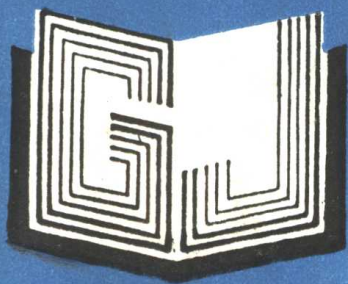


984568



高等学校教材



特 型 汽 轮 机 组

——原子能电站用、空冷凝汽器式、工业用、
驱动给水泵用汽轮机

太原工业大学 夏同棠 主编

69
9



高 等 学 校 教

特 型 汽 轮 机 组

——原子能电站用、空冷凝汽器式、工业用、
驱动给水泵用汽轮机

太原工业大学 夏同棠

水利电力出版社

内 容 提 要

本书对原子能电站用汽轮机、供热式汽轮机、空冷凝汽器式汽轮机、工业用汽轮机和给水泵用汽轮机的工作条件、热力设计、调节原理和结构的特点作了简明扼要的论述。

本书为高等学校热能动力类专业本科生教材,也可供有关专业的师生和工程技术人员参考。

高 等 学 校 教 材

特 型 汽 轮 机 组

——原子能电站用、空冷凝汽器式、工业用、
驱动给水泵用汽轮机

太原工业大学 夏同棠 主编

*

水利电力出版社出版

(北京三里河路6号)

新华书店北京发行所发行·各地新华书店经售

北京市地矿局印刷厂印刷

*

787×1092毫米 16开本 11印张 246千字

1995年11月第一版 1995年11月北京第一次印刷

印数 0001—1070册

ISBN7-120-02393-4/TK·352

定价 8.70元

前 言

本书是根据 1991 年高等学校热能动力类专业教学委员会汽轮机教学组保定会议上拟定及 1992 年乐山会议上审定的《特型汽轮机组——原子能电站用、空冷凝汽器式、工业用、驱动给水泵用汽轮机》教材的编写大纲编写的。

全书分三篇共 11 章。第一篇共 6 章，分别对原子能电站用汽轮机装置的热力系统、通流部分中的两相流动、湿蒸汽对级和整机工作的影响，原子能电站汽轮机的结构、调节、运行等方面的问题作了必要的、较全面的论述。第二篇共两章。第七章中对供热式汽轮机的经济性和动力特性进行了简要的分析；第八章中对空冷凝汽器式汽轮机的空冷系统以及各种空冷系统和喷射式凝汽器的热力、水力和空气动力计算作了简明扼要的介绍。第三篇共 3 章，分别对工业汽轮机和驱动给水泵用汽轮机热力计算的特点、变工况和切换方式进行了较全面的论述。

本书由太原工业大学夏同棠主编，并编写了第一章至第八章，华中理工大学丁学俊编写了第九章至第十一章。

全书承山东工业大学裘烈钧教授主审。裘烈钧教授就书中的章节内容提出了很多宝贵意见，编者尊重审稿意见进行了必要的修改；本书编写过程中得到了大亚湾核电站教授级高工韩维奋、朱启辉，核工业部二院院长刘国民、总工马一的大力协助，在此一并表示衷心的感谢。

由于编者水平有限，书中难免有不足和不妥之处，请读者批评指正。

编 者

1993.12.18

2-4-93/14

目 录

前 言

第一篇 原子能电站用汽轮机

第一章 原子能电站汽轮机装置热力系统	1
第一节 原子能电站汽轮机装置循环	1
第二节 发电单元机组汽轮机装置的经济指标	3
第三节 蒸汽参数对循环经济性的影响	6
第四节 中间再热和外部汽水分离	8
第二章 汽轮机叶栅中的两相流动	12
第一节 两相介质的基本运动方程	12
第二节 汽轮机部件中水分的形成	17
第三节 含水滴两相流的特点	19
第四节 汽轮机叶栅中损失系数和流量系数的近似计算	24
第三章 核电站汽轮机工作的特点	28
第一节 湿蒸汽中级的特点	28
第二节 汽轮机通流部分中水分的排除	31
第三节 核电站多级汽轮机的特点	35
第四节 反动式汽轮机热力设计的特点	38
第五节 水分对汽轮机级组特性的影响	40
第六节 汽轮机级组效率的估算	43
第四章 核电站汽轮机的结构特点	45
第一节 核电站汽轮机结构的一般设计原则	45
第二节 湿蒸汽汽轮机典型结构	50
第三节 国外核电站汽轮机结构简介	57
第五章 核电站发电单元和汽轮机的调节	63
第一节 核电站发电单元的调节	63
第二节 配压水堆单元机组的调节	65
第三节 配大功率管压式反应堆单元机组的调节	68
第四节 配快中子堆核电站单元机组的调节	69
第六章 核电站汽轮机组运行简介	71
第一节 汽轮机组的启动和停机	71
第二节 稳定工况下汽轮机组的维护	74
第三节 核电站汽轮机故障简介	75

第二篇 供热式和空冷凝汽器式汽轮机

第七章 供热式汽轮机概述	78
第一节 供热式汽轮机的类型及发展趋势	78
第二节 供热式汽轮机组的经济性	84
第三节 供热机组的工况图和动力特性简介	87
第四节 在供热机组上获取附加功率	93
第八章 空冷凝汽器式汽轮机	97
第一节 概述	97
第二节 散热元件的计算	99
第三节 空冷塔的热力计算和空气动力计算	106
第四节 海勒式空冷系统水力计算	111
第五节 直接空冷系统热力计算	114
第六节 喷射式凝汽器的热力计算	118

第三篇 工业用、驱动给水泵用汽轮机

第九章 工业汽轮机概述	123
第一节 工业汽轮机的应用及类型	123
第二节 工业中应用的工业汽轮机简介	125
第三节 工业汽轮机的发展趋势	128
第十章 工业汽轮机的设计特点与变工况	131
第一节 工业汽轮机的系列化	131
第二节 工业汽轮机的设计特点	139
第三节 驱动用工业汽轮机的变工况	142
第十一章 驱动给水泵用汽轮机	153
第一节 驱动给水泵用汽轮机的型式	153
第二节 凝汽式给水泵汽轮机的热力设计特点	157
第三节 给水泵汽轮机的变工况	159
第四节 给水泵汽轮机的低负荷工况及切换方式	164
参考文献	168

第一篇 原子能电站用汽轮机

第一章 原子能电站汽轮机装置热力系统

第一节 原子能电站汽轮机装置循环

关于电站热力循环,在专著 [1, 2] 中进行了详细的分析。这里只讨论原子能电站(以下简称核电站)原则性热力系统,它们与反应堆的类型及汽轮机入口的工质初参数紧密相关。核电站的系统和汽轮机装置的特点最好是按其回路的数目来划分。

一、单回路系统

单回路核电站系统中,由反应堆送入汽轮机的工质同时也是反应堆的冷却剂。只有在以轻水或重水或高温气体作为冷却剂的情况下,才可能采用单回路系统。

1. 轻水沸水堆

此堆中轻水 H_2O 既是慢化剂,同时又是冷却剂。冷却剂在堆内沸腾变为蒸汽,在反应堆出口蒸汽温度达到饱和温度,即送入汽轮机的是饱和蒸汽(湿度 $y \approx 0.2\% \sim 0.5\%$)。图 1-1 示出了最简单的单回路系统。其反应堆为筒体容器结构,一般采用低浓二氧化铀作燃料。

2. 重水沸水堆

此堆中采用重水 D_2O 作为慢化剂,可以采用重水或轻水作为冷却剂,送入汽轮机的也是饱和蒸汽。重水堆的明显优点是可采用天然铀作燃料,无须设立分离浓缩铀工厂,它还有较高的增殖系数。但重水价格昂贵,其基本投资几乎是轻水堆的两倍。防止泄漏及回收重水就成了一个特别应重视的问题。采用轻水作冷却剂,可以节省重水,但这时不能采用天然铀作燃料,而且不能实现不停堆换料,故一般不用轻水作冷却剂。

3. 石墨沸水堆

此堆中采用石墨作慢化剂,以轻水作冷却剂,并采用压管结构,其设计功率一般 $\geq 1000MW$,故有大功率压管式反应堆之称。此堆既可产生饱和蒸汽,又可产生过热蒸汽。产生饱和蒸汽时,其系统与图 1-1 类似;产生过热蒸汽时,其系统如图 1-2 所示。压管结构便于使堆向大功率发展,还便于蒸汽在过热压管中实现过热。研究表明,此类反应堆在物理和技术方面有不足之处,因此,目前还没有这种反应堆投入运行,但不排除将来可能使用这种反应堆。

4. 气冷反应堆

此堆又称为高温气冷堆。它以高浓缩铀的混合

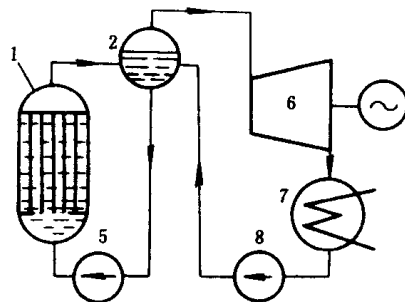


图 1-1 核电站单回路原则性热力系统之一

1—反应堆; 2—分离装置; 5—主循环泵;
6—汽轮机; 7—冷凝器; 8—给水泵

物为燃料，其出口气温很高，以致能在配燃气轮机的单回路系统中作为工质使用。最有发展前途的冷却剂可能是惰性气体氦 He。

快中子气冷反应堆目前尚未突破试验研究阶段，正在以 He、CO₂ 和 N₂O₄ 作为其中的冷却剂进行试验。如果采用单回路系统，则以 He 或 CO₂ 为冷却剂的原则性热力系统与图 1-3 类似。在前苏联已开展了对以游离气体 N₂O₄ 为冷却剂的核装置的研究^[3]。

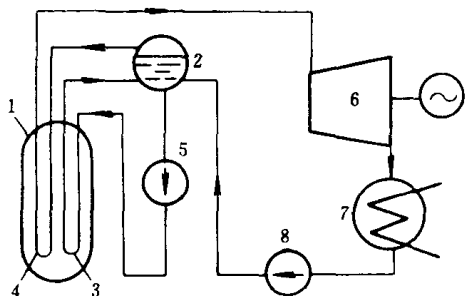


图 1-2 核电站单回路原则性

热力系统之二

- 1—反应堆；2—分离装置；3—蒸发管；
4—过热管；5—主循环泵；6—汽轮机；
7—冷凝器；8—给水泵

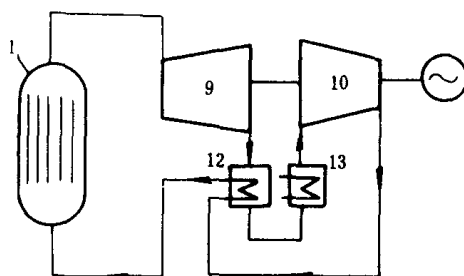


图 1-3 核电站单回路原则性

热力系统之三

- 1—反应堆；9—燃气轮机；10—压气机；
12—回热加热器；13—冷却器

二、双回路系统

当采用反应堆的冷却剂作为汽轮机的工质在技术上不可能或经济上不合算时，可以使用双回路系统。反应堆回路称为第一回路，此回路的冷却剂通往换热器，并在其中将热量传给第二回路的工质，汽轮机装置设在第二回路中，进入汽轮机的蒸汽没有放射性。双回路系统可采用下列反应堆。

1. 压水堆

此堆内压力较高（12~16MPa），以防止堆内沸腾，其容器体积小，但容器壁较厚。使用轻水作为慢化剂和冷却剂。反应堆出口水温应低于饱和温度，由反应堆来的水进入蒸汽发生器，加热给水，产生蒸汽。

轻水堆通常与饱和蒸汽汽轮机配合使用，如图 1-4(a) 所示。

2. 石墨气冷堆

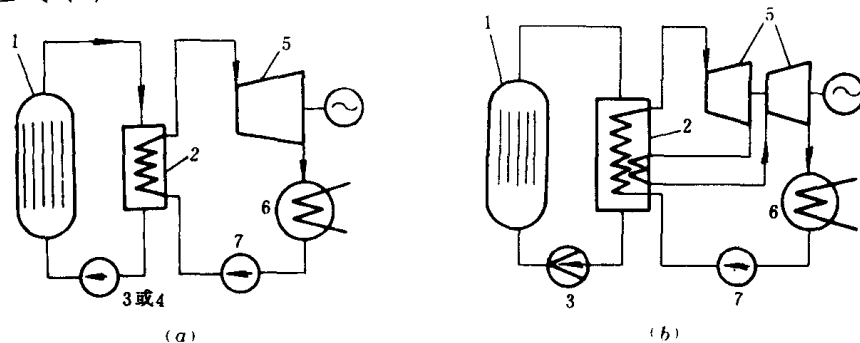


图 1-4 核电站双回路原则性热力系统

(a) 简单系统；(b) 有中间再热的系统

- 1—反应堆；2—蒸汽发生器；3—鼓风机；4—主循环泵；5—汽轮机；6—凝汽器；7—给水泵

采用石墨作慢化剂，用 CO_2 作冷却剂，反应堆出口处冷却剂 (CO_2) 的温度可达 650°C ，这时汽轮机进口的蒸汽参数可以接近或达到有机燃料电站汽轮机的进汽参数值，如图 1-4(b) 所示，此系统中还有中间再热。这类反应堆可与火电站汽轮机配合使用。使用过热蒸汽和中间再热可以提高汽轮机装置的可靠性、经济性和机动性，还可以改善机组运行条件。这类反应堆的增殖系数较大，可以接近于 1。

三、三回路系统

此系统内采用快中子堆并燃用浓缩燃料，它的主要特点是可以利用铀 U^{238} 的同位素作燃料，而且其增殖系数可达 1.4 以上，这就使快中子堆在核动力领域内具有较宽广的发展前景。此堆与热中子堆的区别在于：在活性区内不应有慢化剂，因此不得采用水或其它具有慢化性质的介质作冷却剂，只能用气体或金属液体作冷却剂。工业动力快中子堆采用液态钠作冷却剂，钠具有高热导率和大的比热。在堆的低压下，其出口处可得到高的温度。而钠与水相互作用时的高放射性要求采用复杂的三回路系统，如图 1-5 所示。在事故情况下此系统可防止放射性钠与水的直接接触。

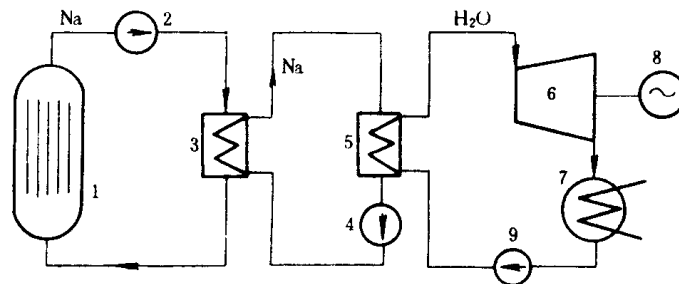


图 1-5 钠冷快堆核电站三回路原则性热力系统

1—反应堆；2—第一回路循环泵；3—换热器；4—中间回路循环泵；5—蒸汽发生器；
6—汽轮机；7—凝汽器；8—发电机；9—汽水回路给水泵

在第一回路中放射性的钠在不高的压力下循环流动，其出口温度可达 $550\sim 600^\circ\text{C}$ ；第二回路中无放射性的钠在高压作用下循环流动，这可防止放射性的钠进入其中，中间回路出口处钠的温度较第一回路低 $20\sim 35^\circ\text{C}$ ；第三回路中汽轮机的进汽温度可达 500°C 左右。因此可以使用火电站通用的汽轮机。

由以上核电站热力系统的叙述可见，采用汽轮机装置时热力循环包括以下组件：反应堆；中间换热器（蒸汽发生器）；在三回路中还需设置中间回路换热器；汽轮机；发电机；凝汽器；给水泵；主循环泵；在气冷堆中用循环风机（鼓风机）代替主循环泵。热力循环包括以下过程：工质在给水泵中升压；水在反应堆中加热；蒸汽在汽轮机中膨胀做功；排汽在凝汽器中等压放热。

第二节 发电单元机组汽轮机装置的经济指标

一、理想循环热效率

由工程热力学和汽轮机原理可知，循环采用不同初参数的蒸汽时，可分别按下列相应

公式计算理想循环的热效率 η_i (损失和泵功忽略不计)。

对饱和蒸汽循环有

$$\eta_i^s \approx \frac{h_{0s} - h_{ct}}{h_{0s} - h'_c} \quad (1-1)$$

式中: h_{0s} 为进入汽轮机饱和蒸汽的初焓; h_{ct} 为汽轮机理想膨胀的排汽焓; h'_c 为凝结水焓。

也可用下式计算:

$$\eta_i^s = \frac{H_0^s}{h_{0s} - h'_c} = 1 - \frac{T_c(s''_0 - s'_c)}{h_{0s} - h'_c} \quad (1-1a)$$

对过热蒸汽循环, 类似地有

$$\eta_i = \frac{h_0 - h_{ct}}{h_0 - h'_c} \quad (1-2)$$

$$\eta_i = 1 - \frac{T_c(s_0 - s'_c)}{h_0 - h'_c} \quad (1-2a)$$

以上各式中, T_c 为与汽轮机排汽压力相对应的饱和温度; s'_c 为凝结水的熵; s''_0 为饱和蒸汽初熵; $H_0^s = h_{0s} - h_{ct}$ 为理想膨胀过程的焓降。

蒸汽在汽轮机中的实际膨胀过程如图 1-6 所示。

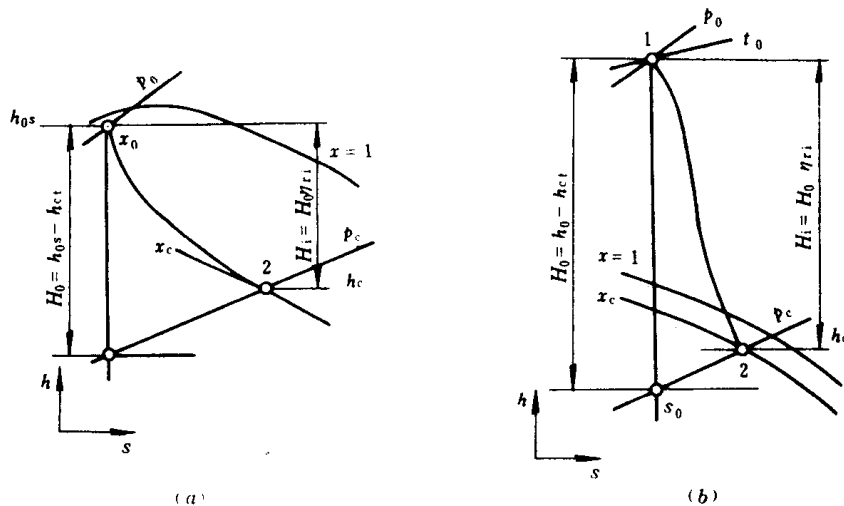


图 1-6 蒸汽在汽轮机中的实际膨胀过程

(a) 饱和蒸汽膨胀过程; (b) 过热蒸汽膨胀过程

如果膨胀过程在过热区结束, 或工质是气体, 则可利用理想气体方程计算膨胀的理想焓降:

$$H_0 = \frac{\kappa}{\kappa - 1} p_0 v_0 \left[1 - (p_2/p_0)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right] \quad (1-3)$$

式中: κ 为绝热指数; p_2 为膨胀过程终压。

有中间再热循环的热效率 η_t 可按式计算：

$$\eta_t = \frac{(h_0 - h_{1t}) + (h_r - h_{ct})}{(h_0 - h'_c) + (h_r - h_{1t})} \quad (1-4)$$

式中： h_{1t} 为高压缸理想膨胀排汽焓； h_r 为再热器出口蒸汽焓。

二、相对效率和绝对效率

在蒸汽的热能向电能转换的过程中存在着各类损失，它们可以用相应能量转换过程中的完善程度——相对效率予以考虑。不同的相对效率乘以循环的热效率就得到相应的绝对效率。

在汽轮机内能量转换过程中，变成有用功的蒸汽有效焓降 H_i 与理想焓降 H_0 之比称为汽轮机的相对内效率 η_{ri} ：

$$\eta_{ri} = H_i / H_0 \quad (1-5)$$

汽轮机装置的绝对内效率 η_i 为其相对内效率 η_{ri} 与循环热效率 η_t 之积：

$$\eta_i = \eta_t \eta_{ri} \quad (1-6)$$

蒸汽流量 G 、理想焓降 H_0 和相对内效率 η_{ri} 与汽轮机内功率 P_i 之间有如下关系：

$$P_i = GH_0 \eta_{ri} = GH_i = P_0 \eta_{ri} \quad (1-7)$$

式中各项的量纲如下：功率为 kW；焓降为 kJ/kg；流量为 kg/s。式中 P_0 为汽轮机理想功率。

轴承中的机械损失用机组的机械效率 η_m 予以考虑。它是汽轮机轴端功率 P_{ax} 与其内功率 P_i 之比：

$$\eta_m = P_{ax} / P_i \quad (1-8)$$

发电机的机械损失和电气损失用发电机效率 η_g 予以考虑。它以发电机出线端功率 P_{el} 与汽轮机轴端功率 P_{ax} 之比表示：

$$\eta_g = P_{el} / P_{ax} \quad (1-9)$$

汽轮发电机的相对电效率 η_{rel} 用发电机出线端功率 P_{ax} 与汽轮机理想功率 P_0 之比表示：

$$\eta_{rel} = \frac{P_{el}}{P_0} = \frac{P_{el}}{P_{ax}} \frac{P_{ax}}{P_i} \frac{P_i}{P_0} = \eta_g \eta_m \eta_{ri} \quad (1-10)$$

汽轮发电机装置的绝对电效率 η_{el} 为

$$\eta_{el} = \eta_t \eta_{rel} \quad (1-11)$$

凝汽式汽轮机的经济指标常用生产 $1\text{kW} \cdot \text{h}$ 电量所需的汽耗率 d 和热耗率 q 来表示：

$$d = 3600 / H_0 \eta_{rel} \quad (1-12)$$

$$q = d(h_0 - h'_c) = 3600 / \eta_{el} \quad (1-13)$$

三、汽轮机装置的绝对净效率

前面讨论了理想循环热效率，继而用相对效率考虑了能量转换过程中的损失，为了计算汽轮机装置的绝对净效率，还要从电功率中扣除给水泵及其他泵所消耗的功率。

以无回热加热器的简单循环为例，给水泵中水的焓升为 $h_{fw} - h'_c$ ，设泵的相对内效率

为 $(\eta_{ri})_p$ ，则将 1kg 给水的压力从 p_c 提高到给水泵出口压力 p_{fw} 所消耗的功为：

$$H_p = h_{fw} - h'_c = \frac{(p_{fw} - p_c)v'_c \times 10^3}{(\eta_{ri})_p} \quad (1-14)$$

式中： v'_c 是凝结水的比容。

采用电动给水泵时，还要考虑电传动的效率 $\eta_{el,m}$ 和泵的机械效率 $\eta_{p,m}$ ，这时给水泵所耗的电功率为：

$$H_{p,el} = H_p / (\eta_{p,m} \cdot \eta_{el,m}) \quad (1-15)$$

设给水量为 G_{fw} ，则提高其焓值所需的电功率为：

$$P_p = G_{fw} \cdot H_{p,el} \quad (1-16)$$

汽轮机装置的绝对净效率为：

$$\eta_{el}^{net} = \frac{P_{el} - P_p}{Q} = \eta_{el} \left(1 - \frac{P_p}{P_{el}} \right) \quad (1-17)$$

式中： $Q = G(h_0 - h_{fw})$ ； G 为汽轮机的进汽量。

采用汽动给水泵时，汽轮机装置的绝对净效率可按下式计算：

$$(\eta_{el}^{net})_{Tp} = \eta_{el} \left(1 - \frac{P_p}{P'_{el} - P_{p,ax}} \right) \quad (1-18)$$

式中 P_p 是给水泵组的电功率； P'_{el} 是不考虑汽动给水泵所耗抽汽量时主汽轮机产生的功率； $P_{p,ax}$ 是给水泵轴端功率。

第三节 蒸汽参数对循环经济性的影响

蒸汽参数对理想循环效率的影响在文献 [4, 5] 中已作了详细分析。现代发电设备零部件金属工作的可靠性要求将常规火电站的蒸汽初温限制在 535~565℃，某些配气冷堆核电站的蒸汽初温可达到此温度水平；而配快中子堆核电站的蒸汽初温可达 480~500℃。

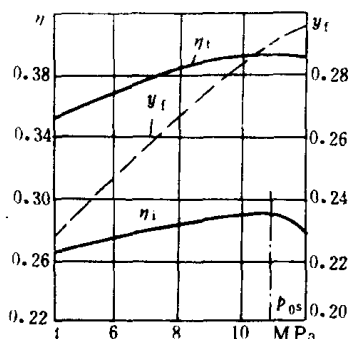


图 1-7 配饱和蒸汽汽轮机简单循环的效率、排汽温度与初压 p_{0s} 的关系 (取 $p_c = 6 \text{ kPa}$)
— · — · — 最佳 p_{0s}

1. 饱和蒸汽初压 p_{0s} 的选取

大多数水冷堆核电站汽轮机进口使用饱和蒸汽，这时简单理想循环 (图 1-1) 的热效率与 p_{0s} 之间的关系如图 1-7 所示，并在 $p_{0s} = 17 \sim 18 \text{ MPa}$ 的范围内达到最大值。随着初压 p_{0s} 的提高，汽轮机的平均湿度会增大，而汽轮机的相对内效率 η_{ri} 随平均湿度的增大而降低。因此，对于汽轮机的绝对内效率，存在着一个最佳初压 p_{0s} ，如图 1-7 所示。其变动范围为 $p_{0s} = 11 \sim 13 \text{ MPa}$ 。但是，这类核电站蒸汽初压 p_{0s} 在相当大的程度上还与下列因素有关：如反应堆的物理——技术性

质、价格、所需要铀的浓缩程度等。这些都对生产电能的折合费用以及反应堆的使用期限有影响。考虑以上所述,水冷堆核电站汽轮机入口饱和和蒸汽压力的一般取值范围为 $p_{0s}=4\sim 7.5\text{MPa}$, 近年来此压力值有增大的趋势。

2. 压水堆核电站汽轮机入口蒸汽初压和初始过热的选择

大多数情况下蒸汽发生器没有省煤器和过热器[见图 1-4(a)],其产生的饱和蒸汽温度 t_{0s} 比其出口(反应堆入口)处冷却剂的温度 t_{1p} 低某个数值 $\Delta t_{ev}^{\min}$ (一般为 $10\sim 15^\circ\text{C}$)。反应堆中冷却剂的温升量 Δt_p 约为 $25\sim 40^\circ\text{C}$, 因此反应堆出口处冷却剂的温度 t_{2p} 就比汽轮机的进汽温度 t_{0s} 所高出的温度值为 $\Delta t_0 = \Delta t_p + \Delta t_{ev}^{\min} = 35\sim 55^\circ\text{C}$, 所以汽轮机入口的蒸汽压力 p_{0s} 比反应堆出口水压 p_{0p} 要低 $5\sim 7\text{MPa}$, 此压差取决于 Δt_0 和堆内水压比冷却剂饱和压力高出的数值(即 $t_{ps}-t_{2p}$)。

在这类系统中给水进入蒸汽发生器与其壳体内的水混合,借助一定量蒸汽的凝结将其加热至饱和温度 t_{0s} (如图 1-8 上的 cab 线所示)。如果装有分离的省煤器,则蒸汽发生器内的过程如 cdb 线所示,按理论分析这时 $\Delta t_{ev}^{\min}$ 略有减小,但实际上其得益很少。

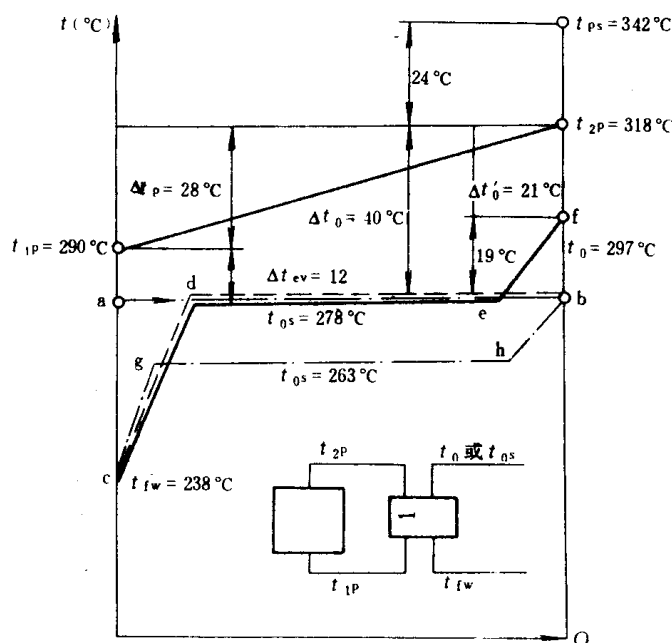


图 1-8 配有压水堆和蒸汽发生器双回路系统的温度线图

堆内冷却剂的压力 $p_p=15\text{MPa}$; —·— 为无省煤器、无过热器的蒸汽发生器, $p_0=6.2\text{MPa}$, $t_0=t_{0s}=278^\circ\text{C}$; --- 为有省煤器而无过热器的蒸汽发生器, $p_0=6.2\text{MPa}$, $t_0=t_{0s}=278^\circ\text{C}$; —— 有省煤器有过热器的蒸汽发生器, $p_0=6.2\text{MPa}$, $t_0=t_{0s}+19^\circ\text{C}=297^\circ\text{C}$; -·-·- 有省煤器和过热器的蒸汽发生器, $p_0=4.9\text{MPa}$, $t_0=t_{0s}+15^\circ\text{C}=278^\circ\text{C}$

汽轮机进汽的过热在这类核电站双回路系统中可通过以下方式实现:保持与饱和蒸汽相同的进汽温度 t_0 , 这时进汽压力 p_0 应降低, 如图 1-8 上的 cghb 线, 一般不采用这种方法, 因为汽轮机的理想焓降减少, 相应地要求增大蒸汽流量。另一种方法是保持与饱和蒸汽相同的进汽压力, 采用配有过热器的直流蒸汽发生器, 其中工质的温度变化如 cdef 线所示。这时不仅汽轮机的效率比采用饱和蒸汽时高, 而且还有其它优点。对采用各类水冷堆的核电

站而言, 汽轮机进口处蒸汽所含一定量的水分都会降低电站的效率, 初始湿度每增大 1%, 汽轮机装置的效率就降低 $\Delta\eta/\eta_{ei} = 0.2\% \sim 0.4\%$ 。此外, 初始湿度的增大会显著地降低一系列汽轮机零部件的可靠性。进汽若具有一定的过热度, 即使此过热度不大, 也可以改善汽轮机启动和降低负荷运行的条件, 并允许对汽轮机的进汽状态进行可靠的监控。

3. 膨胀过程终压的影响

为了用等效卡诺循环置换朗肯循环, 在文献 [4] 中使用了等效初始温度, 在此温度下朗肯循环的效率将等于等效卡诺循环的效率。汽轮机整机的理想焓降越小, 蒸汽等效初始温度越低, 则终压对汽轮机装置经济性的影响就越大, 因此终压对核电站饱和汽轮机经济性的影响最为显著。例如: 若两台汽轮机的终压均为 $p_c = 3.5 \text{ kPa}$, 当将终压均提高至 $p_c = 4 \text{ kPa}$ 时, 则电效率的相对降低量对初压为 $p_0 = 24 \text{ MPa}$ 的汽轮机约为 0.5%, 而对初压为 $p_0 = 6 \text{ MPa}$ 的饱和蒸汽汽轮机将达 0.9% 左右。还应考虑到核电站一般兴建在居民比较集中的地区, 因此水源不一定充足, 与高压和亚临界参数汽轮机相比, 饱和蒸汽汽轮机整机的理想焓降约为上述机组的一半, 若单机容量相同, 则饱和蒸汽汽轮机的蒸汽流量将增大一倍, 相应地冷却水的流量也要增加一倍。

4. 给水温度的影响

关于最佳给水温度和给水回热系统在文献 [1, 2] 中有详细的论述。在实际循环中给水温度取决于蒸汽发生设备可能的合理工作条件和技术条件, 并通过经济技术计算予以选定。考虑到水在反应堆或蒸汽发生器中蒸发的饱和温度与蒸汽初始压力 p_0 存在的对应关系, 在初压为 4~22.13 MPa 的范围内饱和温度 t_{os} 从 250°C 变化到 374°C。例如在配有水-水动力反应堆和饱和蒸汽汽轮机的核电站中, 当初压 $p_0 = 6 \sim 7 \text{ MPa}$ 时, 给水温度 $t_{fw} = 210 \sim 230^\circ\text{C}$, 配有大功率管压管式反应堆的给水温度为 160~195°C。采用高参数蒸汽时, 回热加热器的级数 $Z_r = 6 \sim 9$; 采用饱和蒸汽时 $Z_r = 4 \sim 8$ 。对于 $p_0 = 6.5 \text{ MPa}$, $t_{fw} = 215^\circ\text{C}$, $Z_r = 6$ 的饱和蒸汽循环, 给水温度变化 5°C, 核电站效率的变化为 $\Delta\eta/\eta_{ei} \approx 0.4\% \sim 0.5\%$; 加热器数目从 6 级变为 5 级引起的效率降低为 $\Delta\eta/\eta_{ei} = 0.3\%$ 。

第四节 中间再热和外部汽水分离

一、中间再热

气冷堆核电站采用中间再热时的原则性热力系统如图 1-4(b) 所示, 其中 T - s 图如图 1-9 所示。可把整个循环看成是由主循环 $a'abdea'$ 和附加循环 ee_1fge 构成的。主循环的等效卡诺循环温度为 T_c , 而附加循环的等效温度为 T_c' , 显然, 只有 $T_c' > T_c$ 时, 整个循环的热效率才会因采用再热有所提高。此外, 由于再热可降低汽轮机末级的湿度, 还可提高机组相对内效率。采用再热后汽轮机的绝对内效率可表达如下:

$$\eta_i = \frac{(h_0 - h_{1t})\eta_{ii}^I + (h_r - h_{ct})\eta_{ii}^I}{(h_0 - h_c') + (h_r - h_{1t})} \quad (1-19)$$

式中: η_{ii}^I , η_{ii}^I 分别为汽轮机高压部分和低压部分的相对内效率; h_{1t} 为高压缸理想膨胀排汽

焓。

进行中间再热的蒸汽参数，一方面取决于可能达到的最高附加循环效率；另一方面还要考虑汽轮机和蒸汽发生器的结构特点，就配气冷堆的核电站而言，通常再热蒸汽压力与新蒸汽压力之比为 $p_r/p_0 \approx 0.2 \sim 0.3$ 。

在配水冷堆的核电站中都利用新蒸汽实现汽-汽再热，因此再热后的汽温 t' 要比新蒸汽温度 t_0 低。在汽-汽再热器中附加循环的等效温度 T'_e 低于主循环等效温度 T_e ，这样不仅不能提高整个循环的热效率，反而会降低热效率。但是采用了中间再热后降低了汽轮机膨胀终点的蒸汽湿度，从而可以避免、至少可以减轻对末几级叶片的侵蚀磨损，提高其可靠性。此外，再热后低压部分的相对内效率也会因湿汽损失降低而有所提高，因此采用中间再热还是必要的。在这些核电站中，反应堆和蒸汽发生器或换热器（三回路系统）出口处的蒸汽温度不高，进入汽轮机的是饱和蒸汽或微过热蒸汽，经高压缸做功之后，进入再热器的是湿蒸汽，其湿度可达 $y=0.08 \sim 0.14$ ，通常这样的主汽流实现再热之前都要进行汽水分离，使进入再热器的蒸汽湿度不超过 $y=0.01 \sim 0.02$ 。

二、外部汽水分离

我国秦山和大亚湾核电站汽轮机装置的汽水回路中都采用了外部汽水分离，其原理图如图 1-10 所示。高压缸排汽 ($x=0.877$) 进入汽水分离器 S，一级再热器的汽源是高压缸的第一级抽汽，二级再热器的加热汽源是新蒸汽。

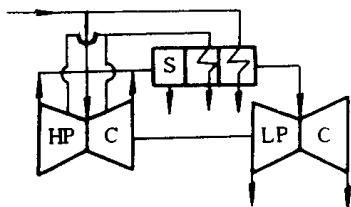


图 1-10 湿蒸汽或微过热蒸汽汽轮机装置中的外部汽水分离和再热示意图

高压缸和低压缸之间的蒸汽压力称为分缸压力，其大小与以下因素有关：

(1) 汽轮机内蒸汽膨胀终点所允许的湿度，该湿度受动叶片冲蚀可靠条件的限制，一般膨胀终点的最大湿度不超过 15%（如图 1-11 所示），当然叶片的冲蚀还与汽轮机的具体结构特点有关。

(2) 整机效率，如果对减少湿蒸汽流动中的损失采取了有效措施，就可将再热器出口温度 t' 选低一点。如前所述，中间再热会使电站循环的热效率 η_i 有所降低，同时还会使汽轮机装置整机成本增大。对于具体的热力系统，可以求出汽轮机装置绝对电效率 η_{el} 与分缸压力 p_d 之间的联系（如图 1-12 所示）。

当分缸压力等于或接近最佳值时，外部汽水分离可使整机装置的效率提高 $\Delta\eta_{el}/\eta_{el} \approx 2\% \sim 3.5\%$ 。如果同时采用再热，该效率可提高 $\Delta\eta_{el}/\eta_{el} \approx 3.5\% \sim 5\%$ 。在确定分缸压力时还要考虑汽轮机和分离器的具体结构特点，因为只当蒸汽以一定的流速通过分离器时，它才能正常工作。分缸压力越低，流过分离器的蒸汽比容越大，相应地要求增大分离器和再热器的受热面积。所以为了降低蒸汽分离再热器的制造成本，最好是将分缸压力值取得比

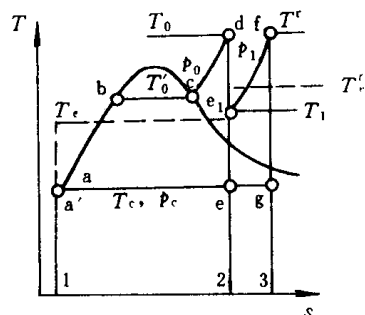


图 1-9 蒸汽发生器中实现再热的 $T-s$ 图

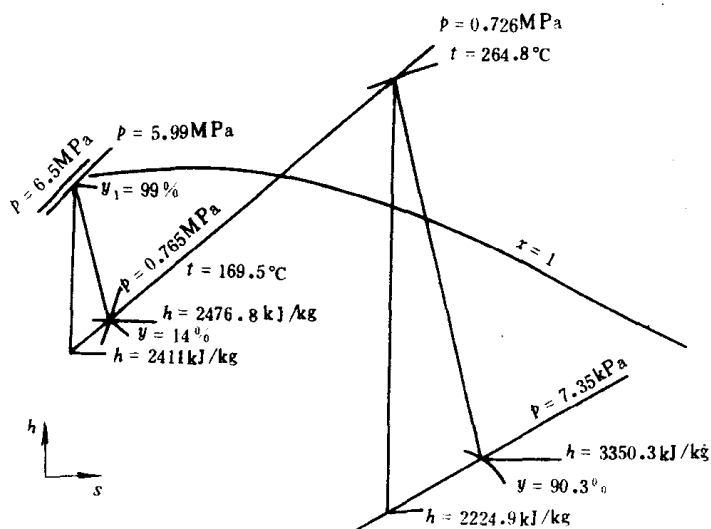


图 1-11 汽轮机内蒸汽的膨胀过程

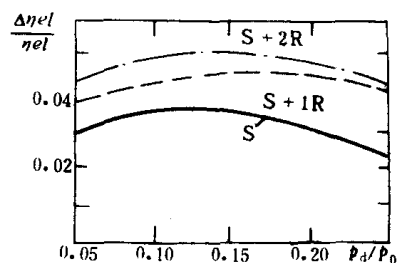


图 1-12 相对分缸压力对饱和蒸汽汽轮机装置绝对电效率的影响

S 为一次汽水分离；S+1R 为一次汽水分离加一级再热；S+2R 为一次汽水分离加两级再热

其理论最佳值稍高一点，虽然这样会使汽轮机膨胀点的湿度有所增加，但同时高压缸排汽湿度有所降低，这可起到一定程度的补偿作用。在大多数湿蒸汽汽轮机内，相对分缸压力的值范围为 $p_d/p_0=0.1\sim 0.2$ 。

对蒸汽参数为 $p_0=6.0\text{MPa}$ ， $p_d=0.6\text{MPa}$ ， $t^r=250^\circ\text{C}$ ， $p_c=4\text{kPa}$ 的饱和蒸汽简单理想循环和实际循环，在无外部汽水分离和无再热、有汽水分离和有汽水分离加再热等三种情况下进行效率计算的结果如表 1-1 所示（每种情况又分成不把分离器中的水和加热蒸汽凝结水送入给水管路和泵送至给水管路两种情况）。

表 1-1 饱和蒸汽简单循环效率的计算

系 统	理想循环 ($\eta_{oi}=1$)		实 际 循 环	
	不 送 入	泵 入	不 送 入	泵 入
无分离器无再热器	0.3797		0.2937	
有分离器无再热器	0.3738	0.3881	0.3098	0.3195
有分离器有再热器	0.3587	0.3866	0.3023	0.3244

由表 1-1 可见，将分离出的水和加热蒸汽凝结水泵送至给水管路的各种方案的效率均比不送入给水管路各方案的效率要高。和无分离器又无再热器的方案相比，将分离出的水和加热蒸汽凝结水不泵送入给水管路时，有分离器的理想循环的效率较低，而加上再热器之后效率更低。在实际循环中，尽管有再热器的效率仍低于无再热器的效率，但后两系统的效率均高于无分离器又无再热系统的效率；而且将分离出的水和加热蒸汽凝结水泵送入给水系统时，有分离器又有再热器的循环效率最高。以上各系统中没有考虑实际装置中的回热系统。

如果采用两级再热系统，从热力学的观点来考虑，则会获得更高的经济效益，第一级

再热的加热蒸汽由汽轮机抽汽供给,其压力可取成 $p_{\text{ext}}=0.5p_0$,第二级用新蒸汽加热。通常汽轮机高压缸供再热用的抽汽压力,最好选得使两级再热器中蒸汽的加热量尽量相等。在实际系统设计中,应考虑到两级再热会使再热器本身结构以及热力系统复杂化。一般情况下和一级再热相比较,两级再热可使循环效率的相对提高值达到 $0.3\%\sim 0.6\%$ 。两级再热可降低汽-汽再热循环中的损失,同时还会降低最佳分缸压力。对应于每个分缸压力 p_d ,有一个最佳的再热温度 t' ,分缸压力 p_d 越低,再热温度也越低。在湿蒸汽汽轮机中,再热温度的取值范围为 $t'=220\sim 265^\circ\text{C}$ 。

核电站的运行经验表明,汽水分离器目前仍然是整套装置中可靠性最低的组件之一,当其发生故障时,会使分离器之后汽轮机进口处的湿度显著增大,以致引起其后级内动叶片的严重损害,所以目前普遍只使用一级分离器。随着分离器可靠性的提高和去湿装置有效措施完善,有可能从一级汽水分离和再热过渡到采用两级汽水分离而不使用再热的方案。

热电联产的经济性在火力发电热电厂部分中已作了较详细的分析,那些分析对核电站的热电联产也同样适用,但核能热电站在同时供热供电的情况下,应注意以下特点:

- (1) 送往热用户的蒸汽和热水不允许含有放射性的混合物。
- (2) 为了保证抗放射的安全,从核能热电站到用户之间应该保持核保健所允许的距离。
- (3) 如果考虑到供电的可靠性取决于整个电力系统,而通常供热的热源却只是与热用户以热网管路连接的一个供热电站。因此,即使在反应堆的燃料发生过载的情况下,也决不允许中断向热用户供热。
- (4) 由于核能热电站的建筑工程、设备和保护的价格比一般热电厂更依赖于单元机组的单机容量,所以,在相当大的设计供热量的情况下(如供热量大于 $5000\sim 7000\text{GJ/h}$)采用核能热电站比一般热电厂较为优越。
- (5) 核能热电站能量供应价格中的基本投资份额比一般热电厂要高,而其燃料份额却比一般热电厂为低。因此,反应堆最好是以最大的热容量方式运行,相应地核电站汽轮机最好是在足够宽广的工况变化范围内维持最大新蒸汽流量而允许电功率发生变化(由热定电)。这与一般热电站在相当大的工况变化范围内热负荷和电负荷各自可独立调整的情况有所不同。

核能热电站原则上可以采用任何类型的反应堆,然而每种类型的反应堆根据外界热用户回路的要求具有一定的特点。例如,单回路系统热电站就要求采用中间回路来向热用户供应热水,而双回路系统热电站中采取防止放射性混合物进入热用户的措施就较为简单。对于气冷反应堆,采用这种核防护措施特别容易,因为其中冷却剂的压力低于进入汽轮机的蒸汽压力,而供热蒸汽可直接从汽轮机抽汽口取得。

(6) 与一般热电厂相比,核能热电站由于远离热用户而使热网管路的长度有明显的增加,因此如何节省管道金属耗量具有现实意义。在同样的热负荷下,减小供热管道直径是一种可取的措施,相应地应减少热网水的流量并提高供热水温,这就要求提高供热抽汽的压力。