

Long Term Typical Day Peak Load Regulation Method for Hydropower Station Group

Lifei Sun¹, Jianjian Shen^{1*}, Jun Zhang²

¹Institute of Hydropower & Hydroinformatics, Dalian University of Technology, Dalian Liaoning

²Zhejiang Power Dispatching and Control Center, Hangzhou Zhejiang

Email: sunlifei1992@foxmail.com, *shenjj@dlut.edu.cn

Received: May 2nd, 2017; accepted: May 20th, 2017; published: May 23rd, 2017

Abstract

The provincial power grid, which is located in the east of our country's economic load center, is faced with great peak load pressure. In terms of optimization of hydropower's Long term peak load dispatching, a long-term optimal dispatching model of hydropower station is established, which is based on the maximum benefit of typical daily peak regulation of power network. A Peak regulation preference parameter is also defined. Based on the correlation factor, the relationship between electricity and peak load regulation is constructed in long term hydropower dispatching, and then optimize peak value parameter after trials and analysis, balancing contradictory between the long term power benefit and the typical peak load regulation of power grid. The model uses POA, DDDP, DPSA algorithm to solve the problem. The typical load distribution problem of power network is treated by the successive load shedding algorithm. The results show that the proposed model and method can ensure the long term peak regulation capability of hydropower system under the premise of ensuring that the power consumption is not obvious. The proposed model and method have good practical value.

Keywords

Hydropower Plants, Long Term, Peak Regulation Benefit, Typical Day, Optimal Operation

水电站群长期典型日调峰调度方法

孙立飞¹, 申建建^{1*}, 张俊²

¹大连理工大学水电与水信息研究所, 辽宁 大连

²国网浙江电力调度控制中心, 浙江 杭州

Email: sunlifei1992@foxmail.com, *shenjj@dlut.edu.cn

收稿日期: 2017年5月2日; 录用日期: 2017年5月20日; 发布日期: 2017年5月23日

作者简介: 孙立飞(1992), 男, 硕士研究生, 研究方向: 水电系统及电网调度。

*通讯作者。

摘要

地处我国东部经济负荷中心地区的省级电网普遍面临着巨大的调峰压力,充分发挥水电的调峰能力对电网调度具有实际意义。针对水电站群长期调峰优化问题,本文提出了一种以电网典型日调峰效益最大为优化目标的水电调度模型。该模型定义了一个调峰偏好参数,并以此为关联因子构建了水电长期调度中电量与调峰之间的相关联系。通过试算优化调峰偏好参数的数值大小,平衡水电站长期电量效益与电网典型日调峰效益间的矛盾。模型求解方法吸收了POA、DDDP、DPSA等成熟的算法优化思路,并在水位迭代寻优过程中耦合了逐次切负荷算法处理电站典型日电站出力分配问题,联合多种寻优算法对模型进行高效求解。最后以编制浙江电网省调水电站群长期调度方案为例,对所提模型及方法进行验证。结果表明,所提模型及方法在保证水电系统电量不受明显损失的前提下,能有效发挥水电系统的长期调峰能力,具备良好的实用价值。

关键词

水电, 长期, 调峰效益, 典型日, 优化调度

Copyright © 2017 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

近年来,随着电力系统负荷峰谷差率的快速提升,我国区域电网,尤其是地处东部经济负荷中心地区的电网面临着严重的调峰压力,电网调峰需求迫切。水电具备启停灵活、发电成本低廉的优点,是电网中优质的调峰能源,提高水电的调度水平,发挥水电的调峰能力,对电网调度具有极大的正面效益。水电长期调峰调度的任务是编制考虑电网短期的调峰需求的水电长期发电计划,通过建立短期调峰评价指标指导水电站长期的出力分配。此类调度问题的意义在于可将水电及电网长短期调度需求统一到一个模型之中,在目前大电网平台水电调度的背景下,更利于发挥水电的调峰作用,高效编制水电系统的发电计划。

传统的水电长期调峰调度研究思路主要有两种,一是通过限制电站或水电系统的出力范围[1],以达到各月预留水电调峰出力空间的目的;二是构建调峰效益期望最大模型[2][3][4],通过假定水电站出力上限在出力区间上服从均匀分布,以此构建调峰效益期望公式,实现系统调峰效益最大。但上述两种思路在确定水电站出力范围以及水电站最大出力的限制函数时尚未有确定的方法,需依赖人工经验。为克服人工经验对调度的影响,部分学者采用典型日负荷来描述电网各月的调峰需求,李彬艳[5]将典型日分时电价纳入至长期调峰的目标函数,但实际考虑的是电站发电效益,并非电网真实的调峰需求。武新宇[6]以典型日调峰电量最大为调度目标,构建的调度方法取得了良好的调峰效果,但所建模型无法确保电站总发电量无明显损失。已有研究取得了一定的成果,但仍具有局限性,且现阶段鲜有能实现兼顾长期电量与短期调峰两方面效益的水电站群长期调峰调度方法。

为此,本文针对上述水电站群长期调峰优化问题,建立了以典型日调峰效益最大为目标的长期调峰调度模型,并定义了一个调峰偏好参数,以此作关联因子构建了水电电量与调峰效益间的相关联系,通过试算优选调峰偏好参数的数值大小,将其用于指导长期各阶段电量分配结果,实现了平衡水电站长期电量与典型日调峰两方面效益的目的。模型求解方法吸收了POA、DDDP、DPSA [7]等成熟的算法的优化思路,并在水位迭代寻优过程中耦合了逐次切负荷算法处理水电站典型日出力分配问题,联合多种寻优算法对模型进行高效求解。最后以浙江电网省调水电站群的调度实例对所提模型与方法进行了验证。

2. 数学模型

2.1. 目标函数

水电站长期调度，多以月或旬为计算尺度，一年或多年为计算周期。常用的调度模型有发电量最大模型，其调度目标是使调度期内水电系统的总发电量最大，以获得更高的发电效益，目标函数可表示为：

$$F_1 = \text{Max} \sum_{m=0}^M \sum_{t=0}^T p_{m,t} \times \Delta t \quad (1)$$

但由于目前我国水电站的调度权归电网所有，其调度运行的目标往往并非简单的电站自身效益最大，而需兼顾电网的运行需求，由于电网普遍的调峰需求以及各月负荷特性的明显差异，水电站等量的发电量在年内不同月份，日内不同时刻除具有相同的电量效益，还具备不同的电力调峰效益，后者在常规的水电长期调度方法中常被忽略。为充分体现水电电量及调峰的价值，本文认为电量效益系数为一常量，令其取值为 1，同时定义一个调峰效益系数，为一变量 $\alpha_{t,i}$ 。以水电站典型日调峰效益最大为目标，建立长期优化调度模型，目标函数表示如下：

$$F_2 = \text{Max} \sum_{m=0}^M \sum_{t=0}^T \sum_{i=0}^I p_{m,t,i} \times (1 + \alpha_{t,i}) \times \Delta i \quad (2)$$

式中： F_1 表示发电量最大的目标， F_2 表示典型日调峰效益最大的目标， m 表示电站编号， M 表示参与计算的电站总数， t 表示调度时段编号， T 表示整个调度周期， i 表示典型日时段标号， I 表示典型日时段总长度， $p_{m,t,i}$ 表示电站 m 时段 t 对应的典型日 i 时刻的出力， $\alpha_{t,i}$ 表示时段 t 对应的典型日 i 时刻的发电效益系数， Δi 表示典型日时段长。

2.2. 约束条件

1) 水量平衡约束：

$$V_{m,t+1} = V_{m,t} + (Q_{m,t} - q_{m,t} - qd_{m,t}) \Delta t \quad (3)$$

式中

$$Q_{m,t} = In_{m,t} + \sum_{k=1}^K S_{k,t} \quad (4)$$

2) 始末水位约束：

$$Z_{m,T} = Z'_m \quad (5)$$

3) 出库流量约束：

$$S_{m,t}^{\min} \leq S_{m,t} \leq S_{m,t}^{\max} \quad (6)$$

4) 发电流量约束：

$$q_{m,t} \leq q_{m,t}^{\max} \quad (7)$$

5) 库水位约束：

$$Z_{m,t}^{\min} \leq Z_{m,t} \leq Z_{m,t}^{\max} \quad (8)$$

6) 电站出力约束：

$$P_{m,t}^{\min} \leq P_{m,t} \leq P_{m,t}^{\max} \quad (9)$$

7) 泄流设备最大过流能力约束：

$$qd_{m,t} \leq \bar{q}_{m,t} \quad (10)$$

式中： $V_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的总蓄水量； $Q_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的入库流量， $q_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的

发电流量, K 表示电站 m 的直接上游电站数, k 表示上游电站编号, $In_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的区间流量, $S_{k,t}$ 表示电站 m 的第 k 个直接上游电站在时段 t 的出库流量; $qd_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的弃水流量; Δt 表示 t 时段小时数; $Z_{m,T}$ 表示电站 m 在调度周期末的水位; $q_{m,t}^{\max}$ 表示电站 m 在时段 t 的发电流量上限; $S_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的出库流量, $S_{m,t}^{\max}$ 和 $S_{m,t}^{\min}$ 分别表示电站 m 在时段 t 的出库流量上下限; $Z_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的出库水位, $Z_{m,t}^{\max}$ 和 $Z_{m,t}^{\min}$ 分别表示电站 m 在时段 t 的库水位上下限; $p_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的出力, $p_{m,t}^{\max}$ 和 $p_{m,t}^{\min}$ 分别表示电站 m 在时段 t 的出力的上下限, $\bar{q}_{m,t}$ 表示电站 m 在时段 t 的最大泄流能力。

3. 求解方法

与常规水电站群长期调度模型求解方法不同, 求解水电站典型日调峰效益最大模型的关键除需明确最优解搜索策略, 还需解决两个主要问题: 一是明确调峰效益系数 $\alpha_{t,i}$ 的物理意义, 构建其与调峰评价指标的关系曲线; 二是确定水电站典型日电力分配方法, 计算水电站典型日出力过程。

3.1. 调峰关系曲线

水电站调峰调度的目的是使得电力系统扣除水电出力后的剩余负荷波动减小, 以便更好地安排火电等其他电源的发电计划。显然 $\alpha_{t,i}$ 应是与水电站该时刻面临负荷调峰难度正相关的一个变量, 为简化表示, 认为二者一元线性正相关, 如此可构建 $\alpha_{t,i}$ 与负荷峰谷差的相关曲线, 定义为调峰关系曲线, 表示如下:

$$\alpha_{t,i} = \beta (C_t^i - C_t^{\min}) / C_t^{\max} \quad (11)$$

式中: β 定义为调峰偏好参数, 取值范围为 $[0, +\infty)$; C_t^i 表示 t 时段 i 时刻的电网典型日负荷, C_t^{\min} 表示 t 时段对应的典型日最小负荷值, C_t^{\max} 表示 t 时段对应的典型日最大负荷值。

若给定 β 取值, 典型日各时刻 $\alpha_{t,i}$ 即可确定。此时可将式(2)表示为:

$$F_2 = \text{Max} \sum_{m=0}^M \sum_{t=0}^T \sum_{i=0}^I p_{m,t,i} \times \left(1 + \beta (C_t^i - C_t^{\min}) / C_t^{\max} \right) \times \Delta i \quad (12)$$

式中: β 取值对调度结果有显著影响, 其大小可认为是调度者对电量效益和调峰效益的偏好程度的高低, 取值越大, 表示决策者对调峰效益的偏好程度越高, 反之表示决策者对调峰的偏好程度越低, 当 $\beta = 0$ 时, $\alpha_{t,i} = 0$, 决策者不在乎水电的调峰效益, 目标函数 2 的求解效果应与以发电量最大为目标的求解效果一致; 当 $\beta \rightarrow +\infty$, 决策者不在乎水电的电量损失, 目标函数 2 的求解效果应与以典型日调峰电量最大为目标的求解效果一致。

3.2. 典型日电力分配方法

求解水电站典型日出力过程需经过两个步骤, 一是确定水电站典型日分配电量大小, 二是将典型日电量分配至日内各时段。

水电站典型日电量 $E_{m,t}$ 可通过将水电站月平均出力按当月平均负荷与该月典型日平均负荷的比值进行缩放确定, 公式表示如下:

$$E_{m,t} = p_{m,t} * \sum_{i=1}^{24} C_t^i / C_t \quad (13)$$

式中: $E_{m,t}$ 表示电站 m 在第 t 个调度时段对应的典型日的电量, $p_{m,t}$ 表示电站 m 在第 t 个调度时段平均出力, C_t 表示第 t 个调度时段电网平均负荷。

典型日的电量的日内分配方法本文选用逐次切负荷法求解, 其具体步骤可参考文献[8]。

3.3. 搜索策略及求解步骤

本模型最优解采用 POA、DDDP、DPSA 算法联合求解, 其思路为: 采用 POA 算法将多阶段调度问题分解

成多个两阶段子问题，并以耦合了逐次逼近思路的 DDDP 算法求解各子问题，子问题仅优选相邻两时段的目标函数值，逐时段寻优，直至收敛。

耦合上述调峰关系曲线构造方法及典型日电力分配方法，可以给出具体的求解步骤：

- (1) 令迭代次数 $k = 0$ ，同时以等流量法计算生成模型初始解；
- (2) 选择具有中长期调节性能的电站，将其按流域分为 N 组；
- (3) 令 $t = 1$ ；
- (4) 若 $k > 0$ ；判断是否有电站两阶段水位过程发生变化。若有，则令流量搜索步长 $\varepsilon = \varepsilon_0$ ，转步骤(5)。若无，则令 $t = t + 1$ ，若 $t > T$ ，转步骤(12)，否则重复本步骤；
- (5) 令电站组数 $n = 0$ ，令调峰偏好参数 β 取个固定值 β_0 ；
- (6) 据式(11)更新典型日剩余负荷各时刻对应的调峰效益系数 $\alpha_{t,i}$ ；
- (7) 将第 n 组中各水库两阶段末水位 Z'_m 和 Z_m^{t+2} 固定，求解出库流量 S'_m 。离散 S'_m 得到 3 个出库流量点，数值大小记为 $S'_{m,k} = S'_m + (2 - k) \times \varepsilon, k = 1, 2, 3$ 。所有 $S'_{m,k}$ 的组合共记 3^{Mn} 个状态。对组内电站各状态进行遍历，搜索最优流量过程；以逐次切负荷方法计算电站 t 和 $t + 1$ 时段的典型日出力，计算两阶段调峰效益数值， 3^{Mn} 个状态全部计算完成，一次寻优即完毕；
- (8) 令 $n = n + 1$ ，若 $n < N$ ，重复步骤(7)，否则转步骤(9)；
- (9) 重复步骤(5)~(8)，若连续两次寻优结果组内电站水位过程未有改变，则转步骤(10)，否则，重复本步骤；
- (10) 令 $\varepsilon = \varepsilon / 2$ ，若 ε 符合精度，转步骤(5)；否则，转步骤(11)；
- (11) 令 $t = t + 1$ ，若 $t > T$ ，则令 $k = k + 1$ ，转步骤(12)；否则，转步骤(4)；
- (12) 若各电站水位过程本轮迭代未有改变，则计算完成；否则，转步骤(3)。

4. 应用实例

4.1. 工程背景

本文以编制浙江省内水电站群长期发电计划为例，验证本文所提方法的有效性及其可行性。

浙江境内有珊溪、紧水滩、石塘、滩坑、三溪口、湖南镇及黄坛口共 7 座省调水电站，水电装机占全省装机容量的 3.35%，占比很小，枯期主要承担电网调峰任务。此外，浙江境内还有华东电网直调水电站两座，分别是新安江、富春江电站，电力输送上海和浙江两个省网，为简化计算，出力按 50% 计入模型计算结果，电站基本参数见表 1。

4.2. 多方案调度结果分析

为验证模型及算法的合理性，本文选用水库 50% 频率区间流量作为模型输入，同时参考浙江电网实际负荷及各电站实际控制约束，选用不同的调峰效益偏好参数 β 对模型进行求解，并以调度期总发电量、枯水期发电量、年调峰效益指标等评价指标等对调度结果进行评价。其中，年调峰效益指标以 μ 表示，表达式为：

$$\mu = \sum_{t=0}^T \sum_{i=0}^I \left\{ (C_t^i - C_t^{\min}) / C_t^{\max} \right\} / I / T \quad (14)$$

式中： C_t^i 表示 t 时段典型日 i 时的刻剩余负荷， C_t^{\min} 表示 t 时段典型日剩余负荷的最小值， C_t^{\max} 表示 t 时段典型日剩余负荷的最大值。

同时，定义月调峰压力指标 μ_t ，以此反应电网各月面临的调峰压力，表达式为：

$$\mu_t = \sum_{i=0}^I \left\{ (C_t^i - C_t^{\min}) / C_t^{\max} \right\} / I \quad (15)$$

μ 值越小可认为调峰效益越好, μ_i 值越小可认为该月面临的调峰压力越小。表 2 是浙江电网各月典型日 μ_i 值表, 其中 2、9 月较大, 5、10 月较小, 分别对应电网调峰压力相对较大与较小的月份。

表 3 为多方案调度结果评价指标对比表, 因浙江水电装机容量占全省装机比重较小, 实际调峰指标绝对值下降并不明显。当 β 取 0 时, 调度模型等同于发电量最大模型, 此时周期内总发电量 51.62 亿 kWh, 枯水期发

Table 1. Basic data table of power stations

表 1. 电站基础数据表

电厂名称	机组台数	装机容量/MW	调节性能	所属流域	汛期时段
珊溪	4	200	多年调节	飞云江	
紧水滩	6	305	年调节	瓯江	
石塘	3	85.8	日调节	瓯江	
滩坑	4	604	多年调节	瓯江小溪	
三溪口	3	33.3	日调节	瓯江	4月中旬~10月中旬
湖南镇	4	320	多年调节	钱塘江	
黄坛口	2	88	日调节	钱塘江	
新安江	7	827.5	多年调节	新安江	
珊溪	4	200	多年调节	飞云江	

Table 2. Comparison of typical daily peak shaving pressure for Zhejiang power grid

表 2. 浙江电网各月典型日调峰压力对照表

月份	μ	月份	μ	月份	μ
1月	18.289%	5月	15.645%	9月	18.713%
2月	19.259%	6月	18.272%	10月	16.177%
3月	18.311%	7月	17.864%	11月	17.241%
4月	18.112%	8月	18.699%	12月	17.148%

Table 3. Multi scheme comparison of evaluation results of scheduling results

表 3. 多方案调度结果评价指标表对比表

方案	β 值	枯水期发电量(亿 kWh)	总发电量(亿 kWh)	年调峰效益指标	调峰指标下降速度
方案 1	$\beta = 0$	17.96	51.62	17.545%	-
方案 2	$\beta = 0.01$	18.02	51.61	17.541%	2.34%
方案 3	$\beta = 0.1$	19.08	51.50	17.527%	0.87%
方案 4	$\beta = 0.3$	19.45	51.30	17.520%	0.22%
方案 5	$\beta = 0.5$	20.27	51.28	17.513%	0.18%
方案 6	$\beta = 0.7$	19.87	51.28	17.508%	0.14%
方案 7	$\beta = 1$	18.92	51.25	17.501%	0.13%
方案 8	$\beta = 1.3$	19.09	51.24	17.496%	0.10%
方案 9	$\beta = 1.5$	19.37	51.12	17.492%	0.10%
方案 10	$\beta = 1.7$	19.69	51.07	17.489%	0.09%
方案 11	$\beta = 2$	19.64	51.04	17.486%	0.07%
方案 12	$\beta = 10$	20.63	50.94	17.471%	0.01%
方案 13	$\beta = 100$	20.78	50.83	17.466%	0.00%

电量 17.96 亿 kWh。随 β 的取值增大，调度期总发电量逐步减小，年调峰效益指标数值减小，调峰指标下降速度减慢，枯水期发电量呈波动上升趋势，对比以发电量最大为目标的方案，枯水期总发电量有明显提升。

图 1 是多方案水电系统各月出力过程对比图，据图显示，水电系统二月发电量变化明显，随 β 取值增大，该月发电量呈明显增大趋势。出现此类状况的原因是，浙江电网原始负荷二月峰谷差率最大，对应调峰压力最大，10 月峰谷差率最小，对应调峰压力最小。

4.3. 典型方案与常规方案对比分析

为进一步将所提模型与方法与常规调度方法进行对比，本节选取方案 5、7、13 作为调度模型的典型方案，与水电站调度中常用的发电量最大方案进行对比，图 2 是四个方案对应的 2 月与 10 月的典型日剩余负荷对比图。据图可知，浙江电网 2 月典型日原始负荷变幅较大，原始调峰难度大，10 月典型日原始负荷变幅较小，原始调峰难度小。随 β 取值增大，水电系统 2 月典型日发电量逐步提升，剩余负荷减小。10 月典型日发电量逐步下降，剩余负荷上升。可见，随着对水电调峰效益偏好程度的提高，水电调度期内发电量逐步向调峰压力大的月份转移，各月典型日的剩余调峰压力倾向于均匀分布，如此可避免个别调峰困难月份发电计划难以安排的情况。

与常规调度方案相比，采用本文所提模型对电站进行调度，电站的运行状况有显著改变。图 3 是发电量最大方案与方案 5、7、13 中浙江电网主要水电站水位及出力过程对比图。随 β 取值增大，水库汛前水位消落更深，汛后提前消落，出现这种情况的原因是所提模型为提高水电 2 月的调峰能力，集中水量于 2 月发电，电量明显

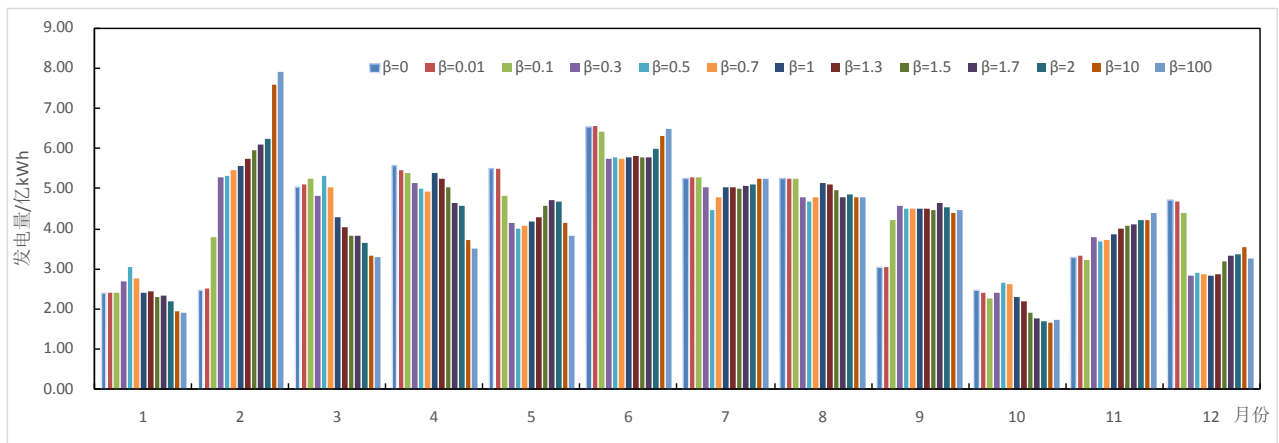


Figure 1. Multi scheme comparison of hydropower system generation in each month

图 1. 多方案水电系统各月发电量对比图

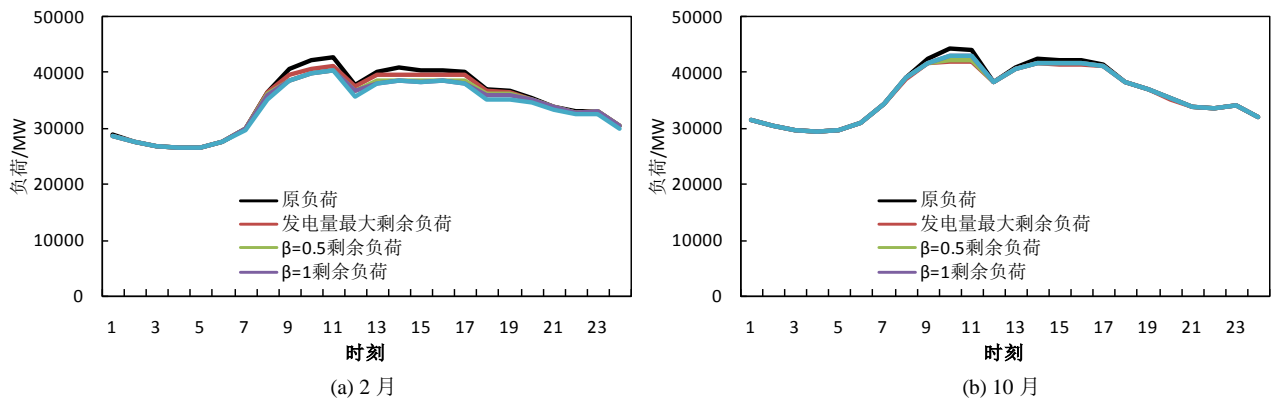
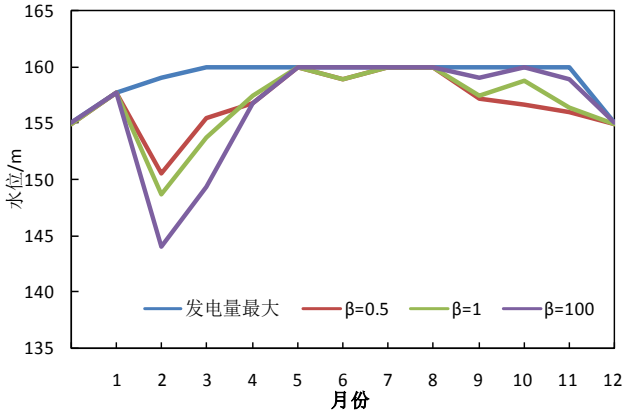


Figure 2. Multi scheme comparison of the typical day residual load in February and October

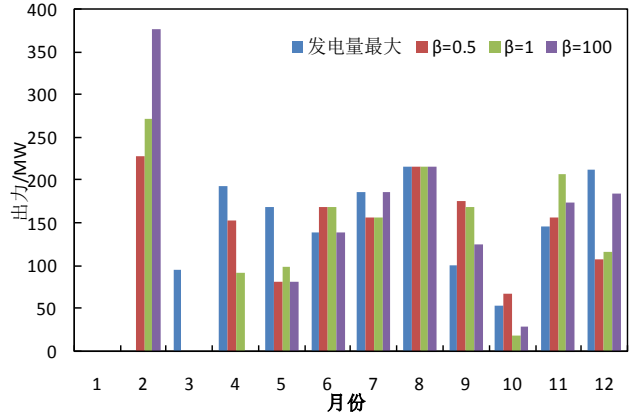
图 2. 多方案 2、10 月份典型日剩余负荷对比图

向 2 月转移, 同时 10 月因原始负荷峰谷差率较小, 调峰能力降低, 电量从 10 月转出。若 β 取值过大, 水位与出力变幅过于显著, 此时反而不利于电站调度。综合考虑各项指标及电站运行状态, 建议浙江电网调峰偏好参数取 0.7~1.3 之间为宜。

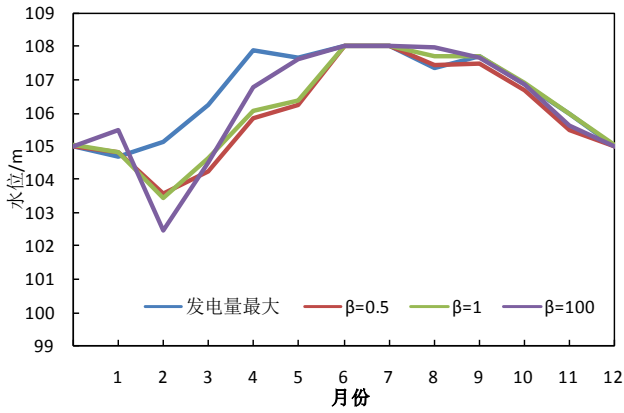
上述实例表明, 本文所提长期调峰模型的主要优点在于水电长期发电调度中考虑了典型日的调峰问题, 可将短期电力电量平衡纳入到长期调度计算过程中, 在编制长期发电计划的过程中耦合了典型日的负荷分配过程, 有效避免了制定的长期调度方案, 短期参考时因调峰需求难以适用的问题, 具备良好的实用性。同时, 针对不同的工程实例, 可通过试算调整 β 取值大小, 规避调峰过程电量损失过大的弊端, 实现电量与调峰效益的兼顾。



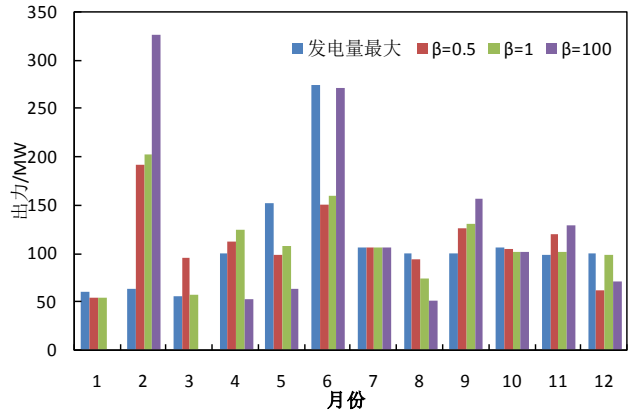
(a) 滩坑水位



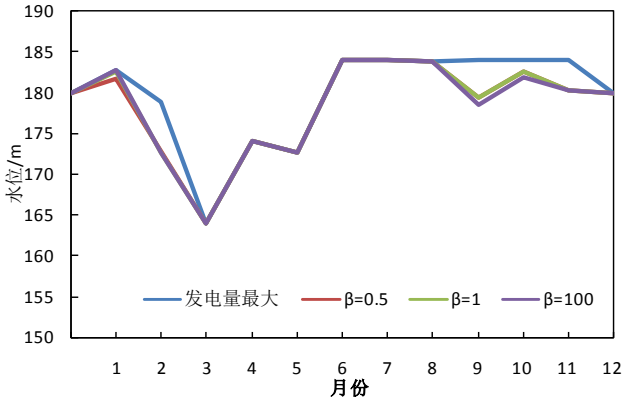
(b) 滩坑出力



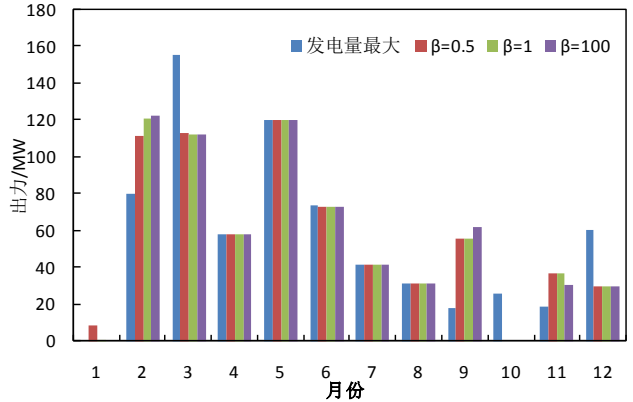
(c) 新安江水位



(d) 新安江出力



(e) 紧水滩水位



(f) 紧水滩出力

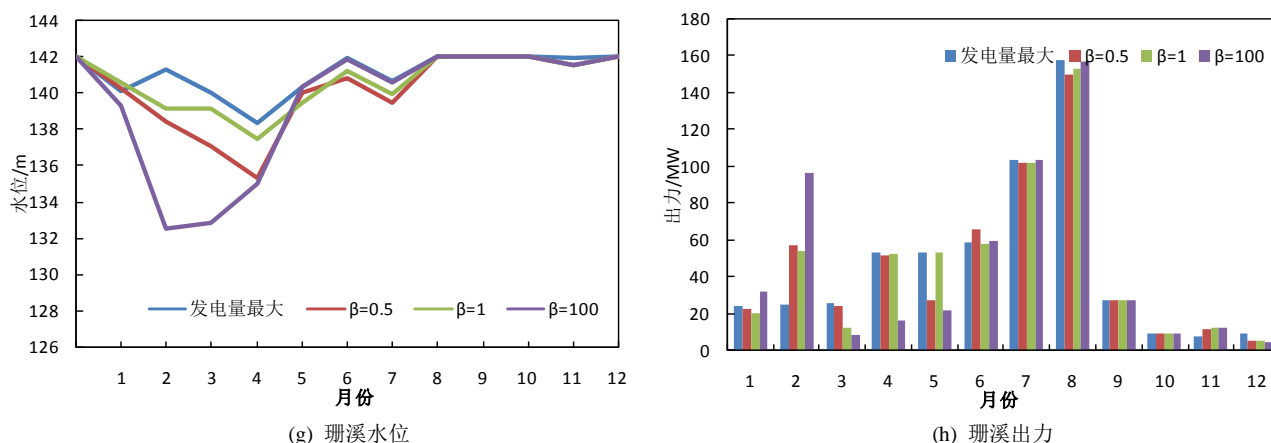


Figure 3. Multi scheme comparison of the water level and the average output of the main power stations

图3. 多方案主要电站水位及平均出力过程对比图

5. 结论

本文提出了一种水电站群长期调峰优化调度方法, 构建了以典型日调峰效益最大为目标的水电站群长期优化调度模型, 同时提出了以调峰偏好参数为关键因子的模型求解策略, 将电网典型日调峰需求纳入水电系统长期优化调度的考虑之中。浙江电网省调水电站群的调度实例的求解结果表明:

1) 所提方法通过合理优化各月电站平均出力过程, 在保证水电系统总发电量没有明显损失的前提下, 能有效提升水电系统的短期调峰能力, 实现长期调度中电量效益与调峰效益的兼顾, 为我国调峰压力较大的电网水电调度提供了一种高效可行的技术手段。

2) 所提方法通过试算优选调峰效益偏好参数, 可有效避免因调峰造成的电量过度损失, 或者各月出力变幅过于显著的不利情况, 具有良好的实用性。

基金项目

国家自然科学基金面上项目(51579029); 中央高校基本科研业务费专项资金资助(DUT16QY30)。

参考文献 (References)

- [1] 温权, 张士军, 张勇传. 葛洲坝隔河岩联合调峰长期优化调度[J]. 华中理工大学学报, 1999, 27(2): 55-57.
WEN Quan, ZHANG Shijun and ZHANG Yong. Long term optimal dispatch of Gezhouba Dam river rock combined peak shaving. Journal of Huazhong University of Science and Technology, 1999, 27(2): 55-57. (in Chinese)
- [2] 李承军, 马寅午. 水电站调峰效益期望模型初探[J]. 水电能源科学, 1997, 15(4): 17-21.
Li Chengjun, Ma Yinwu. Primary study on the mathematic model of peak load hydroelectric plant. Water Resources and Power, 1997, 15(4): 17-21. (in Chinese)
- [3] 何莉, 伍永刚, 张勇传, 等. 梯级水电站短期调峰运行方式研究[J]. 水力发电, 2006, 32(5): 71-73.
HE Li, WU Yonggang, ZHANG Yong, et al. Research on the short-term peak load operation mode of cascade hydropower stations. Water Power, 2006, 32(5): 71-73. (in Chinese)
- [4] 苏学灵, 纪昌明, 黄小锋, 等. 混合式抽水蓄能电站在梯级水电站群中的优化调度[J]. 电力系统自动化, 2010(4): 29-33.
SU Xueling, JI Changming, HUANG Xiaofeng, et al. Optimal dispatch of hybrid pumped storage power station in cascade hydropower stations. Automation of Electric Power Systems, 2010, 43(3): 29-33. (in Chinese)
- [5] 李彬艳. 水电站长期调峰初步研究[D]: [硕士学位论文]. 武汉: 华中科技大学, 2007.
LI Binyan. Research on long term peak regulation of hydropower station. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2007. (in Chinese)
- [6] 武新宇, 程春田, 李刚, 等. 水电站群长期典型日调峰电量最大模型研究[J]. 水利学报, 2012, 43(3): 363-371.
WU Xinyu, CHENG Chuntian, LI Gang, et al. Long term group typical daily maximum peaking capacity model of hydropower

- station. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2012, 43(3): 363-371. (in Chinese)
- [7] 程春田, 申建建, 武新宇, 廖胜利. 大规模复杂水电优化调度系统的实用化求解策略及方法[J]. *水利学报*, 2012, 43(7): 785-795, 802.
CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, WU Xinyu, et al. Practical solution strategies and methods of large-scale complex hydro-power system operations. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2012, 43(7): 785-795, 802. (in Chinese)
- [8] 廖胜利, 程春田, 蔡华祥, 等. 改进的火电调峰方式[J]. *电力系统自动化*, 2006, 30(1): 89-93.
LIAO Shengli, CHENG Chuntian, CAI Huaxiang, et al. Thermal power peaking improved method. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 30(1): 89-93. (in Chinese)