

电水热三联产机组水处理系统的工艺特点

耳金
双鑫

神华国华广投（北海）发电有限责任公司，广西北海 536000

The technological characteristics of water treatment system of electric heat three generation unit

NIE Xin

Shenhua Guohua Guangtou (Beihai) Power Generation Company Limited Guangxi Beihai 536000

Abstract: To an electric hot water three cogeneration power plant water treatment system as an example, respectively, the boiler feed water, unit condensation water, water supply units and units DC cooling water, water processing technology characteristics of the system, the analysis of reasons for the existing problems of the system and puts forward the corresponding solutions.

Key words: electric water heat three generation; supply water treatment; condensate water treatment; water treatment; DC cooling water treatment

摘要: 以某电热水三联产机组水处理系统为例, 分别介绍锅炉补给水、机组凝结水、机组给水和机组直流冷却水等水处理系统的工艺特点, 针对各系统现存问题分析原因并提出相应的解决方案。

关键词: 电水热三联产 补给水处理 凝结水处理
给水处理 直流冷却水处理

1 引言

河北省渤海新区是 2007 年成立的新兴工业
区,渤海新区虽濒临渤海却缺乏淡水,2012 年渤海
新区淡水缺口达 5 万 t/d,加之当地冬季最低日
温度-19℃,采暖期平均温度 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ 的天数为 117
天,自然条件较为恶劣。渤海新区内某火电厂现
已建成一期 2×600MW 亚临界燃煤发电机组和二
期 2×660MW 超临界燃煤发电机组,一期工程安
装 2 台上海汽轮机厂生产的 600MW 抽汽凝汽式
汽轮机,二期工程安装 2 台哈尔滨汽轮机厂生产
的 660MW 超临界凝汽式汽轮机,一期和二期共
4 台发电机组循环水系统均采取直流冷却方式。
电厂 4 台机组除向河北南网送电外,与机组配套
还建有 3 台总容量 3.25 万 t/d 的低温多效蒸馏海

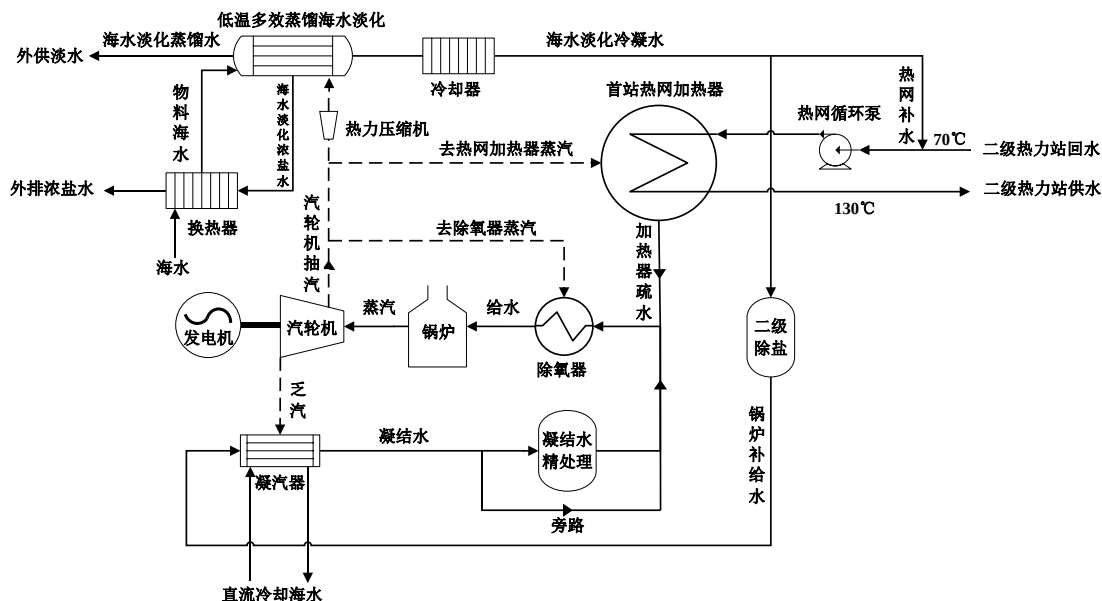


图 1 电水热三联产机组原则性水汽流程图

收稿日期:

作者简介: 聂鑫 (1970-), 男, 本科, 高级工程师, 现从事海水淡化及水处理技术管理工作, 710143100@qq.com。

水淡化制水站和供热负荷 293.8MW 的集中供热站，分别向渤海新区集中供水和供热，目前日供淡水 1.5 万 t、采暖期供热负荷 123MW，供热面积达 175.7 万 m²，全厂海水淡化制水耗汽量为 152t/h，近期集中供热站耗汽量为 180t/h。海水淡化制水热源和供热站供热热源均来自汽轮机四段抽汽，其额定抽汽压力 0.75±0.2MPa.a。为提高机组电水热三联产的经济性，一二期汽轮机分别采用可调整抽汽方式和非调整抽汽方式，汽轮机正常运行的抽汽压力保持在 0.55MPa.a，4 台汽轮机最大抽汽能力可达 1000t/h。

2 机组水处理系统概况

图 1 是电水热三联产机组原则性水汽流程图。低温多效蒸馏海水淡化制水站对外供水方式为直供式，汽轮机抽汽提供低温多效蒸馏海水淡化的制水蒸气，低温多效蒸馏海水淡化所产的由海水蒸发形成的蒸馏水含盐量通常小于 5mg/L，这部分淡水直接外供用于生产和生活，低温多效蒸馏海水淡化装置所生产的含有汽轮机抽汽的冷凝水则经过二级除盐处理后又作为锅炉补给水返回抽汽机组以维持水汽平衡，蒸发浓缩后的海水称为浓盐水，浓盐水的盐度约 48‰（当地天然海水盐度约 32‰）、温度 22℃~47℃之间，全部浓盐水均汇入机组直流冷却水随温排水一起排入大海。集中供热站对外供热方式为间供式，汽轮机抽汽提供热网加热器的加热蒸气，经换热作为首站热源经二级热力站送至热用户的户内供暖设备，首站供一次热网的供回水温度分别为 130℃和 70℃，至二级热力站的供水压力不超过 1.6MPa，供热管网中间设升压站，目前供热循环水流量 2110t/h，远期供热循环水流量预计可达 5040t/h，海水淡化冷凝水含盐量通常小于 2.5mg/L、硬度为 0 且不含不凝气体^[1]，这部分淡水直接作为热网补充水，而热网加热器疏水则直接回收至机组除氧器以维持水量平衡。

3 锅炉补给水处理系统

工业锅炉用水一般为自来水和地下水，在经过锅炉加热后很容易产生水垢，还会对锅炉内壁产生腐蚀，严重危害锅炉的正常使用。锅炉补给水处理的主要任务是保证供给数量充足、质量合格的除盐水，以保证机组的安全、经济运行。

3.1 工艺特点

锅炉补给水处理采用一级除盐（阳床+阴床）

加混床模式，整个水处理系统俗称二级除盐系统。该系统以海水淡化冷凝水作为原水，这种原水不经任何预处理而依次直接进入阳床、阴床和混床进行除盐，由于低温多效蒸馏海水淡化在真空制水条件下具有脱气作用，因此阳床后也未设置除碳器等传统的脱气设备。此外，由于低温多效蒸馏海水淡化蒸发器内部的汽侧压力高于盐水侧压力，万一换热管泄漏浓盐水也不会污染冷凝水，这样就从根本上保证了锅炉补给水处理系统的原水水质稳定且满足设计要求。

3.2 存在问题及原因分析

锅炉补给水处理系统各级水质如表 1 所示，该系统的原水（即海水淡化冷凝水）含盐量一般小于 2.5mg/L，根据电导率与含盐量换算的经验公式 $1\mu\text{s}/\text{cm}\approx 0.55\text{mg}/\text{L}\sim 0.57\text{mg}/\text{L}$ ，换算为原水的电导率是小于 $5\mu\text{s}/\text{cm}$ 。《电厂化学运行规程》规定：“一级除盐水 SiO₂ 超过 100 μg/L 或电导率超过 $5\mu\text{s}/\text{cm}$ 时执行树脂再生程序”。但在实际运行中发现，如果严格按照水质监测数据执行树脂再生程序的话，一级除盐树脂的再生周期会很长（通常在 5 个月以上）。经过分析，锅炉补给水处理系统的原水来自海水淡化冷凝水，大部分由机组抽汽凝结而成，其水质较好（几乎与一级除盐出水相同），当原水进入一级除盐时树脂消耗的氢和氢氧根离子很少，使得阴阳床长期都不失效。

表 1 锅炉补给水处理系统各级出水水质

项目	原水	一级除盐	二级除盐
SiO ₂ (μg/L)	—	≤100	≤20
电导率(μs/cm)	≤5	≤5	≤0.2
硬度(mmol/L)	≈0	≈0	≈0

3.3 解决方案

锅炉补给水处理系统中阴阳床均为顺流再生床，长期运行而不再再生会使树脂被压实影响再生效果，而且树脂进行碱再生时甚至会因体积变化受到挤压而破碎，因此在实际运行中通常对阴阳床采取 3 个月为周期的强制再生策略。下一步计划实施技改工程，取消一级除盐设备将原水直接送入混床进行二级除盐，系统简化后在保证出水水质前提下不仅可以降低运行和维护费用，而且能有效提高设备利用率。

4 汽轮机凝结水处理系统

凝结水一般包括汽轮机凝结水、疏水和生产返回水三种，由于各种杂质进入汽轮机凝结水系统造成了污染，使得凝结水的品质难以达到锅炉给水的要求，必须对凝结水进行处理。

4.1 工艺特点

电厂一期机组正常运行供汽压力 0.55MPa.a、温度 320℃，换算为蒸汽焓值是 3105kJ/kg，一期机组由于抽汽焓值相对较低而成为海水淡化和供热站的主力供汽机组。为维持机组水汽总量的平衡，一期机组在大量供汽的同时也连续补入除盐水和汽轮机疏放水等凝补水，因此一期机组的补水率相对较高。

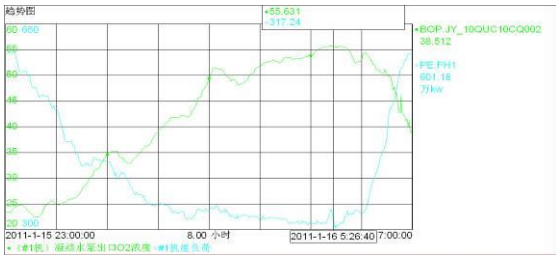


图2 1号机组发电负荷与凝结水泵出口溶解氧浓度关联趋势图

4.2 存在问题及原因分析

电厂一期两台亚临界机组为非给水加氧机组，其凝结水的溶解氧含量应小于 30μg/L^[2]。图2是一期1号机组负荷与凝结水泵出口溶解氧含量的趋势图，由图2可见1号机组凝结水泵出口溶解氧含量最高达到 55μg/L，且凝结水溶解氧含量与机组负荷基本成反比关系。经过分析，如果单台机组对应单台海水淡化和单台热网加热器，则机组总供汽量约 140t/h，那么机组的补水量将达到 150t/h 以上，大量且富氧的除盐水和汽轮机疏放水作为凝补水直接补至凝汽器热井，而热井位置较低且又是整个凝汽器的低温区域，使得凝汽器对这些凝补水的热力除氧和真空除氧的效果均较差，因此一期机组补水量大且补水位置不合理是凝结水溶解氧含量超标的主要原因。超标形式表现在同一时期，当机组负荷较低时（相应的凝结水流量较小）凝结水溶解氧含量高，当机组负荷较高时（相应的凝结水流量较大）凝结水溶解氧含量低。

4.3 解决方案

将电厂一期机组的除盐水和汽动给水泵密封回水等凝补水的补水位置由原来的凝汽器热

井改至凝汽器喉部（改造方式分别如图3和图4中虚线所示），并在高低压凝汽器喉部分别加装一套流量 200t/h 的雾化喷嘴装置，以增加凝补水在凝汽器内的下落距离和时间，同时凝补水雾化后也增大了水滴的表面积与体积之比，为气体从水滴中逸出创造了有利条件，强化了凝补水与汽轮机排汽之间的换热，使凝补水很快达到饱和状态，提高了凝汽器对凝补水的热力除氧和真空除氧效果^[3]。一期机组凝补水的补水方式改造后的现场照片如图3和图4所示。

二期两台超临界机组则借鉴一期机组的成



图3 1号机组凝补水喷淋雾化改造后现场照片



图4 1号机组改造后给水泵密封水回水管道照片

功经验，在凝汽器出厂前就由哈尔滨汽轮机厂对其补水方式进行类似的喷淋雾化改造，改造后一二期四台机组凝结水溶解氧含量均大幅下降。需要说明的是，这种改造方式尤其适用于回水率低且补水量大的机组，改造中还应注意以下两点：一是应保证补充水从凝汽器喉部喷出使其与排汽迅速混合，二是补充水雾化程度要高从而使水

均匀地充满凝汽器空间。

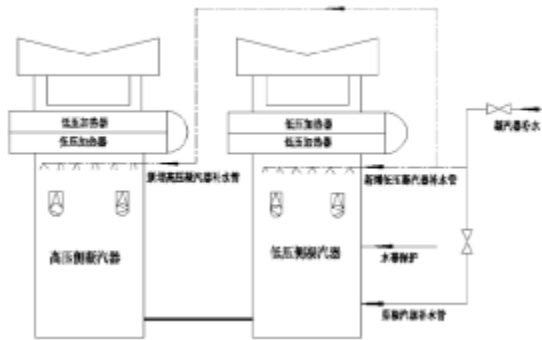


图 5 一期机组凝补水补水改造系统图

5 锅炉给水处理系统

锅炉给水品质与锅炉炉管的工作状况（如结垢、积盐、腐蚀等）和服役寿命密切相关，锅炉给水处理与水工况调节直接影响机组的安全和稳定运行。

5.1 工艺特点

电厂一期机组配有两台同型号的 SG-2028/17.5-M909 的亚临界参数汽包炉，二期机组配有两台同型号的 SG-2080/25.4-M9XX 的超临界参数直流炉，由于一二期四台机组的热力系统均设计为无铜系统，因此在机组给水处理方式的最初设计上也与国内同类型机组相似而采用还原性全挥发处理，即锅炉给水在加氨调整 pH 值的同时还要加入联氨除氧以维持高、低压给水处于还原性状态，目的是防止水汽系统的腐蚀。

5.2 存在问题及原因分析

电厂一二期四台机组水汽系统因防腐需要而加入有毒且易挥发的联氨，而海水淡化制水用汽和集中供热站供热用汽均来自汽轮机抽汽，理论上整个电水热三联产的水汽系统内都含有联氨，这就使得供水和供热系统均存在危险化学品所带来的安全隐患。正是鉴于此，我国许多饮用水锅炉和生活用水锅炉都已限制使用联氨用于给水除氧。

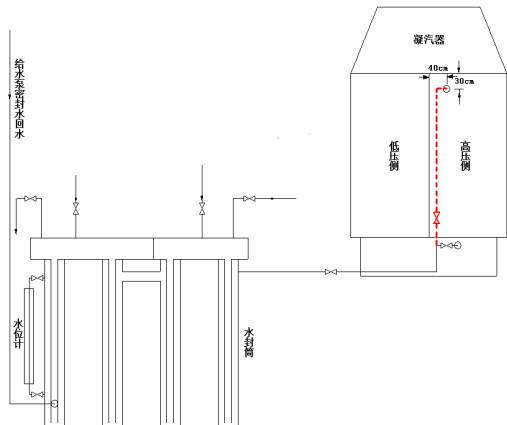


图 6 一期机组给水泵密封水回水改造示意图

5.3 解决方案

通过水处理方式优化，电厂将一期亚临界机组给水处理方式由还原性全挥发处理调整为氧化性全挥发处理，即给水只加氨水而不加入联氨等除氧剂。通过水处理工况转换，将二期超临界机组给水处理方式由还原性全挥发处理转换为加氧处理，即给水中加入氨水和氧气而不加入联氨。这里需要强调的是，二期机组在水处理工况转换后已通过调整试验使给水氧含量维持在标准规定的下限^[4]，这种作法是基于以下考虑：“当前国内在给水处理与超临界直流炉高温氧化之间尚存有技术争议，将机组高低压给水氧含量维持在较低水平，既保证了给水和高加疏水铁含量合格以防止流动加速腐蚀（FAC），又可使给水中的氧气在锅炉的低温区域就消耗殆尽”。

6 直流冷却水处理系统

电厂是指向循环冷却水中投加杀菌灭藻等化学药剂，既降低循环水对设备的腐蚀性又确保换热设备不结垢^[5]。滨海电厂一般利用电解制氯装置采取电解天然海水的方式抽取次氯酸钠，以次氯酸钠作为循环水处理系统的杀菌灭藻剂。

6.1 工艺特点

电厂一二期机组均采用海水直流冷却工艺，冷却海水流过凝汽器将汽轮机乏汽冷凝、经一次性热交换后成为温度高于自然水体的温排水直接排入大海，该工艺具有冷却效果好、系统简单等特点。

6.2 存在问题及原因分析

图 7 是渤海新区当地天然海水与电水热三联产机组温排水在 2011 年全年的温度分布曲线图。由图 7 可以看出，1 月份天然海水温度最低为-1.5℃，此时电水热三联产机组温排水的温度为 7.4℃，8 月份天然海水温度最高为 27℃，此时电水热三联产机组温排水的温度为 36℃，电水热三联产机组温排水温度平均高出天然海水温度约 10℃，温排水的焓值较天然海水平均高出 40kJ/kg，机组温排水大量直排大海不仅对受纳海域产生热污染，同时也造成了电水热三联产机组的工质和能量的浪费^[6]。

6.3 解决方案

如果将整个电水热三联产机组看作一个工质和能量循环的闭式系统，将排至系统外的工质和能量进行回收将有效提高整个系统的资源利用率^[7]。目前电厂正在进行这方面的研究并已取得阶段性进展，一是利用热泵余热回收技术回收利用机组温排水、海水淡化浓盐水中的低品位热能^[8]，二是将海水淡化浓盐水回用于电解制氯系统，将高温度和高盐度的海水淡化浓盐水代替天

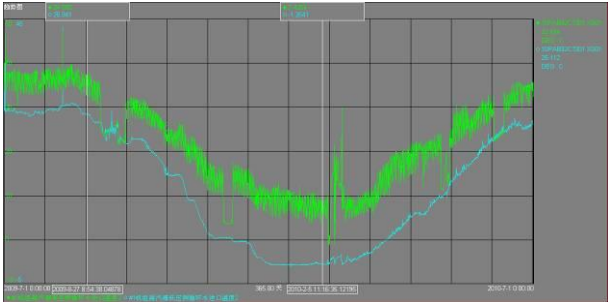


图 7 天然海水与电水热三联产机组温排水全年温度分布曲线图

然海水作为电解制氯的原料水以提高电解制氯系统的安全性和经济性。

7 结论及建议

电厂根据当地淡水匮乏且供热分散的地区形势，采用 600MW 等级汽轮机抽汽分别作为海水淡化制水汽源和集中供热站供热汽源，向渤海新区集中供水和供热的同时，最大程度降低火电厂冷源损失，回收并重复利用水汽资源，建成符合循环经济发展方向的电水热三联产模式，同时通过技术创新和系统优化，形成独具特色的电水热三联产机组水处理工艺，促进了我国电水热三联产产业的健康发展。

8 技术展望

致谢

感谢神华河北国华沧东发电有限责任公司吴志奇高工和神华国华北京电力研究院有限公司靖长财高工对本文的悉心指导。

参考文献

[1] 高从培,陈国华.海水淡化技术与工程手册[M].北京:化学工业出版社,2004:22.
[2] 曹杰玉,宋敬霞,孙本达.GB/T 12145-2008,火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量[S].
[3] 陈国慧,林万超,邢秦安,等.改变补水方式的节能效益解析[J]. 热能动力工程, 2000,15(1):69-70.
[4] 李贵成,李志刚,王宝兰等.DL/T805.1-2002,直流锅炉给水加氧处理导则[S].
[5] 阎水保,阎留保.电厂热力系统节能分析原理及应用.黄河水利出版社,2000,6.
[6] 陈国慧,林万超,邢秦安,等.改变补水方式的节能效益解析[J].热能动力工程,2000,15(1) :69-70.
[7] 靖长财.汽轮机凝结水溶解氧量高的原因分析及对策[J].华北电力技术,2002,4:18-22.

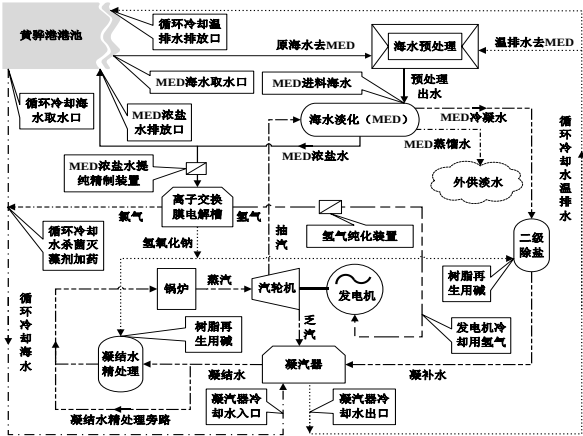


图 8 电厂基于热法海水淡化形成循环经济发展模式的技术途径图

我国盐化工行业的老三样是氯化钠、氯化钾、氯化镁。而电厂则可在电水热三联产的基础上，基于热法海水淡化形成类似盐化工的循环经济模式（如图 8 所示）。这一循环经济模式的主要工艺流程是：以低温多效蒸馏海水淡化装置（简称 MED）为核心，以温度较高的发电机组的温排水作为海水淡化的原料水以提高海水淡化制水效率，海水淡化制成的蒸馏水作为产品水外供作为生产和生活用水，海水淡化形成的冷凝水返回抽汽机组作为补给水，海水淡化形成的盐度较高的浓盐水通入离子交换膜电解槽，分别形成氢气、氯气和氢氧化钠，氢气经提纯后作为氢冷发电机的冷却用气、氯气加入发电机组冷却水中作为杀菌灭藻剂、氢氧化钠作为电厂水处理系统的再生用碱，在充分利用电厂热能的同时也将海水吃干榨尽，做到物尽其用。

- [8] 倪维斗,郑洪,李政,等.多联产系统:综合解决我国能源领域五大问题的重要途径[J].动力工程,2003,28(2).