

国家能源局浙江监管办公室文件

浙监能安全〔2020〕31号

浙江能源监管办关于进一步加强发电企业 电力技术监督监管工作的通知

浙江省能源集团有限公司，华能、大唐、国能、华电、国家电投集团浙江分公司，普星能量有限公司，国网浙江电科院，各省调以上发电企业：

为进一步提高发电设备安全可靠性和保障电力系统安全稳定运行，依据《安全生产法》《电力监管条例》《电力安全生产监督管理办法》《国家发展改革委 国家能源局关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见》《电力技术监督导则》等法律法规、规范和标准，以及我办关于加强电力技术监督监管的有关规

定，现就加强发电企业技术监督监管工作提出以下要求，请认真遵照执行。

一、依法履行电力技术监督主体责任

发电企业是电力技术监督工作的责任主体，应按照国家 and 行业有关法律法规、规范和标准开展电力技术监督工作，依法依规履行电力技术监督职责。

（一）建立健全企业电力技术监督组织体系，建立各级电力技术监督岗位责任制，建立完善电力技术监督工作制度（包括定期检查制度，预警、告警制度，整改制度，签字验收、责任追究制度，定期报告制度等），定期开展本企业电力技术监督工作的自查自评。

（二）对所辖设备按规定进行监测，对设备的维护和修理进行质量监督，并建立健全设备档案。按电力技术监督导则、制度的要求，做好电力技术监督报表的统计分析及报送工作。

（三）组织开展新建、扩建、改建工程的设计审查、主要设备的监造验收，以及安装、调试、试生产等过程中的技术监督和基建交接验收的技术监督。组织实施重大检修及技改项目技术监督。

（四）针对迎峰度夏（冬）等重要时间节点或严重影响电力系统安全稳定运行的问题，开展专项技术监督检查，并报告有关情况。

（五）定期组织召开电力技术监督工作会议，通报技术监督工作信息，总结交流技术监督工作经验，部署技术监督工作任务。

（六）开展电力技术监督人员培训，不断提高技术监督人员专业水平。

（七）及时整改电力技术监督发现问题，并做好闭环管理。

二、完善电力技术监督内容

发电企业应按照国家 and 行业有关标准对电力技术监督内容进行完善细化，不同类型发电企业应包括但不限于：

（一）火电企业电力技术监督包括电能质量、绝缘、电测、继电保护和安全自动装置、调度自动化、励磁、金属、化学、热工、节能、环保等专业监督；电气设备性能、汽轮机（燃机）、锅炉、建（构）筑物等设备设施监督。

（二）水电企业电力技术监督包括电能质量、绝缘、电测、继电保护和安全自动装置、调度自动化、励磁、金属、化学、热工、节能、环保等专业监督；电气设备性能、水轮机、建（构）筑物等设备设施监督。

（三）风电企业电力技术监督包括电能质量、绝缘、电测、继电保护和安全自动装置、调度自动化、金属、化学、热工、节能、环保等专业监督；电气设备性能、风轮机、建（构）筑物等设备设施监督。

（四）光伏发电企业电力技术监督包括电能质量、绝缘、电测、继电保护和安全自动装置、调度自动化、金属、化学、节能、环保等专业监督；电气设备性能、建（构）筑物等设备设施监督。

（五）核电企业（常规岛部分）电力技术监督包括电能质量、绝缘、电测、继电保护和安全自动装置、调度自动化、励磁、金属、化学、热工、节能、环保等专业监督；电气设备性能、汽轮机、建（构）筑物等设备设施监督。

（六）其他影响电力设备设施和电力系统安全的专项监督（如消防、通信等）根据需要开展。

其他类型发电企业应参照上述类型企业，结合自身技术特点开展电力技术监督。

三、强化电力技术监督支撑

我办委托国网浙江省电力有限公司电力科学研究院（以下简称“监管支撑机构”），协助开展发电企业电力技术监督监管工作：

（一）负责收集汇总全省电力技术监督工作有关信息并进行统计分析，建立健全电力技术监督数据库，编写全省电力技术监督工作月报、季报及年报，及时向浙江能源监管办报告电力技术监督工作重大事项并提出工作建议。

（二）跟踪分析电力技术监督发现问题，及时发布预警告警，对发电企业的整改落实情况进行复核确认，并及时向浙江能源监管办报告有关情况。

（三）承办全省电力技术监督工作会议、专业工作会议和技术交流会议等，推动电力技术监督经验交流、人员培训、信息共享。

（四）参与电力技术监督异常事件调查，及时出具技术分析报告。

（五）完成委托的电力技术监督其他工作。

四、做好电力技术监督信息报送工作

（一）发电企业报送工作

1. 通过“浙江省发电企业安全生产监管系统”（以下简称监管系统）及时报送电力技术监督信息。

2. 每月 8 日前报送电力技术监督月报；每季度首月 12 日前报送技术监督季报；每年 1 月 12 日前报送技术监督年报和年度工作计划。

3. 机组发生非正常停运、重要设备异常或重大故障等事件，应在 12 小时内向监管支撑机构报告，并在 24 小时内提交事件简报。

4. 实施重大检修和技改项目，应开展全过程电力技术监督，项目完成后 30 天内提交总结报告。

5. 电力技术监督自查发现问题应及时录入监管系统，内容包括整改计划，整改措施和责任落实等，并提交总结报告。

（二）监管支撑机构报送工作

1. 每月 20 日前向我办报送全省电力技术监督月报；每季度首月 25 日前报送全省技术监督季报；每年 1 月 25 日前报送全省技术监督年报及年度工作计划建议。

2. 迎峰度夏（冬）等技术监督检查后 7 天内完成检查发现问题录入，20 天内向我办提交总结报告。

3. 发生重要设备异常、机组非正常停运等事件，应在收到企业事件报告后 24 小时内向我办报告。

4. 分析发电企业重大检修和技改项目总结报告，发现异常问题应在 10 天内向我办提交报告。

五、健全技术监督告警通报机制

我办应定期通报电力技术监督监管工作开展情况，对重要问题事项发布告警，有效发挥监管警示作用。

（一）组织召开全省电力技术监督工作会议、专业工作会议和技术交流会议，通报全省电力技术监督工作开展情况，研究典型突出问题，宣贯有关法律法规标准，部署电力技术监督工作任务。

（二）按月发布全省电力技术监督监管月报，通报发电企业电力技术监督问题排查和整改情况，以及重要设备异常情况。

（三）健全技术监督重要问题预警告警机制。

1. 监管支撑机构发现电力技术监督重要问题后应及时下发告警通知单，根据问题重要程度由低到高分为二级告警和一级告警（具体告警条件见附件），其中一级告警抄送浙江能源监管办和发电企业上级管理单位。

2. 发电企业收到“技术监督告警单”后，要针对告警事项立即采取防范处理措施，及时开展问题整改，并在告警期内报送“技术监督告警回执单”，整改完成后报送“技术监督告警整改单”和整改有关资料。发电企业上级管理单位要对告警事项加强监督管理，督导被告警企业管控安全风险，做好问题整改闭环。

3. 监管支撑机构应全程跟踪告警问题整改，对整改全过程实施有效监督，并对整改结果进行复核确认。

4. 监管支撑机构对行业内发现的苗头性、共性问题应及时发布预警。

六、完善电力技术监督激励约束机制

（一）鼓励监管支撑机构会同各发电集团科研机构等电力技术监督服务单位和行业专家建立交流合作平台，定期开展技术交流活动的，研究解决行业内热点、难点问题。

（二）鼓励发电企业完善奖惩机制，根据电力技术监督工作开展情况，对电力技术监督工作突出单位（部门）和个人给予有效激励。

(三) 我办将强化监管执法力度，对未按规定开展电力技术监督相关工作，提供虚假或隐瞒重要信息，违反电力技术监督有关规定造成电力安全事故等违法违规行为，将依法依规予以查处，情节严重的将依据《安全生产法》《电力监管条例》等法律法规实施停工、解列、行政处罚等。

- 附件：1. 电力技术监督二级告警条件
2. 电力技术监督一级告警条件

国家能源局浙江监管办公室

2020年10月10日

抄送：国家能源局电力安全监管司

国家能源局浙江监管办公室综合处

2020年10月10日印发



附件1

电力技术监督二级告警条件

专业	序号	条件
管理	1	技术监督体系运作不正常，未制定技术监督年度工作计划。
	2	技术监督检查发现的重要问题，没有在规定时间内及时解决。
	3	机组发生限出力30%及以上且超过12小时，24小时内未提交事件简报。
	4	机组最大、最小技术出力受限超过2小时。
	5	连续二个月未按要求上报技术监督月报，未按要求上报技术监督季报、年报。
	6	无故未参加全省技术监督工作会议或技术监督专业工作会议。
	7	因发电企业原因导致安全生产监管系统异常，超过一周未恢复正常。
	8	未按要求提供相关资料，技术监督检查配合不力。
	9	其他违反国家相关法律、法规、制度，行业标准、导则和规程等条款，逾期未整改。
电能质量	1	升压站母线未按调度下达的电压曲线进行调压，厂用电母线未按《电力系统电压和无功电力技术导则》（DL/T 1773）要求进行电压调整，造成母线电压越限。
	2	运行中的无功补偿设备未经调度部门批准擅自停运。
	3	现场低压减负荷装置未按最新调度定值进行设定。
	4	电能质量监测装置运行异常，不能实现故障数据导出和运行数据上报。
绝缘	1	电气设备交接试验项目、技术要求未按照《电气装置 安装工程电气设备交接试验标准》（GB 50150）执行。
	2	漏氢量大于《汽轮发电机运行导则》（DL/T 1164）中规定的最大漏氢量，机组仍继续运行。
	3	电气设备预防性试验关键项目、周期及技术要求未严格执行《电力设备预防性试验规程》（DL/T596）要求，试验超周期（未超宽限期）、缺项漏项、降低标准、试验数据超规程要求或超过规程注意值。
继电保护和 安全自动装置	1	继电保护和安全自动装置以及相关二次回路存在较严重的安全隐患。
	2	继电保护装置不正确动作，未认真分析原因，未采取有效措施。
	3	继电保护及安全自动装置在运行周期内出现异常或发生不正确动作。
	4	发变组、网控及重要辅机保护定值单与装置定值不一致。
	5	运行中的蓄电池组端电压、电解液密度偏差不满足《电气装置安装规程蓄电池施工及验收规范》（GB 50172）和《电力系统蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》（DL/T 724）要求，或外壳破损电解液外漏。
	6	同期回路检修改造后，发电机组启动时未进行同期定相试验、假同期试验。
	7	软件版本未按要求及时升级。
	8	新能源电站故障解列装置、防孤岛保护装置、频率电压紧急控制装置、失步解列装置、风机和逆变器等涉网设备定值不满足《大型发电机组涉网保护技术规范》（DL/T 1309）、《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964）、《风电场接入电力系统技术规定》（GB/T19963）对新能源电站涉网性能的要求。
	1	自动化及通信装置关键进程退出运行或频繁重启。
	2	自动化及通信参数未按最新调度定值进行设定。
	3	电力监控系统未定期开展等级保护测评、安全防护评估。

调度自动化	4	自动化及通信装置存在被国家有关部门机构通报的具有严重漏洞的设备。
	5	未严格履行检修申请手续，擅自关停或复役相关自动化设备，导致遥测数据跳变。
	6	电站PMU装置运行异常，不能实现故障数据导出和运行数据上报。
	7	新能源电站不具备整站等值建模报告、高/低电压穿越能力验证报告和电压频率适应性测试报告等涉网性能证明材料。
	8	未经调度部门许可，新能源电站擅自退出自动发电控制系统，擅自改变自动电压控制系统的投退状态、控制模式和控制参数。
	9	未经调度部门许可，新能源电站擅自改变动态无功补偿装置的投退状态、控制模式和控制参数。
励磁	1	励磁系统因自身缺陷无法保证发电机在励磁电流不超过其额定值的1.1倍时连续运行。
	2	励磁系统因自身缺陷导致强励电压倍数、强励电流倍数和强励时间不满足《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》（DL/T 843）汽轮机组不小于2倍10s的要求，不满足《大中型水轮发电机静止整流励磁系统技术条件》（DL/T 583）水轮机不小于2倍20s的要求。
	3	电力系统稳定器投入后，机组低频振荡阻尼比低于0.1。
	4	励磁系统限制与对应的发电机保护和机组实际能力不符合《电力系统安全稳定导则》（GB 38755）的要求。
	5	励磁整流柜均流系数不满足《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》（DL/T 843）的要求。
	6	励磁系统涉及直接跳闸的中间继电器动作功率不满足《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》要求。
	7	机组A修或设备改造后未按《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》（DL/T 843）、《大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置的试验规程》（DL/T 489）、《大型发电机励磁系统现场试验导则》（DL/T 1166）要求完成励磁系统相关检修试验。
	8	机组及AVC系统正常情况下母线电压调节合格率低于90%。
金属	1	主要受监金属部件（主蒸汽管道、再热蒸汽管道、联箱、受热面管等，以及水电厂水轮机、蜗壳、顶盖、转子支臂、发电机大轴、圆盘支架、承重机架（头）、给排水压力管道等）进行重要改造未制定工艺方案和未经审批即实施。
	2	未按《火力发电厂金属技术监督规程》（DL/T 438）、《水力发电厂金属技术监督规程》（DL/T 318）要求开展金属检验项目。
	3	受监金属部件更换合金钢部件未进行光谱或成分分析。
	4	金属检验人员、焊工和热处理工等无证上岗。
	5	受监金属部件检修焊口超过200当量数，焊口一次检验合格率低于85%。
	6	发生汽温严重超温（超过运行规程允许上限温度20℃以上）。
化学	1	水汽质量指标劣化或异常达到《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准》（GB/T12145）规定的一级处理值后在72+24小时内未恢复正常，或二级处理值24小时内未恢复正常，或达三级处理值。 发电机内冷水三级处理异常值按《火力发电厂水汽化学监督导则》（DL/T561）。 燃气联合循环机组水汽三级处理异常值按《燃气-蒸汽联合循环发电厂化学监督技术导则》（DL/T1717）。
	2	购置的水处理材料、氢气等质量不符合《化学监督导则》（DL/T 246）要求，或未执行入厂验收。
	3	锅炉化学清洗未对实施单位进行资格审查，或未对化学清洗方案审核，或未严格执行锅炉化学清洗的安全措施。
	4	运行汽轮机油、抗燃油颗粒度等检测连续两次不合格，机组检修后油中颗粒度不合格或未进行颗粒度检测的情况下开机。
	5	制氢站或供氢站氢气纯度和湿度超标时，未采取处理措施。
	6	在线pH表、氢导表等重要在线化学仪表故障不能立即修复时，未安排人工分析。
	7	实验室化学检测数据出现严重失误，影响机组安全生产。

热工	1	重要热工设备或系统异常且未开展分析。
	2	热工计量标准器具未及时送检或超周期使用。
	3	仪表检定人员未经专业培训合格；用于仪表校验的计量标准装置未取得计量标准考核证书。
	4	主（再热）汽温度、主汽压力、给水等主要热工自动调节系统，不能长期正常投入或擅自切除。
	5	机组重要设备热工保护投入率未达到100%。
	6	在机组A修或DCS/DEH等主要控制系统改造后，未进行性能测试及验收。
	7	机组A修、通流改造、DCS/DEH等主要控制系统改造后，未按《火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程》（DL/T 774）要求完成一次调频功能试验、AGC负荷跟随试验、RB、负荷变动试验、模拟量扰动等试验。
	8	未按要求执行热工主保护投退、控制系统逻辑修改下装等相关制度。
	9	机组一次调频、AGC的投退或定值设置不符合“两个细则”及网源协调管理规定。
节能	1	未按照《电力节能技术监督导则》（DL/T 1052）要求开展机组A、B修前后性能试验，以及新机组投入运行一年内、在役机组每 5 年全厂水平衡、电平衡、热平衡和燃料平衡的测试。
	2	锅炉、汽（燃气）轮机本体及辅机设备实施重大节能技术改造，改造前无节能分析、改造后无经济性评估。
	3	锅炉、汽（燃气）轮机及辅助设备能耗性能指标严重偏离规定范围，无法达到节能要求；锅炉、汽（燃气）轮机本体及汽水管道的保温失效，严重影响机组经济性。
	4	锅炉、汽轮机经济技术指标未达到《电力节能技术监督导则》（DL/T 1052）中相关要求。
	5	供电煤耗异常变化，同比升高值达3g/kWh及以上。
环保	1	运行机组烟尘排放浓度小时均值超标一倍以内的月累计时间在7h~12h，或超标一倍及以上的月累计时间在1h~6h。
	2	运行机组SO ₂ 排放浓度小时均值超标一倍以内的月累计时间在4h~24h，或超标一倍及以上的月累计时间在1h~4h。
	3	运行机组NO _x 排放浓度小时均值超标一倍以内的日累计时间在4h~8h、月累计时间在24h~48h，或超标一倍及以上的日累计时间在1h~4h、月累计时间在6h~12h。
	4	烟气CEMS系统非计划停运，月累计时间在24h~72h，或连续时间在12h~36h。
	5	脱硝CEMS、脱硫CEMS、总排CEMS系统月度投运率、数据传输有效率低于规定值5%~10%。
	6	除尘、脱硫、脱硝、废水处理系统的重要计量仪表故障运行三个月及以上。
	7	脱硫废水处理设施月累计超过3天以上至7天以内无故停运，导致排放污染物重要指标超标。
汽轮机	1	主机轴承振动或相对轴振动变化量超过报警值的25%。
	2	主要辅机振动超过《机械振动在非旋转部件上测量和评价机器的振动 第3部分》（GB/T6075.3）规定的停机值，未采取有效处理措施。
	3	汽轮机未按要求开展调速系统参数测试、建模及定期复核性试验。
	4	机组高、低压旁路存在超温、超压、泄漏等安全隐患。
	5	汽轮机上、下缸温差超过限值，无法保证机组安全运行。
	6	汽轮机汽门卡涩，供热机组抽汽供热快关阀卡涩，机组仍强行启动或长期运行。
	7	汽轮机长期未开展润滑油低油压联动试验、注/充油试验、汽门活动/松动试验、汽门全行程活动性试验、汽门严密性试验、汽门快关试验、超速试验、跳机遮断电磁阀动作试验等重要定期试验。
	8	汽轮机轴封系统外漏量大，经调整后仍无法控制，影响机组安全运行。
水轮机	1	未安装状态监测系统或系统主要参数测值异常。
	2	超速保护装置未定期试验或超速转速超过额定转速140%。
	3	机组运行中，顶盖振动及机组轴线各处摆度大于规定允许值的25%。

	4	机组A修后未按照《发电企业设备检修导则》（DL/T 838）、《立式水轮发电机检修技术规程》（DL/T 817）等标准开展水轮机稳定性试验、效率试验以及检修后评估工作。
	5	抽水蓄能机组未定期检验上下库水位最低运行报警能否正常动作。
燃机	1	燃气轮机未按要求开展调速系统参数测试、建模及定期复核性试验。
	2	燃气轮机燃气关断阀或燃气控制阀卡涩，机组仍强行启动或长期运行。
锅炉	1	锅炉燃烧器、受热面等重大技术改造前后，未开展锅炉最低稳燃负荷试验和锅炉额定负荷试验。
	2	锅炉受热面管壁温度超过报警温度3次及以上。
	3	锅炉受热面发生泄漏。
	4	锅炉安全阀未按要求进行定期检验。
	5	锅炉空预器漏风大于10%、空预器入口风温小于20℃。
	6	煤种发生较大变化、相关设备发生较大变化或锅炉燃烧不正常时，未开展锅炉燃烧调整试验。
消防	1	油罐区、汽机油系统、锅炉油系统的火灾监控及报警系统存在故障。
	2	在可能产生有毒有害物质的场所未配备正压式空气呼吸器、防毒面具等防护器材。
	3	油区内存在易着火的临时建筑或存放易燃物品
	4	制氢场所、制氨和储氨场所未配备足够消防器材。
	5	天然气系统区域，未按《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503)的规定安装可燃气体检测报警器。
	6	风力发电机组风机叶片、隔热吸音棉、机舱、塔筒未选用阻燃电缆及不燃、难燃或经阻燃处理的材料。
	7	风机机舱、塔筒内的电气设备及防雷设施预防性试验未按《电力设备预防性试验规程》（DL/T 596）的要求开展相关试验。
合计	103	

电力技术监督一级告警条件

专业	序号	条件
管理	1	未建立由企业主管领导负责的技术监督组织体系，未建立技术监督工作制度和流程，未建立技术监督岗位责任制。
	2	技术监督检查发现涉及安全的重大问题，没有在规定时间内及时解决。
	3	设备出现异常已经危及安全运行，但仍强制运行。
	4	机组发生非正常停运、重要设备异常或重大故障12小时内未报告，24小时内未提交事件简报；机组限出力50%及以上且超过12小时，24小时内未提交事件简报。
	5	重要设备运行数据、技术数据、试验数据弄虚作假；技术监督月报、季报、年报、技术报告或工作总结严重失实。
	6	因发电企业原因导致安全生产监管系统异常，超过一个月系统未恢复正常。
	7	其他违反《电力系统安全稳定导则》（GB 38755）、《防止电力生产事故的二十五项重点要求》以及国家法律、法规、制度，行业标准、导则和规程等条款，严重影响安全稳定运行的。
电能质量	1	35kV及以上电压监视控制点电压偏差和持续时间超过《电力系统电压和无功电力技术导则》（DL/T 1773）规定的允许值。
	2	未经调度部门许可，擅自退出低压减负荷装置或低压解列装置。
	3	执行电力调度部门调整发电出力命令迟缓15分钟，造成电网频率超过 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 。
绝缘	1	主要电气设备交接试验项目、技术要求未按照《电气装置 安装工程电气设备交接试验标准》（GB 50150）执行，对设备安全运行构成严重威胁。
	2	水内冷发电机定子线棒温差达 14°C 或定子引水管出水温差达 12°C ，或任一定子槽内层间测温元件温度超过 90°C 或出水温度超过 85°C 。
	3	氢冷发电机定子线棒出口风温差达到 8°C 。
	4	发电机漏水、定子冷却水系统漏氢量大于 $5\text{m}^3/\text{d}$ 、出线箱氢气含量达到或超过1%。
	5	500kV变压器油中乙炔大于 $1\mu\text{L/L}$ ，220kV变压器油中乙炔大于 $5\mu\text{L/L}$ ，经连续取样测试，数值仍增长的。
	6	220kV及以上变压器油中总烃绝对产气速率大于 0.5mL/h 或相对产气速率大于10%/月。
	7	110kV及以上电力电缆主绝缘耐压试验不合格。
	8	氧化锌避雷器 $0.75U_{1mA}$ 时电导电流大于《电力设备预防性试验规程》（DL/T596）规定值。
	9	避雷器运行中阻性电流与历次测量值相比，增大达1倍以上。
继电保护和自动装置	1	继电保护及安全自动装置不正确动作，且造成了较大的影响。
	2	涉网保护装置未按最新调度定值设置。
	3	发变组、网控及重要辅机保护装置的功能压板及出口压板未按运行管理规程正确投退。
	4	继电保护及安全自动装置擅自退出运行。
	5	新能源电站涉网保护设备定值不满足要求。
调度自动化	1	自动化装置遥控误出口导致一次设备误动作。
	2	电力监控系统生产控制大区非法外联或主机设备跨安全区连接。
	3	冗余配置的自动化及通信核心设备双机故障退出运行。
	4	因发电企业原因导致发电厂的两条独立通信通道同时中断。
	5	未经调度许可擅自更改自动化设备相关定值。
	6	未执行调度机构发出的有功和无功指令。
	7	新能源电站故障穿越能力不满足标准要求。

励磁	1	因励磁系统缺陷及故障引发机组失磁、失步、误强励或振荡等严重影响机组及电网安全稳定运行的情况。
	2	励磁系统正常情况下自动模式（AVR）和调度已下发定值单并要求投运的电力系统稳定器（PSS）未投入运行。
	3	励磁调节器核心控制参数（主环、辅环及PSS）实际设定值与定值单不一致。
	4	未按要求完成励磁系统建模及参数实测试验、电力系统稳定器参数整定试验、自动电压控制（AVC）性能试验及发电机进相能力试验。
	5	机组及设备正常情况下自动电压控制（AVC）功能未投入或核心控制参数实际设定值与AVC系统参数定值单不一致。
金属	1	重要受监金属部件（锅筒或汽水分离器、大型铸件、汽轮机或发电机大轴，以及水电厂的主阀、转轮、闸门等）进行重要改造未制定工艺方案和未经审批即实施。
	2	受监金属部件（主蒸汽管、再热蒸汽管、高压给水管、高压导汽管、锅筒或汽水分离器、除氧器、高温联箱、水电厂转轮、汽轮机本体等部件）存在严重缺陷，未采取有效措施。
	3	受监金属部件错用钢材或焊接材料。
	4	一年内同一机组发生同类部位爆管2次及以上。
	5	受监金属部件温度、压力超过材料允许上限。
化学	1	水汽质量指标异常达到三级处理原则的三级处理条件，使其恢复正常的时限超过三级处理时限一倍（达一级处理值72+24小时后、二级处理值24小时后、达三级处理值后开始计时）。
	2	汽包炉炉水pH值低于7.0，沿海电厂凝汽器泄漏导致凝结水钠离子含量大于400μg/L且给水氢导或蒸汽氢导超标限值而机组仍继续运行。
	3	燃煤机组检修中发现水冷壁管向火侧垢量超过《火力发电厂锅炉化学清洗导则》（DL/T 794）规定的化学清洗结垢量的20%，或连续两次检修割管测定垢量达到化学清洗条件，且未在一年内安排化学清洗。
热工	1	锅炉炉膛压力、全炉膛灭火、汽包水位（直流炉断水）和汽轮机超速、轴向位移、机组振动、低油压等重要保护或装置擅自修改定值、退出、停用，或虽经批准退出，但未在规定时间内恢复。
	2	主要自动调节系统未投入，重要保护装置未按规定定期开展传动试验。
	3	设备重要保护及机组主保护系统误动、拒动。
环保	1	运行机组烟尘排放浓度小时均值超标一倍以内的月累计时间在12h以上，或超标一倍及以上的月累计时间在6h以上。
	2	运行机组SO ₂ 排放浓度小时均值超标一倍以内的月累计时间在24h以上，或超标一倍及以上的月累计时间在4h以上。
	3	运行机组NO _x 排放浓度小时均值超标一倍以内的日累计时间在8h以上、月累计时间在48h以上，或超标一倍及以上的日累计时间在4h以上、月累计时间在12h以上。
	4	烟气CEMS系统非计划停运，月累计时间超过72h，或连续时间超过36h。
	5	脱硫废水直接排放。
汽轮机	1	主机轴承振动或相对轴振突然增加报警值的100%，或相对轴振动大于260μm。
	2	汽轮机本体部件出现不明原因泄漏，机组仍启动或继续运行。
	3	汽轮机本体部件出现变形等严重故障，未经安全性评估，机组仍启动或继续运行。
	4	新投产机组或汽轮机调节系统经重大改造后未开展甩负荷试验，或甩负荷试验不合格，且未开展原因分析及处理。
	5	汽轮机润滑油系统存在短时失压、着火等安全隐患，无法保证机组安全运行或停机。
	6	氢冷发电机油系统、主油箱内的氢气体积含量在4%~75%范围内。
燃机	1	燃气轮机叶片出现裂纹或断裂、转子出现裂纹或弯曲等严重故障，未经安全性评估，机组仍启动或继续运行。
	2	燃气轮机润滑油系统存在短时失压、着火等安全隐患，无法保证机组安全运行或停机。
水轮机	1	水轮机机械制动系统故障，制动瓦磨损、制动闸及其供气、油系统漏气、漏油等存在影响制动性能的缺陷。
	2	机组运行中，顶盖振动及机组轴线各处摆度大于规定允许值的100%。
	3	机组A修后未按照《防止电力生产事故的二十五项重点要求》9.5.1.2的要求，对水机保护装置报警及出口回路等进行检查及联动试验。

锅炉	1	锅筒和过热器上所有安全阀的排放量总和小于或等于锅炉最大连续蒸发量；超（超）临界电站锅炉的过热器出口和启动分离器安全阀及动力泄压阀的排放量总和小于或等于锅炉最大连续蒸发量。
	2	锅炉再热器进、出口安全阀的总排放量小于或等于锅炉最大设计流量。
	3	锅炉受热面管壁温度严重超温，超过材料允许上限20℃，超温时间超过20分钟
	4	由于锅炉设备与系统故障或者技术改造失败等问题，导致机组最大、最小技术出力、AGC速率或一次调频严重受限。
	5	锅炉整体或局部自由膨胀或收缩严重受阻，严重影响锅炉安全运行。
	6	锅炉管道支吊架发生严重变形或超限，严重影响锅炉安全运行。
	7	一年内同一锅炉发生同类部位爆管2次及以上，发生严重结焦、积灰、腐蚀等问题。
消防	1	未建立防止火灾事故组织机构，未建立消防工作制度。
	2	检修现场无防火措施，在禁火区动火未制定动火作业管理制度
	3	无消防水系统或消防水量严重不足。
	4	重点区域无消防报警系统。
	5	天然气系统的新建、改建和扩建工程项目未进行安全评价。
合计	73	