抽水蓄能水电站 规划 电力系统
经济评价

编者按：由中国水力发电工程学会和河海大学共同主办的“'94抽水蓄能工程国际学术讨论会”于1994年9月25～28日在南京召开。参加会议学术交流的论文共有90余篇。这些论文涉及抽水蓄能电站勘测、规划、经济分析、水力学、水工结构、水力机械、电气设备、施工、运行、管理和工程实例等内容，专业覆盖面宽，内容丰富，基本反映了当前国际抽水蓄能工程的最新进展。为了让广大读者更好地了解这些进展，本刊约请几位专家教授就这次会议的交流论文进行综述，共分5个专题：抽水蓄能电站的“规划与经济评价”、“水力学专门问题”、“建筑结构”、“机组设备”、“电气设备”，这些专题综述将在本刊陆续刊出。

抽水蓄能电站的规划与经济评价

——'94抽水蓄能工程国际学术讨论会论文综述(一)

陈守伦

(河海大学水力发电工程系 南京 210098)

摘要 '94抽水蓄能工程国际学术讨论会有关抽水蓄能电站规划和经济评价的文章大体可分4个方面：①发展现状；②参数选择；③经济评价；④存在问题。本文着重评述参数选择和经济评价这两方面内容，对于抽水蓄能电站的发展现状、存在问题以及新的蓄能技术等也给予扼要的介绍。

关键词 抽水蓄能 水电站 电力系统 经济评价 学术会议 综述

抽水蓄能技术的发展已有近百年的历史，但真正大规模建设抽水蓄能电站始于60年代。由于常规水电开发积累的工程经验已足以解决抽水蓄能建设所面临的主要工程技术难题，而70年代、80年代机电技术的迅速发展，又使各种水头段双向可逆式机组的生产成为较成熟的产业。因此，从某种意义上讲，建设抽水蓄能电站并无重大的工程技术难题，真正的困难在于何时何地建设何种规模的抽水蓄能电站，这也是国内外工程技术界一直关注的课题。要解决这一问题，必须正确评价抽水蓄能电站在电力系统中的地位和作用，确定经济分析准则和有关评价的指标，并在此基础上建立起数学经济模型，最终选出合理的参数，并为抽水蓄能电站和其它电站联合运行提供最佳方案。

'94抽水蓄能工程国际学术讨论会上有关抽水蓄能电站规划和经济评价的论文有28篇，其中：国内学者的论文居多，内容主要集中在规划选点、参数选择、动态和静态效益分析等方面；国外学者参加交流的论文2篇，一篇是日本专家重点介绍东京电力公司发展抽水蓄能电站的情况，并详细论述该公司参数选择和经济评价的方法[1]，另一篇是美国学者提交的有关抽水蓄能工程向地下发展趋势的研究成果，以及近年来在西方国家发展的其它新蓄能技术[2]。本文将重点介绍这次会议上国内、外学者在参数选择、经济评价等方面的新见解、新成果，以供工程技术界参考。

1 国内情况

1.1 简要回顾

我国最早的抽水蓄能电站建在河北岗南水库，60年代中期从日本引进一台11MW的双向可逆转桨式机组，到70年代中期又在北京密云水库安装了二台11MW的同类机组，80年代先后在潘家口水库安装了三台90MW的蓄能机组。我国台湾也兴建了规模达1 000MW的明湖抽水蓄能电站（mingtan Project）。1993年，我国成功地建设了广州抽水蓄能电站[3]，其装机达4×300MW，水头为510m。

1.2 参数选择

我国工程技术界对抽水蓄能电站的参数选择十分重视，除了参照常规水电站在选择参数时要考虑的主要因素外，结合抽水蓄能电站的自身特点，大家公认在以下几方面要给予更充分的重视。

1.2.1 L'/H 比值（或 L/H 比值）

这里 H 代表上、下水库之间的毛水头，L' 代表上、下水库之间的水平距离，L 代表输水系统总长度。这两种比值在使用上的差别在于：L'/H 是用在规划选点阶段，而 L/H 比值常用于某一站址不同输水方案之间的比较，或已建工程之间的比较，所以 L'/H 更有实用意义。一般认为 $L'/H \leqslant 7.0$ 的站址富有吸引力。从国内外已建、在建抽水蓄能电站统计资料来分析 L/H 比值[4]，可以发现绝大多数工程的 L/H 值均小于10。当然有些电站为了利用天然水库或湖泊作为上库或下库，这个比值的限制可适当放宽。若上、下水库均人工构筑，则 L/H 或 L'/H 值应取较小值，以降低工程造价和电站运行费用。

1.2.2 最大可能蓄能库容 V_M[5]

V_M 值是指根据地形、地质条件确定的上、下水库最大库容中较小的一个。此库容扣除死库容和备用库容以后即可获得最大蓄能活库容 V_E。在初步确定毛水头基础上，站址处蓄能量 E 可以由下式求出：

$$E = \eta H V_E / 367.2 \qquad (1)$$

式中 η 为电站发电工况效率；H，V_E 分别以m，m^3 计，E 以kW·h计。

1.2.3 最大可能装机容量 N_M

由已获得的 E 和系统典型日负荷图即可获得 N_M。在上述几个参数初步拟定后，应选择一系列的 V，N，在满足 $V \leqslant V_{max}$，$N \leqslant N_{max}$ 的前提下，对每一组方案再进行机组台数的选择（包括机型选择），输水系统和厂房布置、经济引水断面尺寸的选择，求出每一组方案的具体参数，再与替代方案组合，形成一系列组合方案（抽水蓄能＋替代方案）。依据系统年费用最小准则，从中选出最优组合方案，具体数学模型参见文献[5]。

1.3 经济评价

抽水蓄能电站的经济评价主要涉及费用和效益计算问题。它的费用部分比较明确，主要包含三部分：投资、抽水费用和运行管理费用。投资、运行管理费用的计算和常规水电站类似，而抽水费用仍有争议，部分人士建议在经济评价时采用夜谷基荷电厂燃料费用为计算依据，而在财务评价时采用夜谷谷荷电价；也有人主张应以电站的所有权为依据，如果抽水蓄能电站和提供抽水电能的基荷火电厂属同一个业主，则抽水费用仅计燃料费；如果抽水蓄能电站在夜谷向电网购入抽水电量，而高峰时又向电网售出尖峰电力、电量，则应以抽水电价计算抽水费用。无论何种算法，均涉及抽水蓄能电站的投入对系统燃料消耗的影响问题，必须认真分析。

1.3.1 静态效益计算

关于抽水蓄能电站静态效益计算，文献[6]已作了详细的研究，研究成果已为工程技术部门广泛采用，主要计算公式为

$$b_{P1} = b_0 + \frac{1-\eta}{\eta} b_0 - \frac{1}{\eta} \cdot \frac{b_l}{(1-a)} \qquad (2)$$

$$b_{P2}=b_0+\frac{1-\eta}{\eta}b_0-\frac{1}{\eta}b_z \qquad (3)$$

$$b_{P3}=b_0+\frac{1-\eta}{\eta}b_0 - \frac{1}{\eta}\cdot\frac{f}{1-f}(b_f-b_0) \qquad (4)$$

公式（2）～（4）均由三部分组成：第一部分 b_0 为基荷火电经济燃料消耗；第二部分 $\frac{1-\eta}{\eta}b_0$ 为抽水发电循环损失而增加的额外燃料消耗；第三部分为抽水蓄能电站的投入，改善火电运行条件，为系统节约的燃料消耗。式中各参数的具体意义见文献［6］。

1.3.2 动态效益计算

抽水蓄能电站动态效益计算问题一直未能彻底解决，一方面技术经济界公认动态效益的存在；另一方面又无明确的计算方法和评价指标。据报导[4]，1984 年 5 月在美国波士顿曾专门召开过一次“抽水蓄能电站运行动态效益学术讨论会”，会上，美国新英格兰电力系统对一座拟建的容量为 1 200MW 抽水蓄能电站动态效益作了模拟计算，他们将动态效益分解成六项，计算结果列于表 1。由表可见，抽水蓄能电站动态效益十分显著，按当时水平估计，可将抽水蓄能电站投资大大降低。

这次研讨会上，国内也有学者提出了动态效益的定量计算模式[5]，其代表性公式有如下两个：

$$B_0=\{1+f_z[\frac{b'_z}{b_g}(1+f_z)-1] - \frac{b_z}{b_g}(1+F_z)+\frac{24}{T_z}[\frac{b_z}{b_g}(1+F_z) - (1+F_g)]\}\quad N_zT_zb_g \qquad (5)$$

$$B_0=N_jT_jb_g\{1-\frac{b_j}{b_g}(1+F_j) + \frac{d}{b_gT_j}+\frac{24}{T_j}[\frac{b_j}{b_g}(1+F_j) - (1+F_g)]\} \qquad (6)$$

表 1　美国某抽水蓄能电站动态效益价值

动态效益名称	节约价值（美元/kW）
同步旋转备用	45
调　频	10
负荷调整	10
快速增荷	10
调　相	5
增加系统可靠性	5
合　计	85

公式(5)代表由于抽水蓄能电站的投入，改善了火电机组的压荷运行条件而产生的燃料节约效益；公式（6）代表抽水蓄能电站投入改善火电机组开停机运行条件而产生的燃料节约效益，这两个公式中各参数含义可参见文献［7］。

公式（5）和（6）计算燃料节约的动态效益值 B_0 是在文献［6］基础上进一步引入各类电站厂用电率 F，输电损失率 L 和电站机组的负荷率 f 等因素，从燃料平衡角度出发推导出来的，并没有真正解决像表 1 所列的各项动态效益的计算问题，因此，并无理论上的突破。

2　国外情况

2.1　日本的发展策略和经济评价方法

70 年代，日本对电力的需求迅速增加，火电、核电容量大量投入，使得水电比重明显下降。为了解决水电容量不足的问题，日本开始兴建抽水蓄能电站。初始建设时，采用混合式开发方式，机组为可逆式，扬程为 70～190m，单机容量一般在 50～100MW 之间。80 年代逐渐发展大型抽水蓄能工程，单机容量一般在 200～300MW，水头为 200～5[illegible]m。至 1985 年，抽水蓄能已达14 650MW，占水电比重 43%，1988 年又增加到23 400 MW，平均每年递增 3 000MW。下面以东京电力公司（TEPCO）为例，介绍日本发展抽水蓄能的策略和经济评价的方法。

表 2　东京电力系统电源构成表

电厂类型		东京电力公司所属电厂	其他业主所属电厂	合计
水力发电 (GW) 1GW=10³MW	抽水蓄能	4.6	3.3	7.9 (13.6%)
	常规水电	2.1	1.6	3.7 (6.3%)
	小计	6.7	4.9	11.6 (19.9%)
火电厂 (GW) 1GW=10³MW	燃汽机组	19.6	1.5	21.1 (36.3%)
	燃油机组	9.2	0.1	9.3 (16.0%)
	燃煤机组	0.5	1.1	1.6 (2.7%)
	小计	29.3	2.7	32 (55%)
核电厂 (GW)		13.5	1.1	14.6 (25.1%)
总计 (GW)		49.5	8.7	58.2 (100%)

表 3　东京电力公司已建、在建的抽水蓄能电站

电站名称	容量 (MW)	投产年份
Yagisava	240	1965
Azumi	623	1969
Midono	245	1969
Shintakasegava	1 280	1981
Tamahara	1 200	1982
Imaioi	1 050	1988
Shiobara	900	1994 (在建)
Kazunogawa	1 600	1999 (在建)
总计	7 138	

TEPCO 是一个私营公用电力公司，供电范围是以大东京市为中心的 Kanto 地区。1994 年 3 月，它的负荷已达 54 100MW，其主力电厂构成情况见表 2。该电网抽水蓄能容量已达 7 900MW，占总容量的 14%，至 1994 年底和 1999 年还将分别投入 900MW 和 1 600MW 容量的抽水蓄能电站各一个。表 3 列出 TEPCO 所属抽水蓄能电厂和投产年份。该公司电厂规划部助理主任在文献[1]中阐述了他们的观点：抽水蓄能电厂与其它类型电厂相比，固定成本费用低，开启适应负荷性能好，对负荷波动响应能力强。

2.1.1　日本的抽水蓄能电站经济评价方法

a. C/V 原则。TEPCO 采用 C/V 原则来评价单个抽水蓄能电站的经济特性，这里 C 代表建设和营运水电站的总费用，它可以用下式来表示：

$$C = C_1 + C_2 \tag{7}$$

C_1 代表除抽水费用以外的所有费用，TEPCO 认为，C_1 应包括利息、投资分摊费用、维修费、运行费、税金、管理费及其它费用；C_2 是抽水蓄能电站抽水费用。V 代表替代电站的总费用，它也可以用下式来表示：

$$V = V_1 + V_2 \tag{8}$$

关于替代电站，TEPCO 定义为：替代电站和抽水蓄能电站要具有相同的可靠度；这二种电站的有效容量要相等。式 (8) 中，V_1 等于替代电站有效容量与单位容量价值之乘积；V_2 是抽水蓄能电站（或替代电站）输出电量和单位电量价值之乘积。TEPCO 进一步定义容量价值是指替代电站单位容量的固定费用部分，而电量价值是指替代电站每度电的可变费用（指燃料费用）。如果 $C/V \leqslant 1$，则规划中的抽水蓄能电站可行。当有几个方案可供选择时，即有几个站址参加比较时，应选用 C/V 值最低的站址作为优先考虑的项目。

b. $V-C$ 准则。TEPCO 在 C/V 准则基础上（即规划阶段）初选出最优站址后，在进一步设计过程中（相当于我国的初步设计），又提出用 $V-C$ 准则来优选该站址的各项参数，这些参数包括：装机容量、工作容量、机组台数、坝轴线位置、输水系统的布置和最佳输水断面尺寸等。这里提出的 $V-C$ 准则是指通过调整各项参数，最终使得 $V-C$ 达到最大值，此处 V、C 意义同前。图 1

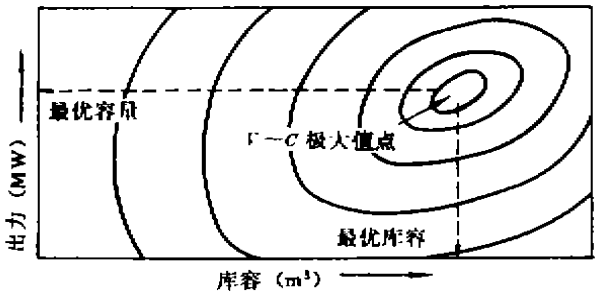

图 1　确定抽水蓄能经济效益和最优参数示意图（$V-C$ 等值线图）

用来说明如何以 $V-C$ 值极大化作为准则来确定一个具体站址的最佳工作库容和最佳装机容量（$V-C$ 是指替代电站总费用和抽水蓄能电站总费用之差）。

2.1.2　TEPCO 发展抽水蓄能电站的长期战略

a. DBPSO 程序。TEPCO 为了在本系统内制订出抽水蓄能电站开发的长期战略，拟定了一套计算程序，即 Demand-Based Power Supply Operation Computer Programm，意为以需求为基础的供电运行计算机程序，简称 DBPSO 程序。此程序是以一个给定的负荷历时曲线为前提，推求出本系统中所有电站最经济的运行方式。很显然，正确设计最大负荷和负荷历时曲线是至关重要的先决条件。TEPCO 的具体做法是通过给一些主要参数不同的赋值，例如燃料费用、系统各类电站的比例等，就可以得到一系列方案，在每一个方案中再去寻求抽水蓄能容量占系统总容量的最优比值，以保证该方案供电费用最低，这样就可以分析影响系统总发电费用的抽水蓄能电站建设费用和其它一些关键性的参数。这些分析结果有助于建立起抽水蓄能电站开发的长期战略。

b. 最优电源组合图解法[1]。早在 70 年代就有人提出了最优电源组合图解法的思想，实际上一直使用年运行成本最低准则来寻求电源最优组合，TEPCO 也使用此准则。图 2 给出了 TEPCO 夏季典型日负荷曲线和对应的负荷持续过程线，图 3 是按系统年运行成本最低准则来确定各类电站的工作位置和相应的工作容量。图 3（a）纵坐标表示每千瓦容量的年费用，横坐标表示每千瓦容量年利用小时数（此处以相对指标负荷因子来表示）。图 3（a）中的三条线分别代表抽水蓄能电站、燃汽轮机火电厂、核电厂单位容量年费用（实际就是年运行成本）与它们工作位置或年利用小时数之间的关系。

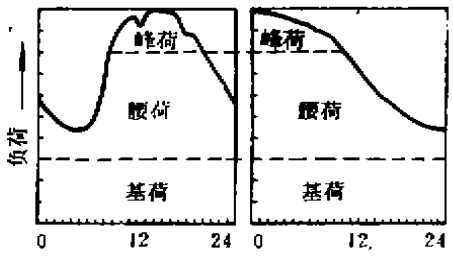

图 2　负荷曲线和日负荷持续过程线

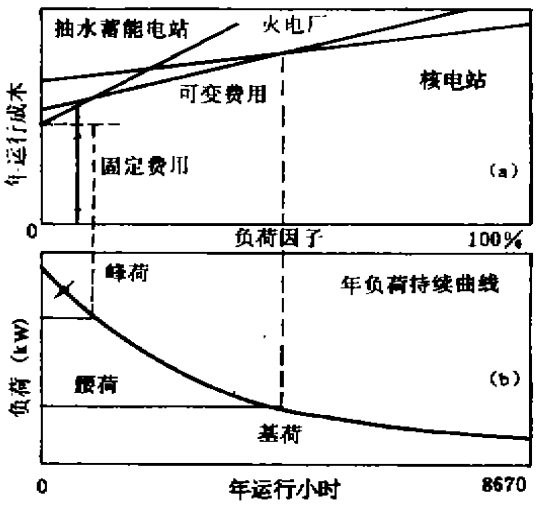

图 3　电力系统规划的各类电站最优工作位置示意图

2.2　美国学者关于调峰措施的新见解[2]

2.2.1　关于抽水蓄能技术的评价

有些美国学者认为，当地形或环境因素

限制无法将抽水蓄能两水库同时布置在地面时，可将下水库布置在地下。有时为取得较好的防渗、抗压条件，可将下水库置于地面以下 2 000m 处。他们从统计资料中得出的结论是：兴建地下抽水蓄能电站，规模要达到 2 000～20 000MW·h 才能产生经济吸引力，换言之，若以平均每天发电 5 小时计，这种地下抽水蓄能电站的装机规模应在 400～4 000MW，其地下水库有效容积约 80～800 万 m^3，地下水库开挖洞室规模为 200m×200m×20m 至 640m×640m×20m。像这种规模的地下工程，以现代施工技术水平衡量是完全可以实现的。据 Stein（1993 年）报导，这种类型的地下抽水蓄能工程其效率可达 75%或更高，一般发电、抽水时间比为 1：1.1，在 10 秒种以内电站可以达到额定出力。

2.2.2 *其它蓄能技术*

在这次学术会议上，美国研究人员 Joanta H. Green[2]还提出采用多种蓄能技术来解决电能供需之间在时间、空间上的不平衡问题。他一共列举了以下几种蓄能措施，并分别介绍了这些蓄能的技术性能和使用条件：①抽水蓄能（包括地下抽水蓄能技术）；②储氢燃料箱蓄能（依据燃料箱中的电解液类型又可分为五种类型）；③飞轮蓄能；④压缩空气蓄能（CAES）；⑤超导磁蓄能（SMES）；⑥电磁蓄能。

笔者认为，在这些蓄能技术中，除了抽水蓄能以外，其它措施还达不到工业应用水平。其原因是规模较小，对于几十万千瓦、几百万千瓦级峰谷差的电网，这些蓄能措施实属杯水车薪。就连 Joanta H. Green 本人也承认："在所有蓄能技术中，人们公认抽水蓄能是最优的系统，前提是抽水蓄能燃料费用低，而其建设投资和替代电站相比也并不高，当地形有利时，更适合建设这类电站，对于飞轮、超导磁蓄能、压缩空气蓄能和贮氢燃料箱蓄能，要证明它们在技术上、经济上有竞争力，必须在更大规模上来示范"。[2]

3 存在问题

在这次抽水蓄能国际学术讨论会上，中外专家一致认为，中国的抽水蓄能电站建设面临着一个大发展时期，主要工程技术问题与常规水电站并无太大的差别，但在以下几方面尚须进行更深入的研究，才能克服工程经济决策方面的障碍。

3.1 抽水蓄能与电网关系问题

众所周知，抽水蓄能工程是一项能源转换工程，吸收电网低谷电量，高峰时再提供峰荷电量。如果蓄能电站是网外业主兴建，靠低价购入谷荷电能，再以高价售出峰荷电能，几乎难以收回投资。这是因为抽水蓄能发出的是尖峰电能，它的效益有很大一部分是电力效益（或动态效益），而目前常以电量效益来代替，加之尖峰电量数量少，即使采用峰谷差电价，扣除抽水费用，靠高峰电量来盈利、收回投资也是困难的。另外，人们虽然定性地认识到容量效益或动态效益的存在，但缺少完整、准确的计算方法，影响对抽水蓄能电站的评价。很明显，抽水蓄能电站的动态效益被电网吸收了，业主无法在财务分析中定量地计算出这笔效益，当然也无法回收这笔效益所反映的资金。

3.2 机组问题

我国许多抽水蓄能电站，特别是大、中型电站机组几乎全部从国外进口，机组投资占电站投资比重较大。产生这种现状的原因是我国可逆式机组的研究、试验和制造水平与工业化国家相比还存在较大的差距，但为了提高电站综合效率，不得不从国外进口，国外公司也认准我国机电行业中这一薄弱环节，抬高报价造成投资偏高。所以，降低机组投资对我国目前待建的和规划的电站而言，有着特别重要的意义。

3.3 动态效益计算

上文已论述，抽水蓄能电站动态效益计

算问题一直影响我国抽水蓄能电站的经济评价。笔者认为，解决这个问题的途径有二：一是加强理论分析，建立一个科学、合理的计算动态效益的模型，必要时可以小电网进行模拟；二是注意原始资料的收集，尤其是我国已有几座抽水蓄能电站投入使用，将电站投入前后电网各项技术经济指标情况加以分析，从中发现一些定量的参数，为建立合理的动态效益模型提供依据。

3.4 抽水工况运行的技术经济分析

在目前抽水蓄能电站规划、设计和经济分析过程中，人们常以发电工况作为水力、结构设计和经济分析的基础，对反向抽水工况的分析欠缺。实际上，在一般抽水蓄能电站运行过程中，抽水工况的工作时间比发电工况长，提高抽水工况的效率至少和发电工况一样重要，所以在机型选择、进出水口设计、引水系统布置过程中，对抽水工况的分析必须加强、不可忽视。

参考文献

1 Masanori Amano. The economic evaluation of pumped storage hydropower at Tokyo Electric Power Company. In: Proceedings of International Symposium on Pumped Storage Development '94, Sept. 1994, Nanjing. 1～6

2 Green J. H. Pumped storage and other energy storage technologies: a technical and economic comparision. In: Proceedings of International Symposium on Pumped Storage Development '94, Sept. 1994, Nanjing. 32～39

3 Luo Shaoju, et al. Some new technical measures adopted in the construction of Guangzhou Pumped Storage Power Station. In: Proceedings of International Symposium on Pumped Storage Development '94. Sept. 1994, Nanjing. 651～664

4 陆佑楣，潘家铮主编. 抽水蓄能电站. 北京：水利电力出版社，1992，42～43

5 Chen Shoulun. Determination of installed capacity of pumped storage plant. In: Proceedings of International Symposium on Pumped Storage Development '94, Sept. 1994, Nanjing. 22～31

6 Zhou zhihao, Chen Shoulun. Economical analysis for determining the installed capacity of the pure pumped storage plant. In: Proceedings of International Conference on Hydroelectric Energy and Operations Research, 1987, Wuhan.

7 Tang Yingbiao, Cao Weiheng. System efficiency and characteristics of pumped storage plants. In: Proceedings of International Symposium on Pumped Storage Development '94, Sept. 1994, Nanjing. 168～180

（收稿日期：1995－01－29）

·国际会议消息·

会议名称	时间	地点
第2届国际废水回收和再利用研讨会	1995、9、17～20	希腊
环境和公共卫生监控系统低成本高质量研讨会	1995、9、18～19	巴西
城市地区水综合管理国际研讨会：寻求适用于发展中国家的可靠的新途径	1995、9、26～30	瑞典
第6届国际湖泊保护和管理会议	1995、10、23～27	日本
第3届热带和亚热带地区小型废水处理工厂的设计与运作大会	1995、10月末	马来西亚
国际沿海低洼地区与水有关问题国际研讨会	1995、11、13～15	泰国
海水淡化和水再利用国际会议	1995、11、18～24	阿拉伯联合王国

（熊莉芸　供稿）