

2024 年江苏并网发电企业
技术监督检查大纲修编（煤机版）

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	对于日投产运十年以上 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校		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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。		
10.3	持续运行电压是否符合工况。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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后，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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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。		
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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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。		
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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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、能源局有关电能质量、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，机组在深度调峰范围内运行时，发电机进相能力不小于 50% 负荷下的进相能力。		
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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.4	按规定统计、上报有关电压、AVC 运行的统计报表。		
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；应选用无反调或反调作用较弱		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	的电力系统稳定器。		
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，正常运行时 PSS 按调度要求投入的机组在深度调峰工况下 PSS 应正常投入，PSS 投入和退出定值应低于深调最低功率，PSS 自动退出定值应低于自动投入定值。		
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校核。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。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、		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	机械部分是否出现磨损、开裂等。发现问题及时予以更换。		
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 1648-2016 “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。		
4.21	给煤机、给粉机和空预器等低压变频器系统高低电压穿越能力是否符合 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、计量用电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 0.1 Ω。		

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	锅炉、汽轮机主保护动作统计和原因分析		
1.2	送风机、引风机、一次风机、空预器、给水泵、凝结水泵、循环水泵、增压风机、浆液循环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解除记录		
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	异动报告及执行情况		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.9	仪表抽检记录及校验记录		
2.10	保护连锁传动记录		
2.11	自动调节系统定期试验报告		
2.12	电动/气动执行机构“三断”试验记录		
3	主要技术指标及控制功能		
3.1	技术监督考核指标		
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	机组 RB 功能测试报告及投运情况		
3.2.1	单台磨煤机跳闸 RB 试验		
3.2.2	单台送风机跳闸 RB 试验		
3.2.3	单台引风机跳闸 RB 试验		
3.2.4	单台给水泵跳闸 RB 试验		
3.2.5	单台空预器跳闸 RB 试验		
3.2.6	单台一次风机跳闸 RB 试验		
3.2.7	RB 复核试验开展情况		
3.3	电厂热控主要自动调节系统投运情况		
3.3.1	协调控制系统		
3.3.2	给水控制系统		
3.3.3	炉膛压力控制系统		
3.3.4	送风控制系统		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.3.5	一次风压力控制系统		
3.3.6	过热汽温控制系统		
3.3.7	再热汽温控制系统		
3.3.8	AGC 控制功能		
3.3.9	深度调峰 AGC 控制功能		
3.3.10	一次调频控制功能		
3.3.11	深度调峰一次调频控制功能		
3.3.12	主要自动调节系统定期试验报告		
3.4	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	手动 MFT		
3.4.2	全炉膛火焰丧失		
3.4.3	炉压过高/低		
3.4.4	汽包水位过高/低		
3.4.5	引风机全跳闸		
3.4.6	送风机全跳闸		
3.4.7	煤粉燃烧器投入时，全部一次风机跳闸		
3.4.8	燃料全部中断		
3.4.9	总风量低		
3.4.10	锅炉炉膛安全监控系统失电		
3.4.11	脱硫系统跳闸		
3.4.12	点火失败		
3.4.13	机炉电大连锁		
3.4.14	机、炉主保护是否设置由运行人员切投开关		
3.5	ETS 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）		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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	汽轮机绝对（轴承）振动大		
3.5.5	汽轮机轴向位移大		
3.5.6	高排压比低		
3.5.7	手动停机		
3.5.8	DEH 系统失电		
3.5.9	主油箱油位保护		
3.5.10	本汽机和发电机其它要求		
3.5.11	机炉电大连锁		
3.5.12	是否设置运行人员主保护切投开关		
3.5.13	汽轮机防进水保护		
3.6	主要辅机保护连锁配置及投用情况（需提供保护逻辑图和测量元件、装置校验记录）		
3.6.1	汽轮机给水泵、凝结水泵、循环水泵等保护连锁配置及投用情况		
3.6.2	送风机、引风机、一次风机、空预器、浆液循环泵等保护连锁配置及投用情况		
3.6.3	防止锅炉内爆逻辑功能		
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、操作规程是否完整有效		
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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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	电子设备间是否存在 380VAC 以上动力电源		
6.3	DCS 控制系统接地电阻		
6.4	露天仪表箱防护措施是否完好		
6.5	就地设备防护措施是否完好		
6.6	电缆防护措施是否完好		
6.7	就地仪表防寒防冻设施是否完好		
6.8	高温、粉尘区域电缆防着火措施		
7	重要信号检测回路		
7.1	炉膛压力测量仪表管路布置及防堵装置是否满足要求		
7.2	润滑油、真空、EH 油压力测点布置是否满足要求		
7.3	TSI 检测信号测量通道是否分散		
7.4	脱硫、脱硝、化水等区域仪表管路腐蚀情况		
7.4	主油箱油位		
7.5	氨区泄漏检测探头校验报告		
7.6	直流油泵就地连锁压力开关校验报告		
8	涉网控制功能及技术指标		
8.1	AGC		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
8.1.1	是否具有 AGC 测试报告		
8.1.2	AGC 调节范围		
8.1.3	AGC 断点设置		
8.1.4	调节速率		
8.1.5	调节精度		
8.1.6	AGC 紧急召唤功能		
8.1.7	深度调频 AGC 试验报告		
8.1.8	AGC 频差闭锁逻辑		
8.1.9	AGC 复核试验报告		
8.2	一次调频		
8.2.1	一次调频测试报告是否满足要求		
8.2.2	频率响应死区		
8.2.3	不等率		
8.2.4	一次调频幅度		
8.2.5	一次调频响应滞后时间		
8.2.6	15s 有功功率响应幅度		
8.2.7	15s、30s、45s 有功功率响应系数		
8.2.8	一次调频投用方式		
8.2.9	一次调频投用逻辑		
8.2.10	一次调频切除逻辑		
8.2.11	“一次调频投入”远传信号		
8.2.12	一次调频投切按钮		
8.2.13	一次调频大频差分析报告		
8.2.14	一次调频运行管理规程		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
8.2.15	深度调峰一次调频试验报告		
8.2.16	一次调频复核试验报告		
8.3	一次调频在线检测系统		
8.3.1	一次调频在线检测系统试验报告		
8.3.2	增负荷测试功能		
8.3.3	减负荷测试功能		
8.3.4	一次调频特性参数测试功能		
8.3.5	一次调频测试复位逻辑		
8.4	远动信息及 PMU 网源动态信息		
8.4.1	机组转速		
8.4.2	键相		
8.4.3	一次调频投入/退出信号		
8.4.4	一次调频动作/复归信号		
8.4.5	总阀位指令（火电）		
8.4.6	阀门开度（火电）		
8.4.7	调节级压力（火电）		
8.4.8	调频功率（火电）		
8.4.9.	监控系统到调节器的输出指令（水电）		
8.4.10	调速器指令（水电）		
8.4.11	导叶开度（水电）		
8.4.12	一次调频模拟频率		
8.4.13	一次调频模拟负荷指令		
8.5	功率负荷不平衡保护		
8.5.1	电功率、热负荷测点配置		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
8.5.2	控制逻辑防误动措施		
8.6	调速系统建模试验及复核试验		
8.7	PLU/KU 防误动措施		

六、金属专业

序号	监 督 内 容	检查方式	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	是否已制定了科学合理的超温考核办法（超温考核办法既要防止正常运行期间长时间超温的危害，也要防止机组启停期间管壁温度变化速率过快给锅炉氧化皮带来不利影响）		
2.3	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		
2.4	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。		
2.5	是否制订锅炉吹灰器管理措施		
2.6	是否制订了预防和控制高温受热面内壁氧化皮大面积脱落导致超温爆管的技术措施。		
2.7	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。		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
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）		
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。如布置在顶棚下方频繁发生开裂泄漏的异种钢焊接接头是否已更换至顶棚上方；频繁开裂泄漏的 T23 安装焊缝是否已全面检查并重新处理。		
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	是否有主汽、再热蒸汽超温记录，要求计算机自动记录和统计超温数据，有超温原因记录。		
3.10	是否根据高温受热面管材的实际抗蒸汽氧化能力，修订了本厂锅炉高温受热面管金属壁温报警值？		
3.11	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		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
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；内壁喷丸的奥氏体耐热钢管应进行喷丸层检验)		
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。		
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≥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		
6.1	高温蒸汽管道、联箱（含减温器）		

序号	监督内容	检查方式	检查结果
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主蒸汽管道、再热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 标准的要求，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	带纵焊缝的低温再热蒸汽管道每次 A 级或 B 级检修是否按规程要求对纵缝进行检查，10 万小时是否完成 100%检验。		
6.1.5	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 A 修中是否完成 100%检验。（大直径三通焊缝应列为检查重点）		
6.1.6	与主蒸汽和高温再热蒸汽管道、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。与主蒸汽和高温再热蒸汽管道、联箱相连的放空气管、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。		
6.1.7	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。）		
6.1.8	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		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
6.1.9	P91 和 P92 材质的主蒸汽管道和热再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。		
6.1.10	电站锅炉范围内管道中使用的元件组合装置（减温减压装置、堵阀、流量计（壳体）、工厂化预制管段）是否经国家市场监督管理总局核准的具备锅炉或压力管道监检资质的检验机构按照安全技术规范和相关标准实施制造过程监督检查，并出具监检报告和证书？		
6.2	锅炉受热面管子		
6.2.1	是否对 T23 材料受热面管的安装焊缝进行外观和无损探伤抽查		
6.2.2	运行 2 万小时以上的超临界锅炉以及运行 8 万小时以上的亚临界和超高压锅炉是否对高温过热器、后屏过热器和高温再热器管内壁氧化皮状况（厚度、有无开裂鼓包脱落现象）进行检测和割管抽样检查		
6.2.3	是否每次停机后对停机过程中的汽温、金属壁温、烟温、减温水流量等参数变化曲线进行分析发现异常后是否进行下弯头氧化皮堆积检测？发现氧化皮后是否进行扩大检查？		
6.2.4	运行 5 万小时后，是否按规程要求对壁温大于 450℃ 的过热器和再热器管以及与奥氏体不锈钢相连的异种钢焊接接头进行割管取样金相组织和力学性能试验		
6.2.5	是否对 TP304 或 S30432 等不锈钢管安装焊口及其附近管段进行检查尤其机组位于海边或设备经海运的应重点关注此类不锈钢管的晶间腐蚀问题，建议进行应力腐蚀敏感性试验。		
6.2.6	新建机组锅炉酸洗后冲管前是否对容易产生大量酸洗沉淀物的受热面下部集箱（如水冷壁下集箱、中间集箱、混合器等）或连接管道内部进行检查和清理？如 5 年内发生过泥沙状干结异物堵塞原因过热或不明原因过热的，是否进行过针对性检查评估？		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
6.2.7	带节流孔设计的锅炉受热面在冲管后、试运行后及首次大修是否对入口集箱及节流孔部位进行异物检查（根据不同部位采取割管、内窥镜或射线照相方法等）		
6.2.8	每次大修是否对水冷壁、包覆过热器鳍片焊缝及附件焊缝进行检查，检查重点是炉膛四角连接部位、门孔让管及拉稀管鳍片焊缝端部、安装时补装鳍片焊缝、喷燃器外罩壳以及各门孔密封盒与水冷壁管连接焊缝、刚性梁捆绑焊接部位等。		
6.2.9	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）		
6.2.10	低氮燃烧的锅炉是否已开展水冷壁高温腐蚀及横向裂纹的检查和治理工作？特别当锅炉改燃非设计煤种时，应全面分析新煤种高温腐蚀特性，并采取有针对性的措施。		
6.2.11	螺旋水冷壁是否定期进行冷灰斗角部的灰渣磨损检查		
6.2.12	壁式再热器管与滑动连接板连接焊缝是否为对称布置是否对壁再管间的固定连接焊缝进行检查		
6.2.13	TP347H 等奥氏体不锈钢材料的屏式过热器、高温过热器下弯头是否进行过内外壁探伤和硬度检测		
6.2.14	受热面管内壁氧化皮达到以下厚度时，应进行评估或更换：T91 达 0.4mm 以上；T23、12Cr1MoV、T22、T12 等材料达 0.5mm 以上。		
6.2.15	运行约 1 万小时后是否对 HR3C 材料受热面管弯头进行表面探伤检查，重点检查迎火侧弯头背弧起弯处是否存在表面裂纹，尤其是壁厚相对较薄弯管成形相对较差的再热器管弯头。		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
6.2.16	对于超超临界锅炉高过、高再、屏过出口段的 S30432 管，运行 5 万小时后是否进行金相组织抽样分析，尤其应关注管子外壁粗晶层分布以及是否存在表层晶间裂纹。		
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无损检测；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无损检测。		
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	汽机高温紧固件是否进行定期检测（特别是上汽引进西门子技术超超临界汽轮机组的 IN783 合金中压主汽门、中压调门螺栓因频繁断裂应加强监督）		
6.3.5	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。		
6.3.6	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）应加强定期监督检验		
6.3.7	是否对工作温度在 500℃ 以上的 1Cr5Mo 及同温度等级的螺母应进行全面检查评估（至少包含硬度检测及宏观检查螺母是否存在氧化严重、螺牙是否存在裂纹、变形、腐蚀或缺损等异常）；对于工作温度在 545℃（含）以上且使用超过 8 万小时的 1Cr5Mo 螺母应尽快更换。		
6.3.8	运行 10 万小时以上的机组，每隔 3~5 年应对转子进行一次检查（制造商有返厂检查等特殊要求的，可参照制造商要求执行）。运行时间超过 15 年、转子寿命超过设计使用寿命、低压焊接转子、承担调峰启停频繁或深度调峰运行的转子，应适当缩短检查周期。重点对高中压转子调速级叶轮根部的变截面 R 处和前汽封槽，叶轮、轮缘小角及叶轮平衡孔部位，以及高、中、低压转子套装叶轮键槽，焊接转子焊缝等部位进行检查。		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
6.3.9	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	压力容器		
6.4.1	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。		
6.4.2	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？		
6.4.3	高、低压加热器（尤其是传热管经常泄漏的高压加热器）全面检查时是否有针对水位附近的筒体减薄情况的检查内容？		
6.4.4	火电厂热力系统压力容器定期检验时，是否按照《电站锅炉压力容器检验规程》（DL647-2004）要求，对与压力容器相连的管系进行检查，特别是对蒸汽进口附近的内表面热疲劳和加热器疏水管段冲刷、腐蚀情况的检查？		
6.5	其他金属部件		
6.5.1	是否定期对主蒸汽、再热蒸汽系统疏水管以及高、低压加热器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	是否定期对再热蒸汽管道系统疏水罐进行内壁裂纹检测		
6.5.3	是否对汽包加药管靠近汽包的管段下部的内壁沟槽腐蚀情况进行检查（测厚或割管内窥镜）		
6.5.4	是否对机炉管道的 F91/F92 阀体、三通及其焊缝进行硬度和表面无损检测		
6.5.5	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		

序号	监 督 内 容	检查方式	检查结果
6.5.6	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）		
6.5.7	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？		
6.5.8	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	长期停备机组是否针对各汽水系统可能存在积水位置进行割管取样或内窥镜检查？		
6.5.11	长期停备机组或介质温度本身较低的小管道 5 年内是否进行过外壁腐蚀情况检查？		
6.5.12	调峰深度或频率较高的超临界机组是否对省煤器、水冷壁、包覆过热器等低温汽水系统集箱及汽水分离器的接管角焊缝进行不少于 10%的抽查，如发现存在焊缝熔合线裂纹，还应扩大检查范围。		
6.5.13	是否按最不利情况对除尘器结构强度、刚度及稳定性计算进行了核查？是否对除尘器支承钢梁及其连接焊缝进行过全面检查？是否对除尘器灰斗结构的焊缝、壁厚进行过全面检测？是否对除尘器及锅炉尾部烟道内壁低温腐蚀进行过全面检查？（尤其是在除尘器进行过改造、增容或扩建时存在原有设备设施再利用的情况）		
6.5.14	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	对锅炉燃煤的灰分、硫份进行监控。		
1.3.2	对脱硫、脱硝的还原剂品质进行监控。		
1.3.3	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。		
1.3.4	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。		
1.3.5	外委监督监测单位满足环境监测的资质要求。		
1.3.6	监督监测执行的标准、规范、导则等齐全、有效。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.4	监督档案、设备管理		
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%。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.2.4.3	SO ₂ 排放达标率：100%。		
2.2.4.4	正常工况下 NO _x 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	粉煤灰渣、脱硫石膏综合利用良好。		
2.2.8	灰场设施完好。		
2.2.9	烟囱排放口二氧化硫排放浓度≤35mg/m ³ 。		
2.2.10	烟囱排放口氮氧化物排放浓度≤50mg/m ³ 。		
2.2.11	烟囱排放口烟尘排放浓度≤10mg/m ³ 。		
2.2.12	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。		
2.2.13	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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.3.7	灰水治理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.8	取得排污许可证，按照排污许可证的要求排放废水。		
2.3.9	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	除尘处理系统满足设计和安全生产的要求。		
2.4.2	排查辨识除尘器的安全风险隐患，特别是经过超低排放改造的除尘器设计、制造、安装缺陷，以及支撑能力、基础沉降、构建锈蚀等问题。		
2.4.3	开展除尘器设计复核及稳定性、强度校核，及时消除事故隐患。		
2.4.4	开展煤场料场、脱硫、脱硝等环保设施的设计复核以及稳定性、强度校核。		
2.4.5	落实“防止湿除系统着火事故”相关措施。		
2.4.6	脱硫处理系统满足设计和安全生产的要求。		
2.4.7	落实“防止烟气脱硫设备及其系统中人身伤亡事故”相关措施。		
2.4.8	落实“防止脱硫系统着火事故”相关措施。		
2.4.9	脱硝处理系统满足设计和安全生产的要求。		
2.4.10	落实“防止液氨储罐泄漏、中毒、爆炸伤人事故”相关措施。		
2.4.11	落实“防止氨系统着火爆炸事故”相关措施。		
2.4.12	及时修订除尘器、煤场、脱硫、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。		
2.4.13	取得排污许可证，按照排污许可证的要求排放烟气污染物。		
2.4.14	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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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	灰场		
2.6.1	按照设计要求建设、维护灰场设施。		
2.6.2	建立灰场安全管理制度，明确管理职责。设专人定期对灰坝、灰管、灰场和排、渗水设施进行巡检。		
2.6.3	灰场根据实际情况进行覆土、种植或表面固化处理等措施，防止发生扬尘污染。		
2.6.4	未复土的灰场制定并执行治理扬尘措施。		
2.6.5	粉煤灰外运的灰场制定并执行防止扬尘的管理制度。		
2.6.6	制定防止灰场垮坝的措施以及发生垮坝、塌陷、大面积污染时的紧急处理预案。		
2.6.7	制定并执行储灰场日巡检制度，储灰场的缺陷管理制度，输灰管线月巡检制度，汛期加强灰坝及排水系统的检查，外排废水做到达标排放。		
2.6.8	已报废灰场完成灰场覆土，灰场排水系统保持畅通。		
2.7	无组织排放		
2.7.1	煤场的喷淋、抑尘设施齐全，设备运行可靠。		
2.7.2	输灰管道不泄露、无冒灰、跑灰现象，输灰管道无扬尘污染。		
2.7.3	灰、渣、石膏的装、卸、运输环节无抛洒、无扬尘污染。		
2.8	综合利用		
2.8.1	制定并执行全厂的综合利用计划。		
2.8.2	炉底渣、粉煤灰、脱硫石膏等副产品综合利用完成计划的利用量。		
2.9	环保设施运行维护		
2.9.1	环保处理设施的运行维护检修计划合理。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.9.2	环保设施的运行维护检修规程、设备技术台帐齐全。		
2.9.3	环保设施的维护检修质量满足设计、生产要求。		
2.9.4	机组大修以后，除尘器、脱硫、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。		
2.10	固体废物处置		
2.10.1	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。		
2.10.2	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。		
2.10.3	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。		
2.10.4	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。		
2.10.5	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。		
2.10.6	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。		
2.10.7	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。		
2.10.8	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。		
2.10.9	确定危险废物对应危险货物类别、编号等信息准确。		
2.10.10	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。		
2.10.11	危险废物电子转移联单填写的信息真实、准确。		
2.10.12	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。		
2.10.13	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。		
2.11	突发环境事件风险控制		
2.11.1	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。		
2.11.2	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。		
2.11.3	加强安全生产培训，提升应急响应水平。		
2.11.4	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。		
2.11.5	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。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.11.6	定期组织突发环境事件应急演练。		
2.11.7	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。		
2.11.8	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。		
2.12	技术报告		
2.12.1	引用标准准确。		
2.12.2	法定计量单位使用准确。		
2.12.3	结论准确。		
2.12.4	技术措施、方案可行。		
2.12.5	审核人员符合资格要求。		
2.12.6	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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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、煤、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		
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	《发电用煤质量管理手册》		
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》		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.3	试验室设备是否满足要求		
2.3.1	机炉现场化验设备		
2.3.2	水组试验室化验设备		
2.3.3	油化验设备情况		
2.3.4	煤采制化		
2.3.4.1	入厂煤质检是否漏检		
2.3.4.2	是否按规定周期检验		
2.3.4.3	采样工作是否符合标准		
2.3.4.4	制样工作是否符合标准		
2.3.4.5	化验工作是否符合标准		
2.3.4.6	入厂煤与入炉煤热值差是否超标		
2.3.5	在线化学仪表维护档案		
2.3.5.1	在线化学仪表配备是否齐全		
2.3.5.2	在线化学仪表运行是否正常		
2.3.5.3	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		
2.3.5.4	是否建立在线化学仪表维护、校验记录档案		
2.3.6	试验室设备使用维护档案		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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。		
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：		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	设备属一类——较好		
	设备属二类——一般		
	设备属三类——较差		
3.2.2	磷酸盐处理是否异常（如有）		
3.2.3	给水校正加药处理是否正常		
3.2.4	给水加氧处理工况（如采用 OT 工况）是否正常		
3.2.5	执行异常情况及时逐级上报处理制度情况		
3.2.6	“三级处理原则”执行是否到位		
3.2.7	机组启动阶段是否执行水汽质量标准		
3.2.8	锅炉汽包的连续排污是否存在关闭情况		
3.2.9	凝结水精处理设备是否存在全部退出运行情况		
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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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		
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情况		
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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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		
3.9.4	分析数据是否有误		
3.9.5	颗粒度是否合格		
3.9.6	水分是否合格		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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	精处理设备		
3.10.5	冷却水（包括闭冷水、发电机内冷水等）处理设备		
3.10.6	锅内加药设备		
3.10.7	循环水加药设备		
3.10.8	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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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度合格率 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，具备完善的技术监督网络。		
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，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，安全门校验人员持有资格证书。		
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.	年度锅炉监督工作总结和工作计划。		
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.	炉膛出口烟气 O ₂ 浓度是否进行定期标定。		
2.3.	锅炉排烟温度是否进行定期标定。		
2.4.	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。		
2.5.	脱硝系统进出口烟气成分测点是否进行定期校验。		
2.6.	锅炉辅机（风机、磨煤机等）润滑油、液压油是否定期化验油质。		
3	运行监督		
3.1.	负压、微正压锅炉，炉膛压力（燃烧室）是否有超控制值规定范围和出现炉膛灭火现象。炉膛负压是否存在脉冲波动；火检强度信号波动是否正常。流化床锅炉床压与差压表计是否准确，炉膛压差是否在正常范围。炉膛出口烟温及其偏差是否在正常范围。		
3.2.	是否有防止锅炉炉膛爆炸、放炮、灭火的事故措施，是否根据煤种变化调整合适的一次风速。		
3.3.	主汽、再热汽是否发生超温、超压和低汽温运行工况。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.4.	水冷壁、过热器、再热器换热管壁温波动速率与波动范围应满足运行规程及制造厂要求，壁温测点分布应满足运行监控的需求，并具备壁温记录分析制度。		
3.5.	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。		
3.6.	直流锅炉给水流量低保护系统流量测量、保护是否符合要求；水冷壁壁温高是否有报警或跳机保护。控制循环锅炉是否设计了炉水循环泵差压低报警、停炉保护。		
3.7.	是否有完善的防止锅炉尾部再次燃烧事故措施，评价年度尾部烟道是否发生再次燃烧事故，原因是否查明，防止对策是否落实。		
3.8.	防止制粉系统爆炸及粉仓自燃事故措施，制粉系统灭火系统是否符合要求，评价年度制粉系统发生自燃和爆炸事故原因是否查明，防止对策是否落实。磨制挥发分较高的煤种时，制粉系统防爆措施完善，磨煤机出口风粉温度控制在安全范围内，磨制混合品种燃料时，出口温度应按其中最易爆的煤种确定。		
3.9.	制粉系统是否有防止磨煤机断煤和疏通的措施。流化床锅炉是否存在给煤系统堵塞与着火超温判断信号，是否有防断煤与疏通措施。		
3.10.	燃煤储备是否满足电厂 7 天以上机组满负荷出力的需要，是否有燃煤掺配技术措施和管理制度，是否有保证原煤仓断煤疏通的技术措施，燃煤煤质如超出锅炉设计煤种与校核煤种范围，是否可通过有效的掺配措施减轻对锅炉运行的不利影响。		
3.11.	是否具备燃煤供应应急预案。		
3.12.	锅炉燃用的煤质应基本符合设计要求和相关部门要求。其低位热值、灰熔点、挥发分、水分、硫分和灰分变化对锅炉运行的影响在安全可控范围内。		
3.13.	锅炉是否存在严重结焦，锅炉结焦是否可以及时发现、清除，屏过区及密集管排受热面区结焦能否及时发现、清除。水平烟道是否存在严重积灰。炉膛及烟道是否存在烟气外泄。		
3.14.	过热器、再热器、省煤器、水冷壁是否发生爆漏事故，原因是否查明，防止对策是否落实。		
3.15.	锅炉专业非计划停运事故的记录、分析和整改措施。		
3.16.	锅炉连排是否连续排污，定排是否按化学监督要求进行排污。		
3.17.	锅炉汽水品质是否达到制造厂与标准要求。		
3.18.	锅炉是否有最近一次水冷壁割管测垢量和年结垢速率数据。		
3.19.	是否有机组启停及备用中的化学监督工作制度。		
3.20.	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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	要求,安全门防误动措施齐全、严密性良好。		
3.21.	锅炉按照容量大小配备自动调节及保护联锁装置。保护联锁装置是否按规定投用。		
3.22.	吹灰器是否能按运行规程正常投运。吹灰系统是否有防止蒸汽带水的措施,是否存在吹损受热面的现象;吹灰系统管道疏水坡度是否符合设计要求。吹灰蒸汽压力是否根据受热面进行调整,空预器吹灰蒸汽压力与温度是否符合设备要求。		
3.23.	电除尘投入率是否满足环保要求,是否存在阴极线积灰、腐蚀,阳极板腐蚀、积焦块;布袋式除尘器是否破损、严重堵塞。低低温电除尘是否存在积灰板结、电场经常跳闸。		
3.24.	锅炉停用备用时,是否按 DL/T 956-2017《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》及相关标准采取有效的保护措施,是否有锅炉停备用措施的实施记录与台账。采用湿法防腐时,冬季应有防冻措施。		
3.25.	锅炉脱硝系统氨逃逸率控制在合理范围内,防止对空预器 NH ₄ HSO ₄ 沉积造成较大影响,脱硝催化剂应在有效期内运行。		
3.26.	定期进行煤粉细度取样与化验,一次风速均匀性存在较大偏差时及时调整,空预器漏风率定期测试。		
3.27.	放水管、疏水管、放空气管与传压管等炉外管是否按要求进行保温与伴热。放空气管与传压管是否存在冷凝水倒流。		
3.28.	启、停锅炉是否严格按运行规程规定进行,重点要求如下:		
3.29.1.	在 25%负荷以下或在煤油混烧中回转式空预器是否连续吹灰。		
3.29.2.	升温升压或降温降压的速率是否按规程规定进行。		
3.29.3.	汽包任一两点间壁温差不超过规程规定。		
3.29.4.	各受热面管壁及烟气温度是否有超限运行异常工况。		
3.29.5.	有再热器的锅炉,在再热器未通汽时锅炉出口烟温不应大于制造厂规定。		
3.29.6.	启、停过程中炉膛出口及尾部二侧烟温差不大于 50℃。		
3.29.7.	启、停过程中是否发生过未经炉膛通风吹扫强行点火方式。		
3.29.8.	锅炉启停时是否存在大幅度的汽温瞬时波动以及在蒸汽流量很低时投用减温水。		
3.30.	亚临界及以上参数锅炉应具备防止高温受热面内壁氧化皮大面积脱落的技术措施,并在运行中严格执行。		
3.31.	直流锅炉的汽水分离器进口蒸汽温度应能保证直流状态下的过热度并有利于降低水冷壁出口壁温偏差。		
3.32.	停炉后闷炉时间应符合规程及制造厂要求,再进行自然通风。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.33.	锅炉排烟温度是否高于制造厂给出的低限值，低温省煤器出口烟温是否显著低于酸露点。		
3.34.	引风机出口烟压是否显著高于设计值。		
3.35.	锅炉是否具备深度调峰运行能力，深度调峰调用期间，锅炉水动力、受热面壁温等是否运行在安全范围内。		
3.36.	紧急停炉后，对于直吹式制粉系统煤粉管中的存煤，是否有有效的监测、处理措施。		
3.37.	重要辅机油系统的油泵、空预器驱动电机是否进行定期切换试验。		
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、磨损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.	是否设立锅炉防磨防爆组织，定期锅炉防磨防爆检查制度，锅炉防磨防爆检查外包的是否有质量控制体系与文件。		
4.3.	管道及其支吊架的检查维修是否列为常规检修项目。支吊架受力状态与位移是否处于正常状态。		
4.4.	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。		
4.5.	汽包、集中下降管、联箱、导气管、减温器、安全门、排大气管及其管座是否存在尚未消除的爆破隐患，炉外管道保温是否完好。各种疏放水管、放空气管、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。燃油管道是否采取防腐措施，是否存在内外壁严重腐蚀。		
4.6.	锅炉本体以外的高温高压大口径汽水管道及阀门、炉前燃气、燃油(含金属软管)管道阀门是否存在尚未彻底消除的泄漏与爆破隐患。		
4.7.	锅炉本体及高温高压大口径汽水管道支吊架和锅炉的膨胀指示器是否完好，有无定期检查记录和调整记录。流化床锅炉膨胀定位装置是否存在挤压变形。		
4.8.	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。流化床锅炉炉膛是否采取防止灰渣磨损措施，受热面防磨浇铸料是否存在破损。		
4.9.	检修期间对锅炉水冷壁高温腐蚀状况进行评估，对减薄超标的管子及时更换，通过喷涂防护、运行调整减轻高温腐蚀影响。		
4.10.	空预器、空预器下游烟道是否存在低温腐蚀，腐蚀状况是否有检查记录。管式空预器是否有防腐技		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	术措施。		
4.11.	锅炉低温省煤器、电除尘、引风机及其进出口烟道是否存在低温腐蚀，低温省煤器与电除尘布风板是否存在严重积灰。		
4.12.	炉膛水冷壁是否存在横向裂纹状况，横向裂纹检查记录是否完整，对于水冷壁宽鳍片，检修时应加强检查。		
4.13.	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。		
4.14.	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、燃油速断阀、电动主汽门、给水调整门、定期排污门、连续排污门、直流锅炉启动分离器、扩容器前后的阀门等是否存在开关失灵、内漏、外漏严重、开关指示器失灵或不准等尚未彻底消除的缺陷。		
4.15.	摆动火嘴是否灵活可调，调节机构连杆、连接销轴是否存在易断裂的缺陷。		
4.16.	回转式空预器润滑油站、吹灰装置、灭火装置及驱动装置是否正常，外壳保温是否正常，是否存在空预器电机电流晃动现象。回转式空预器是否设有可靠的停转报警装置，且停转报警信号取自空预器的主轴信号。		
4.17.	空预器阻力是否过大，蓄热元件是否存在 NH ₄ HSO ₄ 严重沉积现象；空预器堵塞后，送、引、一次风机出力是否满足高负荷要求；是否具备空预器堵塞治理措施。		
4.18.	是否定期进行动调风机动叶调节系统检查，是否定期进行轴承检查与更换，是否定期检查叶片磨损与裂纹。引风机冷却风风道、叶片以及烟道与膨胀节等是否存在腐蚀。有无防止动叶叶片积灰卡涩的技术措施。		
4.19.	送风机、一次风机进口消音器是否满足环保要求，阻力是否发生异常增大。		
4.20.	钢球磨煤机衬瓦是否定期更换；中速磨煤机磨辊与衬瓦是否定期堆焊与更换，堆焊次数应符合相关规定。		
4.21.	捞渣机链条、刮板与防磨板磨损状况，是否存在断链条现象；是否存在浸水轮轴承，轴承是否防护好。		
4.22.	干式除渣机是否存在积细渣、冷却风量是否合适，落渣口膨胀节是否存在破损。		
4.23.	烟气脱硝系统表计是否准确，NH ₃ 逃逸表是否显示准确，NH ₃ 流量是否测试准确，催化剂活性是否满足脱硝要求。脱硝喷氨调节门与流量表是否存在积垢堵塞现象。是否存在脱硝出口 NO _x 浓度偏差		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
	过大的问题。		
4.24.	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，是否存在人员伤害隐患。		
4.25.	吹灰器安装角度是否符合要求，炉膛吹灰器喷头伸入炉膛长度是否合适；吹灰器外套管是否定期测厚检查，减薄后及时更换。		
4.26.	低温省煤器是否存在严重磨损，是否有可靠的泄漏判断手段；是否存在有效地防磨措施，是否存在严重积灰与腐蚀。		
4.27.	锅炉受热面是否存在吹灰器严重吹损问题。塔式锅炉省煤器与低温再热器是否存在蒸汽吹灰器吹损现象，是否加装声波吹灰器。		
4.28.	螺旋水冷壁锅炉冷灰斗是否存在对角灰渣磨损现象，是否采取了防止对角灰渣磨损的技术措施。		
4.29.	锅炉掺烧污泥时是否制定防止原煤仓堵塞措施，掺烧比例是否合理。		
4.30.	排渣关断门是否灵活可动，无卡涩现象，底部排渣系统无明显漏风。		
4.31.	锅炉水冷壁出口集箱、省煤器进出口集箱以及包墙进出口集箱等低温集箱的角焊缝是否进行全面检查、或制定全面检查计划。		
4.32.	锅炉范围内的管道弯头、三通是否进行硬度普查。		
4.33.	尿素制氨管道伴热能力是否满足要求，防止管内结晶堵塞。		
4.34	除尘器结构强度、刚度及稳定性是否具备可校核的资料；除尘器灰斗料位是否准确可靠，保证除尘器内积灰不超过灰斗高料位；除尘器支承钢梁是否存在腐蚀与变形、焊接件裂纹与开裂等状况；除尘器及锅炉尾部烟道内壁是否存在明显的低温腐蚀现象；锅炉运行时灰渣量是否超过除灰渣系统设计出力。		
4.35	结合检修排查塔式锅炉一级过热器出口段管屏悬吊管管托开裂情况，发现少量开裂的应及时进行修复，发现大量开裂的建议改造升级管材。		
4.36	屏式受热面夹持管存在筋板结构的锅炉，检修期间关注筋板与夹持管连接状况，检查是否存在裂纹或脱落现象。		
4.37	结合检修对二次风联络风道积灰状况进行检查，并制定积灰定期清理措施，严重积灰导致联络风道支撑不足的应对支撑结构进行加强。		
5	锅炉运行参数统计		
5.1.	锅炉效率（%）		
5.2.	主蒸汽、再热蒸汽压力（MPa）		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
5.3.	主蒸汽温度 (°C)		
5.4.	再热蒸汽温度 (°C)		
5.5.	排烟温度与送风机入口风温之差 (°C)		
5.6.	灰、渣可燃物 (%)		
5.7.	烟气含氧量 (%)		
5.8.	烟气 NOx 浓度(mg/m ³)		
5.9.	烟道及空预器漏风率及漏风系数 (%)		
5.10.	冬季暖风器或热风再循环投入情况		
5.11.	吹灰器投入情况		
5.12.	中速磨石子煤排量		
5.13.	煤粉细度 (R ₉₀ ,%)		
5.14.	机组不投油最低稳燃负荷 (MW)		
5.15.	磨煤耗电率 (%)		
5.16.	送风机耗电率 (%)		
5.17.	引风机耗电率 (%)		
5.18.	一次 (排粉) 风机耗电率 (%)		
5.19.	除灰除渣系统耗电率 (%)		
5.20.	空预器烟气阻力 (Pa)		
5.21.	空预器二次风阻力 (Pa)		
5.22.	空预器一次风阻力 (Pa)		
5.23.	过减水投用量 (t/h)		
5.24.	再减水投用量 (t/h)		
5.25.	燃煤水分 (M _t ,%)		
5.26.	燃煤挥发分 (V _{ad} ,%)		
5.27.	燃煤硫分 (S _{t.ar} ,%)		
5.28.	燃煤发热量(Q _{net.ar} kJ/kg)		
5.29.	锅炉本体及汽水管道表面散热情况		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
5.30.	烟气污染物排放指标		
5.31.	低温省煤器出口烟温 (°C)		
5.32.	排烟温度、送风机入口风温、排烟含氧量、飞灰、大渣、煤粉、原煤取样测点的抽查		
5.33.	运行表单的抽查		
5.34.	锅炉最高可调负荷 (MW)		
5.35.	锅炉最低可调负荷 (MW)		
5.36.	锅炉本体及各系统测点的抽查		
5.37.	受热面超温记录抽查		

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.	明确汽机监测专责人及其职责		
1.2.	制订年度汽机监测计划		
1.3.	网络活动、培训情况		
1.4.	及时上报上年度汽机监督工作总结（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.	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）		
1.7.	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		
2.	汽轮机监测		
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		
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）		
2.7.	TSI监测装置无异常（检测测点准确可靠）		
2.8.	振动月报：汽机、发电机、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）。		
2.9.	轴承温度、润滑油温度无异常		
2.10.	差胀、轴向位移、汽缸绝对膨胀无异常		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.11.	密封油压力、温度无异常，油氢差压无异常（或发电机冷却水压力、温度、流量无异常），氢气温度、压力、露点无异常，氢气系统漏氢率、补氢率是否正常。		
2.12.	油泵联锁试验（交流润滑油泵、直流润滑油泵、发电机密封油泵、调速油泵、EH 油泵）。低油压联启试验（采用压力开关泄油，每月 2 次）是否定期进行，备用油泵联启及运行是否正常		
2.13.	润滑油系统低油压联锁除采用常规放油方式对交直流油泵启动及其动作值进行校验外，还应检查、记录并确保油泵间电气联锁时最低暂态油压不低于低油压报警值，直流油泵全容量启动不应存在过电流跳闸情况		
2.14.	主蒸汽、再热蒸汽压力和温度测点，汽缸温度测点正常可靠		
2.15.	主机润滑油压力是否正常（包括启停过程），顶轴油压力是否正常（包括启动前、启停过程中、以及定速停泵后），有无各轴瓦顶轴油压力远传测点。		
2.16.	汽轮机润滑油压力低信号是否直接送入事故直流润滑油泵电气启动回路（硬接线联启直流油泵）		
2.17.	汽轮机各轴承轴振、瓦振，DCS 中是否均有监视？		
2.18.	是否配置手持便携式测振仪表？是否定期校验？		
3.	调节保安系统		
3.1.	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		
3.2.	调速系统系统图及有关部件零件图齐全		
3.3.	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，确认调节系统工作正常		
3.4.	调节保安系统相关试验报表		
3.5.	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）		
3.6.	注/充油试验（每 2000 小时 1 次）		
3.7.	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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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/充油试验代替。		
3.8.	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)		
3.9.	汽轮机油质、检验周期和项目符合要求(每月一次)。油净化装置正常投入运行。		
3.10.	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。		
3.11.	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。		
3.12.	油系统反措要求。(1) 油系统严禁使用铸铁阀门, 各阀门门芯应与地面水平安装。(2) 主要阀门应挂有“禁止操作”警示牌。(3) “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, 有两个以上通道且能保证漏油着火时人员可到达并便于操作、便于撤离的地方		
3.13.	主油箱油位低跳机保护设置情况(液位测点、三取二逻辑、保护动作值)		
3.14.	按规定定期进行主汽门、调门活动试验 (20%行程每天 1 次, 全行程每月/启停机时)		
3.15.	按规定定期进行低润滑油压、低抗燃油压、低真空等危急遮断系统(ETS)通道试验 (每周 1 次/按制造厂规定)(白班低负荷时进行, 仅对 DEH 冗余的串并联电磁阀且设计有在线试验功能的机组适用)		
3.16.	按规定定期进行抽汽逆止门关闭/活动试验 (每月 1 次)(关闭后随即打开, 减小影响)		
3.17.	给水泵/引风机汽轮机主汽阀、高低压调节汽阀活动试验。 (每月 1 次或按汽轮机制造厂规定)		
3.18.	调速油压、安全油压符合要求		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.19.	蒸汽旁路容量		
3.20.	旁路运行方式（是否有自动，是否热备用）		
3.21.	甩负荷试验情况，是否合格。		
3.22.	对外供热抽汽逆止门关闭试验和安全阀校验（每半年 1 次）		
4.	叶片监测		
4.1.	大修具备条件的机组，应对低压缸末级叶片（含给水泵汽轮机、引风机汽轮机、热网循环泵汽轮机、背压机的调频叶片）进行频率测量，自带冠叶片除外		
4.2.	叶片故障分析报告及处理记录		
5.	汽轮机启停及运行状况		
5.1.	汽轮机启停是否按有关规程进行，重点要求如下：		
(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		
(2)	大轴晃动值不应超过制造厂的规定值，或原始值的±0.02mm。		
(3)	高、中压外缸上下缸温差不超过 50℃，高、中压内缸上下缸温差不超过 35℃，汽轮机汽缸左右侧法兰温差不超过制造厂运行说明书上的规定。		
(4)	主汽阀前蒸汽温度必须高于最高金属温度 50℃，但不超过额度蒸汽温度，蒸汽过热度不低于 50℃，或按制造厂规定执行。		
(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。		
(6)	机组启动过程中，因振动异常停机，应全面检查、认真分析、查明原因。当机组已符合启动条件时，连续盘车不少于 4 小时才能再次启动，严禁盲目启动。		
(7)	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。轴封供汽参数符合制造厂要求。		
(8)	疏水系统投入时，严格控制水系统各容器水位，保持凝汽器水位低于疏水联箱标高。供汽管道应充分暖管、疏水，严防水或冷汽进入汽轮机。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
(9)	停机后应认真监视凝汽器、高压加热器水位和除氧器水位和主蒸汽、再热冷段及再热热段管道集水罐处及各段抽汽管道管壁温度变化，防止汽轮机进水。		
(10)	起动或低负荷运行时，不得投入再热蒸汽减温喷水。深度调峰必须投入再热蒸汽减温喷水时，应加强对再热蒸汽温度的监视。在锅炉熄火或机组甩负荷时，应及时切断减温水。		
5.2.	汽轮机系统及运行状况：		
5.2.1.	末两级低加疏水情况（危急疏水是否开启）		
5.2.2.	凝水系统节能运行（凝泵深度变频、凝水主辅调门是否开足、调门是否存在缩颈）		
5.2.3.	凝水供各减温水情况(非必要的减温水是否关闭)		
5.2.4.	轴封系统运行状态（压力、温度、溢流开度是否正常）		
5.2.5.	各段抽汽参数（各段抽汽温度、压力是否正常）		
5.2.6.	循环水系统运行状态（循泵运行方式、凝汽器温升、循环水出口门开度）		
5.2.7.	系统泄漏检查（内漏、外漏） （高低压蒸汽旁路、给水旁路、蒸汽管道疏水、给泵再循环、凝泵再循环、加热器危急疏水等是否内漏）		
5.2.8.	汽动给水泵组运行情况 （两台汽泵转速、入口流量、前置泵电流、小机进汽参数、排汽压力、调门开度是否一致）		
5.2.9.	真空泵运行状况（运行台数、运行电流、抽气系统方式）		
5.2.10.	低加疏水泵、闭式水泵、开式水泵运行状况		
5.2.11.	小机备用汽源是否配置？运行中是否投入热备用？		
5.2.12.	给泵再循环调门是否有自动调节功能？		
5.2.13.	严密检测氢冷发电机油系统、主油箱内的氢气体积含量，确保避开含量为4%~75%的可能爆炸范围。内冷水箱中含氢超过2%应加强发电机的监视，超过10%应立即停机处理。		
5.2.14.	汽轮机超速、轴向位移、振动、低油压等重要保护在机组运行中严禁退出，当其故障被迫退出运行时，应制定可靠的安全措施，并在8小时内恢复；其他保护被迫退出时，应在24小时内恢复。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.3.	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		
6.	主要指标		
6.1.	主汽压力		
6.2.	主汽温度		
6.3.	再热汽温（一次再热、二次再热）		
6.4.	高压缸排汽温度（超高压缸、高压缸）		
6.5.	中压缸排汽温度		
6.6.	给水温度		
6.7.	凝汽器真空度		
6.8.	低压缸排汽温度		
7.	本年关注		
7.1.	关注抽汽供热机组供热抽汽蝶阀的可靠性。		
7.2.	关注发电机氢气干燥器的联锁投退问题		
7.3.	关注高压旁路系统的运行维护		
7.4.	关注中低压联通管膨胀节的检修维护		
7.5.	关注机组深度调峰期间给水流量自动调节特性		

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.	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，每年进行一次额定工况汽轮机热耗及高、中压缸效率试验）		
1.9.	机组参与调峰时，应确定主要运行参数的应达值		
1.10.	应制定阀门泄漏检查清单，停机前、启动后及每季度检查一次阀门泄漏情况。		
1.11.	常用节能监督标准应齐备并及时更新		
1.12.	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）		
1.13.	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）		
1.14.	规定项目的节能测试项目抽检		
1.15.	建立节能管理台帐 机组典型工况运行台帐、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.	低加回热系统（低加温升、疏水端差是否正常？危急疏水是否全关？低加疏水变频泵出口调门		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	是否全开？疏水泵出水温降是否正常？）		
2.3.	高加回热系统（高加温升、疏水端差是否正常，高加旁路是否严密）		
2.4.	凝汽器真空及抽气系统（凝汽器端差、真空严密性是否正常）		
2.5.	汽动给水泵系统（两台小机进汽参数、排汽真空、进汽调门开度、汽泵转速、入口流量、前置泵电流偏差是否正常）		
2.6.	凝结水泵变频运行时，应保持除氧器上水调门全开，通过变频器转速调节除氧器水位		
2.7.	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）		
2.8.	循环水、开式水系统（循环水温升是否正常、凝汽器水阻是否正常、循环水母管有无连通、循环水出水门开度情况）		
2.9.	闭式水系统（经济运行情况：变频/永磁调速/高低速/大小泵？）		
2.10.	系统泄漏情况（内漏、外漏）：（高低压蒸汽旁路、给水旁路、蒸汽管道疏水、给泵再循环、凝泵再循环、加热器危急疏水、高低旁减温水等有无内漏）		
2.11.	对具有滑压运行功能的机组，应开展汽机高调阀优化试验和定滑压试验，并在机组控制系统中应用。		
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。3.1~3.18条分机组统计，3.19~3.25条同型机组合并统计）		
3.1.	主汽压力		
3.2.	主汽温度		
3.3.	再热汽温（一次再热、二次再热）		
3.4.	给水温度		
3.5.	凝汽器真空		
3.6.	真空严密性（每月1次，高、低压凝汽器分别计算）		
3.7.	排汽温度(凝汽器温度)		
3.8.	热井水温度		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.9.	循环水入口温度		
3.10.	循环水温升（高、低压凝汽器分别计算）		
3.11.	凝汽器端差（高、低压凝汽器分别计算）		
3.12.	胶球清洗（投入率/收球率）		
3.13.	高加投入率%		
3.14.	补水率（<1.2%）		
3.15.	耗水率（kg/(kw. h)）		
3.16.	给泵（前置泵）耗电率（%）		
3.17.	凝泵耗电率（%）		
3.18.	再减水投用量（%）		
3.19.	平均负荷（MW）		
3.20.	厂用电率（发电）（%）		
3.21.	供电煤耗（生产）		
3.22.	供热量（t）		
3.23.	发电量（万 kWh）		
3.24.	循泵耗电率（%）		
3.25.	煤耗偏差（<1.0%） （入炉煤和入厂煤，煤量和煤质计量）		

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。		