

我国核电电价机制的回顾与思考

王世鑫

(中国核工业集团公司 财务部, 北京 100000)

[摘要] 文章首先回顾了我国核电价格机制, 如还本付息定价与合资核电的价格模式; 其次, 论述了我国当前执行的经营期上网电价方式, 阐明了各价格要素在定价中的影响; 最后, 探讨了核电未来定价模式, 包括新模式应遵循的原则, 标杆电价及其考虑因素。

[关键词] 核电; 电价机制; 标杆电价

[中图分类号] F426 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1673-0755(2010)05-0001-06

研究核电的成本及价格形成机制, 制定合理的核电电价水平, 对引导我国核电科学发展具有重要的理论和实践意义。核电电价机制要研究的问题很多, 诸如: 核电定价指导思想、准则; 如何突出核特色, 如何与电力行业接轨; 核电机制建立的主体与客体; 核电价格机制建立后的实施与预警、完善与调整; 核电电价的决策机制等。本文回顾了我国核电价格机制, 分析了影响电价的关键因素, 对下一步核电规模化发展的电价机制进行了探索, 提出了核电分堆型、分区域标杆电价的构想。

一 核电定价机制回顾

核电的终端形态与其他电力一样, 其区别仅在于发电的原理、燃料、流程及后处理等。电力作为商品, 有着一般商品所共有的特性, 即具有价值和使用价值, 电力商品的交换也必须服从市场经济规律。因此, 核电作为商品, 也要按照价值规律要求, 在价格中体现成本和合理利润, 使价格和价值相符, 在完全竞争的市场条件下, 实现商品的有序竞争。

除了财务因素外, 上网电价还要受电力市场现状及其发展等因素影响, 包括经济发展、电力供需、用户用电状况等。对于同一个电站, 由于所选定的定价方法及考虑问题的角度不同, 其上网电价相差很大。在实际工作中, 特别是在工程处于建设期间, 预测未来的上网电价更是存在很大的不确定性。电价测算的方法很多, 从政府制定还本付息电价到经营期电价测算、国外平准化电价测算、电能价值当量分析测算方法等, 到今后“厂网分开”、实施竞价上网后的两部制电价, 再到标杆电价等, 各种方法的应用都有特定的背景。为更好地了解核电电价测算的方法, 在此着重介绍一下核电电价应用的三种测算方法, 即还本付息电价测算方法、经营期电价测算方法、本-利测算方法。

(一) 还本付息电价

还本付息电价(也称为财务水平电价), 是根据国家现行的财税制度和现行电力价格, 以电力项目的实际造价为基础, 测算其它各项费用, 在保证补偿成本、缴纳税金和一定赢利的前提下测算出上网电价。还本付息电价能从财务核算上保证企业的赢利水平。

我国 20 世纪 90 年代电站的上网电价大都按这种模式计算。其测算的思路是: 电价是销电收入和供电量之比, 而销售收入是考虑总成本费用、销售利润、销售税金的和。根据电力企业的现行政策, 发电成本包括基本折旧、经营成本、摊销、财务费用等因素; 销电利润包括还贷利润、所得税、公积金和公益金、资本回报等部分; 销电税金包括城市维护建设税、教育附加费、增值税等。实际测算中采用多种试算测定一个能满足还贷要求的电价以进行比较分析。这种测算方法的依据为: 利用贷款资金进行建设的电站, 其电价应当保证在规定的期限内还清本息, 并满足还贷期间维持正常生产、应纳税款、应付利润等要求。

在计算中, 首先假定一个上网电价, 作还贷计算, 当计算的偿还年限大于允许偿还年限, 说明假定的上网电价低了, 应提高电价, 反之则降低电价, 直至等于或略小于允许还贷偿还年限的电价即为求得的电网电价。

(二) 中外合资大亚湾核电站特有的电价模式

广东大亚湾核电站 2 台 90 万千瓦从国外成套引进核电机组, 是 1982 年经国家批准的中外合资项目(中方占 75%, 港方占 25%), 两台机组于 1994 年 5 月投入商业运行, 目前运行情况良好, 电价收入主要用于还贷和滚动发展。广东大亚湾核电站上网电价的基本模式不同于其他核电项目, 其电价借鉴了国外对公用事业的定价模式, 采用了本-利浮动电价模式, 其利润也不是按一般电厂的电价-成本=利税的方

[收稿日期] 2010-09-20

[作者简介] 王世鑫, 中国核工业集团公司财务部高级会计师, 财会部主任。

式,而是由董事会根据《合营合同》的规定予以确定。

1.发电成本。电站的发电成本由生产费用、管理费用、退役费用、乏燃料后处理费用以及与生产经营有关的其他费用组成。其中:除退役费用、乏燃料后处理费用等外,其他成本本项目与一般电厂基本相同。

2.净利润 P(当年税后利润),用下列方法计算出来

$$P = \frac{\text{年初股东基金} + \text{年末股东基金}}{2} \times K$$

公式中:K代表利润因子,股东基金亦即股东权益,则年初股东基金即为上年末股东权益,年末股东基金即上年末股东权益加上本年内未分配利润(含公益金、公积金等)。也就是说,该模式中每年税后利润按股东权益的某一百分比(K由董事会决定,实际上相当于净资产收益率)计算得出。而如何确定每年K的水平,不是单纯地仅看当年净资产收益率,而是以股东投入资本金之时为起点,以电站投运产生利润并分派红利给股东为现金流入,计算在一定时期内股东所能获得的内部收益率FIRR,并以该FIRR的水平来调控每年的K值。

3.在每一个会计年度结束后30天内,董事会审批该年度实际的总发电成本与利润总额,确定分售结算电价等。会计年度实际的总发电成本与董事会确定的税后利润、应缴纳的所得税之和除以总分售电量之商,即为该年度的分售电价。

上述计算公式表明,大亚湾核电站上网电价是一个不确定值,由合营双方协商平衡后确定。由于利润不是由电价-成本=利税的方式确定,在一般情况下由董事会决定的利润不会因成本的变化而变化,国家的税收有保障。广东大亚湾核电站的电价模式,是改革开放的产物,有其特殊的背景。这种模式发挥了特定的作用,其“引进外资、借贷建设、售电还钱”经营方针对广东核电的滚动发展起到了积极的作用(但今后这种模式可能不再广泛使用)。

二 经营期上网电价

我国现阶段应用最多的是经营期电价方法。

(一)经营期电价要素

所谓经营期电价就是在综合考虑电力项目经济寿命周期内各年度的成本和还贷变化情况的基础上,通过计算电力项目每年的现金流量,按照使项目在经济寿命周期内各年度的净现金流量能够满足按项目资本金计算的财务内部收益率为条件测算电价。其计算公式:

$$\sum_{i=1}^n (CI - CO)^{-i} (1 + FRR)^{-n} = 0$$

FRR为资本金财务内部收益率, n为经营期限, i为经营期的年序数, CI为现金流入, CO为现金流出。

经营期电价出台,主要是2001年原国家计委以《国家计委关于规范电价管理有关问题的通知》(计价格[2001]701号),针对过去还本付息电价存在的问题,对上网电价进行了清理。同时因燃料、利率、部分还贷结束、折旧提完的电厂相应降低了上网电价,改变了按照还贷期定价的方法为按电力项目经营期定价,将个别成本定价改为按社会平均先进成本定价。

经营期电价计算主要考虑的因素:

1.确定经营期限。经营期一般为20-30年;

2.确定收益率水平即资本金财务内部收益率FRR。一般与国债收益率挂钩并略高出一定的百分点,如8%-10%。

3.计算成本费用。以设备容量、年利用小时、厂用电率等确定发电量,据此计算收入及按各种参数计算成本费用。包括各种原材料的耗用、综合折旧、大修理费等,一般参照社会平均成本。

4.依据借款合同、贷款利率等计算还贷本息。

5.计算经营期各年现金流量。最终满足现金净流量符合财务内部收益率的要求。

经营期电价计算为投资者对项目投资的获利能力提供了判断基础。同时,经营期电价按社会平均成本定价,并明确规定项目投资回报,一方面摆脱了以往以项目个别财务成本为基础的定价方法,有利于鼓励企业降低成本;另一方面,有利于吸引投资。

根据上述成本项目,采用预估电价逐步试算方式,应用财务内部收益率FIRR,估计电价(不含增值税),由此计算年销售收入、经营成本进而计算发电企业经营期内每年的现金流量,使发电企业资本金回报在经营期内能够达到规定的财务内部收益率FRR。

(二)主要定价参数

考虑核电的特殊性,根据当前我国核电建设及发展的实际,参考一般电力项目的电价测算参数取值,现阶段核电上网电价测算时主要参数为:

1.经济计算期。核电站经济计算期根据设计寿命留有一定余地确定。合同章程或可研报告已明确经济计算期的,以合同章程或可研报告为准;合同章程或可研报告没有规定的,以原国家电力工业部(电计[1994]160号)发布的核电经济评价规定,一般不得低于25年为经济计算期。

2.负荷因子。即一定时期核电机组实际发电量与同期机组额定发电量之比。在测算电价时,负荷因子应以可行性研究报告或初设数据为依据确定。随着核电规模发展,也可参照同堆型核电站平均水平为依据。

3.费用浮动。经营期历年经营成本测算,原则上按电价测算年度的物价水平和可预计的变动因素静态计算,不考虑逐年物价浮动。在敏感分析中,对个别费用项目可作适当浮动计算。年浮动率原则上不超过1%-3%。

4.折旧还贷。根据折旧优先还贷原则,在电价测算中当年折旧应优先用于还贷考虑,以此计算当年的现金流量。

5.财务内部收益率(FRR)。现阶段由于我国核电发展尚不具备规模,国家为鼓励核电投资建设和发展,测算电价时使用的内部收益率,可略高于社会平均收益率,当前取值8%-10%左右。

6.折现基准点。核电站建设期一般需5年时间,从资金投入至经营期结束,分为建设期及经营期两个阶段。因此测算电价时,以投产前一年而不是建设期投入资金的第一年为折现基准年,以此为基点计算现金流出、流入净值。

(三)主要经济因素

政府主管电价核定的部门在电价审查时采取的一些简化的计算方法,与实际电价测算采用的方法通常有一定的出入,这一因素也需要我们在电价测算时提前考虑和关注。

1. 内部收益率 FIRR 与资本金回报率 ROC

财务内含报酬率 FIRR 是指能够使未来现金流入量现值等于未来现金流出量现值的贴现率,或者说是使投资方案净现值为零的贴现率,其概念的本质是一定时期内的贴现率。资金投入应带来一定量的增值,它是随着时间的推移而增长,这就是资金的增值属性,称为资金的时间价值。因此在项目评价中,发生在不同时间的资金其数额虽然相同,但价值却不同,它们是不等价的。资金的时间价值在项目经济评价中的应用,通过现金流量计算及财务内部收益率指标可以得到清晰的认识。

FIRR 的计算公式如前所述。

资本金回报率 ROC 是指实现的利润总额(或净利润)与投入的资本金的比率,它反映的是投资者投入资金的获利能力,两者的概念是不同的。内部收益率是针对项目整个经营期来讲,而资本金回报率一般只反映年度(也可按整个项目期)投资获利能力,两指标反映的内涵不同。

2. 负债和资本金结构比例对电价的影响

当前在上核电项目时,有些人希望项目的资本金越大越好,希望项目的资本金在总投资中的比重越高越好。对此该怎样看待呢?核电电价测算的原则中强调确保还本付息、合理资本回报,因此电价的确定必须满足上述两条基本原则。现实情况中,由于存在负债成本与投资成本的差异,因此项目的资本金比例的高低对电价的影响也是显著的。

核电由于投资大,其投资构成不外乎资本金和融资借款两部分,目前核电项目资本金所占比例原则上一般不超过总投资的 20%,尽管如此,资本金比例不同对电价将产生不同的影响。特别是当前资金使用成本差异较大,借款利率一般约为 6% 左右,而资本金内部收益率当前为 8-10%。根据上述满足还本付息、合理回报等要求,电价要同时满足负债成本和资本金成本,因此资金结构或者说资本金所占的比例不同对电价的影响非常大。一般而言,假如核电站的总投资是一定的,那么在当前负债成本低于资本金成本的情况下,资本金所占总投资的比例越高,满足条件的电价则越高,反之则降低电价水平。如果借款利息率超过 8-10%,则业主就希望降低资本金比例。业主对资本金高低态度,取决于借款利息与资本金内部收益之差。低息期望扩大资本金;高利息期望减小资本金。

3. 接近计算期起点年份的现金流对电价的影响

根据财务内部收益率 FIRR 计算公式,可以得出结论,就是越接近计算期起点的净现金流量对 FIRR 影响越大,由上列公式展开可得:

$$(CI - CO)(1 + FIRR)^{-1} + (CI - CO)^2(1 + FIRR)^{-2} + \dots + (CI - CO)^t(1 + FIRR)^{-t} + \dots + (CI - CO)^n(1 + FIRR)^{-n} = 0$$

在公式左端,绝对值越大的项加和为零的作用就越大

其对财务内部收益率的影响也就越大。 $(1 + FIRR)^{-t}$ ($t = 1, 2, \dots, n$) 随着时间的增加,逐年减小。在项目计算期内,距离计算期起点越近, $(1 + FIRR)^{-t}$ ($t = 1, 2, \dots, n$) 使当年净现金流量折现值越大;同样,距离计算期起点越远, $(1 + FIRR)^{-t}$ ($t = 1, 2, \dots, n$) 使当年净现金流量折现值越小。由此得出,越接近计算期起点的净现金流量,对财务内部收益率影响就越大;同样,距离计算期起点越远的净现金流量,其对财务内部收益率影响就越小。根据这一原理,在电价测算时我们就更应注意距离计算期起点的现金流量,特别是以下因素值得关注:

(1) 关于建设期投入资本金的起始计算年

对于建设周期较长的电站建设,特别是对于部分机组开始发电到工程全部结束有一个较长时期的大型电站建设,应更加注意电价的准确性。核电站建设一般都有长达 5 年的建设期,在建设期内业主资本金一般都是分年投入,它是随着工程的进展而逐年投入的,应该说 5 年对资金时间价值差异是相当大的,5 年前投入的 1000 万元与现在的 1000 万元相比,显然其价值是不等的。而在电价测算时建设期投入的资本金只计算到投产前一年,而不是从投入的第一年算起,此因素将对测算电价产生一定的影响。

(2) 关于投入商运后最初几年非满负荷生产

核电建设为降低造价,需提高装机容量或群堆建设。现阶段以双机组为多,如秦山二期 2 台 65 万千瓦机组、江苏 2 台 100 万千瓦机组、广东岭澳 2 台 100 万千瓦机组。而两台机组不同步商运,前后间隔一般在一年时间。即使一台机组先投产,也不一定是在年初,也可能在年中或年末。同时由于机组本身的原因,往往造成当年的生产为非满负荷,也就是说发电量在投入商运的最初几年达不到正常的满发年发电量。而电价测算采用经营期计算方法,经营期 25 年是从投入商运的第一年算起,且电价核定部门在审核时,所有参数均按经营期 25 年平均计算,即使在最初几年达不到满负荷生产,也视同按满负荷生产计算。因此由于核电在投入商运前两年的生产负荷达不到 100%,特别是年底发电投运的机组,但经营期年份 25 年已确定,由此引起的经营期前期现金流的不同对电价的影响很大。

(3) 投入商运的时间确定也需要关注

核电机组确定投入商运时间,一般以满功率运行 100 小时为基准,引进项目也可按合同规定时间确定商运。确定商运时间,是划分基建和商运的分水岭,实际上也是涉及投资比与运行电价的双刃问题。机组早日投入商运,降低总投资,降低比投资造价,有利于核电投资建设,但增加一部分运行费用,不利于降低电价;推迟商运,增加总投资,增加比投资造价,但减少运行费用,有利于降低电价。因此说合理确定投入商运的时间,需要两方面综合考虑。

三 核电发展需要新的价格机制

随着国际能源价格不断上涨,各国能源战略面临重大调整,在国内持续电力供需紧张的背景下,国家提出积极发展核电的方针,明确到 2020 年,我国核电运行装机容量超过 7000 万千瓦的发展目标,而且这一目标可能继续扩大。尤

其在 2008 年,我国南方区域发生特大冰雪灾害和四川地区的地震灾害,能源电力供应安全问题凸现,加快核电建设的必要性日益凸现,我国核电发展被提高到一个前所未有的高度。

核电作为清洁环保能源,其发展对促进我国经济发展、实现节能减排和保障能源战略安全具有重要意义。目前我国已投入商业运营的核电站执行的上网电价制度,尚未考虑核电作为清洁环保能源的外部经济性补偿,与煤电相比,核电价格机制有待理顺和完善。因此,综合考虑核电和其他能源的技术经济特点,全面评价核电和其他能源的经济性和对社会的影响,制定体现核电作为清洁环保能源的价格政策,确定合理价格水平,引导我国能源产品的理性消费,优化能源结构,显得尤为重要。

(一)定价要适应核电发展的形势

核电价格的确定除遵循上网电价确定的基本原则外,如保障发电企业合理回报、竞争原则、适度调控原则、公平负担原则、相对稳定原则等,还要考虑核电本身的特殊原则。

1. 鼓励核电发展原则

《核电中长期发展规划》已经确立了“积极推进核电建设”的方针,明确到 2020 年,我国核电运行装机容量占全部电力装机容量的比重从现在不到 2% 提高到 4%。这就是说,在今后的 10 年时间里,我国必须建成约 60 个百万千瓦级核电机组,而一个核电站的建设期通常要 5 年加前期准备需 8-10 年,任务相当艰巨。考虑到我国经济的发展对能源的需求越来越大,环保的压力也逐年增加,核电在国家能源中的战略地位将进一步上升。

核电厂作为企业,必然要通过市场去实现效益。国家在积极发展核电的同时,也把核电的建设、运行和管理推向了市场。根据修改后的《核电中长期发展规划》,核电项目资金需求总量约为 9000 亿元,资本金约为 1800 亿元。此外,核燃料配套资金需求也较大,包括天然铀资源勘探与储备、乏燃料后处理等。资金筹措原则上按企业自筹,银行提供商业贷款等方式运作。因此,核电的电价一定要保障核电企业能够回收正常成本,并保持合理的回报利润,对核电投资形成足够的激励,才能保持核电投资的积极性,保障核电发展战略目标的实现。

2 考虑核电的外部成本

经济学上的外部成本是在生产或消费中,会对他人(社会)产生的附带成本。经济主体把外部成本施加于他人身上,而没有为此付出相应的代价,这种代价并没有从货币或市场中反映。第一,外部成本是在经济行为者决策过程中没有考虑到的一种伴随效应;第二,外部成本的施加者没有对其影响付出相应的成本;第三,外部成本减弱市场价格机制有效配置资源和优化经济运行的作用;第四,外部成本不能从货币或市场交易中反映,游离于市场之外。

核电在其发展过程中,一些对常规发电来说可不列入内部成本的项目,已进行了内部化处理,并列入内部成本。如运行废物处理、乏燃料处理及放射性废物处理、核电厂及核设施的退役等。欧盟和美国从 1991 年开始联合进行了各种

电源系统外部成本的研究。研究结果表明:核能的外部成本是最低的,煤炭为核电的 10 倍以上。作为清洁能源的天然气发电,外部成本也约为核电的 3~6 倍。水力和太阳能发电稍高于核电。而我国煤电的外部成本,对未采取脱硫措施的煤电厂,由二氧化硫排放造成的外部成本约为 16.3 分/千瓦时,由二氧化碳造成的外部成本约为 15.0 分/千瓦时,两项合计为 31.3 分/千瓦时。采取脱硫措施的煤电厂外部成本约为 19.65 分/千瓦时。这里还没有包括氮氧化物、重金属等排放造成的外部成本。

核电外部成本基本内部化了,而常规能源尤其是煤电相当高的外部成本尚未完全内部化,造成了核能和常规能源在电力市场上竞争的不公平。因此,核电价格的确定,不能不考虑核电的外部成本和其良好的社会效益。

3 考虑核电的地区承受力

我国地域辽阔,地区间经济社会发展水平不平衡且产业结构各异,以目前的成本水平,并非所有的地区都应积极发展核电。而价格是对项目“经济性”的现实评价,直接影响着项目的成败,是投资决策的主要依据。因此,核电价格应真实反映地区的需求,考虑本地区的承受能力。如在我国珠江三角洲、长江三角洲以及环渤海地区,由于与煤炭产地的距离不同,导致这些地区对核电的价格承受能力就高于其他地区。OECD 所属的核能机构(NEA)对世界主要核发电国家的各种发电系统的经济竞争力作对比测算,得出的共同结论是在距离煤炭产地较远的地区,核电有较强的优势。

(二)核电“标杆电价”的确立

目前我国已商业运营的核电站执行的电价为“一厂一价”,与新的核电发展战略相适应的核电价格机制尚未形成。因此,在核电规模建设已经开始的情况下,加紧研究适应核电大发展的电价机制就显得尤为必要。参照目前火电的标杆电价,我们尝试建立核电的标杆电价制度。核电标杆电价至少有以下作用:

第一,促进核电企业增强成本意识,提高效率。核电标杆电价的确立从目标管理的角度看,等于为企业设立了一个标准,设置了价格上限。价格不再取决于核电本身的成本,会促使企业加强成本管理(特别是工程造价的管理),降低成本,提高效率。

第二,引导核电合理的布局。由于各地的经济发展水平不同,并非所有地区都适应核电的进入,会存在地区之间的比较优势,核电的经济性会存在较大的差异。通过标杆电价的设定,可以使政府、企业对本地区是否适合发展核电做出更加科学的分析和评价,做出科学的决策,从而促进核电建设形成合理的布局。

(三)核电“标杆电价”的考虑因素

1 考虑社会平均成本

核电作为一种特殊商品,其特殊性在于发电燃料的特殊性。但作为电力产品,必须考虑电力行业的社会平均成本和社会平均收益。对新投产的机组,执行国家统一制定、事先公布的标杆上网电价,企业自负盈亏,改变了过去以个别成本定价的做法,有利于促进核电企业加强管理,降低成本,有

利于提高电价管理的科学性和透明度。

2 考虑堆型及技术路线

五十年来,世界核电技术的发展大致经历了三个阶段:

20 世纪五、六十年代的原型堆和示范电站是第一代,如美国的希平港压水堆核电站等,为以后核电的发展打下了基础。20 世纪 80 年代开始推广建设的商用核电站称为第二代,包括压水堆、沸水堆、重水堆、气冷堆等。第二代核电站在全球范围内实现了标准化、系列化和批量建设。80 年代以来,各国不断发展一些新技术,在许多方面对原来的二代技术进行了改进,但基本类型还是属于二代技术。改进以后称为改进型二代技术(“二代加”)。目前全世界运行的核电站绝大多数都属于二代技术。

1979 年美国三里岛事故和 1986 年苏联切尔诺贝利核事故后,核电机组的安全性引起人们的极大关注。为了消除人们对核电站安全性问题的担心,进一步改善核电的经济性,美国电力研究所(EPR)在美国核管会(NRC)的支持下,制定了一个提高核电厂安全性、改善核电经济性的“核电厂设计基础文件”,即适用于下一代轻水堆核电站设计的“用户要求文件(URD)”。随后,欧洲国家共同制定了类似的“欧洲用户要求文件(EUR)”。人们把符合 URD 或 EUR 的要求开发或改进的核电机组成为第三代核电机组,其典型是美国通用电气公司的 ABWR、美国西屋公司的 AP1000、法德联合开发的欧洲压水堆(EPR)等。

全世界正在运行的核电机组中,绝大多数采用的是第二代核电技术或比第二代核电技术有一定改进的“二代加”技术,正在建造中的新核电机组也以“二代加”为主。核电运行实践证明,“二代加”核电机组的安全性是有保障的,经济性是有竞争力的。第二代核电站(包括二代及“二代加”)还会长时间存在,并继续作为核电的主力军发挥作用。

由于核电对安全的要求很高,核电的技术路线必须采用国际上已经成熟实用,经实践证明安全的堆型。我国在 1983 年就已确定了核电建设堆型走压水堆路线,经过大亚湾、秦山一期、岭澳一期、秦山二期的运行证明当年的技术路线选择是合适的。我国已掌握核心技术的二代改进机组,满足核安全的要求,具有较强的经济竞争力,有较大的发展空间,加快其建设,逐步替代部分煤电,将对经济社会发展做出更大的贡献。因此,今后的一段时间,我国核电发展应以压水堆核电站为主,充分利用已掌握的成熟技术,努力提高自主化水平,满足核电建设批量化的需要。

综上,到 2020 年我国的核电站将主要有二代加压水堆、重水堆及三代压水堆(AP1000)等三种堆型。不同的堆型及技术路线对核电站的造价、运行成本的影响是不同的,因此,核电标杆电价,必须要考虑堆型及技术路线的因素。

3 考虑不同区域并与当地脱硫火电标杆电价联动

核电是优质的清洁能源,有利于保护环境。核电既不产生二氧化硫和烟尘,也不排放二氧化碳,对环境与健康风险的影响都较煤电小很多。我国已成为世界第一大的二氧化碳排放国,在减排上承担着巨大的压力。而火电即使在脱硫以后,也没完全消除给环境带来的外部成本。因此,从核电

的清洁性与环境友好性来说,核电电价至少应与脱硫火电标杆电价相当,甚至高于脱硫火电标杆电价。

具体说,就是比照各地的脱硫火电标杆电价确定核电价格,实行核电价格与脱硫火电标杆电价挂钩。由于价格不是以核电本身的成本为依据,而是以其替代物——火电的价格确定,因而也可以称之为机会成本法。因为我国一次能源以煤炭为主,在各类能源中,火电具有广泛的替代能力,尤其与核电间的替代性最强,以燃煤机组的全要素成本为基础核定的各地区煤电标杆价,基本上体现了当地电能供求长期均衡的要求,从而也成了各地区核电成本的合适参考。

综上,核电实行标杆电价机制是长远发展的必然趋势。考虑当前我国核电站运行与建设的实际情况,现阶段可针对不同的堆型(进口或国产)、不同的地区,实行差别对待,制订分堆型、分区域的标杆电价,并逐步向统一的标杆电价过渡。

四 核电价格“煤电联动”机制的探索

(一) 煤电价格联动机制的启发

近几年我国煤炭市场价格水平出现大幅度飙升,发电企业不堪重负,我国经济运行中资源约束矛盾加剧,煤炭、电力供应紧张,价格矛盾突出。为理顺煤电价格关系,促进煤炭、电力行业全面、可持续发展,国务院批准建立煤电价格联动机制。从长远看,要在坚持放开煤价的基础上,按照国务院颁布的《电价改革方案》规定,对电力价格实行竞价上网,建立市场化的煤电价格联动机制,即上网电价与煤炭价格联动。根据煤炭价格与电力价格的传导机制,建立上网电价与煤炭价格联动的关系。以电煤综合出矿价格(车板价)为基础,实行煤电价格联动。

(二) 铀电价格联动机制的探索

国际天然铀价格随着世界核电业的复苏,出现了飞速增长的局面,2007 年的前 6 个月,迅速由每磅 65 美元涨到 138 美元,8 月下旬回落到每磅 90 美元并开始保持稳定。2008 年随着全球金融危机波及到了铀矿业、铀市场,导致天然铀价格下跌 40% 以上。2010 年的国际天然铀价格在每磅 45~50 美元徘徊。国际天然铀价格增长的原因是石油、煤炭价格上涨后,核电发展的步伐加快,对铀的需求相应上升。核燃料价格的上涨必然影响核电发电成本,进而影响核电电价,那么能否根据煤电价格联动来建立核电价格联动机制呢?

核电的燃料成本涉及到天然铀的开采、转换和浓缩,燃料元件的制造等环节,因此铀电价格联动的可行性分析要从天然铀价格、浓缩过程、燃料元件制造等三个环节分析各自价格变动对核电价格的影响程度。

(1) 天然铀的价格对核电成本的影响呈线性关系,即天然铀价格每提高 5%,核电成本相应提高约 0.2%。

(2) 浓缩过程对核电成本的影响也呈线性关系,表现为浓缩过程价格每提高 5%,单位发电成本相应地提高约 0.3%。

(3) 燃料元件的价格变动对核电成本的影响也呈线性关系,即燃料元件价格每提高 5%,单位发电成本相应地提

高约 0.6%。

另外,核电厂的换料周期在一年以上,在此期间,核燃料循环前段各过程的价格变化不会立即影响到核电燃料组件的成本,对于核电企业来说,燃料价格上涨对其成本的影响具有一定的滞后性。

因此,核电由于其成本构成的特殊性,其价格完全可以在相对较长时间内保持相对稳定。由于核电对核燃料循环各阶段的价格变化均不敏感,现阶段建立核电“铀电价格联动”机制尚不成熟。

五 结论

在世界核电复兴的大背景下,我国核电发展迎来了前所未有的战略机遇期,核电进入大发展时期。到 2020 年,我国核电装机容量占全部电力装机容量的比重从现在不到 2% 提高到 4%,核电将进入规模化发展阶段。理顺核电价格,建立适应核电规模化发展阶段的核电电价机制,成为摆在我们面前的重要任务。

经分析认为,建立核电标杆电价制度,有利于企业降本增效、加强管理、提高效率;有利于提高电价管理的科学性和透明度;有利于保护环境和鼓励清洁能源发展。国家应尽快确立核电标杆电价,引导核电企业发展。同时,受煤电联动机制的启发,本文对实行核电价格联动机制进行了分析,结论显示,由于核电成本的特殊性,现阶段核电实施价格联动可行性尚不成熟。

年)》装机容量为 4000 万 KW,最近,国家已明确提了修改规划意见,2020 年核电装机容量在 7000 万 KW 以上,并多次见报。

[参考文献]

[1] 发改委. 核电中长期发展规划(2005-2020) [EB/OL]. 中国新闻网, 2007-11-04

[2] 王世鑫. 核电财务模型研究及核电成本电价初探 [J]. 中国核工业, 2004(4): 47-50

[3] 温鸿钧. 由核电与煤电外部成本比较看核电价格之优势 [J]. 中国核工业, 2005(4): 20-23

[4] 温鸿钧. 煤价上涨对核电发展影响初探 [J]. 核科学与工程, 2005(6): 22-29

[5] 刘树杰, 杨娟, 陈扬, 等. 核电价格形成机制研究(上)(下) [J]. 中国物价, 2006(10): 22-24 2006(11): 37

[6] 汪永平, 赵守峰, 蒋林立. 关于我国核电发展战略若干问题的认识 [J]. 中国核电, 2008(1): 40-46

[7] 李红, 方栋, 任天山, 等. 中国煤电和核电的环境影响与健康风险比较 [J]. 城市环境与城市生态, 2000(6): 40-42

[8] 国家发改委. 关于建立煤电价格联动机制的意见 [J]. 发改价格 [2004] 2909 号.

[9] 刘江华. 压水堆核燃料组件价格形成及对核发电成本的影响初探 [J]. 中国核电, 2008(1): 70-74

注: 2007 年公布的《核电中长期发展规划(2005-2026

Review and Refletion on PriceMechanism in China’ s Nuclear Power

WANG Shi- xing

(Nuclear Industry Group of China, Beijing 100000 China)

Abstract This article first reviews the price mechanism of China’ s nuclear power, such as debt service pricing and pricing model of joint venture of nuclear power. Second, it discusses the implementation of the current operating mode of the electricity price, and expounds the impact of price factors in pricing. Finally, it explores the future pricing model of nuclear power, including principles followed by the new model, the benchmark price and other factors needs to be considered.

Key words nuclear power; electricity price mechanism; benchmark price