南方能源监管局

电力安全信息通报

（2021年第18期）

南方能源监管局电力安全监管处 2021年12月31日

C:\Users\ADMINI~1\AppData\Local\Temp\ksohtml\wpsF7EA.tmp.jpg

内容概要

◆电力安全隐患排查治理情况

◆电力建设工程质监工作情况

◆火力发电企业技术监督工作评价情况（11月）

2021年11月广东、广西、海南三省（区）

电力安全隐患排查治理情况

2021年1至11月，辖区内电力企业共排查一般隐患80255项（含2020年未整改完成项），整改率98.03%，主要为设备设施事故隐患， 落实隐患治理资金共3.66亿元。

电网企业共排查一般隐患4816项，整改率96.99%。一般隐患整改率较高的是深圳供电局（100%）和超高压输电公司（99.33%），其他电网公司整改率均在90%以上。

发电企业共排查一般隐患75439项，整改率98.09%。发电集团中，一般隐患整改率较高的是广州恒运企业集团股份有限公司、中国华电集团贵港发电有限公司、国家能源投资集团有限责任公司海南分公司等13家单位（100%），其他整改率均在80%以上。

2021年11月广东、广西、海南三省（区）

电力建设工程质监工作情况

一、电力建设工程质量监督检查工作开展情况

2021年11月，广东、广西、海南各电力质监机构开展质量监督检查的电力建设工程项目165个，共发现各类问题2182个，已完成整改闭环927个。具体情况如下：

**（**一）电网工程

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **电压等级** | **检查项目数** | **检查次数** | **专家人数（人·工作日）** | **问题数量** | **已整改数量** |
| ±800千伏 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 500千伏 | 10 | 11 | 36 | 119 | 50 |
| 220千伏 | 40 | 42 | 160 | 383 | 161 |
| 110千伏 | 84 | 101 | 234 | 808 | 567 |
| 35千伏 | 7 | 7 | 16 | 53 | 24 |
| 合计 | 141 | 161 | 446 | 1363 | 802 |

（二）电源工程

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **工程类别** | **检查项目数** | **检查次数** | **专家人数（人·工作日）** | **问题数量** | **已整改数量** |
| 燃煤发电 | 3 | 3 | 56 | 247 | 0 |
| 燃气发电 | 4 | 5 | 86 | 352 | 134 |
| 核电 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 合计 | 7 | 8 | 142 | 599 | 134 |

二、电力建设工程质量监督注册情况

2021年11月，广东、广西、海南各电力质监机构新办理电力建设工程项目质监注册40个，其中电网工程40个，电源工程0个。具体情况如下：

（一）电网工程

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **电压等级** | **500千伏** | **220千伏** | **110千伏** | **35千伏** | **合计** |
| 新注册数 | 2 | 6 | 29 | 3 | 40 |

（二）电源工程

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **工程类别** | **燃煤发电** | **燃气发电** | **核电** | **合计** |
| 新注册数 | 0 | 0 | 0 | 0 |

三、监管工作动态

（一）南方能源监管局圆满组织完成国内首次坚强局部电网安全评估

11月24-29日，南方能源监管局在深圳组织开展深圳坚强局部电网现场安全评估。南方能源监管局组织成立了由中国工程院余贻鑫、郭剑波、罗安院士领衔的高水平评估专家组，对深圳坚强局部电网建设的6类18项重点工作任务完成情况进行了全面评估。经专家组鉴定，深圳坚强局部电网符合基本建成“坚强统一电网联络支撑、本地保障电源分区平衡、应急自备电源承担兜底、应急移动电源作为补充”的四级保障体系。初步达到国家能源局坚强局部电网规划建设实施方案提出的“保障重要用户保安负荷在严重自然灾害情况下不停电，特级重要用户非保安负荷停电时间不超过半小时，一级重要用户和部分二级重要用户非保安负荷停电时间力争不超过2小时”的建设要求。在国内率先基本建成坚强局部电网，技术水平整体达到国内领先水平，在输变电设备智能化建设、配电网不停电作业、配网自愈技术、电力设备自主安全可控的研究应用技术创新领域，达到国际先进水平。

（二）南方能源监管局调研督导广西自治区电力工程质量监督工作

为贯彻落实国家能源局电力工程质量安全监管工作部署，进一步加强广西区电力工程质量安全监管工作，妥善应对新能源发电项目送出工程质监需求快速增长形势，近日，南方能源监管局赴广西自治区电力建设工程质量监督中心站开展调研。南方能源监管局与广西区电力建设工程质量监督中心站有关负责同志座谈，详细了解广西区电力工程质监工作体系和机制运转情况，听取广西中心站2021年工作完成情况、下一步工作安排以及当前电力质监工作面临的困难，并现场查看质量监督系统，要求广西中心站按照新颁布的质监大纲要求，进一步完善监督工作程序，强化现场质量监督工作，切实保障工程质量安全，并要研究应对新能源发电项目送出工程质监需求快速增长形势，作出相应部署。

四、质量监督典型案例及整改情况

（一）广西华能浦北福旺、石井风电项目送出工程

广西中心站在该项目电缆线路工程投运前阶段现场监检时发现，施工单位广西博阳电力工程建设有限责任公司负责施工的交流单芯电缆固定夹具使用铁磁性材料构成了闭合磁路，不符合《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》（GB50168-2018）第6.1.19条的规定。

（二）海南华电儋州100MW农光互补项目配套送出线路工程

海南中心站在该项目架空输电线路杆塔组立前阶段现场监检时发现，施工单位贵州黔送送变电工程有限公司负责施工的线路杆塔基础未能提供现场浇筑混凝土的养护记录，不符合《110kV～750kV架空输电线路施工及验收规范》（GB50233-2014）第6.2.15条的规定。

（三）广东粤港澳大湾区500kV外环中段项目500kV珠东北开关站工程

广东中心站在该项目主体结构施工前阶段现场监检时发现，施工单位中能建广东火电工程有限公司负责施工的500kV高压并联电抗器防火墙框架柱基础，施工缝未打毛粗糙处理、结合面未清除表面浮浆及软弱混凝土层，不符合《混凝土结构工程施工规范》（GB50666-2011）第8.3.10条的规定。

2021年11月广东、广西、海南三省（区）

火力发电企业技术监督工作评价情况

一、安全生产总体概况

截止2021年12月10日，共收到95家电厂提交的2021年11月份技术监督简报。

95家电厂中，600MW及以上等级（含1000MW）煤电机组有75台，200MW等级和300MW等级煤电机组有72台，其他容量等级的煤电机组20台；300MW等级及以上的气电机组有50台套，其他容量等级的气电机组有37台套。现对95家电厂进行技术监督工作评价，性能、经济、环保等主要指标分析详见**附件**。

2021年11月，95家电厂安全生产形势总体平稳，非计划停运事件（以下简称“非停”）共发生24次，较上期相比减少16次；限负荷事件（以下简称“限负荷”）共发生24次，较上期相比减少31次。非停及限负荷情况见表1、图1和图2所示。

表1 非停情况表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **机组类型** | | **2021年7月非停次数** | **2021年8月非停次数** | **2021年9月非停次数** | **2021年10月非停次数** | **2021年11月非停次数** | **环比**  **(次数)** |
| 煤电机组 | 600MW及以上等级 | 6 | 10 | 10 | 18 | 7 | -11 |
| 200MW和300MW等级 | 5 | 5 | 17 | 8 | 5 | -3 |
| 其他容量等级 | 2 | 3 | 6 | 3 | 4 | +1 |
| 气电机组 | 300MW及以上等级 | 1 | 5 | 7 | 5 | 5 | 0 |
| 其他容量等级 | 0 | 3 | 6 | 6 | 3 | -3 |
| 火电机组 | | 14 | 26 | 46 | 40 | 24 | -16 |



图1 煤电机组非停和限负荷次数对比



图2 气电机组非停和限负荷次数对比

2021年11月发生24次非停，当月出现两次非停的发电企业有3家，连续两个月出现非停的发电企业有9家。详细情况见表2。

11月份的非停次数、限负荷次数较上月下降，尽管社会用电负荷紧张状态有所缓解，机组减少高负荷、长周期运行时间，设备有轮换检修的机会，但各试点电厂仍应持续强化管理，持续做好发电机组的监控和运维，减少机组非停次数，保障机组可靠运行，保障电力安全稳定供应。

据广东调度部门（含深圳）11月份统计，有2家电厂合计2台次（万丰2号，生物质1号）因燃料供应不足而被迫停机备用；有6家燃气机组合计13台（次）机组因为上游供气商无法提供气源而被迫停机备用。

表2 以发电企业归属为统计口径的非停情况

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2021年10月**  **非停的机组** | **2021年11月**  **非停的机组** | **11月出现**  **两次非停**  **的发电企业** | **10月、11月连续两个月出现非停的发电企业** |
| 试点  发电  企业 | 柘林3号、铜鼓1号、铜鼓4号、铜鼓6号、铜鼓7号、大唐合山3号、国投钦州1号、国投钦州4号、华电贵港1号、大唐合山2号、钰海1号、钰海2号、立沙岛1-2号、沙角C3号、珠海A1号、珠海B3号（2次）、红海湾4号、茂名6号、黄埔2号、崖门2号、源和3号、恒益1号、甲湖湾2号、阳西5号、妈湾4号、珠江3号、珠江4号、恒运8号、恒运9号、新田4号、华粤2号、东糖乙1号、东糖乙2号、展能2号、洪湾4-5号、樟洋1-2号、丰达1号、南山1-2号、南山3-4号 | 海门4号、靖海4号、红海湾1号、红海湾4号、韶关1号、源和3号、阳西6号、粤海2号、恒运7号、浈江2号、新田2号、荷树园4号、华粤1号、华粤2号、万丰1号、生物质1号、黄埔2号、福新1号、昭阳1号、玖茗1-2号、玖茗3-4号、立沙岛3-4号、南山1-2号、江南新能源2号 | 红海湾电厂  华粤电厂  玖茗电厂 | 红海湾电厂  源和电厂  阳西电厂  恒运电厂  新田电厂  华粤电厂  黄埔电厂  立沙岛电厂  南山电厂 |
| 合计 | 40次非停 | 24次非停 | 3家企业 | 9家企业 |

二、技术监督体系运作评估

总体看，大部分电厂均建立了技术监督体系，明确各级监督职责，履行技术监督主体责任，按国家和行业标准开展电力技术监督，技术监督体系运作良好。

通过现场检查和电话询问等方式，对部分试点电厂进行技术监督抽检，情况不一。

其中，润洲、霞涌、高埗等电厂充分发挥技术监督预防作用，强化厂内技术监督保障体系，调动技术监督人员积极性，防微杜渐，举一反三，确保技术监督各项工作落到实处，保障机组运行安全、可靠。

部分试点电厂的技术监督体系运转不够顺畅，存在执行力偏弱的问题。因主要辅助设备设计缺陷、维护不到位等原因引起机组非停的有：红海湾、海门、阳西、新田、荷树园等多个电厂；因主要辅助设备维护不到位等原因引起机组限负荷的有：汕头、平海、韶关、坪石、新田、恒运等多个电厂；海门、小漠等主力电厂仍多次出现因燃料质量问题等原因引起机组深幅限负荷事件。相关电厂应夯实技术监督基础，加强检修过程技术监督，确保机组检修质量。

海门、小漠等厂应尽快探索出燃煤掺烧的管理办法，以适应今后因燃料市场因素可能需要较长时间掺烧的情况。

三、技术监督安全类指标分析

（一）燃煤电厂

1.600MW及以上等级煤电机组

对600MW及以上等级的75台机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停7次、限负荷12次，如图3所示。



图3 600MW及以上等级煤电机组非停与限负荷次数

非停7次分别如下：

（1）11月17日，海门4号机组发电机出口开关刀闸过热烧毁，机组停机。据分析，发电机出口断路器存在容量偏小的缺陷，无法安全有效地应对持续高负荷、大电流的运行工况。

（2）11月10日，靖海4号机组省煤器烟道护板腐蚀漏灰，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。据分析，省煤器烟道护板由于腐蚀减薄产生裂孔，在机组运行和深度调峰过程中，落灰及膨胀引起的交变应力使腐蚀减薄处产生较大的裂纹。

（3）11月24日，红海湾1号机组水冷壁泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。水冷壁B54管子有异物堵塞，造成管子长期过热，管子损伤至开裂泄漏。

（4）11月12日，红海湾4号机组励磁变高压侧引线烧损，机组停运。4号机A相励磁变高压侧引线线鼻子出厂时压接工艺不良，经多年运行后压接部位逐步劣化，出现虚接过热引起引线烧损。断裂后的引线与CT底部一次接线端子直接产生电弧并形成高温导致铜蒸发，铜蒸汽形成导电通道引起弧光，导致非金属性直接接地，使得发电机定子接地（基波）保护动作跳闸。

（5）11月16日，韶关1号机组干渣机故障，无法在线处理，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。干渣机输送带钢网严重磨损，鳞片有不同程度的变形和断裂，托辊及前后滚筒磨损严重。

（6）11月10日，源和3号机组锅炉顶棚大包内受热管件有泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。

（7）11月1日，阳西6号机组排查发电机缺陷，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。该发电机缺陷（在盘车状态下汽侧转子传出异音）曾在5号机组出现过。

2.200MW等级和300MW等级煤电机组

对200MW等级和300MW等级的72台煤电机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停5次、限负荷10次，如图4所示。



图4 200MW等级和300MW等级煤电机组非停与限负荷次数

非停5次分别如下：

（1）11月6日，粤海2号机组汽包水位低三值保护动作，机组跳闸。机组辅汽联箱汽源切换过程中，蒸汽压力波动大，导致2A、2B汽泵转速异常，2A汽泵出力持续下，2A汽泵再循环调节门全开，给水流量大幅下跌，水位调节失控，触发汽包水位低三值保护动作。

（2）11月27日，恒运7号机组按现货交易出清结果被调度部门调停备用。

（3）11月29日，浈江2号机组水冷壁前墙泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。泄漏点位于15500mm标高、从右向左数第4个上层二次风喷口处，爆口是第3根弯管，另有第2根弯管存在沙眼泄漏。

（4）11月8日，新田2号机组汽包人孔门泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。汽包随着机组启停的热胀冷缩，乙侧人孔门密封垫片出现松动，被10MPa以上的高温高压蒸汽吹损，导致汽包人孔门密封泄漏。

（5）11月30日，荷树园4号机组A一次风机轴承振动大，该风机停运。该风机出口门关闭不严，运行中无法处理缺陷，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。

3.其他容量等级煤电机组

对其他容量的20台煤电机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停4次、限负荷2次，如图5所示。



图5其他容量等级煤电机组非停与限负荷次数

非停4次分别如下：

（1）11月5日，华粤1号机组锅炉水冷壁泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。尿素腐蚀严重，使浇注料损坏，造成锅炉水冷壁爆管。

（2）11月13日，华粤2号机组锅炉水冷壁泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。尿素腐蚀严重，使浇注料损坏，造成锅炉水冷壁爆管。

（3）11月1日，万丰1号机组中压油动机故障，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。

（4）11月4日，生物质1号机组汽轮机调门的DDV阀内置电子线路板故障，导致主汽调门调节失效。向调度部门申请机组停运检修，获批停机。

（二）燃气电厂

1.300MW及以上等级气电机组

对300MW及以上等级的50台气电机组进行安全指标分析。统计期内共发生非停5次，未发生限负荷事件，如图6所示。



图6 300MW及以上等级气电机组非停与限负荷次数

非停5次分别如下：

（1）11月23日，黄埔2号机组再热一级减温器后蒸汽管泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。初步判断是减温器喷水在套管内部没有完全汽化而流到减温器内壁，减温器内壁因热疲劳而产生裂纹引起爆漏。

（2）11月17日，福新1-2号机组1号锅炉高压一级过热器连通管疏水管母管在穿墙前的弯管泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。爆管的的管子壁厚仅为3.6mm，低于最小壁厚4.5mm要求，初步判断为弯管冷弯工艺制作时操作不当，弯管壁厚减薄较多。且机组负荷从400MW～600MW频繁来回波动（调度部门对第一套机组开展现货交易前的测试），管屏及疏水管道膨胀收缩频繁，导致该疏水管道泄漏。

（3）11月2日，昭阳1号机组停机备用时，发现1号余热锅炉再热器2进口联箱疏水管管座存在缺陷，无法按照调度部门要求启动并网，属于第五类非停。

（4）11月19日，玖铭1-2号机组开展220kV主变开关传动试验，向调度部门申请机组停运，获批停机。1号主变2201开关、2主变2202开关传动试验目的是验证稳控装置出口。

（5）11月22日，玖铭3-4号机组余热锅炉中压再热器疏水管泄漏，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。

2.其他容量等级气电机组

对其他等级的37台气电机组进行安全指标分析，统计期内共发生非停3次，未发生限负荷事件，如图7所示。



图7 其他容量等级气电机组非停与限负荷次数

非停3次分别如下：

（1）11月7日，立沙岛3-4号机组的燃机发出88VG故障报警(L88VGX\_ALM=1)，3-4机组停机。据检查，88VG1、88VG2出口挡板开关正常，挡板开关反馈正常，初步判断是3-4号机组长时间未启动，88VG风机出口挡板卡涩或未完全动作到位，导致挡板限位开关未反馈，延时10秒，机组停机。

（2）11月22日，南山1-2机组在运行中出现励磁机端盖裂缝往外冒出油雾的故障，向调度部门申请机组停运检修，获批停机。润滑油和顶轴油管路系统未发现明显漏点，发电机底部存在少量油迹。初步判断，滑油系统曾经发生的渗油或滴油，在励磁机底部密封胶存在失效的情况时，从端盖和底板之间的结合面渗入风道并积存下来。当励磁机端盖出现裂缝时，在冷却风压作用下，吹出雾状的油雾。

（3）江南新能源3-4号机组检修时，发现3号发电机转子槽楔发生过热，存在转子绕组接地故障，无法按照调度部门要求启动并网，属于第五类非停。

四、发电企业需要关注及解决的问题

（一）金属专业

11月份有两起减温器管道故障：黄埔2号机组再热一级减温器后的蒸汽管泄漏、昭阳1号机组余热锅炉再热器2进口联箱疏水管管座缺陷。各试点电厂应加强锅炉减温器监督检验工作，严格按照DL647-2004 《电站锅炉压力容器检验规程》、DL/T438-2016《火力发电厂金属技术监督规程》、TSG11-2020《锅炉安全技术规程》等规程的相关要求，对减温器进行监督检验，保证设备可靠性。

新田2号机组汽包人孔门泄漏，该厂拟开展“带压堵漏”，由于条件不满足未实施。应该强调，国家标准严禁对受压部件进行“带压堵漏”，TSG11-2020《锅炉安全技术规程》第7.4.2条款“不应当在有压力或者温度较高的情况下修理受压元（部）件”。

（二）锅炉专业

锅炉专业统计有效的140台燃煤机组（除停炉、未参与调峰等机组外），11月份平均调峰深度为45.94%，与10月份46.01%的平均调峰深度相近。

调峰能力较好的电厂主要有：万丰1号和2号50MW机组为14%，国电南宁2号660MW机组为20%，广西合山3号670MW机组为22%。调峰能力较差的电厂主要有：双水6号150MW循环流化床锅炉调峰深度为87%。

调峰深度与地区电负荷的需求、机组大小和类型、设计最低稳燃负荷等因素有关。

五、工作要求

（一）严禁“带压堵漏”，杜绝安全事故发生

各发电企业要深刻汲取云南某发电企业“9·14”一般电力人身伤亡事故教训（2021年9月14日，云南某发电有限公司在处理8号机组主给水放水门管路漏点过程中，开展“带压堵漏”，发生一死两伤事件），做好事故警示教育，加强安全规章和标准规范学习，严格执行国家标准TSG11-2020《锅炉安全技术规程》第7.4.2条款“不应当在有压力或者温度较高的情况下修理受压元（部）件”，严禁“带压堵漏”，坚决遏制人事伤亡事故。

（二）加强机组关键设备管理

受天气转凉等因素影响，社会用电负荷紧张状态有所缓解，机组减少高负荷、长周期运行时间，设备有轮换检修的机会，机组非停次数较10月份有明显下降。各发电企业要加强机组关键设备的巡查和运行维护，强化技术监督的刚性执行，全面分析评估设备状态，利用好轮换检修窗口期科学安排消缺检修计划，并加强检修施工安全管理，确保发电设备安全和人身安全。

（三）高度重视安全风险隐患排查治理

各发电企业要严格落实风险管控和隐患排查治理双重预防机制，要持续加大查治力度、广度和深度，全面辨识各类安全风险，落实有效管控措施，及时发现并消除缺陷隐患，确保发电机组设备处于良好工况。

附件

技术监督主要指标分析

（性能类、经济类、环保类等）

一、燃煤电厂

（一）600MW及以上等级机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

统计期内，600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组处于检修或备用外，以70台机组数据作为基数分析汽轮机振动安全指标趋势，如图1所示。



图1 600MW及以上等级煤电机组振动数据

数据显示，共有8台汽轮机的振动幅值超过125微米。阳西电厂2号机组9号瓦、铜鼓4号机组2号瓦的轴振幅值长期处于高位，存在较大的安全隐患。珠海2号机组、珠海3号机组振动幅值已超过报警值；华电贵港2号机组8号轴承、防城港1号机组2号轴承、源和电厂4号机组3号轴承轴振相比与上月有显著增长，应尽快查明原因。

机组振动幅值高的电厂应当将振动优化作为专项整改工作，以提高机组运行可靠性。

（2）轴向位移

本期统计600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有70台，如图2所示。



图2 600MW及以上等级煤电机组轴向位移

数据显示，试点电厂各机组轴向位移正常。

（3）轴瓦最高温度

本期统计600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有70台，如图3所示。



图3 600MW及以上等级煤电机组最高瓦温

数据显示，试点电厂各机组轴瓦最高温度正常。

2.经济指标分析

（1）直接厂用电率

本期统计的600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组处于检修或备用外，数据有效的有71台，如图4所示。



图4 直接厂用电率

71台机组直接厂用电率介于3.1%～8.47%之间，平均值为5.01%，较上月份厂用电率平均值5.22%降低0.21个百分点。有15台机组的直接厂用电率超过6%，需要进行系统的运行方式优化调整及节能诊断。

（2）发电煤耗

本期统计的600MW及以上等级煤电机组共75台，除部分机组处于检修或备用外，数据有效的有71台，如图5所示。



图5 发电煤耗

数据显示，发电煤耗介于271～314g/kWh之间。16台机组的发电煤耗超过了300g/kWh，明显超过设计值或者行业平均值，需要进行技术改造或系统的运行方式优化调整及节能诊断。

3.环保指标分析

本期统计的600MW及以上等级煤电机组共75台，数据有效的有72台。

72台机组中，有20台机组存在环保指标超标，超标次数合计63台次，累计超标时间共计4206min。与2021年10月份数据（61台次、2173min）相比，累计超标时间大幅增加，具体超标情况如图6所示。



图6 环保指标分析

个别机组出现长时间的超标，如红海湾1号机组超标次数为5次，累计超标时间720 min；阳西4号机组超标次数为9次，累计超标时间540 min。

环保指标超标的机组应针对超标情况进行综合整治，尽量减少超标次数及时间。

（二）200MW级和300MW级煤电机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有69台，如图7所示。



图7 200MW和300MW等级煤电机组振动数据

数据显示，有6台机组振动幅值超过125微米。

荷树园3号机组、德胜1号机组及珠江2号机组部分轴振幅值略超过报警值，需加强监视后续变化情况。汕头1号机组1X测点幅值近两个月处于高位，且距离振动保护裕量很小，需尽快查明原因。

（2）轴向位移

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有69台机组，如图8所示。



图8 200MW等级和300MW等级煤电机组轴向位移

数据显示，茂名5号机轴向位移偏大，其余各机组轴向位移正常。

（3）轴瓦最高温度

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有69台机组，如图9所示。



图9 200MW等级和300MW等级煤电机组轴瓦最高温度

数据显示，湛江2号机组轴瓦最高温度偏大，其余各机组轴瓦最高温度正常。

2.经济指标分析

（1）热电比

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，在运供热机组38台，在运供热机组的热电比为0.37～85.97%，如图10所示。



图10 200MW和300MW等级煤电机组热电比

（2）直接厂用电率

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机或检修外，数据有效的有70台机组，如图11所示。



图11 直接厂用电率

70台机组直接厂用电率介于3.78～10.74%之间，平均值为6.37%，较上月平均值6.40%降低0.03个百分点。

有11台机组直接厂用电率超过8%，厂用电率高的机组需及时进行辅机运行方式优化。

（3）发电煤耗

本期统计的200MW和300MW等级煤电机组共72台，除部分机组停机或检修外，数据有效的有70台机组，如图12所示。



图12 发电煤耗

70台机组发电煤耗介于260～330g/kWh之间，供热量对发电煤耗影响很大。

3.环保指标分析

本期统计200MW和300MW等级煤电机组共72台，数据有效的有71台。

71台机组中，有13台机组存在环保指标超标，超标次数合计37台次，累计超标时间共计2523min。与2021年10月份数据（17台次、1260min）相比，超标次数和累计超标时间均大幅增加，具体超标情况如图13所示。



图13 环保指标分析

机组超标的电厂应针对超标情况进行综合整治，尽量减少超标次数及时间。

（三）其他容量等级煤电机组

1.性能指标分析

（1）轴向位移

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有15台机组，如图14所示。



图14 其他煤电机组轴向位移

数据显示，双水5号机轴向位移数值为“机轴向，该数据偏大，需查找原因。其余各机组轴向位移正常。

（2）轴瓦最高温度

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有15台，如图15所示。



图15 其他煤电机组最高瓦温

数据显示，试点电厂各机组轴瓦最高温度正常。

2.经济指标分析

（1）热电比

本期统计的其他容量等级煤电机组20台，在运的供热机组有8台，8台机组热电比为19.41～282%，如图16所示。



图16 热电比

（2）直接厂用电率

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有16台，如图17所示。



图17 直接厂用电率

直接厂用电率为6.41～32%。直接厂用电率高的机组，需要及时进行辅机运行方式优化。

（3）发电煤耗

本期统计的其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有16台机组，如图18所示。



图18 发电煤耗

发电煤耗介于215～501g/kWh之间，供热量对发电煤耗影响很大。

3.环保指标分析

其他容量等级煤电机组共20台，数据有效的有16台。

16台机组中，有10台机组存在环保指标超标，超标次数合计70台次，累计超标时间共计4200min，与2021年10月份数据（58台次、3468min）相比，超标次数和累计超标时间均明显增加，如图19所示。



图19 环保指标分析

个别机组出现了多次、长时间的超标，如华粤1号、2号机组超标次数分别为21次、16次，累计超标时间分别为1260 min、960 min。机组环保指标超标的电厂应针对超标情况进行综合整治，尽量减少超标次数及时间。

二、燃气电厂

（一）300MW及以上等级气电机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

本期统计的运行中的300MW及以上等级燃气蒸汽联合循环机组共50台，除两台机组停机或检修外，数据有效的有45台，如图20所示。



图20 300MW以上等级气电机组振动

数据显示，试点电厂各机组轴系轴振幅值均在合格范围内，运行状态下的轴振幅值低于125微米。

（2）轴瓦最高温度

本期统计的300MW及以上等级燃机共50台，除部分机组停机检修或备用外，数据有效的有45台，如图21所示。



图21 300MW以上等级气电机组最高瓦温

数据显示，福新1号机组数据填报有误，其余试点电厂各机组轴瓦最高温度正常。

（3）高压缸上下缸温差

本期统计的300MW及以上等级燃机共50台，除部分机组停机或备用、部分机组无此测点外，数据有效的有42台，如图22所示。



图22 300MW以上等级气电机组高压缸上下缸温差

数据显示，崖门2号机高压缸上下缸温差42℃，该数据偏大较多，其余各机组高压缸上下缸温差正常。

（4）中压缸上下缸温差

本期统计的300MW及以上等级燃机共50台，数据有效的有45台，如图23所示。



图23 300MW以上等级气电机组中压缸上下缸温差

昭阳1号机中压缸上下缸温差42中、昭阳3号机中压缸上下缸温差39℃、崖门2号机中压缸上下缸温差，上述三个电厂的该项数据偏大较多，有可能会影响机组启动。三个电厂应检查数据，查找原因，同时应准备相应的应急措施与预案。

2.经济指标分析

（1）直接厂用电率

本期统计的燃气电厂300MW以上等级机组共50台，除一台机组处于检修或停机备用状态外，数据有效的有45台，如图24所示。



图24 直接厂用电率

数据显示，直接厂用电率为1.09～7.5%。一般地，300MW以上等级燃气机组的设计直接厂用电率不超过2.5%，直接厂用电率高的机组应及时查明原因。

（2）联合循环热耗率

本期统计的燃气电厂300MW以上等级机组50台，数据有效的有45台，如图25所示。



图25 联合循环热耗率

以上燃气蒸汽联合循环机组热耗率介于5767～17593kJ/kWh之间。

玖铭3-4号机组的燃机联合循环热耗率最高，可能仅报送燃机部分的热耗率，应该按整套燃气-蒸汽联合循环报送。

3.环保指标分析

本期统计的燃气电厂300MW以上等级机组50台，数据有效的有43台，如图26所示。



图26 环保指标分析

烟气氮氧化物排放浓度最大值在10.5～48.9mg/Nm3，全部满足小于50 mg/Nm3的标准要求。

（二）其他容量等级气电机组

1.性能指标分析

（1）机组振动

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有34台机组，如图27所示。



图27 其他容量等级气电机组振动

数据显示，仅中海海南11-13号机组轴振幅值略超报警值，其余机组振动幅值均在合格范围内。

（2）轴瓦最高温度

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有34台，如图28所示。



图28 其他容量等级气电机组最高瓦温

数据显示，各试点电厂机组轴瓦最高温度正常。

（3）高压缸上下缸温差

本统计期内其他容量等级机组共37台，除部分机组处于检修或停机备用状态、部分机组无该测点外，数据有效的有27台，如图29所示。



图29 其他容量等级气电机组高压缸上下缸温差

数据显示，各试点电厂机组高压缸上下缸温差正常。

（4）中压缸上下缸温差

本统计期内其他容量等级机组共37台，该容量等级的大部分气电机组只有一个汽缸，即无中压缸。除部分机组处于检修或停机备用状态、部分机组未填报数据外，数据有效的有9台，如图30所示。



图30 其他容量等级气电机组中压缸上下缸温差

数据显示，福华德6-7号机中压缸上下缸温差34℃，该数据偏大较多，会影响的启动及正常运行。其余各机组中压缸上下缸温差正常。

2.经济指标分析

（1）直接厂用电率

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有33台，如图31所示。



图31 直接厂用电率

直接厂用电率为1.38～27.38%。直接厂用电率偏高的机组，需要及时进行辅机运行方式优化。

（2）联合循环热耗率

本统计期内其他容量等级机组共37台，数据有效的有33台，如图32所示。



图32 联合循环热耗率

数据显示，以上机组联合循环热耗率介于7042～13914kJ/kWh之间。

各电厂以后提供的燃气-蒸汽联合循环热耗率，应是扣除供热量之后的燃气-蒸汽联合循环热耗率。

3.环保指标分析

其他容量等级机组共37台，数据有效的有33台，如图33所示。



图33 环保指标分析

烟气氮氧化物排放浓度最大值在10.1～46.3mg/Nm3，全部满足小于50 mg/Nm3的标准要求。