

ICS

P

备案号：

**DL**

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T xxxx—20xx

## 火力发电厂烟气余热回收系统设计规程

Code for design of flue gas heat recovery system  
of fossil fired power plant

（征求意见稿）

20 - - 发布

20 - - 实施

中华人民共和国国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

火力发电厂烟气余热回收系统设计规程

Code for design of flue gas heat recovery  
system of fossil fired power plant

DL/T xxxx—20xx

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国家能源局

施行日期：

# 前 言

根据《国家能源局综合司关于下达 2020 年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》（国能综通科技[2020]106 号）的要求，编制组经广泛调查研究，认真总结火力发电厂烟气余热回收系统设计、运行等方面的工作经验，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准的主要技术内容有：总则、术语、基本规定、低温省煤器系统、热媒水烟气余热回收系统、空预器旁路烟气余热回收系统、设备选型、设备布置与安装、对其他专业要求等。

本标准由国家能源局负责管理，由电力规划设计总院提出，由能源行业发电设计标准化技术委员会负责日常管理，由中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送电力规划设计标准化管理中心（北京市西城区安德路 65 号，邮编 100120，电子邮箱：bz\_zhongxin@eppei.com）。

本标准编制单位：中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司

本标准主要起草人员：

本标准主要审查人员：

# 目 次

1	总 则.....	1
2	术 语.....	2
3	基本规定.....	4
4	低温省煤器系统.....	8
4.1	一般规定.....	8
4.2	烟气侧系统.....	8
4.3	水侧系统.....	9
4.4	系统控制要求.....	10
5	热媒水烟气余热回收系统.....	11
5.1	一般规定.....	11
5.2	烟风侧系统.....	14
5.3	汽水侧系统.....	15
5.4	系统控制要求.....	16
6	空预器旁路烟气余热回收系统.....	18
6.1	一般规定.....	18
6.2	烟风侧系统.....	21
6.3	汽水侧系统.....	21
6.4	系统控制要求.....	22
7	设备选型.....	24
7.1	换热器选型一般规定.....	24
7.2	换热器型式和数量选择.....	24
7.3	换热器参数选择.....	25
7.4	其他设备选型规定.....	27
8	设备布置与安装.....	29

8.1	一般规定	29
8.2	换热器布置与安装	29
8.3	其他设备布置与安装	30
9	对其他专业要求	31
9.1	对热控专业要求	31
9.2	对电气专业要求	32
9.3	对供排水专业的要求	32
附录 A	水泵扬程计算	33
附录 B	膨胀水箱安装高度计算	34
	本标准用词说明	35
	引用标准名录	36
<a href="#">附:</a>	条文说明	37

# Contents

1	General provisions .....	1
2	Terms.....	2
3	Basic requirements .....	4
4	Low temperature economizer system.....	8
4.1	General requirements .....	8
4.2	Flue gas side system.....	8
4.3	Water side system.....	9
4.4	System control requirements .....	10
5	Flue gas heat recovery system using heat medium water.....	11
5.1	General requirements .....	11
5.2	Flue gas/air side system.....	14
5.3	Steam/water side system .....	15
5.4	System control requirements .....	16
6	Flue gas heat recovery system using air preheater bypass .....	18
6.1	General requirements .....	18
6.2	Flue gas/air side system.....	21
6.3	Steam/water side system .....	21
6.4	System control requirements .....	22
7	Equipment selection .....	24
7.1	General requirements of heat exchanger selection .....	24
7.2	Type and quantity selection of heat exchanger.....	24
7.3	Parameter selection of heat exchanger .....	25
7.4	Requirements of other equipments selection.....	27
8	Equipment layout and installation.....	29

8.1	General requirements .....	29
8.2	Layout and installation of heat exchanger .....	29
8.3	Layout and installation of other equipments .....	30
9	Requirements for other specialities .....	31
9.1	Requirements for I&C speciality .....	31
9.2	Requirements for electrical speciality .....	32
9.3	Requirements for water supply and drainage speciality .....	32
Appendix A	Calculation of pump lift .....	33
Appendix B	Calculation of installation height of expansion tank .....	34
	Explanation of wording in this standard .....	35
	List of quoted standards .....	36
	Addition: Explanation of provisions .....	37

# 1 总 则

**1.0.1** 为了贯彻执行国家的节能减排政策，指导和规范火力发电厂烟气余热回收系统设计，做到技术先进、安全适用、经济合理，制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于单台机组 300MW 及以上容量等级燃煤发电厂烟气余热回收系统的设计，包括系统设计、设备选型、布置与安装等。

**1.0.3** 火力发电厂烟气余热回收系统设计除应符合本标准的规定外，尚应符合国家现行标准《大中型火力发电厂设计规范》GB50660 及国家有关环保、安全、卫生等方面强制性标准的规定。



## 2 术 语

### 2.0.1 低温省煤器系统 low temperature economizer system

通过烟气冷却器，回收烟气余热直接加热热用户介质的系统。

### 2.0.2 热媒水烟气余热回收系统 flue gas heat recovery system using heat medium water

通过烟气冷却器，回收烟气余热加热热媒水，再放热给冷风、凝结水、烟气或其他热用户介质的系统。

### 2.0.3 热媒凝结水 heat medium water using condensed water

热媒水的一种形式，取自凝结水系统，吸收烟气余热再放热给冷风或其他热用户介质后，返回凝结水系统。

### 2.0.4 闭式热媒水 heat medium water using closed circulating water

热媒水的一种形式，先吸收烟气余热，再放热给冷风、凝结水或其他热用户介质，形成闭式循环系统。

### 2.0.5 空预器旁路烟气余热回收系统 flue gas heat recovery system using air preheater bypass

通过空气预热器旁路烟道内烟气换热器，吸收高温烟气热量加热部分给水和凝结水，然后再通过烟气冷却器，回收烟气余热加热热媒水，放热给冷风或凝结水的系统。

### 2.0.6 烟气冷却器 flue gas cooler

位于锅炉空气预热器后的烟道上，利用水介质回收烟气余热的换热器，水介质可为凝结水、热媒水或热网水等。

### 2.0.7 烟气再热器 flue gas reheater

位于脱硫装置后的烟道上，利用热媒水加热烟气的换热器。

**2.0.8 热媒水暖风器 air heater using heat medium water**

位于冷风道上，利用热媒水加热冷风的换热器。

**2.0.9 空气预热器旁路烟气-给水换热器 flue gas-feed water heat exchanger in air preheater bypass**

位于空气预热器旁路烟道内，吸收高温烟气热量加热给水的换热器。

**2.0.10 空气预热器旁路烟气-凝结水换热器 flue gas-condensed water heat exchanger in air preheater bypass**

位于空气预热器旁路烟道内，吸收高温烟气热量加热凝结水的换热器。

**2.0.11 热媒水蒸汽加热器 steam-medium water heat exchanger**

位于闭式热媒水回路中，利用蒸汽热量加热水的换热器。

**2.0.12 蒸汽暖风器 air heater using steam**

位于冷风道上，利用蒸汽热量加热冷风的换热器。

**2.0.13 热媒水-凝结水换热器 medium water-condensed water heat exchanger**

位于闭式热媒水回路中，利用热媒水加热凝结水的换热器。

**2.0.14 烟气酸露点 acid dew point to flue gas**

烟气中硫酸蒸汽的凝结温度，也称烟气酸露点温度。

### 3 基本规定

**3.0.1** 烟气余热回收系统设计应遵循节能、环保、安全、可靠、经济等基本原则。

**3.0.2** 烟气余热回收系统应根据燃煤煤质、主辅机条件、机组性能指标、技术经济性等因素确定，并应符合下列规定：

1 对于新建燃用烟煤、贫煤、无烟煤高效煤粉机组，宜选择热媒水烟气余热回收系统；经技术经济比较后，也可选择空预器旁路烟气余热回收系统。

2 对于新建燃用褐煤高效煤粉机组，宜选择空预器旁路烟气余热回收系统，也可选择热媒水烟气余热回收系统。

3 对于改造机组，在场地条件允许时，宜选择热媒水烟气余热回收系统，经技术经济比较，也可选择空预器旁路烟气余热回收系统；当场地条件紧张时，可选择低温省煤器系统。

4 对于循环流化床机组，宜选择低温省煤器系统；经技术经济比较后，也可选择热媒水烟气余热回收系统。

5 对于环评批复意见要求提升烟囱入口烟气温度的机组，宜选择热媒水烟气余热回收系统。

**3.0.3** 烟气余热回收系统宜按锅炉燃用设计燃料、最大连续蒸发量工况进行设计，并应对其他负荷工况以及锅炉燃用校核燃料时各负荷工况进行校核。

**3.0.4** 烟气余热回收系统应能适应机组负荷变化，并能在机组任何负荷工况下连续稳定运行、安全启停。

**3.0.5** 火力发电厂主辅机设备应能在烟气余热回收系统解列时连续安全运行。

**3.0.6** 机组设计性能指标计算宜考虑烟气余热回收系统投运和不投运

工况。

**3.0.7 烟气余热回收系统投运时，机组设计性能指标计算边界划分应清晰、明确，锅炉效率和汽轮机热耗率不应重复计算收益，并应符合下列规定：**

1 对于低温省煤器系统，锅炉效率计算的烟气侧边界宜划分在空气预热器后，风侧边界宜划分在空气预热器入口、外来热源暖风器之后。汽轮机热耗率计算应将用于加热凝结水的烟气余热作为收益。边界划分见图 3-1 中 A-A：

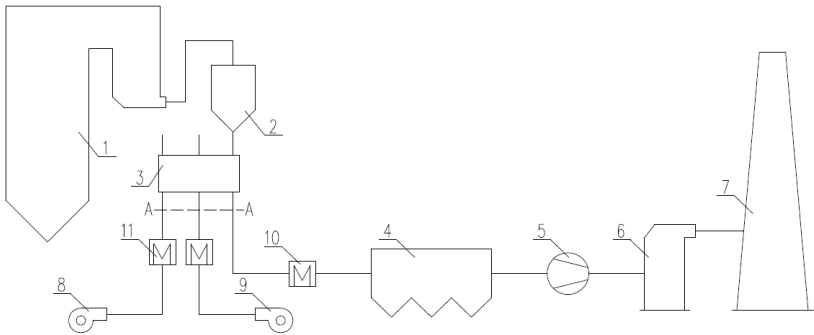


图 3-1 低温省煤器系统机组设计性能指标计算边界划分图

1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
6—脱硫装置 7—烟囱 8—一次风机 9—送风机  
10—烟气冷却器 11—外来热源暖风器

2 对于热媒水烟气余热回收系统，锅炉效率计算的烟气侧边界宜划分在空气预热器后，风侧边界宜划分在空气预热器入口。汽轮机热耗率计算应将用于加热凝结水的烟气余热作为收益。边界划分见图 3-2 中 A-A：

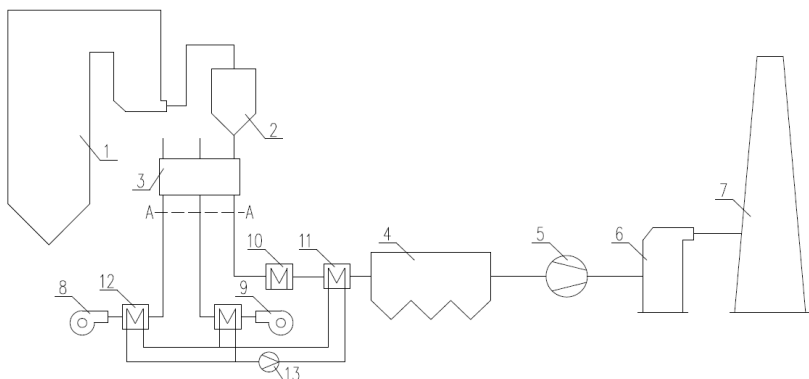


图 3-2 热媒水换热器系统机组设计性能指标计算边界划分图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
6—脱硫装置 7—烟囱 8—一次风机 9—送风机  
10—烟气冷却器（加热凝结水） 11—烟气冷却器（加热热媒水）  
12—热媒水暖风机 13—循环泵

3 对于空预器旁路烟气余热回收系统，锅炉效率计算的烟气侧边界宜划分在空气预热器出口和空气预热器旁路出口混合后，风侧宜划分在空气预热器入口、外来热源暖风机之后。汽轮机热耗率计算应将锅炉效率计算划分边界外用于加热凝结水的烟气余热作为收益。边界划分见图 3-3 中 A-A:

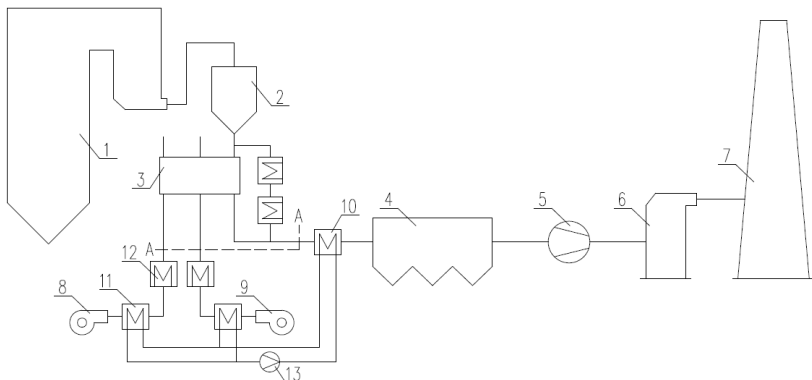


图 3-3 空预器旁路烟气余热回收系统锅炉效率计算边界划分图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
6—脱硫装置 7—烟囱 8—一次风机 9—送风机 10—烟气冷却器

11—热媒水暖风器 12—外来热源暖风器 13—循环泵

**3.0.8** 烟气余热回收系统设备可用率不应低于主机设备。

## 4 低温省煤器系统

### 4.1 一般规定

4.1.1 低温省煤器系统设计应根据烟气余热用途、主辅机条件、场地条件等因素确定。

4.1.2 烟气冷却器回收的烟气余热宜优先加热凝结水。对于有采暖需求的机组，冬季时烟气冷却器回收的烟气余热也可加热热网循环水。

### 4.2 烟气侧系统

4.2.1 烟气侧系统应根据锅炉排烟温度、除尘器型式和场地条件等因素确定，并应符合下列规定：

1 采用低低温静电除尘器时，宜选择单级烟气冷却器方案，烟气冷却器设置在除尘器前。

2 采用低温静电除尘器、袋式除尘器或电袋复合除尘器时，可选择单级烟气冷却器方案，烟气冷却器可设置在除尘器前或引风机后、脱硫装置前；也可选择两级烟气冷却器串联方案，第一级烟气冷却器设置在除尘器前，第二级烟气冷却器设置在引风机后、脱硫装置前。

4.2.2 烟气冷却器设置在除尘器前时，烟气冷却器出口烟温应符合下列规定：

1 采用低低温静电除尘器时，宜低于空气预热器出口烟气酸露点温度 $3\sim 5^{\circ}\text{C}$ ，且不宜低于 $85^{\circ}\text{C}$ 。

2 采用低温静电除尘器、袋式除尘器或电袋复合除尘器时，宜高于空气预热器出口烟气酸露点 $15^{\circ}\text{C}$ 。

4.2.3 烟气冷却器设置在湿法脱硫装置前时，烟气冷却器出口烟温应根据脱硫系统水平衡、烟气酸露点和换热器材质等因素确定。

4.2.4 烟气侧设计压力和设计温度应按现行行业标准《火力发电厂烟风煤粉管道设计规范》DL/T 5121 和《火力发电厂燃烧设计计算技术规程》DL/T 5240 所规定的计算方法确定。

### 4.3 水侧系统

4.3.1 水侧系统应根据汽轮机热平衡图综合考虑烟气冷却器入口水温要求、汽轮机热耗率、换热设备温差、水侧流量等因素确定。

4.3.2 烟气冷却器入口水温宜高于烟气水露点  $20^{\circ}\text{C}$ ，且不宜低于  $70^{\circ}\text{C}$ 。

4.3.3 烟气冷却器水侧宜与低压加热器并联，入口管道上宜设置变频增压泵。当凝结水泵扬程满足阻力要求时，也可不设置增压泵，并宜在主凝结水管路设置调节阀。

4.3.4 烟气冷却器引水应结合机组不同负荷下的各级低压加热器前水温选择合适的引水点。当引水点不满足烟气冷却器入口水温要求时，烟气冷却器引水宜取自不同级低压加热器前引出的高低温凝结水混合水，并宜在低温凝结水支管上设置调节阀。

4.3.5 烟气冷却器回水温度不宜低于主凝结水管路水温。

4.3.6 烟气冷却器入口设置变频增压泵时，烟气冷却器水侧宜设置将烟气冷却器出口高温水引至增压泵入口的再循环管路，再循环管路应设置调节阀。当不设置增压泵时，宜设置将烟气冷却器出口高温水引至烟气冷却器入口的再循环管路，再循环管路应设置再循环增压泵。

4.3.7 烟气冷却器水侧进出口应设置关断阀。当同一级烟气冷却器数量为两个及以上时，宜在各烟气冷却器水侧支路上设置带位置反馈的电动关断阀。

4.3.8 水侧系统应设置取样接口和冲洗水接口。

4.3.9 烟气冷却器入口设置变频增压泵时，增压泵前水侧管道设计压力应与相连接的主凝结水管道设计压力一致，增压泵后水侧管道设计压



力不应小于泵额定转速特性曲线最高点对应的压力与泵进水侧设计压力之和；当不设置增压泵时，水侧管道设计压力应与相连接的主凝结水管道设计压力一致。水侧管道设计温度应取烟气冷却器出口各工况下介质的最高工作温度。

4.3.10 水侧管道设计还应符合现行国家和行业标准《电厂动力管道设计规范》GB 50764、《火力发电厂汽水管道设计规范》DL/T 5054、《发电厂汽水管道应力计算技术规程》DL/T 5366、《发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 等规定。

#### 4.4 系统控制要求

4.4.1 低温省煤器系统控制目标宜为烟气冷却器出口烟温和烟气冷却器入口水温。

4.4.2 烟气冷却器出口烟温宜采用闭环调节方式，可通过变频增压泵或调节阀控制。

4.4.3 烟气冷却器入口水温宜采用闭环调节方式，可优先通过低温凝结水支管调节阀控制。当未设置低温凝结水支管调节阀或低温凝结水支管调节阀处于最小开度仍无法满足烟气冷却器入口水温要求时，可通过再循环管路调节阀或再循环管路增压泵控制。

## 5 热媒水烟气余热回收系统

### 5.1 一般规定

5.1.1 热媒水烟气余热回收系统设计应根据烟气余热用途、主辅机条件、机组性能指标、环保要求以及热媒水介质等因素确定，可采用下列方案：

1 烟气余热通过闭式热媒水同时加热冷风和凝结水，典型系统流程如图 5-1 所示：

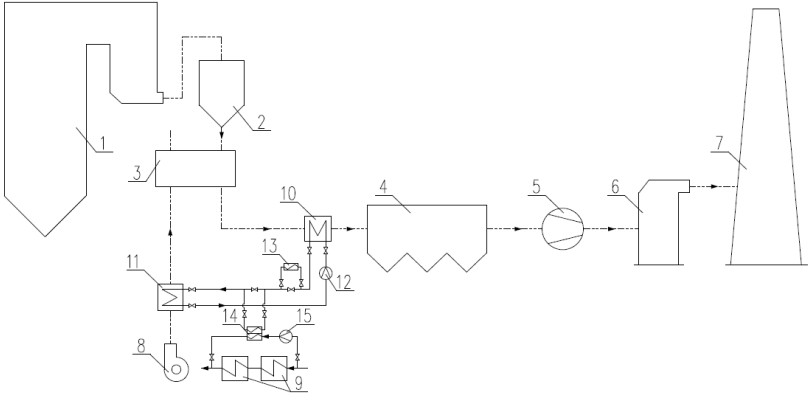


图 5-1 烟气余热通过闭式热媒水同时加热冷风和凝结水系统流程图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
6—脱硫装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—烟气冷却器  
11—热媒水暖风器 12—热媒水循环泵 13—热媒水蒸汽加热器  
14—热媒水-凝结水换热器 15—凝结水增压泵

2 烟气余热加热凝结水，并通过闭式热媒水加热冷风，典型系统流程如图 5-2 所示：

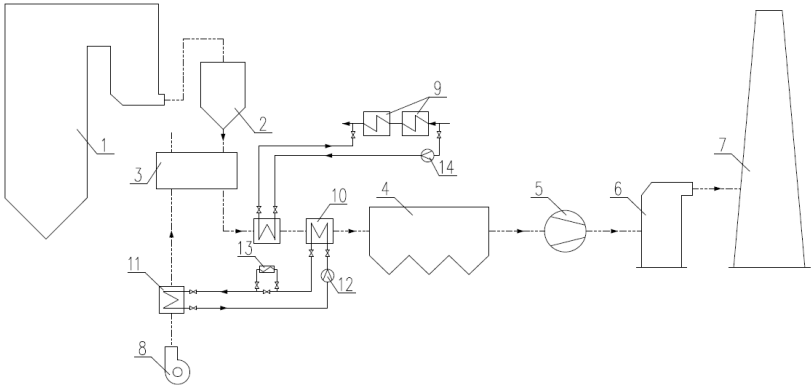


图 5-2 烟气余热加热凝结水，并通过闭式热媒水加热冷风系统流程图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
 6—脱硝装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—烟气冷却器  
 11—热媒水暖风器 12—热媒水循环泵 13—热媒水蒸汽加热器  
 14—凝结水增压泵

3 烟气余热通过热媒凝结水加热冷风，典型系统流程如图 5-3 所示：

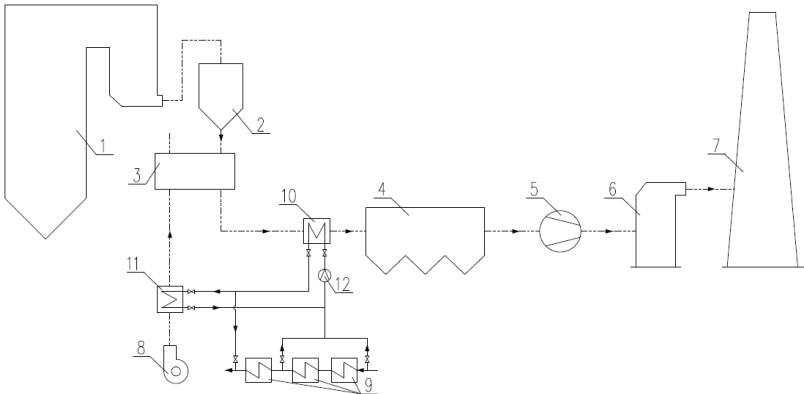


图 5-3 烟气余热通过热媒凝结水加热冷风系统流程图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
 6—脱硝装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—烟气冷却器  
 11—热媒水暖风器 12—凝结水增压泵

4 烟气余热通过闭式热媒水加热烟气和凝结水，典型系统流程如图 5-4 所示：

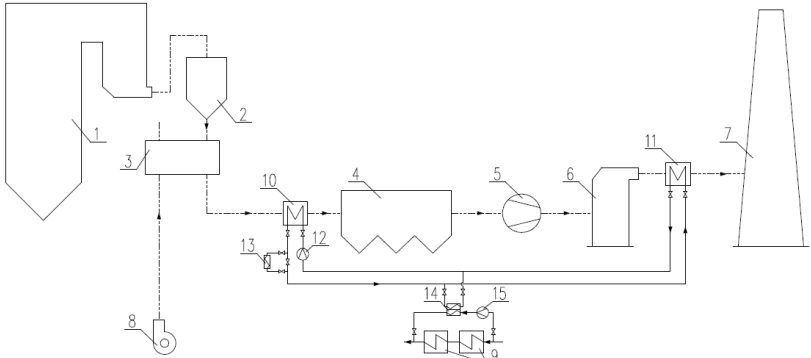


图 5-4 烟气余热通过闭式热媒水加热烟气和凝结水系统流程图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
 6—脱硫装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—烟气冷却器  
 11—烟气再热器 12—热媒水循环泵 13—热媒水蒸汽加热器  
 14—热媒水-凝结水换热器 15—凝结水增压泵

5 烟气余热通过热媒凝结水加热热网水，典型系统流程如图 5-5

所示：

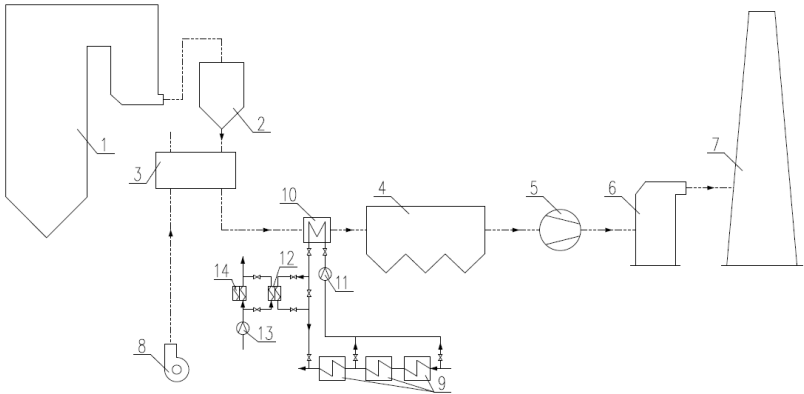


图 5-5 烟气余热通过热媒凝结水加热热网水系统流程图

- 1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机  
 6—脱硫装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—烟气冷却器  
 11—凝结水增压泵 12—凝结水-热网水换热器 13—热网循环泵  
 14—热网加热器

5.1.2 对于烟气余热加热冷风的系统，空气预热器入口二次冷风温度

以及凝结水引、回水点应根据机组性能指标、系统成本和运行经济性等因素确定。

## 5.2 烟风侧系统

### 5.2.1 烟气侧系统应符合下列规定：

1 采用低低温静电除尘器时，宜选择单级烟气冷却器方案，烟气冷却器设置在除尘器前。当部分烟气余热用于加热凝结水时，也可选择两级烟气冷却器串联方案，两级烟气冷却器均设置在除尘器前。

2 采用低温静电除尘器、袋式除尘器或电袋复合除尘器时，可选择单级烟气冷却器方案，烟气冷却器可设置在除尘器前或引风机后、脱硫装置前。当部分烟气余热用于加热凝结水时，也可选择两级烟气冷却器串联方案，第一级烟气冷却器设置在除尘器前，第二级烟气冷却器设置在引风机后、脱硫装置前。

3 烟气再热器应设置在脱硫装置后、烟囱入口前。

5.2.2 用于加热热媒水的烟气冷却器出口烟温应符合本标准 4.2.1 条和 4.2.2 条的规定。

5.2.3 烟气再热器出口烟温应满足环评批复意见对于烟囱入口烟气温度的要求。

5.2.4 烟气余热用于加热冷风时，应在空气预热器入口设置一次风热媒水暖风器和二次风热媒水暖风器。

5.2.5 一次风热媒水暖风器出口风温应保证空气预热器不发生低温腐蚀，且不宜低于 30℃。

5.2.6 烟风侧设计压力和设计温度应按现行行业标准《火力发电厂烟风煤粉管道设计规范》DL/T 5121 和《火力发电厂燃烧设计计算技术规程》DL/T 5240 所规定的计算方法确定。

### 5.3 汽水侧系统

5.3.1 用于加热热媒水的烟气冷却器入口水温应符合本标准 4.3.2 条的规定。

5.3.2 采用闭式热媒水的水侧系统应符合下列规定：

1 用于加热闭式热媒水的烟气冷却器入口管道上应设置变频循环泵。

2 闭式热媒水系统应设置将烟气冷却器出口高温水引至循环泵入口的再循环管路，再循环管路设置调节阀。

3 烟气余热加热凝结水、且烟气侧选择单级烟气冷却器方案时，应在烟气冷却器出口管道上设置热媒水-凝结水换热器。凝结水侧系统设计应符合本标准 4.3 节的有关规定。

4 烟气余热加热凝结水、且烟气侧采用两级烟气冷却器方案时，第一级烟气冷却器宜直接加热凝结水，第二级烟气冷却器宜加热闭式热媒水。凝结水侧系统设计应符合本标准 4.3 节的有关规定。

5 闭式热媒水系统宜设置热媒水蒸汽加热器，汽源宜采用辅助蒸汽。

6 闭式热媒水系统宜设置膨胀水箱，定压点宜设置在循环泵入口。

7 闭式热媒水系统应设置补水点，补水水质不应低于除盐水。

8 闭式热媒水管道设计压力不应小于泵额定转速特性曲线最高点对应的压力与泵进水侧压力之和，进水侧压力取定压点静压。设计温度应取烟气冷却器出口各工况下介质的最高工作温度。

5.3.3 采用热媒凝结水的水侧系统应符合下列规定：

1 热媒凝结水引水点和回水点应符合本标准 4.3.4 条和 4.3.5 的规定。

2 烟气冷却器入口管道上宜设置变频增压泵。

3 热媒凝结水系统宜设置将烟气冷却器出口高温水引至增压泵入

口的再循环管路，再循环管路应设置调节阀。

4 热媒凝结水系统应设置取样接口和冲洗水接口。

5 增压泵前管道设计压力应与相连接的主凝结水管道设计压力一致，增压泵后水侧管道设计压力不应小于泵额定转速特性曲线最高点对应的压力与泵进水侧设计压力之和。设计温度应取烟气冷却器出口各工况下介质的最高工作温度。

5.3.4 各换热器水侧进出口均应设置关断阀，热媒水暖风器出口、热媒水-凝结水换热器出口、烟气再热器出口宜设置调节阀，热媒水蒸汽加热器疏水侧宜设置调节阀。

5.3.5 水侧管道设计还应符合现行国家和行业标准《电厂动力管道设计规范》GB 50764、《火力发电厂汽水管道设计规范》DL/T 5054、《发电厂汽水管道应力计算技术规程》DL/T 5366、《发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 等规定。

#### 5.4 系统控制要求

5.4.1 热媒水烟气余热回收系统控制目标宜为加热热媒水的烟气冷却器出口烟温、加热热媒水的烟气冷却器入口水温、烟气再热器出口烟温或热媒水暖风器出口风温和凝结水侧回水水温。

5.4.2 加热热媒水的烟气冷却器出口烟温宜采用闭环调节方式，可通过变频增压泵或循环泵控制。

5.4.3 加热热媒水的烟气冷却器入口水温宜采用闭环调节方式。采用闭式热媒水时，可通过再循环管路调节阀控制。采用热媒凝结水时，可优先通过低温凝结水支管调节阀控制。当低温凝结水支管调节阀处于最小开度仍无法满足烟气冷却器入口水温要求时，可通过再循环管路调节阀控制。

5.4.4 烟气再热器出口烟温宜采用闭环调节方式，可通过烟气再热器出口调节阀控制。

5.4.5 热媒水暖风器出口风温宜采用闭环调节方式，可优先通过热媒水暖风器出口调节阀控制。

5.4.6 对于采用闭式热媒水、烟气侧采用单级烟气冷却器方案的系统，当热媒水暖风器水侧调节阀处于最大开度仍无法满足热媒水暖风器出口风温要求时，宜减小流经热媒水-凝结水换热器流量和投运热媒水蒸汽加热器，热媒水暖风器出口风温可通过热媒水-凝结水换热器出口调节阀或热媒水蒸汽加热器疏水侧调节阀控制。

5.4.7 对于采用闭式热媒水、烟气侧采用两级烟气冷却器方案，当热媒水暖风器水侧调节阀处于最大开度仍无法满足热媒水暖风器出口风温要求时，宜投运热媒水蒸汽加热器，热媒水暖风器出口风温可通过热媒水蒸汽加热器疏水侧调节阀控制。

5.4.8 凝结水侧回水水温宜采用闭环调节方式，可通过凝结水变频增压泵或凝结水侧调节阀实现。



## 6 空预器旁路烟气余热回收系统

### 6.1 一般规定

6.1.1 空预器旁路烟气余热回收系统应根据主辅机条件、机组性能指标、热媒水介质、系统控制等因素经技术经济比较后确定。

6.1.2 空预器旁路烟气余热回收系统应比较机组各负荷下的空气预热器出口与空气预热器旁路出口汇合后烟气可回收热量  $Q_1$  与加热空气预热器入口冷风所需热量  $Q_2$ 。当热量不完全匹配时，可采用下列方案：

1 机组各负荷下  $Q_1$  大于  $Q_2$  时，多余热量宜加热凝结水，典型系统流程如图 6-1 和 6-2 所示：

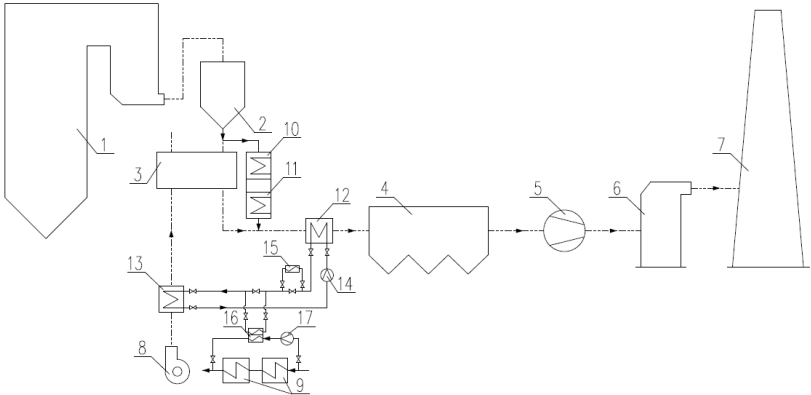


图 6-1 烟气可回收余热通过闭式热媒水同时加热冷风和凝结水系统流程图

1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机 6—脱硫装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—空气预热器旁路烟气-给水换热器 11—空气预热器旁路烟气-凝结水换热器 12—烟气冷却器 13—热媒水暖风机 14—热媒水循环泵 15—热媒水蒸汽加热器 16—热媒水-凝结水换热器 17—凝结水增压泵

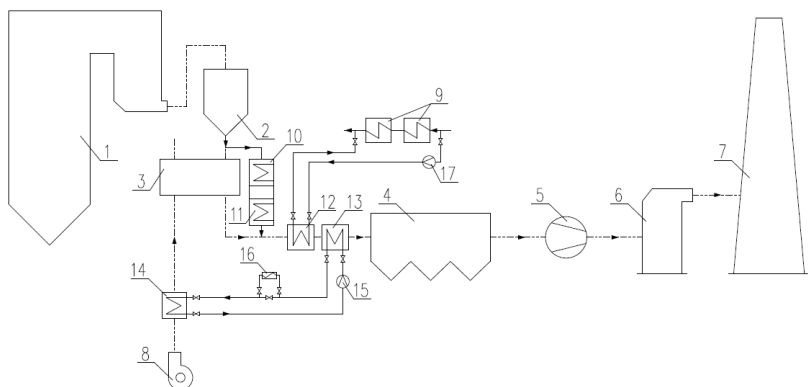


图 6-2 烟气可回收余热直接加热凝结水，并通过闭式热媒水加热冷风系统流程图

1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机 6—脱硫装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—空气预热器旁路烟气-给水换热器 11—空气预热器旁路烟气-凝结水换热器 12—第一级烟气冷却器 13—第二级烟气冷却器 14—热媒水暖风器 15—热媒水循环泵 16—热媒水蒸汽加热器 17—凝结水增压泵

2 机组各负荷下  $Q_1$  小于  $Q_2$  时，不足热量宜由辅助蒸汽补充，典型系统流程如图 6-3 和 6-4 所示：

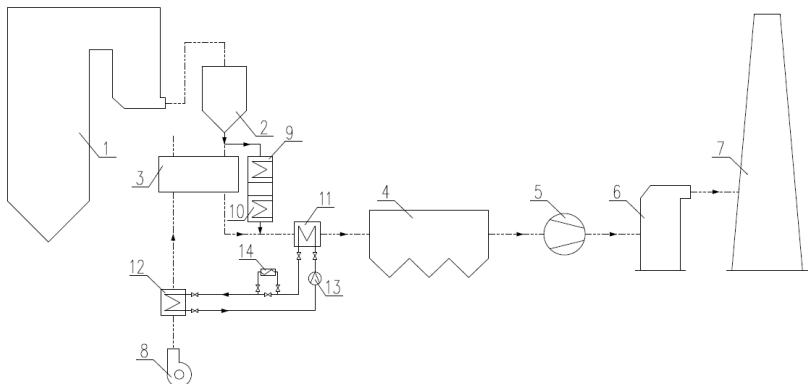


图 6-3 烟气可回收余热和蒸汽补充热量通过闭式热媒水加热冷风系统流程图

1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机 6—脱硫装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—空气预热器旁路烟气-给水换热器 10—空气预热器旁路烟气-凝结水换热器 11—烟气冷却器 12—热媒水暖风器

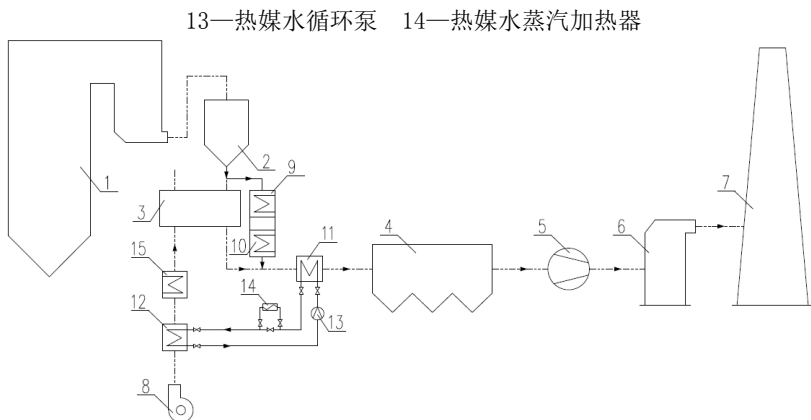


图 6-4 烟气可回收余热通过闭式热媒水加热冷风和蒸汽直接加热冷风系统流程图

1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机 6—脱硝装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—空气预热器旁路烟气-给水换热器 10—空气预热器旁路烟气-凝结水换热器 11—烟气冷却器 12—热媒水暖风机 13—热媒水循环泵 14—热媒水蒸汽加热器 15—蒸汽暖风机

3 机组高负荷下  $Q_1$  大于  $Q_2$ 、低负荷下  $Q_1$  小于  $Q_2$  时，高负荷多余热量宜加热凝结水，低负荷不足热量宜由辅助蒸汽补充，典型系统流程如图 6-1 和 6-5 所示：

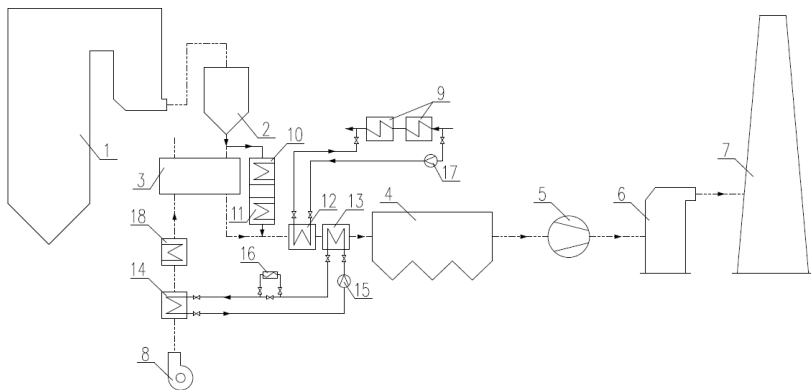


图 6-5 烟气多余热量直接加热凝结水、蒸汽直接加热冷风系统流程图  
1—锅炉 2—脱硝装置 3—空气预热器 4—除尘器 5—引风机 6—脱硝装置 7—烟囱 8—送、一次风机 9—低压加热器 10—空气预热器旁路烟气-

给水换热器 11—空气预热器旁路烟气-凝结水换热器 12—烟气冷却器 13—热媒水暖风器 14—热媒水循环泵 15—热媒水蒸汽加热器 16—热媒水-凝结水换热器 17—凝结水增压泵 18—蒸汽暖风器

6.1.3 空气预热器选型、空气预热器入口风温和空气预热器旁路容量的选取宜使空气预热器出口热二次风温与无旁路方案基本相当，并经技术经济比较确定。

## 6.2 烟风侧系统

6.2.1 空气预热器旁路烟气侧系统设计压力宜取空气预热器设计压力，设计温度应取空气预热器入口烟气设计温度。

6.2.2 设计选型条件下，空气预热器旁路烟气侧系统阻力宜小于空气预热器烟气侧系统阻力。

6.2.3 空气预热器旁路烟道数量应与空气预热器数量相同。

6.2.4 空气预热器旁路烟道入口应设置调节挡板门，可不采用闭环调节方式。

6.2.5 空气预热器旁路烟道内沿烟气流向宜设置烟气-给水换热器和烟气-凝结水换热器。

6.2.6 空气预热器旁路烟道出口烟气温度宜与空气预热器出口烟气温度基本相当。

6.2.7 空气预热器旁路烟道与空气预热器后烟道汇合时应采用均流装置，并应选用耐磨材质。

6.2.8 当设置蒸汽暖风器时，蒸汽暖风器宜设置在二次风热媒水暖风器后、空气预热器前。

6.2.9 空气预热器旁路出口与空气预热器出口汇合后的烟气侧和冷风侧设计应符合本标准 5.2 节的相关规定。

## 6.3 汽水侧系统

6.3.1 空气预热器旁路烟气-给水换热器水侧系统应符合下列规定：

1 引水宜取自给水泵出口主给水管路，回至省煤器前主给水管路，回水温度不宜低于主给水管路水温。

2 不宜设置增压泵。

3 管道设计压力应与相连接的主给水管设计压力一致，设计温度应取烟气-给水换热器出口各工况下介质的最高工作温度。

4 进出口应设置关断阀，出口宜设置调节阀。

6.3.2 空气预热器旁路烟气-凝结水换热器水侧系统应符合下列规定：

1 引水应根据汽轮机热平衡图及出口烟温确定，宜取自对应的低压加热器入口主凝结水管路，回至除氧器前主凝结水管路，回水温度不宜低于主凝结水管路水温。

2 入口管道上宜设置变频增压泵。

3 增压泵前管道设计压力应与相连接的主凝结水管道设计压力一致，增压泵后管道设计压力不应小于泵额定转速特性曲线最高点对应的压力与泵前水侧设计压力之和，设计温度应取烟气-凝结水换热器出口各工况下介质的最高工作温度。

4 进口应设置关断阀，出口宜设置带阀位反馈的电动关断阀。

6.3.3 热媒水系统及其他汽水系统应符合本标准 5.3 节的相关规定。

6.3.4 设置蒸汽暖风器时，蒸汽暖风器汽水侧宜采用疏水调节方式。

6.3.5 水侧管道设计还应符合现行国家和行业标准《电厂动力管道设计规范》GB 50764、《火力发电厂汽水管设计规范》DL/T 5054、《发电厂汽水管设计应力计算技术规程》DL/T 5366、《发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 等规定。

## 6.4 系统控制要求

6.4.1 空预器旁路烟气余热回收系统控制目标宜为空气预热器旁路烟气-给水换热器出口水温、空气预热器旁路烟道出口烟温、加热热媒水的烟气冷却器出口烟温、加热热媒水的烟气冷却器入口水温、热媒水暖

风器出口风温和蒸汽暖风器出口风温。

6.4.2 空气预热器旁路烟气-给水换热器出口水温宜采用闭环调节方式，可通过烟气-给水换热器水侧调节阀控制。

6.4.3 空气预热器旁路烟道出口烟温宜采用闭环调节方式，可通过空气预热器旁路烟气-凝结水换热器水侧变频增压泵控制。

6.4.4 加热热媒水的烟气冷却器出口烟温、加热热媒水的烟气冷却器入口水温、热媒水暖风器出口风温可按本标准 5.4 节的相关规定执行。

6.4.5 设置蒸汽暖风器时，蒸汽暖风器出口风温宜采用闭环调节方式，可通过疏水调节阀控制。

## 7 设备选型

### 7.1 换热器选型一般规定

- 7.1.1 换热器应结合系统方案、设备布置、运行条件统筹设计选型。
- 7.1.2 换热器应满足机组各运行工况下的换热、阻力等要求。
- 7.1.3 烟气-水换热器应采取防磨措施。
- 7.1.4 烟气-水换热器应采取防积灰措施，并宜设置在线吹灰系统。
- 7.1.5 换热器应采取防管排振动措施。
- 7.1.6 换热器汽水侧应设置充氮保护接口以及放水放气接口。
- 7.1.7 烟气-水换热器水侧应设置超压保护措施。
- 7.1.8 烟气冷却器烟气侧宜设置停机冲洗的供水和排水接口。
- 7.1.9 换热器应设置供运行检修维护的平台和扶梯，并应符合现行国家标准《固定式钢梯及平台安全要求》GB 4053 的有关规定。
- 7.1.10 换热器整体寿命不应低于 30 年。

### 7.2 换热器型式和数量选择

#### 7.2.1 换热器型式应符合下列规定：

1 空气预热器旁路烟气-水换热器及除尘器前烟气冷却器宜选用金属管壳式，并宜采用 H 型翅片管。

2 除尘器后烟气冷却器宜选用金属管壳式，可采用 H 型翅片管、高频电阻焊螺旋翅片管或整体螺旋翅片管。

3 烟气再热器可选用金属管壳式，也可选用氟塑料管壳式。

4 汽（水）-空气换热器宜选用金属管壳式，并宜采用螺旋翅片管。

5 汽（水）-水换热器宜选用金属管壳式或板式。

7.2.2 换热器材质应根据介质特性、运行条件、投资成本等因素综合确定。

7.2.3 换热器传热元件、翅片、支撑板及集箱等部件的设计和制造应符合现行国家和行业标准《压力容器》GB 150、《焊接钢质肋片管》CB/T 3487、《翅片管式换热设备技术规范》JB/T 11249、《低温省煤器 技术条件》JB/T 13410、《锅炉用高频电阻焊螺旋翅片管制造技术条件》NB/T 47030 等的相关规定。

7.2.4 换热器数量应根据系统方案、布置位置等因素确定，并应符合下列规定：

1 烟气冷却器布置于除尘器前的分支烟道时，烟气冷却器数量应与除尘器接口数量相同。烟气冷却器布置于空气预热器后、除尘器前的总烟道时，烟气冷却器数量应与空气预热器数量相同。烟气冷却器布置于除尘器后、脱硫装置前时，烟气冷却器宜每台炉设置 1 台。

2 烟气再热器宜每台炉设置 1 台。

3 一次风热媒水暖风器数量应与一次风机台数相同，二次风热媒水暖风器数量应与送风机台数相同。

4 当采用空预器旁路烟气余热回收系统时，每侧空气预热器旁路烟道内宜各设 1 台烟气-给水换热器和 1 台烟气-凝结水换热器。

5 热媒水-凝结水换热器、热媒水蒸汽加热器宜每台炉设置 1 台。

6 二次风蒸汽暖风器数量宜与空气预热器二次风接口数量相同。

### 7.3 换热器参数选择

7.3.1 换热器烟风侧、汽水侧设计参数应符合下列规定：

1 烟风侧设计压力、设计温度不应低于所接烟风道设计压力和设计温度；

2 汽水侧设计压力、设计温度不应低于所接汽水管道设计压力和设计温度。

7.3.2 各烟（空）气-水换热器选型设计应符合下列规定：

1 换热器设计热负荷应根据锅炉燃用设计燃料在最大连续蒸发量



工况下换热器烟风量、进出口烟风温度计算确定。

2 换热器设计烟风量、进口烟风温度宜按锅炉燃用设计燃料在最大连续蒸发量工况下换热器所在位置处的烟风量、烟风温度选取。

3 换热器设计出口烟风温度应按本标准 4.2 节、5.2 节和 6.2 节的有关规定选取。

4 换热器设计进出口水温应按本标准 4.3 节、5.3 节和 6.3 节的有关规定选取。

5 应对燃煤校核燃料的热负荷进行校核。

7.3.3 热媒水-凝结水换热器选型设计应符合下列规定：

1 换热器设计热负荷宜根据锅炉燃用设计燃料在最大连续蒸发量工况下烟气可回收余热与加热空气预热器入口冷风所需热量计算确定。

2 换热器进出口设计水温应根据 4.3 节、5.3 节和 6.3 节的有关规定选取。

7.3.4 热媒水蒸汽加热器选型设计应符合下列规定：

1 加热器设计热负荷宜根据锅炉燃用设计燃料在最大连续蒸发量工况下将风温从冬季采暖室外计算温度加热到锅炉基准温度计算确定。

2 加热器设计热负荷还应满足机组启动、各工况运行以及冬季防冻等要求。

3 加热器汽源应根据空气预热器入口冷风温度要求和热力系统进行优选。

4 加热器设计进出口水温应根据 4.3 节、5.3 节和 6.3 节的有关规定选取。

7.3.5 蒸汽暖风器设计热负荷应按锅炉燃用设计燃料在机组各负荷工况下的最大热负荷选取，并应对燃煤校核燃料的热负荷进行校核。

7.3.6 对于改造项目，换热器选型设计参数宜以实测运行参数为基础，同时考虑煤源变化趋势。

- 7.3.7 换热器选型的传热面积裕量不应低于 10%。
- 7.3.8 换热器宜采用逆流设计，烟（空）气-水换热器的换热温差宜不低于 15℃，水-水换热器的换热温差宜不低于 5℃。
- 7.3.9 烟（空）气-水换热器选型烟风侧管间平均流速应满足下列规定：
- 1 对于除尘器前烟气-水换热器，宜取 6m/s~10m/s。
  - 2 对于除尘器后烟气-水换热器，宜取 8m/s~13m/s。
  - 3 对于空气-水换热器，宜取 10~12m/s，不应超过 15m/s。
- 7.3.10 烟（空）气-水换热器选型管内介质流速不宜大于 1.5m/s。
- 7.3.11 烟（空）气-水换热器烟风侧阻力选取宜综合考虑设备布置空间，烟气-水换热器烟气侧阻力不宜大于 800Pa，空气-水换热器空气侧阻力不宜大于 400Pa。
- 7.3.12 烟（空）气-水换热器汽水侧阻力不宜大于 0.1MPa。水（汽）-水换热器的汽水侧压降不宜大于 0.05MPa。
- 7.3.13 烟（空）气-水换热器在性能保证期内漏风率应满足下列规定：
- 1 对于烟气-水换热器，不宜大于 0.5%。
  - 2 对于空气-水换热器，不宜大于 0.2%。

#### 7.4 其他设备选型规定

- 7.4.1 水泵应符合下列规定：
- 1 宜按 2 台 100%容量设置，其中一台备用。
  - 2 宜采用卧式、离心式。
  - 3 壳体设计压力、设计温度应不低于所接管道设计压力和设计温度。
  - 4 水泵容量不应小于各运行工况最大水量的 110%。
  - 5 水泵扬程宜按本标准附录 A 的方法计算。
- 7.4.2 膨胀水箱应符合下列规定：
- 1 每台锅炉宜设置 1 座。

2 有效容积应满足闭式热媒水热膨胀产生的体积增量，且不应小于  $5\text{m}^3$ 。

3 材料不应低于 Q235-B，内部应作防腐处理。

7.4.3 吹灰器系统应满足下列规定：

1 吹灰器的数量、型式、布置位置应满足换热面吹灰清洁的需要。

2 吹灰器型式宜结合煤质特点、换热器位置等因素确定。

3 烟气冷却器吹灰器与烟气接触的部位宜选用 316L，烟气再热器吹灰器与烟气接触的部位宜选用 2205。

4 蒸汽吹灰器宜采用半伸缩式，汽源蒸汽压力不宜低于 0.6MPa，过热度不应低于  $20^{\circ}\text{C}$ 。

5 声波吹灰器气源宜采用压缩空气，压力不宜低于 0.4MPa，声功率级不宜低于 150dB。

6 吹灰器应设置操作、检修和维护平台。

## 8 设备布置与安装

### 8.1 一般规定

8.1.1 换热器布置与安装应综合考虑煤质特点、场地条件、吹灰方式、检修和维护、积灰磨损等因素。

8.1.2 烟（空）气-水换热器布置及烟风道设计应考虑烟（空）气侧流场的均匀性，宜进行数值模拟分析。各换热器入口烟风气体积流量平均偏差不应大于 5%，换热器入口气流分布均匀性相对均方根差  $\sigma$  不应大于 0.25。

8.1.3 换热器与烟风道的安装应控制烟风通道的漏风率。

### 8.2 换热器布置与安装

8.2.1 烟气冷却器布置与安装应符合下列规定：

1 布置在除尘器前时，宜选取垂直布置方式；当垂直布置空间不足时，可采用水平布置方式。

2 布置在除尘器后、引风机前时，宜采用垂直布置方式。

3 布置在引风机后、脱硫装置前时，宜选取水平布置方式。烟气冷却器后烟道长度和防腐设计应符合现行行业标准《火力发电厂石灰石—石膏湿法烟气脱硫系统设计规程》DL/T 5196 的相关规定。

4 水平布置的烟气冷却器底面宜与连接烟道底面齐平。

8.2.2 烟气再热器宜水平布置在脱硫装置后净烟道上。

8.2.3 烟气冷却器布置在除尘器入口水平烟道上且靠近除尘器布置时，换热器出口烟道宜与除尘器喇叭口合并。

8.2.4 空气预热器旁路烟道及内部换热器应采用烟气向下流动的垂直布置方式，且宜布置在空气预热器后侧；当空气预热器后侧布置空间不足时，可布置在空气预热器侧面。

- 8.2.5 热媒水暖风器可布置在水平或垂直冷风道上。
- 8.2.6 蒸汽暖风器宜高位布置在空气预热器入口垂直冷风道上。
- 8.2.7 热媒水蒸汽加热器宜布置在高于加热器疏水接入设备、且易于检修维护的平台上。
- 8.2.8 烟（空）气-水换热器应合理设计变径管、导流板和导向叶片，并应符合现行行业标准《火力发电厂烟风煤粉管道设计规范》DL/T 5121 的相关规定。

### 8.3 其他设备布置与安装

- 8.3.1 水泵、水箱布置与安装应考虑工程具体气象条件、检修空间等因素。
- 8.3.2 在有冰冻影响地区，水泵、水箱应室内布置并采取防冻措施。
- 8.3.3 膨胀水箱安装高度应保证系统正常运行时水侧在机组各负荷工况下不发生汽化，并宜留有 3m 安全裕量。膨胀水箱安装高度可按本标准附录 B 的方法计算。
- 8.3.4 水泵及驱动电机宜在其上方设置检修起吊装置。
- 8.3.5 蒸汽吹灰器间距不宜超过 2m，声波吹灰器间距不宜超过 3m。

## 9 对其他专业要求

### 9.1 对热控专业要求

9.1.1 烟气余热回收系统控制系统水平应与全厂控制系统水平相适应，并应设程控、远方及就地三种控制方式，每种方式能相互闭锁。

9.1.2 烟气余热回收系统程控方式宜采用分散控制系统（DCS），并应纳入全厂分散控制系统（DCS）。

9.1.3 烟气余热回收系统的仪表应符合下列规定：

1 温度测点应至少包括：各换热器烟风侧和汽水侧进出口介质温度，蒸汽吹灰器蒸汽侧和疏水侧温度。

2 差压测点应至少包括：各换热器烟风侧和汽水侧差压。

3 压力测点应至少包括：水泵进出口压力，膨胀水箱出口压力，蒸汽吹灰器蒸汽侧和疏水侧压力，声波吹灰器气源压力。

4 流量测量应至少包括：给水流量，凝结水流量，热媒水流量。

5 液位测量应包括：水（汽）-水换热器液位，膨胀水箱液位。

9.1.4 烟气余热回收系统应设置完善的报警、控制和联锁保护功能，并应符合下列规定：

1 当烟气余热回收系统的运行参数偏离设定值或控制系统电源、气源故障时报警。

2 设置模拟量控制系统维持主要运行参数在允许范围内。

3 根据运行工况和环境温度要求，实现烟气余热回收系统内各设备的启动、停止和联锁保护控制。

9.1.5 随主设备本体成套供货及装设的检测仪表和执行设备，应满足机组启停、运行、热工自动化系统功能及接口技术等的要求。

9.1.6 烟气余热回收系统检测仪表和控制系统应满足本标准 4.4 节、5.4 节、6.4 节的系统控制要求。

## 9.2 对电气专业要求

9.2.1 烟气余热回收系统电源应从机组主体工程引接，并应满足系统与机组同步启动、试运行的要求。

9.2.2 烟气余热回收系统电气设备的选择宜与机组主体工程一致。

## 9.3 对供排水专业的要求

9.3.1 烟气冷却器停机冲洗的供水宜取自全厂生产水，并可排至全厂工业废水处理系统。

## 附录 A 水泵扬程计算

A. 0. 1 凝结水增压泵扬程按下式计算:

$$h_c = h_p + h_e + \Delta h_d + \Delta h_b \quad (\text{A.0.1})$$

式中:

$h_c$ —凝结水增压泵扬程, MPa;

$h_p$ —从凝结水引水点至回水点之间管道的介质流动阻力, 应按介质最大流量时计算的流动阻力另加 10%~20%裕量, MPa;

$h_e$ —沿凝结水流向串联的换热器阻力之和, MPa;

$\Delta h_d$ —凝结水回水点与引水点的水柱静压差, MPa;

$\Delta h_b$ —凝结水回水点与引水点的工作压力差, MPa。

A. 0. 2 热媒水循环泵扬程按下式计算:

$$h_m = h_p + h_e \quad (\text{A.0.2})$$

式中:

$h_m$ —热媒水循环泵扬程, MPa;

$h_p$ —热媒水管道的介质流动阻力, 应按介质最大流量时计算的流动阻力另加 10%~20%裕量, MPa;

$h_e$ —沿热媒水流向串联的换热器阻力之和, MPa。



## 附录 B 膨胀水箱安装高度计算

B. 0. 1 热媒水高温侧管段最高点不发生汽化时的最小静压:

$$P_h = P_{s1} + \frac{\rho_w g h_1}{10^6} \quad (\text{B.0.1})$$

式中:

$P_{s1}$ —高温侧管段温度  $t_1$  下蒸汽对应的饱和压力, MPa.a;

$h_1$ —高温侧管段最高点标高 (相对于主厂房零米), m。

B. 0. 2 热媒水低温侧管段最高点不发生汽化时的最小静压:

$$P_l = P_{s2} + \frac{\rho_w g h_2}{10^6} \quad (\text{B.0.2})$$

式中:

$P_{s2}$ —低温侧管段温度  $t_2$  下蒸汽对应的饱和压力, MPa.a;

$h_2$ —低温侧管段最高点标高 (相对于主厂房零米), m。

B. 0. 3 膨胀水箱安装高度宜按下式计算:

$$H_T \geq \frac{[\max(P_h, P_l) - P_a] \times 10^6}{\rho_w g} + h_s \quad (\text{B.0.3})$$

式中:

$P_a$ —当地大气压, MPa.a;

$\rho_w$ —水密度, 按  $1000\text{kg/m}^3$ ;

$g$ —重力加速度, 按  $9.813\text{m/s}^2$ ;

$h_s$ —安全裕量, m。

## 本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的用词：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的用词：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的用词：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。

2 条文中指明应按其它有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

## 引用标准名录

《压力容器》 GB 150

《固定式钢梯及平台安全要求》 GB 4053

《压力管道规范动力管道》 GB/T 32270

《大中型火力发电厂设计规范》 GB 50660

《焊接钢质肋片管》 CB/T 3487

《火力发电厂汽水管道设计规范》 DL/T 5054

《发电厂保温油漆设计规程》 DL/T 5072

《火力发电厂烟风煤粉管道设计规范》 DL/T 5121

《火力发电厂石灰石—石膏湿法烟气脱硫系统设计规程》 DL/T

5196

《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》 DL/T 5240

《发电厂汽水管道应力计算技术规程》 DL/T 5366

《燃煤电厂烟气除尘设计规程》 DL/T 5592

《翅片管式换热设备技术规范》 JB/T 11249

《低温省煤器 技术条件》 JB/T 13410

《锅炉用高频电阻焊螺旋翅片管制造技术条件》 NB/T 47030

中华人民共和国电力行业标准

# 火力发电厂烟气余热回收系统设计规程

DL/T **xxxx-202x**

条文说明

## 制订说明

《火力发电厂烟气余热回收系统设计规程》(DL/T XXXX—202X), 经国家能源局XXXX年XX月XX日以第XX号公告批准发布。

本标准制订过程中, 编制组对有关电厂进行了调查研究, 总结了我国火力发电厂烟气余热回收系统工程建设和运行的实践经验, 同时参考了国内外有关技术规范。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定, 编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明, 对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是, 本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力, 仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

## 目次

<u>1 总 则</u> .....	40
<u>2 术 语</u> .....	41
<u>3 基本规定</u> .....	42
<u>4 低温省煤器系统</u> .....	43
<u>4.2 烟气侧系统</u> .....	43
<u>4.3 水侧系统</u> .....	43
<u>5 热媒水烟气余热回收系统</u> .....	44
<u>5.2 烟风侧系统</u> .....	44
<u>5.3 汽水侧系统</u> .....	44
<u>5.4 系统控制要求</u> .....	45
<u>6 空预器旁路烟气余热回收系统</u> .....	46
<u>6.2 烟风侧系统</u> .....	46
<u>6.3 汽水侧系统</u> .....	46
<u>7 设备选型</u> .....	47
<u>7.1 一般规定</u> .....	47
<u>7.2 换热器型式和数量选择</u> .....	47
<u>7.3 换热器参数选择</u> .....	48
<u>8 设备布置与安装</u> .....	49
<u>8.1 一般规定</u> .....	49
<u>8.2 换热器布置与安装</u> .....	49

# 1 总 则

**1.0.2** 本标准主要针对单台机组 300MW 及以上容量等级新建、改扩建燃煤发电厂制定。其他容量火力发电厂可参考本标准设计烟气余热回收系统。

## 2 术 语

**2.0.14** 烟气酸露点是烟气冷却器选材及烟道防腐设计的重要参数,其计算方法可按《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》DL/T 5240 第 8.9.3 节执行。



### 3 基本规定

3.0.2 对于新建燃用烟煤、贫煤、无烟煤高效煤粉机组，锅炉排烟温度可降低至 120℃以下，可回收烟气余热相对较少，采用热媒水烟气余热回收系统可获得较好的节煤效果和经济性；当期望获得更低的机组性能指标时，技术经济比较后也可选择空预器旁路烟气余热回收系统。而对于新建燃用褐煤高效煤粉机组，锅炉排烟温度仍在 140℃左右，可回收烟气余热较大，采用空预器旁路烟气余热回收系统的节煤收益更为明显。

3.0.5 按目前国内的运行经验，烟气冷却器的故障率较高，需考虑烟气余热回收系统解列时对相关系统设备的影响。在烟气余热回收系统解列工况下，燃用设计或校核燃料，机组应能连续运行，并可达到额定出力，与烟气余热回收系统相关的设备选型（如除尘器、脱硫装置及引风机等）应能满足烟气余热回收系统解列工况。

3.0.7 对于空预器旁路烟气余热回收系统，当空气预热器旁路烟道出口烟温和空气预热器出口烟温偏差较大时，机组性能试验的混合后烟温测点位置需保证测点前烟温混合的均匀性，避免混合后烟气温度场的不均匀造成较大的测量偏差。

## 4 低温省煤器系统

### 4.2 烟气侧系统

4.2.3 根据调研情况，湿法脱硫装置前设置烟气冷却器时，考虑脱硫系统水平衡和烟气冷却器材质成本等因素，脱硫装置前烟温普遍不低于 $85^{\circ}\text{C}$ 。但也有电厂为了取得更高的节煤效果，通过脱硫系统采用可收水型除雾器和烟气冷却器采用高等级耐腐蚀材质等措施，将脱硫装置前烟温控制在 $80^{\circ}\text{C}$ 以下。对于海水脱硫机组，脱硫装置入口烟温可降低至 $70^{\circ}\text{C}$ 左右。

### 4.3 水侧系统

4.3.2 对于燃用烟煤、无烟煤和贫煤机组，由于烟气水露点较低（ $40^{\circ}\text{C}\sim 45^{\circ}\text{C}$ ），考虑到烟气冷却器出口烟温选择、换热设备温差及换热器材质成本因素，烟气冷却器入口水温可在 $70^{\circ}\text{C}$ 的基础上适当降低。对于燃煤褐煤机组，烟气水露点较高（ $48^{\circ}\text{C}\sim 53^{\circ}\text{C}$ ），烟气冷却器入口水温不宜再低于 $70^{\circ}\text{C}$ 。

## 5 热媒水烟气余热回收系统

### 5.2 烟风侧系统

5.2.5 一次风、二次风热媒水暖风器出口风温可不一致。各运行工况下，回收的烟气余热首先保证暖风器出口风温满足空气预热器入口二次冷风温度。由于热媒水烟气余热回收系统通常不在空气预热器入口设置一次风蒸汽暖风器，故还需保证机组冬季运行时一次风热媒水暖风器出口风温，避免空气预热器发生低温腐蚀。

### 5.3 汽水侧系统

5.3.2 条文说明如下：

3 热媒水-凝结水换热器常见设置位置有两种：一是串联设置在烟气冷却器出口，二是与暖风器或烟气再热器并联设置在烟气冷却器出口。热媒水-凝结水换热器设置位置对热媒水-凝结水换热器和暖风器或烟气再热器选型有一定的影响，需经过技术经济比较后确定其具体位置。

5 热媒水蒸汽加热器的作用是机组启动时采用蒸汽对热媒水进行加热，使热媒水维持在一定的温度水平，避免机组启动初期烟气冷却器产生严重的低温腐蚀。同时，对于加热冷风的系统，热媒水蒸汽加热器可用于系统冬季运行时向热媒水回路补充热量，使空气预热器入口冷风温度尽量保持在设计温度。热媒水蒸汽加热器通常串联设置在烟气冷却器出口，汽源在满足上述功能的前提下选择更低品味的蒸汽。

7 补水点常见设置在膨胀水箱上，补水来水可来自除盐水或经减压后的凝结水。

## 5.4 系统控制要求

5.4.6 部分负荷工况或环境温度低于设计值运行时，烟气余热用于加热冷风的热量比例较系统设计工况高，可优先调节减少流经热媒水-凝结水换热器的流量，以降低加热凝结水的热量。当加热凝结水热量减少为零仍无法满足加热冷风温度的要求时，可投运热媒水蒸汽加热器补充加热冷风所需要的热量。

## 6 空预器旁路烟气余热回收系统

### 6.2 烟风侧系统

6.2.1 空气预热器旁路烟气侧主要包括空气预热器旁路烟道、烟气-给水换热器烟气侧、烟气-凝结水换热器烟气侧、挡板门。由于挡板门存在内漏率，即使挡板门处于关闭状态也会产生“漏烟”现象，所有空气预热器旁路内的设备烟气侧均按空气预热器入口烟气设计温度选取。

6.2.4 当燃煤煤质和环境温度等外部条件发生变化时，空气预热器旁路烟道入口的调节挡板门可采用点动方式进行调节。

6.2.6 当空气预热器旁路烟道出口烟气温度和空气预热器出口烟气温度偏差较大时，汇合后烟气温度场和速度场均存在较长的混合段。为此，要求空气预热器旁路烟道出口烟气温度和空气预热器出口烟气温度基本相当，可在一定程度上避免对下游设备的换热和机组性能试验烟温的准确测量产生不利影响。

### 6.3 汽水侧系统

6.3.1 调研的项目中，空气预热器旁路给水换热器水侧均未设置增压泵，而是设置调节阀，以实现调节空气预热器旁路给水换热器水侧和主给水侧的流量分配。此外，设置高压增压水泵，初投资和运行成本增加较多。在此基础上，水侧管道设计压力需不低于主给水管道设计压力。

## 7 设备选型

### 7.1 一般规定

7.1.3 空气预热器旁路烟道内换热器及除尘器前烟气冷却器处于高灰环境，需严格控制烟道内及换热器管间的烟气流速，并采取防磨措施，换热器迎风面前两排换热管可加装防磨瓦或假管。除尘器前水平布置的烟气冷却器最底部三排换热管可增加壁厚并加装防磨瓦。

7.1.5 换热器选型设计时需合理布置管排，保证介质流动均匀，防止产生涡街和振动，避免破坏换热管排。

7.1.7 当空气预热器旁路内换热器和烟气冷却器水侧因故障停运时，烟气热量会持续加热换热器内的水介质，存在超压隐患，故旁路烟道内换热器和烟气冷却器均需设置超压保护措施，可在换热器水侧联箱设置安全阀及有压放水系统。

### 7.2 换热器型式和数量选择

7.2.2 烟气余热回收系统换热器常采用金属材质，根据调研情况，各换热器可选的常用金属材质见表 7.2.2:

表 7.2.2 金属材质应用表

换热器名称	传热元件材质	翅片材质	支撑板材质	壳体材质
烟气冷却器	20G/ND/316L/ 2205	20G/ND/31 6L	Q355/ND/31 6L	Q355/ND/3 16L
烟气再热器	316L/2205	316L/2205	2205	2205
旁路烟气-给水 换热器	SA-210C/20G	20	Q235/Q355	Q235/Q355
旁路烟气-凝结 水换热器	ND/20	ND/20	Q235/Q355	Q235/Q355
热媒水暖风器	20	铝	Q235	Q235

蒸汽暖风器	20	铝	Q235	Q235
热媒水-凝结水 换热器	304/316L	/	Q235	Q355
热媒水蒸汽加 热器	304/316L	/	Q235	Q355

调研还发现，当燃煤含硫量较高或烟气冷却器出口烟温低于 80℃ 时，烟气冷却器通常采用更耐腐蚀的金属材质，如 316L 或 2205。为了降低投资成本，也有电厂将烟气冷却器分高温段和低温段，高温段选用 ND 钢，低温段选用 316L 或 2205。

### 7.3 换热器参数选择

7.3.4 热媒水蒸汽加热器用于机组启动时加热热媒水，使其维持在一定的温度水平，此条件下热媒水蒸汽加热器热负荷不必过高。对于有冰冻影响的地区，热媒水蒸汽加热器还用于系统冬季运行时向热媒水回路补充热量，以使空气预热器入口冷风温度保持在设计温度，此条件下换热器热负荷通常高于机组启动条件下热负荷。

7.3.11 据调研，多数烟气-水换热器的设计阻力要求控制在 500~800Pa，空气-水换热器的设计阻力通常要求控制在 200~400Pa。

7.3.13 换热器漏风率与换热器设计、安装和施工密切相关，直接影响风机电耗，因此，换热器漏风率需严格控制，尽可能做到更低水平。对于烟气-水换热器，《低温省煤器 技术条件》JB/T13410 规定：烟气冷却器漏风率不大于 1%。近些年，随着换热器设计和施工单位安装施工水平的提高，烟气-水换热器的漏风率已控制在较低水平。近期投运和设计的烟气-水换热器漏风率普遍低于 0.5%，所以本款正文较《低温省煤器 技术条件》JB/T 13410 更为严格。

## 8 设备布置与安装

### 8.1 一般规定

8.1.3 换热器及烟道的漏风会导致局部漏风区域出现低温，易在漏风区域造成低温腐蚀，同时漏风会使烟风气量增大，进而增加三大风机电耗。换热器及烟风道的设计和安装需严格控制漏风率，尽可能做到更低水平。

### 8.2 换热器布置与安装

8.2.3 烟气冷却器水平布置且靠近除尘器布置时，烟气冷却器后烟道无需在做变径处理，可采用与烟气冷却器出口尺寸与除尘器喇叭口连接，以缩短烟气冷却器后烟道长度，同时使进入除尘器喇叭口烟气流速迅速减低，提高除尘器除尘效果。

8.2.4 当空气预热器旁路烟道布置在空气预热器侧面时，需核算空气预热器旁路烟道总阻力是否超过空气预热器侧阻力。