

实现我国核电发展良性循环的探讨
——核电中长期发展规划的动态投入产出分析

To Realize a Steady and Continual Development of China's Nuclear Power

章庆华 李 林 莫雪峰 王嘉谟 施向军
(中国核工业经济研究所 北京 100037)

秦山 300 兆瓦核电站的建成和投产,标志着我国的核电事业有了一个良好的开端。随着加快步伐、大胆改革新局面的打开,国民经济必然会出现较高速度增长的势头。能源供需矛盾的突出,有可能再次使能源工业成为“瓶颈”。在这种形势下,核电作为我国新兴的电力行业,既然已经起步,必将逐步发展。在此,暂不论核电作为一种重要的可替代能源在调整能源结构、缓解交通运输、改善大气环境等方面的战略地位,仅就核电工业自身的发展怎样才能实现良性循环,回答下列几个问题:

- 1. 核电发展到何种规模时才能实现“以核电养核电”的良性循环?
- 2. 核电发展实现良性循环之前,需要投资者以何种方式、投入多少资金用于启动和扶植?
- 3. 核电发展实现良性循环之后的收益如何?何时才能偿还全部启动资金?
- 4. 发展核电能否与建造三峡水电工程相比较?
- 5. 发展核电需要国家给予何种电价、税收、投资和管理方面的政策?

我们应用动态投入产出的基本原理和方法建立模型,从核电发展的规模、时间、投资、还贷、收益、政策等几个方面,针对我国核电中、长期发展规划的目标进行模拟计算,对发展核电的宏观经济性进行评价。模拟计算和结果分析表明:在一定的条件下,核电以适度规模发展,可在下个世纪初 10 年之内实现“以核电养核电”的良性循环。

计算方案与参数

1. 计算方案

核电的发展规模以 2000 年末建成 4 600 兆瓦的规划目标为基础,采用低、中、高三种不同的速度增长,到 2025 年装机容量分别达到 15 500、21 200、36 200 兆瓦(表 1、表 2);分别相当于每三年投产两个 600 兆瓦、每年投产一个 600 兆瓦和每年投产两

个 600 兆瓦核电机组。2000 年末的 4 600 兆瓦规划目标包括:秦一期 300 兆瓦,大亚湾 2×900 兆瓦、秦二期 2×600 兆瓦、秦小二期 300 兆瓦、广二期 2×1 000 兆瓦的第一台机组。

表 1 核电发展规划目标(1991~2025 年)

增长速率	规划目标	2000 年	2010 年	2025 年
低速 5.0%	期末装机容量(兆瓦)	2800	7700	15500
	期末年供电量(亿千瓦时)	103.1	391.9	792.0
	期末年产值(亿元)	25.8	98.0	198.0
	期末年利税(亿元)	10.4	40.6	84.9
	累计投资(亿元)	237.0	397.3	669.2
中速 6.3%	期末装机容量(兆瓦)	2800	10100	21200
	期末年供电量(亿千瓦时)	103.1	517.8	1094.8
	期末年产值(亿元)	25.8	129.5	273.7
	期末年利税(亿元)	10.4	54.2	117.9
	累计投资(亿元)	292.6	532.6	892.9
高速 8.6%	期末装机容量(兆瓦)	2800	16100	36200
	期末年供电量(亿千瓦时)	103.1	816.7	1875.4
	期末年产值(亿元)	25.8	204.2	468.9
	期末年利税(亿元)	10.4	86.5	202.3
	累计投资(亿元)	388.3	868.3	1492.9

* 增长速度以 2000 年末 4600 兆瓦装机容量为基点(包括大亚湾 2×900),其余所有指标均不包括大亚湾核电站。

核电的建设资金以国家、地方、企业等多方式筹集。在提前或如期偿还贷款的前提下,以核电净收益的再投入为基础实现自我滚动。

核电净收益 = (利税 + 折旧) - 还贷资金
- 企业留利

规划初年至转折年:

核电投资 = 启动资金(集资) + 核电净收益
转折年至规划末年:核电投资 = 核电净收益

2. 计算前提和主要参数

计算前提:采用 1990 年常币值计算,排除通货

膨胀的影响;以发展国产化 PWR600 型机组为主, PWR300 型作补充;扣除大亚湾 2×900 兆瓦机组在投资和收益等方面的影响;采用国产化 600 兆瓦和 300 兆瓦机组补偿规划期内退役的核电站;扣除 2026~2033 年期间投产及补偿退役电站的投资影响;良性循环体系不包括核燃料循环工业;核电由一个部门统一规划、建设和管理;核电收益最大限度地用于核电发展的再投入。

表 2 规划期内投产、在建核电站的构成(1991~2025 年)

增长 速率	规划期	起步阶段		转折阶段		良性循环		累计投产 (兆瓦)
		1983-2000		2001-2010		2011-2025		
		年	年	年	年	年	年	
		投产	在建	投产	在建	投产	在建	
速度 5.0 %	PWR300(个)	2	1	1	1	0	0	900
	PWR600(个)	2	4	6	5	13	0	12600
	PWR1000(个)	1	1	1	0	0	0	2000
	合计(兆瓦)	2800	3700	4900	3000	7800	0	15500
速度 6.3 %	PWR300(个)	2	1	1	0	-1 *	0	600
	PWR600(个)	2	8	10	8	19	0	18600
	PWR1000(个)	1	1	1	0	0	0	2000
	合计(兆瓦)	2800	6100	7300	4800	11100	0	21200
速度 8.6 %	PWR300(个)	2	1	1	0	-1 *	0	600
	PWR600(个)	2	16	20	16	34	0	33600
	PWR1000(个)	1	1	1	0	0	0	2000
	合计(兆瓦)	2800	10600	13300	9600	20100	0	36200

* 退役电站。

主要参数:规划期 1983~2025 年,电站经济寿命 30 年;负荷因子,第 1 年 0.40,第 2 年 0.50,第 3 年 0.60,第 4 年至退役 0.65;单机组基础投资,300 兆瓦 16.3 亿元、600 兆瓦 24 亿元、1 000 兆瓦 50 亿元,投资期 8 年,贷款利率 3%(扣除通货膨胀后的保值利率),25 年等额还贷;参考上网电价每千瓦时 0.25 元,企业留利为销售利润的 10%。

核电中、长期发展规划的动态投入产出分析

以下分析除特殊标明外,均采用中速发展(6.3%/年)的规划值。

1. 核电在 2005 年前后,当装机容量达到 7100 兆瓦时出现转折,开始步入“以核电养核电”的良性循环轨道。

模拟计算表明,核电作为一个新兴的电力行业,从零的突破逐步发展到实现良性循环,需要在一定的条件下经历三个阶段(见表 2),

起步阶段:从现在起到本世纪末或下世纪初约 10 年的时间,要有一定规模的在建电站投入,为转折奠定基础。在此期间,在建规模应大于投产规模,在建与投产电站装机容量之比为 2.2:1,即在建 6 100 兆瓦,投产 2 800 兆瓦。

转折阶段:在 2000 年的规划目标基础上,稳步增长约 5~10 年,投产规模应保持大于在建规模,投产与在建电站的装机容量之比为 1.5:1,即投产 7 300 兆瓦,在建 4 800 兆瓦。

良性循环:从转折年开始,以核电收益的自我积累为基础,稳步实现滚动式发展。在约 15 年的发展期内,投产的核电装机容量占 2025 年末装机总容量的 52%。

核电实现良性循环标志着它从转折年起有能力偿还当年应还款额,并在规划期内提前或如期还清全部启动资金。与此同时,还具备当年所需发展资金的自我投入能力,不再需要外部资金的扶持。

2. 核电的发展在转折之前须投入资金约 389 亿元(包括在建电站 72 亿元)。多方集资与核电净收益的再投入之比为 3.3:1,外部实际投入最多不超过 300 亿元。

核电发展三个阶段的投资特点如下:

1. 起步(1983 年~1999 年末):以多方集资的方式通过一定规模的外部投入,启动核电发展,奠定转折基础。这个时期的投资约占整个规划期投资总额的 29%,其中外部启动资金约占这笔资金的 96%,核电自身最多只有 4%的再投入能力。

2. 转折(2000 年~转折年):秦山 300 兆瓦核电站并网发电后的第 13 年左右,即 2005 年前后出现转折。核电在这个时期已有一定的资金再投入能力,最多可承担该时期资金投入总额的 60%,同时仍需不少于 40%的外部资金扶持。

3. 发展(转折年~2025 年):核电装机总容量已达到经济规模,实现良性循环。具备进一步发展所需全部资金的再投入能力。可在规划期内偿还全部启动资金,且具有相当规模的剩余资金用于下一个规划期(2025 年以后)的再投入。

综合分析表明,鉴于核电工程的建设期长、投资强度大等特点,决定了在起步和转折阶段需要投入相当强度的外部资金。若要保持核电的中速发展,扣除秦山 300 兆瓦核电站的投资后,在 1992 年~2005 年(转折点)期间,平均每年至少要投入 22 亿元资金,1997 年左右出现 50 亿元的投资高峰。

纵观整个投资规划期,若以秦山 300 兆瓦机组并网发电作为核电商业化发展的起步标志,并以实现良性循环的转折年为界进行比较,则投资的启动时间与发展时间之比为 1:1.5;启动资金与发展资金(收益再投入)之比为 1:2.1。由此不难判断,若给予核电一定的启动资金,并把大部分收益作为再

投入资金,则核电实现良性循环发展的宏观投资效果是显著的。

此外,若以国家投入为主,转折前将还贷资金作为发展基金用于核电发展的再投入,转折后以最大能力偿还全部启动资金,并继续以发展基金为基础实现自我滚动,则上述两个比例分别为 1:2.7 和 1:2.6,转折点将提前 4 年,外部启动资金将减少 14%,计 260 亿元。总体效果将更显著。

3. 核电发展实现良性循环之后,可在 2025 年以前如期或提前偿还全部启动资金。2025 年末的累计净收益是外部启动资金的 2.5 倍。

尽管核电的建设周期长,投资大,从零开始起步到步入良性循环大约需要 10~15 年的启动和扶植,外部投入资金约 300 亿元。但当核电达到一定的经济规模后,所实现的经济效益远大于早期的外部投入。

从投入能力看,在起步和转折阶段,核电收益已具有启动资金 23%的再投入能力。进入发展阶段,核电收益除还贷外,还具备进一步扩大规模 14400 兆瓦所需资金 504 亿元自我投入能力。这笔资金占整个规划期投资总额的 56%,是外部启动资金的 1.7 倍。

从还贷能力看,到转折年已累计还贷 103 亿元,从这一年起可用 12 年左右的时间以最大能力偿还剩余的启动资金。若如期还贷(还贷期 25 年),则到 2025 年末可累计偿还启动资金 493 亿元,约占应偿还资金总额的 95%。

从产出效益看,转折年供电总量达到 357 亿度,创产值 89 亿元、利税 39 亿元,投入产出比为 1:1.78。转折年的利税额可各建一座 300 兆瓦和 600 兆瓦核电站。随后 6 年的累计利税 294 亿元,已接近前 25 年的外部启动资金总和。2025 年末的累计净收益超过 750 亿元,可再建造 15 座 2×600 兆瓦机组的核电站,是发展期内(2006~2025 年)投产的 600 兆瓦核电机组的 1.3 倍。这样,除满足了核电的自我发展外,尚有节余。

4. 发展核电与建造三峡水电工程相比,经济性并不逊色。

选择 2025 年末的核电发展目标,与三峡工程的部分可比参数进行初步比较,若干经济指标不亚于三峡工程(表 3)。从投资规模看,若以自我滚动的方式开发核电与三峡工程,核电低、中、高三种发展规模的最大自我投入能力为总投资的 65~67%,三峡工程仅为 44%。尽管核电工程的平均比投资高于三峡工程的 30~34%,但单位装机容量的自我投入资金是三峡工程的 2 倍,外部启动资金(即国家投入或多方集资)的比投入少于三峡工程 18~24%。从产出效益看,核电达到设计负荷后,单位装机容量年平均供电 5 350 小时,比三峡工程好 13%。

从 7 个核电发达国家(美、英、法、德、苏、日、南朝鲜)的 328 座核电站累计近 4 100 堆年(1989 年)的运行经验看,平均每国为 580 余堆年,平均负荷因子达到 66~72%。如果我国核电以年递增 6.3%的中等速度发展,到 2025 年累计运行经验将达到 520 余堆年,平均负荷因子提高到 70%,年平均供电小时提高到 5 760 小时以上是可以实现的,产出效益也将相应提高 8%左右。

表 3 核电若干经济指标与三峡工程的比较(1990 年价)

经济指标	三峡工程*	核电(2025 年规划值)		
		高	中	低
装机容量(兆瓦)	17680	36200	21200	15500
年发电量(亿千瓦时)	840	1937	1134	829
年平均供电小时	4751	5350	5350	5350
投资规模(亿元)	570	1493	893	669
比投资(元/千瓦)	3224	4124	4212	4316
自我投入能力%	44.0	67.2	66.4	65.8
外部资金投入(亿元)	319.2	488.7	299.4	228.7
外部资金比投入(元/千瓦)	1805	1350	1412	1475

*《数量经济技术经济研究》1992 年第 2 期。

**核电的发电量、平均供电小时均扣除电厂自耗。

5. 国家的电价、税收、投资和经营管理等政策,对实现“以核电养核电”的良性循环均有影响,其中电价和税收是影响较大的主要外部因素。

核电发展实现良性循环的核心,是要最大限度地保障核电的收益再投入能力。核电收益的多少不仅取决于自身的技术经济特性,更在很大程度上依赖于外部政策的扶持,国际核电发展的经验也表明了这一点。计算结果表明,若采用多方集资的方式筹措发展资金,在 2010 年以前实现良性循环,在 2025 年以前还清全部启动资金,则在核电的技术经济特性确定之后,影响核电收益及其再投入能力的主要外部因素有以下几个方面:

电价:若收益再投入率为 100%,以不变价格计算的上网电价应高于 0.22 元/千瓦时。若电价提高到 0.232 元/千瓦时,则提前 3 年转折。反之,若降至 0.20 元/千瓦时,则无法在本规划期内实现转折。电价过低将推迟良性循环的转折点,致使启动资金增加,还贷能力下降,累计净收益减少。因此,国家应制订优惠的上网电价政策,使核电在起步和转折初期有一定的积累,用于扩大规模的再投入,以便早步入良性循环。

税收及经营、管理:若上网电价保持在 0.25 元/千瓦时,要求收益再投入率应高于 65%,才能实现转折。如果电价降到 0.225 元/千瓦时,则收益再投入率应保证在 85%以上。在电价不变的前提下,收益再投入率提高 10%,转折点将提前 2~3 年。在电

(下转第 30 页)

交流与合作才得以广泛展开,到 80 年代初,中国已先后与法国、意大利、联邦德国、英国、瑞典、美国、芬兰、澳大利亚、丹麦、希腊、日本、挪威、荷兰和奥地利等欧美主要发达国家签定了政府间的双边科技合作协定,这些协定的基础,已完全是出自科技自身发展的需要。与此同时,中国与第三世界国家的科技交流与合作也有了新进展,除了与菲律宾、孟加拉、泰国、巴西、阿根廷、尼日利亚、土耳其、埃及等 20 多个国家签定或重定了政府间双边科技合作协定外,还与 40 多个国家建立了不同程度的科技交往关系。此外,中国同以联合国系统为主的国际科技组织之间的多边科技交流与合作也迅速展开,例如我国先后派政府代表团出席了联合国科技促进发展大会、联合国新能源和可再生能源大会、第二届联合国外层空间探索与和平利用大会、世界能源大会等等。中国有关科技组织还加入了 85 个国际科技学术组织,建立起广泛的多边科技交流与合作的渠道。据统计:1980 年在中国举行的各种国际科学会议就有十几个。例如在北京召开的国际河流泥沙讨论会、石油地质讨论会;在广州召开的国际粒子物理学会议、亚太地区气候技术会议;在上海举行的国际激光会议、国际台风学术讨论会;在天津举行的药用植物标准化与应用讨论会和在南京举行的国际水稻大会等。另据国家科委 1985 年发布的科技白皮书的统计,从 1979 年到 1984 年,

中国同世界各国按协定组织的合作交流项目约 2 700 余项,参加合作与交流的总人数达 40 000 多人,其中派遣出国的 22 000 多人,接待来华的 18 000 多人,另外还派遣了 9 000 多人参加了在国外召开的 4 000 多个国际科技会议。这些数字说明了中国对外科技交流与合作进入了一个新的发展阶段。

这个新阶段与前两个阶段相比,除了规模上不可同日而语之外,在主导思想上更有着巨大的差异。首先,对外科技交流与合作不再刻意被作为一种政治手段来发挥效用,虽然它可能仍会具有一定的政治效果,而主要是作为促进我国科学技术进步,进而为我国的现代化建设服务的重要手段;其次,这种交流与合作是面向全世界一切友好国家的,只要对彼此有益就行;再者,鼓励交流与合作渠道的多样化,即不但努力扩大政府间的合作规模,而且鼓励民间发展形式多样、方便灵活的交流渠道。总之,新时期的对外科技交流与合作政策,强调从中国的实际情况出发,实事求是,讲求实效、鼓励开阔思路、广交朋友、通过多边、双边、官方和民间等不同的渠道并进,达到促进我国科技水平提高、为经济建设服务的目的;同时,也为维护世界和平、促进世界经济和科学技术的发展与繁荣作出自己的贡献。

(责任编辑 孙立明)

(上接第 37 页)

价确定之后,核电收益再投入能力主要取决于税收政策和收益的集中管理与使用。因此,国家可在核电发展的起步和转折阶段采取免征产品税和所得税;同时制定相应的经营管理政策,集中有限资金提高收益再投入率,加速其实现良性循环。

投资:若上网电价保持在 0.25 元/千瓦时,贷款利率增加 1%,则外部启动资金增加 4%,转折点推迟 1~2 年。若电价降低 10%,贷款利率增加 1%,则外部启动资金增加 8%,转折年推迟 2~3 年。当某一时期的电价较低时,低息贷款有利于核电的发展。若为 15 年还贷,则外部启动资金增加 17%,转折点推迟 3 年左右。因此起步阶段采用 25 年还贷有利于发展初期的收益积累和提前实现转折。

其它:在规划末期,若干电站的退役对净收益和投资有一定的影响,如能延长核电站寿命至 40 年,可减少退役补偿投资 96 亿元,占总投资的 10.8%。分析表明,核电在转折之前的发展速度不宜加快,高速增长受上述诸因素影响的风险更大,转折点也将推迟 3~5 年。如果缺少国家资金的倾斜性投入,核电保持以中、低速发展较为适宜。

几点建议

为确保核电在我国未来能源发展中的战略地位,我们提出以下建议:

1. 以实现“以核电养核电”为主题,制定我国核电中、长期发展规划的目标和内容,强调核电的经济性、安全性、实用性,注重量化指标,力争国家政策支持。

2. 像三峡工程那样,把发展核电看作是开发一项大规模的电力工程,按照国家计委编制的方法与参数,对其宏观经济性的优与劣,从财务评价和国民经济评价等方面对发展规划展开多方案论证。

3. 借鉴国外经验,考虑本国国情,采用定量分析的手段开展各种集资模式的比较性研究和经济评价,多方案探讨核电集资途径。

4. 针对所制定的发展目标,开展能源政策的比较性研究,建立定量分析手段。通过灵敏度分析,探讨各种能源政策对核电发展的影响,为国家制定相应的核电政策提供量化依据。

(责任编辑 刘先曙)