

从能源开发全过程客观地评价水电的经济性

——与《重新评价水电的经济性》作者商榷

王克勤 陈澍泉 孙若蕴

(水利电力部成都勘测设计院)

去年二月，中国人民建设银行投资调查部投资研究所在《投资信息》增刊(1)发表了题为《重新评价水电的经济性》文章(以下简称《重评》)，认为“水电比火电投资高一倍，工期长一倍，设备利用小时打六折，又有一个很大的重复容量损失，生产同样的电量，水电投资相当于火电的四倍”“水电成本也比火电高”等等，提出今后十五年内计划建成投产的水电容量削减一半(即3000万千瓦)，并以削减下来的水电投资的一半办火电，增加火电容量4600万千瓦。《重评》文中的水、火电经济效益如此悬殊，不能不引起我国电力建设者的严重关切。

(一) 对全国范围内的水、火电能源经济评价必须置于社会主义各国民经济部门综合平衡的前提下，对能源开发全过程进行考察才是可行的。这是《重评》一文战略决策不当的关键所在

在整个国家范围内，研究电力工业政策必须遵循社会主义国民经济综合平衡的基本准则。电力是有效利用各种一次能源并使它们相互协调配合的最好能源形态。煤电现在还占有很大比重，将来仍有发展前途，仍是主要发电能源之一。建设火电要和煤矿建设相结合，并与交通运输统筹规划。水能是一次能源。建设水电是一次能源和二次能源同时完成，等于火电加上相应的煤矿及其运输设施建设。进行水、火电能源的经济评价，应该从自然资源(水或煤)变更开始，转化为可用能源直到满足电力用户的全过程中

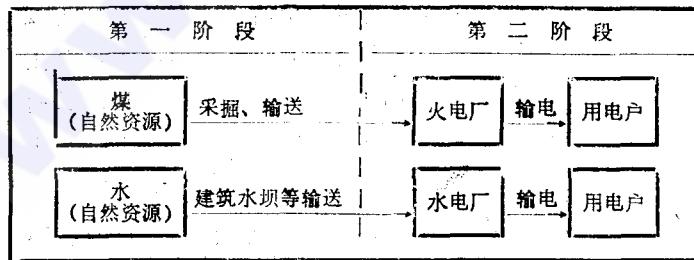


图1

的主要因素进行考察。这个全过程(如图1)表明不应仅是置于简单的直接生产电力范围内(即图1的第二阶段)考察，而是在保证综合平衡的前提下，将水、火电能源置于全国能源范围内进行全面

过程考察，才具有可比性，才是得出正确结论较为可行的办法。

为使火电厂正常运行，必须自始至终有相应规模的煤炭生产和输煤设施保证。

当前发电用煤占国内煤炭消费量的 20% 以上。全国煤炭运输量中铁路承担了 93%，而煤炭又占铁路总运量的 38%。据估算，2000 年火电用煤约 4.3 亿吨，占原煤产量的 30% 以上。

《重评》要求在原电力规划的基础上再净增火电容量 4600 万千瓦，共需原煤约 1.5 亿吨，为 2000 年前计划净增原煤 6 亿吨的四分之一，这样巨大数量的煤炭必须立足于国内供应。根据煤矿建井工期，达产时间来看这 1.5 亿吨原煤矿井必须在“七五”期内陆续开工建设，否则，按《重评》意见兴建的火电厂，将似无米之炊。

我们认为研究国家投资决策，应该从客观世界各种事物的内在联系中，去把握考察对象的整体，力戒孤立地、局部地看问题，也就是要综合研究。能源开发的综合研究，应是对能源开发进行通盘考虑，求得国民经济发展整体效果最优。《重评》在研究水、火电能源投资问题上，截取能源生产全过程中的某一环节进行对比，即用只提供二次能源的火电建设周期与同时提供一、二次能源的水电建设周期的比较方法，来代替水、火电能源生产、转换全过程的客观分析。效法西方国家花钱买煤，大办火电，忽视了社会主义国民经济综合平衡的基本准则，对平衡的关键——能源（包括煤炭）及交通问题不作任何分析，不能不认为《重评》的建议仅仅是一种虚假的设想而已；这种能源生产决策信息，是不可取的。

（二）资金的投入产出要计入时间价值，经济评价水、火电能源应当置于同等基础上，即按其全过程加以考察才有实际意义。《重评》在煤矿建设及煤炭运输问题上放弃了自己提出的这个原则，得出了错误的结论。

我们十分同意要考虑资金的时间价值这一观点。1982 年以来，由水电部制定的有关经济分析等规定和条例均作了明确规定。但资金的时间价值并不仅仅影响水电能源（含输电）投资的经济性，对火电能源（火电厂及其相应煤矿，输煤设施等）同样产生影响。评价水、火电能源经济性必须坚持在能源范围内进行全过程考察。因为我国对各项能源投资，对电厂及其配套工程的投资主要都是由国家财政部门提供，必须考虑燃料基地，运输线路和其他配套工程的基建投资，才能使计划部门和投资决策部门从财力、物力、资源等因素全面考虑，有利于电源选择方案的决策。

《重评》对火电厂煤运投资和水电输电投资做了“比较”，但对这两项投资时间上的差异未作任何评价，似乎这两项投资并不需要考虑资金的时间价值，或者认为这两项投资均在某一年同时投资且当年生效而忽略不计。我们认为资金的时间价值必须贯穿在评价水、火电能源经济性的各个主要环节。水电输电线路的投资一般在水电厂建设后期逐步开始，这是因为线路建设工期较短，一般在 2~3 年左右。跨区远距离送电线路建设工期较长（约为 3~4 年），但一般考虑在水电厂满足近区负荷需要后有能力外送时才考虑投产，因而跨区高压线路或在发电前夕或在发电初期开始投资建设是可行的。火电厂所需煤炭和运输设施的投资则不同，煤矿建井工期，达产时间以及铁路建设工期来看，这些资金必须在火电厂发电前一段时间内开始投资，因此这两项建设开始时间不同，工期不同，考虑时间价值后对水、火电源方案的影响也各不相同。

1. 煤矿建井工期，达产时期 据 1983 年《中国煤炭工业年鉴》公布，1982 年我国建成投产的大、中型矿井七座。以年产 90 万吨的河北显德旺矿建设工期最短为 69

个月(5年零9个月)相比较,其余六矿规模为15万吨到120万吨,工期则分别要62个月到144个月不等。

煤炭工业部基本建设司在《我国煤炭基本建设正在健康稳步地向前发展》一文中指出“1982年投产新井平均井型66万吨,平均建井工期为93个月”(7年零9个月)。

达产时间,煤矿“投产后达到设计能力一般还要4~5年”。

上述资料表明一般大、中型煤矿建井工期大致为6~8年,投产后的达产时间还有4~6年,因此煤矿建井总工期大约为10~14年左右。可建煤矿建设总工期较长,在能源建设,电源选择中是必须重视的因素之一。

2. 煤炭运输问题 煤炭工业的采掘、开发、利用的全过程就是一个连续不断的运输过程,所以输煤建设也是煤炭建设的重要因素之一。

目前有90%以上的煤炭靠铁路运输,评价水、火电能源经济性时,可以铁路建设投资作为输煤建设投资来进行分析,《重评》文中也作了这样的考虑。

铁路建设工期也相当长,一般500公里的铁路需工期约6~7年,1000公里铁路工期约为10年。

上述煤矿建井,达产铁路建设工期以及输变电建设工期必须和评价水、火电能源一样考虑时间价值的影响。我们根据《重评》所述火电煤运投资与水电输电投资的比较,在考虑了时间价值以后作,了一个粗略框算,其结果如表1情况1,2所示。

表1

指标情况	1	2	3	4
	《重评》所列成果	《重评》成果 (考虑时间价值, $i=0.1$)	修订后成果	修订后成果 (考虑时间价值, $i=0.1$)
每千瓦煤矿投资	415	502	522	832
每千瓦铁路投资	394	628	937	1493
小计	709	1130	1459	2325
每千瓦输电投资	744	864	570	661
输电/煤运	1:0.95	1:1.3	1:2.6	1:3.5

单位:元

表1中情况1为《重评》附件一数据,也即《重评》分析得出“水电略高于火电”,“水电输电投资就比火电煤运投资大很多”的结论。

情况2是根据《重评》各有关数据,但对吨煤投资等根据相应工期考虑了时间价值后的成果,取年利率(i)为10%。

情况3,4是根据本文建议修订的指标所框算的结果。

其中输电距离采用1100公里,线路投资25万元/公里,换流站投资170万元/千瓦。

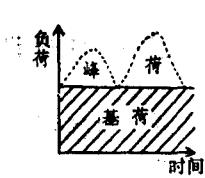
根据表1,在煤运,输电中考虑了时间价值后《重评》结论是不能成立的。

考虑到煤矿、铁路的建设期,达产期和火电建设期,并考虑煤、电建设有一定交叉工期,则建设火电能源的总工期应在10年左右。不是《重评》所述的4年。我们认为根据上述资料,并按图1对水、火电能源进行全过程对比分析,水、火电能源的工期大致相当,《重评》所谓的火电较水电提前4年发电所多获得的80倍的火电投资实际上不存在的。

(三)了解电力工业一些基本概念，是正确经济评价水、火能源基础。《重评》作者对水电保证出力，工作容量、必需容量和重复容量的看法，是混淆不清的。

《重评》认为水电保证出力一般只占装机容量的1/3左右，需设置重复容量相应增加投资，两个千瓦的容量只发一个千瓦的电，以及设备利用小时数低等等。

电力工业生产的特点之一是发、供、用必须紧密连接在一起，发出的电力必须及时用去，停用必须停发。电力系统的用电负荷曲线是根据用户用电特性来决定的，一般如图2所示。图中阴影部分为基荷，基荷以上可概括称为峰荷，基峰荷均由电厂的工作容量承担。此外，电力系统还需设置调频容量（用以担负调频负荷即图2中锯齿形部分）。事故备用容量以及检修备用容量，有的系统尚有瞬时冲击负荷等等。工作容量加上各种备用容量称为必需容量，这是为保证系统正常运行所必须设置的容量。



从图2不难看出：在基荷工作的任何一个电厂，其设备利用小时数都高，可以在24小时内连续运行，在峰荷部分工作的任何电厂，由于用户有时停止用电（即负荷图的低谷部分），其设备利用小时数必然低。如果在峰荷工作的电厂，它再承担部分（或全部）系统各种备用容量，那么它的利用小时数将更低。

图2 日负荷图 电力系统要求供电稳定、安全、灵活、经济，在混合系统中只有水、火电互相配合才能做到。水、火电厂各有长处、取长补短才能发挥最好效果。例如，火电厂只要煤源有保证，一般可在基荷区运行以稳定地发电，利用小时数可以较高。但机组启动不灵活，适应负荷变化的能力较水电差，所以水电多承担系统峰荷和部分调频和事故备用容量。

水电承担这部分容量后，为火电机组在稳定的基荷区经济运行创造了条件，火电机组是受益者。但《重评》不仅不考虑火电受益部分，还认为这部分水电容量是可有可无的“重复容量”。如果按《重评》意见，少上水电，让火电来替代这部分容量，则火电受可调出力的制约难以承担，因此国内外多采用抽水蓄能电站，或燃气轮机来进行调峰。即使在火电可调出力范围内，由于火电启动机组慢（国内火电机组达到全出力时间，从冷态到热态一般需5~10小时），若用来担负系统的峰荷、调频和事故备用，则运行上也有一定困难。同时，因机组启动频繁，所发电量减少，而单位耗煤量增高，使得机组寿命缩短，事故增多。

例如，美国G.E公司对运行20年后退役的800台汽轮机的调查，汽轮机叶片的裂缝主要是由于启停频繁引起的。瑞士ESCHERWYSS公司的资料表明，如火电机组出力经常变动20%，则其寿命要缩短20%。据苏联有关资料统计，火电机组由于经常频繁启停，其锅炉或汽轮机的事故检修工作量要加大30~50%，大修小修开支要加大20~30%。

水电的重复容量是装机容量减去必需容量，并不是《重评》所理解重复容量等于装机容量减去保证出力。

工作容量和各种备用容量是根据水库调节性能，保证出力，电力系统大小、负荷曲线特性、在负荷图上的工作位置、近远期相结合等因素，通过电力电量平衡，经济分析后确定的，对调节性能较差的水电站，通过电力系统可利用电量的分析和经济论证，

有时设置一定数量的重复容量，还可获得部分季节性电能。水电的必需容量是一个千瓦顶一个千瓦，并不是什么大体是两个千瓦装机容量发一个千瓦的电。通过经济论证所装设的重复容量，其经济效益也是应该肯定的，更不应把重复容量曲解为无益的损失。

(四) 经济评价各方案应具有可比性并重视基本依据。《重评》引用的有关动能经济指标不符合实际，作出了违背客观规律的错误臆断

1. 水电能源的节煤效益 《重评》采用的火电煤耗为330克/度(标准煤)是偏低的。火电发电煤耗330克/度(标煤)，一般说来这是在基荷运行的大容量火电机组发电煤耗较先进的指标(例如我国陡河电厂25万千瓦机组在年利用小时为8000小时以上时，其煤耗近330克)用担任峰荷的水电厂的火电指标进行比较是欠妥的。

担任峰荷工作的水电厂应与在负荷图上担任同样工作部位的火电厂进行比较评价。在同样峰荷部位工作的火电厂，其电量不可能多发，但其单位耗煤要加大。据荆门热电厂，青山热电厂机组调峰试验资料，在峰荷运行时煤耗率为基荷煤耗率的122~133%；按照日本国际协力事业团为我国滩坑水电站的经济效益分析公式，经我们换算得出火电机组在峰荷运行的煤耗为基荷运行时的152%；据国内一些资料初步核算火电厂基、峰荷运行时燃料费之比约为1:1.8；又据美国陆军工程团资料，火电基、峰荷发电成本之比为1:2.82，基荷与腰荷发电成本之比为1:1.85。

上述情况说明，火电机组在峰荷工作时，其发电单位煤耗较在基荷运行时增大很多，如暂以1:1.5估算，则在峰荷工作时火电发电煤耗应为495克/度(标煤)，这是指火电机组直接燃煤指标。

2. 计及煤炭开采、运输过程中自身的能源消耗及损耗，火电每度电耗标煤495克，实需原煤采掘量为853克 ①关于煤炭开采过程中的能源消耗包括煤矿自用煤、电力消耗。煤矿自用煤约为4%；煤炭开采电力消耗约在2%以上。但目前统配煤矿机械化程度仅40%，而综采机械化程度仅20%，考虑到今后机械化程度的逐步提高，煤炭采掘过程中能耗定会加大，故吨煤综合电耗率应不低于3%。煤炭采掘过程中还有大量原材料如钢铁、水泥、坑木等消耗，这些属间接影响，可略去不计。②1979年铁路煤运平均损耗达4.8%，煤炭工业部设计管理局1981年5年颁发的《煤炭工业可行性研究经济计算办法》(试行)中规定，外销煤运输损耗率采用3%。在水、火电能源评价中，可暂按此考虑。③另据近几年煤炭运输能耗资料，每万公里能耗为614公斤原煤，按1000公里计，运输煤耗为6.1%，当运距为1500公里左右时，运输煤耗约在5~8%之间，可暂按5%计。煤矿为火电厂每发一度电应采掘原煤量为853克，铁路为火电厂每发一度电运输原煤量为793克。

3. 吨煤投资在《重评》中采用120元/吨偏低，应采用175元/吨较合适 煤矿投资由于种种原因上涨很快，其中矿井建设条件变化也是影响因素之一，“一五”矿井平均深度187米，“五五”增加到439米；每万吨年生产能力的井巷工程量，“一五”“二五”时期为200米多，“四五”、“五五”增加到300~350米；矿井平均井型由29万吨也增加到110万吨；需特殊方法开采的井筒由“一五”的6个增加到80个；这种“一深”、“二大”、“三难”的建设趋势，必将使吨煤投资增加。煤炭工业部承包指标为175元/吨，从文献⁵了解国家作规划时也采用了175元/吨。据有关文献统计我国

矿井建设工期及吨煤投资如表2(表2中82年数据是我们据有关数据补列的)。

表2

时期	一五	二五	三年调整	三五	四五	五五	八一年	八二年
建设工期(年)	2.4	1.95	5.42	4.5	4.6	6.6	7.4	7.8
吨煤投资(元/吨)	103.7	98.4	119.9	75.2	119	216.5	175	385

四川省81年投产的绿水洞煤矿(60万吨)吨煤投资为146.43元/吨,82年投产的石壕煤矿(90万吨)吨煤投资为135.65元/吨。在建的逢春煤矿设计概算吨煤投资为160元/吨,拟建的筠连煤矿设计概算吨煤投资为254.97元/吨,若再计入70公里专用铁路投资则吨煤投资为290元/吨。中国能源研究会1984年编制的《中国能源现状及展望》中根据历年统计资料并考虑当前实际情况认为煤炭工业综合吨煤投资应为175元/吨左右。

上述资料表明,采用120元/吨指标偏低,在水、火电能源经济评价中,供煤对象没有明确目标时,应采用175元/吨。

4. 输煤建设投资《重评》采用300万元/公里,考虑机、货车辆投资应为360万元/公里。《重评》中煤炭运距采用1000公里偏小,据分析定为1500公里较为合适。能源运输紧张,在很大程度上已成为制约国民经济能否较快发展的重要因素,输煤以铁路运输为主,随煤炭开发布局的西移,运距愈来愈长,用于输煤建设的投资也愈来愈大。

山西是我国最大的煤炭能源基地,晋煤(含山西、内蒙等)南运,随时间推移,将有增无减。2000年时,全国原煤增产6亿多吨,其中65%产于华北地区,平均每年增加2000多万吨。现在晋煤外运每年递增1000万吨以上,加上其他物资的运输,大体上占据一条单线路的运力;两年后占用一条电化单线的运力;四年后可使一条电化复线运力饱和。山西现有铁路6条,其中2条复线,4条单线,计划到1990年形成4条复线,2条单线,全部电化后总运力可达2亿吨左右,与2000年需要相比,运力仍差2亿吨左右,若按常规情况还需建设6条输煤铁路。从山西地形上分析,由西向东再找6个隘口是困难的,若在此基础上再增加4600万千瓦火电所需原煤1.5亿吨的运力,则输煤建设条件更加不利,投资和工期也将相应增加。

四川省拟建的筠连煤矿专用铁路投资为369万元/公里(设计概算)。

我国目前铁路的机、货车数量严重不足,拟议中一些改造线路的投资均另列有大量机、货车辆投资。例如大同—沈阳,太原—青岛、长治—连云港等线路改造投资约为42亿元,外加机车车辆投资12亿元,约占线路投资的1/3。

《重评》中采用铁路投资为300万元/公里,应另加20%机、货车辆投资,共为360万元/公里。

主要缺电的华东、华南地区,必须从大的煤炭生产基地运煤。据统计,目前由华北、西北调往华东的煤炭平均运距1362公里,山西供应东北的煤炭运距1400~1600公里,通过海运调往广东的运距则达3200~3600公里,贵州六盘水(水城)至广东(广州)运距为1982公里,太原到上海运距1650公里,因此,在水、火电能源评价中,测算输煤运距应不低于1500公里,《重评》采用1000公里,显然偏低。

(五)运煤、输电的技术经济评价,应从事物本身内在联系分析,考虑两种不同能输送方式的全部动能经济效果的差别。

运煤设施不能代替输电设施，输电设施可包括运煤。因为从电力系统来看，运煤仅仅有电力单向定量转移的作用，而输电不仅具有运煤的作用，而且还能按两地电网的高峰负荷在时间上的差异，形成错峰，减少系统备用容量等，更好地进行水、火和水、水补偿调节以提高水电厂工作容量，进行双向容量、电量的互相替代和补充。后者是运煤设施无法比拟的。如以华东、福建联网为例：

1. 联网后错开尖峰负荷，节约容量效益为 1% 即 26 万千瓦；
2. 联网后共用备用容量，可节约装机容量 20 万千瓦；
3. 转化福建网枯水期闲置容量为工作容量约 14~20 万千瓦；
4. 由于两地水文特性的差异，提高系统中水电保证出力约 20 万千瓦；
5. 联网后可充分发挥水电调频、调峰作用，提高系统供电质量，改善火电运行工况。

《重评》一文只计算投资差别，不管效益上差别，其结论是不符合实际的。

(六) 《重评》完全没有涉及到对环境污染和治理问题，火电厂不计污染治理而将其损害转嫁给国家和其他部门的状况再也不能继续下去了

燃煤电厂的烟气、灰渣、废水，是环境污染源。我国燃煤的环境污染已达到非常恶劣的境地。经监测，我国 100% 的城市降尘量超过国家标准，56 个城市中有近 1/5 城市的 SO₂ 超过国家二级排放标准，其污染源主要来自燃煤。全国每年煤渣达 1 亿多吨，30% 流入江河，阻塞水道，污染水质，危及水生物生态，还有部分进入大气，污染空气。燃煤引起的环境污染已成为刻不容缓急待解决的社会问题。在城市附近建厂，为满足环保要求所必需采取的措施将使电厂总投资大幅度增加，国外火电厂污染治理投资占火电厂投资的 20%~30% 左右。

与火电能源相反，水能是常规一次能源中最干净的能源，对水和空气都不污染，这是很大的优点。水电特别是大型水电能源的建成成为社会带来较大的综合效益，包括防洪、灌溉、航运、水产、旅游等各方面效益。一个大型水电能源的建设同时也是一个大的社会环境改造工程。水库的形成，打破原有的环境平衡建立新的平衡，人们总担心由于水库淹没所带来的不利影响。例如新安江水库淹没，当时颇有争议，最近调查分析表明，水库建设促进了两座新城和 10 个小城镇的兴建，由于有了廉价电力，水库周围建安等 7 个县工业总产值比建库前的 1960 年增加 5.1~7 倍，水电厂周围村镇企业比不供电的县分，生产总值高出 10 倍以上，人民生活水平及文化水平有很大提高。

当然，一个大型水库的形成对周围环境结构有很大改变。过去水库淹没带来的一些问题，有许多是人为因素造成的，是可避免的。有一点可以肯定，对周围环境的影响，火电是弊大于利，水电则是利大于弊，火电要增加投资，水电要增算效益，一负一正，这项相当可观的差值，《重评》完全没有提及。

(七) 一些其它指标

1. 煤价问题 《重评》采用 36 美元/吨偏低，据《1983年中国煤炭工业年鉴》公布，1982 年煤炭出口 644.4 万吨，收入外汇 3.3 亿美元，约合 51 美元/吨。
2. 流动资金问题 《重评》水电流动资金采用 30 元/千瓦，但根据我国 27 个大

向 N $11^{\circ}59' E$, 上覆岩体厚 30~45 米, 弱风化花岗岩, 岩体尚称完整。裂隙间距 0.3~0.5 米, 大者达 0.5~1.0 米, 其中有 F₁ 小断层斜切拱顶中部, 断层带附近裂隙密集, 间距 0.1~0.2 米, 小者仅 2~3 厘米, 裂面有高岭土膜, 厚约 0.5~1 毫米, 结合较差。另有一组陡倾角裂隙分布, 同缓倾角裂隙组成八字形体, 主要裂隙产状为 N $68^{\circ} E$, NW, $\angle 25^{\circ} \sim 30^{\circ}$, N $50^{\circ} \sim 70^{\circ} W$, SW, $\angle 50^{\circ} \sim 70^{\circ}$ 。地下水以滴水状态出露, 岩石强度为 1180 公斤/厘米²。地质给出 f=3~4。

分析 M=1~3, 14 分; 结构面特征, 10 分; 跨隙比 8 分; 结构面产状与工程关系很有利, 18 分。共计 68 分, 属于基本稳定的岩体。

结语

本文提出的方法, 在 1982 年提出时, 曾引起有关方面的注意和兴趣, 并提出了不少建议和修改意见。在上述方案的基础上, 经补充修改而成。但还可能有一些不妥之处, 敬请指正。

参 考 文 献

- [1] 傅冰骏: 参加第四届国际岩石力学大会汇报, 1983. 10
- [2] 车用太: 岩体工程地质力学入门, 科学出版社, 1983. 5
- [3] 规范编写组: 水利水电地下工程锚喷支护技术规范(送审稿), 1983. 10
- [4] 徐荣熙、杨子文等: 工程岩体因子组合分类, 水电工程研究, 1981. 12
- [5] 杨子文: 岩体软弱结构面的工程分级及其剪切参数估计, 水电工程研究, 1983. 6
- [6] 杨子文等: 根据弹性纵波速度定量评价岩体工程质量, 岩石力学, 1983. 8

(上接15页)

中型水电厂 1970~1980 年流动资金统计分析, 每千瓦流动资金的变幅为 1.2~14 元, 其平均值大致在 4~6 元, 《重评》采用的 30 元/千瓦偏大很多。

3. 工资、材料、其它费用等指标问题 《重评》一文在水电成本计算中采取的工资、材料、其他费用等项指标经折算为 4.69 元/千瓦。据有关规定大型水电站为 1.83 元/千瓦, 《重评》所引用的较有关规定高出 150% 左右。因篇幅所限, 其他数据不再一一讨论。

为了作好电源投资分配, 应该明确, 开发水电是同时完成了一次, 二次两部分能源的开发, 这是关键。只建火电厂仅是二次能源开发, 必须伴有作为一次能源的煤炭开采与运输相应规模的建设, 否则是无法与水电开发进行正确比较的。

我国水电能源的开发利用, 已大大落后于世界其他国家, 必须迅速赶上去, 确立大力发展战略思想, 尽可能多搞水电, 给水电以战略投资, 省下宝贵的矿物资源作更有益的贡献, 切不可再贻误时机了。