

2024 年江苏并网发电企业
技术监督检查大纲修编（燃机版）

一、绝缘专业

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	监督机构和职责		
1.1	应建立发电厂分管（或总工）领导负责的技术监督组织体系，健全技术监督制度和流程，落实技术监督岗位责任制。		
1.2	各电厂应结合本厂的实际情况，制定发电厂绝缘技术监督管理标准；依据国家和行业有关标准和规范，编制并执行运行规程、检修规程、检验作业指导书、工作计划等相关支持性文件。		
1.3	对本单位电气设备的重大事故和缺陷组织分析原因、制定对策。		
1.4	每年至少开展一次技术监督动态检查，及时参加绝缘技术监督会、互查等活动。		
2	监督管理制度及规程		
2.1	依据国家和行业有关标准和规范，编制并执行运行规程、检修规程、检验作业指导书、预试计划等相关支持性文件，并及时修订完善。		
2.2	严格贯彻执行国家及行业有关技术监督的方针、政策、法规、标准、规程、制度等。		
2.3	是否按要求完成管理资料、技术资料如年度预试计划、电气设备交接试验报告、事故应急技术措施，相关记录如查阅监督单位提供的管理、体系资料等监督材料的档案管理。		
3	绝缘监督管理要求		
3.1	技术监督管理制度和标准、设备台帐等档案管理完善及时，预试率、缺陷消除率、检定率合格。		
3.2	异常情况处理有分析记录报告并及时上报技术监督单位，总结（报表）按时完成，预警通知单闭环良好,并将整改结果上报至技术监督单位。		
3.3	绝缘监督网络活动开展良好，参加上级网络活动情况良好。全省网络年度专业技术监督重点工作完成情况。		
3.4	基建扩建、技改大修和安全生产等全过程绝缘监督管理落实情况。		
4	发电机部分		
4.1	交接和预防性试验是否完整，是否存在超周期情况，有无超标项目，是否带缺陷运行。		
4.2	冷却系统、油系统及其他主要部件是否存在缺陷。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.3	发电机无功有无波动情况，转子电流有无波动情况。		
4.4	防止发电机损坏事故反措制定是否符合机组实际，端部模态试验是否合格，端部是否存在磨粉现象。		
4.5	集电环碳刷更换有无记录，有无打火，大轴两端有无油污，接地碳刷有无打火（或铜辫磨损是否严重），轴电压是否合格。		
4.6	大、小修是否超周期，检修报告（记录）是否完整规范。		
4.7	发电机进相能力是否考核过，是否给出整定范围和限制曲线，是否定期校核，低励是否可靠。		
4.8	发电机转子是否存在匝间短路现象，重复脉冲法（RSO）试验和交流阻抗试验结果是否合格。		
4.9	运行中各部位的温度或温升是否有异常情况。定子线棒层间和出水温度的最大温差，是否有分析结果。		
4.10	氢冷发电机氢气湿度如何控制，措施如何。机组在停机状态时，氢气的湿度和补气纯度是否控制，漏氢率是否满足要求。		
4.11	机组漏氢量实测计算应每月进行一次。当发电机氢冷系统发生渗漏且无法停机时，必须加强现场氢气含量监测，加大漏氢量实测计算频率。		
4.12	定子内冷水是否定期对定子线棒进行反冲洗，水质是否有控制控制方式，如何是否开展定冷水流量试验。		
4.13	保护和测量装置是否正常投入；功能是否良好。		
4.14	发电机检修时是否依据 DL/T1768-2017 开展了全部的试验项目。		
4.15	发电机的在线监测装置运行是否正常，数据是否准确，是否定期开展校验维护。		
5	变压器部分（包括电抗器、互感器等）		
5.1	额定电流是否符合实际工况，动、热稳定是否符合目前电网的要求。		
5.2	对于 220kV 及以上设备，每年在夏季前后是否各进行一次精确红外检测，有无异常发现及处理情况。		
5.3	本体、套管、冷却器等有无破损裂纹、渗漏，有几处，有否在停电或停泵状态下检查。特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现渗漏。		
5.4	如果有油气胶纸型套管，电容量是否有阶跃性变化。		
5.5	设备运行中是否有异常声响，是否进行过振动或噪音测试。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.6	是否更换或补充过油，工艺是否满足要求。		
5.7	结合变压器大修对储油柜胶囊、隔膜及波纹管进行密封性试验，如存在缺陷应进行更换。		
5.8	主变避雷器计数器运行是否正常，有无动作记录。		
5.9	变压器是否进行过绕组变形测试（低压短路阻抗或频率响应试验），数据是否有比较。（对于 35kV 及以下的变压器，宜采用低电压短路阻抗法；对于 110（66）kV 及以上的宜采用频率响应法测量特征图谱），是否按周期要求对主变进行感应电压试验。		
5.10	变压器（电抗器）的铁心接地电流是否小于 100mA，1 个月测试 1 次并记录数据，如存在多点接地现象，是否采取措施。		
5.11	变压器瓦斯继电器的动作情况。瓦斯继电器的防雨措施。		
5.12	新投运设备交接试验完整性(具体项目见 GB/T50150-2016)和合格判据检查。		
5.13	变压器（电抗器）顶层油温如何整定，在最大负荷及最高运行环温下，变压器（电抗器）上层油温是否超标。		
5.14	变压器（电抗器）顶层油温计及远方测温装置测温数据是否准确、齐全、数据一致，是否定期校验。		
5.15	变压器分接开关是否长时间不动，在小修时有没有动过，带电滤油装置是否定期启动，分接开关能否按规定进行检修。切换油室是否进行油样微水分析。		
5.16	变压器风扇及冷却器每 1-2 年应进行一次冲洗，并宜安排在大负荷来临前进行。其供电设备是否可靠。		
5.17	潜油泵是否为低速油泵，其轴承为何级别，有无异常高温、震动、异声等现象。		
5.18	变压器（电抗器）高压套管、储油柜油位计能否看清，油位、油色是否正常。		
5.19	强油循环变压器冷却装置是否能根据顶层油温或负荷变化自动投入或退出；冷却系统是否有两个独立电源并能自动切换；是否定期进行自动切换试验，启动应逐台启用，延时间隔应在 30s 以上并做切换记录。		
5.20	对于水冷却系统，是什么结构，对于单铜管系统，应注意保持油压大于水压。有无监视措施。		
5.21	变压器（电抗器）净油器是否正常投入，呼吸器运行及维护是否良好，矽胶筒上部是否漏气。		
5.22	变压器中性点接地引下线是否满足双接地要求，接地引下线电流是否满足要求。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.23	变压器（电抗器）是否有事故油坑，是否定期清理，喷淋系统是否定期校验。变压器的压力释放阀喷油管有无用管道引至地面，是否按规定周期完成压力释放器校验及其二次回路试验。		
5.24	变压器运行中是否遭受特殊工况，如过电压、出口或近区突发短路等，事故中保护是否正常动作，是否有电压、电流波形的完整记录。		
5.25	封闭母线内是否定期检查清扫，绝缘状况是否良好，伴热带、微正压、湿度在线监测装置运行是否正常（如有）。		
5.26	是否有设备事故记录，重大事故的原因分析和故障设备解体情况。		
5.27	是否带缺陷或曾带缺陷运行，处理对策或处理方法效果是什么。		
5.28	最近一个检修周期是何时，检修原因和项目是什么，检修发现和解决了那些问题，检修前后设备运行情况是否有异常。		
5.29	近两次预防性电气试验（具体项目见 DL/T 596-2021）是否有异常，异常数据分析、比较及审核意见如何（对于新设备只有一次预防性试验数据的，应与交接试验数据进行比较）。		
5.30	近两次油色谱试验（包括产气率），有异常指标是否分析、跟踪，是否满足周期要求。油色谱在线监测装置运行是否正常（如有）。		
5.31	何时进行过油中糠醛的测试，10 年必须要进行一次。对固体绝缘的老化趋势有没有判断。		
5.32	对于日投产十年以上 220kV 电压等级以上变压器，是否进行过油带电倾向度和体积电阻率测试。对于 500kV 变压器是否开展油含气量、含硫量和颗粒度检测。		
5.33	变压器的在线监测装置运行是否正常，数据是否准确。		
5.34	对于干式电抗器，其表面是否有明显裂纹出现，有严重积污，是否用红外测温对连接处进行过测量，是否有明显的声音异常现象。		
5.35	各控制箱和二次端子箱等防护措施是否完备（防潮、防污等）。		
5.36	互感器油位是否正常，是否存在渗漏油情况或其它缺陷。		
5.37	CVT 是否定期检查二次电压，有否异常。		
5.38	CVT 中间变压器绕组介损、绝缘电阻、油中微水测量是否满足标准要求。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.39	电磁式干式电压互感器是否测量空载电流，测试电压是否符合在 $1.9U_n$ 电压下，铁芯磁通不饱和，干式电磁式电压互感器是否空载电流试验正常，且三相在 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍额定电压下的励磁电流偏差不超过 30%，单相互感器的一次绕组直流电阻与初值无明显变化。		
5.40	发电机出口 PT 应在检修时重点检查其绝缘性能。依据 DL/T596-2021 标准，重点开展三倍频耐压及局放试验，试验数据不合格的一律不允许投运。		
5.41	低压侧升高座至封母连接处有无开展红外检测，有无涡流过热情况及改造。		
6	SF6 开关和 GIS		
6.1	额定电流是否符合实际工况。		
6.2	断路器分合闸的同期性测试。		
6.3	分合闸电磁铁动作电压特性测试。		
6.4	加强断路器合闸电阻的检测和试验，防止断路器合闸电阻缺陷引发故障。在断路器产品出厂试验、交接试验及预防性试验中，应对合闸电阻的阻值、断路器主断口与合闸电阻断口的配合关系进行测试。		
6.5	密度继电器是否满足不拆卸校验的要求，是否按周期进行检查校验。		
6.6	是否作压力表定期检查。		
6.7	液(气)压操动机构泄漏试验。		
6.8	油(气)泵打(补)压运转时间。		
6.9	室内 GIS 站是否有泄漏报警和氧量检测仪，并将信号引出至门外。		
6.10	是否定期和用电高峰前作发热红外检测工作。		
6.11	是否检查操作电源熔丝、是否定期更换。		
6.12	开断电流是否满足要求。		
6.13	端子箱防潮防污状况检查。		
6.14	辅接点是否定期检查动作可靠。		
6.15	GIS 是否开展带电检漏、带电局放检测等工作。		
6.16	断路器出厂试验、交接试验及例行试验中，应进行中间继电器、时间继电器、电压继电器动作特性		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	校验。		
6.17	采用双跳闸线圈机构的断路器，两只跳闸线圈不应共用衔铁，且线圈不应叠装布置。		
6.18	断路器交接试验及例行试验中，应进行行程曲线测试，并同时测量分/合闸线圈电流波形。		
6.19	3年内未动作过的72.5kV及以上断路器，应进行分/合闸操作。		
6.20	是否对断路器本体和操作机构进行定期检查，并按标准、规程要求开展相关试验。		
6.21	是否定期进行SF6微水测量和检漏，微水在线监测装置（如有）是否可靠。		
6.22	是否作断口并联电容器测试。		
6.23	合闸电阻值和投入时间测试。		
6.24	导电回路电阻测试。		
6.25	断路器分合闸时间和速度测试。		
7	隔离开关		
7.1	额定电流是否符合实际工况。		
7.2	二次回路绝缘电阻。		
7.3	二次回路交流耐压试验。		
7.4	最低操动电压测量。		
7.5	是否定期和用电高峰前作发热红外检测工作，隔离开关有无接触不良、造成温度较其余相比较高的情况，措施如何。		
7.6	是否开展支柱绝缘子的超声探伤检测。是否对新安装的隔离开关的中间法兰和根部进行无损探伤。对运行10年以上的隔离开关，每5年需对中间法兰和根部进行无损探伤。		
7.7	预防性试验是否按规程执行。		
7.8	操动机构检修后操作灵活、触头位置到位、闭锁可靠。		
7.9	外观和防锈蚀检查。		
7.10	检修润滑脂是否采用二硫化钼锂基脂。		
7.11	操动机构是否有多重防雨设施。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
7.12	导电回路电阻测量。		
8	电力电缆		
8.1	110kV 及以上电力电缆应增加正常运行中的金属护套接地电流测试运检工作，对接地异常的电缆应进行金属护套完整度检查，避免缓冲阻水层受潮。		
8.2	对油高压浸式 GIS 电缆终端，应具备压力监测功能，出现渗漏油问题时如无压力补偿装置应及时与厂家联系并制定有效的解决措施。		
8.3	GIS 设备是否采用干式终端，对重点区域的充油瓷终端是否进行更换。		
8.4	对重载电缆的环流、红外检测是否按照 DL/T 393-2021 中相关周期要求执行。		
9	升压站外绝缘及绝缘子类部分		
9.1	升压变压器和 GIS 套管，以及升压站 500kV 悬式、支柱绝缘子串、断路器和隔离开关的爬距检查，防污闪隐患排查结果如何，有无措施。		
9.2	110kV 及以上悬式绝缘子是否按周期进行红外零值检测。		
9.3	对硅橡胶和加装硅橡胶伞裙的瓷套，应经常检查硅橡胶表面有无放电现象，如有放电现象应及时处理。		
9.4	绝缘子类明细情况。		
9.5	绝缘子饱和盐密测量取样绝缘子悬挂是否规范，盐密测试、灰密测试是否规范。		
9.6	污染源情况,污秽性质。		
9.7	日常巡视记录，外绝缘表面是否存在爬电现象。		
9.8	历年污闪记录。		
9.9	每年是否制定清扫计划，并按照计划进行绝缘子清扫。		
9.10	硅橡胶伞裙套、合成绝缘子、其他硅橡胶设备的憎水性试验开展情况及老化程度。		
10	防雷和接地装置		
10.1	额定电压是否符合设计要求。		
10.2	有无加装出线侧避雷器。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
10.3	持续运行电压是否符合工况。		
10.4	预防性试验是否按规程执行。		
10.5	直流 1mA 参考电压 (U_{1mA}) 及 $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流。		
10.6	工频参考电流下的工频参考电压 (电流值按工厂规定或 6mA)。		
10.7	雷雨季节前后是否开展避雷器交流泄漏全电流和阻性电流测量。		
10.8	避雷器泄漏电流表运行是否正常, 有无指针卡涩、表盘进水现象, 避雷器计数器动作情况是否有记录和分析情况, 避雷器有无加装屏蔽环。		
10.9	是否定期和用电高峰前作发热红外检测工作。		
10.10	全厂接地电阻是否满足规程要求: $<2000/I_g \Omega$ (I_g 、4.8 为单相短路接地电流, 有调度部门提供), 或 $<0.5 \Omega$ 。		
10.11	对土壤酸碱度较高的地区, 定期(时间间隔应不大于 5 年)通过开挖抽查等手段确定接地网的腐蚀情况, 铜质材料接地体的接地网不必定期开挖检查。若接地网接地阻抗或接触电压和跨步电压测量不符合设计要求, 怀疑接地网被严重腐蚀时, 应进行开挖检查。如发现接地网腐蚀较为严重, 应及时进行处理。		
10.12	高压电气设备的过电压保护是否完善。		

二、继保专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	应建立发电厂分管（或总工）领导负责的技术监督组织体系，健全技术监督制度和流程，落实技术监督岗位责任制。		
1.2	各电厂应结合本厂的实际情况，制定发电厂继电保护及安全自动装置技术监督管理标准；依据国家和行业有关标准和规范，编制并执行运行规程、检修规程、检验作业指导书等相关支持性文件。		
2	运行管理		
2.1	应及时修订继电保护专业运行检修规程，在工作中严格执行安全技术措施。		
2.2	设备命名规范，与调度下发标准名称一致；电厂自行命名的设备应符合 DL/T 1624-2016《电力系统厂站和主设备命名规范》的相关要求。		
2.3	各电厂应建立并完善继电保护缺陷管理制度，缺陷定义准确，消缺及时并有完整的记录，提高保护装置的运行率。		
2.4	根据运行设备的缺陷记录、校验参数对比，运行期限及相关规定，制定继电保护技术改造计划并落实实施。		
2.5	保护室温湿度应满足继电保护及安全自动装置运行要求，并将管理制度列入现场运行管理规定。		
2.6	各厂站网控、保护室、电缆层应在显著位置张贴禁止无线通话设备的标志。		
2.7	保护屏、压板、光字牌名称符合规范；术语、压板、把手、屏正面继电器标示清晰，均应设置恰当的标识，方便辨识和运行维护；电缆铭牌标示清晰；封堵严密整洁；装置压板、切换开关的投退情况应符合调度命令和现场运行规程的规定。		
2.8	二次回路的端子、连片外观应保持良好的；接线工艺应符合要求；端子箱门密封应严紧，封堵应严密；加热、除湿装置运行应正常；现场无积灰、无积水和无严重锈蚀情况。		
2.9	技术监督应以报告形式对每季（年）的监督工作进行总结，报告涵盖监督工作完成情况、存在的问题好改进措施，及下一步工作思路等方面内容。		
2.10	数字式故障录波器应具备故障数据信息上传功能，有专用联网通道并有维护制度，220 千伏及以上厂站的故障录波器应接入故录联网系统；其中，500 千伏及以上厂站内故障录波器应接入省调故录联网系统主站，220 千伏厂站内的故障录波器应接入各地调故录联网系统分站。		
2.11	故障录波器应选用独立于被监测保护生产厂家设备的产品，以确保保护装置运行状态及家族性缺陷分析数据的客观性；变电站内的故障录波器应能对站用直流系统的各母线段（控制、保护）对地电压进		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	行录波。		
2.12	发电厂涉网设备应配置统一的时间同步装置，主时钟应采用双机冗余配置（采用以北斗卫星对时为主、GPS 对时为辅的单向授时方式）。		
2.13	在运行继电保护设备上进行保护定值修改前，应制定防止保护不正确动作的有效措施，并做好事故预想。		
2.14	保护装置发生动作或者异常情况时，应有详细的事故记录，内容包括若保护动作应有动作分析报告，异常应有缺陷闭环处理情况。		
2.15	继电保护及安全自动装置运行时外观外观应正常（包括装置告警信号灯不亮、运行指示灯正常、液晶显示及信息报文正确）。		
2.16	保护信息子站应与各保护装置通信正常，信息上传正确；保护信息子站应接入数据网，与调度主站通讯应正常。		
3	保护配置		
3.1	二次系统设备选型及配置应满足国家和行业相关标准规程规范要求，涉网二次系统规划设计、设备选型及配置还应征求调度机构意见，满足调度机构相关技术规定及反措有关要求。		
3.2	100MW 及以上容量及接入 220kV 及以上电压等级的发电机、启备变应按双重化原则配置微机保护（非电量保护除外）；重要发电厂的启备变保护宜采用双重化配置。		
3.3	220kV 及以上电压等级线路纵联保护的通道（含光纤、微波、载波等通道及加工设备和供电电源等）远方跳闸及就地判别装置应遵循相互独立的原则按双重化配置。		
3.4	220kV 及以上电压等级线路、变压器、母线、高压电抗器、串联电容器补偿装置等交流输变电设备的保护及电网安全稳定控制装置应按双重化配置。		
3.5	变压器宜配置单套非电量保护，应作用于断路器的两个跳圈，未采用就地跳闸方式的非电量保护应设置独立的电源回路（直流空气小开关及其直流电源监视回路）和出口跳闸回路，且与电气量完全分开。		
3.6	非电量保护及动作后不能随故障消失而立即返回的保护（只能靠手动复位或延时返回）不应启动失灵保护。		
3.7	发电机低励限制应与失磁保护协调配合，遵循低励限制先于失磁保护动作的原则；且机组深度进相运行时，不应触发低励限制动作。		
3.8	采用零序电压原理的发电机匝间保护应设有负序功率方向闭锁元件。		
3.9	200MW 及以上发变组应配备专用的故障录波装置，发电机、变压器不仅录入各侧的电压电流，还应录		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	取公共绕组电流、中性点电流和中性点零序电压。所有保护出口信息、通道收发信情况及开关分合位情况等变位信息应全部接入故障录波器。		
3.10	发电机组用直流电源系统与发电厂升压站用直流电源系统必须相互独立。220kV 及以上发电厂升压站应采用 3 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。发电厂动力、UPS 及应急电源用直流系统，按主控单元，应采用 3 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。发电厂控制、保护用直流电源系统，按单台发电机组，应采用 2 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。新建或改造的直流电源系统，应进行直流断路器的级差配合试验。		
3.11	220kV 及以上电压等级的电网，应配置断路器失灵保护；双母线接线的断路器失灵保护应经复合电压闭锁。		
3.12	对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量，应经抗干扰继电器重动后开入；抗干扰继电器的启动功率应大于 5W，动作电压在额定直流电源电压的 55%~70%范围内，额定直流电源电压下动作时间为 10ms~35ms，应具有抗 220V 工频电压干扰的能力。		
3.13	变压器非电量保护重瓦斯应由继电器直接重动跳闸，其余非电量宜作用于信号。		
3.14	220 千伏及以上系统中变压器差动保护、母线差动保护、线路纵联差动保护等各侧配置的 CT 类型、变比、传变特性应满足保护相关要求，系统最大短路电流不应超出 CT 的工作范围。		
3.15	微机同期装置应配置独立的同期鉴定闭锁继电器。		
3.16	根据《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》的有关要求，应在发变组保护配置中取消启动通风回路，按负荷启动通风回路在主变控制箱中实现。		
3.17	300MW 及以上容量发电机应配置起、停机保护，宜装设断路器断口闪络保护；220kV 及以上电压等级接入系统的发变组，高压侧断路器应配置断路器断口闪络保护；起、停机保护在发电机正常运行时应退出。		
3.18	300MW 及以上容量的发电机宜配置失步保护，在进行发电机失步保护整定计算和校验工作时应能正确区分失步振荡中心所处的位置，在机组进入失步工况时根据不同工况选择不同延时的解列方式，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。		
3.19	300MW 及以上容量的大型机组应部署相量测量装置。其测量信息应能满足调度机构需求，并提供给厂站进行就地分析。相量测量装置与主站之间应采用调度数据网络进行信息交互。同步相量测量装置应与时钟同步系统对时，对时精度为 1 μ s，满足不了要求时，应设置专用同步时钟系统。		
3.20	发电企业应将所属各发电机组励磁系统和 PSS 的关键信号接入 PMU 装置或其他监测装置。关键信号包括电压给定值、PSS 输出信号、励磁调节器输出电压、发电机励磁电压、励磁电流、励磁机励磁电		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	压和励磁机励磁电流（三机系统）、机端电压、机端电流、PSS 投入/退出信号、励磁调节器自动/手动运行方式及各类限制器动作信号。		
3.21	UPS 手动维修旁路开关应具有同步闭锁功能。		
4	二次回路		
4.1	两套保护装置的直流电源应取自不同蓄电池组连接的直流母线段，每套保护装置应分别设有专用的直流空气开关。		
4.2	两套主保护应分别取自电压互感器和电流互感器独立的二次绕组，并分别对应同一个开关的两个跳闸线圈。		
4.3	非电量保护与电气量保护直流电源应相互独立。		
4.4	500kV 主变中压侧阻抗保护、发电机-变压器组的阻抗保护需经电流元件启动，在发生二次回路失压、断线以及切换过程中交流和直流失压等异常状况时，应具有完善的防误动功能。		
4.5	跳闸压板的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸回路。		
4.6	保护的电流互感器、电压互感器二次安全接地是否符合《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网设备〔2018〕979号）和《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能发安全〔2023〕22号）的有关条款。		
4.7	继电保护及相关设备的端子排，宜按照功能进行分区、分段布置，正、负电源之间、跳(合)闸引出线之间以及跳(合)闸引出线与正电源之间、交流电源与直流回路之间等应至少采用一个空端子隔开。		
4.8	保护装置的箱体，必须经试验确证接地(应小于 0.5 欧)，保护屏柜及门体应可靠接地。		
4.9	电流互感器的二次绕组及回路，必须且只能有一个接地点。来自同一电流互感器二次绕组的三相电流线及其中性线必须置于同一根二次电缆。		
4.10	公用电压互感器的二次回路只允许在控制室内有一点接地，为保证接地可靠，电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。来自同一电压互感器二次绕组的三相电压线及其中性线必须置于同一根二次电缆，不得与其他电缆共用。来自电压互感器开口三角绕组的两根引入线应使用独立的一根二次电缆。		
4.11	所有差动保护在投入运行前，除应在能够保证互感器与测量仪表精度的负荷电流条件下，测定相回路和差回路外，还必须测量各中性线的不平衡电流、电压，以保证保护装置和二次回路接线的正确性。		
4.12	交流回路与直流回路不能共用一根电缆。		
4.13	主变压器、电抗器上的瓦斯继电器应装防雨罩，安装应结实牢固且应罩住电缆穿线孔。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.14	新投入或经变更的电流、电压回路是否按规定进行定相、核相、带负荷试验和二次回路正确性检查。		
4.15	操作、信号及二次回路的绝缘是否符合规程规定的要求。		
4.16	建议对于新安装的屏柜使用钳形电流表检查流过保护二次电缆屏蔽层的电流，以确定 100mm ² 铜排达到有效抗干扰的作用，如检测不到电流，应检查屏蔽层是否良好接地。		
4.17	直流系统对地绝缘是否良好。		
4.18	蓄电池是否进行过带重负荷试验；蓄电池电解液比重、液位、室温是否处于正常范围。		
4.19	浮充装置稳流、稳压功能是否正常；精度、纹波系数是否满足要求；限流功能是否正常。		
4.20	直流系统各级保险定值是否有专人管理；是否满足选择性动作要求。		
4.21	是否编制直流熔断器一览表，并备有现场需要的各种型号、容量的熔件。		
4.22	是否装设直流接地选线装置，运行是否正常；发生直流一点接地时，是否及时检查，及时处理。		
4.23	新建或改造的变电所，直流系统绝缘监测装置，应具备交流窜直流故障的测记和报警功能。原有的直流系统绝缘监测装置，应逐步进行改造，使其具备交流窜直流故障的测记和报警功能。新投入或改造后的直流电源系统绝缘检测装置，不应采用交流注入法测量绝缘状态，应逐步更换为直流原理的直流电源系统绝缘检测装置。		
4.24	新、扩建或改造的变电所直流系统用断路器应采用具有自动脱扣功能的直流断路器，严禁使用普通交流断路器。		
4.25	断路器三相不一致保护应采用断路器本体三相不一致保护,与 500kV 线路相关的断路器，三相不一致保护动作时间按可靠躲单相重合闸时间整定，统一取 2.5s。只与发变组相关的断路器三相不一致保护时间可整定为 0.5s。		
4.26	变压器本体保护宜采用就地跳闸方式，即将变压器本体保护通过两个较大启动功率中间继电器的两副触点分别直接接入断路器的两个跳闸回路。		
4.27	当变压器、电抗器的非电量保护采用就地跳闸方式时，应向监控系统发送动作信号。未采用就地跳闸方式的非电量保护应设置独立的电源回路（包括直流空气开关及其直流电源监视回路）和出口跳闸回路，且必须与电气量保护完全分开。220kV 及以上电压等级变压器、电抗器的非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。		
4.28	强迫油循环变压器内部故障跳闸后，潜油泵应同时退出运行。		
5	校验管理		
5.1	是否制定本单位继电保护标准校验规程及报告。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.2	继电保护校验是否存在超周期现象。		
5.3	继电保护校验报告是否齐全有无漏项。		
5.4	是否制定继电保护工作标准安全措施票并认真执行。		
5.5	继电保护图纸应图实一致，有齐全完整的竣工图纸（含设计变更），并做到 CAD 电子文档化管理。		
5.6	继电保护试验仪配置及管理是否符合技术监督要求，是否定期校验。		
5.7	备品备件有管理制度，是否齐全。		
5.8	应制订符合现场实际的熔断器整定配置图，是否定期校核熔断器（直流小开关）。		
5.9	是否有年度、月度检修计划，是否按检修计划或上级调度部门的要求进行检验工作。		
5.10	保护装置发生不正确动作行为后，是否有详细的检查试验方案，是否有分析报告，是否有合理的试验结论。		
5.11	是否已按《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网设备〔2018〕979号）以及《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能发安全〔2023〕22号）执行反措整改工作。		
5.12	是否定期检查已执行反措仍然完好、有效。		
5.13	是否按要求执行检验规程。		
5.14	是否执行检修文件包制度。		
5.15	是否定期进行 UPS 系统的维护与检测工作，如直流电源、风扇、逆变器及静态开关等需要重点检查；UPS 负载应在 70%左右，1000MW 机组负载电源应双套配置，其余机组应依据热工专业要求进行配置。		
5.16	发电机保护和测量装置是否正常投入；功能是否良好。		
5.17	电流互感器的试验数据（如变比、伏安特性、极性、直流电阻及 10%误差计算等）是否完整。		
6	保护软件版本管理		
6.1	制定微机保护软件版本管理办法。		
6.2	现场保护装置软件版本是否符合调度相关部门要求。		
6.3	建立微机保护软件档案，包括保护型号，制造厂家，保护说明书、软件版本（版本号、校验码、程序生成时间）、保护厂家的软件升级申请等。		
7	定值管理		
7.1	发电机变压器组保护整定计算应符合 DL/T684、DL/T1309 等的相关规定；相关定值计算完成后应履行审批程序，涉网保护定值应提供整定计算书，必须报有关调度部门备案。		
7.2	与系统有关的保护如失磁、失步、频率异常、过激磁、定子过电压、低励限制及保护、过励限制及保		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	护、定子电流限制及定子过负荷保护、主变零序过流、主变复压过流、重要辅机保护等保护按照调度要求进行年度校核，保护定值应能满足涉网相关要求。		
7.3	参与机网协调的机组保护应严格按电网调度部门规定的参数、整定及技术原则执行。		
7.4	发电厂结合系统参数或厂用系统结构的变化，每年对所辖设备的整定值进行全面复算和校核，防止保护不正确动作，扩大事故范围。遇有运行方式较大变化和重要设备变更时应及时修改整定方案。		
7.5	现场及保护班是否存有最新保护定值单，是否齐全正确。		
7.6	实际运行定值与已颁布定值单是否相符，备用定值区定值与定值单一致。		
7.7	定值单按调度规定执行，是否定期核对整定单。		
8	发电厂信息安全及二次系统安全防护		
8.1	发电厂二次系统安全防护是否满足《电力二次系统安全防护总体方案》和《发电厂二次系统安全防护方案》的要求（应具有数据网络安全防护实施方案和网络安全隔离措施；分区应合理、隔离措施应完备、可靠；现场查看系统网络结构图、清单，并抽查测试系统设备、网络设备、网络接线与结构图的匹配度）。		
8.2	应建立电力二次系统安全防护管理制度、权限密码制度、门禁管理和机房人员登记制度（现场检查，查阅安全防护管理等制度资料。必须具备建立二次系统安全防护管理制度、权限密码制度、门禁管理和机房人员登记制度；现场查阅机房登记记录）。		
8.3	二次系统安全防护技术资料及网络拓扑图是否完备（现场检查有关资料）。		
8.4	是否建立电力二次系统安全防护应急预案，相关人员是否熟练掌握预案内容（查阅安全防护应急预案资料，现场提问有关技术人员）。		
8.5	应满足《电力二次系统安全防护总体方案》中安全评估要求，应正常开展电力二次系统安全评估，评估内容应包括风险评估、攻击演习、漏洞扫描、安全体系的评估、安全设备的部署及性能评估、安全管理措施的评估（现场查阅二次系统安全评估内容和报告以及实施记录）。		

三、电能质量与励磁

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	是否有健全的电能质量、励磁专业技术监督机构。		
1.2	年度电能质量、励磁专业技术监督工作计划及执行情况。		
1.3	技术监督网络活动、培训情况。		
1.4	年度监督总结报告。		
1.5	事故异常处理报告。		
2	技术管理		
2.1	定期开展升压站母线或并网点运行电压、AVC 运行记录和统计（月、季度）。		
2.2	定期进行调压设备（变压器、励磁系统、AVC 等）的检查校验。		
2.3	严格执行调度部门下达的季度电压曲线或节日、大负荷特殊运行期间的调压要求。		
2.4	执行国家、行业、网省公司有关电能质量、励磁技术监督的法规、标准、规程、制度。技术标准： GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15945、GB/T 24337 、GB/T 40427、GB/T 40591、GB/T 40594、DL/T 843、DL/T 1049、DL/T 1053、DL/T 1166、DL/T 1523、DL/T 1648、DLT 1773、DL/T 1870。		
2.5	根据系统要求及本厂运行实际制定切实可行的规程、规定。其中应包括无功电压控制、进相运行、本厂变压器分接头协调及关于运行人员调整电压、电压异常处理的具体办法或实施细则。		
2.6	发电机组进相、PSS、励磁系统建模、AVC 等涉网试验报告齐全；如进行机组扩容、励磁或 AVC 设备更换等技术改造，需重新进行涉网试验，则应在改造完成后三个月内重新进行涉网试验。		
3	专业技术工作		
3.1	主要考核指标：发电厂升压站或并网点母线电压合格率、AVC 投运率及调节合格率。		
3.2	发电机无功出力能力能够达到额定出力，机组进相运行能力能够达到调度确认的机组进相能力。		
3.3	主变和厂变分接头位置合适，可适应发电机从迟相到进相的全部过程；定期对厂用系统电压情况进行检查，正常工作情况下，厂用系统运行电压宜在母线标称电压的±5%范围内。		
3.4	按规定统计、上报有关电压、AVC 运行的统计报表。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.5	对相关设备出现的故障及设备缺陷及时分析(包括高、低压变频器受高电压或低电压影响的异常分析)。		
3.6	根据需要开展发电厂并网点、发电机出口及厂用系统电能质量测试。		
4	设备管理		
4.1	以 110kV 及以上电压等级并网且装机总容量 10 万千瓦及以上机组的发电企业均应装设厂站端自动电压控制装置 (AVC)，根据接入系统电压等级，满足华东网调和江苏省调 AVC 子站技术规范,不满足的应结合技改大修进行改造；已运行 AVC 装置应定期校验。		
4.2	发电机无功有无异常波动、出力不合理及机组间（同一并网点）无功分配明显不均衡情况。		
4.3	发电厂应按照电网运行要求配备 PMU 设备，并实现与调度主站联网。PMU 信息量满足调度要求，通讯正常。		
4.4	励磁系统应保证良好的工作环境，环境温度、湿度不得低于相关标准规定要求。励磁调节器与励磁变压器不应置于同一个没有隔断的场地内。励磁设备（含励磁变压器和励磁小间）上方及附近不得布置水管道，如有布置则应采取防止漏水的隔离措施。整流柜冷却通风入口应设置滤网，励磁调节器及功率整流柜所在的励磁小间应具备必要的防尘降温措施。		
4.5	励磁系统中两套励磁调节器的电压回路应相互独立，使用机端不同电压互感器（PT）的二次绕组，防止其中一个故障引起发电机误强励。励磁调节器原则上应具有防止电压互感器（PT）高压侧熔丝熔断(包括慢熔)引起发电机误强励的措施。对于励磁调节器所用的电压互感器和一次保险应定期检查，发现异常及时予以更换。		
4.6	励磁变压器的绕组温度应具有有效的监视手段，监视其温度在设备允许的范围之内，并具备将温度信号传至远方的功能。有条件的可装设铁芯温度在线监视装置。		
4.7	当接入机组故障录波器、同步相量测量装置（PMU）等监测系统的励磁电流和励磁电压信号采用变送器输出时，励磁电压输出信号应有一定负值量显示，正向输出信号最大值应不低于额定励磁电压的2倍；励磁电流输出信号最大值应不低于额定励磁电流的2倍。		
4.8	发电机转子接地保护装置原则上应安装于励磁系统柜。接入保护柜或机组故障录波器的转子正、负极连接电缆应采用高绝缘的电缆且不能与其它信号共用电缆。所用电缆的绝缘耐压水平应满足相关标准规定要求。		
4.9	励磁调节器是否已配备电力系统稳定装置（PSS），功能配置是否齐全；应采用原理上具备抗反调能力的 PSS 模型。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.10	是否完成励磁系统建模和 PSS 参数整定试验，报告是否完整。PSS 是否按调度要求投退。		
4.11	励磁系统低励限制是否给出整定范围和限制曲线，是否满足发电机进相运行要求以及接入电网安全稳定运行要求，应结合机组 B 级及以上检修定期检查限制动作定值。励磁系统涉及低励限制功能的升级、改造后，应进行进相深度限制值及低励限制功能的校核试验。		
4.12	发电机的励磁参数（包括调差率、低励限制、PSS 等）按 GB/T 40591、DL/T 843、DL/T 1166 进行整定与试验，并报调度部门确认。		
4.13	机组励磁系统无功调差功能应投入运行，机组励磁系统调差系数的设置应考虑主变短路电抗的差异，具有合理的无功调差系数，同一并列点的多台机组应具有基本一致的电压调差率。升压变采用三绕组变压器的联合循环机组，燃机、汽机发电机励磁系统调差率应合理设置，避免无功电压波动时不稳定。励磁系统调差系数及电压静差率的现场试验是否完成。		
4.14	100MW 及以上火电机组在额定出力时，功率因数应能达到超前 0.95~0.97。励磁系统应采用可以在线调整低励限制的微机励磁装置。		
4.15	新建机组或老机组改造采用的发电机励磁调节器[含电力系统稳定器（PSS）]须经有资质的检测中心入网检测合格，挂网试运行半年以上，形成入网励磁调节器软件版本，才能进入电网运行。		
4.16	励磁系统的强励能力（强励电流倍数、强励电压倍数、强励持续时间等）应满足国家标准和行业标准的要求。		
4.17	大修（或 A/B 级检修）后，励磁系统应按国家及行业标准开展空载及负荷状态下的阶跃扰动性试验，并结合开展励磁系统复核性试验，包括励磁调节器（AVR）调压性能校核性试验和 PSS 性能复核性试验，并与上次试验结果进行比较，动态特性应符合标准，复核周期应不超过 5 年。		
4.18	机组检修期间，应对灭磁开关进行检查，触头接触压力、触头烧伤面积和烧伤深度应符合产品要求，必要时进行更换。灭磁开关应结合机组检修，进行断口触头接触电阻、分合闸线圈直流电阻、分合闸动作电压、分合闸时间测试等试验，试验结果应符合厂家规定。灭磁开关应按厂家规定的运行时间或动作次数进行解体检查，检查开关动、静触头接触面是否符合要求、机械部分是否出现磨损、开裂等。发现问题及时予以更换。交流励磁系统灭磁开关的检查和检修可参照执行。		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
4.19	励磁系统电源模块应定期检查，且备有经检测功能完好的备件，发现异常时应及时予以更换。励磁调节器所用的电源模块原则上应在运行6年后予以更换。励磁系统调节器运行12年后，应全面检查板件、电子元器件情况，发现异常应及时更换。励磁系统整流器功率元件运行15年后，经评估存在整流异常或无法及时消除的缺陷等运行风险，应及时更换或改造。		
4.20	发电厂一类辅机变频器是否建立设备台账，变频器控制电源是否符合 DL/T 1648 “发电厂及变电站辅机变频器高低电压穿越技术规范” 标准要求。		

四、电测专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	监督组织健全		
1.2	职责明确并得到落实		
2	计量标准溯源及量值传递		
2.1	标准室是否有合适的场地，环境条件是否满足要求		
2.2	计量标准设备台帐是否齐全		
2.3	是否具有完善的规章制度，完整的操作规程等		
2.4	是否制定定期、定点标准装置溯源计划并按计划进行溯源		
2.5	计量标准器具在送检前后是否进行比对，建立数据档案，考核其年稳定性		
2.6	计量标准装置是否全部考核认证或复查通过		
2.7	计量标准技术档案是否齐全，记录是否完整。（技术档案包括：计量标准考核（复查）申请书、计量标准技术报告、计量标准考核证书、计量标准履历书、计量标准操作程序、计量检定规程及计量技术规范、国家计量检定系统表、计量器具使用说明书、计量器具检定证书、计量标准测量重复性考核记录、计量标准稳定性考核记录、计量标准变更申请表、计量标准封存（或撤消）申报表）		
2.8	是否有未建标就开展工作的情况		
2.9	是否按照被检计量器具的准确度等级、数量、检定量程和计量检定系统表的规定配置计量标准器和工作标准器。计量标准器和配套设备是否符合要求，并进行验收检定/周期检定，记录、证书信息是否齐全、正确，标准传递系统图是否规范		
2.10	是否具有符合等级的、有效的持证人员并且每个项目是否有两人持证上岗		
2.11	出具的检定(校验)证书（报告）、记录是否符合要求，并按规定妥善保管		
2.12	标准装置、计量仪表是否粘贴有效的状态标识		
3	设备监督		
3.1	是否建有电测仪表的台帐，是否具有正式发文的周检计划，各类仪表是否按期受检		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.2	电测仪表（携带型电气仪表、现场变送器/交流采样器/RTU、电能表、重要盘表等）“三率”（检验率、合格率、损坏率）是否按期进行统计		
3.3	关口计量柜、电能表、计量用电压互感器、电流互感器、互感器端子箱等计量装置配置是否符合 DB32/991-2007《电能计量装置配置规范》的要求		
3.4	关口电能计量装置的准确性、可靠性（关口电能表、PT 二次压降、计量用互感器误差和电流误差是否按周期检验，是否符合 DLT448-2016《电能计量装置技术管理规程》的要求		
3.5	关口计量屏柜型号命名、标志信息、使用条件、功能要求、电气性能、试验等技术要求，是否符合 DL/T2235-2021《电厂上网关口电能计量屏柜技术规范》的要求		
3.6	互感器二次回路连接导线是否采用铜质单芯绝缘线，导线截面是否大于 4mm ²		
3.7	互感器实际二次负荷是否运行在 25~100%额定二次负荷范围之内，电流互感器一次电流是否运行在 30~120%I _n 以内		
3.8	关口电能计量回路是否具有失压监控（报警）及自动恢复再投功能		
3.9	是否定期检查维护关口电量计费系统		
3.10	电量不平衡率是否达到要求		
3.11	非关口计量装置的准确性、可靠性（非关口电能表、PT 二次压降、电互感器误差和电流误差是否按周期检验）		
3.12	发电机、高厂变、主变、启动变等电能表是否经授权电能计量技术机构进行周期检定		
3.13	智能功率变送器装置是否开展基于防范的相关试验，是否采取合理措施降低输出信号的共模电压		
3.14	功率变送器辅助电源是否为双电源供电；供电电源是否为两路独立 110V 直流电源		
3.15	综保装置是否依据电力行业标准 DL/T1694.7-2020《高压测试仪器及设备校准规范 第 7 部分：综合保护测控装置电测量部分》定期开展校验		
3.16	排查关口计量点所处区域位置，核查计量关口点配置的计量装置吻合度是否符合		
3.17	上网关口电能计量屏柜是否通过裸铜编织软线与柜体相连，接地连接是否正确、可靠、有效，所有导体与 PE 铜排连接导通电阻是否小于 0.1Ω。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.18	变压器温度控制器和氧化锌避雷器泄漏电流表等在线监测仪表校验周期是否符合要求。		
4	培训		
4.1	是否参加电测专业技术监督工作会议，专题研讨培训会议		
4.2	计量人员是否参加电测专业持证上岗相关培训		

五、热工专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	安全管理		
1.1	燃气轮机、余热锅炉、汽轮机主保护动作统计和原因分析		
1.2	给水泵、循环水泵、润滑油泵等重要辅机保护动作统计和原因分析		
1.3	重要设备故障隐患统计		
1.3.1	控制系统故障统计		
1.3.2	执行机构故障统计		
1.3.3	控制电缆故障统计		
1.3.4	检测元件故障统计		
1.4	保护连锁管理制度及保护投退记录		
1.5	控制系统软件备份形式及管理		
1.6	备品备件管理、统计及存在的问题		
1.7	防止分散控制系统失灵、热工保护拒动事故措施		
1.8	DCS 系统信息安全配置是否健全		
2	主要技术资料管理		
2.1	SAMA 图是否完整有效		
2.2	保护连锁逻辑图是否完整有效		
2.3	定值清单是否滚动修订		
2.4	执行机构说明书是否完整		
2.5	一次元件、流量孔板计算书、风量测量装置、变送器说明书是否完整		
2.6	技术改造方案、报告是否完整		
2.7	机组检修资料是否完整		
2.8	定值清单		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
2.9	强制检定表计检定报告		
2.10	表计抽检及校验报告		
2.11	电动/气动执行机构“三断”试验记录		
2.12	天然气系统安全阀定期试验记录		
3	技术监督考核指标		
3.1	“三率”指标统计台帐（指标统计台帐）		
3.1.1	保护投入率		
3.1.2	自动投入率		
3.1.3	测点投入率		
3.1.4	顺序控制系统投入率		
3.1.5	标准仪器送检率		
3.2	电厂热控主要自动调节系统投运情况		
3.2.1	协调控制系统		
3.2.2	高压给水控制系统		
3.2.3	中压给水控制系统（9F级）		
3.2.4	低压给水控制系统		
3.2.5	排气温度控制		
3.2.6	燃气加热器出口温度控制		
3.2.7	过热汽温控制系统		
3.2.8	旁路压力控制系统		
3.2.9	旁路温度控制系统		
3.2.10	AGC控制功能		
3.2.11	一次调频控制功能		
3.2.12	主要自动调节系统定期试验报告		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.2.13	一次调频复核试验报告		
3.2.14	AGC 复核试验报告		
3.2.15	调速系统试验及复核试验报告		
3.3	燃气轮机主要保护配置及投用情况（需提供保护逻辑图和测量元件、装置校验记录）		
3.3.1	火灾动作		
3.3.2	发电机主保护动作		
3.3.3	燃机排气压力高		
3.3.4	轴承振动大		
3.3.5	启动时过燃料		
3.3.6	P2 点火后压力高跳闸		
3.3.7	P2 点火后压力低跳闸		
3.3.8	速比阀阀位故障		
3.3.9	转速信号丢失		
3.3.10	保护转速模块故障		
3.3.11	控制转速模块故障		
3.3.12	紧急手动停机		
3.3.13	紧急远方停机		
3.3.14	燃料控制故障跳闸		
3.3.15	危险气体浓度高高		
3.3.16	排气温度离散度高		
3.3.17	火焰熄灭		
3.3.18	排气温度超温		
3.3.19	排气温度热电偶故障		
3.3.20	燃机超速（110%）		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.3.21	压气机出口压力故障		
3.3.22	压气机故障		
3.3.23	液压油油压低		
3.3.24	其它保护		
3.4	余热锅炉主要 MFT 保护配置及投用情况（需提供保护逻辑图和测量元件、装置校验记录）		
3.4.1	高压汽包水位高高		
3.4.2	高压汽包水位低低		
3.4.3	中压汽包水位高高		
3.4.4	中压汽包水位低低		
3.4.5	低压汽包水位高高		
3.4.6	低压汽包水位低低		
3.4.7	其它保护		
3.5	汽轮机主要保护配置及投用情况（需提供保护逻辑图和测量元件、装置校验记录）		
3.5.1	汽轮机超速		
3.5.2	凝汽器真空度低		
3.5.3	润滑油压力低		
3.5.4	EH 油压低		
3.5.5	汽轮机绝对（轴承）振动大		
3.5.6	汽轮机轴向位移大		
3.5.7	差胀大		
3.5.8	轴承金属温度高		
3.5.9	推力轴承金属温度高		
3.5.10	发电机跳闸		
3.5.11	燃机跳闸		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.5.12	DEH 要求停机		
3.5.13	DEH 系统失电		
3.5.14	手动停机		
3.5.15	其它保护		
3.6	燃机、汽轮机、余热锅炉主保护是否设置保护切投开关		
4	标准传递		
4.1	标准实验室环境		
4.2	标准计量设备台帐		
4.3	计量标准、操作规程是否完整		
4.4	校验人员是否取证		
4.5	标准仪表检定证书		
4.6	周检计划		
5	CEMS 系统		
5.1	定期维护制度及措施		
5.2	校验记录		
5.3	分析仪表完好性及测量准确性		
5.4	历史数据存储情况		
6	系统、设备防护		
6.1	电子设备间环境		
6.2	DCS 控制系统接地电阻		
6.3	露天仪表箱防护措施是否完好		
6.4	就地设备防护措施是否完好		
6.5	电缆防护措施是否完好		
6.6	就地仪表防寒防冻设施是否完好		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
7	涉网控制功能及技术指标		
7.1	AGC		
7.1.1	是否具有 AGC 测试报告		
7.1.2	AGC 功能范围		
7.1.3	调节速率		
7.1.4	调节精度		
7.1.5	AGC 紧急召唤功能		
7.2	一次调频		
7.2.1	一次调频测试报告是否满足要求		
7.2.2	频率响应死区		
7.2.3	不等率		
7.2.4	一次调频的幅度		
7.2.5	一次调频响应滞后时间		
7.2.6	15s 有功功率响应幅度		
7.2.7	15s、30s 有功功率响应系数		
7.2.8	“一次调频投入”远传信号		
7.2.9	一次调频投切按钮		
7.2.10	一次调频大频差分析报告		
7.2.11	一次调频运行管理规程		
7.3	一次调频在线检测系统		
7.3.1	一次调频在线检测系统试验报告		
7.3.2	增负荷测试功能		
7.3.3	减负荷测试功能		
7.3.4	一次调频特性参数测试功能		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
7.3.5	一次调频测试复位逻辑		
7.4	远动信息及 PMU 网源动态信息		
7.4.1	机组转速		
7.4.2	键相		
7.4.3	一次调频投入/退出信号		
7.4.4	一次调频动作/复归信号		
7.4.5	总阀位指令（火电）		
7.4.6	阀门开度（火电）		
7.4.7	调节级压力（火电）		
7.4.8	调频功率（火电）		
7.4.9	监控系统到调节器的输出指令（水电）		
7.4.10	调速器指令（水电）		
7.4.11	导叶开度（水电）		
7.4.12	一次调频模拟频率		
7.4.13	一次调频模拟负荷指令		
8	定期工作		
8.1	ESD 阀门试验记录		
8.2	防喘振阀试验记录		
8.3	IGV 试验记录		
8.4	危险气体探头校验记录		
8.5	火灾装置校验记录		
8.6	调压站控制系统不间断电源（UPS）维护记录		
8.7	调压站燃料关断阀维护记录		
8.8	TCS 系统及工作站电源、控制器、网路切换试验记录		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
8.9	DCS 系统及工作站电源、控制器、网路切换试验记录		
8.10	DEH 系统及工作站电源、控制器、网路切换试验记录		

六、金属专业

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
1	监督机构和职责		
1.1	建立完整的金属监督网络（领导小组、各专业人员）；网络有变动，应有相应的文件。		
1.2	各发电企业建立各级金属技术监督专责人的责任制，各级专责人职责明确、落实责任。按规定及时编写（上报）金属技术工作计划、措施、实施细则、报表和总结等。		
1.3	各发电企业按照国家和行业标准开展技术监督工作，参加技术监督服务单位组织的监督工作会、专题培训等活动，配合技术监督服务单位完成技术监督动态检查工作。		
2	监督管理制度及规程		
2.1	建立电厂金属监督实施细则、超温管理制度、试验管理制度、外包项目的管理制度等。		
2.2	是否制订锅炉防磨防爆检查制度，并成立防磨防爆检查小组		
2.3	是否制订了检修管理制度和超（超）临界机组锅炉汽水系统检修洁净化施工管控技术措施。		
2.4	是否及时更新标准，在用标准是否最新标准。		
3	主要技术要求		
3.1	无损检测人员、理化检验人员、热处理人员应有相应的资格证书，并在有效期内。		
3.2	受监焊口的焊接，必须由持相应合格证的焊工焊接。没有无证施焊和越项施焊情况。		
3.3	是否按 DL438 金属监督规程要求建立了金属监督档案。（重点是各受监部件的检验检修记录、缺陷处理记录、事故分析及反事故措施、机组超参数运行时间、启停次数及累计运行时间统计、管道支吊架检查记录等）		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
3.4	是否定期开展金属监督网络活动和培训，有活动记录和培训记录。（监督网络活动频率不少于每季度一次）		
3.5	对受监部件失效进行分析，有书面分析意见，原因不明时有事故分析报告。		
3.6	是否建立遗留缺陷台帐？针对每条遗留缺陷是否有具体的监督运行措施？措施落实情况如何？		
3.7	频繁重复的金属失效事件是否查明原因，并采取针对性整改和预防措施。		
3.8	对严重缺陷 100%消缺，对于不具备消缺条件的超标缺陷，需经厂领导批准并上报技术监督办备案。		
3.9	技术报告应用标准适当，结论正确，审核、签发手续齐全。		
4	受监材料的监督		
4.1	受监的钢材、钢管和备品配件按合格证验收，合格证或质保书中数据齐全，受监金属材料按相关规程进行检验，受监的合金钢材、部件在更换前后均要进行材质复核。（注：检查材料质量证明书是否为原件，如是复印件是否加盖了供货单位公章和经办人签章；备用的锅炉合金钢管,是否 100%进行光谱、硬度检验,特别注意奥氏体耐热钢管的硬度检验。若发现硬度明显高或低,应检查金相组织是否正常；合金钢管（特别是 T91/T92）需进行内外壁表面质量检查，有超标重皮、直道等缺陷应拒收，必要时可进行导波探伤）		
4.2	受监的钢材、钢管和备品配件在存放时要按钢种分类存放，存放条件要符合要求，要有色标，钢管要有封头，挂牌表明钢号、数量等，建立验收和领用制度。		
4.3	P91、P92 管道是否有质保书，进口管道是否有商检合格证明书。		
4.4	是否按市场监管局国市监特设【2019】37号文件要求开展了锅炉管材质量隐患的排查，并对本单位锅炉管材的采购验收管理制度进行相应修订。		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
5	焊接质量监督		
5.1	要求对检修焊口进行 100%检查。检修焊口一次合格率 $\geq 95\%$ ，检修焊口最终合格率 100%。		
5.2	有焊接工艺卡和焊接作业指导书。		
5.3	焊条、焊丝有制造厂合格证，对存放时间超过 1 年的焊条、焊丝进行抽样拆封检查。		
5.4	焊接材料库有温湿度控制设备，有温湿度记录，焊条分类存放并挂牌表明牌号、数量、存放时间等。		
5.5	焊条烘干设备正常工作，温度表进行定期校验。		
6	设备监督检测		
6.1	锅炉及锅炉范围内管道		
6.1.1	P91、P92 管道、管件和焊缝是否按规程要求进行硬度和金相检验，检验结果是否满足 DL/T438 标准的要求。		
6.1.2	机组每次 A 级或 B 级检修是否按规程要求对高压主蒸汽管道及导汽管的管件、阀壳及焊缝进行外观、硬度、金相、壁厚和无损探伤。抽查项目和比例是否满足 DL/T438 标准要求，是否在 3 个~4 个 A 修中完成 100%检验。（热挤压三通肩部内壁裂纹、锻制三通不同锻压面的阴角相贯线部位、高温再热蒸汽管道水压试验堵阀附近管件及焊缝应列为检查重点）		
6.1.3	管道安装完毕和机组每次 A 级检修是否对管道支吊架进行检查，并根据检查结果进行支吊架调整。		
6.1.4	机组每次 A 级或 B 级检修是否按规程要求对运行温度高于 540℃的联箱的筒节、焊缝进行硬度和金相检验；对联箱筒体焊缝、封头焊缝、大直径三通焊缝以及管座角焊缝进行外观和无损探伤，在 3 个~4 个大修中是否完成 100%检验。（大直径三通焊缝应列为检查重点）		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.1.5	与高压主蒸汽管道、联箱相连的小管可能积水或凝结水部位（疏水管、空气管、压力表管、取样管）的角焊缝及管孔附近，以及测温座、安全阀、排汽阀管座角焊缝是否按规程要求进行检查。且这些放空气管、压力表管、取样管、疏水管、联络管、防腐管等小管运行 10 万小时后是否按规程要求进行全面检查或全部更换。		
6.1.6	是否每次 A 级或 B 级检修按规程要求喷水减温器进行检查（重点检查内部喷水管安装方向是否正确，以及喷水管与管座相连的焊缝是否存在裂纹。）		
6.1.7	是否按市场监管总局市特监函[2018]515 号文件要求对流量计等锅炉范围内管道隐患进行了专项排查整治并及时上报		
6.1.8	P91 和 P92 材质的主蒸汽管道焊缝是否完成 IV 型蠕变裂纹隐患排查，尤其是膨胀监测数据不全或不正常的管道，以及近 3 万小时内曾进行过返修的焊缝。		
6.1.9	是否对余热锅炉低压蒸发器出口管段的内壁流动加速腐蚀情况进行针对性测厚检查（重点检查集箱两端的管子），必要时进行割管或内窥镜检查。		
6.1.10	是否对余热锅炉各受热面管组的烟气挡板情况进行检查？是否对各受热面管组两侧及中部的烟温偏差情况进行测量？		
6.1.11	是否对余热锅炉各受热面集箱上的带弯管的非加强型管接头角焊缝进行检查（重点检查集箱两端的管子）？		
6.1.12	是否对集箱手孔端盖进行壁厚测量？必要时，检查内壁有无腐蚀和裂纹。		
6.1.13	是否对所有 T91、T92 管焊缝（含异种钢焊缝）的进行过 100%硬度检测（检测部位应包含焊缝、热影响区及母材）		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.1.14	是否对余热锅炉高压汽包汽水分离装置进行专项检查，检查汽水分离装置是否存在变形移位脱落以及其他可能导致汽水分离效果异常的问题？如发现存在上述问题，是否对余热锅炉高过一入口段内壁结垢腐蚀情况进行检查，必要时进行割管或内窥镜检查。		
6.1.15	针对排烟温度低于 100℃或介质温度低于 80℃的余热锅炉尾部模块是否定期检查鳍片管的低温腐蚀？并特别关注鳍片腐蚀结垢造成烟道阻力增加，甚至影响燃气机组正常运行的问题。		
6.2	压力容器		
6.2.1	压力容器是否按规定定期检验，有无国家有关部门检验报告。液氨储罐、管道、阀门、法兰等是否进行了制造和安装质量监检，是否按规定进行了定期检验。		
6.2.2	压力容器是否存在超设计使用年限使用的情况？对于未规定设计使用年限，但是使用超过 20 年的压力容器是否委托有检验资质的特种设备检验机构进行检验评估，并办理使用登记证书变更？		
6.3	汽轮发电机部件		
6.3.1	机组每次 A 级检修是否对低压转子末三级叶片和叶根、高压转子末一级叶片和叶根以及轴向套装叶轮键槽进行无损检测；通流改造后增加了旋转隔板的汽轮机需增加对旋转隔板附近的转子叶片和叶根的不损检测；此外外观检查发现叶片及隔板间隙存在冲刷异常的也应增加叶片和叶根的不损检测。		
6.3.2	是否按规程要求对高中压转子大轴进行硬度和金相检验		
6.3.3	机组运行 10 万小时后，是否对转子大轴进行无损检测		
6.3.4	高中压合缸的汽轮机应注意定期检查中间汽封体和缸体受力面是否有裂纹。		
6.3.5	高、中压进汽插管焊缝（尤其是存在奥氏体-铁素体异类异种钢焊缝的）应加强定期监督检查		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.3.6	机组大修时是否对转子护环进行无损探伤和金相检查（对 Mn18Cr18 系钢制护环，从机组第三次 A 级检修起开始进行）。		
6.4	燃气轮机部件		
6.4.1	根据燃气轮机频繁启停叶片断裂事故风险大及后果严重的特点，电厂是否已制订并实施了适当的定期检修计划？（特别是同类型机组频繁出现叶片断裂或裂纹的叶片应缩短检查周期）		
6.4.2	9F 机组的压气机叶片是否已进行增强升级改造？		
6.4.3	是否对燃气轮机热通道部件进行定期检查？		
6.4.4	是否对压气机进口前风道内易脱落零部件进行排查和加固？		
6.4.5	燃烧室采用陶瓷瓦块隔热的（如西门子技术 F 级燃机），是否采取加固设计、提高更换标准或增加检查频次等防止隔热瓦块脱落的技术措施。		
6.4.6	9FB 等级以上重型燃机透平叶片采用单晶叶片的，运行一万小时是否检查叶柄部位有无裂纹		
6.4.7	是否定期对压气机进行孔窥检查？是否定期对压气机前级叶片进行无损探伤等检查？是否定期对燃气轮机转子进行表面检查或无损探伤？（注：检验周期应按制造商要求或严于厂商要求的相关规范执行）		
6.4.8	新机组投产前和机组大修中，是否对联轴器螺栓进行外观及金属探伤检验？		
6.4.9	燃气轮机热通道主要部件更换返修后，是否对主要部件焊缝、受力部位进行无损探伤？		
6.5	其他金属部件		
6.5.1	是否定期对主蒸汽系统疏水管弯头进行内壁冲蚀检查（背弧连续多点测厚或射线照相）？		
6.5.2	是否定期对余热锅炉汽包排污管及各级受热面的疏放水管进行壁厚监测？		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.5.3	汽轮发电机大轴连接螺栓安装前是否进行外观、光谱、硬度和表面探伤？每次大修是否进行外观和表面无损检测？		
6.5.4	机组每次 A 级检修是否对大型铸件进行表面检验？（特别注意汽缸、主汽门内表面的检查）		
6.5.5	是否对供热管道材料和焊缝质量进行抽查；是否对预留供热管道盲端堵板厚度、材质以及焊缝结构进行检查？		
6.5.6	基建机组是否对冲管临时管道、管件及焊缝质量进行检查？		
6.5.7	燃机屋顶风扇叶片是否进行过检查，重点检查叶片与轮毂的焊接部位，必要时进行无损探伤		
6.5.8	供热干线管道与设备、管件连接处和折点处的焊缝是否进行了 100%无损探伤检测？		
6.5.9	供热管道的减温减压装置及附近管道内壁是否进行过内窥镜或超声波检测？		
6.5.10	与高温蒸汽管道相连的疏水罐、冷凝罐封头型式、壁厚以及焊缝是否为未焊透结构等易导致封头焊缝突然爆裂的安全隐患是否进行过排查？		
6.5.11	是否定期对在役地下燃气管道进行防腐涂层的检查与维护？		
6.5.12	发电机内外进出水管、氢气管路、排污管等的焊缝是否在每次大修中进行了全面检查？		

七、环保专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	环保监督管理		
1.1	监督组织		
1.1.1	建立环保技术监督网络，有总工（或分管厂领导）、环保监督管理、环保设施责任部门组成的三级管理体系，设置环保监督专责管理人员。		
1.1.2	健全环保技术监督网络，及时优化调整环保技术监督网络成员。		
1.1.3	建立环保技术监督工作的检查、考核制度。		
1.1.4	各级环保监督网络成员有明确的责任。		
1.1.5	环保技术监督网络活动开展正常。		
1.1.6	环保专责参与有关环保项目的可研、设计、审查、验收。		
1.1.7	环保专责参与环保设施的运行、维护、检修、技改计划的制订。		
1.2	监督细则		
1.2.1	完善环保技术监督规章制度。		
1.2.2	建立环保设施事故、污染物排放超标的应急处理制度。		
1.2.3	建立环保设施的监督监控制度。		
1.2.4	及时修订《环保技术监督实施细则》。		
1.2.5	建立液氨储存及氨气制备区安全管理制度。		
1.3	环保监督监测		
1.3.1	对脱硝的还原剂品质进行监控。		
1.3.2	环保监测人员持证上岗，定期通过环保或电力部门的有关培训学习。		
1.3.3	环保设施的第三方运营应满足环保设施运行维护检修的单位资质及人员资格要求。		
1.3.4	外委监督监测单位满足环境监测的资质要求。		
1.3.5	监督监测执行的标准、规范、导则等齐全、有效。		
1.4	监督档案、设备管理		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.4.1	建立并健全环保技术监督档案。		
1.4.2	及时、真实地向有关单位上报、通报环保技术监督情况。		
1.4.3	及时、准确地向相关单位通报环保设施的大修项目、大修后环保设施的测试情况。		
1.4.4	及时向相关单位通报环保部门颁发的排污许可证的各项污染物总量。		
1.4.5	环保实验室规范、符合监督测试的技术要求。		
1.4.6	环保实验室仪器仪表定期检定、合格有效。		
1.4.7	仪器仪表的使用记录完整。		
1.4.8	环保设施的原始运行数据齐全、准确。		
1.4.9	重点排污单位应按照相关要求如实向社会公开污染物的排放情况。		
2	环保专业技术		
2.1	环保设施验收		
2.1.1	环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，符合经批准的环境影响评价文件要求。		
2.1.2	组织环保设施验收，对验收内容、结论和公开信息的真实性、准确性和完整性负责。		
2.1.3	全面落实《建设项目环境保护管理条例》，竣工后环保设施验收期限最长不超过 12 个月。		
2.2	环保技术监督		
2.2.1	加强环保设施运维管理，确保环保设施正常运行。		
2.2.2	是否发生环境污染事故。如发生污染事故，应有专人负责污染事故的调查分析，并及时制定反事故措施。		
2.2.3	是否发生因环保设施运行故障引起的非计划停运。如发生应有专门的运行事故调查报告，同时及时制定反事故措施。		
2.2.4	污染物排放浓度达到国家及地方标准规定的要求。		
2.2.4.1	强化机组启停阶段的烟气污染物排放管理，最大限度地缓解机组启停过程中对环境质量的影响。		
2.2.4.2	烟尘排放达标率：100%。		
2.2.4.3	SO ₂ 排放达标率：100%。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.2.4.4	正常工况下 NOx 排放达标率：100%。		
2.2.4.5	汞排放达标率：100%。		
2.2.4.6	氨排放达标率：100%。		
2.2.4.7	废水排放达标率：100 %。		
2.2.4.8	厂界及敏感点噪声达标率：100%。		
2.2.5	环保处理设施投运率：100%。		
2.2.6	环境监测完成率：100%。		
2.2.7	对发现的超标情况应及时查找原因并解决超标现象，暂时不能解决超标现象的须有明确的整改监督措施，并报上级有关部门。		
2.2.8	由环保问题引起的投诉纠纷及时处理。		
2.3	废水环保设施及排放口规范化		
2.3.1	废水集中处理，提高水的重复利用率，减少废水和污染物排放量。		
2.3.2	禁止无排污许可证或者违反排污许可证的规定排放废水、污水。禁止利用渗井、渗坑、暗管、雨水管、裂隙、溶洞等排放废水、污水。		
2.3.3	工业废水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.4	中和池水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.5	含油废水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.6	生活污水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.7	取得排污许可证，按照排污许可证的要求排放废水。		
2.3.8	废水排放口设置规范，符合雨污分流、清污分流要求。		
2.4	烟气环保设施及排放口规范化		
2.4.1	脱硝处理系统满足设计和安全生产的要求。		
2.4.2	落实“防止液氨储罐泄漏、中毒、爆炸伤人事故”相关措施。		
2.4.3	落实“防止氨系统着火爆炸事故”相关措施。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.4.4	及时修订脱硝等环保设施的检修、运行规程，提升规程规范的实用性和可执行性。		
2.4.5	取得排污许可证，按照排污许可证的要求排放烟气污染物。		
2.4.6	烟气排放口符合规范要求。		
2.5	烟气在线监测系统		
2.5.1	烟气在线监测参数包括温度、压力、流速或流量、湿度、含氧量、烟尘、SO ₂ 、NO _x 等，监测项目齐全。		
2.5.2	增加 CO ₂ 烟气在线监测参数，烟气流速或流量监测项目准确。		
2.5.3	CEMS 监测站房与采样点间距离不超过 70 米，CEMS 室及测点现场整洁、设备完好。		
2.5.4	烟气在线监测系统符合有关技术规范，NO _x 监测单元包括 NO 和 NO ₂ 。		
2.5.5	CEMS 系统投运率 100%。		
2.5.6	CEMS 定期进行比对试验，并有合格的比对报告。		
2.5.7	CEMS 的数据传输准确及时。		
2.6	环保设施运行维护		
2.6.1	环保处理设施的运行维护检修计划合理。		
2.6.2	环保设施的运行维护检修规程、设备技术台帐齐全。		
2.6.3	环保设施的维护检修质量满足设计、生产要求。		
2.6.4	机组大修以后脱硝等主要环保设施经性能试验考核满足环保设施的设计处理效率。		
2.7	固体废物处置		
2.7.1	制定企业固体废物处置管理条例，建立并健全固体废物污染环境防治责任制度。		
2.7.2	编制企业固体废物处置管理计划，固体废物处置管理台账齐全。		
2.7.3	对固体废物处置全过程管理，固体废物处置委托资质合格的单位。		
2.7.4	加强固体废物监督的全过程管理，从源头控制固体废物的产生量。		
2.7.5	危险废物储存设施规范，危险废物按类存放，危险废物标志标识准确。		
2.7.6	制定危险废物处置应急预案，明确管理机构和负责人，规范意外事故应急处理措施。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.7.7	定期对固体废物处置管理人员和从事危险废物收集、暂存、运输、处置的人员培训，培训内容准确、记录规范有效。		
2.7.8	落实《危险废物转移管理办法》，编制危险废物管理计划、建立危险废物管理台账。		
2.7.9	确定危险废物对应危险货物类别、编号等信息准确。		
2.7.10	危险废物合规委托、妥善包装，核实承运人相关信息，核实接受人利用处置危险废物。		
2.7.11	危险废物电子转移联单填写的信息真实、准确。		
2.7.12	危险废物电子转移联单数据在国家危险废物信息管理系统中至少保存 10 年。		
2.7.13	危险废物的跨省转移符合相关省、市的危险废物跨省转移的规定。		
2.8	突发环境事件风险控制		
2.8.1	落实危险化学品安全综合治理责任，强化危险化学品安全生产监督管理。		
2.8.2	全面排查，堵塞危险化学品安全管理漏洞。突出重点，推进重大危险源管控和改造。		
2.8.3	加强安全生产培训，提升应急响应水平。		
2.8.4	制定突发环境事件应急预案并报环保主管部门等相关部门备案。		
2.8.5	突发环境事件应急预案应包括应急准备、应急处置和事后恢复等内容。		
2.8.6	定期组织突发环境事件应急演练。		
2.8.7	发生突发环境事件时及时通报相关单位和居民，并向环保主管部门和相关部门报告。		
2.8.8	完善机组安全实时在线评估系统，纳入电力行业安全监管信息系统。		
2.9	技术报告		
2.9.1	引用标准准确。		
2.9.2	法定计量单位使用准确。		
2.9.3	结论准确。		
2.9.4	技术措施、方案可行。		
2.9.5	审核人员符合资格要求。		
2.9.6	审核、签发报告手续齐全。		

八、化学专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	监督组织健全情况		
1.1.1	化学技术监督网组织机构建立。网络层次为电厂应建立以总工程师为首的技术监督网络。电厂生产管理部门、化学运行管理部门、受监督设备所在部门和化学运行（试验）各班组。		
1.2	职责明确并得到落实情况		
1.2.1	制订化学技术监督网各级责任制		
1.2.1.1	总工职责		
1.2.1.2	厂级监督专责工程师职责		
1.2.1.3	化学运行部门监督职责		
1.2.1.4	受监督设备所在部门职责		
1.2.2	各级化学技术监督网各级人员是否按所规定的职责工作		
1.2.2.1	总工履职情况		
1.2.2.2	厂级监督专责工程师履职情况		
1.2.2.3	化学运行部门监督履职情况		
1.2.2.4	受监督设备所在部门履职情况		
1.2.2.5	各班组监督履职情况		
1.2.3	化学技术监督网各级人员职责检查与考核		
1.2.3.1	检查与考核制度是否建立		
1.2.3.2	考核情况		
1.3	培训及持证上岗情况		
1.3.1	技术培训是否正常开展		
1.3.2	运行人员上岗资质情况		
1.3.3	水、油试验人员持证上岗资质情况		
2	标准传递		
2.1	化学技术监督标准配备情况		
2.1.1	各项监督标准是否得到及时更新		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.1.2	车间级配备		
2.1.3	班组级配备		
2.2	是否具有完善的规章制度		
2.2.1	《化学技术监督制度》（或实施细则）及其执行情况		
2.2.2	《燃气质量管理手册》		
2.2.3	《油务监督实施细则》		
2.2.4	《实验室及在线化学仪表管理手册》		
2.3	试验室设备是否满足要求		
2.3.1	水组试验室化验设备		
2.3.2	油化验设备情况		
2.3.4	在线化学仪表维护档案		
2.3.4.1	在线化学仪表配备是否齐全		
2.3.4.2	在线化学仪表运行是否正常		
2.3.4.3	在线化学仪表是否按周期委托有资质单位进行第三方校验		
2.3.4.4	是否建立在线化学仪表维护、校验记录档案		
2.3.5	试验室设备使用维护档案		
2.3.6.1	配备是否齐全		
2.3.6.2	运行是否正常		
2.3.6.3	是否按周期经计量单位校验		
2.3.7	大宗材料入厂检验		
2.3.7.1	变压器和汽轮机用油、抗燃油、水处理用酸、碱、杀菌剂、阻垢缓蚀剂、氨水、尿素、磷酸盐、絮凝剂、氢气等材料应按标准进行入厂检验，质量满足要求。		
2.3.7.2	大宗药品（如盐酸、氢氧化钠、氨水、次氯酸钠、尿素等）运输车辆是否专车专用、每车必检		
2.3.8	试验报告、原始记录		
2.3.8.1	试验报告内容详实，原始记录数据准确，书写规范		
3	设备监督		
3.1	凝汽器铜管（或不锈钢管、钛管）腐蚀、结垢检查记录。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.1.1	凝汽器管腐蚀、结垢倾向：		
	设备属一类——较好		
	设备属二类——一般		
	设备属三类——较差		
3.2	锅炉受热面腐蚀、结垢检查记录		
3.2.1	锅内腐蚀情况：		
	设备属一类——较好		
	设备属二类——一般		
	设备属三类——较差		
3.2.2	定期对汽包内部汽水分离装置、洗汽装置性能进行检查，并形成记录		
3.2.3	定期检查低压汽包内部导流板、低压省煤器、低压蒸发器出口弯头 FAC 减薄情况，并形成记录		
3.2.4	磷酸盐处理是否异常		
3.2.5	给水校正加药处理是否正常		
3.2.6	执行异常情况及时逐级上报处理制度情况		
3.2.7	“三级处理原则”执行是否到位		
3.2.8	机组启动阶段是否执行水汽质量标准		
3.2.9	锅炉汽包的连续排污是否存在关闭情况		
3.3	汽轮机通流部分腐蚀、积盐检查记录		
3.3.1	汽轮机积盐和腐蚀情况：		
	设备属一类——较好		
	设备属二类——一般		
	设备属三类——较差		
3.4	循环水系统腐蚀、结垢检查记录		
3.4.1	胶球清洗系统投运是否正常		
3.4.2	阻垢、除垢技术措施是否得当		
3.4.3	凝汽器是否发生泄漏并导致凝结水超标		
3.4.4	新更换管材的质量检验，是否进行 24 小时内应力检验，有没有完善的安装操作措施		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.4.5	凝汽器有没有按规定进行停用保护		
3.4.6	阻垢缓蚀处理方案是否经第三方动态模拟试验论证		
3.4.7	运行监督化验、加药是否正常		
3.4.8	杀菌灭藻处理是否正常		
3.5	除氧器（或低压汽包）腐蚀检查记录		
3.6	热力设备停备用保养情况		
3.6.1	锅炉停用保护措施是否得当，停炉保养措施执行记录		
3.6.2	凝汽器停用保护措施是否得当		
3.6.3	其它热力设备停用保护措施是否得当		
3.7	发电机内冷水系统检查情况		
3.7.1	电导率是否超标		
3.7.2	含铜量（或含铁量）是否超标		
3.7.3	pH 值是否超标		
3.7.4	发电机内冷水净化装置及水箱密封措施是否完善		
3.7.5	机组停运期间是否监督发电机内冷水水质		
3.8	化学清洗方案总结		
3.8.1	是否按规定上报酸洗方案，酸洗方案是否组织专家论证		
3.8.2	是否有酸洗资质单位进行酸洗工作		
3.8.3	酸洗质量是否达到要求		
3.8.4	凝汽器清洗单位是否具有清洗资质		
3.8.5	凝汽器（不锈钢材料）高压水射流冲洗介质是否含有氯离子		
3.8.6	超滤膜、反渗透膜清洗系统是否进行物理隔离		
3.8.7	反渗透膜清洗后脱盐率是否出现下降		
3.9	变压器大修、汽轮机油系统检修记录		
3.9.1	颗粒度是否按期送检		
3.9.2	大修启机前颗粒度是否送检		
3.9.3	各项监督试验是否按规定的周期进行或有无漏检		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.9.4	分析数据是否有误		
3.9.5	颗粒物是否合格		
3.9.6	水分是否合格		
3.9.7	滤油措施是否到位		
3.9.8	防止油污染措施是否得当		
3.9.9	变压器油色谱是否超检测周期		
3.10	化学水处理设备检修档案		
3.10.1	化学运行操作规程的制、修订，化学及油务监督有关图表的绘制		
3.10.2	补给水预处理系统		
3.10.3	除盐设备		
3.10.4	冷却水（包括闭冷水、发电机内冷水等）处理设备		
3.10.5	锅内加药设备		
3.10.6	循环水加药设备		
3.10.7	运行记录、日志		
3.11	制氢（或供氢）设备运行及检修技术档案		
3.12	机组大、小修检修报告（记录）是否完整规范		
3.12.1	机组大、小修检修是否全程全范围记录完整，有图片，有分析，有结论及下一步改进工作		
3.12.2	机组大、小修检修报告是否经三级以上审批完毕		
4	化学技术监督考核指标		
4.1	水汽合格率 $\geq 96\%$ (指单机单项)		
4.2	机组冷态启动后水汽质量合格的时间，不能快速合格应说明原因。		
4.3	在线化学仪表配备率 100%，投入率 $\geq 90\%$ ，准确率 $\geq 95\%$ 。		
4.4	汽轮机油质合格率 $\geq 98\%$ ，油耗 $< 10\%$ 。在役机组汽轮机油和抗燃油颗粒物合格率 100%。变压器油质合格率 $\geq 98\%$ ，油耗 $< 1.0\%$ 。		
4.5	供氢纯度和湿度合格率为 100%。		

九、锅炉专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	锅炉监督管理		
1.1.	监督组织健全，是否建立健全总工领导下的技术监督网络。		
1.2.	职责明确并得到落实，各级监督网络人员责任明确。		
1.3.	专责持证上岗，是否设有锅炉压力容器安全监察管理工程师，并持有锅炉压力容器监察、检查师证。是否有人持有安全门校验人员资格证书。		
1.4.	按规定完成锅炉与压力容器使用登记手续，合法合规使用锅炉与压力容器，按规定定期报告。		
1.5.	锅炉技术监督制度和《锅炉技术监督实施细则》。		
1.6.	是否正常开展监督网络活动，并形成会议记录。		
1.7.	锅炉监督设备台帐是否完善。		
1.8.	锅炉监督文件、管理数据的及时报告。		
1.9.	年度锅炉监督工作计划和监督工作总结。		
1.10.	司炉、焊工等特殊岗位的培训 and 持证上岗情况。		
2	标准传递		
2.1.	安全门在线校验仪是否按规定进行定期校验。		
2.2.	锅炉及其辅机相关压力、温度、流量及振动测点是否进行定期校验。		
2.3.	脱硝系统进出口烟气成分表计是否定期校验。		
3	运行监督		
3.1.	主汽、再热汽是否发生超温、超压和低汽温运行工况。		
3.2.	汽包锅炉水位计的配置、安装、运行维护应满足国家能源局 2023 版 25 项重点要求。		
3.3.	汽水系统与烟气系统温度测点应满足运行监控要求，并具备记录分析制度，省煤器出口水温有一定的过冷度，排烟温度无过低或过高的状况。		
3.4.	锅炉连排、定排是否按化学监督要求进行排污。锅炉汽水品质是否达到制造厂与标准要求，炉水 pH 值是否达到标准及制造厂要求，能否保证蒸发器出口管不发生过快腐蚀。各台锅炉有最近一次换热管割管测垢量和年结垢速率数据。是否有机组启停及备用中的化学监督工作制度。		
3.5.	饱和蒸汽、过热蒸汽、再热蒸汽安全门定期校验、放汽试验和电磁安全门电器气回路试验是否符合 DL612-2017、TSG0001-2012 及 TSGZF001 规定，安全门防误动措施齐全、严密性良好。安全门疏		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	水管是否存在腐蚀堵塞，脱水盘是否存在积水及杂物堆积。”修改为“安全门定期校验、电磁安全门回路试验应满足 DL612-2017、 TSG0001-2012、TSGZF001-2006 规定要求，安全门防误动措施齐全、严密性良好。		
3.6.	换热模块端部挡烟装置设计是否合理，是否存在烟气走廊的状况；烟道密封是否严密，是否存在雨水渗漏至集箱、烟道。		
3.7.	锅炉按照容量大小配备自动调节及保护装置。		
3.8.	锅炉停用备用时,应按 DL/T956-2017《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》采取有效的保护措施。采用湿法防腐时,冬季应有防冻措施。		
3.9.	疏水管、放水管、传压管等炉外管是否按要求进行保温与伴热。放气管、取样管与传压管是否存在冷凝水倒流。		
3.10.	启、停锅炉是否严格按运行规程规定进行，重点要求如下：		
3.10.1	升温升压或降温降压的速率是否按规程规定进行。		
3.10.2	汽包任一两点间壁温差不超过规程规定。		
3.10.3	各受热面管壁及烟气温度是否有超限运行异常工况。		
3.10.4	机组停运后余热锅炉烟气系统是否可以可靠隔离，是否可以防止雨水等水汽进入烟道。		
3.10.5	余热锅炉烟气阻力是否正常，进口烟气压力是否高于设计烟压。		
3.10.6	余热锅炉炉水和蒸汽品质是否控制正常，是否存在异常地变动。		
3.10.7	水位控制是否正常，避免出现大幅波动现象。		
4	主、辅设备技术状况		
4.1.	根据设备的技术状况、受压部件老化、腐蚀规律以及运行维护条件制定大、小修计划,确定锅炉、压力容器及管道的重点检验、修理项目,及时消除设备缺陷,确保受压部件、元件经常处于完好状态。		
4.2.	换热模块受热面是否发生爆漏事故，原因是否查明，防止对策是否落实。		
4.3.	锅炉专业非计划停运事故的记录、分析和整改措施是否全面。		
4.4.	减温器在大小修中是否进行解体检查与结垢清理。		
4.5.	过热器与再热器模块是否存在过渡集箱的结构，即同一集箱既作为上一级受热面的引出集箱，又作为下一级受热面的引入集箱。		
4.6.	管道及其支吊架的检查维修应列为常规检修项目。		
4.7.	运行锅炉应进行定期检验：包括外部检验、内部检验和安全门放汽试验与校验。。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.8.	汽包、集中下降管、联箱、导汽管、减温器、安全门、排大气管及其管座是否存在尚未消除的泄漏与爆破隐患，炉外管道保温是否完好。安全门排汽管道是否固定牢固。各种疏放水管、空气管、取样管、压力表管、温度表管等及其小管管座在考核年度是否发生过焊口泄漏，膨胀拉裂泄漏，腐蚀泄漏、管段冲刷减薄泄漏以及错用钢材等。		
4.9.	锅炉本体以外的高温高压大口径汽水管道及阀门是否存在尚未彻底消除的爆破隐患；锅炉本体及高温高压大口径汽水管道支吊架和全炉的膨胀指示器是否完好，有无定期检查记录与调整记录。		
4.10.	防止锅炉承压部件爆漏事故措施或规定，评价年度受热面管子是否存在大面积腐蚀磨损、过热变形、严重结垢等缺陷，检修焊口是否做到 100%无损检验。		
4.11.	低压蒸发器与除氧蒸发器蒸发管，及其出口集箱、连接管是否存在流动加速腐蚀，腐蚀减薄厚度是否有测量记录与减薄台账。		
4.12.	防止压力容器爆漏事故措施或规定，评价年度汽水系统压力容器和锅炉范围内压力容器是否按压力容器有关规定作定期检验，是否存在爆破隐患。		
4.13.	事故放水门、向空排汽门、反冲洗门、给水调整门、省煤器再循环门、过热蒸汽和再热蒸汽的减温水调整门、电动主汽门、给水调整门、定期排污门、连续排污门、扩容器前后的阀门等是否存在内漏、外漏严重、阀芯结垢、开关失灵、开关指示器失灵或不准等尚未彻底消除的缺陷。不同压力的疏水、放水及排污管是否混用疏放水母管。		
4.14.	汽包汽水分离器设置是否合理，是否存在多孔板、挡板以及钢丝网变形脱落。汽水分离装置接头处是否固定牢固，是否存在明显的开裂影响汽水分离效果的。汽包汽水分离弧形板是否存在腐蚀磨损，是否存在内部装置部件未安装或脱落。		
4.15.	热力设备及其系统保温是否符合规定，是否有防寒防冻措施，是否存在隐患。传压管、疏水管与放水管是否有保温与伴热。		
4.16.	锅炉表面保温是否完整，是否存在表面温度明显偏高的现象。		
4.17.	余热锅炉烟道及集箱空间是否存在烟气腐蚀，或表面结酸露现象。		
4.18.	余热锅炉本体与进口烟道是否存在振动与噪声异常的问题。		
4.19.	余热锅炉是否存在明显的烟气外泄现象。		
4.20.	汽包水位计管道受力是否合理，底部是否具备有效支撑。		
4.21.	余热锅炉尾部受热面是否有明显的低温腐蚀现象，存在较严重的低温腐蚀时，是否通过再循环泵运行提高省煤器入口水温。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.22.	锅炉穿墙管密封是否良好，避免漏烟气现象；进口烟道内烟气流场是否均匀，避免局部过热。		
4.23	余热锅炉启动期间，投入底部蒸汽加热，应具备防止管屏大幅振动的技术措施或减振部件。		
5	锅炉运行性能统计数据		
5.1.	锅炉热利用率（%）		
5.2.	主蒸汽压力（MPa）		
5.3.	主蒸汽温度（℃）		
5.4.	主蒸汽流量（t/h）		
5.5.	中压蒸汽流量（t/h）		
5.6.	低压蒸汽流量（t/h）		
5.7.	再热蒸汽温度（℃）		
5.8.	进口烟气温度（℃）		
5.9.	进口烟气压力（kPa）		
5.10.	低压汽包压力（MPa）		
5.11.	中压汽包压力（MPa）		
5.12.	低压省煤器出口水温（℃）		
5.13.	高压汽包压力（MPa）		
5.14.	中压省煤器出口水温（℃）		
5.15.	除氧蒸发器汽包压力（MPa）		
5.16.	高压省煤器出口水温（℃）		
5.17.	排烟温度（℃）		
5.18.	脱硝系统进出口烟温（℃）		
5.19.	烟气含氧量（%）		
5.20.	低压汽包炉水 pH 值		
5.21.	除氧蒸发器炉水 pH 值		
5.22.	高压给水泵耗电率（%）		
5.23.	过热器减温水流量（t/h）		
5.24.	再热器减温水流量（t/h）		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.25.	锅炉本体及汽水管道表面散热情况		
5.26.	烟气 NO _x 污染物排放浓度		
5.27.	烟气 SO ₂ 污染物排放浓度		
5.28.	烟气烟尘污染物排放浓度		
5.29.	排烟温度、排烟含氧量、排放物取样测点的抽查		
5.30.	运行表单的抽查		

十、汽机专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.	监督管理		
1.1.	明确燃机、汽机监测专责人及其职责		
1.2.	制订年度燃机、汽机监测计划		
1.3.	网络活动、培训情况		
1.4.	及时上报上年度燃机、汽机监督总结（每年1月15日前）		
1.5.	建立、维护并及时更新机组事故档案。无论事故大小均应建立档案，包括事故名称、过程、性质、原因和防范措施		
1.6.	建立燃气轮机组试验档案，包括投产前的安装调试试验、计划检修的调整试验、常规试验和定期试验		
1.7.	燃机、汽机监测设备台帐（近一年各机组主要检修情况、设备故障及缺陷处理情况）		
1.8.	是否有 25 项反措三年滚动编制计划和管理制度_防止火灾事故		
1.9.	制定燃机典型事故防范与处理措施。		
1.10.	天然气组成成分应按 GB/T 13610 的规定，每周至少进行一次分析化验，在线色谱仪和热值仪定期校验。		
2.	燃机监测		
2.1.	检查出厂技术资料应齐全；（包括：安装使用说明书、产品合格证明书、出厂试验记录、轴系标高及扬度曲线、轴承间歇及中心推荐值、轴系临界转速、轴承失稳转速）		
2.2.	安装过程记录（轴系标高、横向中心线、纵向中心线偏差，压气机、透平动叶叶顶间隙，转子扬度，最小轴向通流间隙、联轴器连接前后圆周晃度，滑销系统间隙，推力间隙，轴向定位等）		
2.3.	运行中的振动、缺陷、故障及其处理记录应齐全；		
2.4.	大修记录（报告）应齐全。		
2.5.	振动保护投入情况		
2.6.	振动状况评价（是否存在报警、超标）		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.7.	TSI 监测装置无异常（测点准确可靠）		
2.8.	燃机发电机组振动每月定期测量纪录，形成振动月报（包括测量时机组主要运行参数，振动问题描述，状况评价等）。		
2.9.	轴承温度、润滑油温度无异常		
2.10.	轴向位移、缸胀无异常		
2.11.	密封油压力、温度无异常，氢气温度、压力、露点无异常，油氢差压无异常（或发电机冷却水压力、温度、流量无异常），氢气系统漏氢率是否正常。		
2.12.	油泵联锁试验（交流润滑油泵、直流润滑油泵、密封油泵、液压油泵），定期进行低油压联启试验，泵联启及运行正常（每周 1 次）		
2.13.	压气机故障预防：1、做好动叶腐蚀以及静叶裂纹的安全监测；2、监视压气机进气滤压差并及时进行维护、更换。		
2.14.	燃烧器和热通道故障预防：1、定期进行燃烧器孔探检查；2、定期进行燃烧系统和热通道检查；3、记录燃机启停次数及运行当量小时数，严格按厂家要求，确定合理检修周期，进行检修；4、是否出现过火焰筒热障层脱落、鼓包变形和破裂等燃烧器和热通道损坏事故。		
2.15.	燃气系统泄漏爆炸预防：1、对燃气系统泄漏危害进行辨识与风险评估，列入重大危险源管理；2、定期对调压站、前置模块等燃气管系泄漏检测、检查。3、对在役地下燃气管道防腐涂层保护装置进行检查维护；4、定期开展燃气系统防雷、防静电接地装置检测工作，每年检测不少于 2 次。5、燃气泄漏和火灾探测器定期进行维护、校验，保证其在任何工况下都不能停用。		
2.16.	安全管理：1、设备及系统缺陷和隐患是否及时消除；2、设备安全装置及附件是否齐全完整、牢固；3、辅助系统轴承、监测装置和检测仪器仪表是否准确；4、重大危险源监控是否到位；5、火灾报警、CO2 灭火装置是否正常；6、是否执行燃机运行和检修安全管理规定。		
2.17.	资料台账管理：1、设备台账、技术资料、图纸、设备异动记录等是否与实际相符；2、运行、检修试验和技术监督记录、台账、报告等资料是否完整；3、设备缺陷管理、质量标准和检修作业标准是否完善。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.	汽轮机监测		
3.1.	检查出厂技术资料应齐全；（包括：安装使用说明书、产品合格证明书、出厂试验记录、轴系标高及扬度曲线、轴承间歇及中心推荐值、轴系临界转速、轴承失稳转速）		
3.2.	安装过程记录		
3.3.	运行中的振动、缺陷、故障及其处理记录应齐全；		
3.4.	大修记录（报告）应齐全。		
3.5.	振动保护投入情况。		
3.6.	振动状况评价（是否存在报警、超标）		
3.7.	TSI 监测装置无异常（检测测点准确可靠）		
3.8.	汽轮发电机组、给水泵组、凝泵、循泵振动每月定期测量纪录，形成振动月报（包括测量时机组主要运行参数，振动问题描述，状况评价等）。		
3.9.	轴承温度、润滑油温度无异常		
3.10.	差胀、轴向位移、汽缸绝对膨胀无异常		
3.11.	密封油压力、温度无异常，氢气温度、压力、露点无异常，油氢差压无异常（或发电机冷却水压力、温度、流量无异常），氢气系统漏氢率、补氢率正常。		
3.12.	油泵联锁试验（交流润滑油泵、直流润滑油泵、发电机密封油泵、调速油泵、EH 油泵），定期进行低油压联启试验，泵联启及运行正常（每周 1 次）		
3.13.	蒸汽压力和温度测点，汽缸温度测点正常可靠		
3.14.	汽轮机各轴承瓦振，DCS 中是否有监视		
3.15.	是否配置手持便携式测振仪表，是否定期校验		
4.	调节保安系统		
4.1.	调速系统型号、出厂编号、出厂试验报告和交接试验报告、使用说明书应齐全		
4.2.	调速系统系统图及有关部件零件图齐全		
4.3.	机组大修后或调节系统重大改造后，汽轮机调节系统必须按规程进行静止试验或仿真试验，确认		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	调节系统工作正常		
4.4.	新建或大修后机组进行调节系统静态试验及关闭时间测试，阀门开关动作过程迅速且无卡涩现象。		
4.5.	新建或调节系统进行重大改造后的燃气轮机组应进行甩负荷试验		
4.6.	调节保安系统相关试验报表		
4.7.	汽门严密性试验数据 (1、A级检修修后；2、阀门解体检修后；3、正常运行每年1次)		
4.8.	注/充油试验 (每2000小时1次)		
4.9.	超速试验数据记录 (1、新建机组或大修后；2、危急保安器解体或调整后、或动作过；3、停机1个月后再启动；4、机组运行2000小时后)。如EH油油质较好，机组运行2000小时后、停机1个月后再启动，可用注油试验代替		
4.10.	主汽阀、调节汽阀、抽汽止回阀、供热抽汽快关阀的关闭时间试验数据 (大修后或调节保安部套解体检修后)		
4.11.	燃机、汽机油质量及检验周期和项目应符合要求。(每月一次) 油系统严禁使用铸铁阀门，各阀门不得水平安装。主要阀门应挂有操作警示牌。主油箱事故放油阀应串联设置两个截止阀，手轮设在距油箱5m以外。油净化装置正常投入运行。		
4.12.	油系统管道连接应尽可能采用对接焊接。油管接头应采用厚壁管接头，不宜采用法兰接口并尽量减少焊缝。油管道的法兰应采用凹凸法兰。		
4.13.	油管道外壁与蒸汽管道保温层外表面净距离不小于150mm，距离不满足时应加隔热板。正对油管的蒸汽管道法兰应加铁皮罩。运行中存在静止油的油管，应有不小于200mm的净距，在主蒸汽管道及阀门附件的油管不宜设置法兰、活接头。		
4.14.	调速油压、安全油压符合要求		
4.15.	甩负荷试验情况，是否合格。		
4.16.	调节系统设备的检修检查(结合机组检修，对调节系统部件进行检查、处理)。		
5.	叶片监测		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.1.	叶片测频记录		
5.2.	叶片故障分析报告及处理记录		
6.	燃机启停及运行状况		
6.1.	燃机排气温度分散度、低油压和振动等保护表计显示正确，并正常投入。		
6.2.	机组起动前连续盘车时间应执行制造厂的有关规定（若盘车中断应重新计时）。停机后立即投入盘车。		
6.3.	根据启动状态的不同，严格按照制造厂提供的启动曲线控制机组启动。调峰机组按制造商要求控制两次启动时间间隔。		
6.4.	设备参数温度、电压、电流、振动等是否符合规程规范。		
6.5.	设备运行状态是否指示正确。		
6.6.	辅助设备联锁、保护等装置是否完好投入，定值是否准确。		
6.7.	紧急处理装置是否按规定试验正常。		
6.8.	燃机、压气机本体及附属管件、进排气系统、水洗系统、CO ₂ 系统、通风系统、天然气控制阀组等是否正常		
6.9.	反事故措施管理：1、是否制定并落实防止燃气轮机超速、轴瓦损坏、轴系弯曲断裂、轴系振动异常、叶片损坏、压气机喘振、排气温度异常、燃烧不稳定、压气机进口滤网差压大等事故措施；2、是否制定并落实防止燃气系统泄漏爆炸、燃气轮机热通道部件烧蚀事故措施。		
6.10.	技术资料：机组主要运行数据、运行累计时间、主要运行方式、冷热态起停次数、起停过程中的负荷变化率、超温超压运行累计时间、主要事故情况的原因和处理。		
6.11.	燃机燃烧室部件、高速旋转部件（燃气轮机大轴、叶轮、叶片、发电机大轴、护环，压气机部件）是否有异常，金属材料的组织、性能变化、寿命评估、缺陷分析、焊接材料和工艺等是否正常		
7.	汽轮机启停及运行状况		
7.1.	大轴晃动、串轴、胀差、低油压和振动保护等表计显示正确，并正常投入。		
7.2.	大轴晃动值不应超过制造厂的规定值，或原始值的±0.02mm。		
7.3.	外缸上下缸温差，内缸上下缸温差，符合制造厂规定。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
7.4.	蒸汽温度、蒸汽过热度符合制造厂启动要求。		
7.5.	机组启动前连续盘车时间应执行制造商的有关规定，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。		
7.6.	机组热态启动投轴封供汽时，应确认盘车装置运行正常，先向轴封供汽，后抽真空。停机后，凝汽器真空到零，方可停止轴封供汽。轴封汽参数符合制造厂要求。		
7.7.	疏水系统投入时，严格控制水系统各容器水位，供汽管道应充分暖管、疏水，严防水或冷汽进入汽轮机。		
7.8.	停机后应认真监视凝汽器、加热器水位和除氧器水位，防止汽轮机进水。		
7.9.	启动或低负荷运行时，不得投入蒸汽减温喷水。在燃机熄火或机组甩负荷时，应及时切断减温水。		
7.10.	技术资料：机组主要运行数据、运行累计时间、主要运行方式、冷热态起停次数、起停过程中的汽温汽压负荷变化率、超温超压运行累计时间、主要事故情况的原因和处理。		
8.	主要指标		
8.1.	压气机进/出口压力、温度		
8.2.	燃烧室振动及加速度		
8.3.	叶片通道温度		
8.4.	透平排气温度及分散度		
8.5.	透平排气压力		
8.6.	转子冷却空气温度		
8.7.	轮盘腔室温度		
8.8.	进气过滤器压差		
8.9.	燃气供气压力		
8.10.	燃气供气温度		
8.11.	燃气流量		
8.12.	主汽压力		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
8.13.	主汽温度		
8.14.	再热（中压）蒸汽温度		
8.15.	低压蒸汽温度		
8.16.	凝汽器真空度		
8.17.	凝泵变频运行情况（凝水调门是否全开）		
8.18.	凝水供各减温水情况		
8.19.	轴封系统运行状态（压力、温度、溢流开度是否正常）		
8.20.	循环水泵、冷却风机运行状况（变频/定速）		
8.21.	系统泄漏检查（内漏、外漏） （高/中/低压蒸汽旁路、给泵再循环、凝泵再循环、蒸汽管道疏水是否内漏）		
8.22.	给水泵运行情况 （高、中、低压给水泵是否变速运行，出口调门是否全开）		
8.23.	真空泵运行状况（运行台数、运行电流、抽气系统方式）		
8.24.	闭式水泵、开式水泵运行状况（变频/定速）		

十一、节能专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.	监督管理		
1.1.	是否建立健全总工领导下的三级技术监督网络		
1.2.	各级岗位应有明确的责任		
1.3.	建立节能技术监督工作检查、考核制度		
1.4.	结合本厂情况制定节能监督实施细则		
1.5.	年度节能计划和中长期节能规划;		
1.6.	年度节能项目及完成情况、年度节能降耗目标的完成情况		
1.7.	是否正常开展监督网络活动每月召开节能例会，进行节能指标分析和节能工作总结		
1.8.	制定		
1.9.	定期热力试验情况（A修前后、重大设备改造前后进行性能试验，每年进行一次联合循环机组出力和热耗率试验）		
1.10.	常用节能监督标准应齐备并及时更新		
1.11.	节能监督工作材料的总结和报送：（近一年的节能技改项目、影响效率的设备和系统缺陷处理情况）		
1.12.	建立热力试验用仪器仪表台帐及检测计划（抽检测量用仪表校验证证书）		
1.13.	规定项目的节能测试项目抽检		
1.14.	建立节能管理台帐 机组典型工况运行台账、加热器运行管理台帐、冷却塔管理台帐、阀门内漏管理台帐等		
2.	汽机燃机系统设备运行状况		
2.1.	汽轮机抽汽系统（温度、压力是否正常）		
2.2.	凝汽器真空及抽气系统（真空是否正常，抽气系统是否正常）		
2.3.	给水系统节能运行： 高、中、低压给水泵是否变速调节，高、中、低压给水泵出口调门是否全开		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.4.	凝水系统节能运行： 凝泵是否变频运行、凝水调门是否全开		
2.5.	轴封系统（轴封母管压力温度是否正常、溢流阀开度是否正常）		
2.6.	循环水系统（循环水温升是否正常、凝汽器水阻是否正常、循环水有无连通、循环水出水门是否全开、冷却塔参数有无异常、冷却风机运行方式）		
2.7.	闭式水系统（经济运行情况：变频/永磁调速/高低速/大小泵）		
2.8.	9E 机组典型问题：轴封均压箱蒸汽温度是否偏高及溢流阀开度是否偏大		
2.9.	系统泄漏检查（内漏、外漏） （高/中/低压蒸汽旁路、给泵再循环、蒸汽管道疏水、凝泵再循环、旁路减温水等是否内漏）		
2.10.	满足负荷需求和调峰需要的前提下，合理分配机组气、电负荷，避免机组频繁启停和深度调峰。		
2.11.	根据机组并网时间合理安排各系统启动时间，燃机定速后及时并网，缩短空转时间		
2.12.	天然气加热系统正常投运，天然气温度调整在合理范围内。		
2.13.	根据燃机的运行情况，定期或在一定运行小时后或出力下降或内窥镜检测压气机叶片较脏后，及时安排压气机进行水洗。		
2.14.	监视压气机入口滤网差压变化，及时进行滤网反吹；反吹或清理效果不佳时应及时更换滤网。		
2.15.	经常检查 IGV/VSV 阀开度，确保在最佳状态运行。		
2.16.	停机后及时停运相应的辅助设备，或调整辅机运行方式。		
2.17.	调峰机组停机后应采取保温、保压措施。		
3.	汽机主要指标 （迎峰度夏为 1~4 月累计值，迎峰度冬为 1~9 月累计值。3.1~3.14 条分机组统计，3.15~3.22 条同型机组合并统计）		
3.1.	主汽压力		
3.2.	主汽温度		
3.3.	再热（中压）蒸汽温度		
3.4.	低压蒸汽温度		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
3.5.	凝汽器真空		
3.6.	真空严密性（每月 1 次）		
3.7.	排汽温度（凝汽器温度）		
3.8.	热井水温度		
3.9.	循环水入口温度		
3.10.	循环水温升		
3.11.	凝汽器端差		
3.12.	胶球清洗（投入率/收球率）		
3.13.	补水率（<1.2%）		
3.14.	耗水率（kg/(kw.h)）		
3.15.	平均负荷		
3.16.	厂用电率（发电）		
3.17.	供电煤耗		
3.18.	供热量（t）		
3.19.	发电量（万 kWh）		
3.20.	循泵耗电率		
3.21.	给泵（高、中压）耗电率		
3.22.	凝泵耗电率		
4.	余热锅炉主要指标		
4.1.	平均主蒸汽流量		
4.2.	主汽压力		
4.3.	主汽温度		
4.4.	再热汽压力		
4.5.	再热汽温度		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
4.6.	排烟温度		
4.7.	余热锅炉效率%		

十二、信息安全

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	网络与信息安全管理体制体系		
1.1	应成立工作领导机构，明确责任部门；设立专兼职岗位，定义岗位职责，明确人员分工和技能要求；建立健全网络与信息安责任制。		
1.2	建立健全网络安全风险评估的自评和检查评估制度，完善网络安全风险管理机制；建立健全网络产品安全漏洞信息接收渠道，发现或者获知存在安全漏洞后，及时对安全漏洞进行验证并完成修补；应当建立健全本单位网络安全监测预警和信息通报机制；应当制修订电力监控系统专项网络安全事件应急预案并定期组织演练；应当建立健全容灾备份制度；应当建立健全全流程数据安全管理和个人信息保护制度；应当建立网络安全资金保障制度；应当加强网络安全从业人员考核和管理。		
2	网络结构安全		
2.1	应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的安全防护总体原则。		
2.2	控制区（安全Ⅰ区）和非控制区（安全Ⅱ区）使用独立的网络设备组网，物理层与其他网络隔离。		
2.3	通过逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接控制区和非控制区。		
2.4	生产控制大区与管理信息大区之间部署电力专用横向单向安全隔离装置。		
2.5	电厂生产控制大区与调度数据网的纵向连接设置电力专用纵向加密认证装置。		
3	网络边界安全防护		
3.1	生产控制大区与管理信息大区之间通信应当部署电力专用横向单向安全隔离装置；安全区Ⅰ与安全区Ⅱ之间应当采用具有访问控制功能的网络设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设备，实现逻辑隔离、报文过滤、访问控制等功能；安全Ⅰ区的各机组监控系统之间、机组监控系统与控制系统之间、同一机组的不同功能的监控系统之间，根据需要可以采取一定强度的逻辑访问控制措施，如防火墙、VLAN等。		
3.2	发电厂生产控制大区系统与调度端系统通过电力调度数据网进行远程通信时，应当采用认证、加密、访问控制等技术措施实现数据的远方安全传输以及纵向边界的安全防护。		
3.3	发电厂生产控制大区中的业务系统与政府部门进行数据传输，其边界防护应当采用生产控制大区与管理		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	信息大区之间的安全防护措施；管理信息大区与外部网络之间应采取防火墙、VPN 和租用专线等方式，保证边界与数据传输的安全；禁止设备生产厂商或其它外部企业(单位) 远程连接发电厂生产控制大区中的业务系统及设备。		
4	综合安全防护		
4.1	生产控制大区可以统一部署一套网络入侵检测系统，合理设置检测规则，检测发现隐藏于流经网络边界正常信息流中的入侵行为，分析潜在威胁并进行安全审计。		
4.2	主机与网络设备加固。应实行安全配置、安全补丁、身份鉴别、访问权限控制、会话控制等加固措施；禁止选用具有无线通信功能的设备。网络设备应采取严格的接入措施，开启访问控制列表，封闭空闲的网络端口。		
4.3	应用安全控制。应逐步采用用户数字证书技术，对用户登录应用系统、访问系统资源等操作进行身份认证，提供登录失败处理功能，根据身份与权限进行访问控制，并且对操作行为进行安全审计。		
4.4	安全审计。应当具备安全审计功能，能够对操作系统、数据库、业务应用的重要操作进行记录、分析；采用安全审计功能，对网络运行日志、操作系统运行日志、数据库访问日志、业务应用系统运行日志、安全设施运行日志等进行集中收集、自动分析。		
4.5	应当定期对关键业务的数据进行备份；关键主机设备、网络设备或关键部件应当进行相应的冗余配置。		
4.6	恶意代码防范，应当及时更新特征码，查看查杀记录，禁止生产控制大区与管理信息大区共用一套防恶意代码管理服务器。		
4.7	横向单向安全隔离装置、纵向加密认证装置、防火墙、入侵检测系统等专用安全产品须经过国家相关部门的认证和测试。访问控制规则应当正确有效。应按照最小化原则，采取白名单方式对安全防护设备的策略进行合理配置。		
4.8	机房所处建筑应当采取有效防水、防潮防火、防静电、防雷击、防盗窃、防破坏措施，应当配置电子门禁系统以加强物理访问控制，必要时应当安排专人值守，应当对关键区域实施电磁屏蔽。		
4.9	按标准规范配置时钟装置，启用时钟同步服务，确保主机、网络设备时钟与时钟源同步。		
4.10	应禁止非必要的服务开启，关闭FTP、Telnet、Login、NetBIOS、SMTP/POP3、SNMP V3以下版本等公		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	共网络服务及不安全的网络服务。		
5	生产控制大区安全防护		
5.1	禁止生产控制大区内部的E-Mail服务，通用的WEB服务。		
5.2	重要业务的远程通信应当采用加密认证机制，业务系统间应该采取 VLAN 和访问控制等安全措施，限制系统间的直接互通。		
5.3	应当采取安全审计措施，把安全审计与安全区网络管理系统、综合告警系统、IDS 管理系统、敏感业务服务器登录认证和授权、关键业务应用访问权限相结合。		
5.4	病毒库、木马库以及 IDS 规则库应经过安全检测并应离线进行更新。		
6	管理信息大区应当统一部署防火墙、IDS、恶意代码防护系统及桌面终端控制系统等通用安全防护设施。		
7	网络安全监视		
7.1	生产控制大区应部署网络安全监测技术手段，全面采集网络空间内主机设备、网络设备、数据库以及安防设备运行状态，及时发现非法外联、外部入侵等安全事件。		
7.2	主机、网络设备及安防设备资产应接入发电厂 II 型监测装置。发电厂应配置运维网关（堡垒机）、专用安全U盘、专用运维终端等运维装备，在监控后台等重要主机具备U盘监视功能，拆除或禁用不必要的光驱、USB接口、串行口等，严格管控移动介质接入生产控制大区。		
8	网络安全等级保护		
8.1	应落实《电力行业网络安全等级保护管理办法》，开展等级保护测评工作		
8.2	对在等级保护测评中发现的安全风险隐患开展安全建设整改。		