



重构中国电力供应行业—如何决定自由电力市场中的工业电价：借鉴英国经验

EPRG 工作论文 1839

剑桥经济学工作论文 1871

迈克尔 G.波利特

莱维斯·戴尔

摘要 本文开篇介绍英国工业电价的构成，作为全面改革电力市场的范例。英国电力市场规模大约相当于中国的一个大省。在分析电价构成之前，本文将探讨英国自由电力市场中的关键参与者。我们首先讨论市场决定因素，其次介绍和讨论价格监管因素，最后是中央政府决定的价格部分。本文讨论内容涉及多种税费价格的决定，包括批发价格、零售利润、输电费用、系统平衡费用、配电费用和环境税费。本文依序探讨上述每种费用的决定过程（由市场、监管机构、中央政府或者多个因素主导）以及可供中国借鉴的具体经验。最后，强调可供中国借鉴的高层级电价决定经验。

关键词 中国电力市场改革; 工业电价; 电力自由化

JEL Classification L94

联系人 m.pollitt@jbs.cam.ac.uk
出版日期 2018年11月
金融支持 ESRC Impact Acceleration Award

重构中国电力供应行业—如何决定自由电力市场中的工业电价：借鉴英国经验

迈克尔 G. 波利特 (Michael G. Pollitt)¹

剑桥大学能源政策研究组

莱维斯·戴尔 (Lewis Dale)

英国国家电网

2018 年 10 月 30 日

摘要

本文开篇介绍英国工业电价的构成，作为全面改革电力市场的范例。英国电力市场规模大约相当于中国的一个大省。在分析电价构成之前，本文将探讨英国自由电力市场中的关键参与者。我们首先讨论市场决定因素，其次介绍和讨论价格监管因素，最后是中央政府决定的价格部分。本文讨论内容涉及多种税费价格的决定，包括批发价格、零售利润、输电费用、系统平衡费用、配电费用和环境税费。本文依序探讨上述每种费用的决定过程（由市场、监管机构、中央政府或者多个因素主导）以及可供中国借鉴的具体经验。最后，强调可供中国借鉴的高层级电价决定经验。

文献分类: L94

关键词: 中国电力市场改革、工业电价、电力自由化

¹ 作者感谢英国驻华大使馆、英国驻广州领事馆和英国驻上海领事馆对本项目的持续支持。感谢北京、江苏、云南和广东的利益相关方在过去三年中参与讨论中国电力市场改革。感谢杨宗翰（剑桥大学环境、能源与自然资源治理研究中心（CEENRG）、陈浩（剑桥大学能源政策研究组（EPRG）/BIT）和中国社会科学院《财经智库》对本项目的大力支持。感谢国家电网、英国经济与社会研究委员会（ESRC）、英国工程及物理科学研究委员会（EPSRC）、剑桥大学能源研究网络（Energy@Cambridge）“寻求好的能源政策”大挑战项目（波利特，2015 年）提供的资助。两位作者感谢大卫·纽伯里（David Newbery）于 2016 年 11 月陪同莱维斯·戴尔访问北京。特别感谢骆晓冀（Christian Romig）分享其对中国电力市场改革的热诚。感谢大卫·纽伯里和一位匿名审阅人为本文初稿提出的宝贵意见。本文中的所有观点均为作者的个人观点，不应理解为作者以外相关人士的共同观点。

1. 引言

2015年3月，中国国务院9号文件发起中国电力行业改革。在此背景下，本文旨在详细分析英国自由电力市场中工业电价的决定方式。

本文围绕工业电价的各个组成部分（即批发价格、零售利润、电网费用、系统运营成本和政府税费）展开讨论。我们将探讨各组成部分的总成本驱动因素及价格体系。

本文源自作者与中国各地利益相关方正在进行的研究项目。我们根据相关实地调研结果已发表两篇论文，主要关注可供中国电力行业改革借鉴的通用国际经验（Pollitt et al., 2017）以及广东省电力市场试点的具体经验教训（Pollitt et al., 2018）。这两篇论文为本文奠定了良好基础，其中详细介绍改革现状、根本目标以及国际改革经验在中国特有情况下的适用性。

作为背景，我们首先简要总结上述两篇论文。

第一篇论文研究如何通过中美之间明显的工业电价差异（原因不明）降低当时（2014年）中国高昂的工业电价。中国工业电价需降低12%才能与美国工业电价持平。我们建议为实现上述目标的四类国际经验²：改革发电厂调度（可使工业电价下降1-2%）；提高电网公司的效率（可使工业电价下降2-3%）；重新平衡工业和居民用户，以更好反映基础系统成本（最高可使工业电价下降5%）；降低发电/电网的高投资率（可使工业电价下降3%）。

第二篇论文研究广东省电力市场试点的发展情况。广东省虽然是中国领先的改革省份，但工业电价极其昂贵（比美国同等工业化州的工业电价高150%，例如德克萨斯州）。2015年3月改革文件发布后，我们可以发现新的零售商进入电力市场，并且通过改革，电力市场价格降低了约10%。然而我们也观察到，电力批发市场运营和电网费用监管的诸多领域仍需改进。电力市场本身的问题包括：对于市场参与方而言，缺乏价格透明度；市场价格未能与电力调度决策融合；需要更全面的市场，以提供更大容量和更多的电力产品；当前的电力供应过剩可能导致过度竞标；以及市场出清规则问题。一般而言，需要独立的监管机构和实施《反垄断法》以明确责任。考虑到最大公司的发电量占30%，可能需要重新分配资产；改革输配电费对整体电价降低的重要性；强化未来改革的明确性，目前改革仍缺乏立法支持。

本文开篇介绍英国工业电价的构成，作为全面改革电力市场的范例。英国电力市场规模大约相当于中国的一个大省。在分析电价构成之前，本文将探讨英国自由电力市场系统中的关键参与者。我们首先讨论市场决定因素，其次介绍和讨论价格监管因素，最后则是中央政府决定的价格部分。本文讨论内容涉及多种税费价格的决定，包括批发价格、零售利润、输电费用、系统平衡费用、配电费用和环境税费。本文探讨上述每种费用的决定过程（由市场、监管机构、中央政府或者多个因素主导）以及可供中国借鉴的具体经验。最后，强调可供中国借鉴的高层级电价决定经验。

2. 英国的工业电价如何决定³

英国工业用电的最终零售价格由六大因素构成，包括不受监管的市场决定因素（批发价格和零售利润）；受监管的费用（输配电费用）；中央政府所决定的税费；由监管费用和市场决定费用构成的混合因素（系统平衡费用）。典型工业用户的最终电价（零售商收取的价格）不受监管。受监管费用则由独立的监管机构决定。英国财政部（HM Treasury）负责决定中央政府税费。英国区分工业、商业和居民用户，因此英国工业用户类别的覆盖范围比中国小，而中国的工业用户包括工业和商业用户。

2016年英国年用电量2000兆瓦时以上工业电价构成如表1所示。表格显示，电价约40%由市场决定，20%由监管机构决定，40%由中央政府决定。本文将分别讨论每一个电价影响因素。请注意，2016年英国工业电价与2015年广东工业电价基本持平（详见Pollitt et al., 2018）。

表1 英国工业电价的构成

2016年	欧元/兆瓦时	%
-------	--------	---

² 国际经验摘自Joskow（2008年）和波利特、Anaya（2016年）。

³ 英国分为两大电力行政管理区：大不列颠和北爱尔兰。大不列颠电力由英国天然气电力市场办公室（Ofgem）监管。下文部分统计数据包含英国的北爱尔兰，但大不列颠的电力消费占整个英国的98%。

由市场决定的价格			40.1%
发电成本		39	33.9%
零售商（供电商）成本		7.15	6.2%
受监管的费用			19.7%
输电费用		11	9.6%
系统平衡费用		2.6	2.3%
配电费用		9	7.8%
税费			40.2%
发展可再生能源义务		17.5	15.2%
上网电价补贴		5.2	4.6%
水电福利计划		0.2	0.2%
气候变化税		2.66	2.3%
碳减排承诺		.4	3.8%
碳定价		16.25	14.1%
		115	100%

来源：摘自 Grubb and Drummond（2018 年）。折扣前价格。针对 1D~1F 段用户，年用电量 2000 兆瓦时以上。1 英镑=1.16 欧元

首先，有必要澄清政府在英国电力行业中的角色：政府不决定最终价格⁴；监管机构决定受监管者的最高收入；监管机构核准受监管者费用的收费方法；监管机构决定电力供应保障和相关处罚；政府监控电力市场的竞争情况。虽然电力市场改革的目标是降低价格，但低价不一定总是正确的。如果化石燃料价格上涨、发电容量下降，电价上涨可能是该有的反应。

3. 英国电力系统中的关键参与者

2017 年英国电力行业特点如下⁵。年用电量在 2005 年达到峰值后持续降低，2017 年为 301 太瓦时（比 2005 年降低了 14%）。这反映出行业结构的变化和能源效率的大幅提高（尽管家庭数量大幅增长，但家庭能源需求相较峰值降低了 16%）。2017 年供应电量为 353 太瓦时，其中 4.2%为进口。本国 336 太瓦时发电量中，40.4%为天然气发电，29.3%为可再生能源发电，20.6%为核能发电，仅 6.7%为煤炭发电。英国电力系统从煤炭向可再生能源发电转变的速度和程度非常显著，并与更具普遍性的其他证据⁶一同证明此一趋势，电力改革与环境目标并不相悖。2010 年，可再生能源发电占全国发电总量的 6.9%，煤炭发电占 28%⁷，7 年后，比例可说完全逆转。1990 年电力市场引入时，英国全国发电总量的 72%来自煤电。⁸

英国自 1990 年开始的电力行业改革极大地改变了电力行业的参与机构。⁹ 在英格兰和威尔士，垄断的

⁴ 居民用电零售价格有上限（称为“保障价格”）。但这是最高价格，实际价格可能低于价格上限。

⁵ 参见 2018 年《英国能源统计摘要》（Digest of United Kingdom Energy Statistics 2018）（英国商业、能源和产业战略部（BEIS），2018 年）

⁶ 示例参见 Vona 和 Nicolli（2014 年）。

⁷ 参见英国能源与气候变化部（DECC）（2011 年）。

⁸ 参见英国能源与气候变化部（DECC）（2009 年）。

⁹ 参见 Henney（1994 年）有关电力行业结构私有化时发生情况（及原因）的终极讨论。参见 Newbery（2000 年）和（2005 年）有关私有化后英国经验的精湛总结。参见波利特（1999 年）有关英国总体私有化计划背景下电力私有化的讨论，参见波利特（2012 年）有关全

公共发电和输电公司（英国中央电力产业局（CEGB）解体，12 个区域配电和零售公司得以进入发电市场，并相互竞争零售用户（通过合法划分零售业务）。在苏格兰和北爱尔兰，大型一体化发电、电网和零售公司也面临解体和竞争。

截至 2018 年中，英国共有 170 家持证发电商和 64 家持证外资电力零售商。¹⁰ 图 1 为英国目前的电力行业结构。英国发电和零售业务已被 6 “大” 发电商和零售商所占据，这 6 家公司源自几家大型公司。英格兰和威尔士的输电业务属于国家电网，配电业务则属于 6 大公司（包括英国电网公司（UKPN）和 WPD）。国家电网是整个英国电力系统的运营方。某些公司仍对发电、配电和零售有兴趣，但在市场上并不普遍，而且电力行业对配电网业务的竞争部分有严格的分类计价。独立电力项目和新零售商已从 6 “大” 公司抢走相当部分的市场份额，但这些新发电商和零售商的市场份额不足以与 6 “大” 公司匹敌。

图 1：英国电力行业结构

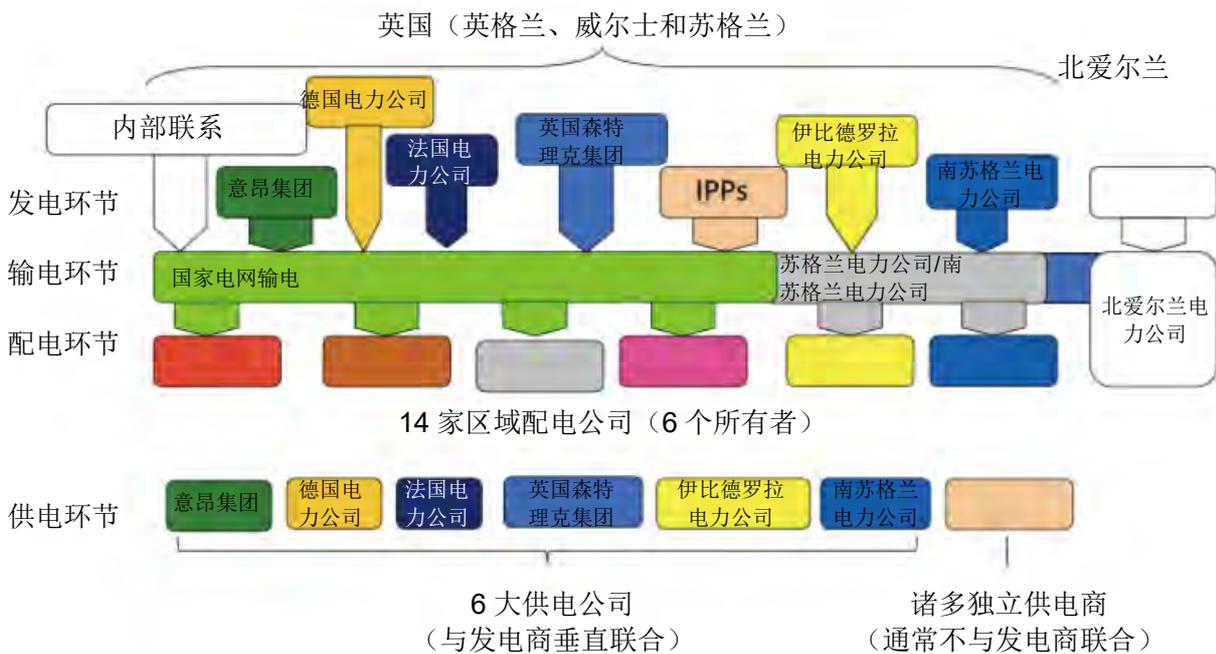


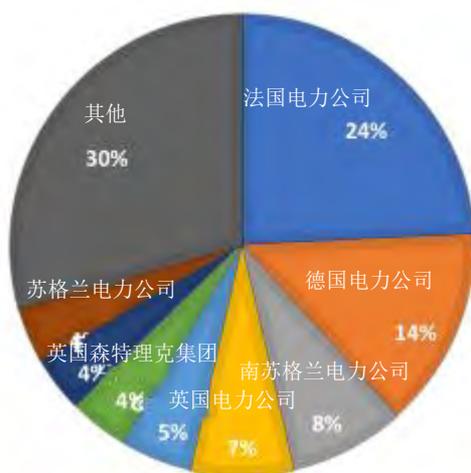
图 2 和图 3 分别呈现 2017 年英国电力批发市场和业务零售市场的市场份额。批发市场的市场集中度（HHI）指数约为 1034，表明市场集中率较低，相当于 10 家规模相当的公司相互竞争。零售市场的市场集中度指数更低，约为 1000。

图 2：2017 年批发市场份额

球能源市场自由化背景下电力自由化的讨论。

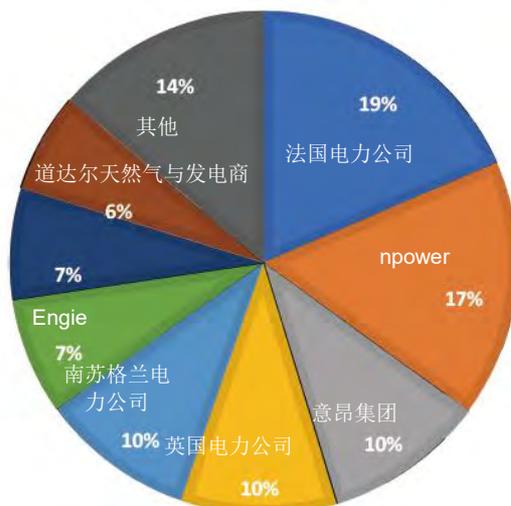
¹⁰ 来源：英国天然气电力市场办公室（Ofgem）（2018 年），

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/10/state_of_the_energy_market_report_2018_1.pdf



来源：英国天然气电力市场办公室（2018年），《2018年能源市场状况报告》，第50页。

图3：2017年业务零售市场份额



来源：5~8 +HH 级大型电力的概况：

英国天然气电力市场办公室（2018年），《2018年能源市场状况报告》，第38页

英国有7大配电电网公司（英国电网公司、WPD、英国北方电力公司、英国西北电力公司、SP能源网络、苏格兰和南方能源公司以及北爱尔兰电力公司），一共覆盖15个垄断配电区。上述7大公司中，仅两家是发电或零售公司（SP能源网络和苏格兰和南方能源公司），另有四家是陆上输电公司（国家电网、SP能源网络、苏格兰和南方能源公司以及北爱尔兰电力公司）。

英国电力行业也具有相当多样化的所有制结构。6“大”发电零售商中有两个在伦敦证券交易所上市——苏格兰和南方能源公司和英国森特理克集团，同样上市的还有发电商英国电力公司和输电商国家电网。另外四大发电零售商则分别是大型欧洲能源集团的子公司——法国电力公司、德国电力公司、意昂集团和伊比德罗拉电力公司。在配电商中，英国电网公司属于香港投资商，WPD属于一家美国上市公司宾州电力（PPL），英国北方电力公司属于伯克希尔·哈撒韦公司，英国西北电力公司则是私人公司。英国电力行业的所有制结构反映出大量由外资掌控所有权之情形。英国电力资产的持有者包含多元化的外资股东。这种所有制结构使得英国国内监管难度降低（生产商利益影响力削弱，监管机构得以将监管重心放在英国用户上），同时也促进了英国海外互惠投资（不仅仅在电力行业）。

英国电力行业中值得关注的其他关键因素如下。

ELEXON 管理平衡和结算系统，系统协调电力行业中发电商和零售商间的所有付款金流。这部分对所有重组行业均至关重要。ELEXON 描述自身为：“2001 年 3 月，平衡与结算规则（BSC）正式推出，成为英国新电力交易制度（NETA）的一部分。ELEXON 代表英国电力行业管理该规则。提供和采购实施规则所需的服务，比对发电商和供应商发用电量的报告值和实测值。并负责计算差价价格并转账。”¹¹ ELEXON 基于国家电网输电许可证规定的义务而建立，在技术层面完全隶属于国家电网，但在交易上则保持公平独立，管理结构也完全分开。

英国电力市场上还有很多其他参与方。其中包括集成商（代表小规模发电商和小规模非本国用户，集成发电和需求），大约有 19 家。¹² 交易商在可用的电力交易平台上进行电力交易。允许提前一天（或根据更长期限的合同）在多个平台上交易电力。这些电力交易平台包括 APX Power UK 和 N2EX。目前在 APX 平台上大约有 75 家交易商。¹³ 联网线路对于英国市场也非常重要，这使电力供应进出英国成为可能（英国可为发电商和负荷商）。目前这些联网线路包括：面向法国 2GW（IFA）；面向荷兰 1GW（BritNed）；面向北爱尔兰 500MW（Moyle）和面向爱尔兰共和国 500MW（East West）。还有 3.4 GW 正在建设中（截至 2018 年 10 月）。

最后，监管机构和政府在英国电力系统中的作用也很重要。虽然英国没有国有经营性电力资产¹⁴，但政府通过监管机构和中央政府相关部门管控与影响电力行业。英国电力行业由两个独立的监管机构直接监管：Ofgem（天然气和电力市场办公室）和 CMA（竞争和市场管理局），后者是一般竞争主管机构。这两个监管机构的主要职责是监督电力部门在批发和零售市场的竞争，并批准和监督垄断的电力网络收费。这两个机构完全独立于政府运作。但中央政府在英国商务、能源和产业战略部（BEIS）领导下制定监管框架，可向监管机构发布指导意见，制定补贴和税收制度，并可以将整个行业的调查交由竞争和市场管理局负责¹⁵。监管委员会成员由政府任命，委员之任期固定。

4. 批发价格

这部分将探讨工业电力最终价格的影响因素以及如何确定这些因素。最终批发电价的重要初始考虑因素是电力现货市场价格。因此，我们需要了解在自由电力市场中，现货市场是什么意思。

现货市场通常是指接近实时报价的主要市场（参见 Stoft, 2002），根据单个发电商和零售商希望出售和购买电力的卖出和买入报价，每小时、半小时、15 分钟或 5 分钟分别确定一次批发价格。基础买卖报价用于指导单个发电厂的电力调度。在许多电力市场上，发电商可以向系统运营商申报可调度的电价意愿（例如美国的 PJM 电力市场）或电量意愿（例如英国电力市场）。“现货”价格/数量则应反映发电量和负荷的基础值。系统运营商采用现货价格/数量调度电力系统，关注瞬时校正需求，以便在约束和平衡市场/合同的基础上实现供求的实时匹配。如何将现货市场价格（通常提前一天）与实际调度价格关联是一直存在的问题。即时出价既不可能实现，也不可取，因为即时价格无法改变实时行为并且可能缺乏透明度（因为在实践中，报价必须事前计算）。

在电力市场中，维持实时电网稳定性的方式与传统垂直集成电力系统大致相同，即“关闸”（发电商和负荷商改变市场定位的最后机会）。然而，现货市场在 2000-2001 年美国加州电力危机中为发电商创造了预扣款的机会¹⁶。在这次危机中，发电商故意撤销部分产能，推动剩余发电量价格的提高，以操纵市场价格。此类行为必须予以监督、监测和惩罚。

批发市场的一个关键部分是代表用户购买电力的零售商。在英国，零售商需要购买批发电力以覆盖其

¹¹ 详见 <https://www.elxon.co.uk/about/>

¹² 详见英国博安咨询集团（2016），

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/07/aggregators_barriers_and_external_impacts_a_report_by_pa_consulting_0.pdf

¹³ 详见 http://www.epexspot.com/en/membership/list_of_members

¹⁴ 政府确实拥有退役核电站和一些试验反应堆。市政当局对当地电力公司的兴趣有限，例如：Bristol Energy。

¹⁵ 详见 CMA（2017），

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/624706/cma3-markets-supplemental-guidance-updated-june-2017.pdf

¹⁶ 详见 Sweeney（2002）。

100%的售电量。零售商通常与发电商结合。零售商可以利用现货和远期市场以及双边合同，并有其它的衍生能源产品可供选择。¹⁷ 大量电力交易通过 12-18 个月的双边合同实现，通常与现货价格挂钩。零售商通常采用滚动合同进行套期保值（例如每月滚动调整未来 18 个月的合同，因此基础价格的任何持续调整需要 18 个月才能完全反映在发电批发合同中）。较小的零售商倾向于采用短期合同，因为对未来需求的相对不确定性更大，且竞争基础是短期价格竞争力而不是声誉。某些区域（例如南美洲）会规定受监管零售用户签订合同的性质。也可指定批发合同的基准价格来间接实现这一规定，此价格用于计算最高受监管零售价格。

在英国，系统运营商（SO）并不经营双边合同市场和电力交易平台（PX），而是经营半小时平衡市场和其他辅助服务市场（例如频率响应）。在英国 97%的批发能源是自行调度的。这一点与美国（例如 PJM）采用的强制电力库/强制日前电力市场（DA）不同，美国的系统运营商则是利用日前电力市场引导实时价格和调度。¹⁸

在英国，自主调度工作原理如下。发电商必须在希望运行的发电厂启动之前 1 小时向系统运营商提交出力计划（FPN），即发电商在此时间之前都可自行调整其发电出力计划。此后，系统运营商控制发电厂出力，以实现总调节成本最小化的目标（系统运营商是平衡市场交易的唯一对手方）。生产（发电商）和消费（零售商）账户的交易（能源合同交易量通报，ECVN）必须与消费账户同时申报，注明所有 14 个配电区域（作为单独的 BMU）的交易量。发电商和零售商有强烈的动机通过实际发电或通过参与平衡机制实现交易量自主平衡。未能实现自主平衡意味着将承担平衡费用，因为系统运营商需要购买或出售电力以完全平衡系统。因此，计算平衡费用可以激励市场平衡并鼓励参与方进行准确的供需匹配。竞争法律规定滥用市场权力可能导致最高 10%营业额的罚款，这也激励参与方进行精准报价。

英国的自主调度模式与美国 PJM 或中国电力市场不同，但对于复杂的市场参与方而言，发电商得以在向系统运营商发出的报价中反映所有的内部成本。自主调度有潜力解决发电厂的风险问题，并改善市场状况/表现。而集中调度算法无法解决这一问题，虽然可以正式考虑诸多发电厂特征（例如爬坡成本），但无法考虑到单个调度单元面临的**所有**成本。值得注意的是，自主调度与集中调度的效率通常根据集中调度计算进行衡量，因此一般偏向于认为集中调度效率更高，未对系统中的隐藏约束因子建模。¹⁹

英国的发电厂通过国家电网实时调度，不存在其他调度层。区域供电公司不负责调度发电或负荷，虽然可能偶尔在配电系统中实行约束管理合同。配电系统较大的发电商必须对 50 MW 以上输电系统运营商是可见的（作为平衡机制单元，BMU），并且可以在该规模阈值以下登记。²⁰ 面向法国、爱尔兰和荷兰的联网方式与发电商和负荷类似。然而，某些输电系统运营商（TSO）通过电网联合运营及协调中心（CORESO）进行合作。该协调中心通过配置实际输电，帮助最大限度提高可靠性和减少输电障碍。该协调中心同时向负责协调的输电系统运营商提供建议，确定如何将移相变压器、无约束直流链路和自由切换等可控设备用于帮助相邻网络以及整体网络提高性能。电网联合运营及协调中心是欧盟单一电力市场的众多区域安全协调机构（RSC）之一，该机构聚集西欧 7 个国家的系统运营商，负责“从提前几天到实时（实时前几个小时）”的协调。²¹

化石燃料和碳排放价格是所有石油、天然气和燃煤发电机组的重要成本组成，因此电力批发市场与化石燃料及碳排放权交易市场也密切相关。碳定价（排放许可和税收）是批发发电商所承担的额外燃料成本，因为化石燃料发电商在发电和排放二氧化碳时，必须“燃烧”碳排放许可并支付碳税。表 1 中的批发成本数据并未包含碳定价的影响，但报告的批发价格却包含这些成本。我们将在下文中单独讨论定价问题。在英国，大多数接受补贴的低碳发电商和其他所有发电商一样，他们实时参与能源市场，通过差价合同（CFD）和可再生能源义务证书（ROC）获得额外收入。享受上网电价补贴（FIT）的小型发电商（主要是家庭）则

¹⁷ 详见伦敦能源经纪商协会：www.leba.org.uk

¹⁸ 例如：http://www.gridscientific.com/images/electricity_trading_arrangements_beginners_guide.pdf 和 https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2017/11/BSCP01_v17.0.pdf 以及 Onaiwu（2009）。

¹⁹ 例如 Sioshansi et al.（2008）。

²⁰ 详见国家电网（2011），

<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Managing%20Intermittent%20and%20Inflexible%20Generation%20in%20the%20Balancing%20Mechanism%20Consultation.pdf>

²¹ 详见 <https://www.coreso.eu/>

从签约零售商处收取付款（所谓的“FIT 持证方”）。²²

虽然目前英国的电力批发市场集中度不高，但情况并非总是如此，而且电力批发市场存在许多市场发生问题的案例。²³ 事实上，由于企业在透明的电力市场中每天进行多次买入和卖出，因此在批发和零售电力市场中，默契合谋是一个非常现实的问题。监管机构 Ofgem 在盈利能力透明度方面做了大量工作。²⁴ 《能源批发市场诚信与透明度规则》（REMIT）适用于英国市场。²⁵ Ofgem 已将整个市场交给竞争和市场管理局（CMA），CMA 已于 2014 年至 2016 年期间对竞争行为进行了彻底审查。²⁶

Alex Henney (2011) 记录了英国电改的八年历程，从最初引入具有竞争性的电力批发市场，到最终形成今天这种竞争更加激烈的市场。提供了一系列的调查报告和建议，包括 1991 年 12 月的电力库价格调查（由 Offer 实施—当时仅有的电力监管机构，设立时间尚早于 Ofgem）。该调查发现：两家大型发电公司的策略是提前一天宣布发电厂无法运行，以推高当天的容量电价。1992 年 10 月的发电厂约束报告（由 Offer 提供）发现约束发电厂背后的策略。随后的调查引发重大结构性变化：1993 年 7 月电力库价格申报（Offer）允许规模最大的用户在电力库中报价（以削减发电商的市场权力），1994 年 2 月份威胁将两家最大的发电商送交竞争主管机构（Offer）调查。最后，最大的几家发电商同意出售发电厂。然而，其中两家大型发电商将反竞争业绩补偿条款引入发电厂出售协议，作为应对策略（提高新所有者面临的边际成本并迫使其提高报价）。1996 年竞争主管机构对规模最大的发电商购买零售商的方案实施并购调查（MMC 1996 a,b），最终导致该并购案受阻：要求并购批准前进一步剥离发电资产。这些资产的抛售最终造成批发电价在 2001 年初崩溃²⁷。与此同时，1997 年至 1999 年对电力库安排进行调查²⁸，最终从 2001 年起开始实行新电力交易安排（NETA），用于取代电力库，可以自主调度并配有平衡市场。

英国的经验揭示，在市场开放之前营造充分竞争至关重要。1990 年英国成立了 5 家同等规模的化石燃料发电商（不是两家）和一系列不同的发电厂，这使英国在建立一个有竞争力的批发市场过程中，避免了多年的监管干预。在完全开放市场之前，中国有充分的机会向英国学习，并重组其主要国有发电部门的所有权。这将显著改善未来的竞争前景。

与所有高度标准化产品的市场一样，交易市场需要监控滞留和价格信号。通过新的市场准入和联网促进竞争非常重要，因为监控和价格监管的效果不如真实的竞争。可能有必要对局部约束背后的某些报价进行监管（在英国，苏格兰的发电容量滞留一直是一个问题，背后原因是在苏格兰和英格兰之间存在显著的输电限制）。针对反竞争行为的快速执法行动可以有效限制该行为造成的危害，并增强执法的威慑效果。刺激竞争可能意味着需要将发电厂从具有定价权的大公司中分离出去。为了防止（或强化）系统运营商因自身的发电利益而实行反竞争行为，系统运营商有必要与发电和零售分开。

“社会稳定”在中国很重要，而英国发电行业的改革确实引发了“社会稳定”问题。现有发电商共谋提高发电价格以及大型发电商的退出可能加速燃煤发电停产，同时转向燃气发电（参见 Newbery and Pollitt, 1997; Newbery 2005）。由于私有发电商减少使用国内高价煤炭，在电力市场创建后的最初几年里，政府试图签署国内煤炭优惠合同，以减缓销量下降速度，并促进国内煤炭消费。随后政府在 1997 年宣布“暂停燃气发电”，试图减缓燃气发电建设，促进燃煤发电²⁹，新燃气发电厂取得规划许可变得更加困难。对于可再生能源的支持，尤其是苏格兰陆上风能，以及海上风能）部分原因是为支持苏格兰和北部港口的开发（例如赫尔）。因为当地居民反对风电场选址，英格兰（自 2017 年起）撤销对陆上风能的资助。最初碳定价一直保持在低位，以防止加速煤炭发电厂的倒闭，直到 2012 年才涨价，从而改对燃气发电提供强大的支持（我们将在下文讨论）。

1990 年电力市场改革后，核能发电无法承受新电力市场中的长期成本（虽然参与批发市场极大地激励

²² 详见 <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme>

²³ 详见 Newbery (2005) 与 Jamasb and Pollitt (2005) 的探讨。

²⁴ 详见 <https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/retail-market-monitoring/understanding-profits-large-energy-suppliers> Ofgem 要求出具合并部门账户，以呈现英国电力市场每个部门大型集成公司的利润。

²⁵ 详见 <https://www.ofgem.gov.uk/gas/wholesale-market/european-market/remit>

²⁶ 详见 <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/576bca94ed915d622c000077/appendix-4-1-market-power-in-generationfr.pdf>

²⁷ 详见 Evans and Green (2003) 分析引发本次批发价格下跌的因素。

²⁸ 例如 Offer (1998)。

²⁹ 暂停期间很短，效果也不好，1999 年年中放弃，而且也不是完全禁止。

其降低运营成本和增加产出，而且效果非常明显），但整个零售基数需要征税，以便积累一笔资金用于偿还核能发电的长期债务。2001-2002 年电价下跌导致核能发电商英国能源公司（British Energy）发生财务崩溃危机，但政府最终成功援救该公司并使其重新回到私营部门（向政府上交一定利润）。³⁰

英国电力批发市场的其他几个方面对于中国来说非常重要，因为中国也在发展电力批发市场。所有发电量都要进入市场（包括所有可再生能源和核能发电），而不只是当前一轮试点市场的某些发电量。³¹ 需求方直接参与市场，发电商和负荷商也参与批发市场，从这个意义上来说，报价是双方面的。零售商和发电商签订一系列合同，而不仅仅是一种金融产品（例如目前广东的月度合同，或加州危机前的日前交易合同）。在此条件下，发电商会有很强的动机将发电厂成本降至最低。系统运营商根据申报的可用容量，以及如何调整将成本降至最低，来调度发电厂。政府试图影响调度和投资的行为是完全透明的（例如通过煤炭合同或对某些发电类型的禁令）。在电力批发市场中，积极的竞争和监管政策对促进竞争非常重要。

现货市场建立起来相对容易，但电力期货市场的设立需要较多时间而且会面临不少问题。³² 流动性是期货市场面临的一个重要问题，因为有重要的基础物理特性，从而很难对期货价格建模。电力市场上的实际交货必须实时发生，不存在库存。这意味着电力市场很难对未来几年建模，而大型发电商和零售商参与电力期货市场有很大优势。电力期货市场不一定能够为电力消费者带来重大利益，因为它们主要用于满足金融投资者的需求。电力监管机构对金融工具的关注有限，金融工具主要受到金融监管机构的监管。

英国的市场规模相当于中国的一个省级市场。值得一提的是，英国是欧洲这一集成度日益增强的单一电力市场的一部分。整个欧洲的现货市场是在市场耦合（通过 EUPHEMIA 算法）³³ 下经营的，在没有输电约束的情况下，不同现货市场的价格相同。这是一个协调点，电力交易平台需要使用输电系统运营商的可用输电容量信息（或可用转让能力 - ATC）确定区域内的价格。扩大市场范围有助于提高市场效率³⁴，而且政治上支持价格趋同（特别是在价格趋同可提高批发价格的低价区域）。英国属于欧洲的高电价区域，因此热衷于将其电力市场与北欧整合。然而，整合欧洲国家电力市场的工作目前进展缓慢，特别是在辅助服务领域，这仍然是一项持续在进行的工作。

5. 零售利润

竞争决定工业价格的另一个主要因素是零售利润。零售商在所有其他成本因素（批发价格、网络收费和税费）之上进行加价，以覆盖自身的成本。

那么，英国零售商（供应商）具体上是怎么做的呢？他们在现货和远期市场上签订电力批发合同，通过金融合同对冲实际合同，计量用户消费，做为宣传以争取更多用户，为用户提供电气设备测试和监控等服务，并决定和申报零售价格。重要的是，在完全自由化的电力市场中，零售商对电力进行全价收费，向电网公司支付受监管的输配电费用，接受和管理最终用户不付款之风险，履行收费的所有社会化义务（例如低使用量价格）以及提高能源效率（例如通过英国的碳减排目标（CERT）和能源企业义务（ECO）等计划）。³⁵

英国零售电力市场通过取消零售“供应”价格管制，以分阶段方式逐步实行开放³⁶：1990 年起，1 MW 以上的电力用户可以选择供应商；1994 年起，所有 100kW 以上的电力用户都可以自由选择供应商（即所有半小时计量用户）；1998 年至 1999 年，所有用户（即非半小时计量用户）都可以选择供应商。如上文所述，随着市场开放的推进，零售公司（与发电公司共同）进行了重要的横向和纵向整合。一个非常重要的竞争驱动因素是前天然气垄断企业英国天然气公司（British Gas）进入了电力市场。截至 2002 年，它已成为最大的电力供应商。

自 1990 年以来市场上一直有重大创新：许多最终用户（约 40%（即约 1000 万用户））按双燃料价格

³⁰ 详见 Taylor（2007）和（2016）。

³¹ 详见，例如 Pollitt et al.（2018）对广东市场试点背景下的探讨。

³² 详见 Ofgem（2016），作为监管市场流动性问题的案例。

³³ 详见 Pollitt（2018a）探讨欧洲单一电力市场的发展。

³⁴ 详见 Mansur and White（2012）阐述扩大 PJM 市场的好处。

³⁵ 详见 <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/eco/overview-previous-schemes>（2018 年 11 月 27 日访问），以获取更多信息。

³⁶ 详见 Henney（2011）。

直接计费—电力和燃气；市场上提供一系列固定、上限、绿色和社会价格。然而，监管机构一直对供应侧之竞争状况有所担忧（参见 Haney and Pollitt, 2014）。Ofgem 在 2008 年启动了竞争调查，这次调查起因于一次大幅涨价，当时的价格上涨主要是由于商品价格的上涨，然而调查并没有发现卡特尔的证据，但仍然为弱势用户引入了新的保护措施。这些担忧导致 2011 年展开了一次零售市场评估，最终在 2014 年 6 月将能源市场（电力和天然气）提交 CMA（竞争和市场管理局竞争主管机构）进行调查。

电力零售竞争取得重要进展。在欧洲，欧盟关于分拆的指令对于促进零售竞争具有非常重要的意义，来自大型天然气企业的竞争对于刺激电力市场的零售竞争至关重要。中小型企业（SME）在零售市场一直处于不活跃状态（因为通常比典型的家庭消耗电力更少）。2014 至 2016 年的 CMA 调查之后，这一细分市场受到零售价格重新监管的限制。一些国家持续关注零售和配电业务的分离程度，例如：新西兰（1999 年）和荷兰（2006 年）³⁷ 的电网所有权与零售分离。德克萨斯州和英国普遍自愿拆分电网所有权和零售。来自新西兰的证据表明，智能电表极大地促进了居民用电竞争，缩短了在不同零售商间切换的时间（以及切换的准确性）。³⁸

我们可以从英国（以及一般）的零售竞争中总结出一些整体经验。大型国外用户有一个活跃的市场。在这个市场里，小型商业用户是首先被监管的。由于对室内用电（账单支付者和用户之间）缺乏实质性或分散激励，比较担心小型非国内（以及国内）用户缺乏活跃度。对于免除小型零售商特定社会/能源效率义务的激励措施，人们担心这会使设定的价格低于“竞争价格”，大型零售商因此会不得不降价，然而这是不公平的。零售业务模式越来越倾向于获取收入并支付政府征收的费用，这将更增加负责任的大型零售商的相对风险，正是这些零售商承担了不付款的风险。新零售商可以瞄准信誉更好的大型用户，而留给大型零售商的用户对新供应商的吸引力不高，或者难以付清现有账单，所以这些用户很难更换零售商，这也使得大型零售商在竞争上进一步处于劣势。

英国竞争性零售电力市场的发展可以为中国提供诸多经验教训。独立零售商一直在努力应对现货和月度市场买空和卖空的风险—多数用户会签订一年期固定价格合同，而有些零售商已经退出市场了。这不一定是很大的问题（某些零售商表现较好，纵向整合可能带来真正的优势），但对于零售商来说是一个挑战。中国新零售商（例如广东省的试点市场）的零售方式与英国不同，因为在中国他们向用户收取的电费无法覆盖全部电力成本。他们更像是能源服务公司，建议用户购买更便宜的批发电力（大多数支付风险仍由继续向最终用户收费的当地电网公司承担）。在理想的情况下，现有大型企业应能够在真正的零售市场中竞争。其中一种实现方式是在中国国家电网公司和中国南方电网的省级或以下层面设立零售企业，并使零售商在其当前的地理范围内进行竞争。

零售竞争不必（也不应该）限制批发市场的规模。尽管英国的零售市场逐渐开放充分竞争，但代表受监管用户购买电力的零售商仍然可完全参与批发市场。因此，中国需要找到一种方法让受监管用户进入批发市场（例如通过默认合同零售用户的采购拍卖）。未来智能能源零售业务模式将零售合同、能源设备销售和维护以及能源数据分析相结合，要求成熟零售商（在英国可以观察到）能够提供包括仪表计量和使用数据在内的综合解决方案。

真正的零售竞争有助于发现用户偏好的多样性。用户表现出对付款方式的偏好（例如每月、每年）、对价格类别（例如绿色或棕色）的期待以及对不同价格结构的接受意愿（例如平时价格、高峰电价、使用时段或实时价格）。随着时间的推移，零售竞争将逐渐揭示什么样的推广方式（例如英国限制居民价格的上门销售）可以接受，以及社会对于价格公平性的关注。

6. 受监管电网费用的确定

在讨论监管机构确定的每项工业价格因素之前，我们首先探讨英国订定电网费用（包括输配电）的总体背景。

允许收回的总收入水平由监管机构确定，包含输电、直接系统运营成本和配电相关费用。然后根据批准的收费方法在不同的客户群体中再行分配此一总额，设定服务的单独价格，即零售商代表用户支付费用

³⁷ 详见 Nillesen and Pollitt (2011)，详细分析新西兰配电业务与零售电力所有权分离的影响。

³⁸ 自推出智能电表以来，新西兰的月交换量翻了一倍多。详见以下统计数据：

https://emi.ea.govt.nz/Retail/Reports/Tagged/consumer-switching?_si=v|2 于 2018 年 11 月 27 日访问。

的服务。获取输配电总收入的过程也基本类似，我们首先考虑这一点。英国采取事前监管，在一段固定的时间内预先设定基本收入公式和相关的服务质量激励措施，从而产生应对公式的强烈动机。

独立能源监管机构 **Ofgem** 负责电网收费。电网费用的确定不用直接征求中央政府的意见。**Ofgem** 是一个独立监管机构（IRA），具有一系列法定职责。它的独立性是指首席执行官、董事会主席以及成员（包括执行层和独立人士）的任期固定。其主要职能在英国管理立法中有规定，包括：推动竞争和非歧视上网（作为竞争主管机构的代理）；监管电网费用的水平和结构（**Ofgem** 监督定期价格控制审查程序）；独自确保投资者的利益受到保护，并使政府随意干预的成本增高。

值得强调的是，**Ofgem** 是一个立法（电力法、燃气法、竞争法）的产物。它在很大程度上是独立于政府的。虽然其董事会成员由英国能源大臣任命，但监管机构直接对议会负责。它旨在为电力消费者的利益从事经济分析并独立发声。这是对公司股东的关键保障。例如，如果未来的政府希望将某些公司重新国有化和/或没收私人投资，那么 **Ofgem** 将成为独立的监管机构—如果独立监管机构一开始就存在—可确定任何违反商业协议、损害消费者的行为。对于该机构的决定可以进行申诉。公司和受影响的第三方可以向英国竞争和市场管理局（也独立于政府）提出申诉，或针对程序流程（向独立司法机构）寻求司法审查。**Ofgem** 有义务考虑持证方的需求（发电商、电网公司和供应商），为其履行义务提供资金。这并不能保证涵盖所有的公司成本，但一般而言可以确保覆盖高效率的成本。对于电力行业的垄断企业（例如电网公司），**Ofgem** 试图模拟竞争（采取奖励和惩罚措施）。

Ofgem 拥有庞大的预算和资源：2017 至 2018 年为 9000 万英镑³⁹，其效益成本比率为 87 比 1（根据其自身的计算结果！⁴⁰）。**Ofgem** 现有 816 名工作人员，其中 401 名任职于监管部门，273 名任职于 E-Serve 部门，另外 142 名任职于职能部门。E-Serve 部门管理各种政府能源计划，包括能源效率、可再生能源支持和社会计划（ROC、FIT、ECO 和 WHD）。**Ofgem** 的资金来源是执证电力公司、管理费和自筹资金。截至 2019-2020 年其自有资金的实际减少幅度为 15%（以 2015 年为准）。**Ofgem** 也配有高薪的公务员。Pollitt 和 Stern（2011 年）强调，监管机构拥有适当的资源在电力市场改革中至关重要。

Ofgem 及其前身监管机构 Offer 对于电网公司的监管已积累了丰富的经验。自 1990 年私有化以来，电网费用根据持续的价格控制审查机制确定。配电价格控制审查机制在如下年份已（或将要）重新确定价格：1995 年、2000 年、2005 年、2010 年、2015 年和 2023 年。输电价格的控制审查机制在如下年份业已（或将要）重新确定价格：1993 年、1997 年、2001 年、2007 年、2013 年和 2021 年。

直到 2010 年，英国价格上限规制（RPI-X）明确要求避免美国采取的收益率规制下观察到的资产镀金现象。这一规制由 Stephen Littlechild（1989 年英国首位独立电力监管官员）为英国电信 BT（前身为垄断固定电话网络运营商）所设计，旨在促进向不受监管的竞争市场过渡，并模仿竞争的结果。在 RPI-X 模式下，监管机构向受监管公用事业收集数据，包括预测有效运营成本 O_t ；受监管资产价值，包括投资计划 B_t ；折旧 D_t ；以及需求预测。然后确定所需收入： $R_t = O_t + rB_t + D_t$ ，其中 r 是平均资本成本。考虑所需收入的有效水平与公司的实际收入之间的差异，可以确定 X 因子，即每年收入减少的范围。RPI-X 是指收入通过通货膨胀措施（英国的 RPI）提高，以及通过年度“生产力”因子 X 降低。⁴¹

英国天然气和电力市场办公室 RPI-X 方法的基本特征涉及确定每家配电公司和每家输电公司在 5 年控制期内所需的收入。初次征求意见文件通常在当前价格控制期结束前 18 个月发布。随后颁布的几份文件则会根据初次征求的意见，改进所需收入的计算方法。除非标记为保密，响应情况均应公开。监管机构在当前控制期结束后的 6 个月内发布最终文件。如果对现阶段的提案不满意，受监管的公司有一个月的时间向竞争主管机构（最初是垄断和合并委员会—MMC，然后是竞争委员会—CC）提出申诉。

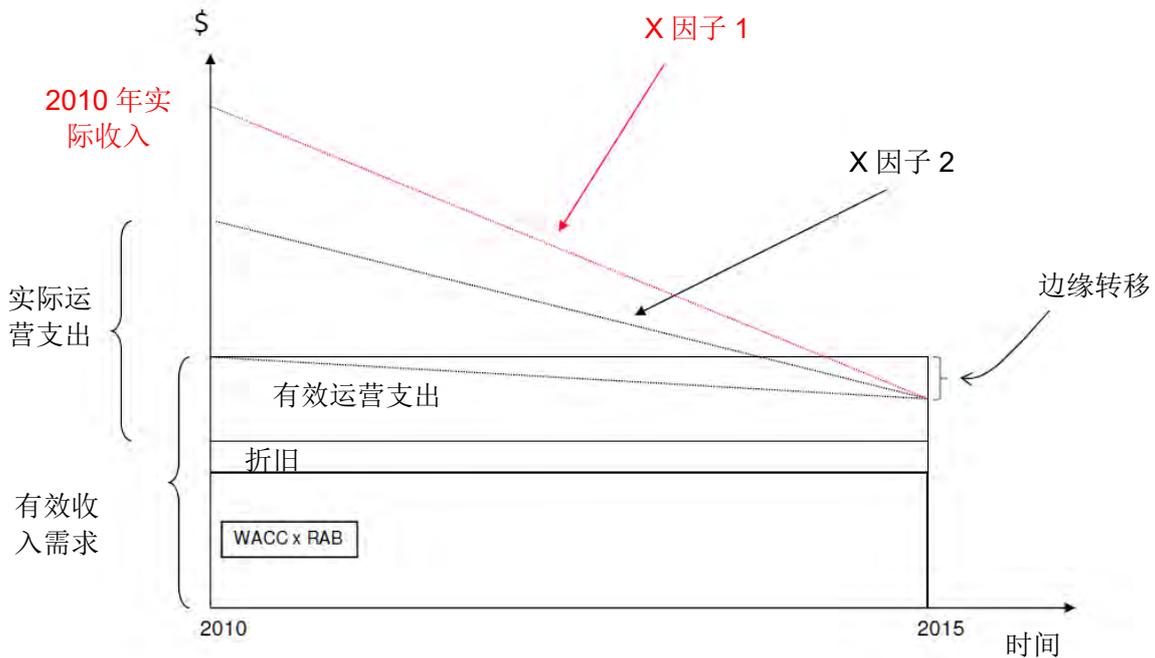
价格控制过程中存在许多关键因素，包括受监管资产基数（RAB），允许公司根据该基数获得回报。虽然此一基数的初始值确定起来有些困难，但后续更新却相对简单，因其可以根据约定的资本基数和允许折旧条件直接更新。允许回报率或加权平均资本成本（WACC）根据适当的风险因素和杠杆比率进行计算。有效的运营支出水平（OPEX）则需要与资本支出（CAPEX）协调。资本支出本身要求认真审核，所提议的投资是否有必要以及能否高效完成。图 4 所示为受监管公司 2010 年的初始收入与其有效的收入水平以及 X 因子的不同场景比较，以便到 2015 年将其收入降低到有效水平。

³⁹ 详见 Ofgem（2018b），<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-annual-report-and-accounts-2017-18>

⁴⁰ 详见 Ofgem（2018c），https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/consumer_impact_report-published0307.pdf

⁴¹ 该因子旨在包括可能推动有效收入水平的所有相关因子（包括质量成本、或劳动力/资本成本相对于一般通货膨胀的相对变动）

图 4: X 因子对受监管公司收入的影响



受监管公司所需支出监管的核心部分是实际业绩基准。这需要一组可比较的公司以及充分的数据来确定重要成本的驱动因素。预测业绩边缘水平在即将到来的价格控制期内将会如何变动也非常重要。监管机构在制定价格时需要考虑：确定比较组的公司；确定一系列效率衡量因素；确定分析时所需考虑的投入、产出和环境变量；在一致的基础上收集数据；进行分析；生成效率差异；为每家公司生成有效的成本预测；并根据实际成本和有效成本之间的差异设定参数 X。

确定电网费用的困难之处在于获得正确的投资激励。基准法已广泛用于有效运营支出水平，但很难适用于资本支出。这是因为资本支出变化不定，难以提前预测何时应该完成。Ofgem 已严格审查这些公司的投资计划，批准基线水平的资本支出，激励通过菜单监管和成本分摊的形式节约实际资本支出。⁴² 这使接受较低基线收入的公司获得更强的激励降低成本，从而相对于基线保持更大的节约份额。⁴³

有必要重申一下 Ofgem 是采取事前（激励）监管，预先确定收入公式，公司有动力提供高效率（低成本）和高质量的服务（因为各种质量措施—例如用户停电时间—也符合基线质量目标，如果超过该目标，则允许公司增加收入）⁴⁴。这是竞争的最佳模拟。公司具有强烈的动机超越事前的收入配额。可以在每个监管期内提高股东回报率。这也能够为监管机构提供信息，以便在下一个监管期内更好地设定配额并将效率传递给消费者。该系统消除了事后监管中固有的监管不确定性和管理费用（以及监管微观管理的风险），为运营支出、资本支出和融资成本以及内部产出提供创新空间。然而，收入公式的确定非常麻烦，未来仍然存在不确定性（特别是在气候变化和气候政策方面），并且受监管公司具备的自有知识与监管机构之间其实存在巨大的信息不对称。

如下文所述，英国输配电费用 RPI-X 规制取得了巨大的成功。然而，该制度在 2010 年发生了变动。这种变动的背景是出于一些不断在变化的情况（Pollitt, 2008），包括：日益增加的配电（+48%，2005 年 10 月与 2000 年 5 月相比）和输电（+79%，2000 年 5 月与 2007 年 12 月相比）投资需求；电网价格费用日益受到资本支出而非运营支出的驱动；而且电网资本支出随着系统接入受补贴可再生能源电力的不断增加而增加。Ofgem 于 2008 年宣布了一项审查制度，即 RPI-X@20 审查（参见 Ofgem, 2009c），重点关注用户参与、可持续性以及创新的规模和范围。审查结果是一个新的监管体系，称作 RIIO：收入=激励+创新+产出。

⁴² 关于 Ofgem 对配电公司的监管过程描述，详见 Jamasb and Pollitt (2007)。

⁴³ 详见菜单规制方案的案例，Ofgem (2009a, p.120)。

⁴⁴ 详见关于质量激励的探讨，Ofgem (2009b, p.63)。

RIIO 更加强调激励机制，以促进电网创新和增加产出（例如利益相关者的满意度）。值得注意的变化包括更多的创新资金，更长的价格控制期（8 年而不是 5 年）以及更加强调总支出（Totex），而不仅仅是资本支出和运营支出。然而，从电网费用的确定方式来看，RIIO 更像是 RPI-X 的演变，而非一场彻底革命。

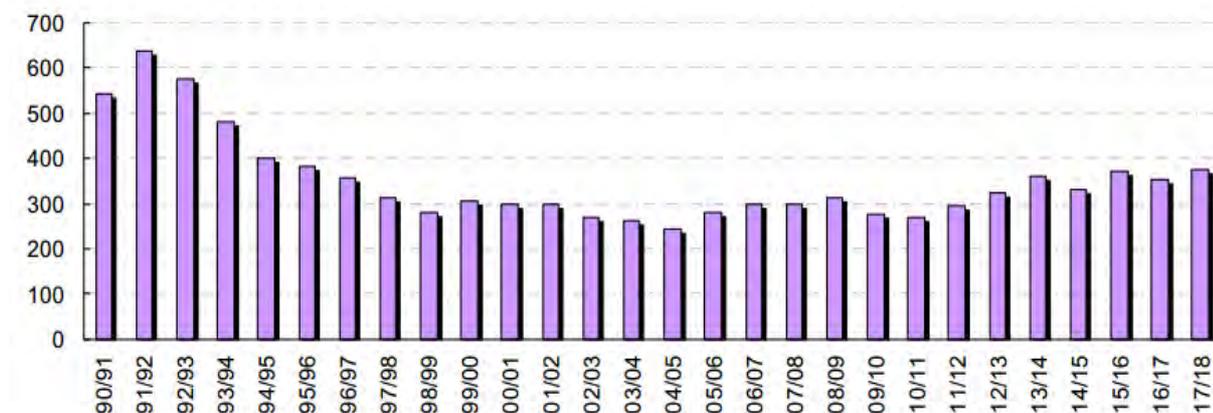
对中国而言，一个有趣的发现是，英国对于不同输配电收费区域之间提供某些交叉补贴。补贴一直存在于单个服务区域（例如英国配电网运营商（DNO）区域和广东地区）。在这种意义上，输配电费用并未完全反映成本。然而，在英国，输配电收费并非旨在促进欠发达地区的经济发展，这一点与中国不同。最好不要为了提供地区交叉补贴而扭曲电价的市场要素，理论上最好通过输配电收费以实现补贴目标。这样的话，管理和向用户传达信息会非常容易，困难之处在于这可能会扭曲电网接入地点的决策。向特定地区提供较低电价的另一种方法是，单纯地向每个人按兆瓦时收取一定费用，降低优惠地区用户的最终电价，然而这方式对确保完成整个过程是非常艰难的。在中国的省级层面，一个或其他交易省份可以对廉价电力的跨省输入/输出征税，以提供交叉补贴资金。例如，广东省可以对来自云南省的水电输入征税，或者云南省可以对其输出广东省的电力征税。这些税收可以在不扭曲批发价格的情况下增加收入，并且收入可用于补贴优惠地区的电力销售。

7. 输电费用

RPI-X 规制在降低输电费用方面非常成功。由于需求温和上升、运营成本下降和适度的资本支出，输电费用在 1990 年至 2005 年间下降了约 40%。图 5 揭示英国国家电网输电公司（NGET）真实的运营成本降低，该公司是英国最大的输电公司（约占英国输电总收入的 80%）。图 6 所示为 NGET 在同一时期的实际投资演变情况，NGET 已通过公司私有化成功融资。

图 5： NGET 可控运营成本

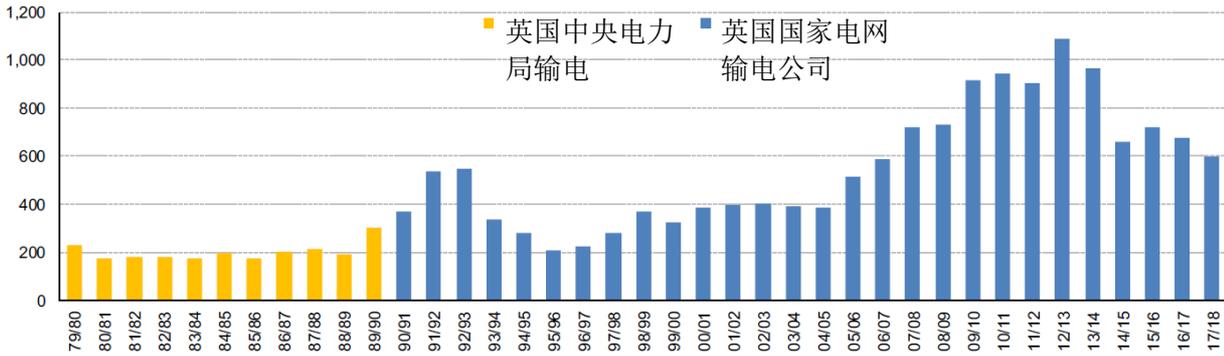
2007/08 价格 百万英镑



来源：英国国家电网

图 6： 输电投资

2007/08 价格 百万英镑



来源：英国国家电网。1991年以前的数据基于CEGB信息源，调整后反映英国-法国联网线路的一次性投资

在此同时，英国输电系统仍然非常可靠，而供电中断事故（图7）或缺供电量（图8）没有增加。请注意，总供应量约为300 TWh，因此缺供电量水平可说是微不足道的。

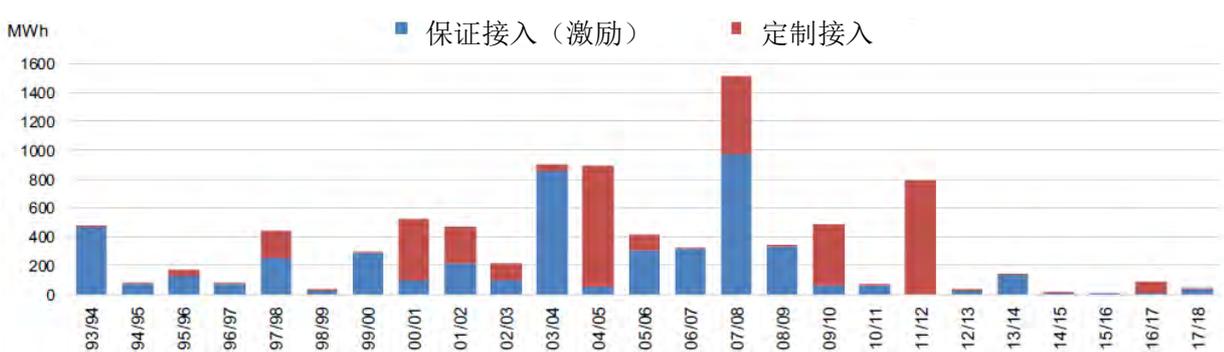
图7：NGET 供电中断事故



定制接入适用于接受更高中断级别以换取更低电价的某些工业用户

来源：英国国家电网

图8：NGET 缺供电量



来源：英国国家电网

如上一节所述，输电公司的总收入是由监管机构确定。输电系统用户通过以下方式支付费用：接入费用向发电商和负荷商/配电商收取；系统输电过网费（TNUoS）向发电商和负荷商收取（发电商按兆瓦支付，负荷商按兆瓦和兆瓦时支付）；国际联网费用主要则由用户通过套利收入支付。输电网损通过输电网损乘数调整计量容量收回（45%分配给发电商，55%分配给零售商），由Elexon计算。提供服务质量奖励款。我们将在下文中更详细地讨论这些因素。

接入费用是基于资产对用户征收的费用，以合理的回报率收回提供英国输电系统接入资产的成本。该费用与仅为个人用户安装且能够使用的资产成本相关。该费用按资产收取，考虑因素包括：资产价值、资

产年限、特定地点维护以及输电系统之运行成本。

发电 TNUoS 费用反映向输电网络输入电力的增量成本：当网络要求越高，费用则越高，因此能够激励有效定位。所有直联发电量均收取费用；联网线路并不需支付费用；但无执证可豁免嵌入式发电量也需要支付区域费用。年度计费容量基于最大输电进入容量（TEC）。在价格为负的区域，输出被视为是三次“检定运行”的平均数。

需求 TNUoS 费用反映从输电网络输出电量的增量成本：网络要求越高，费用越高，因此越能够激励需求的有效定位和/或抵消分布式发电。所有输出电量均收取费用，但国际联网线路不支付费用。年度计费容量基于半小时计量消耗，根据“三次运行”进行评估，等于 11 月至 3 月期间最大系统需求每隔 10 天 3 次半小时消耗量的平均数。半小时计量的消费者可通过每年冬季约 20 个可能的高峰需求期间以管理需求，降低消耗量的费用。根据全年 16:00 至 19:00 之间的能源消耗收取非半小时计量之消费费用。

目前发电和需求费用之间的分配如图 9 所示。

图 9: 2018/2019 年 TNUoS 受监管收入



来源：国家电网

输电容量区域收费价格信号的计算逐步累积如下：采取基础网络；根据冬季高峰期、合同发电量和预测需求调整；计量每条线路上的流量和总兆瓦数（ T_m ）；在每个节点上添加兆瓦数并观察新的流量兆瓦数（ T_{mn} ）；计算因增加流量而进行调整的节点成本 $T_m - T_{mn} = T_i$ (MWkm)；运用提供 MWkm，英镑/MWkm 膨胀常数（EC）的历史成本；将其用于计算 TNUoS 和每兆瓦成本， $T_i \times EC = \text{英镑} / \text{MW}$ ；以组为单位分入各实际收费区域。发电 TNUoS 区域如图 10 所示，需求 TNUoS 区域如图 11 所示。目前不同区域的价格差别非常大。2018-2019 年度为例，苏格兰北部发电商接入成本为 20.89 英镑/千瓦，而大伦敦地区接入成本为 11.26 英镑/千瓦。⁴⁵ 同样，大伦敦地区接入负荷将支付 54.91 英镑/千瓦，而苏格兰北部仅为 26.30 英镑/千瓦。⁴⁶

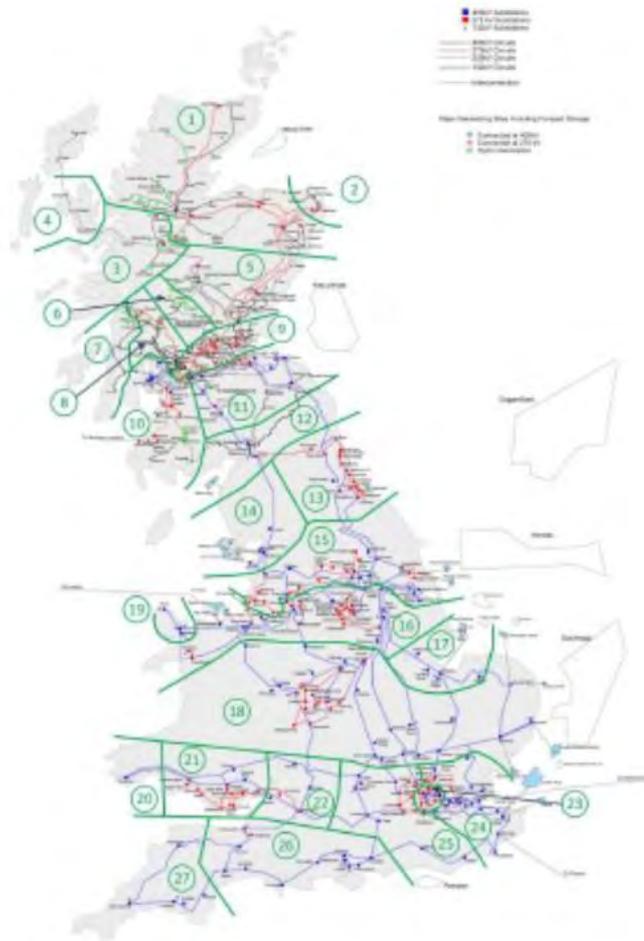
图 10: 英国发电系统输电过网费收费区域

附录 E: 发电区域图

⁴⁵ 详见国家电网（2018, p.13）。

⁴⁶ 详见国家电网（2018, p.8）。

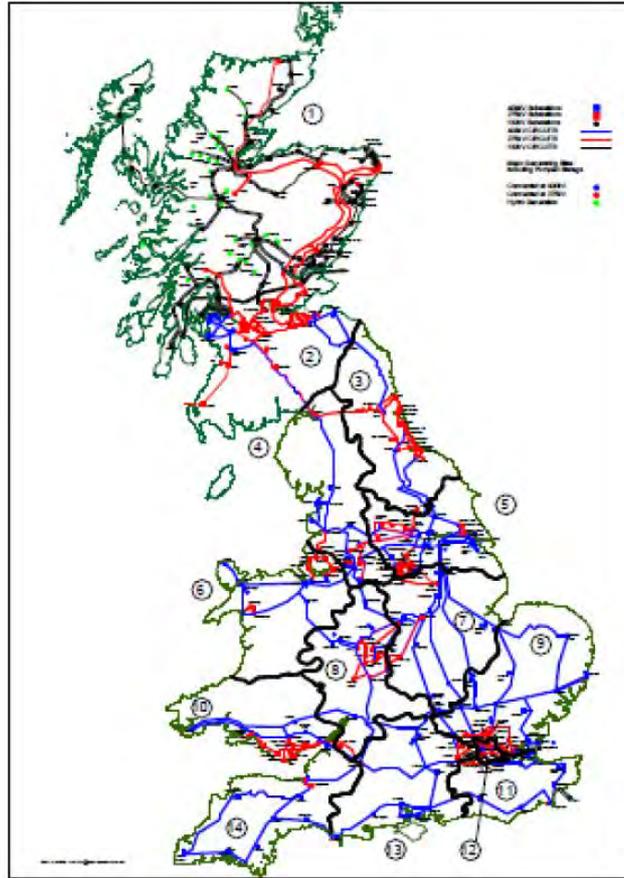
图 A2: 英国现有输电系统



来源：国家电网（2018, p.47）

图 11: 英国需求系统输电过网费收费区域

附录 F: 需求区域图

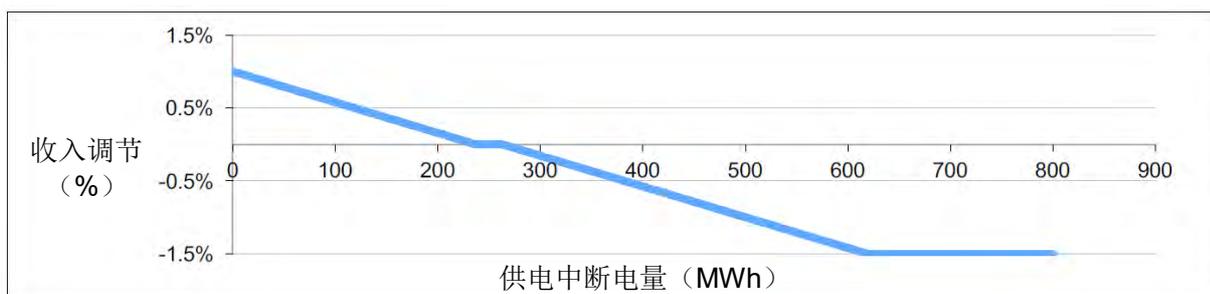


来源：国家电网（2018, p.48）

允许总收入（如上一节所述）与实际提高的收入之间的调节方式如下。年度价格在 4 月份开始的相关收费年度之前，也就是 1 月份确定，目的是收回允许收入（并尽最大努力不超过允许收入），收回费用的基础是费用基数预测（TEC，半小时计量三次需求以及非半小时计量需求）。最初根据预测的费用基数每月向用户收取费用。根据能源市场最终结算的实际需求/消费情况调节收入，但不调整价格。调节费用后的总收入可能超过或低于允许的收入。如有任何超额收回的费用，系统运营商必须降低随后收取的允许收入（收费年度后 2 年）。如果实际收回费用超额达到 2.75%，则应支付罚息。系统运营商可收回不足的费用（收费年度后 2 年逐渐增加收回费用）。如果收入的回收率低于 94.5%，则无法收回相关成本。如果连续几年收回费用呈现超额或不足，系统运营商必须解释原因并寻求监管机构对纠正措施的许可。

输电收入受输电网络可靠性激励制度的影响，该制度在 2003 年伦敦和伯明翰广受关注的供电中断（停电事件）后推出。如果低于每年平均供电之中断电量，就有机会带来 1% 的额外收入（目前约为 11,00-1,200 万英镑）。如果高于每年平均供电中断电量，潜在的损失可能高达 1.5% 的收入（1,700-1,800 万英镑）。实际激励情形如图 12 所示。

图 12：NGT 2008/2009 年度可靠性激励方案



初始损耗负荷有效值约 50 英镑/千瓦时

来源：国家电网

国际联网线路的监管方式各自不同，其监管模式也随着时间的推移发生演变。2001 年，法国联网线路（IFA）（从陆上输电系统中分离出来）单独获得执证，要求：遵循“使用或者放弃”准入权利原则，非歧视性地监管第三方准入（RTPA）；以及遵守欧盟（EU）“过网阻塞收入”要求，这意味着不要求“保证可用性”的容量销售收入必须退还给国家输电系统运营商付款人。近年来，Ofgem 认定 IFA 收入超过保证可用性所需的收入，因此实施上限和收入分享机制。21 世纪前 10 年中期，BritNed（连接英格兰和荷兰）被认为是英国国家电网和 TenneT 合资企业的商业联网项目。因此这条电缆由位于两端的大型陆上输电公司所有，但与其常规输电系统运营商的业务分离。通过直接或间接容量销售覆盖资本成本和运营成本。为了确保能豁免欧盟关于过网阻塞收入要求，欧盟委员会要求对所实现的回报设定上限（计划运营超过 25 年）。

虽然回报前景不对等（设定最大收入上限，但没有保证最低收入），国家电网和 TenneT 仍同意继续该项目。

其他联网线路已接受了不同的安排。北爱尔兰到苏格兰西南部（莫伊尔区）的输电线路是由北爱尔兰输电费用支付人出资建立的公司建设和运营（容量销售额减去输电费用支付人的成本）。爱尔兰电力供应委员会建设了爱尔兰-英格兰（东西）联网线路，由爱尔兰输电费用支付人出资，成为输电系统运营商监管资产。对于连接比利时和挪威的新线路，英国国家电网和合作输电系统运营商与监管机构共同制定混合监管/商用安排，以便在销售收入方面实现大致对称的上限和下限。其他公司正在考虑建设联网线路（例如 ElecLink 计划使用英吉利海峡隧道）。他们均已表示将采取非对称的上限商用模型。

本文观察了英国输电费用的节点定价和成本反映率。截止目前，英国尚未采取节点边际电价（LMP）以反映输电网络的短期约束。⁴⁷ 根据国家电网作为英格兰和威尔士“线路供应商”的最初角色定位，分配的初始收费方法允许收入达到用户跨越关键边界的程度。1992 年的输电收费审查发现短期边际成本信号有一定的优点，但为保持与国家电网作为“线路供应商”的角色一致，也考虑到一些实际问题，最后仍决定使用（基于投资成本的）长期边际成本信号。

上述实际问题包括以下内容。事实上，1992 年从当时使用的复杂计划和调度电力库软件中提取短期影子价格并非无足轻重。高峰网络电力潮流模式相对稳定，有利于长期使用和网络需求预测。市场各方希望至少下一年度的价格透明和稳定。据判断，改善长期信号足以告知 CCGT 新进入者的节点。在集中调度的市场中，短期信号的增量效益最初计算为适中。配电收费遵循大致相似的长期（基于投资成本的）方法（但细节上有很大差异）。发电和储电自主调度（以及新电力交易制度）的引入、可变风能的发展、更大市场驱动的联网线路电力潮流、由于可再生能源的发展而活跃起来的需求侧和电网内部阻塞的增加，意味着短期运行信号正在增加，而进一步的审查即将发生。

中国可以从英国获取的重要输电收费经验如下。为了将激励集中于发电商，向发电商收取某些输电费用是有价值的，而不是间接通过负荷商收费。此一作法可发出节点信号，通过区域费用或节点边际电价（LMP）激励发电商和负荷商节点。节点边际电价经常变动，不如区域输电费用长期信号好用。虽然交易金融输电权（FTR）可以减轻与节点边际电价相关的某些金融风险，即使在 LMP 区域，过去的经验也表明在采用节点边际电价之前，仍必须实行基础的区域收费。⁴⁸ 节点边际电价并无法解决残留的输电定价问题，因此仍

⁴⁷ 关于节点边际电价的探讨，详见 Bohn et al.（1984）和 Hogan（1992）。

⁴⁸ 详见 Pollitt（2012b）关于美国 ISO 历史。

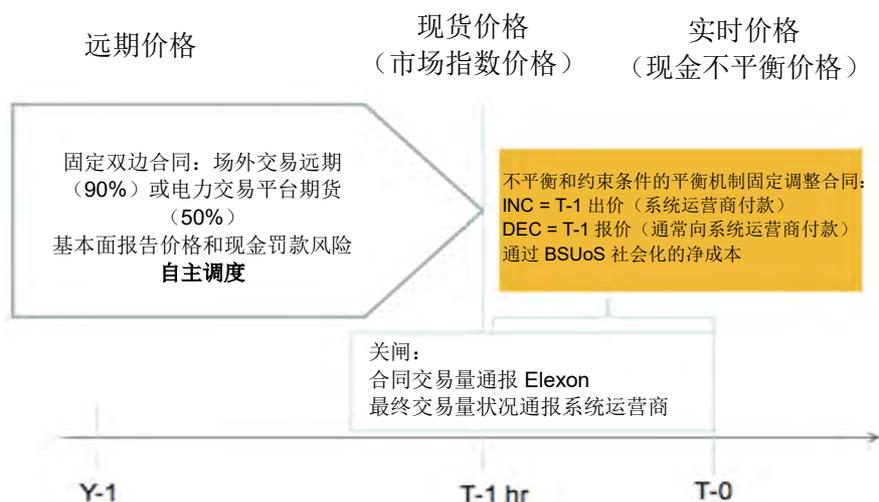
然需要通过另一种收费机制以收回输电系统的大部分固定成本。

8. 系统平衡费用

在整体工业电价中，英国的系统运行费用含盖了系统运营商的所有成本，包括内部（人员和 IT）成本（非常少，每年约 1 亿英镑）和外部（采购）成本（可能高达 8.5 亿英镑）。内部成本由于受价格上限之监管，类似于输电。外部成本经历市场考验，有动力来实现最大程度的整体成本降低。在英国，两种成本均通过系统平衡使用费（BSUoS）按兆瓦时从发电侧和需求侧收回，从各方收回的不平衡费用比较少（如下文所述）。⁴⁹被接受的能源平衡上调服务和下调服务的交易都会公布。⁵⁰

外部系统运营成本的最大组成部分是来自平衡机制。图 13 总结了 2001 年电力库结束并引入新电力交易制度的过渡情况，以及 2005 年英国实施电力交易制度后，平衡机制（BM）在能源定价中发挥的作用。

图 13：相对于实时价格的平衡机制作用



来源：国家电网

不平衡发生后采取平衡机制，并进行测量。市场各方需在关闸（t-1，即提前 1 小时）时向市场和结算系统运营商（Elexon）登记双边合同量。通报更新（整个市场）相关生产和消费账户。交易量计量登记至特定的平衡机制单元（BMU），包括大型发电商（>50MW），必须将单个 BMU 链接至生产账户。供应商的每个配电网都配有一个 BMU，所有这些都汇总到一个市场消费账户。发电商和大型负荷商（>100kW）强制采用半小时计量。半小时计量方式可计量从输电网到配电网的电力流量。

初始结算涉及集成商计量，将半小时计量值与供应商 BMU 相加，并根据供应商用户估算，将剩余的输-配电网（Tx→Dx）电力流量分配至供应商 BMU。根据最终结算情况：采用针对特定用户类别的诸多标准型中的一种，将非半小时计量数值分配至半小时计量。Tx→Dx 潮流和供应商 BMU（包括配电系统损耗）之间的残差按比例分配。最初的“现金付款”结算（根据初始计算量和合同交易量之间的差异）在 t+28 天（推后 28 天）实施。最终的现金付款必须在 t+14 月（推后 14 个月）进行调节（采用最终计量分配）。

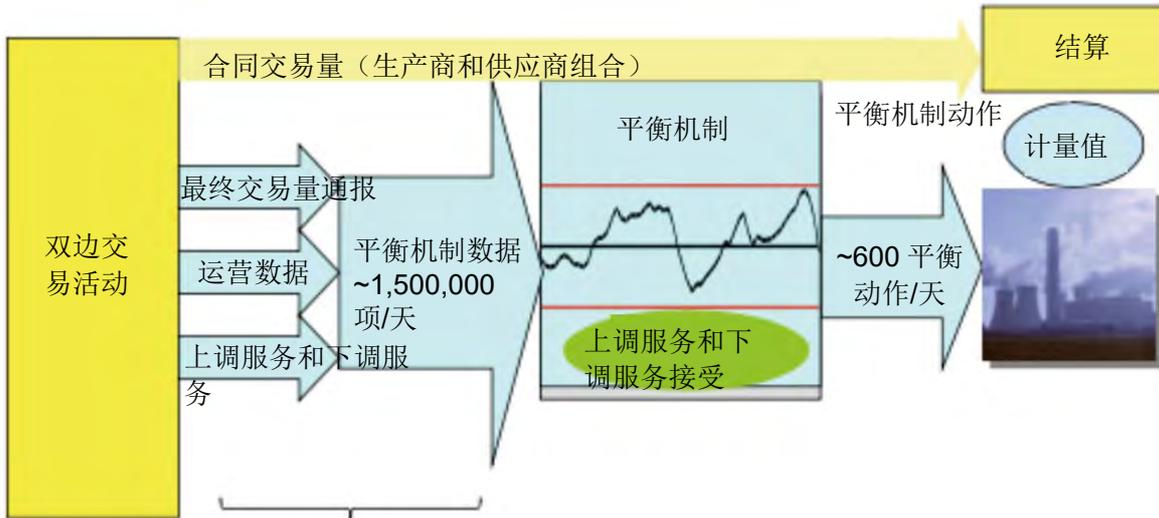
系统运营商在系统平衡中的作用如下。向系统运营商发出的预期实际交易量通报（发电自主调度和需求预测）与合同交易量通报分开。初始交易量通报需于 t-24 小时（提前 24 小时）提交，但如有任何新信息，可以在最终交易量通报（FPN）提交前 1 小时更新。通报根据平衡机制单元（BMU）具体的节点确定。系统运营商将做出全国需求预测，供应商则可据此预测发出自己的通报。市场参与方也可能发布平衡机制上调服务（增加系统电力）和下调服务（降低系统电力），并详细说明交付的平衡机制单元，上调服务和下调服务通常同时成对提交。系统运营商通过固定合同接受上调服务和下调服务（通常不得撤销）。平衡机制

⁴⁹ 详见 <https://www.nationalgrid.com/uk/electricity/charging-and-methodology/balancing-services-use-system-bsuos-charges>

⁵⁰ 详见 <https://www.bmreports.com/bmrs/?q=balancing/detailprices>

合同在指示到期或接受反向交易时解除。系统运营商可酌情在更大范围的能源市场上交易能源，以实现交易平衡（禁止系统运营商实施任何投机性的金融交易），也可以利用各种平台获得专业平衡服务（辅助服务）。系统运营商的净能源状况是指市场上的净不平衡量（NIV）。图 14 所示为平衡与结算的信息流。

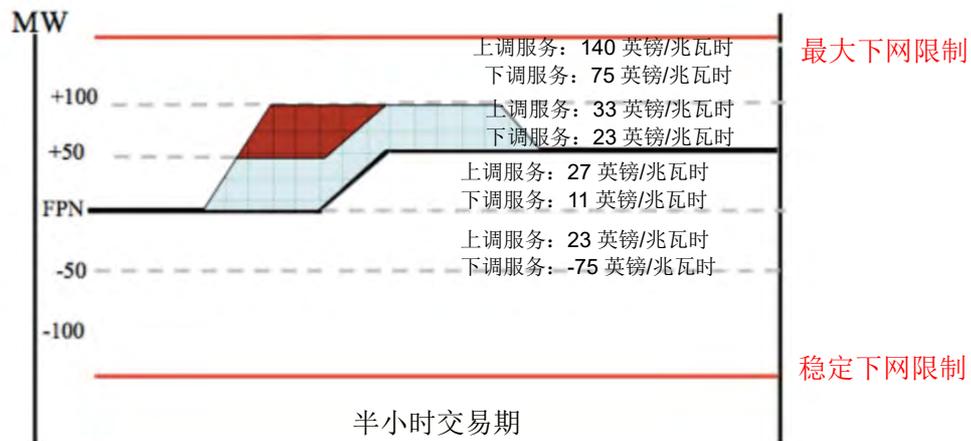
图 14: 平衡市场信息流



来源：国家电网

图 15 所示为一个平衡机制单元中的上调服务和下调服务，以 50 兆瓦的增量，按与最终交易量通报的偏差，进行上调服务和下调服务。最初 50 兆瓦的上调服务价格是 27 英镑/兆瓦时，或 50 兆瓦的下调服务价格是 75 英镑/兆瓦时。平衡机制中的所有下调服务必须在最大下网限制（否则发电机和输电设备可能损坏）和最小稳定下网限制（确保超出最小稳定生产水平）范围内。

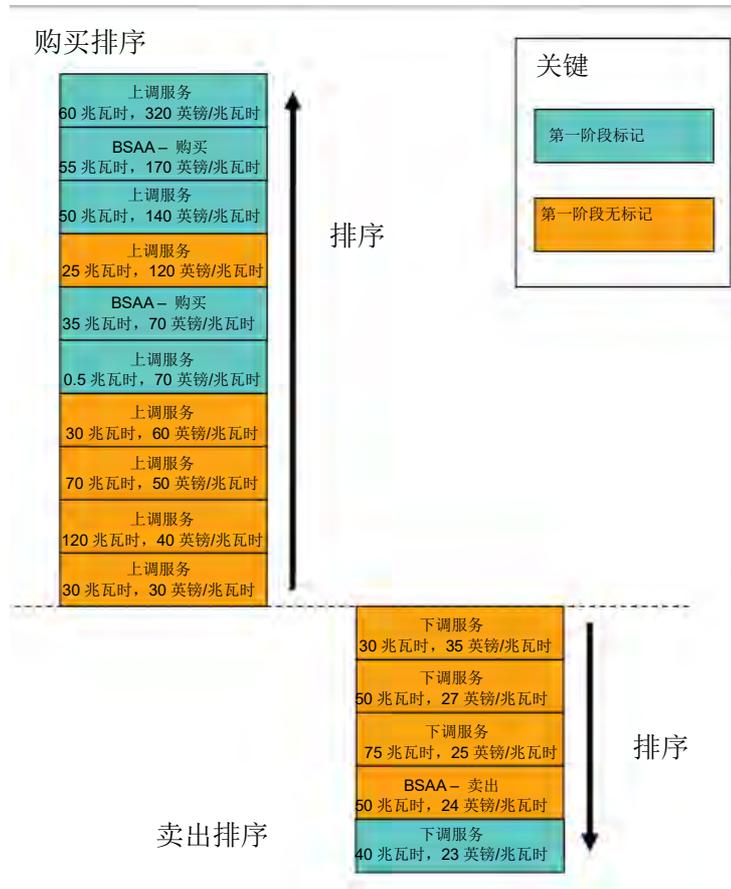
图 15: 平衡机制中的下调服务



来源：国家电网

不平衡电价之计算方式如下。系统运营商将在每个半小时交易期输入许多合同，用于能量平衡动作和系统平衡动作，以提供备用、频率响应能力、利用率以及拥塞解决方案。某些系统动作将由系统运营商特别标记，并从不平衡定价中排除。其余的上调服务和下调服务行动将按价格顺序排列。能量平衡行动被定义为在净不平衡电量（NIV）方向，价格最低的动作。不平衡价格由 NIV 方向的价格平均参考量（PAR）中最高买入平均价格确定。目前，PAR 设定为 50 兆瓦时。图 16 所示为平衡机制中按比例增加和减少下调服

图 16: 平衡机制之下调服务排序



BSAA = 平衡服务调整动作

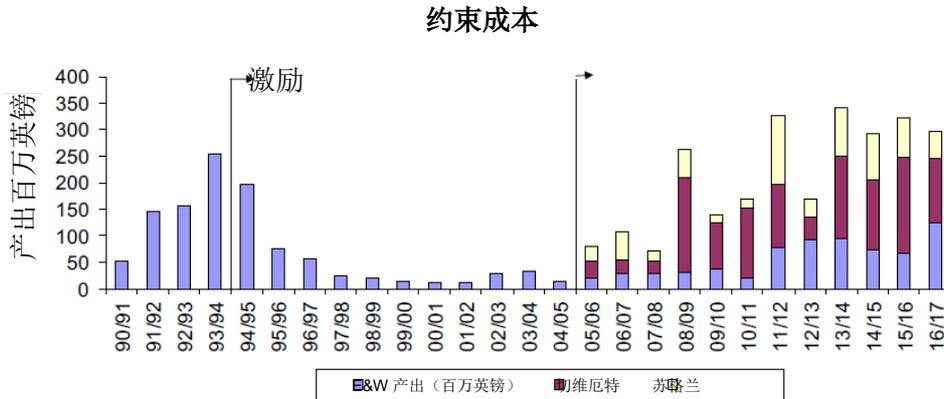
来源: 国家电网

系统运营商激励方案可确保系统运营商最大限度地降低系统的外部成本。这些方案适用于间歇性的可再生能源发电商。这些可再生能源发电商不平衡的可能性更大，因此预期每兆瓦时平均收入将减少。⁵² 最初在私有化之后，运营输电系统的外部（平衡）成本被传递给供应商和消费者，没有任何市场参与方承担责任。因此，成本急剧上升。这些成本包括：阻塞成本、备用和频率响应、损耗和无功出力。在监管机构的督促下，国家电网通过双边协商确定了一项外部成本管理激励方案。随后由监管机构监督该方案的重置。最终对 NGET 提供了一系列激励方案，以降低其运营成本。制定的客户分摊成本和收益浮动制度持续时间通常很短（1 年或 2 年）。分摊因子 + 上下限可以限制消费者面临的负面外部性风险，并在一定程度上将 NGET 投资和资产管理决策的后果控制在内部。图 17 所示为系统约束付款的演变，最初归在英格兰和威尔士的激励性监管之下。当国家电网的职责扩展至覆盖整个英国时，系统约束付款金额就增加了。图 18 所示为国家电网在此期间的系统运营全部外部成本的演变。

⁵¹ 上调服务和下调服务均为系统运营商在半小时时期内采取的动作。蓝色的标记反映因系统特定理由采取的动作，可能与频率控制或约束管理有关。橙色的无标记动作目的是维持能源平衡。NIV 计量观察系统运营商采取的所有动作的净影响。这表明有 475.5 兆瓦时上调服务和 245 兆瓦时下调服务，因此市场尚短缺 230.5 兆瓦时。系统不平衡价格是寻求 230.5 兆瓦时净供电要求的边际净不平衡上调服务，在这种情况下价格为 60 英镑/兆瓦时。

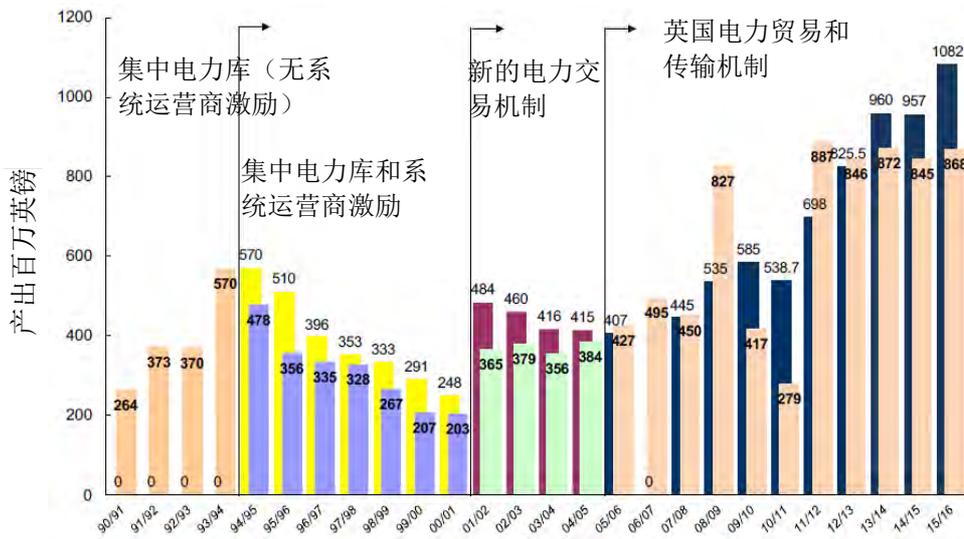
⁵² 详见 Newbery (2012) 关于这一点的探讨。

图 17：国家电网输电系统运营商约束付款（单位：英镑）



来源：国家电网

图 18：国家电网电力系统运营外部成本（单位：英镑）



来源：国家电网

作为系统运营商，国家电网输电系统运营商（NGETSO）的角色随着时间的推移而发展。在私有化之前（即 1989 年之前）NGETSO 曾涉足中央电力局（在英格兰和威尔士）发电和输电资产的实时运营。在 1990 年至 1994 年，英格兰和威尔士输电系统运营商向市场提供集中调度代理服务。1994 年到 2000 年，其角色转为是输电系统运营商和集中调度代理，负担平衡成本。2001 年到 2004 年，新电力交易制度开始实行（自主调度市场），平衡激励仍然存在。自 2005 年起，英国开始使用电力贸易和传输机制（苏格兰加入了新电力交易制度）。因此国家电网额外负责苏格兰的系统运营和平衡。从 2014 年起，国家电网输电系统运营商被任命为电力市场改革的执行代理机构（包括中央政府容量制度和低碳差价合同管理）。2015 年，在 Ofgem 发起综合传输规划和监管项目之后，国家电网输电系统运营商开始承担更多的系统规划职责。

截至 2018 年年中，国家电网计划于 2019 年将系统运营商更改为一家完全独立的公司。Anaya 和 Pollitt（2017 年）通过借鉴美国、南美和澳大利亚独立系统运营商（ISO）的经验，向 Ofgem 提供了一系列如何监管独立系统运营商的建议。良好的监管不仅涉及评估独立系统运营商需要的有效收入，还涉及确保（基于市场）采购方法和系统优化（采购水平）的效率。利益相关方（发电商、电网公司、零售商和用户群）在为最佳独立系统运营商规划和设计新举措详细实施规则中至关重要。这些复杂的表决规则非常值得英国

去学习。我们还观察到独立系统运营商的决策制定受到来自内外部的高水平监督，而且变得更加复杂，并存在高度不确定性。在电力方面，美国独立系统运营商市场动向报告提供了优秀范例，对未来市场设计有定期更新的关键建议。

最近在英国的系统运营中，系统运营商采购辅助服务的效率出现了一些问题。通常情况下，英国系统运营商提前一天备有 3-5 GW 的备用合同。例如，在不同的采购机制下采购大量辅助服务。可以通过拍卖（按报价支付）采购辅助服务，包括平衡市场（BM）、固定快速响应、短期运行备用（STOR）、STOR 通道、增强优化 STOR、固定频率响应（FFR）（初级、中级和高级）和增强频率响应（EFR）。也可以通过双边招标采购辅助服务，包括平衡机制启动、增加需求、强制频率响应、需求侧管理（DSM）频率控制、FFR 桥接合同、输电约束管理、应急平衡备用、最大发电量、联动跳闸、黑启动和系统运营商之间的交易。此外，某些服务则是按固定价格采购，例如无功辅助服务。

这些清单表明辅助服务产品种类众多。2016 年，英国有 30 种辅助服务产品，现在减少到 22 种。然而，是否可以进一步减少仍然存疑（可能减少到只有四种：备用、安全、频率和电压支持）。Greve at al. (2018) 探讨了如何将如此多定义不明确的辅助服务产品加以更明确定义。系统运营商需要在解释采购数量和协调权衡时保证透明度。随着产品变得越来越重要，系统博弈的机会可能继续存在并增加，尤其是对制造辅助服务需求惩罚缺位时。由于系统运营商对手方的不确定性，最优合同目前尚未明确。由于配电系统运营商（DSO）提供辅助服务的能力增强了，它们与输电系统运营商（TSO）的冲突需要得到解决。

尽管可再生能源份额显著上升，但英国对辅助服务的需求显然没有增加多少。与此同时，一些辅助服务的价格在近期因为竞争加剧而下降，包括电力储能（EES）和低需求增长条件下的联网线路。图 19 所示即是价格下跌的一个范例。

图 19：固定频率响应价格下降



来源：国家电网

最近，英国政府引入了系统运营商管理的容量机制。容量机制在英国有一定的历史。直到 1989 年，英国中央电力局的集中规划的容量都可以满足每一百年 9 个冬季的失负荷概率。1990 年到 2000 年，零售公司每百年有 9 个冬季可以免除从电力库市场购买能源的义务。电力库购买价格 = $SMP + (VoLL - SMP) * LOLP$ ，其中 SMP 是系统边际价格（市场出清价格），VoLL 是失负荷价值，LOLP 是失负荷概率。容量付款等于 $VoLL * LOLP$ 。

然而，可能担心 SMP & LOLP 受到市场力量强大的发电商操纵。2001 年至 2004 年，根据新电力交易制度（NETA），仅取消固定双边能源合同和 LOLP 义务。这一规定在 BETTA 制度下继续。2012 年，政府能源市场改革（EMR）确定对容量机制的需要。2013 年，监管机构对于不平衡电价（包含 VoLL）作出最终决定。自 2013 年起引入补充平衡储备（SBR）和需求侧平衡储备（DSBR），以提供额外的冬季容量。这些方案支付额外的应急容量费用。2014 年，容量市场开始 t-4 年（提前 4 年）拍卖（2018/19 冬季），结算价格为 19.4 英镑/千瓦。⁵³ 然而，在 2017 年最近的拍卖会上，t-4 拍卖的结算价格为 8.40 英镑/千瓦。

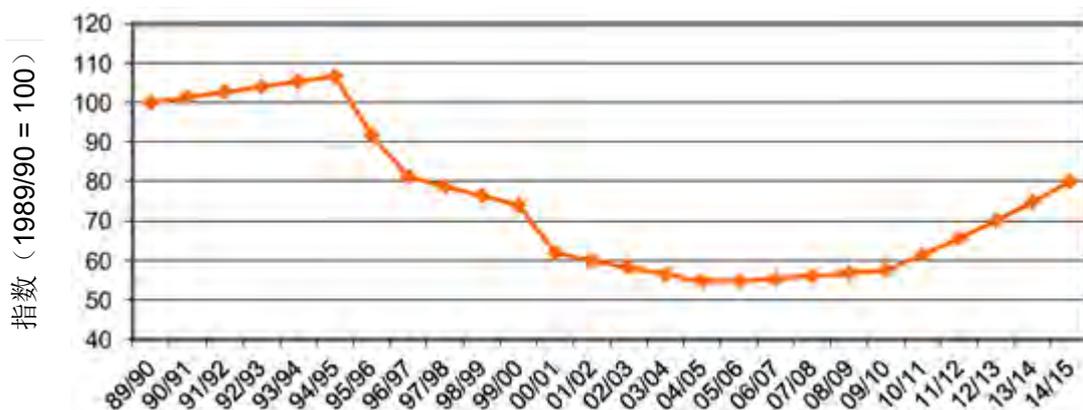
⁵³ 也有提前一年的拍卖。

英国的发展情形为中国提供了大量可借鉴的经验。系统运营商的职能非常重要，他们可说是系统的核心部分。系统运营商需要获得激励，以管理其自身的内部成本。在英国，系统运营商的内部年收入为 1.4 亿英镑，受限于大约 50% 的激励比率。激励系统运营商有效地采购外部服务更为重要。在英国，外部成本大约为每年 8.5 亿英镑。目前利益相关方委员会可以决定 +/-3000 万英镑的奖励范围。⁵⁴ 系统运营商不需要与输电运营商（TO）整合即可有效运作。系统运营商的职能越来越受竞争和市场考验的影响。协同优化能源批发和辅助服务市场⁵⁵（以及进一步协同优化电力批发市场和电网投资）仍然是所有先进电力系统目前正在进行的重要工作。

9. 配电费用

配电费用的激励性监管相对而言大大降低了配电费用。1995 年监管机构首次重置费用，到 2005 年期间英格兰和威尔士配电公司平均价格下跌了约 50%，而某些地区下降更多（例如英格兰西南部的西南电力局）。⁵⁶ 下跌幅度大于英格兰和威尔士整体的输电费用。与此同时，服务质量大幅提升，用户平均停电时间从 1990 年的每年 100 多分钟下降到如今的 30 分钟左右。图 20 所示为实际配电费用下跌情况。

图 20：私有化以来真实配电收入的变化
英格兰和威尔士的配电网运营商



来源：国家电网

需要强调的是，配电公司的总收入由监管机构确定，详情已如上文第 6 节所述。然后，通过相同的收费方法向每家配电公司的单个用户群体收费。

接入费用根据接入要求向发电商和负荷商/配电商收取，覆盖唯一使用的资产。发电商需要支付配电系统升级至下一电压级别接入变电站的成本（这是所谓的“浅层”接入收费）。与系统输电过网费（TNUoS）类似，系统配电过网费（DNUoS）向发电商和负荷商收取：发电商按兆瓦支付接入费用，负荷商按兆瓦和兆瓦时支付。配电公司的大部分收入则从负荷商收取，与家庭支付的费用不成比例。同时，还有大量的服务质量激励付款（例如减少用户平均停电时间），从而大幅度增加配电公司资产的回报率。

近年来，越来越多的新发电量持续接入配电网（132/33kV 及以下）。自 2011 年以来，英国已接入大约 13GW 的太阳能发电（全部接入配电网），以满足 54GW 的高峰需求。收费方法基本上基于非半小时计量的小型用户兆瓦时费用。社会大众一直担心这无法反映电网的固定成本，会对自行发电（储电）过度激励。

⁵⁴ 详见 Ofgem (2018d),

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/02/policy_decision_on_electricity_system_operator_regulatory_and_incentives_framework_from_april_2018.pdf

⁵⁵ 详见 Anaya and Pollitt (2018), 探讨协同优化。

⁵⁶ Domah and Pollitt (2001) 发现区域电力公司（REC）私有化和激励监管后社会受益匪浅，这些公司拥有配电和市场份额较大的零售资产。

⁵⁷ 但这可以由配电网络电动汽车充电的上升抵消。这并不会大量增加高峰系统需要，而是更多地利用现有的配电网络。⁵⁸

随着分布式发电（DG）的增加和对国家输电系统的需求下降，输电运营商、系统运营商和配电公司的未来角色正在发生变化。系统平衡的责任方是谁？如何实现平衡？针对此些问题，配电公司和第三方（例如用户和微电网）有可能在系统平衡和输电网络及其系统运营商的其他传统功能方面承担更多责任。系统平衡可以通过基于市场的解决方案或受监管的资产实现（例如储电设施是商业还是监管资产？）。配电系统传统上是一个被动网络，但分布式发电的兴起意味着配电系统变得更加主动。这导致部分电网出现无功功率（电压），可以通过在当地采购无功辅助服务解决此一问题，或通过配电公司的行动缓解。任何新制度都需要先证明能为客户带来哪些好处，而带来的问题，则由一些正在进行的创新项目尝试新的解决方案。⁵⁹

中国可以从英国电力市场发展吸取的经验归纳如下。配电定价是整体电力成本的重要组成部分，在英国激励性监管可以产生令人瞩目的成果。因此如何分摊总体费用非常重要，在更活跃的电网中才可能具有高度扭曲性。因此，需要认真考虑如何提供节点激励。收回电网固定成本会是配电网络的主要问题，特别是目前的系统，被动居民消费者不承担较大份额的电网成本。技术的进步将加剧世界各地的电价计费问题，当然也包括中国。

10. 环境税费

英国的工业电价包含许多重要的税费。这些税费是可再生能源支持计划的一部分，即可再生能源义务（RO）、小型发电商的上网电价补贴（FIT）和差价合同（CFD）（最终将包括核电）。此外，工业用户需要缴纳水电福利计划费用为苏格兰北部的消费者提供支持，并支付气候政策所带来的能源效率费用，包括气候变化税/碳减排承诺（CCL/CRC），根据欧洲碳排放交易体系（EU-ETS）对发电价格的影响进行碳定价，以及国内碳价支持（CPS）形式的碳税。我们将依次探讨每项因素。

RO 是一项可交易的绿色证书计划。供应商/零售商必须取得可再生能源供应义务证书（ROC），以获得一定比例的销售额。可再生能源发电商必须在 Ofgem 的可再生能源和 CHP 注册处注册方可获得 ROC 证书。⁶⁰例如，2014-2015 年，每 1 兆瓦时颁发 7130 万张 ROC 证书，占供应商总义务的 99.1%。行政设定的购买价格为每张 ROC 证书 43.30 英镑。购买价格确定 ROC 证书的颁发价格。购买 ROC 证书的收入将回收至 ROC 证书实际供应商，这意味着每个 ROC 证书支付给可再生能源发电商的价值为 43.65 英镑（回收价值为 0.35 英镑加上 43.30 英镑的购买价格）。⁶¹ 能源用量集中的用户可免于支付 85% ROC 费用，但通常情况下零售商按兆瓦时对所有负荷回收费用。⁶² RO 计划于 2017 年不再向新发电商开放，但目前是财政上最重要的可再生能源支持计划。

小规模 FIT 为不同规模的发电商（但通常小于 5 兆瓦）提供，按兆瓦时计算的固定价格。适用技术包括风力、太阳能、水力和厌氧消化。⁶³ 鉴于光伏价格快速下跌，最初对于太阳能比较宽松。

差价合同（CFD）目前是英国政府支持可再生能源（和新核能）的主要方式。随着资助项目的完成，CFD 合同将变得非常重要。2015 年 2 月和 2017 年 8 月有 CFD 合同拍卖，两次拍卖的卖出价均比之前中期管制 CFD 价格更低。第一次拍卖时，得标的陆上风电报价比管制 CFD 价格低 17%，得标的海上风电报价比之前的管制价格低 18%。⁶⁴ 最近一次拍卖中，得标价格再次下跌，将于 2022/2023 年交付的海上风电项目

⁵⁷ 详见 Pollitt（2018b）进行的探讨。

⁵⁸ 详见 Kufeoglu and Pollitt（2018），分析 EV 对英国居民配电费用支付者的影响。

⁵⁹ 详见，例如国家电网和 UKPN 的电力潜能项目。该项目的背景详情见 Anaya and Pollitt（2018）。

⁶⁰ 详见 <https://www.renewablesandchp.ofgem.gov.uk/Public/ReportManager.aspx?ReportVisibility=1&ReportCategory=0>

⁶¹ 详见: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/renewables-obligation-ro>

⁶² 详见 Grubb and Drummond（2018）。

⁶³ 详见 Helm（2017, p.101）。

⁶⁴ 详见: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf

得标价格为 57.50 英镑/兆瓦时。⁶⁵ 与两年半之前第一次拍卖的管制价格 140 英镑/兆瓦时相比，拍卖价格已大幅降低。

水电福利计划是英国全体用户支付的一项交叉补贴，旨在降低人口密度最低地区的高配电成本。1990 年自由化以后，电力批发市场的引入威胁要解除苏格兰北部水电区域低成本发电和高成本配电的内部交叉补贴（综合公用事业）。最初，“水电福利计划”对苏格兰水电区域的水力发电征税，以补贴配电费用。之后，通过水电福利替代计划对全英国的电力消费征税，以抵销高昂的配电成本。⁶⁶

工业用户需要缴纳两种能源效率税，虽然名义上与气候政策相关，但其实并不直接征收碳税，而是对能源使用征税。2018 年 4 月，气候变化税（CCL）规定为 5.83 英镑/兆瓦时，向集中使用能源的大型用户收取；如果签订自愿气候变化协议，可享受 90% 的折扣。2018/2019 年碳减排承诺（CRC）设定为 17.20-18.30 英镑/吨二氧化碳，针对较大规模的电力商业化用户征收，以鼓励能源管理投资。这一数据根据电网供电的碳含量计算得出，从 2019 年起废除。

碳定价对工业电价有重大影响，包括两种影响方式：英国电力部门参与欧洲碳排放交易体系并且对英国发电使用的化石燃料额外征收碳税；碳价支持价（CPS）。CPS 有效地提高英国电力部门的碳排放价格，使其超出欧盟其他国家的水平。CPS 是碳价格下限（CPF）的一部分，为欧洲碳排放交易体系和英国碳价支持价设定目标价格。CPS 最早开始于 2013 年 4 月，截止 2020 年的目标 CPF 二氧化碳价格为 30 英镑/吨（按 2009 年计算）—远期 EUA 价格+ CPS—（到 2030 年可能达到 70 英镑/吨）。然而，CPS 目前的上限为 18 英镑/吨二氧化碳（现已具有约束力）。CPS 通过提高边际化石发电价格直接影响批发价格。EUA 价格目前为每吨二氧化碳 14.08 英镑（13/07/18）。截止 2017 年，CPS 每吨 18 英镑的价格相信已足以将剩余的大部分燃煤发电商挤出系统。⁶⁷

在英国，上述税收对电力工业价格的综合影响是巨大的。对于中国而言，一个关键问题则是工业电力用户可以而且应该在多大程度上支付低碳发电、能源效率和碳定价的费用。其他一些国家，例如德国，已经豁免了大部分行业，使其免于承担电力部门的政府政策成本。但这模式仅适用于工业占总电力需求份额相对较小的系统。中国的情况并非如此。所有电力消费者应支付真实电力成本，包括反映发电厂碳排放的外部成本或清洁技术的当地环境效益。然而，能源转型的某些成本是否应该从电力消费者转向一般税收仍然是一个悬而未决的问题，因为目前相对较高的可再生能源发电成本是由技术不成熟所致，因此补贴影响更广泛的公众利益。⁶⁸ 能源效率政策不仅仅影响电力使用，还需要考虑这些政策费用对于电力用户是否公平，尤其是贫困的电力用户最终可能会支付了不成比例的高额电费。

11. 英国电力定价对于中国的总体经验

根据 Schwappe 等人的电力现货定价理论⁶⁹，针对每个工业用户的价格应根据地点、时间、数量和接受中断的意愿而变化。然而，在现实世界的自由市场中，由于最终用户重视定价的确定性，账单变化程度不如所有潜在的价格构成。一般而言，除了在生产商需要公平的资本回报外，自由市场的焦点在于用户支付款项可以从生产商处获取的物品。在最初盈利的系统中—例如在中国—改革应再平衡电力系统的生产商和消费者利益，即从低效成本和高额利润转向更便宜、更清洁和更可靠的电力供应。

在自由市场中作为决策指南针的利润动机而起着关键作用。价格构成的透明度对于促进更好的监管和更充分的竞争非常重要。从长远来看，通过批发现货市场指导化石燃料发电厂的短期调度和长期投资，可以降低批发电力和辅助服务的成本。输电和配电费用是成本的重要组成部分，即使在英国，这些费用也占工业价格的 20%（发电成本占 33%），电网费用的激励性监管可以带来成本效率和电网质量的大幅提升。在中国，仍需要将零售商与配电完全分离，以充分理解和扩大零售商的作用。中国国家电网公司和中国南

⁶⁵ 详见：

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/643560/CFD_allocation_round_2_outcome_FINAL.pdf

⁶⁶ 详见 DECC（2015），https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/488271/decc_consultation_hydro_benefit_review_22_dec_15_2.pdf

⁶⁷ 详见 Wilson and Staffell（2018）。

⁶⁸ 详见 Newbery（2017）。

⁶⁹ 详见 Bohn et al.（1984）。

方电网（SGCC 和 CSG）的省级零售应完全合法地与配电网解绑，并允许其在全国范围内竞争，吸引零售客户。监管机构（NEA）和反垄断机构都需要有效地监督和监管发电和零售竞争，因为可能出现行业合并和不当的价格歧视。

中国需要关注全局（例如总价格/效率/利润变化程度），而不只是局部（例如区域定价与节点定价、集中调度与自主调度）。当前主要目的是防止电力部门受限于国内技术和自然资源的采购需求（在英国，电力行业最终已摆脱过去对昂贵煤炭的购买）。中国的地方税收和非外部相关收费可能扭曲生产选择，并对其他工业电力用户带来不必要的工业政策成本。相反，电力部门的关键角色应理解为通过有效（并且完全反映成本）的定价促进更广泛的经济增长。重要的是有效发电并利用税收提高价格，推动能源效率提高和脱碳，而不是让市场份额较大的企业以能源效率为由证明高价的合理性。

随着新的分布式能源技术的兴起，包括中国在内的所有国家，其电力行业的未来发展仍面临挑战。目前电力系统的特点是应回收的固定成本高，难以阻止用户端需支付这些固定成本。这表明可能还需要将某些电力系统成本提升为一般税收（例如能源研发、能效措施）。在中国，随着配电量增速的减缓，对于固定成本的关注将会增加。更多的竞争和更好的电网监管将降低国内利润率，更符合消费者的利益以及阻止在国外的浪费性投资，还将减少对私营/外国所有权的担忧，这一点与英国的情形相同。

参考文献

- Anaya, K. and Pollitt, M. (2017), Regulating the electricity system operator: lessons for Great Britain from around the world, EPRG Working Paper, No.1718. Cambridge: University of Cambridge.
- Anaya, K. and Pollitt, M. (2018), Reactive power procurement: lessons from three leading countries, EPRG Working Paper, No.1829. Cambridge: University of Cambridge.
- BEIS (2018), Digest of UK Energy Statistics 2018, London: Department of Business, Energy and Industrial Strategy.
- Bohn, R.E., Caramanis, M.C. and Schweppe, F.C. (1984), 'Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time', RAND Journal of Economics, 15 (3), Autumn: 360-76.
- CMA (2017), Market Studies and Market Investigations: Supplemental Guidance on the CMA's Approach, London: Competition and Markets Authority.
- DECC (2009), Digest of United Kingdom Energy Statistics: 60th Anniversary, London: Department of Energy and Climate Change.
- DECC (2011), Digest of United Kingdom Energy Statistics 2011, London: TSO.
- DECC (2015), Hydro-benefit Replacement Scheme and Common Tariff Obligation, Three year review of statutory schemes: consultation, London: Department of Energy and Climate Change.
- Domah, P. D. and Pollitt, M.G. (2001), 'The Restructuring and Privatisation of the Regional Electricity Companies in England and Wales: A Social Cost Benefit Analysis', Fiscal Studies, 22 (1): 107-146.
- Evans, J. and Green, R. (2003), Why did electricity prices fall after 1998?, Centre for Economic Policy, University of Hull.
- Greve, T., Teng, F., Pollitt, M.G. and Strbac, G. (2018), 'A system operator's utility function for the frequency response market', Applied Energy, 231: 562-569.
- Grubb, M. and Drummond, P. (2018), Industrial Electricity Prices: Competitiveness in a Low Carbon World, Report Commissioned by the Aldersgate Group February 2018, London: UCL Energy Institute.
- Helm, D. (2017), Cost of Energy Review,
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/654902/Cost_of_Energy_Review.pdf
- Henney, A. (1994), A Study of the Privatisation of the Electricity Supply Industry in England and Wales, EEE Ltd.
- Henney, A. (2011), The British Electric Industry 1990-2010: The Rise and Demise of Competition, <http://alexhenney.com/order> the book.htm
- Hirst, D. (2018), The Carbon Price Floor and the price support mechanism, Briefing Paper No.05927, 8 January 2018. London: House of Commons Library.
- Hogan, W.W. (1992), 'Contract Networks for Electric Power Transmission', Journal of Regulatory Economics, 4 (3), September: 211-42.
- Jamasb, T. and Pollitt, M. (2005), 'Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization and integration', The Energy Journal, Special Issue on European Electricity Liberalisation, pp.11-41.
- Jamasb, T. and Pollitt, M. (2007) "Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain." Energy Policy, 35(12): 6163-6187.
- Joskow, P.L. (2008), 'Lessons Learned From Electricity Market Liberalization', The Energy Journal, Special Issue in Honor of David Newbery, pp.9-42.
- Kufeoglu, S. and Pollitt, M. (2018), The impact of PVs and EVs on domestic electricity network charges: a case study from Great Britain, EPRG Working Paper, No.1814. Cambridge: University of Cambridge.
- Mansur, E. and White, M. (2012), Market Organization and Efficiency in Electricity Markets, mimeo. See https://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansur_white_pjmaep.pdf

MMC (1996a), National Power plc and Southern Electric plc: A Report on the proposed merger, Monopolies and Mergers Commission, Cm 3230, London: HMSO.

MMC (1996b), PowerGen plc for Midland Electricity plc, A Report on the proposed merger, Monopolies and Mergers Commission, Cm 3231, London: HMSO.

National Grid (2011), Managing Intermittent and Inflexible generation in the Balancing Mechanism, 20 September 2011, National Grid.

National Grid (2018), Final TNUoS Tariffs 2018/19, January 2018, National Grid.

Newbery, D.M.G. (2000). Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities: The Walras-Pareto Lectures. Cambridge MA: MIT Press.

Newbery, D.M.G. (2005). 'Electricity Liberalization in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design'. The Energy Journal, 26(Special Issue: European Electricity Liberalisation): 43-70.

Newbery, D. (2012), 'Contracting for Wind Generation', Economics of Energy and Environmental Policy, 1 (2): 19-36.

Newbery, D. (2017), How to judge whether supporting solar PV is justified, EPRG Working Paper, No.1706, Cambridge: University of Cambridge.

Newbery, D. M. G., Pollitt, M.G. (1997), 'Restructuring and Privatisation of the CEBG - Was It Worth It?', Journal of Industrial Economics, 45 (3): 269-304.

Nillesen, P.H.L. and Pollitt, M.G. (2011), 'Ownership unbundling in electricity distribution: empirical evidence from New Zealand', Review of Industrial Organization, 38(1): 61-93.

Offer (1991), Pool Price Enquiry December 1991, Birmingham: Office of Electricity Regulation.

Offer (1992), Report on Constrained-On Plant, Birmingham: Office of Electricity Regulation.

Offer (1993), Pool Price Statement, July 1993, Birmingham: Office of Electricity Regulation.

Offer (1998), Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals, July 1998 Birmingham, Office of Electricity Regulation.

Ofgem (2009a), Electricity Distribution Price Control Initial Proposals, Incentives and Obligations, Ref.93/09, London: Ofgem.

Ofgem (2009b), Electricity Distribution Price Control Final Proposals, Ref.144/09, London: Ofgem.

Ofgem (2009c), Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 Principles, Process and Issues, London: Ofgem.

Ofgem (2016), Wholesale Power Market Liquidity: Annual Report 2016, London: Ofgem.

Ofgem (2018a), State of the Energy Market Report 2018, London: Ofgem.

Ofgem (2018b), Ofgem Annual Report and Accounts 2017-18, London: Ofgem.

Ofgem (2018c), Consumer Impact Report Financial year 2017-18, London: Ofgem.

Ofgem (2018d), The Electricity System Operator regulatory and incentives framework from April 2018, London: Ofgem.

Onaiwu, E. (2009), How does bilateral trading differ from electricity pool trading?, University of Dundee [https://archive.uea.ac.uk/~e680/energy/energy_links/electricity/...](https://archive.uea.ac.uk/~e680/energy/energy_links/electricity/) • 2012-9-27

PA Consulting Group (2016), OFGEM - Aggregators Barriers and External Impacts, May 2016, London: PA Consulting Group.

Pollitt, M. (1999) "The survey of the liberalization of public enterprises in the UK since 1979." In Kagami, M. and Tsuji, M. (eds.): Privatization, deregulation and institutional framework. Tokyo: Institute of Developing Economies, pp.120-169.

Pollitt, M.G. (2008), 'The future of electricity (and gas) regulation in a low-carbon policy world', The Energy Journal,

29(S2): 63-94.

Pollitt, M. (2012a), 'The Role of Policy in Energy Transitions: Lessons from the Energy Liberalisation Era', *Energy Policy*, 50, November: 128-137.

Pollitt, M.G. (2012b), 'Lessons from the History of Independent System Operators in the Energy Sector', *Energy Policy* 47 (August): 32-48. doi:10.1016/j.enpol.2012.04.007

Pollitt, M.G. (2015), *In Search of 'Good' Energy Policy: The Social Limits to Technological Solutions to Energy and Climate Problems*, EPRG Working Paper, No.1520, Cambridge: University of Cambridge.

Pollitt, M. (2018a), *The European single market in electricity: an economic assessment*, Energy Policy Research Group Working Papers No.1815. Cambridge: University of Cambridge.

Pollitt, M.G. (2018b), 'Electricity network charging in the presence of distributed energy resources: principles, problems and solutions', *Economics of Energy and Environmental Policy*, 7(1): 89-103.

Pollitt, M. and Anaya, K., (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*, Volume 37, Bollino-Madlener Special Issue: 69-88.

Pollitt, M. and Haney, A.B. (2014), 'Dismantling a Competitive Retail Electricity Market: Residential Market Reforms in Great Britain', *The Electricity Journal*, Vol.27, No.1, pp.66-73.

Pollitt, M. and Stern, J. (2011), 'Human resource constraints for electricity regulation in developing countries: developments since 2001', *Utilities Policy*, 19(2): 53-60.

Pollitt, M., Yang, C-H, and Chen, H. (2017) 'Electricity Reforms: International Experiences and China's Decision', *Financial Minds*, Vol. 2, Issue 4, pp.5-81, July 2017, National Academy of Economic Strategy, Chinese Academy of Social Sciences [in Chinese]. Available in English as Pollitt, M.G., Yang, C-H., and Chen, H. (2017). *Reforming the Chinese Electricity Supply Sector: Lessons from International Experience*, EPRG Working Paper, No.1704, Cambridge: University of Cambridge. Available in Chinese at: <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/03/1704-Chinese-Version.pdf>

Pollitt, M., Yang, C-H and Chen, H. (2018), *Restructuring the Chinese Electricity Supply Sector: An assessment of the market pilot in Guangdong Province*, EPRG Working Paper, No.1807, Cambridge: University of Cambridge. Available in Chinese at: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/02/1807-Chinese-version.pdf> and in *Financial Minds*, Vol.3, Issue 6: 107-135.

Sioshansi, R, Oren, S. and O'Neill, R. (2008), 'The Cost of Anarchy in Self-Commitment-Based Electricity Markets', in Sioshansi, F.P. (ed.), *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation and Performance*, Amsterdam: Elsevier, pp.245-266.

Stoft, S. (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press.

Sweeney, J.L. (2002), *The California Electricity Crisis*, Hoover Institution Press.

Taylor, S. (2007), *Privatization and financial collapse in the nuclear industry - the origins and causes of the British Energy crisis of 2002*, London: Routledge.

Taylor, S. (2016), *The fall and rise of nuclear power in Britain: a history*, Cambridge: UIT Cambridge.

Vona, F. and Nicolli, F. (2014), *Energy Market Liberalization and Renewable Energy Policies in OECD Countries*, IEB Working Paper.

Wilson, I.A.G. and Staffell, I. (2018), 'Rapid fuel switching from coal to natural gas through effective carbon pricing', *Nature Energy* 3: 365-372.

Additional Useful Resources on UK Electricity Reform

Oral History of Electricity Privatisation: British Library archive of key players:

This online archive is extensive with many recordings from different players...some are shown below:

- Cecil Parkinson - Secretary of State for Energy
<http://sounds.bl.uk/Oral-history/Industry-water-steel-and-energy/021M-C1495X0021XX-0001V0>
- John Wakeham - Secretary of State of Energy
<http://sounds.bl.uk/Oral-history/Industry-water-steel-and-energy/021M-C1495X0048XX-0001V0>
- William Rickett - Civil Servant involved with privatisation
<http://sounds.bl.uk/Oral-history/Industry-water-steel-and-energy/021M-C1495X0033XX-0004V0>
- Brian Pomeroy - Advisor on Electricity Privatisation
<http://sounds.bl.uk/Oral-history/Industry-water-steel-and-energy/021M-C1495X0048XX-0001V0>
- Fiona Woolf - Advisor on Electricity Privatisation
<http://sounds.bl.uk/Oral-history/Industry-water-steel-and-energy/021M-C1495X0047XX-0001V0>