

发电厂检修规程

SD230-87

中华人民共和国水利电力部 关于颁发《发电厂检修规程》(SD 230—87) 的 通 知

(87)水电电生字第 74 号

我部 1978 年颁发的《发电厂检修规程》，对搞好设备检修、保证机组安全、经济运行发挥了重要作用。但是，随着机组容量的增大和检修体制的变化以及检修管理方法的进步，原规程已经不能完全适应当前检修工作的要求。为此，我部在广泛征求意见的基础上，对原规程进行了修订。

新修订的规程除了吸收原规程中继续适用的部分外，还补充了全面质量管理等现代检修管理方法和实行三年滚动规划等内容；明确了检修单位的职责以及集中检修体制下电厂和检修单位双方的职责；对设备检修间隔和停用日数的规定也作了变动。

现将新修编的《发电厂检修规程》正式颁发，请各电管局、电力局、发电厂认真贯彻执行。在执行中如遇到问题，请及时告我部电力生产司。原《发电厂检修规程》自即日起停止执行。

1987 年 7 月 29 日

1 总 则

1.1 搞好发电厂的设备检修，是保证发电设备安全、经济运行，提高发电设备可用系数，充分发挥设备潜力的重要措施，是设备全过程管理的一个重要环节。各级管理部门和每一个检修工作者都必须充分重视检修工作，提高质量意识，自始至终坚持“质量第一”的思想，切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，既要反对为抢发电量或回避事故考核而硬撑硬挺及为抢工期而忽视质量，该修的不修；又要防止盲目大拆大换，浪费资财。

1.2 根据当前我国检修管理水平和设备的实际情况，现阶段仍然要贯彻以“预防为主，计划检修”的方针。各级检修管理部门要加强检修计划的管理工作，搞好调查研究，力求检修计划切实可行；电厂要严肃对待检修计划，不要随意变更或取消，如非变动不可，应提前报请上级主管部门批准。

应用诊断技术进行预知维修是设备检修的发展方向，各主管局可先在部分管理较好且检修技术资料较完整的电厂进行试点，积累经验，逐步推广。

1.3 发电厂的检修组织机构分集中制和非集中制两类。

检修体制应符合改革精神，本着因厂制宜、讲求实效、队伍精悍、指挥灵活、提高劳动生产率的原则进行。集中制检修是发展方向，有条件的电厂要逐步实施；新建电厂原则上要按不同形式的集中制设立检修机构。

1.4 检修机构的基本职责是：

1.4.1 在规定的期限内完成规定的全部作业，达到质量标准，确保机组安全、经济运行以及建筑物和构筑物的牢固。

1.4.2 尽量采用先进工艺和新技术、新方法，积极推广新材料、新工具，提高工作效率，缩短检修工期。

1.4.3 节约原材料，做到合理使用，避免错用、浪费，及时修好替换下来的轮换备品和其他零部件。

1.4.4 文明施工，遵守有关规章制度，爱护设备、建筑物以及施工机具。

1.4.5 经常了解、检查设备和系统状况，及时消除设备缺陷。

1.4.6 为电厂检修而组织的独立核算的检修单位，应保证及时承接并完成电厂的计划检修和事故抢修任务。

1.4.7 搞好安全工作，防止发生人身和设备损坏事故。

1.4.8 电厂和检修机构应做好以下检修管理的基础工作：

a.根据本规程和主管部门的有关规章制度，结合当地具体情况制订实施细则或作出补充规定(制度)，如检修质量标准、工艺方法、验收制度、设备缺陷管理制度、设备异动管理办法、备品管理办法等。

b.搞好设备和系统技术资料、技术状况的管理，要收集和整理好设备、系统原始资料，实行分级管理，明确各级职责。

c.加强对检修工具、机具、仪器的管理，做到正确使用，加强保养，并努力进行研制或改进。

d.搞好材料和备品的管理工作。

e.建立和健全大修人工、材料消耗和费用统计管理制度。

f.建立设备状态监督制度。

g.严格执行各项技术监督制度，做到方法正确、数字准确、结论明确。

h.对建筑物、构筑物的管理，要做到定期观测、检查，并做好记录归档(水力发电厂的水工建筑按专门规定执行)。

i.加强检修队伍的建设，提高职工素质，造就一支责任心强，懂得科学管理，有实践经验和专业技术精、工作作风好的检修队伍。

j.不断完善检修经济承包责任制。

1.4.9 检修管理人员要努力提高管理水平，学习国内外先进的检修管理方法，开展全面质量管理、定额管理、目标管理和寿命管理等，应用运筹学、网络图、诊断技术等手段，把检修管理提高到新的水平。

1.4.10 必须严格执行验收制度，加强质量管理。已开展全面质量管理的单位，按 PDCA(P——计划，D——实施，C——检查，A——总结)循环的 C 环节进行验收；尚未开展全面质量管理的单位，继续按“三级验收”规定的办法验收。

1.4.11 为了促进发电设备的技术进步，可靠地延长设备使用时间，应逐步把检修工作目标从以恢复设备性能过渡到改进设备性能，实现以技术进步为中心的改进性检修。

1.4.12 为保证检修工作的顺利进行，无论由哪种形式的检修机构负责检修工作，电厂都要动员和组织生技、劳资、物资、财务和后勤部门的力量，根据检修的要求，制订切实可行的措施，密切协作，促进检修工作的完成。

对内部承包和外部承包工程，电厂要严格审查承包单位的资格，并与承包单位按经济合同法签订包括检修项目、工期、质量、材料、费用等内容的合同。

1.4.13 检修人员应达到“三熟、三能”。“三熟”是：熟悉系统和设备的构造、性能；熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准；熟悉安全施工规程。“三能”是：能掌握钳工手艺；能干与本职业密切相关的其他一两种手艺；能看懂图纸并绘制简单零部件图。

为了适应高参数、大容量机组的检修需要，并促进老机组的技术改造，必须提高工人、技术人员和管理人员的素质：技术工人一般应是技工学校毕业生；技术人员和管理人员的文化水平要达到中等专业学校毕业及以上水平；对原有的检修人员和新招收的人员，都应通过有计划的培训，提高他们的理论水平和实际工作能力。

1.4.14 集中检修机构，应积极创造条件使检修作业逐步地向专业化、标准化、工厂化过渡。

2 发电厂设备检修的间隔、项目和停用日数

2.1 主要设备的检修间隔

2.1.1 设备检修间隔主要决定于设备技术状况。发电厂的生产设备分为主要设备和辅助设备：主要设备系指锅炉、汽轮机、水轮机、燃气轮机、发电机、主变压器等主设备及其附属设备；辅助设备是指主要设备以外的生产设备。一般情况下，主要设备的检修间隔应按表 1 的规定执行。

表 1 发电设备大、小修间隔

设 备 名 称	大 修 间 隔	小 修 间 隔
燃煤锅炉	3a	4 ~ 8 个月
燃油(气)锅炉	4a	
汽轮发电机组	同锅炉大修间隔	同锅炉小修间隔
水轮发电机组	多泥沙水电站 3 ~ 4a	每年两次
	非多泥沙水电站 4 ~ 6a	
主变压器	根据运行情况和试验结果确定，一般为 10a	每年一次

注：在法定计量单位中，a 是年的单位符号，如 3a 即表示 3 年。

2.1.2 在执行表 1 的检修间隔时，应根据不同情况区别对待。

2.1.2.1 对技术状态较好的设备，为充分发挥设备潜力、降低检修费用，应积极采取措施逐步延长检修间隔，但必须经过技术鉴定，并报主管局批准，方可超过表 1 的规定。

2.1.2.2 为防止设备失修，确保设备健康，凡设备技术状况不好的，经过鉴定并报主管局批准，其检修间隔可低于表 1 规定。

允许大修间隔超过或低于表 1 规定的参考条件见附录 A。

2.1.2.3 经常启停(每周不少于两次)或调峰幅度大于 40%的机组；累计运行 15 万 h 及以上的机组；在完善化前制造且未经较大改进的、容量为 125MW 及以上的国产机组；燃用劣质燃料(工作质含硫高于 2.5%或低位发热量低于 14654kJ/kg，即 3500kcal/kg)的机组，经主管局审查批准后，其大修间隔可低于表 1 的规定。这类机组视具体情况，每年还可增加一次小修，或一次小修的停用日数。100MW 及以上机组如需缩短检修间隔和增加小修次数(或天数)时，还须报网局审批。

2.1.2.4 长期停用的机组(如某些燃油机组)检修间隔不受表 1 限制，可根据机组的技术状况，参照附录 A 的条件来确定检修时间。

2.1.2.5 新机组或迁装机组自投产之日起三年内，大、小修间隔由主管局根据机组具体情况决定。但其主设备第一次大修时间一般应按下列规定进行：

- a. 锅炉、汽轮发电机组、水轮发电机组，正式投产后 1 年左右；
- b. 主变压器，根据试验结果确定，但一般为投产后 5 年左右。

2.1.2.6 在事故抢修中，若已处理了设备和系统的其他缺陷，经鉴定确认能继续安全运行较长时间，允许将其后的计划大、小修日期顺延，但需报主管局批准。

2.1.2.7 经主管局同意，允许部分机组将两次小修合为一次、或一次小修分为两次进行，但小修累计时间不得超过年计划小修总停用日数。

2.1.2.8 进口机组一般可按制造厂家规定的检修间隔执行。

2.1.2.9 在高水头且多泥沙环境下工作的水电机组，大修间隔允许减至两年。

2.2 主要设备的检修项目

2.2.1 发电厂主要设备的大修项目分标准项目和特殊项目(包括重大特殊项目)两类。

2.2.1.1 标准项目的主要工作内容如下：

- a. 进行较全面的(对已掌握规律的老机组可以有重点地进行)检查、清扫、测量和修理；
- b. 消除设备和系统的缺陷；
- c. 进行定期的监测、试验和鉴定，更换已到期的、需要定期更换的零部件；
- d. “四项”监督中一般性检查工作(对运行 15 万 h 以上的火电机组要注意老化问题)。

2.2.1.2 特殊项目(指标准项目以外的检修项目)中，技术复杂、工作量大、工期长、耗用器材

多、费用高或对系统设备结构有重大改变的项目称为重大特殊项目。重大特殊项目的检修由电厂提出报告，经主管局批准后排入大修计划。

2.2.2 主要设备的小修项目也分为标准项目和特殊项目。标准项目的主要内容是：

2.2.2.1 消除运行中发生的缺陷；

2.2.2.2 重点清扫、检查和处理易损、易磨部件，必要时进行实测和试验；

2.2.2.3 锅炉受热面的防磨、防爆检查；

2.2.2.4 大修前的那次小修，应进行较细致的检查和记录，并据此确定某些大修项目。小修标准项目由主管局制定；特殊项目由电厂根据实际情况自行决定。

2.3 发电机组的检修停用日数

2.3.1 检修停用日数系指机组从与系统解列(或退出备用)到检修完毕正式交付调度(或转入备用)的总时间(d)。

机组大、小修标准项目的停用日数，一般按表 2、表 3 规定执行。

表 2 汽轮发电机组标准项目检修停用日数 d

机组容量(MW)	检修类别	
	大 修	小 修
12 以下	14	4
12 ~ 25 以下	17	5
25 ~ 50 以下	19(20)	6
50 ~ 100 以下	24(25)	8
100	32	9
110 ~ 125	32 ~ 38	11
200 ~ 250	45	14
300 ~ 350	50 ~ 55	18
500 ~ 600	60	20
800 ~ 1000	待定	待定

注：()中的数系指该容量等级的高温高压机组停用日数。

表 3 水轮发电机组标准项目检修停用日数 d

转轮直径(mm)	机型及检修类别					
	混流式	轴流式		冲击式		
	大修	小修	大修	小修	大修	小修
< 1200	20	3			10	3
1200 ~ 2500 以下	25	3			20(25)	4
2500 ~ 3300 以下	28	5				6
3300 ~ 4100 以下	33	7	35	8	25(30)	
4100 ~ 5500 以下	40	7	43	8		
5500 ~ 6000 以下	45	8	48	10		
6000 ~ 8000 以下	48	10	50	10		
8000 ~ 10000 以下	50	12	50	12		
10000 以上			52	12		

注：()中的数表示竖轴冲击式机组的停用日数。

2.3.2 符合以下情况者 表 2 和表 3 的停用日数要乘以下述系数进行修正 若同时具备 2.3.2.3 ~ 2.3.2.9 中两项及以上者，则只取其中系数最大的一项。

2.3.2.1 背压式汽轮发电机组 0.9；

2.3.2.2 燃油(气)发电机组 0.9；

2.3.2.3 抽汽供热汽轮发电机组 1.2；

2.3.2.4 调峰幅度经常大于 40%的机组 1.1，二班制运行机组 1.2；

2.3.2.5 累计运行时间达 15 ~ 20 万 h 的汽轮发电机组 1.1，20 万 h 以上者 1.2；

- 2.3.2.6 配置液态排渣锅炉的汽轮发电机组 1.1；
- 2.3.2.7 对于多泥沙河流的磨蚀严重的水轮发电机组修正系数不大于 1.3；
- 2.3.2.8 100MW 以下的双缸汽轮机组 1.15；
- 2.3.2.9 燃用高硫燃料的汽轮发电机组 1.15。
- 2.3.3 母管制锅炉的检修停用日数根据与其铭牌出力所对应的凝冷式汽轮发电机组容量在表 2 中查出，并可酌情增加 1～3d。
- 2.3.4 特殊项目是否需增加停用日数，取决于大修网络图关键线路上工期最长的特殊项目的工期数是否超出标准项目的停用日数，超出时方可适当增加。特殊项目的工期由主管局审定。
- 2.3.5 设备大修间隔如超过表 1 规定，必要时，允许将两次大修之间的某次小修的停用日数增加 2～3d。
- 2.3.6 小修停用日数按下列规定执行：两次小修合并为一次进行的，停用日数为两次小修停用日数之和；特殊情况下须将一次小修分两次进行的，要经主管局批准，并且各次小修实际停用日数之和不得超过同期计划小修的规定的停用日数总和(有大修年为一次小修，无大修年为两次小修的总停用日数)。一次小修分两次进行的机组，全年小修次数不得超过下列规定：有大修年不多于两次；无大修年不多于三次。
- 2.3.7 新投产机组第一次大修的停用日数，由主管局确定。
- 2.3.8 单元制系统中，主变压器及其断路器的检修停用日数，应不超过与其配套的主要设备检修的停用日数。
- 2.3.9 检修作业开始后，若因故需要增加停用日数，发电厂或检修队应于机组计划停用日数过半前，向主管局提出申请，批准后方能增加。
- 2.3.10 季节性运行的水轮发电机组和燃气轮发电机组的检修停用日数不受表 3 的约束，但以不影响发电和电力调度为界限。

注：表 2 和表 3 中的检修停用日数已包括带负荷试验所需的时间。

因设备更换重要部件或其他特殊需要，在检修投运后进行调整试验或检查所需时间不包括在内。

2.4 辅助设备和公用系统的检修

2.4.1 对待辅助设备和公用系统的检修必须和主设备同样重视。火电厂的上煤、制粉、燃油、除灰、给水、循环水、冷却水、排水、水处理、供热、制氢、厂用电设备及其系统，水电厂的供水系统、压缩空气系统和进水口闸门等设备，对机组安全、稳定运行至关重要，必须经常保持良好状态。

上述设备及其系统，凡需要全厂停运才能修理的，应尽可能与主力机组检修同步进行。

2.4.2 发电厂应经常掌握辅助设备的技术状况，并参照 2.1.1 和 2.2.1 条的原则，合理确定辅助设备的检修间隔、内容和项目。

为了集中力量搞好主设备的检修，缩短停机时间，在不影响全厂出力和安全经济运行的条件下，某些辅助设备和有备用的辅助设备的检修作业一般应错开机组大修期进行。

2.4.3 高压断路器的检修间隔，应根据断路器型式、遮断容量、制造质量、制造厂的要求、安装地点的短路容量、切断故障电流的次数及现场经验，由主管局结合下列要求安排。

2.4.3.1 操作频繁的断路器，其检修间隔按操作次数确定；

2.4.3.2 操作次数较少的断路器，一般参照表 4 确定。

表 4 高压断路器检修间隔 a

电压等级(kV)	型 式				
	断 路 器 型 式				
	多油	少油	空气	SF ₆	全封闭组合电器
500		2～3	2～3	10～15	10～20

330		3~5	2~3	10~15	10~20
110~220	3~5	3~5	2~4	10~15	10~20
35 以下	2~4	2~4	2~4	10~15	

2.5 生产建筑物和非生产设施的检修

2.5.1 要重视生产建筑物(厂房、建筑物、构筑物、灰坝、水工建筑等)和重要非生产设施(道路、护坡、主要生活设施)的维护和检修；除做好定期检查维护外，还应根据实际情况及早安排必要的检修工作。凡需要大修的项目，应列入年度大修计划中。

2.5.2 水电厂的水工建筑物及泄洪设施的检修工作，必须于汛前检修完毕；泄水闸门及启门机在使用前应做好检查试验。

3 检修计划、备品配件和检修费用

3.1 年度检修计划和三年滚动规划

3.1.1 年度检修计划每年编制一次。为了更好地落实年度检修计划，及时地为大修提供材料和备品配件，必须提前做好特殊材料、大宗材料、长加工周期的备品配件的订货以及内外生产、技术合作等准备工作。各电厂和主管局在编制下一年度检修计划的同时，一般还应编制三年滚动规划(格式见附表 2)。

三年滚动规划主要是对三年中后两年需要在大修中安排的重大特殊项目进行预安排。三年滚动规划按年度检修计划程序编制，并与年度检修计划同时上报。

3.1.2 年度检修计划编程序是：

3.1.2.1 主管局在编制年度检修计划以前，要深入现场，摸清设备技术状况、了解应大修的主要设备，重大特殊项目和所需的主要器材，并结合电网、热网的负荷特点、水文预报资料和能源政策，进行通盘考虑，提出下年度的检修重点和要求，并于当年 5 月底前通知各电厂。

3.1.2.2 各发电厂根据主管局的要求，结合本单位情况，合理地安排下年度检修计划，并做好重大特殊项目试验、鉴定和技术经济分析以及设计、施工方案等的准备工作。

同时，各发电厂应按附表 1 和附表 3 格式编制年度检修计划汇总表和进度表，并于当年 8 月中旬前报主管局。

3.1.2.3 各主管局在平衡各电厂的年度检修计划后，于当年 9 月底前将下年度的检修计划按附表 4 格式汇总后报电网管理局；电网管理局应于当年 10 月底前批复下一年度全网检修计划，并报部备案(省内电网，由各主管局直接批复和报部)。

3.1.3 年度检修计划的主要内容包括：单位工程名称、大修主要项目、重大特殊项目和列入计划的原因、主要技术措施、检修进度计划、工时和费用等。

年度检修计划工程项目可按下列办法划分：

3.1.3.1 主要设备大修计划按单台主设备列单位工程。

3.1.3.2 辅助设备大修计划按系统分类列单位工程，其重大特殊项目也可按单台设备列单位工程。

3.1.3.3 生产建筑物大修计划按建筑物名称列单位工程。

3.1.3.4 非生产设施大修计划按其设施名称列单位工程。

3.1.4 各发电厂应根据主管局下达的检修计划任务，做好计划落实工作(如落实备品、材料，制定重大特殊项目的设计和施工技术措施，搞好内外联系协作，平衡劳动力等)，主管局要协助电厂做好上述工作，并加强监督、检查。

3.1.5 负责管理发电厂的地区电业局，其编制检修计划的任务和管理权限，由其上一级电力局确定。

3.2 检修计划的调整和落实

3.2.1 主要设备大修的实际开工时间与年度计划安排的时间一般不得相差两个月以上。具体开、竣工日期由主管局在季度、月度检修计划中安排。

主要设备的小修和可能影响到电网出力、运行方式及重要用户用电(热)的辅助设备的检

修，也应按季进行安排。

主管局应将季、月度检修计划于每季、月前下达给电厂。

3.2.2 发电厂本身要求调整季、月度检修进度计划时，应事先(季度检修计划提前一个月，月度检修计划提前半个月)向主管局申报，并经电网调度批准，方能按调整后的季、月度检修计划执行。

3.2.3 电厂要求调换检修机组或增减计划中的重大特殊项目时，需按管理权限报主管局批准；一般特殊项目的增减，由电厂自行决定。

3.2.4 为减少计划外停机检修，在不影响电网调度和事故备用的前提下，电厂利用电网负荷“低谷”时间，事先申请并经电网调度批准后，不停机进行设备的消缺及维护工作，允许不作降低出力统计。

3.3 检修材料和备品配件

3.3.1 年度检修计划中特殊检修项目所需的大宗材料、特殊材料、机电产品和备品配件，由使用部门编制计划，材料部门组织供应。

3.3.2 为保证检修任务的顺利完成，三年滚动规划中提出的重大特殊项目经批准并确定技术方案后，应及早联系备品配件和特殊材料的订货以及内外技术合作攻关等。

3.3.3 各级生产管理部门，应有管理备品的人员或机构负责备品和图纸、资料的管理。详细办法参见《电力工业发供电设备事故备品管理办法》。

3.3.4 对标准项目和部分特殊项目，都应在分析历次检修用料的基础上制订材料消耗定额，以便检查检修节约成果。对节约材料做出贡献者，应给予表扬和奖励。

3.4 检修费用

3.4.1 检修费用包括大修费和维护费。大修费用根据发电厂固定资产按规定比例提取，由主管局统一调剂使用；维护费根据主管局下达的成本控制计划，由发电厂从严掌握使用，并按实际使用数直接计入生产成本。

3.4.2 属于大修费用开支的项目有：主要设备、辅助设备大修，生产建筑物和非生产设施大修。

属于维护费开支的项目有：小修、日常维护(不包括运行消耗的材料费用)。

3.4.3 发电厂在完成主管局下达的年度检修任务的前提下，主要设备、辅助设备、生产建筑物的检修经费允许互相调剂使用；但非生产设施的检修、维护，不得与生产设备和生产建筑物的检修资金互相调剂使用。

3.4.4 主管局应定期检查、监督各电厂检修经费的使用情况，一般每年不得少于一次。

属技术改造的重大特殊项目的费用应由更新改造费列支。特殊项目因故未执行，其费用未经主管局许可，电厂不得动用。

三年滚动规划中经批准的重大特殊项目，应允许提前支取所需资金。

3.5 集中检修体制的检修计划的编制

3.5.1 由集中检修单位负责检修的工程，电厂或电厂生产部门应向集中检修单位提交书面检修项目、质量要求和工期、费用指标等，集中检修单位应按要求编制检修计划。

3.5.2 主管局在编制检修计划时，应与集中检修单位和电厂协商；下达或调整检修计划时，也应同时下达给集中检修单位及电厂双方。

4 大修工程施工管理和检修总结

搞好大修工程开工准备，加强施工阶段组织管理，严格执行质量验收制度，做好大修总结，是提高检修质量，缩短检修工期，节约检修材料和费用的四个重要环节。各发电厂对此必须予以足够重视，认真抓好以上各个环节的组织工作，以最短的工期、优良的质量全面地完成检修任务。

4.1 大修工程开工前的准备

4.1.1 系统和设备大修开工前，必须做好以下各项准备工作：

4.1.1.1 针对系统和设备的运行情况、存在的缺陷和小修核查结果，结合上次大修总结进行现场查对；根据查对结果及年度检修计划要求，确定检修的重点项目，制订符合实际情况的对策和措施，并做好有关设计、试验和技术鉴定工作；

4.1.1.2 落实物资(包括材料、备品、安全用具、施工机具等)准备和检修施工场地布置；

4.1.1.3 制订施工技术组织措施、安全措施；

4.1.1.4 准备好技术记录表格；

4.1.1.5 确定需测绘和校核的备品配件加工图；

4.1.1.6 制订实施大修计划的网络图或施工进度表；

4.1.1.7 组织各班组学习、讨论检修计划、项目、进度、措施及质量要求和经济责任制等，并做好特殊工种和劳动力的安排，确定检修项目的施工和验收负责人；

4.1.1.8 做好大修项目的费用预算，报厂长批准，并报主管局备案。

4.1.2 大修前一个月，检修工作总负责人应组织有关人员检查上述各项工作的准备情况，开工前还应全面复查，确保大修顺利进行。

4.1.3 大修工程开工应具备下列条件：

4.1.3.1 重大特殊项目的施工技术措施已经批准；

4.1.3.2 检修的项目、进度、技术措施、安全措施、质量标准已组织检修人员学习，并为他们所掌握；

4.1.3.3 劳动力、主要材料和备品配件以及生产、技术协作项目等均已落实，不会因此影响工期；

4.1.3.4 施工机具、专用工具、安全用具和试验器械业经检查、试验，并合格。

4.1.4 集中检修单位承包的检修任务，由电厂和集中检修单位按合同分别准备，双方应密切配合。

4.2 施工阶段的组织管理

4.2.1 大修施工阶段是检修工作最紧张的阶段，各主管局、电厂和集中检修单位必须根据检修计划要求，做好下列各项组织工作：

4.2.1.1 贯彻安全工作规程，检查各项安全措施，确保人身和设备安全；

4.2.1.2 检查落实检修岗位责任制，严格执行各项质量标准、工艺措施、保证检修质量；

4.2.1.3 随时掌握施工进度，加强组织协调，确保如期竣工；

4.2.1.4 贯彻勤俭节约原则，爱护工具、器械、节约原料、材料；

4.2.1.5 搞好文明检修，培养踏踏实实、一丝不苟的工作作风；

4.2.1.6 关心检修人员生活，注意职工健康。

4.2.2 在施工中，应着重抓好设备的解体、修理和回装过程的工作。

4.2.2.1 设备解体前应收集好设备检修前的技术文件和试验资料，解体后要进行全面检查(对已掌握其规律的老机组可有重点进行)，查找设备缺陷，掌握设备技术状况，鉴定以往主要检修项目与技术改进项目的效果。

对于可能影响工期的项目(如设备有可能发生磨损、腐蚀、老化等)，以及尚需进一步落实技术措施的项目，设备的解体检查应尽早进行。

解体重点设备或有严重问题的设备时，检修负责人，有关专业技术人员都应在现场，掌握第一手资料，并抓住关键问题，指导检修工作。

4.2.2.2 设备检修要严格按检修工艺进行作业。设备解体后如发现新的缺陷，要及时补充检修项目，落实检修方法，并修改网络图和调配必要的工机具和劳动力等，防止窝工。

4.2.2.3 回装过程的重要工序，必须严格控制质量，把住质量验收关。

4.2.3 各级检修管理人员要注重调查研究，随时掌握检修进度，协助现场做好劳动力、特殊

工种、检修进度、施工机具和材料供应等的平衡调度工作。

如果检修工程不能按期竣工，应办理延长工期手续。

4.2.4 在坚持检修质量第一、保证安全的前提下，每个检修人员都要树立经济观点，养成勤俭节约风气，合理使用材料和更换零部件，防止错用和浪费器材。

4.2.5 检修过程中，要及时做好记录。记录的主要内容应包括：设备技术状况、修理内容、系统和设备结构的改动、测量数据和试验结果等。所有记录应做到完整、正确、简明、实用。

4.2.6 要抓紧时机，测量实物，校核和测绘备品配件图。

4.2.7 搞好工具、仪表管理，严防工具、机件或其他物体遗留在设备或管道内；重视消防、保卫工作；工程竣工后，做好现场清理工作。

4.2.8 检修工作应达到以下基本目标：

4.2.8.1 质量好。设备检修后，消除了设备缺陷；达到各项质量标准；能在规定的检修工期内启动成功；能在一个大修间隔内安全、经济、满出力运行；可靠性、经济性比修前有所提高；监测装置、安全保护装置、主要自动装置投入率较修前提高，动作可靠；各信号、标志正确。

4.2.8.2 工期短。完成全部规定的标准项目和特殊项目，且检修停用日数不超过规定。

4.2.8.3 检修费用低。材料、人工、费用不超过主管局批准的限额或合同规定。

4.2.8.4 安全好。施工中严格执行安全规程，做到文明施工、安全作业，消灭人身重伤以上事故和设备严重损坏事故。

4.2.8.5 检修管理好。能严格执行检修有关规程与规定，不断完善检修管理，各种检修技术文件齐全、正确、清晰，检修现场整洁。

4.3 质量验收

4.3.1 为了保整检修质量，必须做好质量验收工作。质量检验要实行检修人员自检和验收人员检验相结合。简单工序以自检为主。

检修人员必须坚持质量第一，在检修过程中严格执行检修工艺规程和质量标准。

验收人员必须深入现场，调查研究，随时掌握检修情况，不失时机地帮助检修人员解决质量问题。同时，必须坚持原则，坚持质量标准，认真负责地做好验收工作，把好质量关。

4.3.2 质量验收实行班组、车间(或分场、专业队、检修队)、厂部三级验收制度。各级验收人员应由工作认真负责、熟悉检修技术业务者担任，并保持相对稳定。

电厂总工程师要根据检修项目和工序的重要程度，制定质量验收管理制度，明确班组、车间和厂部三级验收的职责范围。

4.3.3 由班组验收的项目，一般先由检修人员自检后交班组长进行检验。班长应全面掌握全班的检修质量，并随时做好必要的技术记录。

4.3.4 重要工序和重要项目及分段验收项目和技术监督项目由车间一级进行验收。检验后，应填好分段验收记录，其内容包括：检修项目、技术记录、质量评价及检修和验收双方负责人的签名。

各项技术监督的验收，应有专业人员参加。分部试运行由运行负责人主持，检修负责人、有关检修人员、运行人员和安监人员参加。分部试运行必须在分段试验合格并核查修理项目无遗漏，检修质量合格，且技术记录及有关资料齐全无误后方能进行。

4.3.5 主要设备大修后的总验收和整体试运行，由电厂总工程师主持。在核查分段验收、分部试运行资料，并进行现场检查后，质量和环境符合要求，由总工程师发布启动和整体试运行决定，否则不得启动。

试运行内容包括各项冷态和热态试验以及带负荷试验。

带负荷试运行时间应不超过 24h。

4.3.6 试运行前，检修人员应向运行人员书面交待设备和系统的变动情况以及运行中要注意

的事项。在试运行期间，检修人员和运行人员应共同检查设备的技术状况和运行情况。

4.3.7 参加验收的运行人员，要重点检查下列内容：

4.3.7.1 设备运行是否正常，活动部分动作是否灵活，设备有无泄漏；

4.3.7.2 标志、信号是否正确，自动装置、监测和保护装置、表计等是否齐全，指示动作是否正常；

4.3.7.3 核对设备、系统的变动情况；

4.3.7.4 施工设施和电气临时接线是否已拆除；

4.3.7.5 现场整洁情况。

4.3.8 机组经过整体试运行，并经现场全面检查，确认情况正常后，由总工程师批准正式向电网调度报竣工。

机组检修竣工时间为电厂正式将机组交付电网调度的时刻。

4.3.9 主要设备小修后的整体试运行，一般由检修和运行负责人主持，100MW 及以上的机组，则由总工程师或其指定的人员主持。

4.3.10 由集中检修单位检修的机组，设备的分段验收、分部试运行、总验收和整体试运行，由电厂总工程师主持。分段验收以检修单位为主，电厂参加；分部试运行、整体验收和整体试运行以电厂为主，检修单位配合。

4.4 检修总结

4.4.1 主要设备大修竣工后，检修负责人应尽快组织有关人员认真总结经验，对大修的质量、进度、安全、节约、管理等工作以及机组试运行情况进行总结，结合落实经济责任制，表彰先进，鞭策后进，并提出对下次大修的改进意见。

机组的大修总结由电厂主管检修的总工程师主持。

主要设备大修后，电厂应在 30d 内写出大修总结，按规定上报。集中检修单位负责检修的主要设备，由集中检修单位完成检修总结，但须经电厂总工程师会签后，方许报送主管局并抄送电厂。200MW 及以上机组的大修总结报告应同时抄送部主管部门。大修总结报告的格式见附表 5~9。

4.4.2 设备检修技术记录、试验报告、技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存在分场和技术管理部门。集中检修单位检修的设备，由集中检修单位负责整理，并抄送电厂。

设备和系统的重大变动及技术改进文件应送主管局备案。

大修技术文件种类参照附录 D。

4.4.3 设备检修(包括大、小修)后，应按《电力工业设备评级办法》(见附录 C)的规定进行评级。

4.4.4 各主管局应组织同类型机组就检修的质量、工期、工时、安全、材料消耗及管理等方面进行交流；对于成绩突出的应予以表扬。

4.4.5 各主管局应于每季度末后 15d，报出检修统计表。统计表格式详见附表 10。

4.4.6 各电厂和主管局每半年要将全厂或全网的检修情况总结上报。总结的主要内容为检修计划完成情况；检修计划变更情况及变更原因；检修质量情况(包括修后设备技术等级的升降，机组强迫停运情况，消除的重大缺陷和采取的主要措施等)；机组的开竣工日期以及检修管理经验等。

报部的总结以 100MW 及以上的机组为重点。总结报部的时间为：上半年总结——7 月 15 日前，下半年总结——次年 1 月 15 日前。

华北、东北、华东、华中、西北等电网的设备检修由电管局报部，其他电网由省(市、自治区)电力局报部。

各电管局和省(市、自治区)电力局自行决定所隶属单位的总结报出时间及其他要求。

附表 1 年度大修计划汇总表

——局
——电厂

——年——月——日

工程 编号	单位工程名 称	容量 (MW)	检修项目	特殊项目列入 计划原因主要 技术措施	需要 的主要器 材	检修时间		工日	费用 (万元)	备注
						月份	天数			
	一、主要设备大修									
××××	×号炉大修		一、标准项目							
			二、重大特殊项目							
××××	×号机大修		1.							
			2.							
			三、其他特殊项目							
			1.							
			2.							
××××	二、辅助设备大修		其中重大特殊项目							
××××										
	三、生产建筑物大修费用									
	四、非生产设施大修费用									
	五、全年大修总费用									

填表说明：主要设备标准项目，不填详细检修内容，只填工日、费用；主设备的特殊项目和辅助设备重大特殊项目应逐项填写项目、原因、工日、费用和主要技术措施等。

附表 2 发电设备大修三年滚动规划表

——局
——电厂

——年——月——日

工程名称	上次大修年月	重大特殊项目	列入规划的依据和主要技术措施概要	预定执行年度	预计停用天数	需要主要器材和备件	费用(万元)	备注
一、主要设备 ×号锅炉 ×号机组 二、辅助设备 三、生产建筑 四、非生产设								

施								
---	--	--	--	--	--	--	--	--

注： 预定于第二、三年度进行大修的重大特殊项目应填本表，供各主管局预审使用；
 预计停用天数一栏，仅填执行本项目比标准项目停用日数需增加的停用天数；
 主要器材和备件一栏，仅填写数量多、订货困难、加工时间较长、需提前订货的器材、备件。

附表 3 年度检修计划进度表

——局			——年——月——日												备注
设备名称	容量 (MW)	上次大修后到本次计划大修开始的间隔时间(以月为单位,经常作备用的机组以运行小时数计)	进度												
			一月	二月	三月	四月	五月	六月	七月	八月	九月	十月	十一月	十二月	

填表说明：主要设备大修、小修进度，以及对全厂出力或系统运行有重大影响的辅助设备检修进度均应填入上表。

附表 4 年度设备检修安排报告

(一)年度检修计划安排情况：
 一般包括：年度主要设备大修计划编制的原则；全年主要设备大修计划安排情况；负荷出力平衡图表；通过大修要解决的重大问题及薄弱环节；修前、修后设备等级变化和出力恢复的预计；检修费用的安排；需上级协助解决的问题。

(二)年度设备检修容量与台数汇总表：

名称	单位 台/容量	年初设备 拥有量	计划大 修量	分 季 进 度				备注
				第一 季	第二 季	第三 季	第四 季	
锅炉	台/(t/h)							
汽(水)轮机	台/MW							
其中汽轮机	台/MW							
发电机	台/MW							
主变压器	台/(MV·A)							

(三)检修负荷出力平衡图(按网和地区)：
 一般包括：全部发电总容量；全部发电设备可能出力；月度预计最高负荷；检修容量；扣除检修容量后的可能出力；如无功补偿不平衡，应列无功平衡图。

(四)其他。

附表 5 锅炉大修总结报告

——发电厂——号锅炉
 年——月——日

制造厂_____，型式_____

额定蒸发量_____t/h，过热蒸汽压力_____MPa，过热蒸汽温度_____

(一)停用日数：

计划：_____年_____月_____日到_____年_____月_____日，共计_____d。

实际：_____年_____月_____日到_____年_____月_____日，共计_____d。

(二)人工：

计划：_____工时，实际：_____工时。

(三)大修费用：

计划：_____万元，实际：_____万元。

(四)由上次大修结束至此次大修开始运行小时数_____，备用小时数_____。

上次大修结束到本次大修开始小修_____次，停用小时_____数。

上次大修结束到本次大修开始非计划停用_____次，_____h，非计划停运系数_____，其中：强迫停运_____h，等效强迫停运系数_____。

上次大修结束到本次大修开始日历小时：_____，可用小时_____，可用系数_____，最长连续可用天数_____，最短连续可用天数_____。

(五)大修前后主要运行技术指标：

序 号	指 标 项 目	单 位	大修前	大修后
1	蒸发量	t/h		
2	过热蒸汽压力	MPa(表压)		
3	过热蒸汽温度			
4	再热蒸汽压力	MPa(表压)		
5	再热蒸汽温度			
6	省煤器进口给水温度			
7	排烟温度			
8	过量空气系数			
	(1)锅炉出口			
	(2)空气预热器出口			
9	飞灰可燃物	%		
10	细灰可燃物	%		
11	灰渣可燃物	%		
12	锅炉总效率	%		
13	蒸汽含盐量	mg/L		

(六)设备评级：大修前_____；大修后_____。

升级或降级的主要原因：_____

(七)检修工作评语：_____

(八)简要文字总结：

- 1.大修中消除的设备重大缺陷及采取的主要措施。
- 2.设备的重大改进的内容及效果。
- 3.人工和费用的简要分析(包括重大特殊项目人工及费用)。
- 4.大修后尚存在的主要问题及准备采取的对策。
- 5.试验结果的简要分析。
- 6.其他。

检修负责人_____

总工程师_____

附表 6 汽轮机大修总结报告

_____年____月____日

_____发电厂，_____号汽轮机

制造厂_____, 型号_____

容量_____MW，进汽压力_____MPa(表压力)，进汽温度_____

调整抽汽压力_____kPa(表压力)和_____kPa(绝对压力)

(一)停用日数：

计划：_____年____月____日到_____年____月____日，共计 _____d。

实际：_____年____月____日到_____年____月____日，共计 _____d。

(二)人工：

计划_____：工时，实际：_____工时。

(三)大修费用：

计划：_____万元，实际：_____万元。

(四)上次大修结束至此次大修开始运行小时数 _____，备用小时数 _____。

上次大修结束到本次大修开始小修_____次，停用小时数_____。

上次大修结束到本次大修开始非计划停用_____次，_____h，非计划停运系数 _____，其中：强迫停运_____h，等效强迫停运系数_____。

最长连续可用天数 _____，最短连续可用天数_____。

上次大修结束到本次大修开始日历小时 _____，可用小时 _____，可用系数_____。

(五)机组大修前后主要运行技术指标

序号	指 标 项 目	单 位	大修前			大修后								
1	1.在额定参数下最大出力	MW												
2	各主轴承(或轴)振动值(包括发电机)	mm		—			—							
	号轴承(或轴)													
	号轴承(或轴)													
														
														
3	效率													
	(1)汽耗值	kg/(kW·h)												
	(2)热效率	%												
4	凝结器特性													
	(1)凝结水流量	t/h												
	(2)循环水入口温度													
	(3)排汽压力	kPa(绝对压力)												
	(4)排汽温度与循环水出口温度差													
5	真空严密性(在——MW 负荷下)	Pa/min												
6	调速系统特性													
	(1)速度变动率	%												
	(2)迟缓率	%												

注：表中 2、3、4 应为额定负荷或可能最大负荷的试验数字。大修前后的试验应在同一

负荷下进行。

(六)设备评级：大修前_____；大修后_____。

升级或降级的主要原因：_____

(七)检修工作评语_____

(八)简要文字总结：

- 1.大修中消除的设备重大缺陷及采取的主要措施。
- 2.设备的重大改进内容及效果。
- 3.人工和费用的简要分析(包括重大特殊项目的人工、费用)。
- 4.大修后尚存的主要问题及准备采取的对策。
- 5.试验结果简要分析。
- 6.其他。

检修负责人_____

总工程师_____

附表7 发电机(包括汽、水轮发电机)大修总结报告

_____ 发 电 厂 _____ 号 发 电 机
_____ 年 _____ 月 _____ 日

制造厂_____, 型式_____, 冷却方式_____

容量_____ MV·A, 额定电压_____ kV

(一)停用日数：

计划：_____ 年 _____ 月 _____ 日到 _____ 年 _____ 月 _____ 日, 共计_____ d。

实际：_____ 年 _____ 月 _____ 日到 _____ 年 _____ 月 _____ 日, 共计_____ d。

(二)人工：

计划：_____ 工时, 实际：_____ 工时。

(三)大修费用：

计划：_____ 万元, 实际：_____ 万元。

(四)由上次大修结束到此次大修开始运行小时数_____, 备用小时数_____。

上次大修结束到本次大修开始小修_____次, 停用小时数_____。

上次大修结束到本次大修开始非计划停用_____次, _____ h, 非计划停运系数_____,
其中：强迫停运_____ h, 等效强迫停运系数_____。

上次大修结束到本次大修开始日历小时_____ h, 可用小时_____, 可用系数_____。

最长连续可用天数_____, 最短连续可用天数_____。

(五)设备评级：大修前_____；大修后_____。

升级或降级的主要原因：_____

(六)检修工作评语：_____

(七)简要文字总结：

- 1.大修中消除的设备重大缺陷及采取的主要措施。
- 2.设备的重大改进内容及效果。

- 3.人工和费用的简要分析(包括重大特殊项目的人工、费用)。
- 4.大修后尚存在的主要问题及准备采取的对策。
- 5.试验结果的简要分析 [对氢冷、水内冷发电机应包括大修前后的漏氢率，定子、转子线圈进出口水温差(最高值)、水导电率等在此注明，对于不能按预防性试验标准进行试验时应说明原因]
- 6.其他。

检修负责人_____

总工程师_____

附表 8 水轮机大修总结报告

_____电厂_____号水轮机 _____年____月____日

制造厂_____, 型式_____

容量_____MW, 转数_____r/min

调速器: _____制造厂, 型式_____

油压装置: 制造厂_____, 型式_____

(一)停用日数:

计划: _____年____月____日到_____年____月____日, 共____d。

实际: _____年____月____日到_____年____月____日, 共____d。

(二)人工:

计划: _____工时, 实际: _____工时。

(三)大修费用:

计划: _____万元, 实际: _____万元。

(四)由上次大修结束到此次大修开始可用小时数_____。

其中: 发电运行小时数_____;

调相运行小时_____数;

备用小时_____数。

上次大修结束到本次大修开始小修_____次, 停用小时数_____。

从上次大修结束到本次大修开始非计划停用_____次, _____h, 非计划停运系数_____，其中: 强迫停运_____h, 等效强迫停运系数_____。

从上次大修结束到此次大修开始日历小时_____, 可用系数_____。

最长连续可用天数_____, 最短连续可用天数_____。

上次大修结束到本次大修开始的总发电量_____kW·h。

(五)本次大修中, 水轮机气蚀修补总面积_____m², 耗用焊条_____kg。

(六)大修前后主要运行技术指标:

序号	指 标 项 目	单 位	大修前	大修后
1	换算到设计水头下出力 MW			
	开度	%		
	效率	%		
	水耗率	m ³ /(kW·h)		
2	振动与摆度(双振幅)	mm		
	荷重架最大垂直振动	mm		
	上机架最大水平振动	mm		
	上导轴承最大摆度	mm		

	主轴连接法兰处最大摆度	mm		
	水导轴承最大摆度	mm		
	号轴承振动值(横轴机组)	mm		
3	机组运行温升(记录其中最大值)			
	号推力瓦			
	号上导瓦			
	号下导瓦			
	号水导瓦(油润滑)			
	定子绕组最高温度			
4	调速系统			
	残留不平衡度	%		
	最大不灵敏区	%		

(七)设备评级：大修前_____；大修后_____。

升级或降级的主要原因：_____

(八)检修工作评语：_____

(九)简要文字总结：1.大修中消除的重大缺陷及采取的主要措施。

2.设备的重大改进内容及效果。

3.人工和费用的简要分析(包括重大特殊项目的人工、费用)。

4.大修后尚存的主要问题及准备采取的措施。

5.主要试验结果和简要分析。

6.其他。

检修负责人_____

总工程师_____

附表9 主变压器大修总结报告

_____发电厂_____号主变压器 _____年

_____月_____日

制造厂_____, 型式_____, 容量_____MV·A

电压：_____kV/_____kV/_____kV

冷却方式_____

(一)停用日数：

计划：_____年_____月_____日到_____年_____月_____日，共_____d。

实际：_____年_____月_____日到_____年_____月_____日，共_____d。

(二)人工：

计划：_____工时，实际：_____工时。

(三)大修费用：

计划：_____万元，实际：_____万元。

(四)由上次大修结束到此次大修开始运行小时_____数，可用小时_____，日历小时_____，可用系数_____。

上次大修结束到本次大修开始共小修_____次，停用小时数_____。

上次大修结束到本次大修开始非计划停用_____次，_____h，非计划停运系数_____，其中：强迫停运_____h，等效强迫停运系数_____。

最长连续可用天数_____，最短连续可用天数_____。

(五)设备评级：大修前_____，大修后_____。
升级或降级的主要原因：_____

(六)检修工作评语：_____。

- (七)简要文字总结：
- 1.大修中消除的设备重大缺陷及采取的主要措施。
 - 2.设备的重大改进内容及效果。
 - 3.人工和费用的简要分析(包括重大特殊项目的人工、费用)。
 - 4.大修后尚存的主要问题及准备采取的措施。
 - 5.试验结果的简要分析。
 - 6.其他。

检修负责人_____

总工程师_____

附表 10 发电厂主要设备大修情况季报

单位：		年 季 度									
设备名称	全年计划		本季计划		本季实际大修		本年累计完成		累计完成年计划		备注
	台数	容量	台数	容量	台数	容量	台数	容量	按台数(%)	按容量(%)	
35t/h 及以上锅炉											
6MW 及以上原动机											
其中汽轮机											
6MW 及以上发电机											
110kV 及以上变压器											

填本表时，应对以下几点进行详细说明：

- (1)与年度计划比较，大修计划变动情况及变动原因(以 100MW 及以上机组为主)；
- (2)大修设备中，100MW 及以上汽(水)轮机，380t/h 及以上锅炉，220kV 及以上主变压器的名称及开竣工日期；
- (3)本季检修(包括小修)后升(降)级设备名称及消除(产生)的重大缺陷；
- (4)本年度内检修的 100MW 及以上机组的检修质量(包括出力、效率和消除“七漏”等方面)；
- (5)检修的主要经验和存在的问题以及需部协助解决的问题。

附录 A 锅炉、汽轮机、汽轮发电机、水轮发电机组大修
间隔允许超过表 1 和低于表 1 规定的参考条件

技术状况满足下列全部条件时，大修间隔允许超过表 1 规定	技术状况有下列条件之一时，大修间隔允许低于表 1 规定
一、锅 炉 部 分	
1.运行情况正常，能经常达到铭牌(或批准的)出力和较高的效率、汽温、汽压、蒸汽品质等主要指标均能保持正常	1.运行情况经常不正常，达不到铭牌(或批准的)出力、效率显著降低，汽温超过规定，汽水品质不合格，炉膛结焦，尾部受热面堵灰，

2.汽水鼓、蒸汽管道、联箱及其他承压部件及其焊口腐蚀轻微，没有裂纹，胀口没有漏泄 3.受热面的管壁不超温，蠕变较小，金属材质无明显变异或仅有轻微腐蚀、结垢磨损，不致在延长检修间隔的期间内，发生爆管漏泄。以往发生的爆管、漏泄等事故，已采取了有效的防止措施 4.安全门动作可靠 5.燃烧设备没有严重损坏、炉排不卡、炉墙状况良好，一般缺陷在小修中可以消除 6.水位指示准确，灭火保护动作可靠，汽包及重要热工仪表无影响锅炉运行的重要缺陷，一般缺陷能在小修中处理 7.附属设备无影响锅炉安全运行的严重缺陷，一般缺陷能在小修或维护中处理	“七漏”严重，在小修中不能解决 2.汽水鼓、联箱及蒸汽、给水管道系统等重要承压部件有裂纹、变形、腐蚀等缺陷，需缩短大修间隔进行鉴定或处理 3.受热面管子严重结垢、腐蚀、磨损、管壁超温、变形严重，金属材质有明显变异，运行中发生的一些爆管漏泄事故，尚未采取有效防止措施 4.安全门动作不正常，在小修中不能彻底处理。 5.燃烧设备经常磨损烧坏，小修中不能排除 6.水位计、灭火保护装置主要热工仪表不可靠，在小修中不能彻底处理 7.回转式空气预热器严重变形卡涩，小修中不能消除 8.附属设备缺陷严重，必须在锅炉大修中处理 9.除尘器损坏，严重污染环境，小修中无法消除 10.锅炉发生重大事故(如放炮、干锅等)后，技术状况严重恶化，重大部件经过处理，但需在大修中检查鉴定
--	--

二、汽轮机部分

1.能经常达到铭牌(或批准的)出力和较高的效率，主要运行参数在规定范围之内，机组振动(轴或轴承)不超标，油质良好 2.主轴承及推力轴承工作正常，轴瓦钨金无脱胎等缺陷 3.各汽缸结合面严密，滑销系统滑动正常，无卡涩 4.汽轮机转子叶轮、推力盘、轴封套、叶片、拉金、复环等无严重的冲刷、变形、磨损、腐蚀、裂纹等缺陷，叶片频率合格或虽然不合格，但运行证明不影响安全 5.汽缸、喷嘴、隔板(回转隔板)、隔板套等无裂纹、无严重冲蚀等缺陷，或虽有轻微缺陷，但长期运行证明，不影响安全 6.调速及保安系统及执行机构动作可靠、动态性能符合要求 7.汽轮机的主变速装置无显著磨损 8.附属设备没有影响汽轮机安全运行的严重缺陷，一般缺陷能在小修维护中处理 9.重要部件(如各种高温高压紧固件)的使用寿命能满足所延长检修间隔期间的要求或能在小修中更换 10.主要热工测量、保护装置能正常投入使用，或虽有缺陷，但能在小修中处理者	1.主要运行参数经常超过极限值，可能导致设备损坏，通汽部分有严重结垢，必须通过大修处理，机组热效率显著降低，机组振动不合格 2.轴封漏汽严重，透平油质劣化，小修中不能处理 3.轴瓦有较严重裂纹或脱胎，小修不能处理 4.台板松动，滑销系统工作不正常，影响机组正常膨胀或威胁机组安全运行 5.汽缸内部经过重大改进，更换过重要部件或处理过重大缺陷，需要在大修中检查和鉴定 6.汽缸严重裂纹，结合面漏汽，隔板严重变形、裂纹 7.汽轮机转子有严重的缺陷，如大轴夹渣、叶轮键槽裂纹、叶片频率不合格等，需要进行监视与鉴定处理 8.汽轮机的齿轮速装置严重磨损 9.凝汽器铜管腐蚀漏泄严重需要大修处理 10.汽轮机组达不到铭牌(或批准)出力，但通过大修处理可以恢复者 11.调速及保安系统动作不可靠，小修中无法消除者 12.主要热工测量装置、自动监测、保护装置不能保证机组正常运行，小修不能排除者
--	---

三、汽轮发电机部分

1.能达到铭牌(或批准的)出力,定子、转子绝缘良好,或绝缘虽较差,但历次试验结果比较稳定,而且不影响安全运行。定子绕组三相直流电阻平衡稳定、转子绕组无层间短路 2.定子铁芯压板无局部过热、松动 3.定子、转子结构及各部件良好,经历次检查没有变形、松动、裂纹等缺陷,或虽有缺陷,但比较轻微而且经过较长期运行的考验,无发展趋势,不影响安全运行 4.励磁系统工作正常,能满足正常出力 5.冷却系统严密,氢冷发电机组漏氢率符合规程规定,密封瓦和油系统不漏油,水内冷发电机定子、转子绕组进出口水温差无明显变化,水导电率合格。发电机内部清洁密封瓦及轴承温度正常 6.机组(轴或轴承)振动不超标 7.气体冷却器工作基本正常	1.达不到铭牌(或批准的)出力,运行中温度超过允许范围或者有升高趋势,振动不合格者 2.定子、转子绝缘不良,确实威胁安全、或者受过严重的损伤,虽经处理,但需大修进行鉴定 3.定子、转子端部的绕组或重要结构部件的变形有发展,紧固件在历次检修中经常发现有松动现象 4.定子铁芯松动或有局部过热现象需及时处理 5.转子绕组有严重的层间短路 6.轴瓦或密封瓦漏油严重,必须抽转子处理绕组油污 7.转子绕组与滑环连线不良,在小修中不能处理 8.转子锻件有缺陷,需要进行监视和鉴定 9.经过重大改进或处理过重大缺陷,必须在大修中进行检查和鉴定 10.氢冷、水冷系统严重漏氢和漏水需大修处理或水内冷机组定、转子绕组进出口水温差有明显增大,小修中不能处理者 11.双水内冷发电机转子复台管质量不好,其寿命不能达到一个大修间隔者
---	--

四、水轮发电机组部分

1.运行情况良好,各种参数正常,机组在延长的检修间隔内达到设计的出力和效率 2.水轮机汽蚀磨损轻微 3.各轴承运行时温度、振动情况正常,无严重漏油渗油 4.导叶(或喷针)接力器动作灵活,摆动不超过规定 5.调速系统工作正常,灵活可靠 6.蝴蝶阀(球形阀)压力管道,蜗壳转轮室和尾水管等无威胁安全运行的严重缺陷 7.定子绝缘良好,运行中温度正常 8.定子、转子结构部件良好,铁芯无局部过热和松动	1.主要运行参数经常超过规定值,机组效率和出力明显降低 2.机组振动或摆动不合格,小修不能消除 3.水轮机过水部件严重汽蚀和磨损,威胁安全运行 4.转桨式机组叶片密封严重漏油,需大修处理者 5.定子或转子绕组绝缘不良,威胁安全运行 6.其他威胁安全运行的重大缺陷,需大修处理者
--	--

附录 B 设备大修参考项目表

一、锅炉大修参考项目表

部件名称	标准项目	特殊项目	重大特殊项目
(一) 汽水鼓	1.检查和清理汽、水鼓内部的腐蚀和结垢 2.检查内部铆缝、胀口和汽水分离装置等的严密性 3.检查清理水位表连通管、压力表管接头和加药管 4.检查清理活动支吊架	1.更换、改进或检修大量汽水分离装置 2.管子胀口改焊口超过 10%以上 3.测量汽、水鼓倾斜和弯曲度 4.配合锅炉超水压试	1.更换新汽、水鼓 2.汽、水鼓补焊、挖补及开孔

	5.校准水位指示计 *6.拆下汽水分离装置，清洗和部分修理	验，拆卸保温层，检查铆缝、焊口、胀口的严密性	
(二) 排管、水冷壁管和联箱	1.清理管子外壁、焦渣和积灰 2.检查管子外壁的磨损、胀粗，变形和损伤，割管检查水冷壁管内部状况，更换少量管子 3.检查管子支吊架，拉钩及联箱支座，检查膨胀间隙 *4.联箱支座调整间隙 *5.修理水冷壁管卡 6.打开联箱手孔或割下封头、检查清理腐蚀、结垢，消除手孔、胀口漏泄 7.检查和清理防焦箱内部水垢，处理外部变形、裂纹	1.更换联箱和排管联箱 2.更换新管超过全部排管或水冷壁管总量的1% 3.水冷壁管酸洗	1.增加炉膛高度 2.平炉底改为锥炉底 3.更换大量管子
(三) 过热器、再热器及联箱	1.清扫管子外壁积灰 2.检查管子磨损，胀粗、弯曲情况 3.检查修理管子支吊架、管卡、防磨装置等 4.清扫或修理联箱支座 5.打开手孔或割下封头，检查腐蚀结垢，清理内部 6.公共式冲洗过热器 7.测量在 450 以上蒸汽联箱管段的蠕胀 8.割管检查 9.更换少量管子	1.更换新管超过 1%，或处理大量焊口 2.挖补联箱 3.更换管子支架及管卡在 25% 以上	1.整组更换过热器 2.增加受热面 10% 以上 3.更换联箱
(四) 减温器	1.检查修理混合式减温器联箱，进水管、喷嘴 2.表面式减温器抽芯检查或更换减温器管子	1.更换减温器芯子 2.更换减温器联箱或内套筒	
(五) 省煤器及联箱	1.清扫管子外壁积灰 2.检查管子磨损、变形、腐蚀、必要时割管检查 3.检修支吊架、管卡及防磨装置 4.检查、清扫、修理联箱支座和调整膨胀间隙 5.消除手孔盖漏泄，焊、胀口漏泄	1.大量处理有缺陷的蛇形管焊口或更换管子1%以上 2.省煤器酸洗	1.整组更换省煤器 2.更换联箱
(六) 汽水门及汽水管道路	1.检修安全门、水位计、水位报警器及排汽、放水管路 2.检修各常用汽水阀门及易于损坏、或有缺陷的阀门，	1.更换主汽管，再热器管，主给水管段的三通、弯头 2.大量更换其他管道 3.更换高压电动主汽	更换大量主汽管、再热器或主给水管

	并以调整门、排污门、加药门等为重点 3.检修电动汽水门的传动装置 4.对不常解体的阀门加盘根并校验灵活 5.检查调整管道膨胀指示器 6.测量高温高压蒸汽管道的蠕胀 7.高压主蒸汽管法兰、螺丝、温度计插座的外观检查 8.检查调整支吊架 9.检查修理消声器及其管道 10.检查流量测量孔板 11.高温高压法兰螺丝拆下检查处理 *12.抽查高温高压主汽管、再热器管、主给水管焊口 13.检查排污管、疏水管、减温水管等的三通，弯头壁厚减薄情况	门或高压电动给水门 4.割换高温高压管道监视段	
(七) 空气预热器	1.清除空气预热器各处积灰和堵灰 2.检查，更换部分腐蚀和磨损的管子、传热片，更换部分防腐套管 3.检查和调整再生式预热器的密封装置、传动机构，中心支承轴承、传热板，并测量转子晃度 4.做漏风试验，检查、修理伸缩节 5.检查修理暖风器	1.检查和校正再生式预热器外壳铁板或转子 2.更换整组防磨套管 3.更换管式预热器10%以上管子 4.更换再生式预热器20%以上传热片	更换整组预热器
(八) 燃烧设备	1.检修主喷燃器和辅助喷燃器，更换喷嘴，检查焊补蜗壳 2.检查重油点火设备和三次风嘴 3.检修炉排、给煤装置、传动减速装置、挡灰装置及风室；更换磨损或烧坏的炉排片 4.检修播煤机 *5.炉排校正	1.更换炉排链板、滚轮及小轴等 25%以上 2.更换整组燃烧器 3.更换三分之一及以上的燃烧器	燃烧器型式整体改造
(九) 给煤和给粉系统	1.清扫及检查煤粉仓，检查粉位测量装置、吸潮管、锁气器 2.对下煤管、煤粉管道缩	1.更换整条给煤机皮带 2.更换煤粉管道 20%以上	1.全部更换制粉或送粉管道 2.改造输煤皮带系统，加长皮带系统达

	口、弯头等处的磨损进行修理或更换 3.检修给煤机、给粉机、清扫煤粉仓 4.检修防爆门、风门及传动装置 5.清扫检查消防系统	3.工作量较大的原煤仓，煤粉仓修理	100m 以上 3.改造原煤仓或煤粉仓
(十)磨煤机及制粉系统	1.消除磨煤机和制粉系统的漏风、漏粉、漏油及修理防护罩 2.检修旋风分离器、粗粉分离器及木屑分离器 3.球磨机： (1)检修大牙轮、对轮及其防尘装置 (2)检修钢瓦，选补钢球 (3)检修润滑系统、冷却系统、进出螺丝套椭圆管及其他磨损部件 (4)检查滚柱轴承 (5)检修球磨机减速箱装置 4.中速磨煤机： (1)更换磨损的磨环，磨盘、衬碗、钢滚套、钢滚，检修传动装置 (2)检修放渣门、风环及主轴密封装置 (3)调整弹簧，校正中心 (4)检查清理润滑系统及冷却系统 (5)检查测试程控系统 5.高速锤击式、风扇式磨球机： (1)补焊或更换轮锤、锤杆、衬板及叶轮等磨损部件 (2)检修轴承及冷却装置，主轴密封及冷却装置 (3)检修膨胀节 (4)校正中心	1.检查修理基础 2.修理轴瓦球面、钨金或更换损坏的滚动轴承 3.更换球磨机大牙轮或大牙轮翻工作面，更换大型轴承或减速箱齿轮 4.更换中速磨煤机传动蜗轮、伞形齿轮或主轴 5.更换高速锤击式磨煤机或风扇式磨煤机的外壳或全部衬板 6.更换台板，重新浇灌基础 7.更换或改进旋风分离器或粗粉分离器 8.更换球磨机大牙轮或整组钢瓦	球磨机改型或更换
(十一)各种风机(吸、送及排粉风机)	1.修补磨损外壳、衬板、叶片、叶轮及轴承保护套 2.检修出口挡板及传动装置 3.检修轴承及冷却装置 4.检修润滑油系统 5.控制系统检查测试 *6.风机叶轮动平衡校验	1.更换整组风机叶片、衬板或叶轮、外壳 2.轴瓦重浇钨金 3.更换台板重浇基础	风机改造
(十二)除尘器	1.清除内部积尘，消除漏风 2.水膜式：	1.修补烟道及除尘器本体 2.更换多管式除尘器	除尘器改造

	(1)检修喷嘴、供水系统及水膜试验 (2)修补瓷砖、水帘、锁气器、下灰管 3.旋风子式(多管式)及百叶窗式：	50%以上的旋风子 3.更换大面积的瓷砖 4.重新调整电气除尘器极间距	
(十二)除尘器	(1)补焊或更换磨损部件 (2)检修冲(出)灰装置、密封及入口挡板等装置 4.电气式： (1)检修传动装置、振打装置，更换链子和重锤 (2)检修分配网各部件 5.钢球防尘装置： (1)检修钢球输送、分配及锁气装置 (2)焊补或更换磨损管道、弯头及分离器		
(十三)瓦斯系统	1.检修瓦斯喷嘴、分闸门、调节附件及其他传动装置 2.检修流量表、压力表、水封系统 3.检修消防蒸汽门及电动放散门 4.清理焦炉、瓦斯管道内焦渣 5.检修瓦斯总门和盲板	更换瓦斯喷燃器	
(十四)燃油系统	1.检修燃油雾化喷嘴及油管连接装置 2.检修进风调节挡板 3.油管清理 4.检修燃油调节门及回油门 5.检修燃油泵及加热装置 6.检修燃油速断门	1.整组更换燃油喷燃器 2.清理油罐	
(十五)钢架、炉墙保温	1.检修看火门、入孔门、防爆门、伸缩节、炉墙，堵住漏风 2.修补炉墙、喷燃器碯砖、斜坡墙、挡火墙、点火炉、冷灰斗等 3.清理炉内结焦与积灰、修理卫燃带、挡焰墙 4.修补保温、补刷残缺油漆 5.疏通及修理横梁的冷却通风装置	1.校正钢架、横梁下沉或弯曲 2.拆砌炉墙或翻修炉顶棚、斜坡墙、冷灰斗、挡火墙达本体砌砖量的20%以上或轻型炉墙10%以上 3.拆修保温层 20%以上 4.锅炉本体炉壳或钢架全面油漆	1.翻修炉墙达本体炉墙砌砖量的 50%以上 2.彻底改进炉顶密封

	*6.检查钢梁、横梁下沉、弯曲情况		
(十六) 热工仪表及自动控制装置	1.按热工专业规程校验各项重要仪表 2.检查校验各种自动装置(如燃烧、给水自动装置、炉膛负压自动控制、汽温自动控制装置等) 3.清扫仪表盘内部，擦拭表盘表面 4.表盘整理，必要时喷漆 5.检查修理温度表插座及其他检测元件插孔、阀门等 6.检修自动控制或遥控的执行机构 7.检验灭火保护和其他监测保护装置及其一次元件	1.更换重要仪表、自动装置和重要测量元件 2.更换大量表管及电缆 1000m 以上	1.改变锅炉控制形式，如就地控制改为集中控制或集中控制改为单元控制 2.单元控制室搬迁
(十七) 机组附属电气设备	1.检修电动机和开关 2.检查、校验有关电气仪表、控制回路、信号、保护装置、自动装置及联动装置等 3.检修锅炉范围内的配电装置、电缆和照明设备和通讯系统 4.检修电气除尘器的高压发生器及其配电装置 5.预防性试验	1.更换较多的电力或控制电缆 2.更换容量较大的电动机绕组或处理绕组绝缘 3.更换较多继电器和仪表	
(十八) 其他	1.锅炉整体水压试验，检查承压部件的严密性 2.进行漏风试验 3.检修吹灰器，并检验喷嘴角度 4.检修碎煤机、碎渣机、冲灰装置，输灰设备、磁铁分离器 5.检查和修理液态排渣炉的熔渣室、抽烟管、机械或水力排渣装置 6.检查膨胀指示器 7.检查加药及取样装置 8.检查修补烟道 9.单元式铁烟囱检查必要时油漆 10.检修灰沟 11.检查风道系统	1.锅炉超水压试验 2.烟囱检修 3.化学清洗	改造烟囱或处理其裂纹

注：本表标准项目中带*者并不是每次大修的必修项目，只在必要时才在某次大修中进行。

二、汽轮机大修参考项目表

部件名称	标准项目	特殊项目	重大特殊项目
------	------	------	--------

(一)汽缸	1.检查汽缸及喷嘴有无裂纹、冲刷、损伤及结合面漏气痕迹等缺陷,必要时处理;清扫检查汽缸螺栓、疏水孔、压力表孔及温度计套管等 2.清扫检查隔板套、隔板(回转隔板)及静叶片有无裂纹、冲刷、损伤、变形等缺陷,必要时处理 3.检查滑销系统 4.修补汽缸保温层 5.执行金属监督有关规定(指高压机组) 6.测量上、下汽缸结合面间隙及纵横向水平 *7.测量调整隔板套及隔板的洼窝中心 *8.测量隔板弯曲 9.检查汽室连接螺栓,必要时更换	1.检查基础台板松动情况,必要时二次灌浆 2.检查并焊补汽缸外壁裂纹 3.更换部分喷嘴 4.修刮汽缸结合面 5.更换汽缸全部保温层 6.更换高压机组高压缸螺栓两个以上	1.处理汽缸大量裂纹或更换汽缸 2.更换隔板套、三级以上隔板、喷嘴组 3.吊开轴承箱,检查修理滑销系统或调整汽缸水平
(二)汽封	清扫,检查各轴封,隔板汽封的阻汽片并测量其间隙,必要时对汽封梳齿、汽封块、弹簧等进行修理、调整及少量更换	1.更换汽封片 20%以上 2.大量调整轴封阻汽片间隙	改变汽封结构,更换全部轴封
(三)转子	1.检查主轴、叶轮、轴封套、轴颈、推力盘、联轴器、联轴器弹簧和螺栓的磨损、松动、裂纹及加工质量等情况,测量及调整通汽部分间隙,轴颈扬度及转子对轮中心 *2.检查测量轴颈椭圆度及转子弯曲,测量叶轮、联轴器、推力盘的瓢偏度 3.清扫检查叶片、拉金、复环、铆钉,硬质合金片等有无结垢、腐蚀、松动、断裂、脱焊及损伤等缺陷,必要时处理 4.对需重点监视的较长叶片(一般指 100~150mm 高度以上的)做频率试验,必要时进行叶片、叶根探伤检查 5.对需重点监视的叶轮的叶根槽或键槽进行探伤检查 *6.对松装叶片松动情况进行检查 *7.大轴内孔探伤	1.叶片调频 2.对轮铰孔 3.修理研磨推力盘及轴颈 4.更换全部联轴器螺丝 5.转子高速动平衡	1.直轴 2.重装或整级更换叶片并进行动平衡校验 3.更换叶轮 4.更换联轴器
(四)轴承	1.检查主轴承、推力轴承及油挡有无磨损、钨金脱胎、裂纹等缺陷,以及轴瓦球面、垫	更换主轴承、推力轴承或重浇轴承钨金	1.修刮轴承座及台板,灌浆加固基础 2.更换轴承座或

	铁的接触情况,测量轴承及油挡的间隙、轴承紧力,必要时进行修刮、调整或焊补 2.清扫轴承箱		改变轴承结构形式
(五)盘车装置	检查和测量齿轮、蜗母轮、轴承、导向滑套等部件的磨损情况,必要时修理	1.更换大齿轮 2.更换整套盘车装置	
(六)调速系统	1.清洗检查调速系统的所有部套(如调速器、调压器、蜗母轮组、减速齿轮组、脉动油泵、错油门组、油动机、调速汽门危急保安器、微分器、动态校正器、电液跟踪阀、防火油门等),检查保护装置及试验装置,测量间隙和尺寸,必要时修理和更换零件 2.检查调速器、危急保安器及其弹簧,必要时作特性试验,并测量弹簧的自由长度、偏斜度等 3.需要时更换调速器、减速齿轮等的轴承 4.调速系统静态特性、汽门严密性、危急保安器灵敏度等修后常规试验及调整	1.更换调速保安系统整组部套 2.更换减速齿轮及蜗母轮 3.更换配汽装置的凸轮、齿条等部件 4.大容量 机组调速系统用负荷试验	
(七)油系统及抗燃油系统	1.清扫、检查各油泵、油蜗轮、注油器、压力调节阀、溢油阀、冷油器、油箱、油滤网、油净化器。测量有关部件的间隙和尺寸,冷油器水压试验,必要时修理及更换零件 2.清扫、检查排油烟机、油管路、油门(包括氢冷却发电机密封油系统及设备)等,必要时修理更换零部件 3.循环过滤透平油	1.冷油器更换大量铜管(一般在 10%以上)或换芯子 2.润滑油或抗燃油再生处理或更换 3.清扫全部油管道	
(八)汽水管道系统	1.检查主汽门、电动主汽门、旁路门、抽汽门(包括抽汽逆止门)、大气排汽门、各种安全门等重要阀门有无裂纹漏气、冲蚀、松动等缺陷。根据情况进行研磨、修理或更换零件并做水压试验 2.检查修理空气门、滤汽网、滤水网、减温减压器等,根据情况更换法兰垫、盘根或研磨阀门 3.高温高压机组的主蒸汽管道蠕胀测量	1.更换 D_{g200} 以上高压阀门及处理技术复杂的严重缺陷 2.更换主蒸汽、给水管路上的三通,弯头等 3.大量更换中、低压管道 4.普遍检查及处理主蒸汽管、再热汽管、给水管的焊口	大量更换主汽管道、再热汽管、给水管道

	4.检查管道支吊架、膨胀指示器并进行必要的调整 5.检查修理汽水分离器、冲洗装置等 6.修理调整液动、电动汽水门的传动装置 7.检查主蒸汽管、再热汽管、给水管法兰螺栓连接情况，重点检查内壁冲蚀情况 8.重点检查其他管道的冲蚀情况，必要时更换		
(九)凝汽器	1.清洗凝汽器冷凝管，检查真空系统和水侧的严密性及部件情况，消除泄漏缺陷，清除杂物或胶球堵塞，更换少量损坏的冷凝管 2.检修凝汽器水位计、水位调整器等附件 3.根据需要抽取冷凝管进行分析检查 4.凝汽室水室防锈处理 5.检查凝汽器喉部伸缩节或支座弹簧 6.胶球清洗装置的检查修理	1.更换冷凝管 20%以上 2.冷凝器酸洗	更换冷凝器管板或更换全部冷凝管
(十)抽气器及真空泵	1.清洗并检查主、辅抽气器喷嘴、扩散管及其他附件，更换已磨损零件并进行水压试验，必要时清洗冷却器 2.解体检查清扫真空泵	更换抽气冷却器铜管	
(十一)抽汽回热系统	1.清洗抽汽回热系统各设备 2.检查修理回热系统各设备的附件(水位计、水位调整器、保护装置系统、汽水阀门等)，必要时更换 3.进行水压试验，消除加热器、疏水冷却器、轴封冷却器的泄漏缺陷 4.清洗并检查加热器传热面，必要时更换少量的管子	1.更换设备内的大量(一般为 10%以上)热交换管子 2.更换整组芯子	
(十二)水泵	解体清洗、检查凝结水泵、疏水泵、给水泵、循环泵、升压水泵以及其他水泵，修理或更换已磨损的零件，更换叶轮、导叶等	1.更换水泵叶轮轴及轴承 2.汽动给水泵汽机换叶片	给水泵、循环水泵凝结水泵改造、更换
(十三)除氧器	1.检查处理水箱壁面、焊缝的裂纹和腐蚀层 2.解体检修水位计、汽水调整门、溢流器、废汽冷却器、	除氧器超压试验	1.除氧头改造 2.更换水箱或处理大量焊缝

	安全门及有关汽水阀门等,消除缺陷,并做水压试验、消除泄漏缺陷 3.清理并检查除氧头的配水装置有无冲刷、腐蚀、堵塞,必要时修理更换		
(十四)热工仪表及自动控制和保护装置	1.按热工专业规程规定,校验(必要时)修理及更换各种仪表和自动调节与保护装置 2.检查校验热工测量仪表、自动调节与监测保护装置的一次元件、警报装置,必要时进行修理与更换 3.清理表盘内部及表面 4.整理、检查、清扫及更换少量表管及电缆 5.检查、修理温度表插座,测量流量孔板及其阀门等	1.更换大量表管及电缆 1000m 以上 2.主要仪表更换	重要自动保护与调节装置改造
(十五)机组附属的电气设备	1.检查和修理电动机及开关 2.检查并校验电气仪表、控制回路、信号、保护装置、自动装置及联动装置等 3.检修其他配电装置、电缆、照明设备和通讯系统 4.电气预防性试验	1.更换大量电力或控制电缆 2.更换容量较大的电动机绕组或处理绕组绝缘 3.更换较多继电器和仪表	
(十六)其他	根据设备情况需要增加的项目		

三、汽轮发电机大修参考项目表

部件名称	标准项目	特殊项目	重大特殊项目
(一)定子	1.检查端盖、护板、导风板、衬垫等 2.检查和清扫定子绕组引出线和套管 3.检查和清扫铁芯压板、绕组端部绝缘、绑线、隔木(垫块)、支持环或压紧螺栓,消除缺陷 *4.更换少量隔木(垫块) *5.绕组端部喷漆 *6.检查清扫通风沟及通风沟处线棒绝缘,检查槽楔、铁芯,必要时,更换少量不合格槽楔 7.灭火装置检查清扫 8.检查和校验温度表(包括埋入式) 9.水内冷发电机进行通水反冲洗及水压试验 10.电气预防性试验	1.更换部分定子线棒或修理线棒绝缘 2.定子端部绕组接头重新焊接 3.更换 25%以上槽楔和端部隔木(垫块)或重扎绑线 4.铁芯局部修理 5.改进绕组端部结构 6.抽查水内冷、氢内冷发电机大接头 6 个以上 7.更换水内冷发电机组 25%以上的引水管 8.更换测温元件	1.更换全部定子线棒 2.铁芯解体重装

(二)转子	1.测量空气间隙 2.抽转子(对通风系统严密性好的密闭式空冷和氢冷发电机可每两次大修抽一次转子) 3.抽出转子时应进行下列工作： 检查和吹扫转子端部绕组；检查转子绕组槽楔有无松动、位移、变色等；检查套箍嵌装情况；检查和测量套箍有无位移、变形，分段套箍的接缝处间隙有无变化；检查心环、风扇、轴颈及平衡重块；检查内冷转子通风孔应逐个检查通流情况 4.检查及清扫刷架、滑环、引线，调整电刷压力，更换电刷(包括接地电刷)，打磨滑环，必要时进行车旋 5.水内冷发电机进行通水反冲洗与水压试验 6.更换水冷机组的全部丁氰橡胶管或复合管 7.转子大轴中心孔探伤 8.电气预防性试验	1.移动发电机定子，调整空气间隙 2.处理绕组匝间短路，接地拉出套箍清扫端部绕组 3.更换风扇叶片、转子槽楔、滑环及引线	1.更换转子绕组绝缘 2.更换转子套箍、心环等重要结构部件
(三)冷却系统	1.检查及清理冷却器及冷却系统(包括水箱、滤网、阀门、水泵、管道)等，进行冷却器水压试验，消除泄漏 2.清扫气冷室，检查严密情况，消除漏风，检查及清扫气体过滤器，必要时油漆气冷室	更换冷却器	
(三)冷却系统	3.检查氢气系统、二氧化碳系统的管道、阀门、法兰、表计及自动装置等，消除漏气，必要时更换氢冷发电机密封垫 4.氢外冷发电机静态和额定转速下的整体漏风试验(内冷机在静态下进行) 5.冷却器铜管内壁酸洗		
(四)轴承和油系统	1.检查轴承及油挡磨损，钨金脱胎、裂纹等缺陷以及轴瓦球面、垫铁的接触情况，测量间隙、轴承紧力，检查油系统和滤油装置，检修密封油泵 2.检查氢冷发电机的密封瓦 3.检查清扫励磁机侧轴承	1.更换主轴承、密封瓦 2.修刮轴承座、台板或基础加固灌浆 3.全部清洗油管道	

	座及螺丝的绝缘垫 ,必要时更换 4.清扫油管道 ,检查法兰的绝缘垫 , 必要时更换		
(五)励磁机及励磁系统	1.检查及清扫端盖 2.测量调整空气间隙 ,抽转子 3.检查及清扫定子、转子 ,包括绕组接头、绑线、铁芯、槽楔、轴颈、风扇、整流子及其焊头等 ,更换不合格槽楔 4.检查电刷 ,调整电刷压力及中心位置 ,更换电刷 ,检查和调整刷架 ,必要时更换刷架 5.测量、修刮及打磨整流子 ,必要时车旋整流子 6.检查无刷励磁或静态励磁机组的整流元件及有关控制调节装置 7.检查励磁回路的一切设备 8.检查清理滤风装置、冷却器 ,进行冷却器水压试验 9.励磁开关解体检修 10.轮修备用转子或备用励磁机组 11.电气预防性试验	1.更换磁极、电枢绕组 2.更换整流子 3.全部重焊整流子与电枢绕组接头 4.处理或更换转子绑线 5.更换励磁开关、灭磁电阻 6.更换整组整流元件及控制部分的插件	
(六)其他	1.检查清扫和校验、修理发电机的配电装置、母线、电缆、监测仪表、继电保护装置和控制信号装置等 2.其他根据设备情况需要增加的项目 3.发电机外壳油漆	更换配电装置、较多电缆、继电器或仪表	

四、主变压器大修参考项目表

部件名称	标准项目	特殊项目	重大特殊项目
(一)外壳和绝缘油	1.检查和清扫外壳 ,包括本体、大盖、衬垫、油枕、散热器、阀门、防爆管、滚轮等 ,消除渗油、漏油 2.检查和清扫油保护装置 (净油器、充氮保护及胶再生等) 3.根据油质情况 ,过滤或再生绝缘油 4.检查接地装置 5.室外变压器外壳油漆	1.更换绝缘油 2.拆下散热器进行焊补及油压试验 3.更换散热器	
(二)芯子	1.第一次大修若不能利用	1.外壳补焊或密封式	全部更换绝缘或

	打开大盖或入孔盖进入内部检查时,应吊出芯子,以后大修是否吊芯,根据运行、检查、试验等结果确定 2.检查铁芯、铁壳接地情况及穿芯螺丝绝缘,检查及清理绕组及绕组压紧装置、垫块、引线各部分螺丝、油通道及接线板等	的变压器吊芯 2.更换部分绕组或修理绕组 3.修理铁芯 4.绕组干燥	铁芯
(三)冷却系统	1.检查风扇电动机及其控制回路 2.检查强迫油循环泵、电动机及其管路、阀门等装置 3.检查清理冷却器及水冷系统(包括水管道、阀门),进行冷却器的水压试验 4.消除漏油、漏水 5.更换冷却器部分铜管	1.改变冷却方式(如增加强迫油循环等装置) 2.更换泵或电动机 3.冷却器芯子更换	
(四)分接头切换装置	检查修理有载或无载分接头切换装置,包括附加电抗器、定触点、动触点及其传动机构	更换切换装置	
(五)套管	1.检查并清扫全部套管 2.检查充油式套管的绝缘油质	1.更换套管 2.套管解体检修 3.改进套管的结构	
(六)其他	1.校验及调整温度表 2.检查空气干燥器及吸潮剂 3.检查及清扫油位计 4.检查及校验仪表、继电保护装置,控制信号等装置及其二次回路 5.进行预防性试验 6.检查及清扫与变压器有电气连接系统的配电装置及电缆 7.检查充氮保护装置 8.根据变压器结构,需要检查清扫和试验的其他项目		

五、水轮机大修参考项目表

部件名称	标准项目	特殊项目	重大特殊项目
(一)水轮机轴承	1.轴承间隙测量 2.止水装置及轴承的解体清扫、检修 3.橡胶瓦检查、清扫 4.橡胶瓦组合测量与加垫调整 5.轴颈清扫测量 6.合金轴瓦解体检查、清扫	1.更换橡胶瓦 2.更换合金轴瓦 3.更换油冷却器	1.水导轴承结构改造 2.水导密封型式改造

	与修刮 7.检修轴瓦球面 8.油盆清扫, 渗漏检查, 毕托管、油泵分解检查 9.更换油挡片、油环等零件 10.轴承箱、油过滤器清扫检查, 油冷却器水压试验 11.更换止水装置、膨胀密封的易磨损件		
(二) 导水机构	1.顶盖排水装置解体检查清扫 2.导水机构润滑部分加注黄油 3.部分导水叶端、立面间隙测量及调整(不超过 1/4 总数) 4.部分导水叶套筒拆装、检修、换轴套止水(不超过 1/4 总数) 5.部分导水叶局部汽(磨)蚀损坏修补 6.接力器压紧行程测量与调整 7.接力器分解检查或更换活塞环、锁定装置解体检查, 动作试验 8.水斗式机控制机构、喷管、挡水板、平水栅、锁环、折向板等的检查及清扫 9.喷嘴、配合阀分解检查, 清扫, 换盘根, 喷嘴损坏修补及其磨合 10.喷管水压试验 检查或更换喷针杆及其导向瓦、盘根	1.导水叶端面, 立面间隙止水改进 2.导水叶上、中、下轴套更换 3.导水叶轴颈修补研磨 4.双联臂拉杆解体检查及清扫, 轴销轴套的测量、更换磨损件 5.控制环立面、端面抗磨板的检查、研磨或更换 6.修补或更换顶盖、底环的抗磨环	
(三) 转轮及主轴	1.迷宫环间隙测量(或轴流式转轮叶片与转轮室间隙) 2.转轮及转轮室的汽蚀、磨损、裂纹检查及修补(核定工期内: 转轮直径小于 3.3m, 修补 0.5m ² , 单层, 大于 3.3m, 修补 1.5m ² , 单层) 3.泄水锥固定情况检查、汽蚀修补 4.轴流式转轮叶片密封装置检修(1/2 总数以内) 5.转轮体充油后叶片动作及密封装置漏油量测量 6.转轮室可卸段内部清扫、检查及更换损坏零件	1.轴颈开裂、磨损处理 2.混流式转轮减压装置检查处理 3.轴流式转轮解体、检修、耐压试验 4.转轮叶片、转轮室大面积修补 5.转轮静平衡试验	1.更换转轮、迷宫环 2.更换转轮叶片
(四) 蜗壳与尾水管	1.蜗壳及尾水管一般性检查 2.尾水管汽蚀修补	1.更换引水钢管伸缩节止水盘根	

	3.检查引水钢管伸缩节漏水及堵漏 4.空气阀、蜗壳排水阀、尾管排水阀、解体检查修理 5.补气十字架检查 6.测量表计管路清扫	2.引水钢管、蜗壳除锈刷漆或喷锌 3.蜗壳及尾水管灌浆 4.尾水管破损修补	
(五)水轮机补气装置	1.真空破坏阀解体、清扫、试验调整 2.吸力真空阀解体、清扫、试验调整 3.更换真空破坏阀、吸力真空阀的零件		
(六)调速系统	1.调速器各零件和管路解体检查清洗 2.主配压阀、辅助接力器、引导阀、液压阀、飞摆转动套、针塞杆等磨损检查 3.导水叶开度、轮叶转角指示计调整 4.缓冲器、启动装置、事故配压阀等调整试验 5.双减速装置解体检查和调整 6.调速系统死行程测量调整 7.转速差机构整定值校验 8.电液转换器检查试验 9.电气回路检查试验 10.接力器行程、导叶开度(喷针行程及折向器位置)关系曲线测量及调整 11.调速器静特性试验 12.导叶、转轮叶片、喷针和折向器的关闭时间、测量和调整	1.更换主配压阀及辅助接力器、液压阀等零件 2.更换飞摆转动套和针塞等零件 3.更换电液转换器 4.飞摆解体检查及特性试验	
(七)油压装置和漏油装置	1.压油罐、贮油箱、漏油箱的清扫、检查、刷漆 2.油过滤网的清扫、检查、修理或更换 3.油泵、安全阀、放空阀、逆止阀、补气阀等解体检查、试验及阀门研磨或更换 4.油冷却器清扫、检查、试验耐压或更换 5.透平油过滤、化验 6.调速系统泄漏试验 7.电气回路、元件的试验、校验、检修	1.更换油泵螺杆、齿轮 2.更换油泵衬套，重浇巴氏合金 3.更换油面计 4.压油罐耐压试验	
(八)蝴蝶阀、球阀、	1.检修前后开关时间测量及调整	1.蝶阀止水围带更换 2.蝶阀轴封更换	

快速闸门	2.止水密封泄漏试验，严密性检查 3.主轴承解体检查，刮瓦及轴封检查 4.更换球阀止水环、封水环或轴瓦 5.接力器解体检查，清洗、换活塞环(或密封件) 6.止水围带的修理 7.操作机构解体检查更换零件 8.油泵、安全阀分解检查调试 9.快速闸门的启闭机油缸、拉杆、活塞分解检查、研磨 10.接力器锁定装置及旁通阀分解检查及修理 11.电气回路检修试验调整及整体系统操作整定	3.动水关闭试验 4.球阀阀体耐压试验，更换蜗母轮，蜗母杆等零件	
(九) 机组辅助设备系统	1.供水泵、排水泵分解检查 2.供水系统过滤器、减压阀及液压阀等分解检查 3.各类阀门分解检查及门座研磨 4.立式水泵轴承、轴封检查处理	1.更换供排水泵 2.更换重要阀门如逆止阀、减压阀等 3.检查或更换排水泵滤网底阀 4.修理或更换过滤器	
(十) 自动装置和保护装置	1.仪表校验及修理 2.保护和自动装置及其元件的检查、修理、调整和试验 3.表盘清扫、检查	1.更换设备，改造系统 2.更换表盘、电缆	
(十一) 厂用系统及电气设备	1.检查并清扫厂用系统及各部电动机、开关及控制回路 2.电气设备的预防性试验 3.配套的配电装置、电缆及照明设备的检查修理	1.更换电动机 2.更换电缆、开关	
(十二) 受油器	1.受油器分解检查 2.受油器操作管检查、铜瓦间隙测量	1.受油器操作管更换 2.铜瓦研刮或更换	
(十三) 其他	根据设备状况需增加的检修项目		

六、水轮发电机大修参考项目

部件名称	标准项目	特殊项目	重大特殊项目
------	------	------	--------

(一)定子	1.定子机座和铁芯检修,径向千斤顶及剪断销检查 2.定子端部及其支持结构检查,齿压板修理 3.定子绕组及槽口部位检查,槽楔松动修理(不超过槽楔总数的 1/4) 4.挡风板,灭火装置检查修理 5.电气预防性试验 6.水内冷定子线棒反冲洗及水压试验 7.测温元件校验	1.齿压板更换 2.端部接头、垫块及绑线全面处理,支持环更换 3.分瓣定子合缝处理,定子椭圆度处理 4.线棒防晕处理 5.吊出转子,检查和处理定子槽楔,检查和清扫通风沟	1.线棒更换 2.铁芯重叠 3.定子改造
(二)转子及主轴	1.空气间隙测量 2.轮毂、轮臂焊缝检查,组合螺栓、轮臂大键、轮环横键检查 3.磁极、磁极键、磁极接头、阻尼环、转子风扇检查,高速发电机极间撑块检查 4.转子各部(包括通风沟)清扫 5.制动环及其挡块检查 6.滑环炭刷装置及引线检查、调整 7.电气预防性试验及轴电压测量 8.水内冷转子反冲洗、水压试验 9.机组轴线调整(包括受油器操作油管)	1.轮环下沉处理 2.轮臂大键修理 3.转子圆度及磁极标高测定调整 4.磁极线圈匝间绝缘处理 5.磁极线圈、引线或阻尼绕组更换 6.滑环车削或更换 7.转动部分找动平衡 8.处理制动环磨损	转子改造
(三)轴承	1.推力轴承转动部分、轴承座及油槽检查 2.弹性油箱压缩值测量 3.轴瓦检查及修刮,水冷轴瓦通道除垢及水管水压试验 4.导轴瓦间隙测量、调整,导轴承各部检查 5.轴承绝缘检查处理 6.润滑油处理 7.油冷却器检查和水压试验,油管道、水管道清扫和水压试验 8.高压油顶起装置清扫检查	1.轴瓦更换 2.油冷却器更换 3.推力轴瓦找水平及受力调整 4.推力头、卡环、镜板检修处理	推力轴承镜板研磨与冷却循环系统改造
(四)机架	机架各部检查清扫	1.机架组合面处理 2.机架中心、水平调整	

(五) 励磁系统	(一)励磁机 1.空气间隙测量、调整 2.励磁机各部及引线检查、清扫 3.炭刷装置检查、调整 4.励磁机整流子圆度测量，云母槽修刮 5.励磁回路各元件清扫、检查，电气性能试验 6.励磁机槽楔松动处理 7.励磁机摆度测量和调整 8.励磁机空载及负荷特性试验	1.励磁机整流子车削涂镀 2.励磁机磁极或电枢绕组更换 3.励磁机电枢绕组接头重焊，绑线重扎 4.励磁机主极，换向极距离调整 5.大功率整流元件更换	
	(二)可控硅励磁装置 1.装置清扫、外观检查 2.电压互感器、电流互感器、自用变压器、整流变压器、串联变压器、并联变压器等检查、试验 3.单元板、脉冲板、功率柜及整流元件等检查、试验 4.检查并校验各继电器、接触器，二次回路检查耐压试验 5.风机检修 6.回路模拟及在空载、带负荷工况下试验	1.可控硅励磁装置部件的改装、更换配线 2.串联变压器及并联变压器大修	
(六) 空气冷却器	1.检查清扫及水压试验 2.管系阀门检修及水压试验，保温层修补	更换冷却器或铜管	
(七) 制动装置	1.制动器闸板与制动环间隙测量与调整 2.制动器闸板更换 3.制动器分解检修及水压试验 4.制动系统油、气管路、阀门检修及压力试验 5.制动系统模拟动作试验 6.电气制动系统校验、开关检修	1.制动器更换或结构部件改进 2.制动系统改造	制动装置改型
(八) 永磁发电机和转速继电器	1.永磁发电机空气间隙测量 2.永磁发电机检查、清扫，轴承加油，传动机构检查 3.永磁发电机转速电压特性测定 4.转速继电器检修或更换	1.永磁发电机抽出转子检修 2.永磁发电机轴承更换	
(九)其他	1.自动控制元件和操作系统、保护盘检查、校验 2.各种表计检查、校验		

	3.整流变、串联变、隔离变、消弧线圈电压互感器、电流互感器等设备的预防性试验和检修，绝缘油简化分析 4.油、水、气管路系统检修		
(十) 机组整体试运行	1.充水、空载及带负荷试验 2.机组各部振动、摆度测量 3.甩负荷试验 4.导叶漏水量测定 5.调相运行试验	1.发电机电气参数测量 2.机组超速试验	

附录 C 发电设备评级办法

C1 设备评级是全面检查和掌握设备的技术状况，促进管好、用好发电设备的一项重要工作。

C2 按下列时间进行主要设备和辅助设备的评级：

C2.1 设备大小修后或设备技术状况有明显的变化时；

C2.2 各发电厂每年年底对所有设备进行一次全面评定；

C2.3 新设备正式移交生产前，由生产单位与基建单位共同进行评级。

C3 设备评级的结果，由电厂、主管局和水利电力部分别掌握。掌握的范围可自行确定。水利电力部掌握的设备范围为：200t/h 及以上的锅炉、50MW 及以上汽轮机、10MW 及以上水轮机、与上述原动机容量相匹配的发电机、110kV 及以上主变压器等五种主要设备。

各发电厂应对拥有的各项设备进行具体评级工作，各主管网(省)局应督促检查所属发电厂的设备评级工作。

C4 设备评级标准为一、二、三类。其中一、二类统称完好设备。完好设备数量(即一、二类设备数量之和)与参与评级的设备数量(即一、二、三类设备数量之和)之比例称“设备完好率”。

设备完好率应分别按设备台数和容量计算。

C5 各类设备的评级标准如下：

C5.1 一类设备是经过运行考验，技术状况良好，能保证安全、经济、满发的设备。主要条件为：

C5.1.1 能持续达到铭牌出力，或上级批准的出力；

C5.1.2 热效率能达到设计水平或国内同类型设备的平均先进水平；

C5.1.3 各种主要运行指标及参数符合设计或有关规程的规定；

C5.1.4 设备本体没有影响安全运行的缺陷，部件和零件完整齐全，腐蚀、磨损轻微；

C5.1.5 附属设备技术状况及运行情况良好，能保证主要设备安全运行和出力、效率；

C5.1.6 保护装置、信号及主要测量仪表等完整良好，指示正确，动作正常；

C5.1.7 主要自动装置能经常投入使用；

C5.1.8 主要的标志、编号能满足生产要求；

C5.1.9 设备及周围环境清洁，“七漏”基本消除。

C5.2 达不到一类设备标准，个别部件有一般性缺陷，但能经常安全满发的设备为二类设备。

C5.3 三类设备是有重大缺陷的设备，不能保证安全运行，出力降低，或“七漏”严重。

C6 设备评级必须实事求是，以运行状况好坏作为评价设备的主要依据，准确地反映设备的技术状况，全面地考虑主机和附属设备的技术状况(定性指标和定量指标)及其对机组安全运行和出力的影响。仅当机组个别仪表或非主要自动装置准确程度或可靠程度较差，而且对安全、经济运行没有显著影响者，可以不评为三类设备。

C7 有下列情况时，可以考虑修改设备的铭牌出力：

C7.1 经过鉴定或验算，设备确不能达到铭牌出力运行；

C7.2 由于设备陈旧、部件老化或由于设计上、制造质量上有重大问题达不到铭牌出力，而恢复铭牌出力在技术经济上不合理者；

C7.3 机炉参数不配合，或由于其他条件的限制(如燃料品种，循环水温度等与设计不符)达不到铭牌出力，而且改变运行条件的可能性不大，或经济上很不合理，必须长期降低出力运行的；

C7.4 水电厂由于水工建筑或引水系统的限制，运行参数与设计不符，而又无法改造，达不到铭牌出力的。

修改铭牌出力，应先由主管局审核，然后报部批准。在正式修改铭牌前，不能达到铭牌出力的设备一般应评为三类。批准修改铭牌出力后，可根据设备的技术状况重新评级。

对于设备制造，安装上的问题需进行完善化而未完成，或设备运行条件与设计不符，暂时达不到铭牌出力的设备，可根据设备本身的技术状况评级，不修改铭牌出力。

C8 在提高设备完好率的工作中，必须贯彻增产节约、增收节支的原则，分清主次，首先要提高主力机组、经济性好的机组以及缺电地区机组的设备健康水平。对新旧设备应区别对待，如对某些老旧设备的效率和技术装备水平不必过高要求，以消除影响安全运行的重大缺陷和隐患为重点，避免片面追求外观和设备升级而不惜工本，不加分析地盲目拆换部件。

C9 各发电厂及主管局每年年末将评级结果上报主管单位。

设备经大小修或采取其他措施使设备技术等级发生变化(升级或降级)时，应在主要设备大修情况季报(见本规程附表 10)中注明。

C10 本办法附录“主要设备评级参考标准”供各单位评级时参考。

主要设备评级参考标准

一 类 设 备	二 类 设 备	三 类 设 备
一、锅 炉		
1.持续地达到铭牌出力或上级批准的出力，并能够随时投入运行 2.效率达到设计水平或国内同类型锅炉的平均先进水平 3.主要参数(如汽压、汽温、炉膛负压、蒸汽品质等)均能符合有关规程规定 4.汽鼓、联箱及受热面腐蚀或磨损轻微，管子蠕胀正常 5.锅炉本体部件、附件齐全，汽压、	1.能经常达到铭牌出力或上级批准的出力，并能随时投入运行 2.主要参数(如汽压、汽温、炉膛负压、蒸汽品质等)均能符合有关规程规定 3.汽鼓、联箱及受热面的腐蚀及磨损程度在技术上允许的范围内，承压部件无重大缺陷，受热面管子虽有胀粗，或管壁有局部超温，但不影响安全 4.汽压、气温、水位等重要表计完好、	达不到二类设备标准，或具况之一者： 1.不能达到铭牌出力或上级出力，或虽能达到，但运行情况不能长期连续运行 2.汽温汽压蒸汽品质不能保经常超温或因超温而需限制出 3.汽鼓、联箱、受热面管子腐蚀超温胀粗或变形，承压部

汽温、二氧化碳、水位、流量、炉膛负压、排烟温度等主要测量表计完好准确 6.安全门、防爆门、水位警报，灭火保护等保护和信号装置完好，动作可靠，安全门严密 7.主要自动调节装置(如汽温、汽压、给水、燃烧等自动调节装置)能经常投入使用 8.炉墙无重大缺陷、保温良好 9.除尘装置运行正常，除尘效率达到设计要求或符合环境保护规定 10.附属设备运行情况良好，能保证锅炉的安全、出力和效率，转动机械振动值达到“良”的标准 11.锅炉范围内的主蒸汽及给水管道，支吊架正常，保温良好，高温高压主蒸汽管道金属组织和蠕胀不超过规定，焊口无重大缺陷 12.锅炉机组及其周围环境整洁、“七漏”基本消除，照明良好，必要标志、编号齐全正确	可靠、水位自动调节正常，能经常投入使用 5.安全门动作可靠 6.炉墙无严重裂纹、倾斜等缺陷 7.除尘器正常投入运行，除尘效率基本上满足环境保护规定 8.附属设备能保证锅炉的出力和安全运行 9.锅炉范围内主蒸汽及给水管道无影响安全 全的严重缺陷	缺陷或经常泄漏、爆管尚未实施 4.安全门工作不正常 5.燃烧装置运行不正常或经常影响锅炉正常运行 6.炉墙严重损坏，严密性差 燃烧 7.附属设备有重大缺陷或严重影响锅炉的安全运行或出力 8.“七漏”严重 9.有其他威胁安全运行的重
二、汽 轮 机		
1.持续地达到铭牌或上级批准的出力，在各种设计工况和负荷下运行正常，并能够随时投入运行 2.热效率达到设计水平或国内同类型机组的平均先进水平 3.机组振动(轴或轴承)垂直方向达到“良”的标准，其他方向达到合格的标准，轴承温度(或油温)调速油压、油质、真空系统严密性、上下汽缸温差等运行指标均符合有关规程规定 4.动、静叶片和喷嘴完整(缺少个别叶片除外)，冲刷、腐蚀轻微，动静部分间隙符合要求，动叶片频率合格或虽不合格，但经长期运行考验未发生拉金与叶片断裂等问题 5.汽缸、转子、隔板、轴瓦等主要部	1.能经常达到铭牌或上级批准的出力(允许受季节影响在短期内达不到上述出力)，并能随时投入运行 2.机组的振动(轴或轴承)达到“合格”的标准，轴承温度(或油温)，调速油压符合有关规程规定，真空严密度能满足正常运行要求 3.动、静叶片和喷嘴基本完好，或虽有磨损、浸蚀、损伤、频率不合格、拉金断裂等缺陷，但经长期运行考验无发展趋势不影响安全，仅需加强监督者 4.汽缸、转子、隔板、轴瓦等主要部件有局部缺陷，但尚能保证在正常大修间隔内安全运行 5.调速系统性能基本满足有关规程规定，在个别工况下虽有摆动等情况，但	达不到二类设备的标准或具况之一者： 1.不能达到铭牌或上级批准 虽能达到，但运行情况极不正 整级叶片、隔板 3.汽缸、转子、隔板、轴瓦等有危及安全的严重缺陷未进行 4.漏汽、漏水、漏油严重，真 密性很差 5.油质严重劣化 6.危急保安器动作不可靠 7.有其他威胁安全运行的重

件没有影响安全运行的缺陷 6.调速系统动、静态特性符合有关规程规定 7.测量表计基本完整准确可靠 8.各种保护及信号装置完好，动作正确 9.各种自动调节装置能经常投入使用 10.附属设备运行情况良好，没有影响主机出力、安全、经济运行的缺陷 11.汽轮机组保温完整“七漏”基本消除，设备及其周围环境整洁，照明良好，必要的标志、编号齐全、正确	不影响机组并列及正常增减负荷 6.主要测量表计完好，能满足运行要求 7.各种主要保护和信号完好，动作可靠 8.附属设备运行正常	
三、汽 轮 发 电 机		
1.持续地达到铭牌或上级批准的出力，并能够随时投入运行 2.机组垂直方向振动(轴或轴承)达到“良”的标准，其他方向达到“合格”标准 3.零、部件完整齐全；定子绕组没有油迹、磨损或变形，垫块、绑线或夹紧装置紧固，定子铁芯、转子锻件、套箍、槽楔等良好 4.绝缘良好，各项试验符合“电气设备预防性试验规程”的规定 转子无层间短路或短路轻微，不影响发电机空载特性曲线及转子电流的变化，也未造成不正常振动 5.冷却系统严密，冷却效果良好，氢冷或水内冷式发电机漏氢率、水导电率等符合“发电机运行规程”的规定 6.电刷完整良好，不跳动、不过热、整流子无火花 7.各种主要测量表计完好准确 8.强行励磁、自动灭磁、差动、过流、接地、负序等主要继电保护，灭火装置等主要保护装置及信号装置部件完好，动作准确，自动调整励磁装置能经常投入运行	1.经常达到铭牌或上级批准的出力，并能够随时投入运行，或采取了降低风温的措施，绝对温度仍在规定值之内，温升与规定值相差不大 2.机组垂直方向振动(轴或轴承)合格 3.零、部件完整，定子绕组无严重的油垢、变形，绕组端部垫块，绑线或压紧装置无松动，定子铁芯及槽楔仅有局部、轻微松动；转子、锻件、套箍无严重影响安全的缺陷 4.电气绝缘基本良好(包括定子绝缘虽老化，但交流耐压试验仍合格)；定子绕组各项试验中虽有个别项目不完全符合规定，但数值稳定，并不降低交流耐压标准；转子虽有层间短路，但未引起异常运行，无必须处理的问题 5.冷却系统虽有个别缺陷，但未影响发电机出力者 6.电刷运行情况基本正常，整流子火花不大于 11/2 低交流耐压标准；转子虽有层间短路，但未引起异常运行，无必须处理的问题 5.冷却系统虽有个别缺陷，但未影响发电机出力者 6.电刷运行情况基本正常，整流子火	达不到二类设备的标准，或以下情况之一者： 1.不能达到铭牌出力或上级规定的出力 2.定子绕组绝缘不良，因而降低交流耐压试验标准者 3.转子绕组有一点接地(原设计除外) 4.转子绕组层间短路严重，影响运行(发电机不正常振动，空载特性励磁电流有明显变化)需处理的 5.定子绕组直流电阻变化，以致不能安全运行的 6.转子锻件及套箍有严重缺陷影响使用的 7.励磁系统有严重缺陷影响出力，整流子火花超过 11/2 级 7.励磁系统有严重缺陷影响出力，整流子火花超过 11/2)级 滑环磨损车旋后直径超过极限 8.氢冷、水内冷发电机漏氢不能保证安全运行 9.其他威胁安全运行的重大

9.机组本身及周围环境整洁，照明良好，必要标志，编号齐全 10.一、二次回路及励磁回路的设备技术状态良好 11.轴承和密封瓦运行正常，不漏油	花不大于 11/2)级 7.主要测量仪表基本完好、准确，温度表测温元件虽有个别损坏，但仍能满足正常监视需要 8.强行励磁、自动灭磁、差动、过流、接地等主要保护和灭火装置及信号动作正确可靠 9.一、二次回路及励磁回路设备基本完好，运行可靠	
四、水 轮 机		
1.达到铭牌出力 2.机组运行正常，振动、摆度及各部温度正常 3.机组主要部件无缺陷，运行正常 4.调速系统工作稳定，调节参数符合要求 5.机组自动装置完好可靠 6.主要控制、监视仪表完好、齐全 7.辅助设备系统运行正常	1.达到铭牌出力 2.机组运行基本正常，振动、摆度及各部温度未超过允许值上限 3.机组主要部件不存在威胁安全运行的缺陷 4.调速系统基本稳定，调节参数合格 5.主要表计能满足运行要求 6.主要自动装置动作准确可靠 7.辅助设备系统运行正常	达不到二类设备标准，或有以下之一者： 1.达不到铭牌出力 2.机组存在威胁安全运行的缺陷 3.调速系统运行不正常 4.自动装置运行不可靠，安全装置不能投入 5.机组过流部件汽蚀、磨损超过规定的检修间隔
五、水 轮 发 电 机		
1.在额定条件下，能达到铭牌出力 2.定子绝缘良好，预防试验合格	1.在额定条件下，达到铭牌出力，温升基本合格，且不超上限	达不到二类设备标准或有以下之一者

3.定子、转子结构部件无缺陷，运行良好 4.定子、转子、线圈温升合格，冷却效果良好 5.励磁系统运行可靠，满足电网要求	2.定、转子线圈绝缘基本良好，可以保证安全运行 3.定、转子结构(包括接头阻尼环、引线风扇等)无重大缺陷 4.轴承无漏油及油污 5.励磁系统运行正常	1.达不到铭牌出力 2.绝缘老化，降低耐压标准 3.励磁系统不能保证安全运行 4.主要部件存在严重缺陷并运行
六、主变压器		
1.持续地达到铭牌出力或上级批准的出力，温升符合设计的数值或上层油温不超过 85 2.绕组、套管和绝缘油等的试验均符合部颁“电气设备交接和预防性试验标准”的规定 3.部件和零件完整齐全；分接头开关的电气和机械性能良好，无接触不良或动作卡涩现象 4.冷却装置运行正常，散热器及风扇齐全 5.电压表、电流表、温度表等主要表计部件完好、准确，差动保护、过电流保护、瓦斯继电器、防爆装置等主要保护和信号装置部件完好，动作可靠 6.一次回路设备绝缘及运行情况良好 7.变压器本身及周围环境整洁，照明良好。必要的标志、编号齐全 8.不漏油，或稍有轻微的渗油，但外壳及套管无明显油迹	1.经常能达到铭牌出力或上级批准的出力，温升符合设计的数值或上层油温不超过 95 2.绕组、套管试验符合“电气设备交接和预防性试验标准”的规定。绝缘油的介损比规程规定稍有增大或呈微酸反应 .部件和零件齐全，分接头开关的电气和机械性能良好，无接触不良或动作卡涩现象，或接触电阻稍有变化，但不影响安全运行 4.冷却装置运行正常，不影响变压器出力 5.电压表、电流表、温度表等主要表计部件完好、准确，差动保护、过电流保护、防爆装置等主要保护和信号装置部件完好，动作可靠。瓦斯继电器重瓦斯未投入跳闸 6.一次回路设备运行正常	达不到二类设备标准，或具况之一者 1.达不到铭牌出力或上级批准 2.绕组或套管绝缘不良，因防性耐压试验标准的 3.漏油严重 4.部件、零件不全，影响出力行 5.分接头开关的电气或机械接触电阻不合格或有卡涩 6.差动保护或过流保护不可 7.有其他威胁安全的重大缺陷

附录 D 设备大修技术文件种类表

- D1 检修项目进度表(计划与实际比较)
- D2 重大特殊项目的技术措施及施工总结
- D3 改变系统和设备结构的设计资料及图纸
- D4 大修技术记录和技术经验专题总结
- D5 大修工时，材料消耗统计资料
- D6 大修前后火力发电机组热效率试验报告
- D7 汽(水)轮机大修前后调速系统特性试验报告
- D8 汽轮机叶片频率试验报告
- D9 水轮发电机组甩负荷试验记录

- D10 水轮发电机组轴线调整记录
 - D11 水轮机转轮检查记录
 - D12 重要部件材料和焊接试验、鉴定报告
 - D13 金属、绝缘及化学监督的检查、试验报告
 - D14 电气、热工仪表及自动装置的调校试验记录
 - D15 电气设备试验记录
 - D16 其他
-

附 记

在 1986 年“全国发供电设备管理工作会议”前后，一些电管局和省(市、区)电力局纷纷要求修改 1978 年制订的《发电厂检修规程》，经部领导批示，由原水利电力部生产司负责修订。

本规程由金关福同志编写，陈孟权、杨恒壮、李维藩同志审核。本规程修订过程中，得到各方面的大力支持。西北、华北、东北、华东、华中电管局以及河北省电力局都事先提供了修订稿，广东省等电力局提出了修改意见。在讨论、征集新修订的该规程“初稿”和“征求意见稿”时，大部分网、省局和部分水、火电厂都提了宝贵意见，在此一并表示深切谢意。

修编者
1988 年 7 月