

大渡河沙湾水电站水轮机选型及运行分析

张冰雪¹, 吕勤川², 程海峰¹

(1. 四川圣达水电开发有限公司, 四川 成都 610041; 2. 四川省水利水电勘测设计研究院, 四川 成都 610072)

摘要:沙湾水电站由于机组振动偏大,需尽量避开水轮机的不稳定区域运行。同时,需完成全水头段的稳定性试验,系统观测,积累数据,分析规律,结合真机的实际运行情况科学划分运行区域,确保水轮机的运行稳定性和可靠性;对运行过程中出现的问题及时处理,以避免振动,摆度过大造成瓦隙扩大及固定部件的松动;增加机组检查,检修深度防范事故于未然。

关键词:沙湾水电站;装机容量选择;水头选择;台数选择;运行分析

中图分类号:TV7;TK73

文献标识码: B

文章编号:1001-2184(2014)02-0136-04

1 工程概况

大渡河沙湾水电站位于四川乐山沙湾区葫芦镇河段,为大渡河干流下游梯级开发的第一级,上游为已建铜街子电站,下游为在建安谷电站。工程开发任务以发电为主,兼顾灌溉和航运。电站采用一级混合式开发,建坝壅水高15.5 m,与铜街子电站尾水相接,河床式厂房,厂后接9 015 m长的尾水渠,尾水渠利用落差14.5 m。水库正常蓄水位432.0 m,水库总库容4 867万m³。安装4台总容量480 MW轴流转桨式水轮发电机组,多年平均年发电量24.07亿kWh。

2 装机容量选择

2.1 方案拟定

根据水能计算成果,沙湾水电站多年平均流量为1 490 m³/s,正常蓄水位受上游铜街子电站尾水以及库尾福集集镇淹没情况控制,经对431、432、433 m进行比较后确定正常蓄水位为432 m,考虑上游铜街子电站装机和运行实际,参考电站装保倍比以及装机利用小时数,拟定440、480、520 MW三个方案。

2.2 与上游梯级电站引用流量协调

铜街子电站日内运行方式为当大渡河枯水期天然流量大于400 m³/s时,按400 m³/s放水,电站可适当调峰;当天然流量小于400 m³/s时,按天然来水放水,使沙湾以下航运不受影响。铜街子电站设计引用流量2 300 m³/s,该站扣除库区用水97 m³/s(大沫72、沫江堰15、下游基流10),可引流量为2 203 m³/s。从装机容量引用流量分

析,480 MW方案引用流量完全协调;440 MW方案引用流量尚有180 m³/s富裕,而该电站运行受下游航运要求影响,必须保证与铜街子电站同步运行,会导致强迫弃水;520 MW方案引用流量大于铜街子电站引用流量,前期尚可多发部分汛期电量,但随着干流中、上游龙头水库双江口、下尔呷建设,上游调丰补枯能力进一步加强,该方案增发的汛期电量将越来越有限。

2.3 动能经济比较

考虑瀑布沟水库的补偿调节作用并扣除了库区用水,以4台水轮机ZZD345E按三个典型年进行逐日计算,结果见表1。

从能量指标来看,由于该电站与上游铜街子电站同步运行,考虑下游航运要求,自身日内调节能力不强,近期该站枯期电量约占年发电量的24.4%~25.8%,电站保证出力为151 MW,装保比2.9~3.4,各方案之间增加电量主要是汛期电量。再考虑中远期上游出现双江口、下尔呷水库对该电站调节补偿作用,计算年内分期电量变化情况。中期枯期电量约占年发电量的28.7%~30.1%,较近期增加枯期电量11 423万kWh,电站保证出力为171 MW,装保比2.5~3.0;远期枯期电量约占年发电量的32.1%~33.4%,较近期增加枯期电量21 465万kWh,电站保证出力为190 MW,装保比2.3~2.7。随着装机容量的加大,年发电量随之增大,而且中远期枯期出力、电量有明显增加,日内调节能力有较大提高,可向系统提供宝贵的枯期电能,为了资源的合理利用以及适应负荷发展需要,适当增大装机是有利的。

收稿日期:2014-02-28

表1 沙湾水电站装机容量比较表

项 目	方案一	方案二	方案三
正常蓄水位/m	432		
装机容量/MW	440	480	520
保证出力/MW	151		
年发电量/万 kWh	233 520	240 706	246 805
利用时数/h	5 307	5 015	4 746
最大水头/m	27.76		
最小水头/m	23.57		
年加权平均水头/m	25.79		
汛期加权平均水头/m	24.84		
额定水头/m	24.5		
转轮直径/m	8	8.3	8.65
引用流量/ $m^3 \cdot s^{-1}$	2 020	2 203	2 387
相对投资/万元	262 087	278 172	296 339
电站单位千瓦投资/ $元 \cdot (kW)^{-1}$	5 957	5 795	5 699
电站单位电能投资 (补偿铜街子后)/ $元(kWh)^{-1}$	1.126	1.159	1.204
装机容量/MW	40	40	
年电量/万 kWh	7 186	6 099	
投资/万元	16 085	18 167	
补充千瓦投资/ $元 \cdot (kW)^{-1}$	4 021	4 542	
补充电能投资/ $元(kWh)^{-1}$	2.24	2.98	
补充装机利用时数/h	1 797	1 525	

2.4 投资与电站单位指标

装机容量加大,单位千瓦投资逐步递减,而单位电能投资却呈逐步递增。从差值指标情况看,装机容量从440 MW到480 MW,增加工程投资1.61亿元,增加年发电量7 186万kWh,补充千瓦投资4 021元/kW,低于方案自身千瓦投资,补充电能投资2.24元/kWh,尚属经济范围内;从480 MW到520 MW,增加工程投资1.82亿元,增加年发电量6 099万kWh,补充千瓦投资4 542元/kW,也低于方案自身千瓦投资,但补充电能投资高达2.98元/kWh,可见从480 MW到520 MW方增加投资应是不经济的。

2.5 电力电量平衡分析

沙湾水电站加入四川电网电力系统进行电力电量平衡。根据设计水平年2015年四川电网相关数据分析,该站各装机容量方案均为必需容量,基荷出力容量各方案均为100 MW,检修容量分别为110 MW、120 MW、130 MW,可以用于调峰的出力57 MW,冬季12月份典型日调峰工作容量分别为230 MW、260 MW、290 MW,电站调峰时间约5小时。

2.6 最后选择

综合考虑,选择装机容量为480 MW。

3 水轮机额定水头选择

3.1 水头影响因素

根据相关数学模型计算成果,尾水渠泥沙淤积20年基本达到平衡,最大淤积厚度0.75 m,尾水位仅抬高约0.09 m,尾水渠泥沙淤积对电站利用水头几乎无影响;沙湾电站尾水渠考虑采取封闭式防渗墙处理渗流后,总渗流量仅为 $1.1 m^3/s$,占引用流量仅0.5%,尾水渠渗流也不会对电站利用水头造成影响。根据水能计算成果,在不考虑尾水渠泥沙淤积情况下沙湾水电站最大水头27.76 m,最小水头23.57 m,年加权平均水头25.79 m,汛期加权平均水头24.84 m。

3.2 3种额定水头方案比较

该电站水力受阻主要在7~10四个月。结合汛期水头分布情况,本着控制电站受阻时间,减少电站引用流量,从而节约尾水渠工程量和投资的原则,按水头保证率在75~95%之间拟定了24 m、24.5 m、25 m三个额定水头比较,见表2。

表2 沙湾水电站额定水头比较表

项 目	额定水头		
	25	24.5	24
装机容量/万 kW	48		
机组数/台	4		
转轮直径/m	8.2	8.3	8.5
转速/转每分	88.2	83.3	78.9
电站引用流量/ $m^3 \cdot s^{-1}$	2 159	2 203	2 249
年电量/万 kWh	238 551	240 706	241 448
利用时数/h	4 970	5 015	5 030
相对投资/万元	276 846	278 172	280 268
单位千瓦投资/ $元 \cdot (kW)^{-1}$	5 768	5 795	5 839
单位电能投资/ $元 \cdot (kWh)^{-1}$	1.164	1.159	1.164
年电量差/万 kWh	2 155	742	
投资差/万元	1 326	2 096	
增加单位电能投资/ $元 \cdot (kWh)^{-1}$	0.62	2.82	

由表2可见,额定水头由25 m降到24.5 m,电站年发电量增加2 155万kWh,投资增加1 326万元,增加单位电能投资0.62元/kWh,低于基本方案的单位电能投资,说明额定水头由25 m降到24.5 m是经济的;额定水头由24.5 m降到24 m,电站年发电量仅增加742万kWh,投资增加2 096万元,增加单位电能投资达2.82元/kWh,远高于基本方案的单位电能投资,说明额定水头不宜再降低。因此沙湾水电站额定水头选定为24.5 m。

4 水轮机型式选择

4.1 选择范围

根据沙湾电站的运行水头范围,按照水轮机系列型谱和有关资料,沙湾电站可供选择的机型有灯泡贯流式水轮机、轴流转桨式水轮机、混流式水轮机。

4.2 灯泡贯流式水轮机单机容量不能满足要求

当时,国内灯泡贯流式水轮机最大单机容量在40 MW,该站单机容量为100 MW左右,故不宜采用灯泡贯流式水轮机。

4.3 混流式水轮机没有明显优势

过机单位流量偏小,限制工况 $Q'1$ 只能达到1370 L/s,机组造价和土建投资偏大。

4.4 可选模型转轮

该站最高水头27.76 m,为满足水轮机强度要求,选用5叶片的轴流转桨式水轮机。比较好的模型转轮有富春江水电设备总厂90年代初期研制的F24模型转轮、中国水科院在90年代后期研制的JK508模型转轮和东方电机用于江西万安扩建的D345E转轮。F24模型转轮最高效率为90.5%,限制工况 $Q'1$ 达1900 L/s,水轮机限制工况汽蚀系数为0.67。中国水科院在90年代后期研制的JK508模型转轮,转轮叶片数5叶片,推荐使用水头32 m,最高效率高达91.6%,比F24转轮最高效率高1.1%,限制工况 $Q'1$ 达1800 L/s,水轮机限制工况汽蚀系数为0.72。江西万安扩建的D345E转轮,模型转轮最高效率为92.8%,比JK508模型转轮最高效率高1.2%,限制工况 $Q'1$ 达1800 L/s,水轮机限制工况汽蚀系数为0.6。

4.5 最后选择

江西万安扩建机组,额定水头22 m,发电机出力112 MW,水轮机转轮直径8.5 m,与沙湾电站情况非常接近,故被选。

5 水轮机台数选择

该站装机容量为480 MW,机组台数按三、四、五台进行比较,相应单机容量为160 MW、120 MW、9.60 MW。比较见表3。

三个方案技术可行,机组制造难度相当;经济均上,四台机方案机组总重量比三台机方案机组总重量减少235吨,五台机机组总重量比四台机方案机组总重量减少200吨;土建投资则随机组台数增加而相应增加,综合后四台方案较三台方

表3 沙湾水电站机组台数比较表方案

参数单位	三台	四台	五台
装机容量/万kW	48 (3×16)	48 (4×12)	48 (5×9.6)
水轮机转轮直径/m	9.5	8.3	7.4
转速/转每分	71.4	83.3	93.8
单机引用流量 /m ³ /s ⁻¹	734.4	550.8	440.6
电站水轮发电 机组总重/t	8 775	8 540	8 340
多年平均发电量 /万kW·h	239 716	240 706	241 063
装机年利用 小时数/h	4 994	5 015	5 022
相对投资/万元	275 798	278 172	281 501
多年平均发电量 /万kWh		990	357
差值 相对投资/万元	2 374	3 329	

案增加投资2374万元,五台方案较四台方案增加投资3329万元,而各方案间年发电量差别较小,考虑到上游已建铜街子电站装机台数为四台,为满足上下游梯级电站协调运行要求,确定选四台机。

6 水轮机最终主要技术参数及运行分析

6.1 最终选定的水轮机主要技术参数

水轮机型号ZZD345E-LH-850,转轮直径8.5 m,额定转速76.9 r/min,额定流量549.5 m³/s,额定出力123.1 MW,飞逸转速(协联/非协联)165/185(r/min),额定工况点效率92.7%,吸出高度-8.54 m,转轮叶片中心线高程395.00 m,活动导叶数/桨叶数24/5,转轮总重(含油)300 t,水轮机总重1380 t。

6.2 能量特性(效率、出力)

该电站未进行专门的模型转轮开发,采用的是万安水电站已有模型转轮,未进行专门的模型试验和模型验收试验。根据相关文件,ZZD345E转轮能量指标高,其模型额定水轮机效率91.1%,对应电站的原型效率为92.97%;模型最高效率92.8%,对应电站原型最高效率为94.7%,满足机组设计要求。自首台机组2009年4月23日、最后一台机组2010年3月25日投入商业运行以来,电站日发电量于2011年7月17日达到1170.36万kWh,月发电量于2011年3月达到3.167亿kWh,年发电量2012年达到20.726亿kWh。截止2013年6月25日24时止,四台机组累计运行时间分别达到11648.46、18248.13、16710.2、20333.72 h,累计发电量分别达到16.68、

18.78、16.95、22.75亿 kWh,最大负荷分别达到125、123、124、123 MW,机组运行的最高水头是27.87 m,最小水头是16.46 m,满足设计对水轮机出力的要求。

6.3 空化、空蚀特性

目前4台机组的运行时间已达到设计文件规定的机组保证期,从历次检修检查情况看,活动导叶、固定导叶、转轮叶片、尾水管等未发现明显空蚀及磨损现象,转轮叶片局部和导叶上端面有轻微空蚀。1号机组A修检查处理情况:转轮室无明显汽蚀、磨损及裂纹情况;转轮体上与叶片进水边根部对应的位置有300 mm×400 mm轻度汽蚀,一片叶片进水边背面法兰根部有100 mm×150 mm轻度气蚀,刨去气蚀部分,露出母材,补焊后打磨,打磨线型基体保持原状表面光洁;叶片无裂纹,局部有轻微机械损伤。总体来看水机各部件空化空蚀特性满足要求。

6.4 运行稳定性

6.4.1 稳定运行范围

具体要求为:水轮机在空载情况下能稳定运行;在规定的21.24 m~28.24 m水头条件下,机组出力在相应水头下的35%~100%出力保证值时,水轮机均能连续稳定运行,保证出力范围为给定水头下各保证出力的连线。实际情况是4台机组带负荷30 MW~60 MW时,振动较大,这表明机组的振动区偏大。

6.4.2 稳定运行的指标要求。

尾水管压力脉动、顶盖垂直振动值及水导轴承处主轴的摆度不超过有关标准规定。在全部运行范围内,在水轮机机坑脚踏板上方1 m处,用噪音表测量的噪声不超过90 db(A),在距尾水管进入门1 m处的噪声,用噪音表测量的噪声不超过95 db(A)。

6.4.3 稳定运行的实际指标。

模型试验参考资料表明,在电站实际运行水头范围内尾水管下游侧最大压力脉动为4%,各特征水头段的压力脉动满足要求,水轮机可在正常的运行范围内安全稳定运行。机组在线监测系统显示4台机组在一定工况下机组振动值明显偏大。运行稳定性试验报告显示:1号机组试验时上游水位424.30 m,尾水水位404.4 m,机组在50

MW负荷时水导摆度385 μm。在该试验水头下,机组在30~70 MW负荷区间为典型的由尾水管涡带引起的低频水力振动区。2号机组试验时上游水位423.82 m,尾水水位403.83 m,机组在120 MW负荷时水导摆度91.9 μm。在该试验水头下,机组在30 MW负荷附近区域为高频水力振动区;在40~70 MW负荷区间为典型的由尾水管涡带引起的低频水力振动区。3号机组试验时上游水位427.6 m,尾水水位405.00 m,机组在80 MW负荷时水导摆度431 μm,在120 MW负荷时水导摆度208 μm。在该试验水头下,机组在10~30 MW负荷区间为高频水力振动区;在30~90 MW负荷区间为典型的由尾水管涡带引起的低频水力振动区。4号机组试验时上游水位426.7 m,尾水水位405.35 m,机组在100 MW负荷时水导摆度494 μm。在该试验水头下,机组在27 MW负荷附近区域为高频水力振动区;在50~70 MW负荷区间为典型的由尾水管涡带引起的低频水力振动区。

6.4.4 分析结果

分析显示,运行稳定性基本满足生产需要,但存在明显的振动区。

7 结语

综合以上情况,沙湾水电站的水轮机选型设计是合理的,但由于机组振动偏大,需尽量避开水轮机的不稳定区域运行。同时,需完成全水头段的稳定性试验,系统观测,积累数据,分析规律,结合真机的实际运行情况科学划分运行区域,确保水轮机的运行稳定性和可靠性;对运行过程中出现的问题及时处理,以避免振动、摆度过大造成瓦隙扩大及固定部件的松动;增加机组检查、检修深度防范事故于未然。

作者简介:

张冰雪(1973-),男,四川阆中人,生产技术部副主任,高级工程师,从事水力机械技术管理;

吕勤川(1968-),男,四川南充人,副设总,高级工程师,从事水力机械设计工作;

程海峰(1977-),男,安徽霍山人,发电部机械专业工程师,助理工程师,从事水力机械技术管理。

(责任编辑:卓政昌)