

## 改革中国电力供应行业：借鉴国际经验

**EPRG 工作论文 <1704>**

**剑桥经济学工作论文 <1713>**

**迈克尔 G.波利特，杨宗翰，陈浩**

**摘要** 本文开篇先简要介绍了当前中国电力市场化改革的背景，此轮改革始于2015年3月国务院发布的9号文。我们基于已有的国际电力改革经验，总结出了14条电力改革要点。在每一条改革要点中，我们将讨论它们的理论原理，国际改革经验和在中国的应用背景。本研究的主要目的在于解答如何降低中国当前较高的工业电价，通过分析，我们发现了4种有望带来降价的途径：引入对发电厂的经济调度；实现输配电的合理化；降低高投资率；再平衡居民消费电价。在此过程中，我们得出了一些经验和结论，并指出一些未来开展中国电力市场改革研究的要点。

**关键词** 电力市场改革；国际经验；中国；工业电价

**JEL Classification** L94

联系人  
出版日期  
金融支持

m.pollitt@jbs.cam.ac.uk  
2017年3月  
ESRC Global Challenges Research Fund

[www.eprg.group.cam.ac.uk](http://www.eprg.group.cam.ac.uk)

# 改革中国电力供应行业：借鉴国际经验<sup>1</sup>

迈克尔 G. 波利特  
杨宗翰  
陈浩

能源政策研究小组  
剑桥大学

2017年3月17日

## 摘要

本文开篇先简要介绍了当前中国电力市场化改革的背景，此轮改革始于2015年3月国务院发布的9号文。我们基于已有的国际电力改革经验，总结出了14条电力改革要点。在每一条改革要点中，我们将讨论它们的理论原理，国际改革经验和在中国的应用背景。本研究的主要目的在于解答如何降低中国当前较高的工业电价，通过分析，我们发现了4种有望带来降价的途径：引入对发电厂的经济调度；实现输配电的合理化；降低高投资率；再平衡居民消费电价。在此过程中，我们得出了一些经验和结论，并指出一些未来开展中国电力市场改革研究的要点。

关键词：电力市场改革、国际经验、中国、工业电价

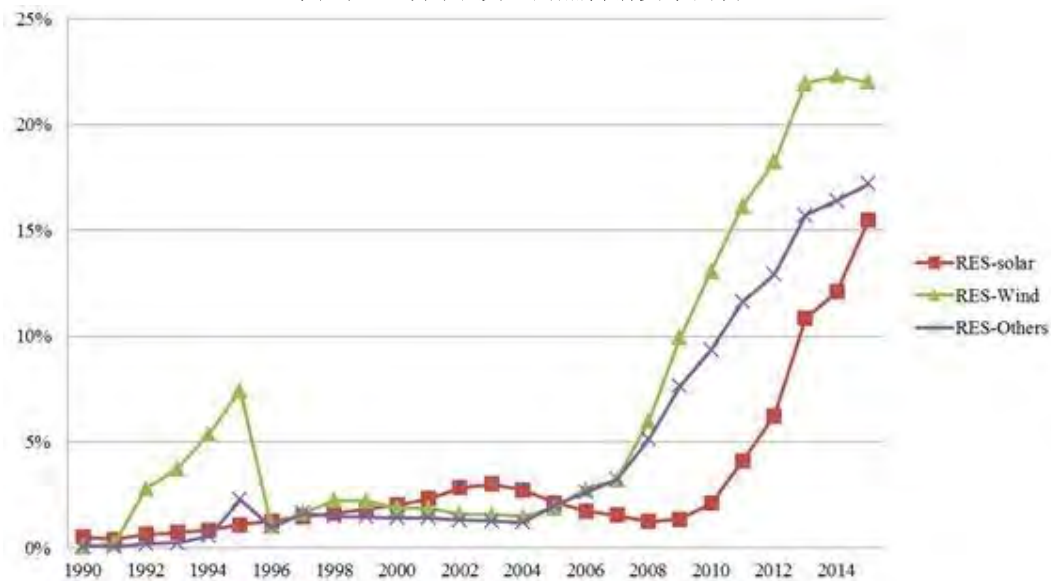
JEL 分类号：L94

## 1 引言

2015年，中国是世界上最大的电力生产国（占全球电力生产24%）、第二大非水可再生能源生产国（占全球产量17%）和最大的煤炭生产国（每年35亿吨煤，占全球产量47%）<sup>2</sup>。中国的煤炭产量约有45%用于电力行业，而65%的电力来源于燃煤发电<sup>3</sup>。以煤电为主导的中国电力行业贡献了至少7%的全球二氧化碳排放总量<sup>4</sup>，占中国国内总排放约1/3。从图1和图2可以看出，中国电力行业在全球重要性的与日俱增，尤其是在近十年，这也正是国际上对中国电力市场及其改革产生浓厚兴趣的重要驱动因素。

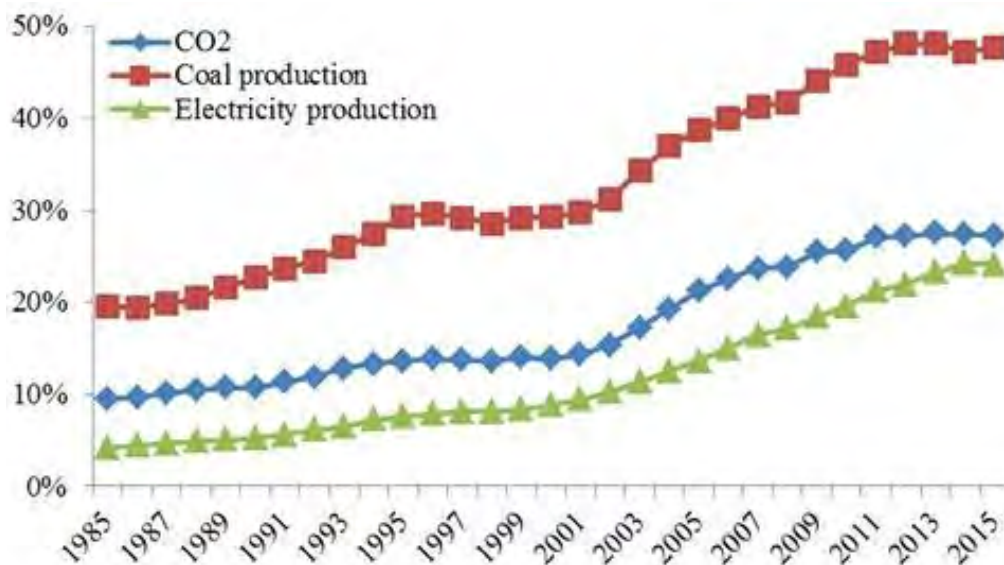
中国的电力市场化改革始于1985年，并延续至今。2015年3月发布9号文，重新启动了新一轮的中国“电力市场化改革”。基于当前十三五规划（2016-2020），中国电力行业将经历由政府主导向市场主导的重大转变<sup>5</sup>。本文重点关注本轮电力市场化改革背景下，中国可借鉴的国际经验，也关注中国电力行业的实际情况。

图1：  
中国在全球用于发电的燃料消费中的占比



来源：BP 数据（2016）。<sup>6</sup>

图2：  
中国在全球二氧化碳排放、煤炭产量和发电量中的占比



来源：BP 数据（2016）。<sup>7</sup>

从世界各地的电力改革经验中，我们可找出构成现代电力市场化改革的14个改革要点。其中，11个要点来自 Paul Joskow (2008)<sup>8</sup>，Paul Joskow 指出了成功改革进程中的11个关键点，在此基础上，我们补充了与低碳转型相关的其他3个改革要点 (基于 Pollitt 和 Anaya, 2016<sup>9</sup>)，涉及当前受补贴 (但更低碳) 的发电技术。我们将主要改革要点分为四大块：市场结构调整和所有权变化；辅助性二级市场安排；合适的经济监管；有效推动低碳技术。在这四大块基础之上，Joskow 还加上了合适的过渡机制，认识到电力市场改革是复杂的，成功的转型不可能一步到位。我们在下文根据这些要点组织对中国情况的讨论。

根据 Joskow (2008) 和 Pollitt 和 Anaya (2016)，在低碳背景下成功进行电力市场改革必须适当考虑以下内容：

市场结构调整和所有权变化：

- (1) 将竞争性环节（发电和售电）从自然垄断电网中垂直拆分出来；
- (2) 对发电进行充分的水平结构调整，建立竞争性批发市场；
- (3) 建立大区域范围内的独立系统运营商；
- (4) 垄断企业私有化。

*辅助性二级市场安排：*

- (5) 建立现货市场和辅助服务市场以支持电力系统的实时平衡；
- (6) 需求侧参与电力批发市场；
- (7) 受监管的第三方输电网接入，实现稀缺输电容量的有效配置。

*合适的经济监管：*

- (8) 将受管制的电网费与竞争性环节收费分开；
- (9) 建立完善的机制，确保对提供给受监管最终用户群体的批发电力进行竞争性采购；
- (10) 建立独立监管机构，对垄断的电网费进行监管，并监督竞争性环节。

*有效推动低碳技术：*

- (11) 对低碳发电量进行竞争性采购，使之一定程度上暴露于批发电价的波动；
- (12) 基于成本的可再生能源并网；
- (13) 对环境外部性（二氧化碳和其他大气污染物，如二氧化硫）进行合适定价。

*最后，所有好的电力市场改革（实际上，更广泛而言，重大的经济改革）都包括：*

- (14) 合适的过渡机制。

本研究项目旨在理解中国电力转型过程的性质及其如何借鉴欧洲国家（欧洲国家电改于1990年在英国最先开始）和其他正在进行改革的国家（尤其是美国）的广泛改革经验。欧盟立法过程包含三部电力指令（1996、2003和2009年），这些指令是按照 Joskow 的成功改革模式成功开放了欧盟电力市场（见 Jamasb 和 Pollitt, 2005; Pollitt, 2009）。引入竞争性批发市场、受监管的输电网第三方接入、对售电业务进行法律上的拆分、使所有用户都可选择售电企业、将输配电业务与电力行业其他部分拆分、受监管的跨境交易和独立的监管机构。这一过程是缓慢的，欧洲不同国家有时在改革实施速度方面不同，但总体进展引人注目。

自欧盟改革进程开始以来，就大力推动低碳电力系统，非常重视增加可再生能源在电力系统中的占比，对电力行业的排放设定上限，引入欧盟碳排放交易体系<sup>10</sup> (EU ETS)。中国正在经历可再生能源和低碳电力转型，可再生能源和核能发电量显著增加，并向建立全国碳市场迈大步<sup>11</sup>。这给改革进程带来了新的挑战，包括如何将可再生能源成功纳入能源批发市场和辅助服务市场；如何促进为可再生能源提供合适的电网接入水平；可再生能源融资的合适机制；可再生能源的大量存在是否会对化石燃料发电厂的补偿机制产生影响。上述改革要点11-13在全球范围内仍较不成熟（受实证经验支持较少）。一些先进的司法管辖区（如英国、德国、加利福尼亚和纽约）目前正在试验不同的机制以支持低碳转型(Pollitt 和 Anaya, 2016)<sup>12</sup>。

本课题旨在收集与上述14个要点相关的信息，与中国利益相关方讨论中国目前在每一改革要点下正在采取的措施。研究将尝试评估改革的进展，以及分析中国应该如何根据中国国情调整改革模式。虽然成功的改革模式可容易地勾勒出来，但具体细节在各司法管辖区不同。因此德国的电力改革与英国的截然不同，加利福尼亚的与纽约的截然不同。在下文，我们旨在看看上述改革模式对中国有何特定的借鉴意义。最重要的是，我们试图找出在这个全世界最重要的电力系统中成功实现电力改革和转型中，需要克服的主要制度问题是什么。我们的主要目标是为了中国电力行业改革具体实施的持续讨论做出积极贡献，为未来讨论国际改革经验在中国的适用性提供平台和相应信息。

本文结构如下。先简要介绍中国当前电力市场改革的背景。再逐一讨论上文指出的14个改革要点。在每一改革要点下，我们将讨论：理论意义；一般改革经验；在中国背景下的应用。最后提出一些总体经验教训，指出未来研究中国电力市场改革的一些要点。

## **2 中国电力改革的背景**

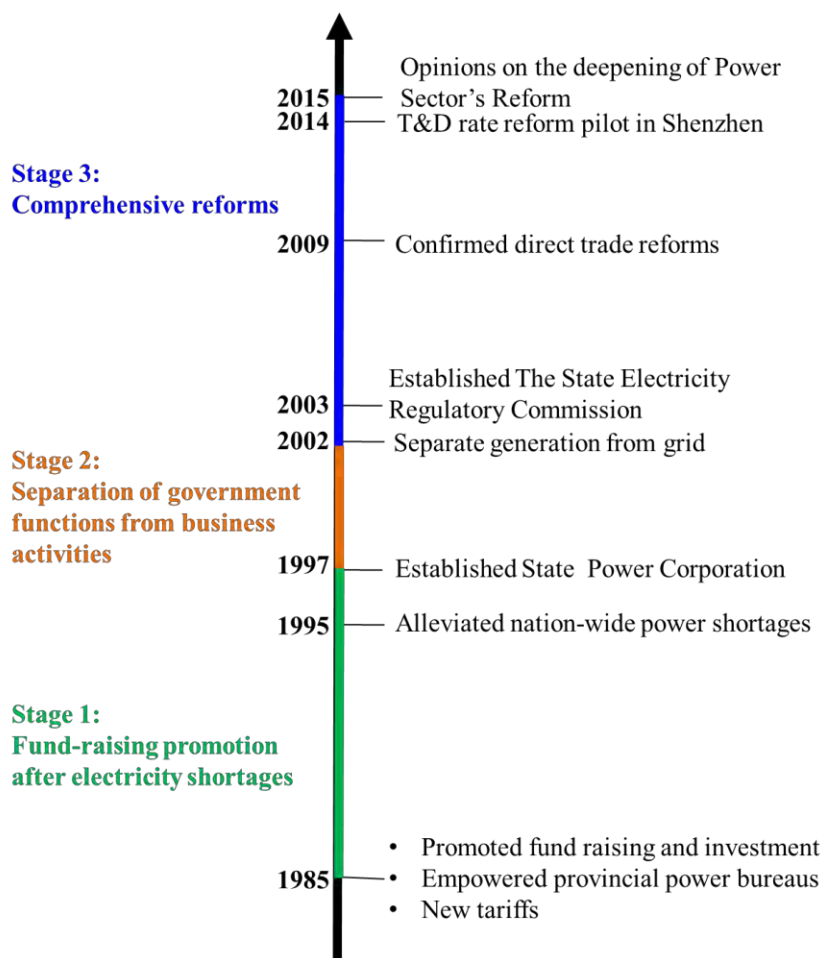
中国自1985年开始漫长的电力改革进程（见图3和表1）。在1984年之前，发电环节没有私营部门参与，但1985年后，与其他面临电力短缺的发展中国家一样，中国政府允许多个公共部门和私营部门投资人进入发电行业，以帮助缓解电力短缺。近期最重要的改革是2002年对电力行业的重组。<sup>13</sup>将发电与输电

售电拆分，这是现代对电力工业最重大的结构调整。也成立了两家电网公司：国家电网公司和中国南方电网公司（覆盖四个南方省份）。成立了电力监管机构，当时人们预期中国将走上标准国际改革模式的道路，建立竞争性电力批发市场和受监管的电网费。但这一进程在2007年左右陷入停滞。发电企业继续获得管制电价，电网费没有单独分出来，所有用户都从本地输配电垄断企业处购电。因此，输、配和售仍100%垂直一体化。目前仍有很多人支持大电网公司，认为大电网公司能够有效应对重大自然灾害（如2008年汶川地震），也能够与通用电气和西门子等垄断设备供应商巨头开展竞争。<sup>14</sup>

值得注意的是在90年代期间，中国也同时放开了其他能源行业，如国有油气公司。林(2008)指出中国中央政府油气行业改革人士早在1993年就意识到需要改变分散的行业管理方式<sup>15</sup>。然而，改革进程不得等到国内主要利益集团势力在90年代后半期因宏观经济不均衡和全球价格冲击而削弱的时候才得以推进。因此，与其他全球改革情况类似，中国的电力行业改革，花了很长时间，且依赖于借鉴国内其他行业的经验。

此前的能源价格、资源税和补贴改革也为此轮电力市场改革铺平了道路，自1984年以来中国在让市场在资源配置中发挥更大作用方面取得了重大进展(见 Mou, 2014; Lin 和 Ouyang, 2014; Paltsev 和 Zhang, 2015; Zhang, 2014)。此外，在2013年11月，中国领导层启动了新一轮的全面深化改革，鉴于电力行业在帮助中国实现低碳经济转型和治理局地空气污染方面的重要作用，也成为政府关注的焦点。

图3：  
电力行业改革时间轴



**表1：  
中国电力行业改革时间轴**

	<b>1980-1984</b>	<b>1985-2001</b>	<b>2002-迄今</b>
<b>行业结构</b>	垂直一体化	垂直一体化	厂网分开(2002)
<b>所有权</b>	绝大多数由中央政府所有	中央和省政府所有。发电环节私人投资增加	中央和省政府所有，私人投资占比降低
<b>调度</b>	基于总嵌入成本的经济调度	平均调度	平均调度；节能调度试点项目(2007)
<b>批发发电定价</b>	内部转移价格	基于财务周期的投资回收(1985) 基于运营周期的投资回收(2001)	标杆电价(2004) 燃料价格-批发价格联动(2004)

来源： Kahrl et al. (2013, p.362)

如表1所示，为适应批发燃料价格（尤其是煤炭价格），随时间推移各电厂获得的管制价格变得更复杂。<sup>16</sup>然而，电厂调度不是基于发电成本最低的优先顺序进行，而是按照平均分配的方式。这里的“平均分配”指的是给年代相仿的发电厂分配相同的年度运行小时数，每天按照保障完成实现电厂总运行小时数的要求对发电厂进行调度。我们在下文会再次讲到这个问题。

在2015年3月中共中央国务院发布的9号文（见表2的总结）的推动下，最新一轮电力市场改革于2015年3月启动。该文件再次推动建立竞争性电力批发和零售市场，尤其是针对工业用户。这得到许多目前正在开展的市场试点项目的支持。

**表2：  
2015年3月的9号文和陈述的改革进程**

主要政策目标	配套文件	改革进程 (9号文中提到)
政策目标 1 有序推进电价改革，理顺电价形成机制	9号文实施意见	<p>中共中央国务院在 2015 年 3 月发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（9 号文）。中国此轮电力改革主要分两个阶段。在第一阶段（2015 年 3 月-6 月），国家发改委和其他相关政府部门发布了 5 个配套文件。在第二阶段（2015 年 11 月），国家发改委和能源局又发布了 6 个配套文件。这些配套文件为实施 9 号文中设定的 7 大政策目标提供了切实的指导。9 号文涵盖了电价、电力交易体系、批发侧设计、电网和政府监管等问题。</p> <p>中国电力辅助服务长期由并网的发电厂提供。9 号文改变了这一状况，建立起分担共享新机制。这种“谁受益、谁承担”的机制完善了原先的补偿机制，鼓励用户通过与发电企业或电网企业签署合同参与辅助服务。在 2015 年 3 月，发布配套文件《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》，旨在同时推进辅助服务和可再生能源消费。</p>
	《关于推进输配电价改革的实施意见》	
政策目标 2 推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制	《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》	
	《关于推进电力市场建设的实施意见》	
政策目标 3 推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用	关于完善电力应急机制做好电力需求侧管理城市综合试点工作的通知》	
	《关于有序放开发用电计划的实施意见》	
政策目标 4 建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台	《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》	
政策目标 5 稳步推进售电侧改革	《关于推进售电侧改革的实施意见》	
政策目标 6 开放电网公平接入	《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》	
	《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》	
政策目标 7 加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平	《输配电定价成本监审办法（试行）》	

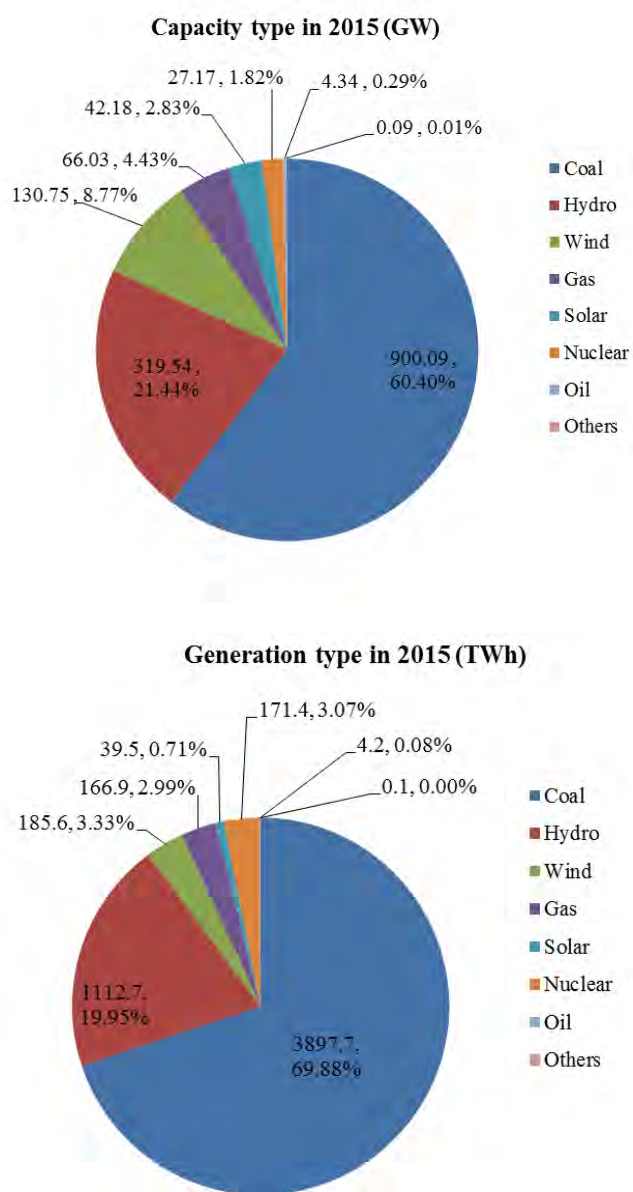
来源：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》9号文，2015年3月21日，中国国务院(2015)和 China5e 研究所 (2016, p.4-5).

将9号文的7项政策目标与我们在引言中概述的14个改革要点[(1) – (14)] 进行比较会很有意思。政策目标1-6与电力行业的经济改革相关。政策目标1与将受管制的电网费与竞争性环节收费分开相关（改革要点8）。政策目标2-5围绕建立竞争性批发市场，实现发电[改革要点(1) 和(2)]和售电环节与自然垄断环节[改革要点(1)]的充分垂直拆分。政策目标6针对稀缺输电容量的高效配置（改革要点7）。有意思的是9号文措辞强调电力“交易”。国际改革经验强调利用市场机制和竞争来配置稀缺资源。9号文也强调“分开”，即需要明确界定电力行业中不同参与方的角色，尤其是需要严格划清竞争性和垄断性活动的界限，监管在确保无歧视上网和实施激励性规制方面需发挥关键作用。此外，9号文在政策目标2、4和6下强调了辅助服务的重要性（改革要点5），并强调需建立和完善辅助服务采购机制。

在开始讨论中国电力行业应采取的合适改革措施前，需承认该行业在公有制下取得的成就<sup>17</sup>。中国已全面实现电气化，2013年输配电线路损仅为5.8%。2015年电力行业的规模见图4，图中显示出容量类型和发电量的分布和规模。图5显示出实际建设速度之快和涉及投资规模之大（2015年约1200亿美元）。

电气化全面实现，跟上需求的持续高速增长，电力行业经费自筹（与印度不同），这按全球标准来看都是了不起的工程成就。

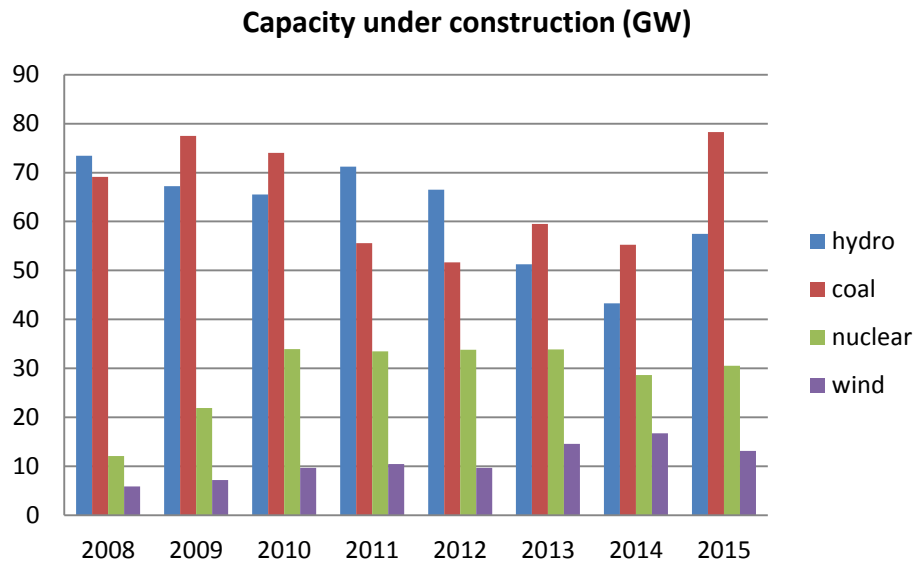
**图4：**  
中国电力行业规模



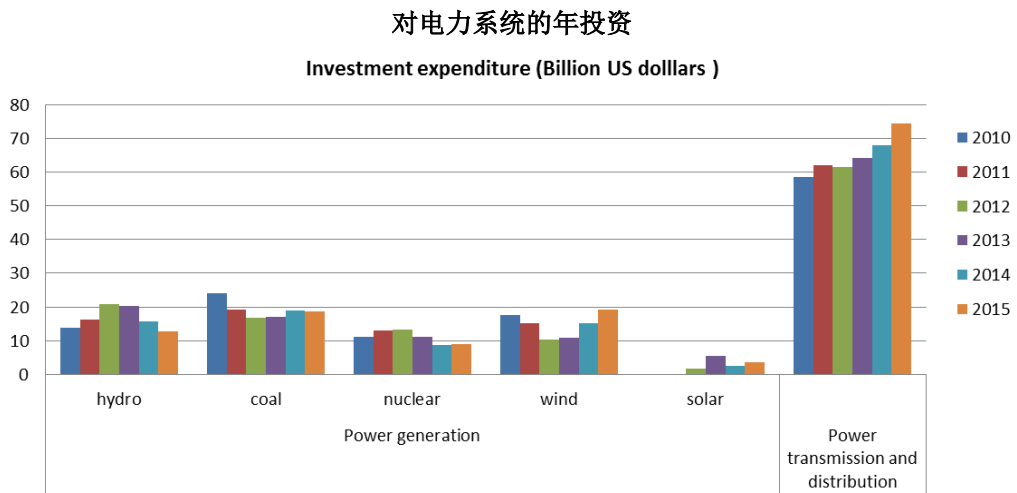
来源：国家统计局(2016)



图5:  
在建发电厂容量规模



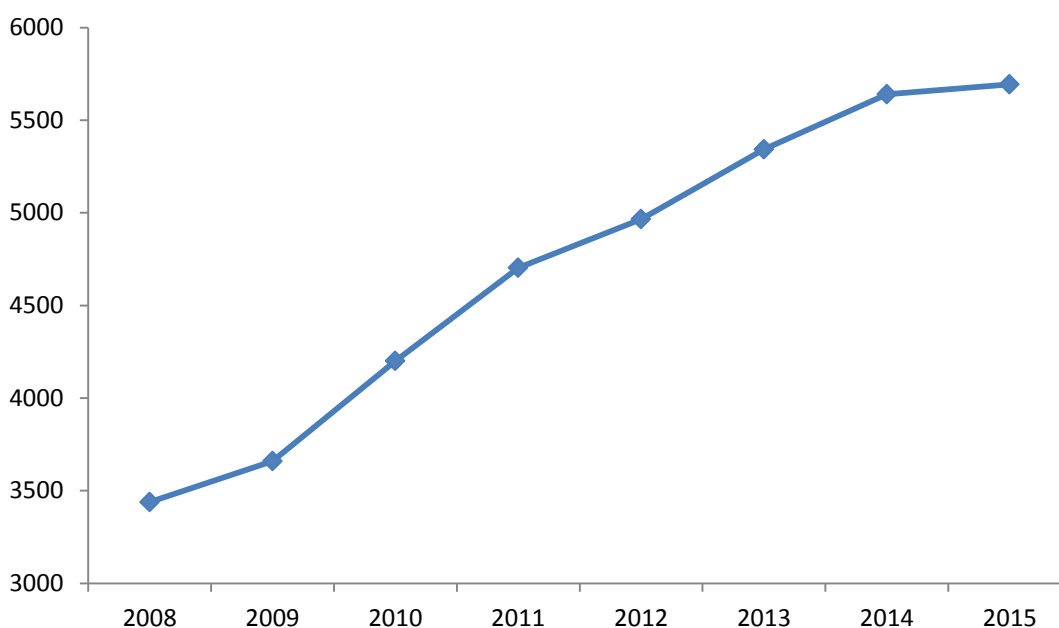
来源：中国电力企业联合会(2015)



来源：中国电力企业联合会(2015)

但从图6中可以看出，近期，中国电力需求的快速增长（2008-2014年均增速为8.6%）似乎有所放缓（2015年为1%）。如果这真是电力需求的“新常态”，则新增容量的投资速度也需要放缓。

图6：  
中国电力消费正在放缓



来源：中国电力企业联合会网站，链接为：

<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2013-04-19/100589.html>

此轮改革一个重要的驱动因素是与竞争对手国家（如美国）相比，中国的工业电价较高。

表3：  
与美国电价和燃料输入价格的差距

	工业电价 (美元/千瓦时) 2014年	用于发电的煤炭价格 (美元/千瓦时) 2014年	用于发电的天然气价格 (美元/千瓦时) 2014年	居民电价 (美元/千瓦时) 2014年
美国	0.0710	0.0241	0.0159	0.1252
中国	0.1068	0.0384	0.0778	0.0908
中国减去美国	0.0358 (高出50%)	0.0143	0.0619	-0.0344 (低出27%)

注：中国的价格包含增值税，见 [http://cn.manganese.org/images/uploads/board-documents/8\\_2015\\_AC\\_-\\_Xizhou\\_Zhou-CN.pdf](http://cn.manganese.org/images/uploads/board-documents/8_2015_AC_-_Xizhou_Zhou-CN.pdf) (p. 20).

来源：中国的数据来自中国政府网站 ([http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201509/t20150902\\_1959.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201509/t20150902_1959.htm))  
美国数据来自美国能源信息署网站

表3显示出与美国的两大区别——中国居民电价低于美国居民电价，中国居民电价低于工业电价，燃料消耗投入价格远高于美国。中国工业电价高于美国不能完全由边际燃料价格更高的原因来解释（天然气是美国的主要发电燃料，而煤炭是中国的主要发电燃料）。2014年中国边际燃料价格更高（中国煤炭价格减去美国的天然气价格）这一因素仅解释了两国工业电价差距的63%，意味着37%的差价（约占2014年工业电价的12%）无法由燃料成本差解释，虽然部分差价可由电力行业一般增值税率更高的原因解释。鉴于中国单位劳动力成本和单位资本成本更低，我们可预见中国非燃料成本要低于美国。由于将电价提高至反映出成本的水平所涉及的政治经济因素，对中国居民电价进行改革是困难的。此外，以更高的工业电价补贴较低的居民电价这种交叉补贴可视为提高高耗能企业效率的一种方式。(see Sun 和 Lin, 2013; He 和 Renier, 2016; Zhang, 2014).

### 3 改革举措的评估

#### 3.1 市场结构调整和所有权变化

##### 3.1.1 垂直拆分和水平结构调整

- (1) 将竞争性环节（发电和售电）从自然垄断电网中垂直拆分出来；
- (2) 对发电进行充分的水平结构调整，建立竞争性批发市场；

###### 3.1.1.1 理论意义

电力行业由成本和创新特征不同的不同垂直相关环节组成。这使得在不同细分市场中企业的最小有效规模不同。这些环节是：电气设备制造；发电；输电；配电；售电。电气设备是竞争性输入环节，要面对全球竞争。发电可组织成大区域市场，发电企业（可由一座发电厂组成）可开展竞争以最低成本供电并进行投资以满足未来的电力需求。输电在特定区域给定资产集合的运行方面有自然垄断特征。配电在低压电网的运行和投资方面是本地自然垄断（经常很本地化）。售电是具有潜在竞争性的活动，涉及签订电力和计量合同和向最终电力用户计费。售电企业可在广泛区域运营或集中于特定地理区域。这些活动每一项可有截然不同的最小有效规模、风险状况，其管理团队可以有截然不同的主导逻辑。发电和售电要求有大量营销和交易活动，而输配电是以工程为主导的活动。发电和售电投资风险较高，而输配电投资风险要低得多。

电力行业不同垂直环节的不同特征为垂直拆分提供了有力论据。在电网垄断环节仍与竞争性发电/售电活动一体化的情况下，有必要以无歧视的方式对这些环节的准入定价，以向任何有相同电网接入要求、相互竞争的发电或售电企业收取相同的过网费，从而不对企业间竞争造成扭曲。

发电市场除最小的电力系统外是具有潜在竞争性的。<sup>18</sup>然而这样的竞争取决于在市场定价一侧有足够多的企业。因此，大量基荷发电厂将不会过多影响高峰时段电价，因为仅有少数企业具有调峰能力。若仅有少数几家企业有定价电厂，则可能出现勾结。同样，如果一家公司有能力战略性地撤回发电容量上报从而使市场容量不足（以剩余供应指数衡量），则这家公司可利用市场力普遍抬高价格<sup>19</sup>。

###### 3.1.1.2 一般改革经验

世界各地改革经验涉及重大的垂直拆分。欧盟电力指令（1996、2003和2009年）明确要建立竞争性发电和售电市场，在法律上与垄断的输配电网完全拆分。<sup>20</sup>随着时间推移这导致撤出对输配电业务的投资，成立单独的发电售电企业。逐步开放售电市场，引入竞争，从大型工业用户开始，然后面向所有非居民用户，最后面向居民用户。

在美国有类似的改革进程，但明显不存在私有化，因为当时电力行业大部分已在私营部门<sup>21</sup>。改革涉及许多州迫使现有一体化公用事业大量出售发电资产、扩大区域发电市场和逐步将售电竞争从大型工业用户延伸至小用户。

在没有大举进行垂直拆分的地方，有一些证据充分的案例显示在电力工业竞争性环节现有垄断电网公司继续对其竞争对手滥用市场力，如在智利<sup>22</sup>和德国<sup>23</sup>。

引入竞争性电力批发市场，对电力行业发电环节不再管制，确实给任何电力市场改革都构成重大风险。英国私有化后的早期批发市场中价格在90%的时间由两大公司设定。<sup>24</sup>这导致两家公司暗中勾结，使得不得不在批发市场中首次进行价格监管，之后迫使出售发电资产以建立更具竞争性的市场。加利福尼亚电力市场在2000-01年电力危机之前，剩余供应指数存在重大问题。<sup>25</sup>

然而经验表明，可以通过允许发电企业与售电企业签署中长期合同来降低市场力的风险。长期合同由于可在新主体进入前签署，潜在竞争性远远超出现货市场合同。不允许签署长期合同是造成加利福尼亚电力危机的重要因素。<sup>26</sup>也可通过对“市场滥用”的监管大幅降低短期市场力，市场滥用监管限制发电企业提前很短时间战略性地将容量从市场收回以推高价格的能力。<sup>27</sup>

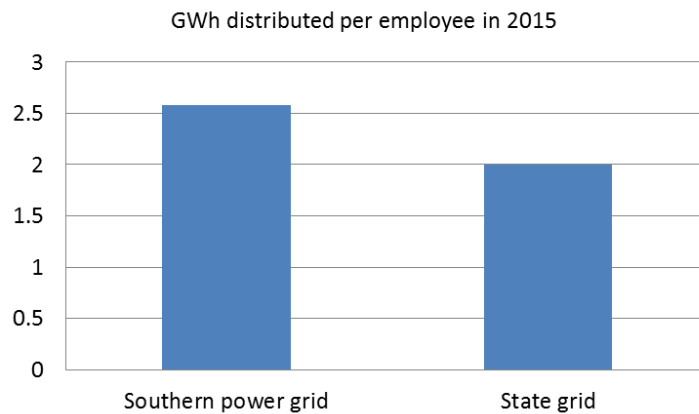
随着必须运行的受补贴可再生能源发电的兴起和电力需求增长的普遍放缓，在许多市场中化石燃料发电企业之间此类勾结问题的重要性已经下降。

### 3.1.1.3 中国环境

中国在对电力工业进行垂直结构调整方面已采取了重大举措。其中最令人印象深刻的是2002年的重组，从原先一家国有企业转为成立了7家大公司<sup>28</sup>。这确实将发电与输配电有效拆分。也成立了两家相当的输电公司。图7显示一些证据表明规模较小的南网公司效率要比国网公司高，这体现了南网公司在提高整个电力行业效率方面的价值。这也带来了在发电环节真正实现全国性竞争的可能性，根据在市场竞争方面的一般经验，要确保市场有效竞争，至少需要5家规模大体相当的企业<sup>29</sup>。然而所有这些公司的规模仍是发电、售电和采购零售环节形成竞争性市场的一个障碍。按2014年的资产，国网的规模是南网的4倍，是中国最大发电企业规模的3倍。国网有170万员工，使之成为世界上雇员人数最多的公司之一，且占到中国电力行业员工总数（包括设备制造商）的40%。<sup>30</sup>

近期作为市场试点项目的组成部分，按照9号文第一项政策目标的要求，中国采取了进一步措施，将两家主要电网公司的电网业务拆分出来，以明确监管资产基础和将相关电网成本与电力采购成本分开。这是确定无歧视第三方上网过网费所必要的。

图7：  
国网和南网的相对绩效



来源：国家电网公司(2015)和中国南方电网公司(2015)

国网和南网公司对中国电力行业供应链和电力市场改革进程有巨大影响力，这并不令人意外。这是因为这两家公司继续将输、配、售整合在其极其庞大的服务范围内。这也是两家非常大的公司，在电力行业中有着很大的政治影响力，能影响竞争性环节改革的速度。可以清楚地看到，在2002年改革之后中国采用了当时的国际改革模式，在2007年左右需要进一步改革以完成最初的拆分进程。然而，2008年严冬造成一些电力短缺，电网公司于是得以辩称继续推进垂直拆分会危及供电安全，进一步改革就此中断。

其他国家的经验表明电力行业的组织不需要输配电一体化<sup>31</sup>。也没有证据表明输、配、售垂直拆分会危及供电安全。恰恰相反，证据显示在配电（从输配中）完全拆分出来的国家中服务质量出现提升<sup>32</sup>。输电系统受制于区域/国家垄断，而配电则是在省或市一级的本地垄断。这样的好处是可在配电企业之间及管理团队之间形成竞争，增加要点投入品市场中的竞争，提高对用户（发电企业和电力用户）服务质量需求的响应性。

国网和南网当前垄断了面向除有自备电厂的大电力用户外几乎所有用户的售电业务。这将放缓向批发市场引入竞争、使各发电企业与有着巨大购电组合的电网公司争夺最终用户的进程。这类竞争需要具有非歧视性，而这取决于电网公司收取的过网费是否正确反映了输配电的平均成本（不包括售电成本）。现有电网售电公司可将成本在其电网和售电业务中重新分摊，这会显著放缓竞争的进程。电网公司可通过将其售电业务大部分固定成本分摊至电网业务实现这一目的。在英国，随着市场对竞争开放，监管机构对现有区域配电公司内部配电和售电业务之间实行严格的资产分配规则。这是因为一些公司最初试图将90%的共同资产分摊至配电业务，以增加对新售电主体的过网费，降低自身售电业务成本。监管机构规定这些成本仅有约75%可分摊至配电业务（见 Domah 和 Pollitt, 2001）。

正如我们已指出的，中国发电资产所有权已在不同企业间有很大分散。2002年改革确实使燃煤发电批发价显著下降（显然是由发电企业间大量竞争所致）<sup>33</sup>。也出现了大量化石燃料发电过剩，这表明随着工业用电市场向竞争开放，批发电价将不会高于当前水平。然而在特定省份残余市场力可能会成为一个问题，尤其是有输电约束的地方，（出于维持电网稳定的原因）会有系统必须运行的化石燃料发电厂<sup>34</sup>。

发电企业发电获得的价格仍是受管制的。表4显示了2014年燃煤发电的电价。这些常常高于美国工业用电最终零售价格（0.071美元/千瓦时），表明按国际标准看中国这些管制电价水平相对较高。

**表4：**  
**2014年燃煤电厂（含脱硫）标杆上网电价**

省级电网	电价 (元/千瓦时)	电价 (美元/千瓦时)	省级电网	电价 (元/千瓦时)	电价 (美元/千瓦时)
北京	0.3987	0.0649	湖北	0.4702	0.0765
天津	0.4085	0.0665	湖南	0.5269	0.0858
河北北网	0.4228	0.0688	广东	0.5122	0.0834
河北南网	0.4316	0.0703	广西	0.4672	0.0761
山西	0.3887	0.0633	海南	0.4888	0.0796
内蒙古西部	0.3094	0.0504	重庆	0.4401	0.0716
内蒙古东部	0.3714	0.0605	四川	0.4607	0.0750
辽宁	0.412	0.0671	贵州	0.3791	0.0617
吉林	0.4094	0.0666	云南	0.3633	0.0591
黑龙江	0.355	0.0578	陕西	0.4002	0.0651
上海	0.4638	0.0755	甘肃	0.3329	0.0542
江苏	0.442	0.0720	青海	0.3570	0.0581
浙江	0.469	0.0763	宁夏	0.2862	0.0466
安徽	0.4331	0.0705	新疆	0.2620	0.0427
福建	0.4393	0.0715	河南	0.4382	0.0713
江西	0.4872	0.0793	山东	0.4472	0.0728

注：2014年美元与人民币之间的汇率是6.1428。

来源：国家能源局网站(<http://www.nea.gov.cn/>)

中国发电侧的竞争空间已经存在。问题是输电约束在多大程度上会使现有化石燃料发电企业相互竞争最终用户。在批发市场试点中的一个相关问题是这些市场仅涵盖部分供给量和需求量。为在这一环节产生有意义的市场价格，必须允许供求曲线交叉，在每个交易时段产生单一的均衡价格。所有需求侧负荷都应向市场中所有供给侧发电企业支付这一单一市场价。这意味着市场中需要有充足的容量和负荷，以使由市场机制分配的发电量能产生有意义的价格。引入批发市场使化石燃料发电企业要在无补贴的情况下参与，将使新增化石燃料发电投资受市场激励影响，减少当前对新增化石燃料发电容量的过度投资。

若市场中供求量限制在低于市场出清量的水平，则市场中的发电企业可利用市场力收取高价。在2016年云南的试点似乎就是这样的情况，其定价机制是限制月度合同市场中的供求，然后反向匹配，最后再取最高报价和最低要价的平均值。这导致市场中每个电力块产生不同的“市场”价，但也为买卖双方利用这一机制提供了空间。例如，成本最低的发电企业可抬高报价获得更高的费用。

### 3.1.2 建立大区域独立系统运营商(3)

#### 3.1.2.1 理论意义

系统运营商是电力系统的“空中交通管制员”<sup>35</sup>。系统运营商一项主要工作是以最低的成本实现市场的实时平衡。控制区域范围越大，系统就越能优化低成本电源的利用，节省备用容量的持有（包括在短期和长期）。竞争性电力批发市场通常和单一系统运营商的运营区域相吻合。在许多市场自由化过程中（如在英格兰和威尔士），大区域系统运营商已经存在，从基于成本优先顺序的调度转向基于报价的调度是一个直接的过程。基于实现成本最低的大区域调度是降低系统运行总成本的关键。

通过将已有控制区合并以延展系统运营商的控制区范围可扩大批发市场的规模和单一价区的范围（在英国就出现过这种情况，英国国家电网公司控制区在包含英格兰和威尔士基础上扩大至包含了苏格兰，美国扩大了 PJM 控制区）。

保持系统运营商的运营独立性是重要的，系统运营商应独立于发电企业和售电企业（及地方、省和中央政府），因为是否得到物理调度与各发电企业收入有很强的关联。调度必须符合系统整体的最佳利益，而不是满足系统一方（或一些群体）的狭隘利益。

### 3.1.2.2 一般改革经验

有证据显示，系统集成及联合系统运行和调度大幅降低了成本，提高了效率。美国独立系统运营商的延伸和演变，将此前各垂直一体化公用事业的多个控制区合并在一起，降低了成本。PJM 控制区的扩大在减轻此前分区定价低效问题方面已产生重大可衡量的效益<sup>36</sup>。

在开放市场中系统运营商可在3种不同基础上成功进行调度。每一种都涉及成本最低的发电厂优先调度。在拉美<sup>37</sup>和爱尔兰<sup>38</sup>都采用基于成本的调度。对发电厂按照根据已知发电厂运行参数计算的经审计边际运行成本进行调度。在有大型发电厂业主的规模较小的市场中，这是约束市场力的一种好方法。基于价格的统一调度涉及按照报价调度发电厂。这与基于边际成本的调度类似，但所用参数是日前市场中发电企业提交的报价。这是美国独立系统运营商的标准调度系统。自调度是欧盟的做法<sup>39</sup>。这涉及发电企业向系统运营商表示想要被调度（基于其合同状况），系统运营商之后需要根据系统运行约束调度这些发电厂。在理论上，自调度要比统一调度高效，因为自调度可反映出关于各电厂面临的运行和需求条件的更及时信息。在实际中，这使得有可能不根据优先顺序调度发电厂。证据表明自调度效率要比统一调度稍低一些。<sup>40</sup>

图8：  
中国区域和省级电网控制区



来源：Wang and Chen (2012, p.144).

### 3.1.2.3 中国的背景

中国有6个电力调度区域（见图8），2002年改革设想转向6个区域电力市场<sup>41</sup>。这一进程尚未完成，目前主要在省级组织调度，在省与省之间有一些对电力更高级别的区域管理——这些往往是季节性的。省级调度效率低下，没有充分利用跨区电力交易的重大机遇（例如在云南和广东之间，云南经常有水电过剩，而广东边际生产成本要比云南高得多）。<sup>42</sup> 广东有3个调度中心，而京津冀运营一个联合调度中心。调度中心由相关电网公司所有并运营，但每年分配的小时数（从1月1日至12月31日）是由省政府决定的，决策过程不是透明的、及时的（即有时是在当年开始之后才决定）。除此之外还有国家调度中心和市县级调度中心。<sup>43</sup>

目前调度不是基于发电成本由低到高的顺序进行，需要改革。省级调度中心是国家电网或南方电网的组成部分（所辖省份见图8）。根据目标年运行小时数（ $\pm 1.5\%$ ）调度电厂满足需求，核电厂和可再生能源享受优先调度<sup>44</sup>。也有月度调度计划。如前面第二部分所讨论的，这意味着任何一天的调度计划将根据当年累计运行小时总数来编制。运行小时数远滞后于目标年运行小时数的化石燃料发电厂更有可能先被调度。中国《可再生能源法》(2010)<sup>45</sup> 规定所有可用的可再生能源电力都应优先调度。在实际中，由于输电约束、为帮助化石燃料发电厂达到年小时数目标和可再生能源（按调度的每千瓦发电量）成本更高等原因，常常出现弃风弃光。

目前市场试点侧重于月度电力合同，发电企业参与此类试点的动力在于如果在合同市场中出售更多电量，就可将之作为省级调度中心应增加其调度的理由。鉴于年小时数的分配常常是在开年之后，在市场中持有合同可作为分得更多小时数的理由。

中国改革调度组织方式的时机已成熟。2015年弃风弃光这部分可再生能源发电量原本可满足大约1.6%的电力需求（我们在下文会进一步讨论弃风弃光问题）。（一旦投资沉没）这些实际上是免费的电力。学术研究表明，通过降低可再生能源出力损失和优先调度更高效的燃煤电厂，有效调度也许可使中国煤炭需求降低多达6%<sup>46</sup>。值得注意的是仅靠改进调度带来的节省实际上是相当小的（虽然这实际是现有电力系统中免费的资金）。但环境效益巨大，可减少全球0.5%的二氧化碳当量计算的排放量<sup>47</sup>。煤炭成本降低6%，意味着工业电力总支出减少1.7%<sup>48</sup>，但如果煤炭边际成本的降低意味着总体上价格降低的话，价格方面的节省将会更高。一旦考虑真正的输电和系统稳定约束及冬季由于其热负荷必须运行许多热效率低下的热电联产发电厂（CHPs）的因素，理论上的节省并不全可以实现。热电联产占2012年总发电容量（220吉瓦）的19%（CEC, 2013）。最重要的一点在于优先顺序调度为发电厂之间的竞争提供了基础，大大增加了各电厂降低运行成本以增加被调度概率的动力。

此外，区域电量输送方面存在严重效率低下的问题。相对于偏向本省发电量的省级调度，通过提升区域调度中心按成本最低进行调度的作用，将对解决这一问题有很大帮助。

当前改革调度的一个制约因素是需要必要的软件优化系统运行。当前估计多数省份或区域开发、测试和实施新调度软件需要18个月。在中期，这看起来并不是一个很大的障碍。更大的障碍在于对现有发电企业合同的影响，这些合同是基于平均分摊可用运行小时数的预期。对单个发电厂而言，将运行小时数重新安排给其他发电厂的财务影响将是巨大的（例如考虑两家发电厂，原先按照相同小时数调度，各运行4000小时，之后变成一家发电厂运行7000小时，而另一家运行1000小时）。对大型发电企业而言，在公司层面的影响也许不大，因为收入只是在不同发电厂之间进行了重新分配。大多数发电厂是以一定的国有形式存在（虽有中央、省级和地方政府及其公司所投资企业之分），这应有助于推进公共部门内部资产价值重组。但在发电企业层面和/或不同政府部门之间无疑将需要一定的补偿。

### 3.1.3 垄断企业私有化(4);

#### 3.1.3.1 理论意义

垄断国有产生了许多关于电力行业（或其他任何国有控制行业）绩效的理论问题。<sup>49</sup> 这些包括：国家任意干预行业运行和投资决定；缺少对国企绩效的可比信息，使国企自身管理者和主管部委可对其绩效进行评估和激励；缺少可供外部监管机构或金融投资者对企业绩效进行评估和激励的不同企业绩效的可比信息；与受利润驱使的私营企业相比，缺少明确的或实证合理的公司目标；锁定其他形式的垄断控制，如国家控制高层管理者的招聘、资本的获取、控制投入品的采购决定；国有垄断不受或仅受有限法律规

则约束，导致反竞争行为、健康和安全监管及环境监管松懈，法规和制度执行不力（与私营部门企业相比）。

垄断企业的私有化，即使不对公司结构做任何改变，也可立刻使公司暴露于资本市场、劳动力市场和要点投入品市场的竞争和外部监管。也可降低腐败和国家任意干预的空间。通常会形成更长期动力，迫使垄断企业提高绩效，使其在竞争对手和反垄断机构的压力下面临进一步拆分的压力。英国天然气公司1986年私有化后的情况就是这种动力发挥作用很好的例子。该公司未重组前是英国一家垄断的天然气运输、输气、配气、售气公司。最终英国成为欧洲最具竞争性的天然气批发（和居民用气）市场之一。<sup>50</sup>

### 3.1.3.2 一般改革经验

改变发电和输电环节国企垄断局面（如英国中央电力局 CEGB、法国电力公司 EdF、俄罗斯统一电力公司 UES 或阿根廷国有电力公司 SEGBA）通常伴随着现有国有资产的大量私有化。私有化常常是将国有资产拆分成在发电环节相互竞争的不同企业和垄断的输电企业的结果。此外，还有大量配电和售电企业私有化（这些常常单独构成市属企业）。在英国、巴西、智利、秘鲁和阿根廷都有记录完整的配电环节成功私有化的例子。<sup>51</sup>

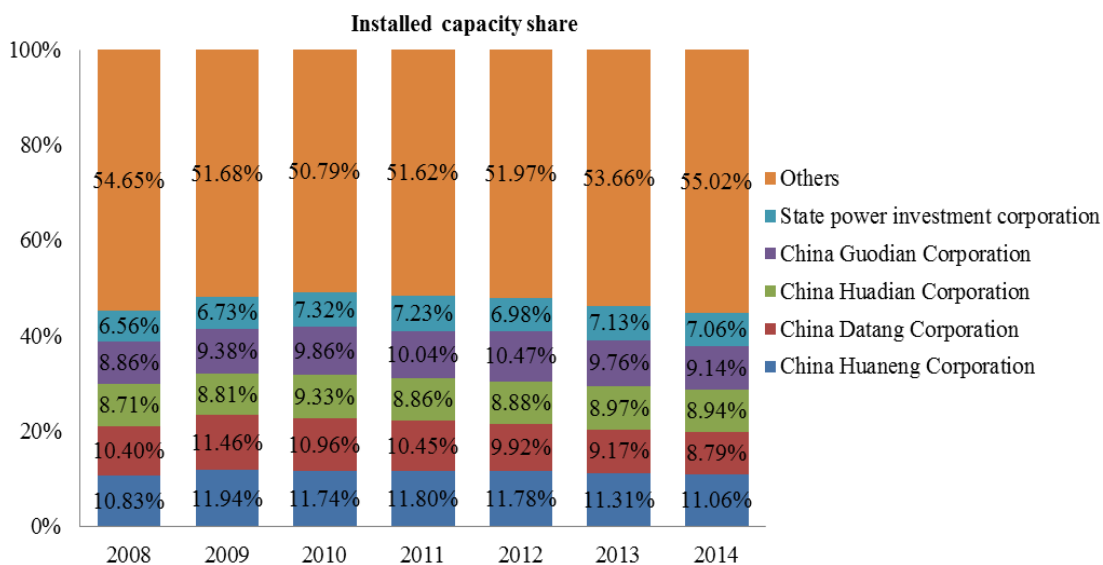
一些司法管辖区选择部分私有化的方式。法国电力公司 EdF 仍仅是部分私有化，德国公用事业仍有大量股份为政府所持有。在荷兰，配电公司仍大多由政府所有，但均已出售了售电业务。

### 3.1.3.3 中国的背景

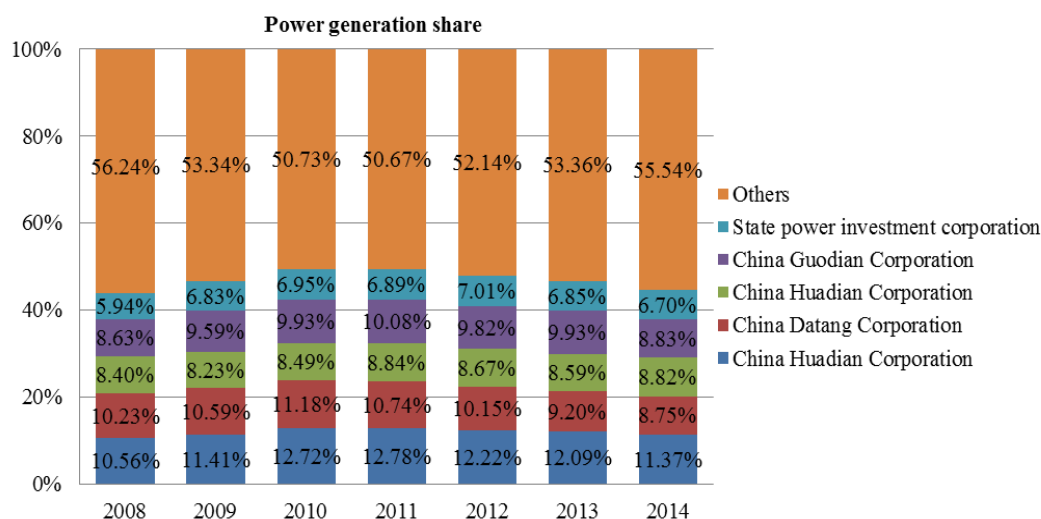
中国自1985年以来对电力行业进行了十分重大的改革，但在整个电力供应链中，国有制仍很普遍<sup>52</sup>。发电环节已有大量私企和相互竞争的政府所有企业进入。但其进入发电环节多是受到省级投资公司指示，而这些省级投资公司本身不追求盈利目标。最重要的是7家国企——5大发电企业、国网和南网——大约占总发电量50%（见图9），占输、配、售业务的100%。<sup>53</sup>私有制在范围上仍相当有限，尤其是在私企进入发电市场方面仍有限制。



图9:  
5大发电企业在总容量和总发电量中占比



来源：发电企业年报(2015)



来源：发电企业年报(2015)

私有化仍是全球电力改革经验中具有争议的方面。一些研究质疑私有化是否是所开放行业绩效提升的重要贡献因素<sup>54</sup>。然而，在中国等中等收入发展中大国背景下，垄断国有是一种特别的结构，是提高绩效的一个重大但微妙的障碍。

从英国国有发电和输电垄断（中央电力局）的历史中可以明显地看出，电力行业国有使高级管理层的任命没有任人唯贤，限制了要点投入品市场的竞争范围，影响了投资决定（常常带来灾难性的后果）<sup>55</sup>。带来滋生腐败的巨大空间，抑制竞争和对价格信号的反应，即使所有权分散在不同国企之间。虽然欧洲单一电力市场中很多发电资产仍是部分国有，这并没有阻碍竞争性市场的运行，并严格限制非市场化投资决定的范围。也有很多欧洲公用事业改革的例子中，在需对投资资本的获取施加清晰监管激励时，私有化成为提高国有垄断企业绩效的唯一合理解决方案（例如英国铁路网公司 Network Rail 和皇家邮政 Royal Mail<sup>56</sup>）。

对中国最大的发电企业进行部分私有化，或将5大发电企业中至少一家的批发业务私有化，将是大幅减少中央政府的垄断控制、使政府可试验对电力行业具有潜在竞争性环节放宽政府控制的效益的第一步。

### 3.2 辅助性二级市场安排

#### 3.2.1 建立现货市场和辅助服务市场以支持系统实时平衡(5)

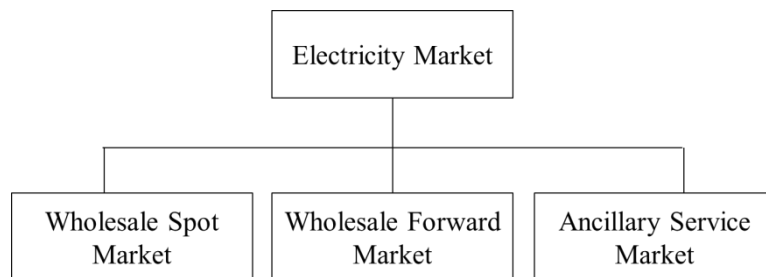
### 3.2.1.1 理论意义

市场化的电力系统涉及使用定价机制对为最终用户提供合适质量电力所需的不同电力产品定价（详细讨论见 Stoft, 2002）。完整的市场将包括：能源现货和期货市场；频率响应、无功功率、电压调节和备用容量市场（见图10）。

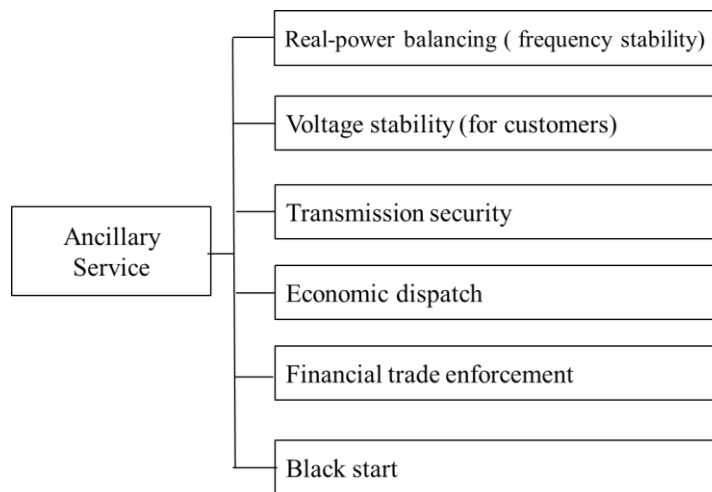
现货市场奖励发电企业接近实时匹配供求。这通常涉及日前市场和日内市场（平衡市场），激励发电企业（和负荷）根据系统总体状况及自身运行状况进行相应调节。中长期市场——如月度或年度合同市场——为发电企业和负荷提供金融对冲。

辅助服务与实时保持电力质量有关。传统上，在主要由大型化石燃料发电厂构成的系统中，辅助服务是电力市场相当小的一部分。这是由于作为其实际能源生产的副产品，这类发电厂可以低成本提供辅助服务。随着电力系统变得更复杂并涉及更多的可再生能源，提供辅助服务的市场效率变得更重要了。英国到2030年辅助服务在批发电力成本中的占比预计将从2015年的2%上升至25%<sup>57</sup>。

图 10:  
电力产品市场清单，包括辅助服务产品



来源: Stoft (2002, p.82).



来源: Stoft (2002, p.236)

### 3.2.1.2 一般改革经验

电力现货市场的发展是电力批发市场发展的核心。现货市场提供了基本的价格信号，所有期货价格都可围绕该基本价格信号决定。在所有基于能源的大宗商品市场中都是如此。这是因为现货价格可提供透明的持续更新的信息，是决定中长期合同价格的基础。有效的现货市场对入场者具有可视性，可为任何时间点进入的可行性提供好的信号。现货市场对于向市场需求侧发出信号也极其重要，可向其表明降低（或增加）电力需求的短期行动的价值。

世界各地一些先进的电力市场已在发展辅助服务市场。<sup>58</sup>这是因为围绕实际能源交付的激励的锐化意味着必须要对电力质量进行适当奖励，否则质量会面临恶化的压力。这在备用容量方面最明显，转向开

放市场意味着持有的备用容量（必要的）减少。若这导致系统运行所面临的轮流断电风险高得不可接受，也许有理由建立专门奖励容量的市场（与能源市场分开）。但可以说目前奖励辅助服务的激励仍是由无报酬（强制提供）、固定费用、双边合同和基于报价的市场等混杂而成。

### 3.2.1.3 中国的背景

一般而言，各电厂发电获得管制电价。这是一个协商价格，在各省不同，是根据本地生产成本和社会经济状况与地方发改委商定的。目的是使发电厂获得合理的回报，考虑其成本和可能运行的分配小时数 (see Ma, 2012)。在前面讨论的“平均调度”基础上分配发电厂的小时数(see Karhl 和 William, 2014)。当前的价格似乎是非常慷慨的（见表4），鼓励了新发电容量的过度建设（见 Rioux et al., 2016）。

中国发电以煤炭为主，降低了对正式辅助服务市场的需求。<sup>59</sup> 出于系统支持（电压支持或无功功率）目的而必须运行的发电企业会得到一定的费用，但一般而言，对辅助服务无正式支付机制。对于在中国背景下如何改革市场已有一些建议提出。<sup>60</sup>

若中国的调度得以改革，缺少采购辅助服务的正式机制将更成问题，因为一些提供辅助服务所需的发电厂有可能因在能源批发市场中缺乏竞争力而面临关闭的风险。因此，可以想像要进行调度改革将要求进行辅助服务付费改革。

## 3.2.2 需求侧参与电力批发市场(6)

### 3.2.2.1 理论意义

任何电力市场中可获得的成本最低的电力就是降低需求。这是指向一些原本会出现在系统上的需求付费使之不在系统上运行。这是任何电力系统中灵活性的关键来源，尤其对管理高峰需求和备用容量要求大有帮助。降低需求是一种低成本增加市场竞争和平衡供求的方式。引入电力现货市场会大大促进需求侧参与，因为现货市场是需求侧可以最容易参与的。需求侧参与方常常是根据系统状况降低产量或重新安排生产时间的工业大用户。工业用户可与负荷集成商签署合同，由负荷集成商按工业用户在高峰时段降低的每千瓦时需求向其支付大量费用（或签署合同，使工业用户能享受低电价，但若在系统年需求高峰时段消费电力，则将暴露于非常高的电价）。随着分布式电能储存的出现，工商业负荷进一步管理其与批发市场互动的能力将会上升。

### 3.2.2.2 一般改革经验

表 5:  
需求侧参与放开后的市场

	德克萨 斯州 ERCOT	英国国家电网	美国 PJM
需求侧响应占高峰 负荷的比例	3.20%	3.60%	9.10%

来源： Khalid et al (2016, p.3)

需求侧参与在竞争性电力市场中非常重要（见表5）<sup>61</sup>，因为在很多情况下要不是电力批发市场中有积极的需求侧参与，原本会出现断电（英国有数起需求侧的参与帮助了系统应对极端系统条件的事件）。

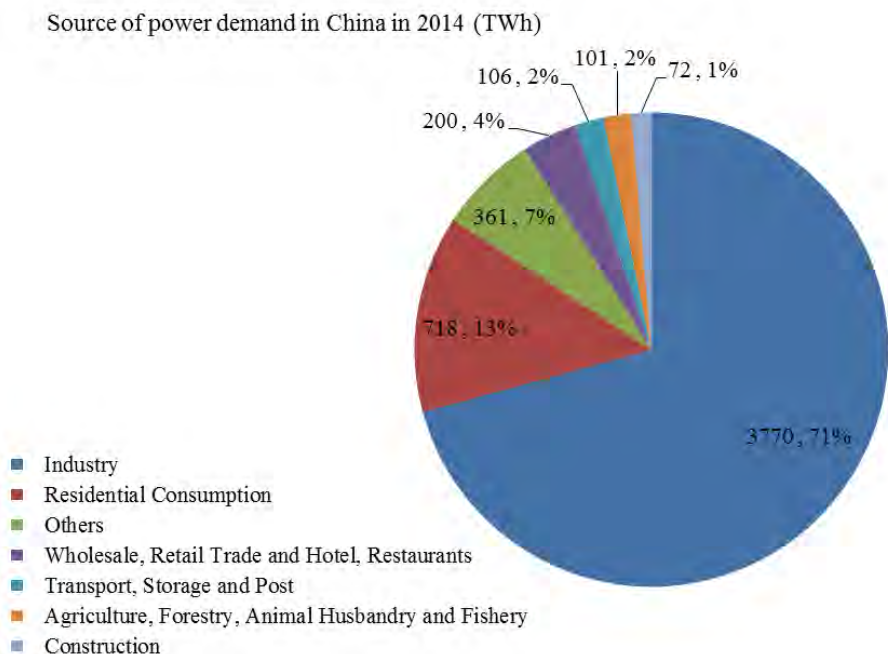
需求侧参与在辅助服务市场中十分重要。近期美国和英国的容量市场中，需求侧参与都使得市场大幅降低了价格。

### 3.2.2.3 中国的背景

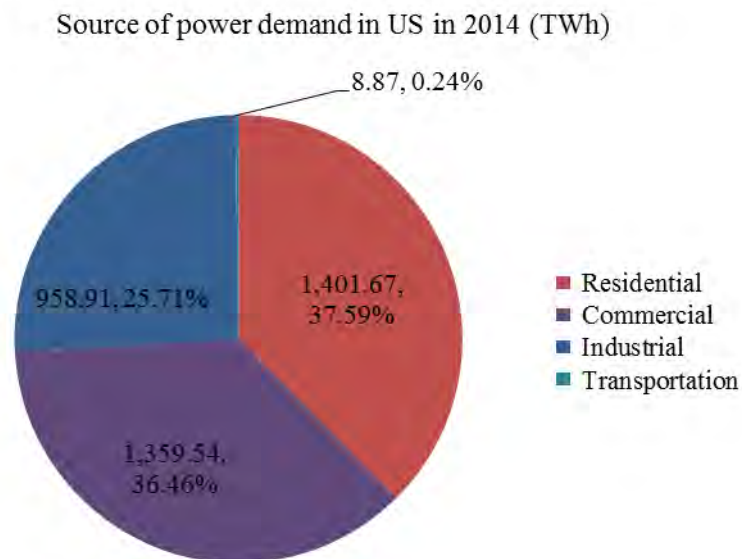
需求侧参与的局限之一是激励居民和高价值商业负荷降低或转移需求（降低每千瓦时需求）的成本更高。这意味着随着时间的推移美国 and 英国等去工业化国家中较容易转移的工业负荷会减少。而如图11所示，

中国当前的情况并非如此，中国71%的电力需求来自工业（而在美国仅有26%的电力需求来自工业）。这意味着在中国需求侧响应有着很大的潜力。<sup>62</sup>

**图11:**  
中国和美国的电力需求来源



来源：国家统计局 (2015)



来源：美国能源信息署 (2015)

如表6所示，上海的预测和江苏的实际经验表明<sup>63</sup>高峰需求侧响应占比很大，且在不断上升。在江苏省，电网公司和相关政府机构在2016年夏启动需求侧管理试点项目。3154户家庭参与了这个需求侧响应试点项目，使高峰需求降低了3.8%（相当于3520兆瓦）。

表6:  
所选年份上海和江苏需求侧响应的潜力

	江苏-2016	上海-2020	上海-2025	上海-2030
需求侧响应占高峰需求的百分比	3.8%	1.68%	3.04%	4.09%

来源：上海的数据来自 Liu et al. (2015, p.16), 江苏的数据来自 [http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jjyx/dzxqcg/201607/t20160727\\_812571.html](http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jjyx/dzxqcg/201607/t20160727_812571.html)

需指出的是需求侧响应取决于用户是否有精密的电表在需要用户提供需求侧响应时可测量其消费量。在云南2015年仅有一半的工业用户有使其能参与现货市场的电表。需求本身也要有市场化的激励，否则可能会有参与方通过在接到降低需求指示前有意运行设备，借此利用对需求侧响应的参与。

### 3.2.3 受监管的第三方输电网接入，实现稀缺输电容量的有效配置(7)

#### 3.2.3.1 理论意义

输电容量是一种稀缺资源。<sup>64</sup> 这是因为输电系统投资巨大，由于输电线路经过的社区（没有从输电线路中直接受益）的反对，最终输电容量将变得难以扩大。由于网状电网中的环流和与输电线路相连的配电系统中的约束，为解决一个约束进行输电建设可能会造成其他约束和脆弱性。在发展中国家，针对一些地区（而非其他地区）发电量或负荷的快速增长建设合适的输电容量常常导致输电约束。输电容量往往只能有较大的增量，意味着在下一次扩容之前输电系统中必然会有约束。世界上每个发达国家在输电容量到达一定规模后进一步扩容都有困难。

这表明有必要建立起可用输电容量分配系统。这在成本最低的电源与最大、最有价值的负荷相距甚远时很重要。以高效的方式在发电企业和负荷之间分配输电容量和为接下来在何处扩建输电系统提供信号是改革后电力系统的重要元素。发电企业和负荷之间的容量分配应是无歧视的。在输电容量仍由现有发电企业所有的国家中，这对预防不公平的接入条件降低批发市场中的竞争很重要。

指示输电系统何处存在阻塞的一种方法是在输电系统每处节点使用短期价格信号——节点边际电价(LMP)——指示输出阻塞节点（低电价）和输入阻塞节点（高电价）批发电力的不同电价。<sup>65</sup> 这提供在输出阻塞地区关闭高成本发电企业和低价值负荷及在输入阻塞地区关闭高成本负荷和打开高成本发电机组的信号。输电系统使用者需支付线路两端节点边际电价间的差价以使用顺电流方向的系统。

另一种方法是按地理位置分配输电系统成本，这样连接到输出阻塞地区的发电企业要比连接到输入阻塞地区的发电企业支付更高的系统使用费，对负荷则反过来。<sup>66</sup>

这两种方法都可以有助于利用好现有输电系统和基于降低阻塞相关费用的模型发出输电系统扩建价值的信号。

#### 3.2.3.2 一般改革经验

随着各国逐渐不再将发电和输电公用事业一体化，基于受监管第三方接入的无歧视输电系统开放已成为电力市场改革的核心要点。有一些记录完整的案例，显示持续的发电和输电一体化确实导致现有发电企业因其输电业务而享受优先接入（例如在智利）。这导致长期的竞争争端。<sup>67</sup> 欧盟称将输电与发电进行所有权拆分和受监管的第三方接入（统一的过网费）是其倾向的输电系统组织模式。

输电容量分配主要基于发布的带有固定输电权（有保障的接入）的电费。在发电企业或负荷由于输电约束需要降低供给或需求时需对其支付补偿。在英国，这类固定输电权在网络需求约束段连接发电量的系统使用费方面确实带有节点信号，反之亦是如此。在美国，独立系统运营商(ISOs)主要使用节点边际电价实时优化输电系统的使用，允许交易金融输电权(FTRs)，<sup>68</sup>每6个月向现有企业分配金融输电权，使输电系统使用者可对节点边际电价的敞口进行对冲。

美国的远距离高压直流线路<sup>69</sup>或欧洲的国际输电线路<sup>70</sup>等重要输电线路采用容量拍卖的方式，这是在用户之间有效配置容量的一种方式。然而，这类基于阻塞的收费机制不保证能够收回线路固定成本，因而几乎确定需要有额外收费。

### 3.2.3.3 中国的背景

表7：  
中国输电网的扩建

类型	电压	2014	2013	2012
交流 (公里)	1000kV	3111	1936	639
	750kV	13881	12666	10088
	500kV	152107	146166	137104
	330kV	25146	24065	22701
	220kV	358377	339075	318217
	110kV	566571	545815	517983
	35kV	484296	464525	456168
	合计	<b>1603489</b>	<b>1534248</b>	<b>1462900</b>
直流 (公里)	800KV	10132	6904	5314
	660KV	1336	1400	1400
	500KV	11875	10653	9145
	400KV	1640	1031	1031
	合计	<b>24983</b>	<b>19988</b>	<b>16890</b>

来源：中国电力企业联合会(2015)

近期中国在快速建设发电容量、增加电力需求和建设新的输电线路。中国大举投资于高压直流线路<sup>71</sup>。高压电网的快速扩建可见表7。中国输电系统中的容量分配却不尽完善。因此，一些重要容量仍利用不足（例如在云南和广东之间），而其他一些线路没有得到有效配置（例如来自低成本地区的可再生能源）。这表明开展一些围绕输电容量定价和分配机制的改革将是有益的，是与调度和电力批发市场的其他改革一致的。

在当前收费体系下，即使对于最大的用户，最终用户输电费和配电费也无法分开。这是因为最终用户电价和发电价格都由政府管制。对于在不同电压水平连接的不同用户单位收费是不同的（根据用户间固定成本的最优分配）。近期针对一些大工业用户政府从单位收费转向收取固定费用。<sup>72</sup>在近期的市场试点中确定了省级输/配电网收费。但中国这些新的输配电收费采用成本加成，不包含对电网中长期或实时状况的地点或分时信号。发电企业不承担输电系统的任何成本（与英国等国的一些系统不同），依赖于弃风弃光和管制的能源价格对优先连接地点发出信号。改革输电费以更好地配置可用容量似乎是有利的，特别是可以对在何处发展可再生能源、建设新输电容量和在电网约束地区应运行哪些发电厂发出信号。

## 3.3 合适的经济监管

### 3.3.1 将受管制的电网费与竞争性环节收费分开(8)

#### 3.3.1.1 理论意义

Joskow 和 Schmalensee (1983) (在 Weiss, 1975之后)明确指出批发发电和售电服务是美国主要为垂直一体化的电力工业中可能具有竞争性的环节。只有输配电网——为电力系统提供运输容量——具有自然垄断的特征。即便如此，配电网是地方垄断，在一国之内可同时存在多个配电系统，使监管机构可使用标尺竞争对这些本地自然垄断企业进行对标（在 Shleifer, 1985之后）。输电垄断企业可利用在大区域和单个线路的规模经济，但大区域自然垄断实际是在系统运行方面，而不是在线路本身的所有权和运行方面。因此，在美国输电所有权许多方面实际上分散在地方企业中，而系统运行（如在 PJM 中）是在大区域内进行。

将输电网与系统其他部分做这样的拆分使得可以明确地区分定价机制。批发和最终售电价格可竞争性决定，而输配电收费水平和结构继续是受管制的垄断收费。应关注确保这类收费是无歧视的，即不根据所有权特征尤其是用户是否属于拥有输配电系统的同一公司而偏向任何特定电网用户。

### 3.3.1.2 一般改革经验

日益严格地将输配电收费与电力供应的批发和售电环节拆分是世界各地成功建立起竞争性批发和售电市场的关键要点。英国在私有化时期将输电网所有权从发电所有权中拆分出来。在欧盟层面，先后出台的电力指令(1996, 1999 和2003)要求在会计和法律上将电网环节与系统其他部分拆分。<sup>73</sup>这意味着仍与发电和售电一体化的公司在内部必须建立输配电业务部门。在欧盟内部，输配电必须在法律上彼此拆分。欧盟已表示，考虑到无歧视接入输电网在推动售电竞争方面的关键作用，倾向于将输电与电力系统其他部分进行所有权的拆分。正如早前所讨论的，严格拆分将推动在供电行业的竞争性环节创造公平竞争的环境。

自由化的总体效益一大部分来自电网业务本身。许多国家将电网和竞争性环节拆分的关键成功在于能引入对电网业务的激励性规制。这涉及对电网公司的收入进行 CPI-X 监管，提前数年（通常3-5年）设定公式。这带来电网公司运营效率的极大提升。在英国，自由化过程中的总体效益也许有1/3来自改进了对电网公司的监管，而非来自竞争本身（见 Littlechild, 2006和 Pollitt, 2012）。

### 3.3.1.3 中国的背景

2002年的电力行业改革使中国出台了多项旨在将电网与竞争性环节拆分的重大举措。这确实使发电环节与电力系统其他环节拆分。然而，正如我们已看到的，国网和南网仍是输、配、售一体<sup>74</sup>。发电企业与电网公司签署供电合同，为其最终用户供电。这是单一买方模式，是一些国家在电力市场改革初期所采用的模式。欧盟1996年电力指令下可采用单一买方模式。（对于化石燃料发电）欧盟目前已经终止该模式，而倾向于采用竞争性电力批发市场的方式决定大宗电力的价格。

近期一些省份（包括广东）已宣布了过网费，发电企业需支付过网费以利用输配电系统向最终用户竞争性售电<sup>75</sup>。这些收费基于确定省内输配电资产的受监管资产基础并计算在什么收费水平能使相关电网公司在收回成本的同时从这些资产基础中获取合理回报。已宣布的收费在三年中固定不变。这似乎会给电网公司一些降低电网成本、留存节余的动力。

应鼓励中国更严格地拆分电网和电力系统竞争性环节。中国要与国际最佳实践接轨，必须在会计和法律上严格拆分输、配、售业务。此类严格拆分将使得可以公开电网公司成本数据，为对受监管电网业务进行独立对标提供便利，当前按照国网和南网提供的汇总水平和垂直一体化业务数据，很难做到这点。这将大大促进对输配电系统的使用进行无歧视接入收费。这也将使得可对输配电引入激励性规制。未来推进的一种显而易见的方式是比较省级输配电成本，运用对标比较成本和设定输配电环节的有效收入水平。设定3年 CPI-X 价格上限是一个好的开端，确实使绩效方面的一些差异很快显现，之后可转向设定更长期的价格控制（在英国，对配电最初设为5年，对输电最初设为4年，之后转向输配电均为5年，目前为输配电均为8年）。鉴于近几年电网的高投资率，对投资的监管也是重要的。当前缺少限制这些投资的激励措施，相比之下，采用激励性规制的一些司法管辖区中已发展了精细的审计和菜单式监管以限制垄断电网公司的过度投资。<sup>76</sup>

## 3.3.2 建立完善的机制，确保对提供给受监管最终用户群体的批发电力进行竞争性采购(9)

### 3.3.2.1 理论意义

除非售电市场全面开放，否则将继续有大量用户的最终电费是受管制的。如果是这种情况，需向这些用户提供竞争性采购的批发电力。因为如果不这样，会大幅降低批发市场中的竞争程度。无论售电公司需为受监管零售价格市场中的用户提供的最终合同基础如何，都没有理由不在批发市场上竞争性购电。<sup>77</sup>

### 3.3.2.2 一般改革经验

世界各地具有竞争性电力批发市场的国家大多也有最终电费受管制的用户。在一半欧盟国家中是这种情况(见 ACER, 2014)，美国大部分地区 and 南美洲所有国家都是这样。这些用户包括美国和欧盟的默认服

务合同用户，在南美洲大多数最终家庭用户最终电费仍是受管制的。在所有这些情况下，为这些受保护用户提供的电力都是竞争性采购的。

这通过由监管机构规定可提供给受管制最终用户的大宗电力合同的基础来实现。在意大利，监管机构指定对居民用户的默认加成公式<sup>78</sup>。这是基于对竞争性采购的批发电力加上受监管加成<sup>79</sup>。

在美国，在特定配电公司区域为默认服务用户供电的批发电力合同常常是拍卖的，然后用拍卖价格为居民用户默认服务账单中的批发成本定价。<sup>80</sup>

### 3.3.2.3 中国的背景

目前，两大电网公司按管制价格为其所有用户购电。<sup>81</sup>其可收取的最终电价和为批发电力支付的价格是管制的。中国很可能希望在可预见的未来大量用户继续享受管制电价，这也是与国际经验相符的。特别是在居民用电领域，用户当前支付的费用低于其服务的经济成本<sup>82</sup>。若将中国的居民电价提高至美国的水平，可使工业电价可降低5%。<sup>83</sup>确实，在本轮改革中并无放开居民用户市场的计划。这也许是因为高层政策制定者还在讨论电力是属于商品（定价应反映成本），还是属于公共服务（应继续享受交叉补贴）。<sup>84</sup>

默认服务用户的持续存在并不意味着电力批发市场无法实现充分竞争。可通过对化石燃料发电厂的批发电力进行竞争性采购实现充分竞争。这一机制也可用于引入根据基础电力采购成本的变化定期按成本更新零售电价的机制。这将为随着收入持续增长逐步提高零售电价提供基础，使最终达到充分反映成本的水平。明确找出与默认服务用户相关的采购成本，与单独的电网收费相结合，将也可以明确显示出这些用户当前获得的补贴水平。这将有助于使监管机构关注可如何逐渐降低补贴水平。

### 3.3.3 建立独立监管机构，对垄断的电网费进行监管，并监督竞争性环节(10)

#### 3.3.3.1 理论意义

需对竞争性批发和售电市场认真监测以确保其正常运转。这是因为这些是现有垄断企业中拆分出来的，有重新一体化的天然倾向。这意味着一个一般性竞争主管部门不可能具有足够的灵敏度以应对所有可能出现的竞争问题，尤其是在放开的最初几年。此外，电力行业中仍存在大量受监管的垄断企业。需监管其收费水平和分布及提供给想要使用其电网的售电和发电用户的服务质量。这类监管是一项重大任务，需对行业的成本结构有详细了解并关注实施的任何金融控制措施的激励效应。这两个事实表明，与其他重要公用事业行业（电信、气、铁路和水务）一样，设立专门的监管机构也许能最好地保障这些行业中的长期社会利益。

这类监管机构的形式是可以讨论的，在一定程度上取决于所在国政府作用的大小和能力。可与其他受监管行业合并（如在德国设在联邦网络局 **Bundesnetzagentur** 内），可包括国家和国家以下级别机构（如联邦电力监管委员会 **FERC** 和美国州公用事业委员会 **PUC**），可以是竞争主管部门的分支（例如在荷兰 **DTe** 并入 **NMa**）或是单独的电力监管机构（如巴西的 **ANEEL**），或是一个联合的电力和天然气供应监管机构（如英国的 **Ofgem**）。

在大多数电力市场开放的国家中，负责竞争和垄断监管的监管机构是独立于中央政府日常控制的，属非部委政府机构，相关政府部委（能源部）在监管机构董事会成员任期内干预的权力是有限的。世行和欧盟均大力支持这种监管方式<sup>85</sup>。这是因为放开后的网络行业中一个关键问题是监管占用问题（见 **Gilbert** 和 **Newbery, 1994**）。当政府有鼓励私营企业投资、在其投资后迫使其降价从而将更大效益从投资人转移至用户的动机时就会出现这一问题。“独立”监管的主要目的在于平衡股东获得回报的权利和用户享受合理（即反映竞争性成本水平）电价的权利。

#### 3.3.3.2 一般改革经验

开放市场的经验显示独立监管机构支持开放电力市场中的私人投资，在监测日常竞争问题方面发挥着重要作用，在发展电网监管方面取得了重大进展。**Offer**（英国1990-1999年间的电力监管机构）和之后的**Ofgem**（自1999年以来的电力和天然气监管机构）的作用在英国背景下是十分重要的。建立起监管机构、任命有法定义务（尤其是推动竞争）的监管者（和之后建立监管董事会）使投资人有信心：政府将不会任意干预以降低价格。



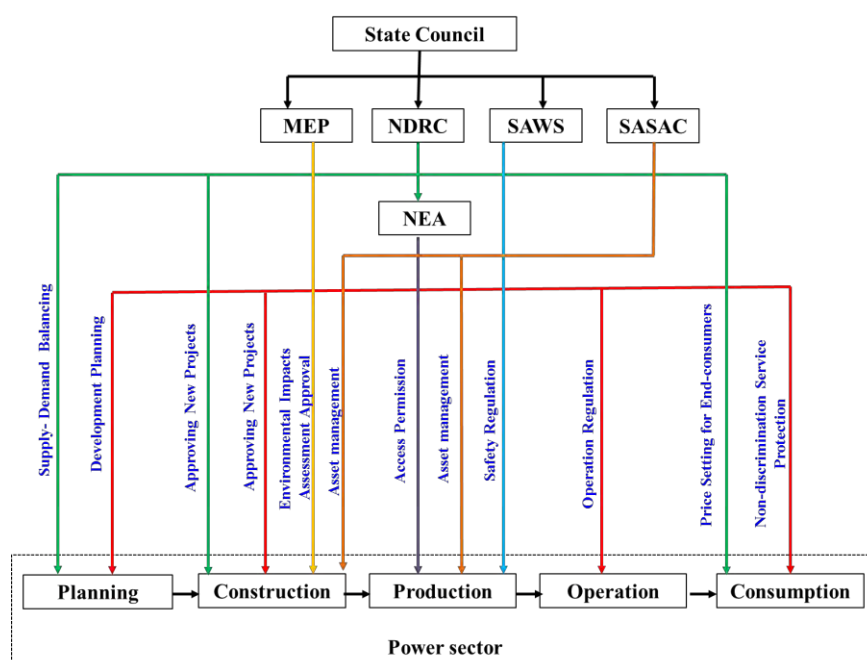
这使得在私有化之后数年中电力行业有大量新增投资，最终出现大量外资（资产以高溢价出售给海外投资人）。也导致在最初几年对竞争过程进行密切监管监督(见 Newbery, 2005)，最终确实导致竞争主管部门采取执法行动（由 Ofgem 批准），进一步拆分现有发电企业。Ofgem 和 Ofgem 发展了对电网公司非常精密而成功的激励性规制，使1990-2005年间配电实际收费水平降低近60%，输电收费降低40%(见 Jamasb 和 Pollitt, 2007, 和 Ofgem, 2009)。其他地方也出现这类结果，Cubbin 和 Stern (2005) 发现私有化和独立监管在一系列样本国家中都给电力带来巨大投资效益，其中很多国家此前长期面临电力基础设施投资不足的问题。

英国监管机构一个特别的成功是制衡电力行业中现有企业的势力。拆分现有发电企业和将输电网公司与系统其他部分拆分大大促进了这点。监管机构持续倡导引入更多竞争，例如在电网资产的采购方面，并倡导改变增加用户成本的电网和行业规则。随着改革的进行，有问题暴露出来、得到解决，又有新问题涌现，监管机构也是行业学习的重要来源。

许多发展中国家已建立名义上独立的电力监管机构。但往往缺少把电力行业交由监管机构监管的真正的政治意愿，且监管机构缺少有效实行竞争和电网监管的资源(见 Pollitt 和 Stern, 2009)。许多国家的监管机构需要训练有素的经济学家、律师和会计以充分开展经济监管。在许多国家中公务员薪资与相对资源丰富的现有企业相比较低，使监管机构难以吸引到有相关行业知识和经验的高素质人才。

### 3.3.3.3 中国的背景

图 12:  
当前中国电力行业监管机构架构



注：环保部(MEP)、国家发改委(NDRC)、国家安全生产监督管理总局(SAWS)、国家能源局 (NEA)、国资委 (SASAC)。

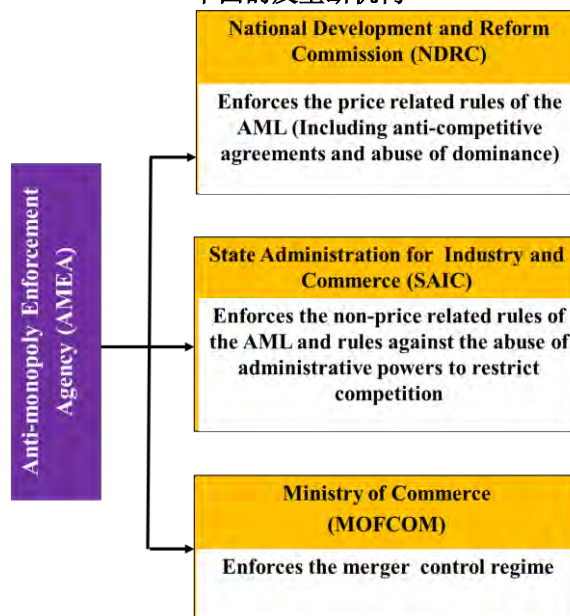
来源：Tan 和 Zhao (2016)。

如图12所示，中国的电力监管是复杂的。<sup>86</sup>2003年中国尝试在国家能源局内建立一个单独的经济监管机构（电监会）负责监管竞争和定价，但电监会之后又并回国家能源局。受管制最终价格和向发电企业支付的价格的决定权目前分散在国家发改委和省发改委的定价部门，国家发改委是负责全经济领域经济改革的政府部门。（图12中）这些机构都没有协调电力政策的专有权，也都不希望由其他部门来协调。因此，有时难以平衡不同政府机构的行动。这导致的一个后果是十二五规划(2011-15)的能源政策到2013年才出台。<sup>87</sup>

中国没有独立监管的传统，即使在电信行业（国际上电信行业去监管程度一般高于能源行业），也没有独立于工信部的监管机构<sup>88</sup>。供电行业大部分仍为国有以及国有资产控股公司的角色使情况进一步复杂化<sup>89</sup>。但近几年中国在改进一般性竞争主管部门的运转方面取得了一些成功，竞争主管部门在各经济领

域监测和执行竞争政策方面变得更为活跃<sup>90</sup>。中国《反垄断法》第七条第2款确实包含了国有企业，禁止滥用其控制地位。然而，法律也保护“关系国民经济命脉和国家安全”的国有企业，因此，当前反垄断法涵盖电力行业大型国企的程度是有限的。中国反垄断执法行动当前分散在三个政府部门（见图13），但有一些证据表明中国政府的反垄断执法能力正在提升。如果像在发达国家中一样，电力行业中市场的作用进一步扩大，这将可能具有重大意义。<sup>91</sup>

图 13:  
中国的反垄断机构



来源：Slaughter 和 May (2016, p.2)

监管机构的有效性取决于其员工的素质（和数量）。在中国公务员薪资仍相对较低，这给监管机构招聘和留住员工履行监管职能带来问题。有证据表明，政府的薪资与其所监管的国企相比仍较低（见表8）。

表 8:  
中国公务员薪酬与国企员工薪酬比较

	2003	2004	2005	2006	2007
电、气、水公用事业	121	140	161	185	218
公共部门	100	113	132	147	181

注：2003年公共部门 = 100

来源：Chan 和 Ma (2011, p.305)

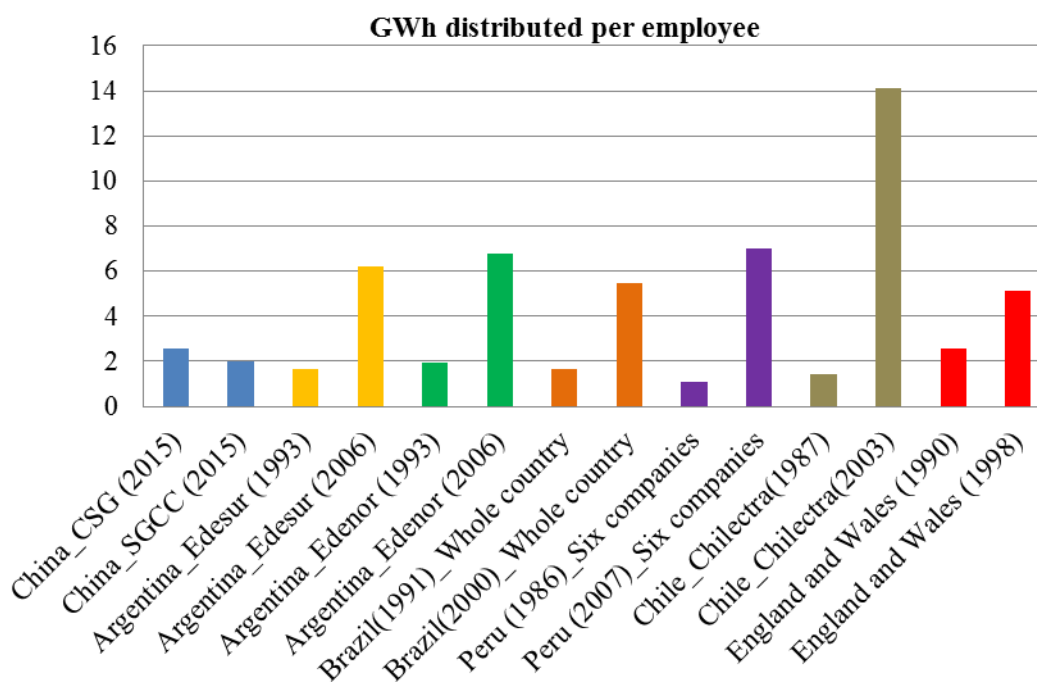
资源丰富的经济监管机构是中国成功开展电力行业改革的必要组成部分。美国联邦电力监管委员会在联邦层面有1500名员工（从事电力和天然气监管），在州公用事业委员会还有大量其他员工。英国的天然气与电力市场办公室 Ofgem 有907名员工（英国人口为5800万）。

鉴于中国缺少独立监管的经验，在中国背景下确保监管机构的独立性是具有挑战的。一个解决方案是从将电力监管机构纳入一般性竞争主管部门开始。这样做的好处是既能加强竞争主管部门的职能，又使最初的重点放在推动竞争上（这是9号文的关键动力）。

另一种推进方式是建立一个独立的监管机构，董事会成员任期为5年，以此作为改革中国公用事业行业的试验案例。这些董事会成员应来自多种背景，由监管机构执行董事和非执行董事组成。

中国对配电网开展激励性规制的效益是巨大的。考虑下文图14：

图 14:  
改革对输配电劳动生产率影响的国际比较



注：图中秘鲁6家企业是 Electro Sur Medio、Electrolima、Edelnor、Luz del Sur、Ede Chancay和 Ede Cañete。  
CSG =南网；SGCC =国网。

来源：Anaya (2010),中国电力企业联合会(2015), Domah和Pollitt (2001), Mota (2003),英国国家电网公司输电报告和账户, Pollitt (2004 & 2008)。

在英国1990-1998年自由化期间，输配电环节就业人数减少43%，劳动生产率提高逾100%。鉴于国网和南网有200万员工，单位劳动成本的节省将是巨大的，（保守）估计为每年87亿美元，约占工业用户开支的2.1%，因此电价可降低2-3%。<sup>92</sup>员工总数中所包括的员工并非都从事供电业务，有许多员工从事其他业务，这可能会降低合理化的空间。<sup>93</sup>

根据国家能源局的监管报告，中国电网核算中围绕电网资产折旧也存在问题，电网资产折旧被视作抬高当前成本（和收费）的一种策略。例如，属于贵州电网的一条输电线路官方折旧年限为17年，但实际折旧年限不足5年。<sup>94</sup>在欧盟国家中输电资产折旧年限通常在40年或以上。在扩建系统中新资产的快速折旧提高了量得的成本，由此提高了价格。对电网资产核算及其与电价的转化进行恰当监管，有可能为工业电力用户带来进一步的重大节省。

### 3.4有效推动低碳技术

#### 3.4.1对低碳发电量进行竞争性采购，使之一定程度上暴露于批发电价的波动 (11)

##### 3.4.1.1理论意义

目前，低碳发电大多在经济成本上尚无法与化石燃料发电相竞争。这意味着如果政府要支持低碳发电，需找到对其进行隐性（例如通过禁止化石燃料的使用）或显性补贴（例如通过运用上网电价）的方式。面对来自化石燃料发电的竞争，对低碳发电进行补贴有两大好的经济理由。首先，因为低碳发电相对于发展初期，因此不像化石燃料技术那样受益于经验的积累，鉴于其未来经验积累方面的效益，为其提供补贴是合理的<sup>95</sup>。第二，由于化石燃料产生了颗粒物、酸雨和二氧化碳等环境污染物，清洁低碳技术获得额外经济支持是合理的，反映出降低这些污染物的价值。低碳发电进一步的问题在于由于与此类投资相关的现金流的性质——相对于化石燃料前期成本高，运行成本较低，意味着对于低碳发电长期购电合同更具价值，可降低资本成本，提高低碳投资的相对净现值(NPV)。

这些原因表明可能需为低碳发电量提供长期固定价格以帮助其在目前技术发展阶段获得回报。对于太阳能光伏和陆上风电、海上风电这样的新技术以及对于水能和核能等成熟低碳技术都是如此。

低碳发电与化石燃料发电相比需要补贴并不意味着不能通过竞争性流程对其进行采购。显然，理论上是要将每兆瓦时清洁电力的补贴成本降至最低。这可通过设计合适的采购拍卖来实现。我们在下文会对这种采购拍卖进行描述。

另一个必须解决的问题在于电力在一天、一周和一季中某些时段更具价值。这意味着不应简单地采用每兆瓦时固定价格的合同，这类合同中支付价格不会根据电力对系统的相对价值而变化。应找到一种方法激励可再生能源发电对驱动批发电价的供求因素做出响应。这可通过采用差价合约(CfD)的方式实现，由政府保证根据平均批发价格进行补足支付，或通过溢价型上网电价的方式，低碳发电全面参与批发市场，获得市场价格+政府设定的溢价（而不只是一个固定的价格）。

#### 3.4.1.2 一般改革经验

虽然很多国家有每兆瓦时固定上网电价，有许多国家已采用竞争性采购的方式支持低碳发电，使之在一定程度上暴露于实时价格波动。最常见的方法是使用可交易的绿色证书(TGCs)<sup>96</sup>。这要求售电企业通过出示证书证明其一定比例的电力来自“绿色”来源。低碳发电企业每生产出一兆瓦时电力就会产生证书。这建立起可交易绿色证书市场，其交易价格为正，为低碳发电企业带来额外的收入来源<sup>97</sup>。这使发电企业暴露于实时电价，如果证书市场是竞争性的，则证书的价格将反映出达到目标比例的成本最低的方式。美国许多州（如纽约）已有这样的计划。该计划的一个问题是当目标比例过高时，证书的短缺将导致证书价格升至罚金价格。在英国就持续出现这种情况，结果证书价值升至罚金价格，这也许过于慷慨。<sup>98</sup>

英国和美国也利用了采购拍卖进行低碳电力采购。这些很成功地降低了为低碳电力支付的价格。英国为可再生能源提供的低碳发电量举行拍卖，使得为陆上风电和太阳能光伏支付的价格比此前发布的政府定价大幅降低（约20%）。拍卖的是期限为15年的差价合约<sup>99</sup>。美国也利用了拍卖，尤其是针对小规模可再生能源的采购。一个好的例子是加利福尼亚可再生能源拍卖机制(RAM)举行了多轮拍卖，使3-20兆瓦项目的拍卖价格大幅下降。这些拍卖是固定价格的（不是差价合约），但包含每年50个不付费小时数，意味着在运行发电厂不利于系统的情况下现有供电公司可将发电机组从系统上关闭<sup>100</sup>。

#### 3.4.1.3 中国经验<sup>101</sup>

中国向每兆瓦时可再生能源和核能支付固定价格，价格经国家发改委和地方政府讨论后在省级决定。<sup>102</sup>中国制定了到十三五末可再生能源（包括核能）在总发电量中占比的全国性目标，并设定了新增核电的目标和2020年各省非水可再生能源电力占比目标（见表9）。

**表 9:**  
**2020年全社会用电量中非水电可再生能源电力消纳量比重指标**

省（区、市）	非水可再生能源占比	省（区、市）	非水可再生能源占比
北京	10%	湖北	7%
天津	10%	湖南	7%
河北	10%	广东	7%
山西	10%	广西	5%
内蒙古	13%	海南	10%
辽宁	13%	重庆	5%
吉林	13%	四川	5%
黑龙江	13%	贵州	5%
上海	5%	云南	10%
江苏	7%	西藏	13%
浙江	7%	陕西	10%
安徽	7%	甘肃	13%
福建	7%	青海	10%
江西	5%	宁夏	13%
山东	10%	新疆	13%
河南	7%	合计	9%

来源：国家能源局网站

链接：[http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto87/201603/t20160303\\_2205.htm](http://zfxxgk.nea.gov.cn/auto87/201603/t20160303_2205.htm).

但一些省份出于 GDP 增长目标的原因或由于本地对清洁能源的偏向（通常是由于具备发展可再生能源的有利天气条件）可能希望增加可再生能源和核能。

可再生能源和核电既不受制于竞争性采购，也不直接暴露于批发电价。实际上，由于电网约束，或为达到大型化石燃料电厂合同运行小时数目标，经常存在弃风弃光的现象。正如前面提到的，这是因为考虑到补贴，减少可再生能源发电运行小时数可降低系统成本。这表明可再生能源的上网电价目前没有反映出社会对可再生能源的支付意愿（而是高于支付意愿）。

从两方面原因看，通过对可再生能源进行竞争性采购来设定向可再生能源支付的价格似乎是可取的。首先，消除了协商价格环节，协商价格似乎导致价格高于社会对可再生能源的实际支付意愿。第二，竞争性采购是更有保障的合同承诺，改进可再生能源的电网接入将直接降低采购拍卖的价格。

有必要试验竞争性采购，因为这将是在由国企主导的行业中政府实现自身目标的一种不同寻常的流程。在发电环节存在许多公司，若对拍卖进行精心设计以实现竞争性结果，则显然有许多开展竞争性招标的机会。举行更大区域（数省）和跨不同技术（风能和太阳能）的拍卖将凸显地点和不同技术的价值，这是目前的按技术和按省份差别电价所没有做到的。当前的市场试点项目均未涉及试验可再生能源的竞争性采购。开展可再生能源采购的试点项目似乎显然是有机会的。中国政府近期宣布有意从2017年7月起引入新的可交易绿色证书计划<sup>103</sup>。

根据中国官方数据，可再生能源电价附加征收的不足已导致可再生能源发展基金出现累积缺口，导致拖欠对可再生能源发电企业的补贴。在2017年1月，补贴缺口已增至500亿元人民币<sup>104</sup>。

### 3.4.2 反映成本的可再生能源接入条件(12)

#### 3.4.2.1 理论意义

可再生能源接入地点是一个重要问题，因为化石燃料发电厂可布局在接近负荷中心或有可用输电容量的地方，但可再生能源需布局在有可再生能源资源的地方。在可再生能源渗透率高的电力系统中，负荷中心和发电企业集中地往往相距较远，且小规模可再生能源有可能分布在电网各处。鉴于电力交付成本由发电成本和运输成本组成，发电企业所面临的运输环节的定价是非常重要的。

由于可再生能源目前受补贴，使得关于在何处将可再生能源接入电网的地点信号变得更为复杂。这意味着地点信号也许会惩罚发电条件非常有利的地方（即风资源和/或光照资源丰富的偏远地区）的可再生能源并网。这产生了有悖常理的结果，即相比于条件更有利的地方，我们愿为来自条件不利地方的每兆瓦时风电或太阳能发电支付更高的价格。

#### 3.4.2.2 一般改革经验

许多国际司法管辖区选择无论地点按每兆瓦时对可再生能源支付同样的价格，也不使之暴露于反映特定地点并网对系统的成本的不同并网费。实际上，大多数电力系统仅将为可再生能源发电企业提供稳定连接（100%保障输出容量）的成本社会化，因此可再生能源发电企业仅支付直接连接费（将其物理连接到现有电网，或所谓“浅”连接成本）。

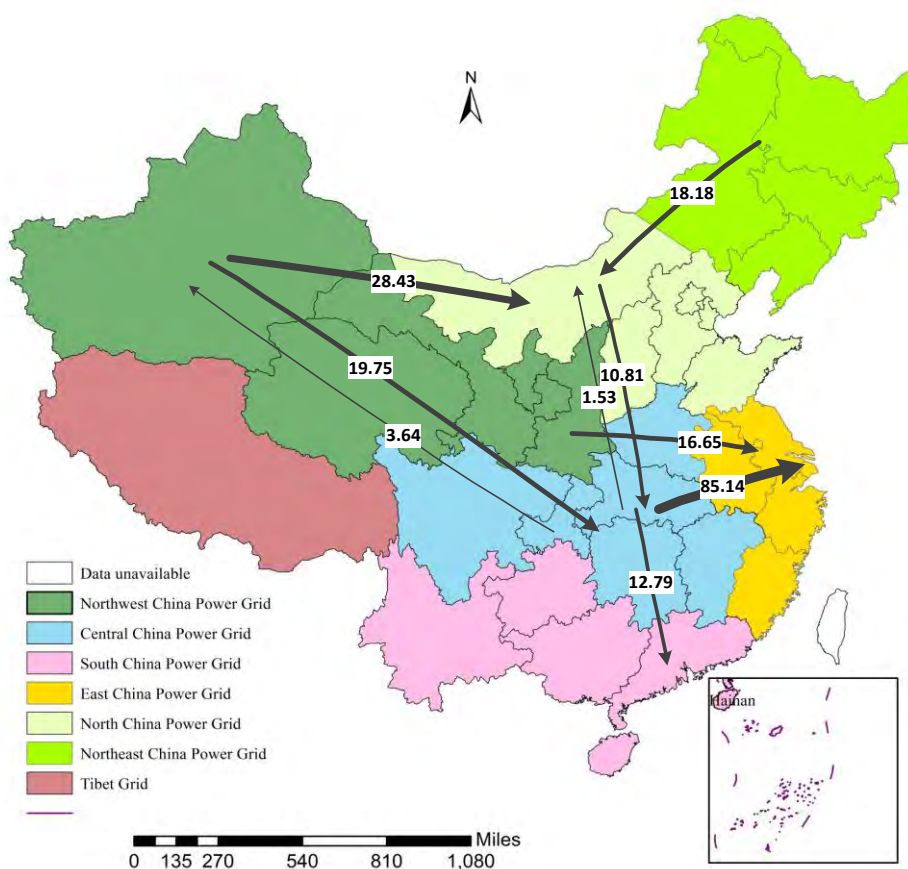
随着一些司法管辖区可再生能源占比显著上升，这种情况正开始发生改变。加利福尼亚的可再生能源拍卖机制在包含输电系统消纳给定项目的成本后对项目进行排序<sup>105</sup>（见 Anaya 和 Pollitt, 2015）。在英国，可再生能源发电企业确实承担一定比例的并网给系统带来的升级成本（在电网无约束段需付费连接，或承担升级其连接的第一个变电站的升级成本，所谓浅连接成本）。英国的灵活即插即用项目为发电企业提供不稳定的连接，发电企业需支付浅连接费，且暴露于连接中断的风险。对于配电系统中仅为负荷供电的小型可再生能源项目而言，这大大降低项目总成本<sup>106</sup>（Anaya 和 Pollitt, 2015）。

发出并网地点信号和使可再生能源暴露于在电网约束段并网的系统成本的工作仍处于初期。鉴于可再生能源的间歇性、可再生能源项目固定成本高（这意味着实现供给兆瓦数最大化是重要的）和为可再生能源提供稳定电网输出容量的固定成本高，这项工作似乎将是重要的。

#### 3.4.2.3 中国经验

中国电网在间歇性（即非水）可再生能源渗透率相对较低的情况下已承受了巨大压力（见图15，显示2013年主要的远距离输电）。随着可再生能源量的增长，远距离输电的潜力也显著增加。可再生能源资源主要集中于西北，距东南部需求中心远<sup>107</sup>。这表明接近负荷的小规模可再生能源具有重大价值。

图 15:  
2013年主要功率流图(太瓦时)



来源: Ming et al. (2016, p.576)

当前发电企业不直接暴露于指示特定地点并网价值的价格信号。发电企业通过暴露于弃风弃光间接暴露于此。由于弃风弃光具有任意性，并不清楚这是否正确说明了在电网特定部分并网的真正价值<sup>108</sup>。

中国电网成本很高，且有可能会进一步上升。当前中国有意愿扩建电网上的全部约束段，容纳预计的发电容量。但面对需求的持续增长和距负荷较远的可再生能源发电量（和化石燃料发电量）利用的日益增多，这看起来是具有挑战的。鉴于所涉及的规模，为可再生能源提供有效的连接信号在中国似乎将是有价值的，甚至价值会比在其他国家更大。

这表明可再生能源发电企业应暴露于一些指示其在特定地点并网价值的地点信号。对连接在输电网上的发电量，可采用输电系统年连接容量分区付费（按照英国的分区输电费模式）<sup>109</sup>，对连接在配电网上的发电量，要想从电网获得更有保障的输出容量，则可负担一定的配电系统升级成本<sup>110</sup>。

### 3.4.3 对环境外部性（二氧化碳和其他大气污染物，如二氧化硫）进行合适定价(13)

#### 3.4.3.1 理论意义

化石燃料发电伴随着很大的环境外部性。这些包括产生氮氧化物(NOx)、二氧化硫和二氧化碳以及颗粒物。氮氧化物和二氧化硫会加剧酸雨，二氧化碳会加剧全球变暖，颗粒物则尤其会造成危害性的本地污染。

鉴于不同发电技术有不同的环境特征，对这些外部成本定价以发出清洁生产对社会相对价值的信号是非常重要的。

环境污染税、许可制度和环境破坏的法律责任等<sup>111</sup>均可用来将外部成本有效反映到造成污染的生产者身上。这提高了化石燃料发电相对于核能和可再生能源的成本。

#### 3.4.3.2 一般改革经验

在将改革后的批发市场与对环境外部性的合适定价相结合方面有着非常积极的经验。大幅提升了环境质量，降低了系统成本。

有 3 个好的例子：美国的全国二氧化硫许可制度；南海岸空气质量管理区(SCAQMD)对氮氧化物定价的 RECLAIM 计划；和欧盟的二氧化碳定价。

美国二氧化硫许可制度始于1994年<sup>112</sup>，要求美国所有大型燃煤电厂产生每吨二氧化硫都需要有许可。到2000年，该计划通过激励引入成本更低的新烟气脱硫设备和转向低硫煤，以很低的成本成功地将这些发电厂的二氧化硫降低了60%。

RECLAIM 计划始于1994年<sup>113</sup>，是对南加州（含洛杉矶）氮氧化物定价的许可制度。这包含对氮氧化物定价以反映所含地区的大气条件。该计划成功管理了该地区本地污染物的水平。

欧盟在2005年引入二氧化碳许可制度。涵盖电力行业和许多高耗能工业部门（近期也扩大至航空业）。电力行业目前占到该计划约60%。该计划也支持了燃煤和燃气发电间的转化，一些地方为使排放量保持在许可市场中二氧化碳许可量之下，必须通过这种转换(见 Koenig, 2012)。

#### 3.4.3.3 中国经验

中国发电厂空气污染问题严重。在2014年大约30%的二氧化硫、28%的氮氧化物和5%的颗粒物(PM)来自电力行业。<sup>114</sup> 中国已关停小规模燃煤电厂，取而代之的是热效率更高的大型发电厂<sup>115</sup>。中国正对所有新燃煤电厂安装烟气脱硫装置。到目前为止，在将空气污染降至社会最优水平方面，对定价措施的使用非常有限。

然而中国采取了一些措施改进基于价格的激励措施，从化石燃料发电厂转为更鼓励更清洁生产<sup>116</sup>。国家发改委确实允许安装有烟气脱硫装置的发电厂有更高的价格，并引入7个碳市场试点，其中每个都包含电力行业，运行方式与欧盟碳排放权交易体系类似<sup>117</sup>。试点项目的二氧化碳定价在每吨二氧化碳1-2美元之间。这远低于2015年促进煤电转气电可能需要的18.60美元的水平（转换新增投资），更不要说当前在燃气与燃煤计划之间转换所需价格更有可能是48.61美元。

一些地区对二氧化硫实行有限的定价。在上海，硫氧化物和氮氧化物的排放税为4000元/吨。<sup>118</sup> 管制发电价格中包含对含脱硫装置煤电的电价加价。<sup>119</sup> 然而，只要是安装有烟气脱硫装置的发电厂就能享受电价加价，而不考虑其污染物减排方面的表现。因此，一些发电厂安装了低成本、低质量的烟气脱硫装置仅仅是为了享受电价加价。此外，一项研究发现高达40%的安装有烟气脱硫装置的发电机组并未使用这些装置(见 Chow 和 Perkins, 2014)。

中国已宣布将在2017年建立全国性碳交易市场。这是中国向第21届联合国气候变化大会提交的国家自主贡献(INDC)的关键组成部分<sup>120</sup>。这将涵盖电力行业，并为全球降低温室气体排放的行动做出重大贡献。可逐步收紧许可可以鼓励煤炭的更高效利用和煤电向气电的转变。

一项主要建议是中国需开始运用市场机制为本地空气污染定价，排污成本与时间和地点都相关。建立起涵盖电力行业和其他工业部门的全国性二氧化硫市场似乎是个好想法，而（效仿 RECLAIM 的经验）建立本地空气资源委员会、为造成雾霾和颗粒物的本地因素定价也将很有价值。<sup>121</sup>

### 3.5 所有好的电力市场改革（实际上，更广泛而言，重大的经济改革）都包括：

#### 3.5.1 合适的过渡机制(14)

##### 3.5.1.1 理论意义



经济理论传统上强调最优政策设计的终点和均衡的结果。表明以特定方式对整个系统进行重新设计所需条件及会带来的一系列想要的结果。电力市场改革的问题在于系统庞大、复杂和具有一定程度的不可预见性。即使有最好的初衷和最好的执行，改革过程中也有很多方面可能会出错。更重要的是，鉴于许多改革要点无法马上以无须付出代价的方式实施，在有许多年中，将是理论上稳健电力市场改革的各要点并未全部付诸实施的状态。系统将处于“非均衡”状态，需考虑这样的“非均衡态”是否要比改革之初的情况好。许多经济学家因此建议改革的先后顺序是非常重要的<sup>122</sup>，并建议有过渡性安排，尤其是保护社会关心的主要利益相关方（如贫困居民用户或小企业）。

### 3.5.1.2 一般改革经验

许多电力改革进程并没有像社会预期的那样进行。加利福尼亚1996年电力改革结果就是灾难性的，导致在2000-01年出现轮流停电。正如我们所谈到的，这部分是由过渡性安排（固定售电价格和限制现有售电企业使用对冲合同）和在面临高需求下相互竞争的发电企业的投机行为所致。

即使在英国等成功进行改革的国家，在90年代批发发电市场中也出现过市场力的问题(见 Newbery, 2005)，自2008年以来惯性零售用户的售电市场中有竞争不足的问题(见 CMA, 2016)。

包括英国在内的许多国家已采用过渡性安排。包括即使是在市场已向竞争开放之后仍提供默认管制电价。英国从1999年开始就全面放开售电市场，但现有售电企业在2002年之前对标准电费仍实施价格控制。在北爱尔兰，现有售电企业的售电利润率在2016年仍受监管，尽管严格意义上说1999年就已向竞争开放。这表明过渡性安排可在一段时间内持续。

### 3.5.1.3 中国的背景

中国在限制充分竞争和保护现有企业和现有用户的过渡性安排方面有丰富的经验<sup>123</sup>。这类安排在许多价格仍受管制的经济体中尤其重要，在这些经济体中，一下子同时放开所有价格将造成严重的经济混乱。

批发市场充分竞争将大大有利于低成本化石燃料生产商。虽然在长期这是可取的，这会导致一些发电厂立刻出现重大出力收入和收入损失，由此导致对一些矿区煤炭需求下降。这种情况下过渡性安排可包括向发电厂支付容量费，使发电厂继续开放并保持盈利性<sup>124</sup>。

售电侧大量竞争也将导致现有电网公司出现亏损。出现这种情况的前提是电网企业正确设定电网费水平以继续为运行提供资金。

中国距实现批发和售电环节充分竞争仍有一段距离。即使在细分市场（如大型工业电力用户）向竞争开放的情况下，仍有理由有一些过渡性安排（如设定最高价格）或限制发电企业/售电企业通过在别处提价以在竞争中进行交叉补贴的能力。可在必要情况下有选择性地引入过渡性安排。有必要对价格的引入对用户支付的电费和国企盈利能力的影响进行良好的监测，以评估过渡性安排是否充足或必要。

改革进程的一项关键任务似乎是降低电力行业的新增投资。正如我们已指出的，2015年新增投资为1200亿美元，而当时需求增长已开始放缓。降低这一投资水平将需要对投向新电厂建设和电网资产扩建的巨大资源进行分阶段重新部署。即使这个数目每年仅降低100亿美元，也将有可能使工业电价降低约2.5%<sup>125</sup>。

中国已实行了许多试点项目（见下文表10），但其中许多试点没有测试我们在本文概述的开放市场的许多设计原则。例如，这些试点项目中没有试验实时电力现货市场、可再生能源竞争性采购和可再生能源地点定价信号。实际上并不能清楚地看出，试点项目除了试验基于价格的安排的体系和运作方式外，真正在试验什么，因为从国际经验角度而言自由化的原则已经非常成熟。

在表10中，我们也对地方政府能源机构在推进这些试点项目中的作用感兴趣。文献指出中国地方能源机构没有广泛决策权和政策空间启动自己的试点项目。大多数当前的试点项目是由国家发改委设计的（尽管有来自省级和地方能源机构的参与）。国家发改委和地方发改委监督省级能源机构实施这些地方试点项目。如能有更大的自由度在地方政府和行业利益相关方支持下启动地方试点项目，例如在南省省份中开展试点，似乎是可取的。

**表10:**  
**电力市场试点项目**

来源: China5e Research Centre (2016, pp.34-61)

中国所选地方试点	进展概述
深圳市	国家发改委(NDRC)在 2014 年 11 月启动深圳市输配电价改革试点。国家发改委对输配电价进行详细核对, 在实行改革试点后, 输配电价水平甚至下降, 降低了终端售电价格。改革期间建立了许多售电公司, 深圳市商业电价降低。工商业公用事业均从降价中受益。
内蒙古	在 2015 年 6 月, 国家发改委批准内蒙古输配电价改革试点。2015 年 9 月发改委也审查了内蒙古输配电运营收入和价格。审查明确了不同电压等级、不同用户的输配电价。改革主要表明电力用户要按照接入的电网电压等级支付含交叉补贴的输配电价。因此, 在这个改革试点中, 降价主要惠及大工业用户。
宁夏回族自治区	2015 年 9 月, 国家发改委批复了宁夏输配电价改革试点方案。宁夏的项目也是国家电网辖区内获批的首个试点方案。与内蒙古和深圳市的电改方案相比, 宁夏方案明确了输配电价改革推动机制。
云南省	云南省是中国市场化电力交易的先锋。在 2015 年云南省工信委和云南省政府建立“3134”交易模式, 包含“三个主体, 一个中心, 三个市场, 四种模式”。基于这些市场化交易和输配电改革进展, 2015 年 10 月国家发改委批复了云南省电网输配电价改革试点方案, 在 2015 年 11 月批准云南成为电力体制改革综合试点。
贵州省	2015 年 7 月, 贵州省政府公布了《贵州省深化电力体制改革工作方案》。采取了深圳市输配电价改革类似的模式。贵州改革试点有四大动力: (i)火电公司因发电利用小时数减少而面临困难; (ii)贵州省有充足的煤炭资源; (iii)本地耗电行业需要低价的电力供应, (iv)贵州省有直接电力交易的坚实基础。
山西省	2016 年 2 月国家发改委、能源局批复了山西省试点。这是国网系统内第一个综合改革试点。该试点的三大特征是: (i)山西电网独立运行交易中心, 其他各方参股; (ii)试点改革明确了增量配电的界定标准; (iii)建立了现货交易机制。
重庆	2015 年 11 月国家发改委办公厅、国家能源局综合司批复同意了重庆试点。2015 年 12 月, 成立了 3 家试点售电公司, 标志着重庆试点的启动。2016 年 2 月, 12 家企业与一家售电公司签署协议, 显示已将试点付诸实施并不断完善。
广东省	广东的售电侧改革与重庆类似, 但进展更慢。在 2016 年相关部门制定了交易机制的基本规则, 通过模拟运行完善了技术支持系统。电力交易将于 2017 年正式启动。

Xu (2017, p.170)强调2015年3月前关于市场竞争的尝试因试点中发电容量不足、售电价格低于成本、互联不足和缺少经验丰富的监管机构的监督而未取得成功。这凸显出时机和充分准备对持久、成功的改革进程的重要性。

## 4结论

### 国际经验和中国的政策重点

中国改革是否成功并不取决于中国电力企业是否成功（考虑美国和德国的情况），只是真正高效的电力企业能将劳动力释放到更具生产力的行业，降低电力成本，从而支持经济其他部门的发展。英国1979-1997年间整个公用事业的私有化使总劳动力的2%流向经济其他部门，从而提高了全社会的经济生产率。

当前改革的主要动力是工业用户电价高于美国。我们指出可在电力行业可以在4方面降低成本，从而降低工业用户电价。这些是**改革调度**（最多可将煤炭消费降低6%，使工业电价降低1-2%）；**提高电网公司的效率**（可使工业电价降低2-3%）；**实现电费从工业用户向居民用户的再平衡**，以更好地反映基本系统成本（最多可将工业电价降低5%）和**将发电/电网高投资率每年降低100亿美元**也可使工业用户电价降低约3%。实现以上降低成本的举措均非易事，因为这会产生重大的再分配效应。然而这些在许多其他国家都实现了，虽然是在长达10年的时间里实现的。这表明我们指出的中美之间的非燃料成本差距——大约相当于中国当前工业电价的12%——是可以消除的。

如要进一步缩小与美国之间的差距，将需要对煤炭行业（及电力行业的增值税）进行全面改革。煤炭行业合理化也许可使成本降至美国的水平，这将大幅缩小剩余的差价。结合税改或使用成本更低的能源（如页岩气）可进一步降低差价。

中国需从电改可为中国经济其他部门做什么这个角度看待电力市场改革，抵制行业内试图限制其合理化的既得利益群体。其中一个关键部分在于是否有机会同时实现对煤炭生产行业的合理化（煤炭行业有430万员工，略高于整个电力行业的从业人数），降低煤炭需求，提高煤炭行业生产率。将电力政策与国家化石燃料和核技术采购战略脱钩是欧洲和美国降低新增投资成本的关键推动力。近期中国煤炭储采比的快速下降也许可为降低中国对煤电的依赖提供额外动力。

（在2015年3月9号文发布之后）中国再次推动基于建立竞争性批发和售电市场和电网业务单独监管的全面电力市场改革，此轮改革建立在2002年改革基础之上（02年改革实现了厂网分开但之后中断）。主要目的是降低工业用户的电价，其他目标还包括减少弃风和降低对非清洁的新燃煤电厂的过度投资。电力市场改革可能进行到什么程度仍与煤炭消费的下降有关。除非有意愿在各电厂/煤矿层面实现合理化、降低煤炭消费，否则电力市场改革的实际进展将是有限的。

中国已将许多能源投资决定下放到省级。这使得各省倾向于本省煤矿并追求能源独立。这是因为煤炭生产和燃煤发电有利于实现本省GDP目标，本地煤矿和燃煤发电有利于增加本省税收收入。这阻碍了使国民经济收益更大的地区/全国性市场的形成。显然中央政府需对跨省电量交易进行强有力监管并鼓励其发展。

改革进程虽主要强调了实现电量的市场交易，但仍未能按照成本优先顺序对发电厂进行实时调度。若要形成真正的批发市场，降低运行成本，鼓励通过更好地利用现有发电机组实现效益的显著提升，则政府需优先进行调度改革（考虑到其对煤炭消费的影响和现有发电资产的价值）。

政府当前对竞争性电力行业进行监管的能力是有限的。缺少可对市场机构进行管理和监管的受过良好培训的合格人员（会计、经济学家和律师），其中部分原因在于（相对于国企薪资）公共部门薪资低。中国仍需降低国家电网公司制定/阻碍政策的权力，而应更倾向于资源丰富和独立（于行业）的公务员。这可通过将国网一些研究职能转移至中央政府和在政策讨论中将国网视为有其自身内部金融激励（像发电企业一样）的利益群体来实现。

更鼓舞人心的是，最新一轮改革（体现在9号文中）不仅目的值得赞扬，而且鉴于改变电力行业当前监管安排的复杂性和相互关联性，改革推进得比较谨慎。为工业电力引入批发远期市场的多项试点项目正在进行，政府正在谨慎推进全面市场改革，这是正确的。在将发电/售电环节与电网业务拆分方面取得了切实进展，已公布了（基于监管资产和运行成本评估的）省级过网费。2016年底已注册了900家售电企业，但没有一家实际在进行电力营销。对国网和南网的电网业务进行激励性规制的前提条件现已具备。

现在是推进改革的大好时机。（工业）最终电价高（这是改革的主要动力，因为美国工业能源价格低）。电力行业相对于基本成本是盈利的（成本随大宗商品价格降低而下降）。试点批发市场中工业用户电价

已经出现下降。出于环境压力也需要停止弃风（当前弃风水平非常高），主要由燃煤电厂持有基于小时数的合同造成。当然，一旦大宗商品价格开始上升，则这一时机将会错过。

#### *对未来研究的建议*

我们指出可降低工业用户电价的5方面。这些都值得开展数项多方位研究。

1. **调度节省的潜力。**这需要对约束和对各企业的分配效应进行仔细建模，并考虑需要何种补偿；
2. 对 10 年期间将收费从工业用户向居民用户 **再分配的影响进行建模**，在此期间，收入和家庭消费将继续强劲增长；
3. 为电网公司降成本的空间和暴露于激励性规制的情况建立 **效率模型**。关于电网公司不同业务部门效率的研究报告出奇得少；
4. 为发电 **过度投资对电力用户的财务影响建模**，考虑可如何将化石燃料发电新增投资降低（至所需水平）；
5. **对中国燃料输入行业合理化的空间**和中国如何获取成本更低的煤炭和天然气开展进一步研究。这可借鉴欧洲、韩国和日本历史上重工业合理化过程。

此外，我们要提以下几点：

**需调研市场试点项目的设计和教训。**当前的试点项目需证明其支持电力行业的基本合理化，以降低其成本和改善环境效益。也许有必要开展其他试点项目试验改革的不同方面（如基于报价的调度）。

**需仔细分析电网费的计算。**一些独立的研究会对此有帮助，因为与受监管企业相比，监管机构最初在信息方面处于弱势地位。电网费计算错误的空间/校准不当的动机相当高。

自1985年以来中国已采取多项重大改革举措。但令人意外的是对**不同改革措施的影响并没有进行更仔细的分析**。例如，公有发电企业与私营发电企业相比绩效如何，或不同国有投资工具在有效管理资产方面是否有不同过往记录。特别是，研究2002年发电和配电重组对效率的影响也将是有益的。

**中国需将自身表现与其他国家对标。**这对改革初期阶段尤其有价值，因为在改革初期难以获得有意义的内部基准。如能看更多关于其他国家和中国发电和电网成本的比较分析也是有益的。

**中国的电力市场改革仍需解决空气污染问题。**虽然电力行业合理化将降低污染，低碳转型仍是必要的，这需要密切关注如何使可再生能源和核能采购更具有竞争性。

**应更关注中国不同行业之间的比较研究**，考虑中国其他行业的成功开放和经济监管是否可为电力改革提供参考是有益的。监管和开放的经验是不同行业间可复制和借鉴的，例如，也许可学习中国 IT 行业的经验。

需通过考虑公务员激励对**如何在中国设计一个成功的监管机构进行新机构经济分析**（吸取其他国家和行业的经验教训），以有效监管大型垄断企业，确保监管机构有合理的独立性，不受中央和省政府的任意干预。

**应仔细考虑如何最佳利用不同地区以不同速度推进的能力**（例如，先在富裕省份改革居民电价）。关于特定省份改革环境的研究将是有价值的。

最后，鉴于（全球）对于降低电价和将劳动力从电力和煤炭系统释放的宏观效益存在很大程度的误解，**如能看到一些电力市场改革对中国经济效益的一般均衡模型将是有益的。**

附件 A： 2015年从煤电转向气电投资的转换碳价的计算过程

顺序	步骤	煤炭	天然气	来源
1	均化电力成本 LCOE (贴现率 7%)(美元/兆瓦时)	77.72	92.79	IEA (2015, P.98)
1	均化电力成本 LCOE (贴现率7%)(美元/千瓦时)	0.07772	0.09279	
1	均化电力成本 LCOE 差距 (美元/千瓦时) (煤炭-天然气)	-0.01507(0.07772-0.09279)		
2	燃料消费	442.216(克/千瓦时)	0.19125 (标准立方米/千瓦时)	Zhang et al.(2012, P.232)
2	排放系数(煤炭)	2.78124 千克 CO2/ 千克煤炭		Zhang et al.(2012, P.233)
2	排放系数(天然气)	2.19362 千克 CO2/ 标准立方米		Zhang et al.(2012, P.233)
2	二氧化碳排放(千克 CO2/千瓦时)	1.230 (442.216*2.78124/1000)	0.420 (0.19125*2.19362)	
2	二氧化碳排放(吨 CO2/千瓦时)	0.00123	0.000420	
2	CO2排放差 (千克 CO2/千瓦时)(煤炭-天然气)	0.000810(0.001230-0.000420)		
3	煤炭转天然气的 转换价格 (美元/ 吨)	18.60 (0.01507/0.000810)		

附件 B： 2015年从煤电转向气电的转换碳价的计算过程

	工业电价(美元/千瓦时) 2014年	煤炭价格 (美元/千瓦时) 2014年	天然气价格 (美元/千瓦时) 2014年	转换价格 美元/吨 CO2
美国	0.0710	0.0241	0.0159	6.98
中国	0.1068	0.0384	0.0778	48.61

中国

	煤炭	天然气
热效率	(克/千瓦时) 442.216	(标准立方米/千瓦时) 0.19125
价格	元/吨 534	元/立方米 2.5
碳排放	千克 CO2/千克煤 炭 2.78124	千克 CO2/标准立方米 2.19362
发电成本差距 (元/千瓦时)	-0.241981656	
碳排放差距 (吨/千瓦时)	0.000810379	
转换 CO2价格 (美元/吨)	48.61	

美国

	煤炭	天然气
热效率	(克/千瓦时) 442.216	(标准立方米/千瓦时) 0.19125
价格	美元/吨 54.5	美元/标准立方米 0.1555995
碳排放	千克 CO2/千克煤 炭 2.78124	千克 CO2/标准立方米 2.19362
发电成本差距 (美元/千瓦时)	-0.005657632	
碳排放差距 (吨/千瓦时)	0.000810379	
转换 CO2价格 (美元/吨)	6.98	

## 参考文献 [英文]

- Abrami, R. M., Kirby, W. C., & McFarlan, E. W. (2014), *Can China Lead? Reaching the Limits of Power and Growth*, Harvard Business Review Press.
- ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) (2015), *ACER Annual Market Monitoring Report 2015*, Retrieved from [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER\\_Market\\_Monitoring\\_Report\\_2015.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf)
- Aghion, P. & Blanchard, O. J. (1994), On the speed of transition in Central Europe. In *NBER Macroeconomics Annual 1994, Volume 9* (pp. 283-330), MIT Press.
- An, B., Lin, W., Zhou, A., & Zhou, W. (2015), China's Market-Oriented Reforms in the Energy and Environmental Sectors, Paper presented at the Pacific Energy Summit, Retrieved from [http://nbr.org/downloads/pdfs/ETA/PES\\_2015\\_workingpaper\\_AnBo\\_et\\_al.pdf](http://nbr.org/downloads/pdfs/ETA/PES_2015_workingpaper_AnBo_et_al.pdf)
- Andrews-Speed, P. (2009), China's ongoing energy efficiency drive: Origins, progress and prospects. *Energy policy*, 37(4), 1331-1344.
- Andrews-Speed, P. & Dow, S. (2000), Reform of China's electric power industry Challenges facing the government. *Energy Policy*, 28(5), 335-347.
- Anaya, K. L. (2010), *The restructuring and privatisation of the Peruvian electricity distribution market*, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Anaya, K.L. & Pollitt, M.G. (2014), Experience with smarter commercial arrangements for distributed wind generation, *Energy Policy*, 71: 52-62.
- Anaya, K.L. & Pollitt, M.G. (2015), Options for allocating and releasing distribution system capacity: deciding between interruptible connections and firm DG connections, *Applied Energy*, 144: 96-105.
- Andrews-Speed, P., Dow, S., & Gao, Z. (2000), The ongoing reforms to China's government and state sector: the case of the energy industry, *Journal of Contemporary China*, 9(23), 5-20.
- Andrews-Speed, P., & Dow, S. (2000), Reform of China's electric power industry Challenges facing the government, *Energy Policy*, 28(5), 335-347.
- Andrews-Speed, P., Dow, S., Wang, A., Mao, J., & Wei, B. (1999), Do the Power Sector reforms in China reflect the Interests of Consumers? *The China Quarterly*, 158, 430-446.
- Archer, C. L., Simão, H. P., Kempton, W., Powell, W. B., & Dvorak, M. J. (2017), The challenge of integrating offshore wind power in the US electric grid. Part I: Wind forecast error, *Renewable Energy*, 103, 346-360.
- BBC (2008), Call for sell-off of Royal Mail, Retrieved from <http://news.bbc.co.uk/1/hi/business/7401722.stm>
- Bergman, L., Brunekreeft, G., Doyle, C., von der Fehr, N-H.M., Newbery, D.M., Pollitt, M. & Regibeau, P. (1998), *A European Market for Electricity?* London: Centre for Economic Policy Research.
- Bessant-Jones, J.E. (2006), *Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned?* Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No. 19, September 2006, Washington D.C.: World Bank.
- Bishop, M, J. Kay, & C. Mayer. (1994), *Privatization and economic performance*. Oxford University Press.

- Bloomberg (2015), China to Break Electricity Distribution Monopoly Over Sales, Retrieved from <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-11-30/china-to-break-power-distributor-monopoly-over-electricity-sales>
- Bohn, R.E., Michael C. Caramanis and Fred C. Schweppe (1984), Optimal Pricing in Electrical Networks Over Space and Time, *RAND Journal of Economics*, **18** (3), Autumn, 360–76.
- BP (2016) Statistical Review of World Energy, Retrieved from <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>
- Brunekreeft, G., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2005), Electricity transmission: An overview of the current debate, *Utilities Policy*, 13(2), 73-93.
- CEC (China Electricity Council) (2013), Electricity industry statistics summary 2012, Internal report.
- Chan, H. S. & Ma, J. (2011), „How are they paid? A study of civil service pay in China“, *International Review of Administrative Sciences*, 2011, 77(2): 294-321.
- Chao, H. P. & Peck, S. (1996), A market mechanism for electric power transmission. *Journal of regulatory economics*, 10(1), 25-59.
- Chawla, M. & Pollitt, M. (2013), Global Trends in Electricity Transmission System Operation: where does the future lie? *The Electricity Journal*, Vol.26, No.5, pp.65-71.
- Cherni, J. A., & Kentish, J. (2007), Renewable energy policy and electricity market reforms in China, *Energy Policy*, 35(7), 3616-3629.
- Chen, H., Kang, J. N., Liao, H., & Wei, Y-M. (2017), Costs and potentials of energy conservation in China's coal-fired power industry: A bottom-up approach considering price uncertainties, *Energy Policy*, 104, 23-32.
- Chen, H., Tang, B.J., Liao, H., & Wei, Y-M. (2016), A multi-period power generation planning model incorporating the non-carbon external costs: A case study of China, *Applied Energy*, 183, 1333-1345.
- Chen, Q., Kang, C., Xia, Q., & Zhong, J. (2010), Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in China, *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1117-1125.
- Chen, Z. M. (2014), Inflationary effect of coal price change on the Chinese economy, *Applied Energy*, 114, 301-309.
- China Dialogue (2016), All eyes on China's 13th Five-Year Plan for energy, Retrieved from <https://www.chinadialogue.net/blog/9113-All-eyes-on-China-s-13th-Five-Year-Plan-for-energy/en>
- Chow, G.C. & Perkins, D.H. (2014), *Routledge Handbook of the Chinese Economy*. Routledge, 315.
- Ciarreta, A., Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. (2014), Switching from feed-in tariffs to a Tradable Green Certificate market. In *The Interrelationship Between Financial and Energy Markets* (pp. 261-280). Springer Berlin Heidelberg. Ciwei, G., & Yang, L. (2010), Evolution of China's power dispatch principle and the new energy saving power dispatch policy. *Energy Policy*, 38(11), 7346-7357.
- CNESA (China Energy Storage Alliance) (2015), China's New Electric System Reforms. Retrieved from <http://en.cnesa.org/featured-stories/2015/8/4/chinas-new-electric-system-reforms>



- Cohen, C., & Dalton, M. (2016), *Global Flashpoints 2016*. Washington DC: Centre for Strategic & International Studies.
- Crossley, D. (2014), *Energy Efficiency As A Resource for the Power Sector in China*. Beijing, China: Regulatory Assistance Project.
- Cubbin, J. & Stern, J. (2006), The Impact of Regulatory Governance and Privatization on Electricity Industry Generation Capacity in Developing Countries, *The World Bank Economic Review*, Vol. 20 n. 1, 115 - 141.
- Cunningham, E. A. (2015), *The State and the Firm*. Retrieved from: <http://ash.harvard.edu/files/chinas-energy-working-paper.pdf>
- Currier, K. M. (2013), A regulatory adjustment process for the determination of the optimal percentage requirement in an electricity market with Tradable Green Certificates. *Energy policy*, 62, 1053-1057.
- Davidson, M. R., Zhang, D., Xiong, W., Zhang, X., & Karplus, V. J. (2016), Modelling the potential for wind energy integration on China's coal-heavy electricity grid. *Nature Energy*, 1, 16086.
- DECC (Department for Business, Energy & Industrial Strategy) (2015), Contracts for Difference (CFD) Allocation Round One Outcome. Retrieved from <https://www.gov.uk/government/statistics/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-one-outcome>
- Domah, P., & Pollitt, M. G. (2001), The restructuring and privatisation of the electricity distribution and supply businesses in England and Wales: a social cost-benefit analysis. *Fiscal Studies*, 22(1), 107-146.
- Duan, P., & Saich, T. (2014), Reforming China's Monopolies, Retrieved from: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2451086](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2451086)
- Dupuy, M., Weston, F., & Hove, A. (2015), Stronger Markets, Cleaner Air, Power Sector - Deepening Reform to Reduce Emissions, Improve Air Quality and Promote Economic Growth, Retrieved from: <http://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/2-Power-Sector-EN-Final.pdf>
- Ellerman, D. (2003), *Ex Post Evaluation of Tradable Permits: The U. S. SO2 Cap-and-Trade Program*, MIT CEEPR Working Paper 2003-03. Retrieved from: <http://ideas.repec.org/p/mee/wpaper/0303.html>
- Ellerman, A. D., Marcantonini, C., & Zaklan, A. (2016), The European Union Emissions Trading System: Ten Years and Counting. *Review of Environmental Economics and Policy*, 10(1), 89-107.
- Eyre, S., & Pollitt, M. G. (2016), *Competition and Regulation in Electricity Markets*, Edward Elgar.
- Florio, M. (2004), *The great divestiture: Evaluating the welfare impact of the British privatizations, 1979-1997*. MIT press.
- Fowle, M., Holland, S. P., & Mansur, E. T. (2012), What do emissions markets deliver and to whom? Evidence from Southern California's NOx trading program. *The American economic review*, 102(2), 965-993.
- Gilbert, R. & Newbery, D.M. (1994), The Dynamic Efficiency of Regulatory Constitutions, *RAND Journal of Economics*, 1994, vol. 25, issue 4, pages 538-554.
- Grubb, M., Jamasb, T., & Pollitt, M. G. (2008), *Delivering a Low-Carbon Electricity System - Technologies, Economics and Policy*. Cambridge: Cambridge University Press.

- Guan, D., Liu, Z., Geng, Y., Lindner, S., & Hubacek, K. (2012), The gigatonne gap in China's carbon dioxide inventories, *Nature Climate Change*, 2(9), 672-675.
- Guo, Z., Ma, L., Liu, P., Jones, I., & Li, Z. (2016), A long-term multi-region load-dispatch model based on grid structures for the optimal planning of China's power sector. *Computers & Chemical Engineering*.
- Guodian, C. (2016), *Contributing Clean Power to the Building of a Beautiful China - Building a World-class New Energy Public Company*. Retrieved from [http://www.csec.com/uploadfiles/shenhua\\_china\\_en/1460691181470.pdf](http://www.csec.com/uploadfiles/shenhua_china_en/1460691181470.pdf).
- Hasanbeigi, A., Price, L., Chunxia, Z., Aden, N., Xiuping, L., & Fangqin, S. (2014), Comparison of iron and steel production energy use and energy intensity in China and the US. *Journal of Cleaner Production*, 65, 108-119.
- He, G., Avrin, A. P., Nelson, J. H., Johnston, J., Mileva, A., Tian, J., & Kammen, D. M. (2016), SWITCH-China: A systems approach to decarbonizing China's power system. *Environmental science & technology*, 50(11), 5467-5473.
- He, X. & Reiner, D. (2016). Electricity demand and basic needs: Empirical evidence from China's households. *Energy Policy*, 90, 212-221.
- He, Y.X., Yang, L.F., He, H.Y. Luo, T. & Wang, Y.J. (2011), Electricity demand price elasticity in China based on computable general equilibrium model analysis", *Energy*, 36, 1115-1123.
- Hansen, C. J., & Bower, J. (2003), *Political Economy of Electricity Reform - A Case Study in Gujarat, India*. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/publications/political-economy-of-electricity-reform-a-case-study-in-gujarat-india/>
- Hogan, W. (2015), *Electricity Markets and the Clean Power Plan*. Retrieved from [https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_CPP\\_092115.pdf](https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_CPP_092115.pdf)
- Horbach, J., Chen, Q., Rennings, K., & Vögele, S. (2014), Do lead markets for clean coal technology follow market demand? A case study for China, Germany, Japan and the US. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 10, 42-58.
- Hogan, W. (1992), Contract Networks for Electric Power Transmission, *Journal of Regulatory Economics*, 4 (3), September, 211-42
- Hove, A., & Mo, K. (2016), *Going for Gold: Championing Renewable Integration in Jing-Jin-Ji*. Retrieved from <http://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2016/07/Renewable-Energy-Integration-EN.pdf>
- Hu, Z., Tan, X., Yang, F., Yang, M., Wen, Q., Shan, B., & Han, X. (2010), Integrated resource strategic planning: Case study of energy efficiency in the Chinese power sector. *Energy policy*, 38(11), 6391-6397.
- Hubbard, P. (2016), Where have China's state monopolies gone? *China Economic Journal*, 9(1), 75-99.
- International Energy Agency [IEA] (2006), *China's Power Sector Reforms - Where to Next?* Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chinapower.pdf>
- International Energy Agency [IEA] (2014), China PRC: Electricity and Heat for 2014, Retrieved from <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=China&product=electricityandheat>

- International Energy Agency [IEA] (2015), *Projected costs of generating electricity: 2015 edition*. OECD Paris.
- International Energy Agency [IEA] (2016), *CO2 emissions from fuel combustion: 2016 edition*. OECD: Paris.
- Jackson, R. B., Canadell, J. G., Le Quéré, C., Andrew, R. M., Korsbakken, J. I., Peters, G. P., & Nakicenovic, N. (2015), Reaching peak emissions, *Nature Climate Change*.
- Jamasb, T. (2017), A Quarter Century Effort Yet to Come of Age: A Survey of Electricity Sector Reform in Developing Countries, Volume 38, Number 3 of *The Quarterly Journal of the IAEE's Energy Economics*, Education Foundation.
- Jamasb, T. & Pollitt, M. (2007), Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain, *Energy Policy*, 35(12): 6163-6187
- Jamasb, T., & Pollitt, M. G. (2011), *The future of electricity demand: Customers, citizens and loads* (Vol. 69): Cambridge University Press.
- Joskow, P.L. (2003), The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US. Mimeo. Retrieved from: <http://economics.mit.edu/files/1160>
- Joskow, P. L. (2008), Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery* 9-42.
- Joskow, P.L., & Schmalensee, R. (1983), *Markets for power: an analysis of electric utility deregulation*. United States: Massachusetts Inst. of Technology Press, Cambridge, MA.
- Kahrl, F., and Wang, X. (2014), *Integrating Renewables Into Power Systems in China: A Technical Primer — Power System Operations*. Beijing, China: Regulatory Assistance Project. Available at: <http://www.raponline.org/document/download/id/7459>.
- Kahrl, F., Williams, J., & Ding, J. (2011), *Four Things You Should Know about China's Electricity System*. Retrieved from <https://www.wilsoncenter.org/publication/four-things-you-should-know-about-chinas-electricity-system>
- Kahrl, F., Williams, J., Jianhua, D., & Junfeng, H. (2011), Challenges to China's transition to a low carbon electricity system, *Energy Policy*, 39(7), 4032-4041.
- Kahrl, F., Williams, J. H., & Hu, J. (2013), The political economy of electricity dispatch reform in China, *Energy Policy*, 53, 361-369.
- Kahrl, F. F., Dupuy, M., & Xuan, W. (2016), *Issues in China Power Sector Reform: Generator Dispatch*, Retrieved from <http://www.raponline.org/knowledge-center/issues-in-china-power-sector-reform-generator-dispatch/>
- Khalid, O. (2016), *Exploring the market for demand-side response*. 13 May 2016 Spring Seminar. Available at: <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/05/O.Khalid.pdf>
- Kim, T-H. (2016), *The Central Electricity Generating Board (CEGB) and the politics of fuels and power generation 1961-89*, PhD Thesis, University of Cambridge.
- Lam et al. (2016), China's wind electricity and cost of carbon mitigation are more expensive than anticipated, *Environmental Research Letters*, 11 (2016) 084015.
- Lewis, J. I., & Gallagher, K. S. (2014), Energy and Environment in China - National and Global Challenges. In R. Axelrod & S. VanDeveer (Eds.), *The Global Environment*. Washington: CQ Press.

- Li, R., & Leung, G. C. (2012), Coal consumption and economic growth in China. *Energy policy*, 40, 438-443.
- Li, Y., Lukszo, Z., & Weijnen, M. (2016), The impact of inter-regional transmission grid expansion on China's power sector decarbonization. *Applied Energy*, 183, 853-873.
- Lin, B., & Liu, X. (2013), Electricity tariff reform and rebound effect of residential electricity consumption in China. *Energy*, 59, 240-247.
- Lin, B. & Ouyang, X. (2014), A revisit of fossil-fuel subsidies in China: challenges and opportunities for energy price reform. *Energy Conversion and Management*, 82, 124-134.
- Lin, K. C. (2008), Macroeconomic disequilibria and enterprise reform: Restructuring the Chinese oil and petrochemical industries in the 1990s. *The China Journal*, (60), 49-79.
- Lin, K. C. (2014), Protecting the petroleum industry: renewed government aid to fossil fuel producers. *Business and Politics*, 16(4), 549-578.
- Littlechild, S.C. (2008), Municipal Aggregation and Retail Competition in the Ohio Energy Sector, *Journal of Regulatory Economics*, 34 (2), October, 164–94.
- Liu, X., & Kong, L. (2016), A New Chapter in China's Electricity Market Reform. Retrieved from <http://esi.nus.edu.sg/docs/default-source/esi-policy-briefs/a-new-chapter-in-china-s-electricity-market-reform.pdf>
- Liu, Y., & Kokko, A. (2010). Wind power in China: Policy and development challenges. *Energy Policy*, 38(10), 5520-5529.
- Liu, Y., Eyre, N., Darby, S., Keay, M., Robinson, D. & Li, X. (2015), *Assessment of Demand Response Market Potential and Benefits in Shanghai*. Available at: [http://www.nrdc.cn/phpcms/userfiles/download/201509/01/Assessment of Demand Response Market Potential and Benefits in Shanghai.pdf](http://www.nrdc.cn/phpcms/userfiles/download/201509/01/Assessment%20of%20Demand%20Response%20Market%20Potential%20and%20Benefits%20in%20Shanghai.pdf)
- Liu, Z., Guan, D., Crawford-Brown, D., Zhang, Q., He, K., & Liu, J. (2013), Energy policy: A low-carbon road map for China. *Nature*, 500(7461), 143-145.
- Loo, B. P. (2004), Telecommunications reforms in China: towards an analytical framework. *Telecommunications Policy*, 28(9), 697-714.
- Luo, G. L., Li, Y. L., Tang, W. J., & Wei, X. (2016), Wind curtailment of China's wind power operation: Evolution, causes and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1190-1201.
- Ma, J. (2011), On-grid electricity tariffs in China: development, reform and prospects. *Energy Policy*, 39(5), 2633-2645.
- Ma, T. (2016), China's 5 Year Plan for Energy, *The Diplomat*. Retrieved from <http://thediplomat.com/2016/08/chinas-5-year-plan-for-energy/>
- Mansur, E.T. & White, M.W. (2012), *Market Organization and Efficiency in Electricity Markets*, Retrieved from: [http://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansur\\_white\\_pjmaep.pdf](http://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansur_white_pjmaep.pdf)
- Mathews, J. A., & Tan, H. (2013), The transformation of the electric power sector in China. *Energy Policy*, 52, 170-180.
- Mathews, J. A., Tan, H., & O'Faircheallaigh. (2015), *China's Energy Revolution*: Palgrave Macmillan UK.

- Menezes, F. M., & Zheng, X. (2016), Regulatory Incentives for a Low-Carbon Electricity Sector in China. Retrieved from <http://www.uq.edu.au/economics/abstract/562.pdf>
- Michael, D., Zhou, S., Wu, X., & Chen, G. (2013), *China's Energy Future*. Retrieved from [https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy\\_environment\\_chinas\\_energy\\_future/?chapter=4](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy_environment_chinas_energy_future/?chapter=4)
- Ming, Z., Ximei, L., & Lilin, P. (2014), The ancillary services in China: An overview and key issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36, 83-90.
- Ming Z, Lilin P, Qiannan F, et al. (2016), „Trans-regional electricity transmission in China: Status, issues and strategies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66: 572-583.
- Mingtao Y A O, Zhaoguang H U, & Zhang N, (2015), „Low-carbon benefits analysis of energy-intensive industrial demand response resources for ancillary services”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 3(1): 131-138.
- Mota, R. L. (2003), *The restructuring and privatisation of electricity distribution and supply businesses in Brazil: a social cost-benefit analysis*. Department of Applied Economics, University of Cambridge.
- Mou, D. (2014), Understanding China's electricity market reform from the perspective of the coal-fired power disparity. *Energy Policy*, 74, 224-234.
- National Development and Reform Commission PRC China (2016), An Overview of 13th Five Year Plan, Retrieved from [http://en.ndrc.gov.cn/policyrelease/201612/t20161207\\_829924.html](http://en.ndrc.gov.cn/policyrelease/201612/t20161207_829924.html)
- National Development and Reform Commission PRC China (2016), How China's 13th Five Year Plan Climate and Energy Targets Accelerate its Transition to Clean Energy. Retrieved from <https://www.ndrc.org/experts/alvin-lin/how-chinas-13th-five-year-plan-climate-and-energy-targets-accelerate-its>
- Newbery, D. (2002), *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities* (Vol. 2). MIT press.
- Newbery, D. (2005), Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design. *The Energy Journal*, 43-70.
- Newbery, D. (2016a), Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system—Lessons from the UK's Electricity Market Reform. *Applied Energy*.
- Newbery, D. (2016b), Tales of two islands—Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland. *Energy Policy*.
- Newbery, D., Strbac, G., & Viehoff, I. (2016), The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy*, 94, 253-263.
- Ngan, H. (2010), Electricity regulation and electricity market reforms in China. *Energy Policy*, 38(5), 2142-2148.
- Nillesen, P.H. & Pollitt, M.G. (2011), Ownership unbundling in electricity distribution: *empirical* evidence from New Zealand, *Review of Industrial Organization*, Vol.38. No.1, pp.61-93.
- Nuan, H., & Lu, K. (2016), The Development of Smart Grid in China. *iEnergy China*, 92, 91-93.
- O'Donnell, A.J. (2003), *The Soul of the Grid: A Cultural Biography of the California Independent System Operator*, iUniverse Inc.

- Paltsev, S., & Zhang, D. (2015), Natural gas pricing reform in China: Getting closer to a market system? *Energy Policy*, 86, 43-56.
- Pingkuo, L., & Zhongfu, T. (2016), How to develop distributed generation in China: In the context of the reformation of electric power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 10-26.
- Pollitt, M. G. (2005), *Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries*. Retrieved from [https://www.researchgate.net/publication/227578069\\_Electricity\\_Reform\\_in\\_Chile\\_Lessons\\_for\\_Developing\\_Countries](https://www.researchgate.net/publication/227578069_Electricity_Reform_in_Chile_Lessons_for_Developing_Countries)
- Pollitt, M. G., & Bialek, J. (2007), Electricity network investment and regulation for a low carbon future. Retrieved from <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/194734>
- Pollitt, M. G. (2008a), Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries *Energy Economics*, 30, 1536–1567.
- Pollitt, M. G. (2008b), The Future of Electricity (and Gas) Regulation in a Low-carbon Policy World, *The Energy Journal*, 29, 63-94.
- Pollitt, M. G. (2012), Lessons from the history of independent system operators in the energy sector, *Energy Policy*, 47, 32-48.
- Pollitt, M.G. & Anaya, K.L. (2016), Can current electricity markets cope with high shares of renewables? A comparison of approaches in Germany, the UK and the State of New York, *The Energy Journal*, 37(Special Issue): 69-88
- Rafiq, H, & Salim, R. (2015), Economic growth with coal, oil and renewable energy consumption in China: Prospects for fuel substitution. *Economic Modelling*, 44, 104-115.
- Rahimi, A. F., & Sheffrin, A. Y. (2003), Effective market monitoring in deregulated electricity markets. *IEEE Transactions on Power systems*, 18(2), 486-493.
- Ranson, M., & Stavins, R. N. (2016), Linkage of greenhouse gas emissions trading systems: Learning from experience. *Climate Policy*, 16(3), 284-300.
- Rioux, B., Galkin, P., Murphy, F., & Pierru, A., (2016), How do price caps in China's electricity sector impact the economics of coal, power and wind? Potential gains from reforms. Working Paper KS-1652, King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC), P.O. Box 88550, Riyadh 11672, Saudi Arabia, Retrieved from <https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2016/09/KS-1652-DP047-Potential-Gains-from-Reforming-Price-Caps-in-Chinas-Power-Sector.pdf>
- Sha, F., Ji, Z., & Linwei, L. (2015), An Analysis of China's INDC. China National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation, Beijing, China.
- Sheffrin, A. (2002), Predicting market power using the residual supply index. In *FERC Market Monitoring Workshop, December 2002*, Retrieved from [www.caiso.com/docs/2002/12/05/2002120508555221628.pdf](http://www.caiso.com/docs/2002/12/05/2002120508555221628.pdf).
- Shleifer, A. (1985), A theory of yardstick competition. *The RAND Journal of Economics*, 319-327.
- Sioshansi, S., Fereidoon P., & Wolfgang P., (2006), *Electricity market reform: an international perspective*. Elsevier.
- Slaughter and May (2016), *Competition law in China - Slaughter and May*. Available at: <https://www.slaughterandmay.com/media/879862/competition-law-in-china.pdf>

- Stern, N. & Green, F. (2015), China's "new normal": structural change, better growth, and peak emissions. *Journal of the China Development Forum*.
- Stoft, S. (2002), *Power system economics Designing Markets for electricity*. IEEE press.
- Strbac, G. (2016), Delivering future-proof energy infrastructure. *Report for the National Infrastructure Commission*.
- Sun, C. & Lin, B. (2013). Reforming residential electricity tariff in China: Block tariffs pricing approach. *Energy Policy*, 60, 741-752.
- Sweeney, J. L. (2013), *California Electricity Crisis*. Hoover Press.
- Taylor N W, Jones P H, & Kipp M J. (2014), „Targeting utility customers to improve energy savings from conservation and efficiency programs“. *Applied Energy*, 2014, 115: 25-36.
- Twomey, P., & Neuhoff, K. (2008), Will the Market Choose the Right Technologies?. in *Delivering a Low-Carbon Electricity System - Technologies, Economics and Policy*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Victor, D. G., & Heller, T. C. (2007), *The Political Economy of Power Sector Reform*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Viscusi, W. K., Harrington, J. E., & Vernon, J. M. (2005), *Economics of regulation and antitrust*. MIT press.
- Wang, J., Bloyd, C. N., Hu, Z., & Tan, Z. (2010), Demand response in China, *Energy*, 35(4), 1592-1597.
- Wang, Q., & Chen, X. (2012), China's electricity market-oriented reform: From an absolute to a relative monopoly, *Energy Policy*, 51, 143-148.
- Wang, Z., Zhang, B., & Zhang, Y. (2012), Determinants of public acceptance of tiered electricity price reform in China: Evidence from four urban cities. *Applied Energy*, 91(1), 235-244.
- Wei, Y., Liu, L., Wu, G., & Zou, L. (Eds.). (2011), *Energy economics: CO2 emissions in China*. Springer Science & Business Media.
- Weiss, L. W. (1975), Antitrust in the electric power industry. In *Promoting Competition in Regulated Markets*, edited by Almarin Phillips. Washington: Brookings Inst.
- Woo, C.-K., Lloyd, D., & Tishler, A. (2003), Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California. *Energy Policy*, 31, 1103-1115.
- World Bank (1995), *Bureaucrats in Business*, Oxford: OUP.
- Wu, C. (2016), Wind Power Industries in the 13th Five-Year National Plan. *iEnergy China*, 92.
- Wu et al. (2016), The design of renewable support schemes and CO2 emissions in China, *Energy Policy*, 99, 4-11.
- Xia, Q., Qiu, Y., & Zhou, M. (2016), Economic regulations of coal enterprises" scale expansion in China. *Resources, Conservation and Recycling*.
- Xu, Y. C. (2017), *Sinews of Power: Politics of the State Grid Corporation of China*. Oxford University Press.

- Xu, S., & Chen, W. (2006), The reform of electricity power sector in the PR of China. *Energy Policy*, 34(16), 2455-2465.
- Yang, H. (2006), *Overview of the Chinese Electricity Industry and its Current Uses*. Retrieved from <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0517.pdf>
- Yao M, Hu Z, Sifuentes F, et al. (2015), Integrated Power Management of Conventional Units and Industrial Loads in China's Ancillary Services Scheduling. *Energies*, 8(5): 3955-3977.
- Yeo, Y. (2008), *Regulatory Politics in China's Telecommunications Service Industry: When Socialist Market Economy Meets Independent Regulator Model*. Paper presented at the (Re) Regulation in the Wake of Neoliberalism: Consequences of Three Decades of Privatization and Market Liberalization.
- Yu H. (2014), The ascendancy of state-owned enterprises in China: development, controversy and problems, *Journal of Contemporary China*, 23(85): 161-182.
- Yu, S., Wei, Y.-M., Guo, H., & Ding, L. (2014), Carbon emission coefficient measurement of the coal-to-power energy chain in China. *Applied Energy*, 114, 290-300.
- Zeng, M., Li, C., & Zhou, L. (2013), Progress and prospective on the police system of renewable energy in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 36-44.
- Zeng, M., Peng, L., Fan, Q., & Zhang, Y. (2016), Trans-regional electricity transmission in China: Status, issues and strategies. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 66, 572-583.
- Zhang, C., & Heller, T. C. (2007), Reform of the Chinese electricity power market: economics and institutions. In D. Victor & T. C. Heller (Eds.), *The Political Economy of Power Sector Reform: The Experiences of Five Major Developing Countries*. Cambridge: CUP.
- Zhang D, Liu P, Ma L, et al. (2012), A multi-period modelling and optimization approach to the planning of China's power sector with consideration of carbon dioxide mitigation, *Computers & Chemical Engineering*, 2012, 37: 227-247.
- Zhang, J. Y., & Barr, M. (2013), *Environmental Governance and State-Society Relations*. New York: Pluto Press.
- Zhang, O., Yu, S., & Liu, P. (2015), Development mode for renewable energy power in China: Electricity pool and distributed generation units. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 657-668.
- Zhang, S., Jiao, Y., & Chen, W. (2017), Demand-side management (DSM) in the context of China's on-going power sector reform. *Energy Policy*, 100, 1-8.
- Zhang, Z. X. (2014), Energy prices, subsidies and resource tax reform in China. *Asia & the Pacific Policy Studies*, 1(3), 439-454.
- Zhang, S., & Li, X. (2012), Large scale wind power integration in China: analysis from a policy perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1110-1115.
- Zheng, D., & Zhou, W. (2003), *A Design for Regional Ancillary Services Auction Markets in China*. Paper presented at the IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy.
- Zheng, M., Liu, X., & Peng, L. (2014), The Ancillary Services in China: An Overview and Key Issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36, 83-90.
- Zheng, W., Hu, J., Zhang, M., & Miao, M. (2016), Improved autonomous converter control for multi-terminal HVDC networks considering line impedance effect in long-distance interconnections.



Zheng, D., & Zhou, W. (2003), *A Design for Regional Ancillary Services Auction Markets in China*. Paper presented at the IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy.

Zhou, H., Su, Y., Chen, Y., Ma, Q., & Mo, W. (2016), The China Southern Power Grid: Solutions to Operation Risks and Planning Challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(4), 72-78.

#### 参考文献 [中文]

China Electricity Council (2015), Annual Electricity Statistics.2015. Available at : <http://www.cec.org.cn/>.

China Southern Power Grid (CSPG) (2015), Corporate social responsibility report 2015. Available at: <http://www.csg.cn/>.

China5e Research Centre (2016), “中国电改试点进展政策研究与建议” The Policy Study of China’s Power Sector Reform Pilot Project Development and Recommendations, *China5e Research Centre Report*, Beijing.

China National Development and Reform Commission (2015), “电力体制改革解读” *Analysis of Electricity Institutional Reform*, Remin Publisher, Beijing.

China National Development and Reform Commission and National Energy Agency (2016), “电力发展“十三五”规划（2016-2020年）” NDRC, NEA: Electricity Sector Development under 13th Five-Year Plan (2016-2020), 25 December, 2016, Retrieved from: <http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf>.

China National Development and Reform Commission and National Energy Agency (2015), “发展改革委、能源局关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见” NDRC, NEA: Improving Power Operations, Adjusting Incentives for Clean Energy Production Guiding Opinion , March 23, 2015, Retrieved from: [http://www.gov.cn/xinwen/2015-03/23/content\\_2837637.html](http://www.gov.cn/xinwen/2015-03/23/content_2837637.html).

China National Energy Agency (2012), “电力发展规划，应当体现合理利用能源、电源与电网配套发展、提高经济效益和有利于环境保护的原则” Power Development Planning: Principles for Appropriately Using Energy, Power and the Grid System; Raising Economic Efficiency; and Benefiting Environmental Protection, January 4, 2012, Retrieved from: [http://www.nea.gov.cn/2012-01/04/c\\_131262818.htm](http://www.nea.gov.cn/2012-01/04/c_131262818.htm).

China National Energy Agency (2015), “能源局就推进电力市场建设的实施意见答记者问”， December 2015, Retrieved from: [http://www.nea.gov.cn/2015-11/30/c\\_134869326.html](http://www.nea.gov.cn/2015-11/30/c_134869326.html).

China National Energy Agency (2016), “国家能源局关于推进简政放权”， June 5, 2016, Retrieved from [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto81/201506/t20150610\\_1936.html](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto81/201506/t20150610_1936.html).

China National Energy Agency (2016), “能源局下发关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征求意见稿）” March 24, 2016 Retrieved from: <http://news.bjx.com.cn/html/20160325/719393.shtml>.

China State Council (2015), “关于进一步深化电力体制改革的若干意见” Deepening Reform of the Power Sector, Document No. 9, March 21, 2015, Retrieved from <http://www.ne21.com/news/show-64821.html>.

Feng, Y-C (2016), “从云南方案看新电改隐患” Yunnan local pilot and Challenges for China’s recent power sector reform, *China Energy*, Retrieved from [http://www.cnenergy.org/yw/zc/201602/t20160205\\_270260.html](http://www.cnenergy.org/yw/zc/201602/t20160205_270260.html).

- Feng, Y-C (2016), "如何理解中国电力体制改革：市场化与制度背景" How to understand China's power sector reform: market reforms and institutional context, Retrieved from [http://www.chinareform.org.cn/economy/price/refer/201611/t20161130\\_25845](http://www.chinareform.org.cn/economy/price/refer/201611/t20161130_25845)
- Guo Q. (2014), "国家能源局召开风电产业监测沟通会," China National Renewable Energy Centre, February 25, 2014, Retrieved from <http://www.cnrec.org.cn/hd/2014-02-25-412.html>.
- Ma, L. (2017), "国网能源研究院马莉博士：关于中国电力市场建设的问题探讨", State Grid Energy Research Institute, January 2017, Retrieved from <http://shoudian.bjx.com.cn/news/20170103/801042.shtml>
- National Energy Administration (NEA). 2016. Regulatory report of transmission and distribution cost of grid companies in six provinces (冀北等6省(地区)电网企业输配电成本监管报告). Available at: [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614\\_2264.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614_2264.htm)
- National Bureau of Statistics (NBS) (2015), *China Energy Statistical Yearbook 2015*. China Statistics Press.
- National Bureau of Statistics (NBS) (2016), *China Electric Power Yearbook 2016*. China Electric Power Press.
- National Development and Reform Commission (2010), "关于印发《电力需求侧管理办法》的通知" Demand Side Management Measures, Document No. 2643, November 4, 2010, Retrieved from: [http://www.ndrc.gov.cn/zqggz/jjyx/dzxcqgl/201011/t20101116\\_381342.html](http://www.ndrc.gov.cn/zqggz/jjyx/dzxcqgl/201011/t20101116_381342.html)
- National Development and Reform Commission. 2017. The 13th Five-Year (2016-2020) plan for China's Power sector. Available at: <http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201612/P020161222570036010274.pdf>
- State Grid Energy Research Institute (2016), "国网能源研究院《新一轮电力体制改革正向核心区快速推进》来源：中国新闻网" *2015 International Energy and Electricity price analysis report*, China Electric Power Press.
- State Grid Energy Research Institute (2015), "国网能源研究院《2015 国际能源与电力价格分析报告》中国电力出版社" Retrieved from: [http://news.xinhuanet.com/fortune/2016-11/30/c\\_1120017582.htm](http://news.xinhuanet.com/fortune/2016-11/30/c_1120017582.htm)
- State Grid Corporation of China (SGCC) (2015), Corporate social responsibility report 2015. Retrieved from: <http://www.sgcc.com.cn/>.
- Tan R.Y., & Zhao G.H (2016), "中国能源监管探索与实践" *China's energy governance: foundation and practice*. People's Publishing House.
- Teng F. (2012), "煤炭的真实成本," Tsinghua University and Natural Resources Defence Council, 2012, Retrieved from [http://www.nrdc.cn/coalcap/index.php/English/project\\_content/id/508](http://www.nrdc.cn/coalcap/index.php/English/project_content/id/508).
- Yuan et al. (2016), "燃煤发电项目的经济性研究. 中国国情国力" *China National Conditions and Strength*, 2016 (10): 61-65.
- Wang. P. (2016), "深入推进 2017 电改 124 方案" China's 2017 Electricity Sector Reform and the „124“ pathway, Retrieved from <http://shoudian.bjx.com.cn/html/20161128/792297.shtml>
- Xiao & Zeng (2015), "电改究竟改什么" The nature of power sector reform, *Chongqing University Social Sciences Journal* 29 (1) 19-24 Retrieved from [http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/201411/20/t20141120\\_3945963.shtml](http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/201411/20/t20141120_3945963.shtml)

- Zhang et al. (2015), “售电侧市场放开国际经验及其启示” International Experience and Lessons in Power Sales Side Market Liberalization, State Grid Energy Research Institute. Retrieved from [http://www.aeps-in-fo.com/aeps/ch/reader/create\\_pdf.aspx?file\\_no=20151128001&flag=1&journal\\_id=aeps&year\\_id=2016](http://www.aeps-in-fo.com/aeps/ch/reader/create_pdf.aspx?file_no=20151128001&flag=1&journal_id=aeps&year_id=2016)
- Zeng, M. (2015), “七问新电改”. 中国电力企业管理, 9, 003. Seven key questions about China's electricity sector reform, *China Electricity Industrial Management* 9, p.3
- Zheng, X. (2016), “突破”不可能三角” 中國能源革命的緣起、目標與實現路徑” *China's Energy Trilemma: China's Energy Revolution, Goals and Reform Paths*. Beijing: Beijing Sciences Press.

---

<sup>1</sup> 迈克尔·波利特和杨宗翰在中国与北京和云南的电力行业利益相关方进行了一周的会谈。此行目的是围绕课题研究方案（见附件）问一些研究问题。本课题研究从理论和实证角度根据此前文献指出的14点改革要素对中国电力市场改革进行评估。我们非常感谢英国驻华使馆可再生能源主管骆晓莫帮助安排会议，也要感谢所有抽出时间与我们会谈的个人与机构。这些会议和后续讨论为本报告提供了大量信息。但本文表达的所有观点都仅是作者的观点，既不代表英国驻华使馆也不代表我们所属任何其他机构的观点。我们感谢经济社会研究委员会 (ESRC)全球挑战研究基金和寻找“好”能源政策大挑战项目的资助。感谢 David Newbery 和 Lewis Dale 及其他匿名审稿人的评论。本文表达的全部观点都是作者的观点，不应视作代表与其相关的任何个人或机构的观点。

<sup>2</sup>国际能源署 (2014). 中国：2014 年电力和热力数据,链接:

<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=China&product=electricityandheat>

<sup>3</sup>数据来自国家统计局中国能源统计数据 (2015). 此外，中国煤炭虽储量看上去高，却正快速消耗。由于过去 30 年煤炭产量的快速增加，储采比已降至 35 年，而北美为 250 年，俄罗斯为近 500 年，印度为 100 年。此外，煤炭运输（从矿区到发电厂）的沉重负担也给中国铁路运输系统带来挑战。煤炭运输在铁路运输总量中的占比从 2000 年的 41.4% 上升至 2011 年的 50.6%，而矿区到发电厂的运输距离从 1990 年的 548 公里上升至 2010 年的 642 公里。见 Xu (2017, p.30, p.32)。

<sup>4</sup> 如果我们假设电力行业排放为 3500 吨，全球排放为 49000 吨。实际数据没有公布，有可能更高。全球 CO2 当量数据是定期发布的，对中国发电和供热的排放数据常常结合在一起。因此，我们可找到 2014 年全球（仅）CO2 排放总量为 33472.0 吨 (BP, 2016)，而中国 2014 年发电和供热产生的排放为 4384 吨 (IEA, 2016)。

<sup>5</sup>见国家发改委 (2016)十三五规划纲要，链接:

[http://en.ndrc.gov.cn/policyrelease/201612/t20161207\\_829924.html](http://en.ndrc.gov.cn/policyrelease/201612/t20161207_829924.html)

和国家发改委 (2016) „中国“十三五”规划提出的气候和能源目标将如何加速该国向清洁能源转型”。链接:

<https://www.ndrc.org/experts/alvin-lin/how-chinas-13th-five-year-plan-climate-and-energy-targets-accelerate-its>.

关于对当前五年规划的评论见 Ma (2016). 中国能源五年规划, *The Diplomat*. 链接:

<http://thediplomat.com/2016/08/chinas-5-year-plan-for-energy/>

<sup>6</sup>见 BP 的2016世界能源统计回顾，链接: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>

<sup>7</sup>见 BP 的2016世界能源统计回顾，链接: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>

<sup>8</sup>下文点 1-10 和 14 来自 Joskow (2008).

<sup>9</sup>下文点 11-13 来自 Pollitt 和 Anaya (2016).

<sup>10</sup> Newbery (2016a)和 Ellerman et al. (2016).

<sup>11</sup> 见中国国务院(2015).

<sup>12</sup> 见 Pollitt 和 Anaya (2016).

<sup>13</sup> 在国务院 2002 年 2 月发布“电力体制改革方案”（5 号文）之后。来源：中国能源网研究中心(2016).(中国电改试点进展政策研究与建议).

<sup>14</sup> 见 Xu (2017, pp.157, 258 和 303).

<sup>15</sup> 见 Lin, K. C. (2008) 和 Lin, K. C. (2014).

<sup>16</sup> 2002年转型内容详见 Wang & Chen (2012).

<sup>17</sup> 见 Yu (2014).

<sup>18</sup> 见 Bessant-Jones (2006)对危地马拉电力批发市场成功的讨论，危地马拉 2002 年总容量为 1.875 吉瓦。

- <sup>19</sup> 见 Rahimi, A. F., & Sheffrin, A. Y. (2003) 和 Sheffrin, A. (2002).
- <sup>20</sup> 见 Jamasb 和 Pollitt (2007) 和 Pollitt (2008b).
- <sup>21</sup> 见 Joskow (2003).
- <sup>22</sup> 见 Pollitt (2005).
- <sup>23</sup> 见 Bergman et al. (1998, pp.158-162).
- <sup>24</sup> 见 Newbery (2005).
- <sup>25</sup> 见 Sweeney (2002).
- <sup>26</sup> 见 Sweeney (2002).
- <sup>27</sup> 例如在英国发电企业许可条件中包含这样的条款。
- <sup>28</sup> 见 Cunningham (2015).
- <sup>29</sup> 也见: Kahrl et al. (2016) 和 Kahrl et al. (2013).
- <sup>30</sup> 来源: 中国电力企业联合会
- <sup>31</sup> Chawla 和 Pollitt (2013)中讨论了全球输电系统运行安排的趋势。
- <sup>32</sup> 见 Nillesen 和 Pollitt (2011)对新西兰对配电所有权进行拆分的讨论。
- <sup>33</sup> 据报告, 燃煤发电机组的建设成本从 8000 元/千瓦降至 4000 元/千瓦, 表明即使在管制电价下, 各发电企业也有降低供应链成本的动机。
- <sup>34</sup> 关于云南试点的讨论见 Feng (2016).
- <sup>35</sup> 见 O'Donnell (2003).
- <sup>36</sup> 见 Mansur 和 White (2012).
- <sup>37</sup> 见 Newbery (2016a).
- <sup>38</sup> 见 Pollitt (2008b).
- <sup>39</sup> 见 Pollitt (2012).
- <sup>40</sup> 见 Sioshansi et al. (2006).
- <sup>41</sup> 见 Zhang et al. (2015).
- <sup>42</sup> 见 Xu (2017, p.141, p.176-179).跨省电力交易将影响本地发电企业的发电量, 进而影响本省的 GDP。因此中央和地方政府间的政治经济因素是大区域电力交易的一个障碍。
- <sup>43</sup> 见 Kahrl, F., 和 Wang, X. (2014).
- <sup>44</sup> 见 Pingkuo 和 Zhongfu (2016).
- <sup>45</sup> 中国可再生能源法 (2010) 制定了可再生能源发展的一般原则。关于可再生能源调度的监管激励请见第四章, 特别是第 14-18 条。国家发改委也发布了太阳能 (2011)、地热能 (2013) 和风电(2014) 上网电价的通知。
- <sup>46</sup> Ibid 34.
- <sup>47</sup> 通过更充分利用更高效的燃煤电厂使煤炭总体消费降低 6%将使 CO<sub>2</sub> 排放降低约 2.48 亿吨 (约占全球 CO<sub>2</sub> 当量 0.5%)。这是因为 2014 年电力和热力行业煤炭消费为 14.85 亿吨(国际能源署 (2016)煤炭信息, 巴黎: 经合组织), 每燃烧一吨煤炭将产生 2.78 吨 CO<sub>2</sub> (即  $0.06 \times 1485 \times 2.78 = 248$ )。
- <sup>48</sup> 14.85 亿吨煤炭的 6%, 每吨 534 元, 除以工业电力开支 4020 亿美元(2014 年数据)。
- <sup>49</sup> 关于私有化很好的概括讨论见 Newbery (2002).
- <sup>50</sup> 与 Bishop et al. (1994)最初的负面评价相反, Florio (2004)评价了私有化的影响。
- <sup>51</sup> 对于英国: Domah 和 Pollitt (2001); 来自巴西: Mota (2003); 来自智利: Pollitt (2005); 来自秘鲁: Anaya (2010);来自阿根廷: Pollitt (2008a).
- <sup>52</sup> 见 Zhang 和 Heller (2007) 和 CNESA (2015).
- <sup>53</sup> 图中“其他”未包括五大发电企业的子公司, “其他”中包括私营企业、外资企业和五大发电企业之外的国有企业。
- <sup>54</sup> 见 Pollitt (2005).
- <sup>55</sup> 关于这在中央电力局 1962-1989 年是如何发生的精彩描述见 Kim (2016)。
- <sup>56</sup> 见 <http://news.bbc.co.uk/1/hi/business/7401722.stm>
- <sup>57</sup> 关于 2030 年英国电力系统中“灵活”市场重要性可能上升的讨论见 Newbery et al. (2016)。
- <sup>58</sup> 对德国、英国和纽约近期市场变化的讨论见 Pollitt 和 Anaya (2016).
- <sup>59</sup> 见 Ming et al. (2014).
- <sup>60</sup> 见 Zheng 和 Zhou (2003), Ming et al. (2014), Yao et al. (2015) 和 Mingtao et al. (2015).
- <sup>61</sup> 见 Taylor et al. (2014).
- <sup>62</sup> 见国家发改委 (2010), Crossley, (2014) 也可见 Zhang et al. (2017) 和 Wang et al. (2010).
- <sup>63</sup> 江苏省得数据来自 [http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jjyx/dzxqcgl/201607/t20160727\\_812571.html](http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jjyx/dzxqcgl/201607/t20160727_812571.html)
- <sup>64</sup> 见 Hogan (1992).
- <sup>65</sup> 见 Bohn et al. (1984).
- <sup>66</sup> 例如在英国就是这种情况, 由于北部发电中心和南部负荷中心之间的输电约束, 苏格兰 (更低) 和伦敦 (更高) 负荷的输电费有很大的差别。
- <sup>67</sup> 见 Pollitt (2005).
- <sup>68</sup> Chao 和 Peck (1996).
- <sup>69</sup> 见 Archer et al. (2017). 也见 Zhou et al. (2016).
- <sup>70</sup> 见 Bergman et al. (1998).

- <sup>71</sup> 见 Zheng et al. (2016).
- <sup>72</sup> 见国家发改委, 链接: [http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201607/t20160706\\_810665.html](http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201607/t20160706_810665.html) and <http://www.chinasmartgrid.com.cn/news/20160909/618793.shtml>
- <sup>73</sup> 见 Jamasb 和 Pollitt (2007).
- <sup>74</sup> 见 Li et al. (2016).
- <sup>75</sup> 见 Zheng et al. (2016).
- <sup>76</sup> 关于英国的见 Jamasb 和 Pollitt (2007).
- <sup>77</sup> 关于俄亥俄情况的讨论见 Littlechild (2008)。
- <sup>78</sup> 见 ACER (2014).
- <sup>79</sup> 见 IEA (2016) 国际能源署成员国能源政策——意大利, 链接: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergiePoliciesofIEACountriesItaly2016Review.pdf>
- <sup>80</sup> 见 Littlechild (2008).
- <sup>81</sup> 见 Ma (2011).
- <sup>82</sup> 见 Feng (2016).
- <sup>83</sup> 2014 年美国居民电价为 0.125 美元/千瓦时, 中国为 0.0907 美元/千瓦时。将中国价格提高 38% 将募集额外的 146.5 亿美元的收入 (假设需求弹性为 0.3(He et al., 2011), 最初销售的电量为 718 太瓦时)。假设工业需求的弹性为 0.18 (He et al., 2011), 这将 (大致) 使 0.10675 美元/千瓦时的工业电价降低约 5% (这可大致通过将 3 种效应相加来计算: 初始额外居民售电收入=初始工业售电收入的 3.6%+降价后工业需求的反应 (进一步上升 0.7% 或  $0.18 * 3.6%$ ) + 由于居民需求降低给系统的节省 (总系统成本的 0.5%, 这是由于如果工业价格降低 5%, 居民价格上升 38%, 总需求会下降, 边际系统节省为煤炭成本 0.038 美元/千瓦时)。
- <sup>84</sup> 见 Xu (2017, p.117).
- <sup>85</sup> 世界银行对独立监管和电力市场改革的观点见 Bessant-Jones (2006); 关于欧盟电力指令中的独立监管见 Jamasb 和 Pollitt (2007) 和 Pollitt (2008b)。
- <sup>86</sup> 见 An et al. (2015).
- <sup>87</sup> 见 Xu (2017, P.83, P.122,P.126).
- <sup>88</sup> 见 Yeo (2008).
- <sup>89</sup> 见国家能源局 (2016) 和 国家能源局 (2015)
- <sup>90</sup> 见 Slaughter 和 May (2016).
- <sup>91</sup> 在英国, 可以说竞争主管部门在推动电力批发市场竞争方面比监管机构更重要(见 Newbery, 2002)。
- <sup>92</sup> 2015 年员工 (870000) 中 43% 可以从电力行业释放出来, 人均薪资 10000 美元。工业需求为 3770 太瓦时, 工业电价为 0.1068 美元/千瓦时。中国的平均工资为 62029 元或 8965 美元 (汇率为 1 美元兑 6.92 元人民币)。假设工业电价弹性为 0.018。
- <sup>93</sup> 例如, 据报告 2005 年国网共有 150 万员工, 其中 72% 从事电力业务 (发、输、售), 21.6% 从事施工建设, 2% 从事研究和设计(见 Xu, 2017, p.142)。
- <sup>94</sup> 见 [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614\\_2264.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160614_2264.htm).
- <sup>95</sup> 见 Grubb et al. (2008) 和 Twomey 和 Neuhoff (2008).
- <sup>96</sup> 见 Currier (2013).
- <sup>97</sup> 见 Ciarreta, A., Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. (2014).
- <sup>98</sup> 见 Pollitt, M. G. (2012). 从能源行业独立系统运营商历史中得出的经验教训。能源政策, 47, 32-48.
- <sup>99</sup> 见英国能源与气候变化部 DECC(2015)
- <sup>100</sup> Anaya, K.L. 和 Pollitt, M.G. (2015)
- <sup>101</sup> 见 Liu et al. (2013); Kahrl et al. (2011a) (2011b) 和 Chen et al. (2010).
- <sup>102</sup> 陆上风电和太阳能光伏的国家标杆电价是比较高的, 2016 年分别为 0.60 元/千瓦时和 0.98 元/千瓦时。
- <sup>103</sup> “中国将在7月启动可再生电力绿色证书” 链接: <http://www.reuters.com/article/us-china-economy-renewables-idUSKBN15IOAK>
- <sup>104</sup> 请参考 <http://www.jyjch.com/xzlw/2017/0119/4746.html>
- <sup>105</sup> 见 Anaya 和 Pollitt (2015).
- <sup>106</sup> 见 n. 96
- <sup>107</sup> 见 Hove 和 Mo(2016). 也见 Guo Q (2014). “国家能源局召开风电产业监测沟通会,” 国家可再生能源中心, 2 月 25 日, 2014, 链接: <http://www.cnrec.org.cn/hd/2014-02-25-412.html>.
- <sup>108</sup> 见 Zhang et al. (2015) 和 Zhang 和 Li (2012).
- <sup>109</sup> 见 Pollitt 和 Bialek (2007).
- <sup>110</sup> 见 Pollitt 和 Anaya (2016).
- <sup>111</sup> Viscussi et al. (2005) 对此有很好的介绍。
- <sup>112</sup> 见 Ellerman (2003).
- <sup>113</sup> 见 Fowle et al. (2011) 链接: [http://nature.berkeley.edu/~fowle/fowle\\_holland\\_mansur\\_reclaim.pdf](http://nature.berkeley.edu/~fowle/fowle_holland_mansur_reclaim.pdf)
- <sup>114</sup> 来源: 中国电力企业联合会和国家统计局。
- <sup>115</sup> 见 Wei et al. (2011) 和 Dupuy et al. (2015).
- <sup>116</sup> 见 国家能源局 (2012)

---

<sup>117</sup> 见 Zheng, X. (2016). 也见 Yu et al. (2014).

<sup>118</sup> 见 Yuan et al. (2016).

<sup>119</sup> 2007年7月1日-2014年5月1日期间脱硫燃煤电价加价为0.015元/千瓦时。最新政策燃煤电厂电价加价为0.01元/千瓦时（对2016年1月1日以前已经并网运行的现役机组）和0.005元/千瓦时（对2016年1月1日之后并网运行的新建机组）来源：[http://www.nea.gov.cn/2014-04/04/c\\_133235649.htm](http://www.nea.gov.cn/2014-04/04/c_133235649.htm);  
<http://www.hebwj.gov.cn/News.aspx?sole=20160104163510593>; <http://www.cec.org.cn/xinwenpingxi/2011-08-25/65025.html>;  
[http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jggj/zcfg/201404/t20140403\\_615508.htm](http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jggj/zcfg/201404/t20140403_615508.htm)

<sup>120</sup> 链接：<http://newsroom.unfccc.int/unfccc-newsroom/china-submits-its-climate-action-plan-ahead-of-2015-paris-agreement/> 也见 Jackson et al. (2015) 和 Sha et al. (2015).

<sup>121</sup> 见 Chen et al. (2016).

<sup>122</sup> 见 Aghion et al. (1994).

<sup>123</sup> 见 Mathews 和 Tan (2013) 和 Kahrl et al. (2011a) (2011b).

<sup>124</sup> 见 Menezes 和 Zheng (2016). 见 国家发改委和国家能源局(2015)

<sup>125</sup> 2014年工业电力收入4020亿美元中的100亿美元