

DOI:10.16198/j.cnki.1009-640X.2016.05.004

王宗志, 王伟, 刘克琳, 等. 水电站水库长期优化调度模型及调度图[J]. 水利水运工程学报, 2016(5): 23-31. (WANG Zong-zhi, WANG Wei, LIU Ke-lin, et al. Long-term reservoir optimal operation model and operation curves for hydropower based on genetic algorithm and stochastic dynamic programming[J]. Hydro-Science and Engineering, 2016(5): 23-31.)

## 水电站水库长期优化调度模型及调度图

王宗志<sup>1</sup>, 王伟<sup>2</sup>, 刘克琳<sup>1</sup>, 程亮<sup>1</sup>

(1. 南京水利科学研究院 水文水资源与水利工程科学国家重点实验室, 江苏 南京 210029; 2. 安徽省佛子岭水库管理处, 安徽 六安 237272)

**摘要:** 为绘制高效可靠的水库运行调度图,以平衡保证出力保证率与发电量矛盾的惩罚系数为优化变量、以保证出力设计保证率满足条件下发电量最大为目标函数,综合集成以黄金分割法为时段决策优选法的随机动态规划核心模型,以及评估调度方案优劣时历法长系列模拟计算模块,利用遗传算法的并行计算能力,结合电站调度方案制定与有效性检验,构建水电站水库长期优化调度模型。应用结果表明:所建模型具有不受年调节和多年调节库容机械划分约束、快速获得满足发电保证率所要求的优化调度图的优秀特性,较之常规调度方法,可增发电量 2.0% 以上,保证率更高,决策信息更丰富。

**关键词:** 水资源管理; 水库优化调度; 随机动态规划; 遗传算法; 调度图

**中图分类号:** TV697.1      **文献标志码:** A      **文章编号:** 1009-640X(2016)05-0023-09

由于中长期降水与径流预报尚不能达到准确可靠、满足水库调度决策的水平<sup>[1-2]</sup>,调度图仍是目前指导水库运行调度最常用的工具<sup>[3-6]</sup>。水电站调度图是以时间(月、旬)为横坐标,由一组控制水库蓄水量或出力的指示线划分出不同供电区的图形<sup>[5-7]</sup>,是水库调度规则的直观表达形式。目前常用的水电站调度图绘制方法主要有两种<sup>[2-8]</sup>:一是时历法。该方法操作简单,常用于水电站设计阶段,但用于指导水电站水库实际运行时,尚存如下不足<sup>[2,8]</sup>:①设计阶段所引用的保证出力和保证率概念,在当年运行时没有多大实际意义;②只考虑了历史上发生过的几场径流过程,然而河流水文情况却是随机多变、永不重复的,径流代表性不强;③调度图绘制方法尚未统一,受人为影响较大,往往需要通过多次试错才能得到,且不能保证获得最大发电效益。二是随机动态规划与马尔科夫过程相结合的方法<sup>[2,4,8-11]</sup>。该方法由于考虑了来水丰枯状况的“所有可能”组合方式,而不是仅仅局限于历史上发生过的少数几种径流过程,并且调度图是通过比较了水库处在任何时候、任何水位情况下的“所有可能”而挑选出来的,因此相对于时历法具有明显进步。文献[2]和[11]论述了利用动态规划和马尔可夫决策过程进行水电站水库优化调度的可行性与具体过程,推求了运行历时无限、以年为周期、年内又分为若干时段的最优稳定决策,打破了对年调节库容与多年调节库容的机械划分的传统,总结提出了水电站水库长期最优调度方法,是该领域的重要进步。但由于受当时计算条件和认识水平所限,该方法尚存如下不足:①问题描述过于数学化,略显复杂和繁琐,难以被工程领域所采用;②通过在目标函数中引入“惩罚系数”,以平衡发电量和发电保证率之间矛盾、进而获得满足目标发电保证率要求的调度方案的做法,需人工确定惩罚系数,并需经反复试算,计算效率不高,也难以满足精度要求。并且上述两种方法都不能自我验证所计算调度方案的优劣,它们所获得的调度方案(调度图),通常均要通过时历

收稿日期: 2015-07-14

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51279223, 51479119); 水利部公益性行业科研专项经费项目(201301003, 201501054); 国家重点研发计划课题(2016YFC0400906)

作者简介: 王宗志(1977—),男,山东邹平人,高级工程师,博士,主要从事水资源复杂系统运行调度与管理研究。

E-mail: zzwang@nhri.cn 通信作者: 刘克琳(E-mail: klliu@nhri.cn)

法长系列模拟,进而统计比较发电量、保证出力保证率等参数来判断调度方案的有效性;尚若不满足要求,则需要对调度图进行反复调整。显然,以往调度图的“绘制”与有效性“检验”这两个过程是分离的,不但计算效率低下,而且难以保证获得最满意方案。

为此,本文在前人研究的基础上,为把水电站调度方案制定与有效性检验结合起来、快速获得兼顾发电量和保证出力保证率要求的调度方案,建立平衡保证出力保证率与发电量矛盾的惩罚系数为优化变量、保证出力设计保证率满足条件下最大化发电量为目标函数,集成以黄金分割法为随机动态规划递推方程时段决策优选方法的水电站调度核心模拟模型,以及评估调度方案优劣的时历法长系列模拟计算模块,并利用遗传算法的并行计算能力<sup>[5,12-13]</sup>,建立了水电站长期优化调度模型(long-term reservoir optimal operation model for hydropower, LROOH),详细描述了 LROOH 的建模步骤和优化调度图绘制方法,最后将 LROOH 应用于某年调节大型水电站中,说明 LROOH 的使用过程,验证方法的有效性。

## 1 LROOH 模型的建立

### 1.1 入库径流统计处理

在基于随机动态规划的水库调度模型中,入库径流通常可根据是否考虑时段之间的联系,分为马尔科夫序列和独立随机序列来处理。已有研究表明,这两种方法对方案选择没有影响,只对调度图和发电量的结果略有影响,但前者增加了很多计算量<sup>[2-3]</sup>。本文把入库径流作为独立随机序列来处理。具体做法如下:把一年分为若干时段(月或旬),以 PIII 型曲线作为时段径流特性的描述线型,先用矩法估计参数初值,再用目估适线方法,得到每个时段入库径流的频率曲线。由于频率曲线是连续的,需从曲线上取若干个离散的代表值来代替该曲线。代表值个数  $M$  的多寡,需视频率曲线变差系数的大小及计算要求的精度而定。在这里,每个时段取 59 个代表流量( $M=59$ ),具体做法是:在来水频率  $P \leq 1\%$  的一段内每隔 0.2% 取一个(0.1%, 0.3%, 0.5%, 0.7% 和 0.9%),其对应代表流量的出现概率为 0.002,共 5 个代表值;在  $P=(1 \sim 10)\%$  的一段内,每隔 1% 取一个(1%, 2%, 3%, ..., 9%),共 9 个代表值,其出现概率为 0.01;在  $P=(10 \sim 100)\%$  的一段内,每隔 2% 取一个(11%, 13%, ..., 99%)共 45 个代表值,其出现概率为 0.02。这样保证  $\sum P(i) = 1.0$ 。各时段的这些代表流量随机地组合,可代表可能出现的各种流量过程。

### 1.2 LROOH 目标函数建立

目标函数能确切表达管理者的意图、实现系统最佳综合效益目标,是水电站水库优化调度模型成功的关键<sup>[3,6,10]</sup>。保证出力保证率与发电量是不可公度的一对矛盾,LROOH 旨在获得满足保证出力保证率要求条件下,尽可能多发电的调度方案,为此建立如下目标函数

$$f = \max[(P_c - P_g)E_R + E_R] \quad (1)$$

式中: $P_c$  为对应惩罚系数  $C$  时满足保证出力的保证率,是惩罚系数  $C$  (优化变量)的函数,所谓惩罚系数是为了保证时段出力满足保证出力的平衡系数; $P_g$  为电站保证出力目标保证率,例如 90%; $E_R$  为模拟期  $T$  内的发电量,也是  $C$  的函数。对于优化变量  $C, P_c$  和  $E_R$  的计算详见下文。

### 1.3 任意时段每个初始状态的最优决策优选

基于最优化原理和入库径流独立随机序列的处理方法,设一个调度周期共有  $N$  个时段,每个时段水库按照水位或库容划分为  $L$  个状态;假定时段  $n(t_{n-1}, t_n)$  初始状态处于  $i$ 、采取决策  $Q_p$ ,时段末转移到状态  $j$ ,那么建立考虑发电出力保证率要求的随机动态规划递推公式:

$$E(n, i) = \max_{Q_p \in D} \left\{ \sum_{m=1}^M P_m [E_g(n, i, m) + E_c(n, i, m)] + E(n+1, j) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, L \quad (2)$$

式中: $E_g(n, i, m)$  和  $E_c(n, i, m)$  分别为水库在  $n$  时段初所处状态为  $i$ 、入库流量为  $Q_m(n, m)$  时,采取决策  $Q_p$  对应的实际时段发电量和因实际出力低于保证出力时的惩罚电量; $E(n, i)$  为水库从时刻  $t_{n-1}$  状态  $i$  出发到水库运行结束为止,未来各时段均采用最优决策运行时所获得的期望效益。式(2)中时段实际发电量  $E_g$  和惩罚电量  $E_c$  分别计算如下:

$$E_g(n, i, m) = N_R D_T \quad (3)$$

$$E_c(n, i, m) = C \times (N_R - N_C) D_T \quad (4)$$

式中:  $N_R$  为面临时段计算出力;  $D_T$  为时间折算系数;  $N_C$  为保证出力;  $C$  为惩罚系数,  $C$  越大达到保证出力的可能性就越大。

对于任意时段每个初始状态, 优选最优决策就是以式(2)为目标函数求解最优发电流量  $Q_p$  的过程。

**1.3.1 时段出力计算** 通常有两种计算时段出力的方法, 一种是公式法, 如式(5)所示:

$$N_R = K Q_p H_p \quad (5)$$

式中:  $K$  为发电效率系数;  $Q_p$  为发电流量;  $H_p$  为发电水头。另一方法是机组耗水曲线  $N_R = f(Q_p, H_p)$  查询法。电厂运行一段时间后, 通常会对机组耗水曲线进行率定, 因此机组耗水曲线查询方法更能反映电厂的实际运行状态。但是不管哪一种方法, 都需要计算发电流量  $Q_p$  和时段平均水头  $H_p$ , 具体过程如下: 假定时段  $n$  初始水库水位  $Z_1$ , 库容  $V_1$ , 那么考虑  $l$  个  $Z_1$  值, 分别按下式计算时段末库容:

$$V_2 = V_1 + (Q_{in} - Q_{out}) K_T \quad (6)$$

式中:  $Q_{in}$  为入库流量 ( $m^3/s$ ), 每个时段有  $M$  个代表流量, 亦即要对这  $M$  个代表流量分别计算  $V_2$  值;  $Q_{out}$  为水库下泄流量 ( $m^3/s$ );  $K_T$  为流量和时段水量 (亿  $m^3$ ) 之间的换算系数。

如果  $V_{min} \leq V_2 \leq V_{max}$  ( $V_{min}$  为死库容,  $V_{max}$  为汛限水位或正常高水位对应的库容), 水库不弃水, 也不放空, 则  $Q_{out}$  即为发电流量  $Q_p$ 。如果  $V_2 \leq V_{min}$ , 则发电流量  $Q_p$  不等于  $Q_{out}$ , 而是  $Q_p = Q_{in} + (V_1 - V_{min})/K_T$ 。如果  $V_2 > V_{max}$ , 即水库蓄满并可能产生弃水, 这时规定水库先以  $Q_{out}$  发电, 即  $Q_p = Q_{out}$ ; 直到水库蓄满后再按来水  $Q_{in}$  发电, 即  $Q_p = Q_{in}$ 。出力以装机容量为约束, 并计算弃水量:

$$Q_q = (Q_{in} - Q_C) \left( 1.0 - \frac{V_{max} - V_1}{(Q_{in} - Q_p) K_T} \right) \quad (\text{若 } Q_{in} - Q_C > 0) \quad (7)$$

式中:  $Q_C$  为库水位相应于正常高水位或防洪限制水位时的机组过水能力。

以上得到发电流量  $Q_p$  (如果有弃水, 将其加上) 和时段末库容  $V_2$  后, 根据坝下水位流量关系查得下游水位  $Z_d$ , 进而计算净水头:

$$H_p = Z_p - Z_d \quad (8)$$

式中:  $Z_p$  为时段水库平均水位。这样根据式(5)或机组耗水曲线查算, 可得时段出力  $N_R$ 。

**1.3.2 时段最优决策计算** 对给定时段  $n$  初始状态  $i$  与发电量  $Q_p$  (若有弃水加上), 每一个天然来水代表流量  $Q_{in}(n, m)$  都能计算得到一个时段末库容  $V_2$ , 记为状态  $l(m)$ 。这样既可以得到时段出力  $N_R$  和时段发电量, 也可以据  $V_2$  查状态-未来效益曲线  $E(n+1, 1, \dots, L)$  求得对应的未来效益  $E(n+1, l(m))$ , 如此可以获得对应决策  $Q_p$  时段和未来总效益之和  $E$ , 即目标函数式(2)值。显然, 在决策空间范围内, 以目标函数式(1)决策变量优选问题, 属于一维搜索问题。精度与效率是优化方法选择的一对矛盾, 在满足精度要求的前提下, 尽可能选择简单的确定性优化方法, 是提高求解效率的关键。本研究证明该函数具有一维单峰性, 在此基础上选择 0.618 法作为  $Q_p$  搜索方法。证明如下:

不失一般性, 假定对于时段  $n$  初始状态  $i$  和某个来水条件, 当前时段和未来效益之和为:

$$E = K Q_p H_p D_T + E_f \quad (9)$$

式中:  $E_f$  为时段末状态的函数, 它为从时段末某状态出发到水库运行结束为止, 未来各时段均采用最优决策运行时所获得的期望效益, 显然, 时段末水位越高其值越大, 并且对于给定的初始状态,  $E_f$  为决策变量  $Q_p$  的函数,  $Q_p$  越大其值则越小。记  $K \times D_T = \alpha$  对式(9)两边求导, 得式(10):

$$\frac{dE}{dQ_p} = \alpha H_p + \alpha \frac{dH_p}{dQ_p} + \frac{dE_f}{dQ_p} \quad (10)$$

由水库发电计算过程可知,  $\alpha H_p > 0$ , 发电水头  $H_p$ 、未来效益  $E_f$  分别为发电流量  $Q_p$  的单调递减函数, 即  $\alpha \frac{dH_p}{dQ_p} < 0$ ,  $\frac{dE_f}{dQ_p} < 0$ 。因此, 存在使得  $\alpha H_p + \alpha \frac{dH_p}{dQ_p} + \frac{dE_f}{dQ_p} = 0$  的发电量流量  $Q_p$ 。且由式(9)可知,  $Q_p = 0$  和  $Q_p \rightarrow$

$\infty$  时,式(9)均为零。因此,式(9)是关于发电量  $Q_p$  的单峰函数。那么在发电流量可能的取值范围  $[0, Q_G]$  ( $Q_G$  为水轮机最大过流能力) 要么存在峰值,要么是单调递增。因此,利用 0.618 法可以求得最优解。

此外,由递推方程式(2)可知,在利用 SDP 逆向递推时,首先计算第  $N$  时段 ( $t_{N-1}, t_N$ ),需要事先假定  $E(N+1, 1, 2, \dots, L)$ ,建议以  $t_N$  时刻水库不同蓄水位对应的蓄水电能作为  $E(N+1, 1, 2, \dots, L)$ ,通常称原始递推线。

**1.3.3 稳定递推线与最优调度图推求** 由递推方程式(2)可知,利用原始递推线计算第  $N$  时段 ( $t_{N-1}, t_N$ ) 后,就可以继续按式(2)往前递推,直至调度周期的起点  $t_0$ 。递推完一个调度期后,即可得到各时段的调度线,但它们并不是最优的,因为作为递推计算出发点的原始递推线是假定的。因此需要接着往前递推。如此这样周而复始的递推线若干年(周期)后,假定的原始递推线的影响将随时间推移而变得越来越小,以致最后可忽略不计。每个时段都要对每个时初库水位进行上述计算,从而找出每个时初水位对应的最优出力,据此即可找出任一时初水位下应采取的最优出力。当每一时段递推线上  $L$  个时初水位所对应的未来效益  $E(n+1, i)$  与前一年同一时段相对应的  $L$  个未来效益  $E'(n+1, i)$  相比,其相对误差都小于 0.1% 时,即认为递推线收敛,停止递推计算,亦即当不等式  $|E(n+1, i) - E'(n+1, i)| / E(n+1, i) \leq 0.001$ ,  $i = 1, 2, \dots, L$  成立时即停止递推计算。此时分别称  $E(n, i)$  和  $Q_p(n, i)$  为时段  $n$  初状态  $i$  稳定递推线和最优调度线。将各时段稳定的调度线上对应同一出力或同一流量的时初水位连成一条等值线,即得到类似于时历法调度形状的等出力或等流量最优调度图,一般选择的出力值至少包括装机容量、保证出力,其他可根据精度要求任意选择。

需指出的是,按照式(2)递推计算时,由于新的递推线是由上一时段的未来效益加面临时段效益,因此递推线上的数值总是单调递增,如此递推下去将不能收敛。因此当计算完一个时段,需将每个时初库容采用最优决策对应的总效益值减去死库容采用最优决策时的效益值,作为下一阶段的递推线,这样未来效益将只是相对值,显然不会影响方案的选择。

**1.4 时历法模拟计算保证出力对应保证率**

对于给定惩罚系数  $C$  的最优调度方案未必满足保证率要求,因此需要在获得给定  $C$  对应的优化调度图后,采用时历法就长系列入流数据进行模拟计算,获得对应惩罚系数  $C$  的保证出力保证率  $P_c$ ,发电量  $E_R$ ,弃水量  $Q_q$  等统计参数,进入以式(1)为目标函数优选调度方案。以死水位起调,对于每个时段每个状态的具体模拟规则如下:①当时段初水位处于预想出力区时,按照装机容量发电;②当时段初水位小于最低出力线时,以该出力值的  $\beta$  ( $\beta < 1.0$ ) 倍进行发电;③当时段水位处于两不同出力线之间时,按照水位插值得发电出力。

在计算出力的同时,按照水库水量平衡,计算时段末水库水位、库容,弃水量等要素,对所有计算时段模拟完成后,统计保证出力保证率  $P_c$ 、发电量和弃水总量,进而代入式(1)计算目标函数。

**2 模型求解**

为充分发挥遗传算法的并行计算能力,选择实数编码加速遗传 (Real coding based Accelerating Genetic Algorithm, RAGA) [13] 作为模型 LROOH 的外层求解器,即在目标函数(1)建立后,随机产生  $N_{pop}$  个个体,每个个体对应一个惩罚系数  $C$ ,按照 1.3-1.4 节进行计算获得相应的适应度函数值(对于最大化问题可直接采用目

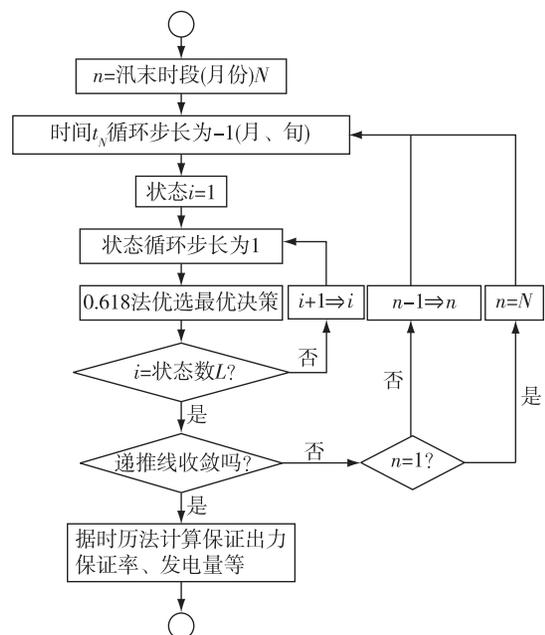


图 1 LROOH 中一个染色体的计算流程  
Fig.1 Flow chart of a chromosome in LROOH

标函数值)后,然后按照 RAGA 的计算步骤进行选择、杂交、变异、比较生成子代群体和加速演化等操作<sup>[13]</sup>。即对于每个染色体(对应惩罚系数  $C$ ),均需要完成模拟期  $T$  内保证出力保证率、发电量和弃水量的计算。对于给定染色体即惩罚系数  $C$  的具体计算流程,详见图 1。

### 3 实例应用

某水库兼有发电、防洪、灌溉、养殖、旅游等综合效益,控制流域面积 5 758 km<sup>2</sup>,坝址处多年平均径流量为 62.8 亿 m<sup>3</sup>,总库容 12.17 亿 m<sup>3</sup>,坝顶高程 875 m(黄海基面),最大坝高 110 m,正常蓄水位 872 m,死水位 845 m,机组 3 台,装机容量为 240 MW,保证出力 68.5 MW,保证出力保证率为 90%。基于 1960 年 1 月至 2002 年 12 月的逐月水库坝址径流资料,采用 PIII 曲线进行统计分析,得到的逐月统计参数如表 1 所示。

表 1 某水电站坝址处月径流 PIII 线型统计参数

Tab.1 PIII linear statistical parameters of a reservoir's monthly inflows

参数	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
$E_v/(m^3/s)$	82	71	63	53	72	247	431	435	339	298	180	108
$C_v$	0.22	0.25	0.40	0.40	0.45	0.44	0.28	0.27	0.28	0.37	0.42	0.30
$C_s/C_v$	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.5	3.5

该水库水利年为 6 月至次年 5 月。根据调度规则 6 月 1 日—11 月 15 日为汛期,其中 6 月 1 日—8 月 31 日为主汛期,汛限水位为 870.5 m; 9 月 1 日—11 月 15 日为后汛期,可超过汛限水位 870.5 m 适当蓄洪,汛末蓄到正常高水位 872.0 m。机组耗水曲线即机组的出力  $N$ -发电流量  $Q$ -水头  $H$  的关系曲线,是电厂经济运行特性指标,运行一段时间后都要进行率定。利用机组耗水曲线进行插值计算发电出力,一般较之利用式(5)更为精确合理。但由于该水电站自 2011 年 6 月才投入运行,运行时间较短,目前尚未率定机组耗水曲线。本文以电厂提供的单机耗水曲线(图 2)为基础,结合厂内经济运行的实际情况,经与电厂运行管理员多次讨论确定了以水头为参变量的机组耗水曲线,如图 3 所示。由图 3 可以看出,该机组存在空耗流量,在具体插值计算时,考虑到以时段平均泄量查出出力,当时段平均泄量低于空耗流量时,仍可以把水集中于较短的时间内使用,亦即仍可以用于发电,时段出力并不为零。因此,当时段泄量小于空耗流量时,在空耗流量和零之间进行线性插值,相当于将图 3 的曲线进行修改,使之通过原点。

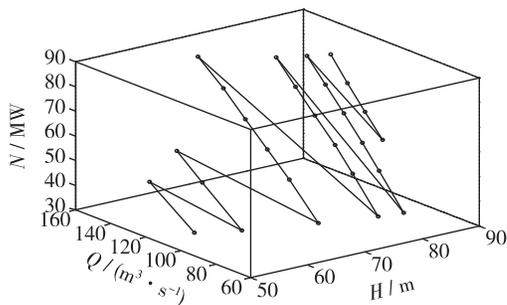


图 2 三维空间单机耗水曲线

Fig.2 Generating efficiency curve per unit in 3-D space

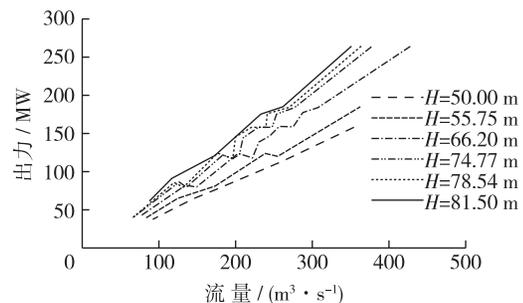


图 3 以水头为参变量机组效率曲线(NHQ 关系)

Fig.3 Unit efficiency curves taking water head as parameters

以起始计算时段  $N$ (本研究中  $N=12$ ,即 6 月份)水库的蓄水电能曲线作为原始递推线,如表 2 所示。

根据经验设置 RAGA 群体数目为 300,演化次数为 2。当 RAGA 加速运行 6 次,计算结果趋于稳定,此时惩罚系数为 5.33,保证出力保证率为 91.28%,水电站水库稳定递推线如图 4 所示。稳定递推线反映了某时刻水库不同蓄水对应未来无限运行期间期望效益的相对差别,可看出水库不同蓄水位对未来效益产生影响的大小,来水多的月份稳定递推线相对较高,来水少的月份稳定递推线偏低,与每月来水的均值(见表 1)基

本呈正向关系,如图5所示。

表2 某水电站6月份不同水位对应的蓄水电能(原始递推线)

Tab.2 Storage powers corresponding to different water tables in early June in a hydropower reservoir (initial recursive line)

序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
水位/m	845.00	846.28	847.55	848.83	850.10	851.38	852.65	853.93	855.20	856.48	857.75
电能/MW	0	4.522	9.232	14.132	19.276	25.272	31.482	37.908	44.649	52.163	59.913
序号	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
水位	859.03	860.30	861.58	862.85	864.13	865.40	866.68	867.95	869.23	870.50	
电能/MW	67.899	76.323	85.686	95.344	105.274	115.765	127.180	138.894	150.913	163.673	

LROOH模型不仅可以给出与常规调度图(如图6)类似的水库水位-出力关系调度图,称为等出力线调度图,而且可以给出等发电流量线调度图(如图7)。等出力线可以表征在当前时段所处某种状态时,所能达到的出力值,而等流量线调度图可以用来指示在当前时段所处状态而应该采取的最优放水流量,显然可以提供比常规调度图更为丰富的调度决策信息。

为比较LROOH制定的优化调度图与常规调度图的优劣,比较了1960年6月—2002年5月42年逐月来水数据的长系列模拟计算结果(表3)。可见,优化调度图42年长系列年均发电量为10.744亿kW·h,较之常规调度10.53亿kW·h增加发电量0.214亿kW·h,增幅为2.03%;优化调度总弃水量为117.43亿m<sup>3</sup>,低于常规调度方法125.54亿m<sup>3</sup>;保证出力保证率91.28%也高于常规调度方法89.93%。

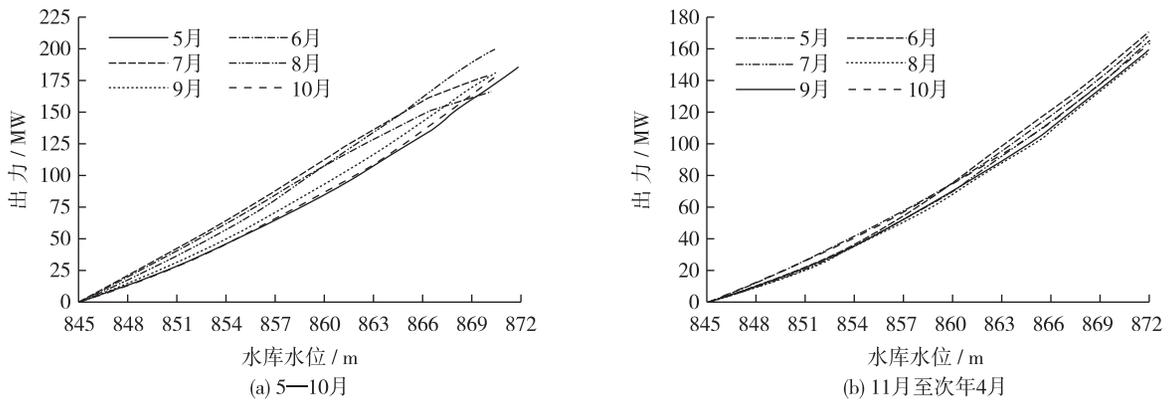


图4 水电站水库逐月稳定递推线

Fig.4 Monthly stable recursive lines of hydropower station

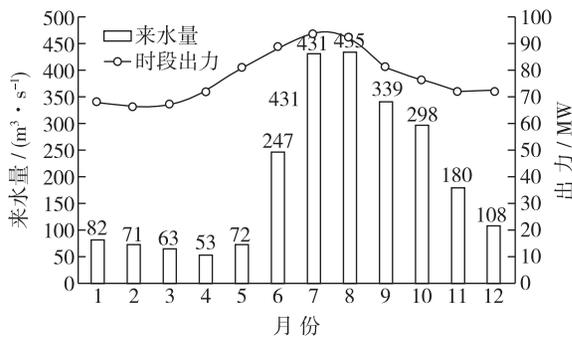


图5 稳定递推线出力均值与来水均值的关系

Fig.5 Relationships between runoff and mean output in stable recursive line

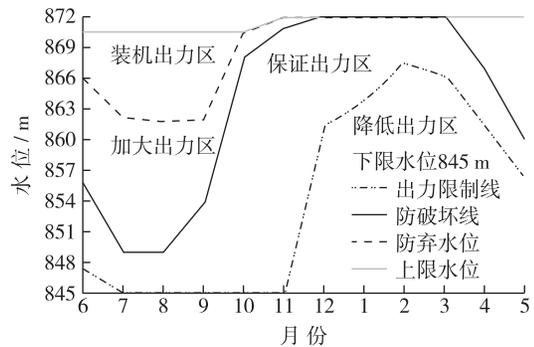


图6 某水电站水库常规调度

Fig.6 Conventional rule curves in a reservoir

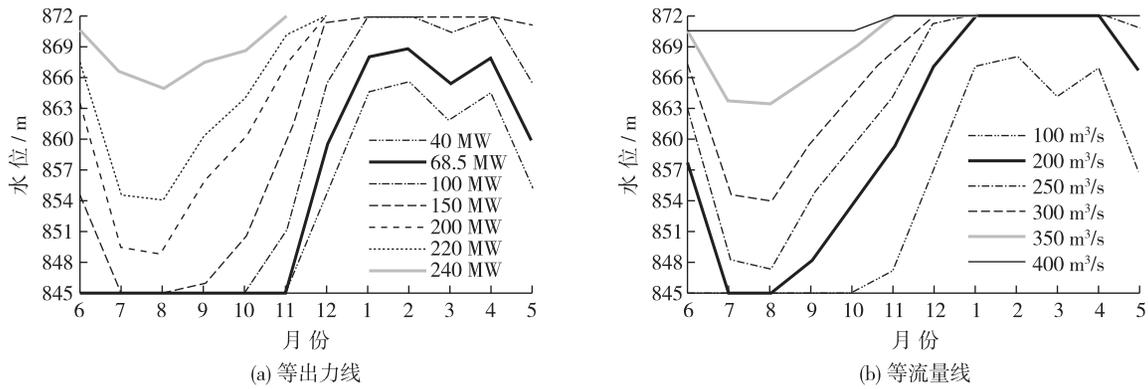


图 7 某水电站优化调度

Fig.7 Optimal rule curves of a hydropower reservoir

表 3 优化调度与常规调度方案计算结果对比

Tab.3 Results comparison between optimal operation and conventional operation

方法	年均发电量/(亿 kW · h)				弃水量/亿 m <sup>3</sup>				保证出力 保证率/%
	丰水年 (1971)	平水年 (2000)	枯水年 (2001)	长系列 (42 年)	丰水年 (1971)	平水年 (2000)	枯水年 (2001)	长系列 (42 年)	
优化调度图	11. 629	12. 249	10. 229	10. 744	3. 609		1. 639	117. 43	91. 28
常规调度图		10. 529		125. 54	89. 93				

综上所述,水电站水库长期优化调度模型 LROOH 与常规调度方法相比有如下优点:

(1)继承了随机动态规划方法的优点,调度决策考虑了来水丰枯状况的“所有可能”组合,并比较了水库任何时候、任何水位情况下的“所有可能”采取的发电运行方式,进而得到的最优方案;能机动灵活地适应水电站径流多变的特点,可随时根据当时水位及来水情况调整电站的运行方式,因而能额外获得一定数量的发电效益。

(2)可根据决策者的需求加密调度图(常规调度图仅有防弃水线、防破坏线和出力限制线等三条线),使调度图更具可操作性、精细化;并能提供更加丰富的调度决策信息,除可提供以出力为参变量的调度图外,还可以给出以发电流量为参变量的调度图,既可为水库实时调度提供决策信息,也可为制定年(季、月)调度计划提供决策依据。

(3)充分利用了遗传算法的并行计算能力,结合了调度图绘制与有效性验证,可快速获得兼顾保证出力保证率和发电量要求的调度决策,调度方案的有效性无需进一步验证。

## 4 结 语

综合随机动态规划和实码加速遗传算法,建立了水电站水库长期优化调度模型 LROOH,详细描述了 LROOH 的建模步骤及优化调度图绘制方法;将 LROOH 应用于某具有年调节能力的大型水电站水库,绘制了优化调度图,论述了 LROOH 的有效性,得出了如下结论:

(1)LROOH 是一个内外两层优化与模拟评价相结合的水电站水库长期优化调度模型。外层优化以协调保证出力保证率与发电量矛盾的惩罚系数为优化变量,以满足保证出力设计保证率条件下发电量最大为目标函数、以实码加速遗传算法为求解器;内层优化以 0. 618 法作为随机动态规划时段决策变量优选方法;以时历法长系列分析计算作为调度方案优劣的模拟评价模块。通过综合集成,实现了水电站水库调度图“绘制”与有效性“检验”的有机结合,达到了调度方案合理性无需再验证,可快速获得满足保证出力保证率要求的最优调度方案的目的,解决了以往通过人工多次凑算也难以获得满意结果的难题。

(2)LROOH绘制的调度图比常规调度图具有能灵活适应水电站径流多变、更具可操作性和精细化以及内容更为丰富的优越性。实例表明比常规调度图,多年平均可增发电量2.0%以上,保证率更高。

需指出的是,本文提出的LROOH,是随机动态规划、遗传算法等方法的综合集成,使用起来较常规方法略显繁琐,开发通用性软件,是推广应用的关键,也是笔者的近期工作。

## 参 考 文 献:

- [1] 彭涛, 位承志, 叶金桃, 等. 汉江丹江口流域水文气象预报系统[J]. 应用气象学报, 2014, 25(1): 112-119. (PENG Tao, WEI Cheng-zhi, YE Jin-tao, et al. Hydrometeorology forecast system of the Danjiangkou basin in Hanjiang[J]. Journal of Applied Meteorological Science, 2014, 25(1): 112-119. (in Chinese))
- [2] 谭维炎, 黄守信, 刘建民, 等. 应用随机动态规划进行水电站水库的最优调度[J]. 水利学报, 1982, 13(7): 1-7. (TAN Wei-yan, HUANG Shou-xin, LIU Jian-min, et al. Application of dynamic programming in optimizing the regulation of reservoirs of hydroelectric station[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 1982, 13(7): 1-7. (in Chinese))
- [3] TUM Y, HSU N S, YEH W W G. Optimization of reservoir management and operation with hedging rules[J]. Journal of Water Resources Planning & Management, 2014, 129(2): 86-97.
- [4] 周研来, 郭生练, 李雨, 等. 多目标调度图对气候变化的自适应研究[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2014, 42(2): 6-10. (ZHOU Yan-lai, GUO Sheng-lian, LI Yu, et al. Multipurpose reservoir operating rule curves adapt to climate change[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Nature Science Edition), 2014, 42(2): 6-10. (in Chinese))
- [5] SUIADEE W, TINGSANCHALI T. A combined simulation-genetic algorithm optimization model for optimal rule curves of a reservoir: a case study of the Nam Oon Irrigation Project, Thailand[J]. Hydrological Process, 2007, 21: 3211-3225.
- [6] 王宗志, 王银堂, 陈艺伟, 等. 基于仿真规则与智能优化的水库多目标调控模型及其应用[J]. 水利学报, 2012, 43(5): 564-570, 579. (WANG Zong-zhi, WANG Yin-tang, CHEN Yi-wei, et al. Multi-objective reservoir regulation model based on simulation rules and intelligent optimization and its application[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2012, 43(5): 564-570, 579. (in Chinese))
- [7] CHEN L, MCPHEE J, YEH W W G. A diversified multi-objective GA for optimizing reservoir rule curves[J]. Advances in Water Resources, 2007, 30(5): 1082-1093.
- [8] SIGVALDASON T O. A simulation model for operating a multipurpose multi reservoir system[J]. Water Resources Research, 1976, 12(2): 263-278.
- [9] ZHOU Yan-lai, GUO Sheng-lian. Incorporating ecological requirement into multipurpose reservoir operating rule curves for adaption to climate change[J]. Journal of Hydrology, 2013, 498: 153-164.
- [10] MADANI K, LUND J R. Modeling California's high-elevation hydropower systems in energy units[J]. Water Resources Research, 2009, 45(9): 1-12.
- [11] 汤斌, 刘健民, 仲伟俊. 水电站水库优化调度的随机动态规划方法[J]. 东南大学学报, 1998, 28(2): 130-136. (TANG Bin, LIU Jian-min, ZHONG Wei-jun. Stochastic dynamic programming method of hydroelectric station optimal operation[J]. Journal of Southeast University, 1998, 28(2): 130-136. (in Chinese))
- [12] LITTLE J D C. The use of storage water in a hydroelectric system[J]. Journal of the Operations Research Society of America, 1955, 3(2): 187-197.
- [13] 金菊良, 杨晓华, 丁晶. 标准遗传算法的改进方案——加速遗传算法[J]. 系统工程理论与实践, 2001, 21(4): 8-13. (JIN Ju-liang, YANG Xiao-hua, DING Jing. An improved simple genetic algorithm——accelerating genetic algorithm[J]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2001, 21(4): 8-13. (in Chinese))

## Long-term reservoir optimal operation model and operation curves for hydropower based on genetic algorithm and stochastic dynamic programming

WANG Zong-zhi<sup>1</sup>, WANG Wei<sup>2</sup>, LIU Ke-lin<sup>1</sup>, CHENG Liang<sup>1</sup>

(1. *State Key Laboratory of Hydrology-Water Resources and Hydraulic Engineering, Nanjing Hydraulic Research Institute, Nanjing 210029, China*; 2. *Management Department of Foziling Reservoir, Lu'an 237272, China*)

**Abstract:** Owing to uncertainties of hydrological forecast and directives, the operation rules play a very important role in managing reservoirs, and are the most commonly used and effective tools for the reservoir dispatching operation of hydropower stations, though the real time optimal operation based on mid- and long-term hydrological forecasting information which has been studied for many years. So the development of the reservoir optimal operation model for formulating operation rules has always been a research hotspot in the relevant field. A model named long-term reservoir optimal operation model for hydropower, based on genetic algorithm and stochastic dynamic programming (hereafter referred to as LROOH) is established, which couples the stochastic dynamic programming and the real coding accelerating genetic algorithm. This model solves the difficult problem with a satisfied scheme, via building the objective function and minimizing the absolute values of the difference between the calculation reliability of the guaranteed capability and its target reliability, with penalty coefficient as an independent variable, and making full use of the parallel computing ability of genetic algorithm. And then the LROOH becomes much easier to have access to the global optimal solution by using the real coding accelerating genetic algorithm instead of 0.618 methods that are usually used before to improve the computing efficiency. As an example, the LROOH is applied to an annual regulation of a reservoir of the hydropower station. The research results show that the model is effective, with some excellent properties that are without any constraint of annual and multi-year regulating storage, and that the optimal rules can meet the requirements of the guaranteed reliability and increase output by more than 2.0% with a higher reliability.

**Key words:** water resource management; reservoir optimal operation; stochastic dynamic programming; genetic algorithm; operation curves