

国产200 MW机组凝结水溶氧超标的原因分析

石景山热电厂 (北京 100041) 刘政修 吴玉鹏

华能北京热电厂 (北京 100023) 李海滨

文 摘 分析国产200 MW机组凝结水溶氧超标的原因,并提出了具体的改进措施。该措施使石景山热电厂国产200 MW机组凝结水溶氧合格率明显提高,可供国产200 MW机组的电厂在降低凝结水含氧量,提高凝结水溶氧合格率时参考。

关键词 发电机组 凝结水 溶氧 分析

在凝汽式火力发电厂中,凝结器是汽轮发电机组重要的附属设备之一。汽轮发电机组凝结水溶氧超标,将腐蚀机组凝结水系统产生腐蚀,腐蚀产物在汽水系统中迁移,将腐蚀机组热力设备、结垢、积盐,严重影响发电机组安全、稳定、经济运行。

1 机组概况和机组投运初期凝结水溶氧合格率

石景山热电厂一期工程装有3台容量为200 MW的供热发电机组。1、2号机组汽轮机型号为C145 / 200-130 / 535 / 535,凝结器型号为N12400,系哈尔滨汽轮机厂制造;3号机组汽轮机型号为NC200 / 140-127 / 535 / 535,凝结器型号为N12586SY,系东方汽轮机厂和北京重型机械厂联合制造。机组投产初期,凝结水溶氧超标或溶氧合格率偏低,凝结水溶氧合格率统计见表1。

表1 机组投产初期凝结水溶氧合格率%

项目	1989年	1990年	1991年	1992年	1993年
1号机组	34.2	0	0	22.0	19.1
2号机组	—	89.3	70.2	52.3	86.0
3号机组	—	—	90.2	77.3	27.8

2 机组凝结水溶氧超标的原因分析

2.1 机组基建安装遗留问题

2.1.1 利用机组检修机会,分别对1、2、3号机组负压系统进行了灌水查漏,凝结器灌水至12 m,发现凝结器喉部焊缝有漏焊的缺欠,凝结器热水井焊缝有砂眼,这对机组凝结器严密性及凝结水溶氧有很大影响。

2.1.2 机组负压系统有些阀门,原设计为水封门,而实际安装为普通闸阀。这些阀门分别为:凝结水电动再循环门,轴封加热器疏水至凝结器的截断门,凝结水双蝶阀小蝶阀出口截断门,4号低压加热器疏水至凝结器截断门,1、2号低压加热器疏水至凝结器调节门后截断直通门。

2.2 机组原设计不合理问题

1号低压加热器疏水泵设计选型不合理,泵的扬程与凝结水双蝶阀前压力不匹配,此泵的扬

程为1.6 MPa，其出口与凝结水母管相联，位置在凝结水双蝶阀前，机组低负荷时，凝结水双蝶阀前压力必须大于与凝结水相联处的母管压力，否则1号低压加热器疏水泵不能安全、稳定运行。

2.3 机组负压系统设备缺陷对凝结水溶氧的影响

2.3.1 由于各种疏水的参数(压力、温度)不同，产生的交变应力，使机本体疏水扩容器焊缝开焊，从而影响凝结水溶氧。

2.3.2 汽轮机轴封漏汽影响凝结水溶氧。

2.3.3 机组负压系统、设备阀门缺陷影响凝结水的溶氧。

2.3.4 机组凝结水泵泵体裂纹、盘根、水封等影响凝结水溶氧。

2.4 机组负压系统相关部分对凝结水溶氧有影响

2.4.1 与凝结器相关的三、四级水封正常运行时不宜开启直通门，不宜开启四级水封前至凝结水母管间的回水门，机组负压系统中各水封门的水封应投入。

2.4.2 机组高压加热器启动、停运后，疏水至凝结器的总门应关闭。

2.4.3 机组正常运行时，应关闭凝结水再循环门；凝结器、除氧器水位自动调节装置应投入。

2.4.4 汽轮机凝结器热水井水位计、化学取样门漏汽等因素也对凝结水溶氧有影响。

2.5 凝结器补水对凝结水溶氧的影响

机组在正常运行时，除盐水是通过凝结器喉部喷淋管补至热水井。一般情况下除盐水溶氧为6~8 mg/L；温度为20~30℃。但由于凝结器本身相当于真空除氧器，当补水量不大时，除盐水中的溶氧大部分被除去，对凝结水溶氧影响不大。当除盐水向凝结器补水，补水率大于5%时，凝结器补水对凝结水溶氧有一定影响。

2.6 凝结器热水井水位对凝结水溶氧的影响

2.6.1 当1、2号机组凝结器热水井水位在200~900 mm，即涡流系数Q值在0.56~2.50之间时，凝结水溶氧合格。

$$Q = h / D_g$$

式中 h——凝结器热水井水位，mm；

D_g ——凝结器热水井出口管径，mm；

Q——涡流系数。

若 $Q < 0.56$ ，凝结水在凝结器热水井中产生涡流而夹带气体，而影响凝结水溶氧；

若 $Q > 2.50$ ，凝结水会淹没凝结器热水井除氧溅水角铁，甚至淹没凝结器铜管，使凝结水过冷度增大，而影响凝结水溶氧(见表2)。

表2 1号机组凝结器热水井水位与凝结水溶氧的关系

项 目	数 值					
凝结器热水井水位 / mm	150	200	400	450	900	1000
凝结水溶氧量 / $\mu g \cdot L^{-1}$	60	20	10	10	25	50

注：机组负荷180 MW。

2.6.2 3号机组凝结器热水井水位在400~1000 mm时，即Q值在1.11~2.78之间时，凝结水溶氧合格。由于3号机组凝结器热水井容积大，且无除氧溅水角铁，所以凝结器热水井水位低时对凝结水溶氧影响大；凝结器热水井水位高时对凝结水溶氧影响小，但凝结器热水井水位不应太高，以防淹没凝结器铜管，使凝结水过冷度增大而影响凝结水溶氧(见表3)。

表3 3号机组凝结器热水井水位与凝结水溶氧的关系

项 目	数 值					
凝结器热水井水位 / mm	370	400	740	800	1000	1200
凝结水溶氧量 / $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$	60	20	30	10	20	50

注：机组负荷200 MW。

2.7 1号低压加热器及轴封加热器疏水对凝结水溶氧的影响

机组自投运以来，1号低压加热器及轴封加热器疏水直接进入凝结器热水井，这部分疏水含氧量高，若将这部分疏水通过疏水泵打至1号低压加热器出口，凝结水溶氧量明显降低(见表4)。

表4 1号低压加热器及轴封加热器疏水与凝结水溶氧量的关系

项 目	试验次序					
	1	2	3	4	5	6
疏水打至凝结器时凝结水溶氧量	80	80	80	80	80	80
疏水打至1号低压加热器出口时凝结水溶氧量	20	20	30	20	30	10

注：试验时，机组低负荷运行，轴封加热器汽侧压力为-0.02 MPa。

考虑到这部分疏水含氧量高，对轴封加热器及2、3、4号低压加热器产生氧腐蚀，建议借机组检修机会将其接至4号低压加热器出口，通过高压除氧器除去其中的溶氧；或接至凝结器喉部并经喷淋装置，靠凝结器真空除氧后进入凝结器热水井(见图1)。

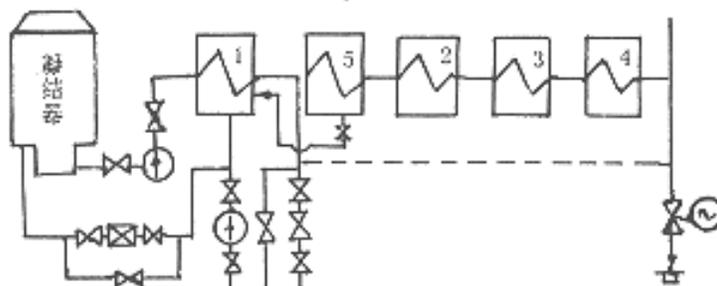


图1 1号低压加热器及轴封加热器

疏水至4号低压加热器出口示意图

- 1——1号低压加热器；2——2号低压加热器；
- 3——3号低压加热器；4——4号低压加热器；
- 5——轴封加热器

2.8 其它因素对凝结水溶氧的影响

2.8.1 冬季机组供热时，由于凝结器热负荷小，循环冷却水温度低，凝结水有过冷现象，影响凝结水溶氧。

2.8.2 机组轴封冷却器无水位运行时，易影响凝结水溶氧。

3 降低机组凝结水溶氧所采取的具体措施

3.1 利用机组检修机会，解决基建安装及原设计不合理问题

3.1.1 将机组负压系统中的普通闸阀更换为水封门。

3.1.2 对机组凝结器喉部漏焊的焊缝进行内侧全面补焊。

3.1.3 更换机组1号低压加热器疏水泵，并将疏水泵出口接至4号低压加热器出口，再加装2号低压加热器疏水至1号低压加热器的系统，以解决机组低负荷时1号低压加热器疏水泵出力不足和供热负荷高时低压加热器疏水量少直接排至凝结器而引起的复水溶氧不合格问题。

3.2 增加机组凝结水溶氧超标的查找手段

3.2.1 为便于凝结水泵查漏消缺，加装打压查漏系统(见图2)。

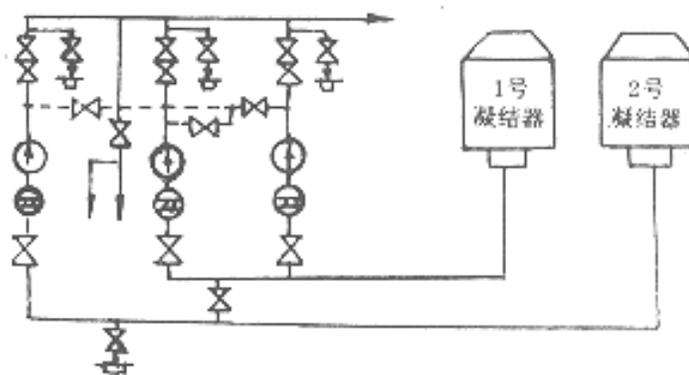


图2 凝结水泵打压查漏示意图

3.2.2 为保证机组负压系统灌水查漏效果，在汽轮机低压缸入口接D 108杂用风管，负压系统灌水查漏时，将风压开至0.03 ~ 0.05 MPa时，有利于发现漏点和消缺。

3.3 提高影响凝结水溶氧设备的检修质量，及时消除影响凝结水溶氧的设备缺陷

3.3.1 利用机组检修机会对负压系统反复灌水查漏，确保缺陷消除。

3.3.2 把影响凝结水溶氧的负压系统设备阀门，列入标准检修项目。

3.3.3 将机组凝结水溶氧合格率作为机组检修热态验收项目，保证机组启动后，凝结水溶氧合格率大于95%。

3.3.4 机本体疏水扩容器引入凝结水进行喷水减温。

3.3.5 通过技术改造，将机组凝结器、除氧器水位自动调节装置投入。

3.3.6 汽机检修人员应及时消除影响凝结

表5 1997年度1、2、3号机组凝结水溶氧合格率统计%

项 目	时 间 (月分)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1号机组	94.0	—	98.5	88.7	95.6	—	100	—	99.3	99.5	80.0	—
2号机组	—	82.3	94.6	—	100	99.3	100	100	100	97.0	80.0	93.0
3号机组	100	100	100	97.5	100	100	98.3	100	100	—	92.0	100

水溶氧的设备缺陷。

3.4 加强机组运行调整、管理，保证机组凝结水溶氧合格

3.4.1 汽轮机运行人员要加强设备巡回检查，对影响凝结水溶氧的设备缺陷及时提出，运行中不能消除的设备缺陷用黄油临时封堵。

3.4.2 保持凝结器热水井水位符合规范。

3.4.3 根据机组负荷，及时调整轴封供汽压力及轴封加热器汽侧压力(在1号低压加热器疏水泵能正常运行时，此项可不调整)。

3.4.4 三台机组凝结水溶氧合格率见表5。

3.4.5 加强运行人员培训，严格奖惩考核。

4 结论

通过对国产200 MW机组影响凝结水溶氧的原因分析，并采取相应的具体措施，使凝结水溶氧合格率明显提高(见表5)，减少了机组热力设备系统的腐蚀、结垢、积盐，保证了机组安全、稳定、经济地运行。