

核能和常规基荷发电的成本

核电在许多国家仍有经济竞争力

P. M. S. Jones 和 G. Woite

核电及常规发电的投资费用和发电成本，对于选择今后电力供应的燃料方案颇为重要，对于选择基荷发电项目也是重要的。

对现有资料的粗略估算表明，最近建成的核电站的投资费用，大约为每千瓦电 (kWe) 1 300 美元到 6 000 美元出头。投资费用的差别之所以这么大，主要是由下面几个方面的差别造成的：项目管理；审管方案；与厂址有关的因素（例如一地多堆，地震情况，基础设施）；电厂设计（包括标准化的程度）；单价（例如当地可利用的材料和劳动力的价格）；以及计算方法（例如计入或不计入建造期的利息，燃料和重水的备用量；费用参考日期；货币兑换率）。

造成某些项目造价较高的最突出的原因是施工管理和审管程序方面的困难。这些因素还曾导致建设周期最长达到了约 14 年；有些至今还没有完工的项目，其建设周期也许会 longer。

另一方面，建设周期为 5-6 年（一套机组）的低造价项目，有一些重要的特征，其中包括：高效的项目管理；非常注意吸取以往的经验；开工前就基本上完成了详细设计，审管方面的一系列问题也已解决。

各种经验是通过电力公司、制造商和审管人员的通力合作，以及标准化和复制的过程得到反馈的。看

Jones 教授是英国原子能管理局技术部的首席经济顾问，Woite 先生是 IAEA 核动力处工作人员。本文作者都是 OECD 发电成本工作组的成员，该工作组撰写了一篇题为《1995-2000 年期间投入运行的电厂的发电成本预测》(Prospected Costs of Generating Electricity from Power Stations for Commissioning in the Period 1995-2000) 的报告。本文引用了该报告的结论和部分内容。

来，人们已经从建造和运行经验中汲取到了不少经验教训。一批新的或修改过的设计已及时提交审管部门审查，以便在开工前得到批准并完成这些设计。

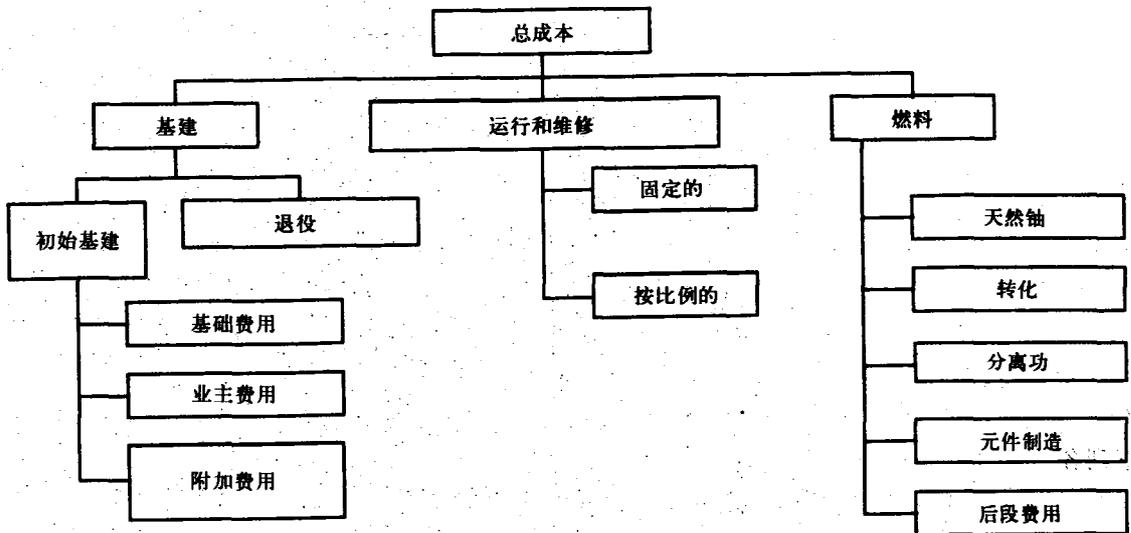
建立得到国际认可的安全准则和许可证审批准则，以及使审管程序更可预料的工作也在进行之中。这些工作将有助于把最有成效的国家所取得的成果提供给其他国家。（见附表。）在国际原子能机构 (IAEA) 和经济合作与发展组织 (OECD) 最近进行的成本研究中，在一定程度上考虑了这些成果。

关于 IAEA 和 OECD 的成本调查

来自 OECD、IAEA 和 UNIPED (国际电力生产者与分配者联合会) 成员国的一些专家组，最近

减少核电站基建费用的方法
<ul style="list-style-type: none"> ● 从经验反馈中求得好处 <ul style="list-style-type: none"> —复制，标准化，一地多堆
<ul style="list-style-type: none"> ● 吸收技术进步 <ul style="list-style-type: none"> —设计方案 —施工技术
<ul style="list-style-type: none"> ● 扩大规划工作的数量和提高其质量 <ul style="list-style-type: none"> —完成详细设计 —施工开始前解决掉政策和审管方面的问题
<ul style="list-style-type: none"> ● 改进项目管理 <ul style="list-style-type: none"> —进度控制 —费用控制
<ul style="list-style-type: none"> ● 争取良好的运行实绩

发电成本的构成



注：初始基建费用包括电厂建设和调试期间的全部直接和间接开支。附加费用包括用于运输、保险、备件和应付意外事件的费用。所有的费用项目均包括实际利息（和可能会遇到的实际调整）。下面一些费用不包括在内：一般的通货膨胀；电力系统的费用（如输电系统，备用功率）；电力公司的所得税和利润；对国民经济的冲击，包括发展工业和基础设施的费用和效益；对外部的健康和环境影响；以及保险范围以外风险的准备金。

利用商定的通用经济方法，审议了预计中期可以实现的基荷发电方案的时间归一预测发电成本，求得了90年代中期到后期可能投入运行的核电厂和火电厂（主要是燃煤电厂）的成本预测值，并进行了评价。*

方法和假设

对电力公司，特别是对正在接受审议的电厂来说，电力生产成本包括一切新增加的开支（以不变币值计算）。这些开支包括全部基建费（包括建造期间的实际利息开支）、燃料费、运行和维修费、废物管理费、退役费以及电厂专用保险费等；但不包括下列费用：所得税和利润，输电费，整个公用事业系统都

有的其他费用影响，以及诸如由环境公害造成的外部费用。（见附图。）但应该指出，所有的发电厂及其燃料循环，都是在现行的或计划制定的本国和国际关于安全与环境控制措施的法规和契约义务范围内运行的，这些法规和契约义务旨在保证把潜在的有害效应限制在可接受的水平以下。各国为了比较核电和煤电成本，专门进行了许多工作。

建议读者不要去比较各国的绝对成本，因为它们的经济和社会体制差别很大，它们为放射性废物管理、电厂退役和环境保护预留的准备金也不同。例如，大多数 OECD 国家的环境保护法要求进行烟道气脱硫（FGD），而且有些国家的环保法还要求新的燃煤电厂除去氮的氧化物。另一方面，大多数非 OECD 国家至今并未实施 FGD。不过，在被比较的 9 个非 OECD 国家中，有 6 个国家在估算它们今后的燃煤电厂的成本时考虑了 FGD。预计，有除硫和除氮氧化物措施的燃煤电厂的发电成本，要比不采取这种防污染措施的发电成本高出约 15 - 20 %。

在退役的假设上同样各不相同：所有的 OECD 国家在它们的成本概算值中都包括了退役准备金，4 个非 OECD 国家则不是这样。为了可以进行比较，

* 参见“Electricity Generation Costs Assessment Made in 1987 for Stations to be Commissioned in 1995”, presented by UNIPED, Sorrento Congress (1988); *Projected Costs of Generating Electricity from Power Stations for Commissioning in the Period 1995-2000*, Working Group report, OECD/Nuclear Energy Agency/International Energy Agency (1989), and *Projected Costs of Nuclear and Conventional Baseload Electricity Generation in Some IAEA Member States*, IAEA-TECDOC-569 (1990)。

对于这 4 个非 OECD 国家选择了一种公用的退役费用假设，供进行参考计算之用。

投资费用

对某些国家来说，与以往调查不同的是，在这些调查中考虑了降低核电厂基建费用的种种方法。尤其是，通常假定项目管理得相当好，资金筹措不成问题，以及在电厂建造开始前详细设计已完成并已得到审管部门的批准，因此可避免费工费钱的设计修改和施工中的拖延。对于一地多堆、标准化、模块化以及先进的工程和施工方法等，各国已经采用或计划在将来项目中采用的程度是各不相同的。

各国的投资费用预测值仍有很大差别。这些差别是由下列各方面的差别造成的：生产要素费用（例如，施工劳务和材料费用），设计，审管方案，选址以及汇率等。汇率差别常常没有恰当地反映出各国在购买力方面的差别。此外，由核经验水平的不同引起的费用不确定度的大小也是不同的。（见附图。）

电费

关于时间归一电费，进行了两组计算。第一组计算使用的贴现率、电厂寿命、运行状况和退役等假设，是因国而异的；另一组计算使用了一套公用的参考假设。

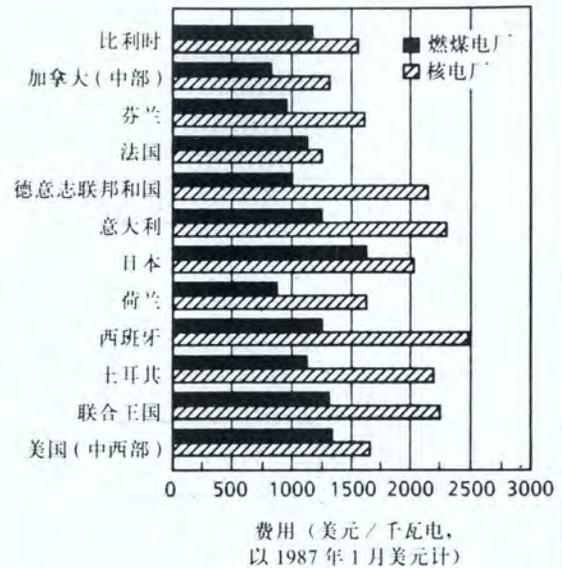
参考假设的数值如下：实际贴现率为每年 5%，燃煤电厂和核电厂的寿命都是 30 年，按寿命期时间归一的负荷因子为 72%，供没有提供退役费用概算的国家使用的公用退役费用假设。这些参考假设完全是以电力公司的经验和预估值为依据的。

参考贴现率与大多数电力公司在获得外部投资资金时预期会发生的费用（用实际值表示）非常相近。上述的负荷因子和电厂寿命的证据是工业化国家的基荷运行经验，并被认为可适用于这些国家中在 90 年代中期以后投入运行的燃煤电厂和核电厂。不过，大多数发展中国家的平均负荷因子一直比较低，他们必须采取适当的措施以提高其基荷电厂的运行实绩；其中的多数国家在本国的计算中都假定负荷因子为 70% 或更小些。

在大多数工业化国家和某些发展中国家里，在使用了这些参考假设之后，预测出的在整个寿命期内均作为基荷发电运行的核电厂的经济性，比燃煤电厂好得多。（见下页附图。）

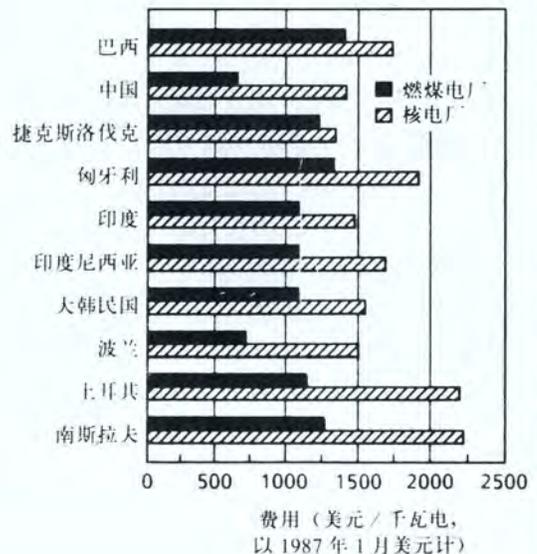
特别是在日本，多数欧洲国家，北美、中国和印

OECD 国家燃煤电厂和核电厂的投资费用预测



注：投资费用包括建造期间的实际利息（每年 5%）。

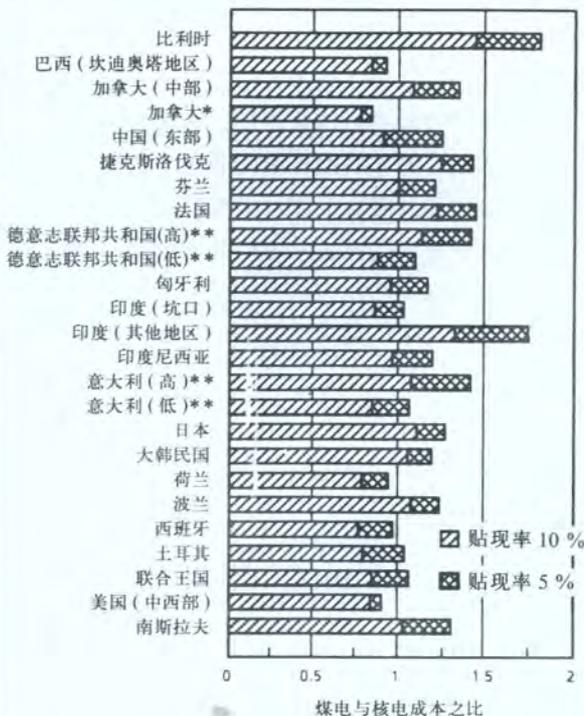
一些 IAEA 成员国燃煤电厂和核电厂的投资费用预测



注：投资费用包括建造期间的实际利息（每年 5%）。

上图系指 OECD 国家和其他 9 个 IAEA 成员国中的核电厂和燃煤电厂的投资费用。预测的隔夜（overnight）建设费用：核电厂大约为 1100 - 2000 美元/kWe；燃煤电厂大约为 700 - 1500 美元/kWe（均以 1987 年 1 月美元计）。

贴现率为 5 % 和 10 % 时煤电和核电的相对竞争性



* 西部煤电成本与东部核电成本作比较。
** 煤价取高、低两种估计值。

度等国家内远离煤田的那些地区，以及印度尼西亚和大韩民国，预计核电明显地比煤电便宜。另一方面，预计北美、巴西、中国和印度的产煤区，以及使用进口煤发电的荷兰和西班牙，用煤发电更便宜些。

敏感性

核电厂和燃煤电厂的时间归一发电成本和两者之间的关系，主要取决于所采用的输入参数。它们对贴现率、今后的化石燃料价格和电厂的基建费用都是非常敏感的。

对一些比较重要的参数，尤其是贴现率，进行了仔细的考虑。尽管每年 5 % 的参考贴现率与电力公司从外部集资时预期会发生的费用非常相近——接近政府长期债券的利率——但它明显地低于大多数 OECD 国家工业投资的平均实际收益率。世界银行经常提议作项目评价时使用 10 % 的实际贴现率，特别是在投资来源稀缺的国家中。因此，另外用每年 10 % 的贴现率进行了计算。采用这种贴现率后，只有比利时、法国、日本、捷克斯洛伐克和印度（在远

高产煤区）的核电，才比较明显地具有成本优势。

就 OECD 的这项研究而言，煤炭工业咨询委员会 (CIAB) 对今后的煤炭价格提出了另一些看法，该委员会是 OECD 的除国际能源机构之外的一个独立的咨询委员会。在对用户的内部运输费用进行调整后，他们的最佳概算的平均值，通常要比半数以上国家的概算值低。

如果使用较高的贴现率和较低的煤价，煤电方案就会变得更具有吸引力。假定贴现率为 10 %，并采用电力公司对煤价的假设，有 3 个 OECD 国家显示出核电成本有明显的优势，2 个 OECD 国家显示出两者的成本大致相当，4 个 OECD 国家显示出煤电成本有明显的优势。采用 CIAB 预测的煤价（仅指西欧和日本进口的煤），会使大多数 OECD 国家的预测煤电成本进一步降低。当贴现率为 5 % 时，4 个 OECD 国家显示出核电成本有明显的优势，4 个 OECD 国家显示出两者的成本大致相当，1 个 OECD 国家显示出煤电成本有明显的优势。当贴现率为 10 % 和采用 CIAB 预测的煤价时，燃煤发电在大多数国家中会成为比较便宜的选择方案。

为了更近似地反映某些国家的运行经验，还针对平均负荷因子为 63 % 和两种电厂的寿命均为 25 年的情况进行了计算。这些假设能提高煤电的竞争能力，尽管比另一种贴现率的竞争能力差一些。

研究的结果

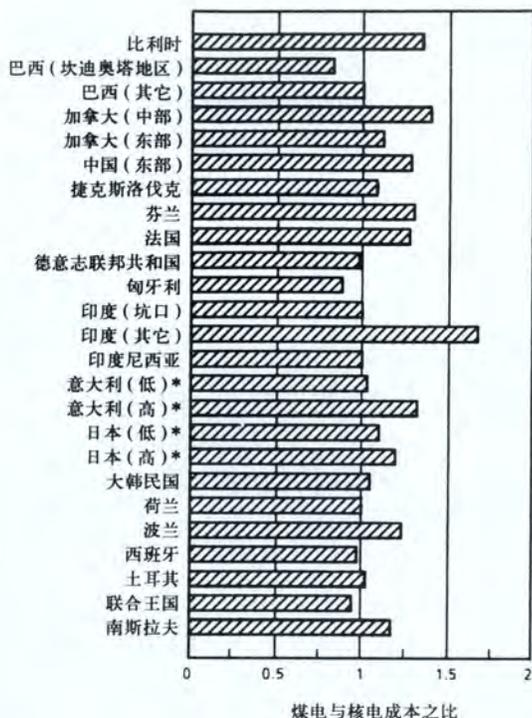
在参与国使用了本国有关贴现率、电站寿命和负荷因子的假设之后，7 个 OECD 国家、2 个东欧国家、还有南斯拉夫和印度（远离产煤区）的核电具有明显的成本优势。（见下页附图。）其它国家的核电成本与煤电大致相等或最多高出约 10 %；这些国家中煤价较低的地区，煤电较便宜。

如果使用国际研究中使用的公用参考假设，对 OECD 国家来说会产生大体上相同的结果；但对东欧国家和其它非 OECD 国家来说，核电的竞争能力会提高。

总之，大多数参与国预计核电的时间归一发电成本比煤电低，最坏也不过大致相等。但是，对少数国家来说，从这些研究中考虑过的各种假设值的整个范围来看，煤电和核电之间的预测比较结果还不够明朗。在某些假设的参数值情况下，核电比煤电有相当大的优势；而在另一些参数值情况下，则正好相反。

同以前的研究结果相比，未来的煤炭价格可能较

使用各国自己的贴现率、电厂寿命和负荷因子的假设之后煤电和核电的相对竞争性



* 煤价取高、低两种估计值。

低的这种认识已使许多有关国家内的煤电成本预测值降到核电成本以下。在同时进行的研究工作中，预测的核电成本本身似乎相对地保持稳定，甚至稍微降了一点。*

联合王国的情况及其有关问题

当用于进行成本分析的参数值非常恰当时，核电将仍然有竞争能力，或者说最多与煤电相当，这种共识明显地与联合王国新闻报道中出现的看法相悖。新闻媒介的这些报道说，联合王国的核电成本是煤电成本的3倍。然而，联合王国压水堆(PWR)将来发电时的基本成本与煤电相比只会有很小的差别，这一点已经比较清楚。** 它们同第21和22页图中表明的情况基本相符。

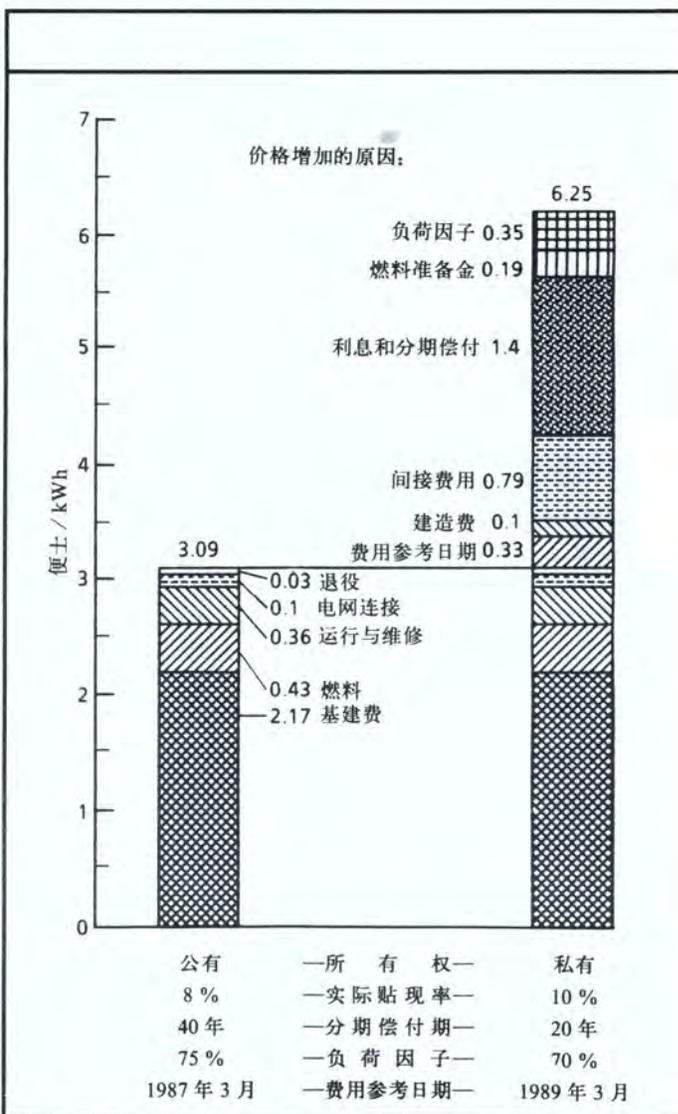
最近私营化的一个发电公司已为新压水堆的电力

* "International Comparison of Generation Costs", by P. M. S. Jones, G. H. Stevens, and K. Wigley, proceedings of *Good Performance in Nuclear Projects*, NEA/OECD (November 1989).

求出了一种指示性议价。计算时考虑了各种间接费用，采用了另一种计算利润的方法，资本收益率相当于20年折旧期内每年14%的实际内部收益率；此外，它采用了偏保守的运行实绩和意外事故假设。该发电公司认为，基于下述原因这样考虑是合理的：其一是，联合王国与其它国家不同，电力供应实行自由竞争，在向独立的私营配电公司售电方面无长期合同的保证；其二是，联合王国目前盛行高利率。

利用这些不同的假设(见附表和附图)算出了公有部门增加的成本和私有部门的价格。令人惊讶的是私有部门的价格比以前计算的公有部门的价格高了一

** "The Future for Nuclear Power", by W. Marshall, British Nuclear Energy Society Annual lecture (November 1989).



倍。其中的一条重要原因是，8%的实际贴现率和按40年提取年金的做法，分别改为10%的实际贴现率和20年线性折旧，而且以未折旧的基建费为基础。由公有部门的假设算出的基建费收益率为8.4%，而由私有部门的假设算出的基建费收益率平均达到14%。因此，所增加的量大部分是因有关的经济参数（利率和货币单位）和计算方法（分期偿还基数、间接费用和额外的意外事故提成）所致。很微小的一部分是因建造费用方面或乏燃料和放射性废物管理准备金方面的预测值实际增加所致。在新闻报道中，错误地把私有部门的这些价格，同新建煤电厂的发电成本（不包括间接费用等）或者同适用于私有部门现有的、已部分冲销的煤电厂的电价进行对比。在防风险准备金相同的条件下计算电费时，新建燃煤电厂的电价也许会比核电便宜约20%。

联合王国这种极端的竞争环境在其它国家并不存在（况且联合王国的这种情况本身也已随着核电站仍留在公有部门中而已经变化），因而国际研究中所考虑的条件和假设的变化范围一般说来是恰当的。

关于燃料循环的选取

有人主张，他人在对基荷发电用核电及其替代物进行自己的比较性分析时，最好不采用国际成本调查中所用的基本方法和假设。

每个政府和每个电力公司都是情愿考虑他们本身的要求和政策、本国的资源、基础设施、人力、有关的技术经验，以及能源供应对国民经济和对环境的影响的。这个目标将来往往会发展成各种发电厂共存的局面；这既是经济成本的反映，又是与发电有关的多因素因素的反映。

联合王国的核电成本与价格（便士/kWh）

工厂所有权	公 有	公 有	私 有
费用估算日期	1987年4月	1989年4月	1990年年中
经济参数			
实际贴现率	5%	8%	10% ^a
折旧期	40年	40年	20年
平均负荷因子	75%	75%	70%
费用参考日期	1987年3月	1987年3月	1989年3月
增加的发电成本			
基建	1.35	2.17	
电网连接	0.07	0.10	
燃料	0.45	0.43	
其它业务	0.34	0.36	
退役	0.03	0.03	
小计	2.24	3.09	
私有部门的附加价格			
货币基准日期的变更			0.33
附加的基建费 ^b			0.10
间接费用 ^c			0.79
利息和分期偿付基础值的变更 ^d			1.40
燃料准备金的变更 ^e			0.19
负荷因子降低的后果 ^e			0.35
附加价格小计			3.16
私有电厂的电价总计			6.25

a 以未折旧基建费为基础。

b 分担联合王国塞士威尔压水堆“新设计”的额外费用。

c 中央的管理费、保险费和地方税收，这是各种发电方案都有的。

d 改用较短的分期偿付期及10%的初始基建费收益率（相当于14%的内部收益率）。

e 通过使用悲观的假设和准备金来加大固有的意外事故概率，使电力公司的财政风险尽量小。