

中电投河南公司调考试题库

汽轮机运行值班员

调考培训考试试题库

河南公司人资部

2014年8月

前 言

为加大技能人才培养力度，建设一流的技能人才队伍，中电投河南公司人资部结合实际情况，组织编制了卸储煤值班员技能调考试题库，题库除了选编一部分具有典型性、代表性的理论知识试题和技能操作试题外，还重点选编了一部分河南公司机组特有的操作技能试题，这部分试题与电力行业通用的“专业知识”有机地融于一体，突出了实用性，形成了本题库的一个新的特色。

本题库由中电投河南公司有关专家、工程技术人员、技师和高级技师编写。在此，谨向为编写本套题库而付出艰辛劳动的全体人员表示衷心的感谢！题库中难免存在不足和错误，诚恳希望专家和广大员工批评指正。

中电投河南公司锅炉运行值班员题库建设工作委员会

主任：董凤林

副主任：韩文旗 高成梓 李孟军

办公室：常 城 张长有 张新亮 梁 艳 崔 庆
黄明磊 赵 伟 王书霞 梁志营 宋润泽

编 写：李海军 李海涛 郭雪峰

审 核：齐 广 董建设 武海波 常 城 赵国钦
王青三

目 录

第一部分 填空题.....	1
第二部分 单选题.....	17
第三部分 判断题.....	46
第四部分 简答题.....	57
第五部分 论述题.....	80
第六部分 操作题.....	116

第一部分 填空题

1. 单位面积上所受到的垂直作用力称为压力。工质的绝对压力高于大气压的部分，称为表压力。
2. 单位质量物质所占有的容积称为物质的比容，与密度互为倒数。
3. 温度是表示物体冷热程度的物理量。
4. 依靠温差而传递的能量称之为热量。
5. 表示工质状态特性的物理量，叫做状态参数。
6. 当工质的各部分具有相等的压力、温度、比容等状态参数时，就称工质处于平衡状态。
7. 某一状态单位质量的气体所具有的总能量称为焓。是内能和压力势能的总和。
8. 熵增原理，发生不可逆过程时，孤立系统的熵可以增大，发生可逆过程时，可以不变，但不可以减少。
9. 若给工质加入热量，则工质熵增加。若从工质放出热量，则工质熵减小。
10. 单位质量的气体温度升高或降低 1°C 时，所吸收或放出的热量，称为气体的比热。
11. 物质从液态转变为汽态的过程称为汽化。
12. 过热蒸汽的温度超出该蒸汽压力下对应的饱和温度的数值，称为过热度。
13. 把 1Kg 饱和水变成 1Kg 饱和蒸汽所需要的热量，称为汽化潜热或汽化热。
14. 当蒸汽温度不变与低于蒸汽压力下的饱和温度的金属表面接触时，蒸汽放出汽化潜热，凝结成液体，这种蒸汽与金属之间的换热现象叫凝结换热。
15. 湿蒸汽中含有干饱和蒸汽的质量百分数，称之为干度。
16. 换热的基本方式有导热、对流、辐射。
17. 直接接触的物体各部分之间发生的热量交换的现象称之为导热。
18. 在稳定传热条件下，壁厚为 1m 的两壁面温差为 1°C 时，单位面积上每秒钟所传递的热量称为导热系数。
19. 热量在串联传递过程的总热阻等于串联各环节的分热阻之和，称之为热阻叠加原则。
20. 流体流经与之接触的固体壁表面而产生热量交换现象称作对流换热。

21. 把热能转变为机械能的设备称为热机，如汽轮机，内燃机，蒸汽轮机、燃气轮机等。
22. 实现热能和机械能相互转化的媒介物质，叫做工质。为了获得更多的功，要求工质有良好的膨胀性和流动性。
23. 节流过程可以认为是绝热过程。
24. 蒸汽在汽轮机内的膨胀过程可以看作是绝热过程。
25. 气体分子之间不存在吸引力，分子本身不占有体积的气体称为理想气体。
26. 理想气体的热力过程：定容过程、定压过程、定温过程、绝热过程。
27. 在过程变化中存在能量损失，只能单方向进行而不可逆转的过程称为不可逆过程。
28. 朗肯循环的主要设备是蒸汽锅炉、汽轮机、凝汽器、给水泵四个部分。
29. 朗肯循环效率取决于过热蒸汽的压力、温度和排气压力。
30. 卡诺循环是由两个可逆的定温过程和两个可逆的绝热过程组成。
31. 在能量转换过程中，造成能量损失的真正原因是传热过程中有温差传热带来的不可逆损失。
32. 热力学第二定律说明了能量传递和转化的方向、条件和程度。
33. 汽轮机转子在离心力作用下变粗，变短，该现象称作回转效应或泊桑效应。
34. 汽轮机是将蒸汽的热能转变为转子旋转的机械能的动力机械，具有功率大、转速高、运转平稳和使用寿命长等优点。
35. 工质从某一初始平衡状态，经过一系列的状态变化又回到初始状态这一全过程称为热力循环。
36. 在管道内流动的液体有两种流动状态，即层流和紊流。
37. 各流体微团彼此平行地分层流动，互不干扰和混杂的流动状态称为层流。
38. 各流体微团之间有强烈的混合干扰，不仅有主流方向的流动，而且还垂直于主流方向的流动，这种流动状态称为紊流。
39. 当流体运动时，在流体层间产生内摩擦力的特性称为流体的黏滞性。
40. 当流体的温度保持不变，而其所承受的压力增加时，流体体积会缩小的特性称为流体的压缩性。
41. 当流体的压力保持不变，流体的体积随温度的升高而增大的特性，称为流体

的膨胀性。

42. 金属材料在固态下所表现出来的一系列物理现象，称为金属的物理性能。
43. 金属抵抗外界化学介质侵蚀的能力称为金属的化学性能。
44. 金属材料在载荷作用下抵抗破坏的性能，称为金属的机械性能或力学性能。
45. 金属材料长期在高温环境和一定应力作用下工作，逐渐产生塑性变形的过程叫蠕变。
46. 金属材料受到急剧加热或冷却，内部产生较大温差，从而产生较大的冲击热应力，称为热冲击。
47. 火力发电厂的汽水损失分内部损失和外部损失。
48. 汽轮发电机组每生产 1KWh 电能所消耗的蒸汽量称为汽耗率。
49. 汽轮发电机组每生产 1KWh 电能所消耗的热量称为热耗率。
50. 同步发电机频率与转速和极对数的关系式为 $f=P \cdot n/60$ 。
51. 汽轮机按热力过程特性，可分为凝气式、背压式、调节抽汽式、中间再热式汽轮机。
52. 汽轮机的输出功率随外界负荷的变化而变化，称之为负荷适应性。
53. 汽轮机组的输出功率与汽耗量或热耗量的关系，称之为汽轮机热力特性。
54. 汽轮机热力系统是指使汽轮机的热力循环和热功转换得以继续进行的所有设备和系统的组合。
55. 汽轮机调节系统是指控制汽轮机转速和输出功率的组合装置。
56. 采用喷嘴调节的多级汽轮机，其第一级进汽面积随负荷变化而变化，因此通常称第一级为调节级。
57. 级内损失包括喷嘴、叶动、余速、扇形、摩擦、部分进气、漏气及湿气损失。
58. 蒸汽在汽轮机动叶片中的焓降与级的理想焓降之比称为级的反动度。
59. 汽轮机变工况运行时，各中间级压比基本不变，故中间级焓降不变。
60. 汽轮机的配汽调节有三种方式，即节流调节、喷嘴调节和节流—喷嘴调节。
61. 调节阀门主要有调节工质流量和压力的作用。
62. 提高机组初参数，降低机组终参数可以提高机组的经济性。
63. 汽轮机机械效率是汽轮机输给发电机的轴端功率与汽轮机内功率之比。
64. 电磁阀属于快速动作阀。

65. 泵的基本性能参数：流量、扬程、轴功率和效率、转速。
66. 当离心泵的叶轮尺寸不变时，水泵的流量与转速一次方成正比，扬程与转速二次方成正比。
67. 水泵特性曲线和管路特性曲线的交点就是水泵的工作点。
68. 离心泵的损失包括机械损失、容积损失、水力损失三种。
69. 冷却水塔是通过空气和水接触进行热与质的传递的。
70. 冷却水温升是指冷却水在凝汽器中吸收热量后其温度上升的数值。
71. 汽轮机静止部分包括基础、台板、气缸、喷嘴、隔板、汽封及轴承等部件。
72. 汽封是动、静机件的密封装置，根据其装置部位可分为端部、隔板和围带汽封。
73. 推力轴承的作用是承担蒸汽作用在转子上的轴向推力，并确定转子的轴向位置，使转子与静止部分保持一定的轴向间隙。
74. 推力盘在工作瓦和非工作瓦之间的移动距离即为推力间隙。
75. 汽轮机负荷不变，真空下降，轴向推力增加。
76. 影响油膜震荡的主要因素有临界转速、相对偏心率、润滑油的粘度、轴承载荷、转速。
77. DEH 系统中的油动机通常是单侧进油式。
78. 汽轮机中由喷嘴和与它组合的动叶栅所组成的基本做功单元称作级。
79. 汽轮机转动部件的组合体称为转子，它由主轴叶轮、动叶栅、联轴器及装在轴上的其他零件组成。
80. 汽轮机转子的类型分为：套装转子、整段转子、焊接转子。
81. 装在叶片上的拉筋和围带的作用是，增强叶片的刚度，调整叶片的自振频率，以及改善振动情况，围带有防止漏汽的作用。
82. 常用的叶根有 T 型叶根、菌型叶根、叉型叶根、纵树型叶根等几种形式。
83. 联轴器又叫靠背轮，作用是连接汽轮机的各转子及发电机转子，并传递转矩。
84. 汽轮发电机组中工作转速低于转子一阶临界转速的转轴为刚性轴，高于一阶临界转速的轴为挠性轴。
85. 刚性联轴器的优点是连接刚性强，传递转矩大，尺寸小，结构简单，加工方便，工作时不需要润滑，没有噪声。

86. 供油系统的基本作用是，供汽轮机各轴承作用润滑油，使轴颈和轴瓦之间形成油膜，带走摩擦产生的热量和由转子传来的热量，供给调节系统和保护装置用油。
87. 润滑油对轴承起润滑、冷却、清洗作用。
88. 汽轮机润滑油温低，会导致油的粘度增大，油温高，则油的粘度降低，甚至难以建立油膜，失去润滑作用。
89. 汽轮机轴瓦损坏的主要原因是轴承断油；机组强烈振动；轴瓦制造不良；油温过高；油质恶化。
90. 汽轮机油系统一般采用 20 号或 30 号透平油作为工质，闪点仅为 180~200℃，其自燃点约为 350~400℃。
91. 油系统发生泄漏，漏油与裸露的高温管道相接触时，就会引起火灾。
92. 供油系统主要由主油泵、辅助油泵、油涡轮（或注油器）、冷油器、油箱及过压阀等设备组成。
93. 辅助油泵的作用是在汽轮机启动、停止或发生事故，主油泵不能正常工作时，及时地向调节、保护系统和润滑油系统供油。
94. 运行中，如备用油泵联动，不得随意停止联动泵，应查清原因并在联锁投入状态下停泵。
95. 冷油器是一种表面式热交换器，其作用是降低润滑油的温度，使润滑油保持在 35~45℃之间。
96. 油箱的作用除了储油之外，还担负着分离空气、水分和分离各种机械杂质的任务
97. 超速保护装置由危急保安器和危急遮断油门两部分组成，当汽轮机转速达到额定转速的 110%至 112%时，自动关闭主汽阀和调节气阀，紧急停机。
98. 轴向位移保护装置的作用是，当轴向位移达到一定数值时，发出报警信号；当轴向位移达到危险数值时，保护装置动作，切断汽源停机。
99. 轴向位移保护庄主主要有液压式和电磁式两种，前者多用于中小型汽轮机上，后者多用于大功率汽轮机上。
100. 汽机的低油压保护应在盘车前投入。
101. 汽轮机危急保安器充油试验动作转速应略低于额定转速，危急保安器复位

转速应略高于额定转速。

102. 汽轮机转速超过危急保安器动作转速，而保护未动作，应执行紧急停机。

103. 汽轮机危急保安器充油试验在空负荷或带负荷时均可进行。

104. 汽轮机低压缸喷水装置的作用是降低排汽缸温度。

105. 汽缸加热装置是用来加热汽缸和法兰和螺栓，控制胀差以保证汽轮机安全启动，

106. 汽轮机纵销的中心线与横销的中心线的交点为汽缸的死点。

107. 汽轮机的胀差是指转子膨胀值与汽缸膨胀值的差值。

108. 凝汽设备主要由凝汽器、循环水泵、凝结水泵、真空泵（或抽气器）以及联接管道等组成。

109. 启动过程通常包括启动前的准备、冲动转子、升速和暖机及并列接带负荷等过程。

110. 汽轮机的启动过程是将转子由静止或盘车状态加速至额定转速、并网、带额定负荷等几个阶段。

111. 汽轮机启动前应充分连续盘车，一般不少于4 h并避免盘车中断，否则延长连续盘车时间。

112. 暖管一般分为低压暖管和升压暖管两步进行，一般中参数汽轮机暖管时间为20~30分钟，高参数汽轮机为40~60分钟。

113. 暖管的目的是均匀加热低温管道，逐渐将管道的金属温度提高到接近于启动时的蒸汽温度，防止产生过大的热应力。

114. 凝汽设备投入的顺序是，先启动循环水泵，再启动凝结水泵最后启动抽气器。

115. 中参数汽轮机按每分钟5~10%额定转速升速，高参数汽轮机按每分钟2~3%额定转速进行升速。

116. 暖机一般分为低速暖机，中速暖机和高速暖机几种，转速分别为300~500转/分，1000~1400转/分和2200~2400转/分。

117. 低速暖机的目的是使汽轮机各部件温升均匀，避免产生过大热应力，排除气缸内的凝结水，防止发生水冲击。

118. 汽机疏水系统作用是疏走设备内的存水，防止发生水冲击，尽快提高汽温。

119. 中参数，高参数汽轮机加负荷速度分别为4~5%、1~2%每分钟额定负荷。
120. 汽缸金属温度在150~300℃以内时，轴封用低温气源；当汽缸温度高于300℃时，应投高温气源。
121. 汽机处于静止状态，严禁向汽机轴封供汽。
122. 汽机启动按进汽方式分可分为高、中压缸联合启动、中压缸启动。
123. 汽机启动按主汽参数可分为额定参数启动、滑参数启动。
124. 汽轮机额定参数启动存在着启动时间长，金属温差大，汽水损失大和启动操作复杂等缺点。
125. 汽轮机上下缸温差超过规定值时，禁止汽轮机启动。
126. 汽轮机上下缸最大温差通常出现在调节级处。
127. 汽轮机正常停机包括停机前的准备工作，减负荷，解列及降低转速等过程。
128. 汽轮机打闸后，由于惯性作用，转子仍要继续转动一段时间，从主汽阀和调节气阀关闭起，到转子完全静止所需的时间称为转子的惰走时间。
129. 大修停机时，应采用滑参数停机方式。
130. 滑参数停机的主要目的是加速汽轮机各金属部件冷却，有利于提前检修。
131. 滑参数停机时，一般调节级处蒸汽温度应低于该处金属温度20—50℃为宜。
132. TSI汽轮机监测显示系统主要对汽机振动、串轴、胀差等起到监测显示作用。
133. 汽轮机振动方向分垂直、横向和轴向三种。
134. 按传热方式不同，回热加热器可分为表面式和混合式两种。
135. 泵进口处液体所具有的能量与液体发生汽蚀时具有的能量之差值称为汽蚀余量。
136. 泵的汽蚀余量分为有效汽蚀余量、必须汽蚀余量。
137. 疏水泵的空气门在泵运行时应在开启位置。
138. 防止汽蚀发生的措施：增大有效汽蚀余量，减小必须汽蚀余量，采用抗汽蚀材料。
139. 汽轮机变压运行分为纯变压运行，节流变压运行，复合变压运行。
140. 表面式凝汽器主要由外壳、水室端盖、管板、以及冷却水管组成。

141. 机组的抽气设备按工作原理不同可分为射流式和容积式。
142. 真空泵的作用是不断的抽出凝汽器内析出的不凝结气体和漏入的空气，维持凝汽器的真空。
143. 水环式真空泵中水的作用，使气体膨胀和压缩、以及密封和冷却。
144. 容积式真空泵一般分为液环式和离心式两种。
145. 机组正常运行时，凝汽器的真空靠汽轮机排汽凝结成水，体积缩小形成的。
146. 凝汽器中水蒸汽向铜管外壁放热是有相变的对流换热，铜管外壁传热是通过导热进行，内壁是通过对流换热向循环水传递热量。
147. 凝汽器排汽压力所对应的饱和蒸汽温度与凝结水温度的差值称为凝结水过冷度。
148. 凝结水过冷却，使凝结水易吸收空气，导致凝结水含氧量增加，加快设备管道系统的锈蚀，降低了设备使用的安全性和可靠性。
149. 凝汽器运行状况主要表现在以下三个方面：能否达到最有利真空；能否保证凝结水的品质合格；凝结水的过冷度能够保持最低。
150. 影响汽轮机排汽压力的因素：凝汽器的冷却面积、凝汽器的凝汽负荷、凝汽器冷却水进口温度、冷却水量等。
151. 除氧器按运行方式不同可分为定压运行、滑压运行。
152. 除氧器在运行中主要监视压力、水位、温度、溶氧量。
153. 除氧器滑压运行，当机组负荷突然降低，将引起除氧给水的含氧量减少。
154. 除氧器在滑压运行时易出现自生沸腾和返氧现象。
155. 除氧器满水会引起除氧器振动，严重的能通过抽汽管道返回汽缸造成汽机水冲击。
156. 机组的高压加热器因故不能投入运行时，机组应相应降低出力。
157. 大型机组超速试验均在带25%负荷运行4-6 h后进行，以确保转子金属温度达到转子脆性转变温度以上。
158. 单元机组按运行方式可分为炉跟机、机跟炉、机炉协调三种方式。
159. 凝结水泵安装位置有一定的倒灌高度，其目的是为了防止凝结水泵汽化。
160. 为了提高凝结水泵的抗汽蚀性能，常在第一级叶轮入口加装诱导轮。
161. 凝结水泵的轴端密封采用凝结水密封。

162. 凝结水泵的轴封处需连续供给密封水，防止空气漏入泵内。
163. 凝结水再循环管应接在凝汽器的上部。
164. 运行中发现凝结水泵电流摆动，出水压力波动，可能原因是凝泵汽蚀、凝汽器水位过低。
165. 轴流泵的闭阀启动是指主泵与出口门同时开启。
166. 循环水泵的特点是流量大、扬程低。
167. 循环水泵正常运行中应检查电机电流、入口水位、出口压力、轴承温度、电机线圈温度、循环泵的振动等。
168. 循环水泵主要用来向汽轮机的凝汽器提供冷却水，冷却汽轮机低压缸排汽。
169. 循环水中断，会造成真空消失，机组停运。
170. 给水泵冷态启动一般采用正暖的暖泵方式。
171. 正常运行中，备用给水泵一般采用倒暖方式暖泵。
172. 给水泵泵组的前置泵的作用是提高给水泵入口压力，防止给水泵汽蚀。
173. 给水泵的作用是向锅炉提供足够压力、流量的给水。
174. 带有液力耦合器的电泵启动前，液力耦合器的勺管应在最小位。
175. 启动给水泵前，中间抽头应处于关闭状态。
176. 给水泵的特性曲线必须平坦，以便在锅炉负荷变化时，它的流量变化引起的出口压力波动越小。
177. 备用给水泵发生倒转时应关闭出口门并确认油泵在运行。
178. 对于倒转的给水泵，严禁关闭入口门，以防给水泵低压侧爆破，同时严禁重合开关。
179. 为了避免给水泵发生汽蚀，最常用的有效措施是在给水泵之前设置前置泵。
180. 给水泵启动后，当流量达到允许流量电动再循环门自动关闭。
181. 给水泵设置最小流量再循环的作用是保证给水泵有一定的工作流量，以免在机组启停和低负荷时发生汽蚀。
182. 发现给水泵油压降低时，要检查油滤网是否堵塞、冷油器或管路是否漏泄、减压件是否失灵、油泵是否故障等。

183. 液力联轴器是靠泵轮与涡轮的叶轮腔室内工作油量的多少来调节转速的。
184. 高压加热器钢管泄漏的现象是加热器水位升高、给水温度降低，汽侧压力升高，汽侧安全门动作。
185. 高压加热器水位调整和保护装置应定期进行试验，以防止加热器满水。
186. 机组甩去全负荷，调节系统应能保证转速在危急保安器动作转速以下。
187. 机组运行中，发现窜轴增加时，应对汽轮机进行全面检查，倾听内部声音、测量轴承振动。
188. 加热器泄漏会使端差升高、出口水温下降、汽侧水位升高、抽汽管道冲击。
189. 加热器抽汽电动门未全开或汽侧积有空气，将导致加热器温升小，。
190. 表面式加热器按其安装方式可分为立式和卧式两种
191. 加热器投入的原则：由低到高，先投水侧，后投汽侧。
192. 加热器一般把传热面分为蒸汽冷却段、凝结段、疏水冷却段三部分。
193. 高压加热器运行中，由于水侧压力高于汽侧压力，为保证汽轮机组安全运行，在高加水侧设有自动旁路保护装置。
194. 高压加热器自动旁路保护装置要求动作准确可靠；保护必须随同高压加热器一同投入运行，保护故障禁止启动高压加热器。
195. 高压加热器运行工作包括启停操作、运行监督、事故处理、停用后防腐四个方面。
196. 当高加故障时给水温度降低将引起主蒸汽温度上升。
197. 加热器运行要监视进、出加热器的水温；加热器蒸汽的压力，温度及被加热水的流量；加热器疏水水位的高度；加热器的端差。
198. 胶球清洗系统的作用是清除凝汽器冷却水管内壁的污垢，提高传热效率。
199. 为了保证氢冷发电机的氢气不从侧端盖与轴之间逸出，运行中要保持密封瓦的油压大于氢压。
200. 密封油的主要作用是密封氢气，同时起到润滑、冷却作用。
201. 密封油压、氢压、内冷水压三者的关系为密封油压 > 氢压 > 内冷水压。
202. 汽轮机油中带水会缩短油的使用寿命，加剧油系统金属腐蚀和造成油质乳化。
203. 汽轮机盘车装置在汽轮机停机时，使转子连续转动，清除转子上的残余应

- 力，以防止转子发生弯曲。
204. 盘车投入允许条件是零转速、润滑油压正常、顶轴油压正常、盘车啮合。
205. 汽轮机停机后，盘车未能及时投入，或盘车连续运行中途停止时，应查明原因，修复后先盘180°直轴后，再投入连续盘车。
206. 凝汽器冷却水出口温度与排汽压力下的饱和温度之差称为凝汽器端差。
207. 凝汽器冷却水管结垢，将使循环水升温减小，造成凝汽器端差增大。
208. 凝汽器循环冷却水量与排汽量的比值称为冷却倍率。
209. 凝汽器的投运可分为两个步骤，水侧投运和汽侧投运。
210. 蒸汽在汽轮机末级叶片中膨胀达到最大值时，与之对应的真空称为极限真空。
211. 凝汽器的最佳真空是提高真空使发电机组增加的电功率与增加冷却水量使循环泵多耗的电功率之间的差值最大的真空。
212. 凝汽器压力降低，汽轮机排汽温度降低，冷源损失减少，循环热效率提高。
213. 凝汽器真空下降的主要特征为：排汽温度升高，端差增大，调节汽门不变时，汽轮机负荷下降。
214. 凝汽器抽真空前，禁止有疏水排入凝汽器。
215. 在凝汽器内设置空气冷却区的作用是再次冷却、凝结被抽出的空气、蒸汽混合物。
216. 汽轮机停机包括从带负荷状态减去全部负荷，解列发电机、切断汽机进汽到转子静止，进入盘车状态。
217. 汽轮机轴承分为支持轴承和推力轴承两大类。
218. 汽轮机轴承主要有：圆筒瓦支撑轴承，椭圆瓦支撑轴承，三油楔支撑轴承，可倾瓦支撑轴承。
219. 汽轮机轴向推力的平衡方法通常有开设平衡孔、采用平衡活塞、反向流动布置。
220. 汽轮机主蒸汽温度在10min内下降50℃时应打闸停机。
221. 汽轮机组的高中压缸采用双层缸结构，在夹层中通入压力和温度较低的蒸汽，以减小多层汽缸的内外温差和热应力。
222. 氢冷机组充氢一般采用中间介质置换法。

223. 氢冷发电机充氢后在运行中，机内氢纯度应达到96%以上，气体混合物中的氧量不超过2%，氢气置换法通常用中间介质置换法。
224. 汽机油循环倍率是指1小时内在油系统中的循环次数，一般要求油的循环倍率在8—10的范围内。
225. 加热器的端差是指加热蒸汽压力下对应的饱和温度与加热器出水温度之间的差值。
226. 除氧器排氧门开度大小应以保证含氧量正常而微量冒汽为原则。
227. 热力除氧必须将给水加热到对应压力下的饱和温度。
228. 当汽轮机膨胀受阻时，汽轮机转子的振幅随负荷的增加而增加。
229. 汽轮机在停机惰走降速阶段，由于鼓风作用和泊桑效应，低压转子的胀差会出现正向突增。
230. 汽轮机的胀差保护应在冲转前投入；汽轮机的低油压保护应在盘车前投入；轴向位移保护应在冲转前。
231. 汽机主要保护动作不正常时禁止汽轮机投入运行。
232. 对于部件材料确定的汽轮机，其转子汽缸热应力的大小取决于转子或汽缸内温度分布。
233. 运行中发生甩负荷时，转子表面将产生拉应力，差胀将出现负值增大。
234. 汽轮机热态启动过程中进行中速暖机的目的是防止转子脆性破坏和避免产生过大的热应力。
235. 汽轮机备用冷油器投入运行之前，应确认已经充满油，放油门、油侧放空气门均应关闭。
236. 冷油器铜管漏泄时，其出口冷却水中有油花，主油箱油位下降，严重时润滑油压下降，应立即切换隔离漏油冷油器进行处理。
237. 抗燃油被用来作为调节系统用油。
238. DEH装置具有的基本功能有：转速和功率控制、阀门试验和阀门管理、运行参数监视、超速保护、手动控制。
239. 发电机密封油系统停止运行，必须在盘车停止，且发电机内置换为空气后，。
240. 运行中发现汽轮机油系统压力降低，油量减少、主油泵声音不正常，则可

断定是发生了主油泵故障，应立即启动辅助油泵，申请停机。

241. 当汽轮发电机转速高于两倍转子第一临界转速时发生的轴瓦自激振动，通常称为油膜振荡。

242. 危急保安器充油试验的目的是保证超速保安器动作的可靠性和正确性。

243. 运行中发现密封油泵出口油压升高、密封瓦入口油压降低，则可判断为滤油网堵塞、管路堵塞或差压阀失灵。

244. 造成汽轮机大轴弯曲的因素主要有两大类：动静摩擦、汽缸进冷汽冷水。

245. 机组带部分负荷运行，为提高经济性，要求部分进汽，即顺序阀控制方式。

246. 提高蒸汽初温度受动力设备材料强度的限制，提高蒸汽初压力受汽轮机末级叶片最大允许湿度的限制。

247. 用中间再热循环可提高蒸汽的终干度，使低压缸的蒸汽湿度保证在允许范围内。

248. 采用回热加热器，汽轮机对应段抽汽可提高给水温度，同时减少了蒸汽在凝汽器中的热损失。

249. 为防止甩负荷时，加热器内的汽水返流回汽缸，一般在抽汽管道上装设逆止门。

250. 调速系统在同一负荷下，转速上升过程的静态特性曲线和转速下降过程的静态特性曲线之间的转速差与额定转速的比值的百分数，称为调速系统的迟缓率。

251. 汽轮机的负荷摆动值与调速系统的迟缓率成正比，与调速系统的速度变动率成反比。

252. 在稳定状态下，汽轮机空载与满载的转速之差与额定转速之比称为汽轮机调节系统的速度变动率。

253. 汽轮机的功率调节是通过改变调节阀开度，从而改变汽轮机的进汽量来实现的。

254. 具有顶轴油泵的汽轮机，启动盘车前必须启动顶轴油泵，并确定顶轴油压正常后方可启动盘车。

255. 汽轮机冷态启动和增负荷过程中，转子膨胀大于汽缸膨胀，相对膨胀差出现正胀差。

256. 汽轮机正常运行中，转子以推力盘为死点，沿轴向膨胀或收缩。
257. 汽轮机热态启动中，若冲转时的蒸汽温度低于金属温度，相对膨胀将出现负胀差。
258. 机组冲转时不得在临界转速附近暖机和停留。
259. 汽轮机的寿命是指从初次投入运行至转子出现第一道宏观裂纹期间的总工作时间。
260. 汽轮机紧急停机和故障停机的最大区别是机组打闸之后紧急停机要立即破坏真空，而故障停机则不需要。
261. 滑参数停机过程中严禁做汽机超速试验以防 蒸汽带水，引起汽轮机水击。
262. 在滑参数停机过程中，先降温，后降压，交替进行。
263. 调速系统不稳定，不能维持空负荷运行时，禁止进行汽轮机超速试验。
264. 汽温汽压下降，通流部分过负荷及回热加热器停用，则会使汽轮机轴向位移增大。
265. 汽轮机油箱装设排油烟机的作用是排除油箱中的气体和水蒸气。
266. 当发现真空下降，应立即对照各真空表及排汽温度表，确认真空下降后，根据下降速度查明原因。
267. 离心泵的基本特性曲线有流量—扬程曲线、流量—功率曲线、流量—效率曲线。
268. 离心泵不允许带负荷启动，否则启动电流大将损坏设备。
269. 轴封加热器的作用是加热凝结水，回收轴封漏汽，从而减少轴封漏汽及热量损失，并改善现场的环境条件。
270. 发现运行汽轮机胀差变化大，应首先检查主蒸汽参数，并检查汽缸膨胀和滑销系统，综合分析，采取措施。
271. 自动调节系统的测量单元通常由传感器和变送器两个环节构成。
272. 汽轮机通流部分发生积盐，最容易的部位是高压调节级。
273. 汽轮机大修后，甩负荷试验前，必须进行高中压主汽门和调速汽门严密性试验并符合技术要求。
274. 为防止汽轮机大轴弯曲热态启动中要严格控制进汽温度和轴封供汽温度。
275. 真空严密性试验在80%额定负荷以上，且运行稳定才允许试验。

276. 汽轮机真空严密性试验应每月进行一次，试验时将真空泵抽气门关闭。一般试验5分钟。
277. 机组旁路系统作用是加快启动速度，改善启动条件，延长汽轮机寿命；保护再热器，回收工质，降低噪音，有利于锅炉安全运行。
278. 运行中汽机发生水冲击时，则推力瓦温度升高，轴向位移增大，相对胀差负值增大，负荷突然下降。
279. 汽轮机启、停或正常运行中发生强烈振动，或汽轮机内部有明显的金属摩擦声，必须破坏真空紧急停机。
280. 汽轮机缸内声音突变，主蒸汽管道、再热蒸汽管道、抽汽管道有明显的水击声和金属噪声，应判断为汽轮机发生水冲击，必须破坏真空紧急停机。
281. 轴封供汽带水在机组运行中有可能使轴端汽封损坏，重者将使机组发生水冲击，危害机组安全运行。
282. 轴封间隙过大，使轴封漏汽量增加，轴封汽压力升高，漏汽沿轴向漏入轴承中，使油中带水，严重时造成油质乳化，危及机组安全运行。
283. 初压力越高，采用变压运行经济性越明显。
284. 0.5级精确度的温度表，其量程为0~1000℃，最大误差允许值为为±5℃。
285. 一台热机按卡诺循环工作，在温度为400℃的高温热源与温度为20℃的低温热源工作，热效率为56.46%。
286. 热工信号仪表一般由三部分组成，即传感器、变换器和显示器。
287. 差压式流量计由节流装置、差压信号管路和差压测量仪表组成。
288. 一个标准大气压（1atm）等于101.325kPa。
289. 在主蒸汽管道系统中，为防止发生蒸汽温度偏差过大现象，可加装中间联络管来平衡。
290. 汽轮机转子的疲劳寿命通常由应力循环次数或应变循环次数表示。
291. 交流电10mA为人体安全电流。
292. 汽轮机的停机分正常停机和故障停机。
293. 大功率汽轮机均装有危急保安器充油试验装置，该试验可在空负荷和带负荷时进行。
294. 汽轮机调速系统的执行机构为油动机。

295. 盘车从结构上可分为螺旋杆盘车和摆动齿轮盘车；从转速上可分为高速盘车和低速盘车。
296. 把汽轮机中作过功的蒸汽抽出，送入加热器中加热给水，这种循环叫给水回热循环。
297. DEH基本控制有转速、功率、调节级压力三个回路。
298. EH油系统中有四个自动停机遮断电磁阀20/AST，其布置方式是串并联布置。
299. 汽轮机保护动作跳闸时，联动关闭各级抽汽截止阀和逆止阀。
300. 汽耗特性是指汽轮发电机组汽耗量与电负荷之间的关系。

第二部分 单选题

1. 当容器内工质的压力大于大气压力，工质处于(A)。
A、正压状态； B、负压状态； C、标准状态； D、临界状态。
2. 在焓—熵图的湿蒸汽区，等压线与等温线(D)。
A、是相交的； B、是相互垂直的； C、是两条平行的直线； D、重合。
3. 朗肯循环是由(B)组成的。
A、两个等温过程，两个绝热过程； B、两个等压过程，两个绝热过程；
C、两个等压过程，两个等温过程； D、两个等容过程，两个等温过程。
4. 金属材料的强度极限 σ_b 是指(C)。
A、金属材料在外力作用下产生弹性变形的最大应力；
B、金属材料在外力作用下出现塑性变形时的应力；
C、金属材料在外力作用下断裂时的应力；
D、金属材料在外力作用下出现弹性变形时的应力。
5. 凝汽器内蒸汽的凝结过程可以看作是(D)。
A、等容过程； B、等焓过程； C、绝热过程； D、等压过程。
6. 沸腾时汽体和液体同时存在，汽体和液体的温度(A)。
A、相等； B、不相等； C、汽体温度大于液体温度； D、汽体温度小于液体温度。
7. 已知介质的压力 P 和温度 t ，在该温度下，当介质的压力大于温度 t 对应的饱和压力时，介质所处的状态是(A)。
A、未饱和水； B、湿蒸汽； C、干蒸汽； D、过热蒸汽。
8. 沿程水头损失随水流的流程增长而(A)。
A、增大； B、减少； C、不变； D、不确定。
9. 两台离心水泵串联运行时，(D)。
A、两台水泵的扬程应该相同；
B、两台水泵的扬程相同，总扬程为两泵扬程之和；
C、两台水泵扬程可以不同，但总扬程为两泵扬程之和的 $1/2$ ；
D、两台水泵扬程可以不同，但总扬程为两泵扬程之和。
10. 温度在(A)以下的低压汽水管，其阀门外壳通常用铸铁制成。

- A、120℃； B、200℃； C、250℃； D、300℃。
11. 油系统多采用（ B ）阀门。
A、暗杆； B、明杆； C、铜制； D、铝制。
12. 减压门属于（ D ）。
A、关（截）断门； B、调节门； C、旁路阀门； D、安全门。
13. 凝汽器内真空升高，汽轮机排汽压力（ B ）。
A、升高； B、降低； C、不变； D、不能判断。
14. 循环水泵主要向（ D ）提供冷却水。
A、给水泵电机空冷器； B、真空泵； C、发电机冷却器； D、凝汽器。
15. 球形阀的阀体制成流线型是为了（ C ）。
A、制造方便； B、外形美观； C、减少流质阻力损失； D、减少沿程阻力损失。
16. 利用管道自然弯曲来解决管道热膨胀的方法称为（ B ）。
A、冷补偿； B、自然补偿； C、补偿器补偿； D、热补偿。
17. 火力发电厂中，汽轮机是将（ D ）的设备。
A、热能转变为动能； B、热能转变为电能；
C、机械能转变为电能； D、热能转换为机械能。
18. 利用（ A ）转换成电能的工厂称为火力发电厂。
A、燃料的化学能； B、太阳能； C、地热能； D、原子能。
19. 在泵的启动过程中，对下列泵中的（ C ）应该进行暖泵。
A、循环水泵； B、凝结水泵； C、给水泵； D、疏水泵。
20. 闸阀的作用是（ C ）。
A、改变介质的流动方向； B、调节介质的流量；
C、截止流体的流动； D、调节介质的压力。
21. 电磁阀属于（ C ）。
A、电动门； B、手动门； C、快速动作门； D、中速动作门。
22. 冷油器油侧压力一般应（ A ）水侧压力。
A、大于； B、小于； C、等于； D、略小于。

23. 汽轮机排汽温度与凝汽器循环冷却水出口温度的差值称为凝汽器的 (B)。
- A、过冷度； B、端差； C、温升； D、过热度。
24. 离心泵轴封机构的作用是 (A)。
- A、防止高压液体从泵中大量漏出或空气顺轴吸入泵内； B、对水泵轴起支承作用； C、对水泵轴起冷却作用； D、防止漏油。
25. 在选择使用压力表时，为使压力表能安全可靠地工作，压力表的量程应选得比被测压力值高 (D)。
- A、1/4； B、1/5； C、1/2； D、1/3。
26. 热工仪表的质量好坏通常用 (B) 等三项主要指标评定。
- A、灵敏度、稳定性、时滞； B、准确度、灵敏度、时滞；
C、稳定性、准确性、快速性； D、精确度、稳定性、时滞。
27. 火力发电厂中，测量主蒸汽流量的节流装置多选用 (B)。
- A、标准孔板； B、标准喷嘴； C、长径喷嘴； D、文丘利管。
28. 在梯子上工作时，梯子与地面的倾斜角度应不大于 (D)。
- A、15°； B、30°； C、45°； D、60°。
29. 离心泵最容易受到汽蚀损害的部位是 (B)。
- A、叶轮或叶片入口； B、叶轮或叶片出口；
C、轮毂或叶片出口； D、叶轮外缘。
30. 要使泵内最低点不发生汽化，必须使有效汽蚀余量 (D) 必需汽蚀余量。
- A、等于； B、小于； C、略小于； D、大于。
31. 加热器的传热端差是加热蒸汽压力下的饱和温度与加热器 (A)。
- A、给水出口温度之差； B、给水入口温度之差；
C、加热蒸汽温度之差； D、给水平均温度之差。
32. 加热器的凝结放热加热段是利用 (D)。
- A、疏水凝结放热加热给水； B、降低加热蒸汽温度加热给水；
C、降低疏水温度加热给水； D、加热蒸汽凝结放热加热给水。

33. 加热器的疏水采用疏水泵排出的优点是（ D ）。
- A、疏水可以利用； B、安全可靠高； C、系统简单； D、热经济性好。
34. 在高压加热器上设置空气管的作用是（ A ）。
- A、及时排出加热蒸汽中含有的不凝结气体，增强传热效果；
B、及时排出从加热器系统中漏入的空气，增加传热效果；
C、使两上相邻加热器内的加热压力平衡；
D、启用前排汽。
35. 淋水盘式除氧器，设多层筛盘的作用是（ B ）。
- A、为了掺混各种除氧水的温度；
B、延长水在塔内的停留时间，增大加热面积和加热强度；
C、为了变换加热蒸汽的流动方向；
D、增加流动阻力。
36. 给水泵出口再循环的管的作用是防止给水泵在空负荷或低负荷时（ C ）。
- A、泵内产生轴向推力； B、泵内产生振动；
C、泵内产生汽化； D、产生不稳定工况。
37. 流体在球形阀内的流动形式是（ B ）。
- A、由阀芯的上部导向下部； B、由阀芯的下部导向上部；
C、与阀闷作垂流流动； D、阀芯平行方向的流动。
38. 火力发电厂的蒸汽参数一般是指蒸汽的（ D ）。
- A、压力、比容； B、温度、比容； C、焓、熵； D、压力、温度。
39. 金属的过热是指因为超温使金属发生不同程度的（ D ）。
- A、膨胀； B、氧化； C、变形； D、损坏。
40. 正常运行中发电机内氢气压力（ B ）定子冷却水压力。
- A、小于； B、大于； C、等于； D、无规定。
41. 当发电机内氢气纯度低于（ D ）时应排污。
- A、76%； B、95%； C、95.6%； D、96%。
42. 在对给水管进行隔离泄压时，对放水一次门、二次门，正确的操作方式是（ B ）。

- A、一次门开足，二次门开足； B、一次门开足，二次门调节；
 C、一次门调节，二次门开足； D、一次门调节，二次门调节。
43. 在隔绝给水泵时，当最后关闭进口门过程中，应密切注意（ A ），否则不能关闭进口门。
 A、泵内压力不应升高； B、泵不倒转；
 C、泵内压力升高； D、管道无振动。
44. 水在水泵中的压缩升压过程可看做是（ C ）。
 A、等温过程； B、等压过程； C、绝热过程； D、等压和等温过程。
45. 发电机内冷管道采用不锈钢管道的目的是（ C ）。
 A、不导磁； B、不导电； C、抗腐蚀； D、提高传热效果。
46. 凝结器冷却水管结垢可造成（ A ）。
 A、传热减弱，管壁温度升高； B、传热减弱，管壁温度降低；
 C、传热增强，管壁温度升高； D、传热增强，管壁温度降低。
47. 表面式换热器中，冷流体和热流体按相反方向平行流动称为（ B ）。
 A、混合式； B、逆流式； C、顺流式； D、无法确定。
48. 造成火力发电厂效率低的主要原因是（ B ）。
 A、锅炉效率低； B、汽轮机排汽热损失；
 C、发电机效率低； D、汽水大量损失。
49. 火力发电厂用来测量蒸汽流量和水流量的主要仪表采用（ A ）。
 A、体积式流量计； B、速度式流量计；
 C、容积式流量计； D、涡流式流量计。
50. 已知介质的压力和温度，当温度小于该压力下的饱和温度时，介质的状态是（ A ）。
 A、未饱和水； B、饱和水； C、过热蒸汽； D、无法确定。
51. 汽轮机轴封的作用是（ C ）。
 A、防止缸内蒸汽向外泄漏； B、防止空气漏入凝结器内；
 C、既防止高压侧蒸汽漏出，又防止真空区漏入空气；
 D、既防止高压侧漏入空气，又防止真空区蒸汽漏出。

52. 在新蒸汽压力不变的情况下，采用喷嘴调节的汽轮机在额定工况下运行，蒸汽流量再增加时调节级的焓降（ B ）。
- A、增加； B、减少； C、可能增加也可能减少； D、不变。
53. 同样蒸汽参数条件下，顺序阀切换为单阀，则调节级后金属温度（ A ）。
- A、升高； B、降低； C、可能升高也可能降低； D、不变。
54. 喷嘴调节凝汽式汽轮机调节级危险工况发生在（ B ）。
- A、开始冲转时； B、第一组调速汽门全开而第二组调速汽门未开时；
C、最大负荷时； D、最小负荷时。
55. 汽轮机启动、停止、变工况时，在金属内部引起的温差与（ C ）成正比。
- A、金属部件的厚度； B、金属的温度；
C、蒸汽和金属间的传热量； D、蒸汽的温度。
56. 在机组启、停过程中，汽缸的绝对膨胀值突然增大或突然减小时，说明（ C ）。
- A、汽温变化大； B、负荷变化大；
C、滑销系统卡涩； D、汽缸温度变化大。
57. 功率因数是（ A ）。
- A、有功与视在功率的比值； B、无功与视在功率的比值；
C、无功与有功的比值； D、有功与无功的比值。
58. 当汽轮机工况变化时，推力轴承的受力瓦块是（ C ）。
- A、工作瓦块； B、非工作瓦块；
C、工作瓦块和非工作瓦块都可能； D、工作瓦块和非工作瓦块受力均不发生变化。
59. 流体流动时引起能量损失的主要原因是（ C ）。
- A、流体的压缩性； B、流体的膨胀性；
C、流体的粘滞性； D、流体的流动性。
60. 凝结器真空上升到一定值时，因真空提高多发的电与循环水泵耗电之差最大时的真空称为（ C ）。
- A、绝对真空； B、极限真空； C、最佳真空； D、相对真空。
61. 泵入口处的实际汽蚀余量称为（ A ）。

- A、容积损失； B、水力损失； C、机械损失； D、摩擦损失。
74. 循环水泵重锤式蝶阀中，重锤的作用是（ B ）阀门的。
A、开启； B、关闭； C、平衡； D、开启或关闭。
75. 下列热工仪表测量值最精确的的精确度为（ A ）。
A、0.25； B、0.5； C、1.0； D、1.5。
76. 发电机采用氢气冷却的目的是（ B ）。
A、制造容易，成本低； B、比热值大，冷却效果好；
C、不易含水，对发电机的绝缘好； D、系统简单，安全性高。
77. 泵和风机的效率是指泵和风机的（ B ）与轴功率之比。
A、原动机功率； B、有效功率； C、输入功率； D、视在功率。
78. 氢冷发电机运行中，当密封油温度升高时，密封油压力（ C ）。
A、升高； B、不变； C、降低； D、可能降低，也可能升高。
79. 热工信号和保护装置能否正常运行，将直接影响到设备、人身的安全。因此，应该在（ B ）投入。
A、主设备启动后一段时间； B、主设备启动前；
C、主设备并网后； D、总工同意后。
80. 盘车期间，密封瓦供油（ A ）。
A、不能中断； B、可以中断； C、发电机无氢压时可以中断； D、无明确要求。
81. 凝结水的过冷却度一般（ D ）℃。
A、2~5； B、6~7； C、8~10； D、<2。
82. 配汽机构的任务是（ A ）。
A、控制汽轮机进汽量使之与负荷相适应； B、控制自动主汽门开或关；
C、改变汽轮机转速或功率； D、保护汽轮机安全运行。
83. 汽轮机正胀差的含义是（ A ）。
A、转子膨胀大于汽缸膨胀的差值； B、汽缸膨胀大于转子膨胀的差值；
C、汽缸的实际膨胀值； D、转子的实际膨胀值。
84. 水泵的功率与泵转速的（ C ）成正比。

- A、一次方； B、二次方； C、三次方； D、四次方。
85. 凡是介质温度超过（ B ）的设备和管道均应进行保温。
A、30℃； B、50℃； C、60℃； D、80℃。
86. 机组的抽汽逆止阀一般都是安装在（ C ）管道上。
A、垂直； B、倾斜； C、水平； D、位置较高。
87. 发电机中的氢压在温度变化时，其变化过程为（ B ）。
A、温度变化压力不变； B、温度越高压力越大；
C、温度越高压力越小； D、温度越低压力越大。
88. 热电循环的机组减少了（ A ）。
A、冷源损失； B、节流损失； C、漏汽损失； D、湿汽损失。
89. 沸腾时汽体和液体同时存在，汽体和液体的温度（ A ）。
A、相等； B、汽体温度大于液体温度；
C、汽体温度小于液体温度； D、无法确定。
90. 氢气的爆炸极限（ B ）。
A、3%~80%； B、5%~76%； C、<6%； D、>96%。
91. 加热器的种类，按工作原理不同可分为（ A ）。
A、表面式加热器，混合式加热器； B、加热器，除氧器；
C、高压加热器，低压加热器； D、螺旋管式加热器，卧式加热器。
92. 运行中汽轮发电机组润滑油冷却器出油温度正常范围为（ B ），否则应作调整。
A、30℃~35℃； B、40℃~45℃； C、45℃~50℃； D、大于50℃。
93. 下列设备中运行中处于负压状态的是（ C ）。
A、省煤器； B、过热器； C、凝汽器； D、除氧器。
94. 给水泵中间抽头的水作（ B ）的减温水。
A、锅炉过热器； B、锅炉再热器； C、凝汽器； D、高压旁路。
95. 汽轮机旁路系统中，低旁减温水采用（ A ）。
A、凝结水； B、给水； C、闭式循环冷却水； D、给水泵中间抽头。
96. 给水泵（ D ）不严密时，严禁启动给水泵。

- A、进口门； B、出口门； C、再循环门； D、出口逆止门。
97. 转子在静止时严禁（ A ），以免转子产生热弯曲。
A、向轴封供汽； B、抽真空；
C、对发电机进行投、倒氢工作； D、投用油系统。
98. 汽轮机停机后，盘车未能及时投入，或盘车连续运行中途停止时，应查明原因，修复后（ C ），再投入连续盘车。
A、先盘 90 度； B 先盘 180 度； C、先盘 180 度直轴后； D、先盘 90 度直轴后。
99. 转动机械的滚动轴承温度安全限额为（ A ）。
A、不允许超过 100℃； B、不允许超过 80℃；
C、不允许超过 75℃； D、不允许超过 70℃。
100. 在启动发电机定子水冷泵前，应对定子水箱（ D ）方可启动水泵向系统通水。
A、补水至正常水位； B、补水至稍稍高于正常水位；
C、补水至稍低于正常水位； D、进行冲洗，直至水质合格。
101. 汽轮机凝汽器真空变化，引起凝汽器端差变化，一般情况下，当凝汽器真空升高时，端差（ C ）。
A、增大； B、不变； C、减小； D、先增大后减小。
102. 真空系统的严密性下降后，凝汽器的传热端差（ A ）。
A、增大； B、减小； C、不变； D、时大时小。
103. 循环水泵在运行中，电流波动且降低，是由于（ D ）。
A、循环水入口温度增高； B、循环水入口温度降低；
C、仪表指示失常； D、循环水入口过滤网被堵或入口水位过低。
104. 提高除氧器水箱高度是为了（ D ）。
A、提高给水泵出力； B、便于管道及给水泵的布置；
C、提高给水泵的出口压力，防止汽化； D、保证给水泵的入口压力，防止汽化。
105. 给水泵停运检修，进行安全隔离，在关闭入口阀时，要特别注意泵内压力的变化，防止出口阀不严（ A ）。
A、引起泵内压力升高，使水泵入口低压部件损坏； B、引起备用水泵联动；

- C、造成对检修人员烫伤； D、使给水泵倒转。
106. 火力发电厂排出的烟气会造成大气的污染，主要污染物是（ A ）。
- A、二氧化硫； B、粉尘； C、氮氧化物； D、微量重金属微粒。
107. 如果触电者触及断落在地上的带电高压导线，在尚未确认线路无电且救护人员未采取安全措施（如穿绝缘靴等）前，不能接近断线点（ C ）范围内，以防跨步电压伤人。
- A、4~6 米； B、6~8 米； C、8~10 米； D、10~12 米。
108. 火焰烧灼衣服时，伤员应立即（ C ）。
- A、原地不动呼救； B、奔跑呼救； C、卧倒打滚灭火； D、用手拍打灭火。
109. 遭受强酸（如硫酸、硝酸、盐酸等）烧伤时，应先用清水冲洗（ B ），然后用淡肥皂水或（ B ）小苏打水冲洗，再用清水冲去中和液。
- A、10min ， 50% ； B、20 min ， 50% ； C、10 min, 70%； D、20 min, 70%。
110. 蒸汽在汽轮机内的膨胀过程可以看作是（ B ）。
- A、等温过程； B、绝热过程； C、等压过程； D、等容过程。
111. 当热导率为常数时，单层平壁沿壁厚方向的温度按（ D ）分布。
- A、对数曲线； B、指数曲线； C、双曲线； D、直线 。
112. 汽轮机油箱的作用是（ D ）。
- A、贮油； B、分离水分；
C、贮油和分离水分； D、贮油和分离水分、空气、杂质和沉淀物。
113. 锅炉与汽轮机之间连接的蒸汽管道，以及用于蒸汽通往各辅助设备的支管，都属于（ A ），对于再热机组，还应该包括再热蒸汽管道。
- A、主蒸汽管道系统； B、给水管道系统； C、旁路系统； D、真空抽汽系统。
114. 凝汽式汽轮机正常运行中当主蒸汽流量增加时，它的轴向推力（ B ）。
- A、不变； B、增加； C、减小； D、先减小后增加。
115. 汽轮机滑销系统的合理布置和应用能保证汽缸沿（ D ）的自由膨胀和收缩。

- A、 横向和纵向； B、横向和立向； C、立向和纵向； D、各个方向。
116. 根据《电业生产事故调查规程》，如生产区域失火，直接经济损失超过（ A ）者认定为电力生产事故。
- A、1万元； B、1.5万元； C、2万元； D、3万元。
117. 同步发电机的转子绕组中（ A ）产生磁场。
- A、通入直流电； B、通入交流电； C、感应产生电流； D、感应产生电压。
118. 火力发电厂采用（ D ）作为国家考核指标。
- A、全厂效率； B、厂用电率； C、发电煤耗率； D、供电煤耗率。
119. 在容量、参数相同的情况下，回热循环汽轮机与纯凝汽式汽轮机相比较，（ B ）。
- A、汽耗率增加，热耗率增加； B、汽耗率增加，热耗率减少；
C、汽耗率减少，热耗率增加； D、汽耗率减少，热耗率减少。
120. 汽轮机热态启动，冲转前要连续盘车不少于（ B ）。
- A、6h； B、4h； C、2h； D、1h。
121. 汽轮机热态启动时，若出现负胀差主要原因是（ B ）。
- A、冲转时蒸汽温度过高； B、冲转时蒸汽温度过低；
C、暖机时间过长； D、暖机时间过短。
122. 额定转速为3000r/min的汽轮机在正常运行中，轴承振幅不应超过（ C ）。
- A、0.03mm； B、0.04mm； C、0.05mm； D、0.06mm。
123. 汽轮机启动过临界转速时，轴承振动（ A ）应打闸停机，检查原因。
- A、超过0.1mm； B、超过0.05mm； C、超过0.03mm； D、超过0.12mm。
124. 汽轮机热态启动时油温不得低于（ B ）。
- A、30℃； B、40℃； C、80℃； D、90℃。
125. 汽轮机串轴保护应在（ B ）投入。
- A、全速后； B、冲转前； C、带部分负荷时； D、冲转后。
126. 汽轮机正常运行中，发电机内氢气纯度为（ A ）。
- A、大于96%； B、大于95%； C、大于93%； D、等于96%。

- A、7%； B、9%； C、14%； D、11%。
137. 主汽门、调速汽门严密性试验时，试验汽压不应低于额定汽压的（ D ）。
- A、80%； B、70%； C、60%； D、50%。
138. 汽轮机超速试验应连续做两次，两次动作转速差不应超过（ B ）额定转速。
- A、0.5%； B、0.6%； C、0.7%； D、1.0%。
139. 汽轮机危急保安器超速动作脱机后，复位转速应低于（ A ）r/min。
- A、3000； B、3100； C、3030； D、2950。
140. 汽轮机大修后进行真空系统灌水严密性试验后，灌水高度一般应在汽封注窝以下（ C ）mm 处。
- A、300； B、200； C、100； D、50。
141. 汽轮机正常运行中，凝汽器真空（ A ）凝结水泵入口的真空。
- A、大于； B、等于； C、小于； D、略小于。
142. 新蒸汽温度不变而压力升高时，机组末级叶片的蒸汽（ D ）。
- A、温度降低； B、温度上升； C、湿度减小； D、湿度增加。
143. 当主蒸汽温度不变时而汽压降低，汽轮机的可用焓降（ A ）。
- A、减少； B、增加； C、不变； D、略有增加。
144. 降低润滑油粘度最简单易行的办法是（ A ）。
- A、提高轴瓦进油温度； B、降低轴瓦进油温度；
C、提高轴瓦进油压力； D、降低轴瓦进油压力。
145. 汽轮机高压油大量漏油，引起火灾事故，应立即（ D ）。
- A、启动高压油泵，停机； B、启动润滑油泵，停机；
C、启动直流油泵，停机； D、启动润滑油泵，停机并切断高压油源。
146. 具有暖泵系统的高压给水泵试运行前要进行暖泵，暖泵到泵体上下温差小于（ A ）。
- A、20℃； B、30℃； C、40℃； D、50℃。
147. 泡沫灭火器扑救（ A ）火灾效果最好。
- A、油类； B、化学药品； C、可燃气体； D、电气设备。
148. 提高蒸汽初温，其他条件不变，汽轮机相对内效率（ A ）。

A、提高； B、降低； C、不变； D、先提高后降低。

149. 选择蒸汽中间再热压力对再热循环热效率的影响是（ B ）。

- A、蒸汽中间再热压力越高，循环热效率越高；
- B、蒸汽中间再热压力为某一值时，循环效率最高；
- C、汽轮机最终湿度最小时相应的蒸汽中间压力使循环效率最高；
- D、汽轮机组对内效率最高时相应的蒸汽中间压力使循环效率最高。

150. 对于回热系统，理论上最佳给水温度相对应的是（ B ）。

- A、回热循环热效率最高； B、回热循环绝对内效率最高；
- C、电厂煤耗率最低； D、电厂热效率最高。

151. 汽轮机变工况时，采用（ C ）负荷调节方式，高压缸通流部分温度变化最大。

- A、定压运行节流调节； B、变压运行；
- C、定压运行喷嘴调节； D、部分阀全开变压运行。

152. 汽轮机负荷过低会引起排汽温度升高的原因是（ C ）。

- A、真空过高；
- B、进汽温度过高；
- C、进入汽轮机的蒸汽流量过低，不足以带走鼓风摩擦损失产生的热量；
- D、进汽压力过高。

153. 协调控制系统共有五种运行方式，其中最为完善、功能最强大的方式是（ B ）。

- A、机炉独自控制方式； B、协调控制方式；
- C、汽轮机跟随锅炉方式； D、锅炉跟随汽轮机方式。

154. 协调控制系统由两大部分组成，其一是机、炉独立控制系统，另一部分是（ C ）。

- A、中调来的负荷指令； B、电液调节系统； C、主控制系统； D、机组主控制器。

155. 氢气运行中易外漏，当氢气与空气混合达到一定比例时，遇到明火即产生（ A ）。

- A、爆炸； B、燃烧； C、火花； D、有毒气体。

156. 汽轮机变工况运行时，容易产生较大热应力的部位有（ B ）。
- A、汽轮机转子中间级处； B、高压转子第一级出口和中压转子进汽区；
C、转子端部汽封处； D、中压缸出口处。
157. 降低初温，其它条件不变，汽轮机的相对内效率（ B ）。
- A、提高； B、降低； C、不变； D、先提高后降低。
158. 汽轮机停机后，转子弯曲值增加是由于（ A ）造成的。
- A、上、下缸存在温差； B、汽缸内有剩余蒸汽；
C、汽缸疏水不畅； D、转子与汽缸温差大。
159. 当汽轮机膨胀受阻时（ D ）。
- A、振幅随转速的增大而增大； B、振幅与负荷无关；
C、振幅随着负荷的增加而减小； D、振幅随着负荷的增加而增大。
160. 当启动给水泵时，应首先检查（ C ）。
- A、出口压力； B、轴瓦振动； C、启动电流返回时间； D、出口流量。
161. 对同一种流体来说，沸腾放热的放热系数比无物态变化时的对流放热系数（ C ）。
- A、小； B、相等； C、大； D、无法确定。
162. 除氧器变工况运行时，其温度的变化（ C ）压力的变化。
- A、超前； B、同步； C、滞后； D、先超前后滞后。
163. 流体在管内流动时，若流速增大，则对流换热系数（ A ）。
- A、增大； B、减小； C、不变； D、无法确定。
164. 当冷热流体的进出温度一定时，采用（ C ）则平均温差最小。
- A、顺流； B、逆流； C、交叉流； D、无法确定。
165. 汽轮发电机组负荷不变，循环水入口流量增加，真空（ C ）。
- A、不变； B、降低； C、升高； D、可能降低也可能升高。
166. 给水泵正常运行时工作点应在（ D ）之间。
- A、最大、小流量； B、最高、低转速；
C、最高、低压力； D、最大、小流量及最高、低转速曲线。
167. 机组负荷增加时，加热器疏水量越（ A ）。

- A、大； B、小； C、相同； D、无法确定。
168. 汽轮机主汽门、调门油动机活塞下油压通过（ C ）快速释放，达到阀门快关。
- A、伺服阀； B、电磁阀； C、卸荷阀； D、AST 阀。
169. 汽轮机中压调速汽门在（ B ）以下负荷才参与调节。
- A、 20%； B、 30% ； C、 40%； D、 50%。
170. 汽轮机停机后电动盘车故障，应在转子上做一记号，每隔（ A ）分钟手盘车（ A ），电动盘车修复后应在两次手动盘车间隔时间中间投入。
- A、 30、180° ； B、 15、90° ； C、 60、180° ； D、 45、 90° 。
171. 汽轮机的负荷摆动值与调速系统的迟缓率（ A ）。
- A、成正比； B、成反比； C、成非线性关系； D、无关。
172. 当转子的临界转速低于工作转速（ D ）时，才有可能发生油膜振荡现象。
- A、 4/5； B、 3/4； C、 2/3； D、 1/2。
173. 采用滑参数方式停机时，（ C ）做汽轮机超速试验。
- A、可以； B、采取安全措施后； C、严禁； D、领导批准后。
174. 滑参数停机过程与额定参数停机过程相比（ B ）。
- A、容易出现正胀差； B、容易出现负胀差；
- C、胀差不会变化； D、胀差变化不大。
175. 汽轮机停机惰走降速时，由于鼓风作用和泊桑效应，低压转子会出现（ A ）突增。
- A、正胀差； B、负胀差； C、振动； D、胀差突变。
176. 采用滑参数方式停机时，禁止做超速试验，主要是因为（ D ）。
- A、主、再蒸汽压力太低，无法进行； B、主、再蒸汽温度太低，无法进行；
- C、转速不易控制，易超速； D、汽轮机可能出现水冲击。
177. 蒸汽与金属间的传热量越大，金属部件内部引起的温差就（ B ）。
- A、越小； B、越大； C、不变； D、稍有变化。
178. 汽轮机在稳定工况下运行时，汽缸和转子的热应力（ A ）。

A、趋近于零； B、趋近于某一定值； C、汽缸大于转子； D、转子大于汽缸。

179. 当凝汽器真空降低，机组负荷不变时，轴向推力（ A ）。

A、增加； B、减小； C、不变； D、不能确定。

180. 汽轮机发生水冲击时，导致轴向推力急剧增大的原因是（ D ）。

- A、蒸汽中携带的大量水分撞击叶轮；
- B、蒸汽中携带的大量水分引起动叶的反动度增大；
- C、蒸汽中携带的大量水分使蒸汽流量增大；
- D、蒸汽中携带的大量水分形成水塞叶片汽道现象。

181. 汽轮发电机振动水平是用（ D ）来表示的。

- A、基础振动值； B、汽缸的振动值；
- C、地对轴承座的振动值； D、轴承和轴颈的振动值。

182. 机组启停频繁增加寿命损耗的原因是（ D ）。

- A、上、下缸温差可能引起动静部分摩擦； B、胀差过大；
- C、汽轮机转子交变应力太大； D、热应力引起的金属材料疲劳损伤。

183. 汽轮机变工况运行时，蒸汽温度变化率愈（ A ），转子的寿命消耗愈（ A ）。

- A、大、大； B、大、小； C、小、大； D、寿命损耗与温度变化没有关系。

184. 数字式电液控制系统用作协调控制系统中的（ A ）部分。

- A、汽轮机执行器； B、锅炉执行器； C、发电机执行器； D、协调指示执行器。

185. 所有工作人员都应学会触电急救法、窒息急救法、（ D ）。

- A、溺水急救法； B、冻伤急救法； C、骨折急救法； D、人工呼吸法。

186. 为了防止油系统失火，油系统管道、阀门、接头、法兰等附件承压等级应按耐压试验压力选用，一般为工作压力的（ C ）。

- A、1.5 倍； B、1.8 倍； C、2 倍； D、2.2 倍。

187. 机组启动前，发现任何一台油泵或其自启动装置有故障时，应该（ D ）。
- A、边启动边抢修； B、切换备用油泵； C、报告上级； D、禁止启动。
188. 汽轮机中常用的和重要的热力计算公式是（ C ）。
- A、理想气体的过程方程式； B、连续方程式；
C、能量方程式； D、动量方程式。
189. 金属材料在外力作用下出现塑性变形的应力称（ D ）。
- A、弹性极限； B、韧性极限； C、强度极限； D、屈服极限。
190. 金属零件在交变热应力反复作用下遭到破坏的现象称（ D ）。
- A、热冲击； B、热脆性； C、热变形； D、热疲劳。
191. 协调控制系统共有五种运行形式，其中负荷调节反应最快的方式是（ D ）。
- A、机炉独立控制方式； B、协调控制方式；
C、汽轮机跟随锅炉； D、锅炉跟随汽轮机方式。
192. 中间再热机组在滑参数减负荷停机过程中，与主蒸汽温度相比，再热蒸汽温度下降有（ B ）现象。
- A、超前； B、滞后； C、同步； D、先超后滞。
193. 汽轮发电机在启动升速过程中，没有临界共振现象发生的称为（ B ）转子。
- A、挠性； B、刚性； C、重型； D、半挠性。
194. 在全液压调节系统中，转速变化的脉冲信号用来驱动调节汽门，是采用（ D ）。
- A、直接驱动方式； B、机械放大方式；
C、逐级放大后驱动的方式； D、油压放大后驱动的方式。
195. 随着某一调节汽门开度的不断增加，其蒸汽的过流速度在有效行程内是（ D ）的。
- A、略有变化； B、不断增加； C、不变； D、不断减少。
196. 汽轮机启动暖管时，注意调节送汽阀和疏水阀的开度是为了（ C ）。
- A、提高金属温度；
B、减少工质和热量损失；

C、不使流入管道的蒸汽压力、流量过大，引起管道及其部件受到剧烈的加热；
D、不使管道超压。

197. 汽轮机热态启动，蒸汽温度一般要求高于调节级上汽缸金属温度 50~80℃ 是为了（ D ）。

A、锅炉燃烧调整方便； B、避免转子弯曲；
C、不使汽轮机发生水冲击； D、避免汽缸受冷却而收缩。

198. 当主蒸汽温和凝汽器真空不变，主蒸汽压力下降时，若保持机组额定负荷不变，则对机组的安全运行（ C ）。

A、有影响； B、没有影响； C、不利； D、有利。

199. 圆筒型轴承的顶部间隙是椭圆型轴承的（ A ）。

A、2 倍； B、1.5 倍； C、1 倍； D、1/2 倍。

200. 关于汽轮机的寿命管理，下列叙述正确的是（ B ）。

A、汽轮机的寿命指从初次投运至汽缸出现第一条宏观裂纹的总工作时间；
B、汽轮机的正常寿命损耗包括低周疲劳损伤和高温蠕变损伤；
C、转子表面的压应力比拉伸应力更容易产生裂纹；
D、任何情况下都必须首先考虑汽轮机的寿命，使其寿命达到最高值。

201. 下列说法正确的是（ A ）。

A、饱和压力随饱和温度升高而升高； B、能生成 400℃ 的饱和水；
C、蒸汽的临界压力为 20MPa； D、饱和压力随饱和温度的升高而降低。

202. 在额定参数下，进行汽轮机高中压主汽门严密性试验，当高中压主汽门全关时，转速下降至（ C ）时为合格。

A、2000r.p.m； B、1500 r.p.m； C、1000 r.p.m； D、800 r.p.m；

203. 汽轮机停机时应保证（ C ）。

A、转速先于真空到零； B、真空先于转速到零；
C、转速和真空同时到零； D、没有规定。

204. 下列几种轴承，防油膜振荡产生效果最好的是（ B ）。

A、圆形轴承； B、椭圆轴承； C、多油楔轴承； D、可倾瓦轴承。

205. 运行中发现汽轮机润滑油压和主油箱油位同时下降，主要原因是（ B ）。

A、主油泵故障； B、压力油管漏油； C、射油器工作失常； D、主油箱漏油。

206. 转子和汽缸的最大胀差在（ C ）。

A、高压缸； B、中压缸； C、低压缸两侧； D、高压缸两侧。

207. 在单元机组汽轮机跟随的主控系统中，汽轮机调节器采用（ C ）信号，可使汽轮机调节阀的动作比较平稳。

A、实发功率； B、功率指令； C、蒸汽压力； D、蒸汽流量。

208. 一般发电机冷却水中断超过（ B ）保护未动作时，应手动停机。

A、60S； B、30S； C、90S； D、120S。

209. 负荷不变情况下蒸汽流量增加，调节级的热焓降（ A ）。

A、减小； B、增加； C、不变； D、可能增加也可能减少。

210. 百分表装在一号瓦前的机组，在直轴时，当看到百分表指示到（ C ）即可认为轴已直好。

A、直轴前的最小值； B、直轴前的最大值；
C、直轴前晃度值的 1/2 处； D、直轴前晃度值的 1/4 处。

211. 触电人心脏跳动停止时应采用（ B ）方法进行抢救。

A、口对口呼吸； B、胸外按压； C、打强心针； D、摇臂压胸。

212. （ A ）灭火器常用于大型浮顶油罐和大型变压器的灭火。

A、泡沫灭火器； B、二氧化碳灭火器； C、干灰灭火器； D、1211 灭火器。

213. 发电机逆功率保护的主要作用是（ C ）。

A、防止发电机进相运行； B、防止发电机失磁；
C、防止汽轮机无蒸汽运行，末级叶片过热损坏； D、防止汽轮机带厂用电运行。

214. 为防止汽轮发电机组超速损坏，汽轮机装有电超速停机保护装置，使发电机组的转速不超过额定转速的（ B ）以内。

A、5%； B、10%； C、13%； D、14%；

215. 在汽轮机的冲动级中，蒸汽的热能转变为动能是在（ A ）中完成。

A、喷嘴； B、动叶片； C、静叶片； D、动叶片和静叶片。

216. 机组正常启动过程中，应先恢复（ C ）或工业水系统运行。

- A、给水系统； B、凝结水系统； C、闭式水系统； D、循环水系统。
217. 正常运行的发电机，在调整有功负荷的同时，对发电机无功负荷（ B ）。
- A、没有影响； B、有一定影响； C、影响很大； D、精心调整时无影响。
218. 下列哪项参数超限时，需人为干预停机是（ D ）。
- A、汽轮机超速； B、润滑油压极低；
C、真空极低； D、蒸汽参数异常，达停机值。
219. 提高蒸汽初温度主要受到（ C ）的限制。
- A、锅炉传热温差； B、热力循环；
C、金属耐高温性能； D、汽轮机末级叶片强度。
220. 汽轮机每运行 1h，金属材料就消耗了（ A ）的蠕变寿命。
- A、1h； B、1.5h； C、2h； D、0.5 h。
221. 当转轴发生油膜振荡时（ D ）。
- A、振动频率与转速相一致； B、振动频率为转速之半；
C、振动频率为转速的一倍； D、振动频率与转子第一临界转速基本一致。
222. 当凝汽式汽轮机轴向推力增大时，其推力瓦（ A ）。
- A、工作面瓦块温度升高； B、非工作面瓦块温度升高；
C、工作面瓦块、非工作面瓦块温度都升高； D、工作面瓦块温度不变。
223. 机组采用（ C ）运行方式，既能保持较高的机组效率，又能保证汽机转子较小的热应力。
- A、喷嘴调节； B、节流调节； C、复合变压调节； D、任一种调节方式。
224. 甩负荷试验一般按甩额定负荷的（ A ）等级进行。
- A、1/2，2/3，3/4； B、1/2，全负荷；
C、1/3，2/3，全负荷； D、直接全甩负荷。
225. 正常运行时，润滑油温一般控制在（ C ）。
- A、35~60℃之间； B、35~40℃之间；
C、35~45℃之间； D、20~45℃之间。
226. 密封油的作用是（ B ）。
- A、冷却氢气； B、防止氢气外漏；

- C、润滑发电机轴承； D、防止空气进入。
227. 一般调节系统的迟缓率应小于（ C ）。
- A、0.1%； B、1%； C、0.5%； D、0.8%。
228. 保护系统要求自动主汽门关闭时间小于（ C ）。
- A、0.1s； B、0.2s； C、0.5s； D、0.6s。
229. 功频电液调节系统的输入信号是（ C ）。
- A、转速； B、功率； C、功率和频率； D、频率。
230. 采用双层缸的汽轮机外缸上、下缸温差超过（ D ）时，禁止汽轮机启动。
- A、60℃； B、45℃； C、35℃； D、50℃。
231. 热态启动前应连续盘车（ D ）小时以上。
- A、1； B、3； C、2~4； D、4。
232. 热态启动时先送汽封，后抽真空主要是（ A ）。
- A、防止汽封段轴颈骤冷； B、快速建立真空； C、控制胀差； D、控制缸温。
233. 凝汽器真空提高时，容易过负荷的级段为（ B ）。
- A、调节级； B、末级； C、中间级； D、中压缸第一级。
234. 机组抢修停机时，应用（ A ）停机方式。
- A、滑参数； B、滑压； C、额定参数； D、紧急停机。
235. 汽轮机冷态启动时，一般控制升速率为（ C ）r/min。
- A、200~250； B、300~350； C、100~150； D、400~500。
236. 机组升负荷时，转子表面产生的热应力为（ B ）。
- A、拉应力； B、压应力； C、不产生应力； D、先拉后压。
237. 在汽轮机部件材料一定时，热应力大小主要取决于（ D ）。
- A、蒸汽温度； B、蒸汽压力； C、机组负荷； D、金属部件内温度分布。
238. 代表金属材料抵抗塑性变形的指标是（ C ）。
- A、比例极限； B、弹性极限； C、屈服极限； D、强度极限。
239. 冷态启动过程中，转子、汽缸、螺栓、法兰之间温度从高到低的排列为（ C ）。
- A、汽缸、法兰、螺栓、转子； B、法兰、螺栓、汽缸、转子；

- C、转子、汽缸、法兰、螺栓； D、螺栓、汽缸、转子、法兰。
240. 速度级常被用作大型汽轮机的（ C ）。
- A、中压缸第一级； B、末级； C、调节级； D、任一压力级。
241. 反应汽轮机内部结构完善程度的指标是（ C ）。
- A、汽轮发电机组的相对电效率； B、汽轮发电机组的相对有效效率；
C、汽轮机的相对内效率； D、汽轮机的相对有效效率。
242. 汽轮机的末级，当流量增加时其焓降（ B ）。
- A、减小； B、增加； C、不变； D、不确定。
243. 通流部分结垢时，轴向推力（ C ）。
- A、减小； B、不变； C、增加； D、不确定。
244. 端部轴封漏汽损失属于（ C ）损失。
- A、内部； B、级内； C、外部； D、排汽。
245. 在除氧器滑压运行时，主要考虑的问题是（ B ）。
- A、除氧效果； B、给水泵入口汽化； C、除氧器热应力； D、给水泵的出力。
246. 汽轮机各级的理想焓降从高压缸到低压缸逐渐（ A ）。
- A、增大； B、减小； C、不变； D、无法判断。
247. 工质最基本的状态参数是（ B ）。
- A、比容、功、内能； B、温度、压力、比容；
C、温度、焓、熵； D、焓、熵、压力。
248. 大容量汽轮机从 3000 转 / 分打闸时，高、中、低压缸的胀差都有不同程度的正值突增，（ C ）突增的幅度最大。
- A、高压胀差； B、中压胀差； C、低压胀差； D、高压缸和中压缸胀差。
249. 汽轮机凝汽器真空应维持在（ C ），才是最有利的。
- A、高真空下； B、低真空下； C、经济真空下； D、临界真空下。
250. 凝汽式汽轮机正常运行时，当主蒸汽流量增加时，它的轴向推力（ A ）。
- A、增加； B、减小； C、不变； D、无法确定。
251. 蒸汽对流放热系数随汽轮机负荷的增加和主蒸汽参数的（ B ）而增大。

262. 电动给水泵电机与给水泵连接方式为（ C ）连接。
 A、刚性联轴器； B、挠性联轴器； C、液力联轴器； D、半挠性联轴器。
263. 对于百分表装在一号瓦前的机组，直轴时应将（ A ）。
 A、弯曲的凸面朝下，百分表指示最大值； B、弯曲的凸面朝上，百分表指示最小值；
 C、弯曲的凸面朝下，百分表指示最小值； D、弯曲的凸面朝上，百分表指示最大值。
264. 每 kg 标准煤的发热量为（ C ）。
 A、20934kJ； B、25121kJ； C、29271kJ； D、12560kJ。
265. 高压加热器运行应（ C ）运行。
 A、保持无水位； B、保持高水位； C、保持一定水位； D、保持高水位或无水位。
266. 高压加热器为防止停用后的氧化腐蚀，规定停用时间小于（ C ）可将水侧充满给水。
 A、20h 以下； B、40h 以下； C、60h 以下； D、80h 以下。
267. 高压加热器水位迅速上升至极限而保护未动作应（ D ）。
 A、联系降负荷； B、给水切换旁路；
 C、关闭高加到除氧器疏水； D、紧急切除高压加热器。
268. 抽气器从工作原理上可分为两大类：（ C ）。
 A、射汽式和射水式； B、液环泵与射流式；
 C、射流式和容积式真空泵； D、主抽气器与启动抽气器。
269. 除氧器滑压运行，当机组负荷突然降低，将引起除氧给水的含氧量（ B ）。
 A、增大； B、减小； C、波动； D、不变。
270. 高压加热器汽侧投用的顺序是（ B ）。
 A、压力从高到低； B、压力从低到高； C、同时投用； D、没有明确要求。
271. 高压加热器内水的加热过程可以看作是（ C ）。
 A、等容过程； B、等焓过程； C、等压过程； D、绝热过程。
272. 调节汽轮机的功率主要是通过改变汽轮机的（ C ）来实现的。
 A、转速； B、运行方式； C、进汽量； D、抽汽量。

273. 汽轮机主蒸汽温度 10min 内下降 (A) °C 时应打闸停机。
A、50； B、40； C、80； D、90。
274. 汽轮机高压油泵的出口压力 (D) 主油泵出口油压。
A、大于； B、等于； C、大于或等于； D、小于。
275. 汽轮机任一轴承回油温度超过 75°C，应 (A)。
A、立即打闸停机； B、立即减负荷；
C、增开油泵，提高油压； D、降低轴承进油温度。
276. 电气设备着火时，应先将电气设备停用，切断电源后进行灭火，灭火时禁止用水、黄沙及 (A) 灭火器灭火。
A、泡沫式； B、二氧化碳； C、干式； D、四氯化碳。
277. 采用回热循环后与之相同初参数及功率的纯凝汽式循环相比，它的 (B)。
A、汽耗量减少； B、热耗率减少；
C、做功的总焓降增加； D、做功不足系统增加。
278. 对于额定转速为 3000r/min 的汽轮机，其超速试验应连续做两次，两次的转速差不超 (D) r/min。
A、60； B、30； C、20； D、18。
279. 当凝结水泵发生汽化时其电流将 (A)。
A、下降； B、不变； C、上升； D、无法确定。
280. 改变泵本身性能曲线的方法一般是 (A)。
A、变速调节； B、节流调节； C、分流调节； D、串联或并联。
281. 凝汽器的冷却水管布置是 (A)。
A、中部高； B、两端高； C、水平； D、没有明确要求。
282. 凝结水泵正常运行中采用 (B) 密封。
A、化学补充水； B、凝结水； C、闭式水； D、循环水。
283. 汽轮机本体疏水单独接入扩容器，不得接入其它压力疏水，以防止 (B)。
A、漏入空气； B、返水； C、爆破； D、影响凝结水水质。
284. 凝汽器最佳真空 (C) 极限真空。
A、高于； B、等于； C、低于； D、无法确定。

285. 膜状凝结的放热系数与珠状凝结放热系数相比正确的是（ B ）。
- A、前者大于后者； B、后者大于前者； C、两者相等； D、无法比较。
286. 如果在升负荷过程中，汽轮机正胀差增长过快，此时应（ A ）。
- A、保持负荷及蒸汽参数； B、保持负荷提高蒸汽温度；
C、汽封改投高温汽源； D、继续升负荷。
287. 下面设备中，换热效率最高的是（ D ）。
- A、高压加热器； B、低压加热器； C、轴封加热器； D、除氧器。
288. 下面哪种情况将可能使给水泵入口汽化（ C ）。
- A、高压加热器未投入； B、除氧器突然升负荷；
C、汽轮机突然降负荷； D、汽轮机突然增负荷。
289. 必需汽蚀余量愈大，泵的抗汽蚀能力（ B ）。
- A、越高； B、越差； C、无关； D、不变。
290. 汽轮机上、下缸金属温差通常出现在（ A ）。
- A、调节级； B、中间级； C、未级； D、无法确定。
291. 汽轮机转子的最大弯曲部位通常在（ A ）。
- A、调节级； B、中间级； C、未级； D、无法确定。
292. 凝汽器汽阻是指凝汽器进口压力与（ C ）压力的差。
- A、凝结水出口； B、抽汽器出口； C、抽汽口； D、循环水出口。
293. 在凝汽器中，压力最低、真空最高的地方是（ D ）。
- A、凝汽器喉部； B、凝汽器热井处；
C、靠近冷却水管入口部位； D、空气冷却区。
294. 运行中凝汽设备所做的真空严密性试验，是为了判断（ B ）。
- A、凝汽器外壳的严密性； B、真空系统的严密性；
C、凝汽器水侧的严密性； D、凝汽设备所有各处的严密性。
295. 汽轮机油系统打循环及盘车连续运行应在（ A ）进行。
- A、点火前； B、点火后； C、冲转前； D、无明确要求。
296. 热力循环中采用给水回热加热后热耗率（ B ）。
- A、下降； B、上升； C、保持不变； D、无法确定。
297. 现代循环水泵采取混流泵主要是出于（ B ）考虑。

A、流量； B、扬程； C、功率； D、效率。

298. 引起（ C ）变化的各种因素称为扰动。

A、调节对象； B、调节系统； C、被调量； D、调节设备。

299. 机组的（ D ）是表征汽轮发电机组稳定运行最重要的标志之一。

A、参数； B、容量； C、环境； D、振动。

300. 根据《电力工业技术管理法规》，要求新机组投入运行（ D ）h 应进行大修。

A、5000； B、6000； C、7000； D、8000。

-

第三部分 判断题

1. 沿程所有损失之和称为总水头损失，流体系统沿程所有损失之和称为总压头损失。(√)
2. 单位体积液体在流动过程中，用于克服沿程阻力损失的能量称为沿程损失。(×)
3. 若两个物体的质量不同，比热相同，则它们的热容量相等。(×)
4. 热力循环的热效率是评价循环热功转换效果的主要指标。(√)
5. 两台水泵串联运行的目的是为了提高扬程或是为了防止泵的汽蚀。(√)
6. 润滑轴承的润滑方式有自身润滑和强制润滑两种。(√)
7. 泵进口处液体所具有的能量与液体发生汽蚀时具有的能量之差称为汽蚀余量。(√)
8. 水泵入口处的汽蚀余量称为装置汽蚀余量。(√)
9. 转动机械的滚动轴承的温度安全限额为不允许超过 100℃。(√)
10. 轴流泵的工作特点是流量大、扬程大。(×)
11. 加热器的疏水采用疏水泵排出的优点是疏水可以利用。(×)
12. 给水泵进口门不严密时，严禁启动给水泵。(×)
13. 在隔绝给水泵时，在最后关闭进口门过程中，应密切注意泵不倒转，否则不能关闭进口门。(×)
14. 热机在热力循环中，不可能将热源提供的热量全部转变为机械功。(√)
15. 转子在一阶临界转速以下，汽轮机轴承振动值达 0.03mm 应立即打闸停机，过临界转速时，汽轮机轴承振动值达 0.1mm 应立即打闸停机。(√)
16. 所有作为联动备用泵的出口门必须在开足状态。(×)
17. 大型机组滑参数停机时，先维持汽压不变而适当降低汽温，以利汽缸冷却。(√)
18. “机跳炉”保护是属于机组的横向连锁保护。(√)
19. 汽轮发电机组每生产 1kW·h 的电能所消耗的热量叫热效率。(×)
20. 单元制汽轮机调速系统的静态试验一定要在锅炉点火前进行。(√)
21. 汽轮机转动设备试运前，手盘转子检查时，设备内应无摩擦、卡涩等异常

- 现象。(√)
22. 当除氧给水中含氧量增大时,可开大除氧器排汽阀门来降低含氧量。(√)
23. 采用标准节流装置测量流量时,要求流体可不充满管道,但要连续稳定流动,节流件前流线与管道轴线平行,其无旋涡。(×)
24. 机组旁路系统可供机组甩负荷时使用。(√)
25. 汽轮机启动过程中要进行低速暖机、中速暖机、高速暖机工作。(×)
26. 密封油系统中的油、氢自动跟踪调节装置是在氢压变化时自动调节密封油压的。(√)
27. 泵与风机采用变速调节可以提高运行效率。(√)
28. 电接点式水位计,其水位显示是不连续的。(√)
29. 并网后,若主蒸汽温度下降,应迅速升负荷,增加进汽量,以提高汽温。
(×)
30. 不同液体在相同压力下沸点不同,但同一液体在不同压力下沸点也不同。
(√)
31. 采用中间再热循环的目的是降低末几级蒸汽湿度和提高循环的热效率。
(√)
32. 超高压汽轮机的高、中压缸采用双层缸结构,在夹层中通入蒸汽,以减小每层汽缸的压差和温差。(√)
33. 抽气器的任务是将漏入凝汽器内的空气和蒸汽中所含的不凝结气体连续抽出,保持凝汽器在高度真空下运行。(√)
34. 除氧器滑压运行时,当机组加负荷较快时,除氧效果变差。(√)
35. 从干饱和蒸汽加热到一定温度的过热蒸汽所加入的热量叫过热热。(√)
36. 串轴保护是为防止通流部分动、静摩擦造成严重损坏而设置的。(√)
37. 大容量汽轮机联跳发电机,一般通过发电机逆功率保护动作来实现。(√)
38. 采用额定参数停机方式的目的是保证汽轮机金属部件达到希望的温度水平。(×)
39. 大型汽轮机启动后应带低负荷运行一段时间后,方可作超速试验。(√)
40. 大型氢冷发电机要严格控制机内氢气湿度,防止机内结露。(√)
41. 单元汽轮机组冷态启动时,一般采用低压微过热蒸汽冲动汽轮机转子。

- (√)
42. 当发生转动机械轴承温度过高时，应首先检查油位、油质和冷却水是否正常。(√)
43. 当密封油系统充油，调试及投运正常后，方可向发电机内充入气体。(√)
44. 当气体的流速较低时，气体参数变化不大，可以不考虑其压缩性。(√)
45. 当汽轮机胀差超限时应紧急停机，并破坏真空。(√)
46. 当汽轮机的转速达到额定转速的 112%~115%时，超速保护装置动作，紧急停机。(×)
47. 当汽轮机金属温度等于或高于蒸汽温度时，蒸汽的热量以对流方式传给金属表面，以导热方式向蒸汽放热。(×)
48. 当汽轮机金属温度低于主蒸汽或再热蒸汽温度时，蒸汽将在金属壁凝结，热量以凝结放热的方式传给金属表面。(×)
49. 当润滑油温度升高时，其黏度随之升高。(×)
50. 当停运给水泵发生倒转时，应立即合闸启动。(×)
51. 当物体冷却收缩受到约束时，物体内部产生压缩应力。(×)
52. 当蒸汽温升率一定时，汽轮机进入准稳态后，零部件的热应力值最小。(×)
53. 当转子的临界转速低于 1/2 工作转速时，才有可能发生油膜振荡现象。(√)
54. 当转子在第一临界转速以下发生动静摩擦时，对机组的安全威胁最大，往往会造成大轴永久弯曲。(√)
55. 调节系统的迟缓率越大，其速度变动率也越大。(×)
56. 调频机组的速度变动率应大一些。(×)
57. 对凝汽式汽轮机，各级的压力与蒸汽流量成正比。(×)
58. 对汽轮机来说，滑参数启动的特点是安全性好。(√)
59. 对通过热流体的管道进行保温是为了减少热损失和环境污染。(√)
60. 对同一种液体而言，其密度和重度不随温度和压力的变化而变化。(×)
61. 对于 EH 油压为定压运行的机组，EH 油系统中的高压蓄能器是不起作用的。(×)

62. 对于大型高压给水泵，在启动或停泵时平衡盘不足以平衡轴向推力，造成转轴向吸入侧窜动。(√)
63. 对于大型机组而言，自冷态启动进行超速试验，应按制造厂规定进行。一般在带负荷 25~30%额定负荷；连续运行 1~2 小时后进行。(×)
64. 惰走时间的长短，可以验证汽轮机轴瓦或通流部分是否发生问题。(√)
65. 发电机充氢时，密封油系统必须连续运行，并保持密封油压与氢压的差值，排烟风机也必须连续运行。(√)
66. 发电机定子冷却水压力任何情况下都不能高于发电机内气体的压力。
(×)
67. 发电机风温过高会使定子线圈温度、铁芯温度相应升高；使绝缘发生脆化，丧失机械强度；使发电机寿命大大缩短。(√)
68. 发电机冷却方式效果最好的是氢冷。(×)
69. 发电机密封油系统中的油氢自动跟踪调节装置是在氢压变化时自动调节密封油压的。(√)
70. 发电机内充有氢气，且发电机转子在静止状态时，可不供密封油。(×)
71. 发电机与系统准同期并列必须满足电压相等、电流一致、周波相等三个条件。(×)
72. 发现电动机有进水受潮现象，应及时测量绝缘电阻。(√)
73. 发现汽轮机胀差变化大，首先检查主蒸汽温度和压力，并检查汽缸膨胀和滑销系统，进行分析，采取措施。(√)
74. 凡是经过净化处理的水都可以作为电厂的补给水。(×)
75. 凡有温差的物体就一定有热量的传递。(√)
76. 反映汽轮机汽轮发电机组热经济性最完善的经济指标是热耗率。(√)
77. 辅机定期切换时应先启动备用设备，后停运行设备。(√)
78. 负荷指令处理器发出的负荷指令对于汽轮机来说，相当于改变机前压力的定值。(√)
79. 高加退出运行的顺序是按抽汽压力由低至高。(×)
80. 高压大容量汽轮机热态启动参数的选择原则是按高压缸调节级金属温度和中压缸第一级金属温度，选择与之相匹配的主蒸汽和再热蒸汽温度。(√)

81. 高压加热器的疏水也是除氧器的一个热源。(√)
82. 高压加热器随机启动时，疏水可以始终导向除氧器。(×)
83. 高压加热器装设水侧自动保护的目的是防止汽轮机进水。(√)
84. 给水泵的任务是将除过氧的饱和水提升至一定压力后，连续不断地向锅炉供水，并随时适应锅炉给水量变化。(√)
85. 给水泵入口法兰漏水时，应进行紧急故障停泵。(×)
86. 管子外壁加装肋片（俗称散热片）的目的是使热阻增大，传递热量减小。(×)
87. 过热蒸汽的过热度越小，说明越接近饱和状态。(√)
88. 焓熵图中湿蒸汽区等压线就是等温线。(√)
89. 滑参数启动时，通过汽轮机的蒸汽流量大，可以有效地冷却低压通流部分。(√)
90. 滑动轴承的润滑方式有自身润滑和强制润滑。(√)
91. 换热器逆流布置时，由于传热平均温差大，传热效果好，因而可增加受热面。(×)。
92. 卡诺循环的四个热力过程是吸热、膨胀、放热、压缩。(×)
93. 机械密封的特点是摩擦力小、寿命长、不易泄漏，在圆周速度较大的场所也能可靠地工作。(√)
94. 机组启动前连续盘车时间应执行制造厂的有关规定，至少不得少于 2~4h，热态启动不少于 4h。若盘车中断应重新计时。(√)
95. 机组热态启动时，调节级出口的蒸汽温度与金属温度之间出现一定程度的负温差是允许的。(√)
96. 机组甩掉电负荷到零后，转速可能不变，可能升高，可能超速也可能下降。(×)
97. 机组运行时，大容量水氢氢冷却的发电机密封油压大于发电机氢压。(√)
98. 节流调节时无部分进汽损失。(√)
99. 金属材料的性质是耐拉不耐压，所以当压应力大时危险性较大。(×)
100. 金属在高温下工作，即使承受应力不大，由于蠕变的发生，金属寿命也有一定的限度。(√)

101. 空侧密封油完全中断时应脱扣停机并紧急排氢。(√)
102. 冷态滑参数启动过程中,限制加负荷的主要因素是胀差正值的增加。(√)
103. 冷油器中存有空气时会导至润滑油温升高。(√)
104. 离心泵启动的空转时间不允许太长,通常以 2 ~4min 为限,目的是为了防水温升高而发生汽蚀。(√)
105. 立式加热器与卧式加热相比,因其传热效果好,故应用较为广泛。(×)
106. 流体与壁面间温差越大,换热量越大,对流换热热阻越大,则换热量也越大。(×)
107. 目前大多数电厂中的冷却水系统均采用闭式循环,故系统内的水不会减少,也不需要补水。(×)
108. 汽轮机冷态启动冲转的开始阶段,蒸汽在金属表面凝结,但形不成水膜,这种形式的凝结称珠状凝结。(√)
109. 逆止门不严的给水泵,不得投入运行,但可做备用。(×)
110. 凝结水泵安装在热水井下面 0.5~0.8m 处的目的是防止水泵汽化。(√)
111. 凝汽器的作用是建立并保持真空。(×)
112. 凝汽器端差是指汽轮机排汽压力下的饱和温度与循环冷却水出口温度之差。(√)
113. 凝汽器在正常运行中有除氧作用,从而提高凝结水质量。(√)
114. 物体导热系数越大则它的导热能力也越强。(√)
115. 启动循环水泵时,开循环水泵出口门一定要缓慢,否则容易引起水锤,造成阀门、管道等损坏及循环水泵运行不稳。(√)
116. 汽缸的热膨胀值主要取决于法兰各段的平均温升。(√)
117. 汽缸的支撑和滑销系统的布置,将直接影响到机组通流部分轴向间隙的分配。(√)
118. 汽机额定参数启动时,由于冲转和升速时限制进汽量,所以对汽轮机各金属部件的热应力热变形没影响。(×)
119. 汽机排汽在凝结器内凝结过程可以近似看做变压、变温凝结放热过程。(×)
120. 汽机启停和变工况时,汽缸内表面和转子外表面的始终产生同种热应力。

(√)

121. 汽机停机或减负荷过程中，蒸汽流量不断减少对金属部件起冷却作用。

(√)

122. 汽机通流部分结垢时轴向推力增大。(√)

123. 汽轮发电机运行中，密封油瓦进油温度一般接近高限为好。(√)

124. 汽轮发电机组启动过程中在通过临界转速时，机组的振动会急剧增加，所以提升转速的速率越快越好。(×)

125. 汽轮发电机组最优化启停是由升温速度和升温幅度来决定的。(√)

126. 汽轮机 3000r/min 打闸后，高中压缸胀差不发生变化。(×)

127. 汽轮机保护动作跳闸后，将同时关闭高中压抽汽截止阀和逆止阀。(√)

128. 汽轮机部件受到热冲击时的热应力，取决于蒸汽与金属部件表面的温差和蒸汽的放热系数。(√)

129. 汽轮机超速只与保护系统有关系，而与调节系统无关。(×)

130. 汽轮机抽气器喷嘴堵塞时将导致真空下降，此时抽气器喷嘴前压力也降低。

(×)

131. 汽轮机从冷态启动、并网、稳定工况运行到减负荷停机，转子表面、转子中心孔、汽缸内壁、汽缸外壁等的热应力刚好完成一个交变热应力循环。(√)

132. 汽轮机从满负荷下全甩负荷的工况，是除氧器滑压运行时给水泵最危险工况。(√)

133. 汽轮机打闸后，只要主汽门，调节汽门能关闭，就不会发生超速事故。(×)

134. 汽轮机大修后启动时，汽缸转子等金属部件的温度等于室温，低于蒸汽的饱和温度。所以在冲动转子的开始阶段，蒸汽在金属表面凝结并形成水膜，这种形式的凝结称为膜状凝结。(√)

135. 汽轮机带额定负荷运行时，甩掉全部负荷比甩掉 80% 负荷所产生的热应力要大。(×)

136. 汽轮机带负荷后，当调节级金属温度达到准稳态点，机组带负荷速度不再受限制。(√)

137. 汽轮机的超速试验应连续做两次，两次的转速差不超过 30r/min。(×)

138. 汽轮机的超速试验只允许在大修后进行。(×)

139. 汽轮机的动叶片结垢将引起轴向位移正值增大。(√)
140. 汽轮机的负荷摆动值与调速系统的迟缓率成正比，与调速系统的速度变动率成反比。(√)
141. 汽轮机的合理启动方式是寻求合理的加热方式，在启动过程中使机组各部件热应力、热膨胀、热变形和振动等维持在允许范围内，启动时间越长越好。(×)
142. 汽轮机的内部损失是指配汽机构的节流损失、排汽管的压力损失、汽轮机的级内损失。(√)
143. 汽轮机的排汽在凝结器中凝结成水，只放出汽化潜热，但温度不变。(√)
144. 汽轮机的外部损失是指汽缸散热损失和机械损失。(×)
145. 汽轮机的转动部分包括轴、叶轮、动叶栅和联轴器、盘车装置和装在转子上的其它部件。(√)
146. 汽轮机调节系统因采用了抗燃油，而该油的闪点在 500℃ 以上，所以当抗燃油发生泄漏至高温部件时，永远不会着火。(×)
147. 汽轮机调速系统的速度变动率越大，正常并网运行越稳定。(√)
148. 汽轮机负温差启动时将在转子表面和汽缸内壁产生过大的压应力。(×)
149. 汽轮机滑销系统的作用在于防止汽缸受热膨胀而保持汽缸与转子中心一致。(×)
150. 汽轮机进冷水只发生在机组运行中，只要停机后就不会发生。(×)
151. 汽轮机静止部分主要包括基础、台板、汽缸、喷嘴、隔板、汽封、轴承。(√)
152. 汽轮机冷态启动定速并网后加负荷阶段容易出现负胀差。(×)
153. 汽轮机能维持空负荷运行，就能在甩负荷后维持额定转速。(×)
154. 汽轮机凝汽器底部若装有弹簧，要加装临时支撑后方可进行灌水查漏。(√)
155. 汽轮机启动时，金属中的热应力大小是由其内外壁温差决定的，而上、下汽缸温差是监视汽缸产生热弯曲的控制指标。(√)
156. 汽轮机启动时先供轴封汽后抽真空是热态启动与冷态启动的主要区别之一。(√)

157. 汽轮机启动中暖机的目的是为了提提高金属部件的温度。(×)
158. 汽轮机热态启动并网, 达到起始负荷后, 蒸汽参数可按照冷态启动曲线滑升(升负荷暖机)。(√)
159. 汽轮机热态启动的关键是恰当选择冲转时的蒸汽参数。(√)
160. 汽轮机热态启动过程中进行中速暖机的目的, 是为了防止转子的脆性破坏和避免产生过大的热应力。(√)
161. 汽轮机热态启动和减负荷过程中一般相对膨胀出现正值增大。(×)
162. 汽轮机热态启动时凝汽器真空适当保持低一些。(×)
163. 汽轮机热态启动时由于汽缸、转子的温度场是均匀的, 所以启动时间短, 热应力小。(√)
164. 汽轮机热态启动中注意汽缸温度变化, 不应出现温度下降, 出现温度下降时, 查无其它原因应尽快升速或并列接带负荷。(√)
165. 汽轮机润滑油温过高, 可能造成油膜破坏, 严重时可能造成烧瓦事故, 所以一定要保持润滑油温在规定范围内。(√)
166. 汽轮机甩负荷后转速上升, 但未引起危急保安器动作即为甩负荷试验合格。(√)
167. 汽轮机停机从 3000r/min 打闸后, 胀差不发生变化。(×)
168. 汽轮机停止后盘车未能及时投入或在盘车连续运行中停止时, 应查明原因, 修复后立即投入盘车并连续运行。(×)
169. 汽轮机相对内效率表示了汽轮机通流部分工作的完善程度, 一般该效率在 78% ~ 90%左右。(√)
170. 汽轮机一般允许的正胀差值大于负胀差值。(√)
171. 汽轮机一般在突然失去负荷时, 转速升到最高点后又下降到一稳定转速, 这种现象称为动态飞升。(√)
172. 汽轮机由于金属温度变化引起的零件变形称为热变形, 如果热变形受到约束, 则在金属零件内产生热应力。(√)
173. 汽轮机油箱的容积越小, 则循环倍率也越小。(×)
174. 汽轮机运行中, 凝汽器入口循环水水压升高, 则凝汽器真空升高。(×)
175. 汽轮机运行中当发现主蒸汽压力升高时, 应对照自动主汽门前后压力及各

- 监视段压力分析判断采取措施。(√)
176. 汽轮机运行中当工况变化时, 推力盘有时靠工作瓦块, 有时靠非工作瓦块。(√)
177. 汽轮机运行中当凝汽器管板脏污时, 真空下降, 排汽温度升高, 循环水出入口温差减小。(√)
178. 汽轮机运行中发现润滑油压低, 应参照冷油器前润滑油压及主油泵入口油压分析判断采取措施。(√)
179. 汽轮机在冷态启动和加负荷过程中, 若高压胀差增加较快, 可对高调门进行适当节流。(√)
180. 汽轮机在稳定工况下运行时, 汽缸和转子的热应力趋近于零。(√)
181. 汽轮机在正常停机过程中, 不会发生超速事故。(×)
182. 汽轮机正常停机, 当转子静止即应启动盘车, 连续运行。(√)
183. 汽轮机正常运行时, 转子以推力盘为死点, 沿轴向膨胀或收缩。(√)
184. 汽轮机正常运行中, 当出现甩负荷时, 相对膨胀出现负值大时, 易造成喷嘴出口与动叶进汽侧磨损。(√)
185. 汽轮机正常运行中, 当主蒸汽温度及其他条件不变时, 主蒸汽压力升高则主蒸汽流量减少。(√)
186. 汽轮机轴端输出功率也称汽轮机的有效功率。(√)
187. 汽轮机轴向位移保护必须在冲转前投入。(√)
188. 汽轮机装有低油压保护装置, 它的作用是: 当润滑油压降低时, 根据油压降低程度依次自动地启动润滑油泵、跳机、发出报警信号和停止盘车。(×)
189. 汽轮机组参与调峰运行, 由于负荷变动和启停频繁, 机组要经常承受剧烈的温度和压力变化, 缩短了机组的使用寿命。(√)
190. 汽轮机组停止供应调节抽汽后, 其调节系统的调节原理就和凝汽式机组一样。(√)
191. 氢冷发电机气体置换的中间介质只能用 CO_2 。(×)
192. 热耗率是反映汽轮机经济性的重要指标, 它的大小只与汽轮机组效率有关。(×)
193. 热力学第一定律的实质是能量守恒定律与能量转换定律在热力学上应用的

一种特定形式。(√)

194. 热态启动时, 为尽快提高汽温, 需投入旁路系统运行。(√)

195. 润滑油温过高和过低都会引起油膜的不稳定。(√)

196. 水泵并联工作的特点是每台水泵所产生的扬程相等, 总流量为每台水泵流量之和。(√)

197. 无论启动还是停机, 都应尽可能减少机组在空负荷运行的时间。(√)

198. 一般来说, 汽轮机进汽流量越大, 轴向推力越大。(√)

199. 一般冷油器水侧压力应高于油侧压力。(×)

200. 由于传热热阻的存在, 表面式加热器传热端差不可能为零。(√)

第四部分 简答题

1. 何谓“两票”、“三制”？

答：两票指操作票、工作票。三制指交接班制、巡回检查制和设备定期试验切换制。

2. 什么叫绝对压力、表压力？两者有何关系？

答：容器内工质本身的实际压力称为绝对压力，用符号 p 表示。工质的绝对压力与大气压力的差值为表压力，用符号 p_g 表示。因此，表压力就是表计测量所得的压力，大气压力用符号 p_a 表示。绝对压力与表压力之间的关系为 $p=p_g+p_a$ ，或 $p_g=p$
 $\sim p_a$ 。

3. 什么叫真空和真空度？

答：当容器中的压力低于大气压时，低于大气压力的部分叫真空，用符号 p_v 表示，其关系式为 $p_v=\tilde{p}_a - p$ 。发电厂有时用百分数表示真空值的大小，称为真空度。真空度是真空值和当地大气压力比值的百分数，即真空度= $p_v/p_a \times 100\%$ 。

4. 何谓状态参数？

答：表示工质状态特征的物理量叫状态参数。工质的状态参数有压力、温度、比体积、焓、熵、内能等，其中压力、温度、比体积为工质的基本状态参数。

5. 何谓湿饱和蒸汽、干饱和蒸汽、过热蒸汽？

答：容器中水在定压下被加热，当水和蒸汽平衡共存时，称为湿饱和蒸汽。容器中水在定压下被加热，当最后一点水全部变成蒸汽而温度仍为饱和温度时，称为干饱和蒸汽。干饱和蒸汽继续在定压下加热，温度继续升高并超过饱和温度，就是过热蒸汽。过热蒸汽的过热度越高，蓄热量就越大，因而做功能力就越大。

6. 何谓临界点？水蒸气的临界状态参数为多少？

答：随着压力的增高，饱和水线与干饱和蒸汽线逐渐接近。当压力增加到某一值时，两线相交，相交点为临界点。临界点的状态参数为临界参数。水蒸气临界压力变22.192MPa，临界温度为374.15℃，临界比容为0.003147m³/kg。

7. 什么叫绝热过程？

答：在与外界没有热量交换情况下所进行的过程称为绝热过程。如为了减少散热损失，汽轮机汽缸外侧包有绝热材料，而工质所进行的膨胀过程极快，在极短时

间内来不及散热，其热量损失很小，可忽略不计。工质在这些热机中的过程常作为绝热过程处理。

8. 何谓流量？体积流量的单位是什么？

答：流量是指单位时间内流体流过某一横截面的数量。体积流量的单位是 m^3/s 。

9. 局部流动损失是怎样形成的？

答：在流动的局部范围内，由于边界的突然改变，如管道上的阀门、弯头、过流断面形状或面积的突然变化等，使得液体流动速度的大小和方向发生剧烈的变化，质点剧烈碰撞形成旋涡消耗能量，从而形成流动损失。

10. 何谓水锤？如何防止？

答：在压力管路中，由于液体流速的急剧变化，从而造成管中的液体压力显著、反复、迅速地变化，对管道有一种“锤击”的特征，这种现象称为水锤(或叫水击)。

为了防止水锤现象的出现，可采取增加阀门起闭时间，尽量缩短管道的长度，在管道上装设安全阀门或空气室，以限制压力突然升高的数值或压力降得太低的数值。

11. 换热的三种形式分别是什么？

答：换热的三种形式是，热传导，对流换热，辐射换热。

12. 蒸汽对汽轮机金属表面的热传递有几种方式？电厂中哪些设备是采用对流换热方式？

答：蒸汽对汽轮机金属表面的热传递方式有：

(1) 当金属温度低于蒸汽的饱和温度时，热量以凝结放热的方式对金属表面传热。

(2) 当金属温度等于或高于蒸汽的饱和温度时，热量以对流方式对金属表面传热。

在电厂中，利用对流换热的设备较多。例如，烟气流过对流过热器与管壁发生的热交换；在凝汽器中，铜管内壁与冷却水及铜管外壁与汽轮机排汽之间发生的热交换；表面式加热器及冷油器等设备。

13. 何谓疲劳和疲劳强度？

答：金属部件在交变应力的长期作用下，会在小于材料的强度极限甚至在小于屈

服极限的应力下断裂,这种现象称为疲劳。金属材料在无限多次交变应力作用下,不致引起断裂的最大应力称为疲劳极限或疲劳强度。

14. 温度测量仪表按工作原理分为哪几种?

答: 温度测量仪表按工作原理可分为: 膨胀式温度计, 压力表式温度计, 热电阻温度计, 热电偶温度计, 热辐射式温度计。

15. 热工信号与热工保护各有什么作用?

答: 热工信号是当参数偏离固定范围或出现某些异常时, 用声、光形式引起运行人员注意, 以便及时采取措施, 避免事故的发生。

热工保护是为了保证不出现人身伤亡或设备损坏事故而执行的最后手段, 即保护动作的自动化装置或系统。

16. 简述火力发电厂的生产过程。

答: 火力发电厂的生产过程概括起来就是: 通过高温燃烧把燃料的化学能转变为热能, 从而将水加热成高温高压的蒸汽; 利用蒸汽推动汽轮机转动, 将热能转变为机械能; 汽轮机带动发电机转子转动, 把机械能转变成电能。

17. 简述火力发电厂的汽水流程。

答: 水在锅炉中被加热成蒸汽。经过过热器, 使蒸汽进一步加热, 变成过热蒸汽。过热蒸汽通过主蒸汽管道进入汽轮机。过热蒸汽在汽轮机中不断膨胀, 高速流动的蒸汽冲动汽轮机动叶片, 使汽轮机转子转动。汽轮机转子带动发电机转子(同步)旋转, 使发电机发电。蒸汽通过汽轮机后排入凝汽器, 并被冷却水冷却凝结成水。凝结水由凝结水泵打至低压加热器和除氧器。凝结水在低压加热器和除氧器中经加热脱氧后, 由给水泵打至高压加热器, 经高压加热器加热后进入锅炉。

18. 汽轮机本体由哪些部件组成?

答: 汽轮机本体由静止部件和转动部件两大部分组成。静止部分包括汽缸、隔板、喷嘴和轴承等, 转动部分包括轴、叶轮、叶片和联轴器等。此外, 还有汽封。

19. 汽轮机本体疏水系统由哪些部分组成?

答: 汽轮机本体疏水系统由自动主蒸汽门前的疏水、再热汽管道的疏水、各调汽门前蒸汽管道的疏水、中压联合汽门前的疏水、导汽管道的疏水、高压汽缸的疏水、抽汽管道及止回门前后的疏水及轴封管道的疏水等组成。

20. 凝汽设备的任务有哪些? 简述表明凝汽器运行状况好坏的标志?

答：凝汽设备的任务主要有两个：① 在汽轮机的排汽口建立并保持真空；② 把在汽轮机中做完功的排汽凝结成水，并除去凝结水中的氧气和其他不凝结气体，回收工质。

凝汽器运行状况主要表现在以下三个方面：① 能否达到最有利真空；② 能否保证凝结水的品质合格；③ 凝结水的过冷度是否能够保持最低。

21. 试述高压加热器汽侧安全门的作用。

高压加热器汽侧安全门是为了防止高压加热器壳体超压爆破而设置的。由于管系破裂或高压加热器疏水装置失灵等因素引起高压加热器壳内压力急剧增高，通过设置的安全阀可将此压力泄掉，保证高压加热器的安全运行。

22. 除氧器的作用是什么？

答：除氧器的作用就是除去锅炉给水中的氧气及其他气体，保证给水品质，同时它本身又是回热系统中的一个混合式加热器，起到加热给水的作用。

23. 离心泵启动前为什么要先充满水或将泵内空气抽出？

答：因为离心泵之所以能吸水和压水，是依靠充满在工作叶轮中的水作回转运动时产生的离心力。如果叶轮中无水，因泵的吸入口和排出口是相通的，而空气的密度比液体的密度要小得多，这样不论叶轮怎样高速旋转，叶轮进口处都不能达到较高的真空，水不会被吸入泵体，故离心泵在启动前必须在泵内和吸入管中先灌满水或抽出空气后再启动。

24. 水泵汽化的原因是什么？

答：水泵汽化的原因在于：进口水压过低或水温过高，入口管阀门故障或堵塞使供水不足，水泵负荷太低或启动时迟迟不开再循环门，入口管路或阀门盘根漏入空气等。

25. 简述热力除氧的基本条件。

答：热力除氧要取得良好的除氧效果，必须满足下列基本条件：

- (1) 必须将水加热到相应压力下的饱和温度。
- (2) 使气体的解析过程充分。
- (3) 保证水和蒸汽有足够的接触时间和接触面积。
- (4) 能顺利地排出解析出来的溶解气体。

26. 凝汽器的中间支持管板有什么作用？

答：凝汽器中间支持管板的作用就是减少铜管（或钛管/不锈钢管）的挠度，并改善运行中铜管（或钛管/不锈钢管）的振动特性。支持管板布置时，通常要求使铜管（或钛管/不锈钢管）中间高于两端，可减少铜管（或钛管/不锈钢管）的热胀应力。

27. 汽轮发电机组润滑油系统各油泵的低油压联动顺序是怎样的？

答：油泵的低油压联动顺序为：润滑油压降至一定后，联动交流润滑油泵，最后联动事故油泵（直流润滑油泵）。

28. 给水泵在停泵时发现止回阀不严密有泄漏，应如何处理？

答：发现止回阀不严密时，应立即关闭出口门，保持油泵连续运行，同时采取其他有效措施遏制给水泵倒转。

29. 汽轮机润滑油供油系统主要由哪些设备组成？

答：汽轮机润滑油供油系统主要由主油泵、油涡轮（或注油器）、辅助润滑油泵、顶轴油泵、冷油器、滤油器、油箱、滤网等组成。

30. 影响加热器正常运行的因素有哪些？

答：影响加热器正常运行的因素如下：① 受热面结垢，严重时会造成加热器管子堵塞，使传热恶化；② 汽侧漏入空气；③ 疏水器或疏水调整门工作失常，汽侧水位过高或过低；④ 内部结构不合理；⑤ 铜管或钢管泄漏；⑥ 加热器汽水分配不平衡；⑦ 抽汽止回阀开度不足或卡涩。

31. 离心式水泵为什么不允许倒转？

答：因为离心泵的叶轮是一套安装的轴套，上有丝扣旋紧在轴上，旋紧的方向与轴转动方向相反，所以泵正转时，就愈旋愈紧，如果反转就容易使轴套退出，使叶轮松动产生摩擦。此外，倒转时扬程很低，甚至打不出水。

32. 凝汽器水位升高有什么害处？

答：凝汽器水位升高，会使凝结水过冷却，影响凝汽器的经济运行。如果水位太高，将铜管（或钛管/不锈钢管）（底部）浸没，将使整个凝汽器冷却面积减少，严重时淹没空气管，使抽气器抽水，凝汽器真空严重下降。水位升高至排汽口，造成末级叶片带水发生振动或断叶片事故。

33. 什么叫凝汽器的热负荷？

答：凝汽器热负荷是指凝汽器内蒸汽和凝结水传给冷却水的总热量（包括排汽、

汽封漏汽、加热器疏水等热量)。凝汽器的单位负荷是指单位面积所冷凝的蒸汽量,即进入凝汽器的蒸汽量与冷却面积的比值。

34. 凝汽器铜管(或钛管/不锈钢管)出现轻微泄漏时如何堵漏?

答:凝汽器铜管(或钛管/不锈钢管)胀口轻微泄漏,凝结水硬度微增大,可在循环水进口侧或在胶球清洗泵加球室加锯末,使锯末吸附在铜管(或钛管,或不锈钢管)胀口处,从而堵住胀口泄漏点。

35. 给水泵在运行中,遇到什么情况应紧急停运?

答:运行中的给水泵出现下述情况之一时,应紧急停运:

- (1) 清楚地听出水泵内有金属摩擦声或撞击声。
- (2) 水泵或电动机轴承冒烟或乌金熔化。
- (3) 水泵或电动机发生强烈振动,振幅超过规定值。
- (4) 电动机冒烟或着火。
- (5) 发生人身事故。

36. 简述凝汽器胶球清洗系统的组成和清洗过程。

答:胶球连续清洗装置所用胶球有硬胶球和软胶球两种。硬胶球直径略小于管径,通过与铜管(或钛管/不锈钢管)内壁的碰撞和水流的冲刷来清除管壁上的沉积物。软胶球直径略大于管径,随水进入铜管后被压缩变形,能与铜管(或钛管/不锈钢管)壁全周接触,从而清除污垢。

胶球自动清洗系统由胶球泵、装球室、收球网等组成。清洗时,把海绵球(软胶球)填入装球室,启动胶球泵,胶球便在比循环水压力略高的水流带动下,经凝汽器的进水室进入铜管(或钛管/不锈钢管)进行清洗。流出铜管(或钛管/不锈钢管)的管口时,随水流到达收球网,并被吸入胶球泵,重复上述过程,反复清洗。

37. 高压加热器为什么要设置水侧自动旁路保护装置?其作用是什么?

答:高压加热器运行时,由于水侧压力高于汽侧压力,当水侧管子破裂时,高压给水会迅速进入加热器的汽侧,甚至经抽汽管道流入汽轮机,发生水冲击事故。因此,高压加热器均配有自动旁路保护装置。其作用是当高压加热器钢管破裂时,及时切断进入加热器的给水,同时接通旁路,保证锅炉供水。

38. 加热器运行要注意监视什么?

答：加热器运行要监视以下参数：①加热器疏水水位的高度；② 加热蒸汽的压力、温度及被加热水的流量；③进、出加热器的水温；④ 加热器的端差。

39. 泵运行中一般检查项目有哪些？

答：泵运行中一般检查项目如下：

（1）对电动机应检查：电流、出口风温、轴承温度、轴承振动、运转声音等正常，接地线良好，地脚螺栓牢固。

（2）对泵体应检查：进、出口压力正常，盘根不发热和不漏水，运转声音正常，轴承冷却水畅通，泄水漏斗不堵塞，轴承油位正常，油质良好，油圈带油正常，无漏油，联轴器罩固定良好。

（3）与泵连接的管道保温良好，支吊架牢固，阀门开度位置正常，无泄漏。

（4）有关仪表应齐全、完好、指示正常。

40. 运行中发现主油箱油位下降应检查哪些设备？

答：应检查如下设备：① 检查油净化器油位是否上升；② 油净化器自动抽水器是否有水；③ 密封油箱油位是否升高；④ 发电机是否进油；⑤ 油系统各设备管道、阀门等是否泄漏；⑥ 冷油器是否泄漏。

41. 什么叫节流？什么叫绝热节流？

答：工质在管内流动时，由于通道截面的突然缩小，从而使工质流速突然增加、压力降低的现象称为节流。节流过程中如果工质与外界没有热交换，则称之为绝热节流。

42. 为什么饱和蒸汽压力随饱和蒸汽温度升高而升高？

答：温度越高，分子的平均动能越大，能从水中飞出的分子越多，因而使汽侧分子密度增大；同时，温度升高，蒸汽分子的平均运动速度也随之增大，这样就使得蒸汽分子与容器壁面的碰撞增强，使压力增大。所以饱和蒸汽压力随饱和蒸汽温度升高而升高。

43. 什么叫中间再热循环？

答：中间再热循环就是把汽轮机高压缸内做了功的蒸汽引到锅炉的中间再热器重新加热，使蒸汽的温度又得到提高，然后再引到汽轮机中压缸内继续做功，最后的乏汽排入凝汽器。这种热力循环称中间再热循环。

44. 汽轮机冲动转子前或停机后为什么要盘车？

答：在汽轮机冲动转子前或停机后，进入或积存在汽缸内的蒸汽使上缸温度高于下缸温度，从而转子上下受热或冷却不均匀，产生弯曲变形。因此，在冲动转子前和停机后必须通过盘车装置使转子以一定转速连续转动，以保证其均匀受热或冷却，消除或防止暂时性的转子热弯曲。

45. 汽轮机调节系统一般由哪几个机构组成？

答：汽轮机调节系统一般由转速感受机构、传动放大机构、执行机构和反馈装置等组成。

46. 什么叫仪表的一次门？

答：热工测量仪表与设备测点连接时，从设备测点引出管上接出的第一道隔离阀门称为仪表一次门。规程规定，仪表一次门归运行人员操作。

47. 什么是主蒸汽管道单元制系统？

答：由一台或两台锅炉直接向配用的汽轮机供汽，组成一个单元，各单元间无横向联系的母管，单元中各辅助设备的用汽支管与本单元的蒸汽总管相连，这种系统称为单元制系统。

48. 简述设置轴封加热器的作用。

答：汽轮机运行中必然要有一部分蒸汽从轴端漏向大气，造成工质和热量的损失，同时也影响汽轮发电机的工作环境，若调整不当而使漏汽过大，还将使靠近轴封处的轴承温度升高或使轴承油中进水。为此，在各类机组中，都设置了轴封加热器，以回收利用汽轮机的轴封漏汽。

49. 为什么超速试验时要特别加强对汽压、汽温的监视？

答：超速试验是一项非常严肃、紧张的操作，超速试验时，汽压、汽温的变化，都会使过热蒸汽的过热度下降，易发生水冲击事故。

50. 凝汽器为什么要有热井？

答：热井的作用是集聚凝结水，有利于凝结水泵的正常运行。热井储存一定数量的水，保证甩负荷时凝结水泵不会马上断水。热井的容积一般要求相当于满负荷时的约0.5~1.0min内所集聚的凝结水量。

51. 电站用抽气器如何分类？

答：电站用的抽气器大体可分为两大类：

- (1) 容积式真空泵：主要有滑阀式真空泵、机械增压泵和液环泵等。此类泵价

格高，维护工作量大，效率较射流式抽汽器高。

(2) 射流式真空泵：主要是射汽抽气器和射水抽气器等。射汽抽气器按用途又分为主抽气器和辅助抽气器。国产中、小型机组用射汽抽气器较多。

52. 汽轮机主蒸汽温度不变时主蒸汽压力升高有哪些危害？

答：主蒸汽温度不变时，汽轮机主蒸汽压力升高主要有下述危害：

(1) 机组的末几级的蒸汽湿度增大，使末几级动叶片的工作条件恶化，水冲刷加重。对于高温高压机组来说，主蒸汽压力升高0.5MPa，其湿度增加约2%。

(2) 使调节级焓降增加，将造成调节级动叶片过负荷。

(3) 会引起主蒸汽承压部件的应力增高，缩短部件的使用寿命，并有可能造成这些部件的变形，以至于损坏部件。

53. 汽轮机真空下降有哪些危害？

答：汽轮机真空下降有如下危害：

(1) 排汽压力升高，可用焓降减小，不经济，同时使机组出力降低。

(2) 排汽缸及轴承座受热膨胀，可能引起中心变化，产生振动。

(3) 排汽温度过高可能引起凝汽器铜管（或钛管/不锈钢管）松弛，破坏严密性。

(4) 可能使纯冲动式汽轮机轴向推力增大。

(5) 真空下降使排气的容积流量减小，对末几级叶片工作不利。末级要产生脱流及旋流，同时还会在叶片的某一部位产生较大的激振力，有可能损坏叶片，造成事故。

54. 多级冲动式汽轮机轴向推力由哪几部分组成？

答：多级冲动式汽轮机轴向推力主要由以下三部分组成：

(1) 动叶片上的轴向推力。蒸汽流经动叶片时，其轴向分速度的变化将产生轴向推力；另外，级的反动度也使动叶片前后出现压差而产生轴向推力。

(2) 叶轮轮面上的轴向推力。当叶轮前后出现压差时，产生轴向推力。

(3) 汽封凸肩上的轴向推力。由于每个汽封凸肩前后存在压力差，因而产生轴向推力。

各级轴向推力之和是多级汽轮机的总推力。

55. 发电厂原则性热力系统图的定义和实质是什么？

答：以规定的符号表明工质在完成某种热力循环时所必须流经的各种热力设备之

间的联系线路图，称为原则性热力系统图。其实质是用以表明公式的能量转换和热量利用的基本规律，反映发电厂能量转换过程的技术完善程度和热经济性的高低。

56. 运行中对锅炉进行监视和调节的主要任务是什么？

答：监视和调节运行锅炉的主要任务是：① 使锅炉的蒸发量适应外界负荷的需要；② 均衡给水并维持正常水位；③ 保持正常的汽压与汽温；④ 维持经济燃烧，尽量减少热损失，提高机组的效率；⑤ 随时分析锅炉及辅机运行情况，如有失常及时处理，对突发的事故进行正确处理，防止事故扩大。

57. 发电机在运行中为什么要进行冷却处理？

答：发电机在运行中会产生磁感应的涡流损失和线阻损失，这部分能量损失转变为热量，造成发电机的转子和定子发热。发电机线圈的绝缘材料因温度升高而引起绝缘强度降低，会导致发电机绝缘击穿事故的发生，所以必须不断地排出由于能量损耗而产生的热量。

58. 汽轮机组停机后造成汽轮机进水、进冷汽（气）的原因可能有哪些？

答：进水、进冷汽（气）的原因可能为：① 锅炉和主蒸汽系统；② 再热蒸汽系统；③ 抽汽系统；④ 轴封系统；⑤ 凝汽器；⑥ 汽轮机本身的疏水系统。

59. 凝汽器怎样抽真空？

答：凝汽器抽真空步骤为：① 启动抽真空设备及开启出口水门；② 开启抽真空设备空气门；③ 满足条件后向轴封送汽（严禁转子在静止状态下向轴封送汽），调节轴封汽压力。

60. 对高压加热器自动旁路保护有何要求？

答：对高压加热器自动旁路保护有三点要求：

- (1) 要求保护动作准确可靠（应定期对其试验）。
- (2) 保护必须随同高压加热器一同投入运行。
- (3) 保护故障禁止启动高压加热器。

61. 简述汽轮机轴瓦损坏的主要原因。

答：汽轮机轴瓦损坏的原因有：① 轴承断油；② 机组强烈振动；③ 轴瓦制造不良；④ 油温过高；⑤ 油质恶化。

62. 盘车运行中的注意事项有哪些？

答：盘车运行中的注意事项如下：

- (1) 盘车运行或停用时，手柄方向应正确。
- (2) 盘车运行时，应经常检查盘车电流及转子弯曲。
- (3) 盘车运行时，应根据运行规程确保顶轴油系统运行正常。
- (4) 汽缸温度高于200℃时，因检修需要停盘车，应按规定时间定期盘动转子180°。
- (5) 定期盘车改为连续盘车时，其投用时间要选择在二次盘车之间。
- (6) 应经常检查各轴瓦油流正常、油压正常、系统无漏油。
- (7) 检查倾听汽缸动静之间的声音。

63. 汽轮机在什么情况下应作超速试验？

答：汽轮机在下列情况下应作超速试验：① 机组大修后；② 危急保安器解体检修后；③ 机组在正常运行状态下，危急保安器误动作；④ 停机备用一个月后，再次启动；⑤ 甩负荷试验前；⑥ 机组运行2000h后无法做危急保安器注油试验或注油试验不合格。

64. 汽轮发电机组振动的危害有哪些？

答：汽轮发电机的振动有如下危害：

- (1) 汽轮发电机组的大部分事故，甚至比较严重的设备损坏事故，都是由振动引起的，机组异常振动是造成通流部分和其他设备元件损坏的主要原因之一。
- (2) 机组的振动，会使设备在振动力作用下损坏。
- (3) 长期振动会造成基础及周围建筑物产生共振损坏。

65. 简述单台冷油器投入的操作顺序。

答：单台冷油器投入操作顺序如下：

- (1) 检查冷油器放油门关闭。
- (2) 微开冷油器进油门，开启空气门，将空气放尽，关闭油侧空气门。
- (3) 在操作中严格监视油压、油温、油位、油流正常。
- (4) 缓慢开启冷油器进油门，直至开足；微开出油门，使油温在正常范围。
- (5) 开启冷油器冷却水进水门，放尽空气，关闭水侧空气门，开足出油门，并调节出水门。

66. 简述单台冷油器退出操作的顺序。

答：单台冷油器退出操作顺序如下：

- (1) 确定要退出冷油器以外的冷油器运行正常。
- (2) 缓慢关闭退出冷油器出水门，开大其他冷油器进水门，保持冷油器出油温度在允许范围内。
- (3) 冷油器出油温度稳定后，慢关进水门，直至全关。
- (4) 慢关退出冷油器出油门，注意调整油温，注意润滑油压不应低于允许范围，直至全关。
- (5) 润滑油压稳定后关闭进油门。

67. 简述单台发电机水冷器投入操作的顺序。

答：单台发电机水冷器投入操作顺序如下：

- (1) 检查水冷器放水门应关闭。
- (2) 微开水冷器进水门，将空气放尽，关闭空气门。
- (3) 在操作中严格监视水压、水温、水位、水流正常。
- (4) 缓慢开启水冷器进水门，直至开足。
- (5) 开启水冷器冷却水进水门，开足水冷器出水门，调节冷却水出水门，使水温保持在正常范围内。

68. 汽轮机冲转时为什么凝汽器真空会下降？

答：汽轮机冲转时，一般真空还比较低，有部分空气在汽缸及管道内未完全抽出，在冲转时随着汽流冲向凝汽器。冲转时，蒸汽瞬间还未立即与凝汽器铜管（或钛管/不锈钢管）发生热交换而凝结，故冲转时凝汽器真空总是要下降的。当冲转后进入凝汽器的蒸汽开始凝结，同时抽气器仍在不断地抽空气，真空即可较快地恢复到原来的数值。

69. 按启动前汽轮机汽缸温度分，汽轮机启动有几种方式？

答：汽轮机启动方式有四种：① 冷态启动；② 温态启动；③ 热态启动；④ 极热态启动。

70. 汽轮机冲转条件中，为什么规定要有一定数值的真空？

答：汽轮机冲转前必须有一定的真空，一般为60kPa左右，若真空过低，转子转动就需要较多的新蒸汽，而过多的乏汽突然排至凝汽器，凝汽器汽侧压力瞬间升高较多，可能使凝汽器汽侧形成正压，造成排大气安全薄膜损坏，同时也会给汽

缸和转子造成较大的热冲击。

冲动转子时，真空也不能过高，真空过高不仅要延长建立真空的时间，也因为通过汽轮机的蒸汽量较少，放热系数也小，使得汽轮机加热缓慢，转速也不易稳定，从而会延长启动时间。

71. 防止汽轮机大轴弯曲的技术措施有哪些？

答：防止汽轮机大轴弯曲的技术措施如下：

- (1) 汽缸应具有良好的保温条件。
- (2) 主蒸汽管道、旁路系统应有良好的疏水系统。
- (3) 主蒸汽导管和汽缸的疏水符合要求。
- (4) 汽缸各部分温度计齐全可靠。
- (5) 启动前必须测大轴晃度，超过规定则禁止启动。
- (6) 启动前应检查上、下缸温差，超过规定则禁止启动。
- (7) 热态启动中要严格控制进汽温度和轴封供汽温度。
- (8) 加强振动监视。
- (9) 汽轮机停止后严防汽缸进水。

72. 新蒸汽温度过高对汽轮机有何危害？

答：制造厂设计汽轮机时，汽缸、隔板、转子等部件是根据蒸汽参数的高低选用钢材的。每种钢材有它一定的最高允许工作温度，在这个温度以下，它有良好的机械性能。如果运行温度高于设计值很多时，势必造成金属机械性能的恶化，强度降低，脆性增加，导致汽缸蠕胀变形，叶轮在轴上的套装松弛，汽轮机运行中发生振动或动静摩擦；严重时，设备损坏，故汽轮机在运行中不允许超温运行。

73. 轴封供汽带水对机组有何危害？应如何处理？

答：轴封供汽带水在机组运行中有可能使轴端汽封损坏，重者将使机组发生水冲击，危害机组安全运行。

处理轴封供汽带水事故时，应根据不同的原因，采取相应措施。如发现机组声音变沉，振动增大，轴向位移增大，胀差减小或出现负胀差，应立即破坏真空，打闸停机。打开轴封供汽系统及本体疏水门，倾听机内声音，测量振动，记录惰走时间，检查盘车电动机电流是否正常且稳定，盘车后测量转子弯曲数值。如惰走时间明显缩短或机内有异常声音，推力瓦温度升高，轴向位移、胀差超限时，不

经检查不允许机组重新启动。

74. 汽轮机调节系统的任务是什么？

答：汽轮机调节系统的任务是使汽轮机的输出功率与外界负荷保持平衡。即当外界负荷变化、电网频率（或机组转速）改变时，汽轮机的调节系统相应地改变汽轮机的功率，使之与外界负荷相适应，建立新的平衡，并保持转速偏差不超过规定。另外，在外界负荷与汽轮机输出功率相适应时，保持汽轮机稳定运行。当外界（电网）故障造成汽轮发电机甩掉负荷时，调节系统关小汽轮机调速汽门，控制汽轮机转速升高值低于危急保安器动作值，保持汽轮机空负荷运行。

75. 发电机、励磁机着火及氢气爆炸应如何处理？

答：发电机、励磁机着火及氢气爆炸应进行如下处理：

- （1）发电机、励磁机内部着火及氢气爆炸时，司机应立即破坏真空紧急停机。
- （2）关闭补氢气阀门，停止补氢气。
- （3）通知电气排氢气，置换CO₂。
- （4）及时调整密封油压至规定值。

76. 试述汽轮机停机后转子惰走状态。

答：汽轮机转子惰走大致分三个阶段：

第一阶段是刚打闸后的阶段，转数下降很快，因为刚打闸时汽轮发电机转子惯性转动速度仍很高，送风摩擦损失很大，与转速的三次方成正比，因此转速从3000r/min下降到1500r/min只需很短时间。

第二阶段转子的能量损失主要消耗在克服调速器、主油泵、轴承等的摩擦阻力上，这比摩擦鼓风损失小得多，并且此项摩擦阻力随转速的降低而减小，故这段时间转速降低较慢，时间较长。

第三阶段是转子即将静止的阶段，由于此阶段中油膜已破坏，轴承处阻力迅速增大，故转子转速很快下降并静止。

如果转子惰走时间不正常地减小，可能是轴瓦磨损或机组动静部分摩擦；如果惰走时间不正常地增大，则有可能汽轮机主、再热蒸汽管道或抽汽管道截门不严，使有压力的蒸汽漏入汽缸所致。

77. 汽轮机运行中的日常维护工作主要有哪些内容？

答：汽轮机运行中的日常维护工作主要有以下内容：

(1) 通过监盘、定期抄表、巡回检查及定期测振等方式，监视设备仪表，进行仪表分析，检查运行经济、安全性。

(2) 通过经常检查，监视和调整发现设备的缺陷，及时消除，提高设备的健康水平，预防事故的发生和扩大，提高设备的利用率，保证设备长期安全运行。

(3) 通过经常性的检查、监视及经济调度，尽可能使设备在最佳工况下工作，降低汽耗率、热耗率和厂用电率，提高设备运行的经济性。

(4) 定期进行各种保护试验及辅助设备的正常试验和切换工作，保证设备的安全可靠性。

78. 正常停机前应做好哪些准备工作？

答：正常停机前应做好下列准备工作：

(1) 试验辅助油泵。停机过程中，主要通过辅助油泵来确保转子惰走及盘车时轴承润滑和轴颈冷却的用油，因此，停机前要对交、直流润滑油泵进行试验和油压联动回路的试验，发现问题要及时处理，否则不允许停机。

(2) 进行盘车装置电动机和顶轴油泵试验。盘车装置电动机应转动正常，顶轴油泵运转正常，以保证停机后能顺利投入盘车。

(3) 检查各主蒸汽门、调汽门无卡涩。用活动试验阀对主蒸汽门和调汽门进行活动试验，确保无卡涩现象。

(4) 检查旁路系统。滑参数停机过程中，要用旁路系统调整锅炉蒸汽参数及维持锅炉最低稳定燃烧负荷，所以要检查旁路系统动作正常。

(5) 切换密封油泵。如果是射油器供给发电机密封油时，应提前切换为密封油泵运行，并检查密封油自动调整装置工作正常。

79. 大型机组在运行中维持哪些指标正常才能保证机组的经济运行？

答：大型机组在运行中应维持以下指标正常：

(1) 设计的主蒸汽和再热蒸汽的温度。

(2) 凝汽器的最佳真空。

(3) 设计的给水温度。

(4) 给水在加热器中的最小端差。

(5) 凝结水在凝汽器中的最小过冷度。

(6) 除氧器和热网加热器的合理工况。

- (7) 最小的热损失和凝结水损失。
- (8) 运行机组间电热负荷的合理分配。
- (9) 保证设备完好的技术状态和高度的自动化水平。

80. 机组运行中厂用电A段或B段6kV失电与A、B两段6kV同时失电的处理有什么不同？

答：A段或B段其一段失电可保证机组带低负荷运行，应做以下处理：首先检查有关设备自动连锁正常投运，否则手动投入备设备，并断开失电设备的断路器。维持工况稳定，维持给水压力正常，查明原因后，再切换或启动辅助设备运行，恢复正常带负荷工况。

如是A、B两段同时失电应做如下处理：

- (1) 按不破坏真空正常停机，但不得向凝汽器排水排汽。
- (2) 投入直流润滑油泵和直流密封油泵运行；断开失电设备的断路器。
- (3) 必须开关的电动门要进行手动开关。
- (4) 转子静止后要手动进行定期180°的盘车。
- (5) 恢复后，排汽缸温度高于50℃时不能启循环泵进水。

81. 为什么排汽缸要装喷水降温装置？

答：在汽轮机起动、空载及低负荷时，蒸汽流通量很小，不足以带走蒸汽与叶轮摩擦产生的热量，从而引起排汽温度升高，排汽缸温度也升高。排汽温度过高会引起排汽缸较大的变形，破坏汽轮机动静部分中心线的一致性，严重时会引起机组振动或其它事故。所以，大功率机组都装有排汽缸喷水降温装置。

小机组没有喷水降温装置，应尽量避免长时间空负荷运行而引起排汽缸温度超限。

82. 根据汽缸温度状态怎样划分汽轮机启动方式？

答：各厂家机组划分方式并不相同。一般汽轮机启动前，以上汽缸调节级内壁温度150℃为界，小于150℃为冷态启动，大于150℃为热态启动。有些机组把热态启动又分为温态、热态和极热态启动，这样做只是为了对启动温度提出不同要求和对升速时间及带负荷速度作出规定。规定150~350℃为温态，350~450℃为热态，450℃以上为极热态。

83. 表面式加热器的疏水方式有哪几种？发电厂通常是如何选择的？

答：原则上疏水逐级自流和疏水泵两种方式。实际上采用的往往是两种方式的综合应用。即高压加热器的疏水采用逐级自流方式，最后流入除氧器；低压加热器的疏水，一般也是逐级自流，但有时也将一号或二号低压加热器的疏水用疏水泵打入该级加热器出口的主凝结水管中，避免了疏水流入凝汽器而产生的热损失。

84. 热力系统节能潜力分析包括哪两个方面的内容？

答：热力系统节能潜力分析包括如下两个方面内容：

(1) 热力系统结构和设备上的节能潜力分析。它通过热力系统优化来完善系统和设备，达到节能目的。

(2) 热力系统运行管理上的节能潜力分析。它包括运行参数偏离设计值，运行系统倒换不当，以及设备缺陷等引起的各种做功能力亏损。热力系统运行管理上的节能潜力，是通过加强维护、管理，消除设备缺陷，正确倒换运行系统等手段获得。

85. 大型汽轮发电机组的旁路系统有哪几种形式？

答：归纳起来有以下几种：

(1) 两级串联旁路系统（实际上是两级旁路三级减压减温）。

(2) 一级大旁路系统。由锅炉来的新蒸汽，经旁路减压减温后排入凝汽器。一级大旁路应用在再热器不需要保护的机组上。

(3) 三级旁路系统。由两级串联旁路和一级大旁路系统合并组成。

(4) 三用阀旁路系统。是一种由高、低压旁路组成的两级串联旁路系统。它的容量一般为100%，由于一个系统具有“启动、溢流、安全”三种功能，故被称为三用阀旁路系统。

86. 发电厂应杜绝哪五种重大事故？

答：发电厂要杜绝的五种重大事故是：① 人身死亡事故；② 全厂停电事故；③ 主要设备损坏事故；④ 火灾事故；⑤ 严重误操作事故。

87. 汽轮机启动前主蒸汽管道、再热蒸汽管道的暖管为什么要控制温升率？

答：暖管时要控制蒸汽温升速度，温升速度过慢将拖长启动时间，温升速度过快会使热应力增大，造成强烈的水击，使管道振动以至损坏管道和设备。所以，一定要根据制造厂规定，控制温升率。

88. 对于湿冷机组，作真空严密性试验的步骤及注意事项是什么？

答：真空严密性试验步骤及注意事项如下：

(1) 汽轮机带额定负荷的80%，运行工况稳定，保持抽气器或真空泵的正常工作。记录试验前的负荷、真空、排汽温度。

(2) 关闭抽气器或真空泵的空气门。

(3) 空气门关闭后，每分钟记录一次凝汽器真空及排汽温度，8min后开启空气门，取后5min的平均值作为测试结果。

(4) 真空下降率小于0.4kPa/min为合格，如超过应查找原因，设法消除。

在试验中，当真空或排汽温度出现异常时，应立即停止试验，恢复原运行工况。

89. 如何做危急保安器充油试验？

答：危急保安器充油试验步骤如下：

(1) 危急保安器每运行两个月应进行充油活动校验。

(2) 校验时必须汇报值长同意后进行（一般在中班系统负荷低谷时进行）。

(3) 撤下切换油门销钉，将切换油门手轮转至被校验危急保安器位置（No1或No2）。

(4) 将被校验危急保安器喷油阀向外拉足，向油囊充油；当被校验危急保安器动作显示牌出现时放手。

(5) 将喷油阀向里推足，当被校验危急保安器动作显示牌复位时松手。

(6) 确定被校验的危急保安器动作显示牌复位时，撤下切换油门销钉，将切换油门手轮转至“正常”位置。

(7) 用同样方法校验另一只危急保安器。

90. 如何做危急保安器超速试验？

答：危急保安器超速试验步骤如下：

(1) 在下列情况应进行危急保安器超速试验：① 汽轮机新安装后及机组大小修后；② 危急保安器检修后；③ 机组停用一个月后再启动时；④ 每运行两个月后不能进行充油活动校验时。

(2) 校验时应用两种不同的转速表（可参考一次油压和主油泵出口油压）。

(3) 超速试验一般应在机组启动时并手动脱扣良好、高压内缸温度为200℃以上时进行。在其他特殊情况下进行超速试验应制定特殊措施，并经总工程师批准后

才可进行。

(4) 撤下试验油门销钉，将试验油门手轮转至动作低的危急保安器。

(5) 用辅同步器手轮向增荷方向转动，使转速均匀上升，当“遮断”字样出现时，该转速即是试验油门所指的低转速危急保安器动作转速。这时可继续升速至另一只危急保安器动作，使主汽门关闭时停止（如果超过3360r/min不动作，应立即手动脱扣，停止校验）。

(6) 超速脱扣后拍脱扣器，启动调速油泵，将辅同步器及试验油门恢复到启动正常位置，当转速下降到3000r/min，停用调速油泵。

(7) 记录脱扣转速是否在3300~3360r/min范围内。

91. 防止轴瓦损坏的主要技术措施有哪些？

答：防止轴瓦损坏的主要技术措施如下：

(1) 油系统各截止门应有标示牌，油系统切换工作按规程进行。

(2) 润滑油系统截止门采用明杆门或有标尺。

(3) 高低压供油设备定期试验，润滑油应以汽轮机中心线距冷油器最远的轴瓦为准。直流油泵熔断器宜选较高的等级。

(4) 汽轮机达到额定转速后，停止高压油泵，应慢关出口油门，注意油压变化。

(5) 加强对轴瓦的运行监督，轴承应装有防止轴电流的装置，油温测点、轴瓦乌金温度测点应齐全可靠。

(6) 油箱油位应符合规定。

(7) 润滑油压应符合设计值。

(8) 停机前应试验润滑油泵正常后方可停机。

(9) 严格控制油温。

(10) 发现下列情况应立即打闸停机：① 任一轴瓦回油温度超过75℃或突然连续升高至70℃；② 主轴瓦乌金温度超过85℃；③ 回油温度升高且轴承冒烟；④ 润滑油泵启动后，油压低于运行规定允许值。

92. 凝汽器停机后，如何进行加水查漏（上水检漏）？

答：凝汽器停机后，按如下步骤查漏：

(1) 凝汽器铜管（或钛管/不锈钢管）查漏（低水位查漏）：① 确定凝汽器循环水进水门关闭，切换手轮放至手动位置，水已放尽，汽侧和水侧人孔门已打开，

高中压汽缸金属温度均在300℃以下；② 凝汽器弹簧用支撑撑好；③ 加软水至铜管（或钛管/不锈钢管）全部浸没为止；④ 查漏结束，放去存水，由班长检查确已无人，无工具遗留时，关闭汽侧和水侧人孔门，放水门；⑤ 将凝汽器支撑弹簧拆除；⑥ 全面检查，将设备放至备用位置。

（2）凝汽器汽侧漏空气查漏（高水位查漏）：① 凝汽器汽侧漏空气查漏工作的水位的监视应由班长指定专人监视，在进水未完毕前不得离开；② 高中压汽缸金属温度均在200℃以下方可进行加水，并注意上下缸温差；③ 确定凝汽器循环水进水门关闭、切换手轮放至手动位置、水已放尽、汽侧和水侧人孔门已打开；④ 凝汽器弹簧用支撑撑好；⑤ 加软水至汽侧人孔门溢水后，开启汽侧监视孔门及顶部空气门，关闭汽侧人孔门，加软水至汽侧监视孔门溢水止；⑥ 查漏结束后，放去存水，由班长检查确已无人，无工具遗留时，关闭汽侧监视孔门及顶部空气门，关闭水侧人孔门放水门；⑦ 将凝汽器支撑弹簧拆除。

全面检查将设备放至备用位置。

93. 如何进行凝汽器不停机查漏？

答：凝汽器不停机查漏步骤如下：

- （1）与值长联系将机组负荷减至额定负荷的70%左右。
- （2）将不查漏的一侧凝汽器循环水进水门适当开大。
- （3）关闭查漏一侧的凝汽器至抽气器空气门。
- （4）关闭查漏一侧的凝汽器循环水进水门及连通门，调整循环水空气门；循环水空气门关闭后，必须将切换手柄放至手动位置。
- （5）检查机组运行正常后，开启停用一侧凝汽器放水门。
- （6）确认凝汽器真空和排汽温度正常。
- （7）开启停用一侧凝汽器人孔门，进入查漏。
- （8）查漏完毕后，由班长检查确无人且无工具遗留时，关闭凝汽器人孔门及放水门。
- （9）开启停用一侧凝汽器循环水进水门，调整循环水空气门、循环水连通门，将另一侧循环水进水门调正。
- （10）将停用一侧凝汽器至抽气器空气门开启。
- （11）用同样方法对另一侧凝汽器查漏。

94. 安全门升压试验方法是如何？

答：安全门升压的试验方法如下：

- (1) 校验时应有汽轮机检修配合。
- (2) 确定压力表准确，安全门的隔离门开启。
- (3) 安全门升压校验前先手动校验正常。
- (4) 逐渐开启容器进汽门，待容器安全门在规定值动作时关闭（如不在规定值动作，应由检修调正）。
- (5) 校验时的压力不得超过容器安全门动作值。
- (6) 检验不合格不得投入运行。

95. 汽轮机启动、停机时，为什么要规定蒸汽的过热度？

答：如果蒸汽的过热度低，在启动过程中，由于前几级温度降低过大，后几级温度有可能低到此级压力下的饱和温度，变为湿蒸汽。蒸汽带水对叶片的危害极大，所以在启动、停机过程中蒸汽的过热度要控制在50~100℃较为安全。

96. 热态启动时，为什么要求新蒸汽温度高于汽缸温度50~80℃？

答：机组进行热态启动时，要求新蒸汽温度高于汽缸温度50~80℃。这可以保证新蒸汽经调节汽门节流、导汽管散热、调节级喷嘴膨胀后，蒸汽温度仍不低于汽缸的金属温度。因为机组的启动过程是一个加热过程，不允许汽缸金属温度下降。如在热态启动中新蒸汽温度太低，会使汽缸、法兰金属产生过大的应力，并使转子由于突然受冷却而产生急剧收缩，高压差胀出现负值，使通流部分轴向动静间隙消失而产生摩擦，造成设备损坏。

97. 汽轮机热力特性试验的目的是什么？

答：汽轮机热力特性试验的目的是为了测取机组在完好状态和规定的运行条件下的热力特性，即测取蒸汽流量、汽耗率、热耗率和电功率。根据试验结果，可以进行下述分析：

- (1) 机组是否达到了制造厂设计或供货条件中保证的经济指标。
- (2) 检查机组是否运行正常，应否更换零件和对设备及热力系统进行必要的改造。
- (3) 绘制相应的曲线图表，为电网经济调度及合理启、停机组提供选择依据。
- (4) 验证机组结构和热力系统改进效果。

98. 汽轮机进行油系统循环冲洗要注意哪些问题？

答：汽轮机进行油系统循环冲洗要注意以下几点：

- (1) 油系统检修工作全部结束，系统已完善，主油箱补油，油位至高限。
- (2) 油系统循环冲洗前，要做好漏油引起的防火措施，靠近油系统的高温设备、管道保温完善；现场靠近油系统没有明火作业；油系统主要阀门已正确到位，并有明显的禁止操作警告。
- (3) 系统循环冲洗前，管道系统上的表管、取样管除必须留有需监视的外，其他应断开，以防堵塞表管。
- (4) 油系统循环冲洗前，由检修人员在各轴承进油管上加装不低于40号的临时滤网；在冲洗过程中要定期清理滤网。
- (5) 油循环冲洗时，油要经过油滤网，油温要保持稍高（不低于50℃），一直到油滤网上杂质且化验油质合格为止。

99. 汽轮机调速系统应满足什么要求？

答：汽轮机调速系统应满足下列要求：

- (1) 当主蒸汽门全开状态时，调速系统能维持汽轮机空负荷运行。
- (2) 当汽轮机由满负荷突然甩到空负荷时，调速系统能维持汽轮机的转速在危急保安器动转速以下。
- (3) 主蒸汽门和调汽门门杆、错油门、油动机及调速系统的各活动、连接部件，没有卡涩和松动现象。当负荷变化时，调汽门应平稳地开、关；负荷不变化时，负荷不应有摆动。
- (4) 设计允许范围内的各种运行方式下，调速系统必须能保证使机组顺利并入电网，加负荷额定、减负荷到零、与电网解列。
- (5) 调速系统的全部零件要安全、可靠。
- (6) 当危急保安器动作后，应保证主蒸汽门关闭严密。

100. 汽轮机通流部分结垢对其有什么影响？汽轮机通流部分结垢如何清除？

答：通流部分结垢对机组的安全、经济运行危害极大。汽轮机喷嘴和叶片槽道结垢，将减小蒸汽通流面积，在初压不变的情况下，汽轮机进汽量减少，使机组出力降低。此外，当通流部分结垢严重时，由于隔板和推力轴承有损坏的危险，而

不得限制负荷。如果配汽机构结垢严重，将破坏配汽机构的正常工作，并且容易造成自动主蒸汽门、调器门卡涩的事故隐患，有可能导致在事故状态下紧急停机时主蒸汽门、调汽门动作不灵活或拒动严重后果，以至损坏设备。

汽轮机通流部分结垢有以下清除方法：

- (1) 汽轮机停机揭缸，用机械方法清除。
- (2) 盘车状态下热水冲洗。
- (3) 低转速下热湿蒸汽冲洗。
- (4) 带负荷湿蒸汽冲洗。

第五部分 论述题

1. 在火力发电厂中汽轮机为什么采用多级回热抽汽？怎样确定回热级数？

答：火力发电厂中都采用多级抽汽回热，这样凝结水可以通过各级加热器逐渐提高温度。用抽汽加热凝结水和给水，可减少过大的温差传热所造成的蒸汽做功能量损失。从理论上讲，回热抽汽越多，则热效率越高，但也不能过多，因为随着抽汽级数的增多，热效率的增加量趋缓，而设备投资费用增加，系统复杂，安装、维修、运行都困难。目前，中、低压电厂采用3~5级抽汽，高压电厂采用7~8级回热抽汽。

2. 凝汽器的工作原理是怎样的？

答：凝汽器中形成真空的主要原因是汽轮机的排汽被冷却凝结成水，其比热容急剧减小。如蒸汽在绝对压力4kPa时蒸汽体积比水大3万多倍，当排汽凝结成水，体积大为缩小，就在凝汽器中形成了高度真空。

凝汽器内真空的形成和维持必须具备以下三个条件：

- (1) 凝汽器铜管必须通过一定水量。
- (2) 凝结水泵必须不断地把凝结水抽走，避免水位升高，影响蒸汽的凝结。
- (3) 抽气器必须不断地把漏入的空气和排汽中的其他气体抽走。

3. 什么是凝汽器的极限真空？

答：凝汽设备在运行中必须从各方面采取措施以获得良好真空。但是真空的提高并非越高越好，而是有一个极限。这个真空的极限由汽轮机最后一级叶片出口截面的膨胀极限所决定。当通过最后一级叶片的蒸汽已达膨胀极限时，如果继续提高真空不仅不能获得经济效益反而会降低经济效益。当最后一级叶片的蒸汽达膨胀极限的真空就叫极限真空。

4. 安全阀有什么用途？它的动作原理是怎样的？

答：安全阀是一种保证设备安全的阀门，用于压力容器及管道上。当流体压力超过规定数值时，安全门自动开启，排掉部分过剩流体，流体压力降到规定数值时又自动关闭。常用的安全阀有重锤式、弹簧式。

安全阀的动作过程为：当管道或容器内流体压力在最大允许压力以下时，流体压力作用在阀芯上的力小于重锤（或弹簧）施加在阀芯上的作用力，安全阀关闭。一旦流体压力超过规定值，流体作用在阀芯上的向上的作用力增加，阀芯被顶开，

流体溢出，待流体压力下降后，重锤（或弹簧）又压住阀芯使它关闭。

5. 试述冲动式汽轮机的工作原理。

答：具有一定压力和温度的蒸汽进入喷嘴后，由于喷嘴截面形状沿汽流方向变化，蒸汽的压力温度降低，比体积增大，流速增加。即蒸汽在喷嘴中膨胀加速，热能转变为动能。具有较高速度的蒸汽由喷嘴流出，进入动叶片流道，在弯曲的动叶片流道内改变汽流方向，蒸汽给动叶片以冲动力，产生了使叶片旋转的力矩，带动主轴的旋转，输出机械功，将动能转化为机械能。

6. 电动机启动前为什么测量绝缘？为什么要互为联动正常？

答：电动机停用或备用时间较长时，绕组中有大量积灰或绕组受潮，影响电动机的绝缘；长期使用的电动机，绝缘有可能老化，端线松弛，故在启动前测量绝缘，以尽可能暴露这些问题，便于采取措施，不影响运行中的使用。

一切电动辅机应在发电机组启动前联动试验正常，防止备用设备失去备用作用，造成发电厂停电事故，因此作为运行人员来讲，不能轻视这一工作，并在正常运行中应定期对备用设备进行试验，以保证主设备故障时，备用设备及时投运。

7. 汽轮机法兰、螺栓加热装置有何作用？

答：为了减小机组在启动过程中出现的不正常胀差，可在高、中压内外缸夹层内通入蒸汽加热汽缸，但是仅有这一措施还不够。由于法兰比汽缸壁厚，螺栓与法兰又是局部接触，因此在启动时汽缸壁温度比法兰温度高，法兰温度又比螺栓温度高，三者之间将存在一定的温差，造成膨胀不一致，在这些部件中产生热应力，严重时将会引起塑性变形或拉断螺栓，以及造成水平结合面翘起和汽缸裂纹现象。为了减小汽缸、法兰、螺栓之间的温差，缩短启动时间，汽轮机设有法兰、螺栓加热装置，在启、停机过程中对法兰和螺栓进行加热或冷却，以减小各金属部件间的温差和热应力。

8. 汽轮机冷态启动时，金属部件的热应力如何变化？

答：对汽轮机转子和汽缸金属部件来说，汽轮机冷态启动过程是一个加热过程，随着汽轮机冲转、并网及带负荷，金属部件的温度不断升高。对于汽缸来说，随着蒸汽温度的升高，汽缸内壁温度首先升高，内壁温度要高于外壁温度，内壁的热膨胀由于受到外壁的制约而产生压应力，而外壁由于受到内壁热膨胀的影响而产生拉应力。同样，对于转子，当蒸汽温度升高时，外表面首先被加热，使得外

表面和中心孔面形成温差，外表面产生压应力，中心孔表面产生拉应力。

9. 为什么要用汽轮机高压内壁上部温度150℃来划分机组的冷、热态启动？

答：高压汽轮机停机时，汽缸转子及其他金属部件的温度比较高，随着逐渐冷却下来，若在未达到全冷却状态启动汽轮机时，就必须注意此时与全状态下启动的不同点，一般把汽轮机金属温度高于冷态启动达额定转速时的金属温度状态规定为热态。大型机组冷态启动达额定转速时，下汽缸外壁金属温度为120~200℃。这时高压缸各部的温度、膨胀都已达到或超过空负荷运行的水平，高、中压转子中心孔的温度已超过材料的脆性转变温度，所以机组不必暖机而直接在短时间内升到定速并带一定负荷。为此，高压内缸内壁温度150℃为划分冷、热态启动的依据

10. 汽轮机凝汽器真空下降的原因有哪些？

答：凝汽器真空下降的原因有：

- (1) 循环水泵故障：水泵吸入管处漏气或入口滤网堵塞以及水池水位低，出口门误关，使冷却水量减少或中断。
- (2) 抽气装置发生故障，不能正常抽气，如射水抽气器的水压不足，混合冷却的蒸汽抽气器虹吸作用被破坏，表面冷却的蒸汽抽气器冷却水量不足、疏水不畅等。
- (3) 凝汽器铜管脏污，使传热效果降低或铜管堵塞。
- (4) 凝汽器水位升高，淹没了部分铜管和抽气。
- (5) 真空系统不严密，漏入空气。
- (6) 排汽缸安全门有破损漏空。
- (7) 凝汽器热负荷太大。

11. 电站回热加热器按分类有哪几种？各有何优缺点？

答：回热加热器是指从汽轮机的某些中间级抽出部分蒸汽来加热凝结水或锅炉给水的设备。

按传热方式的不同，回热加热器可分为表面式和混合式两种。混合式加热器通过汽水直接混合来传递热量，表面式加热器则通过金属受热面来实现热量传递。混合式加热器可将水直接加热到加热蒸汽压力下的饱和温度，无端差、热经济性好，没有金属受热面，结构简单，造价低，便于汇集不同温度的汽水，并能除去

水中含有的气体。但是，混合式加热器的严重缺点是，每台加热器的出口必须配置升压泵，这增加了设备投资，系统复杂，而且在汽轮机变工况运行时升压泵入口容易汽化。

表面式加热器由于金属受热面存在热阻，受热工质无法被加热到对应抽汽压力下的饱和温度，不可避免的存在着端差，与混合式加热器比较，其热经济性低，金属耗量大、造价高。而且还要增加与之相匹配的疏水装置。但是，由表面式加热器所组成的回热系统简单，且运行可靠，因此得到广泛使用。

12. 给水除氧的方法有哪几种？

答：给水除氧的方法有化学除氧和物理除氧两种：

(1) 化学除氧：利用某些易与氧化发生反应的化学药剂，使之与水中溶解的氧发生化学反应，生成对金属不产生腐蚀的物质而达到除氧的目的。化学除氧只能彻底除去水中的氧，而不能除去其他气体，同时生成的氧化物将增加给水中可溶性盐类的含量。

(2) 物理除氧：物理除氧用的最广泛的是热力除氧，热力除氧是以亨利定律和道尔顿定律为理论基础的。当将给水定压加热时，随着水蒸发过程的进行，水面上的蒸汽量不断增加，蒸汽的分压力逐渐升高，气体及时排出，相应的水面上各种气体的分压力不断降低。当水被加热到除氧器压力下的饱和温度时，水大量蒸发，水蒸气的分压力就会接近水面上的全压力，随着气体的不断排出，水面上各种气体的分压力将趋近于零，于是溶解于水中的气体将会从水中逸出而被除去。

13. 影响凝结放热的因素有哪些？

答：影响凝结放热的因素有：

(1) 蒸汽中含有不凝结气体：当蒸汽中含有空气时，空气附着在冷却表面，造成热阻，影响蒸汽与冷却表面的接触，使蒸汽凝结放热减弱。

(2) 蒸汽流动的速度和方向：当蒸汽流动方向和水膜流动方向相同时，因摩擦作用会使水膜变薄，水膜的热阻减小，凝结放热系数增大；当蒸汽流动方向和水膜流动方向不同时，凝结放热系数减小。蒸汽流动速度较高时，将会把水膜吹离冷却水表面，使蒸汽与冷却表面直接接触，凝结放热系数会大大增加。

(3) 冷却表面的情况：冷却表面粗糙不平和不清洁时，会使凝结水膜向下流动阻力增加，从而增加了水膜厚度，增加了热阻，凝结放热系数减小。

(4) 管子排列方式：管子的排列方式有顺排、叉排和辐排等。当管子排数相同时，下排管子受上排管子的凝结水膜下落影响为顺排最大、叉排最小，所以管子叉排时的放热系数最大。

14. 汽轮机有哪些类型？

答：汽轮机的类型有：

(1) 按蒸汽流动方向分：

- 1) 轴流式汽轮机：蒸汽流动总体方向大致与轴平行。
- 2) 辐流式汽轮机：蒸汽流动总体方向大致与轴垂直。
- 3) 周流式汽轮机：蒸汽大致沿叶轮轮周方向流动。

(2) 按工作原理分：

- 1) 冲动式汽轮机：按冲动做功原理工作，蒸汽的膨胀主要在喷嘴中进行，少部分在动叶片中膨胀。
- 2) 反动式汽轮机：按反动做功原理工作，蒸汽的膨胀在喷嘴和动叶片中大约各占一半。
- 3) 冲动反动联合式汽轮机：由冲动级和反动级组合而成的冲动—反动联合式汽轮机。

(3) 按新蒸汽压力分：

- 1) 低压汽轮机：新蒸汽压力在1.176~1.47MPa。
- 2) 中压汽轮机：新蒸汽压力在1.96~3.92MPa。
- 3) 高压汽轮机：新蒸汽压力在5.88~9.8MPa。
- 4) 超高压汽轮机：新蒸汽压力在11.76~13.72MPa。
- 5) 亚临界压力汽轮机：新蒸汽压力在15.68~17.64MPa。
- 6) 超临界压力汽轮机：新蒸汽压力在22.06MPa以上。

(4) 按热力过程分：

凝汽式汽轮机、背压式汽轮机、调整抽汽式汽轮机及中间再热式汽轮机。

15. 在哪些情况下汽轮机不破坏真空故障停机？

- (1) 真空降至规定值，负荷降至零仍无效。
- (2) 额定汽压时，主蒸汽温度升高至最大允许值。
- (3) 主、再热汽温度过低。

- (4) 主蒸汽压力上升至最大允许值。
- (5) 发电机断水超过规定值，断水保护拒动。
- (6) 厂用电全部失去。
- (7) 主油泵出现故障，不能维持正常时。
- (8) 氢冷系统大量漏氢，发电机内氢压无法维持。
- (9) 凝结水管破裂，除氧器水位无法维持。
- (10) 凝汽器冷却水管泄漏，循环水漏入汽侧。

16. 如何保持汽轮机油系统的油质良好？

答：为了保持汽轮机油系统的油质良好，应做到以下几点：

- (1) 机组大修后，油箱、油管路必须清洁，机组启动前进行油循环，冲洗油系统、清理油滤网，直至油质合格。
- (2) 负荷变化时，及时调整汽封，避免轴封汽压力高毗到轴承中蒸汽。
- (3) 冷油器冷却水压低于油压，防止冷却水漏入油中。
- (4) 油箱排烟风机运行正常，经常对油箱滤网进行清理。
- (5) 加强油质监督，定期对油箱底部放水。

17. 机组启动中向轴封送汽有哪些注意事项？

答：机组启动中向轴封送汽有如下注意事项：

- (1) 送汽前应对汽封管道进行暖管，使管道内疏水排尽。
- (2) 送汽应在连续盘车状态下进行，而且热态启动时应先送汽后抽真空。
- (3) 送汽的时间要恰当，冲转前过早地向轴封供汽，可能造成上、下缸温差增大，或使胀差正值增大。
- (4) 供汽温度要与金属温度相匹配，在汽封源切换时也一定要注意匹配，否则会使胀差不易调控，还可能在轴封处产生不均匀的热变形，从而导致摩擦、振动。

18. 机组冷态启动中胀差是如何变化的？

答：汽轮机冷态启动前，汽缸一般要进行预热，轴封要供汽，此时汽轮机胀差总体表现为正胀差。从冲转到到定速阶段，汽缸和转子温度要发生变化，由于转子加热快，故汽轮机的正胀差呈上升趋势。但这一阶段蒸汽流量小，高压缸主要是调节级做功，金属的加热也主要在该级范围内，若进汽温度稳定无波动，汽轮机胀差变化平缓；对采用中压缸启动的机组，这阶段胀差变化则主要发生在中压缸。

低压缸胀差还要受摩擦鼓风热量、离心力等因素的影响。当机组并网接带负荷后，由于蒸汽温度的进一步提高，以及通过汽轮机的蒸汽流量的增加，使得蒸汽与汽缸转子的热效换加剧，正胀差大幅度增加。对于启动性能较差的机组，在启动过程中要完成多次暖机，以缓解胀差大的矛盾。当汽轮机进入准稳态区或启动过程结束时，正胀差值达到最大。

19. 热力系统的化学补充水进入凝汽器，对经济性有什么影响？

答：从凝汽器补充水，使化学补充水可以在凝汽器内实现初步除氧。当补充水温度低于凝汽器排汽温度时，如果补充水以喷雾状态进入凝汽器喉部，则可回收利用一部分排汽热，改善凝汽器的真空。同时，由于补充水历经低压加热器，利用低能位抽汽逐级进行加热，减少了高能位的抽气，因而提高了热经济性。所以，大型凝汽式机组采用化学水做补充水时，其补充水多数从凝汽器补入。

20. 汽轮机主轴弯曲有什么特征？

答：汽轮机主轴弯曲事故多数发生在机组启动时，也有在滑停过程中和停机后发生的。如果主轴发生弯曲，其特征有：机组异常振动，轴承箱晃动，正胀差增大，轴端汽封处冒火花，停机时转子惰走时间明显缩短；转子刚静止时盘车盘不动，当盘车投入后，盘车电流比正常增大。在转子冷却后，测转子晃动值仍在一个固定的较大值，说明转子产生永久性弯曲。

21. 低压加热器疏水泵的出水口如何布置经济性高？

答：低压加热器疏水泵出口水有直接到除氧器、到本级加热器入口及到本级加热器出口三种方式。疏水直接进入除氧器，增加了除氧器的较高一级抽汽用量，而减少了各低压加热器低能级的抽汽，冷源损失增大，热经济性降低。疏水进入本级加热器的出口和入口比较，疏水进入加热器出口的方式疏水热量利用于较高能级的加热器，使冷源损失减少。所以，疏水泵出口水进入本级加热器出口的方式经济性最高。

22. 运行中汽轮机发生水冲击有什么特征？如何进行紧急处理？

答：运行中汽轮机发生水冲击的特征有：

- (1) 进汽温度急剧下降。
- (2) 主蒸汽门、调汽门门杆、轴封处、汽缸结合面冒白色的湿蒸汽或溅出水滴。
- (3) 管道内有水击声和强烈振动。

- (4) 负荷降低，机组声音变沉，振动突然增大。
- (5) 轴向位移增大，推力轴承金属温度升高，胀差减少。
- (6) 汽机上、下缸金属温差增大或报警。
- (7) 盘车状态下盘车电流增大。

当汽轮机发生水冲击时，必须立即破坏真空紧急停机，并开启汽轮机本体和主蒸汽管道上的疏水门，进行疏水；记录转子惰走时间，倾听机组内部声音；盘车前应手动盘动转子轻松，并注意盘车电流的变化。

23. 汽轮机启动时的低速暖机有什么意义？

答：在冲转阶段，高温蒸汽与低温汽轮机金属接触，急剧放热，汽轮机金属温度变化较剧烈。此时，转子、汽缸沿径向截面受热不均匀，容易产生过大的热应力，所以冲转后应限制进汽量，维持低转速暖机，以防热冲击过大。之所以需要低速暖机阶段，还在于此阶段可以进一步消除转子的热弯曲，及时排出冲转后在汽缸内形成的大量凝结水。另外，还可以在此阶段对机组进行全面检查。

24. 发电机氢气湿度大的原因有哪些？如何处理？

答：发电机氢气湿度大的原因有：

- (1) 密封油中有水。
- (2) 氢气冷却器泄漏。
- (3) 定子冷却水内漏。
- (4) 氢置换或补氢量大。
- (5) 氢干燥器未投入运行或不正常，起不到干燥效果。

针对氢湿度大的原因采取以下措施：

- (1) 加强汽封的调整，油质监督，加强滤油机的运行。
- (2) 加强氢气干燥器的运行。
- (3) 加强氢系统各集水器的放水。
- (4) 严格控制发电机冷却水总门的开关，防止因水温低而结露。

25. 什么是凝汽器最有利真空？影响凝汽器最有利真空的主要因素有哪些？

答：对于结构已确定的凝汽器，在极限真空内，当蒸汽参数和流量不变时，提高真空使蒸汽在汽轮机中的可用焓降增大，就会相应增加发电机的输出功率。但是在提高真空的同时，需要向凝汽器多供冷却水，从而增加循环水泵的功耗。凝汽

器真空提高，使汽轮机功率增加，增加的功率与循环水泵多消耗功率的差数达到最大时的真空值称为凝汽器的最有利真空（即最经济真空）。

影响凝汽器最有利真空的主要因素是：进入凝汽器的蒸汽流量、汽轮机排汽压力、冷却水的进口温度、循环水量（或是循环水泵的运行台数）、汽轮机的出力变化及循环水泵的耗电量变化等。实际运行中则根据凝汽量及冷却水进口温度来选用最有利真空下的冷却水量，也就是合理调度使用循环水泵的容量和台数。

26. 什么是循环水温升？温升大小的原因是什么？

答：循环水温升是指凝汽器冷却水出口温度与进口水温的差值。温升是凝汽器经济运行的重要指标，可用来监视凝汽器冷却水量是否满足汽轮机排汽冷却之用，因为在一定的蒸汽流量下有一定的温升值。另外，温升还可供分析凝汽器铜管是否堵塞、是否清洁等。

温升大的原因有：① 蒸汽流量增加；② 冷却水量减少；③ 铜管清洗后较干净。

温升小的原因有：① 蒸汽流量减少；② 冷却水量增加；③ 凝器铜管结垢污脏；④ 真空系统漏空气严重。

27. 什么叫凝结水的过冷却度？过冷却度大有哪些原因？

答：在凝汽器压力下的饱和温度减去凝结水温度称为过冷却度。从理论上讲，凝结水温度应和凝汽器的排汽压力下的饱和温度相等，但实际上各种因素的影响使凝结水温度低于排汽压力下的饱和温度。

出现凝结水过冷的原因有：

（1）凝汽器构造上存在缺陷，管束之间的蒸汽没有充分地通往凝汽器下部的通道，使凝结水自上部管子流下，落到下部管子的上面再度冷却，而遇不到汽流加热，当凝结水流至热水井中时造成过冷却度大。

（2）凝汽器水位高，致使部分铜管被凝结水淹没而产生过冷却。

（3）凝汽器汽侧漏空气或抽气设备运行不良，造成凝汽器内蒸汽分压力下降而引起过冷却。

（4）凝汽器铜管破裂，凝结水内漏入循环水（此时凝结水质量恶化，如硬度超标等）。

（5）凝汽器冷却水量过多或水温过低。

28. 什么是凝汽器端差？端差增大有哪些原因？

答：凝汽器压力下的饱和温度与凝汽器冷却水出口温度之差称为端差。

对一定的凝汽器，端差的大小与凝汽器冷却水入口温度、凝汽器单位面积蒸汽负荷、凝汽器铜管的表面洁净度、凝汽器内的漏入空气量以及冷却水在管内的流速有关。一个清洁的凝汽器，在一定的循环水温度、循环水量及单位蒸汽负荷下就有一定的端差值指标。一般而言，循环水量愈大，冷却水出口温度愈低，端差愈大；反之亦然。单位蒸汽负荷愈大，端差愈大；反之亦然。实际运行中，若端差值比端差指标值高得太多，则表明凝汽器冷却表面铜管污脏，致使导热条件恶化。端差增大的原因有：① 凝汽器铜管水侧或汽侧结垢；② 凝汽器汽侧漏入空气；③ 冷却水管堵塞；④ 冷却水量减少等。

29. 影响辐射换热的因素有哪些？

答：影响辐射换热的因素有：

- (1) 黑度大小影响辐射能力及吸收率。
- (2) 温度高、低影响辐射能力及传热量的大小。
- (3) 角系数取决于形状及位置，主要影响有效辐射面积。
- (4) 物质不同，辐射传热不同。如气体与固体相比，气体辐射受到有效辐射层厚度的影响。

30. 什么是汽蚀余量？

答：泵进口处液体所具有的能量与液体发生汽蚀时具有的能量之差，称为汽蚀余量。汽蚀余量越大，则泵运行时，抗汽蚀性能就越好。

装置安装后使泵在运转时所具有的汽蚀余量，称为有效汽蚀余量。

液体从泵的吸入口到叶道进口压力最低处的压力降低值，称为必需汽蚀余量。

显然，装置的有效汽蚀余量必须大于泵的必需汽蚀余量。

31. 汽轮机为什么必须有保护装置？

答：为了保证汽轮机设备的安全，防止设备损坏事故的发生，除了要求调节系统动作可靠以外，还应该具有必要的保护装置，以便汽轮机遇到调节系统失灵或其他事故时，能及时动作、迅速停机，避免造成设备损坏等事故。

保护装置本身应特别可靠，并且汽轮机容量越大，造成事故的危害就越严重，因此对保护装置的可靠性要求就越高。

32. 汽轮发电机转子在临界转速下产生共振的原因是什么？

答：在临界转速下产生共振的原因是：由于材料内部质量不均匀，加之制造和安装的误差使转子的重心和它的旋转中心产生偏差，即转子产生质量偏心，转子旋转时产生离心力，这个离心力使转子作强迫振动。在临界转速下，这个离心力的频率等于或几倍于转子的自振频率，因此发生共振。

33. 离心式真空泵有哪些特点？

答：近年来引进的大型机组，其抽气器一般都采用离心式真空泵。与射水抽气器比较，离心真空泵有功耗低、耗水量少的优点，并且噪声也小。国产射水抽气器比耗功（即抽1kg空气在1h内所耗的功）高达3.2kW·h/kg，而较先进的离心真空泵比耗功一般为1.5~1.7kW·h/kg。

离心真空泵的缺点是：过载能力很差，当抽吸空气量太大时，真空泵的工作状况恶化，真空破坏。这对真空严密性较差的大机组来说是一个威胁。故可考虑采用离心真空泵与射水抽气器共用的办法，当机组启动时用射水抽气器，正常运行时用真空泵来维持凝汽器的真空。

34. 试述支持轴承的工作原理。

答：根据建立液体摩擦的理论，两个相对移动的平面间，若要在承受负载的条件下，仍保证有油膜存在，则两平面必须构成楔形。移动的方向从宽口到窄口，润滑液体应充足并具有一定黏度。轴颈放入轴瓦中便形成油楔间隙。轴颈旋转时与轴瓦形成相对运动，轴颈旋转时将具有一定压力、黏度的润滑油从轴承座的进油管引入轴瓦，油便黏附在轴颈上随轴颈旋转，并不断把润滑油带入楔形间隙中。由于自宽口进入楔形间隙的润滑油比自窄口流出楔形间隙的润滑油量多，润滑油便积聚在楔形间隙中并产生油压。当油压超过轴颈的重力时便将轴颈抬起，在轴瓦和轴颈间形成油膜。

35. 汽轮机启动时为什么要限制上、下缸的温差？

答：汽轮机汽缸上、下存在温差，将引起汽缸的变形。上、下缸温度通常是上缸高于下缸，因而上缸变形大于下缸，引起汽缸向上拱起，发生热翘曲变形，俗称猫拱背。汽缸的这种变形使下缸底部径向动静间隙减小甚至消失，造成动静部分摩擦，尤其当转子存在热弯曲时，动静部分摩擦的危险更大。

上、下缸温差是监视和控制汽缸热翘曲变形的指标。大型汽轮机高压转子一般是整锻的，轴封部分在轴体上车旋加工而成，一旦发生摩擦就会引起大轴弯曲发生

振动，如不及时处理，可能引起永久变形。汽缸上下温差过大常是造成大轴弯曲的初始原因，因此汽轮机启动时一定要限制上、下缸的温差。

36. 汽轮机轴向位移增大的主要原因是什么？

答：汽轮机轴向位移增大的主要原因有：

- (1) 汽温汽压下降，通流部分过负荷及回热加热器停用。
- (2) 隔板轴封间隙因磨损而漏汽增大。
- (3) 蒸汽品质不良，引起通流部分结垢。
- (4) 发生水冲击。
- (5) 负荷变化，一般来讲凝汽式汽轮机的轴向推力随负荷的增加而增大；对抽汽式或背压式汽轮机来讲，最大的轴向推力可能在某一中间负荷时。
- (6) 推力瓦损坏。

37. 凝汽器灌水查漏时应注意什么事项？

凝汽器查漏应有专人监视，确认凝汽器循环水进出口门关闭并停电加锁。凝汽器灌水查漏应确定凝汽器循环水水侧水已放尽；凝汽器下部已加好支撑。对于凝汽器铜管查漏时应高中压汽缸金属温度均在 300°C 以下。凝汽器铜管查漏应加水至铜管全部淹没，汽侧及水侧人孔门打开。对于凝汽器汽侧漏空气查漏应注意高中压汽缸金属温度低于 200°C ，方可进行，进水后，应加强对汽缸上下缸温差监视，加水至汽侧人孔门逸水后开启汽侧监视孔门及顶部放空气门，关闭汽侧人孔门。凝汽器汽侧灌水查漏如需加压时，压力不超过 50Kpa 检修人员应将汽轮机端部轴封封住，低压缸大气安全门应固定好。灌水后运行配合检修人员，进行查漏，查漏结束后。查漏结束后放去存水，确认无人及无工具遗留时关闭水侧人孔门方水门。全面检查后将设备放至备用状态。

38. 试述汽轮机是如何将热能变为机械能，机械能变为电能？

答：在汽轮机，能量转换的主要部件是喷嘴和动叶片。以冲动式汽轮机为例，蒸汽流过固定的喷嘴后，压力和温度降低，体积膨胀，流速增加，热能转变成动能。高速蒸汽冲击装在叶轮上的动叶片，叶片受力带动转子转动，蒸汽从叶片流出后流速降低，动能变成机械能。

蒸汽推动汽轮机转子旋转，汽轮机转子与发电机转子连接，所以汽轮机带动发电机转子同步旋转。根据电磁感应原理，导体相对磁场运动，当导体切割磁力线时，

导体上将产生感应电动势。发电机的转子就是磁场，定子内放置的绕组就是导体。转子在定子内旋转，定子绕组切割转子磁场激发出的磁力线，于是定子绕组上就产生了感应电势。将三个定子绕组的始端引出（称为A、B、C三相），接通用电设备，绕组中就有电流流过。这样，发电机就把汽轮机输入的机械能变为发电机输出的电能

39. 大型汽轮机为什么要低负荷运行一段时间后再进行超速试验？

汽轮机启动过程中，要通过暖机等措施尽快把转子温度提高到脆性转变湿度以上，以增加转子承受较大的离心力和热应力的能力，大型机组由于转子直径较大，启动过程中产生较大的离心力，同时热应力也随之增加，机组定速后，转子表面与中心的温度差仍然很大，转子中心处受到很大拉应力的作用。因此时转子中心温度尚未达到脆性断裂值，所以规定在做超速前先带部分负荷暖机，以提高转子温度，待转子中心温度达到脆性转变温度以上时，再做超速。电力工业技术管理法规：规定带25%负荷以上，暖机3至4小时后，方可做超速试验。

40. 汽轮机配汽调节有哪几种方式？它们各有哪些优缺点？

答：汽轮机的配汽调节有三种方式，即节流调节、喷嘴调节和节流—喷嘴调节。

（1）节流调节：就是全部蒸汽都经过一个或几个同时开、关的调节汽门，然后流向第一级喷嘴。这种配汽方式主要是改变调节汽门的开度对蒸汽进行节流以改变进汽压力，使有用的焓降发生变化，并相应改变蒸汽量，来调节汽轮机的功率。采用节流调节时，减少汽轮机功率主要是借助节流作用，负荷越低节流损失越大，造成汽轮机相对内效率降低。但节流调节与喷嘴调节比较，在负荷变化时级前温度变化较小，对负荷的适应性能较好。但只有带额定负荷且调汽门全开时，效率最高。

（2）喷嘴调节：就是蒸汽经过几个依次开、关的调汽门通向汽轮机的第一级，每个汽门分别控制一组调节级喷嘴。调节级都是做成部分进汽的，在设计工况下，除最后一个汽门外，其他调节汽门都在全开状态，所以无节流损失。在低负荷运行时，喷嘴调节比节流调节效率高，且比较稳定；但在工况变化时，喷嘴调节使机组高压部分的温度变化较大，容易使调节级处产生热应力，从而使汽轮机负荷适应性降低。

（3）节流—喷嘴调节：为了同时发挥节流和喷嘴调节的优点，可采用节流—喷

嘴联合调节的方式。

41. 在什么情况下禁止启动汽轮机？

答：在下列情况下禁止启动汽轮机：

- (1) 调节系统无法维持空负荷运行或在机组甩负荷后，不能将汽轮机转速控制在危急保安器的动作转速之内。
- (2) 危急保安器动作不正常，自动主汽阀、调节汽阀、抽汽止回阀卡涩或关闭不严。
- (3) 汽轮机保护装置，如低油压保护、串轴保护、背压保护等保护装置不能正常投入，背压排汽安全阀动作不正常。
- (4) 主要表计，如主蒸汽压力表、温度表、排汽压力表、转速表、调速油压表、润滑油压表、汽缸的主要被测点的金属温度表等不齐全或指示不正常。
- (5) 交、直流油泵不能正常投入运行。
- (6) 盘车装置不能正常投入运行。
- (7) 润滑油质不合格或主油箱油位低于允许值。

42. 给水泵的推力盘的作用如何？在正常运行中如何平衡轴向推力？

答：给水泵的推力盘的作用是平衡泵在运行中产生的部分轴向推力。

给水泵的轴向推力由带平衡盘或平衡鼓与双向推力轴承共同来平衡，限制转轴的轴向位移。正常运行时，平衡盘基本上能平衡大部分轴向推力，而双向推力轴承一般只承担轴向推力的5%左右。在正常运行时，泵的轴向推力是从高压侧推向低压侧的，同时也带动了平衡盘向低压侧移动。当平衡盘向低压侧移动后，固定于转子轴上的平衡盘与固定于定子泵壳上的平衡圈之间的间隙就变小，从末级叶轮出口通过间隙、流到给水泵入口的泄漏量就减少，因此平衡盘前的压力随之升高，而平衡盘后的压力基本不变，因为平衡盘后的腔室有管道与给水泵入口相通。平衡盘前后的压力差正好抵消叶轮轴向推力的变化。

随着给水泵负荷的增加，叶轮上的轴向推力随之增加，而平衡盘抵消轴向推力的作用也随之增加。在给水泵启、停或工况突变时，平衡盘能抵抗轴向推力的变化和冲击。

43. 防止汽轮机超速事故的措施有哪些？

答：防止汽轮机超速事故的措施为：

- (1) 坚持调速系统静态试验，保证速度变动率和迟缓率符合规定。
- (2) 对新安装机组及对调速系统进行技术改造后的机组均应进行调速系统动态特性试验，并保证甩负荷后飞升转速不超过规定值，能保持空负荷运行。
- (3) 机组大修后，甩负荷试验前，危急保安器解体检查后，运行2000h后都应做超速试验。
- (4) 各项附加保护符合要求并投入运行。
- (5) 各主汽阀、调节汽阀开关灵活，严密性合格，发现缺陷及时消除。
- (6) 定期活动自动主汽阀、调节汽阀，定期试验抽汽止回阀。
- (7) 定期进行油质分析化验。
- (8) 加强蒸汽品质监督，防止门杆结垢。
- (9) 发现机组超速立即停机破坏真空。
- (10) 机组长期停用做好保养工作，防止调节部套锈蚀。
- (11) 采用滑压运行的机组，在滑参数启动过程中，调节汽阀开度要留有富余度。

44. 触电急救的基本原则是什么？

答：对触电人员实施急救的原则是：

- (1) 迅速使触电者脱离电源。
- (2) 触电者脱离电源后，准确按照规定动作施行人工呼吸、胸外心脏按压等救护措施。
- (3) 一定要在现场或附近就地来进行，不可长途护送延误救治。
- (4) 救治要坚持不懈，不可因为一时不见效而放弃救治，应坚持到医护人员到场为止。
- (5) 施救者要切记注意保护自己，防止发生救护人触电事故。
- (6) 若触电者在高处，要有安全措施，以防断电后触电者从高处摔下。
- (7) 夜间发生触电事故要准备事故照明、应急灯等临时照明以利救护并防不测。

45. 汽轮机蒸汽流量的变化对轴向推力有什么影响？

答：汽轮机的轴向推力主要取决于叶轮前后的压力差。但蒸汽流量改变时，虽然占大多数的中间级压力比基本不变，但中间各级的级前、后压力却随之变化，因而级前后的压力差将发生变化，使得轴向推力发生变化。如果蒸汽流量增加，则级前、后压力随之升高，级前后的压力差增大，轴向推力增加；反之，流量减少，

则级前、后压力降低，级前后的压力差减小，中间各级轴向推力减小。调节级和末几级的压力差变化情况正好相反，且伴随有焓降和反动度的变化，因而轴向推力变化情况比较复杂。但由于中间级占大多数，因此一般来说，多级汽轮机的轴向推力随蒸汽流量的增加而增加。随蒸汽流量的减少而减小。

46. 为什么汽轮机第一级喷嘴安装在喷嘴室，而不固定在隔板上？

答：汽轮机第一级喷嘴安装在喷嘴室有以下几点好处：

(1) 将与最高参数的蒸汽相接触的部分尽可能限制在很小的范围内，使汽轮机转子、汽缸等部件仅与第一级喷嘴后降温减压后的蒸汽接触，这样可以使转子、汽缸等部件采用低一级的耐高温材料。

(2) 由于高压缸进汽端承受的蒸汽压力较新蒸汽压力低，所以可在同一结构尺寸下，使该应力部分下降，或者保持同一应力水平，使汽缸壁厚度减薄。

(3) 使汽缸结构简单、匀称，提高汽缸对变工况的适应性。

(4) 降低了高压进汽端轴封漏汽压差，为减小轴端漏汽损失和简化轴端汽封结构带来一定好处。

47. 哪些特殊情况应加强巡回检查次数？

(1) 设备存在一、二类缺陷，新投运的设备、主要辅助设备失去备用时，要进行不定期巡回检查，至少每小时对其巡回检查一次。

(2) 雷雨、大风、大雪、大雾等恶劣天气到来前、后，要对室外电气设备、煤场及其重点设备加强检查。

(3) 在夏季大负荷高温天气时，要重点加强主、辅机各冷却设备及转动设备的轴承温度、凝汽器真空、水塔水位等设备、参数的巡回检查。

(4) 在冬季遇有寒流时，要对转动设备冷却水、油系统电加热、蒸汽伴热、室内外开关柜、开关箱内电加热装置、室外阀门井、水塔结冰等重点加强巡回检查。

(5) 新投产设备、大修或改进后的设备第一次投运时。

(6) 在设备启停过程中，特别是在设备启动过程中，必须进行就地检查监视，待设备运行稳定后方可离开。

48. 轴向位移增大应如何处理？

答：轴向位移增大应做如下处理：

(1) 发现轴向位移增大，应立即核对推力瓦块温度并参考差胀表。检查负荷、

汽温、汽压、真空、振动等仪表的指示，联系热工检查轴向位移指示是否正确。如确认轴向位移增大，应及时减负荷，并汇报班长、值长，维持轴向位移不超过规定值。

(2) 检查监视段压力、一级抽汽压力、高压缸排汽压力不应高于规定值，超过时应及时减负荷，汇报领导。

(3) 如轴向位移增大至规定值以上而采取措施无效，并且机组有不正常的噪声和振动，应迅速破坏真空紧急停机。

(4) 若是发生水冲击引起轴向位移增大或推力轴承损坏，应立即破坏真空紧急停机。

(5) 若是主蒸汽参数不合格引起轴向位移增大，应立即要求锅炉调整，恢复正常参数。

(6) 轴向位移达停机极限值。轴向位移保护装置应动作，若不动作，应立即手动脱扣停机。

49. 破坏真空紧急停机的条件是什么？

答：破坏真空紧急停机的条件是：

(1) 汽轮机转速升至3360r/min，危急保安器不动作或调节保安系统故障，无法维持运行或继续运行危及设备安全时。

(2) 机组发生强烈振动或设备内部有明显的金属摩擦声，轴封冒火花，叶片断裂。

(3) 汽轮机水冲击。

(4) 主蒸汽管、再热蒸汽管、高压缸排汽管，给水的主要管道或阀门爆破。

(5) 轴向位移达极限值，推力瓦块温度急剧上升到95℃时。

(6) 轴承润滑油压降至极限值，启动辅助油泵无效。

(7) 任一轴承回油温度上升至75℃或突升到70℃（包括密封瓦，100MW机组密封瓦块温度超过105℃）。

(8) 任一轴承断油、冒烟。

(9) 油系统大量漏油、油箱油位降到停机值时。

(10) 油系统失火不能很快扑灭时。

(11) 发电机、励磁机冒烟起火或内部氢气爆炸时。

(12) 主蒸汽、再热蒸汽温度10min内突然下降50℃（视情况可不破坏真空）。

(13) 高压缸胀差达到极限值时。

50. 机组发生故障时，运行人员应怎样进行工作？

答：机组发生故障时，运行人员应进行如下工作：

(1) 根据仪表指示和设备外部象征，判断事故发生的原因。

(2) 迅速消除对人身和设备有危险的问题，必要时立即解列发生故障的设备，防止故障扩大。

(3) 迅速查清故障的地点、性质和损伤范围。

(4) 保证所有未受损害的设备正常运行。

(5) 消除故障的每一个阶段，尽可能迅速地报告值长、单元长（班长），以便及时采取进一步对策，防止事故蔓延。

(6) 事故处理中不得进行交接班，接班人员应协助当班人员进行事故处理，只有在事故处理完毕或告一段落后，经交接班班长同意方可进行交接班。

(7) 故障消除后，运行人员应将观察到的现象、故障发展的过程和时间，采取消除故障的措施正确地记录在记录本上。

(8) 应及时写出书面报告，上报有关部门。

51. 运行中如何对监视段压力进行分析？

答：在安装或大修后，应在正常运行工况下对汽轮机通流部分进行实测，求得机组负荷、主蒸汽流量与监视段压力之间的关系，以作为平时运行监督的标准。

除了汽轮机最后一、二级外，调节级压力和各段抽汽压力均与主蒸汽流量成正比。根据这个关系，在运行中通过监视调节级压力和各段抽汽压力，可以有效地监督通流部分工作是否正常。

在同一负荷（主蒸汽流量）下，监视段压力增高，则说明该监视段后通流面积减少，或者高压加热器停运、抽汽减少。多数情况是因叶片结垢而引起通流面积减少，有时也可能因叶片断裂、机械杂物堵塞造成监视段压力升高。

如果调节级和高压缸 I 段、II 段抽汽压力同时升高，则可能是中压调节汽门开度受阻或者中压缸某级抽汽停运。监视段压力不但要看其绝对值增高是否超过规定值，还要监视各段之间压差是否超过规定值。若某个级段的压差过大，则可能导致叶片等设备损坏事故。

52. 汽轮机超速的原因有哪些？

答：汽轮机发生超速的原因主要是调速系统不能正常工作，而起不到控制转速的作用。

下列原因可造成汽轮机转速升高：

- (1) 汽轮发电机运行中，由于电力系统线路故障，使发电机跳闸，汽轮机负荷突然甩到零。
- (2) 机组孤立网运行时，负荷骤然下降。
- (3) 正常停机过程中，解列的时候或解列后空负荷运行。
- (4) 汽轮机启动过程中闯过临界转速后应定速时或定速后，空负荷运行。
- (5) 进行危急保安器超速试验。
- (6) 停机过程中带负荷解列。

调速系统工作不正常造成超速的原因有：

- (1) 当汽轮机甩负荷时，调速汽门卡涩不能关闭。
- (2) 速度变动率大，在负荷骤然由满负荷降至零时，转速上升速度太快以致超速。
- (3) 调速系统迟缓率大，在甩负荷时，调速汽门不能迅速关闭，立即切断汽源。
- (4) 由于油质和蒸汽品质不好，使调速系统部件或调速汽门卡涩，失去控制转速的作用。

53. 在什么情况下需要破坏真空紧急停机？

答：在下列情况下，应破坏真空紧急停机。

- (1) 机组转速升到3330r/min及以上，而危急保安器不动作，即将危急汽轮机设备安全。
- (2) 确认汽温、汽压、负荷大幅度变化，发生了水冲击。
- (3) 主蒸汽、再热蒸汽温度在10min内上升或下降50℃以上。
- (4) 机组发生强烈振动，或机组内部有明显的金属摩擦声、撞击声。
- (5) 轴封摩擦冒火花。
- (6) 轴承润滑油低到保护值，启动辅助油泵无效或任一轴承断油冒烟。
- (7) 主要系统管道突然破裂，不能维持运行。
- (8) 轴向位移达到极限值。

- (9) 推力瓦钨金温度达到保护值，而保护拒动。
- (10) 任一轴承温度达到保护值，而保护拒动。
- (11) 油系统大量漏油，油箱油位降到最低值，而补油无效。
- (12) 油系统着火不能及时扑灭，威胁机组安全。
- (13) 高、中、低压胀差值达到保护值，而保护拒动。
- (14) 发电机、励磁机冒烟着火，发电机内氢气爆炸。

54. 引起汽轮机进汽压力、温度变化的原因有哪些？

答：引起汽轮机进汽压力变化的原因有：

- (1) 锅炉出力变化，或发生灭火等事故。
- (2) 锅炉调节不当，或自动调节失灵。
- (3) 主蒸汽系统运行方式变化。
- (4) 机组负荷突然变化或失去负荷。
- (5) 锅炉再热蒸汽系统或旁路系统阀门误动作。
- (6) 电网频率变化。
- (7) 主蒸汽门、调汽门误操作。
- (8) 汽动给水泵进汽减压装置调节不当，或用主机抽汽进汽时主机负荷变化。

引起汽轮机进汽温度变化的原因有：

- (1) 锅炉燃烧调节不当，或锅炉热负荷变化。
- (2) 减温装置自动失灵，或锅炉主蒸汽、再热蒸汽旁路减温水门泄漏。
- (3) 给水压力变化，减温水量改变。
- (4) 锅炉启动时，因主蒸汽管疏水未疏尽，或运行时过热器、再热器带水，导致汽温急剧下降或发生水冲击。
- (5) 给水温度突然变化。
- (6) 联合汽门故障。

55. 在主蒸汽温度不变时，主蒸汽压力的变化对汽轮机运行有何影响？

答：主蒸汽温度不变，主蒸汽压力变化对汽轮机运行的影响如下：

- (1) 压力升高对汽轮机的影响：
 - 1) 整机的焓降增大，运行的经济性提高。但当主汽压力超过限额时，会威胁机组的安全。

- 2) 调节级叶片过负荷。
- 3) 机组末几级的蒸汽湿度增大。
- 4) 引起主蒸汽管道、主汽阀及调节汽阀、汽缸、法兰等变压部件的内应力增加，寿命减少，以致损坏。

(2) 压力下降对汽轮机的影响：

- 1) 汽轮机可用焓降减少，耗汽量增加，经济性降低，出力不足。
- 2) 对于给水泵汽轮机和除氧器，主汽压力过低引起抽汽压力降低，使给水泵汽轮机和除氧器无法正常运行。

56. 汽轮机轴瓦烧损的原因有哪些？

答：汽轮机轴瓦烧损的原因有：

- (1) 汽轮机轴向推力过大，而使推力轴瓦烧损。
- (2) 润滑油压力过低，油流量减少，轴承内油温升高，使油的黏度下降，油膜承受的载荷也降低，于是润滑油将从轴承中挤出，引起油膜不稳定而破坏。
- (3) 润滑油温度过高，使油的黏度下降，引起油膜不稳定而破坏。
- (4) 润滑油中断，使轴承立即断油而烧损。
- (5) 油中进水、有杂质，或油本身品质不好。
- (6) 轴瓦与轴之间的间隙过大，润滑油从轴瓦中流出的速度快，难以形成连续的油膜保证润滑。
- (7) 轴瓦在检修中装反或运行中移位，如轴瓦转动、进油孔堵塞等。
- (8) 机组强裂振动，使钨金瓦研磨损坏。
- (9) 发电机或励磁机漏电，造成推力轴瓦电腐蚀，从而降低轴承的承载能力。

57. 为防止轴瓦烧损，应采取哪些防护措施？

答：为防止轴瓦烧损、应采取以下防护措施：

- (1) 维持主油箱油位正常，定期对就地和盘上主油箱油位计进行校对，每班要记录主油箱油位，定期校对主油箱油位低报警信号，定期清理主油箱滤网。
- (2) 发现主油箱油位下降时，应检查油系统外部是否漏油，发电机内部是否进油，以及各冷油器是否泄漏，并进行补油。如果补油无效，油位降到最低值不能维持运行时，应立即停机。
- (3) 定期对主油箱底部、油系统集水器进行放水，定期进行油质化验。如果发

现轴承回油窗有水珠，应立即采取措施，加强汽封的调整及滤油机的运行。

(4) 运行中切换和解列冷油器时，要严格执行操作票制度，并由专业技术人员监护。首先确认备用的冷油器投运或有一台冷油器运行，再解列另一台冷油器。

(5) 定期进行高压油泵、润滑油泵及密封油泵的启、停试验和热工连锁试验。

(6) 汽轮机启动前，启动高压油泵，确认各轴承油压正常、回油正常。当冲车到转速达额定，确认油泵工作正常，且高压启动油泵电流到空载电流后，才可停下。

(7) 每次启动冲车前和停机前，均要进行润滑油压低联动试验。

(8) 正确投入轴瓦温度高保护、轴向位移大保护。当运行中任一轴瓦温度高过正常值时，要查明原因，如果温度升高到保护值或轴瓦冒烟，应立即停机。

58. 主蒸汽温度下降对机组运行有哪些影响？

答：主蒸汽温度下降对机组运行有以下影响：

(1) 主蒸汽温度下降，将使汽轮机做功的焓降减少，故要保持原有出力，则蒸汽流量必须增加，因此汽轮机的汽耗增加，即经济性下降。每降低10℃，汽耗将增加13%~15%。

(2) 主蒸汽温度急剧下降，使汽轮机末几级的蒸汽湿度增加，加剧了末几级叶片的汽蚀，缩短了叶片使用寿命。

(3) 主蒸汽温度急剧下降，会引起汽轮机各金属部件温差增大，热应力和热变形也随着增加，且差胀会向负值变化，因此机组振动加剧，严重时会发生动、静摩擦。

(4) 主蒸汽温度急剧下降，往往是发生水冲击事故的预兆，会引起转子轴向推力的增加。一旦导致水冲击，则机组就要受到损害。若汽温骤降，使主蒸汽带水，引起水冲击，后果极其严重。

59. 为防止动静摩擦，运行操作上应注意哪些问题？

答：运行人员除了要采取防止动静摩擦的有关措施外，还应特别注意以下几点：

(1) 每次启动前，必须认真地检查大轴的晃动度，确认大轴挠曲度在允许的范围内才可进行启动，因为当大轴的晃动度超过规定范围时，说明转子存在一定程度的弯曲，若在这种情况下冲转，就很容易造成动静摩擦。这种低速下的摩擦会引起热膨胀，产生恶性循环，最终引起大轴弯曲。

(2) 上、下缸温差一定要在规定的范围以内。如果上、下缸温差过大，将使汽缸产生很大的热挠曲。上、下缸温差过大往往是造成大轴弯曲的初始原因。

(3) 机组热态启动时，状态变化比较复杂，运行人员应对注意进汽温度、轴封供汽等参数密切监视和调整。

(4) 加强对机组振动的监视。机组启动过程密切监视机组振动情况。在第一临界转速以下发生动静摩擦时，引起大轴弯曲的威胁最大，因此在中速以下汽轮机轴承振动超限时，必须打闸停机，切忌在振动增大时降速暖机。遇到异常情况打闸停机时，注意检查转子的惰走时间，如发现比正常情况有明显的变化，则应注意查明原因。

(5) 在汽轮机停机后，严防汽轮机进水。为了加强停机后对设备的监视，应定时抄录缸温，继续坚持正常的巡回检查制度，发现异常情况，立即进行分析、处理。

60. 汽轮机在启停或运行中出现大轴弯曲的主要原因有哪些？机组启动过程中防止大轴弯曲运行采取的措施有哪些？

1、主要原因：

(1) 由于动静摩擦，使转子局部过热，产生压缩应力，出现塑性变形。在转子冷却后，受到残余拉应力的作用，造成大轴弯曲。

(2) 汽机进冷汽、冷水，转子受冷部位产生拉应力，出现塑性变形，造成大轴弯曲。

(3) 轴封系统故障，冷空气进入汽缸，转子急剧冷却，使动静间隙消失产生摩擦造成大轴弯曲。

(4) 轴瓦或推力瓦磨损，使轴系轴心不一致造成动静摩擦产生弯曲事故。

2、防止大轴弯曲的措施：

(1) 机组启动前要按规程及操作标准认真进行系统检查，如下阀门应处于正确的位置：高压旁路减温水隔离门；所有汽轮机蒸汽管道及本体疏水门；通向锅炉的减温水，给水泵中间抽头；多级水封的注水门等。

(2) 机组启动前按规程要求进行盘车，转子的晃度不超过原始值的 $\pm 0.02\text{mm}$ 。

(3) 冲转过程中应严格监视机组振动。中速暖机前轴承振动不超过 0.03mm ，过临界转速时，当轴承振动超过 0.1mm ，或相对轴振动超过 0.26mm 应立即打闸停机。

- (4) 冲转前应对主蒸汽管道、再热蒸汽管道、各联箱充分疏水暖管暖箱。
- (5) 严格监视主、再热蒸汽温度的变化，当汽温在10分钟内下降50℃应打闸停机。
- (6) 开机过程中应加强对各水箱、加热器水位的监视，防止水或冷汽进入汽缸。
- (7) 低负荷时应调整好凝结水泵的出口压力，防止加热器钢管破裂。
- (8) 投高加前要做好各项保护试验，使高加保护正常投入。

61. 停机过程中及停机后防止汽轮机进冷汽冷水的措施有哪些？

- (1) 凝汽器水位及补水门的关闭情况。
- (2) 高、低压旁路及减温水的关闭情况。
- (3) 给水泵中间抽头的关闭情况。
- (4) 至除氧器电动门、疏水门、轴封供汽门、门杆漏汽至除氧器隔离门（部分机组无）的关闭情况。
- (5) 主蒸汽、再热蒸汽至轴封供汽的隔离门的关闭情况。
- (6) 汽缸、法兰加热联箱进汽总门及调整门（200MW及以下机组）的关闭情况。
- (7) 汽缸本体疏水门、再热蒸汽冷段、热段，高压旁路后、低压旁路前的各疏水门的开启情况。
- (8) 停机后运行人员应经常检查汽轮机的隔离措施是否完备落实，检查汽缸温度是否下降，汽轮机上下缸温差是否超标。

62. 高压加热器水侧投用前为什么要注水？如何判断其是否正常？

高压加热器水侧投用前注水的原因如下：

- (1) 防止给水瞬时失压和断流。在高压加热器投用前，高压加热器内部是空的，如果不预先注水充压，则高压加热器水侧积空气。在正常投运后，因高压加热器水侧残留空气，则可能造成给水母管压力瞬间下降，引起锅炉断水保护动作，造成停炉事故。
- (2) 高压加热器投用前水侧注水，可判断高压加热器钢管是否泄漏。当高压加热器投用前，高压加热器进、出水门均关闭，开启高压加热器注水门，高压加热器水侧进水。待水侧空气放净后，关闭空气门和注水门，待10min后，若高压加热器水侧压力无下降则属正常。当发现高压加热器汽侧水位上升时应停止注水，防止因抽汽逆止门不严密而使水从高压加热器汽侧倒入汽轮机汽缸。

(3) 可判断高加系统是否泄漏。高压加热器投用前水侧注水，若高压加热器水侧压力表指示下降快，说明系统内漏量较大，若压力下降缓慢，则说明有轻微泄漏，应检查高压加热器钢管及各有关阀门是否泄漏。

(4) 在高压加热器水侧投用前的注水过程中，应解除高加保护但必须加强水位监视，防止水位过高。

63. 个别轴承温度升高和轴承温度普遍升高的原因有什么不同？

个别轴承温度升高的原因：

- (1) 负荷增加、轴承受力分配不均、个别轴承负荷重。
- (2) 进油不畅或回油不畅。
- (3) 轴承内进入杂物、钨金脱胎。
- (4) 靠轴承侧的轴封汽过大或漏汽大。
- (5) 轴承中有气体存在、油流不畅。
- (6) 振动引起油膜破坏、润滑不良。

轴承温度普遍升高：

- (1) 由于某些原因引起冷油器出油温度升高。
- (2) 油质恶化。
- (3) 轴承箱或主油箱回油负压过高，回油不畅等。
- (4) 汽轮机组转速升高。

64. 何谓滑参数停机？它有什么优缺点？

滑参数停机是指在调速汽门全开状态下，借助锅炉降低蒸汽参数以逐渐降低负荷，汽轮机金属温度也随着相应降低，直至负荷到零为止。发电机解列后，还可继续降低蒸汽参数以降低汽轮机的转速，直到转子静止。

滑参数停机的优点：由于滑参数停机是采用低参数、大流量的蒸汽使汽轮机各受热部件得到均匀的冷却，而且金属温度可以降低到较低水平，故大大缩短了汽缸的冷却时间。另外，还可以利用锅炉的余热发电，利用低参数、大流量的蒸汽对汽轮机的通流部分进行清洗。在条件许可的情况下，高、低压加热器及除氧器均可以进行随机滑停，提高热效率，减少汽水损失。

滑参数停机的缺点：在停机过程中比额定参数停机较容易出现大的负胀差，对锅炉运行操作要求很严格，汽温均匀下降很难控制。在汽轮机方面操作和调整频繁，

如监视不严格，容易产生水冲击和受热部件过冷却，造成设备损坏。

65. 为什么氢冷发电机密封油设空气、氢气两侧？

答：在密封瓦上通有两股密封油，一个是氢气侧，另一个是空气侧，两侧油流在瓦中央狭窄处，形成两个环形油密封，并各自成为一个独立的油压循环系统。从理论上讲，若两侧油压完全相同，则在两个回路的液面接触处没有油交换。氢气侧的油独自循环，不含有空气。空气侧油流不和发电机内氢气接触，因此空气不会侵入发电机内。这样不但保证了发电机内氢气的纯度，而且也可使氢气几乎没有消耗，但实际上要始终维持空气和氢气侧油压绝对相等是有困难的，因而运行中一般要求空气侧和氢气侧油压差要小于0.01MPa，而且尽可能使空气侧油压略高于氢气侧。

另外，这种双流环式密封瓦结构简单，密封性能好，安全可靠，瞬间断油也不会烧瓦，但由于瓦与轴间间隙大（0.1~0.15mm），故用油量大。为了不使大量回油把氢气带走，故空气、氢气侧各有自己的单独循环。

66. 汽轮机启动时为何排汽缸温度升高？

答：汽轮机在启动过程中，调节汽门开启、全周进汽，操作启动阀逐步增加主汽阀预启阀的开度，经过冲转、升速，历时约1.5h的中速暖机（转速1200r/min）升速至2800r/min、阀切换等阶段后，逐步操作同步器来增加调节汽门开度，进行全速并网、升负荷。

在汽轮机启动时，蒸汽经节流后通过喷嘴去推动调速级叶轮，节流后蒸汽熵值增加，焓降减小，以致做功后排汽温度较高。在并网发电前的整个启动过程中，所耗汽量很少，这时做功主要依靠调节级，乏汽在流向排汽缸的通路中，流量小、流速低、通流截面大，产生了显著的鼓风作用。因鼓风损失较大而使排汽温度升高。在转子转动时，叶片（尤其末几级叶片比较长）与蒸汽产生摩擦，也是使排汽温度升高的因素之一。汽轮机启动时真空较低，相应的饱和温度也将升高，即意味着排汽温度升高。排汽缸温度升高，会使低压缸轴封热变形增大，易使汽轮机洼窝中心发生偏移，导致振动增大，动、静之间摩擦增大，严重时低压缸轴封损坏。

当并网发电升负荷后，主蒸汽流量随着负荷的增加而增加，汽轮机逐步进入正常工况，摩擦和鼓风损耗所占的功率份额越来越小。在汽轮机排汽缸真空逐步升高

的同时，排汽温度即逐步降低。

汽轮机启动时间过长，也可能使排汽缸温度过高。我们应当按照规程要求，根据程序卡来完成启动过程，那么排汽缸的温度升高将在限额内。

当排汽缸的温度达到80℃以上，排汽缸喷水会自动打开进行降温，不允许排汽缸的温度超过120℃。

67. 中间再热机组有何优缺点？

答案:答：（1）中间再热机组的优点：

1) 提高了机组效率。如果单纯依靠提高汽轮机进汽压力和温度来提高机组效率是不现实的，因为目前金属温度允许极限已经提高到560℃。若该温度进一步提高，则材料的价格就昂贵得多。不仅温度的升高是有限的，而且压力的升高也受到材料的限制。

大容量机组均采用中间再热方式，高压缸排汽在进中压缸之前须回到锅炉中再热。再热蒸汽温度与主蒸汽温度相等，均为540℃。一次中间再热至少能提高机组效率5%以上。

2) 提高了乏汽的干度，低压缸中末级的蒸汽湿度相应减少至允许数值内。否则，若蒸汽中出现微小水滴，会造成末几级叶片的损坏，威胁安全运行。

3) 采用中间再热后，可降低汽耗率，同样发电出力下的蒸汽流量相应减少。因此末几级叶片的高度在结构设计时可相应减少，节约叶片金属材料。

（2）中间再热机组的缺点：

1) 投资费用增大。因为管道阀门及换热面积增多。

2) 运行管理较复杂。在正常运行加、减负荷时，应注意到中压缸进汽量的变化是存在明显滞后特性的。在甩负荷时，由于再热系统中的余汽，即使主汽阀或调门关闭，但是还有可能因中调门没有关严而严重超速。

3) 机组的调速保安系统复杂化。

4) 加装旁路系统，机组启停时再热器中须通有一定蒸汽流量以免干烧，并且利于机组事故处理。

68. 什么是汽轮机的中压缸启动方式？它有什么优点？

答：汽轮机启动中，由中压缸进汽冲动转子，而高压缸只有在机组带10%~13%负荷时才进汽，这种启动方式即为中压缸启动方式。

中压缸启动方式有以下优点：

(1) 缩短启动时间：由于冲转前进行高压缸倒暖，热应力、胀差可控制在允许范围内，故启动初期的启动速度不受高压缸热应力和胀差的控制。另外，由于高压缸不进汽做功，同样工况下，中压缸进汽量大，暖机更充分、迅速，从而缩短了整个启动过程的时间。

(2) 汽缸加热均匀：中压缸启动时，高中压缸加热均匀，温升合理，汽缸易于胀出，胀差小。与常规的高、中压缸联合启动相比，虽然多一切换操作，但从整体上可提高启动的安全性和灵活性。

(3) 提前越过脆性转变温度：中压缸启动时，高压缸进汽倒暖。启动初期中压缸进汽量大，可使高、中压转子尽早越过脆性转变温度，提高机组运转的安全可靠性。

(4) 对特殊工况具有良好的适应性：主要体现在空负荷和极低负荷运行方面。机组在启动并网过程中，有时遇到故障等处理，或并网前要进行电气试验或其他试验，就常常遇到要在额定转速下长时间空负荷运行的情况。在采用高、中压缸联合启动方式时，即使是冷态启动，也会带来很多问题，如高压缸超温。然而，采用中压缸启动方式，只要关闭高排止回门，维持高压缸真空，汽轮机即可以安全地长时间空负荷运行。同样，采用中压缸启动方式，只要打开旁路，隔离高压缸，汽轮机就能在很低的负荷下长时间运行。

(5) 抑制低压缸尾部受热：由于启动初期流经低压缸的蒸汽量较大，有效地带走低压缸尾部因鼓风摩擦而产生的热量，保持低压缸尾部温度在较低的水平。

69. 在液力耦合器中工作油是如何传递动力的？液力耦合器的工作特点是什么？

答：在泵轮与涡轮间的腔室中充有工作油，形成一个循环流道；在泵轮带动的转动外壳与涡轮间又形成一个油室。若主轴以一定转速旋转，循环圆（泵轮与涡轮在轴面上构成的两个碗状结构组成的腔室）中的工作液体由于泵轮叶片在旋转离心力的作用下，将工作油从靠近轴心处沿着径向流道向泵轮外周处外甩升压，在出口处以径向相对速度与泵轮出口圆周速度组成合速，冲入涡轮外圆处的进口径向流道，并沿着涡轮径向叶片组成的径向流道流向涡轮，靠近从动轴心处，由于工作油动量距的改变去推动涡轮旋转。在涡轮出口处又以径向相对速度与涡轮出

口圆周速度组成合速，冲入泵轮的进口径向流道，重新在泵轮中获取能量，泵轮转向与涡轮相同。如此周而复始，构成了工作油在泵轮和涡轮二者间的自然环流，从而传递了动力。

液力耦合器的工作特点主要有以下几点：

(1) 可实现无级变速。通过改变勺管位置来改变涡轮的转速，使泵的流量、扬程都得到改变，并使泵组在较高效率下运行。

(2) 可满足锅炉点火工况要求。锅炉点火时要求给水流量很小，定速泵用节流降压来满足，调节阀前、后压差可达12MPa以上。利用液力耦合器，只需降低输出转速即可满足要求，既经济又安全。

(3) 可空载启动且离合方便。使电动机不需要有较大的富裕量，也使厂用母线减少启动时的受冲击时间。

(4) 隔离振动。偶合器泵轮与轮间扭矩是通过液体传递的，是柔性连接。所以主动轴与从动轴产生的振动不可能相互传递。

(5) 过载保护。由于耦合器是柔性传动，工作时存在滑差，当从动轴上的阻力扭矩突然增加时，滑差增大，甚至制动，但此时原动机仍继续运转而不致受损。因此，液力耦合器可保护系统免受动力过载的冲击。

(6) 无磨损，坚固耐用，安全可靠，寿命长。

(7) 液力耦合器的缺点是运转时有一定的功率损失。除本体外，还增加一套辅助设备，价格较贵。

70. 汽轮机有哪些主要的级内损失？损失的原因是什么？

答案：答：汽轮机级内损失主要有喷嘴损失、动叶损失、余速损失、叶高损失、扇形损失、部分进汽损失、摩擦鼓风损失、漏汽损失、湿汽损失等。

各损失的原因如下：

(1) 喷嘴损失和动叶损失是由于蒸汽流过喷嘴和动叶时汽流之间的相互摩擦及汽流与叶片表面之间的摩擦所形成的。

(2) 余速损失是指蒸汽在离开动叶时仍具有一定的速度，这部分速度能量在本级未被利用，所以是本级的损失。但是当汽流流入下一级的时候，汽流动能可以部分地被下一级所利用。

(3) 叶高损失是指汽流在喷嘴和动叶栅的根部和顶部形成涡流所造成的损失。

(4) 扇形损失是指由于叶片沿轮缘成环形布置，使流道截面成扇形，因而，沿叶高方向各处的节距、圆周速度、进汽角是变化的，这样会引起汽流撞击叶片产生能量损失，汽流还将产生半径方向的流动，消耗汽流能量。

(5) 部分进汽损失是由于动叶经过不安装喷嘴的弧段时发生“鼓风”损失，以及动叶由非工作弧段进入喷嘴的工作弧段时发生斥汽损失。

(6) 摩擦鼓风损失是指高速转动的叶轮与其周围的蒸汽相互摩擦并带动这些蒸汽旋转，要消耗一部分叶轮的有用功。隔板与喷嘴间的汽流在离心力作用下形成涡流也要消耗叶轮的有用功。

(7) 漏汽损失是指在汽轮机内由于存在压差，一部分蒸汽会不经过喷嘴和动叶的流道，而经过各种动静间隙漏走，不参与主流做功，从而形成损失。

(8) 湿汽损失是指在汽轮机的低压区蒸汽处于湿蒸汽状态，湿蒸汽中的水不仅不能膨胀加速做功，还要消耗汽流动能，还要对叶片的运动产生制动作用消耗有用功，并且冲蚀叶片。

71. 什么叫机组的滑压运行？滑压运行有何特点？

答案:答：汽轮机开足调节汽阀，锅炉基本维持新蒸汽温度，并且不超过额定压力、额定负荷，用新蒸汽压力的变化来调整负荷，称为机组的滑压运行。

滑压运行的特点如下：

(1) 滑压运行的优点：

- 1) 可以增加负荷的可调节范围。
- 2) 使汽轮机允许较快速度变更负荷。
- 3) 由于末级蒸汽湿度的减少，提高了末级叶片的效率，减少了对叶片的冲刷，延长了末级叶片的使用寿命。
- 4) 由于温度变化较小，所以机组热应力也较小，从而减少了汽缸的变形和法兰结合面的漏汽。
- 5) 变压运行时，由于受热面和主蒸汽管道的压力下降，其使用寿命延长了。
- 6) 变压运行调节可提高机组的经济性（减少了调节汽阀的节流损失），且负荷愈低经济性愈高。
- 7) 同样的负荷采用滑压运行，高压缸排汽温度相对提高了。
- 8) 对于调节系统不稳定的机组，采用滑压运行可以把调节汽阀维持在一定位置。

(2) 滑压运行的缺点:

- 1) 滑压运行机组, 如除氧器定压运行, 应具备有可靠的汽源。
- 2) 调节汽阀长期在全开位置, 为了保持调节汽阀不致卡涩, 需定期活动调节汽阀。

72. 什么是胀差? 胀差变化与哪些因素有关?

答: 汽轮机转子与汽缸的相对膨胀, 称为胀差。习惯上规定转子膨胀大于汽缸膨胀时的胀差值为正胀差, 汽缸膨胀大于转子膨胀时的胀差值为负胀差。根据汽缸分类又可分为高差、中差、低 I 差、低 II 差。胀差数值是很重要的运行参数, 若胀差超限, 则热工保护动作使主机脱扣。

胀差向正值增大和向负值增大各有其不同的影响因素。

(1) 使胀差向正值增大的主要因素:

- 1) 启动时暖机时间太短, 升速太快或升负荷太快。
- 2) 汽缸夹层、法兰加热装置的加热汽温太低或流量较低, 引起汽加热的作用较弱。
- 3) 滑销系统或轴承台板的滑动性能差, 易卡涩。
- 4) 轴封汽温度过高或轴封供汽量过大, 引起轴颈过分伸长。
- 5) 机组启动时, 进汽压力、温度、流量等参数过高。
- 6) 推力轴承磨损, 轴向位移增大。
- 7) 汽缸保温层的保温效果不佳或保温层脱落。在严寒季节里, 汽机房室温太低或有穿堂冷风。
- 8) 双层缸的夹层中流入冷汽 (或冷水)。
- 9) 胀差指示器零点不准或触点磨损, 引起数字偏差。
- 10) 多转子机组, 相邻转子胀差变化带来的互相影响。
- 11) 真空变化的影响。
- 12) 转速变化的影响。
- 13) 各级抽汽量变化的影响, 若一级抽汽停用, 则影响高胀很明显。
- 14) 轴承油温太高。
- 15) 机组停机惰走过程中由于“泊桑效应”的影响。

(2) 使胀差向负值增大的主要因素:

- 1) 负荷迅速下降或突然甩负荷。
- 2) 主汽温骤减或启动时的进汽温度低于金属温度。
- 3) 水冲击。
- 4) 汽缸夹层、法兰加热装置加热过度。
- 5) 轴封汽温度太低。
- 6) 轴向位移变化。
- 7) 轴承油温太低。
- 8) 启动时转速突升，由于转子在离心力的作用下轴向尺寸缩小，尤其低差变化明显。
- 9) 汽缸夹层中流入高温蒸汽，可能来自汽加热装置，也可能来自进汽套管的漏汽或者轴封漏汽。

73. 主机油箱油位变化一般由哪些原因造成？

答：主机油箱油位有升高和降低两种变化。

（1）主机油箱油位升高的原因如下：

- 1) 均压箱压力过高或端部轴封汽量过大。
- 2) 轴加风机工作失常，使轴封回汽不畅而油中带水。
- 3) 冷油器铜管漏，并且水压大于油压。
- 4) 油位计卡死，出现假油位。
- 5) 启动时高压油泵和润滑油泵的轴冷水漏入油中。
- 6) 当冷油器出口油温升高、黏度小，油位也会有所提高。
- 7) 净油器过滤油泵到油位低限不能自停，继续打入油箱。

（2）主机油箱油位降低的原因如下：

- 1) 油箱事故放油门及油系统其他部套泄漏或误开。
- 2) 净油器的自动抽水器跑油。
- 3) 净油器过滤油泵到油位高限不能自启动将油打入主油箱。
- 4) 在油压大于水压，冷油器铜管漏。
- 5) 冷油器出口油温低，油位也会有所降低。
- 6) 轴承油挡漏油。
- 7) 油箱刚放过水。

8) 油位计卡涩。

74. 汽轮机发生振动的原因有哪些？

答：汽轮机发生振动的原因有：

(1) 机组在运行中中心不正，引起振动。

1) 机组启动时，如暖机时间不够，升速或加负荷太快，将引起汽缸受热膨胀不均匀，或者滑销系统卡涩，汽缸不能自由膨胀，均会使汽缸转子相对歪斜，机组产生不正常的位移，从而引起振动。

2) 机组在运行中，若真空下降，将使排汽缸温度升高，后轴承上抬，因而破坏机组的中心，引起振动。

3) 靠背轮安装不正确，中心存在偏差，因此运行中发生振动，且此振动是随负荷增加而增大的。

4) 在机组蒸汽温度超过额定值的情况下，膨胀差和汽缸变形增加，造成中心移动而引起振动。

(2) 转子质量不平衡，引起振动。

1) 运行中叶片折断、脱落或不均匀磨损、腐蚀、结垢，使转子发生质量不平衡。

2) 转子找平衡时，平衡质量选择不当或安装位置不当，转子上某些零部件松动，以及发电机转子绕组松动或不平衡等，均会使转子质量不平衡。

(3) 转子发生弹性弯曲，即使不引起动、静部分摩擦，也会引起机组振动。

(4) 轴承油膜不稳定或受到破坏，将会使轴瓦烧毁，从而引起因受热而使轴颈弯曲，以致造成剧烈振动。

(5) 汽轮机内部工作叶片和导向叶片相互摩擦，通流部分辐向间隙不够或安装不当，以及隔板弯曲、叶片变形等，均会引起摩擦而产生振动。

(6) 当蒸汽中带水进入汽轮机而发生水冲击时，将造成转子轴向推力增大并产生很强的不平衡扭力，使转子产生剧烈振动。

(7) 发电机内部故障，如发电机转子与定子之间的空气间隙不均匀、发电机转子绕组短路等，均会引起机组振动。

(8) 汽轮机外部零件（如地脚螺栓、基础等）松动，也会引起机组振动。

75. 电网频率异常变化时，机组运行中应注意哪些问题？

答：电网频率异常变化时，应注意如下问题：

(1) 应加强对机组运行状况特别是机组振动、声音、轴向位移、推力瓦块温度的监视。

(2) 应加强监视辅机的运行情况。如因频率下降引起出力不足，电动机发热等情况，视需要可启动备用辅机。

(3) 电网频率异常下降时，应注意润滑油压下降的情况，必要时启动润滑油泵，注意机组不过负荷。

(4) 电网频率异常下降时，应加强检查发电机静子和转子的冷却水压力、温度以及进、出风温度等运行情况，偏离正常值时应进行调节。

(5) 电网频率异常上升时，应注意汽轮机转速上升情况、调节汽阀是否关闭。

76. 甩负荷试验一般应符合哪些规定？

答：甩负荷试验一般应符合如下规定：

(1) 试验时，汽轮机的蒸汽参数、真空值为额定值，回热系统应正常投入。

(2) 根据情况决定甩负荷的次数和等级，一般甩50%额定负荷和100%额定负荷各一次。

(3) 系统周波保持在 (50 ± 0.1) Hz以内，电网具有一定的备用容量。

(4) 甩负荷后，调节系统动作尚未终止前，不应手动干预降低转速，如转速升高到危急保安器动作转速时，而危急保安器尚未动作，应手动危急保安器停机。

(5) 将抽汽作为除氧器汽源或汽动给水泵汽源的机组，应注意甩负荷时备用汽动给水泵能自动投入。

(6) 甩负荷过程中，对有关数据要有专人记录。

77. 汽轮机热力试验大致包括哪些内容？试验前应做哪些工作？

答：汽轮机热力试验主要包括：

(1) 试验项目和试验目的。

(2) 试验时的热力系统和运行方式。

(3) 测点布置、测量方法和所用的测试设备。

(4) 试验负荷点的选择和保持负荷稳定的措施。

(5) 试验时要求设备具有的条件，达到这些条件需要采取的措施。

(6) 根据试验要求，确定计算方法。

(7) 试验中的组织与分工。

试验前应做如下工作：

- (1) 全面了解熟悉主、辅设备和热力系统。
- (2) 对机组热力系统全面检查，消除各种泄漏和设备缺陷。
- (3) 安装好试验所需的测点和仪表并校验。
- (4) 拟订试验大纲。

78. 油膜振荡的象征特点有哪些？

答：典型的油膜振荡现象发生在汽轮发电机组启动升速过程中，转子的第一阶段临界转速越低，其支持轴承在工作转速范围内发生油膜振荡的可能性就愈大，油膜振荡的振幅比半速涡动要大得多，转子跳动非常剧烈，而且往往不是一个轴承和相邻轴承，而是整个机组的所有轴承都出现强烈振动，在机组附近还可以听到“咚咚”的撞击声，油膜振荡一旦发生，转子始终保持着等于临界转速的涡动速度，而不再随转速的升高而升高，这一现象称为油膜振荡的惯性效应，所以遇到油膜振荡发生时，不能像过临界转速那样，借提高转速冲过去的办法来消除。

79. 防止轴瓦损坏的主要技术措施是什么？

答：防止轴瓦损坏的主要技术措施有：

- (1) 油系统各截止门应有标示牌，油系统切换工作按规程进行。
- (2) 润滑油系统截止门采用明杆门或有标尺。
- (3) 高低压供油设备定期试验，润滑油压以汽轮机中心线距冷油器最远的轴瓦为准。直流油泵熔断器宜选较高的等级。
- (4) 汽轮机达到额定转速后，停高压油泵，应慢关出口油门，注意油压变化。
- (5) 加强对轴瓦的运行监督，轴承应装有防止轴电流的装置，油温测点，轴瓦乌金温度测点应齐全可靠。
- (6) 油箱油位应符合规定。
- (7) 润滑油压应符合设计值。
- (8) 停机前应试验润滑油泵正常后方可停机。
- (9) 严格控制油温。
- (10) 发现下列情况应立即打闸停机。① 任一瓦回油温度超过75℃或突然连续升高至70℃；② 主轴瓦乌金温度超过85℃；③ 回油温度升高且轴承冒烟；④ 润滑油泵启动后，油压低于运行规定允许值。

80. 汽轮机热力试验对回热系统有哪些要求？热力特性试验一般需装设哪些测点？

答：（1）汽轮机热力试验对回热系统有以下要求：

- 1) 加热器的管束清洁，管束本身或管板胀口处应没有泄漏。
- 2) 抽汽管道上的截门严密。
- 3) 加热器的旁路门严密。
- 4) 疏水器能保持正常疏水水位。

（2）汽轮机热力特性试验一般需装设以下测点：

- 1) 主汽阀前主蒸汽压力、温度。
- 2) 主蒸汽、凝结水和给水的流量。
- 3) 各调节汽阀后压力。
- 4) 调节级后的压力和温度。
- 5) 各抽汽室压力和温度。
- 6) 各加热器进口、出口给水温度。
- 7) 各加热器的进汽压力和温度。
- 8) 各段轴封漏汽压力和温度。
- 9) 各加热器的疏水温度。
- 10) 排汽压力（背压或真空）。
- 11) 热段再热蒸汽压力和温度。
- 12) 冷段再热蒸汽压力和温度。
- 13) 再热器减温水流量、补充水流量、门杆漏汽流量。

第六部分 操作题

1. 汽轮机高压加热器投入运行如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接到值长命令：投入# 机高压加热器运行。
- 2). 检查：
 - （1）高压加热器各仪表、水位计及信号指示正常，保护投入。
 - （2）确认高压加热器检修工作结束，押回检修工作票。
 - （3）各阀门位置正确，各电动门已送电，高加危急放水一次、二次电动门“解挂”。
 - （4）记录负荷 MW，#1 高加进水温度 °C，#2 高加出水温度 °C。
- 3). 稍开高加水侧注水门，向高压加热器钢管内部注水，待水侧空气放尽后，关闭其放空气门。
- 4). 检查给水压力达额定压力，关闭注水门，检查高压加热器水侧压力应不下降，汽侧水位不上升，确认高压加热器无泄漏。
- 5). 注意给水压力、流量，开启高压加热器出口电动门，开启三通阀，给水走高压加热器内部。
- 6). 检查开启#1 高压加热器、#2 高压加热器汽水两相流调门前、后手动门及信号门，高加汽侧底部放水门关闭，开启 5 米#1、#2 高加汽侧进汽管道放空气门。
- 7). 开启#1、#2 抽汽逆止门。
- 8). 稍开一、二段抽汽电动门，维持压力 0.05~0.1MPa，高加汽侧空气排尽，关闭 5 米#1、#2 高加汽侧进汽管道放空气门，暖壳体 30 分钟，记录#1 高加水位 mm #2 高加水位 mm。
- 9). 逐渐开大一、二段抽汽电动门，控制高加出水平均温升小于 2°C/min 直至全开，当#2 高加汽侧压力与除氧器压差 ≥ 0.3 MPa 时，将高压加热器疏水倒至除氧器，及时调整水位。
- 10). 开启#1、#2 高加汽侧至除氧器排空气门、除氧间高加汽侧至除氧器排空

气总门。

- 11). 关闭一、二抽汽逆止门前后疏水手动门、电动门，
- 12). 记录：记录负荷 MW，#1 高加进水温度 °C，#2 高加出水温度 °C，
#1 高加水位 mm，#2 高加水位 mm。
- 13). 操作完毕，汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

启动前的检查

- 1). 确认检修工作全部结束，工作票注销。
- 2). 表计齐全且一次门开启，信号及仪表电源已送。
- 3). 1-3 段抽汽逆止门动作灵活、无卡涩。
- 4). 高加汽水侧安全门整定正常。
- 5). 各电动门电源已送，开关试验正常。
- 6). 气动门电源、气源已送且开关试验正常。
- 7). 高压加热器联锁保护试验已全部合格。
- 8). 高加就地、远方水位计可靠投运。
- 9). 高加逐级疏水、事故疏水阀操作灵活，动作可靠。
- 10). 按阀门检查卡检查冷却水系统各阀门处于正常位置。
- 11). 开启#1-3 高加汽侧放水门，放尽存水（注意凝汽器真空的变化）。

投运操作

- 1). 联系锅炉，注意给水温度、汽包水位的变化。
- 2). 缓慢开启高加注水门，水侧注水（注意高加水位的变化）。
- 3). 检查汽侧放水门无水流出后关闭；确认高加水侧压力接近给水母管压力。
- 4). 开#1 高加出水门 GT-2108。
- 5). GT-2108 全开后，开#3 高加进水门 GT-2107。
- 6). 关高加注水门。调出高加功能子组
- 7). 调出高加功能子组，恢复高加各疏水门。
- 8). 开 1-3 段抽汽逆止门。
- 9). 点动稍开#1-3 抽汽电动门，暖管 15min 以上，注意#1 高加出水温升速度应
不超过 1.5°C/min。

- 10). 开启 3 段抽汽电动门，注意#3 高加出水温度的变化。
- 11). #1 高加出水温度和#3 高加出水温度一致时，开启 2 段抽汽电动门。
- 12). #1 高加出水温度和#2 高加出水温度一致时，开 1 段抽汽电动门。
- 13). #3 高加汽侧压力高于除氧器压力 0.2-0.25Mpa 时，疏水倒至除氧器。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令：# 机高压加热器检修工作终结，准备投运。
- 2). 检查高加进出口电动门、抽汽电动门、抽汽逆止门、疏水电动门、疏水气控门电源、气源正常。所有仪表投入正常。
- 3). 关闭#1、2、3 高加水侧放水门（包括 13.7m、6.9m）；关闭高加汽侧放水门、放气门。
- 4). 确认高加至除氧器连续排气手动一二次门全部关闭，#3 高加至除氧器疏水电动门、气控门关闭。
- 5). 全开#1、2、3 高加出口管道放空气门。
- 6). 关闭#1、2、3 高加危急疏水调整门，开启危急疏水电动门；关闭高加正常疏水电动门、调整门。
- 7). 稍开高加水侧注水门向高加水侧注水赶空气。（注水过程中应注意观察注水门节流声音）
- 8). 注水过程中，注意控制加热器温升不超过 2C/min。每台高加出口给水温度升高后，逐渐节流高加出口管道放空气门。
- 9). 注水过程中，检查#1、3 高加水侧就地压力表，观察高加内部开始起压后，高加内部水侧温度已经升高至除氧器水温，关闭高加出口管道放空气门。
- 10). 逐渐开启高加注水门，待高加内部压力与给水压力一致时，关闭高加注水门（查漏时关闭，不查漏时开启投运高加水侧）。记录给水压力 MPa，#3 高加水侧压力 MPa，#1 高加水侧压力 MPa。
- 11). 高加注水查漏 10min 正常，水侧压力与给水母管压力接近，汽侧水位无明显升高，开启高加出口电动门旁路手动一二次门，逐渐手动开启高加出口电动阀，就地观察高加出口电动阀无节流声音时，全开高加出口电动阀。
- 12). 就地确认出水电动阀开启正常后，记录高加水侧压力 MPa，开启高加进口三通阀（走高加内部）。

- 13). 确认高加各段抽汽逆止门前疏水门在开启位，各段抽汽管道疏水暖管正常。
- 14). 开启#1、2、3高加至除氧器连续排气一二次门。开启#1、2、3高加疏水电动阀。
- 15). 开启高加抽汽逆止阀，缓慢开启#3、2、1高加进汽电动门，控制加热器出水升温率 $\geq 2^{\circ}\text{C}/\text{min}$ （不超过 $110^{\circ}\text{C}/\text{h}$ ），注意调整高加水位。
- 16). 高加汽侧投入过程中，控制疏水调节阀开度，维持一定水位运行。
- 17). 高加出口温度逐渐升高后，关闭抽汽管道疏水阀，逐渐全开加热器进汽电动门。
- 18). 当#3高加汽侧压力高于除氧器压力 $0.3\sim 0.5\text{MPa}$ 时，将#3高加疏水倒至除氧器。
- 19). 全面检查高加系统：
- 20). 负荷 MW ，给水温度 $^{\circ}\text{C}$ 。
- 21). 检查#1、2、3高加投运完毕，运行正常。
- 22). #1高加汽侧压力 MPa ；#2高加汽侧压力 MPa ；#3高加汽侧压力 MPa 。
- 23). #1、2、3高加疏水调节阀投入自动，正常水位设定“0”。
- 24). 全面检查高加系统各放水门、放气门温度，统计内漏阀门。
- 25). 汇报值长、值长，高加汽水侧投入正常。

答案 4：（1）1000 MW 机组类型操作。

- 1). 确认高加相关检修工作票全部结束。
- 2). 检查系统中各类热工仪表一次门已经开启。
- 3). 确认水位计完好、水位计上下平衡门开启、放水门关闭，水位计显示正常。
- 4). 确认系统联锁试验合格，投入有关保护、报警装置。
- 5). 确认有关阀门电机绝缘合格，电源、气源送上，信号指示正确。
- 6). 确认仪用压缩空气压力正常。
- 7). 确认凝结水系统已正常运行，水质合格。
- 8). 确认除氧器系统已投用正常，水位控制正常。
- 9). 确认汽机疏水回收系统已可投运。

- 10). 确认高加注水旁路门关闭。
- 11). #3 高加进口管放水一、二次门 (#1 机在 7.5 米, #2 机在零米)
- 12). 关闭#1 高加出口管放水一二次门 (7.5 米)。
- 13). 关闭#1 高加水侧化学清洗一、二次门。
- 14). 关闭#1/2/3 高加本体水侧启动排气一、二次门。
- 15). 关闭#1/2/3 高加水侧出口管口启动排气一、二次门。
- 16). 关闭#3 高加水侧充氮门。
- 17). 关闭#1/2/3 高加汽侧充氮门。
- 18). 关闭#1/2/3 高加汽侧启动排气一二次门 (每台高加两路启动排气)
- 19). 关闭#1/2/3 高加汽侧化学清洗一二次门。
- 20). 关闭#1/2/3 高加汽侧放水一二次门。(每台高加两路放水)
- 21). 开启#1/2/3 高加汽侧安全门后管道疏水门。
- 22). 确认高加进出口三通强制手轮脱开并旋至全开位, 插下限制销。
- 23). 关闭高加液控三通控制气动阀 (用于高加三通压下走旁路)。
- 24). 开启#1 高加出口管道排空气一二次门(除氧器层)
- 25). 开启高加注水阀对高加进行注水。
- 26). #1 高加出口管道排空气一二次门(除氧器层)见连续水流出关闭排空气门。
- 27). 检查#2 高加水侧压力与给水给水泵出口压力接近, 且高加各水位计无水位出现。
- 28). 开启高加入口三通及出口角阀的快开阀。
- 29). 确认高加入口三通及出口角阀顶起, DCS 显示开启信号正常。
- 30). 关闭高加注水阀, 关闭高加入口三通及出口角阀的快开阀。
- 31). 检查给水流量、压力正常。
- 32). 关闭#3 高加正常疏水至除氧器调整门, 开启#3 高加正常疏水调整门前后手动隔离门。
- 33). 开启#3 高加危急疏水调整门后电动门, 开启#3 高加危急疏水调整门。
- 34). 开启#2 高加正常疏水至#3 高加, 开启#1 高加正常疏水至#2 高加, 关闭#1、2 高加危急疏水电动一二次门。
- 35). 开启#1/2/3 高加连续排气门。

- 36). 根据情况投入邻机加热或待机组负荷 100MW 投入高加汽侧。
- 37). 投邻机加热或投高加汽侧时，监视高加出水温升率 $>1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。
- 38). 投高加汽侧时，从低到高依次投入。
- 39). 投入前确认一、三抽逆止门前疏水、二抽电动门前疏水及一、三抽电动门后疏水开启；或邻机加热至#2 高加进汽电动阀前疏水开启。
- 40). 开启进汽逆止阀，或邻机加热至#2 高加进汽调阀前、后电动阀。
- 41). 预暖约 10 分钟确认进汽管与抽汽温度接近，预暖结束缓慢投入高加汽侧。
- 42). 高加汽侧投运正常后手动关闭一、三抽逆止门前疏水、二抽电动门前疏水及一、三抽电动门后疏水；或邻机加热至#2 高加进汽电动阀前疏水。
- 43). 调整高加危急疏水控制高加水位正常，确认高加端差正常。
- 44). 逐步投入#1、2 高加正常疏水调整门和#3 高加危急疏水调整门自动。
- 45). 待负荷约 300MW，检查#3 高加疏水压力高于除氧器压力，将#3 高加疏水切为正常疏水控制，投入正常疏水自动，关闭危急疏水调整门。
- 46). 操作完毕，汇报值长。

2. 汽轮机高压加热器解列如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接到值长命令：退出# 机高压加热器运行。
- 2). 检查、记录：
 - （1）负荷 MW, #1 高加水位 mm #2 高加水位 mm, #1 高加进水温度 $^{\circ}\text{C}$, #2 高加出水温度 $^{\circ}\text{C}$ 。
 - （2）高加解列检修相关工作票内容正确。
- 3). 缓慢关闭#1 高压加热器进汽电动门直至完全关闭，#1 高加进汽门完全关闭后，关闭一段抽汽逆止门，并在 DCS 上“挂起”，控制给水温降率不大于 $2^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。并及时调整#1、2 高压加热器水位。
- 4). 观察运行稳定 2min 后，缓慢关闭#2 高压加热器进汽电动门直至完全关闭，#2 高加进汽门完全关闭后，关闭二段抽汽逆止门，并在 DCS 上“挂起”，控制给水温降率不大于 $2^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。
- 5). 退出# 机高加水位保护。

- 6). 当#2 高压加热器汽侧压力小于除氧器压力 0.3MPa 时, 关闭#2 高压加热器至除氧器疏水门及空气门, 关闭#2 高压加热器疏水至凝汽器电动门, 开启一、二段抽汽逆止门前疏水手动门, 关闭一、二段抽汽逆止门前后水手动门, 开启一、二段抽汽逆止门前后疏水电动门。关闭#1、2 高压加热器汽危急放水电动门, 并在 DCS 上“挂起”。
- 7). 开启#1、2 高压加热器汽侧放空气门, 开启#1、2 高压加热器汽侧底部放水门。
- 8). 如需隔离水侧, 打开高加给水旁路电动门, 关闭高压加热器入口三通阀, 检查三通阀应关闭正常, 注意给水压力、关闭出口电动门。
- 9). 操作完毕, 汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

解列前的检查

- 1). 高加解列前, 应记录给水温度。
- 2). 解列前应通知锅炉主操作员。

解列操作

- 3). 接到值长命令: 高压加热器解列。
- 4). 联系锅炉注意给水温度的变化。
- 5). 按#1、2、3 顺序, 先关闭 1 段抽汽电动门。
- 6). #1 高加出入口温度相等时, 关闭 2 段抽汽电动门。
- 7). #2 高加出入口温度相等时, 关闭 3 段抽汽电动门。
- 8). 关闭 1-3 段抽汽逆止门。
- 9). 开启 1-3 段抽汽电动门前、逆止门后疏水门。
- 10). 水侧需要解列时, 应先关闭#3 高加进口门 GT-2107。
- 11). GT-2107 关闭后, 关闭#1 高加出口门 GT-2108。
- 12). 以上操作高加解列应缓慢、有序地进行, 以防给水温度大幅度变化。
- 13). 高加解列后有检修工作时, 应注意凝汽器真空的变化。
- 14). 高加解列前后应注意机组负荷及轴向位移的变化。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接到值长命令: 高压加热器解列。

- 2). 逐渐节流一、二、三段抽汽电动门，控制高加出水温降率不大于 1.5℃/分。
- 3). 当加热器水位升高，手动开启#1、2、3 高加危急疏水调整门，控制加热器水位。
- 4). 一、二、三段抽汽电动门全关后，#1、2、3 高加汽侧退出运行，关闭抽汽逆止门、抽汽电动门、正常疏水电动门、正常疏水调节门、危急疏水调节门（若高加泄漏，暂时开启，控制高加水位）。
- 5). 抽汽管道疏水后，关闭各抽汽疏水气动门。
- 6). 关闭高加进口三通电动门（旁路门）、高加出口电动门（旁路一二次门）。记录给水温度 ℃。
- 7). 关闭高加至除氧器连续排气一二次门。
- 8). 关闭高加至凝汽器危急疏水调整门、电动门。手紧抽汽电动门、危急疏水电动门、#3 高加正常疏水电动门。
- 9). 确认高加汽水侧解列完毕，开启高加汽水侧放水门、放气门，注意对凝汽器真空影响。
- 10). 检查#1、3 高加 DCS、就地压力表钢管内已无压，汽侧压力表到零。
- 11). 汇报值长，# 机高压加热器运行中解列。
- 12). 记录：负荷 MW，给水温度 ℃。

答案 4：（1）1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，正常运行中高压加热器系统停运隔离；
- 2). 逐渐关闭#1 高加进汽电动阀，直至全关，注意退出时高加出口温度变化；
- 3). 查一抽汽疏水电动门开启；
- 4). 关闭#1 高加进汽电动逆止阀；
- 5). 逐渐关闭#2 高加进汽电动阀，直至全关，注意退出时高加出口温度变化；
- 6). 查二抽汽疏水电动门开启；
- 7). 关闭#2 高加进汽电动逆止阀；
- 8). 逐渐关闭#3 高加进汽电动阀，直至全关，注意退出时高加出口温度变化；
- 9). 查三抽汽疏水电动门开启；
- 10). 关闭#3 高加进汽电动逆止阀；
- 11). 关闭一抽电动阀后气动疏水阀及手动隔离阀；

- 12). 关闭二抽电动阀后气动疏水阀及手动隔离阀;
- 13). 关闭三抽电动阀后气动疏水阀及手动隔离阀;
- 14). 检查#1、2、3高加远方、就地水位计下降至零,
- 15). 关闭#1高加正常疏水调节阀;
- 16). 关闭#2高加正常疏水调节阀;
- 17). 关闭#3高加正常疏水调节阀;
- 18). 关闭#1高加危急疏水电动一、二次门;
- 19). 关闭#2高加危急疏水电动一、二次门;
- 20). 关闭#3高加危急疏水调节阀及其电动门;
- 21). 关闭#1高加连续排气一、二次隔离阀;
- 22). 关闭#2高加连续排气一、二次隔离阀;
- 23). 关闭#3高加连续排气一、二次隔离阀;
- 24). 确认#1高加水侧、汽侧启动排气一、二次隔离阀关闭;
- 25). 确认#2高加水侧、汽侧启动排气一、二次隔离阀关闭;
- 26). 确认#3高加水侧、汽侧启动排气一、二次隔离阀关闭;
- 27). 确认高加化学清洗及充氮门关闭;
- 28). 关闭高加进出口三通阀,注意给水压力、流量正常。
- 29). 确认高加注水小旁路门关闭;
- 30). 开启高加汽侧和水侧放水,注意泄压和放水速度,防止有压放水母管憋压。
- 31). 确认高加汽侧压力到零(在正常疏水调节阀前疏水管上设有就地压力表)。
- 32). 待高加汽水侧压力(在各高加出口管道上设有就地压力表)降至零时,开启#1、#2、#3高加启动排气放气。
- 33). 操作完毕,汇报值长。

3. 汽轮机凝汽器半边隔离如何操作?

答案 1: (1) 200MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令: # 机凝汽器 侧半边需解列。
- 2). 检查、记录:

(1) 凝汽器真空 Kpa 循环水进水压力甲/乙侧 Mpa, 负荷 MW , 排气

温度甲/乙侧 ℃，真空泵电流 A。

- (2) 就地各阀门位置正确。
- (3) 开启#1、2 机循环水进、回水联络门。
- (4) 凝汽器半边解列相关工作票内容正确。
- (5) 试转备用真空泵良好备用。
- (6) 利于操作凝汽器抽空气门的脚手架，搭设完毕、合格。
- (7) 停运# 机 侧凝汽器胶球清洗系统并关闭胶球泵进、出水门。
- (8) 解除高低旁联锁。
- 3). 关闭# 机 侧凝汽器汽侧空气门，注意真空变化，注意凝汽器真空低于-0.085Mpa 终止操作，恢复原运行方式。。
- 4). 关闭# 机 侧凝汽器循环水进口电动蝶阀，注意循环水进水母管压力应稍有升高。稳定后循环水压力 Mpa。
- 5). 关闭# 机 侧凝汽器循环水出口电动蝶阀。
- 6). 开启# 机 侧凝汽器水室放水门及水室放空气门放尽存水，泄压至零。
- 7). 根据需要开启 侧凝汽器循环水侧进水电动蝶阀后放水门、回水电动蝶阀前管道放水门。
- 8). 凝汽器真空低于-0.085Mpa 终止操作，恢复原运行方式。
- 9). 确认# 机 侧凝汽器循环水压力降低“零”，凝汽器水侧放水门无水，循环水进、出口门电源已停电，方可开始工作。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

解列前的检查与准备工作

- 1). 接值长 侧凝汽器解列命令，机组开始减负荷。
- 2). 减负荷过程中，四抽压力<0.5MPa，将中压辅汽联箱汽源切为中压辅汽母管接带。
- 3). 减负荷过程中，注意监视轴封压力自动调整正常，否则手动调整。
- 4). 检查 侧胶球清洗装置已停运，并停电。
- 5). 减负荷至 50~60%，全面检查机组运行正常，并在 DEH 上设定负荷上限为 180MW。

单侧凝汽器隔离

- 1). 关闭 侧凝汽器空气门。
- 2). 夏天若两台循环水泵运行时，停运 循环水泵并投备用。
- 3). 关闭 侧凝汽器循环水进水门。
- 4). 关闭停用侧凝汽器循环水出水门。
- 5). 切除停用侧凝汽器循环水进、出水门电源，并手动关闭严密。
- 6). 开启停用侧凝汽器循环水进水门后、出水门前放水门，开启停用侧凝汽器水室放水门。开启停用侧水室放空气门，放水泄压。
- 7). 注意监视运行侧凝汽器水侧压力不得超过 0.3MPa，凝汽器真空不低于 0.070MPa，否则应继续减负荷。
- 8). 由于凝汽器钢管泄漏而分组解列凝汽器，在打开放水门和人孔盖时，应特别注意监视凝汽器真空的变化。
- 9). 凝汽器停用解列以及检修过程中，主操作员应密切监视机组负荷、凝汽器真空、轴承振动及温度、低压缸排汽温度、胀差、轴向位移、推力瓦块温度及各监视段压力的变化，严防超限。
- 10). 停用侧凝汽器水室压力到零，方可允许检修人员打开凝汽器人孔盖进行检修工作。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 若凝结水导电度、钠离子、氯根异常增大，或凝汽器循环水温升过高，可进行凝汽器 (内或外) 侧半边隔离。凝汽器半边隔离时，应加强机组振动及凝汽器真空监视。
- 2). 试转集水坑排涝泵正常。
- 3). 经请示值长同意后，将机组减负荷至 360MW 左右。
- 4). 将高、低压旁路自动退出。
- 5). 检查备用真空泵处于随时可启动状态。
- 6). 关闭需隔离 A 凝汽器 侧及 B 凝汽器 侧抽空气门。注意真空变化。
- 7). 关闭需隔离 A 凝汽器 侧循水进水电动门。注意真空变化。
- 8). 关闭需隔离 B 凝汽器 侧循水出水电动门。
- 9). 开启已隔离 A、B 凝汽器 侧进、出水室循环水放气门 (4 只)；若真空异常下降，应立即恢复。注意凝汽器真空变化，慎防真空快速下降。

- 10). 开启已隔离 A、B 凝汽器 侧循水进、出水管及水室放水门（4 只）；
若真空异常下降，应立即恢复。
- 11). 注意集水坑水位情况。慎防集水坑满水。
- 12). 确认凝水水质变化情况，以判定凝汽器隔离是否正确，反之，则应恢复
隔离侧凝汽器，然后对另一侧进行隔离。
- 13). 切除已隔离 A 凝汽器 侧循水进水电动门及 B 凝汽器 侧循水出水电
动门电源。
- 14). 若循母压力过高，可停运一台循泵。操作过程中，应防止真空下降过快。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 机凝汽器循环水 A 侧隔离，做好# 机凝汽器循环水 A 侧隔离前的
准备工作；
- 2). 停运# 机 A 侧胶球清洗装置；
- 3). 确认# 机组负荷降至 750MW 以下运行稳定；
- 4). 检查# 机电泵处于良好备用状态；
- 5). 检查# 机 机械真空泵处于良好备用状态；
- 6). 保持两台循环水泵运行，解除第三台循环水泵联锁；
- 7). 逐渐关闭# 机凝汽器循环水 A 侧进水电动蝶阀；
- 8). 注意监视# 机凝汽器真空高于-87.5kPa；
- 9). 逐渐关闭# 机凝汽器循环水 A 侧出水电动蝶阀；
- 10). 监视凝汽器 B 侧循环水进水压力、真空、低压缸排汽温度、主机轴向位移、
推力瓦温度、高低压缸差胀及高中压缸胀正常；
- 11). 监视机械真空泵电流、机械真空泵汽水分离器水位和泵体温度正常；
- 12). 开启# 机 A 凝汽器循环水 A 侧水室南侧放空气门；
- 13). 开启# 机 A 凝汽器循环水 A 侧水室北侧放空气门；
- 14). 开启# 机 B 凝汽器循环水 A 侧水室南侧放空气门；
- 15). 开启# 机 B 凝汽器循环水 A 侧水室北侧放空气门；
- 16). 开启# 机凝汽器循环水 A 侧进水电动蝶阀后放水门；
- 17). 开启# 机凝汽器循环水 A 侧出水电动蝶阀前放水门；

- 18). 开启# 机凝汽器循环水 A 侧联通管放水门;
- 19). 检查# 机凝汽器 A 侧循环水进水压力、循环水母管压力正常;
- 20). 严密监视# 机低压缸排汽温度的变化;
- 21). 检查# 机凝汽器真空 kPa、循环水进水压力 MPa 正常;
- 22). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

4. 汽轮机组真空严密性试验如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令: # 机真空严密性试验:
 - (1) 记录凝汽器真空 kpa
 - (2) 负荷 MW。
 - (3) 轴封供汽压力 kpa 满足试验条件
- 2). 提高# 机汽封均压箱压力至汽封处向外微冒汽。
- 3). 试启# 真空泵, 正常后停运。
- 4). 解除真空泵联锁
- 5). 关# 真空泵进口电动门, 停止# 真空泵运行;。
- 6). 每隔 1 分钟记录一次真空, 连续记录 8 分钟, 取后 5 分钟平均值。
- 7). 若真空低于 0.088 Mpa 或每分钟真空下降超过 0.002Mpa, 应立即停止试验。
- 8). 试验结束后, 启动# 真空泵。调整汽封压力至原来值。
- 9). 投入真空泵联锁
 - (1) 记录凝汽器真空 kpa
 - (2) 负荷 MW。
 - (3) 轴封供汽压力 kpa
 - (4) 真空严密性试验结果 Kpa/min
- 10). 将试验结果做好记录, 并汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

试验前的检查

- 1). 汽机 240MW 负荷以上稳定运行。
- 2). 凝汽器各真空表指示准确无误。

- 3). 汽机低真空联锁保护正常投入。
- 4). 凝汽器真空 $>-0.075\text{Kpa}$ 。
- 5). 远方与就地通讯手段可靠。
- 6). 备用真空泵可靠备用。
- 7). 高低压旁路在关闭位置。
- 8). 汽机振动、胀差、轴位移等各项参数在正常范围内。

试验操作

- 1). 就地关闭运行真空泵的入口手动门。
- 2). 严密监视凝汽器真空的变化，入口门全关后开始计时。
- 3). 入口门全关 5 分钟后，试验结束，开入口门。
- 4). 记录真空下降值，计算试验结果。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

试验条件:

- 1). 机组稳定运行，负荷 480MW 以上。
- 2). 真空泵联锁试验正常。
- 3). 凝结器单侧运行，禁止做真空严密性试验。
- 4). 试验过程中凝结器真空不得低于 88KPa 或排汽缸温高于 50℃，否则应停止试验，恢复真空系统原运行方式。
- 5). 凝汽器真空值不低于 88kPa，但 ETS 通道有任一电磁阀失电，禁止真空严密性试验。
- 6). 真空下降较快时，应停止试验。

试验步骤:

- 1). 稳定负荷在 480MW 以上运行，检查机组运行参数正常。
- 2). 解除真空泵联锁，投入试验按钮。
- 3). 关闭真空泵进口门停运真空泵。真空开始降低。
- 4). 每分钟记录一次凝结器真空。
- 5). 记录 8 分钟，计算后 5 分钟真空下降平均值。
- 6). 试验结束，启动 真空泵，检查电流正常，开启气动进口门。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 查机组稳定运行, 负荷在 780—820MW, 检查机组运行参数正常。
- 2). 试验过程中尽可能保持轴封压力不变, 检查低负荷喷水调节阀投自动。
- 3). 查真空泵两台运行、联锁试验正常。
- 4). 查 A、B 凝结器真空正常, 背压在 8kPa 以下。
- 5). 记录两台凝结器背压、低缸排汽温度、负荷、主蒸汽参数。
- 6). 解除真空泵联锁, 关闭运行真空泵进口气动蝶阀。
- 7). 远方及就地确认真空泵进口气动蝶阀关闭到位, 停运所有真空泵。(真空泵在入口阀全关状态下运行不能超过 3 分钟)
- 8). 如果进口气动蝶阀没有关到位, 立即重新启动此台真空泵。(如果 DCS 上关信号到位, 就地没有关到位, 盘上立即启动真空泵; 如果阀门在中间位, 立即到配电间强制启动真空泵)
- 9). 每分钟记录一次 A、B 凝结器背压、低缸排汽温度、负荷、主蒸汽参数。
- 10). 记录 8 分钟, 以最后 5 分钟真空下降平均值为准。
- 11). 启动两台真空泵运行。
- 12). 开启真空泵进口气动蝶阀, 并确认真空泵间的联络门符合规程规定。
- 13). 检查系统运行正常, 投入备用真空泵联锁。
- 14). 真空严密性试验标准: 真空下降速度 $\leq 133\text{Pa}/\text{min}$ 为优, $133\sim 266\text{Pa}/\text{min}$ 为良, $266\sim 399\text{Pa}/\text{min}$ 为合格, $> 399\text{Pa}/\text{min}$ 不合格。
- 15). 试验完毕, 汇报值长。

5. 给水泵启动如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 接到值长下达的 # 机# 给水泵启动通知。
- 2). 确认给水泵备用状态良好, 电源正常。
- 3). 检查给水泵进口门、再循环手、电动门在开启状态。
- 4). 检查给水泵出口门、中间抽头门在关闭状态。
- 5). 除氧器压力、水位、温度正常。
- 6). 给水泵启动条件均满足, 投入所有保护。
- 7). 检查给水泵暖泵良好, 泵体上下壁温温差 $\leq 20^{\circ}\text{C}$, 泵体温度与除氧器水箱温

差 $\leq 25^{\circ}\text{C}$ 。

- 8). 检查：(1) 辅助油泵运行正常，(2) 润滑油压正常，(3) 各轴承回油正常，(4) 油箱油位正常，(5) 油质合格。
- 9). 检查给水泵密封水投入正常（凝结器无真空时，回水排地沟）。
- 10). 开启给水泵空冷器进、出水门，注意水侧放尽空气后关闭放空气门。
- 11). 开启工作冷油器进、出水门，注意水侧放尽空气后关闭放空气门。
- 12). 开启润滑冷油器进、出水门，注意水侧放尽空气后关闭放空气门。
- 13). 将给水泵勺管调至 0~5% 位置，关闭暖泵门。
- 14). 联系锅炉、电气准备启动# 给水泵，合闸后，注意电流 A，定速时间，若定速时间超限，应拉掉操作开关，检查原因，待原因查清后方能启动。
- 15). 检查润滑油压上升至 0.25Mpa 时，给泵辅助油泵自停，否则手动停止。辅助油泵停止后润滑油压应在 0.12~0.2Mpa 之间且稳定，投入辅助油泵低油压连锁。
- 16). 检查电机及偶合器、轴承振动、给水泵转动无异常。
- 17). 开启给水泵出口门，缓慢提升给水泵勺管，提升出口压力至满足锅炉要求。升速过程中注意对泵组进行检查，注意调整油温、风温，测振最大# 瓦 μm 。
- 18). 前置泵流量大于 240T/H，关闭再循环电动门及最小流量阀，注意给水流量以及压力无异常变化。
- 19). 根据锅炉要求开启给水泵中间抽头门。
- 20). 根据情况备用泵投入联动备用。

答案 2：(1) 300 MW 机组类型操作。

启动前的检查

- 1). 确认汽泵、小机检修工作全部结束，工作票注销。
- 2). 表计齐全且一次门开启，信号及仪表电源已送。
- 3). 设备各地脚螺栓、对轮、防护罩已联接好。
- 4). 各电机接地良好。
- 5). 各电动门电源已送，开关试验正常。
- 6). 气动门电源、气源已送且开关试验正常。

- 7). 小机、汽泵联锁保护试验已全部合格。
- 8). 确认小机油箱油位正常，油质合格。
- 9). 小机润滑油冷却器一组投运，一组备用。
- 10). 小机润滑油滤网一组投运，一组备用。
- 11). 按阀门检查卡检查汽水系统各阀门处于正常位置。
- 12). 500T 水箱水位正常。
- 13). 启动凝结水输送泵，凝汽器补水至正常，水质合格。除氧器水位正常，水质合格。
- 14). 启动凝结水泵，投汽泵密封水冷却水。
- 15). 开汽泵入口门，开前置泵、主泵放空气门，有水，冒出后关闭。
- 16). 联系电气送小机排烟风机、主油泵、直流油泵、盘车电源。
- 17). 启动小机油箱排烟风机。
- 18). 启动小机一台主油泵，检查各油压正常后另一台主油泵投备用。
- 19). 检查小机润滑油压在 0.11~0.15Mpa，润滑油温度 35~45℃。
- 20). 投入小机直流油泵联锁。
- 21). 启动真空泵，投入主机小机轴封供汽，开启小机排汽蝶阀。
- 22). 检查小机真空应在-0.075Mpa 以上。
- 23). 联系电气，启动前置泵，检查一切正常。
- 24). 启动 EH 油泵，检查系统供油压力正常。
- 25). 检查小机机械超速隔离手柄在“正常”位置。
- 26). 检查小机危急保安器喷油试验针形阀在“关闭”位置。
- 27). 检查辅汽联箱压力在 0.75Mpa 以上，温度在 333.5℃以上。
- 28). 根据启动汽源的确定，开启小机调试用汽手动门或高低压进汽电动门。

启动操作

- 1). 在 CRT 上调出 MEH 控制画面，选择“速度自动”方式。
- 2). 小机挂闸，开启高低压主汽门。
- 3). 在就地和远方分别打闸一次，观察就地动作正常，且小机跳闸信号正常（检修或长时间停运后首次启动时）。
- 4). 小机再次挂闸，开启高低压主汽门。

- 5). 以 100r/min/min 的速率将小机升至 600r/min 暖机至少 20min
- 6). 转速超过 40r/min 应检查盘车自动脱开，否则立即手动打闸停机。
- 7). 低速暖机时，全面检查小机各部运转正常，各参数在正常范围内。
- 8). 低速暖机结束后，以 200r/min/min 的升速率将转速升至 1800r/min 暖机 25min，对机组进行全面检查。
- 9). 暖机结束后以 300r/min 的升速率将机组升至 3000r/min。
- 10). 临界转速时要平稳、快速通过，不得停留。
- 11). 机组冲转过程中，振动不得超过 0.125mm。
- 12). 对机组进行全面检查，一切正常。
- 13). 根据需要，开启汽泵出口门。
- 14). 汇报值长，汽泵启动结束。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 得令: # 机组 汽动给水泵启动。检查汽泵组具备启动条件: 检修工作结束，工作票终结，安全措施已经恢复。
- 2). 检查确认小机油箱油位 mm，启动小机排烟风机，启动# 交流油泵，记录电流 A，调整冷却水控制油温 35~45℃，记录润滑油压 MPa，调节油压 MPa。
- 3). # 交流油泵投入连锁备用，直流油泵投入连锁备用。
- 4). 检查主机 EH 油系统运行正常，母管油压 11.0MPa。主机至小机系统供油门在开启位置，记录就地小机 EH 油母管压力 MPa。
- 5). 检查闭冷水系统运行正常，记录闭冷水母管压力 MPa，主机真空 / kPa。
- 6). 检查汽泵放水、放气门全部关闭。
- 7). 检查汽泵出口电动门关闭，开启汽动给水泵再循环前后电动门、调整门，微开汽前泵进口电动门，注水赶空气，泵体放空气有连续流水后关闭放空气门。
- 8). 开启凝结水至汽前泵密封水门，开启闭冷水至汽前泵冷却水门、汽泵冷却水进回水门。
- 9). 开启小机供汽管道疏水门和疏水旁路门，微开小机进汽电动门，小机进汽管道暖管。

- 10). 开启小机本体疏水气动阀。
- 11). 开启小机真空蝶阀排汽门前疏水，小机开始抽真空。投入小机轴封系统，轴封汽源为主机低压轴封母管供汽。检查给水泵汽轮机轴封处不吸气、不冒汽。
- 12). 注意大机真空变化。待小机真空与大机真空一致时，真空 MPa，在 CRT 上开启 小机真空蝶阀，关闭排汽门前疏水。
- 13). 启动 小机顶轴油泵。
- 14). 启动 汽动给水泵前置泵，启动电流为 A，稳定电流为 A，前置泵出口压力 MPa，测量振动最大 μm ，检查泵轴承温度、电机线圈温度正常。前置泵启动运行时间不低于 15 分钟。
- 15). 记录冲转参数：
 - (1) 进汽压力 MPa，温度 $^{\circ}\text{C}$ ；
 - (2) 轴封压力 MPa，温度 $^{\circ}\text{C}$ ；
 - (3) 真空 kPa；
 - (4) 润滑油温 $^{\circ}\text{C}$ ，润滑油压力 MPa；
 - (5) 调节油压力 MPa；
 - (6) 汽泵筒体上下温差 $^{\circ}\text{C}$ 。
- 16). 在 MEH 画面选择 小机“控制面板”，点击“跳闸复位”按钮，选择“ONE”，显示“已复位”，小机“启动允许”指示等亮。
- 17). 点击“开主汽门”，选择“YES”，主汽门显示开，速关油压低信号消失，“启动允许”消失。
- 18). CRT 上 按下“自动/手动”按钮，并选择“AUTO”控制，画面显示自动状态。
- 19). 选择“目标转速：升速率选择 150r/min/min，设定目标为 800r/min，监视低压调门开启，冲动转子。
- 20). 转速达 600r/min，顶轴油泵自动停止，否则手动停运。倾听机内声音，无异音。投入顶轴油泵连锁。
- 21). 小机转速 800r/min，进行低速暖机，纯冷态启动时暖机时间 40min，检查小机缸内温度逐渐升高。检查小机轴向位移、轴承温度、轴承振动、以及给水泵轴承振动、温度正常。

- 22). 低速暖机结束后, 以 200r/min 的升速率继续升速至 3000r/min。注意监视小机排汽温度, 控制小机排汽温度不超过 100℃。
- 23). 转速达 3000r/min, 对汽泵进行全面检查, 记录小机汽缸膨胀、轴向位移、振动、油温、油压、真空、排汽缸温度等参数; 给水压力、流量、主泵泵体温度、轴承振动、轴承温度、前置泵进口压力、轴承振动、温度、电机线圈温度等参数; 系统滤网压差正常, 密封水、冷却水运行正常。
- 24). 转速达 2800r/min, 小机本体疏水关闭。投入疏水连锁。
- 25). 冷再至小机供汽管路充分疏水后, 开启冷再至小机供汽电动门, 汽源备用。
- 26). 根据情况投入 CCS 遥控调节, 进行并泵操作。根据需要开启中间抽头。
- 27). 汇报值长, 汽动给水泵运行正常。
- 28). 检查小机进汽管道疏水阀门严密; 若汽泵组检修后, 检查给水系统阀门严密关闭。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 确认检修工作结束, 工作票终结。
- 2). 仪用空气系统已投运正常。
- 3). 汽泵组有关辅机、阀门及控制系统等电源送上, 信号指示正常。
- 4). 各连锁保护试验合格, 投入有关保护、报警装置。
- 5). 所有仪表一次阀开启, 各仪表正常投运。
- 6). 除盐水(凝结水)、闭式冷却水系统已正常投运。
- 7). 确认小机润滑油箱事故放油阀关闭, 检查确认润滑油箱油位稍高于正常油位, 油温大于 10℃, 电加热装置投入自动连锁。
- 8). 启动小机油箱 A 或 B 排烟风机, 调整油箱压力为 -2.5~-5.0kPa, 将另一台风机投入备用状态。
- 9). 启动润滑油交流润滑油泵 A 或 B, 确认油泵运行正常, 系统无漏油, 确认 DCS 上润滑油压正常, 无报警, 将另一台泵投入自动状态。
- 10). 启动直流事故油泵, 对系统进行赶排空气, 试转正常后停运投入备用。
- 11). 将润滑油滤网及冷油器切换阀切换至 A, 然后再切换至 B, 排尽空气后, 投运一侧滤网和一侧冷油器运行。
- 12). 就地确认润滑油压正常, 油压大于 0.2MPa, 小机和汽泵各轴承回油正常。

- 13). 确认汽泵密封水回水至地坑排水门开启。
- 14). 关闭密封水回水至 U 型水封手动门，关闭密封回水 U 型水封至凝汽器手动门，开启 U 型水封排空气门，开启除盐水（凝结水）至 U 型水封注水门，排尽空气，关闭排空气门、注水门。
- 15). 关闭汽泵驱动端密封水调整门旁路门，关闭汽泵非驱动端（自由端）密封水调整门旁路门。
- 16). 关闭汽泵驱动端密封水调整门和汽泵非驱动端密封水调整门。开启汽泵驱动端密封水调整门前后手动门，开启汽泵非驱动端（自由端）密封水调整门前后手动门。
- 17). 关闭汽泵密封水滤网放水门。
- 18). 开启凝结水至密封水手动总门（凝泵出口处），开启 A 或 B 滤网进出口门。
- 19). 根据需要逐步开启汽泵驱动端、非驱动端密封水调整门，维持汽泵密封水进回水温差在规定范围内（ $\leq 35^{\circ}\text{C}$ ）。
- 20). 确认主机真空建立，开启密封水回水至 U 型水封手动门（回水手动门），开启密封回水 U 型水封至凝汽器手动门，再关闭汽泵密封水回水至底坑排水门（回水排放手动门）。
- 21). 开启气密性油挡压缩空气总门。稍微开启汽泵组气密性油挡各压缩空气分门。
- 22). 开启汽泵卸荷水至前置泵入口手动门。
- 23). 投入前置泵机械密封冷却水、轴承冷却水，检查冷却水回水正常。
- 24). 确认除氧器投运正常，水位满足给水泵启动允许条件。
- 25). 关闭前置泵、汽泵入口滤网放水门。
- 26). 检查关闭汽泵加氨、加联铵、加氧门，开启取样一二次门。
- 27). 关闭汽泵逆止门前、逆止门后、电动门后放水一二次门。
- 28). 关闭汽泵中间抽头电动门，关闭汽泵出口电动门。
- 29). 开启再循环电动门，确认再循环调节门全开。
- 30). 确认给水系统已排尽空气。开启前置泵入电动口门，开启汽泵本体放空气门排尽空气后关闭。
- 31). 确认 EH 油系统运行正常。检查小机 EH 油系统，确认蓄能器放油阀关闭，

开启小机 EH 油蓄能器进口隔离阀，开启小机切换阀进油门。开启 EH 油至小机油门，检查小机 EH 油系统无泄漏，各压力表计显示正常。

32). 关闭小机排汽管减温水电动门、滤网旁路门，开启滤网进出口隔离阀，开启减温水喷水手动总门。

33). 确认主机轴封及抽真空系统已投运正常，确认小机排汽蝶阀及其旁路电动阀关闭，确认小机排汽管疏水门（蝶阀前）开启。

34). 开启主机至两台小汽机轴封系统供汽电动隔离阀前疏水，暖管至电动隔离阀前。（第一台汽泵启动前）

35). 检查关闭小机轴封减温水旁路门、调整门及调整门前后隔离门。

36). 开启主机至小机轴封供汽电动隔离阀，开启小机轴封供汽管疏水暖管。

37). 确认小机轴封回汽手动阀开启。

38). 开启小机高低压侧轴封供汽电动门后疏水门，开启小机高低压侧轴封供汽电动门。

39). 确认小机轴封系统正常，将各疏水切换为经常疏水（带节流孔）。

40). 开启小机排气蝶阀旁路电动阀，对小机抽真空。

41). 当主机小机真空接近主机真空时，开启小机排汽蝶阀，关闭小机排汽蝶阀旁路电动阀。

42). 确认辅汽至两台小机调试用汽手动隔离阀关闭，电动隔离阀关闭。

43). 稍微开启辅汽至小机进汽电动阀，开启辅汽至小机电动阀前后疏水至无压放水母管手动门，暖管充分后倒为正常疏水（关闭至无压放水母管手动门，开启疏水器前后隔离门）。

44). 当小机进汽温度和辅汽联箱温度一致时，关闭疏水，全开进汽阀。

45). 确认小机防进水阀组在投入位，处于开启状态。

46). 确认小机低压主汽门、调门和切换阀处于关闭位置。

47). 确认汽泵筒体上下壁温差小于 20℃。

48). 按小机“挂闸”按钮，确认机组挂闸正常。

49). 按小机“运行”按钮，确认低压主汽阀开启。

50). 投入小机 MEH 操作员自动。

51). 设定升速率为 200rpm/min（热态 300 rpm/min、极热态 400 rpm/min）、目

标转速 1000r/min (盘车未投运时, 在 500rpm 盘车 5 至 10 分钟, 偏心明显下降, 再冲至 1000rpm), 按“执行”按钮, 确认小汽机调门逐渐开启, 开始升速。

52). 小机转速达 1000rpm, 进行中速暖机。

53). 暖机 40 分钟, 小机调节级金属温度达 100℃以上, 偏心在 40 μ m 以下, 暖机结束。

54). 设定目标转速为 1800 rpm, 升速率为 200rpm/min, 升速至 1800rpm 暖机 10 分钟, 检查小机各参数正常, 小机及汽泵轴振正常。

55). 设定目标转速为 2800 rpm, 升速率为 200rpm/min, 升速至 2800rpm, 关闭小机本体及管道上所有疏水。

56). 将小机投入遥控, 确认 MEH 在“遥控”方式。

57). 将汽泵再循环调整阀投入自动。

58). 根据小机负荷情况, 开启减温水喷水手动总门。

59). 当排汽管温度 $\geq 100^{\circ}\text{C}$ 时, 确认排汽管喷水电动门应自动开启, 否则手动开启。当排汽管温度 $\leq 65^{\circ}\text{C}$ 时, 确认排汽管喷水电动门应自动关闭, 否则手动关闭。

60). 并泵前, 调整汽泵出口压力比运行出力的给水泵低 0.5~1.0MPa 时, 开启汽泵出口电动阀。

61). 根据情况调整汽泵出力, 进行并泵操作。

62). 四抽压力达 0.3MPa 以上时, 开启四抽至 A 小汽机低压进汽电动门, 逐步关闭辅汽至小机电动门, 将汽源切为四抽供给。

63). 根据情况开启冷再至 A 小汽机高压进汽电动隔离阀。

64). 根据小机轴封温度情况, 开启凝结水至小机轴封减温水调门前后隔离阀, 将调整阀投入自动。

65). 操作完毕, 汇报值长。

6. 汽轮机主机冷油器切换如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

1). 接值长令: # 机# 冷油器切为# 运行。

2). 注意监视主油箱油位 mm、润滑油压 MPa、油温 $^{\circ}\text{C}$ 。

- 3). 检查拟投运# 冷油器油侧底部放油门关闭。
- 4). 开启# 冷油器油侧放空气门。
- 5). 稍开# 冷油器进油门，向冷油器内注油，注意润滑油母管压力，观察油侧放空气出油情况。
- 6). 确认# 冷油器油侧放空气出油，油侧空气放尽后关闭油侧放空气门。
- 7). 全开# 冷油器进油门，注意油系统油压、油温应无变化。
- 8). 检查拟投运# 冷油器水侧底部放水门关闭。
- 9). 稍开# 冷油器进水门，注水赶空气，空气放尽后关闭放空气门。在此过程中注意是否有油从水侧放空气门放出，若泄漏，应停止操作，及时查漏。
- 10). 缓慢开启# 冷油器出水门，开启行程与拟退出冷油器出水门相同。
- 11). 缓慢开启投入# 冷油器出油门，注意油温、油压，注意主油箱油位，油压稍有升高。
- 12). 缓慢关闭退出# 冷油器出油门，油压恢复至初始值。
- 13). 交替进行 11、12 项操作，直至退出冷油器出油门关闭，检查油温、油压，注意主油箱油位无异常。
- 14). 汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令：主机冷油器倒换。
- 2). 将冷油器进水调整门退出自动。
- 3). 关闭备用冷油器放油门、水侧放水门，开启水侧放空气门，检查开启油侧放空气门。
- 4). 缓慢开启冷油器注油门注油，油侧空气放尽后关闭放空气门。
- 5). 冷油器充油正常后，开始切换操作。
- 6). 手动缓慢开启投入侧冷油器出水门至 1/4 充水赶空气 3 分钟，再缓慢将出水门开至 1/2 充水赶空气 3 分钟后缓慢全开出水门。放空气门流出水后关闭。注意检查冷油器有无泄漏。适当开冷油器进口水门调整油温。
- 7). 松开冷油器切换阀压紧手轮，缓慢转动切换手柄，并逐渐开大投入冷油器进口水门，当切换阀转动到大于 60%位置时，将投入冷油器与工作冷油器冷却水出口阀门调至一致，然后将切换阀扳到位，投自动调温，关闭注油门。

8). 关闭退出运行的冷油器冷却水进、出口水门，关闭注油门。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令: # 机主机 冷油器切换 冷油器运行。确认备用冷油器无检修工作，现场整洁，周围无妨碍运行之杂物。
- 2). 检查备用冷油器油侧放油门关闭。开启备用冷油器油侧进出口手动门。记录润滑油压值 MPa。
- 3). 开启备用 冷油器油侧放空气门。
- 4). 逐渐开启冷油器注油门，冷油器充油排气（通过观察回油窗、检查冷油器及附属管道温度确认）。
- 5). 检查备用冷油器油侧就地压力表 MPa，关闭放空气门，注意该冷油器压力与运行冷油器压力基本一致 MPa。注油过程中，注意观察油箱油位无明显下降趋势记录 mm。
- 6). 开启备用冷油器冷却水进回水门。
- 7). 逆时针松开切换阀的锁紧手轮(大手轮)，观察切换阀阀芯提起。
- 8). 按箭头方向转动切换手轮(小手轮)90°，将切换阀倒向备用冷油器。注意监视主机润滑油压稳定。
- 9). 顺时针锁紧切换阀(大手轮)。
- 10). 关闭冷油器注油阀。（若无检修工作，保持开启）
- 11). 按照工作票要求确定是否解列原运行冷油器。
- 12). 关闭主机原运行冷油器 冷却水进出口手动阀。
- 13). 检查主机冷油器回水调节阀自动跟踪正常。记录切换后主机润滑油压 MPa。
- 14). 汇报值长，操作完毕。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，认真检查，确定冷油器运行侧与备用侧，六通阀上红箭头（注明“通”）指向运行侧冷油器，注明“止”的一侧为备用侧冷油器。
- 2). 确认备用侧冷油器至主油箱排空气门未开，微开主机冷油器六通阀进回油管平衡门，微开备用侧冷油器至主油箱排空气门进行注油排空气。根据排空气管温度上升情况判断备用侧冷油器空气排尽。

- 3). 确认备用侧冷油器回水调整门关闭，开启进回水手动蝶阀。
- 4). 向上拔起限制销，并将插销插进限制销孔内，接触限制作用。
- 5). 缓慢转动操作手柄，将冷油器切至备用侧（直到机械限位为止），在操作中严密监视润滑油压变化。操作方向为：从 A 侧切向 B 侧时，顺时针转动。从 B 侧切向 A 侧时，逆时针转动。
- 6). 检查润滑油压正常，拔出限制销插销，检查限制销进入限制孔内，防止操作手柄误动。
- 7). 关闭冷油器六通阀进回油管平衡门。
- 8). 缓慢开启冷油器回水调整门，缓慢调节润滑油温正常。
- 9). 操作完毕，汇报值长。

7. 真空泵切换如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 机真空泵由# 切为# 运行。
- 2). 检查凝汽器真空为 Mpa；备用真空泵汽水分离器水位 mm，所属系统阀门位置正确。
- 3). 检查# 机# 真空泵正常备用，解除真空泵联锁开关。启动该真空泵，检查入口门联开正常。真空泵电机电流 A，凝汽器真空应稍有上升。
- 4). 连续运行 2min 后，就地检查# 真空泵振动，声音，温度，汽水分离器水位正常。
- 5). 关闭# 1 真空泵入口电动门，就地检查阀门位置正常后，停止# 1 真空泵运行。
- 6). 检查凝汽器真空 Mpa，核对真空前后变化，若出现异常，对设备进行检查。
- 7). 投入真空泵联锁开关。
- 8). 真空泵切换完毕，汇报值长。

答案 2：（1）300 MW 机组类型操作。

- 1). 检查备用真空泵冷却水源按照规程规定倒换正常。
- 2). 汇报值长，退出备用真空泵联锁开关。

- 3). 启动备用真空泵，检查启动真空泵运行电流由最大值返回至正常值，入口阀自开。
- 4). 检查运行真空泵汽水分离器水位正常，若水位低，补水电磁阀自开，水位正常，补水电磁阀自关正常。
- 5). 运行人员就地检查启动真空泵运行情况，测振正常等。
- 6). 关闭预停止运行真空泵入口气动门，停运真空泵，观察凝汽器真空正常。
- 7). 投入备用真空泵连锁。
- 8). 停运真空泵过程中，若真空突降时，立即启动停运真空泵。
- 9). 停运启动的备用泵，通知维护部检查原因。
- 10). 作好运行记录。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

1). 检查 DCS 操作画面显示:

___真空泵绿色且连锁在投入状态;

___真空泵显示红色, 电流 A;

___真空泵显示红色, 电流 A;

高压凝汽器真空 kPa; 排汽温度 °C;

低压凝汽器真空 kPa; 排汽温度 °C;

2). 接值班员汇报:

___真空泵在备用状态, 真空泵冷却器已投入, 电机完好, 真空泵组各轴承正常, 密封水投入正常;

高压凝汽器真空 kPa;

低压凝汽器真空 kPa;

___真空泵分离器水位 mm:

真空泵进水温度 °C;

3). 退出 真空泵连锁;

4). 检查 真空泵启动条件满足;

5). 启动 真空泵, 检查电流返回正常, 入口快关门连开;

6). 接值班员汇报:

___真空泵入口快关门已开启;

____真空泵组振动正常；

____真空泵组轴承温度正常；

真空泵进水温度 ____℃；

7). 停止 ____真空泵运行，注意真空无变化；

8). 投入 ____真空泵连锁；

9). 操作完毕，汇报值长；

答案 4：（1）1000 MW 机组类型操作。

1). 接值长令，# 机机械真空泵由 A 切为 B 运行，检查# 机 B 机械真空泵备用良好，具备启动条件；

2). 检查# 机 B 机械真空泵汽水分离器水位正常；

3). 检查# 机 B 机械真空泵工作水冷却器投入正常；

4). 就地检查# 机 B 机械真空泵入口气动门关闭；

5). 检查# 机 B 机械真空泵入口手动门开启；

6). 复位# 机机械真空泵主备选择按钮；

7). 启动# 机 B 机械真空泵运行；

8). 检查# 机 B 机械真空泵入口气动门联开正常；

9). 检查# 机 B 机械真空泵电流、振动、声音正常；

10). 检查# 机 B 机械真空泵分离器水位正常；

11). 在 DCS 内手动关闭# 机 A 机械真空泵入口气动门；

12). 检查# 机 A 机械真空泵入口气动门全关，# 机 A 机械真空泵联停正常；

13). 检查# 机 A 机械真空泵入口气动门全关到位；

14). 检查# 机 A 机械真空泵分离器水位正常；

15). 检查# 机凝汽器真空正常；

16). 将# 机 A 机械真空泵切至“泵 A 为备泵”方式；

17). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

8. 循环水泵启动如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

1). 接值长令：启动# 机# 循环水泵

- 2). 检查确认# 机# 循环水泵出口液控蝶阀控制油站正常:
 - (1) 控制油站油箱油位 ;
 - (2) 控制油站及系统无漏油;
 - (3) 控制油站油泵状态正常, 无频繁启动打压现象;
 - (4) 控制油站关门压力 Mpa, 蓄能器压力 Mpa, 能够满足液控蝶阀开启需要。
- 3). 记录循环水母管压力 Mpa, 凝汽器真空 Kpa
- 4). 检查# 循环水泵启动条件满足:

循环水前池水位 m, 满足循泵启动需求;

 - (1) # 机# 循环水泵运行或联锁投入;
 - (2) 冷却水投入正常;
 - (3) 轴承油位正常;
 - (4) 循环水系统畅通或具备注水条件;
 - (5) 就地开关盘柜状态显示正常;
 - (6) DCS 画面及参数栏显示数值正常;
 - (7) “启动允许” 指示灯亮。
- 5). 在 DCS 上点击# 循环水泵操作按钮, 点击“启动”、“启动确认” 检查# 循环水泵启动正常, 出口液控蝶阀开启, 出口压力 MPa。
- 6). 就地检查# 循环水泵运行正常, 液控蝶阀开到位, DCS 参数正常。
- 7). 记录检查# 机# 循环水泵出口液控蝶阀开门压力 Mpa, 蓄能器压力 Mpa, 能够满足液控蝶阀关闭需要。
- 8). 记录循环水母管压力 Mpa, 凝汽器真空 Mpa。
- 9). 汇报值长, 并做好记录。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

- 1). 确认循环水泵检修工作全部结束, 工作票注销。
- 2). 表计齐全且一次门开启, 信号及仪表电源已送。
- 3). 设备处于备用状态。
- 4). 循环水泵、排污泵、齿轮油泵联锁保护试验已全部合格。
- 5). 油位, 水位, 阀门位置正常。

- 6). 投入电机上下导瓦冷却水及水泵润滑水。
- 7). 检查电机上下导瓦油位正常。
- 8). 启动循环水泵电机冷却风扇。
- 9). 将循环水泵联锁开关放至“联锁”位，控制开关放在“合闸”位置，出口门联锁开关放至“远控”位置。
- 10). 开启循环水泵出口门至 15%，循环水泵联启，循环水泵出口门全开。
- 11). 检查循环水泵各参数在正常范围内。
- 12). 一切正常，投入备用泵联锁。
- 13). 汇报值长，循环水泵启动结束。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 得令：准备启动# 机 循环水泵。检查凝汽器、冷却塔已注水完成（凝汽器进回水管道放空气门已经连续出水），凝汽器进口压力 0.07MPa 以上，退出循环水泵电机加热器。
- 2). 检查 循环水泵进口前池畅通，且入口滤网清洁无杂物。
- 3). 检查 循环水泵前池水位正常，滤网前水位 mm。
- 4). 检查 循环水泵出口液控蝶阀开关正常（在注水前已经试验正常），循环水 MCC 内控制柜电源正常，出口门关阀油压 MPa，蓄能器保位油压 MPa。电机、轴承、盘根冷却水正常，电机轴承油位正常。
- 5). 监视 6kV 电压，汇报值长，准备启动 循环水泵。
- 6). 在 DCS 上启动# 机 循环水泵，查启动电流 A 秒返回正常，电流 A，出口液控蝶阀联锁开启正常（开启时间一般在 20—30s）。开阀压力 MPa，蓄能器母管压力 MPa。
- 7). 检查循环水泵轴承温度最高 轴承 点 °C、线圈温度正常，循泵振动正常、无异音，出口压力 MPa，凝结器水侧进水 MPa、回水 MPa，检查循环水系统无漏水点。
- 8). 检查冷却水塔淋水正常。
- 9). 检查循环水至炉侧疏扩减温水关闭。
- 10). 循环水泵检查正常，投入备用。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 机启动 A 循环水泵运行，全面检查# 机循环水系统运行正常；
- 2). 检查# 机 A 循环水泵备用良好，具备启动条件；
- 3). 确认# 机 A 循环水泵联锁保护试验合格、投入正常；
- 4). 检查# 机 A 循环水泵吸水井水位正常；
- 5). 检查# 机 A 循环水泵轴承润滑油系统正常；
- 6). 检查# 机 A 循环水泵蝶阀油泵站油位、油压正常；
- 7). 检查# 机 A 循环水泵蝶阀关闭，蝶阀联锁控制方式切至“远方”位置；

- 8). 检查# 机 A 循环水泵冷却水电磁阀开启，冷却水系统运行正常；
- 9). 检查# 机 A 循环水泵联锁方式确在“联锁”位置；
- 10). 启动# 机 A 循环水泵；
- 11). 检查# 机 A 循环水泵出口压力、振动、声音、轴承温度、电机电流、电机线圈温度正常；
- 12). 检查# 机 A 循环水泵蝶阀开启正常；
- 13). 检查# 机循环水压力正常；
- 14). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

9. 汽轮机主机润滑油压低试验（启动前）如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，准备做# 机润滑油低油压试验。
- 2). 检查# 机润滑油交、直流润滑油泵正常备用，低油压联锁投入，检查给油泵（1）地脚螺丝固定良好；（2）接地线良好接地；（3）确认 DCS 语音报警系统正常。
- 3). 记录:DCS 润滑油母管油压 Mpa。就地 DCS 润滑油母管油压 Mpa
- 4). 缓慢关闭润滑油压力开关进油门观察就地润滑油母管压力变化
- 5). 稍开就地润滑压力开关出油门，观察就地油压及 DCS 油压变化
- 6). 记录：
 - （1）就地油压表 MPa，DCS 润滑油压力表 Mpa 时，润滑油压低报警；
 - （2）就地油压表 MPa DCS 润滑油压力表 Mpa 时，润滑油压低一值报

警，检查交流润滑油泵联锁启动正常；

(3) 就地油压表 MPa DCS 润滑油压力表 Mpa 时，润滑油压低二值报警，检查直流润滑油泵联锁启动正常

7). 关闭润滑油压力开关出油手动门，缓慢打开润滑油压力开关进油手动门，记录:DCS 润滑油母管油压 Mpa。就地 DCS 润滑油母管油压 Mpa

8). 解除交直流油泵联锁，逐次停运交、直流润滑油泵。

9). 投入交直流润滑油泵联锁

10). 检查就地无漏油，润滑油压恢复正常，汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

试验条件

- 1). 机组启动前。
- 2). DCS、ECS 系统投运且工作正常。
- 3). 有关阀门的气源、电源已送且单操开关均正常。
- 4). 按阀门检查卡检查主机润滑油系统处于启动前状态。
- 5). 主油箱油位正常，油质合格。
- 6). 确认交、直流润滑油泵、顶轴油泵联锁切除，盘车装置控制方式在“手动”，送主机交、直流润滑油泵、顶轴油泵、盘车及主油箱排烟风机电机电源。
- 7). 联系热工断开“汽机转速低于 2850rpm”、“主油泵出口压力低”信号。

交、直流润滑油泵联锁试验

- 1). 分别启动交、直流润滑油泵，检查一切正常后，保持直流润滑油泵运行，停止交流润滑油泵。
- 2). 将交流润滑油泵联锁投入，选择“交流润滑油泵试验电磁阀”按钮并置为开启，交流润滑油泵试验电磁阀开启泄压，当试验油压降低至 0.049MPa 时，交流润滑油泵自启动。
- 3). 选择“交流润滑油泵试验电磁阀”按钮并置为关闭，待油压恢复正常后，停止交流润滑油泵。
- 4). 检查交流润滑油泵联锁投入，联系热工恢复“汽机转速低于 2850 r/min”信号，交流润滑油泵自启动。
- 5). 联系热工断开“汽机转速低于 2850r/min”信号，停止交流润滑油泵。

- 6). 检查交流润滑油泵联锁投入，联系热工恢复“主油泵出口压力低”信号，交流润滑油泵自启动。
- 7). 联系热工恢复“汽机转速低于 2850r/min”信号，切除交流润滑油泵联锁，停止直流润滑油泵。
- 8). 将直流润滑油泵联锁投入，选择“直流润滑油泵试验电磁阀”按钮并置为开启，直流润滑油泵试验电磁阀开启泄压，当试验油压降低至 0.0392MPa 时，直流润滑油泵自启动。
- 9). 选择“直流润滑油泵试验电磁阀”按钮并置为关闭，待油压恢复正常后，停止直流润滑油泵。
- 10). 检查直流润滑油泵联锁投入，单操停止交流润滑油泵，直流润滑油泵自启动。
- 11). 切除直流润滑油泵联锁，停止直流润滑油泵，启动交流润滑油泵。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

试验条件:

- 1). 汇报值长进行试验。
- 2). 机组运行正常或者是机组启动前试验。

试验步骤:

- 1). 记录 DCS 操作画面上主机润滑油母管压力 MPa。检查主机交直流润滑油泵、启动油泵电机外观完整，接线完好，油泵可靠备用；
- 2). 按下“交流润滑油泵联动试验阀”按钮，试验电磁阀 27YV 带电，DCS 上该电磁阀状态变红，“主油泵出口压力低 1.205MPa”报警，交流润滑油泵启动电流 A，稳定电流 A，记录润滑油压力 MPa；
- 3). DCS 上直流油泵挂“禁操”，退出“交流润滑油泵联动试验阀”按钮，停运交流润滑油泵，润滑油压恢复正常，撤销直流油泵“禁操”；
- 4). 按下“事故油泵联动试验阀”按钮，试验电磁阀 26YV 带电，DCS 上该电磁阀状态变红，“润滑油压低 II 0.105MPa”报警，直流油泵启动电流 A，稳定电流 A，记录润滑油压力 MPa，直流油泵硬操指示灯正常；
- 5). 退出“事故油泵联动试验阀”按钮，停运直流油泵，润滑油压恢复正常；
- 6). 按下“交流启动油泵联动试验阀”按钮，试验电磁阀 25YV 带电，DCS 上该电

磁阀状态变红，“主油泵进口压力低 0.007MPa”报警，交流启动油泵启动电流 A，稳定电流 A，记录主油泵出口压力 MPa；

- 7). 退出“交流启动油泵联动试验阀”按钮，停运交流启动油泵；
- 8). 各辅助油泵联启过程中，注意就地检查各油泵运行正常，无异音，机械振动正常；
- 9). 试验完毕，做好记录。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 机交流润滑油泵 TOP 低油压自启动试验，检查# 机组润滑油压正常，润滑油系统联锁保护投入正常，做好试验准备工作；
- 2). 确认# 机主油箱油位正常；
- 3). 在# 机 DCS 主机油系统画面内，点击“油压联锁试验”按钮，打开润滑油压联锁操作面板；
- 4). 点击# 机润滑油压联锁操作面板上的交流油泵联锁 1 “开始试验”按钮；
- 5). 确认# 机交流润滑油泵 TOP 自启动正常；
- 6). 检查# 机润滑油压力 MPa 正常、交流润滑油泵 TOP 出口油压 MPa 正常；
- 7). 点击# 机润滑油压联锁操作面板上的交流油泵联锁 1 “试验结束”按钮；
- 8). 停用# 机交流润滑油泵 TOP，检查泵不倒转；
- 9). 检查# 机润滑油压力 MPa 正常；
- 10). 检查# 机 DCS 内报警信号正常；
- 11). 点击# 机润滑油压联锁操作面板上的交流油泵联锁 2 “开始试验”按钮；
- 12). 确认# 机交流润滑油泵 TOP 自启动正常；
- 13). 检查# 机润滑油压力 MPa 正常、交流润滑油泵 TOP 出口油压 MPa 正常；
- 14). 点击# 机润滑油压联锁操作面板上的交流油泵联锁 2 “试验结束”按钮；
- 15). 停用# 机交流润滑油泵 TOP，检查泵不倒转；
- 16). 检查# 机润滑油压力 MPa 正常；
- 17). 检查# 机 DCS 内报警信号正常；
- 18). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

- 19). 在# 机 DCS 主机油系统画面内，点击“油压联锁试验”按钮，打开润滑油压联锁操作面板；
- 20). 点击# 机润滑油压联锁操作面板上的直流油泵联锁“开始试验”按钮；
- 21). 确认# 机 EOP 油泵自启动正常；
- 22). 检查# 机润滑油压力 MPa 正常、直流润滑油泵 EOP 出口油压 MPa 正常；
- 23). 点击# 机润滑油压联锁操作面板上的直流油泵联锁“试验结束”按钮；
- 24). 停用# 机 EOP 油泵，检查泵不倒转；
- 25). 检查# 机润滑油压力 MPa 正常；
- 26). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

10. 凝结水泵启动如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接到值长命令：# 机凝结泵启动。
- 2). 检查确认# 机# 凝结水泵完好备用，各阀门位置正确。
- 3). 关闭# 凝结水泵出口电动门。
- 4). 稍开凝结水再循环电动门。
- 5). 联系电气启动# 凝结水泵，定速时间不应超限；检查电流： A、振动最大：丝、声音、压力： Mpa，均正常。
- 6). 开启# 凝结水泵出口电动门，观察母管压力应该升高；
- 7). 用凝结水再循环调整门调整母管压力不超限。
- 8). # 凝结水泵出口门全开后：（1）检查母管压力： MPa ，正常；（2）检查并入的# 凝结水泵电流： A、振动最大： 丝、声音、压力： Mpa，均正常；
- 9). 将结果汇报值长，并做好记录。

答案 2：（1）300 MW 机组类型操作。

启动前的检查

- 1). 凝结水系统所有检修工作结束，工作票注销。
- 2). 表计齐全且一次门开启，信号及仪表电源已送。确认各变送器投入，就地与

远方表计核对无误。

- 3). 电动机接地良好。
- 4). 设备各地脚螺栓、对轮及防护罩联接好。
- 5). 各电动门电源已送，开关试验正常。
- 6). 气动门电源、气源已送且开关试验正常。
- 7). 凝结水系统联锁保护试验已全部合格，保护投入。
- 8). 联系化学 500T 水箱补水至正常水位。
- 9). 联系电气汽机房循环水坑、凝结水坑排污泵送电。凝结水收集水泵、凝结水输送泵、凝结水泵送电。
- 10). 检查系统所有放水、排空门关闭。
- 11). 检查凝汽器汽侧放水门关闭，启动凝输泵向凝汽器热井补水，水质合格后补水至 1000mm。
- 12). 检查各加热器进出水门开启，旁路门关闭。
- 13). 开启各加热器汽侧放水门，放尽存水。
- 14). 确证凝结水小循环总门开启，旁路门关闭，前后截门及调门开启，除氧器上水主副调节门及旁路门关闭
- 15). 确证工业水泵运行，供水压力正常，开启凝结水泵电机轴承冷却水门，凝结泵轴承油位正常。
- 16). 开启凝结水泵密封水门及回水门。
- 17). 开启凝结水泵空气门。

启动操作

- 1). 检查 OVATION 系统运行正常。
- 2). 检查凝结水泵启动条件全部满足。
- 3). 检查开启凝结水泵入口门。
- 4). 检查关闭凝结水泵出口门。
- 5). 联系电气，顺控启动凝结水泵，注意记录电机启动电流。
- 6). 泵出口门联开后，检查出口压力正常。
- 7). 检查运行泵运行正常后，投备用泵联锁。
- 8). 汇报值长，凝结水泵启动结束。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令: 准备启动# 机 凝结水泵。检查检修工作已结束, 工作票已终结并收回, 安全措施已拆除。
- 2). 联系二次确认, 凝结水泵各项保护已经投运, 尤其是工频差动保护投入正常 (接线正确)。
- 3). 检查测量凝结水泵绝缘合格。
- 4). 按阀门检查卡检查# 机凝结水系统各阀门符合启动前状态, 各表计投入正确, 气动阀仪用气投入。
- 5). 确认# 闭式水系统运行正常。电流 A, 出口压力 MPa。
- 6). 开启# 机凝汽器补水气动调节阀, 将凝汽器补至 mm。联系化学, 凝结水精处理装置走旁路。
- 7). 关闭#5 低加出口电动门, 开启除氧器上水调整门。
- 8). 节流开启化学除盐水至凝结水管道注水电动阀, 凝结水系统进行注水。
- 9). 开启凝结水减温水管道 (低旁减温水门) 赶空气后关闭。检查凝结水泵出口母管压力 MPa。
- 10). 全开凝结水再循环调节阀。
- 11). 启动 凝结水泵, 电流 A, 频率 10Hz, 出口压力 MPa, 检查泵出口电动阀联开正常。关闭凝结水管道注水阀。
- 12). 逐渐提高凝结水泵频率, 注意升速期间, 记录凝结水泵最大振动 轴承 方向 s; 稳定后, 凝泵电流 A, 频率 Hz, 振动 轴承 方向 s, 出口压力 MPa。
- 13). 备用凝结水泵投入联锁。
- 14). 操作完毕, 汇报值长。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令, # 机 凝结水泵启动, 检查# 机 凝结水系统具备投运条件;
- 2). 确认# 机 凝结水泵联锁保护试验合格、投入正常;
- 3). 检查# 机凝结水系统所有放水门关闭;
- 4). 启动# 机 凝输泵运行, 凝汽器补水;

- 5). 检查# 机凝汽器水位 1050mm 正常;
- 6). 开启# 机 凝结水泵入口电动门;
- 7). 开启# 机 凝结水泵出口电动门;
- 8). 开启# 机 凝结水泵出口再循环调门前、后手动门;
- 9). 关闭# 机 凝结水泵出口再循环调门;
- 10). 开启# 机 凝结水母管放气门;
- 11). 开启# 机凝输泵至凝结水母管注水门, 凝结水系统注水放气;
- 12). # 机 凝结水母管放气结束关闭放气门;
- 13). 开启# 机凝输泵至# 机凝结水泵密封水手动门;
- 14). 开启# 机 凝结水泵密封水手动门;
- 15). 投入# 机 凝结水泵密封冲洗水;
- 16). 投入# 机 凝结水泵轴承冷却水;
- 17). 投入# 机 凝结水泵电机冷却水;
- 18). 检查# 机凝汽器水位正常, 自动补水正常;
- 19). 确认# 机精除盐旁路门开启;
- 20). 开启# 机 凝结水泵泵体抽空气门;
- 21). 开启# 机 凝结水泵出口逆止门前抽空气门;
- 22). 关闭# 机 凝结水泵出口电动门;
- 23). 检查# 机 凝结水泵联锁确在“切除”方式;
- 24). 全开# 机 凝结水泵出口再循环调门;
- 25). 启动# 机 凝结水泵运行;
- 26). 检查# 机 凝结水泵电流、振动、出口压力正常, LCD 指示正确;
- 27). 检查# 机 凝结水泵出口电动门开启正常;
- 28). 关闭# 机 凝结水泵出口出口逆止门前抽空气门;
- 29). 开启# 机 凝结水泵出口至凝结水泵密封水气动门;
- 30). 检查# 机凝结水母管压力正常;
- 31). 根据需要, 投入# 机 凝结水泵联锁;
- 32). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

11. 凝结水泵切换如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令：# 机#2 凝结水泵变频运行切为#3 变频运行
- 2). 检查确认#1 凝结水泵、#2 凝结水泵变频运行正常
- 3). 检查确认# 凝结水泵完好备用：（1）地脚螺丝固定良好；（2）对轮连接完整、护罩齐全；（3）轴承内油位（1/2—2/3）；（4）油质（清澈透明无杂质）合格；（5）进口手动门开启；（6）密封水投入正常；（7）空气门开启正常；（8）机封无漏水；（8）轴承无漏油；（9）进、出口压力表投入并指示正常；（10）电机接线盒完整、测绝缘合格并送电。（11）电机空冷器冷却水投入。
记录# 凝结水泵电流 A, 频率 Hz, 凝结水母管压力 Mpa, 凝结水流量 t/h
- 4). 交替增大#1 凝结水泵变频器频率，减小# 凝结水泵变频器频率，注意保持除氧器水位、凝结水母管压力正常。
- 5). 待# 凝结水泵频率降至 20HZ 时，停止变频器运行
- 6). 断开# 凝结水泵 QF1 开关，检查出口门联关正常，水泵不倒转。
- 7). 打开“变频电机选择”按钮，“选择 号电机”，点击“确定”
- 8). 打开“一拖二凝结水泵 号电机”按钮，选择“ 号变频方式”，点击“确定”
- 9). 检查# 凝结水泵 KM3 断开，KM1、KM2 合上
- 10). 检查#3 凝结水泵 QF2 开关合闸条件允许，合上 QF2 开关
- 11). 检查 QF2 开关已合好，“一拖二变频器”联启正常，#3 凝结水泵出口门联开正常
- 12). 检查#3 凝结水泵带初始 20HZ 频率运行正常，电机电流、声音正常；
- 13). 交替增大#3 凝结水泵变频器频率，减小#1 凝结水泵变频器频率至两台凝结水泵出力基本一致（注意避开各泵共振区），维持除氧器水位、凝结水母管压力基本正常。
- 14). 打开“变频电机选择”按钮，“选择 2 号电机”，点击“确定”
- 15). 打开“一拖二凝结水泵 2 号电机”按钮，选择“2 号工频方式”，点击“确定”，检查#2 凝结水泵 KM6 已合好。记录# 凝结水泵电流 A, 频率 Hz, 凝结水母管压力 Mpa, 凝结水流量 t/h

16). 汇报值长操作完毕

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

- 1). 调整除氧器水位正常。
- 2). 检查除氧器上水调整门在自动位。
- 3). 设定除氧器水位控制。
- 4). 检查 凝结水泵（备用泵）在工频备用位。
- 5). 检查 KM 开关在合闸位（凝结水泵工频位）。
- 6). 检查 KM 、KM 开关在断开位。
- 7). 退出凝结水泵联锁。
- 8). 启动 凝结水泵（工频备用泵），检查电机电流正常。检查凝结水泵出口母管压力在 2.0MPa 以上。
- 9). 缓慢降低 凝结水泵（变频泵）转速至最低。
- 10). 停止 凝结水泵变频运行。
- 11). 检查 KM 、KM 开关并断开。
- 12). 检查 KM 开关在断开位。
- 13). 检查并将 凝结水泵电源开关在断。
- 14). 合上 KM 开关。
- 15). 检查 凝结水泵处于工频状态。
- 16). 启动 凝结水泵。
- 17). 检查凝结水泵出口母管压力正常。检查电机电流正常。
- 18). 停止 凝结水泵工频运行。
- 19). 检查 凝结水泵电流到零，转速到零。出口门关闭。
- 20). 将 凝结水泵（原备用泵）处于变频状态
- 21). 检查 KM 开关并将其处于断开位。
- 22). 检查 KM 、KM 开关并将其处于合闸位（凝结水泵变频位）。
- 23). 凝结水泵变频启动。
- 24). 调整 凝结水泵转速。
- 25). 停止 凝结水泵工频运行。
- 26). 检查 凝结水泵电流到零，转速到零。出口门关闭。

27). 检查凝结水泵出口母管压力正常 (大于 1.8MPa)。

28). 投入凝结水泵连锁。

29). 检查 凝结水泵出口门开启。

30). 全面检查凝结水系统正常。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

1). 得令: 凝结水泵工频切 凝结水泵变频运行。检查备用泵良好备用, 电机绝缘合格。检查 6kV 电压正常。

2). DCS、就地确认 A 凝结水泵进口门、出口门在全开状态。

3). 凝结水泵连锁投入。

4). 合 凝结水泵变频器低压侧 QF4 开关, 合变频器高压侧 QF2 开关。

5). DCS 上输入 A 凝结水泵变频器指令 20% (频率反馈 10Hz)。

6). 检查 DCS 画面上无变频器“待机状态”或者是等待 30s 后, 启动变频器运行, 检查变频器运行状态正常。

7). 检查 A 凝结水泵振动、声音、温度无异常, 逐渐提升 A 凝结水泵频率至 48Hz, 记录变频器输入电流 A, 输出电流 A, 凝结水母管压力略有上升, 调整除氧器上水门、凝结水泵再循环, 控制凝结水泵母管压力不高于 3.8MPa。

8). 检查凝结水泵连锁自动退出, 否则手动退出。

9). 联系就地, DCS 上逐渐关闭 工频凝结水泵出口门, 观察凝结水泵电流逐渐下降至 170A 时, 停运 B 凝结水泵工频运行。

10). 检查 B 凝泵出口门关闭到位, 泵无倒转, 投入凝结水泵连锁, B 凝泵出口电动门连锁开启正常。

11). 逐渐减 A 凝结水泵变频器频率, 根据负荷调整变频器指令。记录 A 凝结水泵频率 A, 输出电流 A, 凝结水母管压力 MPa, 最大振动位置, 振幅 μm 。

12). 操作完毕, 汇报值长。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

1). 检查检修工作全部结束, 工作票注销

2). 就地检查 B (C) 凝泵密封冷却水已经投入, 压力 0.03~0.05MPa

3). 就地检查 B (C) 凝泵电机及轴承冷却水投入正常

- 4). 就地检查 B (C) 凝泵入口及泵体抽空气阀已经打开
- 5). 就地检查 B (C) 凝泵轴承油位正常 1/2~2/3 处, 油质合格
- 6). DCS 退出 B (C) 凝泵备用联锁, 查启动条件满足
- 7). 在启动顺控中选择“B (C)”凝泵, “变频”, “开始”, “确认”。检查 B (C) 凝泵按相应步序开始启动
- 8). 泵启动后, 确认变频自动加至 15HZ, 根据 A 凝泵运行频率加 B (C) 凝泵运行频率, 频率一致时, 检查 B (C) 凝泵电流、出口压力、振动正常
- 9). B (C) 凝泵正常后, 在 A 凝泵停运顺控中选择“停止”, “确认”, 检查 A 凝泵按停运步序开始停运
- 10). 停运后就到检查泵不倒转
- 11). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

12. 发电机冷却水泵切换如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令, # 机内冷水泵由# 切为# 运行。
- 2). 检查# 机# 内冷水泵正常备用检查:
 - (1) 地脚螺丝固定良好;
 - (2) 对轮连接完整、护罩齐全;
 - (3) 轴承内油位 (1/2-2/3);
 - (4) 油质 (清澈透明无杂质) 合格;
 - (5) 进出口手动门开启;
 - (6) 冷却水投入正常;
 - (7) 机封无漏水;
 - (8) 轴承无漏油;
 - (9) 进出口压力表投入并指示正常; 记录内冷水箱水位 mm 内冷水母管压力 Mpa
- 3). 关闭# 内冷水泵出口手动, 启动# 内冷水泵
- 4). 交替缓慢开启# 内冷水泵出口门、关闭# 内冷水泵出口门, 维持内冷水母管压力稳定, 直至# 内冷水泵出口门全关

- 5). # 内冷水泵出口门全开, 维持 2min 观察运行正常; 停运# 内冷水泵, 开启该泵出口门, 并不倒转。
- 6). 投入# 内冷水泵联锁备用。
- 7). 记录内冷水箱水位 mm 内冷水母管压力 Mpa
- 8). 内冷水泵切换完毕, 汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

倒换前的检查与准备工作

- 1). 接值长内冷水泵倒换命令后, 准备好用具和操作票。
- 2). 检查备用内冷水泵工作结束, 工作票注销, 现场整洁, 管道保温良好。
- 3). 所有热工仪表、信号、保护已正确接好, 并处于备用状态。
- 4). 所有电气回路及电机绝缘测试合格并送上动力电源。
- 5). 泵组所有静态联锁保护试验已做, 且全部合格。
- 6). 按阀门卡检查内冷水系统所有系统阀门开关位置处于启动前状态。
- 7). 检查内冷水系统设备无检修工作, 电源、气源送上, 设备系统处于良好备用状态。
- 8). 检查内冷水泵轴承油位油位正常, 油质合格。

内冷水泵倒换

- 1). 汇报值长, 退出备用内冷水泵联锁开关。
- 2). 启动备用内冷水泵, 检查启动内冷水泵运行电流由最大值返回至正常值。
- 3). 检查内冷水系统母管压力升高, 流量增大。
- 4). 停止运行泵, 观察内冷水压力降低至 0.4MPa, 流量不低于 30T/H。
- 5). 运行人员就地检查启动泵运行情况, 测振正常等。
- 6). 投入备用泵联锁。
- 7). 停运内冷水泵过程中, 若压力突降至 0.38MPa 以下时, 立即启动停运泵。
- 8). 停运启动的备用泵, 通知维护部检查原因。
- 9). 作好运行记录。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令: # 发电机定冷水泵准备 切换为 运行;
- 2). 值班员汇报: # 发电机 定冷水泵检查完毕;

- 3). 在 DCS 上确认 定冷水泵在备用状态显示绿色平光;
- 4). 检查 定冷水泵运行, 退出 定冷水泵连锁;
- 5). 记录定冷水流量 t/h, 定冷水系统压力 MPa;
- 6). 关闭 定冷水泵出口门, 启动 定冷水泵;
- 7). 检查 定冷水泵振动 μm 、出口压力 MPa。开启出口门, 检查系统压力、流量升高并稳定;
- 8). 缓慢关闭 定冷水泵出口门, 密切注意流量变化, 且流量大于 90 t/h 以上稳定, 停止 定冷水泵运行;
- 9). 记录: 定冷水流量 t/h, 定冷水系统压力 MPa;
- 10). 检查定冷水系统运行正常, 将 定冷泵出口门缓慢开启, 密切注意定冷水流量变化, 且流量大于 90 t/h 以上稳定, 投入 定冷水泵连锁;
- 11). 定冷水泵切换工作完毕, 汇报值长。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令, # 机定子水冷泵由 A 切为 B 运行, 检查# 机 B 定子水冷泵备用良好, 具备启动条件;
- 2). 检查# 机定子冷却水系统运行正常;
- 3). 检查# 机定子冷却水箱水位正常;
- 4). 检查# 机定子水压力调节阀自动调节正常, 发电机定子进水压力 kPa;
- 5). 解除# 机 B 定子水冷泵连锁;
- 6). 关闭# 机 B 定子水冷泵出口门;
- 7). 启动# 机 B 定子水冷泵运行;
- 8). 检查# 机 B 定子水冷泵电流、振动、出口压力正常, LCD 指示正确;
- 9). 缓慢开启# 机 B 定子水冷泵出口门;
- 10). 检查# 机定子冷却水压力正常;
- 11). 缓慢关闭# 机 A 定子水冷泵出口门;
- 12). 检查# 机发电机定子冷却水压力正常;
- 13). 停止# 机 A 定子水冷泵运行, 检查 LCD 状态指示正确;
- 14). 缓慢开启# 机 A 定子水冷泵出口门, 检查泵不倒转;

- 15). 投入# 机 A 定子水冷泵联锁;
- 16). 检查# 机定子冷却水系统运行正常;
- 17). 检查# 机定子水压力调节阀自动调节正常, 发电机定子进水压力 kPa;
- 18). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

13. 主机密封油泵切换如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 接到值长令: # 机空侧交流密封油泵由# 运行切为# 运行。
- 2). 检查确认# 机# 空侧交流密封油泵完好备用:
 - (1) 地脚螺丝固定良好;
 - (2) 对轮连接完整、护罩齐全;
 - (3) 进出口门开启;
 - (4) 泵体盘根无漏油;
 - (5) 轴承无漏油;
 - (6) 电机接线盒完整、测绝缘合格并送电;
 - (7) 电机冷却风扇良好。
 - (8) 记录密封油母管压力为 Mpa
- 3). 解除空侧交流密封油泵联锁及空侧直流密封油泵联锁。
- 4). 检查关闭# 空侧交流密封油泵出口门。
- 5). 注意空侧密封油母管压力应无变化。
- 6). 启动# 空侧交流密封油泵运行。
- 7). 检查# 空侧交流密封油泵电流、振动、声音、压力正常。
- 8). 缓慢开启# 空侧交流密封油泵出口门至母管压力略有升高。控制差压阀在 50Pa 左右。
- 9). 缓慢关# 空侧交流密封油泵出口门至母管压力下降至原压力。
- 10). 交替进行 8、9 项操作, 直至#2 空侧交流密封油泵出口门全关。
- 11). 检查空侧密封油母管压力正常。
- 12). 检查# 空侧交流密封油泵电机电流、振动、声音、压力正常。
- 13). 停运# 空侧交流密封油泵, 注意母管压力应无变化。
- 14). 缓慢开启# 空侧交流密封油泵出口门至全开。

- 15). 记录空侧密封油母管压力 Mpa。
- 16). 检查#2 空侧交流密封油泵无倒转，否则，立即关闭出口门，查找原因，处理正常后再开启。
- 17). 投入空侧交流密封油泵联锁及空侧直流密封油泵联锁。
- 18). 将切换结果汇报值长，并做好记录。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

倒换前的检查与准备工作

- 1). 接值长密封油泵倒换命令后, 准备好用具和操作票.
- 2). 检查备用密封油泵工作结束, 工作票注销, 现场整洁, 管道保温良好.
- 3). 所有热工仪表、信号、保护已正确接好, 并处于备用状态.
- 4). 所有电气回路及电机绝缘测试合格并送上动力电源.
- 5). 泵组所有静态联锁保护试验已做, 且全部合格.
- 6). 按阀门卡检查密封油系统所有系统阀门开关位置处于启动前状态.
- 7). 检查密封油系统设备无检修工作, 电源、气源送上, 设备系统处于良好备用状态。
- 8). 检查直流密封油泵正常备用。

密封油泵倒换

- 1). 汇报值长，退出备用密封油泵联锁开关。
- 2). 启动备用密封油泵，检查启动密封油泵运行电流由最大值返回至正常值。
- 3). 检查密封油系统母管压力升高。
- 4). 停止运行密封油泵，观察密封油母管压力降低至 0.68MPa。
- 5). 运行人员就地检查启动泵运行情况，测振正常等。
- 6). 投入备用泵联锁。
- 7). 停运密封油泵过程中，若压力突降至 0.58MPa 以下时，立即启动停运泵。停运启动的备用泵，通知维护部检查原因。作好运行记录。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，密封油泵由 切换为 运行。(备用泵、密封油直流油泵正常备用状态)
- 2). 在 DCS 上启动密封油直流油泵，调整直流油泵再循环开度，维持直流油泵出

口母管压力 0.85—0.9MPa，记录电流 A。就地检查油泵振动、轴承温度正常，管道无泄漏。

- 3). 停运 密封油主油泵，联动 密封油主油泵，记录电流 A。就地检查油泵振动、轴承温度正常，管道无泄漏。
- 4). 停运密封油直流油泵，调整密封油母管再循环门，密封油泵出口母管压力维持在 0.75—0.85MPa。注意润滑油温波动对密封油压影响。
- 5). 投入油泵连锁。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 机主密封油泵由 A 切为 B 运行，，检查# 机 B 主密封油泵、直流油泵备用良好，具备启动条件；
- 2). 检查# 机润滑油系统运行正常；
- 3). 检查# 机密封油真空箱油位正常；
- 4). 检查# 机密封油系统运行正常；
- 5). 检查# 机密封油压力 MPa、密封油氢差压 kPa 正常；
- 6). 检查# 机密封油直流油泵良好备用，具备启动条件；
- 7). 投入密封油直流油泵连锁；
- 8). 解除# 机 B 主密封油泵连锁；
- 9). 关闭# 机 B 主密封油泵出口手动门至保留 2-3 圈开度；
- 10). 启动# 机 B 主密封油泵；
- 11). 检查# 机 B 主密封油泵振动、声音、出口压力正常，LCD 指示正确；
- 12). 缓慢开启# 机 B 主密封油泵出口门；
- 13). 检查# 发电机密封油压 MPa 正常；
- 14). 缓慢关闭# 机 A 主密封油泵出口手动门至保留 2-3 圈开度；
- 15). 停止# 机 A 主密封油泵运行；
- 16). 检查# 机 A 主密封油泵 LCD 指示正确，发电机密封油压正常；
- 17). 开启# 机 A 主密封油泵出口手动门；
- 18). 检查# 机 A 主密封油泵不倒转；
- 19). 投入# 机 A 主密封油泵连锁；
- 20). 检查# 机密封油系统运行正常；

- 21). 检查# 机密封油压力 MPa、密封油氢差压 kPa 正常;
- 22). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

14. #5、6 低压加热器投入如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令: # 机运行中 #5、6 低加投入运行。
- 2). 检查:
 - (1) 低压加热器各仪表、水位计及信号指示正常, 保护投入。
 - (2) 确认低压加热器检修工作结束, 押回检修工作票
 - (3) 各阀门位置正确, 各电动门已送电, 低加危急放水一次、二次电动门“解挂”
 - (4) 记录#5 低加水位 mm #6 低加水位 mm, #6 低加进水温度 °C, #5 低加出水温度 °C,
- 3). 稍开#6 低加进水门, #5, 6 低加水室放空气门, 注水查漏, 水侧放空气门有水冒出后, 即关闭放空气门, 并确认管束不泄漏。
- 4). 全开#6 低加进水门, #5 低加出水门, 缓慢关闭#5、6 低加旁路门。
- 5). 关闭#5、6 低加底部放水手动门。
- 6). 缓慢开启#5, 6 低加空气门, 注意真空变化。
- 7). 开启#5 低加疏水至#6 低加汽水汽液两相阀前后截门, 旁路门及汽液两相阀汽侧手动门。
- 8). 缓慢开启六段抽汽电动门, 直至全开; 开启#6 低加事故疏水电动门。控制凝结水温升不大于 2°C/min
- 9). 开启五段抽汽逆止门; 缓慢开启五段抽汽电动门, 直至全开; 开启#5 低加事故疏水电动门, 控制凝结水温升不大于 2°C/min
- 10). 关闭五、六段抽汽管道疏水门。
- 11). 开启#4 低加至#5 低加疏水汽液两相阀前后截门, 关闭#4 低加事故疏水电动门。
- 12). #6 低加水位至 450mm 时启动疏水泵。
- 13). 关闭#5、6 低加疏水事故疏水电动门, 注意低加水位; #4、#5、#6 低加

水位调整正常后，投入#6低加水位自动调节。

14). 记录#5低加水位 mm #6低加水位 mm, #6低加进水温度 °C, #5低加出水温度 °C, 低加疏水泵电流 A .

15). 操作完毕, 汇报值长。

答案2: (1) 300 MW 机组类型操作。

- 1). 全面检查设备系统完好, 检修工作结束, 工作票终结。
- 2). 检查#5、#6低加启动排气门、连续排气门及排气总门关闭; 检查#5低加凝结水进、出口关闭, 旁路门开启; 检查#6低加凝结水进、出口关闭, 旁路门开启; 检查#5、#6低加事故疏水阀前截门关闭; 检查#5、#6抽汽逆止门后疏水阀关闭; 检查#6低加逐级疏水阀前截门关闭。#5、#6低加系统内其它阀门按阀门检查卡恢复至启动前状态。
- 3). 所有仪表齐全、完好, 各压力表、液位表一次门开启。联系热工送上仪表及信号电源, 投入各表计。
- 4). 各电动门、气动门电源、气源已送, 且单操开关均正常。
- 5). 低加所有联锁保护试验已做且全部合格, 5—6段抽汽逆止门动作灵活, 无卡涩。
- 6). 接值长投运#5、#6低加命令。
- 7). 缓慢开启#5、#6低加汽侧放水门, 注意凝汽器真空的变化, 将汽侧存水放尽。
- 8). 手动稍开#6低加凝结水入口门, 开启#6低加水室放空气一、二次门。待水室放空气门有水冒出后, 关闭#6低加水室放空气一、二次门。
- 9). 全开#6低加凝结水出口门, 缓慢开启#6低加凝结水入口门, 注意控制#6低加出口凝结水温升速度应 $\geq 2^{\circ}\text{C}/\text{分}$, 待#6低加进、出口凝结水温度相等后, 全开#6低加凝结水入口门, 关闭#6低加凝结水旁路阀。
- 10). 手动稍开#5低加凝结水入口门, 开启#5低加水室放空气一、二次门。待水室放空气门有水冒出后, 关闭#5低加水室放空气一、二次门。
- 11). 全开#5低加凝结水出口门, 缓慢开启#5低加凝结水入口门, 注意控制#5低加出口凝结水温升速度应 $\geq 2^{\circ}\text{C}/\text{分}$, 待#5低加进、出口凝结水温度相等后, 全开#5低加凝结水入口门, 关闭#5低加凝结水旁路阀。
- 12). 注意#5、6低加水位的变化, 对#5、6低加进行检漏, 正常后关闭#5、

6 低加汽侧放水门。

- 13). 缓慢开启#5、#6 低加事故疏水阀前截门，注意凝汽器真空的变化。
- 14). 开启#5、#6 抽汽逆止门后疏水阀。
- 15). 调出#5、6 低压加热器功能子组，触发“MAN”、“START”、“STEPS”，恢复#5、6 低加逐级疏水阀自动，关#5、6 低加事故疏水调节阀；开启#5、6 段抽汽电动门前、逆止门后疏水阀；开启#5、6 段抽汽逆止门。
- 16). 手动稍开#5、6 段抽汽电动门，暖管 15 分钟以上，注意监视#5、6 低加出口凝结水温升速度应不超过 2℃/分。
- 17). 分别开启#5、6 低加启动排气门及排气总门，排空气 5 分钟以上，关闭#5、6 低加启动排气门。开启#5、6 低加固定端、膨胀端连续排气门，注意凝汽器真空的变化。
- 18). 正常后，连续触发“STEPS”，开启#5、6 段抽汽电动门，注意监视#5、6 低加水位的变化。
- 19). 开启#6 低加逐级疏水调节阀前截门。待#6 低加水位恢复正常后，检查#6 低加事故疏水调节阀应关闭。#6 低加疏水应逐级自流至#7 低加。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令：# 机组 号低加准备投入运行（5、6 号低加）。检查检修工作完毕，各电动门送电。
- 2). 关闭 号低加汽水侧放水门。（低加水侧 A/B 放水手动一二次门、汽侧疏冷段放水门、汽侧放水门、正常疏水前放水放气门、危急疏水门前放水门）
- 3). 开启低加汽侧逆止阀前疏水门。
- 4). 开启 号低加出口门前放气一二次门，微开低加进口电动门，注水赶空气。
- 5). 观察放气门温度升高后，观察 DCS 上低加出口温度逐渐稳定后（接近下级低加出水温度），逐渐开大低加进口电动门，关闭低加出口门前放气一二次门。低加本体无振动。
- 6). 关闭低加正常疏水和危急疏水，观察低加水位无升高，低加钢管无泄漏。
- 7). 检查低加进口电动门全开，开启低加出口电动门，关闭低加旁路电动门。记录凝结水流量 t/h。水侧投入正常。
- 8). 开启低加正常疏水手动门（上级、下级低加正常疏水手动门）、危急疏水手

动门、连续排气一二次门。

- 9). 开启低加汽侧管道气动疏水门。开启低加抽汽逆止阀。
- 10). 微开低加汽侧进汽电动门，逐渐投入加热器汽侧。控制低加出水温降升不大于 $1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。
- 11). 低加汽侧投入过程中，调整低加水位；疏水逐级自流，投入调整门自动，水位设定“0”。
- 12). 汇报值长、值长，低加汽水侧投入正常。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 确认#5、6 低加有关联锁保护试验合格并投入。
- 2). 确认有关阀门电源送上，信号灯良好指示正确。
- 3). 确认相关表计一次门已经开启。
- 4). 确认仪用压缩空气压力正常。
- 5). 确认汽机疏扩疏水回收系统已投运。
- 6). 确认加热器水位计投运，仪表上下平衡门开启，放水门关闭。
- 7). 关闭#5、6 低加水侧放水一、二次门。
- 8). 关闭#6 低加汽侧充氮门。
- 9). 关闭#5 低加汽侧充氮门。
- 10). 关闭#6 低加进口电动门后放水一二次门
- 11). 关闭#5 低加出口至循环水回水管电动门。
- 12). 关闭#5 低加出口电动门前排空气一二次门。
- 13). 关闭#5 低加出口电动门后放水一二次门，开启#5 低加出口电动门后取样一二次门。
- 14). 确认凝结水泵已运行正常，开启#6 低加进口电动门，稍开#6 低加出口电动门前排空气一、二次门，放气结束后关闭排空气门。
- 15). 若机组启动过程中投入#5、6 低加，则关闭#5、6 低加旁路电动门，进行凝结水系统冲洗，凝结水含 $\text{Fe} < 200 \mu\text{g}/\text{L}$ ，开启#5 低加出口电动门，开启凝结水至除氧器管道排空气一二次门（除氧器层），排尽空气关闭排空气一二次门。
- 16). 若机组正常运行中投入#5、6 低加时，不需进行凝结水冲洗，但需注意低加温升速度 $\leq 1^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

- 17). 控制除氧器上水速度和除氧器水位。
- 18). #5、6 水侧低加投运后，注意检查低加汽侧水位无上涨，确认低加无泄漏。
- 19). 关闭#5、6 低加汽侧放水门。
- 20). 开启#5 低加危急疏水调整门后手动隔离门。
- 21). 开启#6 低加危急疏水调整门后手动隔离门。
- 22). 关闭#5 低加正常疏水调整门，关闭#6 低加至 7A/7B 疏水调整门。
- 23). 开启#6 低加至 7A/7B 疏水调整门后手动隔离门。
- 24). 开启#5、6 低加连续排气门，关闭#5、6 低加启动排气门。
- 25). 开启#5、6 低加正常疏水管取样一二次门。
- 26). 机组并列后，确认 7A/7B 低加已投运，投入#6 低加至 7A/7B 疏水调整门自动，正常疏水调整门水位设定在正常零水位，危急疏水调整门水位设置+20mm，逐步关闭#6 低加危急疏水调整门。
- 27). 逐步投入#5 低加正常疏水调整门和危急疏水调整门均投入自动，正常疏水调整门水位设定在正常零水位，危急疏水调整门水位设置+20mm，逐步关闭危急疏水调整门。
- 28). 操作完毕，汇报上级。

15. EH 油泵连锁试验如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，做# 机 EH 油低油压试验。
- 2). 检查# 机 # EH 油泵正常运行，# EH 油泵正常备用。检查 EH 油压 MPa。
- 3). 检查就地操作盘上 EH 油泵在“远方控制”位置，且 DEH 画面上“EH BYK”指示灯亮。检查 EH 油泵连锁投入。
- 4). 在 DEH 系统主画面上点击“EH CONTROL”，进入 EH 油泵控制系统界面。
- 5). 检查 EH 油压 MPa，点击“EH LBSY”，检查 EH 油试验电磁阀及压力开关动作，# EH 油泵连锁启动正常。
- 6). 检查 EH 油压 MPa，停运# EH 油泵，注意 EH 油压变化，待油压稳定后再继续进行试验。
- 7). 检查 EH 油压 MPa，点击“EH LBSY”，检查 EH 油试验电磁阀及压力开关

动作，# EH 油泵联锁启动正常。

- 8). 检查 EH 油压 MPa，停运# EH 油泵，注意 EH 油压变化。
- 9). 检查 EH 油压 MPa，EH 油系统各部正常，试验过程中注意 EH 油压不应大幅波动。
- 10). EH 油低油压试验结果 ，汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

- 1). 检查 A、B EH 油泵状态正常。
- 2). 选择“A EH 油泵出口试验电磁阀”按钮并置为开启，A EH 油泵出口试验电磁阀开启泄压，当试验油压降低至 11.2MPa 时，B EH 油泵联锁启动。
- 3). 选择“A EH 油泵出口试验电磁阀”按钮并置为关闭，待油压恢复正常后，停止 B EH 油泵并投备用。
- 4). 联系热工断开“A EH 油泵出口压力 L”、“EH 油母管压力 L”信号，就地捅 A EH 油泵事故按钮，则 A EH 油泵事故跳闸，B EH 泵联锁启动，A EH 油泵跳闸报警信号发。
- 5). 联系热工恢复“EH 油母管压力 L”信号，断开“A EH 油泵停运”信号，启动 A EH 油泵，停止 B EH 油泵并投备用。
- 6). 停止 A EH 油泵，当 EH 油母管压力降低至 11.2MPa 时，B EH 油泵联锁启动。
- 7). 联系热工恢复“A EH 油泵出口压力 L”、“A EH 油泵停运”信号，A EH 油泵投备用。
- 8). 选择“B EH 油泵出口试验电磁阀”按钮并置为开启，B EH 油泵出口试验电磁阀开启泄压，当试验油压降低至 11.2MPa 时，A EH 油泵联锁启动。
- 9). 选择“B EH 油泵出口试验电磁阀”按钮并置为关闭，待油压恢复正常后，停止 A EH 油泵并投备用。
- 10). 联系热工断开“B EH 油泵出口压力 L”、“EH 油母管压力 L”信号，就地捅 B EH 油泵事故按钮，则 B EH 油泵事故跳闸，A EH 泵联锁启动，B EH 油泵跳闸报警信号发。
- 11). 联系热工恢复“EH 油母管压力 L”信号，断开“B EH 油泵停运”信号，启动 B EH 油泵，停止 A EH 油泵并投备用。
- 12). 停止 B EH 油泵，当 EH 油母管压力降低至 11.2MPa 时，A EH 油泵联锁启动。

13). 联系热工恢复“B EH 油泵出口压力 L”、“B EH 油泵停运”信号，停止 A EH 油泵。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

试验条件

- 1). 汇报值长进行试验。
- 2). 机组运行正常或者是机组启动前试验。

试验步骤:

- 1). 记录 DCS 画面上 EH 油母管压力 MPa。检查运行 泵电流 A。EH 油泵就地控制柜连锁在投入 (DCS 画面右上角)
- 2). 按下备用 EH 油泵“联动试验阀”，检查电磁阀变红，备用 EH 油泵联动，记录稳定电流 A，就地振动最大；
- 3). 就地检查 EH 油母管压力 MPa，EH 油泵出口压力 MPa，油泵运行声音正常无异音，轴承温度、泵体温度正常；
- 4). 退出 EH 油泵“联动试验阀”，停运原运行 EH 油泵，保持连锁油泵运行；
- 5). 记录 DCS 画面上 EH 油母管压力 MPa。
- 6). 检查 EH 油泵连锁开关全部投入。
- 7). 试验完毕，做好记录，汇报值长。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 机 B EH 油泵联动试验及切换，检查# 机 EH 油系统运行正常；
- 2). 检查# 机 EH 油箱油位正常；
- 3). 检查# 机 B EH 油泵备用良好，具备启动条件；
- 4). 检查# 机 EH 油母管压力 MPa 正常；
- 5). 检查确认# 机 B EH 油泵进、出口门开启；
- 6). 点击# 机 EH 油系统“EH 油泵连锁投切”按钮，打开 EH 油泵连锁投切操作面板；
- 7). 检查# 机 B EH 油泵连锁投入；
- 8). 点击# 机 B EH 油泵连锁试验开始按钮；
- 9). 检查# 机 B EH 油泵联启运行正常；

- 10). 检查# 机 B EH 油泵电流、振动、出口压力正常, LCD 指示正确;
- 11). 解除# 机 B EH 油泵联锁;
- 12). 点击# 机 B EH 油泵联动试验结束按钮;
- 13). 投入# 机 A EH 油泵联锁;
- 14). 停用# 机 A EH 油泵, 检查# 机 A EH 油泵 LCD 状态指示正确;
- 15). 检查# 机 EH 油系统运行正常
- 16). 检查# 机 EH 油母管压力 MPa 正常;
- 17). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

16 请介绍发电机充氢如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 发电机气体置换系统安装, 检修消缺工作已结束, 工作票已收回并验收合格。
- 2). 发电机氢冷系统附近严禁烟火安全警示明确。
- 3). 接到充氢操作令后准备好置换气体所需专用工具
- 4). 现场已准备足够的二氧化碳气瓶。化学制氢站已投运正常并储备充足合格的氢气。
- 5). 发电机氢冷系统已按检查卡进行阀门状态确认。
- 6). 确认主机润滑油系统投运正常, 盘车停运。
- 7). 确认密封油系统运行正常, 且氢/油压差正常。
- 8). 确认发电机气体严密性试验合格。
- 9). 确认氢气湿度检测仪已隔离。
- 10). 开启补氢母管至氢气分析仪手动门 10MKG10AA601、氢气分析仪进气总门 10MKG30AA601、氢气分析仪出口管道排放门 10MKG50AA401, 将氢气分析仪投入 CO₂ 检测回路运行。
- 11). 开启气体干燥器旁路手动门 10MKG10AA001。关闭气体干燥器进、出口门。
- 12). 开启供气母管至发电机内手动总门 10MKG10AA002、发电机内排气管手动总门 10MKG11AA001、CO₂ 汇流排电加热器前后手动门、CO₂ 母管至发电机手动一、二次门。其余阀门处于关闭状态。
- 13). 将 CO₂ 气瓶连接在 CO₂ 汇流排上。

- 14). 送上 CO₂ 电加热装置电源，投入运行。
- 15). 用减压阀调节 CO₂ 流量，以控制压力和温度，减压阀后压力维持在 0.4MPa。
- 16). 调节发电机内供气母管排放门开度，使机内气体压力维持在 0.01~0.02Mpa。
- 17). 当 CO₂ 气瓶结霜时，可用水浇淋。
- 18). 当 CO₂ 纯度达到 85%时，适当提升发电机内气体压力至 0.03Mpa，然后进行排死角操作。（如：氢气除湿装置、氢气干燥器、油水检测器及系统管路等死角进行排放）
- 19). 停止 CO₂ 加热装置运行，并断开电源。
- 20). 关闭发电机内供气母管排放门、CO₂ 汇流排及电加热器前后手动门；CO₂ 母管至发电机手动一、二次门。
- 21). 开启气体干燥器进口门 10MKG10AA003 及气体干燥器出口门 10MKG20AA001，关闭气体干燥器旁路门 10MKG10AA001，投入气体干燥器运行。
- 22). 开启发电机内排气母管至氢分析仪进气手动门 10MKG11AA601，关闭发电机内供气母管至氢分析仪进气手动门 10MKG10AA601，投入氢分析仪 H₂ 检测回路运行。
- 23). 开启 A 或 B 侧供氢母管至发电机手动一、二次门。
- 24). 适量开启补氢电磁阀旁路手动门对发电机内充氢气，调整发电机内排气母管排放门，维持机内压力 0.01~0.02Mpa。
- 25). 当氢气纯度 ≥95%时，适当提升发电机内氢压至 0.03Mpa，对氢系统进行死角排放，时间 2 分钟。
- 26). 当氢气纯度 >96%时，关闭发电机内排气母管排放门，关闭补氢电磁阀旁路门稳定 30 分钟。如氢气纯度仍在 96%以上，则氢置换完。
- 27). 逐步将发电机内氢气压力提升至 0.25MPa。
- 28). 充氢结束，氢气纯度 98%，检查密封油系统运行正常。
- 29). 机组启动后，根据氢温，投入氢气冷却器运行。注意发电机冷氢温度为 35~46℃，热氢温度不大于 65℃。
- 30). 机组并网稳定运行后，将发电机内氢压升至额定 0.3Mpa。当氢压大于 0.25Mpa 时，开启补氢电磁阀前后手动门投入电磁阀补氢回路，开启减压阀前后

手动门投入减压阀补氢回路。关闭补氢电磁阀旁路手动门。

31). 投入氢气除湿装置运行，投湿度分析仪。

32). 全面检查系统正常，汇报值长，做好记录。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

投入前的检查

- 1). 氢系统所有检修工作结束，工作票注销。
- 2). 表计齐全且一次门开启，信号及仪表电源已送。确认各变送器投入，就地与远方表计核对无误。
- 3). 准备合格的 CO₂ 至少 40 瓶以上。
- 4). 发电机风压试验已合格。
- 5). 检查并确证氢系统周围无明火及明火源。
- 6). 发电机氢系统已挂醒目的“发电机充氢，严禁烟火”标示。
- 7). 按阀门牌检查氢系统各阀门位置处于正常位置。
- 8). 检查发电机氢气干燥器已投运。
- 9). 发电机空氢侧密封油系统已调试结束。
- 10). 检查汽轮机润滑油系统运行正常。
- 11). 检查发电机空侧密封油系统运行正常，差压阀差压在 0.085Mpa 左右。备用油系统可靠备用。
- 12). 检查并确证发电机氢侧密封油系统运行正常，平衡阀差压在 490Pa 左右。

发电机充 CO₂ 操作

- 1). 将已准备好的 CO₂ 瓶与 CO₂ 汇流管联接好。
- 2). 检查各液位检漏仪投入运行，各排污阀关闭。
- 3). 检查氢 38、39、40、41、16、17 门在开启位置。
- 4). 缓慢开启 CO₂ 瓶阀门，向发电机充 CO₂，同时稍开#7、#31 门，维持发电机内风压在 0.02-0.03Mpa。
- 5). 发电机内 CO₂ 纯度达 90%以上时，稍开下列排死角门，5min 后关闭：20、23、26、43、28、60。
- 6). 当发电机内 CO₂ 纯度达 95%以上时，发电机停止充 CO₂。
- 7). 首先关闭 CO₂ 瓶门，然后关闭 31、38、39、40、41、16 门。

- 8). 用 H₂ 置换 CO₂
- 9). 开启 1、3、4、7 门由压力调节器向发电机内部充氢。
- 10). 稍开 17、30 门，维持发电机内部风压在 0.021-0.035Mpa，注意差压阀和平衡阀的跟踪情况。
- 11). 发电机内 H₂ 纯度达 95%以上时，稍开下列排死角门，5min 后关闭：20、23、26、27、43、28、60。
- 12). 当发电机内 H₂ 纯度达 96%以上时，发电机停止充 H₂。关闭 30 门。
- 13). 根据需提高发电机氢压。

答案 3：(1) 600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令：# 发电机有工作，机内氢气置换空气。氢气系统检修工作全部结束，工作票终结，气密性试验正常。
- 2). 检查密封油系统正常（密封油泵已经启动或者是具备启动条件），油氢差压维持在 0.056MPa。
- 3). 检查氢气干燥器进出口湿度仪均隔离（23、24、25、26 关闭）。
- 4). 置换前联系化学检查氢气（99.5%）、CO₂ 瓶气体纯度（98%以上）合格。
- 5). 确认氢气减压阀前后隔离阀（3、4、5、6）、补氢管至发电机供气一次阀关闭（10）。置换用空气进口隔离阀关闭（116），压缩空气来一次门法兰解开。
- 6). CO₂ 汇流排接入两瓶 CO₂，开启供气阀（22、117、11）。
- 7). 检查关闭置换控制阀 CO₂ 排放口（121），开启发电机进口氢气二次阀（21）、置换空气阀氢气排放口（120）、置换控制阀气体排放口（119）。
- 8). 检查开启氢气纯度监测装置样气进口（110、114）。
- 9). 检查氢气干燥装置、发电机绝缘监测装置进出口门开启，与发电机一起置换。
- 10). 投入 CO₂ 汇流排加热器。开启气瓶出口阀调整好 CO₂ 供气压力 0.8MPa。（一般接入两瓶即可，系统内自带加热器可以控制防止管道结露）
- 11). 用 121 控制置换速度，维持发电机机内压力 0.02~0.03MPa。
- 12). CO₂ 供气瓶瓶身结露，母管压力低于 0.25MPa 后，更换新瓶。
- 13). 置换过程中控制机内气压 0.02~0.03MPa，监视置换分析仪表 CO₂ 纯度达 85%以上，进行对死角的排放，每处死角排放时间 5min。
- 14). 开启以下各门排死角：密封油扩大槽气体排放阀（77、78），氢气干燥器

气体置换气门（140、142、113、158、159、），氢气干燥器排水一次阀、二次阀（114、141），发电机氢纯度检测装置样气进口及旁路排气口排污阀（104），发电机 A、B 检漏仪排污阀（126、127），压力开关排污门（145），发电机氢冷却器氢侧排污门（154、155、156、157），发电机绝缘监测装置排污门（51、48）。

15). 所有死角排放完毕监视置换分析仪表直至 CO_2 纯度达 85% 以上后, 关闭所有排放阀。

16). 通知化学化验发电机内 CO_2 纯度达 85% 以上时, 关闭置换排放阀（120）, 关闭 CO_2 供气管路至发电机一次阀（117）。

17). 关闭 CO_2 供气隔离阀（11、148），关闭所有 CO_2 气瓶出口阀, 将 CO_2 瓶从控制排接口拆除, 退出二氧化碳电加热器。

18). 开启氢气供气管路阀（1、2、3、4、5、6、10），开启置换排放阀（121），发电机机内开始进氢, 控制机内压力 0.02~0.03MPa。

19). 监视置换分析仪表 H_2 纯度达 95% 以上, 进行对死角的排放。

20). 投入氢气干燥器进出口湿度检测仪, 开启湿度检测仪前后隔离阀（23、24、25、26），关闭氢气干燥器进出口湿度仪旁路阀（15、16）。

21). 联系化学化验 H_2 纯度达 96% 以上, 停止置换。

22). 关闭发电机气体置换控制总阀（119）。节流发电机置换控制排 CO_2 阀（121）至微开状态, 保证氢气纯度仪供气。

23). 对发电机以及氢气管路系统进行查漏, 记录漏氢点:

24). 启动密封油泵, 调整密封油泵出口压力 0.8MPa, 联系化学逐渐提升氢压。

25). 机内氢压升至 0.05MPa 以上, 检查浮子油箱回氢管上、下部手动阀在开启位, 排污阀关闭位, 浮子油箱倒为旁路运行, 油氢差压控制倒为差压阀控制。

26). 机内氢气升压时, 注意控制升压速度, 及时调整密封油母管压力, 防止漏氢。

27). 根据启动计划, 若机组备用, 氢压升至 0.2MPa 停止升压, 关闭供氢阀（1、2）。

28). 闭冷水系统启动后, 投入密封油真空泵运行。

29). 置换结束, 汇报值长。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，# 发电机由 H₂ 置换机内 CO₂，检查# 发电机 CO₂ 置换结束且经化验其纯度已达 95% 以上；
- 2). 确认# 发电机内 CO₂ 纯度 95% 以上，机内压力 50kPa 以上；
- 3). 联系检修人员 拆除# 发电机 A、B 氢气减压阀来氢侧堵板，安装 A、B 氢气减压阀；
- 4). 检查# 发电机 CO₂ 汇流排供气门、CO₂ 供气减压阀前、后手动门、CO₂ 供气管总截门关闭；
- 5). 联系制氢站向# 发电机供氢；
- 6). 开启# 发电机供氢隔离阀 GL-1；
- 7). 开启# 发电机供氢隔离阀 GL-2；
- 8). 开启# 发电机 H₂ 至发电机供气一次门 GL-10；
- 9). 开启# 发电机 H₂ 至发电机供气二次门 GL-21；
- 10). 开启# 发电机 H₂ 供氢减压阀前截门 GL-3 及后截门 GL-5；
- 11). 调节# 发电机供氢减压阀，使供氢母管压力高于 50kPa；
- 12). 检查确认# 发电机 H₂ 置换阀 GL-46 严密；
- 13). 开启# 发电机 CO₂ 置换阀 GL-47；
- 14). 开启并调节# 发电机气体置换阀排气总阀 GL-45，维持发电机内压力 50kPa 以上，注意密封油差压调节阀动作正常，使密封油压高于机内压力 36~76kPa；
- 15). 稍开# 发电机气体置换排气总管排放阀 GL-44，由此取样化验；
- 16). 当# 发电机内 H₂ 纯度达 90% 以上时，关闭# 发电机气体置换排气总管排放阀 GL-44，发电机开始排死角；
- 17). 开启密封油膨胀箱气体排放阀 S-79，S-78，H₂ 纯度合格后关闭；
- 18). 注意监视# 发电机密封油浮子油箱油位正常；
- 19). 开启# 发电机 H₂ 去湿装置排空阀 GL-42；
- 20). 开启# 发电机 H₂ 去湿装置进口阀 GL-20，GL-16，GL-27，H₂ 纯度合格后关闭；
- 21). 开启# 发电机 H₂ 去湿装置出口阀 GL-29，GL-15，GL-19，H₂ 纯度合格后关闭；
- 22). 关闭# 发电机 H₂ 去湿装置排空阀 GL-42；
- 23). 开启# 发电机油水探测器排放阀 GL-64，GL-66，GL-75；
- 24). 开启# 发电机油水探测器进气阀 GL-17，GL-18，GL-73，CO₂ 纯度合格后关闭

排放阀；

- 25). 当# 发电机内 H_2 纯度达 97%以上时，关闭 H_2 置换阀 GL-46、 CO_2 置换阀 GL-47、气体置换排气总阀 GL-45，置换结束；
- 26). # 机 H_2 纯度仪送电；
- 27). 开启# 机氢气纯度仪进口阀 GL-52, GL-56, 稍开# 发电机 CO_2 置换阀 GL-47, 投入 H_2 纯度仪；
- 28). 当# 发电机内压力提高到 kPa 以上时，停止补氢，关闭供氢减压阀前截门 GL-3 及后截门 GL-5；
- 29). 关闭# 机 H_2 至发电机供气一次门 GL-10；
- 30). 通知制氢站停止供氢；
- 31). 关闭# 机供氢隔离阀 GL-1；
- 32). 关闭# 机供氢隔离阀 GL-2；
- 33). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

17. 请介绍发电机排氢如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

用 CO_2 换 H_2

- 1). 检查现场有足够的 CO_2 。接 CO_2 瓶接好减压阀、胶管。联系化学人员做好分析准备。
- 2). 检查下列阀门处于开启状态：
 - （1） CO_2 至发电机进气母管总门
 - （2）发电机上部进氢门
 - （3）发电机下部排污一次门
 - （4）液位讯号器前截门
 - （5）补氢电磁阀旁路门
 - （6）各表计一次门
- 3). 系统其它各阀门处于关闭状态。
- 4). 联系检修将氢气母管来氢二次门后加堵板。开启发电机上部污门排氢。
- 5). 缓慢将氢压降至 0.005—0.01Mpa (#1 机密封油箱油位用压力排油门控制，自

动排油门关闭)。

- 6). 全开 CO₂母管门，向发电机充 CO₂，开启发电机上部排污门进行调整，维持发电机内压力 0.005—0.01MPa。
- 7). CO₂纯度达 90%以上时，开启补氢过滤器后取样门（化学取样点）、氢气干燥器进、出口排死角门，密封油箱顶部排气门排污 3—5 分钟关闭。
- 8). 当 CO₂含量达 95%以上时，停止充 CO₂。关闭 CO₂瓶减压阀、CO₂母管分门、CO₂至发电机母管总门、发电机上部排污门。
- 9). 用空气排 CO₂
- 10). 联系检修将空气过滤器出口门后堵板拆除，联系锅炉，发电机准备充压缩空气。缓慢开启空气过滤器入口门，开启空气过滤器排污门排水，待水排尽后关闭排污门。
- 11). 开启空气过滤器出口门向发电机内充空气。开启发电机下部排污至室外二次门，维持发电机内压力 0.005—0.01MPa。
- 12). 发电机内空气含量 95%（发电机内含氧量达 20.26%以上）以上时为合格，开启补氢过滤器后取样门、CO₂母管取样#1、#2 门（化学取样点）、氢气干燥器进、出口排死角门，密封油箱顶部排气门排污 3—5 分钟后关闭。
- 13). 关闭空气过滤器出、入口门。停止向发电机充压缩空气。
- 14). 发电机空气压力排到零后，停止密封油系统（盘车运行时，密封油系统不停）。

答案 2：（1）300 MW 机组类型操作。

排氢前的检查

- 1). 影响排氢工作的所有检修工作结束，工作票注销。
- 2). 表计齐全且一次门开启，信号及仪表电源已送。确认各变送器投入，就地与远方表计核对无误。
- 3). 准备合格的 CO₂至少 40 瓶以上。
- 4). 检查并确证氢系统周围无明火及明火源。
- 5). 发电机氢系统已挂醒目的“发电机充氢，严禁烟火”标示。
- 6). 按阀门牌检查氢系统各阀门位置处于正常位置。
- 7). 检查发电机氢气干燥器投运正常。

8). 检查发电机空侧密封油系统运行正常, 差压阀差压在 0.085Mpa 左右。备用油系统可靠备用。

9). 检查并确证发电机氢侧密封油系统运行正常, 平衡阀差压在 490Pa 左右。

发电机排 H₂ 操作

1). 将已准备好的 CO₂ 瓶与 CO₂ 汇流管联接好。

2). 检查各液位检漏仪投入运行, 各排污阀关闭。

3). 开启#7 门, 稍开#31 门发电机排氢。

4). 注意检查差压阀、平衡阀跟踪情况, 严密监视液位检漏仪, 防止发电机进油。

5). 氢压排至 0.02Mpa, 停止排氢。

6). 检查氢 38、39、40、41、16、17 门在开启位置。

7). 缓慢开启 CO₂ 瓶阀门, 向发电机充 CO₂, 同时稍开#7、#31 门, 维持发电机内风压在 0.02-0.08Mpa。

8). 发电机内 CO₂ 纯度达 90%以上时, 稍开下列排死角门, 5min 后关闭: 20、23、26、43、28、60。

9). 当发电机内 CO₂ 纯度达 95%以上时, 发电机停止充 CO₂。首先关闭 CO₂ 瓶门, 然后关闭 31、38、39、40、41、16 门。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

1). 值长令: # 发电机有工作, 机内空气置换氢气。

2). 检查密封油系统正常, 油氢压差维持在 0.056±0.02MPa。

3). 检查循环风机、氢气干燥装置已经停运。

4). 检查供氢管路至发电机供氢 1、2 号管道阀门 (1、2、3、4、5、6、10) 严密关闭。

5). 检查关闭发电机置换控制排 CO₂ 阀 (121)。(系统正常运行时, 该阀开启, 110、114 开启, 作为氢气纯度仪取样气源)

6). 开启发电机气体置换控制总阀 (119)。

7). 微开发电机置换控制排氢气阀 (120), 发电机开始降压排氢。注意控制降氢压速度, 应缓慢匀速。

8). 根据氢压变化, 调整密封油泵出口母管再循环阀, 控制母管压力 0.8MPa, 维持油氢压差正常。

- 9). 退出氢气干燥器进出口湿度检测仪, 关闭湿度检测仪前后隔离阀 (23、24、25、26), 开启其旁路阀 (15、16)。(检测仪测量探头接触 CO_2 形成酸性腐蚀)
- 10). 氢气降压过程中, 将 CO_2 瓶连接至控制排接口上, 开启气瓶出口阀调整好 CO_2 供气压力 0.8MPa。(一般接入两瓶即可, 系统内自带加热器可以控制防止管道结露)
- 11). 氢压降至 0.05MPa, 检查浮子油箱油位升高, 切换为旁路运行, 开启密封油系统浮子油箱旁路阀 (74), 关闭浮子油箱出口 (73)。
- 12). 发电机机内无压或者是置换操作时, 油氢差压保持在 0.03—0.05MPa (若油氢差压高则差压阀切为旁路运行, 关闭差压阀进口门、出口门、油压信号门、氢压信号门)。
- 13). 发电机内部气压降到 0.02~0.03MPa, CO_2 供气瓶投入伴热, 开启发电机 CO_2 进气总阀 (11、148)。
- 14). 开启 CO_2 供气管路至发电机一次阀 (117)。
- 15). 用 120 控制置换速度, 维持发电机机内压力 0.02~0.03MPa。
- 16). CO_2 供气瓶瓶身结露, 母管压力低于 0.25MPa 后, 更换新瓶。
- 17). 置换过程中控制机内气压 0.02~0.03MPa, 监视置换分析仪表 CO_2 纯度达 95%以上, 进行对死角的排放, 每处死角排放时间 5min。
- 18). 开启以下各门排死角: 密封油扩大槽气体排放阀 (77、78), 氢气干燥器气体置换气门 (140、142、113、158、159、), 氢气干燥器排水一次阀、二次阀 (114、141), 发电机氢纯度检测装置样气进口及旁路排气口排污阀 (104), 发电机 A、B 检漏仪排污阀 (126、127), 压力开关排污门 (145), 发电机氢冷却器氢侧排污门 (154、155、156、157), 发电机绝缘监测装置排污门 (51、48)。
- 19). 所有死角排放完毕监视置换分析仪表直至 CO_2 纯度达 95%以上后, 关闭所有排放阀。
- 20). 通知化学化验发电机内 CO_2 纯度达 95%以上时, 关闭 CO_2 供气管路至发电机一次阀 (117)。
- 21). 关闭 CO_2 供气隔离阀 (11、148), 关闭所有 CO_2 气瓶出口阀, 将 CO_2 瓶从控制排接口拆除, 退出二氧化碳电加热器。
- 22). 关闭发电机置换控制排氢气阀 (120)。

- 23). 将密封油系统倒换为润滑油系统直供。
- 24). 将置换用空气进口隔离阀法兰连接上。
- 25). 开启发电机置换控制排 CO₂ 阀 (121)。
- 26). 开启发电机压缩空气母管供气总阀 (116), 开启发电机置换控制压缩空气供气阀 (115), 开启氢气干燥器进出口门 (27、28、29、30)。
- 27). 控制机内压力 0.02~0.03MPa。
- 28). 监视置换分析仪表 CO₂ 纯度达 5% 以下, 进行对死角的排放, 每处死角排放时间不少于 5 分钟。
- 29). 发电机有检修工作时, 关闭压缩空气发电机压缩空气母管供气总阀 (116) 松开阀门连接, 开启排放门, 机内泄压到零。联系检修做好氢气系统隔离工作。盘车连续运行时, 密封瓦禁止断油, 将密封油泵切为润滑油直供。
- 30). 操作完毕, 汇报值长。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令, # 发电机由 CO₂ 置换机内 H₂, 全面检查# 机氢冷系统阀门位置正确, 发电机具备置换条件;
- 2). 隔离# 发电机氢气湿度仪并停电;
- 3). 停用# 发电机氢气纯度仪并停电;
- 4). 停用# 发电机绝缘过热装置并停电;
- 5). 联系化学化验# 发电机 CO₂ 纯度合格;
- 6). 通知制氢站切断# 发电机供氢气源;
- 7). 检查氢冷系统阀门位置正确;
- 8). 开启# 发电机 H₂ 置换阀 GL-46;
- 9). 开启# 发电机气体置换排气总阀 GL-45, 缓慢降低发电机内压力至 50kPa, 同时注意密封油运行正常, 高于机内压力 36-76kPa;
- 10). 注意监视# 发电机密封油浮子油箱油位正常;
- 11). 关闭# 发电机 H₂ 置换阀 GL-46;
- 12). 关闭# 发电机气体置换排放阀 GL-45;
- 13). 检查# 发电机供氢隔离阀 GL-1 关闭;
- 14). 检查# 发电机供氢隔离阀 GL-2 关闭;

- 15). 关闭# 发电机供氢减压阀前截门 GL-3;
- 16). 关闭# 发电机供氢减压阀前截门 GL-4;
- 17). 关闭# 发电机供氢减压阀后截门 GL-5;
- 18). 关闭# 发电机供氢减压阀后截门 GL-6;
- 19). 开启# 发电机 CO₂供气手动一次门 GL-43;
- 20). 检查# 发电机内压力 50kPa, 开启# 机 CO₂至发电机供气手动二次门 GL-22;
- 21). 开启# 发电机 CO₂汇流排供气门;
- 22). 开启# 发电机 CO₂供气减压阀前、后手动门;
- 23). 开启# 发电机 CO₂供气母管总截门;
- 24). 开启# 发电机 CO₂加热装置前截门 GL-14;
- 25). 开启# 发电机 CO₂加热装置后截门 GL-12;
- 26). 开启并调节# 发电机 CO₂供气减压阀, 投入 CO₂加热装置;
- 27). 关闭# 发电机 CO₂置换阀 GL-47;
- 28). 开启# 发电机 H₂置换阀 GL-46;
- 29). 开启# 发电机 CO₂至发电机供气二次门 GL-21;
- 30). 开启并调节# 发电机气体置换排气总阀 GL-45, 保持发电机内压力 50kPa 左右;
- 31). 监视# 发电机浮子阀油位的变化; 同时注意密封油压高于机内压力 36~76kPa;
- 32). 稍开# 发电机气体置换排气总管排放阀 GL-44, 由此取样化验;
- 33). 当# 发电机内 CO₂纯度达 90%以上合格后, 关闭# 机气体置换排气总管排放阀 GL-44, 发电机开始排死角;
- 34). 开启# 发电机密封油膨胀箱气体排放阀 S-79, S-78, CO₂纯度合格后关闭;
- 35). 开启# 发电机 H₂去湿装置排空阀 GL-42;
- 36). 开启# 发电机 H₂去湿装置进口阀 GL-20, GL-16, GL-27, CO₂纯度合格后关闭;
- 37). 开启# 发电机 H₂去湿装置出口阀 GL-29, GL-15, GL-19, CO₂纯度合格后关闭;
- 38). 开启# 发电机油水探测器排放阀 GL-64, GL-66, GL-75;
- 39). 开启# 发电机油水探测器进气阀 GL-17, GL-18, GL-73, CO₂纯度合格后关闭排放阀;

- 40). 当# 发电机内 CO₂ 纯度达 95% 以上时, 关闭 CO₂ 至发电机气体置换阀 GL-43;
- 41). 关闭# 发电机 CO₂ 至发电机供气手动二次门 GL-22;
- 42). 关闭# 发电机 H₂ 置换阀 GL-46;
- 43). 停用# 发电机 CO₂ 加热装置;
- 44). 关闭# 发电机 CO₂ 汇流排供气门, CO₂ 供气压力调节阀前、后手动门, CO₂ 供气母管总截门, CO₂ 加热装置前后截门 GL-14, GL-12;
- 45). 关闭# 发电机气体置换排气总阀 GL-45;
- 46). 完成空气置换 CO₂ 工作。
- 47). 操作完毕, 汇报值长, 做好记录。

18. 真空泵启动如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 确认真空泵检修工作全部结束, 工作票注销。
- 2). 表计齐全且已投入。
- 3). 设备状态良好且已送电。
- 4). 各阀门位置正确。
- 5). 真空泵联锁保护试验已全部合格。
- 6). 检查压缩空气压力正常。
- 7). 水箱水位正常, 水质合格。
- 8). 冷却水泵运行, 冷却水供水压力正常。
- 9). 凝汽器水位正常, 凝结水泵正常运行。
- 10). 检查真空破坏门在关闭位置。
- 11). 真空泵密封水冷却器一组投运, 一组备用。
- 12). 真空泵分离水箱补水正常。
- 13). 真空泵入口手动门在开启位置。
- 14). 汇报值长, 启动真空泵。
- 15). 检查真空泵运行电流由最大值返回至正常值, 入口阀自开。
- 16). 检查运行真空泵汽水分离器水位正常, 若水位低, 补水电磁阀自开, 水位

正常，补水电磁阀自关正常。

17). 就地检查启动真空泵运行情况，测振正常等。

18). 观察真空开始上升。

19). 汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

1). 确认真空泵检修工作全部结束，工作票注销。

2). 表计齐全且一次门开启，信号及仪表电源已送。

3). 设备各地脚螺栓、对轮、防护罩已联接好。

4). 电机接地良好。

5). 各电动门电源已送，开关试验正常。

6). 气动门电源、气源已送且开关试验正常。

7). 真空泵联锁保护试验已全部合格。

8). 联系电气，真空泵电机送电。

9). 检查压缩空气压力正常。

10). 按阀门检查卡检查汽水系统各阀门处于正常位置。

11). 500T 水箱水位正常，水质合格。

12). 冷却水泵运行，冷却水供水压力正常。

13). 凝汽器水位正常，凝结水泵正常运行。

14). 检查真空破坏门在关闭位置。

15). 真空泵密封水冷却器一组投运，一组备用。

16). 真空泵分离水箱补水正常。

17). 真空泵入口手动门在开启位置。

18). 检查真空泵就地控制箱电源指示正常，联锁开关在“远控”位置。

19). 检查 OVATION 控制系统运行正常。

20). 联系电气，单操启动真空泵。

21). 记录真空泵启动电流。

22). 检查真空泵入口气动阀联开。

23). 检查真空泵入口真空表指示上升。

24). 汇报值长，真空泵启动结束。

答案 3：（1）600 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，启动# 机 真空泵，检查# 机抽气系统具备投运条件；
- 2). 检查# 机 真空泵具备启动条件；
- 3). 检查# 机 真空泵汽水分离器水位正常；
- 4). 检查# 机 真空泵工作水冷却器投入正常；
- 5). 就地检查# 机 真空泵入口气动门关闭；
- 6). 检查# 机 真空泵入口手动门开启；
- 7). 启动# 机 真空泵运行；
- 8). 检查# 机 真空泵入口气动门联开正常；
- 9). 检查# 机 真空泵电流、振动、声音正常；
- 10). 检查# 机 真空泵分离器水位正常；
- 11). 检查# 机凝汽器真空变化正常；
- 12). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

答案 4：（1）1000 MW 机组类型操作。

- 1). 接值长令，启动# 机 A 机械真空泵，检查# 机抽气系统具备投运条件；
- 2). 检查# 机 A 机械真空泵具备启动条件；
- 3). 检查# 机 A 机械真空泵汽水分离器水位正常；
- 4). 检查# 机 A 机械真空泵工作水冷却器投入正常；
- 5). 就地检查# 机 A 机械真空泵入口气动门关闭；
- 6). 检查# 机 A 机械真空泵入口手动门开启；
- 7). 启动# 机 A 机械真空泵运行；
- 8). 检查# 机 A 机械真空泵入口气动门联开正常；
- 9). 检查# 机 A 机械真空泵电流、振动、声音正常；
- 10). 检查# 机 A 机械真空泵分离器水位正常；
- 11). 检查# 机凝汽器真空变化正常；
- 12). 操作完毕，汇报值长，做好记录。

19. 机组汽门严密性试验如何操作？

答案 1：（1）200 MW 机组类型操作。

- 1). 汽机在 3000rpm/min 稳定运行。
- 2). 锅炉稳定运行，主蒸汽压力 $>6.0\text{Mpa}$ 且不波动。
- 3). 发电机未并网。
- 4). 凝汽器真空 $>-0.070\text{Kpa}$ 。
- 5). 凝结水母管压力正常，后缸喷水阀投入。
- 6). 汽机防进水系统投运正常。
- 7). 试验时必须保证主、再热蒸汽至少有 50°C 以上的过热度。
- 8). 高低压旁路在关闭位置。
- 9). 按下“主汽门严密性试验”按钮。
- 10). 检查主汽门关闭，调门开启。
- 11). 严密监视汽机转速下降情况。
- 12). 试验合格后，复位“主汽门严密性试验”按钮。
- 13). 检查主汽门开启，调门维持汽机转速在当前转速运行。
- 14). 汽机升速至 3000rpm/min 运行。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

试验前的检查

- 1). 汽机在 3000rpm/min 稳定运行。
- 2). 锅炉稳定运行，主蒸汽压力 $>10.0\text{Mpa}$ 且不波动。
- 3). 发电机未并网。
- 4). 凝汽器真空 $>-0.075\text{Kpa}$ 。
- 5). 凝结水母管压力正常，后缸喷水阀投入。
- 6). 汽机防进水系统投运正常。
- 7). 试验时必须保证主、再热蒸汽至少有 50°C 以上的过热度。
- 8). 高低压旁路在关闭位置。

试验操作

- 1). 按下“主汽门严密性试验”按钮。
- 2). 检查主汽门关闭，调门开启。
- 3). 严密监视汽机转速下降情况。
- 4). 试验合格后，复位“主汽门严密性试验”按钮。

- 5). 检查主汽门开启，调门维持汽机转速在当前转速运行。
- 6). 汽机升速至 3000rpm/min 运行。

答案 3: (1) 600 MW 机组类型操作。

试验准备

- 1). 试验前机组转速在 3000rpm。
- 2). 值长对值班人员合理安排，专人记录试验数据。
- 3). 试验时保持主、再热蒸汽参数稳定，满足汽机进汽条件，主、再热蒸汽压力大于 50% 额定值。
- 4). 机、炉运行稳定，试验进行时无其它重要操作。
- 5). 危险点预控
- 6). 试验过程中密切注意机组转速，监视调速系统动作正常，严防转速过高引起超速。
- 7). 试验过程中，应对机组声音、振动、轴承温度、胀差、轴向位移、蒸汽参数等密切监视。
- 8). 转速若长时间在临界转速区振动过大，应停止试验。

操作步骤

- 1). 查 DEH 在“自动”方式。
- 2). 查汽轮机转速在 3000rpm。
- 3). 主汽温度:
- 4). 主汽压力:
- 5). 再热汽汽温: 再热汽压力:
- 6). 查主开关未合闸。
- 7). 在 OIS 上点击“主汽门严密性试验 (MSVLKTEST)”，再点击“START”。
- 8). 高中压主汽门快速关闭，自动切换到“手动”方式。
- 9). 转子开始惰走严密性试验开始计时。
- 10). 由惰走曲线与 DEH 根据有关参数计算出的可接受转速比较来判断阀门的严密性。
- 11). 试验结束按“试验停止 (STOP)”按钮，严密性试验结束。
- 12). 试验时间:

13). 试验最后转速:

14). 手动打闸。

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

1). 通知相关人员到现场。

2). 调整燃烧及高、低旁开度, 使主、再热压力满足试验要求: 主、再热汽压在 50% 额定汽压以上。

3). 确认机组维持 3000rpm 空载运行, 各运行参数正常。

4). 确认交、直流润滑油泵具备启动条件。

5). 确认高低压旁路运行正常。

6). 确认顶轴油泵联锁投入正常。

7). 确认 DEH 在操作员自动状态

8). 启动主吸油泵 MSP、交流润滑油泵 TOP 油泵, 检查油泵运行正常。

9). 进行调门严密性试验:

1、在 DEH 主画面点击“OPC MODE”进入汽门严密性试验界面

2、选择“GV/IV TIGHT TEST”, 按下“IN SERVICE”键, 即严密性试验执行键

3、检查高中压调门全关, 高中压主汽门全开, 转速迅速下降

4、转速降到 $1000 \times (\text{试验压力} \div \text{额定压力}) \text{ rpm}$, 试验合格

5、手动打闸, 检查汽门全关。重新挂闸, 维持 3000rpm

10). 进行主汽门严密性试验:

1、在 DEH 主画面点击“OPC MODE”进入汽门严密性试验界面

2、选择“MSV TIGHT TEST”, 按下“IN SERVICE”键, 即严密性试验执行键

3、检查高中压主汽门全关, 高中压调门全开, 转速迅速下降

4、转速降到 $1000 \times (\text{试验压力} \div \text{额定压力}) \text{ rpm}$, 试验合格

5、手动打闸, 检查汽门全关。重新复位挂闸, 维持 3000rpm

11). 试验完毕, 汇报值长。

20. 请介绍轴封系统投入如何操作?

答案 1: (1) 200 MW 机组类型操作。

- 1). 按轴封系统检查卡检查完毕。
- 2). 机组处于盘车状态, 汽轮机及其进汽管的所有疏水阀位置正确。
- 3). 循环水系统运行正常, 凝汽器水侧运行正常。
- 4). 凝结水系统运行正常、轴封加热器已投运。调整凝结水再循环门, 保证轴封加热器水侧有流量。
- 5). 轴封加热器多级水封注水, 至溢水管有水溢出时关闭。
- 6). 确认辅汽至轴封供汽手动门后管道疏水阀及轴封母管各疏水门已开启。
- 7). 稍开辅汽供汽母管至轴封供汽母管手动门, 进行暖管。暖管后逐渐全开辅汽供轴封手动隔离阀。
- 8). 打开轴封加热器疏水阀。
- 9). 暖管完毕后, 调整辅汽供轴封蒸汽调节阀开度, 维持母管压力符合规定。
- 10). 检查进入汽封内的蒸汽有合适的过热度。
- 11). 汽封母管建立供汽压力后, 立即启动一台轴加风机, 检查轴加真空符合要求, 将另一台轴加风机投备用。
- 12). 暖管结束后关闭各疏水阀。
- 13). 根据低压轴封母管温度, 投入减温水自动, 维持温度在规定范围内, 且保证高、中压汽轮机轴封处转子金属温度与轴封蒸汽温度差不超限。
- 14). 辅汽作为轴封供汽的正常汽源, 也可以由冷再或主蒸汽供汽。轴封系统自密封后, 由溢流阀调节轴封母管压力正常。
- 15). 操作完毕, 汇报值长。

答案 2: (1) 300 MW 机组类型操作。

- 16). 轴封系统所有检修工作结束, 工作票注销。
- 17). 表计齐全且一次门开启, 信号及仪表电源已送。确认各变送器投入, 就地与远方表计核对无误。
- 18). 各电动门电源已送, 开关试验正常。
- 19). 气动门电源、气源已送且开关试验正常。
- 20). 联系电气轴抽风机、凝结水回收水泵送电。
- 21). 轴封系统联锁保护试验已全部合格, 保护投入。

- 22). 检查主机、小机盘车运行正常。
- 23). 检查中压辅汽联箱压力、温度正常。
- 24). 检查凝结水系统运行正常。
- 25). 开启 A、B 小机调试用汽手动门前疏水门。
- 26). 开启辅汽至轴封供汽调整门后、旁路门后高低压轴封母管疏水门。
- 27). 开启轴封溢流站旁路门、辅汽至轴封供汽手动门及电动门。
- 28). 稍开辅汽至轴封供汽手动门。
- 29). 暖管 10min 左右，从启动疏水检查无水冒出后，稍开辅汽至轴封供汽调整门。
- 30). 投入操作
- 31). 检查辅汽至轴封供汽调整门后疏水门无水冒出后，全开辅汽至轴封供汽总门。
- 32). 启动一台轴抽风机，另一台投备用。
- 33). 全开辅汽至轴封供汽调整门。
- 34). 关闭轴封溢流站旁路门，轴封系统疏水门。
- 35). 调整轴封供汽压力至 0.021—0.027Mpa（低压缸端部既无吸气也无冒汽）。
- 36). 投入轴封减温器自动，供汽温度在 121—177℃。
- 37). 根据凝结水回收水箱水位启动凝结水回收水泵。
- 38). 汇报值长，轴封系统已投运。

答案 3：（1）600 MW 机组类型操作。

- 1). 值长令：投入# 机轴封系统运行
- 2). 确认# 机轴封系统联锁保护试验已完成并合格
- 3). 确认# 机轴封系统已按轴封系统检查卡恢复系统完毕
- 4). 检查# 机盘车运行正常，电流、偏心正常
- 5). 检查# 机凝结水系统运行正常
- 6). 检查# 机轴封加热器水侧运行正常
- 7). 开启# 机轴封加热器多级水封注水门，注水结束后关闭注水门
- 8). 确认厂房内仪用空气压力正常
- 9). 开启# 机高中压缸前轴封供汽滤网放水门

- 10). 开启# 机高中压缸后轴封供汽滤网放水门
- 11). 开启# 机低压缸前轴封供汽滤网放水门
- 12). 开启# 机低压缸后轴封供汽滤网放水门
- 13). 开启 轴加风机疏水门
- 14). 开启 轴加风机疏水门
- 15). 确认# 机高压辅汽联箱压力、温度正常
- 16). 开启# 机辅汽供轴封调整门前电动门
- 17). 开启# 机高压辅汽供汽封调整门后手动门
- 18). 稍开# 机辅汽供轴封调整门，轴封管路进行暖管
- 19). 开启# 机凝结水至低压轴封减温水调整门前手动门、凝结水至低压轴封减温水调整门后手动门
- 20). 检查# 机凝结水至低压轴封减温水调整门投入自动，设定温度为 150℃
- 21). 用低压轴封减温水调节门控制低压汽封进汽温度在 125℃~180℃
- 22). 暖管结束关闭 轴加风机疏水门
- 23). 暖管结束关闭 轴加风机疏水门
- 24). 启动# 机 轴加风机，调整轴封加热器压力为-5KPa 以下
- 25). 检查# 机 轴加风机运行正常
- 26). 将# 机 轴加风机投入备用
- 27). 检查确认# 机轴封溢流调整门关闭
- 28). 检查确认# 机轴封溢流调整门旁路电动门关闭
- 29). 逐渐开大# 机辅汽供轴封调整门，# 机轴封系统进行暖管
- 30). # 机轴封系统暖管完成后关闭高压缸前轴封供汽滤网放水门、高压缸后轴封供汽滤网放水门、低压缸前轴封供汽滤网放水门、低压缸后轴封供汽滤网放水门
- 31). 逐渐开大# 机辅汽供轴封调整门，维持轴封母管压力 24~28KPa
- 32). 检查# 机轴封回汽顺畅，监视润滑油箱油位无异常
- 33). 检查# 机高中压、低压轴封没有泄漏，否则重新调整
- 34). 将# 机辅汽供轴封调整门投自动

35). 将# 机轴封溢流调整门投入自动

36). 检查# 机轴封加热器内压力正常

37). 检查# 机轴封母管压力正常

38). 操作完毕, 汇报值长

答案 4: (1) 1000 MW 机组类型操作。

1). 确认检修工作结束, 经验收合格, 工作票终结, 安措恢复。有关联锁保护试验合格。

2). 确认各仪表投入、指示正常; 送上系统中相关设备的动力电源、控制电源。

3). 确认仪用空气系统投运正常。

4). 确认循环水、开式水、闭式水、凝结水、仪用气系统已投入运行。

5). 确认辅汽母管参数符合要求, 疏水疏尽。

6). 确认机组处于盘车状态, 高中压缸本体疏水阀开启。

7). 确认低压缸后缸喷水气动门前、后隔离阀开启, 调整门、旁路门关闭。

8). 检查下列阀门在关闭状态:

(1) 主汽至轴封调整门。

(2) 主汽至轴封供汽电动门。

(3) 辅汽至轴封调整门。

(4) 辅汽至轴封电动门、旁路电动门。

(5) 辅汽至轴封 Y 型滤网旁路门。

(6) 冷再至轴封调整门。

(7) 冷再至轴封电动门、旁路电动门。

(8) 轴封溢流至凝汽器调整门。

(9) 轴封溢流至凝汽器调整门旁路电动门。

(10) 轴封溢流至 8A 低加电动门。

(11) 高压轴封漏气至四抽手动门。

(12) 低压轴封减温水调阀及大小旁路门。

(13) 轴封溢流管疏水至无压放水母管各门

(14) 各经常疏水旁路手动门。

(15) 轴加充氮门。

(16) 至小机轴封电动总门。

9). 检查开启下列阀门:

(1) 辅汽至轴封 Y 型滤网前/后隔离阀。

(2) 辅汽至轴封调整门后手动门。

(3) 主汽至轴封调整门后手动门。

(4) 冷再至轴封调整门后手动门。

(5) 轴封溢流至凝汽器调整门前后隔离阀。

(6) 轴封溢流至疏水扩容器电动隔离阀。

10). 确认低压轴封减温水调整门关闭, 开启调整门后隔离阀, 根据情况开启调整门前隔离阀 (防止调整门不严, 投入减温水前开启为宜)。

11). 开启辅汽联箱至轴封、高中压预暖电动门后疏水排至循环水坑, 开启辅汽联箱至轴封、高中压预暖电动门暖管至轴封调节站之前。

12). 开启轴封系统相关疏水阀:

(1) 辅汽至轴封供汽电动截止阀前经常疏水阀及手动门前经常疏水阀。

(2) 辅汽至轴封供汽手动门后及旁路门后经常疏水阀。

(3) 主汽至轴封供汽调整门后经常疏水阀及手动门后经常疏水阀。

(4) 冷再至轴封供汽调整门后经常疏水阀及手动门后经常疏水阀。

(5) 轴封溢流调整门前经常疏水阀。

(6) 轴封溢流旁路门前经常疏水阀。

(7) 冷再至轴封门前疏水总门、经常疏水一二次门。

(8) 高中压轴封回汽及低压轴封回汽疏水 U 型管前检查手动阀。

(9) 轴封供汽汽水分离器底部疏水及旁路阀。

13). 确认 1A/1B 轴加风机送电可投运, 开启轴加风机 A/B 风机出口手动挡板。

14). 开启除盐水至轴加 U 型管注水阀, 注水完毕后关闭。

15). #1 机开启轴加疏水至凝汽器手动阀。#2 机正常情况下稍开启轴加疏水至 7B 低加手动阀, 约四圈, 若水位高及时调整合适位置, 关闭至凝汽器手动阀; 如果低加存在问题, 关闭轴加疏水至 7B 低加手动阀, 开启至凝汽器手动阀。

16). 开启辅汽至轴封调整门前电动门。

17). 微开辅汽至轴封调整门, 对系统进一步进行暖管、疏水, 确认轴封汽温度

上升。

- 18). 关闭轴加风机进口电动挡板, 启动 A 或 B 轴加风机。确认风机启动正常, 开启轴加风机进口电动挡板 (注意中停), 维持轴加负压 $-4\sim-2$ kPa。
- 19). 暖管结束逐渐开大辅汽至轴封调整门, 轴封供汽温度上升, 控制轴封汽压力升至 27.5kPa, 将其投入自动。
- 20). 调整轴加负压 $-4\sim-2$ kPa, 将另一台轴加风机投入自动。
- 21). 检查高中压轴封回汽及低压轴封回汽管无堵塞后, 关闭 U 型管前检查手动阀。
- 22). 根据情况, 调节低压轴封温度调整门, 控制低压轴封温度在 150℃左右。(启动初期可高一些, 维持在 190~220℃, 但不得高于 250℃)
- 23). 将轴封溢流阀投入自动, 压力设定在 30~32kPa。
- 24). 检查确认低压缸轴封进汽管汽水分离器水位不高。
- 25). 根据需要投运小机轴封, 投运前确认小机轴封供汽、回汽经常疏水前后手动阀开启, 共计 7 个疏水; 并确认小机低压轴封减温水调阀关闭
- 26). 操作完毕, 汇报值长。