

文章编号:0559-9350(2011)06-0641-07

一种考虑径流预报及其不确定性的水库优化调度模型

唐国磊¹, 周惠成¹, 李宁宁², 王雅军³

(1. 大连理工大学 建设工程学部, 辽宁 大连 116023; 2. 大连东软信息学院, 辽宁 大连 116023;

3. 二滩水电开发有限公司, 四川 成都 610021)

摘要: 鉴于纯随机径流描述或确定性径流预报的水库(群)优化调度模型, 未考虑径流预报及其不确定性, 导致优化计算结果与水库实际运行情况存在较大差异。本文提出了一种利用后验的径流状态转移概率和径流预报的可预测性概率来描述径流预报及其不确定性的优化调度模型。依据二滩水电站径流及其预报的实际状况, 考虑不同预见期的径流预报信息, 建立了考虑径流预报及其不确定性的二滩水电站径流描述和优化调度模型。研究结果表明, 考虑径流预报及其不确定性有效改善了已有的径流描述模型和发电优化调度模型, 可明显地提高水电站发电效益。

关键词: 发电调度; 不确定性; 后验状态转移概率; 可预测性概率

中图分类号: TV697

文献标识码: A

1 研究背景

自从1967年Young^[1]发表文献[1]以来, 水库优化调度模型的建立及求解便成为水资源管理的研究重点。尽管在优化算法, 如随机动态规划、遗传算法和蚁群算法等, 计算效率以及维数灾等方面都得到了较深入地研究, 然而至今仍缺少解决水库优化调度的通用方法或模型。事实上, 水电站水库优化调度模型的建立应该紧密结合水库系统的目标函数、约束条件以及水电站水库水文变化和运行特性等^[2]。例如, Stedinger等^[3]给出一种随机动态规划模型, 该模型采用临近段径流的准确预报来推导水库调度规则; 周惠成等^[4]给出一种混合随机动态规划模型, 该模型采用有、无时段径流预报相结合的马氏链随机径流模型, 多年平均年发电量可提高近1亿kW·h, 结果显示该模型比既往有预报或无预报的马氏链随机模型效果要好。

然而, 基于马尔柯夫随机径流描述和确定性径流预报的水电站水库中长期优化调度研究, 由于未考虑径流预报及其不确定性, 往往导致优化计算结果与水库实际运行情况存在较大差异^[5]。为此, 本文采用时段 $t-1$ 径流 Q_{t-1} 和时段 t 径流预报 F_t 作为水文状态变量, 给出一种利用后验的径流状态转移概率和径流预报的可预测性概率来描述径流预报及其不确定性的随机优化调度模型, 并以二滩水电站为例, 详细讨论发电调度目标函数、逆序递推方程以及模拟优化调度等。同时, 通过对比多种径流描述下的水电站优化调度结果, 探讨该优化模型对调度决策的改进潜力, 找出进一步提高发电效益的改进方向。

2 常用随机优化调度模型

随机动态规划模型适用于解决随机、非线性问题, 广泛应用于水库随机优化调度中^[6-7]。在以调

收稿日期: 2009-11-02

基金项目: 国家自然科学基金项目(50579095)

作者简介: 唐国磊(1980-), 男, 山东人, 博士, 主要从事仿真优化调度研究。E-mail: tangguolei@gmail.com

通讯作者: 周惠成(1958-), 男, 吉林人, 教授, 主要从事水文水资源研究。E-mail: hczhou@dlut.edu.cn

度期内总发电量期望值最大为目标的典型随机动态规划模型中，逆序递推方程为：

$$f_{\text{opt}}^n(Z_t, H_t) = \text{Max} \left\{ \sum_{Q_t} P_{Q_t|H_t} \cdot \left(B_t(Z_t, Q_t, Z_{t+1}) + \sum_{H_{t+1}} P_{H_{t+1}|H_t, Q_t} \cdot f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}, H_{t+1}) \right) \right\} \quad (1)$$

式中： t 为年内时段序号， $t=1, \dots, T$ ； n 为当前时段到调度期末之间的时段数； Z_t 为时段 t 水库初水位； Z_{t+1} 为时段 t 决策末水位； Q_t 为时段 t 的入库流量； H_t 为时段 t 的水文状态变量，如 Q_{t-1} 或 F_t ，或两者的组合 (F_t, Q_{t-1}) ； $f_{\text{opt}}^n(\cdot)$ 为全时期 n 个时段的期望发电量； $P_{Q_t|H_t}$ 是给定某水文状态变量 H_t 下，时段 t 实际入库流量为 Q_t 的条件概率； $P_{H_{t+1}|H_t, Q_t}$ 是给定 t 时段下 Q_t 和 H_t 下， $t+1$ 时段 H_t 的条件概率； $B_t(\cdot)$ 是时段 t 在给定 Z_t 、 Z_{t+1} 和 H_t 下的发电量效益函数，即时段 t 惩罚后的发电量^[8]。

本文选用3种常用的随机动态规划模型，通过对比分析不同模型下的水电站优化调度规则，挖掘不同水文状态变量在水库优化调度中的价值。根据状态变量不同，其递推方程有所不同，具体如下。

(1)确定型动态规划模型(DDP)。该模型将径流当作已确知的过程，求解简单，用DDP标识。然而，径流过程在实际中是不可确知的，该模型一般不直接应用于实际。本文将DDP优化调度结果作为理想值，用于评价径流描述方法有效性，所获得的发电效益越接近 f_{opt}^n 和优化调度过程越接近理想调度过程，相应的径流描述方法越好，同时也可找出进一步提高发电效益的改进方向。

$$f_{\text{opt}}^n(Z_t) = \text{Max}_{Z_{t+1}} \left\{ B_t(Z_t, Q_t, Z_{t+1}) + f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}) \right\} \quad (2)$$

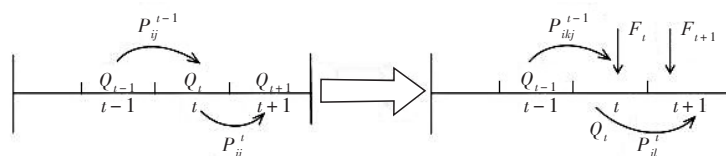
(2)相邻时段径流相关且无预报随机动态规划模型(SDP-Q)。该模型计入相邻时段径流间相关性且无预报，水文状态变量为上一时段 $t-1$ 的入库流量 Q_{t-1} ，本时段入流 Q_t 的概率分布可由径流状态转移概率矩阵 $P_{Q_t|Q_{t-1}}$ 求得，用SDP-Q来标识：

$$f_{\text{opt}}^n(Z_t, Q_t) = \text{Max} \left\{ P_{Q_t|Q_{t-1}} \cdot \left(B_t(Z_t, Q_t, Z_{t+1}) + P_{Q_{t+1}|Q_t} \cdot f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}, Q_{t+1}) \right) \right\} \quad (3)$$

(3)有、无径流预报相结合随机动态规划模型(HSDP)。该模型是一种混合随机优化模型，即径流预报精度较高的时段采用有预报的马氏链随机径流描述模型，而对预报精度低的时段采用无预报的马氏链随机模型，递推公式可参考文献[4]，用HSDP来标识。

3 考虑径流预报及其不确定性的优化调度模型

纯随机的马尔柯夫过程只考虑到径流的不确定性，随着新的径流预报信息的不断获得，尤其是面临时段径流预报 F_t 达到一定精度并被引入到优化调度模型中，如何处理径流预报信息并应用于水库调度成为亟待解决的问题之一。为此，本文采用上一时段 $t-1$ 径流 Q_{t-1} 和面临时段 t 旬径流预报 F_t 作为水文状态变量，给出一种利用后验的径流状态转移概率 P_{ij}^{t-1} 和径流的可预测性概率 P_j^t 来描述径流预报及其不确定性的随机优化调度模型，用PSDP标识。图1给出了径流描述模型从马尔柯夫随机模型到考虑径流预报及其不确定性的径流描述模型的演变过程。其中： P_{ikj}^{t-1} 给出上一时段径流 Q_{t-1} 为 i ，面临时段径流预报 F_t 为 k 时，面临时段径流 Q_t 为 j 的概率；而 P_j^t 给出 Q_t 为 j 时， $t+1$ 时段径流预报 F_{t+1} 为 l 的概率。



(a) 马尔柯夫随机描述

(b) 考虑径流预报及其不确定性的径流描述模型

图1 径流描述模型演变过程

3.1 考虑径流预报水库径流描述模型(PSDP)

(1)径流状态转移概率。在基于马氏链的随机动态规划中,一般采用一阶马尔柯夫链^[9]来描述径流的随机性,即径流状态转移概率 P_{ij}^{t-1} 和 $P_{Q_t=j|Q_{t-1}=i}$ 。它表示当上一时段径流 Q_{t-1} 为 i 时,本时段径流 Q_t 为 j 的概率,如图1(a)。

(2)径流预报似然概率。径流预报存在一定的误差,为反映出实际与预报径流的误差信息,用似然概率 P_{kj}^t 或 P_{jk}^t 来描述,即 $P_{Q_t=j|F_t=k}$ 。 P_{kj}^t 表示当径流预报 F_t 为 k 时,实际径流 Q_t 为 j 的概率,它是对目前可利用预报的精度统计,可反映出当前径流预报水平。随着未来预报精度提高,径流预报似然概率也随之更新。

(3)后验径流状态转移概率。径流状态转移概率 P_{ij}^{t-1} 是在未获得任何径流预报信息前求得,通常把 P_{ij}^{t-1} 称为先验的径流状态转移概率。后验径流状态转移概率 P_{ikj}^{t-1} 可利用贝叶斯定理由 P_{ij}^{t-1} 和 P_{kj}^t (或 P_{jk}^t)推求,它是新预报信息 F_t 对先验径流状态转移概率的修正和改进:

$$P_{ikj}^{t-1} = P_{Q_t=j|Q_{t-1}=i, F_t=k} = \frac{P_{ij}^{t-1} \cdot P_{jk}^t}{\sum_{Q_t} P_{F_t=k|Q_t} \cdot P_{Q_t|Q_{t-1}=i}} \quad (4)$$

(4)径流可预测性概率。径流可预测性概率 P_{jl}^t ,它表示时段 t 径流 Q_t 为 j 时,时段 $t+1$ 预报径流 F_{t+1} 为 l 的概率。它可由 P_{ij}^{t-1} 和 P_{kj}^t ,利用全概率公式推求。它是联系时段 t 和 $t+1$ 间径流的桥梁,详见图1(b)以及递推公式(7):

$$P_{jl}^t = P_{F_{t+1}=l|Q_t=j} = \sum_{Q_{t+1}} P_{F_{t+1}=l|Q_{t+1}} \cdot P_{Q_{t+1}|Q_t=j} \quad (5)$$

3.2 水电站优化调度模型 考虑径流预报及其不确定性的径流描述模型能否改进已有的径流模型或是否可用于发电调度,主要看它能否改进调度决策达到提高发电效益的目的。为此,需要建立与径流描述模型相适应的中长期水电站优化发电调度模型。考虑径流预报及其不确定性的水电站优化调度模型,采用时段 $t-1$ 径流 Q_{t-1} 和时段 t 旬径流预报 F_t 作为水文状态变量,目标函数及逆序递推方程具体如下。

(1)目标函数。在一定保证出力下,以 Z_t 、 Q_{t-1} 和 F_t 为状态变量对应的调度期内期望年发电量最大为目标:

$$\text{Max}_{Z_{t+1}} \left[\sum_{l=1}^T E [B_l(Z_t, H_t, Z_{t+1})] \right] = \text{Max}_{Z_{t+1}} \left[\sum_{l=1}^T E [B_l(Z_t, Q_{t-1}, F_t, Z_{t+1})] \right] \quad (6)$$

式中: Z_t 是时段 t 初库水位; Z_{t+1} 是时段 t 最优决策末水位; H_t 代表 t 时段的水文状态变量,PSDP中 H_t 包括时段 $t-1$ 径流量 Q_{t-1} 和时段 t 径流预报值 F_t ; $E[B_l(\cdot)]$ 是时段 t 在给定 Z_t 和 H_t 下的期望发电量。

(2)逆序递推方程。 Q_{t-1} 和 F_t 为水文状态变量,本时段流量 Q_t 是由 $Q_{t-1}=i$ 和 $F_t=k$ 确定的后验概率分布,因此期望发电总量应是计入不同后验概率流量的期望发电量,即 $\sum_{Q_t=j} P_{ikj}^{t-1} \cdot (B_t(\cdot) + E_{\text{余}})$ 。

逆序递推时,余留期最优期望发电量 $E_{\text{余}}$ 应由时段 $t+1$ 最优期望发电量 $f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}, Q_t, F_{t+1})$ 推求,并且 $f_{\text{opt}}^{n-1}(\cdot)$ 是 Q_t 和 F_{t+1} 的函数。尽管 F_{t+1} 未知,但其概率分布可由径流可预测性概率 P_{jl}^t 表示,如图1(b)。可见确定 $E_{\text{余}}$ 时还应考虑本时段流量 Q_t 与余留期预报流量 F_{t+1} 间的相关关系,即 P_{jl}^t 。因此,时段 t 对应的递推方程为:

$$f_{\text{opt}}^n(Z_t, Q_{t-1}, F_t) = \text{Max}_{Z_{t+1}} \left\{ \sum_{Q_t=j} P_{ikj}^{t-1} \cdot \left(B_t(Z_t, Q_t, Z_{t+1}) + \sum_{F_{t+1}=l} P_{jl}^t \cdot f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}, Q_t, F_{t+1}) \right) \right\} \quad (7)$$

4 应用实例

二滩水电站位于四川省攀枝花市境内的雅砻江下游，以发电为主，装机容量3 300MW，保证出力1 028MW，发电保证率95%。水库正常蓄水位1 200m，死水位为1 155m，总库容58亿m³，调节库容33.7亿m³，属季调节水库。该流域属川西高原气候区，干季和湿季分明。本文发电调度按干季(枯水期，11月—翌年4月)以月、湿季(丰水期，5—10月)以旬为时段长进行， $T = 24$ 。

4.1 入库径流描述模型 二滩水电站枯水期内月径流过程预报 $\{F_1, F_2, \dots, F_6\}$ 精度高；丰水期只获得较准确的面临时段GRR旬径流丰平枯三级预报 F_t [4]。根据径流预报的预见期不同，丰、枯水期水文状态变量 H_t 也有所不同，见表1。因二滩枯水期内各月间径流具有较好的线性相关性，且预报精度高[4]，由式(4)和式(5)知， P_{ij}^{t-1} ， P_{kj}^t ， P_{ikj}^{t-1} 和 P_{jl}^t 均接近于单位矩阵。因此，下文将详述丰水期阶段的径流描述模型。

表1 二滩水电站径流描述模型选择的水文状态变量

时期	丰水期($t > 6$)	过渡期($t = 6, 4$ 月)	枯水期($t < 6$)
水文状态变量	Q_{t-1}, F_t	F_6	$\{F_1, F_2, \dots, F_6\}$

为简化计算可将水文状态变量进行离散，利用各区间的代表值进行优化调度计算[4]。为此，本文依据二滩运行特性将径流 Q_{t-1} 及其预报 F_t 离散为1、2和3等3个量级，分别由3个代表流量值代表。

(1)先验的径流状态转移概率。二滩水电站入库流量径流可用一阶马尔柯夫过程来描述[4]，即认为本时段流量的概率分布只与上一时段流量有关。图2(a)给出了7月下旬的先验径流状态转移概率，其他时段与之类似，不再详述。

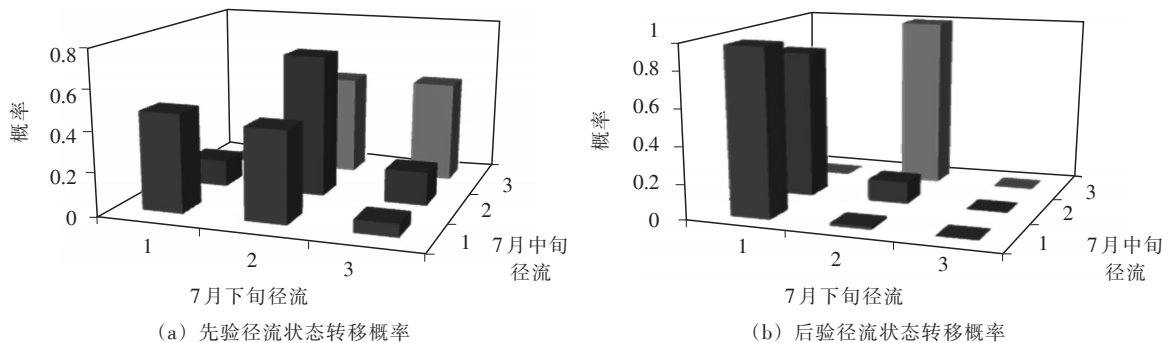


图2 7月下旬径流对应的状态转移概率(预报量级为1)

(2)后验的状态转移概率。利用GRR旬径流预报 F_t 修正先验概率 P_{ij}^{t-1} ，可得到更符合实际的后验径流状态转移概率 P_{ikj}^{t-1} 。图2(b)给出7月下旬径流预报量级为1时对应的后验径流转移概率。对比图2(a)和(b)，当7月中旬径流量级为1时，7月下旬径流量级为1的先验概率 P_{11}^{t-1} 为0.53；当获得旬径流预报且量级为1时，相对应的后验概率 P_{111}^{t-1} 达到0.98，先验概率值得到明显改善。其他各旬与之类似，不再详述。

4.2 目标函数及递推方程

(1)目标函数。二滩水电站发电调度以保证出力(1 208MW)下年发电量最大为目标函数：

$$\text{Max}_{Z_{t+1}} \left[\sum_{t=1}^{24} E \left[N(Z_t, Q_{t-1}, F_t, Z_{t+1}) - \alpha \cdot \left\{ \text{Max}(1028 - N(Z_t, Q_{t-1}, F_t, Z_{t+1}), 0) \right\}^\beta \right] \cdot \Delta t \right] \quad (8)$$

式中： $N(\cdot)$ 是时段 t 的水电站出力； α 和 β 是惩罚系数，由水电站发电保证率确定[4]； Δt 是时段间隔，通常枯水期为一个月或丰水期为一旬，单位为s。

(2)逆序递推方程。根据二滩水电站不同时期的水文状态变量，确定其优化调度模型及其逆序递推方程。

当 $t > 6$ 时(丰水期)， Q_{t-1} 和 F_t 为水文状态变量，递推方程为：

$$f_{\text{opt}}^n(Z_t, Q_{t-1}, F_t) = \text{Max}_{Z_{t+1}} \left\{ \sum_{i_k=j} P_{ikj}^{t-1} \cdot \left(B_t(Z_t, Q_t, Z_{t+1}) + \sum_{F_{t+1}=l} P_{jl}^t \cdot f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}, Q_t, F_{t+1}) \right) \right\} \quad (9)$$

当 $t=6$ 时，由表1知本时段(4月)水文状态变量变为径流量预报 F_6 ，是径流描述模型演变的过渡期，其递推方程不同于其他阶段，式(7)演化为式(10)。由于4月末库水位是枯/丰水期优化模型的末/始状态，直接决定枯、丰水期的调度决策，因此4月末库水位也是本文对比的重点内容之一。

$$f_{\text{opt}}^{19}(Z_6, F_6) = \text{Max}_{Z_7} \left\{ B_6(Z_6, F_6, Z_7) + \sum_l P_{jl}^6 \cdot f_{\text{opt}}^{18}(Z_7, Q_6, F_7) \right\} \quad (10)$$

当 $t < 6$ 时(枯水期)， $t-1$ 、 t 和 $t+1$ 时段均有径流量预报，式(7)可简化为：

$$f_{\text{opt}}^n(Z_t, F_t) = \text{Max}_{Z_{t+1}} \left\{ B_t(Z_t, F_t, Z_{t+1}) + f_{\text{opt}}^{n-1}(Z_{t+1}, F_{t+1}) \right\} \quad (11)$$

4.3 模型递推终止条件 递推求解过程中，若水库运行要求年年都控制到一个确定水位，则递推一年所得结果即为最优结果；否则，需连续计算若干年，直到相邻两年所得到的优化结果满足某个精度要求，得到稳定结果为止。同时还应调整惩罚系数 α 和 β 以满足水电站发电保证率要求，保证水电系统的稳定运行和调峰。利用该递推终止条件，分别获得DDP、SDP-Q、HSDP和PSDP模型下的水电站优化调度规则。图3为8月上旬PSDP优化调度图($t=15$ ， $\alpha=1$ ， $\beta=2.5$)。由图3可知，本时段($t=15$ ，8月上旬)最优决策水位 Z_{16} 是本时段初水库水位 Z_{15} ，上一个时段 $t-1$ (7月下旬)的入库流量 Q_{14} ，和本时段预报流量 F_{15} 的函数。

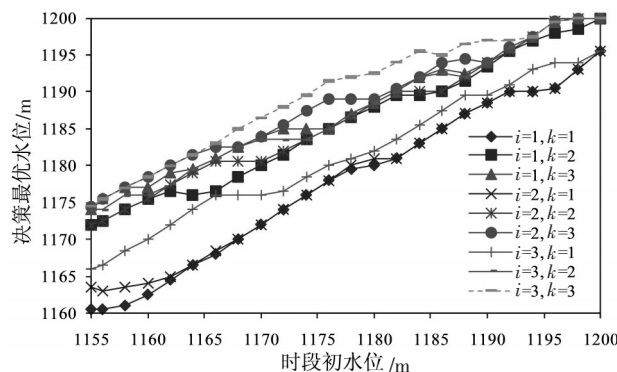


图3 8月上旬初库水位与最优决策水位关系曲线

4.4 结果与讨论 为方便决策者综合评价各优化调度模型，选择多年平均发电量和贴近度等作为效益指标。其中，多年平均发电量是最重要的效益指标；贴近度表示某优化调度模型下的模拟调度过程与理想调度过程的贴近程度。二滩水电站以保证出力下，多年平均年发电量最大为目标。因此，模拟结果的效益指标，以多年平均发电量、贴近度值越大越好。分别采用DDP、SDP-Q、HSDP和PSDP所得优化调度图指导二滩水电站48年的历史径流序列进行模拟调度，得到各优化调度图的效益

表2 各优化调度模型下模拟优化调度效益指标值对比

优化模型	水文状态变量		效益指标值		备注
	丰水期	枯水期	年均发电量 /亿 kW·h	贴近度	
SDP-Q	Q_{t-1}	Q_{t-1}	165.3	0.75	不考虑任何径流预报
HSDP	Q_{t-1}	$\{F_1, F_2, \dots, F_6\}$	167.6	0.79	只考虑枯水期径流预报
PSDP	Q_{t-1}, F_t	$\{F_1, F_2, \dots, F_6\}$	171.1	0.93	考虑丰水期径流分级预报
DDP	$\{Q_7, Q_8, \dots, Q_{24}\}$	$\{Q_1, Q_2, \dots, Q_6\}$	175.4	1	已知历史径流过程

指标值，列于表2。图4和图5给出了在PSDP、HSDP和DDP下2003—2006年模拟调度的结果(其中，2003和2004年为平水年，2005年为偏丰年份，2006年为特枯年份)。

由图表中效益指标值对比可看出，优化调度模型越复杂，指标值越好。具体为：

(1)HSDP多年平均年发电量明显优于SDP-Q，提高约2.3亿kW·h，表明计入枯水期预报径流过程能明显提高二滩发电效益。由于枯水期ARMA径流过程预报精度较高，其似然概率矩阵便可简化为一个只含有1和0的单位矩阵。相应地，HSDP模型枯水期阶段的条件概率 $P_{Q_{t+1}|Q_t}$ 和 $P_{H_{t+1}|H_t, Q_t}$ 也分别转化为单位矩阵，相比较SDP-Q模型的递推方程有了很大改进，枯水期径流预报的不确定性明显减少，这是HSDP能提高发电效益的重要原因。

(2)PSDP多年平均年发电量明显优于HSDP，增发电量约2.9亿kW·h，表明丰水期引入面临时段的径流预报到随机动态规划模型，能有效提高二滩水电站发电效益。对比HSDP与PSDP模型，丰水期阶段PSDP模型要比HSDP多一个水文状态变量 F_t ，式(1)中的条件概率随之改变，径流描述由先验径流状态转移概率更新为更符合实际的后验径流状态转移概率，如图2所示。可见，预报信息对先验径流转移概率不同程度的修正与改进，正是PSDP能提高发电效益的重要原因。

(3)PSDP调度过程线要比HSDP更贴近理想调度过程，贴进度提高近18%。由于HSDP丰水期未引入任何径流预报信息，导致其4月末决策水位偏离理想水库水位，枯水期水位过程线也随之偏离理想过程线，造成水资源年内的不合理分配；无论平、丰水年还是特枯年份，PSDP水位过程线和4月末决策水位基本与理想调度过程相吻合，贴进度达到0.93，这也体现了丰水期中长期预报信息的价值。

表2和图4中还有一些信息值得注意：

(1)PSDP仍有4.3亿kW·h的多年平均年发电量提高空间。DDP和HSDP模型差别在于丰水期采取不同的条件概率矩阵。DDP模型输入(历史径流序列)是已知的，式(1)中的各条件概率矩阵均演变为只含1和0的单位矩阵。而PSDP模型中，由于丰水期只考虑面临时段的旬径流预报，其预见期仅为1个时段，式(9)对应的条件概率是先验径流状态转移概率和径流预报似然概率的函数，而不是单位矩阵。因此，发电效益的提高，除了提高面临时段径流预报精度来改善径流状态转移概率外，还应尽可能延长预报的预见期来修正径流的可预测性概率值。

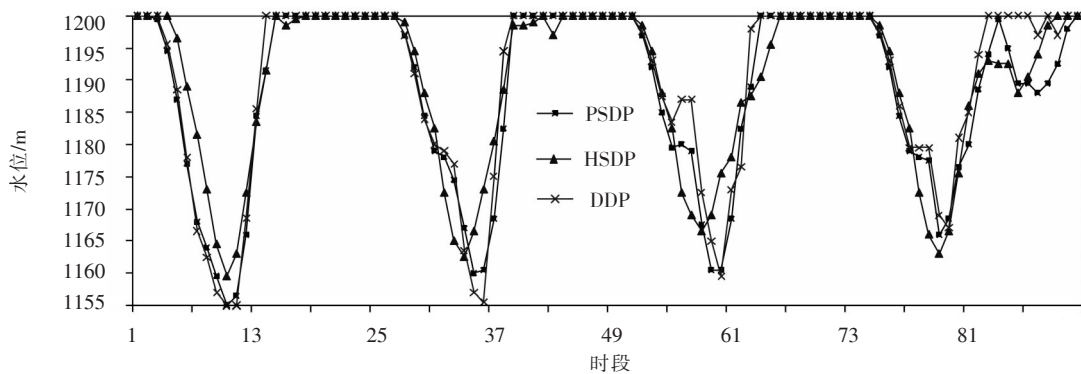


图4 模型PSDP、HSDP和DDP2003—2006年模拟调度过程线对比

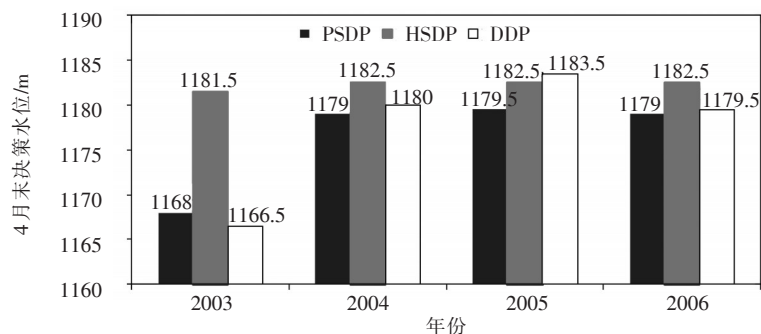


图5 模型PSDP、HSDP和DDP模拟调度4月末最优决策水位

(2)特枯年份2006年后期水位变化较大。由于DDP模型中径流序列已知,它可根据后期径流序列调度决策,即使在特枯年份仍可使水库保持高水位运行(图4);而HSDP仅依据当前时段径流预报调度,即使在特枯年份后期来水较少,它仍会按PSDP调度规则发电,水位过程较DDP要低,加之受水库自身的特征(如 $100\text{m}^3/\text{s}$ 出库流量可使水库水位可下降1.6m甚至3m)影响,最终导致水位变化较大。因此,决策者应尽可能延长径流预报的预见期来修正发电调度决策。

综合起来,本文提出的考虑径流预报及其不确定性的优化调度模型较好反映了实际径流和目前的径流预报水平,是对HSDP的合理改进,能有效提高年均发电效益。

5 结论

随着径流预报信息的不断获得,径流预报渐渐地被引入到径流描述模型中,如何处理径流预报信息并应用于水库调度成为亟待解决的问题之一。考虑到径流预报及其不确定性,本文首先给出一种利用后验的径流状态转移概率和径流预报的可预测性概率来描述径流预报及其不确定性的优化调度模型;然后以二滩水电站发电优化调度为例,依据该水电站枯水期和丰水期各自不同的径流及其预报的变化特性,建立了考虑径流预报及其不确定性的水电站水库随机动态规划发电优化调度模型;最后与其他随机模型,如SDP-Q、HSDP和DDP等的效益指标进行比较,以探讨该模型对发电优化调度的改进潜力。模拟调度结果表明,考虑流域径流预报及其不确定性有效改善了已有的径流描述和发电调度模型,能明显提高水电站发电效益;同时,发电效益的提高,除了需充分利用已有可靠信息来提高面临时段径流预报精度外,还需结合水电站运行特性尽可能地延长径流预报的预见期,它是今后水电站水库发电调度研究的方向之一。

参 考 文 献:

- [1] Young G K S R . Finding reservoir operating rules [J] . Journal of Hydraulic Division, ASCE, 1967, 93 (6) : 297-321 .
- [2] Yeh W . Reservoir management and operations models: a state of the art review [J] . Water Resource Research, 1985, 21(12): 1797-1818 .
- [3] Stedinger J R, Sule B E, Loucks D P . Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization [J] . Water Resource Research, 1984, 20(11): 1499-1505 .
- [4] 周惠成,王峰,唐国磊,等.二滩水电站水库径流描述与优化调度模型研究[J].水力发电学报,2009,28(1):18-24,40.
- [5] Kim Y O, Palmer R N . Value of seasonal flow forecasts in bayesian stochastic programming [J] . Journal of Water Resource Plan Management, 1997, 123(6): 327-335 .
- [6] 陈立华,梅亚东,董雅洁,等.改进遗传算法及其在水库群优化调度中的应用[J].水利学报,2008,39(5):550-556.
- [7] Tejada-Guibert J A, Hohson S, Stedinger J R . The value of hydrologic information in stochastic dynamic programming models of a multi-reservoir system [J] . Water Resources Research, 1995, 31(10): 2571-2579 .
- [8] 刘起方,马光文,刘群英,等.对分插值与混沌嵌套搜索算法在梯级水库联合优化调度中的应用[J].水利学报,2008,39(2):146-150.
- [9] 董子敖.水库群调度与规划的优化理论和应用[M].济南:山东科学技术出版社,1989.
- [10] Mujumdar P P, Nirmala B . A Bayesian Stochastic Optimization Model for a Multi-Reservoir Hydropower System [J] . Water Resource Management, 2007, 21(3): 1465-1485 .

(下转第656页)

Optimal operation model for hydropower station considering the inflow forecast and its uncertainty

TANG Guo-lei¹, ZHOU Hui-cheng¹, LI Ning-ning², WANG Ya-jun³

(1. *Dalian University of Technology, Dalian 116023, China;*

2. *Dalian Neusoft Institute of Information, Dalian 116023, China;*

3. *Ertan Hydropower Development Company, Ltd, Chengdu 610021, China*)

Abstract: This paper presents an optimal operation model for hydropower station considering the inflow forecast and its uncertainty through a posterior transition probability and predictive probability. Taking the Ertan Hydropower Station as an example, the optimal operation model is formulated by utilizing the runoff forecast with various lead-times as hydrological regime including the observed and predicted runoffs. The results demonstrate that the proposed optimal operation model improves the current models for both runoff and hydropower optimization, and yields higher hydropower production and reasonable storage hydrographs effectively.

Key words: optimal operation; uncertainty; posterior inflow transition probability; predictive probability

(责任编辑: 王成丽)