

DOI: 10.20040/j.cnki.1000-7709.2023.20222006

# 大渡河流域枯期发电计划滚动预测研究

曲 田<sup>1</sup>, 李 佳<sup>1</sup>, 陈在妮<sup>1</sup>, 吕俞锡<sup>2</sup>, 闻 昕<sup>2</sup>

(1. 国能大渡河流域水电开发有限公司生产指挥中心, 四川 成都 610041; 2. 河海大学水利水电学院, 江苏 南京 210098)

**摘要:** 在四川省电力供给“丰裕枯余”形势下,受市场环境因素复杂、电源竞争加剧等影响,发电计划精准预测是优化流域水电枯期发电方式的关键。对此,分别针对四川省主网供电量、新能源电量、国网调电量、外送电量及省调水电火电电量进行分析,建立了大渡河流域梯级电站发电计划预测方法。结果表明,主网供电预测精度为91.8%,风光发电量预测精度为87.4%,归属于国能大渡河流域水电开发有限公司电站中长期整体发电计划预测精度为90.5%。模型可有效预测各电源电量,进而计算大渡河流域梯级电站中长期发电计划,并基于预测结果智能生成不同工况下的消落过程,为梯级电站群科学调度运行提供技术支撑。

**关键词:** 梯级水群库; 枯期发电; 电力市场预测; 大渡河流域; 水电站调度运行

**中图分类号:** TV697.1

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1000-7709(2023)09-0055-05

## 1 引言

四川电网是联通西北、华中、华东3大区域电网、特高压交直流混联运行的枢纽电网,也是当前全国西电东送的重要电源点之一<sup>[1]</sup>;其电力不仅满足本省需要,还肩负着通过三大特高压直流线路外送华东电网电力的重要任务<sup>[2]</sup>。四川省能源结构复杂,主要分为水电、光伏、火电、风电等能源结构。截至2022年1月,全省装机容量 $11\,666.16 \times 10^4$  kW;省调电厂总计装机 $6\,565 \times 10^4$  kW,其中水电 $4\,378.5 \times 10^4$  kW,火电 $1\,473.7 \times 10^4$  kW,风电 $543.8 \times 10^4$  kW,光伏 $169.0 \times 10^4$  kW。大渡河流域水电基地是四川电网的重要组成部分,现已投产水电站14座,归属国能大渡河流域水电开发有限公司8座,是四川电网主力调峰调频电源<sup>[3]</sup>。在四川省电力供应丰水期富余水电量超百亿千瓦、枯水期水电电量超过用电需求(简称为“丰裕枯余”)的形势下,精准预测复杂市场环境、优化梯级电站枯期由较高水位至低水位的调度过程(简称为“消落”)决策是大渡河流域枯期电力安全和高效生产的关键。传统市场环境分析主要依靠零

散的实时信息,凭借人工经验进行预测,致使电站群存在消落不到位、过早消落等风险,不能满足发电方式优化对市场环境的精准感知与实时响应性要求。根据天气、市场等复杂变化因素,准确预测枯期梯级电站中长期发电计划,是科学安排梯级电站群消落方式、次序和深度的关键<sup>[4]</sup>。本文针对四川省电力市场构成复杂、影响因素众多等问题,深入挖掘各类型电量变化规律和调度规则,分析四川省电力市场各电源的互补机制。在需求侧,建立四川主网用电量、外送电量等预测模型;在电源侧,建立新能源及调度权属于国家电网电力公司(简称为国网)、调度权属于国家电网西南分部电力公司(简称为网调)水电站留川电量预测模型,研究调度权属于国网四川省电力公司(简称为省调)水电和火电电量分配方法,以期实现归属国能大渡河流域水电开发有限公司电站(简称为大渡河公司电站)中长期发电计划滚动预测,预测效果较好。

## 2 研究方法

基于大数据建模方法及电力市场供需平衡理

**收稿日期:** 2022-09-26, **修回日期:** 2022-11-05

**基金项目:** 国家重点研发计划(2019YFE0105200);国能大渡河流域水电开发有限公司科技项目(2019-2021,2020-2022)

**作者简介:** 曲田(1984-),女,硕士、工程师,研究方向为水文水资源,E-mail:362805700@qq.com

**通讯作者:** 闻昕(1987-),男,博士、教授、博导,研究方向为水利水电系统调度运行、水风光储多能互补、智慧水利,E-mail:njwenxin@163.com

论,建立四川省社会用电量预测模型和方案;根据市场内电源组成结构和特性规律,分别建立省调新能源、火电、水电及国调、网调留川水电等不同电源在枯期发电预测模型;研究省调水电和火电的发电计划计算方法,提出大渡河公司电站发电计划的计算模型,研判未来电站消落形势和压力。

### 2.1 四川省主网供电量预测

(1)供电量预测模型。四川省全网年供电量逐年稳定增长,且各月供电量占总供电量的比例相对稳定。基于该规律,根据当前已产生的临近月份供电量数据,采用同比增幅法预测当年主网供电量。根据各月主网供电量占当年总供电量相对稳定的规律,由当年已发生的主网供电数据,计算与历史同期的相对增速,对选定的历史年份主网供电过程进行放缩,作为当年主网供电的预测值。同比增幅法根据历史同期前  $X$  个月的数据进行预测,  $X$  可取 1~12。若当前月份为 11 月,  $X$  取 10,则采用历史年份 1~10 月的供电数据推求总供电,以此类推。其计算方法为:

$$\begin{cases} V_{av} = \sum_{i=1}^n W_i^{now} / \sum_{i=1}^n W_i^{past} \\ W_{total} = W_{total}^{past} V_{av} \\ W_{xun}^j = W_{total}^j p_{xun}^j \end{cases} \quad (1)$$

式中,  $V_{av}$  为同比增速;  $W_i^{now}$  为当年主网逐月供电量,  $i$  为当前月份的前  $n$  个月;  $W_i^{past}$  为参考年主网逐月供电量;  $W_{total}$  为当年主网预测总供电量;  $W_{total}^{past}$  为参考年主网总供电量;  $W_{xun}^j$  为当年  $j$  旬的主网供电量;  $p_{xun}^j$  为  $j$  旬的历史参考年份供电占比。

(2)供电量滚动预测及人工修正。由于天气,节假日及电网调令等原因,预测电量与实际供电量相比往往存在误差。为此,建立旬供电量滚动更新模型,不断根据实际供电情况更新未来发电量预测结果。同时,设置人工修正选项,手动调整旬预测电量。

### 2.2 新能源发电预测

四川省内新能源主要为风电和光伏,省调风光电量主要与机组装机容量及利用小时数相关,分别预测机组装机容量及利用小时数,计算省调风光发电量。

(1)新能源装机容量预测。近年来,四川省风电装机容量呈快速增长趋势。2016~2018 年,四川省光伏电站装机容量呈快速增长趋势。2019 年受光伏“5.31”新政影响,光伏电站装机容量与 2018 年基本持平。分别计算过去连续若干月份

省内风电和光伏装机的平均增幅,在当前月份装机容量基础上,按照历史平均增幅,预测未来全省新能源装机。其计算方法为:

$$\begin{cases} N_{av} = \frac{1}{X} \sum_{i=1}^X (N_i - N_{i-1}) \\ N_i = N_{i-1} + N_{av} \end{cases} \quad (2)$$

式中,  $N_{av}$  为依据前  $X$  月计算出的装机容量逐时段增加量;  $N_i$  为当前时段的装机容量。

考虑到预测可能出现的偏差,同时设置人工输入选项,即可指定计算任意连续月份的平均增幅,也可直接录入当前或未来的风光装机容量。

(2)新能源利用小时数预测。2016~2019 年,四川省枯期风电和光伏利用小时数平均分别为 2 005.8、1 100 h,各月风光利用小时数在年内占比相对稳定。因此,风光预测利用小时数总量取历史多年平均值,各月利用小时数占比通过多年平均比例确定。月利用小时数根据历史平均月内各旬发电量的占比,分配到各旬内。其计算方法为:

$$\begin{cases} T_i = T^{total} p_i \\ T_k^{xun} = T_i p_k^{xun} \end{cases} \quad (3)$$

式中,  $T_i$  为预测月利用小时数;  $T^{total}$  为当年枯期总利用小时数;  $p_i$  为各月利用小时数占比;  $T_k^{xun}$  为预测旬利用小时数;  $p_k^{xun}$  为月内各旬利用小时数占比。

(3)省调风光电站发电量计算。省调风光电站发电量为装机容量与利用小时数的乘积,计算公式为:

$$W_i = N_i T_i \quad (4)$$

式中,  $W_i$  为预测旬风光电量。

### 2.3 国调、网调水电留川电量预测

国调网调水电留川电量受到电站实际调度过程变化、留川比例变化等众多因素影响,预测精度存在较大不确定性。为此,根据留川电量逐月相对稳定的特点,动态分析当年实际留川电量数据,寻找历史年份中最相似过程作为当年的预报结果。其目标函数  $F$  为:

$$F = \min \sum_i (W_i^{fact} - W_i^{history})^2 \quad (5)$$

式中,  $W_i^{fact}$  为当年已发生的  $i$  月留川电量;  $W_i^{history}$  为参考年份  $i$  月的留川电量。

### 2.4 外购及外送电量预测

外购电量及外送电量主要通过协议确定,在预测时主要按照去年同期发电量,再结合当年电网购电计划,得到预报结果。同时设置人工输入选项、可输入当年外购总电量及外送总电量,依据

参考年份同期的各月用电比例插值分配到各旬,得到当年的预报结果。计算公式为:

$$W_{\text{buy/sell}}^i = W_{\text{buy/sell}}^{\text{total}} p_i^{\text{year}} \quad (6)$$

式中,  $W_{\text{buy/sell}}^i$  为第  $i$  月外购或外送的电量;  $W_{\text{buy/sell}}^{\text{total}}$  为外购或外送的年度总电量;  $p_i^{\text{year}}$  为参考年份各月的外购及外送比例。

## 2.5 省调水电和火电分配

四川省电源包括主网供电电量、新能源发电量、国调网调水电留川电量、外购外送电量及省调水电火电电量,因此根据其他各部分预测结果,可得到逐时段省调水电与火电电量的总份额。根据来水预报信息,在满足水电消落到位、火电基本开机要求等约束的前提下,对各时段省调水电与火电电量进行分配,并尽可能增加水电的发电效益。

模型以枯期水电总份额最大为目标,其目标函数  $F$  为:

$$\begin{cases} F = \max \sum_{t=1}^T N_t \\ N_t = N_{\text{stream},t} + N_{\text{energy},t} \end{cases} \quad (7)$$

式中,  $N_t$  为  $t$  时刻水电份额;  $N_{\text{stream},t}$  为  $t$  时刻来水电量;  $N_{\text{energy},t}$  为  $t$  时刻蓄能电量。

其中,蓄能电量根据省调总蓄能值及蓄能比变化进行计算,来水电量根据大渡河流域来水过程及大渡河公司电站总装机占比(27.1%)进行计算。

约束条件如下:① 火电电量约束为:

$$N_{\text{fire},\min} \leq N_{\text{fire},t} \leq N_{\text{fire},\max} \quad (8)$$

式中,  $N_{\text{fire},t}$  为  $t$  时刻火电电量;  $N_{\text{fire},\max}$ 、 $N_{\text{fire},\min}$  分别为火电上、下限,根据实际火电厂发电能力,发电上限为  $2.1 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h/d}$ ,发电下限为  $0.5 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h/d}$ 。② 水电电量约束为:

$$N_{\min} \leq N_t \leq N_{\max} \quad (9)$$

式中,  $N_t$  为  $t$  时刻水电电量;  $N_{\max}$ 、 $N_{\min}$  分别为水电上、下限,其中上限根据总装机容量确定,为  $9.89 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h/d}$ ,下限根据多年数据确定。③ 水电火电总份额约束为:

$$N_{\text{fire},t} + N_t \leq N_{\text{SUM},t} \quad (10)$$

式中,  $N_{\text{SUM},t}$  为  $t$  时刻水电火电总份额。④ 蓄能变化约束为:

$$|E_t - E_{t+1}| \leq \Delta E_{\max} \quad (11)$$

式中,  $E_t$  为  $t$  时刻省调蓄能值;  $\Delta E_{\max}$  为单位时段内蓄能变化最大值。

## 2.6 大渡河公司电站发电计划预测

大渡河公司电站与省调水电整体上同步消落,同时来水丰枯程度也无显著差异,因此大渡河公司电站电量与全川省调水电电量的比例与电站装机占比基本一致。大渡河公司电站总装机容量

为 11 168 MW,占全川总装机容量的 27.09%,省调各时段水电份额乘以该比例即为大渡河公司电站各时段发电计划。

## 3 结果分析

选择 2019 年枯期(2019 年 10 月 1 日至 2020 年 5 月 31 日)对四川省电力市场进行实例研究,并以此预测大渡河公司电站枯期消落调度。其中中国调、网调水电留川电量及外购外送电量使用实际数据。

### 3.1 主网供电

采用同比增幅法,考虑不同前期基准时间( $X$ )的影响,滚动预测 2019 年全网旬供电量。结果显示,主网供电具有显著月际分布差异,其中 8、12 月为高峰,占全网供电比例的 19.6%,2、10 月为低谷,占全网供电比例的 14.5%。其中,2 月受春节影响,主网供电呈先降低后上升的变化趋势;基于用电趋势的主网供电预测偏差可随时间的推移而逐渐减小,在 1 月下旬时,旬平均预测误差为  $7.99 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,至 11 月下旬时,旬平均预测误差为  $4.77 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。以 6 个月为前期基准月,1 旬为预见期进行滚动预测,旬平均预测误差为  $5.09 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,预测精度为 91.8%。预测结果与实际对比见图 1。

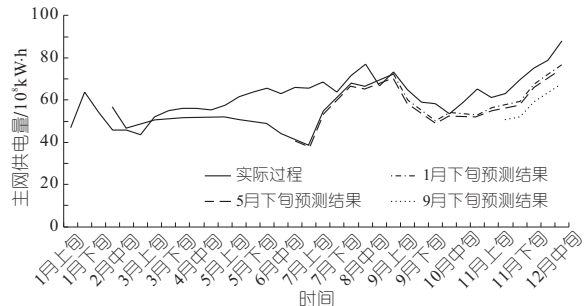


图 1 主网供电预测结果与实际过程对比

Fig. 1 Comparison between the predicted results of the main network power supply and the actual process

随着前期所考虑的预测基准月份数增加,预测精度逐渐提高,同比增幅法在以前 10 个月为预测基础时结果最优,旬平均预测误差为  $5.11 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ;同时,模型预见期同样影响预测误差,在同时考虑前期基准月与预见期的情况下,以 6 个月为前期基准月、1 旬为预见期误差最小。模型在不同滚动月份下的平均误差、不同预见期下旬平均误差分别见表 1、2。

### 3.2 新能源电量

四川省内新能源主要为风电和光伏,发电量主要与装机容量及利用小时数相关。近年来,四

表 1 不同前期基准月份下的旬平均误差

Tab. 1 Ten-day average error under different previous benchmark months

前期基准月		10 <sup>8</sup> kW · h	
前期基准月	误差	前期基准月	误差
1	6.32	7	7.54
2	6.00	8	5.76
3	6.91	9	7.76
4	6.44	10	5.11
5	7.28	11	7.16
6	6.34	12	5.93

表 2 不同预见期下的旬平均误差

Tab. 2 Ten-day average error under different forecast periods

前期月份	10 <sup>8</sup> kW · h				
	1 旬	3 旬	5 旬	7 旬	9 旬
	预见期	预见期	预见期	预见期	预见期
前 1 个月	7.72	8.43	8.62	9.20	9.68
前 2 个月	6.11	6.72	7.49	7.88	8.22
前 3 个月	6.37	7.03	7.36	7.49	8.77
前 4 个月	6.07	6.73	6.89	6.82	8.05
前 5 个月	6.28	6.95	7.32	7.55	8.18
前 6 个月	5.68	6.28	6.40	7.10	7.72
前 7 个月	6.27	6.91	7.26	7.77	8.22
前 8 个月	6.31	6.88	7.39	7.56	8.19
前 9 个月	6.98	7.48	7.83	7.73	7.05
前 10 个月	6.02	6.70	7.06	7.45	8.02
前 11 个月	5.75	6.33	6.74	7.07	7.64
前 12 个月	5.98	6.53	6.83	7.27	7.96

川省风电和光伏装机容量总体呈快速增长趋势,但 2019 年受光伏“5.31”新政影响,光伏电站装机容量与 2018 年基本持平;新能源年利用小时数取历史多年平均值,各月利用小时数占比通过多年平均比例确定,进一步采用插值方式分配到各旬。结果显示,2019 年枯期新能源电量与实际电量基本吻合,年均预测误差为  $1.4469 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,预测精度为 87.4%。2019 年枯期新能源预测电量与实际电量对比见图 2。

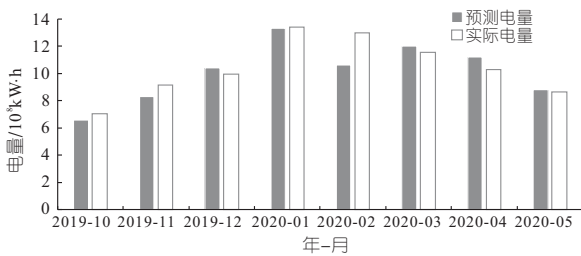


图 2 新能源预测电量与实际电量对比

Fig. 2 Comparison between predicted and actual power of new energy

### 3.3 省调水电、火电电量分配

考虑到电力调度工作的复杂性和不确定性,研究提出水电最优(尽量压减火电至最低,最大化水电发电效益)、水电最不利(在满足消落到位前提下,压减水电效益)、参考历史同期或类似工况下的分配比例 3 种省调水电和火电分配策略。不

同水电火电分配策略结果见图 3。结果显示,水电最优的情况下可以完成汛前消落,在同等来水情况下,由于该工况的消落深度最低,因此水电电量最大,发电效益最大;与之相对应的,若汛前来水较少,由于各电站水位已降至死水位,因此会面临无法满足用电需求的压力。在水电最不利工况下,由于未能完成汛前消落,因此水电总电量明显低于水电最优工况,但当来水不足时仍具备充足的发电能力。参考历史同期的策略则介于二者之间,但由于未考虑当年来水过程,因此当来水较多或较少时同样面临消落不到位或发电能力不足的风险。

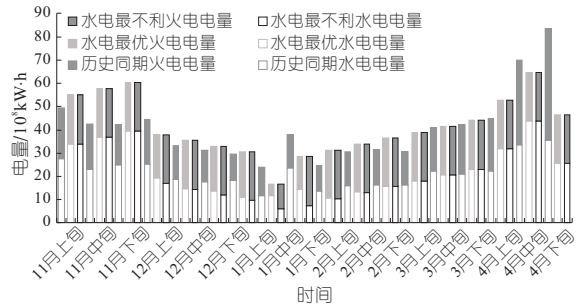


图 3 不同水电火电分配策略结果

Fig. 3 Results of different hydropower and thermal power allocation strategies

### 3.4 大渡河公司电站发电计划

大渡河公司电站逐时段总发电量根据大渡河公司电站总装机占比计算,参考历史同期、水电最优、水电最不利 3 种工况对应大渡河 2019 年枯期水电发电量分别为  $104.84 \times 10^8$ 、 $107.58 \times 10^8$ 、 $102.44 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

与历史同期过程对比,水电最优、水电最不利的工况均在 11 月有较大幅度消落,这是由于 2019 年 11 月份预测需电量较大,此时火电电量不足以满足用电需求因此选择提前消落,而参考历史同期的工况未能考虑该情况因此并未消落;后续调度过程中由于水电最不利工况下火电电量满发导致水电受阻,因此最终未能消落到位,导致总发电量较少;参考历史同期工况前期保持较高水位,且最终消落深度大于水电最不利工况,因此总发电量仅次于水电最优工况;水电最优工况虽前期未能保持较高水位,但由于最终消落至死水位,因此总发电量最大。不同工况下水电电量及蓄能过程见图 4。

## 4 结论

a. 通过深入解析四川电力市场的结构特征及各电源市场互补机制,分析历史市场数据,挖掘

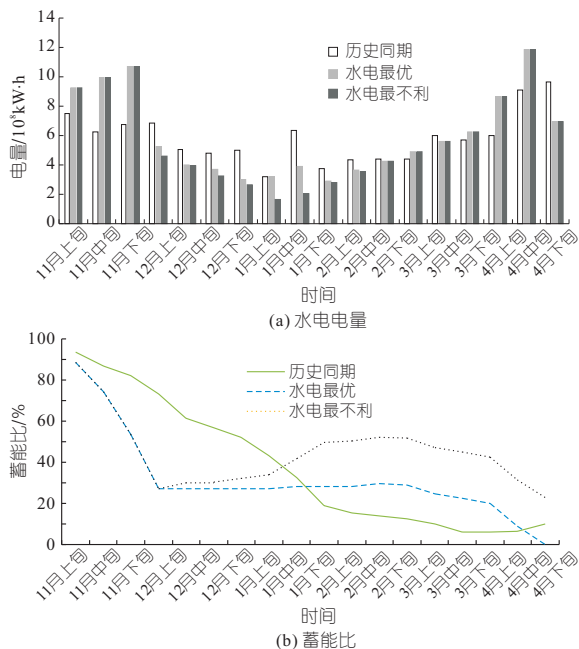


图 4 大渡河流域不同工况下水电电量、蓄能比对比  
 Fig. 4 Comparison of hydropower and electricity, energy storage ratio under different working conditions in Dadu River basin

了影响大渡河电力市场的主要因子及各因子在不

同时期和工况下对电力市场的影响机制,进而构建了电力市场中长期预测模型,实现了对未来市场的预测。

b. 主网供电模型预测精度为 91.8%,风光发电量模型预测精度为 87.4%,大渡河公司电站中长期整体发电计划模型预测精度为 90.5%,可有效预测市场关键指标和大渡河流域梯级电站中长期发电计划,并基于预测结果智能生成不同工况下的消落过程,为水库发电计划的制订提供了决策支持和技术参考。

参考文献:

[1] 严锦江. 大渡河干流水库群防洪与蓄水研究[J]. 四川水力发电, 2020, 39(4): 139-142.  
 [2] 朱雪艳. 四川省水电站弃水成因及应对分析[J]. 产业创新研究, 2019(9): 156-157.  
 [3] 张星海, 贾志杰. 四川电网建设运维面临的挑战和解决措施[J]. 高电压技术, 2016, 42(4): 1091-1099.  
 [4] 鲍正风, 张雅琦, 刘志武. 三峡电站中长期发电计划计算方法研究[J]. 水利水电技术, 2011, 42(12): 88-92.

## Study on Rolling Prediction of Power Generation Plan in Dry Season of Dadu River Basin

QU Tian<sup>1</sup>, LI Jia<sup>1</sup>, CHEN Zai-ni<sup>1</sup>, LV Yu-xi<sup>2</sup>, WEN Xin<sup>2</sup>

(1. Production Command Center of Guoneng Dadu River Basin Hydropower Development Co., Ltd., Chengdu 610041, China; 2. College of Water Conservancy and Hydropower Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China)

**Abstract:** Under the situation of "abundant and dry electricity supply" in Sichuan Province, affected by complex market environment factors and intensified power supply competition, accurate prediction of power generation plan is the key to optimizing the power generation mode of hydropower in dry periods in the basin. This paper analyzed the power supply capacity of the main grid, new energy power, power regulation capacity of the national power grid, outsourcing power transmission capacity and power generation capacity of the provincial hydropower and thermal power, respectively, and established a forecasting method for the generation plan of the cascade hydropower stations in the Dadu River basin. The results show that the prediction accuracy of power supply in main grid is 91.8%, and the prediction accuracy of wind and solar power generation is 87.4%. The prediction accuracy of the medium and long-term overall power generation plan of the hydropower station belonging to Guoneng Dadu River Basin Hydropower Development Co., Ltd. is 90.5%. The model can effectively predict the electricity quantity of each power source and calculate the medium and long-term power generation plan of the cascade hydropower stations in the Dadu River basin, and intelligently generate the fluctuation process under different working conditions based on the prediction results, which provides technical support for the scientific dispatching and operation of the cascade hydropower stations.

**Key words:** cascade reservoirs; power generation in dry season; electricity market forecast; Dadu River basin; dispatching operation of hydropower station