

# “一洞双机”水电站上游调压室涌浪水位 控制方法实践

李 泉, 黄 鑫, 黄 金 山

(雅砻江流域水电开发有限公司, 四川 成都 610051)

**摘 要:**某水电站单机容量、总装机规模及引用流量均较大,超长引水式开发且利用水头较高,上游调压室过渡过程工况压差较高,涌浪衰减较慢,水力学条件极为复杂。电站运行方式应遵循长距离引水式电站的水力瞬变规律和“安全、稳妥”的原则,为保障电站水工建筑物及电网安全运行,研究了机组在单机运行甩负荷试验及事故情况下紧急调整负荷等工况下,引发长引水隧洞调压室水位波动的周期特点,提出了根据上游调压室涌浪水位波动情况调整机组负荷的方法。

**关键词:**调压室;浪涌;水位波动

中图分类号: TM

文献标志码: A

文章编号: 1001-2184(2025)01-0168-05

DOI: 10.20196/j.cnki.scsfd.20250136

## Practice of Control Method of Surge Water Level in Upstream Surge Chamber of Hydropower Project With "One Tunnel and Dual Units"

LI Quan, HUANG Xin, HUANG Jinshan

(Yalong River Hydropower Development Co., Ltd., Chengdu Sichuan 610051)

**Abstract:** The unit capacity, total installation machine scale and reference flow of a hydropower are relatively large with ultra long water diversion development, and the utilization water head is relatively high. The pressure difference during the transition process of the upstream surge chamber is relatively high, the surge attenuation is slower, and the hydraulic conditions are extremely complex. The method of operation of the project shall follow the hydraulic transient law of hydropower projects with long distance diversion and the principle of "safety and stability". To ensure the safe operation of hydraulic structures and power grids, this article studies the periodic characteristics of water level fluctuations in the surge chamber of a long diversion tunnel caused by single unit load rejection tests and emergency load adjustment in case of accidents, proposed a method to adjust the unit load based on the fluctuation of surge water level in the upstream surge chamber.

**Key words:** Upstream surge chamber; Surge; Water level fluctuation

### 0 前 言

某水电站引水发电系统长且规模巨大,其引水隧洞平均洞线长度 16.67 km,机组最大水头 321 m,额定水头 288 m,在高水头引水式水电站中,当压力引水管道很长时,水力惯性大,容易引起水道系统内水压力及机组转速的剧烈变化,影响机组运行安全<sup>[1]</sup>。为了减小动荷载和改善水电站中机组的调节条件,一般建造调压井并采用两台机组共用一个调压井和压力主管,即采用“一洞双机”布置方案。该水电站总共设置 4 洞 8 机,安

装 8 台单机容量为 600 MW 的立轴混流式水轮发电机组<sup>[2]</sup>。

该水电站引水发电系统主要由进水口及事故闸门室、引水隧洞、上游调压室、压力管道、机组流道、尾水出口事故闸门室以及尾水隧洞等建筑物组成。

(1) 每条引水隧洞末端各布置了一座地下埋藏式巨型差动式调压室,采用差动式加扩大上室型式,调压室总高约为 140 m,调压室底板和隔墙处的压差值超过 70 m<sup>[3]</sup>。该水电站差动式调压室三维效果见图 1。

收稿日期: 2023-11-27

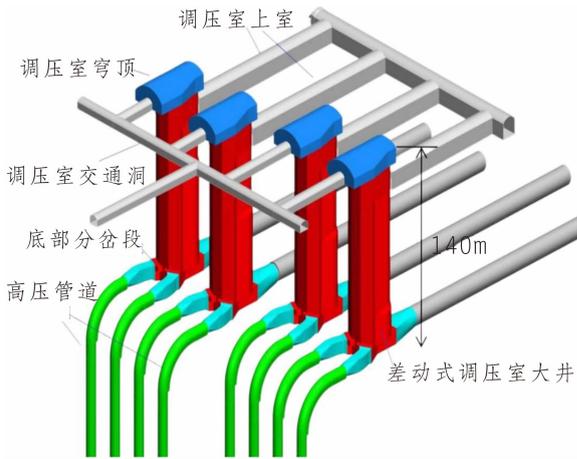


图1 差动式调压室三维效果图

(2) 每条引水隧洞在调压室底部通过“Y”形岔管分岔成2条高压管道。厂区高压管道采用竖井式布置,单管单机输水方式,共8条高压管道<sup>[4]</sup>。

(3) 每个水力单元包括一条引水隧洞、一座上游调压室、两条高压管道、两台立轴混流式水轮发电机组和两条尾水隧洞。

### 1 “一洞双机”引水发电系统的运行特点

“一洞双机”系统中,当一台机组发生甩负荷或者负荷速增速降时,其导叶迅速关闭或开启,引起水轮机蜗壳内水压突变,形成的水击波将通过共用的调压井传播到正常运行机组的压力过水系统,相应地引起运行机组水头变化,使机组出力发生波动<sup>[5]</sup>。

通过对该水电站水力过渡过程的大量研究表明:机组发生甩负荷或者快速增减负荷(数值较大)时,调压室水位波动幅值大,波动周期长,波动衰减时间较大<sup>[6]</sup>。以同一水力单元两台机组带额定负荷稳定运行发生同时甩负荷为例,2014年12月19日,该水电站4号引水系统投产的7、8号机组带额定负荷正常运行,由于外部输电线路事故发生同时甩负荷。双机甩负荷期间调压室涌浪波动峰峰值最大幅值为77.98 m,波动周期约10 min,历经45 min后,调压室单周期内波动峰峰值最大幅值为18.52 m。

### 2 上游调压室涌浪控制设计要求

(1) 机组调整负荷及开停机按照调压室涌浪波动幅度(波峰值与波谷值之差)不大于30 m以控制间隔时间。

(2) 上游调压室涌浪控制要求:最低涌浪水

位 $\geq 1\ 576.20$  m;最高涌浪水位 $\leq 1\ 689.00$  m,一台机甩负荷最高涌浪水位不超过闸门检修平台(1 680.00 m),并有一定裕度<sup>[7]</sup>。

### 3 工况分析

#### 3.1 水力单元单机运行甩负荷工况分析

(1) 2020年1月13日2号机组甩负荷试验:同一水力单元1号机组停机,2号机组负荷596.8 MW(表1)。

表1 2号机组甩负荷调压井水位波动情况

时间	水位/m	水面瞬态	时长	涌浪/m	相邻峰谷间隔时间
21:29:58	1 633.81	甩负荷前	0:00:00	0	0:00:00
21:32:06	1 671.51	波峰	0:02:08	37.70	0:02:08
21:36:44	1 614.91	波谷	0:06:46	56.60	0:04:38
21:41:10	1 659.97	波峰	0:11:12	45.06	0:04:26
21:45:28	1 625.66	波谷	0:15:30	34.31	0:04:18
21:49:52	1 653.19	波峰	0:19:54	27.53	0:04:24
21:54:14	1 629.11	波谷	0:24:16	24.08	0:04:22
21:58:36	1 650.45	波峰	0:28:38	21.34	0:04:22
22:02:24	1 630.53	波谷	0:32:26	19.92	0:03:48

从表1可以看出2号机甩负荷596.8 MW后,浪涌波动幅度最大为56.6 m,在甩负荷19 min以后浪涌波动幅度小于30.0 m。

(2) 2020年5月30日7号机组甩负荷试验:8号机组停机,7号机组负荷594.3 MW,全厂负荷3 643.7 MW(表2)。

表2 7号机组甩负荷体调压井水位波动情况

时间	水位/m	水面瞬态	时长	涌浪/m	相邻峰谷间隔时间
22:27:42	1 634.63	甩负荷前	0:00:00	0	0:00:00
22:30:08	1 672.28	波峰	0:02:26	37.65	0:02:26
22:34:20	1 622.47	波谷	0:06:38	49.81	0:04:12
22:38:38	1 664.29	波峰	0:10:56	41.82	0:04:18
22:42:56	1 628.52	波谷	0:15:14	35.77	0:04:18
22:47:08	1 658.92	波峰	0:19:26	30.40	0:04:12
22:51:16	1 632.85	波谷	0:23:34	26.07	0:04:08
22:55:35	1 655.60	波峰	0:27:53	22.75	0:04:19
22:59:48	1 635.45	波谷	0:32:06	20.15	0:04:13

从表2可以看出7号机甩负荷594.3 MW时,浪涌波动幅度最大为49.81 m,在甩负荷20 min以后浪涌波动幅度小于30.00 m。

#### 3.2 事故情况下紧急减负荷工况分析

2022年6月17日东天Ⅱ线A、C相故障跳闸,接调度指令全厂出力由4160 MW紧急减至2100 MW,2F、3F、6F、7F由运行转冷备用(表3)。

(1)2号机组紧急减负荷

表3 2022年6月17日21:31:04机组负荷情况(减负荷前)

机组	1号机	2号机	3号机	4号机	5号机	6号机	7号机	8号机
有功设定 /MW	530.0	545.8	546.9	544.0	554.1	398.3	537.0	541.0
有功实测 /MW	534.2	548.0	546.4	541.4	551.5	393.9	540.0	543.0

表4 2号机组紧急减负荷调压井水位波动情况

	到第一个波峰	到第一个波谷	到第二个波峰	到第二个波谷	到第三个波峰	到第三个波谷
与前一个波峰(波谷)水位差值 /m	18.62	13.81	14.06	16.59	11.86	8.44
与前一个波峰(波谷)间隔时间	0:03:38	0:05:52	0:04:33	0:04:37	0:05:15	0:04:40
2号机负荷调整量 /MW	减负荷 332.6	减负荷 186.6	减负荷 28.9	已停机	已停机	已停机
1号机负荷调整情况	未调整	未调整	减负荷	加负荷	减负荷	加负荷

2号机在开始减负荷后(表4),到达第一个波峰时间为3 min 38 s,共减负荷332.6 MW,水位上涨18.62 m,1号机负荷未调整。

第一个波峰到第一个波谷2号机组共减负荷186.6 MW,水位变化13.81 m,1号机负荷未调整。

到达第二个波峰前2号机组已停机,此时由于1号机组在进行减、加负荷,引起水位波动较大,到达第二个波谷前1号机进行加负荷导致波谷水位较低。

### (2)6号机组紧急减负荷

6号机在开始减负荷后(表5),到达第一个波峰时间为4 min 27 s,共减负荷367.7 MW,水位

上涨19.91 m,5号机负荷未调整。

第一个波峰到第一个波谷6号机共减负荷25.7 MW,水位变化23.97 m,5号机负荷未调整,因6号机减负荷量少,所以调压井波谷水位低于初始水位。

第二个波峰后由于5号机在调压井水位下降时加负荷,在调压井水位上涨时减负荷,对本应衰减的水位趋势存在一定影响。

综上,对比2号机、6号机相关水力单元调压井水位在第一个波峰到第一个波谷间时负荷变化情况及水位浪涌深度发现,水位下降时减负荷能有效降低上游调压井水位浪涌深度<sup>[8]</sup>。

### (3)3号机组紧急减负荷

表5 6号机组紧急减负荷调压井水位波动情况

	到第一个波峰	到第一个波谷	到第二个波峰	到第二个波谷	到第三个波峰	到第三个波谷
与前一个波峰(或波谷)水位差值 /m	19.91	23.97	15.37	12.59	13.42	9.94
与前一个波峰(或波谷)间隔时间	0:04:27	0:04:23	0:04:44	0:04:09	0:05:14	0:05:04
6号机负荷调整量 /MW	减负荷 367.7	减负荷 25.7	已停机	已停机	已停机	已停机
5号机负荷调整情况	未调整	未调整	未调整	加负荷	减负荷	加负荷

表6 3号机组紧急减负荷调压井水位波动情况

	到第一个波峰	到第一个波谷	到第二个波峰	到第二个波谷	到第三个波峰
与前一个波峰(或波谷)水位差值 /m	21.61	21.73	14.28	12.18	9.08
与前一个波峰(或波谷)间隔时间	0:03:52	0:04:59	0:06:18	0:04:49	0:04:26
3号机负荷调整量 /MW	减负荷 383.6	减负荷162.0 至停机	已停机	已停机	已停机
4号机负荷调整情况	减负荷	减负荷	加负荷	加负荷	未调整

3号机组在开始减负荷后(表6),到达第一个波峰时间为3 min 52 s,共减负荷383.6 MW,水位上涨21.61 m,4号机组减负荷13.6 MW。

第一个波峰到第一个波谷3号机组共减负荷162.8 MW,水位变化21.73 m,4号机组减负荷

85.7 MW,到达第一个波谷前3号机已停机,由于4号机在此过程也在进行减负荷,调压井波谷水位与初始水位基本齐平。到达第二个波峰前4号机进行加负荷,所以波峰并不高<sup>[9]</sup>。

#### (4)7号机组紧急减负荷

表7 7号机组紧急减负荷调压井水位波动情况

	到第一个波峰	到第一个波谷	到第二个波峰	到第二个波谷	到第三个波峰	到第三个波谷
与前一个波峰(或波谷)水位差值/m	20.53	24.77	27.35	26.48	21.66	18.89
与前一个波峰(或波谷)间隔时间	0:05:28	0:04:57	0:03:49	0:04:44	0:04:19	0:04:13
7号机组负荷调整量/MW	减负荷400.3	减负荷107.0	减负荷33.1至停机	已停机	已停机	已停机
8号机组负荷调整情况	减负荷	减负荷	减负荷	增减负荷	未调整	未调整

7号机组在开始减负荷后(表7),到达第一个波峰时间为5 min 28 s,共减负荷367.7 MW,8号机组减负荷15.8 MW,水位上涨20.53 m。

第一个波峰到第一个波谷7号机组共减负荷107.0 MW,8号机组减负荷43.7 MW,水位变化24.77 m,调压井波谷水位低于初始水位。

在到达第二个波峰前,7号机组减负荷33.1

MW至停机,8号机组减负荷56.1 MW,第二个波峰较第一个波峰高。

综上,对比3、7号机组相关水力单元调压井水位在第一个波谷到第二个波峰间时同一水力单元机组负荷变化情况及水位浪涌深度发现,水位上升时加负荷能有效降低上游调压井水位浪涌深度<sup>[10]</sup>。调压井水位波动情况对比见表8。

表8 调压井水位波动情况对比

	1、2号机组	3、4号机组	5、6号机组	7、8号机组
到第一个波峰共减负荷/MW	332.6	397.2	367.7	416.1
到第一个波谷继续减负荷/MW	186.6	248.5	25.7	150.7
第一个波峰涨幅/m	18.62	21.61	19.91	20.53
第一个波峰到第一个波谷涌浪/m	13.81	21.73	23.97	24.77
到第一波谷时间	0:09:30	0:08:51	0:08:50	0:10:25
峰谷间隔平均值	0:04:46	0:04:53	0:04:40	0:04:35
最大涨幅/m	18.62	21.73	23.97	27.35

## 4 调压室涌浪水位控制策略

分析机组在单机运行甩负荷试验及事故情况下紧急调整负荷等工况下,引发长引水隧洞调压室水位波动的周期特点,结合日常运行工作经验,总结出根据上游调压室涌浪水位波动情况调整负荷的方法:根据调压室水位实时反馈信息,采用阶梯形间隔反向增减负荷,抑制差动式调压室涌浪振幅并加快其波动衰减速度,实现高水头大容量机组的无限制正常运行<sup>[11]</sup>。

目前这一方法已经过电厂6年多的运行检验。具体实现原则如下:

(1)水位与负荷操作的原则上增下减见表9。

表9 机组负荷增减操作原则

工况	调压室水位	机组负荷调整
机组增负荷	上升过程	增加负荷
	下降过程	暂停增负荷
机组减负荷	上升过程	暂停减负荷
	下降过程	减少负荷

(2)机组调整负荷及开停机按照调压室涌浪波动幅度(波峰值与波谷值之差)不大于30 m以控制间隔时间,当调压室水位处于上升过程时,增加机组负荷(或开机操作),当水位处于下降过程时,减少机组负荷(或停机操作)<sup>[12]</sup>。

(3)同一水力单元内的一台或两台机组甩负荷(500~600 MW)后,增负荷时间应在27 min

之后,可在调压室水位上升过程开始后进行开机操作或开始增负荷,按照调压室涌浪波动振幅不大于30 m控制。根据上述案例分析发现,同一水力单元内的一台机组甩负荷后(500~600 MW),大约在甩负荷20 min以后浪涌波动幅度小于30 m,开展紧急调整负荷时可根据上游调压室水位波动情况做出合理调整。

(4)如果两台机同时甩负荷,则宜在一台机增负荷至目标值后,再进行第二台机的操作;或者在调压室涌浪波动幅度小于30 m后,可进行2台机的操作,但应遵循前述水位与增负荷操作的原则。

(5)紧急减负荷和单机甩负荷调压室水位波动周期为8~9 min(第一波除外);同一水力单元两台机组同时甩额定负荷,调压室水位波动周期约10 min。

(6)通过事故情况下紧急减负荷工况分析发现,一次性在第一波峰前单机减400 MW负荷,调压井水位大约上涨21 m。为减小初始涌浪幅度,紧急减负荷前约4 min 30 s内同水力单元机组所减负荷应控制在400 MW以下,4个水力单元可依次交替同时进行减负荷操作。

(7)由于紧急减负荷后总负荷较少,水头损失会减小,所以上游调压井水位最终是往大于初始水位方向振荡。

## 5 结 语

“一洞双机”模式水电站极易发生同一水力单元两台机组水力波动互相影响的情况,当发生单台机组甩负荷或负荷快速调整时,可通过人为反向调节等方式进行干预,以有效防止和减小调压室涌浪对设备产生的影响。结合某水电站实际处置经验,形成了能够有效抑制涌浪的措施,可为同

类型电站提供参考。

## 参考文献:

- [1] 余平,陈鹏.长隧道引水式“一洞双机”水电站运行方式研究[J].中国农村水利水电,2014(6):150-153,157.
- [2] 李永兴,肖志怀,陈启卷.超长引水隧洞上下游双调压室电站水力过渡过程计算研究[J].中国农村水利水电,2017(10):131-135.
- [3] 吴世勇,周济芳,申满斌.锦屏二级水电站复杂超长引水发电系统水力过渡过程复核计算研究[J].水力发电学报,2015,34(1):107-116.
- [4] 蒲瑜,王刚,窦海妮.长隧洞“一洞双机”电站水力波动负荷稳定控制[J].人民长江,2015,46(1):50-53.
- [5] 刘松舰.调压室水位波动及压力管道水击压强的计算和试验[D].西安理工大学,2003.
- [6] 陈鹏,蒲瑜,凌俊杰,等.锦东水电站甩负荷工况分析与切机策略研究[J].水电自动化与大坝监测,2014,38(2):67-70.
- [7] 陈祥荣,沈家俊.锦屏二级水电站调压室型式选择及水力计算[J].水力发电,1997(10):39-42.
- [8] 吴世勇,王鸽,王坚.锦屏二级水电站上游调压室型式优选研究[J].四川水力发电,2008,27(6):93-96,104.
- [9] 耿清华.上下游双调压室引水发电系统小波动稳定性分析[J].陕西水利,2018(6):167-169,172.
- [10] 陈祥荣,范灵,鞠小明.锦屏二级水电站引水系统水力学问题研究与设计优化[J].大坝与安全,2007(3):1-7,15.
- [11] 崔忠.长引水隧洞阻抗式调压室过渡过程分析[J].中国水运(下半月),2013,13(9):218-219,221.
- [12] 刘丹.调压井系统水位波动的稳定条件[J].水力发电学报,1986(3):49-60.

## 作者简介:

- 李 泉(1991-),男,湖北咸宁人,工程师,学士,从事水电站运行相关工作;
- 黄 鑫(1995-),男,重庆人,工程师,学士,从事水电站运行相关工作;
- 黄金山(1989-),男,江苏兴化人,工程师,硕士,从事水电站运行相关工作。

(编辑:吴永红)