

文章编号: 0559-9350(2023)04-0392-13

复杂水利-电力约束下梯级水电站短期多层次多目标优化调度研究

闻昕^{1,2}, 刘凡骞¹, 谭乔凤¹, 王浩³

(1. 河海大学 水利水电学院, 江苏 南京 210098; 2. 河海大学 水安全与水科学协同创新中心, 江苏 南京 210098;

3. 中国水利水电科学研究院, 北京 100038)

摘要: 电网高强度的调峰调频任务和流域严格的水量调度要求, 限制了梯级水电站调度运行的优化空间, 造成水调电调协调困难、效益发挥不充分、机组长时间低效运行等问题。本文统筹考虑梯级水电站发电效益、调峰能力以及运行工况等目标, 分别建立电网、梯级、电站等不同层级的调度模型, 研究多层次多目标协同优化机制, 提出模型求解方法。通过不同层级之间相互嵌套, 滚动向前, 在复杂水利-电力约束条件下保证梯级电站的安全高效运行。以黄河上游水电基地为例, 该方法可在保障黄河流域水量调度要求和西北地区高比例风光全额消纳前提下, 将梯级水电站发电量提升 2.75%, 耗水率降低 2.38%, 机组低效运行时间降低 50.64%, 且有效提升水电调峰能力, 平滑了火电出力过程, 对于梯级水电科学调度和安全运行具有科学意义和实际价值。

关键词: 短期调度; 多尺度嵌套; 经济运行; 负荷分配; 黄河上游水电基地

中图分类号: TV212

文献标识码: A

doi: 10.13243/j.cnki.slxb.20220852

1 研究背景

流域梯级水电站承担发电、供水、防洪等综合利用任务, 既是双碳目标下新型电力系统建设的重要支撑, 又是流域水资源高效利用的可靠保障。近年来, 随着各省区新能源快速发展与流域水资源愈加精细和严格的管理要求, 梯级水电站既面临更高强度和频次的电网调峰、调频任务^[1-3], 又在水库出库或流域关键断面面临更多的刚性流量、水位约束^[4-5]。同时来自水利、电力两方面的要求极大限制了梯级水电调度运行的优化空间, 造成水调电调难协调、效益发挥不充分、机组长时间低效运行等问题。如何更好地统筹电力调度和水量调度任务, 进一步发挥梯级水电站的联合优化调度效益, 降低机组不利工况运行时间, 是保障梯级水电站科学调度和高效运行的关键。

梯级水电站短期优化调度通常是指以日、时或分钟为尺度的调度决策, 主要可分为跨区域多电网联合优化调度^[6-8]、区域电网优化调度^[9-10]、站间优化调度以及厂内经济运行等^[11-13], 涉及发电、调峰、防洪、灌溉、防凌、航运等单目标^[14-15]或多目标^[16-18]的优化问题。在新能源高比例接入的新形势下, 如何应对短期风光不确定性成为近年来水电短期调度研究的热点^[19-22]。例如, Wang 等^[23]以系统总出力波动最小为目标建立了风光水互补的双层调度模型, 以填补小时尺度出力波动以及减轻日内峰谷差异; Zhang 等^[24]利用日平均净负荷和波动系数描述水光互补系统净负荷, 建立短期优化运行模型, 并提出了基于波动系数的同步调峰策略。由于短期优化调度须考虑更多、更复杂的水力和电力耦合约束, 优化模型呈现高维、非线性、非凸等特点^[25-26], 这对模型求解的精度和效率提出了更高的要求。冯仲恺等^[27]在逐步优化算法的基础上提出了均匀逐步优化算法, 在一定程度上降低了求解维数。

收稿日期: 2022-10-20; 网络首发日期: 2023-02-20

网络首发地址: <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1882.TV.20230217.1055.001.html>

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(52079040); 国家重点研发计划项目(2019YFE0105200)

作者简介: 闻昕(1987-), 博士, 教授, 主要从事水利水电工程调度研究。E-mail: njwenxin@163.com

通讯作者: 谭乔凤(1991-), 博士, 教授, 主要从事水利水电工程调度研究。E-mail: qiaofengtan@126.com

Ji 等^[28]将 GPU 并行加速技术引入水库调度领域，通过 OpenACC 实现算法并行求解以减少计算时间。综上，目前梯级水电短期调度主要以流域梯级电站、电网水电调峰或站内经济运行单一级或两级嵌套的研究为主，电网、梯级、电站各类目标和要求相互组合影响，形成了极为复杂的高维时空互联和耦合关系，目前统筹电网、流域、电站多层次调度的研究有待深入开展。

为此，本文提出梯级水电站“电网-梯级-电站”多层次多目标优化调度方法，解决高强度调峰调频与严格水量分配约束下，水调电调协调难、效益发挥不充分等问题。本文首先分析梯级水电站发电调度和水量调度的各类目标需求，分别建立电网、梯级、电站等不同调度层级的优化调度模型，研究多层次多目标协同优化机制，提出模型求解方法，并在黄河上游梯级电站开展实例应用。

2 研究区域

黄河是我国第二长河，横跨青藏高原、黄土高原和华北平原，流域面积 79.5 万 km²。其中，黄河上游流域即河源至内蒙古托克县河口镇的黄河河段，径流量占全河 54%，集中落差 2463 m，是我国第七大水电基地，共规划建设 34 座水电站。本文以位于青海境内的黄河上游龙羊峡、拉西瓦、李家峡、公伯峡、积石峡 5 座梯级百万千瓦级水电站作为研究对象，详情见表 1，位置见图 1。

在我国主要水电基地中，黄河上游梯级水电站的水量调度与发电调度矛盾尤为突出。在水量调度方面，黄河流域水资源供需形势紧张，面临严格的水资源分配和管理要求。根据《黄河水量调度条例》^[29]，龙羊峡水库须满足每日水量下泄指标。同时，黄河上游梯级水电是我国西北地区主要的灵活性调节电源，近年来西北电网风光装机已由 0.4 亿 kW (2015 年) 快速增长至 1.7 亿 kW (2022 年)，成为我国首个以新能源为第一大电源的区域电网，由此造成梯级水电站长期面临高强度的调峰、调频以及调相要求。同时来自水利、电力两方面的要求加剧了黄河上游梯级电站水调电调协调难度，造成日调节电站水位波动失稳、机组长期低效运行等一系列问题。

本文所利用数据主要包括 2021 年 11 月电网负荷过程、风光水火聚合出力过程及黄河上游 5 座梯级水电站出力过程、发电流量过程、来水与区间流量过程。

表 1 黄河上游梯级电站参数表

参数	龙羊峡	拉西瓦	李家峡	公伯峡	积石峡
电站装机容量/万 kW	128	420	200	150	102
机组台数	4	6	5	5	3
单机额定功率/万 kW	32	70	40	30	34
机组过流能力/(m ³ /s)	300	352	367	372	587
正常蓄水位/m	2600	2452	2180	2005	1856
死水位/m	2590	2450	2178	2003	1852
兴利库容/亿 m ³	247	10.79	16.5	6.2	2.63
调节能力	多年调节	日调节	日调节	日调节	日调节

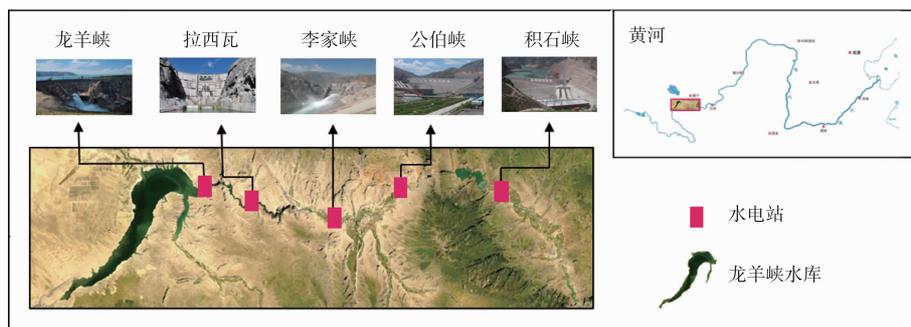


图 1 黄河上游梯级电站位置示意

3 研究方法

3.1 模型思路和框架 黄河上游梯级水电站短期调度既须满足龙头电站龙羊峡水库日总水量下泄要求，又要保证高强度调峰、调频任务下拉西瓦、李家峡、公伯峡、积石峡4座日调节电站的水位安全、平稳控制，同时尽量降低发电耗水量，优化梯级电站发电效益，提高水电调峰能力。此外，为了满足大规模新能源并网条件下电网调相要求，梯级水电站还须在保证一定机组开机数量前提下，尽量优化各机组运行工况。这些要求在不同的时间和空间尺度相互交织、彼此制约、错综复杂，黄河上游梯级水电站科学调度和安全运行面临极大挑战。

为此，本文从电网、梯级和电站等3个层级对各类调度目标和要求进行梳理分类，提出多层次多目标的水电优化调度模型框架。在电网层级，大型水电与可深度调峰的火电机组(当水电调节能力不足时参与调峰)共同承担电网的调峰调频任务，但火电机组出力的频繁调整会显著影响机组发电效率和使用寿命，增加运行成本。因此，在满足电网安全运行和风光高比例消纳的前提下，模型应通过优化电网水电和火电发电过程，增加梯级水电的调峰能力，使火电出力过程尽量平稳，减少火电机组参与调峰的频次和时间，提出水电总电量范围、总出力过程形状和各时段机组开机数量要求。在梯级层级，须在复杂的水利-电力约束条件下，通过优化站间负荷分配和蓄放水策略等方式，挖潜梯级水电站联合调度效益，得到各水电站出力过程，满足日下泄水量、日调节电站水位平稳控制等要求。在电站层级，在满足各电站安全运行要求的前提下，优化机组运行工况，降低发电耗水率。主要考虑机组安全运行和降低发电耗水率要求，通过站内负荷优化分配，提出不同水电站各机组出力过程，解决机组不利工况运行等问题。由此，通过不同层级之间相互嵌套，滚动向前，在各类复杂多变条件下保证黄河上游梯级电站的安全和高效运行。模型思路和框架详见表2和图2。

表2 多层次嵌套优化模型

层级	模型	决策对象	目标
电网	水电火电协同优化模型	水电电量范围、总出力过程形状	保障新能源消纳，平滑火电负荷过程
梯级	梯级水电站站间优化模型	梯级各水电站出力过程	增加调峰能力，提高发电量
电站	水电站站内负荷分配模型	单站各机组出力过程	优化机组运行工况，降低发电耗水率

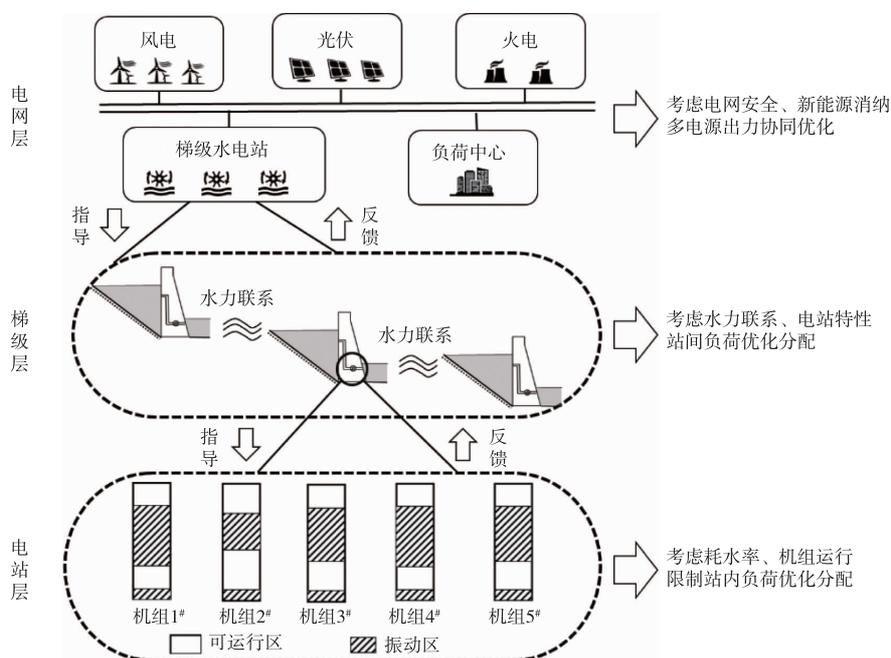


图2 多层次多目标优化调度模型框架

3.1.1 电网水电火电协同优化模型 以新能源全额消纳作为边界条件, 采用火电负荷平均距 F 最小作为电网层目标函数, 见式(1)。

$$F = \min \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \left| P_t^{\text{th}} - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t^{\text{th}} \right| \quad (1)$$

式中: t 为时段序号, $t=1, 2, \dots, T$; T 为调度时段总数; P_t^{th} 为在第 t 时段火电负荷, kW。

(1) 电力平衡约束:

$$P_t^{\text{load}} = P_t^{\text{h}} + P_t^{\text{w}} + P_t^{\text{s}} + P_t^{\text{th}} \quad (2)$$

式中: P_t^{load} 为 t 时段电网负荷, kW; P_t^{h} 、 P_t^{w} 、 P_t^{s} 、 P_t^{th} 分别为在 t 时段内水电、风电、光电、火电的聚合出力, kW。

(2) 水电站可调度电量约束:

$$E^{\text{h}} = \sum_{t=1}^T P_t^{\text{h}} \Delta t \quad (3)$$

式中: E^{h} 为梯级水电站可调度电量, kWh; Δt 为调度时段时长。

(3) 出力约束:

$$\begin{cases} P_t^{\text{th}, \min} \leq P_t^{\text{th}} \leq P_t^{\text{th}, \max} \\ P_t^{\text{h}, \min} \leq P_t^{\text{h}} \leq P_t^{\text{h}, \max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_t^{\text{th}, \max}$ 、 $P_t^{\text{th}, \min}$ 分别为火电出力上、下限, kW; $P_t^{\text{h}, \max}$ 、 $P_t^{\text{h}, \min}$ 为水电出力上、下限, kW。

(4) 爬坡能力约束:

$$|P_t^{\text{th}} - P_{t+1}^{\text{th}}| \leq UR^{\text{th}, \max} \quad (5)$$

式中 $UR^{\text{th}, \max}$ 为火电最大爬坡能力, kW。

(5) 旋转备用容量约束:

$$\begin{cases} P_t^{\text{th}, \max} - P_t^{\text{th}} \geq SR^{\text{th}} \\ P_t^{\text{h}, \max} - P_t^{\text{h}} \geq SR^{\text{h}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: SR^{h} 为水电旋转备用容量, kW; SR^{th} 为火电旋转备用容量, kW。

(6) 梯级水电站机组开机台数约束: 为满足大规模新能源并网条件下电网调相要求, 考虑电力设备实测参数、运行限值、过负荷能力等情况, 按下述运行控制原则确定梯级水电站机组开机台数。

$$M^{\text{on}, \min} \leq m_t^{\text{on}} \leq M^{\text{on}, \max} \quad (7)$$

式中: m_t^{on} 为 t 时段梯级水电站开机台数; $M^{\text{on}, \max}$ 、 $M^{\text{on}, \min}$ 为梯级水电站最大、最小开机台数限制。

3.1.2 梯级水电站站间负荷分配模型 本文以各电站水量/水位要求、梯级水电站总负荷形状作为约束条件, 以梯级水电站发电量最大作为目标函数, 建立站间优化调度模型, 见式(8)。

$$E = \max \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N P_{n,t}^{\text{h}} \Delta t \quad (8)$$

式中: n 为水电站序号, $n=1, 2, \dots, N$; N 为水电站数量; $P_{n,t}^{\text{h}}$ 为 t 时段水电站 n 的出力, kW。

(1) 梯级水电站利用规则。为满足综合利用需求, 梯级水电站龙头水库需满足调度期出库总水量要求; 下级日调节水电站保持水位平稳, 需满足日内初、末水位约束。

$$\begin{cases} W^{\text{plan}} = \sum_{t=1}^T Q_{n,t}^{\text{out}} \Delta t, \quad n=1 \\ Z_{n,1} = Z_n^{\text{start}}, \quad Z_{n,T} = Z_n^{\text{end}}, \quad 2 \leq n \leq N \end{cases} \quad (9)$$

式中: W^{plan} 为龙头水电站出库水量计划, m^3 ; $Q_{n,t}^{\text{out}}$ 为 t 时段水电站 n 平均出库流量, m^3/s ; $Z_{n,t}$ 为在 t 时段水电站 n 的水位, m; Z_n^{start} 和 Z_n^{end} 分别为水电站 n 调度期初、末水位控制要求, m。

(2) 负荷形状约束。为满足新能源消纳要求, 梯级水电站出力所承担的负荷指令呈现特定的变化模式。为此, 采用负荷形状曲线对梯级水电站出力过程进行限制, 详见式(10)。

$$\delta_t = \frac{\sum_{n=1}^N P_{n,t}^h}{\left(\sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N P_{n,t}^h \right) / T} \quad (10)$$

式中 δ_t 为梯级水电站负荷特性系数，由电网负荷分配方案中梯级水电站负荷过程确定。

(3) 水量平衡约束：

$$V_{n,t+1} = V_{n,t} + (Q_{n,t}^{\text{in}} - Q_{n,t}^{\text{out}}) \Delta t - V_{n,t}^{\text{loss}} \quad (11)$$

式中： $V_{n,t}$ 为 t 时段水电站 n 的水库库容， m^3 ； $Q_{n,t}^{\text{in}}$ 与 $Q_{n,t}^{\text{out}}$ 分别为 t 时段水电站 n 的平均入库流量与平均出库流量， m^3/s ； $V_{n,t}^{\text{loss}}$ 为 t 时段水电站 n 的水库蒸发渗漏损失， m^3 ，一般与水库水域面积有关。

(4) 水电站出力约束：

$$P_n^{\text{min}} \leq P_{n,t} \leq P_n^{\text{max}} \quad (12)$$

式中： $P_{n,t}$ 为 t 时段水电站 n 的出力， kW ； P_n^{max} 、 P_n^{min} 为水电站 n 出力上、下限， kW ； m^3/s 。

(5) 发电流量约束：

$$Q_n^{\text{gen},\text{min}} \leq Q_{n,t}^{\text{gen}} \leq Q_n^{\text{gen},\text{max}} \quad (13)$$

式中： $Q_{n,t}^{\text{gen}}$ 为 t 时段水电站 n 的发电流量， m^3/s ； $Q_n^{\text{gen},\text{max}}$ 、 $Q_n^{\text{gen},\text{min}}$ 为水电站 n 发电流量上、下限， m^3/s 。

(6) 下泄流量约束：

$$Q_n^{\text{out},\text{min}} \leq Q_{n,t}^{\text{out}} \leq Q_n^{\text{out},\text{max}} \quad (14)$$

式中： $Q_{n,t}^{\text{out}}$ 为 t 时段水电站 n 的下泄流量， m^3/s ； $Q_n^{\text{out},\text{max}}$ 、 $Q_n^{\text{out},\text{min}}$ 为水电站 n 的下泄流量上、下限， m^3/s 。

(7) 水库水位约束：

$$Z_n^{\text{min}} \leq Z_{n,t} \leq Z_n^{\text{max}} \quad (15)$$

式中： $Z_{n,t}$ 为 t 时段水电站 n 的水库水位， m ； Z_n^{max} 、 Z_n^{min} 为水电站 n 水库水位上、下限， m 。

(8) 梯级水电站水力联系

$$Q_{n,t}^{\text{in}} = Q_{n-1,t-\tau}^{\text{out}} + Q_{n,t}^{\text{mid}}, \quad n \geq 2 \quad (16)$$

式中： $Q_{n-1,t-\tau}^{\text{out}}$ 为 $t-\tau$ 时段水电站 $n-1$ 的平均出库流量， m^3/s ； τ 为水电站 $n-1$ 出库流量流达水电站 n 所需的时间， h ； $Q_{n,t}^{\text{mid}}$ 为 t 时段水电站 $n-1$ 至水电站 n 之间的区间流量， m^3/s 。

(9) 水位变幅约束：

$$|Z_{n,t} - Z_{n,t+1}| \leq \Delta Z_n^{\text{max}} \quad (17)$$

式中 ΔZ_n^{max} 为相邻时段水电站 n 水位允许最大变幅， m 。

(10) 水电站旋转备用容量约束：

$$\begin{cases} P_n^{\text{max}} - P_{n,t} \geq SR_n \\ SR_n = \mu_n SR_n^h \end{cases} \quad (18)$$

式中： SR_n 为水电站 n 旋转备用容量， kW ； μ_n 为水电站 n 的旋转备用容量系数。

3.1.3 水电站内机组负荷分配模型 在电站层面，由于各机组开机方式和电站总负荷指令已确定，关键是在满足安全运行要求的前提下，优化机组运行工况，降低发电耗水率。本文以机组安全运行作为边界条件，以机组发电耗水量 W 最小为目标函数，建立站内负荷分配模型。目标函数见式 (19)。

$$W = \min \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K Q_{n,k,t} \Delta t \quad (19)$$

式中： k 为机组序号， $k=1, 2, \dots, K$ ； $Q_{n,k,t}$ 为在 t 时段水电站 n 机组 k 的发电流量， m^3/s 。

(1) 电力平衡约束：

$$P_{n,t} = \sum_{k=1}^K P_{n,k,t} \quad (20)$$

式中 $P_{n,k,t}$ 为在 t 时段电站 n 机组 k 的出力， kW 。

(2) 机组出力、机组发电流量约束：

$$\begin{cases} P_{n,k}^{\min} \leq P_{n,k,t} \leq P_{n,k}^{\max} \\ Q_{n,k}^{\min} \leq Q_{n,k,t} \leq Q_{n,k}^{\max} \end{cases} \quad (21)$$

式中： $P_{n,k}^{\max}$ 、 $P_{n,k}^{\min}$ 为水电站 n 机组 k 出力上、下限，kW； $Q_{n,k}^{\max}$ 、 $Q_{n,k}^{\min}$ 为水电站 n 机组 k 的下发电量上、下限， m^3/s 。

(3) 机组运行区间约束：黄河上游梯级各水电站均为混流式发电机组，各机组运行区间包括两段振动区和两段稳定运行区，如图 3 所示。在发电过程中，机组仅可在两段稳定运行区运行，而根据各电站机组特性曲线，稳定运行区 I 为高效运行区，稳定运行区 II 为低效运行区。

黄河上游各电站机组运行区间约束如下：

$$\begin{cases} P_{n,k}^{\min} \leq P_{n,k,t} \leq P_{n,k}^{\alpha,\min} \\ P_{n,k}^{\alpha,\max} \leq P_{n,k,t} \leq P_{n,k}^{\alpha+1,\min} \\ P_{n,k}^{\alpha+1,\max} \leq P_{n,k,t} \leq P_{n,k}^{\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $P_{n,k,t}^{\max}$ 、 $P_{n,k,t}^{\min}$ 分别为 t 时段水电站 n 机组 k 的最大、最小出力，kW； $P_{n,k}^{\alpha,\max}$ 、 $P_{n,k}^{\alpha,\min}$ 分别为水电站 n 机组 k 第 α 个振动区的上限、下限出力，kW。

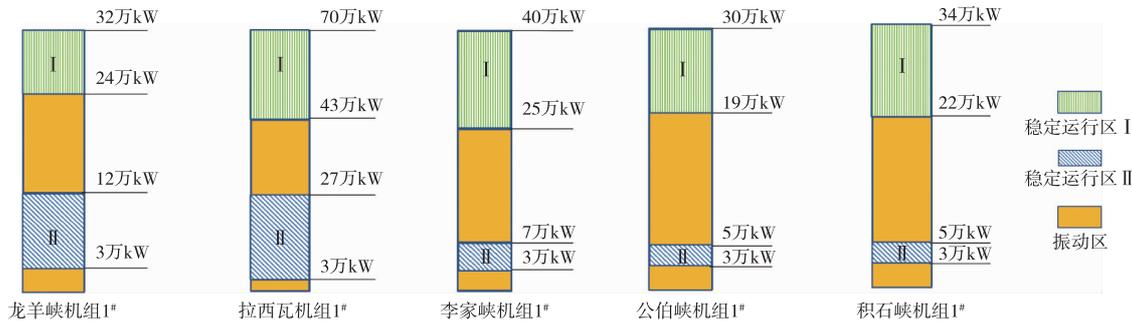


图 3 黄河上游梯级水电站典型机组运行区间

(4) 机组最短开停机持续时间约束：

$$\begin{cases} \sum_{t=T_{n,k}^{\text{on}}+1}^t D_{n,k,t}^{\text{on}} \leq S_{n,k,t} \\ \sum_{t=T_{n,k}^{\text{off}}+1}^t D_{n,k,t}^{\text{off}} \leq 1 - S_{n,k,t} \end{cases} \quad (23)$$

式中： $S_{n,k,t}$ 为 t 时段水电站 n 机组 k 的运行状态， $S_{n,k,t} = 1$ 为机组处于开机状态，否则 $S_{n,k,t} = 0$ ； $T_{n,k}^{\text{on}}$ 、 $T_{n,k}^{\text{off}}$ 为水电站 n 机组 k 最短停机时间和最短开机时间； $D_{n,k,t}^{\text{on}}$ 为机组开机操作变量， $D_{n,k,t}^{\text{on}} = 1$ 为 t 时段水电站 n 机组 k 进行了开机操作，否则 $D_{n,k,t}^{\text{on}} = 0$ ； $D_{n,k,t}^{\text{off}}$ 为机组关机操作变量， $D_{n,k,t}^{\text{off}} = 1$ 为 t 时段水电站 n 机组 k 进行了关机操作，否则 $D_{n,k,t}^{\text{off}} = 0$ 。

(5) 机组开机台数约束：

$$M_n^{\text{on},\min} \leq m_{n,t}^{\text{on}} \leq M_n^{\text{on},\max} \quad (24)$$

式中： $m_{n,t}^{\text{on}}$ 为 t 时段水电站 n 的机组开机台数； $M_n^{\text{on},\max}$ 、 $M_n^{\text{on},\min}$ 为水电站 n 的最大、最小开机台数限制。

3.1.4 “电网-梯级-电站”多层次耦合机制 本文分别建立了电网、梯级和电站等 3 个层级的优化调度模型，在此基础上，进一步研究不同层级模型之间的耦合机制，实现不同调度目标的协同优化，详见图 4。

“电网-梯级”耦合机制：电网层级通过对水电可调度电量进行分配，使火电负荷平均距降低。由于不同的负荷过程下梯级水电站可调度电量存在差异，电网层级和梯级层级之间需对负荷特征与电量信息进行互馈，电网层级接受水电可调度电量信息后更新水电所承担负荷过程，提取负荷形状特征并传递回梯级层级。梯级层级整合负荷形状特征和水量/水位等约束条件，以发电量最大为目标优化梯级各电站出力过程，并将电量信息反馈回电网层级。“梯级-电站”耦合机制：为同时满足梯级层级中负

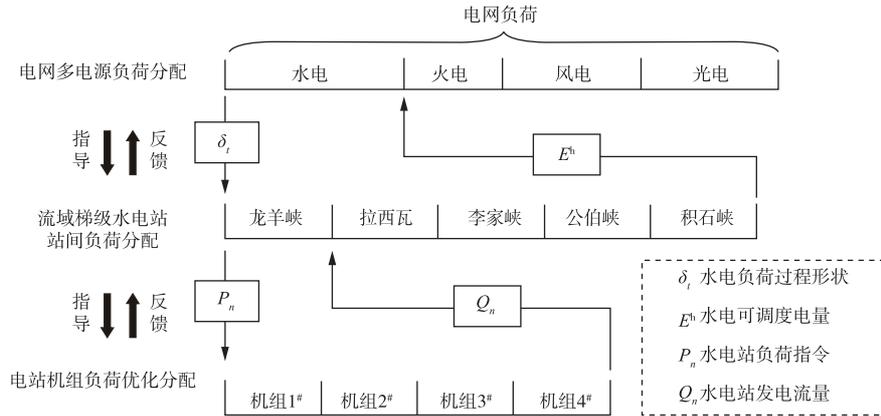


图4 多层次嵌套优化机制

荷形状约束与水量/水位约束，梯级各水电站需进行以电定水试算，电站负荷指令在机组间的优化分配不可避免。试算过程由电站层级完成，电站机组负荷分配模型在接收负荷指令和机组开机方案信息后，完成机组间负荷优化分配，计算水电站发电流量并将其反馈回梯级层级中。

3.2 模型求解方法 本文分别采用不同的优化算法对各层级调度模型进行求解。首先，采用启发式算法在电网层进行多电源协同优化；提出交错逐步优化算法，通过开机方案和水量分配的协同优化生成梯级层站间负荷分配方案；基于动态规划算法完成电站层负荷指令的机组间分配。

3.2.1 启发式算法 本文提出了一种启发式算法对多电源出力过程进行优化，该算法可通过水电可调度电量的再分配，最小化火电负荷平均距，具体计算步骤如下。

步骤1：依据次日负荷预报 P_t^{load} 、新能源功率预测 P_t^w 、 P_t^s ，确定次日等效负荷过程 P_t^{eq} 。

步骤2：以梯级水电站前一调度周期总发电量 E^{tot} 作为初始电量，采用逐次切负荷方法^[30] 获得梯级水电站在等效负荷中的工作位置 P_t^h 。

步骤3：对梯级水电站负荷指令进行修正，在梯级水电站负荷指令 P_t^h 不满足出力约束时，考虑火电爬坡能力对该时段及附近时段梯级水电站出力过程进行修正，修正量由其余时段均摊，直至梯级水电站负荷指令全部满足出力约束。

步骤4：提取梯级水电站负荷形状特征 δ_t ，输入中间层，优化梯级水电站可调度电量 $E^{\text{tot}'}$ 。

$$\delta_t = \frac{P_t^h}{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_t^h} \quad (25)$$

步骤5：判断梯级水电站可调度电量增加值 $E^{\text{tot}'} - E^{\text{tot}}$ 是否满足精度要求 ε 。若满足，结束迭代，输出多电源调度方案。若不满足，更新梯级水电站可调度电量，返回步骤2，迭代计算直至梯级水电站可调度电量增加值满足精度要求。

3.2.2 交错逐步优化算法 梯级水电站站间负荷优化分配须考虑负荷特征约束、水量/水位约束、机组开停机时间等大量时空耦合约束，加剧了优化计算的难度。本文对逐步优化算法进行了改进，提出了交错逐步优化算法，通过时空耦合约束处理策略和机组-水量联合优化实现了复杂约束下梯级水电站水头效益和容量效益的联合挖掘。

时空耦合约束处理策略：采用逐步优化原理，将调度周期以机组开停机时间为优化时段进行分解，每两个优化时段组合成新的子问题，并赋予每个子问题水量约束，满足不同时间尺度上的电站运用要求和机组开停机时间约束。梯级水电站负荷形状等空间耦合约束在每个优化时段内通过以电定水方法进行试算。算法流程见图5。

机组-水量联合优化：水量分配问题的逐步优化需要寻找两阶段间最优的一条水量分配路径，开机机组组合问题的求解需要在每个阶段生成机组开机状态集合并进行连接。因此，水量分配与机组组合的联合优化需要进行交错迭代。首先，将调度期分解为两阶段子问题并赋予水量约束，求解调度期

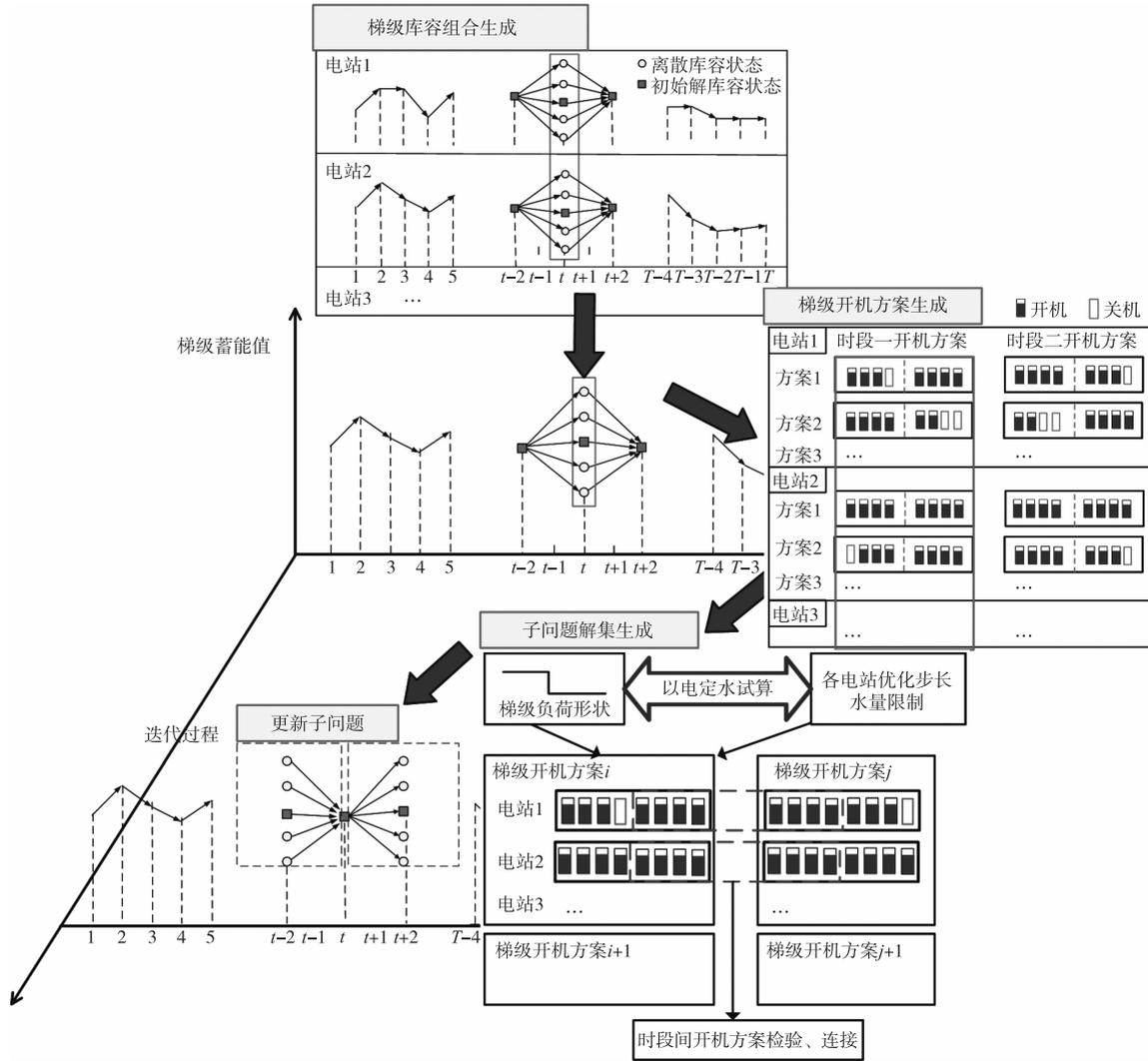


图5 交错逐步优化算法流程

机组开机方案；然后，将起始时段向后移动一个优化步长，重新分配构建水量约束子问题并求解，循环迭代直至满足计算精度。

交错逐步优化算法的求解步骤如下。

步骤 1：初始解生成策略。

- ①基于各水电站综合出力系数 A_n 和电站可用水量 W^{plan} 估算各电站调度期总电量 E_n 。
- ②采用同步调峰策略生成各水电站出力过程线，如式(26)。
- ③以最小开机台数原则确定各水电站机组开机方案 m_n ，并按照机组开停机约束修正。
- ④采用机组负荷分配模型计算调度期发电量 $Q_{n,t}^{\text{gen}}$ ，确定水位过程 $Z_{n,t}$ 及下泄流量过程 $Q_{n,t}^{\text{out}}$ 。
- ⑤若电站总水量/末水位不满足梯级水电站综合利用条件，根据水量/水位偏差按照一定步长 ΔE 调整电站调度期总电量，返回②重新计算，直至梯级电站全部计算完成。

$$P_{n,t} = E_n \delta_t \quad (26)$$

步骤 2：逐步优化子问题求解。

①将调度周期以机组最短开停机持续时间为优化时段进行分解，每两个优化时段组合成新的子问题。

②将优化时段间各水电站库容状态离散成 I 个点，组合成梯级水电站库容状态集合 $(V_{n,i})_{N \times I}$ ，计算优化时段水量限制 $W_{\text{step}}^{\text{plan}}$ 。

③确定不同水量限制下梯级各水电站可行开机台数 m_n ，组成梯级水电站开机方案 $(m_{n,i})_{N \times I}$ 。

④将初始解电量按照电站开机容量进行在水电站间分配，采用电站机组负荷分配模型确定发电流量 $Q_{n,t}^{\text{gen}}$ ，并计算是否满足水量限制 $W_{\text{step}}^{\text{plan}}$ 。若不满足水量限制，按照负荷形状调整出力过程，直至满足水量限制计算精度。

⑤优化时段间开机方案按照机组开停机约束进行组合，确定子问题开机组合方案集合及其对应的出力过程。

步骤 3：交错逐步优化。

①子问题间按照机组开停机约束对开机组合方案集合进行连接，次序检索发电量最大方案。

②将起始时刻向后顺延一个优化时段，返回步骤 2 重新分配子问题并求解。

③循环交错迭代直至满足电量增加值小于指定精度 ε 。

3.2.3 动态规划算法 本文采用动态规划算法进行站内负荷优化分配，目前已有较多成果对求解过程进行介绍，具体过程可见文献[31]。

4 结果与分析

11 月是黄河流域的凌汛准备时段，须同时考虑非凌汛期和凌汛期的水量调度要求，月下泄水量与发电量均与非汛期平均值较为接近。同时，11 月日内峰谷差较大，能反映以新能源为主的新型电力系统发电特性，在水量调度和发电调度上均具有较好的典型性。本文以 2021 年 11 月为典型时段，对黄河上游梯级电站进行优化调度计算，并与实际调度结果进行对比分析。结果显示，该方法能够在满足流域下泄水量要求、新能源高比例消纳的前提下，提升梯级水电站发电效益、确保供电可靠性，优化机组运行工况，同时避免火电站负荷频繁调整变化。优化后梯级水电站发电量由 30.97 亿 kWh 提升至 31.83 亿 kWh，增幅 2.75%；机组低效运行时间由 4057.56 h 降低至 2002.81 h，降幅 50.64%；火电负荷平均距由 916.68 万 kW 降低至 107.71 万 kW，降幅 88.25%。

2021 年 11 月 18 日，黄河上游梯级电站下泄水量和发电量均接近当月平均值，且出力过程峰谷差较大，具有较好的代表性。因此，本文选此日为典型日，进一步从多电源协同调度、水电站耗水率、容量效益-水头效益联合优化三方面对优化过程进行详细分析。

4.1 电网水电与火电协同优化结果分析 传统电网调度主要以全网电力电量平衡为主，较少考虑梯级电站发电效益、特别是水量优化方面的要求；而梯级水电则被动执行电网负荷指令，无法站在全网角度进行水电和火电的优化分配。

本文通过电网和梯级电站之间的协同，在满足新能源全额消纳的条件下，既平滑了火电发电过程线、优化火电运行工况，又提升了梯级水电的发电量。以 11 月 18 日为例，当日火电负荷平均距由 47.05 万 kW 降低至 5.45 万 kW，避免了火电出力的大幅调整。优化效果显著原因主要包括两方面：首先，优化方案提高了梯级水电站的可调度电量，使得水电在早峰与晚峰具备更强的顶峰能力，削减了火电的调峰需求，使得火电出力过程更加平稳。其次，电网火电装机占比远小于水电装机，火电负荷平均距对水电优化结果较为敏感。典型日多电源负荷分配结果见图 6。

模型优化过程中，梯级水电站发电量随火电负荷平均距的降低而增加，同时随着水电电量的增加，火电负荷平均距又进一步降低。这是由于火电负荷平均距的降低使得梯级水电站所需承担的负荷形状呈现两边优先抬升趋势，该形状变化给予了梯级水电站联合调度更大的调整空间，允许梯级水电站以更高负荷率运行，从而降低耗水率、提高发电量。梯级水电站可利用增发电量进一步平滑火电负荷过程。图 7 显示了典型日火电负荷曲线优化过程，在前三次嵌套优化中，火电负荷平均距分别降低 35.89 万 kW、3.46 万 kW、1.55 万 kW，梯级水电站发电量提升 2.24%、0.23%、0.11%。

4.2 发电耗水率优化结果分析 耗水率是反映水电站电能转化效果的指标，受各电站发电特性、发电安全约束、水资源调控要求等影响，黄河上游各电站发电耗水率优化效果存在一定差异。以 11 月 18 日为例，黄河上游梯级电站总发电量优化后由 1.01 亿 kWh 增加至 1.04 亿 kWh，龙羊峡、拉西瓦、李

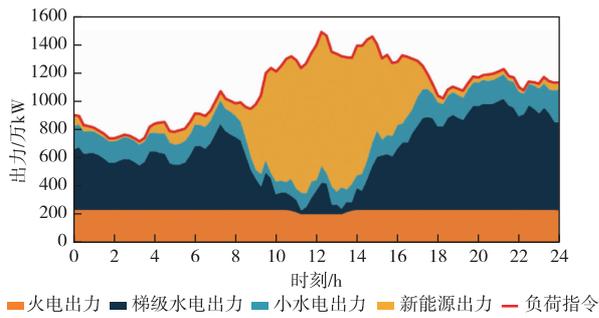


图6 多电源负荷分配结果

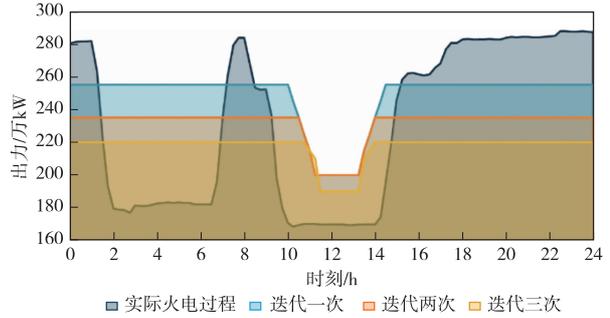


图7 火电负荷曲线优化迭代过程

家峡、公伯峡、积石峡5座电站耗水率相较实际运行分别降低了0.90%、0.62%、2.44%、4.61%、2.14%。详见表3。其中，李家峡、公伯峡、积石峡3座电站优化效果较突出，但龙羊峡、拉西瓦两座电站并没有显著提升，主要原因包括两方面：首先，龙羊峡和拉西瓦机组性能较好，日负荷率较高，加之下泄水量约束影响，因此耗水率优化空间有限；其次，龙羊峡和拉西瓦的开机台数要求较高，进一步压缩了两电站的优化空间，使得两座电站在梯级容量效益中受益较少。

表3 黄河上游梯级电站典型日优化调度结果

评价指标	龙羊峡	拉西瓦	李家峡	公伯峡	积石峡
实际装机利用率/%	65	71 ¹⁾	38	51	50
实际耗水率/(m ³ /(kWh))	2.77	1.92	3.44	3.96	5.76
优化耗水率/(m ³ /(kWh))	2.75	1.91	3.35	3.77	5.64
优化幅度/%	0.90	0.62	2.44	4.61	2.14
最小开机台数	3	3	2	1	1

注：1) 由于拉西瓦电站承担一定的常规旋转备用容量，此处装机利用率=(平均出力+备用容量)/装机容量。

4.3 容量效益和水头效益优化效果分析 梯级水电站可以通过站间负荷分配、改变蓄放水次序提高电站发电水头，发挥水头效益；同时，通过优化梯级水电站开机方式，提高各电站机组运行效率，发挥容量效益。本文提出交错逐步优化算法实现了容量效益与水头效益的协同优化，在典型日11月18日优化结果中发电量由初始解1.02亿kWh提升至1.04亿kWh，优化幅度由1.35%提升至2.63%。

(1) 容量效益优化效果。在机组开机方式方面，传统水调方案采用保守的开机策略(多开机组)且未充分考虑机组特性以及所处的运行区间。优化方案根据负荷特性、机组状态确定梯级水电站开机机组组合，有效降低了机组在线时间，解决了保守开机策略引起的效率低下问题。在黄河上游5座电站中，除了拉西瓦电站机组在线时长略增1.02%，龙羊峡、李家峡、公伯峡、积石峡4座电站机组在线时间分别下降了0.34%、19.53%、38.59%、29.17%。

在站间负荷分配方面，原本的单一电站调峰调频模式造成了梯级水电站开机容量的浪费。本文所提方法通过梯级水电站联合调峰，有效降低了梯级水电站低效运行时间。如图8所示，除了拉西瓦电站外，剩余4座电站出力波动幅度呈增加趋势，更大程度参与了电网的调峰调频指令。相比较实际运行中主要由拉西瓦电站承担电网负荷变化的情况，机组低效运行时间显著降低。在机组在线时间降低和梯级联动承担负荷变化的共同作用下，梯级电站低效运行时间降幅达48.75%，龙羊峡、拉西瓦、李家峡、公伯峡、积石峡5座电站低效运行时间分别减少42.10%、2.5%、57.14%、99.23%、83.87%。

(2) 水头效益优化效果。拉西瓦电站优先进行放水提高下游水头敏感电站发电水头，拉西瓦电站上游平均水位下降0.28m，李家峡、公伯峡、积石峡电站上游平均水位分别提升0.13m、0.07m、0.17m。典型日各电站机组运行方案以及水位过程见图8。

4.4 多层次多目标均衡关系分析 本文涉及电网、梯级、电站等3个调度层级多个不同的调度目标，不同调度目标之间存在着复杂的相互影响和制约关系。本文在建立多层次多目标调度模型的基础上，进一步通过分析火电负荷距、水电发电量以及机组低效运行时间等3个关键指标之间的相互影响，

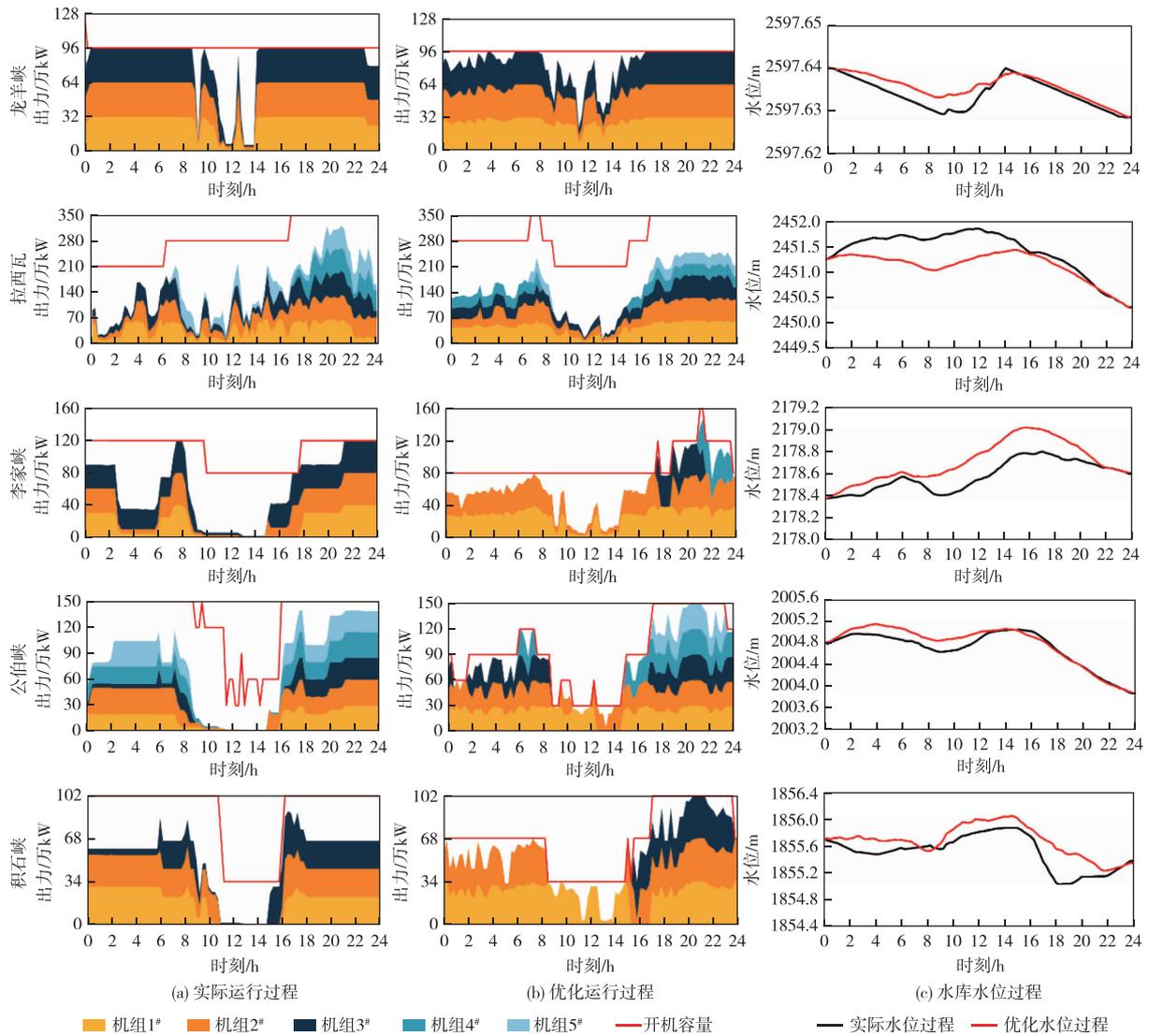


图8 典型日各电站机组运行及水位过程对比

量化不同目标之间的均衡关系。如图9所示，梯级层与电站层调度目标呈现明显正相关关系，梯级水电站发电增加率随着机组低效运行时间减少率的增加而增加；电网层与梯级层调度目标正相关关系稍弱，这是由于火电负荷距减少率不仅与梯级水电站平滑效果相关，还与当日新能源出力过程波动程度相关。综上，任一调度层级调度目标的优化可对其余调度层级目标起到促进作用，本文通过多层次多目标的优化可有效实现梯级水电站优化调度效益的最大化。

5 结论

本文面向兼具发电、供水等多任务梯级水电站的短期调度决策问题，提出梯级水电站“电网-梯级-电站”多层次多目标优化调度方法，可解决高强度调峰调频要求与流域刚性水量调度约束下，水

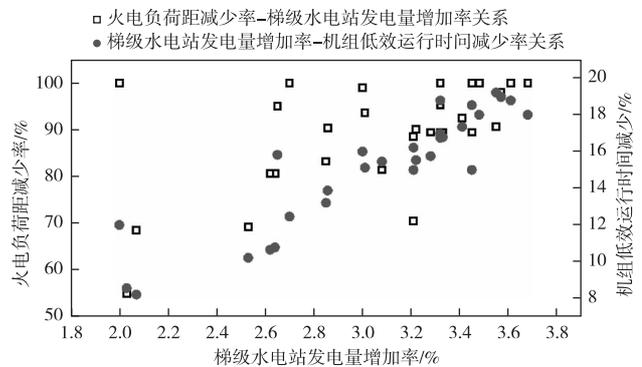


图9 火电负荷距、水电发电量以及机组低效运行时间相互关系

调电协调难、效益发挥不充分、机组长时间低效运行等问题,主要结论如下:(1)分别建立了电网、梯级和电站等3个层级的优化调度模型,提出了“电网-梯级-电站”多层次耦合机制,通过不同层级之间相互嵌套,实现了复杂水利-电力约束下梯级水电站发电效益、火电运行平稳性、水电机组运行状态的协同优化。(2)电网和梯级电站之间的协同优化,可以在满足新能源全额消纳的条件下,既平滑了火电发电过程线、优化火电运行工况,又提升梯级水电的发电量。提升了梯级水电站发电量2.75%,降低了火电负荷平均距88.25%。(3)梯级电站与电站机组之间的协同优化,可充分发挥梯级水电站容量效益与水头效益,在优化梯级水电站蓄放水次序的同时改善机组运行工况。提高了水头敏感电站发电水头,降低了机组低效运行时间50.64%。本文研究了复杂水利-电力约束下的梯级水电站短期调度方式,进一步可考虑大规模、多区域风光不确定影响,围绕梯级水电站联动消纳预测偏差、短期-实时嵌套优化调度方法等开展深入研究。

参 考 文 献:

- [1] 申建建,王月,程春田,等.水风光互补系统灵活性需求量化及协调优化模型[J].水利学报,2022,53(11):1291-1303.
- [2] 程海花,寇宇,周琳,等.面向清洁能源消纳的流域型风光水多能互补基地协同优化调度模式与机制[J].电力自动化设备,2019,39(10):61-70.
- [3] 程春田.碳中和下的水电角色重塑及其关键问题[J].电力系统自动化,2021,45(16):29-36.
- [4] 黄峰,李晓莹.黄河水量统一管理调度写下世界江河治理“中国范例”[N].黄河报,2021-12-04(001).
- [5] 苏茂林.开展更高水平的黄河水量调度[J].人民黄河,2021,43(1):1-4.
- [6] GUO Y, MING B, HUANG Q, et al. Risk-averse day-ahead generation scheduling of hydro-wind-photovoltaic complementary systems considering the steady requirement of power delivery[J]. Applied Energy, 2022, 309: 118467.
- [7] FENG Z, NIU W, CHENG C, et al. Peak shaving operation of hydro-thermal-nuclear plants serving multiple power grids by linear programming[J]. Energy, 2017, 135: 210-219.
- [8] 钟儒鸿,程春田,廖胜利,等.兼顾多电网调峰与水电消纳的跨流域梯级水电站调度方法[J].电力系统自动化,2021,45(14):114-122.
- [9] LIU Z, ZHANG Z, ZHUO R, et al. Optimal operation of independent regional power grid with multiple wind-solar-hydro-battery power[J]. Applied Energy, 2019, 235: 1541-1550.
- [10] WANG X, CHANG J, MENG X, et al. Hydro-thermal-wind-photovoltaic coordinated operation considering the comprehensive utilization of reservoirs[J]. Energy Conversion and Management, 2019, 198: 111824.
- [11] 张高峰,郑浩,刘双全,等.适应不同优化模型的水电梯级系统短期调度算法[J].电网技术,2020,44(1):230-237.
- [12] JI C, LI C, WANG B, et al. Multi-stage dynamic programming method for short-term cascade reservoirs optimal operation with flow attenuation[J]. Water Resources Management, 2017, 31(14): 4571-4586.
- [13] ZHANG Z, QIN H, LI J, et al. Short-term optimal operation of wind-solar-hydro hybrid system considering uncertainties[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205: 112405.
- [14] 朱迪,梅亚东,许新发,等.复杂防洪系统优化调度的三层并行逐步优化算法[J].水利学报,2020,51(10):1199-1211.
- [15] WANG Z, WEN X, TAN Q, et al. Potential assessment of large-scale hydro-photovoltaic-wind hybrid systems on a global scale[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, 146: 111154.
- [16] 纪昌明,马皓宇,彭杨.面向梯级水库多目标优化调度的进化算法研究[J].水利学报,2020,51(12):1441-1452.
- [17] WEN X, SUN Y, TAN Q, et al. Optimizing the sizes of wind and photovoltaic plants complementarily operating with cascade hydropower stations: Balancing risk and benefit[J]. Applied Energy, 2022, 306: 117968.
- [18] 彭少明,王煜,郑小康,等.黄河梯级水库群多过程协同调度模型与方法[J].水利学报,2022,53(12):1410-1420.
- [19] MING B, LIU P, CHENG L, et al. Optimal daily generation scheduling of large hydro-photovoltaic hybrid power plants[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 171: 528-540.

- [20] WANG X, CHANG J, MENG X, et al. Short-term hydro-thermal-wind-photovoltaic complementary operation of interconnected power systems[J]. *Applied Energy*, 2018, 229: 945-962.
- [21] YANG Y, ZHOU J, LIU G, et al. Multi-plan formulation of hydropower generation considering uncertainty of wind power[J]. *Applied Energy*, 2020, 260: 114239.
- [22] TAN Q, WEN X, SUN Y, et al. Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind-photovoltaic-hydropower system considering forecast uncertainty[J]. *Applied Energy*, 2021, 285(64): 116442.
- [23] WANG X, VIRGUEZ E, XIAO W, et al. Clustering and dispatching hydro, wind, and photovoltaic power resources with multiobjective optimization of power generation fluctuations; A case study in southwestern China[J]. *Energy*, 2019, 189: 116250.
- [24] ZHANG Y, MA C, YANG Y, et al. Study on short-term optimal operation of cascade hydro-photovoltaic hybrid systems[J]. *Applied Energy*, 2021, 291(9): 116828.
- [25] 申建建, 张秀飞, 曹瑞, 等. 水电富集电网大规模水电站群短期实用化调度方法[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(10): 2816-2828.
- [26] 张验科, 刘源, 纪昌明, 等. 考虑水流时滞的梯级水电站水库群短期发电优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(6): 45-51.
- [27] 冯仲恺, 牛文静, 程春田, 等. 水电站群联合调峰调度均匀逐步优化方法[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(15): 4315-4323, 4571.
- [28] 纪昌明, 俞洪杰, 阎晓冉, 等. 考虑后效性影响的梯级水库短期优化调度耦合模型研究[J]. *水利学报*, 2018, 49(11): 1346-1356.
- [29] 中华人民共和国国务院. 黄河水量调度条例: 第 472 号[A]. 2006.
- [30] YANG Y, ZHOU J, LIU G, et al. Multi-plan formulation of hydropower generation considering uncertainty of wind power[J]. *Applied Energy*, 2020, 260: 114239.
- [31] 明波. 大规模水光互补系统全生命周期协同运行研究[D]. 武汉: 武汉大学, 2019.

Research on short-term multi-level and multi-objective optimal scheduling of cascade hydropower stations under complex water resources and power constraints

WEN Xin^{1,2}, LIU Fanqian¹, TAN Qiaofeng¹, WANG Hao³

(1. Hohai University, Nanjing 210098, China;

2. Hohai University, Cooperative Innovation Center for Water Safety & Hydro-Science, Nanjing 210098, China;

3. China Institute of Water Resources and Hydropower Research, Beijing 100038, China)

Abstract: The high-intensity peaking and frequency regulation tasks of power grids and the strict water dispatch requirements of river basins limit the optimization space of the scheduling operation of cascade hydropower plants, resulting in difficulties in coordinating water and power regulation, insufficient efficiency and long-time inefficient operation of units. In this paper, the objectives of power generation efficiency, peaking capacity and operating conditions of the unit were considered, and the scheduling models of power grids, cascades and power stations were established at different levels, and the multi-level multi-objective cooperative optimization mechanism was studied and model solution methods were proposed. By nesting different levels with each other and rolling forward, the safe and efficient operation of the cascade hydropower plants is ensured under complex water and power constraints. Taking the upper reaches of the Yellow River hydropower base as an example, the method can increase the power generation capacity of the cascade hydropower plants by 2.75%, reduce the water consumption rate by 2.38%, and reduce the inefficient operation time of the units by 50.64% under the premise of guaranteeing the water dispatch requirements of the Yellow River basin and the full consumption of a high proportion of scenery in northwest China. It has scientific significance and practical value for scientific scheduling and safe operation of cascade hydropower.

Keywords: short-term scheduling; multi-scale nesting; economic operation; load distribution; hydropower base in the upper reaches of the Yellow River

(责任编辑: 于福亮)