

C135MW—13.24/0.35/535/535 型

135MW 中间再热抽凝式汽轮机

产品说明书

产品编号: D151

中 华 人 民 共 和 国
上海电气电站设备有限公司上海汽轮机厂 发布

此资料系上海电气电站设备有限公司上海汽轮机厂专有资料, 拥有产权。未经上海电气电站设备有限公司上海汽轮机厂书面同意, 不准擅自复制, 不得向第三方转让、披露及提供。

说 明

注意：本说明书提供的安装说明范围与相关的改造部套范围相适应，只适用于制造单号为 09-8513-1、09-8513-2 山东菏泽电厂 #1、#2 机供热通流改造。

本说明书专供用户（包括安装单位）作为机组安装、运行、维护之用，请勿向其它制造厂或与本机组无关的第三方扩散，否则产生的一切后果，由扩散者负责。

COMPILING DEPT.:

编制部门：设计研究所

COMPILED BY:

编制：_____

CHECKED BY:

校对：_____

REVIEWED BY:

审核：_____

APPROVED BY:

审定：_____

STANDARDIZED BY:

标准化审查：_____

COUNTERSIGN:

会签：_____

RATIFIED BY:

批准：_____

目 次

1	概述、主要技术规范与系统部分说明
1.1	概述
1.2	主要技术规范与保证条件
1.2.1	主要技术规范、总图、原则性热力系统图
1.2.2	保证热耗及其必要条件
1.3	系统部分说明
1.3.1	主蒸汽和再热蒸汽系统，对水质及蒸汽品质的要求
1.3.2	回热抽汽系统
1.3.3	滑销系统
1.3.4	汽、水、油系统
2	结构说明
2.1	本体结构说明
2.1.1	概述
2.1.2	高中压外汽缸
2.1.3	高中压持环
2.1.4	高中压平衡活塞及汽封
2.1.5	隔热罩
2.1.6	中低压连通管

- 2.1.7 低压内汽缸
- 2.1.8 高压喷嘴组
- 2.1.9 汽封
- 2.2 通流部分
 - 2.2.1 高压通流部分
 - 2.2.2 中压通流部分
 - 2.2.3 低压通流部分
- 2.3 轴系
- 2.4 轴承座
- 2.5 改造部件温度压力测点布置
 - 2.5.1 本体温度测点
 - 2.5.2 本体压力测点
- 2.6 回转设备
- 3 运行说明
 - 3.1 概述
 - 3.1.1 汽轮机控制整定值
 - 3.1.2 连锁动作
 - 3.1.3 连锁声光讯号
 - 3.1.4 远距离指示
 - 3.2 运行限制及注意事项

- 3.2.1 机组可以在下列蒸汽压力和温度变动范围内运行
- 3.2.2 其它注意事项
- 3.2.3 负荷限制规范
- 3.3 汽轮机的调试和运行
 - 3.3.1 机组启动前应进行并完成的工作项目
 - 3.3.2 机组启动冲转前的几项主要操作和检查
 - 3.3.3 启动及运行概述
 - 3.3.4 配汽机构以及有关数据、曲线
 - 3.3.5 冷态滑参数启动程序
 - 3.3.6 热状态启动注意事项
- 3.4 停机与滑参数停机
 - 3.4.1 概述
 - 3.4.2 滑参数停机
- 3.5 防止超速事故的技术措施
 - 3.5.1 调节系统保安系统的一般要求
 - 3.5.2 调节保安系统定期试验
 - 3.5.3 防止汽门卡涩的措施
 - 3.5.4 关于危急保安器动作试验（超速试验）的规定
- 3.6 事故处理
 - 3.6.1 故障停机

3.6.2 在下列情况下，进行减负荷至“零”不破坏真空停机

3.6.3 汽温、汽压变化处理

3.6.4 真空下降处理

3.6.5 汽轮发电机组油系统工作失常处理

3.6.6 汽轮机水冲击处理

3.6.7 汽轮机不正常的振动和异声处理

4 维护说明

4.1 定期检查

4.1.1 定期检查的项目及检查期

4.1.2 汽轮机运行中的检查项目

4.1.3 短期停机的检查项目

4.1.4 大修时的检查项目

4.2 停机后的维护

4.2.1 汽轮机停用期不超过二周（无检修工作）时的保养措施

4.2.2 汽轮机停用超过二周，但不超过六个月（无检查工作）时的保养措施

4.2.3 汽轮机停用期超过六个月时的保养措施

4.3 蒸汽管道的清洗及更换后清洗

4.3.1 概述

4.3.2 清洗的要求

4.4 润滑

4.4.1 定期润滑的要求

4.4.2 对油质的要求

4.4.3 对油系统清洁度的要求

附图 1 135MW 机组纵剖面图

附图 2 135MW 机组基础负荷分布图

附图 3 135MW 机组滑销系统图

附图 4 汽轮机高压调节阀开启次序

附图 5 流量—温度变化曲线

附图 6 高中压外缸水平中分面图

附图 7 单列调节级

附图 8 平衡活塞汽封

附图 9 持环与汽缸配合

附图 10 隔热罩

附图 11 135MW 汽轮机偏周波运行

附图 12 135MW 机组冷态启动曲线

附图 13 135MW 机组温、热态启动升速曲线

附图 14 135MW 机组滑参数停机曲线

1 概述、主要技术规范与系统部分说明

1.1 概述

此次改造后，本汽轮机组为超高压、中间再热、双排汽单轴反动式抽凝机组，它是在 STP 国产 135MW 纯凝机组 D151 基础上开发的成熟机型，它是在满足母型机组(151 系列产品)汽机岛基础框架的条件下设计而成，其电力设施的基础设计、主辅设备的配置及布置基本上不变，这无疑为电厂老机改造带来极大的方便。

本汽轮机为超高压，中间再热，双排汽单轴布置的反动式抽凝机组，其特点是高、中压汽缸合并，通流部分反向布置，新汽及再热进汽集中在高中压汽缸中部，以降低前后轴承的工作温度和减小转子、汽缸的热应力，低压缸为径向扩压双排汽，目的是在缩短机组轴向尺寸的同时又最大限度地降低排汽阻力。

本机组轴系为三支点支承，高中压转子与低压转子的联结借助于与各自转子一体的刚性联轴器，这种结构有利于各轴承在运行时负荷分配稳定，低压转子和发电机转子借助半挠性联轴器相联，汽轮机转子以中轴承座中的推力轴承为死点向前后胀缩，高中压汽缸以中轴承座纵、横向键交点为死点向前胀缩。前座架处有绝对膨胀指示器，总缸胀值为 20~22mm，低压外缸以低压外缸前端为死点向后膨胀。

汽轮机组总长为 13.5m，布置在 9m 标高运转层上，前端两侧各装有高压主汽门和高压调门联合体，座落在主汽门支架上，四根挠性高压进汽管

分别和四只调门出口及高压缸上、下进汽口连接，调节汽阀采用油动机控制。

高压喷嘴组由四组喷嘴弧段组成，每一调节汽阀控制相应喷嘴组的进汽量，三阀全开时可以发出额定功率，第四组喷嘴作为保证夏季和低参数下发出额定功率。

高中压缸为单层缸，高压部分内有一个单列调节级，13 个压力级，第 10 级后设有一段插管式抽汽送至#1 高压加热器。由高压排出的蒸汽，经下缸二个排汽口经高排逆止阀引至再热器，在高排逆止阀前的另一抽头作回热抽汽送至#2 高压加热器。

再热后的蒸汽通过二根管道进入由左右布置的 2 只油动机控制的中压联合汽门，通过二根刚性进汽管进入中压部分。中压部分有 13 个压力级，在第 7 级后有第三级抽汽口，引至除氧器，在第 10 级后有第四级抽汽口，送往#1 低压加热器。

中压排汽部分，上半设计成向上排汽，经两根有柔性补偿能力的中低压联通管进入低压缸，中压排汽部分下半开有第五级抽汽口，抽汽送往#2 低压加热器。

低压缸为双流双排汽，低压缸内有第六级（ $2 \times \text{DN}350$ ）和第七级（ $2 \times \text{DN}500$ ）抽汽口，分别送往#3（由凝汽器接管引出）及在凝汽器内的#4（内置式）低压加热器。

本汽轮机共有三个轴承座，里面装有 3 只汽轮机径向轴承和 1 只发电

机前轴承以及 1 只推力轴承，轴承座全部落地，在#1 轴承座（前轴承座）内除装有径向轴承外，还装有主要的调节保安部套，如主油泵，危急遮断装置等。在#2 轴承座内的低压转子端设有一“安装轴瓦”在运行时应予拆除。

二只中压联合汽门分别布置在机组中部左右侧，它可随汽机膨胀而在其支承面上作自由移动，中压调节汽门仅在 30%负荷以下进行调节，当负荷大于 30%时，中压调节汽门全开不参予调节。

汽轮机转子的回转设备装于后轴承座上，由电动机经变频减速后带动，转子盘车采用低速回转，其转速为 7~8 r/min, 采用气控实现自动启、停或现场手控进行啮合操作，为减少回转设备启运功率，保护各轴承不受损坏，各轴承均装有高压顶轴油系统。

低压缸内装有雾化喷嘴式的低负荷喷水调节装置，当低压缸排汽温度高于 80℃时，即自动投入喷水，以保证机组正常运行。

1.2 主要技术规范与保证条件

1.2.1 主要技术规范、原则性热力系统图。

本汽轮机是超高压具有一次中间再热的抽凝式机组，与锅炉、发电机及其它附属设备配套发电。本机组适宜于带基本负荷，也可作为二班制或调峰机组使用，但不能用来拖动变转速旋转机械之用。

1.2.1.1 主要技术参数（详见热力计算书）

机组型号： C135—13.24/0.35/535/535

型式： 超高压，中间再热反动式，双缸，双排汽，单轴抽凝式汽轮机

额定功率： 135MW

工作转速： 3000r/min

1.2.1.2 旋转方向：自汽轮机向发电机看为顺时针方向

1.2.1.3 汽轮机在工作转速下，轴双幅振动值 ≤ 0.076 mm

汽轮机在越过临界转速时轴双幅最大振动值 ≤ 0.254 mm

1.2.1.4 汽轮机轴系阻尼临界转速 (r/min)（详见轴系找中图）

1.2.1.5 周波允许变动范围 (Hz) 48.5~51.5

1.2.1.6 汽轮机本体最大尺寸及总重（不包括罩壳）

长×宽×高（运转层以上） 13.5×7.84×5.4(m)

总重 约 340t

1.2.2 保证热耗及其必要条件（详见热力计算书）

1.3 系统部分说明

额定工况下热力系统图（详见热力计算书）

1.3.1 主蒸汽和再热蒸汽系统，对蒸汽品质的要求。

1.3.1.1 本机组由锅炉来的新蒸汽分两路（或经电动隔离阀），分别进入主汽门（主汽门内装有永久滤网和临时滤网），主汽门与调节汽门相联，藉四根垂直布置的进汽管分别从高中压缸上、下部进入高压部分，蒸汽在高中压缸的高压部分内膨胀做功后，经高排逆止阀回到锅炉再热器加热，再热后的蒸汽分两路经左、右中压联合汽门从高中压缸下部进入中压部分后继续做功。做功后的蒸汽经高中压排汽缸上部排入二根中低压联通管再进入低压缸中部，在双流低压缸内继续做功，蒸汽在低压缸做功后，排入凝汽器凝结成水，由凝结水泵打出经过四只低压加热器后进入除氧器（若除氧器滑压运行、最低压力为 0.192MPa）。在低压加热器前通入轴封加热器及设置再循环管路。

除氧器给水由电动给水泵打入二只高压加热器后进入锅炉，高压加热器装有自动旁路门，当加热器管壁破裂或其他故障而水位升高时，给水可自动旁路进入锅炉。

变工况时，根据锅炉特性，当锅炉容量发生变化时，能对主蒸汽温度及再热蒸汽温度进行调节。（具体变化趋势见图 5）

为适应再热机组的热态快速启动和维持锅炉低负荷稳定运行及保护再热器，系统中设有二级减温减压装置，第一级参数为额定工况时

13. 24MPa(a)、535℃，降到 2. 535MPa(a)、316. 6℃。第二级参数为（额定工况时）2. 282MPa(a)、535℃，降到 0. 588MPa(a)、 160℃并经凝汽器内的减温减压装置减压到 0. 0294MPa(a)、70℃。

当汽轮机负荷低于 30%负荷时，（此时高压缸排汽压力 $\approx$ 0. 822MPa）中压调门及二级旁路开始调节动作，关小调阀开度，多余的流量从旁路经第一、第二级减温减压装置，排入凝汽器以达到锅炉稳定运行的目的，且使高压缸排汽压力维持 $\approx$ 0. 822MPa(a)不变。

1. 3. 1. 2 对蒸汽品质的要求

测定要求		单位	见注	正常值	超标控制 (一年累积时间)	
					限制时间 两星期	限制时间 24h
控制 参 数	阳离子传导率	$10^{-6}\Omega\text{cm}$	b. c	<0.3	0.3~0.5	0.5~1.0
	溶解氧	ppb	b. c	<10	10~30	80~100
	钠	ppb	b. c	<5	5~10	10~20
	氯	ppb	b. c	<5	5~10	10~20
	硅	ppb	b. c	<10	10~20	20~50
铜		ppb	a	<2		
铁		ppb	a	<20		
Na/P04		克分子比	a. e	2.3~2.7		
亚硫酸盐及硫酸盐			d			

注：a. 标准值至少每周分析测定一次。

b. 采用连续直接分析凝结的进口蒸汽以作化学控制用，或用作对锅炉用水和机械蒸发带出物的复算，

- c. 建议采用连续分析
- d. 对于含量极微不可查明之成份，也至少每周分析一次。
- e. 适用于经磷酸盐水处理的机组。

* 任何时刻均应避免超过上限值运行，并立即采取措施纠正。

1.3.2 回热抽汽参数

本机组共有 7 组不调整回热抽汽，其中一、二级抽汽接至高压加热器，高压加热器设有水位自动调节系统，以维持水位的稳定，为防止设备超压运行，在汽侧和水侧装置安全门。

第三级抽汽专供除氧器用。

第四、五、六、七级抽汽分别接至相对应的低压加热器，其中七级抽汽直接接至位于凝汽器腔室内的内置式低压加热器

除氧器滑压运行时，在除氧器压力低于 0.192MPa（约为 25%额定负荷时），三级抽汽压力不够除氧器工作压力时，可根据具体情况切换至二级抽汽或备用汽源供汽。

除氧器定压运行时，负荷低于 115MW 时，三级抽汽压力不够除氧器工作压力时，可根据具体情况切换至二级抽汽或备用汽源供汽。

由于第七级低压加热器为内置式加热器，直接装在凝汽器内部，况且在负压下工作因而不装设抽汽逆止阀及电动闸门。

第六级抽汽压力为 0.0692MPa(a)，即小于大气压，由于容积流量较大，因而系统上不设置抽汽逆止阀，仅采用一只 Dg500 电动闸阀来切断供汽。

各高、低压加热器中第三级抽汽尤为重要，为防止水倒灌进汽缸或余汽反流入缸，除第六、七级抽汽管道外，其它各级均装有气控的逆止阀来进行切断。

所有加热器都装有液位继电器或旁路系统，以便及时切换或报警。

1.3.3 滑销系统

滑销系统是静子部件的支托和定位系统，汽机本体的支托和定位方式是：本机组有前座架、中座架、后座架及后汽缸座架，籍助地脚螺栓及二次灌浆固定于基础上，在其上分别装有前轴承座，中轴承座，后轴承座和低压外缸。前座架上沿中心轴线布置有纵向键，前轴承座可在其座架上沿轴线移动。高中压外缸上猫爪支承在前轴承座和中轴承座上，而下猫爪的横向键与前、中轴承座相衔接，中座架上除有纵向键外在一定位置还有横向键，纵、横向键的交叉点，就是高中压静子部件的死点，前轴承座高中压外缸、中轴承座以此死点作轴向胀缩，为了胀缩舒畅，为保持汽缸的中心不走动，在高中压外缸两端上、下都装有垂直键，键槽板固定于相邻轴承座上（低压外缸只下部有这一垂直键）。

高压持环和三只中压持环，用固定于持环下半的支承键，支托于外缸水平中心面，保持中心一致，持环用束腰台肩的方法与外缸相配，持环以此为死点向两端胀缩。

低压外缸座架设有横向键靠近中座架端，目的是解决反流低压轴的通流间隙安全性。因此低压外缸以此为死点向发电机端胀缩。而低压内缸与

其外缸的死点设置在进汽管中心线上。

为了保证机组热胀舒畅，减小机组胀缩时的阻力在前座架和前轴承座上镶装带有自润滑的戴维合金滑块，以保证机组热胀舒畅。

同样，为了减小汽轮机热胀的阻力，高压进汽管采用弹吊式挠性管系，中压联合汽门的座架，是采用弹簧支架及滚珠盘结构使中联门及其中压刚性导汽管可随中压外缸自由位移以及补偿因管系偏转造成的角位移。

1.3.4 汽、水、油系统

1.3.4.1 汽封系统

汽封系统的作用是：在转子伸出汽缸处，防止空气进入汽缸或蒸汽从汽缸漏出。该系统主要由供汽、溢流调节阀、汽封冷却器(不属本次改造范围)、汽封减温装置、蒸汽滤网、管道和仪表等组成。

本机组汽封系统为自密封系统。在汽轮机启动和低负荷时，系统的供汽取自电厂辅助蒸汽，经供汽调节阀调节后进入供汽母管，随后从供汽母管分支，经蒸汽滤网进入汽封体的供汽腔室。此时，所有汽缸的排汽压力都低于大气压力，密封蒸汽通过汽封片一边漏入汽轮机，另一边漏到漏汽腔室。漏汽腔室与汽封冷却器相连，并由排气风机使其保持稍低于大气的压力(0.0983MPa(a))，同时，空气也会从大气通过外部汽封漏到漏汽腔室。泄漏蒸汽和空气的混合物排向汽封冷却器，蒸汽由汽封冷却器冷凝，空气和其他不凝结气体由排气装置排向大气。随着汽机负荷的增加，高、中压缸的排汽压力逐渐升高。当排汽压力超过供汽腔室压力时，汽流在汽封环

内发生相反流动，蒸汽从供汽腔室内排出，通过供汽母管流至低压汽封。此时，供汽调节阀根据汽封母管压力的变化将逐渐关小，甚至关闭。如母管压力继续升高，溢流调节阀将开启，过剩密封蒸汽溢向凝汽器。

供汽和溢流调节阀能在所有汽轮机运行工况下，维持汽封的密封汽压力为由感受供汽母管压力的压力控制器整定点所建立的压力，每个调节阀进出口装有隔离阀，可将调节阀隔离，并配有电动旁路阀，允许在调节阀维修时运行。

调节阀	整定范围 MPa(g)
供汽调节阀	0.0101~0.0127
溢流调节阀	0.031~0.038

在低压汽封供汽管道上还配有汽封减温装置，它由减温器体、喷嘴和喷水调节阀等组成，使低压汽封汽温维持有 121~176℃ 范围内，以防止汽封壳体变形和损坏汽轮机转子。控制喷水系统工作的温度来自一个低压供汽汽封中的测点温度，它的整定值为 149℃。

建议的汽封蒸汽辅助蒸汽参数：温度 200~250℃，压力 0.6~1.27MPa(a)。

1.3.4.2 疏水系统

疏水系统保证不使水进入汽轮机内部，减少水在这些部位的积聚，防止汽轮机进水而引起的热冲击和机械冲击，避免叶片损坏、部件变形。保障汽轮机安全起停。

本系统设有二只疏水膨胀箱，接有高、中、低压缸以及各阀门管道等疏水。为了防止疏水倒流根据各疏水的压力等级分为高压疏水膨胀箱和中低压疏水膨胀箱。所有疏水管按压力等级依次排列接到疏水母管上，疏水母管再与膨胀箱连接，膨胀箱底部通过 $\Phi 159$ 管路疏水至凝汽器热井，顶部通过 $\Phi 219$ 管路接凝汽器喉部。

为了尽量避免发生汽轮机进水事故以及事故发生时减小损失，汽轮机本体所有疏水和关系到汽轮机安全的其他疏水阀门应做到：

- a) 从机组停机直至汽轮机完全冷却为止必须打开；
- b) 在汽轮机起动前和向汽封送汽前必须打开；
- c) 汽机轮中联门上游的疏水在机组加载达 10%额定负荷前均应保持开启；
- d) 汽轮机中联门下游的疏水在机组加载达 20%额定负荷前均应保持开启；
- e) 汽轮机中联门上游的疏水在机组降负荷至 10%额定负荷时均应打开；
- f) 汽轮机中联门下游的疏水在机组降负荷至 20%额定负荷时均应打开；
- g) 在主要疏水阀打开前避免破坏真空。但此条不适用于要求立即破坏真空的危急情况。

汽轮机本体部份的疏水阀直接装设在下列疏水管道中：

- 1) 主蒸汽再热蒸汽管道的疏水管道;
- 2) 高压汽缸的疏水管道;
- 3) 抽汽逆止门前抽汽管道的疏水管道。

1.3.4.3 油系统

本机组的油系统是给汽轮机轴承、发电机轴承及盘车装置提供润滑用油，同时给调节、保安系统供油。（如控制系统采用高压抗燃油，则仅作为工质向操纵机械超速脱扣装置供油）

本机组油系统的改造范围是主油泵、推力轴承以及径向轴承。

1.3.4.3.1 主油泵

主油泵有独立壳体，装于前轴承座内，进出油口均在底部，油泵由汽轮机主轴驱动，因此确保了运行期间机组的供油可靠性。在正常运行时主油泵可满足并适应调节保安系统和润滑系统的全部用油。由于主油泵没有自吸能力，因此采用 I 级注油器向主油泵进口供正压油。主油泵出口油一路供调节保安系统，另一路供 I、II 级注油器进口。I 级注油器出口供主油泵进口，II 级注油器出口供润滑系统用油。主油泵出口处装有一逆止阀，防止高压电动油泵启动时油流入主油泵。

1.3.4.3.2 推力轴承

本机组采用密切尔式推力轴承。推力盘与汽轮机连成一体，在推力盘的前后两侧装有正反推力瓦，各有十二块布置在整个圆周上，每块瓦上都有铂电阻测温装置测量瓦块金属温度。推力瓦的背面支托在安装环上，安

装环靠在球面座上，球面起到自位作用。汽机轴向正或反推力分别作用在工作瓦块或非工作瓦块上，轴在推力瓦中的轴向串动不大于 0.4mm。润滑油从两边进油孔进入推力盘与推力瓦块中间进行润滑，然后从推力盘的外沿出油，回油从上面排出，在回油出口处装有两只调节回油螺钉，可分别调整回油量以调节回油温度。

1.3.4.3.3 径向轴承

本机组采用椭圆型径向轴承。其由一浇铸巴氏合金的衬瓦、轴承壳体、球面座组成。轴承为上下两半由螺钉及锥销固定及定位，轴承壳体与球面座是球面配合有自位作用，球面座上有四块调整块供调整中心用。润滑油通过轴承下部一孔进入轴承进行润滑，然后从轴承端流入轴承座内。衬瓦上装有铂电阻可测得轴承金属温度，在轴承上半的定位销内孔有从回油槽来的油可测轴承回油温度，衬瓦底部有高压顶轴油孔。

2 结构说明

2.1 本体结构说明

2.1.1 概述（图 1 135MW 机组纵剖面图）

本汽轮机为高中压合缸结构，高压和中压为头对头布置，1 只高压持环、三只中压持环直接安装在高中压外缸上，低压缸采用双流结构。为减小转子推力，本机组设置了三只平衡活塞，高压排汽侧平衡活塞，高压侧平衡活塞，中压侧平衡活塞。在高中压外缸的高压排汽侧平衡活塞汽封外侧腔室（调阀端侧）同中压排汽腔室之间有二根 $\phi 133 \times 4$ 管子相连，使高压排汽侧平衡活塞外侧和中压排汽侧压力相等。同时在高压排汽腔室同高压侧平衡活塞与中压侧平衡活塞之间的腔室，有二根 $\phi 76 \times 4$ 管子相通，使该腔室保持高排的压力。

中压再热高温蒸汽直接进入高中压缸中压进汽口，为了防止高中压外缸直接受高温的影响，在高中压外缸的中压部分的外缸内壁装了隔热罩。隔热罩内侧通再热蒸汽，在隔热罩外与高中压缸之间则通入由高排蒸汽与高压侧平衡活塞汽封流过来的蒸汽混合汽流，以冷却该部分的高中压外缸。该混合汽流越过隔热罩而进入中压进汽室

来自锅炉的蒸汽，通过主汽门、调节汽阀、高压进汽管进入高压喷嘴室。4 根高压进汽管的进汽口位于高中压外缸中部，上下各 2 只。高压进汽管同高中压外缸上喷嘴室对口焊接，因此无任何泄漏。蒸汽可通过 4 个喷嘴组，通过 1 级单列级，13 级压力级做功，最后从两个向下排汽口去锅

炉再热器。经再热后的蒸汽通过两个组合再热主汽门和再热调节汽阀及其后的中压进汽管进入中压部分。2 根中压进汽管的进汽口位于高中压外缸的下半中部。中压进汽管同高中压外缸上的中压进汽口对口焊接，蒸汽经隔热罩，通过 13 级压力级做功，再从两个向上排汽口排出，经过两根中低压连通管进入低压缸。

两个低压缸都为冲动式双流结构，蒸汽在中间进入，通过特殊的分流环分成两路，通过左右各 6 级动叶做功，流向两端的排汽口，然后向下进入凝汽器。

为了满足热力系统的要求，在各汽缸上均有相应的各挡抽汽口。

2.1.2 高中压外缸

高中压外缸采用铬钼铸钢件，沿水平中分面分开，形成上缸和下缸。其中设有 4 个高压进汽口，上、下各 2 个，通过 4 根挠性管道与调节汽阀相连，蒸汽从焊于进汽口的蒸汽室直接流入喷嘴组，进入通流部分。两个高压排汽口，设在高中压外缸调阀端的下部。两个中压进汽口位于高中压外缸中部下半。而中压排汽则位于高中压外缸电机端的上部。汽缸下半开有数个抽汽口。

抽汽经抽汽逆止阀供各加热器及除氧器使用。

高中压外缸内部装有高、中压持环。缸的两端装有前后汽封。上半汽缸的两端及中部各开一个孔，以供现场动平衡时安装平衡螺塞用。在汽缸的两端上、下各有凸台，用以保证汽缸与轴承座的同心。为了方便安装，

在凸台的两侧增加了调整垫片，调整垫片的厚度即可。

汽缸水平中分面用长螺栓紧固。当精加工后，进行水压试验。高中压外缸由 4 只猫爪分别支承于前轴承座和中轴承座上。这是遵循中分面支承一致的原则设计，可消除机组在运行过程中，转子与静子中心不一致而产生的弊端，上猫爪借助于水平中分面的连接螺栓，承受垂直载荷，下猫爪在运行中通过横向键传递推力。

高中压外缸上还设有多个热电偶测点，测量汽缸的金属和蒸汽温度以控制启动及防止汽缸进水。监测汽缸上、下成对热电偶，当上、下温差超过一定值时，要及时检查汽缸是否进水或余汽倒灌，及时采取措施，以防损坏转子和叶片。

2.1.3 高中压持环（图 9 持环与汽缸配合）

汽轮机各级隔板固定于持环上，持环再固定于汽缸上。为了提供给水回热用蒸汽，汽缸需设置多级抽汽口，持环将汽缸分成相应的抽汽腔室。采用持环结构能使汽缸的形状简单，以便制造，并可提高其通用化程序，此外，亦可减少汽轮机启停和负荷变化时的温差和热应力。

持环上装有多级隔板，采用特殊的“嵌紧”方式与持环紧紧的紧固在一起。它承受了很大的压差负荷，特别是高压持环。持环必须具有足够的刚度。在大压差负荷下不会因变形过大而产生动、静部分的相碰的危险，持环内除了安装各级隔板外，还装有径向汽封，它与动叶外缘围带相配，以减小蒸汽绕过动叶顶部的泄漏。

本机组共有四只持环，一只高压持环，三只中压持环。持环在中分面处分开，形成上、下两半，上、下两半用螺栓连接固定。

持环用固定于持环下半的支承键，支托于外缸水平中分面上，并有上垫片限止其向上窜动，以此保证持环的水平位置，轴向定位是通过凸肩配合来实现的，横向是采用位于顶部和底部的中心定位销与外缸定位的，这样能保证各持环中心位置的正确性，同时能允许自由膨胀。

高压持环内装有 13 级隔板，在 10 级后有一个抽汽口，通过抽汽接管同抽汽管道相连，抽汽接管同外缸相焊，同持环之间用叠片式阻汽圈相连，减小蒸汽的流失。

在高压持环上半主蒸汽进口侧设有金属温度测点，热电偶穿过外缸伸入持环内壁，测得持环的金属温度，同样有一只调节级后蒸汽温度测点在此侧，测该级的金属温度。

中压 1#持环内装有 7 级隔板。中压 2#、3#持环内各装有 3 级隔板。

2.1.4 高中压平衡活塞及汽封（图 8）

由于高中压动叶片采用的反动式叶片，动叶反动度较高，转子推力相应比较大，因此转子被加工成几个凸台用以平衡叶片上的推力。高中压汽缸共有 3 个平衡活塞汽封，三只平衡活塞汽封全部装于高中压外缸上。它们的支承方式均与持环相同。这三个平衡活塞汽封用于密封高中压转子上相应的三个凸台。

高压进汽侧，中压进汽侧以及高压排汽侧平衡活塞均制成两半，在水

平中分面处用双头螺栓联结。汽封体支承在外缸水平中分面处，并由底部的定位销来导向。这种布置允许汽封体随温度变化而自由膨胀或收缩，并保持相对汽轮机轴线的正确位置。

2.1.5 隔热罩（图 10）

本机组采用单层缸，在中压进汽段安装了隔热罩，使高中压外缸的中压部分不受再热高温蒸汽的直接冲击。

隔热罩由 16 毫米厚合金钢板弯制成。分成上下二半，中分面用螺栓联接。上半无进汽口，下半有二只中压进汽口，同外缸联接处装有三只密封环，以减小蒸汽的泄漏。在调阀端处同外缸轴向配合面，有一圈轴向密封环，靠 24 只弹簧片轴向外顶，因而同外缸接合面保持良好的接触，阻止高压侧平衡活塞来的漏汽直接进入中压进汽通道。高压缸排汽（再热冷端）通过冷却管流入的蒸汽进入外缸与隔热罩之间的夹层进行冷却后再进入中压进汽通道。

在高中压外缸下半中分面处，左、右各有一只挂销，用螺栓同汽缸相连，再用销子定位，隔热罩搁在悬挂销上，上半缸也有二只悬挂销防止隔热罩向上窜动，隔热罩中心上、下各有一只中心销，隔热罩热胀以此为中

2.1.6 中低压连通管

中低压连通管是将中压缸做功的蒸汽由向上排汽的二个排汽口直接将蒸汽输送到低压内缸，以便在低压级组内继续做功。

由于高中压缸与低压外缸都设有独立的死点，因此，中低压连通管必须设计成柔性结构，以便吸受热位移及巨大盲板推力的影响。

众所周知，低压蒸汽的容积流量很大，为此采用二组轴向排汽管，以便减低过大的流速所产生的不利影响。

连通管的设计是采用平衡波纹管组形式，每组管件设有 4 根轴向支承杆来承受蒸汽在管道内的作用力（在启动过程中，因低压缸处于真空状态，所以此过程支承杆是受因真空而产生的压力）。连通管两端的汽缸接口的热位移和连通管受热或受力所产生的任何热位移由两侧的平衡波纹管的变形给予补偿。连通管内导套的设置是为导向汽流，消除通过波纹管时的震动和啸叫。

由于连通管与低压部分连通，既要考虑与外缸结合的严密性，又要考虑与内缸接口的配合，以及低压内外缸之间的热胀及真空位移，因此在垂直段低压外缸进汽处亦设置一组柔性波纹管组，予以补偿。

鉴于中低压连接管体积庞大，标高位置最高，因此在安装时应予以足够重视，特制的波纹管外壁必须给予保护，否则任何碰撞和损伤都会严重影响到汽轮机的安全运行。

凡装拆中低压连通管时，必须将平衡波纹管组的 4 根支承杆调正螺母拧紧后，才能起吊。凡在安装完毕后进行投运状态时 4 根支承杆的所有螺母按安装要求经调整后必须给予锁紧，不允许有任何松动情况产生！

2.1.7 低压内汽缸

低压内缸为铸焊结构，内缸借助下半中分面法兰两侧支承于外缸之凸台上，内缸与外缸的配合为榫槽配合定位，并设有调整垫片。

内缸中分面两侧进汽部分的左右第一级隔板套处有内置水平中分面法兰设置 12-M42×3 螺栓，对此在开缸时，**应特别注意通过拆除两侧的法兰盖先拧去内缸中分面左右内置的 12 只螺帽后，再拧去两外侧中分面 32-M42×3 螺帽，方可揭缸。**

为改善内缸热应力，在内缸外壁装有不锈钢护罩。

2.1.8 高压喷嘴组

高压喷嘴组分成四组，上、下缸各二组，四个各自独立的蒸汽室各装一组有子午面型线的喷嘴，4 组喷嘴分别为 29、29、29、29 个喷嘴汽道。

本机组上采用在整体弧段锻件上用先进的电脉冲方法直接加工出的喷嘴汽道，提高了汽轮机至关重要的部件-高压喷嘴组整体的精确性。从而杜绝了喷嘴组块间的轴向及顶端漏泄，极大的提高了调节级组的效率，提高了机组的热经济性。

喷嘴组由内径定位，每组喷嘴组由 31 只 M27 内六角螺钉同喷嘴室紧固，防止蒸汽泄漏。

在喷嘴组同高压静叶持环之间，有一圈密封环，后面有弹簧片支撑。密封环和高压静叶持环之间无间隙。单列级顶部、转子和喷嘴组之间都有密封片减少蒸汽漏泄。

2.1.9 汽封

端部汽封设计是为了不使高压蒸汽沿着轴线外泄和减少热损失，同时保证不影响油质和机房环境，低压汽封是防止空气泄入缸内，影响真空为原则。本机组汽封部分分为高中压端部汽封（调阀端）、高中压端部汽封（电机端）、低压后汽封。

高中压端部汽封和低压后汽封，都设有汽封体和汽封环，汽封环装在汽封体内，以弹簧片压牢，汽封体分为上下半，中分面以螺栓紧固和锥销为定位，下半底部以平键定位，轴向位置以调整垫片调准。**按照业主要求，高中压缸端部汽封为蜂窝式汽封，低压汽封为王长春接触式汽封。**

高中压缸隔板汽封为嵌入式汽封，汽封片用嵌条铆入隔板内。

低压隔板汽封的汽封环装在隔板槽内，以弹簧片压牢。

2.2 通流部分（图 1 135MW 机组纵剖面图）

汽轮机的通流部分由高、中、低 3 部分组成，高压由调节级和 13 级压力级组成。中压为 13 级压力级，低压为双流（ 2×6 ）级，共计 39 级。

2.2.1 高压通流部分

高压通流部分由 1 个单列调节级和 13 级压力级组成，第 10 级后有抽汽口，单列调节级的形式和固定方法（图 7）。

调节级采用枞树形叶根，安装在转子叶轮外缘轴向加工出的与叶根形状一致的轮槽内，转子叶轮外缘有圈半圆槽。各叶片的中间体底面也有与转子上半圆槽相配的孔，因此，当各叶片装入到轮槽的位置时，孔内即塞入定位销，使叶片在转子上锁紧。

叶片一个接一个装入时，前一叶片塞入到转子上的定位销，即由后叶片的中间体座部无孔端挡住。最后一只叶片装入时无法塞入定位销，仅用围带铆接在一组的中间来固定其轴向位置。

13 级静叶均装于高压静叶持环上。静叶片为变截面扭叶片，由方钢制成。它采用偏心叶根和整体围带。各叶根和围带焊接在一起，形成具有水平中分面的隔板。装于静叶持环上直槽内的每半块隔板，用一系列短的 L 型填隙条来锁紧。填隙条装在直槽内加工出的附加槽内，并冲铆胀紧。各上半隔板再用制动螺钉固定在静叶持环的上半。

动叶片由方钢铣制而成。为等截面直叶，采用倒 T 型叶根。每级轮槽均有一末叶槽，叶片从末叶槽插入，并沿着周向装入轮槽内，叶片根部径

向面相互贴合。为使叶根支承面与轮槽紧密贴合, 每只叶片根底均填入垫片。最后 1 只装入的末叶片, 其与末叶槽连接的锁紧形式见附图 7 的 A-A 截面。末叶片根部轴向两侧加工出与锁紧件齿形相同的半圆形槽, 而转子末叶槽轴向两内侧加工出与上述相同的半圆形槽。每级所用的两只锁紧件, 由 I、II 两半组合而成, 分别装于末叶根部与末叶槽内侧, 然后将末叶片同半圆锁紧件 I 一起装入末叶槽。当配准相应位置时, 锁紧件转动 90° , 并在锁紧件 I 端部的小孔冲铆, 从而产生局部变形, 卡于末叶片上, 以防锁紧件转动, 末叶片则在末叶槽内锁紧。

各级动叶片均装有围带, 围带装在叶片顶端的铆钉头上, 用铆接来固定, 并将叶片连接成组, 末叶片应位于围带的中间。

高压部分由于压力较高, 采用 T 型叶根可有效地防止蒸汽泄漏, 从而进一步提高了高压缸的效率。在静叶持环内径及隔板内径处均装有嵌入式汽封, 以与动叶围带和转子形成较小的径向间隙, 减少各级间漏汽。

2.2.2 中压通流部分

中压通流部分由 13 级压力级组成, 分别安装于 3 只静叶持环内。两只持环之间有一抽汽口。

静叶片由方钢铣制而成, 为变截面扭叶。它采用叶根和整体围带结构。各叶根和围带焊接在一起, 成为整圈隔板, 水平中分面锯开后, 分为上、下两半。装于静叶持环上直槽内的每半块隔板, 采用一系列短的 L 型塞紧条来锁紧。塞紧条装在直槽内侧加工出的附加槽内, 并冲铆胀紧。

每半块隔板仅用 1 只紧定螺钉固定在静叶持环上，该螺钉分别位于上、下半隔板的左、右侧（当向发电机端看时）以防隔板转动。

动叶片由方钢铣制而成，为变截面扭叶，它采用侧装式枞树型叶根及整体围带结构。叶片安装在转子叶轮外缘轴向加工出与叶根型线一致的轮槽内。转子叶轮外缘有圈半圆槽。各叶片的中间体底部也有一与转子上半圆槽相配的孔。当每只叶片装入轮槽相应位置时，塞入定位销，锁紧叶片，防止轴向窜动。

各列叶片均配有一定数量的围带加厚片，以供装配调整用。为保证叶片的径向辐射线位置和相邻叶片围带之间的紧密接触，应用专门的装配工艺、工装及量具逐一将叶片装入轮槽。在不能安装定位销的末叶片，应采用专门的径向锁紧键和定位片，将其固定在轮槽中。

在运行状态下，由于离心力及热膨胀，致使叶片伸长，在围带之间可能存在很小的间隙。该间隙限制了叶片的振幅，并有减少动应力的阻尼效应，具有很高的耐振强度。

2.2.3 低压通流部分

低压转子为双流结构，共 12 级，左右各 6 级，全部安装在低压内缸上。

低压隔板全部是变截面叶型。隔板与内缸之间用 Z 型悬挂销的中分面支承方式，以确定在运行中动、静中心一致。为了避免在运行中隔板中心的上移，采用顶销来限位。

隔板与转子之间由 6 弧段汽封环和 12 块弹簧片组成汽封圈。弹簧保持

汽封的位置。弹簧退让式汽封可保持转子和隔板之间有较小的径向间隙，如果发生碰磨，则弹簧将产生挠曲，这样使汽封齿的磨损减小到最小。

动叶前 4 级围带和隔板之间有用销子固定的汽封片，在第 5 级叶顶上装有先进的蜂窝式汽封，它可使间隙减小，细化水滴减小漏汽损失，在第 6 级静叶和动叶之间有去湿装置，减少末级动叶的水蚀。

2.3 轴系

汽轮机本体之轴系由高中压转子及低压转子组成。高中压转子与低压转子相联结是籍助与主轴锻成一起的刚性联轴器，两半联轴器之间的垫片用螺钉连接。在装配时以满足转子校中心的要求配置，这样联轴器在装配时两端的中心必须保持正确一致，使转子中心线在运行时成为光滑的连续曲线。刚性联轴器刚性大而对轴承载荷分配十分敏感，从而对组装工艺及轴系的找中要求较高，它的优点是强度好、转子长度短、加工方便、运行可靠。

低压转子和发电机转子之间应采用半挠性联轴器，该联轴器和汽轮机转子相连的联轴器上有一波形节，它具有一定的挠性，在另一端联轴器与一幅轮相联接，而幅轮则套装在电机转子上，藉过盈和键来传递扭矩，采用这种半挠性联轴器，可使在安装和运行中汽轮机和发电机中心略有变化，也不会影响机组的安全运行。

因为高中压转子与低压转子之间采用刚性联轴器，而高中压转子中压排汽端的后轴承仅作安装用，一旦安装完毕后必须卸去，整个汽轮机轴系

是采用三支点支承方式。本机的回转设备为气动螺旋轴的盘车装置，盘车齿圈直接套装在低压转子的后端外径上。

2.4 轴承座

汽轮机高中压外缸用垂直键和猫爪与前、中轴承座联接，上猫爪的支持平面与汽缸水平中分面一致，汽缸上猫爪与轴承座之间设有水冷垫块以隔绝汽缸传热给轴承座。下猫爪均有供校准中心的垫片（安装调整垫片），安装完毕该垫片抽出拆去。

前轴承座座落在前座架上，并用纵向键定位，两侧用配有滑动间隙的压板压住，以保证汽轮机中心一致，为了减少座架与轴承座之间的接触面及在热胀滑移时的磨擦阻力，在座架上嵌装有滑块，在滑块上镶嵌戴维合金。须为了便于检修，座架和下半轴承座各有四块顶起搭子。在大修时，当已吊去高中压外缸上半、持环上半吊出转子后，方可用千斤顶顶起汽缸下半，再用顶起螺钉顶起下半轴承座以便抽出滑块检修。前轴承座与高中压缸高排侧前端之间设有推拉装置。**必须指出：若对附有推拉装置的前轴承进行起吊或微抬，必须解列其固结件方可实施。**

在前轴承座内装有主油泵、径向轴承以及调节保安部套、测量元件等。

中轴承座内设有径向轴承、推力轴承，在靠中轴承座的油挡低压端处还设置一个安装用轴承，以便于安装支承之用，装后拆去。

由于中轴承座位于高中压外缸与低压缸之间，空间位置紧凑。因此**开启中轴承座上盖时必须先拆下铝合金后盖及灰铸铁中盖，才能把轴承座上**

（前）盖揭开。

高中压缸的死点实际是由中轴承座的横键，纵键决定，因此中轴承座在运行中不象前轴承座那样会随胀缩而位移。

本机的后轴承座也是落地式布置，与中轴承座在布置上唯一不同的是它的死点仅仅是“定”轴承座。

后轴承座内设置回转设备，其回转大齿轮装于低压轴端联轴器上为避免高速运行产生的风鼓损失，有特殊的护罩来减少损失及降低噪音。

后轴承座中还设置低压相对膨胀指示器，由于理论上它只反映转子胀缩值的变化，而这一变化在实际上与低压第 19 级的动静间隙存在量值上的关系。这也是本机在设置差胀指示方面之特殊之处。

后轴承座的后端油封由于与电机转子的结构安装有关，尤其对抽电转子必须通过油封洼窝挡，对此后油封结构的设计是满足这些特殊要求的。

2.5 改造部件温度压力测点布置

2.5.1 本体温度测点

型 号	规 格	用 途	数量	备注
WRNK2-221	双支铠装热电偶 φ6, L=400	高压抽汽温度（#1 段抽汽）	1	
		高压排汽温度	2	
		中压第一级抽汽温度	1	
		中压第二级抽汽温度	1	
		中压第三级抽汽温度	2	
		中压排汽温度	1	
WRNK2-421	双支铠装热电偶 φ6, L=500	高压段上法兰金属温度测点 左	1	不作运行监视
		高压段上法兰金属温度测点 右	1	
		高压段下法兰金属温度测点 左	1	
		高压段下法兰金属温度测点 右	1	
		再热段上法兰金属温度测点 左	1	
		再热段上法兰金属温度测点 右	1	
		再热段下法兰金属温度测点 左	1	
		再热段下法兰金属温度测点 右	1	
		高压段上半缸壁温测点	1	
		高压段下半缸壁温测点	1	
WRNK2-421	双支铠装热电偶 φ6, L=400	中压排汽口上半缸壁温测点	1	
		中压排汽口下半缸壁温测点	1	
WRNK2-421	双支铠装热电偶 φ6, L=1000	高压静叶持环进汽口汽温测点 （调节级后汽温）	1	注 1
		高压静叶持环进汽口壁温测点	1	
注 1：限做热力性能试验用，正常运行中应拆除。				
WRNK2-421	双支铠装热电偶 φ6, L=1250	高压段螺柱温度测点左、右	2	
		再热段螺柱温度测点左、右	2	
WRNK2-421	法 兰 铠 装 热 电 偶 φ6, L=300	主汽阀碟前阀壳内壁温度左右各一	1×2	
		中联门阀碟前内壁温度左右各一	1×2	
		中压蒸汽管外壁温度	2	
		高压主蒸汽外壁温度	4	
WREN-624	高强度热套式热电偶	主汽门阀碟后进汽温度左右各一	1×2	
WRN-630	热电偶 L=300 I=150	中联门阀碟后汽温	2	
WRN-621	热电偶 L=350 I=200	低压缸排汽温度	2	

说明：温度测点详见“汽机”本体部分仪表测点布置图

配备有 WSSX 型电接点双金属温度计进行就地显示的有：

前轴承	1
中轴承	3
后轴承	2
低压外缸	2

通过铂电阻温度计测量下列各点温度有：

径向轴承	4
推力轴承	12×2
各轴承回油温度	6

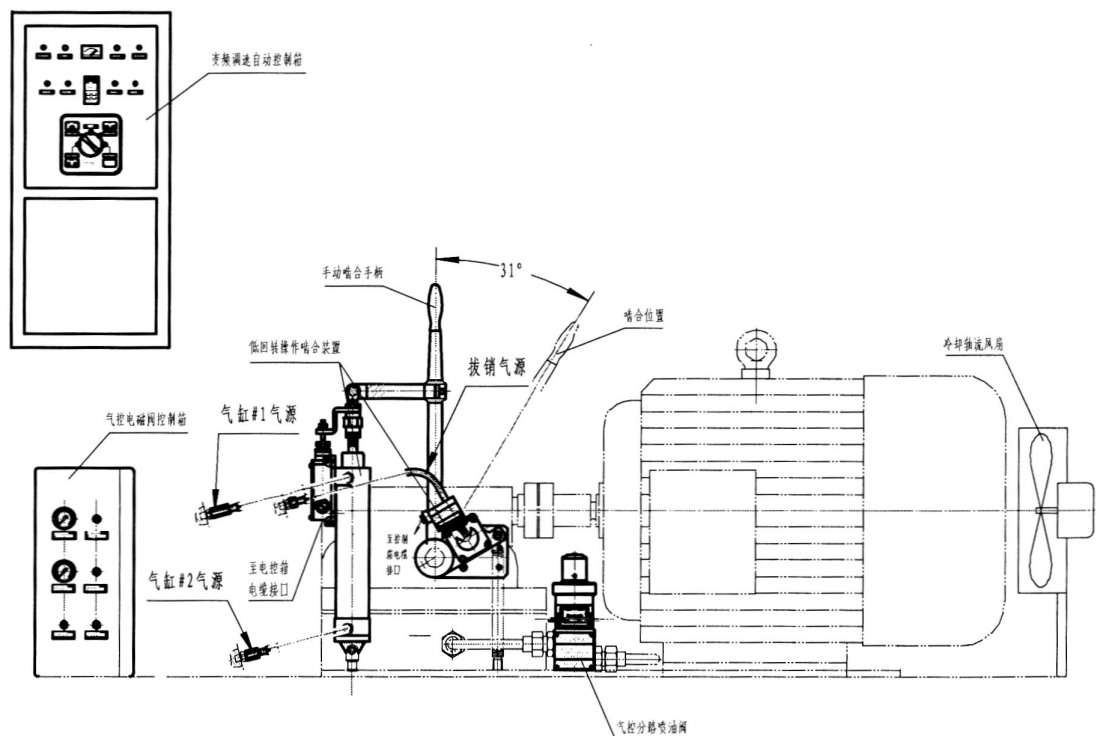
2.5.2 本体压力测点

高压缸调整段蒸汽压力	1
主汽门阀碟前后蒸汽压力	2×2
调节汽阀后蒸汽压力	1×4
中压联合汽门阀碟前后压力	2×2
1、3~5 级抽汽口压力共	5
低压缸排汽压力	2
高压排汽压力	2
中压排汽压力	1

说明：压力测点详见“汽机”本体部分仪表测点布置图

2.6 回转设备

该机采用低速可调变频回转装置，回转转速由 3~62.5r/min 任意设定，本机初设回转速度为 7~8r/min 目的是防止惰走转速由于系统或操作原因，无法维持更低惰走，对此根据电厂运行实践，初设为 7~8r/min 较宜。



它由变频调速自动控制箱、气动电磁阀控制箱、低速回转操作啮合装置、气控分路喷油阀，以及气控连接管路、控制线路等组成。

回转控制装置主要的功能：

变频调速自控控制箱面板操作功能键盘说明：

(1) 跟踪档——事故停机功能，当跟踪到 DCS 零转速信号时，控制装置开始“启动”自动盘车系统，当转速到达 7~8r/min 时，投入自动低速盘车；

(2) 准自动档——半自动盘车功能，一次按钮“启动”投入半自动盘车（条件是转速到“O”时），**停机不要采用此挡；**

(3) 点动档——检修用功能，在汽轮机和发电机校正时，可点动“启动”按钮将转子动一定角度；

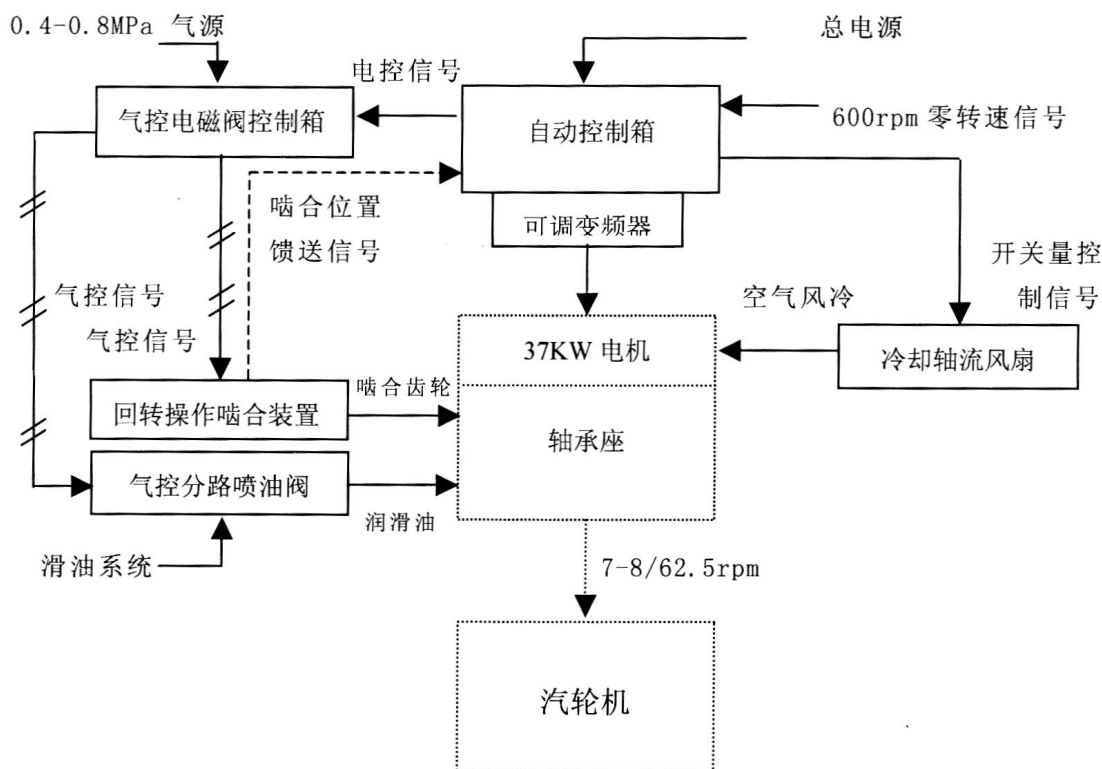
(4) 人工档——失气状态功能，**在气源故障无法进行自动盘车时**，恢复到原 62.5r/min 盘车工况，可用人工拔销，手动啮合投入盘车；

此外，可调变频低速回转控制装置还具有以下功能：

(5) 自动气控打开滑油系统的油路，对轴承座进行喷油润滑。

系统工作原理：

可调变频（7~8/62.5r/min）低速回转控制装置系统工作原理。



自动控制箱设有盘车工作指令“功能选择开关”，即“跟踪档”、“准自动档”、“点动档”、“人工档”、以及“停止档”，根据需要选择。现以“跟踪档”自动投入盘车为例说明。在油压、气压正常的情况下，当 DCS 检测到汽轮机转速低于 600r/min 时，即向自动控制箱发出开关信号，自动控制箱则发出指令控制回转设备系统的“冷却风扇”和“气控分路喷油阀”开始工作，其它系统进入待机状态。当 DCS 检测到汽轮机转速降到额定转速的 7~8r/min 以下时，再向自动控制箱发出零转速开关信号，自动控制箱则发出拔销信号，通过拔销汽缸将回转啮合装置的定位销拔出，并反馈信号至自动控制箱，自动控制箱确定定位销拔出后即控制啮合电机以步进方式转动，同时控制啮合汽缸带动啮合装置啮合。此方式可防止齿轮撞击并在齿轮末啮合时调整啮合进入角度，帮助平稳啮合。当齿轮啮合到位后反馈信号到自动控制箱，延时 5 秒后，开始以 7~8r/min 的速度带动汽轮机正常盘车，再延时 5 秒后啮合汽缸断气，为汽轮机冲转做准备。当汽轮机冲转时，汽轮机转速高于盘车转速，强迫齿轮脱离，这时啮合装置反馈齿轮脱离信号到自动控制箱，自动控制箱控制齿轮脱离汽缸把啮合装拉回原位，定位销自动复位将啮合装置锁定，反馈信号至控制箱，延时 10 秒盘车结束。

当 DCS 无 600r/min 信号时，回转设备系统无待机状态，自动控制箱在接受 DCS 的 7~8r/min 以下的零转速信号后，同时发出指令，控制回转设备系统的“冷却风扇”和“气控分路喷油阀”开始工作，并开始盘车的啮合过程。

警示说明：

- 1 纯机械手动盘车时，应切断控制箱的总电源，防止误动伤人；
- 2 当气源故障时用控制箱“人工档”、操作时，应由盘车现场人员指挥操作；
- 3 当控制箱投入“准自动档”时，停机操作应采用“人工档”。

说明：回转设备中的电气设备，若采用动力电压为 $V=230V$ ，则其电力或电气设备采用一 Y_D 型。

3 运行说明

3.1 概述

本运行说明推荐使用用于汽轮机的启动与运行，但不适合用于安装后的首次启动或试启动，即适用于机组通过调试后的商业运行。

众所周知，机组的安全及其经济运行是极其复杂的系统工程，它除了满足汽轮机本身的特殊要求外，更应融入电厂极其复杂的负荷控制及其安全保护系统，本运行说明原则上以机组配备数字电液调节系统（DEH）高压抗燃油来实现转速，负荷控制以及相应的保护。

本机的启动方式一般推荐额定参数启动及滑参数启动两种，其中后者被电厂广为接受，究其原因这是由于滑参数启动时，汽轮机动、静部套处于温差低，同步受热，起动时间较短，且经济性较高等优点，当锅炉主蒸汽压力升至 $P_0=1.5\sim 1.6\text{MPa (a)}$ ，温度 $t_0=360^\circ\text{C}$ 之前，主汽门、调节汽阀及中压联合汽门处于全关闭状态，随着所有主汽阀门的开启，汽轮机开始冲转、升速、并网带负荷。

机组运行及安保，必须遵循如下原则：

(1) 当机组在线运行时，只要发生下列任何一种保安监测值，达到遮断值；ETS 保护系统，迅速动作，实现机组紧急停机，ETS 安保范围：

- ① 轴向位移保护；
- ② 转子超速保护；
- ③ 低真空保护；

④ 润滑油低油压保护；

⑤ 高压抗燃油低油压保护 $P_0 \leq 9.31 \text{MPa (g)}$ ；

(2) 在此强调，本机组的温度监测越界跳机不设置自动遮断，均采用窥视温度越界时，进行降负荷等措施，无效后再行手拍遮断停机，其中包括回油温度及缸温汽温等（电厂 DCS 进行全厂机炉电协调控制除外）。

(3) 本机组启动运行方式，无论冷态、温态、热态启动时，调节汽阀的阀序管理：不推荐“单阀运行”，且**阀序开启顺序：#1-#2-#3-#4**（具体详见图 4 汽轮机高压调节阀开启次序）

(4) 无论机组调试或初始起动，也无论机组状态如何，以及机组运行的时限如何，均采用设计部门设定的顺序“阀运行曲线”进行冲转，升速并网，直至加减负荷。

(5) 机组通流设计及其转子结构形式的设计是满足调峰及二班运行，对此机组在冷态启动时，升速暖机时，不必进行中速暖机，也不得长时间进行低流量暖机，除 3~4min 的中速停留，作为观察，判断“转子—静子”部分有任何磨擦或异常之外，按启动曲线要求，迅速升速。

(6) 机组若按二班制运行，为保证机组下次再启动安全，确保机组“动—静”部套的安全，机组在滑停时，应在主汽温度滑至 $t_0=460\sim 470^\circ\text{C}$ 时停机，锅炉压火，进行低速 7~8 r/min 回转，俟二班制要求再晨启再启动时，按温态、热态启动曲线运行。

3.1.1 汽轮机控制整定值（汽轮机本体及其附属系统）

序号	项 目	单 位	设计要求	注
1	#1~#4 瓦轴振报警（双幅）	mm	0.125	
2	#1~#4 瓦轴振遮断（双幅）	mm	0.254	
3	轴向位移报警（调阀侧）	mm	-1.00	
4	轴向位移报警（电机侧）	mm	+1.00	
5	轴向位移遮断（调阀侧）	mm	-1.20	
6	轴向位移遮断（电机侧）	mm	+1.20	
7	高压差胀报警（伸长）	mm	+7.50	
8	高压差胀遮断（伸长）	mm	+8.00	
9	高压差胀报警（缩短）	mm	-2.50	
10	高压差胀遮断（缩短）	mm	-3.00	
11	差胀零位整定（冷态）	mm	0	
12	转子偏心报警	mm	0.0762	
13	低压排汽缸喷水阀关闭	F•P	15%	
14	低压缸排汽温度高报警	℃	80	
15	低压排汽温度高遮断	℃	121	
16	低压轴封供汽温度报警	℃	>177,<121	
17	高\中压缸下半低于上半温度报警	℃	42	
18	高\中压缸下半低于上半温度遮断	℃	56	
19	汽机及导汽管疏水阀开启	F•P	<20%	
20	汽机及导汽管疏水阀关闭	F•P	20%	
21	汽机机械超速整定	r/min	3330	
22	汽机电超速整定	r/min	3300	
23	汽机启动时最低真空	MPa(g)	-0.0933	P _K =8.025kPa(a)
24	汽机运行时最低真空	MPa(g)	-0.0867	P _K =14.625 kPa(a)
25	凝汽器低真空报警压力	MPa(g)	-0.0827	P _K =18.625 kPa(a)
26	凝汽器低真空停机压力	MPa(g)	-0.0811	P _K =20.3 kPa(a)
27	轴封供汽调节阀整定压力	MPa(g)	0.0114	表压
28	轴封溢流阀整定压力	MPa(g)	0.034	表压

3.1.2 连锁动作

3.1.2.1 主汽门关闭时，抽汽阀控制气管路动作，使抽汽逆止阀关闭，同时高压排汽逆止阀也关闭。相应的各疏水阀迅速打开，泄压并疏水。

3.1.2.2 机组甩全负荷时，各抽汽阀气控制系统动作，使抽汽逆止阀关闭。高压缸排汽逆止阀也同时关闭，但主汽门不关闭。

3.1.2.3 机组甩负荷时，一、二级旁路迅速打开泄压。

3.1.2.4 调节油压：降到 0.883MPa(g)时，高压交流电动油泵自动投入。

3.1.2.5 润滑油压：降到 0.054, 0.039, 0.0196, 0.0147 MPa (g)时，润滑油压力控制器电接点接通，分别有下列连锁动作：

- (1) 0.054MPa(g), 时低压交流电动油泵即自动投入。
- (2) 0.039MPa(g), 时低压直流电动油泵即自动投入。
- (3) 0.0196MPa(g), 时，电磁阀动作主汽门关闭，停机
- (4) 0.0147MPa(g)时，回转设备电动机电源切断，停止盘车。

3.1.2.6 回转设备退出工作位置后，电动机电源自动切断。高压顶轴油泵未开启时，回转设备不能投入。

3.1.2.7 高压顶轴油泵进油压力低于 0.039MPa(g)时，连锁动作顶轴油泵不能投入(油源直接取自油箱时，无此连锁)。

3.1.2.8 后汽缸排汽温度：当后汽缸排汽温度升至 80℃时进行喷水，水源来自凝结水泵，当温度低于 45℃，停止喷水。

3.1.2.9 旁路系统阀门在下述情况时动作：

- (1) 锅炉负荷小于 30%。
- (2) 当新汽压力大于 14.22MPa(a) 时。

3.1.2.10 当高加满水而旁路动作时，应关闭相应电动隔离门的同时，关闭抽汽逆止阀切断抽汽，防止水倒灌入缸。

3.1.2.11 停机时当转子转速小于 7~8r/min 时，零转速装置发出信号，自动投入回转设备。

3.1.3 连锁声光讯号：

3.1.3.1 油箱油位：当油箱内油位达最高及最低时，分别发出报警及停机讯号。

3.1.3.2 高压主汽门、中压联合汽门位置：在主汽门全开，中联门全开及二者全关时，分别发出灯光讯号。

3.1.3.3 各抽汽逆止阀位置：在各抽汽逆止阀全关或全开时分别发出灯光讯号。

3.1.3.4 高排逆止阀位置，在全开、全关时分别发出灯光讯号。

3.1.3.5 低压缸排汽温度在喷水降温无效，超过 121℃ 时，发出讯号并停机。

3.1.3.6 主油泵油压小于 0.883MPa(g) 时发出讯号。

3.1.4 远距离指示

3.1.4.1 转速指示表

3.1.4.2 轴向位移，相对膨胀数据指示表

3.1.4.3 调节汽门，中压联合汽门升程指示表

3.1.4.4 通过铂电阻温度计，可测量下列各点低温区温度（共 34 点）

- | | |
|------------------|--------|
| (1) 各轴承回油温度： | 共 6 点 |
| (2) 推力轴承工作面推力瓦温度 | 12 点 |
| 推力轴承非工作面推力瓦温度 | 12 点 |
| | 共 24 点 |
| (3) 各轴瓦（下半衬瓦）温度 | 共 4 点 |

3.1.4.5 通过热电偶温度计，可测下列各点温度（详见“汽机本体部分仪表测点布置图”）。

3.1.4.6 测振仪：指示各轴承（或轴）的振动值

3.1.4.7 油位指示表：指示油箱油位

3.1.4.8 低压外缸排大气阀：当背压高于大气压时自动打开。

3.1.4.9 旁路控制系统：本机组由电力设计院匹置两级减温减压装置，作为机组启动和事故时锅炉再热器的保护，并维持锅炉最低负荷稳定运行，同时，又可满足汽轮机启动过程中对汽温的要求。

3.2 运行限制和注意事项。

- 在蒸汽进入汽轮机前，根据转子第 1 级的初始温度，来决定采用保种启动方式：

冷态——转子金属温度低于 200℃。

热态——转子金属温度等于或高于 200℃。

- 当采用热态启动时程序时，在任何情况下，调节级后蒸汽温度均不得比该处的金属温度高 111°C 或低 55.6°C 。
- 在启动、运行的全过程中，均应注意蒸汽及金属热电偶的极限值。

3.2.1 机组可以在下列蒸汽压力和温度变动范围内运行：

（仅供紧急情况下使用，对压力和温度同时发生变动的情况，应尽量避免。）

(1) 进汽压力——在任意 12 个月的运转期内，平均压力不得超过 105% 额定压力，在维持此前提下，进汽压力不得超过 105% 额定压力，瞬时波动最大值不超过 120% 额定力，且在 12 个月的运行期内，波动时间之总和不得大于 12 小时。

(2) 再热压力——高压缸排汽口处的压力，不得超过 25% 最大压力。
（最大压力是指：在 VWO 工况下的压力。）

(3) 进汽温度——在任意 12 个月的运行期内，主汽阀进口处蒸汽温度的平均值，不得大于额定温度。在维持这一平均值时，温度值不得大于额定温度 8°C 。在不正常运行条件下，主汽阀进口处的温度不得超过额定温度 14°C ；并且在 12 个月运行期内，时间总和不超过 200 小时。温度波动最大值不得超过额定温度 28°C ，时间不超过 15 分钟；在 12 个月内，波动时间总和不大 80 小时。

(4) 同时进入到各主汽阀的蒸汽温度差值须保持在 17°C 以下。在不正常情况下，温度允许达 28°C ，但时间不超过 15 分钟，且两次不正常的时间

间间隔，不得少于 4 小时。

(5) 再热温度——在任意 12 个月运行期内，再热阀进口处蒸汽温度的平均值，不得大于额定温度。在维持这一平均时，再热温度不得超过额定温度 8°C 。在不正常运行条件下，再热温度不得超过额定温度 14°C ，且在 12 个月运行期内，时间总和不超过 200 小时。若有波动，则波动的最大值不超过额定温度 28°C ，时间不超过 15 分钟；且在 12 个月的运行内，波动时间的总和不大于 80 小时。

(6) 在维持上述再热温度平均值的条件下，同时进入各再热阀的蒸汽温差，必须保持在 17°C 以下。在不正常情况下，这一温差允许达 28°C ，但时间不得超过 15 分钟，且两次发生不正常情况的时间间隔不得少于 4 小时。

(7) 主蒸汽、再热蒸汽温差——不得偏离额定条件 28°C 。在不正常情况下，这一偏离条件允许达 42°C ，但仅限于再热温度低于主蒸汽进口温度的情况下。

(8) 启动时，应使蒸汽室表面的温度等于或大于主汽阀蒸汽压力下的饱和蒸汽温度。

3.2.2 其它注意事项

(1) 切勿在一侧汽室的主汽阀开启而另一侧汽室的主汽阀关闭的情况下运行；切勿在一侧的再热截止阀或（和）调节阀关闭的情况下运行。（做阀杆活动试验时不受此限制。）

(2) 切勿在转子静止的情况下向汽轮机通汽，或有空气流过轴封档。

(3) 应避免在低于 5%额定负荷下运行。

(4) 若锅炉蒸发器采用喷水装置，则必须遵守以下运行条件：

以最大工况热平衡的蒸汽量（按 5%超压计算）为基础，测定再热器的喷水量，当喷水量每达该蒸汽流量的 1%时，负荷应减少 0.6%。

(5) **机组在甩负荷后带厂用电运行的时间，不应超过 3 分钟。**

(6) **汽轮发电机组不能处于电动机状态下运行。无意的电动机状态应限制在 1 分钟之内，有意的电动机状态在任何情况下都是不允许的。**

(7) 在低压缸喷水装置停止使用时，排汽缸温度限制： 80℃报警，121℃停机。

(8) 用以测量汽轮机进水的热电偶之间的最大温差为 56℃。汽缸下半温度应较低：42℃报警，56℃停止。

(9) 汽轮机的疏水阀，必须始终处于正确的位置：

在机组启动前、停机后均应打开；

- 再热截止阀上游的疏水，在 10%额定负荷以下时，一直保持开启状态；
- 再热截止阀下游的疏水，在 20%额定负荷以下时，一直保持开启状态。

(10) 汽轮机在盘车及冲转期间，轴承最低进油温度为 21℃；正常运行时进油温度为 38~42℃。

(11) 轴承回油温度不得超过 75℃。65℃报警，75℃停机。

- (12) 径向轴承金属温度不得超过 112°C 。 107°C 报警， 112°C 停机。
- (13) 推力轴承金属温度不得超过 107°C 。 97°C 报警， 107°C 停机。
- (14) 汽轮发电机组在额定转速下运行时，最大轴振动（双幅值）不超过 0.254mm ； 0.125mm 报警， 0.254mm 停机。
- (15) 在紧急停机或正常停机时，在机组惰走至 10%额定转速前，仍应保持机组真空（危急情况除外）。
- (16) 在某些紧急情况下（如交流电源断路），为保证机组的安全停机，电厂备用电源的连续供电时间应不少于机组惰走所需的时间。若以蓄电池作为备用电源时，则其容量应能维持危急直流油泵运行 45~60 分钟。
- (17) 若需要机组在真空度较差时带负荷运行，则建议凝汽器的最低真空度应比“低真空跳闸整定值”高 6.773kPa 。
- (18) **机组在进行超速试验前，应在 10%额定负荷以上运行不少于 4 小时。**
- (19) 为了避免转子在汽封区遭受过大的热应力而造成损害，在启动或停机时，应使汽封蒸汽温度与转子表面温度之间的温差，保持在最低限度内。

汽封蒸汽辅助蒸汽参数：

压力 $0.6\sim 1.27\text{MPa (a)}$

温度 $200^{\circ}\text{C}\sim 250^{\circ}\text{C}$

- (20) **周波限制值：持续运行在 $48.5\sim 51.5\text{Hz}$** 限制周波见“汽轮机

偏周波运行”（图 11）。

3.2.3 负荷限制规范

3.2.3.1 初参数及背压

(1) 当新汽参数（包括再热汽温）低于允许范围或排汽压力升高时，负荷需作相应的调整以满足运行要求。

(2) **在不同工况下运行时，调节级后压力不得超过 11MPa (a)**

(3) 排汽压力的限制

排汽压力升高至 0.0186MPa (a) 时发出报警讯号。

排汽压力升高至 0.0204MPa (a) 时发出停机讯号。

(4) **甩负荷时汽轮机在空负荷运转一般不宜超过 15 分钟。**

3.2.3.2 其它

(1) 轴承进油温度：35~49℃；

(2) 油箱油位：正常 1808 mm

最高 2616 mm

最低 1245 mm

(3) 冷油器出口油温：正常 38~49℃

最低 35℃

最高 49℃

(4) 低压缸排汽温度 (℃)

带负荷时 小于 65℃

空负荷或低负荷时

小于 121℃

(5) 温升、温降率

名 称	温升率	温降率
主汽温度	<2~2.5℃/min	<1.5℃/min
再热汽温度	<3~3.5℃/min	<2.5℃/min
主汽、再热汽管外壁	<8℃/min	
汽门外壁	<4~6℃/min	
汽缸法兰壁	<2~2.5℃/min	

3.2.3.3 运行中主要维护试验项目：

- | | |
|-------------------|------|
| (1) 危急遮断器喷油活动试验 | 每月一次 |
| (2) 抽汽阀控制气管路的活动装置 | 每周一次 |
| (3) 电动辅助油泵试验 | 每周一次 |
| (4) 中联门及主汽门活动试验 | 每周一次 |

(5) 后汽缸调节阀喷水活动试验。

3.2.3.4 油系统运行限制及注意事项

■ 轴承及油系统

(1) 轴承金属的极限温度(3000r/min)时。

a 根据进油温度、油量、轴承尺寸及轴承载荷不同，汽轮机径向轴承的轴承合金的温度一般在 65℃~110℃间，径向轴承报警值整定为 107℃，推力轴承报警值整定为 97℃，当温度超过 95℃时应当及时发现油温不正常的原因，当径向轴承温度大于 112℃时或推力轴承温度大于 107℃，应停机

检查。

b 推力轴承轴承合金的温度（见 D151 润滑油、顶轴油系统控制整定值）。

(2) 油温极限

a 轴承的排油温度不得大于 75°C ，故油温的报警整定值为 65°C ，停机整定值为 75°C 。

b 汽机运行时正常进油温为 $35\sim 49^{\circ}\text{C}$ ，如达不到该油温，可关闭冷油器或开启电加热装置使油温提高至上述范围之内。

3.3 汽轮机的调试和运行

3.3.1 机组启动前应进行并应完成的工作项目：

- (1) 汽水管道经过蒸汽吹刷和冲洗，并符合规定的要求。
- (2) 冷却水管道经过通水试验和冲洗。
- (3) 化学水系统经过冲洗，冲填药剂和调整试运，并能供应足够的化学水。
- (4) 真空系统经过灌水严密性试验合格（真空下降率每分钟不应大于2mm 汞柱）。
- (5) 润滑油系统及 EH 抗燃油（或调速油）系统油循环合格。
- (6) 润滑油系统及 EH 抗燃油（或调速油）系统整定试验合格。
- (7) 保安系统的静态整定和试验。
- (8) 顶轴油系统和盘车装置的联动试验。
- (9) 抽汽逆止阀的调整和试验。
- (10) 配合热工、电气进行有关保护、联锁装置，远方操作和电动、气动、液动阀的调整试验，并投运正常。
- (11) 抽真空试验。（包括启动抽气器、主抽气器使用不同汽源的试验）

低压缸喷水系统的调整和试验，并能正常投运。

3.3.2 机组启动冲转前的几项主要操作和检查。

- (1) 在蒸汽进入汽轮机前，至少应将电子调速装置通电 2 小时以上。

- (2) 接通全部监视检测仪表，检查各仪表能否正常记录。
- (3) 检查润滑油箱的油位，应在“正常油位”与“高油位”之间，方可启动油泵。
- (4) 启动抽油烟机，使油箱内达到一定的微真空。
- (5) 启动油泵前，油箱内油温的最低值为 10°C ；在机组投入盘车装置前，轴承润滑油的最低温度为 21°C ；机组启动时的最低油温为 $21\sim 27^{\circ}\text{C}$ 。
- (6) 将直流危急油泵电动机的控制开关置于备用启动状态。
- (7) 启动轴承顶轴油系统，顶轴油泵出口油压力应达 $10.0\sim 12.0\text{MPa}$ (g)，并转子已被顶起。
- (8) 将盘车装置的控制开关置于“自动”位置上，并投入盘车。
- (9) 在盘车状态下，检查轴承油压。
- (10) 将交流油泵的压力开关旋至“停止”位置，检查直流危急油泵是否已能自启动。试验正常后，仍投运交流油泵，停止直流油泵。
- (11) 在盘车状态下，检查并确认偏心记录仪的数值，汽轮机启动前，转子的偏心度不应超过 0.076mm 的振幅度。
- (12) 投入循环水系统，向凝汽器进水。
- (13) 投凝结水系统，向轴封加热器进水。
- (14) 接通至轴封减温器控制阀、轴封进汽调节阀的汽源（进汽截止阀、旁路阀均应关闭）。
- (15) 向轴封系统送汽。进入轴封的蒸汽，应有不低于 14°C 的过热度。

低压缸轴封蒸汽温度应在 121~177℃ 范围内。

(16) 启动轴封加热器的排风机，维持轴封的真空腔室压力为 0.0983MPa (a)。投入抽气器，使真空系统达 60~66.66kPa 的真空度，最小不低于 40kPa，随时间推迟真空逐渐提高。

(17) 检查 EH 高压抗燃油系统的油箱油位是否正常，油温是否满足要求。若油温低于 10℃，则不得启动高压泵，油温低于 21℃，不得进行系统循环。

(18) 在油温达 43℃ 时，应调整 EH 冷油器的冷却水量，维持系统内的油温在 43~54℃ 范围内。EH 系统才可投入循环运行。

(19) 投入主抽气器，进一步提高机组的真空度。

在上述各项工作完成并达到要求后，方可启动汽轮机。

3.3.3 启动及运行概述：

本机组推荐采用压力法滑参数启动。

压力法滑参数启动时，主汽门、调节汽阀及中压联合汽门处于关闭状态，汽机抽真空，当锅炉压力升至 1.5~1.6MPa (a)、温度 360℃ 时开始冲转汽机。

滑参数启动由于具有使汽轮机部件温差小，启动时间短且又较为经济的优点，因此被广泛采用，其主要问题仍在于如何控制锅炉的汽温、汽压，使之满足汽机的要求。一般按汽机启动时汽缸金属温度的高低，即高压静叶持环调节级处下部内壁温度低于 200℃ 称为冷态，200~320℃ 称为温态，

高于 320~450℃称为热态，高于 450℃称为极热态。

3.3.4 配汽机构及有关数据、曲线

详见热力计算书及调节系统说明书。

3.3.5 冷态滑参数启动程序

冷态滑参数启动过程中的一些具体操作步序，供电厂制定运行规程时参考。

机组准备启动前，必须完成启动前的一切准备工作和启动前的试验，在确认已具备了启动条件，然后开始启动。

3.3.5.1 启动准备工作：

(1) 汽轮机在启动前发现下列缺陷时，应禁止启动或投入运行。

1) 危急保安器动作不正常，高压主汽门、调节汽门、中压联合汽门、抽汽阀逆止门出现卡涩现象不能关闭。

2) 调速系统不能维持空转运行。

3) 转子弯曲指示超过冷态原始值的 0.03mm。

4) 汽轮发电机有明显的转动部分摩擦声。

5) 调速油泵润滑油泵，顶轴油泵或盘车装置有工作失常时。

6) 主要保护装置失灵（如超速、轴向位移、低油压、真空保护等）。

7) 主要仪表缺少或工作失常（如转速表、轴向位移、高中压汽缸与转子相对膨胀、润滑油压、主要汽缸金属温度表等）。

- 8) 热工保护电源失常。
- 9) 润滑油油质经化学化验不符合标准。
- (2) 对汽轮发电机组油系统进行下列检查：
 - 1) 油箱、油管、冷油器、油泵等均处于完好状态，油系统任何地方不应有漏油现象。
 - 2) 油箱油位读数正常，油位计上、下活动灵活。
 - 3) 检查冷油器出油温度不应过低。
 - 4) 检查防爆油箱内应无杂物、积油、外壳不应渗油。
- (3) 检查盘车装置及电动机电流是否正常，大轴弯曲指示值未超限。
- (4) 检查凝汽器水位是否正常，汽水侧人孔门均关闭。
- (5) 检查确定除氧器已投入运行，给水泵处于热备用状态。
- (6) 下列系统应进行通水（油）压力试验，检查管道系统及容器设备应无泄漏现象。
 - 1) 凝结水系统及给水系统
 - 2) 油系统
 - 3) 循环水系统及冷却水系统
 - 4) 发电机水冷系统
- (7) 联锁保护进行试验
 - 1) 停机电磁阀保护试验
 - 2) 旁路系统联锁保护试验

- 3) 抽汽逆止阀联锁保护试验
- 4) 电超速保护试验
- 5) 低压缸喷水保护试验
- 6) 自动回转设备保护试验
- 7) 三级抽汽压力低联锁保护试验
- 8) 发电机断水保护试验
- 9) 高加联锁保护试验

(8) 起动凝结水泵进行再循环运行，密切注意低压加热器的水位，如上升应验漏。

(9) 起动润滑油泵，向油系统充油，检查各轴承回油畅通。起动油箱上的排烟机。

(10) 起动两台顶轴油泵，检查各道轴承顶轴油油压是否正常。

(11) 起动盘车装置。

(12) 凝汽器抽真空，起动射水泵及射水抽气器抽真空。

(13) 确定 I、II 级减温减压器在投入位置。

(14) 投入低负荷喷水装置。

(15) 进行轴封汽暖管，向轴封送汽、维持轴封供汽母管压力在 0.12～0.13MPa(a)，当轴封配汽汽温达 125℃ 以上，关闭有关疏水门。

(16) 注意汽缸金属温度变化情况，注意高压主汽门、调节汽门，中压联合汽门及高压排汽逆止阀等严密情况，当主蒸汽压力 0.196MPa(a) 时，

开启主蒸汽管道疏水门。

(17) 注意凝汽器水位应维持正常。

(18) 各管道和本体通疏水膨胀箱之疏水阀门全开。

3.3.5.2 冲转与升速

(1) 主蒸汽压力 $1.5\text{MPa(a)} \sim 1.6\text{MPa(a)}$ ，主蒸汽温度 360°C （主、再蒸汽温度应在对应蒸汽压力下至少有 50°C 的过热度），再热蒸汽温度应在 300°C 以上，主、再蒸汽甲、乙管汽温差不应超过 17°C 。

(2) 后汽缸排汽压力 $0.041\text{MPa(a)} \sim 0.035\text{MPa(a)}$ ，此时真空保护暂时解列。

(3) 冷油器出油温度在 $35 \sim 45^\circ\text{C}$ 左右。

(4) 调速油压 1.17MPa(g) ，轴承油压 0.14MPa(g) ，各轴承油流正常。

(5) 检查安全油压正常，遮断指示器在“正常”位置，然后通用 DEH 令高、中压自动主汽门均开足，然后根据指令，由 DEH 伺服阀开启高、中压调速汽门进行冲动转子。

(6) 转速一旦越过 $n=7 \sim 8\text{r/min}$ ，自动迅速切断电源，切断气源，自动切断进油阀并自动机械自锁，以求安全。一旦低速盘车装置自动脱扣，解除盘车装置联锁开关。

(7) 关闭高、中压调速汽门，停止向汽轮机进汽，仔细倾听汽轮发电机组各转动部分声音应正常且无振动，然后开启高、中压调节汽门维持 $500 \sim 600\text{r/min}$ ，低速停留 4min 进行全面检查，并停用顶轴油泵。

(8) 真空保护按后汽缸背压要求逐步投入。

(9) 逐渐开大调节汽门进行暖机、升速，时间按排如下：

转速 r/min	时间 min		高压静叶下持 环温度 (°C)	汽缸整体 膨胀 mm	凝汽器背 压 MPa (a)
	升速	停留			
维持 300~500	10	4	60	1	0.0347
500 升至 2500	50	4	130	3.5	0.0213
2500 升至 2960	10	2	150 以上	5~6	额定值
升速至 3000 并网	10	/	150 以上	5~6	额定值

冷态启动、从冲转到并网约 90min.

(10) 随时联系锅炉调整蒸汽参数，按冷态滑参数起动曲线进行升温升压。

(11) 根据锅炉需要，随时调节 II 级减温减压器开度。

(12) 检查高压排汽缸逆止门应开启。

(13) 升速中的注意事项：

- 1) 注意汽轮机本体及有关管道疏水应畅通，无水击及振动现象。
- 2) 新汽及再热汽参数的变化情况应和起动曲线偏离不太大。
- 3) 注意汽缸各点膨胀均匀，轴向位移，高、低压汽缸与转子相对膨胀等正常。

- 4) 汽轮机各点金属温度，温升、温差不应超限。

(14) 汽轮机空转正常后，做下列试验

- 1) 主汽门关闭试验

2) 危急保安器注油动作试验

3) 危急保安器超速试验（详细要求见 3.5.4）

(15) 转速维持 3000r/min，全面检查，如情况正常可通知并网。

3.3.5.3 并网与带负荷

(1) 试验结束，检查一切正常，通知电气发电机进行并网。

(2) 发电机已并入电网，再根据增荷信号保持负荷 3.5~4.5MW 停留约 3min，观察带少量负荷时，机组系统有何异常。

(3) 与锅炉联系后，停用 I、II 级减温减压器，将减温减压器有关保护装置投入（负荷应大于 40MW 以上时投）。

(4) 通知锅炉按起动曲线进行升温升压，当增加负荷至，65~70MW 时，停留 4min，若无异常，则按加负荷速率 3MW/min 到额定功率。

(5) 汽轮机再热主汽阀上游的疏水，当主蒸汽温度达 400℃ 负荷增加至 10% 额定负荷时，关闭疏水门。汽轮机再热调节阀下游的疏水在机组增加负荷至额定负荷 20% 时关闭疏水门。

(6) 当低压缸排汽温度正常后，低负荷自动喷水装置停用后，投入其联锁保护装置。

(7) 增加负荷时应注意事项：

1) 增加负荷的速率及带负荷暖机时间应依据高压静叶持环温度，汽缸整体膨胀指示决定增加负荷的速度一般在 15min 内不超过 10MW，同时还应监视高压汽缸与转子的相对膨胀值小下来后再继续增加负荷。

2) 增加负荷时注意机组振动情况和密切注意各转动部分声响是否异常。

3) 在增加负荷过程中,应经常监视汽轮机轴向位移,推力瓦块温度、油温、油压、油流、油箱油位等。

4) 经常注意分析金属温度变化情况,监视主蒸汽压力、温度及再热器压力温度上升情况,不使蒸汽参数偏离起动曲线太大。

3.3.6 热态起动注意事项

3.3.6.1 汽轮机的热态起动方式,按汽轮机汽缸金属区分为温态、热态。起动中可根据高压静叶持环下半温度情况,尽快使负荷加至所选择的工况下对应的负荷运行,避免使原来较高温度下的部件急剧冷却。

温态、热态起动时不同工况下的蒸汽参数要求及升速时间:

项 目	温 态	热 态	备 注
高压静叶持环下半金属温度(℃)	200~320	>320	
主蒸汽温度(℃)	至少比高压静叶持环下半内壁温度高 50	至少比高压静叶持环下半内壁温度高 50	在相应压力下 下有 50℃ 的 过热度
再热蒸汽温度(℃)	至少比再热段下法兰金属温度高 30	至少比再热段下法兰金属温度高 30	
冲转至全速时间(min)	40~50	10	
升速时的最大速率(r/min)	70~100	450 不得大于 500	

3.3.6.2 热态起动,除按冷态起动的有关规定外,还必须遵守下列规定及注意的事项:

(1) 应在盘车投入状态下,先向轴封送汽,然后起动抽气器抽凝汽

器真空，向轴封送汽时应充分进行疏水，提高轴封温度，使轴封蒸汽温度接近轴封体壁温度与高压轴封体温差不超过 $\pm 30^{\circ}\text{C}$ ，防止送轴封时使轴颈冷却，引起大轴弯曲。

(2) 冷油器出油温度应维持较高一些，一般不低于 40°C 。

(3) 为了防止高压自动主汽门，调速汽门及中压联合汽门不严密，引起汽轮机自动冲转或高温部件受冷却，故在锅炉点火后和汽轮机冲转前，凝汽器真空及主蒸汽压力不宜维持得过高。

(4) 在锅炉尚有余压的情况下，在锅炉点火前必须投入抽气系统建立凝汽器真空，防止低压缸排汽安全膜动作。

(5) 由于高压自动主汽门，调速汽门，中压联合汽门，导汽管等部件停机后冷却较快，因此起动时应注意这些部件升温速度，防止加热过快，并注意机组振动情况。

(6) 在增加负荷过程中，应密切注意高中压汽缸与转子相对膨胀的变化，

3.4 停机与滑参数停机

3.4.1 概述

本机组采用单元制运行，给机炉滑参数停机创造了条件，使机组冷却较快，便于提高检修，至于正常停机，拟提出以下几项：

3.4.1.1 正常停机前的准备工作

(1) 试开各油泵及盘车装置顶轴油泵情况应良好，如不正常应尽快

修好。

(2) 联系锅炉开始减负荷，注意各部件温降、温差情况不得超限。

(3) 如除氧器汽源用本机供汽，应切换至 0.785~1.275MPa(a) 备用汽源供给。

(4) 减负荷时，注意凝汽器水位。

(5) 锅炉开启 I 级及 II 级旁路后，注意凝汽器真空及排汽温度。

(6) 做好停机金属温度记录。

3.4.1.2 减负荷，停机操作

(1) 按正常停机曲线均匀地降低负荷与汽压。

(2) 根据锅炉要求投入 I、II 级减温减压器。

(3) 减负荷过程中，注意高压调门，中压联合汽门应无卡涩现象。

(4) 在减负荷过程中应严密监视各轴承振动、声音、金属温差及降温速度。还应注意轴向位移，汽缸与转子相对膨胀和汽缸绝对膨胀等变化，应控制在正常范围内。

(5) 然后逐渐关小同步器减负荷至零，将发电机解列，使汽轮机维持额定转速运行，此段运行时间不得超过 10min。

(6) 起动润滑油泵，检查润滑油油压正常，并将调整油泵联锁开关出系。

(7) 将有关保护装置出系。

(8) 手动脱扣器，记录脱扣时间，记录转子惰走时间，检查高压自

动主汽门、调门、中压联合汽门关闭情况。

3.4.1.3 脱扣后工作

- (1) 联系锅炉停用 I、II 级减温减压器。
- (2) 检查高压排汽逆止阀及其它抽汽逆止阀应关闭严密。
- (3) 停用射水抽气器，开启破坏真空门，调节真空下降速度至转子停止时，真空同时到零。
- (4) 惰走时应倾听汽轮发电机各转动部分声音。
- (5) 根据锅炉要求，停用给水泵。
- (6) 当转速降至 500r/min 时启动顶轴油泵。
- (7) 当机组滑至 7~8r/min 时，由 TSI “零转速” 讯号令回转设备自动投入。
- (8) 密切监视转子弯曲晃动值。
- (9) 盘车装置投入到汽轮机高压外缸温度低于 150℃ 时方可停用，再停用润滑油泵，顶轴油泵。

3.4.2 滑参数停机

3.4.2.1 滑参数停机前的工作

联系锅炉调整蒸汽参数，使主蒸汽温度为 500℃，汽压为 10.79MPa(a)，并逐渐开大调速门，维持机组负荷约在 100MW 左右，稳定运行一段时间（再热蒸汽温度尽量跟上主蒸汽温度下降速度），通知锅炉按滑参数曲线进行降压、降温，减负荷滑停。

3.4.2.2 滑参数停机过程中应注意事项：

- (1) 由于参数较低，不宜作危急保安器提升转速试验。
- (2) 注意无水击现象，新蒸汽温度应控制在相应蒸汽压力下，始终保持在 50℃ 的过热度，为了防止水击发生，当负荷降至 10% 额定负荷时汽轮机再热主蒸汽上游的疏水应打开，在 10% 额定负荷以下仍应保持开启，汽机再热调节阀下游的疏水在机组减少负荷至 20% 额定负荷时应打开，在 20% 额定负荷以下仍应保持开启。
- (3) 当主蒸汽温度降低至 400℃ 左右、主蒸汽压力 1.569～2.059MPa(a)、负荷约 10MW 时，作为锅炉减温减压结束，为避免负差胀威胁停机，汽温至 370～380℃ 时作打闸停机处理。
- (4) 起动润滑滑泵，机组脱扣后，记录惰走时间及倾听转动部分声音。
- (5) 在滑停过程应严密监视机组震动，金属温差，并严禁将轴向位移保护解除。
- (6) 滑参数停机时，汽轮机金属温降，温差不超过下列标准：

序号	项 目	单 位	允许范围
1	降负荷速率	kW/min	400
2	主蒸汽压力降低速度	MPa/min	0.049
3	主蒸汽温度降低速度	℃/min	1.5
4	再热蒸汽温度降低速度	℃/min	2.5
5	主蒸汽与再热蒸汽温差	℃	40

6	主蒸汽与再热蒸汽左、右温差	℃	20
---	---------------	---	----

3.5 防止超速事故的技术措施

汽轮机超速是造成设备严重损坏的恶性事故，对发电设备安全威胁极大，鉴于国内已发生过大型机组严重超速毁机事故，特着重说明有关防止机组发生严重超速事故的技术问题，望能引起电厂的重视。

3.5.1 对调节保安系统的一般要求（见调节保安说明书）

3.5.2 调节保安系统定期试验（见调节保安说明书）

3.5.2.1 汽门定期试验

每周进行一次主汽门与再热主汽门活动试验，检查汽门活动情况。

3.5.2.2 每周在低负荷下进行一次抽汽逆止门活动试验，当某一抽汽逆止门存在缺陷时禁止汽轮机使用该段抽汽。

3.5.2.3 大修前后应在空负荷时进行汽门严密试验。运行中汽门严密性试验应每年利用停机机会进行一次。

3.5.2.4 新机组安装后在机组经 168 小时运行考验性能良好后，应组织落实甩负荷试验，在甩负荷试验前应具备下列条件：

（1） 调节系统经空负荷及带负荷运行工作正常，速度不等率、迟缓率符合要求。

（2） 主汽门高压调节汽门关闭时间符合要求，严密性试验合格，抽汽阀联锁动作良好，关闭迅速、严密。

（3） 经超速试验危急遮断器动作正常，手动危急遮断器动作良好。

(4) 电气及锅炉方面设备经检查运行情况良好，锅炉主蒸汽和再热蒸汽安全门经调试动作可靠。

(5) 检查与甩负荷有关的联锁保护装置，切除一些不必要的联锁。

(6) 甩负荷试验时，汽轮机的蒸汽参数，真空应为额定值，周波应为 50Hz，回热系统正常投入。

(7) 甩负荷试验一般可用半负荷和额定负荷各一次。

(8) 甩掉负荷后，在调节系统动态尚未终止前不应操作同步器降低转速，如转速升高危急遮断器应该动作的转速而未动作时，应立即手动危急遮断器脱扣。

3.5.2.5 机组每运行一个月后应进行危急保安充油试验。

3.5.3 防止汽门卡涩的措施

为防止汽门阀杆卡涩，保证汽门能迅速严密关闭是防止汽机发生超速事故的关键之一，所以要重视这一工作。

3.5.3.1 检修中应检查阀杆与阀杆套是否存在积垢，积垢要及时清除，恢复原设计间隙，如积垢严重则应及时检查蒸汽品质情况。

3.5.3.2 大修中，应检查阀杆是否弯曲，严重时要予以更换。备品阀杆都应垂直存放。

3.5.3.3 蒸汽品质一定要符合要求（详见对蒸汽品质的要求），这是防止阀杆积垢避免卡涩的关键，电厂应高度重视。

3.5.3.4 阀碟与阀座接触部分的垢迹也应仔细清理，清理后要检查接触情

况，要保证密封带宽度。

3.5.4 关于危急保安器动作试验（超速试验）的规定：（详见调节保安说明书）

3.6 事故处理

发生故障时，运行人员应迅速解除对人身和设备的危险，根据发生故障的原因，消灭事故，集中全部精力来维持设备正常运行，消除所有的不正常情况，保持对用户正常供电。

3.6.1 故障停机

应立即打掉危急遮断器，并破坏真空紧急停机。

3.6.1.1 汽轮机转速升高到危急遮断器应该动作的转速而仍不动作。

3.6.1.2 机组突然发生强烈振动

3.6.1.3 清楚地听出从设备中发出的金属响声

3.6.1.4 水冲击

3.6.1.5 轴封内发生火花

3.6.1.6 汽轮发电机组任何一道轴承断油或冒烟，轴承出油温度急剧升高至 75℃。

3.6.1.7 轴承进油油压突然降低到 0.0196MPa(g) 以下时，虽经起动辅助油泵仍无效时。

3.6.1.8 发电机内冒烟或爆炸。

3.6.1.9 转子轴向位移突然超过 $\pm 1.2\text{mm}$ ，同时推力瓦块温度急剧上升。

3.6.1.10 主油箱油位突然下降至 1245mm。

3.6.1.11 油系统着火，且不能很快扑灭，并严重威胁机组安全运行。

3.6.2 汽轮机的紧急停机：

荷泽电厂改造项目的 ETS 不列入汽轮机的改造范围，这里仅提出对 ETS 的控制要求。

汽轮机在下列情况下，通过 ETS，动作停机电磁阀，使汽轮机紧急停机：

1. 汽轮机转速超过额定转速 110%（300 转/分）时，信号来自磁阻发送器；
2. 转子轴向位移超过 1.2 毫米时（信号来自 TSI）；
3. 轴承润滑压力低于 0.0196MPa(g)时（信号来自“润滑油压力低”压力开关）；
4. 凝汽器压力下降至 20KPa(a)时（信号来自“凝汽器压力低”压力开关）；
5. EH 油压降低至 9.3MPa 时（信号来自 EH 系统的压力开关）。

除此之外，ETS 还设置外控接口，当外控接口的信号超过允许值时，同样动作停机电磁阀紧急停机，外控接口的信号内容可根据用户的需要，自行决定。

汽轮机前轴承端部设有危急遮断装置，在紧急情况下，运行人员可操作危急遮断装置的遮断手柄，将其推入，通过 EH 系统的隔膜阀快速关闭汽轮机进汽阀，同样可实现紧急停机。

在下列情况下，进行减负荷至“零”不破坏真空停机。

3.6.2.1 高中压汽缸与转子相对膨胀值达+8 或-3mm 时。

3.6.2.2 主蒸汽、再热蒸汽及高压给水管道法兰或截止门破裂严重威胁安全运行。

3.6.2.3 由于锅炉故障而紧急停炉。

3.6.2.4 发电机冷却水（气）中断时间超过 30 秒，不能恢复。

3.6.2.5 发电机定子大量漏水（气）或断水（气）。

3.6.2.6 发电机或励磁机冒烟冒火时。

3.6.2.7 主汽门、调节汽阀、中压联合汽门阀杆卡涩，无法活动时。

3.6.2.8 调节汽阀已关闭，发电机变为电动机方式拖动汽轮机运转 1 分钟时。

3.6.2.9 低压缸已向空排汽时（低压外缸上的排大汽阀已动作）

3.6.3 汽温汽压变化处理

3.6.3.1 主蒸汽及再热蒸汽温度最大允许值 545°C 一年的累计不大于 400 小时，每次不超过 30 分钟，在例外情况下可波动至 555°C ，但不得超过 15 分钟，距两次发生这种情况的时间间隔应大于 4 小时，在十二个月运转期内的波动时间总和不大 80 小时。

3.6.3.2 主蒸汽温度骤然低于相对压力下过热度 150°C 以下时。

3.6.3.3 主蒸汽和再热蒸汽甲、乙管温度差大于 20°C 时联系值班长要求锅炉降低。

3.6.4 真空下降处理

后汽缸背压升高时，应注意低压缸排汽温度变化和升高情况，在起带负

荷运行中, 不超过 65°C (空负荷不超过 120°C), 如低压缸排汽温度高于 80°C 时, 低负荷自动喷水装置应能投入降低低压缸排汽温度。

3.6.5 汽轮发电机组油系统工作失常处理

3.6.5.1 调节油压降 0.883MPa(g) 时应起动高压交流油泵, 并检查下降原因。

3.6.5.2 轴承油压降至 0.054MPa(g) 以下时启动低压交流润滑油泵, 降至 0.039MPa(g) 以下时启动直流润滑油泵, 降至 0.0196MPa(g) 以下时应紧急停机。

3.6.5.3 任何轴承回油温度升高至 65°C 时, 应检查处理, 超过 75°C 时应紧急停机。

3.6.5.4 径向轴瓦温度 107°C 报警、 112°C 停机; 推力瓦温度 97°C 报警、 107°C 停机。

3.6.5.5 如油压油位同时降低, 应检查压力油管及冷油器是否漏油, 并根据油箱油位进行加油。

3.6.6 汽轮机水冲击处理

3.6.6.1 应立即破坏真空, 紧急故障停机, 并应开启汽轮机本体及有关汽管上的疏水门, 进行充分放疏水。

3.6.6.2 清楚地听到汽管或汽轮机内有水冲击声。

3.6.6.3 正确记录转子惰走时间及分析惰走时间的变化, 并在惰走时仔细倾听汽轮机内声音。

3.6.7 汽轮机不正常的振动和异声处理。

3.6.7.1 机组突然发生强烈振动或发生能清楚听出来的金属声音时，应当破坏真空紧急停机。

3.6.7.2 机组在启动过程中，因轴封单侧摩擦，使转子弯曲，发生振动时，应停机。测量转子弯曲幌动，直轴后重新启动。

3.6.7.3 机组启动时，若机组膨胀不对称，滑销卡涩或机组单侧冷却引起振动时，应查找原因，消除振动后，方可继续启动。

3.6.7.4 当机组工况变化时，应恢复原工况查找原因。

3.6.7.5 油膜振荡引起振动时，立即检查油温、油压，降低转速，如振动不消除应紧急停机。

3.6.7.6 检查汽机本体及各抽汽管道疏水是否畅通。

4 维护说明

4.1 定期检查

4.1.1 定期检查的项目及检查周期

4.1.1.1 概述

对设备的定期检查是企业管理工作的一部分，各电厂尤其是大型火力发电厂，当然会有一套完整的管理体系，并各具特色。下面仅按汽轮机的设备特点，提出一些检查项目，供电厂制定有关规程时参考。为了维护好汽轮机机组，首先应有完整的综合运行日志，以便于查找故障和确定有可能出问题的部位。

综合运行日志应分期保存：其内容应包括所有有用的温度、压力、流量、频率、速度和负荷变化等数据，并应包括所有异常工况、脱扣或偏离正常运行程序等情况的完整说明。

各类监测仪表的自动记录纸是日志的一个有价值的组成部分应将其编上日期，装订成册，并与运行日志中有关的事件相互参照。

还应从机组安装起，为每台汽轮机编写一套完整而详尽的“历史情况记录”，它应包括对于在安装、初始启动及运行过程中所有异常情况，以及在检查过程中发现的所有值得注意状况的记录与分析。它还应包括所有已采用或准备采用的修改措施的说明。一台新汽轮机首次全面检查是“历史情况记录”中最有价值的资料。随后的检查和维修计划应以上一次检查所发现的问题，“历史情况记录”和运行日志为基础。

4.1.1.2 定期检查项目

(1) 每月一次的检查项目

1) 检查汽轮机监测仪表,包括差胀、汽缸膨胀、偏心振动和金属温度记录仪。检查期间应使这些仪表保持清洁,对仪表进行电气检查,任何有问题的部件都应更换。

2) 检查所有测汽轮机金属温度用的热电偶,以 30 天为对这些元件进行一次检查和维护,并备好备用热电偶及时更换失效的热电偶。

3) 检查所有的抽汽管道阀门,检查这些阀门的所有控制器,包括操纵座、开关、电磁阀、空气过滤器和整套供气装置等。所有在运行中能进行试验的抽汽管道阀门,都应定期进行活动试验。

4) 检查所有加热器的水位控制器和报警系统,以保证正常运行,检查期间应保持仪表清洁,有问题的设备应更换。

5) 检查所有加热器的疏水阀,更换有问题的部件。

(2) 每三个月一次的检查

1) 检查汽轮机及相关管道的所有疏水管道和阀门,这包括主蒸汽、抽汽、冷、热再热蒸汽管道。

2) 通过测量疏水器或孔板上、下游管道的温度,来检查所有的孔板和疏水器。

3) 对疏水阀进行检查,手动和电动阀门的螺纹应清洁和润滑良好,更换有问题的部件。

(3) 每年一次的检查

- 1) 对关键的阀门、汽水阀和孔板进行内部检查，维护并清理干净。
- 2) 初始启动后拆除滤网时，启动后大约两周再解体时以及每年一次的检查时，需清理干净主要疏水的集水箱。
- 3) 检查主汽门，高压调节汽阀，中压联合汽门，修复其所有动、静部件间的间隙至设计值（包括阀杆间隙）。

4.1.2 汽轮机运行中的检查项目

4.1.2.1 运行人员应充分了解设备的运行限额、预防措施和运行程序，应始终严密监测汽轮机的状况，任何偏离正常值的状况都可能表明已出了故障或存在出事故的苗子，应立即查明，任何漏水、漏油、漏汽或保温层松脱等都是危险苗子，可能酿成严重事故，任何这类情况都应立即查明。

4.1.2.2 在运行期间除完整记录综合运行日志“历史情况记录”外，在汽轮机停机检修前尚应检查下列项目，以确定需特别注意和检查的项目。

- (1) 记录额定负荷， $3/4$ 和 $1/2$ 额定负荷时的振动情况，相角变化和幅值增减，以及进汽温度和压力。
- (2) 记录额定负荷和卸负荷停机时轴承进出口油温和巴氏合金的温度。
- (3) 测定油滤网上是否有巴氏合金或其它金属碎片。
- (4) 测定润滑油系统压力是否有任何变化。

- (5) 脱扣时主汽门和调门是否能迅速及时地关闭。
- (6) 脱扣后测定汽机惰走曲线。
- (7) 抽汽逆止阀是否在正常工作状态。
- (8) 差胀和转子位置是否与原基准值相比有了变化, 应特别注意额定负荷下的比较。
- (9) 测定脱扣后, 高、低压差胀变化。
- (10) 注意轴承油封环和油管路中的油泄漏或油雾。
- (11) 注意在汽轮机的任何接口或阀杆处的任何蒸汽泄漏。
- (12) 观察各汽封是否正常。
- (13) 调节系统是否稳定。
- (14) 危急遮断器是否能在整定的转速下起作用。
- (15) 调节油压是否有过什么变化。
- (16) 蒸汽排放系统是否正常。
- (17) 交流油泵及直流油泵开关是否起作用。
- (18) 测定高中、低压缸, 中低压连通管的噪音水平是否有变化。
- (19) 用表面式温度计测定各轴承座轴承档处表面金属温度有何变化。
- (20) 确定是否所有汽轮机监测仪表都正常工作。

4.1.3 短期停机的检查项目

4.1.3.1 如果以往的运行经验或进汽阀的活动试验结果表明可能存在问

题，则每种型式的进汽阀至少要拆开一只进行检查。查核阀门、阀杆和衬套的状况及其相应间隙，由检查结果确定是否需要对其余阀门再作检查。

4.1.3.2 检查所有有异常迹象的部件

4.1.4 大修时的检查项目

4.1.4.1 按照实际运行设备情况，应事先制订详尽的大修计划、进度、日程表，并事先准备好，各种预计或准备要更换的零部件备件。

4.1.4.2 在进行全面解体检查时，提请注意下列工作：

（1）对主汽门、调节汽阀、中压联合汽门要测定阀杆、阻汽套、衬套等动、静件的氧化积垢情况，要恢复其设计间隙，并要查核各密封面（包括自密封面）的接触情况并予以修复。

（2）对汽缸要检查所有配合与装配表面，注意汽缸壁上是否有磨蚀，检查水平中分面有否漏汽迹象，如有应予以处理，检查法兰螺栓、螺母、垫圈，低压内缸要重点检查隔热罩是否有裂纹，固定螺钉有否松脱。

（3）全面检查各径向轴承，测定并记录轴承和轴颈的直径，检查轴颈上是否有划痕、擦伤或麻点。轴承衬瓦是否有蚀点、磨痕或脱落情况。

推力轴承要检查正、反推力面各瓦块的表面，各轴承都要检查铂电阻的接线情况。

（4）全面检查润滑系统（包括冷油器、顶轴油系统、辅助油泵、油箱及轴承座内部的清洁度）。

（5）全面检查各转子及汽封系统，检查动叶片（包括叶根）和围带

情况，末叶片水蚀情况，测量并记录检修前后通流部分的轴向和径向间隙。

注意叶片上的所有磨蚀情况，检查汽封挡凸肩情况，各汽封环有否磨损。

(6) 检查各联轴器，检查其连接螺栓、螺母。

(7) 检查各隔板有否磨痕，各静叶尤其是出汽边是否有麻点、裂纹、金属磨蚀。

(8) 复核通流部分的定位基准（L 值），复核轴系的找中曲线，这包括复核冷态各轴承标高与原始安装值有否变化，各联轴器处开口和外圆的变化情况，如有变化并予以修复。

4.2 停机后的维护

停机后的维护十分重要，必须引起足够重视，提出下列几项：

4.2.1 汽轮机停用期不超过二周（无检修工作）时的保养措施：

4.2.1.1 关闭机组与公共母管连接的汽水系统隔绝阀门，若阀门不严密应扩大隔绝范围或加装带有尾巴的堵板。

4.2.1.2 开启有关通向大气的疏水、放水、放气等阀门，设法放尽管道、容器、箱内等内部的积水或存水。

4.2.1.3 每星期进行一次油箱底部放水，若有条件可启动各油泵进行油循环和连续盘车运行半小时，如无条件则每天将转子转动半圈，转动时应先开顶轴油泵和电动油泵。

4.2.1.4 如汽轮机停用期适值冬季，则应作好防冻工作。

4.2.1.5 暴露于外部的加工面涂以防锈油。

4.2.2 汽轮机停用超过二周，但不超过六个月（无检修工作）时的保养措施：

除了应做好上述（4.2.1.1～4.2.1.5）保养工作外，还应采用热网干燥法进行保养。送风时排汽缸温度应低于 80℃，一般应调节热风温度，使汽轮机内缸内壁温度比室温高 3～5℃。若热干燥有困难，可用抽气器抽真空，使机组内部保持干燥，每月进行一次，运行一小时（选择晴天，空气比较干燥时进行）。

4.2.3 汽轮机停用期超过六个月时的保养措施：

除了应作好上述（4.2.1.1～4.2.1.5）保养工作外，还应采用拆开保养法进行保养，即在金属表面涂上合适的防锈油脂，或喷上银粉等，妥善保管，并定期检查保养效果。

凝汽器、加热器、冷油器必要时进行充氮保养。

4.3 蒸汽管道的清洗及更换后的再清洗

4.3.1 概述

汽轮机的安全经济运行要求进入汽轮机主蒸汽管道和再热蒸汽管道的蒸汽没有外来杂物，为了提供纯净的蒸汽，要求锅炉、再热器系统以及汽轮机的进汽管道在通入蒸汽前，需要进行彻底清洗，不仅新机组的初始启动前要求清洗管道，而且检修后的锅炉管道和进汽管道在再启动前也要进行清洗（汽封管道也包括在内）。

4.3.2 清洗的要求

4.3.2.1 清洗后，必须达到能清除掉外部杂物，如附在管子内表面的轧制鳞皮、焊珠、焊渣、氧化皮等。

4.3.2.2 需切实除去管道上的所有异物，包括 4.3.2.1 中所指出的所有外部杂物。

4.3.3 清洗的方法

蒸汽管道的清洗目前普遍采用蒸汽吹扫与化学清洗的方法，应按照 DL5011-92 “电力建设施工及验收技术规范汽轮机机组篇” 中的规定，依管道的类别分别选取蒸汽吹扫或是化学清洗。

对蒸汽吹扫的管道需要按 DL5031-94 “电力建设施工及验收技术规范（管道篇）” 的规定，用蒸汽吹扫合格。

而对需进行化学清洗的管道，则应按 DLJ58-8 “电力建设施工及验收技术规范（火力发电厂化学篇）” 的要求进行。

4.4 润滑

4.4.1 常规的润滑保养项目

对于汽轮机各部套配套的电动机，滚动轴承等需润滑保养的零部件，都按相应制造厂的要求，按常规注油维护。

4.4.2 对油质的要求

4.4.2.1 本汽轮机所采用的润滑油及调节油(除抗燃油)规定为32号透平油。

汽轮机油质应符合 GB11120-89 的规定，所用润滑油应是均质的精炼矿

物油，不允许含有沙砾、无机酸碱皂液、沥青、柏油脂和树状杂质或其他会影响油质或对所接触金属有害的任何杂质。

对汽轮机用油的正确保养将保证轴承、轴径和油泵，调节系统调节元件等不产生磨损，所以必须作定期的油样分析以确定油的特性有否改变，如已改变应查明原因予以处理。

4.4.2.2 在汽轮机运行期间，检查油质时，允许的杂质水平按下表规定。

杂质粒度尺寸(μ)	每 100 μ l 油样中允许的颗粒数
5~10	32000
10~25	10700
25~50	1510
50~100	225
100~250	21
>250	无

4.4.3 对油系统清洁度的要求

在新机组安装后，油系统试运和油循环时油样（用 150 目油过滤器在最大流量下保持 30 分钟后取样。然后在清洁的环境中用干净的清洗液清洗油过滤器所有的沉积物并用 200 目滤网收集）应符合下列要求油系统清洁度才是合格的。

(1) 没有大于 0.25mm 的硬颗粒，尺寸在 0.125~0.25mm 之间的硬颗粒总数不得大于 5；

(2) 在冲洗期间通常要清除以下有害颗粒：

- 1) 大粒积垢或铁锈，焊珠或焊渣；
- 2) 砂、石、水泥或玻璃；

- 3) 包括焊条头在内的任何种类金属碎屑；
- 4) 大片布料、塑料或其他虽不会擦伤轴颈，但会阻挡油在管内流动或堵住管孔的物质；
- 5) 可能大于 0.25mm 但却可认为是无害的颗粒是棉花，碎纸锯屑、烟丝、石棉和能很快用手指捻碎的其他软性物质。

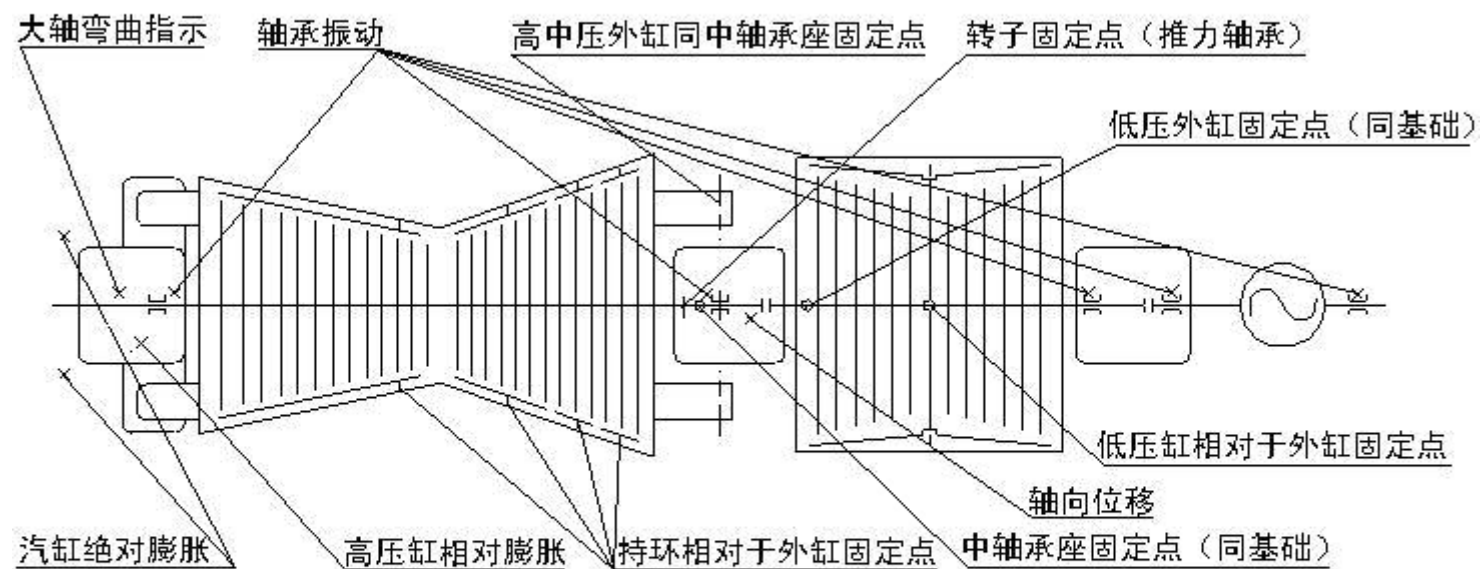
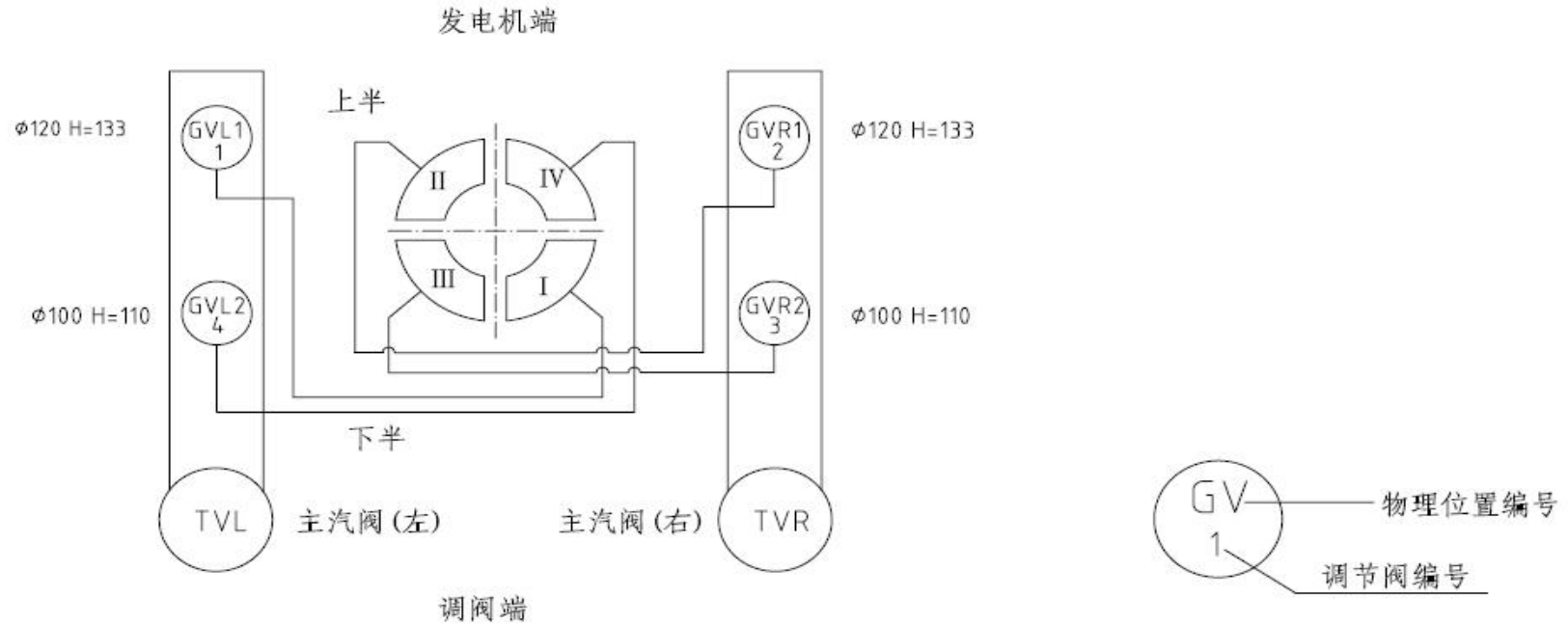


图3 135MW机组滑销系统图

高压调节阀布置图



控制说明:

第一步 先打开GVL1至规定值。

第二步 然后打开GVR1至规定值。

第三步 打开GVR2至规定值。

GVL2夏季备用（当背压高时打开，使机组仍能发出额定功率）

图 4 汽轮机高压调节阀开启次序

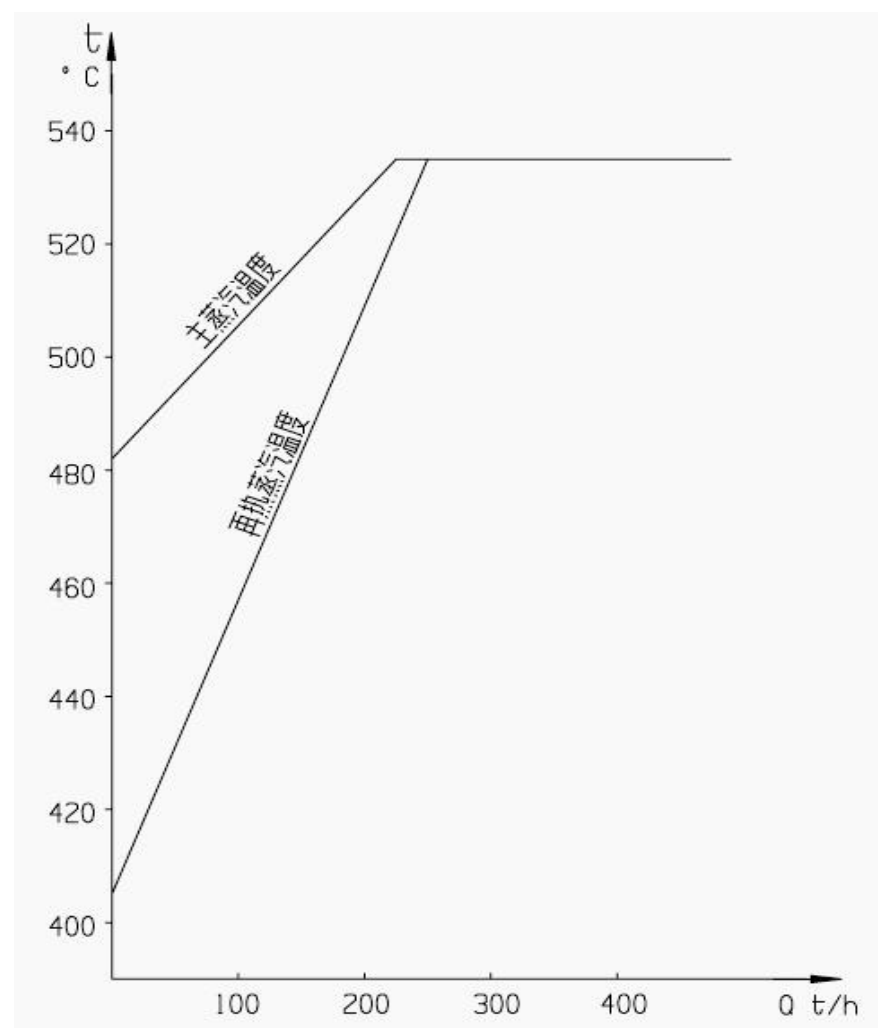


图 5 流量—温度变化曲线

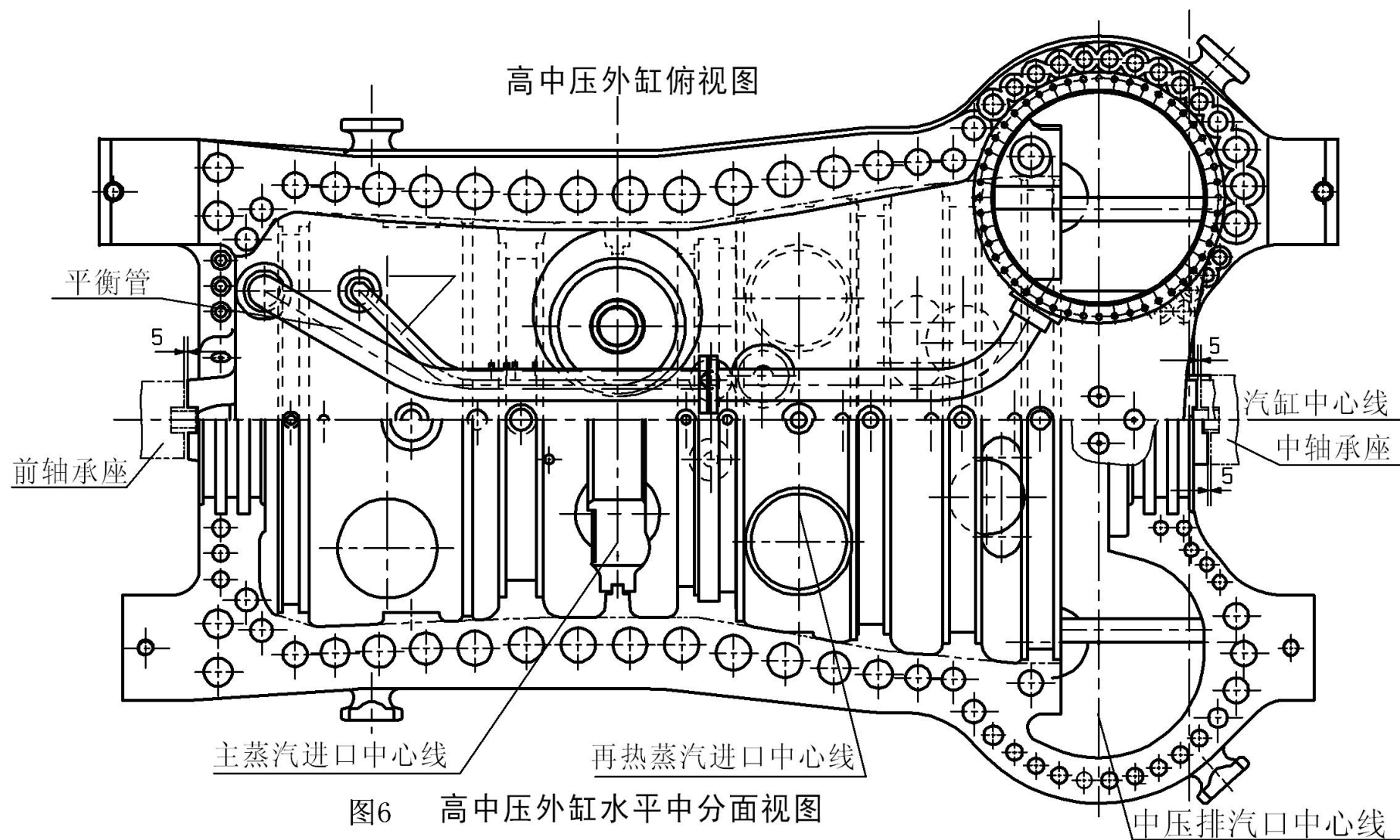


图6 高中压外缸水平中分面视图

A—A (放大)

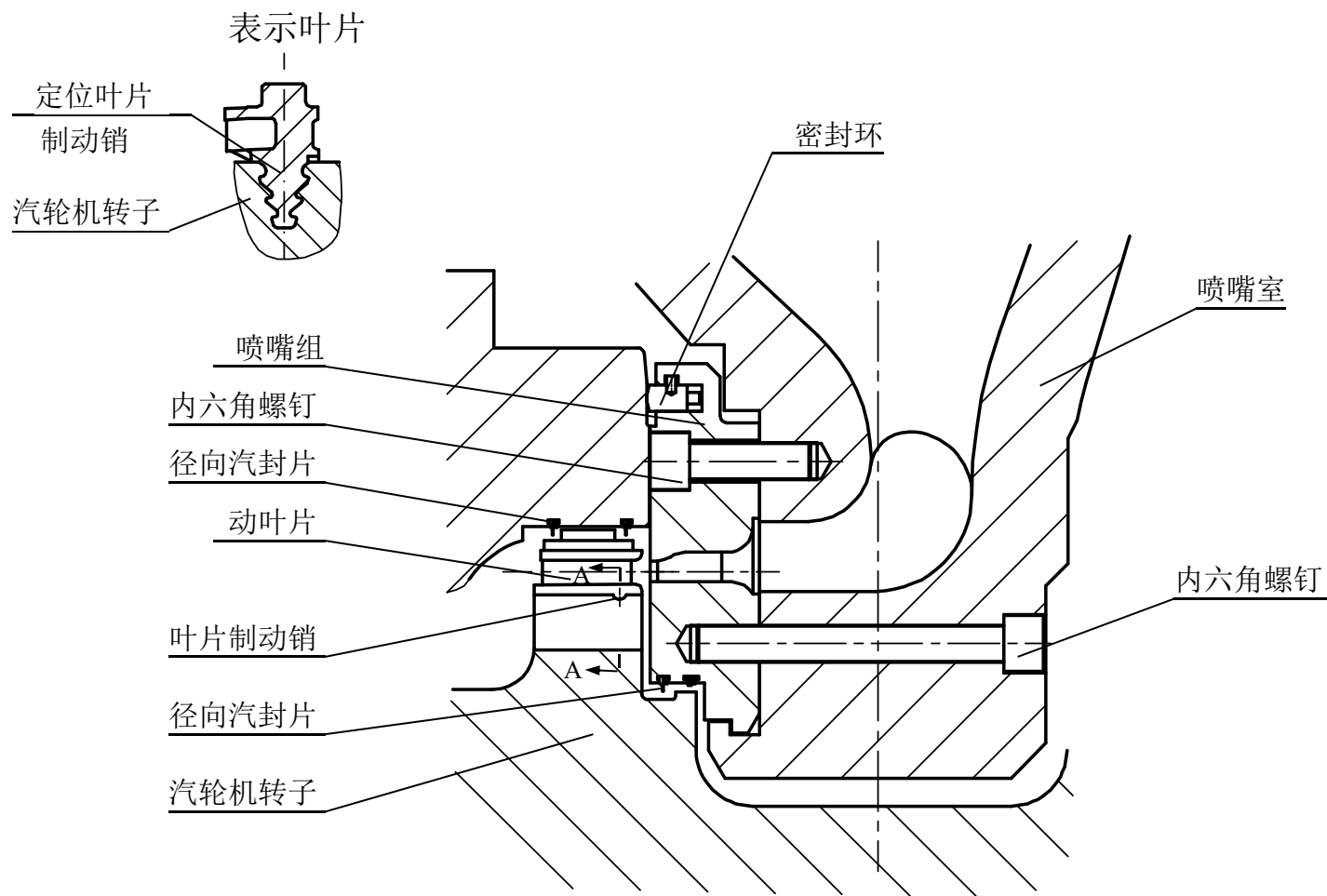


图 7 单列调节级

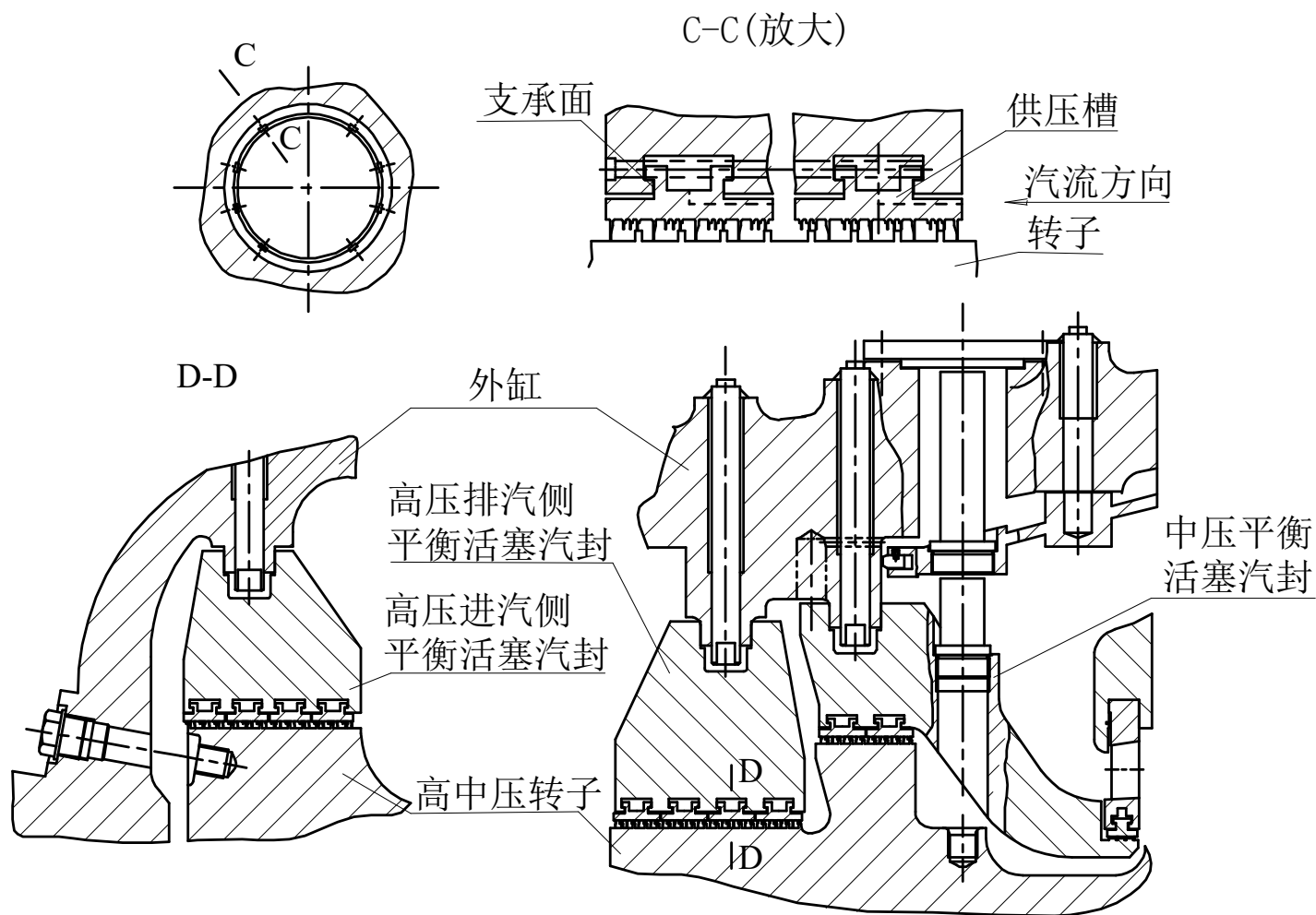


图 8 平衡活塞汽封

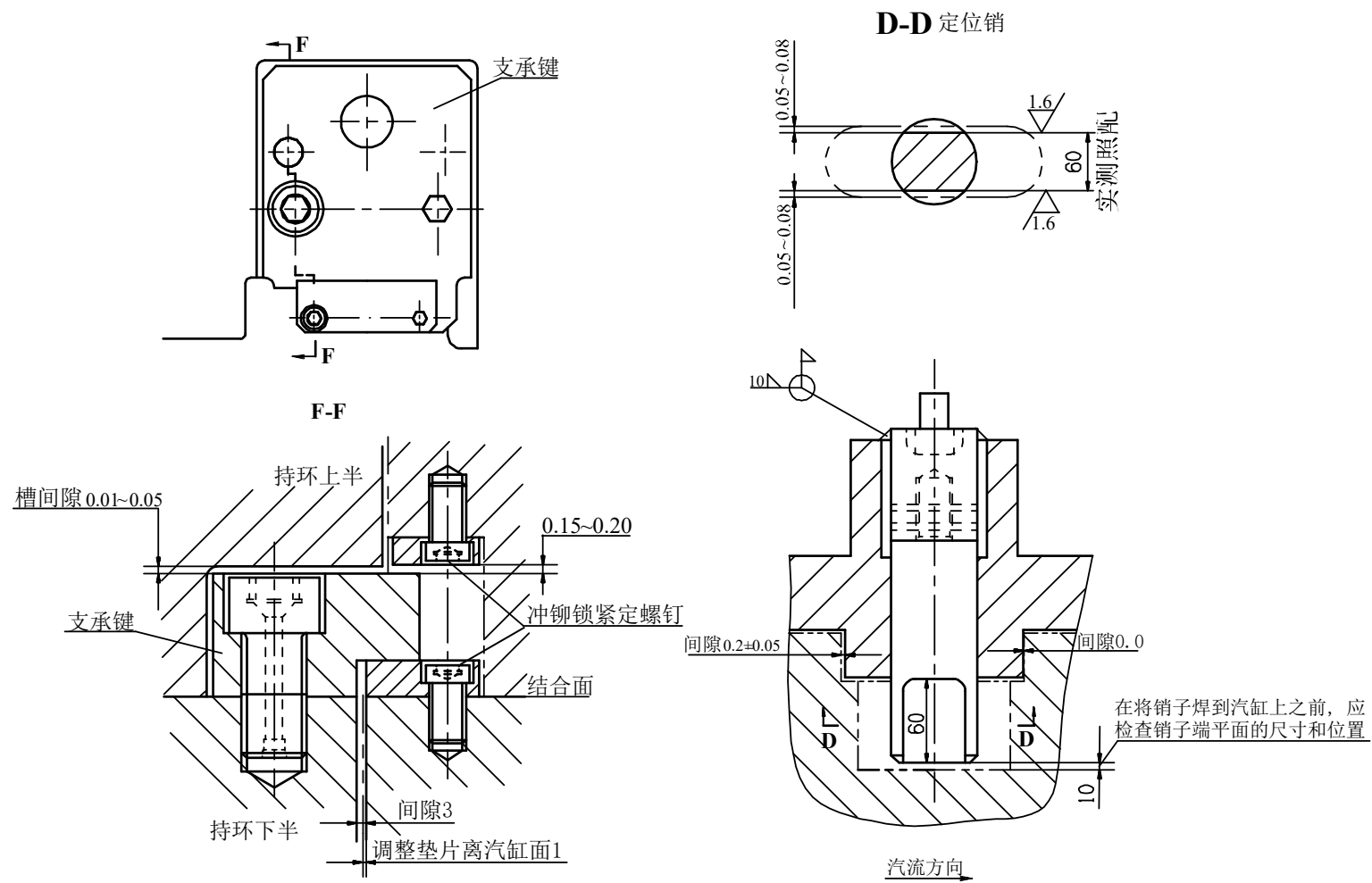


图 9 持环与汽缸配合

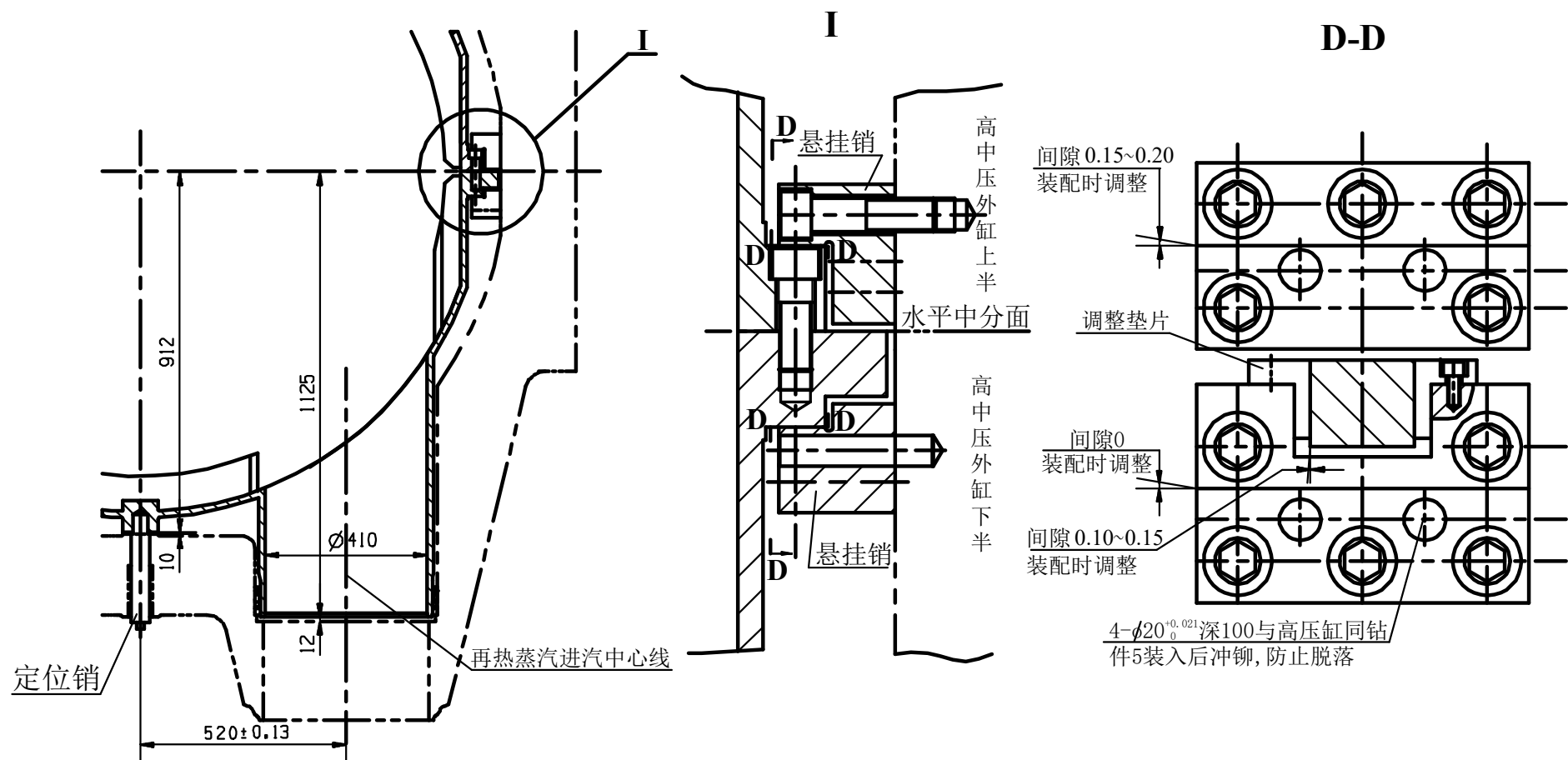


图 10 隔热罩

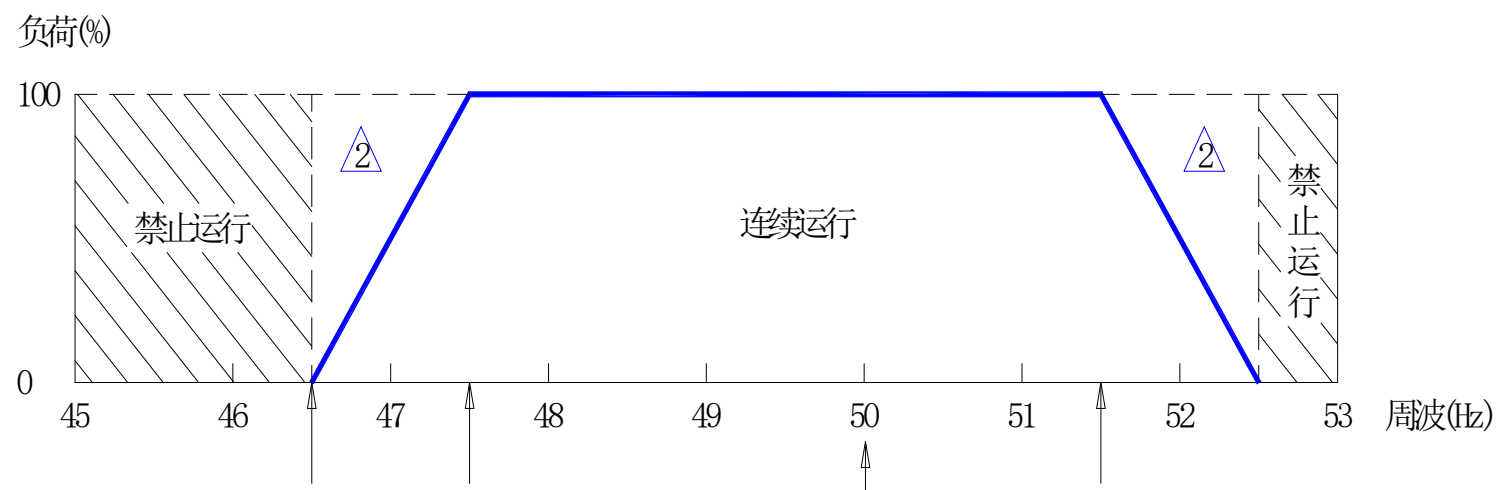


图 11 135MW 汽轮机偏周波运行

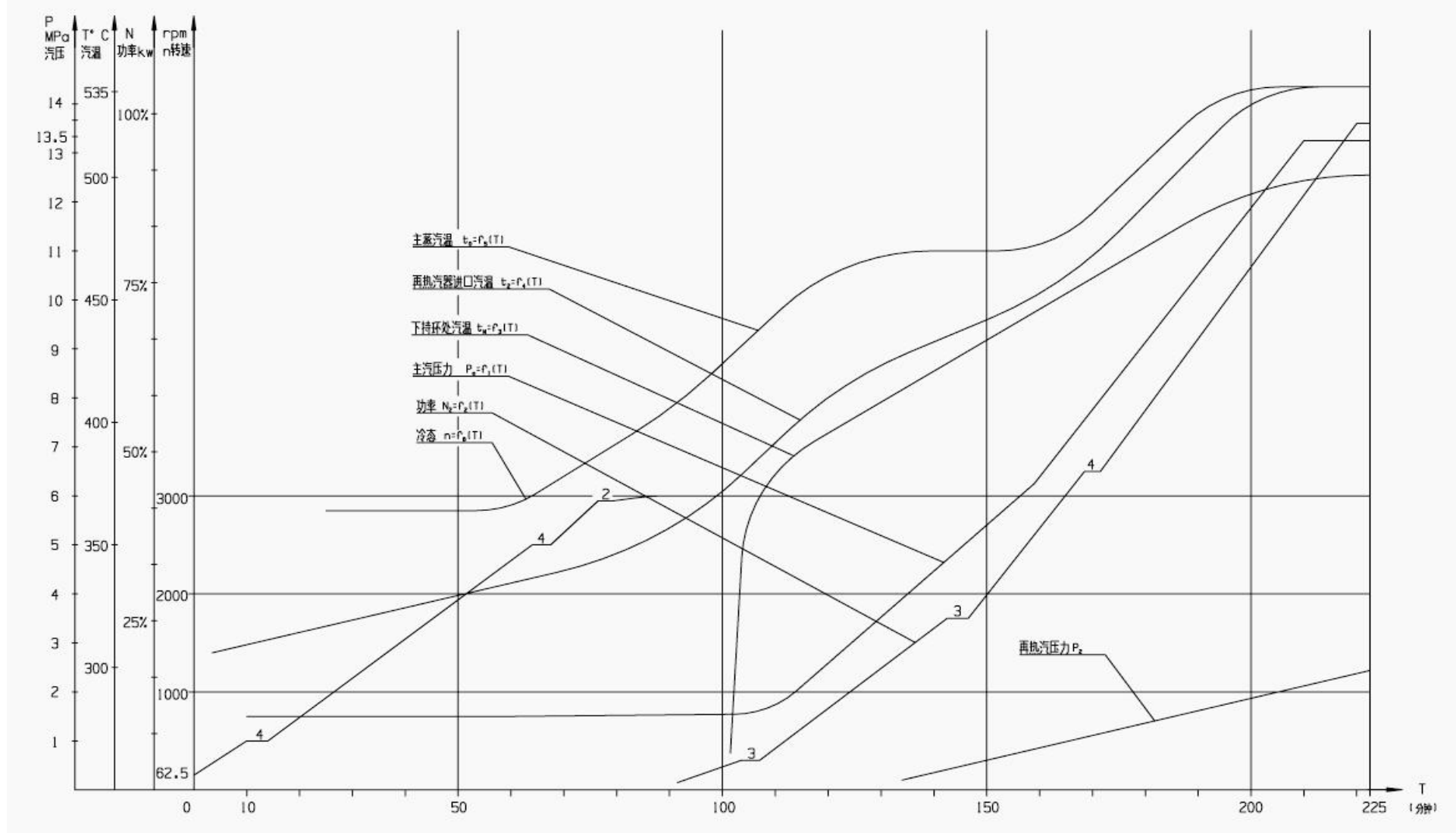


图 12 135MW 机组冷态启动曲线

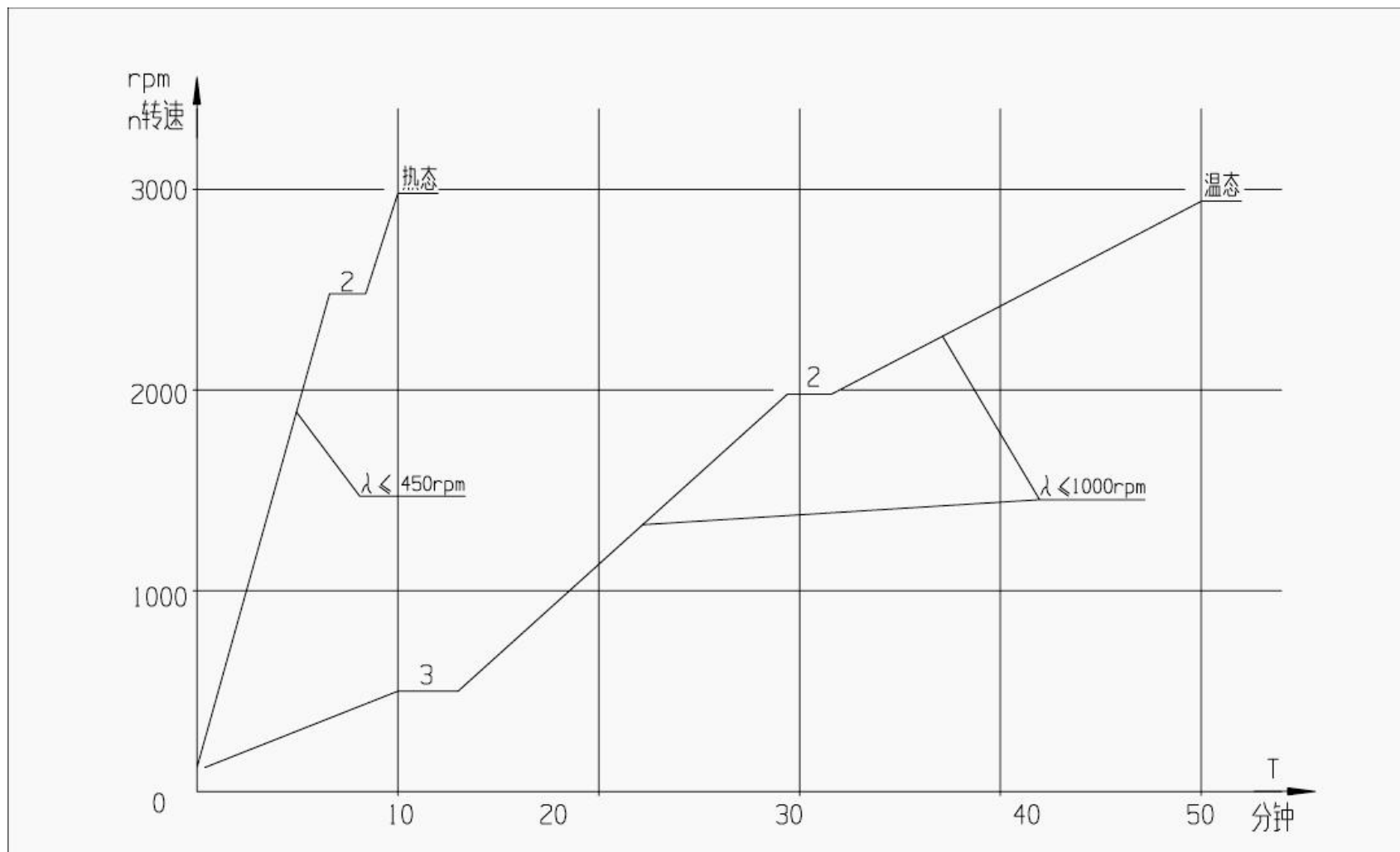


图 13 135MW 机组温、热态启动曲线

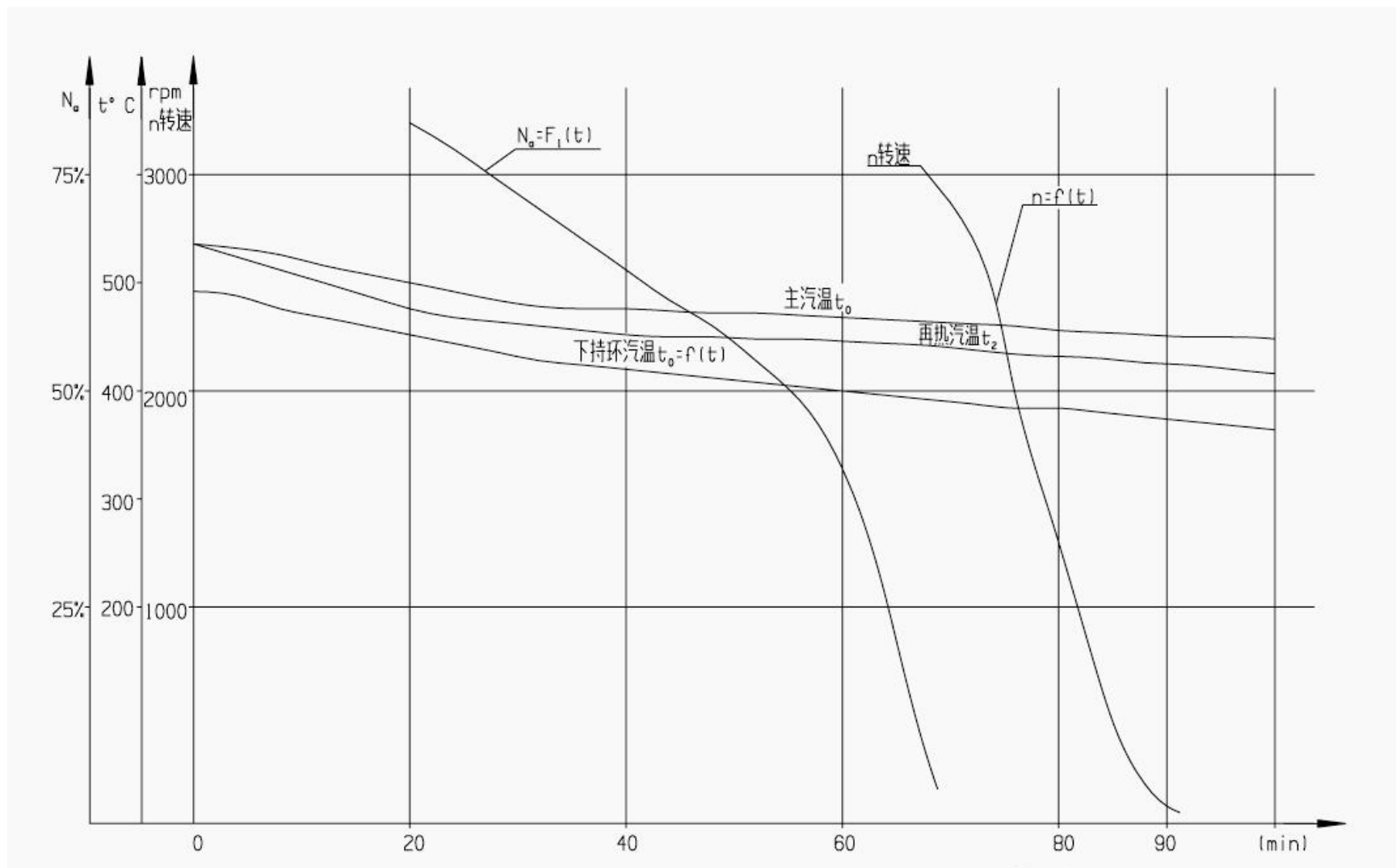


图 14 135MW 机组滑参数停机曲线