

CS xxx
CCS xxx

团 体 标 准

T/EES XXXX-XXXX

基于增汽机的火力发电厂汽轮机组乏汽 余热回收系统技术规范

Technical specification for exhaust steam waste heat recovery system
of steam turbine unit in thermal power plant based on steam ejector

（征求意见稿）

2023-XX-XX 发布

2023-XX-XX 实施

中关村现代能源环境服务产业联盟 发布

目 次

| | |
|------------------------------|-----|
| 前言 | III |
| 1 范围 | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 术语和定义 | 1 |
| 4 原理与流程 | 3 |
| 4.1 火力发电厂常规供热原理与流程 | 3 |
| 4.2 火力发电厂乏汽余热回收供热原理与流程 | 4 |
| 5 总平面布置 | 5 |
| 5.1 一般要求 | 5 |
| 5.2 一般要求 | 5 |
| 5.3 建（构）筑物布置要求 | 5 |
| 6 系统要求 | 5 |
| 6.1 汽余热回收供热系统的改造 | 5 |
| 6.2 乏汽余热回收供热系统设计要求 | 5 |
| 6.3 热网系统供热面积要求 | 6 |
| 6.4 热网回水温度 | 6 |
| 6.5 机组冷端防冻 | 6 |
| 6.6 电厂三大主机 | 6 |
| 6.7 原有首站 | 6 |
| 6.8 控制和仪表系统 | 6 |
| 6.9 电气系统 | 6 |
| 6.10 其他系统 | 6 |
| 6.11 设计工况与变工况运行 | 6 |
| 6.12 供热安全性 | 7 |
| 7 乏汽系统 | 7 |
| 7.1 乏汽系统概述 | 7 |
| 7.2 乏汽引出 | 7 |
| 7.3 乏汽输送管道及其阀门 | 7 |
| 7.4 前置凝汽器 | 8 |
| 7.5 增汽机凝汽器 | 8 |
| 7.6 凝结水系统 | 8 |
| 7.7 抽真空系统 | 9 |
| 7.8 其他系统 | 9 |
| 8 增汽机系统 | 9 |
| 8.1 增汽机工作原理 | 9 |
| 8.2 增汽机主要参数: | 9 |
| 8.3 增汽机选型参数 | 11 |
| 8.4 增汽机各个接口 | 11 |
| 8.5 增汽机布置 | 11 |

| | | |
|------------|---------------------------|----|
| 8.6 | 增汽机疏水 | 11 |
| 8.7 | 增汽机保温 | 11 |
| 8.8 | 增汽机噪声及其降噪 | 11 |
| 8.9 | 增汽机调试运行维护和检修保养 | 11 |
| 9 | 喷淋系统 | 12 |
| 10 | 热网水系统 | 13 |
| 11 | 其他系统 | 13 |
| 12 | 乏汽余热回收供热系统安装 | 13 |
| 13 | 乏汽余热回收供热系统调试运行和维护检修 | 13 |
| 13.1 | 乏汽余热回收供热系统调试和运行 | 13 |
| 13.2 | 乏汽余热回收供热系统维护检修 | 14 |
| 附录 A (资料性) | 热网回水温度与汽轮机背压升高值关系说明 | 15 |

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中关村现代能源环境服务产业联盟提出。

本文件由中关村现代能源环境服务产业联盟归口。

本文件起草单位：联合瑞升（北京）科技有限公司

本文件主要起草人：

基于增汽机的火力发电厂汽轮机组乏汽余热回收系统技术规范

1 范围

本文件规定了基于增汽机的火力发电厂汽轮机组乏汽余热回收系统技术的术语和定义、原理与流程、总平面布置、系统要求、乏汽系统、增汽机系统、喷淋系统、热网水系统、原冷端系统改造、设计工况与变工况运行、其他系统、运行、维护与检修等。

本文件适用于基于增汽机的火力发电厂（直接空冷、间接空冷和水冷）汽轮机组乏汽余热回收系统的技术应用。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 50016—2020 建筑设计防火规范
GB 50019—2015 工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
GB 50029—2014 压缩空气站设计规范
GB 50040—2020 动力机器基础设计标准
GB 50660—2011 大中型火力发电厂设计规范
GB 55016—2021 建筑环境通用规范
GB/T 754—2007 发电用汽轮机参数系列
GB/T 50087—2013 工业企业噪声控制设计规范
DL 5022—2012 火力发电厂土建结构设计技术规定
DL/T 712—2021 发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则
DL/T 5035—2016 火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规定
DL/T 5054—2016 火力发电厂汽水管道设计技术规定
DL/T 5175—2020 火力发电厂热工控制系统设计技术规定
JB/T 2862—2016 汽轮机包装技术条件
JB/T 2900—2019 汽轮机涂装技术条件
JB/T 10085—2020 汽轮机表面式凝汽器
JB/T 13761—2019 汽轮机储运技术条件
ANSI/ASME B31.1—2020 动力管道
ASTM A 249-2010 焊接奥氏体钢锅炉、过热器、热交换器和冷凝器管的标准规范
HEI: STANDARDS FOR STEAM SURFACE CONDENSERS, 12TH EDITION (Published:2017)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

汽轮机乏汽 exhaust steam waste

汽轮机低压缸排汽。负压。温度较低，但焓值较大。乏汽被凝结成凝水时，需要释放大量的汽化潜热。

3.2

汽轮机背压 steam turbine back pressure

汽轮机低压缸排汽压力。负压。

3.3

乏汽余热 exhaust steam waste heat

汽轮机低压缸排汽所携带的低品位热量。

3.4

乏汽余热回收 recovery of steam waste heat

汽轮机低压缸排汽所携带的低品位热量回收利用

3.5

增汽机 steam ejector

即喷射器，乏汽余热回收的关键设备。火力发电厂乏汽余热回收供热之后，相当于可用蒸汽的量增加了，故此，将该设备形象地称之为增汽机。

3.6

前置凝汽器 front condenser

火力发电厂乏汽余热回收供热系统，热网水一般为三级加热系统（也有四级加热系统），对于三级加热系统，第一级加热设备即为前置凝汽器。对于四级加热系统，第一级和第二级加热设备均为前置凝汽器。

3.7

增汽机凝汽器 steam ejector condenser

火力发电厂乏汽余热回收供热系统，热网水一般为三级加热系统（也有四级加热系统）。对于三级加热系统，第二级加热设备即为增汽机凝汽器。对于四级加热系统，第三级加热设备即为增汽机凝汽器。

3.8

热网加热器 steam heater

火力发电厂乏汽余热回收供热系统，热网水一般为三级加热系统（也有四级加热系统）。对于三级加热系统，第三级加热设备即为热网加热器。对于四级加热系统，第四级加热设备即为热网加热器。

3.9

升背压 raise back pressure

乏汽余热回收供热，即用乏汽加热热网回水。此时此刻，加热蒸汽的温度必须大于热网回水温度。热网回水温度一般为40—55℃。汽轮机低压缸排汽（乏汽）温度一般低于热网回水温度。为此，需要适当抬高汽轮机低压缸排汽压力（背压），以使得乏汽温度高于热网回水温度。

3.10

回水温度 return water temperature

集中供热系统热网水返回热源点（加热首站）时的温度。

注：热网回水温度一般为35—60℃。

3.11

乏汽系统温升 temperature rise of exhaust steam system

火力发电厂乏汽余热回收供热系统，热网水一般为三级加热系统（也有四级加热系统）。对于三级加热系统，第二级出水温度与热网回水温度的差值即为乏汽系统温升。对于四级加热系统，第三级出水温度与热网回水温度的差值即为乏汽系统温升。

3.12

前置凝汽器热网水温升 heating network water temperature rise of front condenser

火力发电厂乏汽余热回收供热系统，热网水一般为三级加热系统（也有四级加热系统）。对于三级加热系统，第一级出水温度与热网回水温度的差值即为乏汽系统温升。对于四级加热系统，第三级出水温度与热网回水温度的差值即为乏汽系统温升。

3.13

增汽机凝汽器热网水温升 heating network Water temperature rise of steam ejector condenser

火力发电厂乏汽余热回收供热系统，热网水一般为三级加热系统（也有四级加热系统）。对于三级加热系统，第二级出水温度与第一级出水温度的差值即为增汽机凝汽器热网水温升。对于四级加热系统，第三级出水温度与第二级出水温度的差值即为增汽机凝汽器热网水温升。

3.14

乏汽回收供热系统热网水出水温度 outlet water temperature of heating network in exhaust steam recovery heating system

增汽机凝汽器出水温度即为乏汽回收供热系统热网水出水温度。

3. 15

增汽机动力蒸汽 power steam of steam ejector

乏汽余热回收所用增汽机工作原理是：利用一定温度和压力的蒸汽（正压）作为增汽机动力源蒸汽，去抽吸汽轮机低压缸排汽（乏汽），使得乏汽升温升压，在增汽机排汽口形成一定温度的负压过热蒸汽。增汽机动力蒸汽一般为汽轮机中压缸排汽（简称中排蒸汽），也可以是汽轮机其他抽汽。

3. 16

增汽机吸入蒸汽 suction steam of steam ejector

汽轮机低压缸排汽（乏汽）即为增汽机吸入蒸汽。

3. 17

增汽机排汽 exhaust steam of steam ejector

增汽机排汽口形成的一定温度和压力的负压过热蒸汽。

3. 18

乏汽引出 extraction of exhaust steam

将汽轮机低压缸排汽（乏汽）引出来，并送到前置凝汽器和增汽机指定位置，即为乏汽引出。对于直接空冷机组，乏汽引出一般从排汽装置之后、通往空冷岛的主管道上开孔引出。对于间接空冷机组和水冷机组，乏汽引出一般从凝汽器喉部开孔引出。

3. 19

乏汽回收凝结水系统 condensate system

前置凝汽器、增汽机凝汽器凝结水回流到大机热井所涉及到的管道阀门液位计等称之为乏汽回收凝结水系统。

3. 20

热网循环水系统 network circulating water system

热网水从回流到热电厂热源点到被加热、再次从热电厂热源点送往下一级加热站，再到回到热电厂热源点，周而复始循环过程中所涉及到的管道、阀门、过滤器、热网循环水泵等称之为热网循环水系统。

3. 21

热网循环泵 network circulating water pump

推动热网水周而复始循环流动的动力源设备称之为热网循环泵。

注：热网循环泵一般为电动热网循环泵，且运行过程中一般有备用。

3. 22

热网过滤器 network circulating water filter

热网水系统上的起过滤水质的设备。

3. 23

抽真空系统 pumped vacuum system

抽出前置凝汽器、增汽机凝汽器凝中不凝结气体所涉及到的设备、管道、阀门等称之为抽真空系统。

3. 24

朗肯循环 rankin cycle

最简单的蒸汽动力循环由给水泵、锅炉、汽轮机和凝汽器等主要装置组成。水在水泵中被压缩升压；然后进入锅炉被加热汽化，直至成为过热蒸汽后，进入汽轮机膨胀做功，做功后的低压蒸汽进入冷凝器（或空冷岛）被冷却凝结成水。再回到水泵中，完成一个循环。

4 原理与流程

4.1 火力发电厂常规供热原理与流程

火力发电厂分为两类，一类是纯电源项目，另一类是热电厂。热电厂常规供热系统为一级加热系统。其工作原理为：

来自汽轮机中压缸排汽（简称中排）进入热网加热器，加热循环往复的热网回水，达到一定温度后送往市政热力系统。中排蒸汽依然是具有做功能力的蒸汽。整个集中供热系统的热源100%是具有做功能力的蒸汽。假定热网回水50℃，热网供水100℃。温升50℃全部由中排蒸汽提供。

火力发电厂常规供热系统原理如图1所示：

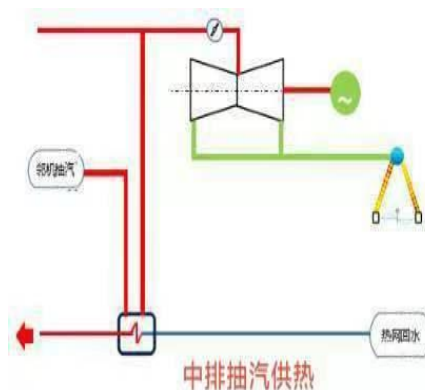


图 1 火力发电厂常规供热加热系统示意图

4.2 火力发电厂乏汽余热回收供热原理与流程

4.2.1 基本原理

在采暖期，适当抬高汽轮机运行背压，使得汽轮机排汽温度高于热网回水温度，用汽轮机乏汽加热热网回水，回收利用汽轮机乏汽的汽化潜热，节约具有做功能力的中排蒸汽，从而增加电厂在供热工况下的发电和供热能力，有效的提高机组的热利用率，降低煤耗，节能减排。

4.2.2 基本工艺流程

热电厂乏汽余热回收供热系统一般为三级加热系统。第一级为前置凝汽器；第二级为增汽机凝汽器；第三级为热网加热器。

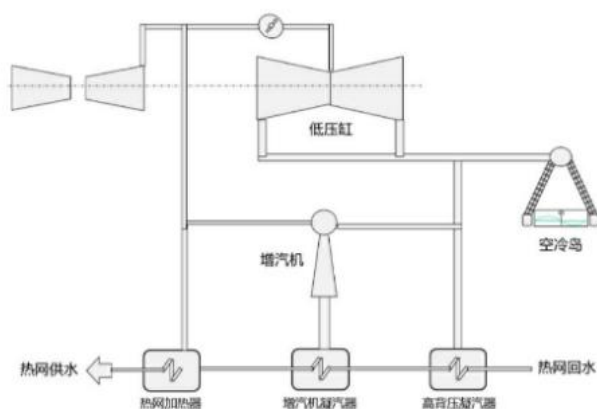
假定热网回水50℃，热网供水100℃，温升150℃。其中，25℃温升左右由第一级和第二级乏汽加热系统实现，另外25℃左右的温升由中排蒸汽实现。这样，同样的供热面积，中排蒸汽消耗量将会减小一半。节约的中排蒸汽可用来多发电。

基于增汽机的乏汽余热回收供热系统，原则上可以全部回收利用乏汽。但是，为了保证机组运行安全，主要是考虑冷却设备防冻，还需保留一部分乏汽不被回收利用，比如10-20%，那么，80-90%的乏汽可以被回收利用，可以提高火力发电厂热利用率，最终体现在减少供热期间煤耗。

另外，乏汽余热回收利用，需要升高汽轮机运行背压。这是一项不利项，会降低机组效率。根据运行实际统计，某一类型的发电机组，每升高1KPa. a背压会有1—2g/kwh的供电煤耗增加。在计算乏汽余热回收供热时，要把这部分损失减掉。

预计乏汽余热回收利用之后，机组可减小煤耗约为15—20g/kwh。

如图所示（以直接空冷机组为例）：



增汽机乏汽余热回收供热

图2 火力发电厂乏汽余热回收供热系统示意图（直接空冷机组）

5 总平面布置

5.1 一般要求

5.2 一般要求

5.2.1 厂区总平面布置应以现有场地内布置为原则，宜利用原有厂区场地及可以利用的相关设施。

5.2.2 应以乏汽引出路线相对较短为中心，结合各生产设施及工艺系统的功能，分区明确，紧凑合理，有利扩建，因地制宜的进行布置，并应满足防火、防爆、环境保护、劳动安全和职业卫生的要求。

5.3 建（构）筑物布置要求

厂区建（构）筑物布置应符合GB 50016—2020、GB 50029—2014、GB50660—2011的有关规定，并应符合下列要求：

- 厂区竖向布置设计应根据生产工艺要求、工程地质、水文气象、土石方量及地基处理等综合因素确定，并应符合 GB50660—2011 的有关规定；
- 厂区管线的布置应符合 GB50660—2011 的有关规定。

6 系统要求

6.1 汽余热回收供热系统的改造

6.1.1 乏汽余热回收供热系统的改造一般有两种情况：即在原有抽汽供热基础上进行改造，或者直接纯凝机组改为乏汽余热回收供热机组。

6.1.2 在原有抽汽供热基础上进行改造，改造工程应尽可能利旧，经过核算后能保留使用的系统和设备尽可能保留。

6.1.3 直接纯凝机组改为乏汽余热回收供热机组，除尽量保留现有的系统和设备以外，纯凝机组改抽凝机组项目与乏汽余热回收供热改造项目同步进行。

6.2 乏汽余热回收供热系统设计要求

乏汽余热回收供热系统，应尽可能考虑当前和长远两种可能性。预测本地供热面积的未来增长趋势，设计时兼顾当前和长远，适当留有扩建接口。整体设计应符合DL/T 5175—2020相关规定。

6.3 热网系统供热面积要求

热网系统供热面积越大越好。原则上不小于300万平方米。供热面积越大，供热时间（运行小时数）越长，投资回收期越短。

6.4 热网回水温度

热网回水温度应越低越好。最高温度应不超过60℃。

注：热网回水温度与汽轮机背压升高值关系说明见附录A。

6.5 机组冷端防冻

乏汽余热回收供热设计时，应对原机组冷端系统尤其是防冻做相应的改造，以确保原机组冷端系统能够安全可靠运行。乏汽余热回收利用之后，无论进入原机组冷端系统的乏汽量还是热量，都大大减少。需要重新调整原冷端系统运行方式，个别部位还需要适当改造。具体细节需根据工程实际条件计算选用。

乏汽余热回收供热系统，必须充分考虑到机组冷端防冻。

机组冷端有三种，直接空冷机组空冷岛，水冷机组冷却塔，间接空冷机组空冷塔。

每个冷端都有最小上岛（或塔）乏汽量，即防冻流量。

机组冷端防冻应遵循以下原则：

- a) 必须留够一定量的上岛（塔）乏汽量或者热量，以确保空冷岛（塔）防冻。
- b) 直接空冷机组空冷岛只保留一至两列散热管运转。
- c) 间接空冷机组空冷塔只保留一至两个冷却扇区运行。
- d) 水冷机组本机冷却塔停止运行，本机冷却水并入邻机冷却水系统。

6.6 电厂三大主机

6.6.1 原则上，电厂现有的三大主机（锅炉，汽轮机，发电机）本体不做改动。

6.6.2 直接空冷机组，间接空冷机组，三大主机不做改动。

6.6.3 水冷机组，需要对水冷机组汽轮机低压缸做些改动以适应高背压运行。

6.7 原有首站

原则上，热电厂原有首站不做改动。

6.8 控制和仪表系统

控制系统和仪表系统对接且并入热电厂原有DSC系统。

6.9 电气系统

电气系统并入热电厂原有电气系统。

6.10 其他系统

其他系统服从和对接热电厂原设计。

6.11 设计工况与变工况运行

6.11.1 乏汽余热回收系统设计时，必须兼顾设计工况与变工况运行，尤其是在灵活性调峰背景下。设计工况一般为能力工况。实际运行时，偏离设计条件的可能性很大。比如，电网要求的电负荷太低，动力蒸汽压力较低时的工况，乏汽量不足，等等。设计时，要充分调研实际运行工况，原则上主机变工况运行时乏汽余热回收装置不轻易被动解列退出。

6.11.2 供热初末期，热网系统不需要那么多热量，乏汽供热系统要有运行调节手段，比如，只有前置凝汽器投入运行，或者前置凝汽器和增汽机凝汽器投运，或者增汽机凝汽器单独投运，等等。系统设计

时要充分考虑到各种变工况的可能性及其系统适应性，比如增设热网水旁路等。

6.12 供热安全性

整个供热期间，无论天气或者电网出现任何情况，供热安全性必须保证，供热不中断，供热温度有保障，供热量有保障。

7 乏汽系统

7.1 乏汽系统概述

乏汽系统属于新增系统，包括，乏汽引出，乏汽输送管道及其阀门，前置凝汽器，增汽机凝汽器，凝结水系统，抽真空系统，等等。

7.2 乏汽引出

7.2.1 直接空冷机组乏汽引出

从送往空冷岛的乏汽主管道上，找到一个合理位置，在停机状态时，开适当规格的孔，引接乏汽引出母管，配置相应的阀门及其控制系统。开孔规格需根据工程实际条件计算确定。

7.2.2 间接空冷机组乏汽引出

从凝汽器喉部，找到一个合理位置，在停机状态时，开适当规格的孔，引接乏汽引出母管，配置相应的阀门及其控制系统。开孔规格需根据工程实际条件计算确定。

7.2.3 水冷机组乏汽引出

从凝汽器喉部，找到一个合理位置，在停机状态时，开适当规格的孔，引接乏汽引出母管，配置相应的阀门及其控制系统。开孔规格需根据工程实际条件计算确定。

7.3 乏汽输送管道及其阀门

7.3.1 乏汽输送管道

乏汽引出来之后，先进过乏汽母管，母管到一定位置后开始分两路，一路输送到前置凝汽器，一路输送到增汽机乏汽接口。

7.3.1.1 乏汽母管

乏汽母管的形状可以是圆形，也可以是其他形状。乏汽母管规格需根据工程实际条件计算确定。

7.3.1.2 送往前置凝汽器的乏汽支管

这路乏汽支管的形状一般为圆形。进入前置凝汽器的乏汽接口，既可以单个，也可以多个。具体规格数量需根据工程实际条件计算确定。

7.3.1.3 送往增汽机的乏汽支管

这路乏汽支管的形状一般为圆形。进入增汽机的乏汽接口，只能是单个。具体规格需根据工程实际条件计算确定。

7.3.2 乏汽母管上的阀门

原则上，乏汽母管上要设置阀门。有时候，因为乏汽母管管径太多，阀门不太容易采购，即便能采购到也工期很长。遇到此类情况，乏汽母管上可以不设阀门。但是，乏汽支管上要有相应的措施，以确保乏汽系统停运时，乏汽管道系统的严密性。

7.3.3 前置凝汽器乏汽管道阀门

原则上，此路乏汽支管上必须设置阀门。最好是带中停的阀门，以调节进入前置凝汽器的乏汽量，从而平衡乏汽系统内的乏汽流量分配，尤其是在汽轮机低负荷运行时。

7.3.4 增汽机乏汽管道阀门

原则上，此路乏汽支管上必须设置阀门。以确保乏汽系统停运时，乏汽管道系统的严密性。

7.4 前置凝汽器

7.4.1 在乏汽余热回收供热系统中，前置凝汽器是作为加热器使用的。凝汽器不再是冷却设备了，其性能和参数应符合 JB/T 10085—2020 的规定。

7.4.2 凝汽器的热力计算，要按照加热器的计算思路：先计算水侧热负荷，根据水侧热负荷推算乏汽利用量。其他计算方法跟凝汽器基本相同。

a) 热网凝汽器热负荷计算公式：

$$Q = W(t_2 - t_1)C_w/3.6 \dots\dots\dots (1)$$

式中：

Q—热负荷kJ/s（KW）；

W—热网水流量m³/h；

t₂—凝汽器水侧出水温度℃；

t₁—凝汽器水侧进水温度℃；

C_w—热网水比热容J/(kg℃)，固定值为：4.1868。

b) 乏汽量计算公式：

$$q_k = Q * 3.6 / (h - C_w * t_s) \dots\dots\dots (2)$$

式中：

q_k—乏汽利用量t/h；

Q—热负荷kJ/s（KW）；

h—乏汽焓值kJ/kg；

C_w—热网水比热容J/(kg℃)，4.1868；

t_s—乏汽饱和温度℃。

7.4.3 前置凝汽器的进汽方式，一般选择上进汽。

7.4.4 前置凝汽器其他结构跟常规凝汽器基本一致。

7.5 增汽机凝汽器

7.5.1 在乏汽余热回收供热系统中，增汽机凝汽器是作为加热器使用的，凝汽器不再是冷却设备，其性能和参数应符合 JB/T 10085—2020 的规定。具体设计计算跟本文件 7.4 章节“前置凝汽器”的方法相同。

7.5.2 增汽机凝汽器的进汽方式，一般选择侧向进汽。也可以选择上进汽方式。

7.5.3 增汽机凝汽器其他结构跟常规凝汽器基本一致。

7.6 凝结水系统

7.6.1 乏汽系统中的前置凝汽器和增汽机凝汽器的凝结水系统，原则上不考虑增设凝结水泵，依靠自流方式将乏汽系统凝结水回收输送至机组原热井或凝结水系统中。前置凝汽器和增汽机凝汽器可以设置成各自独立的凝结水自流系统，也可以设置成凝结水逐级自流系统，增汽机凝汽器凝结水自流进前置凝汽器热井，混合后的凝结水自流进机组原热井。

7.6.2 前置凝汽器和增汽机凝汽器及其系统投运前，要对凝汽器壳侧进行真空严密性试验和冲洗。凝结水水质符合要求才能正式投运。前置凝汽器和增汽机凝汽器设计时，要考虑到壳侧真空严密性试验和冲洗排水方案。

7.7 抽真空系统

乏汽系统中的前置凝汽器和增汽机凝汽器的抽真空系统，原则上不考虑增设新的抽真空设备，使用原有的抽真空设备。

7.8 其他系统

例如，凝结水液位系统，根据实际情况设计。增汽机排汽喷淋系统，也可以安装在增汽机凝汽器喉部。

8 增汽机系统

8.1 增汽机工作原理

增汽机实质是一个蒸汽压缩机。增汽机的结构主要由拉法尔喷嘴，负压腔，文丘里管三部分组成。高压蒸汽在经过拉法尔喷嘴后，压力能转化为动力能，流速急剧升高，根据空气动力学的原理，其四周的静压力将随着流速升高急剧降低，形成负压区，具备了抽吸能力。此时，如果将相对较低的乏汽吸入负压腔内，乏汽会随着高速汽流向文丘里管方向流动，经过混合加速，通过文丘里喉管后扩容降速升压，以高于乏汽被吸入时的压力从增汽机排汽口排出。

在这个过程中，A口为中温中压动力蒸汽，B口为负压乏汽，A口蒸汽膨胀做功，B口蒸汽先被吸入增汽机，然后被压缩升温升压，最后两者混合达到一致的压力、温度，从C口（增汽机排汽口）排出，实现了蒸汽压缩的过程。

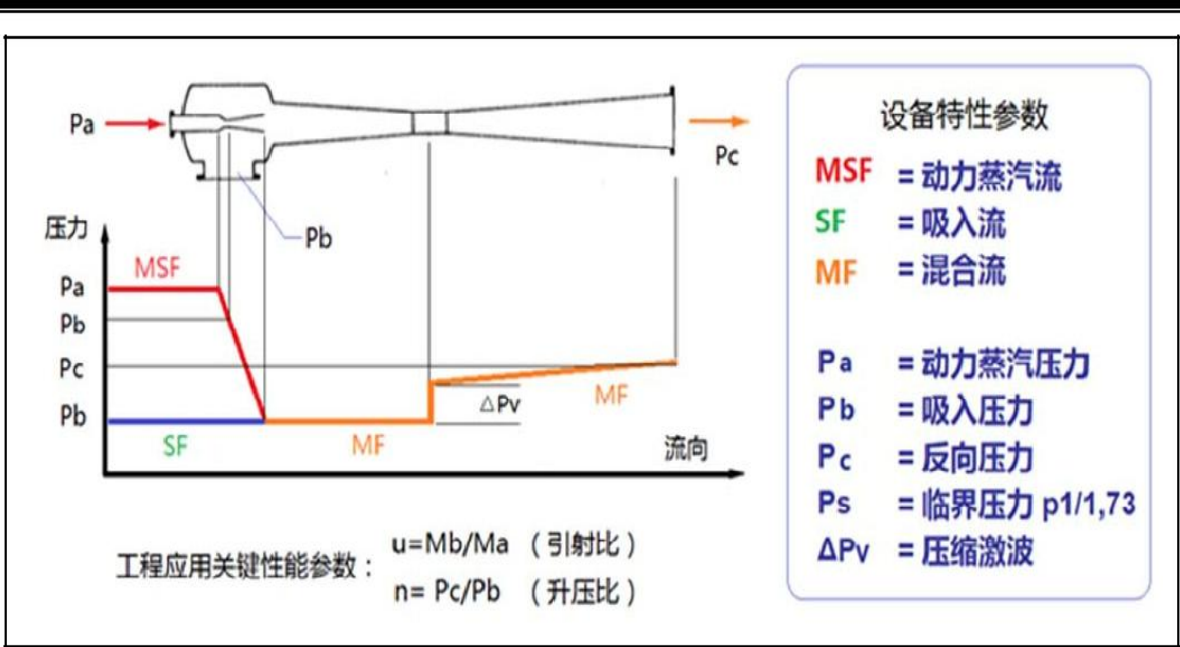


图3 增汽机技术原理图

上图为增汽机的流程简图。压力为Pa的高压蒸汽经过喷管流入，在喷管中膨胀加速，动能增加，压力降低。在喷管出口，当压力降低到被引射流体压力Pb之下时，将被引射流体引入混合室进行混合，以某一平均流速流向扩压管，降速而增压Pc流出。

8.2 增汽机主要参数：

8.2.1 动力蒸汽参数

动力蒸汽压力一般取0.2—0.8MPa. a，温度一般为200—300℃。

8.2.2 吸入蒸汽参数

吸入蒸汽压力一般为10—50KPa. a，温度一般为40—80℃。

8.2.3 排出蒸汽参数

排出蒸汽压力一般为20—90KPa. a，温度一般为110—280℃。

8.2.4 膨胀比

动力蒸汽压力跟吸入蒸汽压力之比，称之为膨胀比。

膨胀比=动力蒸汽压力/吸入蒸汽压力。

假如动力蒸汽压力为0.3MPa. a，（300KPa. a），吸入蒸汽压力为30KPa. a，那么，
增汽机膨胀比=300/30=10。

膨胀比是增汽机设备选型的重要依据。

8.2.5 升压比

增汽机排出蒸汽压力跟吸入蒸汽压力之比，称之为升压比。

升压比=增汽机排出蒸汽压力/吸入蒸汽压力。

假如排出蒸汽压力为60KPa. a，吸入蒸汽压力为20KPa. a，那么：

增汽机升压比=60/20=3。

升压比是增汽机设备选型的重要依据。升压比的取值范围一般为1.1—3。

8.2.6 引射系数

增汽机的工作性能以单位质量的动力蒸汽所引射的吸入蒸汽质量来表示，称为引射系数 μ ，即：

μ =吸入蒸汽的质量流量/动力蒸汽的质量流量

$$\mu = \frac{m_{\text{吸入}}}{m_{\text{动力}}} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

$m_{\text{吸入}}$ ——吸入蒸汽的质量流量，单位：kg/s；

$m_{\text{动力}}$ ——动力蒸汽的质量流量，单位：kg/s；

8.2.7 COP 值

COP值（增汽机制热系数）=增汽机（排汽）供热量/增汽机动力蒸汽的热量。

比如，流量为1Kj/s的动力蒸汽，引射流量为1.2Kj/s的机组乏汽（吸入蒸汽），排汽总共流量为2.2Kj/s，则：

COP=（排汽焓值*排汽流量）/（动力蒸汽焓值*动力蒸汽流量）

假定动力蒸汽焓值为2810kj/kg，吸入蒸汽焓值为2500kj/kg，那么，

COP值=（2500*2.2）/（2810*1）=1.95

8.2.8 增汽机引射系数与 COP 的关系

$$cop = 1 + \mu^{hs-hd'} - hm - hd \dots\dots\dots (2)$$

式中：

hm——动力蒸汽的焓值，kJ/kg；

hs——吸入蒸汽的焓值，kJ/kg；

hd'——增汽机排汽放热后疏水的焓值，kJ/kg。

由上式可知：

- a) 增汽机的 COP 值总是大于 1；
- b) 引射系数越大，COP 值越大。

8.2.9 其他要求

增汽机材质、尺寸等相关要求，应满足温度、膨胀和场地布置要求。

8.2.10 增汽机执行机构

增汽机执行机构应满足增汽机喷针动作行程和力矩要求。

8.3 增汽机选型参数

增汽机选型参数确定需根据工程实际条件计算确定。原则上一厂一策，非标定制。

8.4 增汽机各个接口

增汽机排汽口，一般都是固定方位的，即沿增汽机轴向方向。动力蒸汽接口和乏汽接口可以安排三个方向，垂直向上，水平朝左，水平朝右。订货时，要明确增汽机各个接口方位和规格。

8.5 增汽机布置

增汽机一般卧式布置。增汽机出口到增汽机凝汽器之间，尽可能不安排弯头。

8.6 增汽机疏水

增汽机设备上要考虑疏水接口。

8.7 增汽机保温

增汽机设备需要保温。按照火力发电厂常规设备保温即可。

8.8 增汽机噪声及其降噪

噪声较大，是增汽机设备的特点，并不是增汽机设备的缺点。要通过降噪设计和相应措施，不让噪声传播出来。建议更多地在降噪方案和降噪材料深入考虑。具体细节需根据工程实际条件计算选用。降噪措施基本上是：隔音，吸声，消声，减震。周围环境降噪应执行GB 55016—2021。

8.9 增汽机调试运行维护和检修保养

8.9.1 概述

乏汽余热回收供热系统增汽机是一种可调节式增汽机。增汽机使用可调节式喷嘴，执行机构和PLC自动控制系统，可根据机组负荷和供热负荷进行调节，实现机组负荷和供热负荷的匹配。增汽机安装就位后，可以动作的只有增汽机喷针杆和疏水阀门两个部件。为保证增汽机的正常运行，日常的管理工作主要分为两各方面：增汽机调试和运行和增汽机维护和检修保养。

8.9.2 增汽机调试和运行

- a) 增汽机投运前，先打开增汽机疏水阀。疏干净水之后，关闭增汽机疏水阀。
- b) 可调节式增汽机的性能可以通过调节装在喷嘴处的喷针位置来达到。通过执行机构调节喷针。通过执行机构行程位置实现增汽机流量调节。
- c) 增汽机投运时，喷针设定一个初始开度，比如 20%，先确保增汽机投上，然后再慢慢开大，增加增汽机流量。（20%开度仅仅是举例）
- d) 增汽机退出时，逐渐关小增汽机喷针开度，直至喷针开度为 0。

- e) 增汽机正常运行时, 如果电厂发电负荷和供热负荷稳定在某一个值时, 一般不需要调节动作增汽机喷针开度。如果电厂发电负荷变化或者波动, 需要调节动作增汽机喷针开度, 以满足供热负荷和温度要求。
- f) 在增汽机运行期间, 运行人员要充分了解增汽机的操作极限、预防措施和运行程序, 还要密切关注增汽机的运行状况, 防止不必要的故障发生。
- g) 在现场操作中动力蒸汽管线上必须安装切断装置; 除非有特殊操作要求, 在吸汽侧和排汽侧, 切断装置不是必须的, 但是要符合业主或现场的规定。
- h) 为了控制进入增汽机凝汽器的蒸汽温度不大于 120℃, 需要设置增汽机排汽喷水减温喷淋系统。喷淋系统一般为自动跟随设置。

8.9.3 增汽机维护和检修保养

- a) 增汽机动力喷嘴复位。通过切断执行器电源和工作现场的设备信号来关闭执行机构。
- b) 在工作现场受到霜冻天气影响需要按以上程序关机时, 可调节式增汽机、吸汽管线和排汽管线要被彻底排空, 以防冷凝物凝结。
- c) 对执行机构和定位器, 严格按照执行机构和定位器的操作手册操作。
- d) 如果要长时间停机, 所有部件都排空并清洗。

9 喷淋系统

9.1 增汽机喷淋系统包括两部分, 增汽机排汽喷淋和增汽机动力蒸汽喷淋

9.2 增汽机排汽喷淋

增汽机排汽温度一般为120—280℃。落入这个区间的排汽温度是正常的。但是, 增汽机排汽要进入增汽机凝汽器需要控制温度不高于120℃。为此, 需要在增汽机出口处或者在增汽机凝汽器入口处设置喷淋降温系统。

9.3 增汽机动力蒸汽喷淋

增汽机动力蒸汽温度一般为200—300℃。当动力蒸汽温度较高时, 这实际上是一种温度浪费。如果在增汽机动力蒸汽管道上设置喷淋降温系统, 一方面, 降低动力蒸汽温度, 可以适当提高增汽机的COP。另一方面, 可以适当降低增汽机排汽温度。第三方面, 喷淋水雾化后, 转化为动力蒸汽了, 可以适当节约动力蒸汽量。

9.4 具体细节需根据工程实际条件计算选用喷淋系统。

10 热网水系统

10.1 乏汽系统热网水系统，包括在热电厂厂区内新增的热网水管道及其阀门，前置凝汽器水侧，增汽机凝汽器水侧，热网首站，热网循环泵，滤水器等等。

10.2 乏汽余热回收供热系统，一般有两种情况：原有抽汽供热基础上进行改造，或者直接纯凝机组改为供热机组。在原有抽汽供热基础上进行改造，乏汽系统热网水系统，包括在热电厂厂区内新增的热网水管道及其阀门，热网首站，热网循环泵，滤水器等等，尽可能利旧。关键要核算热网循环泵扬程够不够。直接纯凝机组改为供热机组，全部供热系统都是全新的，不存在利旧。

10.3 热网水系统管道阀门设计时，要满足前置凝汽器单独运行、增汽机凝汽器单独运行、热网加热器单独运行、前置凝汽器+增汽机凝汽器联合运行、前置凝汽器+热网加热器联合运行、增汽机凝汽器+热网加热器联合运行等等多种运行方式。

11 其他系统

其他系统包含电气设备及系统、热工自动化、采暖通风及空气调节、建筑结构、辅助及附属设施等系统，其均应符合相关标准的规定。

注1：电气设备及系统、热工自动化设计应符合GB 50040—2020、GB 50660—2011、DL/T 5054—2016、DL/T 5175—2020、JB/T 3344—1993、ANSI/ASME B31.1—2020、ASTM A 249—2010的有关规定。

注2：采暖通风及空气调节应符合GB 50016—2020、GB 50019—2015、DL/T 5035—2016的有关规定。

注3：建筑结构设计应符合GB 50660—2011、GB 55016—2021、DL 5022—2012的有关规定。

12 乏汽余热回收供热系统安装

按照火力发电厂安装规程执行。

13 乏汽余热回收供热系统调试运行和维护检修

13.1 乏汽余热回收供热系统调试和运行

13.1.1 概述

乏汽余热回收供热系统调试和运行主要包含试车、运行和关机三个阶段。

13.1.2 试车

在试车的过程中应检查如下内容：

a) 在进行第一次调试之前应确保所有的管线，尤其是动力蒸汽的管线是清洁的。

注：杂质（垢、焊渣、铁锈等）的渗入将会堵塞喷嘴并损坏喷嘴及喷嘴。

b) 在调试之前，要确保连接部位密闭性良好。进一步的要求是：只有在理想的运转条件已具备，而且安全和保护设施齐全并安装妥当后才能启动增汽机。

c) 增汽机投运条件

1) 开车前

——所有阀门均处于关闭状态，且阀门动作正常；

——所有仪表均可以正常工作；

——PLC柜处于带电状态；

——增汽机执行器可以正常动作；

——所有蒸汽管线排空。

注：如在排放侧安装了关断装置，在开车时这个装置必须先打开。如果没有打开，则动力蒸汽返流至吸汽侧，引起产品的或系统的损坏。

2) 运行步骤

- 缓慢打开吸入蒸汽阀门；
- 打开增汽机头部手动排污阀，暖管结束后关闭；
- 打开增汽机动力管线阀门；
- 根据电厂的指令调整增汽机执行器，使增汽机平稳运行。

3) 执行机构

- 严格按照附执行器的操作说明书调试。在可调节式增汽机动力蒸汽入口的压力值应保证不低于设计最小值的要求。

注：此处严禁超压！！

- 必要时可调整动力介质管路上的关断部件；
- 在第一次冷调后所有的螺丝都要再紧一遍。

13.1.3 运行

在运行过程中，要密切注意的运行参数的变化。

注：如果可调节式增汽机不能正确运行，要立刻关闭。

13.1.4 关机

必须严格按照以下的顺序关机。如果不按此顺序关机，则动力蒸汽可能从吸入侧回流从而可能发生危险。

关闭吸汽管线的阀门；

关闭动力蒸汽管线上的切断阀；

增汽机动力喷嘴复位。通过切断执行器电源和工作现场的设备信号来关闭执行机构。

如果在排汽管线上装了切断阀，那么也必须关闭；

在工作现场受到霜冻天气影响需要按以上程序关机时，可调节式增汽机、吸汽管线和排汽管线要被彻底排空，以防冷凝物凝结。

对执行机构和定位器，严格按照执行机构和定位器的操作手册操作。

如果要长时间停机，所有部件都排空并清洗。

13.2 乏汽余热回收供热系统维护检修

乏汽余热回收供热系统中，除了增汽机设备外，全都是常规火电厂的常规设备。增汽机设备按照本规范所述条款维护检修，其他设备和系统按照火力发电厂运行规程执行。

附录 A

(资料性)

热网回水温度与汽轮机背压升高值关系说明

如回水温度 60°C ，那么，前置凝汽器的加热蒸汽（乏汽）饱和温度最小值 60°C （端差为 0°C ），此时此刻，前置凝汽器中的热网水温升为 0°C ， 60°C 对应的饱和压力为 20Pa. a 。

以直接空冷机组为例：冬季运行额定背压一般为 $10\text{—}13\text{ Pa. a}$ 左右，那么：

乏汽余热回收供热系统要求的背压升高最小值=热网回水温度所对应的饱和蒸汽压力-机组进行乏汽余热回收供热改造前冬季运行背压，即：

$$\text{背压升高最小值} = 20 - (10\text{—}13) = 7\text{—}10\text{KPa. a}$$

此时，乏汽余热回收系统前置凝汽器热网水温升为 0°C 。无法回收乏汽余热。想要回收乏汽余热，乏汽余热回收系统前置凝汽器必须有温升。

如果乏汽余热回收系统前置凝汽器热网水温升为 10°C ，凝汽器端差也不可能为 0°C ，一般取 $0.5\text{—}1.5^{\circ}\text{C}$ 。那么：

前置凝汽器的加热蒸汽（乏汽）饱和温度=热网回水温度+前置凝汽器热网水温升+前置凝汽器端差

本例中，前置凝汽器的加热蒸汽（乏汽）饱和温度= $60+10+1.5=71.5^{\circ}\text{C}$ ，此时，对应的饱和压力为 33.3KPa. a 。

以直接空冷机组为例，冬季运行额定背压一般为 $10\text{—}13\text{ KPa. a}$ 左右，那么，背压升高值= $33.3 - (10\text{—}13) = 20.3\text{—}23.3\text{KPa. a}$ 。

热网回水温度决定了机组运行背压值和机组背压升高值。

本例中，如果乏汽余热回收系统前置凝汽器热网水温升为 10°C ，热网回水温度 60°C ，乏汽余热回收系统实施，机组运行背压值为 33.3 KPa. a ，机组背压升高值 $20.3\text{—}23.3\text{KPa. a}$ 。热网回水温度 55°C ，乏汽余热回收系统实施，机组运行背压值为 26.8 KPa. a ，机组背压升高值 $13.8\text{—}16.8\text{KPa. a}$ 。热网回水温度 50°C ，乏汽余热回收系统实施，机组运行背压值为 21.4 KPa. a ，机组背压升高值 $8.4\text{—}11.4\text{KPa. a}$ 。

热网回水温度越低，机组背压升高值越小。

乏汽余热回收供热系统，汽轮机组必须升背压运行。升背压是增加煤耗的，所以，机组背压升高值越小越好。热网回水温度决定了汽轮机组背压升高值，也很大程度上决定了乏汽余热回收供热系统的经济性。