力的可再生能源形式。

此外，当前中国的可再生能源发展还面临着产能过剩的问题。2012年12月，中央经济工作会议在部署2013年经济工作时提出要把化解产能过剩矛盾作为工作重点。从目前的行业现状来看，风电、光伏等可再生能源产业的产能过剩情况非常严重，中央经济工作会议“治理产能过剩”这一基调将对风电、光伏等的发展产生一定影响。理论上说，中国能源以煤为主，风电、光伏等可再生能源应该是越多越好，那为什么会“产能过剩”呢？可再生能源产业链大致可以分为研发、设备制造和终端利用，所谓产能过剩，其实是产得多、用得不够，是设备制造环节过剩，而不是市场容量不足。事实上，在可再生能源领域，中国最大的优势就在于巨大的市场容量。

加快发展可再生能源既是化解可再生能源设备制造环节产能过剩的当务之急，也是实现国家节能减排战略目标的必然选择。与传统化石能源相比，可再生能源有利于减少碳排放，减轻化石能源资源压力，可再生能源明显存在“正外部性”，同样也存在“市场失灵”问题。理论和实践表明，由于环境问题的外部效应和制度失灵、环境资源的不可分割性导致的产权难以界定或界定成本很高，以及出于代际公平的考虑，仅仅依靠市场机制难以自发地实现环境领域资源配置的最优化，因而政府干预环境责无旁贷。从公共财政理论来看，可再生能源是公共财

政支持的重要内容。国内外经济社会发展的历程也表明，价税财政策对可再生能源发展的影响极大。通过价格机制的引导和财政投入结构的合理调整安排，以及税费政策的完善，能够有效地推进可再生能源的发展。

第二节 中国可再生能源并网发展的成本问题

风能、太阳能等可再生能源具有良好的生态环保效益，外部效应难以在价格中得到体现。与传统常规能源相比，可再生能源有利于减少碳排放，减轻化石能源资源压力，但是，可再生能源企业同时也因为面临投资成本高、风险高、短期内经济效益不明显等问题而处于不利地位。另一方面，新能源的发电成本较高，并网相对于传统能源也更为困难，并不具备很强的市场竞争力，因此必须依靠良好的政策环境鼓励才能快速发展。

目前，可再生能源电力发展主要存在两个方面的难题：一是发电成本高，二是并网对电网运行存在较大影响（Kreutzer 等，2010¹）。发电成本方面，风电、太阳能等发电成本虽然不断下降，但是短期内与传统能源形式相比依然存在着成本上的劣势，比如国家根据发电成本加成划定的 0.51-0.61 元/千瓦时的陆上风电标杆电价和 1 元/千瓦时、1.15 元/千瓦时的光伏标杆电价与火电、水电等相比依然较高，不具备市场竞争力。对于并网难题，主要是不同于火电和水电等常规能源，风电、光伏间歇性，随机性强，对系统潮流控制、辅助服务调用、短路电流控制、电能质量保证等都提出了新的挑战，并网存在一定困难，可再生能源的大规模并网发展将对电网企业提出更高的技术要求（Carrasco 等，2006）²。但归结起来，并网难题在一定意义上也是成本问题，因为对电网更高的技术要求实际上推高了电网企业调度运营的成本。因此，要通过价格机制引导、税费政策等手段促进可再生能源的利用和发展，必须对新能源的成本问题有一个清楚的认识。

以下我们将首先分析发展规模问题，因为无论是新增购电成本还是并网成本

¹ David Kreutzer, Karen Campbell, William Beach, Ben Lieberman, and Nicolas Loris, "A Renewable Electricity Standard: What It Will Really Cost Americans," Heritage Foundation, May 5, 2010. <http://www.heritage.org/research/reports/2010/05/a-renewable-electricity-standard-what-it-will-really-cost-americans>

² JM Carrasco, LG Franquelo... - Industrial Electronics ..., 2006, Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey

都受到发展规模的影响，确定可再生能源发展规模是后文成本分析的基础。

（一）可再生能源电力发展规模

可再生能源发展的核心政策之一就是总量目标¹，即政府对可再生能源发展规模进行规划，比如《可再生能源中长期规划》、《新能源产业规划》等。但是要注意到这种规划不是固定不变的，一般会根据技术水平的变化和发展的实际情况进行不断调整²。因此我们在考虑未来可再生能源电力发展规模的时候，以政府最新制定的总量目标为可再生能源未来发展规模主要参考标准。

2012年，国家发改委发布了《可再生能源发展“十二五”规划》，提出了风电、太阳能发电等在2015年和2020年的总量目标。其中，风电2015年累计并网装机1亿千瓦，其中海上风电装机为500万千瓦。2020年风电并网装机容量将达到2亿千瓦，其中海上风电装机为3000万千瓦。2015年光伏电站装机1000万千瓦，到2020年光伏电站装机约为2400万千瓦³。

表 4-1 风电、光伏发展规模（万千瓦）

	2011年并网装机	2015年规划	2020年规划
陆上风电	4505	9500	17000
海上风电	0	500	3000
光伏发电	214	1000	2400

（二）可再生能源电力上网电价

购电成本的分析需要明确未来清洁能源电力价格，所以接下来我们在考虑技

¹ 清洁能源发展有四个核心政策：总量目标、分类定价、全额收购和费用分摊。这四个核心政策在本文中均有体现。

² 以核电为例，按照《国家核电中长期发展规划（2005~2020年）》，到2020年，中国核电运行装机容量达到4000万千瓦，但是其后核电的发展速度远远超过了当初的预期。根据实际的发展情况，以及落实节能减排目标压力的不断增大，核电发展目标一再上调，目前“运行+在建+规划”的容量已经超过8000万千瓦。

³ 《可再生能源发展“十二五”规划》中并未直接提及2020年光伏电站装机数，“到2020年，太阳能发电装机达到5000万千瓦，太阳能热利用累计集热面积达到8亿立方米”。而在2015年，《规划》的太阳能发电总装机为2100万千瓦，其中光伏电站装机1000万千瓦，分布式光伏1000万千瓦，太阳能热发电装机100万千瓦（极热面积4亿平方米）。因此，2020年光伏电站装机为 $(5000 - 100 \times 8/4) \times 1000 / (2100 - 100) = 2400$ 万千瓦。

术进步的条件下对购电价格进行了分析。本部分测算在不同技术进步条件和出力小时数情况下弥补可再生能源发电企业正常收益率的上网电价，以此作为分析可再生能源电力发展购电成本的基础。我们以固定电价作为未来可再生能源电力的定价模式。

采用固定电价主要基于如下三个方面的理由：第一，目前可再生能源发展处于商业化前期阶段，成本变化较快，无论从技术角度还是从经济角度来看，都不能按照纯商业化的市场竞争来定价或直接参与电力市场竞争（Fronedel 等，2010）¹；第二，可再生能源上网电价政策需要明确投资回报，并反映可再生能源的技术进步潜力，从而实现政府设定的发展目标（Johnstone 等，2010）²；第三，可再生能源具有较强的正外部效益，应该得到价格政策等经济政策的有力扶持（Owen，2006）³。

目前，陆上风电和光伏发电已经制定了固定上网电价，并将今后将根据投资成本变化、技术进步情况等因素进行适时调整。从各种可再生能源上网电价政策的发展趋势来看，海上风电的固定电价也是未来的方向。

1.陆上风电

我们首先以目前的技术水平和发电利用小时作为基准情形分析上网电价和风电并网对电网企业利润的影响，然后进一步考虑电网企业在不同的技术进步水平和风机发电小时数波动下弥补风力发电企业正常收益率的上网电价。

风电上网价格的测算与风电项目的初始投资、营运成本、等效年利用小时等因素有关。其中初始投资包括风力发电机组、土建工程、电气工程、安装工程、财务成本以及其他成本（征地、设计勘测等），而其中风电机组所占比例最高。营运成本包括维修费用、工资等。

每千瓦风机造价为 C ，总装机容量为 G ，厂用电率为 λ ，风机造价占初始投资的比例为 α ，折旧期为 n 年，贴现率为 r ，等效利用小时为 T ，则风力发电年均摊销初始投资成本为：

¹ M Fronedel, N Ritter, CM Schmidt, C Vance - Energy Policy, 2010, Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience

² N Johnstone, I Haščič, D Popp - Environmental and Resource Economics, 2010, Renewable Energy Policies and Technological Innovation: Evidence Based on Patent Counts

³ AD Owen - Energy policy, 2006, Renewable energy: Externality costs as market barriers

$$C_1 = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \times \frac{C \times G}{\alpha} \quad (4-1)$$

设风力发电企业增值税率为 μ ，风力发电厂利润率为 τ ，假设营运成本按初始成本投资比例 ω 计提，假设各年风电场来风量保持稳定，即各年的等效年利用小时相等，则风力发电的上网电价为：

$$P = C_1(1+\omega)(1+\tau)(1+\mu)/[G \times T(1-\lambda)] \quad (4-2)$$

我们首先以目前的技术水平作为基准情形尝试分析在没有技术进步的情况下的上网电价水平以验证方法和参数的可信度。陆上风电机组造价为 5000 元/千瓦，陆上风电机组造价占整个陆上风电建设项目初始投资的 75%。最新银行长期贷款利率（5 年以上）为 6.8%，风电项目的要求回报率要高于银行长期贷款利率，这就是所谓的风险溢价，我们假设风电项目贴现率为 9%。此外，对于上网电价的计算，我们还必须要进一步考虑到增值税率、厂用电、其他维护成本、风力发电企业正常利润率等因素的影响。根据《财政部-国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》规定，利用风力生产的电力，实现的增值税实行即征即退 50% 的政策，因此风电增值税率取为 8.5%。风电厂用电率为 1%，风力发电企业平均利润率为 10%，且营运成本按初始成本投资比例 12% 计提，发电利用小时数 1800 小时/年。代入（4-1）（4-2）两式可得目前陆上风电上网电价 0.620 元/千瓦时，这与现行的风电第四级上网电价基本相同。

表 4-2 陆上风电参数及其取值

参数符号	含义	参数取值
C	风机单位造价	5000 元/千瓦
G	风电场装机容量	中间变量
λ	风电场厂用电率	1%
α	风机造价占初始投资的比例	75%
r	贴现率	9%
n	运营年限	20
T	利用小时数	1800
μ	增值税率	8.50%
τ	投资回报率	10%
ω	营运成本比重	12%

接下来的分析中开始纳入未来技术进步的可能性。可再生能源发电，不管是陆上风电、海上风电，还是太阳能，其共有的特点是初始固定投资成本高，但是

运营可变成本远低于传统化石能源电力，如煤电和天然气发电等。原因在于这些电力利用方式中的可变成本低，几乎不受燃料价格波动影响¹。因此未来技术进步带来可再生能源发电价格下降，主要是由于初始投资成本的下降，同时我们也考虑到了不同风机利用小时数的影响。

$$P = C_1(1+x)(1+\omega)(1+\tau)(1+\mu)/[G \times T(1+y)(1-\lambda)]$$

当然，还会有其他的因素的变动会对风电上网电价的核算造成影响，比如说征地成本、劳动力成本等，但我们的分析集中于主要的影响因素（Heptonstall 等，2011）²。下图反映的就是不同技术进步水平和风电装机利用小时数下的上网电价测算结果。从结果可以看出，风电初始投资成本下降得越多，风电上网电价下降幅度将越大。同时，利用小时数越高，弥补风力发电企业合理利润率所需的上网电价就越小。EWEA（2009）³认为，至 2020 年陆上风电发电成本将下降 20%，在发电利用小时数 1800 小时/年的情况下，风电成本下降 10%后保证风力发电企业 10%收益率的上网电价为 0.552 元/千瓦时；下降 20%后的上网电价为 0.487 元/千瓦时。

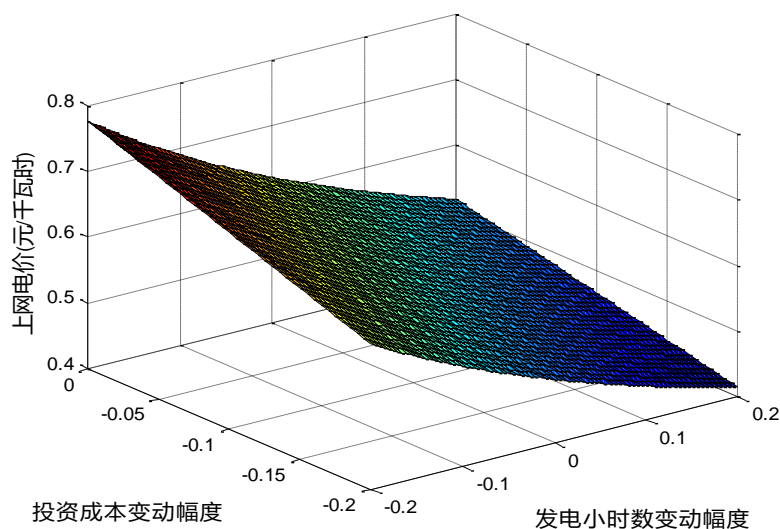


图 4-1 陆上风电上网电价

¹即使是核电，其原铀燃料成本也仅占其可变成本的 25%，而可成员又只占发电总成本的 1/3，总计影响不到 10%。

² P Heptonstall, R Gross, P Greenacre, T Cockerill - Energy Policy, 2011, The cost of offshore wind: Understanding the past and projecting the future.

³ EWEA, 2009, The Economics of Wind Energy.

2.海上风电

海上风电成本也主要包括初始投资（风机设备、安装费用、支撑结构、电力设施等）以及维护费用、工程管理费用。相比于陆上风电，海上风机造价相对陆上风机较高，这由于需要更高的结构强度，更好的防腐蚀保护系统和气候控制系统，这可能会使风机成本增加（ECOFYS，2012）。同时，海上风电对地基有更高的要求，其安装也需要昂贵的安装船和安装设备，海上风电场建设期成本中的基础建设和安装费用较高，而风机投资占初始投资较陆上风电小，根据 ECOFYS（2012）计算得海上风电机组造价占初始投资成本的比例为 43.8%。另一方面，海上风电场的运行和维护费用很高，运营成本占初始投资成本的 25%。

海上风电利用小时数较高，假设海上风电项目年均发电小时数为 2700 小时，风电场营运年限为 20 年。风电增值税率为 8.5%，海上风电场厂用电率为 2%，如果海上风电场正常盈利，取海上风力发电企业平均利润率为 10%。

表 4-3 海上风电参数及其取值

参数符号	含义	参数取值
C	风机单位造价	7500 元/千瓦 ¹
G	风电场装机容量	中间变量
λ	风电场厂用电率	2%
α	风机造价占初始投资的比例	43.8%
r	贴现率	9%
T	利用小时数	2700
μ	增值税率	8.50%
τ	投资回报率	10%
ω	营运成本比重	25%

与陆上风电类似，海上风电上网电价为：

$$P = C_1(1+\omega)(1+\tau)(1+\mu)/[G \times T(1-\lambda)], \text{ 其中 } C_1 = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \times \frac{C \times G}{\alpha}$$

因此可以得到目前技术水平下保证风电企业合理利润的海上风电的上网电价为 0.812 元/千瓦时，介于海上风电特许权中标电价（0.6235~0.737 元/千瓦时）与上海东海大桥海上风电示范项目标定的标杆电价之间（0.978 元/千瓦时）。

¹ 即 5000*（1+15%）

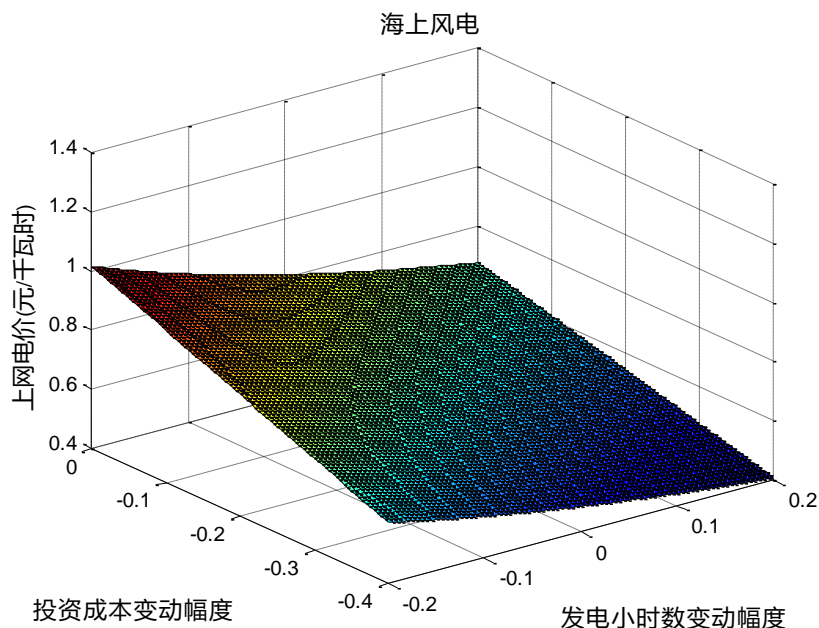


图 4-2 海上风电价格

同样，我们也考虑到了由于技术进步和风机利用小时数的变化。下图反映的是不同技术进步水平和风电装机利用小时数下的上网电价测算结果。从结果可以看出，海上风电初始投资成本下降得越多，风电上网电价下降幅度将越大。同时，利用小时数越高，弥补风力发电企业合理利润率所需的上网电价就越小。目前，制约海上风电发展的最不利因素还是成本问题，比如前面测算的 0.812 元/千瓦时的电价是完全不具备市场竞争力的。未来海上风电的发展前景，取决于技术的不断完善和成熟。当海上风电单位核算造价下降 40%，其弥补发电企业合理利润的上网电价为 0.541 元/千瓦时，已经比较具备竞争力。

3.光伏发电

光伏发电系统的发电成本除与其初始投资、运行费用等实际成本费用有关外，还受系统发电量的影响，光伏发电系统的利用小时数、所在地太阳辐射状况、光伏发电系统综合效率等都将影响光伏发电系统的发电量，进而影响发电成本及上网电价。

假设某光伏发电系统的初始投资为 I ，折旧期为 n 年，贴现率为 r ，第 i 年系统运行费用为 M_i ，系统功率为 P_{sym} ，系统年有效利用小时数为 T ，发电系统投资

利润率为 τ ，则第 i 年光伏发电系统成本为 $TC_i = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \times I + M_i$ 。假设系统效

率衰减带来的发电量减少率为 μ ，则第 i 年光伏发电系统发电量为 $Q_i = P_{sym} \times T(1 - \mu)^{i-1}$ 。按照利润加成本的原则测算电价，则电价为 $P = \frac{TC_i \times (1 + \tau)}{Q_i}$ 。

为简化计算与便于分析，假设系统总运行费用占初始投资比例为 α ，采用平均年发电量进行计算，则光伏系统发电成本为 $C = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \times \frac{(1+\alpha)I}{Q_i}$ ，光伏度电

电价为 $P = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \times \frac{(1+\alpha)I(1+\tau)}{Q_i}$ 。

太阳能发电正常利润下的上网电价主要受初始投资额大小的影响。光伏电站不同于火电、水电、核电，甚至于风电，其维护成本非常低廉，对于一个 10MW 量级的普通光伏电站，其正常运作仅需 2~3 名工作人员，一般年运行费用以总投资的千分之五计量¹。

光伏发电项目单位造价为 1.8 万元/千瓦²，取每年有效发电小时数为 1800 小时³，设贴现率为 9%，摊销年数为 25 年⁴，增值税率 8.5%⁵（即 17% 的一半）。光伏组件系统功率衰减方面，一般而言基于普遍接受的事实，25 年后光伏组件的效率为初始的 80%，可以得到系统效率衰减带来的发电量减少率为 $\mu = 1 - 0.8^{1/25} \approx 0.9\%$ 。

表 4-4 光伏发电参数及其取值

参数符号	含义	参数取值
C	光伏单位造价	18000 元/千瓦
P_{sys}	系统功率	中间变量
r	贴现率	9%
T	利用小时数	1800
μ	增值税率	8.50%
τ	投资回报率	10%
ω	营运成本比重	0.5%
ζ	系统衰减率	0.90%

¹ 《“金太阳工程”要求及光伏发电系统的成本分析》<http://www.sxgxt.gov.cn/0/1/16/91/4091.htm>

² <http://solar.ofweek.com/2011-07/ART-260009-8120-28476361.html>

³ 各地太阳能辐照资源差别较大，西藏地区可利用小时数达到 2400 小时，内蒙、青海达到 2000 小时；东部较为发达地区的上海、江浙一带为 1300 小时左右，广东为 1400 小时左右。

⁴ 《2011 年太阳能发电风险分析报告》

⁵ 《“金太阳工程”要求及光伏发电系统的成本分析》<http://www.sxgxt.gov.cn/0/1/16/91/4091.htm>

根据以上设定，在目前技术水平下，保证合理收益率（10%）的太阳能并网电价为 1.21 元/千瓦时，比较接近且略高于全国 2011 年最新制定的光伏标杆电价，这与德意志银行研究报告的结论一致¹。

我们测算了不同技术进步水平（体现为投资成本的下降）和风电装机利用小时数的上网电价水平。下图是以全国平均光伏发电小时数 1800 小时作为基准的光伏上网电价。《中国光伏发电平价上网路线图》²预计 2020 年光伏单位投资成本将下降到 1 万元/千瓦时，相对于目前的水平下降幅度超过 40%。对于太阳能资源一般的地区（如广东省）到 2020 年是若技术进步使太阳能投资成本下降 40%，则保证发电企业 10% 内部收益率的上网电价为 0.724 元/千瓦时；对于资源丰富地带（如青海、西藏、宁夏等），由于其日照时间长，发电企业 10% 内部收益率的上网电价为 0.605 元/千瓦时。这与《2011 中国光伏产业发展报告》的预测结果非常接近。

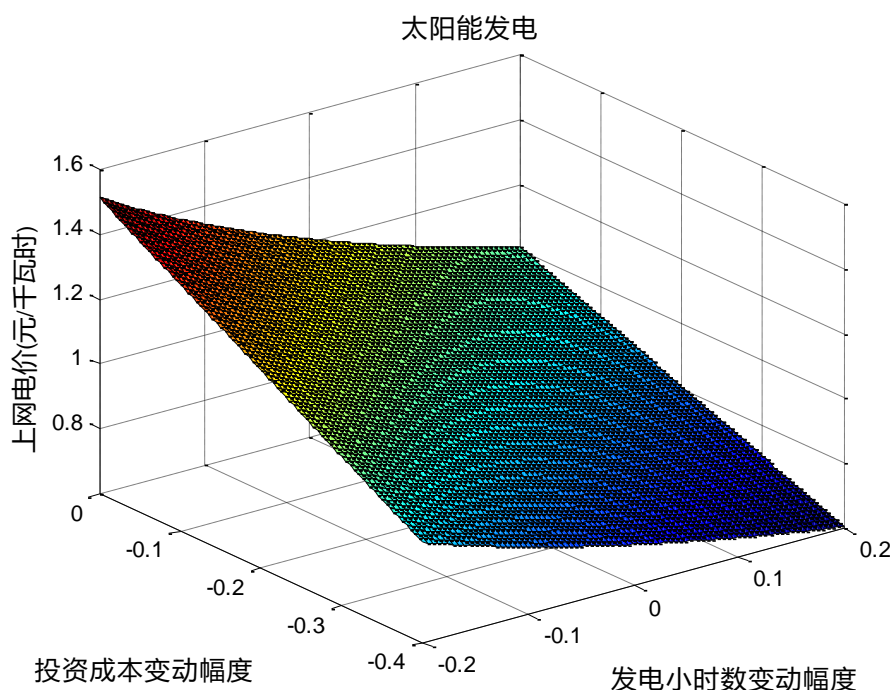


图 4-3 光伏发电价格

¹该报告认为在目前标杆电价下，发电小时数若低于 2000 小时，光伏发电项目只能获得中高个位数的收益率。<http://news.cnfol.com/110801/101,1591,10383509,00.shtml>

² 能源基金会中国可持续能源项目，2011，《中国光伏发电平价上网路线图》

（三）购电成本分析

从上一部分的分析可以看出，光伏发电和风电（主要是海上风电）发电成本虽然不断下降，但是短期内与传统能源形式相比依然存在着成本上的劣势。比如，即使技术进步使投资成本下降 40%，保证发电企业 10% 内部收益率的光伏上网电价为 0.724 元/千瓦时，海上风电为 0.541 元/千瓦时。在这部分，我们根据可再生能源上网电价测算的结果对可再生能源的购电成本进行计算。在计算之前，我们对中国可再生能源并网的相关政策进行了必要的梳理，因为这些政策直接影响到可再生能源电力新增购电成本的计算。

根据《国家发展改革委关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》和《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》，在可再生能源的上网电价中，脱硫燃煤机组标杆电价之内的部分由电网企业承担，超过当地脱硫燃煤火电标杆上网电价的部分通过可再生能源费用附加费在销售电价中予以疏导。直观来看，由于可再生能源较高的发电成本带来的成本可以划分为两块：1）电网企业承担的平均购电价格到脱硫燃煤机组上网电价之间的购电差成本；2）消费者通过费用分摊机制在销售电价中承担脱硫燃煤机组标杆电价到可再生能源上网电价之间的成本。

但是对电网企业而言，真的存在平均购电价格到脱硫燃煤标杆电价之间的购电价差成本吗？根据节能调度的原则，风电、光伏等电力上网等量减少的是脱硫燃煤火力发电，而水电、核电等较便宜的电量并未挤出。电网企业以脱硫燃煤机组上网电价购买风电、光伏电力等¹，而为保证供需即时平衡而等量减少购买的也是脱硫燃煤火电机组发出来的电量，因而对电网企业而言并不存在购电价差。也就是说，由于费用分摊机制和节能调度原则，可再生能源的发展对电网购电成本并不产生影响。

电网企业不承担购电成本并不意味着可以不考虑可再生能源较高的发电成本。事实上，根据费用分摊机制，风电、光伏等上网电价超出脱硫燃煤机组上网电价的部分先由电网企业支付给发电企业，之后通过可再生能源电价附加征收的资金补偿给电网企业。这部分成本实际上由消费者通过销售电价承担。

¹ 风电、光伏等上网电价超出脱硫燃煤机组上网电价的部分由可再生能源费用附加征收的资金补偿给电网企业。

下面将对消费者承担的购电成本进行计算，与上节一致，我们的研究对象选取陆上风电、海上风电和光伏发电。其中，发电小时数主要取决于来风情况和日照条件，受技术影响相对较少，上网电价采用考虑技术进步下的弥补发电企业正常收益率的标杆电价。

确定购电成本的另一个关键参数是脱硫燃煤火电机组的平均电价。不同省份脱硫燃煤电价并不一致，我们搜集了全国 30 个省（不含西藏）2010 年的脱硫燃煤火电上网电价，以各省同期火电发电量占全国的比重作为权重计算 2010 年全国平均的脱硫燃煤火电上网电价为 0.391 元/千瓦时。同时，由于火电上网电价呈上升趋势，我们取其年增长率为 3%¹。则 2015 年全国平均脱硫燃煤火电上网电价为 0.453 元/千瓦时，2020 年为 0.525 元/千瓦时。

假设电网企业所在区域存在 n 个风电场，第 i 个风电场发电量为 Q_i ，上网电价为 P_i ，根据节能调度政策，电网企业需购买全部风电，且调整火电机组的发电量。假设调整发电量的火电机组为 m 台，其中第 j 台的装机容量为 C_j ，减少的发电利用小时数为 T_j ，厂用电率为 λ_j^2 ，上网电价为 P_j ，电网企业总购电量为 Q_b 。2015 年，陆上风电装机 9500 万千瓦，陆上风电上网 2015 年在 10% 成本下降下的新增购电成本为：

$$\Delta C_b = \sum_{i=1}^n P_i Q_i - \sum_{j=1}^m C_j \Delta T_j (1 - \lambda_j) P_j = 179.5 \text{ 亿元}$$

当不同的技术进步速度导致风力发电企业投资成本不同程度的下降，以及面临不同的风力发电小时数时，陆上风电并网带来的新增购电成本如下表所示：

表 4-5 陆上风电新增购电成本（亿元）

2015 年陆上风电新增购电成本					
		2015 年陆上风电成本变化			
		0%	-5%	-10%	-20%
发电小时数 波动	20%	342.68	279.02	215.37	88.07
	10%	314.12	255.77	197.42	80.73
	0%	285.56	232.52	179.48	73.39
	-10%	257.01	209.27	161.53	66.05
	-20%	228.45	186.02	143.58	58.71

¹ 全国平均脱硫燃煤火电机组上网电价 2008 年至 2010 年年均增长率为 3.37%。

² 火电厂厂用电率取 6.63%。

2020 年陆上风电新增购电成本					
		2020 年陆上风电成本变化			
		0%	-5%	-10%	-20%
发电小时数 波动	20%	368.66	254.75	140.85	-86.96
	10%	337.93	233.52	129.11	-79.72
	0%	307.21	212.29	117.37	-72.47
	-10%	276.49	191.06	105.63	-65.22
	-20%	245.77	169.83	93.90	-57.98

上表的结果表明，当技术进步较快时，由于风电成本的迅速下降，将有利于上网电价下降，从而减少购电成本。比如，随着脱硫燃煤火电电价的上涨以及风电成本的下降，若至 2020 年风电成本下降幅度达到 20%，则陆上风电新增购电成本为-72.47 亿元，即购电成本出现下降。另一方面，天气和来风条件变化导致风力发电小时数的波动，风力发电小时数的上升有利于发电企业，但需要通过可再生能源附加疏导的费用也增加。如前所述，风电成本的大部分是初始固定投资成本，而不涉及燃料等要素，初始投资作为沉淀成本已经投入了，因此发电量越大其收益越大。但由于风电上网优先级高于火电，在电力实时平衡的条件下，风电增加将导致火电并网电量的等量下降，即以较高价格的风电取代较低价的火电，因此最终通过可再生能源附加转移给消费者。

当然，需要指出的是，从全社会的角度，这并不意味着风电发电小时数越少越好。首先，这部分成本是消费者转移给风力发电商，而不是净损失；另一方面，这里只考虑了经济成本，而没有纳入更高风力发电小时数下减少火电带来的资源和环境正效益。

同样，我们对海上风电和光伏发电的购电成本进行了计算。与陆上风电的计算过程类似，不同的技术进步速度下，海上风电带来的新增购电成本如下所示。上述测算的结果比较大是由于表格的左半部分忽略或者低估了海上风电未来成本下降的幅度。随着技术进步，海上风机生产的规模化，以及标准和认证体系的规范化，未来海上风电的成本下降潜力较为可观。根据 Carbon Trust (2008)¹估计，到 2020 年，海上风电的造价可以降低 40% 以上。2015 年海上风电新增购电成本的中位数水平为 53.13 亿元，2020 为 93.39 亿元。

表 4-6 海上风电新增购电成本（亿元）

2015 年海上风电新增购电成本	
------------------	--

¹ Carbon Trust 2008. Offshore Wind Power: Big Challenge, Big Opportunity. Carbon Trust, London.

		2015 年海上风电成本变化			
		0%	-10%	-20%	-40%
发电小时数 波动	20%	98.063	80.910	63.757	29.451
	10%	89.891	74.167	58.444	26.997
	0%	81.719	67.425	53.131	24.542
	-10%	73.547	60.682	47.818	22.088
	-20%	65.375	53.940	42.504	19.634
2015 年海上风电新增购电成本					
		2020 年海上风电成本变化			
		0%	-10%	-20%	-40%
发电小时数 波动	20%	523.738	420.820	317.902	112.067
	10%	480.093	385.752	291.410	102.728
	0%	436.448	350.683	264.919	93.389
	-10%	392.803	315.615	238.427	84.050
	-20%	349.159	280.547	211.935	74.711

表 4-7 光伏发电新增购电成本（亿元）

		2015 年光伏发电新增购电成本			
		2015 年光伏发电成本变化			
		0%	-10%	-20%	-40%
发电小时数 波动	20%	171.350	144.569	117.788	64.226
	10%	157.070	132.521	107.972	58.874
	0%	142.791	120.474	98.157	53.522
	-10%	128.512	108.427	88.341	48.170
	-20%	114.233	96.379	78.525	42.817
2015 年光伏发电新增购电成本					
		2020 年光伏发电成本变化			
		0%	-10%	-20%	-40%
发电小时数 波动	20%	362.648	298.374	234.100	105.551
	10%	332.427	273.509	214.591	96.755
	0%	302.206	248.645	195.083	87.960
	-10%	271.986	223.780	175.575	79.164
	-20%	241.765	198.916	156.066	70.368

上表测算的结果是不同技术进步情景下的新增购电成本。随着技术进步和太阳能发电的规模化发展，未来太阳能的成本下降潜力较为可观。如本节之前的论述，到 2020 年，太阳能单位造价可能达到 1 万元/千瓦，相对目前水平，下降幅度到达 40% 以上。我们估计 2015 年新增购电成本的中位数水平为 98.16 亿元；随着成本的进一步下降，2020 年新增购电成本中位数水平为 87.96 亿元。2020 年新增购电成本的下降是由于成本下降抵消了装机容量增加的影响。

综合上述分析，陆上风电发展在 2015 年和 2020 年的新增购电成本期望值为 179.48 亿元和 -72.47 亿元；海上风电对应的新增购电成本期望值为 53.13 亿元和 93.39 亿元；光伏发电为 98.16 亿元和 87.90 亿元。根据节能调度政策和费用分摊机制，电网企业以脱硫燃煤机组上网电价购买风电、光伏电力等，而为保证供需即时平衡而等量减少购买的也是脱硫燃煤火电机组发出来的电量，对电网企业而言并不存在购电价差。也就是说，电网企业并不承担上述购电成本。通过费用分摊机制，风电、光伏等上网电价超出脱硫燃煤机组上网电价的部分由可再生能源电价附加通过销售电价疏导，实际上由消费者承担。

（四）可再生能源的并网成本

既然可再生能源的发展对电网企业的购电成本并不造成影响，那么为什么风电、光伏的并网依然不顺畅呢？这就涉及到了风电、光伏并网对电网运行的影响，进而带来的电力企业运营成本问题。

从电力品质的角度，风电、光伏发电具有随机性、波动性、间歇性特点，对电网系统的稳定性产生影响。解决问题的方案是运用各种储能和补偿方式来平滑其出力波动。而且，可再生能源的并网接入也存在一定困难。可再生能源除了本身发电成本比较高，对于电网的相应配套和成本的要求也很高，大规模的可再生能源发展会使电网成本负担大幅度增加，目前的政策和补贴基本上主要针对发电成本，而与并网配套的相关成本问题较少涉及¹。因此，这部分主要从调峰、电网建设投资方面对可再生能源电力的并网成本进行分析。

1.调峰成本

风电和光伏发电具有随机性、间歇性，客观上需要一定规模的灵活调节电源与之相匹配。抽水蓄能电站的削峰填谷作用是目前解决可再生能源发电的调峰问题最有效的途径，即为了保持电网系统电力供应和需求的动态平衡，在午夜至凌晨抽水储藏在水库中，在白天和晚上的用电高峰再泄水通过水轮机发电机发电。

¹可再生能源电价附加资金补贴包括可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、公共可再生能源独立电力系统运行维护费用、可再生能源发电项目接网费用等。但是，接网工程实际获得的补贴很小，补贴基本集中在发电侧。以 2010 年 1-9 月第七期清洁能源补贴分配情况为例，发电项目补贴金额约 89.3 亿元；接网工程补贴金额约 3.65 亿元。

这样抽水蓄能电站将电网负荷低时的多余电能，转移到电网负荷高峰时段，保障电网系统的安全运行。在调峰成本的计算中，我们假设风电和光伏发电全部采用抽水蓄能电站进行调峰，根据《可再生能源发展“十二五”规划》，2015年全国抽水蓄能电站装机容量为3000万千瓦，2020年为7000万千瓦，按照1:0.25的调峰配比，即使将8000万千瓦核电的调峰需求纳入考虑范围，抽水蓄能够满足大部分的调峰需求，为了简化分析，我们假设调峰需求由抽水蓄能电站来满足。

2011年风电全口径发电装机容量为4505万千瓦，全年的发电量为732亿千瓦时。风电与抽水蓄能电站配套容量比例约为1:0.25。那么按照这样的配套比例，共需要投资建设1126万千瓦的蓄能容量。根据中国南方电网调峰调频发电公司对清远抽水蓄能电站投资的估计，平均每千瓦的投资额为3898元，为建设1126万千瓦的抽水蓄能电站需要的投资大概为438.9亿元，假设每年需要回收的投资是等额的¹。对于等额年经费，考虑设备残值为0时，则每年需回收投资比例为 $\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ 。我们选取10、15、20、25、30这五个投资回收期 and $r=10\%$ ²计

算2015年和2020年抽水蓄能建设年回收投资成本。

表 4-7 抽水蓄能建设年回收投资成本（单位：亿元）

电网投资年限		10	15	20	25	30
等额分付资本回收系数		0.163	0.131	0.117	0.11	0.106
2015年	陆上风电	150.90	121.28	108.32	101.84	98.13
	海上风电	7.94	6.38	5.70	5.36	5.16
	光伏	15.88	12.77	11.40	10.72	10.33
	合计	174.73	140.43	125.42	117.91	113.63
2020年	陆上风电	270.03	217.02	193.83	182.23	175.60
	海上风电	47.65	38.30	34.20	32.16	30.99
	光伏	38.12	30.64	27.36	25.73	24.79
	合计	355.81	285.96	255.40	240.12	231.39

此外，从世界抽水蓄能电站运行的统计数据来看，目前抽水蓄能电站的能源转换比率一般在75%左右，考虑到技术进步因素，我们假设蓄能效率在2020年提高到85%³。采用第三部分中对发电小时数的设定，2015年风电、光伏发电量

¹假设抽水蓄能建设投资成本不变，原因在于：虽然一方面技术进步可能带来建设投资成本的下降，但是另一方面随着有利地形的厂址越来越难获得，这对建设成本下降会带来负效应。

²中国银行5年及以上中长期贷款利率为7%，再加上必要的收益率，设定电网投资的内含报酬率为10%。

³ <http://www.voith.com/cn/541.html>

为 2025 亿千瓦时，2020 年为 4302 亿千瓦时。则调峰的电量损失分别为 506.3 亿千瓦时和 645.3 亿千瓦时。按照脱硫燃煤火电机组电价进行折算，调峰电量损失部分的价值为 229.5 亿元和 335.6 亿元。结合抽水蓄能电站的建设成本，30 年投资回收期下 2015 年调峰成本为 343.1 亿元，2020 年为 567.0 亿元。

2. 接网工程投资成本

风电项目并网运行需要大规模的接入系统。风电场接入系统工程的建设规模大、投资高，增加了电网建设投资的压力，风电场利用小时数低，电网建设投资回收周期长，要保证风电项目接入和可靠送出，需要进一步加强电网结构和电网改造，使得电网在风电机组接入后有良好的适应性。根据 LBNL (2009)¹，风电并网的单位投资成本为 1.5~2.8 美分/千瓦时。要扩大海上风电并网规模，需要降低海上风电对主电网的影响，需要改善电网结构，新建更多高压线路。DENA (2005)²测算了 2015 年和 2020 年海上风电发展的并网投资问题，计算得到海上风电接网工程费用为 4.2~5.5 欧分/千瓦时。对于光伏并网发电，根据 Kannana (2006)³光伏的并网投资成本为 2~3.4 美分/千瓦时。在 2015 年取其上限，在 2020 年取其下限⁴。

表 4-8 可再生能源接网工程投资成本

	2015 年		2020 年	
	发电量 (亿千瓦时)	接网投资成本 (亿元)	发电量 (亿千瓦时)	接网投资成本 (亿元)
陆上风电	1710	301.64	3060	289.17
海上风电	135	60.89	810	278.96
光伏	180	38.56	432	54.43
合计	2025	401.09	4302	622.57

(五) 如何解决可再生能源发展成本问题

无论从化解可再生能源设备制造环节产能过剩的角度，还是从实现国家节能

¹ LBNL (2009) "The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies."

² DENA Project Steering Group. DENA grid study: planning the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020[R]. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2005.

³ Kannana, R., Leonga, K.C., Osmana, R., Hoa, H.K., Tsob, C.P. (2006). "Life cycle assessment study of solarPV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solarPV system in Singapore." Solar Energy 80(5): 555-563.

⁴欧元汇率取为 8.2 元/欧元；美元汇率取为 6.3 元/美元。

减排目标出发，都需要加快可再生能源电力的发展。但大规模发展可再生能源一方面面临发电成本较高的问题，另一方面则是风电、光伏并网在接网工程和调峰费用方面带来的成本问题。

我们以 2015 年和 2020 年为时间点，在综合考虑发电成本、调峰成本和接网工程建设成本的基础上全面测算可再生能源电力发展的成本问题。根据对上网电价的测算结果，并结合可再生能源发展规模和节能调度原则对可再生能源的新增购电成本进行计算。分析结果表明，可再生能源购电成本主要来源于风电、太阳能等上网电价与脱硫燃煤火电机组标杆上网电价之间的价差。在 2015 年陆上风电购电成本为 179.5 亿元，海上风电为 53.1 亿元，光伏发电为 98.2 亿元；在 2020 年这三项成本分别为 72.5 亿元、93.4 亿元、88.0 亿元。由于可再生能源发电的各项技术仍是发展中的技术，建设成本较高，其在市场中的经济竞争力较弱，维持对发电侧的补贴无疑有利于可再生能源的发展。同时，我们的结果表明，可再生能源购电成本受技术进步水平的影响很大，因此在保证发电企业正常收益率的上网电价的基础上应该加大对研发环节的关注。

在节能调度原则和可再生能源费用分摊政策下，可再生能源的发展对电网的购电成本并不造成影响，并网方面的成本问题主要来源于接网工程费用和调峰成本。从接网工程费用来看，2015 年为 401.1 亿元，2020 年为 622.6 亿元。当前的可再生能源发展政策，包括电价、补贴政策等，基本上都是着眼于可再生能源设备制造业和项目开发等活动，较少关注到电网企业接入可再生能源的成本，在当前市场经济的大环境下，必须有完善的制度安排，充分疏通、鼓励和引导电力系统所有参与者，包括电网企业参与可再生能源电力的发展。

另一项成本是调峰费用。30 年投资回收期下 2015 年调峰成本为 343.1 亿元，2020 年为 567.0 亿元，其中很大一部分来源于抽水蓄能电站能量转换过程中电能损失的费用。目前，“国家核定租赁费模式”保证的抽水蓄能电站建设的还本付息和合理收益，但是并没有明确规定抽水蓄能电站运行费用（主要因为运行过程中将产生大量的电量损耗）如何分摊，这个问题成为影响抽水蓄能电站在可再生能源发展中扮演好调峰角色的一个重要因素。因此需要建立相应的补偿机制和费用疏导机制，保证抽水蓄能电站的良性发展，以满足未来可再生能源大规模并网发展催生的巨大调峰需求。

第五章 促进可再生能源消纳的良性价税财体系设计

目前中国的风电、太阳能、水电等可再生能源基地基本上集中在西北、东北和西南地区，这些地区电力需求量较小，因此总体上看，中国电力负荷和电源基地呈逆向分布，产生了消纳的难题。如何解决可再生能源的消纳问题是保证可再生能源持续健康发展的一个关键瓶颈。

第一节 稳定的收益是消纳的基础

从价税财体系设计角度考虑解决可再生能源的消纳问题，首先要从“价”上考虑。价税财体系，价是基础，财与税都是建立在价上的，是价的补充。可再生能源消纳的前提是稳定而有收益的进行发电，因此，首先，可再生能源定价必须合理。实际中，中国的可再生能源从定价开始就存在不合理性。这样的不合理性不但体现在现行价格上，也体现在价格的形成机制上。

（一）可再生能源价格

首先我们关注可再生能源的价格，中国现行最主要的价格体系是上网电价体系（Feed-in tariffs, FIT）。以光伏为例，我们可以通过核算发电实际成本，与 FIT 进行比较来分析其合理性。两种成本计算方法可以应用：一种是 LCOE 法，一种是等额支付法。两者均可以通过计算光伏系统在其寿命期内的发电量，折算出每度电的发电成本。

LCOE 法按照全寿命期平准发电成本法进行计算（levelized cost of electricity, LCOE），它等于项目整个经济寿命期的发电项目总成本的现值除以发电量的现值：

$$C_{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{O_t}{(1+d)^t} + C_c}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_t}{(1+d)^t}} \quad (4-3)$$

式中，t 为年份，N 为光伏系统寿命期，取 25 年； C_c 为单位初始投资成本，

取 2013 年的 11.36 元/瓦¹； O_t 为第 t 年的运行维护成本，取总投资的 0.2%； d 是折现率，参考公共项目取 8%； Q_t 为第 t 年的发电量，计算公式为：

$$Q_t = W \times \eta \times (1 - \delta)^t \times T_c \quad (4-4)$$

式中， η 为系统效率，取 80%； δ 为系统年衰减率，按标准取 0.9%； T_c 为峰值日照小时数，按发改委规定的三类资源区划分，分别取平均的 $T_{c1}=1850$ 小时， $T_{c2}=1450$ 小时， $T_{c3}=1350$ 小时。计算可得三类地区的平准成本分别为： $C_{LCOE1}=0.790$ 元/千瓦时， $C_{LCOE2}=1.008$ 元/千瓦时， $C_{LCOE3}=1.083$ 元/千瓦时。

等额支付法参考了银行的复利计算，假定每年的折旧费都在年末支付，而且每年提取的折旧费用的现值都是相等的，即所谓的“等额支付”原则。等额支付法计算出的成本一般高于平准成本，每年等额支付用 A 表示：

$$C_c(1+d)^n = A(1+d)^{n-1} + A(1+d)^{n-2} + \dots + A(1+d) + A \quad (4-5)$$

$$A = C_c \times \left[\frac{d}{1 - (1+d)^{-n}} \right] = C_c \times \psi, \quad \psi \text{ 为等额支付系列的资金回收系数。则等额}$$

支付法成本计算公式为：

$$C_{EP} = \frac{1}{Q} \left[C_c + \sum_{t=1}^N \left[\frac{O(t)}{(1+d)^t} \right] \right] \times \psi \quad (4-6)$$

同样计算可得三类地区的等额支付成本分别为： $C_{EP1}=0.95$ 元/千瓦时， $C_{EP2}=1.22$ 元/千瓦时， $C_{EP3}=1.31$ 元/千瓦时。高于平准法计算出的成本。

以上计算结果列在表 5-1 中。可见，现阶段，中国光伏项目仅在西北日照条件好的地区存在盈利能力，在其余地区，上网电价尚不能补贴实际成本。考虑两点更为实际的情况：第一，中国商用光伏电站运行普遍不到 10 年，后期的不确定性很大，运行维护费用、系统性能很有可能比设计情况更大、更差。第二，中国中部与东部的空气质量严重影响发电小时数。因此，光伏后续实际发电成本会更高。

表 5-1 中国上网电价与光伏成本核算比较（单位：元/千瓦时）

¹ 数据来源于 SEMI PV Group 《2013 中国光伏产业报告》

	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区
FIT	0.90	0.95	1.00
LCOE	0.790(+12.2%)	1.008(-6.1%)	1.083(-8.3%)
等额支付法	0.95(-5.6%)	1.22(-28.4%)	1.31(-31.0%)

（二）可再生能源价格形成机制

从价格形成机制上考量，仍以光伏上网电价为例。中国光伏上网电价的制定是以特许招标为参考，而特许招标的投标价格并不能反映光伏实际成本，因此，上网电价的制定也是不合理的。中国光伏电站特许权招标在 2009 年 3 月与 2010 年 6 月共进行了两轮，以第二轮为例，共 13 个项目 280MW，最低报价在 0.7288 元/千瓦时到 0.9907 元/千瓦时之间，竞争非常惨烈。值得注意的是，参与的企业绝大多数是大型国有电力公司的子公司，如中广核太阳能开发有限公司参与了 13 个项目的全部招标，中节能太阳能科技有限公司也参与了半数招标。最终中标情况也类似，如中国电力投资集团公司共获得 7 个项目的特许开发权。

可以看出，光伏特许招标主要由国有企业参与。由于当时国内市场刚刚由国家规划提供利好并高速起步，国企的低价竞标行为含有不计成本抢占光伏市场与迎合国家政策的因素。以第二轮特许招标为例，中电投共中标约 150MW 的光伏项目。而截至 2013 年底，该司拥有电力装机共 89680MW，2012 年营业收入 1794 亿元，利润总额 53.28 亿元；此次光伏中标项目不到 2 亿元的投资额，对它的经营影响甚微，项目本身的经济性完全无法通过其中标价反映出来。作为中国能源行业巨头，在政府意图削减煤炭比重，鼓励新能源发展的大背景下，与其说该司对光伏兴趣盎然，不如说它做了一个 2 亿元的“向新能源领域进军”的成功的公司形象广告。（要知道 2013 年 CCTV1 整点报时广告中标价就高达 6 亿元。）

在中国，同样的情况发生也在风电领域，2004-2007 年，国家进行了风电特许招标，在此基础上，2009 年制定了风电 FIT。值得注意的是，至今为止，中国风电 FIT 仍未发生下调，而相比 2009 年，风电成本已经下降约一半。这一现象的唯一解释就是当初通过风电特许招标确定的风电 FIT 并不高于当时甚至现在的风电成本。

在中国的可再生能源发展中，往往采取特许招标的形式来确定成本。光伏、

风电以及页岩气等都经过了这个过程。这样的成本摸底举措虽然有现实意义，但是却无益于制定科学的补贴来支持行业的长期健康发展。关键的分歧在于动机。任何一个行业的长期发展根本上需要利润的支持，而对于特许招标，特别是由国企主要参与的特许招标中，企业投标的动机如果不仅仅是基于项目本身的营收，而包含其他方面的考虑，则特许招标确定的价格并不能反映成本。因此，不以利润为目的而确定的补贴必定不能支持该行业企业取得合理利润，长期健康发展。

（三）如何制定科学的价格体系

在中国，由于可再生能源定价不一定完全准确，实行过程中国家硬性的配额指导不可或缺。可再生能源产业补贴来自于电价附加，因此其超预料的扩张会导致总体电价的显著上涨，出现如德国般的“清洁能源悖论”。

仍以现今中国的光伏行业作为研究例子。如果设定总装机目标，分析实际问题：到某一个时间点，在目标装机量确定的情况下，达到目标时国家所付出的总补贴越少越好；或是确定一个总补贴金额，同时达到同样的目标时，装机越多越好。这两者是等价的。达到目标需要通过调整 FIT 来实现。

根据中国光伏市场实际情况，我们设定时间为 5 年，装机配额分别为 35GW，40GW 与 45GW，可以得到最优的 FIT 设定值，如表 5-2 所示¹：

表 5-2 不同光伏装机目标的最优 FIT 设定值（单位：rmb/W）

	Year1	Year2	Year3	Year4	Year5	总补贴
35GW	1.311	1.294	1.277	1.260	1.244	7187 亿元
40GW	1.355	1.339	1.324	1.309	1.295	8582 亿元
45GW	1.403	1.387	1.371	1.356	1.342	10164 亿元

可见，政府需要考虑提高现阶段的可再生能源价格，并设定一条优化的价格路径。从长期来看，如果不改变可再生能源价格与成本的倒挂，市场扭曲迟早会体现出来，造成更大的损失，耽误行业的发展。

第二节 解决方式之一：就地消纳

¹ 具体计算见《How to evaluate and optimally design China's photovoltaic feed-in tariff》

既然可再生能源消纳的问题在于电力负荷与电源基地成逆向分布，那么直观上，解决的思路解决无非两种：一种是就地消纳，另一种是送出。

考虑到良性价税财体系对可再生能源的作用，如果要就地消纳，思路一方面是提高可再生能源基地电源和负荷的匹配，比如通过价税财政策的引导使可再生能源电源布局时纳入对用电负荷因素的考虑；或者提高可再生能源电源地本身消纳电力的能力，这同样需要可再生能源价税财政策的配合才能实现。

提高可再生能源电源地、即中国西部地区的电力消纳能力，意味着工业特别是高耗能工业需要向西部转移。近年来这样的趋势已经很明显。以典型高耗能的电解铝行业为例，这几年西部地区电解铝产量迅速增长。2012 年新疆原铝产量 110 万吨，同比增长 274%；甘肃产量 189 万吨，同比增长 65.6%；其他西部省份宁夏、内蒙古和青海产量增长分别达到 22.4%、14.6% 和 13.2%。新疆的电解铝产能 2013 年将达到 260 万吨，在新疆经营电解铝已有十多家企业，远景规划产能达到 1600 万吨。但是，这些转移主要是基于成本与环境因素，即西部的平均用电成本与其他成本远远低于其他省份，且环境成本较低、环境承载力大。

因此，进一步提高电源地电力消纳能力需要一方面继续提高东部传统能源价格与环境成本，另一方面，在价税财设计上，需要出台地方性的可再生能源与高耗能结合的具体措施，将两者的投资、利润与税收进行整合考虑。从价格的相对性来说，提高传统能源的价格与附加税也就意味着给予可再生能源更大的价格优势。同时，西部也会从此过程中得到经济增长的机会。西部开发的主要障碍是西部地方政府缺乏资金，如果综合考虑可再生能源与高耗能的投资效益成本比、优化配置环境和能源资源，可以使整体社会效益最大化。但发展的同时必须统筹考虑西部的环境承载能力，不能让东部“先污染再治理”的教训再次上演，让清洁能源直接与高污染高排放挂钩。

第三节 解决方式之二：电力送出

另一方面的消纳思路则是通过合适的电网配套建设实现电力送出。中国主要的可再生能源基地，比如东北、西北、西南等，由于电网的薄弱导致可再生能源利用率较低，造成了投资的浪费，电力外送通道的建设，有助于解决中国的新能源发展问题，也有利于实现可持续发展的目标。

特高压是中国实现电力外送最主要的通道。按照国家电网公司的规划，从2013年起的8年间，计划投资约1.2万亿元，投产特高压线路9.4万公里、变电容量3.2亿千伏安、换流容量4.6亿千瓦，到2015年、2017年和2020年，分别建成“两纵两横”、“三纵三横”和“五纵五横”特高压“三华”同步电网，同时到2020年建成27回特高压直流工程。这将有利的推动可再生能源电力送出问题。然而实际中，特高压远距离消纳面临两个实际的问题，需要通过价税财体系设计加以协调解决。

其一是负荷平衡的问题。可再生能源发电具有不稳定性，单独远距离输送传输经济性差，发电量频率不规律波动，不利于电网安全稳定运行。因此，“打捆”输送的措施就非常重要。以风火“打捆”为例，中国风能主要集中在三北地区，同时这些地区也有丰富的煤炭资源。若采用风电、火电捆绑外送，并对风电、火电的功率进行调节，可减少线路功率波动，有利于电网稳定以及降低输电成本。以新疆哈密为例，哈密风电基地是国家重点建设的风电基地之一。该基地二期项目利用哈密-郑州±800千伏特高压直流输电通道，实行“统一规划、统筹协调、质量优先、重视运行”的原则，采取风、火、光打捆的方式，扩大风力发电、光伏发电消纳范围，对促进中国可再生能源的大规模有效利用具有重要的意义。政策上，在打捆的同时，国家需要具体对打捆能源之间的财税平衡进行设置，不能单单由电网内部进行被动协调。需要根据具体发电情况与调度技术情况对“打捆”能源之间进行利益分配，实现最有效的综合利用。

其二是需要通过价税财体系理顺电源地与用电地发用电平衡的关系。用电地的负荷，既可以通过本地发电予以解决，也可以通过特高压由可再生能源发电长距离输送解决。因此，在负荷变动的情况下，这两者之间必定会产生竞争关系。在这样的竞争关系中，如果以可再生能源发电为主，本地发电为辅，则必须通过价税财政策的倾斜对本地发电进行合理补偿；如果本地发电在利益之争中占据了上风，则很容易出现可再生能源发电无法外送，即俗称的“窝电”现象。近年来，云南的水电无法外送到广东，东北电网不同意蒙西发电接入都是现实的例子。

综上，政府需要在现行可再生能源政策的基础上，构建有利于中国可再生能源消纳的良性价税财体系，一方面促进可再生能源电源和用电负荷的有序发展和合理布局，另一方面保证电网和调峰电源在可再生能源发展中的积极性。

参考文献

- [1]. 林伯强, 为什么国际上普遍存在能源补贴? 《中国社会科学报》, 2014 年 5 月
- [2]. 林伯强, 能源可持续发展需要透明的价格机制和主动的渐进性改革, 《东方早报》, 2012 年 9 月
- [3]. 林伯强、蒋竺均和林静(2009): 《有目标的电价补贴有助于能源公平和效率》, 《金融研究》第 11 期。
- [4]. 林伯强、杨芳 (2009): 《电力产业对中国经济可持续发展的影响》, 《世界经济》第 7 期。
- [5]. 齐放、魏玢、张粒子 (2009): 《中国销售电价交叉补贴问题研究》, 《电力需求侧管理》第 6 期。
- [6]. Ajzen I, “From intentions to actions: A theory of planned behavior,” Springer Berlin Heidelberg, 1985, pp. 11-39.
- [7]. Alberini A, Gans W, Velez-Lopez D, “Residential consumption of gas and electricity in the US: The role of prices and income,” Energy Economics, 2011, 33(5), pp. 870-881.
- [8]. Bernard J, Hofer M, Hannesen U, et al., “Fuel cell/battery passive hybrid power source for electric powertrains,” Journal of Power Sources, 2011, 196(14), pp. 5867-5872.
- [9]. Börsch-Supan, A. “The Nested Multinomial Logit Model,” Econometric Analysis of Discrete Choice, Springer Berlin Heidelberg, 1987, pp. 41-75.
- [10]. Bose R K, Shukla M., “Elasticities of electricity demand in India,” Energy Policy, 1999, 27(3), pp. 137-146.
- [11]. BuShehri M A M, Wohlgenant M K., “Measuring the welfare effects of reducing a subsidy on a commodity using micro-models: An application to Kuwait's residential demand for electricity”, Energy Economics, 2012, 34(2), pp. 419-425.
- [12]. Chattopadhyay R, Duflo E. , “Women as policy makers: Evidence from a

- randomized policy experiment in India”, *Econometrica*, 2004, 72(5), pp. 1409-1443.
- [13]. Corden W M., “The Calculation Of The Cost Of Protection,” *Economic Record*, 1957, 33(64), pp. 29-51.
- [14]. Dianshu F, Sovacool B K, Minh Vu K., “The barriers to energy efficiency in China: Assessing household electricity savings and consumer behavior in Liaoning Province”, *Energy Policy*, 2010, 38(2), pp.1202-1209.
- [15]. Dilaver, Z., Hunt, L. C. “Industrial electricity demand for Turkey: a structural time series analysis”, *Energy Economics*, 2011, 33(3), pp.426-436.
- [16]. Dube I., “Impact of energy subsidies on energy consumption and supply in Zimbabwe. Do the urban poor really benefit?” *Energy Policy*, 2003, 31(15), pp.1635-1645.
- [17]. Erdogdu E. , “The impact of power market reforms on electricity price-cost margins and cross-subsidy levels: A cross country panel data analysis”, *Energy Policy*, 2011, 39(3), pp. 1080-1092.
- [18]. Filippini, M. , “Swiss residential demand for electricity”, *Applied Economics Letters*, 1999, 6(8), pp. 533-538.
- [19]. Holtedahl P, Joutz F L, “Residential electricity demand in Taiwan”, *Energy economics*, 2004, 26(2), pp.201-224.
- [20]. IEA, "World energy outlook insights, looking at energy subsidies: getting the prices right", Paris: OECD, 1999.
- [21]. Lin B, Jiang Z, “Designation and influence of household increasing block electricity tariffs in China”, *Energy policy*, 2012, 42(3), pp. 164-173.
- [22]. Narayan P K, Smyth R, Prasad A, “Electricity consumption in G7 countries: A panel cointegration analysis of residential demand elasticities”, *Energy policy*, 2007, 35(9), pp. 4485-4494.
- [23]. Ndiaye, D. Gabriel, K. , “Principal component analysis of the electricity consumption in residential dwellings , ” *Energy and buildings*, 2011, 43(2), pp. 446-453.
- [24]. Olmstead S M, Michael Hanemann W, Stavins R N, “Water demand under alternative price structures,” *Journal of Environmental Economics and*

- Management, 2007, 54(2), pp. 181-198.
- [25]. Sanquist T F, Orr H, Shui B, et al., “Lifestyle factors in US residential electricity consumption”, *Energy Policy*,2012,42,pp.354-364.
- [26]. Sohaili K., “The effect of determining gasoline price according to market mechanism on environment pollution (case study of Iran),”*Procedia Environmental Sciences*, 2010,2, pp.270-273.
- [27]. Sun C, Lin B,“Reforming residential electricity tariff in China: Block tariffs pricing approach, ”*Energy Policy*, 2013,
- [28]. Wang, Y., Cui, L., Ji, X., Dong, Q., Zeng, J., Wang, Y.,& Li, H. ,“The China National Stroke Registry for patients with acute cerebrovascular events: design, rationale, and baseline patient characteristics,” *International Journal of Stroke*, 2011,6(4), pp. 355-361.
- [29]. Wiesmann, H. P., Hartig, M., Stratmann, U., Meyer, U., Joos, U,“Electrical stimulation influences mineral formation of osteoblast-like cells in vitro, ”.*Biochimica et BiophysicaActa(BBA)-Molecular Cell Research*, 2001,1538(1), pp.28-37.
- [30]. Zhou S, TengF,“Estimation of urban residential electricity demand in China using household survey data”, *Energy Policy*, 2013.
- [31]. Alfredsson, E., 2004. *Green Consumption: No Solution for Climate Change*. *Energy*,29 (4), 513-24.
- [32]. Druckman, A., Chitnis, M., Sorrell, S., and Jackson, T., 2011, *Missing Carbon Reductions? Exploring Rebound and Backfire Effects in UK Households*, *Energy Policy* 39(6), 3572-3581.
- [33]. EIA (Energy Information Administration), 2011, *International energy outlook 2011*
- [34]. Ehrhardt-Martinez, K,Skip Laitner, J. A., 2010, “Rebound, Technology and People: Mitigating the Rebound Effect with Energy-resource Management and People-centered Initiatives”, In: *Proceedings of the ACEEE 2010 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, American Council for an Energy Efficient Economy, Pacific Grove, California, USA, Panel 7, :76-91.

- [35]. Gonzalez, J. F., 2010. Empirical evidence of direct rebound effect in Catalonia. *Energy Policy* 38(5), 2309-2314.
- [36]. Jin, S., 2007. The Effectiveness of Energy Efficiency Improvement in a Developing Country: Rebound Effect of Residential Electricity Use in South Korea, *Energy Policy* 35, 5622-5629.
- [37]. Lin B.Q, Jiang Z.J, 2012, Designation and influence of household increasing block electricity tariffs in China, *Energy Policy*, 42:164-173
- [38]. Ouyang, J., Long, E., and Hokao, K., 2010, Rebound Effect in Chinese Household Energy Efficiency and Solution for Mitigating It, *Energy*, 35(12), 5269-5276.
- [39]. Wang H, Zhou P., Zhou D.Q. 2011. An empirical study of direct rebound effect for passenger transport in urban China, *Energy Economics* 34,452-460
- [40]. 中华人民共和国国家发展与改革委员会,《关于加快推进电价改革的若干意见(征求意见稿)》,2009
- [41]. 中国电力企业联合会,《中国电力年鉴》,2011
- [42]. 林伯强,2004:《中国电力短缺、短期措施与长期战略》,《经济研究》, 3:28-36
- [43]. 联合国环境规划署,《全球环境展望》, 2012
- [44]. 中华人民共和国国家发展与改革委员会,《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见》,2011
- [45]. 杜伟. 2008. 成品油调价对国内物价水平的影响. *国际石油经济*, (10): 39-45.
- [46]. 林伯强, 王峰. 2009. 能源价格上涨对中国一般价格水平的影响. *经济研究*, (12): 66-79.
- [47]. 刘满平. 2012. 中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*, (9): 1-8.
- [48]. 焦建玲, 余炜彬, 范英, 魏一鸣. 2004. 关于中国石油价格体系的若干思考. *管理评论*, (3): 3-7.
- [49]. 焦建玲, 范英, 魏一鸣. 2006. 基于 VECM 的汽柴油价格不对称性分析.

中国管理科学, (3): 97-102.

- [50]. 史丹. 2000. 国际油价的形成机制及对中国经济发展的影响. 经济研究, (12): 48-53.
- [51]. 史丹. 2003. 中国当前油价机制的效果缺陷及完善措施. 中国工业经济, (9): 37-44.
- [52]. 孙稳存. 2007. 能源冲击对中国宏观经济的影响. 经济理论与经济管理, (2): 31-36.
- [53]. 曾淑婉, 2009. 国内外成品油价格形成机制的比较分析. 现代经济, (3): 153-155.
- [54]. 张亚雄, 李继峰. 2010. 成品油价格上涨、行业补贴与中国经济发展的关联度. 改革, (8): 49-57.
- [55]. 赵鲁涛, 冯可梁, 姚云飞, 吴刚. 2012. 中国成品油定价机制的实证分析. 数学的实践与认识, (10): 55-61.
- [56]. 中国经济增长与宏观稳定课题组. 2008. 外部冲击与中国的通货膨胀. 经济研究, (5): 4-18.
- [57]. 朱启贵, 段继红, 吴开尧. 2011. 国际油价向中国通货膨胀的传递及其影响因素研究. 统计研究, (2): 7-12.
- [58]. Asche, F., Gjolberg, O., Volker, T., 2003. Price relationships in the petroleum market: an analysis of crude oil and refined product prices. *Energy Economics*, 25 (3), 289-301.
- [59]. Bacon, R.W., 1991. Rockets and feathers: the asymmetric speed of adjustment of retail gasoline prices to cost changes. *Energy Economics*, 13 (13): 211 - 218.
- [60]. Balket, N. S., Brown, S. P. A. & Yucel, M. K., 1998. Crude Oil and Gasoline Prices: An Asymmetric Relationship? *Economic and Financial Policy Review*, 1, 2-11.
- [61]. Borenstein, S., Cameron, A.C., Gilbert, R., 1997. Do gasoline prices respond asymmetrically to crude oil price changes? *Quarterly Journal of Economics*, 112 (1): 305 - 339.
- [62]. Chen, S.S., 2009. Oil Price Pass-through into Inflation. *Energy Economics*,

31, 126-133.

- [63]. Chou, K-W., Sun, S-H., 2012. Crude Oil Prices, Exchange Rates, and the Asymmetric Response of Retail Gasoline Prices in Taiwan. *British Journal of Economics, Finance and Management Sciences*, 3 (2): 82-91.
- [64]. Chou, K-W., Tseng, Y.H., 2011. Pass-through of Oil Prices to CPI Inflation in Taiwan. *International Research Journal of Finance and Economics*, 69, 73-83.
- [65]. Coady D, El-Said M, Gillingham, R. et al., 2006. The magnitude and distribution of fuel subsidies: evidence from Bolivia, Ghana, Jordan, Mali, and Sri Lanka. IMF Working Paper 06/247.
- [66]. Coady, D., Gillingham, R., Ossowski, R., Piotrowski, J., Tareq, S., and Tyson, J., 2010. Petroleum product subsidies: costly, inequitable, and rising. International Monetary Fund, Washington, D.C.
- [67]. Gjøøberg, O., Johnsen, T., 1999. Risk management in the oil industry: can information on long-run equilibrium prices be utilized? *Energy Economics* , 221, 517–527.
- [68]. Godby, R., Lintner, A.M., Stengos, T., Wandscheider, B., 2000. Testing for asymmetric pricing in the Canadian retail gasoline market. *Energy Economics*, 22 (3): 349 - 368.
- [69]. Hendricks, K., 1996. Analysis and opinion on retail gas inquiry. an independent study prepared for the Director of Investigation and Research, Competition Bureau, Canada.
- [70]. Hooker, M. A., 2002. Are Oil Shocks Inflationary? Asymmetric and Nonlinear Specifications versus Changes in Regime. *Journal of Money, Credit and Banking*, 34, 540-561.
- [71]. Kaufmann, R.K., Laskowski, C., 2005. Causes for an asymmetric relation between the price of crude oil and refined petroleum products. *Energy Policy*, 33 (12): 1587-1596.
- [72]. Kojima, M., 2009. Government response to oil price volatility: experience of 49 developing countries. World Bank, Extractive Industries for Development Series.

- [73]. LeBlanc, M., Chinn, M.D., 2004. Do High Oil Prices Presage Inflation? *Business Economics*, 39, 38-48.
- [74]. Mourougane, A., 2010. Phasing out energy subsidies in Indonesia. OECD Economics Department Working Papers, No. 808.
- [75]. Phelps, C.E., Smith, R.T., 1977. Petroleum regulation: the false dilemma of decontrol. Santa Monica, CA: RAND Corporation.
- [76]. Rogers, R.P., 2003. The effect of the energy policy and conservation act (EPCA) regulation on petroleum product prices, 1976-1981. *Energy Journal*, 24 (2): 63-94.
- [77]. Serlitis, A., 1994. A cointegration analysis of petroleum futures prices. *Energy Economics*. 16 (2), 93–97.
- [78]. Abouleinein S, El Laithy H, al-Dīn H K. The Impact of Phasing Out Subsidies of Petroleum Energy Products in Egypt[M]. Egyptian Center for Economic Studies, 2009.
- [79]. Douglas Koplow and Aaron Martin.1988.Fueling Global Warming: Federal Subsidies to Oil in the United States. Industrial Economics, Incorporated 2067 Massachusetts Avenue Cambridge, MA 02140
- [80]. Dube I. Impact of energy subsidies on energy consumption and supply in Zimbabwe. Do the urban poor really benefit?[J]. *Energy Policy*, 2003, 31(15): 1635-1645.
- [81]. Gangopadhyay S, Ramaswami B, Wadhwa W. Reducing subsidies on household fuels in India: how will it affect the poor?[J]. *Energy Policy*, 2005, 33(18): 2326-2336.
- [82]. Koplow D. Measuring Energy Subsidies Using the Price-Gap Approach[J]. International Institute for Sustainable Development (IISD), Winnipeg, Manitoba, Canada, 2009.
- [83]. Robert Gillingham, David Locke Newhouse, David Coady.2006.The Magnitude and Distribution of Fuel Subsidies: Evidence from Bolivia, Ghana, Jordan, Mali, and Sri Lanka. International Monetary Fund,Washington,D C.
- [84]. Gillingham R, Ossowski R, Piotrowski J, et al. Petroleum product subsidies:

- costly, inequitable, and rising[M]. Washington, DC: International Monetary Fund, 2010.
- [85]. IEA.2006.World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency.
- [86]. IEA.2008.World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency.
- [87]. IEA.2010.World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency.
- [88]. Kpodar K. Distributional effects of oil price changes on household expenditures: evidence from Mali[M]. International Monetary Fund, 2006.
- [89]. Leontiev, W. Input-Output Analysis [M]. 2nd Edition.New York: Oxford University Press, 1986:55-64.
- [90]. Liu W, Li H. Improving energy consumption structure: A comprehensive assessment of fossil energy subsidies reform in China[J]. Energy Policy, 2011, 39(7): 4134-4143.
- [91]. Lin B, Jiang Z. Estimates of energy subsidies in China and impact of energy subsidy reform[J]. Energy Economics, 2011, 33(2): 273-283.
- [92]. OECD.2000.Environmental effects of liberalizing fossil fuels trade:results from the OECD GREEN model.Unclassified Document,Pairs:OECD.
- [93]. Saboohi Y. An evaluation of the of reducing energy subsidies on living expenses of households[J]. Energy Policy, 2001, 29(3): 245- impact 252.
- [94]. UNEP(2008) , Reforming Energy Subsidies, Paris: UNEP.
- [95]. 蒋竺均, 邵帅. 取消化石能源补贴对中国居民收入分配的影响*——基于投入产出价格模型的模拟分析[J]. 财经研究, 2013, 39(008): 17-27.
- [96]. 李虹, 董亮, 谢明华. 取消燃气和电力补贴对中国居民生活的影响[J]. 经济研究, 2011, 2: 100-112.
- [97]. 李虹, 谢明华. 化石能源补贴改革对城镇居民生活影响的区域差异性研究[J]. 中国工业经济, 2010 (9): 37-46.
- [98]. 刘伟, 李虹. 能源补贴与环境资源利用效率的相互关系[J]. 经济学动态, 2012 (2).
- [99]. 姚昕, 蒋竺均, 刘江华. 改革化石能源补贴可以支持清洁能源发展[J]. 金融研究, 2011 (3): 184-197.
- [100]. Bernanke B S. Alternative explanations of the money-income correlation [C]

- Carnegie-rochester conference series on public policy. North-Holland, 1986, 25: 49-99.
- [101]. IEA.2012. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas: Golden Rules for a Golden Age of Gas. Paris: International Energy Agency.
- [102]. Mc Carthy, J. , 2000, Pass-Through of Exchange Rates and Import Prices to Domestic Inflation in Some Industrialized Economies⁰, Staff Report s, No. 11, Federal Reserve Bank of New York.
- [103]. Sims C A. Interpreting the macroeconomic time series facts: The effects of monetary policy [J]. European Economic Review, 1992, 36(5): 975-1000.
- [104]. Wang T, Lin B. China's natural gas consumption and subsidies—From a sector perspective [J]. Energy Policy, 2014, 65: 541-551.
- [105]. 国际能源署（IEA）,天然气定价与监管：中国面临的挑战与国际经验借鉴[R].2012.
- [106]. 何永秀, 张松磊, 刘硕, 等. 中国电价调整经济影响的投入产出分析[J]. 华北电力大学学报, 2009, 36(2): 94-99.
- [107]. 李虹, 谢明华. 电价波动与通货膨胀：基于煤电价格联动政策效应的分析[J]. 经济学动态, 2010, 12: 013.
- [108]. 李婷, 王秀芝. 天然气定价探讨[J]. 天然气技术, 2007, 1(1): 33-38.
- [109]. 林伯强, 王锋. 能源价格上涨对中国一般价格水平的影响[J]. 经济研究, 2009, 12: 66-79.
- [110]. 林伯强, 蒋竺均.中国能源补贴改革和设计[M].科学出版社,2012.
- [111]. 曲强, 张良, 扬仁眉. 外汇储备增长, 货币冲销的有效性以及对物价波动的动态影响——基于货币数量论和 SVAR 的实证研究[J]. 金融研究, 2009 (5): 47-60.
- [112]. 任泽平, 潘文卿, 刘起运. 原油价格波动对中国物价的影响——基于投入产出价格模型[J]. 统计研究, 2007, 11: 22-28.
- [113]. 司江伟, 陈月璇, 丁浩. 天然气管道运输中两阶段动态博弈定价模型[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2010, 34(001): 170-174.
- [114]. 王婷, 孙传旺, 李雪慧. 中国天然气供给预测及价格改革[J]. 金融研究, 2012 (3): 43-56.

- [115]. 张欢, 成金华. 中国能源价格变动与居民消费水平的动态效应 [J][J]. 资源科学, 2011.
- [116]. 郑准, 周峰. 电价调整对北京市工业部门的影响分析 [J]. 数量经济技术经济研究, 2001, 2: 95-98.
- [117]. 陈宇峰、陈启清, 2011, 《国际油价冲击与中国宏观经济波动的非对称时段效应: 1978 ~2007》, 《金融研究》 第 5 期。
- [118]. 林伯强, 煤电联动是电力改革关键, 《中国证券报》, 2012 年 12 月。
- [119]. 刘希颖、林伯强, 2013, 《改革能源定价机制以保障可持续发展——以煤电联动政策为例》, 《金融研究》 第 4 期。
- [120]. 邸元、崔潇濛、刘晓欧, 2012, : 《中国风电产业技术创新对风电投资成本的影响》, 《数量经济技术经济研究》 第 3 期。
- [121]. 国家电力监管委员会, 2012, : 《电力监管年度报告 2011》。
- [122]. 李俊峰 等编著, 2012: 《2012 中国风电发展报告》。
- [123]. 林伯强、李江龙, 2012: 《原油价格波动性及国内外传染效应》, 《金融研究》 第 11 期, 第 1-15 页。
- [124]. 林伯强、牟敦国, 2008, 《 能源价格对宏观经济的影响: 基于可计算一般均衡 (CGE) 的分析 》, 《经济研究》 第 11 期。
- [125]. 林伯强、刘希颖、邹楚沅、刘霞, 2012: 《资源税改革: 以煤炭为例的资源经济学分析》, 《中国社会科学》 第 2 期。
- [126]. AD Owen, 2006 , Renewable energy: Externality costs as market barriers, Energy policy.
- [127]. Carbon Trust, 2008. Offshore Wind Power: Big Challenge, Big Opportunity. Carbon Trust, London.
- [128]. David Kreutzer, Karen Campbell, William Beach, Ben Lieberman, and Nicolas Loris, "A Renewable Electricity Standard: What It Will Really Cost Americans," Heritage Foundation, May 5, 2010.
- [129]. DENA Project Steering Group.DENA grid study: planning the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020[R]. Berlin:Deutsche Ergergie-Agentur,2005.
- [130]. Electric Power Research Institute, "Program on Technology Innovation:

Integrated Generation Technology Options," June 2011

- [131]. EWEA, 2009, The Economics of Wind Energy.
- [132]. JM Carrasco, LG Franquelo... - Industrial Electronics ..., 2006, Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey.
- [133]. Kannana, R., Leonga, K.C., Osmana, R., Hoa, H.K., Tsoh, C.P. (2006). "Life cycle assessment study of solarPV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solarPV system in Singapore." Solar Energy 80(5): 555–563.
- [134]. LBNL, 2009, The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies.
- [135]. M Frondel, N Ritter, CM Schmidt, C Vance, 2010, Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience, Energy Policy.
- [136]. N Johnstone, I Hašič, D Popp, 2010 , Renewable Energy Policies and Technological Innovation: Evidence Based on Patent Counts, Environmental and Resource Economics.
- [137]. NREL, "Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies," November 2010
- [138]. P Heptonstall, R Gross, P Greenacre, T Cockerill, 2011, The cost of offshore wind: Understanding the past and projecting the future, Energy Policy,
- [139]. U.S. Energy Information Administration, "Impacts of a 25 Percent Renewable Electricity Standard as Proposed in the American Clean Energy and Security Act Discussion Draft," April 2009
- [140]. Boqiang Lin, Xiang LI, 2013. How to evaluate and optimally design China's photovoltaic feed-in tariff. China Center for Energy Economic Research in Xiamen university working paper.
- [141]. 林伯强, 让实践检验特高压, 《能源评论》, 2014年6月
- [142]. 林伯强, 勿让“先污染再治理”在西部上演, 中国证券报, 2013年12月