



广东大亚湾核电站 岭澳核电站

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

生产运行年鉴

2004

广东大亚湾核电站
岭澳核电站
生产运行年鉴

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

2004

原子能出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

广东大亚湾核电站·岭澳核电站生产运行年鉴.2004/
高立刚主编. —北京: 原子能出版社, 2005.9
ISBN 7-5022-3504-3

I. 广… II. 高… III. ①大亚湾核电站—运行—2004—
年鉴②岭澳核电站—运行—2004—年鉴 IV. TM623.7-54

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2005) 第 102618 号

广东大亚湾核电站·岭澳核电站生产运行年鉴 2004

出版发行 原子能出版社 (北京市海淀区阜成路 43 号 100037)

责任编辑 黄厚坤 张 辉

责任校对 李建慧

责任印制 丁怀兰

印 刷 保定市印刷厂

经 销 全国新华书店

开 本 787mm × 1092mm 1/16

字 数 731 千字

印 张 27.5 插 页 20

版 次 2005 年 9 月第 1 版 2005 年 9 月第 1 次印刷

书 号 ISBN 7-5022-3504-3

印 数 1-1500 定 价: 125.00 元

版权所有 侵权必究

出版社网址: <http://www.aep.com.cn>

编辑委员会

主 编

高立刚

副 主 编

刘达民 卢长申

编 委

高立刚	刘达民	卢长申	郭利民	刘新栓	李晓明	廖伟明
徐文兵	常宝盛	宫广臣	徐 颖	强 辉	赵 昔	蒋达进
杨 宙	韩庆浩	戴忠华	孙宗文	朱闽宏	蒋兴华	杨茂春
琚存有	慕齐放	王新建	奚芝苓	袁 松	陈小强	于海峰
田延峰	陈军琦	吴 翎	张睿琼	高 歌	熊春华	邓正平
卢文跃	傅淼磊	时伟奇	张 明	李志成	陈 强	陈伟仲

编 辑

陈海斌 梁无计 易少群 廖宏川 余 萌 关 蕾

供稿人员 (按姓氏汉语拼音顺序排列)

步建华	陈传令	陈建兵	陈捷飞	陈克非	陈世均	陈 智	初志春	邓才远	邓 毅
董振军	段贤稳	樊陪都	方建军	盖 婕	高柯夫	龚礼贤	苟 东	顾晔艺	郭海静
郭建兵	韩 敏	洪 蔚	候亚林	胡小民	黄家权	黄永建	江 旭	江亚丰	姜丽丽
蒋兴华	焦 萍	劳 毅	黎志政	李红军	李克勤	李 雷	李 敏	李 庆	李 勇
李志军	廉志坤	梁敬俦	梁 薇	林 芳	林杰东	刘 东	刘 鹏	刘泽林	龙三强
隆贤良	卢文跃	鲁明波	陆秀生	吕群贤	罗慧勇	聂士杰	潘 央	秦卫东	曲 红
任世军	尚德宏	沈 星	宋世葭	苏 虎	苏林森	苏章原	孙 键	汤晓清	汪德伟
王成铭	王 崇	王法俊	王浩宇	王佳峰	王卫东	王周莉	吴虹霞	吴坚军	吴 锦
吴潞华	吴天华	武颖颖	夏 彤	肖詹东	邢晓星	徐功义	徐光明	徐小花	徐咏梅
闫善君	严海德	杨 帆	杨新春	杨新民	姚 刚	易少群	于海峰	余 萌	余体伟
曾晓辉	曾哲峰	张凤斌	张丽英	张水华	张泰来	张熙军	张兄立	张宇宏	张育彬
张志明	赵俊杰	郑成山	周世梁	朱 洁	邹先明				

前 言

2004年是大亚湾核电站投入商业运行的第11年,也是岭澳核电站全面投入商业运行的第2年。

2004年也是大亚湾核电运营管理有限责任公司正式运作的第一年,该公司对大亚湾核电站和岭澳核电站的安全运行进行统一管理。4台机组的生产管理所出现的新形势和新情况都在2004年度的年鉴内容中有所反映。2004年的《年鉴》在保持2003年的相同架构的基础上,包含了4台机组的安全运行内容,在架构上仍将两电站相对独立的生产运行部分分开编写,以便于读者使用。

本《年鉴》的基本内容包括电站在运行、维修、安全监督、事件分析和事故处理方面的经验;电站在运行、维修、环境监测、剂量管理和工业安全等方面的信息和数据;电站在保证核安全、进行经验反馈、提高设备管理水平的实践,以及电站在人事管理、人员培训、技术管理和质量保证等方面的管理特色。

《年鉴》供稿人员众多,文章写作风格各异,繁简也有差别。编审工作只能做到在保证内容正确、表达准确、符合《年鉴》总体要求的前提下,基本上保持文章的原貌。《年鉴》各章节在写作技巧上独立成篇,但在编辑审稿时,力求相关的名词术语全书统一。《年鉴》中所涉及的电站基本系统的缩写、一些专业术语及机构的缩写、厂房和构筑物代号以及设备名称代码,在《年鉴》中出现的频率很高,未能在正文部分一一给出注释,读者可以在《年鉴》附录中查找它们的中、英文解释。

由于编审人员写作水平和表达能力有限,不当之处在所难免,敬请读者指正。

编 者

认真总结，努力改进

确保安全生产，加强队伍建设，迎接未来挑战

大亚湾核电运营管理有限责任公司

总经理 高立刚



2004 年是大亚湾核电运营管理有限责任公司（以下简称运营公司）历经重大考验并努力探索改进的一年。2004 年，运营公司的安全生产遇到了前所未有的严峻挑战，但在全体干部员工同心协力、团结一致的共同努力下，最终克服了困难，完成了全年安全生产任务。

全年两电站共完成上网电量 273.12 亿千瓦时，其中大亚湾核电站 133.11 亿千瓦时，能力因子为 80.84%，岭澳核电站 140.01 亿千瓦时，能力因子为 84.49%。机组连续运行记录有了新的突破，大亚湾核电站 1 号机组连续运行 411 天，2 号机组一个循环不停机不停堆连续运行 404 天。岭澳核电站两台机组自商业运行以来连续两个循环无非计划自动停堆。2004 年公司共完成 5 次机组换料大修，全年累计大修时间共 235 天。

世界核营运者协会（WANO）性能指标是国际上衡量核电站业绩的重要依据。2004 年，大亚湾核电站有 3 项 WANO 指标进入世界中间水平，2 项进入世界先进水平（强迫损失率、化学指标），岭澳核电站有 3 项 WANO 指标进入世界中间水平，2 项进入世界先进水

平（燃料可靠性、工业安全事故率）。在2004年度法国电力公司（EDF）同类机组安全业绩挑战赛中，公司取得“核安全”、“工业安全”和“辐射防护”三个项目的第一名。

大亚湾核电站、岭澳核电站的还贷情况良好，截至2004年12月，大亚湾核电站已累计偿还基建贷款还本付息总额的91.62%；岭澳核电站已偿还基建贷款还本付息总额的13.86%。由于财务状况健康，成本控制有效，2004年4月运营公司获得AAA商务信用等级证书。

2004年，公司在安全生产管理上进行了大力改进：

在生产管理方面，进一步深化了“百日消缺”制度，开展“防人因、找缺陷”活动，完善了特殊机组状态的设备巡检制度，建立了突发情况的报告和决策流程，规范了设备缺陷跟踪处理的统一管理平台，改进了启停机应变支持小组运作。

在大修管理方面，推行了责任承诺制，进一步明确责任，落实任务；建立了管理层协调日会和常规岛现场办公制度；对重大项目进行风险识别，采取特殊防范措施；开发应用了大修备件采购申请电子化管理系统。

在中长期技术改进方面，初步建立了以PRA、RCM和RCA为基础的设备管理平台，通过专项组织推动电站设备老化管理、十年改造和岭澳核电站1/4换料等项目。电站编制了重大敏感设备的应急抢修预案，并组织事故预想与演练。在岭澳核电站2号机组首次实施了延伸运行。

2004年，公司还重点结合“5·19（燃料组件变形事件）”、“7·10（误合发电机负荷开关事件）”，进行了全公司范围的反馈和教育。同时，公司各项支持工作坚持“面向生产，服务现场”的理念，取得良好的成效。公司党委紧密围绕安全生产，积极动员和引导广大党员，发挥战斗堡垒和先锋模范作用。2004年，大修处叶能谦同志被国资委授予“优秀共产党员”称号，仪表处马蜀同志荣获“中央企业劳动模范”称号。

2004年运营公司在总结和改进的过程中逐渐成长。2005年，是运营公司和广东核电集团发展极其关键的一年。运营公司的安全生产工作除了日常生产、大修管理、技术进步等方面，还包括岭澳核电站二期的生产准备，安全生产任务将更加繁重和艰巨。

广东核电集团确定了“以安全生产为基础，以工程建设为重点，以发展为第一要务”的指导思想；强调核电站安全运行是集团发展的基础，对安全生产提出了“坚持追求卓越，瞄准一流，持续改进”，“进一步提升安全文化水平，提高技术核心能力，努力降低成本，加快

人才培养和队伍建设，确保4台机组安全稳定运行，完成生产任务”的要求。

面对机遇和挑战，我们要满怀信心、鼓足干劲，必须以对国家、民族和人民负责的精神，高度重视和保障核安全，从制度、机制、预案、硬件等全面改进安全生产管理，确保安全生产，确保不发生重大人因事件和重大设备事件，力争大亚湾核电站和岭澳核电站各有5项和4项WANO指标进入世界先进行列，全年上网电量超过278亿千瓦时。

我们相信，在集团公司的领导下，在业主公司的信任、支持和帮助下，在各兄弟单位和承包商密切合作下，在广大党员干部和员工的艰苦努力和团结奉献下，我们有能力从2004年的成败得失中吸取继续前进的力量，努力超越自我，一步一个脚印，翻开安全生产崭新一页！

方曦
摄



■ 1月27日，中共中央政治局委员、国务院副总理曾培炎视察大亚湾核电基地

■ 12月18日，国家发改委主任马凯视察大亚湾核电基地

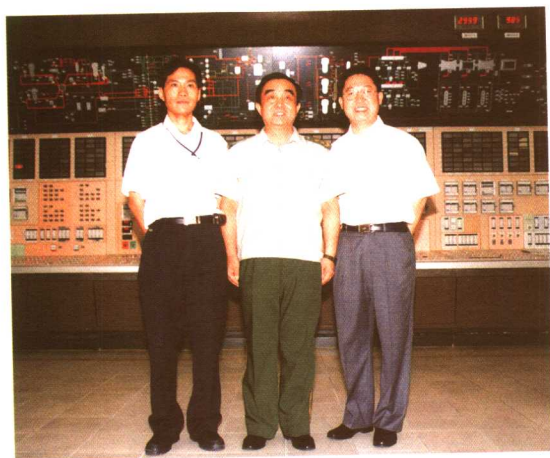
方曦
摄



方
曦
摄



■ 5月10日，国家电力监管委员会主席柴松岳视察大亚湾核电基地



方
曦
摄

■ 7月24日，中国人民武装警察部队副司令员朱曙光来访

方 曦 摄



■ 8月19日，国防科工委主任张云川视察大亚湾核电基地

颁证仪

方曦
摄



■ 7月16日，岭澳核电站一期工程顺利通过国家竣工验收

荣涛 摄

■ 8月31日，岭澳核电站二期工程核岛负挖开工典礼





荣涛 摄

■ 8月31日，公司举办“第一次就把事情做对”专题质量管理讲座

■ 11月1日，国家核安全局宣讲团来大亚湾核电基地宣讲新版核安全法规

方曦 摄





方曦 摄

■ 6月28日, IAEA“运行评估技术”研讨会在大亚湾核电基地召开

■ 11月29日, IAEA“预防性维修策略与手段”研讨会在大亚湾核电基地召开



荣涛 摄



方曦摄

■ 8月24日，广东核电第一届大学生夏令营在公关宣传中心开营

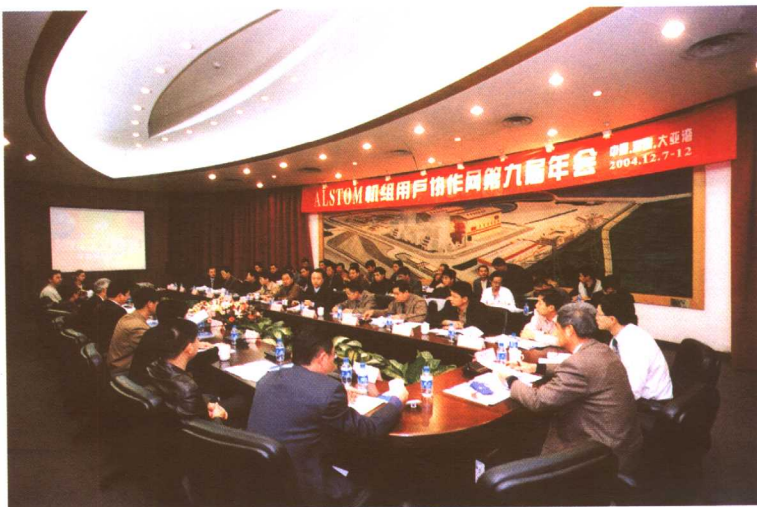


■ 9月14日，欧洲核科技青年代表团来访

方曦摄

方曦摄

■ 12月8日，第九届ALSTOM机组用户协作网年会在大亚湾核电基地召开





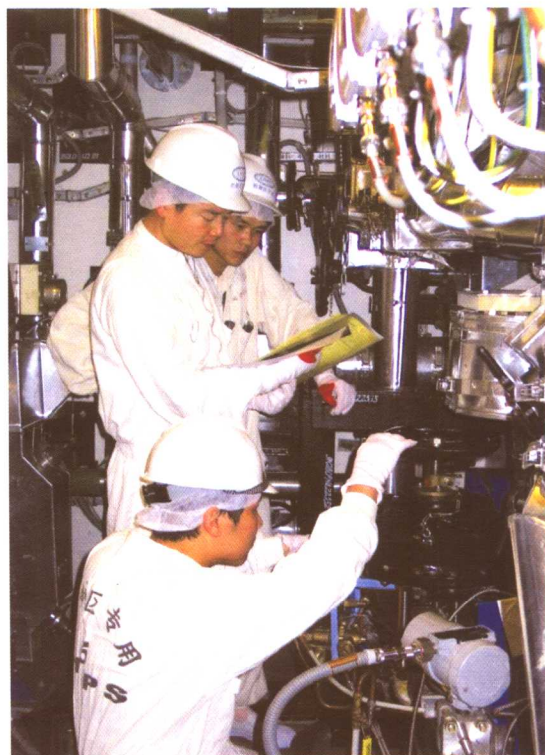
梁汉生 摄

检修作业现场

梁汉生 摄

应急柴油机检修质量控制

祝彦飞 摄

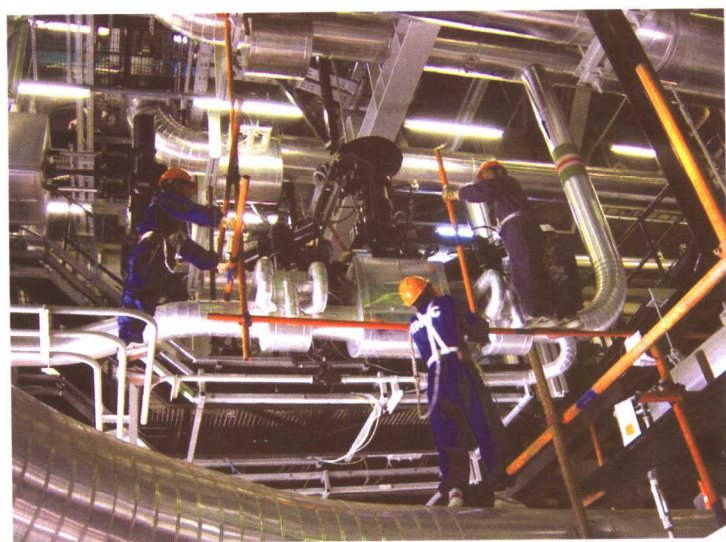


核岛作业现场



梁汉生
摄

■ 凝结水抽取泵解体检查



梁汉生
摄

■ 汽轮机厂房脚手架搭制

方曦 摄

■ 联合消防演习





■ 大亚湾核电站安全运行十周年音乐会

方曦 摄

■ 法国多拉艺术团慰问演出



荣涛 摄



方曦 摄

■ 深圳市委、市政府、中国广东核电集团联合主办“白鹭友谊杯”体育比赛颁奖仪式

梁汉生 摄



■ DNMC“健康伴我行”系列活动排球赛



荣涛 摄

■ DNMC“健康伴我行”颁奖仪式



■ 大亚湾风光

梁汉生 摄

■ 华灯初上

梁汉生 摄



《核电站群堆委托运营管理》项目 荣获第十四届广东省企业管理 现代化优秀成果一等奖

(新闻稿) DNMC 总经理部

2004年11月26日第十四届广东省企业管理现代化优秀成果发布表彰大会在广州市广东东园宾馆举行,由大亚湾核电运营管理有限责任公司(DNMC)组织申报的《核电站群堆委托运营管理》项目获得第十四届广东省企业管理现代化优秀成果一等奖。广东省经贸委、省财政厅、省劳动和社会保障厅、省总工会等主要政府官员,华南理工大学工商学院、暨南大学、中山大学管理学院专家教授等100多位代表出席了发布表彰大会。

1994年大亚湾核电站投入商业运行,其运营管理采用的是全功能电厂模式。大亚湾核电站的营运单位广东核电合营有限公司设置了运营管理核电站所需的电厂全功能组织。1995年国家批准建设岭澳核电站,在岭澳核电有限公司成立初期,中国广东核电集团就考虑对大亚湾核电站和岭澳核电站两个电站进行统一运营管理,以将资源优势、人才优势和技术优势转化为广东核电的核心竞争力,保证两电站的安全可靠运行,降低建设及运营成本,从而实现大亚湾和岭澳两个核电站群堆管理的规模效益。

由于广东核电合营有限公司是由广东核电投资有限公司和香港核电投资有限公司共同投资组成,而岭澳核电有限公司是中国广东核电集团全资下属企业,要将两个所属不同性质公司的核电站实现统一的运营管理,在股权、产权特别是核安全责任和国家核安全的监管上都面临很多新的难题。中国广东核电集团的各级管理者一步一步从实际出发,在解决问题的同时,不断从管理理念和实施方法上进行创新与实践,最后才形成委托专业公司运营管理的一种全新模式。

从大亚湾核电站第一台机组的投产到两个核电站四台机组的群堆管理,在治理结构上,电站实施了《相互支持协议》、《群堆管理方案》、成立运营管理公司的三步走战略,在不同业主间的责任划分、资产的利用、财务分摊方案的制定等领域进行了大胆的实践创新,最终建立了不同业主的核电站委托专业公司运营管理的新模式。在运营管理公司成立过程中的各个阶段,群堆管理的优势就已经体现出来。群堆管理优化了两个核电站各种资源的配置和利用,在提高了机组安全运行水平的同时,也为节约在建机组的投资打下了极为有利的基础,

为中国广东核电集团的国有资产的保值增值和可持续发展提供了强大的物质支持。

由于《相互支持协议》和《群堆管理方案》的执行，在人才、技术、行政后勤等各种资源优势的支持下，岭澳核电站1号、2号机组比原计划分别提前了48天、66天高质量地投入商业运行，节省了投资3.25亿美元，除工程建设实施的很多重大创新措施外，群堆管理实施的优势也是工程取得优秀成果的重要条件。运营管理公司在2003年第一次实现四台机组一个循环不发生非计划自动停堆，四台机组在2003—2004年连续两年年度总上网电量超过270亿千瓦时。岭澳核电站两台机组投入商业运行以来连续两个燃料循环无非计划自动停堆。

这种产权与管理权相分离的委托专业公司运营管理的模式，是中国广东核电集团在企业规模扩大过程中，碰到实际问题经过充分论证后在管理方面大胆的实践与创新。在此基础上，中国广东核电集团公司又将这种管理模式在集团内部进一步推广深化，成立了工程服务公司，这将进一步大大提高广东核电的核心竞争力。

岭澳核电站两台机组 连续两个燃料循环无非计划自动停堆

(新闻稿) 卢长申

2004年12月10日,岭澳核电站2号机组顺利与电网解列,开始第二次换料大修。至此,岭澳核电站2号机组已安全运行712天,并保持着自调试及商业运行以来两个燃料循环无非计划自动停堆的记录,这也是继岭澳核电站1号机组实现商业运行后两个燃料循环无非计划自动停堆后,岭澳核电站创造的又一新记录。

上述业绩的取得与运营公司总经理的正确领导、岭澳核电站2号机组第一次大修的良好质量、日常生产管理项目组的精心呵护及全体生产线员工的辛勤努力密不可分。

2004年电站安全生产面临前所未有的困难和艰辛。年初,在岭澳核电站2号机组第一次大修期间,发现主变压器A,B,C三相均有不同程度的故障。为妥善处理故障,电站调动了一切可利用的技术力量,制订了多套技术方案并逐一认真评估,最终圆满完成了检修工作。在随后的日常运行期间,为防患于未然,电站制订了主变压器抢修应急预案并对主变压器运行状况进行紧密跟踪。随后,在2月18日发现岭澳核电站2号机组发电机相关系统漏氢,电站立即成立了发电机漏氢检查和处理专项小组,组织运行、维修、技术支持等各力量查找漏点,同时部署各项安全措施,由于充分准备,只用了2天时间就成功消除了缺陷。对主变压器和发电机等重大设备故障的有效跟踪和处理为岭澳核电站2号机组的安全稳定运行创造了良好条件。

随后,大亚湾核电站相继发生“5·19”、“7·10”事件,生产线为此投入了大量的人力和物力。在此期间,日常生产管理项目组以全力确保在运机组的安全稳定运行为一切工作的重中之重,精心筹措,及时、稳妥地处理了现场设备缺陷,确保运行机组的安全生产,为参与事件处理的人员解除了后顾之忧,也为全年发电任务的完成奠定了基础。在年末,岭澳核电站2号机组首次进入了延伸运行,期间由于机组受到扰动,2号主泵轴封泄漏流量增大,一度非常接近停泵值。经过正确决策和及时干预,采取了有效的措施,最终稳定了轴封泄漏流量,使机组平稳向大修过渡。

2004年,在做好重大缺陷处理及抢修等“救火”工作的同时,电站还不断完善日常生产管理工作,使生产管理过程更趋规范化和制度化。首先,电站日常生产管理项目组加强了设备缺陷管理,建立了统一的缺陷管理平台,并重点加强了消缺过程的风险控制,成功地跟

踪和处理了 CEX025/026VL 阀门调节异常、凝结水泵振动报警等重大缺陷。其次，为妥善处理机组重大突发事件，实施了日常生产突发事件处理机制，明确电站日常生产活动中突发事件的定义和分类，规范了电站突发事件处理的全过程，这一制度在处理岭澳核电站 2 号机组主泵轴封泄漏流量增大等缺陷处理过程中发挥了重要作用。此外，为尽早发现事故苗头，及时消除隐患，强化了设备巡视和监测工作的力度，例如，岭澳核电站 1 号机组主变压器 C 相乙炔及总烃含量异常缺陷的及时发现和处理。最后，电站还积极吸取外部经验教训，认真开展预防性设备巡检工作。例如，结合法国电力公司（EDF）电缆老化的经验反馈，安排电缆排查，及时处理了四台机组多处常规岛电缆过热点，消除了潜在隐患，确保了机组安全。

回顾岭澳核电站两台机组的全年生产情况也不难发现，电站在防人因失效以及人员技能等方面还有很多要改进和提高的地方，在如何变“救火”为“预防”方面仍需要做出不懈的努力。为此，电站还需要认真总结和改进，真正做到一步一个脚印，力争使 2005 年安全生产业绩更上一层楼，取得更加辉煌的业绩。

目 录

第一章 公司与电站组织机构

1.1	公司简介	1
1.2	公司组织机构	2
1.3	电站组织机构	3

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1	电站运行	5
2.1.1	运行组织	5
2.1.2	机组运行状态	7
2.1.3	售电及外购电	12
2.1.4	机组性能指标	13
2.1.5	反应堆物理试验	14
2.1.6	电站化学	18
2.1.6.1	化学监督	18
2.1.6.2	淡水资源及化学系统制水	19
2.1.7	重要机械设备运行维护	20
2.1.7.1	静止机械设备	20
2.1.7.2	转动机械设备	21
2.1.8	继电保护	22
2.1.9	电气设备运行与维护	24
2.1.10	发供电系统可靠性	29
2.1.11	仪控系统设备运行及评价	31
2.1.12	燃料循环及燃料管理	33
2.2	核安全	39
2.2.1	三道屏障完整性	39
2.2.2	专设安全系统	42
2.2.3	安全相关设备不可用状态(Io)跟踪	43
2.2.4	定期试验	45

2.2.5	瞬变统计	47
2.2.6	电站运行事件	49
2.2.7	经验反馈	53
2.2.7.1	内部事件经验反馈	53
2.2.7.2	外部事件经验反馈	56
2.2.7.3	电站纠正行动管理	60
2.2.8	安全文化建设	62
2.2.9	电站概率安全评价	63
<hr/>		
2.3	工业安全	66
2.3.1	工业安全统计	66
2.3.2	工业安全管理	66
<hr/>		
2.4	消防	67
2.4.1	火灾事故及火险事件统计	67
2.4.2	消防管理	68
<hr/>		
2.5	辐射防护	69
2.5.1	辐射防护总体评价	69
2.5.2	个人剂量监测	70
2.5.3	运行辐射防护管理	70
2.5.4	大修辐射防护管理	72
2.5.5	辐射防护培训	72

第三章 岭澳核电站安全运行

3.1	电站运行	74
3.1.1	运行组织	74
3.1.2	机组运行状态	75
3.1.3	售电及外购电	80
3.1.4	机组性能指标	81
3.1.5	反应堆物理试验	82
3.1.6	电站化学	87
3.1.6.1	化学监督	87
3.1.6.2	化学系统制水及制氢	88
3.1.7	重要机械设备运行维护	89
3.1.7.1	静止机械设备	89
3.1.7.2	转动机械设备	89
3.1.8	继电保护	91
3.1.9	电气设备运行与维护	93

3.1.10	发供电系统可靠性	97
3.1.11	仪控系统设备运行及评价	98
3.1.12	燃料循环及燃料管理	100
3.2	核安全	103
3.2.1	三道屏障完整性	103
3.2.2	专设安全系统	106
3.2.3	安全相关设备不可用状态(Io)跟踪	108
3.2.4	定期试验	110
3.2.5	瞬变统计	110
3.2.6	执照运行事件	113
3.2.7	经验反馈	116
3.2.7.1	内部事件经验反馈	116
3.3	工业安全	119
3.4	消防	120
3.4.1	火灾事故及火险事件统计	120
3.4.2	消防管理	121
3.5	辐射防护	121
3.5.1	辐射防护总体评价	121
3.5.2	个人剂量监测	122
3.5.3	运行辐射防护管理	122
3.5.4	大修辐射防护管理	122
3.5.5	辐射防护培训	123
3.6	生产准备	123

第四章 电站维修

4.1	维修组织与管理	126
4.1.1	维修组织管理	126
4.1.2	维修生产管理	128
4.1.2.1	维修质量管理	128
4.1.2.2	维修风险管理	129
4.1.2.3	维修计划控制	130
4.1.2.4	现场服务管理	131
4.2	日常维修	133

4.2.1	重要维修活动	133
4.2.2	消除设备缺陷百日竞赛活动	135
4.2.3	大亚湾核电站日常维修工作票执行情况	136
4.2.4	岭澳核电站日常维修工作票执行情况	138
4.2.5	预防性维修有效性评估	141
<hr/>		
4.3	机组抢修与小修	143
<hr/>		
4.4	机组换料大修	146
4.4.1	大修组织管理	146
4.4.2	大亚湾核电站换料大修	147
4.4.2.1	1号机组第十次换料大修	147
4.4.2.2	2号机组第十次换料大修	155
4.4.3	岭澳核电站换料大修	162
4.4.3.1	1号机组第二次换料大修	162
4.4.3.2	2号机组第一次换料大修	166
4.4.4	大亚湾核电站换料大修准备	174
4.4.4.1	2号机组第十一次换料大修准备	174
4.4.5	岭澳核电站换料大修准备	175
4.4.6	大修承包商介绍	178
<hr/>		

第五章 电站技术支持与服务

5.1	设备管理	181
5.1.1	概述	181
5.1.2	设备状态监督与趋势分析	182
5.1.3	RCM 分析与预测性维修	182
5.1.4	RCA 的实施与应用	183
5.1.5	设备老化和寿命管理	184
5.1.6	遗留问题与 NCR 管理	185
<hr/>		
5.2	工程及电站改造项目	188
5.2.1	电站工程及改造项目管理	188
5.2.2	岭澳核电站工程遗留项	189
5.2.3	新增工程改造项目	190
5.2.4	物项替代与国产化	192
5.2.5	设备防腐	192
5.2.6	电站厂房及相关构筑物维护	194
5.2.7	在役检查和金属监督	196
<hr/>		

5.3	质量保证	198
5.4	环境管理	200
5.4.1	放射性废气排放与管理	200
5.4.2	放射性废液排放与管理	201
5.4.3	中低水平放射性固体废物处理	202
5.4.4	工业废物处理	204
5.4.5	环境监测与评估	205
5.4.6	环境保护工作	211
5.5	电站应急计划管理	213
5.5.1	应急响应能力的维持	213
5.5.2	场内应急准备管理	214
5.5.3	经验交流	215
5.6	职业健康管理	216
5.7	综合管理	217
5.7.1	计划及管理	217
5.7.1.1	发电计划执行情况及电网状况	217
5.7.1.2	电站日常生产管理	222
5.7.1.3	电站预算管理 and 控制	223
5.7.1.4	部门管理计划及指标	226
5.7.1.5	电站管理层工作会议	228
5.7.2	电站委员会	230
5.7.2.1	电站核安全委员会	230
5.7.2.2	电站培训委员会	230
5.7.2.3	电站环境保护与三废管理委员会	230
5.7.2.4	电站工程技术委员会	232
5.7.2.5	电站纠正行动审查委员会	232
5.7.2.6	承包商管理委员会	233
5.7.2.7	电站合理化建议评审小组	234
5.7.2.8	电站节能小组	234
5.7.3	执照申请及对外交流	235
5.7.3.1	执照申请	235
5.7.3.2	国际原子能机构活动	239
5.7.3.3	对外交流及姊妹电厂交流活动	240
5.7.4	人事管理	241
5.7.4.1	干部任免	241
5.7.4.2	职称评定	241
5.7.4.3	人员配备	241

5.7.4.4	职工学历和职称结构及专家名录	242
5.7.4.5	年龄结构	243
5.8	合同及备件管理	243
5.8.1	合同管理概要	243
5.8.2	合同管理工作	248
5.8.3	备品备件采购管理	248
5.8.4	仓储管理	251
5.8.5	承包商管理	252
5.8.6	库存管理	253
5.9	人员培训及授权	255
5.9.1	培训管理活动	255
5.9.2	授权培训完成情况	255
5.9.3	管理培训改进	255
5.9.4	模拟机培训	256
5.9.5	技能培训	257
5.9.6	承包商培训与授权管理	257
5.9.7	其他培训工作	258
5.10	文件、档案与资料管理	258
5.10.1	文档基础工作	259
5.10.2	工作量统计	261
5.10.3	文件、资料、档案库存量	261
5.11	计量管理	262
5.12	信息系统的开发与应用	263
5.12.1	信息系统基础设施建设	263
5.12.2	信息系统开发	265
5.12.3	信息安全与客户服务	266
5.12.4	信息系统运行	267
5.13	电站保卫及核材料实体保障	268
5.13.1	保卫工作实绩	269
5.13.2	核材料的实体保障	270
5.14	电站后勤保障	270

第六章 大事记

6.1	机组运行大事记	273
6.1.1	大亚湾核电站1号机组	273
6.1.2	大亚湾核电站2号机组	277
6.1.3	岭澳核电站1号机组	280
6.1.4	岭澳核电站2号机组	283
6.2	重大技术问题	286
6.2.1	大亚湾核电站重大技术问题	286
6.2.2	岭澳核电站重大技术问题	291
6.3	生产管理大事记	294

第七章 统计指标

7.1	WANO 性能指标	297
7.2	电量销售及能耗	300
7.3	安全性能指标	301
7.4	生产运行指标	304
7.5	三废排放与环境监测	307
7.6	维修、改进与质量保证	309
7.7	换料大修主要指标	310
7.8	机组停堆解列统计表	312
7.9	电站运行事件列表	313
7.9.1	大亚湾核电站运行事件列表	313
7.9.2	岭澳核电站运行事件列表	318
7.10	工业安全和消防统计	323
7.10.1	工业安全事件汇总	323
7.10.2	工业安全未遂事件汇总	323
7.10.3	一级火险事件汇总	325
7.10.4	零级火险事件汇总	325

7.11	辐射防护事件汇总	325
7.12	特许申请汇总	328
7.13	改造项目汇总	333

第八章 专题报告

* 大亚湾核电站燃料组件变形事件处理和经验反馈 (邓正平)	338
* 大亚湾核电站误合发电机负荷开关事件分析与反馈 (黄清武)	348
* 多机组运行的日常生产管理改进 (徐文兵)	352
* 岭澳核电站主变压器故障原因分析与对策 (荣 幸 杨吉成 韩庆浩)	355
* 反应堆压力容器顶盖更换的准备和实施 (范立明)	367
* 核电站机组启停应变支持管理改进 (马 蜀)	375
* 核电站纠正行动管理改进 (琚存有)	380
附录一 基本系统名称	385
附录二 组织机构和相关术语缩写	405
附录三 计量单位符号中英文对照	411
附录四 厂房和构筑物——代号和名称	412
附录五 设备名称代号	418
《年鉴》各章节供稿人名单	425

第一章 公司与电站组织机构

1.1 公司简介

大亚湾核电运营管理有限责任公司（以下简称“运营管理公司”）于2003年3月成立，由广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司共同投资设立，负责大亚湾地区核电站的营运管理以及其他电力设施、环保及与电力相关业务。

运营管理公司是大亚湾地区核电站群堆管理发展的产物，是在借鉴国外核电站运营管理良好实践的基础上成立的，目的是对多业主、多电站的核电机组实施专业化管理，优化资源利用，发挥协同效应，实现规模经济。

运营管理公司是独立法人企业，依法自主经营，自负盈亏，按照现代企业制度运作，设立由股东会、董事会、监事会和管理机构组成的法人治理结构，实行董事会授权范围内的总经理负责制。运营管理公司注册资本为1亿元人民币，由广东核电合营有限公司（GNPJVC）和岭澳核电有限公司（LANPC）各出资50%组成。图1.1-1显示了运营管理公司的投资模式。

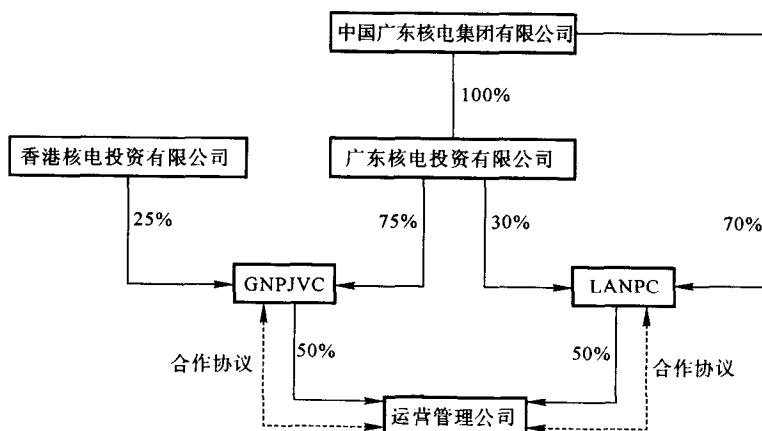


图 1.1-1 运营管理公司投资模式

运营管理公司成立后，广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司（以下简称“两公司”）根据我国“合同法”等法律法规，分别与运营管理公司签订了具有法律效力的合作协议，将各自所拥有的核电站委托给运营管理公司营运管理。委托以后，两公司分别拥有大亚湾核电站和岭澳核电站的所有权，作为业主按照国家有关法律法规承担核相关经济责任。两公司既是运营管理公司的股东，又是核电站的业主，作为合作协议的委托方，享有合作协议规定的权利并承担相应的义务。运营管理公司拥有核电站的营运管理权，作为营运单位按照国家有关法律法规承担安全运行全面责任。目前，运营管理公司受广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司两公司委托，负责营运和管理大亚湾核电站和岭澳核电站一期共4台百万千瓦级压水堆机组，正在建设的岭澳核电站二期项目投产后也将委托运营管理公司营运管理。图1.1-2显示了运营管理公司的产权机构。

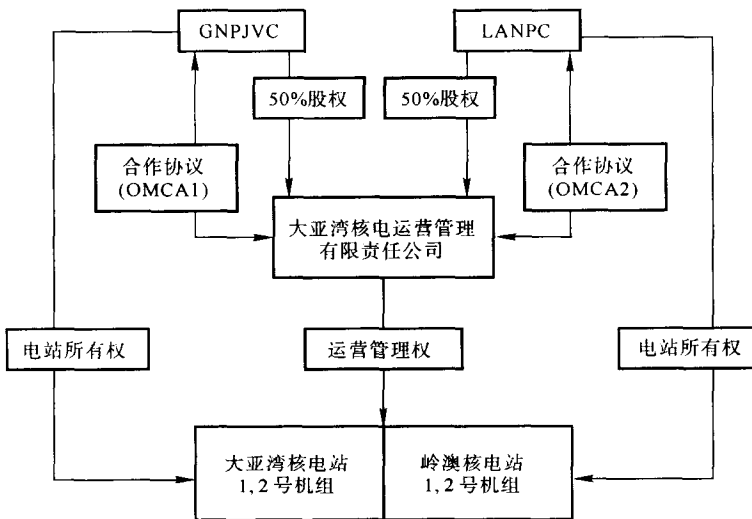


图 1.1-2 运营管理公司产权结构

运营管理公司是在两公司的基础上成立起来的，转移了两公司参与核电站营运管理的基本组织机构和人员，继承了两电站 20 堆·年安全运行过程中积累起来的技术、经验和文化。运营管理公司将始终如一地坚持“安全第一、质量第一”的指导思想，坚持“安全发电、追求卓越、以人为本、团队精神”的价值理念，推行以安全文化为核心的企业文化建设，强调透明度和经验反馈，持续改进，不断进步，为争创世界先进核电水平而努力奋斗。

1.2 公司组织机构

大亚湾核电运营管理有限责任公司（简称“运营管理公司”）依照《公司法》成立，依法自主经营，自负盈亏，按现代企业管理制度运作，设立了由股东会、董事会、监事会和管理机构组成的法人治理机构。股东会是公司的权利机构，董事会是公司的决策机

构，监事会是公司的监察机构，管理机构是公司的日常经营机构，由总经理部、党群工作部、科技委、生产部、维修部、技术部、安全质保部、财务部、审计部、人力资源部、行政管理部和公关宣传中心组成。其中党群工作部接受公司党委和总经理部的领导，履行党、纪、工、团、监办事机构的职能，公关宣传中心接受运营管理公司和中国广东核电集团有限公司的双重领导。图 1.2-1 显示了运营管理公司 2004 年底的组织机构。

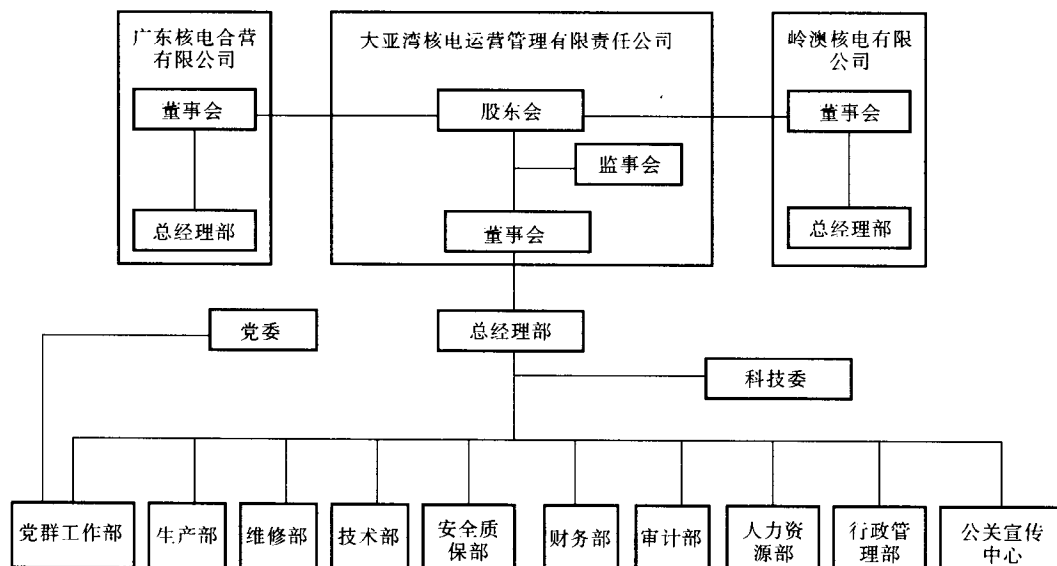


图 1.2-1 运营管理公司组织机构图

运营管理公司股东会由 6 名中方股东和 2 名港方股东组成，董事会由 9 名中方董事和 2 名港方董事组成，监事会由 4 名中方监事和 1 名港方监事组成。2004 年，公司总经理部由 1 名总经理、2 名副总经理、2 名总经理助理和 1 名总会计师组成。

1.3 电站组织机构

大亚湾核电运营管理有限责任公司生产线由生产部、维修部、技术部和安全质保部组成，2004 年电站在生产部内增设了生产准备处，以便更好地开展岭澳核电站二期生产准备工作，具体组织机构图参见图 1.3-1。

2004 年的生产线管理层职能、各部职责与功能基本保持不变，安全生产管理范畴包括大亚湾核电站、岭澳核电站。管理层次包括总经理部、部、处、科、班组和项目小组。各级管理层都逐级获得授权，行使管理职能。管理层的基本功能是对授权范围内的工作做出决策，并担负相应的计划、组织、协调、监督和控制的 管理责任。

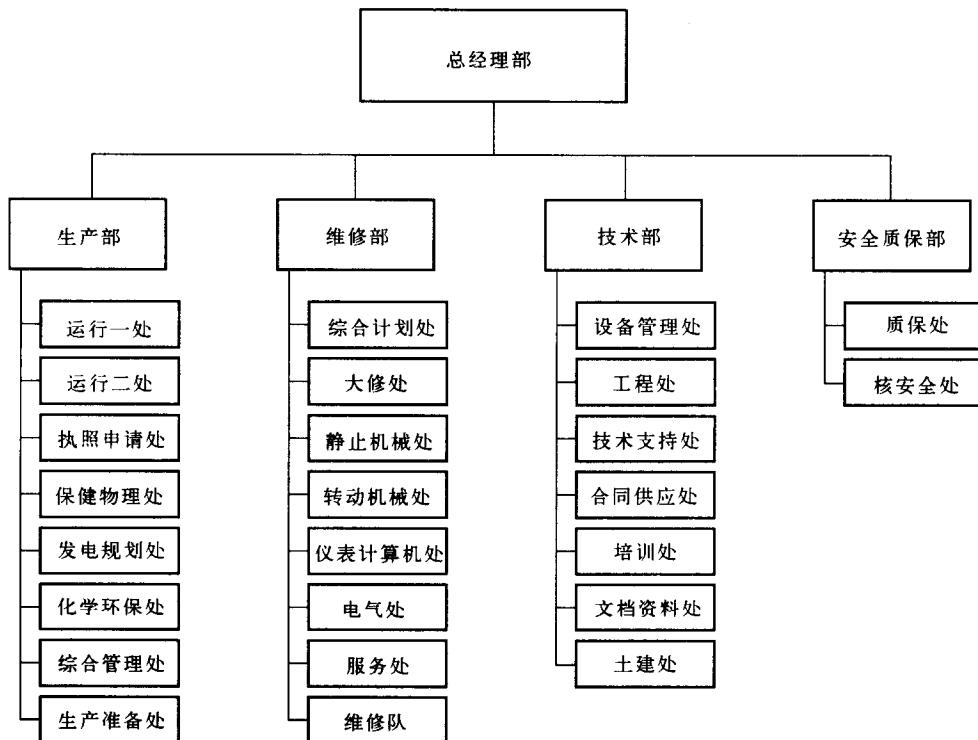


图 1.3-1 生产线组织机构图

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1 电站运行

2.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

2004 年运行一处的组织机构和功能与 2003 年保持一致。

2. 运行管理改进

为追求运行业绩的不断进步, 2004 年在运行管理上进行了以下几项改进。

(1) 防止人因失效的改进措施

1) 制定监护制实施细则。大亚湾核电站的管理程序对实施监护制已经有要求, 但是其可操作性不强, 严肃性不够。主要体现在人力资源制约了监护制的实施、未界定需要实施监护制的运行操作和运行活动、没有明确责任、监护制执行不规范等。针对这些问题, 2004 年运行一处制定了监护制实施细则, 明确了监护制的范畴、监护制的活动和操作的标识、监护制的执行办法、执行过程的监督和控制、操作者和监护者之间的责任划分等。监护制实施细则的实施, 不仅优化了运行人力资源的配置, 也提高了监护制执行的合格率。

2) 加强运行操作的程序控制。按规程操作是控制运行人员人因失效的一道重要屏障, 但以前的运行程序无法适用于每一个运行活动和操作。为此运行一处对运行程序体系进行了优化和完善, 将隔离操作单、在线操作单、流体传输单、事故预想、设备操作临时指令单、电话指令操作单等纳入运行程序体系中。对一些无法直接产生记录的文件, 如: 报警卡程序、事故程序、事故预想等, 则必须通过运行日志产生记录操作。“没有程序, 就没有操作”的成功实践是电站运行管理的一个新突破。

3) 继续推行运行人员行为规范, 增加隔离经理岗位行为规范。通过对行为规范执行情况自我评估, 运行一处对原来隔离经理、主控制室操纵员、现场操作员三个岗位的行为规范进行了整合和优化, 修改和完善了部分行为规范, 提高了行为规范的可执行性。为了加强行为规范的执行力度, 运行一处还对执行时偏差较多的行为规范重新进行专项培训, 将行为规范的执行情况纳入运行值考核范围, 并制作了包括时间、发令人、指令内容等栏目的专用

小记录本。

(2) 建立并执行突发事件的响应和决策机制

1) 核安全相关突发事件决策机制。明确核安全相关突发事件的决策管理规定, 可以确保电站安全相关决策遵守“安全第一、质量第一”和“保守决策原则”, 维持电站核安全水平始终满足要求。该机制明确规定了决策者的责任、事件界定和报告原则、分析与建议方法、决策层次和决策单的应用等, 避免决策过程中存在推诿和低位决策, 理顺接口环节和分析过程, 以提高决策效率和减少决策失误。

2) 与机组可用率相关突发事件决策机制。突发事件的管理水平代表电站应付各种危机的能力, 为及时有效地、安全可靠地处理好电站突发事件, 电站建立了日常生产管理中与可用率相关的突发事件的汇报、响应及决策制度。该制度明确了与可用率相关的突发事件的分类原则、决策层级与决策范围、突发事件的处理与决策的策略以及决策流程等。

(3) 运行管理规范化

1) 规范“百日消缺”工作制度。“百日消缺”活动是结合以往相关生产活动经验和新形势下生产管理新要求的一项管理创新, 在机组大修后的过渡期内开展“百日消缺”活动, 一方面可以保证机组在燃料循环的初期尽快进入良好的运行状态, 另一方面为循环中后期机组长期安全、稳定和经济运行打下坚实的基础。为了确保“百日消缺”活动有针对性, 有阶段性, 有层次性, 有范围地开展, 电站制定了“百日消缺”工作导则, 明确了“百日消缺”活动所要遵循的管理原则与要求, 使“百日消缺”活动有规程做指导, 有计划为依托, 有经验反馈而不断完善。

2) 运行一处日常与大修项目交接规范化。为了明确运行一处白班值与大修组之间交接的范围和具体内容, 分清运行一处白班值与大修组各自在大修前后及大修期间的责任, 规范日常与大修交接方式, 做到“明白交接, 明白大修”。运行一处制定了日常和大修项目交接(运行部分)工作导则, 把日常→大修→日常作为一条控制链来控制。在日常运行中, 运行一处白班值对机组的运行状态进行跟踪, 对设备的性能进行评价, 对无法在日常运行进行处理的设备缺陷进行记录跟踪, 在大修前汇总, 清楚地交给大修组。大修组将白班值交接过来的清单逐项落实到大修计划中。在大修结束后, 大修组必须对白班值所提出的问题进行一一答复。并把大修改造项目和大修后机组遗留问题反馈给白班值。工作导则明确了运行一处白班值与大修组的接口关系, 使机组状态评价活动更加规范化。

(4) 加强对设备缺陷的处理和跟踪力度

1) 建立“机组缺陷跟进”系统。机组缺陷的存在影响到机组的正常运行, 因此有必要对这些缺陷进行有效的跟踪和处理推动, 达到可知、可控和积极处理消缺的目的。运行一处原有的缺陷跟踪系统有“值长关注问题”和“主控制室电子日志跟踪系统”, 但有些缺陷不便于用这两个系统进行跟踪, 因此建立了“机组缺陷跟进系统”, 对上述两系统不便于管理的所有缺陷进行跟踪, 并推进解决。“机组缺陷跟进”系统中的缺陷分别由机组长和白班值负责跟踪, 机组长负责前十项缺陷, 其余的由白班值负责跟踪。“机组缺陷跟进”系统, 充分利用了信息技术在记录、分类、统计、管理方面的优势, 提高运行人员对机组缺陷的跟进能力, 保障机组处于运行安全、缺陷可控的状态。

2) 对发现的系统或设备的缺陷或异常进行一级分析。一级分析有利于及时发现事件的

苗头，提高机组的安全生产水平；有利于提高员工的业务技能；有利于运行人员与专业人员的交流沟通；有利于运行经验的积累；有利于在运行团队中建立积极主动、努力创新的运行文化。2004年运行一处共收到89份一级分析，关闭一级分析82份。

(5) 大修期间运行控制和管理技术改进

1) 管理改进包括：

- ① 建立重要设备的健康档案，以便大修结束后对设备的状态进行跟踪；
- ② 成立大修定期试验快速干预小组，及时解决定期试验产生的问题；
- ③ 对大修运行活动进行运行一处内部质量检查；
- ④ 严格控制大修期间的突发事件，计划会外工作票必须执行大修组和运行值双重检查制度；
- ⑤ 完善大修活动A/B/C分类与控制办法，加强对大修活动的风险控制。

2) 技术改进包括：

- ① 一回路排水标准化；
- ② 建立需要独立验证的大修活动清单；
- ③ 优化完善一回路动态排气（1号机组第十次大修中一回路静态、动态实际排气时间仅为14小时，创造了大亚湾核电站大修排气时间最短的新记录）；
- ④ 实施一回路工作点排水改造和中压安全注入罐加压排水改造；
- ⑤ 对定期试验窗口优化，减少了关键路径。

(6) 培训管理的改进

1) 成立运行人员技能培训推进小组，把技能培训作为运行培训工作的重点。2004年运行一处和运行二处共同成立了隔离经理技能培训和现场操作员技能培训推进小组，承担两个运行处人员的技能培训和考核的任务。培训推进小组负责向值长提供各种培训资源，根据收集到的培训需求进行培训策划，用统一的标准对学员进行考核，为运行处长提供岗位授权的依据，同时负责培训进度的控制和培训质量的抽查等任务。培训小组的成立，不仅对提升运行人员的业务技能起到了推进作用，还实现了两个运行处人力资源的共享。

2) 建立运行培训管理系统。2004年运行一处开发并投运了“运行培训管理系统”，简称OTMS。OTMS系统包括ITP（按年度计划循环培训，达到保持技能的目的）和OJT（逐级考核后授权的培训体系）两部分，通过该系统可以全面掌握运行人员的培训要求、培训状态，查阅各类学习资料和经验反馈资料。

2.1.2 机组运行状态

2004年广东大亚湾核电站1号机组运行状态见图2.1.2-1至2.1.2-6。

2004年广东大亚湾核电站2号机组运行状态见图2.1.2-7至2.1.2-12。

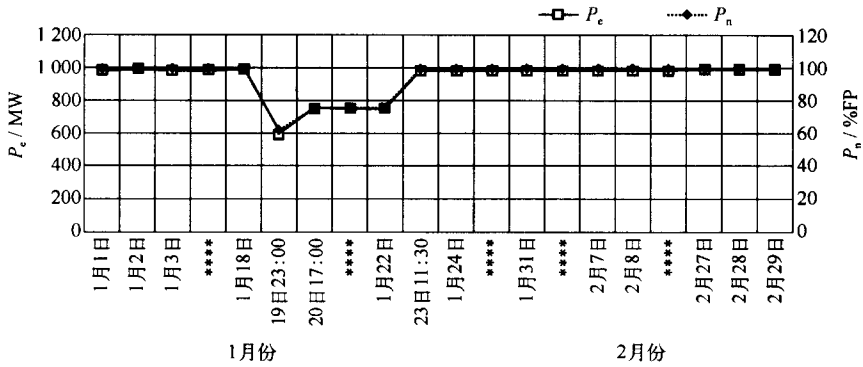


图 2.1.2-1 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 因清理 1CFI001-004GG, 1 月 19 日 23:00 1 号机组开始降功率至 600 MW。
- (2) 1 月 20 日 17:00 清理 1CFI001 ~ 004GG 工作结束, 升功率到 760 MW 进行春节保电运行。
- (3) 1 月 23 日 11:30 根据广东电网调度指令升回满功率运行。

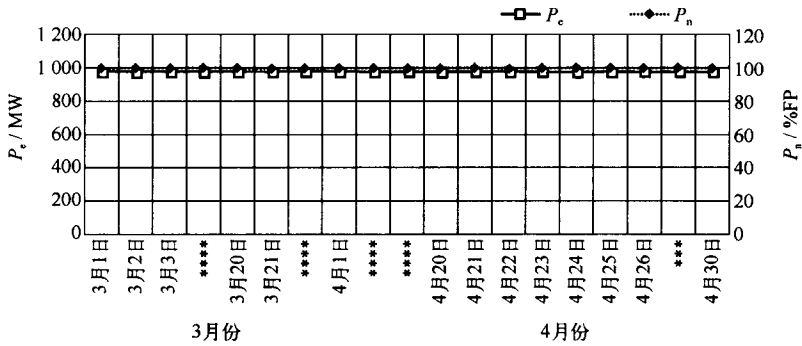


图 2.1.2-2 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

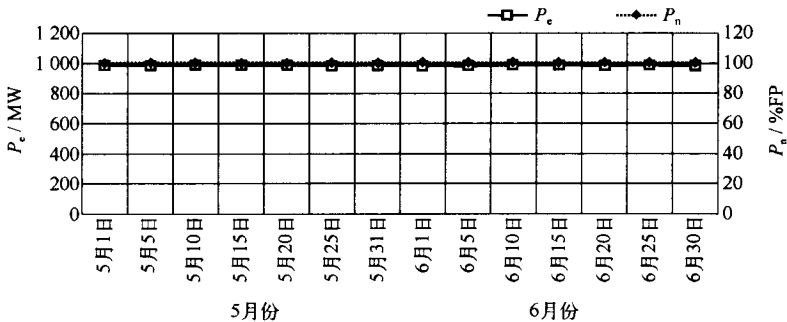


图 2.1.2-3 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

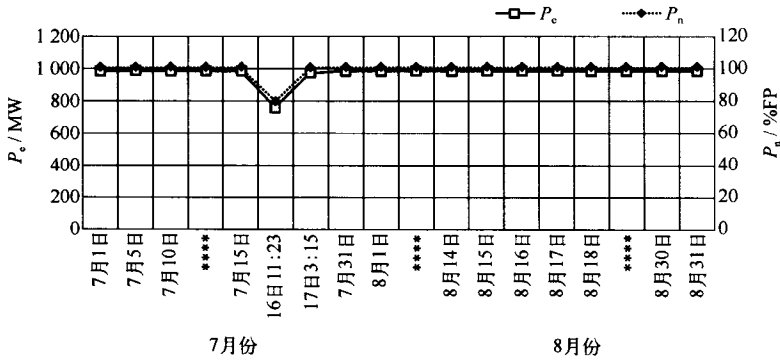


图 2.1.2-4 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

(1) 7 月 16 日因受台风“圆规”的影响, 11:23 开始降功率, 12:23 降至 760 MW。21:35 因 8 号风球警报解除, 机组开始升功率, 17 日 3:15 升至满功率。

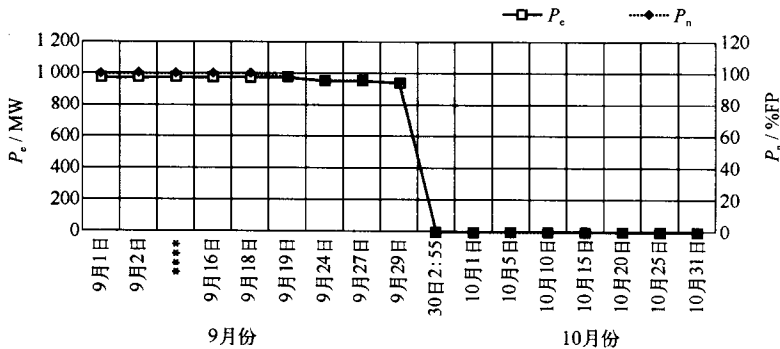


图 2.1.2-5 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

(1) 9 月 16 日 1 号机组进入延伸运行, 在此期间机组核功率、电功率、一回路平均温度将逐渐小幅度下降。

(2) 经过 14 天的延伸运行后, 1 号机组于 9 月 30 日 2:55 与电网解列, 开始进行第十次大修, 并实现连续运行 411 天的新记录。

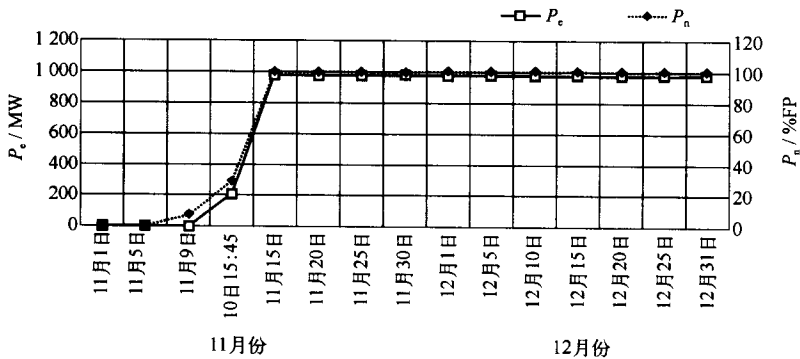


图 2.1.2-6 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (11, 12 月份)

说明:

(1) 1 号机组于 11 月 10 日 15:45 并网成功, 第十次大修结束。

(2) 11 月 15 日 1 号机组升至满功率运行。

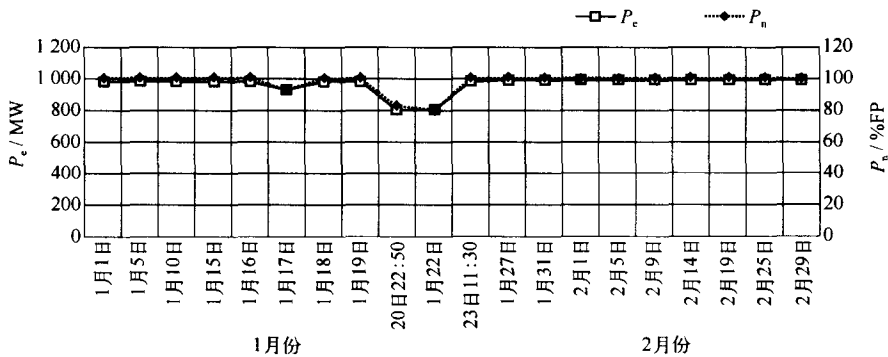


图 2.1.2-7 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月17日进行VVP主蒸汽安全阀年度试验,电功率降至930 MW。
- (2) 1月20日22:50开始降功率到800 MW进行春节保电运行,23日11:30开始根据广东电网指令升回满功率运行。

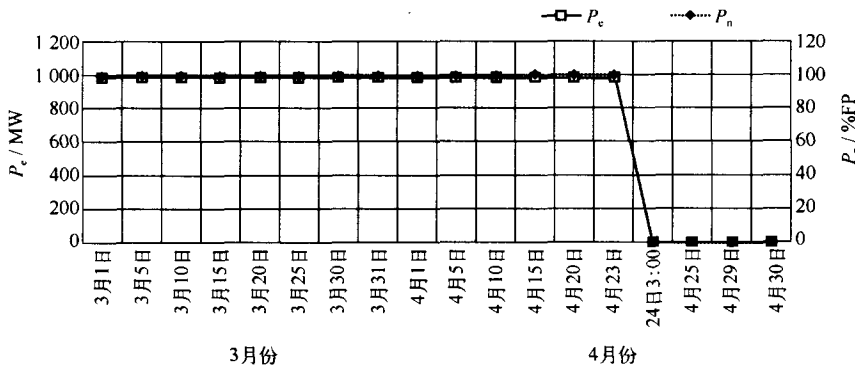


图 2.1.2-8 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 4月24日2号机组开始进行第十次换料大修。23日23:00开始降功率,24日3:00机组顺利与电网解列,5:10反应堆达到零功率,6:15反应堆达到热停堆,2号机组创造了连续功率运行404天的新记录。

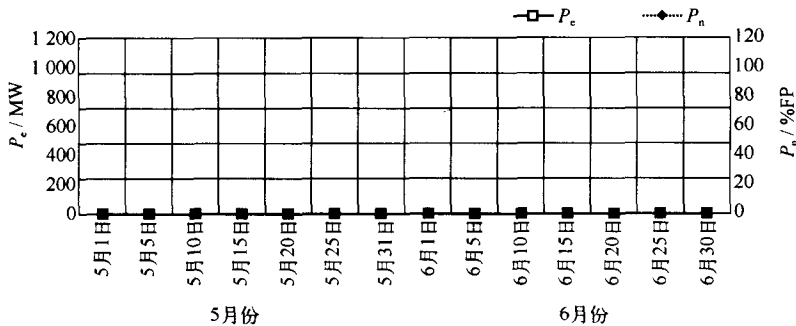


图 2.1.2-9 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (5, 6 月份)

说明:

- (1) 5月19日,在向堆芯装载第126组燃料组件时,该燃料组件弯曲变形,导致2号机组第十次大修不能按计划进行,被迫延期。

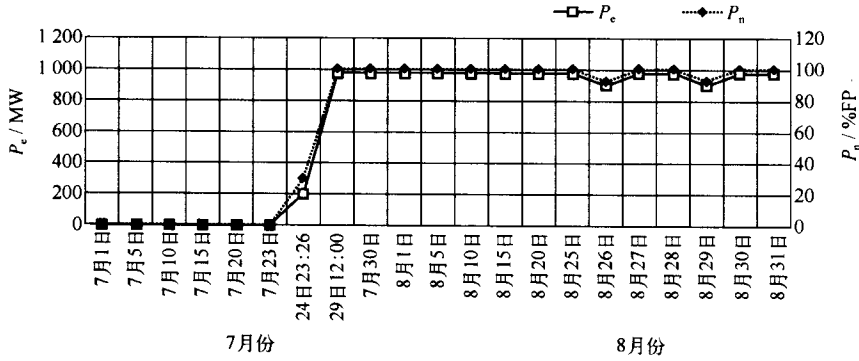


图 2.1.2-10 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

- (1) 7月10日, 因误合发电机负荷开关损伤发电机转子, 2号机组第十次大修被迫再次延期。
- (2) 7月24日 23:26, 2号机组并网成功。29日 12:00 升到满功率运行。
- (3) 8月26日, 因2GRV007VV 关闭, 降功率至900 MW, 12:30 功率升至960 MW。
- (4) 8月29日, 因处理2GRV007VV 关闭故障, 降功率至900 MW。30日升至满功率运行。

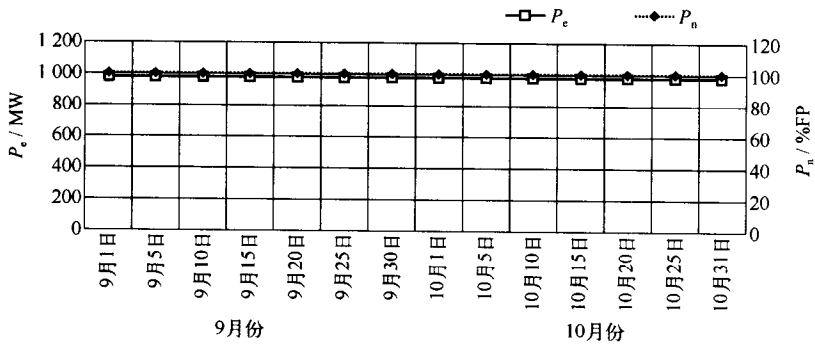


图 2.1.2-11 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (9, 10 月份)

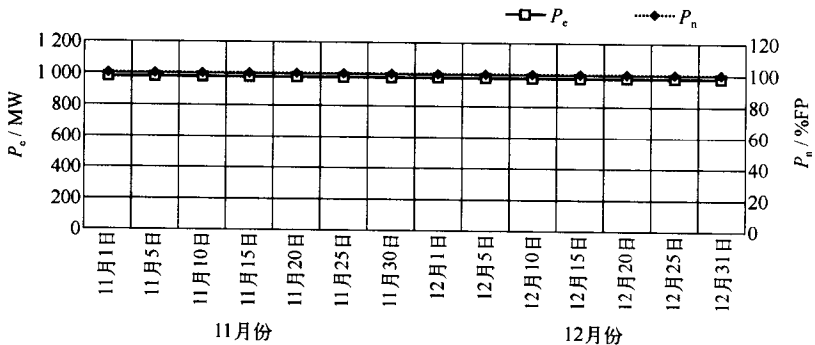


图 2.1.2-12 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

2.1.3 售电及外购电

2004年因广东电网乃至整个南方电网均处于缺电时期,部分省区电量缺额严重。与往年不同的是,广东在春节期间外送广西电力达1000 MW,因此在春节期间大亚湾核电站机组没有安排停机备用,减载也很少。2004年大亚湾核电站因“5·19”和“7·10”事件导致大亚湾核电站2号机组第十次大修延期达59.85天,之后在对大亚湾核电站1号机组第十次大修部分项目进行调整后(实际工期比年初计划缩减29.5天),全年最终完成133.1亿kW·h上网电量,实现了年初132亿kW·h的上网计划,未完成135亿kW·h的目标上网电量。详细售电情况见表2.1.3-1。

表 2.1.3-1 2004 年大亚湾核电站发电、售电情况一览表

月份	发电量/(MW·h)		上网电量/(MW·h)			售电比例/%	
	1号机组	2号机组	合计	送香港电网	送广东电网	送香港电网	送广东电网
1	713 385	719 529	1 376 701.5	688 350.750	688 350.750	50.00	50.00
2	688 858	683 882	1 320 892.8	700 073.184	620 819.616	53.00	47.00
3	734 356	730 964	1 410 277.8	775 652.790	634 625.010	55.00	45.00
4	708 987	542 566	1 200 460.5	660 253.275	540 207.225	55.00	45.00
5	727 953	0	696 042.0	522 031.500	174 010.500	75.00	25.00
6	699 750	0	662 451.9	597 774.408	64 677.492	90.24	9.76
7	723 291	103 439	771 812.7	713 926.748	57 885.953	92.50	7.50
8	724 891	716 509	1 384 735.8	1 280 880.615	103 855.185	92.50	7.50
9	674 349	699 136	1 318 807.2	1 219 896.660	98 910.540	92.50	7.50
10	0	725 671	692 559.3	640 617.353	51 941.948	92.50	7.50
11	410 530	704 369	1 061 789.7	691 809.420	369 980.280	65.16	34.84
12	734 546	732 810	1 414 112.1	826 187.271	587 924.829	58.42	41.58
合计	7 540 896	6 358 875	13 310 643.3	9 317 453.973	3 993 189.327	70.00	30.00

外购电主要是通过220 kV坪(山)核(电)线供给。由坪核线通过核电辅助站两台变比为220 kV/6.6 kV、容量为32 MVA的辅助变压器向机组辅助安全设施供电,通常在主变压器失电时投入运行。另外,还通过220 kV大亚湾北区变电站1台变比为220 kV/10.5 kV、容量为18 MVA的辅助变压器向厂区内生活用电及岭澳核电站二期施工用电供电。

2004年,外购电电费年累计约1140万元人民币。除大亚湾核电站2号机组发生“5·19”事件和“7·10”事件导致外购电额外增加外,其他则为机组正常运行外购电和大修外购电,达到预算控制目标。详细外购电量、电费情况见表2.1.3-2。

表 2.1.3-2 2004 年大亚湾核电站外购电情况

月份	计费电量/(kW·h)	当月最高需求量/kW	支付电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
1	528 000	6 468	564 432.00	1.07
2	264 000	6 468	415 026.00	1.57
3	528 000	6 336	558 624.00	1.06
4	396 000	6 600	500 280.00	1.26
5	3 696 000	12 012	2 487 408.00	0.67
6	2 508 000	11 880	1 851 960.00	0.74
7	792 000	13 068	994 752.00	1.26
8	528 000	6 336	572 352.10	1.08
9	528 000	6 204	550 704.00	1.04
10	1 452 000	9 900	1 199 352.00	0.83
11	528 000	6 468	562 320.00	1.07
12	1 584 000	6 072	1 150 000.00	0.73
合计	13 332 000	97 812	11 407 210.10	0.86

2.1.4 机组性能指标

大亚湾核电站 1 号机组 2004 年运行稳定,能力因子达 87.77%。全年没有出现较大的影响机组运行的突发事件。

大亚湾核电站 2 号机组连续发生两起严重的意外事件,导致能力因子只有 73.91%,非计划能力损失因子达到约 16%。

大亚湾核电站 2004 年的主要性能指标见表 2.1.4-1。

表 2.1.4-1 2004 年大亚湾核电站主要性能指标

	毛发电量/(MW·h)	负荷因子/%	能力因子/%	计划能力损失因子/%	非计划能力损失因子/%
1 号机组	7 540 896	87.24	87.77	12.23	0
2 号机组	6 358 875	73.57	73.91	9.53	16.56
全厂	13 899 771	80.41	80.84	10.88	8.28

1 号机组和 2 号机组 2004 年每月及年度性能指标结果见表 2.1.4-2 和表 2.1.4-3。

表 2.1.4-2 1 号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度
能力因子/%	99.66	100	100	100	100	100	100	100	96.67	0	57.86	99.96	87.77
计划能力损失因子/%	0.32	0	0	0	0	0	0	0	3.33	100	42.14	0.04	12.23
非计划能力损失因子/%	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

影响 1 号机组性能指标的主要事件:

(1) 1 月份因更换 1CFI001/003GG 和 1CFI002/004GG 粗格栅,引起极小部分非计划能

力损失。

(2) 10至11月份机组按计划进行第十次大修,计划能力损失因子增加。

表 2.1.4-3 2号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度
能力因子/%	99.53	99.45	99.49	76.34	0	0	14.14	99.09	99.94	100	100	100	73.91
计划能力损失因子/%	0.25	0	0	23.21	81.05	0	8.51	0.11	0.06	0	0	0	9.53
非计划能力损失因子/%	0.22	0.55	0.51	0.45	18.95	100	77.35	0.8	0	0	0	0	16.56

影响2号机组性能指标的主要事件:

(1) “5·19”、“7·10”两起严重事件导致2号机组在5、6和7月份非计划能力损失增大许多。

(2) 另外2GPV036VA, 2GCT116VV等阀门泄漏,导致1至4月份出现一小部分非计划能力损失。

2.1.5 反应堆物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

1号机组第十一循环首次临界试验2004年11月8日6:40开始,12:52临界,11月9日13:10零功率物理试验结束,11月11日15:45并网成功,11月16日6:00达到满功率。至11月18日完成《物理启动大纲》中除G9曲线标定试验外(2004年12月16日完成)其他所有试验项目。

2号机组第十一循环首次临界试验从2004年7月9日9:50开始,14:20达到临界。在10日8:25开始的零功率试验期间,由于误合负荷开关,导致主变压器保护动作,机组自动停堆,试验中断。11日凌晨2:00重新达临界,23:30零功率物理试验结束。在分析处理了“7·10”事件后,7月24日重新达临界,25日并网成功,7月29日12:00达到满功率。至31日完成《物理启动大纲》中除G9曲线标定试验外(2004年9月16日完成)其他所有试验项目。

(2) 启动物理试验结果

零功率物理试验结果见表2.1.5-1(1a~1d)及表2.1.5-2(2a~2d)。试验结果表明,堆芯的各项特性参数满足堆芯物理设计准则的要求。

表 2.1.5-1a 1号机组零功率物理试验结果——控制棒价值

pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	991	983.9	-0.72	±10
G1	230	220.7	-4.04	±10
G2	586	581.02	-0.85	±10
N1	877	899	2.51	±10
N2	670	660	-1.49	±10

续表

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
SA	554	564.32	1.86	±10
SB	958	924	-3.55	±10
SC	545	551.42	1.18	±10
SD	645	635	-1.55	±10

表 2.1.5-1b 1号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度

mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	2171	2154	17	±50

表 2.1.5-1c 1号机组零功率物理试验结果——等温温度系数

pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-4.08	-4.06	-0.02	±5.4

表 2.1.5-1d 1号机组零功率物理试验结果——硼微分价值

pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-6.55	-6.58	0.03	±1

表 2.1.5-2a 2号机组零功率物理试验结果——控制棒价值

pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	963	930	-3.4	±10
G1	244	224	-8.2	±10
G2	599	573	-4.3	±10
N1	1062	1035	-2.54	±10
N2	301	278	-7.6	±10
SA	525	508	-3.2	±10
SB	880	850	-3.40	±10
SC	627	593	-5.42	±10
SD	833	800	-3.96	±10

表 2.1.5-2b 2号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度

mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	2222	2215.6	-6.4	±50

表 2.1.5-2c 2号机组零功率物理试验结果——等温温度系数

pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-2.07	-1.375	0.695	±5.4

表 2.1.5-2d 2 号机组零功率物理试验结果——硼微分价值

pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-6.52	-6.36	0.16	±1

升功率物理试验结果见表 2.1.5-3 及表 2.1.5-4。两台机组升功率过程中各个功率台阶的堆芯特性参数测量结果表明，堆芯核安全准则和核设计准则都得到满足。

表 2.1.5-3 1 号机组中子注量率图测量结果（启动物理试验）

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
1	2004-11-11	50	29.64	<10	2.8	<15	4.2	1.756	1.535	2.45	0.629	1.921	1.512	<9	0.42
2	2004-11-15	100	73.96	<10	4.4	<15	6.3	1.683	1.525	2.45	1.467	1.711	1.477	<5	0.38
3	2004-11-18	250	98.04	<10	4.0	<15	6.1	1.643	1.511	2.45	1.942	1.596	1.463	<2	0.30

注： F_{xy} —径向功率峰因子；QT (Z) —总轴向最大功率分布因子；PT—象限功率倾斜因子； $F_{\Delta H}$ —熔升因子；MAP—组件平均功率因子。

表 2.1.5-4 2 号机组中子注量率图测量结果（启动物理试验）

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
1	2004-07-26	20	29.18	<10	2.6	<15	3.3	1.756	1.5849	2.45	0.632	1.924	1.538	<9	0.74
2	2004-07-28	80	73.2	<10	2.0	<15	2.6	1.684	1.561	2.45	1.476	1.714	1.500	<5	0.48
3	2004-07-31	150	96.80	<10	2.5	<15	3.6	1.645	1.546	2.45	1.935	1.602	1.4774	<2	0.72

(3) 主要问题及解决措施

1) 进行确定功率棒位与汽轮机负荷关系曲线标定 (RGL004) 试验时, GCT 系统 A 组排大气阀门打开。

2004 年 9 月 16 日进行 2 号机组 RGL004 试验过程中, 由于一回路过热导致 GCT 系统阀门打开, 试验结束后检查试验数据, 发现最大过热 8.34 °C。事件调查表明, 过热引起 GCT 系统阀门打开的原因是由于理论计算的 G9 曲线误差过大, 按理论 G9 曲线设定的灰棒棒位插入不足。其根本原因是进行插棒计算的一维 ESPADON 程序的问题。燃料管理科一方面与换料设计商 NPIC 和 FRAMATOME 联系, 另一方面作为临时方案, 使用三维 SMART 程序通过插棒计算给出了两机组第十一循环的各个燃耗步的理论 G9 曲线, 并在 12 月 16 日的 1 号机组 RGL004 的试验中进行了验证。另外, 通过热工程序 CATIA2 对寿期初、寿期末试验过程进行了模拟, 考虑了一定裕量后, 确定了 6 °C 为试验控制的过热温度上限。1 号机组 RGL004 试验过热仍然接近 6 °C, 一方面验证了 6 °C 不会引起 GCT 系统阀门打开, 另一方面表明三维 SMART 程序精度也不够, 长期解决有待 FRAMATOME 改进程序。考虑到燃耗加深后温度系数越来越大, 同样的棒位插入不足引起的过热将减小。经讨论并通过 PNSC 会议批

准，在问题根本解决前暂时使用三维 SMART 程序计算理论 G9 曲线。

2) 中间量程保护定值设定错误。

在 2004 年 9 月 16 日进行 2 号机组 RGL004 试验过程中，发现触发 ATWT 信号翻转的功率记录 2RPA230EC 为 86.1% FP，2RPA229EC 为 73.5% FP（技术规范要求 ATWT 触发定值设在 30% FP），分析后确定为整定值设定过大。9 月 29 日晚大亚湾核电站 1 号机组停机大修降功率期间，检查确认大亚湾核电站 1 号机组的 ATWT 通道阈值设置也存在同样的设定值过大错误。后续分析发现由中间量程提供的 C1、25% RT 和 ATWT 闭锁和保护定值均过大，且是大亚湾核电站两台机组的共模失效。对于 2 号机组，经批准后，使用升功率阶段 30% FP 平台的中间量程电流作为 ATWT 定值，并经线性内插计算给出 C1 和 25% RT 的产值。对于 1 号机组及以后的中间量程定值设定，参照 EDF 经验和 FRAMATOME 的意见，编写了专门的程序避免类似事件发生。详细说明见运行事件报告 D-LOER-2-20040007。

2. 周期性物理试验

(1) 周期性物理试验状况

大亚湾核电站两台机组共完成周期性物理试验 61 项（详见表 2.1.5-5）。其中 1 号机组 34 项，2 号机组 27 项，完成率 100%。两台机组在降功率运行期间，及时修改了运行图以及失水事故监测系统（LSS）有关参数。由于有效地对堆芯核安全参数进行监测以及定期地修改运行参数，确保了大亚湾核电站机组连续、安全和稳定地进行电力生产。

表 2.1.5-5 周期性物理试验状况

试验项目	要求周期	实际周期		完成次数		完成率/%
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
中子注量率图测量	30EFPD	29.1EFPD	30.0EFPD	12	10	100
RPN 校验试验	90EFPD	80.1EFPD*	89.9EFPD	5*	3	100
LSS 参数修改	30EFPD	29.1EFPD	30.0EFPD	11	10	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	64.1EFPD	67.5EFPD	6	4	100

* 其中包含一次延伸运行要求的 RPN 校验。

(2) 周期性物理试验结果

由于周期性物理试验结果较多，这里只列出了与反应堆核安全准则及设计准则有关的中子注量率图测量结果。表 2.1.5-6 和表 2.1.5-7 分别列出了 1 号机组和 2 号机组周期性物理试验结果。表中可知两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个燃料周期内都能满足。

表 2.1.5-6 1 号机组中子注量率图测量结果（周期性物理试验）

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2004-01-08	10 340	99.61	<10	3.0	<15	5.1	1.620	1.480	2.450	1.840	1.579	1.445	2	0.27
2	2004-02-10	11 612	99.5	<10	2.5	<15	3.9	1.620	1.473	2.450	1.807	1.579	1.439	2	0.34
3	2004-03-09	12 720	99.43	<10	2.8	<15	4.3	1.620	1.490	2.450	1.805	1.580	1.440	2	0.33

续表

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
4	2004-04-12	14 080	99.6	<10	2.7	<15	4.3	1.620	1.495	2.450	1.789	1.579	1.444	<2	0.31
5	2004-05-11	15 245	99.7	<10	3.2	<15	4.8	1.620	1.482	2.450	1.784	1.578	1.435	<2	0.39
6	2004-06-10	16 444	99.62	<10	2.9	<15	4.4	1.620	1.467	2.450	1.775	1.579	1.424	<2	0.37
7	2004-07-03	17 364	99.48	<10	3	<15	4.6	1.534	1.456	2.450	1.750	1.579	1.415	<2	0.39
8	2004-08-05	18 680	99.68	<10	2.9	<15	4.8	1.535	1.437	2.450	1.714	1.578	1.409	<2	0.34
9	2004-09-09	20 080	99.5	<10	2.7	<15	4.4	1.534	1.423	2.450	1.707	1.579	1.398	<2	0.24
10	2004-09-24	20 686	97.66	<10	3.2	<15	4.8	1.564	1.415	2.450	1.747	1.588	1.393	<2	0.35
11	2004-11-18	250	98.04	<10	4.0	<15	6.1	1.643	1.511	2.450	1.942	1.596	1.463	<2	0.30
12	2004-12-20	1 493	99.61	<10	4.2	<15	6.2	1.641	1.486	2.450	1.945	1.588	1.467	<2	0.19

表 2.1.1.5-7 2 号机组中子注量率图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2004-01-15	12 031	99.6	<10	1.3	<15	1.9	1.620	1.495	2.450	1.792	1.579	1.421	<2	0.42
2	2004-02-19	13 400	99.56	<10	2.4	<15	3.4	1.620	1.493	2.450	1.773	1.579	1.422	<2	0.45
3	2004-03-18	14 475	99.34	<10	2.0	<15	3.0	1.534	1.483	2.450	1.749	1.580	1.413	<2	0.44
4	2004-04-15	15 630	99.67	<10	1.9	<15	2.7	1.561	1.463	2.450	1.718	1.578	1.395	<2	0.49
5	2004-07-31	150	96.80	<10	2.5	<15	3.6	1.645	1.546	2.450	1.935	1.602	1.477	<2	0.72
6	2004-09-01	1 432	99.56	<10	2.7	<15	4.2	1.620	1.520	2.450	1.925	1.589	1.467	<2	0.76
7	2004-09-27	2 475	99.79	<10	3.1	<15	4.9	1.620	1.491	2.450	1.903	1.588	1.462	<2	0.82
8	2004-10-29	3 760	99.49	<10	2.3	<15	3.5	1.620	1.491	2.450	1.870	1.589	1.460	<2	0.53
9	2004-11-29	4 995	99.51	<10	2.6	<15	4.1	1.620	1.485	2.450	1.844	1.589	1.461	<2	0.71
10	2004-12-28	6 200	99.7	<10	2.7	<15	4.3	1.620	1.492	2.450	1.844	1.588	1.465	<2	0.7

2.1.6 电站化学

2.1.6.1 化学监督

1. 一回路水化学

2004 年大亚湾核电站一回路水质控制良好, 硼-锂和溶解氢含量严格控制在化学技术规范内, 水中杂质浓度始终保持在较低的水平 (见表 2.1.6.1-1)。

表 2.1.6.1-1 2004 年大亚湾核电站一回路水质情况

参数	单位	实际测量值	限值
溶解氢	mL/kg	25~40	20~50
氯离子	mg/kg	<0.01	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.01	<0.15
溶 硅	mg/kg	<0.60	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.01	<0.2
钙离子	mg/kg	<0.01	<0.05
镁离子	mg/kg	<0.01	<0.05
铝离子	mg/kg	<0.01	<0.05

2. 二回路水化学

2004 年大亚湾核电站两台机组二回路水质控制良好, 电站的 WANO 化学指标达到世界先进水平值 (1.00)。全年 WANO 月度化学指标见表 2.1.6.1-2。

表 2.1.6.1-2 2004 年大亚湾核电站 WANO 化学指标

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度值
1号机组	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	大修	1.12	1.00	1.00
2号机组	1.00	1.00	1.00	1.00	大修	大修	1.24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
全 厂	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

3. 放射化学监督和控制

2004 年大亚湾核电站两台机组一回路冷却剂的放射性活度始终保持在很低的水平, 2 号机组的燃料包壳保持完整, 1 号机组有一组燃料 (YQ00YN) 发生轻微泄漏。对两台机组二回路的放射性监测结果表明两台机组都没有发生一回路向二回路泄漏。

4. 油务监督和管理

2004 年按计划对大亚湾核电站的 1 号、2 号机组主变压器、厂用变压器以及辅助变压器和联络变压器的主变压器绝缘油进行了定期监测, 色谱及常规项目分析未发现异常。2 号机组厂用变压器 A 相 (2GEV001TS) 色谱分析发现总烃偏高, 但尚在国标限值之内。按计划对两台机组的 GFR 系统抗燃油、汽轮机系统的润滑油以及重要设备循环泵、柴油发电机的润滑油进行了定期监测, 未发现异常。

2.1.6.2 淡水资源及化学系统制水

1. 淡水资源

2004 年是自 1994 年电站运行以来降雨量最少的一年, 两水库汛期净增库容只有约 30 万 m³, 截至年底可用库容存量也是历年来最低, 节水任务非常艰巨。为确保生产生活用水, 水务工作的重点是节水。2004 年进行了生活用水一/二级管网大修, 防止跑冒滴漏; 对岭澳水库三角堰漏水反抽, 减少大坝泄漏损失; 绿化用水尽量改为“复用水”; 建立水库库容预警制度和水库库容定期通报制度, 以及开展大量的节水宣传工作。具体统计数据见表 2.1.6.2-1。

表 2.1.6.2-1 水库可用库容统计

万 m³

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
大坑水库	79.4	73.9	73.8	75.4	68.2	78.1	70.0	74.3	88.5	86.4	71.2	91.7
岭澳水库	391.7	354.4	308.6	277.8	263.0	224.0	208.6	216.3	291.3	297.3	281.4	230.2
总计	471.1	428.3	382.4	353.2	331.2	302.1	278.6	290.6	379.8	383.7	352.6	321.9

2. 化学系统制水

2004 年大亚湾核电站制水车间共处理生水约 71.79 万 m³，生产除盐水约 14.31 万 m³，其他为 SEP 饮用水、循环水泵轴封用水及自用水。从统计结果看，用水量明显高于 2003 年，除大亚湾核电站 2 号机组第十次大修延期增加 SER 用水外，SEP 饮用水比 2003 年多用约 8 万 m³，其原因是厂区内地下管网老化泄漏所致。制水车间内的 SEP 管道及活性炭 2004 年做了更换工作。凝结水精处理系统共处理水约 26.30 万 m³，为大修启动阶段水质净化和机组 WANO 化学指标达到先进水平提供有力保障。具体统计数据见表 2.1.6.2-2。

表 2.1.6.2-2 化学系统制水统计

m³

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
SEA	46 802	42 430	31 352	58 537	62 463	56 385	79 701	62 565	59 535	58 880	55 494	48 558	717 916
SEP	22 815	22 555	12 350	32 205	33 155	28 740	32 175	30 615	29 380	29 115	24 050	33 280	330 435
SER	7 114	6 408	5 490	7 023	11 254	8 782	23 812	8 000	9 785	8 901	14 654	7 776	118 999
SED	2 174	2 338	2 542	2 498	1 637	1 432	2 356	1 632	1 579	1 560	1 762	2 089	23 599

3. 大宗化学试剂消耗

大宗化学试剂消耗量正常，与制水量基本相符，主要用于化学系统制水、二回路加药调控水质和机组大修期间蒸汽发生器保养。具体统计数据见表 2.1.6.2-3。

表 2.1.6.2-3 化学试剂消耗量统计

t

试剂	盐酸	氢氧化钠 (质量分数 50%)	氢氧化钠 (质量分数 32%)	氨水	联胺	三氯化铁	次氯酸钠	亚硫酸钠	磷酸三钠
SDA	63	88	—	0.2	—	68	18	0.55	—
ATE	20	27	28	—	—	—	—	—	—
SIR	—	—	—	13.96	12.25	—	—	—	0.2

2.1.7 重要机械设备运行维护

2.1.7.1 静止机械设备

2004 年度日常生产中完成的重要维修工作及重大设备缺陷处理：

(1) 完成了制氯系统 2CTE 系统 A 列更换钛管及整治性小修，使该系统可用率低的问题得到了根本解决。

(2) 加强了对 CFI 系统拦污耙的维护和巡视,使其能够满足 18 个月长周期运行的考验。

(3) 解决了锅炉点火枪点火问题。

(4) 实施了防止设备跑、冒、滴、漏的管理措施,应用了新技术的和新替代物项等,有效地提高了设备的可靠性。

(5) 解决了常规岛气动调节阀气动头隔膜漏气问题,完成了两台机组常规岛气动调节阀的盘根加装加载蝶簧的改造工作。

(6) 完成了 YA 厂房腐蚀管线设备清理,并进行了管线更换的物项替代申请工作。

(7) 完成了 BOP 消防管线查漏,并实施了 AA/AF 厂房地下管线泄漏改造。

(8) 对大部分有缺陷的膨胀节进行了更换维修处理。

(9) 解决了 SEN001FI 盘根长期泄漏问题。

(10) 制订了替代 ST-706 非石棉垫的新的替代方案。

(11) 实施运行设备的带压堵漏共 43 项,保证了机组的正常运行。

在第十次大修中处理的主要维修:

(1) 完成了大修关键项目如反应堆、蒸汽发生器、稳压器、冷凝器和低低水位阀门等其他重要阀门的维修、气闸门及环吊检修及大修中的启停应变支持工作等。

(2) 引进了气动调节阀性能诊断和电动闸阀密封性试验的预测性维修,实现了不因核岛阀门泄漏造成机组后退的大修目标。

(3) 更换老化到期的隔膜阀共 178 个。

(4) 完成 SEC 系统进口管道膨胀节及螺栓更换。

(5) 参与大亚湾核电站 2 号机组第十次大修中燃料变形组件处理工作,修复受损的 PMC 换料机等,设计和制造了燃料变形组件处理工作中所需的上部构件临时支撑环等。

(6) 对核岛红区 SAR 隔膜供气阀用针型阀进行了替代,解决了以往频繁泄漏的问题。

(7) 加大了 CFI 拦污耙的检修质量控制和监督,增加了控制部分的预防性检修和试验项目,使拦污耙在日常运行期间的故障率有较大的下降。

(8) 对龙门架钢丝绳进行了更换维修。

2.1.7.2 转动机械设备

2004 年度大亚湾核电站运行机组未出现因转动设备故障而导致降功率 100 MW 以上的检修,重复性维修次数指标为良好(全年共 21 次,平均 1.75 次/月,目标值 <2 次/月)。全年日常执行维修工作票数 5 240,其中包括按时全额完成的预防性维修工作票 2 954 张。纠正性维修与预防性维修工作票之比为 0.25,小于处级管理指标 0.9 的限值。

2004 年度完成的重要转动机械维修维护:

(1) 实施大亚湾核电站四台柴油机的预防性维修,配合运行进行定期试验的月度检查。

(2) 实施第五台柴油机的年度检查和每周盘车试验,处理了试验过程中发现的大亚湾核电站 1LHP001MO 中间冷却器三叉管接头漏水、2LHP200FL 法兰处固定支架焊缝处断裂的故障和多台柴油机涡轮增压器两侧固定螺帽脱落的故障。

(3) 通过执行 VVP 主蒸汽隔离阀的月度检查配合运行试验,及时检修和恢复气压、油压异常的缺陷,消除了由 VVP 主蒸汽隔离阀造成的停机停堆隐患。

(4) 在处理 RIS021BA 硫酸根离子超规范的工作中,分别更换了 RIS001AG 的齿轮箱,并清理了齿轮箱中的润滑油,确定了在搅拌器投运前加油的方案。

(5) 在对大亚湾核电站 SAP 系统空气压缩机的维护中, 完成了 2SAP002CO 的十年机械检查, 还更换了 0SAP401CO 高压转子, 解决了空气压缩机油箱进水乳化的故障。

(6) 在 DEG 系统上, 更换了漏油量超标的 2DEG201GF 压缩机的轴封。同时在 DEG 制冷机组的年度检修中, 通过对每台制冷机组的润滑油消耗量进行统计, 合理地安排检修工艺, 不仅提高了工作效率, 出色地完成了预防性检修工作, 还创造了氟利昂 R12 的年度最少消耗量。

(7) 完成了核岛通风系统的两台大型离心风机的八年解体检修工作, 配合电气处在最短的时间内完成了 RX 厂房风机 2RRM002ZV 的更换电机工作。

(8) 在 2RCV002PO 振动逐渐增大的问题上, 准备科和执行科一起, 认真查找故障的原因, 正确地判断出问题的所在, 在最短的时间内消除了影响设备正常运行的缺陷。

(9) 在三废系统泵设备方面, 及时处理了 TEP/TEU 多次出现的连节轴故障、密封失效、法兰泄漏的故障。

2.1.8 继电保护

2004 年度全厂继电保护装置继续保持了良好的稳定运行状态, 继电保护各项考核指标均达到历史最低水平, 保持了无报警、无故障运行的优良状态。

1. 全厂继电保护投运情况

(1) 全厂继电保护和自动装置中, 6.6 kV 以上共配置 338 套, 投运 338 套, 投运率为 100%; 其中继电保护装置 305 套, 投运 305 套, 投运率 100%; 自动装置 33 套, 投运 33 套, 投运率 100%;

(2) 220 kV 系统继电保护装置共配置 20 套, 投运 20 套, 投运率 100%;

(3) 400 kV 系统继电保护装置共配置 112 套, 投运 112 套, 投运率 100%;

(4) 500 kV 系统继电保护装置共配置 71 套, 投运 71 套, 投运率 100%;

(5) 1 号机组发电机-变压器组保护装置共配置 51 套, 投运 51 套, 投运率 100%;

(6) 2 号机组发电机-变压器组保护装置共配置 51 套, 投运 51 套, 投运率 100%;

(7) 自动重合闸装置共配置 7 套, 投运 7 套, 投运率 100%;

(8) 同期并网装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率 100%;

(9) 故障录波装置共配置 10 套, 投运 10 套, 投运率 100%;

(10) 励磁调节装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率 100%。

2. 全厂继电保护运行情况

(1) 220 kV 保护装置共动作 0 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(2) 400 kV 线路保护装置共正确动作 4 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均保持正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(3) 500 kV 线路保护装置共正确动作 6 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均保持正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(4) 自动重合闸装置共正确动作 6 次, 误动作次数 0 次, 重合闸装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(5) 1 号机组保护共正确动作 11 次, 误动作 0 次, 正确动作率 100%;

(6) 2 号机组保护共正确动作 0 次, 误动作 0 次, 正确动作率 100%;

(7) 故障录波器应评价次数 5 次, 录波完好 5 次, 录波完好率 100%;

(8) 1 号、2 号机组励磁装置自动调节器完好率 100%。

3. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 400 kV 开关站电网保护装置运行分析

2004 年, 400 kV 系统线路共发生了两次接地故障。2004 年 6 月 23 日 03:19, 大埔 II 线路发生了 C 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW250/252JA 断路器, 由于对侧断路器跳开后未重合, 导致 0GEW250/252JA 断路器未重合; 2004 年 12 月 22 日 21:58, 大埔 II 线路发生了 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW250/252JA 断路器, 重合闸正确动作, 断路器自动重合, 线路恢复送电。2004 年度整个 400 kV 开关站电网保护及控制装置均保持正常的稳定运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。

大亚湾核电站 400 kV 电网保护装置已连续 11 年保持正确动作率 100%。

(2) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2004 年, 500 kV 线路共发生两次接地故障。2004 年 7 月 15 日 07:42 及 8 月 19 日 14:17, 核惠线路先后发生了两次 A 相瞬时接地故障。线路保护均正确动作, 跳开 0GEW550JA/551JA 断路器, 重合闸正确动作, 断路器自动重合, 线路均恢复送电; 2004 年度 500 kV 开关站电网保护控制设备均保持了稳定安全的可靠运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。

大亚湾核电站 500 kV 电网保护装置已连续 9 年保持正确动作率 100%。

(3) 发电机-变压器组保护装置运行分析

2004 年 7 月 10 日 08:25, 由于运行人员在 2GSY505CC 处在就地位置状态下, 误操作 2GSY505CC 控制开关, 导致 2 号机组负荷开关误合, 使正在盘车的 2 号发电机升到约 60 r/min 变成电机运行。2 号发电机-变压器组保护正确动作, 跳开主变压器高压开关 0GEW450JA/452JA。而 2GSY505CC 在就地位置时闭锁负荷开关远方跳闸, 使发电机-变压器组保护无法跳开负荷开关, 到 11:54 手动断开 2 号机组负荷开关。2004 年度 1 号、2 号发电机-变压器组保护装置继续保持良好的运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。

发电机-变压器组保护装置已连续 6 年保持正确动作率 100%。

(4) 发电机励磁调节系统的运行分析

2004 年, 1 号及 2 号发电机励磁调节装置 AVR 保持了良好的运行状态。励磁调节装置发挥了正常的电压和无功调节功能, 保证了机组和电网的安全稳定运行。

(5) 应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行分析

2004 年, 4 台柴油发电机组均保持正常稳定的运行状态, 柴油发电机组保护和励磁控制装置均保持稳定安全可靠的运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行继续保持着历史最好水平。

(6) 其他系统保护和控制装置运行分析

2004 年, 220 kV 保护控制装置、6.6 kV 厂用电保护控制系统、KCO 厂用电倒电系统、RAM 系统的保护控制系统等均保持稳定安全可靠的运行状态, 保证了电站的安全稳定运行。

4. 2004 年继电保护专业完成的主要工作

2004 年继电保护专业主要完成了以下工作:

(1) 完成了大亚湾核电站 1 号和 2 号机组第十次大修的电气保护工作;

(2) 完成了 500 kV 的核惠线保护改造工作;

- (3) 完成了 500 kV 开关站的保护和控制装置的年检工作；
- (4) 完成了 0LHS 第五台柴油机保护及励磁系统的维修程序编写及第一次全面检查工作；
- (5) 完成了相关系统的保护维修程序倒库及再升版工作；
- (6) 完成了大亚湾核电站继电保护的正常维护工作。

2.1.9 电气设备运行与维护

1. 电气设备的年度维护与检修

在 2004 年, 按照电气设备的维修导则和预防性维修大纲, 共完成电气设备日常预防性维修工作 1562 项, 纠正性维修工作 492 项, 设备巡检 1044 项, 服务支持 656 项。在 1 号机组第十次换料大修中共完成电气设备预防性维修工作 549 项, 纠正性维修工作 331 项, 服务支持类工作 233 项, 改造项目 3 项; 在 2 号机组第十次换料大修中共完成电气设备预防性维修工作 529 项, 纠正性维修工作 450 项, 服务支持类 233 项。本年度电气设备共完成 5038 (未计巡检) 项维修工作。本年度电气设备的年度检修与试验工作完成情况良好, 全厂电气设备的年度预防性试验工作完成率 100%。大亚湾核电站电气设备维修和故障情况见表 2.1.9-1 至表 2.1.9-2 所示。

表 2.1.9-1 高压电气设备故障统计表

序号	名称与电压等级型号	故障时间	制造厂	故障情况与原因分析	损坏部位
1	2 号主变压器发电机 2GEX001GE (26 kV)	第十次大修	GEC-ALSTOM	冲转前, 误合负荷开关, 造成转子过流烧伤	转子护环、 槽楔等处烧损

表 2.1.9-2 高压电气设备典型缺陷统计表

序号	设备名称及型号	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
1	2 号厂用变压器 A 列 2GEV001TS	26 kV/6.6 kV	变压器油	总烃、介损超标	低温过热	ALSTOM
2	1 号主发电机 2GEX001GE	26 kV	发电机定子 漏氢	定子出口水盒	水、电腐蚀	GEC-ALSTOM
3	辅助变压器 9LGR001TA	220 kV	001, 002GS 气室泄漏	气室连接法兰面腐蚀、 密封“O”形环失效	盐露腐蚀	ALSTOM
4	线路阻波器	500 kV	支撑瓷瓶	潮湿季节局部电晕放电 较严重	灰尘、盐露造成瓷 瓶表面脏污	GEC-ALSTOM

2004 年度, 在电气设备上主要完成的重大检修工作有:

在 2 号机组第十次大修中, 进行了 2 号发电机定子和转子的年检和试验; 主励磁机的年检和试验; 2 号主变压器的年检和试验; 2 号主变压器三相变压器的油再生和脱气处理; 主变压器三相低压套管内部连接处的检查、修理和更换; 厂用变压器 A 列总烃超标的检查、处理和有载分接开关的操作试验。6.6 kV 断路器四年解体大修, 断路器柜的检查、维修和试验; 6.6 kV 电机的年检、试验及缺陷处理; 18 块低压交流 (380 V) 配电盘

和7块直流配电盘的三年检和试验；核岛12块直流配电盘2号充电器可控硅和二极管的更换工作。

在1号机组第十次大修中，进行了1号发电机的年检和试验；处理了定子线棒的漏氢问题；1号主变压器的年检和试验；主变压器及5台厂用变压器的油再生和油脱气处理；主变压器三相6只低压套管的改造；主变压器B相有载开关和厂用变压器A列无载开关盖板密封更换；处理了各相变压器20多处漏油点；6.6kV中压配电盘的年检和试验；完成了21台6.6kV电机和18台380V低压电机的解体大修或常规检查；9LGR001/009GS的漏气处理及001TA和002TA冷却器更换；18块380V配电盘和6块直流盘的检修和试验；核岛直流盘2号充电器可控硅和二极管的更换工作。

2. 过电压、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2004年，电气处按照电站防雷接地系统的维修大纲要求，根据防雷工作的要求，在年初和雷雨季节到来之前，完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年度检查与维护工作。并在2004年12月前，完成了对全电站防雷设施和接地装置的第二次（下半年）检查和测试工作。检查结果表明，接地系统状况良好。

2) 经对核电站避雷器全年动作情况的统计，220kV及以上避雷器动作共18次，其中500kV避雷器动作13次，400kV动作2次，220kV动作3次。由于避雷器的可靠动作，保证了核电站系统和设备的安全运行。大亚湾核电站电气一次侧设备全年未发生雷害事故。

3) 2004年度，400kV及500kV变电站设备运行工况良好。400kV线路发生1次线路单相接地故障（大埔Ⅱ线C相），开关均自动重合成功，500kV线路发生单相接地故障2次（核惠线A列，一次为瞬时短路，一次为雷击），开关均自动重合成功，全年400kV、500kV开关正确动作率100%。全年未发生雷击而造成的雷害事故。

(2) 过电压防护工作

2004年核电站各级电压系统运行工况正常，全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件。系统在防护过电压能力方面保持着良好的状态。

(3) 防污闪工作

1) 大亚湾核电站400kV和500kV开关站（SF₆气体GIS全封闭组合电器设备）、220kV厂用辅助电源（SF₆气体GIS全封闭组合电器设备）等出线端的户外绝缘设备（出线套管、出线支柱绝缘子和电容式电压互感器等），在2004年度的各种气候条件下，设备运行情况均表现良好，并对增爬裙进行了全面更换。

2) 4月初，大亚湾核惠线阻波器绝缘支撑瓷柱由于天气和受出水口盐雾影响，发生了较大的电晕放电，为此，已在2号机组第十次大修期间停运核惠线进行了清扫。

3) 大亚湾核电站户外设备很少。几年来，电气处下大力气对户外绝缘子进行增爬裙改造。到目前为止，已完成了400kV核深线、500kV核惠线和220kV水核线出线支柱绝缘子的硅橡胶增爬裙改造。同时遵循“逢停必扫”的防污工作原则，在2004年核深线、大浦线和核惠线等线路的年度停电检修中，全年总计五次，核深、核惠、大埔Ⅰ线各一次，大埔Ⅱ线两次，对超高压户外设备均按照程序进行了检查和全面的清扫。2004年大亚湾核电站全年未发生污闪事故。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1) 1号发电机于9月30日02:55与电网解列开始第十次换料大修,11月10日结束大修并网发电。大修实际工期41.54天。

2) 此外,1号发电机组因大修升、降功率,春节保电等计划因素和设备故障、台风等非计划因素降功率运行,等效满功率日损失为1.325天。

3) 2004年1号发电机组实际上网满发运行天数为322.14天,机组年可用率为88%。

4) 2号发电机组于4月24日02:59与电网解列开始第十次换料大修,计划工期30天。7月24日大修结束,并于24日23:26并网发电,大修实际工期91.85天。因“5·19”燃料组件变形处理和“7·10”误合负荷开关造成2号发电机转子损坏,抢修发电机转子等突发事件,导致大修比计划超期61.85天。

5) 此外,2号发电机在2004年度因大修升降功率、故障、台风等计划或非计划因素,等效满功率日损失为0.586天。

6) 2004年2号发电机组实际上网满发运行天数272.6天,机组年可用率为74.7%。

(2) 主变压器

1) 1号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故。1号机组第十次大修停电检修13.58天。1号主变压器全年累积运行351.42天,年可用率为96.28%。

2) 2号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故。在2号机组第十次大修中停运检修15.3天,全年累积运行349.7天,年可用率为95.8%。

(3) SF₆气体绝缘变电站GIS和封闭母线GIC的运行情况

2004年度,大亚湾核电站400kV,500kV以及220kV变电站GIS系统运行工况正常,全年未发生任何故障或事故。本年度GIS系统SF₆气室出现过4次压力低报警事件,其中500kV系统0GEW510GS一次,400kV系统0GEW110GS一次,220kV系统9LGR001GS和009GS各一次。经现场补气处理,0GEW510GS(系受温度影响造成压力低)、9LGR001GS和009GS(法兰密封垫老化,已更换)均已恢复正常。0GEW110GS处理时发现漏点在避雷器前段法兰处,也由厂家处理好,恢复正常。SF₆压力高报警7次,均发生于开关操作后,经现场泄压处理后,均已恢复正常。

(4) 厂用6.6kV系统

2004年,厂用6.6kV电压系统运行工况良好,未发生过系统障碍或故障事件。全年厂用电系统(6.6kV母线和开关设备)保持了良好的可用性。

(5) 6.6kV电机

1号机组在大修中共发现有缺陷6.6kV电机8台,其中3台更换新电机,5台处理缺陷后投入运行。2号机组在大修中发现有缺陷6.6kV电机5台,均现场修复后投运。6.6kV电机缺陷主要是:吸收比、极化指数不合格,防潮加热器损坏,接线板和绝缘构件断裂,轴瓦绝缘破坏等等。说明经过十年的运行,由于绝缘老化、机械磨损等原因,电机本体结构上的故障有增加趋势。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项NCR的处理情况

2004年电气处共发出224份NCR,目前电气设备主要不符合项进展情况如下:

1) NCRMEE04354A。大修中发现1号发电机汽轮机侧两根绝缘引水管(5号槽上层

和30号槽下层出水管)间隔太小,几乎碰到一起。大修中将间隙偏小水管分开并临时固定,使间隔大于25mm,再用环氧树脂从水管根部包扎并固定水管。拆除水管两端绝缘包扎,检查水管表面状况无异常,待根部环氧树脂固化后,去除临时固定,复查水管间隔符合要求。

2) NCRMEE03208A和03227A。0LGR001GS和009GS运行中有压力低报警,经检查发现气室法兰处漏气。大修检查时发现,气室法兰密封面腐蚀出现麻点、麻坑,导致密封“O”形环失效,分析认为:这种现象的出现,系受出水口强含盐潮气和电场长期作用所致。本次0LGR十年大修,更换了除支柱套管下部法兰以外的所有法兰密封面和“O”形环。回装后抽真空、充气、检漏合格;回路接触电阻、气室微水、纯度、压力试验,耐压及局部放电试验均合格。

3) NCRMEE04361A。1号机组第十次大修发现1LHA910GA励磁变压器低压侧直流电阻不平衡系数超标,不平衡系数为5.6%。此次大修进行了跟踪测量,不平衡系数为5.77%,有轻微发展,也可能是测量误差所致。需继续跟踪发展趋势。

4) NCRMEE04113A。2号机组第十次大修进行厂用变压器A列内部检查时,发现变压器底部有4个3mm厚的已损坏的密封垫。经厂家专家分析,认为该密封垫位于变压器油进口箱油泵和机架之间,主要作用是导流。由于该密封垫的失效,将导致变压器油冷却绕组的能力下降。厂家建议限制变压器负荷,认为在58MVA以下能长期运行。而厂用变压器A列的实际负荷不大于45MVA,因而厂用变压器A列可继续运行,电站已研究在2号机组第十一次大修中更换厂用变压器A列的可行性。

5) 2LGB702开关合闸线圈直流电阻超标。在2号机组第十次大修中,进行2LGB001TB年检时发现702仓接触器合闸线圈回路阻值异常,001EA+002EA直流电阻为1.4MΩ,经检查确定是继电器印刷电路板损坏,更换新板后,测量直流电阻合格。

(2) 主变压器异常工况处理情况

1) 大亚湾核电站1号、2号机组主变压器低压侧软连接过热,一直是影响主变压器可靠性的不利因素,同时也是影响变压器油质的一个因素。历年大修都进行主变压器油再生和脱气处理,前两次大修分别对1号和2号主变压器的低压软连接进行了处理和主变压器冷却系统的改造,对解决低压软连接过热产生了良好的作用。本次大修中,对1号主变压器6只低压套管进行了改造,更换了更大通流容量的铜质套管,并且加长软连接,取消了中间过渡板,使低压套管端头直接与封闭母线出口软连接相连,减少了两个接触面(原有四个接触面)。在2号机组第十一次大修时,拟对2号主变压器的6个低压套管也做同样改造,以彻底解决1号和2号主变压器低压软连接过热这一运行隐患。

2) 2号厂用变压器A列油总烃和介损超标处理(请参见不符合项NCRMEE04113A说明)。

(3) 发电机异常工况处理情况

1) “7·10”误合负荷开关事件处理

2004年7月10日,在2号机组第十次大修中,2号发电机即将冲转并网时,运行人员在2GSY002AR上误操作,将负荷开关合闸(2GSY505CC转到就地位置,不仅可以手动操作负荷开关,而且将远方跳闸回路断开),导致发电机定子线圈充电,当时正在以40r/min盘车的汽轮机转子转速上升至60r/min,发电机变成同步电机运行。1.08s后,发电机过流保护(定值33.6kA/s)动作跳闸,将高压开关0GEW450/452JA断开,2号主变压器失电;

4.2 s 后, 发电机低电压保护二段动作, 发出停汽轮机、励磁开关信号及负荷开关跳闸信号, 由于负荷开关处于就地控制状态无法跳闸 (由于此时发电机过流保护尚未返回, 表明电流大于 30 kA, 因此负荷开关也被禁止跳闸); 23.56 s 后, 发电机电压控制过流保护返回 (定值 33.6 kA/s)。负荷开关由手动断开。

由于负荷开关误合, 事故瞬间相当于发电机当电动机全电压启动, 转子表面产生强大感生电流, 拖动转子盘车转速从 38 r/min 升到 58 r/min。强大感生电流在转子阻尼条、转子槽楔、护环及转子线圈构成回路, 对转子造成长达 980 ms 的过流冲击。

事故发生后, 经抽转子检查, 发现发电机转子线棒槽楔及阻尼槽楔与护环接合处均有烧损痕迹。决定更换发电机转子, 损坏转子返厂修理。经过 13 天的紧张抢修与试验, 2 号主发电机修复, 并通过各项试验, 2 号发电机于 2004 年 7 月 24 日并网发电。

2) 1 号主发电机定子线棒漏氢处理

1 号主发电机运行中发现氢压下降, 发电机定子线棒有漏氢现象。1 号机组第十次大修, 把 1 号发电机定子泄漏问题作为重点项目。大修开始, 发电机排氢时间明显减少, 定子线棒用压缩空气吹扫完毕, 先后做了氮气和空气压力试验。氮气试验压降是 91 hPa, 是要求值 13 hPa 的 7 倍, 空气压力试验压降是 133 hPa, 也大大超标 (标准是 34 hPa)。上述试验结果表明定子线棒存在较大泄漏。随后, 用氮气检漏仪和 SF₆ 检漏仪进行漏点查找, 并对水盒进行包裹以便定漏点的位置。两次查漏, 检出漏点较多, 共剥离水盒绝缘 15 个 (励磁侧 4 个, 汽机侧 9 个)。其中 41 号水盒漏点明显, 采用填补铜片、锡焊的方式修补; 并发现 10 号水盒的 LNB 侧 (上层线棒侧) 泄漏比较明显, 经现场验证, 该泄漏来自定子线圈内部, 可能是线圈与水盒连接处脱焊而致。在低于大气压 100 hPa 的微负压的情况下, 向该处线棒灌注螺栓紧固液 (LOCTITE 290)。固化后, 充氮气 0.55 MPa, 保持 6 小时压降合格。补漏结束后, 更换出线仓台板的密封垫后, 重新做氮气压力试验, 结果合格。其后的 12 小时真空试验, 结果也合格。水盒绝缘包绕并固化后, 做直流耐压 (52 kV) 试验合格。

5. 高压技术监督管理工作

(1) 高压技术监督工作是在核电站技术监督委员会的领导下进行的, 按照技术监督要求对高压绝缘监督、高压开关监督均配置专职工程师。高压设备的维护、检修由高压科负责执行, 高压科有专人负责高压设备的试验工作。依照广东省电力系统高电压技术监督考核办法的规定, 大亚湾核电站高压监督各项考核指标的完成情况良好, 所有项目全部达标。

(2) 认真执行电力行业、广东省电力公司等上级管理部门颁布的“高电压技术管理”等相关规程、条例和反事故技术措施, 结合我厂设备特点, 进一步加强了以可靠性为中心的维修技术的推广和应用。根据设备检修和故障分析的经验反馈, 对维修大纲和维修规程进行及时修改升版。2004 年共提出维修大纲修改意见 60 项, 维修程序修改 460 份。维修大纲和程序的优化升版, 使检修项目、周期和工作方法更为合理, 更有针对性。不仅可保证高质量的设备状态, 而且可降低成本, 提高工作效率。

(3) 通过不符合项管理 (NCR)、工程服务申请 (ESR)、24 小时事件单、事件根本原因分析等管理手段, 对现场系统或设备存在的问题进行及时处理和跟踪, 项目落实到人, 使现场设备出现的问题及时得到解决。对现场技术无法解决的设备问题, 通过与厂家或外部技术单位进行技术协作, 使问题得以及时解决。

(4) 2004 年电气处按照电气设备巡检大纲, 加强了巡检力度。全年共进行巡检工作

1 044项, 在巡视中发现了多起设备问题和隐患, 并及时修改巡检大纲。

(5) 根据国家电力公司《防止电力生产重大事故的 25 项重点要求》和国家《安全生产法》, 对各项措施逐项进行落实。做好事故、障碍、缺陷等的分析、统计和及时上报, 分析事故的根本原因并落实相应的反事故措施。

(6) 2004 年主要完成以下培训工作: 主变压器在线监测培训、KKO4 开关站控制系统维护(计算机集控保护系统)、直流接地故障原因查找、CNP1000 型开关解体检修培训等等。

2.1.10 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2004 年影响发电机组可靠性的主要因素有:

(1) 2 号发电机转子烧损, 详情见 2.1.9 节“4. 异常事件及处理情况”。

(2) 1 号发电机漏氢处理, 详情见 2.1.9 节“4. 异常事件及处理情况”。

(3) 1 号发电机汽机侧、励磁侧弹簧板有过热现象。1 号机组第十次大修中, 已处理并刷 6 号灰绝缘漆。下次大修观察其变化情况。

(4) 1 号发电机汽机侧内挡绝缘引线绝缘破损, 1 号机组第十次大修中更换引线, 并做气密试验合格。

2004 年, 1 号和 2 号发电机组的年可用率分别为 88% 和 74.7%。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统 GEV 主要包括升压主变压器系统和厂用降压变压器系统。2004 年影响 GEV 系统可靠性的主要因素有:

(1) 1 号主变压器冷却器控制柜和厂用变压器 A 接地变压器柜锈蚀严重, 1 号机组第十次大修做了彻底防腐处理和用不锈钢进行修补。

(2) 1 号、2 号主变压器和厂用变压器取样阀、油枕观察窗、各法兰连接处多处渗、漏油。变压器有渗漏就有受潮的可能。在 1 号机组第十次大修和 2 号机组第十次大修中处理漏点达 20 多处。

(3) 2 号厂用变压器 A 相内部绕组冷却分配母管与冷却器入口缓冲箱之间的密封垫脱落。该密封失效将导致变压器油对变压器绕组的冷却效果下降。目前, 2 号厂用变压器 A 相在厂家专家的建议下, 限制负荷运行 (<58 MVA), 并考虑在下次大修(2 号机组第十一次大修)更换厂用变压器 A 相。

2004 年 1 号、2 号机组 GEV 系统可用率分别达 96.28% 和 95.8%。

3. 400 kV 和 500 kV GIS 开关站的可靠性

2004 年, 电站 400 kV 以上避雷器运行状况良好, 全年动作次数为 18 次。OGEW 系统 SF₆ 气室全年共出现压力低报警 4 次, 压力高报警 7 次, 均及时处理恢复正常。400 kV/500 kV GIS 气室维护完好率为 100%。各出现计划性停电检修 5 次(其中 500 kV 核惠线 1 次, 400 kV 核深线 1 次, 大浦 I 线 2 次, 大浦 II 线 1 次)。2004 年, 400 kV 线路发生 1 次单相接地故障, 自动重合成功; 500 kV 线路发生单相接地故障 1 次, 雷击跳闸 1 次, 均自动重合成功。2004 年, 400 kV 和 500 kV 高压开关正确动作率为 100%。

2004 年, 影响 400 kV 和 500 kV 开关站可靠性的因素有:

(1) 核惠线线路阻波器支撑瓷瓶曾发生局部电晕放电, 大修时已进行清扫处理。

(2) 400 kV 开关站 0GEW110GS 连接法兰有泄漏, 大修时已由厂家处理好。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2004 年 220 kV 辅助电源系统不可用 1 次, 在 1 号机组第十次大修中, LGR 系统从 2004 年 10 月 6 日至 10 月 12 日停电进行检修, 历时 6 天。主要工作为 0LGR001GS 和 009GS 气室漏气处理和 9LGR001/002TA 冷却器更换。LGR 系统全年可用率为 98.35%, 开关正确动作为 100%。

本年度影响 LGR 系统设备可靠性的主要因素有:

(1) 0LGR001GS 和 009GS 气室泄漏处理, 详见 2.1.9 节“4. 异常事件及处理情况”。

(2) 冷却器老化并严重锈蚀, 2003 年有总烃超标现象, 循环油泵超运行年限, 现已更换冷却器及油泵, 并对变压油进行再生和脱气脱水处理。

(3) 电压互感器瓷瓶、支柱瓷瓶增爬裙老化出现裂纹, 大修时更换了增爬裙, 并进行瓷瓶除污清扫。

(4) 低压绕组直流电阻不平衡超标, 专家分析认为系低压连接接触电阻不平衡所致。大修期间, 对低压套管下部连接进行紧固, 测量电阻合格。

5. 6.6 kV 厂用电系统的可靠性

2004 年大亚湾核电站中压 6.6 kV 电气设备运行情况良好, 全年无绝缘故障或设备损坏事件发生。

1 号机组第十次大修和 2 号机组第十次大修时对 6.6 kV 断路器进行了四年解体大修, 大修中发现几例 6.6 kV 断路器合闸线圈电路板损坏和压力开关固定螺丝损坏等缺陷, 其他无重大设备缺陷, 开关保护试验也均合格, 2004 年 6.6 kV 开关的可用率为 100%。

6.6 kV 中压电机虽然全年无重大绝缘故障或设备损坏事件发生, 但在 1 号机组第十次大修和 2 号机组第十次大修中发现设备缺陷较多, 主要有 1RRA002MO 吸收比不合格, 1RCV002MO 极化指数不合格, 1RCP002/003MO 加热器损坏, 1ASG001MO 加热器腐蚀严重以及一些支撑件和部件磨损、有裂痕等等。

6. 6.6 kV 应急柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

大亚湾核电站每台机组的两台 6.6 kV 应急柴油发电机组 (LHP/LHQ) 是电站最后一道应急供电电源。2004 年, 1 号、2 号机组柴油发电机不可用时间总计 1.43 小时/列, 其不可用率为 0.05%, 2004 年 LHP/LHQ 系统不可用率目标值为 0.2%。近几年柴油发电机组不可用率的统计结果见表 2.1.10-1。近几年来, 由于针对柴油发电机组存在的问题进行重点整治, 使影响机组可靠性的问题得到了根本性解决, 即其不可用率由 1999 年的 1.1% 降低到 2004 年的 0.05%, 且每年的目标值也随柴油机组可靠性的提高而逐年降低。

7. 直流电源、逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

电站直流电源系统有 230 V, 125 V, 48 V 和 30 V 共 4 个电压等级, 及与其相关的直流母线配电盘 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组 (BT) 和逆变器等组成。2004 年直流系统运行稳定, 未发生故障或设备损坏事故。

本年度, 影响直流系统可靠性的因素主要有:

(1) 部分蓄电池极柱腐蚀严重, 且经过十多年的运行, 电池容量下降, 电站已按计划逐批更换, 至 1 号机组第十次大修和 2 号机组第十次大修结束时已基本更换完毕。

表 2.1.10-1 柴油发电机组 LHP/LHQ 年不可用率

%

年份	1号机组 (LHP/LHQ)	2号机组 (LHP/LHQ)	综合统计	目标值
1999	2.20	0	1.10	0.50
2000	0.10	1.60	0.80	0.50
2001	0.17	0.10	0.16	0.40
2002	0.05	0	0.03	0.30
2003	—	—	0.17	0.20
2004	—	—	0.05	0.20

(2) 充电器的可控硅和二极管运行十年,已到运行年限。在1号机组第十次大修和2号机组第十次大修中,核岛直流盘2号充电器的可控硅和二极管已更换完毕。

(3) 1号机组第十次大修和2号机组第十次大修中发现有些逆变器控制线的热缩套管老化脱落或开裂,容易造成短路,从而引发设备故障。大修中已予以更换,但对此类绝缘老化问题应引起重视,在维修手段上采取相应对策。

2.1.11 仪控系统设备运行及评价

1. 总体评价

(1) 核岛控制保护测量系统

核岛控制测量系统(KRG Bailey 9020)在2004年除了由于调节器(RG)的手拨开关出现质量问题,造成几个参与调节的重要系统出现扰动外,该系统上的维修量依然很少。KRG保护通道的可用性验证是通过周期为两个月的SIP试验来验证的,2004年定期试验(SIP试验)合格率为100%。

堆外中子通量测量系统(RPN),在2004年出现了由于机柜后部探头电缆接头插针出现焊点断裂造成保护动作,除此之外没有特别重大的维修工作。周期试验合格率为100%。全年的纠正性维修行动次数还是保持在比较低的水平(全年纠正性维修次数不超过10次)。

棒控系统(RGL)由棒控系统和棒位测量系统两部分组成。2004年维修量比较高,但是故障点比较集中,根据统计表明故障集中在测量通道的MCP22板件试验开关接触不良、控制系统的显卡自检问题等问题上(占整个维修量的43%)。而1号机组的SA1棒的故障处理历时4个多月,这个故障的处理占整个纠正性维修量的20%。实际上SA1棒的故障处理工作凸显出RGL系统上设备老化问题,所以在2004年的1号机组第十次大修和2号机组第十次大修中已经开始控制机柜的电源、保险、可控硅老化等问题的大面积排查工作。相信在2005年RGL系统的故障将会有所减少。

RPR反应堆保护系统全年没有出现重大的故障模式,但是前几年一直存在的试验开关接触不良问题依然存在。这个问题在法国电力公司的核电站同样存在。根据法国电力公司的经验,出现这种情况最好的办法是多切换几次。因为这种开关仅仅在试验时使用,开关故障不影响RPR系统的正常运行,而如果要更换的话风险却非常大;而且由于这种故障模式是设计问题,即使大修更换新的备件亦不能解决问题,故法国电力公司目前维持现状。RPR系统上的T2/T3试验全年周期试验合格率100%。

(2) 常规岛控制测量系统

GRE系统在2004年出现过5次主蒸汽阀门关闭事件(1GRE007VV关闭1次,

2GRE007VV 关闭 4 次), 出现过 1 次一路上位机电源丢失故障。在 2GRE007VV 阀门关闭事件处理过程中, 首次出现由于反馈电流转换板问题造成 A7 故障关闭阀门的故障模式。这个故障处理历时近一周, 阀门关闭过 4 次。对机组造成的扰动是比较大的, 但是这次复杂的故障处理过程为今后此类故障的处理积累了宝贵的经验。而经过上位机电源丢失问题反馈, 大修普查时还查出其他 GRE 类似电源有同样问题 (焊点虚焊), 都已经得到解决。这个问题反映出厂家备件供货有问题, 电站将在今后的此类备件更换前要对焊点进行检查。

2004 年继 2003 年完成了 APP/APA 系统控制板件的改造, 由原来的英国 CML 系列改成德国申克公司的振动监测系统, 解决了这两个系统上故障率高且由于厂家倒闭无法购买备件的问题。经过近一段时间观察, 新设备的性能稳定。

汽轮机监测系统 (GME) 的故障点目前依然是阀位测量系统漂移和胀差问题。阀位测量系统漂移问题, 经过上几轮大修对就地电容接线进行焊死后故障明显减少, 但是还是发生了几起。由于就地环境较差 (温度偏高), 电容很容易出现品质变差, 从而出现测量漂移。作为维修只有尽量减少接触电阻和加强电容品质检查, 并定期更换电容的方式来减少故障出现的频度。而一旦出现了漂移, 功率运行情况下, 可以通过对测量板件零点进行简单调整来临时解决。胀差问题与阀位测量有相似之处, 但是它还与汽机推缸有关, 需要考虑定位的问题, 校验方法在前几轮大修做了改进。

(3) 电站工业计算机部分

2004 年比较突出的问题是 KIT 死机, 不能双机运行问题。工业计算机发展非常迅速, 而电站的工业计算机已经使用了 10 年, 且产品属于 20 世纪 70—80 年代的系列, 所以工业计算机的改造势在必行。2004 年已经与相关的几个厂家进行了技术论证。

(4) 消防探测系统

2004 年消防探测系统工作票量比 2003 年有所减少 (2004 年全年共发生约 110 张火警系统的维修工作票, 2003 年发生 135 张)。JDT 是在全厂分布最广、单个设备最多的系统, 虽然故障绝对次数依然比较大, 但从量上来看并没有故障增加的趋势。需要关注的是, JDT 系统在 RX 红区出现火警后, 功率运行工况下无法处理的问题, 主要出现在主泵火警探测上。在 2004 年第十次大修做了一个小改进, 将主泵火警回路的 BA 探测盒挪位到环廊。如果 BA 盒故障可以在功率运行情况下做更换, 但是火警探头故障依然无法处理, 进一步改造也正在论证中。

(5) 变送器

变送器包括核岛使用的 8000 系列和 6000 系列, 以及常规岛使用的 1151 系列和 FISHER 浮筒系列。就故障率来讲, 2004 年运行稳定。集中的几个问题是, GSS 水箱水位测量以及 ADG 水位测量, 出现 1151 变送器与 FISHER 变送器测量偏差问题。其实这个问题一直存在, 在 2004 年第十次大修系统性地测量了两种型号变送器的标高, 对校验单进行了修正, 修正结果并没有完全消除偏差。下一步还在继续考虑取样管水温问题对测量的影响。另外需要关注的是, 8000 系列和 6000 系列变送器厂家停产后的备件问题, TEN 已着手寻找能够替代的产品。

(6) 气动阀门执行机构

气动阀门集中两个问题, 一个还是 ARE 主给水阀 E/P (电-气转换器) 漂移, 造成大流量阀门、小流量阀门切换时无法完全关闭大流量阀的老问题。缓解方式还是在每次停机降功率时, 手工调整 E/P 零点, 而最终解决方法是做改造。目前改造已经立项, 正在做评价;

还有一个问题是，常规岛 AHP/ABP 等水箱水位调节出现调节阀频繁抖动问题，判断是调节参数与系统特性不匹配造成。个别扰动比较大的调节回路参数已经做了优化，而要大面积做这种优化还需要先建立相关参数管理程序，以及改变后做再鉴定的方法。

(7) 显示仪表和记录仪

显示仪表在 2004 年运行比较稳定，没有出现比较突出的问题。而对于一些备件缺乏的记录仪也正在逐步做改造。

2. 几个遗留问题的解决

(1) 核岛过程控制保护系统 (KRG) 部分板件开关质量问题

核岛控制测量系统 (KRG Bailey 9020) 继前两年出现的加法器 (ZO) 的手拨式开关存在接触不良的问题后，2004 年 4 次出现调节器 (RG) 同类开关存在接触不良的情况。分别是：2004 年 9 月 30 日大亚湾核电站 1 号机组 1 号蒸汽发生器水位波动；2004 年 12 月 18 日大亚湾核电站 2 号机组 ARE031VL 阀门异常关闭，导致水位大幅扰动；2004 年 11 月 6 日岭澳核电站 1 号机组 1 号蒸汽发生器水位大幅波动；2004 年 1 月 21 日岭澳核电站 2 号机组 RCV013VP 阀门意外关闭。从现象上看都是由于 RG 故障造成，经过 RCA 方法分析，确定为开关设计上存在接触不良问题。MIC 紧急召开讨论会，通过 NCR 方式对相关 Bailey 板件上的此类开关进行焊死。相信通过这种方式后，这个问题能够得到解决。

(2) RGL 系统故障

1) RGL 单束棒测量信号丢失故障以及由此引发的一些异常报警。经过咨询该板件的生产厂家，以及对板件接触电阻的测量发现原因是由于 MCP22 板件的试验开关“TEST H”和“TEST L”的滚珠老化出现接触不良造成，厂家已经着手对开关进行改造，已经生产出新的开关备件。2004 年这个问题比较突出，占 RGL 系统全年故障的 20%。新备件正在采购，计划在 2005 年的第十一次大修开始更换工作。

2) RGL 逻辑输出输入卡故障导致自检故障。已经定位为逻辑卡的光耦管老化所致，需要定期更换。原计划第十次大修厂家更换，由于无法做再鉴定而推迟到第十一次大修。

3) RGL 显卡自检故障。2004 年相对集中的还有显卡自检故障。这个问题还没有比较明确的处理方式，只验证过可以更换数码显示管来处理显示乱码问题。

(3) RPN 探头输出到机柜的航空插头接触不良

由于探头输出到机柜的航空插头设计问题，打破了一直保持良好的运行记录。RPN 反应堆保护系统出现的几次纠正性维修活动都是反复出现在这个问题上。根据法国电力公司的反馈，这种航空插头存在设计问题。电缆航空插头插针太短，做周期试验时抽插机柜带动航空插头移动，使得信号芯线和电缆转接头的芯线容易断开。这个设计问题在第十次大修期间，通过更换长针的方法已经得到解决。

2.1.12 燃料循环及燃料管理

大亚湾核电站两台机组在 2004 年都进入了 18 个月换料项目的第三个过渡循环。两台机组的堆芯仍然是 AFA-2G 组件与 AFA-3G 组件共存的混合堆芯，其中部分 AFA-2G 组件是第四次入堆，打破了原有的一般组件三次入堆的观念。

由于“5·19”事件造成的组件损坏使 2 号机组第十一循环进行了紧急换料设计。

1. 大亚湾核电站第十一循环燃料管理

(1) 1号机组

1号机组第十循环的停堆燃耗为 20 896.52 MW·d/t。1号机组第十一循环的换料设计采用了72组富集度为4.45%的AFA-3G新组件，其中20组不含钆棒、16组含8根钆棒和36组含20根钆棒。堆内有29组富集度为3.70%的AFA-2G旧组件，其中8组来自第八循环，13组来自第九循环，8组件来自第十循环（这8组是第四次入堆）。其余旧组件是来自第十循环的AFA-3G组件。1号机组第十一循环的设计循环长度为19 370 MW·d/t堆芯装载方案见图2.1.12-1。

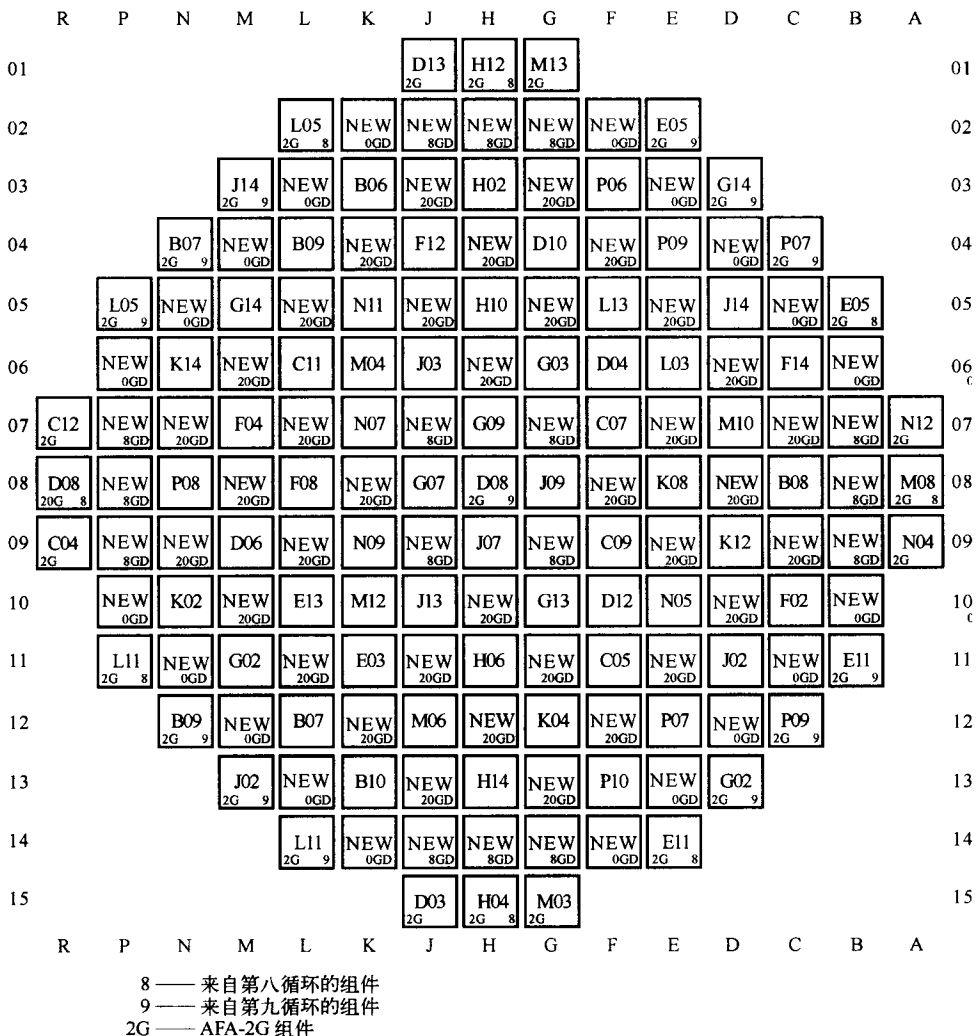


图 2.1.12-1 大亚湾核电站 1 号机组第十一循环堆芯装载图

(2) 2号机组

2号机组第十循环的停堆燃耗为 15 975.19 MW·d/t。因为 YQ00X9 组件在装料过程被损坏，2号机组第十一循环不得不进行紧急换料设计。最终的装载方案采用了 60 组富集度为

4.45%的 AFA-3G 新组件,其中 8 组不含钆棒,20 组含 8 根钆棒和 32 组含 20 根钆棒。8 组富集度为 3.70%的 AFA-2G 旧组件第四次入堆。其余旧组件均为来自第十循环的 AFA-3G 组件。该堆芯也是 AFA-2G 与 AFA-3G 共存的混合堆芯。设计循环长度为 19 104 MW·d/t 堆芯装载方案为图 2.1.12-2。

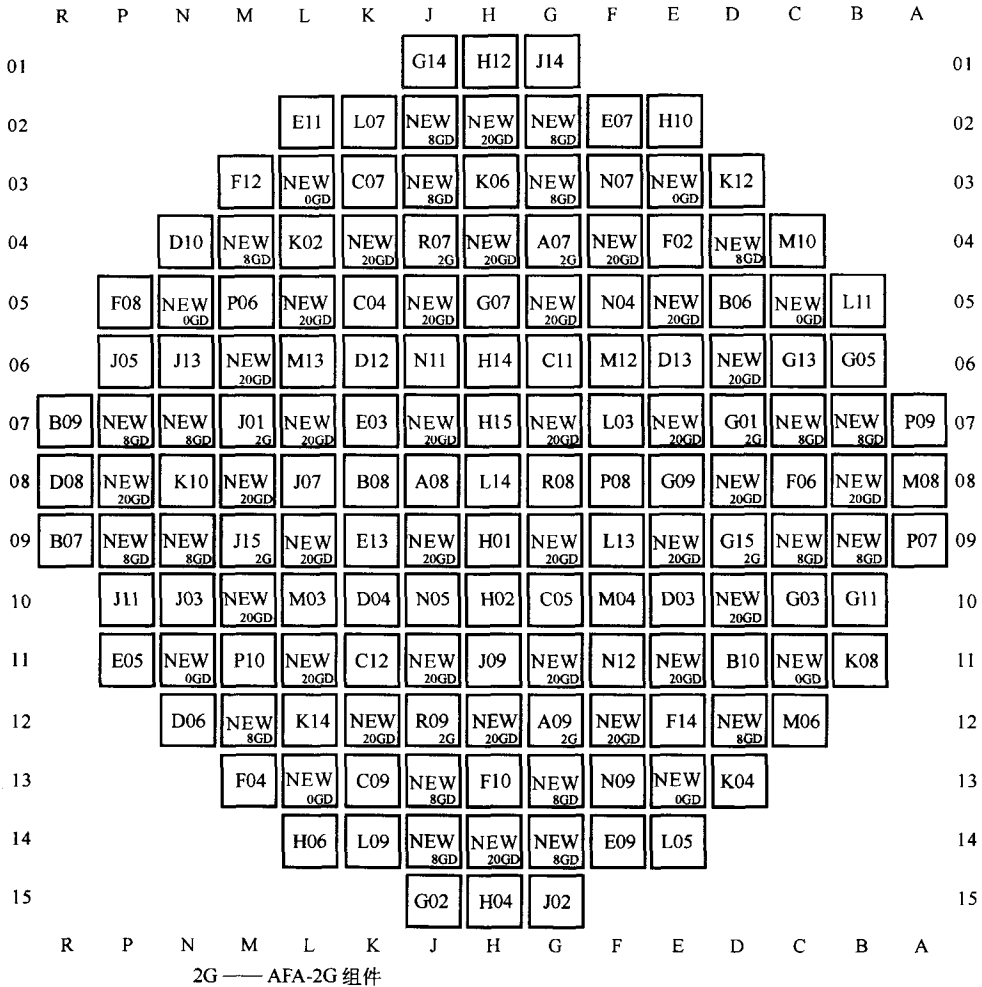


图 2.1.12-2 大亚湾核电站 2 号机组第十一循环堆芯装载图

2. 核燃料操作活动管理

大亚湾核电站 2004 年的核燃料操作活动主要包括 2 次新燃料接收、2 次乏燃料运输和两台机组大修期间的核燃料换料操作。

(1) 新燃料接收

2004 年,大亚湾核电站 1 号、2 号机组各进行了一次新燃料接收,具体情况见表 2.1.12-1。

表 2.1.12-1 2004 年大亚湾核电站新燃料接收情况表

项 目	1 号机组	2 号机组
新燃料接收时间	2004 年 8 月 5 日—10 日	2004 年 2 月 12 日—17 日
接收新组件数量	68	60
新组件类型	AFA-3G	AFA-3G
新组件富集度	4.45%	4.45%
生产厂家	宜宾核燃料元件厂	宜宾核燃料元件厂
贮存位置	1KX 乏燃料水池: 65 组 1KX 干贮存间: 3 组	1KX 乏燃料水池: 52 组 1KX 干贮存间: 8 组
备 注	同时将 1 号机组干贮存间的 4 组备用新组件和 2 号机组干贮存间 3 组备用新组件转移至 1 号机组乏燃料贮存水池	同时将 2 号机组干贮存间 4 组备用新组件转移到乏燃料贮存水池

(2) 大修换料操作

2 号机组第十次大修换料开始于 2004 年 5 月 1 日。此次换料使用了由美国西屋公司改造后的 PMC 设备,并在装料中首次采用换料机全自动运行装料模式。5 月 19 日,2 号机组装料进行到第 126 步时,由于换料机带组件自动提升过程中大车意外移动,1 组乏燃料组件发生变形,装料停止。在完成燃料组件变形事件的处理和反馈,以及对换料机、燃料传输装置和乏燃料桥吊的软件全面审查和试验后,于 6 月 21 日开始了第二次卸料和装料。6 月 28 日,2 号机组第十次大修换料全部结束。

大亚湾核电站 1 号机组第十次大修换料操作时间是 2004 年 10 月 6 日至 10 月 27 日。

两台机组大修换料的具体操作时间见表 2.1.12-2。两台机组第十次大修换料操作的卸料用时和装料用时统计见表 2.1.12-3 和表 2.1.12-4。

表 2.1.12-2 第十次大修换料操作时间统计

h

项 目	1 号机组	2 号机组
卸料前 F PMC 41 试验	6	17 (含 PMC 实操培训时间)
卸料	74	75
相关组件倒换及变形检查	133.3	69.5
装料前 F PMC 41 试验	5	14.3 (含 PMC 实操培训时间)
装料	66	63
堆芯照相	3.5	3.3

表 2.1.12-3 历年大修换料操作的卸料用时

h

机组	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第四次大修	第五次大修	第六次大修	第七次大修	第八次大修	第九次大修	第十次大修
1 号机组	82	69.5	78	72	93.5	61.5	53.5	56	58	74
2 号机组	72	78	69	74	69	65	58.5	55.6	53	75

表 2.1.12-4 历年大修换料操作的装料用时

h

机组	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第四次大修	第五次大修	第六次大修	第七次大修	第八次大修	第九次大修	第十次大修
1号机组	99.5	79	103	86	69.5	74	73	77	60	66
2号机组	89	150.5	81	86.5	81	78	64.5	75.3	51	63

在1号、2号机组大修中还进行了乏燃料组件变形检查，具体内容如表2.1.12-5。

表 2.1.12-5 2004 年大亚湾核电站乏燃料组件变形检查情况

项 目	1号机组	2号机组
时 间	2004年10月11日—12日	2004年5月14日—15日
常规检查	YQ00YN, YQ010X, YQ011Z, YQ011W YQ011P, YQ00YX, YQ00YJ, YQ00YF YQ00Y9, YQ00U0, YQ00RA, YQ00U4	YQ00X4, YQ010F
外观检查	—	YQ00S6, YQ00S8
备 注	常规检查只做弯曲度测量	

“5·19”燃料组件变形事件后，根据装卸料过程中的操作、监护及信息传递等方面存在不统一和不标准的实际情况，燃料服务科编写了《换料人员行为规范》，使用统一的标准来控制装卸料全过程中的每一个环节的操作、安全质量的控制方法以及信息传递的用语和方式等。

(3) 乏燃料运输

2004年，大亚湾核电站共进行了2次乏燃料运输，完成4罐乏燃料运输容器的装料，运出乏燃料组件共104组，其中1号机组运出26组，2号机组运出78组。

第1次乏燃料运输从2004年3月24日开始，4月28日全部结束。其中，4月2日进行了2号机组26组乏燃料组件的装料；4月13日进行了1号机组26组乏燃料组件的装料。

第2次乏燃料运输从2004年8月2日开始，8月28日结束。其中8月11日进行了2号机组共52组乏燃料组件的装料。

在乏燃料组件运输的装料操作结束之后，1号、2号机组分别进行了乏燃料组件移位操作，将乏燃料贮存水池内的部分不再复用而需要在水池中长期贮存的乏燃料组件转移到邻近装罐池的X01~R06区域，为今后的大修换料腾出了更多可用的燃料贮存格架。

3. 燃料厂房乏燃料贮存水池库存

截止到2004年12月31日，大亚湾核电站两台机组燃料厂房乏燃料贮存水池内的库存见表2.1.12-6。

表 2.1.12-6 燃料厂房乏燃料贮存水池内库存

种 类	1 号机组	2 号机组
乏燃料组件	500	442
适配器	0	2
假组件	1	1
模型组件	1	0
可燃毒物贮存盒	7	8
其他	0	2 ¹⁾
空燃料格架	186	243
可用燃料格架	186	243

注：1) 包括 1 个损坏的控制棒 F24AA127K (原堆芯 C11 位置) 的贮存盒，位于 U32 位置，和 1 个阻力塞 YQBN07G 及组件 YQ00X9 的上管座，位于 R31 位置。

4. 核材料管制

(1) 2004 年度核材料衡算报表

2004 年度，核材料衡算工作方面坚决贯彻和执行账务工作“完整、正确、及时、规范”的八字方针，按要求使用国家核材料衡算通用软件《件料衡算账目管理软件》，完成并向核管办上报 2004 年 4 个季度核材料衡算报表和软盘，以及 2004 年 4 月和 8 月乏燃料外运交接统计报表。

(2) 使用 SQL-SERVER 数据库管理系统进行核材料衡算数据库管理，并完成燃料组件运行历史的管理，衡算报告和记录按季度存档。

(3) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了 1 号、2 号机组第十次换料用组件接收、贮存以及机组第十次大修装卸料和两个机组实物盘存等工作。在不同时间内对三个实物盘存关键测量点分别进行实物盘存。对燃料厂房和反应堆厂房的实物盘存表明，两台机组均无任何核材料的不平衡差和核材料的损失。核材料的消耗都用于发电，所产生的钚都存在于燃料组件中。实物盘存工作也验证了实际的装料与装料设计图的一致性，包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件的正确性。

(4) 乏燃料管理

2004 年，大亚湾核电站 1 号、2 号机组乏燃料组件运输概况如表 2.1.12-7 所示。

表 2.1.12-7 2004 年乏燃料组件运输概况

	1 号机组	2 号机组	总和
2004 年 4 月	26	26	52
2004 年 8 月	0	52	52

其中，所有乏燃料在运输前都进行了源项计算，并向中国核工业清原工程技术有限公司提供相应的乏燃料技术资料以及重金属重量确认表；向国家核管办通报并上报核材料交接统计报表。所有已外运的乏燃料信息都纳入了相应机组的乏燃料数据库。

5. 组件订货

按合同要求, 运营管理公司要在装料前 18 个月左右采购浓缩铀。运营管理公司为大亚湾核电站 2 号机组第十二循环订购 68 组富集度为 4.45% 的 AFA-3G 组件, 其中 8 组不含钷棒, 24 组含 8 根钷棒和 36 组含 20 根钷棒; 为大亚湾核电站 1 号机组第十二循环订购 72 组富集度为 4.45% 的 AFA-3G 组件, 其中 1 组不含钷棒, 23 组含 8 根钷棒和 48 组含 20 根钷棒。

2.2 核安全

2.2.1 三道屏障完整性

2004 年, 大亚湾核电站的三道屏障完整性保持完好。三道屏障的监测数据分析如下。

1. 燃料元件包壳

为了保障第一道屏障的完整性, 限制工作人员在电站内所接受的放射性剂量, 及时发现任何可能的燃料元件破损, 电站按照运行技术规范对一回路放射性水平提出了具体限制, 对一回路放射性水平参数进行了监测。

表 2.2.1-1 和表 2.2.1-2 给出了 1 号机组和 2 号机组 2004 年一回路放射性指标气体 γ 谱。从表中可以看到, 该项指标在 2004 年均保持稳定, 并且一直在限值以下。

表 2.2.1-1 2004 年 1 号机组一回路放射性气体总量 (比活度)

MBq/t

取样日期	1月29日	2月19日	3月30日	4月8日	5月25日	6月28日	7月27日	8月3日	9月28日	11月25日	12月23日
$^{85}\text{Kr}^m$	0	0.4	2.1	0	3.5	0	11	4.7	4.9	5.3	4.8
^{87}Kr	0	0	5.4	0	21	12	19	7.1	1.8	0	0
^{88}Kr	0	30	25	27	0	8	0	0	0	0	0
^{133}Xe	64	36	44	47	46	236	285	258	194	12	26
$^{133}\text{Xe}^m$	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	48	40	45	47	44	53	55	55	58	21	25
^{138}Xe	56	46	58	41	50	52	61	57	52	32	29
气体总量	168	170	179	162	164	361	431	381	311	70	85

表 2.2.1-2 2004 年 2 号机组一回路放射性气体总量 (比活度)

MBq/t

取样日期	1月16日	2月11日	3月24日	4月2日	7月30日	8月11日	9月29日	10月15日	11月17日	12月8日
$^{85}\text{Kr}^m$	10	12	14	10	2.4	2.5	0	8.3	2	0
^{87}Kr	19	23	16	17	0	12	0	0	9.6	0
^{88}Kr	24	11	34	21	0	0	17	0	22	0
^{133}Xe	65	89	69	67	0	23	28	31	34	25
$^{133}\text{Xe}^m$	0	16	0	0	5.3	0	0	0	0	0
^{135}Xe	92	96	93	84	24	28	25	35	31	44
^{138}Xe	124	104	119	110	27	25	40	46	37	48
气体总量	334	351	345	310	59	91	110	121	135	117

注: 1) 所取样点为当月气体总量最大值的取样点。

2) 6 小时内停堆气体总量限值为 2.96 TBq/t, 48 小时内停堆气体总量限值为 1.48 TBq/t。

3) 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

表 2.2.1-3 和表 2.2.1-4 给出了 1 号机组和 2 号机组 2004 年的碘同位素 γ 谱。从表中可以看到, 该项指标在 2004 年也保持稳定, 并且一直在限值以下。

由此可以得出结论, 2004 年大亚湾核电站燃料元件包壳屏障的完整性均满足技术规范的要求。

表 2.2.1-3 2004 年 1 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月8日	2月10日	3月25日	4月22日	5月27日	6月29日	7月1日	8月10日	9月2日	11月16日	12月7日
^{131}I	1.2	2.4	1	2.5	3	3.5	3.5	1.8	1.8	1	1
^{132}I	25	22	35	31	32	34	32	39	41	4.9	14
^{133}I	18	21	24	19	23	22	24	25	24	5.5	8.7
^{134}I	44	36	63	59	58	56	56	66	73	48	23
^{135}I	31	26	35	47	32	35	29	44	47	6.1	32
^{131}I 当量	10.51	11.70	12.93	14.16	14.18	14.75	14.59	15.07	15.33	6.27	7.30

表 2.2.1-4 2004 年 2 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月28日	2月25日	3月31日	4月23日	7月30日	8月11日	9月29日	10月13日	11月19日	12月10日
^{131}I	3.2	3.1	3.0	2.3	2.6	1	1	1.8	1	1
^{132}I	58	58	65	60	56	19	23	24	29	18
^{133}I	37	37	37	25	33	12	12	13	16	17
^{134}I	94	94	119	118	93	34	46	50	53	41
^{135}I	69	78	71	49	59	28	30	23	24	20
^{131}I 当量	15.86	16.29	16.85	17.1	20.48	8.11	8.69	9.15	9.43	8.67

注: 1) 所取样点为当月 ^{131}I 当量最大值的取样点。

2) 6小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 37.0 GBq/t, 48小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 18.5 GBq/t, 15天内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.96 GBq/t, 2个月内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.22 GBq/t。

3) 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

2. 一回路压力边界

2004 年, 机组一回路压力边界完整性的监测情况 (即一回路的平均泄漏率) 见表 2.2.1-5。从表中可以看出, 两台机组一回路压力边界泄漏率全年基本处于低水平, 远低于技术规范的规定 (总泄漏量为 2 300 L/h, 非定量泄漏限值为 230 L/h), 第二道屏障完整性良好。

表 2.2.1-5 2004 年一回路月平均泄漏率

L/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	38.2	31.4	30.6	32.8	32.4	30.8	32.9	32.6	33.6	大修	27.8	16.8
2号机组	16.3	17.9	18.2	20.9	大修	大修	20.5	29.3	38.2	33.7	18.5	15.83

3. 安全壳

安全壳为最后一道屏障。电站在 2004 年全年对两台机组安全壳完整性的监测情况如表

2.2.1-6 所示。

1 号机组安全壳的平均泄漏率（归一化为标准状态，下同）约为 $1.26 \text{ m}^3/\text{h}$ ，12 个月监测结果介于 $1.064 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.50 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

2 号机组安全壳的平均泄漏率约为 $1.56 \text{ m}^3/\text{h}$ ，12 个月监测结果介于 $1.10 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.98 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

由此可以得出结论，2004 年两台机组安全壳的泄漏率均小于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$ 的标准，满足运行技术规范的要求，其完整性良好。

表 2.2.1-6 2004 年安全壳月平均泄漏率 m^3/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.04	1.26	1.50	1.18	1.39	1.07	1.17	1.41	1.44	大修	大修	1.13
2号机组	1.48	1.10	1.28	1.21	大修	大修	1.40	1.98	1.78	1.64	1.86	1.84

4. 堆芯损伤频率

为加强电站核安全的控制，大亚湾核电站利用概率风险分析（PSA）对机组状态进行跟踪评价，并且制定了风险度的控制指标。在某一 T_0 到 T_1 时间段风险度的定义为：

$$P = \frac{\sum_i \Delta \text{CDF}_i \cdot \Delta T_i}{\text{CDF}_0 \cdot (T_1 - T_0)}$$

其中， CDF_0 为所有设备均为可用时的堆芯损伤频率；

CDF_i 为发生某一事件 i （例如有设备不可用等）时的堆芯损伤频率；

ΔT_i 为设备 i 不可用的持续时间。

表 2.2.1-7 给出了 2004 年两台机组的堆芯风险度变化趋势。

表 2.2.1-7 2004 年风险度趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.13	1.00	1.03	1.01	1.37	1.02	1.02	1.02	1.01	大修	大修	1.03
2号机组	1.00	1.20	1.02	1.07	大修	大修	大修	1.03	1.01	1.84	1.03	1.00

全年平均风险度 1 号机组为 1.06，2 号机组为 1.13，均未超过电站内部控制的指标限值 1.2。2004 年两台机组堆芯损伤频率控制比较好，总体风险在可接受范围之内。但是从表中可以看出，2004 年两台机组均有个别月份风险度超过限值，原因分析如下：（1）4 月 30 日，更换坪核线的 N105 号铁塔，导致 9LGR 不可用；5 月 2 日，9RIS011PO 进行年检，持续时间较长。由于 2 号机组正处于大修，因此只对 1 号机组有较大影响，导致 1 号机组 5 月份风险度较高；（2）10 月 6 日，9LGR 出现故障，进行纠正性维修，持续时间长达 148 个小时。由于 1 号机组正处于大修，因此只对 2 号机组有较大影响，导致 2 号机组 10 月份风险度较高。

这些事件均与丧失厂外电源和全厂断电事故有关。因此，降低丧失厂外电源事故发生频率、提高全厂断电事故工况下所需系统的可用性仍然是电站需要密切关注的问题。

2.2.2 专设安全系统

2004年,大亚湾核电站专设安全系统总体状况良好,电厂 WANO 指标体系所涉及的辅助给水系统、高压安全注入系统、应急柴油发电机组不可用率分别为 0.000 2, 0.000 1, 0.000 0, 在电站的年度控制限值以内,均创历史最佳;较 2003 年三个系统不可用率 0.002, 0.000, 0.002 相比,可用率水平有较大提升。

1. 辅助给水系统

2004 年两机组 ASG 系统不可用率分别为 1 号机组 0.000 2 (实际不可用 6 小时·列)和 2 号机组 0.000 2 (实际 3.45 小时·列),导致不可用的主要事件如下:

(1) 8 月 17 日,定期试验发现 2ASG001TC 转速波动较大,校验 2ASG501EP 未见异常,期间导致 2ASG 系统不可用 0.13 h; 8 月 24 日隔离 2ASG001TC 处理 2ASG003PO 转速波动故障,确认原因为调速器转速补偿阀设定开度偏大,导致 2ASG003PO 不可用 3.32 h。

(2) 11 月 11 日,隔离 1ASG003PO 处理 1ASG001PU 疏水不畅问题,发现实际使用的阀座为 5/32"型,与要求的 7/64"阀座组件不匹配,更换阀座后问题消除,相关维修程序已升版,检修造成 1ASG003PO 不可用 4.15 h。

(3) 11 月 18 日主控制室出现 1ASG059AA (1ASG001BA 液位不高报警,报警定值 11.50 m),但主控制室 1ASG001/011MN 指示均大于 11.57 m,就地检查 1ASG002LN 液位在 11.6 m,用 9ASG161VD 为 1ASG001BA 补水后,该报警很快消失。现场检查未发现漏点,期间记 1ASG001BA 不可用 0.57 h。

(4) 11 月 30 日,执行 PT1RPA044 期间,主控制室闪发 1ASG059AA,主控制室 KIT1ASG001MN 指示为 11.57 m,通过 1CEX 补水到报警消失,期间 1ASG001BA 不可用 0.05 h。导致该问题的原因是水箱液位模拟量测量通道偏差大,导致实际的水箱补水不足,试验期间液位波动所致。运行部门已升版相关试验程序,确保试验前水箱液位高于 11.60 m,可避免类似问题重发。

2005 年提升 ASG 系统可用性的主要工作:

- (1) 分析评价提高 ASG001/011MN 测量精度的可行性;
- (2) 推动 ASG135VV 脱扣复位杆的替代与现场安装;
- (3) 评价 ASG125VZ/RAZ015VZ/ASG126VZ 各项定值参数设置的合理性与改进性建议;
- (4) 继续落实 ASG 泵检修期间的防卡涩措施。

2. 高压安全注入系统

2004 年,两机组高压安全注入系统 WANO 指标分别为,1 号机组 0.000 0 (0 小时·列)和 2 号机组 0.000 1 (1.97 小时·列),导致高压安全注入系统不可用的主要异常如下:2004 年 7 月,2RCV002PO 振动高维修后再鉴定,记不可用 1.97 h。

2005 年提升高压安全注入系统可用性的主要工作:

- (1) 进一步调查、分析 RIS 泵轴头弹性垫片失效原因;
- (2) 进一步分析 RIS021BA 硫酸根异常的原因,并采取改进措施;
- (3) 密切关注 RIS 系统电动头不可用事件,并进行根本原因分析;
- (4) 进一步加强 RCV/RIS 泵的设备状态监督,提前发现隐性缺陷,减少 RCV/RIS 泵的非计划不可用。

3. 应急柴油发电机组

2004年,两机组应急柴油发电机组 WANO 指标统计为 0.000 0 (1.43 小时·列), 可用率水平创历史最佳, 导致系统不可用的主要异常如下:

- (1) 7月2日, 2LHQ604CC 复位不良, 导致应急柴油机 0.37 h 不可用;
- (2) 7月20日, 处理 2LHQ363MT 故障, 导致应急柴油机 1.06 h 不可用。

应急柴油机历年不可用情况统计见表 2.2.2-1。

表 2.2.2-1 1997—2004 年大亚湾核电站应急柴油发电机组不可用情况

年份	1号机组 不可用时间/h	2号机组 不可用时间/h	两台机组平均 不可用时间/h	不可用率 WANO 目标值	不可用率实际值
1997	69.66	45.77	57.715	—	0.002
1998	13.68	96	54.84	0.006	0.002
1999	375.23	1.33	188.28	0.005	0.005
2000	21.99	277.08	149.535	0.004	0.004
2001	29.53	2.04	15.785	0.004	0.000
2002	8.92	0.25	4.585	0.003	0.000
2003	57.98	0.58	29.28	0.002	0.002
2004	0	1.43	0.71	0.002	0.000

2004年应急柴油机系统解决的问题有:

- (1) 2LHA011EC 闪发问题;
- (2) 1LHP 柴油机振动问题;
- (3) 大亚湾核电站柴油机系统 958CC 问题;
- (4) 两电站柴油机温敏元件校验标准问题;
- (5) COR IX 部分参数优化问题;
- (6) 两电站柴油机冷却水管支架以及涡轮增压器支架改造方案;
- (7) 仓库柴油机整机备件临时保养方案;
- (8) 第五台柴油机相关遗留问题。

2.2.3 安全相关设备不可用状态 (Io) 跟踪

2004年针对大亚湾核电站四台机组的第一组及第二组安全相关设备的不可用次数、不可用持续时间以及第一组安全相关设备的不可用消耗比等指标进行跟踪统计。

2004年大亚湾核电站第一次全年使用新技术规范, 故暂定第一组随机安全相关设备不可用年累计消耗比的目标限值为 8/机组。全年实际结果是, 1号机组的累计第一组随机安全相关设备不可用 (Io) 消耗比为 10.64, 2号机组为 8.39, 两机组的实际值均超出原限值, 主要是因为新技术规范的条款增多、后撤时间定义变更和实际设备状态变化。例如: DVN 风速小于 7 m/s 造成的全年消耗比为 5.38; 1RRI 异常造成的全年消耗比为 1.30; 1RPR 异常造成的全年消耗比为 1.20; 1RGL 系统异常造成的全年消耗比为 0.98。

1. 第一组安全相关设备不可用

第一组安全相关设备不可用次数、不可用累计消耗比按月分布情况如表 2.2.3-1 和表 2.2.3-2 所示。

表 2.2.3-1 第一组安全相关设备不可用次数逐月分布情况

月 份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	当月次数	78	74	58	75	51	62	103	90	95	74	109	77
	累计次数	78	152	210	285	336	398	501	591	686	760	869	946
1号 机组	当月次数	38	36	26	38	28	42	40	43	58	46	74	35
	累计次数	38	74	100	138	166	208	248	291	349	395	469	504
2号 机组	当月次数	40	38	32	37	23	20	63	47	37	28	35	42
	累计次数	40	78	110	147	170	190	253	300	337	365	400	442

表 2.2.3-2 第一组安全相关设备不可用消耗比逐月分布情况

月 份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	当月总消耗比	6.37	2.57	1.31	2.94	1.83	2.68	1.30	4.83	5.25	2.95	2.23	2.75
	当月随机消耗比	5.04	0.70	0.09	0.86	0.43	2.06	0.57	2.60	2.79	1.30	1.43	1.17
1号 机组	当月总消耗比	3.13	0.74	0.60	0.99	1.68	1.92	0.73	2.24	3.40	1.74	1.11	1.48
	当月随机消耗比	3.01	0.32	0.09	0.59	0.38	1.30	0.38	0.75	1.86	0.42	0.77	0.77
2号 机组	当月总消耗比	3.24	1.84	0.72	1.95	0.15	0.76	0.58	2.58	1.84	1.21	1.12	1.27
	当月随机消耗比	2.03	0.38	0.00	0.27	0.04	0.76	0.19	1.85	0.94	0.88	0.66	0.40

2004年1号和2号机组第一组 I_o 不可用次数分别为 504 次和 442 次, 比 2003 年增加一倍。主要原因是由于电站执行新技术规范, 不可用的记录规定有所改变。在两台机组全年发生的共 946 次第一组不可用中, 计划不可用有 767 次, 占总数的 81.08%; 计划不可用的消耗比累计为 18.74, 占总的累计消耗比的 49.62%。

2. 第二组安全相关设备不可用情况

2004 年两机组第二组不可用总体情况示于表 2.2.3-3。

表 2.2.3-3 第二组不可用总体情况

季 度		一季度	二季度	三季度	四季度	2004 年总计
全厂	总次数	631	537	584	723	2457
	总时间/h	4 639.17	4 118.69	3 984.5	4 096.54	16 644.21
1号机组	随机次数	107	65	65	148	385
	计划次数	231	176	225	240	872
	其他类次数	8	12	2	2	24
	总次数	346	252	292	392	1 271
	总时间/h	2 918.77	1 703.91	1 060.75	2 255.77	7 744.51
2号机组	随机次数	80	110	97	87	374
	计划次数	193	169	194	242	798
	其他类次数	12	6	1	2	21
	总次数	285	285	292	331	1 186
	总时间/h	1 720.4	2 414.78	2 923.75	1 840.77	8 899.7

2004年1号和2号机组第二组I_o不可用次数分别为1272次和1186次。在两台机组全年发生的共2458次第二组不可用中,随机不可用有750次,占总数的30.51%。

2004年各系统的第二组安全相关设备随机不可用次数排序统计结果如表2.2.3-4所示(表中只列出两机组随机不可用次数较多的10个系统)。

表2.2.3-4 各系统第二组不可用次数分类统计

1号机组				2号机组			
系统	随机次数	计划次数	累计不可用持续时间/h	系统	随机次数	计划次数	累计不可用持续时间/h
KRT	84	271	547.7	KRT	73	227	510
JDT	55	64	1 679.43	JDT	55	55	4 326.78
APG	32	14	12.24	DVN	28	30	224.63
DVN	28	30	230.08	JP *	17	61	267.25
JP *	17	65	1 155.34	RPR	15	46	65
DVE	15	12	305.3	REN	14	15	41.58
PAMS	14	10	75.03	RGL	14	9	15.12
LC *	12	11	126.78	DEG	13	3	601.35
DVL	11	6	189.27	LC *	12	9	46.6
RIS	8	5	73.83	PAMS	11	10	130.28

从表中的统计结果来看,出现随机不可用次数较多的系统主要是KRT, JDT, APG, DVN, JP *, DVE, PAMS, LC *, DVL和RIS等系统。尤其是KRT系统,几年来始终都是不可用次数最多的一个系统。

2.2.4 定期试验

1. 定期试验年度概述

在2003年的基础上,2004年大亚湾核电站定期试验的管理工作推进了一大步,不断完善、优化定期试验管理过程中的各个环节,使电站定期试验的管理水平及管理效率得到明显提高。

(1) 出版《定期试验数据库及日常定期试验计划管理》程序,为规范定期试验数据库的操作及维护、定期试验计划的编制和定期试验相关管理工作的开展等提供了有效的程序指导。

(2) 制定数据库管理质量检查制度,开展了定期试验数据库的自检工作,对定期试验监督大纲与COMIS定期试验数据库的一致性问题进行了一次全面核查,将核查发现的问题进行了原因分析,并提出了改进建议,避免以后执行出现偏差情况。

(3) 完善日常与大修交接期间定期试验项目及计划的过渡管理方法,使机组状态转换前后定期试验工作得到有效执行。

(4) 完善电站保电期间定期试验项目的调整安排管理方法,在满足机组保电任务顺利完成的同时,也防止GOR定期试验项目出现超期风险。

(5) 通过对延伸运行期间定期试验项目的合理调整安排,成功配合大亚湾核电站1号

机组第十循环延伸运行的实施。

(6) 为进—步增加电站生产计划的可控性及前瞻性,实现了将电站日常反应堆定期物理试验项目及电站非技术性厂房消防系统试验项目,纳入到 COMIS 定期试验数据库及电站生产周计划中管理。

(7) 将第五台柴油机每周定期盘车试验、每月定期零功率试验等工作纳入定期试验管理。

(8) 在工作票管理方面,为配合电站新的日常计划运作管理模式,提前了定期试验工作申请票的生成管理,由原来的提前一周改为提前两周生成及分发。另外对于大修期间短周期定期试验工作申请票的管理也实施了新的管理方法,取得了较好的效果。

(9) 在定期试验计划编制及优化方面,定期试验周计划中对试验项目进行 A 类(有直接停机停堆风险)、B 类(有间接停机停堆风险)风险分类管理、增加项目的 Io 信息专栏、对 GOR 定期试验项目给出明确的超期限制日期等。

(10) 年度试验计划中优化了 OPH 部分 KRT 通道年度试验与 OPO 相关定期试验项目的结合、优化了部分 TTS 设备振动测量与 OPO 相关试验项目的结合、优化了 MIC 的 SIP 定期试验与 RPN 保护系统定期试验在人力资源方面的合理安排、优化 TTS 通风系统年度效率试验的统筹安排等。

(11) 在试验计划的执行环节中,注意加强了与各部门定期试验负责人之间的信息沟通,对试验中出现的合格或异常现象等进行了有效的跟踪及管理。

总体上 2004 年度定期试验按计划得到了较为满意的实施。以下是根据 2004 年度定期试验总体执行情况的统计、分析结果。

2. 统计结果

定期试验统计结果见表 2.2.4-1。

表 2.2.4-1 2004 年大亚湾核电站 GOR 定期试验年度统计

专业		计划		按计划执行项数		执行合格项数		异常项数		超期项数		一次不成功数		利用裕度项数	
		1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组
MIC	大小	(61) 421	(47) 316	(61) 421	(47) 316	(61) 421	(47) 316	— 2	— 0	— 0	— 0	— 0	— 0	— 20	— 9
MEE		15	12	15	12	15	12	1	1	0	0	0	0	1	0
TTS/TP		276	203	276	203	276	203	0	1	0	0	0	0	1	0
TTS/TF		21	15	21	15	21	15	0	0	0	0	0	0	0	0
OPH/HR		578	365	578	365	578	365	0	1	0	0	0	1	0	0
OPO	≥1月	768	701	768	701	768	701	30	21	0	0	8	7	29	16
	=1周	235	117	235	117	235	117	7	3	1	0	3	0	0	0
年度合计		2 314	1 729	2 314	1 729	2 314	1 729	40	27	1	0	11	8	51	25
年度比例		—		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	98.4%	0.04%	0.0%	99.5%	99.5%	2.2%	1.4%
		占总计划数		按计划执行率		执行合格率		无异常率		超期率		一次成功率		裕度内调整率	

3. 统计分析

(1) 大亚湾核电站 1 号、2 号机组全年定期试验按计划执行率及执行合格率指标情况

满意；

(2) 大亚湾核电站 1 号、2 号机组全年一次成功率比例均为 99.5%，均大于目标值要求，总体情况良好。2004 年出现一次不成功的试验项目主要有：PT9DVN001 定期试验、DV* 通风系统风门动作试验（如定期试验 DVL002，DVC003，DVH004 等）；

(3) 大亚湾核电站 1 号、2 号机组全年无异常率比例分别为 98.3% 和 98.4%，均大于目标值要求，总体情况满意。经常会出现异常的试验主要集中于：LHP/LHQ 柴油机低功率试验、LLS002 试验、RPA/RPB044（启动 ASG 电动泵）、RPA/RPB043（启动 ASG 汽动泵）等试验；

(4) 大亚湾核电站 1 号机组全年发生一起定期试验超期事件，即 PT1SAP001 短周期试验。其主要原因是受台风“圆规”正面袭击大亚湾核电站影响，造成主控制室忙于降功率而忘记交接此项未执行试验；

(5) 大亚湾核电站 1 号、2 号机组全年试验裕度内调整率分别为 2.2% 和 1.4%，在合理的项目裕度调整数量范围内；

(6) 全年定期试验缺陷处理响应速度及处理工期正常，情况良好。

2.2.5 瞬变统计

大亚湾核电站采用的瞬变统计方法是：利用 KDO 系统（试验数据采集系统）中的六台记录仪记录与一回路相关的压力、温度、流量以及阀门开关状态共 44 个参数，分析这些参数的性质及变化是否超过阈值，确定瞬变的发生，然后与相应运行工况下的设计瞬变曲线比较，归类瞬变。

根据瞬变发生的几率和结果，分为 4 类：

第 1 类：额定工况，相当于设计压力和温度范围内的静态工况（不必进行瞬变统计）；

第 2 类：一般运行工况及中等概率事件（如升、降功率）；

第 3 类：小概率事件（如一回路小破口）；

第 4 类：极小概率事件（如一回路大破口）。

主要瞬变（属第 2 类）有以下几种：反应堆升、降温，升、降功率，速降功率，停堆，化学容积控制系统（RCV）上充、下泄流量变化，余热导出系统（RRA）投运，安全阀的动作等。其中化学容积控制系统与一回路（RCP）第二环路冷管段连接处，由于上充下泄流量变化导致温度的变化所引起的瞬变，是所有瞬变中发生次数最频繁、影响较大的一类瞬变。

1. 2004 年瞬变消耗情况

1 号机组于 2004 年 1 至 6 月份期间无瞬变消耗，下半年瞬变消耗正常。

2 号机组第十次大修期间，2004 年 4 月份和 7 月份 32.2 号瞬变各发生 1 次。主要原因是下泄孔板 RCV009VP 突然关闭。建议在运行规程允许的情况下，避免 RCV 流量大幅度的突然变化。2004 年 7 月份，严重瞬变 37，38 各消耗 1 次。原因是运行人员进行 ASG005 试验时，由于试验时间过长，导致稳压器过冷，稳压器水位低 3 报警触发下泄孔板全关闭。其他瞬变消耗正常。

大亚湾核电站主要瞬变历史消耗情况见表 2.2.5-1，从中可以看出近几年两台机组的瞬变消耗保持良好。

表 2.2.5-1 2004 年主要瞬变消耗

瞬变代码	简要描述	2000 年		2001 年		2002 年		2003 年		2004 年		累积消耗		设计限值
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
1.1	开盖后的升温	2	1	1	0	1	1	1	1	1	1	16	12	80
1.2	未开盖前的升温	1	2	1	1	0	2	0	0	0	0	18	15	120
2	反应堆降温	3	3	2	2	1	2	1	1	1	1	33	26	200
3.1	升功率	4	2	5	6	3	7	6	5	3	1	133	118	9 800
4.1	降功率	5	3	7	6	2	6	7	4	3	1	98	104	9 920
21.1	自动停堆, 有正常导热条件	1	0	1	1	2	0	0	0	0	0	33	17	230
32.1	上充增加 50%	19	13	8	11	9	8	3	2	1	2	348	279	12 000
32.2	上充最大增加	7	2	1	0	0	1	0	0	0	2	85	82	300
33	上充减少 50%	17	29	19	5	13	19	13	6	8	6	514	475	12 000
35	关闭第二个孔板, 流量减少 100% 中等幅度	3	6	1	3	2	7	5	6	2	4	86	72	11 200
36	关闭第二个孔板, 流量减少 100% 大幅度	2	11	4	5	0	3	2	1	1	1	56	62	800
37	下泄关闭后打开, 上充不变	2	1	0	1	2	0	0	0	0	1	35	27	220
38	上充、下泄同时关闭后, 同时打开	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	1	200

2. 趋势分析和改进建议

从表 2.2.5-1 中的变化趋势可以发现瞬变消耗随时间呈下降趋势。这说明随着运行经验的积累, 操作方法的优化, 维修质量的提高, 统计技术的运用, 瞬变消耗是可以得到控制的。

18 个月换料模式的实施, 延长了机组稳定运行的时间, 减少了机组生命周期内的换料大修次数, 为减缓瞬变消耗速度的贡献也较大, 有利于延长机组寿命。

从近几年瞬变统计分析还发现, 机组正常运行期间, 几乎没有瞬变发生。瞬变仍较多发生在大修期间, 其中主要是 RCV 瞬变, 这是与机组运行规律和 RCV 系统功能分不开的, 一定的瞬变消耗是可以接受的。但须避免不必要的瞬变和严重瞬变的产生, 特别是避免有关 RCV 系统的 32.2, 37 和 38 号瞬变, 是今后运行工作关注的重点。为有效地控制大修期间 RCV 系统的瞬变, 减少瞬变次数和减轻严重程度, 改善机组运行环境, 降低运营成本, 提高市场竞争能力, 现给出几点建议:

(1) 上充、下泄流量的调节尽可能匹配,即增加下泄流量时,尽可能同时增加上充流量;减少下泄流量时,尽可能同时减少上充流量。

(2) 平缓调节上充、下泄流量。

(3) 不要全部关闭上充、下泄流量。

(4) 加强对运行处主控制室操纵员的培训,以便加深控制严重瞬变消耗的意识。

(5) 请大修计划部门给运行操纵员多一些时间窗口,便于平缓调节上充、下泄流量。

2.2.6 电站运行事件

根据国家核安全局颁布的《核电厂营运单位运行事件报告制度》(HAF0502-1-1)和大亚湾核电运营管理有限公司管理程序《执照运行事件报告》(C-IP/DEF011),大亚湾核电站在2004年向国家核安全局报告了10起电站运行事件。具体的运行事件描述请参见第七章的“电站运行事件列表”。

1. 核电站运行事件的分级

根据国际核事件分级(INES)方法,2004年度大亚湾核电站发生的10起运行事件中,8起为0级事件,2起为1级运行事件,没有发生2级及以上的运行事件。自电站商业运行以来每年运行事件分级情况请参见表2.2.6-1。

表 2.2.6-1 运行事件分级逐年分布

年 份	0 级	1 级	2 级	3 级	4 级	5 级	6 级	7 级	事件总数
1994	20	9	0	0	0	0	0	0	29
1995	28	7	0	0	0	0	0	0	35
1996	23	3	0	0	0	0	0	0	26
1997	9	5	0	0	0	0	0	0	14
1998	10	5	0	0	0	0	0	0	15
1999	10	6	0	0	0	0	0	0	16
2000	9	7	0	0	0	0	0	0	16
2001	13	2	0	0	0	0	0	0	15
2002	8	3	0	0	0	0	0	0	11
2003	11	0	0	0	0	0	0	0	11
2004	8	2	0	0	0	0	0	0	10
累 计	149	49	0	0	0	0	0	0	198

2. 运行事件按机组分布

大亚湾核电站两台机组商业运行以来发生的运行事件逐年分布情况见表2.2.6-2。

3. 运行事件按 HAF 报告准则分布

大亚湾核电站两台机组投运以来每年发生的运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如下表2.2.6-3所示。

表 2.2.6-2 运行事件按机组分布

年 份	机组	0 级	1 级	2 级	3 级	4 级	5 级	6 级	7 级	总计
1994	1	20	7	0	0	0	0	0	0	27
	2	0	2	0	0	0	0	0	0	2
1995	1	13	4	0	0	0	0	0	0	17
	2	15	3	0	0	0	0	0	0	18
1996	1	12	0	0	0	0	0	0	0	12
	2	11	3	0	0	0	0	0	0	14
1997	1	4	3	0	0	0	0	0	0	7
	2	5	2	0	0	0	0	0	0	7
1998	1	6	4	0	0	0	0	0	0	10
	2	4	1	0	0	0	0	0	0	5
1999	1	5	3	0	0	0	0	0	0	8
	2	5	3	0	0	0	0	0	0	8
2000	1	3	4	0	0	0	0	0	0	7
	2	6	3	0	0	0	0	0	0	9
2001	1	8	1	0	0	0	0	0	0	9
	2	5	1	0	0	0	0	0	0	6
2002	1	6	1	0	0	0	0	0	0	7
	2	2	2	0	0	0	0	0	0	4
2003	1	5	0	0	0	0	0	0	0	5
	2	6	0	0	0	0	0	0	0	6
2004	1	3	0	0	0	0	0	0	0	3
	2	5	2	0	0	0	0	0	0	7

表 2.2.6-3 运行事件按 HAF 报告准则分布

年 份	准则 1	准则 2	准则 3	准则 4	准则 5	准则 6	准则 7	准则 8	准则 9	合计
1994	12	0	0	8	0	0	2	0	7	29
1995	14	0	0	9	5	4	2	0	1	35
1996	8	0	0	10	2	3	3	0	0	26
1997	5	0	0	5	1	2	0	0	1	14
1998	9	1	0	0	3	2	0	0	0	15
1999	6	0	0	0	6	1	0	0	3	16
2000	6	0	0	1	7	0	1	0	1	16
2001	7	0	0	2	3	0	1	0	2	15
2002	6	0	0	3	2	0	0	0	0	11
2003	6	0	0	0	2	1	0	0	2	11
2004	8	1	0	0	0	1	0	0	0	10

2004 年所发生的运行事件中，违反电站技术规范书（即准则 1）的事件数量仍然最多，远远超过全年其他准则运行事件，达到 80%，与历年相比，出现了大幅度上升。电站商业运行以来违反准则 1 的事件占当年运行事件总数的比例变化见表 2.2.6-4。

表 2.2.6-4 违反准则 1 的运行事件比例统计

年 份	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
违反准则 1 的事件百分比/%	40.00	30.80	35.70	60.00	37.50	37.50	46.70	54.50	54.50	80

违反准则 2，即导致核电厂安全屏障或重要设备性能受到严重损害或出现特殊工况的事件；违反准则 6，即导致多个独立的具有核安全功能的系统、序列或通道同时失效的共因事件，自 1999 年后已经连续三年没有出现，继 2003 年之后 2004 年再次出现。

4. 运行事件按事件性质分布

2004 年大亚湾核电站发生的 10 起运行事件中，按事件的直接原因分类，人因事件有 9 起，设备故障事件有 1 起。自 1996 年以来的运行事件按事件性质即直接原因的分析如表 2.2.6-5。

表 2.2.6-5 运行事件按性质分布

年 份		人因	设备故障	合计
1996	数量	17	9	26
	比例	65.4%	34.6%	100
1997	数量	11	3	14
	比例	78.6%	21.4%	100
1998	数量	12	3	15
	比例	80%	20%	100
1999	数量	7	9	16
	比例	43.8%	56.2%	100
2000	数量	8	8	16
	比例	50%	50%	100
2001	数量	8	7	15
	比例	53%	47%	100
2002	数量	4	7	11
	比例	36.4%	63.6%	100
2003	数量	8	3	11
	比例	72.7%	27.3%	100
2004	数量	9	1	10
	比例	90%	10%	100
累 计	数量	84	50	134
	比例	62.7%	37.3%	100

从表中可知，2004 年运行事件的人因比例达 90%，成为历史上最高的一年，并远高于此前的平均水平。2003 年运行事件的人因比例也达 72.7%，而 2003 年前连续四年人因事件比例均处于较低的水平，反映出人因事件比例在继续 2003 年的上升趋势。

5. 运行事件按后果分布

大亚湾核电站把运行事件的后果分成 9 类，2004 年所发生的 10 起运行事件按后果分布见表 2.2.6-6。

表 2.2.6-6 2004 年运行事件按后果分布

后 果	运 行 事 件 数	
	人因事件	设备故障事件
1 反应堆自动停堆	1	
2 除反应堆自动停堆外的其他瞬态		
3 电站运行条件下降（违反技术规范）	7	
4 核安全相关系统降级	1	
5 核安全屏障降级		
6 设备损坏		1
7 放射性失控排放		
8 人员意外受照射		
9 人员伤亡		

上表显示：2004 年出现了 1 起导致反应堆自动停堆的运行事件；违反技术规范并导致电站运行条件下降的事件共有 7 起，均属于人因事件，没有属于设备故障导致的事件；导致核安全相关系统降级的运行事件有 1 起，为人因事件；另有 1 起设备设计缺陷导致设备损坏的运行事件。

6. 事件的人因根本原因分析

根据运行事件分析报告，将 2004 年 10 起运行事件中的人因原因因素统计并分类如下表 2.2.6-7 所示。

表 2.2.6-7 事件人因因素分类

根本原因分类	涉及的事件数量
培训不足	8
书面交流（规程缺陷）不足	3
组织管理及管理方法不当	3
工作实践不足	4
口头交流不足	2
监督方法不当	4

上表显示：2004 年的 10 起运行事件中，共涉及 24 个人为的因素，6 个方面的人因因素。其中“培训不足”人因因素数量上远高于其他人因因素，比例也达到了 33.3%。其次

是“工作实践不足”和“监督方法不当”，各有4起相关运行事件。

根据历年来的运行事件人因因素进行比较，2004年前连续多年处于较高位置的“书面交流（规程缺陷）不足”和“组织管理及管理方法不当”两类人因因素所占比例略有下降，但涉及的运行事件的绝对数目与2003年度相比几乎没有减少，只是“组织管理及管理方法不当”相关事件减少了1起。而非常值得关注的是，与“培训不足”相关的事件有8起，即2004年大亚湾核电站运行事件的发生原因中80%与“培训不足”有关。

在2004年的10起运行事件中，8起事件发生在大修期间，与2003年相比，更凸显了精心进行大修工作对避免产生运行事件的重要性。2004年的运行事件反映了以下主要问题：

(1) 培训不足：与此因素相关运行事件高达8起，在此方面主要体现的运行事件有：与新技术规范应用相关有“维修停堆模式切换硼表回路人为产生第一组设备不可用事件”、与改造实施的新设备相关有“装料过程中换料机意外移动导致燃料组件弯曲”、对工作过程不熟悉有“擅自改变工作指令导致气闸门设置不满足技术规范的要求”。在上述事件中涉及持照人员、维修人员、技术支持人员。

(2) 现场工作人员不良工作习惯：2003年度此方面已有体现，主要与主控制室操纵员相关。但在2004年的运行事件中，不仅与持照人员相关，而且与维修人员相关，并且导致了多起运行事件，其中有两起严重影响电站2004年安全生产的事件：“装料过程中换料机意外移动导致燃料组件弯曲”、“误合发电机负荷开关导致主变压器跳闸主厂外电源丧失”。事件的诱发均源于工作过程不规范的细小行为，说明养成符合核安全文化要求的良好工作习惯之路任重而道远。建议加大对不规范行为和作业现场管理不规范的管理力度和及时性，以规范电站现场工作人员的行为。

(3) 技能不足：主要表现在对设备、操作规程和技术规范的条文理解不准确或不清楚。与此相关的运行事件也有多起，主要有：“大亚湾核电站2RRA系统流量调节阀设置错误导致丧失主控制室遥控功能”、“计算错误导致ATWT保护定值整定错误”、“NS/RRA模式下打开RX厂房生物屏蔽门”，除了持照人员，也涉及其他业主人员甚至承包商人员。建议结合本专业和本身工作的特点，对参与工作过程环节的其他人员，特别是业主员工，进行必要的技术规范培训，以形成多道真正的屏障，同时有利于工作人员之间交流沟通。

2004年是大亚湾核电站自1994年投入商业运行以来最为困难的一年，是值得电站各级管理者、每一位员工认真、深入思考和反省的一年。虽然2004年仅发生了10起运行事件，是电站商业运行以来运行事件数量最少的一年，但事件的性质和由此产生的后果都比较严重，导致大亚湾核电站2号机组第十次大修延期将近60天。由于运行事件数量少，尚不能全面反映电站所有的人因失效模式，要全面了解电站的事件情况及人因失效模式，还须参考电站内部运行事件及24小时事件。在2004年，电站共界定了74起内部运行事件，填报了2645份24小时事件单。只有对这三个层次的所有事件认真重视，分析原因，准确找到电站在2004年的人因失效模式，才能制定、落实适当的纠正措施，从中吸取经验教训。只有始终怀有“如履薄冰”的心态，才能堵塞管理漏洞，减少现场人员无意识或下意识的“多动症”，这是减少人因事件，避免发生重大事件的关键。

2.2.7 经验反馈

2.2.7.1 内部事件经验反馈

因应新的需求，2004年经验反馈系统（EFS）在2003年的基础上再次进行了升版，主

要是在 24 小时事件单功能模块内增加了根据事件二级分析统计的需要对 24 小时事件单进行分类处理的功能,如事件相关人员、症状、相关活动等。为了使公司员工尽快熟悉新的经验反馈运作体系和方便电站工作人员在工作中快速查询、参与经验反馈的运作流程,电站编写出版了《经验反馈小手册》,并发放至员工手中;在 2003 年的基础上,逐步建立异常事件的日报、周报和月报制度,关注电站异常事件反映的重要问题,及时向电站管理层进行预警和提出纠正建议。

在“5·19”(燃料组件变形处理)、“7·10”(误合负荷开关造成 2 号发电机转子损坏)事件后,管理层采取了一系列的纠正措施,如“每日管理层大修会议”、“防人因失效评比”、“大修每日异常事件汇报”,加大了对异常事件、特别是人因事件的管理力度,减少了事件、特别是重大事件的重发和发生。

2004 年共发生电站运行事件 10 起,内部运行事件 74 起。

1. 内部运行事件按机组分布及人因事件比例

该比例见表 2.2.7.1-1,对电站运行事件的评述见 2.2.6 节“电站运行事件”。

表 2.2.7.1-1 历年内部运行事件数按机组分布

年 份	1 号机组	2 号机组	合计	人因比例/%
1996	18	15	33	64
1997	46	64	110	50
1998	84	60	144	55
1999	50	58	108	45
2000	80	77	157	50
2001	87	49	136	54
2002	70	44	114	46
2003	66	50	116	53
2004	44	30	74	53

可以看出,全年内部运行事件数与去年相比下降较多,但内部运行事件与运行事件的比例约为 7:1,较以往平均水平略高。1 号机组的事件明显多于 2 号机组,这与电站将在公用系统上发生的事件都按 1 号机组进行编号有关。

2004 年共界定 39 起人因内部运行事件(53%),人因失误主要表现为不严格遵守工作过程规定、辐射防护和工业安全规定、电厂管理规定;作业现场管理监督不够;质疑态度不足、沟通缺陷;自检不够,如四天内发生 3 起走错间隔事件;操作经验不足等。

2. 事件按月份分布(见表 2.2.7.1-2)

表 2.2.7.1-2 2004 年内部运行事件/24 小时事件单按月份分布

月 份		1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
内部运行事件	1 号机组	1	2	2	1	0	0	1	2	1	15	14	5
	2 号机组	1	2	0	5	11	1	5	3	0	1	0	1
	全厂	2	4	2	6	11	1	6	5	1	16	14	6
24 小时事件单		153	153	186	281	359	165	136	170	152	471	235	184

由表可见,在每台机组大修阶段,由于相关的运行操作和维修活动较为集中,事件数量比随后的正常运行阶段要高出很多,故大修阶段是事件防范的重点时期。为了对大修中的事件进行防范,除运行维修部门在管理上采取多种措施之外,经验反馈人员在每次大修前均将以前大修中发生的事件分门别类汇编成册,供各部门员工借鉴反馈;在大修中除每天跟踪事件外,还每天编写经验反馈日报,列出每一阶段工作的多发事件及防范措施;大修后编写经验反馈总结报告。在“5·19”、“7·10”事件后,经验反馈科对大修产生的事件报告均要求在下次大修开始前完成,并且将纠正行动落实到下次大修的工作程序。

3. 内部运行事件按部门分布 (见表 2.2.7.1-3)

表 2.2.7.1-3 2004 年内部运行事件按报告编写部门分布

部门	MEE	MCS	MIC	MRM	MSM	OPH	OPO	OPL	TEM	TEN	TTS	OPC	SQA	TCW	合计
数量	2	4	13	12	6	4	7	4	10	5	3	2	1	1	74

事件报告编写部门不一定是事件责任部门。作为新成立的化学环保处和土建处,2004年也参与编写了部分内部运行事件报告。从部门分布来看,内部运行事件报告的调查分析和编写与历年一样,绝大部分是由与生产密切相关的部门进行,监督部门也参与了部分内部运行事件报告的调查分析和编写。

内部运行事件发生较多的系统见表 2.2.7.1-4。

表 2.2.7.1-4 发生较多内部运行事件的系统

系统	事件数量	主要事件
RCP	6	1RCP003PO 主泵 1 号密封解体后发现白色片状异物;吊车意外下滑致拉伸机的三根支撑杆被撞弯;反应堆顶盖 RRM 风管高出太多致整体拉伸机无法就位;1RCP 压力容器内密封“O”形环泄漏;反应堆水池排空后发现压力容器螺栓孔外延法兰面锈蚀,大修关键路径延长 19 小时;2SIP I/II 组 ΔT 保护动作触发机组停堆信号
PMC	6	1 号机组第十次大修中卸料到 111 步时发现组件 YQ00YN 组件存在破损;新燃料组件接收工作中扳手打滑使燃料组件的 2/3 面交接处有压痕;卸料操作导致两组燃料组件发生叠坐;PMC 改造人员突然开动换料机导致操作员右脚趾受伤;换料机辅助吊车撞到墙壁;卸料过程中扳手不慎掉入乏燃料水池
GRE	5	1GRE007VV 意外关闭;1GRE 与 1GSE 试验交叉作业,导致 GRE 阀门异常关闭;接线错误导致 1GRE 上位机预检信号无法通过;2GRE007VV 再次意外关闭;2GRE023MP 取样管线断裂
GEX	4	1 号机组第十次大修期间发现发电机定子线棒多处漏氢;2GEX001GE 发电机穿转子时滑板相对定子发生移动;起吊发电机励磁侧大端盖时钢丝绳不符合程序要求;发电机定子铁损试验参数设定错误导致大修关键路径延误
柴油机	4	仓库两台备用柴油机冷却水回路残留有冷却水;1LHP 应急柴油机多处螺栓及支架断裂;多次启动第五台柴油机并导致柴油发电机出口超压;0LHS 柴油机盘车多次无法啮合导致不能启动
RRA	3	1RRA001PO 泵拆检重装后发现机械密封少装一个“O”形圈;执行 PI2RRA003 时 2PTR220VB 安全阀动作,2RX 厂房人员撤离;2RRA 系统硫酸根异常升高

4. 重发事件

在内部运行事件中有 8 起被认定为重发事件，占总数的 10.8%，所占比例比 2003 年的 9% 有所上升。清单见表 2.2.7.1-5。

表 2.2.7.1-5 重发事件

事件编号	事件题目
IOER-1-20040011	1GRE007VV 意外关闭
IOER-1-20040006	1GSY001ZV 风机严重损坏
IOER-1-20040021	1DMM012PD 猫头吊小车撞脱吊梁挡板导致小车和挡板滑落
IOER-1-20040044	1DEG201GF 压缩机叶轮损坏和叶片断裂
IOER-2-20040022	2RRRA 硫酸根异常升高
IOER-2-20040026	2GRE007VV 意外关闭
IOER-2-20040028	执行 PT2MIS006 更换灯泡导致 2RAM002AP 跳闸
IOER-2-20040030	仪表人员配合执行 PT2SEC003 时走错机组工作

5. 24 小时事件

24 小时事件的探测对象是电站各类异常，其数量反映了电站员工对异常事件的反馈意识和事件的透明度。

在 24 小时事件单的填写方面，2004 年收到的 24 小时事件单数量为 2 645 份（见表 2.2.7.1-6），是历年中最多的。事件单填写数量逐年增多的趋势，也符合电站在核安全方面的透明度要求。同时，也表明在“5·19”，“7·10”事件后，各部门员工通过对两起重大事件的深刻反馈和反思，提高了对异常事件的判断和认识。

表 2.2.7.1-6 24 小时事件单年度分布

年度	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
数量	312	445	557	605	874	956	1310	2007	2645

从事件单在各个系统的分布来看，24 小时事件较多地分布在以下几个系统（表 2.2.7.1-7 和表 2.2.7.1-8）。

2.2.7.2 外部事件经验反馈

外部事件的定期筛选是外部事件经验反馈的核心组成部分。外部事件筛选的流程是：先由 OPL 经验反馈科从 WANO 网站（也包括 FROG 等其他途径）、TEM 外部技术反馈组从 CID 数据库预先挑选并翻译部分事件，由经验反馈科汇总整理后提交给 CAP-Team（电站内外部事件及纠正行动审查评议工作组），以确定需反馈的事件、反馈形式及反馈部门。反馈形式分编写外部运行事件报告（EOER）、填写经验反馈单（FA）及信息参考（FI）三种。

2004 年外部经验反馈工作做了三项调整：

(1) 根据程序理顺了 OPL 经验反馈科与 TEM 外部技术反馈组的工作关系，即将反馈组发给 TEM 处内各科完成的外部事件，及其跟踪检查也纳入到电站的外部事件反馈工作流程中，使得这部分事件信息能在全电站范围内共享；

表 2.2.7.1-7 核岛五个系统

系 统	事件数量	主要缺陷
KRT	163	KRT 多个通道触发一、二级报警；KRT 多个通道经常性出现故障报警；PT1LHP001 过程中 1KRT004PO 跳闸；2KRT002PO 多次故障跳闸；在多次 OTER 排放过程中 0KRT901MA 故障及取样泵跳闸；主控制室 KRT 记录仪指示多次出现不正常波动；多个 KRT 通道经常出现滤纸走断导致不可用
RGL	92	R 棒多次出现不明原因自动上提半步；RGL 棒位显示不正确；主控制室频繁出现 RGL001AA 和 003AA 报警；2RGL 系统机柜的机架有多个板件出现故障；2RGL502AA “C2 信号闭锁提棒” 频繁闪发；在 RGL 防老化检查中发现机架板件多处存在零部件老化或损坏
RCP	86	大修期间一回路硫酸根含量高延误关键路径；大修装料后 1RCP081MN 检测到压力容器密封环泄漏；2RCP001-006RS 电源盘内的 D250L 型开关检查发现多处异常；2 号机组稳压器水位整定值多次出现阶跃现象；一回路联合排气时 1RCP001PO 多次启动不成功；1RCP502UP 不明原因跳闸；2RCP 主泵密封组件多处发现硼结晶痕迹；在执行 PT1RBP012 过程中 1RCP002PO 热屏冷却水隔离阀 1RRI226VN 意外关闭
RCV	58	2RCV002MO 电机内发现异物；大亚湾核电站 1 号机组第十次大修解体 1RCV002PO 时发现中间静压轴承段导叶壳体上的口环锁紧螺栓仍为旧型号螺栓；执行 PT2ASC005，一回路过冷，且 RCV008VP 处于故障开启状态，RCV 下泄自动隔离；2RCV002RF 上游法兰有大量硼结晶，并且有少量水汽冒出；1RCV003MO 电机定子温度达到 125℃ 报警值
RIS	52	1 号机组第十次大修 RIS041 试验延误关键路径 8 小时 20 分；2RIS002VP 电动头电机制动摩擦片损坏；2RIS001PO 在解体过程中发现轴头碟簧有裂纹；RIS 安全注入箱 001/002/003BA 人孔密封面有硼结晶；1RIS078VP 阀门传动机构操作时有振动；RIS021BA 的硫酸根超出电厂化学技术规范限值；2RIS001PO 支撑板下部二次灌浆层打开后，有大量地下水渗出；1RIS001AG 多处故障损坏

表 2.2.7.1-8 常规岛五个系统

系 统	事件数量	主要缺陷
GEW	64	0GEW150JA 自动重合闸同期继电器接点接触不良；0GEW 大埔 I 线后备过流保护动作时间超标；0GEW BAY4TAB 第二套差动保护 021XI, 022XI 出口接点电阻大；核惠线绝缘瓷瓶爬电严重；0GEW 在 TB 厂外的线塔有爬弧现象；0GEW503CC 选择错误；0GEW801/802JB 及核惠线电压均超过 550 kV；因沟通不良导致核惠线停运操作延误
JDT	57	2JDT 在 2RCP002PO 主泵房烟感探头不可用；1KX/LX/NX/WX 厂房的 JDT 探头的定期检查未按期进行实施，导致超期，从 2004-02-11 开始记 I ₀ ；多处厂房 JDT 探头误发火警报警；多个 JDT 探头频繁出现故障及报警；2MX 厂房 16 m 电缆层多次出现误喷
LHP	49	1LHP300CO, 800CO 增压器多次出现一个支撑脚断裂，一个支撑脚紧固螺栓断裂；2LHP 柴油机再鉴定时多次出现故障；执行 PT1LHP002 时多个试验参数不满足 GOR 准则要求；PT2LHP001 试验期间 LHP200FL 所在管线出现较大幅度的晃动，2LHP200FL 管道支架断裂；2LHP 柴油机再鉴定时多次出现故障导致多次启动均不成功
GEX	34	2GEX001GE 发电机定子铁芯背部的端部弹簧压板过热；2GEX001GE 发电机定子内定子线棒冷却回路出水管贯穿件支撑板固定螺栓断裂；1 号机组发电机定子线棒接头处发现漏点；2GEX001GE 发电机穿转子时滑板相对定子发生移动；2GEX001GE 发电机定子铁损试验零点及灵敏度设定错误；1GEX001GE 发电机 9 号瓦下瓦右瓦口有 10 mm 长两条裂纹
GRE	33	1GRE007VV 多次意外自动关闭；2GRE023MP 取样管线断裂；1GRE024/044MP 取样管振动较大；2GRE 系统在做电源冗余性检查时发现上游 LNE 开关跳闸；1 号机组 GRE 板件故障，导致上位机切手动运行；在做 1GRE 电源检查时发现其上游电源开关 LNE406 负荷容量不够

(2) 改进了对外部事件反馈工作的跟踪手段。一直以来, 由于缺乏一种有效手段跟踪完成情况, 某些部门的反馈存在着严重的拖延现象, 自改进后, 这种现象已得到大大改善;

(3) 加强了对经验反馈单中产生的纠正行动的跟踪, CAP-Team 讨论决定, 为提高外部事件反馈的有效性, 对于含有明确纠正行动的反馈单, 对相应外部事件的反馈形式将升级为 EOE, 这样纠正行动就可以通过 CIS 进行有效跟踪。

1. 外部事件筛选

外部事件筛选的频度是每月一次, 2004 年除 10 月份因安排了良好实践的筛选而没有进行外部事件筛选外, 其余 11 个月共进行了 11 次筛选, 共筛选了 123 个外部事件, 确定了 18 个 EOE (编写外部运行事件报告), 103 个 FA (填写反馈单), 28 个 FI (作一般信息参考)。外部事件筛选结果见表 2. 2. 7. 2-1。

表 2. 2. 7. 2-1 外部运行事件一览表

事件编号	事件名称	事件来源	事件类别
EOER0401	RIS 和 EAS 再循环地坑可能会发生堵塞	EDF, FROG 网站	
EOER0402	在执行非经常性试验或演变过程中发生的反应性事件	WANO	重要事件报告
EOER0403	电站的运行决策	WANO	重要事件报告
EOER0404	反应堆压力容器顶盖外“O”形环密封圈泄漏导致机组提前大修	WANO	重要事件报告
EOER0405	硼酸箱里的含硼水被误稀释	WANO	重要事件报告
EOER0406	法国 Fessenheim 电站 1 号机组一回路被树脂污染	EDF	
EOER0407	碎屑侵入冷却水系统	WANO	重要事件报告
EOER0408	安全壳内某些重要安全电缆上发现绝缘缺陷	WANO	事件分析报告
EOER0409	电缆通道内发生电气火灾	EDF/WANO	事件分析报告
EOER0410	燃料装卸过程中发生的事件	WANO	重要事件报告
EOER0411	控制棒束与驱动轴之间连接不当, 导致大修工期延长 21 天	CID	法国 Tricastin 电站运行事件
EOER0412	日本美滨核电站蒸汽伤人事故	WANO	重要事件报告
EOER0413	由于解除隔离时出错, 造成 225 kV 变压器内部故障	CID	法国 Gravelines 电站运行事件
EOER0414	堆芯设计变更的管理	WANO	重大运行事件报告
EOER0415	DVN 风机出口的下游风管不密封	CID	法国 Chinon B 电站运行事件
EOER0416	ENTRELEC 开关故障引起 LDA 部分失电导致自动停堆	CID	法国 Blayais 电站运行事件
EOER0417	RGL 故障导致机组后撤	CID	法国 Saint Alban 电站运行事件
EOER0418	ASG 一个管接头上有贯穿性裂纹	CID	法国 Chinon B 电站运行事件

其中 EOER0415 至 18 的四个事件均是因为反馈回来的经验反馈单中含有明确的纠正行动, 为便于对纠正行动进行跟踪而升级为 EOER 的。

WANO 网站上公布的 SOER (重大运行事件报告) 和 SER (重要事件报告) 都是由 WANO 组织编写的综合性分析报告, 有较高的学习价值。为保证这些报告在电站得到相关部门的真正重视和切实反馈, 全部的 SOER 和 SER 均以 EOER 形式反馈。2004 年 WANO 网站上共发布了一个 SOER 和三个 SER: SOER0401 堆芯设计变更的管理、SER2004-1 碎屑侵入冷却水系统、SER2004-2 燃料装卸过程中发生的事件、SER2004-3 日本美滨核电站蒸汽伤人事故。

此外, 编号为 SER2003-6 和 SER2003-7 的两份重要事件报告是 WANO 在 2003 年底发布的, 相应的反馈工作也因此延至 2004 年完成。这两份报告分别是: SER2003-6 在执行非经常性试验或演变过程中发生的反应性事件、SER2003-7 电站的运行决策。

所以 2004 年电站共对 5 个 SER 作了 EOER 形式的反馈。值得一提的是, SER2003-7 《电站的运行决策》报告是一份针对管理层的分析报告, 电站据此编写了三份 EOER, 其中两份是根据报告中作详细分析的两个事件编写的, 即《反应堆压力容器顶盖外“O”形环密封圈泄漏导致机组提前大修》和《硼酸箱里的含硼水被误稀释》, 另一份则是根据报告的主旨“在运行中如何决策”编写而成。此外, 《堆芯设计变更的管理》是 WANO 在 2004 年组织编写的唯一一份 SOER 报告, 报告分析论述的对象是核电站最核心的部分——堆芯, 具有较高的参考价值, 为对其作深入研究, 电站根据总经理部的要求已成立了一个专门分析小组。

2. 重要外部事件反馈

(1) 法国 Fessenheim 电站 1 号机组一回路被树脂污染

2004 年 1 月 25 日, Fessenheim 核电站 1 号反应堆停运, 原因是 1 月 24 日为降低一回路硼浓度, 需要使用除盐装置, 两个阀门错误关闭导致排水管线被隔离, 除盐装置压力上升, 安全阀到达打开阈值, 水被排往 RCV 容积控制箱, 结果带有 300kg 树脂的水通过上充管线和主泵轴封水注入管线进入一回路。树脂颗粒与堆内构件相接触, 导致凝固的活性物质悬浮起来, 硼表和一回路水取样管线被树脂颗粒部分堵塞, RCV 下泄管线的过滤器以及轴封水注入管线和轴封水返回管线的过滤器迅速淤塞, 致使轴封水流量完全中断。更换过滤器的 7 名 EDF 人员因吸入厂房空气遭受了轻微的体内污染 (因受照剂量不大, 照常上班), 2 号主泵的 1 号轴封泄漏量的变化使运行人员不得不将机组过渡至热停堆状态, 并停运该主泵。为了净化含可溶物质和非可溶物质的主回路各系统, 需要实施计划停堆。

反馈方式: 该事件是由人因操作错误造成的, 后果较为严重。通过编写外部运行事件报告要求各运行值学习反馈, 并从系统设备方面对电站发生类似事件的可能性进行分析。

(2) 法国 Cattenom 电站 2 号机组电缆通道内发生电气火灾

2004 年 5 月 16 日 12:05, 2 号机组电气厂房里一个电缆间发出了火警信号, 运行人员立即作出响应, 进入了消防规程, 手动停运反应堆, 并将非关键设备断电。应急响应计划启动, 并通知外部消防队前来支援。到 14:25, 电站宣布火灾已得到控制。火灾原因是 1 号循环水泵的 6.6 kV 进线电缆过热引起。调查发现该电缆相对于其用途而言太细, 造成在汽轮机厂房和反应堆厂房间一处没有通风且封闭的地方过热。进一步检查还发现 Cattenom 其他机组也存在同样的问题, 有发生类似火灾的危险。

反馈方式: 编写 EOER, 制定纠正行动“对 6.6 kV 重要设备的动力电缆的设计裕度及正常运行状况进行评估”和“对重要设备的动力电缆及其重点部位进行定期测温”。

(3) 日本美滨 (Mihama) 核电站蒸汽伤人事故

2004年8月9日, 机组处于正常运行状态。15:22火警探测器报警, 15:25运行人员确认汽轮机厂房充满蒸汽, 15:283号蒸汽发生器低水位报警, 触发停堆信号。事发当天, 承包商人员正往汽轮机厂房二楼搬运检测仪器, 位于二楼天井天花板附近的给水管道破裂, 在附近工作的11名承包商工人被严重烫伤, 15:27, 受伤人员被救出, 但4人在事故当天死亡, 另有一人在8月25日死亡。

确认事故的管道是位于4号低压加热器至除氧器间的主给水碳钢管道, 其直径为56cm, 裂口长达57cm, 事故发生后, 从这个裂口共喷出了大约800t高温冷却水。经确认, 破口处管道正处于流量测量孔板下游, 其原始厚度为10mm, 最高压力为1.27MPa, 最高温度为195℃, 流量约1600t/h。而发生破裂的管道最薄处仅有1.4mm左右。而根据日本的相关安全生产标准, 像这样的管道在承受高压时的最低厚度应该为4.7mm。美滨核电站的这个管道厚度远远低于这个标准值。

反馈方式: 该事件造成了重大人员伤亡, 使世界范围内的核电站都感到震惊, 同时也造成了一些不良的社会影响。为杜绝类似事件在我厂发生的可能, 电站相关专业部门对事件原因作了分析研究, 并提出要建立和完善电站的管道定期监督管理体系。

3. 外报事件

根据WANO的要求, 作为其成员电站每年须向其所加入的中心提交若干份电站内发生的事件报告。2004年电站向WANO巴黎中心翻译提交了以下四份事件报告:

- (1) 岭澳核电站2号机组2GRV系统漏氢导致非计划停机;
- (2) 大亚湾核电站2号机组装料过程中换料机意外移动导致燃料组件弯曲;
- (3) 岭澳核电站1RGL系统故障导致反应堆自动停堆;
- (4) 岭澳核电站1号机组汽轮机冲转升功率过程中因轴承振动高而被迫手动停机。

2.2.7.3 电站纠正行动管理

1. 2004年事件相关的纠正行动总体概况

各类报告的纠正行动完成情况如表2.2.7.3-1所示。

表2.2.7.3-1 事件相关的纠正行动完成情况统计

	LOER	IOER	EOER	RCA
应完成纠正行动数/条	120	452	30	61
按时完成纠正行动数/条	118	450	30	59
按时完成率	98.3%	99.6%	100%	96.7%

在663条纠正行动中, 延期完成为33条, 占5.0%。总体来说纠正行动完成情况良好。

2. 2004年事件相关的纠正行动管理流程的变动

与以往相比, 2004年事件相关的纠正行动管理流程有些变动, 具体如下:

(1) 将历史纠正行动(报告生效时已完成的纠正行动)验证材料的搜集及验证与事件报告的生效联系起来, 从而为历史纠正行动的验证材料的搜集设置了控制点, 使历史纠正行动验证材料能及时传给验证人。在任务督办中开辟了报告编写状态跟踪模块, 事件报告编写完毕后, 签字纸质版分发同时, 在任务督办中提交“完成”状态, 同时提交历史行动验证材料。如果验证人在验证报告是否完成时, 未看到历史纠正行动验证材料, 报告不算完成,

验证不通过。并将报告编写状态退回到“在办”状态，由此造成的报告编写超期由主办部门负责。

(2) 历史纠正行动的验证材料由报告编写部门统一搜集、协调。

(3) 事件相关的纠正行动延期规定：主办部门对事件相关的纠正行动延期申请，必须在纠正行动到期日的一周之前提出。一旦申请日期距行动的完成期限小于一周，软件闭锁延期申请，行动不能申请延期。此举提高了纠正行动的完成质量及其完成的及时性，避免或减少有些纠正行动主办部门平时很少关注本处纠正行动完成情况，一旦纠正行动快到期，才“临时抱佛脚”的行为。

(4) 纠正行动的延期、取消、替换、转移申请统一在任务督办中提交、批准。LOER纠正行动的取消、替换需在 PNSC 会议上讨论通过。

(5) 纠正行动的验证材料尽量采用电子版形式并上传到任务督办中。

事件相关的纠正行动一般管理流程如图 2.2.7.3-1 所示。

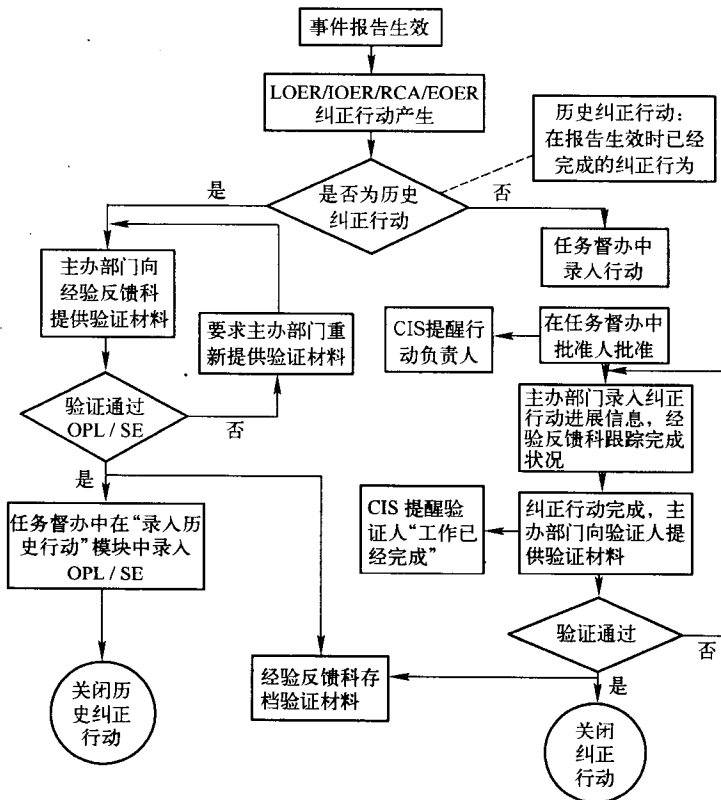


图 2.2.7.3-1 纠正行动管理流程

3. 事件相关的纠正行动有效性评估中发现的主要问题

在对事件相关的纠正行动进行有效性评估中发现，纠正行动的无效性主要体现在以下方面：

(1) 部分事件的根本原因未找到或未找对。纠正措施的提出应是在正确分析判断根本

原因的情况下才能提出的。可是由于种种原因，有的事件根本原因没有找到或找对，因而提出的纠正措施有效性不高或无效。

(2) 分析人员知识不够，认识不足。

(3) 纠正措施不完整，有些纠正行动的措施描述只是纠正根本原因的一部分。

(4) 制定的纠正行动缺乏可操作性。

(5) 制定的纠正行动内容与上次事件的行动内容重复。检查发现，不少重发事件的根本原因和纠正行动，与上次对应发生的事件的根本原因和纠正行动一致或雷同，说明这些纠正行动都无效。

(6) 跨部门行动或较大行动制定和完成困难。有时由于是跨部门行动或较大行动制定和完成困难导致行动无效。比如编写部门在报告编写完成后，要求纠正行动相关部门签字，但相关部门以种种理由推诿，导致纠正行动不能完全制定。还有些纠正行动本身较大，完成较为困难。

(7) 部分纠正行动拘泥于形式，内容不具体。

4. 问题产生的主要原因

(1) 相关培训不足

在对事件报告进行检查时发现，有些报告编写人在编写报告时尚未受过 RCA 的培训，有人甚至至今未接受过该项培训，对 RCA 的分析方法缺少了解，从而不能有效地发现根本原因和提出纠正行动。

(2) 涉及管理方面的原因时感到有压力和难度，有就事论事的思想

纠正措施的提出人在当措施涉及管理方面的原因时感到有压力和难度，同时增加了措施完成的难度和验证的难度，有时使纠正措施的关闭更加困难，影响关闭时间。

(3) 技术能力不足，给出的技术处理不正确

由于部分人员技术能力不足，造成技术问题的分析、根本原因的判断不充分，技术措施不适当。

(4) 部分原因分析人员无法站在一定的管理角度提出针对管理的纠正措施

有些纠正行动是需要针对管理体系和管理层的，这不但需要提出纠正行动的人员本身应较为熟悉电站的相关管理规定和要求，也要求本人有过一定的管理工作经验，才能站在管理的角度上分析问题。但部分报告编写人不具备这样的条件。

(5) 专业的局限性或不愿涉及其他专业

有的事件分析报告是单一部门负责，由于专业的局限性一般仅限于或着重于其本专业的原因，不了解其他专业的原因或不愿涉及其他专业。有些事件涉及多部门的，但编写人却无法推动纠正行动涉及的其他部门的管理者的认可，于是就图省事只提出与本部门有关的纠正措施。

2.2.8 安全文化建设

2004 年两电站结合“5·19”燃料组件变形处理事件和“7·10”误合负荷开关造成发电机转子损坏事件进行了全面的管理反馈，并从安全文化的角度进行了大量的反馈。这些经验反馈一部分体现在新升版的 DNMC 第一个五年发展计划中，通过改进行动的形式落实经验反馈后的具体纠正行动。在 DNMC 第一个五年发展计划（2004 年版）中，安全文化作为独立的一个改进项目，其中内容包括对 IAEA 安全文化系列丛书的整理学习、组织对管理层和

全体员工的安全文化培训以及进一步推进防人因失效工作。此外，电站根据安全文化建设的需要，创办了一份以安全文化为核心的《大亚湾之声》期刊，鼓励员工对电站的安全文化和安全管理现状进行思考和探讨。

2004年，在防人因失效工作方面，电站组织了针对人因事件的根本原因分析培训、组织了工程师层次的防人因失效专项培训、决策过程培训，以及建立和升版了运行领域的值长、隔离经理、主控制室操纵员的行为规范。

2.2.9 电站概率安全评价

概率安全评价 (Probabilistic Safety Assessment, PSA) 又称为概率风险评价 (Probabilistic Risk Assessment, PRA)，是核电站风险定量评价的技术。大亚湾核电站和岭澳核电站 PSA 已经开发了反映各自设计和运行特性的 PSA 模型。在不断改进和完善 PSA 模型的同时，结合大亚湾核电站和岭澳核电站的实际情况，逐步加强 PSA 在电站中的应用，这两方面在 2004 年均取得了长足的进步。

1. 大亚湾核电站和岭澳核电站一级 PSA 的升版

PSA 组根据近几年积累的研究经验和认识水平的不断提高，综合考虑了 NNSA 的审评意见，对大亚湾核电站 PSA 模型和报告进行了全面的修改，形成了有非常大改进的大亚湾核电站 2004 年版 PSA。

岭澳核电站 2000 年完成的一级 PSA 是以大亚湾核电站 1999 年版为基础的，因此或多或少存在着与大亚湾核电站 1999 版 PSA 相类似的问题。鉴于大亚湾核电站 2004 年版 PSA 的诸多改进，以及两电站具有相似的设计和统一的安全管理。因此，PSA 工作小组决定参照大亚湾核电站新版 PSA 的模型和报告对岭澳核电站 PSA 进行修改和升版，同时充分考虑岭澳核电站主要的设计改进（例如启动给水系统、自动补水装置和防硼误稀释措施等）。岭澳核电站新版 PSA 工作于 2004 年 7 月开始，于 2004 年底完成。

大亚湾核电站和岭澳核电站新版一级 PSA 总报告均由主报告、事件树报告和故障树报告三大部分组成。其中主报告均为 11 章；事件树报告均为 12 章；大亚湾核电站故障树报告为 27 章，岭澳核电站故障树报告为 29 章；两者均有 1 章人因分析档案。

2. 大亚湾核电站简化二级 PSA 的建立

建立简化二级 PSA 模型的主要目的是评价电站的放射性核素早期大量释放频率 (LERF)。2004 年初制定了此项工作的工作框架和技术路线，主要参考美国核管会 (U. S. NRC) 推荐的《安全壳各种失效模式及旁通事件频率的评估方法》(NUREG/CR-6595)。PSA 组对大亚湾核电站一级 PSA 模型中 681 个导致堆芯损伤的事故序列逐一进行了详细的分析，根据所确定的“电站损伤状态 (PDS)”的特征量和属性进行归类和分组。然后根据电站的事故进程响应情况建立 PDS 组的事件树。最后联合一级 PSA 模型和简化二级 PSA 模型计算电站的 LERF。至 2004 年底，PSA 组已完成大亚湾核电站简化二级 PSA 的 7 篇技术分析报告的编写。这 7 篇技术报告分别为：安全壳设计特征分析报告，安全壳隔离系统故障树分析报告，电站损伤状态 (PDS) 分析报告，界面 LOCA 始发事件发生频率分析报告，简化安全壳事件树 (CET) 分析报告，早期大释放频率计算报告和简化二级概率安全分析报告 (总报告)。

3. 岭澳核电站二期一级 PSA 的建立

根据新版核安全法规《核动力厂设计安全规定》(HAF102) 所要求的“在分析中必须

采用确定论和概率论分析方法”，PSA 组主动提出承担岭澳核电站二期 PSA 开发的全部工作。2004 年 6 月底，PSA 组完成设计改进项的 PSA 初步评价报告。2004 年 7 月，工程公司正式委托 PSA 组开展岭澳核电站二期的 PSA 工作。PSA 组于 2004 年 8 月提交了 PSA 工作大纲。2004 年 9 月底，根据设计院提供的资料，开始进行详细的 PSA 分析。至 2004 年底，已基本建立了岭澳核电站二期一级 PSA 模型，总报告的编写工作也接近尾声。

4. 大亚湾核电站设备可靠性数据的采集、处理与应用

2004 年对大亚湾核电站 16 个新设备类的可靠性数据（1997—2001 年）进行了采集与处理，并对 2003 年完成的 49 个设备类中最重要的 12 个设备类进行了数据更新（补充 2002—2003 年的数据）。至 2004 年底，完成这 28 个设备类的可靠性数据采集和处理报告。因此，PSA 组已经对 65 个设备类的可靠性数据进行了采集和处理，也就意味着大亚湾核电站 PSA 模型中的绝大多数设备失效参数可以使用电站自己的特征数据了。

5. 在线风险评价系统的开发与应用

在线风险评价系统（Risk Monitor）以 PSA 模型为基础，可以实时地评价生产运行和维修计划对电站风险水平的影响，为电站的运行和维修活动提供风险指引型的决策建议。2004 年初公司成立了由计划人员、运行人员、安全工程师（STA）和 PSA 专业人员组成的 Risk Monitor 推广应用专项小组，随后 PSA 组编写了 Risk Monitor 的实施导则。Risk Monitor 中已整合了大亚湾核电站和岭澳核电站的 PSA 模型，进行风险分析时操作简单，运算快速，分析报告自动完成。PSA 组已多次使用 Risk Monitor 对电站异常状态进行了风险评价，为电站的运行决策提供及时的技术支持。2004 年底，PNSC 批准了 Risk Monitor 在两电站的使用。Risk Monitor 已安装在电站的主控制室、安全技术顾问办公室以及计划人员办公室，电站可以使用 Risk Monitor 及时进行风险管理。

6. 应急柴油机后撤时间延长

PSA 组广泛调研了美国核电站应急柴油机后撤时间从原来的 3 天延长到 14 天的相关资料。后撤时间延长主要有两个目的：其一是使得应急柴油机只有在大修中才能进行的预防性维修可以在功率运行工况下完成；其二是减少应急柴油机随机不可用而导致的不必要的停堆。PSA 组经过深入的比较和分析后发现：与大多数美国核电站相比，大亚湾核电站在防止丧失厂外电源和全厂断电事故的发生、降低全厂断电事故风险、缓解事故后果等方面具有更强的能力，特别是还设置了等级非常高的附加柴油发电机（第五台柴油机）。因此，大亚湾核电站应急柴油发电机的后撤时间从 3 天延长到 14 天是合理可接受的。2004 年 10 月，PSA 组重新编写了大亚湾核电站应急柴油机后撤时间延长的安全分析报告，并据此向 NNSA 提出执照申请。经过多次磋商，NNSA 已同意将后撤时间延长到 14 天。根据美国的实践经验，应急柴油机后撤时间的延长将进一步提高机组的可用率和有效缩短大修工期。

7. 应急柴油机快启动试验周期延长

大量的研究表明影响应急柴油机寿命和可靠性的两大因素为启动次数和启动时间。启动时间越短对应急柴油机曲轴及其相关运动部件造成的冲击损伤就越大。目前，大亚湾核电站和岭澳核电站每个月做一次快启动试验（启动时间不超过 10 秒）。这么频繁的快启动试验已经对两电站的应急柴油机的寿命及长期运行的可靠性造成了较大的影响。2004 年 8 月，PNSC 的决议要求启动延长应急柴油机快启动试验周期（即减少快启动次数）的项目。PSA 组开始着手收集并整理了大量的美国和法国核电站应急柴油机快启动试验周期变更的有关资料。初步的调研结果为：NRC 于 1984 年发表 Generic Letter 84-15 要求美国所有核电站减少

应急柴油机冷态快启动的试验以提高其可靠性；NRC 又于 1993 年进一步颁布 Regulatory Guide 1.9 (Revision 3) 明确规定快启动试验周期为 184 天 (6 个月)；法国部分核电站的快启动试验也已经延长。美国和法国的实践经验对电站延长应急柴油机快启动试验周期是非常有参考价值的。

8. PSA 应用的其他案例

除了 Risk Monitor、应急柴油机后撤时间延长和应急柴油机快启动试验周期延长的 PSA 应用外，PSA 组还根据电站的实际需求，尤其是电站有紧急情况或发生突发事件时，及时对电站状态进行风险评价，为电站作决策时提供风险信息的技术支持。PSA 组在 2004 年进行了 15 个项目的技术支持工作，见表 2.2.9-1。

表 2.2.9-1 2004 年利用 PSA 进行风险评价的项目

序号	PSA 分析项目	机 组	完成日期
1	地坑过滤器堵塞的风险评价	两电站	2004-01-12
2	维修冷停堆期间主变压器或辅助变压器不可用的风险评价	岭澳核电站 1 号机组	2004-01-19
3	220 kV 电源线路改造的风险评价	大亚湾核电站	2004-02-01
4	维修冷停堆时 PTR 不能作为 RRA 备用的风险评价	岭澳核电站 2 号机组	2004-02-20
5	换料冷停堆时 PTR 不能作为 RRA 备用而且 B 列冷源不可用时的风险评价	岭澳核电站 2 号机组	2004-02-21
6	TER 意外排放的概率计算	两电站	2004-03-03
7	LHP 启动时 LCA 电压低的风险评价	大亚湾核电站 2 号机组	2004-04-15
8	维修停堆模式切换硼表回路人为产生第一组 I_0 事件的风险评价	大亚湾核电站 2 号机组	2004-04-29
9	PTR 水位传感器防雨棚维修时的风险评价	大亚湾核电站 1 号机组	2004-06-09
10	主变压器不可用时的风险评价 (定期试验 1RGL004 期间)	岭澳核电站 1 号机组	2004-06-15
11	EAS 出口阀不可用的风险评价	大亚湾核电站 1 号机组	2004-06-24
12	关于大亚湾核电站 2 号机组 GRE023MP 取样管线断裂的风险评价	大亚湾核电站 2 号机组	2004-08-30
13	关于岭澳核电站 1RIS075VB 故障的风险评价	岭澳核电站 1 号机组	2004-11-04
14	ASG003PO 和 LLS001TC 同时不可用的风险分析	大亚湾核电站 1 号机组	2004-11-11
15	LGR 检修对运行机组的风险评价	岭澳核电站 2 号机组	2004-11-23

9. 其他 PSA 相关工作

(1) 编写两电站各机组每周的风险评价报告。

(2) 编写两电站各机组月度的风险评价报告。

(3) 分别于 4 月、7 月和 11 月邀请美国 PSA 专家桂庆宁博士、法马通专家、美国 PSA 专家林超博士来大亚湾现场进行风险指引型安全管理方面的交流研讨。参加 6 月在法国召开的 FROG 第一次 PSA 应用工作小组会议。

(4) 编写了 PSA 技术与应用的培训材料，以推广 PSA 在电站中的应用和促进风险指引型 (Risk-informed) 安全管理的实施。

(5) 对 NNSA 组织编写的《PSA 报告编制格式、内容与要求》提出修改意见和建议，并参加了相应的评审会。

2.3 工业安全

2004 年大亚湾核电站进行了两台机组的第十次换料大修, 2 号机组的变形燃料组件处理, 乏燃料运输等重大生产活动。发生 2 起轻伤 (其中 1 起轻伤伤者是 大修临时人员。根据世界核营运者协会 WANO 的指标说明, 不计入电站 WANO 工业事故指标); 工业事故未遂 13 起; 20 万工时工业事故率为 0.074。工业安全总体指标控制在目标范围内。

参照 WANO 公布的 2003 年压水堆核电站 20 万工时工业事故率中间值为 0.28, 前四分之一值为 0, 大亚湾核电站 2004 年的工业安全指标处于世界的中间水平。

2.3.1 工业安全统计

1. 大亚湾核电站工业安全统计 (见表 2.3.1-1)

表 2.3.1-1 大亚湾核电站工业安全指标

项 目	目标值	大亚湾核电站实际值
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	≤1	1
20 万工时工业事故率 F	≤0.1	0.074
工业事故未遂次数	≤13	13

注: 工业事故率 $F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

2. 按工业事故未遂事件潜在后果分类 (见表 2.3.1-2)

表 2.3.1-2 工业事故未遂事件潜在后果分类

风险类别	机械伤害	高空落物	触电风险	人员坠落	淹溺
相关事件数	4	4	2	3	0

3. 按工业事故未遂事件失效模式分类 (见表 2.3.1-3)

表 2.3.1-3 工业事故未遂事件失效模式分类

失效模式	设备或工具缺陷	不良工作行为	安全设施或标志缺陷	违反工作组织过程
相关事件数	7	3	1	2

2.3.2 工业安全管理

(1) 12 月 1 日成立了以电厂厂长为主席, 生产部、维修部、技术部分管经理为副主席, 各相关部门负责人为委员的职业安全管理委员会, 并召开第一次全体委员会议。该委员会将定期审查电站范围内的工业安全、职业卫生、消防、交通安全和电厂保卫等状况。

(2) 完成两电站主要厂房的危害辨识与风险评估 (HIRA) 工作, 建立厂房安健环 (安

全、健康和环境保护)代表制度。作为五星级安全管理的基础工作部分,把两电站 125 个厂房、构筑物划分成 440 个 HIRA 单元,对所有 HIRA 单元进行了系统地危害辨识和风险评估。挖掘出有关事故模式(或危害因素)1 600 余条,并相应地提出了初步的控制措施。

(3) 推进职业安全信息与风险管理系统(RMS 系统)开发项目。为了提高安全信息的管理效率而开发的 RMS 系统,包括异常事件信息管理、工业安全票证管理、特种作业管理和劳动保护管理等多个模块。到 2004 年底已完成整体框架,进入模块调试阶段。预计将在 2005 年投入使用。

(4) 建立《工业安全科日常生产项目组工作导则》,规范在日常生产项目组工作中的工业安全运作,强化安全管理,对所有日常生产作业给予支持与控制。

(5) 建立《工业安全科换料大修的组织、运作与管理》程序,规范换料大修工业安全准备与安全监督活动运作。

(6) 针对厂区内现场的改造施工作业通常不纳入日常生产项目管理,但工业安全风险大,安全管理相对薄弱的特点,建立现场施工安全周会制度,定期组织承包商以及项目工程师报告现场作业中的安全问题和整改状况。

(7) 完成各类工业安全授权培训 44 期,并有针对性地开展了起重等作业的多项安全专项培训和考核。

(8) 完成电站行车、电梯的检测监督年审工作,并对安全工器具的管理进行了专项监督检查。

(9) 完成大亚湾核电站 2 号机组第十次换料大修的变形燃料组件处理、乏燃料运输等高安全风险项目的工业安全支持与监督工作。

(10) 大亚湾核电站 2004 年 2 起轻伤均发生在大修期间,而且发生了 8 起工业事故未遂事件。其中轻伤是与外方人员的不安全行为密切相关,反映出电站在大修以及外方人员的安全管理方面的工作还有待改进。

2.4 消防

2.4.1 火灾事故及火险事件统计

1. 指标统计

指标统计见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 火灾事故及火险事件统计

项 目	目标限值	实际值
火灾事故次数	0	0
一级火险次数	≤2	0
零级火险次数	—	2

2. 火灾事故与一级火险事件

2004 年大亚湾核电站未发生火灾事故和一级火险事件。

3. 零级火险事件

2004 年大亚湾核电站共发生零级火险事件 2 起，具体事件描述见第七章的“2004 年火灾事故及火险事件汇总”。

零级火险事件按原因分类如表 2.4.1-2。

表 2.4.1-2 零级火险事件分类

原因类别	电气	人因
相关事件数	1	1

2.4.2 消防管理

1. 规范电站消防监督管理

从消防总体状况、消防关注事项、消防事件统计与分析、JP* 系统可用率、JP* 系统定期试验、防火分区完整性和消防缺陷跟踪等七个方面，监督电站消防的整体状况。

2. 消防系统可用率

2004 年火灾自动报警系统 (JDT) 故障多，加上 4700 型火灾自动报警系统改造，厂区消防水分配系统 (JPU) 泄漏及明管改造等对消防系统可用率产生了较大影响。

消防系统可用率统计见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 消防系统可用率统计

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
可用率/%	99.9	99.8	99.1	99.3	99.2	98.7	99.2	99.2	99.3	98.6	99.5	99.8

3. 设备防火

2004 年初成立设备防火小组，对电厂设备的火灾隐患进行分析和预防。并推动完成了全部岭澳核电站 BOP 动力电气盘默勒开关端子紧固力矩测量和 120 余台 100 A 以上默勒开关端子灌锡处理的工作；进行两电站中压电缆排查，发现了 6 处异常并及时进行处理；重点推动大亚湾核电站 BOP 全部 20 台风机的轴承更换工作。通过设备防火小组的运作，由设备原因引起的火险事件数量有了大幅度的降低，而且未再发生 2003 年曾经重发 2 次的岭澳核电站 BOP 默勒开关烧毁事件和重发 3 次的大亚湾核电站风机轴承烧毁事件。

4. 大修防火控制改进

加强大修可燃物控制，明确并落实核岛内原则上只允许使用金属脚手架，其他厂房使用的木质脚手架及枕木必须予以阻燃处理的规定；要求动火作业区域用防火布进行实体包围，禁止任何火星飞溅出保护区；对任何产生明火的作业，均指定专人跟踪检查防火措施；制定大修消防监督细则，对大修各阶段、各区域消防设备的可用性进行独立的状态检查与确认，确保消防设备处于良好的可控状态。

5. 消防行动卡

完成大亚湾核电站 1 号、2 号机组消防行动卡引导程序的升版工作，完成第五台应急柴油机和电气厂房 24 m 消防行动卡的编制和出版。

6. 消防演习

按计划组织了5次三级消防演习和1次四级消防演习，完成相应演习报告的编写，对演习中的良好实践和存在的问题及时进行了总结和反馈。

7. 电站灭火器年检

本次年检实际检查了两电站各类灭火器总数为3665具，其中合格数为2365具，合格率为65%，修复和更换数为1330具；在年检过程中以厂房为单元，对灭火器进行了重新编号。

8. 消防系统的改造

完成大亚湾核电站L609厂房、L649厂房卤代烷1301灭火系统警报装置和警告标志的改造工作；完成大亚湾核电站联络变压器自动喷水灭火系统OJPT 002/011VE的改造；大亚湾核电站BOP部分火灾自动报警系统（4700系统）的改造工作于2004年7月28日开始，采用设备较为先进的西伯乐斯CS-11系统，该项改造预计2005年中期完成。结合本次改造，拟将AK厂房和外围行政厂房的报警信号集中传送至CS-11报警主机，届时可实现BOP非技术性厂房和外围行政厂房火警集中监控，有利于对火警及时响应。

9. 推进仓库消防系统的定期试验

电站物资仓库的消防系统一直未能按规范要求进行定期试验，经过有关部门的努力和协调工作，仓库自动喷水灭火系统和二氧化碳气体灭火系统定期试验已列入计划管理。

2.5 辐射防护

2.5.1 辐射防护总体评价

2004年，大亚湾核电站未发生人员超剂量照射和放射性物质管理失控事件，人员体表污染和人因地面污染控制良好，电站辐射安全总体状况良好。

2004年大亚湾核电站经历了1号、2号机组第十次大修及更换反应堆大盖、变形燃料组件的处理、乏燃料运输等大项目工作，顺利完成了辐射安全指标。

2004年大亚湾核电站辐射防护指标的目标值与结果见表2.5.1-1。

表 2.5.1-1 2004 年大亚湾核电站辐射防护指标的目标值与结果

指 标	目标值	结果值
集体剂量/(人·Sv)	<2.06	1.82
最大个人剂量/mSv	<20	11.89
人因地面污染/起	25	3
人员体表污染事件/(人·次)	10	5
人员体内污染事件/(人·次)	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控/次	0	0

2.5.2 个人剂量监测

1. 外照射个人剂量监测

2004年两电站员工（包括承包商人员）经实时电子剂量计监测的总共有3462人，监测人次为270917人次。外照射集体剂量为2823.453人·mSv，比2003年下降了16.2%，平均剂量为0.816mSv，比2003年下降了15%；中子外照射集体剂量为5.01人·mSv。

大亚湾核电站集体剂量为1817.43人·mSv，人均剂量为0.674mSv，中子集体剂量为2.46人·mSv。岭澳核电站集体剂量为1006.02人·mSv，人均剂量为0.417mSv，中子集体剂量为2.55人·mSv。

2004年最大个人年累积剂量为12.14mSv，年累积个人剂量达到年剂量警示值（10mSv）的有3人，无人超过剂量干预限值（15mSv）。

2004年两电站员工（包括承包商人员）集体剂量的分布如表2.5.2-1所示。

2004年两电站员工（不包括承包商人员）热释光剂量计（TLD）测量数据如表2.5.2-2所示。

表 2.5.2-1 2004 年两电站员工（包括承包商人员）集体剂量的分布状况

剂量段/mSv	0~1	1~2	2~5	5~10	10~15	15~20	合计
监测人数	2609	409	334	107	3	0	3462
人数百分比	75.36%	11.81%	9.65%	3.09%	0.09%	0	100%
集体剂量/(人·mSv)	489.335	580.758	1025.521	694.515	33.324	0	2823.453
剂量百分比	17.33%	20.57%	36.32%	24.60%	1.18%	0	100%
工 时/h	248891.08	118037.481	137806.346	55078.241	2478.158	0	562291.304

表 2.5.2-2 2004 年两电站员工（不包括承包商人员）热释光剂量计测量数据

电 站	γ 监测 总人数	γ 集体剂量 人·mSv	γ 最大个人剂量 mSv	中子监测 总人数	中子集体剂量 人·mSv	中子最大个人剂量 mSv	总集体剂量 人·mSv
GNPS	1203	240.45	4.77	96	2.46	0.24	242.91
LNPS	1125	143.08	3.55	49	2.55	0.90	145.63
GNPS&LNPS	1440	383.53	—	137	5.01	—	388.54

2. 内照射个人剂量监测

2004年利用全身计数器测量内照射共7700人·次，未发现内污染人员。

2.5.3 运行辐射防护管理

1. 总体状况

电站2004年非大修集体剂量125.77人·mSv，比2003年（160人·mSv）减少近22%；未发生人员污染事件。非大修期间的地面污染内部运行事件数为0。非大修期间的辐射安全状况总体良好。

2. KRT 系统运行管理

2004 年大亚湾核电站 KRT 系统不可用时间与次数统计数据见表 2.5.3-1。从表中数据可以看出, 2004 年 KRT 系统总不可用时间和随机不可用时间与 2002 年、2003 年相比较均大幅度下降, 系统运行状态得到明显改善。

表 2.5.3-1 2004 年大亚湾核电站 KRT 系统不可用时间与次数统计结果

年 份	随机不可用 时间/h	随机不可用 次数	计划不可用 时间/h	计划不可用 次数	不可用的 总时间/h	不可用的 总次数
2002	683.75	127	391.37	626	1 075.12	753
2003	675.74	152	424.27	641	1 100.01	793
2004	365.48	116	263.17	489	628.549	602

(1) 从上表可以看出, 2004 年大亚湾核电站 KRT 系统不可用次数中, 计划不可用次数仍然是主要部分。导致计划不可用的主要原因有:

- 1) 在 KRT008/009/028MA 和 KRT016/017/021MA 上的定期取样;
- 2) KRT 通道定期试验及部分通道定期更换滤纸;
- 3) 其他运行活动 (倒电、定期试验);
- 4) 系统预防性维修活动。

从 2004 年开始合并了 OPH 与 OPO 涉及 KRT 的试验, 避免了系统设备的重复动作, 大大减少了定期试验所造成的计划不可用次数。

(2) 从上表还可以看出, 随机不可用对总的不可用次数贡献虽然不大, 但是对总的不可用时间却贡献很大, 是影响系统可用率的主要因素。导致随机不可用的主要原因及解决措施有:

1) 带取样泵的通道, 受取样泵故障或取样回路压力、流量变化的影响。要解决现有的问题, 一方面要考虑选择连续运行时间长的泵进行替换, 并增加对取样泵的预防性维护措施。另一方面, 要对现有的取样回路进行改造, 增加可读式的流量、压力监测仪表, 实时监测, 发现问题及时调整。有关泵的预防性维修在大亚湾核电站已经开始实施。

2) 带流体取样的通道, 受取样流体不稳定的影响, 出现缺流量故障。目前采取的措施是: 对 KRT002/003/004MA 的流量故障, 继续维持现有的流量监视等措施; 对大亚湾核电站流量故障较多的 0KRT901/904MA, OPH 已经提出修改 0KRT904MA 的取样管位置, 并于上半年取消了 0KRT901MA 的连续运行模式。申请拆除已经废弃的自动冲洗装置, 相信通过这些措施的实施, 可以改善有关流量的故障。

3) 部分通道闪发故障较多, 尤其是监测地坑水的通道, 目前尚无根本措施应对这类故障, 拟在今后尝试定期对通道探测部分的连接进行清理维护。

4) 其他通道的偶发故障, 这类故障没有规律可寻, 在总的随机不可用中占的比例不大。

(3) KRT 系统维修管理

从 2004 年 7 月份开始, KRT 系统的维修任务由 OPH 全面负责管理。维修责任移交后, OPH 增加了 KRT 系统的周巡检制度, 对发现的系统隐患及时进行了预防性处理。同时, 系

统故障处理的响应基本上可以达到半小时内工作人员到现场,大大缩短了随机不可用时间。同时为减少系统的随机不可用次数,提高系统的可用率,分别在不影响系统运行的情况下,新增加了 84 项次定期试验。这些定期试验均是利用其他部门的维修窗口来实施的,基本无新增计划性 I_o。

维修责任移交后, KRT 系统全年的预防性维修和试验项目最多将达到 530 项次,平均每个工作日有 2~3 项的预防性维修或试验项目。通过这些预防性维修工作,系统的非预计性 I_o 时间和次数有了明显的改善。

为了适应新的维修方式和运作模式,2004 年 OPH 完成编写新维修程序 55 份,同时为了规范定期试验和维修工作,新建立 340 份标准工作包。KRT 维修承包商在经过半年多的培训后,已经完全能胜任定期试验工作和现场的异常故障处理。

2.5.4 大修辐射防护管理

2004 年大亚湾核电站经历了 1 号、2 号两台机组的第十次大修,较好地完成了各项辐射防护指标(表 2.5.4-1),有力保证了大修工作的顺利开展。

表 2.5.4-1 大修辐射防护指标统计

大修	集体剂量 人·mSv		体表污染 人·次		人因地面 污染/次		说明
	指标	结果	指标	结果	指标	结果	
2号机组第十次大修	620	705	7	3	6	2	大修从 4 月 24 日开始,原计划 5 月 23 日并网,工期 30 天。因 PMC 改造、变形燃料组件处理、发电机转子处理等原因延期至 7 月 24 日并网,实际工期 91.85 天
1号机组第十次大修	1100	978	8	2	6	1	大修从 2004 年 9 月 30 日开始至 11 月 10 日,历时 42 天,比计划工期提前 3 天

(1) 2 号机组第十次大修因 PMC 改造在卸料和低水位阶段延期 6 天,变形燃料组件处理、发电机抢修使工期拖延 50 多天,额外产生了 70.625 mSv 的非计划集体剂量。

除例行大修项目外,辐射防护参与处理变形组件事故。在没有任何外部支持和经验的情况下,独立完成了变形组件处理的辐射风险分析和控制工作。先后 75 次进入反应堆厂房,根据现场需要及时编写了 10 份临时程序和 26 份现场指导性文件,实现了整个处理过程没有人员超剂量,没有人员内污染的目标。

(2) 1 号机组第十次大修包括反应堆大盖更换等高辐射风险项目,大修整个过程进展顺利,辐射安全的各项控制指标顺利实现。

2.5.5 辐射防护培训

1. 授权培训

2004 年完成辐射防护一级(305A)10 期,培训 222 人;辐射防护二级(305B)6 期,培训 76 人;辐射防护复训 46 期,培训 1902 人。

2. 辐射防护在岗培训

2004 年共举办了包括乏燃料运输的辐射风险和防护、辐射防护相关事件经验反馈、“7·10”事件（误合负荷开关造成 2 号发电机转子损坏）反馈、射线探伤安全管理、辐射仪表刻度许可证授权培训和源项控制等 6 个专题的辐射防护岗位技能培训，总学时 630 人·时。

第三章 岭澳核电站安全运行

3.1 电站运行

3.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

2004 年度生产部运行二处组织机构保持不变, 功能定位仍然是负责岭澳核电站的运行管理。管理层成员因公司工作的需要做了部分调整, 新的运行二处管理层由处长、副处长、运行工程师、值长和科长组成, 组织机构如图 3.1.1-1 所示。

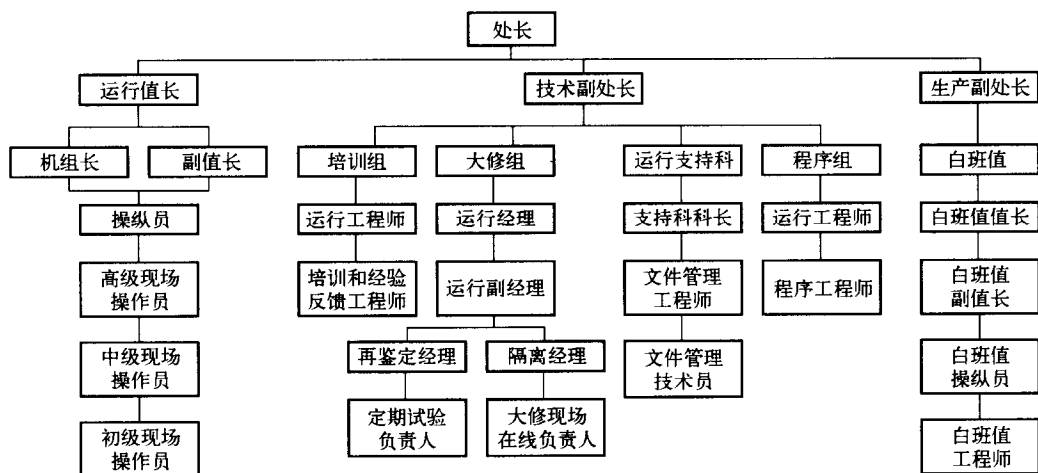


图 3.1.1-1 运行二处组织机构

运行二处原有正式员工 166 人, 年底增加新员工 (为岭澳核电站二期生产准备的后备人员) 29 人, 共计 195 人。

2. 运行管理改进

为了走出 2003 年底 1 号机组主变压器抢修、2004 年初 2 号机组发电机氢气泄漏抢修和

几次汽轮机被迫手动停机等电站业绩的低谷，继续创造岭澳核电站2号机组首次临界后连续安全运行的最佳纪录，更为了在“5·19”、“7·10”事件后严格控制和防范人因失误，以持续提高整体运行业绩，2004年实施了以下几项主要的运行管理改进。

(1) 拓展运行值长的安全管理功能

作为电站STA离线整体部署的重要部分，运行二处制定了详尽的计划和培训任务书，对值长的在线安全管理进行了培训，并通过严格的考核，确保值长的安全管理水平可以满足电站安全生产需要。同时，通过机组长岗位授权，将值长以前的非安全相关的普通技术事务转移到机组长。从而顺利实现了岭澳核电站STA的安全离线。

(2) 推行运行操作人因控制的三大措施

“7·10”事件后，运行二处管理层认识到仅有PII防人因失效的理论和推行运行人员行为规范还不足以筑起防人因失效的坚实屏障。在生产部经理部领导下，运行二处和运行一处经过深入讨论，多次反馈，最终确定了控制人因失效的三大管理措施：一切运行操作按程序执行；重大的或高风险操作严格执行监护制（专门管理程序定义）；操作过程严格遵守人员行为规范。具体管理行动是：①将运行程序使用回收数量设定为运行值量化考核指标；②编写生效上千份设备专项操作单和使用《设备操作临时指令单》；③管理层和值外机构对运行值执行三大措施情况进行定期检查。全年人因失误操作仅有7次，没有因误操作引发的LOE，IOE仅有7起。

(3) 紧密跟踪推动设备缺陷的消除，保证机组安全稳定运行

白班值设立机组缺陷跟踪专责工程师，并建立实时的电子化的“机组缺陷跟进”模块，从而让运行机组上所有设备缺陷全在运行掌控之中；并通过白班值各区域专业工程师协调推动解决，每周小结，实时更新信息。使得1GGR804VH管边漏油、1GRV832VV蒸汽泄漏和2CEX025/026VL调节故障等重大设备缺陷得以及时消除，确保了机组安全。

(4) 强化大修准备，提高大修运行活动质量

根据上一轮大修和“7·10”事件的经验反馈，证明了没有充分准备，在大修实施过程中临时突击难以保证运行活动的安全和质量，因此，运行二处在大修准备方面从三个角度入手：①运行大修组完善的、高质量的文件程序准备，确保了大修关键路径不出现任何需要临时准备文件的现象；②运行值提前三个月从思想上、组织上、技术上进行有计划的全面学习，并由大修组通过抽查和技能竞赛两种方式检验准备效果；③大修重点项目、高风险项目实行专项小组单独准备的方式，保证其安全、高效的实施。通过这些扎实的准备，在2号机组第二次大修中取得了显著成效，承诺指标圆满完成，IOE数量创历史最低，再创没有LOE发生的大修。

(5) 加强经验反馈效果的跟踪，提高经验反馈有效性

针对经验反馈效果不能满足管理要求的现状，运行二处建立了定期抽查事件反馈的制度，并改进运行程序修改和升版流程，确保有关事件的纠正行动准确地体现在运行操作程序中，从源头上减少人因失误的诱因，以减少事件重发。

3.1.2 机组运行状态

2004年岭澳核电站1号机组运行状态见图3.1.2-1至3.1.2-6。

2004年岭澳核电站2号机组运行状态见图3.1.2-7至3.1.2-12。

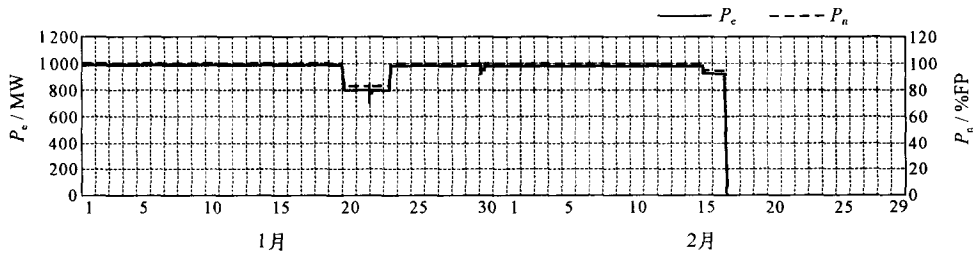


图 3.1.2-1 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月19日23:14 根据电网春节保电要求降功率, 20日04:15 降功率到800 MW 运行。
- (2) 1月21日23:17 因1GSE004VV 突然关闭, 功率从800 MW 速降到699 MW 后回升到781 MW, 上位机由于SD LIMIT 被“套住”。22日04:20 在上位机上开启1GSE004/1GRE004VV, 功率恢复到800 MW。
- (3) 1月23日10:35 春节保电结束, 根据调度指令升功率, 13:10 到满功率。
- (4) 1月30日02:31 因1GSE004VV “A9 故障”突然关闭, 功率从984 MW 降到909 MW 后回升到954 MW, 上位机由于高压缸压力模式限制被“套住”。09:29 重新投运1GSE004VV/1GRE004VV 后, 升到满功率。
- (5) 2月15日07:23 根据计划, 以小于5 MW/min 速率降功率到925 MW, 进行VVP 安全阀压力整定值试验。
- (6) 2月16日22:30 根据计划, 以10 MW/min 降功率。17日00:40 机组解列, 开始1号机组第二次大修。

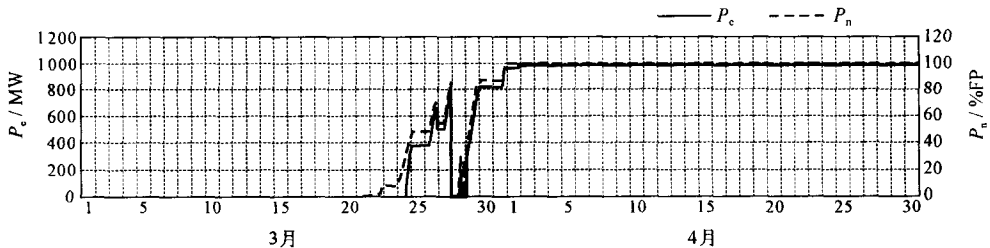


图 3.1.2-2 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 3月21日10:28 反应堆达临界。3月23日10:35 汽轮机冲转, 11:00 冲转到3000 r/min 后发现汽轮机6号轴瓦温度偏高(94.1℃), 于14:40 定期试验1GSE006 结束后手动停机。
- (2) 3月24日06:30 汽轮机冲转, 在1200 r/min 时8号轴振高至251 μm, 手动停机。
- (3) 3月24日14:25 汽轮机冲转。15:00 机组并网。
- (4) 25日01:05 升到48% FP 功率平台(375 MW)。26日07:20 继续升功率, 21:42到70% FP 功率平台, 停运APA 泵后, APP 系统A 泵转速控制发散, 降功率到55% FP (500 MW), 处理给水泵转速。27日11:00 继续升功率, 23:00 升到87% FP (828 MW)。
- (5) 27日23:19 因R1 棒LC1 线圈保险烧毁, 反应堆自动停堆。
- (6) 28日09:40 反应堆达临界。11:20 汽轮机冲转。12:38 机组并网。14:14 机组9号轴承振动达0.101 mm, 手动停机。
- (7) 28日17:50 汽轮机冲转。18:26 机组并网。20:39, 因5号轴承振动达0.189 mm (其余轴承振动也有所上升), 手动停机。
- (8) 29日00:00 汽轮机冲转。01:00 机组并网。30日01:45 到87% FP 功率平台。
- (9) 31日15:40 在RPN 定值修改后以3% FP/h 升功率, 21:00 升到100% FP (961 MW)。4月1日19:30 升电功率到985 MW。

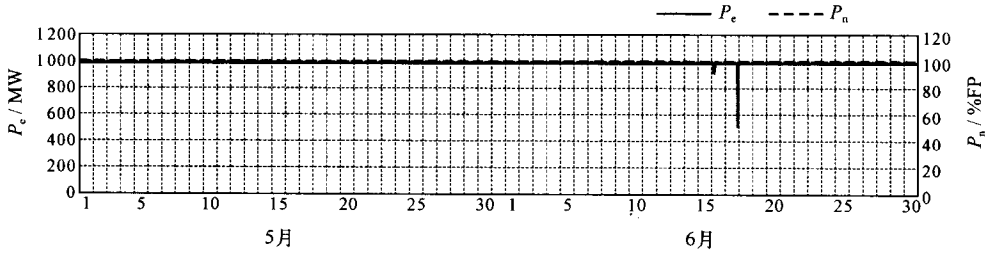


图 3.1.2-3 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

说明:

- (1) 6月16日04:15降功率到920 MW 执行定期试验 1GRE002、1GRE001。06:10 升回满功率。
- (2) 6月17日21:59至22:10 执行定期试验 1RGL04 降功率到500 MW。22:53 升回满功率。

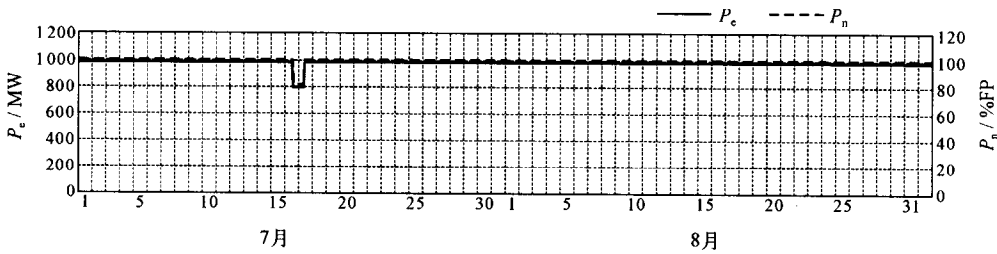


图 3.1.2-4 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

(1) 7月16日13:18 因受台风“圆规”影响, 接电网指令以 3 MW/min 降功率, 14:26 降到800 MW。17日08:51 接电网指令开始升功率, 10:50 升到满功率。

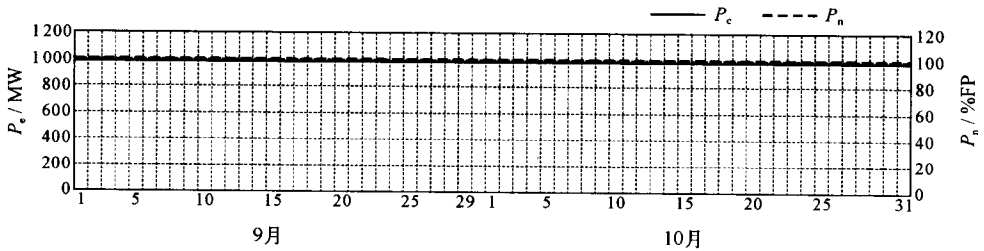


图 3.1.2-5 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (9, 10 月份)

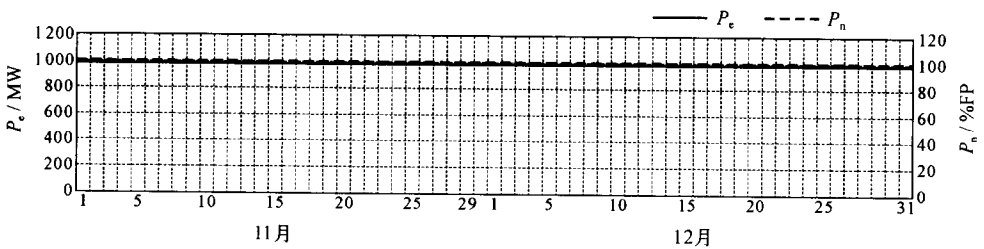


图 3.1.2-6 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (11, 12 月份)

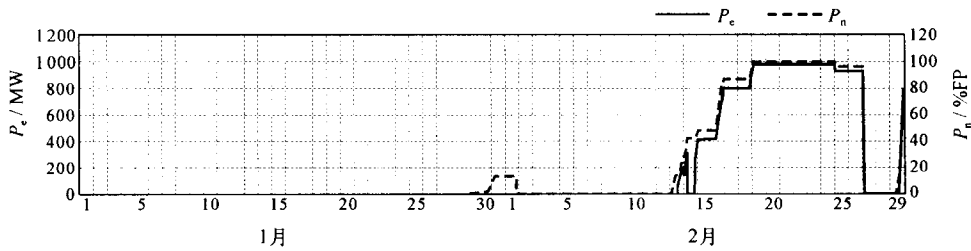


图 3.1.2-7 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月29日10:18反应堆达临界。31日09:51汽轮机冲转, 14:45因10号轴承振动达0.150 mm, 5号轴承振动达0.175 mm, 汽轮机手动停机。
- (2) 1月31日20:30汽轮机冲转, 23:20在汽轮机超速试验, 转速3220 r/min时, 11号轴承振动从3000 r/min时的0.117 mm快速升至0.194 mm, 中止试验, 手动停机。计划对转子调整动平衡后重新试验。
- (3) 2月1日16:35汽轮机冲转, 17:00超速试验合格, 18:44汽轮机重新冲转到3000 r/min。为更换主变压器B相, 18:50汽轮机手动停机, 19:00反应堆开始后撤至正常冷停堆。
- (4) 2月13日02:50反应堆达临界。10:30汽轮机冲转。12:50机组并网, 2号机组第一次大修结束。
- (5) 2月14日07:30汽轮机功率330 MW (核功率42%FP), 因5号轴承振动高达0.221 mm, 汽轮机手动停机。
- (6) 2月14日18:30汽轮机冲转, 19:00机组并网。15日01:30堆功率到48%FP功率平台。16日08:10至23:30升功率到87%FP功率平台。18日19:15至19日01:35升功率到100%FP (电功率980 MW)。
- (7) 2月25日00:00为验证发电机氢压0.46 MPa以下时氢泄漏情况, 开始降功率, 00:40电功率降到940 MW。
- (8) 2月27日01:00为检修发电机漏氢故障, 根据计划开始以5 MW/min降功率。04:18机组解列。05:00汽轮机停运。
- (9) 2月29日10:02反应堆达临界。16:15汽轮机冲转。16:40机组并网。3月1日01:30升到满功率。

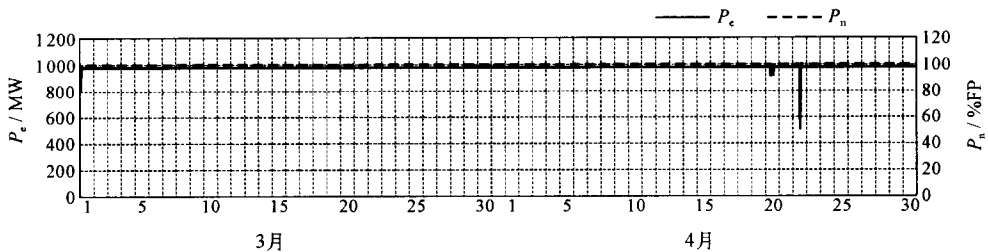


图 3.1.2-8 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 4月20日08:37降功率到920 MW执行定期试验2GRE001/002。13:20升回满功率。
- (2) 4月22日11:50至12:03执行定期试验1RGL04降功率到500 MW。13:00升回满功率。

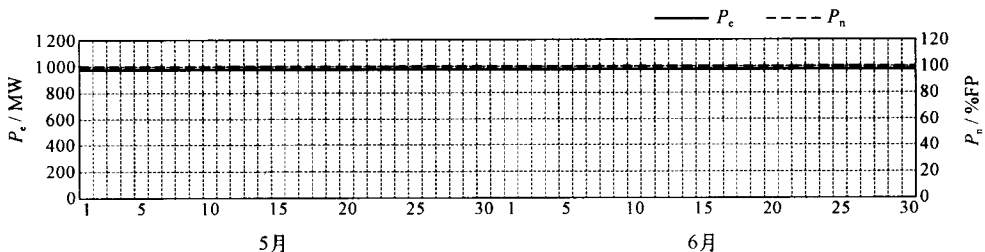


图 3.1.2-9 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (5, 6 月份)

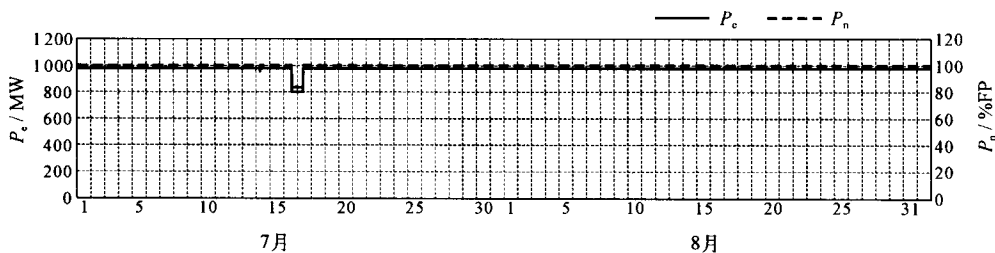


图 3.1.2-10 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

(1) 7月14日06:12因2CEX025/026VL突然关闭,2ABP流量到零,除氧器水位急剧下降,以30 MW/min快速降功率30 MW,同时迅速开启2CEX025/026VL,重新升到满功率。

(2) 7月16日13:20因受台风“圆规”影响,接电网指令以3 MW/min降功率,14:54降到800 MW。17日09:00接电网指令开始升功率,10:20升到满功率。

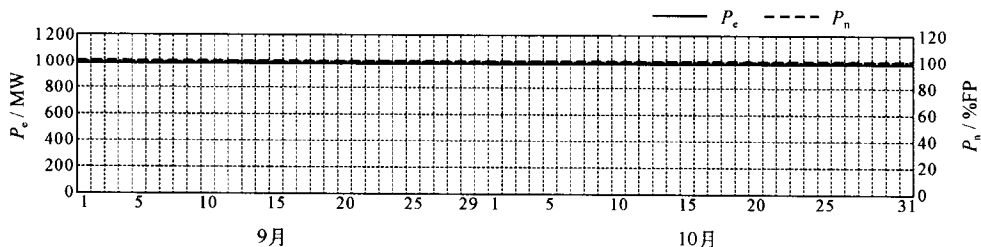


图 3.1.2-11 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (9, 10 月份)

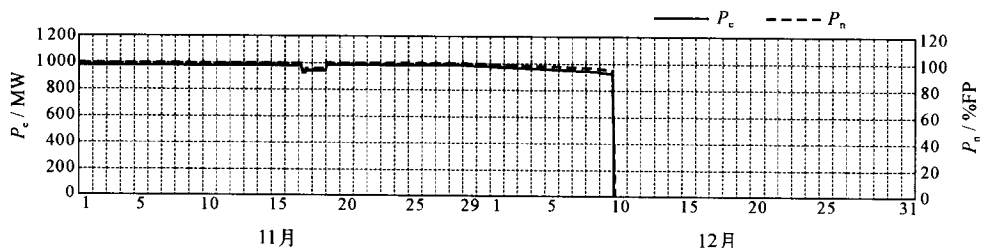


图 3.1.2-12 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

说明

(1) 11月17日5:20为准备2GRE001/002定期试验,开始降功率,07:05降到920 MW。12:00试验后开始升功率,12:30升到940 MW后维持该功率,以进行VVP安全阀压力整定值试验。18日23:10开始以0.5 MW/min升功率,19日01:31升到满功率。

(2) 11月26日08:00机组开始延伸运行(S.O.)。29日04:40开始每当压力温度运行图上运行点逼近预警线时降功率约2 MW。于12月9日16:00功率降到924 MW。

(3) 12月9日23:00根据以8 MW/min降功率。10日01:07机组解列,开始第二次换料大修。

3.1.3 售电及外购电

岭澳核电站年初原预计第二燃料循环燃料不足可能导致机组长时间减载,而实际因2003年底为更换1号机组主变压器停机,1号机组第二循环寿期末方式安排较平稳;2号机组第二循环因及时完成了延伸运行论证工作,实施延伸运行,避免提前停机,年初预计的减载没有发生,2004年超额完成年初制定的计划,实际上网电量140.0亿kW·h,详细售电情况见表3.1.3-1。

表3.1.3-1 2004年岭澳核电站发电、售电情况

MW·h

时间段 (月、日、时、分)	全厂商运净 上网电量	上网电量 (线路表输 出之和)	用电电量 (线路表输 入之和)	商运上网电量 (用线路侧表折算)		发电量(0:00—24:00)	
				1号机组	2号机组	1号机组	2号机组
1.1 0:00—1.31 10:00	667 147	682 889	15 742	667 147	0	715 999.8	0.0
1.31 10:00—2.29 10:00	608 115	741 229	133 114	371 606	236 509	374 945.2	259 547.5
2.29 10:00—3.31 10:00	757 968	861 658	103 690	61 168	696 800	90 599.6	734 588.1
3.31 10:00—4.30 10:00	1 364 848	1 369 152	4 304	682 154	682 694	708 347.4	710 316.6
4.30 10:00—5.31 10:00	1 406 867	1 407 467	600	704 124	702 743	729 185.9	730 900.7
5.31 10:00—6.30 10:00	1 352 258	1 352 258	0	676 234	676 024	701 718.5	703 967.0
6.30 10:00—7.31 10:00	1 394 951	1 395 702	751	697 550	697 401	723 189.2	726 217.3
7.31 10:00—8.31 10:00	1 398 201	1 398 210	9	698 677	699 524	724 033.9	728 140.8
8.31 10:00—9.30 10:00	1 354 928	1 354 928	0	675 415	679 513	700 084.0	706 983.1
9.30 10:00—10.31 10:00	1 406 026	1 407 575	1 549	701 079	704 947	726 419.4	733 450.4
10.31 10:00—11.30 10:00	1 363 483	1 369 310	5 827	681 451	682 032	706 075.0	709 117.0
11.30 10:00—12.31 24:00	925 971	1 128 127	202 156	714 751	211 220	730 772.8	206 557.8
合 计	14 000 763	14 468 505	467 742	7 331 355	6 669 408	7 631 370.7	6 949 786.3

注:因发电量和上网电量的统计区间有差别,导致12月份2号机组的月度上网电量大于发电量。

外购电主要是通过 220 kV 风（田）岭（澳）线供给。由风岭线通过核电辅助站两台变比为 220 kV/6.6 kV、容量为 32 MVA 的辅助变压器向机组辅助安全设施供电，通常在主变压器失电时投入运行。

2004 年，外购电费年累计约 444.8 万元。2 月 25 日到 3 月 10 日 1 号主变压器更换导致外购电额外增加外，其他则为机组正常运行外购电和大修外购电。详细外购电量和电费情况见表 3.1.3-2。

表 3.1.3-2 2004 年岭澳核电站外购电情况

月份	计费电量/ (kW·h)	当月最高需求量/kW	支付电费/元	平均电价/ [元/ (kW·h)]
1	1 485 000	6 700	1 092 668.50	0.74
2	1 499 000	16 700	1 519 824.77	1.01
3	832 000	5 200	676 457.60	0.81
4	15 781	400	25 963.93	1.65
5	16 307	400	26 242.71	1.61
6	15 781	400	25 963.93	1.65
7	16 307	400	26 666.69	1.64
8	16 307	400	26 666.69	1.64
9	15 781	400	25 900.81	1.64
10	16 307	400	26 177.48	1.61
11	15 781	400	25 900.82	1.64
12	1 222 000	6 300	950 000.00	0.78
合计	5 166 352	38 100	4 448 433.93	0.86

3.1.4 机组性能指标

2004 年岭澳核电站主要性能指标见表 3.1.4-1。

表 3.1.4-1 2004 年岭澳核电站主要性能指标

	毛发电量/ (MW·h)	能力因子/%	机组负荷因子/%	非计划能力损失因子/%
1 号机组	7 631 370.7	88.54%	87.76%	1.32%
2 号机组	6 949 786.3	80.43%	79.92%	1.72%
全厂	14 581 157	84.49%	83.84%	1.52%

1 号和 2 号机组逐月的机组能力因子，计划能力损失因子，非计划能力损失因子统计见表 3.1.4-2 和表 3.1.4-3。

表 3.1.4-2 1 号机组性能指标统计

月 份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
能力因子/%	99.98	55.2	12.3	99.38	99.43	99.33	99.48	99.29	99.16	99.37	99.41	99.43
计划能力损失因子/%	0	44.8	77.68	0.09	0	0	0	0	0	0	0	0
非计划能力损失因子/%	0.02	0	10.02	0.53	0.57	0.67	0.52	0.71	0.84	0.63	0.59	0.57

影响1号机组性能指标的主要事件:

(1) 2, 3月份1号机组进行的换料大修, 导致计划能力损失因子上升;

(2) 3月份大修结束升功率过程中, R1控制棒LC1线圈的保险烧毁, 反应堆自动停堆, 导致该月非计划能力损失因子上升。

表 3.1.4-3 2号机组性能指标统计

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	0	37.87	99.73	99.65	99.67	99.83	99.82	99.67	100	100	99.68	29.04
计划能力损失因子/%	100	42.12	0.03	0.09	0	0	0	0	0	0	0.31	70.96
非计划能力损失因子/%	0	20.01	0.24	0.26	0.33	0.17	0.18	0.33	0	0	0.01	0

影响2号机组性能指标的主要事件:

(1) 1, 2月份和12月份机组换料大修, 导致计划能力损失因子上升;

(2) 2月份发电机漏氢检修, 导致非计划能力损失因子上升。

3.1.5 反应堆物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

2004年度物理试验部分主要涉及1号机组的第3循环和2号机组的第2循环。

1号机组第3循环在完成装料及必要的大修项目后, 从2004年3月21日4:30开始启动物理试验, 10:30达到临界, 22日12:00零功率物理试验结束, 31日达到满功率。完成试验项目27项。

2号机组第2循环在完成装料及必要的大修项目后, 从2004年1月28日22:00开始启动物理试验, 2004年1月29日10:16达到临界, 1月30日4:00零功率物理试验结束, 2月19日达到满功率。完成试验项目27项。

(2) 启动物理试验结果

零功率物理试验结果见表3.1.5-1(1a~1d)及表3.1.5-2(2a~2d)。试验结果表明实际测量值都满足堆芯物理设计准则的要求。

表 3.1.5-1a 1号机组零功率物理试验结果——控制棒价值

pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	1052	1068.9	1.6	±10
G1	297	286	-3.8	±10
G2	421	418	-0.7	±10
N1	906	932	2.8	±10
N2	642	611	-5.1	±10
SA	514	511	-0.6	±10
SB	815	804	-1.4	±10
SC	304	306	0.7	±10
SD	822	866	5.1	±10

表 3.1.5-1b 1号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	1 769	1 775	6	±50

表 3.1.5-1c 1号机组零功率物理试验结果——等温温度系数 pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-1.28	0.822	2.10	±5.4

表 3.1.5-1d 1号机组零功率物理试验结果——硼微分价值 pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-8.31	-8.45	-0.14	±1

表 3.1.5-2a 2号机组零功率物理试验结果——控制棒价值 pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	1 086	1 090.8	0.4	±10
G1	249	237	-4.9	±10
G2	638	614	-3.8	±10
N1	1 221	1 238	1.4	±10
N2	450	390	-13.2	±10
SA	528	506	-4.2	±10
SB	652	589	-9.7	±10
SC	576	550	-4.5	±10
SD	1 021	1 076	5.4	±10

表 3.1.5-2b 2号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	1 602	1 614.6	12.6	±50

表 3.1.5-2c 2号机组零功率物理试验结果——等温温度系数 pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-0.51	0.619	1.13	±5.4

表 3.1.5-2d 2号机组零功率物理试验结果——硼微分价值 pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-8.91	-8.76	0.15	±1

升功率物理试验结果见表 3.1.5-3 及表 3.1.5-4。两台机组升功率过程中各个功率台阶的堆芯特性参数测量结果表明,堆芯核安全准则和核设计准则都得到满足。

升到满功率后试验确定 RPN 系统的校刻系数见表 3.1.5-5 及表 3.1.5-6。

表 3.1.5-3 1 号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
1	2004-03-23	4	8.6	<10	4.2	<15	5.6							<9	1.07
2	2004-03-26	30	46.8	<10	5.3	<15	5.8	1.541	1.496	2.2	0.884	1.728	1.360	<9	0.46
3	2004-03-31	150	85.3	<10	2.0	<15	2.8	1.485	1.413	2.22	1.564	1.556	1.379	<3	0.62
4	2004-04-03	200	99.2	<10	2.7	<15	3.6	1.465	1.430	2.22	1.793	1.494	1.384	<2	0.65

注: F_{xy} —径向功率峰因子; QT (Z)—总轴向最大功率分布因子; PT—象限功率倾斜因子; $F_{\Delta H}$ —焓升因子; MAP—组件平均功率因子。

表 3.1.5-4 2 号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				F_{xy}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
1	2004-02-01	0	8	<10	5.0	<15	7.9					4.407 4	<9	2.12	
2	2004-02-15	50	48	<10	2.2	<15	3.33	1.567	1.466 0	2.12	1.024	1.69	1.372	<9	0.94
3	2004-02-18	100	87	<10	3.0	<15	4.6	1.530	1.427 2	2.13	1.555	1.535	1.355	<3	0.67
4	2004-03-03	550	100	<10	3.0	<15	4.4	1.505	1.426 2	2.13	1.695	1.463	1.337	<2	0.91

表 3.1.5-5 1 号机组满功率 RPN 系统校刻系数 (启动物理试验)

日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	RPN 系统检验系数											
			K_{μ}				K_L				α			
			C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4
2004-04-03	200	99.2	0.334	0.318	0.341	0.335	0.300	0.316	0.329	0.319	1.601	1.551	1.598	1.528

表 3.1.5-6 2 号机组满功率 RPN 系统校刻系数 (启动物理试验)

日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 % FP	RPN 系统检验系数											
			K_{μ}				K_L				α			
			C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4
2004-03-03	550	100	0.363	0.352	0.366	0.374	0.338	0.335	0.344	0.346	1.5423	1.539	1.555	1.53

(3) 启动物理试验结果分析及措施

1) 1 号机组

① 零功率物理试验结果与分析

零功率物理试验结果均满足核安全及核设计准则的要求。

根据技术规范中运行限制条件的规定,正常运行时,慢化剂温度系数 α_m 必须为负;零功率、无氙毒、ARO 实测的 α_m^M (ARO) = 0.822 pcm/°C > 0 pcm/°C, 因此需要找出慢化剂温度系数保证为负的硼浓度限制,在硼浓度为 1 686 mg/L 与功率控制棒插入的情况下测量得 $\alpha_m^M = -1.06$ pcm/°C, 最终确定保证慢化剂温度系数为负的硼浓度限值为 1 695 mg/L, 有效窗口功率在 0 ~ 43% FP 且燃料在 0 ~ 1 650 MW·d/t 内。

②升功率物理试验结果与分析

从表中可以看出,各功率台阶组件平均功率的预期值与实测值的相对偏差(MAP),径向功率峰因子(F_{xy}),热点因子(QT(Z))以及焓升因子($F_{\Delta H}$)均满足验收标准的要求。

根据《启动物理试验大纲》的要求,在8%FP功率台阶稳定6小时做通量图试验;因为最高硼浓度限值的关系,6小时后不能完全提出功率控制棒,最终等待24小时进行试验。象限倾斜因子(DA)为1.07%,小于9%,满足规范要求,可以升功率到48%FP。

48%FP注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为0.46%,小于9%;且所有安全指标和设计指标满足要求,根据《启动物理试验大纲》,可以升功率到87%FP功率。

87%FP注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为0.62,小于3%,且所有安全指标和设计指标满足要求,根据《启动物理试验大纲》,可以升功率至100%FP。

100%FP注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为0.65,小于2%,满足验收准则的要求,且所有安全指标和设计指标满足要求。

③RPN系统测量系数试验结果与分析

在物理启动试验前,按《启动物理试验大纲》要求,用上循环启动试验100%FP时RPN系统的测量系数作为本次启动的预设值。

48%FP功率台阶试验后根据机组情况调整了RPN系统参数,87%FP台阶试验后调整了通道量程增益参数,100%FP功率台阶试验前根据机组的情况和试验规程的要求调整了通道量程增益参数;100%FP功率台阶试验后,确定出本循环首次实际测量的RPN系数100%FP试验最大的堆外(EX-CORE)与堆内(IN-CORE)功率偏差及 $\Delta\phi$ 偏差为: $P_{MAX} = |P_{EX} - P_{IN}| = 0.39\% < 5\%$ (标准)、 $\Delta\phi_{MAX} = |\Delta\phi_{EX} - \Delta\phi_{IN}| = 0.08\% < 3\%$ (标准)试验结果都满足验收标准的要求。

④LSS参数结果修改与分析

测量处理后的LSS参数,除8%FP台阶试验外,各功率台阶均输入LSS计算机。

根据试验规程的要求,升功率试验过程中在87%FP功率前的各试验台阶 ΔI_{ref} 应用 $150 \text{ MW}\cdot\text{d}/\text{t}$ 理论计算值为3.1%,100%FP试验后应用实际测量值为0.13%。

2) 2号机组

①零功率物理试验结果与分析

其中N2棒积分价值偏离设计准则达到-13.2%。结合历史经验,判断属于设计缺陷。

根据技术规范中运行限制条件的规定,正常运行时,慢化剂温度系数 α_m 必须为负,零功率、无氙毒、ARO实测的 α_m^M (ARO) = $3.6 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$,编写TOI确定硼浓度限制,保证慢化剂温度系数为负,满足规范要求。

②升功率物理试验结果与分析

各功率台阶组件平均功率的预期值与实测值的相对偏差(MAP),象限倾斜因子(TILT),径向功率峰值因子(F_{xy}),热点因子(QT(Z))以及焓升因子($F_{\Delta H}$)均满足验收标准的要求。

8%FP注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(PT)为2.12%,小于9%,根据《启动物理试验大纲》的要求,可以升功率到48%FP功率。

48%FP注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(PT)为0.94%,小于5%,根据《启动物理试验大纲》的要求,升功率至87%FP。

87%FP注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(PT)为0.67%,小于3%,根据《启

动物理试验大纲》的要求，升功率至 100% FP。

100% FP 注量率图测量结果显示，象限倾斜因子 (PT) 为 0.91%，小于 2%，堆芯安全状态良好。

③RPN 系统测量系数校刻试验结果与分析

在物理启动试验前，按《启动物理试验大纲》用上循环启动试验 100% FP 时 RPN 系统的测量系数作为本次启动的预设值。2 月 1 日进行了 8% FP 物理试验，结果显示最大的堆外 (EX-CORE) 与堆内 (IN-CORE) 功率偏差及 Δ 偏差为： $P_{MAX} = |P_{EX} - P_{IN}| = 1.34\% < 5\%$ (标准)、 $\Delta\phi_{MAX} = |\Delta\phi_{EX} - \Delta\phi_{IN}| = 0.61\% < 3\%$ (标准)。

按大纲和程序规定，不需要调节通道量程增益参数。当功率升至 48% FP 时，RPN 显示的功率值与热平衡计算的功率值最大有 3.52% FP 的偏差，根据规程要求，调整了通道量程增益参数。功率升至 87% 后，RPN 显示的功率值与热平衡计算的功率值约有 3% FP 的偏差，根据规程要求，调整了通道量程增益参数。在功率升到 100% FP 后，RPN 指示值与 KME 系统测量值之间有 2% FP 的差，调整通道量程增益参数。在 100% FP 试验后，计算得到新的 K_U , K_L , ALFA 参数。

④LSS 参数结果修改与分析

各功率台阶 LSS 参数均输入 LSS 计算机。在 87% FP 平台以前保持 ΔI_{ref} 在 6.29%，在 87% FP 平台后调整 ΔI_{ref} 值为 1%，保证升功率到 100% FP 期间 C21 信号能够起作用。

2. 周期性物理试验

(1) 周期性物理试验状况

2004 年度的周期性物理试验包括 1 号机组第 3 循环部分、2 号机组的第 2 循环的周期性物理试验项目。岭澳核电站两台机组共完成周期性物理试验 55 项 (详见表 3.1.5-7)。其中 1 号机组 29 项，2 号机组 26 项。周期性试验项目完成率 100%，无超期现象发生。在两台机组在降功率运行期间，及时修改了运行图以及失水事故监测系统 (LSS) 有关参数。由于有效地对堆芯核安全参数进行监测以及定期地修改运行参数，确保了岭澳核电站机组连续、安全和稳定地进行电力生产。

表 3.1.5-7 周期性物理试验状况

试验项目	周期要求	完成次数		完成率/%
		1 号机组	2 号机组	
中子注量率图测量	30EFPD	10	9	100
RPN 校验试验	90EFPD	3	3	100
LSS 参数修改	30EFPD	10	9	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	6	5	100

(2) 周期性物理试验结果

周期性物理试验结果表明两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个寿期内均得到满足。

3.1.6 电站化学

3.1.6.1 化学监督

1. 一回路水化学

2004 年岭澳核电站一回路水质控制良好, 硼-锂、溶解氢的含量严格控制在化学技术规范的要求之内, 一回路水中的化学杂质浓度保持较低水平, 详见表 3.1.6.1-1。从表中可以看出, 一回路水质良好。

表 3.1.6.1-1 2004 年岭澳核电站一回路水质情况

测量物含量	单位	实际测量值	限值
溶解氢	mL/kg	25 ~ 38	20 ~ 50
氯离子	mg/kg	<0.01	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.01	<0.15
硫酸根离子	mg/kg	<0.01	<0.15
总 硅	mg/kg	<0.10	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.01	<0.2
钙离子	mg/kg	<0.01	<0.05
镁离子	mg/kg	<0.01	<0.05
铝离子	mg/kg	<0.01	<0.05

2. 二回路水化学

2004 年岭澳核电站两台机组二回路水质控制良好, 比 2003 年度有很大的改善, 2004 年 WANO 化学指标为 1.01。全年的 WANO 化学指标见表 3.1.6.1-2。

表 3.1.6.1-2 2004 年岭澳核电站 WANO 月度化学指标

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度值
1号机组	1.00	大修	1.34	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2号机组	大修	1.39	1.02	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02
全 厂	1.00	1.20	1.18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01

3. 放射化学监督和控制

2004 年岭澳核电站两台机组一回路冷却剂的放射性活度、放射性气体含量、放射性碘含量始终保持在很低的水平。两台机组的燃料包壳完整。

4. 油务监督和管理

2004 年按计划对岭澳核电站的 1 号、2 号机组主变压器、厂变压器、辅助变压器和联络变压器的绝缘油进行了定期监测。3 月份 1 号机组主变压器 C 相 (1GEV301TP) 的乙炔异常上涨至 0.4 mg/L, 6 月份稳定在 0.4 ~ 0.5 mg/L 之间, 10 月份总烃上涨至 180 mg/L, 12 月份总烃含量稳定在 280 mg/L 左右, 乙炔稳定在 0.5 mg/L 左右。1 号机组主变压器 C 相存在过热现象, 但仍能安全运行。7 月份 1 号机组厂用变压器 A 相 (1GEV001TS) 氢气的相对和绝对产气率超出国标注意值, 9 月份恢复正常。按计划, 对两台机组的 GFR 系统抗燃油、

汽轮机系统的润滑油以及重要设备循环泵、柴油发电机的润滑油进行了定期监测。11月份发现2GFR001BA抗燃油以及2GFR过滤器出口的颗粒度均不合格,在更换滤网后正常。

3.1.6.2 化学系统制水及制氢

1. 化学系统制水

2004年岭澳核电站制水车间共处理生水约63.15万 m^3 ,生产除盐水约18.08万 m^3 ,其他为SEP饮用水、循环水泵轴封用水及自用水,凝结水精处理系统共处理水约68万 m^3 ,为大修启动阶段水质净化和机组WANO化学指标达到世界先进水平提供有力保障。具体统计数据见表3.1.6.2-1。

表 3.1.6.2-1 化学系统制水统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
SEA	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	631 500
SEP	44 346	30 150	25 025	23 955	25 265	23 320	18 500	23 372	22 652	20 274	19 658	24 677	296 126
SER	38 553	18 135	17 497	8 988	9 844	9 485	9 082	7 736	7 131	10 625	10 363	9 532	156 971
SED	3 136	3 130	1 989	866	2 260	2 055	1 137	656	2 520	2 203	2 387	1 698	24 036

注:因SEA系统人口流量计为调试期间安装的临时设备,2004年年初发现其故障但无法检修,提交ESR申请。生水量是根据系统理论自用水数据估算得出。

为解决SER水箱内壁防腐油漆释放硫酸根问题,经调研后选用法国的乌龟油牌油漆,已完成OSER402BA防腐工作,水箱水质良好,至今未发现同样问题。但在OSER402BA防腐油漆施工期间,10月24日发生OSER401BA水箱顶部严重变形的事件。为此通过制定多项应急措施确保机组供水工作,同时深入分析反馈事件原因,查找管理及人员技能等方面的问题,制定纠正行动,以杜绝类似事件的再次发生。

2. 化学系统制氢制氯

2004年CTE、SHY系统设备缺陷故障较多,为改善系统设备运行状况,成立多专业专项工作小组,通过积极努力,使CTE系统状态与2003年相比有比较明显改善,但由于备件和维修问题,SHY系统A列在约半年时间内几乎处于不可用状态。经过努力,保证了制氢制氯系统运行基本正常,满足了机组用氢和加药需求。具体统计数据见表3.1.6.2-2。

表 3.1.6.2-2 化学系统制氢制氯统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
制氢/ m^3	2 100	3 200	3 497	804	969	2 674	628	1 668	3 242	1 026	61	3 110	22 979
供氢/ m^3	3 000	4 700	2 428	732	946	1 589	1 094	1 724	1 677	1 409	1 115	1 708	22 122
制氯/t	110.0	86.3	88.2	132.0	170.0	169.7	169.7	146.0	199.1	180.0	159.0	129.0	1 739

3. 大宗化学试剂消耗

大宗化学试剂消耗量正常,主要用于化学系统制水、二回路加药调控水质和机组大修蒸汽发生器保养。具体统计数据见表3.1.6.2-3。

表 3.1.6.2-3 化学试剂消耗统计

系统	盐酸	氢氧化钠	氨水	联胺	三氯化铁	次氯酸钠	磷酸三钠
SDA	51	104	0.8	—	65	13	—
ATE	21	57	—	—	—	—	—
SIR	—	—	93.4	9.55	—	—	0.71

3.1.7 重要机械设备运行维护

3.1.7.1 静止机械设备

2004 年度日常生产中完成的重要维修工作及重大设备缺陷处理：

- (1) 辅助锅炉及 STR, SVA, SVC 系统小修。
- (2) CTE 系统的整治性小修, 使该系统的故障率有了较大幅度的降低。
- (3) 实施增加引漏管的改造, 解决了 CFI 反冲洗滤网轴封外漏问题。
- (4) 实施消防系统雨淋阀的小改造, 彻底解决了消防系统雨淋阀拒动问题。
- (5) 完成了 YA 厂房腐蚀管线设备清理, 并进行更换管线的物项替代。
- (6) 解决了 1REN102VP 多次不明原因关闭故障。

(7) 对 CTE003FI 的盘根进行了加装引漏管等改造, 解决了盘根长期泄漏及由此引起的壳体腐蚀问题。

- (8) 解决了 9TEP007BA 浮顶经常倾斜故障。

在两台机组大修中进行的主要维修：

(1) 完成了大修关键项目如反应堆、蒸汽发生器、稳压器、冷凝器和低低水位阀门等其他重要阀门的维修、气闸门及环吊检修及大修中的保驾工作等。

(2) 对核岛管道阻尼器进行了拆卸检查, 并对检查发现有缺陷的阻尼器进行了维修处理。

- (3) 更换了存在严重质量问题的 FORGE 厂家制造的阀门。

(4) 修复两台机组的碎石过滤器腐蚀缺陷, 并实施对 1 号机组进行了加装牺牲阳极改造。

(5) 对核岛红区 SAR 隔膜供气阀用针型阀进行了替代, 并对其他核岛厂房的 SAR 系统隔膜阀进行了更换隔膜的维修, 消除机组运行期间泄漏风险。

3.1.7.2 转动机械设备

2004 年岭澳核电站转动设备整体状况良好, 转动设备维护管理有效, 消缺响应及时, 集中有效地进行了部分重要设备轴承故障的专项消缺活动, 2004 年未出现因转动设备故障导致的降功率 100 MW 以上的检修, 全年日常执行维修工作票 4 153 张, 其中包括按时全额完成的预防性检修票 2 284 张。

1. 及时消除现场设备重大缺陷, 保证机组安全运行

(1) 针对岭澳核电站 2 号机组第一次大修后 2 号机组发电机漏氢故障, 与相关部门一起查漏并基本确定故障点, 组织停机抢修。

(2) 针对 1RCV002MO 非驱动端轴承烧损事件组织抢修, 及时更换电机, 避免机组状态后撤。

2. 17 台重要转动设备轴承故障的专项消缺

自投入商业运行以来,多次发生转动设备轴承温度异常升高、噪音等问题,2004 年该问题特别突出,先后有 17 台重要转动设备出现异常甚至烧损。对此,转机处组织专项小组进行处理和原因分析,较好地完成了现场的检修并使设备健康水平大大提高。

(1) 组织对换下的非驱动端轴承烧损的 1RCV002MO 解体检查、分析原因,最终修复备用。

(2) 2004 年 7 月 24 日运行人员发现 2RCV003MO 轴承温度有异常波动(升高了 3.5℃)。鉴于已经两次发生 RCV 电机轴承烧毁事件,经过相关部门讨论,决定对该电机进行更换,更换后设备运行正常;之后对旧马达进行解体检查、分析原因最终修复备用。

(3) 针对 1RRI001PO 泵轴承温度异常升高的问题安排了对泵进行全面解体检查,结合检修情况分析,确定故障根本原因为:轴承压盖间隙过大、轴承定位卡圈变形。设备检修后运行正常,未再出现温度异常升高的现象。

(4) 针对 1RRI002MO, 2SEC001MO, 2SRI101/201MO, 1CEX003MO, 9DVN006MO 等 6.6 kV 电机轴承温度异常升高、1RRI003MO 轴承有异常噪音的问题,均用新电机或修复的电机备件进行更换,恢复现场设备的正常运行。通过对旧电机的解体检查和分析,确认了各自的故障根本原因并全部修复备用。

(5) 针对 CRF 系统四台循环水泵电机下轴承异常噪音和上轴承温度异常波动的问题,先后组织生产厂家、SKF 轴承厂家、MOBIL 公司的技术人员一起进行原因分析,制定应急措施,确定短期监视项目和长期处理方案,保证了泵组的正常安全运行。

3. 其他重要转动设备维护

(1) 岭澳核电站 2 号机组第二次大修前成功干预 2RCP002PO1 号轴封泄漏量异常变化的故障(最高时达到 1.18 m³/h),避免了机组停堆。

(2) 成功处理了四台 APP 泵组带负荷试验阀(AGR163/164/165/263/264/265VH)漏油故障,消除了机组的安全隐患。

(3) 处理了 1GHE039VH 卡涩导致 1GHE101PO 启动后瞬间过载跳泵的缺陷。

(4) 紧急处理了 1GGR804VH 管道焊缝裂纹漏油的重大缺陷。

(5) 对于机组长期存在的问题如 GHE003/004SN 频繁误报警、GGR 油温高、1GFR001BA 油温高、1GRV001CW 排油频繁等问题,与有关部门分析、确认故障原因,制定处理措施并在问题解决前进行长期趋势跟踪。

(6) AGR, GTH 系统的滤油机运行不稳定且多次跑油,虽然经过现场处理恢复可用,但还需要考虑彻底解决该问题。

(7) 及时消除 9RIS001BA 油箱泄漏,确认了该故障原因为垫片“O”形环老化,安装调试期“O”形环安装位置不当所致;完成 9RIS111/112PO, 9RIS012/013AQ 三年检工作。

(8) 成功分析并处理了柴油机组空气压缩机下游四通阀的系列故障。

(9) 消除了 TEP/TEU 等三废系统泵机械密封泄漏的系列故障。

(10) 处理了 0SDA006/007EG 搅拌器减速箱箱体裂纹、轴承锈蚀等故障,保证了制水的正常进行。

(11) 发现并处理了 9DVN004/006/008ZV 风机轴承配合游隙、锥套锁母松脱等故障;及时消除了 9DVN004-006ZV 等风机因系统操作、管线阀门故障所致的皮带断裂和进口滤网格架断裂故障,保证了 DVN 的正常运行。

3.1.8 继电保护

2004 年度岭澳核电站继电保护装置和自动装置处于良好的稳定运行状态, 继电保护各项考核指标均达到了良好的水平。

1. 全厂继电保护投运情况

(1) 全厂继电保护和自动装置中, 6.6 kV 以上共配置了 254 套, 投运了 254 套, 投运率 100%; 继电保护装置 202 套, 投运 202 套, 投运率 100%, 自动装置 42 套, 投运 42 套, 投运率 100%;

(2) 220 kV 系统继电保护装置共配置 18 套, 投运 18 套, 投运率为 100%;

(3) 500 kV 系统继电保护装置共配置 56 套, 投运 56 套, 投运率为 100%;

(4) 1 号机组发电机-变压器组保护装置共配置 64 套, 投运 64 套, 投运率 100%;

(5) 2 号机组发电机-变压器组保护装置共配置 64 套, 投运 64 套, 投运率为 100%;

(6) 自动重合闸装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率为 100%;

(7) 500 kV 的 BAY 控制装置共配置 24 套, 投运 24 套, 投运率为 100%;

(8) 故障录波器装置共配置 4 套, 投运 4 套, 投运率为 100%;

(9) 同期并网装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率为 100%;

(10) 励磁调节器装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率为 100%。

2. 全厂继电保护运行情况

(1) 220 kV 保护装置共动作 0 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均正常稳定运行;

(2) 500 kV 线路保护装置共正确动作 25 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(3) 自动重合闸装置共正确动作 10 次, 误动作次数 0 次, 重合闸装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%;

(4) 1 号机组保护在主变压器送电时共动作 6 次;

(5) 2 号机组保护共动作 0 次, 误动作 0 次;

(6) 故障录波器应评价次数 5 次, 录波完好 5 次, 录波完好率 100%;

(7) 1 号、2 号机组励磁调节装置自动装置完好率 100%。

3. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2004 年, 500 kV 超高压线路共发生了 5 次线路接地故障。2004 年 3 月 29 日 05:42, 岭东乙线线路发生 C 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW420JA/430JA 断路器的 C 相, 重合闸正确动作, 断路器的 C 相自动重合成功, 线路恢复送电; 2004 年 3 月 29 日 06:26, 岭东甲线线路发生 A 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW310JA、320JA 断路器的 A 相, 重合闸正确动作, 断路器 A 相自动重合成功, 线路恢复送电; 2004 年 3 月 29 日 07:03, 岭东甲线线路发生 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW310JA/320JA 断路器的 B 相, 重合闸正确动作, 断路器的 B 相自动重合成功, 线路恢复送电; 2004 年 3 月 29 日 07:04, 岭东乙线线路发生 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW420JA/430JA 断路器的 B 相, 重合闸正确动作, 断路器的 B 相自动重合成功, 线路恢复送电; 2004 年 3 月 29 日 08:24, 岭东乙线线路发生 C 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW420JA/430JA 断路器的 C 相, 重合闸正确动作, 断路器的 C 相自

动重合成功，线路恢复送电；2004年度整个500kV开关站电网保护及控制装置均保持正常的稳定运行状态。

(2) 发电机-变压器组保护装置动作分析

2004年12月29日09:21，2号主变压器在大修结束后（期间更换了主变压器B相）送电时，出现了发电机-变压器组保护BAY1和BAY2两通道的B相差动保护动作，跳开主变压器高压侧开关0GEW330JA，使主变压器第一次送电失败；检查一次和二次回路及继电器定值均正常，化学人员取油样分析也未见异常。12月29日17:37主变压器又进行了第二次送电，发电机-变压器组保护BAY1和BAY2两通道的C相差动保护动作，跳开主变压器高压侧开关0GEW330JA，使主变压器第二次送电失败；12月29日19:07主变压器又进行了第三次送电，发电机-变压器组保护BAY1和BAY2两通道的C相差动保护又动作，跳开主变高压侧开关0GEW330JA，使主变压器第三次送电失败；临时将主变压器差动保护定值由0.2A调至0.5A后，12月30日03:46，主变压器进行第四次送电，差动保护未动作，主变压器第四次送电成功。此种情况类似2003年5月17日岭澳核电站1号主变压器送电。当时主变压器送电两次失败，第三次成功，事后联系了厂家，厂家答复该类型保护装置没有问题，同时将该装置送到北京电科院做了动态模拟试验也未发现异常。在以后的1号主变压器几次送电时均一次成功，差动保护再未动作。2号主变压器自商业运行以来送电时差动保护动作是第一次出现，分析原因可能是该类型的差动保护继电器抗变压器的励磁涌流特性差，保护动作的根本原因有待相关部门进一步分析。不过这只影响主变压器送电，不妨碍主变压器正常运行。2004年正常运行期间，发电机-变压器组保护装置整体运行良好。

(3) 发电机组励磁调节系统运行分析

2004年，1号、2号发电机组励磁调节装置均处于良好的运行状态，励磁调节装置发挥了正常的电压和无功调节功能，保证了机组和电网的安全稳定运行。

(4) 应急柴油发电机系统运行分析

2004年，4台柴油发电机组均保持正常稳定的运行状态，柴油发电机组保护和励磁控制装置均保持稳定安全可靠的运行状态，没有发生任何误动作或误报警的情况。2003年发现的LHP（LHQ）910AR内的励磁保护的投退开关（958CC钥匙）位置问题已同相关部门讨论，等待厂家答复，目前仍没有确切的新闻。

(5) 其他系统保护和控制系统运行分析

2004年，9LGR变电站电气保护及控制系统、6.6kV厂用电保护控制系统、KCO厂用电倒电系统、RAM的保护控制系统等均保持稳定安全可靠的运行状态，保证了电站的安全稳定运行。

4. 2004年继电保护专业完成的主要工作

2004年岭澳核电站继电保护装置的投运率和保护装置的正确动作率都达到了历史最好水平，为两台机组安全稳定运行作出了很大的贡献。2004年继电保护专业重点完成了以下工作：

(1) 圆满完成了岭澳核电站1号机组第二次大修、2号机组第一次大修、2号机组第二次大修的大修工作；

(2) 完成了0GEW，0KK04，0XAP，9LGJ等系统的年检工作；

(3) 完成了所有系统大修后的相关程序的升版工作和建立日常预防性工作标准包的工作；

(4) 圆满完成了继电保护的日常维护工作。

3.1.9 电气设备运行与维护

1. 电气设备的年度维护与检修

2004年,按照电气设备的维修导则和预防性维修大纲,岭澳核电站共完成电气设备日常预防性维修工作1827项,纠正性维修工作595项,服务支持性工作657项,电气设备巡检737项。在岭澳核电站1号机组第二次换料大修中,共完成电气设备预防性维修工作373项,纠正性维修215项,服务支持性工作210项,工程改造4项。在2号机组第二次换料大修中,共完成电气设备预防性维修工作402项,纠正性维修161项,服务支持性工作196项,工程改造2项。2004年,完成各种电气设备维修工作总计4642项(未计入巡检),本年度电气设备的年度预防性试验工作完成率100%。岭澳核电站电气设备的故障和缺陷统计见表3.1.9-1和表3.1.9-2。

表 3.1.9-1 高压电气设备故障统计

序号	名称与电压等级	故障时间	制造厂	故障情况及原因分析	损坏部位
1	2号主发电机 26 kV	2004年2月17日	ALSTOM	定子漏氢,励磁 侧密封瓦密封失效	励磁侧密封 瓦内油挡绝缘引线

表 3.1.9-2 高压电气设备典型缺陷统计

序号	设备名称	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
1	2号主发电机	26 kV	转子	转子不稳定,匝间 短路	可能是异物 所致	ALSTOM
2	1号主变压器B相	26 kV/500 kV	低压侧直流电阻	超标	待查	ALSTOM
3	2号主变压器B相	26 kV/500 kV	B相变压器油	总烃偏高乙炔增长	内部过热故障	ALSTOM
4	1号主变压器C相	26 kV/500 kV	C相变压器油	总烃增长快	内部过热故障	ALSTOM

2004年度,电气设备完成的重大检修工作有:

1号机组的第二次换料大修中主要进行了1号机组主变压器和厂用变压器的年检和试验,主变压器B、C相的更换和缺陷处理,厂用变压器A铁芯绝缘垫块更换和变压器油处理;1号发电机抽转子大修,定子铁芯刮伤部位复查,转子及定子线圈清扫检查,1号机组发电机的定期试验。进行了B列14块中、低压配电盘的四年检,7台核岛电动头的解体大修,23台核岛和85台常规岛电动头的三年检,16块直流盘蓄电池的年度放电试验,其中1LAB/LBJ等5块盘的蓄电池首次放电时间不合格,进行深度充放电处理后,再次试验合格。

2号机组的第二次换料大修中主要进行了2号主变压器内部检修和试验,主变压器B相更换,B列配电盘四年检,发电机、励磁机及AER的年度检修和试验,LHP/LHQ电气年检和试验,蓄电池年度放电试验及维护,电动头三年检,中、低压电机年检和充电器,逆变器、开关等低压电器的定期检修和试验,GPA年检及电量表计的定期校验。

2. 过电压、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2004 年, 电气处按照岭澳核电站的防雷接地系统的维修大纲要求, 并根据防雷工作的特点, 在年初雷雨季节到来之前完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年检查与维护工作, 并在 2004 年 12 月完成了对电站防雷设施和接地装置的第二次检查和测试工作。检查结果表明, 防雷设施和接地系统状况良好。

2) 岭澳核电站避雷器全年动作情况的统计: 220 kV 及以上避雷器共动作 12 次, 其中 500 kV 避雷器动作 10 次, 200 kV 动作 2 次, 岭澳核电站一次侧设备全年未发生雷害事故。

3) 2004 年度, 岭澳核电站 500 kV 变电站运行情况良好, 开关动作正确率 100%, 全年无故障或设备损坏事件发生。

(2) 过电压防护工作

2004 年岭澳核电站各级电压系统工况正常, 全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件, 系统在防护过电压方面保持良好的状态。

(3) 防污闪工作

岭澳核电站 500 kV 开关站是 SF₆ 气体 GIS 全封闭组合电器, 有少量户外设备 (出线套管、出线绝缘子和电压互感器等)。220 kV 厂用辅助电源为户外式变电站, 防污工作量比大亚湾核电站大。遵循“逢停必扫”的防污工作原则, 对户外超高压设备均按照程序进行了检查和全面的清扫。2004 年, 岭澳核电站的岭东甲、乙线和岭深甲线各停电清扫一次。2004 年, 岭澳核电站户外高压设备未发生污闪事故。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1) 岭澳核电站 1 号发电机组于 2004 年 2 月 17 日 00:41 与电网解列, 进入第二次大修, 至 3 月 24 日 15:00 结束大修并网发电。大修实际工期 36.6 天, 比计划工期多 0.6 天。

2) 岭澳核电站 2 号发电机组于 2004 年 12 月 10 日 10:12 与电网解列, 进入第二次大修, 至 2005 年 1 月 12 日 19:25 结束大修并网发电。大修实际工期 33.76 天。

3) 此外, 1 号机组因其他故障、台风、大修升、降功率和运行试验等, 计划或非计划因素等效损失日 4.2 天 (等效满功率日, 以下同)。

4) 2 号机组因上述计划或非计划因素等效损失日 6 天。

5) 2 号机组因第一次大修跨年度, 在 2004 年 2 月 13 日结束, 计划性损失日 44 天。

综上所述, 1 号机组 2004 年实现安全满功率运行 324.2 天, 机组年可用率为 88.8%。2 号机组 2004 年实现安全满功率运行 281.24 天, 机组年可用率为 77%。

(2) 主变压器

1) 1 号机组主变压器在机组第二次大修中停运检修历时 13.5 天。

此外, 2 号主变压器全年运行稳定, 未出现设备故障或绝缘损坏事故。2004 年, 1 号主变压器全年累计运行 351.5 天, 年可用率为 96%。

2) 2 号机组主变压器在机组第二次大修中停运检修历时 12.89 天。

除此之外, 2 号主变压器全年运行稳定, 未出现设备故障或绝缘损坏事故, 全年累计运行 352 天, 年可用率为 96%。

3) SF₆ 气体绝缘变电站 GIS/GIC 和 220 kV 变电站的运行情况

2004 年, 岭澳核电站 500 kV 变电站 GIS/GIC 和 220 kV 变电站户外高压设备运行工况正

常, 全年未发现故障或设备损坏事故。本年度 GIS 系统 SF₆ 气室出现过 1 次压力低报警事件, 经现场补气处理, 已恢复正常; SF₆ 气室压力高报警 4 次, 均发生于开关操作后, 经现场泄压处理后, 均已恢复正常。高压开关正确动作率均为 100%。

4) 厂用 6.6 kV 系统

2004 年岭澳核电站厂用 6.6 kV 电压系统运行工况良好, 未发生过系统障碍或故障。大修中, 也未发现 6.6 kV 断路器和接触器有重大设备缺陷, 全年厂用 6.6 kV 系统母线和开关设备保持良好的可用性。

5) 6.6 kV 电机

2004 年, 岭澳核电站 1 号、2 号机组的 6.6 kV 电机在大修中通过试验和解体检查, 发现几起设备缺陷 (见表 3.1.9-3)。

表 3.1.9-3 6.6 kV 电机缺陷统计表

设备编码	缺陷情况	缺陷原因	处理情况
2APA001MO	一组加热器引线烧断	制造质量问题	更换加热器
2CRF001MO	定子槽楔有 3 处断裂和脱落, 定子上部绝缘漆脱落, 转子矽钢片有几十处松动	产品质量问题	现场修复
2CRF002MO	定子、转子有部分绝缘漆脱落	产品质量问题	现场清理并补漆

上述 6.6 kV 电机缺陷, 由于发现及时、处理及时, 因而在正常运行中, 2004 年全年没有发生 6.6 kV 电机绝缘事故或不可用事件, 保持了良好的可用性。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项 NCR 处理情况

2004 年电气处对岭澳核电站电气设备共发出 168 份 NCR, 目前主要不符合项进展情况如下:

1) 2 号主变压器 B 相及 C 相 L 型夹铁连接件弹簧断裂 (NCRMEE04395A)

岭澳核电站 2 号机组第二次大修中发现, 2 号主变压器 B 相和 C 相 L 型夹铁连接件 (高压侧绝缘端) 四个弹簧垫之一断裂, 测量夹铁之间绝缘良好 (25 °C, 绝缘电阻 >1.5 MΩ), 经研究认为, 夹铁之间绝缘良好, 不影响运行。待 2 号机组第三次大修开罩时进行处理。

2) 2 号主变压器 A 相低压内部软连接处理 (NCRMEE04396A)

岭澳核电站 2 号机组第二次大修中发现, 2 号主变压器 A 相低压内部软连接接触面有不均匀的银白色物质, B, C 两相没有这种现象, 怀疑是铝质套管端部氧化物所致, 但不能确定。现场分别打磨处理主变压器内部软连接和套管接触面, 平整度达到 0.02 mm 要求。然后按程序工艺要求安装软连接与套管及母线连接, 独立校验紧固力矩合格, 测量接触电阻也符合要求。

3) 2CRF001MO 定子缺陷处理 (NCRMEE04403A)

2CRF001MO 解体检修时发现, 其定子的槽楔有 3 处断裂和脱落, 并且在断裂和脱落处有烧焦的痕迹 (最大处 15 mm); 定子上有部分绝缘漆脱落, 在定子的下部发现了 1 片 1 cm² 左右的铜皮屑; 转子表面有多处绝缘漆层脱落, 转子铁芯矽钢片有十几处钢片分离。分析认为, 这些缺陷是制造质量问题。现场处理措施: ①对仓库备用电机进行全面检查, 看是否具有同样缺陷; ②问题电机由厂家负责现场进行处理。

4) 主励磁机转子直流电阻互差超标 (NCRMEE04406A)

2号机组主励磁机年检时,发现其转子直流电阻UV, VW, WU之间互差2.51%, 超标($\leq 2\%$)。经查主励磁机完工报告中的直流电阻试验值互差为2.5%, 也超标。因而此问题属制造问题, 监视运行。下次大修再测量直流电阻, 观察其互差率的变化。

(2) 主发电机异常工况处理

1) 2号主发电机漏氢处理

2004年2月19日, 岭澳核电站2号主发电机出现大量漏氢(约 $80\text{ m}^3/\text{天}$), 氢气压力下降很快(每天约 0.03 MPa)。23日氢气查漏小组对GRV各系统可疑部分进行检查, 发现GHE002BA内氢气含量偏高(最高约4%), 确认泄漏来源于发电机空气侧密封瓦回油管线。分析认为可能与密封瓦密封或大修新更换的绝缘引线有关, 决定停机抢修。机组于2月27日4:18与电网解列, 进行发电机漏氢检修工作。经检查, 确认发电机励磁侧内油挡绝缘测量引线在支撑环上的贯穿件处泄漏氢气。根本原因分析认为: 在2号机组第一次大修中, 由于在更换发电机励磁侧密封瓦内油挡绝缘引线过程中使用了不适当的导线, 并缺乏质量控制, 致使支撑环处贯穿件密封功能失效。此外, 在发电机气密试验中, 使用了不适当的验收标准, 导致不合格的试验结果被通过。最终导致发电机在正常运行中漏氢而被迫停机检修。封堵处理后, 再次进行发电机气密试验, 结果合格。机组于2月28日重新并网发电。

2) 2号发电机转子匝间短路情况处理

2号机组第二次大修中, 2号发电机进行了R. S. O. 试验(匝间短路试验)。从试验结果分析, 转子线圈匝间绝缘有较重缺陷。缺陷的位置大概位于OPP-Z极8号线圈的端部或7或8线圈的过渡片上。匝间短路程度等效于一匝全部短路。上次大修该转子R. S. O. 试验结果正常, 且气隙波形显示停机前没有匝间短路, 其他试验如交流阻抗和直流电阻等一切参数均正常。分析认为, 此次匝间短路可能是异物所致, 如是动态的, 则运行中可能消失。而且停机前振动不高说明匝间短路不很严重。因而决定将2号主发电机投运, 待下次大修再抽转子进一步检查。2号发电机已进行在线气隙波形监测, 监测结果显示匝间短路现象消失。

(3) 主变压器异常工况处理情况

1) 2号主变压器B, C相油道隔板脱落

2号主变压器在岭澳核电站2号机组第二次大修中发现B, C两相铁芯间油道隔板脱落, 且B相有一线圈鼻子过热。决定B相用备用相更换, C相隔板现场处理。ALSTOM现场检修负责人和主变压器项目组讨论决定, 在C相主变压器铁芯顶部两半铁芯之间加装一块绝缘隔板, 隔板两端搭在两处BEAM之间, 以防止两片铁芯片串片。隔板的安装不影响原设计铁芯冷却效果及绝缘效果, 且固定可靠, 待下次大修吊罩时再进行彻底处理。

2) 1号主变压器B, C相更换

运行中发现1号主变压器C相总烃气体含量稳定增长, 在岭澳核电站1号机组第二次大修中进行了排油检查, 内部未发现明显故障点。吊罩后修复上部铁芯夹件、拉板和方钢间绝缘缺陷, 恢复两侧铁芯旁轭底部脱落的支撑螺栓垫块, 修复后各项试验合格。

1号主变压器B相在排油检查中发现铁芯变形严重, 决定返ALSTOM上海厂进行修理。用修复的原C相安装于B相位置, C相用已吊罩处理的原2号主变压器B相更换。投运后, 进行油色谱分析, A, B相正常, C相总烃增长较快, 监视运行。

3) 1号主变压器B相低压侧直流电阻超标

岭澳核电站1号机组第二次大修中发现1号主变压器B相低压侧直流电阻超标, 原因待

查, 监视运行。

3.1.10 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2004 年影响发电机组可靠性的主要因素有:

(1) 2 号发电机定子漏氢, 原因是励磁侧密封瓦内油挡绝缘引线损坏导致密封失效, 造成停机检修。

(2) 2 号发电机转子有不稳定匝间短路现象。

2004 年度岭澳核电站 1 号、2 号主发电机的年可用率分别为 88.8% 和 77%。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统主要包括升压主变压器和厂用降压变压器。2004 年影响 GEV 系统可靠性的主要因素有:

(1) 1 号主变压器低压侧直流电阻超标。

(2) 1 号主变压器 C 相变压器油总烃稳定增长。

(3) 2 号主变压器 B、C 相油道隔板脱落且 B 相内部一线圈线鼻子过热。

(4) 2 号主变压器 A、C 相铁芯对地绝缘为 0。

2004 年 1 号、2 号主变压器年可用率均为 96%。

3. 500 kV GIS 开关站的可靠性

2004 年, 岭澳核电站 500 kV 开关站, 避雷器动作 10 次, GIS 气室压力低报警 1 次, 压力高报警 4 次, 均通过补气或泄压处理恢复正常。500 kV 线路发生瞬时接地故障 5 次 (岭东乙线 C 相 2 次、B 相 1 次, 岭东甲线 A 相和 B 相各 1 次), 均自动重合成功, 没有影响线路送电。500 kV 变电站全年未发生设备损坏或故障停运事件, 500 kV 开关正确动作率 100%。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

辅助供电系统在 1 号机组第二次大修前进行过一次大修, 但时间是在 2003 年 12 月中旬, 已计入 2003 年的不可用率。因此, 2004 年 LGR 全年可靠运行, 可用率为 100%。

2004 年影响 LGR 可靠性的主要因素有:

(1) 0LGR001JS B 相两侧上节第一沿瓷裙有损伤, 约 10 mm²;

(2) 0LGR121JA 的 SF₆ 压力表压力接点接触不良。

5. 6.6 kV 厂用电系统的可靠性

2004 年岭澳核电站 6.6 kV 电气设备运行情况良好, 全年无绝缘故障或因设备损坏停运事件发生。

6. 6.6 kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

岭澳核电站每台机组的两台柴油发电机组 (LHP/LHQ) 是电站最后一道应急供电电源。2004 年岭澳核电站 LHP/LHQ 柴油机组定的不可用率目标值是 0.2%, 2004 年其实际不可用率为 0%, LHP/LHQ 历年不可用率统计见表 3.1.10-1。

表 3.1.10-1 岭澳核电站柴油发电机组不可用率统计

年份	1号机组 (LHP/LHQ)	2号机组 (LHP/LHQ)	综合统计	目标值/%
2003	—	—	0.05%	0.2
2004	0	0	0	0.2

7. 直流电源、逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

电厂直流电源系统有 230 V, 125 V, 48 V 和 30 V 共 4 个电压等级及与其相关的直流母线 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组和逆变器等组成。2004 年直流供电系统和设备未发生故障。

2004 年影响直流供电系统可靠性的主要因素有:

- (1) 蓄电池极柱腐蚀。2 号机组第 2 次大修中发现几乎每组蓄电池都有极柱腐蚀现象, 少则 1 到 2 只, 多则达 10 余只。说明 TXE 型电池质量还是有问题, 换型工作应加紧进行。
- (2) 操作人员动作不规范, 部分直流盘开关因操作造成损坏。

3.1.11 仪控系统设备运行及评价

岭澳核电站仪控设备核岛部分仍采用与大亚湾核电站相同的模拟量控制系统: 常规岛部分在大亚湾核电站基础上进行了数字化改进, 如常规岛压力容器液位、压力、温度控制系统采用 P320 网络化集散数字系统, 汽轮机机械监视系统 (GME) 由原大亚湾核电站 TYPE 6 模拟系统改进为 TYPE 7 数字系统, 气动调节阀控制器 (电-气转换器, 定位器) 改进为数字式控制器。2004 年, 1 号机组进入第二燃料循环, 除发生 1 起因 R1 控制棒仪控设备故障导致停机停堆外, 仪控系统整体运行情况良好。2 号机组进入第一燃料循环, 全年未发生停机停堆事件, 仪控系统运行良好。

1. 总体评价

(1) 核岛仪表控制系统

核岛 KRG 系统由 Bailey 9020 系列单元组合仪表构成, 较为稳定可靠, 主要问题为: KRG 调节系统 Bailey 9020 仪表控制模块为提高其使用通用型, 模块上较多使用活动选择开关, 便于同类型模块使用在不同控制系统时组态设置, 从而提高其备件通用性, 大亚湾核电站该类设备发现的主要问题为加法器模块上的可选择设置开关存在接触不良问题, 在岭澳核电站调试期间即根据反馈将加法器活动开关焊死, 但 2004 年度, 先后发生因乘法器模块上活动开关接触不良, 导致 R1 控制棒误动事件及调节器模块上活动开关接触不良, 导致 ARE 给水系统扰动事件, 反馈对有活动开关模块普查并纠正。2004 年, KRG 保护系统的定期试验 (SIP 试验) 合格率为 100%, 堆外中子注量率测量系统 (RPN) 可用率高, 周期试验合格率为 100%。

LOCA 机商业运行以来存在的频繁误报警 (RPN436AA) 及死机故障, 虽然发现根本原因为 MATH 板 (数字计算卡) 故障, 2004 年该问题仍未最终解决, 作为 FAC 遗留项, 厂家经过研究发现可能的软件故障, 经过软件修改, 目前该故障未再出现, 故障点可能已明确, 在进一步跟踪之中。另外, LOCA 机报警检查周期试验合格率为 100%。

棒控系统 (RGL) 由棒控系统和棒位测量系统两部分组成。棒控系统发生一起 1 号机组 R1 控制棒棒控系统提升线圈三相 260 V 动力电源保险故障造成缺相导致落棒停堆事件。棒位测量系统周期试验合格率为 100%。

(2) 常规岛仪表控制系统

常规岛控制测量系统由 P320 组成, 性能较为稳定, 但 2004 年曾因 I/O 机架故障多次导致 2CEX025/026VL 强制由自动运行转为手动控制状态, 经排查, 定位 I/O 机架故障, 并予以在线成功更换。

(3) 汽轮机控制系统

汽轮机转速及负荷控制系统 (GRE) 2004 年状态较为稳定, 年初曾发生一起 1GSE004VV 因 A9 故障意外关闭事件, 此类问题也是多次发生, 困扰机组运行的关注问题。由 GRE 机柜至汽轮机阀位测量及执行机构控制电缆中间转换连接较多, 加上汽轮机振动, 极易产生接触不良现象导致汽轮机进汽调节阀意外关闭, 通过对连接电缆处理 (转换端子焊死, 航空插头插针处理等), 该故障模式全年未再发生。

汽轮机机械量测量及监视系统 (GME), 2004 年总体运行状态正常, 机械量测量传感器 (轴承座振动, 转子振动, 轴弯曲, 汽缸/转子相对膨胀, 推力瓦磨损, 进汽阀阀位等) 及微处理单元 (MPU) 均较为稳定, 全年未见异常, 但汽缸/转子相对膨胀及进汽阀阀位测量前置接口单元运行较不稳定, 突出表现为进汽阀阀位测量波动, 频繁导致 KIT 监视无效及 KKO 状态报警, 该故障模式已经 ALSTOM 确认, 为前置接口单元电路板上电感线圈设计缺陷, 并计划年末大修中予以纠正。另外商业运行后即出现的微处理单元 (MPU) 随机故障, 影响机组安全运行问题, 虽已确认故障原因为 GME 与故障录波系统 (KKO) 通信异常所致, 通过断开 GME 与 KKO 系统之间的通信连接 (LINK), 2004 年未再发生同类故障, 但该问题并未最终解决, ALSTOM 尚在继续对该问题调查研究。

(4) 保护系统

反应堆保护系统 (RPR) 全年可用率 100%, 磁逻辑性能稳定; 汽轮机保护系统 (GSE) 可用率 100%, 继电联锁可用率 100%, 继电器性能稳定。

(5) 仪表一次侧测量元件 (变送器)

仪表变送器有热电偶温度探头、热电阻温度探头、浮子式液位变送器、1151 系列变送器、6000 系列和 8000 系列变送器等, 2004 年总体运行情况良好, 尤其是核级变送器整个年度没有发生故障。自商业运行以来, 常规岛压力容器及疏水箱由于 ALSTOM 设计原因而存在的水位变送器 (MN) 与其就地液位指示 (LN) 指示不一致, 导致水位频发报警的情况, 通过修正重新计算 LN 浮球配重而得以最终解决。

(6) 仪表执行器 (气动执行机构)

2004 年总体运行情况良好, 但先后发生 1ARE031VL, 2ARE243VL 及 1ASG014VD 因供气气源杂质而导致阀门电-气转换器喷嘴堵塞导致阀门控制异常事件, 最终检查确认 SAP 空气压缩机干燥器异常, 导致白粉进入压缩空气供气管网, 引起气动执行机构控制异常, 并推动相关部门解决。

2. 解决的主要技术问题

(1) CEX 凝结水泵多次闪发振动高高报警, 导致凝结水泵自动停运

检查发现 CEX001/002/003MV 振动传感器屏蔽电缆在就地端子箱内 (RFI 射频抑制器) 接大地, 同时连接至 GME 控制柜, 并在柜内接仪表地, 造成屏蔽线两点接地, 产生电势差, 当临近电磁场发生变化时, 引入干扰。进行增加绝缘底座处理, 就地端子箱电缆固定及功能实验, 最终将此影响机组安全运行隐患消除。

(2) 执行 PT1LHP006 切换试验 (柴油发电机定期试验) 时引发 RGL001AA 报警

SD2 柜 SG2.7 电流故障。RGL 共有冗余配置的两路控制电源，一路来自 RAM 发电机的单相 260 V 交流电源，另一路来自 LMA 的单相 220 V 交流电源，执行 A 列柴油发电机试验时，LMA 将有 1.6 s 失电时间，此由发电机负荷开关特性决定，记录 SG 电流输出，发现 SG 电流下降达到一定程度时，引发 SG2.7 故障，最终发现 RGL001AA 引起报警的原因是 SD2 柜 SG 机架 POWER SUPPLY (± 15 V) CARD 供电输出的 +15 V 偏低故障。更换故障电源模块，并反馈至大修中对该类电源模块作共模失效检查。

(3) 1REN102VP 多次不明原因跳闸

经过长期检查、分析，确认为 1REN012RF 冷却器存在杂质堵塞，造成 1REN102VP 管线超压，保护动作导致跳闸。

3.1.12 燃料循环及燃料管理

1. 核材料管制

(1) 运营公司核材料管制办公室

大亚湾核电运营管理有限责任公司核材料管制办公室负责岭澳核电站的所有核材料管制工作。

(2) 2004 年度核材料衡算报表

利用核材料衡算软件进行核材料衡算及报表制作。完成岭澳核电站 2004 年 4 个季度核材料衡算报表以及 1 号机组第三循环、2 号机组第二循环换料新燃料接收及核材料交接统计报表。并按季度对报表进行归档。

(3) 燃料组件历史记录

维护和完善岭澳核电站 1 号、2 号机组核材料综合数据库，包括所有组件从入厂到出厂的一系列变化。完成所有燃料组件的历史卡记录。

(4) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了换料用组件接收、贮存以及装卸料和两个机组实物盘存等工作。实物盘存按照程序在不同时间内对三个实物盘存关键测量点分别进行实物盘存。对燃料厂房和反应堆厂房的实物盘存表明，两台机组均无任何核材料的不平衡差和核材料的损失。核材料的消耗都用于发电，所产生的铀都存在于燃料组件中。实物盘存工作也验证了实际的装料与该循环的堆芯装载图的一致性，包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件的正确性。

(5) 核材料衡算软件的升级

按照国家核材料管制办公室的要求，对核材料衡算软件进行升级，新的核材料衡算软件名为“件料衡算账目管理软件”。

2. 两台机组的换料设计

岭澳核电站 1 号机组第三循环使用 56 组富集度为 3.7% 的 AFA-3G 新燃料组件，设计循环长度为 306 EFPD。由于考虑到 1 号机组第二循环寿期初较大的象限倾斜，因此在第三循环的设计中考虑了象限倾斜的抑制，保证了机组的正常运行。1 号机组第三循环于 2004 年 3 月 21 日达到临界，3 月 31 日升至满功率，预计 2005 年 2 月停堆。

2 号机组第二循环使用 60 组新燃料组件，其中 8 组富集度为 3.1% 的 AFA-2G 组件，52 组富集度为 3.2% 的 AFA-3G 组件。2 号机组第二循环的堆芯装载方案同样考虑了象限倾斜的抑制，设计循环长度为 275 EFPD，机组于 2004 年 1 月 29 日达到临界，2 月 19 日达到满

功率。由于发电计划的需求，机组在寿期末延伸运行到 294 EFPD，于 2004 年 12 月 10 日开始停堆大修。

3. 岭澳核电站寿期末延伸运行项目顺利完成

岭澳核电站寿期末延伸运行项目于 2004 年 3 月启动，项目历时 8 个月，于 2004 年 11 月结束（完成执照申请），项目由运营公司负责，法马通公司参与。该项目直接应用于岭澳核电站 2 号机组第二循环的寿期末，提高了燃料循环长度和电站的经济效益。

岭澳核电站寿期末延伸运行项目论证了在岭澳核电站混合堆芯及提高富集度的燃料管理模式，换料循环在寿期末（在无法调节硼浓度的情况下）可以通过一回路的降温、降功率来引入反应性，延长运行时间，在功率降低到 90% FP 左右，提高循环长度达 30 EFPD。项目的论证主要包括了燃料管理模型的建立、通用安全参数和特定事故安全参数、功率能力分析、一回路超压事故等。具备延伸运行能力能够更大限度地增大运行灵活性，调节大修窗口，同时提高燃料循环的经济性。

4. 岭澳核电站先进燃料管理项目的进展

实现先进燃料管理的目的是较大幅度地提高燃料经济性及整个电厂的经济效益或综合效益。其主要手段有：

(1) 将 OUT-IN 装料（新燃料装在堆芯外围）变成 IN-OUT 装料（新燃料装在堆芯内部），提高燃料裂变中子利用率，减少反应堆压力容器积分中子注量，延长容器寿命以及核电站的寿命；

(2) 提高燃料浓缩度，并提高卸料平均燃耗，减少年均装载新燃料组件数量和乏燃料处理数量，大幅度降低燃料成本；

(3) 采用新型燃料组件，既保证燃耗的提高又增加了安全裕量；

(4) 引进延伸运行（Stretch-Out）技术，增加调节循环长度和大修安排的灵活性。

2004 年 2 月，DNMC，FRA 和 NPIC 一同在北京向 NNSA 作了岭澳核电站先进燃料管理的总体思路、采用的技术和实施进度等方面汇报，听取了 NNSA 的意见。2004 年 7 月 8 日，总经理部作出决策，确定岭澳核电站先进燃料管理采用 1/4 换料方式。

1/4 换料的主要特点包括：每年更换 1/4 燃料组件，比 1/3 年度换料减少更换燃料组件约 24 组，年经济效益约 2 000 万美元。引进延伸运行技术，可将年发电量由原来预计的 140 亿 kW·h 提高到 143 亿 kW·h。采用 IN-OUT 装料方式，延长反应堆压力容器寿命。

为提高分析的准确性，在 1/4 换料项目论证中考虑引进燃料管理的新程序和新方法，包括同意采用全 M5 结构 AFA-3G 燃料组件，同意项目组提出的采用除统计法 LOCA 分析以外的新程序和新方法，同意 1/4 换料的堆芯主要设计参数。

2004 年 8 月，完成最终版本的项目技术规范，开始与 FRA 及 NPIC 进行技术谈判；2004 年 9 月，进行项目商务谈判；2004 年 12 月，合同谈判基本达成协议，各方按照意向书正式开展工作。

根据合同进度，2006 年 12 月将完成技术论证，执照申请和现场实施准备，宜宾核燃料元件厂提供全 M5 结构 AFA-3G 燃料组件，2007 年 3 月，1 号机组第五次大修（即第 6 循环）开始 1/4 年度换料。

5. 换料设计自动化程序 HADES-II 在岭澳核电站的应用

从岭澳核电站两台机组第二循环开始，换料设计程序采用 HADES-II 自动化程序。HADES-II 可以调用 SMART/ESPADON 程序，能够自动产生输入卡并进行计算结果的数据处

理, 自动产生换料设计报告并有图形化的用户界面接口。HADES-II 的使用很大程度上减少了以前换料设计中手工处理可能产生的错误, 大大节省换料设计的时间。在经历了几个循环的设计之后, 经过对程序的进一步完善和修正, HADES-II 程序已经更为可靠和稳定。

6. 核燃料操作活动管理

2004 年岭澳核电站主要核燃料操作活动如下:

(1) 新燃料接收

2004 年 2 月 14 日, 1 号机组接收 2 组紧急采购的 AFA-3G 新组件, 由宜宾核燃料元件厂生产, 富集度为 3.7%, 贮存于燃料厂房干贮存间内。同时, 将 1 号机组燃料厂房干贮存间的 4 组备用新组件转移到了乏燃料水池。

2004 年 9 月 13 日, 2 号机组接收由宜宾核燃料元件厂生产的 AFA-3G 新组件 56 组, 富集度为 3.7%, 全部存放在乏燃料水池。同时, 将 2 号机组干贮存间的 4 组新组件转移到了 2 号机组乏燃料水池。

2004 年 12 月 1 日至 4 日, 1 号机组接收 46 组由宜宾核燃料元件厂生产的 AFA-3G 燃料组件, 富集度为 3.7%, 其中 44 组贮存于燃料厂房内乏燃料水池, 其余 2 组贮存在干贮存间。同一批接收的还包括 2 号机组的 8 组富集度为 3.7% 的 AFA-3G 新燃料组件, 均贮存在 2 号机组燃料厂房的干贮存间内。

(2) 大修换料

岭澳核电站 1 号机组第二次大修换料的时间是从 2004 年 2 月 22 日到 3 月 8 日。

岭澳核电站 2 号机组第一次大修换料的时间是从 2003 年 12 月 4 日到 2004 年 1 月 16 日; 第二次大修换料操作时间是从 2004 年 12 月 16 日至 12 月 30 日。

两台机组 4 次大修换料的具体操作时间见表 3.1.12-1。

表 3.1.12-1 大修换料操作时间统计

h

项目名称	1 号机组		2 号机组	
	第一次大修	第二次大修	第一次大修	第二次大修
卸料前 F PMC 41 试验	7	5	5	5
卸料	60	64.8	59	62.4
相关组件倒换	83.3	99	111.5	70.5
装料前 F PMC 41 试验	6	5	4	4.5
装料	64.8	65	60	69
堆芯照相	4	3.5	3.8	3

注: 相关组件倒换时间中包含了燃料组件变形检查和乏燃料水池盘存的时间。

岭澳核电站 1 号机组第二次大修期间完成了 9 组乏燃料组件的变形检查; 2 号机组第二次大修期间完成了 10 组乏燃料组件的变形检查, 见表 3.1.12-2。

表 3.1.12-2 2004 年岭澳核电站乏燃料组件变形检查

机组	燃料组件
1 号机组	YQ4002, YQ4018, FX1NH6, YQ400Y, FX1NK0, FX1NK9, FX1NTL, YQ400C, FX1NHN
2 号机组	FX1RTW, FX1RV3, FX1RTI, FX1RTT, FX1PIV, YQ402X, YQ402K, YQ402Q, YQ402H, YQ402G

(3) 核燃料厂房乏燃料水池库存

截至 2004 年 12 月 31 日, 岭澳核电站两台机组的乏燃料水池库存信息见表 3.1.12-3。

表 3.1.12-3 岭澳核电站燃料厂房乏燃料水池库存统计

件

种 类	1 号机组	2 号机组
乏燃料组件	104	120
新燃料组件	44	0
适配器数量 + 适配器占用的燃料格架数	30 + 88	31 + 87
模型组件	0	0
假组件	1	1
空燃料格架	1 027	1 054
可用燃料格架	939	967

3.2 核安全

3.2.1 三道屏障完整性

2004 年, 岭澳核电站两台机组的三道屏障完整性保持完好。以下是 2004 年三道屏障的监控情况。

1. 燃料元件包壳

作为反应堆第一道屏障, 燃料元件包壳的完整性非常重要, 其完整不但使得反应堆堆芯处于安全状态, 而且限制了电站内工作人员所接受的剂量。对于燃料包壳完整性, 核电站技术规范对一回路放射性水平提出了具体限值, 同时要求对一回路放射性水平参数进行监测。

表 3.2.1-1 至表 3.2.1-4 给出了 2004 年岭澳核电站 1 号和 2 号机组的一回路放射性指标: 放射性气体 γ 谱和放射性碘同位素 γ 谱, 从表中可以看出, 两台机组的两项指标稳定, 并且在限值之下。由此可得出结论, 2004 年岭澳核电站 1 号和 2 号机组燃料元件包壳屏障的完整性满足技术规范的要求。

表 3.2.1-1 2004 年 1 号机组一回路放射性气体总量

MBq/t

取样日期	1月13日	2月13日	4月15日	5月27日	6月29日	7月15日	8月26日	9月21日	10月21日	11月9日	12月2日
$^{85}\text{Kr}^m$	0	12	0	0	11	0	0	0	0	0	10
^{87}Kr	29	16	0	0	0	0	11	0	0	18	0
^{88}Kr	18	34	0	0	0	20	0	11	0	0	0
^{133}Xe	0	63	39	53	34	33	41	42	63	45	46
$^{133}\text{Xe}^m$	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	83	79	43	39	48	46	49	45	53	57	54
^{138}Xe	141	119	147	57	60	53	73	60	64	69	66
气体总量	337	323	229	149	153	152	174	158	180	189	176

表 3.2.1-2 2004 年 2 号机组一回路放射性气体总量

MBq/t

取样日期	2月26日	3月24日	4月14日	5月7日	6月25日	7月21日	8月25日	9月22日	10月6日	11月12日
$^{85}\text{Kr}^m$	8.9	7.8	8.7	16	6.6	6	10	0	6.7	11
^{87}Kr	0	0	15	14	15	20	8	22	11	0
^{88}Kr	0	35	0	18	0	0	0	19	33	41
^{133}Xe	33	47	54	48	56	54	66	65	72	48
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	71	72	60	72	67	67	72	74	69	76
^{138}Xe	86	83	115	91	82	118	106	81	108	109
气体总量	199	245	253	259	227	265	262	261	299	285

注：1) 所取样点为当月气体总量最大值的取样点。

2) 6小时内停堆气体总量限值为 2.96 TBq/t, 48小时内停堆气体总量限值为 1.48 TBq/t。

3) 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

表 3.2.1-3 2004 年 1 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月6日	2月3日	4月15日	5月27日	6月22日	7月1日	8月12日	9月23日	10月1日	11月30日	12月21日
^{131}I	2.6	1.9	1	1	1.6	1.4	1	1	2	1	1
^{132}I	56	64	37	29	27	35	37	28	23	34	37
^{133}I	41	34	18	18	21	21	24	17	22	20	24
^{134}I	143	119	108	52	42	72	68	45	54	56	67
^{135}I	72	42	0	34	0	0	36	37	0	35	38
^{131}I 当量	24.8	25.1	8.89	10.91	8.59	9.26	13.19	10.78	9.35	11.75	13.37

表 3.2.1-4 2004 年 2 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	2月23日	3月12日	4月14日	5月26日	6月9日	7月21日	8月13日	9月29日	10月6日	11月24日
^{131}I	0	2.8	2	2.4	3.6	3.5	3.8	2.8	2.9	4.2
^{132}I	49	60	60	59	62	67	69	70	68	66
^{133}I	32	34	37	34	37	36	37	38	43	38
^{134}I	130	134	119	108	111	124	131	151	139	158
^{135}I	61	57	61	67	56	63	71	67	69	71
^{131}I 当量	18.33	21.68	21.73	21.73	22.74	23.51	25.07	24.35	25.60	26.16

注：1) 所取样点为当月 ^{131}I 当量最大值的取样点。

2) 6小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 37.0 GBq/t, 48小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 18.5 GBq/t, 15天内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.96 GBq/t, 2个月内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.22 GBq/t。

3) 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

2. 一回路压力边界

2004 年 1 号和 2 号机组一回路压力边界的完整性监测情况见表 3.2.1-5。从表中可以看出, 两台机组一回路压力边界泄漏率处于较低水平, 均远低于技术规范限值 (总泄漏量限值为 2300 L/h, 非定量泄漏限值为 230 L/h), 也低于管理目标限值 30 L/h。1 号机组泄漏率

年平均值为 14.3 L/h, 2 号机组泄漏率年平均值为 14.9 L/h, 小于管理目标限值 30 L/h。因此 2004 年 1 号和 2 号机组的第二道屏障完整性良好。

表 3.2.1-5 2004 年一回路月平均泄漏率 L/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	14.50	12.36	大修	13.24	17.38	14.48	8.54	15.75	18.75	14.59	16.20	11.73
2号机组	大修	18.54	16.42	13.86	14.65	14.78	12.63	14.07	16.06	13.59	14.03	大修

3. 安全壳

安全壳作为三道屏障的最后一道屏障, 岭澳核电站两台机组在 2004 年全年的安全壳监测情况如表 3.2.1-6。

1 号机组全年平均值为 $0.84 \text{ m}^3/\text{h}$ (归一化为标准状态, 下同)。12 个月监测结果介于 $0.40 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.70 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

2 号机组全年平均值为 $0.60 \text{ m}^3/\text{h}$ 。12 个月监测结果介于 $0.23 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.78 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

表 3.2.1-6 2004 年安全壳月度平均泄漏率 m^3/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.70	0.70	大修	0.60	0.73	0.40	0.50	0.55	0.94	0.97	1.27	0.85
2号机组	大修	大修	1.78	0.60	0.23	0.28	0.54	0.23	0.23	0.84	0.65	大修

由以上数据可以看出, 2004 年两台机组安全壳的泄漏率小于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$, 满足运行技术规范的要求, 其完整性良好。

4. 风险评价

风险评价是通过概率论的方法给出电站在运行期间风险的变化情况, 亦即用 PSA 的方法评价电站的安全度。表 3.2.1-7 给出岭澳核电站 1 号机组和 2 号机组在 2004 年的风险度变化趋势。

表 3.2.1-7 2004 年风险度趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.09	1.01	大修	1.02	1.02	1.00	1.03	1.01	1.03	1.01	1.10	1.01
2号机组	大修	1.71	1.01	1.02	1.00	1.01	1.01	1.07	1.00	1.00	1.03	大修

全年平均风险度 1 号机组为 1.03, 2 号机组为 1.09, 均未超过电站内部控制的指标限值 1.2, 这说明 2004 年两台机组堆芯损伤频率控制比较好, 总体风险在可接受范围之内。但是从表中可以看出, 2004 年 2 月份 2 号机组的风险度超过限值, 其原因是 2 月 21 日, 9LGR 由于更换电缆而不可用。当时 1 号机组正处于大修, 因此只对 2 号机组有影响。

该事件与丧失厂外电源和全厂断电事故有关。虽然是预防性维修, 这一类事件的风险是可控的, 但是降低丧失厂外电源事故发生频率、提高全厂断电事故工况下所需系统的可用性仍然是电站需要密切关注的问题。

3.2.2 专设安全系统

2004年岭澳核电站专设安全系统总体状况良好,与2003年三个系统不可用率情况总体基本持平,两台机组安全系统不可用率达到公司五年发展计划中关键业绩指标的要求,其中应急柴油发电机组指标历史性实现“零”。安全系统性能指标如表3.2.2-1。

表 3.2.2-1 安全系统性能指标

指 标	实际值	年限值
ASG 系统不可用率	0.000 5	0.001 0
RIS 系统不可用率	0.000 6	0.001 0
LHP/LHQ 系统不可用率	0.000 0	0.002 0

1. 辅助给水系统

2004年两机组全年不可用率分别为0.0010和0.0000,1号机组不可用率略低于电站限值,2号机组无非计划性不可用事件。导致ASG不可用的主要事件及处理的主要技术问题有:

(1) 2004年1月7日执行定期试验1RPA043中1ASG001BA液位不高报警持续22分钟。1ASG017VD内漏,ASG415ID显示 $5\text{ m}^3/\text{h}$ 。原因该阀供气回路定位器下游压力偏低,调至正常值后内漏消失。本次事件ASG系统不可用1.1小时·列。

(2) 2004年3月18日在岭澳核电站1号机组第二次大修后期执行定期试验PT1RPB043对1ASG003PO进行再鉴定中,发现1ASG003PO出口压力只有1.4 MPa,转速只有1900 r/min,再鉴定不合格,检查为1ASG001TC调速器故障,经更换调速器,缺陷消除。该故障调速器外送解体检查后发现调节系统叠簧元件BELLOW断裂,无法实现转速的有效调节;在调节器油室内发现21 cm × 12 cm的检修用擦油布一块,导致调节油路部分堵塞。分析认为上述发现的调节油室异物是设备本身供货时即存在的,导致设备运行期间出现故障,而BELLOW的断裂怀疑是该异物存在的二次性损坏后果。本次事件ASG系统不可用22.87小时·列。

(3) 完成处理2号机组在调试中就存在的2ASG001/002PO的入口管道在低流量运行时振动剧烈问题。在电动泵出口小流量管线孔板上游及水箱房间各增加一支架,并且在岭澳核电站2号机组第一次大修中对小流量管线孔板2ASG038DI进行了扩孔改造,提高小流量管线再循环流量到 $35\text{ m}^3/\text{h}$,管道振动水平已恢复到正常水平。

(4) 针对ASG泵组部分试验ASG005/006因试验时间窗口导致ASG001BA液位不高的情况,ASG工作小组与运行人员进行分析研究,建议将相关试验安排在热停堆窗口进行,并在岭澳核电站2号机组第一次大修开始执行,情况良好。

(5) 2ASG001TC备用状态下排汽量较大且靠近龙门架问题,在岭澳核电站2号机组第二次大修实施了排汽管道改造。

(6) 针对ASG001BA水温高潜在风险问题,尤其是在夏季大修长时间运转ASG泵的情况下易发生ASG001BA水温高问题,电站继续要求FRA提供详细的设计改造方案。

由于ASG系统不可用主要发生在大修期间,因此在大修指标中增加“安全系统不可用率”指标进行控制。该管理改进从岭澳核电站2号机组第一次大修开始已实施。

2. 安全注入系统

2004年,两机组高压安全注入系统不可用率分别为0.0009和0.0003,基本与2003年持平,导致高压安全注入系统不可用的主要异常与处理的主要技术问题有:

(1) 2004年1月20日更换1RIS077VP电动头,不可用时间6.43小时·列。

(2) 2004年1月28日2RCV110/122MT漏油处理,不可用1.23小时·列。

(3) 2004年6月25日—26日因1RCV002MO轴承烧毁后更换电机过程须拆卸1RCV003AF而隔离,不可用共4.33小时·列。

(4) 2004年7月30日2RCV003PO因驱动端轴承温度异常上升而更换电机后进行空转及再鉴定,不可用3.55小时·列。

(5) 2004年11月3日执行定期试验1RIS075VB电动头关闭过程中开关热电偶动作故障,高压安全注入系统不可用2.58小时·列。

高压安全注入系统不可用主要发生在机组功率运行的定期试验期间出现电动阀门故障,且故障现象相似,多次发生。故障现象表现为按试验程序要求,相关电动阀关闭到位后,电动头中“关闭”的力矩开关未动作,马达继续向关闭方向旋转,导致过载,开关盘热电偶动作。故障时需现场复位才能恢复设备正常。为避免类似事件的重发,已将其定为内部运行事件并请RCA小组进行RCA分析,从故障现象相似性来看,有共模可能性。

2004年6月24日1RCV002MO轴承烧毁根本原因:安装过程中所进行的敲击轴承操作是本次故障产生的最为主要原因,此外不能排除该轴承也存在质量问题。纠正措施:升版现有检修程序,增加或细化对轴承安装质量的维修控制;修改维修大纲,将上充泵电机的润滑周期改为按实际运行时间计算。

3. 应急柴油发电机系统

2004年,全厂应急柴油发电机系统(LHP/LHQ)不可用时间为0,历史性地实现专设安全系统WANO指标“零”的突破。2004年岭澳核电站LHP/LHQ系统处理的主要技术问题如下:

(1) 柴油机冷却水管道支架裂纹、断裂问题。2004年2月18日巡检发现2LHP200FL管道支架卡箍出现裂纹。2004年3月17日发现岭澳核电站柴油机普遍存在飞轮端冷却水管道支架裂纹、断裂问题。2004年8月25日在进行1LHP006月度低功率试验时,1LHP200FL管道支架的卡箍突然发生断裂(原因为支架存在焊接质量缺陷和结构不合理,已完成缺陷支架补焊工作,岭澳核电站2号机组第二次大修进行冷却水管道支架着色探伤检查。最终措施为改进支架,避免再出现断裂)。

(2) 柴油机活塞燃烧室唇口裂纹。岭澳核电站2号机组第一次大修期间,2LHP柴油机六年检中发现6个活塞裂纹,作为反馈对其他三台柴油发电机组进行检查,1LHP发现7个活塞有裂纹,1LHQ主连杆侧12个活塞全部有裂纹,2LHQ发现6个活塞有裂纹。处理措施为更换或打磨活塞,校验调整喷油器压力定值,校验调整油门初始开度值。

(3) 2004年1月17日和2004年2月11日,1LHP柴油机试验引发RGL故障报警。此问题为历史遗留问题,多次出现。根本原因为EEC SD2机柜SG(静止钩爪驱动线圈)机架的±15V电源卡中由260V供电的单元故障,触发报警。处理措施为更换损坏的板件,改维修大纲,增加“在每个换料周期分别在220V或260V单独供电情况下检查RGL所有EEC柜电源卡”项目。

(4) 2004年10月6日,执行1LHQ006试验期间,当柴油机自动启动带载后,

1LHQ412QH 读数为 0, 检查发现 1LHQ412QH 的计数单位被改为“H”, 可能原因是 1LHQ412QH 掉电后自动恢复为默认设置(默认单位为“H”)。已多次发现该问题, 处理措施为更换 1LHQ412QH。

(5) 2004 年 11 月 3 日, 发现 1LHP701FL 软管下游管道卡箍螺栓松脱。已重新紧固, 避免管道及软管破裂。

(6) 2004 年 12 月 21 日, 岭澳核电站 2 号机组第二次大修中发现 2LHQ001MO 柴油机侧同心度偏差为 0.32 mm, 超标准 0.07 mm。重新调整中心, 对中合格, 振动可接受。

(7) 2004 年 12 月 22 日, 执行 2LHQ420AR 保护柜年检时, 发现 420AR 中 410UB 端子排 3 号线松动, 将造成燃油液位指示异常, 失去报警。已重新紧固接线头。

3.2.3 安全相关设备不可用状态 (Io) 跟踪

2004 年针对岭澳核电站机组的第一组及第二组安全相关设备的不可用次数、不可用持续时间以及第一组安全相关设备的不可用消耗比等指标进行跟踪统计。

2004 年岭澳核电站第一组安全相关设备随机不可用年累计消耗比的目标限值为 6.5/机组, 全年实际结果是岭澳核电站 1 号机组的累计第一组安全相关设备随机不可用 (Io) 消耗比为 3.99, 岭澳核电站 2 号机组为 3.12, 都在目标限值以下。主要设备随机故障造成的消耗比为: 1PTR022VB 故障不能备用 RRA 造成的消耗比为 0.43, 1RCP090MN 取样管线堵造成的消耗比为 0.30, 1ASG003PO 调速器故障造成的消耗比为 0.32, 1KRT041MA 故障造成的消耗比为 0.38。

1. 第一组安全相关设备不可用

第一组安全相关设备不可用次数、不可用累计消耗比按月分布情况如表 3.2.3-1 和表 3.2.3-2 所示。

表 3.2.3-1 第一组安全相关设备不可用次数逐月分布情况

月 份		1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
全厂	当月次数	53	39	54	45	22	37	41	28	21	43	42	34
	累计次数	53	92	146	191	213	250	291	319	340	383	425	459
岭澳核电站 1 号机组	当月次数	32	19	30	31	11	26	23	13	12	29	14	18
	累计次数	32	51	81	112	123	149	172	185	197	226	240	258
岭澳核电站 2 号机组	当月次数	21	20	24	14	11	11	18	15	9	14	28	16
	累计次数	21	41	65	79	90	101	119	134	143	157	185	201

表 3.2.3-2 第一组安全相关设备不可用消耗比逐月分布情况

月 份		1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
全厂	当月总消耗比	1.21	3.34	1.9	0.88	0.5	1.11	0.81	0.38	0.48	1.51	0.78	0.46
	当月随机消耗比	0.60	1.31	1.26	0.58	0.20	0.76	0.52	0.10	0.14	1.31	0.18	0.15
岭澳核电站 1 号机组	当月总消耗比	0.66	1.75	1.34	0.46	0.21	0.7	0.51	0.18	0.21	0.85	0.31	0.39
	当月随机消耗比	0.30	0.46	0.93	0.24	0.02	0.55	0.33	0.08	0.07	0.75	0.09	0.15
岭澳核电站 2 号机组	当月总消耗比	0.55	1.58	0.56	0.43	0.29	0.41	0.3	0.2	0.27	0.66	0.47	0.07
	当月随机消耗比	0.30	0.85	0.33	0.34	0.18	0.21	0.18	0.01	0.07	0.56	0.09	0.00

2004年岭澳核电站1号和2号机组第一组Io不可用次数分别为258次和201次。在两台机组全年发生的共459次第一组不可用中,计划不可用有329次,占总数的71.68%;计划不可用的消耗比累计为6.25,占总数的累计消耗比的46.78%。

2. 第二组安全相关设备不可用情况

2004年第二组安全相关设备不可用总体情况见表3.2.3-3。

表3.2.3-3 第二组安全相关设备不可用总体情况

		一季度	二季度	三季度	四季度	2004年总计
全厂	总次数	431	365	346	369	1511
	总时间/h	1267.36	1284.39	1100.41	1039.35	4691.51
岭澳核电站 1号机组	随机次数	59	42	38	23	162
	计划次数	200	137	148	142	627
	总次数	259	179	186	165	789
	总时间/h	764.59	776.26	697.61	547.54	2786
岭澳核电站 2号机组	随机次数	38	44	39	34	155
	计划次数	134	142	121	170	567
	总次数	172	186	160	204	722
	总时间/h	502.77	508.13	402.8	491.81	1905.51

2004年岭澳核电站1号和2号机组第二组Io不可用次数分别为779次和713次。在两台机组全年发生的共1492次第二组不可用中,随机不可用有317次,占总数的21.25%。

2004年各系统的第二组安全相关设备随机不可用次数排序统计结果如表3.2.3-4所示(表中只列出按两机组随机不可用次数较多的10个系统)。

表3.2.3-4 第二组随机不可用排名前十个系统

岭澳核电站1号机组				岭澳核电站2号机组			
系统	随机次数	计划次数	全部不可用持续时间/h	系统	随机次数	计划次数	全部不可用持续时间/h
KRT	61	311	229.89	KRT	70	266	255.33
DVN	18	20	211.3	DVN	14	16	251.93
SEC	10	34	241.5	DVE	8	14	154.63
RPR	8	44	104.72	SEC	8	30	196.3
CFI	7	1	221.67	CFI	7	0	79.55
PAMS	6	11	9.98	LCA	7	7	15.77
REN	6	19	17.62	PAMS	5	13	81.27
DVL	5	8	136.93	RPN	5	26	10.6
LCA	4	7	21.27	RGL	4	12	4.9
REA	4	2	122.07	RPR	3	43	103.17

从表中的统计结果来看,出现随机不可用次数较多的系统主要是 KRT, DVN, SEC, RPR, CFI, PAMS, REN, DVL, LCA 和 REA 等系统。尤其是 KRT 系统,几年来始终都是不可用次数最多的一个系统。

3.2.4 定期试验

1. 2004 年岭澳核电站 GOR 定期试验统计 (表 3.2.4-1)

表 3.2.4-1 2004 年岭澳核电站 GOR 定期试验年度统计

专业		计划		按计划执行项数		执行合格项数		异常项数		超期项数		一次不成功数		利用裕度项数	
		1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组	1, 0, 9 号机组	2号 机组
MIC	大小	(67) 359	(57) 339	(67) 359	(57) 339	(67) 359	(57) 339	— 0	— 44	— 0	— 0	— 0	— 0	— 13	— 10
MEE		57	37	57	37	57	37	0	2	0	0	0	0	4	1
TTS/TP		321	293	321	293	321	293	3	1	0	0	0	0	3	8
TTS/TF		16	22	16	22	16	22	0	0	0	0	1	0	0	0
OPH/HR		607	459	607	459	607	459	2	0	0	0	0	0	0	0
LPO	≥1月	542	506	542	506	542	506	44	32	0	0	21	1	18	12
	=1周	288	192	288	192	288	192	4	1	0	0	6	3	0	0
年度合计		2 190	1 848	2 190	1 848	2 190	1 848	53	80	0	0	28	4	38	31
年度比例		—		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	97.6%	95.7%	0.0%	0.0%	98.7%	99.8%	1.73%	1.67%
		占总计划数		按计划执行率		执行合格率		无异常率		超期率		一次成功率		裕度内调整率	

2. 2004 年岭澳核电站定期试验总结

(1) 岭澳核电站 1 号和 2 号机组全年定期试验按计划执行率及执行合格率指标情况正常;

(2) 岭澳核电站 1 号和 2 号机组全年定期试验的一次成功率比例分别为 98.7% 和 99.8%, 1 号机组全年一次成功率低于 99% 目标值要求, 共有 28 次试验出现一次不成功, 主要为 LPO 的试验项目, 总体表现不满意。2 号机组则表现出较高的成功率, 总体情况满意。2004 年出现一次不成功的试验项目主要有: PT9DVN001/004, PT * RPA/RPB042, PT1SAP001 等试验;

(3) 1 号和 2 号机组全年无异常率分别为 97.6% 和 95.7%, 1 号机组比 2 号机组表现稍好, 情况基本满意。2 号机组全年无异常率低于 96% 目标值要求, 总体表现不满意。经常出现异常的试验主要集中在 LHP/LHQ 柴油机手动及自动低功率试验、PT1VVP002, PT1LLS001, PT1RPA/RPB012, SIP 保护试验等;

(4) 1 号和 2 号机组全年试验裕度内调整率分别为 1.73% 和 1.67%, 在合理的项目裕度调整数量范围内;

(5) 定期试验缺陷响应处理速度及处理工期正常。

3.2.5 瞬变统计

岭澳核电站 2004 年度正常运行期间的瞬变消耗正常。运行操作员接受瞬变知识培训之

后, 有效地控制了 RCV 系统瞬变的发生。但在大修和机组启停过程中发生了一些重要的瞬变, 其中, 1 号机组出现一次自动停堆事件造成瞬变 21.1 的发生; 2 号机组因主变压器故障造成一次瞬变 2.0 和 1.2 消耗, 2 号机组大修期间为处理 SAR612VA 漏气机组后撤到 RRA 可连接状态引起瞬变消耗 9.2。特别是 1 号机组第二次大修后汽轮机冲转过程中因盘车时间不够引起振动高两次手动停机造成两次 18 号瞬变的发生。因此, 岭澳核电站 2004 年度重要瞬变消耗比 2003 年多, 需引起注意。

1. 2004 年瞬变总体消耗

根据不同工况, 瞬变可分为 4 类: 1 类为设计工况; 2 类为一般运行工况及中等概率事件 (如升、降功率); 3 类为小概率事件 (如一回路小破口); 4 类为极小概率事件 (如一回路大破口)。全部瞬变共 100 余种, 主要瞬变有以下几种: 反应堆升温降温、升降功率、速降功率、停堆、RCV 系统上充下泄流量变化、余热导出系统投运、安全阀的动作等。表 3.2.5-1 给出了 2004 年瞬变总体消耗, 从表中的统计结果可知, 2004 年所消耗的瞬变都为 2 类瞬变。

表 3.2.5-1 2004 年瞬变总体消耗

瞬变代码	简要描述	2002 年		2003 年		2004 年		累计消耗		设计限值
		1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
1.1	开盖后升温	1	2	1	0	1	1	4	3	80
1.2	反应堆升温 (没有打开反应堆冷却剂系统)	1	3	1	0	0	1	2	4	120
2.0	反应堆降温	2	4	2	1	1	2	5	7	200
3.1	升功率 (在 15% FP 到 100% FP 之间, 最大速率 5% FP/min)	27	21	5	5	3	3	35	29	9800
3.2	升功率 (15% FP 到 100% FP, G 模式反应堆冷却剂温度偏低)	1	0	0	0	0	0	1	0	2000
4.1	降功率 (100% FP 到 15% FP, 最大速率 5% FP/min)	19	20	6	6	3	3	28	29	9920
4.2	降功率 (100% FP 到 15% FP, G 模式反应堆冷却剂温度偏低)	4	0	0	0	0	0	4	0	2000
9.2	一回路两相情况下温度波动	7	0	0	0	0	1	7	1	100
15.1	一回路单相情况下升温或冷却 ($\Delta T_{\max} = 20$)	1	1	2	1	1	0	4	2	2000
15.2	一回路单相情况下升温或冷却 ($\Delta T_{\max} = 50$)	5	0	1	1	0	0	6	1	200
18	汽轮机自动停运, 汽轮机旁路系统部分开启	6	1	1	0	2	0	9	1	80
21.1	从正常运行状态自动停堆, 有正常导热条件	6	3	0	0	1	0	7	3	230

续表

瞬变代码	简要描述	2002年		2003年		2004年		累计消耗		设计限值
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
22	从正常运行状态自动停堆, 出现给水过冷但安全注入系统未启动	1	0	0	0	0	0	1	0	160
32.1	上充流量增加 50%	63	42	17	4	11	11	91	56	12 000
32.2	上充流量最大程度增加	15	13	0	0	1	0	16	13	300
33	上充流量减少 50%	68	61	0	4	20	10	98	75	12 000
35	关闭第二个下泄孔板, 中等幅度温度变化	22	10	12	3	11	12	45	25	11 200
36	关闭第二个下泄孔板, 大幅度温度变化	16	3	2	2	0	5	18	10	800
37	下泄关闭再打开, 上充不关闭	10	3	1	0	0	0	11	3	220
38	上充下泄同时关闭, 同时打开	18	11	0	0	0	0	18	11	200
42	RRA 系统投运	1	5	1	1	1	3	5	9	200
42.3	RRA 投运后温度调节	0	0	0	2	1	0	1	4	2 000

2. 2004 年发生的重要异常瞬变分析

(1) 1 号机组瞬变消耗

1) 瞬变 21.1: 在 3 月 27 日升功率到 86.5% FP 时, R1 控制棒 LC1 线圈的保险烧毁, 反应堆自动停堆, 造成 1RCP 温度下降 30℃。该瞬变限值 230 次目前已累计 7 次, 应引起注意。

2) 瞬变 18 发生 2 次: 3 月 28 日 11:20 汽轮机冲转, 12:38 并网, 14:14 汽轮机 9 号轴承振动达 0.101 mm, 手动停机。17:50 汽轮机再次冲转, 18:26 并网, 20:39 汽轮机 5 号轴承振动达 0.189 mm, 手动停机。两次 18 号瞬变的发生, 都是人因造成的 (汽轮机盘车时间不够)。该瞬变限值 80 次, 年度允许消耗 1 次, 现已累计 9 次, 应引起注意。

3) 瞬变 15.1: 1 号机组第二次大修期间, 3 月 16 日出现一回路单相升温过程中反向降温现象。

4) 瞬变 32.2: 1 号机组第二次大修期间, 3 月 16 日 RCV 上充流量变化造成 RCV019MT 显示温度变化达 135℃。

(2) 2 号机组瞬变消耗

1) 瞬变 2.0: 2 月 1 日主变压器故障机组状态后退引起反应堆降温。

2) 瞬变 1.2: 2 月 11 日主变压器故障处理完毕, 反应堆从冷停堆启动。

3) 瞬变 9.2: 2 月 11 日, 为处理 SAR612VA 漏气机组后撤到 RRA 可连接状态, 引起反应堆升温升压的过程中降温 61℃。

3. 避免重要瞬变发生的注意事项

2004 年的大部分瞬变发生在大修过程和启停堆期间, 为了在今后减少不必要的瞬变发生, 应注意以下几个方面:

(1) 18 号瞬变年度允许消耗 1 次, 实际发生 2 次, 且都是人因造成的 (汽轮机盘车时间不够引起汽轮机振动高而两次手动停机), 因此应该注重减少人因事故造成重要瞬变的

发生。

(2) 停堆降温过程中须避免反向升温操作，反应堆在升温过程中避免反向降温操作，如确实需要，注意温度变化的速率。

(3) 注意 RCV 系统上充、下泄流量的调节控制。当上充流量增加较大时，应同时增加下泄流量；当 RCV 系统的下泄流量保持不变时，避免过大幅度地调节上充流量。

(4) 尽量避免下泄孔板的全部关闭，减少瞬变 37 的发生。

3.2.6 执照运行事件

1. 执照运行事件历年数量统计

从商业运行到 2004 年为止，岭澳核电站已产生 38 起执照运行事件，其中人因 24 起，统计分析见表 3.2.6-1 至表 3.2.6-3。

表 3.2.6-1 2004 年执照运行事件数量与往年对比

年份	1 号机组		2 号机组		合计
	人因	设备	人因	设备	
2001	2	0	0	0	2
2002	8	6	4	1	19
2003	5	2	3	2	12
2004	0	1	2	2	5
合计	15	9	9	5	38

表 3.2.6-2 执照运行事件数量按机组状态分布

机组状态	1 号机组		2 号机组		合计
	人因	设备	人因	设备	
首次并网前	5	0	3	0	8
首次并网至商业运行	5	3	1	1	10
商业运行至 2004 年	5	6	5	4	20
合计	15	9	9	5	38

表 3.2.6-3 两电站各类事件数量对比

		24 小时事件数量			IOE 数量			执照运行事件数量			重发事件数量		
		2002 年	2003 年	2004 年	2002 年	2003 年	2004 年	2002 年	2003 年	2004 年	2002 年	2003 年	2004 年
岭澳核 电站	人因	935	993	803	43	52	27	11	8	2	2	5	2
	设备	1 427	2 016	1 996	39	58	47	8	4	3	5	5	5
大亚湾 核电站	人因	426	698	644	55	61	39	7	8	9	4	3	2
	设备	902	1 258	1 979	63	55	35	4	3	1	8	7	6
岭澳核电站		2 362	3 009	2 799	82	110	74	19	12	5	7	10	7
大亚湾核电站		1 328	1 956	2 623	118	116	74	11	11	10	12	10	8

由表可见,2002年是人因执照运行事件的多发期,1号、2号机组2002年的人因事件全部发生在商业运行以前,以后岭澳核电站的执照运行事件数量逐年下降。内部运行事件和重发事件到2004年都是历年最少的,而24小时事件单数量只比2003年略有减少,说明岭澳核电站在保持较好透明度的前提下,业绩不断提高。

2. 导致自动停堆的执照运行事件数量对比

2004年的执照运行事件中有1起是因1RGL故障导致反应堆自动停堆,这是岭澳核电站商业运行以来的首次功率运行中的自动停堆事件。此较大亚湾核电站而言是一个很大进步。两电站功率循环运行中的自动停堆次数统计如图3.2.6-1所示。

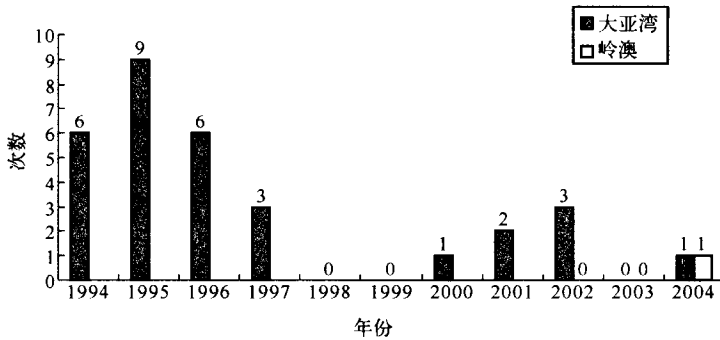


图 3.2.6-1 两电站自动停堆次数对比

3. 执照运行事件的分级对比

根据国际核事件分级 INES 方法,2004年岭澳核电站发生的5起执照运行事件,全部都是0级事件。岭澳核电站自1号机组首次装料以来每年执照运行事件数量按事件分级情况参见表3.2.6-4。

表 3.2.6-4 执照运行事件分级统计

事件分级	2002年	2003年	2004年
0级	18	9	5
1级	1	3	0
事件总数	19	12	5

需要说明的是,有两起事件是2003年12月发生的,在2004年5月被发现的,在事件统计中把它们归在2004年,这两起事件是“2ETY001PI更换后未按时执行碘过滤器效率试验”和“2号机组第一次大修期间运行定期试验执行异常违反运行技术规范监督要求规定”。事件级别按机组分布情况见表3.2.6-5。

4. 执照运行事件按 HAF 报告准则分布

岭澳核电站自2002年起发生的执照运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如表3.2.6-6。

表 3.2.6-5 执照运行事件级别按机组分布

事件	2002 年		2003 年		2004 年	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
0 级	14	4	6	3	1	4
1 级	0	1	1	2	0	0
合计	14	5	7	5	1	4

表 3.2.6-6 执照运行事件按 HAF 报告准则分布

HAF 报告准则	2002 年	2003 年	2004 年
准则 1	13	9	4
准则 2	—	1	—
准则 3	—	—	—
准则 4	4	1	1
准则 5	1	—	—
准则 6	—	1	—
准则 7	1	—	—
准则 8	—	—	—
准则 9	—	—	—
合计	19	12	—

上表显示，历年的执照运行事件以违反准则 1（违反核电站运行技术规范）的事件数量占绝对多数，2003 年和 2004 年都占总数的 75% 以上，“违反核电站运行技术规范”的事件主要是对技术规范的理解有误或对技术规范不清楚造成的，所以加强对核电站运行技术规范的理解和运用是一个非常重要的问题。

此外，违反准则 4（导致专设安全设施和反应堆保护系统自动或手动触发）的事件也多有发生。

5. 运行事件按事件原因比例分布（表 3.2.6-7）

表 3.2.6-7 执照运行事件按事件原因分布

事件性质	2002 年		2003 年		2004 年	
人因	11	57.9%	8	66.7%	2	40.0%
设备故障	8	42.1%	4	33.3%	3	60.0%
总计	19	100%	12	100%	5	100%

从连续三年的执照运行事件原因性质分布可见，2004 年人因执照运行事件不但在数量上大幅下降，在所占比例上也达到历史最低水平，但是 2004 年所定的两起人因事件（事件发生在 2003 年 12 月）所反映的问题还是较重要的。“岭澳核电站 2 号机组第一次大修期间运行定期试验执行异常违反运行技术规范监督要求规定”事件中反映出早就知道运行定期试验程序、监督大纲不能适用于实际执行，却没有研究如何解决此问题，直到违反运行技术规范监督要求。事件“2ETY001PI 更换后未按时执行碘过滤器效率试验”反映出相关程序对碘过滤器工作的责任划分不明确，导致工作中违反了运行技术规范的要求。

6. 执照运行事件按大修和功率运行期间的分布 (表 3.2.6-8)

表 3.2.6-8 执照运行事件按大修和功率运行期间的分布

起

年 份	大 修		功率运行		合 计
	人因	设备	人因	设备	
2002	12	4	0	3	19 (调试占 84%)
2003	4	3	4	1	12 (大修占 58%)
2004	2	2	0	1	5 (大修占 80%)
合计	18	9	4	5	36

注：1号、2号机组商业运行前按大修统计。

由上表可见，执照运行事件多发生在大修期间，而大修中的执照运行事件又以人因事件为主，所以大修的计划、组织、管理对减少执照运行事件是至关重要的。

3.2.7 经验反馈

3.2.7.1 内部事件经验反馈

1. 内部运行事件数量统计及变化趋势 (表 3.2.7.1-1)

表 3.2.7.1-1 岭澳核电站内部运行事件按大修、功率运行统计

起

内部运行事件数	人 因		设 备		合 计
	大修	功率运行	大修	功率运行	
1号机组	9	6	8	19	42
2号机组	10	2	12	8	32
合计	19	8	20	27	74
合计	27		47		人因比例 36%

2004年的内部运行事件随时间分布是正常的。由于2003年11月28日到2004年2月13日的岭澳核电站2号机组第一次大修以及2月17日到3月24日的岭澳核电站1号机组第二次大修使年初的人因事件和设备事件数量都大幅上升；而在以后的功率运行期间，人因事件基本上每月1起；12月10日开始岭澳核电站2号机组第二次大修，事件数量又大幅上升。大修中人因事件数量占全年的绝对多数。

岭澳核电站三年的内部运行事件数量的统计见表 3.2.7.1-2 和表 3.2.7.1-3。

表 3.2.7.1-2 岭澳核电站历年内部事件数量统计

年 份	2002	2003	2004	合 计
人因内部事件数	43	52	27	122
设备内部事件数	39	58	47	144
合计	82	110	74	266
人因比例/%	52.43	47.27	36.48	45.86

表 3.2.7.1-3 岭澳核电站 2004 年内部运行事件按机组统计

事件	机组	人因	设备	合计
内部运行事件	0	2	2	4
	1	12	22	34
	9	1	3	4
	2	12	20	32
	合计	27	47	74

2004 年人因和设备原因事件数量较 2003 年都有大幅下降。且人因事件所占比例也有下降，表明 2004 年的人因事件控制是较好的，尽管如此，2004 年也有一些较严重的人因事件发生，例如：

2 月 11 日，工作负责人持 PX 票进入 RX 对 2SAR612VA 进行带压堵漏，因工作准备中未仔细研究阀门结构，维修中发现新问题又处理不当，造成带压堵漏过程中漏气增大，机组状态被迫后撤。

岭澳核电站 2 号机组第一次大修，发电机维修过程中，不走 NCR 过程，承包商人员维修技能差，发电机气密试验时又使用了不当的验收标准，导致发电机励磁侧内油挡绝缘测量引线在支撑环上的贯穿件处漏氢，机组并网后又被迫停机。

3 月 13 日，岭澳核电站 1 号机组第二次大修中运行人员传水作业时未采取防护措施就下传输水池，造成体表及环境污染。

9 月 14 日，运行人员实施 1RAM002AP 隔离，按开关前未进行再次确认而误合负荷开关，导致 1RAM601JA 重新合闸，带来停堆风险。

9 月 20 日，化学人员改变系统设计状态时不走 TSD，自身经验、技能又不足而使风险分析不到位，造成 0SED401BA 罐体和顶盖部分凹陷，影响向机组供水。

由上表可见，2004 年无论人因事件还是设备事件在 1 号和 2 号机组的分布都比较平均。

2. 人因事件统计分析

2004 年，岭澳核电站共发生 27 起人因内部运行事件。事件相关责任部门统计如表 3.2.7.1-4，由于 1 个事件可能有几个责任相关部门，所以按相关责任部门统计的数量总合总是大于事件总数的，另外承包商责任的事件同时也计入其专业对口处。

表 3.2.7.1-4 2004 年岭澳核电站人因内部事件责任统计

部门	LPO	OPH	OPC	MIC	MRM	MSM	MGS	MOT	TEN	TCS	SNE (MGS)	QH (MSN)	QH (MRN)	QH (MIC)	ALS- TOM	UNK- NOW
数量	9	2	1	2	1	5	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1

由表可见，2004 年 LPO 和 MSM 的人因事件占了总人因事件的一半，特别是 LPO 的数量占绝对多数，这一比例分布与 2003 年基本相同。MRM 2004 年的人因事件数量由 2003 年的 8 起减到 1 起，是个不小的进步。由于首次由清河检修公司（QH）承担岭澳核电站的大修任务，所以其人因事件数量较其他承包商多。

2004 年人因内部运行事件中人所犯错误按其外在表现（故障症状）分类统计如图

3.2.7.1-1. 在检修人员的工作失误中, 检修不当造成设备损坏的仍占主要地位, 其次是安装错误, 事件多发生在大修中。运行人员的失误主要在于操作错误, 再线、隔离错误也时有发生。辐射防护事件仍占多数。

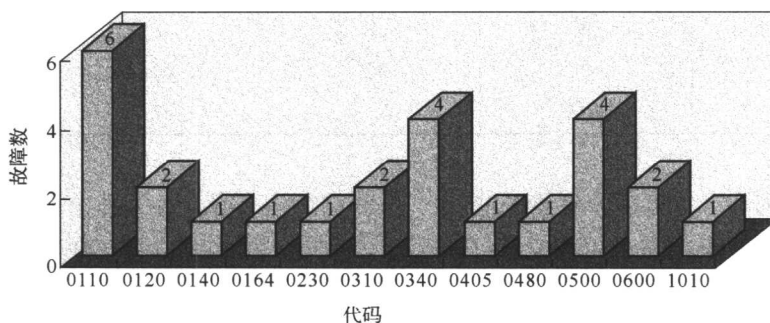


图 3.2.7.1-1 岭澳核电站 2004 年人因 IOE 故障症状统计

故障症状代码: 0110 检修工作造成设备损坏; 0120 安装错误; 0140 检修时在设备中发现异物; 0164 检修工作的错误危害机组运行; 0230 违反运行程序及技术规范; 0310 再线、隔离错误; 0340 运行人员操作失误; 0405 化学取样、化验、分析等活动出现错误; 0480 备件问题; 0500 辐射防护问题; 0600 工业安全问题; 1010 跑油、跑水

2004 年的人因内部运行事件比 2003 年减少了一半, 从图 3.2.7.1-2 可见, 在事件原因中, 虽然“违反规程”的绝对数量比 2003 年大大下降, 但所占的比例上升了, 说明在遵守程序方面所做的努力并不太理想, 这些违规行为有很多是不遵守防人因失误方面的要求。图中也表示出, 2004 年反映出来的程序问题较多 (2003 年 4 例)。另外, 技能不足仍是引发事件的一个重要原因。

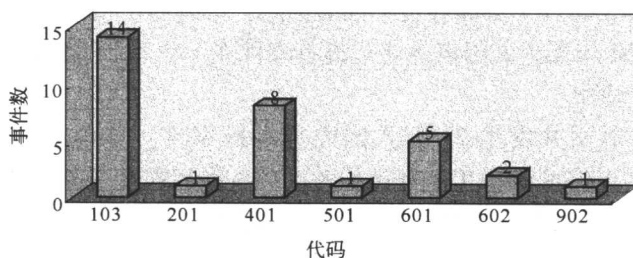


图 3.2.7.1-2 岭澳核电站 2004 年人因 IOE 根本原因统计

原因代码: 103 违反规程、规定; 201 粗心、不认真; 401 程序、文件不完善; 501 工作准备、风险分析不足; 601 运行以外人员知识、技能不足; 602 运行人员知识、技能不足; 902 其他管理不足

3. 设备事件统计

2004 年岭澳核电站产生设备原因内部运行事件 47 起, 所涉及的系统有 27 个, 其中故障多发的系统包括 CEX, GEV, DVN。2004 年重要的设备事件如下:

(1) 1 月 21 日, 1GSE004VV 两次意外关闭使电功率瞬间下降 75 MW 以上。

(2) 1 月 22 日, 岭澳核电站 2 号机组主变压器 B 相出现乙炔。

(3) 1 月 23 日, 岭澳核电站 2 号机组大修中 RCP 硫酸根超出规范, 1 月 26 日, 岭澳核电站 2 号机组蒸汽发生器磷酸盐污染。

(4) 1月24日, 1GSS108VL 自动关闭导致一回路热功率超过 2 905 MW。

(5) 2月3日, 1RCP001PO 转速测量机架电源模块故障。

(6) 2003 年末, 岭澳核电站 1 号机组主变压器 C 相因油中氢、乙炔、总烃含量超标更换后, 总烃产气速率超标, 1月18日, C 相内部低压侧有异常声音, 在岭澳核电站 1 号机组第二次大修中拆开主变压器进行检查。大修中检查主变压器 B 相又发现结构有断裂和变形, 主变压器低压套管内部三根软连接的叠片断裂。

(7) 3月9日, 2CEX 三台泵的振动值异常阶跃; 7月14日, 2CEX025/026VL 在手动状态意外关闭; 7月25日, 1CEX003PO 电机非驱动端轴承温度高导致泵不可用; 5月17日, 定期切换过程中 1CEX002PO 因进出口压差低自动停运。

(8) 3月23日, 9DVN008ZV 驱动端轴承紧定套断裂; 12月20日, 9DVN004/006ZV 风机皮带同时断裂并导致第一组 I₀。

(9) 3月28日, 1号机组启机升功率过程中因轴承振动高而被迫手动停机。

(10) 4月4日, 2RCP003PO 闪发转速低低信号; 12月2日, 2RCP 主泵一号轴封泄漏流量异常上升。

(11) 4月14日, 9LGR201JA 停运导致 9LGR201TA 不可用。

(12) 5月23日, 1CFI031TF 旋转滤网低速电机驱动端轴承座上半部分脱落。

(13) 6月25日, 1RCV002PO 电机非驱动端轴承烧毁。

(14) 11月6日, 1ARE031VL 调节异常导致 1 号蒸汽发生器水位由 0 m 快速上升至 0.6 m。

4. 重发事件数量对比

表 3.2.7.1-5 重发事件数量统计

年 份	2002	2003	2004	合 计
人因重发事件数	2	5	2	9
设备重发事件数	5	5	5	15
合计	7	10	7	24

3.3 工业安全

2004 年岭澳核电站经历了 2 号机组第一次换料大修的后期和 1 号机组第二次换料大修、维修更换主变压器故障相等重大活动, 发生轻伤一起 (因为这起轻伤伤者是 大修临时人员, 根据世界核营运者协会 WANO 的指标说明, 不计入电站 WANO 工业安全指标); 工业未遂事件 10 起; 20 万工时工业事故率为 0。工业安全总体指标控制在目标范围内。

参照 WANO 公布的 2003 年压水堆核电站 20 万工时工业事故率中间值为 0.28, 前四分之一值为 0, 岭澳核电站的工业安全指标处于世界先进水平。

1. 岭澳核电站工业安全指标统计 (表 3.3-1)

表 3.3-1 岭澳核电站工业安全指标

项 目	目标值	岭澳核电站实际值
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	≤1	0
20 万工时工业事故率 F	≤0.1	0
工业事故未遂次数	≤13	10

注: 工业安全事故率 $F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

2. 按工业事故未遂事件潜在后果分类 (表 3.3-2)

表 3.3-2 工业事故未遂事件潜在后果分类

风险类别	机械伤害	高空落物	触电风险	人员坠落	淹溺	窒息或被误关
相关事件数	3	2	2	1	1	1

3. 按工业事故未遂事件失效模式分类 (表 3.3-3)

表 3.3-3 工业事故未遂事件失效模式分类

失效模式	设备或工具缺陷	不良工作行为	安全设施或标志缺陷	违反工作组织过程	风险分析不足
相关事件数	2	3	3	1	1

3.4 消防

3.4.1 火灾事故及火险事件统计

1. 指标统计 (表 3.4.1-1)

表 3.4.1-1 火灾事故及火险事件统计

项 目	目标限值	实际值
火灾事故次数	0	0
一级火险次数	≤2	0
零级火险次数	—	5

2. 火灾事故与一级火险事件

2004 年岭澳核电站未发生火灾事故和一级火险事件。

3. 零级火险事件

2004 年岭澳核电站共发生零级火险事件 5 起, 具体事件描述见第七章的“2004 年火灾

事故及火险事件汇总”。零级火险事件按原因分类见表 3.4.1-2。

表 3.4.1-2 零级火险事件分类

原因类别	电 气	设备运行过热	漏 氢
相关事件数	3	1	1

3.4.2 消防管理

2004 年火灾自动报警系统 (JDT) 故障多, 加上汽轮机厂房自动喷水灭火系统的雨淋阀更换备件、LAB 库二氧化碳气体灭火系统误喷导致系统不可用等对消防系统可用率产生了较大影响。消防系统可用率统计见表 3.4.2-1。

表 3.4.2-1 消防系统可用率统计 %

电站	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
岭澳核电站	99.4	98.3	97.2	98.4	97.7	97.2	96.0	96.7	99.0	99.3	99.0	99.1

岭澳核电站按计划组织了 6 次三级消防演习和 2 次四级消防演习, 完成相应演习报告的编写, 对演习中的良好实践和存在的问题进行了及时总结和反馈。

针对 JPH/JPT 雨淋阀拒动是共模的老问题, OPH 联合 LPO/MSM/TEM/TEN 共同研究、分析、查找原因, 最终发现故障为转动部件摩擦力过大引起 (部件质量问题)。2004 年中全部更换完相关部件, 从根本上解决了岭澳核电站 JPH/JPT 雨淋阀拒动问题。积极推动解决岭澳核电站 1/2MX 厂房内的钢结构防火漆料大面积脱落问题, 于 2004 年初实施了改造。

3.5 辐射防护

3.5.1 辐射防护总体评价

2004 年岭澳核电站未发生人员超剂量照射和放射性物质管理失控事件, 人员体表污染和人因地面污染控制良好, 电站的辐射安全总体状况良好。

2004 年岭澳核电站辐射防护指标的目标值与结果见表 3.5.1-1。

表 3.5.1-1 2004 年岭澳核电站辐射防护指标的目标值与结果

指 标	目 标 值	结 果 值
集体剂量/ (人·Sv)	<1.34	1.006
最大个人剂量/mSv	<20	8.053
人因地面污染/次	20	5
人员体表污染/ (人·次)	10	5
人员体内污染/ (人·次)	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控/次	0	0

3.5.2 个人剂量监测

2004 年岭澳核电站个人剂量监测与管理见 2.5.2 章节。

3.5.3 运行辐射防护管理

1. 总体状况

电站年度非大修集体剂量 40.2 人·mSv, 比 2003 年 (105 人·mSv) 大幅降低; 未发生人员污染事件; 非大修期间的地面污染 IOE 事件数为 0。非大修期间的辐射安全状况总体良好。

2. KRT 系统运行管理

2004 年岭澳电站 KRT 系统不可用时间与次数统计结果见表 3.5.3-1。

表 3.5.3-1 岭澳核电站 KRT 系统不可用时间与次数统计结果

年 份	随机不可用 时间/h	随机不可用 次数	计划不可用 时间/h	计划不可用 次数	不可用的 总时间/h	不可用的 总次数
2002	1 114.77	285	613.47	301	1 728.24	586
2003	677.45	160	270.11	753	947.56	913
2004	248.724	100	152.145	538	400.871	637

从表中数据可以看出, 2004 年 KRT 系统总不可用时间和随机不可用时间与 2002 和 2003 年相比较均大幅度下降, 系统运行状态得到明显改善。

3.5.4 大修辐射防护管理

2004 年岭澳核电站经历了 1 号机组第二次大修, 2 号机组第一次大修两个机组大修。2 号机组第一次大修还包括了水压试验和 MIS 机检查等高辐射风险工作。辐射防护各项指标控制较好, 有力地保证了大修工作的顺利开展 (见表 3.5.4-1)。

表 3.5.4-1 大修辐射防护数据统计

大 修	集体剂量/ (人·mSv)		体表污染/ (人·次)		人因地面 污染/次		说 明
	指标	结果	指标	结果	指标	结果	
岭澳核电站 2 号机 组第一次大修	1 000	1 105	5	4	10	4	大修从 2003 年 11 月 28 日至 2004 年 2 月 13 日, 历时 77.4 天
岭澳核电站 1 号机 组第二次大修	600	324	4	1	6	2	大修从 2004 年 2 月 16 日至 2004 年 3 月 24 日, 历时 36.6 天

岭澳核电站 2 号机组第一次大修是一个包括水压试验和 MIS 机检查等高辐射风险工作的十年大修。本次大修因设备异常、故障处理造成的新增剂量共 170 人·mSv, 占到大修剂量的

14%，与历次大修相比明显偏高，这是本次大修超出预测水平的主要原因。

岭澳核电站1号机组第二次大修是个一般的年度大修，工期36.6天。辐射安全的各项指标控制良好，其中集体剂量创历史最低记录，仅324人·mSv。

3.5.5 辐射防护培训

岭澳核电站辐射防护培训见2.5.5章节。

3.6 生产准备

岭澳核电站二期是继岭澳核电站一期后，在广东省深圳市大亚湾地区建设的第三座商用核电站。岭澳核电站二期是在岭澳核电站一期的基础上采用“翻版加改进”模式，同时提高国产化比例。岭东核电有限公司作为岭澳核电站二期的业主公司，是岭澳核电站二期的主管单位，大亚湾核电运营管理有限责任公司受岭东核电有限公司的委托全面负责岭澳核电站二期建设期间的生产准备工作。

电站建设规模为两台100万千瓦级压水反应堆机组，将于2005年12月15日浇灌第一罐混凝土，建设周期为58个月，计划岭澳核电站二期两台新机组分别于2010年10月15日和2011年6月15日投入商业运行。

1. 生产准备组织管理模式

大亚湾核电运营管理有限责任公司于2004年2月份就开始酝酿岭澳核电站二期生产准备相关事宜，确定了生产准备工作由生产部负责组织实施。

2004年8月26日成立生产准备处（截至2004年12月份共到岗6人），作为生产部的一个下设处级单位，抽调专人着手开展生产准备总体政策和方案的前期策划工作。

2004年10月12日在培训中心EA316召开首次生产准备研讨会。会议就各专业处参与生产准备工作形式、重点推进的后续关键工作、总经理部关注与推动的工作等内容达成一些基本共识，同时也提出了诸如模拟机建造、程序编写等需要关注的问题。此次会议成立了生产准备委员会，生产准备委员会主席由生产部经理担任，执行主席由生产准备处处长担任，委员由人力资源部、安全质保部、技术部、维修部主管经理、生产四部负责生产准备工作的相关职能责任处处长担任。生产准备委员会的成立标志着岭澳核电站二期生产准备工作正式启动。

2. 生产准备工作计划

2004年12月，电站编制出《岭澳核电站二期生产准备工作大纲》（草稿），作为生产准备工作的一级计划，借此把有关各部、处与生产准备相关的工作任务组织起来，并利用生产准备委员会会议讨论和解决各类重要问题。

待《岭澳核电站二期生产准备工作大纲》定稿后，便开始制订生产准备工作二级计划《岭澳核电站二期总体执行计划》，以及三级计划，即各处生产准备工作计划。

3. 人员准备与培训

(1) 人员准备

岭澳核电站二期生产准备人员招聘计划见表3.6-1。

表 3.6-1 岭澳核电站二期生产准备人员招聘计划

人

部 门	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年
生产部	38	89	130	160	220	250	250
维修部	15	65	80	120	160	210	250
技术部	5	35	50	90	130	150	184
安全质保部	0	5	10	16	16	16	16
总计	58	194	270	386	526	626	700

(2) 培训

岭澳核电站二期生产准备人员（包括分流和新招聘人员）的培训与授权严格按照核安全法规（HAF103）的要求，根据公司有关政策实施后备干部和青年人才培养计划。目标是在保证机组安全生产和换料大修的情况下，分流生产准备人员，并保证新招聘人员的培训质量，使生产准备人员的技能满足生产准备要求。

培训工作已于 2004 年 12 月启动，初期在培训中心进行基本授权培训，然后分到各个岗位进行在岗培训。预计 2005 年 2 月启动对生产准备人员的培训。生产准备各类人员的培训流程和周期按岭澳核电站一期现有的成熟模式进行。

4. 经验反馈

岭澳核电站核电项目已经开工建造，为了降低工程造价，提高机组商业运行后的可靠性和经济性，大亚湾核电站和岭澳核电站一期建设、生产运行经验是非常宝贵的资源。所以，生产准备处目前正在组织开发生产准备经验反馈系统，在生产准备、移交接管、系统调试等工作过程中，总结并提出提高管理效率、提升设备和系统性能、优化厂房设置及布置、工程建设等方面的良好实践和建议。

在与工程公司讨论后，工程公司建议此经验反馈系统应是可以从生产线向工程线反馈，也可由工程线向生产线反馈。

5. 工程参与

(1) 建立工程与生产协调机制

为理顺生产参与工程工作中的各种关系，10 月 15 日工程与生产召开首次工程与生产协调会，建立工程生产月度协调会、工程生产“专业技术对口人”机制，确定了技术沟通渠道的工程生产技术发文管理规定等。

(2) BOP 子项和厂区总体资源规划

生产准备处在成立后就工程公司《BOP 子项资源优化分析报告》中 BOP 子项的优化结果，组织生产线相关处召开了两次会议，向厂房使用或管理部门进行意见收集。11 月 3 日生产准备处组织生产线相关部门与工程公司设计部就 BOP 子项资源优化结果进行会议讨论，双方就 BOP 子项优化结果达成一致修改意见：不同意在二期取消 AA, AB, XL 子项；同意二期取消 AO, EF, FC, OF, AG, QS 子项，增加 QT 子项；涉及改进的子项包括 AA/AF, XL, AD, BX, SA, ZB, VA, ZC, AL, AC, AB, EG；永久消防站和快速通道在厂区统一规划中考虑，工程公司可以承担设计、建造等工作。截至 2004 年 11 月 18 日，涉及生产线需要给出改进子项具体需求建议，已全部反馈。

(3) 参与工程公司 DCS 数字化主控制室设计和模拟机监造

参与 DCS 数字化主控制室设计是生产准备工作中的一项重要工作。2004 年 11 月 10 日，

生产准备处邀请工程公司设计部法国专家给生产线相关部门员工进行了岭澳核电站二期数字化主控制室设计及程序数字化转换概念性培训；11月15日，生产准备处选派一名 STA 参与工程公司的数字化主控制室前期概念性设计工作，根据工作需要 2005 年将再适当选派生产人员参与设计工作。12月14日，工程和生产双方开会讨论采用仪控设计联队的方式进行 DCS 数字化主控制室设计工作，DNMC 观点为：DCS 工作需工程公司牵头，DNMC 提供运行经验作为用户需求反映到设计中；决定沿用事件导向法 EOP 事故规程，而拟参考的 N4 和 EPR 均是采用状态导向法 SOP 规程，需要考虑由此区别所带来的影响。

目前程序数字化工作正在规划程序数字转化的培训和所需条件。由于模拟机的出厂日期和投运日期关系到操纵人员的培训，所以生产准备处正筹划派出相关人员进行驻厂对模拟机进行监造。

(4) 参与十八个月换料论证工作

2004 年 11 月 25 日，工程公司设计部、DNMC、设计院、技术中心、集团发展计划部、FRA-ANP 共同召开岭澳核电站二期首堆芯实施 18 个月换料的可行性研讨会，达成以下共识：

首堆芯实施向 18 个月过渡在技术上是可行的（理论上），详细过渡方案需要进一步论证分析。核工业第一研究设计院认为如分两步实施，可以中方为主，全面负责，但需外方支持，进行联合设计；而 FRA-ANP 的首堆芯开始过渡方式，中国核动力研究设计院认为技术上仍存在风险，持保留意见。

岭澳核电站二期工程的第一罐混凝土浇灌日期（FCD）—2005 年 12 月 15 日不能改变，按目前的进度安排，FSAR 和初步设计上报文件按 12 个月换料报审，但需要由工程公司向 NNSA 征询能否在 FSAR 中将 PSAR 关于 12 个月换料的设计改为 18 个月换料的最终实施方案。

如果决定首堆芯实施 18 个月换料，为了保证工程的三大控制，堆芯设计需要以外方为主，外方负全责，中方全面参与。如果外方负全责，则要求按原计划提交上游所有的输入条件，方能保证总体设计进度不受影响。

在保证 FCD 的前提下，首堆芯实施 18 个月换料，需要分析对工程进度和调试启动、接产、生产准备、工程造价的影响。最后是否采用十八个月换料方案将由集团公司作出最后决定。

第四章 电站维修

4.1 维修组织与管理

4.1.1 维修组织管理

2004年是电站历史上维修任务最繁重的一年,维修部承担了五次大修的准备、组织和实施工作,以及大亚湾核电站和岭澳核电站四台机组的日常维修和保电工作。为了全面提升大修和日常维修活动的安全和质量水平,维修部通过实施“明职责、抓落实、看绩效”的管理策略,从基础管理工作抓起,重点对维修质量、防人因失效、承包商管理等领域进行了改进,达到了全面提高维修工作质量的目的,确保了两电站四台机组安全、稳定、可靠地运行。

维修组织管理上采取的重要管理改进措施包括:

1. 日常维修和大修管理全面实施责任制

(1) 安全生产问责制

维修部范围内发生的人因事件、重复性维修以及重大设备问题等,都必须将责任落实到处、科和个人,对于外包项目,还要明确接口单位和接口人,责任单位处长和责任人在每周的经理办公会上进行汇报,要求事情经过清楚、责任落实到位、原因分析准确、纠正行动有效可行。

(2) 大修项目三级责任制

为了使所有大修活动都能明确责任人,保证工作的质量和进度处于受控状态,自岭澳核电站2号机组第一次大修开始,首次推行了大修指挥部、处、科三级管理责任制,实行工作质量的“可追溯性”。规定了项目负责人的职责和工作规范,将以“明确责任”、“落实任务”为核心的管理责任制推向深入,实施大修责任制承诺书签字,并在大修后进行评价落实。

2. 推行人因失效改进工作

结合“5·19”“7·10”事件全面经验反馈,进一步优化《维修人因失效改进工作管理规范》,对人因事件填报、原因分析、责任落实、纠正行动制定以及维修人因失效管理改进系统(HEMIS)运作等重要事项做出了规定。通过定期对人因失效指标进行分析和评价,分

析人因失效的趋势,采取有效的控制措施,并具体落实到处、科和个人,以便进行有效地改进。组织开展维修部和日常维修项目承包商主管人员(班组长、协调工程师以上人员)开展防人因失效培训工作,共有238人参加了培训。对典型人因失效事件进行原因分析,制定纠正措施,并监督检查纠正行动的落实情况。2004年人因失效总趋势呈逐月下降趋势,2004年人因失效比例为0.27%,与2003年全年人因失效比例0.37%相比,下降27%。

3. 规范维修人员工作行为

根据维修人因失效和重复性维修的统计分析,针对工作负责人工作行为中的薄弱环节,编制了《工作负责人岗位行为规范》,包括11条规定和6个操作标准,在维修部和承包商范围内进行培训和推广;派专人负责对2004年度各次大修进行现场巡视和检查工作,对检查发现的问题进行整改,同时,对在大修进程中拍摄的图片进行收集整理,组织和制作维修现场常见不良习惯和违规行为图册和宣传海报。维修人员行为规范工作的推进,在防止人因失效、降低重复性维修、提高维修质量方面收到显著效果。

4. 进一步加强重复性维修改进工作

在设备维护周期(目前暂定为六个月)内,对同一“功能位置”的设备或同一设备的零部件进行的涵盖有相同纠正性检修内容或上一次的维修活动(包括预防性维修)已经覆盖了本次出现的纠正性的维修内容,均定义为重复性维修。2004年,维修部通过完善并推行《维修部重复性维修管理导则》,明确了职责分工,优化了工作流程,改进了监督检查的方法,实现了重复性维修改进管理工作的规范化和标准化。同时,实行重复性维修周报制度,对重复性维修产生的原因进行分析,并实行指标考核。2004年设备重复性维修数量总趋势呈逐月下降趋势,全年共产生设备重复性维修89起,占全年维修工作票总量的0.14%,比2003年重复性维修比例0.2%,下降了30%。

5. 全面提高维修人员的专业技能和综合素质

维修部在2004年8至9月开展了第三届技能竞赛,共计1394人·次参加了23个项目的竞赛,其中部级项目2个,处级项目21个。维修部6个处(除大修处外)的410余名员工参加了本处的处级技能竞赛;维修部450余名员工以及6家主要承包商的420余名员工参加了部级技能竞赛,总参赛覆盖率达86%,青年员工占参赛总人次的80%左右。

6. 以质量为中心的承包商管理改进

为进一步加强沟通和监督,维修部在各处设置了日常维修项目承包商监管协调员,负责本处承包商的管理,逐步建立承包商人员资质档案。规范与承包商管理层沟通的渠道,建立并实施了维修部经理层与承包商管理层的例会制度。建立承包商的安全质量评价管理细则,安全生产业绩考核指标与承包商的经济效益挂钩,从问题多发点入手规范承包商的质量缺陷报告管理、重复性维修改进以及质量检查的管理控制,从以往侧重于对承包商工作量的考核转变为侧重于承包商工作质量的考核,从以往被动的接收承包商人员,对资格控制困难转变为建立承包商人员的技能考核办法及技能数据库。2004年重新签署的承包商合同重点体现了对人员技能、人员更换的控制及绩效的考核。承包商的管理制度正逐步规范化,完善承包商人员资质要求,确定设备维修活动承包范围,严格控制维修活动的安排,同时,各承包商日常维修人员名单进入合同,解决承包商人员流动大问题。

7. 强化设备管理责任制,加强问题多发设备的管理和研究

进一步强化设备管理责任制度,特别是重大敏感设备责任制,要求各执行处列出本处范

围内负责的重大敏感设备清单,明确重大敏感设备安全质量负责人、职责及工作内容,将设备管理责任制落实到专业和个人。同时,加强各执行处对问题多发设备的管理,要求各专业针对本处过去一年中存在问题较多的设备作为重点研究对象,进行根本原因分析,并制定有效措施。

4.1.2 维修生产管理

4.1.2.1 维修质量管理

2004年,维修质量管理改进包括以下四个方面。

1. 组织召开了有针对性的维修质量管理研讨会

为了达到将维修管理要求和改进措施直接落实到处、科级管理层,统一思想、落实责任的目的,维修部召开了维修质量管理研讨会。研讨会参加人员扩展到科级以上干部,研讨会的议题包括维修部2004年工作重点、“5·19”与“7·10”事件全面经验反馈、大修安全质量控制、承包商管理改进等四个方面。通过研讨,对维修工作存在的问题进行了归类和分析,并针对主要问题及原因,确定了22项改进措施,这些措施已分别列入维修部2004年和2005年的管理改进计划中,按紧迫性进行排序,逐步进行改进。通过研讨明确了2004年的工作重点是确保机组的安全运行,不停机、不停堆;切实做好大修准备和实施工作,确保大修的安全、质量和工期。因此,维修管理改进的工作重点确定为规范人员行为、防止人因失效;提高人员技能、降低重复性维修次数;落实责任制、提高维修工作安全质量。本次研讨会对完善维修管理制度、规范维修人员工作行为、改进承包商管理、降低重复性维修比率和人因失效比例、全面提高维修质量起到积极的推动作用。

2. 对维修工作文件进行优化

制定维修工作文件优化原则和优化方法,建立新的文件体系,升版管理程序《工作文件包的准备》,明确各基本文件的作用和相互关系。在保证工作文件包应具有的全部指导作用前提下,尽可能减少文件种类。把安全、质量、成本和工期等方面有关的控制文件分别归类集中体现,避免重复。重点解决维修工作文件内容一致性差、文件内容整体性差和文件执行有效性差的问题,从而在源头上保证了维修工作的质量。维修工作文件优化不仅对文件包的基本文件进行了调整,同时对于每份文件所包含的内容也进行了修改。优化后的文件包与现文件包相比较,仅是打印报表发生了变化,不影响COMIS数据库中的后台信息。同时根据维修部各专业处范本编制结果的反馈信息,文件包新旧体系转换过程中,未出现原文件包信息无法转入新报表的情况,从而保证了优化后的文件包质量至少不低于原水平。

3. 开展维修活动缺陷异常一级分析工作

制定包括维修活动缺陷异常30分钟报告制度和缺陷异常一级分析制度在内的《维修部日常缺陷异常管理暂行规定》。30分钟报告制度要求在维修活动中发生缺陷和异常事件时,30分钟内,在维修部范围内,通过行政线和项目管理线,进行逐级口头汇报,以确保相关信息及时传递给维修部各级管理层和技术层。一级分析制度要求对导致典型或重大的维修活动缺陷异常事件进行直接原因分析。其重点在于找出导致缺陷异常的直接原因,并采取有针对性的措施进行改进。为做好一级分析工作,开发了维修活动一级分析数据库,将一些代表性的或重要的事件纳入一级分析范围,通过分析,找出原因,进行反馈,达到举一反三的效果。

4. 维修报告质量检查

维修报告是一个维修活动的总结,是重要设备维修的历史资料,维修报告的实用价值不仅仅体现在设备管理方面,更重要的是维修经验的总结与反馈。为保证维修报告填写质量,维修部编写了相应的填写规范和标准,安排培训,由专人对各执行处维修报告填写质量进行每月一次的抽样检查,将检查结果纳入到绩效考核中。为保证连续性和可比性,每次的检查对象、抽样方法、检查方式、检查标准和评定标准维持不变,这对于提高各处对维修报告的重视程度,规范报告填写起到良好的促进作用。经过一年的努力,维修报告填写基本实现了规范化,确立了 COMIS 系统中维修报告各栏目的作用、相互关系和填写的内容,明确了维修报告填写的质量控制和时间控制的具体要求。经过维修部各执行处全体员工坚持不懈的努力,各处维修报告填写质量已连续三个月全部达到满意的水平,维修报告的平均得分由年初的 87 上升到年底的 99,这标志着维修部各执行处的维修报告填写已基本实现了规范化。

4.1.2.2 维修风险管理

维修工作本身会给机组带来风险,因此,要求对维修工作的全过程进行全面的风险分析和风险控制。维修工作风险控制是通过具有多道风险控制屏障的工作过程来实现的。正常的工作票处理都必须经过如图 4.1.2.2-1 的控制屏障。

对于可能导致汽轮机自动停运或自动停堆的高风险维修活动,可采用 COMIS 工作指令与附加临时指令相结合的方式编写工作指令以保证信息的准确性和完整性。

对于紧急的工作票,尽管不可能按正常的工作准备过程进行工作文件准备,但必须确保在完成工作的过程中不危及核安全、工业安全和降低工作质量。负责执行的部门必须始终保证工作指令、许可证和必要的参考文件的可用性。如果存在特殊危害或停堆停机风险,则必须与运行人员就风险进行充分的讨论分析。在当班值长同意,且确有必要时,可以在进行风险分析后手写工作指令和风险分析,并以此作为工作文件进行缺陷处理工作。

在走紧急工作过程时,上述屏障中部分将被旁路,而紧急工作本身往往意味着高风险,因此有必要设置特殊的屏障或加强某些屏障。如在准备阶段使用“风险分析专家指令系统”;在工作执行前的模拟演练、工前会等。

风险分析专家指令系统是一个针对重大风险检修工作的风险分析及工作指令的数据库。它主要由三部分组成:已验证(执行)过的风险分析及工作指令、根据内外部经验反馈编制的风险分析及工作指令(待验证)、正在执行的风险分析及工作指令。

在遇到有重大风险的缺陷时,准备工程师可以在风险分析专家指令系统中调用对应的风险分析文件,再根据现场实际的故障现象进行必要的修改,以作为正式执行的工作文件;若没有适用的风险分析文件,则要自行准备,待执行后根据实际执行情况修改文件,并存入系统中。从实际使用的效果来看,风险分析专家指令系统大大提高了重大缺陷处理的响应速度和工作质量,并有效减少了准备人员的工作量,也避免了由于临时准备(尤其是非正常上

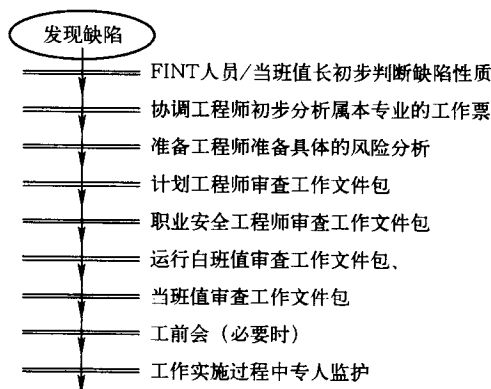


图 4.1.2.2-1 维修风险控制屏障图

班时间)可能出现的分析不足等问题。

对机组有重大风险的工作,在工作实施前,要求由当班值长组织召开工前会,工作负责人、准备工程师、安全工程师、主控室操纵员以及其他与工作相关的人员参加。会上由工作负责人或准备工程师详细介绍工作的步骤、每一步骤的风险、针对风险采取的防范措施、出现紧急情况时的应对措施、联系的手段等。只有在与会人员就上述问题完全理解和同意后,才能开始工作。

对于工作复杂,管理或设备接口较多的工作,其工前会一般在开工前一天召开,由负责专业的协调工程师组织,工作负责人及其作业组、准备工程师、运行处代表、计划工程师、安全工程师、协作部门协调工程师参加。会上由协调工程师详细介绍工作的准备情况、总体进度,并落实协作工作的准备及安排情况、联系手段等。

4.1.2.3 维修计划控制

2004年,维修计划控制在延续原有规范和改进指导原则的基础上,加强了预防性维修和定期试验数据库维护、日常计划管理、大修计划管理、大修前后日常计划与大修计划之间的交接管理四个方面的控制。

1. 预防性维修和定期试验数据库的维护

(1) 根据 MAP 在 PM/PT 数据库管理方面遇到的问题,2004 年上半年 MAP 组织了对 PM/PT 数据库全面检查,分析和总结了 PM/PT 数据库目前存在的难以解决的问题,提出了改进建议并推动解决。

(2) 编写了《日常预防性维修数据库管理规范》(C-TS/CMP/229_10)管理程序,规范日常预防性维修数据库的维护。

(3) 编写了《定期试验数据库及日常试验计划管理》(C-TS/CMP/230_10)管理程序,规范定期试验数据库的维护。

(4) 编写了《预防性维修 COMIS 数据库的优化》(C-TS/CMP/231_10)管理程序,制定了预防性维修 COMIS 数据库优化的原则、方法和流程,以规范预防性维修的管理。

2. 日常计划管理

2004年,日常生产计划控制主要针对“三天滚动计划”和“周计划”的规范化方面进行了改进,优化了二者之间的接口。其中:

(1) 制定了《日常生产周计划编制原则临时管理规定》,用于指导预防性项目的优化、周计划的编制和经验反馈,提高了计划编制的质量。

(2) 制定了《日常生产周计划会临时管理规定》,规范 GNPS/LNPS 生产维修活动双周滚动计划(以下简称周计划)的编制和周计划会的管理,明确相关人员的职责分工,优化工作流程,合理安排工作,以提高周计划的可操作性和周计划会的效率,提高周计划的质量。

(3) 制定了《日常生产三天滚动计划会临时管理规定》,规范电站日常生产三天滚动计划会的管理,明确相关人员的职责分工,优化维修工作流程,合理安排维修工作量,便于执行处的工作安排,减少设备重复隔离次数和不可用时间,以提高日常生产三天滚动计划的可操作性、前瞻性及其有效性。

3. 大修计划管理

在大修计划准备方面,2004年开始按照管理程序要求,将单台机组大修计划的制定过程划分为4个阶段,规范了各阶段的主要工作、参与部门、参与人员及工期控制等要求,并

定期对大修准备进度进行检查和评估,以保证计划准备的质量。在大修计划技术方面,MAP总结和推广了如下做法:

(1) 采用模块化计划编制方法,将同一计划窗口下互相关联的项目“打包”,以便在大修进度变化时迅速、准确地调整整个计划。

(2) 尝试采用大修计划工期风险规避方法,对不确定性较大的项目进行有效控制,不仅考虑到进度推迟的风险,更要考虑进度提前的风险。

(3) 规范了常规岛计划。根据以往的经验,常规岛恢复阶段不确定因素比较多,往往不能按计划完成,在准备期间就明确常规岛运作按关键路径工作进行,对常规岛主机计划及相应的工作票进行优化,对其他辅机工作按大修主隔离及恢复的顺序并结合承包商的人员配置进行合理排序。

4. 大修前后日常计划与大修计划的交接管理

2004年在大修与日常计划的交接控制方面进一步完善,增加了大修期间日常预防性维修项目的交接以及大修机组和运行机组计划信息的沟通:

(1) 按照以往惯例,机组大修时停止所有该机组上的日常预防性维修项目,但实际上部分日常预防性维修项目在大修期间到期,如果大修项目不能包括这部分维修内容(特别是短周期项目),将不能满足预防性维修大纲的要求,可能会造成设备损坏。因此,有必要在大修期间执行这部分预防性维修项目。根据实践经验,在大修前一个月组织将大修期间需要执行的日常预防性维修项目移交给大修计划组来控制,大修后大修计划组将这部分项目的执行情况反馈和移交给计划准备组,以确保预防性维修大纲项目的有效实施。

(2) 在日常生产计划中,运行机组有些工作会对大修机组产生影响,同样大修机组某些工作也会对运行机组产生影响,甚至两个电站间也有影响,如常见的公用系统LGR, SVC, LHS等系统上的工作,产生两个机组Io的工作。因此,需要有效的信息沟通,以防止对运行机组或大修机组的计划安排造成冲击。根据实践反馈,在大修前将大修计划中对运行机组有影响的项目计划信息甄别出来,并提供给计划准备组,以便在日常生产周计划中体现出来;在日常生产周计划中,对大修机组有影响的项目计划信息在每周周计划定稿后提供给大修计划组;在执行阶段,日常项目组和大修计划组每天保持密切沟通,随时通报运行机组和大修机组互相影响的信息,从而做到有效的风险控制。

4.1.2.4 现场服务管理

1. 机械加工

(1) 召开机械加工管理优化研讨会,探讨机械加工专业在现阶段的最佳运行模式、机械加工车间的加工设备保养状况改进、机床附件等的清理及摆放,以及测绘专业工作的开展等,并为争创“五星级”厂房管理进行前期准备;

(2) 2004年共关闭工作票4050张,加工工件近22000项,消耗材料约28165kg,其中:金属材料25780kg、非金属材料2385kg;加工专用工具66套,其中变形燃料组件处理专用工具43套、大型专用工具23套;加工修复重要设备的机械零部件320件,其中密封瓦5副、瓦室2件、EAS/RIS阀门改造6件、大水箱水槽5件、大堵板300余件;

(3) 2004年对大亚湾核电站AA冷机械加工车间进行了地面改造,改造后机械加工车间地面更加符合机械加工安全标准,也更接近“五星级”厂房管理的要求;

(4) 机械加工专业2004年共更新车床1台;共测绘、设计项目37项,229张图纸,742张A4图,主要测绘设计了第126组核燃料组件提取装置、水下吸尘器箱等项目。

2. 工具管理

2004 年工具库的管理重点是加强工具组的规范管理、服务和进行工具资源优化管理。

(1) 召开了“工具管理研讨会”，明确了工具组的工作目标，对工作中存在的问题提出了相应的解决方案并把责任落实到人；

(2) 对逾期未归还的工具按规定进行了处理，2004 年共有 209 人 288 种规格共 546 件工具没有按期归还；

(3) 提高工具库工具保管员的服务意识，在工具组各工具库中开展“窗口优质服务竞赛”活动；对工具保管员进行工具管理、油库管理的在岗技能培训，开展了技能比武活动；

(4) 制定并执行“优化工具管理方案”，并按要求完成了优化工具管理方案的基本任务；

(5) 从转机处接收润滑油和润滑脂库，配置润滑油脂库的相应设备，建立健全油脂发放管理办法；

(6) 2004 年工具出借量 234 514 件，消耗品 19 676 件；工具归还量 233 609 件；工具采购量 579 项 7 076 件，消耗品 11 928 件；工具报废量 6 222 件（包括钻头、丝锥等易耗品）；检测计量工具数量合格计量器具 3 201 件；不合格计量器具 104 件；检测液压工具数量 1 127 件，检测吊具数量吊索具共 5 534 件，无损检测钢丝绳 445 件；检测电动工具数量 4 102 件，修理 1 283 件。

3. 维修服务

(1) 由服务处牵头组织，运输中心、工业安全科、土建处、合同处、静机处以及中远运输、山东电建等承包商参加，将存放在岭澳核电站现场的工程遗留的超大件龙门架轨道梁搬运至设备码头工业废物存放场进行存放，并明确责任单位负责维护保养。

(2) 完成岭澳核电站 1 号机组主变压器 B 相变压器（230 t）在岭澳核电站 1 号机组汽轮机厂房整体起吊装车任务。为此成立项目攻关小组，确定采用厂房内的 2 台 185 t 主行车连车后进行吊装的方案。

(3) 针对环吊司机在以前的大修中驾驶行车行为不够规范等问题，制订《环吊司机操作行为规范》，并在大修前进行培训。

(4) 制作脚手架材料的仓库管理系统软件，有利于对各种脚手架材料进行管理。

4. 运行服务

2004 年圆满完成了大亚湾、岭澳核电站现场运行系统对柴油、液态二氧化碳、液氮、氢气、工业氮气、酸、碱、次氯酸钠需求的各项服务支持性工作。

(1) 2004 年大亚湾、岭澳核电站接收液态二氧化碳 59.34 t，液氮 199.43 t，氢气 4 972 瓶，次氯酸钠 148.107 t，工业氮气 38 瓶，更换 C2 门 Ar-CO₂ 混合气 512 瓶。

(2) 2004 年运送氢氧化钠 795 L，硝酸 265 L，消泡剂 9 L，硼酸 13.5 t。

(3) 2004 年度外购柴油为岭澳核电站应急柴油机组加注柴油 173.15 t。大亚湾核电站 OXPA001/002BA 全年共支出柴油 9.77 t。

(4) 大亚湾、岭澳核电站生产消耗物资见表 4.1.2.4-1。

(5) 2004 年为岭澳核电站现场系统设备制作各类大、小标牌 6 182 块，为岭澳核电站现场系统设备制作各类大、小标牌 7 545 块。

表 4.1.2.4-1 历年大亚湾、岭澳核电站生产消耗物资

大亚湾核电站	液氮/t	液态 CO ₂ /t	氢气/瓶	Ar-CO ₂ 混合气/瓶	次氯酸钠/t	柴油/t
2003 年	54	13.5	4 536	216	674	215
2004 年	66.12	31.54	4 812	315	148.107	9.77
岭澳核电站	液氮/t	液态 CO ₂ /t	氢气/瓶	Ar-CO ₂ 混合气/瓶	次氯酸钠/t	柴油/t
2003 年	81	27	—	253	—	111
2004 年	133.31	27.8	160	197	—	182.92

(6) 加大 AC 厂房管理力度, 编写升版了去污车间管理程序, 2004 年组织各单位对 AC 厂房内积压的物品进行了清理, 特别是无主认领的物品清理。在 AC 厂房去污工作方面, 大亚湾核电站和岭澳核电站 2004 年分别完成去污工作票 159 张和 97 张, 顺利完成了 5 次大修的水池去污工作和设备、工具的去污, 去污工件共 4 400 余件。与国内公司开展去污剂物项替代的前期研讨会。

(7) 对大亚湾核电站冷、热洗衣房的洗涤设备进行国产化改造, 全部改造为国产小天鹅品牌洗涤设备。热洗衣房烘干机由 3 台改造更新为 4 台, 4 台洗衣机分两次全部改造更新。冷洗衣房 2 台洗衣机全部更新改造。通过改造彻底解决了大亚湾核电站冷、热洗衣房的洗涤设备因洗涤设备老化、故障率高而导致对现场员工工作服洗涤不便的被动局面。为方便维修, 通过签订维修服务合同, 现场小天鹅品牌洗涤设备由厂家负责维修。

4.2 日常维修

4.2.1 重要维修活动

1. 大亚湾核电站 1 号机组主变压器 B, C 相软连接通风改造

2004 年 5 月 19 日, 设备管理处员工巡视测量大亚湾核电站 1 号机组主变压器低压软连接仓外壳温度时, 发现 C 相 X1, X2 低压软连接仓外壳温度比其他两相偏高 5 °C 至 6 °C (外壳 9 个点平均值), 随即将此情况通知电气处及重要变压器小组成员。5 月 20 日 MEE 开仓通过接地孔对 1 号机组主变压器 A, B, C 三相低压软连接内温度测量, 结果显示 B 相 X2 存在超出 90 °C 的热点, 软连接运行温度规范为 90 °C, B 相 X2 和 C 相 X1, X2 各测量点温度都在 80 °C 及以上, 与 2004 年 8 月 20 日临时停机处理 A 相 X1 过热后相比测量温度升高十几摄氏度。

5 月 21 日电气处高压科、设备管理处电气科、工程处机械改造科人员密切配合, 对 1 号机组主变压器 B, C 相低压软连接进行通风改造, 将冷却空气调节阀由原来的针型阀改为可大范围调节的隔膜阀。之后, MEE 继续每周监测主变压器低压软连接外壳温度及其变化趋势, 对其进行有力地跟踪。从而避免了主变压器停机检修。

2. 大亚湾核电站 LGR 日常计划性消缺

在大亚湾核电站 1 号机组第十次大修时间窗口内, 电气处高压科按时有效地完成了 9LGR 日常计划性消缺工作, 还及时处理了检修过程中发现的多个设备异常。此次设备消缺主要更换了油泵和冷却器, 更换了 9LGR200JA 液压机构相关油回路密封组件, 处理了 9LGR100JA 液压机构高压油回路接头渗油问题, 进行了 0LGR001/009GS 气室漏气处理, 更

换了 TD 区域内的电压互感器瓷瓶、支柱瓷瓶的增爬裙, 更换了 0LGR002JS 操作机构, 进行了压力表微动开关校验和断路器同期试验, 变压器油脱气脱水再生处理等。

3. 大亚湾核电站 2 号机组 GRE023MP 取样管断裂处理

2004 年 8 月 29 日晚大亚湾核电站 2 号机组 GRE023MP 一次阀到冷凝罐之间的管线断裂, 蒸汽泄漏。仪表计算机处人员首先将 2GRE023MP 置安全位置。因作业过程存在重大工业安全风险, 静机处人员经充分准备后将 2GRE023MP 上游的隔离阀 2GPV830VV 关闭, 断管处不再漏汽。之后静机人员进行切割旧管道, 更换上紧急采购的新管道, 重新安装后正常。并由仪表计算机处配合吹扫冷凝罐、充水、排气、投表、查漏, 直至恢复 2GRE023MP 到正常状态, 避免了机组降功率检修。

4. 岭澳核电站 2 号机组发电机漏氢处理

2004 年 2 月 13 日, 岭澳核电站 2 号机组首次大修结束, 开始并网发电。2 月 18 日, 主控制室记录发电机氢气压力每天下降约 0.03 MPa, 表明有氢气泄漏。随即开始查找氢气泄漏点。成立发电机漏氢检查和处理专项组, 统一部署查漏、安全控制措施、停机抢修准备等工作。2 月 25 日, 查漏工作取得实质性进展, 在排除多种可能之后, 推断漏氢故障点在发电机内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件处或密封瓦处, 且前者的可能性最大。

转机处在停机处理前做了精心的检修准备工作。对照正在换料大修中的岭澳核电站 1 号机组的实物, 对重点怀疑对象——发电机内油挡绝缘测量引线贯穿件的结构、密封方式进行解体研究, 通过反复现场试验, 最终确定处理方案: 与发电机持环本体的连接件继续使用原部件参照原始设计的形式, 用聚四氟乙烯密封体和压紧套筒配合保证足够紧力, 夹紧剩余导线并形成密封; 预先加工多种套件以应对不同情况; 加工堵头时内衬聚四氟乙烯套筒, 让剩余导线固定在内部并保证绝缘良好; 堵头与连接件之间采用紫铜垫片(退火)密封; 各螺纹处使用螺纹锁固密封胶保证锁固与密封。

2 月 27 日凌晨 4:18 岭澳核电站 2 号机组与电网解列, 并将反应堆维持在热停堆状态, 开始进行发电机漏氢处理。拆除发电机小端盖、轴承上半持环, 进行充压试验后, 发现漏点在发电机励磁侧和汽机侧内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件处, 与预想分析的情况一致, 按工作指令封堵处理漏点并经发电机气密试验验证合格后, 2 月 29 日 16:40 机组一次启动并网成功。

5. 岭澳核电站 2 号机组 GSS115VV 波动引发汽轮机振动高故障处理

2004 年 3 月 28 日, 岭澳核电站 2 号机组于上午 11:30 第一次冲转并网, 在功率 168 MW 时, 汽轮机振动高达 185 μm 建议打闸值, 机组手动停机。采用取消 GSS 水位控制的临时运行指令后, 于 17:30 第二次冲转并网, 在功率为 120 MW 台阶停留观察汽轮机振动, 汽轮机振动仍然升高至建议打闸值, 汽轮机再次手动停机。

仪表计算机处重新分析后认为从冲转到 152VV 转换到温度通道这段时间里, 由于 GSS115VV 不仅是抽汽再热器的唯一热源, 也是整个汽水分离再热器随负荷增加而相应控制增加热源的主要来源。因此, GSS115VV 波动或调节品质不好, 导致低压缸再热器温度下降幅度过大是导致汽轮机振动高的原因。之后采取了启动中优化 GSS115VV 参数、并恢复 GSS 水位控制的临时运行指令的方案, 使 GSS115VV 较稳定地控制汽轮机再热进汽温度, 机组顺利启动达到 100% 功率稳定运行。

6. 岭澳核电站 1 号机组 CRF001/002MO 等电机轴承温度异常处理

岭澳核电站第 2 个燃料循环后期先后出现了 16 台电机轴承温度异常, 如: 1RCV002MO

轴承烧毁、1RRI001PO 驱动端轴承温度异常升高、2SRI201MO 轴承温度异常升高、CRF 系统四台循环水泵主电机下轴承异常噪音和上轴承温度升高现象。转机处对 CRF 系统四台循环水泵主电机进行了跟踪维护,避免了机组降功率检修;对上述其他设备进行了解体检查。并将 1CRF001MO, 1CRF002MO, 2CRF002MO 列入下次大修检修计划。据统计,造成电机轴承温度异常的主要原因有轴承本身的制造缺陷、润滑不当、不正确的安装等。

7. 岭澳核电站 1 号机组 ARE031VL 调节异常处理

2004 年 6 月 13 日,岭澳核电站 1 号机组 ARE031VL 突然向上漂移,给水流量瞬间发生变化,造成 1 号蒸汽发生器水位大幅波动,在自动控制系统的调节下,系统逐渐恢复稳定,但现场阀门开度与指令信号之间存在较大的偏差。仪表计算机处立即组织技术人员进行充分的分析、讨论,决定对 1ARE031VL 进行在线检查和调整,否则无法保证机组功率大幅波动时的安全运行。仪控处分析后认为故障原因基本定位在该阀门控制系统的电气转换器和定位器上。经与各方讨论,就如何进行在线检查和调整制定了详细的实施方案。15 日晚各专业人员按照事先准备的方案与指令进行了故障处理,经反复试验证明该阀门已完全恢复到正常状态。

8. 大亚湾核电站乏燃料运输

2004 年 4 月和 8 月成功进行了大亚湾核电站 1 号、2 号机组乏燃料外运工作。服务处乏燃料运输项目组负责乏燃料运输现场工作,包括专用工具的准备、2KX/1KX 厂房现场准备、容器吊运及乏燃料装罐等一系列现场工作。在整个工作实施过程中乏燃料运输项目组严格控制,大件吊装(空容器、附件及满载容器)一次吊运成功。核燃料组件吊装克服了新设备带来的困难,继续保持零偏差。真空干燥和氦气检漏一次合格,保证了核燃料的最终安全。大亚湾核电站乏燃料运输没有发生辐射防护、工业安全和核安全事故。

4.2.2 消除设备缺陷百日竞赛活动

1. 大亚湾核电站消除设备缺陷百日竞赛活动

2 号机组第十次大修之后的消除设备缺陷百日竞赛活动(简称“百日消缺”)从 2004 年 7 月 25 日至 11 月 1 日,发现并处理了 792 项设备缺陷,其中包括 2GRE830VV 下游管道断裂导致 2GRE023MP 不可用、2GSE007VV 多次关闭、2REN741VP 内漏等重大隐患。

1 号机组第十次大修之后的百日消缺活动从 2004 年 11 月 10 日到 2005 年 2 月 17 日,发现并处理了 1 142 项设备缺陷,其中包括 2ARE031VL 关闭等重大隐患。

通过深入细致地开展百日消缺活动,大亚湾核电站两台机组基本消除了所存在的重大和较大隐患。使机组在燃料循环的初期尽快进入良好的运行状态,为机组在本循环保持安全稳定运行打下了坚实的基础。在“百日消缺”末期,两台机组都实施了 RGL004 试验。机组从满功率—50% 功率—满功率的快速变化过程中,各个系统表现基本正常,做到了试验开始“零报警”,试验结束“零报警”。

2 号机组第十次大修之后“百日消缺竞赛”的优胜集体为:第一名为运行一处五值;第二名为仪表计算机处;第三名为运行一处四值。

1 号机组第十次大修之后“百日消缺竞赛”的优胜集体为:第一名为运行一处四值;第二名为设备管理处;第三名为仪表计算机处。

2. 岭澳核电站消除设备缺陷百日竞赛活动

岭澳核电站 2 号机组百日消缺活动从 2 月 16 至 5 月 25 日,发现并处理了 2 694 项设备

缺陷, 消除重大隐患 11 项, 其中包括发电机漏氢、APP 两台汽动给水泵失去给水信号以及 R 控制棒多次自动下插等; 岭澳核电站 1 号机组百日消缺活动从 3 月 24 日至 7 月 1 日, 发现并处理 3 763 项设备缺陷, 消除重大隐患 31 项, 其中包括 CFI031TF 旋转滤网驱动端轴承座脱落、GGR804VH 漏油、ARE031VL 调节故障等。通过深入细致地开展百日消缺活动, 岭澳两台机组基本消除了所存在的重大和较大隐患, 使机组在燃料循环的初期尽快进入良好的运行状态, 为机组安全稳定进入迎峰度夏的供电高峰期和下半年安全生产打下了坚实的基础。

虽然 2004 年的百日消缺取得了明显的效果, 调动了生产线各执行处的积极性, 但经过各方面讨论和反馈, 达成了需要进一步完善的共识:

(1) 配合工作需要适当计分;

(2) 计分要针对确实对机组设备状态有直接或者潜在影响的缺陷, 不相关的电站厂房内的缺陷可以不计分;

(3) 结合大修项目, 属于重复性维修则不计分并适当扣分。

4.2.3 大亚湾核电站日常维修工作票执行情况

2004 年大亚湾核电站收到包括预防性维修、纠正性维修、定期试验、工程改造、服务支持等类型在内的工作申请共 30 141 项, 完成工作票 28 517 项。日常生产维修活动的执行情况良好, 满足管理要求的各项控制指标。

1. 日常生产活动总体统计 (表 4.2.3-1 和表 4.2.3-2)

表 4.2.3-1 工作申请及完成情况统计

类别	预防性维修	纠正性维修	定期试验	工程改造	服务支持	合计
1 号机组/项	2 094	2 274	3 350	94	2 803	10 615
2 号机组/项	2 068	1 836	3 358	73	2 350	9 685
0, 9 机组/项	2 777	1 499	744	161	4 660	9 841
申请合计/项	6 939	5 609	7 452	328	9 813	30 141
完成量/项	6 455	5 117	7 405	278	9 262	28 517
完成率/%	93.1	91.2	99.3	84.8	94.4	94.6

1996 年至 2004 年, 大亚湾核电站纠正性和预防性工作票变化趋势如图 4.2.3-1 所示。

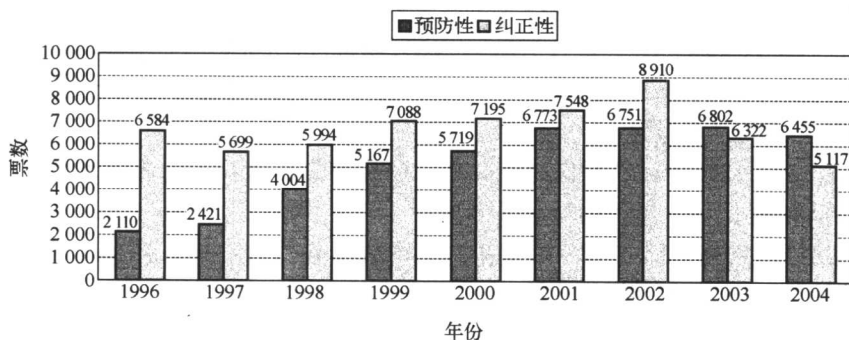


图 4.2.3-1 大亚湾核电站历年工作票量变化趋势

表 4.2.3-2 每月实际完成工作票

项

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
票数	2 242	2 742	3 032	2 902	1 699	1 830	2 017	2 507	2 584	1 673	2 481	2 718

2. 各专业维修活动执行统计 (表 4.2.3-3)

表 4.2.3-3 各专业维修活动统计

项

部门	预防性工作票			纠正性工作票		
	2004年	2003年	2002年	2004年	2003年	2002年
MSM	1 530	1 573	1 540	1 672	1 781	2 543
MRM	3 089	3 033	3 437	889	1 033	1 428
MEE	1 681	1 632	1 647	574	800	1 158
MIC	363	420	322	1 887	2 182	3 031
MGS	15	0	49	70	54	94
总计	6 678	6 658	6 995	5 092	5 850	8 254

3. 0级及1级工作票统计 (表 4.2.3-4)

表 4.2.3-4 0级及1级工作票 (按专业统计)

项

年份	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	总计
2004	85	50	56	283	39	513
2003	103	58	71	258	11	501
2002	177	78	107	388	24	774
2001	267	159	161	632	42	1 261
2000	244	181	194	719	38	1 376

4. QSR 设备维修工作票统计 (表 4.2.3-5)

表 4.2.3-5 QSR 设备维修工作票统计

项

类型	年份	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	TND	总计
预防性 维修	2004	416	1 073	328	97	0	18	1 932
	2003	288	956	235	63	0	8	1 550
	2002	298	977	243	46	0	11	1 575
	2001	355	1 212	286	55	1	15	1 924
纠正性 维修	2004	526	226	77	610	55	10	1 504
	2003	484	297	225	975	45	8	2 034
	2002	512	304	239	1 012	57	7	2 131
	2001	573	330	251	1 231	86	10	2 481

5. 等状态或等备件工作票统计 (表 4.2.3-6)

表 4.2.3-6 等状态或等备件工作票统计

项

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
等状态	442	454	365	417	448	416	487	442	399	468	504	559
等备件	80	93	98	101	98	88	82	87	72	66	72	64

4.2.4 岭澳核电站日常维修工作票执行情况

1. 2004 年日常工作票总体执行情况统计 (表 4.2.4-1)

表 4.2.4-1 2004 年岭澳核电站日常工作票总体执行情况统计

张

类型	纠正性 工作申请	预防性 工作申请	服务 工作申请	定期试验	工程改造	定期巡检	合计
收到票量	4 724	5 884	6 734	7 420	254	3 007	28 023
完成票量	4 694	5 838	6 743	7 209	262	3 057	27 803
完成率/%	99.4	99.2	100	97.2	103	102	99.2

2. 2004 年各专业日常纠正性工作票执行情况统计 (表 4.2.4-2)

表 4.2.4-2 2004 年岭澳核电站各专业日常纠正性工作票执行情况统计

张

专业	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	其他
收到票量	1 625	710	649	1 607	59	74
完成票量	1 612	706	635	1 610	60	71
完成率/%	99.2	99.4	97.8	100	100	95.9

3. 2004 年各专业日常预防性工作票执行情况统计 (表 4.2.4-3)

表 4.2.4-3 2004 年岭澳核电站各专业日常预防性工作票执行情况统计

张

专业	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	其他
收到票量	1 284	2 304	1 847	364	—	85
完成票量	1 267	2 283	1 840	361	—	87
完成率/%	98.7	99.1	99.6	99.2	—	102

4. 2004 年各专业日常定期试验工作票执行情况统计 (表 4.2.4-4)

表 4.2.4-4 2004 年岭澳核电站各专业日常定期试验工作票执行情况统计

张

专业	OPH	TTS	MEE	MIC	LPO	其他
收到票量	990	1 421	107	930	2 801	1 171
完成票量	983	1 452	105	887	2 804	978
完成率/%	99.3	102	98.1	95.4	100	83.5

5. 2004 年各专业日常工程改造工作票执行情况统计 (表 4.2.4-5)

表 4.2.4-5 2004 年岭澳核电站各专业日常工程改造工作票执行情况统计 张

专业	MSM	MRM	MIC	MEE	TND	其他
收到票量	5	14	1	5	225	4
完成票量	7	13	12	16	211	3
完成率/%	140	92.9	1 200	320	93.8	75.0

注: MIC/MEE 在 2003 年收到的许多工程改造工作申请于 2004 年完成, 加上在 2004 年收到工程改造票量少, 所以完成率高。

6. 2004 年日常 0/1 级工作票每月分布与执行情况统计 (表 4.2.4-6)

表 4.2.4-6 2004 年岭澳核电站日常 0/1 级工作票每月分布与执行情况统计 张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
收到票量	67	84	96	104	104	102	94	71	56	55	94	80	1 007
完成票量	66	77	92	111	96	110	83	78	59	59	91	73	995
平均响应 时间/天	0.43	0.55	0.52	0.59	0.63	0.68	0.57	0.67	0.58	0.52	0.64	0.42	0.57

7. 2004 年日常纠正性工作票每月分布与执行情况统计 (表 4.2.4-7)

表 4.2.4-7 2004 年岭澳核电站日常纠正性工作票每月分布与执行情况统计 张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
收到票量	254	424	513	429	400	458	353	393	426	370	434	270	4 724
完成票量	282	358	429	536	359	459	350	389	393	372	462	305	4 694
完成率/%	111	84.0	83.6	125	89.8	100	99.2	99.0	82.3	100	106	113	99.4

注: 其中 4 月份机组在进行 1 号机组第二次大修后百日消缺活动, 所以该月纠正性工作票完成率较其他月份高。

8. 2004 年日常预防性工作票每月分布与执行情况统计 (表 4.2.4-8)

表 4.2.4-8 2004 年岭澳核电站日常预防性工作票每月分布与执行情况统计 张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
收到票量	465	301	646	539	409	520	431	627	556	507	528	355	5 884
完成票量	504	363	478	619	398	489	422	532	522	389	735	387	5 838
完成率/%	108	121	73.9	115	97.3	94.0	97.9	84.8	93.9	76.7	139	109	99.2

注: 其中 2 月和 11 月在执行 1 号, 2 号机组第二次大修前预检项目, 所以这两个月预防性工作票完成率较其他月份高。

9. 2004 年日常每月纠正性与预防性工作票完成量之比 (表 4.2.4-9)

表 4.2.4-9 2004 年岭澳核电站日常每月纠正性与预防性工作票完成量之比

张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
纠正性工作票	282	358	429	536	359	459	350	389	393	372	462	305	4 694
预防性工作票	504	363	478	619	398	489	422	532	522	389	735	387	5 838
纠正性工作票/ 预防性工作票	0.56	0.99	0.90	0.87	0.90	0.94	0.83	0.73	0.75	0.96	0.63	0.79	0.80

10. 2004 年日常等状态/等备件每月分布情况统计 (表 4.2.4-10)

表 4.2.4-10 2004 年岭澳核电站日常等状态/等备件情况统计

张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
等状态	55	65	77	119	133	149	165	182	192	236	60	59
等备件	88	90	89	91	102	89	95	91	94	81	79	78

11. 2004 年 MTD 每月工作票指标情况统计 (表 4.2.4-11)

表 4.2.4-11 2004 年岭澳核电站 MTD 每月工作票指标情况统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	月平均值
日常纠正性 工作票周转 量/张	72	72	72	168	172	169	171	164	171	195	152	72	137.5
日常2级纠 正性工作票 按计划提交 率/%	95.4	95.4	95.4	92.5	97.8	74.2	100	100	100	98.3	96.0	100	89.6
日常2级纠 正性工作票 按计划开工 率/%	98.5	98.5	98.5	97.5	100	94.1	100	100	100	98.1	98.6	100	98.7
日常预防性 工作票按计 划开工率/%	92.5	95.7	97.5	96.1	94.6	95.8	96.1	97.9	99.2	85.4	90.0	96.3	94.8
日常申请票 退票率/%	15.51	15.68	8.02	9.00	8.20	6.09	6.69	4.58	3.27	3.62	4.20	6.29	7.59

4.2.5 预防性维修有效性评估

1. 大亚湾核电站预防性维修有效性评估

(1) 维修大纲及规程出版情况

截至 2004 年底, 大亚湾核电站维修大纲及维修规程出版情况如表 4.2.5-1 所示。

表 4.2.5-1 2004 年大亚湾核电站维修大纲及维修规程出版统计

	MEE	MIC	MRM	MSM	MGS	TCW	合计
维修大纲数量/份	153	117	206 (MRM + MSM)		未统计	58	534
维修规程数量/份	695	200	885	840	131	未统计	2751

注: 由于部分系统沿用以前包括 MRM 和 MSM 专业的机械大纲, 所以合并统计机械大纲数量。

2004 年在 MPM (维修大纲管理系统) 中新纳入了土建维修大纲 58 份。由于第五台柴油机 LHS 系统的投运, 新增加了 LHS, JPW (消防) 和 DVY (通风) 等系统共计 6 份大纲。

(2) 日常标准包封包情况

截至 2004 年底, 大亚湾核电站日常标准包封包情况如表 4.2.5-2 所示。

表 4.2.5-2 2004 年大亚湾核电站日常标准包封包情况

专业	MEE	MIC	MRM	MSM	TTS	合计
标准包总数/份	1 629	416	649	1 286	103	4 083
审查合格后封包数/份	1 260	387	589	853	67	3 156
封包率/%	77.35%	93.03%	90.76%	66.33%	65.05%	77.30%

注: 未封包的原因主要是隔离指令问题。

(3) 预防性维修计划的优化

编制《日常预防性维修数据库管理规范》, 用程序的方式对日常预防性维修数据库管理中的具体细则要求作出规定。

编制《日常生产周计划编制原则》, 从周计划项目来源、周计划结构、周计划编制的一般原则和实施细则等方面规范了周计划编制中的相关要求。

在编制 2005 年年度计划时采用了列举主要窗口的方式, 列举了新燃料接收前工作、大修预检工作、大修前两周工作、大修窗口及年度内日常主要检修活动, 使各专业可以清楚了解本年内各阶段的重要活动。

2004 年大亚湾核电站预防性维修数据库按照岭澳核电站数据库的方式, 修改所有预防性维修数据基本周期单位为周, 避免了计划点为非工作日的情况, 减少了编制计划时调整计划项目的工作量。

(4) 预防性维修执行情况

2004 年度执行日常预防性维修工作 6 457 项, 与 2003 年基本持平。各专业执行票量分布如表 4.2.5-3。

表 4.2.5-3 2004 年各专业预防性维修执行统计

专业	MEE	MIC	MRM	MSM	OPH	TTS	TCW	合计
预防性维修票量/份	1 536	407	2 924	1 503	8	39	40	6 457

2004 年共收到纠正性维修工作票 4 207 份, 纠正性维修与预防性维修工作票数的比例为 0.64, 比 2003 年有所下降, 详见图 4.2.5-1。

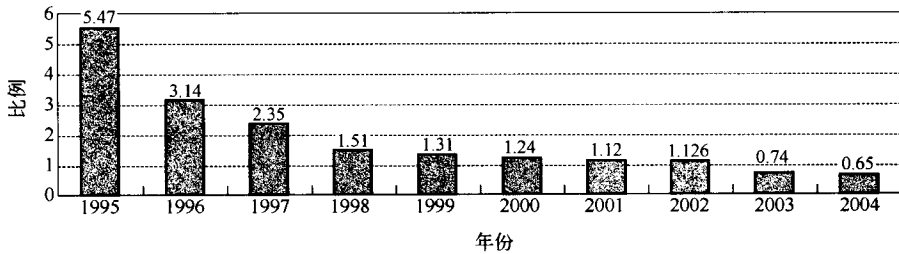


图 4.2.5-1 大亚湾核电站纠正性与预防性维修工作票之比变化趋势

2. 岭澳核电站预防性维修有效性评估

(1) 维修大纲及规程出版情况

截至 2004 年底, 岭澳核电站维修大纲及维修规程出版情况如表 4.2.5-4 所示, 已出版维修规程数量只有大亚湾核电站一半左右。

表 4.2.5-4 2004 年岭澳核电站维修大纲及维修规程出版统计

	MEE	MIC	MRM	MSM	MGS	TCW	合计
维修大纲数量/份	185	128	128	149	未统计	62	652
维修规程数量/份	420	273	239	349	34	未统计	1 315

(2) 预防性维修执行情况

2004 年共执行岭澳核电站日常性维修 5 702 项, 各专业执行工作票分布如表 4.2.5-5。

表 4.2.5-5 2004 年岭澳核电站预防性维修执行统计

	MEE	MIC	MRM	MSM	OPH	TTS	TCW	合计
预防性维修票量/份	1 821	355	2 187	1 260	1	36	42	5 702

从上表可以看出, 日常预防性维修主要为 MEE/MRM/MSM 三个专业的工作, 共占总量的 92%, 其中 MRM 占总日常预防性维修的 38%。OPH 专业负责的 KRT 系统由于周期都超过两年, 所以在 2004 年没有到期, 其执行预防性维修比例几乎为零。

2004 年共执行岭澳核电站纠正性维修 4 723 项, 服务支持 6 645 项。纠正性维修与预防性维修之比为 0.83 (2003 年比值为 1.08, 2002 年为 3.84)。纠正性维修加服务支持与日常预防性维修之比为 2.00 (2003 年比值为 2.83, 2002 年为 6.87)。比值的降低主要是由于维

修水平的提高及维修管理的规范减少了纠正性维修及服务支持工作的数量。

岭澳核电站尚未开始日常标准包的审查和封包工作。

4.3 机组抢修与小修

1. 综述

2004年2月13日,岭澳核电站2号机组首次大修结束,开始并网发电。18日,主控制室记录显示氢气压力每天下降约0.03 MPa(约54 m³),表明有氢气泄漏(检查KIT记录,发现从1月31日发电机充氢到0.495 MPa后,氢气压力开始缓慢下降)。2月19日,成立查漏小组,开始查找氢气泄漏点。

2月24日,电站日常生产管理项目成立岭澳核电站2号机组发电机漏氢检查和处理专项组,下设查漏、安全、计划、运行、监督、抢修和技术支持等7个小组。专项组在前一阶段工作的基础上,开始统一部署查漏、安全控制措施、停机抢修准备等工作。

2月25日,查漏工作取得实质性进展,推断漏氢故障点在发电机内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件处或密封瓦处。当日下午,总经理部在听取专项组汇报后,决定向电网申请2月26日晚或27日凌晨开始停机抢修。

根据推断的两处可能故障点,制定了两套抢修方案,方案一:故障点在发电机绝缘测量引线在持环上的贯穿件,反应堆维持在热停堆状态,工期88小时;方案二:故障点在发电机密封瓦(含贯穿件),反应堆退至中间双相停堆(RRA不连接)状态,工期160小时。

2月27日1:00岭澳核电站2号机组开始降功率,4:18与电网解列,并将反应堆维持在热停堆状态。拆除发电机小端盖、轴承上半持环,进行充压试验后,发现漏点在发电机内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件处,封堵处理后经发电机气密试验验证合格,机组重新启动。2月29日10:02反应堆达临界,16:40机组一次并网成功,3月1日1:30升至满功率。从机组解列至并网历时60.4小时,较方案一提前约29.6小时,较方案二提前约99.6小时。

2. 查漏

查漏小组依照系统接口,逐一排查,排除4种氢气泄漏的可能:

(1) 排除氢气直接向外部(汽轮机厂房)泄漏的可能。方法:按照清单(包含汽轮机厂房20余个外漏检测点),进行定期检测,未发现氢气;

(2) 排除2GRV(发电机氢气供应系统)漏氢的可能。方法:检查共发现2GRV管线接头和阀杆3处泄漏点,处理后,发电机氢气压力下降速度无明显变化,断定发电机氢气泄漏的主要原因不是GRV外漏;正常情况下,2GRV有少量氢气漏向汽轮机厂房房顶,通过全部隔离可能内漏的阀门,拆开管线接头,形成通路,用空气置换排氢管内积存的氢气,恢复初始状态后测得氢含量接近于零,从而排除氢气通过2GRV阀门内漏到排氢管道最终到大气的可能;

(3) 排除氢气向2GST(发电机定子冷却水系统)泄漏的可能。方法:检查2GST001/002/003IC,气泡正常,且系统对空排气阀(2GST046VN)开启时间间隔正常(每4小时开启一次),没有增大的趋势;

(4) 排除氢气通过氢气冷却器向2SRI(常规岛闭路冷却水系统)泄漏的可能。方法:检查2SRI001IC运行情况,未发现气泡,在汽轮机厂房房顶测量2SRI002BA排气口的氢气含量为0。

排除以上4种可能后,锁定氢气向发电机密封油系统泄漏的可能。转机处牵头,其他相关单位配合,开始查找氢气向发电机密封油系统的泄漏点。最后判断,氢气通过发电机内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件处泄漏或通过密封瓦处贯穿性泄漏。主要判据:

- (1) 测量发现2GGR002BA抽风口有氢气,含量达3.7%(大亚湾核电站两台运行机组都是0%),表明氢气通过空气侧密封油经2GGR002BA被2GGR002ZV抽出房顶;
- (2) 隔离2GGR002BA与2GHE002BA之间的油回路,测量2GGR002BA出口氢含量不变;
- (3) 机组降功率至940 MW,降低发电机氢压至0.46 MPa,观察氢气泄漏速度无明显变化;
- (4) 将发电机密封油的氢油压差手动升高至0.165 MPa,观察氢气泄漏速度无明显变化;
- (5) 通过观察2GHE002BA油位的变化,发现发电机氢气侧密封油向空气侧密封油有少量渗漏,但通过计算该油的携带氢总量远小于发电机氢气的泄漏量;
- (6) 拆开发电机后端空侧回油管上的YT堵头测量氢气(如图4.3-1),发现氢含量超过4%,在大亚湾核电站两台运行机组的相同位置测量,均未发现有氢气;

(7) 岭澳核电站2号机组第一次大修期间曾更换发电机后端内油挡绝缘测量引线,且当时清河工作人员不清楚该技术的工艺要求,没有程序或指令。

3. 消漏

(1) 消漏准备

对照岭澳核电站1号机组(正在换料大修中)实物,对重点怀疑对象——发电机内油挡绝缘测量引线贯穿件的结构、密封方式进行解体研究,充分考虑相关部门与ALSTOM提出的剪断绝缘测量引线的要求(绝缘测量引线剪断后保证其不能掉入支撑环内,剪断处保持绝缘,保证各部分的密封),通过反复修改和现场试验,最终确定处理方案(见表4.3-1 ALSTOM原始密封方式与电站采用的处理方案)。

在机械加工的配合下,按照上述方案加工制作了大小不同共计4套封堵组件(堵头、聚四氟乙烯密封体、多种长度的压紧套筒和紫铜垫片)。紫铜垫片采用“通过凹槽反扣定位”的方式,保证其他紧固过程中不会偏心,确保密封。选择LOCTITE243作为螺纹锁固密封胶,以保证螺纹连接部位不会在机组启动后因为振动而松动,提高螺纹之间的密封性,并经过了相应试验验证。为保证工作负责人依照清晰的指令和要求进行故障处理,编写了详细的发电机测量绝缘引线密封件拆装临时工作指令。

27日上午工作负责人在岭澳核电站1号机组发电机持环上进行了实操培训,并在安装后进行了打压试验,结果确认自制的绝缘测量引线封堵装置满足0.5 MPa压力下的密封和绝缘要求。

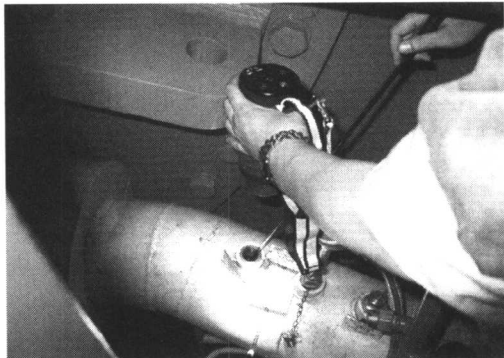


图4.3-1 在连接管处测量氢气含量

表 4.3-1 ALSTOM 原始密封方式与电站采用的处理方案

ALSTOM 原始密封方式	处理方案
<p>密封原理:</p> <p>原 ALSTOM 设计结构如上图所示, 利用“螺纹锁紧件”在“外螺纹固定件”上的旋紧, 推动“压紧套筒”给“聚四氟乙烯密封体”施压, 由于“聚四氟乙烯密封体”外密封面与“外螺纹固定件”设计为圆锥面, 因此“聚四氟乙烯密封体”后端受到推力, “聚四氟乙烯密封体”受挤压产生“缩性变形”使“聚四氟乙烯密封体”内径减小, 从而“聚四氟乙烯密封体”抱紧测量绝缘电阻引线, 满足密封测量绝缘电阻引线的要求</p>	<p>方案简述:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> 与发电机持环本体的连接件继续使用原部件 <input type="checkbox"/> 参照原始设计的形式, 用聚四氟乙烯密封体和压紧套筒配合保证足够紧力, 夹紧剩余导线并形成密封 <input type="checkbox"/> 预先加工多种套件以应对不同情况 <input type="checkbox"/> 加工堵头时内衬聚四氟乙烯套筒, 让剩余导线固定在内部并保证绝缘 <input type="checkbox"/> 堵头与连接件之间用紫铜垫片(退火)密封 <input type="checkbox"/> 各螺纹处使用螺纹锁固密封胶保证锁固与密封

(2) 确认漏氢点

拆除发电机励侧外小端盖后(当时发电机内部压力为 0.05 MPa), 听到有漏气的声音, 用手感觉到该引线在持环上的贯穿件处有严重的泄漏现象。拆除 10 号轴承支撑环上半部分, 发电机氢气升压至 0.25 MPa 时, 通过肥皂液进一步确认了泄漏点, 如图 4.3-2。同时观察两侧密封瓦、持环内外圈, 未发现异常现象。进一步检查汽机侧内油挡绝缘测量引线贯穿件的密封情况, 发现也有轻微的泄漏现象。

检查结果表明: 发电机内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件泄漏是发电机氢气泄漏的主要原因。

另外, 在后续处理时, 发现该接头的螺纹锁紧件松动, 很轻松地用手拆除。分析认为由于该接头在安装时无螺纹锁固的措施, 在机组启动后由于振动而松动, 导致压紧套筒失去压紧力, 聚四氟乙烯密封体失去密封功能而泄漏。这也是机组在启动后才暴露出漏氢问题的原因。

(3) 封堵处理

按照临时工作指令, 对发电机内励磁侧和汽机侧内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿孔进行了封堵处理(图 4.3-3)。

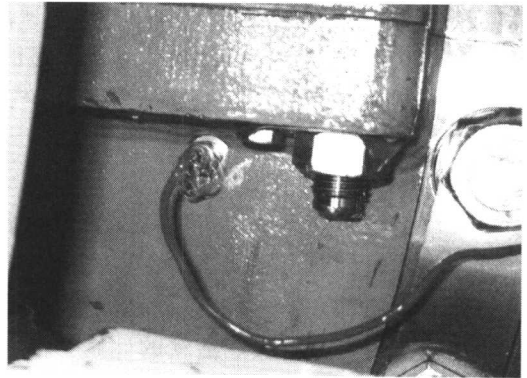


图 4.3-2 用肥皂液检验贯穿件的泄漏情况

(4) 气密封试验

2月28日10:00,发电机升压到0.5 MPa进行气密封试验(按照预定要求,试验时间为6小时)。经过半小时的检查和稳定,10:30开始计时,17:30试验结束,计算结果表明发电机内部气体泄漏量达到良好水平,本次发电机漏氢故障抢修成功。

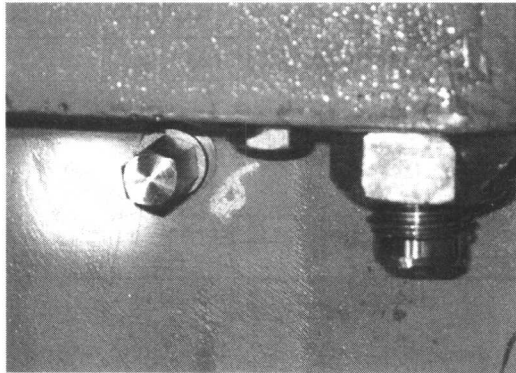


图 4.3-3 贯穿孔封堵后的情况

4.4 机组换料大修

4.4.1 大修组织管理

2004年是公司历史上大修次数最多、大修任务最繁重的一年,从跨年度的岭澳核电站2号机组第一次大修开始,历经岭澳核电站1号机组第二次大修、大亚湾核电站2号机组第十次大修和大亚湾核电站1号机组第十次大修,在岭澳核电站2号机组第二次大修中结束了2004年,所以,2004年共完成了3次完整大修和2次跨年度大修。对于公司大修项目来说2004年是不平凡的一年,是值得深刻反思和认真总结的一年,在继岭澳核电站2号机组第一次大修后的发电机漏氢事件和岭澳核电站1号机组第二次大修后的停机停堆事件后,大亚湾核电站2号机组第十次大修发生了更为严重的燃料组件变形事件和发电机负荷开关误合事件,使公司生产和外部形象陷于困境,面对前所未有的困难局面。在公司总经理部的直接指挥和要求下,公司各大修相关部门开展了对上半年大修中发生的严重事件的总结与反馈,其重点是“5·19”和“7·10”事件,并迅速落实了纠正行动。在接下来的大亚湾核电站1号机组第十次大修中,在全体大修参与人员的共同努力下,各项工作均顺利完成,大修管理指标全部控制在目标值内,初步扭转了生产的被动形势。岭澳核电站2号机组第二次大修于12月初开始,各项工作进展顺利。

1. 组织管理方面

大修组织机构继续保持项目式管理的组织形式,在不断总结和反馈以往大修经验教训的基础上,同时针对每次大修的特点,对组织机构的局部做了适当调整。大修组织机构分别由生产部、维修部、技术部、质保部以及各承包商人员组成。大修指挥部是大修组织的指挥和协调中心,负责所有大修活动的计划安排、组织协调和进度控制。大修指挥部由大修经理、大修副经理、运行经理、计划经理、核岛经理、常规岛经理、安全工程师、质量经理和技术经理9人组成。大修执行线包括:运行、维修、技术、项目负责人、再鉴定小组、承包商等,他们负责大修活动的现场实施和质量控制。监督线包括安全监督、设备监督、质量监督等系列,他们负责大修期间的安全控制和大修活动的质量监督。

大修三级管理责任制是今年年初首次在岭澳核电站2号机组第一次大修中实施的大修管理新举措,三级是指大修指挥部、处、科,由这三个层次将大修活动统一管理起来,将每项大修活动落实到个人并明确责任。

2004年的前三次大修因为各种原因出现了一些问题,尤其是“5·19”和“7·10”事件之后,公司各部门都进行了认真的总结和反馈。大修处也对前三次大修的组织管理方面进行

了深刻反思,并提出了加强公司行政管理线对大修项目支持的建议,在大亚湾核电站1号机组第十次大修期间增加了大修管理协调日会,由公司负责大修的经理、部门经理以及各处长参加,由大修经理介绍每天大修进展、发生的人因24小时事件、主要技术问题,以及需要协调的问题等。这是大亚湾核电站1号机组第十次大修组织管理方面的新尝试,经过大亚湾核电站1号机组第十次大修的实践证明这一做法是有效的。

2. 大修文件准备方面

在上年度工作的基础上继续加强文件的标准化和规范化等大修准备的基础工作,继续细化文件包18条标准的基本质量要求。同时为了加强文件准备的力量,以及使执行人员尽早熟悉工作内容,要求承包商人员参与大修文件包的准备。

3. 大修活动管理方面

现场管理和人员行为管理是2004年的工作重点,特别邀请美国核工业专家组(SNSB)来大修现场巡视检查,鉴别现场管理和人员行为规范方面的问题,提出了一些改进意见。在借鉴各方经验和建议的基础上,编写出了大修现场管理宣传手册,用图文并茂的形式列举出较典型的正确和不良的行为及现象,对参与大修的现场人员进行培训和宣传,同时加强了现场的控制和监督。另外,借助“5·19”和“7·10”两起事件,在集中治理人员的不规范行为方面,也取得了明显的效果。

4. 承包商管理方面

规范统一了大修项目工时的结算方法和WRN项目的管理方法,提高了工作效率,提高了透明度。进一步推动了大修承包商考核的规范管理,完成了《大修承包商里程碑支付考核细则》程序并初步实现正常运作,但这项工作尚须进一步努力。

5. 成本管理方面

经过近五年的努力完成了大修标准工时的基础工作,维修部于2004年6月成立了大修标准工时推行小组,大修处作为牵头协调部门用了两个月时间完成了《大修项目标准工时》程序,终于从大亚湾核电站1号机组第十次大修在核岛、常规岛、BOP设备的独立承包商中成功实现了标准工时的应用。标准工时的覆盖率达94%,同样项目与大亚湾核电站2号机组第十次大修相比工时数总体下降2%,而与第九轮大修相比下降7%,与第五轮大修相比下降超过10%。标准工时的实行简化了合同管理方式,改变了以往谈合同难度大的局面,改善了合作氛围、提高了工作效率;规范了大修项目工时管理;促进了承包商管理水平提高;是跟踪电力检修市场、研究承包商管理策略的基础资料。大修项目标准工时的实行尚处在起步阶段,还需要进一步完善。

4.4.2 大亚湾核电站换料大修

4.4.2.1 1号机组第十次换料大修

1. 大修工作概况

大亚湾1号机组第十次换料大修从2004年9月30日2:55机组解列开始,到11月10日15:45机组顺利并网成功,历时41天12小时50分,按计划完成了预定的各项大修活动,其中包括预防性维修、定期试验、在役检查、改造项目、纠正性维修等活动。另外,在本次大修期间,发现和处理了一些设备缺陷,如发电机定子线棒冷却水(GST)泄漏、1RRA001PO机械密封泄漏、1STR001TX筒体多处焊缝裂纹等。截至并网时,大修中生成的QDR共计1254项,已经全部处理并关闭;大修期间新产生NCR共计158项,已处理61

项, 已完工或有条件释放 97 项; 发现重要设备技术问题共计 18 项, 永久关闭 8 项, 临时关闭 9 项, 有 1 项已转日常继续处理; 大修前日常 TEF 项目组关注的设备问题 15 项中有 13 项得到处理, 有 1 项 (RGL001AA 故障) 虽然在大修中进行了处理, 但因故障产生的原因比较复杂, 报警闪发现象没有根本消除, 须继续跟踪处理。另 1 项 (GSY003AA 故障) 因准备不充分而取消, 计划下次大修做。大修期间共处理了 COMIS 工作票 8 461 项 (包括日常转大修工作票 203 张), 其中预防性工作申请 2 906 张, 纠正性工作申请 2 112 张 (大修前 826 张), 服务性申请 3 278 张 (大修前 1 091 张), 工程类申请 165 张, CBA 中产生 4 849 张许可票。

(1) 核岛方面完成的主要预防性维修项目

更换反应堆顶盖、传热管涡流检查、1 号蒸汽发生器一次侧水室进出口管嘴焊缝射线探伤、3 号蒸汽发生器内部堆焊层 CCTV 检查、三台蒸汽发生器二次侧冲洗、RCP003MO 更换电动机、ASG002MO 电动机全面解体检查、EAS001PO/RCV002PO/RIS002PO/RRA002PO 泵及电动机全面检查、LLS001TC 调速器整体更换、VVP002VV 驱动头及阀体全面解体检查、VVP102/104/107/109/112/115VV 6 个 VVP 安全阀全面检查、RCP121/222VP 等 179 个低低水位阀门及其他核岛阀门解体检修、LGB/LHA 等 16 个电气盘 3 年检、EAS007/009VB 和 RIS012/013VP 等 31 个核岛电动头 6 年全面解体检查、RIS020/030VP 等 30 个核岛电动头 2 年检查。

(2) 常规岛方面完成的主要预防性维修项目

高压缸开缸检查、2 号低压缸开缸拆末级叶片检查、GSS/AHP 疏水管线改造、主变压器更换低压套管、B 相内部检查、GRE001/004/006/007/008/010VV 及 GSE001/009VV 全面检查、GRE002/005/008/009ZM 及 GSE002/008ZM 油动机全面检查、APA002PO 压力级泵全面检查、CFI031TF 全面防腐。

2. 大修指标实现情况

与近几次大修相比本次大修在安全、质量、进度管理和控制方面有明显改善, 核安全、工业安全和辐射防护指标全部控制在标准以内, 重要和关键设备上的活动未出现因质量问题造成的返工, 大修工期控制在目标工期之内。大亚湾核电站 1 号机组第十次大修管理指标和实现情况如表 4.4.2.1-1。

表 4.4.2.1-1 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标值	实际值
核安全	人因引起的运行事件/起	≤2	1
	人因引起的内部事件/起	≤12	10
	包括设备或人因的重发内部事件/起	≤2	1
	ASG 系统不可用/(小时·列)	≤12	4.15
	RIS 系统不可用/(小时·列)	≤5	0
	LHP/LHQ 系统不可用/(小时·列)	≤5	0
质量	检修返工/次	≤12	8
	违反质量管理规定/次	≤18	13
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	98.19
	CI&BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	98.09

续表

类别	目标描述	目标值	实际值
工期	目标工期/天	≤45	41.5
	关键路径活动按时完成率/%	≥80	83.5
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤1 100	978.639
	个人单次大修累积剂量超过5 mSv/人	≤15	1
	体表沾污/(人·次)	≤8	2
	体内沾污/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≤6	1
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件/起	0	0
	人员轻伤/起	≤1	1
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	0
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	100.60
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的百分数	≤0.1	0.098
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分数	≤0.4	0.16
	放射性固体废物产量/m ³	≤50	49.06

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

本次大修核安全相关指标均控制在目标值以内,较2004年前几次大修有了明显改善,说明核安全相关活动的控制和管理方法、手段比较有效。但分析所发生的事件,可以看出有些方面仍有待改进,本次大修唯一一起人因运行事件暴露出了目前工作中存在普遍性问题,即制定的措施和要求不能切实落实和贯彻到执行层,使要求和执行结果始终存在偏差。

人因事件仍频繁发生而且是类型相似,人员不规范的行为是主要原因。大修前作了许多人员行为规范相关的培训和宣传,仍然不能杜绝这类事件的发生,需要公司上下各级部门常抓不懈,经过若干年的努力才会见到成效。

本次大修唯一一起因设备原因的重发内部事件说明设备故障的根本原因未找到,这也是具有一定代表性的问题。随着设备运行时间的延长,设备问题将越来越多,明确故障的根本原因是解决设备问题的基础。加强技术力量,提高维修和运行能力,维持设备的可靠性才能保证电站安全稳定的运行。

(2) 辐射防护方面

本次大修的核岛项目以反应堆压力容器顶盖更换最为复杂,参加人员多、工期长,是辐射防护重点控制的项目之一。另外,本次大修核岛部分的预防性维修活动是按照十年大修安排的,活动比较多,辐射防护方面的控制具有较大难度。从结果来看,辐射防护5项控制指标均达到要求。

辐射防护控制管理是今年前四次大修中做得最好的一次，本次大修辐射防护指标控制较为成功，得益于大修前充分的工作准备，大修期间现场活动的密切跟踪和控制，以及对突发事件的及时响应与妥善处理。

(3) 工业安全方面

大修中发生的工业安全相关事件表明：核岛控制区的安全状况依然严峻，是大修工业安全管理重点；外方人员的培训和带入大修现场工具的管理、检查、检验有待加强；人员的不安全行为是造成事件发生的重要原因，需要重点关注；对起重设备自身的安全性关注须加强。同时大修工业安全指标全部控制在目标之内，也说明了大修中采取的管理手段的有效性，主要表现在：采取项目式管理大修、充分做好准备工作；编写了内部程序《工业安全大修组织、运作与管理》，规范大修工业安全组织的运作；定期统计现场缺陷的分布情况，为前瞻性的安全管理和控制提供了基础。

4. 大修质量管理

(1) 检修返工

本次大修“检修返工”实发 8 起，控制在 12 起的目标值以内。本次大修因检修质量引起返工的事件主要原因是人员行为规范问题，如：“1RRA001PO 回装时由于漏装‘O’形环，造成重新解体”，是检修人员没有遵守程序在每个工序结束后打钩做标记造成的。类似问题在大修中出现的较多。

(2) 违反质量管理规定

本次大修“违反质量管理规定”情况实发 13 起，控制在 18 起的目标值以内。本次大修违反质量管理规定的事件较多，归纳起来有两种情况，一种是工作人员不知道有程序、规定的存在，或对程序、规定的内容要求不清楚，另外一种工作人员知道有程序或规定而为了工作方便不去遵守。对于前者要加强电站相关程序、规定的培训和宣传力度，使工作人员掌握与工作直接相关的管理规定和要求。对于后一种情况，必须加大对违反规定的责任人员及其部门的处罚力度，强迫其按程序办事。

(3) 再鉴定一次合格率

本次大修核岛部分的再鉴定活动共 221 项，再鉴定一次合格率为 98.19%，控制在目标值之内。有 4 项再鉴定活动未一次合格。

本次大修 CI 及 BOP 部分的再鉴定活动共 314 项，再鉴定一次合格率为 98.09%，控制在目标值之内。有 5 项再鉴定活动未一次合格。

本次大修的质量管理指标均控制在目标值之内，结果令人满意，虽然大修中发生了较多的检修质量问题，但本着设备问题不处理决不放过原则，在大修整个过程中慎重、恰当地处理了所发现的所有设备缺陷，使设备检修的最终质量得以保证。

5. 大修工期管理

本次大修从 2003 年 8 月开始启动大修准备工作，历时一年多，其中准备期间一波三折，经历了工期及重大项目的多次变更。首先是在“5·19”事件后决定取消水压试验和 MIS 检查，将原计划 72 + 3 天工期的十年大修调整为 45 + 2 天的大修。而在“7·10”事件之后，又决定取消反应堆压力容器顶盖更换项目，再将大修工期缩短至 38 天，即调整为以常规岛高压缸全面检查为主线的大修。之后，电站 EDF 顾问反馈指出：反应堆压力容器顶盖更换项目是根据外部电站的运行经验反馈制定的，顶盖贯穿件焊缝在运行一定时间后可能会出现裂纹，除非能证明裂纹不存在，否则预计 NNSA 将不会同意将该项目推迟到大亚湾核电站 1 号

机组第十一次大修执行。为此总经理部再次开会专题讨论推迟执行该项目的可行性，最后决定按原计划执行顶盖更换项目，如此大修工期最终又重新调整回 45 天的目标工期和 47 天的计划工期。

在大修工期反复变动的大修准备阶段，计划始终能够根据项目及时给出最佳工期方案、最佳路径，为大修方案的决策提供可靠的依据；在工期方案确定后，计划又能够及时制定出水位图、主隔离图、专项计划、检修窗口等，为接下来的大修各项准备赢得了时间。同时，在准备期间注重项目的工期风险控制，防止某一个项目的工期提前或滞后对其他项目造成影响。在大修执行期间除关注关键路径工作外，更加注重次关键路径工作的控制，防止次关键路径演变为关键路径。随时向大修参与人员通报各条关键路径、次关键路径工作情况（如热停堆框图的推广），使相关人员了解自身工作与其他工作的关系，做到心中有数。大修期间没有发生不可控的次关键路径演变为关键路径的事件，所有活动都在计划的控制下完成，这也是这次大修提前完成的一个重要原因。

总体来讲，本次大修的计划准备、执行中既避免（或减小）大修项目的不确定性，同时又能够提高计划的效率，并且能够使大修相关人员对目标有一个更好的理解，为最终的工期控制打下坚实的基础。

（1）大修里程碑的完成情况

本次大修原计划工期为 47 天，目标工期 45 天，实际工期 41.5 天。由于反应堆顶盖更换项目进展顺利，较原定工期提前约 5.5 天，但由于化学平台一回路硫酸根含量高净化处理延误约 1.5 天。由于大修前准备阶段充分考虑了各项目的工期风险，采取了必要的规避措施，使本次大修工期的总体进度控制比较成功。

（2）大修关键路径活动的执行情况

本次大修关键路径共 278 项，其中提前及按时完成共 232 项，大修关键路径按时完工率为 83.5%。大修关键路径重大提前的工作有：

- 1) 停机期间，一回路小开口状态下工具运输提前 7 h；
- 2) 装料前换大盖工作提前 7 d8 h；
- 3) 取消 8% FP 物理试验 31 h，增加 8% FP ATWT 保护定值确认 9 h，合计提前 22 h；
- 4) 汽轮机首次冲转后振动情况良好，取消汽轮机动平衡 15 h。

大修关键路径重大延迟的工作有：

- 1) 由于卸料期间更换 RCP003MO，3 ℓ 调整及 PMC 故障使卸料比计划累计延误 12.5 h；
- 2) 装料前定期试验 EVF002 不合格延误 10 h；
- 3) 装料前堆池水质不合格影响装料 4 h；
- 4) 扣盖前反应堆大盖 RRM 风管过高导致整体螺栓拉伸机无法就位问题处理延误 23 h；
- 5) 启机阶段，发现 RCV408KD 有硼结晶并消漏，延误 8 h；
- 6) 启机阶段一回路硫酸根含量高延误 31 h；
- 7) 启机一回路压力 7 MPa 阶段时定期试验 RIS041 延误 8.5 h；
- 8) 启机热停堆阶段 RGL 动态试验延误 8 h。

（3）本次大修与近四次大修窗口时间比较

大亚湾核电站 1 号机组第十次大修与近四次大修窗口时间比较详见表 4.4.2.1-2。

4.4.2.1-2 大亚湾核电站1号机组第十次大修与近四次大修窗口时间比较表

h

里程碑	历史最佳窗口时间	大亚湾核电站1号机组第十次大修	大亚湾核电站2号机组第十次大修	岭澳核电站1号机组第二次大修	岭澳核电站2号机组第一次大修	岭澳核电站1号机组第一次大修
M00	0	0	0	0	0	0
M04	30.3	46	40.25	36.23	59.2	45
M12	37.8	57	57	41.2	48.3	63.5
M20	30.3	39.5	50.25	33.42	37.2	45
M30	71	96	131.25	84.25	133	78
M32	14	29.5	39	24.7	23.3	27.5
M33	112	266*	148.5	152.67	149	155
M41	21	46	104	48.2	23.5	24
M50	69.5	84	1014.8	116.17	103.3	77.5
M53	47	75	82	51.17	46.1	62
M62	72	80*	56.5	81	130.7	88.5
M71	32.2	69	82	73.17	31.5	66.5
M81	38.6	58.5*	41.2	71.8	60.8	60
M90	37	50	369	76.53	N. A.	45.5

注：由于更换反应堆顶盖，低低水位窗口、M53-M62 冷态 RGL 试验，M71-M81 热态 RGL 试验使整个窗口较以前大修长。

6. 大修三废管理

(1) 废液方面

在大亚湾核电站1号机组第十次大修液态非氚核素排放量接近于大修目标值，最主要的原因是9TEU001EV在大修期间不能转生产状态，导致未经处理的高放射性废液传往TER暂存，造成TER罐子交叉污染。具体事件过程是：2004年9月29日，由于大修进行9LGR倒电，使9TEU005/006/007PO失电停运，9TEU蒸发器由状态“6”热备用跳闸到状态“0”。当倒电结束，9TEU系统恢复供电后，OPO发现9TEU蒸发器不能转换到生产状态。由于9TEU001EV蒸发器充排水及启动过程较长，且初期故障点较多和机械故障很隐蔽，造成故障处理时间很长。直到10月13日恢复TEU蒸发器可用，在处理故障的过程中共发生溢流2次，系统隔离排空4次。后查明根本原因是9TEU006DI节流孔板上方挡板的支架断裂，导致该挡板掉到9TEU001EV的底部，造成9TEU006PO循环流量与其液位失衡，9TEU蒸发器不能启动，并使9TEU001CS溢流导致ND305/306房间地面被污染。由于TEU化学水箱液位告急，被迫将TEU未经处理的高放射性废液传往0TER003BA暂存，并通过TOI，将0SEL003BA作为RCP蒸汽发生器U形管破管后的事故备用罐。

(2) 固体废物方面

固体废物产生量为49.06 m³，其中工艺废物10 m³，技术废物39.06 m³。技术废物产生量较以往大修有较大增加，主要是反应堆更换大盖等造成辐射防护用品增加。

另外，由于9TEU001/002DE在处理大修期间1RIS021BA等高放射性含硼废水效率不佳，导致工艺水处理十分困难，被迫在大修期间紧急更换9TEU001DE，并有一罐30 m³的3 MBq/m³的工艺水被迫传往TER罐暂存，也增加了固体废物产生量。

(3) 废气方面

惰性气体排放 1.8 TBq, 占国家年限值 0.16%, 较大亚湾核电站 1 号机组第九次大修同期有所下降。一回路含氢废气吹扫共产生 324 m³, 与历次大修持平, TEG 系统没有发生容量紧张现象。

本次大修的三项三废指标均控制在目标值以内, 达到了预期效果, 其中最值得一提的是废液的管理和控制工作。大修防跑水取得了很好的效果, 大修期间地板水罐 9TEU003/004BA 没有被污染, 废液的产生与排放处于受控状态。主要原因是大修排水大量采用 TSD, 统一由 OPO 组织实施排水, 同时进一步规范排水操作指令单。

7. 大修管理良好实践

(1) 以“明确责任”、“落实任务”为核心的大修责任制的推行

使各级参与大修人员明显感觉到责任和压力, 工作更加认真。人员做事时的随意性减少, 按程序做事, 行为更加规范。反映在以下事例上:

1) 以往大修都出现过柴油机试验中个别参数超标, 大家已经习以为常, 但在本次柴油机试验后严格按照程序的要求对超标数据进行了评价和决策。

2) 每次大修都使用的程序在本次大修中被发现出问题, 如柴油机再鉴定试验程序中燃耗的计算方法问题、EVF002 试验规程问题。这正是严格按程序做事的结果。

3) 另外从本次大修的 24 h 事件单中可以看出, 人员做事时的随意性减少, 行为更加规范。

(2) 设立“大修管理协调日会”, 是大修管理改进的新尝试

经过本次大修的实践可以初步证明这一做法对推动大修工作是有效的。

因为大修具有跨多部门项目式管理的特点, 要求有公司行政管理层的推动才能够发挥其优势, 所以设立“大修管理协调日会”, 发挥公司行政管理线的力量, 推动大修工作, 将公司行政管理层和大修真正结合起来。大修期间, 公司主管大修经理、各部门经理和负责大修的处长每日聚会, 了解大修每天发生的人因 24 小时事件以及大修的进展, 讨论大修中的突出问题, 有力地推动了问题及时和高质量的解决, 如发电机 GST 泄漏处理中关于 ALSTOM 人员资格问题、RRA002PO 的检修范围问题。另外每天让管理层了解和掌握大修中出现的事情, 使得事件得到及时反馈, 有效控制了人因事件的发生。

(3) “风险预防措施”是大修前准备工作的重点之一

大修前分析得出可能对大修整体造成影响的风险有 10 项, 针对这 10 项异常情况制定了应对措施。在这 10 项应对预案中, 大修期间实施了其中的 3 项: 反应堆压力容器顶盖更换 (RVHR) 进度提前 5.5 天、发电机抽转子、一回路降压过程中放射性气体释放。这些异常出现后未给大修整体和局部造成混乱。如大修前除 RVHR 项目之外, 所有大修活动按照比 RVHR 提前 5 天制定计划, 在 RVHR 大幅提前的情况下, 其他大修活动仍能够按计划有条不紊地进行, 即维护了计划的严肃性, 也给所有参与和关注大修的人员以信心。由于大修前已经要求发电机抽转子人员在淮南公司本部做好准备、MX 厂房 16 m 现场已经为抽转子预留了场地, 材料、工具和文件已经作好了准备, 所以在发电机抽转子决定作出后 3 天内即具备抽转子条件, 并且整个工作安全、有序地完成。

(4) “人员素质控制”是本次大修质量控制工作的核心

质量是做出来的, 干活的人是关键, 必须将这个要素控制起来, 要用合适的人做合适的事。

这一措施的实施效果在本次大修常规岛主机项目上得以显现。本次大修主机工作的质量、安全和工期都得到了有效控制,与大修前严格审查和控制淮南主机工作人员有直接关系。主机工作负责人及其工作组的主要成员为多次参加大亚湾核电站常规岛的主机检修人员,人员的技能和经验兼备,这是主机项目搞好的关键。稳定的队伍才能够做到技能的储备和经验的积累,而技能和经验对于工艺复杂和技术难度大的工作尤其重要,所以要求和控制承包商队伍人员的稳定是做好大修的关键。

(5) “常规岛现场办公”是本次大修推出的新管理措施之一

大修期间,在常规岛 MX 厂房 16 m 平台布置办公集装箱,安排 MRM/MSM/TEM 准备工程师、协调人、常规岛经理、计划工程师在其中办公。这项措施使得主机上出现的技术和管理问题可以得到及时解决,为承包商人员节省了时间,相应地减少了对工作负责人的干扰,使其有更多的时间关注于工作过程,有利于工作质量的提高。另外,这项措施使得现场进度的跟踪更准确,计划修改更及时,协调问题更方便,现场整体工作效率提高。

(6) 特别强调“设大修待命值班经理”这一成熟的管理措施

即在大修执行期间,由维修部经理加入大修待命值班组织,代表公司指挥和协调大修活动。这一大修管理决策体系有力地推动了大修中有争议或重要问题的处理和解决。如柴油机再鉴定后参数超标问题、反应堆顶盖内“O”形环怀疑泄漏问题。大修是涉及公司各部门的综合性项目,各部门难免会从自己角度考虑和决定事情,从而导致单位和单位之间的问题需要协调。处和处之间的问题一般较小,可以由部门经理或大修经理来协调。如果问题上升到部门之间时,则部门经理之间的协调工作大修经理难以胜任,需要公司经理层协调解决。此时公司经理站在公司层面的高度考虑问题,为公司的利益作出决策,所以大修中需要代表公司的经理参与大修并在需要时做决策。如:8% FP 停机冲转问题、柴油机问题。

(7) “常规岛计划管理规范化”是本次大修计划管理改进之一

本次大修常规岛为次关键路径,但是根据以往的经验,常规岛恢复阶段不确定因素比较多,往往不能按计划完成。因此,在准备期间就明确常规岛运作按关键路径工作进行,对常规岛主机计划及相应的工作票进行优化,对其他辅机工作按主隔离及恢复的顺序,结合承包商的人员配置进行排序。在执行期间,常规岛计划管理始终以关键路径对待,每天召开专门的计划讨论会,各方签字确认计划,明确任何工作必须按计划进行。同时在辅机方面,建立了严格的主隔离实施、解除跟踪表,关键路径跟踪表,在执行期间进行严密跟踪并随时纠偏,延误的理由都清晰记录,以备下次大修改进。事实证明在这种严格跟踪下,常规岛各主隔离解除时间、里程碑实现时间与原计划基本吻合,盘车时间还比原计划提前 1 天,实现了常规岛按计划完成的历史性突破。随着将来大修的优化、工期的缩短,常规岛将会毋庸置疑成为关键路径,应该与核岛一样自始至终受到关注,建议以后常规岛采取这种跟踪方法,对进度执行中的偏差进行纠正。

(8) “大修计划质量控制制度化”逐步走向成熟

针对“5·19”和“7·10”事件的反馈,为进一步减少人因失误,严格遵守“四禁一严”的指导方针。本次大修在前几次大修的基础上,继续强化大修质量控制制度,由一名富有经验的计划工程师担任质量控制人员,在大修前质量控制人员独立审查主线计划、专项计划、检修计划并提出改进及优化建议。在大修期间质量控制工程师继续独立审查计划、工作票审批及 COMIS 工作票跟踪情况。质量控制工程师参加计划会,对计划会上的问题独立发表意见。

见,计划工程师根据实际情况充分考虑质量控制工程师的建议。质量控制工程师作为项目组的一员,很好地融入到项目团队中,发挥了积极的作用。大修结束后,质量控制工程师的作用是有目共睹的:大修中没有一起因计划原因引起的事件,没有一张因计划原因错过状态的工作,COMIS 周转票在转日常时创历史新低(40张),这些都是跟计划质量控制分不开的。

(9)“工作票管理”在本次大修中得到加强

工作票管理是大修中一个既重要又容易出错的工作,必须加强跟踪,加大 COMIS 清理和跟踪的力度、频度。具体做法是每天由计划助理进行清理,上午 11:30 整理出清单进行讨论,会后发给各协调员,提醒其及时递交工作申请。计划工程师、质量控制工程师则进行独立清理,防止出现人为盲区。在计划会结束后,将相关协调工程师单独留下,一一对正在准备中的工作申请进行核实,核实每张工作申请是否都有明确的说明:何时递交,准备何时开工,将有何影响等。大修中绝大部分工作申请都按计划进行了递交,这与频繁的 COMIS 清理、严密的跟踪是分不开的。

对于许可票的清理,要绝对避免出现窗口快结束时才进行清理的现象。低水位开始 5 天后,每天打印 CBA 未还许可票清单(主要针对两天后要还的工作票),并在计划会上进行清理,使协调人明白工作窗口及接下来的工作安排,一方面督促检修工作按时完成,另一方面避免非关键路径工作未受到足够重视而影响大修进度。

4.4.2.2 2 号机组第十次换料大修

1. 大修工作概况

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修从 2004 年 4 月 24 日 02:59 与电网解列开始大修,并于 7 月 24 日 23:26 分重新并网大修结束,整个大修历时 91.85 天,比目标工期 30 天推迟 61.85 天。大修期间完成了包括设备的在役检查、维修、定期试验以及改造等活动,这些活动的品质和功能再鉴定合格,达到了系统和设备的设计标准和功能。

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修是自 1994 年投入商业运行以来面临的最为困难的一次大修,大修期间发生了诸多异常事件:PMC 换料机意外移动导致一组燃料组件变形事件及运行人员误合负荷开关导致发电机转子损坏事件,对电站全年的生产及大修工作造成了极大冲击。由于处理“5·19”燃料组件变形事件和“7·10”负荷开关误合更换发电机转子事件,分别延误大修工期 38.9 天和 13.73 天,这两起重大事件直接造成大修工期延误 52.63 天,大修实际工期达到 91.85 天,公司生产面对空前困难和考验。

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修期间,共完成 9 839 项工作申请(COMIS 系统数据统计),是历次大修最多的一次,其中预防性工作申请 3 321 张,纠正性工作申请 2 983 张,接近预防性工作申请数量,是历次大修比例最高的一次。服务性申请 3 137 张,工程类申请 95 张,日常转大修项目 303 张。大修期间,在 CBA 共产生 6 157 张许可票,比历次大修中最多的大亚湾核电站 2 号机组第九次大修还要多出近 50%,可见本次大修任务相当繁重。大修发现的重要设备问题共 20 项。其中已永久关闭的有 11 项,临时关闭的 7 项,尚有 2 项遗留问题。

(1) 核岛方面完成的主要项目

ASG002PO 三年机械检查;ASG002MO 八年电机解体大修;ASG001/003PO 年度检查;LLS001TC 年度检查及调速器六年整体更换;LHP/LHQ 应急柴油机年度检查;RIS001PO 泵及电机全面检查;EAS001PO/EAS002PO/RIS002PO/2RRA001-002PO 泵及电机年度检查;

RCV001/003PO 泵及电机年检; RCV002PO 泵及电机四年全面检查; RCP001MO 四年检查; RCP002PO 四年机械检查; RCP002MO 八年更换; RCP002GV 蒸汽发生器 U 形管涡流三年检查; VVP002VV 阀门本体和驱动头解体检查; VVP001/003VV 驱动头年检; VVP104/112/114/115/16VV 安全阀全面检查; 多项低低水位阀门及气动头检修; 核岛 15 个电动头全面解体检查和 27 个电动头两年检查及试验; 5 个直流电气盘及 LHA/LGB 等 15 个交流电气盘清洁检查; PMC 换料机改造; DMR 改造; LGR 杆塔更换; RCP212VP-RRA001VP 平衡孔改造; SEC 系统入口管道修补; SEC 系统联通阀和膨胀节螺栓更换; RRA001/002RF 内外部目视三年检查; EVC001/003RF, EVR002RF, RRM001/002/003/004RF, RCV021RF 换热器全面检查; RCV003/021RF 内外部目视十年检查; DEL001/002BA, RIS001BA, JPIO01-007BA 检查; SAR003/016BA 两年内外部检查; REA004BA 六年内外部检查; RRI001/002BA 内外部目视五年检查; 所有核岛备用充电器更换可控硅、二极管和电解电容器。

(2) 常规岛及 BOP 方面完成的主要项目

APA002PO 全面检查、APP101/102PO 4 年全面检查及 B 列汽门全面检查; CRF001/002RF 循环水泵机械密封弹性组件及充气密封的更换 (六年检); GRE003/005/006/008/009VV, GRE002/007/009ZM 解体检查; GSE001/003/005/007VV, GSE003/007/008ZM 全面解体检查; GRH301/401/501/502/601/602RF 检查; 清洁及水压试验 (两年检); SRI201/301RF 解体检查与清洁 (三年检); GEV 主变压器年检; 油吸附及再生处理; 低压套管遮流板更换; 厂变压器调压开关密封垫更换; 主压器变软连接更换; 发电机转子更换 (由于“7·10”负荷开关误合事件后又重新换回原来的旧转子)。

2. 大修指标完成情况

本次大修的核安全及经验反馈方面的指标大大突破了目标值, 运行事件数量达到了 6 起, 虽然不是历次大修最多的, 但事件 (特别是燃料组件弯曲变形事件和发电机出口负荷开关误合事件) 所造成的后果却是最严重的。

从检修质量的考核情况来看, 核岛设备一次再鉴定合格率明显偏低, 只有 91.94%, 没有达到预期目标值 98%, 这是近几年大修比较低的。导致该结果的具体项目为: LHP 因处理日常运行试验时出现 LHA011EC 而对调速系统进行了调整, 从而使得一次再鉴定未能成功; RCV001PO 再鉴定时因 108SP 漏油而未能成功, 虽然该压力开关在大修中没有检修活动, 但从高标准、严要求出发, 依然定为一次再鉴定不合格; RCV002PO 再鉴定时发现轴承箱漏油, 虽然是备件有问题, 但工作负责人没有很好地确认, 安装过程中没有认真测量核对, 这是典型的检修质量问题; ASG012PO 油泵漏油纯粹是检修质量问题。

工期指标因“5·19”和“7·10”事件影响而被大大突破, 超过目标工期两个月。集体剂量超出了指标, 这主要是因为“5·19”事件的处理产生了 91 人·mSv, 从而使得这一指标被突破。固体废物指标也因“5·19”事件的处理而被轻微突破。其他指标均在目标范围内。主要指标完成情况见表 4.4.2.2-1。

3. 大修计划执行情况

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修原计划工期为 32 天, 目标工期 30 天。本次大修实际工期较目标工期有较大延误, 如: 燃料组件变形处理延误 38 天 22 小时, 负荷开关误合更换发电机转子延误 13 天 17.5 小时, PMC 改造、调试较原计划延误 97.5 小时等。

表 4.4.2.2-1 大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标值	实际值
核安全与 经验反馈	运行事件/起	≤2	6
	人因引起的内部事件/起	≤10	17
	包括设备或人因的重发内部事件/起	≤3	7
	ASG 系统不可用/ (小时·列)	≤12	0
	RIS 系统不可用/ (小时·列)	≤6	0
	LHP/LHQ 系统不可用/ (小时·列)	≤7	1.43
质量	检修返工/次	≤10	14
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	91.94
	CI 及 BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	95.33
工期	目标工期/天	≤30	91.85
	关键路径活动按时完成率/%	≥80	78.1
	机组状态倒退/次	0	2
辐射防护	集体剂量/ (人·mSv)	≤620	705.232
	个人单次大修累积剂量超过 5 mSv/人	≤5	3
	体表沾污/ (人·次)	≤7	3
	体内沾污/ (人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≤6	2
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件/起	0	0
	人员轻伤/起	≤1	1
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	0
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	126.98
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的百分数	≤0.1	0.05
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分数	≤0.4	0.26
	放射性固体产量/m ³	≤45	45.2

(1) 大修关键路径重大延迟或提前的工作如下:

- 1) PMC 改造、调试及其故障维修在整个大修期间共延误 97.5 h;
- 2) 第 126 步组件变形处理共延误工期 38 d22 h;
- 3) 卸料后排水到低低水位较计划延长 8 h;
- 4) 低低水位的检修项目增加关键路径 32 h;
- 5) 扣盖期间, 反应堆压力容器法兰面锈蚀处理工期延长 20.75 h;
- 6) 启动期间, 一回路硫酸根超标延误关键路径 40 h;

- 7) 离开 RRA 模式隔离 RRA 时, 发现 RCP354VP 不能回座, 延误 11.5 h;
- 8) 发电机负荷开关误合延误工期 13 d17.5 h;
- 9) 启机状态热停堆平台由于主泵振动情况良好, 不必执行动平衡, 实际计划较原计划提前 15.5 h。

4. 大修安全管理

(1) 核安全方面

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修发生 24 小时事件单 510 起, 其中界定 6 起 LOE、21 起 IOE; 运行事件中有 1 起界定为一级运行事件。在界定的 LOE/IOE 中, 5 起人因 LOE, 17 起人因 IOE。本次大修核安全相关指标均被突破, 说明核安全相关活动的控制和管理方面存在较大问题。

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修是大亚湾核电站新技术规范启用以来第一次在机组大修中完整应用。因此, 本次大修的事件也呈现出这一特点。因新技术规范的应用, 有些与技术规范相关的大修活动在计划、机组状态与以往大修相比发生变化, 新技术规范切换前及大修计划准备的各审查环节未将该问题甄别出来, 大修计划和规程未进行相关修改或说明, 或现场执行人员对技术规范的要求不清楚, 从而导致相关事件有 1 起 LOE, 即维修停堆模式下切换硼表回路人为产生第一组 I_o 事件。

事件的发生往往是多种诱发因素或原因交错综合在一起而形成的。根据事件的诱发因素或根本原因, 对大亚湾核电站 2 号机组第十次大修发生的 LOE 和 IOE 事件进行了分类, 可以归于以下主要类型: 人员技能不足; 人员行为不规范, 这一方面占了较大比重; 违反工业安全规定; 违反电站工作过程, 实际上也属于行为不规范的表现; 工作组现场协调出现问题; 人员交流不足, 实际上也属于行为不规范的表现; 设备问题或技术缺陷。

(2) 辐射防护方面

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修集体剂量实际控制结果为 705.232 人·mSv, 比预计的指标值 620 人·mSv 高 13.7%, 主要是因为: PMC 改造在卸料和低位阶段延期 6 天, 进入控制区人数多, 产生较多非计划剂量; 变形燃料组件处理产生 91 mSv 的非计划剂量; 本次大修控制区进出人次、工时与大亚湾核电站 2 号机组第九次大修接近, 但集体剂量远低于大亚湾核电站 2 号机组第九次大修 (1 012 人·mSv)。单位工时剂量 0.005 6 mSv/h, 为历次大修中最低。

良好实践:

1) 大修指挥部首次对 SNE 实施大修质量、安全保证金的扣罚款制度。效果显著, 整个大修中, SNE 的体表污染和人员剂量都控制得非常好。

2) 5 月 9 日, RX 厂房通风停运, 现场工作环境非常恶劣, 大修指挥部及时暂停 RX 厂房内工作, 避免了可能的人员污染和受伤。

3) 为避免夏季大修人员污染风险, 在 AC 搭制了空调空气隔离间, 为主泵轴封等零部件检修提供了良好条件。但泵体等大件无法在 SAS 内检修, 此方法还须进一步完善。

4) 建立区域辐射水平指数, 作为 RCP 指数的补充, 可以更好地反映现场辐射水平, 也便于不同大修之间的比较。

5) 加强水池排水的控制, 在主线计划中加入辐射隔离和测量的步骤, 避免人员误入高污染风险的水池。

问题反馈:

1) 夏季大修是一个需要认真研究的问题, 包括 RX 厂房内潮湿, AC 厂房高温, 雨天物品运输等。

2) 电气盘检修、通风系统检修安排在低低水位第二天, 恰恰是阀门研磨的高峰期, 污染风险很高。今后考虑将电气盘、通风系统检修安排在低低水位第一天, 一般为阀门开口, 污染风险较低。

3) FRA 等外籍人员人数虽然很少, 但手部污染占整个大修的 1/3, 管理上没有措施可以对其进行控制。建议参照国内承包商, 对 FRA 也建立起大修质量、安全保证金的扣罚款制度。

(3) 工业安全方面

本次大修工业安全各项指标均控制在预期目标内, 用于内部控制的工业安全未遂指标超标, 动火作业的控制良好, 未发生任何火险及以上事件。本次大修发生的 6 起主要事件中有 4 起是 DNMC 自身人员造成的, 应引起重视的是 DNMC 自身在大修中负责检修的项目是非常少的, 两方面的情况很不协调。本次大修准备阶段的主要精力集中在承包商身上, 从这次大修的现场情况和指标情况 (承包商单位发生了 2 起工业安全未遂事件, 未发生任何火险及以上事件) 来看, 承包商的表现是令人满意的, 也说明我们的准备工作是有成效的。人员的不良工作习惯是造成事件发生的重要原因。对专用工具的管理和定期检验有待加强。

5. 大修质量管理

(1) 大修质保活动

大修实施阶段的质保工作: QA 现场监督结果统计表明, 现场工作过程的缺陷比例仍然偏高, 缺陷的主要内容反映人员在遵守管理规定方面和质量文化方面需要有较大改进。

大修中事件的专项调查, 大修中总共进行了 6 项专项监督: 大修防异物监督、对重要维修活动及改造项目的监督、大修运行活动的质保专项监督、对发电机定子铁损试验结果错误的调查、2ETY001PI 更换碘过滤器后没有按要求进行效率试验的调查、对 2CRF503VC 故障的调查、对氢系统管道法兰垫片更换的跟踪、大修中对 RCP002PO 和 EAS 泵维修人员的状况进行了调查。

需管理层关注的问题包括大修发现多起有关大纲问题、承包商人员资格管理以及人因失效多。

大修质量管理良好实践:

1) 大修工作的重点前移放到大修准备阶段, 体现了预防为主的思想。

2) 大修策划较为充分, 如对 QSR 类的 NCR 的检查, 对 NI 承包商的检查和对部分设备检定可用性的检查都发现了大纲上的问题, 这些质保检查抓住了关键的重点。

3) 充分与承包商质保组织合作, 一方面解决了人力问题, 加强了现场的力度, 另一方面也推动了承包商质保管理体系的完善。

4) 对燃料组件弯曲卡涩的处理和对“7.10”发电机抢修的处理实现了监督为主, 兼顾支持服务, 进行事故预想, 制定和落实防范措施, 对出现的问题进行快速响应, 及时制定检查项目和内容, 满足了事故处理和抢修的需要。

(2) 大修质量控制

大修 QC 工作良好实践包括:

QC 工作逐步标准化和规范化、QC 发现的工作包问题得到纠正、在 QDR 管理方面进一

步完善、QDR 处理速度比以往大修有了比较大的提高和实行 QC 人员责任制责任到人。

电站应研究制定相关政策、尽快明确 QC 组织的运作模式，以便规范 QC 的管理；制定相应的奖惩规章制度，来更好地支撑当前这种暂时相对固定的 QC 的管理形式和运作模式。

6. 大修三废管理

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修在工期 91.85 天的情况下，液态非氚核素排放与大亚湾核电站 2 号机组第九次大修短大修基本持平，说明本次大修废液管理是成功的。惰性气体排放 2.96 TBq，占国家年限值 0.26%，较 2003 年同期有上升，主要的贡献是大修工期。固体废物产生 45.2 m³（包括正常运行机组），与目标值 45 m³持平，主要原因是“5·19”燃料组件处理导致检修过程产生的技术废物以及 9TEP006DE 大量析出¹¹⁰Ag^m事件，一回路含氢废气吹扫共产生 327 m³，略高于往年，TEG 系统没有发生容量紧张现象。

7. 大修经验反馈

(1) 良好实践

1) 强有力的指挥和协调机构。大修指挥部是一个团结、高效、协作、有战斗力的大修指挥核心，在总经理部和生产四部经理部的领导下，制定周密计划、严格执行大修计划，通过各处大修协调人有力支持，各执行处、监督部门和承包商单位的密切配合，最终完成大修工作。在发生突发事件后，在总经理部的直接领导下，立即组建紧急响应组织，迅速组织力量处理突发事件，在处理过程中保证了决策的有效性和权威性，指挥协调人员亲临现场，保证了实施现场的安全和进度。

2) 继续推行“项目小组负责人责任制”。本次大修中进一步强调了“项目小组负责人负责制”，“项目小组负责人负责制”规定了项目负责人的职责和工作规范。要求大修前熟悉文件包，熟悉工作内容、风险、难点、措施等，确认工具、备件状况，检查所有作业人员的资格、技能和经验。大修期间对作业现场进行过程控制和质量监督，检查程序执行情况；负责跟踪设备的缺陷处理，确保设备状况满足验收标准。大修结束后项目小组进行工作总结与反馈。

但这种“责任制”还有待进一步完善，有些问题需进一步定义和明确。

3) 应对突发事件的强有力的组织机构。在“5·19”燃料组件变形事件和“7·10”负荷开关误合事件发生后，由于事关重大，故迅速成立了以大亚湾核电运营管理有限公司（DNMC）总经理高立刚为总负责人的变形组件处理专项组和发电机抢修小组，负责决策、指挥、协调和处理异常事件的全部事项。燃料组件变形事件处理中，确保在现场各个环节和步骤中变形组件不破损，确保现场操作人员的人身安全，从而贯彻了“安全第一、以人为本”的原则。实现了在处理过程中达到“事件严重度不升级”、“确保人身不受到伤害”的工作目标。实践证明，这种组织机构形式在处理突发重大异常事件时具有高效、团结、快速决策等优点，为今后大修发生重大突发事件时的应对机制确定了一个参照模式。

4) 加强现场安全和质量管理。本次大修特别强调了作业现场管理的要求，在大修前，通过在主要大修厂房张贴实物图片展示规范和不规范的作业现场，形象地给出了大修作业现场管理的标准，同时也给出了控制区作业现场管理和三废管理的标准。大修期间，由质保、辐射防护、工业安全等监督部门经常评选出一个最佳作业现场和一个最差作业现场，对好的作业行为进行表扬，对作业现场混乱的提出批评，并将最佳作业现场和最差作业现场照片张贴公布，以此鼓励大修工作负责人发扬良好的工作习惯，改善不良作业行为。这种做法，对促进参与大修员工规范作业现场，培养良好的工作习惯，起到了很好的推动作用。

(2) 须关注的问题

1) 加强员工行为规范管理。大亚湾核电站2号机组第十次大修中,在所有已界定的人因LOE、IOE中,有超过一半的事件与人员行为不规范有关,包括不良工作习惯和不良的信息交流习惯,甚至直接或间接导致了“装料过程中换料机意外移动导致燃料组件弯曲”和“误合发电机负荷开关导致停堆和发电机转子损坏”的严重事件。主要表现为不按程序操作、没有工作文件或工作票进行操作、操作前不核对标牌不执行唱票制度、无监护操作或监护功能形同虚设、不做风险分析带着疑问随意操作、操作之后不进行核对确认、操作前后不沟通不交流不记录等。长期以来对因人员行为不规范造成的事件始终坚持“对事不对人”的政策导向,因而不良工作习惯始终得不到纠正和遏制,后果也越来越严重。我们必须让“责任制”得到真正体现和落实,每一个人必须真正地对自己的行为负起责任。

2) 连续的大修考验检修队伍的战斗力。历次大修的经验表明,每年的第一个大修由于新人多、未进入大修状态等问题,人因事件多、工期多有延误;第二个大修由于人员已经过大修锻炼、完全进入大修状态,往往完成的较好;第三个大修由于人员经过两轮大修已相当疲惫,容易出人因问题和事件。如何调整大修的人力资源、解决好连续大修的问题和怎样适应大修日常化值得管理层认真研究。

3) 加强对承包商的管理和工作质量控制。本次大修中承包商人员新人比较多,承包商承担了大修中的绝大部分工作,相应地在承包商中出现的各种不规范和违反管理规定的行为也较多,对大修的质量、安全和工期各方面的影响非常大。尤其是纽科利检修公司和淮南检修公司分别是核岛和常规岛的主承包商,他们也在不断扩展外部检修市场,在越来越多的大修工作外包的情况下,承包商人力的矛盾也表现出来,技术力量不足,工作质量不高的问题十分突出。因此在考虑项目外包的同时,也应考虑承包商本身的人力极限,平衡各承包商的工作安排。

承包商人员的素质是决定大修质量的重要因素,但是,无论是独立承包项目的承包商人员,还是劳务支持性承包商人员的素质都不能令人满意,问题主要表现在核岛部分的承包商人员,原因是多方面的:承包商也在不断拓展检修市场,一部分人员分流,造成技术力量稀释;大修工期要求短,但项目并没有减少,迫使承包商不得不增加人力,整体技术力量没有增加,靠增加人数来维持现场不停地工作;由于本次大修PMC改造项目等重要项目需要的劳务人员比较多,大大影响了维修各处劳务人员的素质;电站自主负责维修的项目过分依赖于劳务人员,在数量上控制不严,任何单位有用的人才毕竟是有限的,我们应该严加控制。

4) 重视重大项目的准备和执行。针对重大项目牵涉面广、复杂程度高、问题多等特点,大修指挥部从重大项目的准备开始就委派大修指挥部一个专人跟踪一个重大项目,关注重大项目的细节,有问题有困难时及时推动解决。指挥部积极推行项目开工前开工会制度,确保开工前各项准备措施齐备。大修期间也是如此,指挥部随时关注重大项目的进展,保证满足重大项目的各项资源和开工条件。

但是在大修中最具有风险性的还是改造项目,因为改造项目是非标准大修活动,没有经验依据,在计划安排和实施过程缺乏风险控制的经验,在设计和技术审查环节,电站缺乏有效的控制手段,大修管理人员也无法深入其中进行监督检查。实际上,历次大修中改造活动已引起许多事件。建议对重要复杂项目在必要的情况下组织专家审查,确保在实施时不发生问题,实施后能够发挥预期作用。

5) 大修质量控制的有效性不强。大修质量控制队伍越来越庞大,但是质量控制的效果却并不尽如人意。电站一直在强调“一次把事情做好”,但往往把希望寄托在监督控制环节,把大量的资源和精力放在监督这最后一道屏障,从而分散了执行这一层次的力量,导致执行力降低。这些年电站一直在质量控制模式上摸索,试图找到一个最有效的质量控制方法,事实证明,如果不在第一道环节下工夫控制好,试图在监督环节上做文章是不会有结果的。因此电站还是应该全力提高执行人员的素质,提高工作负责人的职业素养,才能真正把大修质量提高,这也许是一项长期任务,但必须有这样一个共识,并为此而努力。

4.4.3 岭澳核电站换料大修

4.4.3.1 1号机组第二次换料大修

1. 大修概述

岭澳核电站1号机组第二次换料(简称L102大修)是电站有史以来的第21次大修,在吸收以往大修成功经验的基础上,结合本次大修的特点制定了相应措施,使大修最终取得了成功。但是,岭澳核电站1号机组第二次大修中仍然暴露了一些管理和技术两方面的问题和不足,需要各部门采取切实可行的改进措施加以解决。

岭澳核电站1号机组第二次大修从2004年2月17日00:42机组与电网解列开始大修,到2004年3月24日15:00机组重新并网,标志着岭澳核电站1号机组第二次大修正式结束。岭澳核电站1号机组第二次大修历时36.6天,比36天目标工期多0.6天。

大修期间完成了包括设备在役检查、维修、定期试验、改造、工程遗留问题处理等大量活动,以及主变压器压器B/C相检修更换、LGC电缆更换等专项活动。

大修期间,完成5896项工作申请,其中预防性维修2000项、纠正性维修1593项,服务性申请1853张,定期试验351张,工程类申请99张,发现并处理质量缺陷报告2471项,处理NCR报告228项,CBA中产生3530张许可票。现场实施工程改造项目18项,处理工程遗留项32项。

(1) 核岛方面完成的主要项目

LHQ六年检查;LHQ发电机五年检查;LHP缸头裂纹处理;更换1RGL系统的SB2-G13棒棒位探测器(因G13棒棒位绝缘低);RCP001PO两年检及2,3号机械密封解体;RCP002PO三年检及2,3号机械密封解体;GEV主变压器B,C相更换;A相排油检修;厂用变压器A换绝缘块;厂用变压器B换瓦斯继电器;LGC电缆更换;LAA/LAB/LBA/LBB//LBC/LBD//LBE/LBF/LBJ/LBM/LBP/LCA/LCB/LCC/LCE/LDA等蓄电池放电试验;LBB/LBP/LCB//LGC/LHB/LKE/LLB/LLD/LLJ/LLO/LLW电气盘四年度检查试验;LKH001TB两年检及试验;LNB/LND/RRB001TB年度检查与试验;EAS001/131VBA,RCV033/053/222VPA,RRI019/040VNA等核岛电动头十年解体检查;EAS008/134VB和EAS145/146VR,GCT129VV等23个核岛电动头三年检查;RCP002GV二次侧上部内部构件三年目视检查及U形管涡流检查、RCP002GV开关一次侧和二次侧人孔、PTR022VB/RCV212VP/RAA005VP/RRI040VN/RCV040VP/RCV033VP/RCP002VP/RIS166VP/RIS032VP/RIS046VP/RIS054VP等解体检查;RCP000BA反应堆开关大盖;RAA024VP焊缝十年射线检查;EPP225/405ZS气闸门三年检;EPP101/207/102等64个贯穿件试验;RPE239VP换型;取消RIS287VP及其所在试验管线。

(2) 常规岛方面完成的主要项目

GPV302KO 低压缸七年检查、GEX 发电机抽转子及励磁机年检、GGR001BA 防腐、CEX101/102/103CS 年检及钛管涡流检查、高压加热器及低压加热器年检、GSS 再热器年检、CFL/CRF 海水涵道清理及机械电气检查、SEC 海水涵道清理及内衬修复、APP201/202PO 两年检查、GRE002/004/009/010VV 四年检查、GSE009/010VV 四年检查、SEN201/401PO 全面检查、SRI201PO 全面检查、58 个疏水阀更换及探伤。

2. 大修指标完成情况

岭澳核电站 1 号机组第二次大修主要指标完成情况详见表 4.4.3.1-1。

表 4.4.3.1-1 大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标情况	实际情况
核安全	零级运行事件/起	≤1	0
	人因引起的内部事件/起	≤12	9
	包括设备或人因的重发内部事件/起	≤3	0
	ASG 系统不可用时间/h	≤12	23.3
	RIS 高压安全注入系统不可用时间/h	≤6	0
	LHP/LHQ 系统不可用时间/h	≤7	0
质量	检修返工/次	≤12	8
	违反质量管理规定/次	≤20	5
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	98.9
	CI 及 BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	95.9
工期	目标工期/天	≤33 + 3	36.6
	关键路径活动按时完成率/%	≥80	81.6
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/ (人·mSv)	≤600	324.6
	12 个月个人累积剂量 ≥20 mSv	≤5	0
	体表沾污/ (人·次)	≤4	1
	体内沾污/ (人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≤6	2
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件/起	0	0
	人员轻伤/起	≤1	0
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	0
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	86.50
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的百分数	≤0.1	0.01
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分数	≤0.4	0.12
	放射性固体废物产量/m ³	≤50	23.61

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

岭澳核电站1号机组第二次大修期间共发生0起运行事件,17起内部事件(人因9起,设备原因8起),其中与核安全相关的内部事件13起。

在9起人因事件中,与运行相关的事件有4起,在数量方面与以前大修相比虽然有所下降,但所占比例较高,表明运行人员在遵守规范及专业技能方面需要加强和提高。

还有3起典型事件与人员失误直接相关,表明相关的管理规定和技术程序没有得到严格执行。2起事件至今原因不明:1RCP000BA反应堆本体法兰面有两个凹坑和在反应堆压力容器内发现金属丝,需要进一步调查分析。

(2) 辐射防护方面

本次集体剂量达到324.6人·mSv,远小于预测值600人·mSv,其他指标体表污染1起、人因地面污染2起,均在控制范围之内,结果正常。

本次大修核岛检修工作进展顺利,辐射防护集体剂量创历来最低记录,其他相关指标控制良好。大修现场辐射水平低和异常剂量减少是主要原因。近几次大修的统计数据比对显示,岭澳核电站1号机组第二次大修核岛总工时是最少的一次,也说明核岛检修工作相对较少。

岭澳核电站1号机组第二次大修在以往大修的经验反馈基础上,加强了源项控制规范和监督工作,同时对一回路补水方式等进行了改进,氧化净化控制效果好,现场辐射水平比较低。其中RCP系统指数测量结果较上两次大修低10%,RCV系统结果也明显偏低。主要工作场所剂量率比较可以看出,岭澳核电站1号机组第二次大修比岭澳核电站1号机组第一次大修低15%~20%;比岭澳核电站2号机组第一次大修低20%以上;8m蒸汽发生器房间的辐射水平比岭澳核电站2号机组第一次大修低20%~60%;0m大厅比岭澳核电站2号机组第一次大修低85%左右。源项控制的成功是大修集体剂量有效控制的关键。

(3) 工业安全方面

本次大修中工业安全指标控制良好,主要控制指标中发生1起工业安全未遂事件,发出3份整改通知。工业安全未遂事件是:2004年3月9日下午,进行1MX厂房低压缸接合面紧固螺丝工作,因作业人员没有对叉口扳手进行随身绑扎,不慎将扳手(约2.5kg)掉至+6m冷凝器南侧通道,旁边有行人,存在较大落物打击风险,定为1起工业安全未遂。主要原因为防落物风险的意识不够,没有对便携工具进行绑扎,存在侥幸心理。

4. 大修质量管理

本次大修“检修返工”共发生8起,与目标值接近。大修因检修质量引起返工的原因主要涉及以下几方面:工作人员业务技能不足,没有严格遵守现有技术标准和工艺要求,工作过程质量控制不严。岭澳核电站1号机组第二次大修违反质量管理规定的事件5起,与岭澳核电站2号机组第一次大修的19起相比已明显减少。从事件性质看,多为承包商人员对管理规定不熟悉或常识性违规。

在岭澳核电站1号机组第二次大修中,质保人员主要以专项监督的形式开展大修工作,发现大修各类缺陷列表如下:

(1) 工作人员不执行或不遵守规程要求仍然是现场的主要问题,占有缺陷的44%;

(2) 工作人员在现场粗心大意或责任心不强问题开始显现,此类缺陷占有缺陷的29%;

(3) 运行活动不符合大修管理要求的缺陷比例上升, 主要表现运行人员操作行为不规范、人因失误较多;

(4) 现场缺陷管理方面存在一些问题, 主要表现为检查、测量的结果超标或检修过程出现缺陷时, 工作负责人未进行报告就自行处理或接受或未发出 NCR 报告;

(5) 防异物管理方面仍有进一步改进的空间, 虽然在大修中成立了防异物小组, 但仍有相关规章制度及措施需要进一步完善和落实。

5. 大修经验反馈

大修良好实践包括:

(1) 提前开展大修准备

在岭澳核电站 2 号机组第一次大修和岭澳核电站 1 号机组第二次大修准备中首次引入“前期准备”的概念, 一改过去习惯做法, 将大修准备工作分为两个阶段进行, 即大修前期准备和大修项目准备。前期准备开展的主要工作有: 审查初版维修大纲、发出电子化备件采购申请、准备标准工作包、生效出版维修大纲、确定大修项目等。2002 年 12 月 23 日启动了岭澳核电站 2 号机组第一次大修和岭澳核电站 1 号机组第二次大修前期准备组织机构, 布置了任务和要求, 于大修前 6 个月分别向岭澳核电站 2 号机组第一次大修、岭澳核电站 1 号机组第二次大修指挥部移交前期准备成果, 保证了大修准备工作的连续性。

(2) 加强防异物管理力度

针对以往大修异物事件较多的问题, 岭澳核电站 1 号机组第二次大修指挥部决定成立专项小组, 以加强防异物控制的力度。小组由大修经理亲任组长, 各相关单位派员参加(包括承包商), 在本部门、本单位宣传大修防异物的相关规定和要求, 并监督其执行情况。大修指挥部针对过去执行程序《防止异物进入系统和设备管理大纲》时存在的薄弱环节加强控制, 采取重点区域重点防范的措施, 将核岛 RX20 米和汽轮机厂房 MX16 米作为重点区域进行管理。主要措施包括: 在 RX20 米建立隔离区, 指定主要项目负责人为当值协调员, 穿戴协调员背心, 全权负责防异物管理, 并对进出物品逐项登记; 在 MX16 米对隔离区材料进行改进, 严格控制进出隔离区制度; 对于开口设备制作专门防护盖板等等。实践证明, 这些措施取得了良好的效果, 大修期间发生异物事件 11 起, 远远低于岭澳核电站 2 号机组第一次大修的相关事件次数。

(3) 规范源项控制

岭澳核电站 1 号机组第二次大修前一个月, 源项小组召开专门会议, 落实小组成员, 制定针对本次大修的控制方案, 确定了 31 项控制关键点, 并在大修前三周开始逐步实施。实践证明, 规范源项控制, 对降低环路剂量率及大修人员剂量控制有非常大的帮助。

(4) 大修备件提前采购

多年来, 大修备件到货率低的问题时常困扰着各级管理层, 大修备件采购申请单提交太晚, 是重要原因之一。为了有效解决上述问题, 首先要从自身抓起, 从问题的源头抓起。在大修处的倡议下, 提出提前提出大修备件采购申请单。经过认真的分析研究, 认为该方案是可行的, 即通过 COMIS 中 TCS 十年维修大纲数据库与标准工作包数据库的关联性, 来实现“大修备件电子化管理”, 根据需要自动将标准工作包中备件需求进行列表、输出, 从而产生年度大修备件需求清单。经过相关部门的共同努力, 该系统(大修备件采购申请电子化管理系统)于 2003 年 1 月投入使用, 并首次应用于岭澳核电站 2 号机组第一次大修和岭澳核电站 1 号机组第二次大修备件的集中采购。实践证明, 大修前的到货率分别大于 79% 和

92%，远远高于历史 50% 的平均水平，基本满足了大修备件的需要。

(5) 静态、动态排气窗口缩短

岭澳核电站 1 号机组第二次大修中一回路启动前的排气工作，由于运行方面组织合理、工艺优化，使得排气窗口大大缩短，比历史最佳窗口岭澳核电站 2 号机组第一次大修的 34 h 减少 12 h。需要反馈的是，这样的窗口缩短并没有实现真正意义上的大修工期缩短，因为所有操作都是在运行内部进行的，而不是严格按大修计划进行操作。

(6) 剂量控制

岭澳核电站 1 号机组第二次大修集体剂量为 324.3 人·mSv，是两电站有史以来集体剂量最低的一次大修；究其原因有以下几个方面：源项控制的规范化取得成功；辐射防护经验反馈落实到位；辐射防护人员与维修人员充分沟通确保现场工作的准确性；狠抓重点区域高风险工作点的控制；加强现场监督及服务支持。

大修存在的问题和需改进的领域包括：

(1) 关键敏感设备维修

直到目前为止，电站仍然缺乏对诸如 PMC 换料机、环吊等关键敏感设备的维护、维修技术掌门人，基本依赖于外方人员。这些设备几乎每次大修都会发生故障，而每次故障后都不能迅速准确诊断和有效处理，耽误关键路径。

(2) 重大操作不够慎重

在大修中，从机组解列到机组并网涉及众多重大操作，其中最具代表性的操作有核岛状态转换、常规岛冲转并网等。对于核岛方面来说，状态转换有技术规范及 DHP 规程进行操作管理，进行必要的条件检查和签字确认，每项要求都是明确而严肃的，在操作上出差错的可能性就大大降低。而常规岛在这方面的管理控制就相对薄弱得多，当遇到技术文件要求不够明确或未被严格执行时，需要人为决策就容易产生人因失误。

(3) 现场管理有待加强

从 24 小时事件单可以看出，岭澳核电站 1 号机组第二次大修人因事件单数为 148 个，占总数 397 的 37%，虽然多年来电站一直在强调按规程办事、严谨的工作方法、质疑的工作态度，但在实际工作中并未得到严格执行，现场管理工作仍需通过有效的管理手段加强控制。

(4) 加强大修决策支持力度

作为大修指挥系统的核心机构，大修指挥部承担着众多任务，大到每项决策、小到每个决定的正确性都可能影响到大修成败，大修经理是其中的关键性人物。除计划内工作外，经常还会遇到突发事件，需要大修指挥部作出明确的决断、清晰的指令，这对大修经理提出了很高的要求。由于受到专业限制，大修经理应该得到及时的、全方位的专家支持，为决策提供依据。

4.4.3.2 2 号机组第一次换料大修

1. 大修概述

岭澳核电站 2 号机组第一次大修为两电站 2004 年度 5 次换料大修的首次大修，机组于 2003 年 11 月 28 日 3:00 与电网解列大修正式开始，2004 年 2 月 13 日 12:50 重新并网标志着岭澳核电站 2 号机组第一次大修正式结束。岭澳核电站 2 号机组第一次大修历时 77 天 9 小时 50 分，在大修目标工期内完成了计划的各项大修任务。

大修期间完成了包括设备在役检查、维修、定期试验、改造、工程遗留问题处理等大量

活动, 以及一回路水压试验、MIS 机在役检查、安全壳打压、RGL 系统控制棒改造、汽轮机动平衡等专项活动, 这些活动的品质再鉴定和功能再鉴定合格, 达到了系统和设备的设计标准和功能。

在本次大修期间, 发现和处理了许多设备缺陷。截至并网时为止, QDR 共计 1 272 项, 已经全部关闭; 大修前计划实施的 30 项 NCR 中, 已经处理关闭 27 项, 2 项跟踪处理, 1 项因备件未到货没有处理; 大修期间新产生 NCR 报告 256 项, 已处理 247 项, 有 9 项正在处理; 发现重要设备技术问题共计 44 项, 永久关闭 30 项, 临时关闭 14 项; 大修前日常生产管理项目组关注的设备问题 34 项全部得到处理; 共执行了 8 676 项工作申请, 其中预防性工作申请 2 507 张, 纠正性工作申请 6 169 张; CBA 系统中产生 4 800 张许可票; 现场实施并完成了改造项目 28 项, 各部门陆续发出了 UES 计 128 项。

(1) 核岛方面完成的主要项目

一回路水压试验; MIS 在役检查; 安全壳密封性试验; RCP001/002/003PO 主泵三年检查; RCP 主泵惰走试验; RCP 主管道射线探伤; 蒸汽发生器涡流检查; RGL 控制棒驱动机构加装 12 根驱动杆; LHP 应急柴油机机组六年检查; 第五台柴油机调试试验; RIS006VP 等 74 个核岛阀门及气动头解体检查; RIS002VP 等 38 个核岛电动头三年检查和 RIS051VP 等 3 个核岛电动头全面检查; ASG001TC 辅助给水泵小汽机全面机械检查; ASG001PO 电机更换; VVP001VV 主蒸汽隔离阀全面检查。

(2) 常规岛方面完成的主要项目

GEX001GE 发电机抽转子大修; GEX001GA 励磁机四年度检查; GEX001AR 五年 AER 试验; 主变压器、厂用变压器、辅变压器年度检查及试验; GPV 主汽轮机高压缸四年度项目检查; GPV 主汽轮机 3 号低压缸四年度项目检查; GRE/GSE001/003/005/006VV 高压主汽门四年检查; 汽轮机动平衡; APP 系统 A 列主给水泵及汽门全面解体检查; 6.6 kV 开关盘增加报警屏蔽连片; LGA001TB 等 23 个电气盘清洁检查及试验; 31 个电气贯穿件四年度检查。

2. 大修指标管理

岭澳核电站 2 号机组第一次大修主要指标完成情况详见表 4.4.3.2-1。

表 4.4.3.2-1 岭澳核电站 2 号机组第一次大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标情况	实际情况
核安全	零级运行事件/起	≤1	3
	人因引起的内部事件/起	≤15	19
	包括设备或人因的重发内部事件/起	≤3	3
	ASG 系统不可用时间/(小时·列)	≤12	13.3
	RIS 高压安全注入系统不可用时间/(小时·列)	≤6	1.23
	LHP/LHQ 系统不可用时间/(小时·列)	≤7	0
质量	检修返工/次	≤15	15
	违反质量管理规定/次	≤22	19
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	97.9
	CI&BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	95.68

续表

类别	目标描述	目标情况	实际情况
工期	目标工期/天	68	77.4
	关键路径活动按时完成率/%	≥80	83.1
	机组状态倒退/次	0	2
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤1 000	1 105.3
	12个月个人累积剂量≥20 mSv/(人·次)	0	0
	体表沾污/(人·次)	≤5	4
	体内沾污/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≤10	4
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件/起	0	0
	人员轻伤/起	≤1	1
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	≤0	0
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	90.23
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的百分数	0.1	0.02
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分数	0.4	0.2
	放射性固体废物产量/m ³	50	56.08

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

岭澳核电站2号机组第一次大修期间共发生7起运行事件(设备原因4起,人因事件3起),31起内部事件(人因19起,设备原因12起),其中与核安全相关的内部事件17起。

违反工作过程管理规定的的事件数量在三次大修中逐渐上升。岭澳核电站2号机组第一次大修共23起违反工作过程管理规定事件,主要是承包商造成的。由于承包商频繁更换,有些承包商单位和承包商人员首次参加核电大修,对核电规程不太熟悉,往往凭以往在本单位的工作方式办事,容易违反工作过程管理规定。

2号机组在2004年2月17日达到满功率后,发现发电机漏氢水平明显偏高,至26日时最高达180 m³/d,机组被迫于27日停机处理发电机漏氢。大修期间,在发电机回装励磁侧密封瓦支撑环上半部分时,在已发现内油挡板绝缘引线外皮破损的情况下,未能采取有效的处理措施,使内油挡板绝缘引线贯穿支撑处的密封失效,直接导致发电机严重漏氢。

在近三次大修中检修质量事件都比较多,三次大修有关检修质量的事件占人因事件总数的比例分别为:大亚湾核电站1号机组第九次大修为18.2%,岭澳核电站1号机组第一次大修为28.6%,岭澳核电站2号机组第一次大修为28.0%。

(2) 辐射防护方面

本次集体剂量指标达到1 105.3人·mSv,超过预测值1 000人·mSv约10.5%。其他指标如体表污染、人因地面污染,均在控制范围之内,结果正常。

本次大修因设备异常和故障处理造成新增剂量共156人·mSv,占总大修剂量的14.1%,与以往大修比明显偏高,是本次大修超出预测水平的主要原因,本次大修异常剂量详见表4.4.3.2-2。

表 4.4.3.2-2 岭澳核电站 2 号机组第一次大修异常剂量统计

异常项目	剂量统计 (人·mSv)	异常项目	剂量统计 (人·mSv)
RRA013, 024VP 维修	1	主泵窝壳保温误拆	15
RRA001PO 跑水处理	10	低低水位新增阀门	30
RRA001PO 检修	20	蒸汽发生器堵板跑水处理	5
PMC 抓爪故障处理	10	RPN 系统电缆失效处理	7
主泵轴封管线冲洗	7	蒸汽发生器堵板返工	10
RRA001PO 再次检修	15	1、3 号蒸汽发生器的重复堵板	5
压力容器管嘴焊缝缺陷确认	4	保温重复性拆装	17
		总计	156

系统测量和辐射指数测量结果与大亚湾核电站近几轮大修相比处于中等偏上，但与大亚湾核电站首轮大修和岭澳核电站 1 号机组第一次大修相比处于正常范围内，反应堆厂房部分场所剂量率与大亚湾核电站以往大修平均值相比偏高。

主要检修场所辐射水平偏高是造成本次大修源项集体剂量超过预测的另一个重要原因。造成现场辐射水平偏高的原因主要为：首轮循环腐蚀产物量大，导致活化产物较多；岭澳核电站 2 号机组首次燃料循环连续运行时间长，活化时间长；热停堆期间由于设备故障维修，导致反应堆在 290 ~ 170 °C 之间，尤其是 170 °C 平台停留时间太长；水压试验要求在一回路大范围拆除保温，裸露状态下的管道和设备辐射水平更高。

另外一个造成集体剂量增加的原因是对一回路水压试验拆装保温工作剂量的预测指标偏低：2003 年上半年 3 次大修已经造成保温人员个人剂量的控制困难，岭澳核电站 2 号机组第一次大修因水压试验项目须拆装大量保温，有经验的保温人员大都剂量偏高，许多现场在限制个人剂量的过程中，使用经验不足的人员增加了拆装保温工作的剂量。

岭澳核电站 2 号机组第一次大修期间最大个人累积剂量为 7.266 mSv，最高年个人剂量为 16.13 mSv。大修期间的个人累积剂量段分布见表 4.4.3.2-3 岭澳核电站 2 号机组第一次大修期间个人累积剂量段分布。

表 4.4.3.2-3 岭澳核电站 2 号机组第一次大修期间个人累积剂量段分布

累积剂量/mSv	0~0.5	0.5~1	1~2	2~5	5~10	≥10
人数	1248	189	202	111	37	0
占总人数比例/%	70.0	10.5	11.3	6.2	2.1	0
占总剂量比例/%	10.9	12.8	25.9	29.6	20.8	0

上表可见 70% 控制区内大修工作人员的受照剂量在 0.5 mSv 以下，但是大修剂量主要由累积受照剂量在 1 mSv 以上人员贡献，该部分人数占总人数的 19.6%，累积受照剂量却达总剂量的 76.3%，累积受照剂量在 5 mSv 以上人员共有 37 人，这部分人员占总人数 2.1%，却占总剂量比例达到 20.8%，该部分人群是大修剂量控制的重点。

(3) 工业安全方面

本次大修中发生一起轻伤事件：2004年1月20日一名法马通员工在2PMC001DC更换电缆时，不慎踩入打开盖板的小孔内挤伤小腿。这起事件表明国外承包商的安全控制有待加强，同时一些国内小型短期承包商也存在同样问题。

岭澳核电站2号机组第一次大修共发生工业安全未遂事件3起，虽然在控制指标值之内，但仍表明现场事故隐患较多，离真正高水平安全管理有巨大差距。

4. 大修质量管理

在岭澳核电站2号机组第一次大修中，质保工作主要以专项监督的形式开展大修工作，大修质保专项监督分为准备阶段、实施阶段和完工包审查三部分。

大修准备阶段针对影响大修活动的关键要素：大修工作包质量、承包商人员资格、工器具和备件管理、大修经验反馈等进行了专项检查，并对发现的问题进行了整改。

(1) 大修工作包的独立审查

为使重要设备、活动得到设点而受控，及保证重要活动工作包质量，各执行处分析并识别了重要活动，并给出其大修质量控制重点清单，在此基础上完成审包和设点。本轮大修各QC组按要求实施了对工作包质量的审查（总体缺陷率为9%），通过QC审查，大修文件质量得到提高。岭澳核电站2号机组第一次大修工作包的主要缺陷为：工作文件不完整、风险分析及预防措施不完整或不正确、缺少验收标准或品质再鉴定要求等。

大修工作包文件是工作人员现场工作的直接依据，其准备质量的优劣直接影响大修工作质量。QA人员对岭澳核电站2号机组第一次大修维修工作包、工程改造和遗留项工作包进行了独立审查。

(2) 对承包商检修人员准备和授权情况的检查

安全质保部与人力资源部、OPH一起对参与岭澳核电站2号机组第一次大修的主要承包商人员的准备和授权情况进行了检查，检查中发现个别承包商存在使用旧版培训教材、个别培训计划和执行课时与合同不符、部分自行编制的教材与培训大纲未经培训中心审查认可、部分去年的整改建议未完成等问题。

(3) 重要工器具和重要备件抽查

根据《换料大修质量控制工作导则》，各专业和承包商对本处负责及归个人使用的工器具进行一定数量的抽查，主要检查了本部门的仪器仪表，检查结果为绝大部分工器具状态合格可用，总体状况可以满足大修需要。但存在岭澳核电站专用工具维修大纲与试验规程编写缓慢、没有建立重要专用工具的历史档案、部分大修期间到期的计量计器尚未检定等问题。

按质量控制导则要求，在大修前各执行处质量控制组对一些重要和关键备品备件状况进行了抽查，包括部分重要设备备件的到货数量、型号的正确性、质量文件和外观状况等。对抽查发现的无备件、编码错误、或备件质量问题采取了相应的措施。部分承包商也参与了执行专业组织的抽查工作。

(4) 对经验反馈落实情况的检查

从抽查的结果来看，大修经验反馈体系的运作基本完善有效，但仍有部分经验反馈措施未落实，需要在岭澳核电站2号机组第一次大修前或相应工作开始前完成。此外，技术部有三个处的大修经验反馈报告内容未达到管理程序的要求。

安全质保部在大修实施阶段对重要检修和改造、运行活动、一回路水压试验、安全壳打耐压试验、MIS机在役检查、混合堆芯文件切换以及工程遗留项处理等活动进行了近千次现场

监督,对工作过程进行了严格检查,发现 231 个有碍质量的缺陷,缺陷率为 24%,其中较严重的缺陷率为 8.7%。其中 85% 的缺陷在现场得到解决(其余 15% 未解决缺陷主要是规程与备件问题及一些需要长期改进的不规范的人员行为造成的)。

安全质保部针对现场出现的重大问题还进行了专项调查,如对清河公司起吊励磁机台板时专用钢丝绳滑丝、ALSTOM 钢尺掉入冷凝器、装料期间 ETY 碘过滤器回路不可用事件、承包商误关闭 COMIS 中维修专业完工报告等。

本轮大修 QDR 总数为 1 272 项,全部经 QC 汇总、控制,经现场检查后按要求的方法处理,消除缺陷,符合质量验收标准后才关闭,保证了维修质量。所有 QDR 的处理意见也得到了监控和认可。大修中 QDR 的管理基本符合要求。

各执行处和承包商 QC 人员对维修报告进行了审查,确认工作包在 COMIS 中是否已经关闭、信息输入的正确性、收集现场工作及文件的经验反馈信息。共抽查岭澳核电站 2 号机组第一次大修 40 份维修完工报告,发现有 11 份报告存在问题,缺陷比例为 32%;其中有较严重缺陷的报告是 6 份,缺陷比例为 15%。

5. 大修工期管理

本次大修是岭澳核电站 2 号机组商运后的首次大修,同时也是电站首次进行的完整十年大修,由于设备缺陷和对首次实施的大修项目需要的工期估计不准确,在大修进程中,关键路径与原计划差异较大。岭澳核电站 2 号机组第一次大修关键路径共 593 项,其中提前及按时完成共 493 项,大修关键路径按时完工率为 83.1%,满足 80% 的目标值要求。

岭澳核电站 2 号机组第一次大修中关键路径工作有重大提前的项目包括:

- (1) RIS 高压贯穿件及试验提前 6 h;
- (2) 水压试验前反应堆关大盖提前 7 h;
- (3) 抽真空后不需进行一回路联合排气节省 12 h;
- (4) 一回路水压试验提前 28.8 h;
- (5) 打开反应堆顶盖提前 20 h;
- (6) 堵板泄漏处理期间, MIS 机检查设备运输计划进行调整节省关键路径约 20 h;
- (7) 安全壳压力试验升降压速率提高,平台检查的时间缩短,节省关键路径 27.7 h;
- (8) 安全壳压力试验后系统恢复提前 12.2 h;
- (9) 装料时间为 57.2 h,提前 14.8 h;
- (10) 一回路排水、堆池去污及反应堆关大盖提前 19.5 h;
- (11) RGL 系统热态再鉴定试验及落棒试验提前 10 h;
- (12) 汽轮机冲转调整在 8% Pn 平台期间进行,节省 8.5 h。

岭澳核电站 2 号机组第一次大修中关键路径工作有重大延误的项目 11 项(不包括主变压器更换)包括:

- (1) RRA013/024VP 故障查找及处理 11.5 h;
- (2) RRA 泵故障查找及处理 5 h;
- (3) PMC 换料机故障处理 51.9 h;
- (4) 蒸汽发生器一次侧堵板泄漏处理延迟 38 h;
- (5) 反应堆压力容器进出口管嘴检查,取模延迟 44 h;
- (6) 1 号及 3 号蒸汽发生器堵板泄漏,检查工作调整到第二次低低水位期间进行,延迟关键路径 13.2 h;

- (7) 等待主变压器送电 31 h;
 (8) 主变压器 B 相冷却油含乙炔分析、决策占 23 h;
 (9) 一回路硫酸根含量高,不能升温,等待 43 h;
 (10) 一回路稀释达临界时 R 棒显示故障延迟 6 h。
 历史窗口比较详见表 4.4.3.2-4。

表 4.4.3.2-4 历史窗口比较

里程碑	历史最佳	岭澳核电站 1 号 机组第一次大修	岭澳核电站 2 号 机组第一次大修	里程碑	历史最佳	岭澳核电站 1 号 机组第一次大修	岭澳核电站 2 号 机组第一次大修
M00				MCE	152	144.5	117.3
M04	30.3	45	59.2	MLE	N. A.	35.5	24.3
M12	37.8	63.5	48.3	M41	21	24	23.5
M20	30.3	45	37.2	M50	69.5	77.5	103.3
M30	71	78	133	M53	47	62	46.1
M32	14	27.5	23.3	M62	72	88.5	130.7
M33	112	155	149	M71	32.2	66.5	31.5
MLS	N. A.	37	25.5	M81	38.6	60	60.8
MCS	60	55	74.7	M90	37	45.5	N. A.

岭澳核电站 2 号机组第一次大修创造 3 个历史最佳窗口记录: MCS—MCE, M50—M53, M62—M71。另外岭澳核电站 2 号机组第一次大修有 7 个窗口比 1 号机组第一次大修缩短: M04—M12, M12—M20, M30—M32, M32—M33, M33—MLS, MCE—MLE 和 MLE—M41。

6. 大修三废管理

2 号机组第一次大修到 2 月 18 日为止 TEP 系统接收可回收废水共约 1 223 m³。9TEU 共计向 OTER 排放废液 697 m³,其中包括工艺疏水 111.7 m³、地板疏水 234 m³、化学疏水 351 m³。TEU 蒸发残留液硼浓度由 17 228 mg/L 上升至 28 812 mg/L,硼浓度增加了 11 584 mg/L。

2 号机组第一次大修氮气吹扫共计产生放射性含氢废气约 298.4 m³,比 1 号机组第一次大修减少 150 m³。

2 号机组第一次大修固体废物最终产生约 56.08 m³,超过 50 m³的控制指标,比岭澳核电站 2 号机组第一次大修增加 21 m³。主要在于大修工期长、技术废物的大量增加及 RCV001FI 滤芯的贡献。正常大修中 RCV001FI 的更换数量为 3 个左右,而岭澳核电站 2 号机组第一次大修更换了 10 个,RCV001FI 频繁更换是固体废物产量增加的主要原因,由此多产生约 8 m³的固体废物。

7. 大修良好实践

(1) 团结、高效的指挥和协调机构

岭澳核电站 2 号机组第一次大修指挥部中有部分主要成员是第一次参与大修,岭澳核电站 2 号机组第一次大修是 2 号机组商运后的首次大修,同时也是电站首次进行的完整十年大修。本次大修项目多、工期长,在大修准备和实施过程中,出现各专业交叉、牵扯和需要相互协作的工作较多,同时大修中也暴露了很多设备缺陷和管理上的问题。

在处理大修各个环节的矛盾中,特别是对于大修期间突发的诸多设备缺陷上,大修指挥

部作为一个团结、协作的大修指挥核心，从解决问题的思路出发，积极探索并推动问题的解决，对解决设备问题起到关键的作用。

(2) 大修三级管理责任制和项目小组负责人负责制

本次大修中首次推行了大修指挥部、处、科三级管理责任制。三级管理责任制要求各级对所负责的大修活动的质量和进度承担协调管理责任。

1) 大修指挥部重点控制大修重大项目，检查工作准备情况和开工条件；实时跟踪检查项目执行情况，解决遇到的问题；检查程序执行情况，检查记录和报告；对重大项目的质量和进度承担协调管理责任。

2) 各处长甄别出本处负责的重要项目，密切跟踪、控制本处负责的重要项目，检查这些项目的执行情况，解决工作中出现的问题，确保各处大修重要项目的质量和进度符合管理要求；各处长对各自负责的大修活动质量负有领导和管理责任。

3) 各科长负责科内所有的大修活动，并分别指定“项目小组负责人”，对所辖范围内的项目和执行人员做到心中有数，并跟踪、监督、检查项目负责人的工作实施情况，及时纠正偏差；对本科负责工作的质量负有直接的领导和管理责任。

在大修准备阶段，大修指挥部列出须重点关注项目，由指挥部成员分工进行不定期检查，对项目准备、备品备件、文件准备等各方面进行了详细地检查，取得了显著成效。尤其在三个重大试验项目中，无论在安全、质量和工期上，三级管理责任制的优势都得以体现。

本次大修中还强调“项目小组负责人负责制”，其目的在于：为了大修工作质量获得明显提高，无论是外包项目还是自主项目，所有大修活动都能明确责任人，保证工作质量和进度处于受控状态；科、处、大修指挥部逐级负责，实行工作质量的“可追溯性”；强化员工的“质量意识”和责任感，逐渐培育和发展企业的“质量文化”。

“项目小组负责人负责制”规定了项目负责人的职责和工作规范。要求大修前熟悉文件包，熟悉工作内容、风险、难点、措施等，确认工具、备件状况，检查所有作业人员的资格、技能和经验。大修期间对作业现场进行过程控制和质量监督，检查程序执行情况，负责跟踪设备的缺陷处理，确保设备状况满足验收标准。

由于“三级管理责任制”在本次大修中是首次实施，具体操作细节仍有待完善，如大修过程中和结束后，针对出现的大修质量问题，其项目的负责人及各级管理者如何承担相应的责任还没有具体明确，尚未形成完整的制度。

(3) 大修启停机项目支持

在以前大修的停机和启动阶段，启用过保驾小组。在岭澳核电站2号机组第一次大修中，首次将项目支持组纳入大修指挥部管理，很好地起到了为机组保驾护航的作用。

支持组的工作实质上就是进行事故预想，根据机组本身的设备缺陷和历次大修的经验反馈，对机组停运和启动过程中可能出现的设备故障进行分析，制定出防止故障发生的防范措施和故障发生后的应急措施，避免在发生故障后才临时召集各部门人员商讨对策的被动局面。

在机组启停阶段，以仪表处和运行处的工作居多，根据几年的经验积累，项目支持组已经形成了一套相对较完善的工作文件体系，在本次大修中得到了很好的运用。项目支持组纳入大修指挥部管理，其所有支持性项目纳入大修计划之中，避免了对大修计划造成冲击，其运作方式得到了大修指挥部和执行处的认同。

启停项目支持作为大修工作的一部分，将在以后的大修中继续执行。但是仍有个别部门不能充分理解项目支持组的功能，被动接受工作，支持文件也不全面。

(4) 评选最佳和最差作业现场

岭澳核电站2号机组第一次大修期间,由质保、辐射防护、工业安全等监督部门每天评选出一个最佳作业现场和一个最差作业现场,对好的作业行为进行表扬、对作业现场混乱的提出批评,以此鼓励大修工作负责人发扬良好的工作习惯,改善不良作业行为。

这种做法促进了参与大修员工规范作业现场,养成良好的工作习惯,减少了安全事件的发生概率,给大修安全指标控制提供了有力保障。

4.4.4 大亚湾核电站换料大修准备

4.4.4.1 2号机组第十一次换料大修准备

由于18个月换料改造的实施,大亚湾核电站机组第十一次大修与第十次大修一样,须分开进行两台机组第十一次大修的准备工作。2004年仅开始进行2号机组的大修准备,1号机组大修准备未开始。

1. 工期要求

根据大亚湾核电站五年发电规划,大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修计划在2005年09月26日与电网解列,开始换料大修,目标工期76天。大亚湾核电站2号机组第十一次大修是一个十年大修,要进行多个重大改造项目,因此从2004年8月开始启动大亚湾核电站2号机组第十一次大修的准备工作。

2. 组织准备

2004年8月,开始大亚湾核电站2号机组第十一次大修准备工作,着手组建大亚湾核电站2号机组第十一次大修准备组织机构,大修准备机构由维修部大修计划工程师、仪表处、静机处、转机处、电气处、服务处和技术部工程改造、性能试验、在役检查以及设备采购、工业安全、辐射防护协调人、运行经理、安全工程师、常规岛经理、质量经理、技术经理组成。2004年9月21日,召开第一次大修准备会议,标志着大亚湾核电站2号机组第十一次大修准备正式启动。

3. 大修项目的确定

2004年10月开始,根据TYS(十年大修大纲)制定出的大亚湾核电站2号机组第十一次大修年度预防性维修大纲;通过与各专业深入细致地讨论,结合设备实际情况和经验反馈,2004年12月27日出版了十年大纲和大亚湾核电站2号机组第十一次大修年度预防性维修大纲,确定了主要的预防性维修项目。预计2005年2月28日工程改造项目基本确定,2005年2月28日NCR项目清单确定,2005年3月18日冻结大修项目。

4. 大修准备进度

(1) 大修准备里程碑执行情况见表4.4.4.1-1。

(2) 大修工作包准备

从2004年12月30日发出预防性维修工作申请,各相关专业和承包商开始了大修工作包的准备,共发出3827份预防性工作申请:静止机械1678份,转动机械441份,电气460份,仪控574份,技术支持487份,土建23份。

(3) 大修备件采购

截至2005年1月10日,大亚湾核电站2号机组第十一次大修备件共申请1174项,取消27项,发订单325项,订购率28%,未发订单822项,承诺满足(承诺交货日期在2005年9月11日之前)278项,承诺满足率24%,到货43项,到货率3.7%。

表 4.4.4.1-1 大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	计划实现日期	实际实现日期
P0: 大修准备开始 (开始第一次准备会)	2004-09-21	2004-09-21
P1: 十年大纲和年度大纲升版, 完成本轮大修备件补充采购申请	2004-12-27	2004-12-27
P2: 完成发出预防性维修工作申请	2005-01-07	2004-12-30
P3: 完成所有外包项目技术规范	2005-05-31	未开始
P4: 确定大修承包商	2004-09-23	2004-09-23
P5: 出版大修水位图和主隔离图	2005-02-28	未开始
P6: 冻结大修预防性维修项目, 确定各岗位人选	2005-03-18	未开始
P7: 完成大修工作包准备 (包括纸质打印)	2005-07-11	未开始
P8: 完成大修工作包审查	2005-08-01	未开始
P9: 完成大修计划编制定稿, 开始执行预检计划	2005-08-11	未开始
P10: 工作包全部下发到工作负责人并提交到 MAP	2005-08-26	未开始
P11: 主承包商人员进场及培训	2005-08-01	未开始
P12: 日常向大修移交	2005-09-22	未开始
M00: 机组解列, 大修开始	2005-09-26	未开始

总的来说, 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修启动较早, 各项准备工作均按照准备计划执行, 重大项目启动运作较早并通过大修指挥部每周跟踪准备进展, 但由于部分项目是首次实施, 缺乏经验, 准备工作仍存在一定的问题和困难, 例如蒸汽发生器传热管氦气查漏, 是大亚湾核电站首次实施, 许多技术细节须与承包商签订合同后才能开始讨论, 详细准备计划和执行计划也没有最终确认。十年改造项目组虽然开始启动, 但许多详细的技术细节和计划需要与主承包商商讨。所有这些都很有可能对大修准备造成影响, 需要引起高度重视。

4.4.5 岭澳核电站换料大修准备

1. 大修前期准备

岭澳核电站岭澳核电站 2 号机组第二次大修、1 号机组第三次大修准备工作, 实行两台机组同步准备, 分大修前期准备和项目准备两个阶段进行。前期准备和项目准备以年度大纲出版生效为阶段划分点: 首次大修准备会到年度大纲出版生效为前期准备阶段, 发出预防性维修工作票到岭澳核电站 2 号机组第二次大修开始为项目准备阶段。对于岭澳核电站 2 号机组第二次大修来说, 所有准备工作都应该在项目准备阶段完成; 岭澳核电站 1 号机组第三次大修与岭澳核电站 2 号机组第二次大修共性工作也应该在此阶段完成, 如备件准备、预防性工作包准备、确定大修项目清单等, 而对于个别的项目则可顺延, 如重大项目、新产生的纠正性维修项目等。

2004 年 5 月 11 日启动大修准备组织机构, 并召开首次准备会。根据大修工期安排, 分别制定了岭澳核电站 2 号机组第二次大修和岭澳核电站 1 号机组第三次大修准备计划, 会议明确了准备阶段的任务和要求, 主要包括: 出版生效预防性维修大纲、提交补充备件采购申请、标准工作包准备完善、确定大修项目清单等, 并于大修前 4 个月分别向岭澳核电站 2 号

机组第二次大修项目组、岭澳核电站1号机组第三次大修项目组移交大修前期准备工作成果，保证了大修项目组进行大修准备的连续性。

2. 岭澳核电站2号机组第二次换料大修准备

(1) 工期要求

根据岭澳核电站2003—2007年发电规划，2号机组第二次换料大修计划在2004年12月10日与电网解列，2005年01月13日完成大修、并网，计划工期35天，目标工期按32天进行工期控制。

(2) 组织准备

2004年6月，在“大修前期准备”的基础上开始岭澳核电站2号机组第二次大修准备工作，着手组建大修组织机构。6月底，除个别岗位外，大修组织机构协调层人员全部到岗。

(3) 大修项目的确定

通过与各专业深入细致地讨论，结合设备实际情况和经验反馈，2004年6月18日出版了十年大纲和大修年度预防性维修大纲，确定了主要的预防性维修项目。

(4) 大修准备的进度

1) 大修准备里程碑执行情况见表4.4.5-1。

表 4.4.5-1 岭澳核电站2号机组第二次大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	完成时间	实际完成
P0: 大修准备开始 (开始第一次准备会)	2004-05-11	2004-05-11
P1: 大修十年大纲/年度大纲生效	2004-06-18	2004-06-18
P2: 完成预防性维修工作申请	2004-06-25	2004-06-25
P3: 完成所有外包项目技术规范	2004-08-06	2004-08-06
P4: 确定大修主要承包商	2004-06-25	2004-06-25
P5: 出版关键路径水位图及主隔离图	2004-08-20	2004-08-20
P6: 冻结大修维修项目	2004-08-04	2004-08-04
P7: 完成大修工作包准备	2004-09-03	2004-09-03
P8: 完成大修工作包审查	2004-09-24	2004-09-24
P9: 大修计划定稿	2004-11-24	2004-11-19
P10: 工作包下发到工作负责人	2004-11-10	2004-11-19
P11: 对承包商人员培训、考核、授权完成	2004-12-10	2004-12-10
P12: 日常项目组向大修指挥部正式移交	2004-12-07	2004-12-07
M00: 机组解列, 大修开始	2004-12-10	2004-12-10

2) 大修工作包准备。2004年6月发出预防性维修工作申请，开始了大修工作包的准备，至2004年9月3日完成所有预防性维修工作包的准备。随后开始工作包审查，本次大修工作包审查按照升版后的《工作包准备质量标准18条要求》进行，至2004年9月24日全部审查、修改完毕。共发出工作申请5733份，其中预防性工作申请2139份；静机727

份；转机 280 份；电气 413 份；仪控 411 份；其他 308 份。

3) 大修备件采购。截至 2004 年 12 月 9 日，岭澳核电站 2 号机组第二次大修备件共申请 1 737 项，取消 54 项，发订单 1 617 项，订购率 96%，未发订单 66 项，到货 1 436 项，到货率 85.3%。

4) 大修合同。大修合同立项共 54 项，主要合同谈判于 2004 年 11 月全部完成。

5) 日常转大修票的交接。自 2004 年 6 月至 2004 年 11 月，日常转大修工作票每月交接一次，于 2004 年 12 月 7 日完成日常生产管理项目组与大修项目组的移交。

6) 管理改进。本次大修首次推广“三级项目”责任制，即每项活动都有项目负责人，特别是外包项都明确了 DNMC 对应项目负责人。在准备阶段完成了活动项目、工作负责人、项目负责人清单的编制，拟在大修中实行问责制。

总的来说，岭澳核电站 2 号机组第二次大修准备按照准备计划执行，里程碑完成情况良好。最终通过大修指挥机构的努力已于 2004 年 12 月 10 日顺利进入岭澳核电站 2 号机组第二次大修的实施阶段。

3. 岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修准备

(1) 工期要求

根据岭澳核电站 2003—2007 年发电规划，1 号机组第三次换料大修计划在 2005 年 2 月 1 日与电网解列，2005 年 3 月 30 日完成大修并网，计划工期 58 天，目标工期按 55 天进行工期控制。

(2) 组织准备

2004 年 6 月，在“大修前期准备”的基础上开始岭澳核电站 1 号机组第三次大修准备工作，着手组建大修组织机构。6 月底，除个别岗位外，大修组织机构协调层人员全部到岗。

(3) 大修项目的确定

通过与各专业深入细致地讨论，结合设备实际情况和经验反馈，2004 年 6 月 18 日出版了十年大纲和大修年度预防性维修大纲，确定了主要的预防性维修项目。

(4) 大修准备的进度

1) 大修准备里程碑执行情况见表 4.4.5-2。

2) 大修工作包准备。2004 年 6 月发出预防性维修工作申请，开始大修工作包的准备，至 2004 年 9 月 3 日完成所有预防性维修工作包的准备。随后开始工作包的审查，本次大修工作包审查按照升版后的《工作包准备质量标准 18 条要求》进行，至 2004 年 9 月 24 日全部审查、修改完毕。大修共发出工作申请 4 009 份，其中预防性工作申请 2 371 份：静机 774 份；转机 308 份；电气 467 份；仪控 435 份；其他 387 份。

3) 大修备件采购。截至 2005 年 1 月 18 日，岭澳核电站 1 号机组第三次大修备件共申请 1 879 项，取消 42 项，发订单 1 766 项，订购率 96%，未发订单 71 项，承诺满足（承诺交货日期在 2005 年 1 月 17 日之前）1 539 项，承诺满足率 84%，到货 1 547 项，到货率 84.2%。

4) 大修合同。大修合同立项共 39 项，合同谈判于 2005 年 1 月完成。

5) 日常转大修票的交接。自 2004 年 8 月至 2005 年 1 月，日常转大修工作票每月交接一次，计划于 2005 年 1 月 28 日完成日常生产管理项目组与大修项目组的移交。

表 4.4.5-2 岭澳核电站 1 号机组第三次大修准备里程碑执行情况

大修准备里程碑	完成时间	实际完成
P0: 大修准备开始 (开始第一次准备会)	2004-05-11	2004-05-11
P1: 大修十年大纲/年度大纲生效	2004-06-18	2004-06-18
P2: 完成预防性维修工作申请	2004-06-25	2004-06-25
P3: 完成所有外包项目技术规范	2004-08-06	2004-08-06
P4: 确定大修主要承包商	2004-06-25	2004-06-25
P5: 出版关键路径水位图及主隔离图	2004-08-20	2004-08-20
P6: 冻结大修维修项目	2004-08-04	2004-08-04
P7: 完成大修工作包准备	2004-09-03	2004-09-03
P8: 完成大修工作包审查	2004-09-24	2004-09-24
P9: 大修计划定稿	2005-01-12	N. A.
P10: 工作包下发到工作负责人	2004-12-31	2005-01-14
P11: 对承包商人员培训、考核、授权完成	2005-02-01	N. A.
P12: 大修与日常项目正式交接会	2005-01-28	N. A.
M00: 机组解列, 大修开始	2005-02-01	N. A.

总体来说, 岭澳核电站 1 号机组第三次大修准备按照准备计划执行, 其中一项稍有延误, 三项未到期, 里程碑完成情况良好。

4.4.6 大修承包商介绍

1. FRAMATOME ANP

核岛大修的国外承包商, 除独立承担核燃料装卸贮存系统 (PMC) 检修与大亚湾核电站 1 号机组第十次大修反应堆顶盖更换外, 并为蒸汽发生器开关人孔、反应堆开扣盖、反应堆大盖螺栓孔检查、核岛环吊年检、阀门检修、燃料组件变形事件处理、堆芯测量系统和主泵检修等工作提供技术支持。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中, 分别派遣 72 人和 45 人参与大修工作。

2. ALSTOM

常规岛大修的国外承包商, 主要提供发电机转子返厂修复与常规岛汽轮发电机检修技术支持。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中, 分别派出 18 位和 5 位专家提供技术支持。

3. 深圳纽科利核电工程有限公司 (简称 SEN)

核岛大修的国内主要承包商, 承包核岛部分设备换料大修和设备改造实施工作, 并提供大修人力支持。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中, 分别派遣 609 人和 306 人参与大修工作。

4. 中国核动力研究设计院科技开发公司 (简称 NPIC)

大亚湾核电站核清洁承包商, 主要负责核岛内的 SAS (空气隔离间) 安装、脚手架搭

制、保温拆装、气闸门开关、洗衣房、热更衣间及气闸门管理等工作，另外还承担大亚湾核电站1号机组第十次大修反应堆大盖更换的核清洁项目。在大亚湾核电站第十次大修中，为1号，2号机组派出142人和88人参与大修工作。

5. 深圳淮电检修公司（简称HNMC）

大亚湾核电站常规岛大修主承包商，承担主机和主要辅机设备检修及提供大修人力支持。在大亚湾核电站第十次大修中，1号和2号机组大修人员数量分别为513人和430人。另外在岭澳核电站第二次大修中负责核岛电机和电气开关的检修工作，并提供大修人力支持，分别派出99人和114人参与大修工作。

6. 东北核电建设公司（简称NEPC）

BOP维修主承包商，承担泵房与主变压器的检修工作，并在岭澳核电站1号机组第二次大修主变压器B、C相更换，LGC电缆更换。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中，分别派遣177人和122人参与大修工作。

7. 深圳山东核电工程公司（简称SEPC）

在大亚湾核电站第十次大修中承担常规岛ABP/AHP/ACO/SEN四个系统的大修工作及大修人力支持，共派出182人参加了本次大修。

在岭澳核电站第二次大修中承担常规岛GSS等十六个系统的检修工作，并提供大修人力支持，大修期间有172人在现场工作。

8. 深圳市华兴建设有限公司（简称HXMC）

土建维修承包商，主要负责大亚湾核电站和岭澳核电站大修现场的各种土建工程的施工，共派出75人参与大修工作。

9. 核动力运行研究所（简称RINPO或105所）

核岛在役检查的主承包商，负责大修期间的核岛部分在役检查项目、常规岛凝汽器钛管涡流探伤。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中，分别派出140人和115人参加。

10. 苏州热工研究院（简称苏州热工院）

常规岛在役检查的主承包商，负责大修期间的常规岛压力容器等在役检查和BOP金属检验。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中，分别派出20人和25人参加。

11. 国营武昌船厂技术劳务公司（简称武船）

大修期间负责提供应急柴油发电机维护与保养工作的劳务支持。在大亚湾核电站第十次大修和岭澳核电站第二次大修中，分别派遣26人和31人参与大修工作。

12. 深圳凯利集团核电劳务公司（简称凯利公司）

大亚湾核电站第十次大修凯利公司派遣了49名员工参与工作，主要作为大修人力支持。在岭澳核电站第二次大修中，除提供大修人力支持外，还承包核岛通用服务合同，为此派遣118人参加现场工作。

13. 清河电力检修公司（简称QHMC）

岭澳核电站常规岛大修主承包商，在岭澳核电站第二次大修中承担主机和主要辅机设备检修及提供大修人力支持。大修期间共派出402人参与大修工作。

历年承包商统计见表4.4.6-1。

表 4.4.6-1 1997—2004 年大修承包商人数统计

人

承包商	1997年 1998年 1999年 2000年 2001年 2002年 2003年							2004年				
								岭澳核电站2号机组第一次大修	岭澳核电站1号机组第二次大修	大亚湾核电站2号机组第十次大修	大亚湾核电站1号机组第十次大修	岭澳核电站2号机组第二次大修
FRAMATOME	33	30	31	43	38	38	44	52	45	72	49	38
ALSTOM	5	5	9	13	6	6	26	8	5	12	18	1
SEN	213	185	189	200	184	184	558	301	279	609	454	306
NPIC	83	87	87	91	85	85	134	30	—	88	142	—
HNMC	362	338	299	306	334	334	513	85	99	456	564	114
NEPC	158	95	144	145	140	140	190	105	122	167	177	116
SEPC	—	—	60	75	130	130	425	180	172	140	182	169
105所	88	89	139	157	91	91	134	138	92	103	140	115
HXMC	30	25	34	81	30	30	148	61	61	75	75	75
武船	24	27	15	60	50	50	44	30	31	15	26	19
苏州热工院	10	10	10	7	10	10	12	16	16	16	20	25
凯利公司	38	38	38	38	38	38	145	152	129	40	49	165
QHMC	—	—	—	—	—	—	190	344	402	21	25	373
合计	1 044	929	1 055	1 216	1 136	1 136	2 563	1 502	1 453	1 814	1 921	1 516

第五章 电站技术支持与服务

5.1 设备管理

5.1.1 概述

2004年是电站设备管理水平持续提高和规范的一年,电站探索出了一条将设备管理融入公司业务发展需要的路子,设备管理在公司安全生产中起到了越来越重要的作用。

在设备管理体系建设方面,通过吸收国外的先进经验并结合电站的实际情况建立了符合电站技术管理需要的设备可靠性管理体系,建立了以系统工程师为纵向管理与以设备管理小组为横向管理的设备管理组织模式。

在规范设备管理体系运作的基础上,设备管理的基础技术工作得到了全面的推进。RCM分析得到了创新并按计划完成年度分析和应用,TCM(以技术特性为导向的仪控维修技术研究)分析进一步规范并按计划完成年度分析和应用。与RCM/TCM项目相配套的预测性分析管理系统PdM和PFU(仪控设备预测性维修和趋势分析系统)对预测性维修、设备状态监督和趋势分析发挥了重要的作用。维修大纲管理系统MPM为预防性维修管理和持续反馈改进提供了应用平台;设备老化分析工作得到了实质性的起步,13个老化分析项目在有序的推进之中。关键敏感设备管理取得了初步成果,完成了直接引起停机停堆设备的分析,并落实了相应的纠正行动。战略备件管理开始起步,完成战略设备的识别工作为后续的战略备件分析与管理奠定了基础。COMIS设备基础数据重新整理工作已全面启动;RCA分析技术在电站得到了广泛应用,对重大、复杂、疑难事件根本原因分析和纠正行动的落实为电站安全运行起到了重要作用。NCR的规范管理对电站安全水平的提高起到了促进作用。设备外部经验反馈的规范运作为电站及时发现重要设备隐患和重大技术问题分析起到关键性的作用。电站的防高温管理、防台防涝和防雷电管理及时消除了自然环境变化对设备安全运行的影响。电站十大及遗留问题持续规范的管理,为电站设备健康水平的提高起到了促进作用。

电站设备管理依托电站两个生产核心组织——日常生产管理项目组和大修项目组,紧紧围绕提高设备可靠性水平这一核心理念,依靠系统工程师和重要设备管理小组运作模式全面推进设备管理工作,为电站安全运行起到了越来越重要的作用。

5.1.2 设备状态监督与趋势分析

为了使设备状态监督与趋势分析得到有效实施,电站2004年在PdM(预测性维修软件系统)管理制度和支持工具两方面内容进行了改进与完善。

在完善管理制度方面,设备管理处开展了以下工作。

(1) 将大亚湾核电站非RCM分析的重要系统和岭澳核电站关键敏感系统、设备的近3000个状态监测参数纳入PdM体系进行管理,全面拓展了PdM的工作范畴。

(2) 督导员、系统工程师根据“管理关键敏感设备,突出重点,避免重复监测”的原则对大亚湾、岭澳核电站共计4996个监测参数进行了审查。通过审查,对PdM内容,尤其是非RCM分析系统的状态监测内容进行了梳理,突出了对关键敏感设备的管理,优化了状态监测任务。

(3) 根据设备与监测任务属性,将监测任务分为两类,区别管理。通过分类管理,进一步突出了状态监测重点并提高效率。

(4) 进行PdM工作自我评估,识别缺陷,根据评估结果优化状态监测任务制定、反馈、实施流程,将监测任务和参数纳入规范化管理。

在设备状态监督与趋势分析工具开发方面,设备管理处和信息技术中心完成了自动判据系统的软件研发,该系统在判据的支持下,能够从参数等外在现场自动设备,判断故障模式及概率,从而提供快速故障诊断与反应能力。此外,还投产“FPIS数据挂接与导入”、“PdM自动登录”、“PdM. Entek测振结果查询”、“多参数录入界面”、“监测任务基础信息管理”等模块与功能,进一步提高了软件的可用性与易用性。

5.1.3 RCM分析与预测性维修

1. RCM分析工作进展

截至2004年底,累计完成大亚湾核电站61个系统,岭澳核电站18个系统的RCM分析,详细情况见表5.1.3-1。

表5.1.3-1 RCM分析工作进展一览表

系统分类	2001年前			2001年			2002年			2003年			2004年		
	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气
系统	RRI	CEX		PTR	GRH	LBA	LHP	CET	GEV	SEC	GEX	LGB	LLS	GCT	GEW
		SRI		RAM	CFI	LCA	LHQ	ADG	0LBM	ARE	AGR	LGC	L-RAM*	ABP	LGR
		GST			CRF	LGA		SAP	0LBN	ASG		LGD	RCV	L-CVI	L-LBA
		CVI			GGR			AHP	LAA	EAS		LGE	RRA	L-SRI	L-LBB
					GSY			APA	LBB	RIS		LHA		L-GST	L-LBC
					GHE				LBC			LHB		L-CEX	L-LBD
					GRV				LBD			LGIA			L-LBE
					GFR				LBE			LGIB			L-LBF
					SEN				LBF						L-LBP
									LBP						L-LCA
									LCB						L-LCB
									LCC						L-LCC
									LDA						L-LCD
															L-LDA
															L-LAA

注: L-RAM代表岭澳核电站的RAM系统。

2. RCM 分析成果应用

大亚湾核电站 1 号机组第十次大修前, RCM 已完成两电站系统分析 71 个 (其中岭澳核电站 11 个), 在此次大修中得到应用的系统共 54 个; 根据 RCM 分析结果以及状态监测评估报告确定跟踪项目 86 项, 大修中共发出工作票 26 张、事件单 5 份, 主动提交维修大纲反馈单 9 份、维修规程修改单 1 份。大修中发现并处理了以下重大设备隐患: 大亚湾核电站 1CRF001MO 转子轴绝缘低、1CRF604VC 真空破坏阀开启时间超标、主变压器 C 相有载分接开关油室至小油枕的油管严重腐蚀、1CFI 系统不锈钢反冲洗母管腐蚀穿孔。此外, 在对大亚湾核电站 1LLS 系统分析过程中, 发现在故障工况下 9RIS011PO 跳闸功能没有得到验证。经过 PRA 分析处理, 该功能得到有效验证, 将堆芯熔化概率降低 4‰。值得一提的是, 通过对大亚湾核电站 1 号机组第十次大修中因实施 RCM 任务而取消的检修项目统计, RCM 为电厂节约费用 (备件费用和人工费用) 约人民币 45 万元。

3. 预测性维修工作

2004 年, 通过设备管理体系自我评估以及对大亚湾核电站 2RCV016LP 状态监督失效的反馈, 设备管理处识别了 PdM 工作中存在的问题并落实相应改进措施, 规范了状态监测、参数和性能准则制定、修改和反馈等方面的工作。同时, 设备管理处对状态监测任务分类进行管理, 增强了软件的易用性, 实现预期的管理规则, 提高了电站设备管理水平。此外, 设备状态监测周期、预警和报警标准难确定的问题, 已列入设备管理处 2005 年工作计划, 将在今后的预测性维修工作继续改进。

5.1.4 RCA 的实施与应用

1. 管理改进

2004 年, 电站继续在以下三个方面加强 RCA 的实施与应用。

(1) 对两个电站发生的特别重大、复杂、疑难事件, 包括涉及多部门跨专业的重要事件或重发事件由 RCA 小组进行独立的根本原因分析。

(2) 进一步推广 RCA 的方法和技术在生产线的应用。在各主要执行处, 确定了处级兼职 RCA 工程师, 并由电站 RCA 小组组织了两期针对处级 RCA 工程师和经验反馈工程师的专项培训, 同时, RCA 小组参与了部分执行处负责的事件分析, 指导和提高处级事件分析水平。

(3) 2004 年电站纠正行动评审委员会 (CARB) 和纠正行动审查评议小组 (CAP-Team) 的运作更加规范有效, 极大地推动了 RCA 纠正行动的制定和落实。RCA 小组独立进行的事件分析项目完成后均要在 CARB 会上报告通过, 一方面促进了 RCA 小组严谨深入地完成好重大事件的分析工作, 另一方面, RCA 分析后建议的纠正行动在 CARB 会上得以确认并得到了有效推动。

2. 完成的主要工作

2004 年, RCA 组完成的重大事件的根本原因分析项目如下。

(1) 大亚湾核电站

- 1) 2 号机组第十次大修装料过程中一组燃料变形事件分析;
- 2) 2RIS013VP 热电偶动作导致一列高压安全注入不可用事件原因分析;
- 3) 1 号机组第十次大修发电机定子线棒漏氢事件分析评估;
- 4) 1CEX006/008SP 故障原因分析;
- 5) 1ARE913VL 密封泄漏故障原因分析;

6) 对“7·10”事件中关于发电机连接对轮螺栓表面颜色变黑以及发电机定子膛内异物的分析;

7) 1号机组第十次大修期间设备舱多个螺纹损坏原因分析;

8) 1EAS007VB 电动头传动蜗杆轴头变形分析评估。

(2) 岭澳核电站

1) 1RCV003PO 电机非驱动端轴承失效原因分析;

2) 1LGC 电缆过热原因分析;

3) 1号机组主变压器 C 相故障原因分析;

4) 2号机组发电机漏氢事件原因分析;

5) 2号机组第一次大修后机组启动出现高压加热器隔离和因 2GSS205VL 阀门不能开启导致停机事件原因分析;

6) 2LHP/LHQ 活塞裂纹原因分析;

7) 1号机组主变压器投运引发 2号机组发电机负序保护动作原因分析;

8) 9DVN007ZV, 9DVN008ZV 驱动端轴承紧定套周向断裂原因分析;

9) 1号机组 R1 控制棒组 LC 线圈保险烧毁原因分析;

10) 2ASG126VZ 频繁内漏原因分析;

11) 1RIS085VB 故障原因分析;

12) 1CEX007SP 定值漂移导致定期切换过程中进出口压差低跳闸;

13) 1RCV002PO 电机非驱动端轴承烧毁原因分析;

14) 岭澳核电站 RCP 电源模块烧毁根本原因分析;

15) 1ARE401RG 故障导致 1号蒸汽发生器水位大幅上升原因分析;

16) 1SAP 系统白粉产生及泄漏到下游原因分析;

17) 2号机组主变压器 B 相低压引线端子过热原因分析。

3. 事件统计与分析

2004 年 RCA 小组共完成事件分析 25 项, 按事件性质划分, LOE 事件 2 项, IOE 事件 17 项。按事件重要性划分, 造成停机停堆或有停机停堆风险的 12 项, 重发事件 10 项。按主要涉及专业划分: 转动机械 5 项, 静止机械 6 项, 电气 7 项, 仪表 5 项, 改造 1 项。按根本原因划分, 维修维护 12 项, 设计制造 11 项, 运行管理 1 项, 技术改造 1 项。

从根本原因分类可以看出, 维修维护不当和设计制造缺陷两项加起来占分析事件总数的 92%。维修维护不当造成的典型重大事件有: 岭澳核电站 2 号机组第一次大修中, 由于在更换发电机励磁侧密封瓦内油挡绝缘线过程中使用了不适当的导线, 致使支持环处贯穿密封件密封功能失效, 造成机组在正常运行过程中因发电机漏氢而停机检修。而岭澳核电站多台主变压器故障则是设计安装缺陷造成, “5·19”事件的主要原因则是改造项目承包商西屋公司的换料机控制软件上设计错误。

5.1.5 设备老化和寿命管理

1. 2004 年完成的主要工作

(1) 制定老化和寿命管理程序;

(2) 制定 13 个项目的老化和寿命管理计划;

(3) 制定老化和寿命管理工作 2005 年计划和预算, 推动 2005 年计划纳入到处级计划中

跟踪;

- (4) 制定和推动岭澳核电站二期设备采购的留样计划;
- (5) 召开老化和寿命管理工作启动会, 成立项目组, 确定 13 个项目和负责人;
- (6) 完成双相不锈钢热老化数据收集、分析, 制定老化和寿命管理大纲;
- (7) 完成 KKK 系统电缆老化分析和评估;
- (8) 完成因科镍 600 应力腐蚀开裂敏感部位筛选工作;
- (9) 完成辅助管道热疲劳敏感点筛选, 制定下一步工作方案;
- (10) 完成小支管的技术规格书编写、招标和评标工作;
- (11) 完成老化和寿命管理项目集团课题的申报和审评;
- (12) 开展继电器老化分析和评估;
- (13) 开展 FAC (流体加速腐蚀) 项目的数据收集、分析和评估 (分析评估报告正在编写中);
- (14) 开展电缆老化培训、基础信息收集和现场老化检查工作;
- (15) 开展蒸汽发生器老化和寿命管理大纲编写和数据库前期调研。

2. 老化和寿命管理开展规划

经过一年多时间的努力, 老化和寿命管理小组基本摸清了国际上老化和寿命管理的经验, 开展了一系列的敏感部件筛选、数据收集、老化分析以及老化和寿命管理大纲编写等工作, 并确定了老化和寿命管理的近期、中期和长期工作计划。

老化和寿命管理工作是一项长期的基础性工作, 不但要依靠大量的核电站运行经验, 而且要借助科研院所的大力支持。所以, 和国内外科研院所建立畅通的沟通渠道也是老化和寿命管理工作的一项内容。

5.1.6 遗留问题与 NCR 管理

1. 遗留问题管理

2004 年, 电站将“值长关注问题”、“STA 关注问题”、“职业安全关注问题”、“中期问题”、“长期问题”全部整合到 CIS “电站日常生产”模块, 提高了遗留问题管理的透明度, 有力地推动和促进了设备遗留问题得以及时地、有效地、彻底地解决。其次制定了设备遗留短期问题由“值长关注问题”、“STA 关注问题”和“职业安全关注问题”管理, 超过一定期限转入“中期问题”、“长期问题”的流程, 明确了各流程各部门的分工, 从而使遗留问题的管理形成了一个闭环, 保证了电站所有遗留问题都有跟踪、处理直至解决, 保障了机组的安全稳定运行。

截至 2004 年底, 两电站正在跟踪的遗留问题 74 个, 2004 年关闭了包括大亚湾核电站两台机组核岛系统膨胀节开裂、大亚湾核电站 9DVN 风机频繁跳闸、大亚湾核电站 2GSY003AA 频繁闪发、岭澳核电站 2ASG001/002PO 小流量进口管线振动增加、岭澳核电站厂用变压器总烃含量及产气速率偏高、岭澳核电站 SEC 泵出口扬程偏低在内的 27 项遗留问题。

2. NCR 管理

(1) 2004 年度不符合项 (NCR) 的管理优化

2004 年度共经历了五次大修, 新增 NCR 数量 1 047 项, NCR 的管理难度增大, 为了管理好 NCR, 设备管理处对 NCR 的管理进行了大幅度的优化改进, 体现在如下的几个方面:

1) 升版 NCR 的管理程序: 明确了 NCR 的定义、细化了 NCR 的申请和拒绝准则、NCR

的执行与跟踪要求、明确了各相关部门的责任、明确 NCR 的论证和关闭要求，简化了 NCR 的流程。

2) 采用大修 NCR 的每日汇签制度：由于大修产生的 NCR 量大，时间紧，为满足现场需要，从大亚湾核电站 2 号机组第十次大修开始进行大修 NCR 每日汇签制度，得到了各执行处、大修经理部的一致肯定，使 NCR 的处理和签发均能及时有效。

3) 开发 NCR 的电子数据库流程：原 NCR 的 ITEM 的数据库只有记录和简单查询功能，不能满足目前管理的需要。决定开发 NCR 电子流程数据库，它具有电子申请、电子处理、电子审批、电子跟踪、电子提示、电子督办、电子升版等功能的完全无纸化的数据库，现在这个电子数据库的临时系统已经投运，经过大亚湾核电站 1 号机组第十次大修以及岭澳核电站 2 号机组第二次大修的试用，这个临时数据库能稳定地运行，使 NCR 的管理得到优化。

4) 进行 NCR 管理的培训：由于新版 NCR 程序采用了较多的优化措施，针对前期常出现的问题，设备管理处组织了对 NCR 申请者、NCR 责任工程师的培训，按照 NCR 的管理程序，对 NCR 的申请及措施的制定进行了举例讲解，消除了一些的理解上的歧义，目前 NCR 的申请、措施制定、论证、现场实施等方面都有较大的提高。

5) 加大 NCR 的跟踪力度：要求 NCR 的现场执行措施必须反馈到工作文件包中去，必须将 NCR 的执行结果填写到 NCR 数据库的执行信息栏中。定期对未关闭的 NCR 项目进行清理，确认处理进展和再次的处理时间，防止 NCR 长期得不到处理。

6) 分析目前 NCR 数量较多的原因，进行了 NCR 的分类统计，有针对性地进行改进处理：控制质量文件关，对长期超标数据进行相应的标准修改和现场处理，对不属于 NCR 管理的项目明确不采用 NCR 管理。

(2) 2004 年度不符合项 (NCR) 的情况统计

2004 年度 NCR 总体情况见表 5.1.6-1，新增的未关闭 NCR 按管理优化分类见表 5.1.6-2，未关闭的 NCR 按主要系统分类数量见表 5.1.6-3，按质量和核安全等级分类数量见表 5.1.6-4。

表 5.1.6-1 2004 年度 NCR 总体情况

项

新增的 NCR	关闭的 NCR	目前未关闭的 NCR
1 047	541	1 423

表 5.1.6-2 2004 年新增的未关闭 NCR 按管理优化分类

项

种 类	MEE	MIC	MRM	MSM	其他处	总 数
无质量文件备件	1	6	10	2	0	19
过期备件	2	3	6	2	1	14
无备件	26	22	87	36	1	172
尺寸不合格备件	4	1	9	4	0	18
无设计标准	3	3	9	5	0	20
无设计标准范围	2	5	8	6	0	21
长期超设计标准	41	47	147	89	3	327
检修原因	4	8	12	6	2	32
运行参数超标	6	4	7	1	0	18
其他	30	25	44	36	0	131
总数	119	122	331	187	7	766

表 5.1.6-3 2004 年未关闭的 NCR 按主要系统分类数量

系 统		大亚湾核电站		岭澳核电站		总 计
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
ASG	QSR	1	4	0	0	5
CFI	QSR	9	5	2	3	19
EAS	QSR	1	2	1	2	6
EPP	QSR	0	2	1	0	3
GCT	QSR	3	2	1	1	7
LHP	QSR	5	3	4	2	14
LHQ	QSR	2	1	2	1	6
PTR	QSR	0	0	1	0	1
RCP	QSR	3	7	5	8	23
RCV	QSR	3	9	3	2	17
REA	QSR	0	1	1	1	3
RIS	QSR	1	3	0	0	4
RRA	QSR	1	0	1	1	3
RRI	QSR	1	0	2	1	4
SEC	QSR	0	2	0	2	4
VVP	QSR	0	0	2	2	4
ABP	QR	2	0	2	0	4
ADG	QR	1	0	2	2	5
AGR	QR	0	3	9	6	18
AHP	QR	1	4	0	0	5
APA	QR	0	0	3	2	5
APP	QR	10	15	37	13	75
ARE	QR	2	1	2	0	5
CEX	QR	3	4	3	3	13
CRF	QR	2	4	1	7	14
GEV	QR	1	1	19	16	37
GEX	QR	19	5	1	10	35
GFR	QR	2	1	1	0	4
GGR	QR	1	2	9	4	16
GHE	QR	4	0	4	0	8
GPV	QR	14	6	18	22	60
GRE	QR	5	2	1	2	10

续表

系 统		大亚湾核电站		岭澳核电站		总 计
		1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
GRV	QR	1	3	0	0	4
GSE	QR	3	2	1	3	9
GSS	QR	9	14	3	8	34
GST	QR	1	3	2	1	7
GSY	QR	2	4	2	1	9
SRI	QR	2	4	1	4	11
GEW	QR	6		7		13

表 5.1.6-4 2004 年 NCR 按质量和核安全等级分类数量

	QSR 系统		QR 系统		NQR 系统		总 数
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
大亚湾核电站	55	53	261	198	77	42	686
岭澳核电站	41	39	327	224	59	47	737
总数	188		1 010		225		1 423

5.2 工程及电站改造项目

5.2.1 电站工程及改造项目管理

2004 年电站共完成工程改造项目 153 项, 处理工程服务申请 1 230 项。其中包括一些自电站投产以来十分重大的改造项目, 如大亚湾核电站的反应堆压力容器顶盖更换、旧顶盖的处置、乏燃料的运输和处置、GSS/AHP 疏水改造、四台机组的 RIS 试验回路改造、加快一回路排水改造、GCT 系统 A 列管材更换等。这些重要项目的实施, 消除了机组上存在的重大缺陷和隐患, 大大提高了机组的安全性和可用率, 对电站长期安全稳定运行具有十分重要的意义。

这些重大改造项目的特点是技术复杂、工程量大、涉及专业和工种多、接口多、安全风险大。目前的改造项目一般包括: 初步设计、PEC (电站工程改造委员会) 审核批准、立项申请、详细设计、采购、施工、再鉴定及工程验收等几个重要阶段。在这些项目的准备和实施过程中, 电站采取了以下一些新的措施:

(1) 针对具体项目特点, 采用项目经理制度对改造项目进行具体的管理, 通过制定项目组织管理程序, 明确规定各单位、各部门的职责、任务和接口。对于重大项目, 成立项目经理管理制度下的项目小组。这种项目小组的运作形式效率很高, 能够保证重大项目的顺利进展, 也是保证改造项目成功的关键所在;

(2) 通过详尽的任务分解, 制定周密的计划。采用任务跟踪单的方式, 及时跟踪、推动和落实有关工作按期完成;

(3) 对大修期间的各种紧缺资源, 与其他各部门协商制定专项管理计划。如环吊使用计划、龙门吊使用计划、运输车辆使用计划等, 保证各项工作按计划有序进行;

(4) 确保与改造工作相关的信息能够及时与各部门沟通, 保证日常及大修的改造工作顺利进行;

(5) 针对改造工作的具体特点, 在原有改造程序的基础上, 制定了《改造工作设计审查导则》、《改造风险分析导则》、《改造工作施工管理导则》、《改造工作再鉴定导则》、《改造工作大修管理导则》、《采购技术规范编写导则》等具有指导性的可操作程序; 侧重于关注改造工作各阶段的重点, 通过加强对改造工作各环节的严格控制, 从而保证改造工作的最终质量;

(6) 在改造工作中, 注重安全和质量的控制, 安全和质量是相辅相成的, 二者缺一不可, 在改造工作中都要引起足够的重视。

总之, 目前电站的改造工作越来越多, 改造所涉及的范围越来越广, 改造工作的重要性越来越大, 改造工作在电站的生产中已经占据了十分重要的位置。在改造工作中, 电站应不断地总结吸取良好的实践经验, 并将这些良好的经验落实到今后的改造工作中去, 使得改造工作良性地向前发展, 以确保电站安全、稳定地运行。

5.2.2 岭澳核电站工程遗留项

1. 遗留项的处理实施组织机构

在电站开始商业运行以后, 工程遗留问题由专门的工程遗留项小组 (大部分人员均参与了安装或调试) 负责进行, 由于有相应的延续性和统一的管理, 使大量的问题和处理方案能得到及时有效的实施和反馈, 及时解决了现场的异常。

岭澳核电站于1号、2号机组第一次大修后对工程遗留项重新进行了分工管理: 由设备管理处负责进行工程遗留问题的统一协调管理和FAC的谈判; 工程处负责相应的CIN (设备问题处理通知单)/DEN (设计改进通知单) 的实施管理, UES (意外事件单) 的现场实施由执行部门负责执行; 各部门均可发出UES, 但由技术部授权人签字生效。由设备管理处进行统一的协调可与大修项目的确定联系在一起, 使工程遗留问题与日常生产紧密联系在一起, 相互促进, 及时发现并解决现场问题。

2. 岭澳核电站1号、2号机组工程遗留项目

遗留项目总体情况以及FAC情况分别见表5.2.2-1和表5.2.2-2。

表 5.2.2-1 岭澳核电站工程遗留项总体情况

机组	PAC 项目		质量保证期遗留问题		FAC 项目	
	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组
CI 数量	27	18	339	171	37	42
NI 数量	48	29	196		106	82

表 5.2.2-2 岭澳核电站 FAC 情况

机 组	NI		CI	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
尚未签署一致处理意见的项目 (OPEN)	10	65	20	32
已经签署一致处理意见的项目 (SIGNED)	12	7	17	5
关闭项目 (CLOSED)	84	10	0	5

5.2.3 新增工程改造项目

大亚湾、岭澳核电站在 2004 年共完成 185 项改造的初步设计。全年所有在现场开工实施的改造有 166 项。其中有很多是在电站重要系统、设备上的改进。这些改造的实施为电站的安全稳定运行提供了保证。主要的改造项目简单介绍如下：

1. 大亚湾核电站主变压器低压套管改造

大亚湾核电站主变压器低压套管和软连接自投运以来多次出现过热故障，严重威胁到主变压器的安全运行。1995 年 4 月，第一次发现 2 号主变压器 B 相 X1 低压套管仓的软连接过热。1996 年 12 月开始对三相的低压软连接和低压套管全部进行更换，并对低压套管仓加装了通风冷却系统。2003 年 7 月测到低压套管仓内的最热点温度超过 180℃。8 月被迫对 1 号主变压器进行停机处理，发现过渡板、渡板与软连接间的接触面都已严重过热、发黑。

过热的原因主要是：低压套管额定容量是 16 kA，相对运行负荷 15 kA 设计偏小。导体连接的接触面积偏小。所使用的非标准的铝过渡板的连接方式也减小了接触面积。改进方案：使用额定容量为 20 kA 的低压套管更换旧套管，取消过渡板，采用新的软连接，提高接触面积。

改造于 2004 年 10 月在 1 号机组的首先完成，初步的测温结果显示满负荷运行时，套管仓内的温度都在 60℃ 以下，温度场分布均匀，取得了良好的结果。

2. 大亚湾核电站核惠线保护改造

核惠线 1992 年投产，运行超过十年，线路配置西屋和雷诺公司的早期保护产品。产品性能退化，可靠性下降，在区内故障时多次拒动，影响线路运行的可靠性。备品备件缺乏，运行维护困难。为保障核电站设备安全和电网的运行安全，广东省电力调度中心 2002 年 11 月发文给电站，要求核电站和惠州变电站同时进行核惠线线路保护国产化改造。

核惠线保护改造范围包括核电侧更换主 I、主 II、后备保护，核惠线的两个开关的重合闸和失灵保护，核惠线载波机及保护复用接口。同时此次改造中采用光纤通道作为核惠线保护载波通道的备用手段。

整个改造除 T 区保护采用 ABB 公司产品，其他保护设备采用南京南瑞继保电气有限公司的产品。改造在大亚湾核电站 1 号机组第十次大修中完成，保护系统运行良好。

3. 大亚湾核电站 GSS110/210DI, AHP107/205DI 凝结水管线改造

大亚湾核电站 GSS 和 AHP 系统于 2002 年以后部分疏水管线频繁出现断裂故障。断裂位置主要发生在节流孔板、弯头、三通下游焊缝附近。直接影响凝汽器的真空度。故障的根本原因：节流孔板、三通和弯头下游由于流通截面的改变或流向改变发生湍流、汽穴和漩涡现象，导致冲蚀。冲蚀诱导了疲劳裂纹的产生，并在冲蚀和疲劳的交互作用下扩展断裂。

改进方案：去掉疏水管线上进入冷凝器前的节流孔板，增加疏水器的工作差，降低疏水温度和压力。对原有疏水器进行校核选型，对不合适的疏水器重新选型。对疏水器以后的管道通过应力计算来调整相应的支吊架。根据现场条件尽量选用弯曲半径大的弯头、三通等管件，减小弯曲应力。这样就可以减少疏水管线的开裂、泄漏，保证机组正常运行。

改造在 2004 年完成，运行情况良好。

4. 大亚湾核电站取消 RIS287VP 及其试验管线改造

RIS287VP 及其试验管线是设计用来验证浓硼水箱出口阀 RIS034/035/036VP 是否结晶阻塞。但 RIS287VP 本身如果泄漏，大修期间将导致贯穿件密封性试验不合格而延迟大修工期，大亚湾核电站曾经延误关键路径 26.5 小时。如果在机组正常运行时泄漏会产生“Fairley Tihange (RIS 与 RCP 连接处由于冷热混流造成疲劳裂纹的现象)”现象，导致 RCP 逆止阀下游管段出现热疲劳，并最终可能导致 RCP 出现中、小破口事故，并且会使一回路相应的环路丧失安全注入流量，具有较大的运行风险。EDF 有 8 个机组出现了这种问题。

大亚湾核电站于 1998—1999 年期间实施了安全注入系统浓硼回路降低硼浓度改造。目前硼浓度是 7 000 ~ 9 000 mg/L，温度低于 35 ℃ 才可能结晶，现在浓硼回路温度为 98 ~ 99 ℃，加上 RRB 硼加热系统的运行，硼结晶的风险基本上消除。经过论证和应力计算，表明大亚湾核电站相对于 EDF 的 CPY 机组来说，实施改造后，浓硼箱进出口阀更不会出现结晶问题。

大亚湾核电站改造在 2004 年完成，采用彻底切断管线并加装堵头的方式，消除了故障隐患。

5. 大亚湾核电站二回路加药系统改造

SIR 加药系统是对核电站热力系统的给水注入性质恰当、数量合适、符合规定的化学药品，来控制汽水系统的化学性质，防止蒸汽发生器、汽轮机等热力设备和管道的腐蚀，减少杂物沉淀。此外，系统还有对热力设备的湿保养和对 SRI 系统的防腐功能。凝结水的电导率应控制在 12 ~ 17 $\mu\text{S}/\text{cm}$ 的范围内，凝结水的联胺量控制在 70 ~ 90 mg/L 之间。

大亚湾核电站二回路水质的控制是通过传统的加药方式实现的，加入的联胺和氨水的量由手动调节柱塞泵的行程来实现，水质控制的主要问题是水质合格率低、参数波动大、调节频繁，工作量大、可靠性差。造成的水质参数波动不利于热力设备的防腐。

改造主要涉及加药泵 SIR207PO，SIR209PO 和备用泵 SIR208PO。

此项改造在 2004 年完成，改造后的系统具有三种调节方式：手动、半自动和全自动，改造完成后运行良好。

6. 大亚湾核电站辅助变压器电缆改造

大亚湾核电站 9LGR 至 LGC 的 6.6 kV 电缆每相有 2 条，每条截面积 400 mm²，环境温度 30 ℃ 时每条载流量 794 A，两条共计 1 588 A。当失去主厂外电源时，厂用负荷由 LGR 提供电源，若主厂外电源不能在 20 分钟内恢复，按 I 2.1 事故规程规定，须向 RCP001PO 供电。另外，此时还须对 CRF001PO 供电，以便对二回路状态进行控制并提高电站的可用率。这样该段电缆的负载电流达到 1 806 A，远大于其额定载流量，不能满足运行的需要。经对 EDF 参考电站情况的了解，也说明原设计的不当。这样的配置已经对系统的安全稳定运行造成影响。

改造的方案是拆除 9LGR 至 2LGB 四组电缆中的两组，将其增加到 9LGR 至 2LGC，使每相电缆增加至 4 条；拆除 9LGR 至 1LGB 四组电缆中的两组，利用空出的空间为 9LGR 至

1LGC 增设两组新电缆。

改造可以弥补原设计缺陷、消除事故隐患、提高 LGC 系统的可靠性，提高电站的安全水平。改造经电站批准计划在 2005 年实施。

7. 大修期间防止堆芯裸露改进

1990 年以来，EDF 对 900 MW 和 1 300 MW 系列机组的试验表明，因吸入涡旋或气蚀造成 RRA 泵功能丧失而导致堆芯熔化的风险很大，从而引起了对维修和换料冷停堆状态进行的设计审查。这种审查涉及到对 RCP 大范围水位的跟踪。对此，在冷停堆阶段为防止堆芯裸露实施了三道防御措施，即冷停堆期间 RCP 水位测量改进、RRA 泵出口涡流探测和 RRA 丧失后冷却剂自动补给改进。目前，EDF 所有的电站均已实施该改进，岭澳核电站也已根据 EDF 的经验反馈实施了上述三个改进。大亚湾核电站亦存在同样的设计问题，须进行相应的改造。

改进方案是通过以下三个预防和缓解事故后果的改进措施来预防 RRA 的丧失或使其在降级状态下运行以及在 RRA 丧失后来缓解事故后果：冷停堆期间 RCP 水位测量改进、RRA 泵出口涡流探测和 RRA 丧失后冷却剂自动补给改进。

这三个改进实施后可将 D 工况下丧失 RRA 泵而导致堆芯熔化概率从 $8.2 \times 10^{-7}/(\text{堆} \cdot \text{年})$ 降低至 $1.12 \times 10^{-7}/(\text{堆} \cdot \text{年})$ ，堆芯熔化概率差值为 $7.08 \times 10^{-7}/(\text{堆} \cdot \text{年})$ 。

改造已经得到电站批准，计划在 2005 年现场实施。

5.2.4 物项替代与国产化

2004 年，电站物项替代重点解决了因备件供应厂商倒闭、产品改型或产品淘汰等采购不到备件的问题，同时积极开展进行计划性替代工作，收到的物项替代申请 492 项，通过论证分析取消 168 项，完成论证 282 项，完成项与取消项的总和为 450 项，涉及备件 1 406 种。与往年比较，2004 年物项替代加强了计划性替代方面的工作，并取得了显著的效果。如一次性完成了 700 多个八字码“O”形环的替代及 60 多个 VELAN 阀门改型的替代，基本完成因 BSL 厂家倒闭而引起的 400 多个物项的替代工作（主要包括螺栓螺母、垫片、过滤器等）。

2004 年，两电站由于原物项不满足设计要求而进行替代论证的项目共 41 项；替代原因为原厂家产品改型或原产品淘汰的有 170 项；替代原因是原厂家倒闭的有 16 项，主要是 BSL，MIP，KTC，FCIR 等厂家倒闭而引起的备件替代。此外，另辟供货渠道的物项替代有 51 项，为现场设备缺陷的处理发挥了应有的作用。

5.2.5 设备防腐

2004 年是电站土建处防腐科成立后的第一年，防腐科成功完成了电厂四台机组的日常和大修防腐各项工作任务，并且在防腐管理与程序建设方面也取得了一定的进步。

1. 完善防腐管理程序和工作程序

防腐科成立以后，工作接口和工作范围都有了很大程度的变化，原来的防腐管理程序已经无法适应工作需要。所以，在 2004 年防腐科把原来的“设备防腐管理”程序升版为“电站防腐管理”程序。该程序对防腐科的工作范围以及各部门的责任进行了重新的界定。为了更好地进行防腐施工管理和防腐项目文件的归档，防腐科还制定了“防腐施工管理”和“防腐项目归档管理”程序，填补了原来这方面程序的空白。

同时,防腐科还对其他一些旧的工作程序进行了一次全面的清理和升版,使这些程序更加能够适应现场工作的需要。

2. 建立电站设备防腐大纲和土建防腐大纲

随着电站管理要求的不断提高,防腐科的工作也需要不断的改进和提升。为了改变以前防腐工作总是在“救火”的局面,技术部决定在2004年建立电站的防腐大纲。防腐大纲分为:电站设备防腐大纲和电站土建防腐大纲。设备防腐大纲和土建防腐大纲基本上涵盖了重点关注的系统、设备以及土建造物。

该大纲建成的意义在于:将从根本上改变电站防腐维修工作的被动局面,加强预防性防腐维修;有利于规范电站的防腐工作,使电站防腐工作朝着标准化的方向迈出最重要的一步;为电站防腐技术的提升以及经验反馈工作建立一个技术平台,可以将一些成熟的技术和经验不断补充到大纲的工作程序中。两个大纲计划在2005年投入使用,届时电站的防腐工作将变得更加可控。该大纲还需要在执行的过程中不断完善和调整。

3. 顺利完成全年的日常防腐工作任务

2004年防腐科共收到工作票近2400张,较前几年有大幅度的增加,具体情况见表5.2.5-1。在人力基本没有增加的情况下,防腐科强化内部管理,不断挖掘潜力,确保了这些工作票得到了最及时有效的处理。

表 5.2.5-1 近四年电站防腐工作票的数量对比

年 份	2001	2002	2003	2004
工作票数量/张	660	895	1 892	2 400

在及时处理一般性的日常防腐工作的同时,防腐科还进行了如下重要防腐工作项目:

(1) 岭澳核电站 OSER402BA 重新防腐

防腐科经过不断努力和扎实的工作完成了岭澳核电站 OSER 除盐水箱硫酸根超标的根本原因分析以及解决方案的论证工作后,在现场对 OSER402BA 实施重新防腐。该工作持续将近 50 天,克服了一系列的困难,于 2004 年 11 月初顺利完工。水箱防腐之后没有排水,一次性成功,这标志着长期困扰电站的岭澳核电站 SER 水质硫酸根超标的问题得到了彻底的解决。这项工作的成功完成不仅改善了电站运行的化学指标,还为电站节约了大量的成本,意义重大。

(2) 岭澳核电站 MX 厂房钢结构防火涂料的修复

岭澳核电站 MX 厂房钢结构防火涂料的修复工作是 2004 年日常防腐工作的重点。该工作是工程遗留问题,经过与施工单位进行多轮艰苦的谈判和前期准备工作之后,终于在 2004 年 5 月在现场开工,该项工作正在顺利进展之中。

(3) 大亚湾核电站 DVN 烟囱全面防腐

大亚湾核电站 DVN 烟囱全面防腐工作时间跨度长且为高空作业,工作风险较大,但在整个施工过程中没有出现任何的质量和安全隐患,得到了相关部门尤其是安全部门的好评。

(4) 大亚湾核电站 TER001/002/003BA 外部防腐

大亚湾核电站 TER001/002/003BA 及附属设备防腐工作对解决这些设备的长期存在的腐蚀问题和保持电站设备的整洁美观都具有非常重要的意义,在工作中一些缺陷得到彻底全面

的处理, 质量和安全上没有出现任何问题。

(5) 岭澳核电站两个 MX 厂房之间重新涂装

该工作的成功实施, 改善了上述两个厂房的视觉效果。

4. 完成两电站全年大修防腐工作任务

在 2004 年的四次大修中, 电站防腐科共完成了如下一些重要的防腐项目: 岭澳核电站 CRF 碎石过滤器加装牺牲阳极及防腐涂装、大亚湾核电站两台旋转滤网的彻底防腐、大亚湾核电站凝汽器水室防腐、大亚湾及岭澳核电站粗格栅防腐、岭澳核电站反应堆大盖防腐、大亚湾核电站反应堆本体法兰面的防腐、岭澳核电站 GGR 系统油室的防腐、岭澳核电站主变压器防腐、大亚湾核电站 GRH 系统氢冷器水室防腐和岭澳核电站 SEN 系统过滤器以及所有泵的防腐。

在上述四次大修中, 防腐工作无论是在组织管理, 还是在质量、安全控制方面较往年都有了较大程度的改善, 基本实现了大修前的各项承诺。一些重要项目, 如岭澳核电站 CRF 碎石过滤器加装牺牲阳极及防腐涂装、大亚湾核电站两台旋转滤网的彻底防腐、凝汽器水室防腐等都得到了大修指挥部的表扬。同时, 工作人员在现场的响应也较以往更加迅速。

5.2.6 电站厂房及相关构筑物维护

电站厂房及相关构筑物维护主要包括日常土建维修、大修土建项目和土建改造项目 3 部分。

1. 日常土建维修

日常土建维修主要包括建筑物的日常巡查、预防性维修检查及日常工作票的处理, 2004 年度, 两电站共处理日常工作票 1 150 张, 较大的项目有防水母及拦污网清理、进水渠紧急拦油、三防工作、大亚湾核电站铁丝网更换、FC 油脂库改造、AF 办公楼装修、维护结构的修复、高压电缆穿过封堵处发热处理、JPU/SEP 地下管网渗漏查找以及岭澳核电站 MX 厂房屋面板面漆脱落处理等。

2. 大修土建项目

2004 年度的 5 轮大修中, 共处理了土建工作票 352 张, 主要项目包括 SEC 系统取水管内衬修复、RIS 泵坑积水检查修复、构件池渗漏检查及处理、堆水池不锈钢爬梯改造等。另外, 通过这几轮大修的总结和经验反馈, 逐步完善了土建处大修流程和相关程序。

3. 重要土建改造和维修项目

(1) 大亚湾核电站 NX 厂房屋面维修

大亚湾核电站 NX 厂房屋面原由现浇楼板卷材防水层、砂保护层和预制砼块保护层构成。由于防水层现已老化, 出现漏雨, 多次局部修复未根本解决问题。处理方案为拆除原屋面预制砼盖板和砂保护层, 清理基层, 修补原防水层, 铺无纺布隔离层, 新铺防水卷材 (采用 2 mm 厚 Alkor pean 35041 聚氧乙烯防水卷材), 铺细砂保护层, 铺预制盖板, 砂浆构缝。另外, 对屋面伸缩缝盖板上方增加了外露型 PVC 卷材, 以粘贴法施工。电站在施工过程中进行了认真管理, 严格执行操作规程, 并严格进行蓄水试验。

(2) 大亚湾核电站 LX 厂房 24 m 增建办公室。

为建立以主控制室为中心的快速维修体系提供办公场所, 并改善现场办公条件, 借鉴法国的经验, 经论证后决定在 LX 厂房 24 m 新建约 500 多平方米的办公室。

该工程主体设计包括基础处理、主体结构、装修工程、电气、通风空调、给排水、通信

网络、火灾探测等,房屋的隔音降噪部分由清华大学建筑研究设计院专门作了声学设计,采用了浮筑楼板和多层复合轻质隔墙的构筑方案,门、窗作特殊隔音处理。

该工程从3月底开工,10月底完工。由于施工的部位是在电站主控制室的顶部,高度有24米,施工空间狭小,且在台风多发期间,整个施工的风险和难度都非常大,土建处始终把风险控制放在首位,严把质量关。整个工程现已完工,未发生任何事故,且室内噪音控制在45分贝以下(验收控制标准为55分贝)。

(3) 大亚湾核电站进水渠拦污网改造

近几次大修时发现泵房粗格栅堵塞严重,影响取水安全,尤其是电站实现18个月换料后,粗格栅堵塞更加严重。为了减轻粗格栅的拦污负荷,需要对拦污网改造,提高拦污效能,同时具有拦截水母、小鱼虾的功能。

本工程工作内容包括设计、设备制造、相关部件采购、现场安装调试保修等。现场安装从4月20日开始,先后完成两岸锚块及水下沉块建造,浮体安装及串接,安装前后和顶面的拦污网、拦船网复原,旧拦污网的拆除。此项工程于5月14日完成。

(4) 大亚湾核电站排水渠渗漏勘察

在岭澳核电站进水渠发现海水温度热点,怀疑大亚湾核电站排水渠有渗漏。如果渗漏量扩大,会影响岭澳核电站进水渠的温度,从而影响电站的发电效率。该项目分两步实施,一是渗漏勘察,二是根据勘察结果制订方案进行处理。2004年度,土建处完成了现场的勘察测量,主要是通过钻孔了解勘察区域的地质质料,对勘察孔内的水位进行测量等。勘察结果为确实存在渗漏,原因为原防渗墙的设计深度和长度不够,并提出初步处理建议。该工程的现场勘察从8月5日开工,10月中旬结束。

(5) 岭澳水库大坝安全鉴定

岭澳水库位于大亚湾核电站和岭澳核电站以东,分别距两电站6 km和3.5 km,是生产和办公用淡水的主要来源之一,由大坝、溢洪道和输水隧道等组成,通过输水隧道实现岭澳水库和大坑水库双向调水。

该水库于1996年建成投入运行后,发现渗漏量较大。1999年至2004年之间,可测到的渗漏量在高、中、低水位时分别为 $2\,980\text{ m}^3$ 、 $2\,640\text{ m}^3$ 和 $1\,770\text{ m}^3$,针对这一问题,先后于1997年10月到1998年7月采用劈裂灌浆对坝体防渗处理,同时对坝体与基础接触带采用高压喷射板墙处理,但收效也甚微。

根据国务院《水库大坝安全管理条例》和水利部水建管[2003]271号文《水库大坝安全鉴定办法》等文件规定。经议标,由深圳市唯一能够承担此项任务的深圳水利规划设计院对大坝进行了鉴定。工作内容包括基础资料收集整理、现场检查、防洪安全复合、地址勘察测量、大坝安全稳定复合、渗流安全复合、大坝抗震安全复合等,结论意见是:结构安全为A级,防洪标准复合为A级,运行管理较好,工程质量合格,渗流安全评价为坝体渗透稳定,但要在加强监测状况下运行,为B级,抗震为A级;大坝现场安全检查存在一些问题,主要是渗漏量偏大,存在潜在的渗透破坏可能,大坝下游坝坡局部有鼠洞、蚁穴。该结论意见经专家组评议认可,并经主管部门深圳市水务局审定印发。

大坝安全鉴定现场工作从2004年1月1日开始,5月25日结束,2004年11月10日提交正式报告。

(6) 岭澳核电站LAC厂房屋面改造

岭澳核电站LAC厂房屋面防水材料为ZYP氯化聚乙烯橡胶共混防水卷材,由于防水

层不耐老化,室内负压,出现大量漏雨,虽经多次维修但未解决问题。故对 LAC 厂房屋面防水进行改造。改造方案为拆除原屋面 ZYP 氯化聚乙烯橡胶共混防水卷材,清理基层。并按国家规范要求设计成两道防水层,内容如下:

1) 拆除原防水层,并清理干净,增加 2.0 mm 厚涂刷 PU 涂膜防水层。

新铺防水卷材 ALK-PVC 卷材 35276 (外露型防紫外线) 1.5 mm 厚。所有外露型 PVC 卷材与 PU 涂膜间要满粘。

2) 用耐老化防水环氧树脂涂料修补天窗玻璃纤维裂缝。

在施工过程中业主进行了认真监理,施工方在施工过程中严格执行操作规程,并进行了 72 小时灌水试验并通过验收。试验时发现墙壁裂纹渗水,也进行了处理。

(7) AS 专用工具库工程

AS 专用工具库于 2004 年 2 月正式开工,目前已完成主体厂房的土建施工,正在进行安装收尾施工,整个工程将于 2005 年 3 月竣工。

5.2.7 在役检查和金属监督

1. 核岛在役检查

2004 年大亚湾核电站两机组分别进行了第十次大修,岭澳核电站两机组分别进行了第二次大修。四次大修在役检查的主要项目有:

(1) 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修主要检查项目和结果

对 2 号蒸汽发生器传热管进行了抽样检查,对 2 号、3 号蒸汽发生器泥渣区增加了涡流检查,对 3 号蒸汽发生器少量传热管进行了跟踪检查。其他检查项目还包括蒸汽发生器与主管道进出管嘴焊缝射线检查,稳压器上下封头连接焊缝及波动管连接焊缝射线检查,压力容器顶盖环焊缝超声检查, RIC 指套管涡流检查,“Farley Tihange (RIS 与 RCP 连接处由于冷热混流造成疲劳裂纹的现象)”热疲劳管段及焊缝的超声及射线检查。

检查发现 2 号蒸汽发生器有 4 处凹陷,3 号蒸汽发生器有一处磨损显示,这些显示与之前的检查结果相比没有明显变化,属正常范围。

蒸汽发生器与进出口管嘴焊缝射线检查,稳压器上下封头连接焊缝及波动管连接焊缝的射线检查,均未发现新缺陷。

压力容器顶盖环缝超声检查发现一个 $\phi 2$ 减 3.5 db 长 10 mm 的缺陷,在可接受范围之内。

RIC 指套管检查发现 2, 30, 12 号指套管磨损深度接近或超过 50% 壁厚,故对上述三个指套管进行了切割移位处理且对 2 号指套管进行了封堵。

“Farley Tihange”热疲劳管段超声及焊缝的射线检查未发现缺陷显示。

(2) 大亚湾核电站 2 号机组第十次大修主要检查项目和结果

检查项目包括 2 号蒸汽发生器传热管的抽样涡流检查,1 号、3 号蒸汽发生器上部构件与上筒体内壁的目视检查,堆芯指套管涡流检查,“Farley Tihange”管段焊缝超声及射线检查、压力容器 6 对螺栓螺母涡流检查。

检查 2 号蒸汽发生器的传热管发现 4 个凹陷,属正常范围。1 号、3 号蒸发器上部构件检查未见异常。

堆芯指套管涡流检查发现 31 号、37 号、45 号指套管磨损接近或超过 50% 壁厚,已进行了割管移位,并对 37 号和 45 号进行了封堵。

“Farley Tihange”热疲劳管道超声检查，在2RCP038TY发现两处高于记录灵敏度显示信号，经射线复查是管道内表面机加工台阶反射信号，非缺陷信号。压力容器跟踪检查的6对螺栓螺母未见异常。

(3) 岭澳核电站1号机组第二次大修主要检查项目及结果

检查项目包括2号蒸汽发生器传热管的抽样涡流检查，上部构件及筒壁目视检查，8对压力壳螺栓螺母的涡流检查，“Farley Tihange”热疲劳管段的超声检查，焊缝的射线检查。

传热管涡流检查两处凹陷显示，属正常范围。在C₁R₂管内发现长约10 cm直径1~2 mm的金属丝，已取出。

上部构件及筒壁的目视检查未见异常，压力容器27号螺栓个别齿尖有轻微刮痕，属可接受范围。“Farley Tihange”焊缝检查中，发现1RCP036TY的M2焊缝有不规则投影显示，与役前检查相同，此非缺陷显示。

(4) 岭澳核电站2号机组第二次大修主要检查项目及结果

检查项目包括1号蒸汽发生器传热管的抽样涡流检查，1号蒸汽发生器上部构件及筒壁的目视检查，8对压力容器螺栓螺母的涡流检查，指套管的涡流检查，“Farley Tihange”热疲劳管段超声检查，焊缝的射线检查。

传热管涡流检查出少量凹陷显示，属正常范围，上部构件检查未见异常，压力容器螺栓螺母检查未见异常。

指套管检查中，检测到两处磨损深度小于30%壁厚的新显示，三处以前就存在的磨损介于30%至40%壁厚的显示，计划在2号机组第二次大修中跟踪检查或处理。

2. 常规岛在役检查

在2004年度进行的四次大修，均按相应机组常规岛在役检查大纲的要求对常规岛机械部件实施了在役检查，并在机组运行期间按大纲要求对两座核电站BOP辅助锅炉及压力容器进行了在役检查。检查中所发现的问题都已得到处理。大亚湾核电站1号机组第十次大修中还实施了2号低压缸低压转子末级叶片及轮槽的荧光磁粉检查，未见异常。在检查1STR001TX发现贯穿性裂纹及不少原始制造缺陷，根据压力容器技术规范要求，对此容器超标缺陷进行了焊补处理。同时2004年度正式启动了二回路管道流体加速腐蚀预防管理项目，经过与EDF的技术合作以及购买其分析预测软件（BRT-CICERO），完成了大亚湾及岭澳核电站四个机组的高能管线资料收集整理工作。

2004年还开展了与机组安全相关的老化和寿命管理工作，这些项目包括：一回路INCONEL 600应力腐蚀开裂、常规岛管道部件的冲蚀腐蚀、一回路冷热水混流热疲劳管道的监测、反应堆压力容器的老化和寿命管理、蒸汽发生器的老化和寿命管理。

3. 金属监督

(1) 金属设备化学成分分析与硬度测量

2004年，规范控制科对大亚湾核电站2GSS206VL螺栓、大亚湾核电站2CEX026VL阀杆与阀头、岭澳核电站1RCP-TUY-53等共55个设备或零件进行了成分分析与硬度测试。

(2) 金属失效分析

完成10项设备或零部件的失效分析，并写出分析报告。主要报告有：

- 1) 大亚湾核电站2号机组第十次大修发电机转子护环检查报告；
- 2) 大亚湾核电站2GST发电机冷却水管波纹管固定螺栓断裂分析；

- 3) 岭澳核电站 1APP 给水泵机械密封弹簧断裂补充分析;
- 4) 大亚湾核电站 1SEC052SP 负压侧管线腐蚀分析。

(3) 金属表面复型

完成岭澳核电站 2RCP000BA 压力容器 H3 出水管嘴马鞍面挂伤处、大亚湾核电站 2GFR049AQ 出口隔离阀、大亚湾核电站 1 号机组 2 号低压缸末级叶片水蚀处等复型件约 89 个, 部分测出修磨深度。

4. 焊接及水压试验

2004 年, 准备焊接质量计划及焊接工作指令共 1 300 多份, 对现场焊接活动进行了严格 QC 监督检查, 焊缝质量的一次合格率 98% 以上, 焊接质量控制达到预期目标。组织承包商包括纽科利、淮南、东北、山东、清河等公司的焊工培训, 上岗前适应性练习及规定项目考核 100 人项, 满足大修及日常维修现场焊接活动的焊工需求。

2004 年完成的主要焊接活动有:

- (1) 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修发电机转子线棒泄漏焊接修复方案审查、确定, 现场焊接全过程 QC 监督;
- (2) 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修低压缸转子叶片拉筋焊接及热处理;
- (3) 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修压力盖顶盖更换 CRDM 焊接及液体渗透探伤检查全过程 QC 监督;
- (4) 配合主变压器故障相检修, 打磨、切割、焊接外罩焊缝及焊后无损探伤检查。

2004 年完成的主要水压试验有: 大亚湾核电站 1STR001TX 焊接缺陷挖补处理及水压试验, 大亚湾核电站 GSY 系统十台高压空气贮罐水压试验。

5.3 质量保证

质保处 2004 年按计划实施了年度的监查计划、环保内审计划、质保专项监督计划、专题项目改进计划和培训计划。

2004 年除化学技术规范管理专项监督推迟外, 质保处全部按计划完成所有的监查、环保内审、专项监督、程序审查、行动跟踪和供应商评审项目。同时, QA 工程师克服困难, 甚至利用部分业余时间, 完成了 15 项计划外的监查和监督项目。化学技术规范管理专项监督的推迟主要是由于“5·19”和“7·10”事件的影响。

质保处员工培训按个人培训大纲实施, 完成了电站的培训指标。同时质保处配合人力资源部初步完成了质保处的技术岗位任职资格体系标准。

2004 年质保处为改进公司质量文化水平和提高员工质量意识开展了一系列的工作, 8 月至 9 月间配合质量兴趣管理协会两次邀请克劳士比零缺陷中国质量学院杨钢院长前来工地作“第一次就把事情做对”的专题讲座, DNMC 总经理部一再强调的“第一次就把事情做对”的思想深入人心, “零缺陷”风暴在大亚湾核电现场再次掀起, 同时组织开展了质量文化有奖征文和征语、评比大亚湾核电站 1 号机组第十次大修作业班组质量优胜奖等活动。

质保处还积极推动公司范围内以业绩为核心的质保工作, 包括帮助非生产线部门优化管理程序架构、推动管理者自我评估活动及对非生产线领域实施监查等。

1. 监查计划和环保内审计划的完成情况

按计划完成 13 个内部监查、5 个环保内审和 8 个外部监查。对监查和环保内审中发现的问题分别发出了相应的纠正行动要求 (CAR) 和观察通知 (OBN) 进行跟踪。

2. 专项监督计划的完成情况

按计划完成 42 个质保专项监督, 此外由于工作需要, QA 在 2004 年完成了计划外的 10 个专项监督和 5 个专题调查。对专项监督中发现的问题分别发出了相应的 CAR 和 OBN 进行跟踪。

在 2004 年 10 月对大亚湾核电站 ATWT 保护定值设定错误的问题发出了重大纠正行动要求 (SCAR)。质保调查发现, 存在规程没有规定计算确定 C1, RT 和 ATWT 保护定值的具体方法, 对 C1, RT 和 ATWT 保护定值的计算缺乏规程控制; 在缺乏可靠计算和充分论证并在无后续验证的情况下, 随意调整实际计算值, 使得现场 ATWT 实际设定值与计算值存在较大偏差, 最高达 150% 等多方面的问题。

3. 改进计划的完成情况

为了体现质保在电站生产管理中的作用, 切实推动各职能部门改进那些对业绩有较大影响和长期得不到解决的管理问题, 2004 年, 质保处安排和实施了 6 项改进计划, 包括优化质量管理体系, 建立评估制度 (即 EFQM 项目)、事件经验反馈的有效性、工作文件包准备、备件供应体系控制和效率提高、运行人员的行为规范和承包商工作质量评价方法的制定项目。

4. 大修现场监督的执行情况

2004 年质保处分别组织大修监督队参加了五次年度大修。QA 从前期准备、现场实施和后期经验反馈各阶段, 包括人员资格、培训授权、工作文件、工器具仪表、工作过程、环境等五个方面进行相应的监督, 基本上覆盖了大修的主要管理环节, 通过这些监督活动的实施来保证大修质量。2004 年大修监督队现场监督 2 674 次, 发现严重安全质量缺陷 296 个, 次要缺陷 344 个, 为大修目标的实现及管理改进作出了贡献。

特别是在大亚湾核电站 2 号机组第十次大修燃料组件变形事件的处理过程中, 质保处安排了 QA 应急小组共 6 人分别参与了软件审查、专用工具、辐射防护、容器 (运输)、现场组件脱扣操作、RCA 事件分析等专业小组的工作, 审查了所有的操作规程和质量计划。经过团结合作, 使得这次燃料组件变形事件处理取得了较好的结果。

5. 供应商评审工作

在 2004 年质保处完成了 I 类 26 家供应商正式审查工作, 通过 24 家 (其中有 7 家发出保留意见, 目前都已关闭), 源地复审 1 家 (发出的保留意见已关闭); I 类供应商预审 15 家, 通过 15 家 (其中有 3 家直接进入正式审查, 1 家结论为已具有资格), II 类供应商审查 13 家, 通过 13 家。

6. 行动跟踪

2004 年质保处共发出 CAR 143 个, 关闭 130 个, 截至 2004 年底遗留 80 个 CAR 未关闭。发出 OBN 142 个, 关闭 126 个, 截至 2004 年底遗留 90 个 OBN 未关闭。质保处共验证各种会议行动和纠正措施 80 项。行动和纠正措施的跟踪是电站持续改进的根本机制, 质保处的独立验证有力地促进了行动及纠正措施完成的有效性。

7. 人员培训

质保处 2004 年按计划完成了相关的授权培训和专项培训。人员年度培训比例为 5.62%, 质保处还组织了适当的外部培训项目以提高质保人员的专业技能。

5.4 环境管理

大亚湾核电站、岭澳核电站四台机组统一进行放射性废气、废液管理，统一采用排放年限值（见表 5.4-1）。

表 5.4-1 四台机组的排放年限值

物质	液态非 ³ H 核素	液态 ³ H	惰性气体	碘	粒子
排放年限值	700 GBq	145 TBq	1 140 TBq	34.2 GBq	3.8 GBq

2004 年四台机组放射性流出物排放结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 2004 年广东核电放射性流出物排放结果

	液态非 ³ H 核素		液态 ³ H		惰性气体		卤素		气溶胶		气态 ³ H
	排放量 GBq	占年限值 份额/%	排放量 TBq	占年限值 份额/%	排放量 TBq	占年限值 份额/%	排放量 MBq	占年限值 份额/%	排放量 MBq	占年限值 份额/%	排放量 TBq
GNPS	1.47	0.21%	48.1	33.1%	12.6	1.10%	124	0.36%	1.18	0.03%	1.55
LNPS	0.32	0.05%	39.8	27.4%	11.1	0.97%	65.9	0.19%	1.35	0.04%	0.34
合计	1.79	0.26%	87.8	60.6%	23.6	2.07%	190	0.56%	2.53	0.07%	1.90

注：液态非³H 核素指¹¹⁰Ag^m，⁵⁸Co，⁶⁰Co，¹³⁷Cs，¹³¹I，¹³⁴Cs，⁵⁴Mn 和¹²⁴Sb 等 8 种主要人工放射性核素。

5.4.1 放射性废气排放与管理

1. 大亚湾核电站

惰性气体排放量略高于 2003 年，但低于运行以来的其他所有年份，平均排放浓度为 4.39 kBq/m³；卤素排放量略高于 2003 年，主要是因为有多个月份的 DVN 烟囱样品中测到高于探测限的卤素核素¹³¹I 和¹³³I 所致，平均排放浓度 43.4 mBq/m³；气溶胶排放浓度 0.412 mBq/m³；全年气态氙排放量为 1.55 TBq。

2004 年 TEG 含氢废气排放 10 罐·次，ETY 排放 38 次。通过 2004 年两次大修中对压缩空气系统的查漏工作，ETY 排放次数较 2003 年减少了 13 次，1 号、2 号机组平均排放间隔时间分别为 17.1 天和 14.4 天，1ETY 吹扫用时 33.7 小时，2ETY 吹扫用时 33.8 小时，均低于运行总则中 ETY 全年泄压时间小于 80 小时的标准。

从 2003 年 10 月起在 DVN 烟囱中陆续测到¹³¹I 和¹³³I，¹³¹I 的最高浓度为 0.04 Bq/m³，经过由运行、环境、设备管理、化学、辐射防护等专业人员组成查漏小组的努力，最终确定漏点为 1REN742VP，消除漏点之后，从 2004 年 4 月份第二周开始，DVN 烟囱中的碘的活度恢复到 2003 年 10 月前的水平。9 月底，DVN 烟囱样品中又一次发现¹³¹I 和¹³³I，经查找漏点为 2REN741VP。另外，还有 5 月份和 12 月份，由于核辅助厂房多个系统做碘过滤器效率试验的缘故，也测到 DVN 烟囱样品中有¹³¹I 的存在。全年由于系统泄漏及碘过滤器效率试验引起的卤素排放量为 51.3 MBq，占全年卤素排放总量的 41.3%。

通过连续排放途径排放的惰性气体占惰性气体排放量的 98.7%，通过 ETY 排放的占 0.7%，通过 TEG 排放的占 0.6%。

2. 岭澳核电站

惰性气体排放量占年限值的 0.97%，是 2003 年排放量的 2 倍，平均排放浓度为 3.10 kBq/m^3 ，这主要是因为惰性气体排放量的统计是利用在线监测系统 OKRT017MA 的测量值来进行统计的，而随着岭澳核电站的运行时间的增长，OKRT017MA 的监测值有一定幅度的上升所致。卤素排放量为 65.9 MBq ，占年限值的 0.19%，平均排放浓度 18.4 mBq/m^3 。气溶胶排放量为 1.35 MBq ，占年限值的 0.04%，平均排放浓度 0.377 mBq/m^3 。通过气态途径排放的氙量为 0.344 TBq 。

2004 年 TEG 排放 7 罐·次，其中有 4 罐是体积为 60 m^3 的大罐。ETY 吹扫 36 次，其中，1ETY 吹扫 17 次，总用时 33.6 小时，平均吹扫间隔时间 19.4 天。2ETY 吹扫 19 次，用时 34.1 小时，平均吹扫间隔时间 15.8 天。通过连续排放途径排放的惰性气体占总排放量的 98.2%，通过 ETY 吹扫排放 1.0%，通过 TEG 排放 0.8%。

5.4.2 放射性废液排放与管理

1. 大亚湾核电站

(1) 废液排放系统排放情况

2004 年通过核岛废液排放系统 (TER) 共向环境排放 68 罐·次。

全年液态非³H 核素的排放量与 2003 年基本持平，低于其他所有年份，平均排放浓度为 50.8 kBq/m^3 ，其中以⁶⁰Co、⁵⁸Co 及¹¹⁰Ag^m为主，分别占总排放量的 52.4%，16.5% 和 13.3%。¹¹⁰Ag^m全年排放 0.2 GBq ，较 2003 年的 0.31 GBq 降低了 36.6%。

液态³H 平均排放浓度为 1.66 GBq/m^3 ，总排放量占年限值的 33.1%。

7 月份，时值大亚湾核电站 2 号机组第十次大修末期，APG 系统中总量为 10 罐·次的低放射性活度的废水排向 TER 系统，导致当月 TER 废液排放量较大。这部分水对³H 排放量贡献不大，但对非³H 核素排放量的贡献占到了当月非³H 核素排放量的 20%，约占年限值的 0.004%。

大亚湾核电站 1 号机组第十次大修期间，由于 9TEU001EV 蒸发器故障，将 TEU005/006/009/100BA 总共约 150 m^3 的高放射性废水传输到 0TER003BA 暂存，12 月 18 日对其进行取样分析，总 γ 活度为 45.5 MBq/m^3 ，主要是⁶⁰Co、⁵⁸Co 和¹¹⁰Ag^m。虽然过后对传输管线进行了冲洗，但 TEU 向 TER 传输废液的公共管线仍然受到了一定程度的污染，致使当月液态非³H 核素的排放量增加至 0.53 GBq ，占年限值的 0.08%，约等于前 9 个月排放量的总和 (0.09%)，如果除去这一因素的影响，非³H 核素排放量为历年最低。

(2) 废液收集系统排放情况

常规岛废液收集系统 (SEL) 全年排放 202 罐，较 2003 年有所增加，但少于 1997 年以来的其他年份。

全年 SEL 分析合格，无特殊排放。每罐 SEL 废液取 100 mL 作为月度混合样进行全分析，测量项目有 γ 谱、总 γ 、总 β 和³H 等，所有的排放非³H 核素均低于方法探测限。在机组运行过程中，主蒸汽系统中能检测到很低水平的³H，因此，SEL 中有时也能测到略高于方法探测限 (40.0 kBq/m^3) 的³H。

2. 岭澳核电站

(1) 废液排放系统排放情况

核岛废液排放系统 (TER) 全年排放 25 罐·次, 非³H 核素平均排放浓度为 31.6 kBq/m³, 液态³H 的平均排放浓度 3.93 GBq/m³。液态非³H 核素中仍以⁵⁸Co 为主, 占总量的 49%, 其次是⁶⁰Co 和⁵⁴Mn, 分别占总量的 23% 和 12%, 其他核素所占比例均低于 5%。

(2) 废液收集系统排放情况

常规岛废液收集系统 (SEL) 全年排放废液 220 罐·次, 由于主蒸汽回路中能检测到较低水平的³H, 因此, SEL 废液中有时也能测到略高于方法探测限 (40.0 kBq/m³) 的³H。全年 SEL 废液中未检测到非³H 核素外的人工放射性核素。对月度混合样 (月度混合样的制样方法同大亚湾核电站) 进行³H 和 γ 谱分析, 结果均无异常。

5.4.3 中低水平放射性固体废物处理

1. 2004 年放射性废物管理情况

(1) 2004 年放射性固体废物货包产生量统计见表 5.4.3-1

表 5.4.3-1 放射性固体废物货包产生量统计表 (两台机组)

m³

电站	目标值	承诺值	2004 年产量	现库存总量
大亚湾核电站	140	160	157.23	1 865.8
岭澳核电站	160	180	97.80	179.96

(2) 2004 年放射性固体废物货包产生量组成情况见表 5.4.3-2

表 5.4.3-2 放射性固体废物货包产生量组成情况 (两台机组)

m³

电站	浓缩液	废树脂	淤积物	水过滤芯	检修废物
大亚湾核电站	22	0	2	21.81	111.42
岭澳核电站	16	16	—	18.44	47.36

从上表可看出, 大亚湾核电站废物货包产生量超出目标值的主要是检修废物, 比往年平均产生量 56 m³ 多出 55.42 m³。原因有 1 号机组第十次大修进行了反应堆压力容器大盖的更换, 2 号机组大修发生了“5·19”异常事件, 大量的检修项目按防异物、防污染进行控制, 从而产生大量的技术废物; 再加上 RCV001FI 过滤器芯子更换较往年多, 2004 年放射性固体废物产生量在没有处理废树脂的情况下比 2003 年增加 12.17 m³。

(3) 2004 年放射性废物处理使用包装容器情况见表 5.4.3-3

表 5.4.3-3 放射性废物使用包装容器情况 (两台机组)

桶

电站	包装容器	浓缩液	废树脂	淤积物	水过滤芯	检修废物	总计
大亚湾核电站	C1	11	-	1	3	3	18
	C4	-	-	-	13	-	13
	208L	-	-	-	1	502	503
岭澳核电站	C1	8	8	-	1	1	18
	C4	-	-	-	13	-	13
	208L	-	-	-	4	216	220

(4) 2004 年放射性原生废物产生量组成情况见表 5.4.3-4

表 5.4.3-4 放射性原生废物产生量组成情况 (两台机组)

电站	浓缩液	废树脂	淤积物	水过滤芯	可压缩废物	不可压缩废物
大亚湾核电站	4.2 m ³	8.43 m ³	0.2 m ³	46 个	2 988 袋	1 063 袋
岭澳核电站	3.1 m ³	2.89 m ³	1 m ³	34 个	2 337 袋	435 袋

电站	废油	碘过滤器	高效过滤器	金属部件
大亚湾核电站	110 L	87 箱	425 箱	约 7 m ³
岭澳核电站	80 L	58 箱	272 箱	-

(5) 2004 年包装容器及固化材料使用情况见表 5.4.3-5

表 5.4.3-5 包装容器及固化材料使用情况

	C1/桶	C4/桶	208 L/个	水泥/t	石子/t	沙子/t
采购量	-	-	500	35	15	40
消耗量	36	26	723	30.4	31.5	28.6
库存量	92	52	202	6.3	16.16	12.0

(6) 2004 年固体废物处理工艺及设备管理

与清华大学核能设计研究院进行废离子交换树脂水泥固化试验冷试 6 次、热试 2 次, 并取得初步成功。对岭澳核电站 QS 厂房的 1 500 t 超级压缩机进行模拟压缩试验 5 次、固定试验 2 次, 探索技术废物超级压缩的先进方法。2004 年对 9TES002EG 的传感器进行更换。

2. 中低放射性废物处置工作进展

2004年10月,大亚湾核电站1号机组第十次大修中更换的反应堆大盖,经国家环保总局批准暂存于北龙处置场。截止到2004年12月31日,北龙处置场共接收了224.44 m³的废物货包,其中旧导向筒废物货包14个,每个方箱长4.85 m,宽1.4 m,高1.4 m,体积为9.5 m³,总体积133 m³。旧反应堆大盖废物货包2个,直径4.674 m,高度2.666 m,体积为91.44 m³。

3. 2004年废物管理良好实践和存在的问题

(1) 良好实践

开设岗位技能培训,制作大修固体废物收集、减容宣传图片,现场张贴废物处理指南。制定《控制区巡检细则》,明确巡检员职责,规范现场布置。对不遵守程序、浪费材料的现象采取照相曝光(大修期间设专人负责)、现场责令改正等措施,纠正核岛大修现场部分区域脏、乱、差现象。

将大修更换下来的设备、管道进行拆卸、切割、去污,部分达到标准的部件作为非放射性废物处理。对碘过滤器及通风过滤器进行暂存,待衰变后再作非放射性废物处理。将破损、报废的安全鞋去掉防砸的铁头,将鞋体部分作为可压缩废物处理,将铁头作为非放射性废物处理。将破损报废的连体服、T恤衫、鞋套剪成30×30 mm、40×40 mm大小不等的布块,当作核清洁擦布使用。对260根沾污吊带进行去污,重复使用。

(2) 存在的问题

设在两个电站的QS厂房的放射性固体废物接收、分拣和预压等工艺的硬件设施过于简陋。同时,操作中的物流、气流布局也不合理。

最近几年,设备改造项目不断增加,这些改造大部分项目没有制定废物控制指标,所产生的废物没有单独收集处理,非放射性废物没有得到有效控制。大修部分控制区内的工作场所及检修项目都按防异物、防污染控制,大量红色塑料布的使用影响到固体废物产量。

现场大修临时服务人员技能水平不高,现场消耗材料较多,难以控制,这也是承包商管理有待改善的一个方面。

5.4.4 工业废物处理

1. 工业废物的收集与处理

2004年工业废物存放场共收集处理大亚湾核电站、岭澳核电站可回收工业废物有:废木材26.5 m³、废钢铁107.65 t、废电缆10.129 t、废塑料桶4708个、废包装纸箱2.64 t、废泡沫桶251个、废变压器4.12 t。这些工业废物全部由合同部门交深圳市龙岗再生资源有限公司收集处理。另收集处理大亚湾核电站、岭澳核电站工业危险废物有:废油漆3.15 t、废干电池2.82 t、废吸附剂3.24 t、各种废化学品25.562 t、废日光灯管23562个、废油棉纱1.02 t、废铅酸蓄电池18.17 t、废润滑油37.85 m³、废柴油5.97 m³、废调节油1.03 m³。

历年工业废物产量见表5.4.4-1。

表 5.4.4-1 历年工业废物处理量统计

废物类型	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
废钢铁/t	436.16	33.5	29.5	208.51	145.44	186.29	107.65
废油/m ³	36	25	27.2	52	118	53	44.85
普通工业垃圾 /m ³	1720	1730	1192	1196	1013	2796	2754
废日光灯管/根	—	—	—	18000	—	—	23562
废干电池/t	—	—	—	1.18	—	2.92	2.82
各种废化学品/t	—	—	—	—	—	—	25.562

说明：1) 2003 年以后的工业废物处理产量为大亚湾核电站、岭澳核电站共四台机组的产生量。

2) 2004 年收集处理的废日光灯管，除在厂区收集的废日光灯管外还包括行政管理部行政处收集的办公及生活营地废日光灯管 13464 根。

3) 2004 年收集处理的各种废化学品主要是合同供应处仓库历年库存过期报废的化学品的集中处理。

普通工业垃圾（含厂区内的生活垃圾）918 车（其中大亚湾核电站 451 车，岭澳核电站 467 车），共 2754 m³，全部运到东山垃圾填埋场填埋处理。

2. 2004 年工业废物管理主要工作

(1) 在工业废物处理合同方面，进一步加强工业危险废物的处理管理工作。可回收工业废物由深圳市龙岗再生资源有限公司处理，工业危险废物由深圳市绿绿达环保有限公司处理。2004 年 2 月根据危险品讨论会议要求：合同、服务、环境等部门联合对深圳市绿绿达环保有限公司进行了实地考察、综合各方面的意见，电站决定将大亚湾核电站、岭澳核电站厂区内的工业危险废物交由深圳市绿绿达环保有限公司回收处理，并委托深圳市绿绿达环保有限公司将经营业务范围外的工业危险废物交由经营资质的回收公司进行处理。

(2) 岭澳核电站 LFS 厂房和 SEH 油水分离系统是岭澳核电站投产遗留项。2003 年 6 月成立由岭澳工程部牵头，维修部 MGS、技术部 TEN 参加的改造专项小组，对 LFS 厂房 SHE 油水分离系统进行改造，并于 2004 年 3 月完成改造，系统移交维修部服务处负责运行。至今该系统运行已分离产生工业废油 75 桶（200 升金属桶）。

(3) 开展了工业危险废物 APG 废树脂的回收利用研究工作。大亚湾核电站、岭澳核电站从 1997 年至今，四台机组先后更换下来的 APG 废树脂约 160 t。为更好保护环境，有效利用再生资源，经多方联系，核工业北京化工冶金研究院、广州番禺绿由工业废弃物回收处理有限公司等愿意回收处理 APG 树脂，2004 年 10 月经广东省环境辐射研究监测中心取样测量分析，技术部合同供应处对承包商资质进行评审，报请领导批准，2005 年将对 APG 废树脂进行处理。

5.4.5 环境监测与评估

1. 概述

按照《环境监督和监测大纲》的要求，对核电站 10 km 范围的空气、水、土壤、动植物以及海生物介质进行监测和分析。2004 年 10 个 γ 辐射监测站运行情况良好，系统可用率

为 97.9%，环境监测大纲任务的完成率为 107%，环境监测的方案实施情况见表 5.4.5-1 和表 5.4.5-2。

表 5.4.5-1 2004 年大亚湾核电现场陆上环境放射性监测采样、分析一览表

监测介质		频度	采样 点数	采 样 计划数	采 样 完成数	采样点	分析项目及样品数						
							总 β	^{40}K	^{90}Sr	γ 谱	^3H	γ 辐射	
空 气	辐射量率 (日均值)	连续	5	1 825		AS1, AS2, AS3, AS4, AS5						1 806	
			5	1 825		BS1, BS2, BS3, BS4, BS5						1 813	
	γ 累积剂量	季	47	188	173	电厂周围 50 km						173	
	环境 γ 射线	季	36	144	144	核电站区域内定点测量						144	
	气溶胶	日	5	1 825	1 822	AS1, AS2, AS3, AS4, AS5						3 665	
	气溶胶	月	5	60	60	AS1, AS2, AS3, AS4, AS5				60			
	空气中碘	周	1	48	51	AS2				51			
陆 地 生 物	淡 水	雨 水	降水期	3	26	17	AS1、岭下、北龙(每半年)	14			2	17	
		地表水	半年	3	6	6	大坑、鹏城、岭澳水库	6				6	
		饮用水	季	1	4	4	01 楼	4				4	
	监测井水	月	2	24	24	P5, PR1	24	24		2	24		
		季	3	12	36	LNPSA, LNPSB, LNPSB	36	36		3	36		
		年(季)	7	10	10	北龙 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10	10			2	2		
	半年	2	4	8	岭下、风雨剧场	8				8			
土 壤	土 壤	年	10	10	14	大坑水库、鹏城果园、鹏城菜地、 长湾、北龙、岭澳水库、岭下、惠 东、P5 井旁、荔枝园			1	14			
	沉积物	年	1	1	2	大坑水库、岭澳水库				2			
水 果	柑 橘	收获期	1	1	未采到	鹏城(柑橘园已取消)							
	荔 枝	收获期	1	1	2	鹏城、水头、惠东	2			2			
植 物	叶 菜	年	3	3	5	鹏城、大鹏、水头	2			5	1 ¹⁾		
	萝 卜	年	2	2	2	鹏城、大鹏				2			
	现场草	年	1	1	3	GNPS 大草地	3			3			
动 物	鸡	年	1	1	2	鹏城	1			2			
	淡水鱼	年	1	1	2	鹏城	2			2			
指示生物(松针)		半年	3	6	8	大坑水库、风雨剧场、岭下	8			8	3 ¹⁾		

1) 为有机氚测量项目。

表 5.4.5-2 2004 年大亚湾核电现场海洋环境放射性监测采样、分析一览表

监测介质	频度	采样 点数	采 样 计划数	采 样 完成数	采样点	分析项目及样品数					
						总 β	^{40}K	^{90}Sr	γ 谱	^3H	γ 辐射
海水	半年	4	6	8	H2 (每年), H5 (每年), H6, H9	8	12	4	4	44	
	半年	2	4	8	H1, H10					8	
	季	1	24	24	材料码头 (每季采样 6 次)					24	
排放渠海水	日	1	365	365	EC-B	365					
	周	1	48	54	EC-B					54	
海洋沉积物	潮间带	半年	4	8	8	H21, H22, H23, H24			1	8	
	潮下带	半年	10	20	19	H1 至 H10			2	19	
甲壳类	虾	半年	2	3	3	西大亚湾、南澳 (每年)	3			3	2 ¹⁾
	虾蛄	半年	1	2	2	西大亚湾	2			2	
软体动物	墨鱼	年	2	2	1	西大亚湾、澳头	1			1	
	珍珠贝	年	2	3	2	东山养殖场、澳头	2			2	2 ¹⁾
	青口	年	1	1	3	西大亚湾	2			3	1 ¹⁾
	鱿鱼	年	1	1	2	西大亚湾	1			2	1 ¹⁾
	螺	半年	1	2	2	西大亚湾	2			2	1 ¹⁾
鱼类	杂鱼	半年	1	2	1	设备码头				1	
	海鱼	半年	1	2	2	西大亚湾、东山养殖场	2			2	1 ¹⁾
藻类	马尾藻	年	7	7	22	专家村、岭澳、长湾、杨梅坑、沙缸下、岭沃、大辣甲	22			22	5 ¹⁾
指示生物 (牡蛎)	半年	1	2	4	东山、澳头、坝岗、专家村	4			4	2 ¹⁾	

1) 为有机氚测量项目。

2004 年 12 月, 完成了环境应急监测车及网络监测系统的验收工作。系统临时运行及验收结果表明, 监测车系统软、硬件运行比较稳定, 无线数据通信情况良好, 数据获取率达到了 95% 以上, 中央站环境应急辐射监测网络系统及动态电子地图监测软件运行可靠。该系统的建立, 为核电站事故状态下, 特别是核事故早期, 及时、准确地定位以及在事故处理干预水平的判断和决策上, 提供了可靠和直观的监测手段。

电站参加了广东省核应急管理办公室组织的第二周期的广东大亚湾核电站和岭澳核电站核事故场外应急粤港辐射测量比对。在参加比对的 5 家实验室中, 广东大亚湾核电站环境实验室的环境贯穿辐射测量和食品中⁹⁰Sr 核素的比对分析项目均名列前茅, 比对结果与真值最相近, 相对偏差最小。

2004 年环境实验室与中国辐射防护研究专家, 就有关岭澳核电站厂区地下水氚的数据以及气态氚和土壤氚的监测方法展开了专题研讨, 并根据现场情况提出了初步的监测方案, 为下一步岭澳核电站气态环境氚监测项目的开展做好准备工作。

环境实验室依照国家标准和公司规定, 2004 年环境实验室修改和升版了 45 份技术规程和 2 份管理程序, 进一步完善了实验室的技术规范。

电站坚持每年与广东省环保局辐射监测中心 (GERC) 实验室开展比对工作, 2004 年与 GERC 开展比对的项目有: 监测站环境 γ 剂量率、TLD 环境累积剂量、 γ 谱核素分析、地下水氡样品分析, 比对结果为两家实验室 80% 以上的数据吻合较好。

2. 2004 年环境监测结果

(1) 空气环境辐射监测水平

广东核电及周围地区环境 γ 辐射的水平的监测主要通过三种方式进行: KRS 系统的 10 个 γ 辐射监测站的连续监测, TLD 热释光剂量计的累积剂量监测和便携式 γ 辐射剂量率仪的定点监测。

空气中气溶胶的采集是通过厂区 5 个 γ 辐射监测站, 配置的微尘取样泵进行连续 24 小时的取样。气态放射性碘的采集, 主要是在核电站的下风向 AS2 站 (大坑水库旁) 的空气取样装置进行的, 每周采集和分析一次。每日采集的气溶胶样品在实验室进行总 α 和总 β 测量, 对月累积的气溶胶样品进行 γ 谱核素分析。

2004 年 KRS 系统 10 个 γ 辐射监测站的有效运行天数为 3 619 天, 系统实时数据获取率为 97.9%。厂区 AS1 ~ AS5 站环境 γ 剂量率月均值监测范围为 0.113 ~ 0.160 $\mu\text{Gy/h}$, 平均 γ 剂量率水平为 $(0.139 \pm 0.016) \mu\text{Gy/h}$; 厂外 BS1 ~ BS5 监测站, 环境 γ 剂量率月均值范围为 0.104 ~ 0.145 $\mu\text{Gy/h}$, 平均 γ 剂量率水平为 $(0.117 \pm 0.009) \mu\text{Gy/h}$ 。10 个站环境 γ 剂量率监测水平仍在核电站投运前 0.08 ~ 0.20 $\mu\text{Gy/h}$ 本底涨落范围内。

1) 47 个点的 TLD 热释光累积剂量监测, 测量范围为 56.7 ~ 151.8 $\mu\text{Gy/月}$, 平均值为 $(106.5 \pm 15.1) \mu\text{Gy/月}$, 结果仍在本底调查值 26.2 ~ 153.0 $\mu\text{Gy/月}$ 范围内, 未见有明显变化。

2) 核电站厂区边界 36 个点, 每个季度定点测量环境辐射 γ 剂量率, 测量范围内为 0.059 ~ 0.179 $\mu\text{Gy/h}$, 平均值为 $(0.103 \pm 0.021) \mu\text{Gy/h}$, 与本底调查值 0.130 $\mu\text{Gy/h}$ 相比, 基本相当。

3) 厂区 5 个站共采集 1 822 个气溶胶样品, 对气溶胶衰变 5 天后的样品进行测量, 总 β 活度浓度平均值为 $(1.55 \pm 0.68) \text{mBq/m}^3$, 在本底调查值 0.056 ~ 1.76 mBq/m^3 范围内。月累积气溶胶样品 γ 谱分析, 未测出核电站运行后释放的人工放射性核素, 气溶胶总 β 放射性浓度与天然核素 ^7Be 和钍钍衰变子体 ^{210}Pb 比活度相关, 并随着季节而变化, 通常秋、冬季湿度小, 微尘量大, 放射性水平明显高于春、夏季节。

4) 2004 年每周对 AS2 站的气体碘进行取样分析, 全年共采集 51 个碘盒样品, ^{131}I , ^{133}I 放射性含量小于 γ 谱探测下限。

(2) 陆地环境介质放射性水平

1) 淡水放射性水平监测。厂区雨水总 β 平均活度浓度水平为 $(62.8 \pm 45.1) \text{Bq/m}^3$, 与本底调查值 68 Bq/m^3 基本相当。雨水中氡的放射性浓度水平较低, 在 15 个样品中仅 AS1 站的 2 个样品, 测出痕量的氡, 最大值为 2.34 Bq/L , 其余样品均小于方法探测限。地表水和饮用水总 β 活度浓度平均值为 $(52.7 \pm 39.6) \text{Bq/m}^3$, 与本底调查值 59 Bq/m^3 相比基本一致, 低于国家规定的饮用水标准。地表水与饮用水的氡活度浓度均小于方法探测限。在地下水放射性水平方面, 大亚湾核电站厂区 2 个地下水井总 β 活度浓度平均值为 $(125.4 \pm 21.3) \text{Bq/m}^3$, 测量范围为 92.7 ~ 165.6 Bq/m^3 , 与本底调查平均值 169 Bq/m^3 相比, 基本相当。GNPS 地下水全年共分析 24 个氡水样品, 其中有 11 个样品可测出痕量的氡, 活度浓度最大值为 4.51 Bq/L 。平均地下水氡活度浓度为 $(1.70 \pm 0.80) \text{Bq/L}$, 比 2003 年氡的活度

浓度水平略有所下降。岭澳核电站厂区 3 个地下水井, 总 β 放射性的活度浓度年平均值为 $(509.3 \pm 278) \text{ Bq/m}^3$ 。地下水氚的平均活度浓度水平为 $(2.10 \pm 1.30) \text{ Bq/L}$, C 井地下水有 12 个样品可测到痕量的氚, 测量范围为 $1.47 \sim 5.52 \text{ Bq/L}$, 平均值为 $(3.26 \pm 1.33) \text{ Bq/L}$ 。北龙处置场 7 个地下水井, 总 β 平均活度浓度为 $(85.0 \pm 41.8) \text{ Bq/m}^3$, 测量范围为 $21.3 \sim 168.4 \text{ Bq/m}^3$, 在本底涨落范围内波动。北龙处置场地下水氚浓度小于方法探测限。两电站以及北龙处置场地下水中 $^{110}\text{Ag}^m$, ^{60}Co , ^{137}Cs , ^{54}Mn 等人工放射性核素均低于探测下限, 天然放射性核素 ^{238}U , ^{232}Th , ^{226}Ra , ^{40}K 放射性活度浓度均在本底调查范围内。

2) 陆地生物、动、植物样品放射性水平。2004 年共采集有 26 个样品, 样品的种类有: 荔枝、叶菜、萝卜、现场草、马尾松、鸡和淡水鱼。陆地生物、动植物样品总 β 质量放射性活度平均值为 $(67.9 \pm 28.4) \text{ Bq/kg}$, 与本底调查值基本相当, ^{137}Cs 等放射性核素活度浓度水平均在核电站运行前的本底范围内, 未见有明显变化。

3) 土壤及水库沉积物放射性水平。2004 年共采集 14 个表层土壤样品, 土壤中 ^{137}Cs 的质量放射性活度范围为 $0.40 \sim 1.89 \text{ Bq/kg}$, 平均含量为 $(0.99 \pm 0.45) \text{ Bq/kg}$; 果园土 ^{90}Sr 放射性含量为 $(0.046 \pm 0.015) \text{ Bq/m}^3$ 。土壤中 ^{137}Cs 和 ^{90}Sr 放射性核素含量均在本底调查值范围以内, 未测出其他人工放射性核素。

大坑水库和岭澳水库的沉积物 ^{137}Cs 含量平均值为 $(2.40 \pm 1.56) \text{ Bq/kg}$, 在本底调查值 $0.40 \sim 2.60 \text{ Bq/kg}$ 范围内。

3. 海洋环境放射性水平

(1) 海水放射性水平

1) 海水中 $^{110}\text{Ag}^m$ 放射性活度浓度。2004 年在大亚湾海域 H1, H2, H5, H6, H9, H10 点位共采集 8 个样品进行 γ 谱分析, $^{110}\text{Ag}^m$ 活度浓度均低于 γ 谱仪的探测下限。

2) 海水中氚放射性水平。2004 年共采集 64 个海水样品, 海水氚的平均活度浓度为 $(5.17 \pm 4.14) \text{ Bq/L}$, 比 2002 年上升了 60% 多, 其原因是近两年两核电站氚的排放总量有所上升。一般来说, 海水中氚的含量与核电站氚的排放直接相关, 排放后 1~3 天内, 氚的活度浓度较高, 6~7 天后, 经过海水的稀释和潮水的扩散, 海水中的氚的浓度逐渐达到平衡。

3) 海水中 ^{137}Cs 和 ^{90}Sr 等核素放射性含量水平。2004 年大亚湾海水中 ^{137}Cs 平均放射性含量为 $(2.04 \pm 0.54) \text{ Bq/m}^3$, ^{90}Sr 放射性含量为 $(0.807 \pm 0.148) \text{ Bq/m}^3$; ^{58}Co , ^{60}Co , ^{134}Cs , ^{54}Mn 等人工放射性核素均低于 γ 谱探测下限。 ^{137}Cs 和 ^{90}Sr 放射性含量水平以及天然放射性核素 ^{238}U , ^{232}Th , ^{226}Ra 和 ^{40}K 含量均在本底调查值范围内。

4) 排放渠海水放射性水平。排放渠海水总 β 放射性平均活度浓度为 $(1.02 \times 10^4 \pm 329) \text{ Bq/m}^3$, 排放渠海水氚的平均活度浓度为 $(13.5 \pm 8.42) \text{ Bq/L}$, 测量结果说明: 两核电站放射性废液排放时, 海水总 β 与 ^3H 的比活度符合电站稀释的要求。

(2) 海洋沉积物放射性水平

海洋沉积物采集的是大亚湾海域 H1~H10 的海底泥。2004 年共采集 27 个海洋沉积物样品, ^{137}Cs 平均放射性含量为 $(0.99 \pm 0.52) \text{ Bq/kg}$, 在本底调查 $0.31 \sim 4.63 \text{ Bq/kg}$ 范围内, 未测出其他人工放射性核素。

(3) 海洋生物放射性水平

1) 海藻类 $^{110}\text{Ag}^m$ 放射性水平。2004 年共采集 17 个点 22 个马尾藻样品, 各点的 $^{110}\text{Ag}^m$ 均小于方法探测下限。

2) 甲壳类、鱼类 $^{110}\text{Ag}^m$ 放射性水平。采集东山、南澳和西大亚湾海域的 5 个甲壳类和 3

个鱼类样品,品种有虾、虾蛄和鱼。分析结果 $^{110}\text{Ag}^m$ 均小于方法探测下限。

3) 软体类 $^{110}\text{Ag}^m$ 放射性水平。软体类生物样品采集的是东山、澳头、坝岗、西大亚湾海域的样品。2004年共采集17个样品,6个品种,分析结果仅东山牡蛎3个样品可测出 $^{110}\text{Ag}^m$,平均质量活度为 $(0.107 \pm 0.029)\text{Bq/kg}$,其测量范围为 $0.09 \sim 0.14\text{Bq/kg}$,其余样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 的放射性含量小于探测下限。

4) 海生物中 ^{137}Cs 放射性水平。海生物22个藻类样品中,仅有3个样品测出 ^{137}Cs ,但质量活度较低,最大值为 0.088Bq/kg ,平均值为 $(0.086 \pm 0.017)\text{Bq/kg}$ 。软体类的 ^{137}Cs 平均质量活度为 $(0.029 \pm 0.009)\text{Bq/kg}$ 。甲壳类5个样品的 ^{137}Cs 平均放射性含量为 $(0.057 \pm 0.008)\text{Bq/kg}$,鱼类样品 ^{137}Cs 平均含量为 $(0.112 \pm 0.005)\text{Bq/kg}$,四类海生物样品 ^{137}Cs 放射性含量分别与本底调查均值 0.086Bq/kg , 0.043Bq/kg , 0.065Bq/kg , 0.101Bq/kg 相比基本一致。

5) 海生物中其他放射性核素。海生物中未测出 ^{58}Co , ^{60}Co , ^{134}Cs , ^{54}Mn 等人工放射性核素。天然放射性核素 ^{238}U , ^{226}Ra , ^{232}Th , ^{40}K 均在本底调查值范围波动。

6) 海生物有机氚的放射性水平。2004年送出去分析15个海生物样品,有机氚的活度浓度处于很低的水平,分析范围为 $1.63 \sim 4.26\text{Bq/L}$ (燃烧水),平均值为 $(2.51 \pm 0.76)\text{Bq/L}$ (燃烧水),低于本底调查值,这可能与不同实验室的分析方法以及取样的代表性有关。

4. 非放射性液态污染物的监测

非放射性监测近年来采用两种途径同时进行:一是委托外部实验室测量分析,二是自行监测分析,这为今后环境实验室非放射性监测工作独立的开展打下基础。2004年监测项目有COD、 BOD_5 、pH、磷酸盐、氨氮、粪大肠菌群等,共分析150个数据,分析结果显示:水质总体情况较好,除第三季度出水口处的高锰酸盐指数(COD)、磷酸盐两项数据略偏高外,其余项目均符合国家二级海水水质标准。

5. 结论

(1) 大气环境辐射水平

通过10个 γ 辐射监测站的监测、环境 γ 累积剂量监测以及定点瞬时 γ 剂量率的监测,结果表明:2004年广东核电及周围环境 γ 剂量率水平与核电站投产前相比,无明显差异。环境气溶胶总 β 放射性水平、气溶胶天然放射性核素和宇生的放射性核素的含量均在本底调查值范围内,空气中放射碘的分析结果均小于 γ 谱探测下限。

气态环境监测结果表明:大亚湾核电站、岭澳核电站通过气态途径释放的放射性物质未对大气环境产生任何可观察到的影响。

(2) 陆地环境放射性水平

2004年对陆地淡水、生物、动植物、土壤及水库存沉积物进行取样分析,结果显示陆上环境介质的放射性水平与本底调查期间的数据基本相一致。两电站地下水可测出痕量的氚,但水平较低。地下水井中未测出其他任何人工放射性核素。

(3) 海洋环境放射性水平

近年来,由于核电站采取了一系列的控制措施,逐年降低了废液中非氚放射性核素的排放量,使大亚湾海洋介质中,放射性核素的水平逐渐降低,尤其是 $^{110}\text{Ag}^m$ 核素的排放量,2004年比2003年下降了35.2%,海生物中软体类牡蛎样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 的含量比2003年下降了61.5%,其他藻类、甲壳类、鱼类 $^{110}\text{Ag}^m$ 的含量均小于探测下限。

2004年大亚湾海域海水中氚放射性浓度水平比2002年和2003年有所上升,这与核电

站氙的排放量以及排放时潮汐状况、排放间隔等因素有关。目前，海水中氙的浓度仍处于较低水平，海水中¹³⁷Cs含量仍在核电站运行前的本底调查范围内，未测出海水中其他人工放射性核素。

2004年陆上和海洋环境介质监测结果表明：大亚湾核电站、岭澳核电站投入运行后，通过气态和液态途径释放的放射性物质未对周围环境产生明显的影响。

5.4.6 环境保护工作

1. 综述

2004年，两电站放射性三废处理设施运行正常，大亚湾核电站放射性液态、气态流出物排放指标均低于国家批准的年限值和公司五年计划中的目标值。由于大亚湾核电站2号机组第十次大修时间延长，大亚湾核电站固体废物产生量高于2003年，超过了年度目标值，但未超过公司五年计划中的承诺值。岭澳核电站放射性三废产生与排放都低于目标值，而且远远低于大亚湾核电站同期水平。

环境监测数据显示，核电站周围环境的辐射水平基本保持在环境本底辐射水平的涨落范围之内。

2. 环境保护组织机构

2004年，由于人事和机构的变化，公司调整和重新任命了环境管理者代表、副代表和环境管理体系协调组组长。根据公司《关于调整公司委员会设置的通知》精神，为提高工作效率，对原“公司环境管理体系协调组(EMS)”和“电站环境保护与三废管理委员会(PEWC)”进行了整合，更名为“公司环保与三废协调组(EMSG)”，履行原“EMS”和“PEWC”的管理协调职能，使公司环保工作进一步加强。为了保证环境管理体系有效地运行，公司各部、处也调整了环保责任人和协调员。

环境管理者代表 刘达民(公司副总经理)

环境管理者副代表 陆玮(总经理助理兼行政管理部经理)

郭利民(生产部经理)

刘新栓(维修部经理)

李晓明(技术部经理)

廖伟明(安全质保部经理)

环保与三废协调组组长 常宝盛(生产部经理助理)

3. 环保培训和宣传

2004年，公司继续加强环境保护方面的培训和宣传。对核电的新老员工和工地进厂的承包商进行了环保初训和复训。

2004年，继续开展“6·5”世界环境日“清洁海滩、清洁环境卫生”活动并在广东核电报上开辟了“6·5”世界环境日专栏进行环保宣传。由于环保宣传的突出成绩，公司被广东省委宣传部、省环保局评为“2004年广东省环保宣传活动先进单位”。

4. 环境管理体系运行和认证

2004年，对公司环境因素和重要环境因素进行了重新识别和评价、编制了公司环境目标、指标及环境管理方案并贯彻执行。定期组织协调组会议，对公司放射性三废体系运行情况等进行评议及检查，推动各部门环保工作的开展。采用集中审核的方式，对公司的所有部门进行了环保内部审查，起到了很好的监督效果。

组织召开了公司环境管理者代表、副代表和部门经理参加的公司环境管理评审会议，对公司环境管理体系运行情况和环保工作进行评审，对提出的问题进行讨论并将需要落实的纠正行动，通过 CIS 任务督办系统进行跟踪，确保纠正行动得到落实，保证了环境管理体系的有效运行。

考虑到大修因素，同兴原质量认证中心达成协议，原定在 2004 年底进行的 ISO 14001 环境管理体系外部认证审查推迟到 2005 年 4 月初进行。

2004 年，首次召开了核电工地 ISO 14001 EMS 认证单位经验交流会，核电工地已通过 ISO 14001 EMS 认证的山东核电、东北电建、淮南电建、华兴公司和二三公司的负责人分别介绍了各自的环保工作经验和体会，使核电工地的环境保护工作得到进一步加强。

5. 公司的环境治理

2004 年继续加大环境整治和绿化美化的力度。进行了 3 号路改造、公关中心区域花坛绿化改建和南区足球场的改造，足球场区域增加种植乔灌木，改平面绿化为多层次的立体绿化。共增加种植乔木 831 株，灌木 560 株，改植草坪地被等 5 046 m²。在做好绿化养护的同时，制定并认真实施《绿化浇灌管理规定》，有效地减少了绿化浇灌管网系统的跑冒滴漏现象，大大提高了复用水及泄洪渠水的使用量，节约了水资源。

生活垃圾分类工作继续在公司推行，生活垃圾容器化收集率 100%，分类处理率 91.3%，回收率 33.5%。各餐厅油烟净化装置运行情况良好，保证了餐厅油烟达标排放。采用清华环保制冷剂 LXR2a 替代氟利昂 R12，完成 SA 餐厅离心式中央空调二号水冷机组的 R12 替代工作。废电池、废日光灯管、废碳粉盒继续收集储存，最后交合法承包商进行处理。2004 年共回收废电池 2 820 kg，废日光灯管 2 万多支，废碳粉盒 1 163 个。

为更加安全地处置工地医疗废物，经与深圳市环保局、固体废物管理中心、危险废物处理站进行多次协商，在综合考虑核电工地的实际情况后，决定工地医疗废物处置采取“医疗中心统一收集暂存，危险废物处理站定期统一清运处置”的办法，由医疗中心与市危险废物处理站签订处置协议，并交纳处置费用。工地所有单位的医务室将医疗废物单独收集，将收集包装好的医疗废物定期送工地医疗中心，放入市危险废物处理站提供的医疗废物专用收集桶里。医疗中心按《医疗废物处理协议》和《医疗废物管理制度》管理处置医疗废物。2004 年，核电工地共处理医疗废物 1 746 kg。

6. 节能降耗工作进一步深入

节水小组坚持供水管网日常巡视制度和节水事件评级制度，为节水工作的开展提供了可靠的依据和保证。2004 年，进行了现场管网改造、漏点查找，制定了承包商用水管理、电站绿化用水优化方案和员工宿舍供水管理办法，协调制定大鹏镇供水、岭澳核电站二期施工用水方案，改进了电厂生产用水方式，为生产生活用水创造了一个安全可靠、持续稳定的水资源环境。

节电小组适时跟踪电站各台机组运行状态，及时调整 220 kV 变电站运行方式，减少了电厂外购电量，保证了年度节电指标的顺利完成。利用电厂照明设施老化更新的机会，安装部分照明节电装置，取得了一定的成效。

节耗小组开展常规岛阀门查漏工作，在修复所有内漏阀门后，岭澳核电站 1 号机组提高电功率 2~4 MW，岭澳核电站 2 号机组提高电功率 3~6 MW，大亚湾核电站 2 号机组提高电功率 2~6 MW，产生了良好的经济效益。节耗小组坚持每天对机组发电功率、热效率、热性能等参数进行跟踪，确保机组各项参数在可控范围内。节耗小组还积极推动热力性能在线

监测系统开发,开展了反应堆功率控制研究,为提高机组安全性和经济性打下了坚实的基础。

7. 生活污水管理加强

2004年加强了污水站的管理。污水站的运行、维修及每一个系统,每一个厂房都指定专人负责,做到对管辖的系统运行状况清楚了,情况异常时,及时反馈,及时维修,及时调整运行方案,使污水站处于良好的运行状态。大亚湾核电站ED2,ED3两座污水处理站经过十多年的运行,活化槽、二次澄清池等设施严重老化,已不能满足要求,2004年对ED2,ED3污水站进行了改造,重新设计ED3污水站,将原ED2的污水汇集到ED3调节池内进行集中,统一处理,统一排放。

2004年底,电站对污水站运营商进行了整合,将原来两个承包商分别管理污水站,统一为一个运营承包商(大亚湾核电环保有限公司)负责运营核电工地的8个污水站。

2004年,核电工地现场投入运行的3个厂外污水站(专家村、南区、北区污水站)运行情况良好,设备完好率和出水达标率达99%。厂内的几个污水站因设备老化等问题,运行状态稍差。核电管理部门和运营承包商针对这些问题,已制定具体措施和方案,加强人力,进行维护和改造。

5.5 电站应急计划管理

5.5.1 应急响应能力的维持

1. 应急演习与培训

2004年,电站对应急演习的方式、方法、演习情景设计的深度和广度进行了积极的研究、探索和实践。在演习方式上,从早期的演习情景公布并预演的演习模式,已完全过渡发展到目前采用的演习情景不预先通知;机组事故过程和状态参数完全由全范围模拟机上按事故实际情况演变,演习人员过程引导下进行自由响应;演习情景的设计则从单一事件深化到多个事件的叠加,旨在提高事故演变的复杂程度,提高应急人员的判断能力。以自由响应方式组织演习,能更加有效地检验应急响应能力,有利于提高电站的应急管理水平。

按照2004年电站应急准备工作计划,本年度组织了两次场内综合应急演习:

(1)2004年4月20日,电站进行本年度首次场内综合应急演习。演习事故情景模拟了大亚湾核电站1号机组上充管线与第二环路冷端连接部破口直至断裂(3英寸破口),并叠加A列应急柴油发电机连接失败等事故。应急指挥部及其他所有应急响应组全部启动参加演习。事故过程先后启用了多个事故规程,并最终进入到场外应急。

(2)2004年9月16日,电站与EDF联合进行本年度第二次场内综合应急演习。此次演习情景模拟了岭澳核电站1号机组一回路出现破口并因各种故障的叠加导致堆芯熔化,同时因安全壳隔离系统的阀门及管道的破损而向大气环境释放放射性物质,影响到周边环境。事故过程先后启用了多个事故规程并首次在模拟机上将事故情景模拟到堆芯熔化的阶段,增加了事故判断和应急响应的复杂程度。全面检验了电站核事故应急指挥、应急维修、环境监测、交通控制、后勤保障、人员集合清点和EDF的场外技术支持等各项应急响应能力,并重点检验了引进开发的机组状态诊断系统(3D/3P)的使用效能和应急指挥网络的功能。演习持续了6小时,电站应急指挥部及各应急响应组全部参加,EDF巴黎应急中心也启动响

应。国家环保总局和国防科工委派出专家来现场监督和观摩了本次演习的全过程。

除此之外，电站分别组织安全防护组（GRP组）和应急环境监测人员进行单项演练，检验其应急响应能力和相关应急设施、设备、文件等准备的有效性。组织进行了三次机组换料大修卸料前反应堆厂房撤离演习，两次乏燃料装运事故燃料厂房撤离演习。根据广东省环保局核管办的工作计划要求，为2005年全省场内外联合核应急综合演习编写了事故情景初稿。

2. 应急设施设备和应急组织的管理

应急设施设备采取归口管理和各责任单位执行定期检查相结合的做法，即电站相关单位负责其职责范围内的应急设施设备的定期检查和试验，保证其处于随时可用状态；电站应急准备归口管理部门每月一次对所有应急设施设备进行独立监督检查，汇总检查中发现的问题并跟踪解决。2004年电站应急设施设备、文件平均可用率在99%以上。

电站强化了应急待命值班人员的管理和在岗检查制度，每周随机随时呼叫抽查10%待命值班人员。抽查结果表明，两电站应急待命值班人员在岗率为99%以上。

3. 事件响应与风险防范

2004年4月2日，大亚湾核电站、岭澳核电站外海域发生了轻质油污染海面的事件，面积达数平方公里。在岭澳核电站海水进水渠入口发现有小面积轻质油污（事件未达到电站应急组织启动条件），电站根据大亚湾邻近海域海上航运事故应急程序，启动电站防油应急小组和拦截海上油污的承包商。在深圳海事局的大力支持下，采取了油污拦截与处理行动，经过50小时作业，岭澳核电站海水进水渠渡槽部位聚集的油污被清除。两电站进水渠入口处设置的围油栏、拦油索有效地防止了轻质油污的进入，保障了四台机组的安全运行。

2004年5月19日，大亚湾核电站2号机组大修装料过程中，发生第126组燃料组件严重变形事件。事件发生后，公司成立事件处理小组，应急准备科根据小组确定的可能的各种处理方案，承担和完成了如下主要任务：制定了组件破损事故情况下应急启动条件和响应要求细则、各种处理方案的应急预案；编写组件破损事故可能对环境影响的评估报告；组织实施组件破损事故情况下RX，KX厂房内应急撤离演练。

为满足日益重要的核电站防恐、反恐工作要求，应急准备科会同电站保卫部门编写了与反恐行动相结合的场内综合应急演习情景设计等相关演习准备文件，并计划在2005年初组织演习。

5.5.2 场内应急准备管理

1. 应急计划的完善升版

为了更有效地减缓事故后果，电站制定并将实施“严重事故管理导则”（SAMGs），用于指导缓解严重事故后果的应急行动。“严重事故管理导则”主要由启动后的应急组织来执行。针对SAMGs的实施，对应急计划中DNMC应急组织的相应职责作了补充修改，形成的新版场内应急计划（第四版）已报国家核安全局（NNSA）审评。

第四版场内应急计划增补的主要内容包括：

(1) 大亚湾核电站进入和离开SAMGs的审批权属于电站应急指挥（PED）。

(2) 由运行控制组提出进入SAMGs的建议。

(3) 涉及到具有重大影响的严重事故缓解行动，必须经过电站应急指挥的批准方可执行。

(4) 在批准大亚湾核电站进入 SAMGs 后, 运行控制组执行主控制室部分的 SAMGs, 并在技术支持组就位后, 将事故处置决策权移交给技术支持组。此后运行控制组只负责监督机组的事故状态。

2. 应急执行程序的修改升版

根据 DNMC 成立后组织机构的变化和广东大亚湾核电站技术规范的修改, 以及电站近年来应急准备工作的经验反馈, 从提高应急技术程序可操作性的原则出发, 完成了对《应急初始条件和应急行动水平》、《应急指挥部应急响应行动指令单》、《电站保卫和突发事件管理》等 10 份程序的修改升版。特别是根据 NNSA 的要求, 在执行程序和技术程序修改中, 对第 3 版“场内应急计划”中“重大瞬态过程”的确切定义问题, 以及“保安事件应急初始条件”在保卫执行程序中完善的问题, 增补了必要的内容, 实现了“应急计划”与执行程序的有效衔接。

3. 改进应急准备技术

(1) 根据国家应急办的总体规划, 为满足国家应急中心、省应急中心和核电厂应急中心应急通信数据传输及信息通报的要求, 实施了国家核应急响应网络系统中 DNMC 应急中心网络终端建设, 现已竣工验收。该系统具有数据传输、多方视频会议等功能, 实现了 DNMC 应急中心与国家应急中心等部门的网络互联。

(2) 岭澳核电站工业数据网改造完成后, 岭澳核电站机组实时数据通过工业数据网传送至应急指挥中心项目已在 2004 年完成, 从而全面实现了 4 台机组数据向应急指挥中心的实时传送。

5.5.3 经验交流

1. DNMC 与法国 EDF 应急技术交流

2004 年 11 月 7 日到 21 日, 赴法国进行了为期二周的应急交流活动, 走访了 EDF 巴黎应急中心(技术支持中心和 EDF 总部应急中心)、Framatome 应急中心、里昂 SEPTEN 技术中心和 Blayais 及 Tricastin 两个核电站, 并观摩了 Tricastin 核电站的应急演习。

在此次交流活动中, EDF 专家介绍了法国应急计划与准备的一些最新内容、事故情景模拟系统(机组状态和环境辐射)、应急演习的准备过程、应急状态分类的最新改进以及乏燃料运输、洪水灾害、Cattenom 电站电缆火灾的应急演习和实际应急响应情况等。在 EDF 应急管理体系, 多种核设施位于同一厂址上的应急计划以及 EDF 和各电站在应急值班人员资格审查、对外宣传、集合清点方式等方面积累的良好实践非常值得电站借鉴。

通过技术交流确定了今后的合作内容:

- (1) 应急状态下机组数据实时传送 EDF;
- (2) 应急演习运行情景和环境情景设计, EDF 利用他们拥有的仿真系统给予帮助, 以及可能情况下介绍或引进这些系统;
- (3) 事故中进行机组状态诊断(3D/3P)“累积因子 - Aggravating Factor”概念的使用, 并在正式启用这一概念时双方共同修改 3D/3P 表格;
- (4) 延长应急演习的时间以及与 EDF 的配合;
- (5) 电站遇到疑难事件的紧急情况下, EDF 巴黎应急技术中心进行应急支持的程序安排。

2. DNMC 与深圳海事局的交流活动

针对“4.2”海上油污污染事件，DNMC 与深圳海事部门进行了总结交流。生产部保健物理处和技术部土建处走访了深圳海事局大亚湾海事处，双方通过交流形成如下意见：

- (1) 进一步完善电站《大亚湾核电海域航运事故的处理行动》程序；
- (2) 海事处及海隆公司（海事部门下属专业海上清污公司，系电站海上事件防范技术后援单位）在海事事件通报和技术支持方面加强与电站的联系与沟通；
- (3) 电站协助海事部门编写调研报告《关于提高大亚湾核电站溢油应急能力的意见》；
- (4) 深圳海事处开展了一期海上油污防范和清除的专题培训，大亚湾核电生产部、技术部、维修部相关人员参加。

5.6 职业健康管理

1. 职业危害的监测和评价

(1) 放射性职业危害监测

2004 年度大亚湾核电站外照射集体剂量为 1 817.43 人·mSv, 人均剂量为 0.674 mSv, 中子外照射集体剂量为 2.46 人·mSv。岭澳核电站外照射集体剂量为 1 006.02 人·mSv, 人均剂量为 0.417 mSv, 中子外照射集体剂量为 2.49 mSv。内照射个人剂量监测采用全身计数器测量和生物样品分析, 全身计数器测量 7 700 人·次, 大修期间尿氚监测 419 人, 被监测人员均未发现内污染。

(2) 非放射性职业危害的监测

通过对噪声、高温、电磁辐射、照度和工作环境的空气质量（包括气压、风速、气温、空气离子、可吸入颗粒物浓度、CO 和 CO₂ 浓度以及细菌总数）等项目的监测表明，电站的各项监测指标均在可控制或可接受范围内，与历年相比，无明显变化，未发现非放射性职业危害因素对人员健康的损害。

2. 职业健康监督

2004 年度职业性定期健康检查于 2004 年 5 月 10 日开始至 2004 年 7 月 1 日结束，历时 51 天。计划体检 1 530 人，实际检查 1 517 人，其中包括外籍员工 5 人；13 人因出差、病事假和离职等原因，未能参加。按实际通知体检人数计算，体检完成率 100%。

体检发现色盲和色弱 35 人；血压增高 100 人；血脂增高 443 人；血糖增高 21 人；体重超重 839 人；心电图异常 191 人；脂肪肝 88 人；转氨酶增高 110 人；乙型肝炎表面抗原阳性 56 人；慢性肾功能不全 2 人；肾结石 15 人；肝囊肿 37 人，胆结石 21 人；胆囊息肉 119 人；尿检异常 16 人；妇科疾病 55 人；白细胞减低 36 人和血小板异常 13 人。

体检发现各种疾病的检出率与历年相比，高血压、高血脂、肥胖、胆囊疾病和妇科疾病有所增加，心电图异常、肝功能异常、高血糖和血液异常有所减少。乙肝表面抗原阳性人数与 2003 年相比未发生变化，未发现特殊传染性疾病，但发现二例结肠癌病例。

体检结束后对全部放射性工作人员进行了工作适任性评价，3 人不适用放射性工作，59 人在严密医学监督下可继续适任放射性工作。对于辨色障碍人员，提请相关部门，重新确认工作性质，保证其工作内容与辨色无关。对因某些疾病不宜从事相应岗位工作的人员，提出医学建议，由用人单位适当调整岗位，合理安排工作。

2004 年度对 118 名员工进行了健康随访，提供了相应的就医指导。结果表明随访员工

健康状态稳定,能正常从事本岗位工作。对142名体检有异常的人员进行了职业性健康跟踪检查,其中51.1%人员恢复正常,48.6%的人员须继续跟踪。对62人进行了电测听检查,其中11人须跟踪检查。

3. 职业健康保健

2004年度两电站的职业健康宣传和教育以在健康宣传专栏、电站局域网和《核电人》杂志上宣传卫生健康知识为主,举办讲座和咨询为辅,重点开展以控制“三高”(高血压、高血脂、高血糖)和肥胖,提倡戒烟、限酒和健康生活的宣传教育。全年编辑出版健康宣传材料32期,总计达到274期,累计更换宣传栏宣传材料27400多份,以提高员工的卫生保健知识,增强员工自我保健的意识和能力。

定期对保健对象进行血压、动态血压、心电图、动态心电图和血糖等项目的监测,以提高员工认识疾病的水平,了解疾病的治疗和预防,加强对疾病的自主监测意识。

4. 异常照射情况下医学干预的准备及实施

2004年度两电站未发生过量照射事故。对有皮肤损伤和皮肤病的人员,采取了相对严格的控制措施,限制其进入控制区,最大限度地避免体表污染。控制区内发生的各种外伤,都从防止内污染的角度,提出了医学建议和防护措施,因而未发生因外伤导致内污染的事故。全年共发生了11起头、面部皮肤放射性核素污染,经专业去污均达本底水平,去污效率100%。

5. 医学应急计划与准备

2004年度职业医疗中心医务人员参加了卫生部组织的核事故医学应急培训,以提高处理厂内人员放射性损伤的能力。全年为电厂员工和承包商员工进行了30期院前急救培训,共有713人参加。医务人员参与核事故应急演练和火灾急救演练,达到了规定的应急响应要求。

对厂房放置的创伤急救箱、班组配备的保健药箱,以及对救护车、专业去污中心、应急去污室、厂外去污室、主控制室和抢救室的去污急救设施、设备和器材,每周巡检一次,周检率100%,可用率100%。专业去污中心设备齐全,能完成机械、物理、化学和手术去污。职业医疗中心配备了抗放、促排和阻吸收等处理人员放射性事故的特殊药品,具有早期处理放射性内污染事件的条件和能力。

核电工地范围各大承包商及应急集合点放置了两万多片碘片,并对承包商碘片管理人员进行定期考察,了解其对碘片的保管和使用状况。每季度对碘片放置点巡检一次,季检率100%,碘片保存完好率100%。

5.7 综合管理

5.7.1 计划及管理

5.7.1.1 发电计划执行情况及电网情况

1. 大亚湾核电站

(1) 上网电量目标

经2003年9月17日召开的DNMC第三次董事会上审议批准:大亚湾核电站2004年计划上网电量为132亿kW·h,目标上网电量为135亿kW·h,按上网135亿kW·h向电网申请。

根据实际情况在 2004 年 9 月 22 日 DNMC 第七次董事会上批准大亚湾核电站按 130.5 亿 kW·h 调整上网计划。

根据粤计基【2004】62 号文《广东省计委、经贸委关于下达 2004 年电力生产计划的通知》下达的大亚湾核电站 2004 年上网电量指标为 135.74 亿 kW·h。

(2) 主要生产情况

2004 年大亚湾核电站的安全生产经历了重大考验,大亚湾核电站因两起事件(“5·19”和“7·10”事件)消耗了较多的发电裕度,但因两台机组在春节期间减载很少以及对大亚湾核电站 1 号机组第十次大修工期进行了调整,最终仍完成 133.1 亿 kW·h 上网电量,完成年初和年中董事会批准的年度计划上网电量,未完成年初制定的目标上网电量。2004 年机组连续运行记录有新的突破,大亚湾核电站 1 号机组运行至 9 月 30 日开始换料大修,创造了连续运行 411 天的新记录。主要指标完成情况见表 5.7.1.1-1。

表 5.7.1.1-1 大亚湾核电站 2004 年发电指标情况

	2004 年	2003 年	同比增减
发电量/(亿 kW·h)	138.998	150.027	-11.029
上网电量/(亿 kW·h)	133.106	143.838	-10.732
负荷因子/%	80.41	87.03	-6.62
机组可用率/%	80.84	87.46	-6.62
内部原因减载等效天数	60.71	5.02	55.69
外部原因减载等效天数	1.42	2.16	-0.74

(3) 上网电量及其销售完成情况

2004 年大亚湾核电站实际完成上网电量 133.11 亿 kW·h,完成年初董事会批准的上网 132 亿 kW·h 的计划值,未完成上网 135 亿 kW·h 的目标值和省计委下达的上网任务。其中送中华电力 93.17 亿 kW·h,占中华电力 2004 年总发购电量 329.75 亿 kW·h 的 28.25%。送广东电网 39.93 亿 kW·h,占广东省 2004 年全社会用电量 2 386.77 亿 kW·h 的 1.67%。

(4) 停机及减载情况

2004 年大亚湾核电站发生内部原因等效减载 60.71 天,包括 2 号机组第十次大修延期 59.85 天;此次大修原计划工期 32 天,为处理燃料组件变形问题和运行操作人员误合负荷开关导致发电机转子损坏事件实际工期为 91.85 天,延期 59.85 天。其他内部原因减载等效 0.86 天。

外部原因停机及减载情况:因广东电网全年呈现电力供应紧张的形势,且春节期间向广西输送售电,大亚湾核电站两台机组在春节不仅没有停机备用并且减载也比往年大幅减少,其他时间除因“圆规”台风减载一次外基本没有因外部原因减载。全年因外部原因减载等效 1.42 天,其中春节减载等效 1.2 天,“圆规”台风减载等效 0.13 天,配合核惠线停电方式安排减载等效 0.09 天。

2004 年,大亚湾核电站机组功率曲线以及发电量见图 5.7.1.1-1。

2. 岭澳核电站

(1) 上网电量目标

经 2003 年 9 月 17 日召开的 DNMC 第三次董事会上审议批准:岭澳核电站 2004 年计划

上网电量为 132 亿 kW·h,目标上网电量为 135 亿 kW·h,按上网 135 亿 kW·h 向电网申请。

根据粤计基【2004】62 号文《广东省计委、经贸委关于下达 2004 年电力生产计划的通知》下达的岭澳核电站 2004 年上网电量指标为 135.39 亿 kW·h。

(2) 主要生产情况

岭澳核电站 2004 年运行状况良好,全年上网电量达到 140.0 亿 kW·h,超额完成年初董事会批准的 135 亿 kW·h 上网目标。

岭澳核电站两台机组商业运行以来连续两个循环无非计划自动停堆,安全运行分别达到 592 天和 712 天。主要指标见下表 5.7.1.1-2。

表 5.7.1.1-2 岭澳核电站 2004 年发电指标情况

	2004 年	2003 年	同比增减
发电量/(亿 kW·h)	145.812	138.924	6.888
上网电量/(亿 kW·h)	140.008	133.099	6.909
负荷因子/%	83.84	80.92	2.92
机组可用率/%	84.49	85.56	-1.07
内部原因减载等效天数	9.45	29.95	-20.5
外部原因减载等效天数	1.07	20.77	-19.7

(3) 停机及减载情况

2004 年岭澳核电站发生内部原因等效减载 9.45 天,其中包括:

1) 岭澳核电站 1 号机组第二次大修延期 1.6 天:此次大修计划工期为 35 天,实际工期为 36.6 天,延期 1.6 天。

2) 岭澳核电站 1 号机组控制棒电源保险熔断导致自动停堆,之后汽轮机振动高手动停机 2 次,损失 1.55 天。

3) 岭澳核电站 2 号机组第一次大修延期 2.4 天:此次大修前向电网申请计划工期 71 天,年初董事会批准工期 75 天,实际工期 77.4 天。

4) 岭澳核电站 2 号机组手动停机处理发电机漏氢故障,停机损失 3.29 天。

5) 其他试验等减载等效损失 0.61 天。

2004 年因外部原因减载等效损失 1.07 天,其中主要春节减载等效损失 0.73 天,“圆规”号台风减载等效损失 0.34 天。

2004 年,岭澳核电站机组功率曲线以及发电量见图 5.7.1.1-2。

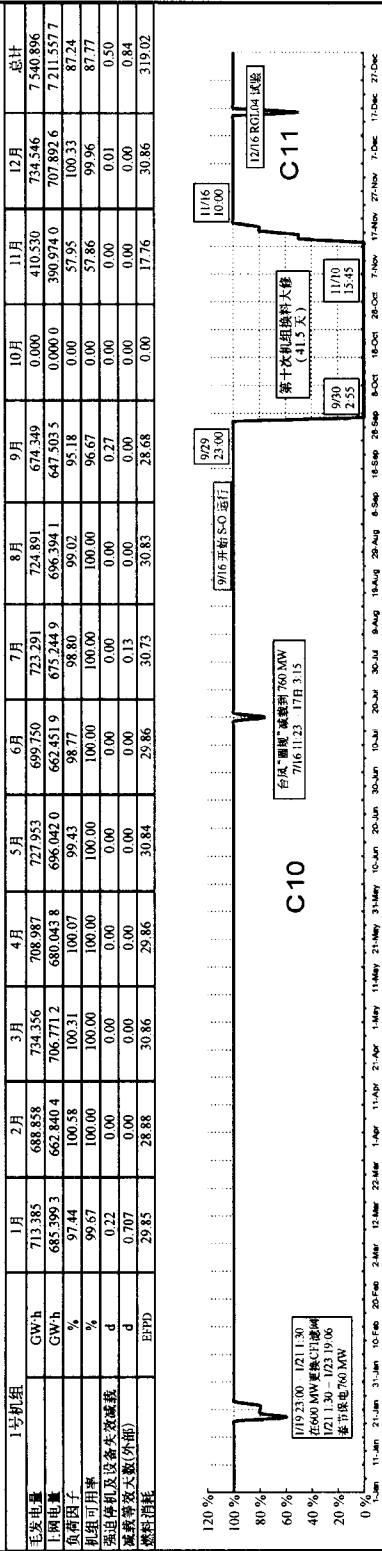
3. 电网电力生产运行情况

2004 年广东电网用电负荷和用电电量继续保持快速增长,继续呈现电力和电量双缺的局面。

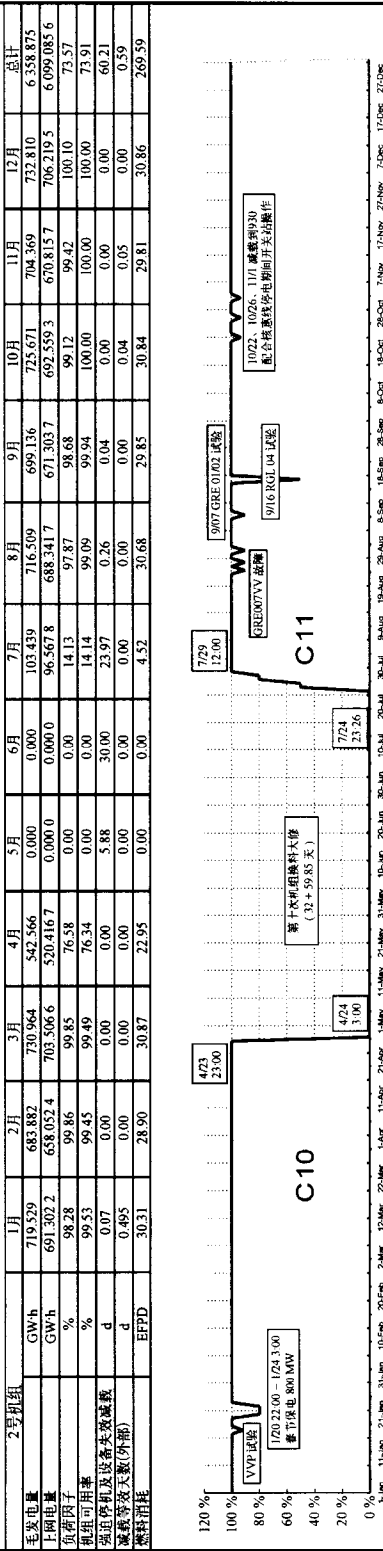
全年广东电网用电最高负荷 3 970 万 kW,增长 16.8%,其中统调最高负荷达 2 926 万 kW,增长 15.6%。2004 年全省发购电量共 2 494.96 亿 kW·h,同比增长 16.65%;其中全省发电 2 120.14 亿 kW·h,增长 11.84%,外购电量 374.82 亿 kW·h,同比增长 54.25%。省内全社会用电量 2 386.77 亿 kW·h,增长 17.5%。

香港电网 2004 年收购电量共 329.75 亿 kW·h,同比增长 2.1%。

广东大亚湾核电站1号机组2004年发电计划



广东大亚湾核电站2号机组2004年发电计划



广东大亚湾核电站全厂2004年发电计划

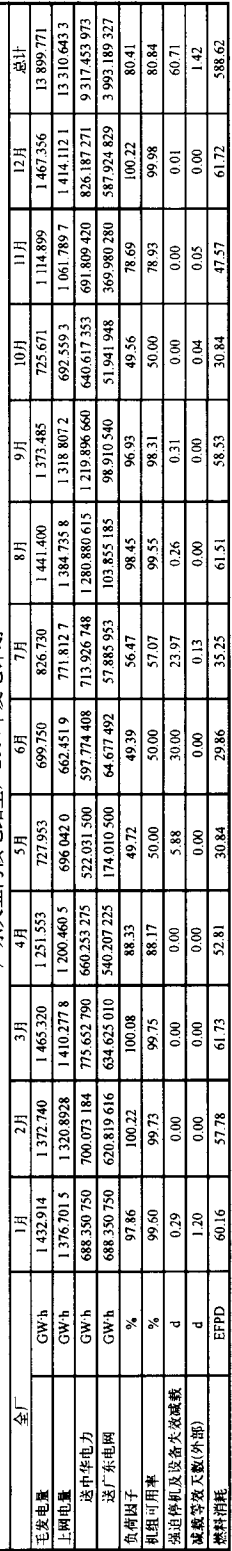


图5.7.1-1 2004年大亚湾核电站运行状况

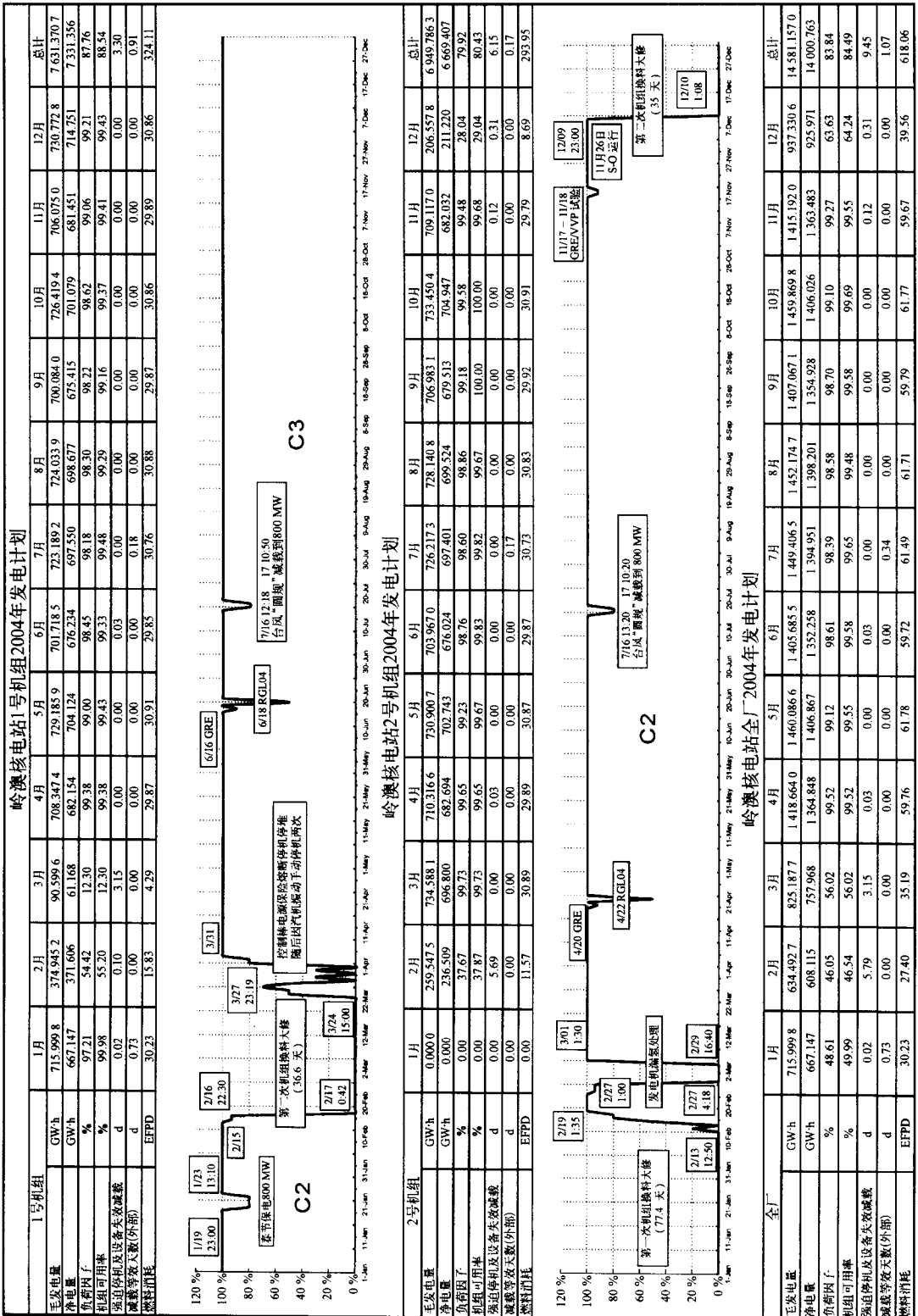


图5.7.1.1-2 2004年岭澳核电站运行情况

4. 执行情况简要分析

2004年因广东电网乃至整个南方电网均处于缺电时期,部分省区电量缺额严重,与往年不同的是广东在春节期间外送广西电力达1000 MW,因此在春节期间大亚湾核电机组没有安排停机备用,减载也很少。基于缺电的外部形势,2004年核电因电网原因减载很少,全年四台机组才2.49天,为年度发电计划的完成提供了保证。

2004年大亚湾核电站因“5·19”和“7·10”事件导致大修延期达59.85天,之后在对大亚湾核电站1号机组第十次大修部分项目进行调整后(实际比年初计划缩减29.5天),全年最终完成133.11亿kW·h上网电量,实现了年初132亿kW·h的上网计划,未完成135亿kW·h的目标上网电量。

岭澳核电站年初预计因两台机组第2循环燃料不足导致机组长时间减载,后因2003年底为更换主变压器1号机组停机,1号机组第2循环寿期末方式安排较平稳;2号机组第2循环寿期末因及时完成了延伸运行论证工作,实施延伸运行也避免提前停机,全年超额完成年初制定的计划,实际上网电量140.0亿kW·h。

5.7.1.2 电站日常生产管理

2004年在“5·19”和“7·10”事件发生后,日常生产项目组(TEF)核心管理层结合安全生产实际,认真研究和讨论了生产管理中的薄弱环节,并在设备缺陷管理、运行管理、防人因停机停堆、重大设备缺陷处理预案等方面实施了生产管理的一系列改进,具体改进措施如下:

1. 重点加强设备缺陷管理

两起事件发生后,日常生产管理项目组面对严峻的安全生产形势,决心从本组织的核心任务着手,对预防、发现和处理设备缺陷过程进行优化,以求扭转电站安全生产局面。

为提高巡视的效率和隐性缺陷的发现率,电站成立了设备巡视优化小组,按照系统和厂房分工,整合运行、维修、技术各方力量,优化日常和中期巡视的范围和责任,并制定和完善特殊机组状态巡检的标准和措施。在预防设备缺陷方面,加大对设备缺陷预防的基础性工作力度,特别是对设备振动、老化以及仪控设备漂移、绝缘低等故障进行了重点防范。在设备缺陷处理方面,对于风险较大的现场作业,日常生产管理项目组直接参与风险防范工作,要求各专业在处理有较高风险的设备缺陷之前,必须将方案向日常生产核心管理层汇报,核心管理层听取汇报后与专业人员一道对处理方案进行评估并完善。这样,既使得设备缺陷得到妥善的处理,又使得消缺风险得以严格控制。

2. 积极推进运行管理优化

“7·10”事件发生后,电站针对事件所暴露的运行管理漏洞,实施了三方面的改进。其一是制定了运行操作监护制细则。在运行操作监护制细则制定之前,虽然电站已有程序阐述了实施监护制的管理要求,但是其可操作性不强,严肃性不够。主要体现在人力资源制约了监护制的实施、未界定需要实施监护制的运行操作和运行活动、没有明确责任、监护制执行不规范等。针对这些问题,电站要求两运行处制定了监护制实施细则,明确了监护制的范围、监护制的活动和操作的标识、监护制的执行办法、执行过程的监督和控制、操作者和监护者之间的责任划分等。监护制实施细则的实施,不仅优化了运行人力资源的配置,也提高了监护制执行的合格率。

其次,加强了运行操作的程序控制。按规程操作是控制运行人员人因失效的一道重要屏障,但以前的运行程序无法适用于每一个运行活动和操作。为此对运行程序体系进行了优化

和完善,将隔离操作单、再线操作单、流体传输单、事故预想、设备操作临时指令单、电话指令操作单等纳入运行程序体系中。对一些无法直接产生记录的文件,如:报警卡程序、事故程序、事故预想等,则必须通过运行日志产生记录操作。“没有程序,就没有操作”的实践成功是电站运行管理的一个新突破。

此外,电站继续推行运行人员行为规范,增加隔离经理岗位行为规范。通过对行为规范执行情况的自我评估,对原来隔离经理、主控室操纵员、现场操作员3个岗位的行为规范进行了整合和优化,修改和完善了部分行为规范,提高了行为规范的可执行性。为了加强行为规范的执行力度,还对执行时偏差较多的行为规范重新进行专项培训,将行为规范的执行情况纳入运行值考核范围。

3. 着手建立健全风险预防体系

为加强日常生产风险控制的前瞻性和主动性,电站充分借鉴岭澳核电机组主变压器抢修的成功经验,针对发电机转子、辅助变压器、汽轮机等重大敏感设备,计划逐步建立重大设备抢修预案。同时,组织运行人员对遗留设备缺陷和机组常见瞬态进行事故预想。此外,电站还积极推进预防停机停堆工作实体化和可操作化,成立了电站防停机停堆小组,定期召开例会,对停机停堆未遂事件进行分析,确定改进措施。目前,该小组结合RCM研究成果,已确定了各执行处有停机停堆风险的设备清单,要求对此类设备进行维修时,准备人员必须对工作包内容进行双重检查,并在检修程序明显位置附上“重要敏感设备”的标识,提醒工作负责人注意风险。

5.7.1.3 电站预算管理和控制

2004年度在公司各级领导的大力支持和生产线各级成本中心的积极配合下,生产线的成本管理工作取得了比较满意的效果,其中大亚湾核电站托管业务日常运行维修成本与批准预算基本持平。岭澳核电站托管业务日常运行维修成本占批准预算的85.17%,比大亚湾核电站低1245万等值美元,DNMC自营业务也比批准预算节省了409.4万等值美元。

1. 大亚湾核电站托管业务

(1) 运行维修消耗材料及备品备件费用:决算金额占批准预算的118.03%,比2003年度上升了175.6万等值美元,主要在于大亚湾核电站随着机组运行年限的增加,机组老化所导致了大量备件须更换,另由于2004年度从国外空运的备品备件相对较多导致运费上升。

(2) 厂外劳务及技术支持费用:决算金额与批准预算相比节省了154.7万等值美元,但比2003年上升了54.1万等值美元,主要原因是2004年运行维修工作量比以前有了较大幅度的上升;且随着国家宏观经济的发展,人力单价成本比以往有不同程度的上涨,长期人力成本的趋势有微小幅度的上升也是合理的;此外由于欧元对美元汇率的上升也导致费用的上升。

(3) 辅助设施运行维修费:决算金额比批准预算节省了84.8万等值美元,比2003年度上升了11.2万等值美元,主要原因在于维修策略的改变,2004年度备件返修、鉴定等费用相对以往年度有所上升。

(4) 生产厂房及构筑物维修费用:决算占批准预算的77.14%,比2003年度降低了3.8万等值美元,主要是岭澳核电站投产后,通过谈判小组的努力,优化维修队伍的人员配置,降低了成本。

(5) 电厂劳务保护费:决算比批准预算金额节省17.3万等值美元,比2003年度降低了9.3万等值美元。

(6) 电厂行政后勤费用: 决算比批准预算金额节省 8.5 万等值美元, 比 2003 年度降低了 7.3 万等值美元。

(7) 电厂外购电及水费: 决算与批准预算相比节省了 123.3 万等值美元, 与 2003 年度基本持平。

(8) 机组大修费用: 2004 年大修费用包括两台机组的第十次大修, 其中大亚湾核电站 2 号机组第十次大修总工期 91.85 天, 比目标工期推迟 61.85 天, 中间经历了“5·19”燃料组件变形处理事件及“7·10”负荷开关误合更换发电机转子事件, 分别延误大修工期 38.9 天和 13.73 天, 不含“5·19”和“7·10”事件处理费用, 2 号机组第十次大修决算金额超出批准预算 239 万等值美元。主要原因在于机组已运行十年, 设备逐步老化, 缺陷不断暴露, 以及十八个月换料大修的实施, 机组运行周期的延长, 使大修期间检修项目增加, 工作量较年度大修有所上升。1 号机组第十次大修总工期 41.53 天, 按计划完成了预定的各项大修活动, 大修决算金额与批准预算基本持平。

2. 岭澳核电站托管业务

(1) 运行维修消耗材料及备品备件费用: 决算金额与批准预算基本持平, 比 2003 年度上升了 312.6 万等值美元; 与大亚湾核电站 2004 年度该类费用相比, 降低了 146.4 万等值美元。

(2) 厂外劳务及技术支持费用: 决算金额与批准预算相比节省了 167.4 万等值美元, 比 2003 年度上升了 52 万等值美元, 与大亚湾核电站 2004 年度该类费用相比, 降低了 81.2 万等值美元。

(3) 生产厂房及构筑物维修费用: 决算金额与批准预算相比节省了 6.2 万等值美元, 略高出大亚湾核电站同期水平, 主要在于岭澳核电站新增 LMX 厂房防火涂料维修、LBA/LBX 屋面防水层改造等项目费用。

(4) 电厂外购电及水费: 决算金额与批准预算相比节省了 4.6 万等值元, 且比大亚湾核电站低出 66.1 万等值美元。

(5) 生产文档管理费: 决算金额比批准预算节省 16 万等值美元。

(6) 辅助设施运行维修费: 决算占批准预算的 73.25%, 比大亚湾核电站低 20.6 万等值美元。

(7) 环境保护费及电厂执照许可证费用: 决算金额比大亚湾核电站同期下降了 24.8 万等值美元, 比岭澳核电站 2003 年度下降了 29.9 万等值美元。

(8) 机组换料大修方面: 2004 年大修费用包括 1 号、2 号机组第二次大修, 其中 1 号机组第二次大修决算占批准预算的 87.31%, 2 号机组第二次大修决算占批准预算的 80.02%, 决算金额远远低于大亚湾核电站同期大修成本水平。

3. DNMC 自营业务

(1) 2004 年度国内、外差旅费决算金额占批准预算的 71.79%, 比 2003 年度上升了 25.9 万等值美元, 主要原因在于 2003 年底根据 DNMC 差旅政策及规定上调了员工出差标准, 相应地差旅费用也有所上升;

(2) 培训费决算金额仅占批准预算的 24.05%, 由于 2004 年度大修频繁, 现场工作繁忙, 开展的培训项目相对减少, 致使培训费用相对较低;

(3) 电厂行政后勤管理费决算金额占批准预算的 35.15%, 比 2003 年度下降了 5 万等值美元。

4. 预算管理 with 成本控制改进

(1) 预算和成本控制的良好实践

对资本性支出预算执行率指标的考核方法进行改进和优化,对原采取的将70%目标值平均分解到各月的考核方式进行改进,改为由各成本中心上报资本性预算计划分月现金流,根据上报的现金流计划制定各月的累计目标值,再与实际执行率比较进行考核,使指标考核方式更趋于合理化。据统计,至2004年4月至12月,经成本控制科人员审查取消或减少的项目达25项,为公司节省成本达104万等值美元。

(2) 建立成本控制网页

为推广成本文化,加强各执行处的成本意识,建立一个与各成本中心交流的平台,2004年2月成本控制科就开始了成本控制网页的设置工作,并于6月份推出使用。生产成本控制网页包括了专题栏目、动态信息、热点文章、培训园地等专栏,通过网页成本控制科可对更新改造项目及劳务用工进行统计及跟踪管理,各执行处也可以在网页上查询到本成本中心的总体预算执行率及预算执行双月报。同时,网页还对立项、推荐、支付进行进度跟踪,使用户可随时查询到单据的状态。

(3) 参与 ABC 项目组,配合维修部实施 ABC 项目

2004年初配合德勤顾问完成ABC推广培训教材的编写,与ABC项目小组成员一起讨论并完成了《大亚湾核电运营管理有限责任公司维修部流程定义》及《ABC系统数据接口可行性分析报告》。

(4) 离线固定资产管理

为了便于离线固定资产的管理及盘点工作的实施,2004年初成本控制科协助财务部对原有盘点软件进行了升级改进,开发出统一的管理系统,界定两电站业主资产,规范了生产离线固定资产的预算、立项、采购、报废等环节的管理过程,并于2004年3月对各执行处资产协调员进行了离线固定资产管理系统及管理流程运作的培训。2004年6月到10月,成本控制科与财务部资产处组成资产盘点小组,对截止到2004年5月31日前所有两电站业主托管的生产离线固定资产进行了盘点,盘点工作涉及生产四部19个处,共盘点资产17811件,其中盘盈资产5132件。

(5) 岭澳核电站四分之一换料经济分析

岭澳核电站运作了一段时间后,技术部门提出了岭澳核电站先进燃料管理的设想,涉及十八个月换料、四分之一换料及普通年度换料三种不同换料方式的选择。由于岭澳核电站所面对的电力市场和电价计价模式与大亚湾核电站有很大的差异,不能完全照搬大亚湾核电站的十八个月换料模式。在这种情况下,发电规划处成本控制科从燃料装载改进投资和发电收入这两个方面出发,参考大亚湾核电站日常运行维修成本和大修成本情况,对三种不同的换料方式进行分析。

经过对岭澳核电站发电能力与市场需求之间风险分析及燃料成本、发电收入等方面的综合分析比较,从经济的角度,提出采用四分之一换料作为岭澳核电站先进燃料管理方式的建议,该结论与后来业主的分析结论形成一致。在与法马通公司进行四分之一换料的谈判过程中,成本控制科根据技术部门提出的工作量审核意见,做出大亚湾核电站十八个月换料与岭澳核电站四分之一换料之间的价格分析,并针对四分之一换料的实际情况分析计算出我方作为谈判策略的各层次价格,最后通过谈判小组的努力,为公司降低了五十多万欧元的成本。

(6) 专项成本趋势分析

2004 年成本控制科完成了《2003 年生产日常劳务费用分析》、《核清洁费用分析》、《电站防腐费用分析》、《库存材料采购分析》、《固体废物处理费用分析》、《新模式下大修成本分析》6 份专项分析报告,从成本的角度,对历年费用情况进行分析,对费用的合理性提出自己的见解,并对分析中发现的问题提出改进建议。

(7) 编写成本控制科工作细则

为了使日常工作规范化,明确各类日常业务的工作要点,便于工作的交接和新员工的上岗培训,于 2004 年中编制完成了成本控制科工作细则,包括立项审核、推荐审核、支付审核、零星采购管理、文档管理等,这些工作细则的制定使成本控制科的工作流程清晰、要点明确、明了易学,在日常业务管理中起到较好的作用。

5.7.1.4 部门管理计划及指标

在电站范围内,管理计划通常包含改进计划和管理控制指标两方面内容。改进计划有公司五年发展计划、生产线改进计划以及处级工作计划三个层次。相应地,电站管理控制指标有 WANO 性能指标、生产线一体化指标、部门管理控制指标以及各处关键业绩指标四个层次。

1. WANO 性能指标

大亚湾核电站强迫能力损失率、化学指标达到 WANO 同类型机组的先进水平,专设安全系统性能、燃料可靠性、工业安全事故率达到中间水平。各单项指标结果见表 5.7.1.4-1。

表 5.7.1.4-1 2004 年大亚湾核电站 WANO 性能指标

指标名称	2004 年结果			2003 年 WANO PWR 堆型水平		
	1 号机组	2 号机组	全厂	先进水平	中间水平	平均水平
能力因子/%	87.77	73.91	80.84	91.49	85.92	85.00
非计划能力损失因子/%	0	16.56	8.28	0.35	1.37	3.78
强迫能力损失率/%	0	0.28	0.14	0.22	0.99	2.66
7 000 临界小时非计划自动停堆/(次·单机组)	0	1.1	0.5	0	0	0.67
安全系统性能	0.000 2	0.000 3	0.000 3	0.000 0	0.003 6	0.013 5
燃料可靠性/(Bq/g)	0.037	0.08	0.06	0.037	0.525	36.3
化学指标	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.05
单机组集体剂量/(人·Sv)	0.908 717			0.341	0.727	0.943
工业安全事故率	0.07			0	0.18	0.44

岭澳核电站燃料可靠性、工业安全事故率达到先进水平,专设安全系统性能、化学指标、集体剂量达到中间水平。各单项指标结果见表 5.7.1.4-2。

表 5.7.1.4-2 2004 年岭澳核电站 WANO 性能指标

指标名称	2004 年结果			2003 年 WANO PWR 堆型水平		
	1 号机组	2 号机组	全厂	先进水平	中间水平	平均水平
能力因子/%	88.54	80.43	84.49	91.49	85.92	85.00
非计划能力损失因子/%	1.32	1.72	1.52	0.35	1.37	3.78
强迫能力损失率/%	0.98	1.26	1.12	0.22	0.99	2.66
7 000 临界小时非计划自动停堆/(次·单机组)	0.9	0	0.4	0	0	0.67
安全系统性能	0.001 9	0.000 3	0.001 1	0.000 0	0.003 6	0.013 5
燃料可靠性/(Bq/g)	0.037	0.037	0.037	0.037	0.525	36.3
化学指标	1.00	1.02	1.01	1.00	1.01	1.05
单机集体剂量/(人·Sv)	0.503010			0.341	0.727	0.943
工业安全事故率	0			0	0.18	0.44

2. 2004 年两电站一体化指标

(1) 大亚湾核电站 39 项一体化指标中, 未达标的指标有:

- 1) 第一组 I_0 消耗比超标: 实际 9.52 (单机组), 目标: 6.5 (单机组)。
- 2) 重大设备损坏事故 (设备) 1 次, 目标 0。
- 3) 重大设备损坏事故 (人因) 1 次, 目标 0。
- 4) 机组能力因子: 80.84% (平均), 目标: 83.3% (平均)。
- 5) 非计划能力损失因子: 8.28% (平均), 目标: 2% (平均)。

(2) 岭澳核电站 39 项一体化指标中, 年度达标指标有 39 项。

3. 生产线改进计划完成情况

2004 年生产线改进计划共 6 个大项目, 按计划执行率为 99%。其中重要改进措施如下:

安全管理方面: 推动 PRA 在电厂的应用、完成定期试验监督大纲的优化工作、完成厂房危害识别及建立危害处理方案、完善大亚湾核电站消防状态评估、改进现场辐射防护管理、完善和优化纠正行动委员会的运作、升级经验反馈 (EFS) 系统及建立定期的内外部经验反馈信息渠道。

日常生产方面: 统一了日常生产群堆管理和组织模式、升版日常生产高风险 A 类活动清单、识别和确定日常生产 B 类活动清单、建立安全生产管理指标体系、组织 PII 根本原因分析培训、建立运行和维修人员关键岗位活动日常行为规范、建立安全生产突发事件的响应和决策机制。

维修质量改进: 建立机械设备在线检测导则, 根据 DNMC 现有的阀门在线检测工具, 编写阀门在线检测导则, 静机设备的预测性维修导则分为两大部分: 一部分是以 RCM 分析的结果为指导, 通过 PdM 软件, 定期对该部分设备进行状态检测和评估, 该部分已经和维修大纲进行了统一。另一部分主要是阀门部分, 由静机处牵头研究预测性维修所使用的工具和方法。完成承包商考核评价体系, 并确定了承包商工作考核指标管理程序, 通过外部和内部两方面的指标管理, 以及新一轮合同谈判的配合, 提高承包商工作的安全质量管理。完成岭澳核电站纠正性、预防性维修工作包的标准化。

大修整体优化: 启用新型计划管理软件的前期准备、测试工作已经完成。进行大亚湾核

电站2号机组第十一次大修准备和执行：8月13日开始启动大亚湾核电站2号机组第十一次大修备件采购工作，与大修关键路径相关的项目已讨论确定。大亚湾核电站1号机组第十次大修对大亚湾核电站2号机组第十一次大修的经验反馈工作已经完成，大修合同谈判和资源准备（包括人力和工具）已经开始。

技术管理改进：完成电站设备管理指标改进和优化工作；按计划推进RCM的应用工作；规范设备管理工程师工作模式；落实和跟踪十年安全评审纠正行动；按计划推动十年改造项目；完成变压器应急预案编制工作；制定战略备件管理导则；确定战略备件清单；建立了技术外援专家支持系统；完成设备老化管理的基础数据收集；完成设备防腐的工作包和程序审查评审工作；完成提高设备备件可用性和采购效率的改进工作；完成技能培训体系程序的初稿编制工作；初步建立管理岗位授权培训制度；继续推动电子系统手册和流程图的电子化工作；完善RCA组织机构和管理制度。

5.7.1.5 电站管理层工作会议

1. 生产线2003年度总结表彰大会

1月15日，生产线2003年度总结表彰大会隆重举行。本次会议旨在回顾2003年的主要工作，总结经验、分析不足。同时明确2004年电站主要任务与目标，为2004年各项工作的顺利开展统一思想、统一认识。

2. 生产线管理干部大会

电厂第一季度管理干部大会于4月13日在南区活动中心召开。本次会议旨在认真总结第一季度的工作及问题，从不同层次进行深入探讨和经验反馈，统一认识，鼓舞士气，确保下一阶段工作顺利开展。

电厂第二季度管理干部大会于8月10日在南区活动中心召开。本次会议旨在反思大亚湾核电站2号机组第十次大修中“5·19”和“7·10”两次事故，查找根本原因，剖析深层问题，提出下半年管理改进措施，确保下一阶段工作的顺利开展。本次会议对指导下半年各项生产管理工作具有重要指导意义。

电厂大修动员会暨“大修责任承诺书”签字仪式于9月15日举行。本次会议旨在总结今年前三次大修经验教训，以保证圆满完成接下来的三次大修。会议还举行了“大修责任承诺书”签字仪式，分解并落实了大亚湾核电站1号机组第十次大修中各层级的责任承诺。

3. 生产管理研讨会

3月11日，生产部召开2004年电站安全生产管理研讨会，围绕“安全生产，减少人因失效”的主题，就人因改进方向、安全文化推进、运行防非计划停机停堆措施、职业安全和电厂化学防人因失效措施等内容进行了专题发言。

8月26日，技术部召开2004年年中管理研讨会。会议分为两大方面：一是反思“5·19”和“7·10”两次事件，查找不足并提出改进措施；二是探讨建立工作责任制体系及工作量化的问题。

9月14日，电厂联席值长管理研讨会在培训中心306会议室召开。围绕运行活动程序控制、增加机组瞬态控制能力、隔离经理培训策划与组织等议题，与会人员达成了共识并优化了相关工作计划，落实了各项工作负责人和完成期限。

9月14日，维修部管理研讨会在LAF234会议室召开。本次会议旨在统一思想、落实改进措施，确保下半年安全生产以及大修的顺利进行。

9月21日，生产部管理研讨会在培训中心316召开，本次研讨会旨在总结前期工作，

并重点研讨年底前及 2005 年生产部各处的工作方向和重点改进领域, 倡导“基于过程和事实”的管理理念, 坚持“持续学习、改进和创新”, 强调“工作有效性”。

9 月 21 日, DNMC 首届维修优化研讨会在公关中心 203 会议室召开。会议旨在回顾公司维修优化工作进展与创新、规划下一步的工作方向并寻求电厂各部门对维修优化工作的大力支持。

4. 日常生产专项会议

4 月 21 日, 电站日常生产管理项目组在公关中心椭圆会议室召开研讨会, 旨在建立突发事件响应机制, 规范非计划性工作过程和优化现场巡视体制。与会人员各抒己见, 气氛热烈。

7 月 14 日, 电站日常生产管理项目组召开迎峰度夏专题研讨会, 旨在落实《国务院办公厅关于做好电力迎峰度夏工作》的通知精神, 全面部署了电站各项日常工作, 确保机组安全度夏。

12 月 3 日, DNMC 与 EDF CRUAS 电站为期一周的日常生产管理研讨会圆满结束。会上双方按预定议程, 围绕 TEF 的组织机构及运作、减少非计划停机停堆的措施与经验、百日消缺以及设备防腐与厂房整洁措施等议题进行了研讨, CRUAS 电站人员还到现场进行了实地跟踪和交流。两电站代表约 40 人先后参加了此次活动。

5. 生产准备会议

10 月 12 日, 生产准备委员会成立暨首次生产准备研讨会隆重召开。会议就岭澳核电站一期生产准备的经验教训、岭澳核电站二期生产准备的不同点、人力资源规划等议题进行了深入讨论, 并就生产准备委员会组织形式及运作模式、后续主要工作安排达成了共识。本次会议标志着岭澳核电站二期生产准备工作的正式启动。

11 月 17 日, 岭澳核电站二期调试准备与生产准备首次对口人会议在 LA6101 会议室召开。双方分别介绍了岭澳核电站二期工程调试、生产准备的进展情况及 2005 年工作计划, 并就对口人会议机制、成立信息接口工作小组等议题达成了共识。本次会议标志着岭澳核电站二期工程调试与生产准备接口渠道正式建立。

6. 专业领域研讨会

4 月 20 日至 22 日, 年度 EDF-DNMC 化学和环境技术交流研讨会在大亚湾核电现场顺利召开。会议气氛热烈、友好, 双方就 EDF 放射性化学规范的变化、核电站源项管理、硫酸根污染等关注议题进行了深入交流。此次研讨会对提高化学和环境专业技术人员的技术水平、拓宽视野、利用外部经验反馈具有良好的效果。

6 月 25 日, 为期 3 天的 DNMC-EDF 变压器、发电机管理技术交流会圆满结束。双方围绕变压器与发电机设计、事故经验反馈、维修策略、在线监测等技术、管理内容进行了探讨, 交流结果令人满意, 为今后 DNMC 与 EDF 进一步的技术交流与合作提供了借鉴。

6 月 28 日, 由 IAEA 主办、DNMC 及武汉的核动力运行研究院承办的运行评估技术研讨会 (IAEA Workshop on Specialist Operational Assessment Techniques) 在大亚湾核电现场开幕。IAEA 官员和专家及秦山核电有限公司等国内同行单位代表参加会议, 围绕管理、运行、维修、技术支持等领域进行了深入研讨。

8 月 2 日, 由 IAEA 主办、DNMC 承办的“核电站私有化和市场竞争”高级研讨会 (IAEA Seminar for Senior Managers on Privatization and Market Competition) 顺利开幕。IAEA 专家 John Moares 和 Robert John Hovey 主讲。国家原子能机构 (CAEA)、中国广东核电集团有

限公司等单位参加了此次会议。

5.7.2 电站委员会

5.7.2.1 电站核安全委员会

2004年电站核安全委员会(PNSC)共召开了39次会议,其中13次为紧急PNSC会议。PNSC会议完成了全年的预定计划,共审议了146项核安全相关问题,主要内容如下:

(1) 审查并批准运行事件报告(LOER)17份,其中大亚湾核电站10份,岭澳核电站7份。此外还审查了3份修订升版的LOER报告;

(2) 审查并批准了6份AD程序的修订升版;

(3) 审查了25项核安全相关改造项,包括技术规范、监督大纲的修改;

(4) 审查了16份核安全相关定期报告;

(5) 审查了79份核安全相关专题报告;

(6) 13次紧急PNSC会议审查了大亚湾核电站2号机组第十次大修燃料组件弯曲事件、大亚湾核电站2号机组第十次大修定期试验PT2RRA002中2RCP212VP密封性试验异常问题、大亚湾核电站1EAS002PO轴封泄漏故障、大亚湾核电站ATWT保护定值异常问题、大亚湾核电站1号机组第十次大修设备仓门螺纹损坏问题、岭澳核电站1号机组第二次大修燃料组件摩擦事件、岭澳核电站2号机组主变压器充电时差动保护动作等核安全相关问题及其处理方案。

2004年PNSC会议共形成154项决议及行动要求,除22项未到完成期限外,其余132项中按时完成128项,按期完成率达到97%。

5.7.2.2 电站培训委员会

在2004年,由于公司组织机构和管理层人员的变动,生产教育培训委员会组成人员部分重新进行了调整,其功能定位进一步完善。核电生产教育培训委员会(OTC)作为生产培训管理的决策、协调和推进机构,通过制定电站培训领域的方针、政策,保证培训活动的有效开展,不断开发员工的潜能及提高其知识、技能。核电生产教培委机构设置:主任一名(由公司总经理部主管生产的副总经理担任),副主任一名(由主管培训中心所在部的部门经理担任),秘书一名(由培训中心主任担任)。核电生产教培委委员为各部门负责培训工作的部门经理层人员。具体部内日常培训协调工作由各部的培训协调员负责执行,培训协调员必要时可列席核电生产教培委员会的会议。

2004年生产教育培训委员会第二次修订了《核电生产教育培训委员会章程》,该章程已由公司总经理批准生效。2004年7月召开的核电生产教培委会议,主要讨论了以下议题,并对各议题形成的有关决议进行了跟踪、落实:群堆管理模式下的培训组织与资源共享;如何通过技能培训,有效提高电站员工技能水平;管理培训系统化、规范化;从“7·10”事件和RO, SRO考试谈运行人员培训;兼职教员队伍建设与管理。

5.7.2.3 电站环境保护与三废管理委员会

按照ISO 14001标准和群堆管理方案,制定统一的DNMC环境保护政策,确保两电站环境监测系统的正常运行,并根据DNMC机构的变化和《关于调整公司委员会设置的通知》精神,对原“公司EMS协调组”和“电站环境保护与三废管理委员会(PEWC)”进行了整合,更名为“环境保护与三废管理协调组(EMSG)”。作为DNMC环境保护和三废管理工作的检查决策机构,由电站生产副经理担任协调组组长,参与“环境保护与三废管理”

工作的化学环保处、现场服务处、运行处、设备管理处、保健物理处、化学环保处和执照申请处等为常设成员，设备管理处三废系统工程师和化学环保处环保工程师为秘书。2004年召开了6次会议，会议行动有效，结果满意。

1. 完成的主要改进工作

(1) 根据 EDF 的经验反馈，大亚湾核电站和岭澳核电站的 RCV001FI 已恢复使用 $0.45\ \mu\text{m}$ 滤芯，并确定在任何机组状态下均一直使用 $0.45\ \mu\text{m}$ 的滤芯，以更多地去除一回路中的杂质。

(2) 针对 TER 向环境排放废液时氡活度较高的情况，确定任何时候不要将 SEK 废水导入用于 TER 稀释氡活度。在 TER 排氡遇到压力时，考虑使用特殊方式，比如小流量长时间分批次排放、提前排放等，并尽量使一回路排氡工作连续均匀。

(3) 从 2004 年 1 月起，对两个电厂的气态流出物用 EDF 的新方法进行统计。对内部报两种方法的结果，对外部只报原方法的结果，直至国家环保局批准新方法。采用新的气体统计方法，惰性气体、卤素和气溶胶的排放量均可降低约 50%。

(4) 广东核电放射性流出物排放管理系统 (GREMS) 正式投运，大大地提高了工作效率，并可以有效地避免违反相关法律、法规和程序的人因失误的发生。

(5) 二回路启动冲洗水通过临时泵排到 SEO 系统，不进入 SEL 系统。APG 排污水由排入 TER 系统改排 SEL 系统，可减少非氡核素排放量 20% 和废水排放量 25%。

(6) 3 月份对 AL 实验室 γ 谱仪铅室进行改造 (增加屏蔽厚度)，使得仪器本底计数由原来的 $30\ \text{s}^{-1}$ 降低到 $8\ \text{s}^{-1}$ 。改造后可使非氡核素的排放量降低 10% 以上。

2. 对环境产生较大影响的事项

(1) 大亚湾核电站 9TEP006DE 析出大量 $^{110}\text{Ag}^{\text{m}}$ 核素

2004 年 4 月 4 日，大亚湾核电站 2 号机组第十次大修在投入 9TEP006DE 对一回路进行净化运行前，对其进行了硼饱和，冲洗水进入 9TEP008BA，化验后 γ 放射性活度浓度为 $2\ 661\ \text{MBq}/\text{m}^3$ ， $^{110}\text{Ag}^{\text{m}}$ 活度浓度为 $771\ \text{MBq}/\text{m}^3$ ，9TEP002/004DE 丧失处理效率。此次事件被界定为重发 IOE，完全相同事件在 2001 年 12 月该机组第八次大修中发生过。胶体型 $^{110}\text{Ag}^{\text{m}}$ 以物理吸附的形式吸附到树脂表面很不稳定，除盐床运行过程会因某种特殊变化导致胶体 $^{110}\text{Ag}^{\text{m}}$ 脱落，这种情况在法国电站也有发生，但机理尚不清楚。经过多方讨论，采用如下措施：在 OPC 确认 9TEP006DE 没有失效的情况下，大修前确保 TEU 工艺水前置箱的最大可用容量，在 TEP 头箱出现大量 $^{110}\text{Ag}^{\text{m}}$ 出现时，及时将废液导往 TEU 蒸发处理，避免进一步的交叉污染。

(2) TEU 除盐床处理高硼废水效率低下

大亚湾核电站和岭澳核电站都共性存在 9TEU001/002DE 处理高硼水效率低下的问题，在大亚湾核电站导致一起 9TEU001BA 在废液的总 γ 辐射为 $7.9\ \text{MBq}/\text{m}^3$ 的情况下排往 TER 的事件。应对措施是充分利用原 TEU 的低硼浓度的工艺水对 RIS004BA 等的 $7\ 700\ \text{mg}/\text{L}$ 浓硼排水进行稀释，以降低浓硼水对 TEU 除盐床效率影响，延长 TEU 除盐床使用寿命，同时寻求 EDF 等外部反馈。

(3) 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修停堆阶段 9TEU001EV 蒸发器不可用

2004 年 9 月 29 日，大亚湾核电站 1 号机组第十次大修 9LGI 倒电造成 9TEU005/006/007PO 失电，9TEU001EV 从状态 6 返回状态 0，之后每次启动都不成功。经过相关部门艰苦努力，终于找出蒸发器本体机械故障，经处理后于 2004 年 10 月 13 日恢复 9TEU 蒸发器可

用。此次事件对停堆过程中相关系统排水造成了影响,并有 150 m³ 的高放射性废液未经处理而传往 0TER003BA 暂存,并由于公用管线所导致的交叉污染,导致大亚湾核电站第三季度非氚核素排放量达 0.12% (占国家年限值),超过了前三季度的排放总和 0.09% (占国家年限值)。12 月对其 0TER003BA 进行取样分析,γ 辐射水平为 45.5 MBq/m³,主要是来自 ⁶⁰Co, ⁵⁸Co 和 ¹¹⁰Ag^m,按计划将在 2005 年回传 TEU 进行蒸发处理。

5.7.2.4 电站工程技术委员会

2004 年,电站工程技术委员会共召开 17 次会议,听取汇报和审议的议题共 86 个,其中电站改进项目的初步设计共 68 项、专题汇报 18 项。2004 年电站工程技术委员会共通过了电站改进项目的初步设计 49 项。

2004 年电站工程技术委员会加强了对工程改造项目和重大技术问题的解决方案的审议力度,另外,还起草了《电站工程技术委员会的运作和管理》,以规范电站工程技术委员会的运作。

2004 年,电站工程技术委员会审议通过的重要改进项目有:

- (1) 大亚湾核电站 GSS/AHP 疏水管线改进;
- (2) 大亚湾核电站增加电站热力性能在线监测与诊断系统;
- (3) 大亚湾核电站广东电网-中华电力公司联网低频自动解列装置部分继电器更换;
- (4) 大亚湾核电站主变压器低压套管改进;
- (5) 大亚湾核电站排水渠渗漏处理;
- (6) 大亚湾核电站 SIR 自动化改进;
- (7) 大亚湾核电站主泵房火警探测线路改进;
- (8) 大亚湾核电站 SDA 系统 PB400 改进;
- (9) 大亚湾核电站线路重合闸保护闭锁改造;
- (10) 大亚湾核电站 KKK/DSI 系统改造;
- (11) 大亚湾核电站 ASG 敏感管道改进;
- (12) 岭澳核电站延伸运行;
- (13) 岭澳核电站备用变压器铁芯结构改动及修理中的各项改进;
- (14) 岭澳核电站进水管拦污网改进;
- (15) 大亚湾核电站 9LGR 至 LGC 电缆容量评估和改进;
- (16) 岭澳核电站增加 CTF 系统;
- (17) 从岭澳核电站一期 LGE 系统取岭澳核电站二期工程施工电源;
- (18) 岭澳核电站主变压器内部结构的现场改进;
- (19) 岭澳核电站 9LGJ 中压电缆更换。

2004 年,电站工程技术委员会还审议了如下重要技术问题方案和技术管理方案:

- (1) 大亚湾核电站 PMC 改造软件审查;
- (2) 使用微弧火花修复技术进行岭澳核电站 2RCP215VP 密封面的修复;
- (3) 岭澳核电站常规岛电缆开裂的处理方案;
- (4) 电厂 BOP 部分改进的 PLC 控制器归一化实施办法;
- (5) 改造项目经济-利益分析方法。

5.7.2.5 电站纠正行动审查委员会

2004 年是电站纠正行动委员会 (CARB) 正式运作的一年,在这一年的时间里, CARB

共召开了 21 次会议，进行了 61 个议题的汇报和讨论，产生了 8 条纠正行动和 6 项会议决议。

这些议题中，与事件相关的议题有 43 个：其中 A 类事件 34 个；RCA 小组汇报的事件有 9 个（其中 4 个也属于 A 类事件）；CAP-Team 独立调查事件 4 个。其他议题还有经验反馈指标汇报、CAP-Team 过程管理汇报、IOE/LOE 事件报告评估、事件二级分析（趋势分析和专题分析）等。

在讨论的事件议题中，总的情况是，汇报的 A 类事件的数量与原来设想的基本符合：所定的 A 类事件均是有一定重要性的；也有涉及执行处之间的责任划分问题，如确定报告的编写部门、责任部门，或者是事件界定为设备还是人因等问题；也有涉及监督部门和执行处之间的问题，如是否定为工业安全事件或辐射防护事件等。有些具有一定的技术难度或人因复杂性的事件，由 RCA 小组或 CAP-Team 指定经验反馈科人员进行独立调查分析，这类事件的分析基本能做到深入、公正的分析，确保事件分析和报告编写的质量。

CARB 会议产生的决议主要是针对 CARB 的运作上的问题，有下列内容：

所有的 RCA 报告都要向 CARB 汇报，CARB 将对事件的分析和产生的纠正行动进行审查。所有完成的 IOE 报告都要在 CAP-Team 会上进行评估。CARB 会讨论的议题涉及的各个处的处长和经验反馈工程师必须参加会议，以便对会议讨论产生的纠正行动进行确认。暂不考虑其他纠正行动在 CARB 上汇报，CARB 仅关注事件类纠正行动的状况。重发事件是 CARB 重点要讨论的问题，在以后的 CARB 会上，要确定哪些事件属于重发事件。

同意 CAP-Team 提出的建议，继续保持电站的 CARB 和 CAP-Team 的工作流程，暂不实施缺陷管理（状态报告）的工作流程。

CAP-Team 是在 CARB 领导下的执行小组，在 2004 年进行了如下工作：每日筛选前一天发生的事件；确定是否界定为 IOE 或需要进行反馈的事件；跟踪事件的纠正行动的执行情况；讨论经验反馈运作过程中存在的问题；每月对 WANO 和 CID 中的外部事件、良好实践进行筛选，确定要界定为 EOE 的事件和要进行反馈的外部事件；确定 CARB 会议议题和运作等等。目前，CAP-Team 的运作已逐渐规范，并得到电站各部门的关注和认可。

5.7.2.6 承包商管理委员会

为了建立有效的承包商管理体系，提高承包商管理水平，DNMC 承包商管理委员会（简称 PCMC）经总经理部批准于 2003 年 11 月 21 日成立。PCMC 的主要职能包括：

- (1) 制定统一的承包商管理目标和政策；
- (2) 跨部门重要事项的协调；
- (3) 解决现场承包商管理和使用过程中重大问题。

PCMC 包括主席、委员、部门推进者和秘书，其中主席由公司副总经理担任，委员包括生产部、维修部、技术部、安全质保部、人力资源部、行政管理部、财务部、审计部等经理部成员，各部门除一名委员外，还须指派一名推进者，委员和推进者可为同一人，秘书由人力资源部劳资处电厂人事科科长担任。承包商管理委员会每半年召开一次定期会议，如有需要也可临时决定召开会议。

2004 年，PCMC 共召开了三次会议，会议除讨论固定议题外，主要听取承包商管理改进项目组关于 DNMC 承包商管理的现状分析和整体改进方案设计的详细汇报：日常人力支持人员典型职位分析与评估、用工评价体系设计、外包职位可行性分析、承包商管理模式和价格体系设计、提供日常人力支持人员的承包商框架合同文本设计、外部人力资源管理和采购

管理的流程与模板设计、文秘类任职资格管理体系设计、绩效管理、培训管理体系与内部管理体系的融合与接口设计等工作内容。该方案已进入实施阶段。

5.7.2.7 电站合理化建议评审小组

电站合理化评审小组每月召开小组会议,对员工提交的新建议进行认真初审,初审通过的建议经小组组长和委员会主席审阅批示后,送到各相关部门征询专家意见。合理化建议小组根据专家意见,决定建议的采纳与否,并与相关责任部门协商落实后续行动。建议的初审、评议和采纳情况均会每月定期在 CIS 公布,员工可通过合理化建议系统进行实时查询,随时了解所提建议的评审状态。

2004 年,电站合理化建议处理统计结果如下:收到的建议 746 份,受理的建议 231 份,采纳的建议 61 份,建议平均答复时间 54 天,建议平均实施时间 153 天。

2004 年合理化建议工作小组加强了建议协调与跟踪,提高了工作流转效率,建议平均答复时间较 2003 年缩短,但员工所提的合理化建议份数有所下降,主要受“5·19”、“7·10”事件影响。

2004 年,电站合理化建议主审小组还开展了主题合理化建议征集活动,在“改进承包商管理”、“提高生产管理效能和工作质量”、“提高电站大修质量水平”等方面共收集到员工所提交的主体合理化建议 36 份。相关合理化建议均形成正式报告,提交给相关部门以作管理改进参考。

5.7.2.8 电站节能小组

2004 年,广东遭遇了多年未遇的大旱,电站生产生活用水持续偏紧;2004 年,也是全社会电力供需形势极为紧张的一年。节能小组作为电站节能管理系协调部门,采取了一系列节能管理和技术改进措施,积极推动节能指标管理,落实各项节能计划和措施,提高员工的节能意识。2004 年电站节能小组完成的主要工作有:

1. 开展节能管理的基础性工作

2004 年节能管理有效性得到了进一步提高,各节能小组充分采取各种“开源节流”措施,为电厂安全、经济、满发做出了贡献。坚持节能工作月报和用电、用水评价制度,不定期组织召开电站节能委员会会议,及时检查和评估节能小组工作进展,促进了节能信息的相互交流和沟通,提高了节能工作效率。

节水小组坚持供水管网日常巡视制度和节水事件评级制度,为 2004 年节水工作的开展提供了可靠的依据和保证。现场管网改造、漏点查找、承包商用水管理、电站绿化用水方案优化、员工宿舍供水管理办法、协调制定大鹏镇供水方案、岭澳核电站二期施工用水方案以及改进电厂生产用水方式等,为电厂生产生活用水创造了一个安全可靠、持续稳定的水资源环境。

节电小组在 2004 年度工作中,适时跟踪电站各台机组运行状态,及时调整 220 kV 变电站运行方式,减少了电厂外购电量,保证了年度节电指标的顺利完成。利用电厂照明设施老化更新的机会,安装部分照明节电装置,取得了一定的成效。为保证岭澳核电站二期施工电源安全可靠,节电小组提出从岭澳核电站 LGE 系统接入岭澳核电站二期第二施工电源方案,对方案的经济性、安全性和可行性进行了充分论证,得到相关部门批准并由工程公司实施。

节耗小组开展常规岛阀门查漏工作,在修复所有内漏阀门后,岭澳核电站 1 号机组提高电功率 2~4 MW,岭澳核电站 2 号机组提高电功率 3~6 MW,大亚湾核电站 2 号机组提高电功率 2~6 MW,产生了良好的经济效益。节耗小组坚持每天对机组发电功率、热效率、热

性能等参数进行跟踪,确保机组各项参数在可控范围内。节耗小组还积极推动热力性能在线监测系统开发,并开展了反应堆功率控制研究,这些方法及措施不但能提高机组的安全性,而且能提高机组的经济性。在做好近期工作的同时,节耗小组协同有关部门,研讨岭澳核电站1/4换料方案,为今后电厂快速适应电力市场变化要求以及满足多台机组大修窗口的安排,打下了良好的基础。

2. 开展节能宣传与交流活动

2004年第三季度电站节水小组举办了节水宣传月活动,通过网上答题、挂横幅标语等大家能常见的方式宣传,取得了较好的效果。节水小组协同公司行政管理部与大鹏镇政府协商支援供水方案。

3. 2004年度电站节能指标完成情况

各项指标完成情况良好,均在控制范围内。具体指标数据见表5.7.2.8-1。

表 5.7.2.8-1 2004 年电站节能指标情况

		厂用电率/%	机组热效率/%	机组热性能/%	厂内生产用水量 m ³ /日	厂外生活用水量 万 m ³ /年	外购电费 万元/年	厂外办公及生活用电量 MW·h/年
2004 年 目标值	GNPS	4.2	33.8	99.8	1 300	250	1 500	16 000
	LNPS	4.3			1 600		470	
实际完 成情况	GNPS	3.81	33.99	99.96	1 295	190.96	1 034.312	144 333
	LNPS	3.78	33.96	100	1 325		349.893 7	

5.7.3 执照申请及对外交流

5.7.3.1 执照申请

1. 核安全监管与交流活动

(1) 外部监督检查

除了对电站的日常运行的监督、检查和跟踪外,2004年国家核安全局(NNSA)及广东监督站(GRO)还对大亚湾核电站、岭澳核电站实施了8项专题和例行检查,共提出51项行动要求、建议或问题。电站制定了68项纠正行动,并将需要后续行动的纠正行动和要求均输入CIS进行跟踪。截至2004年12月31日,共完成纠正行动48项,剩余20项正在按计划实施。NNSA/GRO对电站积极响应其监督检查要求表示满意。详细情况见表5.7.3.1-1。

(2) 审评对话及沟通交流会

根据安全重要申请项目的审评进展,2004年及时安排与NNSA进行了15次审评对话沟通会,确保了安全重要项目审评的顺利进行。主要的审评对话会沟通会包括DNMC续证审评对话会、大亚湾核电站1号机组第十次大修调整为短大修审评对话会、大亚湾核电站2号机组第十次大修变形组件处理方案汇报会、第五台柴油机延长后撤时间审评对话会、PSR审评对话会、功率控制沟通会、质保大纲审评对话会、岭澳核电站延伸运行沟通会、岭澳核电站压力容器安全端双金属焊缝检查——西门子公司资格认证问题审评对话会等。

表 5.7.3.1-1 检查情况汇总

序号	检查项目	检查时间	NNSA/GRO 提出行动 要求、建议或问题	电厂产生 纠正行动	已完成 纠正行动	未完成 纠正行动
1	大亚湾核电站核安全防火例行检查	5月9日至10日	16	8	5	3
2	大亚湾核电站 PMC 换料机专项检查	6月20日	3	5	5	0
3	纠正行动跟踪专项检查	7月20日至21日	3	5	5	0
4	DNMC 质量保证大纲实施情况的例行检查	8月25日至28日	11	24	21	3
5	大亚湾核电站仪控设备专项检查	9月15日至22日	3	3	0	3
6	大亚湾核电站安全重要修改专项检查	9月23日至24日	8	8	8	0
7	转动机械专项检查	11月17日至18日	3	4	3	1
8	放射性废物管理例行检查	11月24日至26日	4	11	1	10
合计			51	68	48	20

(3) 大修相关监督活动

为了保证机组的换料大修活动满足国家核安全法规的要求,在每次换料大修期间,电站都会与 NNSA/GRO 进行一系列的审查和检查,主要包括大修初始报告预审会及审查会、大修在役检查报告审查、堆芯装载评价报告及安全评价报告审查、大修临界前核安全检查、在役检查结果报告审查(会)、物理启动试验报告审查、满功率后评议会等。

2. 安全重要修改及评审

2004 年大亚湾核电站、岭澳核电站申报的安全重要申请项目中获 NNSA 批准的有 37 项,其中大亚湾核电站和岭澳核电站综合项目 3 项,大亚湾核电站 22 项,岭澳核电站 12 项,获批准的部分项目见表 5.7.3.1-2。正在审评的有 14 项,部分项目清单见表 5.7.3.1-3。

表 5.7.3.1-2 获批准的部分项目

序号	申请项目	备注
大亚湾核电站和岭澳核电站综合方面		
1	大亚湾核电站 1 号、2 号机组《运行许可证》及岭澳核电站 1 号、2 号机组《首次装料批准书》续证申请	有效期延至 2007 年 3 月 31 日。期满后,根据运行情况以及法规要求再作调整
2	大亚湾核电站和岭澳核电站附加柴油机项目改造	
3	大亚湾核电站和岭澳核电站场内应急计划第 3 版修改	
大亚湾核电站方面		
1	稳压器 29 m 平台上安装三角吊具	
2	LX 厂房 24 m 平台增建办公室	
3	修改主泵惰走流量试验方案和验收准则	

续表

序号	申请项目	备注
4	大亚湾核电站停堆断路器换型改造	
5	大亚湾核电站大修期间防止堆芯裸露改造	
6	大亚湾核电站防稀释改造	
7	技术规范(21版)、监督大纲(21版)修订	
8	主泵房火警探测线路改进	
9	火灾事故规程 I4D 现场改造	
10	事故后再循环工况下, EAS/RIS 到 PTR001BA 管线密封性要求改进	
11	RIC 报警定值修改	
12	反应堆压力壳封头更换改造	
13	GCT131/132/133VV 供气管道更换材质改进	
14	大亚湾核电站 1 号机组一回路水压试验和完整在役检查延期一年执行	2005 年初提交再延期 2 个月的申请
岭澳核电站方面		
1	取消 RIS287VP 及其所在试验管线改造	
2	岭澳核电站控制区边界的变更	
3	岭澳核电站主管道阻尼器减少项目改造	
4	岭澳核电站延伸运行论证与实施申请	

表 5.7.3.1-3 正在评审的部分项目

序号	申请项目	备注
大亚湾核电站和岭澳核电站综合方面		
1	放射性气态流出物统计方法变更	
2	大亚湾核电站和岭澳核电站场内应急计划第 4 版修改	
3	大亚湾核电站和岭澳核电站运行质量保证大纲	
大亚湾核电站方面		
1	附加柴油机顶替应急柴油机的后撤时间延长申请	
2	《大亚湾核电站定期试验监督要求》升版	
3	《大亚湾核电站反应堆压力容器辐照监督大纲》修改	
4	大亚湾核电站安全壳内 K1 级测量通道接线方式改进	
5	PSA 报告及模型审评	等 NNSA 最终审评结论
6	十年安全评审 PSR	待 NNSA 给出最终审评意见
岭澳核电站方面		
1	压力容器安全端探伤方法专项论证——西门子公司按 ASME 规范 XI 卷附录 VIII 要求取证资质问题审评	
2	运行技术规范(A2版)添加第五台柴油机的修改申请	
3	岭澳核电站运行许可证申请	

3. 特许申请

2004 年大亚湾核电站和岭澳核电站共向 NNSA 提交了 7 份特许申请, 其中大亚湾核电站 4 份, 岭澳核电站 3 份, 全部获得 NNSA 批准, 详细情况见第七章的“特许申请汇总”。

4. 承诺报告及来往信函

电厂认真执行核安全法规报告制度, 2004 年大亚湾核电站和岭澳核电站向 NNSA/GRO 提交月、季、年报及各类大修报告、专题报告等承诺报告共计 264 份, 其中大亚湾核电站 135 份, 岭澳核电站 80 份, 综合 49 份。全部按期提交。

2004 年大亚湾核电站和岭澳核电站共收到安全监督部门(有信函渠道号)来函共 139 份, 其中国家核安全局 102 份, 国家核安全局广东监督站 37 份。

5. 反应堆操纵员执照申请

反应堆操纵员和高级反应堆操纵员执照考试情况见表 5.7.3.1-4。

表 5.7.3.1-4 执照考试情况

	大亚湾核电站			岭澳核电站		
	参加考核人数	考核合格人数	合格率/%	参加考核人数	考核合格人数	合格率/%
反应堆操纵员执照考试	9	6	66.67	7	5	71.43
高级反应堆操纵员执照考试	10	3	30.00	15	6	40.00

此外根据《核电厂操纵人员执照考核管理办法(试行)》的要求, 换照人员须进行换照考试且成绩合格。2004 年 2 月和 6 月, 共有 35 位高级反应堆操纵员和 11 位反应堆操纵员参加了换照考试, 全部获得 NNSA 的批准并换发新执照。2004 年 3 月、6 月和 11 月召开了三次核电厂操纵人员资格审查委员会会议, 其中 3 月、11 月的资审委会议分别审查并通过了 2003 年及 2004 年大亚湾核电站和岭澳核电站取照考试合格人员的操纵人员资格, 6 月份的资审委会议审查了各核电厂提交的操纵人员考试改革建议方案。

截至 2004 年 12 月 31 日, 大亚湾核电站共有反应堆操纵员 38 人、高级反应堆操纵员 56 人, 岭澳核电站共有反应堆操纵员 41 人、高级反应堆操纵员 44 人。

6. 环境保护接口工作

(1) 岭澳核电站一期工程环境保护设施通过竣工验收

2004 年 1 月 16 日~17 日, 国家环境保护总局组织有关专家对岭澳核电站一期工程的环境保护设施进行了专项验收。经过认真的审查和讨论, 专家组认为, 该工程满足《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的要求, 建议国家环境保护总局通过该工程的环境保护设施竣工验收。

(2) 岭澳核电站试运行阶段环境影响报告书通过专家评审会

2004 年 4 月 16 日至 17 日, 来自国家环保总局、国家环保总局核安全中心、广东省环保局、广东省环境辐射研究监测中心、中国原子能科学研究院、中国辐射防护研究院、清华大学核能设计研究院、大亚湾核电运营管理有限责任公司、中广核工程有限公司、苏州热工研究院的专家和代表对岭澳核电站试运行阶段环境影响报告书进行了评审, 并一致同意该报告书通过评审。

(3) 大亚湾核电站 1 号机组反应堆压力容器旧顶盖顺利运往北龙中低放射性废物处置场暂存

2004年10月23日,大亚湾核电站1号机组反应堆压力容器旧顶盖经过清洁、涂漆、包装后运往北龙中低放射性废物处置场暂存。在吊运、装车、运输的全过程中,国家核安全局广东监督站、广东省环保局分别派员来现场实施监督。

5.7.3.2 国际原子能机构活动

2004年大亚湾核电站、岭澳核电站继续参加国际原子能机构(IAEA)在中国区域合作项目RAS及其他项目活动,并协助IAEA在中国区域成功举办了4次研讨会。

1. 核电站运行评估技术研讨会

根据IAEA-CPR/9/030项目计划,IAEA于2004年6月28日至7月2日在大亚湾核电站、岭澳核电站现场举办了“核电站运行评估技术”研讨会(IAEA Workshop on Specialist Operational Assessment Techniques)。该研讨会由IAEA主办,大亚湾核电运营管理有限责任公司(DNMC)和核动力运行研究所(RINPO)承办,IAEA官员及授课专家Robert Nichols, Francisco Perramon, Sabin Sabinov, Jose Maria Balmisa Garcia-Serrano先生参加了研讨会。参加本次研讨会的国内单位有大亚湾核电运营管理有限责任公司、核动力运行研究所、秦山核电公司、秦山核电联营有限公司、秦山第三核电有限公司和江苏核电有限公司。

本次研讨会主要目的是向中国核电站的管理人员传授核电站运行评估技术,包括OS-ART评估主要目的、范围及流程;评估队伍的组成、角色和主要责任;评估使用的方法及评估范围等。内容主要包括核安全文化评估、现场评估、文件评估、界定问题、评估队内部工作流程和报告问题的方式及要求、评估前被评估电站准备的文件包、评估过程涉及的一些基本技术等。研讨会上,IAEA官员和专家通过录像、讨论、分组练习以及现场观察练习的方式加强和巩固学员对评估技术的掌握。经过本次研讨会,为将来国内核电行业将要举行的同类型评估活动提供了很好的技术支持和帮助。

2. 核电站私有化和市场竞争高级研讨会

为应对电力市场开放的需要,探讨核电站如何参与市场竞争的问题,按照IAEA-RAS/4/021项目计划,IAEA于2004年8月2日至6日在大亚湾核电站、岭澳核电站现场举办了“核电站私有化和市场竞争”高级研讨会(IAEA Seminar for Senior Managers on Privatization and Market Competition)。该研讨会由IAEA主办,DNMC承办,IAEA官员及专家Thomas Joseph Mazour, John Moares, Robert John Hovey先生参加了本次研讨会。国家原子能机构(CAEA)、中国广东核电集团有限公司、大亚湾核电运营管理有限责任公司、中广核工程有限责任公司、阳江核电有限公司(筹)、中国电力投资集团公司、秦山核电有限公司、江苏核电有限公司的专家代表参加了研讨会。

本次高级研讨会主要目的是向核电厂营运机构的高级经理人员提供关于私有化和能源市场竞争的国际趋势和活动方面的信息、讨论目前中国在私有化和市场竞争方面的趋势以及确定核电厂营运机构为顺应这些变化今后所应采取的行动。

3. 运行经验反馈和事件分析技术研讨班

2004年9月13日至17日,IAEA在云南昆明举办了“运行经验反馈和事件分析技术”研讨班(IAEA National Workshop on PROSPER and Event Analysis Techniques)。该研讨班由IAEA主办,DNMC和RINPO承办,IAEA官员及专家Robert Nichols, Jim Gallman, Alan Spencer先生参加了研讨会。国家原子能机构(CAEA)、中国核工业集团公司、中国广东核电集团有限公司、大亚湾核电运营管理有限责任公司、核动力运行研究所、秦山核电公司、秦山核电联营有限公司、秦山第三核电有限公司和江苏核电有限公司的专家代表参加该研讨班。

本次研讨班主要是向发展中国家传播国际核电行业在运行经验反馈和事件分析领域的经验，并促进国内核电厂之间在运行经验方面的技术交流。

4. “预测性维修策略与技术”研讨会

2004年11月30日至12月2日，IAEA在大亚湾核电站、岭澳核电站现场举办了“预测性维修策略与技术”研讨会（IAEA Technical Meeting on Strategies and Tools for Predictive Maintenance）。该研讨会由IAEA主办，DNMC承办，来自美国、英国、法国、德国、加拿大等14个国家的近30名国外专家和国内来自秦山核电公司、秦山核电联营有限公司、秦山第三核电有限公司、江苏核电有限公司、中国核动力研究设计院、核动力运行研究所以及中国广东核电集团有限公司、大亚湾核电运营管理有限责任公司、中广核工程有限责任公司、阳江核电有限公司（筹）、苏州热工研究所等三十多名代表参加了研讨会。大亚湾核电运营管理有限责任公司运行、维修、技术部门等三十多名技术人员列席参加了会议。

本次研讨会的目的是对预测性维修、状态监测技术与策略的经验及信息进行交流，对共性问题进行探讨，对各国的良好实践进行总结，以便加强核电站的可靠性和竞争力。各国专家发表了近20场精彩的演讲和演示，让与会人员在短时间内对世界范围内预测性维修的发展与应用情况、最新技术进展和成果建立了较全面的认识。与会人员还对预测性维修规划、策略、经济性因素、状态监测技术、在役检查、在役检查优化、老化监测等方面的内容进行了深入的探讨。通过本次研讨会，为与会人员了解、学习世界范围内预测性维修、状态监测技术与经验提供了良好的机会和平台。

5.7.3.3 对外交流及姊妹电厂交流活动

1. 2004年生产四部出访情况

2004年生产四部共有82人次出访，出访的国家有法国、英国、日本、瑞士、德国、韩国、比利时及奥地利等，其中有59人次的出访目的地是法国，占总数的72%，出访英国的有11人次，占总数的13.4%。各部出访人数见表5.7.3.3-1。

表 5.7.3.3-1 2004年生产四部各部出访人员分布表

部 门	OPS	MTD	TND	SQD
出访人次	30	22	26	4

从出访目的来看，参加交流、会议及培训的人数占总人数的72%，其中交流占35.4%，培训占20.7%，会议为15.9%。

2004年生产四部派到香港参加交流、学习或访问的人员达95人次，在各部门的分布见表5.7.3.3-2。

表 5.7.3.3-2 2004年生产四部各部出访香港的人员分布表

部 门	OPS	MTD	TND	SQD
出访人次	44	22	26	3

其中有两个较大的团队：57人前往香港中华电力参加“第14届‘广东核电—香港中电’体育交流活动”，12名新取照的操纵员前往香港中华电力大埔调度中心参观学习。

2. 与姊妹电厂的交流情况

2004年运行、静机及转机等专业派人前往法国 Gravelines 核电站和 Tricastin 核电站就 STA 离线后的核安全管理、RCM 技术的应用等问题进行了技术交流。另外, DNMC 与国内秦山核电一、二、三期及田湾核电站举行了第三届技术交流。

5.7.4 人事管理

5.7.4.1 干部任免

2004年又有一批干部充实到领导岗位上,全年科级以上干部晋升27人·次,免职3人,调离9人,干部晋升情况见表5.7.4.1-1。

表 5.7.4.1-1 干部晋升情况

人

部门经理以上	副经理	经理助理	处长	副处长	科长	副科长	合计
1	0	3	4	11	7	1	27

5.7.4.2 职称评定

2004年获得各种专业技术职称人员情况见表5.7.4.2-1。

表 5.7.4.2-1 2004 年获得各种专业技术职称人员情况

人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技师	技师	高级工	中级工	合计
0	35	82	79	1	0	3	2	1	203

5.7.4.3 人员配备 (见表 5.7.4.3-1)

表 5.7.4.3-1 人员配备情况

人

工作单位		调入人员	聘用人员	合计
生产部	经理室	6	2	8
	运行一处	192	2	194
	运行二处	193	2	195
	化学环保处	64	9	73
	保健物理处	56	5	61
	发电规划处	21	12	33
	执照申请处	22		22
	综合管理处	12	43	55
	生产准备处	5		5
	到技术部设备管理处	1		1
	小计	572	75	647

续表

工作单位		调入人员	聘用人员	合计
维修部	经理室	5		5
	总工程师办公室	1		1
	GNPS 维修队	1		1
	LNPS 维修队	1		1
	综合计划处	37	6	43
	大修处	12		12
	静止机械处	82	9	91
	转动机械处	74	12	86
	电气处	65	7	72
	现场服务处	56	3	59
	仪表计算机处	105	9	114
	小计	439	46	485
技术部	经理室	4		4
	总工程师办公室	1	1	2
	工程处	69	8	77
	合同供应处	48	20	68
	技术支持处	62	14	76
	培训处	41	8	49
	设备管理处	59	9	68
	文档资料处	17	9	26
	土建处	18	4	22
	小计	319	73	392
安全质保部	经理室	1		1
	核安全处	18		18
	质保处	17	3	20
	小计	36	3	39
合 计		1 366	197	1 563

5.7.4.4 职工学历和职称结构及专家名录

核电站的职工文化程度相对较高,职工中具有本科以上学历的人员占到64%,职工学历结构见表5.7.4.4-1。

表 5.7.4.4-1 职工学历结构

人

初中	高中	中技	中专	大专	本科	硕士	博士	合计
6	63	29	140	318	923	81	3	1 563

职称状况见表 5.7.4.4-2。

表 5.7.4.4-2 职称状况 人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技师	技师	高级工	中级工	合计
18	289	686	262	33	3	62	94	70	1517

1. 生产四部中青年专家名录

黄清武、张洪、顾学言、吴粉山、叶能谦、李桂夫、杨茂春、黄斌、马蜀、邹勇平、卢文跃、姚刚、肖岷、陈伟仲、洪锦从、黄辉章、黎志政、孙吉良

2. 享受政府津贴专家名录

叶能谦

3. 研究员级高工名录

简益民、陈德淦、晏仲民、周先觉、李晓明、熊春华、廖伟明、刘新栓、叶能谦、黄常勇、黄红、蔡康元、肖岷、蔡沅之、韩庆浩、郭利民、常宝盛、贾武同

5.7.4.5 年龄结构

大亚湾核电站的员工队伍平均年龄为 34.7 岁，年龄分布见表 5.7.4.5-1。

表 5.7.4.5-1 年龄分布 人

≤30 岁	31~40 岁	41~50 岁	>50 岁	合计
691	569	239	64	1563

5.8 合同及备件管理

5.8.1 合同管理概要

1. 合同项目概要

2004 年，由于四台机组相继进行大修，使得机组维修保养和外部技术支持方面的项目采购比例有所增加。围绕电站中心工作，合同科在人力紧缺的情况下按计划全部完成了各合同项目的采购工作。与此同时，2004 年重点组织实施了一批对核电站生产成本有较大影响的合同的签订工作，主要包括：法马通核岛维修工程服务项目框架合同、大亚湾核电站 2 号机组和岭澳核电站 1 号、2 号机组换料浓缩铀采购、大亚湾核电站乏燃料处置合同系列、大亚湾核电站 2 号机组燃料组件变形事件处理、大亚湾核电站第二批十年改造项目、岭澳核电站 1/4 换料工程服务项目、环保工作外部支持服务、4 台机组大修 FRAMATOME 技术支持和服务、大亚湾核电站 1 号、2 号机组循环冷却水出口改造施工、常规岛主机和重要辅机设备大修、制氢系统 (SHY) 更新、环吊控制系统改造、综合应用系统服务器、数据库平台建设、专家村学校和诊所提供国外专家配套服务、LMX 厂房防火涂料维修等。

2004 年各类项目合同总体情况见表 5.8.1-1，分类统计情况见表 5.8.1-2。

表 5.8.1-1 2004 年合同总体情况

合同类型	有合同		无合同	总计
	合同部分	合同变更		
合同数量/份	799	239	49	1 087
合同数量比例/%	73.5	21.93	4.57	100

表 5.8.1-2 2004 年合同分类统计情况

部 门	技术部	行政管理部	维修部	生产部	其他
合同数量/份	483	174	272	96	62
合同数量比例/%	44.43	16.0	25.0	8.83	5.74

从总体合同构成分析来看, 由于岭澳核电站开始进行大修和岭澳核电站二期项目启动, 使得群堆管理模式, 合同科总归口合约的商务处理及后期执行管理的难度加大。同时按成本归属确定合同主体, 过去的双方签约合同便演变为三方乃至四方签约的合同。因此, 处理每份合同的工作量增加较多。

2004 年度总签约金额约 22 518 万美元。其中: 大亚湾核电站年成交合同总金额折合美元约 6 418 万美元。岭澳核电站成交合同总金额折合美元约 6 214 万美元 (包括浓缩铀、燃料组件采购合同费用)。大亚湾核电运营管理公司年成交合同总金额折合美元约 529 万美元。大亚湾核电站和岭澳核电站共同承担合同费用项目年成交金额折合美元约 4 520 万美元。大亚湾核电运营管理公司和岭澳核电站二期等 (包括部分广东核电集团项目) 共同承担合同费用项目年成交金额折合美元约 4 837 万美元。

从合同总体数量分析, 分类统计表明: 工程技术合同在数量上仍居于首位, 而维修类合同数量位居第二, 行政后勤服务合同数量位居第三。整体情况与 2003 年基本相同。

2. 合同项目内容

2004 年的各类项目合同, 主要分布在以下几个方面。

(1) 燃料合同

2004 年度, 大亚湾核电站继续通过与中国原子能公司所议定的 2003 - 2005 年浓缩铀的交货价格 (包括天然铀和分离功) 及 URENCO 公司的框架合同采购用于大亚湾核电站 2 号机组第十一循环的低浓缩铀共 31 332.41 kg。岭澳核电站采购低浓缩铀共计 50 683.62 kg, 其中用于岭澳核电站 1 号机组第三循环的低浓缩铀 27 003.18 kg, 用于岭澳核电站 2 号机组第三循环的低浓缩铀 23 680.44 kg。仍由中国原子能工业公司供应全部浓缩铀。

本年度依照既有合同, 宜宾核燃料元件厂向大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料、1 号机组第十次换料与岭澳核电站 2 号机组第二次换料、1 号机组第三次换料分别供应了 128 组及 114 组 AFA-3G 组件。

2004 年度乏燃料处理方面的主要合同包括: 大亚湾核电运营管理有限责任公司乏燃料运输培训; 大亚湾核电站乏燃料源项计算、乏燃料处置、乏燃料辅助运输相关的补充设备和工具采购、乏燃料运输辅助设备和工具技术支持; 岭澳核电站乏燃料装罐水下电视监视装置设计制作等。大亚湾核电站全年向中国核工业集团公司移交乏燃料组件 104 组。

(2) 机组年度大修合同

2004 年度岭澳核电站两台机组分别进行了 1 号机组第二次大修和 2 号机组第二次大修，大亚湾核电站两台机组分别进行了 1 号机组第十次大修和 2 号机组第十次大修。大亚湾核电运营管理有限公司首次进入每年管理两个电站 4 台机组大修时期。2004 年度签订的与大修相关的合同项目约 216 项，累计金额 4 801 万美元。其中的主要合同列于表 5.8.1-3。

表 5.8.1-3 2004 年大修主要合同

分类	项目内容	承包商
核岛项目	核岛大修	FRAMATOME ANP
	大亚湾核电站 2 号机组燃料组件变形事件处理	COGEMA/FRAMATOME ANP
	核岛在役检查	核动力运行研究所
	核岛通用服务	中国核动力研究设计院
	大亚湾核电站 1 号机组第十次大修核岛部分设备换料大修和设备改造实施	深圳纽科利核电工程有限公司
	大亚湾核电站 2 号机组 PMC 修复	FRAMATOME ANP
	大亚湾核电站 2 号机组 RCP 主泵电机全面解体检查	FRAMATOME ANP
大亚湾核电站 1 号机组第十次大修反应堆压力容器顶盖更换	FRAMATOME ANP	
常规岛项目	换料大修常规岛主机和重要辅机设备大修	深圳准电检修公司
	常规岛辅机检修	深圳山东核电工程公司
	常规岛压力容器等在役检查	苏州热工研究院有限公司
	凝汽器钛管涡流探伤	核工业无损检测中心
	换料大修常规岛主机大修	清河电力检修有限公司
	大亚湾核电站第十次大修低压缸及转子全面检查	深圳准电检修公司
	大亚湾核电站 2 号发电机损伤转子返厂修复及技术支持	ALSTOM Turbine Generators China Ltd.
	岭澳核电站 1 号、2 号机组主变压器检修	深圳东北核电建设有限公司
BOP 项目	BOP 设备维护保养	深圳东北核电建设有限公司
	BOP 金属检验	苏州热工研究院有限公司
大修劳务	核岛大修劳务支持	深圳纽科利核电工程有限公司
	常规岛大修技术支持	ALSTOM
	应急柴油机检修技术支持	武昌造船厂
	SEBIM 阀门维修技术支持	WEIR VALVES&CONTROLS FRANCE
	大亚湾核电站 1 号机组第十次大修蒸汽发生器氮气查漏试验技术支持	ELECTRICITE DE FRANCE
	大亚湾核电站 1DEG101GF 检修	岳阳恒立冷气设备股份有限公司
	工程改造技术服务	中国核动力研究设计院
	日常及大修人力支持	深圳东北核电建设有限公司
	220 kV LGR 系统检修技术支持	GIS unit
常规岛大修劳务支持	清河电力检修有限公司	

2004 年电站开始实施四台机组的大修工作, 常规岛及 BOP 的系统大修引进了标准工时的合同计价模式, 大大规范了维修项目工作量的评定和价格确认。几家承包商共同参与核电站主机及辅机大修工作, 形成了供应相对稳定但不失竞争性的良好局面。

(3) 日常维护与服务合同

在机组正常运行期间, 仍有一系列的日常维护和保养问题需要通过外部支持来解决, 此外还包括行政生活方面的外部服务的采购。2004 年度公司基本上维持了业已存在的承包商的长期合同关系。由于增加了岭澳核电站二期相关的合同工作, 部分承包商提供服务的人数有所调整。

(4) 技术改造项目合同

2004 年度签订技术改造合同约 181 项, 累计金额 2 787 万美元 (不包含基建施工改造项目)。本年度较有影响的技术改造项目列于表 5. 8. 1-4。

表 5. 8. 1-4 技术改造类合同

序号	项目名称	承担单位
1	岭澳核电站主变压器备用相采购	AREVA & DUK Ltd.
2	大亚湾核电站 2 号发电机损伤转子返厂修复	ALSTOM Turbine Generators China Ltd.
3	大亚湾核电站 2 号机组燃料组件变形事件处理	FRAMATOME ANP/COGEMA LOGISTICS
4	大亚湾核电站 1 号、2 号机组循环冷却水出口改造	中国海洋工程服务公司广州公司
5	岭澳核电站 1/4 换料技术转让	COMBUSTIBLE NUCLEAIRE/FRAMATOME ANP
6	制氢系统 (SHY) 更新	北京汉氢科技有限公司
7	大亚湾核电站 1 号机组第十次大修核岛部分设备换料大修及设备改造实施	深圳纽科利核电工程有限公司
8	环吊控制系统改造	FRAMATOME ANP
9	LX 厂房 24 m 平台屋面增建办公室的施工	深圳华兴建设有限公司
10	大亚湾核电站 KRT008MA 改造	CANBERRA EURISYS S. A
11	大亚湾核电站第二批十年改造项目	北京和利时系统工程股份有限公司
12	KME 系统改造	中国建筑第二工程局深圳分公司

(5) 劳务技术支持

2004 年度继续通过劳务支持合同获得必要的技术支持服务。共签订各类合同约 28 项, 累计金额约 799 万美元。其中国外劳务技术支持 (EDF、FRAMATOME、ALSTOM) 合同金额约 422 万美元, 国内劳务技术支持合同金额约 411 万美元。

(6) 培训

2004 年继续实施电站自主化维修培训、干部管理培训以及各个部门的岗位技能培训, 重点是各类岗位培训。全年共签订各类培训合同 69 项, 累计金额约 90 万美元, 合同数量较 2003 年增长 30. 2%。

(7) 行政后勤

2004 年度 DNMC 共签订票务、翻译出版、公共关系、办公设施的采购、维修及报废、后勤服务 (交通、绿化、餐厅、清洁、行政劳务用工) 等方面的行政后勤保障合同 174 项,

累计金额 1 469 万美元，合同金额比 2003 年增长 40%。主要合同见表 5.8.1-5。

表 5.8.1-5 行政后勤类合同

序号	项目名称	承担单位
1	国际票务	Air France, Swire Travel
2	维修、清洁、绿化服务	核服总东部分公司*
3	餐厅、宿舍管理, 传达及会议服务	核服总东部分公司
4	交通运输合同	广东核电服务总公司/野生动物园公司车队
5	公关中心及南区足球场绿化改造工程	核服总东部分公司
6	非放射性工业垃圾场管理	核服总东部分公司
7	两电站行政楼消防系统维护	深圳市高力消防工程有限公司
8	核电征地边界森林防火线维修	深圳市龙岗区大鹏镇人民政府
9	废旧物资处理	深圳市龙岗再生资源有限公司
10	广东核电报刊印刷	深圳出版业协会

注: 广东大亚湾核电服务(集团)有限公司东部分公司。

(8) 建设工程

2004 年度在建设工程方面共签订该类合同 104 项, 累计金额 570 万美元(包含基建施工改造项目)。主要包括: 现场生活区土建维修、LMX 厂房防火涂料维修、岭澳核电站进水渠拦污网改造、核电武警营地附属工程施工、专家村菊花阁及梔子阁维修改造工程、PX 及 HX 厂房部分墙板和 MO 厂房屋面板更换、三号路改造工程施工、连廊会议中心维修工程施工、BA 楼改造土建配套工程等。

(9) 信息工程

为了适应 DNMC 群堆管理和与集团信息共享的要求, 充分发挥信息技术在核电集团管理中的作用, 2004 年信息技术中心信息工程类合同共 52 项, 累计金额约 291 万美元。其中通信项目 24 项, 合同金额 46 万美元, 计算机项目 28 项, 合同金额 245 万美元, 合同金额较 2003 年有所下降, 主要合同见表 5.8.1-6。

表 5.8.1-6 信息技术类合同

序号	项目名称	承担单位
1	综合应用系统服务器、数据库平台建设	深圳市傲冠电脑系统技术公司
2	软件研发服务合同	深圳市吴辰电子有限公司
3	广东核电 IT 客户端服务外包项目	中国惠普有限公司
4	微软企业技术支持服务	微软(中国)有限公司
5	两电站网络综合布线与维护	核服总东部分公司
6	FAMIS 系统 2004 年改进优化	机械工业信息中心
7	中国电信“全业务组合服务协议”	中国电信广东省电信公司深圳分公司
8	核电监控光缆敷设设施合同	核服总东部分公司

5.8.2 合同管理工作

1. 合同的行政管理

2004年合同处进行组建合同采购业务组的规划,将人员按采购专业类别分组。根据采购性质和范围的不同确定小组成员,每组由有经验的采购员和采购助理组成。这一方面有利于人才的合理利用,同时可以实现以老带新,尽快提高合同采购新进人员的整体业务水平。初步商定将人员化分为涉外合同、大修服务合同、土建合同、日常劳务及支持合同、行政后勤服务合同、燃料采购合同、保险等其他合同等几个业务组,每组选定一个负责人。

2. 合同的业务管理

采购员对具体合同的业务管理体现在:不同合同由具有相关专业技术知识和商务工作经验的合同采购人员进行具体管理。特殊合同由资深采购员起草或审查合同文本,凭借其工作经验确定合同形式和内容、控制和消除合同执行中可能出现的索赔事宜以及潜在的争议,规避合同陷阱。

所谓采购项目风险管理就是对潜在的意外损失进行辨识、评估、预防和控制的过程。工程服务采购项目由于其规模大,周期长,生产的复杂性等特点,在实施过程中存在着许多不确定的因素,比物资采购具有更大的风险,进行风险管理尤为重要。

2004年合同的业务管理方面主要进行了以下几方面的工作:

(1) 编制大亚湾核电运营管理有限责任公司商务合同标准文本,并系统咨询律师,对合同的主要内容、签订以及合同争议的解决等条款进行原则上的规定;

(2) 建立大修项目标准工时采购模式;

(3) 授权专人兼管COMIS系统采购信息录入审查和状态确认,保证采购数据的准确性;

(4) 特殊重大项目采取专项小组采购制,一人牵头负责,小组成员横向组合。在此模式下成功地完成了大亚湾核电站2号机燃料组件变形事件处理及相关保险索赔等项目;

(5) 群堆管理模式下的涉外大合同修改。已完成FRAMATOME ANP的《核岛维修及工程服务合同》更新,计划2005年对ELECTRIC DE FRANCE的《生产服务与技术转让合同》进行深入讨论并定稿。

5.8.3 备品备件采购管理

1. 备品备件采购

2004年备品备件采购取得了长足的进步,除了保障四台机组日常维修外,面对突如其来“5·19”和“7·10”重大事件,快速响应,提供了及时的备件供应,特别是4次大修的备件平均到货率达到90%,创造了历史新高。具体管理措施如下:

(1) 指标管理

2004年TCS推出了DNMC供应管理指标,对采购申请、订单推荐、支付、到货验收等环节进行综合、系统化管理,同时在处内,细化管理指标、落实到人,通过指标牵引采购过程管理。

(2) 加大订单跟踪执行力度

对于发出去的订单及时跟踪供应商的执行情况,特别是加大交货跟踪力度,改变了以往大部分订单推迟交货的局面,使大修特别是重要备件都准时或提前交货,保障了现场需要。

(3) 专业化采购管理

为了让采购人员更好地了解现场、更好地发挥各自的特长、更好地与使用部门配合,生产物资采购科将人员按执行处专业分为电气、仪表、静机、转机、系统等五个组,使采购工作向更加专业化发展。

(4) 加大基础工作力度

包括改革 CRO 产生条件,使得原来 11 500 种变为 2 300 种,而且将现场常用物项(连续三年都有领用记录)全部纳入 CRO 管理,大大减少了不必要的物项采购,控制了库存。对于采购量大而且申请频繁的厂家的备件进行了清理和集中采购,对化学品种类进行了整合。清理数据库中的历史数据(包括预留、无效采购等);推广了采购推荐书电子审批,提高了审批效率,这些基础工作对提高采购效率有着积极的作用。2004 年物资采购总体状况如表 5.8.3-1。

表 5.8.3-1 2004 年物资采购总体状况

类别	申请单份数	申请单项目数	订单项数	地域	订单份数	金额/美元
库存物资	3 495	11 266	9 120	国内	2 175	15 777 863
非库存物资	1 164	8 711	8 465	国外	1 281	38 180 379
合计	4 659	19 977	17 585	合计	3 456	53 958 242

2. 大修备件供应

2004 年共经历了岭澳核电站 1 号机组第二次大修、大亚湾核电站 2 号机组第十次大修、大亚湾核电站 1 号机组第十次大修、岭澳核电站 2 号机组第二次大修共四次大修,备件供应状况如表 5.8.3-2 至表 5.8.3-5。

表 5.8.3-2 岭澳核电站 1 号机组第二次大修备件状态

	D-13	D-12	D-11	D-10	D-09	D-08	D-07	D-06	D-05	D-04	D-03	D-02	D-01	D
申请数	0	0	1 266	1 290	1 290	1 406	1 611	1 697	1 715	1 736	1 740	1 728	1 766	1 783
发订单数	0	0	4	162	371	866	1 305	1 570	1 619	1 652	1 664	1 692	1 716	1 753
到货数	0	0	0	2	5	28	59	138	372	510	1 005	1 504	1 533	1 652
当月订购率/%	0	0	0	0	0	62	81	93	94	95	96	98	97	98
当月到货率/%	0	0	0	0	0	2	4	8	22	29	58	87	87	93
申请比例/%	0	0	71	72	72	79	90	95	96	97	98	97	99	100
订购比例/%	0	0	0	9	21	49	73	88	91	93	93	95	96	98
到货比例/%	0	0	0	0	0	2	3	8	21	29	56	84	86	93

表 5.8.3-3 大亚湾核电站 2 号机组第十次大修备件状态

	D-13	D-12	D-11	D-10	D-09	D-08	D-07	D-06	D-05	D-04	D-03	D-02	D-01	D
申请数	834	838	865	1 350	1 410	1 438	1 607	1 655	1 702	1 715	1 734	1 785	1 800	1 837
发订单数	278	528	621	688	945	1 108	1 220	1 276	1 415	1 548	1 595	1 665	1 743	1 784
到货数	62	107	116	177	225	354	460	617	725	891	967	1 270	1 511	1 646
当月订购率/%	33	63	72	51	67	77	76	77	83	90	92	93	97	97
当月到货率/%	7	13	13	13	16	25	29	37	43	52	56	71	84	90
申请比例/%	45	46	47	73	77	78	87	90	93	93	94	97	98	100
订购比例/%	15	29	34	37	51	60	66	69	77	84	87	91	95	97
到货比例/%	3	6	6	10	12	19	25	34	39	49	53	69	82	90

表 5.8.3-4 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修备件状态

	D-13	D-12	D-11	D-10	D-09	D-08	D-07	D-06	D-05	D-04	D-03	D-02	D-01	D
申请数	1 417	1 579	1 598	1 632	1 669	1 699	1 747	1 759	1 783	1 840	1 900	1 985	2 031	2 049
发订单数	1 121	1 198	1 261	1 368	1 504	1 558	1 629	1 681	1 700	1 720	1 751	1 827	1 929	2 007
到货数	362	475	622	730	911	970	1 254	1 476	1 591	1 635	1 664	1 701	1 745	1 884
当月订购率/%	79	76	79	84	90	92	93	96	95	93	92	92	95	98
当月到货率/%	26	30	39	45	55	57	72	84	89	89	88	86	86	92
申请比例/%	69	77	78	80	81	83	85	86	87	90	93	97	99	100
订购比例/%	55	58	62	67	73	76	80	82	83	84	85	89	94	98
到货比例/%	18	23	30	36	44	47	61	72	78	80	81	83	85	92

表 5.8.3-5 岭澳核电站 2 号机组第二次大修备件状态

	D-13	D-12	D-11	D-10	D-09	D-08	D-07	D-06	D-05	D-04	D-03	D-02	D-01	D
申请数	1	30	1 012	1 025	1 044	1 221	1 291	1 447	1 557	1 576	1 584	1 587	1 633	1 683
发订单数	0	7	16	104	244	473	620	844	1 056	1 199	1 407	1 502	1 544	1 617
到货数	0	0	1	1	10	52	115	208	273	415	496	634	866	1 436
当月订购率/%	0	23	2	10	23	39	48	58	68	76	89	95	95	96
当月到货率/%	0	0	0	0	1	4	9	14	18	26	31	40	53	85
申请比例/%	0	2	60	61	62	73	77	86	93	94	94	94	97	100
订购比例/%	0	0	1	6	14	28	37	50	63	71	84	89	92	96
到货比例/%	0	0	0	0	1	3	7	12	16	25	29	38	51	85

说明：1) “D”表示大修开始的时间点，“D-01”表示大修开始前一个月，“D-02”表示大修开始前两个月，依此类推。

2) 所有申请比例、订购比例、到货比例均以大修开始时申请的项数为分母。

从表 5.8.3-2 至表 5.8.3-5 可以看出：

(1) 与历年的大修备件采购记录相比，这四次大修的备件到货率创造了历史最好记录，在岭澳核电站 2 号机组第一次大修以前到货率一直徘徊在 50% 左右，岭澳核电站 2 号机组第一次大修到货率最高达到了 79.3%。

(2) 岭澳核电站 1 号机组第二次大修、大亚湾核电站 2 号机组第十次大修、大亚湾核电站 1 号机组第十次大修在 D-07 (大修前 7 个月) 时备件申请比例分别达到 90%, 87% 和 85%, 而岭澳核电站 2 号机组第二次大修在同期只有 77%, 再加上应对“5·19”和“7·10”突发事件和大亚湾核电站 1 号机组第十次大修期间大量的紧急采购, 导致岭澳核电站 2 号机组第二次大修前到货率比其他几次低, 但值得一提的是岭澳核电站 2 号机组第二次大修备件订单的承诺交货率只有 62%, 也就是说按订单上的承诺, 大修前只能有 62% 的备件能到货, TCS 做了大量工作使得 85.3% 备件如期到货, 创造了提前交货率达 23.3% 的历史最高记录。

3. 供应商管理

2004 年供应商数量的增加趋势依然强劲, 全年共收到 I, II, III 类供应商使用申请单 323 份, 经评审引进的供应商 (含扩展服务范围的) 有 270 家, 组织安排源地评审 38 次, 对 317 家到期的供应商进行了表现评价, 暂停和取消了 90 多家供应商的资格, 通过对供应商队伍的优胜劣汰, 使供应商数量的实际增长率基本控制在 5% 左右。完成对 20 家国内供应商、代理商进行重点跟踪分析, 对 5 份供应商管理相关程序进行了完善修订, 对 849 家国外原供应商资格进行审定并申请资格延期。

4. 报关与运输

与承运商 (GEODIS) 的合作进一步融洽, 与海关、商检等部门的沟通保持了良好的趋势。组织了燃料组件抢修所需的物资、抢修工具的运输, 开通了第二条运输放射性危险品运输通道。组织了反应堆大盖、大亚湾核电站发电机转子等大件物资的运输。在积极不懈的努力下, 岭澳核电站主变压器申请免税进口的工作取得成功。全年两电站进口备件价值 40 168 715 美元, 总计 352 批, 平均通关时间为 11 天。大亚湾核电站免税进口备件价值 15 912 555 美元, 为公司节约税金 3 978 138 美元。

5.8.4 仓储管理

2004 年仓储管理工作的重点是确保电站机组大修备件、大亚湾核电站十年改造设备和岭澳核电站工程安装剩余备件的验收和发放工作及时完成。同时, 在备品备件储存、保养和化学危险品管理等方面进行了规范化、标准化操作的管理改进, 促进了仓储管理水平的提高。

1. 仓库业务方面

今年主要工作任务是完成了四台机组大修备件的验收及发放工作。同时完成了大亚湾核电站大批用于十年改造设备的接收和存放, 岭澳核电站约 5 000 项工程安装剩余材料及备件的接收入库工作。两座电站仓库共完成库存备品备件条形码标签更换 52 000 项, 比计划工作量超出 30%, 此项工作于 2005 年即可完成。库存备品备件保养维护方面, 在 COMIS 中开发完成通用备件的定期养护模块, 使库存中约两万项备件由纠正性保养改进为预防性保养。同时, 对仓库使用的养护材料进行了优化清理, 规范了保养操作方法和正确使用养护材料。此项工作的开展, 使降低库存损耗、提高备品备件的可靠性有了保障。

2. 仓库建设改进

今年完成了 AK, EF, FC 三个仓库的货架安装和更换, 并对相应储存的物资进行了清理调整。完成仓库到货和库存不符合项储存区域的规划调整。LAF 仓库照明系统完成改造工作, LFC 仓库进行了防光处理。

3. 仓库安全管理

进一步加强安全学习和培训,提高仓库全体员工的安全意识和安全操作技能。今年有5人通过参加培训,取得国家颁发的化学危险品操作证书。完成化学危险品验收标准的制定和相应培训,对AX危险品仓库进行分类调整,使危险品的储存更加合理。完成仓库消防系统试验程序的升版和修订工作。

仓库各项数据统计和业绩指标见表5.8.4-1和表5.8.4-2。

表 5.8.4-1 仓库数据统计表

项 目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	2002 年	2003 年	2004 年	2002 年	2003 年	2004 年
年终库存品种/项	43 568	45 139	45 983	15 648	31 411	33 813
年终库存金额/美元	102 779 716	103 470 146	112 697 329	—	63 135 817	83 589 616
库存验收项数	3 856	6 597	5 652	10 240	20 234	11 473
非库存验收项数	2 907	2 534	2 486	2 236	1 799	1 954
出库项数	17 681	27 412	30 227	988	12 113	15 774
出库金额/美元	10 411 889	12 134 111	18 995 826	—	4 431 885	11 521 880
退库项数	1 122	1 735	1 396	54	807	1 232
退库金额/美元	2 755 965	1 725 365	3 742 530	—	2 453 885	1 551 735
定期保养项数	1 277	1 284	1 189	502	510	914
改进保养项数	1 546	1 058	2 589	118	422	1 781
寿期控制项数	3 096	513	686	2 345	80	326
计划盘点项数	18 880	26 239	26 400	—	17 352	26 103
交易盘点项数	37 339	43 520	29 000	—	40 823	23 339

表 5.8.4-2 仓库管理业务指标

项 目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	2002 年	2003 年	2004 年	2002 年	2003 年	2004 年
工业安全事故	0	0	0	0	0	0
火险事故	0	0	0	0	0	0
交易盘点差异率/%	0.23	0.20	0.15	0.14	0.176	0.17
计划盘点差异率/%	0.43	0.30	0.16	0.60	0.47	0.34

5.8.5 承包商管理

2004年共有405家承包商与大亚湾核电运营管理有限责任公司有正常的合同业务关系,由于全年4次大修和岭澳核电站二期的启动(包括部分集团项目),使得合同项目数量增加。供应商数量较去年增加74家,增长22%。

其中签约合同金额排名前28家的供应商合同额达到22362万元,占年度总合同金额的99%;排名前10家供应商的合同金额达到19368万元,占年度合同总金额的86%。主要承

包商情况见表 5.8.5-1。

表 5.8.5-1 主要承包商

序号	承包商名称
1	中国原子能工业公司
2	FRAMATOME ANP
3	深圳准电检修公司
4	深圳纽科利核电工程有限公司
5	广东大亚湾核电服务(集团)有限公司东部分公司
6	清河电力检修有限公司
7	COMBUSTIBLE NUCLEAIRE
8	ELECTRICITE DE FRANCE
9	COGEMA LOGISTICS
10	深圳凯利集团公司

5.8.6 库存管理

1. 库存物资数据库的建立和维护

2004 年共新建物资编码 4 809 项, 其中, 大亚湾核电站物资新编码 2 107 项, 岭澳核电站物资新编码 2 702 项, 物资数据库中的物资编码总数升至 119 336 项。

2004 年 10 月至 12 月底, 圆满完成了岭澳核电站工程移交备件的验收编码入库及估价项目工作, 满足了国有资产管理办公室对岭澳核电站工程剩余备件的检查要求。

2004 年共处理仓库物资异常单 217 项, 其中, 大亚湾核电站仓库物资异常 115 项, 岭澳核电站仓库物资异常 102 项。

2004 年共对 2 295 份有物资编码的采购订单进行了技术信息审查, 及时避免了采购错误物资, 保证了供货质量。

2004 年在物资数据库管理方面进行了如下改进:

在经理部“采购职业化”的要求下, 对采购员进行了物资数据库的培训和授权, 坚持对大亚湾核电站每月到货物资进行独立检查制度, 由采购员本人到仓库检查自己所采购的到货物资, 一方面增进了采购员对所采购物资的技术参数理解; 另一方面能及时发现物资到货错误, 保证供货质量。2004 年共核对采购到货实物 4 866 项次。

实施了跟踪到人的量化指标管理, 对每个人的工作数量和工作质量进行指标管理, 使得每一项工作处于可跟踪、可控制的管理状态。

2004 年对物项替代物资的编码规则进行了改进, 避免了原来编码规则所造成的库存积压问题, 而且新的编码规则更有利于对物项替代物资进行使用状况跟踪, 全年共根据 284 份物项替代报告维护了库存物资数据库。

2004 年在电脑中心的配合下对物资数据库中的一些不良物资编码进行了专项清理: 修改了 25 287 项核对标记不规范的物资编码; 对 505 种化学品的数据进行了清理; 对 461 种润滑油的寿期、包装规格、验收方式进行了清理。

综上所述,2004 年对库存物资数据库中 11 039 项物资编码进行了修改和维护,大亚湾核电站的数据库质量指数从 2003 年的 0.834 提高到 0.835。岭澳核电站的数据库质量指数虽然比 2003 年底的 0.937 略有下降,仍然保持在 0.932 的高水平。

两个核电站库存物资数据库清理情况分别见表 5.8.6-1 和表 5.8.6-2。

表 5.8.6-1 大亚湾核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2003 年底	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
A	17 213	17 218	17 234	17 358	17 462	17 506	17 515	17 586	17 713	17 779	17 822	17 772	17 828
AA	14 354	14 456	14 414	14 424	14 446	14 424	14 485	14 402	14 340	14 352	14 324	14 469	14 407
AAA	18 980	18 974	19 078	19 113	19 173	19 320	19 404	19 549	19 667	19 717	19 775	19 833	19 946
总项数	82 284	82 758	82 828	83 074	83 315	83 429	83 600	83 749	83 895	83 987	84 037	84 241	84 391
质量指数	0.834	0.833	0.833	0.833	0.833	0.834	0.834	0.834	0.834	0.834	0.834	0.835	0.835

表 5.8.6-2 岭澳核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2003 年底	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
A	2 376	2 397	2 412	2 536	2 550	2 551	2 569	2 606	2 616	2 621	2 621	2 645	2 732
AA	22 471	22 545	22 561	22 576	22 796	22 801	22 910	22 987	23 000	23 017	23 037	23 269	23 497
AAA	14 216	14 224	14 232	14 289	14 482	14 528	14 567	14 588	14 595	14 609	14 612	14 646	14 671
总项数	42 687	42 833	42 900	43 178	43 766	43 849	44 106	44 277	44 373	44 427	44 484	44 915	45 389
质量指数	0.937	0.937	0.937	0.936	0.935	0.935	0.935	0.935	0.934	0.934	0.934	0.933	0.932

注:质量指数 = (未清理项 × 0.7 + A × 0.8 + AA × 0.95 + AAA × 1.0) / 总项数

A 代表核查实物与数据库; AA 代表核查资料与数据库; AAA 代表核查实物、图纸资料与数据库。

2. 库存控制

2004 年在公司成本控制政策指导下,合同供应处与财务部、发电规划处成本控制科、各成本中心密切配合,开展了库存控制工作。

(1) 严格审查《库存物资编码及采购申请表》、《MRO 采购申请》和《CRO 采购申请》,杜绝重码和不必要的采购,取消或退回采购申请多项。

(2) 与外部科研单位及电脑中心合作,在库存物资数据库中开发和集成了共同拥有知识产权的“库存控制计算器”模块,计算一种物资的最大最小库存只需要短短的十秒钟,使得采购员对每一种申请采购的物资进行库存控制成为可能。

(3) 在各执行处和电脑中心的配合下,对库存物资数据库中十多年来积累的无效预留数据进行了彻底清理,共删除 1 762 条无效预留数据,至少节约采购成本 665 万美元。

通过上述库存控制工作,在不增高物资缺货风险的前提下,大亚湾核电站和岭澳核电站的库存价值总值维持在 1 亿多美元水平。

5.9 人员培训及授权

5.9.1 培训管理活动

根据《2004 年度电站总体培训大纲与培训计划》及《2004 年度 TTC 管理改进计划》的要求，2004 年度电站培训工作如期完成各项任务，完成全员培训时间与工作时间之比为 6% 的指标，相关培训数据统计如表 5.9.1-1。

表 5.9.1-1 培训统计

类别	开设课程门数/门	课程期数/期	培训负荷/(人·时)
授权培训	20	128	41 870
模拟机培训	13	127	22 512
模拟机专项演练与工况分析	—	43	—
技能培训	21	39	21 783
大修专项技能培训	25	42	10 736
管理培训	9	22	8 447
技术专项培训（防人因失效）	6	27	6 194
特种作业培训	14	18	2 846
外语培训	3	4	1 890
计算机培训	15	86	12 690
入厂安全知识培训	2（中英文两类）	140	7 312
其他培训	24	44	9 829
年度总计	152	720	146 109

5.9.2 授权培训完成情况

1. 组织方式

本年度基本安全授权复训继续采用套餐的形式组织实施，并在组织流程方面进行了优化，按照工作专业不同将复训分类组织实施，提高了组织协调效率，并增强了培训的针对性。授权初训也基本采用组合套餐的形式，即根据新员工到岗、承包商进厂的时间安排结合实际需求组织安排课程。

2. 授权培训完成情况

通过精心的计划及合理的组织安排，采用授权培训指标控制的手段及培训管理软件的跟踪提醒，各处员工都能积极参加基本安全授权培训课程，总体完成情况良好，全年全员授权培训完成率达到了 98%。

5.9.3 管理培训改进

1. 制度化建设

鉴于管理培训需求量大及较多管理层干部走向新的管理岗位的现状，有必要对目前管理

培训进行规范,并与公司授权管理相结合。为此,人力资源部及 TTC 通过对核电站管理人员的岗位资格及素质能力要求进行分析,结合公司岗位任务分析成果和管理干部现状,初步完成管理培训程序“管理培训与授权”的编写,拟通过试行该程序并不断完善,逐步建立起系统和规范的管理授权培训制度。

2. 培训课程(项目)的组织

与往年相比本年度 TTC 加大了管理培训课程(项目)的设计、策划的力度,针对电站不同的团队及专业特点组织安排课程,取得了很好的培训效果。如:针对运行人员的特点为运行一处、二处的运行值团队开设《团队沟通与协作》拓展训练;为寿命与老化等改造项目组的成员进行《项目管理》培训;为商务人员、预算和财务管理人员及审计人员开设《采购管理》培训等等。

另外, TTC 针对管理层普遍的需求,为公司科级以上干部组织开设了《劳动法律、法规与员工关系管理》、《国家能源发展战略及电力企业的竞争和经营管理》和《六顶思考帽》等专项课程。

3. 培训方式与手段的变化与改进

面对 2004 年生产形势给管理培训带来的时间限制, TTC 与人力资源部门采用了更加灵活及先进的方式,具体包括:购买优秀的管理书籍发给管理层人员自学,并要求其提供学习报告;为公司 150 余名处级以上干部统一开通了“世界经理人”管理网站(一个优秀的学习交流管理知识平台)的 VIP 学习账号等等。先进的培训手段及灵活的培训方式有效地满足了干部自我培训的需求,并解决了干部工作与培训在时间方面冲突的矛盾。

5.9.4 模拟机培训

核电站的安全可靠运行是公司赖以发展的基础,因此为机组输送合格的操纵员,维持和提高现有操纵员的技术水平,始终是模拟机培训的核心任务。2004 年,为了确保 DNMC 安全生产顺利开展,在模拟机培训方面推出了一系列新的举措,完成各级领导下达的培训任务。

1. 模拟机教学

全年共开设课程 13 门,计 127 期,每期学员 4~6 人,培训 592 人·次,计 22 512 人·时。全体教员完成模拟机教学工作负荷为 188 教员·周,运行人员的初训、复训各类课程完成率为 100%。完成操纵人员执照考试,计 30 教员·周。全年累计工作负荷为 218 教员·周。计划内课程完成率为 100%。

规范模拟机初训教学体系,引入学员面谈、报告审查等制度,并对教学环节和考核方式进行了改革;完成 M0, M1, M2, MT 等课程教材的编写工作,并对 MR, MS, MST 的教学材料进行重新编写和规范。总结 M3 课程教学经验,完成《事故规程预想和应对策略》的初稿编写。

2. RO/SRO 取照模拟机考试

电站组织实施的年度操纵员(RO)取照考试,共 16 人参加,其中 11 人通过,通过率 68.8%。高级操纵员(SRO)取照模拟机考试,共 25 人参加,其中 9 人通过,通过率 36%。

3. 现场技术支持

为配合现场生产,全年共为运行人员开设专门培训 29 期,涉及机组启动并网、解列、风险分析、经验反馈、重大试验等多个专题,并根据运行现场实际要求开设 9 期延伸运行专

项培训。此外,根据机组上存在的缺陷进行模拟机演练和分析,共提供10份专题报告供运行人员参考。

5.9.5 技能培训

1. 技能培训课程组织实施

多年来,技能培训的不断开展在员工岗位工作技能提升方面发挥了应有作用,一直受到各级领导的关注和专业处员工的青睐,已成为电站培训领域重要的组成部分。但由于受培训设施、有效培训时间等因素的限制,尽管专业处培训需求量较大,目前也只能在过渡性技能培训实验室采取内外部教员结合授课等方式开设各类基本技能培训。

本年度主要组织实施了以下几方面的技能培训课程:

(1) 在深入分析需求的基础上,开设了15门共17期针对性较强的技能培训课程,较好地满足了员工技能培训需要;

(2) 配合年度内历次大修,为维修部各相关专业处和大修承包商开设了25门共42期大修专项技能培训课程,达到了大修前技能练兵和技能考核的目的;

(3) 结合电站“5·19”、“7·10”事件的经验反馈,为运行人员制定了专项技能培训计划,并已按计划完成《电动头工作原理及操作》课程教材编写和12期《核岛继电器控制》课程的组织实施。

2. 新建技能训练中心项目

新建技能训练中心项目工作于2001年度启动,先后完成了项目申报和选址、工程项目管理组织机构成立、地质勘探以及总体规划与方案设计。目前正在进行工艺与土建施工详细设计,预计2005年9月开始土建施工,2006年6月建成投入使用。

2004年度完成以下工作:

(1) 完成了工艺与土建施工详细设计承包商的选择和设计合同谈判与签订,并于2004年10月正式开始了工艺与土建施工设计,设计工期为8个月;

(2) 成立项目领导小组,加强项目的运作管理;

(3) 根据项目总体进度安排,完成了项目里程碑计划、工程总体进度计划、各分项进度计划的编制;

(4) 聘请外部具有评估资质的机构对拟建场址进行了环境影响性评价,评价结果表明该场址基本满足要求;

(5) 根据项目进度安排,继续进行技能培训设备的采购工作。考虑到专业处的技能培训需要,陆续到货的设备已充实到过渡性技能培训实验室开展培训。

5.9.6 承包商培训与授权管理

目前在承包商培训与授权管理方面,主要是对各单位培训体系运作及自主培训的组织实施进行监督、检查与规范,并为各单位提供必要的培训支持(针对管理层人员、教员等开展专项培训)。2004年度按计划开展并完成了以下主要工作:

1. 监督、检查与独立考核

(1) 完成针对10家承包商自主培训与授权组织实施情况的年度检查。检查结果表明总体状况良好,但仍然存在不少问题。

(2) 继续组织针对承包商新任及授权延期的日常工作负责人进行独立考核评价,考核

结果作为其获得工作负责人授权的重要依据。2004 年度共有各单位 260 余人通过考核获得日常工作负责人授权, 约 30 人因考核不合格而未获得授权。

(3) 组织完成参加年度内历次大修的承包商人员的入厂考核, 共约 2 800 人通过考核入厂工作。总体来看, 由于在出题方面更加强调整灵活性和针对性, 使得考核试题在保持适当难度的基础上更为客观, 更加符合现场工作质量安全管理的要求。

2. 专项培训组织实施

(1) 本年度继续组织完成一期以培训方法为核心内容的《承包商教员专项培训》。培训为期 7 天, 共有来自 12 家承包商单位的 64 名教员参加了培训。培训及考核结果也作为年度内教员资格审核的主要依据。

(2) 结合公司开展“防人因失效经验反馈培训”的要求, 组织实施一期《承包商骨干人员防人因失效》培训, 共计 7 家承包商单位 61 名中高级管理层人员参加。

3. 其他规范性工作

(1) 完成《核电站基本安全授权培训》教材的编写与正式出版。

(2) 全面完成《核电站入厂安全培训》多媒体培训软件的制作。该软件包括中文及英文两个版本, 涵盖了电厂保卫、工业安全、消防、应急响应、现场急救、辐射防护等六门主要安全授权课程内容, 用于开展安全授权初训与复训的参考及新招大修劳务人员(如参加大修入厂考核的 C 类人员)培训。

(3) 完成电子化标准考核题库建立。题库包括各类题目约 1 600 道, 涵盖了各安全授权培训课程知识要点。

5.9.7 其他培训工作

针对现场发生的“5·19”和“7·10”事件, TTC 根据电站维修、技术人员的工作特点, 编制完成了“维修主管防人因失效”和“工程技术人员经验反馈”专项培训教材, 并组织维修、技术人员进行轮训, 由于培训紧密结合电站的实际需求, 培训取得了良好的效果。

2004 年度生产现场对特种作业人员的需求大幅增加(从 2003 年的 107 人增加到今年的 186 人)。全年完成的特种作业培训及取证工作包括: 起重机械、厂内机动车两个工种共 59 人的新取证培训、考核及操作证办理; 起重机械、厂内机动车、焊接及登高架高四个工种共 107 人的复审培训、考核及操作证年审换证办理; 悬挂按钮盒式行车操作工共 95 人的厂内复训考核; 高空作业车操作工共 20 人的厂内培训考核。

公司 2004 年度招聘了 152 名新毕业员工, 为使其在上岗前系统获取核电专业技术基础知识理论和岗位所需技能, 了解核电的企业文化, 实现从学生到企业员工的过渡, TTC 组织其参加了外部岗前培训及入厂综合培训。培训的内容包括: 核电基础知识培训、外语培训、公司政策、管理制度及公司文化培训、电站现场工作的基本安全知识及技能的培训、团队拓展训练、军训及艰苦奋斗传统教育等等。

为提高员工的通用技能, 本年度 TTC 继续开设业余英语、业余法语和计算机培训。由于现场大修任务紧张, 暂停了脱产英语培训。

5.10 文件、档案与资料管理

2004 年的文档服务工作, 立足现场, 围绕安全生产, 以主动服务, 方便用户为宗旨,

以积极改进,务实创新为手段,在抓好文档基础工作的同时,积极改进服务模式,开拓全新服务手段。在做好文档服务的同时,更加注重利用公司信息化建设成果来提高效率和节约资源。

5.10.1 文档基础工作

1. 加强文档收发控制

(1) 利用公司网络资源优势,对信函进行扫描后实行分发电子文件,并对分发过程实施阅读跟踪,该方式已得到了员工们的认可和好评,同时也大大提高了信函分发传递的速度和准确性。

(2) 通过多途径宣传和培训,让员工充分利用网上电子文件资源,推动员工形成利用电子文件的工作习惯;通过多级授权,让员工方便地利用电子文件,缩减纸质文件分发(目前除了运行、维修、应急等几个主要卫星文件库还保留纸质流程图文件以外,其他部门均已取消纸质流程图文件分发);员工利用网上电子文件资源来指导工作,保证了文件利用的准确性。

2. 规范档案收集

加强档案收集的计划性,注重在接收前的组卷指导和接收时的质量验收。在2004年初制订档案接收计划,并分发到公司内部各个职能部门,让各部门提前做好档案移交准备工作,然后按计划跟踪执行,按时接收;为了保证各部门组卷归档文件质量,对每一类档案都编写相应文件材料归档细则,详细规定了该类档案的组卷要求和检查验收标准,以利于各部门参照执行。

3. 提高档案保护力度

(1) 确定了特种介质档案的管理方法和要求,完成《磁性载体档案管理和保护细则》、《照片档案管理》、《光盘管理》等工作程序编写。并对大亚湾地区780个钻孔、3690箱岩芯材料进行清理与入库。

(2) 逐步进行录像带、磁盘、岩芯实物等特种介质档案的清理,2004年委托江西省核工业地质局开展并完成了岩芯档案整理工作。其他磁性特种介质文档也从延长档案保护期限的角度出发,有计划地转刻成光盘保存。

4. 改进文档服务

(1) 对大亚湾核电站233种系统手册(SDM)和9600多份关联文件进行了清理和著录标识,并将清查过程中发现的共32个问题提交工程处技术人员予以澄清或修改;配合工程处对大亚湾核电站维修手册(EOMM)文件进行了一次全面的清理,关联了维修手册1908份和相关附件9300份。规范了每份维修手册的附件清单,为今后的使用和修改、升版打下了基础。

(2) 流程图网站、电子文件生成系统等一批与现场紧密结合的信息化系统相继问世,大大提高了文档服务效率,文档服务科还充分利用公司内部局域网和内部邮件通信系统用电子文件的方式为生产服务。

(3) 制作常规岛部分系统支架、核岛部分区域支架、设备规格书、备品备件制造完工报告、第五台柴油机、紧要凭证、实物档案等一批专题目录,主动为生产服务。

5. 文档信息化建设

(1) 成立了图书信息资源网(数字图书馆)建设项目领导小组和工作小组,对国内数

字图书馆成熟系统及应用情况进行多次调研,结合公司实际,确定了运营公司数字图书馆建设方案和电子图书及期刊全文数据库采购方案,完成了承包商推荐和技术规范书初稿编写。目前正在积极推动信息中心尽快实施,争取在2005年建成投产。

(2) 经过一年的开发,电子文件生成系统目前已完成备忘录、会议纪要和报告等模块的开发与调试,并在文档资料处内部进行了试运行测试。该系统的投运,将会改变文件、档案管理模式,提高电站文档的控制管理水平。

(3) 数字档案馆建设是列入公司5年发展的中长期计划,2004年,文档资料处在对杭州、青岛、北京等地国内数字档案馆建设进行广泛考察调研的基础上,完成了运营公司数字档案馆框架设计。

(4) 研究解决了数字信息利用中的一些关键问题,在公司内部实现了各种超大型文档(600M以上)的快速打开浏览,实现视频和音频文档的在线点播;各种数字资源(多种格式的数字图书以及CAD文件等)的方便浏览;实现了CAD文件的批量转换成PDF标准格式;实现了打印文件自动添加日期和打印人姓名等信息功能,保证现场使用最新版本文件;提出了针对DAMI系统PDF格式文档授权浏览、下载和打印等问题的解决方案。

(5) 对DAMI系统进行不间断数据维护与修改以及各类授权,保证了用户对文档、标准的查询利用和DAMI系统自身数据的准确性。

6. 知识产权保护

2004年正式启动了公司知识产权保护工作,完成2期知识产权培训。组织公司专利申报、评审,第一次报送的20个专利项目已由专利代理公司正式申报国家评议。

7. 岭澳核电站竣工文件标引

在一年时间内,通过合同承包方式委托中国核信息与经济研究院完成了岭澳核电站10万份竣工文件的主题词标引以及相关文件、主系统码、设备编码、相关区域、管线号、电缆号、贯穿件号、支架号等信息采集工作,为文档的检索利用和信息化建设打下了基础。在该项目执行过程中,同时对原《广东核电合营有限公司主题词表》进行维护,删除或修改了一批过时的、不合适的主题词,增加了一批适合现场使用的新主题词。

8. GNPS技术规范修改涉及的相关文件的切换

根据新技术规范项目组的要求,完成大亚湾核电站实施新技术规范项目所涉及的993份文件的修改与版本升级,并在规定的时间内对现场所有卫星文件库中的文件进行一次性集中更新切换。为了保证切换工作不影响现场正常生产活动,文档资料处制定了相关文件的切换计划和方法,整理了技术规范修所涉及的相关工作文件更新清单,并在24小时内高效率地完成了大亚湾核电站新技术规范及所有相关文件一次性切换工作,保证了现场生产活动的持续正常进行。

9. 其他

(1) 图书资料管理进行过期期刊的整理工作,将早期的外文期刊进行装盒处理。完成了2003年出版物的收集工作和标准汇编本的整理著录工作。

(2) 出版四期《大亚湾核电》杂志,并在印刷、编排以及编辑等方面做了很大的改进与提高。

(3) 完成了2004年度复印机的调配工作,并取得了实质性进展,保证了各复印点的合理布局与配置。及时与复印机维修商协调,使复印机保持良好的工作状态,满足了现场对文印服务的需求。

5.10.2 工作量统计 (表 5.10.2-1 至表 5.10.2-4)

表 5.10.2-1 2004 年文档处理统计

文件/份		程序/份		档案接收/卷	档案入库/卷	文件档案数字化/份	
接收	分发	接收	分发			大亚湾核电站	岭澳核电站
5 824	1 893	6 885	17 810	4 195	4 195	12 996	2 274

表 5.10.2-2 2004 年缩微制作统计

缩微制作		缩微入库/张			缩微还原 折合 A4/张	文件扫描/份
卷片/m	开窗卡/张	卷片/m	开窗卡	平片/封套片		
375 000	2 000	1 056	12 867	21 246	3 869	118

表 5.10.2-3 2004 年资料图书管理统计

图书/册			标准/册			期刊/册			资料/册	
收集 采购	分发	分编 标引	收集 采购	分发	分编 标引	收集 采购	分发	分编 标引	收集 采购	分编 标引
478	66	699	247	114	270	3 398	1 487	1 911	514	123

表 5.10.2-4 2004 年提供服务统计

文档查询				图书服务量 人·次	缩微利用量 人·次
次数/(人·次)	文件图纸/份	档案/卷	查询成功率/%		
4 824	16 360	14 177	99.54	7 279	148

文件复制			文件装订/册	翻译服务/万字	
黑白/页	彩色/页	晒图/m		自译	委托翻译
1 096.15 万	16 244	14 009	3 562	25.2	396

5.10.3 文件、资料、档案库存量 (表 5.10.3-1 和表 5.10.3-2)

表 5.10.3-1 文件、资料、档案库存量 (纸质类)

文件/份	档案/盒	图书/册	标准/册	资料/册
885 473	103 663	20 971	8 316	6 397

表 5.10.3-2 文件、资料、档案库存量 (特种介质类)

缩微卷 片/m	封套片 /张	平片 /张	开窗卡 /张	照片 /张	岩芯 /箱	磁带 /盒	光盘 /盒	软盘 /盒	录像 带/盒	实物 /件
22 943	677 400	16 323	568 100	14 286	3 541	1 273	1 249	2 029	1 010	107

5.11 计量管理

2004 年计量监督完成的主要工作有:

(1) 全年共召开了 2 次“计量监督协调会”及 1 次“计量监督研讨会”，并与公司涉及计量工作的部、处进行了多次沟通与协调，再次明确了各单位计量监督协调员的人员组成和责任，对计量归口管理与监督起到了积极的推动作用。

(2) 技术支持处计量科与公司安全质保部组成了联合监督检查小组，在大修前对公司 11 个计量相关单位进行计量监督和检查，根据检查发现的问题共发出了 10 余项整改通知单，限期进行整改。经复查大多数单位都已整改完毕，不能立即整改的个别项目也制定了具体的达标日期，促进了大修工作的顺利进行。

(3) 认真检查并答复了核安全局及公司安全质保部发出的整改项目，对建立全公司计量器具台账和不合格计量器具重新评估跟踪等问题进行了落实。

(4) 修改升版了《计量质量管理手册》、《计量管理规定》等管理程序，并按计划着手编写一批计量检定操作规程。配合公司的管理计划要求，修改了“计量检定岗位序列任职资格标准”。

(5) 为加强对计量器具送外检定的归口管理，在商务部门的协助下完成了“仪器仪表检定维修服务协议”长期合同的签订，另有 2 家正在审核中。

(6) 完成了 5 项计量标准装置的复查工作（辐射 3 项、电测 2 项）；完成了对新建标的计量标准装置的采购立项；完成了 40 余人的计量检定员资格的考核及复查。

(7) 协助公司财务部对 OAMS 系统进行计量器具的编码、录入及数据核对等工作，协调和解决各计量相关部门在 OAMS 系统中遇到的问题。

(8) 根据工作计划，制定了计量科年度培训和在岗培训计划，并如期完成了外部培训及内部在岗培训。

(9) 积极参与大修，提高服务意识和管理水平，为大修作好充足的工作准备，全力以赴为大修提供优质服务，尤其加强了为现场检定和服务的响应速度，并根据各台机组的大修进程和安排，编制检定计划，没有因为工作的失误而影响大修的质量和进程。截止到 2004 年年底，全公司共完成内部检定计量器具 7 935 台（件），外部送检计量器具 2 559 台（件），详细统计见表 5.11-1。

表 5.11-1 2004 年电站计量器具周期检定统计

台 (件)

专业处	内部检定	送外检定	合计
保健物理	4 185	21	4 206
电 气	553	5	558
技术支持	2 626	2 208	4 834
设备管理	8	26	34
合同供应	0	44	44
土 建	0	28	28
化学环保	0	50	50
仪表控制	563	177	740
合 计	7 935	2 559	10 494
百分比	75.6%	24.4%	100%

注：此表未包括现场在线计量器具的校准。

5.12 信息系统的开发与应用

DNMC 是中广核集团信息网络和应用系统的整体规划、建设和运行者。2004 年信息技术中心在行政管理部的直接领导下，在电站和集团各成员公司的大力支持下，在面向整个集团的信息系统的开发和应用的繁重任务中取得了开拓性的进展。下面从信息系统的基础设施建设、信息系统开发、信息安全与客户服务三方面逐一介绍。

5.12.1 信息系统基础设施建设

1. 计算机网络建设

2004 年中广核集团信息网络基础设施在原有的基础上进行了资源的重新整合和优化，进一步提高了信息网络的运行性能以及安全性和可靠性。现分述如下：

(1) 集团视频会议系统

2004 年实现集团视频会议系统一期工程。该系统现设集团、大亚湾、阳江、北京 4 地 6 个专业会议室，可召开最多四点视频会议，初步满足集团远程视频会议的需求，已投入使用。在试运行阶段已经召开多次视频会议，包括集团办公厅例会、集团人力资源工作会议、CNPEC MBA 及工程硕士培训等。

(2) 大亚湾工地局域网性能和稳定性建设

2004 年对大亚湾工地局域网的 6 台千兆主交换机进行内存扩充和微码升级，并配合中广核集团广域网建设对其域进行了调整，提高了大亚湾工地局域网的性能和稳定性。

(3) 启动核电数据中心项目

2004 年启动“建立和整合核电数据中心”项目，计划建立集中的 SAN 和 NAS 存储系统、改造自动磁带库系统、优化服务器平台等措施以提高系统的性能和稳定性，目标可满足 DNMC 3 年的数据存储需要，并可为 DNMC 的数字图书馆和数字档案馆的大容量存储打下基础。

(4) 电子邮件系统建设

2004 年通过网络的整合, 实现和建立了全集团公司的统一内外部电子邮件平台。通过 MS EXCHANGE 2000 全集团完全实现全体员工的 OUTLOOK 内部电子邮件交换, 每人内部邮箱达 50 MB, 现在集团内部电子邮件每天电子邮件交换量在 4 万件左右。集团互联网邮件服务器同时通过 40 Mbps 中国网专线实现与互联网连接, 为员工提供的外部互联网 50 MB 邮箱。通畅的电子邮件系统为公司员工处理业务提供便捷工作环境。

2. 通信设施建设

2004 年公司通信设施建设的重点着重于旧系统的改造, 其中主要完成的项目如下:

(1) 大亚湾现场通信系统升级改造

2004 年启动大亚湾原旧瑞典爱立信 MD110 行政交换机系统的改造项目, 改采用美国 Avaya S8700R 交换机, 装机容量 7 100 门。新系统采用 4 台 S8700 控制服务器热备份模式, 大大提高系统的可靠性, 并可与公司的计算机局域网融合, 可实现 IP 电话、软电话、一号通和统一消息等新功能。同时该系统可搭建集团范围的话务平台, 为集团的通信业务奠定了坚实的基础。

(2) 500 kV 核惠线保护及载波设备改造

由 DNMC 参与的 500 kV 核惠线输电保护及载波设备改造项目 2003 年 8 月启动, 2004 年 11 月完成。载波机改采用西门子 ESB2000i 载波机, 并增加 SDH 热备用通道, 保证了信号传输的稳定性和可靠性。

(3) 深圳一大亚湾 SDH 光纤传输系统的建设及第二路由开通

为保证了大亚湾工地与集团公司及深圳汇接中心的业务高度通畅, 建设了深圳一大亚湾 SDH 光纤传输系统, 开通了第二路由。

(4) 大亚湾核电站时钟系统改造

新系统主钟采用 GPS 加铷原子钟的方式, 时间信号精度 ≤ 1 微秒/年, 系统提供 2.048 Mb/s, 2.048 MHz, NTP, TOD, 1PPS 及环路同步方式, 为大亚湾核电站厂区内工业计算机网、仪表、通信设备提供时间同步信号, 并为厂区提供了精准的时钟。

(5) 大亚湾核电站的广播主机改造

新系统采用了智能化网络广播技术, 实现主机热备份, 并采用光纤环网方式组网, 提高了系统的稳定性, 广播操作台采用触摸屏方式替代原有按键式操作台, 改造后的广播主机功能强大、操作简便、运行稳定。

(6) 各主要通信机房的电源设备改造

2004 年完成各主要通信机房的电源设备改造, 将已经使用了十余年的相控电源设备更换为技术先进的高频开关电源设备, 节约了能源, 提高了系统的可靠性。

(7) 梧桐山机房消防系统的改造

2004 年完成梧桐山机房消防系统的改造, 消除了潜在的隐患, 为公司的通信设备的正常运行提供了安全保障。

(8) 运输中心无线对讲系统改造

2004 年完成运输中心无线对讲系统改造, 扩大了运输中心值班人员手持对讲机的覆盖距离, 为其工作提供了诸多方便, 提高了效率。

5.12.2 信息系统开发

2004年信息技术中心承担的信息系统的开发主要集中在DNMC, CNPEC, 集团公司和阳江工地方面, 开发特点主要表现在: 原有的系统不断要求优化升级, 要求更高的新需求不断提出。现就其中的重点系统的开发分述如下:

1. DNMC 改造与新投产项目

DNMC已经在电站生产维修管理、人事财务、电站行政事务管理等方面全面实现计算机网络化信息管理, 其中以电站生产管理信息系统 (COMIS) 和公司信息系统 (CIS) 为诸多应用系统的核心。2004年COMIS系统和其他系统又进一步得到优化, 同时根据生产和管理的实际需要又开发并投产了几个新系统, 具体如下:

(1) 生产维修管理信息系统 (COMIS) 二期优化

COMIS系统是两个核电站的生产维修管理核心系统, 已运行近五年, 2004年对该系统进行了进一步的改进和优化, 包括CRO/MRO、维修工作包、大修备件预测、库存控制计算接口等的改进和优化; 并彻底排除了预防性维修项目出票异常和工作票优先级变化等软件缺陷, 以及对CRO采购项目进行清理, 大大节约了采购成本和库存量, 使COMIS系统更能适应核电站的生产维修管理的要求。2004年在两个核电站经COMIS处理工作票达93 572张, 管理备件总数119 397件。

(2) 其他重要项目

2004年投入改造的重要项目还有: 预测性维修分析软件 (PdM)、培训管理系统 (TMS) 和任务督办系统。

2004年DNMC新开发投入运行的应用系统主要有: DNMC考勤加班管理系统 (WAMS)、审计管理信息系统 (AUDIS)、仪表设备预测性维修信息系统 (PFU)、放射性流出物排放管理系统 (GREMS)、保卫在线系统 (SOL)、运行二处管理信息系统 (LPOMS)、电子日志管理信息系统和行政管理部协作平台等。

其中, WAMS从2004年1月试运行以来, 实现了整个DNMC考勤加班休假的电子化、标准化和规范化管理, 简化了出差请假的审批流程, 规范了加班、迟到早退等管理。

AUDIS的开发和应用实现了审计部业务流的计算机管理, 其功能包括对审计部每年的审计计划进行管理, 包括所有审计项目清单管理、审计项目风险分析, 以及每年度的审计计划安排情况管理; 以及对每年度审计计划中的审计项目 (专项审计类) 进行全程跟踪管理, 包括各个审计项目的进度计划、风险评估、审计大纲的编制、专项审计通知、会议记录编写管理、审计报告编写、结审会议通知以及发送最终审计报告等。AUDIS的投入使用极大地提高了审计部的工作效率。

GREMS是2004年开发的重要的与生产直接相关的应用系统。广东核电放射性流出物为气态和液态两类, 气态流出物包括ETY和TEG的排放, 液态包括TER和SEL排放。GREMS实现了核电流出物排放单无纸化操作和网络化排放管理控制, 使四台机组一年产生的1 000余张排放单和相对应的实际排放操作得到有效控制和管理。

2. CNPEC 工程建设应用系统开发

DNMC承担CNPEC信息系统的设计、开发和运行维护任务。为配合岭澳核电站二期急迫的工程管理需要, 信息技术中心在吸取以往核电工程信息系统建设经验的基础上, 在2004年首先推出一批基础性信息应用系统, 其中有已完成的应用研究分析项目核电工程管

理信息资源规划,已进入运行和试运行系统有工程文档管理系统、工程设计管理系统和工程安全管理系统(一期),已启动实施的系统有工程采购合同物资管理系统、工程投资控制管理系统、工程公司部门级网站等。

5.12.3 信息安全与客户服务

1. 信息安全

DNMC 从管理和技术上实施信息安全管理。目前,信息安全管理分为信息内容安全管理和信息安全技术管理,分别由党群工作部和信息技术中心牵头负责,并制定相应的具体管理规定。2004 年根据近年的信息安全实践经验,完成了 DNMC 信息安全规定的升级修订。2004 年信息安全工作可概括为:

在管理上,为进一步加强信息安全的管理工作,在基础设施部门建立信息安全小组,落实信息安全的和技术和管理措施;建立计算机病毒应急响应组织和相应程序,即建立应对病毒突然爆发的应对机制;升级建立“信息安全”网页,每天报道信息安全威胁警告,建立起信息安全组织与广大用户之间的沟通渠道。

在技术上,随着深圳数据中心机房的建设,统一全集团的互联网出口,并把原大亚湾工地的互联网出口设计为备用出口,禁止承包商擅自开通互联网连接,保证了中广核集团的网络完整性;改造后的网关设置了性能良好的防火墙(Nokia + CheckPoint)、防病毒和防垃圾邮件(Postini)设施,保证了网关的信息安全。目前,整个集团的垃圾邮件得到完全控制;在网络范围建立 McAfee/Norton 多层防病毒体系以及 Fluke 网络监测仪专家系统,实时监测网上的异动和恶意攻击,专人值班负责。由于这些防毒体系的建立,电站顺利度过 2004 年 5 月的“冲击波”病毒的冲击。目前整个集团公司的病毒已得到完全有效的控制;在大亚湾工地现场网络实行双环冗余结构,保证 DNMC 网络的高度可用;重要生产应用系统(CO-MIS, CBA)2004 年实现建立了最小网络环境,保证了上述系统在非正常情况下的随时可用;2004 年完成增设大亚湾与深圳间的第二路由 SDH 环路,使大亚湾工地到深圳的信息通信高度可靠;根据应用系统的安全保护等级要求,制定应用系统开发的信息安全保护规定。

2. 客户服务

2004 年,信息技术中心全面承担整个中广核集团信息技术支持服务工作,包括大亚湾工地、深圳、阳江工地、北京和苏州等地,十余个单位(公司),被服务的客户人数近 4 000 人,涵盖生产、工程、机关不同要求的服务对象,服务的内容为两大部分:计算机信息网络服务和通信业务服务。

接受服务的方式主要通过网上报修(COL)或热线电话,或 ONCALL 现场应急服务。2004 年提供承诺时间内的故障报修和服务申请服务,服务指标在 99.99%,投诉次数为 0。截至 2004 年年底共完成故障报修和服务申请单 21 350 张,共完成现场维护执行服务单 5 453 张。网上报修应用系统(COL)跟踪全部报修活动和数据。为中广核的生产,特别是 2004 年的 2 个核电站的 5 次大修顺利进行提供强有力的信息技术支持和保障。

为确保加强与客户的联系和积极的支持服务相应,2004 年进一步完善了信息协调员的工作,在全集团充实和完善信息协调员和信息联系人队伍,重建了工程公司信息协调员队伍,制定相关信息联系制度,开展信息协调员相关技能培训,努力提高信息协调员的业务水平。

2004 年在全集团范围,配合集团广域网络的建设和生产大修任务,信息技术中心完成

了大规模的信息技术支持服务项目,例如,集团成员公司的网络接入、集团外部邮件系统的切换、MeAfee/Symantec 网络防病毒系统升级、统一全集团操作系统与办公平台、WindowsXP 客户端 SP2 补丁、机组大修前重要客户巡检等,为全集团的信息系统客户端平台处于良好的运行状态提供积极保证。

5.12.4 信息系统运行

1. COMIS 系统运行情况

2004 年是维修工作任务繁重的一年,具有维修工作量大、大修次数多(5 次)、大修间隔较短、大修时间跨度较长、保电任务重的特点,公司生产管理信息系统(COMIS)在全年都保持了很高的运行稳定性和可用率,对完成两个电站繁忙的生产任务起到了强有力的支持作用。

2004 年 COMIS 系统的运行情况主要概括为以下几个方面:

(1) 保持 COMIS 系统运行的高稳定性和可用率

2004 年,在信息技术中心、COMIS 专职管理小组和相关部门的共同努力下,COMIS 系统持续地保持了很高的运行稳定性和可用率。在整个年度内,系统除了因进行硬件、软件维护而引发了累计约 4 小时的计划性不可用外,基本没有出现故障引起的随机不可用现象。相对于前几年的运行状态,系统稳定性和可用率又有了显著的提高。

(2) COMIS 系统功能的改进优化

在确保不影响 COMIS 系统稳定运行的前提下,本年度内实施了多项系统功能改进优化工作。2004 年,COMIS 专职管理小组共收集用户意见和建议 77 条,根据现场的实际情况,经过认真的论证和评估,采纳了其中的 38 项。该 38 项用户意见和建议已经在 COMIS 系统程序和管理流程优化改进中得到落实。

2004 年实施的重要系统功能改进优化有:工作票另存为标准包功能的开发;工作文件包格式的优化;大修备件报表程序的改进;物资保养程序的改造;消防系统隔离单的程序改进;预防性维修高级查询程序的开发、MRO 物资采购批量查询的开发等等。COMIS 系统功能的改进优化工作对 COMIS 系统本身功能的完善以及确保现场的安全生产都发挥了积极的作用。

(3) 系统的授权管理和培训

针对越来越多的新承包商人员参与核电站日常和大修现场工作的情况,COMIS 专职管理小组恪守收到授权申请单后第一时间处理的原则,及时响应、准确授权,同时还对系统的用户授权进行定期清理,这些措施很好地保证了用户授权的及时性和有效性。2004 年累计处理 COMIS 用户授权单 189 张,处理授权用户数量 1 865 人·次。

在用户培训方面,除了对发电规划处、转机处等部门进行了一些专题的培训外,还开设了三期标准的《COMIS 通用培训》课程。另外,在系统专职管理小组组织下,完成了 COMIS 系统管理程序和用户手册的升版工作,使系统相关的支持文档得到了及时的更新,极大地方便了用户的使用。

(4) 系统的基础数据状况

2004 年初,设备管理处与技术中心合作共同策划启动了 COMIS 设备基础数据完善项目,为解决 COMIS 系统中设备数据的准确性、完整性问题提供了资源保障。另外,用户通过 CIS 上的 COMIS 数据维护信息反馈网页这个渠道来反馈设备数据问题也得到了很好的推

广, 2004 年各部门用户共反馈设备数据问题 405 项, 这些问题都得到了设备管理处及时的修正处理。对于系统中的人员、标准包、备件、预防性维修等其他基础数据, 一方面通过定期检查清理来减少系统中的“垃圾”数据, 另一方面也通过积极地培训来纠正用户在应用中的不规范操作。

(5) 系统后续发展的规划

在做好 COMIS 系统日常维护的同时, 信息技术中心也在组织推进有关 COMIS 系统的后续发展规划的研究和评估工作, 安排相关人员对最新版 MAXIMO 产品的运行环境和技术不同点进行了重点的分析和研究。另外, 岭东核电站的设备采购和生产准备工作所涉及相应的一些基础工作也已经开始启动, 为 COMIS 系统进一步适应核电发展的要求奠定了坚实的基础。

2. CBA 系统运行

自 2003 年对 CBA 用户终端清理后, CBA 运行流畅, 运作良好。但控制用户终端数量却不利于工作负责人查询工作票的状态, 为此, CBA 小组与电脑信息中心联合开发了 CIS 网上查询当日工作票的软件。通过该软件, 即控制了 CBA 的终端数量, 保证了 CBA 运行流畅, 也方便了工作负责人的查票, 同时大大减少工作负责人通过电话询问隔离经理出票情况, 使得隔离经理工作中不再因查询出票情况被打断, 一定程度上保证了隔离经理的工作质量。

为了帮助隔离经理监控好工作票的状态, CBA 与信息中心联合开发了隔离经理电子日志, 将每天机组存在的工作票、中止票、等状态票以及行动隔离的变更均体现在隔离经理电子日志中, 便于隔离经理对机组工作票的控制。

3. CIS 系统运行

2004 年 CIS 系统完成了 WAMS 考勤管理、企业年金查询、运行文件包管理、运行电子日志系统整合、现场缺陷跟踪系统、运行培训管理 OTMS, DNMC 供应管理指标管理、报刊管理、现场巡视信息系统、TOL/FOI 管理、资产查询、工作许可票网上查询、总经理信箱、静机处遗留问题管理系统和安全质保部网页、党群天地栏目、扶贫考察情况通报、质保部主页、党群之窗、团委青联、中广核工程有限公司、年鉴、DNMC 财务部、质量论坛、成本控制、重大安全事件信息、健康伴我行、科学技术奖专栏、一线宣传、SOL 保卫在线等专题网页开发, 以及其他现有模块的改进 200 余项。

2004 年 CIS 小组恢复了信息监督员的岗位, 对现有系统中的信息建立了定期监督检查制度, 对主页、生产部、维修部等网页进行了清理和报告。

2004 年 CIS 小组以及信息技术中心召开了针对系统稳定性的专题研讨会, 针对生产运行相关模块进行了代码完善的工作, 避免因为人为原因导致的系统错误, 提高了系统稳定运行率, 降低了值班人员紧急处理的次数。完善了自动提取功率信息的功能模块, 使实时信息更加准确。

5.13 电站保卫及核材料实体保障

2004 年对电站保卫工作来说是特殊的一年, 保卫科人员变动较大, 警卫倒班方式进行了重大调整, 大亚湾核电站系统老化、岭澳核电站系统不稳定问题逐渐暴露。面对新情况和新问题, 通过狠抓日常管理和工作规范与落实, 在全科人员的共同努力和互相配合下, 圆满

完成了各项安全保卫任务。

5.13.1 保卫工作实绩

重大保卫方案周密。重要节假日和重大参观保卫活动制定了详细周密的保卫方案，之前有巡视与检查，之后有总结，确保了电站安全生产。先后圆满完成多名中央领导参观核电的安全保卫工作，全年共完成 63 批次 1 020 人参观电站厂区的安全保卫接待工作。

承包商人员管理逐渐完善。保卫科建立了承包商人员基本资料数据库，建立了承包商信任资格审查评价制度，通过对承包商单位人员的三级审查，在根本上把各异常事件控制在萌芽之中。电厂保卫科联合公安分局对全部工地承包商进行了为期 1 个月的承包商信任资格审查工作，对承包商单位的人员来源、组织机构等进行监督检查。

为防患于未然，确保电站安全。保卫科在《电站保卫和突发事件处置》程序中增加了突发事件与核安全应急启动接口章节。加强了核电站反恐装备建设，如在大亚湾核电站 UA 车道安装了防冲撞路障、在岭澳核电站 LUD 安装 X 光机进行携物检查、警卫电子巡更系统升级改造以加强巡逻检查力度、推进 LUA202 反恐应急指挥部的建设等。每月进行警卫反入侵演习，不断完善处置突发事件的流程，提高警卫的实战能力；成立反恐与核应急联合演习方案编写小组，编写以应急为主，反恐为辅的联合演习方案。

科内日常管理日益规范。警卫、技术、证卡、现场各组建立并坚持实施了日报制度和保卫科夜间巡视制度，使处科管理人员更能及时掌握各组每日工作情况，及时了解和跟踪重要事项的最新进展和存在的难点。

经警管理严格规范、人性化。警卫组对厂区保卫工作进行重新评估，编写完成《现场保卫岗位任职资格标准》和《经警岗位及人员设置评估报告》；编写了《警卫执勤行为规范》，使岗位值勤职责明确、标准清楚，加强执勤检查，定期进行量化考核；制定了一套完整、严格的半军事化营地管理制度。在治安员从两电站厂区撤出，警卫倒班方式从五班三倒变为四班三倒，全年新老警卫替换幅度大（达 37.5%）的严峻形势下，通过与警卫沟通谈心；邀请人事部门进行政策宣讲，解决超时工资问题；组织活动欢送辞工人员；推荐表现好的合同到期人员到其他岗位就业等措施，确保了警卫工作的正常运作。编写新版《警卫培训教材》，完成新老警卫的系统操作、厂区现场、工业安全、化学危险品培训工作，组织全体警卫进行“军事训练汇操表演”。在重要节日和重大保卫活动前对警卫进行了 6 次快速反应演习；在执勤检查中查获借卡、读卡夹带事件 18 起、违反规定携物出厂 2 起、厂区内车辆违章 1 起，以及其他违反出入管理规定 31 人，阻止酒精超标人员进厂 11 起，制止厂区内吸烟 1 起。

现场治安管理措施得力。建立了现场治安管理责任制，对现场治安管理现状自我评估和问题分析；建立现场承包商单位和人员治安管理制度；制定并有效落实电站关键厂房、重要区域安全防范措施；完善并有效实施厂区办公楼治安管理制度。机组大修时建立专用的快速通道，实行上班高峰期人员分流制；实施大修前召集承包商召开安全工作会议，并实施了一系列如大修现场巡视检查制度、承包商单位雇佣大量临时人员进入大修现场事前报告制度、出入大修现场的物品加强管理等安全防范措施的做法，现场各类违章现象明显下降。现场组在 2004 年度现场共巡视检查 1 146 次，发现安全隐患 82 件，解决实际问题 50 件。后夜查哨 89 次，参与处理两电站治安盗窃事件 1 起。完成经警 UG，LUG，LTB/TC 三个岗亭更换工作；完成 EG 楼的维护翻新改造；更换两电站重要警卫标识 70 处；警用车辆共维修 111 次；

完成武警八中队、九中队武警岗亭等设施维修改造项目 40 件，处理完成 30 件，目前进行中改造 10 件。

通行卡管理向无纸化迈进。与行政管理部信息技术中心成立项目小组，开发“保卫在线”管理系统，逐步实现证卡信息化管理，同时将承包商信任资格数据库纳入统一管理，目前系统已经处于内部试运行阶段，一旦正式投入运行，将实现证卡办理的信息化、无纸化，可大大简化目前的办卡流程，节约公司资源，强化人员信息的管理。在原有通行卡办理规定的基础上，针对工作中存在的问题和难点，逐步清理和改进了部分工作流程，进一步理顺了证卡办理和操作，使工作更规范更合理。2004 年度证卡组办理长期卡 1 715 张、临时卡 9 563 张、大修卡 4 260 张、参观卡 1 244 张、长期车证 309 张、临时车证 641 张。

系统运行管理程序化、制度化。为使保卫科负责的实物保护相关系统的管理工作有章可循，工作程序化和制度化，以电站生产系统的运行管理模式为参考，新编写和升版了《实物保护系统运行管理》等 11 份程序，采用系统工程师运行管理责任制。建立了保卫系统设备风险分级管理制度，共识别出风险 11 项，编写了系统的重大安全隐患风险分析报告并制定了中长期应对措施。大修期间制定技术员值班计划（轮流制），保证随时有技术员能及时赶到现场处理系统故障。并制定了在出入口不可用情况下的应急处置预案。

2004 年先后完成的改造有：大亚湾核电站 UA 车道增设了防冲撞路障、岭澳核电站 UD 增设了 X 光机、为 LMP2 旋转门增加了与伽玛探测器的联动、岭澳核电站气闸门增加照明；按 2003 年 12 月核材料管制和核设施实物保护检查的整改要求，对入水口通向 PX/LPX 厂房内水池的通道上方盖板实施加固上锁改造，对两电站保护区内污水排水管道的防护措施进行全面检查，对部分管道加装了防护栏。为解决大亚湾核电站系统老化、岭澳核电站系统不稳定问题等安全隐患，同时考虑启动两电站统一用卡项目，预计 2005 年 10 月完成大亚湾核电站系统部分的改造，岭澳核电站系统改造将在 2006 年启动、2007 年完成。

岭澳核电站保卫系统常见设备故障均为设计缺陷引起，一般多为承包商单独为岭澳核电站设计的板件，另外软件也存在设计问题。由于设计未考虑防雷问题，2004 年八、九月 KSU 主控板接连被雷击坏，系统瘫痪 4 小时，现已增加了防雷器，基本解决了防雷问题。对于软件问题，每天加强了检查和备份，发现问题及时处理。并对 LOT14A 进行了系统评价，为后续项目的 FAC 提供技术文件支持。

5.13.2 核材料的实体保障

2004 年顺利完成了大亚湾核电站 1 号机组、岭澳核电站 2 号机组的 4 次新燃料和 1 次乏燃料厂区运输的安全保卫工作、2004 年 10 月 28 日旧反应堆顶盖运往北龙中低放射性废物处置场的押运工作、2004 年 11 月 10 日岭澳核电站主变压器备用相等重要设备的保卫押运工作。

5.14 电站后勤保障

2004 年是核电站的后勤保障工作归口到公司行政管理部行政处管理的第一年，行政处电厂综合服务科在行政处直接领导下，合理使用公司资源，圆满完成了年度各项任务，为两个核电站安全生产及日常办公的提供了最直接和快捷的日常后勤保障，并为电站大修、抢修等重要工作提供了优质服务。在 2004 年电站进行的综合服务满意率调查中，后勤保障工作

满意率达到了95.7%。

1. 行政办公楼及管理设施的管理

公司对行政办公用房的需求越来越多,而办公楼却没增加,为解决这一矛盾,行政后勤做了大量工作,对各个部门、处、科的房间进行优化分配,并按需求对部分房间进行了小改造;全年调整搬迁办公室2 000 m²,解决突发临时用房1 000 m²。

电站的行政办公设施包括行政办公楼、档案馆、培训中心以及厂区内的职工餐厅等,与其配套的供电、供水、空调、消防监测系统的日常运行和维护检修工作,均以合同形式承包给广东核电服务总公司维修分公司和专业的消防公司;行政处负责设施及配套系统的技术管理和技术改造工作,同时对备品备件的采购和使用进行审查,对设施及配套系统的运行、维修工作质量按合同监督管理。

电厂综合服务科每天要对电站的行政办公设施、清洁及厂区绿化进行巡视检查、记录,并对巡视中发现的问题及时进行处理;2004年将两个核电站的行政办公楼清洁合同统一归口为核服总保洁部,使清洁范围更明晰,减少接口工作,避免了卫生死角的出现,使清洁服务的管理上了一个台阶。

2. 行政办公用品、办公家具及行政物资管理

核电站的行政办公用品、办公家具的品种、数量很多,尤其是办公家具的管理工作量很大,仅在用办公家具就有数万余件;电厂综合服务科根据生产、办公需要,及时的发放、回收办公家具,并对没有库存的办公家具等行政物资需求,立项采购,以满足生产、办公的需要。核电站的行政物资管理制度是比较健全的,从采购立项到入库验收、领用发放、使用跟踪、定期盘存、台账记录和审计检查等物资管理的全过程,都有相应的程序或制度进行规范化管理,2004年行政处对行政办公物资的管理着重在减少库存,盘活资产方面。

电厂综合服务科每天要给生产现场、行政办公楼配送矿泉水、大卷卫生纸、茶叶等行政物资。2004年共发放清洁用品1 200件、洗洁精170 kg、洗手液600 kg、大卷卫生纸350箱,大桶矿泉水12 100桶、小瓶矿泉水480箱、纸杯750箱、茶叶430斤,配制各类钥匙6 000多把。

3. 行政办公楼的大修及日常小维修和改造

2004年公司批准并启动了大亚湾核电站BA楼大修改造方案,后勤及时提出电气系统、空调系统、供水系统、消防系统、网络电话改造需求,绘制出BA楼改造方案平面图;配合土建处进行老行政仓库改造和三栋临建房的建造,解决这些临时办公点空调安装及供电、网络电话等的需求;岭澳核电站下半年对LBA/LBX/LAF三个主要的行政办公楼的屋顶进行了大修,重新做了屋面、防水层、隔热层,解决了这三个办公楼多年雨水渗漏的问题;行政办公楼日常小维修、小改造全年共计进行105项。

4. 员工膳食服务

今年行政后勤对电站餐厅的饮食卫生、饭菜品种、数量和质量加大了控制监督的力度;首先对餐厅环境进行了整改,墙面全贴了瓷砖,加工间铺石材地面;对岭澳核电站主控制室小餐厅进行了改造装修,增设了消防队供餐点;编写生效了误餐管理规程;建立完善了电站餐厅日常巡视记录制度;加强与核服总配餐中心的沟通,增加了饭菜的品种、特别添加了面食的花色品种,将菜肴分为粤菜和川菜两大类,提高了饭菜质量,并在暑天提供免费的绿豆汤,得到了员工的好评。

2004年对大修现场误餐和日常维修误餐进行了改革,提供误餐的方式由原来的打盒饭

改为按个人口味点菜和套餐结合的方式，保证了饭菜的味道和温度，餐具用不锈钢餐盘替换一次性饭盒，节约了成本减少了环境的“白色”污染，使大修现场误餐和日常维修误餐的服务质量有了显著提高，全年提供大修误餐共计 57 720 份。

5. “5S”活动

2004 年是电站在生产线推行“5S”活动的第四年，在这四年中公司员工对“5S”内容有了更深刻的理解，由被动接受转变为自觉进行，已将“5S”融入到日常生产活动中，成为公司蓝色文化的一部分，使办公环境和个人素养都有明显的改变，因此 2004 年公司将整个 DNMC 都纳入到“5S”活动范围内，“5S”活动领导小组各个成员积极认真辅导外围的 5S 活动的推进工作，完善“5S”活动管理细则和检查标准，及时公布检查结果；到目前为止共计检查 16 次，共计亮黄牌 11 张，红牌为零，全年合格率达到 98%，比去年高出一个百分点，并对活动中表现突出的先进集体和个人给予了奖励。

第六章 大事记

6.1 机组运行大事记

6.1.1 大亚湾核电站1号机组

1 月

- 1月7日 执行PT1VVP002时因1VVP222VA下游压力低导致油泵不能动作,002VV不能及时恢复至全开位置。
- 1月22日 执行1PTR001BA打循环后恢复至正常运行方式的专项操作单时,程序要求断开1LLO105(1PTR002PO供电开关)并恢复运行隔离,现场操作时看错标牌误将1LLO205的直流控制电源断开,在推进直流开关并核对标牌时发现有误,重新恢复1LLO205的控制电源,导致1SAP002CO短时(18秒)不可用。
- 1月29日 1GRE007VV不明原因关闭,并造成机组热功率瞬间超过2905MW,机组功率瞬态波动,机组降功率到960MW电功率平台运行。
- 1月29日 MEE人员持PT票进行1LBA001BT蓄电池放电试验,当放电到5分53秒时,主控制室出现1LBA电压故障DEC报警(1LBA002AA),进入DEC规程,同时广播联系MEE放电人员,MEE人员将开关恢复正常后信号消失。根据DEC规程进入报警卡,与MEE人员一起现场检查,未见明显异常。

2 月

- 2月19日 运行人员发现1VVP003VV的油压为34MPa,超过安全阀1VVP351VV的动作定值。
- 2月24日 11:00 隔离边界设备ODWE212JA被错误闭合。原因为23日晚运行人员在实施主隔离9PW2341时,发现作为隔离边界的ODWE212JA小开关处于断开状态。24日上午,白班值认为该开关应该合上,操纵员没有查询CBA中ODWE系统设备的隔离情况,即要求网控值班员合上ODWE212JA,而网控值班员在合上ODWE212JA及过后的检查中,没有看到ODWE212JA的电线上挂有一张隔离票。从而使ODWE212JA在作为隔离边界设备的情况下被错误闭合。

3 月

- 3月3日 11:59 开始, 主控制室先后 5 次出现 1GST035AA 报警, 现场检查 1GST027VN 开度约 35% ~ 36%, 较平时的 32% ~ 34% 大, 氢气与冷却水压差表 003 ID 显示读数为 0.035 MPa, 比平时显示值 0.04 MPa 小, 原因为 1GST001 MP/027 VN 控制回路故障。
- 3月11日 汽轮发电机组 11 号轴承处轴振高。13 日和 15 日, 11 号轴承振动再次上涨触发报警。
- 3月18日 反应堆厂房 (RX) 内 SAR 安全阀 1SAR311VA 动作后不回座致使 RX 内耗气率达到 56 m³/h。
- 3月30日 核惠线 A 相发生瞬时接地故障, 0GEW550JA, 551JA 自动重合闸正确动作。

4 月

- 4月2日 大亚湾附近海面出现大量漂浮柴油。
- 4月18日 1GST 排氢时间连续两次低于系统设计定值 (小于 4 小时)。
- 4月26日 辐射防护值班人员在将化学核岛仪器标定用的 ¹³⁷Cs 液体放射源传递出控制区大门窗口时, 不慎将放射源掉落在控制区内的地面上, 导致塑料瓶摔破, 约几十毫升的放射源液体泄漏到地面上, 造成地面放射性污染, 放射源报废。

5 月

- 5月13日 0GEW 500 kV 母线电压上升至 550.24 kV, 超出电网联网协议规定的范围 (505 ~ 530 kV)。根据电网整体电压水平综合分析并进行数据比对认为实际电压并没有达到报警值。采用人工测量方法证实 KKO4 显示的电压值比实际电压偏高约 11 ~ 13 kV, 0GEW 电压高报警为虚假信号。
- 5月19日 1 号机组主变压器 C 相 X1/X2 低压软连接仓外壳温度偏高。
- 5月20日 发现 1SEC058VE 阀瓣材料与 EOMM 列明材料不符。
- 5月26日 1CFI031TF 滚珠轴承支架破碎。

6 月

- 6月8日 一回路 ¹³³Xe 含量大幅增加。6月3日以前一直稳定在 44 MBq/m³ 左右, 但 6月8日突然升高到 126 MBq/m³, 6月10日继续上升至 140 MBq/m³, 其他裂变气体及碘无明显变化。总惰性气体测量值也从 6月3日以前基本稳定的 150 MBq/m³ 左右升至 6月10日的 270 MBq/m³。
- 6月23日 由于输入缓冲器板件烧毁引发 1GRE 上位机故障。

7 月

- 7月1日 发电机定子铁芯温度1GRH021MT的指示值从84℃阶跃上升至140℃。
- 7月3日 东莞至惠州乙线自动重合闸动作引起机组无功波动。
- 7月15日 1GGR主油箱金属含量异常增加。
- 7月11日 7:50 1GSY003AA出现报警, 1GSY风机跳闸, 现场检查为1GSY001ZV严重损坏。
- 7月29日 1CFI031TF旋转滤网个别滤网格出现松脱现象, 有脱落掉入循环水回路的危险。

8 月

- 8月11日 大埔I, II线瞬间振荡导致1/2KKO001AA, 1GEX008AA报警。
- 8月19日 500kV核惠线A相发生瞬间接地故障, 跳开0GEW550/551JA, 自动重合闸成功。
- 8月21日 坪核线2281开关跳闸, 自动重合闸成功, 导致9LGR短时不可用。
- 8月23日 1APA101DI下游管道壁减薄至1mm, 出现破口并漏水漏汽。

9 月

- 9月2日 1LCC绝缘降至0kΩ。
- 9月2日 1LLG311开关内001XK烧坏, 导致1LLG311开关报警失灵。
- 9月16日 1号机组开始进入为期14天的延伸运行。
- 9月16日 进行PT2RGL004试验期间, 1号机组和2号机组中间量程保护定值设置错误, 经确认ATWT定值全部设置有误。
- 9月24日 1EAS002PO的机械密封被异常损坏。
- 9月30日 2:55机组与电网解列, 实现了连续运行411天的大亚湾核电站运行新记录。
- 9月30日 在大亚湾核电站1号机组第十次大修过程中, 发现CFI海水涵道闸门处的海生物明显比以往历次大修时多。

10 月

- 10月5日 1RAM001AP定子绝缘低。
- 10月12日 9TEU001EV蒸发器循环泵出口流量挡板从支架上完全脱落, 找到了为期12天的9TEU001EV故障且无法启动的原因。
- 10月14日 14:30现场发现汽轮机保护系统复位活塞发生锈蚀。
- 10月18日 0GEW701JB停运隔离后第一串第10气室A/C相出现SF₆压力低一级报警。
- 10月22日 0GEW352JA合闸故障导致2号机组升功率延迟1小时53分。
- 10月25日 解除9PW4538/9PW4536(1TSD GEV 04/02)隔离时发现隔离边界1GEV 364/374/164/174 JS处于合闸送电状态(应处于断开状态)。

11 月

- 11月1日 1RCV403EN的主泵轴封泄漏宽量程流量测量相互接反。
- 11月1日 14:00—回路开始升压后,观察1RCP081MN水位缓慢上涨,随后出现1RCP464AA报警,怀疑“O”形密封环泄漏。执行RCP006规程进行“O”形环泄漏测试,泄漏量为0.23 L/h。5日21:45,反应堆到达热停堆,在一回路温度压力稳定后水位不再上升,相关部门对“O”形环在不同温度压力下的变化趋势进行了分析,结果与上述泄漏现象基本吻合,确认“O”形密封环未发生泄漏。
- 11月2日 完成核惠线设备改造试验,核惠线投入运行。但核惠线改造后,中华电力无法监测到核惠线自动重合闸装置的状态。
- 11月10日 经过41天12小时的大修,1号机组于15:45一次并网成功,大亚湾核电站1号机组第十次大修比原计划提前3.5天结束。
- 11月10日 在8% P_n 平台进行1ARE414ZO超差处理时,由于延伸板切换开关接触问题,校验1ARE414ZO过程中,GCT系统C列第一、第二组阀门意外瞬间开启。
- 11月10日 因1GRE上位机转速探头接线错误使得调节系统接收不到转速信号,导致1GRE上位机预检信号无法通过。
- 11月11日 22:50出现高压缸转子胀差高报警(GME004AA),为1GME005 MV接线氧化所致,但查阅资料发现高压缸转子负胀差高运行程序(报警卡1GS2)、GME报警定值和与GRE上位机定值不一致。
- 11月17日 大亚湾核电站厂区感觉到轻微震动,经证实为地震,但震级较低,对机组的安全稳定运行没有带来影响。
- 11月18日 大埔Ⅱ线后备反时限保护C相继电器故障。

12 月

- 12月5日 核惠线由于电网侧故障自动跳闸。
- 12月7日 14:27大埔Ⅰ线的出线套管与气室连接法兰漏气。
- 12月9日 9:22 9TEU008PO泵因泵叶轮进口被隔膜阀的橡胶阀头碎块堵死导致出力不足。
- 12月13日 1RCP002PO热屏冷却水隔离阀1RRI226VN意外关闭。
- 12月17日 仪表人员配合OPO执行PT2SEC003走错间隔,误到1号机组接线并触发1SEC014AA报警。
- 12月17日 1DEG201GF制冷机异常停运,打开压缩机进气口检查,压缩机叶片断裂和卷边,叶轮损坏,叶片断裂2处。
- 12月22日 400 kV大埔Ⅱ线主保护动作跳闸。
- 12月27日 隔离办钥匙箱内2HT钥匙不在柜内,影响第五台柴油机恢复至大亚湾核电站机组备用操作。

6.1.2 大亚湾核电站 2 号机组

1 月

- 1 月 4 日 2003 年 12 月发生 2GEV 主变压器软连接温度高问题后, 经过加大冷却风量处理, 温度趋于稳定。
- 1 月 7 日 2RCV001PO/002PO 的入口法兰处出现水滴及较多的硼结晶。
- 1 月 10 日 汽轮发电机组 10 号轴瓦水平振动测量探头 031 MV 出现明显周期性波动。
- 1 月 14 日 2RIC 系统 5 号探头驱动机构故障。
- 1 月 14 日 主控制室出现 2RGL022AA, 046LA, 049LA 报警, KIT 及 MIMIC 盘显示 SD2 G11 棒指示为 48 步, 根据报警卡进入 IRGL001 规程进行处理, 但主控制室的功率量程通道指示、轴向功率偏差、RIC 温度指示均未见变化。7:28 报警信号消失。
- 1 月 17 日 进行 2VVP 安全阀定值年度检查时发现 104/110/119 VV 压力定值超出允许范围。
- 1 月 26 日 2CEX 钠含量上升, 从 0.1 $\mu\text{g/L}$ 上升到 0.42 $\mu\text{g/L}$, 蒸汽发生器的钠含量在同一时间也有所上升, 从 0.4 $\mu\text{g/L}$ 上升到 3.0 $\mu\text{g/L}$ 。

2 月

- 2 月 10 日 2GEV 主变压器 B 相噪音较平时大 (与三广直流调试有关)。
- 2 月 16 日 大亚湾核电站 2 号机组第十次大修新燃料组件接收时一燃料组件碰伤。
- 2 月 18 日 2RCP002PO 房间的感烟探头故障, 且该房间电视探头老化; 25 日进入 2RX 厂房检查并用烟和气试验 2RCP002PO 的 JDT 感烟探测回路, 不能发出报警, 7 个感烟探头全部不可用。
- 2 月 19 日 2RIS013VP 电动头四个地脚螺丝松动导致阀门动作可靠性下降。
- 2 月 29 日 因 2LKB103 (2RAM002AP 供电开关) 的直流 125 V 电源不明原因跳闸导致 RAM002AP 跳闸。

3 月

- 3 月 3 日 8:38 主控制室出现 2RCP459AA (2 环路 ΔT 偏差高) 报警, 操纵员检查发现 2RCP458ID2 指示 (环路 2 旁路平均温度/ ΔT 温差) 波动较大, 在 100% 至 94% 之间波动, 导致该报警闪发 4 次, 报警持续时间最长一次为 11 分钟, 在此期间机组其他参数保持稳定。
- 3 月 8 日 主控制室内 2ARE406RC 在 95% ~ 88% 之间频繁波动, 现场检查 ARE243VL 在全开位置附近频繁开关。

4 月

- 4月23日 23:00 2号机组开始降功率, 24日3:00与电网解列, 5:10反应堆达到零功率, 6:15反应堆达到热停堆, 2号机组实现整个燃料循环不停机不停堆, 同时创造了连续功率运行404天的电站新记录。
- 4月25日 反应堆处于RRA冷却正常冷停堆模式下, 安全壳生物屏蔽门被打开。

5 月

- 5月3日 反应堆处于换料停堆模式。反应堆卸料到30步移动中子源组件操作时, 2个源量程停堆中子注量率高报警信号被同时闭锁, 造成卸料期间RPN两个源量程通道中子注量率高报警信号不可用时间达1分21秒, 违反了技术规范的限制条件。
- 5月19日 大亚湾核电站2号机组第十次大修在装载第126组燃料组件时因换料机意外移动导致第126组燃料组件弯曲。

6 月

- 6月3日 2RRA013/024/025VP被错误地置于现场手动控制状态, 导致在主控制室无法远程控制操作阀门, 2RRA013/024VP/025VP自动调节不可用。原因为5月16日运行现场操作员恢复RRA的行政隔离TYPE A时将插销误认为是设置阀门中性点的插销并将插销插入, 导致阀门被置于现场手动调节状态。
- 6月15日 用临时泵传送2PTR传输池的水到乏燃料水池时发生溢流。
- 6月15日 2GRE004ZM驱动机构动力油到蓄能器的上部油管接头的“O”形圈被切断。
- 6月18日 因流程图错误导致2CRF002PO隔离边界设置错误。
- 6月30日 2RRA硫酸根浓度异常升高达到201 $\mu\text{g}/\text{L}$ 。

7 月

- 7月4日 2号机组一回路升温到110 $^{\circ}\text{C}$ 时, 一回路硫酸根浓度达到255 $\mu\text{g}/\text{L}$, 超出化学技术规范要求: 当RCP温度大于120 $^{\circ}\text{C}$ 时RCP中硫酸根浓度小于150 $\mu\text{g}/\text{L}$ 。
- 7月9日 14:20反应堆首次临界, 进行零功率物理试验。
- 7月10日 8:25因运行人员误合发电机负荷开关导致发电机过流保护动作, 超高压断路器断开, 主变压器跳闸, 随后执行I2.1规程处理失电事故。根据技术小组决定及ALSTOM建议, 确定机组后撤进行发电机抢修, 并更换发电机转子。
- 7月24日 23:26, 2号机组一次并网成功。29日12:00升到满功率运行。
- 7月27日 2APP856VV上游管道断裂, 喷出大量蒸汽。
- 7月28日 稳压器水位整定值由-1 m阶跃到0.4 m, 同日再次出现阶跃现象。

8 月

- 8月4日 2GEX004AA 旋转二极管监测装置故障报警。
- 8月8日 由于板件老化, 2RIC002PP 的堆芯饱和温度裕度显示故障。
- 8月11日 2 KPS 显示屏中 ΔT_{SAT} 出现阶跃。
- 8月12日 2号机组稳压器的水位整定值瞬时由 0.15 m 涨到 0.4 m。
- 8月29日 20:50, 2GRE023MP 取样管线一次阀与二次阀间直径为 3/8 英寸的取样管出现裂缝, 并有蒸汽从裂纹中漏出, 023 MP 在主控制室显示出现下漂现象。21:10, 该段管发生断裂, 导致 2GRE023MP 不可用。
- 8月24日 2GRE007VV 突然关闭导致机组功率波动; 26日5:40和29日8:20 2GRE007VV 再次不明原因关闭。因 GRE007VV 关闭, 机组被迫降功率运行。
- 8月28日 2:45 运行人员执行定期试验 PT2MIS006 (现场指示灯普查及更换), 更换灯泡过程中, 当事人未仔细确认灯泡的型号和电压等级, 将 60 V 的灯泡安装在 130 V 的灯座上导致灯泡烧毁, 2RAM002AP 跳闸。

9 月

- 9月6日 2CFI637LP 的取样管路在改造结束后连接错误 (正负压力接反)。
- 9月15日 运行人员在执行 PT2RPB010 启动 2REA 手动补水功能, 当按下 2REA004TO 时指示灯短路造成其上游的 2REA001UP 跳闸, 使 2REA 系统失去硼、水自动补给功能。经检查 2REA004TO 短路的原因是指示灯电压等级不符 (应为 60 V, 实际用了 28 V 指示灯) 所致。
- 9月18日 由于万向节的插销松脱, 导致 2RCV020VP 无法开启。

10 月

- 10月16日 2REN741VP 泄漏导致一回路泄漏率偏高, 隔离 2REN741VP 后一回路泄漏率由约 65 L/h 降至 28 L/h。
- 10月18日 因充水排气不充分, 启动 2DEG001PO 后造成 001BA 液位低, 导致 2DEG 全部停运 10 分钟。

11 月

- 11月17日 2GCT132VV 下游 2GCT005ZI 处有一缕缕蒸汽漏出, 经检查确认 2GCT132VV 有漏。

12 月

- 12月18日 22:00 2ARE031VL 因调节器故障突然关闭, 主控制室操纵员及时准确干预, 立即将1号蒸汽发生器的 ARE 大小流量调节阀 2ARE031/242VL 置手动并快速开大, 将1号蒸汽发生器的水位逐步调至正常值, 避免了一次停机停堆。

6.1.3 岭澳核电站1号机组

1 月

- 1月21日 1AHP002VV 和 1GSE004VV 自动关闭导致机组功率大幅波动 100 MW, 功率最低降到 700 MW。
- 1月22日 CEX 泵出口氧含量偏高, 关闭 1CEX022VD 后, 氧含量从 9.5 $\mu\text{g/L}$ 下降到 8.0 $\mu\text{g/L}$, 切换 CEX 泵后缓慢下降到 6.0 $\mu\text{g/L}$ 。
- 1月24日 1GSS108VL 自动关闭导致一回路热功率超过 2 905 MW。
- 1月30日 2:30因 1GSE004VV 阀门“A9”故障关闭, 电功率由 984 MW 快速降功率至 945 MW。

2 月

- 2月4日 1ARE031VL 阀门控制回路定位器漏气。
- 2月4日 TTS 通量图工作完成后未将 1RIC867VP 置在关闭状态, 其后果是一旦 17 号通道的指套管出现泄漏, 将失去该阀门的隔离, 形同一回路破口。
- 2月6日 1KRT004MA 工作不稳定, 出现 1KRT012AA, 1KRT026AA (一级/二级报警), 主控制室操纵员执行 DEC 程序, 再由 DEC 程序指引进入 IIRCP008 事故规程。
- 2月10日 21:50, 9DVN065AR 内部发出焦糊味并冒烟, 上游开关 9LKI403 跳闸, 后检查发现 065AR 内部已烧毁。
- 2月17日 0:42与电网解列, 开始岭澳核电站1号机组第二次大修。
- 2月22日 11:00反应堆开始卸料, 24日卸料操作结束。

3 月

- 3月1日 解体检查 1VVP002VV, 发现其盘根少安装 1 根, 并且整圈石墨成型盘根安装时被人切为两断, 从而造成盘根紧力不足, 解体 1VVP001/003VV 存在同样的问题。
- 3月1日 1LHP001/002MO 柴油机 7 个活塞燃烧室唇口处有裂纹。
- 3月1日 1RCP000BA 反应堆本体法兰面发现有两个凹坑, 反应堆大盖螺栓 20 号和 44 号与本体连接的螺纹段有划伤。
- 3月10日 主变压器 B 相更换后, 04:50, 在给主变压器送电时, GPA 负序保护动作, 发

电机无功功率由 120 Mvar 瞬间降到 -100 Mvar, 然后阶跃升至 320 Mvar, 再降至 120 Mvar。

- 3 月 12 日 1RCV413RG 故障, 失去控制 RCP 水实体压力控制功能。
- 3 月 13 日 1GHE 的 3 台空气侧密封油泵同时失去, 造成发电机内部 0.5 MPa 压缩空气由前后端密封瓦与轴径间隙喷出。
- 3 月 14 日 LPO 一名现场操作员体表沾污并导致 KX 厂房 20 m 平台地面及接触阀门沾污。
- 3 月 18 日 1RAZ015VZ 自动调节异常, 1ASG001BA 不能自动补充 N₂ 气, 1ASG001BA 压力降低。真空破坏阀动作, 空气进入 1ASG001BA 内, 氧含量升高达 4000 μg/L, 溶解氧严重超出技术规范 (要求小于 100 μg/L), 机组状态被迫向 RRA 连接后撤。
- 3 月 21 日 启动 1APA 泵时, 因泵轴承振动迅速上升被迫停泵; 24 日启动 1APP 系统 B 泵时, 因压力级泵轴承振动高高被迫停泵。
- 3 月 21 日 10:28 反应堆达临界。
- 3 月 24 日 1 号汽轮机冲转过程中 8 号轴承振动高, 汽轮机手动停机, 14:25 汽轮机再次冲转, 15:00 机组并网。
- 3 月 27 日 1RGL 系统 LC1 线圈保险烧毁故障导致反应堆自动停堆。
- 3 月 28 日 9:40 反应堆重新临界, 12:38 汽轮发电机并网后不能自动带 50 MW 负荷, 后因 9 号轴承振动达 0.101 mm 和 5 号轴承轴振达 0.189 mm, 两次手动停机。
- 3 月 31 日 21:00 大修后首次升到满功率。

4 月

- 4 月 3 日 1CRF001PO 电机有间歇啸叫声, 加油后声音周期变长。
- 4 月 9 日 三广直流切到单极对大地方式后, 主变压器中性点电流达 -11.4 A, 经多次联系, 到 14 日 0:48 国家电网公司才将三广直流改为金属回线运行, 主变压器中性点电流降为 -3 A。
- 4 月 9 日 9LGR201TA 因压力释放保护误动作而停运。
- 4 月 9 日 1GME005 MV (高压缸转子胀差) 达到 -3.1 mm, 接近 GRE 设定保持值 (HOLD) -3.15 mm。
- 4 月 11 日 1 号主变压器 C 相乙炔含量增到 0.90 mg/L, 甲烷、乙烯、总烃等也有较大增幅。
- 4 月 27 日 1 号机组主变压器中性点接地电流直流分量异常增大。

5 月

- 5 月 17 日 1CEX001/002/003PO 切换时, 因 1CEX007SP 定值漂移故障导致 002PO 跳闸。
- 5 月 20 日 6:45 进行 500 kV 岭东乙线停电操作时, 0GEW430JA 不能合闸。
- 5 月 23 日 1PTR005VB 逆止阀内部故障, 引起 1PTR001PO 出口压力有波动。
- 5 月 27 日 1GGR804VH 上游与管道连接处漏油, 几乎导致机组的停运。
- 5 月 27 日 1GST201/101FI 同时出现压差高。

5月31日 1RRI155VN 调节异常,经常由于下泄流温度波动导致隔离 1RCV 除盐床。

6 月

6月7日 1GRV001CW 排油频度有增加的趋势,平均每 3~4 天排油一次。
 6月11日 1APP 系统 B 泵调节器 PI 参数优化后再次启动成功。
 6月13日 1ARE031VL 阀门波动引起给水流量及 1 号蒸汽发生器水位波动。
 6月17日 1ARE058VL 在接到主给水隔离信号后不能全关。
 6月25日 1RCV002PO 电机非驱动端轴承冒烟烧毁,更换电机。
 6月29日 0DWL004CO 排放阀 0DWL314VQ 出口有一处约 5 mm 裂纹,并有氟里昂泄漏。

7 月

7月1日 1RRI001PO 运行 1 小时后驱动端轴承温度 (053 MT) 从 33.8 °C 上升到 56.4 °C,7月6日解体检查泵轴承。
 7月8日 1GST101PO 因使用的改良型聚乙烯垫片比以前用的垫片软,导致密封不严,解除隔离充水时发现 1GST004VN 法兰漏水。
 7月16日 台风“圆规”在电站附近登陆,13:20 机组开始降功率至 800 MW,7月17日 10:50 升回满功率运行。
 7月19日 1SEC001PO 再鉴定时盘根轴封回水量很小且回水口有水汽冒出,更换盘根。
 7月28日 1RIS003BA 查漏发现安全阀 1RIS106VZ 有轻微内漏。

8 月

8月7日 1ASG014 VD 供气管线中有白色粉末导致 EP 漂移,不能全开。
 8月14日 电网三广直流切换操作导致 1GEV 主变压器的中性点电流三次达到 -40 A。
 8月17日 1GCT119VV 定位器中的滑阀卡涩引起定位器输出偏高。
 8月19日 2DVL203/204ZV 解除隔离后风机未投运。
 8月22日 1CRF001PO 电机上部轴承温度凌晨突然上升 (从 61 °C 到 76.4 °C)。
 8月24日 MIC 执行 1RPA 的 T3 试验过程中误执行 P10 功率以下部分。

9 月

9月3日 1SAP001/002DS 干燥器的再生控制阀因其调节气源的滤网 (009/010FI) 被白粉堵塞使阀门调节失灵而漏气,造成 1 台应急空气压缩机运行时不能维持管网压力。
 9月15日 6:00 停运 1RAM002AP 后,误按合闸按钮,导致 1RAM601JA 重新合闸。

10 月

- 10月10日 1ARE058VL 在接到给水隔离信号后卡在 87% 开度。
- 10月14日 在检修完 1RRI001RF 充水时发现该热交换器 RRI 侧两处、SEC 侧一处共计三处微漏点，经紧固无法消除漏点，解体检查发现粘接橡胶密封圈的胶脆化，其脱落的碎片粘到密封圈上造成密封不严。
- 10月27日 1GEV301TP 油中总烃含量超过国标注意值。
- 10月29日 1ARE054VL 阀门阀盖泄漏观察孔漏汽。

11 月

- 11月3日 1RIS075VB 电动头故障不可用产生第一组 I_o。
- 11月6日 1ARE031VL 调节异常导致 1 号蒸汽发生器水位由 0 m 快速上升至 0.6 m。
- 11月10日 1ARE243VL 定位器喷嘴有白色粉末堵塞导致不能全关 1ARE243VL (15% 开度)。
- 11月13日 OSER401BA 水箱因形成真空而导致顶盖塌陷和部分焊缝被撕裂。

12 月

- 12月1日 完成岭澳核电站 1 号机组第三次大修新燃料接收。

6.1.4 岭澳核电站 2 号机组

1 月

- 1月6日 安全壳打压试验，11日结束，结果满意。
- 1月14日 2号机组开始装料，17日结束装料。
- 1月18日 2GCT 系统 C 组控制阀压缩空气气源罐内有白粉状脏物。
- 1月20日 在重做 PT2EIE001 的 B 列试验时，由于没有闭锁柴油机 2LHQ 的启动信号，导致柴油机 2LHQ 意外启动。
- 1月21日 2RCV013VP 突然自动关闭导致一回路压力上升。
- 1月22日 2ARE980/983/978/988VL 关闭导致 2ARE030/057/060/054MN 不可用。
- 1月22日 2号机组主变压器 B 相出现乙炔，需要更换。
- 1月26日 2SIT255RF 有漏导致三台蒸汽发生器及二回路水质被磷酸三钠污染。
- 1月29日 0:18 反应堆达到临界。
- 1月31日 汽轮机冲转到 3000 r/min 后第 9 号，10 号轴承振动异常，分别因 5 号轴承座的转子振动高和 11 号轴承座的转子振动高手动停机。

2 月

- 2月9日 2RCV309SP 隔离阀 2RCV877VH 处于关闭状态, 导致该 SP 一直处于压力低状态, 无法给出泵允许启动信号。
- 2月11日 完成主变压器 B 相更换, 主变压器送电。
- 2月11日 2SAR612VA 带压堵漏过程中漏气增大, 且现场已无法堵住, 导致机组向双相中间停堆 (RRA 条件) 后撤。
- 2月13日 12:50 2 号机组并网。
- 2月14日 7:30 因 2GSS210BA, 2AHP 系统 B 列隔离导致汽轮机振动恶化, 手动停机, 19:00 重新并网。
- 2月19日 2 号机发电机漏氢 (泄漏量每天 80 m^3), 3 月 11 日结束发电机、励磁机检修。

3 月

- 3月1日 处理 2GSS 汽水分离再热器与抽汽管道 (110ZE) 入口连接处漏水。
- 3月1日 三广直流调试对 2 号机组主变压器影响很大, 中性点电流多次测量结果达 20 A, 接近 26 A 的安全限值, TEM 曾测到瞬间 40 A 的超大电流, 主变压器处于危险运行区。
- 3月17日 在执行 PT2LHP001, 倒电到柴油机带载时, 三台主泵的轴向串动量上升。

4 月

- 4月1日 三广直流双极满负荷 3 000 MW 试验, 17:00 降负荷到 750 MW, 转单极 - 大地方式, 主变压器中性点监测到最大 16 A 的直流。

5 月

- 5月3日 2ASG125VZ 定值不正确导致氮气泄漏, 继而 2ASG001BA 压力缓慢下降。

6 月

- 6月8日 2LKT211 送电时开关故障冒烟, 导致 2LKT 盘跳闸。
- 6月18日 2GGR001VD 全开失去调温功能, 如果润滑油温度太高, 可能造成汽轮机轴承损坏。
- 6月29日 21:40 主控制室出现 2KCO010AA, 2CEX025/026VL 阀门控制器转到“手动”位置, 且无法转回自动, 确认是控制 2CEX025/026VL 的 KCO 板件故障。6 月 30 日 20:30, 2KCO010AA 再次出现。

7 月

- 7月3日 3:55 KDO 显示 1/2GEV 中性点电流突然从 2 A 升高至 17 A, 原因是天广直流从双极运行转至单极对大地运行方式, 负荷为 600 MVA。
- 7月4日 2RCP003PO 转速测量电源模块再次烧毁。
- 7月10日 出现 2KCO010AA (2KRG201AR 故障), 2CEX025/026VL 转手动控制, 7月12日再次出现该故障。
- 7月14日 在手动状态的 2CEX025/026VL 忽然全部关闭。
- 7月16日 台风“圆规”在电站附近登陆, 13:20 开始降功率至 800 MW。17日 10:50 升回满功率运行。
- 7月24日 2RCV003PO 电机驱动端轴承温度 (300 MT) 一小时上升 3.5 °C, 更换电机。
- 7月29日 2REA002PO 泵驱动端轴承保持架断裂。
- 7月30日 2ARE032VL 的气动头因振动大出现松动现象。

8 月

- 8月2日 2GPV015MP故障导致汽轮机高压缸排气压力高保护 B 列不可用。
- 8月13日 2号主变压器 A 相 (2GEV101TP) 下联箱中部法兰焊缝漏油。

9 月

- 9月12日 0GEW321EB 压力降低, 发现安全阀和充气阀有微漏。
- 9月27日 处理 2VVP002VV 先导阀漏气。

10 月

- 10月2日 2LHP801RF 渗油, 现场检查发现少装两个螺栓。
- 10月13日 三广直流单极发生故障, 主变压器中性点电流高达 -56 A, 有功功率波动约 40 MW, 无功功率波动约 100 Mvar。
- 10月24日 0SER401BA 罐子顶部坍塌破裂导致位于罐顶的水位开关变形误发低低水位信号, 使 0SER401/402PO 停运, 出现 2SRI001BA 低水位报警, 手动强制启泵恢复供水。

11 月

- 11月9日 SIP 试验将 2GCT 系统 C 组从温度模式切至压力模式后 2GCT125/127VL 突然开启, 2GCT401EU 有 0.3% 开度。
- 11月26日 8:00 机组开始延伸运行。

12 月

- 12月2日 2RCP 锂浓度低于技术规范下限, 进入了24小时限制运行区。
- 12月2日 16:00, 按计划执行 T2RPA012, 期间 2RCV001/003PO 有短时间同时运行。试验后三台主泵的1号轴封泄漏流量开始缓慢上升。其中 2RCP002PO 变化最大到 $1.198 \text{ m}^3/\text{h}$ (停泵值 $1.4 \text{ m}^3/\text{h}$)。
- 12月10日 1:08 与电网解列, 开始第2次换料大修, 实现安全运行712天。
- 12月16日 8:25 开始反应堆卸料, 18日22:30 卸料结束。
- 12月16日 纽科利公司一员工在配合静机吊运阻尼器的工作中, 在寻找运输通道时, 错误闯入辐射防护隔离区。
- 12月17日 主变压器 B 相低压线圈引线的线鼻子有过热痕迹, 进行 B 相更换。
- 12月30日 反应堆装料结束。

6.2 重大技术问题

6.2.1 大亚湾核电站重大技术问题

1. 两电站机组大修后再启动阶段主回路硫酸根含量高, 延误大修关键路径

2004年1月23日, 岭澳核电站2RCP三台主泵启动后, 水质分析发现硫酸根浓度达到 $200 \mu\text{g}/\text{L}$, 超过升温技术规范 $150 \mu\text{g}/\text{L}$ 的限值要求, 立即停止升温。1月25日硫酸根为 $149 \mu\text{g}/\text{L}$, 满足升温技术规范要求, 至此影响岭澳核电站2号机组第一次大修关键路径43小时。随后硫酸根含量异常升高的问题频繁出现, 岭澳核电站1号机组第二次大修影响关键路径6小时, 大亚湾核电站2号机组第十次大修延误41小时, 大亚湾核电站1号机组第十次大修延误31小时。主回路水中 SO_4^{2-} 的主要危害有: 诱发不锈钢的应力腐蚀裂纹, 诱发主回路设备的晶间腐蚀, 导致因科镍管产生裂纹。由于4次大修主回路硫酸根高的阶段发生在温度低于 120°C 阶段, 硫酸根浓度小于 $300 \mu\text{g}/\text{L}$, 净化到小于 $150 \mu\text{g}/\text{L}$ 后才继续升温, 没有违反化学技术规范, 主回路硫酸根浓度不是特别高, 持续的时间也不长, 因此对主回路系统的设备及机组的正常运行未产生影响。但是主回路硫酸根异常升高对设备有潜在的危害, 而且在处理该问题过程共延误大修关键路径121小时, 给公司造成了巨大的经济损失。7月16日电站成立“主回路硫酸根污染项目组”, 查找引起主回路硫酸根污染的根源。通过大量的模拟试验, 排除了一些化学品引起主回路硫酸根污染的可能, 也排除了新燃料组件引起污染的可能。法国EDF过去10年(1994—2003年)的统计数字也显示30%机组出现过RCP回路 SO_4^{2-} 含量超规范限值现象, 而且大多数异常的原因不明。两电站4次大修产生纯硫酸根的总量为 1350.11 g , 假设这些硫酸根是由含硫量为0.1%污染物转化提供, 可估算这个污染物的量大约为 450.04 kg , 这个数量是非常巨大的。从污染物数量巨大的思路出发, 在岭澳核电站2号机组第二次大修再启动时, 将RCV除盐床停运, 主回路没有出现硫酸根含量异常升高的问题, 因此认为除盐床的运行可能是导致主回路硫酸根含量异常升高的主要原

因,但其影响机理尚待进一步的试验来验证。

2. 1/2GRE007VV 意外关闭,造成一回路超功率

2004年1月29日19:14,主控制室发现1GSE007VV关闭,KIT上GRE007VV开度显示为0%,电功率先从995 MW降为966 MW,然后逐渐上升为999 MW,热功率由2 893 MW上升到2 958 MW,一回路超功率。2004年8月24日15:04,主控制室再次发现2GRE007VV/GSE007VV意外关闭,汽轮机功率由977 MW短时波动到966 MW,R棒由205步上提到210步,一回路热功率最高上升到2 935 MW,GRE上位机压力模式动作。两次事件仪表人员检查阀门模块的故障代码均显示“A7”,阀门的航空插头及LVDT、驱动线圈接线均没有异常,因此将故障点锁定在上位机内储存的阀门刻度数据表与实际运行的阀门控制数据。仪表人员更换阀门模块接口单元,重新刻度阀门后将阀门投入运行,阀门运行正常。因此阀门关闭的根本原因是刻度表的数据异常。目前电站已升版修改阀门刻度规程,增加驱动电流和阀位反馈曲线记录的检查,以便监视阀门刻度数据表的数据是否正常。

3. 大亚湾核电站2号机组第十次大修发电机定子铁损试验参数设定错误

2004年5月3日发电机穿转子过程中,滑板底部保护垫出现滑移,导致定子中部靠励磁侧有11处铁芯块存在不同程度擦伤和松动现象。为验证铁芯的受损程度,5月7日,请香港中华电力公司做定子铁损EL-CID试验。试验结果是42槽中有36槽的损耗电流都超过了100 mA的标准(第九次大修时试验结果最大为35 mA,调试时最大为80 mA)。5月9日,在松动铁芯完成树脂填充和固化后,中华电力公司重做铁芯试验,数据与上一次试验基本相同。为慎重起见,5月9日晚请厂家ALSTOM人员携仪器重新进行了试验,试验结果同样为不合格。由于在重大设备上两个不同的公司、不同的试验人员、不同的试验仪器均得出不合格的试验结果,引起公司管理层的高度重视,同意厂家的建议,对定子铁芯进行故障查找。5月11日,MEE就试验结果向中华电力公司提出疑问,中华电力公司在向仪器厂家咨询并重新查看了说明书后,认为仪器单匝电压设定有问题,并反馈给ALSTOM。现场于11日至12日先后打开第22/1/2/23槽共5处9块槽楔,检查铁芯未见异常。根据ALSTOM反馈的仪器仪表零点设定要求,5月12日,经ALSTOM重新设定零点和灵敏度后进行EL-CID试验,试验结果合格。从5月9日铁芯固化完毕到5月13日所有槽楔恢复,该事件共延误大修工期3.5天。事件的根本原因是由于中华电力公司人员没有正确地设定单匝电压值,而ALSTOM试验工程师也未能对仪表进行正确的零点和灵敏度设定。针对此事件DNMC相关部门将进一步了解EL-CID试验仪器、试验方法、程序、原理和标准等内容,并对相关人员进行培训。

4. 大亚湾核电站2号机组第十次大修装料过程中一组燃料变形

2004年5月19日23:10分,在大亚湾核电站2号机组第十次大修的装料过程中,当装料操作进行到126步,换料机从倾翻机中抓取燃料提升的过程中,燃料操作员做“灯试”操作后发现换料机突然异常移动,立即按下紧急停止按钮。随后检查发现,装料车在燃料未完全从倾翻机提升到装料机套筒内、组件上升高度约为930 mm的情况下,大车向堆芯方向移动677.1 mm,造成该组燃料组件被拉弯曲变形。换料主管立即报告主控制室并要求主控制室广播通知反应堆厂房工作人员紧急撤离,进一步核实反应堆厂房放射性通道测量结果正常。

大亚湾核电站为解决大修换料工作中（PMC）装卸料时间长、装料时磕碰燃料风险大以及仪控系统落后和备件采购困难等问题，在大亚湾核电站2号机组第九次大修对2号机组实施了PMC换料机的改造，更换了原有的全部控制系统。由于改造后的换料机控制软件的全自动装料模块存在两处严重错误：①将“灯试”功能与换料机到顶的信号连在一起；②大车运动保护控制逻辑设计错误，致使大车异常移动保护功能失效。从而导致操作员在换料机从倾翻机提升燃料组件过程中，在试图验证信号灯是否正常而进行“灯试”操作后，由错误①触发换料机主提升到顶信号，造成大车在燃料组件未从倾翻机中提升到顶的情况下意外横向运动；同时由于错误②使大车超限移动未能被保护停止，造成燃料组件受力变形。故换料机控制软件的设计错误是导致本次事件发生的根本原因。而操作员在全自动提升燃料组件过程中按“灯试”是本次事件发生的诱因。从工程改造项目的管理层面看，西屋公司的质量控制过程有缺陷，包括设计规范SRS内容不全面、控制软件的设计审查和验证试验不充分、现场调试不完善，也是造成换料机控制软件设计错误未能得到及时发现和纠正的一个因素。

此次事件按照国际核事件分级表（INES）定为1级。事件中第126组燃料组件被拉弯，无法再用，而且变形组件后续处理过程中仍存在组件破损的风险。事件处理延误大修工期26天，给电站造成了巨大的经济损失。主要纠正行动是成立专门小组重新审查软件控制逻辑的正确性；制定了换料操作行为规范，并培训操作员。2004年6月15日00:30，受损燃料组件安全地从反应堆厂房运出，存放在了燃料厂房乏燃料水池中，燃料组件事件得到圆满解决。

5. 误合发电机负荷开关导致大亚湾核电站2号机组主变压器跳闸，主厂外电源丧失

2004年7月10日8:25，大亚湾核电站2号机组在第十次大修启动阶段，反应堆处于临界运行模式下，正在进行零功率物理试验。一名运行人员在试图消除2GSY006AA报警过程中，发现本应在值长室的钥匙还在2GSY505CC上，于是决定将钥匙拔出来，在无法拔出钥匙时，怀疑是临近负荷开关2GSY504CC处于OFF位置的手柄倾斜所致，在无工作指令，也未经严格风险分析的情况下，转动手柄，将负荷开关合闸，发电机变电动机运行，发电机过电流持续时间达0.98秒，发电机定子过流保护动作，主变压器出口高压开关跳开，主变压器失电，反应堆自动停堆，进入I2.1（失去主厂外电源）事故工况，稳定并维持机组在热停堆状态，在对主变压器及负荷开关进行检查并确认正常后，主变压器于21:20恢复送电。由于负荷开关合闸瞬间电网向发电机倒送电，并伴有大电流冲击，存在可能造成发电机异常的潜在风险。电站综合厂内及国内外专家意见，决定成立发电机处理小组，抽出发电机转子进行全面检查，并用旧转子进行回装。本次事件推迟并网时间约两周，给电站造成了巨大的经济损失。事件的直接原因是：在主变压器带电和负荷开关在线状态下，误将发电机负荷开关的LOCAL/REMOTE钥匙控制选择开关2GSY505CC置于“LOCAL”位置，并将发电机负荷开关就地控制开关2GSY504CC置CLOSE位置，致使负荷开关合闸，发电机异步启动。其根本原因是非预期性独立操作、无原因分析和风险分析、没有严格执行明星自检，并且值长室钥匙管理规程缺乏B/05/08等钥匙使用状态、条件、方法和要求等管理内容，标准隔离文件及再线文件以及相关电气维修规程均欠缺对B/05/08钥匙使用和收回的规定，另外，

运行人员对 B/05/08 等钥匙的功能和使用条件不清楚,对 GSY505CC 和 504CC 选择开关的结构功能等也不熟悉。电站决定用快速通报的方式对全体运行人员进行经验反馈并认真讨论;编写大亚湾核电站现场钥匙手册;编写 GSY 负荷开关控制逻辑培训教材对运行人员进行培训;对值长室的钥匙进行分级管理以及升版管理规程。全电厂各部门均就“7·10”事件结合本单位的实际情况进行了认真深入的总结反馈。

6. 大亚湾核电站 1 号机组第十次大修发电机定子线棒漏氢

2004 年 4 月 18 日发现大亚湾核电站 1 号机组漏氢量增大、触发报警。大亚湾核电站 1 号机组第十次大修停机后,于 10 月 3 日对发电机定子绕组进行密封试验检查,结果表明发电机定子绕组泄漏较严重,超过试验标准 4~7 倍。

经过数天的绝缘剥离和反复的充压查漏,共发现两处漏点。漏点 A 位于汽机侧 41 组下层线棒(41 LFB)外侧导管表面。漏点 B 位于汽机侧 10 组上层线棒(10 LNB)水盒与线棒导管钎焊处。检查和分析确定造成漏点 A 的原因是一次偶然的外在机械损伤所致,无共模风险;另一处漏点 B 则是该处钎焊质量缺陷所致。现场对两处漏点进行了处理,漏点 A 的修复方法是在外侧管穿孔上衬垫铜片,用低温软钎焊修复(SOG 焊料:60%锡、40%铅,190~220℃)。之后,再外敷金属修补剂,管间缝隙环氧树脂充填,并在包裹绝缘前充压密封试验。漏点 B 的修复是反复多次低真空(-0.014 0 MPa)状态下向导管间泄漏处注入“290 液体密封胶”,经过 6 小时固化后做氦气检漏试验,未见异常后用环氧树脂填充导管间缝隙。

7. 1CEX006/008SP 测量系统故障导致 1CEX001/003PO 多次自动停运

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修和 1 号机组第十次大修期间,电站对 CEX 泵的压力测量系统进行了改造,将测量 CEX 水泵出入口差压的方式改造成直接测量 CEX 水泵出口压力的测量方式。

2004 年 11 月 12 日,大亚湾核电站 1 号机组第十次大修后机组并网升功率到核功率为 30%,在将 1CEX001PO 切换至 1CEX003PO 运行时,1CEX003PO 启动运行约一分钟后因出口压力低而停运,1CEX001PO 自动启动。接着,1CEX001PO 也因出口压力低自动停运。1CEX001PO/003PO 前后反复自动启停三次。而两台泵的出口实际压力均不低。

事件的根本原因为:大修过程中,在对凝结器及 CEX 水泵的检修时,一些杂质进入主系统,虽经过冲洗,但仍未能彻底清除,加之 SP 测量管线中,静止的液体对测量管线的腐蚀也产生一些杂质。这些杂质在水泵启动过程中,随机的进入 006/008SP 的测量管线中,引起 SP 测量管线堵塞,导致 CEX001/003 水泵自动停运。此外,SP 在制造过程中,引压管与弹簧管连接处焊接温度控制不当,引起测量管线的引压管直径由 2 mm 减小到 1 mm,这是导致 SP 测量管线堵塞的主要因素。

为防止事件重发,已停止在岭澳核电站机组上实施该型号的 SP 的改造,并重新对改造选型进行更充分的论证。同时,仪表处将研究建立大修后冲洗 SP 测量管线的方法,以减少和消除测量管线中的杂质。

8. 2ARE401RG 故障导致 1 号蒸汽发生器水位快速下降

2004 年 12 月 18 日 22:00, 大亚湾核电站 2 号机组在满功率运行工况下主控制室突然出现 2ARE406AA/2ARE401AA/2RPA731AA, 发现 1 号蒸汽发生器水位快速下降 (最低至 -0.7 m), 给水流量由 $1950\text{ m}^3/\text{h}$ 急剧降至 $700\text{ m}^3/\text{h}$, 运行人员立即手动开大 2ARE031VL 控制蒸汽发生器水位。1 号蒸汽发生器水位手动调节至正常水平。如果没有操纵员的正确及时干预将造成一次自动停机停堆。

ARE031VL 异常动作的直接原因是调节器 402RG 故障, 而 Bailey 公司生产的 E7A41 型调节器板件上开关 CM1 触点接触不良则是该类板件故障的根本原因。

纠正行动是将大亚湾、岭澳核电站 ARE 系统中的 FE7A41 调节器上的 CM1 开关触点焊死; 排查 Bailey 所有板件, 将具有与 CM1 同类型的板件列出, 分析其在系统中的重要程度, 根据需要逐步将开关根据其功能焊死触点; 同时与厂家探讨再购买备件时去掉 CM1 开关的可能性。

9. 中间量程 ATWT 和 25%FP RT 反应堆保护定值设定错误

9 月 16 日晚在执行 PT2RGL004 试验期间, 降功率过程中堆芯过热, 导致 GCT 系统 A 组阀门打开; 在分析问题过程中, 偶然发现 2RPA230EC 在 86.1% FP 时变为 “NOT HIGH”, 2RPA229EC 在 73.5% FP 时意外出现 “NOT HIGH”, 与实际要求不符 (技术规范要求该定值设在 30% FP)。分析确定大亚湾核电站 1 号、2 号机组均存在由中间量程提供的 C1, 25% FP RT 和 ATWT 闭锁和保护定值过大的共模失效。

在事件发生前的循环中, 电站 ATWT 阈值设置是根据调试期间法马通公司的调试文件和法国 EDF 公司培训所得到的文件进行。电站从第 2 次循环开始, 设定方法为: 首先观察多普勒效应出现时的电流值 (对应功率约为 0.1% FP), 然后将该电流值乘以 300 倍后作为 ATWT 对应的保护定值 (对应功率为 30% FP)。大亚湾核电站 2 号机组第六次循环以前, 最终给定保护定值都是这样确定的。大亚湾核电站 2 号机组第六次大修以后, 由于在 1995 年曾经出现因为 RT 定值设置低造成了一次自动停堆, 便采用了当计算后得到的保护定值小于上一循环的定值时, 采用上一循环给定值作为最终保护定值的做法。结果由于自大亚湾核电站 2 号机组第六次循环以来计算的保护定值都小于上一循环定值, 所以取上一循环的保护定值作为本循环的保护定值。到事件发现时, 大亚湾核电站 2 号机组第七次大修确定的 9.9×10^{-4} 数值一直在沿用。

不论是采用直接测量计算还是采用与上一个循环比较取大, 此保护定值都不是只作为提升功率前的初步定值, 而是作为当前循环的最终保护给定值。自机组投产后的第一次大修至今的每次重新装料后的该保护定值的设定, 没有进行在后续功率平台上的验证和调整。

由于存在多普勒点外推的不准确性和新循环堆芯中子泄漏状况的变化等技术特点, 上述方法所获得的定值都应当只是初步定值, 只适合于提高功率以前 (8% FP 以前) 暂时使用, 而不应当作为最终保护给定值。最终给定值应当是经过后续功率平台的校准后确定 (FRAMATOME 在 8% FP 进行验证和 30% FP 最后确定)。C1 和 RT 定值的设定情况与 ATWT 相同。事件的后果是机组在 30% ~ 80% FP 功率区间失去 ATWT 保护, 事故工况下, 可能造

成堆芯损伤。

事件的直接原因是中间量程 ATWT 和 25% FP RT 保护给定定值过大，根本原因是中间量程的保护定值设定方案及方法使用认知不足。电站决定对中间量程定值设定方法和方案进行培训，就低泄漏堆芯装料方案采用等堆芯装料方面的变化对中间量程电流值的影响进行研究，结合法国的经验，确定中间量程 C1，ATWT，25% FP RT 保护给定值的后续验证和调整的整体方案和要求等。

6.2.2 岭澳核电站重大技术问题

1. 岭澳核电站 2 号机组 2GRV 系统漏氢导致非计划停机

2004 年 2 月 13 日，岭澳核电站 2 号机组第一次大修结束，机组并网发电。2004 年 2 月 18 日，岭澳核电站 2 号机组主控制室操纵员发现发电机氢气供应系统（2GRV）氢气压力下降较快，每天约 0.03 MPa，2 月 27 日凌晨，停机进行发电机漏氢检修。经发电机充压检查，确定发电机励磁侧和汽机侧内油挡绝缘测量引线在支撑环上的贯穿件处泄漏氢气。封堵处理后，再次进行发电机气密性试验，结果合格，机组于 2 月 28 日重新并网发电。

事件的根本原因是：岭澳核电站 2 号机组第一次大修在更换发电机励磁侧密封瓦内油挡绝缘线过程中使用了不适当的导线，并且缺乏质量控制，致使支持环处贯穿密封件密封功能失效，造成机组在正常运行过程中因发电机漏氢而停机检修。此外，在大修后的发电机气密性试验中，由于使用了不适当的验收标准，即将正确的验收限值（0.5 MPa 压力下空气的压降不大于 0.002 67 MPa/天）放宽到不大于 0.003 5 MPa/天，致使试验的结果 0.003 491 MPa/天被通过。

纠正措施是在发电机检修程序中加入“内油挡绝缘测量引线及其贯穿件”的检修内容，包括该绝缘线的功能、使用及大修中的检修程序等，并且统一大亚湾核电站、岭澳核电站的发电机气密性试验的计算公式和验收标准，采用大亚湾核电站发电机气密性试验程序和标准。

2. 岭澳核电站多台主变压器故障

(1) 2 号机组主变压器 B 相油色谱异常

2003 年 12 月 16 日，发现岭澳核电站 2 号主变压器 B 相油色谱分析中出现 0.54 mg/L 含量的乙炔成分（标准注意值为 1 mg/L）。随后连续每天检测色谱结果基本保持稳定。12 月 30 日对主变压器停运检修，内部检查未发现故障点，2004 年 1 月 18 日恢复运行。1 月 22 日该变压器油样再次出现乙炔，达 0.86 mg/L。为防止变压器在本次循环周期内出现故障而导致停机事件，公司决定对该变压器进行更换处理。对更换下来的变压器（NO. 21789-06）在现场进行了吊罩检修。

2 号机组 B 相主变压器油色谱分析出现乙炔事件的直接原因是变压器内部存在局部过热。最为可能的过热位置是在变压器两个独立铁芯之间。根本原因是由于变压器设计上或装配时存在质量问题，使得变压器运行后在内部铁芯之间形成绝缘缺陷，并随着变压器运行使铁芯之间绝缘逐渐破坏，发展成为铁芯多点接地故障，以致形成环流过热。现场将变压器内部金属构件中的绝缘件（螺栓绝缘件、拉板与夹梁中的绝缘件）采用改进结构尺寸的绝缘件进行了更换。

(2) 1号机组主变压器C相油色谱超标

2003年12月8日,对岭澳核电站1号机组主变压器油样进行定期油色谱分析时,发现C相油色谱中氢气、乙炔和总烃含量均超过国标注意值,且增长速度超标。进一步检查试验,确认C相内部存在故障。12月13日停运1号机组C相主变压器,查找内部缺陷和维修。

1号机组主变压器C相油色谱超标直接原因是高压侧上部铁芯夹梁与侧梁带有绝缘的螺栓连接处出现短路。根本原因是由于变压器上部铁芯夹件之间螺栓及夹梁对铁芯固定的绝缘结构设计存在缺陷。在变压器恢复运行后由于夹件间电场作用和夹件振动发生相对位移情况下逐渐产生泄漏放电,最终发展成为贯穿性电弧放电。

检修中将变压器内部夹件中螺栓的绝缘件以及拉板与夹梁间的绝缘件采用改进结构尺寸的绝缘件进行更换,并在岭澳核电站1号机组第2次大修中,对1号机组主变压器内部金属夹件连接螺栓等绝缘结构进行改进性维修。

3. 1RGL故障导致反应堆自动停堆

2004年3月27日22:00,岭澳核电站1号机组处于升功率阶段并到达86.5%FP。22:08主控制室出现1RGL001AA报警,在RGL就地UPAT机架显示板上通过按CLEAR清除报警,1RGL001AA消失。22:52分主控制室又出现1RGL001AA报警,再次清除报警。23:19,主控制室第三次出现1RGL001AA,同时反应堆自动停堆。停堆后,仪表处立即进行原因调查,检查过程中发现R1棒驱动电源柜故障,进一步检查发现R1棒组LC线圈驱动电源机架三相260V供电保险中的一相保险熔断,由于一回路平均温度与参考值偏差大,发出提棒指令,设计缺陷不能闭锁棒的移动,R1棒下落,引起中子注量率变化率高,导致反应堆停堆。针对保险烧毁进行了如下调查和处理:机柜和驱动机构绝缘检查合格;控制部分的检查未发现板件和机械故障;提R1棒到达204步,拔出一相保险,模拟当时保险熔断的情况。通过模拟试验,真实地复现了故障现象和事件发生过程,进一步印证了“引发自动停堆的直接原因是提R棒导致R1棒下落引起中子注量率变化率高”的判断。更换保险后,执行R1棒功能试验正常。RCA小组进一步解剖被烧毁的保险发现,保险片没有改变颜色并且有四排孔被烧断,而且被烧断的保险片截面因高温将保险片熔化并将保险内的金刚砂熔在一起,与实验室模拟短路试验后保险的表象一致,因此LC线圈保险烧毁的根本原因是LC线圈回路发生瞬间短路接地。电站决定在岭澳核电站1号机组第三次大修期间进行LC机架缺相提棒试验,即控制棒在5步时,将LC线圈一相中的保险去掉,提升控制棒并记录LC, MG, SG线圈电流波形,LC线圈两端电压及保险上游对中性点的交流电压,并和正常线圈的缺相电流波形进行比较,确认岭澳核电站1号机组的LC机架是否存在问题,并且对R1棒组LC机架、机架内可控硅进行详细检查,以便排除潜在的故障点,必要时更换可控硅。另外,运行部门修改1RGL001AA/003AA报警卡,在系统故障时禁止棒的自动移动和手动提插棒。

4. 岭澳核电站1号机组因1RGL故障停堆后汽轮机冲转升功率中因轴承振动高而被迫停机

岭澳核电站1号机组第二次大修后,机组在3月27日升功率到800MW时,由于R1棒LC线圈保险烧毁引发控制棒下落停机停堆。问题处理后,机组于3月28日11:40进行第一

次冲转, 11:55 机组达到额定转速 3 000 r/min, 12:38 并网。12:49—13:08, 8 号轴承振动值从 26 μm 开始上升到 46 μm , 13:08 ~ 13:32, 5 号、7 号轴振升高 (分别从 44 μm 上升到 96 μm 和从 29 μm 上升到 97 μm), 逐渐波及到整个轴系, 引起低压转子 3 ~ 8 号轴承的振动呈上升趋势, 13:20 以后振动的上升趋势加快, 14:00 左右, 当功率达到有功 168 MW, 无功功率 +80 Mvar 时, 轴振出现报警 (135 μm), 5, 7, 8 号轴振表现最为突出, 分别为 172 μm , 180 μm , 172 μm 。14:10, 9 号轴承振动 (9 V) 为 102 μm , 超过建议停机值 (101 μm), 运行人员手动停机, 由于动静摩擦没有马上脱离, 惰走过程 7 号轴承振动达 290 μm 。停机到盘车转速后, 分析认为机组从冲转到并网这一段时间低压缸温度有降低的现象, 因此决定重点控制低压缸进汽温度。17:55 进行第二次冲转, 18:40 并网, 但在 18:50 时 6 号轴承振动又开始上升, 并逐渐波及机组整个轴系, 在 120 MW 台阶停止升功率观察振动发展趋势, 20:39, 7 号轴承处振动达 180 μm , 接近建议停机值 (185 μm) 而停机。经再次分析, 认为 GSS115 VV 波动是引发低压缸进汽温度波动, 从而导致低压缸动静摩擦, 进而引起汽轮发电机组振动高的原因。因此采取优化 GSS115 VV 参数、并且恢复实施 GSS 水位控制的 TOI 方案, 使 GSS115 VV 较稳定地控制汽轮机再热进汽温度, 机组顺利启动达到 100% FP 运行。

5. 1RCV002MO 电机非驱动端轴承烧毁

2004 年 6 月 24 日, 1RCV002MO 电机非驱动端轴承温度出现异常波动。6 月 25 日 11:00 振动测量结果正常。12:11 主控制室出现 NA218 房间火警, 现场检查该电机出现冒烟, 确认该电机轴承烧毁。MRM 立即对该电机进行解体检修, 更换了电机两端轴承, 按厂家反馈要求加工轴承座隔环, 使用油间隙满足要求, 恢复了该电机的可用。RCA 小组进一步分析后认为 1RCV002MO 非驱动端轴承故障过程如下: 安装时轴承加热温度不够, 轴承没有一次到位, 后将轴承敲打进入到装配位置, 该操作行为造成轴承损伤或导致轴承内圈与轴颈的配合出现缺陷, 电机运行后, 装配产生的缺陷逐渐发展, 使得轴承的运行温度上升, 并最终发展成润滑失效, 轴承出现卡涩现象, 从而导致轴承烧损、轴承跑圈的严重烧毁故障。因此, 安装过程中所进行的敲击轴承操作是本次故障产生的根本原因。据此升版了现有检修程序, 细化了对轴承安装质量的维修控制, 采用专用测量仪器确认轴承装配时的加热温度, 明确轴承加热后一次安装到位, 并且明确了轴承安装过程轴承室的清洁要求和涂润滑脂的方法。另外, 修改了维修大纲, 将上充泵电机的润滑周期改为: 如果上充泵的年运行时间不到 800 h, 则一年对该泵电机轴承加油 80 g; 如果该泵年运行时间超过 800 h, 则每累积运行 800 h 加油 80 g。

6. 岭澳核电站 1 号机组 SAP 干燥剂粉末异常进入仪用压缩空气系统

岭澳核电站 1 号机组自启动调试以来, 经常出现因供气管道内白色粉末造成气动控制元件的堵塞和控制失效事件。2002 年 3 月至 4 月间, 连续发生 3 次由于汽轮机快速降功率时 ARE 主给水调节阀响应缓慢导致停机停堆事件; 此后陆续发生多次常规岛仪用压缩空气系统因白粉堵塞而造成的调节、控制故障。这些事件的直接原因是压缩空气管线中进入了大量的三氧化二铝白色粉末, 来源于 1SAP 干燥过滤单元的干燥器。但干燥剂白粉如何突破过滤屏障进入下游管道的根本原因一直未查明。

2004年12月，RCA小组对事件的根本原因进行了调查分析，根本原因为2002年及2004年8月1SAP005FI过滤器芯两次胀裂损坏，造成大量白粉直接进入下游。而两次1SAP005FI过滤器芯损坏失效的主要原因是进出口的过滤器的滤芯相互装反。由于入口用滤芯易堵塞、耐压低，装入出口过滤器后在差压高时受压变形、内部损坏，白粉进入下游。

纠正行动是修改维修程序，强调不同滤芯的差异，工作指令中增加控制点。规范运行期间差压监视。更换与大亚湾核电站相同的干燥器罐上下滤网，恢复色表可用。试验并确定再生流量，增加下游气体露点监测等。

7. 2RCP主泵1号轴封泄漏流量异常上升

2004年12月2日由于多个原因从12:42开始旁路RCV除盐床。下午15:30开始做PT2RPA012试验，试验过程中需要再启动一台RCV泵（共两台RCV泵运行）。从16:00开始，三台主泵的1号轴封泄漏流量开始缓慢上升，其中2RCP002PO变化最大，从 $0.6\text{ m}^3/\text{h}$ 上升到 $0.928\text{ m}^3/\text{h}$ 。主控制室通过提高容积控制箱水位，将2RCV002 BA压力从 0.077 MPa 抬高到 0.085 MPa 后，泄漏流量下降到 $0.85\text{ m}^3/\text{h}$ 。随后又开始缓慢上升，再将2RCV002 BA压力调整为 0.1 MPa ，泄漏流量变小后又开始上升。12月3日将容积控制箱温度从 $46\text{ }^\circ\text{C}$ 降到 $32\text{ }^\circ\text{C}$ 后，泄漏流量开始下降。12月4日由于泄漏流量过低，又降温度调高到 $39\text{ }^\circ\text{C}$ 后泄漏流量趋于平稳。直到岭澳核电站2号机组第二次大修开始，主泵泄漏流量没有再出现异常。

岭澳核电站2号机组第二次大修中检查三台主泵的1号机械密封，2RCP001PO的1号机械密封的静环上有较多白色异物，插入环表面和防转销有磨损，销孔内有黑色杂质；2RCP002PO的1号机械密封情况类似，且有几处蓝色高温痕迹，槽型密封磨痕位置不正常；2RCP003PO的1号机械密封内比较干净，没有发现有白色异物，静环插入环表面无任何磨损痕迹，导向销有磨损锈蚀。

造成2RCP主泵1号轴封泄漏流量异常上升可能的原因有：①RCV除盐床旁路加上两台RCV泵同时运行，造成杂质进入主泵轴封；②2RCV003/004FI的密封配合面有缺陷，或滤芯破损。经过检查，配合面没有问题，滤芯破损不能排除。③寿期末运行对主泵轴封泄漏流量的影响。主泵生产厂家反馈延伸运行期间易发生（相对于正常运行期间）泄漏量高的问题，在法国遇到过延伸运行期间类似的问题，原因仍在调查中。④轴封有缺陷。⑤轴封注入水管内残留杂质进入轴封内。岭澳核电站2号机组第一次大修中曾经冲洗过轴封注入水管线，当时由于管线直径小，冲洗流量只有 $2\sim 3\text{ m}^3/\text{h}$ 。岭澳核电站2号机组第二次大修中再次冲洗了注入水管道，冲洗流量达到了 $3\sim 4\text{ m}^3/\text{h}$ ，从过滤袋中发现有黑色杂质。上述可能原因的进一步分析和处理尚在进行中，具体行动有：冲洗注入水管道；更换插入环和槽型密封；更换新滤网；咨询FRA的意见；化验白色异物的成分，确定白色异物的来源；制定寿期末运行的对策等。

6.3 生产管理大事记

1月15日 电站日常生产三天滚动计划会启用新运作模式，新运作模式将计划会、分票

会、协调会合而为一，统称为日常生产计划会；严格定义工作票优先级；统一大亚湾核电站和岭澳核电站日常生产计划会运作模式。新运作模式充分体现了三天滚动计划的前瞻性和有效性。

- 1月30日 对岭澳核电站2号机组主变压器B相乙炔含量高问题进行处理，计划对该相进行更换，预计使岭澳核电站2号机组第一次大修工期延长13天。
- 2月13日 岭澳核电站2号机组于2月13日12:50并网成功，岭澳核电站2号机组第一次大修结束，大修工期实际为77.41天，较75天计划工期延迟2.41天，主要是在大修中更换了变压器B相以处理乙炔含量高问题。
- 2月14日 岭澳核电站2号机组在第一次大修后升功率过程中因汽轮机轴承振动高，于2月14日7:30手动停机，故障处理后于当日19:07重新并网。
- 2月17日 岭澳核电站1号机组于2月17日00:42与电网解列，第二次大修开始，目标工期为33天，至此岭澳核电站1号机组自商业运行以来连续两个燃料循环保持零非计划自动停堆，安全运行天数达到592天。
- 2月27日 经电网批准，岭澳核电站2号机组于2月27日04:18停机检修处理发电机漏氢故障，2月29日16:40机组一次并网成功，共历时2.5天。
- 3月1日 岭澳核电站一期工程顺利通过国家专项验收。
- 3月24日 岭澳核电站1号机组于3月24日15:00一次并网成功，1号机组第二次大修结束，实际工期为36.6天，其中集体剂量为两电站历年单机组大修最低剂量水平。
- 3月27日 岭澳核电站1号机组大修后反应堆功率升至86.5%FP时，因温度控制棒故障于3月27日23:19反应堆自动停堆，修复后于3月28日9:40反应堆重新临界。在汽轮机冲转并网过程中，因轴承和轴瓦振动高而先后两次手动停机，经对再热器预热调节阀调节参数优化设置后，3月29日1:00机组并网成功。
- 3月31日 针对岭澳核电站主变压器的缺陷，公司决定在原变压器厂（AREVA）购买一相变压器作为备用，并将换下来的故障备用相运至ALSTOM上海厂进行检修，使其恢复可用，并以此做好根本原因分析，完善技术改进方案。
- 4月24日 大亚湾核电站2号机组于4月24日3:00与电网解列，2号机组第十次大修开始，至此大亚湾核电站2号机组创造连续运行404天的新记录，并实现了整个燃料循环周期不停机、不停堆运行。
- 5月10日 DNMC获ISO14001EMS认证证书。
- 5月19日 大亚湾核电站2号机组处于反应堆装料阶段，5月19日23:19装料进行到第126步时，该燃料组件从反应堆厂房倾翻机向换料机套筒提升时，换料机突然意外移动，造成该组件变形，经检测，无放射性泄漏。
- 6月15日 大亚湾核电站2号机组燃料组件变形事件成功解决，6月15日0:30该变形燃料组件被安全地从倾翻机内吊运至燃料厂房乏燃料水池长期存放，至此历时26天的事件处理工作圆满结束。
- 6月28日 IAEA在大亚湾核电站、岭澳核电站现场举办“运行评估技术研讨会”会议重点围绕“管理、运行、维修、技术支持”等领域进行了深入探讨。
- 7月10日 8:25，大亚湾核电站2号机组在第十次大修启动阶段，反应堆处于临界运行模式下，进行零功率物理试验时，一运行人员误将发电机负荷开关合闸，致

- 使发电机定子过流保护动作,主变压器高压侧开关跳闸,反应堆自动停堆。经检查,确认主变压器及负荷开关正常,于21:20分主变压器恢复送电。
- 7月24日 大亚湾核电站2号机组于7月24日23:26一次并网成功,2号机组第十次大修结束,工期为91.85天,较目标工期延迟61.85天。
- 8月2日 IAEA在大亚湾、岭澳核电站现场召开“核电站私有化和市场竞争”高级研讨会。
- 9月30日 大亚湾核电站1号机组于9月30日2:55与电网解列,1号机组第十次大修开始,至此大亚湾核电站1号机组已实现连续运行411天,刷新了大亚湾核电站2号机组此前创造的404天历史记录。
- 11月10日 大亚湾核电站1号机组于11月10日15:45一次并网成功,实际工期为41.5天较目标工期缩短3.5天。
- 11月17日 GNPEC调试部与DNMC生产准备处召开首次对口人会议,标志着岭澳核电站二期工程调试与生产准备接口渠道正式建立。
- 11月25日 电厂成功组织四级消防灭火综合演习,验证了电站灭火响应体系的有效性和四级联合灭火预案的实效性。
- 11月26日 岭澳核电站2号机组首次进入延伸运行。
- 12月3日 4:46,岭澳核电站完成上网电量132亿kW·h,提前28天实现董事会批准的计划上网电量。
- 12月10日 岭澳核电站2号机组顺利与电网解列,岭澳核电站2号机组第二次大修开始,至此岭澳核电站2号机组已实现安全运行712天,并连续创造了调试及商业运行以来无非计划停堆的记录。同时在岭澳核电站2号机组大修开始之际,岭澳核电站已完成上网电量135亿kW·h,提前21天实现了董事会批准的目标上网电量。
- 12月31日 大亚湾核电站上网电量达133.11亿kW·h,完成130.5亿kW·h的全年计划上网电量;岭澳核电站上网电量达140.01亿kW·h,超额完成135亿kW·h的全年目标上网电量。

续表

大亚湾核电站											岭澳核电站				
指标名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2004年	2003年	2002年	
7 000小时反应堆临界运行自动停堆数	1号机组	5.39	4.81	5.01	0	0	1	0.9	1.7	0.0	0.0	1号机组	0.9	0.0	0.0
	2号机组	0	6.72*	1.19	3.22	0	0	0	1	0.0	1.1	2号机组	0	0.0	-
	全厂	2.86	5.4	3.27	1.51	0	0	0.5	1.4	0.0	0.5	全厂	0.4	0.0	0.0
集体辐射剂量/(人·Sv)	先进步	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	先进步	0.0	0.0	0.0
	中间值	0.9	0.4	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	中间值	0.0	0.0	0.0
专设安全系统 高压安全注入系统性能	单机组	0.201	0.991	0.827	0.754	0.669	0.565	0.683	0.366	0.924	0.908	单机组	0.503	0.761	0.013
	先进步	1.15	1.01	0.85	0.82	0.77	0.68	0.62	0.59	0.53	0.51	先进步	0.51	0.53	0.59
	中间值	1.65	1.43	1.36	1.27	1.12	0.92	0.87	0.82	0.81	0.75	中间值	0.75	0.81	0.82
专设安全系统 辅助给水系统性能	1号机组	-	-	-	0.007	0.003	0	0.003	0	0.000	0.000	1号机组	0.000	0.001	0.002
	2号机组	-	-	-	0.001	0.024	0	0.003	0	0.001	0.000	2号机组	0.000	0.00	-
	全厂	-	-	-	0.004	0.014	0	0.003	0	0.000	0.000	全厂	0.000	0.00	0.002
专设安全系统 应急交流电力系统性能	先进步	0.003	0.002	0.002	0.001	0.001	-	0.000	0.000	0.000	0.000	先进步	0.000	0.000	0.000
	中间值	-	-	-	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	中间值	0.000	0.001	0.001
	全厂	-	-	-	0.001	0.007	0.002	0.015	0.001	0.001	0.002	全厂	0.000	0.000	0.000
燃料可靠性/(Bq/g)	1号机组	-	-	-	0.001	0.003	0.008	0.001	0.000	0.002	0.000	1号机组	0.001	0.000	0.009
	2号机组	-	-	-	0.001	0.001	0.003	0.001	0	0.001	0.000	2号机组	0.000	0.001	0.006
	全厂	-	-	-	0.001	0.007	0.009	0.009	0	0.002	0.000	全厂	0.000	0.000	0.003
燃料可靠性/(Bq/g)	先进步	96.2	498.6	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.04	0.04	0.037	先进步	0.037	0.16	0.07
	中间值	0.04	72.9	572.2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.80	1.01	0.080	中间值	0.037	0.04	-
燃料可靠性/(Bq/g)	全厂	48.1	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.22	0.42	0.52	0.060	全厂	0.037	0.10	0.07
	先进步	-	-	-	-	-	-	0.059	0.037	0.037	0.037	先进步	0.037	0.037	0.037
中间值	2.20	2.00	1.10	0.78	1.20	0.81	0.96	0.914	0.629	0.525	0.385	中间值	0.385	0.525	0.629

0.535	0.587	0.33	0.21	0.18	1.00	1.07	1.00	1.05	1.01	1.00	化学指标		1.00	1.12	1.63
											1号机组	2号机组			
0.46	0.392	0.23	0.21	0.19	1.01	1.02	1.00	1.03	1.00	1.00	1号机组	1.02	1.57	-	
0.498	0.245	0.28	0.21	0.19	1.01	1.05	1.00	1.04	1.01	1.00	2号机组	1.01	1.34	1.63	
0.17	0.16	0.15	1.01	1.00	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	先进值	1.00	1.00	1.00	
0.23	0.25	0.22	1.05	1.04	1.08	1.05	1.01	1.01	1.01	1.01	中间值	1.01	1.01	1.01	
0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.0657	0.137	0.129	0.124	0.216	0.074	20万小时工业安全事故率	0.00	0.00	0.00	
0.15	0.00	0.13	0.13	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	先进值	0.00	0.00	0.00	
0.64	0.68	0.52	0.50	0.41	0.43	0.33	0.23	0.15	0.16	0.11	中间值	0.11	0.16	0.15	

注:1) 大亚湾核电站的统计始于1994年,岭澳核电站的统计始于2002年。

2) 岭澳核电站的数据是从2002年商业运行起开始统计,不包括测试阶段的值。

3) 自2001年起,WANO组织不再统计热性能和放射性固体废物量两项指标。

4) 1995年大亚湾核电站2号机组的7000小时临界运行自动停堆数实际应为5.75。

5) 机组能力因子、专设安全系统性能、集体辐射剂量的WANO先进值和中间值为三年平均值,其余指标的WANO先进值和中间值为当年值。

7.2 电量销售及能耗

分类	大亚湾核电站											岭澳核电站					
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计	指标名称	2004年	2003年	2002年	
	122.65	106.14	121.14	124.06	129.38	141.01	147.01	150.00	147.48	150.03	139.00	1 477.90		发电量/ (亿 kW·h)	338.47	145.81	138.92
电 量	116.28	100.58	115.30	118.11	123.09	134.63	140.63	143.65	141.16	143.84	133.11	1 410.37		上网电量/ (亿 kW·h)	324.27	140.01	133.10
	78.09	70.04	73.82	74.53	75.77	94.24	98.44	100.55	98.81	100.69	93.17	958.17	出口电量/ (亿 kW·h)	-	-	-	-
	38.19	30.54	41.47	43.58	47.31	40.39	42.19	43.09	42.35	43.15	39.93	452.20	内销电量/ (亿 kW·h)	318.09	140.01	133.10	44.98
	365.39	363.08	362.63	364.90	367.04	364.68	362.00	362.51	360.93	362.05	361.41	-	发电标准煤耗/ (g/kW·h)	-	361.75	362.95	365.58
能 耗	385.40	383.15	381.01	383.30	385.80	381.29	378.43	378.53	377.08	377.62	377.41	-	供电标准煤耗/ (g/kW·h)	-	376.75	378.83	380.19
	5.19	5.24	4.82	4.80	4.78	4.36	4.34	4.04	4.01	3.85	3.81	-	发电厂用 电率/%	-	3.78	4.04	3.84

注:1) 大亚湾核电站的统计始自 1994 年,岭澳核电站的统计始自 2002 年。

2) 2001 年起发电厂用电率的统计已不包括大修期间厂用设备用电量。

3) 大亚湾核电站 1994 年的电量为调试电量和商业运行电量之和,如扣除调试电量,仅统计 1994 年商业运行期间的发电量、上网电量、出口电量、内销电量,分别为 113.13 亿 kW·h、107.67 亿 kW·h、71.90 亿 kW·h、35.77 亿 kW·h。仅统计 1994 年至 2004 年商业运行期间的累计发电量、上网电量、出口电量、内销电量分别为 1 468.38 亿 kW·h、1 401.76 亿 kW·h、951.98 亿 kW·h、449.77 亿 kW·h。

4) 岭澳核电站 2002 年的电量为调试电量和商业运行电量之和,如扣除调试电量,仅统计 2002 年商业运行期间的发电量、上网电量,分别为 47.67 亿 kW·h、45.84 亿 kW·h。仅统计 2002 年至 2004 年商业运行期间的累计发电量、上网电量分别为 332.41 亿 kW·h、318.95 亿 kW·h。

7.3 安全性能指标

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站							
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计	1号机组	2号机组	全厂	指标名称	累计	2004年	2003年	2002年	
		6	3	5	0	0	0	1	1	2	0	0	0	18	1号机组	2号机组	全厂	反应堆临界运行非计划自动停堆次数	1	1	0
核	-	-	-	0.007	0.003	0	0.003	0.001	0	0.000	0.000	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	专设安全系统高压安全注入系统性能	-	0.0009	0.001	0.002
	-	-	-	0.001	0.024	0	0.003	0	0	0.001	0.000	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	专设安全系统辅助给水系统性能	-	0.0003	0.000	-
	-	-	-	0.001	0.014	0	0.003	0.001	0	0.000	0.000	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	专设安全系统交流电系统性能	-	0.0006	0.000	0.002
安	-	-	-	0.001	0.013	0.002	0.015	0.001	0.001	0.001	0.002	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	专设安全系统燃料可靠性(Bq/g)	-	0.0010	0.000	0
	-	-	-	0.001	0	0.001	0.003	0.001	0	0.001	0.000	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	-	0.0000	0.001	-
	-	-	-	0.001	0.007	0.001	0.009	0.001	0	0.002	0.000	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	-	0.0005	0.000	0
全	-	-	-	0.014	0.003	0.011	0.008	0.001	0	0.002	0.000	0.000	-	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	-	0.0000	0.001	0.009
	96.2	498.6	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.04	0.04	0.037	-	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	-	0.037	0.16	0.07	
	0	72.9	572.2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.80	1.01	0.080	-	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	-	0.037	0.04	-	
48.1	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	0.42	0.52	0.060	-	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	-	0.037	0.10	0.07		
27	17	12	7	10	8	7	7	9	7	5	3	112	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	22	1	7	14	
2	18	14	7	5	8	9	6	6	4	6	7	86	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	14	4	5	5	
29	35	26	14	15	16	16	15	15	11	11	10	198	1号机组	2号机组	全厂	电厂运行事件数	36	5	12	19	

0.117 3	0.308 6	0.285 8	0.427 8	0.420 5	0.378 6	0.311 6	0.284 1	0.170 6	0.267 8	0.243 0	3.215 716	核电站	全厂集体剂量/ (人·Sv)	核电站	0.352 3	0.153 5	0.187 1	0.011 7
0.284 5	1.673 6	1.369	1.079 6	0.917 6	0.953 5	0.818 8	1.081 7	0.564 2	1.580 9	1.574 4	11.897 8	承包商		承包商	2.201 3	0.852 5	1.334 37	0.014 4
0.401 8	1.982 2	1.654 8	1.507 4	1.338 1	1.332 1	1.130 4	1.365 7	0.734 8	1.848 7	1.817 4	15.113 51	合计		合计	2.553 6	1.006 0	1.521 48	0.026 1
-	68 703.3	62 931.5	75 111.7	55 053.9	64 476.3	57 319.8	42 317	58 035	61 246	600 529.5	核电站	核电站	控制区内工作 时间/ (人·h)	核电站	149 461	47 689	54 808	46 964
-	192 514	160 431	166 198	96 103.5	120 254	99 061	157 244	135 950	263 452	265 740	1 656 948	承包商		承包商	526 900	187 612	202 960	136 328
-	261 217	223 363	241 310	151 157	175 589	163 537	214 564	178 267	321 487	326 986	1 930 491	合计		合计	676 361	235 301	257 768	183 292
3.15	4.38	3.83	10.64	8.36	7.97	7.07	17.32	4.22	5.686	4.32	-	核电站		核电站	-	3.54	5.072	0.261
4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.350	8.150	35.84	6.52	8.098	12.14	-	承包商	最大年个人 受照剂量/mSv	承包商	-	8.05	11.331	0.213
4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.350	8.150	35.84	6.52	8.098	12.14	-	所有现场 人员		所有现场 人员	-	8.05	11.331	0.261

- 注：1) 大亚湾核电站的统计始自 1994 年，岭澳核电站的统计始自 2002 年。
 2) 所有累计值均为自机组投入商业运行以来的累计值，其中大亚湾核电站的累计值始自 1994 年，岭澳核电站的累计值始自 2002 年。
 3) 自 2004 年起，原第一组安全相关设备不可用总消耗比改为第一组安全相关设备随机不可用总消耗比。
 4) 自 2003 年起，原机组与电网解列总次数应改为机组与电网非计划解列次数。
 5) 自 2003 年起称为火险事件，包括零级火险事件和一级火险事件。
 6) 个人受照剂量仅计 γ 照射剂量。

7.4 生产运行指标

分 类	大亚湾核电站															岭澳核电站				
	指标名称															指标名称				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计	1号机组	2号机组	全厂	1号机组	2号机组	全厂	2004年	2003年
因	77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	90.13	87.77	-	1号机组	-	-	-	-	88.54	80.68	99.92
	99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02	84.79	73.91	-	2号机组	-	-	-	-	80.43	90.44	-
	86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	85.88	87.46	80.84	-	全厂	-	-	-	-	84.49	85.56	99.92
	17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	0.06	0.00	-	1号机组	-	-	-	-	1.32	5.46	0.00
	0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84	1.13	16.56	-	2号机组	-	-	-	-	1.72	0.07	-
10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54	0.60	8.28	-	全厂	-	-	-	-	1.52	2.77	0.00	
4.90	16.50	18.67	17.35	14.36	13.00	12.00	10.80	10.01	9.81	12.23	-	1号机组	-	-	-	-	10.14	13.86	0.08	
0.10	18.70	24.07	27.90	14.47	13.50	11.71	6.20	3.14	14.09	9.53	-	2号机组	-	-	-	-	17.85	9.48	-	
2.92	17.60	21.37	22.63	14.41	13.20	11.85	8.50	6.58	11.95	10.88	-	全厂	-	-	-	-	13.99	11.67	0.08	
77.20	45.20	76.10	75.30	73.76	82.17	85.18	84.92	89.55	89.57	87.24	-	1号机组	-	-	-	-	87.76	76.83	92.03	
92.50	77.92	64.10	68.60	76.36	82.42	84.91	89.11	81.55	84.48	73.57	-	2号机组	-	-	-	-	79.92	85	-	
84.85	61.56	70.10	71.95	75.06	81.80	85.05	87.02	85.55	87.03	80.41	-	全厂	-	-	-	-	83.84	80.92	92.03	
79.60	47.70	78.00	83.20	83.84	87.28	86.99	88.98	90.46	91.29	88.67	82.36	1号机组	82.36	83.02	82.78	83.32	89.75	82.88	100.00	
100.00	81.90	65.30	71.80	83.36	86.69	89.38	91.23	82.72	85.94	74.90	83.02	2号机组	83.02	82.78	82.78	84.27	81.30	87.21	-	
89.80	64.80	71.65	77.50	83.60	86.99	88.19	90.11	86.59	88.62	81.79	82.78	全厂	82.78	82.78	82.78	83.80	85.53	85.05	100.00	
81.00	49.80	79.50	84.10	84.76	88.41	87.17	89.72	91.56	91.26	89.26	83.32	1号机组	83.32	84.27	82.54	83.32	90.78	82.95	100.00	
100.00	83.30	66.90	74.40	85.80	88.36	90.15	91.38	84.38	86.54	75.81	84.27	2号机组	84.27	82.54	82.54	84.27	82.61	87.21	-	
90.50	66.55	73.20	79.25	85.28	88.38	88.66	90.55	87.97	88.90	82.54	83.80	全厂	83.80	82.54	82.54	83.80	86.70	85.08	100.00	
4.80	6.30	4.60	4.90	4.80	4.42	4.34	4.44	4.21	4.21	4.23	4.67	1号机组	4.67	4.42	4.34	4.67	4.04	4.43	4.40	
4.10	4.50	5.00	4.60	4.90	4.22	4.33	4.11	4.38	4.38	4.13	4.42	2号机组	4.42	4.35	4.35	4.42	4.37	4.34	-	
4.45	5.40	4.80	4.75	4.85	4.32	4.34	4.28	4.30	4.30	4.18	4.57	全厂	4.57	4.35	4.35	4.57	4.21	4.39	4.40	

6 090.95	3 897.53	6 577.46	6 491.23	6 356.77	6 995.42	7 362.42	7 319.64	7 718.72	7 720.50	7 540.90	74 072.53	1号机组	发电量/ (GW·h)	1号机组	19 051.00	7 631.37	6 662.61	4 767.02
5 222.39	6 716.81	5 536.43	5 914.84	6 390.94	7 104.10	7 338.99	7 680.73	7 029.22	7 282.18	6 358.88	72 765.51	2号机组		2号机组	14 179.54	6 949.79	7 229.76	-
11 313.33	10 614.34	12 113.98	12 406.07	12 937.71	14 100.52	14 701.41	15 000.37	14 747.94	15 002.68	13 899.77	146 838.07	全厂		全厂	33 240.54	14 581.16	13 892.37	4 767.02
293.91	245.33	300.35	317.13	304.25	326.00	319.64	324.74	324.94	326.86	326.92	3 410.06	1号机组	辅助设备	1号机组	812.76	308.30	294.77	209.68
213.12	301.78	278.35	269.83	325.70	315.51	318.02	315.49	307.90	300.63	276.56	3 222.89	2号机组	总消耗能量/ (GW·h)	2号机组	617.24	303.34	313.91	-
507.02	547.11	578.70	586.96	629.95	641.52	637.66	640.23	632.84	627.49	603.48	6 632.95	全厂		全厂	1 430.00	611.64	608.68	209.68
18 011.86	11 388.25	19 447.20	19 270.22	19 105.35	20 786.17	21 667.21	21 658.05	22 694.08	22 165.60	219 078.17		1号机组	反应堆产	1号机组	56 475.98	22 519.08	19 769.08	14 187
15 338.49	19 843.56	16 313.64	17 584.05	19 553.54	21 075.44	22 611.03	22 640.68	21 535.82	18 729.92	214 945.03		2号机组	生的热能/ (GW·h)	2号机组	41 683.79	20 423.57	21 270.21	-
33 410.35	31 431.81	35 760.85	36 854.27	38 688.89	41 861.61	43 326.23	44 289.05	43 324.76	44 219.87	40 885.52	434 023.20	全厂		全厂	98 169.37	42 942.65	41 039.30	14 187
299.24	166.83	279.92	277.35	274.98	299.17	311.85	311.71	326.63	326.48	319.02	3 153.17	1号机组	从燃料获	1号机组	812.83	324.11	284.53	204.19
221.63	285.66	234.80	253.08	281.43	303.33	311.73	325.44	297.04	309.56	289.57	3 093.66	2号机组	得的能量/ EFPD	2号机组	600.08	293.95	305 134.4	-
480.86	452.49	514.71	530.43	556.40	602.50	623.98	637.15	623.66	636.44	588.59	6 246.83	全厂		全厂	1 412.92	618.06	590.66	204.19
6 144.55	4 222.79	6 688.07	7 105.67	6 984.94	7 467.50	7 439.84	7 586.82	7 735.80	7 769.39	7 386.45	76 732.81	1号机组	毛可用能量/ (GW·h)	1号机组	19 872.45	7 699.76	6 996.98	5 175.72
5 610.36	7 022.98	5 855.64	6 085.72	7 238.34	7 419.85	7 605.19	7 894.52	7 069.75	7 308.55	6 388.57	75 460.07	2号机组		2号机组	14 687.83	6 994.54	7 683.30	-
11 754.91	11 245.37	12 543.71	13 192.39	14 243.28	14 887.35	15 046.03	15 421.34	14 805.55	15 077.94	13 957.02	152 192.88	全厂		全厂	34 560.28	14 694.30	14 680.27	5 175.72
386.50	1 422.27	1 613.71	1 495.61	1 237.50	1 121.34	1 014.02	931.08	863.09	845.54	1056.90	11 987.57	1号机组	计划毛不可	1号机组	2 087.08	881.53	1 201.59	3.96
5.64	1 611.91	2 081.06	2 405.25	1 247.41	1 161.44	1 021.45	534.34	270.92	1 214.29	823.15	12 376.86	2号机组	用能量/ (GW·h)	2号机组	2 359.07	1 552.47	805.599	-
392.14	3 034.18	3 694.77	3 900.86	2 484.91	2 282.78	2 085.47	1 465.43	1 134.01	2 089.83	1 880.05	24 364.43	全厂		全厂	4 446.15	2 434.00	2 008.19	3.96
1 356.69	3 075.26	341.68	17.56	397.19	31.00	18.96	101.94	20.95	49.09	0.11	5 410.42	1号机组	非计划毛不	1号机组	988.71	1 14.88	473.84	0.00
28.22	174.98	705.76	128.87	114.08	38.55	15.82	250.98	1 279.18	970.03	1 431.74	5 139.21	2号机组	可用能量/ (GW·h)	2号机组	155.34	149.15	6.186	-
1 384.91	3 250.24	1 048.44	146.43	511.27	69.55	34.77	352.92	1 300.13	1 019.12	1 431.85	10 549.63	全厂		全厂	744.05	264.03	480.02	0.00

能

量

续表

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站				指标名称
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计	1号机组	2号机组	全厂	2004年	2003年	
时	6 384.20	4 177.00	6 852.90	7 284.30	7 344.40	7 646.00	7 641.00	7 794.80	7 994.00	7 974.00	7 89.20	78 811.80	1号机组	1号机组	全厂	7 883.80	7 263.5	5 232
	5 736.00	7 171.30	5 739.00	6 289.70	7 302.00	7 594.00	7 851.50	7 992.00	7 246.70	7 528.10	6 579.50	77 029.80	2号机组	2号机组	全厂	7 141.00	7 483.5	-
	12 120.20	11 348.30	12 591.90	13 574.00	14 646.40	15 240.00	15 492.50	15 786.80	15 170.70	15 512.10	14 368.70	155 841.60	全厂	全厂	全厂	15 044.8	14 754.0	5 232
时	6 492.50	4 366.20	6 979.90	7 365.20	7 424.50	7 744.50	7 657.00	7 899.80	8 021.10	8 016.00	7 841.00	79 756.70	1号机组	1号机组	全厂	7 974.30	7 266.5	5 232
	5 736.00	7 295.10	5 879.40	6 518.10	7 518.00	7 740.00	7 919.00	8 004.50	7 392.70	7 581.30	6 669.50	78 234.60	2号机组	2号机组	全厂	7 256.20	7 538	-
	12 228.50	11 661.30	12 859.30	13 883.30	14 942.50	15 484.50	15 576.00	15 864.30	15 413.80	15 596.30	14 510.50	158 000.30	全厂	全厂	全厂	15 200.5	14 804.5	5 232
间	359.90	1 303.00	1 582.80	1 464.70	1 197.00	1 104.00	975.00	906.20	826.50	763.00	994.80	11 476.90	1号机组	1号机组	全厂	889.30	1 065.0	0.0
	0.00	1 391.30	2 016.00	2 380.50	1 224.00	1 098.00	914.50	504.00	228.00	1 171.20	768.00	11 695.50	2号机组	2号机组	全厂	1 510.80	813.0	-
	359.90	2 694.30	3 598.80	3 845.20	2 421.00	2 202.00	1 889.50	1 410.20	1 054.50	1 934.20	1 762.80	23 172.40	全厂	全厂	全厂	2 350.1	1 878.0	0.0
间	1 271.90	3 042.50	3 328.30	40.50	218.60	0.00	198.00	34.50	9.50	0.00	0.00	5 113.80	1号机组	1号机组	全厂	60.90	494.5	0.00
	0.00	76.40	641.00	89.80	115.00	7.50	0.00	32.00	1 285.30	60.70	1 436.50	3 744.20	2号机组	2号机组	全厂	132.12	0.0	-
	1 271.90	3 118.90	3 969.30	100.30	333.60	7.50	198.00	66.50	1 294.80	60.70	1 436.50	8 888.00	全厂	全厂	全厂	193.0	494.5	0.00
间	1 211.50	332.10	541.40	40.80	103.00	0.00	198.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2 426.80	1号机组	1号机组	全厂	0.00	428.50	0.00
	0.00	212.30	1 153.50	142.80	102.00	23.00	0.00	0.00	1 196.80	0.00	0.00	2 830.40	2号机组	2号机组	全厂	333.50	21.5	-
	1 211.50	544.40	1 694.90	183.60	205.00	23.00	198.00	0.00	1 196.80	0.00	0.00	5 257.20	全厂	全厂	全厂	783.50	420.00	0.00

注：1) 大亚湾核电站的统计始自1994年，岭澳核电站的统计始自2002年。

7.5 三废排放与环境监测

分 类	大亚湾核电站										岭澳核电站						
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计	指标名称	2004年	2003年	2002年	
气 体	22.72	80.20	43.63	31.06	23.49	25.73	19.43	15.51	13.90	11.29	12.60	-	惰性气体 排放量/TBq	11.10	5.49	6.67	
	1.99	7.04	3.83	2.72	2.07	2.26	1.70	1.36	1.22	0.99	1.10	-	占年限值/%	0.97	0.48	0.58	
	424.00	720.40	228.70	115.65	100.37	91.93	102.20	68.77	86.34	95.70	124.00	-	卤素气态流 出物排放量 ²⁾ / MBq	65.90	49.10	39.15	
	1.12	1.90	0.60	0.30	0.27	0.24	0.27	0.18	0.23	0.25	0.36	-	占年限值/%	0.19	0.13	0.10	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.18	-	气溶胶 气态流出物 排放量/MBq	1.35	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.03	-	占年限值/%	0.04	-	-
液 体	89.20	26.94	10.24	11.29	2.49	4.69	2.59	2.18	2.29	1.43	1.47	-	非钚核素废 液排放量/GBq	0.32	1.02	0.14	
	12.70	3.85	1.46	1.61	0.35	0.67	0.37	0.31	0.33	0.20	0.21	-	占年限值/%	0.05	0.15	0.02	
固 体	41	100	78	78	66	66	62	44	47	36	31	649	水泥桶桶数	31	17	4	
	134	328	266	287	257	281	320	242	176	386	503	3 180	金属桶桶数	220	219	37	
	175	428	344	365	323	347	382	286	223	422	534	3 829	桶数合计	251	236	41	
	72	183	138	146	124	126	119	82	90	64	51.6	1 197	水泥桶体积/m ³	51.6	23.6	4.8	
	28	69	56	60	54	59	67	51	36.96	81.06	105.63	667.77	金属桶体积/m ³	46.20	45.99	7.77	
	100.00	252.00	194.26	206.66	177.97	184.61	186.40	133.22	126.96	145.06	157.23	1 864.37	体积合计/m ³	97.80	69.59	12.57	

续表

分 类	大亚湾核电站										岭澳核电站				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2004年	2003年	2002年	
	0.146 ±0.015	0.151 ±0.004	0.127 ±0.005	0.127 ±0.004	0.127 ±0.004	0.128 ±0.003	0.128 ±0.005	0.131 ±0.006	0.129 ±0.004	0.130 ±0.004	0.130 ±0.004	0.130 ±0.004	-	-	-
AS1 站点	0.171 ±0.014	0.178 ±0.010	0.148 ±0.006	0.147 ±0.005	0.146 ±0.004	0.144 ±0.006	0.148 ±0.006	0.148 ±0.006	0.147 ±0.005	0.149 ±0.004	0.150 ±0.005	0.150 ±0.005	-	-	-
AS2 站点		新	增	站	点	-	-	0.154 ±0.005	0.153 ±0.005	0.152 ±0.005	0.154 ±0.005	-	-	-	-
AS3 站点	0.110 ±0.004	0.110 ±0.005	0.117 ±0.006	0.119 ±0.007	0.117 ±0.006	0.117 ±0.03	0.117 ±0.006	0.120 ±0.004	0.121 ±0.004	0.119 ±0.004	0.116 ±0.004	-	-	-	-
AS4 站点	0.139 ±0.011	0.137 ±0.006	0.128 ±0.010	0.146 ±0.013	0.166 ±0.008	0.164 ±0.010	0.153 ±0.007	0.152 ±0.005	0.148 ±0.005	0.150 ±0.007	0.143 ±0.009	-	-	-	-
AS5 站点	0.157 ±0.010	0.157 ±0.011	0.117 ±0.004	0.113 ±0.007	0.114 ±0.005	0.115 ±0.005	0.116 ±0.004	0.118 ±0.004	0.123 ±0.006	0.115 ±0.006	0.113 ±0.005	-	-	-	-
BS1 站点		新	增	站	点	-	-	0.116 ±0.005	0.109 ±0.005	0.107 ±0.004	0.108 ±0.005	-	-	-	-
BS2 站点		新	增	站	点	-	-	0.138 ±0.005	0.140 ±0.007	0.143 ±0.006	0.132 ±0.009	-	-	-	-
BS3 站点	0.139 ±0.004	0.128 ±0.005	0.105 ±0.010	0.095 ±0.004	0.092 ±0.006	0.094 ±0.005	0.100 ±0.005	0.110 ±0.004	0.113 ±0.005	0.114 ±0.004	0.113 ±0.005	-	-	-	-
BS4 站点	0.187 ±0.019	0.169 ±0.009	0.126 ±0.007	0.124 ±0.009	0.113 ±0.011	0.107 ±0.005	0.113 ±0.007	0.120 ±0.005	0.121 ±0.005	0.120 ±0.005	0.119 ±0.005	-	-	-	-
BS5 站点															

指标名称
环境监测站
γ 辐射剂量
率年平均值⁽⁴⁾/
($\mu\text{Sv/h}$)
(两电站)

注: 1) 大亚湾核电站的统计始自 1994 年, 岭澳核电站的统计始自 2002 年。

2) 自 2004 年起, 放射性气体排放的卤素气态流出物与气溶胶气态流出物排放分开统计。2004 年以前的卤素气态流出物统计数据包含了气溶胶气态流出物的统计值。

3) 大亚湾核电站与岭澳核电站采用统一的环境监测系统。

4) 因从 2002 年以后运行的是 10 个监测站, 在原 7 个站点的基础上站名做了些调整, 如原 BS2 已更名为 AS4, 原 AS3 已更名为 AS5, 原 BS3 已更名为 BS4, 原 BS4 已更名为 BS5。

7.6 维修、改进与质量保证

分 类	大亚湾核电站											岭澳核电站					
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计	指标名称	累计	2004年	2003年	2002年
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	累计		2004年	2003年	2002年	
维 修 工 作 票	1 713	1 529	2 110	2 421	4 004	5 167	5 719	6 773	6 751	6 802	6 556	49 545	预防性 维修工作票数	18 015	5 821	8 903	3 291
	11 687	8 682	6 584	5 699	5 994	7 088	7 195	7 548	8 910	6 322	4 092	79 801	纠正性 维修工作票数	20 719	4 713	9 213	6 793
	13 400	10 211	8 694	8 120	9 998	12 255	12 914	14 321	15 661	13 124	10 648	129 346	合计	38 734	10 534	18 116	10 084
	-	-	171	112	88	67	46	55	83	63	216	-	年末维修 周转工作票	-	179	85	103
工 程 改 进	386	421	87	40	80	127	99	289	262	391	500	2 682	NCR 发出数	1 134	547	489	98
	294	411	84	75	50	85	66	118	178	234	278	1 873	NCR 已关闭数	464	263	162	39
	62	68	63	30	45	54	173	296	300	444	686	-	NCR 未关闭数	-	737	335	81
	-	-	42	198	270	287	417	472	356	453	645	3 140	ESR 收到数	1 635	627	731	277
	-	-	4	94	200	345	392	422	338	556	542	2 893	ESR 关闭数	1 384	586	664	134
	-	-	38	142	98	154	168	197	194	91	194	-	ESR 未关闭数	-	213	172	174
	229	153	106	49	48	67	67	50	77	65	58	969	MR 收到数	100	29	25	46
	21	70	72	62	34	40	46	29	21	24	34	453	MR 完成数	25	16	5	4
	-	-	150	26	30	49	30	11	6	16	18	336	MR 撤销数	2	2	0	0
	208	291	175	136	120	96	93	103	113	136	153	-	MR 未关闭数	-	53	38	42
质 量 保 证	265	134	178	94	55	70	40	50	111	83	84	1 164	CAR 签发数	-	-	-	-
	185	138	185	127	61	77	55	52	109	74	77	1 140	CAR 关闭数	-	-	-	-
保 证	80	74	64	50	30	29	7	8	10	13	20	-	CAR 未关闭数	-	-	-	-

注：1) 大亚湾核电站的统计始自1994年，岭澳核电站的统计始自2002年。

2) CAR的数据反映两个电站的状态。

3) 因2004年改进了NCR管理，今后不再统计“NCR有条件释放数”，故自2004年起取消该指标。

7.7 换料大修主要指标

大修代号	D101	D201	D202	D102	D203	D103	D204	D104	D205	D105	D206	D106
	解列日期 并网日期 达满功率日期 解列-并网/d 解列-满功率/d	94-12-17 95-02-24 95-07-08 69.2 203	95-04-04 95-05-20 95-05-26 46.9 52.2	95-12-15 ²⁾ 96-04-09 96-04-14 111 116	96-03-31 96-05-26 95-05-31 56 61	96-12-10 ²⁾ 97-02-24 97-03-01 65 71	97-03-11 97-05-10 97-05-13 59.6 64.1	97-11-22 98-01-15 98-01-20 54.5 59.6	98-01-24 98-03-20 98-03-25 55.4 60.5	98-11-16 99-01-03 99-01-11 48.6 56.1	99-01-26 99-03-12 99-03-18 45 51	99-11-16 99-12-30 00-01-05 45 51
核 安 全	人因	5	6	7	3	4	3	0	3	2	2	2
	设备	0	1	0	1	2	0	0	0	0	2	1
核 安 全	设计	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数 其中: 1 级事件	8	7	8	5	6	3	0	3	0	4	3
工 业 安 全	人因	15	7	9	8	13	12	14	12	5	8	9
	设备	4	1	2	1	8	2	10	15	5	14	6
工 业 安 全	设计	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数	20	8	11	9	21	14	24	27	10	22	15
工 业 安 全	人身轻伤	0	1	1	1	0	2	1	0	1	0	0
	未遂事件	16	8	13	12	6	10	3	4	4	8	0
工 业 安 全	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾事件 ⁴⁾	6	2	2	2	1	2	1	2	0	0	1
辐 射 防 护	集体剂量/(人·mSv)	1 018	534	829	807	511	551	474	544	603	572.5	491
	个人剂量大于 5 mSv 的人数 ²⁾ 体表沾污/(人·次)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		5	4	3	2	3	6	3	1	3	2	3

大修代号	D207	D107	D208	D108	D209	D109	L101	L201	L102	D210	D110
大修工期	00-11-22 00-12-28 01-01-03 36.5 41.9	01-01-14 01-02-21 01-02-26 38 43	01-12-10 02-01-10 02-01-15 31.4 36	02-01-24 02-02-27 02-03-04 34.4 39	03-01-26 03-03-18 03-03-22 51.4 55.7	03-03-21 03-04-21 03-04-26 31.23 35.88	03-04-21 03-06-07 03-07-15 46.3 84.5	03-11-28 04-02-13 04-02-19 77.4 82.9	04-02-17 04-03-24 04-03-31 36.6 43.85	04-04-24 04-07-24 04-07-29 91.85 96.35	04-09-30 04-11-10 04-11-16 41.5 47.26
核电站	人因	3	3	1	5	1	1	3	0	5	1
	设备	1	0	0	0	0	1	4	0	1	0
安全	设计	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数 (LOE)	4	3	1	5	1	2	7	0	6	1
	其中: 1级事件	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0
内部运行	人因	19	8	12	21	10	20	19	9	17	10
	设备	9	8	12	12	7	10	12	8	4	14
事件 ³⁾	设计	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数 (IOE)	28	16	24	33	17	30	31	17	21	24
工业安全	人身轻伤	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
	未遂事件	4	3	2	5	2	6	3	1	5	3
	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾事件 ⁴⁾	1	2	1	4	1	0	2	0	0	1
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	489	712.3	548.3	1 011.57	677.576	579.343	1105.3	324.6	705.232	978.639
	个人剂量大于5 mSv的人数 ⁵⁾	-	10	0	2	0	8	37	0	3	1
	体表沾污/(人·次)	2	2	1	0	3	8	4	1	3	2

注: 1) 大修代号中 D 代表大亚湾核电站, L 代表岭澳核电站。D101 表示为大亚湾核电站 1 号机组第一次大修, 以此类推。
 2) 根据电网安排, D202 大修提前 5 天解列, D203 大修提前 12 天解列; 两次大修的 actual 开工日期分别为 D202: 1995-12-20; D203: 1996-12-22。
 3) D203 大修前称为安全事件, 自 D203 大修起称为内部运行事件, 其界定范围有所扩大, 包括了辐射防护、工业安全等方面事件。
 4) D209 大修前称为火灾未遂, 自 D209 大修起称为火灾事件, 它细分为零级火灾和一级火灾。
 5) D208 大修前称为个人剂量在 7~20 mSv 之间的人数与参与大修人员总数之比/%, 自 D208 大修更改为个人剂量大于 5 mSv 的人数。

7.8 机组停堆解列统计表

序号	日期	原因	机组
1	9月30日	1号机组于9月30日2:55与电网解列开始第十次大修	大亚湾核电站1号机组
2	4月24日	2号机组于4月24日3:00与电网解列开始第十次大修	大亚湾核电站2号机组
3	2月17日	1号机组于2月17日0:42与电网解列开始第二次大修	岭澳核电站1号机组
4	3月27日	1号机组第二次大修并网后,3月27日23:19因控制棒电源保险熔断导致反应堆自动停堆,并网后又因汽轮发电机组轴承振动高手动停机两次	
5	2月14日	2号机组第一次大修并网后因汽轮发电机组轴承振动高,2月14日7:30手动与电网解列,19:07重新并网成功	岭澳核电站2号机组
6	2月27日	2月27日4:18与电网解列处理发电机漏氢故障	
7	12月10日	12月10日1:08与电网解列开始2号机组第二次大修	

7.9 电站运行事件列表

7.9.1 大亚湾核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20040001 2004-01-28	0 级	RX 厂房外约 290 个火警探头没有按时执行监督大纲中要求的通道定期试验	2004 年 2 月 26 日, 安全质保部对 MIC 进行消防专项检查时发现, 定期试验监督大纲要求 2003 年 10 月 27 日开始执行的 RX 厂房外 JDT 系统火警探头通道试验, 有部分火警探头通道定期试验没有按时完成, 超出定期试验 25% 裕度期限要求	<ol style="list-style-type: none"> MIC 人员对工作过程管理程序不清楚, 缺乏质疑的工作态度。在值长要求将未完成工作许可证还票时, 没有提出应中止许可证, 归还许可证后失去了正常有效的跟踪管理手段; 仪表准备工程师在没明确已有有效工作申请票, 进行跟踪的情况下, 取消工作申请票 317997, 导致跟踪失效 	<ol style="list-style-type: none"> 学习维修工作过程管理程序 C-IP/MTN/040 的管理规定; 学习工作申请管理程序 C-IP/MTN/041 管理规定
LOER-1-20040002 2004-07-16	0 级	未在《安全相关系统与设计定期试验监督要求》的周期限制内执行 PTISAP001	2004 年 7 月 16 日, 按照计划应在上午执行 PTISAP001。由于台风“圆规”正面袭击大亚湾, 主控制室操纵员根据电网指令, 进行机组降功率操作而未在本值执行该定期试验, 随后也未在《安全相关系统与设备定期试验监督要求》要求的 25% 裕度内执行该定期试验	<ol style="list-style-type: none"> 值长、主控制室操纵员工作行为不规范; 试验负责操纵员对定期试验的相关管理规定不清楚; STA 离线后, 没有建立值长机组安全评价的内容与流程; 日常定期试验计划变更流程缺乏控制; 值班 STA 进行独立证的具体要求不足 	<ol style="list-style-type: none"> 以快速通报的形式在 OPO 运行值进行经验反馈; 组织试验负责人、主控制室操纵员学习定期试验相关管理规定; 建立系统化的安全评价制度 (包括详细的评价内容与评价流程等); 建立规范的日常定期试验计划变更控制流程 (包括相关管理程序的升级); 升版 C-IP/NSP/014 及 STA 日志, 明确 STA 对定期试验监督的具体要求

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20040003 2004-11-6	0 级	擅自改变气闸门设置不满足技术规范的要求	2004年11月6日,根据工作计划安排,电气人员执行0 m和8 m反应堆厂房气闸门的电气年检工作。工作负责人在“气闸门保持联锁、断电、然后自行手动打开外门,仅保持内门关闭”的条件下,完成了0 m反应堆厂房气闸门的电气控制柜的状态设置工作。工作过程中气闸门的状态设置不满足运行技术规范“进入反应堆厂房的两个气闸门必须关闭,气闸门均要联锁”及气闸门相关的特殊规定	1. 将检修工作安排在无工作内容关联的静机票下执行; 2. 会议讨论的风险未落实到工作指令上	1. 将气闸门电气检修工作单独申请许可票列入计划; 2. 电气处内部对事件进行反馈、学习,要求大修协调员、准备工程师必须通过纸质文件(工作状态改变必须重新准备工作指令)传达工作中的风险
LOER-2-20040001 2004-04-25	0 级	NS/RRA 模式下打开 RX 厂房生物屏蔽门	2004年4月25日上午10:30左右,机组处于NS/RRA正常冷停堆模式下,承包商现场作业人员在接到NPIC大修负责人下达的对RX厂房20 m生物屏蔽门进行开启试验的口头指令后,在现场对生物屏蔽门进行开启试验。但在关门过程中有一扇门不能完全关闭,持续了约两小时,违反了NS/RRA正常冷停堆模式下,“设备舱门和生物屏蔽门必须关闭”的运行技术规范	1. 不熟悉技术规范和工作过程; 2. 发现生物屏蔽门的定位销子不明原因被拔出后没有采取纠正措施; 3. 作业人员在现场进行特殊作业前未和主控室人员进行沟通; 4. 生物屏蔽门防误开预警功能失效	1. 在MCS及对口承包商员工中进行认真反馈,组织员工进行工作过程管理规定及新运行技术规范的培训学习,并对当事人在MCS和NPIC内部进行通报批评; 2. 在相关部门(MCS/MSM)内部进行反馈,并组织学习管理程序《维修部设备维修职责分工》(C-WD/MAP/002-C),进一步明确各处对生物屏蔽门的管理责任; 3. 修改“RX20 m生物屏蔽门管理”(UMS CVW2 008)程序,增加在开门前和主控室进行沟通的规定; 4. 组织相关部门(MIC/OPO/MSM/MEE/MCS)检查,确认失效原因

<p>LOER-2-20040002 2004-04-27</p>	<p>0 级</p>	<p>维修停堆模式切换硼表回路人为产生第一组 I₀ 事件</p>	<p>2004 年 4 月 27 日 5:15 已完成 DHP001 签字, 机组已过渡到了 MCS 模式。当天 5:24 由化学人员按照大修计划, 将 2REN 硼表回水由 2RCV 容积控制箱切换到 2RCP 二环路, 期间使硼表失去流量而不可用。切换时机组状态不合适, 人为造成第一组 I₀ 事件</p>	<p>1. 新技术规范投入后, D 规程原先硼表切换窗口没有修改; 2. 运行、化学、计划, 安全工程师对新技术规范的要求不清楚</p>	<p>1. OPO/OPC/MAP 修改关于硼表切换的相关规程及大修参考计划; 2. 组织培训, 运行值对即将进行的操作再次进行 I₀ 的甄别, 相关部门学习反馈</p>
<p>LOER-2-20040003 2004-05-03</p>	<p>0 级</p>	<p>换料停堆模式下源量程两个通道的停堆注量率高报警同时被闭锁</p>	<p>2004 年 5 月 3 日, 大亚湾核电站 2 号机组处于换料停堆模式。卸料到 30 步移动中子源组件操作时, 按照换料程序, 须闭锁 RPN014MA 停堆中子注量率高报警信号。在主控室操纵员对 MIC 工作人员下达工作指令后, 由于双方没有进行充分有效沟通, MIC 工作人员同时闭锁了 2 个源量程停堆中子注量率高报警信号, 造成卸料期间 RPN 两个源量程通道中子注量率高报警信号不可用时间达 1 分 21 秒, 违反了技术规范关于“为了移动中子源组件, 允许在另一通道和报警可用的情况下, 闭锁一个通道的报警功能”的限制条件</p>	<p>1. MIC 工作人员与主控室操纵员没有进行有效沟通, 口头交流造成工作指令传递理解偏差; 2. MIC 工作人员不熟悉换料停堆模式下, 技术规范关于移动中子源组件的限制条件</p>	<p>1. 制定管理规定, 对配合运行部门进行状态设置的工作, 通过任务操作单的方式进行任务安排和执行人员的确认; 2. 对换料停堆模式下, 关于移动中子源组件的限制条件的相关技术规范进行培训</p>

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-2-20040004 2004-05-19	1 级	装料过程中意外移动导致燃料组件弯曲	2004年5月19日23:10, 装料操作进行到126步, 换料机从倾翻机中抓取燃料提升的过程中, 燃料操作移动“灯试”操作后发现换料机突然异常移动, 立即按下紧急停止按钮。检查换料机已移动677.1 mm, 燃料组件被拉弯曲变形。换料主管报告主控制室, 并要求主控制室广播通知反应堆厂房紧急撤离。进一步核实反应堆厂房放射性通道测量结果正常	<ol style="list-style-type: none"> 1. 西屋软件设计错误; 2. 操作界面设计不合理; 3. PMC 调试对操作员移交不清 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 重新审查软件控制逻辑的正确性; 2. 重新审查操作界面设计和分级; 3. 将新的操作规则向操作主管部交待清楚; 制定换料操作行为规范, 并培训操作员
LOER-2-20040005 2004-05-16	0 级	2RRA 系统流量调节阀设置错误丧失主控制室遥控功能	2004年5月16日20:10, 机组处于RCD模式, 在执行恢复RRA的TYPE A (9PA0038) 行政隔离过程中, 将RRA013/024/025VP设置手动状态的插销当作设置中性点的插销插入, 导致RRA系统丧失流量以及一回路温度的控制功能, 违反技术规范的要求	<ol style="list-style-type: none"> 1. OFO 缺乏对 RRA 013/024/025VP 的操作指令及规程; 2. 运行人员缺乏对 RRA013/024/025VP 如何进行操作以及状态设置的培训 	<ol style="list-style-type: none"> 1. OFO, MSM 甄别编写关于此类特殊阀门的操作技巧及加入相关程序和形成 FOI; 2. 编写关于 RRA013/024/025VP 如何进行操作, 以及中性点设置的培训教材, 并对所有相关人员人员进行培训
LOER-2-20040006 2004-07-10	0 级	误合发电机负荷开关导致主变压器跳闸主厂外电源丧失	2004年7月10日8:25, 大亚湾核电站2号机组处于RP模式, TTS 人员正在对零功率物理试验。当值运行人员在试图拔出插在2GSY5050CC上的钥匙时, 误动其旁的2GSY504CC (发电机负荷开关就地控制开关), 导致发电机负荷开关意外合闸。GPA 保护装置断开OCEW450/452JA, 导致主变压器失电, 进入I2.1事故工况	<ol style="list-style-type: none"> 1. 非预期性独立操作、无原因分析和风险分析等操作准备、没有严格执行明星自检; 2. 钥匙管理; 3. 隔离经理技能培训内容没有覆盖 GSY 电器开关, 及相关钥匙使用操作技能 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 反馈并制定运行人员标准操作行为流程; 2. 对值长室的钥匙进行分级管理及管理规程升级, 修改此钥匙相关的操作程序; 3. 编写 GSY 负荷开关控制逻辑培训教材对运行人员进行培训; 4. 编写与调度联系的相关培训教材对值长、机组长、副值长进行培训; 5. 对 GSY504CC 加装保护装置

				<p>4. 处理事件时没有及时与电网调度沟通;</p> <p>5. 缺乏防止误动 GSY504CC 的措施</p>	
<p>LOER-2-20040007 2004.09-29</p>	<p>1 级</p>	<p>计算错误导致 ATWT 保护定值整定错误</p>	<p>2004 年 9 月 16 日, 大亚湾核电站 2 号机组进行 PT2RGI004 试验, 发现 2RPA230EC 在核功率为 86.1 % FP 时出现 NOT HIGH 信号, 2RPA229EC 在核功率为 73.5 % FP 出现 NOT HIGH 信号 (技术规范要求 ATWT 定值设在 30 % FP)。分析后确定为整定值给定过大。9 月 29 日晚大亚湾核电站 1 号机组大修停机降功率期间, 经过检查确认, 大亚湾核电站 1 号机组 RPN013MA 的 ATWT 通道阈值设置也存在同样的给定值过大错误。后续分析发现, 由中间量提供的 C1、25 % RT 和 ATWT 闭锁和保护定值均过大, 且是大亚湾核电站 1 号机组和 2 号机组的共模失效</p>	<p>1. 定值给定方案及方法使用认知不足;</p> <p>2. 缺乏中间量程保护给定值的后续验证和调整要求;</p> <p>3. 缺少中间量程定值给定的适用程序</p>	<p>1. 就定值给定方案及方法进行研究和培训;</p> <p>2. 结合法国的经验, 确定中间量程 C1、AT-WT、25 % FP RT 保护给定值的后续验证和调整的整体方案、方法要求等内容;</p> <p>3. 编写规程, 规范定值调整方案和应用方法</p>

7.9.2 岭澳核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20040001 2004-03-27	0 级	1RGL 故障导致反应堆自动停堆	<p>3月27日22:00, 岭澳核电站1号机组处于升功率阶段并到达86.5%FP。22:08 主控制室出现1RGL001AA报警, 仪表人员接到通知后, 在无监护情况下, 在RGL就地UPAT机架显示屏板上通过按CLEAR清除报警, RGL001AA消失。22:52 1RGL001AA报警再次出现, 仪表人员再次如前一样清除报警。23:19, 主控制室再次出现RGL001AA, 同时反应堆自动停堆。停堆后, MIC多人到现场进行原因调查, 发现R1控制棒驱动电源柜故障。进一步检查发现R1控制棒组LC线圈驱动电源机架三相260V供电保险中的一相保险熔断。由于一回路平均温度与参考值偏差大, 发出提棒指令, 设计缺陷不能闭锁棒的移动, 导致R1控制棒下落, 引起中子注量率变化率高, 致使停堆。经进一步检查研究得出结论: 控制棒线圈回路绝缘及回路电阻的检查合格, 说明线圈正常; 更换新保险后, 提棒过程正常, 排除了板件和机械的问题; 排除了绝缘和卡涩故障后, 基本断定保险熔断是导致本次自动停堆的直接原因。上述处理和验证试验证实了控制棒控制系统正常, 可以投入正常运行</p>	<p>1. R1控制棒LCI线圈三相保险中的一相烧毁; 2. 控制棒系统LC机架有异常时不闭锁控制棒的移动指令; 3. 监护人制度没有落实; 4. 风险意识不够; 对LCI机架故障与落棒之间的联系从知识和经验方面都不足, 在处理报警的过程中对重复出现的报警的警觉度不够</p>	<p>1. 更换保险, 执行R1控制棒功能试验, 分析保险故障原因, R1控制棒下次大修全面检查; 2. 升版MIC ON-CALL管理制度; 3. 完善报警标准工作指令; 4. 修改RGL001AA/003AA报警卡, 在系统故障时禁止控制棒的自动移动和手动提插</p>

<p>L-LOER-2-20040001 2004-01-15</p>	<p>0级</p>	<p>装料期间 ETY碘过滤器 回路不可用</p>	<p>2004年1月15日机组正在装料，10:40 2ETY005UP意外跳闸，致使2ETY007/008/009/010VA关闭，导致2ETY碘过滤器回路不可用。碘过滤器回路不可用违反了技术规范（燃料操作期间ETY系统要求碘过滤器在线）。12:00，STA人员发现005UP跳闸，要求LPO重新投入2ETY005UP，并打开2ETY007/008/009/010VA，ETY碘过滤器恢复可用，在投运期间出现过LCA004AA绝缘报警。ETY碘过滤器不可用时间达1小时52分，LPO人员未发现2ETY007/008/009/010VA处于关闭状态时间达1小时20分钟，此期间并没有停止装料操作。 1月23日，检查2ETY044VA电磁阀时发现电磁阀（EL1）有接地现象。拆开电磁阀检查，电磁阀线圈的2号正极电接线鼻子（塑料材质）与接地电接线螺丝压接在一起。仔细检查，电磁阀线圈2号鼻子有明显打弧迹象，并且发黑，2号鼻子塑料部分已经烧毁。分析判断：正极电接线与地线间长期处于似接非接的接触状态，当阀门动作产生震动导致LCA经常出现绝缘降低，打弧时造成ETY005UP跳闸。另外，运行管理程序要求运行人员每隔30分钟巡检一次，当值运行人员在繁忙的大修工作中未能按照要求定期巡检，在碘过滤器不可用状态下装料工作继续进行，时间长达1小时52分</p>	<p>1. 调试安装期间 2ETY044VA电磁阀内部接线不当造成有接地； 2. 运行人员没有按照要求 进行定期巡检</p>	<p>1. 持票检查2ETY044VA电磁阀内部接线，改正不当的接线； 2. 运行二处各值通过事件快速反馈单和本运行事件报告，学习、反馈本事件经验教训</p>
---	-----------	-----------------------------------	---	--	---

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-2-20040002 2004-01-21	0 级	2RCV013VP 关闭导致 RCP 压力超出压力 温度运行图	<p>2004 年 1 月 21 日 21:08, 岭澳核电站 2 号机组正处于换料大修的冷停堆状态, 运行操纵员巡盘时突然发现 2RCV414AA (下泄压力高) 报警, 检查 2RCV013VP 在关闭状态。立即手动关闭 2RCV046VP/048/050VP, 手动开启 2RCV013VP, 将 2RCP 压力稳定在 2.5MPa。通知 MIC 人员处理。</p> <p>MIC 接通知后立即到主控制室, 确认阀门在手动状态, 控制信号选择的 是 RCP037MP。检查、测量控制回路信号, 发现 RCV405RC 输出没有跟踪 手动控制信号 (RCV403RC 输出等于 手动信号)。根据无扰动切换原理, 在 013VP 手动时 (RCV408RC 手动状态), RCV405RC 和 RCV403RC 输出应该等于手动信号。在确认 RCV405RC 正确地接受到跟踪启动信号和手动输入信号后, 确定了 RCV405RC 故障。RCV013VP 属于气动关闭阀, 控制信号增加会使阀门关闭, 由于 RCV405RC 故障使输出达到最大, 直接导致了阀门关闭。更换 RCV405RC 后, 将 RCV013VP 重新置于自动控制, 压力控制正常, 故障消除</p>	2RCV405RC 故障	<p>1. 更换 2RCV405RC;</p> <p>2. 发 CUW, 寻求厂家分析电路元器件故障;</p> <p>3. 在模拟机上进行演练, 在一回路水实体工 况下, 当 RCV013VP 故障关闭导致 RCP 压力升 高时, 运行如何控制 RCP 的压力。并将此演练 内容放入模拟机培训教材</p>

<p>L-LOER-2-20040003 2003-12-15</p>	<p>0 级</p>	<p>岭澳核电站 2 号机组第一次大修运行定期试验执行异常违反运行技术规范监督要求</p>	<p>2004 年 5 月 8 日, QA 人员在对岭澳核电站 2 号机组第一次大修运行定期试验进行专项监督检查时发现: (1) 2003 年 12 月 17 日执行 PT2LHP002 时, 没有执行发电机与 LHA/LHB 并网时间延迟的验证, 规程中注明在 LHP006 中进行验证, 但在检查 2004 年 1 月 26 日执行的 PT2LHP006 时, 没有发现相应的执行记录; (2) 2004 年 2 月 11 日执行 PT2RBP031 时, EAS021AA 未能出现, 此后也没有相应的执行记录证实, 在大修的后续阶段对该遗留项进行了试验; (3) PT2RIS001 试验报告中缺少大纲要求的“检查电动机 RIS051/052VP 开启, 检查电动机 RIS051/052VP 滤芯运行正确”的验证</p>	<p>1. 运行定期试验程序中部分验收标准与监督大纲不一致, 不明确或不准确; 2. 操作人员对定期试验的执行不够严谨, 值和和安全工程师对定期试验的独立验证和评价不够严肃; 3. 长周期定期试验程序不符合目前实际情况; 4. 定期试验监督大纲的验收准则描述不明确, 验证准则的归口部门不正确; 5. 监督大纲部分准则本身难以验证</p>	<p>1. 填写相应的文件修改单, 升版程序; 2. 修改《运行值系统分工及运行值班补充管理规定》, 明确要求在执行定期试验消除时, 对遗留项部分需重新执行一份新程序, 并与原执行程序订在一起。推进行为规范的管理, 强化定期试验执行、独立验证和评价的严肃性; 3. 对大于或等于一个换料周期的大修长周期定期试验程序进行专项审查, 列出问题清单, 修改定期试验程序或监督大纲或预防性维修大纲; 4. 修改监督大纲: 相关准则描述得更具体明确, 重新划分验收准则的归口部门和验收频度, 并监督落实预防性维修大纲的修改; 5. 由 SNS 牵头, TEM 配合, 必要时与 FRA 沟通, 澄清难以验证的准则</p>
---	------------	---	---	---	---

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-2-20040004 2003-12-13	0级	2ETY001PI 更换后未按时 执行碘过滤器 效率试验	<p>2003年6月3日,在岭澳核电站2号机组第一次大修的准备过程中,MAP计划工程师根据预防性维修大纲发出工作申请(票号259361),请求MSM更换2ETY001PI。在大修过程中,2003年12月12日MSM按照工作包的要求,执行了更换2ETY001PI的预防性维修活动。由于TTS没有得到2ETY001PI更换的信息,因此一直没有执行该过滤器的效率再鉴定试验,没有验证2ETY001PI的可用性。2004年5月27日,按照TEF会议的要求对该过滤器执行效率试验,结果合格。</p> <p>从2003年12月12日至2004年5月27日,岭澳核电站2号机组进行了7次ETY排放。根据KRT系统监测的取样分析结果,2ETY排放过程中没有出现放射性物质的异常释放。但这段时间内2ETY碘过滤器的可用性没有得到验证,违反了运行技术规范的要求</p>	<p>1. 没有明确指定碘过滤器可用性的责任单位;</p> <p>2. 预防性维修大纲存在缺陷;</p> <p>3. 维修程序存在缺陷</p>	<p>1. 组织会议明确指定碘过滤器的责任单位,并明确各部门的分工;</p> <p>2. 审查预防性维修大纲 L-MP-S-X-PVW-001-AO 并进行必要的修改;</p> <p>3. 在MSM更换过滤器的维修程序 L-MC-S-X-DV*-001 B0 中与相应的标准工作包内,增加“更换前通知 TTS 进行效率再鉴定试验准备”以及“更换完毕后通知 TTS”的内容</p>

7.10 工业安全和消防统计

7.10.1 工业安全事件汇总

序号	事件时间	事件描述	电站
1	2004-04-30	法马通人员在没有检查 PMC 换料机周围的状况就开动了换料机, 将一名服务处人员右脚夹在换料机与通道围栏的立柱间, 医院诊断是右脚中指 1/3 骨折, 定为 1 起轻伤	大亚湾核电站
2	2004-10-16	纽科利公司一员工在 1RX331 房间准备给 1RR1703/718 VN 阀门加装链条。从 1R331 通往 1R431 攀登竖梯时, 从距离地面约 1 m 高处侧身坠落在旁边一高约 1m 的门式脚手架上。下落的冲击力使其右大腿外侧被脚手架支撑钢管撕破。经医疗中心检查, 该员工右大腿外侧伤口约 8 cm 深, 缝 20 多针, 定为 1 起轻伤	
3	2004-01-20	2RX 厂房 20 m 平台 2PMC001DC 更换电缆作业中, 法马通人员打开玻璃盖板未采取相应措施, 导致另一人员进入时踩空, 小腿处有 2 cm 长的轻微伤口, 定为 1 起轻伤	岭澳核电站

7.10.2 工业安全未遂事件汇总

序号	事件时间	事件描述	电站
1	2004-02-24	根据上一运行值的遗留项, OPO 需要确认 0DWE212JA 和 0DWE216JA 是否需要合上, 由于没有查 CBA 中的隔离情况, 而且现场也没有发现 0DWE212JA 上有隔离牌, 造成在 0DWE212JA 有隔离措施情况下将之闭合	大亚湾核电站
2	2004-03-22	PX 厂房固定在房梁上的照明电缆脱落, 正好挂在行走中的行车上。现场 MEE 人员没有察觉到, 行车拖拉该电缆导致房顶灯罩被拽脱, 落到地面。事件中电缆没有出现断裂、短路打火的情况	
3	2004-04-24	MSM 人员要求海军潜水员在清理导轨前检查潜水用具, 潜水员试验潜水专用吊具时, 发现吊具的钢丝绳在承受一人重量时出现断裂现象	
4	2004-04-29	MGS 一员工踩在靠近 BA 办公楼东门正常盖好的污水井盖边缘, 井盖滑开, 使他右小腿陷入而跌倒, 右小腿前部被井盖边缘磕伤, 医院诊断后可继续上班	
5	2004-05-08	MSM 人员执行在环吊小车钢丝绳卷筒下方安装接油盘的工作时, 其中一名工作组成员挂在工作服上的手电挂环上的手电筒脱落掉至反应堆厂房 20 m 地面上	
6	2004-05-10	PMC 改造人员在 RX 厂房 20 m 平台上将一塑料上的两个孔进行扩孔时, 由于作业人员的不良工作行为, 致使钻头刮到其中一人员的手套, 人员未受到伤害	
7	2004-06-24	华兴工作人员在 2 号机组 8 m 气闸门进行油漆作业, 在搬运重物时右手食指被压伤, 手指呈青紫色, 少量出血。经测量, 无表面污染	
8	2004-07-14	淮南公司起重指挥王某在指挥吊开励磁机南侧的第 2 块水泥板时 (形成孔洞), 踩在孔洞上方的水泥板支撑隔条上, 不小心掉入坑内, 深约 1.5 m	
9	2004-07-31	华兴工作负责人持票配合 MGS 安装 AA 车间新机床, 并在 MGS 指定的位置钻孔, 造成动力电缆被钻机碰断, AA 厂房动力电源跳闸。该事件存在人员触电的重大风险	

续表

序号	事件时间	事件描述	电站
10	2004-09-28	MSM 一工作人员踏在 NE361 房间栅隔板护栏最下面的栏杆上检查 1RRI024VN 上方(下游)管道支架处管道腐蚀情况时, 栏杆受力后摆动, 使该工作人员滑下, 其右侧胸部碰在护栏的最上边栏杆上	大亚湾核电站
11	2004-10-13	在 R121 房间用于 1RIS002BA 工作点的接头气面罩空气分配器, 其压缩空气进气管从分配器处突然脱落, 并快速抖动多次打到附近检修工作人员身体和腿部, 身体上被击部位有鞭痕。事后确认分配器接口存在质量问题	
12	2004-10-18	淮南工作人员在翻转 1SR1101PO 泵壳上盖时, 猫头吊小车撞到 1DMM012PD 吊梁挡板上, 导致挡板与小车脱落, 幸无人受伤。原因为吊梁挡板采用螺母方式固定、松动引起, 现已全部改进为焊接方式	
13	2004-10-27	FRA 工作人员在新顶盖顶上连接反应堆吊具时, 用手锤敲击连接销子, 手锤的锤头与手柄脱开, 从新顶盖顶上落至 20 m 平台, 险些碰到在新顶盖下部进行清洁工作的人员, 主要是作业前工具检查不到位导致	
1	2004-02-01	服务清洁人员在清洁 2GTH001MO 油槽时, 没有注意到泵和电机是运行的, 抹布和手套都被卷入靠背轮。当时转机人员为了观察漏油情况已将防护罩拆下	岭澳核电站
2	2004-03-09	1MX 厂房低压缸接合面紧固螺丝工作现场因清河公司员工没有对叉口扳手进行随身绑扎, 不慎将扳手(约 2.5 kg)掉至 +6 m 冷凝器南侧通道	
3	2004-04-08	TEN 作业人员持介入票 9PI0815 对“B 列 SEC 疏水管线增加脱水孔”的工作, 由于选用票类型的恰当, 使其对应的控制与管理措施不能有效地控制 SEC 系统 B 列运行带来的安全风险	
4	2004-04-24	LPO 一名现场操作员试图从 W269 到 2 号机组龙门吊时, 由于 W269 至厂房外的防火门为单向单开门, 没有注意防台门处于关闭状态, 导致该名现场操作员被关闭在这两个门之间	
5	2004-05-08	解除隔离 9PW1026 (2GTH001CF 更换齿轮箱油作业), 给 2LKT211 开关送电时, 当推入开关的合闸推拉杆时, 2LKT211 开关处拉弧冒烟, 2LKT 的上游电源 2LGD602 自动跳闸, 事后确认瞬间拉杆也带电	
6	2004-09-25	运行人员执行 PT1DVM002 试验, 检查 1DVM204/205/206/207ZV 运行时, 由于该作业平台靠近扶梯处的一栏杆栅格门错误装成外开并没有挡板, 险些造成人员从 10 m 平台掉到 0 m 平台	
7	2004-10-27	TEN 完成 0LKX0304 由备用开关改为 LZC 厂房的空调电源的改造, 运行人员配合试验负责人执行 0LKX0304 开关送电操作, 开关推入后正常, 当合上开关时, 开关内部接地冒烟, 并伴有爆鸣声, 开关保护动作跳闸。事后查出原因为开关内部出线过长和出孔位置使电缆易被挤压	
8	2004-11-02	MEE 执行工作票对 OSDA003PO 电机年检, 在拆卸电机风扇罩时, 发现电机风扇突然旋转, 原因为只进行电源隔离, 而没有对介质回路进行隔离。加之 OSDA003PO 出口逆止阀故障和 OSDA001PO 运行使其反转	
9	2004-12-09	机械加工专业一名淮南车工在砂轮机上磨削刀具时, 用力过大不慎磨伤左手食指, 伤口长约 25 mm。经医院处理后第二天上班	
10	2004-12-13	GRE003VV 检修项目在螺母拆除转移放置后, 清河公司一工作负责人发现缺少一螺母, 虽经查找未果也未上报, 晚 8 时此重约 1 kg 的螺母异常坠落, 险些砸到下方拆保温的作业人员	

7.10.3 一级火险事件汇总

2004 年两电站无一级火险事件发生。

7.10.4 零级火险事件汇总

序号	事件时间	事件描述	电站
1	2004-08-23	SA 餐厅点心部在做早点时, 由于煎炉电源接头过热, 将积在电源接头处的油垢引燃, 餐厅工作人员立即断开电源, 用 CO ₂ 灭火器将火扑灭	大亚湾核电站
2	2004-10-08	HNMC 员工在高压缸隔离区内对 1GRE002VV 上的螺帽进行气割作业。虽然按动火证要求采取了防火措施, 但仍出现了熔渣漏到下方彩条塑料布上的现象, 产生小明火, 经拍打后扑灭, 烧焦面积约 50 cm ²	
1	2004-01-04	2 号机组主变压器滤油机电源盘 2LMS002AR 内冒烟, 拉闸后打开柜门发现 022JA 绝缘烤焦。检查确认为端子接触面过小, 电阻增大	岭澳核电站
2	2004-02-10	现场发现 9DVN065AR 内部有焦糊味并冒烟, 检查其上游开关 9LKI403 跳闸, 立即就地断开 9LKI403 和 9DVN065JS, 检查发现 065AR 内部已烧毁	
3	2004-01-31	2 号机组发电机氢气系统氢气消耗异常大, 2004 年 2 月 27 日停机处理, 检查确认为内油挡绝缘测量引线在持环上的贯穿件密封失效, 导致氢气泄漏	
4	2004-05-08	岭澳核电站现场解除隔离 9PW1026 (2GTH001CF 更换齿轮箱), 给 2LKT211 开关送电, 当推入开关的合闸推拉杆时, 2LKT211 开关处拉弧冒烟, 2LKT 的上游电源 2LGD602 自动跳闸	
5	2004-06-25	主控制室出现 NA218 房间火警, 立刻派现场操作员检查, 同时在 KIT 发现 1RCV002PO 电机非驱动端轴承温度迅速上升。操纵员启动 1RCV001PO, 停运 1RCV002PO, 同时启动二级干预队, 现场操作员汇报 1RCV002PO 冒烟	

7.11 辐射防护事件汇总

序号	发生时间	事件性质	事件描述	电站
1	2004-10-07	放射性物质控制事件	一名 NPIC 员工完成在辐射控制区搭制脚手架作业后, 出 UA 门时触发 CSM 报警。检查发现其家用衣服背面的下摆边缘处粘有几个污染粒子, 污染粒子的接触剂量率为 1.32 μSv/h, 总活度约 3 000 Bq, 核素为核电站常见的活化放射性核素 ⁶⁰ Co。当事人体表和内衣均无污染, 工作组的其他成员也都没有发现污染。经分析, 当事人曾坐在 1 号机组龙门架下方的 1ET 旋转门外的水泥地面上	大亚湾核电站

续表

序号	发生时间	事件性质	事件描述	电站
2	2004-05-05	人员污染	一名 FRA 技术人员在进行 RCP002PO 检修时面部沾污, 污染水平为 8 Bq/cm ²	大亚湾核电站
3	2004-05-07		一名 NPIC 员工在 RX 厂房 20 m 平台牵引污染的气管时手部污染, 随后在脱气面罩时又造成头顶部污染, 污染水平约 20 Bq/cm ²	
4	2004-05-10		一名 MSM 人员下巴污染, 污染水平为 8 000 Bq/cm ² , 此名工作人员曾经接触过一个有表面污染的快速接头, 怀疑污染是通过手套转移到脸部	
5	2004-10-29		一名 NPIC 员工在进行堆水池水闸门沟槽去污工作后, 发现右面部被污染。经调查, 该员工在出污染区前因眼镜与口罩松脱, 让旁人帮助扶正时导致脸部污染	
6	2004-10-17		一名纽科利员公司工在检修 RRA023/008VP 过程中, 脱塑料手套时碰到面部, 造成面部污染 720 Bq/cm ²	
7	2004-01-09		一名凯利公司员工在 KX 厂房进行传输水池去污作业过程中, 用戴塑料手套的手扶纸帽造成左肩部、头部污染, 污染水平约 263 Bq/cm ²	
8	2004-03-14	一名 LPO 人员在执行“将装罐池水传至 1PTR001BA、同时服务人员将燃料传输水池中剩余的一回路换料水排往装罐池”作业时, 下燃料传输水池观察水位, 未穿防污染的防护用品, 导致该员工的右耳、右颧骨、左面颊、双手掌、左小腿外侧等部位均有不同程度的污染。随后, 他又将 1KX 厂房 20 m 平台地面及其操作的相关阀门污染		
9	2004-12-20	一名 KLC 员工在反应堆水池底部压力容器防腐作业搭 SAS 时, 造成面部污染, 污染水平为 260 Bq/cm ²		
10	2004-12-21	一名 SNE 员工在 2RIS006VP 解体时, 由于脱气面罩不慎, 造成头顶及面部污染, 污染水平为 10 Bq/cm ²		
11	2004-12-25	一名 LPO 人员在 RIS006VP 区域操作阀门时, 右下颌不慎碰到沾污的阀门, 造成沾污, 污染水平为 30 Bq/cm ²		
12	2004-05-12	地面污染	2RX 厂房 20 m 平台反应堆水池与电梯之间以及电梯周围的水泥地面污染, 污染面积约 6m ² , 污染水平为 4 ~ 400 Bq/cm ²	大亚湾核电站
13	2004-07-01		现场服务人员在拆除 R888 稳压器房间临时污染区的过程中造成地面污染, 污染面积 8 m ² , 污染水平为 20 Bq/cm ²	
14	2004-10-28		SNE 员工在 KX 厂房 20 m 平台的污染区内盛装废旧胶囊造成塑料袋外表面污染, 拖动塑料袋过程中造成地面污染, 人员来回走动造成污染进一步扩散, 污染面积约 15 m ²	
15	2004-12-30		RX 厂房 20 m 平台地面污染。普查发现: 反应堆水池入口、构件水池入口及水池周围地面、以及换料小车过道及走廊地面污染, 污染面积为 7 m ² , 污染水平为 65 Bq/cm ²	

续表

序号	发生时间	事件性质	事件描述	电站
16	2004-01-05	地面污染	研磨 2RCP220、120VP 阀芯造成 L207 及 L209 地面大面积污染, 面积约 18 m ² , 污染水平为 8 Bq/cm ²	岭澳核电站
17	2004-01-11		2RX 厂房 20 m 平台水泥地面大面积污染, 污染水平为 36Bq/cm ² , 面积约 20 m ²	
18	2004-01-11		在将 2RRA003RF 从主控制区运往 AC 厂房冲洗的过程中, 由于运输工具选择不当, 包装被磨损, 残留液流出。造成 LAC 东门外约有 0.5 m ² 的地面污染, 最大污染水平达 16 Bq/cm ²	
19	2004-03-12		LPO 在隔离 9PW7612 过程中, 当开启 1PTR143/144VB 时, 1PTR143VB 管道上部的残留水通过地理位置较低的 1PTR602VB 处溅到地面, 造成 1RX 厂房 0 m 平台至 3.4 m 平台多处地面污染	
20	2004-05-04	违反辐射防护规定	淮南核电检修公司射线探伤的工作负责人在探伤结束后未立即归还放射源, 将放射源置于集装箱后离开厂区	大亚湾核电站
21	2004-05-18		一名 105 所人员出污染区 R181 时未及时脱下纸衣, 并穿着这纸衣走到 2RX 厂房 8 m 平台气闸门处找人	
22	2004-08-11		MSM 人员对 9TEP002DZ 的管道盲板进行打磨、切割操作, 但工作人员未按辐射防护人员的要求戴气面罩	
23	2004-09-20		STA 在进行现场巡视时发现一个穿黄色连体服的人在 K055 房间往排水槽小便, 发现后此人逃走。经查实在控制区穿黄色连体服的人员应是 MGS 管理的 NPIC 公司的核清洁人员。已要求 NPIC 及 MGS 对此事件进行调查和反馈, 对当事人进行处理	
24	2004-10-18		一名 OPO 人员出 1RX 厂房 5m 平台内环廊 RCP212/215VP 检修现场的污染区时, 没有脱塑料鞋套造成地面污染。污染面积约 800 cm ² , 污染水平为 200 Bq/cm ²	
25	2004-01-03	岭澳核电站	一名 TTS 员工穿着控制区连体服离开 LAC 控制区。该行为违反电站有关管理规定	岭澳核电站
26	2004-02-19		凯利公司气闸门守卫人员未对 RX 厂房进入人员进行有效控制, 在氧化净化期间擅自挪用辐射防护工作人员预留名额, 未经辐射防护人员同意让非计划人员进入 RX 厂房	
27	2004-12-16		一名纽科利公司员工闯入 RX 厂房 11 m 平台燃料传输通道隔离区域内, 被辐射防护人员及时发现。当时第一根燃料已经传输完, 第二根燃料没开始传输, 幸未造成人员误照射	
28	2004-12-24		辐射防护人员检查发现, 2RCP215VP 检修现场的废物收集袋接触剂量率达 3.2 mSv/h。经调查核实, 当天上午一名纽科利公司员工用抹布擦拭 2RCP215VP 阀芯, 然后将抹布 (剂量率 3.6 mSv/h) 直接存放在旁边的废物收集袋, 工作结束后也未进行清理	
29	2004-12-26		2RIS006VP 检修现场自开工以来, 先后发生一人头部污染 (大修指标)、一人手部污染、一起地面污染及不符合规定处理高放射性废物等多起辐射防护相关的事件。经调查和现场检查, 存在现场较乱, 不严格遵守防护要求和不正确使用防护用品等问题	

7.12 特许申请汇总

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
1	关于延长大亚湾核电站2号机组RCP002PO区域消防烟感探头不可用的维修期限的特许申请	2004年2月18日, JD T系统部分烟感探测器故障引起整个烟感探测回路不可用, 由于这些烟感探测器位于控制区红区内, 无法在反应堆功率运行状态时进行修理。因此申请在采取了临时措施(加装了临时感烟探头)后, 机组维持功率运行状态, 延长2RCP002PO主泵房的烟感探测回路不可用的维修期限, 至大亚湾核电站2号机组第十次大修时进行全面处理	功率运行模式	大亚湾核电站《运行技术规范》RP模式下“JD T01”条款(一个或多个主泵房的房间内一个或多个火灾探测环路部分或全部不可用)要求: 一个主泵房间内火灾探测环路部分不可用时, 检修必须在下次反应堆计划停堆时执行。如果附加监视手段的一个存在不可用, 这一期限改为一个月; 一个主泵房间内火焰探头或烟感探头火灾探测全部不可用时, 检修必须在一个月内完成。如果附加监视手段的一个存在不可用, 检修期限改为14天	DNO-100084-LIC	LIC-100057-DNO	2004-03-30	大亚湾核电站
2	关于在燃料期间 SEC/RRI 系统允许的通用特许申请	由于燃料期间, 乏燃料水池衰变热降低, 在一定的海水温度条件下, PTR 单列运行可以满足乏燃料水池温度低于50℃的要求, 则 PTR (B 列) 可以作 RRA 的备用, 因此申请燃料期间, 在满足下列条件下, 允许隔离一列 RRI/SEC 进行必要的维修工作: - 没有任何其他第一组事件(例行的停堆状态高通量报警调整工作除外);	燃料停堆模式	大亚湾核电站《运行技术规范》要求: 在燃料停堆模式(RCS)下, 两列 SEC 可用(每列要求两台泵可用), 两列 RRI 可用(每列要求两台泵可用), 两列 PTR 可用, 且至少一列 PTR(一台泵、一台热交换器)在运行, 以冷却乏燃料水池	DNO-100095-LIC	LIC-100067-DNO	2004-04-26	大亚湾核电站

	<p>— 一台 PTR(一台泵、一台热交换器)运行可以保证乏燃料水池温度低于 50 °C (须遵守乏燃料水池衰变热和 RRI 温度关系图表);</p> <p>- 如果乏燃料水池温度高于 50 °C, 则 1 小时内停止燃料操作;</p> <p>- PTR 系统的热交换器可以由相邻机组的 RRI/SEC 进行冷却;</p> <p>- PTR(B 列)系列设置为 RRA 系统的备用;</p> <p>- 乏燃料水池温度、水位监视正常;</p> <p>- 给乏燃料水池补水的 SED 系统必须可用;</p> <p>- 燃料厂房的通风系统 DVK 必须可用</p>	所有运行模式	大亚湾核电站《运行技术规范》在所有运行模式中均要求: DVN 风速小于 7 m/s 时, 其维修期限仅为 1 小时	DNO-100096-LIC	LIC-100066-DNO	2004-04-21	大亚湾核电站
关于 DVN 纠正性维修工作的通用特许申请	有 6 类随机故障需要 DVN 风机全停 (DVN 风速小于 7 m/s) 进行维修, 不能满足《运行技术规范》要求 1 小时期限内恢复的要求, 从而导致部分 DVN 系统的纠正性维修不能实施。因此申请在 DVN 系统送风机/排风机出口逆止风门的维修工作等 6 种纠正性维修情况下, 允许在 8 小时内恢复, DVN 正常风速, 否则要求在 1 小时内使 DVN 烟囱排气速度恢复到大于或等于 7 m/s						
3							

续表

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
4	关于在热停堆状态使用环吊的特种申请	大亚湾核电站计划在1号机组第十次大修中,将进行反应堆压力容器顶盖更换,更换后需要执行CRDM冷态和热态试验。试验必须在防飞射物挡板打开的情况下进行,因此试验结束后才能吊装防飞射物挡板。 (因此申请在启动过程的NS/SG模式热停堆工况)使用反应堆厂房的环吊6小时,吊装完毕后将其固定在防震位置	蒸汽发生器冷却正常停堆式热停堆工况	大亚湾核电站《运行技术规范》(NS/RRA模式,3.3.4安全壳内的结构一节)要求:在一回路温度大于90℃时,环吊固定在防震位置。其目的是防止地震时砸到压力容器	DNO-100149-LIC	LIC-100097-DNO	2004-10-11	大亚湾核电站
5	关于在岭澳核电站1号机组第二次大修冷停堆期间实施1LHQ六年检修申请	岭澳核电站1号机组第二次大修期间,考虑与其他设备检修计划的配合,计划将1LHQ的六年检查工作提前安排在正常冷停堆开始进行(期间机组将经历正常冷停堆、维修冷停堆、换料冷停堆几个阶段)。 因此,申请允许将1LHQ的六年检查工作提前至正常冷停堆进行,在维修冷停堆期间,允许1LHQ保持隔离状态,但在机组过渡到维修冷停堆之前,即在正常冷停堆期间,须将第五台柴油发电机组与1LHB连接,并通过再鉴定试验,以确保在维修冷停堆期间仍然有两路外电源和两路内电源可用,保证机组安全	维修冷停堆工况	岭澳核电站《运行技术规范》要求:在维修冷停堆期间,必须有四路电源可用,即要求主外电源、辅助外电源和两路应急柴油发电机可用	DNO-200074-LIC	LIC-200035-DNO	2004-02-17	岭澳核电站

6	<p>关于岭澳核电站2号机组第二次大修期间实施2LHP检修的特许申请</p>	<p>岭澳核电站2号机组第二次大修期间,2LHP增加检查项目,检修时间延长。考虑与其他设备检修计划的配合,计划在反应堆停闭后,机组下行达到RRA连接状态后就开始2LHP的检修。因此,申请允许在正常冷停堆和维修冷停堆状态下,将2LHP处于隔离维修状态,按岭澳核电站2号机组第二次大修计划继续其他工作。但是在机组达到RRA连接的双相中间停堆状态后,过渡到正常冷停堆之前,将第五台柴油发电机组与2LHA连接,并通过再鉴定试验,以确保机组在正常冷停堆和维修冷停堆期间的电源配置仍然满足运行技术规范要求,保证机组安全</p>	正常冷停堆和维修冷停堆情况	<p>岭澳核电站《运行技术规范》规定:在正常冷停堆期间,至少三路电源可贯穿件2RIS101/207TW密封性试验期间(试验持续时间不超过8小时),要求2LHP作为A列设备的应急电源。在维修冷停堆期间,必须有四路电源可用,即要求主外电源、辅助外电源和两台应急柴油发电机可用</p>	DNO-200110-LIC	LIC-200050-DNO	2004-11-10	岭澳核电站
7	<p>关于岭澳核电站2号机组第二次大修期间1号机组第三次大修和1号机组第三次大修期间电源辅助不可用安全期申请的特许申请</p>	<p>岭澳核电站2号机组第二次大修和1号机组第三次大修期间,将分别安排更换9LGR至2LGC的电缆以及9LGR至9LGRJ的电缆,每次更换期间需要两次停运辅助电源,辅助电源的停运将导致处于功率运行的机组丧失辅助电源,最长持续时间预计分别为32小时和35小时。且存在不确定因素可能导致辅助电源停运时间超过运行技术规范的限制时间</p>	功率运行工况	<p>岭澳核电站《运行技术规范》要求:处于功率运行的机组,在保证厂内电源可用的前提下,当发生辅助电源随机不可用,机组必须在36小时内后撤到双相中间停堆,RRA运行条件</p>	DNO-200117-LIC	LIC-200054-DNO	2004-12-30	岭澳核电站

续表

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
		<p>因此,参考大亚湾核电站新运行技术规范条款——反应堆处于功率运行模式,发生辅助电源不可用,24小时内机组开始向 NS/RRR 模式后撤。如果第五台柴油机组是可用的且没有任何其他的第一组事件,开始后撤期限可以延长为 7 天,申请如果由于某些特殊情况的发生导致辅助电源不可能在 36 小时内恢复送电,在第五台柴油机组可用且没有其他第一组事件的情况下,将辅助电源不可用的时间延长为 7 天</p>						

7.13 改造项目汇总

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
1	MR MTS000039	大亚湾	0	DWN	AL 实验室通风系统制冷机组 ODWN050GF 更换
2	MR MTS000053	大亚湾	X	GSS	关于 GSS、AHP 部分凝结水管线焊缝开裂问题改造
3	MR MTS990016	大亚湾	X	APP	APP/APA 振动监测回路改进
4	MR OTS980011	大亚湾	0	LHS	增加第五台柴油发电机以提高电厂的安全性和可用率
5	MR OTS980033	大亚湾	X	RCP	反应堆容器顶盖更换
6	MR TEN010044	大亚湾	1	MIS	AF 机械检修车间增加一台行车
7	MR TEN020006	大亚湾	X	RCP	反应堆压力容器旧顶盖处置
8	MR TEN020013	大亚湾	X	APA	CI 大口径闸板阀增设平衡旁路
9	MR TEN020017	大亚湾	0	DTL	网控及三废控制室加装监视
10	MR TEN020025	岭澳	X	GSY	GSY001/006 增加试灯开关
11	MR TEN020031	大亚湾	X	LAA	LAA 蓄电池组改造
12	MR TEN020033	岭澳	0	MIS	UD 门增加 X 光机
13	MR TEN020052	大亚湾	X	LAB	英国蓄电池充电器报警回路修改
14	MR TEN020053	大亚湾	9	MIS	LX 厂房 24 m 屋面增建办公室
15	MR TEN020059	大亚湾	X	RGL	控制棒棒位探测器绝缘低改进
16	MR TEN030004	大亚湾	0	GEW	核惠线线路保护更新改造
17	MR TEN030008	岭澳	X	RCP	稳压器水位监测指示表与记录仪标尺修改
18	MR TEN030010	大亚湾	0	MIS	进水渠拦污网改造
19	MR TEN030034	大亚湾	0	LKO	SA 餐厅空调系统节能改造
20	MR TEN030036	大亚湾 /岭澳	X	RCP	在稳压器 29 m 平台安装顶盖三角吊具固定支座
21	MR TEN030037	岭澳	0	LGR	岭澳核电站 LGR 电流互感器换型
22	MR TEN030038	岭澳	X	RAM	RAM 系统加装同期表
23	MR TEN030046	岭澳	X	RPE	安全壳机械贯穿件试验阀后盲板法兰上加装快速接头
24	MR TEN030048	大亚湾	0	LGR	LGR 系统线路阻波器拆除
25	MR TEN030050	大亚湾	0	GEW	联络变压器 125 V 直流失电报警改造
26	MR TEN030051	岭澳	X	RIS	取消 RIS287/127VP 及其所在的试验管线
27	MR TEN030052	岭澳	X	KKO	在 KKO 系统中增加主变压器侧电流量记录
28	MR TEN030072	大亚湾 /岭澳	X	APG	APG013/014VL 调节阀盘根压盖加装碟簧改进
29	MR TEN030075	岭澳	0	SEP	增加 0SEP401、402BA 备用水源
30	MR TEN040012	大亚湾	X	RIC	修改两台机组 RIC701/702AA 报警整定值

续表

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
31	MR TEN040014	大亚湾 /岭澳	X	JPI	在 JPI001SD 后增加排水阀
32	MR TEN040018	大亚湾	X	JDT	主泵房火警探测线路改进
33	MR TEN040029	大亚湾	2	GCT	2GCT001/002/003BA 进出气管道、疏水管道改造
34	MR TEN040043	大亚湾 /岭澳	X	CEX	CEX006-008SP 压差表改为绝对压力表换型改造
35	SMR MEN000053	大亚湾	X	MIS	K256/516/556, W415/455 房间的照明改造
36	SMR TEN010029	大亚湾	X	DNR	RX 厂房增加照明
37	SMR TEN010038	大亚湾	X	CFI	修改 CFI635-638LP/3 仪表型号
38	SMR TEN010053	大亚湾	X	CTE	CTE 海水过滤器更换
39	SMR TEN010069	大亚湾	X	LG *	TIMER 更换
40	SMR TEN020010	大亚湾	0	DMP	泵站吊车改造
41	SMR TEN020023	岭澳	X	AGR	AGR101/201BA 加装磁性过滤器
42	SMR TEN020031	大亚湾	0	DWG	AF 仓库风机改造
43	SMR TEN020044	大亚湾	0	JPT	0JPT002/011VE 改造
44	SMR TEN020047	大亚湾	X	GSY	GSY001/002ZV 发电机母线冷却风机轴承箱改造
45	SMR TEN020050	岭澳	X	DNR	RX 厂房增加检修电源插座
46	SMR TEN020059	岭澳	0	SDA	SDA 加碱点改变
47	SMR TEN020062	大亚湾	X	AHP	AHP009VL 控制接线修改
48	SMR TEN020069	岭澳	X	LHP	在 LHP/LHQ 系统的 100/600BA 疏油阀下游加装疏油管
49	SMR TEN020070	大亚湾	X	ASG	ASG132LP 换型及 ASG131LP 加装压力指示表
50	SMR TEN020072	岭澳	X	GFR	GFR022VH 温控阀改造
51	SMRTEN020074	大亚湾 /岭澳	X	ASG	ASG/EAS/SEC 延时继电器模块换型替代
52	SMR TEN020075	岭澳	2	DVK	2DVK001PI 增加 SAT 吹扫管线
53	SMR TEN030011	岭澳	X	LHP	岭澳核电站四台柴油发电机紧急停机按钮改变位置
54	SMR TEN030024	大亚湾 /岭澳	X	LNP	LNP 灯试回路改进
55	SMR TEN030033	大亚湾	X	CRF	循环水泵气囊充气阀组移位
56	SMR TEN030035	岭澳	X	EBA	增加电源插座和插座移位
57	SMR TEN030037	岭澳	1	DVK	1DVK001PO 增加 SAT 吹扫管线
58	SMR TEN030047	大亚湾	9	SES	闭锁 9SES203LTS 温度低报警改造
59	SMR TEN030050	岭澳	0	JDT	EM 应急柴油机房火警系统改进
60	SMR TEN030051	大亚湾	X	APP	APP 温度巡检仪改进
61	SMR TEN030058	岭澳	X	GME	更换 GME008/009ID
62	SMR TEN030069	岭澳	X	RPE	RPE239VP 换型改进
63	SMR TEN030080	岭澳	X	RRM	RRM 在压力容器顶盖上的盖板连接方式改进

续表

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
64	SMR TEN030081	岭澳	0	DWX	岭澳核电站空压机厂房(ZC)通风系统改造
65	SMR TEN030083	岭澳	X	GGR	GGR 润滑油母管压力指示表计更换为大量程表计
66	SMR TEN030085	岭澳	X	GRE	在取样管线上加装标准压力表取消管线和安装把架
67	SMR TEN030088	大亚湾	X	SEK	SEK/SEO 水泵增加就地水位指示灯
68	SMR TEN030089	大亚湾 /岭澳	X	GSS	常规岛调节阀盘根加装碟形弹簧改造
69	SMR TEN030097	大亚湾	X	CTE	CTE003MO 防爆电机及其配套的减速装置换型改造
70	SMR TEN030098	岭澳	0	JDT	LUA 一楼 JDT 模块加装电源
71	SMR TEN030099	大亚湾	1	ATE	ATE 树脂捕捉器改造
72	SMR TEN030113	大亚湾 /岭澳	X	EAS	EAS 热交换器疏水管改造
73	SMR TEN030116	岭澳	0	KZC	CSM 监测仪器增加声光报警复位键
74	SMR TEN030121	大亚湾	2	DVC	2DVC040/160VA 阀位指示改进
75	SMR TEN030122	岭澳	0	LB *	125V 直流充电器蓄电池充电限流保护
76	SMR TEN030123	岭澳	0	LCK	48V 直流充电器蓄电池充电限流保护
77	SMR TEN030125	岭澳	2	GSS	疏水器改为法兰连接
78	SMR TEN030126	大亚湾 /岭澳	X	PTR	在乏燃料储存池和换料水池安装可视水位标尺
79	SMR TEN030129	岭澳	0	JDT	岭澳核电站部分建筑消防联动更改
80	SMRTEN030136	大亚湾	1	GME	大亚湾核电站 1 号机组 4 号轴承振动监测探头移位
81	SMR TEN030142	岭澳	0	SRE	岭澳核电站 AC 厂房 SRE 系统排放水管线更改
82	SMR TEN030143	大亚湾	X	GEV	主变压器低压套管仓通风系统调节阀改造
83	SMR TEN030144	岭澳	X	APP	部分机柜的空调控制微动开关改造
84	SMR TEN030145	大亚湾	9	DN *	EH 廊道加装检修插座
85	SMR TEN030150	大亚湾	X	GSY	取消 GSY001AR 进线开关与柜门机械连锁
86	SMR TEN030155	岭澳	0	LKY	岭澳核电站 AA/AF 机加工车床安装风扇电源
87	SMR TEN030161	岭澳	1	RPE	1RPE1402-26.7 管线改进
88	SMR TEN030165	大亚湾	2	GGR	2GGR002ZV 出口风管坡度修正
89	SMR TEN030169	岭澳	X	JPH	JPH/JPT 雨淋阀之注水阀改位
90	SMR TEN030170	岭澳	0	LKZ	LAF 仓库一、二楼照明改进
91	SMR TEN030173	岭澳	X	VVP	VVP (WX 厂房) 照明改造
92	SMR TEN030175	岭澳	X	DEG	DEG 制冷机闭锁控制电路的改进
93	SMR TEN030180	岭澳	2	DNM	更换 MX 厂房汽轮机高压缸隔音罩内照明电缆
94	SMR TEN030181	岭澳	X	RGL	RGL401AA 报警窗标牌颜色更改(黄色改为红色)
95	SMR TEN030182	大亚湾	0	SAP	OSAP401/402AR 电源设计改进
96	SMR TEN030183	大亚湾	9	TEU	三废控制室 No.4 控制台 MIMIC 补充
97	SMR TEN030185	岭澳	X	CEX	凝汽器喉部测点加装隔离阀

续表

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
98	SMR TEN030186	大亚湾	X	CGR	CGR901GR 中小型开关与熔断隔离措施改进
99	SMR TEN030189	大亚湾 / 岭澳	X	RCV	RCV006LP 换型
100	SMR TEN030190	大亚湾 / 岭澳	X	CEX	CEX002/003/004MT 和 GRE 部分端子改造
101	SMR TEN030191	岭澳	9	DVN	9DVN002/004LP 取样点移位
102	SMR TEN030192	岭澳	2	SEC	2SEC079VE 疏水阀下游加封堵
103	SMR TEN030193	岭澳	X	SEC	SEC 泵排气管线改造
104	SMR TEN030194	岭澳	X	DMM	DMM001/002PR 185 吨行车主梁一侧加护栏
105	SMR TEN030198	岭澳	0	JDT	在 KX316 增加火警探头
106	SMR TEN030202	大亚湾	1	DNL	大亚湾核电站隔离办增加备用电源
107	SMR TEN030203	岭澳	0	SGZ	增加 AL, AC, QS 的 C2 门气源接口的数量
108	SMR TEN030205	岭澳	0	LKM	LAC 厂房空压机房间增加动力电源和照明电源
109	SMR TEN030211	岭澳	0	DVT	岭澳核电站 YA 厂房 DVT402CI 改造
110	SMR TEN030214	大亚湾	2	EVF	2EVF001/002/003/004LP 取压管线移位
111	SMR TEN030221	岭澳	9	DVN	9DVN019/020MT 移位
112	SMR TEN030228	大亚湾	X	DN *	在 W211, W251 房间增加 380 V, 220 V 检修电源
113	SMR TEN030229	岭澳	0	LSI	岭澳核电站 EU, LX1 及 LX20 m 气闸门增加照明
114	SMR TEN030231	大亚湾	0	SEO	ED1 配电、控制箱 0SEO921CR 改进
115	SMR TEN030232	岭澳	X	RPE	RPE 栅格板及附近管线、电缆架改动
116	SMR TEN040001	岭澳	2	GFR	2GFR001BA 加装溢流管
117	SMR TEN040002	大亚湾 / 岭澳	X	RPE	大修加快一回路排水改造
118	SMR TEN040003	大亚湾	X	MIS	KX 厂房清洗池工作平台改造
119	SMR TEN040007	岭澳	X	RPE	在 RPE110VP 下游加装观察窗
120	SMR TEN040008	岭澳	0	LKL	岭澳核电站 LUD103 增加空调电源
121	SMR TEN040010	岭澳	0	DWA	LAC 厂房螺栓清洗机排风管改造
122	SMRTEN040011	大亚湾	0	MIS	物资周转库油漆存放间加装防火空调
123	SMR TEN040015	岭澳	0	KSU	岭澳核电站 LUA103/101 增加电源
124	SMR TEN040016	大亚湾	0	LKR	DTV 相控电源改造
125	SMR TEN040026	大亚湾 / 岭澳	1	DVC	24 m 平台办公室通风改造
126	SMR TEN040027	大亚湾 / 岭澳	1	SEC	1SEC033/043 疏水管线末段增加脱水孔
127	SMR TEN040031	岭澳	1	JPI	1JPI028VE 支架结构改型
128	SMR TEN040032	大亚湾	X	RPE	RPE 取样漏斗改造
129	SMR TEN040034	岭澳	X	JDT	岭澳核电站核岛部分火警探测环路改造

续表

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
130	SMR TEN040044	大亚湾	X	APP	APP/APA 加速度探头取消 RFI 滤波器改进
131	SMR TEN040046	大亚湾	1	JPV	1JPV002/102KZ 快速接口改型
132	SMR TEN040047	岭澳	X	DNL	在 LHP/LHQ 厂房进口通道增加照明
133	SMR TEN040050	大亚湾	0	DVY	第五台柴油机厂房通风机就地控制箱移位
134	SMR TEN040051	大亚湾	0	DNY	第五台柴油机厂房照明盘改进
135	SMR TEN040072	大亚湾	X	GPV	GPV 高压缸保护罩侧部固定斜支撑改成活动斜支撑
136	SMR TEN040073	岭澳	X	SEP	岭澳核电站 MP301 引入冲洗水
137	SMR TEN040074	大亚湾	X	CFI	大亚湾核电站 PX 水闸门铁链改造
138	SMR TEN040076	大亚湾	0	JPD	大亚湾核电站冷加工车间和仓库消防系统改造
139	SMR TEN040083	大亚湾	0	LHS	第五台柴油机励磁就地手动控制回路改造
140	SMR TEN040085	大亚湾	0	MIS	拆除大亚湾核电站 AG 车库 P-3 通风系统
141	SMR TEN040086	大亚湾	X	GCT	GCT113/117/121VV 和 ADG003VV 供气管线加粗改造
142	SMR TEN040093	岭澳	0	MIS	LAB 仓库叉车充电器电源改造
143	SMR TEN040096	岭澳	X	MIS	岭澳核电站常规岛电气柜空调设计, 安装水管线
144	SMR TEN040099	岭澳	0	DWA	AC 厂房北面附属建筑通风系统改造
145	SMR TEN040108	大亚湾	9	TES	闭锁 9TES001BA 温度低报警信号
146	SMR TEN040114	岭澳	0	KZC	岭澳核电站 KZC 系统车辆辐射检测仪电源改进
147	SMR TEN040123	岭澳	0	LKY	岭澳核电站 AP 区照明电源开关 (0LK Y1201) 扩容
148	SMR TEN040126	大亚湾 /岭澳	0	LHS	第五台柴油机弹簧阀座加装固定挡板
149	SMR TEN040136	岭澳	X	CTE	修改整流器上限定值、停机报警定值和槽压高报警定值
150	SMR TEN040140	岭澳	9	TES	闭锁 9TES001BA 温度低报警信号
151	SMR TEN040147	大亚湾	0	DWN	取消 DAL210 房间风口
152	SMR TEN040159	大亚湾	0	DSI	AC213 房间增加安全保卫设施

第八章 专题报告

大亚湾核电站燃料组件变形事件处理和经验反馈

邓正平

1. 事件简述

2004年5月19日23:10, 大亚湾核电站2号机组反应堆按自动模式装料至第126步, 换料机从倾翻机中抓取组件YQ00X9后往上提升过程中, 燃料操作员做“灯试”操作后换料机突然异常移动, 监护员随即按下紧急停止按钮, 检查发现换料机大车在燃料组件未完全提升到换料机套筒内情况下已向堆芯方向移动约677 mm, 燃料组件被拉弯变成S形, 卡在换料机套筒和倾翻机之间, 变形燃料组件等待处理。

2. 事件处理过程

(1) 前期应急行动

事件发生以后, 运营公司高度重视, 公司内部立即开展了相应应急行动。

组织机构方面:

1) 立即成立了变形燃料组件处理小组, 总经理负责指挥、协调、跟踪变形燃料组件处理的全部事项。

2) 立即寻求 EDF, FRA 和 PMC 改造项目承包商西屋公司的全力支持并要求其启动相应的响应及技术支持。

3) 立即要求国内有关燃料制造和设计方面的专家到达现场进行技术援助。

现场工作方面:

1) 事件发生后, 立即撤离反应堆厂房内的人员, 关闭反应堆厂房气闸门, 并按橙区进行控制和管理。

2) 立即对反应堆水池内的水进行取样分析, 确认反应堆水池内的放射性水平没有异常, 并通过 KRT 通道和气溶胶监测仪表对反应堆厂房内的放射性裂变气体进行监测。

3) 拍摄受损燃料组件变形情况的水下录像和 PMC 换料机的整体状况, 组织相关的专家尽快提供处理建议。

4) 对于变形燃料组件的安全状态进行评估。

5) 立即进行事件的各种风险分析, 并做好应急预案, 编写临时指令。对 ETY 通风系统的碘过滤器进行更换和试验。

(2) 事件处理方案

事件发生以后, 在确认燃料组件没有发生放射性泄漏的情况下, 利用水下摄像装置对变形燃料组件进行了多角度的摄像, 从观察结果初步判断燃料组件控制棒导向管由于受到很大的剪切力大部分都已经折断, 燃料组件上管座靠阻力塞组件别住了燃料组件, 组件一侧被换料机套筒挤压变形, 燃料组件处在一个较高的外在受力状态, 但是燃料棒包壳没有发生破损事件, 放射性物质并没外泄。

经过各方专家讨论之后, 决定变形燃料组件处理的方案顺序为: 第一步自由释放应力, 减轻组件受力状况; 第二步松开倾翻机和移动核燃料装卸贮存系统 (PMC) 大车来调整燃料组件的位置; 第三步将 PMC 夹爪与组件脱扣; 第四步变形组件处理。

2004 年 5 月 22 日 21:40 左右, 按照临时编写并审批后的程序, 通过分多次松开抱闸的方式初步释放了组件所受换料机套筒所施加的弯曲应力, 大车抱闸释放后, 大车在回弹应力的作用下自动朝倾翻机方向移动, 导向侧移动了 44 mm, 非导向侧移动了 54 mm。自由移动 PMC 大车顺利完成了变形燃料组件应力初步释放的工作, 整个操作过程中辐射防护环境剂量率检测没有发现异常, 说明燃料棒的完整性仍就保持良好, 没有出现包壳破损等异常现象, 这对开展下一步工作增强了信心。5 月 24 日 21:00, 操作人员手动下放倾翻机, 倾翻机钢丝绳下降约 115 mm, 变形组件往倾翻机内下滑大约 20 mm 左右, PMC 称重仪载荷指示减轻了 93 kg, 进一步释放了组件和倾翻机之间的挤压弯曲应力。

接下来, 电厂组织各方专家对组件脱扣和燃料处理方案进行了广泛的讨论和分析, 由于事件处理的不可预见性, 处理过程中可能会随着不同的情况采取不同的措施, 考虑到各种工况后, 最后确定了处理流程。

(3) 各种处理方案

事件发生之初, 技术部技术支持处组织了国内燃料组件的专家及燃料制造厂的专家讨论并提出了变形燃料组件整体矫正的方案, 对方案执行期间可能遇到的风险进行了细致的分析和计算, 对困难提出了一些针对措施。计算分析认为对变形组件进行整体矫正后传向 KX 厂房是可行的, 燃料包壳破损的可能性是比较小的。

2004 年 5 月 25 日, FRA 和西屋公司分别提交了各自推荐的变形组件处理方案。

FRA 提出了对变形组件整体包装运输的方案, FRA 确认可以用两周的时间将 FRAGEMA 现有的一个乏燃料组件运输容器运至现场。该容器可以实现将变形燃料组件与上管座脱扣后, 用绳子捆扎住变形组件并将其与组件传送筐整体切割下来后一起装入容器, 并经过 RX 设备仓门转运至 KX 厂房存贮。

西屋公司提出了多种方案, 包括将变形组件矫正后, 塞入倾翻机内, 由传输管道传送回 KX 厂房进行抽棒的处理方案; 或者在 RX 厂房构件池内抽出元件棒装入专用容器再传至 KX 厂房储存等。西屋公司也同意 FRA 的处理方案, 并愿意一起合作配合做好这项工作, 并紧急从美国派来曾经处理过秦山电厂堆内构件修复的专业厂家 PCI 公司的技术人员一起工作。

面对众多复杂的处理方案和措施, 都要分小组全面启动相关行动。维修部牵头负责变形组件脱扣方案策划及 PMC 机械修复方案确定及准备工作。技术部牵头负责变形组件转运方案策划及专用工具管理、事件根本原因分析调查、PMC 故障处理软件重新审查及调试准备、

燃料组件技术分析及装料方案设计等。各小组具体工作内容如下：

1) 组件脱扣方案准备

由于变形组件上下都被卡住，通过正常的脱扣方法无法实现组件与换料机夹爪分离，初步考虑使用美国西屋 PCI 公司的水下切割技术对燃料组件上管座进行水下切割，切断 24 根导向管和里面的阻力塞棒，然后考虑用环吊整体提起换料机小车或拆卸换料机套筒，然后脱扣，西屋 PCI 公司为此方案设计制造出了一套专用的水下切割上管座的 EDM 工具。

2) PMC 机械修复工作

考虑变形组件运出 RX 厂房后将对 PMC 换料机进行检查和局部修理，反应堆构件池水必须排空，高放射性的上部堆内构件必须临时放回堆芯存放，由于此时堆芯装载有三个象限的燃料组件，为了防止上部构件回装的过程中操作不慎碰倒已装好的燃料，静机处负责设计了一个支撑环，紧急联系广州重型机械厂加工制造，支撑环坐在压力容器法兰上抬高了上部构件的存放高度避免了定位销碰到燃料组件。

静机处和 FRA 公司一起讨论和编制了 PMC 换料机和倾翻机修复计划，制定了一个 72 小时针对换料机套筒不损坏情况下更换夹爪和调整夹爪的应急抢修计划，并且与 FRA 一起确认了备件状态，同时也讨论并制定了针对一些部件严重损坏和备件加工周期较长的工作维修预案。

3) 变形组件整体包装运输

事件发生之初，工程处曾发文请中国核动力研究设计院（简称核动力院）就整体包装运输进行可行性论证，5 月 25 日该院传来了可行性研究报告，阐述了运输工艺方案和相关的热工物理屏蔽计算数据等。

5 月 25 日，FRA 提交了初步的整体包装运输方案，提出用 FRAGEMA 公司的一个现有容器整体运输变形组件，容器空重约 60 t。工艺流程如下：用绳子捆绑好组件避免意外跌落或损伤→通过交替提升换料机套筒和倾斜倾翻机实现组件脱扣→移走换料机并竖直倾翻机→安装倾翻机固定装置并水下拆卸倾翻机→燃料组件和传送筐一起放入特殊容器→容器封盖从 RX 设备舱门撤出运到 KX 厂房。

对于容器整体运输变形组件方案，FRA 在随后的准备工作中提交了 12 份操作程序，电站各部门同时也做了大量的工作，讨论其可行性和实施细节。具体工组有：请 FRA 和核工业第二研究设计院分别论证了龙门架在容器装载组件总重 65 t 情况下的受载情况，结论是受力安全，转机处和工业安全部门还专门做了载荷试验，验证了龙门架和吊钩的安全性；工程处和土建处准备了 500 t 汽车吊吊运容器运出龙门架的详细方案；工程处对 20 m 平台平板小车运输容器进行了载荷计算验证；服务处为配合容器运输方案加工了很多的专用工具；安全执照处启动容器运输的特许执照申请和安全评估等。

4) 变形组件解体抽棒转运准备

针对西屋公司最早提出对变形组件进行校直抽棒处理方案，工程处积极组织力量对西屋公司提供的图纸进行消化，并紧急和广州重型机械厂联系，派人到厂里驻厂加工了配套的若干专用工具和燃料棒存贮筐等。西屋公司按照其方案进行了程序、工具、人员的准备工作并编制了详细的实施进度计划。

5) 堆芯装料方案

事件发生以后，技术部技术支持处立即启动了堆芯燃料重新布置设计方案，最初提出了两个方案：核动力院提出换 4 组 AFA-2G 燃料，运营公司提出换 8 组 AFA-2G。双方就各自

提出方案进行了详细讨论,最后决定采用运营公司的方案。随后针对此方案技术支持处编写了换料安全评价报告、紧急设计的超限事件分析报告、紧急换料设计的核设计报告和启动物理试验报告等,所有这些报告都提交给 NNSA 并获得了批准。

6) 燃料组件提取工具

在所有准备工作中,特别值得一提的是维修部大修处在赵宏处长的带领下积极准备了一套燃料组件提取工具。受燃料组件模型启发,大修处的同事非常细心地观察到 AFA-3G 的燃料组件下部导向管是通过一个螺钉连接在下管座上,螺钉末端刚好露出了几扣螺纹,于是巧妙地设计出了一套组件提出装置,用一根不锈钢杆焊上一根软轴,软轴头部再焊接上一个适配螺母可以拧在露出的螺钉上。工具设计好后,大修处的同事积极做模拟试验验证了工具的可用性,并进行了详细的力学计算。事实证明,这套工具在最后的处理过程中发挥了重大作用,解决了燃料组件从传送筐中安全取出的难题。

(4) 最终处理过程

2004年6月7日,事件处理小组会议决定将开始实施变形燃料组件脱扣方案。

变形组件进行两次应力释放以后,通过录像观察,组件第七层燃料格架外侧条带已经被挤压撕裂张开,为了不妨碍后续脱扣工作,首先要去除第7层燃料格架损坏的外侧条带,6月8日为此做了以下工作:反应堆构件池水位降至18m、搭架子拆PMC套筒水下灯、倾翻机下部第四孔穿入钢丝绳、拆除脚手架、反应堆水池水位重新升至19.5m以及完成了声响报警和应急撤离演习。22:15分左右利用西屋公司提供的专用工具顺利地拆除了第七格架损坏的条带。

6月8日,FRA容器提前到达现场,经过各个专业部门及安全、监督、运输、保卫、海关和承包商等全体人员的共同努力,在17:00将该容器按计划安全地运送到1KX厂房0m吊装区。

6月9日,按照事先编写的程序下放倾翻机29圈,使得变形组件下插约20mm,之后分别移动PMC大车和移动倾翻机使变形组件又下插约40mm左右,使得组件的第七个格架基本上进入了倾翻机喇叭口。经过对上述操作的录像观察,可以确认连接上管座与燃料组件的24根不锈钢导向管已经全部断裂,上管座与燃料组件的连接仅依靠阻力塞棒与导向管的阻力来维系。此外,变形组件的弯曲程度比原来大大减小。

6月10日,经过充分论证后,决定拆除了用于限制变形组件下落的穿入传送筐下部第四孔内的钢丝绳。16:50在稍微移动PMC大车之后,变形组件开始向下移动并很快顺利地完全进入传送筐内,整个操作过程中现场监测仪表和系统在线测量和取样分析结果均无异常,变形组件处理工作取得重大进展。

6月11日,为了将传送筐内的变形组件传输到KX厂房,对变形组件进行了详细的检查工作,在进行充分风险分析和防范措施准备后,认为实施可行。23:30成功地将变形组件通过燃料传输通道运送到KX厂房传输水池。

6月12至15日,反应堆上部堆内构件放回堆芯,清理水池杂质,换料机夹爪顺利与上管座脱扣,关闭水闸门,反应堆构件池排空,检查并修理PMC换料机。

6月14日,DNMC召开会议讨论用自己研发制作的组件取出工具将变形组件从KX厂房倾翻机内吊运至乏燃料池贮存格架存放,会议审查并批准了现场实施的吊运方案和程序步骤,6月15日00:30,变形组件顺利从燃料传送筐内吊出运至乏燃料池燃料格架长期存放。变形燃料组件处理工作实现了总经理部要求的“没有放射性向环境排放、没有人员伤害、事件不升级”的总目标。

3. 事件影响

此次事件按照国际核事件分级表 (INES) 定为 1 级事件。

4. 事件原因分析

(1) 系统控制原理简介

PMC 换料机控制系统采用 GE 公司的 FANUC 系列 90-30 PLC 的可编程控制器作为控制和保护核心, 并且该 PLC 通过接口与上位计算机进行通信。操作员通过触摸屏进行手动、半自动和自动运行的控制和监测。换料机通过以太网与传输子系统和乏燃料水池吊车子系统进行信息交互 (系统架构见图 1)。

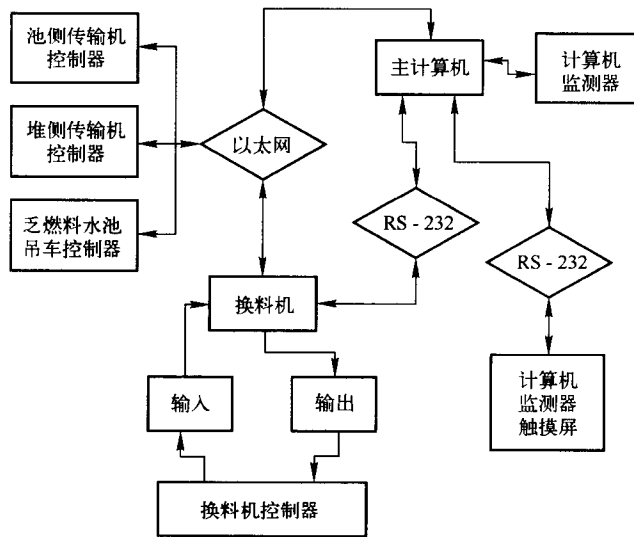


图 1 PMC 换料机控制系统组态原理

换料机主要软件包括:

- 1) 采用 LogicMaster 90 软件作为 PLC 应用软件开发平台, 梯形图逻辑控制语言。
- 2) 上位计算机应用 Windows NT 4.0 操作系统, 操作员界面软件为当今比较流行的 IN-TOUCH 工控软件。

(2) 原因查找

燃料变形事件发生后, 立即要求供货商查找原因, 同时电站内部成立原因分析小组, 对 PMC 换料机软件梯形图进行审查分析, 为了消除所有软件缺陷, 对所有有风险的运动控制部分进行了详细分析和检查, 以换料机八大运动功能为基础, 以任何的电机运行输出命令都不应脱离保护逻辑为重点 (见图 2), 对导致燃料变形事件的软件进行分析。

审查小组以换料机大车向后运行的 PLC 软件 (BR 节点-大车向后运行) 为父逻辑对该逻辑的每一个节点进行排查。在排查中发现, 虽然虚假的主提升到顶信号可以导致大车启动, 但是当大车运行出倾翻机中心 3 mm 后, 软件内已将 BR 保护节点断开。意外的是, 在 BR 信号消失后 PLC 并没有发出电机驱动器的停运命令。通过到模拟机上进行事件的模拟试

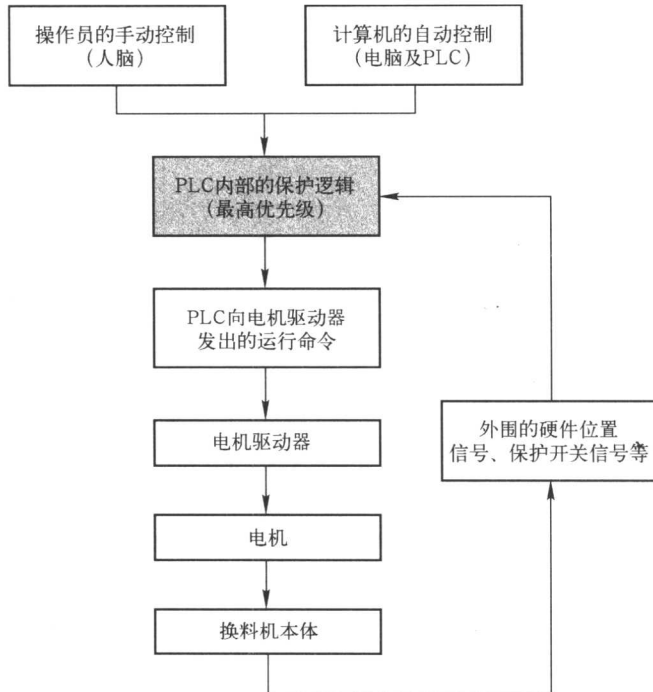


图2 PMC换料机控制软件分析流程

验发现，在软件内部另外存在一个延时逻辑，正是该逻辑使得在保护动作后发送到电机驱动器的零速信号延迟了9.5秒。经计算，在9.5秒延时期间大车运行距离大约为3米。

(3) 根本原因分析

通过上述调查与试验确定了导致事件的软件根本原因是设计上灯试节点被放到控制回路中，并且在自动模式下PLC输出给电机DRIVER的驱动命令有错。其错误在于当PLC逻辑保护动作之后并没有立即停止对电机驱动器命令的输出，而是延误了9.5秒钟。这样当使用自动运行模式时，设计上错误地将进行灯试产生的试验信号作为真实的主提升到位信号，从而启动换料机大车运行命令。虽然逻辑保护已经动作，但由于延时逻辑没有立即停运大车，并最终导致组件被拉弯的严重后果。设计有如下两点致命错误：

- 1) 灯试信号被用于控制逻辑的主提升到顶回路（见图3）。
- 2) 在保护信号动作之后，对电机驱动器的停运命令输出延迟9.5秒钟后才发出（见图4）。

正是软件设计上存在上述两处错误，燃料从倾翻机提升过程中，在正常灯试试验时，产生虚假的顶位信号并启动大车自动运行，最终将组件拉弯。

(4) 软件设计缺陷纠正

- 1) 设计上将灯试按钮回路与主提升到顶控制信号回路分开（见图5）。
- 2) 设计上将保护逻辑置于最高优先级，即所有的运行命令必须经过保护才能发出（见图6）。

通过对上述软件内设计逻辑修改，将灯试回路与编码器实际上位信号，控制信号与保护信号分开，符合控制保护逻辑设计规范。

如图6所示的逻辑修改将BR的优先级提至最高，即任何控制都要经过保护同时调整控制时序。这样有任何保护动作就立即停运电机，保证了系统安全。

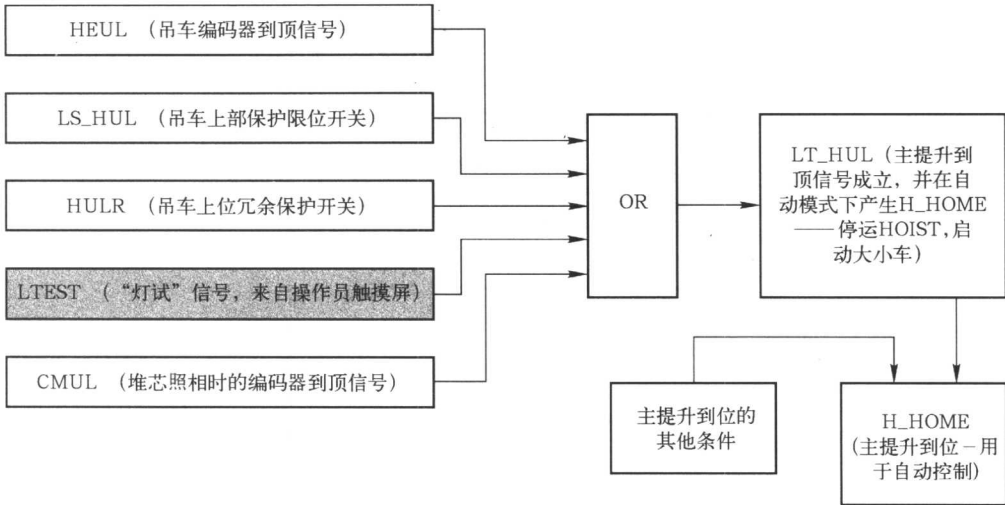


图3 灯试信号导致主提升到顶逻辑

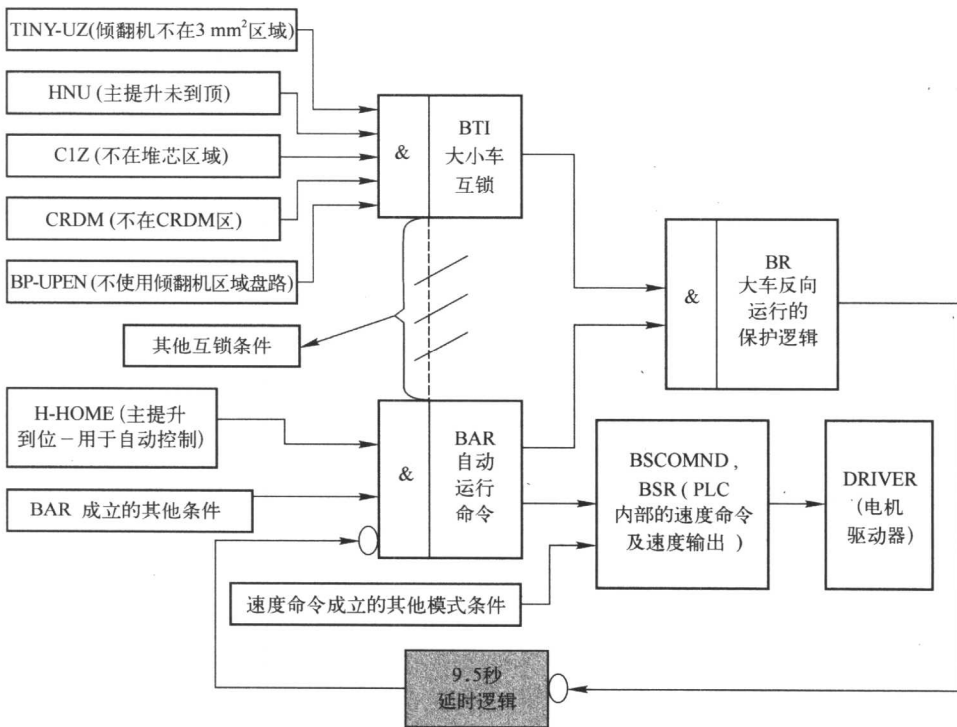


图4 大车向后运行停止的响应逻辑示意图

5. PMC 项目经验反馈

PMC 换料系统升级改造项目由西屋/PaR System 联合承包，西屋是项目总包，PaR System 是其合作伙伴，是技术主体。项目合同于 2001 年 11 月 16 日签订。合同属于交钥匙 (Turn-Key) 类型。由于市场已购置不到仪控部分的备件，换料系统运用了当今技术，改造方案基本上复制了南非 KOEBERG 核电站的改造方案。原计划 2 号机组第九次大修和 1 号机组第十

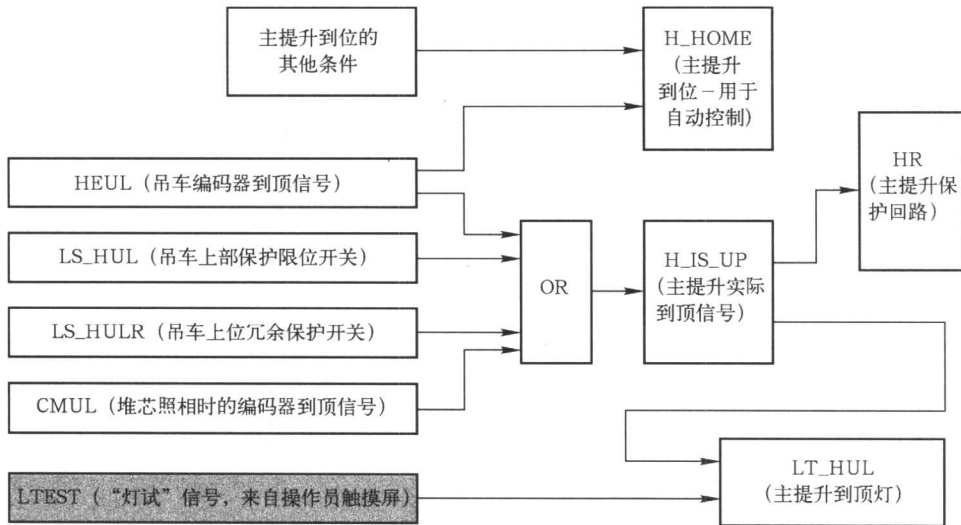


图5 将灯试按钮回路在主提升到顶控制信号回路分开的设计图

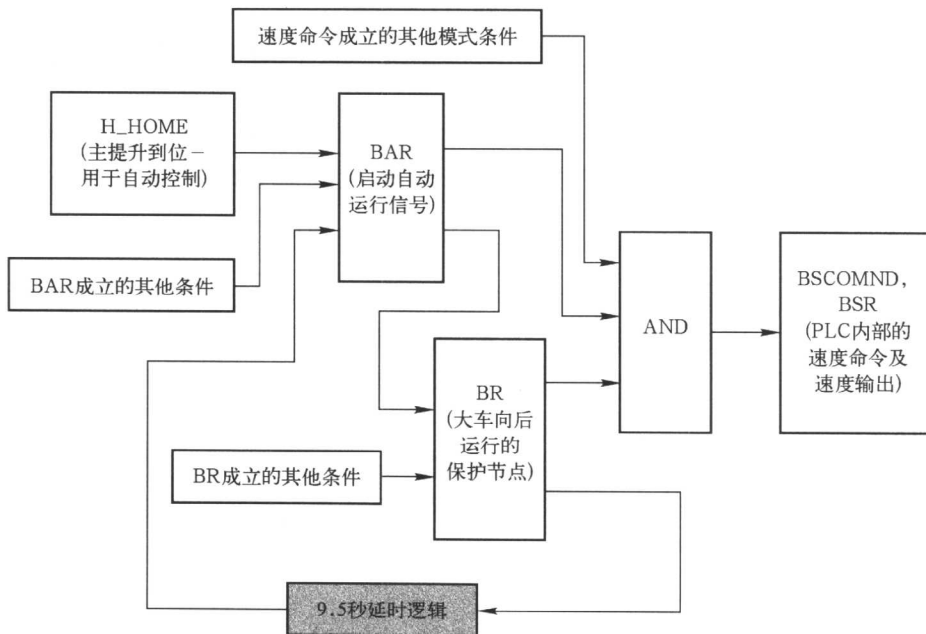


图6 将保护逻辑置于最高优先级的设计图

次大修中分别完成对2号机组和1号机组实施改造。在2号机组第九次大修实施过程中，因为设计问题，未能完成全自动的试验，只是完成了手动操作调试，2号机组第十次大修实现了半自动和自动的功能，两次大修中均使用改造后的设备进行了换料工作。

经过两次大修的使用，从现场测试以及新旧系统对比结果来看，调试后的设备，基本达到了预期的改造效果。新系统运行操作方便，装卸料时间较短。但在项目实施过程中发生了两次重大事件，即燃料组件倾倒事件和燃料组件拉弯事件，对电站造成了重大损失，项目管

理和执行存在严重问题。

(1) 换料系统的挑战性

换料机、乏燃料吊装机和传输系统是换料（PMC）系统的三大主要组成部分，其可用性及性能的高低关系着大修的关键路径，对改善装卸料过程的安全也有重要影响。本次改造是电站运行以来的首次大规模、升级性的改造。

1) 旧系统比较复杂

旧系统的三大机器属 FRA 承包范围内，分别由 REEL, LMR 和 DLR 三个公司分包。它是电站唯一且最后不能自主维修的系统。

从本次改造的前期准备来看，旧系统的设计信息极其有限，尤其是机械设备图纸的设计尺寸不全，缺少部分接口设备的图纸，系统和设备的功能描述不详细。市场也不再原有原控制部分的产品，分析掌握旧系统相当困难，因而改造技术和功能要求的确定在很大程度上要依靠相关人员的经验。

2) 当今换料系统的整体技术水平高

当今换料机、乏燃料吊装机和传输系统已融合了工业界的主流技术。

控制系统已实现了数字化。基于可编程逻辑（Programmable Logic Control）的控制，可触摸显示屏的操作人机界面。集成度已大大提高，智能程度显著提高。变频技术和交流伺服电动机提供了无级调速、平稳驱动等优秀性能。

因此，作为终级用户，系统改造的挑战性日趋增强，同时掌握系统技术的难度大大增加。

(2) 项目管理的困难与对策

无论是前期调研与数据收集阶段，还是设计阶段的组织，及现场工作的组织管理，作为承包商主体的 PaR System 公司，均无法达到大亚湾现场对承包商要求的水准，因而与电站的期望差距较大。

内部设计审查：

1) 提供的文件信息不完整，如设定值手册、设计说明书、软件梯形图、电动机驱动控制器的设置程序等文件均未在项目之初在其承诺的范围内提供。

2) 文件（包括软件）版次更替之间的可追踪性差，一旦发现新版有问题，从升版过程管理上难以发现问题的原因。

3) 项目的设计阶段（2号机组第九次大修前）发现的问题总计达 265 个，此后又审查出不少问题，截至 2号机组第十次大修前共发现问题 354 个，这些问题之中相当一部分属内部审查过程应当发现并解决的。

现场处理技术问题的能力与速度：

1) 机械方面的变更更多，但不正确的变更也多，新增机加工件数量大，导致“人等文件”、“人等机件”的情况较多。

2) 返工量较大。原因主要有两个方面，一是西屋对纽科利公司工作人员的技能期望过高，二是施工文件过于简单。2号机组第十次大修对此进行了纠正，一是强化对纽科利人员培训，并进行考核评估；二是根据大亚湾施工现场的惯用文件，增补便于安装人员使用的电气图纸（该措施已于 2号机组第九次大修期间启动，2号机组第十次大修作为施工质量控制文件正式启用）。

3) 通电调试前的预备检查不彻底，导致部件烧坏量大，这在 2号机组第十次大修中已得到根本性改善。

经验反馈 (Lessons-Learned) 不到位: 2003 年 9 月, 西屋、PaR System 和 DNMC 在大亚湾现场召开了为期一周的经验反馈会, 西屋还启动了 CAP (Correction Action Process) 就 2 号机组第九次大修中承包商发生的问题进行了分析, 并制定了纠正计划, 包括现场管理、设计以及后备响应等十六个方面的问题。但是, 2 号机组第十次大修前的状态检查结果并不令人满意。经双方协商后, 临时组织了联合项目组, 双方人员根据各自的特点承担了遗留问题处理、试验、文件控制等工作, 并通过开会集中公布了大修中项目活动的各项规定。

客观环境影响对项目的执行也产生不利影响:

1) 美国 2001 年爆发的“9·11”事件, 导致美国政府对 2002 年中国赴美签证的政策大大收紧, 既影响了我方参与有关活动计划, 又阻止了运行操作人员的培训;

2) 因 2003 年春季全球的“SARS (非典型肺炎)”风波, 特别是广东地区, 美国有关组织禁止美国公民到中国的公务活动, 严重影响了双方管理高层介入的项目经验反馈效果。

(3) 项目管理薄弱环节和反馈

从项目外部环境而言, 本项目的承包商队伍涉及西屋、PaR System、核工业第二研究设计院等多个单位, 项目的成功必须以单位之间的接口、信息交换与协调等方面的成功为前提。项目执行中, 西屋作为主合同商, 并没有完全协调好 PaR 和核工业第二研究设计院的工作, 对 PaR 这个主要的分包商控制力度不够。西屋的项目经理未能控制和管好项目的运作。在项目实施过程中, 有些技术问题连 PaR 自己也没弄清, 如 PaR 作为主要的分包商, 不清楚 GE 的 MOTOR driver 控制设计, 设计上出现错误, 在调试过程中达不到预期的效果, 行车不稳定, 使得 2 号机组第九次大修调试拖延时间达 10 天之久, 也没有能够完成自动化操作的调试。在项目执行中, 调试人员在调试中没有正确设置好保护参数, 使得燃料组件没有完全到达堆芯底部时候, 夹爪就可以松开释放燃料组件, 造成操作员在装料中判断错误时失去保护, 在 2 号机组第九次大修中发生了一起组件倾倒事件。2 号机组第十次大修中因为软件设计问题, 使得燃料组件被严重损坏, 给电站造成了巨大损失。两次严重事件和项目管理中出现的问題, 均反映了在本项目管理中组织管理和技术上都存在严重问题。

就电站内部而言, PMC 改造项目涉及部门多, 合同、设备运输、设备备件仓储、外事与接待、承包商人员的培训与授权、承包商人员的辐射剂量与体检、现场的工业安全管理、现场辐射防护管理、现场办公通信设施的准备、承包商人员现场其他后勤支持等。项目组成员单位较多, 内部团队阵容较大, 项目管理与技术审查把关的质量与效率, 直接与团队表现相关。

该系统是唯一一个没有自主维修的系统, 电站内部缺少了解该系统的专业工程师。在改造项目执行和实施中, 对于相关的设计原理和维护操作了解和钻研不够, 没有完全吃透改造后的新技术, 对于改造后智能化操作方面研究不够。从该改造中, 反映电站内部技术力量薄弱, 项目风险控制意识有待加强。

大亚湾核电站误合发电机负荷开关事件分析与反馈

黄清武

1. 事件经过

2004年7月10日早班,主控制室巡盘发现T20盘上有2GSY006AA报警,检查KIT中存在2GSY104AA(TRIP CIRCUIT II FAULT)信号。为不影响第二天上午的冲转并网,一位隔离经理来到现场,检查2GSY002AR上确实有2GSY104AA,并且继电器2GSY502XK/C已经掉牌,试复位一次发现无法复位,准备回去写工作申请(事后电气人员调查为监视继电器限流电阻开路引起,更换电阻后报警消失)。

此时,隔离经理发现值长室钥匙B/05/08还在现场2GSY505CC上,并处于LOCAL位置,由于2GSY,GEV,GEX再线已经完成,负荷开关已经充气,此钥匙应收回存放在值长室,于是决定把钥匙拔出放回值长室。由于在LOCAL位置无法拔出,记得应该把2GSY505CC转到REMOTE位置才能拔出钥匙,但把2GSY505CC置REMOTE后,试着拧动拔出钥匙,仍无法拔出(实际上经事后调查,2GSY505CC在REMOTE位置,将钥匙按顺时针方向旋转180度后方能拔出)。于是先把2GSY505CC放回原位(LOCAL位置),检查发现旁边的2GSY504CC放在OFF位置有点倾斜,怀疑与2GSY504CC位置不到位有关,试着转动了一下2GSY504CC,导致负荷开关误合闸,发电机变电动机运行,发电机过流保护动作使2号主变压器出口高压开关跳开,反应堆停运。主控制室操纵员执行事故诊断程序(DEC),由于负荷开关合闸,很费周折才进入了事故程序I2.1,稳定并维持机组在热停堆状态。事件发生后,运行人员未及时向电网通报相关的设备状态以及保护动作情况。

针对这一事件,运行处开展了事件根本原因的调查。相关情况如下:

(1) 2004年4月24日

隔离经理在实施主隔离2ADT GEX(9PW3962)时将GSY505CC的钥匙B/05/08插上,并将GSY505CC置于“LOCAL”位置,使K1钥匙能够取出并用于负荷开关操作空气卸压,操作结束后未重新将GSY505CC置于“REMOTE”,同时未将B/05/08转个180度取出回收到账长室。

(2) 2004年5月12日

运行处(OPO)两位现场操作员对GSY进行再线,将2GSY505CC置自动。规程要求用挂锁将其锁在“REMOTE”位置,但实际上无法用挂锁上锁,而是用B/05/08对其进行上锁。现场操作员虽对规程有疑问,但未向主控制室操纵员汇报。

(3) 2004年5月15日

电气处(MEE)人员持9PT7154进行100%定子接地保护检查及整组试验,执行GSY019,GSY020同期装置模拟试验。试验前须将GSY505CC置于“LOCAL”,并对负荷开关进行空合以验证模拟试验条件具备。由于试验前(505CC)钥匙已经在现场,电气人员未借此钥匙。试验结束后规程没有要求将GSY505CC置于“REMOTE”,也未还钥匙,试验负责人没有将GSY505CC恢复到试验前的“REMOTE”状态。

(4) 电气试验结束后

隔离经理拿着电气钥匙闭锁系统图重新对负荷开关供气进行卸压,恢复ADT GEX00,期间因GSY505CC处于“LOCAL”,一切条件具备,隔离经理并未动过该钥匙。

(5) 2004年5月24日

隔离经理清理值长室钥匙柜时发现B/05/08没在其中,经查阅文件,发现ADT GEX00/ADT VVP00仍处于实施状态,误认为B/05/08没在值长室属正常。在值长室钥匙柜B/05/08位置上标上“在现场”三个字。后在解除ADT GEX00/ADT VVP00在线时,操作单中也未要求将该钥匙收回。

(6) 2004年7月10日

隔离经理发现B/05/08钥匙插在GSY505CC上未取回,且处于“LOCAL”位置,与正常状态不符,但由于对设备一知半解,未采用“明星自检”工作方法,在有疑问时未停下来寻求支持。靠自己的记忆作出判断,试着转动了一下GSY504CC,导致负荷开关合闸(产生此次合闸的逻辑条件为:GSY505CC置“就地”,GSY504CC置“合”,同时负荷开关压缩空气压力大于2.74 MPa)。

2. 事件原因分析

(1) 直接原因

在主变压器带电和负荷开关在线状态下,误将发电机负荷开关的LOCAL/REMOTE钥匙控制选择开关2GSY505CC置于“LOCAL”位置,并将发电机负荷开关就地控制开关2GSY504CC置CLOSE位置,使负荷开关合闸,导致发电机异步启动。

(2) 根本原因

1) 非预期性独立操作,无原因分析和风险分析等操作准备,未严格执行“明星自检”。

2) 值长室钥匙管理规程缺乏B/05/08等钥匙使用状态、条件、方法和要求等内容;标准隔离文件及再线文件以及相关电气维修规程均缺乏对B/05/08钥匙使用和收回的内容。

3) 运行人员对B/05/08等钥匙的功能和使用条件不清楚;对GSY505CC和504CC选择开关的结构功能等也不熟悉。

3. 对核电站安全运行的影响

(1) 发电机定子过流保护动作,使2号主变压器出口高压开关跳闸,主变压器失电,导致机组自动停堆;机组核安全水平降级,进入事故程序I2.1。

(2) 三台运行机组都出现了有功或无功功率的波动。

(3) 过电流造成发电机转子护环内侧搭接面部分烧伤、转子槽楔与护环搭接面部分烧伤、阻尼条部分熔化。

(4) 推迟 2 号机组并网约两周时间。

4. 经验反馈

针对这一事件，运行处采取了以下技术措施（见表 1）。

表 1 运行处针对“7·10”事件的经验反馈及纠正行动

原因	纠正行动	负责单位	完成期限
非预期性独立操作，无原因分析和风险分析等操作准备，未严格执行明星自检	1) 用快速通报的方式在最快的时间内对全体运行人员进行经验反馈并认真讨论；编写“7·10事件”行为经验反馈以教育所有运行人员；	OPO	立即
	2) 制定运行人员标准操作行为流程，并严格执行	OPO	2004 年 7 月 31 日
B/05/08 钥匙管理原因： 1) 值长室钥匙管理规程无钥匙使用状态、功能和说明方法等内容； 2) 标准隔离操作单 ADT VVP00/ADT GEX00 无钥匙使用及回收要求； 3) SI/2 GSY 001 规程上无钥匙使用及回收要求； 4) SI/2 GEV 001 规程上无钥匙使用及回收要求； 5) 三份电气维修规程 PM E XGSY 013, 019, 020 无钥匙使用及回收要求	1) 对值长室的钥匙进行分级管理及管理规程升版；建立值长、机组长、副值长钥匙分管清单（功能、编号、使用条件），明确各岗位交接班时发现钥匙箱状态不完整必须在工作日志上说明其原因，明确不同级别钥匙的使用授权及建立使用记录；	OPO	2004 年 12 月 31 日
	2) 编写大亚湾核电站现场钥匙手册	OPO	2005 年 12 月 31 日
	2) 修改 ADT VVP00/ADT GEX00 标准隔离操作单	OPO	2004 年 9 月 30 日
	3) 修改 SI/2 GSY 001 规程	OPO	2004 年 9 月 30 日
	4) 修改 SI/2 GEV 001 规程	OPO	2004 年 9 月 30 日
	5) 修改 MEE 维修规程 PM E XGSY 013, 019, 020 三份规程	MEE	2004 年 9 月 30 日
隔离经理技能培训内容没有覆盖 GSY 电气开关及相关钥匙使用操作技能	1) 编写 GSY 负荷开关控制逻辑培训教材对运行人员进行培训；	OPO	2004 年 7 月 31 日
	2) 升版培训大纲（隔离经理部分）	OPO	2004 年 12 月 31 日
处理事件过程中没有及时与电网调度沟通	编写与调度联系的相关培训教材对值长、机组长、副值长进行培训	OPO	2004 年 8 月 31 日
误动 GSY504CC	1) 短期行动：编写 FOI 贴于 GSY504CC 处，禁止操作此开关；	OPO	立即
	2) 长期行动：对 GSY504CC 加装保护盖	OPO	2004 年 8 月 31 日

除此之外，运行处立即进行了整改，防止同类事情的发生（见表2）。

表2 运行处针对“7·10”事件的整改行动表

序号	整改内容	负责人	完成期限
1	落实“四禁一严”，即：严格执行明星自检（STAR）、禁止无规程操作、禁止不遵守规程操作、禁止无监护操作、禁止带有疑问操作	各值长	立即
2	召开值长以上干部会议，反思事件，统一思想，落实整改方案与行动	处长	7月13日
3	采取有针对性的措施，保证1号机组的安全稳定运行	日常副处长	7月13日
4	采取有针对性的措施，严格控制关键路径的时间，保质保量完成运行操作，减小事件损失，保证2号机组安全并网	处长	7月13日
5	组织各运行值认真学习和反馈“7·10”事件，特别要以此为契机，对照分析各值存在的人因失效隐患和陷阱，并加以克服与纠正，要求各值提交书面报告	各值长	7月15日
6	认真分析事件的直接原因与根本原因，制订相应的纠正行动与改进措施	技术副处长	7月15日
7	明确“7.10”事件的管理责任	处长	7月15日
8	对当事人进行帮助与教育，做好思想工作及必要的岗位技能培训	培训工程师	7月15日
9	汇总整改各项纠正行动与改进措施，形成书面报告交生产部	处长	7月15日

为充分落实总经理部提出的“四禁一严”，在两个运行处范围内，除了继续推行运行人员行为规范外，还做了如下工作：

- (1) 编写 C-TS/OPN/801《运行活动与操作监护制实施细则》程序。
- (2) 编写 C-IP/OPN/022《运行操作的程序控制》程序。
- (3) 编写 C-TS/ORG/103《隔离经理的培训和技能提升》程序。
- (4) 编写 C-TS/ORG/104《运行现场操作人员的培训和技能提升》程序。
- (5) 在运行值内每大轮班开展一次“安全活动”，开展批评与自我批评。
- (6) 对钥匙管理进行自我评估，彻底解决钥匙管理存在的问题。

多机组运行的日常生产管理改进

徐文兵

2004年,电站日常生产管理项目组(TEF)牵头组织和安排了两电站四台机组多次大型日常生产活动项目,并协调和推动现场重大设备缺陷处理,使日常机组保持了较好的运行状态。在此基础上,日常生产管理项目组还不断探讨,以设备缺陷管理为核心,推进落实电站在突发事件、设备巡视、现场消缺风险等方面的管理优化措施,进一步完善了日常生产管理制度。现对2004年重要日常生产管理情况进行总结和回顾,同时分析TEF运作过程中的不足,以推动持续改进。

1. 2004年日常生产管理措施

(1) 强化设备缺陷管理和消缺风险控制

2004年,TEF重点强化了缺陷管理和消缺风险控制力度,要求各专业在处理有较高风险的设备缺陷前,必须将方案向日常生产管理核心层汇报,核心层听取汇报后与专业人员一道对方案进行评估和完善。这样,既使设备缺陷得到妥善的处理,又使消缺风险得到严格控制。此外,TEF还在设备缺陷管理、突发事件规范处理等方面进行了有益的尝试。针对机组遗留设备缺陷,建立了缺陷跟踪与管理系统,在同一数据平台上对短、中、长期设备缺陷进行管理,对跟踪和推动生产过程所产生的设备缺陷和遗留问题起到了积极作用。同时,为妥善处理机组重大突发事件,TEF于2004年6月份正式实施了突发事件处理机制,明确电站日常生产中突发事件的定义和分类,并建立突发事件清单,规定突发事件的报告流程、决策层次和响应范围,规范电站突发事件的处理过程,提高了电站应对危机的能力。通过实施上述措施,2004年电站消除了包括大亚湾核电站2GRE023MP蒸汽管线断裂、大亚湾核电站1VVP263EL漏油、岭澳核电站2号机组2号主泵轴封水泄漏量高、岭澳核电站1GGR804VH漏油、岭澳核电站1ARE031VL卡涩在内的多项设备缺陷。

(2) 深化设备巡视和缺陷预防体系,避免机组临时检修和停机检修

2004年,TEF积极推进设备巡视优化工作,按照现有的系统和厂房分工,明确了电站各个专业日常和中期巡视的范围和责任,达到了消除巡视盲区的目的,并为强化和深化设备巡视打下基础。另外,电站还对维修各专业设备巡检大纲进行了优化,研究并分析中期巡视

的设备范围，并在分析和优化过程中充分考虑如何发挥专业优势，突出重点。电站还加大了季节性工作的力度，积极开展各项有条件巡视活动，例如通过深入开展了防高温巡视，对高温敏感设备和区域进行了全面检查，发现并处理了主变压器软连接过热以及多处电缆封堵过热隐患，避免了机组降功率检修，为满足夏季高负荷要求打下了良好的基础。

此外，TEF 还牵头对岭澳核电站 1 号机组主变压器内部过热问题进行了跟踪，缓解了电站主变压器内部过热危机。在生产过程中，相关专业人员分别完成岭澳核电站 1 号机组主变压器中性点直流和油样在线监测装置安装工作；为防止事故扩大，LPO、OPH 以及 OPP 制定了临时运行指令（TOI），开展了消防演习并与电网各单位建立了良好的沟通协作模式；在跟踪缺陷的过程中，TEF 还充分吸收主变压器备用相检修过程中反馈的经验，初步确定主变压器内部过热原因为铁芯之间绝缘短路，并要求维修人员按照随时停机抢修的标准进行准备，并制定相应的处理预案。由于有上述措施的保障，电站有效跟踪了岭澳核电站 1 号机组主变压器运行情况，避免了不必要的停机检修。

（3）在正确决策前提下高效地实施抢修

2004 年初，岭澳核电站 2 号机组发电机严重漏氢，专业人员准确判断漏点，并以周密严谨的抢修计划和组织，实现了零失误、短工期。在发电机漏氢缺陷处理过程中，由运行处组织的查漏小组制定了完整的查漏方案，依照系统接口逐一排查，排除各种可能，最终准确推断氢气泄漏点，为停机抢修决策提供了有力依据，为有针对性地准备确定了方向，为现场消除缺陷赢得质量和时间。同时，在实施查漏、抢修准备、停机处理（特别是通过临界转速、投电动盘车）阶段采取了有效的安全控制措施，保证了核岛的安全控制和二回路水质控制，为电站今后处理类似故障积累了经验。

（4）继承并优化日常生产管理体系

在日常生产管理制度方面，日常生产管理项目组坚持了核心层日会制度，改进了周会运作，充分发挥了日常生产的协调指挥功能；面对大亚湾核电站 2 号机组第十次大修期间相继发生“5·19”和“7·10”事件的重大挫折，保证了资源投入，妥善处理了各种设备缺陷，为抢修人员解除了后顾之忧。同时，TEF 还发挥了快速响应小组（FINT）快速灵活的特点，对启停机应变支持体系进行持续改进，有效促进了专业交流和融合。此外，成功实施了日常生产计划改制，升版了高风险 A 类活动清单，提高了 A 类活动工前会的质量。

2. 对日常生产管理的思考

2004 年，电站日常生产管理在部分领域进行了改进和完善，但仍有一些痼疾需要重视。首先，在全年的日常生产过程中，重大设备缺陷较多，主变压器/汽轮机/RGL/VVP/CRF/APP/APA 等系统或设备都出现过不同程度的问题，给机组的稳定运行带来了巨大的安全隐患，在一定程度上说明设备管理仍是薄弱环节。因此，下一阶段 TEF 将进一步关注重大敏感设备状况，促进各专业紧密配合，提高设备缺陷处理能力，并争取在预见性和预防性维修方面有实质性突破。

其次，“5·19”和“7·10”事件的发生，说明电站安全文化水平有整体滑坡趋势。为此，TEF 对上述事件进行了系统反思，力求将两起事件的惨痛教训转化为日常生产的宝贵财富。2005 年 TEF 将对日常生产过程中的安全薄弱环节进行整体诊断，积极改进运行、计划、日常维修以及设备管理方面存在的问题，以实际行动促使电站安全生产水平提高。

此外，群堆管理启动以及运营管理公司（DNMC）成立后，电站对组织机构进行了相应

的调整，“运行用好设备、维修修好设备、技术管好设备”的大体分工已经明确。而 TEF 需要在现有组织机构和分工下，以项目管理的形式，实现生产活动统一指挥与调配。因此，TEF 需要研究如何才能将日常生产中的计划协调、现场执行、技术支持以及安全监督等各种模块有效地组织起来，并做到缺陷处理过程化和制度化，使 TEF 真正成为日常生产、维修、技术活动的指挥控制中心。

3. 2005 年日常生产管理改进重点

2005 年，TEF 在保持机组稳定运行的基础上，将深化日常生产防非计划停机停堆工作，把重要敏感设备项目（CCM）的分析成果与已有的日常生产活动紧密结合，识别并集中控制全部专业的高风险生产活动。同时，将大亚湾核电站商业运行十年和岭澳核电站接产形成的防非计划停机停堆文化向纵深推进，形成日常生产的核心优势。2005 年，TEF 还将进一步完善消缺风险的控制手段，完善抢险活动的组织，提高决策的品质，并着手建立重大设备的抢修预案，完成全方位的计划和准备，努力实现日常生产和大修对设备缺陷的连续跟踪，减少大修后设备缺陷的数量和后果。

总之，TEF 需要坚持 DNMC 群堆管理以来建立的横向管理制度，在保持消缺、抢险、抢修等传统优势的基础上，管理重心从“救火”转向预防。

岭澳核电站主变压器故障原因分析与对策

荣 幸 杨吉成 韩庆浩

1. 前言

主变压器作为核电站的重大关键敏感设备,其可用性直接关系到核电站的电力生产和厂外电源供电的可靠性。但由于核电站主变压器容量大、电压等级高,所以结构复杂,工艺水平要求高,要做好主变压器故障原因查找和分析工作,必须要对其内部结构有相当了解并掌握必要的理论知识。通过跟踪岭澳核电站主变压器在现场抢修和在上海 AREVA 变压器厂返厂维修,作者熟悉岭澳核电站主变压器的部分结构,希望借助本文帮助大家了解岭澳核电站主变压器的结构,并对今后主变压器故障原因分析和维修方案的确定起到借鉴作用。

2. 岭澳核电站主变压器历史运行情况简介

岭澳核电站拥有两台百万千瓦级机组,采用发电机-变压器组方式接至主开关站向广东 500 kV 电网供电。

每台机组的主变压器额定容量为 1 134 MVA,由三台容量为 378 MVA 单相变压器组成。主变压器低压侧为 26 kV,采用分相封闭母线经断路器与发电机出线端子相连;高压侧为 525 kV,采用油/SF₆套管经 SF₆母线管道与超高压开关站相连。主变压器组的低压绕组为三角形接法,高压绕组为星形接法并通过中性点直接接地。高压侧装设有载调压开关,共 19 步,调压范围为额定电压 -13.32% 至 +6.66%,每步调压范围为 1.11%。冷却方式为强迫油循环风冷(ODAF),每台单相变压器共有 5 组冷却器。

主变压器由法国 ALSTOM St Ouen 变压器厂(简称 TSO)设计、制造。

岭澳核电站主变压器在投入商业运行后的短短两三年里即出现了种种异常和故障。2003 年 4 月底,1 号机组第一次大修期间,1 号机组主变压器排油内部检查时发现主变压器 A、B、C 三相和备用相均存在铁芯旁柱围屏绑扎带松脱、线圈围屏绑扎带松脱、线圈下部支撑绝缘块在油流作用下移位等现象;B 相(No. 04)铁芯旁柱严重弯曲;C 相(No. 03)拉板与夹件横梁间的两孔绝缘块脱落以及夹件横梁与过梁间连接螺栓松脱;C 相和备用相内部发现铁砂等异常。经过内部清理和维修后 1 号机组主变压器投入运行。2003 年 12 月,对绝缘

油取样发现 1 号机组主变压器 C 相 (No. 03) 油中氢气、乙炔和总烃含量突增, 分别达到 155 mg/L、1.52 mg/L 和 1 350 mg/L; 同月发现 2 号机组主变压器 B 相油中乙炔含量达到 0.54 mg/L, 随后将 1 号机组主变压器 C 相用备用相 (No. 02) 更换, 并在 2004 年 1 月份对更换下来的 3 号变压器进行了开罩检修; 2 号机组第一次大修期间, 对 2 号机组主变压器 B 相 (No. 06) 进行了内部检查和相应的维修, 但投运后不久该变压器油中又出现了含量为 0.86 mg/L 的乙炔, 之后用开罩检修后的 3 号变压器更换并对换下来的 6 号变压器进行了开罩检修, 因更换 1 号机组主变压器 C 相时发现备用相 (No. 02) 低压绕组直流电阻比原出厂值高 12%, 因此在 2 号机组第二次大修期间也进行了开罩检修。原岭澳核电站 1 号机组 B 相 (No. 04) 由于铁芯旁柱弯曲严重, 于 2004 年 3 月送往上海 AREVA 变压器厂 (简称 AST) 进行返厂维修, 2004 年 11 月初完成返厂维修后返回岭澳核电站现场。

2004 年 12 月, 2 号机组第二次大修期间, 2 号机组主变压器内部检查时发现 B 相 (No. 03) 低压绕组引线两个线鼻子有过热痕迹, 通过与 2 号机组第一次大修期间该变压器开罩检修时照片比较, 可以判断过热痕迹是在这两次大修之间一个运行周期内产生的, 因此决定将此变压器退出运行, 进行开罩检修。检查发现低压引线线鼻子大部分存在不同程度的过热现象, 在与 AREVA 厂家多次协商后决定将该变压器的所有 24 个低压引线线鼻子进行更换处理。

3. 岭澳核电站主变压器的结构

(1) 整体结构

岭澳核电站主变压器为单相油浸式变压器, A/B/C 三相变压器经外部连接组成变压器组。铁芯结构为三柱式, 高低压线圈套在铁芯中柱上, 并通过铁芯旁轭、上轭和下轭构成闭合磁路。铁芯安装于油箱底部, 并在油箱底部侧面用支撑螺栓顶紧。下节油箱平台装有磁屏蔽和构成油流通道的绝缘层压木。

高低压线圈整体构成圆筒形, 圆筒的内外柱面均用绝缘纸板保护以构成围屏, 低压线圈布置在内圈, 高压线圈在外圈。线圈通过拉螺杆压紧, 以承受短路力的作用。线圈的上下端均装有绝缘平台 (或压紧平台), 将线圈的压紧力均匀地分配到整个线圈的圆周。上下绝缘平台分别根据绕组出线和线圈油流通道的位置开有孔洞。

线圈的压紧是通过两个金属方形横梁 (简称横梁) 和四个金属圆拉杆以组合方式实现, 通过这种方式线圈可以通过预紧力固定在油箱底部。

两个金属横梁的端部用两个金属过梁连接, 这种组合构成了围绕铁芯上轭的框架结构, 横梁与线圈上部绝缘平台间垫有专门的层压木以传递压紧力。

拉螺杆通过与油箱底部相连以接地, 为避免在正常运行和暂态时产生环流, 拉螺杆与横梁间用绝缘件绝缘。同样, 横梁与过梁间也通过连接螺栓的绝缘件避免夹件框架产生环流。

变压器的器身由钟罩式油箱罩上, 横梁上部与油箱顶盖通过树脂相互固定, 此固定结构对铁芯和线圈在变压器运输和运行中起加强作用。油箱底部和钟罩间内部用密封垫压紧密封, 并在外部焊接 (见图 1)。

(2) 变压器各部件详细描述

1) 磁路。岭澳核电站主变压器铁芯为三柱式, 即由 1 个线圈芯柱 (即中柱) 和 2 个各 50% 磁通流通面积的非线圈芯柱 (即旁柱) 构成 (见图 2)。

根据原设计, 中柱不绑扎, 铁芯翻身前仅在中柱的外表面刷上一层环氧胶, 并在由不同

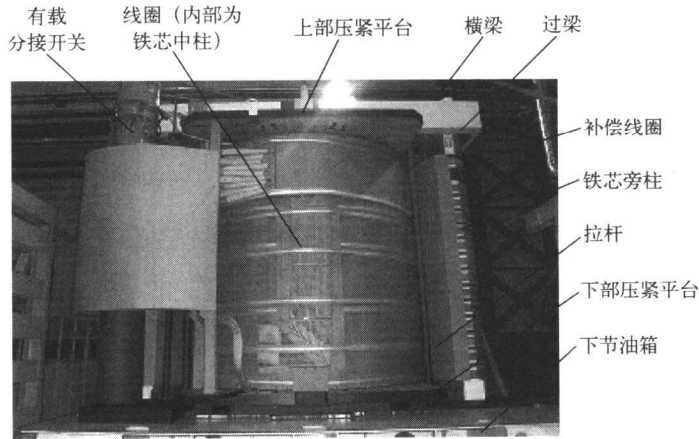


图1 岭澳核电站主变压器内部整体结构示意图

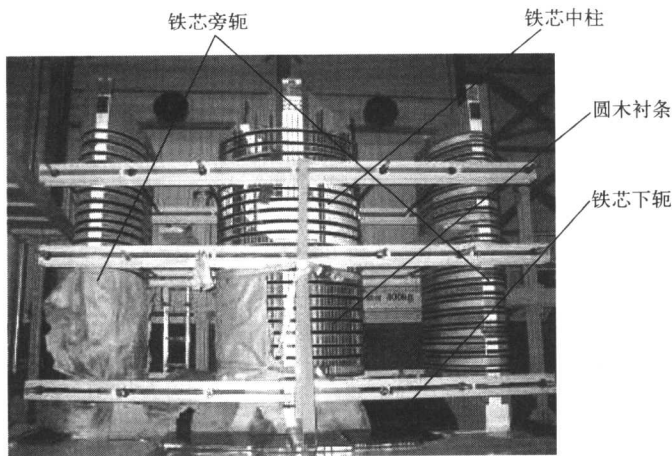


图2 拆除上轭并拔出线圈的铁芯柱

注：铁芯柱上的黑色绑带为工厂里的临时绑扎带，黄色横梁和竖梁为工厂的临时支撑

宽度硅钢片所构成的台阶处放有圆木衬条以填补中柱与线圈间空隙。中柱在套上线圈后即被低压线圈的支撑筒 SRBP (Special Resin Bonded Paper) 筒所抱紧。旁柱用 12 条玻璃纤维带并配以可调节的金属锁扣进行绑扎，上轭和下轭也同样进行绑扎。

按原设计，旁柱沿高度方向每隔 300 mm 有一根绑扎带，因此旁柱共有 12 根绑扎带 (包括拉住上横拉板和下横拉板的半圆形绑扎带)。从上往下数，在第二和第三根绑带间是铁芯两框磁路的补偿线圈，两旁柱的补偿线圈相连组成一个闭合回路。该补偿线圈的作用是在铁芯两框磁通不平衡时，根据楞次定律，产生补偿电流阻止铁芯两框间磁通不平衡。相应结构见图 3、图 4。

铁芯的材料为晶粒取向硅钢片，每片硅钢片的表面均在钢铁厂用 Carlite 涂层进行了喷涂，以实现片间绝缘，硅钢片厚度为 0.27 mm。硅钢片的接缝为斜缝交错搭接式，在机床上用

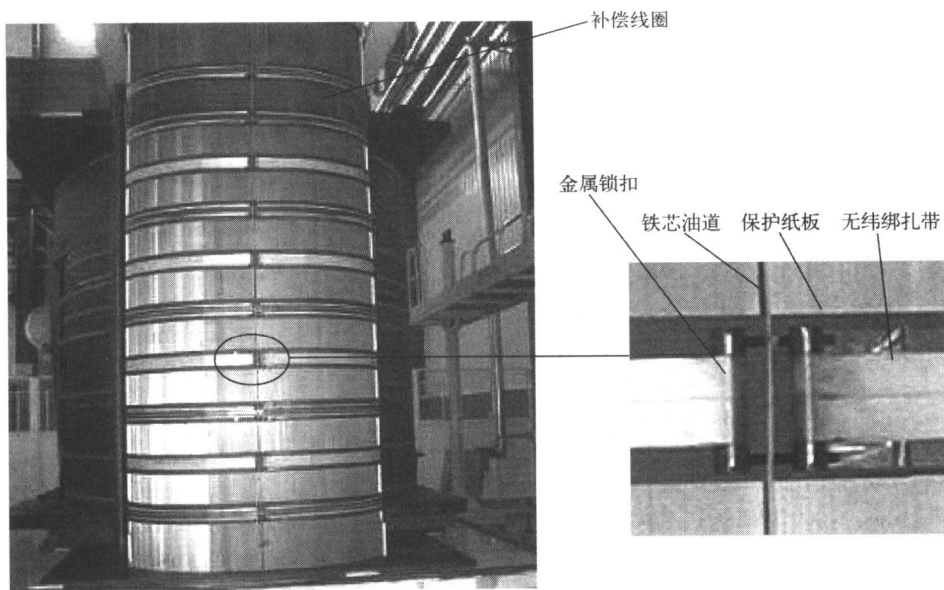


图3 铁芯旁柱绑扎结构图

图4 金属锁扣部位放大图

硬质合金刀具将硅钢片裁宽、横剪冲制而成，按制造厂的标准，硅钢片毛刺应小于0.03 mm。

铁芯和拉板间布置有油道，在运行时冷却铁芯表面并作为铁芯和拉板间的绝缘，铁芯和拉板独立接地。

2) 线圈。线圈为筒形结构，高、低压线圈均与铁芯中柱同心。高、低压线圈为径向布置，低压线圈在内圈，中间是高压线圈，最外层为调压线圈。

低压绕组为6根线缆并绕，出线以左右中心对称布置。1根线缆在出线端分为上下两根引线，并用一个M16的螺栓固定于低压母排上，因此低压绕组两端共24根引线，对应24个线鼻子（见图5）。



图5 低压绕组引线线鼻子布置图（3号主变压器更换线鼻子前）

由于主变压器线圈的内部结构较铁芯更为复杂，且本文所描述的主变压器故障现象未涉

及到线圈内部，暂不赘述。

3) 下节油箱。下节油箱由一空腔构成，下部安装有变压器冷却器的绝缘油管入口。

油箱底部有如下功能：支撑铁芯并通过支撑螺栓夹紧铁芯旁轭和下轭；线圈下部支撑；锚住用于压紧线圈的拉杆；导向油流以冷却高低压线圈和铁芯。

4) 下部支撑。该部分提供了油箱底部和线圈下部压紧平台之间的机械连接以保持和压紧线圈。

该支撑由层压木构成。在安装线圈时，该支撑与安装吊具相互配合进行线圈的套装。在运行时，该部分将油流引导至线圈内部。该部分还安装有磁屏蔽，以减少通过油箱外壁的漏磁。

5) 上部支撑和夹件框架。上部支撑结构由层压木构成，它提供了线圈上部夹紧平台与夹件框架间的机械连接。夹件框架由金属方钢（横梁）和过梁构成。对线圈的压紧力通过横梁与线圈上部支撑平台间的绝缘层压木进行传递。

4. 故障主变压器案例分析

岭澳核电站主变压器已有三台在现场进行过开罩检修，一台返厂维修。本文选最先开罩的原1号机组主变压器C相（No. 03）和返厂维修的原1号机组主变压器B相（No. 04）作为案例进行故障原因分析，并针对故障原因提出维修和改进方案。

案例一：原1号机组主变压器C相（No. 03）第一次开罩检修

(1) 故障现象

在该变压器用备用相更换后，在排油内部检查时发现以下问题：

1) 低压侧分接开关对侧的上部夹件横梁和过梁间的等电位电缆有过热烧焦痕迹（见图6），高压侧分接开关侧的上部夹件横梁和过梁间的固定螺栓绝缘套已烧毁（见图7），该部位已导通。

2) 进一步检查发现，低压侧铁芯拉板与夹件横梁间的绝缘件（两孔绝缘块）已损坏，绝缘测试时低压侧拉板与横梁间发生放电。由于该部位的绝缘件只能在变压器吊罩后才能更换，因此该变压器进行吊罩维修。

3) 在开罩后又发现了以下问题：两框铁芯间的电阻值只有35Ω；油箱底部左右两侧铁芯顶紧螺栓松动，绝缘垫块全部脱落。

(2) 故障原因分析、维修和改进

1) 问题一：高低压侧夹件连接螺栓绝缘和等电位线烧毁。

原因分析：在变压器结构中已讲到，横梁和过梁是通过螺栓连接的，但横梁和过梁所构成的框架不能构成回路以避免形成环流。因此在图9的位置1和2处，横梁和过梁间的连接为绝缘连接。横梁和过梁间的绝缘是靠B1、B2和C三个绝缘件配合实现的，B1为螺帽与横梁间的绝缘垫片、C为连接螺栓的绝缘套筒、B2为横梁与过梁间的绝缘垫片（见图8）。

拆下后，如图7所示，绝缘套筒已烧毁一半长度，等电位线外面所包绝缘纸也过热烧毁（详见图6），说明该变压器在运行过程中上部夹紧框架流过很大的电流，产生了很高的温度。这些异常现象与变压器油色谱分析结果比较吻合，因此可判断该变压器绝缘油中的各种气体主要是由上述环流过程产生的。

此次变压器内部过热故障与之前的1号机组第一次大修期间发现的异常有直接关系。当时在内部检查时发现高压侧分接开关侧的上部夹件横梁和过梁间的固定螺栓脱落。当时TSO厂家分析报告承认在制造厂时工人在变压器总装期间未上紧该部位螺栓，导致该部位螺栓在

运行振动力作用下逐渐松脱，为此 TSO 变压器检修人员在做完内部检查后重新安装了该螺栓，可以推断该螺栓在现场重新安装时碰坏了螺栓绝缘套，但由于当时 TSO 检修人员上紧该部位螺栓后未测量绝缘（测量绝缘前必须先要在低压侧解开高低压侧夹件间的等电位线），因此该问题未被发现。在运行期间，由于该绝缘套破损部位绝缘值较低，因此在该部位形成



图6 烧毁的横梁与过梁间等电位线

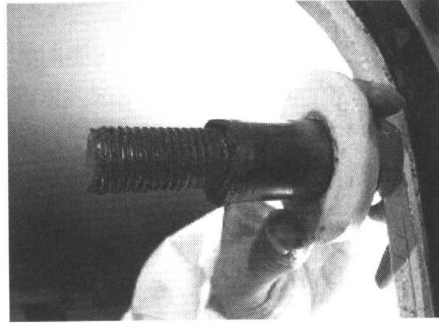


图7 烧毁的连接螺栓绝缘套

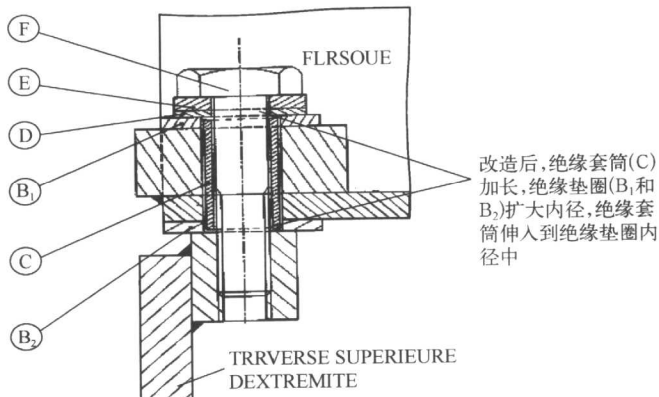


图8 横梁与过梁间绝缘连接处结构图(改造后)

了小电弧，导致该部位的绝缘逐渐恶化，最终使整个夹紧框架完全导通，形成环流，产生过热，造成各种气体异常增长。

维修和改进方法：用新设计的绝缘件更换横梁和过梁间的绝缘件，上紧螺栓时必须保证螺栓的力矩值（318 N·m），安装后测量绝缘值（2 500 V 直流测量绝缘大于 5 MΩ）。新设计是将两个绝缘垫圈的内径扩大至与螺栓绝缘套筒外径一样，绝缘套筒的长度伸长至上下两个垫圈内。这样改造后可减少该部位导电微粒对绝缘件空隙污染的敏感性。

2) 问题二：横梁与拉板间的两孔绝缘块脱落，横梁与拉板间放电。

原因分析：在 1 号机组第一次大修内部检查时便发现横梁和拉板间的部分绝缘垫块脱落，TSO 当时的分析报告认为其原因也与在制造厂内横梁和过梁间的固定螺栓未上紧有关。由于横梁和过梁未完全上紧，在运行时横梁会发生摆动，横梁与拉板的间距也随摆动而变化，在摆动产生的间距足够大时横梁和拉板间的绝缘垫块就会发生脱落。横竖拉板连接螺栓的螺帽与横梁的距离很近，因此在变压器运行期间，如果该部位积累有油污就有可能产生放

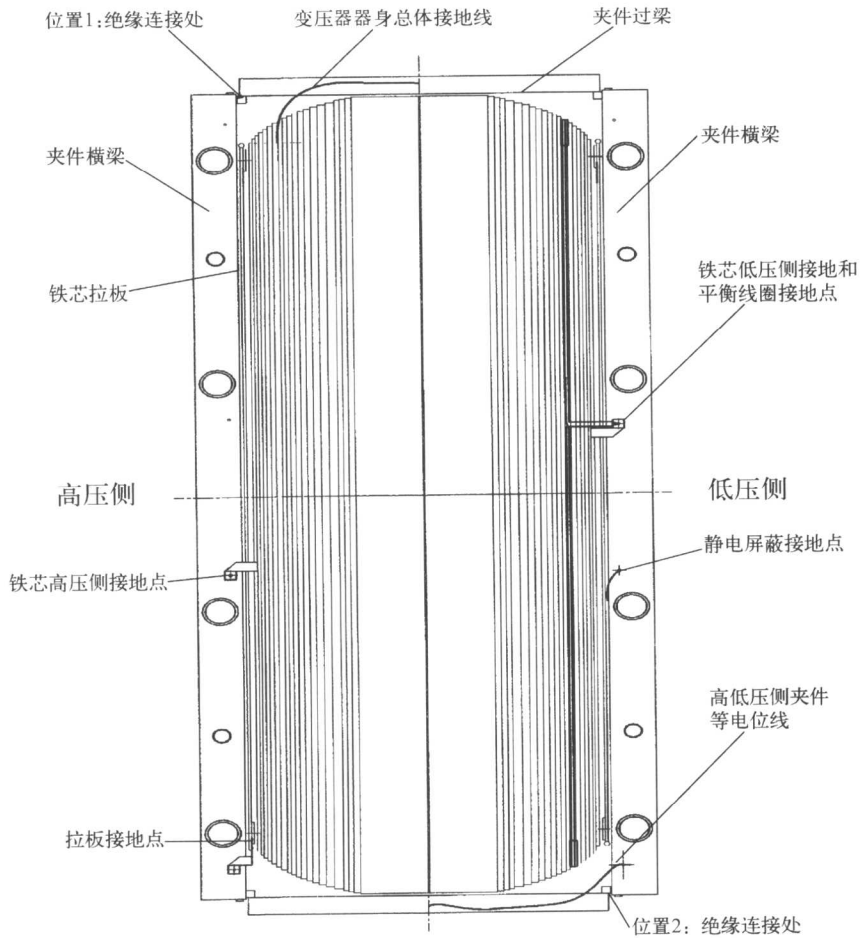


图9 铁芯上轭、夹件及器身各部件接地点布置图

电，同样可能对变压器油中的气体增长产生贡献。

维修和改进方法：更换了拉板和横梁间的所有两孔绝缘块，并将通孔的绝缘块更换为一端不通的绝缘块。测量铁芯和拉板间绝缘，结果合格（见图10）。

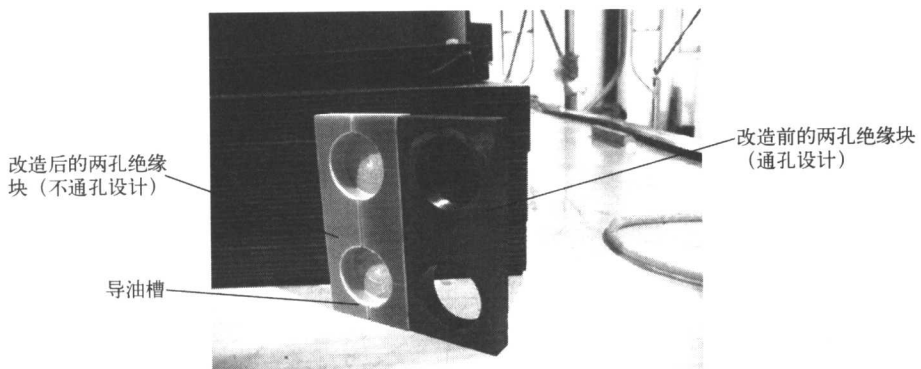


图10 改进前后的横梁和拉板间绝缘块

3) 问题三：铁芯两框间短路。

原因分析：左右两半铁芯的间距为 6 mm，并在中间夹有三块绝缘板，因此从结构来讲该部位应该具有一定的绝缘要求。但当时询问 TSO 该部位的绝缘值标准时，TSO 答复该部位不要求绝缘值。因此该异常在现场未进行处理。在检修 6 号变压器时 TSO 却又承认该部位应该绝缘（见图 11）。

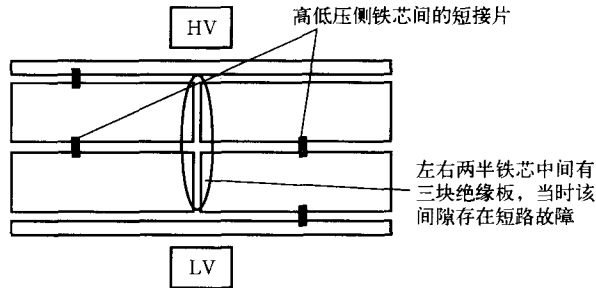


图 11 铁芯接地方式示意图（改造前）

因此，当时该变压器开罩检修后铁芯仍存在铁芯两点同时接地故障。2005 年 1 月该变压器开罩更换线鼻子的同时，更改了铁芯接地方式。

维修和改进方法：在与 TSO 经过多次讨论后，确定了新的铁芯接地回路。在 AST 返厂检修的 4 号变压器和在英国 Stafford 制造的新备用相（No. 08）也均采用这种接地方式。2005 年 1 月该变压器开罩更换线鼻子的同时，也按此方式更改了铁芯接地方式（见图 12）。

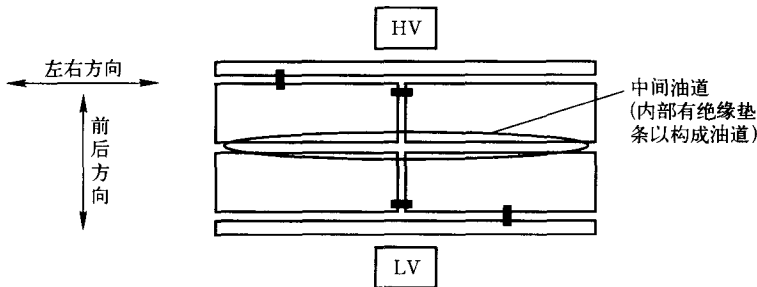


图 12 铁芯接地回路示意图（改造后）

变压器的制造和检修经验表明，铁芯间发生短路的主要原因是由于铁芯片窜动或铁芯片边缘存在金属发丝等异物造成的。由于硅钢片的方向与横梁的方向平行（即图 12 中的左右方向），因此左右两半铁芯间发生硅钢片窜动或有金属异物搭接的可能性较大，而前后两半铁芯发生短路的可能性很小。改为上述接地方式后，即使左右两半铁芯发生异常短路，每部分铁芯仍保持一点接地，不会对变压器的安全运行造成影响。

4) 问题四：铁芯下部顶紧螺栓松脱。

原因分析：原设计该部位的绝缘垫块为 100 mm × 100 mm，并开有 2 mm 深度的圆孔与顶紧螺栓咬合。绝缘块脱落的原因分析有二：顶紧螺栓没有防退功能，因此在变压器振动的情况下顶紧螺栓可能发生松动导致紧力下降；该部位的绝缘块圆孔的厚度仅为 2 mm，不足以

起到防止绝缘垫块松脱的作用。值得注意的是，所有脱落的绝缘垫块均在变压器的左右两侧，而前后两侧的 20 个垫块却没有一个松脱。这说明变压器铁芯的振动主要发生在铁芯的左右方向。

维修和改进方法：变压器在现场开罩后，检修人员将该绝缘垫块重新安装后上紧顶紧螺栓，在顶紧螺栓的螺纹上缠绕棉线并涂上环氧胶以实现防退功能。关于最终解决办法，与 TSO 多次讨论后确定，该部位的绝缘垫块的厚度增加至 20 mm，圆孔深度增加至 10 mm。

案例二：原 1 号机组主变压器 B 相 (No. 04) 铁芯弯曲

(1) 故障现象

该变压器在 1 号机组第一次大修内部检查时发现载分接开关侧的铁芯旁柱弯曲变形严重，在 1 号机组第二次大修时再次开人孔进行内部检查时，发现铁芯弯曲程度有所增长 (见图 13)，再次投入运行将存在很大风险。由于该故障无法在现场修复，因此决定返厂维修。2004 年 3 月底该变压器到达上海 AREVA 变压器厂 (简称 AST) 开始进行解体维修。

在 AST 开罩后，对变压器进行详细检查后发现以下问题：

1) 靠近有载分接侧铁芯旁柱严重变形，从铁芯上下两端放线测量，最大弯曲部位偏离垂直线 135 mm。

2) 面向高压侧，铁芯中柱左半边也严重弯曲变形。在铁芯上部测量，左中柱较右中柱低 2~3 mm，线圈吊起时，目视中柱变形严重；左中柱铁芯向右倾斜，左右相靠，低压侧渐合，高压侧渐开。中柱左右两铁芯前后错位，十字形全错开，最大错位约 8 mm。中柱左右两铁芯间绝缘垫条 (油道上中下三块垫板) 全部脱落到铁芯底部。

3) 绝缘状况：左右两半铁芯在高压侧和低压侧分别存在一个短路点；横梁与拉板间的两孔绝缘块部分断裂，2 500 V 直流电压下横梁与拉板发生局部放电。

4) 铁芯左右两侧顶紧螺栓松动，绝缘垫板全部脱落。

(2) 故障原因分析、维修和改进



图 13 铁芯旁柱弯曲图

1) 问题一: 铁芯旁柱严重弯曲; 问题二: 铁芯中柱变形。

原因分析: 问题二实际上也是由于问题一旁柱严重弯曲造成的, 因此可以一起讨论。由于岭澳核电站 7 台主变压器中, 这一台 (No. 04) 发生了旁柱严重弯曲变形, 最初的主变压器备用相 (No. 02) 在运行了仅 2 个多月后吊罩维修时也发现了旁柱弯曲。这两台变压器为同一批次运输, 因此该变压器发生旁柱严重弯曲变形的原因很可能是在运输中受到了冲击, 但也不能排除运行过程中由于振动的影响使该变压器旁柱的绑扎带紧力下降导致弯曲。

从结构设计及制造工艺来看, 该变压器确实存在很多需改进的地方。

4 号变压器在 AST 厂开罩后, 测量没有弯曲铁芯旁柱上的绑扎带紧力仅为 720 ~ 1 300 kg, 全部小于标准值 2 300 kg (由于弯曲旁柱拉直后, 绑扎带已自然松脱, 没有测量意义)。这说明 TSO 在制造该变压器时工艺上存在质量问题, 变压器在运行一段时间后绑扎力已达不到要求值。绑扎带松脱的原因分析有三: 一是绑扎带的弹力变形 (也可能是绑扎带的数量不够); 二是绑扎工艺存在问题, 先绑扎的带子在后绑扎带子的紧力下松脱; 三是变压器在送到气相干燥室后, 由于变压器各部件受热后膨胀系数不同的影响, 绑带紧力下降所致。

旁柱和中柱由上轭和下轭连接, 构成磁路。由于旁柱的弯曲, 左中柱也跟随扭曲变形, 左右中柱间的 6 mm 缝隙也发生变化, 中间的三块绝缘板因此落入铁芯底部。由于左右中柱间部分位置缝隙合拢并有部分硅钢片窜片, 左右中柱形成了两处短路点。

维修和改进方法:

旁柱绑扎带紧力与旁柱弯曲有直接联系, 要解决该问题必须先从如何保证绑紧力的方面入手, 所以在对铁芯绑扎做如下改进: ①在旁柱上增加绑扎带的数量, 从原来的每 300 mm 绑一根绑带变为每 200 mm 绑一根绑带; ②对绑扎带的绑紧工艺进行改进: 首先对第一个旁柱从下到上逐按照要求的力矩逐根绑紧, 接着对第二个旁柱从下到上按照要求逐根绑紧, 然后再重复前两步; 最少 12 小时后, 再次检查绑紧力, 必要时再进行绑紧。在变压器出烘箱进行最后的总装时再进行一次绑扎力检查。每次绑紧过程中记录绑前绑后的紧力。

为加强中柱的机械强度, 此次维修对铁芯中柱也进行绑扎, 绑扎带的间距同旁柱一样也是 200 mm。与旁柱绑带不同的是中柱绑带没有金属锁扣, 绑紧力为 390 kg, 而且各台阶上衬有圆形垫木条。

原设计中, 横梁与铁芯拉板间仅安装有两孔绝缘垫块, 横梁并未夹紧铁芯上轭, 因此铁芯上轭实际上处于自由状态。铁芯变形与这种设计思想直接相关。本次返厂维修中, 在横梁与横拉板间插入一种称为“Glasskid Socks”的塑性材料, 该材料在安装时是软性的, 在烘箱中加热经过一定时间后固化。该材料固化后, 横梁与铁芯在机械上将组成一体, 横梁也担负起夹紧铁芯上轭的作用。

2) 问题三: 铁芯两轭间短路; 问题四: 铁芯下部顶紧螺栓垫块脱落。

这两个问题也在案例一中发生, 属于共模故障, 相应的原因分析、维修和改进方案与案例一相同。

案例三: 原 1 号机主变压器 C 相 (No. 03) 更换低压引线线鼻子

(1) 故障现象

2004 年 12 月, 在 2 号机组第二次大修内部检查时发现, 该变压器低压绕组引线有两个线鼻子存在过热痕迹, 开罩后检查发现, 低压引电线鼻子大部分存在不同程度的过热现象, 其中 7 个有明显过热发黑痕迹。

(2) 故障原因分析、维修和改进

原因分析：检修过程中，割开线鼻子，发现有过热痕迹线鼻子内的铜导体表面绝缘漆已过热炭化，剖开的线鼻子内表面也有过热发黑痕迹（见图 14）。



图 14 剖开线鼻子的低压引线端部

根据分析计算，原设计线鼻子与导线接触面的电流密度为 2.05 A/mm^2 ，比该线鼻子与母排压接面上的电流密度 0.879 A/mm^2 要大很多，与导线中的电流密度 3.06 A/mm^2 相比，也很不符合常规，长期运行后因局部过热而导致整个接头接触劣化发展成为整个线鼻子过热缺陷。并且在解剖原线鼻子时发现，线鼻子套管与导线间存在很大间隙，测量实际填充系数仅为 75% 左右，远小于国内变压器规范中填充系数等于或大于 90% 的要求值。

因此线鼻子过热的根本原因为引线的接线端子设计选型不当，导线在压接管内填充系数过小，压接模式选择错误，致使压接管（鼻子）与导线的有效接触面积太小，造成运行后电流密度大而产生局部热点，并随着运行时间而逐渐发展成为过热。从而造成线鼻子过热氧化变色，引线部分也出现过热使绝缘漆和内层绝缘纸过热炭化。由于法国 TSO 生产的岭澳核电站 7 台主变压器均采用该设计，所以此故障为共模。

维修和改进方法：

从 AREVA 英国 Stafford 新购买的岭澳主变压器备用相（No. 08）的低压绕组引线线鼻子的设计结构有了很大改进，线鼻子的压接管长度加长，并采用双道六边形压接方式。由于接触面积增大，经计算新压接方式的接触面的电流密度为 0.56 A/mm^2 ，同原设计的 2.05 A/mm^2 相比减小近 3/4（见图 15）。

在 DNMC 的多次推动下，AREVA 厂家最终同意使用 No. 08 所采用的新型线鼻子更换原有线鼻子。更换步骤如下：

- 1) 小心分开每根导线并尽可能深地清理导线（用细砂纸）。
- 2) 在每根导体间和转弯处，刷一层绝缘漆，在线鼻子套筒位置不刷漆。
- 3) 用专用预成型模（DF 型）将引线压接部位收成圆形。

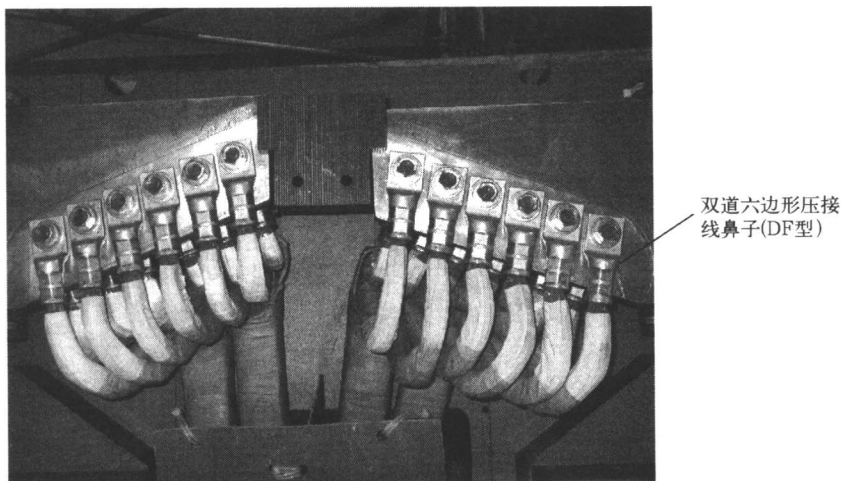


图 15 更换线鼻子并连接至低压母排的低压引线

- 4) 使用专用六边形压模 (DF 型) 将线鼻子与引线压接成型。
- 5) 进行直流接触电阻测试。
- 6) 在引线上裹一层绝缘纸。
- 7) 测量每根低压引线的直流电阻并比较数值, 接触电阻全部小于 $1 \mu\Omega$ 。

5. 结束语

岭澳核电站主变压器在投运的短短两三年便出现了这么多异常和故障是不正常的。这其中有两个方面的原因: 一是制造厂的制造质量存在缺陷, 二是变压器的结构设计上存在问题。因此要彻底解决岭澳核电站主变压器的种种异常和故障, 也要从这两个方面着手, 在电站内部要做好主变压器已出现的各种异常和故障的根本原因分析, 并与厂家共同协作对主变压器的薄弱环节进行相应的维修和改进。解决这些问题后, 岭澳核电站主变压器将能够保持安全稳定运行, 确保岭澳核电站良好的运行业绩。

参考文献

- 1 ALSTOM Saint Ouen Factory Manufacturing Technology
- 2 LING AO Main Transformer, Descriptions of Problems, Root Causes, Corrective Actions on Site, Preventive Actions in Factory
- 3 岭澳核电站 2 号主变压器 B 相低压引线端子过热根本原因分析报告

反应堆压力容器顶盖更换的准备和实施

范立明

1. 项目背景

1991年9月,法国Bugey3核电站在进行十年水压试验期间,发现控制棒驱动机构和热电偶管座出现裂纹而使一回路水泄漏。当时,该事件引起了国际原子能机构以及法国、美国、日本等核电国家的高度重视。FRA公司为此展开了广泛的调查和试验研究,并于1994年对法国本土的核电站进行了普遍的检查。在检查的44座反应堆中,有33座反应堆的管座出现不同程度的裂纹,占被检查反应堆总数的75%。在检查过的3213根管座中,有108根管座出现裂纹,占被检查管座总数的3.36%。进一步的研究分析结果表明,管座产生应力腐蚀的主要原因,一是Inconel 600管座材料对应力腐蚀具有较高的敏感性,二是管座与上封头焊接时留下了较高的焊接残余应力。

在发现问题初期,法国电力公司(EDF)根据各电站管座裂纹严重程度,分别采取了检查、修理、更换等三种不同的策略。后经综合技术经济分析比较表明,以上做法不仅费用高,又影响发电。最终决定全部采用管座材料为Inconel690的新顶盖进行更换的方案。众多核电国家近20多年来对材料应力腐蚀性能的研究和试验结果证实,Inconel690材料的抗应力腐蚀性能明显优于Inconel 600材料,有利于消除管座应力腐蚀倾向。

大亚湾核电站两台机组压力容器顶盖管座材料为Inconel 600,存在法国电站机组同样的问题和风险。故决定参照法国电站的经验和做法,采取更换顶盖的策略,并在1996年11月28日与FRA公司签订了供货和现场更换实施合同。

2. 顶盖制造

压力容器顶盖制造厂位于法国沙隆镇,整个制造过程涉及钢锭浇铸、锻造、加工、焊接、再加工、无损检测、水压试验等,制造工期近4年。在顶盖制造过程中,电站委托EDF及电站驻欧办技术人员负责监造。在制造关键点电站派相关技术人员到厂进行见证。

两台顶盖于2002年初制造完成。根据电站更换顶盖的总体时间安排和现场储存条件,在综合比较储存风险及费用的基础上,决定两台顶盖分两次运输,分别在各机组实施顶盖更

换前两个月到货。2号机组顶盖已于2002年12月20日到货,并在2号机组第九次大修期间(2003年1月26日至3月18日)完成更换。1号机组顶盖已于2004年7月30日到货,并在1号机组第十次大修期间(2004年9月30日至11月10日)完成更换。

3. 顶盖更换准备及实施

(1) 顶盖更换项目的主要工作范围

顶盖更换项目的实施主要由6家承包商共同完成,法马通FRA公司承担了主体核心部分。工作范围划分如下:

1) FRA公司。FRA公司负责反应堆顶盖更换的主体工作,包括:在新顶盖上安装焊接热套管、导向锥、排气管延伸段等部件;拆开旧顶盖上的RGL, RIC, KIR电缆连接;拆除旧顶盖上的防震板、通风管、保温材料、排气管、顶盖吊具等部件;拆除旧顶盖上的61组棒位测量线圈(RPI)、电磁线圈组件(EMA)、控制棒驱动机构(CRDM);对切割下的61组CRDM端面进行加工和探伤;将4组热电偶法兰座和61组CRDM安装焊接到新顶盖上;将前述从旧顶盖上拆除的所有部件重新安装到新顶盖上;恢复连接RGL, RIC, KIR电缆并进行再鉴定试验等。

为能实现在大亚湾核电站反应堆上使用整体螺栓拉伸机,在进行顶盖更换工作的同时,还进行了顶盖螺栓的改进和MSTM导轨安装工作。此工作也由FRA公司负责,并纳入顶盖更换项目统一管理。

2) 中国原子能科学研究院。中国原子能科学研究院负责对被换下的反应堆旧顶盖进行处置。具体工作包括:对旧顶盖的包装运输方案进行研究;屏蔽包装容器的设计和制造;现场进行旧顶盖的清洁、去污、涂漆和屏蔽包装。

3) 广东火电工程总公司。广东火电工程总公司负责新、旧顶盖的运输起吊工作,包括最终将屏蔽包装后的旧顶盖运到北龙中低放射性废物处置场存放。

4) 纽科利公司。纽科利公司主要负责大型自动起吊设备(MMA)的制造、运输、安装和调试。该设备用于新顶盖上CRDM, EMA, RPI的自动吊装,在顶盖更换过程中起着非常重要的作用。此外纽科利公司还负责向FRA公司提供70多名就地劳务支持人员。

5) 中国核动力研究设计院。中国核动力研究设计院负责项目所需通用服务工作。包括搭制脚手架、隔离间、生物屏蔽和安装临时通风装置;设备、工具和现场的去污;临时工作区的设置和清理;废物收集、分检和搬运等。

6) 华兴维修公司。华兴维修公司负责反应堆堆坑扶梯的改造工作。由于用于顶盖螺栓拉伸的整体螺栓拉伸机直径太大,在装入堆芯时会与堆坑壁的扶梯发生干涉,所以须对扶梯进行改造。

(2) 准备阶段的主要工作

反应堆顶盖更换项目是迄今为止大亚湾核电站在核岛进行的规模最大的改造项目,其特点是技术复杂、涉及专业面广、接口多、风险高、工期长。整个施工目标工期43天,其中20多天处在大修关键路径上。参与该项目的各类承包商达十几家,仅施工承包商就有6家,施工人员达200多人。电站内部几乎涉及到生产线所有部门的共同参与。为了项目的顺利实施,项目组在准备阶段重点抓了以下几点工作:

1) 制定项目管理程序,明确各部门和单位的任务和职责,确保机构运作顺畅,工作推动有效、有序、规范。

2) 制定项目在安全、质量、工期、成本、环境等方面的目标。

3) 制定详细的准备阶段工作计划,通过任务跟踪单和定期会议推动落实。

4) 根据工作的范围和特点合理分块打包,通过优选承包商、采用不同的合同类型和招投标,来保证工程质量,降低工程费用。

5) 根据详细的工作任务分解,绘制网络图,优化顺序和逻辑关系,制定详细的实施进度计划和各类资源计划(人员、设备、工具、材料、备件、服务、现场条件等)。对影响关键路径的紧缺资源(环吊、车辆等),制定专门使用计划。

6) 与技术中心合作研究开发核岛 20 m 平台空间动态三维布置图,规划指导现场设备的布置和进出顺序。

7) 建立专门安全协调组和质量控制组,制定详细的项目风险控制细则和质量管理细则,实施中全过程跟踪现场各项活动。

8) 认真收集该项目内外部过去的有关经验反馈,特别是针对“5·19”、“7·10”事件以及大亚湾核电站 2 号机组第九次大修 RVHR 项目的经验和教训,制定相应的行动措施。

9) 提前进行自动起吊设备(MMA)安装运输、旧顶盖处脚手架搭制等模拟实操演练,提高工作人员的操作技能和熟练程度,减少实施中的风险,提高工作效率。

10) 除项目工程师外,项目质量控制组对承包商提供的实施文件进行独立的技术审查,工程处大修质量管理组对文件进行独立的质保审查,质保处对项目的准备和实施进行独立审查和监督。

11) 提前进行现场勘察,落实有关接口条件。由于机组运行期间进入核岛的限制,核岛内有关电源、气源、设备尺寸和布置位置的核实须在实施的前一次大修期间完成。

12) 设置 RX 厂房 20 m 平台协调员,协调 20 m 平台各专业的工作和设备布置。

13) 为了确保起吊设备、运输车辆和道路安全,进行了一系列可用性检查及载荷试验。如龙门吊载荷试验、AC 车间吊车载荷试验、自动起吊设备 MMA 载荷试验、集装箱承载试验、设备储存支架及吊具承载试验、岭澳溪桥承载试验和加固等。

14) 建立项目信息管理系统和定期会议报告制度,跟踪落实各项工作,保证项目内外部信息沟通及时,有关问题得到及时解决。

15) 提前做好后勤计划和准备,确保有关承包商的住宿接待、就餐、办公设施、通信设备、集装箱等事宜按时妥善解决,解除后顾之忧。

16) 严格的开工条件检查:文件的完整性和正确性,人员授权及资格,设备、材料和工器具的质量证明和有效期,机组状态和现场安全条件等。

(3) 顶盖更换工作的实施

1) 新顶盖的运输和检查。新顶盖到货后由广东火电工程总公司将其从码头运输至汽轮机厂房存放。运输工作实施前, DNMC 运输中心及电站工业安全科预先对广东火电工程总公司的拖车、吊车、吊具等设备的完好状况、准用证书有效性、特种作业人员资格进行了检查,并确认了运输道路状况、道路修整、排障和卸车位置。QC 人员现场仔细检查新顶盖包装的完好性,并核对供货清单。

新顶盖在汽轮机厂房存放期间设置围栏和警戒,工程处定期检查通风干燥状况。在大修开始前打开包装进行检查,检查顶盖内外表面、管座、螺孔、密封面等外观情况,备件数量和质量,质量文件的完整性等。并完成相应检查报告及签发移交证书。

大修前,工程处还在新顶盖的通风管法兰上进行了开设检查窗的改造,为今后进行顶盖

贯穿件部位的在役视频检查创造条件。

2) 热套管-导向锥焊接及排气管延伸段焊接。顶盖热套管-导向锥的安装于大修前在汽轮机厂房完成。先是对热套管、导向锥和管座进行外观检查,再按规定力矩安装上热套管-导向锥后进行焊接,焊接完成后进行了外观和尺寸检查,排气管延伸段的焊接和射线探伤也在汽轮机厂房完成。

3) 新顶盖在 RX 厂房 20 m 平台就位。新顶盖在汽轮机厂房完成热套管、导向锥及排气管延伸段的安装后,将其从汽机厂房运至反应堆厂房龙门架下。通过龙门吊和 20 m 平台小车将新顶盖运入 RX 厂房 20 m 平台,再通过环吊将其吊放到事先已测量定位、调平的支座上。

4) 旧顶盖上部件的拆除。为拆除旧顶盖的设备和部件,先在顶盖四周搭制 4 层脚手架工作平台,并铺设大量铅皮,以减少工作人员受照剂量。旧顶盖上设备拆除工作主要包括:拆开旧顶盖上的 RGL, RIC, KIR 电缆连接;拆除旧顶盖上的防震板、通风管、保温材料、排气管、顶盖吊具等部件;拆除旧顶盖上的 61 组棒位测量线圈 (RPI)、电磁线圈组件 (EMA);控制棒驱动机构 (CRDM) 的切割和拆除等,在进行 CRDM 切割工作前要先进行样件试验和调试,确认切割设备状况及参数正常后才可开始正式切割,并且每切割 5 个 CRDM 进行一次检查,确保切割尺寸和质量满足规定要求。

5) MMA 的制造、运输、安装和使用。自动起吊设备 (MMA) 是用于顶盖上部件拆装非常重要的起重设备。该设备重约 25 t,高度 17.5 m,安装在 RX 厂房 20 m 平台上。在准备阶段曾经对国内制造、国外制造和从法国电力公司 (EDF) 租借三种方案进行了评估比较,最后选择了国内自主制造方案。工程处与纽科利公司一起,对 EDF 提供的图纸进行了大量适应性修改,如减少吊车数量、更改齿条传动为无级变速电动机驱动、钢架立柱尺寸修改、材料替代等。由纽科利公司负责制造、运输、安装和调试。该方案与其他方案相比,减少费用 40 多万欧元。

大修中 MMA 的运输和安装处于大修关键路径上,且安装和调试的质量影响到顶盖更换和整个大修工作的进程,吊装过程中的安全风险也很大。为此项目组进行了周密充分的准备,包括全过程的模拟演练。结合 2 号机组的实施经验,对 1 号机组进行了大胆优化,在详细分析计算和试验基础上,决定采用整体运输和安装方案,此举不仅大大减少了复杂组装过程带来的安全风险,并且节省大修关键路径工期 2.5 天,经济效益十分可观。

在 MMA 使用期间安排专人进行全过程维护,对关键和易出故障的部件事先准备好备件,一旦出现故障可立即进行修复。由于使用前的维护工作到位 (定期检查、加油、除锈等),在模拟安装调试中已将有缺陷的部件更换,故在实际使用中没发生任何故障和时间延误。

6) 新顶盖上部件的回装。新顶盖上部件回装工作的主要内容包括:从旧顶盖上切割下的 CRDM 的干燥;CRDM 机加工及点焊焊环;CRDM 回装到新顶盖上并焊接;EMA 和 RPI 回装到新顶盖上;回装顶盖吊具、防震板、风管、保温材料、通风管、排气管;连接 RGL, RIC, KIR 电缆等。

以上工作的重点是 CRDM 的机加工、点焊焊环及回装焊接。CRDM 机加工前,先要进行加工机床的校准试验。在加工前后要对 CRDM 的端部进行外观检查、尺寸检查、清洁度检查和渗透探伤。在点焊焊环后要进行清洁度检查、焊环的外观和安装位置尺寸检查。CRDM 安装前先进行了 CRDM 和新顶盖管座的外观检查,然后再安装到新顶盖管座上。在 CRDM 焊接前,要进行焊机状态检查、试样焊接试验、焊机校准、安装扭矩检查、焊接部位的配合尺寸及外观检查。焊接后进行焊口的外观检查、尺寸检查和渗透探伤。

7) 旧顶盖的处置。反应堆旧顶盖外形尺寸直径 4 674 mm、高 3 000 mm、净重 55 t。根据国家有关标准规定和测试计算结果,属于中低放射性固体废物。旧顶盖处置工作分为以下几个阶段:可行性研究、向国家环保总局提出申请、屏蔽包装设计 and 制造、旧顶盖现场清洁、涂漆和包装、运输道路桥梁的加固、运输和吊运至北龙中低放射性废物处置场等。在核岛旧顶盖上所有部件拆除后,先用吸尘器清除顶盖上的铁屑和灰尘,再用清洗剂洗去沉积物,然后涂漆固化防止松散微尘脱落。屏蔽包装由 30 mm 厚钢制底板和 20 mm 厚钢制筒体组成(见图 1),筒体顶部设置了过滤器和混凝土灌注通道。旧顶盖经包装后的总重为 70 t。

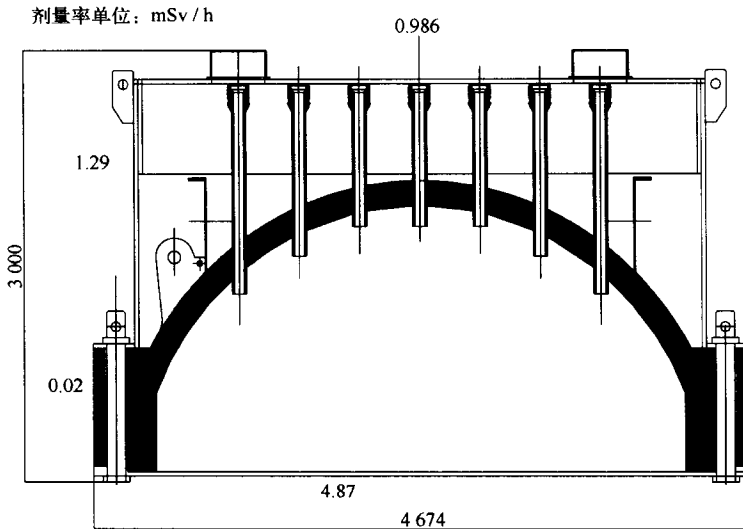


图 1 反应堆旧顶盖屏蔽包装示意图

旧顶盖包装前后测得辐射水平符合国家有关放射性物质安全运输规定(见表 1)。

表 1 反应堆旧顶盖包装前后辐射水平对比表

测量部位	底部最大值	法兰处	顶部贯穿件	侧壁	mSv/h
包装前	37	0.1	15	2~5	
包装后	4.87	0.02	0.986	1.29	

8) 再鉴定试验。机组启动阶段的 RGL 再鉴定试验包括:冷停堆期间的步进试验、地址检查试验和落棒试验;热停堆期间的步进试验、落棒试验和棒位动静态试验。试验设备采用 FRA 公司提供的智能型试验台,可快速测量数据、绘制曲线和作出分析判断。最终测试结果全部合格。

另外,在顶盖更换期间仪表处还进行了 RGL 棒位探测线圈 RPI 的绝缘改进工作。

4. 顶盖更换项目的经验反馈

顶盖更换项目是大亚湾核电站在核岛进行的最重大的改造项目之一。在总经理部、各经理部和大修指挥部的正确领导和关心支持下,在项目组的精心组织下,在各参与部门的共同努力和紧密配合下,最终优质高效地完成了各项任务。安全、质量、工期、成本、环境方面

的所有 21 个考核指标,全部控制在目标值以内。

因 2004 年电站相继发生“5·19”和“7·10”事件,给公司造成了较大的经济损失,也给员工思想上造成了一定的压力,当时考虑到工期和准备等因素,1 号机组顶盖更换项目曾一度打算推迟到 1 号机组第十一次大修再做。但最终考虑到对 NNSA 的安全承诺,8 月下旬决定项目再启动时,距开工只有 1 个月的准备时间。面对种种困难和不利情况,项目组在各级领导的有力支持下,争分夺秒抓紧时间,通过精心组织、周密计划、模拟演练等认真细致的准备工作,以及现场良好的协调、严格的控制,最终成功地实现了项目目标,缩短大修关键路径工期 5.5 天。

(1) 顶盖更换项目的良好实践

1) 为弄清顶盖更换项目的工作范围、过程和方法,2000 年 11 月电站安排了三人前往法国 Graveline 电厂跟踪学习其 6 号机组顶盖更换的全过程。事实证明此举非常必要和重要。可以说对后续工作的全面有效展开起到了关键性作用。通过这次学习,使电站第一次全面了解到顶盖更换的工作内容以及工作的复杂性和紧迫性。为后续工作的组织、计划和各项工作的推进提供了参考依据。

2) 针对项目需要生产线众多部门共同参与的特点,及时建立项目组织机构,提出工作计划,制定项目管理程序,明确规定各单位的职责。项目管理程序通过各部经理的联合签署,以授权确保有效、顺利地推动工作。

3) 项目组通过多次讨论和研究(头脑风暴),编制了详细完善的工作分解结构(WBS),并在此基础上制定各类资源计划、采购计划、进度计划等,做到工作无一遗漏,责任落实到位。尤其在接口管理上,采用以新、旧顶盖设备的交接为主线,进行了详细的流程设计,有利保证了实施中的协调一致和高效率。

4) 建立项目的定期会议制度和进展报告制度,在网上开辟项目专栏,实现项目信息的共享、公开、透明和信息沟通的及时性。通过项目工作任务跟踪单,随时跟踪落实各部门的工作进展。

5) 与技术中心合作研究开发了核岛 20 m 平台空间动态三维布置图。顶盖更换项目须占用核岛 20 m 平台上很大的空间来布置各种设备和施工场地。加上 PMC 改造、蒸汽发生器水压试验等其他重要项目需要,使 20 m 平台上几乎没有任何闲置的地方。该布置图不仅按设备实际尺寸进行了场地的优化布置,而且考虑了设备工具进出 RX 厂房的优先顺序,并与环吊的使用计划结合起来,使其在实际工作中起到很好的指导作用,最终没有发生任何因设备布置错误而导致返工拖延关键路径工作的情况。

6) 针对该项目辐射风险大、起吊运输作业多的特点,建立了专门的风险分析小组。该小组与承包商有关人员一起,通过对项目各分解活动逐项进行风险识别、潜在影响后果分析、优先级排序及制定应对措施,编制了详细的风险分析及措施细则,并将各项措施落实到有关文件、工具、人员准备当中。事实证明,对于这种风险高、难度大、要求高的复杂工程必须采取这种精细深入的分析方法,才能确保安全。

7) 进行模拟培训。更换顶盖大部分工作都在大修的关键路径上,且工作地点大都在核岛放射性控制区平时人员难于进入的地方,因此客观上要求每项工作都要以最短的时间做到既安全又可靠,确保万无一失。模拟培训的目的不仅仅是为了提高人员熟练程度,缩短工作时间。更重要的是可以通过培训发现人员技能、设备、工具、备件、文件等准备方面存在的不足,及时加以解决;通过培训找出潜在的安全和质量风险,及时采取措施;另外还可以通

过培训,优化工作组织和流程,提高工作效率。特别是 MMA 和旧顶盖设备拆卸专用脚手架的安装和拆卸,经相关承包商进行多次装拆模拟演练,结果在实战中没有出现任何安全质量问题,工期比原计划大大缩短。

8) 旧顶盖处置方案的研究和创新。反应堆旧顶盖净重 55 t,并具有较高的放射性水平,给最终处置带来了很大的困难。在法国要经过 3 层包装后运到专门的存放设施中存放,包装体的总重达到 105 t。如果我们也这样做,将给吊装和运输带来很大的困难,成本也非常昂贵。为解决上述难题,电站首先对厂区到处置场的道路、隧道和桥梁设计数据进行了调研分析。根据国家关于放射性物资安全运输规定和旧顶盖的放射性剂量水平,制定了采用局部屏蔽密封的包装方案,并考虑了今后混凝土灌浆和排气等因素。包装后的总重只有 70 t,这样既满足了运输的安全要求,节省了包装费用,也便于运输。从旧顶盖的去污、清洁、油漆、包装、运输到最终处置,两台机组总的费用比法国此项费用减少近 2 000 万元人民币。

9) 在质量方面,为了把好质量关,成立了专门的 QC 小组。通过自学、请 FRA 和国内专家培训、组织讨论、提问和抽查等多种形式和方法,使小组成员深刻领会掌握顶盖更换的有关程序文件和技术细节,弄清关键工序和关键技术要求,并制定相应的 QC 工作细则和检查清单。实施过程中 QC 人员 24 小时全程跟踪监督,有效保证了最终工程质量。

10) 针对 RX 厂房 20 m 平台交叉作业多,布置设备多、空间紧的特点,设置 20 m 平台协调员,负责协调、监督和管理 20 m 平台上的各种活动和接口。通过大修指挥部授权,保证其指挥的权威性和有效性。

11) 对环吊、龙门吊、运输车辆等紧缺资源,制定专门的使用计划,确保这些资源用于关键路径的关键活动上,发挥最大效益。

12) 为在确保质量的前提下尽量缩短工期,抓住了关键路径上用时较多的 MMA 运输和组装环节,大胆设想采用整体存放、整体运输、整体安装的可行性。为了论证方案的可行性,查阅了大量图纸和文件资料,进行了详细的计算和绘图模拟。为了确保万无一失,还用实物在实地进行了现场试验,证实了方案的可行性并在实施中取得成功。

13) 认真做好经验反馈工作。为了确保 1 号机组第十次大修顶盖更换工作的安全和质量,项目组对 2 号机组第九次大修中出现的每一个问题,无论大小都一一收集、分类、汇总,并将纠正行动落实到相关单位和部门。在项目开工前又组织专人对其落实情况进行专项检查,对检查不满意的项目要求限期纠正。从而有效避免了 2 号机组第九次大修顶盖更换过程中出现的问题。

14) 勇于暴露问题和解决问题。项目组从一开始就致力于营造一种公开、透明、正视问题、共同解决的团队工作氛围。对执行中发现的问题从不回避,而是积极主动地采取措施加以纠正、消除和解决。比如通过顶盖排气管焊接焊丝没有落实的情况,进一步发现 FRA 与 SNE 就地支持人员的沟通协调存在严重问题。由于 SNE 公司有 70 多人作为就地支持人员配合 FRA 工作,如果他们相互配合协调不好,将对工程的质量和进展带来很不利的后果。项目负责人深知此事的重要性,立即召集 FRA、SNE 现场负责人开会,在开放的气氛中澄清问题,友好协商,最终达成相互间的理解和谅解,并采取有效措施确保后续工作的顺利进行。再如顶盖通风管延伸段与整体螺栓拉伸机发生干涉的问题,事先谁都没有预料到,且影响到整个大修的工作进展。项目组立即组织技术力量进行冷静细致的分析,在认真查阅图纸资料和现场多次检查测绘的基础上,制定了切割延伸段、翻转连扣、出口侧法兰连接的最佳方案,使问题得到妥善处理。对大修中发现的质量安全问题,无论产生于项目本身或其他项

目, 都在每天的项目日会上认真反馈。对项目本身出现的问题, 无论责任人是谁都敢于大胆严格要求, 及时纠正。这一做法, 不但保证了项目组自身运作的有效性, 也保证了顶盖更换的质量, 最终确保了整个顶盖更换活动始终处于受控状态。

总的来说, 反应堆压力容器顶盖更换项目的成功可以归纳为“科学的组织管理, 充分的技术准备, 密切的部门配合”。成功的取得离不开领导的支持和项目组成员的奉献精神和高度责任感。在项目准备到实施整个过程中, 组织机构运作顺畅, 管理思路明晰, 工作安排合理。项目组成员工作勤奋、认真细致、监督到位, 忘我工作。各单位和部门的成员密切配合, 同心协力, 形成了一个团结协作、共同追求卓越的整体。这是该项目成功完成的主要原因。

(2) 顶盖更换项目存在的问题和教训

1) FRA 在此项目管理的某些方面存在内部责任分工不明确和扯皮现象。如顶盖更换项目和整体螺栓拉伸机导轨改造项目分属两个合同, 工作人员不同。尽管通过业主出面协调, 要求 FRA 指定一个现场经理负责统一指挥协调现场的工作, 但协调力度明显不够, 尤其是在出现困难和问题时(如通风管修改问题、抗震拉杆调整问题等), 存在推诿扯皮现象。

2) FRA 提供的文件、图纸、制造完工报告缺乏一些关键参数的细节尺寸, 制造不符合项报告的记载不够详细, 可追溯性不强。如遇到顶盖配合面上是否开槽的问题, 当需要查阅相关的图纸资料时, 急切之间就是找不到所需要的东西。如通过正式渠道索要不到, 通过非正式渠道则非常被动。由于这些技术资料攥在法方手里, 使得我方受控于人处境不利。

3) 1 号机组顶盖更换过程中出现的最大问题是顶盖通风管延伸段的位置阻碍了整体螺栓拉伸机就位, 结果不得不对通风管进行修改, 导致延误大修关键路径 20 小时。究其原因现场实际情况与图纸有矛盾, 受客观条件的限制, 未能及时进行核实, 等到发现问题再采取行动为时已晚。通过查阅有关图纸表明, 岭澳核电站 1 号机组顶盖通风管尺寸及与堆坑的相对位置同大亚湾核电站 1 号机组的情况完全一样, 而现场通风管延伸段是连在外部通风管上(与大亚湾核电站 2 号机组相同), 从而避免了与整体螺栓拉伸机的干涉问题。

4) 少数作业人员对工作场所的作业风险认识不够, 职业素质、安全意识需要提高, 在工作过程中没有严格按照事先制定的风险控制措施要求执行。如业主人员一再提醒动火作业要做好安全防护措施, 甚至为方便其工作, 将防火布、照明灯等防护用品领出置于现场专门地点, FRA 个别人员有时仍不按要求铺防火布(如在蒸汽发生器顶部切割保温件时), 或在 RX 厂房 20 m 平台未搭 SAS 工作间的区域进行打磨作业。另外在安装顶盖三角吊具时 FRA 人员用榔头敲击销子, 使榔头从手柄脱出飞落 20 m 平台, 险些砸到工作人员。作为业主方的监督人员有时也存在对不良行为敏感度不够、监督不到位的情况。这些违规行为和安全未遂事件, 值得认真反馈。

5) 更换的新顶盖安装到压力容器上后, 抗震拉杆需要重新进行调整, 原因不清楚。后 FRA 通过重新调整间隙达到了要求。但在机组热态阶段调整时, 由于事先没有全面弄清标准, 使拉杆间隙调整工作做了两次, 也值得认真反馈。

6) FRA 作业人员在顶盖通风管管口进行打磨、清理后, 其风管管口上部表面仍有部分打磨产生物没有清理干净, 以致造成顶盖吊入反应堆水池后才发现并再次组织清理。打磨产生物有落入反应堆水池的风险。

7) 通过 RGL 试验台硬盘出现的问题和解决过程看出, 试验台等关键试验设备应事先做好调试。主要部件如硬盘、全套软件、关键接口板件等应准备好备品备件, 一旦发生损坏可立即更换。

核电站机组启停应变支持管理改进

马 蜀

1. 摘要

核电站机组启停过程是动态转换的过程，是核岛、常规岛相连接完成设备系统总体启动的再鉴定过程。由于设备在启停过程中，可能出现偏差或故障导致停机停堆或设备损坏。2003年11月28日，为实现岭澳核电站2号机组从调试到第一个燃料循环不停机不停堆，电站首次运用准备好的预案和措施进行岭澳核电站2号机组第一次大修启停机应变支持，在启停机过程中按预案解决了 ARE 水位失控、GRE 阀门关闭、GSS 水位波动等有停机停堆风险的故障，实现了岭澳核电站2号机组的安全启停。

通过岭澳核电站两次小修、两电站五次大修的启停支持，解决了 ARE 水位失控导致停堆、GSS 水位控制、GRE 阀门关闭导致停机、GSS 温度波动引发汽轮机振动高等问题，在此基础上不断反馈积累、总结完善，已建立了较为成熟的机组启停应变支持的标准运作模式。

2. 建立机组启停应变支持模式的背景

据不完全统计，从1994年4月至2002年12月，大亚湾核电站两台机组在启停过程中先后发生停机停堆达23次。

回顾2003年，启停机期间的停机停堆问题已经成为近年业绩提升的主要瓶颈。2003年3月21日6:00，大亚湾核电站1号机组解列后重新冲转时，因1GSS230BA 液位高高导致汽轮发电机组自动停运；2003年8月17日13:08，在大亚湾核电站1号汽轮机组并网后升功率至43 MW 时，出现1GSS230BA 高高水位信号机组自动停运；2003年4月21日23:52，岭澳核电站1号机组降功率570 MW 时，1GRE009/010 VV 关闭，汽轮发电机组自动停运，在随后的瞬态过程中蒸汽发生器出现高高水位，幸亏及时将核功率下降到P10以下，方避免了自动停堆；2003年2月9日7:59，岭澳核电站2号机组重新冲转并网后，升到37 MW 时由于2GSS230/130BA 高高水位触发汽轮机停机。2003年，岭澳核电站商业运行后机组启动三次均因GSS控制问题导致振动高而手动停机。

由于核电站系统结构的复杂性，在变化动态过程中发生突发故障、产生专业边界模糊的

问题, 机组发生问题不能及时应变控制。机组在启停过程中风险控制成为核电站面临的难题。因此, 建立机组启停应变支持小组, 集中生产部、维修部、技术部相关部门的人力技术资源, 解决核电站机组启停过程中技术难题和安全问题成为提升业绩的关键。

3. 机组启停应变支持管理模式和标准系统

机组启停应变支持管理模式是指通过建立机组启停应变支持组织运作的标准化、应变支持文件的标准化, 保证机组状态平稳安全转换的一种管理模式。

(1) 机组启停应变支持任务

1) 通过启停应变支持导则, 建立机组启停应变支持运作模式, 明确机组启停应变支持任务。

2) 防止机组启停过程中发生反应堆自动停堆。

3) 防止机组启停过程中汽轮发电机组发生意外停机以及可能因此引起的反应堆自动停堆。

4) 防止机组启停过程中发生因操作或设备问题导致的重大设备损坏。

5) 在启停过程中能及时应变响应处理设备故障, 实现处理故障零接口。

(2) 启停应变支持标准化系统

1) 组织机构标准化。机组启停应变支持组织由仪表处、转机处、静机处、电气处、运行处、技术支持处、设备管理处技术工程师和专家组成, 构成机组运行控制、设备应急维修、技术分析支持的机组启停支持团队, 对机组启停进行应变支持。

2) 支持运作过程标准化。实现了机组启停支持从启动、准备、执行、反馈运作过程的标准化(见图1)。

主要准备过程: 调用启停机标准指令系统进行启停机支持预案文件准备, 根据机组个性情况进行方案补充, 运行与维修部门对预案进行模拟演练, 召开启停前工前会。

执行过程: 以操纵员执行启停操作标准指令为主线, 以维修、技术各专业预想启停常见故障处理预案参考指令为支持, 完成机组安全启停过程支持。

反馈过程: 根据机组启停中发生的问题进行根本原因分析, 并将改进的方案落实到标准指令中, 通过不断反馈积累逐步完善机组启停支持标准化系统。

3) 启停应变支持技术和文件标准化。机组启停标准化技术和文件标准化系统是通过影响机组启停的关键设备系统和常见故障、致命故障进行分析, 编写制定预防处理、应变消缺和应变操作的标准指令, 解决机组启停过程中缺乏安全操作的程序、不能及时应变处理突发故障而导致风险失控的问题, 为机组启停提供安全运行操作和故障应变处理的操作指令步骤。

通过处理机组启停中的问题, 积累建立标准指令的方法, 建立了运行操纵员操作的标准指令和维修应变处理故障的标准指令。这些指令较全面地覆盖了核电站机组启停、RGL004 试验、GRE001/002 试验等瞬态变化过程, 包括运行部门进行应变操作、维修部门进行应变处理故障、技术部门进行应变支持的标准指令(今后碰到新问题, 将建立新的指令累积), 并根据启停机发生问题不断进行反馈, 由此形成了较为全面、不断补充完善的“机组启停应变支持标准化系统”, 实现核电站机组启停过程均有等效程序作用的标准指令执行, 使机组在清晰的受控状态下安全完成机组启停过程, 最大化实现机组安全启停的目标。

经过 16 次机组启停应变支持的不反馈完善, 电站已逐步形成较为成熟的机组启动标

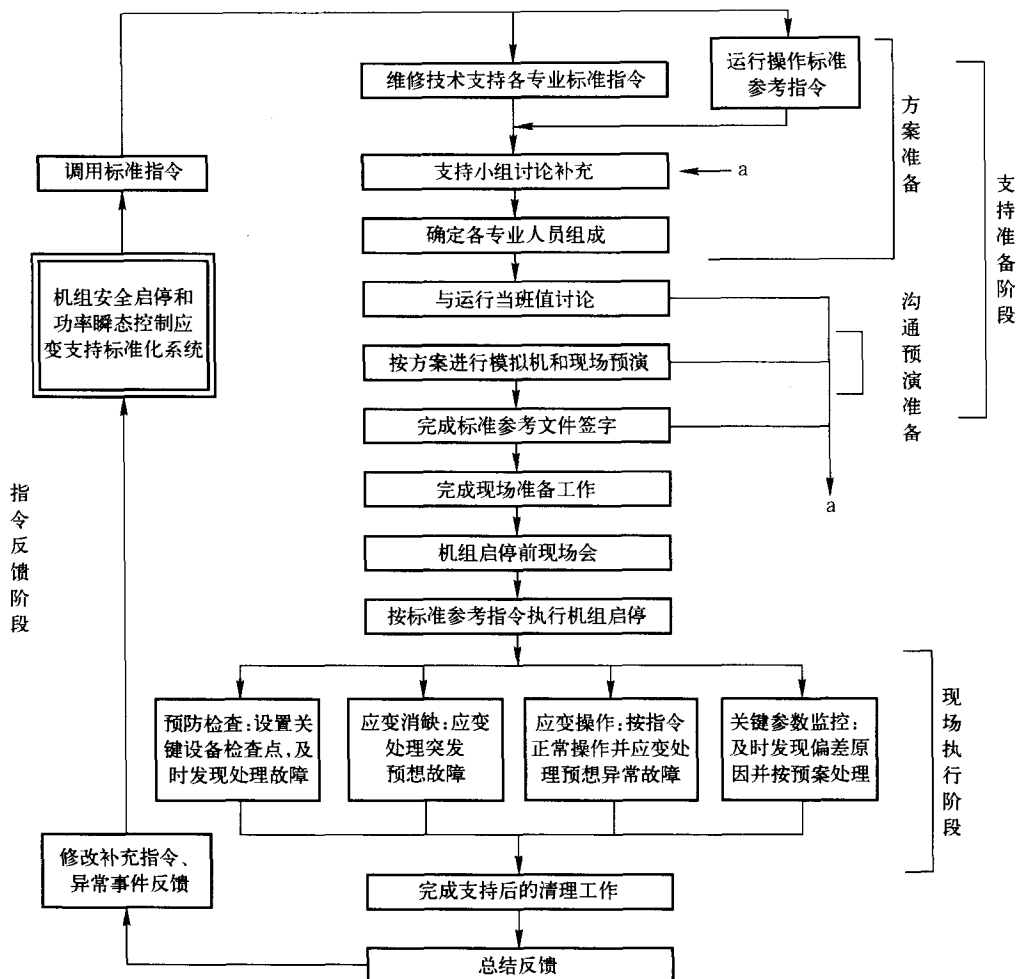


图1 机组启停应变支持流程图

准化系统。

主要内容包括：

机组启停应变操作标准指令：在机组启停过程中，出现三类运行人员执行的操作。一是运行规程中没有覆盖或不全面的；二是设备设计问题带来的操作；三是在设备失效时产生的应急操作。将这三类操作的预想整理成机组启动过程中的操作指令，等效于运行机组启停操作程序。标准指令分为启动和停机，考虑两电站各有不同点，共为4份启停操作标准指令。

维修技术各专业进行应变维修和支持的标准指令：根据对影响机组启停关键设备系统的常见故障、致命故障进行分析，编写应变处理预案的标准指令，经反馈共积累了112份较为全面的标准预案指令，指令还将在今后启停支持中不断完善。

启停应变支持方式：由运行、维修、技术专家共同组成完成机组安全启停支持任务的团队。以运行执行机组启停操作标准指令为主线，各专业预想影响启停常见故障处理的标准指令为支持平台，进行机组启停过程的安全控制。

(3) 启停应变支持方法

按以下四个方法过程予以实施:

1) 应变操作。按照机组启停应变操作标准指令完成安全运行操作,同时在设备失效或抢修失效情况下,运行能按照标准操作指令应变操作,控制稳定机组,避免故障扩大导致停机停堆或影响核安全。

2) 关键设备预检。建立关键设备预检标准指令,对关键设备设置关键点检查处理,在其转换投运前能及时发现处理偏差和故障,将关键设备尽可能保持最佳状态以完成机组启停的瞬态过程。

3) 关键参数监控。机组启停过程中设置关键参数进行实时监控,及时发现偏差和原因,启用预案进行处理,使机组在安全控制状态下完成启停过程。

4) 应变消缺。根据对影响机组启停重要设备系统的常见故障、致命故障编写应变处理预案和技术支持的标准指令,快速应变处理重要设备的突发故障。

(4) 启停应变支持应遵循的安全原则

1) 不影响设备安全、核安全及三道屏障完整性。

2) 标准系统根据每次机组启停的经验反馈进行修改、补充、完善。

4. 启停应变支持良好实践

(1) 为机组启停过程提供运行、维修、技术各专业应变支持的预想方案以及标准指令,实现核电站机组启停应变支持活动中均有准备好的方案和等效程序作用的标准指令执行,实现对机组启停过程安全控制。通过准备好的标准指令最大化实现机组安全启停,改变原来机组启停过程没有操作程序、没有应变预案的失控状态。

(2) 标准系统提供了经验反馈和成果转换的有效途径,应用知识、经验累积再结合规程管理形成机组启停控制技术的总体思路方法,实时将事件分析和反馈转化为运行的操作指令或维修指令,并应用到安全生产中,使电站在生产电能的同时还生产知识和经验,不断提高机组运行安全和整体技术水平。

(3) 建立由机组启停应变支持小组运作,运行、维修、技术支持组共同对机组保驾护航理念(并非仅是运行人员保驾)。

(4) 机组启停应变支持管理模式和标准系统,通过不断反馈完善,不断实现机组启停过程中运行维修的优化操作并提高应变突发事件的能力。

(5) 以标准系统作为机组安全控制的平台,从纸面程序指令上实现人人都是一道屏障,每一个工作步骤都是一道屏障的目标,实现机组启停风险控制。

(6) 应用网络技术使标准系统成为机组启停安全控制平台,集中人才优势,使两电站共享现有的人才和资源,实现群堆管理运作。

(7) 不断完善的机组启停应变支持标准系统和运作模式,提供了不同专业之间技术交流的途径,共享集体智慧的结晶,提高了核电站运行和维修的整体技术水平。

5. 机组启停应变支持解决的主要问题和反馈改进

据不完全统计,1994年4月至2002年12月,大亚湾核电站两台机组在启停过程中发生停机停堆23次;2003年2月至2003年8月,两电站四台机组在启停过程中发生停机5次、停堆未遂1次(蒸汽发生器水位高高报警信号已发出);2003年11月至2005年1月实施启

停应变支持 16 次, 实现 16 次机组停机到次临界和启动到 30% FP 未发生停机停堆。

解决主要问题和反馈改进如下:

(1) 岭澳核电站 2 号机组第一次大修启动后机组升功率至 300 MW 时, 发生 GSS205VL 卡涩故障, 使 GSS, AHP 高压加热器反复隔离, 低压缸进汽温度反复升降, 导致低压缸动静摩擦振动高手动停机。

反馈改进: ①增加机组启动前检查 55 个重要阀门的方案。②在运行启动应变操作指令中增加 GSS, AHP 因水位控制隔离故障应变的指令。③增加仪表、静机处理阀门故障的应变指令。

(2) 岭澳核电站 1 号机组第二次大修启动后, 机组升功率到 85% FP 时因 RGL 系统 R1 控制棒提升线圈保险故障, 导致停堆动作。

反馈改进: 机组启停应变支持过程由原来冲转开始到 30% FP 第一个功率台阶 (大给水流量、小给水流量切换结束) 改进为从机组临界升功率至 100% FP 稳定运行为结束点。

(3) 岭澳核电站 1 号机组第二次大修启动因 RGL 故障停堆处理后, 重新启动过程中机组两次因振动高手动停机。

反馈改进: ①解决了 GSS115/152VV 低压缸进汽调节波动引发汽轮机振动高问题, 建立 GSS 汽水控制的关键点监控及应变处理预案, 解决汽机从启动到 350 MW 低功率阶段容易发生汽轮机低压缸温度变化引起动静摩擦振动高问题。②反馈并解决大亚湾核电站 GSS152VV 商业运行以来一直存在波动引发汽轮机振动高的隐患。

(4) 解决核电站 ARE 水位流量调节失控导致停堆问题。①解决岭澳核电站因 GRE044MP, ARE411ZO 参数设置错误引发高水位停堆问题, 通过理论计算结合实际试验修正方法, 重新得到 GRE044MP 和 ARE411ZO 的正确参数。②建立了 ARE 进行大流量阀调节偏差和小流量阀调节偏差在线调整技术及处理 GCT, ADG, GRE 故障引发水位波动常用故障处理。应用 KDO 在线监视技术和以上应变处理预案, 为操作员手动干预提供应变操作方法及可监视手段, 使 ARE 水位在可控状态下安全启停。③制定运行操作控制水位的应变操作指令。

(5) 解决 GSS130/230BA 启停过程中水位高导致停机问题

根据机组启动和停机引发水位高的不同原因, 分别制定了启机和停机过程中防止停机应变处理的标准操作指令。

(6) 解决 GRE 阀门关闭停机问题

根据岭澳核电站第一次大修停机过程中阀门因卡涩关闭的问题, 制定了停机前进行 OLT 试验措施及在启停过程中发生关闭应变处理预案标准操作指令。

(7) 建立 APP, APA 启动前检查及应变处理故障的指令, 确保 APP, APA 一次启动成功。

核电站纠正行动管理改进

琚存有

1. 前言

原大亚湾核电站从1992年开始建立24小时事件报告制度,商业运行后逐步按照法规要求、参考国外核电站良好做法建立了执照运行事件(LOE)、内部运行事件(IOE)等制度,到1999年已形成了包括事件分级报告(24小时事件、IOE, LOE)、事件根本原因分析(RCA)、纠正行动跟踪管理、外部经验反馈在内的较完整的经验反馈体系,当时的事件管理以IOE, LOE为主。全电站的经验反馈工作由生产部安全执照处安全分析科归口管理,各执行处设一名经验反馈工程师,在处长领导下负责本处的经验反馈工作并与安全分析科接口,同时电站设立经验反馈委员会,由生产部主管安全的经理助理担任主席,各处处长及经验反馈工程师、安全分析科人员参加,在业务上形成了从各处经验反馈工程师到安全分析科再到生产部经理的管理体制。

2000年,岭澳核电站开始建立与大亚湾核电站同样并行的经验反馈体系,由原生产二部安全执照处安全分析科归口管理。除两生产部内各处以外,两安全分析科业务上都对相同的执行处进行管理。

2003年,为实现两电站资源、经验充分共享,在原生产五部(生产一部、生产二部、维修部、技术部、质保部)基础上成立了大亚湾核电站运营管理有限责任公司(DNMC),统一负责大亚湾核电站和岭澳核电站的运行管理,两生产部合并,形成DNMC管辖下的生产四部结构,至此两电站经验反馈工作被统一起来。

为了充分适应经验反馈统一管理的要求,进一步提高经验反馈的有效性,自2003年开始,核电站结合DNMC的经验反馈现状并借鉴美国电站状态报告管理体系,建立起从各执行处的“电站内外部事件及纠正行动审查评议工作组”(CAP-Team),再到各部经理层、总经理层的“事件纠正行动评审委员会”(CARB)运作体系。因为事件调查、分析等经验反馈管理最终要落实到纠正行动上,所以这一体系也称作“核电站事件纠正行动管理”体系。

2. 经验反馈组织结构的改进

为了提高经验反馈的有效性、时效性并加大经验反馈工作的推动力度, DNMC建立了

CARB 运作体系，在组织上采用了决策层、指导层、执行层三个清晰的层次，取消了原来的电站经验反馈委员会，纵向统一了经验反馈的领导。

CARB 作为决策层统管 DNMC 的经验反馈工作，CARB 主席由总经理部主管生产的副总经理担任，其成员由各部经理及公司级专家组成，执照申请处（OPL）负责履行会议秘书职责，具体秘书事务由执照申请处经验反馈科承担。CARB 采用周会制度代替原来电站经验反馈委员会的季会制度，CARB 决议对各部、处都有约束力。较之原来的电站经验反馈委员会，CARB 更具有权威性，其决策更果断，对经验反馈工作更具有推动力。

CARB 的成立使电站经验反馈工作有了一个统管生产四部的强有力的决策机构，它主要负责对 DNMC 的重大经验反馈问题进行评审、决策，对重大事件进行审查，从总体上保证经验反馈的有效运作。

CARB 下设电站内外部事件及纠正行动审查评议工作组（CAP-Team）作为经验反馈工作的指导层，该工作组负责人由安全质保部经理担任，其成员主要由 OPL 经验反馈科人员、技术部设备管理处设备根本原因分析（RCA）小组成员构成。CAP-Team 在 CARB 授权下，负责 DNMC 日常的经验反馈管理和专业指导工作。由于 CAP-Team 负责人有较高的行政级别，组成人员多元化，使之较原来“由安全分析科直接归口管理电站经验反馈工作”更具效力，也增强了对电站经验反馈工作的领导。

CAP-Team 具体负责每天的事件筛选、分级管理、外部经验反馈管理、纠正行动管理、经验反馈有效性管理及电站事件的共因分析、趋势分析，评估并提出电站关注问题，将重要问题提交 CARB 进行评审和决策。

OPL 经验反馈科和 RCA 小组作为 CAP-Team 成员具体负责 CAP-Team 会后的相应工作，它是 CAP-Team 的会后执行者，在经验反馈组织机构中属于高级执行层。

DNMC 生产线各职能处是经验反馈工作的最终执行层，各处执行 CARB 及 CAP-Team 的行动决议，并在 CAP-Team 指导下做好本处的经验反馈工作。

3. 经验反馈工作内容的改进

CARB 运作体系建立后，改变了原来经验反馈管理工作主要在安全分析科和各执行处之间进行的格局，加强了事件管理过程中从定级到 RCA 和审查，再到纠正行动执行的管理力度，提高了事件分析的要求，特别是从重要事件和细小事件两方面加强了管理。下面简述 CARB 体系的工作内容。

（1）事件分级管理及 CAP-Team 运作

CARB 运作体系建立后，为了加强对重要事件的 RCA、审查和纠正行动管理，并有利于对小事件的统计分析，将电站所有事件划分为四个级别，如下：

1) 将威胁反应堆安全、严重影响机组可用率、重大设备损坏、人员重大伤亡、严重的生产管理问题、重发事件定为 A 级事件，包括所有执照运行事件（LOE）和部分内部运行事件（IOE）。A 级事件可由 RCA 小组、经验反馈科、事件相关处或临时组建的多部门参加的 RCA 小组负责事件调查、分析、编写事件报告。LOER 在电站核安全委员会（PNSC）上报告、审查，由电站经理签字生效；其他 A 级事件报告要在 CARB 会上汇报，由 CARB 委员会对报告内容进行审查。A 级事件报告中的纠正行动录入到纠正行动跟踪系统，进入纠正行动跟踪执行流程。

2) 将降低机组安全性或可用性、较重要的设备损坏、一般管理缺陷的事件和所有符合

IOE 准则的事件定为 B 级事件。B 级事件一般由相关处进行调查、分析、编写事件报告，并经所在部审核后生效，其纠正行动录入纠正行动跟踪系统。

3) 将对核安全有潜在影响，有降低机组可用性风险、设备损坏风险、一般设备损坏的事件定为 C 级事件，要求事件相关处做 C 级事件的直接原因分析，并根据需要产生处内跟踪的行动。CAP-Team 也可能根据需要提出立即执行的行动要求。

4) 低于 C 级的事件定为 D 级，D 级事件只作信息储存或反馈学习。

CAP-Team 在 CARB 授权下以日会形式开展工作，主要负责如下工作：

1) 收集、调查电站异常和事件信息，进行筛选分级，提出处理意见，由各执行处或经验反馈科和 RCA 小组处理。例如确定 IOE 及其调查、编写部门，以内部运行事件通告单 (IOEN) 形式发给编写处。其中重要事件定为 A 类，要在 CARB 周会上汇报分析结果。敏感、特别重要、涉及多部门或分析难度大的事件可由经验反馈科或 RCA 小组调查分析。

电站安全技术顾问根据 LOE 准则从 24 小时事件中甄别 LOE，并将执照运行事件通告单 (LOEN) 发给编写部门，其 RCA 及编写过程由 OPL 跟踪，分析结果在 PNSC 会上汇报。LOE 属于 A 类事件。

2004 年，CAP-Team 审查事件约 5 400 起，界定 IOE 149 起，独立调查事件超过 20 起，编写 IOE 报告 6 份；RCA 小组独立调查事件 25 起。

2) 分析一周事件特点、趋势，提出关注问题，通过内部网络系统进行提醒、反馈；必要时责成经验反馈科进行同类事件分析并在 CARB 上汇报。

3) 提出经验反馈改进建议并实施，经验反馈体系性的改进要报 CARB 审查。

4) 外部经验反馈管理，包括外部事件筛选、反馈、事件外报等，除事件筛选外，具体工作由经验反馈科独立负责。

5) 事件纠正行动跟踪管理，具体由经验反馈科负责。

6) 将上述工作内容中出现的重要问题报 CARB 审查、决策。

(2) 经验反馈科

在 CAP-Team 引导下负责全部的经验反馈日常管理工作，并与各执行处接口、指导其工作，为其提供支持。各执行处在 CAP-Team 指导下负责做好本处的经验反馈工作并对相关单位提供支持。

(3) CARB 工作内容

CARB 是经验反馈体系中的最高决策组织，其主要负责是对 DNMC 内的重大经验反馈问题进行评审、决策，从整体上保证电站经验反馈体系的有效运作。主要的工作内容有：

1) 在双周例会上对 A 类事件的原因分析结果进行审查。

2) 对电站事件的共因分析报告、趋势分析报告进行审查，提出改进行动。

3) 审查经验反馈体系运作中出现的重要问题，如事件报告质量、纠正行动执行中的问题。

4) 审查、决策执行层解决不了的责任问题，如事件责任推诿。

5) 提出经验反馈工作改进要求。

2004 年 CARB 召开了 21 次会议，产生 8 条纠正行动、6 项会议决议，进行了 61 个议题的汇报和讨论，其中 A 类事件 34 个，RCA 小组汇报的事件有 9 个（其中 4 个也归到 A 类事件），CAP-Team 独立调查事件 4 个。

CARB 运作体系加强了对事件 RCA 的管理，特别是对重大事件的管理，重视全局问题、执行力问题、效率问题，同时不放过小事件，研究趋势问题，力求将事件控制在 24 小时事

件以下。在这一体系的工作内容中强调对事件的敏感程度和反应速度。

4. 经验反馈管理的改进

CARB 运作体系，特别是组织机构的建立，使 DNMC 加强了对经验反馈的重视程度，加强了管理力度，理顺了经验反馈接口关系，加强了经验反馈领导的权威性，增强了推动力，优化了经验反馈资源配置，为经验反馈工作的不断改进奠定了更有利的基础。

2003 年下半年，新的 CARB 体系建立后，经验反馈组织围绕“增加透明度，暴露小异常、小事件，避免大事件、重发事件发生”的理念，在已建立起来的 CARB 体系基础上不断改进、完善工作内容。主要工作如下：

(1) 以业绩为引导，制定实施合理的人因、设备评价制度

从事件管理的角度出发，电站要取得良好的安全生产业绩，就必须减少大事件的发生，而阻止大事件的发生就要提高电站透明度，将小事件充分暴露出来并及时加以纠正。本着这一理念，2004 年 8 月 CAP-Team 设计了防人因失效评比公式并在 11 个执行处展开评比，公式如下：

透明度 = $1 - (3 \times \text{人因 LOE 数} + \text{人因 IOE 数}) \div \text{填写的人因 24 小时事件单数}$

防人因失效得分 = $[\text{填写的人因 24 小时事件单数} \times 0.5 + \text{填写的设备原因 24 小时事件单数} \times 0.1 - \text{人因 IOE 数量 (包括重发)} \times 10 - \text{人因重发 IOE 数量} \times 20 - \text{人因 LOE 数量 (包括重发)} \times 20 - \text{人因重发 LOE 数量} \times 40 - \text{整改通知书数量} \times 5 + 100] \times \text{透明度}$

通过评比鼓励电站员工暴露小事，防止大事发生。这一防人因失误评价方法将纳入电站的定期评价方法中。

另外，为了对电站设备状态进行定期评价，鼓励各专业处提高维修质量，加强维修管理，重视本处所辖设备的健康水平，DNMC 设计了设备状态定期评价方法，根据不同专业的得分进行评比。

该评价方法是依据设备缺陷后果对机组安全运行和活动资源影响的大小，将纠正性维修的处理方案分为 15 类，设定不同的权重，然后分转动设备、非转动设备、电气设备、仪表设备对设备的维修次数进行统计计分，评比周期为各机组一个运行周期。

(2) 纠正行动管理的不断完善

CARB 运作体系建立后加强了对纠正行动执行情况的跟踪验证过程，主要的改进工作有：在 CIS“任务督办系统”上加强了纠正行动的变更管理，例如延期要提前一周申请、LOE 的纠正行动更改要 PNSC 通过等；经验反馈科设专人对事件相关纠正行动逐条验证，要求纠正行动执行处提供验证材料，对于在现场实施的纠正行动，要求到现场验证；将事件报告编写纳入任务督办系统。

(3) 提高事件根本原因分析水平，加强根本原因分析工作的管理

CARB 运作体系建立后，为提高电站对事件进行根本原因分析水平，由 CAP-Team 指定经验反馈科负责调查分析难度较大、涉及部门较多的人因事件，指定由设备 RCA 小组负责调查分析设备事件。为加强各执行处的 RCA 工作，在各处增设一名 RCA 工程师辅助本处经验反馈工程师进行事件分析工作。为提高根本原因分析技能，CAP-Team 对各处 RCA 工程师和经验反馈工程师进行专门培训。

为保证事件分析质量，核电站要求所有编写事件报告的人都必须经过 RCA 课程的培训，RCA 课已作为公司的常设培训课程。2004 年又请美国 PII 公司为所有 RCA 工程师举办了高

级 RCA 培训班。

核电站要求所有 A 类事件的分析结果都要在 CARB 周会上进行审查,保证了此类事件报告的质量,同时 CAP-Team 定期对其他事件报告质量进行抽查。

(4) 规范基础数据管理,做好同类事件分析

CARB 体系建立后为充分利用 24 小时事件数据库进行共因分析和趋势分析,在 CAP-Team 推动下采用了 WANO 推荐的事件后果、相关活动、原因因素、设备直接原因、人员等分类标准,并根据电站多年实际经验编制了人因故障症状、人因直接原因分类标准,应用于 24 小时事件数据库中,对事件进行分类。这一分类标准的采用,为 24 小时事件同类事件分析奠定了基础。

在事件二级分析方面,由经验反馈科从故障症状和根本原因两方面对 IOE、LOE 进行定期分析,以发现电站存在的共性问题、不良趋势。在每次大修结束后,由原来主要对人因事件进行故障症状分类分析改为从故障症状和根本原因等方面同时进行分析,为后续的大修提供经验反馈。

CAP-Team 成立后,开始了以年度、半年、季度为周期的事件二级分析。

(5) 自我评估,不断改进

秉承持续改进的要求,CAP-Team 成立一年后,根据 IAEA-PROSPER 对经验反馈的评估要求,并参考 WANO 对经验反馈的要求,整理出适用于 DNMC 经验反馈工作(CAP-Team 负责范围)评估的五大类要求(政策、组织、活动、结果、有效性监督)。针对 DNMC 经验反馈工作的实际情况将“承包商经验反馈管理”也纳入其中。

经过充分评估,评出 2 个待改进的领域(大修中承包商经验反馈管理、承包商经验反馈管理对口处的接口工作)和 10 个经验反馈工作弱项,并对其提出改进意见,予以实施。

5. 结束语

DNMC 的成立对经验反馈工作提出了更高的要求,促进并形成了电站新的以 CARB 为主体的经验反馈运作体系,这一体系既继承了大亚湾核电站原有的经验反馈体系的优点,又引进了状态报告制度的先进理念和部分组织形式。在此基础上,针对经验反馈管理具体运作过程进行了多方面改进,大大提高了经验反馈管理水平,对核电站业绩的提高起到了非常重要的作用。本着持续改进的精神,在 CARB 运作的大框架下,还要不断完善这一体系,使之更加适应、服务于电站的安全生产发展要求。

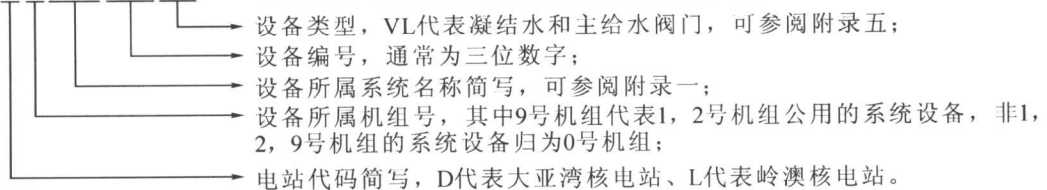
附录一 基本系统名称

Elementary System Codification





系统设备代码示意

D 1 APA 100 VL

大亚湾核电站1号机组电动主给水泵系统阀门



1. 大亚湾核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无关系统
A	Feedwater Supply 给水供应
ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACO	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑系统

AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication and Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给水泵系统
APU	Feedwater Pump Turbine Drain 主给水泵汽轮机疏水系统
ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ASG	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum-Circulating Water) 凝汽器 (冷凝-真空-循环水)

CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽口喷淋系统
CET	Turbine Gland 汽轮机轴封系统
CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
CFM	Condenser Debris Filter 凝汽器精滤器系统
CGR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
CPA	Cathodic Protection 阴极保护系统
CPP	Condensate Polishing Plant 凝结水精处理系统
CRF	Circulating Water 循环水系统
CTA	Condenser Tube Cleaning 凝汽器清洗系统
CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment-Communications-Lighting 通风-装卸设备-通信-照明
DAA	Hot and Cold Workshops and Warehouse Elevators 冷、热机修车间和仓库的电梯
DAB	Administration Building Elevators 办公楼电梯
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEB	Administration Building Chilled and Hot Water 办公楼冷、热水系统

DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Handling Equipment BOP 装卸搬运设备
DME	Main Switchyard Handling Equipment 主开关站装卸搬运设备
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种起吊设备
DMI	Drum Long Term Storage Handling Equipment 混凝土桶长期存放用的装卸搬运设备
DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房装卸搬运设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械装卸设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房装卸搬运设备
DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站装卸搬运设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房装卸搬运设备
DMW	Handling Equipment for Reactor Building Gantry and Peripheral Rooms 反应堆厂房龙门架及其外围厂房装卸搬运设备
DN	Normal Lighting 正常照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DS	Emergency Lighting 应急照明系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统

DTV	Communication 厂区通信系统
DVA	Cold Workshop and Warehouse Ventilation 冷机修车间和仓库通风系统
DVB	Administration Building Ventilation 办公楼通风系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVD	Diesel Buildings Ventilation 柴油机房通风系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统
DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统

DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳外贯穿件房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation 餐厅通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWG	Miscellaneous BOP Buildings Ventilation System (UA Building) 其他 BOP 厂房通风系统 (UA 厂房)
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWN	Site Laboratory Ventilation 厂区实验室通风系统
DWR	Security Building Ventilation 应急保安楼通风系统
DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation 核岛重要生水泵站通风系统
DWX	Oil and Grease Storage Area Ventilation System (FC Building) 油及润滑脂贮存区通风系统 (FC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统
E	Containment 安全壳

EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EIE	Containment Isolation 安全壳隔离系统
EPP	Containment Leakage Monitoring 安全壳泄漏监测系统
ETY	Containment Atmosphere Monitoring 安全壳内大气监测系统
EVC	Reactor Pit Ventilation 反应堆堆坑通风系统
EVF	Containment Cleanup 安全壳内空气净化系统
EVR	Containment Continuous Ventilation 安全壳连续通风系统
G	Turbine Generator 汽轮发电机
GCA	Turbine and Feedheating Plant Preservation During Outage 汽轮机和给水加热装置停运期间的保养系统
GCT	Turbine Bypass 汽轮机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard-EHV Switchgear 主开关站-超高压配电装置
GEX	Generator Excitation and Voltage Regulation 发电机励磁和电压调节系统
GFR	Turbine Control Fluid 汽轮机调节油系统

GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽轮机润滑、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电机密封油系统
GME	Turbine Supervisory 汽轮机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统
GPV	Turbine Steam and Drain 汽轮机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽轮机调节系统
GRH	Generator Hydrogen Cooling 发电机氢气冷却系统
GRV	Generator Hydrogen Supply 发电机氢气供应系统
GSE	Turbine Protection 汽轮机保护系统
GSS	Moisture Separator Reheater 汽水分离再热器系统
GST	Stator Cooling Water 发电机定子冷却水系统
GSY	Grid Synchronization and Connection 同步并网系统
GTH	Turbine Lube Oil Treatment 汽轮机润滑油处理系统
GTR	Turbine Generator Remote Control 汽轮发电机远方控制系统
J	Fire Protection (detection-fire fighting) 消防(探测-火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统

JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统
JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统
K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统
KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电能表和故障录波仪
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统

KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电站辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统
KSC	Main Control Room 主控制室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building-Local Control Panels and Boards 核辅助厂房——就地控制屏和控制盘
KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230 V 不间断直流电流系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125 V DC Power Supply—Train A 125 V 直流电源系统——系列 A
LBB	125 V DC Power Supply—Train B 125 V 直流电源系统——系列 B
LBC	Inverters Power Supply for Protection Group I 第一保护组逆变电源系统
LBD	Inverters Power Supply for Protection Group II 第二保护组逆变电源系统

LBE	Inverters Power Supply for Protection Group III 第三保护组逆变电源系统
LBF	Inverters Power Supply for Protection Group IV 第四保护组逆变电源系统
LBC	125 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125 V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125 V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
OLBK	125 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LBL	125 V DC Power Supply (EG Building) 125 V 直流电源系统 (EG 厂房)
LBM	125 V DC Power Supply (Switchgear Control) 125 V 直流电源系统 (开关控制)
OLBM	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (主开关站)
OLBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (主开关站)
LBP	125 V DC Power Source and Distribution System 125 V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48 V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48 V 直流电源系统——系列 B
LCC	48 V DC Power Source and Distribution System Decoupling 48 V 直流电源和配电去耦系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
OLCK	48 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LCL	48 V DC Power Supply (EC Building) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
OLCM	48 V DC Power Supply (Main Switchyard) 48 V 直流电源系统 (主开关站)
LDA	30 V DC Power Supply (Analog Control) 30 V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGB	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGC	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGD	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6 kV Switchboard 机组 6.6 kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6 kV Switchboard 公用和厂区 6.6 kV 配电盘系统
LGM	6.6 kV Switchboard-Preoperational Boiler 6.6 kV 配电盘系统-调试锅炉
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 B
LHT	Changeover Interconnection Devices 6.6 kV 交流应急电源切换系统
LHZ	Low Voltage 380 V AC Generating Set (EC Building) 低压 380 V 交流发电机组 (EC 厂房)
LK	LV AC Network-380 V 低压交流电源 (380 V 系统)

LL	LV AC Emergency Network-380 V 低压交流应急电源 (380 V 系统)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组
LMA	220 V AC Normal Power Source and Distribution System 220 V 交流电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (CI 仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (CI 仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第三保护组)
LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220 V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B.) 220 V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Demineralization and Auxiliary Boilers) 220 V 交流不间断电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
OLNL	Uninterrupted 220 V AC Power (EC Building) (Included In 0LBL S. D. M.) 220 V 交流不间断电源系统 (EC 厂房)
OLNM	Uninterrupted 220 V AC Power (TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房)
LNP	Uninterrupted 220 V AC Power for Train B KIT&KPS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KIT&KPS)

LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LTR	Grounding 接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路
P	Pits 各种坑、池
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆和乏燃料水池冷却和处理系统
R	Reactor 反应堆
RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
RAZ	Nuclear Island Nitrogen Distribution 核岛氮气分配系统
RCP	Reactor Coolant System 反应堆冷却剂系统
RCV	Chemical and Volume Control 化学和容积控制系统
REA	Reactor Boron and Water Makeup 反应堆硼和水的补给系统
REN	Nuclear Sampling 核取样系统
RGL	Full Length Rod Control 棒控系统
RIC	In-core Instrumentation 堆芯测量系统
RIS	Safety Injection 安全注入系统




RPE	Nuclear Island Vent and Drain 核岛排气和疏水系统
RPN	Nuclear Instrumentation 核仪表系统
RPR	Reactor Protection 反应堆保护系统
RRA	Residual Heat Removal 余热排出系统
RRB	Boron Heating 硼加热系统
RRC	Reactor Control 反应堆控制系统
RRI	Component Cooling 设备冷却水系统
RRM	CRDM Ventilation 控制棒驱动机构风冷系统
S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry and Decontamination 热洗衣房和清洗去污系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 核岛重要生水系统

SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribu- tion 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统
SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge 常规岛废液排放系统
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统
SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统
SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注入系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Oil and Grease Storage 润滑油和油脂贮存系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统

SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换器系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVE	Preoperational Test Steam Distribution 运行前试验用蒸汽分配系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统
TEP	Boron Recycle 硼回收系统

TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统
XCE	Preoperational Test Steam Production 运行前试验用蒸汽生产系统
XPA	Auxiliary Boiler Fuel Oil 辅助锅炉燃料油系统

2. 岭澳核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无关系系统
A	Feedwater Supply 给水供应

ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACO	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
ADS	LV AC Network 380 V (ET Building) 低压交流电源 380 V 系统 (ET 厂房)
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑油系统

AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统
APD	Start-up Feedwater System 启动给水系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给水泵系统
APU	Feedwater Pump Turbine Drain 主给水泵汽轮机疏水系统
ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ASG	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
ATE	Condensate Polishing Plant 凝结水净化处理系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum-Circulating Water) 凝汽器 (冷凝-真空-循环水)
CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽口喷淋系统
CET	Turbine Gland 汽轮机轴封系统
CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
CGR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
CPA	Cathodic Protection 阴极保护系统
CRF	Circulating Water 循环水系统

CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment-Communications-Lighting 通风-吊装设备-通信-照明
DAA	BOP Elevator System BOP 电梯系统
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Hot workshop and Warehouse Handling Equipment (AC Building) BOP 热机修间及仓库吊装设备 (AC 厂房)
DME	Main Switchyard Handling Equipment (TB Building) 主开关站吊装设备 (TB 厂房)
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种吊装设备
DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房吊装设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械吊装设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房吊装设备
DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站吊装设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房吊装设备
DMS	Digital Monitor System 视频监控系統

DMW	Handling Equipment for Reactor Building External Gantry , Peripheral Rooms, Diesel Buildings, Waste Auxiliary Building 反应堆厂房外部龙门架及其外围厂房吊装设备
DNB	BOP Buildings & Area Normal Lighting BOP 厂房和区域内正常照明系统
DNK	Fuel Buildings Normal Lighting 核燃料厂房正常照明系统
DNL	Electrical Building Normal Lighting 电气厂房正常照明系统
DNM	Turbine Hall Normal Lighting 汽轮机厂房正常照明系统
DNN	Nuclear Auxiliary Building Normal Lighting 核辅助厂房正常照明系统
DNP	Circulating Water Pumping Station Normal Lighting 循环水泵房正常照明系统
DNQ	Waste Auxiliary Building Normal Lighting 废物辅助厂房正常照明系统
DNR	Reactor Building Normal Lighting 反应堆厂房正常照明系统
DSB	BOP Buildings & Area Emergency Lighting BOP 厂房和区域应急照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DSK	Fuel Building Emergency Lighting 核燃料厂房应急照明系统
DSL	Electrical Building Emergency Lighting 电气厂房应急照明系统
DSM	Turbine Hall Emergency Lighting 汽轮机厂房应急照明系统
DSN	Nuclear Auxiliary Building Emergency Lighting 核辅助厂房应急照明系统
DSP	Circulating Water Pumping Station Emergency Lighting 循环水泵站应急照明系统

DSQ	Waste Auxiliary Building Emergency Lighting 废物辅助厂房应急照明系统
DSR	Reactor Building Emergency Lighting 反应堆厂房应急照明系统
DTK	500 kV Switchyard Communication System 500 kV 开关站载波通信系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统
DTV	Site Communication 厂区通信系统
DVA	AA/AF Building Ventilation AA/AF 厂房通风空调系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统

DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统
DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳环廊房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation SA 餐厅通风系统
DWC	Training Center Ventilation (EA Building) 培训中心通风系统
DWD	Security Building Ventilation 保安楼通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWH	EC Building Ventilation System EC 厂房暖通空调系统
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWM	Emergency Center Ventilation System 应急中心通风系统 (EM 楼)
DWN	Site Laboratory Ventilation (AL Building) 厂区实验室通风系统 (AL 实验室)
DWQ	Garage & Laundry Ventilation 车库和洗衣房通风系统 (AG/EL 厂房)
DWR	Cold Warehouses Ventilation (AB Building) 冷机修仓库通风系统 (AB 厂房)

DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation (PX Building) 重要厂用水泵站通风系统 (PX 泵站)
DWT	Archive & Documentation Center Ventilation (AD Building) 档案馆通风系统 (AD 楼)
DWU	Fire Fighting Training Center Ventilation (EB Building) 消防培训中心通风系统 (EB 楼)
DWV	Oil Storage Area Ventilation (FC Building) 油料仓库通风系统 (FC 厂房)
DWW	Laboratory Office Ventilation (XL Building) 性能实验室办公间通风系统 (XL 厂房)
DWX	Compressors Building Ventilation (ZC Building) 空压机房通风系统 (ZC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统 (HX 厂房)
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统 (ZB 厂房)
E	Containment 安全壳
EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EPP	Containment Leakage Monitoring 安全壳泄漏监测系统
ETY	Containment Atmosphere Monitoring 安全壳内大气监测系统
EVC	Reactor Pit Ventilation 反应堆堆坑通风系统
EVF	Containment Cleanup 安全壳内空气净化系统

EVR	Containment Continuous Ventilation 安全壳连续通风系统
G	Turbine Generator 汽轮发电机
GCA	Turbine and Feedheating Plant Preservation During Outage 汽轮机和给水加热装置停运期间的保养系统
GCT	Turbine Bypass 汽轮机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard-EHV Switchgear 主开关站—超高压配电装置
GEX	Generator Excitation and Voltage Regulation 发电机励磁和电压调节系统
GFR	Turbine Control Fluid 汽轮机调节油系统
GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽轮机润滑、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电機密封油系统
GME	Turbine Supervisory system 汽轮机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统
GPV	Turbine Steam and Drain 汽轮机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽轮机调节系统
GRH	Generator Hydrogen Cooling 发电机氢气冷却系统
GRV	Generator Hydrogen Supply 发电机氢气供应系统

GSE	Turbine Protection 汽轮机保护系统
GSS	Moisture Separator Reheater 汽水分离再热器系统
GST	Stator Cooling Water 发电机定子冷却水系统
GSY	Grid Synchronization and Connection 同步并网系统
GTH	Turbine Lube Oil Treatment 汽轮机润滑油处理系统
GTR	Turbine Generator Remote Control 汽轮发电机远程控制系统
J	Fire Protection (Detection-Fire Fighting) 消防 (探测 - 火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPC	Low pressure Carbon Dioxide Fire Fighting 低压二氧化碳灭火系统 (AA/AB/AF 厂房)
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统
JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统
JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统

K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统
KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电度表和故障录波仪
KLP	500 kV Line Protection 500 kV 线路保护系统
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统
KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射与气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电厂辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统
KSC	Main Control Room 主控室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building-Local Control Panels and Boards 核辅助厂房—就地控制屏和控制盘

KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230 V 不间断直流电源系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125 V DC Power Supply—Train A 125 V 直流电源系统——系列 A
LBB	125 V DC Power Supply—Train B 125 V 直流电源系统——系列 B
LBC	Protection Group I Inverters Power Supply 第一保护组逆变电源系统
LBD	Protection Group II Inverters Power Supply 第二保护组逆变电源系统
LBE	Protection Group III Inverters Power Supply 第三保护组逆变电源系统
LBF	Protection Group IV Inverters Power Supply 第四保护组逆变电源系统
LBG	125 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125 V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125 V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
LBK	125 V DC Power Supply (Deminerlization Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LBL	125 V DC Power Supply (UA/UD Building) 125 V 直流电源系统 (UA/UD 厂房)
LBM	125 V DC Power Supply (Switchgear Control-Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (开关控制、主开关站)
LBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LBO	125 V DC Power Supply (Auxiliary Switchyard) 125 V 直流电源系统 (TC 厂房辅助开关站)
LBP	125 V DC Power Source and Distribution System 125 V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48 V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48 V 直流电源系统——系列 B
LCC	Unit Disconnection 48 V DC Power Supply 机组解列用 48 V 直流电源系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LCE	Unit 48 V Power Supply System (Train A for CI) 48 V 电源系统 (常规岛 A 列)
LCK	48 V DC Power Supply (YA Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LCL	48 V DC Power Supply (UA Building) 48 V 直流电源系统 (UA 厂房)
LCM	48 V DC Power Supply (Main Switchyard) 48 V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LDA	30 V DC Power Supply (Analog Control) 30 V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGB	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统

LGC	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGD	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6 kV Switchboard 机组 6.6 kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6 kV Switchboard 公用和厂区 6.6 kV 配电盘系统
LGJ	Auxiliary Transformer 6.6 kV Switchboard 辅助变压器 6.6 kV 配电盘系统
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply -Diesel—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——柴油机系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply-Diesel—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——柴油机系列 B
LHT	Change Over Interconnection Devices-Site Emergency Power Distribution System 转换联接装置、现场应急电源配电系统
LHX	Low Voltage 380 V AC Generating Set (TB Building) 低压 380 V 交流发电机组 (TB 厂房)
LHY	Low Voltage 380 V AC Generating Set (EM/EC Building) 低压 380 V 交流发电机组 (EM/EC 厂房)
LHZ	Low Voltage 380 V AC Generating Set (UA Building) 低压 380 V 交流发电机组 (UA 厂房)
LKA	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)
LKB	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)
LKC	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)

LKD	LV AC Network 380 V (BA Building-Electrical Building) 低压交流电源 380 V 系统 (BA 楼、电气厂房)
LKE	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries - BX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备、BX 楼)
LKF	LV AC Network 380 V (CI Auxiliaries - TC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛辅助设备、TC 厂房)
LKG	LV AC Network 380 V (CI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛辅助设备)
LKH	380 V AC Power Supply System (PX Building) 380 V 交流电源系统 (PX 泵房)
LKI	LV AC Network 380 V (NX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (NX 厂房)
LKJ	LV AC Network 380 V (EL Building - NX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (EL 厂房、NX 厂房)
LKK	LV AC Network 380 V (Common Services) 低压交流电源 380 V 系统 (公用设施)
LKL	LV AC Network 380 V (Fuel Auxiliary Building - UA Building) 低压交流电源 380 V (燃料厂房、UA 厂房)
LKM	LV AC Network 380 V (AC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (AC 厂房)
LKN	LV AC Network 380 V (Common Services - AL Building) 低压交流电源 380 V 系统 (公用设施、AL 厂房)
LKO	LV AC Network 380 V (SA Restaurant) 低压交流电源 380 V 系统 (SA 餐厅)
LKP	LV AC Network 380 V (Turbine Hall - Hot Laundry) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房、热洗衣房)

LKQ	LV AC Network 380 V (BOP Auxiliary - TC Building - CI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (BOP 附属设备、TC 厂房、常规岛辅助设备)
LKR	LV AC Network 380 V (Unit Auxiliaries 1B) 低压交流电源 380 V 系统 (机组辅助设备 1B)
LKS	LV AC Network 380 V (Turbine Hall Ventilation - Waste Auxiliary Building) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房通风装置、废物辅助厂房)
LKT	LV AC Network 380 V (Unit Auxiliaries 1C) 低压交流电源 380 V 系统 (机组辅助设备 1C)
LKU	LV AC Network 380 V (Turbine Hall Ventilation - YA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房通风装置、YA 厂房)
LKV	LV AC Network 380 V (YA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (YA 厂房)
LKW	LV AC Network 380 V (VA/ZC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (VA/ZC 厂房)
LKX	LV AC Network 380 V (CI Condensate Polishing - VA/ZC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛凝结水净化系统、VA/ZC 厂房)
LKY	LV AC Network 380 V (AA Building - CI Condensate Polishing) 低压交流电源 380 V 系统 (AA 厂房、常规岛凝结水净化系统)
LKZ	LV AC Network 380 V (AA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (AA 厂房)
LLA	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLB	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLC	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLD	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B

LLE	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLF	LV AC Emergency Network 380 V (N. A. B. Lighting—Train A) 低压交流应急电源 380 V 系统 (核岛辅助厂房照明——系列 A)
LLG	LV AC Emergency Network 380 V System (Diesel A Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统 (柴油机 A 辅助设备)
LLH	LV AC Emergency Network 380 V System (N. A. B. Lighting—Train B) 低压交流应急电源——380 V 系统 (核辅助厂房照明——系列 B)
LLI	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLJ	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLM	LV AC Emergency Network 380 V System (NI Lighting) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源 380 V 系统 (核岛照明) 和应急配电盘 (TC 厂房)
LLN	LV AC Emergency Network 380 V System (Train A) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源 380 V 系统 (系列 A) 和应急配电盘 (TC 厂房)
LLO	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLP	LV AC Emergency Network 380 V—(Turbine Generator Emergency Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统——(汽轮发电机辅助设备)
LLR	LV AC Emergency Network 380 V—(CI Lighting) 低压交流应急电源 380 V 系统——(常规岛照明)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组

LLW	LV AC Emergency Network 380 V—(Diesel B Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统——(柴油机 B 辅助设备)
LLY	LV 380 V AC Distribution Emergency Panel (EM Building) 低压交流应急配电屏 380 V 系统 (EM 厂房)
LLZ	LV 380 V AC Distribution Emergency Panel (UA Building) 低压交流应急配电屏 380 V 系统 (UA 厂房)
LMA	220 V AC Normal Power Source and Distribution System 220 V 交流正常电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第三保护组)
LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220 V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B) 220 V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Deminerlization-Auxiliary Boilers) 220 V 交流不间断电源系统 (除盐水车间、辅助锅炉)

LNL	Uninterrupted 220 V AC Power (UA/UD Building) 220 V 交流不间断电源系统 (UA/UD 厂房)
LNM	Uninterrupted 220 V AC Power (Main Switchyard TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房主开关站)
LNN	Uninterrupted 220 V AC Power (Auxiliary Switchyard TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房辅助开关站)
LNP	Uninterrupted 220 V AC Power for Train B KIT&KPS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KIT&KPS)
LRT	Electrical Power Resupply in Outage 大修期间再供电系统
LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LSS	LOCA Surveillance LOCA 监测系统
LTR	Grounding and Lightning Protection 避雷接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路
P	Pits 各种坑、池
PAMS	Post Accident Monitoring System 事故后监测系统
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存系统
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆换料堆腔和乏燃料水池的冷却和处理系统
R	Reactor 反应堆

RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
RAZ	Nuclear Island Nitrogen Distribution 核岛氮气分配系统
RCP	Reactor Coolant System 反应堆冷却剂系统
RCV	Chemical and Volume Control 化学和容积控制系统
REA	Reactor Boron and Water Makeup 反应堆硼和水的补给系统
REN	Nuclear Sampling 核取样系统
RGL	Full Length Rod Control 棒控系统
RIC	In-core Instrumentation 堆芯测量系统
RIS	Safety Injection 安全注入系统
RPE	Nuclear Island Vent and Drain 核岛排气和疏水系统
RPN	Nuclear Instrumentation 核仪表系统
RPR	Reactor Protection 反应堆保护系统
RRA	Residual Heat Removal 余热排出系统
RRB	Boron Heating 硼加热系统
RRC	Reactor Control 反应堆控制系统
RRJ	Component Cooling 设备冷却水系统
RRM	CRDM Ventilation 控制棒驱动机构风冷系统

RVWLM	Reactor Vessel Water Level Monitoring System 反应堆压力容器水位监测系统
S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪表用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry System 热洗衣房系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 重要厂用水系统
SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribution 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil and Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统
SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge (QA Building) 常规岛废液排放系统 (QA 厂房)
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统

SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统
SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注射系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Lubrication Oil Transfer System 润滑油传输系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统
SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂 区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVC	Auxiliary Steam Connection Pipe System 辅助蒸汽联网管道系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统

TEP	Boron Recycle 硼回收系统
TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统

附录二 组织机构和相关术语缩写

英文	说明
AD	Administrative Procedure 行政程序
ALARA	As Low As Reasonably Achievable 可以合理达到的尽量低的水平（或译：合理可行尽量低）（辐射防护用语）
ALSTOM	阿尔斯通公司，由通用电气-阿尔斯通公司（GEC-ALSTHOM）1998年公开上市后更名而成
AOM	Assistant Operations Manager 电站经理助理
ASSET	Assessment of Safety Significant Event Team 安全重要事件评价团
ATR	Authorization Training Requirements 授权培训要求
ATWS	Anticipated Transient Without Scram 未能紧急停堆的预期瞬态
ATWT	Anticipated Transient Without Trip 未能紧急停机的预期瞬态
AUD	Audit Department 审计部
BOD	Board 董事会
BOP	Balance of the Plant 电站配套设施
CAB	Administration Branch 行政处
CAP-Team	Corrective Action Program Team 电站内外部事件及纠正行动审查评议小组
CAR	Corrective Action Request 纠正措施要求（质保用语）
CARB	Corrective Action Review Board 电站纠正行动评审委员会
CBO	Company Beijing Office 公司北京办事处
CCTV	Closed Circuit Television 闭路电视
CCW	Infrastructure Branch 基建处
CI	Conventional Island 常规岛
CIS	Corporate Information System 电站综合信息系统
CIT	Computer Center 信息技术中心
CLP	China Light & Power Co. Ltd. 中华电力有限公司
CNEIC	China Nuclear Energy Industrial Company 中国原子能工业公司
CNNC	China National Nuclear Corporation 中国核工业总公司（中核总）
COMIS	Company Operation & Maintenance Information System 公司生产管理信息系统
CPC	Communist Party Committee (Daya Bay) 党委（大亚湾）
CPR	Public Relations Branch 公关宣传中心
CQOM	Company Quality Organization Manual 公司质量管理程序手册
CRO	Computer Request to Order 自动采购申请
CSD	Corporate Services Department 行政管理部
CSE	Secretarial Branch 秘书处
CST	Science & Technology Committee of Company 公司科技委

CT	Containment Test 安全壳密封性试验
CTC	Communication Center 通讯中心
CUW	Call Up on Warranty 要求(供货商)履行保证条款
CVC	Transportation Center 运输中心
CYL	Communist Youth League Committee (Daya Bay) 团委(大亚湾)
DHP	Dynamic Hold Point Procedure 动态控制点程序
DOM	Deputy Operations Manager (OPS) 电站副经理
DNMC	Daya Bay Nuclear Power Operations & Management Company, Limited 大亚湾 核电运营管理有限责任公司
EESR	End of Erection Status Report 安装竣工状态报告
EFPD	Equivalent Full Power Days 等效满功率天
EOMM	Equipment Operation and Maintenance Manual 设备运行维修手册
EP	Emergency Preparedness 应急准备
EQAV	Equivalent Average 当量(平均)
ERA	Europe Representative Agency 驻欧办事处
ESP	物资技术数据库
FAC	Accounting Branch 会计处
FAC	Final Acceptance Certificate 最终验收证书
FMX	同 Framex
FND	Finance Department 财务部
FP	Full Power 满功率
FPC	Cost Control Branch 成本处
FRA	同 FRAMATOME
FRAMATOME	法马通公司(法)
FRAMEX	法马通海外检修公司
FROG	Framatome Owners Group 法马通业主协会
FSAR	Final Safety Analysis Report 最终安全分析报告
FSS	Full Scope Simulator 全范围模拟机
FTS	Treasury Branch 资金处
F_{xy}	Radial Peaking Factor 径向功率峰因子
GEC-A	General Electrical-ALSTHOM Corp. 通用电气-阿尔斯通公司(英、法)
GEPB	Guangdong Environmental Protection Bureau 广东省环保局
GMC	General Management 总经理部
GNIC	Guangdong Nuclear Power Investment Co. Ltd. 广东核电投资有限公司
GNPJVC	Guangdong Nuclear Power Joint Venture Co. Ltd. 广东核电合营有限公司
GNPS	Guangdong Nuclear Power Station 广东大亚湾核电站
GNRB	General Nuclear Review Board 核安全评审委员会
GOR	General Operating Rules 运行总则
GPHC	Guangdong Electric power Holding Co. 广东省电力集团公司
GRO	Guangdong Regional Office (NNSA) 国家核安全局广东监督站

GT	反应堆控制棒束导向管更换
HAF	核安全法规 (中国发布)
HFO	Family Planning Office 计划生育办公室
HKNIC	Hong Kong Nuclear Power Investment Co. Ltd. 香港核电投资有限公司
HNMC	Huainan Nuclear Maintenance Company 淮南核电检修公司
HP	High Pressure cylinder 高压缸
HPB	Public Security Branch of Daya Bay 大亚湾公安分局
HRD	Human Resources Department 人力资源部
HSB	Personnel Branch 人事处
HWB	Salary & Wages Branch 劳资处
IAEA	International Atomic Energy Agency 国际原子能机构
I&C	核岛和常规岛
ICRP	International Committee of Radiation Protection 国际放射防护委员会
In-Core	堆内
INES	International Nuclear Event Scale 国际核事件分级 (IAEA 用语)
INPO	International Nuclear Power Operation 核电运行研究所 (美)
Io	Inoperability (系统设备) 不可用
IOE	Internal Operation Event 内部运行事件
IP	Implementation Procedure 执行程序
IS	Industrial Safety 工业安全
ISI	In-Service Inspection 在役检查
ISO	International Standard Organization 国际标准组织
ITP	Individual Training Programme 个人培训计划
ITV	Inspection of Television 电视检查
KEPCO	Korea Electric Power Corp. 韩国电力公司
LANPC	LingAo Nuclear Power Company Ltd. 岭澳核电有限公司
LNPS	Guangdong LingAo Nuclear Power Station 岭澳核电站
LOE	Licensing Operational Event 电站运行事件
LOI	Low Operation Interval (RRA) RRA 低水位运行间隔
LP	Low Pressure cylinder 低压缸
MAP	Administration & Planning Branch 综合计划处
MAP	Mean Assembly Power 反应堆组件平均功率
MCR	Main Control Room 主控制室
MDT	Maintenance Team for GNPS 大亚湾核电站维修队
MEE	Electrical Equipment Branch 电气处
MGS	General Service Branch 现场服务处
MIC	Instrument & Control Branch 仪表控制处
MIS	用于反应堆压力壳无损探伤的装置名称, 法国产品
MLT	Maintenance Team for LNPS 岭澳核电站维修队
MOT	Outage Branch 大修处

MPT	Procedure Writing Group	规程编写组
MR	Modification Request	改造申请
MRM	Rotating Machine Branch	转机处
MRO	Manual Request to Order	手动采购申请
MSM	Static Machine Branch	静机处
MTD	Maintenance Department	维修部
NCR	Non Conformance Report	不符合项报告
NDE	Non Destructive Examination	无损检验
NDT	Non Destructive Test	无损探伤
NEPA	National Environment Protection Administration	国家环境保护总局
NEPC	Northeast Electric Power Construction Co.	东北核电建设公司
NI	Nuclear Island	核岛
NNSA	National Nuclear Safety Administration	国家核安全局
NQR	Non Quality Related	与质量无关的
NS	Nuclear Safety	核安全
NSSS	Nuclear Steam Supply System	核蒸汽供应系统
OBN	Observation Note	观察通知单 (质量保证用语)
OJT	On-the-Job Training	在岗培训
OPA	Administration Branch	综合管理处
OPC	Chemical Branch	生产部化学环保处
OPG	Outage Planning Group	大修计划组
OPH	Health Physics Branch of OPS	生产部保健物理处
OPL	License Branch of OPS	生产部执照申请处
OPO	Operation Branch of OPS	生产部运行一处
OPP	Generation Planning Branch	生产部发电规划处
OPS	Operations Department of GNPS	生产部
OQAP	Operations Quality Assurance Programme	运行质保大纲
OS (contract)	Operation Service Contract	生产服务合同 (GNPJVC 与 EDF 之间)
OSART	Operational Safety Assessment Review Team	运行安全评审团 (IAEA)
P7	Permissive Signal P7	允许信号 P7 (反应堆功率大于 10%)
PCI	Pellet Cladding Interaction	芯块与包壳的相互作用
P_e	Power (Electricity)	电功率
PEC	Plant Engineering Committee	电站技术委员会
PI (法)	Intervention Permit	介入票
PICC	People's Insurance Co. of China	中国人民保险公司
PISRC	Plant Industrial Safety & Radiation Protection Committee	电站工业安全和辐射防护委员会
P_n	Power (nuclear)	核功率
PNSC	Plant Nuclear Safety Committee	电站核安全委员会
PO	Interface Procedure	接口程序

PQOM	Production Quality Organization Manual 生产质量管理手册 (1998 年以前: Plant Quality Organization Manual 电站质量管理手册)
PQTR	Personnel Qualification Training Requirements 专业技术和技能培训要求
PRA	Probability Risk Analysis 概率风险分析
Pre-OSART	Pre-Operational Safety Assessment Review Team 运行前安全评审团 (IAEA)
PSI	Pre-Service Inspection 役前检查
PT	Periodic Test 定期试验
PT	Power Tilt 堆芯象限功率倾斜因子
PTC	Plant Training Committee 电站培训委员会
PTS	Periodic Test System 定期试验系统
PWR	Pressurized Water Reactor 压水反应堆
PX	Exceptional Work Permit 特殊作业许可票
QA	Quality Assurance 质量保证
QC	Quality Control 质量控制
QR	Quality Related 与质量有关的
QSR	Quality And Safety Related 与质量及 (核) 安全有关的
RCCA	Rod Cluster Control Assemblies 控制棒束
RCCM	(法国) 核设备制造规范
RCM	Reliability-Centered Maintenance 以可靠性为中心的维修
RINPO	Research Institute of Nuclear Power Operation 核动力运行研究所 (武汉)
RO	Reactor Operator 反应堆操纵员
RP	Radiation Protection 辐射防护
SCAR	Significant Corrective Action Request 重大纠正行动要求 (质保用语)
SDM	System Design Manual 系统设计手册
SG	Steam Generator 蒸汽发生器
SNS	Nuclear Safety Branch 安全质保部核安全处
SPSB	Shenzhen Power Supply Bureau 深圳供电局
SQA	Quality Assurance Branch 质保处
SRO	Senior Reactor Operator 高级反应堆操纵员
STA	Safety Technical Advisor 安全技术顾问 (安全工程师)
TCA	Temporary Control Alterations 临时控制变更
TCS	Contract & Supplier Branch 合同供应处
TCW	技术部土建处
TDA	Documentation Archives Branch 文档资料处
TEF	日常生产管理项目组 (译自法文)
TEM	Equipment Management Branch 设备管理处
TEN	Engineering Branch 工程处
TLD	Thermoluminescent Dosimeter 热释光剂量计
TND	Technical Department 技术部
TOB	Take Over for Blocking 隔离责任移交生产部

TOI	Temporary Operation Instruction 临时运行指令
TOM	Take Over for Maintenance 维修责任移交生产部门
TOTO	Turned Over for Temporary Operations 临时运行责任移交生产部门
TSD	Temporary Special Device 临时专用设施（临时系统装置）
TSI	Temporary Surveillance Instruction 临时监督指令
TTC	Training Center 培训中心（培训处）
TTS	Technical Support Branch 技术支持处
TUN	Trade Union 工会
WANO	World Association of Nuclear Operators 世界核营运者协会
WANO—PC	世界核营运者协会——巴黎中心
WANO—TC	世界核营运者协会——东京中心
WO	Work Order 工作指令
WR	Work Request 工作申请
WRN	Work Request Notice （合同外）附加工作单

附录三 计量单位符号中英文对照

英文	中文	英文	中文
Bq	贝可	m	米
Bq/g	贝可/克	GW·h	吉瓦·时
Bq/kg	贝可/千克	kV	千伏
Bq/m ³	贝可/米 ³	kW·h	千瓦·时
MBq/m ³	兆贝可/米 ³	μg/g	微克/克
MW	兆瓦	g/L	克/升
MW·h	兆瓦·时	mm	毫米
MW·d/t	兆瓦·日/吨	cm	厘米
EFPD	等效满功率天	g/cm ³	克/厘米 ³
h	小时	Ci/ m ³	居里/米 ³
m ³	米 ³	mCi/ m ³	毫居里/米 ³
mSv/h	毫希 [沃特] /时	m ³ /h	米 ³ /时
μSv/h	微希 [沃特] /时	MPa	兆帕斯卡
Sv/h	希 [沃特] /时	mbar	毫巴
man·Sv	人·希 [沃特]	MBq/t	兆贝可/吨
man·mSv	人·毫希 [沃特]	L/h	升/时
μGy/h	微戈 [瑞] /时	Hz	赫 [兹]
μGy/month	微戈 [瑞] /月	t/h	吨/时
d	天		

附录四 厂房和构筑物——代号和名称

厂房和构筑物可分为三大类

- 辅助厂房和构筑物
- 核动力区
- 汽轮机厂房

I. 辅助厂房和构筑物

辅助厂房和构筑物可分为 BOP、NI 和 CI 三大部分。

BOP:

- AA Cold Workshops
冷机修间
- AB Cold Warehouses
冷仓库
- AC Hot Workshop and Warehouses
热机修间和仓库
- AD Archive and Documentation Building
档案资料馆
- AF Workshop and Warehouse
车间和仓库
- AG Garage
汽车库
- AH Garage-Petrol Station and Fire Station (Cancelled)
汽车库—加油站和消防站 (取消)
- AL Site Laboratory
厂区实验室
- AM Radiation Measuring Devices Calibration Laboratory
辐射测量仪标定室
- AN Oil and Grease Analysis Laboratory
润滑油和油脂分析实验室
- AO Open Warehouse or Shed
露天仓库或棚库
- AP Permanent Access-Roads-parking Lots-Tracks on Site
永久出入口—道路—停车场—厂区便道
- AX Dangerous Products Warehouse
危险品库

—BA	Site Management Office 工程部办公楼（已改为生产部办公楼）
—BX	Administration Building 办公楼
—CA	Water Intake Structure 取水构筑物
—CB	Water Inlet Channel 进水渠
—CC	Outfall Structures 排水构筑物
—CD	Water Discharge Channel 排水渠
—CE	Breakwaters 防波堤
—EA	Training Centre 培训中心
—EB	Fire Fighting Training Building 消防培训站
—EC	Meteorological and Site Radiation Monitoring Station 气象和厂区辐射监测站
—ED	Waste Water Treatment Building 废水处理厂房
—EF	Iron Storage 钢材贮存库
—EG	Security Building 应急保安楼
—EH	Contractors' Building (Cancelled) 承包商办公楼（取消）
—EI	Information Centre (Cancelled) 接待中心（取消）
—EL	Laundry and Changing Building 洗衣更衣房
—FC	Oil and Grease Storage Area 润滑油和油脂贮存场地
—FD	Washing Area (Cancelled) 清洗场地（取消）
—FF	Fire Emergency Storage of Oil and Water 汽轮机事故排油坑
—FS	Sewage System Oil Separator 污水系统油分离器

- GB Technical Galleries and Gutters
技术管廊和管沟
- GD Circulating Water Inlet and Discharge Culverts (Outside Turbine Building)
循环水进水管和排水管 (汽轮机厂房外)
- GE Yard Storm-Foul Sewage System and Buried Piping
雨水—污水系统和地下管理
- GS Essential Service Water Discharge Structure (Non-Safety Related)
重要厂用水排放构筑物 (非安全有关的)
- HX Chlorination Plant
制氯站
- JX Auxiliary Transformer Area (220/6.6 kV)
辅助变压器平台
- OF Raw Water Filtration Plant
生水过滤装置
- OP Drinking Water Storage Tanks
饮用水贮存罐
- PS Pumping Station Annex
泵站附属建筑
- PX Combined Pumping Station
联合泵站
A further distinction is made for a specific subarea of the Pumping Station
联合泵站的某一特定部分可进一步用代号区分为·PA SEC-Well Area
表示重要厂用水系统的竖井区 PA
- QF Concrete Drum Fabrication Building (Cancelled)
混凝土桶制作厂房 (取消)
- QT Solid Radwaste Long-term Storage
固体废物长期贮存区
- SA Restaurant
餐厅
- TB Main Switchyard Building (500 kV and 400 kV)
主开关站 (500 kV 和 400 kV)
- TC Switchyard Control Building
开关站控制厂房
- TD Auxiliary Switchyard Area (220 kV)
辅助开关站 (220 kV)
- TX Spare Transformer Compound Housing, 1TX (400 kV), 2TX (500 kV)
备用变压器平台
- UA Guardhouse
警卫检查站

—UB	Fencing 围墙
—UC	Unloading Quay with Mooring Equipment 设备码头
—UD	Access Control Post 出入控制口
—UE	Provisional Guardhouse 临时警卫室
—UF	Access Control Post 出入控制口
—VA	Auxiliary Boilers Building 辅助锅炉厂房
—VB	Fuel Oil Storage Tank 燃油贮存罐
—XC	Site Concrete Laboratory 现场混凝土实验室
—YA	Demineralized Water Production Plant 除盐水生产车间
—YB	Demineralized Water Storage Tanks 除盐水贮存罐
—ZA	General Gas Storage Area 厂用气体贮存区
—ZB	Hydrogen and Oxygen Production and Storage Plant 制氢站
—ZC	Compressor House 空压机房
—NI:	
—ET	Transit Changing Rooms for Reactor Shutdown 停堆用更衣室
—EU	Connecting Tower 连接塔
—GA	Essential Service Water Intake Galleries 重要厂用水取水管廊
—GC	Liquid Waste Discharge Galleries (Safety-related Sections) 废液排放管廊(安全有关部分)
—QA	Liquid Waste Holdup Tanks 废液存留罐
—QS	Waste Auxiliary Building 废物辅助厂房

- CI:
- GD Circulating Water Inlet and Discharge Culverts (inside Turbine Building)
循环水进水管和排水管 (汽轮机厂房内)
- MO Lubricating Oil Transfer Annex
润滑油传送间
- MP Resin Regeneration Annex
树脂再生间
- MV Turbine Ventilation Annex
汽轮机通风间
- TA Main and Step-down Transformer Platform
主变压器和厂用变压器平台
- VC Test Boiler Platform
试验锅炉平台

II. 核动力区 (NUCLEAR POWER BLOCK)

核动力区包括下列厂房:

- DX Diesel Generator Building
柴油发电机房
必要时可将柴油发电机房区分为:
- DA Diesel Building A
柴油机房 A
 - DB Diesel Building B
柴油机房 B
- KX Fuel Building and Refuelling Water Storage
燃料厂房和换料水池
- LX Electrical Building
电气厂房
- NX Nuclear Auxiliary Building
核辅助厂房
核辅助厂房可用一系列代号进一步分区:
- NA NAB sub-area A
NA 表示 NAB 中的 A 区
 - NB NAB sub-area B
NB 表示 NAB 中的 B 区
 - NC NAB sub-area C
NC 表示 NAB 中的 C 区
 - ND NAB sub-area D
ND 表示 NAB 中的 D 区
 - NE NAB sub-area E
NE 表示 NAB 中的 E 区

- NF NAB sub-area F
NF 表示 NAB 中的 F 区
and when necessary, in particular for civil documentation,
必要时,尤其在土建文件中可用:
- NL NAB sub-area common to NA and NB, also including 9LX
NL 表示 NAB 中的包括 9LX 在内的 NA + NB 区
- NR NAB sub-area common to NC + NE + NF
NR 表示 NAB 中的 NC + ND + NE + NF 区

—WX

Connecting Building

连接厂房

—RE

Auxiliary Feedwater Storage

辅助给水贮存罐

—RX

Reactor Building

反应堆厂房

Specific structures of the Reactor Building are distinguished by use of the following codes:

采用一系列代号进一步区分反应堆厂房内的不同构筑物:

- RC Containment
RC 安全壳
- RF Cylindrical Part
RF 圆柱部分
- RG Reactor Pool and Cavity
RG 反应堆堆换料腔
- RP Reactor Building Gantry
RP 反应堆厂房龙门架
- RS Reactor Building Internal Structures (other than RF, RG, RV)
RS 反应堆厂房 (RF, RG, RV 除外的) 内部构筑物
- RV Reactor Pit
RV 反应堆堆坑

III. 汽轮机厂房 (TURBINE BUILDING)

—MX

Turbine Building

汽轮机厂房

Geographical sub-areas or specific structures of the Turbine Building are distinguished by use of the following codes:

汽轮机厂房可用下列代号进一步分区:

- MA Turbine Building Sub-area A.
MA 汽轮机厂房 A 区
- MB Turbine Building Sub-area B etc.
MB 汽轮机厂房 B 区等
- MT Turbine Pedestal
MT 汽轮机基座

附录五 设备名称代号

A		B		C		D	
AA	报警灯 可见报警信号	BA	储罐-稳压器	CA		DA	
AB		BB	喷雾器	CB		DB	
AC	电梯-升降机	BC	接线盒	CC	选择器开关或键盘	DC	核燃料装卸设备
AD	吸收器	BD	吊运转台	CD	电容器	DD	
AE	空气加热器	BE	试验环路	CE	变频器或移相器	DE	除盐装置
AF	空气冷却器-冷却塔	BF	喷淋环路	CF	离心式净化器	DF	
AG	搅拌器-振荡器	BG	气体钢瓶	CG	控制棒驱动	DG	拦污栅
AH		BH		CH	锅炉	DH	除油器
AI	消防柜	BI	消防栓	CI		DI	膜片-隔膜
AJ		BJ		CJ		DJ	
AK		BK	控制棒启动装置	CK	色谱	DK	爆破膜或爆破盘
AL	电源	BL	喷嘴、接管	CL	照明开关	DL	逆变器
AM	放大器模块	BM	试验箱	CM		DM	屏蔽容器-运输容器
AN	稳压电源	BN	端子板	CN	(液、水)柱	DN	去离子器
AO	阳极-正极	BO	插头	CO	压缩机或增压器	DO	
AP	发电机	BP		CP	(水力或机械) 联轴器	DP	控制棒束换位架
AQ	安注罐	BQ	应急照明	CQ	机架	DQ	
AR	控制柜	BR	控制棒或停堆棒	CR	箱子-编组箱	DR	错油阀(用于油 动机)
AS	燃料组件	BS	冷端盒	CS	凝汽器	DS	脱水器-干燥器
AT	自动化学监测和 控制装置	BT	蓄电池	CT	印刷电路板	DT	检测器
AU		BU	防水堰水闸	CU	(水池)衬里	DU	
AV	雨水排放管的集 水口	BV	灯具箱	CV	键锁机构	DV	
AW		BW		CW	容器	DW	
AX		BX		CX	搬运小车	DX	
AY		BY		CY		DY	二极管
AZ		BZ		CZ		DZ	除氧器

E		F		G		H	
EA	电磁铁	FA	高效(通风)过滤器	GA	交流发电机	HA	
EB		FB		GB		HB	
EC	屏蔽-计算机逻辑输入	FC	链式过滤器	GC	直流发电机	HC	
ED	杂项设备	FD	启动器过滤器	GD	函数发生器	HD	(数据贮存用)硬盘装置
EE	啮合电磁铁	FE		GE	功率发生器	HE	
EF	常闭式先导电磁阀	FF	(细)过滤器	GF	冷冻机组	HF	
EG	混合器	FG		GG	粗滤栅	HG	
EH		FH		GH		HH	
EI	堆内构件	FI	液体过滤器 电子过滤器 碘过滤器	GI		HI	打印机-电传打印机
EJ	喷射器	FJ		GJ		HJ	
EK		FK		GK		HK	
EL	(先导)电磁阀	FL		GL	通风管道	HL	穿孔带或穿孔卡片读出器或打孔机
EM	膜片或隔膜	FM		GM	泡沫发生器	HM	磁带机
EN	记录仪	FN		GN	声(动)力电话装置	HN	
EO	常开式(先导)电磁阀	FO		GO		HO	
EP	电动-气动转换器	FP	(通风)预过滤器	GP		HP	扬声器
EQ	放电间隙	FQ		GQ		HQ	
ER	电动制动器	FR		GR	注油器	HR	时钟
ES	照明设备	FS	砂床过滤器	GS		HS	
ET		FT	阻火器, 消防栓	GT	漏盘、漏斗	HT	
EU	计算机模拟输入	FU	熔化-小容量开关	GU		HU	加湿器
EV	蒸发器	FV		GV	蒸汽发生器	HV	荧屏显示器
EW	参考电报	FW		GW		HW	
EX	热交换器	FX		GX		HX	
EY	发往控制柜的通/断信号	FY		GY		HY	
EZ	灭火器	FZ	化粪池	GZ	贮气瓶	HZ	

I		J		K		L	
IA	报警信息	JA	断路器	KA		LA	就地核测量(中子注量率或放射性)、照明灯
IB	插接式指示器	JB	母线	KB		LB	
IC	(机械式)流量指示器	JC		KC	计算机输出继电器	LC	就地速度测量
ID	电气指示器	JD	膨胀节	KD	一次流量测量元件-限流器	LD	就地流量测量
IE		JE		KE	排汽缸(汽轮机)	LE	就地声频测量
IF		JF		KF		LF	就地频率-相位测量
IG		JG		KG		LG	就地物理-化学分析
IH		JH		KH		LH	就地时间测量
II		JI		KI	粗滤器	LI	就地电流测量
IJ		JJ		KJ		LJ	火警探测
IK	计数率计	JK		KK	手动断路器	LK	就地应力测量
IL		JL		KL	喇叭-音响报警器	LL	就地亮度(不透明度)测量
IM		JM		KM		LM	就地位置-位移测量
IN	内部通信(电话)设施	JN		KN		LN	就地标高测量
IO		JO		KO	汽轮机汽缸	LO	
IP		JP	盲板	KP		LP	就地压力测量
IQ	放射性废物焚烧炉	JQ		KQ		LQ	就地无功功率测量
IR		JR		KR	冷冻器	LR	就地阻抗-电阻率或电阻-导电率测量
IS	隔离组件	JS	电源分区开关	KS		LS	就地保健测量
IT		JT		KT	一次测温元件	LT	就地温度测量
IU		JU		KU		LU	就地电压测量
IV		JV		KV		LV	就地振动-推力-胀差测量
IW		JW		KW		LW	就地有功功率测量
IX		JX		KX	与反应堆压力容器有关的设备	LX	其他机械数据的就地测量
IY		JY		KY		LY	其他物理数据的就地测量
IZ		JZ		KZ		LZ	其他物理数据的就地测量

M		N		P		Q	
MA	核测量(中子注 量率或放射性)	NA		PA	绞盘车-卷扬机	QA	放射性计数器
MB		NB		PB		QB	
MC	速度测量	NC		PC	(凸轮式)机械 程序执行机构	QC	转数计
MD	流量测量	ND		PD		QD	容积计数器
ME	声频测量	NE		PE	模拟燃料元件	QE	
MF	频率-相位测量	NF		PF	冷阱	QF	
MG	物理-化学分析	NG		PG	电磁泵	QG	
MH	时间测量	NH		PH	话筒	QH	时间计数器
MI	电流测量	NI		PI	碘捕集器	QI	
MJ	火警控制器	NJ		PJ	插座-插头-连接器	QJ	
MK	应力测量	NK		PK	故障记录示波仪	QK	
ML	亮度(不透明 度)测量	NL		PL	轴承	QL	
MM	位置-位移测量	NM		PM	测量用电位计	QM	操作计数器
MN	标高测量	NN	成套设备(总承包)	PN	活塞-千斤顶	QN	
MO	电动机	NO		PO	泵	QO	
MP	压力测量	NP		PP	控制台或仪表盘	QP	
MQ	无功功率测量	NQ		PQ	压实机	QQ	无功能量计数器
MR	电阻-电阻率或阻 抗-导电率测量	NR		PR	吊车-单梁吊车- 旋臂吊车	QR	
MS	保健测量	NS		PS	坑	QS	
MT	温度测量	NT		PT	吊车-桥式吊车- 环行吊车	QT	
MU	电压测量	NU		PU	蒸汽疏水器	QU	
MV	推力-胀差-振动 测量	NV		PV		QV	
MW	有功功率测量	NW		PW	避雷器	QW	有功能量计数器
MX	其他机械测量	NX		PX	核燃料组件检验 设施	QX	
MY	其他电气测量	NY		PY	预热元件	QY	
MZ	其他物理(如湿 度等)测量	NZ		PZ	灌浆部件	QZ	

R	
RA	空气调节风门
RB	气瓶架
RC	自动控制、遥控、中间控制或整定值控制站
RD	整流器
RE	加热器
RF	冷却器
RG	模拟计算机模块
RH	
RI	莫里斯消防接头
RJ	消防水龙带
RK	继电器架
RL	储存架
RM	
RN	
RO	转子
RP	疏水冷却器
RQ	
RR	减速或半速齿轮箱
RS	电阻器-电加热器
RT	电抗器-电感器
RU	(废水排放沟上的) 栅格盖板
RV	
RW	
RX	
RY	
RZ	

S	
SA	核测量(放射性或中子注量率)通/断信号
SB	
SC	速度测量通/断信号
SD	流量测量通/断信号
SE	声频测量通/断信号
SF	频率-相位测量通/断信号
SG	物理-化学分析通/断信号
SH	相对湿度测量通/断信号
SI	
SJ	火警探测通/断信号
SK	应力测量通/断信号
SL	亮度测量通/断信号
SM	位置-位移测量通/断信号
SN	标高测量通/断信号
SO	支架(不包括标准管道支架)
SP	压力测量通/断信号
SQ	
SR	电阻-导电率-阻抗测量通/断信号
SS	保健测量通/断信号
ST	温度测量通/断信号
SU	48 V 直流电压测量通/断信号
SV	推力-胀差-振动通/断信号
SW	
SX	其他机械测量通/断信号
SY	来自控制柜的其他电气测量通/断信号
SZ	其他物理测量通/断信号

T	
TA	辅助厂用变压器
TB	开关板-配电盘
TC	汽轮机
TD	连续式机械输送装置(螺杆输送、皮带输送等)
TT	遥控式断路器
TF	旋转滤网或滤筛
TC	凝汽器管子清洗套管
TH	
TI	电流互感器
TJ	称量料斗
TK	快速故障记录仪
TL	推旋式灯光开关
TM	装换料机
TN	电话设施
TO	按钮
TP	主变压器
TQ	电缆井
TR	电力变压器
TS	厂用变压器
TT	人孔盖板
TU	电压互感器
TV	电视设备
TW	贯穿件
TX	蒸汽变换器
TY	管道
TZ	传送带

U	
UA	报警器
UB	端子排组件
UC	控制器
UD	解列装置(电网) 去耦器(弱电回路)
UE	
UF	
UG	
UH	
UI	
UJ	接触器
UK	闪光器
UL	
UM	继电器
UN	继电器(RE3000)
UO	凸轮式程序执行机构
UP	电源通/断组件
UQ	
UR	继电装置
US	简化的控制器
UT	计时器
UU	
UV	显示器
UW	
UX	二极管矩阵器
UY	
UZ	

V	
VA	空气阀门
VB	(不同于一回路冷却剂阀门的)含硼水阀门
VC	循环水阀门
VD	除盐水阀门
VE	生水阀门
VF	燃料油阀门
VG	二氧化碳阀门
VH	油阀门
VI	
VJ	废气阀门
VK	废液阀门
VL	凝结水和给水阀门
VM	点火燃料阀门(丙烷重油)
VN	常规岛闭路冷却水阀门
VO	
VP	一回路冷却剂阀门
VQ	有机液体阀门
VR	试剂阀门
VS	排渣阀
VT	饮用水阀门
VU	
VV	蒸汽阀门
VW	
VX	SF ₆ 阀门
VY	氢气阀门
VZ	氮气阀门

W	
WA	
WB	振动器
WC	
WD	贯穿件
WE	
WF	
WG	
WH	
WI	
WJ	
WK	
WL	
WM	(洗衣房用)洗衣机
WN	
WO	
WP	
WQ	
WR	
WS	
WT	
WU	
WV	快卸式接头
WW	(洗衣房用)烘干机
WX	
WY	
WZ	

X	
XA	止动继电器
XB	闭锁继电器
XC	脉冲接触继电器
XD	瞬时脱扣继电器
XE	瞬时动作继电器
XF	闭合继电器
XG	闭合继电器
XH	频率继电器
XI	电流继电器
XJ	
XK	故障继电器
XL	
XM	启动继电器
XN	
XO	断开继电器
XP	抗震继电器或压力继电器
XQ	
XR	(本表所列瞬时继电器以外的) 其他瞬时继电器
XS	过载继电器
XT	辅助延时继电器
XU	电压检测继电器-整定值继电器-比较器
XV	
XW	功率继电器
XX	模拟试验继电器
XY	
XZ	接地检测继电器

Y	
YA	核测试(放射性-中子注量率)
YB	
YC	速度测试
YD	流量测试
YE	声频测试
YF	频率-相位测试
YG	物理-化学分析测试
YH	时间测试
YI	电流测量
YJ	
YK	应力测试
YL	亮度(不透明度)测试
YM	位置-位移测试
YN	标高测试
YO	
YP	压力测试
YQ	无功功率测试
YR	阻抗-电阻率-导电率测试
YS	保健测试
YT	温度测试
YU	电压测试
YV	推力-胀差-振动测试
YW	有功功率测试
YX	其他机械测试
YY	其他电气测试
YZ	其他物理测试

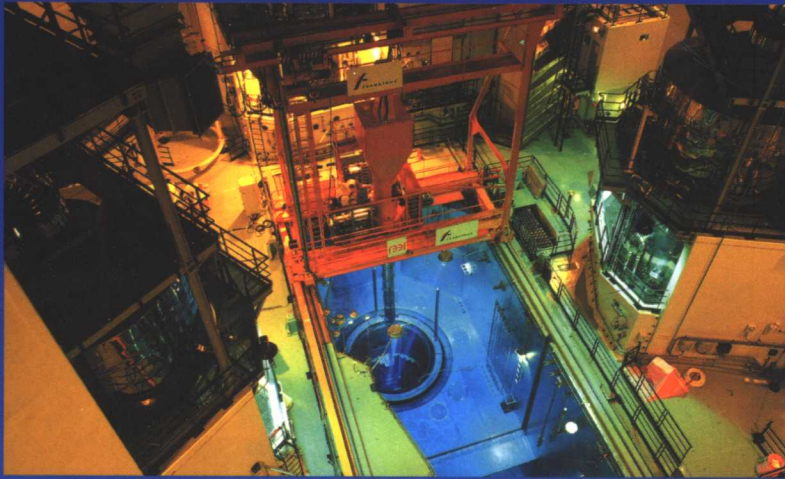
Z	
ZA	
ZB	
ZC	扫描器
ZD	
ZE	分离器
ZF	加热器-再热器
ZG	
ZH	
ZI	消音器
ZJ	
ZK	同步器-连接器
ZL	选择器
ZM	伺服机或油动机
ZN	
ZO	电焊机
ZP	
ZQ	
ZR	干燥器
ZS	出入气闸-设备闸门
ZT	分流器
ZU	
ZV	风机
ZW	
ZX	
ZY	
ZZ	汽水分离器-再热器

《年鉴》各章节供稿人名单

- | | |
|---------|------------------------------------|
| 盖 婕 | (1.1) (1.2) |
| 朱 洁 | (1.3) |
| 郭海静 | (2.1.1) |
| 徐光明 | (2.1.2) (6.1.1) (6.1.2) |
| 曾哲峰、郑成山 | (2.1.3) (3.1.3) |
| 苟 东 | (2.1.4) (2.2.5) |
| 李志军 | (2.1.5) |
| 陈 智 | (2.1.6.1) |
| 聂士杰 | (2.1.6.2) |
| 严海德 | (2.1.7.1) (3.1.7.1) |
| 江 旭 | (2.1.7.2) |
| 段贤稳 | (2.1.8) (3.1.8) |
| 潘 央 | (2.1.9) (2.1.10) (3.1.9) (3.1.10) |
| 汤晓清 | (2.1.11) |
| 梁 薇、黄家权 | (2.1.12) |
| 郭建兵 | (2.2.1) (3.2.1) |
| 尚德宏 | (2.2.2) |
| 龚礼贤 | (2.2.3) (3.2.3) |
| 苏章原 | (2.2.4) (3.2.4) |
| 劳 毅 | (2.2.6) (2.2.7.1) (7.9.1) |
| 陈传令 | (2.2.7.2) (5.7.3.3) |
| 张兄立 | (2.2.7.3) |
| 高柯夫 | (2.2.8) |
| 陈捷飞 | (2.2.9) |
| 胡小民 | (2.3) (3.3) (7.10.1) (7.10.2) |
| 王卫东 | (2.4) (3.4) (7.10.3) (7.10.4) |
| 夏 彤 | (2.5.1) (2.5.3~2.5.5) (3.5) (7.11) |
| 罗慧勇 | (2.5.2) |
| 蒋兴华 | (3.1.1) |
| 黄永建 | (3.1.2) |
| 吴潞华 | (3.1.4) |
| 廉志坤 | (3.1.5) |
| 沈 星 | (3.1.6.1) |
| 江亚丰 | (3.1.6.2) |
| 黎志政 | (3.1.7.2) |

杨新民	(3.1.11)
李 雷、黄家权	(3.1.12)
吴坚军	(3.2.2)
宋世葭	(3.2.5)
汪德伟	(3.2.6) (3.2.7.1) (7.9.2)
赵俊杰	(3.6)
张水华	(4.1.1)
鲁明波	(4.1.2.1)
刘 东	(4.1.2.2)
李 敏	(4.1.2.3)
任世军	(4.1.2.4) (5.4.4)
张宇宏	(4.2.1)
邓 毅、蒋兴华	(4.2.2)
张泰来	(4.2.3)
隆贤良	(4.2.4)
吴天华	(4.2.5)
黎志政	(4.3)
于海峰	(4.4.1) (4.4.2.1) (4.4.3.2)
肖詹东	(4.4.2.2) (4.4.4.1)
姚 刚	(4.4.3.1)
陈建兵	(4.4.5)
李克勤	(4.4.6)
卢文跃	(5.1.1)
陈世均	(5.1.2)
周世梁	(5.1.3)
吕群贤	(5.1.4)
刘 鹏	(5.1.5)
邹先明	(5.1.6) (5.2.2)
闫善君	(5.2.1)
林杰东	(5.2.3)
王成铭	(5.2.4)
杨 帆	(5.2.5)
侯亚林	(5.2.6)
董振军、林 芳、张志明	(5.2.7)
余体伟	(5.3)
方建军	(5.4.1) (5.4.2)
邓才远	(5.4.3)
姜丽丽	(5.4.5)
初志春	(5.4.6)
洪 蔚	(5.5.1) (5.5.2)

- 韩 敏 (5.5.3)
陈克非 (5.6)
曾哲峰 (5.7.1.1) (7.8)
易少群 (5.7.1.2)
吴 锦 (5.7.1.3)
高柯夫 (5.7.1.4)
余 萌 (5.7.1.5)
焦 萍 (5.7.2.1)
苏林森 (5.7.2.2)
秦卫东 (5.7.2.3)
陆秀生 (5.7.2.4)
樊陪都 (5.7.2.5)
梁敬俦 (5.7.2.6)
陈海斌 (5.7.2.7)
苏 虎、龙三强 (5.7.2.8)
张育彬 (5.7.3.1) (5.7.3.2)
武颖颖 (5.7.4)
吴虹霞 (5.8.1) (5.8.2) (5.8.5)
李红军 (5.8.3)
徐功义 (5.8.4)
李 庆 (5.8.6)
王浩宇 (5.9.1)
张丽英 (5.9.2)
曲 红 (5.9.3)
曾晓辉 (5.9.4)
杨新春 (5.9.5)
李 勇 (5.9.6)
徐小花 (5.9.7)
王 崇 (5.10)
邢晓星 (5.11)
步建华 (5.12.1~5.12.3)
张熙军、张凤斌、王佳峰 (5.12.4)
刘泽林 (5.13)
孙 键 (5.14)
王法俊 (6.1.3) (6.1.4)
吕群贤 (6.2)
王周莉 (6.3) (7.1~7.7)
顾晔艺 (7.12)
徐咏梅 (7.13)



GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

ISBN 7-5022-3504-3



9 787502 235048 >

ISBN 7-5022-3504-3 定价:125.00 元