

中国电力部门深化改革

座谈会报告和工作报告

2001年2月

国家发展计划委员会
世界银行
能源基金会

目录

前言

第一部分：中国电力行业新一轮

研讨会会议总结

开幕

竞争性电力市场

分阶段引入竞争 - 讨论框架

发电与输配电分离

输电和配电业务重组

保证可持续发展

法律和监管框架的改革

闭幕

会议日程

会议签到表

第二部分：国际经验总结

澳大利亚电力行业重组

中央政府的参与

全国电力市场规则的制定

新南威尔士政府的参与

昆士兰政府的参与

南澳大利亚政府的参与

澳大利亚首都本土的参与

塔斯马尼亚政府的参与

结论

英格兰和威尔士的电力工业改革

背景

改革

工业阻止

发电
输电
配电
交易机制
监管
搁浅成本
结果
发电领域的市场操纵
零售电价
客户变更
新的交易机制

第三部分：工作论文

中国竞争性市场下的输电架构和组织

引言
输电系统的结构
市场规模及其输电公司组织的关系
配电是否应该分离？

决定竞争性市场规模的准则

引言
总结性结论
决定竞争性市场规模的准则

竞争性市场下不同类型电厂的处理

引言
竞争性市场对发电商的影响
用户电价
处理搁浅成本的国家实例

重组与环境

引言
讨论

结论

前 言

在过去二十年中，中国电力工业发展迅速，目前规模位居世界第二。巨大成就的取得，归功于意义深远的改革。80年代初，电力工业按行政方式由中央统一管理，而今天，各级电力企业已进行或准备进行公司化改组，按商业原则运行。

然而，电力工业在结构和运行上还存在很多问题，如果这些问题得不到解决，会断送来之不易的改革成果。目前面临的主要问题包括：效率不高，省间及地区间电力交易发展迟缓，由于垄断使独立电厂受到不公平待遇，小型燃煤电厂的迅速发展严重污染了环境。

为了发展经济，满足人民生活需要，必须提供价格合理的电力。因此，中国政府决定进一步深化电力体制改革，培育竞争，保证电力工业的可持续发展。

国务院委托国家发展计划委员会研究制定电力体制改革的方案，为了广泛征求各方意见，吸取国际经验教训，国家计委于2000年10月9-10日，组织召开了国际研讨会，讨论电力行业面临的问题，探讨解决这些问题的方案。

本报告包括：(1)中国电力工业改革国际研讨会纪要；(2)英国和澳大利亚电力改革的经验教训；(3)三篇工作论文，总结了2000年11月11日讨论中专家关于市场规模、输电组织和新老电厂问题方面的看法；(4)一篇论文总结了美国能源基金会在改革和管制领域的研究成果。

在此，我对世界银行和美国能源基金会为组织研讨会提供的帮助表示感谢，对国际专家所提供的宝贵意见表示感谢，对计委组织此次会议的全体成员表示感谢。最后，对所有与会代表提出的建设性建议表示感谢。

李彦梦
国家计委基础产业司司长

第一部：中国电力行业新一轮改革研讨会

研讨会会议总结

中国电力工业改革研讨会于 2000 年 10 月 9—10 日在北京召开，本研讨会由国家发展计划委员会主办，世界银行和能源基金会协办，研讨会日程及与会人员名单附后。

会议背景

在八十年代初期，电力工业是政府的一个行政部门，由中央统一管理，并在省、地区、市和县一级设立代表机构，投资决策是指令进行，价格也由行政部门制定，价格不能回收供电成本。

目前，电力行业已实行公司化管理，决策按商业原则制定。国家电力公司成立于 1997 年，按商业原则，代表国家行使在各省电力公司的所有者权利。尽管投资仍由中央决定，但已取消财政拨款，投资来源于各类股东和贷款机构。私营部门在发电领域的投资在 1995 年的电力法中得到认可。此外，电价基本反映边际成本，沿海发达地区更是如此。

尽管二十多年来所取得的成就，电力行业面临很多结构和运行上的问题，如果这些问题得不到解决，改革进程会受到影响。问题主要是：单一购电模式下，在进入市场时和进入市场后都没有竞争，跨省交易得不到发展，小型污染电厂发展迅速，整个系统存旧。

带着这些问题，并决心将改革进行下去，通过改革解决这些问题。本研讨会的主要目的是根据国内外经验，探讨新一轮改革应包括的内容。

开 幕

第一部分谈到了一系列问题。国家计委副主任张国宝先生首先谈了目前电力行业中的问题；在某些地区，电力尚不富裕，还需要大量投资，不仅要满足新的需求，还要淘汰系统中的存旧设施。总之，投资需求

量很大，他强调需要新的政策，要改善管理。他谈到，其它国家有了成功改革的经验，一定有很多东西值得中国学习。

张先生谈到一个问题，也是本研讨会的主题，中国情况相当复杂，如快速增长，地域辽阔，中央地方两级政府等，这是否意味着中国需要特别的改革方案。换种说法是，改革计划和改革进程必须视各国的特点、条件而定。一个国家可以从别的国家吸取经验教训，但不能生搬硬套。

世行东亚地区能源矿产发展局局长鹭见良彦先生(Yoshihiko Sumi)谈到，尽管中国有其特点，但其电力行业的问题也是国际上普遍存在的问题。他强调改革必须继续下去，特别要跨越单一购电机构的模式。张先生，鹭见良彦和欧格顿先生(Ogden)都期待着本研讨会能提供有用的意见，也许是进一步改革的蓝图。

欧格顿先生，能源基金会中国项目副总裁，基本同意前面有关中国问题的发言，也认为改革应深入下去。此外，他还强调，在改革的过程中应重视节能，洁净能源技术的发展，及其带来的健康和环境影响。后面的发言者也谈到，如果在改革初期不重视这些问题，就会失去宝贵的机会。

国家计委投资司李副司长也同意，电力工业应深化改革，引入竞争机制。他强调，改革的目的是提高效率，给用户更多的选择，而目前，用户只能选择用电的多少。李先生也谈到中国的特点，这种情况下改革应如何深化。李先生认为中国特色源自于几个方面。中国是发展中国家，发展很快，用电水平和管理水平很不均衡，地区间差异很大，中国正从计划经济向市场经济过渡，法制法规还不健全。如前面所谈，其它国家的经验虽可以参考，但中国的改革必须考虑中国的当地条件。

国家经贸委电力司副司长贾英华介绍了建立适当法律管制框架的问题。这些问题非常重要，两天的讨论也说明了这一点，大家对此没有异议。另外，贾先生强调中国改革应先试点，后推广，改革的深化应与整个国民经济的发展同步。根据贾先生，继续增长和提高效率的关键是加强电网建设。

实践中的竞争性市场

亨特（Hunt）女士首先介绍了这方面的情况。在九十年代，很多国家进行了电力工业改革，以前认为很极端，很难发生的现象，现在变得平常了，她及以后发言者都认为中国目前面临的许多问题在其它国家都得到了很好的解决。

电力工业的结构和市场存在四种模式：横向，纵向垄断的一体化结构；单一购电机构模式；直售竞争模式（包括向大用户直接供电）；和零售竞争模式。根据亨特女士，电力工业的改革不必经历全部四种模式，如阿根廷，英国，澳大利亚和挪威都没有经历单一购电机构的模式，而是直接进入了直售和零售竞争模式。亨特女士强调，改革过程应认真设计，并需要明确的法律和强有力的机构，才能从一种模式进入另一种模式。

改革和重组是一个长期、复杂而艰巨的过程，需要深思熟虑的战略，政府的长期承诺及强有力的政府机构。这是从其它国家得到的重要经验教训，负责改革的政府机构应有足够的高素质人员并有足够的预算，才能成功地进行改革。

另一个方面，竞争和所有权是两个方面的问题，换句话说，简单地改变发电领域的所有权结构并不能带来竞争。竞争需要很多买方和卖方，它们应能得到可靠的、及时的信息。此外，为了在电力工业引入竞争，必须有很好的市场规则和结算协议，强有力的监管机制，不能存在能扭曲市场的操纵市场的现象。

国际上，各个国家改革的出发点不完全一样，有的国家是因为成本和价格太高（如美国），有的国家是投资太大，政府无力承担（墨西哥），有的国家是因为信仰（英国），而有的国家是服务质量太差（阿根廷），有的国家是几个因素的共同结果。而在印度，因为电价太低，电力工业入不敷出，需要改革来提高电力行业的信誉和活力。

尽管改革的出发点不一样，但目的都是要引入竞争。改革的国家都希望从中获益，实际结果也是如此，由于资源（劳力，资本，燃料等）的更有效利用而降低了成本，由于决策的下放而使行业的运行更有

效。总之，当由价格，而不是由中央决策来决定供求关系时，带来了巨大效益。亨特女士提到，很多最初对改革持怀疑态度的人也从中获益。¹ 研讨会中讨论的一个主要问题是市场规模问题，市场该多大？简单的回答是越大越好。但市场的规模受到电网规模的制约。很清楚，有些地域太小而不可能有真正的竞争，有些地域发电商太少也不能有竞争。如果发电商太少，它们会抬高市场价格。应该强调的一点是，市场的最佳规模应由技术和经济因素来决定，而不应由行政边界来决定。在美国和澳大利亚，市场都跨过州界，在南美，市场越过国界。在任何一个国家，如果市场规模是由其它因素而不是经济和技术因素决定的，至少会导致更高和更波动的市场价。

亨特女士认为，竞争性市场的最基本的结构特征是发电业务必须与输电业务分离，价格由市场决定，根据价格进行调度，并有设计合理的合同，市场运行在早期就受到强有力的监管（在美国不是这种情况，有很多教训可以吸取），后面的讨论还谈到了其它因素，如有足够数量的发电公司，网络准入，市场监管以保证竞争的公平性。

至于监管，中国面临与其它国家类似的问题，如美国和印度。在这些国家，存在中央和州两级管制，一方面，有效市场的规模和行政边界并不相同，即时在某一时段，市场和行政具有相同的边界，随着电网的经济扩展，也会变的不一樣。不可避免地，这涉及到监管问题。特别是在美国，联邦和州管制之间的分工不明确，职责重叠带来了很多问题，印度目前也在修改法律以解决这方面的问题，因此，中国在修改电力法时，应吸取这些教训，认真考虑问题。

布雷福尔德 (Bradford) 和艾格 (Egger) 先生作为讨论者作了补充。他们同意各个国家改革的出发点不一样，改革必须根据其具体情况进

¹在英国，1990年4月与2000年4月相比，一般家庭的电费从352英镑降到了246英镑。同一时期，取决于最大需求和负荷率，工业电价下降了31%至35%。在阿根廷，改革的主要效益是电厂可利用率从1992年的48.1%提高到1997年的78.2%；同时时期装机容量从1500万千瓦上升到2000万千瓦，平均上网价（电量加容量价）也大幅度下降。如在1992年1-4月间的平均电价为\$US40/MWh，而到1997年的1-4月间为\$US20/MWh。

行。他们也同意，发电领域的有效竞争要求发电与输电业务分离，并对残留的垄断业务实施有效的监管。布雷福尔德先生强烈建议，改革不能半途而废，处于一体化垄断模式和竞争模式的中间状态时，往往最为糟糕。他也提到，为了能从改革中获益最大，应该有需求端的反映，即，用户应能看到真正价格，并能作出反映。布雷德福尔德先生提请大家注意，在电价太高时，如果用户愿意节能，他们应有这种手段。

艾格先生介绍说，在澳大利亚的改革过程，政府部门的工作，电力公司的工作和立法部门的工作同时进行，这大大方便了改革的顺利进行。这也是一个重要的经验，对中国很有用。如在后面第七部分提到的，电力法应作相应的修改，但电企业可以同时进行改革。艾格先生也谈到，在澳大利亚的改革过程中，为了制定市场规则，同各方进行了公开、透明的协商，这一点也很有价值。

小组讨论继续进行，亨特女士，吉尔波尔和卡卢梭先生都作了评论，吉尔波尔谈了对私营投资者的看法，强调市场应有利于私人投资。

卡卢梭先生根据拉美的经验，谈了几点看法。拉美改革的主要原因是资本不足，由于需求的快速增长，这一问题变得相当严重。中国目前的状况也是如此。在拉美，由于资金不足，供电质量严重下降，主要是严重缺电，服务很差。

根据这一点，改革的政策目标是建立一个有效的电力工业，以经济价格满足全部需求，并保证质量，消除病败。根据卡卢梭先生，拉美改革的原则是“可能时引入竞争，必要时实施管制”。每个国家都有其特色，但也有共同之处，这包括根据是否需要管制将供电业务分成几个部分，建立竞争性的发电市场，监管输电和配电服务，制定系统有效运行的规则，促进大区内统一市场的形成，用法律保护市场各方，成立相应的机构（如系统和市场运行者），按市场规则运行市场。中国的问题，可能由于其缺乏金融市场，国家之大而变更为复杂，但他面临的问题其它国家也碰到过，并都得到了解决。许多国家，如阿根廷和巴西，也是发展中国家，增长很快，资金严重短缺。还有一些国家，如波兰和匈牙利，改革基础设施是其从计划经济过渡到市场经济的一部分。中国与其它国家一样，有其特别的地方，但其基础设施的

问题并不特别。其它国家的经验和教训要根据中国的情况灵活地应用。

分阶段引入竞争的框架

艾格先生介绍了在中国分三个阶段，逐步引入竞争市场的框架，他提到，起初阶段可以同时建立省级竞争性电力市场和大区间的双边市场，然后分三个阶段发展省电力市场²。有人指出，竞争性电力市场不一定要从省级开始，某些地区，可以直接建立大区竞争性电力市场，下面的介绍仅以省级为例，但其原则也适用于更大的市场。

按照艾格先生，第一阶段是一个过渡阶段，该阶段首先实行发电与输电及调度的分离，建立起全电量竞争市场，各发电公司为卖方，省电力公司为单一购电方，另外双方签订差价合约，建立独立的管制机构，将输电业务转为省公司内部的利润中心。艾格先生也注意到，在第一阶段，国有的单一购电机构继续承担买方风险，以后撒尔克(Salgo)先生(第七部分)指出，目前的电力法允许第一阶段的结构和运行方式。

第二阶段为直售竞争，这时政府拥有的企业不再承担直接的市场风险，这是很重要的一步，在这一阶段，将输电与配电业务分开，并按公司法组建成公司。当然，必须制定输电定价方法。配电业务也组成公司，在这一阶段，独立管制机构必须开始正常运作，市场规则得到批准。差价合约由发电公司与配电公司签订，也可允许大用户直接与发电公司签约。如后面撒尔克先生所说，要进入第二阶段，目前的法律尚存在一些问题，他建议在进入第二阶段前所修改法律。

第三阶段是建立零售市场。在这一阶段，配电公司应将其配电业务和零售业务分开，所有用户都能选择供电商，目前的法律不允许进入第三阶段。

艾格先生也讨论了大区市场的发展过程，他建议在建立大区电量市场前发展双边交易，各省设立市场交易者，为了以后能形成大区电量市

² 艾格先生的介绍是以浙江发展竞争性电力市场的研究为基础，浙江为政府选定的六个试点之一，进行电力市场改革。

场，各省的市场规则必须协调发展，一旦有统一的规则，就可建立大区竞争性市场，最终，在一个大区内，不同省的用户能自由选择不同省份的供电商。

艾格先生的发言引来了很多提问，问题大致可以分为两类，第一，电力行业是资本密集型产业，建立市场后是否能吸引足够的投资，换句话说，竞争性市场会带来短期效益，但能否满足系统的长期发展需求；第二，电力不能储存，怎样才能保证系统的动态平衡。英国能保证系统的稳定性和可靠性是因为有很发达的输电系统，而中国尚没有。

亨特女士和艾格先生都作了回答，他们认为，很多工业如饭店，种苹果树都是资本密集型产业，但在全世界都是完全竞争性工业。其它国家的改革经验已证明，市场化带来了大量投资，实际上，只要有好的市场规则及有效的监管，投资会滚滚而来。

至于系统可靠性和稳定性，艾格先生答道，澳大利亚自改革以来，可靠性和稳定性大大提高，他特别强调，改革还促进了全国联网及输电系统的强化。亨特女士指出，只要用户能看到价格并作出反映，就可以提高稳定性。关于用户能看到现货价格并作出反映这一问题，很多发言者都强调了这一点。问题的要点是，如市场价格每小时都在变化，而用户看不到这些价格信号，他们就没有机会改变消费方式，因而不能影响市场价格。亨特女士的意思是，如果需求方能改变消费来减少价格波动，这有利于系统稳定。

发电与输配业务的分离

拉马赫先生(Lamach)讨论了中国发电业务间的产权关系及其对改革的影响，拉马赫先生同意前面的发言观点，并再次强调，发电必须彻底与输配业务分离，即从管理上和产权上分离，保证各发电商受到公平对待，并降低新投资者面临的风险，这一点非常必要。

关于发电公司的数量，没有一个能满足各种环境的最佳答案，但有些有用的原则可供参考。第一，很明显的一点，生产者的数量越多，进入市场阻力越小，市场就越具有竞争力，第二，一般来说是同一市场内至少应存在规模类似的 5 至 6 家公司，但如果有 5 至 6 家公司，而

一家占主导地位，市场也不能很好运作。

一般的原则虽可供参考，但不能提供准确的答案，具体情况必须具体对待，另外也应注意到，结构问题不是唯一需要关心的事情。如果存在合适的竞争对手，但它们合谋抬价，也会影响到市场的正常运行。因此，应有有效的监管体制，以保护用户。总之，合理的市场结构和有效的监管都非常必要。

拉马赫先生继续讨论了两个问题，其影响及可能的解决办法。第一，在电力行业，少数几个国有公司拥有产权，产权相当集中，会影响到竞争，四个中央机构和十多个省投资公司拥有和管理了 90%以上的发电业务，而在某些省份，国电公司和省投资公司两家控制了几乎全部发电业务。拉马赫认为应建立更多的国有公司来使产权进一步多样化，如可以由银行，投资信托基金和其它控股公司来拥有部分资产。

第二个担心是私人投资者在电力行业很少参与管理，尽管有很多合资公司和上市公司，电厂管理仍有省投资公司和国电公司掌握。拉马赫先生提到是否可以向国内外投资者出售权份，以使其能控股并管理电厂。

已多次谈到，产权和管理过渡集中会减少竞争时效益。在很大程度上，只有消除目前的垄断，并创造自由市场的条件，竞争的效益才能体现。两者的组合会使管理方式，技术等多样化。

国家计委郝卫平先生敢谈了一些看法，郝先生同意存在很多问题，强调要努力去解决它们，他也强调要制定政策，吸引再生能源领域的投资。

有些听众提到，有些公司正在集中而不是剥离资产，HHI 指数到底是怎么回事。拉马赫先生解释了 HHI 指数及如何使用的问题。³对 HHI

³ HHI 是一个简单，粗糙的引导市场结构的指数，计算如下，最集中的时候为一家公司占有全部市场。HHI 是各公司股份平均叠加后的结果，当只有一家公司时，HHI 为 100^2 或 10000。占有份额相同的公司时，HHI 为

$20^2+20^2+20^2+20^2+20^2=2000$ ，一般说，HHI 越低越好，当 HHI 为 2000 至 2800 时，一般就有合适的竞争，当 5 家公司份额不等时，意味着有大有小，这时 HHI 增大，竞争程度下降。

指数的解释也说明为什么至少要有 5 至 6 家发电公司。应再次强调，这是一般原则，具体情况应具体分析，其它因素，如各公司的相对规模，监管的质量，各公司的效率等，都应给予适应的考虑。

当然，发电公司的数量仅是一个问题，另一个是这些公司的内涵，即公司的资产组合。这一问题应认真研究，以保证各公司间基荷电厂，调峰电厂分配均衡。另外，新老电厂的问题也多次谈到，这一问题各个国家都遇到过，并且都很好解决这一问题。

韦斯勒先生(Wessler)也谈了发输分离的问题，认为是建立竞争性电力市场的必要步骤。他强调，不管采用什么办法分离，所有各方都应参加讨论，以便各参与方能受到平等对待。如果有发电厂与输电业务有关联，即使它们之间没有什么内部交易，别人也会有这种感觉，也会影响到竞争的力度，影响新投资者的信心。

有些人认为，发电与输配业务分离时也可以有例外，如辅助服务的提供。国际经验表明，电网公司不拥有电厂时，也能有效地获得辅助服务，亨特女士发言时也强调了这一点。在英国，改革初期国家电网公司保留了抽水蓄能电站，但几年以后随着辅助服务的定价，卖掉了这一电厂。

为了保证竞争环境，发输分离时有几个步骤。输电业务必须分离出来并单独定价，输电服务的可利用情况及其价格信息必须公开透明，输电电价应有利于系统的有效运行，有利于新的投资。关于输电问题，卡卢梭在第五部分作了介绍。

建立发电则竞争市场的关键是制定合适的市场规则，竞争性的市场规则应包括买卖双方合同的框架，现货市场的运行规则。

韦斯勒先生强调，发输分开是必要的一步，但其本身并不能保证市场的竞争性。大家都认识到，要保证竞争，应有合理的规则，有效的监管，不存在阻止进入市场的障碍，在发输产权共有的地方剥离发电资产。

在美国，过去三年内剥离了 15%的发电资产。得到的价格大大高于预

先的估计，从而使预计的搁浅成本下降。当初估计有 2000 亿美元的搁浅成本，而现在这一数字下降了 700 亿美元。价格相对较高的原因是电厂都卖给了有经验的公司，他们认为在新的市场条件下，他们能更有效地经营电厂。

舍雷先生(WayneShirley)认为，发电公司的竞争主要取决于监管的质量。一般来说，监管的环境越差，需要的公司越多。舍雷先生还说，对再生能源技术，如风力等，制定和实施透明的、公开的准入规则是非常重要的。此外，定价时要考虑到再生能源技术的特点，再生能源技术才有竞争力。如，风力发电厂和火电厂在发电容量一样的情况下，由于风能的不稳定性，二者可提供的电量也大不相同。他认为，这种差别应在电力传输价格上反映出来，否则将对再生资源带来不利影响。正如第六部分所强调的，再生技术和能源效率等此类问题，应在改革设计和引进新的市场机制时，就予以考虑。

舍雷先生还担心，在同时拥有输电和发电产权的地方，往往倾向于用自己的电厂。其他人也同意他的这种观点。再生能源技术的地点很有局限性，对公开准入的障碍非常敏感。舍雷先生最后谈到，对电厂进行剥离之前，必须考虑将较老的厂子进行清理整顿，重新规划，以满足其对环境的要求，否则将丧失一次重要的机会。

卡卢梭和撒尔克先生提供了国际上对发电进行重组的实例。卡卢梭先生说，阿根廷通过 1991 年总统令，制定了电力部门改革的主要指导政策。能源部签署了第 38 号决议，在总统令的基础上，创立了电力直供市场。此时，整个电力行业归国家所有，决议并没有规定所有制方面的变化。电力工业的主体（发电和输电业务）由中央拥有的四家公司掌握。同时还有 20 多家省级发电和配电公司。

政府对电力部门改革和引进竞争时，首先对发电、输电和配电领域进行了纵向分割（不管所有制如何）。同时也用了横向分割的办法，即将每一个发电厂都作为一个不同的市场主体。直供市场的运行由中央操作，由一个独立的系统和市场运行者来控制。

阿根廷政府认为，多样化可以产生不同的思想，不同的组织机构“文化”，是导致有益竞争加剧的原因。在改革的初期阶段，所有制由政

府控制，但由于不同公司，不同权限和不同工会及不同单位都在负责（能源部，原子能委员会，跨国单位及省政府），也有不同程度的竞争。改革的后期，通过允许私有投资者进入市场，所有制的进一步多元化和竞争程度也随之加剧。

撒尔克先生讲了印度的情况。印度在许多领域与中国的情况不同。在印度，由于诸家国有电力委员会财务严重亏损，使得印度电力部门改革迅速开展开来。印度改革的主要目的是建立一个信誉良好的电力部门。因此，也就谈不上对电力部门的重新组合。Orissa 邦对火电公司 49%的股份及其管理控制权进行了拍卖，最终卖给了一家美国公司。随着印度改革的继续进行，侧重点可能会放在所有的国有电力委员会发电业务重组并对其股份进行剥离。合理的剥离有利于引进竞争。同时，也是电力部门重新赢回信誉的必要举措。撒尔克先生因此得出了这样一个结论，对发电进行剥离方面，印度的情况确实不同于中国。但另一方面，中国确实可以从印度的改革中汲取一个教训，那就是，不管改革过程中遇到那些阻力，必须充分重视发电业务的重组。

布雷福尔德先生和艾格先生还对发电分离和剥离进行了补充。布雷福尔德先生说，美国的剥离是自愿的，不是强迫的。监管机构起初的意图是发电和输电分离，并希望通过监管机构对《行为准则》的实施，规范市场行为。最后证明这并不是最好的办法。剥离活动始于美国东北的一家公司，主要活动是变卖资产。变卖中的意外高价格使其他公司纷纷进行效仿。

布雷福尔德先生还建议，应有一个透明的政策，以便使资产变卖利益重新用于消费者，以抵消改革引起的高价及搁浅成本。布雷福尔德先生还说，在美国，由于联邦政府和州政府每能从竞争中取得所希望的回报，对搁浅成本的处理，尤其是由用户承担的那部分成本的处理不是很好。有一位观众随后发言说，有些政府自己拥有资产，自己承担搁浅成本责任，这跟美国的情况差别很大。

最后，布雷福尔德先生认为，只有当用户学会如何正确面对价格，学会在不同时段根据价格调整负荷，学会节省电力，或使用自发电（有

些时段比现货市场要便宜)，零售竞争市场才有可能实现⁴。布雷福尔德先生还向大家介绍说，最近几年，美国主要的电力供应来自节能。

布雷福尔德先生又补充说，加州从最近实施的市场规划和市场规则中，也得到了一些教训。他认为这一情况值得研究。

艾格先生介绍的澳大利亚的情况又不一样。维多利亚将其电厂分成了七家公司，公司的规模根据预期的销售值决定。每一家公司都在市场进行了公开销售。他还说，维多利亚和新南威尔士的内部连通，为发电增加了新的竞争渠道。

新南威尔士根据发电能力、基础设施、煤炭合同、劳力等，分成了三家政府所有的公司。但没有进行私有化。昆士兰州也进行了类似的改革，共分成了三家公司，并成立了第四家公司“市场交易者”，负责管理政府与独立发电商间的双边购电合同。市场交易者负责的双边合同约占市场份额的 25%。昆士兰是全国电力市场中的一个分市场，它采用了全国市场规则。因此，这一政府鼓励与全国联网，但一旦联网，不必在同意市场规则。

南澳大利亚分成了三家公司，与维多利亚连通后，开辟了竞争新渠道。塔斯马尼亚则只有一家发电公司，与维多利亚没有连通。

输电和配电重组

第一部分讲了直供竞争的准备工作。大家都知道，在第三部分，介绍了第一、第二和第三阶段引入市场竞争的进展情况。艾格先生介绍了进入第一阶段和第二阶段前应完成的工作。关于第三阶段的竞争问题，没有在此进行讨论。

第一阶段竞争的准备有几个重要的内容。活动内容见以下清单（未按优先顺序排列）。具体程序包括将发电管理从输电中分离出来，建立电量市场和差价合同市场。应确立市场规则，制定输电接入协议。此

⁴ 应该指出，“零售”和“直供”的界限并不明确，例如，有些定义中的直供竞争包括向配电公司和大用户直接供电。而另一些定义中，直供是向零售单位的供电，即仅包括配电公司，不包括大用户。美国和布雷福尔德先生用了后者。在美国，不管其大小，在没有零售竞争的情况下，不能直接从发电商购电，而在另一些国家，如英国，直供包括大用户。

外，必须建立控制新秩序的监管原则。

艾格先生说，在这一阶段最重要的是建立输电定价方式，市场信息系统和信息发布制度。艾格先生认为，第一阶段是过渡期，主要任务是形成一个更具竞争性的买方为单一购电机构的市场结构。在这一阶段内，若输电和配电为捆绑式，则可维持现状，但价格不采取目前的定价方式，而应由市场竞争决定。

第二阶段建立在第一阶段之上，复杂性更高。在这一阶段，输、配电已完全分开，并在各自领域成立了公司，因此，需要对每个公司的资产和负债进行认定。输电接入和差价合同必须进行更新，即由多家配电公司取代单一购电者。此外，市场规则必须进行适当修改，允许与竞争用户等签定新合同。同时，还要修改市场信息系统，以满足第二阶段的要求。艾格先生建议，在第二阶段内，应有一个具体项目，负责将发电、配电所有权从电力公司移交给政府。但必须注意决策中会遇到的许多复杂和难以决定的决策因素，诸如公司数量、规模及总体安排等。这种项目在早些时候开始更为有利，最晚也应在规划时候开始。

卡卢梭先生阐述了他关于输电系统向竞争性市场过渡的观点和要求。一个竞争性市场的目标是提高运行及其投资效率。电厂规模和技术应根据市场信号进行决定。正如早先所提到的，在一个竞争性的市场，价格决定着供应，并规范着需求。卡卢梭先生也非常明确地指出，厂址选择需要根据输电成本的有关信息决定。此外，输电领域的公开准入是正确决策的一个最基本前提。

在一个发育良好的竞争性市场，所有参与方应通过公开准入输电系统进行交易。监管机构应将准入自动授予所有参与方。电力调度应透明并在无歧视原则下进行。为促进电力系统的有效利用，输电服务成本应从输电收费中进行解决。输电费用的回收应有利于降低整个系统的成本，并公平对待各参与方。卡卢梭先生给出了几种输电定价的方法，并就每种方法的利和弊进行了讨论。卡卢梭先生提出的一个重要观点便是，在许多发展中国家，大都需要在输电领域进行庞大的投资，这更需要有合理的输电信号。作为一种垄断服务，输电应得到监管。也就是说，输电价格应由监管机构来制定，并负责监督实施公开准入。

为输电系统建立一种卡卢梭先生说的“扩建机制”也是非常有必要的。扩建可以由系统运行者或市场参与者进行，但投资必须经监管机构批准。这是因为输电是垄断行业，新投资成本以及运行成本由各方承担，最终由用电用户承担。成本如何分配主要取决于定价方法。

卡卢梭先生发言的核心意思可总结如下：输电系统是竞争市场的中心内容。输电系统作为一种垄断行业，需要进行合理监管。监管中要实行公开准入原则，定价机制应有利于输电系统的有效利用，系统扩建的成本也要力求降至最低。

省和地区市场在统一化过程中，有几个问题应值得注意。正如其他部分中所说，其他国家在经济市场扩大时，由于监管交叉和不一致，导致了许多问题的出现。布雷福尔德和韦斯勒先生还解释说，这正是困扰美国重组的一个大难题。卡卢梭先生强调说，市场一体化要求不同的行政地区执行统一的直供和输电定价原则。从另外一个角度说，就是在制定新的电力法时，很有必要对上述问题给予考虑。美国就是因为没有协调好州与洲、州与联邦的利益冲突而付出了代价。中国应从中汲取这一教训。

输电讨论结束后，接着又对配电、输电分离进行了集体讨论。

莫斯克维茨先生提出了输电方面的四个重要原则，并作了详细说明。第一是建立合理的结构，他谈到要慎重对待美国 ISO 这种模式，该模式下 ISO 不拥有输电线路，在系统维护和扩建方面没有什么权力和义务。第二是通过所采取的监管方式建立激励机制。最重要的是要在输电企业内建立机制，使其能认真比较堵塞成本与建设费用，并慎重考虑各种输电建设方案。第三是要考虑需求端的反映。他谈到了美国几个市场的缺陷及如何能使所有市场参与者都作出积极的反映。最后，他注意到有些输电定价方法对再生能源不利，这样对中国开发西部的政策等目标也会形成障碍。

现将讨论中的好的几点总结如下。第一，将整个配电业务从输电业务中分离出来，将其再分为更小的配电公司的问题先不在这里进行讨论。很显然，输配分离需要对分别属于输电和配电的资产进行整理和

清理，资产的分配主要根据电压水平进行。但资产只是一个方面，在财务计划上，还应就负债分配问题做出决策。

将配电行业再分为小的公司是一个更为困难的任务。它包括诸多的因素，如潜在的销售价值，“政治”因素，将不同的客户进行合理的组合等。在澳大利亚，维多利亚州共分成了 5 家公司。在新南威尔士州分成了六个，在昆士兰州有两个，南澳和塔斯马尼亚州各有一个。在实施改革的印第各邦中，公司数量有所不同，但总的思路大体一致。

莫斯克维茨先生就配电业务谈了三点。第一，应建立正确的激励机制，鼓励配电公司投资能源效率。为此，他建议监管应限制配电公司的最高收入，而不是鼓励其增加销售。第二，小型发电技术领域技术发展迅速，由于其环保特性及降低输配电成本时的能力，应鼓励高效热电联产和燃料电池的发展。第三，美国环境监管的方式与竞争性市场互相矛盾。他敦促，在电力改革的同时，应考虑环保领域的改革。

保证永续发展

布雷福尔德和莫斯克维茨先生发言的题目是永续发展。他们的发言有交叉之处，观点也比较一致，因此将他们的发言放在一起进行总结。

他们发言的侧重点是电力部门改革与环境的关系。主要的经验教训是，具体问题的具体处理方法以及原则的制定会对环境产生非常重要的正面或负面影响。正如其他发言人所说的那样，这些问题应在规划设计阶段就进行考虑，以避免出现以外的后果。

他们建议，改革工作组应有环境和公共卫生的官员参加，工作组应具有对缓解环境和卫生影响进行分析的权力。他们还建议，有效的市场机制是控制污染物释放另外一种有效的方法，也可以考虑。对于那些对环境和卫生有影响但不能完全缓解的，应在资源选择时给予一定的保留。此外，资源采购规则和费用政策应体现能源保护效益的价值。

在规划设计和实施过程中，对持续发展有重大影响领域主要包括以下几个方面：

需求反映

这是一个带有普遍性的观点。如前所述，若价格以小时计算，而消费者并没有看到这种小时价值，他们就不会对这种价格进行反应。所谓的反应，是表现为转移负担，节能或使用现场发电等的活动。对这种价格没有任何反应，便导致了最高价格不能通过消费者的行为来缓和。需求反映是经济学的最基本原理。在一个市场中，价格应诱导供应，并使需求合理化。后者的实现前提是消费者得到的价格必须合理。竞争性市场需要这样的信息。

间歇性资源

太阳和风力为间歇性资源，这种资源的各小时之间的产出不象矿物生产那样有预测性。使用的规则可以促进，也可以阻碍这些资源的发展。如，若一个电量市场采用的投标原则要求所有的发电方将小时发电水平提前一天进行申报，并且，若所报发电量达不到要求，就将施以处罚。这种规则对太阳和风力资源的影响是显而易见的。

容量成本和可信度定价

不同的电量市场因对容量要求或是否要求单独容量市场而不同。也根据他们如何确定电量市场的运行要求有关。布雷福尔德和莫斯克维茨先生指出，容量市场的存在和所要求的储存水平将影响将要建立的容量类型。他们建议，在对市场进行设计决策时，应考虑清洁能源资源的影响。

剥离

正如舍雷先生先前所讲，这里主要强调的一点是，当发电从输电中分离出来时，发电的新拥有者理所当然地有了新的权力和责任。一是希望新的发电厂不用将环境清洁成本转移给消费者，相应地也不用电厂自己承担满足法律要求以外的任何义务。这样就难以将清洁义务加到电厂方面。这一建议旨在将这方面的义务作为输配电分离任务的一部分。若这样，对潜在购买者义务的评估，就需从资产的价值上进行反映。

间歇资源的输电定价

持这种观点的人认为，在没有建立一个统一的、透明的输电定价系统前，有些方法就形成了对风等间歇资源的偏见。比如，若价格是根据装机容量来确定，则 100 兆瓦的风力厂所付的价钱与 100 兆瓦的天然气厂相同，但风力发电厂的能源产出（有时也叫“能量因子”）可能会少的多。若再生能源都处于离主负荷很远的边缘地区，那么根据输电距离来进行定价的方法就会导致许多问题。这一建议的核心，是使用一种能公平地协调再生能源和提高能源效率关系的输电定价方法。莫斯克维茨和布雷福尔德先生在这里特意提到了堵塞定价法。

莫斯克维茨和布雷福尔德先生还阐述了其他一些问题。其中心内容是，环境保护、能源效率和相对合理的发电途径都应是改革和重组内容的一部分。否则，将会产生意外的后果，并丧失好的机遇。

竞争性电力市场的法律和监管改革

撒尔克先生讲了在现有法律框架下，竞争性电力市场可以实施的程度。撒尔克先生说，一个法律框架不应只有一个《电力法》，还应包括有关决策和颁布的条例。在后面的讨论中，科斯坦先生(Clifford Garstang)作了补充，认为财产和合同法也是法律框架的一部分。

撒尔克先生得出的结论是，现有法律可以允许竞争性电力市场在某种程度的发展。这一结论也得到了科斯坦先生的赞同。具体说来，现有法律允许单一购买者介入。根据 1999 年条例规定，发电就应从输电中分离出来。而且，法律也允许单一购电者在竞价的基础上买电。换句话说，法律不会要求单一购电者具体地制定价格并进行购电。因此，可以合法地建立竞争性的电力市场，要求每小时报价，从而决定每小时的市场价格。此外，法律允许并真正鼓励省和地区间的贸易发展。从法律上讲，为了平抑高价格，可以为买电者和卖电者规划差价合同，以便保证卖方得到合理的收入。总而言之，艾格先生所述的第一阶段的竞争问题，有可能在现有法律的前提下得到实现。

随着竞争性市场的进一步发展，现有法律的弱点就越来越明显。很显

然，现有法律没有考虑到，至少不能解释为，允许大客户（或客户）根据自己的要求直接签定合同。对直供竞争（包括大用户）形成了几方面的阻力，并明显地阻碍了零售竞争的开展。

但还有更重要的一点，那就是，即使现有法律允许有限直供竞争，但不宜过快地向这一目标过渡。所有的专家认为，竞争市场的合理发展需要高质量的监管，而现有法律并不具备这些特征。此外，修改后的法律应对输配电功能进行具体说明。撒尔克先生所提建议归纳起来就是，在继续进行现有工作的同时，应同时制定新的法律，将单一购电者变为竞争性购电，从而进一步加深竞争的力度，使法律更加全面。

科斯坦先生补充说，在发展竞争性市场的过程中，还应注意其他几个法律领域的事宜。竞争政策：这不仅是电力部门的要求，随着中国加入世贸组织，其他部门也要遵循这一原则。公司法：科斯坦先生认为，中国的公司法在改革和竞争市场初期是适用的，但随着部门的发展和所有制的多元化，其弱点也会越来越明显。主要担心的问题是：少数股权，董事会的地位和作用，信息的维护和发布等。合同法：中国在合同法领域，已经取得了一些进步，但做得还不够。合同权利和义务及履约等，是市场正常运作的关键所在。资本市场：应得到进一步解放，以促进扩建和资产重组。

布雷福尔德先生就正确监管的特点进行了发言。所有的发言人都认为，他们在其他国家的亲自经历中，说明高质量的监管是非常重要的。好的监管必须独立于被监管的单位。有人也许会说，只有被监管的企业为私人企业时，监管机构的独立性才相当重要。实际上当政府拥有企业时，如果不将监管与产权分开，很多国家出现了严重问题。

监管机构应不受过多的政治干预。虽然有的监管决策的制定会非常艰难，且冲突不断，但这些决定，或者说所有的决定，都应由监管机构自己做出，而不必面临过多的来自政府的压力，甚至是政府对监管机构决定的修改或否定。被监管价格的制定，应以奖优罚劣为原则，并合理地反映监管服务的成本。

监管程序应公开、透明，所选人员应业务精良，专业（如工程、财务、经济、会计等）对口。监管机构与各参与方在许多重大问题上可以进

行沟通。这就是通常所说的“协商”办事程序。此外，所做出的所有决策应为书面式，并写明决策的依据，以及得出结论的原因。所做的决策应对公众公开。所有这些政策将提高监管机构和监管程序在各市场参与者中的信誉。

最后，监管政策应有持续性和稳定性。要达到这一目标，就必须保持监管机构政治上的独立性及信息的可靠性。

布雷福尔德先生的观点得到了会议的认可，但一位参会人员的意见也引起了大会的高度重视。这位参会人员认为，也许没有必要成立一个新的监管机构。中国的问题在于不同部门非常分散，将这些分散的部分统一起来作为一个监管机构，也许比成立一个新的机构要简单易行。但也有人认为，成立一个新组织，可以成为一个崭新活动的开端，可以引进新的、更适合市场经济的监管方法。

前面已经讲到，改革和重组是一项长期的和复杂的任务，需要得到政府的承诺和支持。其中，政府必须对与实施合理的监管和政策相冲突的政府机构的职责进行重新考虑和安排。正如几个专家在讨论中所提到的，正确监管的最终结果便是，监管职能将集中在一个部门，而政策制定职能将集中在另外一个部门。每个部门必须配备精良的专业人员，并有充足的资金做保证。若没有这样一个监管和政策结构，并且目前的交叉和冲突管理继续存在，那么改革将处于一种危险的境地。

结束语

最后，国家计委基础产业司司长宋密女士对会议进行了总结，宋女士认为，会议开得非常成功，达到了预期的目的。通过各位发言者的介绍，与会代表了解到世界各国电力体制改革的不同模式，为中国的改革提供了很多可以借鉴的经验与教训，各国在电力体制改革的进程中都有自己的特点。

宋女士指出，各位发言者为中国的改革提出了很好的建议，使与会代表在以下方面加深了对中国电力体制改革的认识。

一是进一步认清了改革的必要性与紧迫性，坚定了改革的信心，中国

的改革，要结合中国的国情，借鉴国际上成功的经验，吸取教训，减少失误。

二是要打破垄断、引进竞争。代表们进一步感到，无论任何改革模式，关键要打破垄断、引进竞争。作为改革的第一步，要在发电领域进入竞争机制，首先要做到发电与输电分离。其次要建立强有力的政府监管部门，制定有效规则，保证市场的健康发展。

三是改革一定要有利于发展，中国是发展中国家，要处理好“发展”与“改革”的关系，通过改革促进电力工业的发展。

四是要通过改革提高效率、降低成本。这实质上就是改革的出发点。

五是要处理好近期改革目标和远期目标的关系。中国的改革要本别设置近期目标和远期目标，要注意近期和远期的结合。

六是要有利于环境保护以及可持续发展。在电力工业的改革中要特别重视环保以及可持续发展，通过体制改革形成完善的市场规则，鼓励清洁和可再生能源的发展。

七是在改革中，要充分重视法律、法规的重要性，及时对电力法提出修改意见。

**中国电力体制改革
国际研讨会**
国家发展计划委员会（SDPC）主办
世界银行（WB）与能源基金会（EF）协办

2000年10月9日至10日

10月9日（星期一）会议第一天

第一议程 中国电力体制改革现状及必要性

主持人：宋密女士，国家计委基础产业司司长

8: 30 开幕

8: 30-8: 50 由主办单位与协办单位致开幕辞

国家计委副主任 张国宝先生
世界银行能源行业局局长 鹫见良彦先生
能源基金会中国可持续能源项目负责人 道格拉斯·欧格顿先生

8: 50-9: 10 发言人: 李彦梦 国家计委投资司副司长
题目: 面临的问题及改革的目标

主题: 明确 (1) 过去 20 年来的改革过程中已经取得的主要成绩; (2) 原有省级单一买方体制的局限性; (3) 引进竞争所要达到的目标和应该注意的问题; (4) 引进竞争需要制定哪些具体的政策与策略。

9: 10-9: 20 发言人: 贾英华, 国家经济贸易委员会电力司副司长

会议第二议程 竞争性电力市场的国际背景

主持人: 宋密女士, 国家计委基础产业司司长

9: 20-9: 50 发言人: 萨里.亨特女士
题目: 国际经验的总体介绍

主题: 介绍相关概念并提供简明综述。主要包括 (1) 电力行业中竞争的含义, 其重点是: 明确概念; 确定现有行业实体和政府机构的角色和运作程序; 预期的效益。(2) 澄清问题, 如: 确定可接受市场的大小的标准是什么; 是否存在最大或最小的限额; 系统运行人是否需要拥有主要的发电设施 - 在没有所有权的情况下如何进行控制; (3) 实施竞争和获得利益需要的最小结构、管制和体制变化。

9: 50-10: 30 **讨论—国际经验评价**

讨论发言人: 比德.布雷福尔德(美国), 彼得.艾格(澳大利亚),
平均每人 15 分钟引导发言 + 10 分钟所有参加人提问和回答

主题: 每个发言人讨论的重点应放在 (1) 引入竞争的政策目标和体制背景; (2) 改革的预期效益及获得的实际利益; (3) 实施中存在的问题; (4) 从实践中总结的经验 (应采取的不同措施)。

10: 30-10: 45 休息

10: 45-11: 25 讨论

讨论发言人: 萨里.亨特(英国); 乔治.吉尔波尔(美国);
路易斯.卡卢梭(拉丁美洲)
平均每人 15 分钟讨论发言 + 10 分钟提问和回答

会议第三议程 电力工业引进竞争机制的框架及阶段性

主持人: 宋密女士, 国家计委基础产业司司长

11: 25-12: 00 发言人: 彼得.艾格

题目: 竞争的分阶段引进一框架

主题: 主要讨论: (1) 在中国电力行业逐步引入和扩大竞争的过程中, 电力体制的结构和容量; (2) 在两个层次, 即省级和地区级实施竞争性电力市场的可行性; (3) 将第一阶段(发电竞争阶段)作为重要转换阶段的原因。

12: 00-12: 30 提问和讨论

12: 30-1: 30 午餐

会议第四议程 发电和输配的分离

主持人: 李彦梦先生, 国家计委投资司副司长

1: 30-1: 45 发言人: 兰杰.拉马赫

题目: 中国发电企业所有权的相关分析

主题: (1) 中国现有的交叉控股和垂直所有权关联问题; (2) 引入竞争机制后, 所有权关联中出现的重要问题; (3) 当引入竞争时可能出现的搁浅成本。

1: 45-2: 00 讨论

讨论发言人: 国家计委基础产业司郝卫平副处长, 国家

经贸委代表与国电公司代表

- 2: 00-2: 30 发言人: 艾罗特. 韦斯勒
题目: 厂网分开—重点和过渡
主题: 主要讨论: (1) 输配电公司拥有发电所有权以及供电商拥有的市场权力将会如何破坏竞争; (2) 托管和实施发电分离或剥离; (3) 评论处理搁浅成本的不同机制; (4) 讨论管制保护措施和实践以确保发电商竞争行为。
- 2: 30-2: 45 **讨论**
讨论发言人: 怀恩. 舍雷
- 2: 45-3: 00 **全体提问和讨论**
- 3: 00-3: 40 **讨论: 厂网分开—国际实践**
讨论发言人: 路易斯. 卡卢梭 (拉丁美洲); 哈威. 萨尔克 (印度)
平均每人 15 分钟讨论发言 + 10 分钟所有参加人提问和回答

主题: 每个发言人应重点讨论: (1) 实施发电分离的机制; 评估方案; 方法选择和实施结果; (2) 对中国可资借鉴的经验。
- 3: 40-4: 00 **休息**
- 4: 00-4: 40 **讨论**
讨论发言人: 彼得. 布雷福尔德 (美国) 和彼得. 艾格 (澳大利亚)
平均每人 15 分钟引导讨论发言 + 10 分钟所有参加人提问和回答
- 4: 40-5: 30 **全体提问和讨论**

10月10日(星期二) 第二天会议

会议第五议程 输配环节的重组

主持人: 宋密女士, 国家计委基础产业司司长

8: 30-8: 50 发言人: 彼得.艾格

题目: 开展输电向配电批发竞争的准备工作

主题: 评论向第二阶段(输电向配电的批发竞争阶段)过渡必须满足的要求和条件, 重点放在对主要的输电和配电重组问题的讨论上。

8: 50-9: 20 发言人: 路易斯.卡卢梭

题目: 改革输电环节以引入竞争机制

主题: 提供实施电力市场竞争所需的输电改革方面的问题, 包括: (1) 公开准入和所有权问题; (2) 确保省级和区域市场的一体化的原则和政策。

9: 20-9: 40 讨论

讨论发言人: 怀恩.舍雷, 艾罗特.韦斯勒, 乔治.吉尔波尔

9: 40-10: 00 全体提问和讨论

10: 00-10: 40 讨论: 配电环节的改革

讨论发言人: 彼得.艾格(澳大利亚), 路易斯.卡卢梭(拉丁美洲)

每人15分钟发言 + 10分钟全体提问和回答

主题: 每个发言人应概括介绍本国配电体制改革所采取的重要步骤, 主要包括: (1) 确定配电公司数量和大小的标准; (2) 如何使所有权发生变化; (3) 为减少购电风险和容量的增大需要采取的办法。

10: 40-11: 00 休息

11: 00-11: 40 **讨论**

讨论发言人:怀恩·舍雷(美国), 乔治·吉尔波尔(美国), 萨里·亨特(英国), 平均每人 15 分钟发言 + 10 分钟所有参加人提问和回答

11: 40-12: 30 **全体提问和讨论**

12: 30-1: 30 **午餐**

会议第六议程 竞争性电力市场的环境问题

主持人: 李彦梦先生, 国家计委投资司副司长

1: 30-1: 45 发言人: 彼得·布雷福尔德

题目: 电力市场化改革中对环境可持续性的考虑

主题: 主要探讨在电力体制改革中如何保障环境的可持续发展。

1: 45-2: 00 发言人: 大卫·莫斯克维茨

题目: 如何在电力体制改革中保证可持续发展

主题: 论述电力行业在环境保护过程中的作用评论改革过程中需考虑的重点问题和保护措施。

2: 00-2: 30 **全体提问和讨论**

会议第七议程 竞争性电力市场的法律和管制

主持人: 李彦梦先生, 国家计委投资司副司长

2: 30-3: 00 发言人: 哈威·撒尔古

题目: 在现有法律框架中实施竞争性市场

主题: 讨论在现有法律框架内如何引入竞争。讨论要在 1995 年中国电力法的法律框价内进行。主要讨论在相关法律不发生根本变化的情况下, 改革所要达到的目标。

3: 00-3: 15 讨论

讨论发言人: 科里夫·科斯坦

3: 15-3: 30 休息

3: 30-4: 00 发言人: 彼得·布雷福尔德 / 大卫·莫斯克维茨

题目: 管制要求

主题: 包括: (1) 建议中央和省管理职能的分离; (2) 澄清中央和省管理者的角色和职能。

4: 00-4: 20 讨论

讨论发言人: 艾罗特·韦斯勒 (美国), 哈威·撒尔古 (印度)

4: 20-5: 00 全体提问和讨论

会议第八议程 研讨会总结

主持人: 李彦梦先生, 国家计委投资司副司长

5: 00-5: 30 发言人: 宋密女士 (国家计委基础产业司司长)

题目: 研讨会总结

由哈威·撒尔古, 赵建平, 萨里·亨特, 彼得·布雷福尔德, 怀恩·舍雷在会议的过程中协助记录与整理。

会议签到表

序号	姓 名	单 位	职 务
中方代表			
1	张国宝	国家发展计划委员会	副主任
2	胡和立	国务院研究室	副司长
3	董超洁	国务院法制办	副处长
4	冯 飞	国务院发展研究中心	副部长
5	贾世华	国务院办公厅	副处长
6	蒋 跃	国务院体改办	司级巡视员
7	李海超	国务院体改办	副司长
8	宋葛龙	国务院经济体制改革办公室	副处长
9	戴桂英	国家计委	副司长
10	朱宝芝	国家计委	
11	何建宇	国家计委	
12	宋 密	国家计委	司 长
13	李云林	国家计委	处 长
14	王 骏	国家计委	处 长
15	郝卫平	国家计委	副处长
16	史立山	国家计委	副处长
17	梁 波	国家计委	
18	秦志军	国家计委	
19	周 篁	国家计委	
20	韩慧芳	国家计委	副司长
21	李才华	国家计委	副处长
22	李彦梦	国家计委投资司	副司长
23	王晓涛	国家计委	副司长
24	汪文祥	国家计委	主任
25	李京京	国家计委能源所	主任
26	庄 幸	国家计委能源所	副主任
27	张正敏	国家计委能源所	教授
28	彭芳春	国家计委能源所	教授
29	孟 松	国家计委能源所	副教授
30	任东明	国家计委能源所	博士
31	梁志鹏	国家计委能源所	博士
32	林 宝	国家计委能源所	
33	刘英琴	国家计委能源所	

34	汪 渊	国家计委能源所	
35	周大地	国家计委能源研究所	所长
36	周凤起	国家计委能源研究所	
37	韩文科	国家计委能源研究所	副所长
38	戴彦德	国家计委能源研究所	
39	吴钟瑚	国家计委能源研究所	
40	渠时远	国家计委能源研究所	
41	高世宪	国家计委能源研究所	
42	刘树杰	国家计委宏观院	副所长
43	刘一飞	国家计委宏观院	
44	王广辉	国家经贸委	处长
45	郭丛照	财政部	
46	唐臻怡	财政部	
47	李光辉	财政部	处长
48	顾 灵	财政部	
49	吴敬超	财政部	
50	唐 治	财政部	
51	王信茂	国家电力公司动力经济研究中心	主任
52	邓建利	国家电力公司动力经济研究中心	
53	胡兆光	国家电力公司动力经济研究中心	
54	雷体钧	国家电力公司动力经济研究中心	
55	伍 萱	国家电力公司动力经济研究中心	
56	柴高峰	国家电力公司动力经济研究中心	高工
57	陆延昌	国家电力公司	主任
58	陈飞虎	国家电力公司	
59	王炳华	国家电力公司	副主任
60	齐志坚	国家电力公司	
61	赵尊廉	国家电力公司	主任
62	徐伟良	国家电力公司	
63	姜绍俊	国家电力公司	主任
64	龚建祖	国家电力公司	
65	吕振勇	国家电力公司法律事务部	副主任
66	谢绍雄	国家电力公司顾问	教授
67	赵 洁	国家电力公司电力规划设计总院	副院长
68	张学知	国电华电公司	总经理
69	毛青原	国电华电公司	处长
70	李光满	国电华电公司	主任
71	成德信	中国科学院自动化所	
72	越 涛	中国科学院自动化所	

73	于向红	中国科学院自动化所	
74	胡鞍钢	中国科学院生态中心	研究员
75	曹东	中国环境科学研究院	
76	高樹婷	中国环境科学研究院环境规划研究所	副研
77	李曹	国家环保总局	
78	王汉臣	国家环保总局	顾问、教授
79	姚愉芳	中国社会科学院数量经济与 技术经济研究所	研究员
80	张文涛	中国电力科学研究院	副总工
81	邓可蕴	中国能源研究会	
82	苏明山	清华大学能源环境经济研究所	副主任
83	夏青	清华大学教授	副系主任
84	言茂松	上海大学	教授
85	袁颺	北京中经通投资咨询 有限责任公司	副总
86	宰爱民	北京千禾人科技有限公司	
87	龚铮铮	中国日报社经济部	记者
88	谢浩然	经济日报	记者
89	刘伟	中国经济导报	记者
90	施世林	中国经济导报	
91	王水石	中国经济导报	
92	谭雅佳	中国经济导报	
93	卢必成	国家计委中国经济导报	编辑、记者
94	冯雅静	国家计委中国经济导报	副主任
95	刘丽君	经济导报	
96	张宽林	人民日报	编辑、记者
97	潘善堂	新华社北京分社	副总经理
98	王树民	国华电力公司	副总经理
99	曹乐人	华能集团公司	副总经理
100	孙耀唯	华能集团公司	处长
101	李雁西	国家开发银行	
102	蒋兆祖	中国国际工程咨询公司	副主任
103	刘京生	中国国际金融有限公司	副总经理
104	郭江	中国节能投资公司	副主任
105	阙宗藩	中咨公司能源项目部	主任
106	何源森	四川电力局	局长助理
107	杨维丽	新疆电力公司	主任
108	韩惠明	山东电力集团公司	主任
109	吴东辉	广西电力有限公司	副主任

110	史洪德	二滩水电开发有限责任公司	副总经理
111	唐义治	海南省电力有限公司	党委书记
112	朱基木	上海宝钢电厂	厂长
113	甘光中	上海宝钢电厂	
114	罗善宝	贵州省电力公司	
115	魏 茂	国电西北公司	总经理助理
116	管人龙	华东电力集团公司	
117	郭国川	国家电力调度通信中心	副总工
118	解松峻	华北电力集团公司	处长
119	哈文慧	北京东兴泰思特检测技术 有限责任公司	管理部主任
120	王万峰	河南焦作万方集团公司	处长
121	茅于軾	天则公司	理事长
122	杨名舟	中国电力企业联合会	
123	王永干	中国电力企业联合会	副秘书长
124	张长源	中国电力企业联合会	
125	唐仲南	华北电力集团公司	顾问
126	潘坤华	国家开发投资公司国投电力公司	副总经理
127	高凌云	中国人民政治协商会议 全国委员会协力国际旅行社	外联经理

能源基金会代表

128	Steve Judd	能源基金会	
129	杨富强	能源基金会	项目主管
130	Peter Bradford	能源基金会	
131	David Moskovitz	能源基金会	
132	Douglas Ogden	能源基金会	
133	卢 红	能源基金会	

世界银行代表

134	黄育川	世界银行驻京代表处	首席代表
135	Nouredine Berrah	世界银行	
136	刘晓云	世界银行	
137	赵建平	世界银行	
138	Clifford Garstang	世界银行	
139	Sally Hunt	世界银行	咨询专家
140	Peter Egger	世界银行	咨询专家

141 Luis Caruso	世界银行	咨询专家
142 Harvey Salgo	世界银行	咨询专家
143 Ranjit Lamech	世界银行	

其他代表

144 雷美玲	荷兰驻华大使馆	
145 白爱莲	澳大利亚驻华使馆商务处 (澳贸委)	商务专员
146 王颖	澳大利亚驻华使馆商务处	项目经理
147 彭艳	英国大使馆发展处	项目官员
148 XAVIER CHEN	国际能源署 (IEA)	总裁特别助理
149 Penny De Vual?	UK EMBASSY DFID	<i>lsb scc.em</i>
150 罗仕可	剑桥能源咨询公司	
151 高承智	剑桥能源咨询公司	

第二部分：国际经验总结

澳大利亚经验

在澳大利亚，经过长时间的研究和协商，最终形成了全国电力市场，

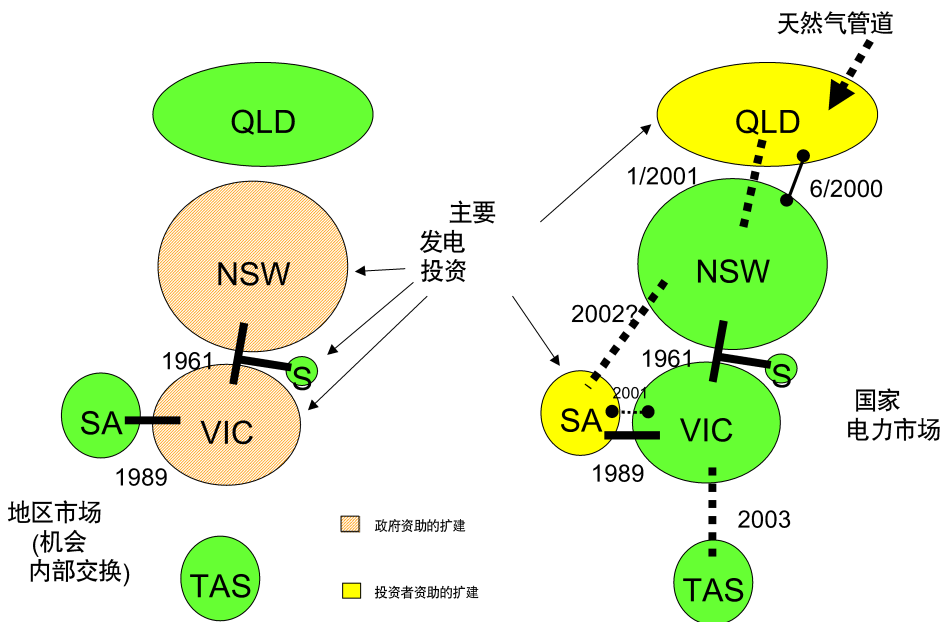
很多事情发生在中央政府一级，也有很多事情发生在州政府一级，有些事情发生在 80 年代初，大部分事情发生在 90 年代。

最后，澳大利亚八个州政府中的五个签订了合作协议，形成了全国电力市场。签署协议的州包括：新南威尔士州，维多利亚州，昆士兰州，南澳大利亚州和首都本土，其它三个州（塔斯马尼亚，北方领土和西澳大利亚）以后可以根据全国竞争法及各自的电力工业改革目标决定是否加入全国电力市场。

1989 年，澳大利亚中央政府调查了全国电力工业的效率，这成了发展全国电力市场的导火线，以后花了整整 10 年的时间重组电力工业，最终启动了全国电力市场。

在 1989 年至 1998 年的 10 年期间，各州政府及中央政府直接参加了电力市场的研究，设计和运行。下面先介绍全国电力市场形成前后的电力工业结构，然后介绍 10 年内各州遇到的问题，全国电力市场形成前后的工业结构见图 1。

图 1 左边代表全国电力市场开始前的电力工业结构，图中 S 代表雪山水电及负荷中心堪培拉，即首都本土。西南威尔士州，维多利亚州，首都本土及南澳大利亚之间有电网连接，并签订了商业协议“联网运行协议”。合同以双边自愿的原则为基础，如果 A 州生产成本低于 B 州，允许 A 州向 B 州卖电，在全国电力市场启动前，按联网运行协议运行了 9 年。从图中可以看出，昆士兰和塔斯马尼亚州拥有自己的独立电网，互相之间及与其它电网都未联网。多次讨论过联网计划，但资金不能落实，随着全国电力市场的投入运行及私营机构的参与，融资已比较容易。



框图 1 - 电力市场实施前和实施后电力供应情况

图 1 右边代表 2000 年 12 月的电力工业结构，即全国电力市场投入运行 2 年以后，新南威尔士州，维多利亚州，首都本土及南澳大利亚州之间的“机会交换”合同已终止，取而代之的是全国电力市场规则，虽然昆士兰州是一个独立电网，该州仍决定按全国电力市场规则运行其电力工业。塔斯马尼亚州政府在 1998 年没有加入全国电力市场，它提出从 2003 年起按国家电力市场规则运行其电力工业，在 1998 年至 2000 年期间，塔斯马尼亚州政府按自己批准的市场规则运行其独立的电网，并准备继续应用这套规则，直到与维多利亚联网。

从图 1 可以看出全国电力市场对联网的影响，在 2000 年中，新南威尔士和昆士兰之间的一条直流线路（约 20 万千瓦）投入了运行，另一条“受监管”的交流线路（约 100 万千瓦）正在建设之中，计划 2001 年 1 月投入运行，计划中还包括南澳大利亚和新南威尔士之间的一条交流线路（约 250 万千瓦），预计 2002 年投入运行，最近又批准了维多利亚和南澳大利亚之间的一条直流线路（20 万千瓦），计划 2001 年开工，塔斯马尼亚和维多利亚之间也计划在 2003 年建成一条 60 万千瓦的线路。全国电力市场建成以后，各现货价格区的的价格水平相差很大，这为这些联络线的建设提供了经济依据。

图 1 中右边也给出了自全国电力市场投入运行以来，发电领域投资的

变化趋势，全国电力市场很快地改变了发电投资的取向。由于装机过剩，新南威尔士州和维多利亚州的电价很低，而昆士兰和南澳大利亚装机不足，电价很高，因此，电厂方面的全部投资都转移到了昆士兰和南澳大利亚，新南威尔士和维多利亚不再出现新的电厂投资。优化电厂和输电线路方面的投资是改革的基本目标，从这一点来看，全国电力市场相当成功。

本附件介绍了在改革中各政府所受的影响，管制框架的变化以及电力工业的重组过程。

中央政府的参与

根据澳大利亚法律，中央政府很少直接参与电力工业。在 50 年代和 60 年代，由于雪山水电项目影响到三个州政府，中央政府参与了该项目的开发，在 80 年代，中央政府帮助南澳大利亚、维多利亚和新南威尔士协调了维多利亚与南澳大利亚的联网事宜。

在 70 年代和 80 年代初期，许多州的电力工业明显显得效率低下，在 80 年代，中央政府对各州存在的问题非常担心，如电厂管理很差，各州政府之间相互争夺资金，州政府将电力资金用来建设非生产性的基础设施，由于结构上的缺陷，商业和行政职能不分等。

1989 年，中央政府调查了全国电力工业的生产情况，结论认为，改革电力工业可以带来 6 亿澳元的收益，这一时期，正好英国在准备启动电力市场。调查之后，中央政府成立了澳大利亚委员会（COAG），该机构处理中央政府无权直接干预的事宜。

1990 年，在中央政府和各州政府的支持下，成立了电网管理委员会（NGMC），负责设计全国电力市场，NGMC 成员包括政府官员和工业界人士，负责协调 COAG 和电力工业的交流。NGMC 成立了很多委员会和工作小组，成员包括全国各电力工业组织和机构，实际上，NGMC 成了具体制定电力市场规则和设计信息系统的部门。1997 年，当所有政府就市场结构达成一致意见后，该机构被 NEMMCO 和 NECK 取代。

调查生产率之后，在 1992 和 1993 年期间，中央政府就“竞争政策”进行了调查，该调查为制定新的全国竞争法打下了基础，竞争法的目的是允许第三方购买政府资产并进入基础设施领域，竞争法不仅涉及电力工业，也涉及天然气，供水，铁路，港口，通讯，法律系统，医疗系统等。澳大利亚竞争法于 1995 年颁布，适合全国各州，为了实施竞争法，中央政府建立了一个新的机构，即澳大利亚竞争和用户委员会（ACCC），该机构由原来的价格监督局和贸易委员会合并而成。

新的竞争法是根据 1974 年的全国贸易法修改而成的，依据该法律，ACCC 是全国工业的经济管制者，保护用户利益，ACCC 有法定权力实施竞争法，并处罚违法者。中央政府还成立了全国竞争委员会（NCC），监督竞争法的实施，并提供政策意见。NCC 和 ACCC 共同管理竞争政策的实施，使中央政府能独立考虑该政策的影响，必要时改进政策。因此，一般称 ACCC 为独立管制机构，更确切地说应该是全国工业管制机构。

在 1993 年 11 月至 1994 年 6 月的 8 个月内，中央政府及西南威尔士，维多利亚，昆士兰，南澳大利亚，塔斯马尼亚州和首都本土政府共同参与了全国市场模拟，各州的大部分电力企业都参加了这项工作。模拟工作与现有的组织机构业务共存，现有商业业务未做任何更改，该工作类似于全国性的大学模拟试验，电厂按实际可利用率报价投标，但其结果不影响电厂的实际调度。准备了另一套规则指导市场模拟，特别设计和建立了市场信息系统，每月结算一次。正式审计了模拟工作，总结了市场规则的优缺点。

模拟工作起到了两个重要作用：

1. 成立了一个全国性委员会来负责全国电力市场规则（直供竞争，网络准入和行政管理）的设计和准备。
2. 各州政府坚定了电力改革的信心。模拟工作结束后，维多利亚政府于 1994 年 7 月开始实施竞争性电力市场。

竞争法是电力工业引入竞争的基础，在该法准备期（1994 和 1995 年），CCOAG 批准了实施竞争性电力市场的政策声明，明确提出建立全国

电力市场，阐明了该市场的目的。

由于该政策声明考虑了在电力工业引入竞争后，结构重组造成的政治和商业影响，它成了州政府改革的指导性文件。建立全国性电力市场的主要目标包括：

1. 市场具有竞争性；
2. 用户有权选择供电商（发电商或零售商）；
3. 不管参与者何时加入市场，平等对待各参与者；
4. 平等对待不同的能源及能源技术；
5. 平等对待州内交易和州间电力交易。

在 1997 年以前，法律授权各州全权负责州内的电力工业，这种“权力下放”模式成功地动作了 100 年，但效率低下表明要用新的模式来打破州界分割。1997 年，通过各州的共同努力，全国电力法出台，该法允许实施全国电力市场。

新全国电力法中规定，州政府可以自行选择是否受该法律约束，中央政府提供融资方面的激励机制，鼓励各州加入全国电力市场，虽然各州支持 COAG 会议的政策声明，只有 5 个州选择了加入全国电力市场，这一历史性协议于 1997 年签订，为建立全国电力市场铺平了道路。市场是一系列电力系统的组合，在一套市场规则下运行，虽然有一个电力系统是独立系统，它仍是全国电力市场的一部分，即该系统采用同样的市场规则，由同一个市场运行者和系统运行者负责，受同一管制机构的监管，市场信息系统的设计也相同。该州政府这样选择是为了几年后联网时不会造成动荡。

全国电力法篇幅不长，但从法律上为电力市场的管理提供了依据，它包括以下内容：

1. 两个公司化机构（全国电力市场管理公司和电力法管制局）；
2. 全国电力规则（市场规则）；
3. 全国电力法庭负责电力规则的实施；
4. 对违反市场规则的处罚。

全国电力市场管理公司（NEMMCO）是由股东按公司法成立的公司，

股东为各参与州的政府，每个政府一股。NEMMCO 负责按电力法运行电力市场，并不断发展电力市场，提高运行效率。NEMMCO 承担了“市场和系统运行者的职能”，独立于输电公司。选择这种模式时，在维多利亚运行的市场中，市场运行和系统运行与输电是分开的，而在新南威尔士运行的市场中，市场运行机构和系统运行机构与输电合为一体，全国市场在比较了两种模式的优缺点后做出了选择。

电力规则管理局（NECA）是一个公司，由各州入股组成，负责监管全国电力市场，包括规则修改的审批，规则的实施和违规的处罚。全国电力规则是一个法律工具（类似于条例），是在与公众协商，NECA 和 ACCC 批准的基础上形成的。

全国电力市场是一个趸售市场，有多个买方（零售商）和卖方（发电商），独立的输电网络业务和独立的配电网络业务，市场与 1998 年 12 月启动。1999 年 7 月，根据市场规则中有关输电业务的条款，输电网络业务（输价格和服务质量）的监管由州监管部门移交到了 ACCC。配电业务的监管仍由州负责，待州同意后再移交 ACCC。除非它们要求中央政府帮助或它们的政策影响到趸售市场，州政府仍负责发展零售市场。尽管零售市场是这样分工的，州政府的零售竞争政策应符合全国竞争法的原则，如果违反了竞争法，ACCC 有权干预。

目前，澳大利亚政府的重点是发展零售市场，零售市场规则涉及到对全国市场规则的修改，也涉及到新规则的制定以保护用户。州政府正在协调工作，以制定出全国性的零售政策，但各州也必须考虑到零售改革对本州的不同影响。

全国电力市场规则的制定

电力市场规则是全国电力市场的指导文件，该文件经过数年的努力才最终定稿。

在 1990 年至 1993 年期间，NGMC 发表了数篇关于竞争性电力市场的政策指南，根据这些指南，制定了一套管理全国模拟市场的市场规则，模拟工作过后，NGMC 于 1994 年成立了全国市场规则制定委员会，目前市场规则的结构和内容是该委员会确定的。

全国市场规则有两个主要部分，竞争规则和准入规则。竞争规则规定了零售市场买方和卖方的交易机制，准入规则涉及支持性职能，如接入输电网络，输电定价，系统安全标准，争议解决，规则实施和修改。根据竞争法，两部分需要 ACCC 单独审批。

在起草市场规则的过程中，各州考虑了本州的特点，例如，新南威尔士政府根据 1996 年的全国市场规则草稿制定了新南威尔士的市场规则，这种做法有很多益处，可以减少启动全国市场后带来的影响，也体验到了市场规则的可用性。1997 年，昆士兰政府用当时的全国市场规则作为该州独立系统的运行规则，各州政府还采用了其它规则来管理市场的过渡。

1998 年，塔斯马尼亚根据全国市场规则的结构制定了自己的市场规则，虽然该政府还未决定加入全国电力市场。在 1996 年至 1998 年期间，维多利亚州逐步调整了自己的市场规则，以适新全国市场规则的要求。

根据 1974 年的全国贸易法(竞争法), 全国市场规则及其修改需要 ACCC 审批。1996 年 10 月，全国电力市场规则的最终草本提交到了 ACCC，整个审批过程如下：

1. 1996 年 11 月，全国电力市场规则草本正式提交 NGMC。
2. 全国电力市场规则草本作为公共文件出版。
3. ACCC 调查了市场规则中的反竞争内容。
4. ACCC 邀请工业界，用户，公众及其它相关部门对草本进行评论。
5. ACCC 公布两个临时决定，一是支持竞争规则，一是支持准入规则，ACCC 介绍了批准前对规则各部分应作的修改。
6. ACCC 举行公众会，讨论临时决定的有关问题。
7. 根据公众会议上的意见，ACCC 审查了临时决定，最后公布了最终决定。
8. 全国电力市场规则正式成为法律文件。

ACCC 的审批过程经历了两年，整个过程，从 1994 年开始到 1999

年正式审批，共花了五年时间，5年还是比较保守的时间。

可以看出，准备和批准一套适用于全国电力工业的市场规则是一项巨大的工程，不能草草了事。为此，当市场规则提交中央管制机构审批时，该机构应具备审查和批准的能力，指出文件中竞争规则和准入规则的优点及缺陷。

修改市场规则的程序基本相同，但调查和审批的时间会短一些，不管怎样，修改市场规则时要考虑6到12月的时间，该过程中要确保与工业界和公众进行足够的协商，保证不会引入反竞争的内容。

新南威尔士的参与

背景情况

由于多年严重缺电，新南威尔士电力工业于1950年进行了重组，当时，地方政府负责零售，电网和发电业务由一个新的机构新南威尔士电力委员会，后改为太平洋电力负责，通过合并，地方配电公司从190个减到42个，这是新南威尔士电力改革的重要开端，电力企业开始商业经营。

新南威尔士的电力工业发展主要依赖煤炭，在以后的20年中，输电设施迅速发展，电厂大部分建在坑口，电力供应稳定，在70年代，新南威尔士政府认识到电力工业的效率低下，但70年代末的能源繁荣掩盖这一问题。

在1980年至1985年期间，新南威尔士电力工业经历了一系列事件，包括3—4个新电厂出了事故，电厂的平均利用率较低约（65%），负荷增长变化较大（-2%到5%），电价上升较快（一年上涨25%），露天矿开工资金不足，管理部门不愿意提供资料。这一期间，政府将配电公司的数量从42个减到25个。

在80年代中和1990年期间，新南威尔士政府开始改革发电管理和输电管理。

建立内部电力市场

在 1989 年和 1990 年，新南威尔士政府研究了英国电力市场的发展，同意在电力公司内部引入内部电力市场。1991 年，重组了电力公司，成立相互竞争的部门，并于 1992 年启动了内部电力交换“ELEX 市场”。内部市场内，建立了“可变和固定容量合同”市场，在公司内部引入商业原则，不仅在电厂，也在服务部门。这些工作完成以后，市场转为电量市场，类似于全电力竞争市场，公司财务部为单一购电部门，在会计上，内部市场与外部电价和配电商的财务来往独立，因此，对用户没有影响，但用内部市场机制可以了解发电的内部成本，并与外部电价进行比较。

ELEX 市场提供了很多经验，其中包括：

1. 尝试和修改了英国的市场设计，但几个设计特征没有采用，如容量费用，因为它们会扭曲现货价格。
2. 尝试了分离输电与市场 and 系统运行。
3. 探索了输电定价问题。
4. 尝试了差价合约的概念。
5. 经历了引入市场信息系统的许多细节。
6. 开发和修改了市场结算程序。
7. 在公司内部引入了内部服务协议。
8. 竞争精神影响了公司各个部门，许多人受到了竞争市场方面培训。
9. 为全国争论市场改革的原则增多了很多知识，更多地了解了各种方式的特点，在全国模拟工作中，这一点特别重要，ELEX 市场的许多特点在各参与州得到了试验。

内部市场一直延续到 1995 年，随后新南威尔士政府启动了外部零售竞争市场。

新南威尔士政府支持 COAG 发展电力市场的政策，参与了全国电力规则的制定。

新南威尔士市场的建立

1995 年，新南威尔士政府修改了电力法，允许建立竞争性电力市场，包括制定了管理输电网络，市场运行机构和系统运行机构的独立法律。同时，政府消减了配电商的数量（从 25 个到 6 个），增加了发电公司数量（从 1 到 4 个），并允许私营发电商进入市场，发电业务从公司中分离出来，成立了独立的部门。

1996 年，结构改革全部完成，形成了多个卖方和买方，并启动了新南威尔士电力市场。市场运行的两个月内，执行行政最高限价（类似于 10% 的差价合同），测试市场信息系统。1996 年 5 月，取消了行政限价，市场按电量市场运作，最初赋予合同覆盖 85% 的系统需求。所有买方和卖方都能就其余 15% 的电量自己协商差价合同，赋予合同的覆盖面逐步减少，到

2000 年年底取消。随着赋予合同覆盖量的减少，买方和卖方可以自由协商签定差价合约，管理风险。

新南威尔士电力市场于 1996 年 3 月投入运行，采用了全国电力市场规则的最新版本，同时，全国竞争法生效，需要 ACCC 授权规则，包括利用差价合约管理市场对参与者造成的影响。

市场运行平稳，1997 年 5 月，新南威尔士市场与维多利亚市场接轨，允许跨界交易，在以后的 14 个月中（1996 年 3 月到 1997 年 5 月），由于“联网协议”以成本为基础，要求发电商分享生产成本，它不再起作用。这一制约要求立即合并新南威尔士和维多利亚电力市场，相互协调的新南威尔士和维多利亚市场又运行了 18 个月（直到 1998 年 12 月），以后市场管理的职能转到了 NEMMCO 和 NECA。

1996 年，零售市场竞争性用户成为新南威尔士政府的工作重点，每个配电商有两个许可证，一个是零售许可证，一个是网络服务许可证，建立了服务准则，如用户服务标准，会计标准，计量标准，以保证配电业务按政府政策经营，制定了零售发展计划，在最初几年，只有大用户才能选择零售商。

目前，发展零售市场是新南威尔士政府改革的主题，2000 年 12 月，新南威尔士政府通过了法律，要求配电公司把网络业务和零售业务分开经营，该计划要在 2001 年 7 月以前完成。

发电、输电和配电的重组

1994 年，模拟工作结束后，新南威尔士政府将输电业务放在电力公司的一个子公司，作为发输分离的第一步。

1995 年初，颁布了法令，允许输电子公司成为政府的独立公司，政府批准了该公司的结构，其职能包括输电（50 万和 33 万伏），市场运行和系统运行，但输电与市场运行和系统运行应分开。电力公司仍作为发电公司保留，拥有几个电厂和一些小型水电站，政府成立了一个政策部门，制定市场实施政策，新南威尔士成立了电力管制机构。

1995 年，新南威尔士通过了法律，要求将 25 个配电公司（13.23 及以下）合并为 6 个配电公司，2 个城市配电公司，4 个农村配电公司，新南威尔士的 270 万用户（最大需求 1180 万千瓦）被分配给了这些新配电公司。

1. 公司 1：以城市为主，130 万用户；
2. 公司 2：以城市为主，70 万用户；
3. 公司 3：以农村为主，53 万用户；
4. 公司 4：以农村为主，11 万用户；
5. 公司 5：以农村为主，22 万用户；
6. 公司 6：以农村为主，5 万用户。

公司产生了新的董事会，新的执行总经理，全部股份由政府拥有，新公司有 6 个月的时间完成合并计划，准备进入竞争市场。

1996 年初，新南威尔士政府将发电厂（1430 万千瓦）组成 4 个公司，各公司情况如下：

1. 公司 1：两上燃煤电厂，8 台机组，共 464 万千瓦；
2. 公司 2：4 个燃煤电厂，8 台机组，共 424 万千瓦；
3. 公司 3：一个燃煤电厂，4 台机组，2 个水电站，一个抽水蓄能电站，总装机 290 万千瓦；
4. 公司 4：新南威尔士州在雪山水电的股份，很多机组，可利用容量 250 万千瓦。

公司产生了新的董事会，新的总经理，全部股份政府拥有，这些公司的成立有很多争议，一般认为是分割的第一步。分步实施的原因包括公用基础设施，容量相对集中在几个厂址，长期供煤合同，工会反对。1997 年就发电厂的分离进行了一项研究，由于地方反对和奥运会，改革暂时终止，以后可能进一步分离。

1998 年 12 月，全国电力市场开始运行，新南威尔士政府将市场运行和系统运行的责任移交给了 NEMMCO，输电公司保留了规划和维护责任。

维多利亚州政府的参与

活动背景

维多利亚州电力工业的结构，不同于新南威尔士州的电力工业。在维多利亚，一家电力公司负责所有的业务：发电、输电、系统运行、配电网和零售业务。该电力公司的电大都直接卖给消费者，但也有一些卖给几家小型市供电公司，由供电公司再将电卖给消费者。

维多利亚电力工业的发展主要依赖褐煤。发电扩建过程中，使电站集中于一个小区域内，在小城镇形成了较大的劳力市场。此外，褐煤电站比烟煤电站成本高，因此，维多利亚州政府建立同样规模的电厂比新南威尔士所需的资金要多。电厂过多地集中在一个小地区范围，给社区带来了环境问题、给维多利亚州政府带来了劳力问题，给电力公司带来了输电设计问题。对这些问题进行管理，成本昂贵，资金紧张的情况因此随之出现，并在 80 年代明显化。

伴随着资金困难，电价猛涨，接踵而至的是对电力公司管理能力的检查。此外，八十年代中期维多利亚州政府实行的发电扩建项目与新南威尔士政府实行的发电扩建项目形成了资金竞争的局面。这些问题的存在，造成了维多利亚州政府和维多利亚州电力公司管理层之间的紧张局势。维多利亚州政府继续执行自己的发电扩建项目，导致了资金上的更困难局面。这些问题又导致了一场资金危机，使维多利亚州电力公司面临破产边缘。

在九十年代初期，由于资金缺乏危机的影响，维多利亚州政府发起了私有化运动，目的是将发电资产进行变卖。这一项目开始进行得很缓慢，但在 1993 年由于政府换届而使进程加快。在同一年，维多利亚州政府宣布了维多利亚电力工业的重大改组规划。1994 年中期，维多利亚州政府开始了维多利亚电力市场的运行工作。随着电力市场的引入，电力公司的全面改革也开始了。

维多利亚州政府支持 COAG 关于发展电力市场的政策，并参加了国家电力市场规则的制定工作。

维多利亚电力市场的形成

维多利亚电力市场以“容量市场”的形式开始于 1994 年 7 月份，包括将高于合同容量的电量进行现场销售。这种设计通常称之为“净电

量市场”。英国政府目前就正准备采取这种设计方式。与新南威尔士电力公司内部现货市场运行方案比,这种设计方案的缺点很快就暴露出来。

1995 年 7 月份, 维多利亚州政府将“容量市场”转换为“电量市场”(“总量市场”)。这种竞争性电力市场有一个共同的结算价, 这种价格不受容量附加费的影响。同时, 维多利亚州政府引用了“赋予合同”, 它的原则与差价合约类似, 但又增加了一些不同的条件。这些额外的条件扭曲了市场, 维多利亚州在随后的几年里对此深有体会。“赋予合同”设立的期限为 5 年(2000 年底), 5 年后终止。届时, 买卖双方将用差价和约谈判价代替“赋予合同”(目前正在这样实施)。“赋予合同”占总需求的 95%, 随着固定客户数量的减少而减少。

1996 年, 维多利亚政府批准对市场准则进行改善和规范, 以与当时的国家电力市场规则草案相一致, 新南威尔士州已采用了这一草案。

1997 年, 维多利亚和新南威尔士州政府同意, 并经 ACCC 批准, 协调两州市场, 促进新南威尔士和维多利亚的跨州市场贸易。联网协议休眠 14 个月后, 正式结束。和谐市场运行方式于 1997 年 5 月份开始, 形成了一个国家电力市场同时有两个趸售价区的早期形式。在这一时期, 国家电力市场规则已递交至 ACCC, 但没有得到正式批准。

和谐式市场体制又继续运行了 18 个月, 之后由国家电力市场协议取

代。

在目前阶段，发展零售市场是维多利亚政府改革的主要任务。

发电、输电及配电重组

1994 年中期之前，维多利亚电力公司为一体化结构公司，其职能包括发电、输电、系统运行、配电和零售业务。随着市场的发展，对电力公司进行了分离，具体步骤如下。

- 第一步（1993 年底至 1994 年底），所有的发电分给一家发电部门，输电划归另一家不同的部门，系统运行和输电扩建由另外一个部门管理，配电由五家不同的单位管理。成立了一个政府政策部门，负责对市场运行政策进行咨询。成立了一个新的电力监管机构。
- 第二步（1995 年），配电部门转换成了公司，并卖给了私有投资者。销售公司的工作 12 个月之内就完成了。拥有 200 万客户（最大需求量接近 7700 MW）的配电公司，有如下特征：
 - 公司 1：覆盖地区为农村，有 53 万客户；
 - 公司 2：覆盖地区为城市，有 23 万客户；
 - 公司 3：覆盖地区为农村和城市，有 23 万客户；
 - 公司 4：覆盖地区为城市，有 52 万客户；
 - 公司 5：覆盖地区为农村，有 47 万客户。

● 第三步（1996 年），发电部门分成了 5 家公司化发电公司，卖给了私营投资者。销售公司的工作在随后的两年中就完成了。拥有近 8200MW 的发电公司，其特点如下：

- 公司 1：煤发电，单个厂址，两台发电机组，总容量 1000MW；
- 公司 2：煤发电，单个厂址，四台发电机组，总容量 2000MW；
- 公司 3：煤发电，单个厂址，四台发电机组，总容量 1450MW；
- 公司 4：煤发电，一个厂址，八台发电机组，总容量 1600MW；
- 公司 5：天然气发电，两个电厂，两台发电机组，总容量 970MW；
- 公司 6：水力发电，10 个电厂，21 台发电机组，总容量 460MW；
- 公司 7：维多利亚在雪山水电站中的股份，有许多发电机组，现有容量为 1200MW；

● 在第四步（1997 年），输电单位转变为公司化公司，并卖给私营投资者。

● 系统运行部门规模扩大，职能包括市场运行，并作为一个政府部门一直工作至 1998 年国家电力市场的开始为止。届时，该部门的职责转交至 NEMMCO，该部门随之被取消。

电力公司和配电用户的重组方式主要取决于重组后公司的销售值。

据了解，维多利亚政府在输电、系统运行及市场运作功能方面的重组不同于新南威尔士州政府所采取的方法。在维多利亚州，改革以后的输电公司负责输电资产的维护和帮助新用户入网。输电规划（输电扩建）、系统运行及新市场运作职能交给了一家单独的、新成立的部门。在国家电力市场开始的时候，输电规划职能转交给了另一个政府部门。

与此相反，在新南威尔士州，输电部门刚开始时，拥有所有的职责（输电规划、输电维护、系统运行、市场运行）。国家电力市场开始的时候，该部门保留了输电规划职能。

昆士兰州政府的参与活动

活动背景

昆士兰州电力工业的发展主要以烟煤为基础。在 70 年代中期，电力工业布局结构与新南威尔士州电力工业类似。不同的一点就是昆士兰州公司的商业特征相对较小，公司的布局更具有部门特征，而商业贸易结构特征相对不明显。电力部门拥有发电、输电职能。另外还有七家单独的配电部门。然而，与新南威尔士州不同的是，昆士兰州有一

家单独的政府部门负责发电、输电规划工作。此外，昆士兰州有更大的地域，但人口比南威尔士州少。因此，资金就成了昆士兰州发电和输电规划的主要问题。

80年代，昆士兰州面临几个方面的主要问题。首先，人口不断增长，从维多利亚和新南威尔士州向北迁移。发电扩建跟不上电力需求的增长。第二，他们还要与其他州政府竞争资金。第三，他们遇到了劳力资源问题，但与其他州政府不同的是，昆士兰州的配电部门也存在着劳力资源问题。然而，昆士兰州与其他两个州政府机构相比，有几个主要的优势。烟煤矿的露天开采，使他们拥有了澳大利亚最低的烟煤成本。他们电厂的可利用率很高，职工较少。这与维多利亚和新南威尔士的电力公司是不同的。

1984年，发电和输电部门（规划和运行）进行了合并。尽管政府管理的责任与新南威尔士州的结构相比，有一定差距，但合并后与新南威尔士电力工业结构更加相似。

在80年代中期，维多利亚、新南威尔士和昆士兰州之间爆发了电价竞争。在此之前，新南威尔士州被认为是电价的领导者，其后才是维多利亚和昆士兰州。然而，当新南威尔士州和维多利亚州宣布电价大幅度增长时，昆士兰州却考虑降低电价。到90年代早期，昆士兰州的电价，在大陆州政府中是最低的。这样昆士兰州便成为一个有吸引力的居住地，随着人口的增长，用电量也开始增长。新南威尔士电力

公司也因此开始了管理领域的改革活动。

90 年代初期，昆士兰州政府出于对环境的考虑，放弃了原先计划的一个 600MW 水力发电项目。此外，政府同意将一个大电厂卖给一家铝合金生产厂家，以促进铝合金冶炼厂工作的继续。这两项活动推迟了发电规划项目，从而大大延迟了增加未来发电能力的计划。这些延迟对昆士兰州电力工业随后的发展产生了不利影响。

1993 年和 1994 年，昆士兰州政府参加了国家模拟项目。昆士兰州政府支持 COAG 关于发展电力市场的政策，参加了国家电力市场规则的发展工作。

1995 年初，为解决由于发电扩建项目的延迟而带来的潜在问题，昆士兰州政府同意建设与新南威尔士之间的输电线路（输电能力 500MW，将于 1999 年投入使用），并开始工期短（但价格昂贵）的 750MW 燃气电厂，增加基荷电厂（在 2003 和 2006 年间为 600 至 1400MW 之间）。1996 年初，发生的主要事件包括：

- 中央政府敦促各级州政府同意发展国家电力市场；
- 与新南威尔士联网过程中，遇到了大社区中环保主义者以及土地拥有者的反对。
- 政府在 1996 年初的选举中失败。

昆士兰州新一届政府与社区通过谈判，选定了一个输电走廊，并将联络线的输电能力提高到 1000MW，同意参加即将开始的国家电力市场。为了使昆士兰州能参加全国电力市场，新一届政府制定了电力公司的重组任务。

目前，零售市场的发展是昆士兰州政府改革的主要任务。

昆士兰电力市场的形成

鉴于以上原因，昆士兰州电力市场的形成大大晚于维多利亚和新南威尔士州。

1997 年 7 月，昆士兰州政府以可变和固定容量合同为基础，开始了第一期的电力市场。第一期为筹备期，接下来便是 1998 年 1 月份的电量市场时期，在这一时期，市场规则以国家电力市场规则草本为基础，NEMMCO 是市场管理方。从而使

NEMMCO 在 1998 年 12 月底正式实行国家电力市场之前，有机会进行市场的试运作，以发展并完备市场体系。需要注意的是，1998 年 1 月份，昆士兰州实行的仍然是独立的电力体系，与新南威尔士州的联网一直推迟到 2000 年底。

昆士兰州政府因为参与电力市场，而获得了巨大的效益。首先，昆士兰电力增长率高，在同一年，市场结算价格上升到了高水平，在几个

交易期达到了 5000 美元/MWh (为市场规则下的最高允许值)。价格的上升增加了以下领域的压力:

- 电厂管理层必须改善电厂的运行;
- 零售公司必须提高自身的风险管理技术。

第二,在这一年的 8 月份,一个大发电厂由于内部机器失灵,而导致所有发电机组跳闸。许多小时的电价升至 5000 美元/MWh。这一影响提醒了其他的电厂贸易商,他们知道这是一个大事件,所有的能用的发电能力都应马上投入使用。市场的作用,避免了一次重大甩负荷,随后各发电机组重新投入运行后,价格重新回到了正常的水平。这次事件也给其他电厂经营者敲响了警钟,使他们认识到设备失灵问题,因此,使他们能比以前更早地得知电厂失灵信息的有关情况。

第三,昆士兰州政府在市场开始之前的几年中,已与私营投资者建立了购电合同,约相当于市场份额的 25%。政府想重新对这些合同进行谈判,以促使电厂参与电量市场。然而,有合同保障的私营投资商不愿意重新进行谈判(更确切地说,他们的融资机构不愿意承担一个更高的风险)。因此,政府建立了一个市场贸易公司,并将购电合同转交给了该机构。根据市场长期预测价格,预计该机构在合同期内,每年将损失约 8000 万美元左右。实际的业务情况完全与此相反。由于现场价格的变幻无常,人们为从合同中取得最大利润而对购电合同高度重视,以及与电厂运行相比,风险管理技术的提高,市场贸易方在

头两年的运行中得到了正增长。

第四，也是一件极为重要的事件，即一个私营投资者得到了 ACCC 许可，安装新南威尔士和昆士兰州之间的输电线路（容量为 180MW）。该线路于 2000 年中期投入使用，先于被监管的联络线。

第五，昆士兰较高的电价和私营投资的输电线路给受监管的输电线路带来了巨大的压力，促使其加快建设速度，争取提前竣工。

第六，昆士兰州趸售价区公布的较高的市场价，激励了私营投资者向昆士兰州政府主管申请发电许可。这些私营投资者计划在今后三年，为昆士兰州的国家电力市场增加约 2200 MW 的燃煤电厂。此外，有一家私营投资者已得到了天然气运输许可证，允许其将天然气从巴布亚新几内亚运输到昆士兰州，以支持昆士兰州政府的环境政策。这样剂量的天然气运输到昆士兰州以后，有可能为本州增加 1000MW 的、价格中等的天然气发电。

第七，由于煤燃料成本低，即将投入运行的输电线路的能力也很大，昆士兰州在今后有望成为国家电力市场南部的的主要出口方。

因此，昆士兰州政府在电力工业领域，已经具备了取得显著效率的能力，有能力满足资助新电厂扩建的需求，宣布了今后环境政策方面的主要变化，并退出了过去 10 年中对电力工业的政治干预。

发电、输电和配电的重组

1995 年中期以前，昆士兰电力工业由一家电力部门（发电和配电）和七家单独的配电部门组成。继 COAG 协议成立国家电力市场后，昆士兰电力工业在几个方面进行了重组：

- 第一步（1995 年中期），将发电职能从输电职能中分离出来，并因此成立了一个单独的发电公司。将输电职能与配电职能按下列方式合并。所有的单位组合成立了一个控股公司，所有的输电职能交给了该控股公司的一个分公司，配电部门继续按以前的职责运行。
- 第二步（1997 年中期），输电分公司成为了一个单独的公司。配电部门的网络和零售业务实行了分离。七家网络公司作为配电网络部门继续存在，但零售业务变成了三家零售公司所有。控股公司转变为市场贸易部门。成立了经济工业监管机构，成立了一个政府政策部门，负责对市场实施政策进行咨询。
- 零售公司拥有 140 万用户（最大需求量约为 6300MW），零售公司的特点如下所述：
 - 第一家零售公司：覆盖地区为城市，有 100 万用户；
 - 第二家零售公司：覆盖地区为沿海地区，有 30 万用户；
 - 第三家零售公司：覆盖地区为城市和农村，有 10 万用户；

- 1998 年中期，昆士兰州政府将第二家零售公司和第三家零售公司进行了合并，从而将该区零售商的数量降为两个。
- 1999 年中期，昆士兰州政府将六家配电网络部门合并为一个大型网络公司。配电部门的结构变成了：
 - 第一家零售公司，覆盖地区为城市，有 100 万用户；
 - 第一家网络公司，覆盖地区为城市；
 - 第二家零售公司，覆盖地区为沿海和农村，有 40 万用户；
 - 第二家网络公司，覆盖地区为沿海和农村
- 发电公司的容量约为 7700MW，它有如下特点：
 - 第一家公司，煤、抽水蓄能和天然气发电，三个电厂，七台发电机组，总容量为 1950 MW；
 - 第二家公司，煤、水力和天然气发电，四个电厂，11 台发电机组，总容量为 2600 MW；
 - 第三家公司，煤发电，五个电厂，12 台发电机组，总容量为 1680 MW；
 - 第四家市场贸易机构，煤、天然气发电，五个电厂，12 台发电机组，总容量为 2420 MW；
- 系统运行职责转交给了 NEMMCO。

- 昆士兰州政府告知社区，电力工业将不会实行私有化。

发电和零售公司成立了新的董事会，有一个新的总经理，股份仅限于昆士兰州政府。并给了这些新公司六个月的时间进行合并和为趸售电力市场做准备。

南澳大利亚州政府的参与

活动背景

南澳大利亚州电力工业是在燃料资源有限的条件下发展起来的。主要燃料资源为可燃煤、燃料油以及 60 年代末期开发的天然气。由于燃料成本的因素，南澳大利亚州电价比新南威尔士州、维多利亚州和昆士兰州都要高。电力系统规模与新南威尔士和维多利亚比则较小。1999 年的装机容量（包括并网发电）约为 2800 MW，最大需求量约为 2400 MW。

40 年代中期，南澳大利亚州政府成立了单一的电力公司，来管理电力工业。该公司包括发电规划和经营，输电规划和经营，系统运行，配电网络服务和零售业务。

1980 年，在中央政府帮助下，开展了一系列的调查、研究，目的是为了与维多利亚和南澳大利亚联网，利用这两个州的廉价电力。这些

调查研究最终促使三个州政府签署了联网(容量为南澳大利亚州进口容量 500MW)的协议。275kV 的联络线于 1989 年末投入使用,从而解决了南澳大利亚州政府当时三分之一的用电问题。

这三个州政府根据联网长期效益预测共同分享联网成本。当联网计划得到批准时,三家州政府达成了为期 20 年的商业协议(联网发电运行协议),根据协议,他们将自愿将富余电量以生产成本价进行贸易。

南澳大利亚州夏季中有些日子通常会非常炎热,用电高峰也出现在这一时期。在 90 年代,每年炎热天气来临之时,空调用量不断上升。1993 年早期,高温期出现在南澳大利亚州和维多利亚州,高温天气要持续好几天。维多利亚电厂出现事故,反映到联络线上,并要求南澳大利亚必须拉闸限电。这种情况在高温期发生过两次。三家州政府就提高联络线的输电能力进行过磋商,但没能就成本问题达成协议。1993 年的事件又在 1999 年和 2000 年重复发生,但这一次(因为国家电力市场已经开始)所产生的影响反映在市场价格上面。结果是,私营投资者积极地进行发电和输电的扩建规划。

南澳大利亚州政府在国家电力市场开始之前,并没有引进电力市场。但是,南澳大利亚州政府支持 COAG 关于发展电力市场的政策,参与了国家电力规则的制定,并牵头制定了电力法。南澳大利亚州政府在国家电力市场实施之前,对其电力公司进行了重组。

发电、输电和配电重组

继 COAG 通过了成立国家电力市场的协议后，南澳大利亚电力工业分几个步骤进行了重组：

- 1997 年，南澳大利亚电力公司按业务类型分成了不同业务处，这些处包括发电、输电、系统运行、配电网络和零售业务。
- 1998 年，在国家电力市场实施之前，南澳大利亚州政府将电力公司各业务处转变为独立的部门。成立了三家发电部门，一家输电部门，一个配电网络部门和一家零售部门。成立了一个政府政策单位，对市场实施进行咨询。在这一时期，还成立了一家电力工业监管机构。
- 南澳大利亚州社区不愿意让政府将这些部门资产卖给私有投资者（但因为可以收回多余的债务，因此对政府是很有吸引力的）。但政府已开始将这些部门资产出租给私营投资者，出租期限为 100 年。
- 1999 年中期，南澳大利亚政府通过立法，允许对电力工业资产进行出租。
- 2000 年初，配电网络和零售部门（拥有约 75 万用户和 2400 MW 的最大需求量）被租赁给了一家私有投资者。在谈判期间，租期提高到了 200 年。这家私有投资部门在接手租赁后，马上将配电网络和零售业务组成了独立的公司，零售公司成立后又租给了独立的第三方——一个私营零售商。

- 2000 年期间，三家发电部门均被租赁。这三家发电部门的装机容量约为 2400 MW， 它们有如下特点：
 - 第一个部门，煤或天然气发电，一个电厂，八台发电机组，总容量为 1280 MW；
 - 第二个部门，煤发电，两个电厂，五台发电机组，总容量为 700 MW；
 - 第三个部门，天然气和柴油发电，四个电厂，九台发电机组，总容量为 380 MW；
- 输电网络（主要为 275kV 电缆），包括至维多利亚的输电联络线，在 2000 年中期出租给了一家私营投资部门。
- 到 2000 年底，所有的公司都被租赁出去。
- 系统运行职责与 1998 年 12 月交给了 NEMMCO。

南澳大利亚州在加入国家电力市场方面是非常成功的。在两年之内，高能量电价吸引了 1000MW 以上的联合循环电厂，这些电厂从 1999 年就大量地投入使用。此外，私营投资者已得到批准，建设维多利亚与南澳大利亚之间的输电能力为 200 MW 的线路。一条受监管的，容量为 250MW，联接新南威尔士和南澳大利亚的线路正在规划之中。由于对输电资产的出租，南澳大利亚州政府已成功地摆脱了以前在输电扩建方面遇到的资金困难问题。

澳大利亚首都本土政府的参与

活动背景

澳大利亚首都本土(ACT)电力工业仅有一家配电公司,拥有约 125000 用户。它没有另外的发电或输电容量,所有的电由新南威尔士提供。

首都本土州政府参加了国家模拟项目,支持 COAG 政策原则,是同意成立国家电力市场的创建政府之一。该公司从 1998 年 12 月份起参加市场交易。

配电重组

首都本土州政府意识到,它们的电力公司太小,难以在零售市场生存,因此考虑了各种结构模式,如出售、租赁、合营或与新南威尔士配电公司合并等。最后与一家私营电力零售部门达成了合营协议,这家私营部门已取得了南澳大利亚州零售租赁(同时也是维多利亚的一家配电公司之一)。这一家新的合营投资者有天然气零售的业务经验。这个新的协议为首都本土的用户提供了更广的能源选择权。合营协议于 2000 年谈判。

首都本土政府的新创举说明,引入竞争性电力市场前后,电力改革有许多不同的方法。

塔斯马尼亚州政府的参与

活动背景

塔斯马尼亚州是澳大利亚大陆南部的一个山岛。因此，塔斯马尼亚的电力工业主要以水力发电为基础，与大陆没有联网，最临近的州是维多利亚。由于使用水力发电，塔斯马尼亚州政府的电价在全澳大利亚是最低的。大约从 1930 年开始，一家电力公司便管理着塔斯马尼亚电力工业，这家公司具有发电、输电、系统运行、配电网络和零售业务的全部职责。

在 70 年代末期，塔斯马尼亚州政府由于发电将一个山谷淹没，因此遭到了对其环境问题的严重抗议。虽然水力电厂最后投入运营，但它却引起了澳大利亚社区对电力工业活动的日益担心。这种担心在此事件后又不断地暴露出来，它是 90 年代初昆士兰州政府电厂计划推迟，以及 90 年代中期新南威尔士州与昆士兰州并网计划搁浅的主要原因。

在 1980 年对维多利亚和南澳大利亚州之间联网进行研究的同时，也对维多利亚和塔斯马尼亚州之间进行的联网进行了研究和考虑，但由于费用问题没有通过。到 90 年代初期，由于没有更多的水力发电来源，塔斯马尼亚州政府的水力发电扩建计划告一段落。很显然，未来

发电扩建计划的不确定性限制了该岛工业的发展。

1993 年至 1994 年间，塔斯马尼亚州政府参加了国家模拟试验，是支持 COAG 发展国家电力市场政策的成员。

1997 年，政府因为电力工业私有化政策问题，在选举中失利。新一届政府采用了另外一种替代性策略来参加电力市场。到 1998 年中期，新一届政府将电力公司重组为一个单一的发电公司，一个输电和系统运行公司，一个既负责网络，又负责零售业务的配电公司。成立了一个工业监管机构。公布了以国家电力市场规则草本为结构框架的市场准则，主要是为满足塔斯马尼亚州政府所选择的有限竞争模式，主要的变化体现在发电领域的报价和调度，根据合同和监管电价进行调度。

塔斯马尼亚电力市场于 1998 年 7 月份在没有电量市场的情况下开始运行的。

- 发电公司的装机容量为 2200 MW，其主要特点如下：
 - 径流和抽水蓄能发电，27 个电厂，57 台发电机组，总容量为 2300 MW。
 - 油发电，一个电厂，两台发电机组，总容量为 240 MW。

- 配电公司有如下特点：
 - 最大需求量约为 1600 MW；
 - 有约 250000 用户。

继 1998 年 12 月实行国家电力市场之后，塔斯马尼亚州政府向私人投资者发出邀请，了解它们对建设塔斯马尼亚和维多利亚之间联线的兴趣。最后，州政府将标授予了一家私营投资部门，由其来建设这条 275kV，容量为 600MW 的直流线路，预计 2003 年投入使用。

塔斯马尼亚州政府在开始实施塔斯马尼亚州和维多利亚州之间联网时，也宣布在 2003 年将孤立的电力市场转变为国家电力市场的计划。

结论

在澳大利亚，中央政府和州政府之间的关系不同于中国国务院和各省之间的关系。即使如此，中国还是可以从澳大利亚的经验中学到一些东西，这些经验概述如下：

- (a) 从一个中央集权的电力工业过渡到市场化电力工业需要许多年的时间。
- (b) 每个地区的具体要求各不相同，在重组电力公司时，会遇到不同的挑战。

- (c) 需要制定总体竞争法规，提供市场行为政策以及第三方对基础设施的准入政策。
- (d) 需要对电力法进行修改，以便由一个工业监管机构对竞争性电力市场进行监管，促进市场准则的实施，并对违反市场行为进行处罚。
- (e) 电力市场需要新的技能。在由中央集权的电力工业向竞争性和服务性市场过渡中学习这些新技能是各级政府的主要挑战。对竞争性电力市场进行“示范”性运行是积累新技能的重要步骤。建立国家电力市场准则的过程也是发展这些新技能的一个机会。这一进程是缓慢的，要求配备有实践经验的人来从事运行示范和市场试点工作。
- (f) 对市场规则进行审批需要过硬的监管技术， 在市场开始运作后的最初几年中，需要对规则做许多必要的修改。监管机构应在市场需要对国家市场准则进行批准时的前几年就成立起来。
- (g) 电力批发市场应有尽可能多的卖主。一旦市场开始运行，贸易法中的兼并和收购准则应对卖主重组进行控制。
- (h) 在每一个趸售市场开始之初，所有的各方买主均应配备充足的用户。
- (i) 省政府在向国家电力市场过渡中，尤其是作为国家监管机构的代理，在引入零售竞争方面，起着非常重要的作用。中央政府应考虑使用资金激励机制，以管理向国家电力市场巨变的进程。

英格兰和威尔士电力改革

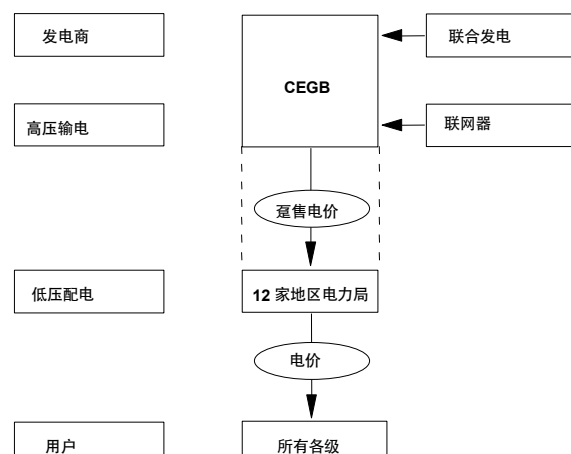
一、背景

拥有 6000 多万千瓦装机的原中央发电局（CEGB）在 80 年代和 90 年代，在英国保守党全面改革国营企业的浪潮中被私有化。改革的驱动力有二，一是要减少政府的作用，二是希望筹措资金。在改革期间，电力销售增长很慢（2%/年），峰荷基本不变，但 CEGB 要求大量的资金，大力发展核电，以取代燃煤电厂。政府认为，只要有足够的激励机制，至少发电领域可以更有效地投资和运行。

1998 年政府发布白皮书，确定了新的电力工业结构，那时英国电讯和英国煤气已经私有化，但仍为垄断业务。尽管两个行业的私有化历史不长，政府部长已很不喜欢受监管的私有垄断行业。他们有一种要促进竞争，提高效率的强烈愿望，这也决定了新电力工业的结构。

改革前，CEGB 垄断了发电和输电业务，它生产，输送，最后将电卖给 12 个地区电力局（请参见图 1）。地区电力局负责配电，并垄断向用户的供电业务。为了引入竞争，CEGB 将发电业务与输电业务分离，发电领域成立了数家公司。

图1： 私有化之前英格兰和威尔士电力结构



二、改革

在过去 11 年中，改革一直在进行之中。图 2 列出了迄今为止英国的改革历程。

图 2：英国改革大事记

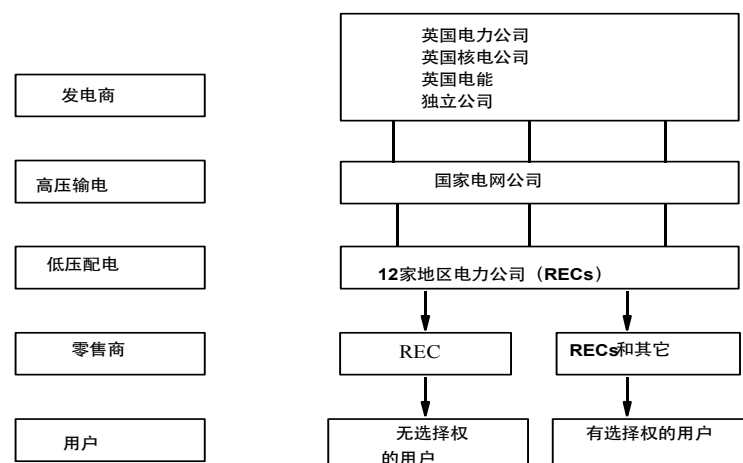
日期	大事
1988 年 2 月	政府公布白皮书，确定工业结构
1989 年	通过电力法，为改革提供了法律基础
1989 年 9 月	电力监管办公室成立（独立管制机构）
1990 年 3 月 31 日	CEGB 分成国家电网公司，英国电能，英国电力和核电公司，签定了无数合同 12 个地区电力局改为 12 家配电公司，12 家配电公司共同拥有国家电网公司
1990 年 4 月 1 日	电力市场开始运作，负荷大于 1MW 的用户可以选择供电商
1990 年 12 月	12 家配电公司私有化
1991 年 3 月	英国电力和英国电能 60% 的股份上市出卖
1994 年 4 月	负荷大于 100 千瓦的用户可以放开
1995 年 3 月	英国电力和英国电能其余 40% 的股份出卖
1995 年 4 月	政府放弃在配电公司的金色股份，兼并、出售开始
1995 年 12 月	国家电网公司私有化，其抽水蓄能电站出卖

1996年7月	英国能源(除Magnox外的先进核电站)私有化
1995 - 1996年	英国电力和英国能源第一项次剥离部分发电资产
98年9月 - 99年6月	100千瓦以下用户分阶段放开
1999年	英国电力和英国电能第二次剥离电厂
2000年	天然气和电力监管合并
2001年	新电力交易机制取代全电量竞争市场

1. 工业组织

中央发电局被分割后,分别成立了发电、输电和配电公司,见图3。政府用新的法律将中央发电局的资产和职员转到了新公司,建立新公司的过程称之为“赋予”,1990年3月31日是“赋予”日,各新公司签订了全部合同。

图3: 改革之际英格兰和威尔士的电力工业结构



1.1 发电

成立了三家发电公司：英国电力，英国电能和核电公司。“赋予”时，三家公司的发电达到总电量的 91%，其余电量来自于独立电厂，热电厂及法国和苏格兰的联络线。进入发电领域非常简单，政府鼓励配电公司直接与新发电商签订合同。一直到 1993 年，小用户的电价设有最高限价，1993 年以后，合同成本可以直接转给用户，但自 1996 年以后对成本转嫁作了一定的限量。

1.2 输电

国家电网公司拥有并运行输电网，它是输电设施的所有者，同时也负责系统运行，自建立电力市场之日起，也是市场运行机构。电力市场是一个独立的组织。国家电网公司是全国性的，尽管不限制其它输入电公司的介入，至今还设有发放任何新的输电许可证，实际上国家电网公司垄断了新输电设施的建设（但由于几乎没有需求增长，因此不需要新线路，也从没有对垄断的程度和范围进行过调查和测试）。最初国家电网公司拥有抽水蓄能电站，用来调频，1995 年，该电站卖给了美国公司。

2. 配电

在“赋予”时，12 个地区电力局转成了 12 个地区电力公司。曾经对配电公司数量问题进行过研究，结果认为没有必须改变现行的配电公司数量。1990 年 12 月配电公司被私有化，政府持有金色股份。1995 年 4 月，政府放弃了金色股份，随之开始了一系列的收购和兼并活动。目前配电公司被各种公司拥有，包括发电公司和外国公司，最重要的变化是很多配电公司和英国发电商合并。通过一系列的合同，英国电力接管了 MEB 的零售业务，英国能源接管了南威尔士的零售业务，随后又卖给了伦敦电力（同时法国电力购卖了伦敦电力）。

3. 交易机制

在英格兰和威尔士，市场规则确定了短期交易机制，但 80—90%的交易电量是通过中期和长期合同进行的，这些合同是财务差价合同，合同双方在市场的结算程序外进行结算，而不是通过市场结算。

英格兰和威尔士有一个市场，全国一个价格（英格兰和威尔士从一头到另一头长 600 英里）。在输电收费中考虑了地区差别，而不是在市场价中。1994 年对市场规则进行了修改，以改变激励机制，提高效率，“上浮费”是对用户的收费，由各种成本组成，包括输电堵塞，发电短缺，负荷预测误差，及辅助服务费用。从 1990 年开始，“上浮”不断上升，因为没有降低成本的激励机制，从 1994 年开始，国家电网公司必须支付一部分费用，通过少量输电投资，加强管理，来降低成本。

大家对英国电力市场的最初设计都很熟悉，但不久将对这种设计进行修改。新的电力交易机制在后面再介绍，实施时间已推迟到 2001 年 3 月 27 日。

4. 监管

根据法律建立了独立监管机构，以前称 OFFER（电力监管办公室），1998 年与天然气监管机构合并，现在名为 OFGEM（天然气和电力市场办公室）。

通过发放给各公司的营业许证实施监管，每个公司都有经营许可证，明确了该公司的权力和义务。例如，受监管公司的收费在许可证中有专门的条款，价格变化后，许可证的条件也改变。监管机构的职责之一是促进竞争，目前的监管机构试图通过改变发电商的许可证来控制市场操纵行为，但没有成功，失败的原因是发电公司上报到竞争委员会，得到了竞争委员会的支持。

监管机构也确定垄断性输电和配电业务的价格，确定的方法是根据 RPI-X 公司限制平均电价或总收入，RPI 是零售物价指数，x 是确定的上升或下降水平。也有一些条款允许某些成本转嫁给用户或与用户分摊。x 在审查时确定，每 2 至 5 年审查一次。该方法的采用也引起

了不少争议。在 1994 年的审查中，监管机构要求的电价下降水平远高于公司认为的合理水平，从那时起，所有配电公司每年扣除通胀后的效率提高为 3%（见图 4）。

图 4：英国配电公司的×值（%）

	回顾、 评议前	94回顾评议后				2000回顾评议后			
	1990-1995	1995-1996	1996-1997	1997-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005
东部电力	-0.25%	11%	10%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
东区中部电力	-1.25%	11%	13%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
伦敦电力	0.00%	14%	11%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Manweb	-2.50%	17%	11%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
中部电力	-1.15%	14%	11%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
北部电力	-1.55%	17%	13%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
NORWEB	-1.40%	14%	11%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SEEBOARD	-0.75%	14%	13%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
南部电力	-0.65%	11%	10%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
SWALEC	-2.50%	17%	11%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
西南电力	-2.25%	14%	11%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
约克郡电力	-1.30%	14%	13%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

注：x 为负数意味着电价可以上升，正数意味着下降

资料来源：1997/98 英国电力工业收费，CRI 统计系列，天然气和电力市场办公室：1998 到 2000 年公共电力供应商回顾，1999 年 12 月配电价格控制回顾

5. 搁浅成本

英国预计市场价会低于当时的电价，这会导致电厂价值下降和销售价下降，实际上，估计发电资产的价值为 50 亿英镑，而其帐面值为 280 亿英镑。尽管政府可以注销额外的帐面值，英国财政部不愿意按这样的低价出卖资产，而是通过四种办法回收“搁浅成本”：

- 1) 在最初的 4-8 年，只有大用户才能按市场价购电，小用户继续支付原来的电价，配电公司与发电商签订了“赋予”合同，用来支付煤炭补贴，直至取消。
- 2) 只有发电公司的 60%按当初的低价出卖，其余的 40%数年后按更

高的价格出卖。

3) 向全部售电收取 10%的附加费, 用来支付核电厂的搁浅成本。

提高了配电和输电公司的收费(几年后又降低了)。

三、结果

1. 发电领域的新投资

私有化的主要目的是阻止中央发电局实施庞大的核电计划来取代英国煤炭, 从这一点来看, 非常成功。除了 1988 年已开工建设的核电厂外, 全部新增机组都是燃气机, 原有的发电容量关闭了很大一部分。在 1990 年至 1998 年期间, 新增的 1690 万千瓦的容量中, 燃气联合循环机组占了 85%; 另一个意外的收获是硫化物和一氧化炭排放量的大幅度下降。

图 5 说明了私有化以来电厂总容量的发展情况, 其中包括这一时期传统蒸汽电站, 核电站和联合循环电站的情况。

图 5: 英国发电装机容量 (1991-1998)
MW (月底)

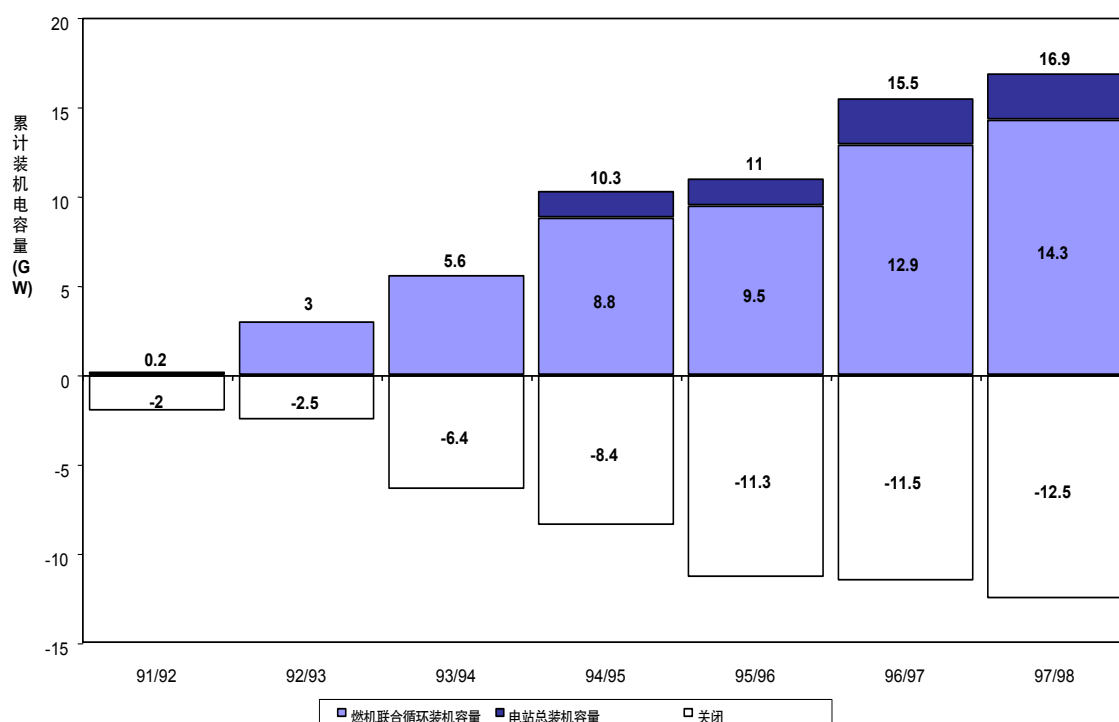
	总容量	传统蒸汽电站	核电站	联合循环电站
1999 年 12 月	75,305	38,761	12,956	17,195
1998 年 12 月	73,153	38,327	12,956	15,418
1997 年 12 月	72,696	40,618	12,946	12,803
1996 年 12 月	73,271	41,422	12,916	12,462
1996 年 3 月	70,126	41,476	12,762	9,377
1995 年 3 月	68,937	42,152	12,019	8,540
1994 年 3 月	69,050	44,981	11,894	5,613
1993 年 3 月	67,506	47,841	11,353	1,279
1992 年 3 月	70,535	51,520	11,353	331
1991 年 3 月	73,525	54,644	11,353	76

1990年3月	74,207	55,416	11,083	-
1989年3月	70,348	54,397	8,308	-

资料来源: 英国能源统计, DTI (各年份)

到1998年, 燃气联合循环装机容量达1700万千瓦, 占总装机的23%。装机增加的同时, 也关闭了1250万千瓦的旧机组, 1991-1998年间的装机变化情况见图6。

图6: 英国电厂装机变化情况 (1991-1998)



资料来源: 国家电网公司

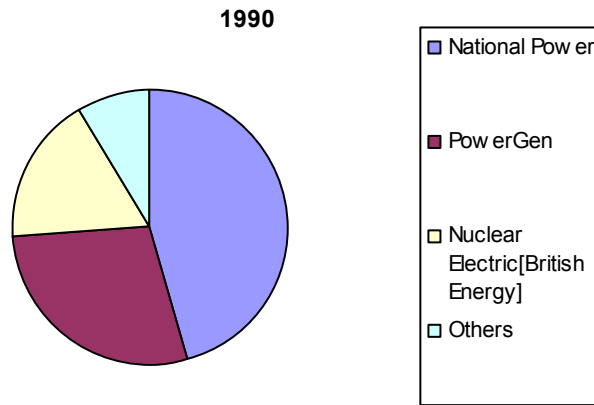
1、发电领域的市场操纵

最初, 三个发电公司控制了90%的市场, 到2000年3月, 这一数字下降到49%, 并在继续下降。1996年中期, 英国电力和英国电能剥离

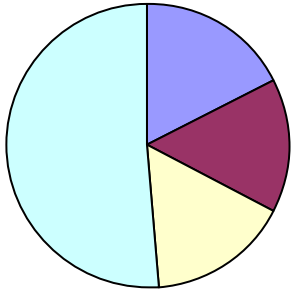
了 600 万千瓦的燃煤电厂，目前仍在继续剥离（见图 7）。新投资者主要建设基荷电厂，虽然两个发电公司（英国发电和英国电能）的发电量只占 37%，但它们仍然控制着决定市场价的主要电厂，51%的时段内的市场价由这两家公司确定。因此，监管机构建议采取更严格的规划来控制市场操纵行为。

图 7： 英格兰和威尔士的市场份额

	1990/91	1995/96	1996/97	1997/98	Oct 97 – Sept 98	Apr 99-Mar 00
国家电力 (National Power)	45.5%	31.5%	24.1%	21.0%	22.1%	17.5%
英国电能(PowerGen)	28.4%	23.1%	21.5%	19.6%	19.3%	15.3%
英国核电 [英国能源](Nuclear Electric [British Energy])	17.4%	22.5%	17.3%	16.7%	16.4%	15.8%
其它(Others)	8.7%	22.9%	37.1%	42.7%	42.2%	51.4%



2000

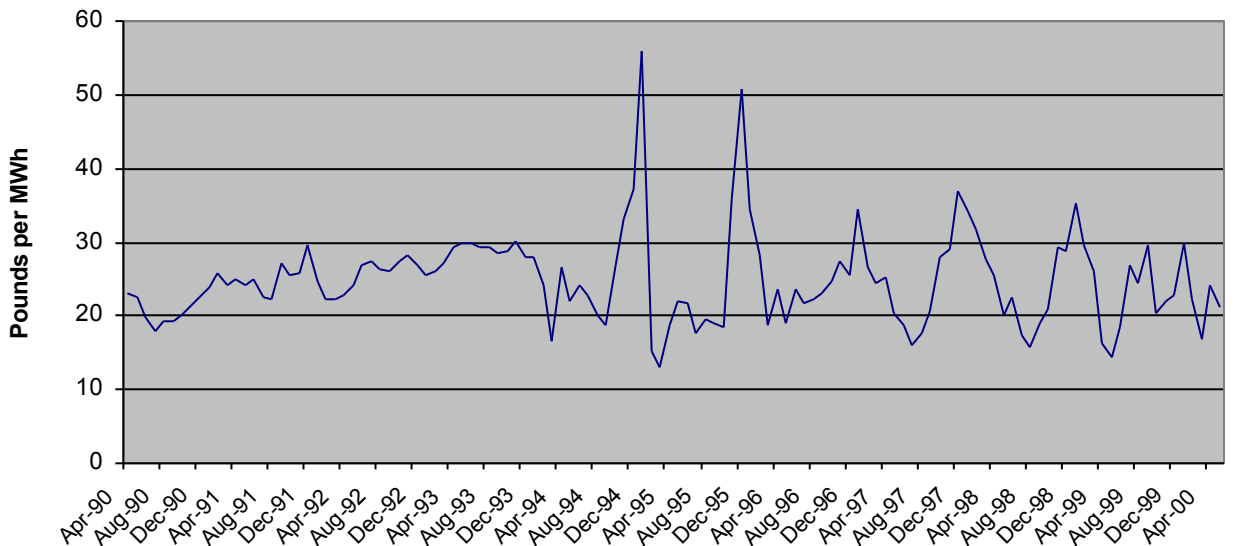


资料来源：电力监管办公室

在市场方面，监管机构的主要担心是，成本下降了很多，但价格下降幅度很小。OFGEM 声称，自私有化以来，发电商的主要开销已大幅度下降，新电厂的基建成本下降了 40%，天然气价格下降了 50%，煤炭价格下降了 28%。劳动生产率有了很大提高，但 1994 年以来，电力市场价格每年仅下降了 2.1%。

市场启动时，电力工业装机有过剩。正如预计的那样，现货市场价很低（由于当时几乎全部售电都是经过“赋予”合同，对大多数用户来说，低市场价并未导致用户电价下降）。随着老电厂的关闭，预计市场价起初会上升，达到长期边界成本或“入市”价，估计该价格为 29 镑/MWh。现货市场的确上升到了 29 镑，后来又回到了 25 镑，但目标已发生变化，“入市”价降到了 21、22 镑。监管机构认为，这额外的 3—4 镑/MWh 是由于发电商的市场操纵造成的。

图 8：英国 1990-2000 年的趸售市场电价



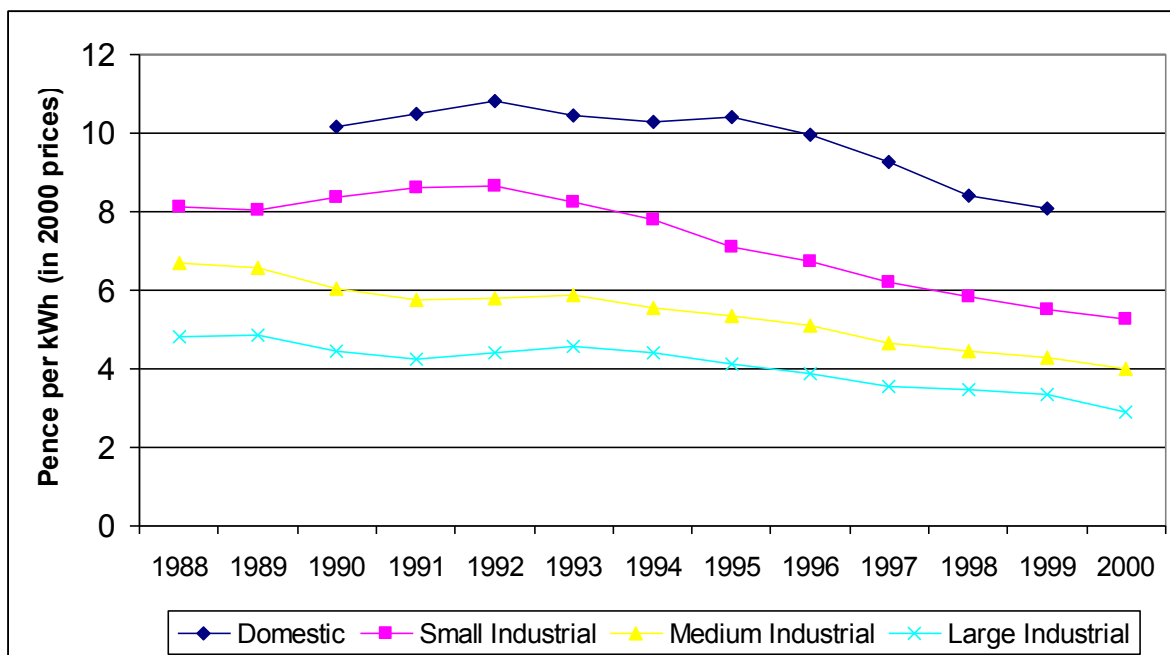
2000年4月，监管机构决定在7个发电商的营业执照中加入“滥用市场条件”的条款，在发现发电商滥用其市场操纵权力时，该条款允许 OFGEM 采取必要的行动。但两个发电商不同意修改其许可证条款，该案例送到了竞争委员会。6月份，由于退出50万千瓦的发电容量，爱迪生就是否滥用操纵能力受到调查。OFGEM 计算认为爱迪生的做法使60天内市场价上升了10%。7月份，爱迪生同意将电厂投入运营。即使这样，12月11日，竞争委员会决定不允许在两家发电公司的许可证中增加滥用市场垄断权的条款。最后，OFGEM 不得不从已经接受条款的6家公司的许可证中取消这些条款。

2. 零售电价

自改革以来，所有行业的电价都有所下降，如图9所示，家庭用户的下降幅度最小，1990年至1999年实际下降了20%。小工业用户⁵的降幅最大，1990年至1999年间实际下降了34%。在私有化前的1989年，大中型工业用户的电价下降了7—8%，而小工业用户和居民用户的电价有所上升。

图 9: 1998-2000 年间英国年平均最终电价

⁵工业电价指大不列颠。工业用户分类如下：大工业一年用电量大于8.8TWh；中型工业一年用电量为0.8TWh至8.8TWh；小工业一年用电量低于0.8TWh。居民电价指英格兰和威尔士，年用电量为3300KWh，包括VAT。所有价格均代表2000年不变价。



3. 客户变更

1990年，最大需求大于1MW的用户可以自己选择供电商。在竞争的第一年内，约25%的用户变更了供电商（见表10）。到1998年，63%的大用户改变了供电商。自1994年4月起，最大需求为100kW和1MW之间的用户可以选择供电商。到1999年6月份，所有2600万用户均可以选择自己的供电商。从下表中可以看出，随着时间的推移，更多的用户改变了供电商；小用户与大用户变更供电商的趋势是相同的，但小用户变更的更少一些。

表 10： 1990—1998 年间英国用户变更供电商情况

	1990/ 1	1991/ 2	1992/3	1993/4	1994/ 5	1995/ 6	1996/ 7	1997/ 8
大于 1 MW								
未变更供电商的用户	72%	64%	68%	63%	56%	49%	43%	37%
转向另外一个地区电力公司的用户	4%	10%	12%	19%	23%	26%	29%	33%
转向其它供电商的用户	24%	26%	20%	18%	21%	25%	28%	30%

总计	100	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
								%
100 kW - 1 MW								
未变更供电商的用户	75%	68%	62%	59%				
转向另外一个地区电力公司的用户	20%	26%	31%	32%				
转向其它供电商的用户	5%	6%	7%	9%				
总计	100%	100%	100%	100%				

1994 年，当较小的用户得到供电商选择权后，计量系统的需求方面出现了问题。在 9000 个需要零售竞争的地方，只有 3000 个地方及时安装了所需的计量系统。其它地方要么没有分时电表，要么没有安装必要的通讯设备。短期内，这些地方必须安负荷曲线来替代分时电表。对这部分用户引入零售竞争的总费用为 2000 万英镑，而不是原先预计的

1000 万英镑。由于配电公司没有必要的软件和结算系统，较小用户的零售竞争推迟了 6 个月到一年。没有允许全部用户在同一天开始变更供电商，而是将整个变更过程在 9 个月内分期实施。即使这样，实施该计划的总成本约为 8 亿英镑。

4. 服务质量

总体服务标准有所提高，特别是家庭断电的次数从 1992 年的 54691 次降到了 1998 年的 383 次，通过安装预付电表，采用现代“智能”技术，配电公司取得了这一巨大成就，不付费的用户都自己断电。此外，在同一时期，用户抱怨次数下降了 80%。

四、新的电力交易机制

1997 至 1998 年期间，OFGEM 调查了电力市场，并建议作重大修改。新的交易机制 NETA 将取代国家的电力市场。原计划 2000 年 4 月份实施新的机制，现推迟到 2001 年 3 月。

监管机构主要不满意的是目前的市场鼓励发电商滥用其地位操纵市场，这也是促使变化的主要原因。在目前的市场设计下，全部电量必须经过现货市场出售，而大发电商可以影响现货市场价格，实际供电合同系统有助于消除这种影响。设计的新机制允许发电商和用户自行安排电量供应，当然，市场参与者可以通过市场来交易其富余或不足电量，目的是使得现货市场没有什么吸引力，参与者被迫签订合同。新的机制下，没有透明的现货市场价，但有两个半小时的买卖电价，这些电价根据供电和购电报价的平均值确定（不是目前市场下的边际价格），也不限制使用市场，但希望该机制能迫使更多的交易商签订短期双边合同。

新建机制中还包括一些小的修改，但这是主要的一点，有趣的是不建议采用分区电价，而在英国以后建立的大多数市场都采用分区电价。

尽管旧的市场机制很复杂，新的系统更复杂。所有市场参与者必须通知国家电网公司其合同签订情况，每半小时的买卖价格结构也很复杂。虽然旧的系统由于其每日报价的复杂性受到批评，但确实反映了发电商的成本情况。在新的机制下，交易商必须提交 10 段“买卖匹配”，以说明与提前 3 个半小时提交的“最终实际交易”的差异，每段“买卖匹配”确定偏差的容量（MW），补足偏差的价格，反向交易的价差。

但对新机制的意图还比较模糊，OFGEM 确信，按报价支付的竞争短期合同的实施过程本身会减少市场操纵。在早期讨论 NETA 的过程中，没有人提出分析资料来支持或反对这种建议，但在最近的竞争委员会讨论中，OFGEM 同意，新的机制并不能完全消除操纵市场的形为，最近一篇学术论文建议，改革后平均市场价会上升，而不是下降。

第三部分：工作论文

竞争性电力市场与输电业务组织

前言

一、国家发展计划委员会提出，中国政府有如下计划：

1、在发电领域引入竞争，并逐步过渡到趸售竞争，允许用户直接选择供电商。

2、逐步实施发电与输电业务的分离。

3、保证在技术经济可行的条件下，市场越大越好，多数情况下为大区市场，以增加电力交易，发展中国的大型水电及再生能源资源。

二、在建议的市场条件下，输电和配电仍为垄断业务，在成本、价格及质量方面应受到管制。

三、本论文试图回答国家计委提出的下列问题：

1、一旦发电分离，输电网络应如何组织？

输电公司应为省级、大区级还是全国级？

如果成立国家电网公司，它与下级的关系为子公司还是分公司？

相应的问题是如何组织与输电有关的功能？

2、应在哪一级建立竞争性的电力市场？应如何确定竞争市场的范围。该问题在另一篇文章“决定市场大小的原则和因素”中作了详细讨论。

3、配电业务是否应与输电业务分开？

四、应该指出，关于输电业务及输电功能的组织，没有统一的答案，不同的国家采用不同的方案，即有成功的经验，也有不少问题。

一、输电系统的结构

如果基本的政策目标是在更广的范围内建立竞争性电力市场，最好是在大区或更大的范围内，当考虑中国输电系统的组织结构时，有两个基本的方案。

方案 1：一个国家电网公司，在地区级设立分公司或子公司。

方案 2：大区输电公司，在省级设立分公司或子公司。地区公司直接对国务院负责，并全权负责其辖区内的系统稳定性和系统扩展。

如果中国要向竞争性市场有效过渡，一个国家电网公司在各区设立分支机构是较好的结构模式（两个方案的比较见表 2）。建议国家电网公司在每个地区设立分支机构、不是拥有资产的独立子公司。这种模式有利于随着电网的发展，逐步增大市场规模。

采用这种方式的主要原因是中国要加大地区联网。国家电网公司更可能以全国的利益为重，制定电网扩展计划。因为各种原因，地区可能反对电网扩展，阻碍区间交易。

税收问题：中国的特殊问题是税收体制。发电厂和低效的小煤矿是地方政府的主要税收来源和就业渠道。如果因为替代了本地资源而失去税收来源，各省就不愿意进口，如果社会问题不能很好地解决，改革就会碰到困难。在很多情况下，这一问题比上面所说的价格问题更会重要。例如，在某些省水电造价很低，但电力必须出口，而无省愿意进口电力。当技术，经济条件合适时，国家电网公司可以起到打破内部市场交易，合并市场的

作用，国家电网公司能建设输电线路，支持双边协议以鼓励进口省份购买电力，而其它的机制都不鼓励这么做。当然，改变税收体制是更好的办法。

尽量避免改变现状。建议方案的主要优点是目目前现状不必重大更改。由于国家电力公司目前拥有全部输电资产，包括地区和省级资产，建立国家电网公司比较容易。改革是一个重大变化的过程，需要很多政府和行政力量，当变化不能带来一个更优越的系统时，最好不改变现状。发电和输电的分离至关重要，这一点已得到认同，这种分离也需要政治和行政力量，没有理由把有限的人力资源放到不是很关键的领域，在改革进程中，过早地将输电业务分成地区和省公司会带来害处。

这种方案也使得国家电力公司能在改革中起重要作用。国家电力公司必须放弃发电业务，没有公司愿意变得更小，如果将其进一步分割，它为成为主要障碍。建议将市场职能交由其负责，也会减少对改革的阻力。

表 1

	国家电网公司设立分公司或子公司	直接对国务院负责的地区公司
优点	<p>有利于在全国范围内采用和实行统一的市场规划和输电定价机制，方便市场统一，增加交易。</p> <p>方便跨区系统的发展，有利于大区市场间发展交易。</p> <p>给国电公司一个重要角色，减少内部阻力。有利于建立强有力的项目实施机构。</p> <p>完全一体化的管理结构是改革输电职能的第一步。有利于技术发展，给未来给地区放权提供了灵活性。</p>	<p>更利于输电公司全面负责其业务，达到经营指标。</p> <p>由于各地区公司间相互比较以证实自己的技术和商务能力，有利于创造竞争压力。</p> <p>地区公司能更快地确定辖区内的扩展需求，决策更快提高地区内的效率。</p> <p>从长远说，这种结构更具灵活性，有利于新的电网投资进入。</p>
缺点	<p>由于规划和审批集中，可能需要更长的时间来决定和建议新输电设施。这会增加短期的运行成本。</p> <p>一个国家电网公司会在全国范围内交叉补贴，导致低</p>	<p>没有明确的机构机制和责任来建设区间输电设施。</p> <p>应为国电公司找到一个新的角色。</p> <p>地区输电公司会自己制定市场规则，限制区间交易，阻碍市场统一。</p>

一、1、下级设定为子公司还是分公司

一个子公司是一个独立的法人实体，它有自己的董事会和财务报表，有自己控制的资产。而一个分公司不具备这些。当出现资产剥离问题时，子公司较合适，如果剥离发电资产，因为从子公司中剥离比从分公司剥离更容易。但在重组输电业务时，资产剥离不是一个问题，因此，这里不存在在国家输电公司要设子公司的问题。

子公司比分公司有更大的管理和决策自主权，由于是一个有自己董事会的独立实体，及公司各层和大股东，小股东间的矛盾，国家电网公司更难控制其活动。国家电网公司设立分公司的主要原因是，市场的统一和交易的扩大会消弱子公司。因此，子公司更不愿意建设扩大交易的输电设施。

此外，随着输电系统的扩展，机构的最佳规模随之扩大，子公司比分公司的重组更加困难。因此最好将各地区的业务组织成分公司而不是子公司，随着电网的发展，以后重组更加容易，这与天然气行业的发展类似。

因此，建议设立分公司，但也可能有很多本文中没有提到的机构或其它因素影响到下一级的设置，使子公司更有利，在这种情况下，应通过合理的法人治理来获取分公司该有的益处。

表 2

组成	输电产权和系统运行捆绑 (输电公司模式)	输电产权和系统运行分离 (ISO - 网络公司模式)
特点	<p>国有或私有公司拥有并负责运行其领域内的设施，该机构为受管制的盈利公司。</p>	<p>独立系统运行机构往往是非盈利机构，运行，但不拥有输电资产。该机构与拥有输电设施的机构签订租赁或输电运行协议。</p> <p>输电设施的建设和运行成本通过输电电价回收，并交给电网拥有者，和系统运行者通过收费来满足营运成本。</p>
优点	<p>更容易筹集资金，实施项目，电网扩建决策</p>	<p>有利于制定公平合理的电网扩展计划，有利于公正地评价市场运行。</p>
缺点	<p>很难制定激励机制，以保证运行和投资决策没有偏向。例如，维持某一特定地点的电压，即使从发电商购买无功功率会更便宜。电网公司也更愿意安装新电容器。即使新建电厂是一个更便宜的方案，电网公司也更愿意增加输电能力来满足某一地点的负荷增长。</p>	<p>独立系统运行者很艰扩建电网，因为依赖于其它机构进行投资并实施项目（最近美国出现了这一问题）。</p> <p>没有利益驱动，系统运行者会成为一个效率低下的官僚机构。</p> <p>很难设计出合适的框架，以明确在扩建电网方面系统运行者和输电设施拥有者间的责任。很难制定可行的管理计划，以保证独立运行者的确独立于各市场参与者。</p>
实例	<p>国家电网公司（英国、挪威、波兰等）</p>	<p>阿根廷、澳大利亚、加拿大蒙特利尔、美国五个州、西班牙、巴西、墨西哥、秘鲁</p>

一、2、竞争性电力市场中有关输电领域职能的组织

在竞争性市场中，与输电有关的职能主要有三个。

- 1、输电设施的所有权：扩建、维护，持有输电合同，日常操作。
- 2、系统运行：调度/系统控制，购买辅助服务，安排交换。
- 3、市场运行：接受投标，确定现货价格，计量，结算。

为了避免利益冲突，这些职能可以分开，在许多国家由不同机构来承担。一般来说，有二种方式，第一种方式称之为输电公司模式，输电设施的拥有者承担系统运行和市场运行的职能。第二种模式称之为 ISO 模式，输电设施的拥有者不负责系统和市场运行，独立系统运行者发布运行和调度指令，而一个或多个电网公司建设，拥有和维护输电设施，每种方式的优缺点在表 2 中进行了比较。

虽然有更多的竞争性市场采用了 ISO 模式，但越来越认为输电公司模式可能更好，特别是在改革的初期。例如，澳大利亚的新南威尔斯州在试范电力市场时，采用了这种结构。英国继续使用输电公式的模式，还没有输电公司模式运行不好的例子，而 ISO 模式带来了许多问题。

建议中国采用输电公司的模式，该模式的优点是不必改变目前的系统，而只是加上市场运行的职能。增加其职能也会赢得国电公司的支持。将所有功能捆绑在一起的缺点是很难监管如此强大的公司，监管机构应有权力监督输电公司，并利用这些权力为电网的有效运行创造激励机制。此外，在输电公司内部，输电成本必须与市场运行，系统运行成本分开。

二、市场的规模及与输电公司组织的关系

单个竞争市场的规模由很多因素决定，而输电是一个很重要的方面。在方案一中，如果选择了国家电网公司的模式，必须将它分成很多管理区（分公司更好，子公司也行），以方便施工，维护、系统控制等。一般来说，下一级分公司，子公司的组织应围绕单个竞争性市场进行。竞争性市场的范围根据以下原则确定。

1、一个区域内所有参与者签订相同的结算协议，遵守一套市场规则和支付办法。该区内所有发电商和购电商向同一市场和系统运行者提交信息，因为只有一套输电设施，同一区域内不能有两个市场。

2、该区域内的输电堵塞比区域间的输电堵塞更小，该区域通常由一个控制室服务，形成一个控制区，在中国这通常是一个大区或一个省。如果一开始就制定统一的市场规则，一旦消除输电堵塞，市场可随之扩大，这再次说明全国制定统一市场规则的重要性。在早期阶段进行市场改革试点时，这一技术非常有用，当不同地区对改革的准备不一样时，这种情况下，不同的市场规可作为一种过渡机制，也可用这种办法。例如，在澳大利亚，西澳大利亚，塔斯特梅亚和北方领土的市场规则与国家市场规则不一样。澳大利亚政府鼓励各州改革，最终采用国家市场规则。

3、该区域内所有机组均可从一个控制室进行调度，如果一个控制区对应于国家电网公司的一个分公司/子公司，这会更加有效。例如，如果两个地区市场采用同一市场规则，控制中心应能调度两个地区市场，但两个市

场都有输电分公司。

三、配电公司是否应分离

一个市场需要有多个买方和卖方，分离配电公司的主要原因是提供多个买方。这是市场能运作的原因。在趸售竞争市场，配电公司代表所有中、小用户购电，配电公司从差价约市场和现货市场购电，有多个买者后可以在差价合约市场引入竞争。

有人认为，输电和配电都是线路公司，没有理由分开。如果配电公司仅是线路公司，没有商业购电的职能，不分开是可以的，但输电公司和配电公司的职能（读表、准备帐单，维护地方线路）完全不同，两者之间没有多少共同之处，没有太多不分开理由。此外，输电和配电彻底分开以后，输电和配电各自成本的确定和定价会更加容易。

在中国，很多配电公司已经分开，但有些太小，作为买方，没有讨价还价的能力，应进行适当的合并，但也应保证存在足够数量的配电公司，以允许直供市场的发展。

如果后期要引入零售竞争，必须找到合适的办法，防止配电公司通过受监管的网络业务补贴竞争性的零售业务，如果配电公司拥有输电线路，它将有更多的垄断收入补贴零售收入。应认真设计，有效监管垄断公司的监管收入。

不管输入业务如何组织,为了使市场有效运行,需求侧应对价格作出反应。这一般通过大型用户对价格的反应做到,配电公司提供需求侧、管理和可中断电价,相当一部分负荷(如 50%)应能通过选择消费方式来平稳电价,这能保证现货市场的结算,时刻做到供需平衡,提高可靠性。为了使大用户能作出反应,大型用户应能直接进入现货和合同市场,并相应予以计量。大型用户的计量手段应与现货市场的计量手段一致。这是输电公司运行市场的主要责任之一。

决定竞争性市场规模的准则

本工作论文讨论了中国在决定竞争性市场规模时应考虑的因素。文中探讨了决定竞争性市场规模时需要考虑的基本原则及实施中会出现的问题。论文中提到的电力市场意指在一定地理范围内建立的现货市场,现货市场之间的交易称之为双边市场。双边市场是电力市场的早期形式,现货市场是更先进的市场模式,在设计和实施市场时,应考虑从早期市场逐步过渡到更先进的市场。

主要结论

一般情况下,竞争性市场的边界由以下两个因素决定:

1、一个市场有一套规则指导其运营,不同的规则意味着不同的市场。这确定了市场规模的上限。当然,如果全中国采用同一套市场规则,并不意味着中国只能组成一个市场,组织多少个市场取决

于其它因素。

2、在一个市场内，发电商和负荷通过输电设施相互联接，并由一个控制室协调其运行。该中央控制室有以下职能：接收报价，制定调度计划，发布调度指令，确定各交易期的价格。中央控制室也控制各区间联络线。

这确定了市场规模的下限，在一个没有严重输电堵塞的市场，没有必要存在两个控制室。但在一个市场内，经常存在下级控制室。

在上下限之间，有一定的灵活性。只要市场规则相同，一个市场可以覆盖相互联接的两个或多个地区，并共用一个控制室。两个或多个联接薄弱的地区可以形成一个市场，但并不切合实际。如果两区域间没有联接，区域间并不相互影响，这样应是两个市场。

实际中市场的上限取决于组织公司的能力，地域越小，组织工作越快。但区域越大，市场参与越多，竞争就越激烈。

决定竞争市场规模的因素

一个调度区内应有一个竞争性市场，且采用一套市场规则。当调度区域扩大时，竞争市场也随之扩大，但应保证仍采用一套市场规则。采用同一市场规则的地域可能大于单个调度区域，这意味着存在不同的市场，不同的调度区采用统一的市场规则后，能够比较容易地扩大竞争市场。

为了有助于市场规模的确定，以下详细讨论了五个准则：

准则一：整个市场属于单个调度区，区内不存在严重输电堵塞。考虑是否合并不同的调度区，能否建立输电，系统运行和市场运行等支持业务，是否允许存在多个价格区。

准则二：整个市场采用一套市场规则。市场规则包括很多内容，考虑在多大范围内能采用一套市场规则，规则由谁制定、修改并实施。

准则三：市场内应有足够的市场参与者。为了市场的有效运行，必须存在多个相互独立的买方和卖方，它们能够依据法律和市场规则签订合同，参与竞争。

准则四：市场内应配备必要的运行系统，操作人员具备必要的技术。信息和计量系统的配置速度，技术人才的培养速度影响市场的规模。

准则五：市场内各参与者应具备类似的起步条件。在市场运行的早期阶段，各市场参与者的条件应相似，以保证它们能在同一起跑线上竞争。

准则一：单个调度区，区域内不存在严重输电堵塞现象。

一个竞争性电力市场的规模应与一个统一的调度区域相对应。

在确定统一调度区时，应分析目前各调度区内的技术和运行资料，以便就下列问题作出决策：

问题之一：是否能够合并现有的调度区域

中国目前的电力系统网架可能由不少的调度区组成。某些调度区域可能是金字塔式结构，下一级调度机构根据上一级制定的系统安全标准发布运行指令。另一些调度区域平行运行。也许能够将两个或多个调度区合并为一个统一的调度区，建立一个竞争性的电力市场。在决定竞争性市场的规模之前，应认真审查各调度区间的联络设施，以便确定：1) 是否能将这些相互联接的调度区合并为一个调度区，该调度区能够发布全部操作指令，包括接收报价，制定调度计划，发布调度指令，确定价格；2) 合并后是否仍能保证系统安全；3) 是否能在合理的期限内进行合并。

如果合并这些调度区会增加系统安全方面的风险，最好先进行投资以加强系统，待安全方面的风险降低后再进行。如果合并所带来的机构重组需要很长的时间，从而推迟竞争带来的效益，最好先按现有的调度范围建立竞争性的电力市场。但应制定出以后如何进行合并的计划。

问题之二：是否能够建立公用的支持业务

在一个调度区域内，必须建立必要的支持竞争市场的业务，主要支持业务包括：

- 输电业务（与配电和发电业务分开）。
- 市场运行
- 系统运行（包括调度和系统维护）

由于一个调度区内全部市场参与者都利用这些业务，他们称之为公用业务。例如，需要输电线路将市场参与者结合起来，市场运行机构和系统运行机构确定了调度范围和市场范围。必须鉴别这些业务的成本，建立合适的机构，并建立有效的激励机制。

因为这些是垄断业务，必须公平合理地确定其成本，并分摊给所有市场参与者。这些业务的价格应由政府部门根据透明的原则制定，使市场参与者认为价格能正确反映服务成本。

问题之三：是否允许存在多个现货市场价区

由于负荷及发电商所处的地理位置，及连接这些负荷与发电商的输电设施有限，在一个调度区内，各点的真正市场电价并不相同。为了市场的有效运行，应做具体分析，以确定同一调度区内是否要分成各个不同的市场价区。输电网络内的一点可以代表一个市场价区，不同点的价格可以分别确定。理论上，有多少个点，就可以有多少个价格区，但为了方便起见，一般建立几个价格区。在一个价格区内，采用同样的价格，不会影响市场的有效运行。价格区越少，差价合约市场越灵活。

如果系统内不存在严重输电堵塞现象，就不会出现不同的价格区，这种情况下市场规模应尽量大，覆盖整个系统。如果存在严重输电堵塞现象，但一个市场内不允许多个电价区，这种情况下市场规模应根据输电堵塞情况设计。如果允许在一个市场内根据输电堵塞情况设计多个电价区，市场规模应尽可能大。

如果仅有一个电价区，所有发电商都得到同样的价格，所有零售商都支付同样的价格。如果一个市场内存在多个电价区，发电商得到所在价区的价格，零售商支付所在价区的价格。

多个价区的确定需要分析在各种运行条件下输电系统的输电能力，考虑以下情况：

- 1、在一般交易条件下，多少输电线路能达到输电极限？
- 2、达到这些极限的频率？
- 3、根据节点还是根据区域制定价格？

现行的法律框架可能不允许在一个市场内存在多个电价区，应准确地理解法律条款，并在必要时修改法律条款。

准则二：统一的市场规则

一个竞争性的电力市场应采用一套市场规则，为市场参与者之间的交易建立共同的基础。竞争市场的规模取决于各市场参与者设计和制定市场规则的能力。竞争性市场规则有三个主要部分组成：

- 1、交易规则。这些规则确定了市场边界，调度程序，信贷风险和资本储备，以及结算程序。
- 2、网络准入规则。这一规则确定了上网原则、输电价格、配电价格、系统安全标准、计量标准。
- 3、市场管理规则。这些规则确定了市场参与者的登记程序、规则实施、争议解决、规则修改程序。

为了准备市场规则，应解决下列问题：

- 1、谁来准备市场规则？
- 2、谁来批准市场规则？
- 3、怎样才能修改市场规则？

- 4、市场规则的法律地位怎样？
- 5、市场规则是法律还是特别条例？
- 6、违背市场规则后怎样处罚？
- 7、违背市场规则后谁来处罚？

准则三：存在足够数量的市场参与者

竞争性市场的规模取决于有多少个卖方和买方，因此，取决于在调度区内是否能很快建立足够的竞争性公司(充分的竞争取决于在多大程度上买卖双方相互分离)。如果市场太大，将所有机构改组成公司结构可能需要很长时间，在这种情况下，为了尽早建立市场，市场规模应设计的小一些。

问题之一：发电公司的数量

一般经验认为，至少应有五个相互独立的公司，当然越多越好。在一个竞争性的电力市场内，发电公司的数量没有上限。各公司的规模不必相同，但其竞争特点应类似。在改革的初期，最好将每一个发电厂都组成一个公司。

如果一个购电合同不能重新谈判成一个符合竞争市场规则的合同及一个差价合约，应保留该购电合同，并在购电合同与竞争市场间设立一个“市场交易者”，市场交易者由政府拥有的公司，它不拥有资产，但它有权在市场内交易。

问题之二：买方数量

应该有机会建立足够数量的独立买方（配电方和大用户）。

问题之三：不同公司的管理机构

为了使卖方（发电商）和买方（配电方和大用户）为各自公司的利益而工作，作为改革的第一步，各公司应有相互独立的管理队伍，并随后进行产权改革。

问题之四：买卖双方签订合同的合法权益

卖方应为能按合同法进行交易的发电商，买方应为能按合同法进行交易的供电商。

准则四：市场操作系统的安置及有关技术的发展

竞争性电力市场的规模受到市场操作系统配置速度及技术发展速度的影响，为了使竞争性市场有效的运行，必须做到以下几点：

1. 市场参与者有足够的技能按市场规则进行运作；
2. 市场投入运行前按安装足够的电量计量系统；
3. 开发、试验并配置可靠的信息系统，以便接受报价，进行调度，并进行结算。

市场的规模受到各竞争者的技术的影响。单一购电者阶段有助于发展这些技术。如果没有进行足够的培训来发展这些技术，电力市场的规模应设计的小些。

问题之一：市场技术

为了运作竞争性的电力市场，必须发展一系列的技术。其中包括：财务管理，合同签订，业务规划，风险管理和资产规划。应制定发展这些技术的战略。采用模拟和示范市场有助于发展这些技术，在向直供市场过渡前采用单一购电模式，是一种培养技术的合适办法。

问题之二：计量系统

竞争性市场规模只能局限于那些在开始市场前就已配

置了足够数量的计量系统的区域,为了参与市场,每个发电商和负荷都必须装有电表。应制定电表的设计标准。

问题之三：市场信息系统

竞争性市场的规模取决于建立和测试市场信息系统的的能力。在小范围内建立和测试这些系统比在大范围内更容易。电力市场需要以下信息系统：市场参与者登记系统, 报价和定价系统(包括SCADA), 调度系统(包括AGC); 结算和风险管理系统, 出版系统。在市场开始运作前, 必须设计、测试和实施这些系统。

准则之五：市场参与者具备类似的起步条件

在决定市场规模时, 应使到各市场参与者具备类似的起步条件, 以保证竞争者免受不公平待遇。由于每个竞争者的资产质量, 运行技术和经济不尽相同, 市场设计者应为每个竞争者提供类似的起步条件, 其中包括:

- 各电厂有合理的资本结构
- 改进发电技术
- 合理分配各零售商的客户数量
- 政府拥有的参与者的分红义务
- 全部发电商具备类似的技术要求
- 对有效定价影响不大的赋予合同

如果一开始市场规模过大, 会给原先在不同调度区运行的竞争者带来正面或负面的影响。市场规模越大, 调整市场规则越难。

竞争性电力市场中不同类型电厂的处理

一、引言

1、该工作论文简要回答了国家计委提出的两个问题：

—在竞争性市场下，成本结构不同的各类电厂怎样才能平等竞争？

—竞争是否会导致总体用户电价水平的上升？

2、应该指出，要回答这些问题，特别是第二个问题，需要做详细的分析，并模拟电力市场的运行，而这些不是本文要涉及的内容。以下介绍了参加本次研讨会的一部分专家的看法，重点谈了可能会遇到的问题及解决这些问题的一般方法。

二、竞争性电力市场对发电商的影响

1、目前的状况

中国有两类电价：电力公司从发电厂购电的上网电价和电力公司向用户售电的用户电价。电力公司的购电成本最终由用户承担，两类电价紧密相连。

在中国，大约三分之一的现有装机为 1986 年前用国家拨款建设的。这些电厂已折旧完毕，目前的电价仅考虑变动成本，人员工资和固定维护成本，其平均电价大大低于经济成本。1986 年，国家出台了“新电新价”的定价政策，以鼓励电力行业拓宽融资渠道。根据“新电新价”政策，电厂的电价根据其建设成本确定，为一厂一价。全部成本（固定及变动成本）从电度电价中回收，并根据还本付息的原则计算，取决于贷款期限，一般全部投资在十至十五年内收回。这一期限短于电厂的经济寿命。很多电厂已快到还贷末期，全部投资已快收回。由于要在十至十五年内回收全部投资，新电厂的电价高于经济成本。

每个电厂每年的上网电价由国家计委审批。为了计算上网电价，一般假定一年发电小时为 5000，然后根据还贷要求和预计的可变成本计算出电度电价，并过购电合同保证年调度 5000 小时。超发电小时的电量，一般也按该电价计算，尽管这些电量的边际成本要低得多（因为固定成本已在 5000 小时内回收）。因此，电厂希望能长期运行，以便回收其固定成本（如果还未运行到 5000 小时），或获取超额利润（如果运行了 5000 小时）。如果调度机构在发电领域有经济利益，利益冲突的可能性就很大，调度机构总希望多调度自己拥有的电厂以获取利益，而少调度其它投资者的电厂使其蒙受损失。

省电力公司所购电量的平均上网价是新老电厂电价的综合平均值。在每一个省，平均上网价的水平在很大程度上取决于新老电厂所占的比例。在新厂较多的沿海发达地区，平均上网价及用户电价都接近或高于经济成本，而在某些新厂相对较少的内陆省份，平均上网电价低于经济成本。

2、竞争性市场

在建议的竞争性市场中，发电商向调度机构投标报价，调度机构按报价高低优化调度，现货价格根据所调机组的最高报价确定。有些电厂运行高于 5000 小时，有些电厂运行低于 5000 小时。电价根据市场规则确定，所有电厂的电量都得到同样的价格，电厂一般持有差价合约，将部分电量的市场价换成合约价，差价合约的作用是调整发电厂从现货市场所得的收入。

在市场环境下，电厂的收入来自两部分，一部分是合同收入，另一部分是现货市场收入，还有部分收入来自提供辅助服务，这里不作讨论。如果全部收入都来自现货市场（即没有双边合同），所有运行的电厂在每个小时得到的收入都相同，而不同时段的价格不同。

并非全部收入都来自现货市场，但现货价格指导有效合同的签定，每小时的合同取决于该小时的预计现货价格。因此，合同虽然有助于零售商和用户规避风险和避免收入波动，发电商的最终收入取决于市场价格。这与目前电厂取得收入的方式完全不同，从而带来了上面所说的问题。

如果全部收入都来自市场，不管是市场定价的合同还是现货销售，类似的电厂在发电量类似时将得到类似的收入。但目前它们的收入取决于其建设年代，但这不意味着高建设成本高的电厂在市场中将处于不利的位置。

- 一般新电厂的债务较高，但运行成本较低，市场价格一般高于这
些电厂的运行成本。如果扣除运行成本后的利润不能回收电厂的固定成本，电厂将亏损。
- 一般高债务电厂的变动成本要高于已折旧电厂的变动成本，在竞
争性市场下，这些电厂的利用小时要高于老电厂。
- 没有债务的老电厂在投标竞价时并不占优势，投标是根据边际

成

本（燃料和变动维护费）而不是根据固定成本，这些电厂仍需要收回职员工资和其它固定维护费用。

由于每一个电厂的发电量取决于其投标策略，投标策略又取决于相应的边际成本，其最终的发电量可能与进入市场前的固定发电量完全不同。竞争性的电力市场导致发电量在各电厂间重新分配，这一重新分配与变动成本有关，由于一般认为新电厂的变动成本要低于老电厂的变动成本，会出现以下情况：

- 与进入市场前的合同相比，新电厂的运行小时会增加。
- 与进入市场前的合同相比，老电厂的运行小时会下降。

对新老电厂而言，这些变化会影响到它们的营运收入，净营运收入用来偿还贷款。电厂的市场值等于其经济寿命内净收入的净现值。

- $\text{净收入} = \text{市场价} \times \text{售电量} - (\text{燃料} + \text{工资} + \text{维护})$
- $\text{电厂的市场价值} = \text{电厂经济寿命内总净收入的净现值}$

市场价值与折旧后的帐面价值不同。只要电厂运行，市场价可使其收回变动成本。由于全部电厂得到相同的市场价格，除了边际电厂外，其它电厂都有利润，通过这些利润来回收电厂的投资，职工开资和固定维护费。如果该利润不足以回收职工工资和固定维护成本，这类电厂应该关闭，或作为备用机组。高于变动成本，职员开资和固定维护成本的盈余是净营运收入，增加电厂的市值。

理解市场如何确定价格和价格如何决定一个电厂的市值之间的关系与中国怎样才能更好地取得环保目标有关。例如，安装烟气脱硫装置（FGD）会增加电厂的建设成本，FGD 的运行也会提高电厂的运行成本。但如果边际电厂是一个老电厂，电价不会有任何变化，在这种情况下，安装 FGD 会降低清洁电厂的运行收入和市值，其结果是投资者反对安装 FGD。但如果收取排污费，或制定统一的排放标准，边际电

厂的成本和价格都会上升，通过经济有效的 FGD 和排污控制办法，市场有助于减少排污。

三、潜在的问题及解决问题的办法

1、问题

如果目前用户电价中的发电厂上网电价低于引入竞争市场后的现货市场价格，引入竞争后发电领域的总体收入会增加，即出现负的搁浅成本。如果不采取任何措施，最初用户电价会上升，反映出发电电价的上扬。随着竞争的引入，发电领域的效率会提高，以后电价会逐步下降。但可以采取一系列的政策和措施，避免总体用户电价上扬（电价中发电电价可以上升，但其它段电价可以下降）。下面介绍几种措施。

此外，如果市场价取代“一厂一价”的定价机制，有些电厂会获取超额利润，有些电厂会蒙受巨额亏损。这造成了各电厂间的不平等。以下介绍的办法也可以解决这一问题。

2、可行的办法

有四种办法可以用来解决这些问题：

- 资产出售
- 差价合价
- 债务重新分配
- 税收，补贴或转让

何种办法最有效取决于具体情况及总体改革方案的设计。

资产出售

世界各地采用过各种资产出售办法，一种办法是政府按帐面值购回全部资产，然后按估算的市场价再出卖给这些公司，买卖过程中的盈余或亏损由政府承担。西班牙采用了类似的方法。

第二种办法是将电厂全部拍卖，买者按估算的市场价来竞价，美

国采用了这种做法。也可以将新老资产合理搭配后组合出卖，使每一组的成本结构和环保标准类似，这可以将新的资产所有者放在同一起跑线上，公司内部平衡各类电厂。

资产出卖后是否能避免价格上升将取决于如果使用出买资产所得的收益，如果将收益返回给用户，电价不会发生变化，发电段电价会上升，但其它段电价会下降，美国采用了这种办法。

差价合约

差价合约是在过渡期间使用的一种合同，目的是保留以前的付款系统。差价合同可以用来解决电价水平及各电厂的发电量问题，每一个电厂可以有一个差价合同。

有多种使用差价合约的办法，例如，可以要求一个成本低于市场价的电厂签定差价合同，在规定期限内仍按现有低电价供电，而不是按市场价供电，当市场价高于其运行成本时，该电厂发电，当市场价低于其运行成本时，电厂从现货市场买电来履行其合同义务，在任何情况下，电厂收到合同价。

可以通过下面的例子来说明另一种办法：

- 假定有一旧电厂，在引入竞争前按合同规定发电小时为1000，在竞争性市场中，由于其变动成本很高，预计年运行小时会大大下降。在市场开始前，预计该电厂的运行小时为100，这样可以预计在这一发电量下该电厂能得到的收入，并设计一个差价合约，给该电厂提供额外的收入，以使该电厂的总收入达到进入市场前的合同收入，而该电厂在其余900小时内不必发电而消耗燃料。
- 类似的差价合同可以用来调整低变动成本的新电厂的收入，即给新电厂一个差价合同，使其放弃由于运行小时更高而获得的部分额外收入，在竞争性市场下，这种机制可用来调整现金流，但不影响用户电价。

- 可能有人要问为什么要用差价合同，即然已进入了市场，为什么还要在乎过去的售电合同？回答是首先要做到平稳过渡，所有新电厂必须依赖市场取得全部收入，而旧电厂逐步退出过去的运作方式；第二，通过优化调度，鼓励改进维护，现货市场会促进效率的提高。

债务重新分配

如果旧电厂的可变成本等于或低于新电厂的变动成本，可以重新分配债务来调整各电厂的资金流，在这种情况下，通过调整将部分新电厂的债务转给旧电厂，这样有助于综合平衡各电厂的资金流。

也可以通过债务重新分配避免用户电价上升。如果现有电厂的市值超过其成本，可以采用债务重新分配机制，可以将输配电资产的债务分配给发电资产，通过这种办法，增加现有电厂的成本，使其与市值相对应。同时，输配电系统的成本会下降，从而导致用户电价中发电段电价上升，输配电段电价下降。

税收，补贴和转让

政府可以通过税收或补贴来处理超额利润或亏损，英国和美国都是这么做的。在英国，通过征收销售税来回收核电厂的搁浅成本，在美国，通过发放免税债券的融资方式降低了用户电价，这种办法既能解决电价水平，又能解决单个电厂的问题。

如果发电厂仍为政府拥有，可以通过透明的红利政策来调整各电厂的收入，例如，可以通过透明补贴的办法，向低成本电厂征收红利，再分配给高成本的电厂。

四、累计搁浅成本的处理

搁浅成本是公司帐面值（折旧后）与其在竞争市场下的市场值之差，所有电厂都会有正的或负的搁浅成本，这是平等问题，其解决办法已在上面作了讨论。在中国，累计搁浅成本似乎不可能为

正值，在美国和英国由于过去电价很高，高于预计的市场价，而在中国情况可能相反。

附件中简单介绍了英国和美国回收搁浅成本的机制。

附件一：

处理搁浅成本实例

英国方法

英国市场的预计价低于现有电价，这导致现有电厂价值和卖价下降，尽管政府可以注销额外的帐面值，英国财政部不愿意按低价出卖电厂，它用四种办法来回收搁浅成本：

差价合约：在最初的 4—8 年，只有大用户才能按市场价购买，小用户按旧电价支付，配电公司与发电厂签订了差价合约，用这些资金来补贴煤炭工业。

资产出售：最初按低市场价出卖了发电公司 50% 的股份，当富余容量关闭后，电价上升了很多，其余 50% 才出卖。

税收附加费：征收 10% 的销售税来支付核电厂的搁浅成本。提高了配电和输电业务费（几年以后才降低）。

美国方法

在加洲，进入竞争后的私有公司要求收回原来的投资，关于这一点有很多争议，但私有公司胜了。最初，对搁浅成本的规模进行了估计，并打算通过征收“竞争过渡费”（CTC）来进行回收，但费用估计完全取决于预计的市场价格，市场价格稍有变动，所需的费用就会成倍增长（以下不是加州的数字，只是用来解释清楚）。

目前收入为 4，市场价 2.5，搁浅成本（CTC）1.5；

目前收入为 4，市场价为 3.5，搁浅成本（CTC）0.5。

如果计算的 CTC 为 1.5，结果市场价为 3.5，用户就会支付 1.5 的搁浅成本，加上 3.5 的市场价，共为 5，这是不能接受的。相反，公司收到的搁浅成本为 0.5，结果市场价为 2.5，共得到 3，而它们需要 4。

1. 因此, 实际执行的计划是, 假定过渡期的用户电价为 4, 市场价超过 4 时所产生的费用作为“CTC”费用, 这称为反算定价。
2. 此外, 公司必须出卖其发电厂, 一旦出卖, 这些电厂的搁浅成本就已确定, 这些电厂的价值等于其销售值, 搁浅成本为帐面值—销售值。

电力重组和环境

引言

能源利用和环境之间有着不可避免的联系。发电厂的污染影响了空气质量、湖泊、溪流、农作物生长、土地、动物栖息地以及人类的健康。电力生产对环境的影响是巨大的，它们不仅影响了当地、本国的环境，甚至影响了整个世界。对许多国家来说，电力生产造成的环境破坏仅次于快速增长的交通运输部门。电力生产是空气质量的固定污染源。

当许多政府希望为民众和经济发展提供大量成本低廉的电力时，往往忽视了环境后果，导致了其它更大的社会消耗，如增加了保健成本和降低了农业产量。环境破坏造成的巨大的财务损失会阻碍改革的进行。但是，若在规划、扩展和改革电力系统时，就将环境影响考虑在内就会有效得多。研究表明，发电厂和其它污染源产生的污染，使中国损失 300 亿到 1000 亿人民币。这要比降低污染所需要的成本大多了。

电力系统重组毫无疑问会影响环境，如下面将论述的，许多重组的环境效果是市场结构和设计规则的产物，尽管表面看起来他们与环境没有明显的直接联系。值得警觉的是，重组是提高经济效率和环境质量的一个极好机会。对于没有意识到这些影响或忽略了其影响的国家来说，重组可能会导致损害公众健康和不必要的环境破坏。

讨论

下面我们将详细讨论五个方面的问题。

1) 中国的目标将决定重组是否会产生一个更可持续发展的电力部门。

没有任何一种重组的模式适合所有国家。国际经验表明，每一个进行电力部门重组的国家都在寻求达到不同的目标，但也面临着不同的问题和制约性因素。因此，任何电力部门重组中最重要的一步就是确定并阐明该国的目标和限制。中国的目标可能包括：

- 降低电力成本；
- 以合理的成本吸引私人投资；

- 帮助西部省份进行经济开发；
- 通过销售政府资产来获得最大的公共收入；
- 降低电力部门的环境影响。

制约性因素也很重要，它们可能包括以下几点：

- 重组后电价不应提高；
- 国家安全或经济条件要求使用本地资源；
- 不可能迅速地大量裁员；
- 不同部门之间的税收和分配不应发生重大变化。

对中国的目标和限制条件有全面完整的理解将有助于决定该行业重组的步伐。其它国家的教训表明，如果电力部门的改革要朝着可持续发展的方向发展，决策层官员应首先清醒地认识到，环境保护和可持续发展是重组的首要目标。

中国电力部门的改革还处于初期阶段。高层决策者应明确表示，该行业的改革将是中国可持续发展的一个驱动力和模式。

2) 改革环境法规，适应新的行业结构。

历史上，中国环境法规是针对政府所有或受政府管制的系统。随着电力部门的改革，同步改革环境法规也变得很重要了，因为这样才能保证监管方面的努力与竞争性的发电市场相协调。

美国在环境问题上曾犯下两个严重的错误，中国不应重蹈覆辙。首先，老电厂的排放量历来都比新电厂高。尽管为老电厂制定较低的排放标准有一定的道理，但它无形中成了向竞争性发电市场转变的巨大障碍。可以排放比新电厂更多污染物的权力使得老电厂具有了一定的竞争优势。排放较多污染物的老电厂应关闭，但是，允许排放更多污染物的优势使得这些老发电厂继续运行，从而产生了更多的污染。

其次，美国一次只集中处理一种污染物。我们先是控制一些微小颗粒和粉尘。接着，我们的注意力转向二氧化硫，然后是氧化氮。随后我们又转向处理精细的微粒、水银和二氧化碳。一次对付一种污染

物证明既低效又昂贵；控制目标为单一污染物的选择不可避免地使更多未受控制的污染物排放到空气中。要将控制污染的成本和环境破坏降至最低，就需要同时考虑控制所有的主要污染物。

有许多办法可以使环境法规与重组后的发电市场相协调。最好的选择包括排污费、发电绩效标准以及“总量控制和交易”等方法。

排污费

随着电力工业的改革及其越来越依赖市场和竞争，实现可持续性的最佳方法是在电力生产中包括所有治理污染的成本。要做到这一点有许多方法，中国的“污染者付费”就是一个极好的开始。如果要获得可持续性的发展，“污染者付费”政策必须具有三个主要特征。首先，必须向所有主要的污染物征收罚金。其次，该罚金必须足以反映污染造成的损失。这将鼓励对控制污染的设备 and 清洁能源进行投资。最后，每年收取的这些罚金应用于降低污染或推动清洁能源的开发。

发电绩效标准

美国和其它一些国家的发电厂的排放量通常是以每单位的燃料燃烧后排放的污染物的磅数（或公斤数）计算的（如，磅或公斤/百万 Btu）。采取这一基于投入的计算方法有其历史原因，因为它可以应用于所有受监管的工业和商业部门，而不仅是电力部门。这一方法适合美国根据不同发电厂的年龄和燃料使用情况制定不同标准的作法。但是，使用非统一的、基于燃料投入的标准产生了未曾预想到的负面影响。它鼓励了高排放、低效率发电厂的运行，鼓励了成本效率低的发电厂的运行，而没有提供降低污染的鼓励机制。因此，它与竞争性的发电市场不相协调。

为了解决这些问题，美国开始采用基于产出的标准。与限定每单位燃料或热投入产生的污染不同的是，基于产出的标准制定了产出每千瓦时电能排放的污染物数量（如，磅或公斤/百万 Btu）。原则上，产出标准对于所有发电厂都是通用的，交易的引进将会降低电力监管的成本。基于产出的标准鼓励更高的发电效率，而不管发电厂的年龄和其历来使用燃料的情况。使用统一的基于产出的排放标准对竞争性电力市场的发展非常重要，因为它奖励生产效率高的设备，并推动新的清洁设备的发展。

总量控制和交易

减少污染的“总量控制和交易”方法可以同基于产出的标准相结合。典型的总量控制和交易方法在允许的污染级别上设置了全面的总量控制（根据地区、国家甚至国际的地域基础进行划分），然后鼓励受影响的各方彼此进行交易，以便最有效地达到排放标准要求。交易是通过建立污染排放信用度实现的，允许一吨污染物（如，二氧化碳）排放为一信用度，拍卖或其它分配方法用于初始的信用度发放。商家可以选择降低他们的排放量或购买污染排放信用度，然后做出成本最低的选择。有些商家会觉得降低排放量到要求的级别以下是最经济的，然后可以拍卖出售他们多余的信用度给更高的出价者。我们用“总量控制和交易”的经验表明，严格的最高总量控制可以保护大众健康和环境，而交易又可以降低治理污染的成本。

3) 建立专业化的监管机构

建立一个合格的、专业化的监管机构是电力部门改革的基本要求。这在世界的其它地方表现得愈加明显。经验表明，电力市场规则的缺陷和弱点正迅速地被市场参与者所认识。竞争厂家寻求的盈利方式是未曾始料的。他们的一些行动违反了公众的利益。必须建立一个胜任的监管机构来代表政府权威部门确认和检查违反公众利益的行为，并采取改正的措施。

专业监管机构的建立是电力部门改革成功的基本要求。该机构应尽快建立、配备人员并对员工进行培训。国际经验表明重组过程的监管和指导是极其有益的。

监管委员会必须对电力公司与市场结构有较广的监管领域和权力，还必须足够的工作人员行使其职责和执行命令。

美国相互分离、相互独立的联邦和州的二级监管模式不适用于中国。更好的做法是建立一个中央集权的部门，而它的地区机构则专门负责地区市场的事务，同时各省的机构集中处理服务的质量、客户抱怨和批发价格等事宜。所有地区和各省的机构都受中央监管部门的直接领导。

4) 新的监管方式应产生有效的激励机制

监管者的首要任务就是建立规则来监控垄断性输配电力公司的价格和利润。有几个替代选择方案，每个都有自己的一套鼓励机制。电力公司的经管人员会问：在新的规则和要求下我们应该如何赚钱？我们的经验表明有两种基本的选择：价格上限和收入上限。价格上限规定每千瓦时的价格，配电公司按此收取费用。如果销售增加了，电力公司就会从客户那里收取过多的费用。收入上限设定了配电公司每年向客户收取的服务费用的总收入受到限制（或者是每年向每个客户收取费用的总收入受到限制）。有了总收入的限制，无论销售如何变化，几乎都不会对利润产生什么影响。这样，价格限制趋向鼓励增加销售额而阻碍提高能源效率，收入限制则鼓励降低成本和提高能源效率。

5) 市场结构和设计应考虑到环境

许多市场结构的决策和市场设计规则对环境会有深远的影响。下面介绍一些例子。

市场支配力

竞争性批发电力市场基础的先决条件是没有横向或纵向的市场支配力。将发电从输配电结构中分离出来尤为重要。发电的控制权也必须分散到较多的所有者手中，以避免所有权的集中而使价格发生畸变。美国市场在这方面做得不好。

有人说有四五家规模相当的发电公司足以保证竞争性的发电市场。我们认为这一单凭经验的方法在小麦、大米和石油等商品市场可能有意义，但是电力市场完全不同，它需要更多的保护。瞬时平衡供求的需要和电力的不可储存性使得该市场比其它市场更容易受市场支配力的操纵。因此，我们认为竞争性服务的发电厂的数量应该更多，至少有十家，而且它们的规模应基本相同。

发电与输电分离

在中国创建一个竞争性的发电市场要求将发电与输电分离，还要求现有的发电设施所有权分属于许多的小型公司。如何进行发电市场的分配有极其重大的环境意义。

我们建议将现有的发电资产分配给尽可能多的小公司，它们的规模应基本相同，其目的是建立最有竞争力的发电市场，同时实现其它的目标。

中国的环境目标和污染者付费的政策表明，所需的环境改革应包括市场机制的采用，如发电绩效标准（它将对发电公司实施统一的基于产出的排放限制）。如果在完成电力部门改革后，再进行其他环保改革将会是非常困难的，因为竞争性发电厂的燃料来源和排放量都不同。如果指派和分配发电量时将排放量考虑在内，就能实质性地提高环境改革的能力。我们建议新建的发电厂的平均排放特征应基本相同。

此外，分离的过程将给电厂新业主一定的权力、义务和期望。期望之一就是竞争性发电厂的新业主不再将控制污染的成本转移到消费者头上。这就使输发电分离完成后，让新的业主完成旧电厂的清洁义务变得更困难了。我们建议审查现有发电厂的环境影响，并将治理的要求做为分离过程的一个组成部分。这样，发电厂的资产价值就能在分离后反映环境治理的成本。

市场设计

大多数电力库仅采用供应竞价制度。在通常的竞争性供方市场模式中，现货市场价是电力公司提前一天决定的，在有些地区由独立系统运行中心（ISO）、电力交换站或相似实体做出决定。供应曲线由边际成本或竞标价格来确定并为电厂排序，第一个是最便宜的电厂。每个小时竞价成本最高的发电者设定了该时段出售能源的现货市场价。如果有需求曲线，它则是根据前一天的需求、天气和一周内这一天情况等因素，采用工程方法作出的。它不是根据电力公司客户愿意支付的价格或实际的生产成本作出的。结果，尽管电力公司或电力库的优势调度可能根据成本对发电资源排序，供应和需求曲线的交叉反映了历史负荷方式、预期的气候和相关的因素等，但其没有经济意义，因为需求曲线本身并不是根据供应曲线而变化的。

在美国，由于缺乏与市场支配力相联系的需求反应，价格一直非常不稳定，很高的价格让人怀疑电力重组的政治可持续性。把电力效率、负荷管理和其它的需求反应作为电力库设计的一部分是非常重要的。

此外，根据某些地方的经验，尤其是加利福尼亚州，基本上 100% 的能源是在短期市场上或前一天市场进行交易的。缺乏充足的期货市场导致了价格的不稳定性。从计划的角度来看，与期货市场相关联的

稳定性提高了可靠性，并可能造就更稳定的财务环境。中国应考虑将市场的一大部分通过期货市场建立发展起来。

间歇性的资源

一些最清洁的发电资源，如风能和太阳能，是间歇性的。每个设备的每小时产出并不像大多数的矿石发电设施一样容易估计。因此，如果市场规则要求所有发电厂提前一天或更多时间说明它们的每小时发电量，如果没有达到前一天发电计划的要求时要受到惩罚，这种规则对可再生能源非常不利。采取或正在考虑采取这类处罚的电力库这么做是为了解决市场支配力的问题。而处理市场支配力更好的解决方法是，将发电从输电中完全分离出来并保证发电所有权广泛分散。

容量成本和可靠性价格

不同电力库对容量成本的对待各不相同。其中一些没有容量要求也没有容量市场，而另一些却两者皆有。电力库对运行储备的要求也不同。容量市场的存在和设计以及所要求的运行储备的高低会影响兴建多少和什么类型的新发电设施。中国应考虑建立鼓励可再生能源的规则。

一些电力库将负载辅助服务的成本，如旋转或非旋转容量储备，按负载分配。其它电力库则将这些成本的一部分按不同发电者的储备量的比例分配给发电端。将发电容量储备成本分配给与这些成本相关的发电，将会影响兴建发电厂的类型和规模。

搁置成本

美国重组过程中最有争议的问题就属搁置成本了。在竞争的环境中，电力公司的发电设备或其它固定资产的支出成本可能要比它们能够收回的多，这部分的差额也就形成了搁置成本。在一些情况下，电力公司提出，通常已得到批准，回收继续对现有发电厂分发津贴的成本。否则，它们就不具有竞争能力。这一做法产生了一种危险，即旧的、污染更严重的发电厂将保持其服务。在其它国家，监管者提供了强有力的激励机制，鼓励电力公司投资控制污染的设备，将控制污染的成本计算在搁置的成本中。

单一购买者模式中的综合资源计划

单一购买者系统通常是基于长期合同。客户须为合同付款而没有选择供应电源的权力。在现货市场中，2分的竞价显然比4分的竞价有利。在长期市场中，比较竞价并不是这么容易。各个发电厂的运作条件、发电厂的位置、风险分配、长期环境影响和非发电的其它替代方案都是影响竞标成功与否的因素。综合的资源计划（IRP）是分析这些因素和提供成本最低的能源服务的最佳方式。

输电价格

没有单个现有的系统可以计算输电服务的价格。一些定价方案会使新的建设不利于间歇性的资源，例如风能。举个例子，如果输电价格是根据连网的发电能力而定的，那么，100MW容量因子为35%的风力发电站（或可能符合因子为35%）将同100MW容量因子为90%的矿石发电厂支付一样多的输电费用。如果可再生资源位于较偏远的地区，基于距离的价格可能会阻碍可再生资源的发展。另外，缺乏拥堵价格可能会阻碍在能源效率和负荷管理方面的投资。我们相信，最好的方法是采用拥堵价格的某种机制，如果这些缴费的收入不足弥补输电的成本，其余部分以能量为基础按电力销售量计算。

输电监管

输电实体将成为垄断者。它的价格和收入将以某些方式受到监管。重要的是，监管输电公司时应提供激励机制，以便能高效地平衡新输电投资和其它替代替代方案上的投资（包括能源效率、负荷管理和新发电源的有效位置确定）。

分布式资源

分布式资源包括几种迅速发展的技术，如新型（小于100KW）清洁微型电机和燃料电池。这些新技术可为当地提供电力和热能，在一些应用领域，它们可以代替昂贵的配电系统的扩展。新的价格机制正在开发，依据这一机制，配电公司可以给出有效的信号，告诉客户和开发商这些分布式系统在哪里使用经济效益最高。

当地的电力输送所需要的输配电线更少了。这些新技术为电力工业所做的贡献就如无绳手提电话为电话工业的贡献一样。电力部门重组时不应设立或维护障碍以阻止这些技术的发展。

结论

电力部门重组是复杂的进程，但很值得做。政府最高层对目标设定达成一致的意見是这一过程首要出发点。设计和执行这一改革需要工业、各层政府官员以及环境政策决策者的共同参与。保证良性和可持续电力部门重组的重要步骤包括以下几点：

- 建立电力部门重组工作组，它包括负责环境和公众健康的官员，来监督重组计划。该工作组的章程或命令应具体地包括对环境和公众健康影响的分析和缓解措施。
- 在实际工作中，应利用市场机制来减少排放量，而不仅靠直接的禁令来达到这一目的。
- 环境和公众健康的影响不能完全减缓的，应在将来电力供应选择方面有所侧重。
- 应特别注意资源的利用和定价的方法能够反映能源效率的价值，这完全根据传统计算成本和价格的方法，因而能够被理解。

前述的步骤都是必要的，因为基于私有化、建立竞争性电力市场和降低电价的重组将产生一种巨大的压力迫使发电厂以最低成本运行，即使这些发电厂的最低成本运行是以牺牲环保标准为代价的。忽略了这一点，重组计划就可能会鼓励环境破坏最大（但最便宜）的发电厂的建造和运行，这一情况的出现要比不进行重组还糟。这样的重组还可能鼓励最大程度地降低新电厂控制污染的成本，以便它们是成本最低的竞争者。

建立重组计划的工作组如果不包括环境和公众健康事务的官员，看起来可能更容易达成一致的意見，但这是虚假的和谐，因为环境和公众健康的影响将引起能源部门和其他部门之间连续不断的冲突，因为外部成本和环境影响对这些部门有负面作用。最终，这些问题还是需要变更方案来解决，但其成本要远远高于一开始就认真对待的成本。当然，死亡和损害也将增高很多。

