

燃煤电厂末端废水零排放处理技术路线研究

牛 烁¹, 潘忠民¹, 高贯营¹, 刘伟杰²

¹国能神皖安庆发电有限责任公司, 安徽 安庆

²国能(南京)水务环保科技有限公司, 江苏 南京

收稿日期: 2024年7月4日; 录用日期: 2024年8月6日; 发布日期: 2024年8月13日

摘 要

燃煤电厂末端废水处理是实现燃煤电厂各类废水近零排放的关键, 而末端废水因水质复杂、浊度高、硬度高、盐分高、强腐蚀等特点, 使得其处理难度大, 高效处理与低成本投入难以两全。文章围绕实际案例对直接旁路烟气蒸发工艺、软化 + 纳滤分盐 + 蒸发结晶工艺、热法浓缩 + 旁路烟气蒸发工艺三个方案进行了对比分析。最终综合技术与经济性因素, 建议采用热法浓缩 + 旁路烟气蒸发工艺。

关键词

燃煤电厂, 末端废水, 零排放, 改造方案

Study on Technical Route of Zero Discharge Treatment of Terminal Wastewater of Coal-Fired Power Plant

Shuo Niu¹, Zhongmin Pan¹, Guanying Gao¹, Weijie Liu²

¹National Energy Shen Anhui Anqing Power Generation Co., LTD., Anqing Anhui

²National Energy (Nanjing) Water Environmental Protection Technology Co., LTD., Nanjing Jiangsu

Received: Jul. 4th, 2024; accepted: Aug. 6th, 2024; published: Aug. 13th, 2024

Abstract

Terminal wastewater treatment of coal-fired power plants is the key to achieving near-zero discharge of all kinds of wastewater from coal-fired power plants. The characteristics of terminal wastewater such as complex water quality, high turbidity, high hardness, high salinity and strong corrosion make it difficult to treat, and it is difficult to achieve both efficient treatment and low-cost input. In this paper, the direct bypass gas evaporation process, softening + nanofiltration

文章引用: 牛烁, 潘忠民, 高贯营, 刘伟杰. 燃煤电厂末端废水零排放处理技术路线研究[J]. 环境保护前沿, 2024, 14(4): 907-912. DOI: 10.12677/aep.2024.144120

salt + evaporation crystallization process, and thermal concentration + bypass gas evaporation process are compared and analyzed. Finally, considering the technical and economic factors, it is recommended to adopt the thermal concentration + bypass gas evaporation process.

Keywords

Coal-Fired Power Plants, Terminal Wastewater, Zero Discharge, Reconstruction Scheme

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

燃煤电厂末端废水主要来源于脱硫系统排放的废水[1], 具有水量大、浊度高、硬度高、盐分高、强腐蚀等特点[2], 因而回用有限, 若通过雨水井或灰场直接外排, 对环境有较大危害性, 环保风险高。

随着国家和社会公众对环保的要求不断提高, 《水污染防治行动计划》和《火电厂污染防治可行技术指南》等对火电行业的废水排放标准要求更加严格, 燃煤电厂末端废水零排放处理技术改造升级已是大势所趋。

2. 技术路线

鉴于国家环保法规日益严格, 以及环评批复文件对外排废水的限制, 安徽某发电厂需要进行全厂废水节水与废水综合治理升级, 其中, 30 m³/h 末端废水零排放处理是重点难点。

石中喜针对燃煤电厂末端废水处理, 研究了高温旁路烟气固化和主烟道低温干燥固化技术, 指出高温旁路烟气固化技术运行可靠性更强且技术更成熟, 投资及运行成本低, 很多工程运行良好[1]。王铮等人对 MED 和 MVR 蒸发结晶技术、烟道蒸发、旁路烟道蒸发技术进行比对, 建议水量大且结晶盐易出售的情况宜采用 MED 和 MVR 蒸发结晶技术[3]。王靖宇等人分析了多个成功实施末端废水零排放的电厂案例, 指出纳滤分盐可得到高纯度的 NaCl, 但投资成本高, 若周边有氯碱厂或对融雪剂有较大需求可以采用[4]。陈文通等人提出低温烟气浓缩的热法浓缩技术, 以提高热利用效率, 降低投资成本[5]。

本文围绕末端废水处理, 为安徽某发电厂提供三种技术路线: 直接旁路烟气蒸发工艺、“预处理软化 + 纳滤分盐 + 蒸发结晶”工艺、“热法浓缩 - 旁路烟气蒸发”工艺, 并开展技术经济性分析, 提出优选建议。

2.1. 技术路线 1: 直接旁路烟气蒸发工艺

末端废水处理技术路线 1 采用直接旁路烟气蒸发工艺, 利用空预器入口前高温烟气的热量将末端废水在设置的旁路烟道蒸发干燥器中雾化后蒸发干燥, 随后产生的结晶盐和水蒸气与粉煤灰一起进入除尘器前端烟道, 其中结晶盐随粉煤灰一起被除尘器捕捉去除, 而水蒸气则随烟气进入脱硫系统[3]。

安徽某发电厂装机容量为 2 × 330 MW + 2 × 1000 MW, 不同机组容量旁路烟气蒸发系统处理量见表 1。由表 1 可知, 按照旁路烟气蒸发处理能力计算, 单台 330 MW 机组旁路烟气蒸发系统最大处理量为 4 m³/h、单台 1000 MW 机组旁路烟气蒸发系统最大处理量为 12 m³/h, 因此全厂 4 台机组旁路烟气蒸发系统最大处理量为 32 m³/h。全厂完成节水与废水综合治理改造后, 末端废水水量为 30 m³/h, 可以采用旁路烟气蒸发工艺直接蒸发固化, 无需浓缩减量。具体工艺流程如图 1 所示。



Figure 1. Process flow chart of terminal wastewater treatment based on direct bypass gas evaporation
图 1. 基于直接旁路烟气蒸发的末端废水处理工艺流程图

Table 1. Calculation table of evaporation water of bypass flue gas evaporation system
表 1. 旁路烟气蒸发系统蒸发水量计算表

序号	项目名称	单位	1000 MW	660 MW	330 MW
蒸发器出口烟气温度：150℃					
1	喷水量	m³/h	12	8	4
2	空预器出口烟气温度	℃	106	106	120
3	空预器出口混合烟气温度	℃	109	108	122
4	一次风出口	℃	311	307	330
5	二次风出口	℃	302	308	338
6	抽取烟气量占总烟气量体积百分数	%	5.5	5.2	4.5

2.2. 技术路线 2：预处理软化 + 纳滤分盐 + 蒸发结晶

末端废水处理技术路线 2 采用“预处理软化 + 纳滤分盐 + 蒸发结晶”工艺。纳滤分盐指利用纳滤膜的一、二价盐选择透性实现氯化钠的分离和硫酸钠的浓缩[4]。蒸发结晶指在蒸发结晶装置中，利用电能或蒸汽加热，使末端废水中水分蒸发冷凝回用而盐分截留浓缩结晶，常见工艺有多效蒸发结晶(MED)、机械蒸汽再压缩蒸发结晶(MVR/TVR)等，其中 MVR 工艺利用压缩机对蒸发器系统产生二次蒸汽，绝热压缩后使蒸汽升温增压，再将蒸汽排入蒸发器的加热室与末端废水交换热量，废水吸热汽化再次产生二次蒸汽，分离后重新进入机械压缩机进行循环蒸发，能耗相对较低且系统热效率较高[6]。

全厂末端废水 30 m³/h 首先经废水缓冲池进入高效澄清器(石灰 - 碳酸钠软化),出水进入 pH 调整箱，随后经过多介质过滤与超滤，完成预处理后产水进入超滤产水箱，后通过纳滤装置进行分盐处理，浓水返回脱硫系统或用于制浆，淡水进入后续蒸发结晶系统进行结晶处理，最终实现末端废水零排放。具体工艺流程如图 2 所示。

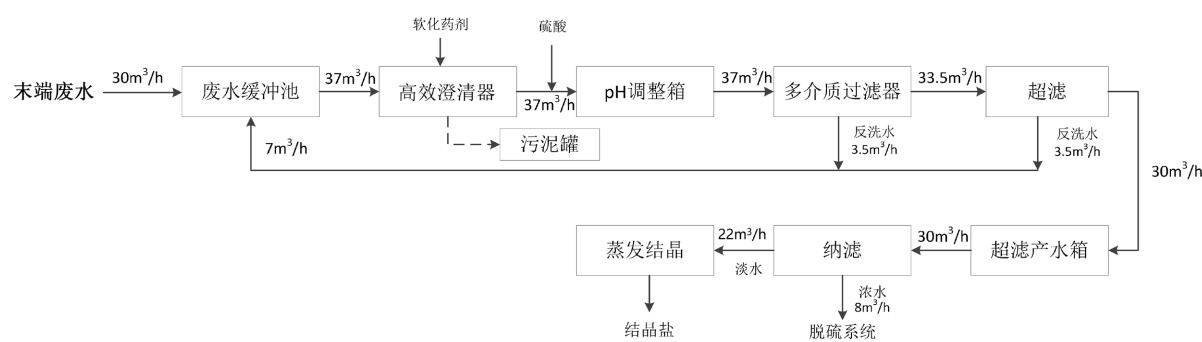


Figure 2. Terminal wastewater treatment process based on “pretreatment + nanofiltration salt + evaporation crystallization”
图 2. 基于“预处理 + 纳滤分盐 + 蒸发结晶”的末端废水处理工艺流程

蒸发结晶虽已有成功应用案例，但其投资成本及运行成本(药剂费、电费、能耗)均较高，不仅需要预处理软化，还需耗用大量的热源进行蒸发固化处理，若采用纳滤分盐，则电耗以及膜维护成本也相应较

高[7]-[9]。电厂若采用技术路线 2 进行全厂末端废水零排放处理，蒸发结晶处理的末端废水将产生二次固体副产物，每年将新增约 1910 吨工业盐，产生二次固废处置问题。这部分最终产生的结晶盐需进一步合理规划处置，以保证真正实现零排放。

2.3. 技术路线 3：热法浓缩 + 旁路烟气蒸发

技术路线 3 采用“热法浓缩 - 旁路烟气蒸发”工艺路线，末端废水无需预处理，直接进入热法浓缩系统进行浓缩减量处理，处理出水经沉淀过滤后直接进行旁路烟气蒸发处理，废水中的盐分进入粉煤灰中，最终实现末端废水零排放，不新增二次固废处置问题。

热法浓缩减量系统利用除尘器与脱硫塔之间 100℃左右的低温烟气，加热废水使其浓缩减量。通过废水中的固体颗粒作为晶种，使结垢物质在晶种上成长，实现废水浓缩的同时减少软化药剂的投加，热法浓缩减量系统通常控制浓缩液氯离子含量不超过 90,000 mg/L [10]。

为缓解旁路烟气蒸发系统喷嘴结垢和堵塞的问题，需要对热法蒸发器出水进行软化降硬和固液分离处理。旁路烟气蒸发利用空气预热器前引出的少量 330~350 摄氏度的高温烟气，将废水喷入热烟气蒸发器中进行雾化干燥。在旁路烟道系统中配置雾化喷嘴，雾化液滴与高温烟气进行快速的传质和传热，使雾化液滴迅速蒸发，从而提高整个系统的热效率和处理能力[11]。

按照电厂末端废水水质水量初步核算，末端废水 30 m³/h 可通过热法浓缩工艺减量至 8 m³/h，考虑到电厂实际运行情况以及旁路烟气蒸发工艺的处理余量，配套 4 台 3 m³/h 处理量的旁路烟气蒸发装置(共计 12 m³/h)对浓盐水进行蒸发固化处理，保证电厂在停机检修过程中都能够实现对末端废水的零排放处置。具体工艺流程如图 3 所示。

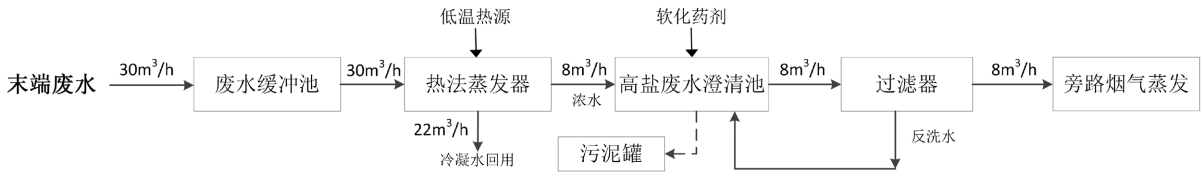


Figure 3. Terminal wastewater treatment process based on “thermal concentration + bypass gas evaporation”
图 3. 基于“热法浓缩 + 旁路烟气蒸发”的末端废水处理工艺流程

3. 技术经济性分析

从技术组合、热源、维护工作、投资费用、年运行费用、处理水量、浓缩液水量和固体副产物处置等方面对三种改造方案进行比较，结果见表 2。对比可知，三种改造方案均能满足安徽某发电厂全厂末端废水零排放处理要求，但各有特点。

Table 2. Comparison of zero discharge renovation schemes for terminal wastewater
表 2. 末端废水零排放改造方案比较

项目	技术路线 1	技术路线 2	技术路线 3
技术组合	直接旁路烟气蒸发	预处理软化 + 过滤 + 纳滤 + 蒸发结晶(MVR/MED)	热法浓缩减量 + 旁路烟气蒸发
热源	高温烟气	蒸汽	低温烟气 + 高温烟气
维护工作	定期更换喷嘴和雾化器；维护工作量最小	定期清洗膜元件、蒸发器以及换热器，产生酸碱废水；维护工作量大	定期更换喷嘴和雾化器；维护工作量较小

续表

投资费用	5700 万元	8500 万元	7200 万元
年运行费用	21 元/吨水	80 元/吨水	13 元/吨水
处理水量	30 M ³ /h	30 M ³ /h	30 M ³ /h
浓缩液水量	/	8 m ³ /h	8 m ³ /h
固体副产物处置	无结晶盐产生， 废水干燥后进入飞灰中	若有销售渠道，可采用分盐工艺； 若不具备销售渠道， 所产生的盐按固废或危废处置	无结晶盐产生， 废水干燥后进入飞灰中

技术路线 1 系统配置简单，占地面积小，投资费用最低，运行维护工作量较小，处理过程中不会产生二次废液或固废，运行成本主要为电耗和煤耗，由于抽取高温烟气作为热源直接处理大量末端废水，因此煤耗成本较高。

技术路线 2 系统配置复杂，占地面积大，投资费用及运行费用高。由于既有膜法又有蒸发结晶工艺，系统维护工作量大，同时膜元件定期清洗会产生二次酸碱废液，增加末端废水处理水量，且处置后还会产生二次副产物结晶盐。

技术路线 3 考虑到节省煤耗以及减配旁路烟气蒸发处理设备规模，系统配置相对于技术路线 2 较简单，通过采用热法浓缩减量工艺，充分利用电厂废热作为热源进行废水的浓缩减量处理，大大减少末端废水水量，降低末端废水旁路烟气蒸发系统投资费用及运行成本。该方案不仅可节省浓缩阶段预处理药剂费及能耗，而且大大减少了高温烟气的抽取量，达到节省煤耗的目的。

根据表 2 对比可知，技术路线 3 的年运行费用最低，是技术路线 1 的 61.9%、技术路线 2 的 16.25%。而技术路线 1 的投资费用最低，是技术路线 2 的 67.1%、技术路线 3 的 79.2%，技术路线 1 的投资回收期最短。因此，技术路线 1 和三在年运行费用和投资成本上各有优势，单考虑年运行费用和投资成本时，当处理水量小于 187.5 万吨，即设备运行少于 62,500 h (约 7 年零 49 天)时技术路线 1 经济效益高于技术路线 3，超过则技术路线 3 经济效益更高。若结合煤耗成本，则这个临界点更提前。燃煤电厂若从长远经济效益看，技术路线 3 更能节约投入成本与能耗。

4. 结论

综上，技术路线 1 操作最简易，并且短期投入最低，节约成本，技术路线 2 投入成本高，工艺复杂，综合性能较低，但若外部结晶盐综合利用条件成熟，将有不错的潜力，技术路线 3 综合性能最佳，节约能耗并且长远经济效益高，对环境影响小。因此，安徽某发电厂综合技术、经济和环境因素，优选技术路线 3。

5. 建议

结晶盐综合利用技术及膜浓缩工艺成本、维护对末端废水处理产生了较大影响，但潜力也不可忽视；利用废热浓缩再结晶，对末端废水处理的能耗有较显著的节约。在产物资源化利用、膜处理降本增效和节约能耗方向的技术创新将是未来末端废水零排放处理的一大突破口。

参考文献

[1] 石中喜. 燃煤电厂末端废水零排放处理系统改造分析[J]. 中小企业管理与科技(下旬刊), 2021(12): 185-187.
[2] 王启栋, 谭云, 冯奇. 燃煤电厂高盐废水零排放处理技术浅析[J]. 青海环境, 2022, 32(2): 100-104.

-
- [3] 王铮, 赵航, 晋银佳, 等. 燃煤电厂高盐废水零排放处理技术及应用研究进展[J]. 电气技术与经济, 2022(5): 69-71.
 - [4] 王靖宇, 陈成, 高志刚, 等. 燃煤电厂脱硫废水处理技术路线选择分析[J]. 现代化工, 2023, 43(7): 44-49.
 - [5] 陈文通, 刘道宽, 吴忠胜, 等. 低温烟气浓缩脱硫废水技术应用与蒸发过程中的氯挥发问题[J]. 山东化工, 2022, 51(21): 210-213.
 - [6] 张静. 燃煤电厂脱硫废水零排放处理技术研究进展[J]. 煤质技术, 2021, 36(2): 7-13.
 - [7] 陈海杰, 李飞, 杨树莹, 等. 燃煤电厂脱硫废水零排放处理技术比较[J]. 电力科技与环保, 2022, 38(3): 224-231.
 - [8] 张建斌. 燃煤电厂节水及废水零排放探讨[D]. [硕士学位论文]. 西安: 西安建筑科技大学, 2020.
 - [9] 张山山, 王仁雷, 晋银佳, 等. 燃煤电厂脱硫废水零排放处理技术研究应用及进展[J]. 华电技术, 2019, 41(12): 25-30.
 - [10] 李军, 彭赛军, 彭敏. 电站脱硫废水 MVR 与 MED 蒸发工艺技术研究分析[J]. 中国井矿盐, 2022, 53(1): 1-4.
 - [11] 张净瑞, 梁海山, 郑煜铭, 等. 基于旁路烟道蒸发的脱硫废水零排放技术在火电厂的应用[J]. 环境工程, 2017, 35(10): 5-9.