



广东大亚湾核电站

GNPS OPERATION YEARBOOK

生产运行年鉴

2001

廣東大亞灣核電站
生產運行年鑑

GNPS OPERATION YEARBOOK

2001

原子能出版社

书名题字: 王全国

图书在版编目(CIP)数据

广东大亚湾核电站生产运行年鉴. 2001/林贵清主编.

—北京:原子能出版社,2002.12

ISBN 7-5022-2696-6

I.广… II.林… III.大亚湾核电站-2001 年鉴

IV.F426.23-54

中国版本图书馆CIP数据核字(2002)第099079号

©

原子能出版社出版 发行

责任编辑:黄厚坤

装帧设计:李松林 高俊

社址:北京市海淀区阜成路43号 邮政编码:100037

北京朝阳科普印刷厂印刷 新华书店经销

开本:787×1092mm 1/16 印张24.75 插页18 字数659千字

2002年12月北京第1版 2002年12月北京第1次印刷

印数:1-2500

定价:112.00元

编辑委员会

主 编

林贵清

副 主 编

戴庆宇 刘达民 贺 禹

编 委

林贵清 戴庆宇 刘达民 贺 禹 杨昭刚 张善明 张志雄
郭嘉平 高立刚 蔡康元 柯国柱 徐文兵 刘德强 陈德淦
卢长申 刘革新 孙宗闻 刘新枪 强 辉 李晓明 陈 健
姚镜泉 徐 颖 张兆丰 沈 抗 黄常勇 潘银生 廖伟明
谢昌渝 杨茂春 林北京 郭利民 苏圣兵 简益民 周卫红
魏其岩 高 歌 常宝盛 赵 宏 丁震行 顾学言 吴 翎
何文新 邓正平 熊春华 奚芝苓 赵 昔 李志成 张 明

编 辑

姚秋明 王宏新 袁昌红 王宝山 朱 洁 陈海斌

供稿人员 (按姓氏汉语拼音顺序排列)

曹春圣 陈传令 陈 宁 陈世均 陈献武 程 超 初志春 戴忠华
段德洪 樊陪都 方春法 符祥群 高柯夫 顾景智 顾晔艺 关建军
关 蕾 郭海静 郭利民 黄 斌 黄 俊 黄来喜 吉长余 冀天才
姜毅华 焦 萍 景立峰 寇元泽 李红军 李金光 李克勤 李 雷
李琳教 李 敏 李体强 李小川 廖业宏 林树谋 刘革新 刘建新
罗慧勇 罗育智 梅建民 彭炳成 秦运鸿 沈 星 苏学丰 孙海英
孙逸民 覃四海 陶于春 王宝山 王定义 王 凡 王宏斌 王卫东
王永刚 魏其岩 向清华 吴 锦 夏庆生 肖 鹏 肖然东 邢晓星
徐功义 徐万年 徐文浩 杨光辉 杨满芳 杨梦奇 姚 刚 姚 正
易少群 于秀平 虞福祥 查 洁 张朝文 张东果 张 磊 张 宇
张晓峰 张宇宏 赵 宏 赵俊杰 郑成山 周科英 周平原 周卫红
周友谊

前 言

2001年是广东大亚湾核电站投入商业运行的第八年。编写这一年度的生产运行年鉴仍遵循《年鉴》编写要求，这就是积累生产运行经验和信息，使它们得到及时的总结和记录，并对未来的生产运行提出建议、看法和展望。

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、推进核安全文化方面的实践，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。

2001年是广东核电合营有限公司实施《第一个五年发展计划》的第四年，也是广东大亚湾核电站持续取得良好业绩的一年。公司在各方面都取得了可喜的成绩，其经验和做法在本年度《年鉴》有关章节中得到了适当的反映。随着岭澳核电站生产准备工作的深入和调试接产任务的加重，本年度《年鉴》有关岭澳核电站生产准备方面的内容有了较大幅度的增加。其他方面内容的变动在目录中也有反映，这是为了更恰当地反映某些专业范围的内容。本年度《年鉴》继续保留“专文”栏目，把统计数据全部放入第四章中。为了完整地介绍某些技术问题，在某些情况下，在时间跨度上可能会向前或向后延伸，便于读者对问题的了解和理解。

《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。换句话说，《年鉴》各章节包括专题报告，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

抓住机遇、努力拼搏 为创造核电新的辉煌而奋斗

广东核电合营有限公司

总经理



2001年是新世纪的第一年，是广东核电合营有限公司全体员工与全国人民一起努力奋斗、开拓进取的一年。在党中央的正确领导下、在邓小平理论和江泽民总书记“三个代表”重要思想的指导下，全国人民齐心协力、共同奋斗，祖国的各项事业蒸蒸日上。在2001年，电站全体员工和全国人民一起，共同经历了一系列欢欣鼓舞的大事：中国顺利赢得了2008年夏季奥运会的主办权；中国国家足球队取得世界杯决赛出线权，圆了中国人44年的梦；中国于12月11日正式成为世界贸易组织（WTO）成员。

2001年也是公司创造新业绩、实现新突破的一年。在粤港两个电网和各兄弟单位的大力支持与配合下，广东核电合营有限公司继续深化改革，狠抓安全和质量，进一步完善现代企业管理制度。一年来，大亚湾核电站（一核）安全生产和岭澳核电站（二核）移交投产均取得了突出成绩，我们圆满完成了全年的工作任务，顺利实现了五年发展计划确定的年度目标。大亚湾核电站继2000年实现上网电量140亿kW·h的历史性突破后，再接再厉，2001年顺利实现上网电量143.65亿kW·h，再一次刷新了纪录。其中10月份单月上网电量达到14.03亿kW·h，为投产以来最高的月度上网电量。机组能力因子由2000年的87.04%提高至2001年的89.46%，负荷因子由2000年的85.05%提高到2001年的87.02%。公司财务状况继续保持良好，至2001年底已还本付息43.1亿美元，占应还基建贷款的80.9%。公

司获得了“深圳市第四届守法纳税大户”称号。2001年4月29日，全国总工会在北京人民大会堂举行了“五一”国际劳动节大会，我公司被授予中华全国总工会“五一劳动奖状”，成为深圳市唯一获得此殊荣的单位。

这些成绩是我们高度重视安全和质量的结果，是全社会上下关注现场设备和系统运行状况的结果，更是管理创新、不断进取的结果。2001年我们正式明确了现场群堆管理采取委托运行的方式，并签订了群堆管理委托协议，制定了群堆管理方案，这将进一步优化大亚湾核电站和岭澳核电站的资源配置，提高两电站的安全运行水平，推动广东核电事业向集约化和规范化方向发展。

我们继续强化和培养以安全文化为中心的、包括成本文化和质量文化在内的企业文化，“追求卓越”已越来越成为全体员工的价值观，质量意识也逐步为员工所接受，“一次把工作做好”更是现场工作的基本要求。通过有特色的企业文化而凝聚成的团队精神，是我们克服困难、不断前进的强大动力。

2001年公司发展五年计划已经升至第四版，它作为保证公司业绩不断巩固、提高和发展的工具，发挥着越来越明显的作用。新的一版重点突出了在群堆管理下我们面临的新问题和新挑战，同时也指明了新的机遇。不断更新的公司五年计划是我们前进的标志和未来的奋斗蓝图，在它的规划下，我们将有条不紊、脚踏实地地实现我们的目标。

2002年是广东核电发展的至为关键的一年，在这一年我们将面临内部和外部的严峻挑战：2002年是公司第一个五年发展计划的最后一年，我们面临能否实现既定目标的压力；2002年将迎来岭澳核电站1号机组正式投入商业运行和2号机组一系列移交投产重大里程碑，同时1号机组要实现32亿kW·h的上网电量；大亚湾核电站能否继续保持前进的势头，再次创造新的辉煌，实现145亿kW·h上网电量的新记录；新的群堆管理政策在现场实施的第一年能否达到预期的效果等等。

在外部，广东省已经实施电力体制改革，我们已能切切实实感受到厂网分离所带来的影响；西电东送对成本和电价的压力与日剧增；国民经济的稳定发展对电力供应的需求也逐步上升。

面对充满机遇和挑战的2002年，我们必须振奋精神、阔步向前，以饱满的信心和克服一切困难的坚定意志，去争取新的辉煌。为此，我们应做好以下几点：

第一，克服骄傲自满、安于现状的思想，充分认识到广东核电合营有限公司仍然是一个创业型企业，正处于事业的开拓期，任何不思进取和盲目乐观的态度都是不负责任的。

第二，切切实实把“安全第一、质量第一”落实到现场工作中，没有这两方面的基础，我们的所有成绩和目标都无从谈起。

第三，高度重视设备管理，从管理理念、管理手段和监督措施三个方面提高电站设备管理水平，以良好的设备健康状况为电站业绩打下扎实的基础。

第四，重视人才队伍的建设，通过有效的激励手段和灵活的用人机制为员工创造一个能充分发挥才能的工作环境。

2002年将为广东核电的发展掀开新的一页，面对再创辉煌的机遇和前进道路上的重重挑

战，我们坚信在所有以核电事业为己任的优秀员工的努力下，通过公司上下精诚团结，努力拼搏，开拓创新，新的胜利必将属于我们。

万
曝
摄



1
2

- 1 1月31日，李鹏委员
长视察大亚湾工地
- 2 8月13日，法国经济、
财政及工业部部长
Mr.Larent Fabius
采访



万
曝
摄



■ 3 大亚湾核电站十八个月换料项目获国家核安全局批准



■ 4 1月13日，国家计委主任曾培炎视察现场

方
肇
摄



方
肇
摄

5
6
7

- 5 3月9日，美国核管局局长 Jeffrey S.Merrifield 来访
- 6 4月16日，新华社香港分社 姜恩怀社长来访
- 7 大亚湾核电站与 EDF 签订 姊妹电厂 培训协议

方
肇
摄





大亚湾核电站运行处提供



大亚湾核电站运行处提供

8

9

10

8 现场操作监护

9 纵深防御之风险分析

10 SEBIM 安全阀检修



梁汉生摄



梁汉生 摄



梁汉生 摄

11
12
13

- 11 反应堆上部构件吊运
- 12 循环水泵检修
- 13 主蒸汽系统安全阀定期检测

梁汉生 摄





万
福
班

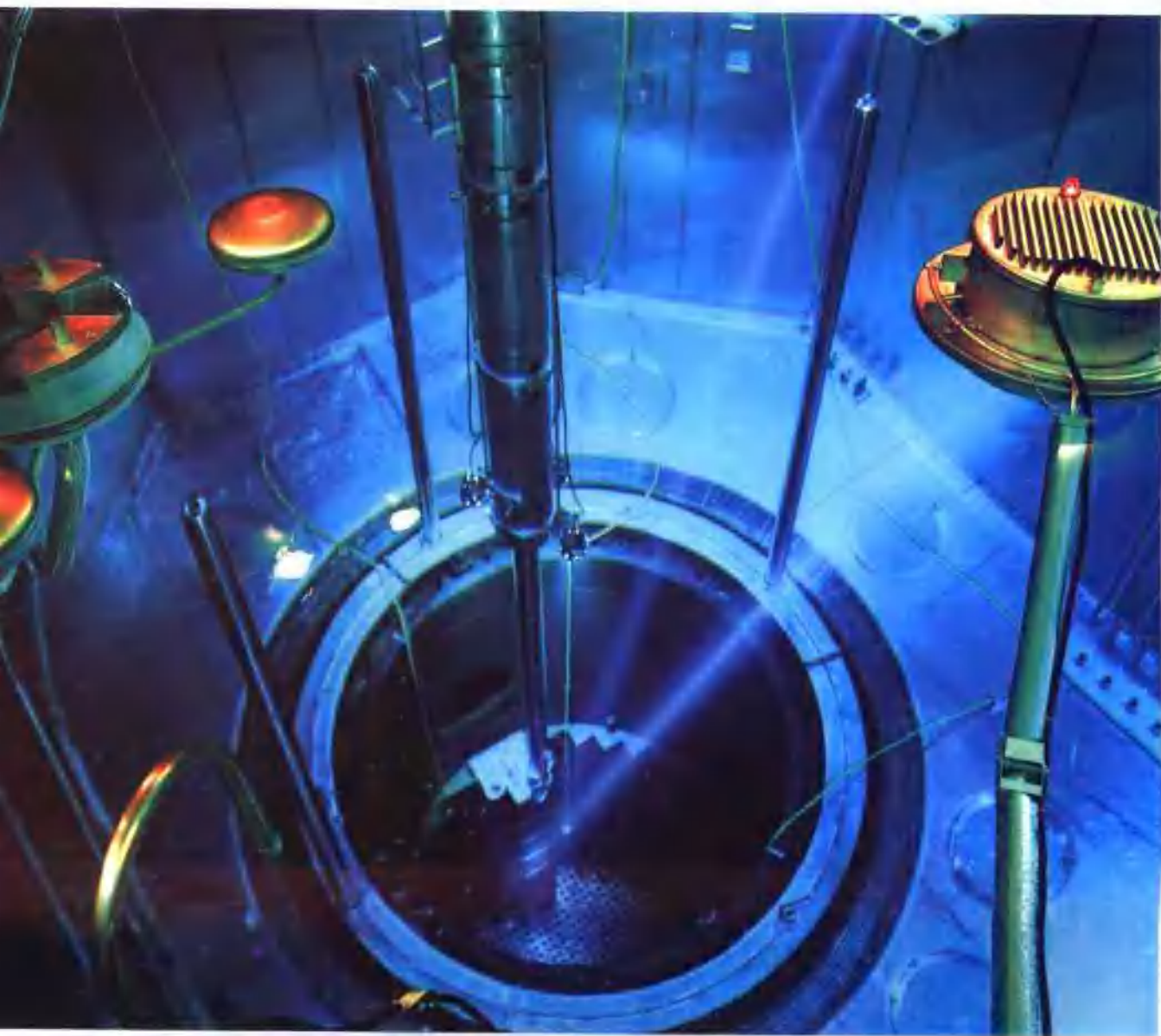
14

5

14 岭澳核电站首炉核燃料运抵现场

15 岭澳核电站首次装料

万福班





方曦摄



方曦摄

16

17

18

- 16 岭澳核电站首次装料前的综合应急演练
- 17 国际原子能机构(AEA)对岭澳核电站进行运行前安全评审(Pre-OSART)
- 18 岭澳核电站首批操纵人员故障考试



万曦摄



梁汉生
摄



梁汉生
摄



19
20
21

19 庆祝“七一”歌咏比赛
20 舞
21 动静之美



梁汉生 摄



万福堤



万福堤

23

24

- 23 蔚蓝海岸线
- 24 营地新景

大亚湾核电站无非计划停堆安全运行 1 000 天

(新闻稿)张善明

2001年1月22日,是大亚湾核电站的一个不平凡的日子。自1998年11月1日以来,大亚湾核电站实现两台机组无非计划自动停堆安全运行1000天。大鹏湾的潮起潮落见证了这1000个不平凡的日子。在这短暂的1000天内,电站全体员工以勇于创新、不断进取、为核电无私奉献的敬业精神,实现了电站安全生产业绩一次又一次的辉煌:

1998年,电站在保证机组安全生产的同时,成功地进行了分部运作。原生产部一分为四,满足了岭澳核电站生产准备和大亚湾核电站安全生产管理提升的需要,为广东核电的发展开创了新局面。

1999年,电站顺利通过了ISO 14001环境管理体系认证,成为中国第一家通过ISO 14001环境管理体系认证的电力企业,成功地塑造了核电环保品牌。电站于1999年经受了多次强热带风暴的洗礼,首次实现了两台机组一个燃料循环不停机不停堆的新纪录。

2000年,电站再接再厉,年上网电量首次突破140亿kW·h,并成功地实施了群堆管理、组织机构调整优化、全厂WANO同行评审,启动三个“十年”重大中长期项目(十年安全审评、十年大修和十年改造)等重大管理举措。安全生产管理水平又上一个新台阶。

总结在这1000天里大亚湾核电站所做出的努力和改进,我们可以发现安全和质量是贯穿其中的最核心因素。安全是核电的生命,没有安全就没有效益,不关注安全,核电就失去了生存的土壤。大亚湾核电站始终将安全作为所有工作的出发点和最重要的决策因素。通过几年的运行实践,安全已在电站由一种工作目标上升为一种管理理念,并最终升华为我们的企业文化核心。通过培训、宣传和沟通等种种方式,努力营造出一种能被员工所接受和理解并作为日常工作准则的安全文化氛围。现在,安全文化已成为大亚湾核电站有机整体不可分割的一部分。

构成安全的基础则是良好的质量保证。大亚湾核电站建立了以业绩为中心的质量保证体系。大亚湾核电站对安全生产的质量管理由内部质量监查和外部质量监查两部分构成。内部质量监查采用三级质量验证管理体系,由行政上独立于生产一线的质保部门负责实施。外部质量监查除了行业主管部门——国家核安全局和国防科工委的定期和随机的外部监查外,还接受国际原子能机构(IAEA)和世界核营运者协会(WANO)的检查评审,实现持续改进。大亚湾核电站的每一个生产环节的过程和结果都得到了全面的质量控制。全员的质量管理、有效的缺陷跟踪体系和量化的质量管理指标,已成为大亚湾核电站的主要质量管理特色之一。“质

量第一”已不是一句口号,它已成为核电员工的基本要求和素养。

大亚湾核电站的第一个安全运行 1 000 天,将作为广东核电的光辉一页永远记载在历史中。年青的大亚湾核电站才刚满 8 周岁,洋溢着朝气和活力。随着中国加入 WTO 和国内电力市场改革,核电面临着前所未有的机遇和压力。电力市场需求稳步增长的同时,“厂网分开、竞价上网”正在逐步推进。运行经验的积累、设备管理的深入和组织结构的优化等都是大亚湾核电站未来的工作重点。惟有不断增强以安全和质量为基础的核心竞争力,大亚湾核电站才能不断实现业绩提升和拥有持续发展的源泉和动力。

承担核安全责任 树良好生产形象

(新闻稿)张志雄

2001年12月8日下午3时,大亚湾核电工地公关中心,岭澳核电有限公司总经理刘锦华郑重地从国家环保总局副局长宋瑞祥手中接过了《岭澳核电站1号机组首次装料批准书》。当日18时33分,岭澳核电站1号机组开始装载第一个核燃料组件;至12月21时41分,157个核燃料组件全部装入反应堆,岭澳核电站1号机组首次装料顺利完成。

在上级部门的领导和支持下,经过工程部、生产线各部门及兄弟单位的共同努力,岭澳核电站圆满地完成了1号机组的首次装料任务,比原计划提前7天实现了这一重大里程碑,标志着岭澳核电站生产线各部门开始承担相应的核安全责任。

岭澳核电站项目1995年4月7日获得国家批准,1997年5月15日主体工程开工。在工程建设者的共同努力下,岭澳核电站历经了土建、安装阶段,接着进行紧张的调试和移交,按计划或提前完成了各大工程里程碑。生产准备与工程建设同时开始,并列进行,先后经历前期策划、全面准备、移交投产三个阶段,按计划进行了组织、人员、程序、执照、维修、物资、技术等方面的准备工作,实现了从无到有、从有到完善的过程。

岭澳核电站在工程建设的各个阶段本着“安全第一、质量第一”的方针,对质量、进度、投资进行了科学有效的控制。根据岭澳核电站技术规范,生产部和工程部联合确定了保证装料核安全的所必须的139个系统。为了确保装料目标的实现,工程部和生产线各部门付出了辛勤的劳动:生产部联络办公室与工程部接口办公室召开TOTO日会,分析解决重点问题;运行处在生产活动日趋繁重、人员非常紧张的情况下,抽出专人全方位、全过程地跟踪每一个系统;调试队的系统负责人在工程部各方的大力支持下,及时解决EESR,TOB,TOM至TOFO过程所发现的现场问题。这一切充分体现了大力协作、努力奋进的大团队精神,保证了将“安全第一、质量第一”的方针落到实处。装料前夕,国家各有关部门对岭澳核电站工程和生产准备的安全和质量情况进行了多次严格认真的审查和现场检查,一致评定岭澳核电站具备了首次装料条件。

1号机组首次装料的成功实施使岭澳核电站朝着商业运行的目标迈进了关键的一步,工作重心开始由工程建设转向生产运行,生产线各部门从后台走向了前台,开始扮演重要角色,承担起相应的核安全责任。

装料后的岭澳核电站就是真正的“有核”电站了,因此必须保证良好的核安全和职业安全,顺利完成首次反应堆临界、并网,最终实现安全、经济、稳定的商业运行。这将对全体生产线人员的巨大挑战。相信有前期准备工作奠定的扎实基础,有在高强度的工作负荷和高标准的

质量要求中形成的敢于攻坚、乐于攻坚的团队作风,有持续改进、追求卓越的精神,有工程部质量创优的慎重承诺,有大亚湾核电站良好的运行实践经验,有生产线各部门的全力支持配合,岭澳核电站必将不辜负社会各界的厚望,履行各项承诺,实现创优目标,树立起良好的生产形象。

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	2
1.3.1	生产线管理层职能	2
1.3.2	生产各部职责与功能	6
1.3.3	电站委员会	7

第二章 生产运行

2.1	电站运行和维修	9
2.1.1	电站运行	9
2.1.1.1	电站运行组织	9
2.1.1.2	机组运行状态	12
2.1.1.3	电网状况及售电情况	17
2.1.1.4	机组性能指标	22
2.1.1.5	运行物理试验	24
2.1.1.6	电站化学	28
2.1.1.7	继电保护	31
2.1.1.8	高电压设备运行维护	32
2.1.1.9	核电站发供电系统可靠性	43
2.1.1.10	仪控系统设备运行及评价	47
2.1.1.11	燃料循环及燃料管理	51
2.1.2	电站维修	57
2.1.2.1	维修工作的组织管理	57
2.1.2.2	维修质量管理	59
2.1.2.3	维修风险管理	60
2.1.2.4	维修工作票执行情况	60
2.1.2.5	预防性维修的有效性评估	63
2.1.3	设备管理	65

2.1.3.1	概述	65
2.1.3.2	以可靠性为中心的维修分析和应用	66
2.1.3.3	设备故障根本原因分析及其应用	67
2.1.3.4	设备状态监督与趋势分析	68
2.1.4	放射性废物排放管理与环境保护	69
2.1.4.1	放射性废气排放与管理	70
2.1.4.2	放射性废液排放与管理	70
2.1.4.3	中低水平放射性固体废物处理	72
2.1.4.4	工业废物处理	76
2.1.4.5	环境监测与评估	77
2.1.4.6	环境保护工作	84
2.1.5	物资消耗	86
2.1.5.1	水库淡水储量及除盐水生产	86
2.1.5.2	化学试剂的使用与评价	87
2.1.5.3	外购电	88
2.1.6	工程及电站改造项目	89
2.1.6.1	电站工程及改造项目管理	89
2.1.6.2	最终验收证书保留项	92
2.1.6.3	不符合项管理	92
2.1.6.4	在役检查和金属监督	94
2.1.6.5	工程文件更新	97
2.1.6.6	岭澳核电站工程委托项目	97
2.1.6.7	新增工程改造项目	98
2.1.7	机组换料大修	100
2.1.7.1	换料大修计划和组织管理	100
2.1.7.2	1号机组第七次换料大修	103
2.1.7.3	2号机组第七次换料大修	110
2.1.7.4	机组第八次大修准备	117
2.1.7.5	大修承包商介绍	119
2.1.8	电站厂房及相关构筑物	121
2.1.8.1	新建厂房	121
2.1.8.2	厂区建筑物/构筑物的维修	122
<hr/>		
2.2	核电站安全	123
2.2.1	核安全	123
2.2.1.1	电站运行事件	123
2.2.1.2	三道屏障完整性	127
2.2.1.3	安全相关设备不可用状态跟踪	129
2.2.1.4	定期试验	133
2.2.1.5	瞬变统计	136

2.2.1.6	安全文化	139
2.2.1.7	执照申请	139
2.2.1.8	国际原子能机构活动	142
2.2.2	工业安全	143
2.2.2.1	工业安全统计	143
2.2.2.2	工业安全管理	144
2.2.3	消防	145
2.2.3.1	火灾事件及火灾未遂事件统计	145
2.2.3.2	消防管理	145
2.2.4	辐射防护	146
2.2.4.1	年度辐射防护总体评价	146
2.2.4.2	辐射防护培训	149
2.2.4.3	运行辐射防护管理	149
2.2.4.4	辐射防护相关技术工作	151
2.2.4.5	大修辐射防护管理	152
2.2.4.6	辐射监测仪表	152
2.2.4.7	个人剂量监测和管理	153
2.2.5	职业健康管理	157
2.2.5.1	职业健康管理机构	157
2.2.5.2	职业健康管理的基本任务和要素	157
2.2.5.3	职业危害的监测和评价	158
2.2.5.4	职业健康监督	162
2.2.5.5	职业健康保健	163
2.2.5.6	职业心理学服务	163
2.2.5.7	职业健康知识的宣传和教育	163
2.2.5.8	异常照射情况下医学干预的准备及 实施	163
2.2.5.9	员工健康档案管理	164
2.2.5.10	卫生防疫	164
2.2.6	电站应急计划与准备	164
2.2.6.1	群堆管理应急计划与准备的统一	164
2.2.6.2	应急响应能力的维持	166
2.2.6.3	LNPS Pre-OSART 评审(应急准备方面)	166
2.2.6.4	场内综合应急演练	166
2.2.7	电站保卫及核材料实体保障	167
2.2.7.1	电站保卫的任务	167
2.2.7.2	保卫工作实绩	167
2.2.7.3	核材料的实体保障	168

2.3	电站管理	169
2.3.1	综合计划调度	169
2.3.1.1	年度发电计划执行情况	169
2.3.1.2	电站栅算管理和控制	170
2.3.2	部门管理计划	174
2.3.3	重要管理活动	176
2.3.3.1	电站管理层工作会议	176
2.3.3.2	干部任免	178
2.3.3.3	职称评定	178
2.3.4	人事管理	178
2.3.4.1	人员配备	178
2.3.4.2	职工学历和职称结构及专家名录	180
2.3.4.3	年龄结构	181
2.3.5	人员培训及授权	182
2.3.5.1	培训管理及有关活动	182
2.3.5.2	各类培训及授权培训完成情况	185
2.3.5.3	其他培训工作	185
2.3.6	电站委员会	187
2.3.6.1	电站核安全委员会	187
2.3.6.2	电站培训委员会	187
2.3.6.3	电站环境与废物管理委员会	188
2.3.6.4	电站质量管理委员会	190
2.3.6.5	电站工程技术委员会	191
2.3.6.6	电站经验反馈委员会	191
2.3.6.7	电站工业安全和辐射防护委员会	192
2.3.6.8	电站信息系统委员会	192
2.3.6.9	电站合理化建议委员会	193
2.3.6.10	电站技术监督委员会	193
2.3.6.11	电站节能小组	193
2.3.7	质量保证	194
2.3.7.1	运行质保大纲的修改	194
2.3.7.2	质量保证体系的执行	194
2.3.7.3	质量保证监查和监督	195
2.3.7.4	质量改进	195
2.3.7.5	电站十年安全审评	196
2.3.7.6	群堆管理的质保活动	197
2.3.7.7	质量意识的培育	197
2.3.7.8	质保大纲实施有效性评价	197
2.3.8	经验反馈	198
2.3.8.1	内部事件经验反馈	198

2.3.8.2	外部事件经验反馈	202
2.3.8.3	对外交流活动及姐妹电站交流	207
2.3.9	备品备件管理	208
2.3.9.1	备品备件采购管理	208
2.3.9.2	仓储管理	209
2.3.10	合同及承包商管理	212
2.3.10.1	合同项目内容概要	212
2.3.10.2	承包商管理	216
2.3.11	电站计量管理	216
2.3.12	管理计算机的应用	218
2.3.12.1	主要生产业绩	218
2.3.12.2	主要管理工作	220
2.3.13	文件档案与资料管理	221
2.3.13.1	工作概述	221
2.3.13.2	完成的主要工作量	224
2.3.13.3	文件、档案、资料库存量	225
2.3.14	电站后勤保障	225
2.3.14.1	后勤保障机构和运作方式	225
2.3.14.2	行政办公设施及其配套系统的管理	226
2.3.14.3	员工交通、住宿和膳食服务	226
2.3.14.4	文体设施和文体活动	227
2.3.14.5	“5S”活动	227

2.4	岭澳核电站生产准备	228
2.4.1	组织准备	228
2.4.2	人员培训	228
2.4.3	程序编写	230
2.4.4	移交与接产	233
2.4.5	运行准备	236
2.4.6	执照申请与安全监督	238
2.4.7	职业安全管理与监督	244
2.4.8	环保与应急“四统一”	245
2.4.9	生产准备预算管理	247
2.4.10	工程建设与生产准备里程碑	248
2.4.11	生产准备统计指标	250

第三章 大事记

3.1	1号机组运行大事记	252
-----	-----------	-----

3.2	2号机组运行大事记	255
3.3	生产管理大事记	258
3.4	重大技术问题	263
3.5	岭澳核电站生产准备大事记	269

第四章 统计指标

4.1	WANO 性能指标	272
4.2	综合经济指标	273
4.3	安全性能指标	274
4.4	生产运行指标	276
4.5	三废排放与环境监测	278
4.6	维修、改进与质量保证	279
4.7	瞬变统计	280
4.8	人力资源与培训管理	281
4.9	物资管理与成本控制	282
4.10	换料大修主要指标	283
4.11	机组停堆解列统计表	284
4.12	机组降负荷统计表	284
4.13	电站运行事件汇总	285
4.14	工业安全和消防统计	293
4.14.1	工业安全事故汇总	293
4.14.2	工业安全未遂事件汇总	293
4.14.3	火灾未遂事件汇总	294

4.15	辐射防护事件汇总	295
4.16	特许申请汇总	298
4.17	改进项目汇总	299

第五章 专题报告

•	大亚湾核电站 18 个月换料工程堆芯设计综述 (傅先刚、沈抗、高立刚)	301
•	大亚湾核电站日常生产项目管理的实践和总结 (柯国柱)	307
•	核电站换料大修与成本管理 (刘新栓)	313
•	以可靠性为中心的维修技术的应用及推广 (李晓明、景建国、陈世均)	318
•	大亚湾核电站贯彻 ALARA 原则的实践 (顾景智)	324
•	岭澳核电站 Pre-OSART (苏圣兵、顾畔艺)	327
•	岭澳核电站首次装料前场内综合应急演练 (林树谋、黄维德)	333
•	岭澳核电站 1 号机组首次装料申请书评审 (李晓学、周如明)	338
	附录一 基本系统名称	346
	附录二 组织机构和相关术语缩写	355
	附录三 计量单位中英对照	361
	附录四 厂房和构筑物——代号和名称	362
	附录五 设备名称代号	368
	《年鉴》 各章节供稿人名单	375

CONTENT

Part I . Organization of GNPJVC and GNPS

1.1	Brief introduction of GNPJVC	1
1.2	Organization of GNPJVC	2
1.3	Organization of GNPS	2
1.3.1	Operation lines' management	2
1.3.2	Departments' duties and function	6
1.3.3	Plant committees	7

Part II . Synthetic report on operational activities

2.1	Operation and maintenance	9
2.1.1	Unit operation	9
2.1.1.1	Operation organization	9
2.1.1.2	Unit operation status	12
2.1.1.3	Relationship with grid and sale	17
2.1.1.4	Unit performance indicators	22
2.1.1.5	Reactor physical tests	24
2.1.1.6	Plant chemistry	28
2.1.1.7	Electrical relay protection	31
2.1.1.8	Operation and maintenance of high voltage equipment	32
2.1.1.9	Reliability of generation and supply systems	43
2.1.1.10	Operation and assessment of I & C equipment	47
2.1.1.11	Fuel cycle and management	51
2.1.2	Maintenance activities	57
2.1.2.1	Maintenance organization	57
2.1.2.2	Maintenance quality management	59
2.1.2.3	Maintenance risk management	60
2.1.2.4	Statistics of maintenance activities	60
2.1.2.5	Evaluation on preventive maintenance programme	63
2.1.3	Equipment management	65
2.1.3.1	Introduction	65
2.1.3.2	Reliability centered maintenance practice	66

2.1.3.3	Root cause analysis	67
2.1.3.4	Equipment parameter and trending monitoring	68
2.1.4	Waste management and environment protection	69
2.1.4.1	Radioactive gaseous waste release	70
2.1.4.2	Radioactive liquid waste release	70
2.1.4.3	Low and median solid radwaste management	72
2.1.4.4	Management of industrial waste	76
2.1.4.5	Environment monitoring and evaluation	77
2.1.4.6	Environment protection	84
2.1.5	Material consumption	86
2.1.5.1	Water storage in the reservoir and demineralized water production	86
2.1.5.2	Consumption of chemicals	87
2.1.5.3	Payment of off-site power supply	88
2.1.6	Engineering and plant modification	89
2.1.6.1	Plant modification management	89
2.1.6.2	Project pending issues	92
2.1.6.3	NCR management	92
2.1.6.4	In-service inspection and metallurgical surveillance	94
2.1.6.5	Engineering file updating	97
2.1.6.6	INPS project	97
2.1.6.7	New engineering modifications	98
2.1.7	Unit outage	100
2.1.7.1	Outage organization	100
2.1.7.2	Seventh refuelling outage of Unit 1	103
2.1.7.3	Seventh refuelling outage of Unit 2	110
2.1.7.4	Preparation for the eighth refuelling outage	117
2.1.7.5	Contracts and subcontractors	119
2.1.8	Plant buildings and annexes	121
2.1.8.1	Building construction	121
2.1.8.2	Building maintenance	122
2.2	Plant safety	123
2.2.1	Nuclear safety	123
2.2.1.1	Licensing operational events	123
2.2.1.2	Integrity surveillance of three barriers	127

2.2.1.3	Inoperability of safety related equipment (Io monitoring)	129
2.2.1.4	Periodic tests	133
2.2.1.5	Transient counting	136
2.2.1.6	Nuclear safety culture indoctrination	139
2.2.1.7	Licensing application	139
2.2.1.8	IAEA activities	142
2.2.2	Industrial safety	143
2.2.2.1	Statistics of industrial safety	143
2.2.2.2	Management system	144
2.2.3	Fire protection	145
2.2.3.1	Statistics of fire protection related events	145
2.2.3.2	Management system	145
2.2.4	Radiation protection	146
2.2.4.1	General assessment	146
2.2.4.2	Training	149
2.2.4.3	Radiation protection during normal operations	149
2.2.4.4	Radiation protection related technical activities	151
2.2.4.5	Radiation protection during refuelling outage	152
2.2.4.6	Radiation protection instrument	152
2.2.4.7	Individual dosage monitoring	153
2.2.5	Occupational medical care	157
2.2.5.1	Organization of occupational health monitoring	157
2.2.5.2	Basic elements of occupational health monitoring	157
2.2.5.3	Monitoring and assessment of occupational effect to health	158
2.2.5.4	Health surveillance of radiation workers	162
2.2.5.5	Occupational health-care	163
2.2.5.6	Occupational psychotherapy service	163
2.2.5.7	Occupational health-care education	163
2.2.5.8	Intervention under abnormal exposure	163
2.2.5.9	Individual health files management	164
2.2.5.10	Epidemic prevention	164

2.2.6	Emergency planning	164
2.2.6.1	GNPS & LNPS integrated emergency plan and preparation	164
2.2.6.2	Maintaining of emergency response capability	166
2.2.6.3	Emergency plan reviewing in LNPS Pre-OSART	166
2.2.6.4	Integrated site emergency exercise	166
2.2.7	Plant security and safeguard	167
2.2.7.1	Security mission	167
2.2.7.2	Achievement of security and safeguard	167
2.2.7.3	Safeguard of nuclear material	168
2.3	Plant management	169
2.3.1	Operation planning	169
2.3.1.1	Electricity production plan and its implementation	169
2.3.1.2	Budget management and control	170
2.3.2	Management improving	174
2.3.3	Important management issues	176
2.3.3.1	Plant management seminars	176
2.3.3.2	Personnel appointments and removals	178
2.3.3.3	Techniques examination	178
2.3.4	Personnel management	178
2.3.4.1	Recruitment and staffing	178
2.3.4.2	Sorting by education and professional rank	180
2.3.4.3	Sorting by age	181
2.3.5	Personnel training and authorization	182
2.3.5.1	Plant training <i>organization and management</i>	182
2.3.5.2	Training process fulfillment	185
2.3.5.3	Other activities	185
2.3.6	Plant committees	187
2.3.6.1	Plant nuclear safety committee (PNSC)	187
2.3.6.2	Plant training committee (PTC)	187
2.3.6.3	Plant environment and waste committee (PEWC)	188
2.3.6.4	Plant quality management committee (PQMC)	190
2.3.6.5	Plant engineering committee (PEC)	191

2.3.6.6	Plant experience feedback committee (PEFC)	191
2.3.6.7	Plant industrial safety and radiation protection committee (PISRC)	192
2.3.6.8	Plant information system committee (PISC)	192
2.3.6.9	Plant good suggestion review committee (PSRC)	193
2.3.6.10	Plant technical surveillance steering committee (PTSSC)	193
2.3.6.11	Plant energy saving group (PESC)	193
2.3.7	Quality assurance	194
2.3.7.1	Quality assurance guideline modification	194
2.3.7.2	Implementation of QA programme	194
2.3.7.3	Audit and surveillance	195
2.3.7.4	Quality improvement	195
2.3.7.5	Ten-year safety reviewing of QA	196
2.3.7.6	Quality assurance under Multi-reactor management	197
2.3.7.7	Indoctrination of quality awareness	197
2.3.7.8	Evaluation on effectiveness of QA programme	197
2.3.8	Experience feedback	198
2.3.8.1	Experiences and lessons learnt from internal events	198
2.3.8.2	Experiences and lessons learnt from external events	202
2.3.8.3	International activities on information exchange and twinning activities	207
2.3.9	Procurement management of spare parts and tools	208
2.3.9.1	Management of procurement	208
2.3.9.2	Analysis of utilization and storage status	209
2.3.10	Management of contracts and contractors	212
2.3.10.1	Contract management	212
2.3.10.2	Contractors management	216
2.3.11	Plant measurement management	216
2.3.12	Utilization of management computers	218

2.3.12.1	Main indicators	218
2.3.12.2	Management improvement actions	220
2.3.13	Documentation and archives	221
2.3.13.1	General	221
2.3.13.2	Main achievement	224
2.3.13.3	Storage volume	225
2.3.14	Plant logistic support activities	225
2.3.14.1	Logistic organization	225
2.3.14.2	Management of office appliances, common-use facilities and equipment	226
2.3.14.3	Staffs living necessities	226
2.3.14.4	Recreation and sports	227
2.3.14.5	“5S” conduction	227
2.4	Operations preparation for LNPS	228
2.4.1	Organization	228
2.4.2	Staff training	228
2.4.3	Procedure writing	230
2.4.4	Project transfer and take-over	233
2.4.5	Operation preparation	236
2.4.6	Licensing preparation and safety monitoring	238
2.4.7	Occupational safety control	244
2.4.8	Unified environment protection and emergency preparedness	245
2.4.9	Budget management for LNPS operation preparation	247
2.4.10	Milestones of construction and operation preparation	248
2.4.11	Performance indicators	250

Part III: Chronicles

3.1	Operation events of Unit 1	252
3.2	Operation events of Unit 2	255
3.3	Major management issues	258
3.4	Major technical issues	263
3.5	Operation preparation events in LNPS	269

Part IV: Statistics and indicators

4.1	WANO performance indicators	272
4.2	Economic indicators	273
4.3	Safety indicators	274

4.4	Operations indicators	276
4.5	Waste release control and environment monitoring	278
4.6	Maintenance, modification and quality assurance	279
4.7	Transient accounting	280
4.8	Human resources and training	281
4.9	Material and cost control	282
4.10	Outage indicators	283
4.11	List of reactor scrams and grid separations	284
4.12	List of load reductions	284
4.13	List of licensing operational events	285
4.14	Industrial safety and fire protection statistics	293
4.14.1	List of industrial accidents	293
4.14.2	List of industrial nearmisses	293
4.14.3	List of fire nearmisses	294
4.15	List of Radiation Protection events	295
4.16	List of waiver requests	298
4.17	List of plant modifications	299

Part V: Invited specific reports

• A summary of core design of 18-month fuel cycles project in GNPS by Fu Xiangang, Shen Kang, Gao Ligang	301
• The innovation of unit daily operation management in GNPS by Ke Guozhu	307
• NPP refueling outage cost analysis by Liu Xinhuan	313
• The application of RCM in GNPS by Li Xiaoming, Jing Jianguo, Chen Shijun	318
• Practices of ALARA implementation in GNPS by Gu Jingzhi	324
• LNPS Pre-OSART by Su Shengbing, Gu Yeyi	327
• LNPS integrated site emergency exercise before first fuel loading by Lin Shumou, Huang Weide	333
• LNPS first fuel loading license application by Li Xiaoxue, Zhou Ruming	338
Appendix 1 Elementary system codification	346
Appendix 2 Acronym	355
Appendix 3 Measurement units	361
Appendix 4 List of buildings and structures	362
Appendix 5 Functional identification of equipment	368
List of drafters of sections in "Yearbook"	375

第一章 公司与电站组织机构

1.1 公司简介

广东核电合营有限公司成立于1985年1月26日,由广东核电投资有限公司与香港核电投资有限公司共同投资组成,负责广东大亚湾核电站的建设和营运。广东大亚湾核电站是我国大陆引进国外资金、先进设备和技术建设的第一座大型商用核电站,拥有两台单机容量为984 MW的压水堆核电机组,年发电能力为130亿kW·h左右。电站总投资40.72亿美元,除4亿美元资本金外,其余均通过中国银行从国外筹措。按照分售电协议,所发电量分送广东和香港地区。广东大亚湾核电站主体工程于1987年8月7日正式开工,1994年2月1日和5月6日两台机组分别投入商业运行,1996年12月17日正式通过国家验收。1997年7月1日,广东大亚湾核电站比合营合同规定提前两年由中方人员接替外籍人员任电站经理。

投产八年多来,在各有关方面的支持和配合下,广东大亚湾核电站保持安全稳定运行,取得了良好的经济效益和社会效益,为广东和香港地区的经济发展和繁荣做出了积极的贡献。2001年,广东大亚湾核电站两台机组继续保持安全运行,圆满完成了年度发电任务,年度累计上网电量达143.65亿kW·h。至2001年12月,电站商业运行累计上网电量达到984亿kW·h,创汇39.4亿美元,上交所得税9.8亿元,基建贷款还本付息比例已达80.9%

1994年,广东大亚湾核电站在由美国权威性的《国际电力》杂志组织的年度世界各国发电站评选中,荣获了1994年度电站大奖,是获奖的五座发电站中唯一的核电站。1999年和2000年,广东大亚湾核电站连续两年荣获“法国电力公司(EDF)核安全挑战赛第一名”的荣誉。2001年4月29日,我公司被授予中华全国总工会“五一劳动奖状”,成为深圳市获得此奖项的惟一单位。多年来,广东核电合营有限公司在资信等级上一直保持在“AAA”级。公司在电站投入商业运行后连续多年获得“全国外商投资双优企业”,数次获得全国外商投资“十大高出口创汇企业”、“十大高营业额企业”和“十大人均高利税企业”殊荣。公司还荣获“全国环保先进企业”和“广东省环境教育基地”称号,于1999年4月顺利通过ISO 14001环境管理体系认证。

2001年,广东核电合营有限公司的群堆管理工作迈出了实质性的步伐:广东核电合营有限公司与岭澳核电有限公司签署了《广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司群堆管理委托协议》,岭澳核电有限公司将岭澳核电站两台机组的运行权全权委托给广东核电合营有

限公司，并制订了《广东大亚湾核电站/岭澳核电站群堆管理方案》，由广东核电合营有限公司负责岭澳核电站在生产准备阶段和商业运行后的安全运行。截至2001年底，岭澳核电站1号机组已装入首炉核燃料，开始系统调试，预计将于2002年投入商业运行。2号机组处于工程建设阶段，预计将于2003年投入商业运行。

1.2 公司组织机构

广东核电合营有限公司实行现代企业管理制度。公司的最高权力机构为董事会，董事会由12名中方董事和5名港方董事组成。

董事会组成：

董 事 长 管云龙（中方）

第一副董事长 包立贤（Andrew Brandler）（港方）

第二副董事长 潘力（中方）

中 方 董 事 管云龙 潘力 刘锡才 林贵清 李忠良 濮继龙 余剑峰 李灼贤
戴庆宇 周小谦 李妙娟 钱福源

港 方 董 事 包立贤 白礼善（Michael Price） 毛嘉达（M. E. Mocatta） 李锐波
谢伯荣

董事会任命林贵清（中方）为总经理、刘达民（港方）为常务副总经理、戴庆宇（中方）为行政副总经理、贺禹（中方）为生产副总经理，组成总经理部。

1.3 电站组织机构

2001年电站的群堆管理模式较2000年有较大的变化。广东核电合营有限公司与岭澳核电有限公司签署了《广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司群堆管理委托协议》，岭澳核电有限公司将岭澳核电站两台机组的运行权全权委托给广东核电合营有限公司，并制订了《广东大亚湾核电站/岭澳核电站群堆管理方案》，由广东核电合营有限公司负责岭澳核电站在生产准备阶段和商业运行后的安全运行。委托管理的群堆模式下的生产线组织机构与去年相比保持不变，仍由大亚湾核电站生产部（生产一部）、岭澳核电站（生产二部）、维修部、技术部和质保部组成。群堆管理组织机构图和生产线各部组织机构图分别见图1.3-1和图1.3-2。

1.3.1 生产线管理层职能

大亚湾核电站生产部

生产部经理 向广东核电合营有限公司总经理部报告工作。承担大亚湾核电站的核安全责任 and 安全生产责任。确保电站在安全、可靠和有效的方式下运行并符合所有可适用的法规、导则、执照许可、技术要求和公司的政策，以及接受有关政府当局的监督。他还负责生产线行政后勤服务协调，负责两个电站的保卫。他由生产部副经理、生产部经理助理和生产部经理顾问协助工作。

生产部副经理 向生产部经理报告工作。经生产部经理授权，可代为履行生产部经理职责。他为电站安全生产直接负责人，负责指挥与安全生产相关的所有事项，为电站与电网之

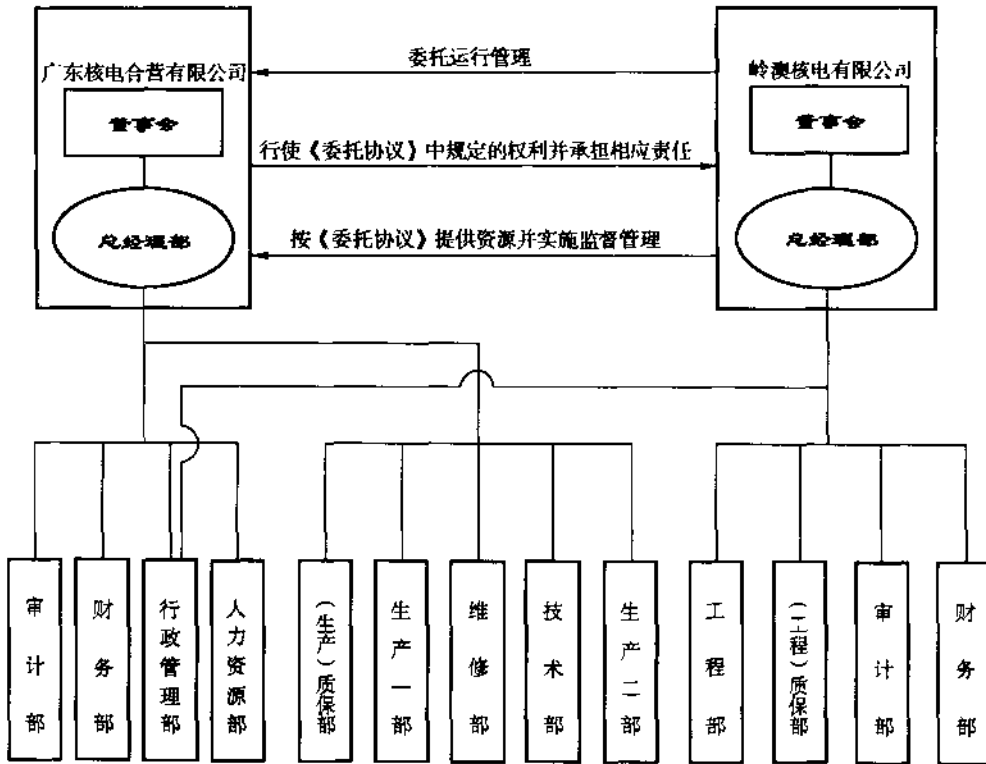


图 1.3-1 群堆管理组织机构图

间的协调人和电站大修协调人。他由运行处和发电规划处协助工作。

生产部安全经理助理 向生产部经理报告工作。负责电站的核安全、工业安全及辐射防护监督工作和环保与应急四统一工作，担任工业安全委员会、经验反馈委员会和环保三废委员会主席。他由核安全与环保处和保健物理处协助工作。

生产部经理助理 向生产部经理报告工作。作为电站党委书记，负责生产线党务管理和员工的思想工作，生产线干部管理和人事协调。负责生产部的培训与行政工作。他由各处协助工作。

生产部经理顾问 向生产部经理报告工作。他协助生产部经理工作，向生产部经理提供支持与建议。

岭澳核电站生产部

生产部经理 向广东核电合营有限公司总经理部报告工作。全面负责岭澳核电站的移交接产工作，接产后，承担电站的核安全责任 and 安全生产责任。他应确保电站在安全、可靠和有效的方式下运行并符合所有可适用的法规、导则、执照许可、技术要求和公司的政策，以及接受有关政府当局的监督。他还负责生产部信息计划工作。他由生产部副经理和生产部经理助理协助工作。

生产部副经理 向生产部经理报告工作。经生产部经理授权，可代为履行生产部经理职责。他为电站移交接产和接产后安全生产直接负责人，负责指挥接产及安全生产相关的所有事项，为电站大修协调人。他由运行处和工程联络办公室协助工作。

生产部安全经理助理 向生产部经理报告工作。负责电站的核安全、工业安全和辐射防

护监督工作。他由核安全与环保处和保健物理处协助工作。

生产部行政经理助理 向生产部经理报告工作。他负责生产部的党务和员工的思想工作，培训与行政工作。他由各处协助工作。

维修部

维修部经理 向广东核电合营有限公司总经理部报告工作。全面负责两个电站四台机组的日常维修和大修的管理工作，通过设备的维修和定期试验，使电站的安全水平保持在其设计要求的状态，并通过优化维修，提高设备的可靠性，提高电站的核安全水平。他由维修部副经理、维修部经理助理和总工程师协助工作。

维修部副经理 向维修部经理报告工作。经维修部经理授权，可代为履行维修部经理职责。维修部设两名副经理。一名负责维修部和技术部所有与岭澳核电站接产工作的协调和岭澳核电站的日常维修工作，负责岭澳核电站维修大纲及维修程序的编写工作。另一名负责大亚湾核电站的日常维修和四台机组大修的组织工作。维修部副经理由各相关职能处协助工作。

维修部经理助理 向维修部经理报告工作。负责维修部党务和员工的思想工作，培训与行政工作。他由各处协助工作。

维修部总工程师 向维修部经理报告工作。他协助维修部经理工作，并就两个电站四台机组的日常维修和大修工作，向维修部经理提供支持与建议。

技术部

技术部经理 向广东核电合营有限公司总经理部报告工作。全面履行生产线各部的技术支持、人员培训、物资管理和设备管理及所涉及的核安全责任，充分利用经验反馈、工程分析、技术研究、技术改造等手段，维持和不断完善两个电站的安全水平。他由技术部副经理、技术部经理助理和总工程师协助工作。

技术部副经理 向技术部经理报告工作，直接负责两个电站的设备管理、技术支持和工程改造。他由设备管理处、工程处、技术支持处协助工作。

技术部经理助理 向技术部经理报告工作，直接负责生产线人员培训和文档资料的管理，负责技术部的党务和员工思想工作，培训和行政工作。他由培训中心和文档资料处协助工作。

技术部总工程师 向技术部经理报告工作。他协助技术部经理工作，并就两个电站四台机组的设备管理、技术支持和工程改造向技术部经理提供支持与建议。

质保部

质保部经理 向广东核电合营有限公司总经理部报告工作。负责两个电站安全运行及维修、技术支持及技术改造活动的质量保证。负责岭澳核电站生产准备期间以及运行期间的质量保证。他由生产质量科、维修质量科、大纲管理科和供应商评估科科长协助工作。

处、科级

生产线各部的处级机构通常按不同的管理或技术专业设置，处级管理层应通过有效地管理充分发挥其职能作用。在各自工作范围内，行使处长在日常管理、人力、财力、物资以及组织机构等方面获得的权限，并承担相应的责任。处长应对本处的工作效率、预算、工业安全、辐射防护、核安全以及质量等方面，向各自的管理经理层负责。

各部处内的科级管理层，是指值长或科长以及负责管理或作为专家（系统工程师和安全技术顾问等）的主任工程师。专家类的工程师的通用管理职能很小，并不构成实际的管理

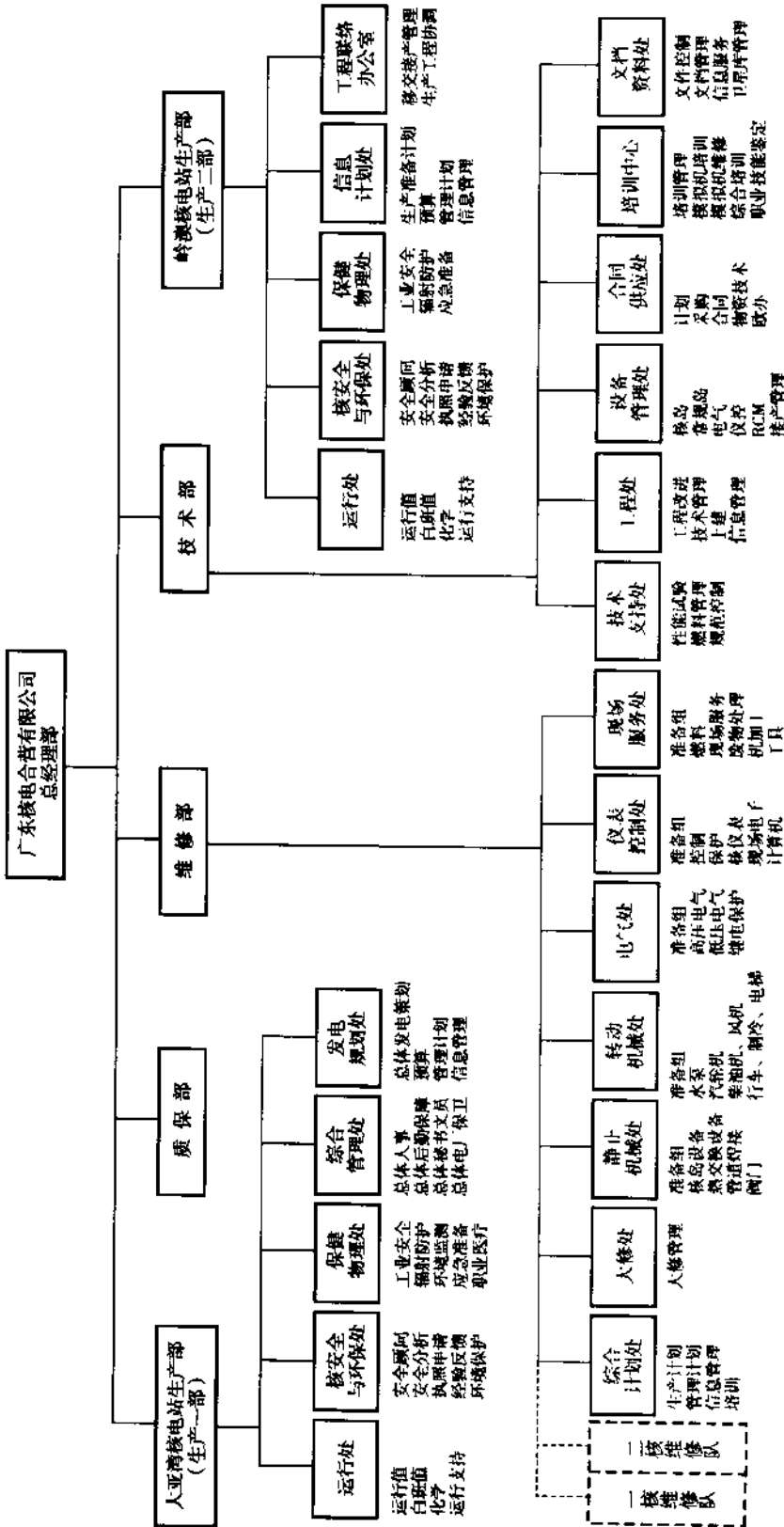


图1.3-2 生产线各部组织机构图

层。之所以把他们也列入科级，只是说明为了保证组织的功能，他们与科级的关系非常紧密。值长或科长的责任和任务由处长在处内确定。

运行值或科级管理层是生产线最基层的管理层。但在人数较多的值或科，根据不同专业，设有班、组一级管理单位，由班、组长负责。班、组长既要履行所在班组的管理职能，同时也作为工作层承担具体工作。班、组长的责任和任务，由科长在科内确定。

1.3.2 生产各部职责与功能

1. 生产各部职责

大亚湾核电站生产部承担大亚湾核电站两台机组的核安全和运行管理责任以及所赋予的公共功能；岭澳核电站生产部承担岭澳核电站生产准备和接产的全面管理以及岭澳核电站两台机组的核安全和运行管理责任；维修部承担两个电站设备的日常维修、大修和岭澳核电站与维修有关的生产准备、接产责任；技术部承担两个电站的技术支持、设备管理、培训、合同与物资管理以及文件档案管理责任；质保部承担两个电站安全运行质量保证和岭澳核电站生产准备质量保证责任。

2. 生产各部功能

(1) 生产一部功能

- 1) 大亚湾核电站两台机组的运行和安全管理；
- 2) 大亚湾核电站放射性废液和废气处理系统的运行管理；
- 3) 大亚湾核电站工业安全和辐射防护管理；
- 4) 大亚湾核电站的经验反馈体系；
- 5) 大亚湾核电站与国家有关部门、国际机构的工作接口。

公用功能有：

- 1) 大亚湾核电工地的环境保护与三废综合管理；
- 2) 大亚湾核电工地的应急计划与准备；
- 3) 生产线职业医疗与健康安全管理；
- 4) 生产线人事、秘书、后勤与保卫管理；
- 5) 四台机组与电网调度之间的联系与协调；
- 6) 生产线生产准备预算控制；
- 7) 生产线管理信息系统。

(2) 生产二部功能

- 1) 岭澳核电站生产准备与接产的全面管理；
- 2) 生产与工程之间协调，与工程部接口；
- 3) 岭澳核电站两台机组的运行与安全管理；
- 4) 岭澳核电站放射性废液和废气处理系统的运行管理；
- 5) 岭澳核电站工业安全、辐射防护管理与厂内应急准备；
- 6) 岭澳核电站生产准备预算控制；
- 7) 岭澳核电站与国家有关部门、国际机构的工作接口。

(3) 维修部功能

- 1) 电站日常生产与大修计划，包括维修、定期试验和其他生产活动；
- 2) 大修的组织与管理；

- 3) 设备的日常维修和换料大修的准备和实施;
- 4) 维修规程的编写、修改和批准;
- 5) 电气、仪表控制设备的定期试验;
- 6) 设备的维修巡视和缺陷的初步分析及处理;
- 7) 现场服务;
- 8) 维修成本控制;
- 9) 维修人员培训的策划;
- 10) 与维修相关的岭澳核电站生产准备、接产和接产后的维修工作。

(4) 技术部功能

1) 设备管理,对电站系统及设备的健康状态进行跟踪和监督,对缺陷和故障进行根本原因分析,确定纠正措施;

2) 维修大纲的编写、优化和批准,以及对现场生产、维修活动提供必要的工程技术支持;

- 3) 确定和实施中长期工程改进项目;
- 4) 电站系统和设备的性能实验、在役检查、技术管理以及技术监督;
- 5) 燃料管理、物理实验及反应堆安全分析;
- 6) 专用工具研究和开发;
- 7) 电站构筑物的管理和维修;
- 8) 人员的培训和授权管理、培训组织实施;
- 9) 合同、采购及物资管理;
- 10) 技术文件和档案管理。

(5) 质保部功能

- 1) 制订质量管理方案;
- 2) 制订、修改运行质保大纲;
- 3) 质保监查和监督;
- 4) 推动各部门的自我评估、评价质保大纲执行有效性;
- 5) 参加供应商的资格评审;
- 6) 提供质保支持和服务。

1.3.3 电站委员会

生产线各委员会是生产线各职能部门行使协调、评估和监督职能的补充组织形式。按部门职责分工,各委员会由分管经理担任该委员会主席。委员会会议上,经理行使双重职能,在主持讨论时行使主席的协调功能,在形成决议时行使行政决策功能。这样不仅提高了行政决策的效率,而且保证了决策的科学性和有效性,使各委员会具有建议、协调、决策的多重职能。

(1) 生产线领导班子 (DTM)

讨论技术和组织机构方面的问题(包括人事管理),其主要功能是确定电站的行动计划、目标、战略和原则;通过召开会议,交流意见,协助各经理决策。

(2) 电站核安全委员会 (PNSC)

核安全委员会是生产机构中的安全审查组织,它的职能是审查核安全相关的活动,以保

证不存在未经审查的安全问题。

(3) 电站培训委员会 (PTC)

该委员会主要负责制定电站培训方面的政策,协调培训需求管理。

(4) 电站质量管理委员会 (PQC)

该委员会主要负责两电站质量体系完整性和有效性的评审,提出持续改进质量的意见;讨论两电站重大质量问题或重复发生的质量缺陷,提出相应的纠正行动计划;推进“管理者自我评估”。

(5) 电站工业安全及辐射防护委员会 (PISRC)

该委员会主要负责贯彻国家、地方和上级主管部门关于安全生产的指标和要求;审评两电站工业安全、辐射防护和职业健康的状态及趋势;决定工业安全、辐射防护和职业健康的改进行动。

(6) 电站工程技术委员会 (PEC)

该委员会主要负责对电站的工程改造活动进行监督和决策,包括讨论改造项目的可行性,决定是否实施和采取何种方案;批准改造项目的可行性研究报告,监督改造活动是否严格按照程序执行,改造记录和文件修改是否完善、及时等。

(7) 电站环境保护与三废管理委员会 (PEWC)

该委员会主要负责协调和推动电站环境保护和废物管理的持续改进;协调放射性流出物的排放控制;讨论和解决环境保护和废物管理的重要事项,制定改进行动计划。

(8) 电站经验反馈委员会 (PEFC)

该委员会主要负责协调和推进电站所有人因事件和设备异常的及时报告;协调和推进事件分析按要求进行;跟踪纠正行动的落实;提高电站经验反馈的有效性。

(9) 电站信息系统委员会 (PISC)

该委员会主要负责规划、统筹生产相关的信息系统建设,促进管理的强化和信息化;跟踪、推进各信息系统项目的开发与实施;协调各项目之间的接口问题;制定电站信息系统政策及实施程序;评估各信息系统的应用效果。

(10) 电站技术监督委员会 (PTSC)

该委员会主要负责建立科学有效的电站金属、电气绝缘、化学、热工仪表、环保、节能等九项技术监督管理系统;贯彻落实行业管理部门有关技术监督的规定和要求,不断提高电站设备健康水平和安全经济运行水平。

(11) 电站节能小组 (PESC)

该委员会主要负责贯彻和落实国家节能政策和方针,优化能源利用、节能降耗;探测、发现能源利用不合理的生产、生活环节,积极采用新技术,推动电站全体员工的节能意识,制订和实施节能方案,有效降低成本。

第二章 生产运行

2.1 电站运行和维修

2.1.1 电站运行

2.1.1.1 电站运行组织

1. 组织机构及其功能

大亚湾核电站生产部运行组织机构是根据生产形势的发展、生产质量管理手册以及相关的行政规程规定而建立和完善的。其任务是通过运行设备系统的连续监督和有效操作，实现机组长期、安全、经济、稳定地运行发电，同时根据广东核电集团发展战略的需要，不断地为核电站的维修、工程技术部门培训有一定运行实践经验的运行人员和具备核反应堆操作执照的授权人员。运行组织机构设置见图 2.1.1.1-1 和图 2.1.1.1-2

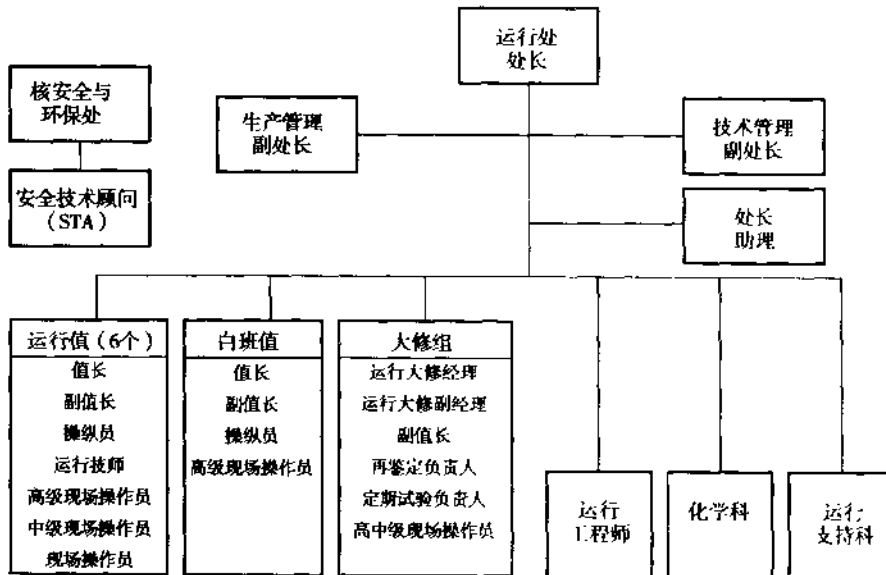


图 2.1.1.1-1 运行组织机构 (STA 离线前)

(1) 运行组织分为生产管理和生产执行两个层次。其中管理层包括处长、副处长、处长助理和各值值长，主要是依据公司的五年发展规划和电站经理部发布的年度管理计划，制定相应的运行管理计划，领导、协调和指挥运行生产和运行员工的核安全文化建设，并与维修、技术支持、质保等其他部门密切配合，确保安全生产和运行水平持续提高。

(2) 运行处共有 6 个运行值参与倒班运行。安全技术顾问 (STA) 离线后，每值由 1 名值长、1 名机组长、2 名副值长、4 名主控制室操纵员、4 名高级现场操作员、4 名中级现场操作员组成最小运行值。

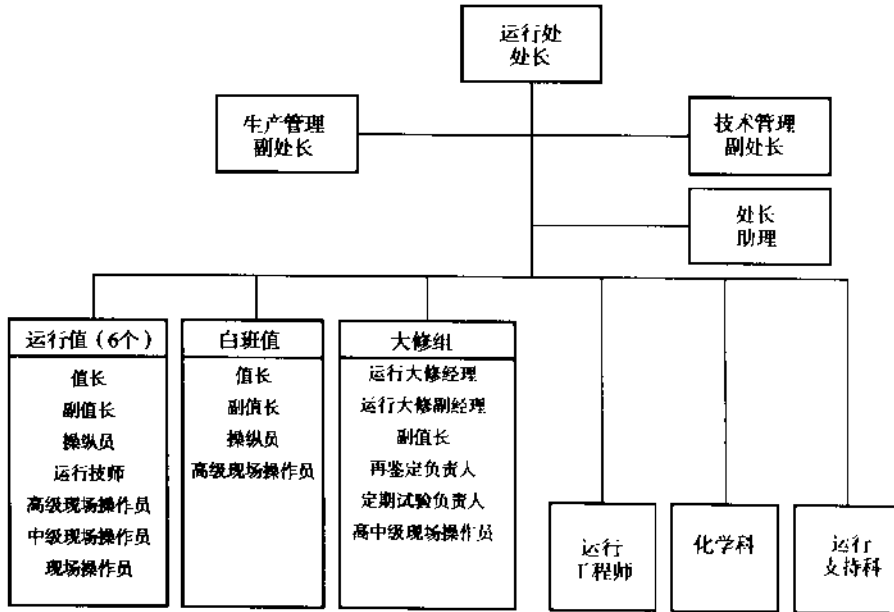


图 2.1.1.1-2 运行组织机构 (STA 离线后)

2001 年 7 月电站的 STA 全部离线，电站在线安全监督的责任全部转移到当班值长的身上，而且在电站应急组织里，值长的角色也由 GOP3 演变为 GOP1，将全面承担起应急状态下机组运行控制的重要责任。电站的计划性日常管理功能转由一个新的岗位——机组长来执行。为了确保值长对反应性控制、堆芯冷却、放射性包容、三废排放等进行有效的控制，原来对机组的运行控制改由机组长承担，同时机组长还要负责组织 and 协调值内人员对机组的正常运行和异常故障的控制处理。

(3) 白班值由 1 名值长、1 名副值长、2 名主控制室操纵员和 1 名高级现场操作员组成，负责日常生产计划的审查和跟踪、维修工作申请包的风险分析与控制、运行支持与文件准备、遗留项跟踪和日常生产的内外协调工作。

(4) 大修组由 1 名运行大修经理、1 名运行大修经理助理、2 名隔离经理、1 名再鉴定负责人、1 名定期试验负责人和 2~4 名中高级现场操作员组成。在大修准备阶段负责各种大修运行文件的准备和大修主线计划中运行活动安排的讨论及确定；在大修实施阶段负责运行大修工作的指挥和协调以及遗留项的跟踪；在大修结束后负责机组设备遗留项的移交和大修运行文件的反馈、修改、升版和经验反馈。

(5) 化学科负责提供电站生产所需的除盐水；进行水化学和放射化学的监督和控制在。

(6) 运行支持科负责运行文件的管理, 保证各类运行文件的完整性和有效性。向运行值提供运行操作文件, 收集各类运行记录并整理归档。运行支持科同时还负责运行处生产物资和行政后勤事务的管理。

(7) 运行工程师负责运行处人员的培训计划的制定、现场人员的培训与考核以及运行经验反馈。

2. 运行管理

2001年由于运行人员向岭澳核电站分流, 使得运行值平均授权人数仅为20人, 各值综合技术水平均有所下降。在发电任务重、人员减少的情况下, 运行处采取了一系列新的运行管理方法, 并取得了良好的运行业绩。

(1) 安全生产方面

1) 运行组织机构优化。2001年5月份运行处向岭澳核电站分流结束后, 运行值的人力资源降到了历史最低点, 运行处对此有针对性地采取了相应措施。一方面加强技术技能培训, 另一方面根据各值人力状况的不同进行人员的合理调配, 充分挖掘现有人员的潜力, 发挥老员工的经验优势, 对新员工进行传帮带, 发扬优势互补作用。同时结合STA离线项目的实施, 对运行值的组织机构和岗位进行调整, 重新测算人力需求, 确定人员编制。

2001年7月2日, 电站正式实施STA离线。值长承担安全、生产双重责任, 以值长为控制中心控制协调电站的安全生产。新设置机组长岗位, 协助值长对机组进行控制和协调。由值长编写《电站生产周报》, 对生产实时过程和控制指标进行及时、准确、细致的描述, 以便于管理层对生产情况进行跟踪和决策。

2) 建立日常生产管理项目组。借鉴法国电站的先进管理经验, 大亚湾核电站成立了日常生产管理项目组, 运行处借助于日常生产管理项目组, 以保证机组安全运行为中心, 对日常生产进行控制和管理。项目管理制度大大优化了电站的工作过程, 在优化风险控制方式、提高风险防范能力、降低过程风险、提高机组健康水平等方面卓见成效。

3) 进行广泛、深入的STAR宣传活动。运行处几年前就开始推行“明星自检”(STAR)制度, 取得了良好的效果。2001年运行处成立了专门的推行STAR活动宣传小组, 强化STAR宣传活动。并根据现场的实际情况, 制订了一系列的改进行动, 如工作前做好充分的风险分析, 工作中严格按照规程操作, 做到各项操作有据可依, 减少人因失误。

(2) 运行大修方面

1) 编写大修运行风险控制导则。为了有效控制大修期间的运行活动风险, 运行处大修组编写了“运行风险控制导则”。该导则以大修里程碑为主线、以工作风险为导向, 描述了历次大修中运行处发生的或与运行处相关的主要事件过程及分析, 运行处大修期间各阶段的主要活动及存在的运行风险和注意事项。该导则的运用在第八次大修中取得了良好的效果。

2) 开展大修服务创优活动。电站第八次大修开始之际, 为提高运行人员服务意识和水平, 促进运行人员与各兄弟单位的交流和沟通, 运行处开展了服务创优活动。该活动对改善运行人员的精神状态、工作作风、语言行为等方面都起到了很大的促进作用。服务创优活动的开展, 得到广大工作负责人的好评, 发挥了主控制室和隔离办的窗口作用, 提高了运行处与外单位接口的工作效率。

3) 开展大修知识竞赛。为了在运行处内创造一个比技术、学管理的文化氛围, 促进运行值的竞争和交流, 激励员工努力提高技术水平和自身素质, 同时检查各值大修培训效果, 提高运行人员对大修规程、经验反馈及相关知识的理解程度和综合运用能力, 运行处在

前组织了运行大修知识竞赛活动，解决了多年来运行处内存在的“大修慢热”问题

(3) 管理创新方面

1) 值长会改革。为充分调动各值参与运行处管理的积极性，达到运行处管理水平上台阶的目的，2001年9月份开始，运行处实行由各值轮流主持值长会，主办者负责在指定议题范围内进行调查分析、拟定解决措施、提交会议讨论的新值长会模式。值长会的改革是提高运行值自我管理意识，培养自我管理能力的有效途径。

2) 实施项目制和招标制。为了在处内形成一个积极竞争的环境，充分发挥各值的聪明才智，让每位员工都来关心处内重大项目的进展，运行处开始试行项目公开招标制和项目管理制度，各项任务都作为业绩和考核内容存档。招标制和项目制推出后，得到了各值的积极响应，2001年运行处已完成的项目主要有 STA 离线、《运行管理》篇的编写、现场巡视本的优化等。

3) 管理巡视改革。按照总经理部的要求，结合国际上通用的检查和评估方法，促进管理干部下现场，达到指导现场工作、控制和监督工作质量的目的，运行处对干部管理巡视计划和内容进行了相应的调整，定期指定管理干部，以管理程序的要求为标准，逐项检查现场工作实际执行情况，据实写出巡视报告，列出需整改的项目，并限期完成。使管理与现场紧密结合起来，将运行处管理的重心移向工作现场。

4) 将激励和考核挂钩。激励和奖惩是现代企业管理不可缺少的重要手段，运行处对电站安全生产有重大贡献的单位和个人进行了表扬，全年共有 8 人次获得生产部及以上奖励，多人得到其他兄弟单位的表扬。充分利用考绩的调控作用，树立先进典型，激励后进员工，改变过去干好干坏一个样的被动局面。运行值考核结果客观地反映了各运行值的技术能力和管理水平，其结果将作为各值评选先进集体的依据。

5) 建立个人实操记录档案。为便于运行处进行运行技术总结，提高运行人员的技术水平，充分发挥个人技术特长，合理利用人力资源，运行处建立个人实操记录档案，对个人重要操作经历进行记录并建立档案，分析运行人员的技术特点，提供相互学习借鉴的机会，并为人才的培养和选拔提供依据。

2.1.1.2 机组运行状态

2001年广东大亚湾核电站1号机组运行状态见图2.1.1.2-1至图2.1.1.2-6

2001年广东大亚湾核电站2号机组运行状态见图2.1.1.2-7至图2.1.1.2-12

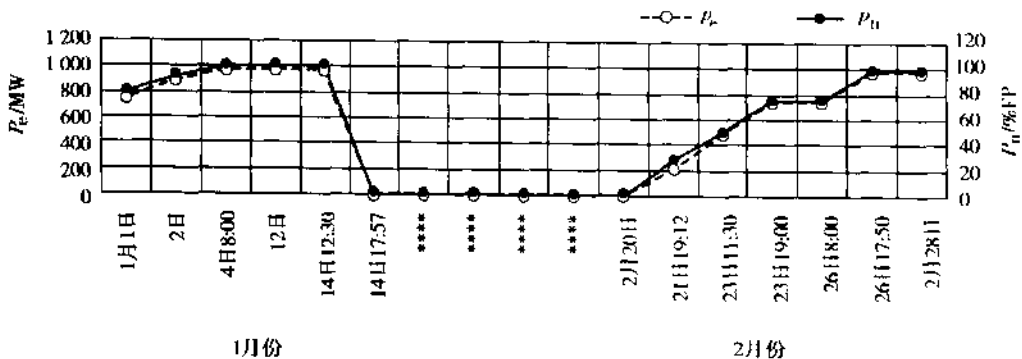


图 2.1.1.2-1 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月2日 机组按计划从760 MW升功率至900 MW。
- (2) 1月4日 8:00按计划升至满功率。
- (3) 1月14日 12:30开始降功率, 17:57解列, 第七次大修正式开始
- (4) 2月21日 大修结束, 19:12并网成功, 机组升功率至215 MW。
- (5) 2月23日 11:30—18:30从215 MW升功率至50% P_n 平台, 19:00—24日1:00继续升功率至745 MW。
- (6) 2月26日 8:00开始提升功率, 17:50升至满功率。

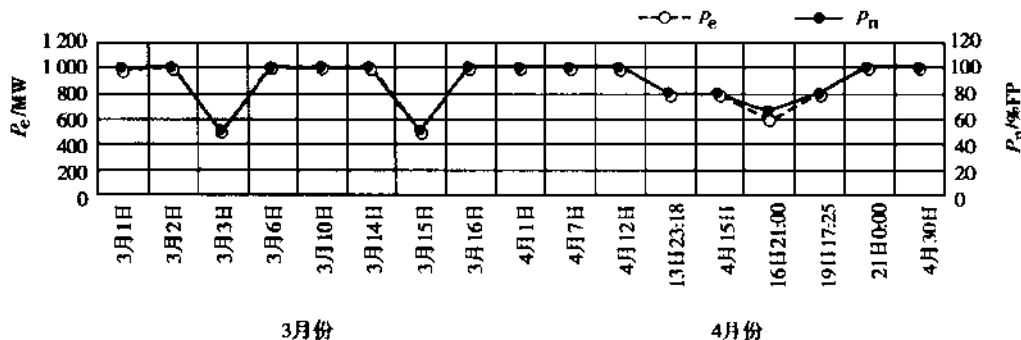


图 2.1.1.2-2 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

- (7) 3月2日 完成 G.K. 参数 (功率量程通道增益参数) 调整, 升功率至996 MW。
- (8) 3月3日 降功率至500 MW, 消除 1CRFO01PO 机械密封泄漏。
- (9) 3月15日 执行 PT1RGL04 速降功率至500 MW 后回升到760 MW, 调整 GST027VN 限位挡块后回升满功率稳定运行。
- (10) 4月13日 23:18 按计划降功率至800 MW。
- (11) 4月16日 21:00 检修 1CRFO01PO 机械密封, 降功率至600 MW。
- (12) 4月19日 17:25 按计划升功率至800 MW。
- (13) 4月21日 0:00 按计划升至满功率。

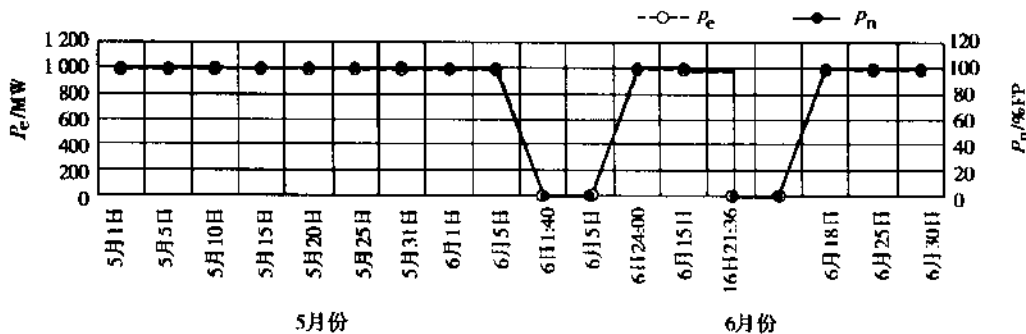


图 2.1.1.2-3 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

- (14) 6月5日 22:30因发电机定子C相出线端CST漏水, 开始降功率, 6月11:40与电网解列进入小修, 6月16日20:22, 机组重新并网, 24:00达到满功率。
- (15) 6月16日 21:36因1RCV419XU2定值漂移, 导致停机停堆, 17日7:00重新并网

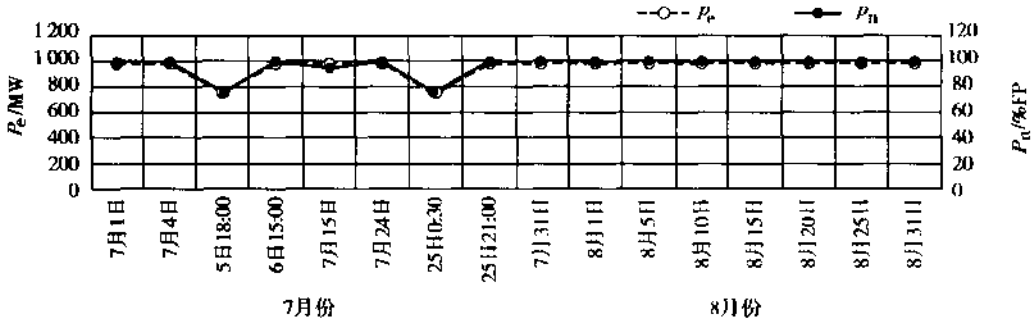


图 2.1.1.2-4 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (7、8 月份)

- (16) 7月5日 18:00 因台风“尤特”影响, 降功率至 760 MW, 6日 15:00 升至 980 MW
- (17) 7月25日 0:30 因台风“玉兔”影响, 降功率至 760 MW, 21:00 升至 980 MW

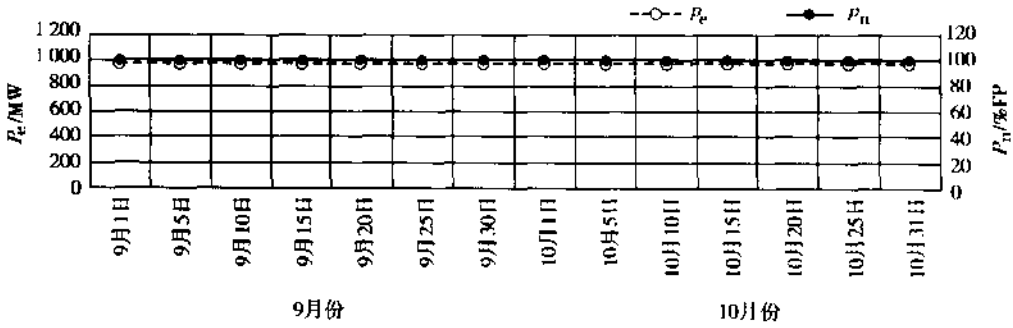


图 2.1.1.2-5 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (9、10 月份)

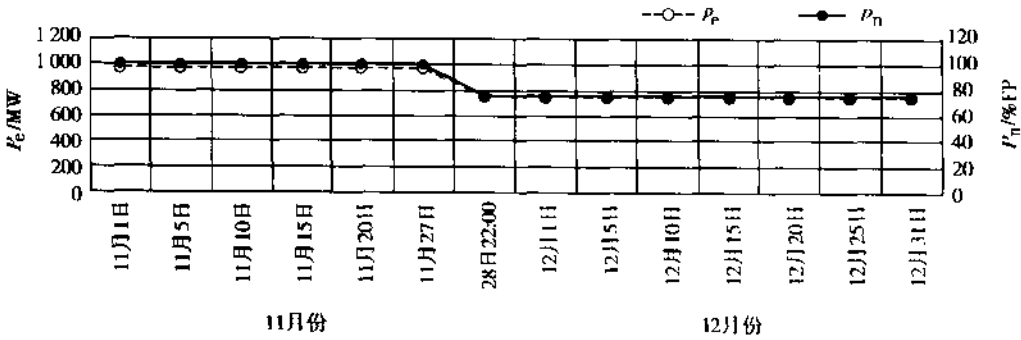


图 2.1.1.2-6 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (11、12 月份)

- 18) 11月28日 22:00 按计划从满功率降至 760 MW 运行

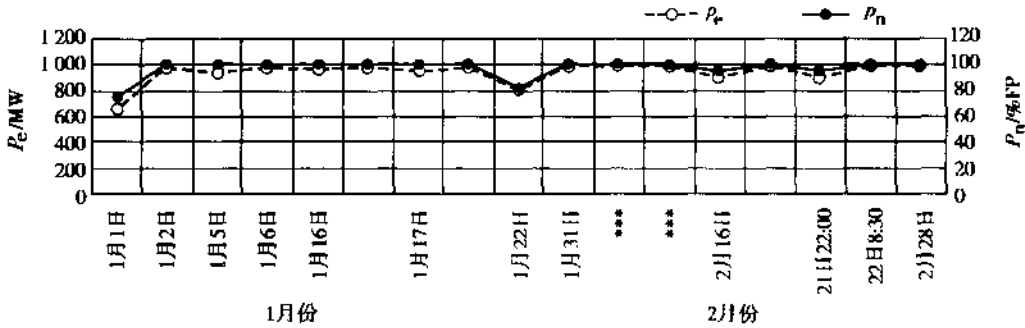


图 2.1.1.2-7 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (1、2 月份)

说明:

- (1) 1 月 2 日 按计划机组以 0.5 MW/min 速率, 从 665 MW 升功率至满功率
- (2) 1 月 5 日 2GFR 第 8 模块更换板件, 期间降功率 43 MW。
- (3) 1 月 6 日 调整 RPN 参数后升功率至 970 MW。
- (4) 1 月 22 日 按计划降功率至 800 MW。
- (5) 1 月 31 日 机组按计划升功率至 986 MW。
- (6) 2 月 16 日 为更换 GSE001VV 阀门模块和处理 2GSS209VV 气源回路减压阀漏气, 机组曾降功率至 900 MW 运行 2 小时。
- (7) 2 月 21 日 按照计划从 987 MW 降功率至 900 MW (22:00~22:40)、22 日 8:30 开始重新升回满功率

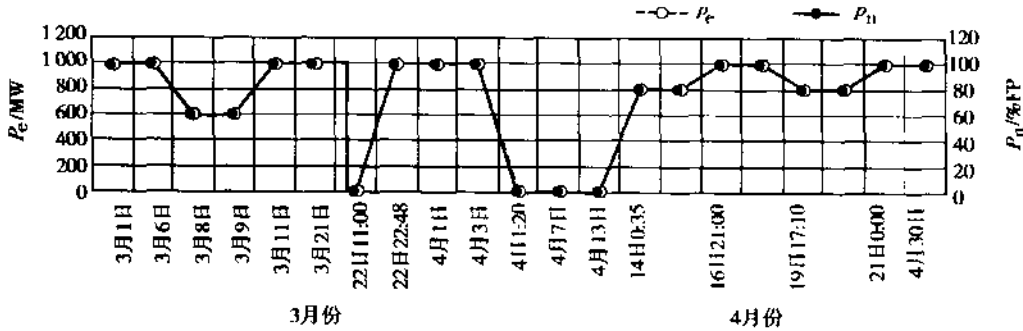


图 2.1.1.2-8 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (3、4 月份)

- (8) 3 月 8 日 降功率至 600 MW 执行 PT2RGL004。
- (9) 3 月 22 日 11:00 反应堆由于瞬间失去 LCA 48 V 直流电源而自动停堆, 18:10 重达临界, 22:48 并网
- (10) 4 月 3 日 22:00 开始降功率, 4 日 1:20 解列小修。
- (11) 4 月 13 日 小修结束, 19:35 并网, 14 日 0:35 升至 800 MW
- (12) 4 月 16 日 21:00 升至满功率。
- (13) 4 月 19 日 17:10 按计划降功率至 800 MW。
- (14) 4 月 21 日 0:00 按计划升至满功率。

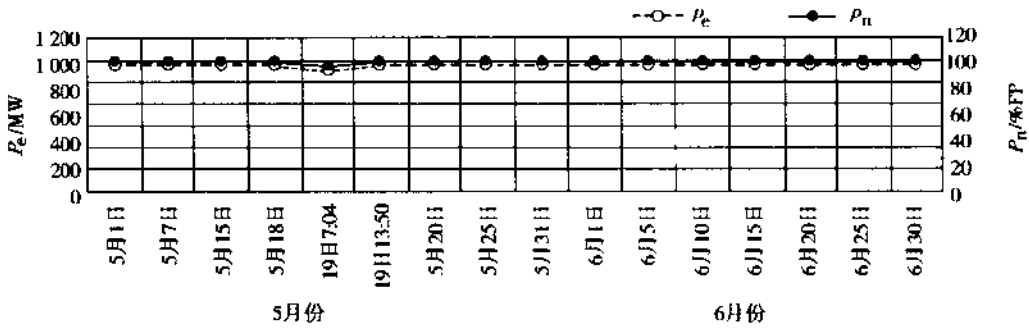


图 2.1.1.2-9 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (5、6 月份)

(15) 5月19日 7:04 因 GRE005VV 故障关闭, 降功率至 950 MW, 13:50 故障处理完毕升至满功率

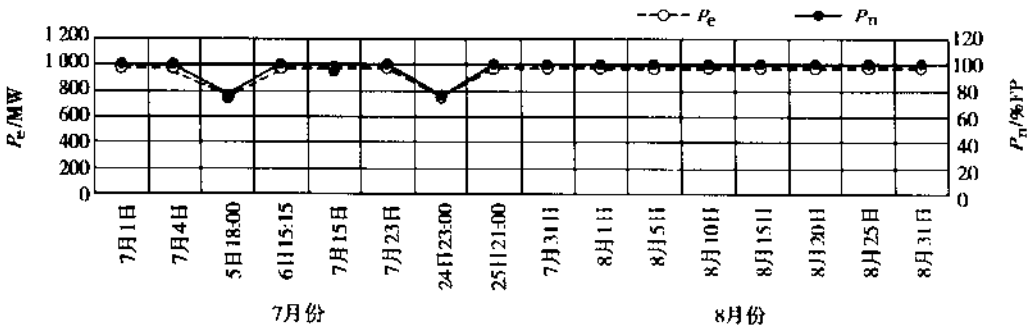


图 2.1.1.2-10 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (7、8 月份)

(16) 7月5日 18:00 因台风“尤特”影响, 降功率至 760 MW, 6日 15:15 升功率至 980 MW

(17) 7月24日 23:00 因台风“玉兔”影响, 降功率至 760 MW, 25日 22:00 升功率至 980 MW

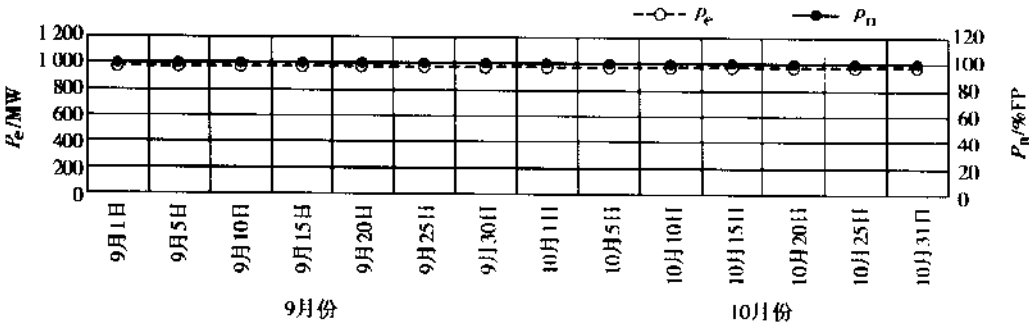


图 2.1.1.2-11 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (9、10 月份)

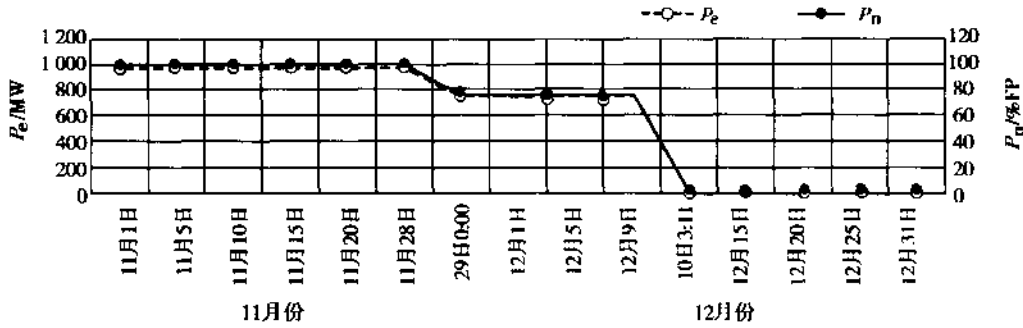


图 2.1.1.2-12 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

(18) 11 月 29 日 0:00 按计划从满功率降至 760 MW 运行。

(19) 12 月 10 日 3:11 机组按计划解列, 开始大修。

2.1.1.3 电网状况及售电情况

1. 广东电网运行状况和生产情况

2001 年是广东电力系统获得巨大成功的一年。在电网结构相对薄弱, 为配合基建投产和线路改造施工的线路停运增加, 而电网负荷增长较快的情况下, 通过运行方式的优化安排和调度人员的合理调度, 2001 年广东电网基本保持安全稳定运行, 没有发生因调度原因导致的安全事故, 电网安全运行记录已达 2 208 天。2001 年的生产情况如下:

1) 2001 年电力生产主要指标情况见下表 2.1.1.3-1。

表 2.1.1.3-1 广东省 2001 年电力生产主要指标情况

指 标	2001 年	2001 年比 2000 年增长	2000 年
全省社会用电量 / (亿 kW·h)	1454.69	9%	1334.58
统调发购电量 / (亿 kW·h)	914.89	7.83%	848.42
日均发购电量 / (亿 kW·h)	2.51	8.13%	2.32
日最大发购电量 / (亿 kW·h)	3.50	12%	3.12
最大日负荷 / MW	17288	12.70%	15340
最大日峰谷差 / MW	8740	18.59%	7370

上述数据说明, 伴随广东经济的持续高速发展, 2001 年广东社会用电量及发购电量均有较大幅度的增长, 广东电力需求持续增加。最大日负荷和最大日峰谷差均有较大增长, 主要原因为商用及民用负荷的增加。

2) 广东省发购电量情况见下表 2.1.1.3-2。

表 2.1.1.3-2 广东省 2001 年发购电量情况

亿 kW·h

类别	2001 年	比 2000 年增长
统调火电	699.30	3.47%
统调水电	35.46	39.46%
蓄能	21.50	-17.67%
购西电	115.03	56.88%
购港电	9.09	77.21%
购核电	43.09	1.06%
统调总发购电量	914.89	7.83%

由上表可见, 2001 年广东购西电为 115.03 亿 kW·h, 比 2000 年增加 56.88%, 完成计划的 100.02%。多购西电是广东省政府确定的必须执行的任务。天广直流 1、II 回路投运为多购西电提供了必要技术条件, 目前天广交直流线路的输送容量为 3 000 MW。2001 年, 广东购港电也有较大幅度增长, 2001 年购港电为 9.08 亿 kW·h, 比 2000 年增加 77.21%。购港电的增加是由于 500 kV 主网向深圳、东莞地区输送的容量限制, 满足不了深圳、东莞地区不断增加的供电需求。

3) 基建投产及电网结构。2001 年广东电网基建投产情况见表 2.1.1.3-3。

2001 年, 随着新设备投产的增加和改造项目的实施, 广东电网和电源结构得到了进一步加强。其中, 500 kV 曲北线的投运将大大加强韶关电网与主网的联系, 韶关电网的送电能力和安全水平得到较大提高。500 kV 东莞 3 号主变压器的投运可增加主网向深圳、东莞地区的供电能力。这在一定程度上减轻了沙角联络变压器、深圳站主变压器的压力, 但由于 220 kV 线路输电容量没有明显增加, 因此只是改善并没有完全解决主网向深圳、东莞地区的输送能力。截至 2001 年底, 广东电网统调装机容量为 18 420 MW, 500 kV 变电站 10 座, 主变压器台数 20 台, 变电容量 15 000 MVA。500 kV 厂站共 14 座, 500 kV 线路 18 条, 长度为 1 821.5 km; 220 kV 变电站 121 座, 主变压器台数 242 座, 变电容量 36 593 MVA, 220 kV 线路 275 条, 长度为 8 213.35 km。广东 500 kV 主干网系统见图 2.1.1.3-1

表 2.1.1.3-3 2001 年广东电网基建投产情况

设备	数量	备注
发电机组	4 台共 1 220 MW	珠海 1 号机组、韶关 10 号机组、云浮 3 号机组、瑞明 4 号机组
500 kV 线路	3 条 365.32 km	曲北线、岭东甲乙线
500 kV 主变压器	1 台 750 MVA	东莞 3 号主变压器
220 kV 线路	31 条 302.83 km	
220 kV 主变压器	23 台共 3 780 MVA	

4) 负荷水平及安全运行情况。2001 年, 广东经济和电力均有较大幅度的增长。全省发购电量为 1 560.31 亿 kW·h, 比 2000 年增长了 8.45%, 全社会用电量为 1 454.69 亿 kW·h, 比 2000 年增长了 9.00%。2001 年, 在地方小火电顶峰发电和油价平稳, 地方小电源发电较多以及降雨平稳, 小水电多发等多种有利条件下, 广东电网统调负荷增长仍然比较迅速, 负

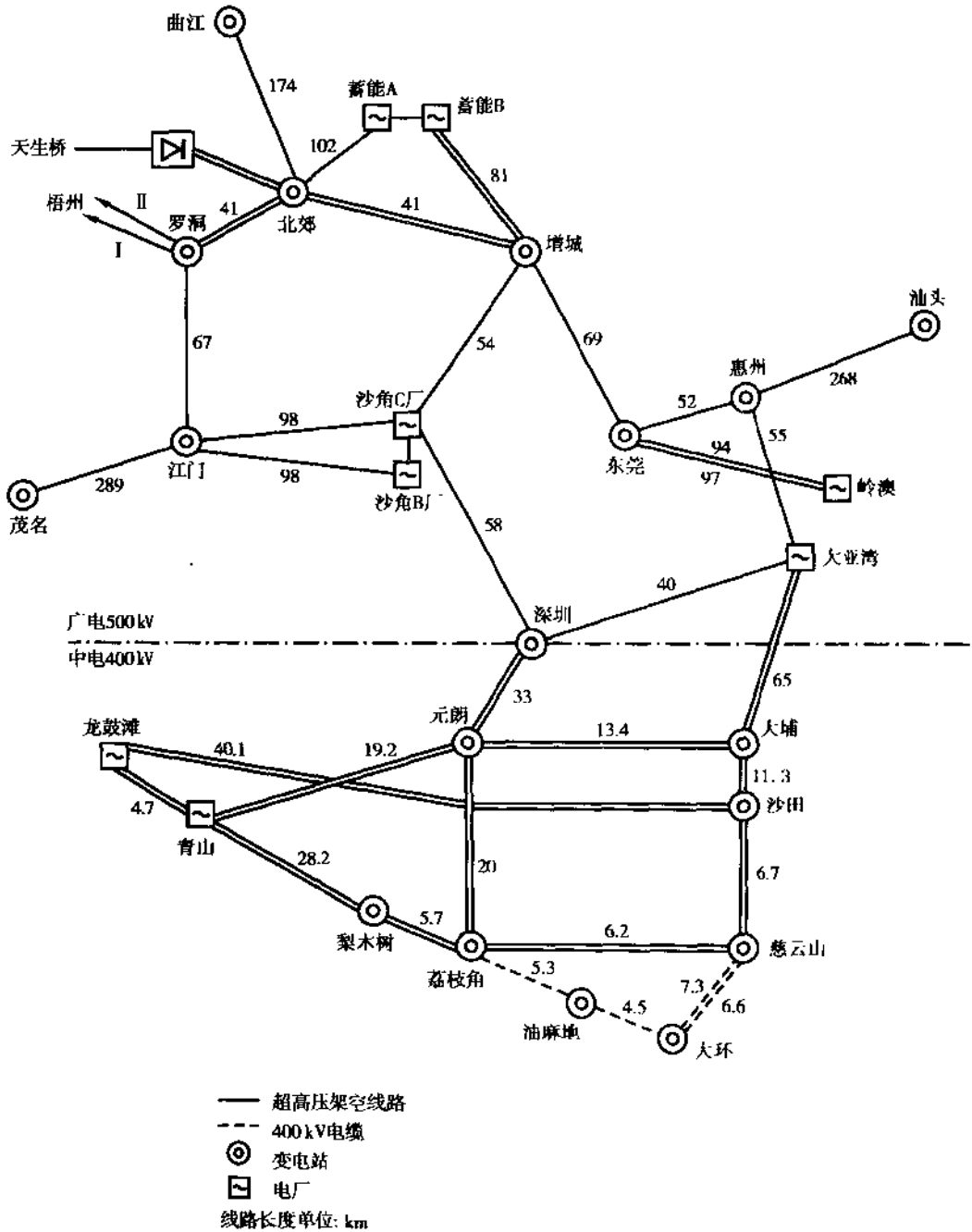


图 2.1.1.3-1 广东 500 kV/香港 400 kV 主干网结构示意图

荷增加主要集中在广州、东莞和深圳地区。广东电网统调负荷自 6 月 22 日达到 2000 年最高负荷水平后，8 月 7 日，创下 16 053 MW 的历史新高，8 月 23 日突破 17 000 MW，达到 17 198 MW，8 月 24 日，达到全年最高的 17 288 MW，比 2000 年增长 12.63%。在电网结构相对薄弱问题依然突出的情况下，系统主设备运行不稳定给电网带来了较大困难。沙角 C 电厂 2 号主变压器高压套管击穿导致主变压器内部故障、珠海 2 号机组变压器高压侧 GIS 刀闸击穿短路、妈湾 1 号主变压器 2201 进线 GIS 击穿短路、江门 1 号主变压器 B 相损坏、沙角 B

电厂1号联络变压器220kV侧C相电缆头故障及惠州站2号主变压器套管漏油等主设备的非计划停运,造成部分相关线路和联络变压器过载或重载运行,给电网的安全运行造成一定的威胁。过载或重载的设备主要集中在东莞、深圳地区,如果该地区的输变电设备发生故障,将不可避免导致拉闸限电的情况。另外,2001年西电东送联网线路共发生四次故障,导致系统频率最低下降到49.44 Hz,对电网稳定产生重大影响。

2. 存在问题

1) 深圳东莞电网瓶颈依然存在,主网向该地区的输电能力受到制约。东莞和深圳是电网的负荷中心,其供电负荷约占全省电网的三分之一,因此保证东莞和深圳电网安全渡夏一直是电网安全运行的关键和工作重点。2001年,东莞、深圳两市用电负荷共6000 MW,达到主网向两地区供电能力的极限。由于电网结构的限制,为避免设备过载运行,上半年深圳轮停线路398条次,负荷1240 MW,东莞380条次,负荷1190 MW。虽然有关部门已加强了这两地的电网建设,但由于负荷增长太快,这种严峻情况在一段时间内仍将继续存在。

2) 丰水期水电、火电争通道问题依然存在。丰水期让小水电多发是广东省政府扶持小水电,支持山区建设的政策。粤北小水电相对密集且多是径流式,因此在丰水期小水电多发的情况下,由于受粤北南送线路稳定断面的限制,韶关火电厂不得不停运部分机组为小水电让出输送通道。另外,梅州地区的小水电,与梅县厂、长潭厂、青溪厂也存在输出功率争通道的问题。

3) 系统峰谷差大,调峰更加困难。随着第三产业的发展和生活水平的提高,电力需求持续增长,但用电负荷的特点造成系统峰谷差逐年增大,系统调峰更加困难。2001年系统最大日峰谷差达到8740 MW(出现在7月份),与2000年相比增长18.59%,见图2.1.1.3-2。为此,电网采取了多种措施解决这一突出问题,例如改进安全稳定控制系统以提高抽水蓄能的调峰能力,增购港电以提高调峰能力;推行节假日轮停调峰,两班制运行制度;严格要求小火电发电指标用在顶峰时期以及在部分地区实行峰谷电价以达到削峰填谷的目的。但在目前电力供应紧张的情况下,调峰困难的局面仍将持续一段时间。

3. 电力体制改革

在广东经济和电力发展取得较大成绩的情况下,在广东省经贸委的领导和组织实施下,广东电力体制改革也取得具有里程碑意义的进展。2001年6月,省政府批复《广东省电力体制政企分开、厂网分开改革实施方案》。2001年8月8日,原广东电力集团公司拆分为广电集团公司(电网公司)和粤电资产经营公司(发电公司),广东在全国率先完成厂网分开的改革工作。2002年2月28日,广电集团公司深圳供电分公司挂牌,标志着市县电力体制改革进行实施阶段。2002年3月18日,《广东省电力市场发电合约竞价规则》(试行)颁布,“竞价上网”进入实质性逐步实施阶段。

4. 香港电网运行情况

2001年,香港中电电网没有新投产机组和线路,装机容量没有变化,仍为8263 MW,中电400 kV主干网结构没有变化,参见图2.1.1.3-1。2001年香港中电总发购电量为296.79亿kW·h,比2000年增加3.27%。2001年中电系统最高日负荷为7062 MW,比2000年增加3.42%,增加的主要原因是,在高峰时段,广东购中电电力有较大幅度的增长。

5. 核电运行及售电情况

核电机组是电网中的主力机组,根据核电机组的运行特点及与电网达成的一致,核电机组带基本负荷运行。2001年,核电两台机组共发生两次非计划停机停堆事件、两次停机检修事件。其中:

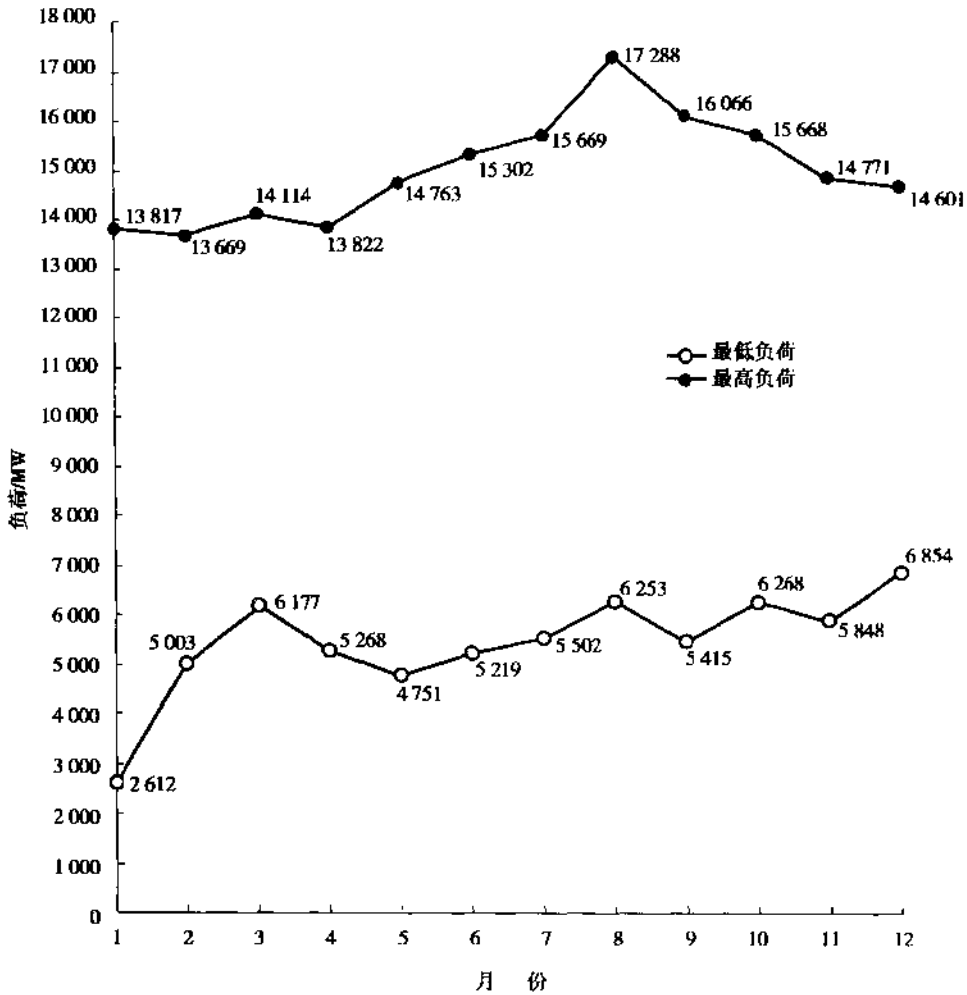


图 2.1.1.3-2 2001 年广东电网月峰谷负荷曲线

3月22日，由于运行人员误操作造成 LCA 母线失电，导致 2 号机组非计划停机停堆；

4月4日—4月13日，2号机组停机检修发电机后端密封瓦；

6月6日—6月8日，1号机组停运进行发电机定子 C 相出线端水电接头漏水处理；

6月16日，1号主泵轴封泄漏流量继电器定值大幅度下漂造成主泵自动停运，机组停机停堆。

在上半年机组运行不稳，发生多次停机事件的情况下，大亚湾核电站两台机组下半年保持高效运行，除台风减载外，两台机组均保持满功率运行，一直到 11 月底由于上网电量限制而降功率运行。2001 年，核电两台机组分别于 1 月 14 日和 12 月 10 日开始进行第七次和第八次大修。2001 年两台机组大修时间共计 60 天。

2001 年，电网负荷长期保持较高水平。在电网支持下，核电实际完成上网电量 143.65 亿 kW·h，比 2000 年增加 3.0 亿 kW·h，创商运以来的最高记录。在广东—香港电网负荷保持较高水平的情况下，特别是在 7—11 月电网高负荷时期，核电机组保持连续安全稳定运行，为缓解电网供电压力，促进粤港两地经济发展和维持居民良好生活条件作出了贡献。详细售电情况见表 2.1.1.3-4。

表 2.1.1.3-4 2001 年核电发电、售电一览表

MW·h

月份	发电量		上网 电量	售电量		售电比例/%	
	1号机组	2号机组		中电	广电	中电	广电
1月	308 602.00	672 705.00	935 900.80	444 553.00	491 347.80	47.50	52.50
2月	111 188.00	655 932.00	725 806.80	374 516.20	351 290.60	51.60	48.40
3月	726 768.00	714 218.00	1 384 508.10	753 172.60	631 335.50	54.40	45.60
4月	658 583.00	455 004.00	1 061 472.90	577 441.40	484 031.50	54.40	45.60
5月	726 592.00	728 103.00	1 397 178.60	980 175.10	417 003.50	70.15	29.85
6月	647 915.00	703 438.00	1 295 089.80	1 139 679.20	155 410.60	88.00	12.00
7月	718 281.00	722 028.00	1 381 986.60	1 216 148.00	165 838.60	88.00	12.00
8月	723 109.00	727 022.00	1 391 481.30	1 224 503.70	166 977.60	88.00	12.00
9月	704 614.00	705 682.00	1 354 115.10	1 191 621.30	162 493.80	88.00	12.00
10月	729 293.00	730 497.00	1 403 433.30	966 483.90	436 949.40	68.87	31.13
11月	697 566.00	698 898.00	1 343 538.90	730 885.20	612 653.70	54.40	45.60
12月	567 132.00	167 205.90	690 305.40	456 192.90	234 112.50	66.09	33.91
合计	7 319 643.00	7 680 732.90	14 364 817.60	10 055 372.50	4 309 445.10	70.00	30.00

2.1.1.4 机组性能指标

由于大亚湾核电站的核电技术基本上由法国引进,在进行统计工作时所选用的指标与法国同类电站相似,结合本电站和我国的实际情况以及国际交流需要进行了一些修改。大亚湾核电站主要的机组性能指标有:

机组能力因子 K_d : 在一定时间间隔内机组可以产生的毛能量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比,此比值永远不会超过 100%,即 $K_d \leq 100\%$ 。

机组计划能力损失因子 K_{ip} : 在一定时间间隔内机组由于计划造成的毛不可用能量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比。

机组非计划能力损失因子 K_{imp} : 在一定时间间隔内机组由于非计划的原因造成的毛不可用能量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比。

机组负荷因子 K_s : 此为国际通用的性能指标,它是机组在一定时间间隔内实际所发的毛电量与同期机组在设计的标准环境温度下所具有的最大连续毛功率所产生的电能之比。

机组时间利用率 K_{th} : 在一段时间间隔内机组与电网并网的总小时数与同期日历小时数之比。

大亚湾核电站两台机组在 2000 年取得良好业绩的基础上,2001 年在克服了上半年的不利局面后,电站全年上网电量又创历史新纪录,达到 143.648 亿 kW·h,且各项指标保持在较高水平。2001 年,1 号机组总的毛发电量为 7 319 643 MW·h,机组能力因子 K_d 为 88.02%,非计划能力损失因子 K_{imp} 为 1.18%,负荷因子 K_s 为 84.92%;2 号机组总的毛发电量为 7 680 732.9 MW·h,机组能力因子 K_d 为 90.89%,非计划能力损失因子 K_{imp} 为 2.91%,负荷因子 K_s 为 89.11%。虽然 2001 年全厂的非计划能力损失因子达 2.045%,高于去年,但由于大修工期缩短,所以全厂的能力因子仍达到了 89.455%,已超过 2001 年同行业世界中间水

平 (85.5%)，接近世界先进水平 (90.3%)。

图 2.1.1.4-1 和图 2.1.1.4-2 分别反映两台机组的能力因子 K_d 、计划能力损失因子 K_{ip} 、非计划能力损失因子 K_{imp} 在一年时间里的变化情况，是机组可用性的定量反映

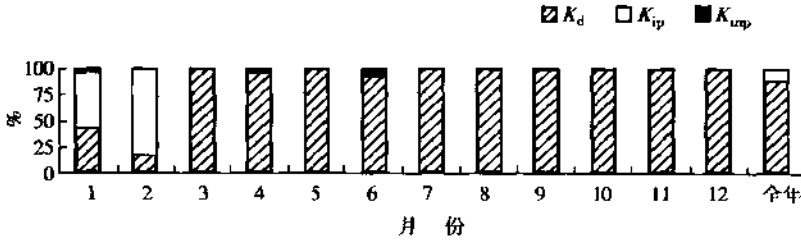


图 2.1.1.4-1 1号机组性能指标： K_d 、 K_{ip} 、 K_{imp}

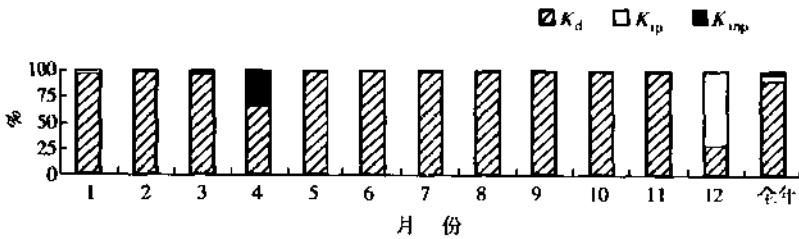
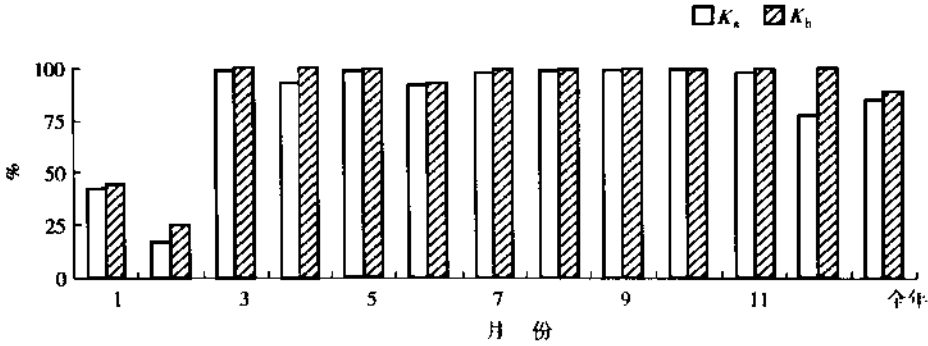
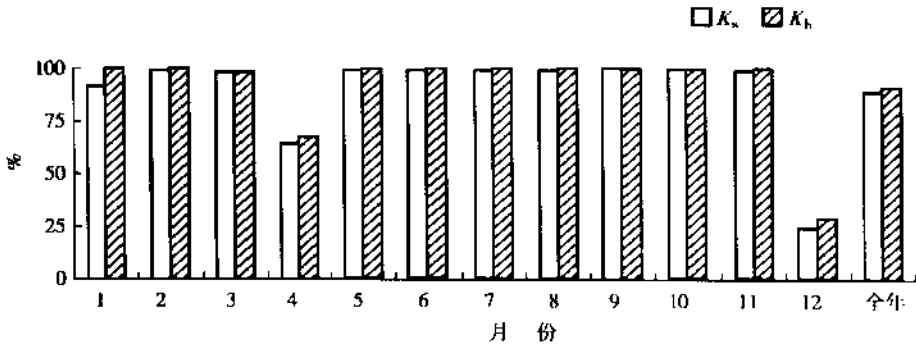


图 2.1.1.4-2 2号机组性能指标： K_d 、 K_{ip} 、 K_{imp}

1 号机组从 2001 年 1 月 14 日起，比计划提前两天开始了第七次大修，2 月 21 日重新并网发电，整个大修工期 38 天。在此期间机组能力因子的下降都属正常。3 月份机组能力因子就达 99.93%，4 月由于 ICRFOO1PO 故障，机组降功率运行，使得机组能力因子降为 97.93%。5 月机组能力因子又恢复至 100%。6 月 5 日，为处理发电机定子 C 相出线端水电接头漏水而停机至 6 月 7 日；6 月 16 日因主泵跳闸导致 1 号机组停堆，查明原因后更换了故障板件，6 月 17 日重新并网升功率，使得 1 号机组 6 月份的能力因子降到 91.93%，并对 2001 年全年 1 号机组的非计划能力损失因子产生较大的影响。其余时间机组的能力因子高达 99.94% 以上。从这些数据可知 1 号机组的可用性在 2001 年总体上保持了较高水平。

2000 年 12 月 28 日 2 号机组第七次大修结束，开始了第八循环。2001 年 1 月份机组的能力因子就为 97.42%，2 月能力因子更高达 99.77%。3 月 22 日进行 2 号机组 48V 直流盘倒电时，人员误操作蓄电池开关，造成 2LCA 母线失电，导致机组解列、反应堆自动停堆，因此 3 月份的机组能力因子降到 98.18%。4 月 4 日起，为处理 2 号机组发电机空气侧密封油压低故障，经电网同意后开始了为期 10 天的检修、消缺工作，直到 4 月 13 日机组才重新并网发电，这样 4 月份机组的能力因子就降到了少见的 66.48%。2 号机组在以后的半年多时间里能力因子都高达 99.98% 以上。2001 年 12 月 10 日，2 号机组与电网解列按计划开始了第八次大修。

图 2.1.1.4-3 和图 2.1.1.4-4 分别反映了两台机组的负荷因子 K_L 、时间利用因子 K_h 在 2001 年逐月变化情况。两台机组的能力因子与负荷因子的差别很小。

图 2.1.1.4-3 1号机组性能指标: K_s 、 K_h 图 2.1.1.4-4 2号机组性能指标: K_s 、 K_h

2.1.1.5 运行物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

1号机组第八循环首次临界试验从2001年2月19日18:00开始,2月19日22:00达到临界。零功率物理试验2月21日4:30结束。2月26日升至满功率。完成试验项目27项。

2号机组第八循环首次临界试验从2000年12月26日21:30开始,12月27日1:00达到临界。零功率物理试验12月28日4:30结束。2001年1月3日升至满功率。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2.1.1.5-1(a~d)及表2.1.1.5-2(a~d)。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。

升功率物理试验结果见表2.1.1.5-3及表2.1.1.5-4。两台机组在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。

(3) 主要问题及解决措施

1) 1号机组升功率物理试验100%FP功率台阶上,径向功率峰因子 F_{xy} 测量值有一点超出设计准则: F_{xy} 测量值是1.382,由“核设计报告”给出的设计准则是1.375,由“安全评价报告”给出的安全限值是1.563。 F_{xy} 限值目前采用的是“核设计报告”的限值,比“安全评价报告”的限值要求严格。法马通建议采用“安全评价报告”的限值作为评价标准。此次

F_{xy} 的测量值超出设计准则,说明堆芯设计的计算值有些偏差,但由于没有超出安全限值,所以不影响安全。

2) 1号机组 LSS 参数修改不接受 F_{xy} 试验值:引起此重复性故障的真正原因有待进一步调查。临时的补救方法是改变 F_{xy} 为 $F_{xy} \times 0.97$ 并同时调整定值 S3 (参见 1999 年年鉴)。

3) 2号机组零功率物理试验临界硼浓度超标:2000年12月27日2号机组零功率物理试验时 ARO 状态下临界硼浓度实测值 1858 mg/L,比计算值高 55 mg/L,超过验收准则 (≤ 50 mg/L)。在确证各项试验条件符合试验程序的要求后进行了再次测量,结果为 1854 mg/L。临界硼浓度 (ARO) 超过验收准则的标准。按照试验大纲的要求,召集由运行工程师、安全工程师、物理试验工程师以及燃料管理工程师参加的技术分析会。会议成员一致认为临界硼浓度 (ARO) 超标对反应堆的安全没有影响,可以继续完成试验。临界硼浓度 (ARO) 的实测值高于计算值的问题由来已久,而且偏差有增大的趋势。在堆芯安全评价中考虑到硼浓度的计算不确定性为 100 mg/L,所以 53 mg/L 的偏差对堆芯的安全没有影响。据中国核动力研究院设计院 (NPIC) 研究分析认为,临界硼浓度 (ARO) 超差是由于堆芯换料计算中没有采用 3.7% 富集度燃料的核参数,造成计算值偏低。

4) 运行图 ΔI_{ref} 的设置:反应堆启动后升功率过程 ΔI_{ref} 的预设采用 0 MW·d/t 或 150 MW·d/t 的计算值。原则是在 ΔI_{ref} 的设置不危及运行图上部的保护功能的前提下,尽可能增加运行的灵活性。特别是,当按 150 MW·d/t 的计算值设置仍使运行点失去保护时,将 C21 保护线的右上角定位于 (6% FP, 100% FP)。

5) 两台机组第八循环所有控制棒全提时,慢化剂温度系数实测值为正。为了确保正常运行时的慢化剂温度系数为负,必须限制最高的硼浓度,经与有关方面协商并经厂长及大修经理的批准,决定分别追加硼浓度为 1700 mg/L (1号机组) 和 1699 mg/L (2号机组) 时的等温温度系数测量,根据实测结果确定慢化剂温度系数为 0 时的硼浓度,考虑 10 mg/L 的误差,最终提出硼浓度的最高限制值。为了方便运行人员的控制,技术部门将 RCP 的硼浓度稀释到小于硼浓度的最高限制值后交给运行人员。

表 2.1.1.5-1a 1号机组零功率物理试验结果——控制棒价值

控制棒组	计算值	测量值	pcm	
			误差/%	标准/%
R	946	939	-0.8	(±10)
G1	316	310	-1.8	(±10)
G2	467	444	-5.0	(±10)
N1	946	970	2.5	(±10)
N2	695	681	-2.1	(±10)
SA	597	558	-6.5	(±10)
SB	815	788	-3.4	(±10)
SC	484	439	-9.4	(±10)
SD	721	683	-5.3	(±10)

表 2.1.1.5-1b 1号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度

控制棒位	计算值	测量值	mg/L	
			误差	标准
ARO	1874	1903	29	(±50)

表 2.1.1.5-1c 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	计算值	测量值	误差	标准
ARO	-1.17	0.383	1.55	(±5.4)

表 2.1.1.5-1d 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: Rin	7.97	8.46	0.59	±1

表 2.1.1.5-2a 2号机组零功率物理试验结果——控制棒价值 pcm

控制棒组	计算值	测量值	误差/%	标准/%
R	1137	1107	-2.7	(±10)
G1	369	387	4.9	(±10)
G2	472	464	-1.7	(±10)
N1	825	830	0.7	(±10)
N2	569	514	-9.7	(±10)
SA	456	429	-6.0	(±10)
SB	793	729	-8.0	(±10)
SC	429	409	-4.7	(±10)
SD	918	960	4.6	(±10)

表 2.1.1.5-2b 2号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	1803	1856	53	(±50)

表 2.1.1.5-2c 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	计算值	测量值	误差	标准
ARO	-2.03	-0.15	-1.88	(±5.4)

表 2.1.1.5-2d 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: Rin	8.12	8.16	0.04	±1

表 2.1.1.5-3 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/%				k_{eff}		QI (Z)		k_{eff}		PI/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量		
1	01-02-23	50	30.63	<10	4.8	<15	7.0	1.480	1.467	7.237	2.070	1.803	1.435	<9	3.00
2	01-02-25	100	78.18	<10	4.4	<15	6.4	1.413	1.395	2.809	1.863	1.617	1.372	<5	2.18
3	01-02-28	150	98.27	<10	3.3	<15	4.2	1.563	1.382	2.237	1.772	1.498	1.343	<2	1.85

表 2.1.1.5-4 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_{sp}		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	00-12-29	15	33.32	<10	3.1	<15	3.3	1.520	1.445	6.551	1.977	1.789	1.401	<9	1.18
2	01-01-01	75	70.73	<10	3.1	<15	3.5	1.434	1.411	3.081	1.842	1.621	1.372	<5	1.11
3	01-01-06	150	95.02	<10	2.5	<15	2.4	1.401	1.391	2.198	1.770	1.513	1.369	<2	1.11

注: F_{sp} ——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。

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 2001 年共完成周期性物理试验 62 项 (详见表 2.1.1.5-5)。其中 1 号机组 31 项, 2 号机组 31 项。周期性试验项目完成率 100%。在两台机组在降负荷运行期间, 及时修改了运行图以及失水事故监测系统 (LSS) 有关参数, 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 2.1.1.5-5 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	30 EFPD	30.0 EFPD	30.5 EFPD	11	11	100
RPN 校验试验	90 EFPD	89.4 EFPD	89.3 EFPD	4	4	100
LSS 参数修改	30 EFPD	30.0 EFPD	30.5 EFPD	11	11	100
电功率控制曲线校验试验	60 DFPD	60.0 EFPD	60.0 EFPD	5	5	100

(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 2.1.1.5-6 和表 2.1.1.5-7 分别列出了 1 号机组和 2 号机组周期性物理试验结果。由试验结果可知两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个寿期内都得到满足。

表 2.1.1.5-6 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_{sp}		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	01-02-28	150	98.27	<10	3.3	<15	4.2	1.563	1.382	2.237	1.772	1.498	1.343	<2	1.85
2	01-03-30	1365	98.73	<10	3.2	<15	4.8	1.375	1.358	2.226	1.696	1.496	1.334	<2	1.30
3	01-04-29	2515	99.4	<10	2.3	<15	2.3	1.363	1.346	2.073	1.633	1.493	1.328	<2	0.84
4	01-05-28	3756	99.35	<10	2.2	<15	2.3	1.363	1.329	2.018	1.586	1.493	1.316	<2	0.75
5	01-06-27	4801	99.83	<10	2.9	<15	2.7	1.363	1.326	2.259	1.622	1.491	1.313	<2	0.68

续表

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·d/t	功率 %FP	MAP/%				F_n		QT (Z)		F_{SH}		PI/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
6	01-08-03	6 265	99.98	<10	2.3	<15	2.2	1.342	1.306	2.250	1.600	1.490	1.292	<2	0.52
7	01-09-04	7 540	99.78	<10	1.9	<15	1.8	1.321	1.294	2.260	1.561	1.491	1.274	<2	0.49
8	01-09-26	8 363	100.0	<10	2.1	<15	2.1	1.321	1.293	2.249	1.554	1.490	1.277	<2	0.57
9	01-10-30	9 770	99.82	<10	1.6	<15	1.8	1.311	1.285	2.259	1.552	1.491	1.269	<2	0.49
10	01-11-27	10 910	99.55	<10	1.8	<15	2.1	1.311	1.291	2.259	1.572	1.492	1.275	<2	0.62
11	02-01-04	12 000	99.26	<10	1.6	<15	2.1	1.301	1.281	2.266	1.611	1.494	1.266	<2	0.58

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	燃耗 MW·d/t	功率 %FP	MAP/%				F_n		QT (Z)		F_{SH}		PI/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		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	01-01-06	150	95.02	<10	2.5	<15	2.4	1.401	1.391	2.198	1.770	1.513	1.369	<2	1.11
2	01-02-02	1 256	98.90	<10	2.3	<15	2.7	1.385	1.349	2.210	1.666	1.495	1.349	<2	0.90
3	01-03-05	2 485	98.55	<10	1.7	<15	2.3	1.375	1.366	2.282	1.675	1.497	1.331	<2	0.75
4	01-04-19	3 844	99.15	<10	2.8	<15	2.8	1.374	1.346	2.269	1.670	1.494	1.322	<2	0.68
5	01-05-12	4 979	99.42	<10	2.7	<15	3.3	1.352	1.335	2.262	1.633	1.493	1.316	<2	0.66
6	01-06-11	5 960	98.95	<10	2.4	<15	2.4	1.352	1.322	2.298	1.605	1.495	1.307	<2	0.45
7	01-07-17	7 400	100.1	<10	2.1	<15	2.0	1.331	1.305	2.245	1.598	1.490	1.294	<2	0.43
8	01-08-14	8 526	99.98	<10	4.9	<15	2.8	1.362	1.324	2.250	1.617	1.490	1.308	<2	0.89
9	01-09-10	9 600	99.86	<10	1.8	<15	1.8	1.321	1.302	2.250	1.587	1.491	1.282	<2	0.48
10	01-10-15	10 990	100.1	<10	1.7	<15	2.1	1.321	1.305	2.245	1.614	1.490	1.287	<2	0.45
11	01-11-14	12 210	99.87	<10	4.6	<15	2.1	1.321	1.308	2.251	1.594	1.491	1.291	<2	1.05

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

2.1.1.6 电站化学

2001年,化学科将在同行评审准备过程中建立起来的一系列质量控制方法程序化,每个工作岗位都编写实施了质量控制规范化程序。同时,化学科的管理巡视也将工作重点转移到岗位质量控制检查上。经过一年时间的努力,化学工作的质量控制已经步入正规化、制度化的轨道。2001年,化学科实施强化培训策略,特别是加强对油务分析监督的培训,提高了化学科实施油务分析监督的能力。同时,完善了在岗培训提纲和考核制度。

2001年,化学科根据群堆管理的要求,改版、升版了几乎所有的化学程序

另外,化学科对建立化学分析数据管理系统的工作一直非常重视。2001年,在保证软件能够完全满足要求的基础上,进行了充分的调研和软件分析。所有与建立化学分析数据管理系统相关的技术问题已经解决,等软件和硬件采购、安装到位之后就可以投入使用。

1. 水化学监测和控制

(1) 一回路水化学

2001年, 两台机组未发生过一回路水质被污染的事件, 一回路的水质稳定。硼-锂、氢的含量按化学规范的要求严格控制, 一回路水中的化学杂质浓度保持较低水平(见表2.1.1.6-1)。

表 2.1.1.6-1 正常运行期间一回路水质情况 (1, 2号机组)

参 数	单 位	实际测量值	限 值
溶解氢	ml/kg	20~50	20~50
氯离子	mg/kg	<0.010	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.010	<0.15
溶 硅	mg/kg	<0.30	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.020	<0.20
钙离子	mg/kg	<0.05	<0.10
镁离子	mg/kg	<0.05	<0.10
铝离子	mg/kg	<0.05	<0.10

(2) 二回路水化学

2001年, 二回路的水质控制达到前所未有的良好水平, 从表2.1.1.6-2可以看到, 两台机组的WANO化学指标都达到1.00的世界先进水平。

表 2.1.1.6-2 大亚湾核电站 2001 年 WANO 化学标月度跟踪表

月 份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
1号机组	1.00	1.37	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2号机组	1.09	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

每次换料大修期间, 都要对每台蒸汽发生器进行压力水冲洗, 冲洗出来的残渣量从一个方面反映运行时二回路水质的好坏, 历次冲洗结果如表2.1.1.6-3。

表 2.1.1.6-3 蒸汽发生器冲洗残渣重量

SG 编 号	kg							
	1SG1	1SG2	1SG3	总 量	2SG1	2SG2	2SG3	总 量
第一次大修	1.73	1.95	2.68	6.36	2.28	2.44	3.19	7.91
第二次大修	0.85	0.88	1.45	3.18	1.65	1.56	2.04	5.25
第三次大修	0.92	0.47	0.86	2.25	0.90	3.14	3.11	7.15
第四次大修	0.77	0.47	0.86	2.1	0.81	1.45	0.99	3.25
第五次大修	1.14	0.76	0.80	2.7	5.18	1.99	1.72	8.89
第六次大修	0.25	0.40	0.33	0.98	1.18	0.77	0.63	2.58
第七次大修	2.36	1.91	1.11	5.38	0.62	0.48	0.31	1.41
第八次大修	0.49	0.54	0.53	1.56	0.55	0.57	1.03	2.15

注: SG——蒸汽发生器; 1SG1——1号机组的1号蒸汽发生器, 其余类推。

从表中看出,每次冲洗的残渣量均较少,远低于10 kg的控制指标,也未发现蒸汽发生器的腐蚀问题,说明二回路的水质控制是有效的。可以认为大亚湾核电站二回路水化学状况良好,其结果相当于或好于EDF的同类机组。另外,1号机组第八次大修和2号机组第八次大修时二回路主要热力设备容器的腐蚀检查,总体情况良好。

2. 放射化学监测和控制

2001年,化学科连续监督大亚湾核电站两台机组的一回路放射性变化,放射性惰性气体含量和一回路的放射性碘含量维持在很低的水平,两台机组的燃料包壳保持完整。同时,电站还加大对一回路的氡含量的监测和控制,定期、有计划排放氡和硅。

3. 油务监督管理

电站对两台机组主变压器和厂变压器绝缘油中气体含量的监测和跟踪分析每月一次。除2GEV201TP,2GEV002TS两台变压器绝缘油中总烃含量曾超过国标注意值外,其余变压器未见异常。1GEV101/201/301TP,2GEV101/301TP在第七次大修中进行了绝缘油吸附处理,油质有所好转。

9LGR001TA变压器绝缘油,在2001年9月份的定期取样中发现总烃超过国标注意值;10月及12月进行了跟踪分析,结果和9月份的一样。故在第八次大修中对9LGR001TA变压器绝缘油进行了吸附、脱气处理。

1GFR002BA抗燃油在第七次大修换油后,油质未见好转,酸值基本停留在控制标准以上水平;在12月底,因系统净油机加热器故障,油质极度恶化,不得不在第八次大修时再次换油。

1AGR101BA的润滑油,在8月份的定期取样分析中,发现油中水分严重超标后便开始密切跟踪(一周取样分析一至两次);虽经多方采取措施,至第八次大修前系统油质状况一直未见改观。

0XPA001/002BA,两机组LHP/LHQ001BA的柴油,自7月份的定期取样分析发现馏程超标后,便积极参与原因分析、油质跟踪分析、后续行动等工作。

另外,化学科还为岭澳核电站进行了大量的油样分析,并协助进行调试过程的油务监督工作。

4. YA制水和凝结水精处理系统(ATE)运行

2001年进行了YA和ATE的设备消缺和防腐工作,使设备状况明显改善。包括对凝结水精处理系统酸碱贮存区进行了全面防腐,在原有水泥地板上铺设了防腐磁砖;对除盐水生产系统和凝结水精处理系统电机和泵进行全面防腐刷漆;对除盐水生产系统和凝结水精处理系统以及二回路加药系统的加药罐进行防腐刷漆,并根据所装药液的不同以及性质的不同,分别使用不同颜色的油漆进行防腐,便于识别,方便工作,提高工作的安全性等。

配合供货商继续优化ATE的树脂传输程序,减少碎树脂量。每周定期进行凝结水精处理系统的内循环,保证凝结水精处理系统随时可用。对凝结水精处理系统树脂传输工艺进行改造,清扫喷头方向由斜下方改为水平方向,喷射水流方向也由垂直改为水平。试验结果表明,清扫喷头方向改变后,传输效果良好,也减少了树脂的破损。此已作为一项技术革新,应用到岭澳核电站的凝结水精处理系统中。

对除盐水生产系统树脂年度清洗进行了技术革新,增加了空气擦洗步骤,洗掉了所有碎树脂和悬浮物,清洗效果明显加强,从这一年的树脂使用运行效果来看,更加证明了这一改进的正确性。经过大量的准备工作,在电气、仪表等相关专业的紧密配合下,终于实现了

YA 生产设备无报警运行。

2.1.1.7 继电保护

2001 年, 全厂继电保护装置在机组大修期间及两台机组大修后均保持了良好的稳定运行状态, 继电保护各项考核指标继续保持历史最好水平, 实现全年无报警、无故障运行的良好业绩。

1. 全厂继电保护投运情况

- 1) 全厂继电保护和自动装置, 其中 6.6 kV 以上共配置了 329 套, 投运率 100%; 继电保护装置 296 套, 投运率 100%; 自动装置 25 套, 投运率 100%;
- 2) 220 kV 系统继电保护装置共配置 20 套, 投运率 100%;
- 3) 400 kV 系统继电保护装置共配置 112 套, 投运率 100%;
- 4) 500 kV 系统继电保护装置共配置 71 套, 投运率 100%;
- 5) 1 号机组发变组保护装置共配置 51 套, 投运率 100%;
- 6) 2 号机组发变组保护装置共配置 51 套, 投运率 100%;
- 7) 自动重合闸装置共配置 7 套, 投运率 100%;
- 8) 同期并网装置共配置 8 套, 投运率 100%;
- 9) 故障录波装置共配置 10 套, 投运率 100%;
- 10) 励磁调节装置共配置 8 套, 投运率 100%。

2. 全厂继电保护运行情况

- 1) 220 kV 及以上保护装置共动作 5 次, 正确动作率 100%;
- 2) 400 kV 线路保护装置共动作 3 次, 正确动作率 100%;
- 3) 500 kV 线路保护装置共动作 2 次, 正确动作率 100%;
- 4) 自动重合闸装置共动作 5 次, 正确动作率 100%;
- 5) 1 号机组保护共动作 2 次, 正确动作率 100%;
- 6) 2 号机组保护共动作 2 次, 正确动作率 100%;
- 7) 故障录波应评价次数 5 次, 录波完好率 100%;
- 8) 1, 2 号机组励磁装置自动调节完好率 100%。

3. 电网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

2001 年, 400 kV 系统 3 条线路及开关站设备共发生 3 次瞬间故障。2001 年 4 月 4 日 11 时 29 分, 大浦二线 B 相遭雷击发生瞬间接地故障, 线路保护正确动作, 开关重合成功; 2001 年 6 月 23 日 17 时 57 分, 大浦一线 B 相遭雷击发生瞬间接地故障, 线路保护正确动作, 开关重合成功; 2001 年 8 月 12 日 20 时 25 分, 核深线 A 相发生瞬间接地故障, 线路保护正确动作, 开关重合成功。其他保护装置均保持稳定运行。这说明中华电力公司、维修部电气处对线路架空线和开关站电气设备的检修维护质量是可靠的。大亚湾核电站 400 kV 电网实现了连续 8 年正确动作率 100% 的国际领先水平。

(2) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2001 年, 500 kV 系统核惠线路共发生 2 次故障。2001 年 6 月 23 日 21 时 33 分, 核惠线路遭雷击发生 A 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 开关重合成功; 2001 年 7 月 16 日 16 时 32 分, 核惠线路发生 A 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 开关重合成功。500 kV 系统保护已连续 5 年实现正确动作率 100% 的目标。

(3) 发电机-变压器组保护装置动作分析

2001年,两台发电机组共发生4次停机事件(两次计划停机、两次非计划停机),两台发电机-变压器保护装置共动作4次,均为正确动作,发电机-变压器组保护已连续4年实现正确动作率100%目标。

(4) 机组励磁调节系统运行分析

2001年,1,2号机组励磁调节装置AVR保持了良好的运行状态,励磁调节装置均发挥了正常的无功调节功能,保证了机组的安全稳定可靠运行。

(5) 应急柴油发电机系统的运行分析

2001年,应急柴油发电机系统的电气控制、保护和励磁均保持了正常稳定安全试验和运行,是应急柴油发电机系统电气设备自投产运行以来最好的一年。这与电气处对该系统进行的严格年检、五年检以及对出现的故障(包括971开关励磁控制继电器处理等)进行彻底成功处理是分不开的。

4. 2001年继电保护专业工作

2001年,大亚湾核电站继电保护工作全面地完成了各项任务,全厂继电保护装置投运率和继电保护装置正确率均保持了100%的水平,为机组和电网的安全稳定运行作出了贡献。2001年,继电保护方面重点完成了以下一些专业工作:

- 1) 完成了大亚湾核电站两台机组大修及日常维护的继电保护工作;
- 2) 完成了相关系统的程序再升版工作;
- 3) 完成了GEW系统400kV,500kV故障录波技术改进工作;
- 4) 完成了GEW系统开关失灵保护的技术改进工作;
- 5) 参与岭澳核电站1GPA,1LHP,0GEW等系统的调试工作;
- 6) 负责完成了岭澳核电站0GEW,0KKO4系统程序编写工作;
- 7) 完成了岭澳核电站1号机组热试前继电保护装置的大修工作;
- 8) 参与对岭澳核电站1号机组厂用变压器A相重瓦斯保护误动的原因分析和处理;
- 9) 大亚湾核电站在2001年荣获“广东省电力系统2000年继电保护管理先进单位”称号。

2.1.1.8 高电压设备运行维护

1. 高电压设备的年度维护与检修

在2001年,按照高压电气设备的维修导则和预防性维修大纲,共完成日常预防性维护工作1707项、纠正性维修工作1208项。在1号机组第七次换料大修中(2001年1月14日至2001年2月21日)共完成电气设备预防性维修工作589项、纠正性维护工作165项、服务性工作61项,维修工作总计为815项。在2号机组的第八次大修中(2001年12月10日至2002年1月14日)共完成电气设备预防性维修工作500项、纠正性维修工作为267项、服务工作65项。高压电气设备全年共完成4562项维修工作。本年度高压设备的年度检修与试验工作完成情况良好,全厂高压电气设备的年度预防性试验工作完成率100%。大亚湾核电站高压电气设备维修和故障情况见表2.1.1.8-1至表2.1.1.8-5所示。

表 2.1.1.8-1 设备绝缘事故情况统计

设备分类		主变压器	电压互感器	电流互感器	断路器	GIS (间隔)	避雷器	高压电缆 条/km	50 MW 及以上 发电机
220 kV	运行台	3	3	3	9	27	6	3×0.2	运行台: 2
	故障台	0	0	0	0	0	0	0	
	故障率	0	0	0	0	0	—	0	
400 kV	运行台	3	24	—	27	153	18	—	故障台: 0
	故障台	0	0	—	0	0	0	—	
	故障率	0	0	—	0	0	0	—	
500 kV	运行台	5	18	—	18	117	12	—	故障率: 0
	故障台	0	0	—	0	0	0	—	
	故障率	0	0	—	0	0	0	—	

注: 故障率 = $\frac{\text{设备故障次数}}{\text{设备台数}/100}$ [次/(百台·年)]

表 2.1.1.8-2 高压电气设备事故、障碍统计表

序号	名称与电压 等级型号	障碍时间	制造厂	障碍情况与原因分析	损坏部位
1	1号发电机组 1GEX001GE	2001.6.2	GEC-ALSTOM	1号发电机出线仓水电接头 C 相漏水, 停机后对其他两相进行水压试验也发现轻微漏水。漏水原因为水电接头设计复杂、接头焊接质量不良	无设备损坏, 但造成机组停机检修

表 2.1.1.8-3 高压设备典型缺陷统计表

安装地点	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
大亚湾核电站 TA	1号机组主变压器 DFPX-375000	400 kV	主变压器内部	油介损发展快	低温过热	GEC-ALSTHOM
大亚湾核电站 TA	2号机组主变压器 B 相 DFPX-375000	500 kV	主变压器内部	油色谱总烃含量超标、油介损超标	低温过热	GEC-ALSTHOM
大亚湾核电站 TA	2号机组主变压器 C 相 DFPX-375000	500 kV	中性点套管	套管上下端密封失效	设备质量问题	GEC-ALSTHOM
大亚湾核电站 TA	2号机组厂用变压器 A 2GEV001TS	26 kV	变压器内部	油色谱总烃含量超标、油介损高	低温过热或油质差	GEC-ALSTHOM
大亚湾核电站 TB	开关站断路器 0GEW452JA	500 kV	CLT-BET 型 液压操作机构	2001年11月发现 油泵管口等漏油	油泵等质量问题	ALSTOM

表 2.1.1.8-4 高压电气设备预防性试验情况统计表

名称	电压等级 kV	总台数	计划试验台数	已试台数		不良设备		缺陷消除情况	
				台数	占总数/%	台数	占总数/%	台数	占不良设备/%
变压器	500	6	5	5	100	1	16.7	1	100
	400	4	4	4	100				
	220	3	3	3	100				

续表

名称	电压等级 kV	总台数	计划试验台数	已试台数		不良设备		缺陷消除情况	
				台数	占总数/%	台数	占总数/%	台数	占不良设备/%
电压互感器	500	18	18	18	100				
	400	24	24	24	100				
	220	3	3	3	100				
电流互感器	500	—	—	—	—				
	220	3	3	3	100				
	110	—	—	—	—				
断路器	500	18	18	18	100	1	5.5	1	100
	400	27	27	27	100				
	220	9	9	9	100				
GIS 组合电 器 (间隔)	500	117	117	117	100	1	0.85	1	100
	400	153	153	153	100				
	220	27	27	27	100				
避雷器	500	12	12	12	100				
	400	18	18	18	100				
	400	6	6	6	100				
耦合电容器	500	—	—	—	—				
	220	—	—	—	—				
	110	—	—	—	—				
高压电缆	500	—	—	—	—				
	4000	—	—	—	—				
	220	3	3	3	100				
50MW 及以 上发电机	26	2	2	2	100				

注：1. 高压设备按电压等级分类进行统计；

2. 变压器、油开关以台为单位；互感器以台（即相）为单位统计；高压电缆以条为单位；

3. GIS 以每个气室为一个间隔。

表 2.1.1.8-5 雷击故障情况统计表

设备名称	运行数量	雷 击	
		跳闸/次	事故/次
500 kV 变电站/所	1	0	0
220 kV 变电站/所	2	0	0
500 kV 变压器/台	6	—	0
400 kV 变压器/台	4	—	0
220 kV 变压器/台	3	—	0
500 kV 线路/km	50	2	0
220 kV 线路/km	45	1	1
400 kV 线路/km	130	3	0
10 kV 变压器/台	52	—	0

2001年度,高压电气设备主要完成的重大检修工作有1号机组第七次大修对发电机进行例行年度检查;1号发电机负荷开关六年解体大修;1号主变压器和1号厂用变压器油再生处理;对1号主变压器A、B相低压侧裸母线排等进行了包扎处理;2号主变压器B相和厂用变压器油再生处理;两台机组的部分蓄电池组的更换和蓄电池组的年度放电试验;2号主变压器中性点套管更换;2号主变压器B相低压套管更换;2号机组电气盘四年检;2号发电机水电接头改造等。

2. 防雷、过电压与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2001年,电气处按照电站防雷与接地的维修大纲要求,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度检查与维护工作,并在2001年8月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。检查结果显示,接地系统状况良好。核电站发供电设备全年内未发生雷击而造成的雷害事故。

2) 经对核电站避雷器全年动作情况的统计,220 kV及以上避雷器动作共13次,其中500 kV避雷器动作5次,400 kV动作7次,220 kV动作1次。由于避雷器的可靠动作,保证核电站系统设备的安全运行。大亚湾核电站电气一次设备全年未发生雷害事故,核电站全年发供电系统运行良好。

3) 2001年,400 kV系统3条线路共发生3次瞬间接地故障,开关重合闸均告成功。2001年4月4日11时29分,大浦二线B相遭雷击发生瞬间接地故障,线路保护正确动作,开关重合闸成功。2001年6月23日17时57分,大浦一线B相遭雷击发生瞬间接地故障,线路保护正确动作,开关重合成功。2001年8月12日20时25分,核深线A相发生瞬间接地故障,线路保护正确动作,开关重合成功。本年度内,大亚湾核电站400 kV线路运行工况良好,全年未发生因雷击而造成线路的雷害事故。

4) 2001年,500 kV核惠线路共发生2次跳闸事件,开关重合闸均告成功。2001年6月23日21时33分,核惠线路遭雷击发生A相瞬时接地故障,线路保护正确动作,开关重合成功。2001年7月16日16时32分,核惠线路发生A相瞬时接地故障,线路保护正确动作,开关重合成功。本年度内,大亚湾核电站500 kV线路运行工况良好,全年未因发生雷击而造成线路的雷害事故。

5) 2001年5月9日,220 kV水核线发生一次雷击跳闸事件,造成水核线停电12分钟。事故原因为水核线N8-N9塔间的的导线对地安全距离不足,在雷雨大风天气下导线摆动刮地并对地放电。对该线段的改造工作于2001年7月19日完成。

6) 针对2000年11月微波站防雷工况的检查评估结果,对腐蚀严重的接地网和达不到要求的部分防雷保护设施等发出了改造申请,提出接地网的改造和有关防雷设施整改工作,该项工作已于2001年3月基本完成。

(2) 电站过电压防护工作

2001年核电站各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) 防污工作

1) 大亚湾核电站400 kV和500 kV开关站(SF₆ GIS全封闭组合电器设备),220 kV厂用辅助电源(SF₆ 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2001年度的各种气候条件下,设备运行良好。

2) 大亚湾核电站户外设备很少。在 2001 年 3 月核电站完成了对 400 kV 核深线 (500 kV 线路降压使用) 出线支柱绝缘子和电容式电压互感器 (CVT) 等的增爬裙改造。到目前为止, 已改造了三条出线的户外设备 (其中 500 kV 核惠线出线端支柱绝缘子和 220 kV 水核线出线支柱绝缘子加装有硅橡胶增爬裙的改造在 1997 年完成)。改造后设备运行的效果良好, 提高了这些线路设备的抗污闪能力。

3) 遵循“逢停必扫”的防污工作原则, 在 2001 年核深线、大浦线和核惠线等线路的年度停电检修中, 对超高压户外设备均按照程序进行了检查和全面的清扫。

4) 2001 年大亚湾核电站全年未发生污闪事故。

3. 高压电气设备运行情况

(1) 发电机组

1) 1 号发电机组于 2001 年 1 月 14 日与电网解列, 开始第七次换料大修, 至 2001 年 2 月 21 日机组重新并网发电, 本次换料大修停机时间为 38 天。

2) 2001 年 6 月 6 日, 为处理 1 号发电机定子 C 相出线端水电接头漏水问题, 1 号发电机组与电网解列, 经过更换 C 相水电接头以及对 A 相和 B 相水电接头新发现的漏水点的处理, 机组于 2001 年 6 月 7 日重新并网发电, 8 日凌晨恢复达到满功率运行。本次 1 号机组停机检修共耗时 43 小时。

3) 2001 年 6 月 16 日, 1 号机组因主泵仪控卡件故障导致机组停机停堆, 在更换故障卡件后, 机组于 6 月 17 日恢复并网发电, 机组达满功率运行。

4) 2001 年度 1 号发电机组实现安全稳定运行 324.8 天。本年度 1 号发电机组的年可用率为 88.99%。

5) 2 号发电机组在 2001 年的运行期间, 于 3 月 22 日对 2 号机组 2LCA001/002RD 进行倒电时, 因误操作 2LCA001BT 蓄电池组的开关造成直流 LCA 母线失电, 导致机组与电网解列。3 月 22 日恢复机组并网运行。

6) 2001 年 4 月 4 日, 2 号发电机组与电网解列, 开始停机检修, 处理发电机后端密封瓦空气侧密封油压低故障, 检修工作完成后, 机组于 2001 年 4 月 13 日并网发电, 至 4 月 21 日达满功率运行。

7) 2 号机组于 2001 年 12 月 10 日与电网解列, 开始进入第八次换料大修, 经过 31.4 天紧张、有序的换料大修, 2 号发电机组于 2002 年 1 月 10 日一次并网成功。2 号机组第八次大修创下了大亚湾核电站机组大修历史以来的单机组最短大修工期记录。

8) 2001 年度 2 号机组实现连续安全稳定运行 242 天。实际上网发电运行 323.35 天, 全年发电机组的可用率为 88.59%。

(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。在 2001 年 1 号机组第七次大修期间, 1 号主变压器于 1 月 19 日与电网解列, 经过 19.8 天停电检修, 主变压器于 2001 年 2 月 8 日恢复并网运行。1 号主变压器全年累积运行 345.2 天。1 号主变压器年可用率为 94.58%。

2) 2001 年 4 月, 2 号发电机组因处理发电机密封瓦缺陷停机检修, 利用此机会, 2 号主变压器于 2001 年 4 月 8 日随机组停运, 对中性点套管漏油问题进行处理, 完成了套管更换工作, 主变压器于 4 月 8 日 13:42 恢复并网运行。此期间主变压器共停运 40.5 小时。

3) 在 2 号机组第八次大修期间, 2 号主变压器共停运检修 13.4 天 (2001 年 12 月 15 日—

2001年12月28日)。

4) 本年度2号主变压器运行稳定, 全年累积运行349.9天。全年设备的可用率为95.86%。

(3) SF₆ 气体绝缘变电站 GIS 和封闭导线 GIC 的运行情况

在2001年度, 大亚湾核电站400 kV和500 kV以及220 kV GIS系统运行工况正常, 全年未发生任何故障或事故。在本年度GIS系统SF₆气室出现过7次压力低报警事件, 经现场补气处理和停电检修, 均已恢复正常。

(4) 厂用6.6 kV 系统

在2001年, 厂用6.6 kV电压系统运行工况良好, 未发生过系统故障。全年厂用电系统(6.6 kV母线和开关设备)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 的处理情况

2001年电气处共发出不符合项报告52份。当前电气设备部分主要不符合项进展状况如下:

1) 2GEX001GE 发电机内部部分油漆脱落 (NCRMEE000012A)。在机组第七次大修中对两台发电机内部进行检查时, 发现发电机外定子的内表面及氢气冷却器部分油漆脱落, 在定子绕组的引出端亦有部分油漆脱落的痕迹。随后对发电机内部进行清洁, 对油漆脱落的部位进行处理, 并对发电机内部进行内窥镜检查等。2号机组2001年4月停机检修和2001年12月第八次换料大修时, 对发电机内部进行检查, 情况正常, 未发现新的油漆脱落点。1号机组的跟踪检查将在2002年2月进行。

2) 2LBJ001BT 直流蓄电池组腐蚀严重 (NCRMEE000016A)。2号机组LBJ001BT蓄电池组极柱腐蚀造成40号蓄电池极柱断裂开路, 导致2LGB由主变压器向辅助变压器倒电不成功。2001年根据专家作出的根本原因分析, 确认蓄电池组正极柱腐蚀问题是属于产品质量问题。对蓄电池组的换型评估工作于2001年9月完成, 已确定采用国产GFD3000型蓄电池对原英国蓄电池进行更换工作, 该工作将在第九次大修进行。

3) 9LGR001TA 辅助变压器因9LGR177XK故障导致跳闸事件 (NCRMEE000009A)。220 kV辅助变压器冷却器控制继电器9LGR177XK和9LGR276XK等在2000年9月发生故障, 导致9LGR001TA和9LGR002TA辅助变压器跳闸停运。该类继电器历史上曾经发生多次故障, 并作为不符合项目处理过。经分析故障原因是由于该类型继电器可靠性差, 继电器电阻长期带电后热稳定性下降, 最后导致失效造成辅助变压器跳闸。为此在2001年提出了对控制回路改造的项目, 即将部分继电器换型并将继电器正常工作状态改为非激磁状态。改造工作于2001年1月完成。该不符合项于2002年2月关闭。

4) 1号机组励磁机整流轭处发现黄粉 (NCRMEE010001A)。在1号机组第七次大修中, 对励磁机整流轭等进行全面检查时, 发现整流轭处有黄粉出现, 怀疑绝缘有磨损。2002年1月第八次大修中作跟踪检查, 发现主励磁机交流引出线附近又出现少量黄色粉末, 但其程度较去年轻。用内窥镜检查未见异常, 初步分析黄粉的产生是由于交流引出线受轻微振动引起环氧玻璃筒绝缘材料磨损所致, 目前状况不会对励磁机正常运行构成问题。在2号机组的检查中, 未发现类似有问题。

5) 1号发电机转子引线导电杆密封泄漏 (NCRMEE010002A)。1号机组第七次大修在对转子径向导电杆进行气密试验时, 发现正极外侧径向导电杆和内侧径向导电杆有漏气现象,

原因分析及处理情况详见 2.1.1.9 节“1. 发电机组系统的可靠性”之(3)。

6) 2号主变压器中性点套管渗油(NCRMEE010010A)。事件情况及处理详见下文“(2) 主变压器异常工况的处理情况”中所述。

7) 1号发电机出线水电接头漏水(NCRMFE010019A)。事件过程、原因分析及改进措施等见后面“(3) 发电机出线水电接头漏水事件”中所述。

(2) 主变压器异常工况的处理情况

在1号机组第七次大修期间,对1号主变压器油进行了第二次再生处理,在2号机组第八次大修中对2号主变压器B相变压器油进行了第二次再生处理(其余两相在第七次大修中已进行)。变压器油再生处理后各项检测指标接近新油标准。经过连续两年的油再生处理,变压器油的运行工况与历史情况相比有很大好转,至2001年底经过两次再生处理的变压器油其油样色谱分析和介损分析等结果均在标准范围内。2001年在主变压器上主要完成的工作内容有:

1) 电气处每周定期对主变压器设备巡视检查,每月定期取变压器油样做油色谱含量分析。2001年主变压器油色谱检测结果显示三相总烃等指标值仍在同一水平。1号主变压器和2号主变压器三相总烃随运行时间已呈缓慢增长趋势,1号主变压器总烃含量与上一个循环周期末(2000年底)的结果相比降低约70%,2号主变压器总烃含量与上一个循环周期末的结果相比降低约60%(除B相外)。2001年主变压器色谱发展趋势分析推算主变压器总烃含量增长快的问题得以遏止。

2) 每月对变压器油介损进行定期测量。2001年的运行结果表明,主变压器油介损增长趋势仍然很快,其中1号主变压器油介损从运行初油再生后至2001年底最大增长约达350%,2号主变压器油介损最大增长约达85%。主变压器油介损增长快的问题将成为今后重点关注的工作。

3) 2001年1月19日,1号主变压器停运(1号机组第七次大修期间),对变压器三相实施变压器油再生处理,处理后色谱、介损检测结果合格。对主变压器绝缘电阻、直流电阻、介损等电气进行检测,结果正常。对主变压器三相内部检查正常。在本次大修中对1号主变压器A相和B相低压母线排实施包扎改造,即对三相低压母线排的包扎改造工作已全部完成。

4) 2001年继续由HSB工程保险公司(HSB ENGINEERING INSURANCE LTD)每半年一次将两组主变压器油样送到英国进行全面项目的检测分析,并不定期集取变压器油样送往国内科研单位进行全面检测和分析。

5) 2001年1月,天广500kV直流输电线路调试运行,在采用大地作回线输送功率达500MW时,核电站2号主变压器运行噪音明显增大,并接近90dB。对变压器中性点接地回路进行检测,发现直流分量增大。当天广线采用金属回线运行时,随输送功率增大,主变压器噪音和振动无明显变化。当功率达900MW时,主变压器噪音平均在85dB。因此,变压器异常噪音是由于直流偏磁所造成。该现象在广东电网的其他电厂和变电站也不同程度的出现。对此采取的措施是加强与电网的联系,在电网直流输电调试时及时检测变压器电流和振动情况。随着天广直流运行方式的确认,主变压器噪音增大问题已得以解决。

6) 2001年3月26日,巡视检查中发现2号主变压器C相中性点套管上端和套管法兰密封处渗油。4月6日主变压器停运处理套管渗油问题,经过主变压器C相排油,更换中性点套管,抽真空和维持真空,真空油回注,油循环脱气、脱水,静止排气等,到恢复送电历时

2.25天。对更换下来的套管检查,确认中性点套管密封失效。对根本原因进行分析,认为有以下几个方面因素造成漏油:套管密封垫有老化迹象,造成紧固力不足;弹簧垫圈失效,造成紧固力不足;主变压器在运行中振动(年初电网直流输电运行曾造成主变压器噪音增大),使紧固螺栓松退,造成紧固力不足。考虑到设备的共模性,在机组第八次大修中对其余两相中性点套管也作了更换。

7) 2001年12月,2号机组第八次换料大修期间,对B相主变压器油再生处理(变压器油再生处理工作由湖北孝感供电局协助完成),处理后变压器油色谱、油介损等各项指标检测分析均符合国家标准要求。期间对主变压器三相绝缘电阻、直流电阻、套管介损等电气性能进行检测,发现B相两个低压套管介损检测结果超标,随即调用备件完成了对B相低压套管的更换工作。

8) 在2号机组第八次大修中,对2号主变压器A、B相内部进行检查。检查发现B相低压侧引线软连接处的折流板断裂,同时在B相变压器底部清理出一个金属垫片及两小片绝缘垫块。分析认为属制造遗留问题。本次大修对A相和B相低压侧折流板进行了更换。

9) 在2号机组第八次大修中,按照主变压器维修大纲的要求,由MR公司专家协助完成了对2号主变压器有载分接开关的八年解体大修。

经过连续两年对主变压器油再生处理,使变压器油的质量得到了显著的提高。但由于多年来受主变压器低温过热的影响,变压器油质劣化情况严重,介损增长快的问题仍未能够彻底解决,2001年变压器油介损变化情况见表2.1.1.8-6。变压器油多次再生处理也使其氧化性、稳定性等特性下降,另外,如果继续对变压器油再生处理,其累计成本也将和更换新油相比拟。因此,为便于今后变压器的维护和提高变压器油的质量,对变压器是否更换新油的认识已经达成共识。2002年将开展相关的研究和论证工作,初步的建议是可先选一相进行更换,在运行实践有效果后可全面实施。

2001年底,对主变压器的总体评价为变压器设备状态正常,变压器油样全部项目试验结果均合格,各项电气试验测试技术指标在合格范围内。主变压器可保持在满负荷工况下稳定运行。

表2.1.1.8-6 大亚湾核电站变压器介损变化情况

变压器设备	变压器投运时油介损值/% (2001.2.9再生处理后投运24小时)	2001年末变压器油介损值/% (2001.12.10)	介损变化率/(%/月)	标准/%
1号主变压器A相	0.069	1.135	10.70	2
1号主变压器B相	0.422	1.325	9.03	2
1号主变压器C相	0.312	1.499	11.87	2
1号厂用变压器A	0.270	1.721	14.51	4
1号厂用变压器B	0.346	1.325	9.78	4
	(2000.12.14再生处理后投运24小时)	(2001.11.13)		
2号主变压器A相	0.301	1.468	10.60	2
2号主变压器B相	0.351	4.115	34.20	2
2号主变压器C相	0.467	1.245	7.07	2
2号厂用变压器A	0.343	3.481	28.53	4
2号厂用变压器B	0.290	2.989	24.53	4

(3) 发电机出线水电接头漏水事件

2001年1月9日,运行人员巡视发现1号发电机定子母线套封处有滴水,经电气人员检查确认为发电机C相出线的发电机出线端子水电接头处有冷却水渗漏。对泄漏量进行定量检测,每小时泄漏量大约为290 mL。观察其泄漏量较为稳定,研究决定维持发电机功率运行。1月14日零时,C相出线端冷却水泄漏量增加到750 mL/2h,4时泄漏量增加到950 mL/2h,8时增大到1200 mL/2h,10时冷却水泄漏量稍有稳定(1200 mL/2h)。由于发电机冷却水泄漏量的增大加大了C相母线套管绝缘下降的风险,故决定1号发电机组提前解列开始第七次大修(于1月14日17时57分机组与电网解列)。1月16日5时进入发电机出线进行泄漏点情况检查(发电机冷却水压力降至0.3 MPa,漏水量为750 mL/h),确认漏水点在发电机C相出线水电接头上的毛细铜管与汇流管连接的焊缝处,漏点为焊缝处有一砂眼。在机组第七次大修中对漏点进行了焊补处理(在上海电机厂修复),并通过探伤、压力试验,设备恢复正常。

1号发电机于2001年2月21日并网运行后,运行工况正常,但运行至2001年6月2日,运行检查发现出线仓C相水电接头再次漏水,漏水量由初时的450 mL/2h发展到6月5日的1500 mL/2h,为防止事故的发生,机组于6日与电网解列。经检查,水电接头是在上次修复部位附近再次发生泄漏。在停机检查中,还发现B相两个水电接头也有轻微泄漏,A相一个水电接头在1.0 MPa水压试验下出现泄漏。临时对漏点的处理措施是对C相水电接头用备件进行更换,对A相和B相漏点进行锡焊修复处理,最后对全部三相共六个水电接头在所有焊接部位都覆以铜质修补剂。7日对水电接头进行1.0 MPa 30分钟耐压试验,试验通过。机组于当日22:20并网运行。

发电机水电接头漏水的原因是由于水电接头结构设计复杂,在每个水电接头内外表面共焊接有三根水冷管和两个贯穿件,焊口多达17道。焊接工艺复杂,焊接质量不易控制。初期合格的产品在经过多年水电热等作用条件下运行,其薄弱焊点最终出现腐蚀渗漏。

对发电机水电接头漏水问题,最终处理措施是参照岭澳核电站的设计进行改造。既在保持发电机出线端子箱现有风冷和水电接头与原GST软水管的连接位置不变的条件下,将水电接头钟罩部分的冷却水管取消,利用现有空气冷却的容量裕度实现冷却。根据现场检测结果(2001年7月23日对1号发电机水电接头及相关部件进行测温,实测温度为50℃)和原水电接头制造商EMFORM公司提供的理论计算,改造后水电接头温度仍会在设计规范90℃以下。因此,通过此项改造会提高水电接头运行的可靠性。2号发电机组的水电接头已于2001年12月完成改造。1号发电机将在2002年1月第八次大修中进行改造。

2002年1月10日2号发电机组并网后,在48%FP,87%FP及100%FP三个功率平台运行条件下对水电接头和相关部件的温度以及停运风机后的温度进行了跟踪测量。检测结果显示,在取消了水电接头的冷却水管后,各部件温度都有不同程度的上升。水电接头钟罩本体部分上升了约6℃,软连接与水电接头的连接部位,上升约10℃,软连接温升增加了5℃,GSY连接器增加了4℃。在100%负荷下,停运风机70分钟后,水电接头及其他部件的温度持续上升,此时温度热点在B相软连接处(温度约64℃)。三相中B相各部件的温度比其他两相高约2~4℃。通过机组满负荷运行工况下的检测结果,表明改造后的水电接头其温度低于90℃的设计规范要求,因此可保证机组长期安全运行。

(4) 1号发电机转子径向导电杆密封漏气事件

2001年1月25日1号发电机大修期间,在对发电机转子径向导电杆进行气密试验时发

现正极外侧径向导电杆漏气，气密试验不合格。随后对其进行解体检修，发现用于紧固导电杆的套圈螺母和环形锁紧螺母等力矩均有不同程度的变小，并且用于紧固密封圈的紧固螺母（编号 27）其力矩已由 $270 \text{ N}\cdot\text{m}$ 减少到 $40 \text{ N}\cdot\text{m}$ ，检查确认有多个紧固部件出现松动。其后对转子径向导电杆重新回装，并更换发电机外侧正负极径向导电杆密封圈，在按照程序规定的要求将密封圈紧固螺母紧固力矩调至标准值 $270 \text{ N}\cdot\text{m}$ 后，测量密封圈紧固螺母（编号 27）与压紧螺母（编号 29）的间隙为 1.39 mm 。对其进行气密试验，检测结果合格，说明该径向导电杆密封已恢复正常。在气密试验过程中，检测发现发电机内侧转子径向导电杆漏气。考虑到下一换料循环期间机组的安全可靠运行，随后对负极外侧导电杆也进行了解体检修，在负极外侧导电杆解体检修中对密封圈也进行了更换，最后重新进行气密试验，试验结果合格（发电机转子内部采用双重密封，转子内侧径向导电杆泄漏因不具备条件而未作处理）。

在 2001 年度发电机运行期间，定期对径向导电杆所处的励磁机仓室进行泄漏检测，结果表明其密封状况良好。2002 年 1 月 1 号机组第八次大修检查发电机转子气密情况，在 0.5 MPa 氢气压力试验条件下检验其外部密封情况正常。随后又采用氦气进行试验，在 0.5 MPa 压力气密试验条件下泄漏率为每小时下降 0.04 MPa ，说明内侧径向导电杆的泄漏较大，同时发现正极径向导电杆处有泄漏。为此，对其进行解体检修。在解体过程中对各螺母的紧固力矩进行了复测，套圈螺母和环形锁紧螺母力矩由原 $300 \text{ N}\cdot\text{m}$ 和 $400 \text{ N}\cdot\text{m}$ 变为 $500 \text{ N}\cdot\text{m}$ 。在拆卸套圈螺母时因卡死，造成其整体一起拆下，未能测得密封圈紧固螺母上的力矩。检查密封圈未发现任何变形痕迹。在拆下发电机径向导电杆后，检查转子径向导电杆孔的内壁发现在密封圈前端有一凹槽（属制造时机加工不当所致），初步认为该位置对氦密封不构成影响。之后，对发电机径向导电杆进行回装，在回装紧固密封圈的紧固螺母（编号 27）时，经 GEC 专家认可将螺母力矩从 $270 \text{ N}\cdot\text{m}$ 增加到 $295 \text{ N}\cdot\text{m}$ ，以提高其密封性。经采用氦气进行气密试验（ 0.5 MPa 压力试验条件下），密封试验合格。试验后对导电杆上其余部件进行回装，并最终检查确认检修后的径向导电杆已恢复正常状态。

对径向导电杆漏气的原因进行初步分析，认为在机组长期运行中，由于径向导电杆受离心力的作用，使得径向导电杆上各螺母等的紧固应力发生变化，而密封圈上紧固螺母 $270 \text{ N}\cdot\text{m}$ 的紧固力将不能有效作用在密封圈上，密封圈紧力变小造成密封失效而漏气。适当加大密封圈紧固螺母的力矩将有益于防止泄漏的发生。另外如果密封圈被双向紧固，应该能够避免离心力的影响。

由于发电机转子内侧径向导电杆密封失效，使得发电机转子原设计的两道密封（内、外侧）变成了一道密封，导致发电机转子氢气密封的可靠性降低。作为遗留问题，电气处已提出不符合项跟踪此问题，计划在下次发电机解体大修时对内部密封进行处理。目前由技术部负责跟厂家进一步联系，作根本原因分析、评价设计和制定改进措施。在本年度的机组运行中，对发电机转子径向导电杆密封状况将继续定期检测，以保证机组的安全可靠运行。

5. 高压技术监督管理工作

1) 2001 年核电站技术监督工作在电站技术监督委员会的领导下，从生产管理的战略角度加大了对核电站技术监督工作的规范化管理。核电站技术监督执行情况实施逐月统计报告制度，并按季度统计结果通过公司内部网络向整个核电站公布各项指标的完成情况，提高了技术监督管理的透明度，推动了核电站技术监督工作的开展和提高。技术监督委员会按季度召开技术监督会议，对技术监督工作存在的问题进行评定，推动整改工作。

2) 按照技术监督要求对高压绝缘监督、高压开关监督配置有相应的专责人。整个高压

设备的维护、检修由高压班负责执行。高压班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 2001 年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。

3) 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”等所相关的各项规程、条例和反事故技术措施。结合我厂设备的特点,进一步加强以可靠性为中心的维修技术的推广和应用,根据设备检修的经验反馈,对设备维修大纲和执行程序作了大量的修改升版工作,其中维修大纲升版为 65 份,维修程序为 124 份。维修程序或大纲的优化升版标志着设备的维护管理和检修水平的提高,制定合理的检修项目和工作方法,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。

4) 通过不符合项管理、工程服务申请、24 小时事件单、事件根本原因分析报告等管理手段对现场系统或设备存在的问题进行跟踪和处理,使项目落实到人,及时的解决了现场设备出现的问题,如对 2 号主变压器出现漏油中性点套管更换、2 号主变压器 B 相介损超标的低压套管更换以及 1 号发电机水电接头的更换等,保证了设备处于完好的工作状态,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合作,使遗留问题尽快得以解决,如 2001 年完成了 2 号主变压器有载开关解体大修、2 号主变压器 B 相油再生处理、1 号发电机负荷开关解体大修、微波站接地改造等

5) 认真执行设备巡视检查制度,2001 年发现了多起设备问题和隐患,如 2 号主变压器中性点漏油、主变压器避雷器引下线接点过热等。2001 年,电气处结合巡视检查,重新制定了防火工作计划和具体要求,将把防火工作纳入了规范化管理,使防火工作落实到具体专业和具体责任人。2001 年发现了 4 起电气设备过热问题,避免了火灾未遂事件的发生及可能造成机组降负荷或停机事件的发生,保证了电站防火工作的有效性。

6) 参加了由广东省电力公司组织的“2001 年广东省高电压管理工作会议”和“2001 年度广东省高压开关管理工作会议”等,会上总结了 2000 年广东省电力系统高压工作情况,分析了当前电力系统的典型事故情况和经验反馈信息,并对高压管理技术问题等进行了广泛的交流和讨论,提出了 2001 年高压监督工作的要求,为核电站高压管理工作的提高起到了积极的促进作用。

7) 根据国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》,对各项措施逐项进行落实。认真贯彻“2001 年度广东省高电压专业工作会议”的精神,按照《广东省电力工业发供电重大缺陷上报制度》的规定,做好事故、障碍、缺陷等的分析、统计和及时上报工作。提前完成了广东省电力技术监督部门下达的“2001 年度高压专业工作总结”、“2001 年度高压开关工作总结”以及高压电气设备预试率考核报表等上报工作。

8) 2001 年,主要完成的电气技术外出培训项目有 11 项,其中国外培训两项次,国内培训 9 项次。通过培训提高了员工对设备的维护水平,取得了良好的效果。本年度完成的国内外专业培训主要项目是:SF₆ 气体试验取证培训、大型变压器检修工艺及质量标准培训、IQ 型电动头原理及检修、KKO4 系统维修技术、LBJ 充电器原理及故障分析、加热器元件的结构及密封方式、镍-镉蓄电池维护、LHP/LHQ 柴油机励磁调节器、发电机励磁回路可控硅及二极管技术参数测试、BOP 设备及电气控制装置、OGEW 系统设备及保护技术等培训项目。

9) 设置在电站培训中心的电气技能培训实验室经过两年准备已初具规模。本年度开设了一期电动执行器检修培训、一期电动机检修培训、一期发电机-变压器保护培训和一期典型开关的原理及操作培训。针对承包商,在大修前进行两期电动执行器检修培训、一期电动

机检修培训。

10) 2001 年电气处派出 4 名 B 类人员和 2 名 A 类调试人员参与了岭澳核电站的调试工作, 主要参与的系统调试有 OGEW 开关站系统、GEX 发电机系统、GSY 发电机出线系统、GPA 保护系统、KCO 系统、PMC 系统等。

6. 新技术和新设备应用

(1) 变压器绕组变形检测

北区 220 kV 变压器绕组变形测试工作于 2001 年 4 月 26 日完成。测试过程中发现高压侧 A 相套管末屏接地不良, 处理后恢复正常。对变压器绕组波形测试, 低压侧三相重合性较好, 高压侧 B, C 相重合性较好, A 相在低频区域与 B, C 相保持一致性, 但在更高的频段有差异, 初步分析 A 相绕组结构工艺存在差异。2001 年 10 月完成岭澳核电站厂用变压器和大亚湾核电站厂用变压器及备用变压器绕组变形测试工作等。该技术的应用为今后对设备的故障分析和诊断工作打下了基础。

(2) 电气设备的红外测温

利用红外检测技术, 电气处在 2001 年发现了多起设备过热隐患, 如 2GEV364JS 接线端子过热问题、0SHY001AR 制氢站汇流排接线端子过热问题、2LKP301 开关接线等。因此, 红外检测技术的应用在保证核电站安全稳定运行方面起到了积极的作用。

(3) 在线检测型氧化锌避雷器放电记录器

具有在线检测避雷器工作电流的放电记录器, 可以随时检查避雷器工作状态。核电站部分设备上的应用已显示出良好效果。2001 年电气处已提出申请, 建议全厂推广使用。

(4) 增添新检测仪器

为了保证岭澳核电站维护工作的开展, 2001 年电气处又购置泰迪斯 2815 电桥一台、变压器直阻测量仪一台等, 这些仪器设备已首先在大亚湾核电站 2 号机组第八次大修中发挥了很好的作用。

2.1.1.9 核电站发供电系统可靠性

1. 发电机组系统的可靠性

1 号发电机组在 2001 年第七次机组换料大修期间 (2001 年 1 月 14 日—2001 年 2 月 21 日) 停机检修 38 天。2001 年 6 月 6 日处理 1 号发电机定子 C 相出线端水电接头漏水问题, 发电机组停运 1.8 天。2001 年 6 月 16 日, 1 号机组反应堆主泵仪控卡件故障导致机组停机停堆, 发电机组停运 0.4 天。全年 1 号发电机组停运时间共计为 40.2 天, 全年 1 号发电机组的可用率为 88.99%。

2 号发电机组在 2001 年 3 月 22 日因误操作 2LCA001BT 蓄电池组的开关造成直流 LCA 母线失电, 导致机组与电网解列 0.5 天。4 月 4 日 2 号发电机组停机检修, 处理发电机后端密封瓦空气侧密封油压低故障, 机组停运 9.75 天。2 号发电机组在 2001 年机组第八次换料大修中 (2001 年 12 月 10 日—2002 年 1 月 10 日) 停机 31.4 天。全年 2 号发电机组停运时间共计为 41.65 天, 全年机组的可用率为 88.59%。

全年发电机故障率为 $F = \frac{\text{故障台次}}{\text{总运行台数}} \times 100 \text{ 台次} / (\text{百台} \cdot \text{年}) = 0 \text{ 台次} / (\text{百台} \cdot \text{年})$

全年两台机组在运行期间未发生绝缘事故或绝缘障碍。本年度影响发电机可靠性的主要因素有:

1) 1 号发电机水电接头漏水问题

1号发电机出线端C相水电接头于2001年1月发生漏水事件,造成机组提前一天进入大修。在之后机组运行至2001年6月2日,运行检查再次发现C相水电接头漏水,为防止事故的发生,机组于6日停机检修。在停机检修中,还发现A相和B相水电接头也有轻微泄漏。经过对C相水电接头进行更换,对A相和B相漏点进行锡焊修复及用铜质修补剂处理后,机组于6月7日恢复运行。对发电机电水接头漏水问题的最终处理措施是对原设计进行改造,即取消水电接头钟罩部分的冷却水管,利用现有空气冷却容量实现冷却,以提高其可靠性。改造工作已在机组第八次大修中完成。

2) 发电机转子轴电压低异常报警

在2001年运行期间,1号发电机和2号发电机仍多次出现转子轴电压低异常报警,在机组第八次大修中检查相关轴承或密封瓦绝缘,绝缘状况良好。目前分析认为发电机轴电压低对发电机设备不构成影响,最终处理意见和评价报告尚有待设备管理部门研究后给出。

3) 1号发电机转子导电杆密封问题

由于1号发电机转子内侧径向导电杆密封失效(从第七次大修时至今),使得发电机转子原设计的两道密封(内、外侧)变成了一道密封,导致发电机转子氢气密封的可靠性降低。该问题安排在下次发电机解体大修时处理。目前对发电机转子径向导电杆密封状况实行定期检测,以确保机组的安全可靠运行。

4) 发电机转子匝间绝缘异常问题

在第六次大修时2号发电机转子匝间短路探测试验(R.S.O.)显示匝间绝缘异常,在连续两年的大修中(第七次和第八次大修),重复进行的R.S.O.试验检测波形未有变化而1号机组第八次大修中R.S.O.试验检测结果显示转子匝间异常已消失。因此,对发电机转子的状况有待作进一步的跟踪分析和状态评价。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统 GEV 主要包括主升压变压器和厂用降压变压器。

1号主变压器和降压变压器(A和B)在随机组第七次大修中,停电检修19.8天(2001年1月19日—2001年2月8日)。1号主变压器全年累积运行345.2天,1号主变压器年可用率为94.58%。

2号机主变压器和降压器(A和B)在2001年度中,随机组第八次大修停运检修13.4天(2001年12月15日—2001年12月28日)。2001年4月利用2号发电机组停机检修的机会,对2号主变压器中性点套管进行了更换(存在漏油问题),此期间主变压器共停运1.69天。本年度2号主变压器运行稳定,全年累积运行349.9天。全年设备的可用率为95.86%。

2001年GEV系统500kV变压器设备的故障率为0台次/(百台·年),400kV变压器设备的故障率为0台次/(百台·年)。

本年度影响GEV输变电系统可靠性的主要因素有:

- 1) 2号主变压器C相中性点套管漏油。已作更换处理,机组第八次大修对其他所有主变压器中性点套管进行了更换;
- 2) 2号主变压器B相油样色谱超标。在机组第八次大修中已做再生处理;
- 3) 主变压器油介损增长快,油质老化,详情见2.1.1.8节“4. 异常事件及处理情况”之(2)。

3. 400 kV/500 kV GIS 开关站供电可靠性

2001年,电站220kV以上避雷器运行状况良好,全年动作次数为13次。0GEW系统SF₆

气室全年共出现压力低报警 7 次，出现压力高报警 3 次。在年检中发现气室微水含量超注意值一相次，所有异常现象均及时进行了维护处理。整个 400 kV/500 kV GIS 各气室维护的完好率为 100%，2001 年未发生过设备损坏或停电故障，全年超高压开关正确动作率为 100%。各 GIS 出线和线路的可用性见 2.1.1.9-1 所示。

表 2.1.1.9-1 400 kV/500 kV GIS 组合电器设备的可用性

各 GIS 部分	计划性停电检修时间/d	非计划性停电时间/d	年可用率/%
核大 I 线	23.21	0	93.64
核大 II 线	12.06	0	96.70
核深线	29.64	0	91.88
核惠线	10.38	0	97.16

本年度影响开关站系统可靠性的主要因素有：

(1) OGEW 断路器操作机构渗油问题

2001 年 5 月 30 日，OGEW251JA 断路器因操作机构渗漏油问题而转入停运检修。2001 年 12 月 26 日，在 OGEW 系统的停电年检中，对 OGEW452JA 断路器操作机构渗漏油问题进行了处理，更换了液压油泵和部分漏油的管路等；

(2) OGEW110GS A 相气室 SF₆ 泄漏问题

2001 年 OGEW110GS A 相气室出现 5 次 SF₆ 压力低报警，虽经过补气处理恢复正常，但现场检查未发现泄漏点。该气室须重点监视和跟踪检查。

(3) 气室微水含量超过注意值的问题

在 1 号机和 2 号机机组第八次大修期间，已发现 3 个气室微水含量超 500 mg/L 注意值。这种现象表明经过近十年的运行，GIS 设备各气室 SF₆ 气体的微水含量有增大的趋势。因此，有必要选择适当的时机对整个 GIS 设备中已接近注意值的气室进行一次全面的处理

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2001 年度 220 kV 辅助电源系统发生停运不可用次数共 3 次，其中非计划性停电 1 次（为雷雨天气造成线路接地，保护动作），共计停电 0.2 小时；计划性停电 2 次，共计 8 小时。全年该系统设备（包括 2 台辅助变压器、GIS 组合电器等）的可用率为 99.91%，高压开关正确动作率为 100%。

本年度影响 LGR 系统设备可靠性的主要因素为：

1) 220 kV 辅助变压器、GIS 组合电器等腐蚀情况严重。

2) 断路器操作机构轻微渗油。日前电气部门对整个 LGR 系统设备的十年大修准备工作正在加紧进行。

5. 6.6 kV 中压厂用电系统 LG * 供电可靠性

2001 年大亚湾核电站中压 6.6 kV 电气设备运行情况良好，全年无绝缘故障或一次设备损坏事件发生。6.6 kV 中压系统各类设备全年设备故障率按下式来计算，

$$F = \frac{\text{故障台数}}{\text{总台数}/100} \text{台次}/(\text{百台} \cdot \text{年})$$

依次按设备划分计算结果见表 2.1.1.9-2。

表 2.1.1.9-2 6.6 kV 中压电气设备年故障率

6.6 kV 中压 供电设备	运行总台数	故障台次	故障率		备注
			台次 / (百台·年)		
母线	16	0	0		
断路器 (接触器)	176	0	0		
电动机	85	0	0		
变压器	74	0	0		

本年度影响 6.6 kV 系统设备可靠性的主要因素为:

(1) 6.6 kV 开关控制回路航空插头质量不可靠问题

在 2001 年厂用电系统 6.6 kV 断路器二次控制回路发生 5 次航空插头绝缘低、插头针之间短路或窜电事件, 经过评估分析, 认为该类航空插头绝缘低问题有设计方面的不合理、也有操作方面的不当等因素造成。另外, 设备运行近十年, 亦存在老化的可能。因此, 决定采取对整个核电站航空插头进行更换的措施。在机组第八次大修中对 1 号机组和 2 号机组 6.6 kV 接触器航空插头的更换工作已全部完成, 6.6 kV 断路器的航空插头将在备件到达后进行。

(2) 6.6 kV 断路器合闸线圈烧毁问题

2001 年在操作 1LGA701 开关进行试验时, 开关合闸保持线圈烧毁。在 1 号机组第八次大修前期对 9LGA902 开关接触器进行航空插头更换后做开关分、合试验时, 其合闸保持线圈烧坏, 造成该接触器无法合闸。6.6 kV 开关设备运行已近 10 年, 对该问题的根本原因分析工作目前正在进行中, 在确认根本原因后将提出今后的改进性措施。

6. 6.6 kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

核电站每台机组的 2 台 6.6 kV 应急柴油发电机组 (LHP/LHQ) 是电站核安全的最后一道应急供电电源。2001 年, 1 号机组 2 台柴油发电机不可用时间为 29.53 小时, 其年不可用率为 0.17%。2 号机组 2 台柴油发电机的不可用时间为 2.04 小时, 其年不可用率为 0.01%, 全年整个核电站柴油机组的不可用率为 0.16%。

近 3 年来柴油机组不可用率的统计结果见表 2.1.1.9-3。从统计结果来看, 2001 年柴油机系统的可靠性有了大幅度的提高, 其不可用率指标首次达标, 并创下了历史最好达标记录。通过近几年来针对柴油机存在的问题进行的重点整治, 过去影响柴油机组可靠性的问题已得到了根本性解决。2001 年柴油机安全指标超额完成, 为 2002 年达到世界先进水平创造了条件。

表 2.1.1.9-3 柴油发电机组 LHP/LHQ 年不可用率统计结果

年份	1 号机组		2 号机组		综合统计	目标值
	LHP/LHQ	LHP/LHQ	LHP/LHQ	LHP/LHQ		
1999	2.2	0	0.5	1.1	0.5	0.5
2000	0.1	1.6	0.5	0.8	0.5	0.5
2001	0.17	0.1	0.4	0.16	0.4	0.4

* 不可用率指标 = (计划不可用小时数 + 非计划不可用小时数 + 故障暴露不可用小时数) ÷ (要求系统可用的小时数 × 系列数)

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，与其相关的有直流母线配电盘 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组 (BT) 和逆变器 (RD) 等。2001 年度直流系统设备的故障统计结果见 2.1.1.9-4 表所示。

表 2.1.1.9-4 直流电源系统年故障率

电源系统	运行组数/台数	故障组/台次	故障率 台次/(百台·年)
直流母线	39 组	0	0
充电器	39 组/68 台	0	0
蓄电池组	39 组/2024 台	0	0
逆变器	16 组/20 台	0	0

2.1.1.10 仪控系统设备运行及评价

大亚湾核电站的仪控设备数量繁多、总计约 6 万多台件。2001 年 6 月 16 日，因仪表设备原因导致 1 号机组自动停堆一次，与 2000 年相比，仪表设备信号漂移故障由 34 项增加到 80 项，部分仪控设备出现老化的迹象。下半年仪表计算机处加强了对仪表设备的管理，采取仪控设备半年分析、仪控设备重复故障分析、遗留问题跟踪、重大问题或共模故障问题成立专题攻关小组等措施，使重复故障率显著降低，并很好地控制住了风险、减少了严重影响机组安全事件的发生，使仪控设备保持了良好的运行状态。2001 年，仪控设备完好率为 99.87%，设备投入率为 99.99%，保护动作正确率 99.98%，具体情况如下：

1. 控制系统

(1) 核岛通用控制测量系统

核岛通用控制系统 (KRG) 由 Bailey 9020 系列单元组合仪表构成，覆盖了核岛所有基本系统，分为控制和保护两部分。其中保护通道通过两个月一次的 SIP 周期试验保证通道的可用性。2001 年开发了在线试验台，控制通道通过一年一度的在线检查提高了控制通道调节精度。在 2001 年，核岛 KRG 设备总体运行情况良好，KRG 保护通道的定期试验合格率为 100%，年初解决 KRG 加法器切换开关接触不良的问题后，仪控设备的漂移问题得到控制。6 月 16 日，因主泵轴封流量的 KRG 阈值板件电源故障造成 1 号机组自动停堆，经 EDF 的经验反馈，总体上分析这类板件是故障率较低的板件。事件发生后，仪表计算机处分析所有单一故障能间接导致自动停堆的保护逻辑，并提出相关的改造申请以提高系统的可用率。

(2) 常规岛通用控制测量系统

常规岛通用控制系统 (KRG) 由 Bristol Babcock 公司系列 4 仪表控制回路，可编程控制器 GEM80 和 Protech 就地温度测量回路组成。它覆盖常规岛大部分基本系统，在 2001 年基本实现了全年无故障运行，设备状况良好。

(3) 专用系统

棒控系统 (RGL) 总体运行情况稳定，未发生影响系统可用率的故障，设备状况良好，但也多次出现了 RGL001AA，RGL003AA 和 RGL021AA 报警，偶尔也出现 RGL004AA 和 RGL011AA 报警，其中 2RGL021AA 是由于 2RGL002GD 参数偏差引起，其他报警多由于板件故障、存储信息意外丢失、接触不良、运行操作或机组工况变化等原因所引起。2001 年度 RGL 系统可用率见图 2.1.1.10-1。

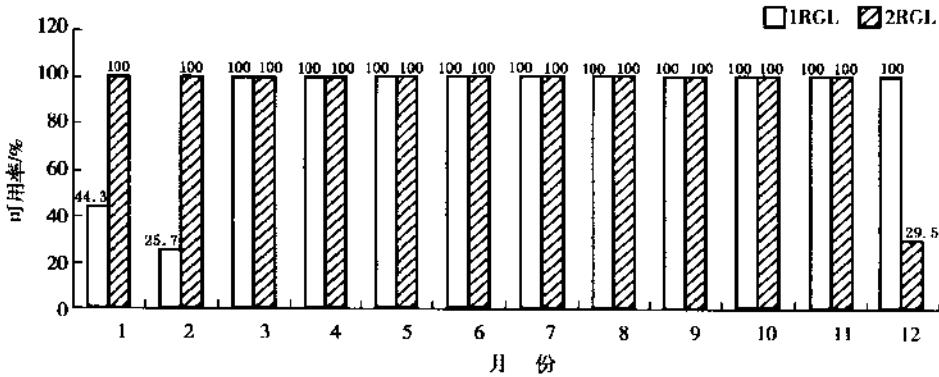


图 2.1.1.10-1 RGL系统的可用率

1RGL自2001年1月14日退出运行进行1号机组第七次大修；
 1RGL自2001年2月21日结束1号机组第七次大修恢复运行；
 2RGL自2001年12月10日退出运行进行2号机组第八次大修；
 2RGL自2002年1月10日结束2号机组第八次大修恢复运行。

堆外中子通量测量系统（RPN）可用率较高，全年的纠正性维修行动次数不多。主要的纠正性维修活动是2RPN系统功率量程大选通道切换不正常，一台备件也有类似的问题，导致R棒控制波动。更换下来的大选通道备件现已返回设备生产厂家维修，根本原因有待厂家进一步分析。

堆芯测量系统（RIC）可靠性较高，设备可用率100%。2001年通过修改KIT软件，解决了KPS显示屏幕上出现的RIC曲线 T_{max} 及 T_{sat} 异常跳跃波动故障，具体情况请参阅下文的安全监督系统（KPS）部分。

电站辐射检测系统（KRT）因测量部分采取预防性维修，与2000年相比较，测量部分故障率保持在一个较低的水平。但其他故障，如滤纸更换频繁、KRT的泵故障、系统的调节和接触不良故障等成为消耗电站 I_o 的重要遗留问题。目前仪表计算机处正加强跟踪与故障分析，以便进一步降低其故障率。

汽轮机调节系统（GRE）全年运行状况良好。由于大修中进行了阀门控制回路的全面检查，并根据经验反馈对易氧化的接线端子进行了抗氧化处理，年度内仅发生1次因阀门模块故障造成汽轮机进汽阀门关闭的事件，其状态要好于往年。

汽轮机监视系统（GME）的工作性能基本稳定。但在2001年度也出现了几次汽轮机高、低压缸进汽阀阀位显示异常故障，分析故障原因，目前基本确定为阀位探头的匹配电容品质下降所致。根据此分析，在机组的第八次大修中，仪表计算机处对两台机组所有的阀门匹配电容都作了品质因素测量，并对品质因素下降的电容作了更换处理，处理的效果还有待观察。

2. 保护系统

反应堆保护系统（RPR）可用率100%，磁逻辑性能稳定

汽轮机保护系统（GSE）可用率100%，继电连锁可用率100%，继电器性能稳定。

3. 电站工业计算机部分

(1) 现场实时工业计算机系统

集中数据采集系统（KIT）自2001年开始，该系统由原来的KIT系统和KIT数据上网系统（KDC）共同构成。在保持KIT系统原来的主控制室操作功能的前提下，通过KDC系统的

建立,使核电站实时监视和历史分析能力大大加强。KDC系统将KIT数据的应用加以延伸,覆盖面由主控制室延伸到核电站的其他建筑物,使得生产运行、安全监督、日常计划、换料大修、尤其是设备管理部门能够远程监视机组的实时状态,并可以利用该系统的对核电站的设备状况展开深入分析。

仪表计算机处在KDC系统上已经自主开发了主控制室实时报警卡、设备管理监视报表、应急数据实时传输等重要应用项目,尤其是KIT-LOGBOOK数据的上网,为事故后分析提供了快速准确的手段,为大亚湾核电站设备管理跨上新台阶打好了基础。

大亚湾核电站新的KIT上网工程的示意图见图2.1.1.10-2。

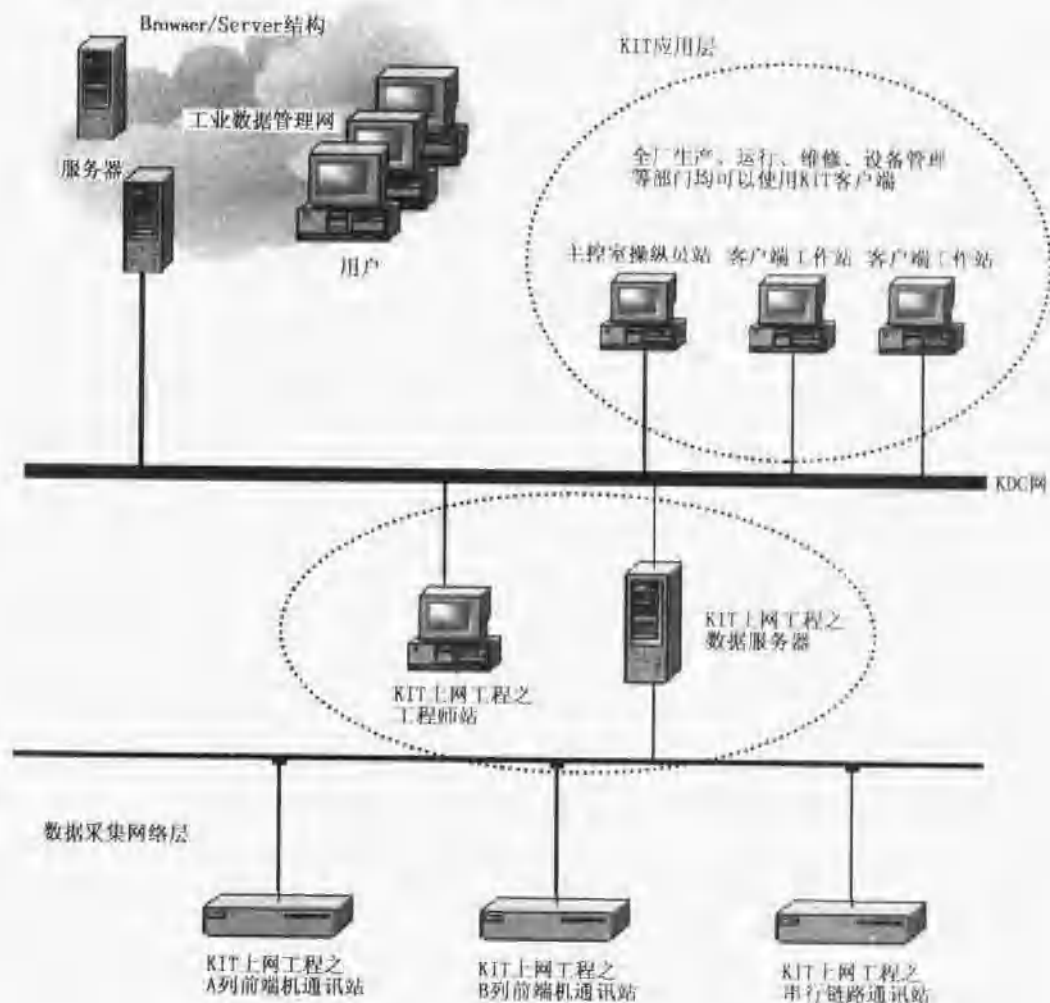


图 2.1.1.10-2 大亚湾核电站新的 KIT 上网工程示意图

安全监督系统 (KPS): 在 KPS 系统上出现了 RIC 堆芯最大温度 ($RIC-T_{max}$) 上跳和堆芯饱和裕度 ($RIC-T_{margin}$) 下漂的问题。造成上跳和下漂的主要原因是来自 RIC-KIT/KPS 系统接口上的异常信号。仪表计算机处对于该问题进行了长时间的跟踪处理,通过电站 PEC 委员会会议审核批准,1号机组采取了 KIT 软件过滤的办法,从 KPS 屏幕显示上消除了这些异

常信号（不影响正常的超温报警和裕度低报警），2号机组在经过相应部门审核批准后也将实施。而接口上产生异常信号的根本原因仍然需要进一步查明。

电度表和故障录波系统（KKO）：2001年实施了KKO系统的改造，改造后系统基本稳定运行，并通过更换了整个前端计算机（嵌入式）后彻底解决了改造遗留的经常性前端机故障的问题。

试验数据采集系统（KDO）：对KDO系统实施了改造，全年完成了包括2号机组第八次大修在内的所有试验任务。改造后的新系统在采集速率、通道设置灵活性等功能上较之原系统有了很大的提高，将在核电站运行中发挥重要的作用。

（2）工业数据采集网

随着KIT数据上网工程的延伸，工业数据采集网（KDC）系统已经是大亚湾核电站内所有工业信息的主干网络。2001年，KDC网络全年运行比较正常，主交换机和分组交换机均没有出现重大设备故障。在原来五个分组（EG, LX, BA, BX, AF）交换机的基础上增加了EM楼分组交换机，现已经将EM楼中的应急网络纳入到KDC网络之中；2001年，大亚湾核电站工业网与岭澳核电站工业网成功地进行了连接。

但是，由于大亚湾核电站KDC系统是在四年前建立的，网络设备的备品备件问题益发突出。目前MIC已经着手考虑设备替代的办法。

2. 消防探测系统

消防探测系统火警探头数量繁多，遍及全厂各个区域，2001年消防探测系统的设备可用率在99%以上，设备运行状况达到管理计划的要求。但是1号机组JDT系统发生的核岛主泵误报火警信号在较长时间困扰了电站I₀的控制，其原因是由于探头底座的接线松动。在第八次大修中通过对JDT系统在RX区的所有探头及底座进行接线紧固及检查，解决了问题。

3. 变送器

仪表变送器有热电偶温度探头、热电阻温度探头、浮子式水位变送器、1151系列变送器、6000系列和8000系列变送器等，2001年总体运行情况良好。针对反应堆一回路温度探头特性漂移问题，仪表计算机处建立了完善的一回路温度探头维修政策：每个换料周期对每个机组至少更换2个新温度探头，用相对最新的3个温度探头作为参考，对其他温度探头进行交叉比较，对出现的特性漂移则通过调整CT板的办法进行补偿。在1号机组第七次大修中对1RCP031MT, 1RCP059MT, 在2号机组第八次大修中对2RCP032MT, 2RCP035MT和2RCP049MT共计5个一回路温度探头进行了更换，全年实际运行情况良好。

4. 气动阀门执行机构

气动阀门执行机构按使用区域可划分为核岛气动阀门与常规岛气动阀门；而按功能区分气动阀门又可划分为调节阀与开关阀这两个部分。2001年度，核岛气动阀门设备状态总体情况良好，只对1RCP002VP进行了“零”点调整。常规岛气动阀门与核岛相比故障率略高（可用率也在99%以上）。阀门故障的原因主要包括：行程开关故障、气动元件和管线漏气、定位器反馈连杆脱落、电气转换器漂移等。针对这些故障原因及现象，仪表计算机处在1号机组第七次大修和2号机组第八次大修中进行了定期更换阀门上易老化的橡胶密封件等预防性维修措施，收到了良好的效果。

5. 开关量仪表

开关量仪表主要有压力开关、温度开关、水位开关和流量开关等类型，2001年度开关

量仪表工作状态良好, 未出现影响系统可用率的故障。

6. 显示仪表和记录仪

显示仪表 2001 年度工作状况基本正常, 但是记录仪的故障率较高, 主要表现为电机和传动机构故障、滑线电阻故障和记录仪笔故障等。针对记录仪故障率高和备件缺乏的现状, 目前除采取相关的预防性维修措施外, 相关部门还在研究办法, 拟进行记录仪的国产化或物项替代工作。目前现场已采用了部分国产记录仪, 正在进行比较、试用、选型工作。

2.1.1.11 燃料循环及燃料管理

1. 燃耗

(1) 大亚湾核电站 1 号机组第八循环燃耗

1 号机组第八循环堆芯于 2001 年 2 月 5 日装料, 共计装入 157 组燃料组件, 堆芯组件包括富集度为 3.2% 的 57 组 (仅参加过第五、六循环的 1 组, 见表 2.1.1.11-1 中的第 7a 区; 仅参加过第六、七循环的 44 组, 见表中 8 区; 仅参加第七循环的 4 组, 见表中 9a 区; 新组件 8 组, 见表中 10a 区) 和 3.7% 的 100 组 (仅参加过第七循环的 52 组, 见表中 9b 区; 新组件 48 组, 见表中 10b 区)。1 号机组于 2001 年 2 月 19 日达到临界, 2 月 21 日并网, 至 2002 年 1 月 24 日停堆, 共计运行 320 等效满功率天 (EFPD), 第八循环长度为 12 857 MW·d/t, 全堆芯组件中最大累计燃耗为 38 278 MW·d/t (富集度为 3.2%、堆芯 G13 位置的 YQ00M09 组件)。第八循环堆芯所装燃料组件的富集度、组件数及燃耗等见表 2.1.1.11-1。

表 2.1.1.11-1 1 号机组第八循环燃料组件富集度、组件数及燃耗

富集度 ³⁾ (W/O) / %	进料日期	首次装堆日期	组件数	所在堆 芯分区 ¹⁾	平均累计燃耗 MW·d/t	组件在堆内运 行历史 (循环)
3.1	1997.11.17 - 11.20	1998.2.21 - 2.25	1 (Y) ²⁾	7a	37 874	第五、六、八
3.2	1998.11.2	1999.2.21 - 2.25	44 (Y)	8	35 056	第六、七、八
3.2	1998.11.2	2000.2.2	4 (Y)	9a	26 210	第七、八
3.7	1999.11.10	2000.2.2	52 (Y)	9b	26 210	第七、八
3.2	1998.11.2	2001.2.5	8 (Y)	10a	11 910	第八
3.7	2000.11.8	2001.2.5	48 (Y)	10b	11 910	第八
合计			157			

1) 分区见图 2.1.2.11-2;

2) Y——组件生产厂家为宜宾核燃料元件厂;

3) 质量分数。

(2) 大亚湾核电站 2 号机组第八循环燃耗

2 号机组第八循环堆芯于 2000 年 12 月 11 日装料, 共计装入 157 组燃料组件, 堆芯组件包括富集度为 3.2% 的 57 组 (仅参加第一循环的组件, 见表 2.1.1.11-2 中的第 4 区; 仅参加第六、七循环的 48 组, 见表中 8 区; 仅参加第七循环的 8 组, 见表中 9a 区) 和 3.7% 的 100 组 (仅参加第七循环的 AFA2G 组件 44 组, 见表中 9b 区; 仅参加第七循环的 AFA-3G 组件 4 组, 见表中 9c 区; 新组件 52 组, 见表中 10 区)。2 号机组于 2000 年 12 月 27 日达到临界, 12 月 28 日并网, 至 2001 年 12 月 10 日停堆, 共计运行 328 等效满功率天 (EFPD) 第八循环长度为 13 115 MW·d/t, 全堆芯组件中最大累计燃耗为 38 674 MW·d/t (富集度为 3.2%、堆芯 G08 位置的 YQ00L1 组件), 第八循环堆芯所装燃料组件的富集度、组件数及燃耗等见表 2.1.1.11-2。

表 2.1.1.11-2 2 号机组第八循环燃料组件富集度、组件数及燃耗

富集度 ³⁾ (W/O) / %	进料日期	首次装堆日期	组件数	所在堆 芯分区 ¹⁾	平均累计燃耗 MW·d/t	组件在堆内运 行历史(循环)
3.2	1995.2.7	1995.4.23	1 (Y)	4	27 869	第二、三、八
3.2	1998.9.10	1998.12.8	48 (Y)	8	32 063	第六、七、八
3.2	1998.9.10	1999.12.10	8 (Y)	9a	30 281	第七、八
3.7	1999.9.22		44 (Y)	9b	30 281	
3.7 (3G) ²⁾	1999.9.20		4 (F) ²⁾	9c	30 281	
3.7	2000.9.12	2000.12.11	52 (Y) ²⁾	10	13 490	第八
合计			157			

注: 1) 分区见图 2.1.2.11-3;

2) F——组件生产厂家为法马通 (Framatome), Y——组件生产厂家为宜宾核燃料元件厂, 3G——法马通生产的 AFA-3G 先导组件;

3) 质量分数。

2. 燃料循环长度

大亚湾核电站 1, 2 号机组第一至第八循环的燃料循环长度见表 2.1.1.11-3。

表 2.1.1.11-3 1, 2 号机组燃料循环长度

循环数		1 号机组		2 号机组	
		燃耗 MW·d/t	运行时间 EFPD ¹⁾ (等效满功率天)	燃耗 MW·d/t	运行时间 EFPD ¹⁾ (等效满功率天)
第一循环	设计值	13 320	332	13 320	332
	停堆值	12 141	303 (+ 29)	13 794	344 (- 12)
第二循环	设计值	11 137	278	10 084	251
	停堆值	10 163	253 (+ 25)	8 198	204 (+ 47)
第三循环	设计值	10 171	253	9 571	239
	停堆值	10 299	257 (- 4)	9 416	235 (+ 4)
第四循环	设计值	9 414	235	10 680	266
	停堆值	9 354	233 (+ 2)	10 149	253 (+ 13)
第五循环	设计值	11 216	279	11 009	274
	停堆值	11 354	283 (- 4)	11 292	281 (- 7)
第六循环	设计值	11 317	281	11 670	290
	停堆值	11 484	285 (- 4)	12 196	303 (- 5)
第七循环	设计值	11 973	298	12 102	305
	停堆值	12 558	312 (- 14)	12 478	312 (- 7)
第八循环	设计值	12 846	320	12 140	303
	停堆值	12 857	320	13 115	328 (- 25)

注: EFPD 项中括号 (+) 内值表示弃料 (等效满功率天), 括号 (-) 内值表示过烧 (等效满功率天)

3. 核材料操作活动

2001 年的主要的核材料操作活动如下:

(1) 新燃料接收

1) 2001.11.13—11.16, 1 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 56 组富集度为 4.45% 的燃料组件;

2) 2001.9.25—9.28, 1 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 52 组富集度为 4.45% 的燃料组件。

(2) 堆芯装卸料

1) 2002.01.29—2001.01.31, 1 号机组卸料;

2) 2002.02.10—2002.02.13, 1 号机组装料;

3) 2001.12.15—2001.12.17, 2 号机组卸料;

4) 2001.12.26—2001.12.29, 2 号机组装料。

(3) 实物盘存

1) 1 号机组 2002.2.6, 燃料厂房实物盘存; 2002.2.13, 堆芯实物盘存;

2) 2 号机组 2001.12.23, 燃料厂房实物盘存; 2001.12.29, 堆芯实物盘存。

4. 乏燃料组件数

截至 2002 年初, 第八次换料大修后 (第八循环装料后), 1, 2 号机组乏燃料组件数分别为 400 组和 378 组, 两台机组的乏燃料组件数总计为 778 组。各循环的乏燃料组件数详见表 2.1.1.11-4。

表 2.1.1.11-4 大亚湾核电站 1, 2 号机组各循环的乏燃料组件数统计

1 号机组						
循环数	富 集 度					合计
	1.8%	2.4%	3.1%	3.2%	3.7%	
第一循环后	53	0	0	0	0	53
第二循环后	0	52	2	0	0	54
第三循环后	0	0	44	0	0	44
第四循环后	0	0	1	52	0	53
第五循环后	0	0	4	40	0	44
第六循环后	0	0	0	48	0	48
第七循环后	0	0	0	48	0	48
第八循环后	0	0	0	44	12	56
1 号机组合计	53	52	51	232	12	400
2 号机组						
循环数	富 集 度					合计
	1.8%	2.4%	3.1%	3.2%	3.7%	
第一循环后	53	0	0	0	0	53
第二循环后	0	52	0	0	0	52
第三循环后	0	0	52	1	0	53

续表

2号机组						
循环数	富集度					合计
	1.8%	2.4%	3.1%	3.2%	3.7%	
第四循环后	0	0	0	48	0	48
第五循环后	0	0	0	40	0	40
第六循环后	0	0	0	44	0	44
第七循环后	0	0	0	40	0	40
第八循环后	0	0	0	48	0	48
2号机组合计	53	52	52	221	0	378

注：1. 第 n 循环后的乏燃料组件数为该循环结束，并将组件自堆芯卸出后贮存在乏燃料池内的统计值；
 2. 再入堆组件被统计为乏燃料组件；
 3. 破损组件已不可用，计算在乏燃料组件内

5. 控制棒束和堆芯布置

大亚湾核电站 1, 2 号机组第八循环控制棒束组件仍保持 61 组，控制棒束和堆芯布置见图 2.1.1.11-1 ~ 3。

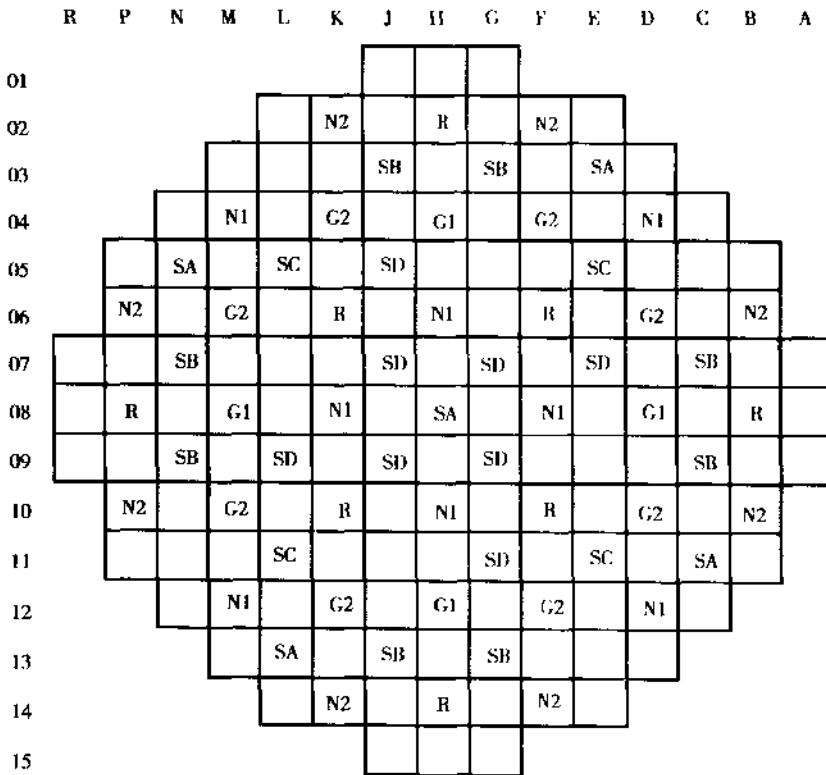


图 2.1.2.11-1 两台机组堆芯控制棒束布置图

G1—4 组； N2—8 组； SB—8 组。
 G2—8 组； R—8 组； SC—4 组；
 N1—8 组； SA—5 组； SD—8 组

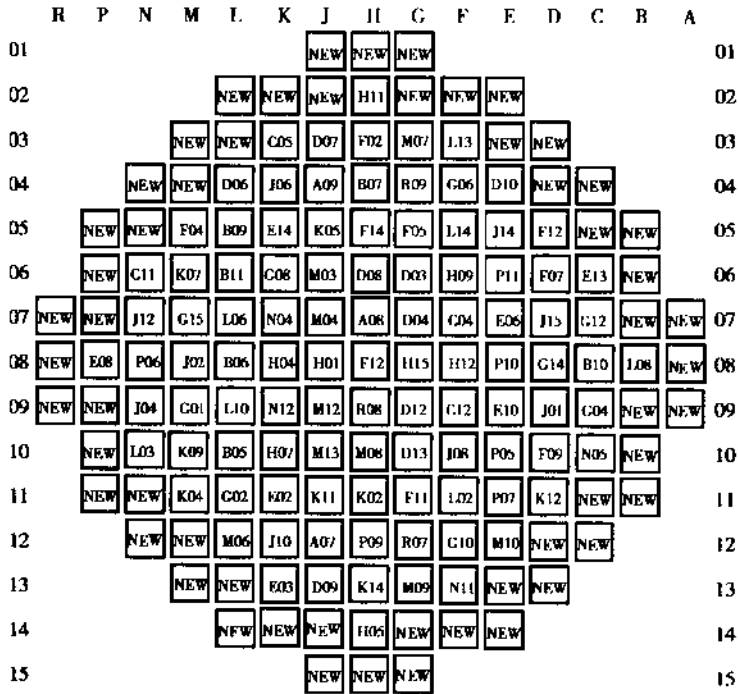


图 2.1.2.11-2 1号机组第八循环堆芯燃料装载布置图

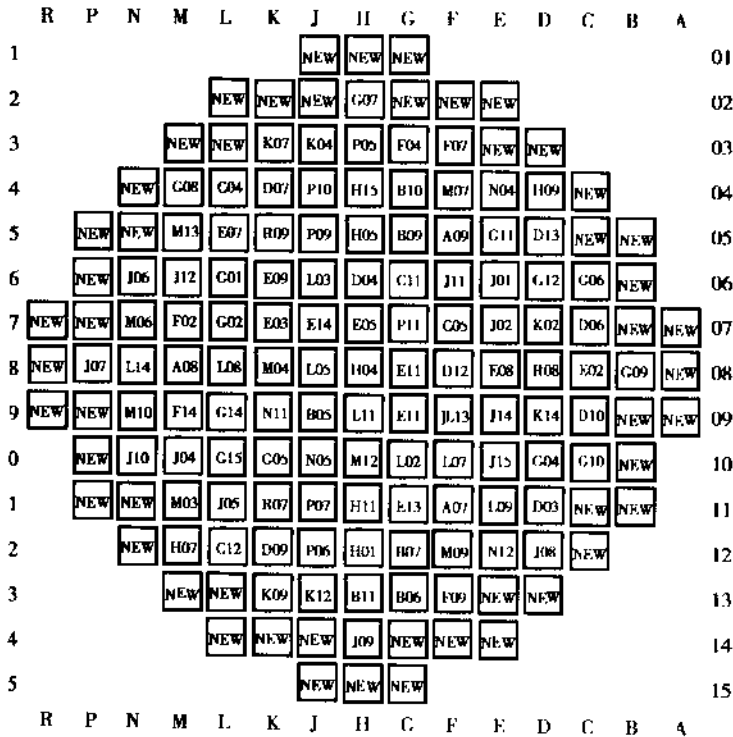


图 2.1.2.11-3 2号机组第八循环堆芯燃料装载布置图

6. 核材料管制

(1) 完成岭澳核电站核材料许可证申请

按大亚湾核电站与岭澳核电站的燃料管理委托协议, 技术部技术支持处和维修部服务处也承担岭澳核电站的核材料衡算管理工作。岭澳核电站的首次许可证申请工作已经完成。2001年9月, 国家核管办给岭澳核电站颁发了核材料许可证《国核材证字第 D04—01号》。

(2) 大亚湾核电站核材料许可证换证

2001年7月, 国家核管办给大亚湾核电站颁发了核材料许可证《国核材证字第 D01—04号》。

(3) 2001年度核材料衡算报表

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, 按要求使用核材料衡算通用软件《HCL》完成并向核管办上报衡算报表和软盘。使用核材料衡算数据库管理软件《DYMMS》来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。

(4) 实物盘存

按核材料衡算管理的程序进行了燃料接收、贮存、装卸料和实物盘存等工作。实物盘存按照程序 FH S XRCP 002 (KX 厂房) 和 FH S XRCP 003 (堆芯), 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, 两台机组均无核材料的不平衡差, 无核材料的损失。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。

(5) 核材料综合数据库管理软件的编制

为了满足群堆管理及大亚湾核电站数据库管理的要求, 电站着手研制一套完整的集核燃料采购、数据库管理、报表制作、铀消耗和钚产生计算、换料设计跟踪、现场燃料实物移动存放管理、乏燃料管理于一体的可视化综合数据库管理软件。此软件已基本完成开发。

7. 燃料管理

(1) 燃料组件制造监督

2001年宜宾核燃料元件厂完成了 AFA-3G 生产线的改造后为大亚湾核电站生产了第一批 AFA-3G 燃料组件, 以适应大亚湾核电站 18 个月换料的需要。第九循环 18 个月换料已经开始, 新燃料组件为 AFA-3G。

(2) 第九循环换料设计及安全评价

第九循环是进入 18 个月换料前的第一个循环。除了 18 个月换料已经进行的包络分析论证以外, 大亚湾核电站还直接参加了第九循环具体的换料设计。所有分析论证都得到了国家核安全局的认可。

(3) AFA-3G 先导组件运行情况

2001 年是实施提高浓度度后的燃料组件在堆内试运行的最后一年。为了配合 18 个月换料, 在 2 号机组第七循环堆芯中装入了的四组 AFA-3G 先导组件已经运行了两个循环, 循环末对部分 AFA-2G 和先导组件进行再次检查, 结果表明: 燃料组件在堆内的辐照情况良好, 无组件破损。

(4) 浓硼水箱改造后的运行情况

浓硼水箱改造实施后的两年来, 大亚湾核电站安全注入系统的可用率明显大幅提高。安

全注入系统的 WANO 指标从改造前低于世界平均水平进入到改造后的世界先进水平。大亚湾核电站浓硼水箱改造有关经验准备在岭澳核电站及早实施。

(5) 启动物理试验和定期试验

实施优化的启动物理试验和定期试验已经 2 年多,使启动物理试验的时间进一步缩短,大大提高了效率。为了验证 18 个月换料的设计,对第九循环的启动物理试验大纲和程序进行了调整,增加了一些试验项目,制定了新的试验程序。试验已经顺利实施,结果完全符合验收标准。

(6) 乏燃料处理

2001 年,根据大亚湾核电站与中国核工业集团公司签订的《广东大亚湾核电站乏燃料接收、处理、处置及责任转移合同》,大亚湾核电站技术部组织成立了乏燃料项目小组。乏燃料处置的相关工作正在井然有序地展开,已经制定并多次修改了乏燃料运出计划,并与合同商就运输安排和容器的采购进行了多次商谈。

(7) 燃料循环经济分析

燃料管理科已经建立大亚湾核电站燃料循环基本经济模型,并准备集成到核燃料信息与分析系统中。

(8) 岭澳核电站燃料管理委托协议的执行

岭澳核电站的燃料管理工作委托技术支持处燃料管理科进行,委托协议于 1998 年 12 月生效。完成了岭澳核电站燃料管理策略的初步研究,提出了岭澳核电站燃料管理应稳步过渡及分散风险的策略。岭澳核电站首炉核燃料已在法国生产制造完毕,岭澳核材料许可证申请文件的准备工作已完成。

(9) 群堆燃料管理研究

群堆管理的政策,燃料管理科开展了岭澳核电站燃料管理改进策略的研究。在考虑到岭澳核电站的实际情况和特点后提出了将燃料组件换型,提高燃料富集度和过渡到先进的燃料管理分步实施的策略。比较了三种过渡方案,经过综合比较后,选择了稳妥过渡方案,即第二循环进行燃料组件换型,第三、四循环提高燃料富集度,第五循环或第六循环开始实施先进燃料管理。在此基础上,对先进燃料管理的不同策略进行了深入的可行性研究,比较了 1/4 换料、18 个月换料和 24 个月换料各自的优缺点并进行了经济分析。

2.1.2 电站维修

2.1.2.1 维修工作的组织管理

1) 2001 年,维修部根据群堆管理要求,并结合维修部工作任务,积极推进组织优化工作。在 3 月份与格拉芙林电站来访人员就维修组织机构设置和人力资源安排进行交流后,维修部分别于 3 月份、7 月份召开两次组织机构研讨会,研讨会就群堆管理下维修部组织机构、人员编制方案、办公场所等问题达成共识并报总经理部审批。另外,维修部也正对群堆管理下维修部任务、挑战等工作进行研究,以确保 2002 年及以后各项工作能够顺利开展。

2) 继续秉承“服务意识、团结意识、奉献意识”等优良传统,团结一致、群策群力,积极解决生产中的困难问题。2001 年上半年,两台机组分别有一次停机停堆和小修。电站采取了切实有效的措施,妥善地解决了发电机后端密封瓦空气侧密封油压低的故障和发电机定子出线端水电接头泄露等一系列棘手的问题,下半年扭转了被动局面,并保持安全稳定运行直至年末。在这个过程中,维修部主要在以下一些方面作出了努力:①制定了切合实际、

操作性强的防止非计划停机停堆工作计划，质保部对此表示满意。②上半年找到了仪表加法器漂移的根本原因，纠正了制造缺陷；同时，仪表和电气处针对接线端子松动及其可能的共模故障，开展了大量的基础工作，保障设备和系统的安全和稳定。③实施低重心管理，加强现场巡视，积极组织和参与了四次找设备缺陷竞赛，其中维修部找到了 OSAP 主管线上膨胀节严重变形及 OSAP802KR 制冷机组排气压力过高等重大缺陷，为机组下半年的安全稳定运行做出了贡献。

3) 规范维修基础工作，维修质量与维修效率得到提升。这些主要基础工作体现在以下一些方面：①计划的龙头作用不断深入人心，计划的功能不断拓展和加强；大修、日常接产工作领域的有效运作，充分体现了计划的控制、协调和监督功能。②实施工作过程优化工作在 2001 年取得重要进展。在保证机组安全稳定运行的基础上，为提高工作效率，加快维修的响应速度，7 月份开始对无风险或低风险工作试行作业通知书。③维修部编写了《维修人员标准行为规范》，对维修人员工作规范给予明确，并结合维修实例升级了《安全文化培训教材》，各处结合本处特点开展安全文化培训工作。这对改进不良工作习惯和不能严格遵守规程的行为，起到了良好的作用。④2001 年，维修部加大了对重复性检修的管理，并制订了“维修部重复性检修工作管理暂行规定”，重复性检修趋势逐渐转好。⑤2001 年，维修报告的改进是 COMIS 系统及组织措施双管齐下的结果。通过定期曝光维修报告未及时录入情况、管理巡视、制订纠正行动、将维修报告填写的及时性和填写质量作为 2001 年自我评估的重点等措施，使这一老大难问题得到了明显的好转。

4) 探索管理新举措，提高管理效能。2001 年，维修部在规范本部门管理方面采取了新的措施。①为规范秘书工作，制订并签发维修部经理（处长）秘书工作细则。②建立并实施维修部管理效率评价指标系统，以 Bench Marking 形式对比各处管理效率情况，促进了维修部整体管理效率的提高。③为提高管理巡视的针对性与时效性，在吸收 WANO 良好实践的基础上，结合以往经验，维修部优化了 2001 年处级管理巡视计划，将管理项目细化为 5 个专项巡视及 5 个现场巡视计划，其中 5 个专项巡视基本覆盖维修部所有工作领域，主要侧重于对管理过程的检查。在巡视跟踪方面，由 MAP 统一编制月度管理巡视报告，并将巡视中发现的问题输入 CIS 行动跟踪系统进行跟踪。几个月的实践表明，新的管理巡视在发现问题、推广良好实践方面确实更加有效，管理巡视已经成为维修部重要的管理手段。④针对总经理部关于管理重心下移的要求，维修部建立了员工下现场时间统计表，并正在进一步策划考核方法。

5) 加强培训工作，全面启动维修部系统化培训（SAT）工作。2001 年，维修部各处开展在岗培训 67 次，参加培训 633 652 人时，岭澳核电站现场专项培训 198 人次，管理培训 600 人次。还为田湾核电站七名维修管理人员及山东黄台电厂七名维修专业人员进行了培训。另外，还对维修部外出培训交流报告（1998 年 6 月至 2000 年 12 月）进行汇编。系统化培训方法是 IAEA 提倡推广的一种程序式的培训方法，为系统全面地推动 SAT 工作，维修部于 2001 年 2 月成立了专门的 SAT 项目小组。项目小组完成如下工作：重审岗位任务分析及岗位培训课程、课程筛选与《课程描述单》编写。维修人员培训大纲总汇和培训课程描述单编写和汇总。2002 年，SAT 项目组的主要任务是建立维修人员标准数据库并研究制定 SAT 下一步实施方法。

6) 认真进行 WANO Peer Review 整改行动、ISO 14001 环境管理评审纠正行动落实工作。积极配合公司程序协调小组进行 PQOM 改版工作，完成维修部 51 份程序的编写。

7) 2001年是岭澳核电站生产准备工作的高峰期, 维修部遵循维修资源共享的原则, 大亚湾核电站、岭澳核电站整体思考、整体推进, 确保群堆管理和安全生产两不误。6月份提前实现维修实施大纲编写完成里程碑, 超额完成了今年维修规程编写任务, 原计划完成总量75%, 实际完成总量的86.3% (3851份), 其中219份经过现场使用后, 已完成升版; 2001年共参加了EESR检查640次、TOM检查498次、TOTO检查479次, 共计1617次; 收到TOM申请392个, 已签署319个, 累计签收445个; 安排预防性维修1231项, 完成1226项, 按计划完成率达99.6%; 为做好岭澳核电站Pre-OSART工作, MTD按九个领域分别成立了自查工作小组, 并从4月份开始进行自查及模拟检查, 并对检查中发现的问题进行改进。8月6日至23日, 岭澳核电站举行Pre-OSART评审活动。评审团对维修领域提出3个改进行动、2个改进建议和1个良好实践。针对评审团提出的5个问题, 维修部现正按计划要求落实整改行动。

2.1.2.2 维修质量管理

1. 2001年维修部门为提高维修质量进行的改进和取得的良好效果

1) 成立了COMIS专职小组, 及时处理工作票管理中出现的问题, 保证工作过程高质量、高效率的运转。

2) 成立了日常生产项目组, 使用作业通知书, 简化了一部分工作票的流程, 使周转工作票量大幅度的减少。

3) 改变原有的QC模式, 由各执行处自己承担, 所有的QC人员经过培训、考核合格以后方能上岗。这样一方面各执行处可以利用QC来发现自身的问题, 解决自身的问题, 做到持续改进; 另一方面也使设备管理处从QC中解放出来, 从而有更多的时间来加强设备的监督。

4) 在大修中发现的质量缺陷, 在程序中有预见并有明确处理措施的, 可以不填写质量缺陷报告(QDR)。对程序中无规定或处理措施不明确的质量缺陷, 必须填写QDR。通过这种措施避免设备缺陷被掩盖、遗漏或未经分析随意处理。

5) 在大修中新增检修返工、检修缺陷重复发生、违反质量管理规定三个指标, 对检修质量管理进行控制。对不遵守物项替代和不符合项的管理规定等违章行为, 作为重要的质量考核指标进行控制。

6) 经验反馈得到了进一步落实。在大修准备阶段各职能处针对大修安全、质量、工期与成本都各自制定了改进计划, 其绝大部分得到了落实。在大修开始前组织了承包商大修人员培训与授权检查, 并重点对各职能处与承包商的工作负责人进行了检查, 保证工作负责人真正做到“六个明白”。

7) 建立重复性维修评价体系, 对重复性维修项目进行监督, 提高了维修的有效性。

2. 2001年在维修质量管理方面存在的不足

1) 2001年日常维修和大修中人因事件仍居高不下; 走错间隔、误碰设备等事件仍重复发生; 唱票制、监护制等措施切实落实到现场活动中的力度还显不够。

2) 电站纠正性维修和预防性维修比例与国外先进电站相比有较大差距, 并且缺少对此问题的分析。如果是设备方面的原因, 要引起高度关注; 如果是管理方式的不同所导致, 也需要把这种不可比性分析清楚。

3) 2001年, 维修活动的整个过程尚缺少一个内部的控制环节。所发现的问题大多是由质保和安全等外部机构提出, 造成维修质量控制的被动状态。

4) 在重视设备检修质量的同时, 维修报告的质量尽管有较大改善, 但仍有问题存在。

针对 2001 年维修质量管理方面的良好实践与存在的不足, 维修部门在 2001 年底制定了 2002 年度维修质量改进的管理改进计划, 并纳入电站管理计划中进行跟踪落实。

2.1.2.3 维修风险管理

2001 年, 大亚湾核电站继续坚持以往在维修风险管理方面所取得的成功经验, 如对现场维修活动进行 100% 的风险分析、根据经验反馈升版有关维修程序等。此外, 还在以下几个方面进行了卓有成效的努力:

1) 2001 年 6 月, 启动日常生产管理项目组, 由计划、运行白班值、维修、设备管理、STA、职业安全等专业组成项目组, 开始联合办公, 11 月正式试运作, 首次在电站日常生产领域进行项目式管理。实践表明, 此举在优化电站的资源配置、打破部门界限、减少工作接口、提高工作效率、加强电站生产活动风险控制、提高风险防范能力并最终实现对电站安全生产状态的有效控制方面成效显著。

2) 借电站启动完善日常标准工作包项目的机会, 加强了维修风险管理的基础工作。由工业安全、辐射防护及各维修执行部门对 COMIS 系统中标准风险和标准安全措施数据库进行了全面的数据清理和整顿, 一方面严格按管理程序规定的要求规范了数据编码方式, 另一方面重新校核了数据的准确性。

3) 加大反不良工作习惯力度。在总结以往经验的基础上, 制定和颁发了《维修工作标准行为规范》, 以规范维修作业人员在现场进行维修活动时的行为, 对工作申请产生、工作前准备、工作执行、工作结束的全工作过程进行风险控制。

4) 根据核电站的统一组织, 制定了切合实际、可操作性、可检查性强的防非计划停机停堆行动计划, 对有停机停堆风险的维修活动进行重点的风险分析和控制。为全年生产任务的完成做出了积极贡献。

5) 继续强调明星自检“STAR”、工作负责人“六个明白”, 结合维修实例升版《安全文化培训教材》, 从而加强了安全文化培训, 提高安全文化素养。

6) 为降低人因失误的机率, 保障现场维修活动安全顺利实施, 建立了现场工作监护人制度, 将运行人员的良好实践扩展使用到维修领域, 有效降低了现场维修活动的风险。

7) 加强经验反馈的培训与交流, 尤其是大修前组织专题培训, 回顾历次大修的重大人因事件, 将纠正行动落到实处, 为避免大修及日常维修活动中重发人因事件起到良好作用。

8) 与培训中心通力合作, 加强了对维修人员的授权培训和资格认定。通过修改承包商人员培训大纲、审查教员资格、跟踪监督培训质量、修编题库、增加案例分析题、制作多媒体软件等手段, 提高现场维修人员包括临时和大修承包商人员的安全意识, 减少了现场人因失误的风险。

2.1.2.4 维修工作票执行情况

1. 2001 年工作票完成情况

2001 年电站工作申请统计见表 2.1.2.4-1 和表 2.1.2.4-2。

表 2.1.2.4-1 2001 年工作申请票量 张

机 组	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	2 072	2 811	3 309	43	2 307	10 542
2号机组	2 009	2 777	3 380	35	1 863	10 064
0, 9号机组	2 692	1 960	701	96	3 263	8 712
合计	6 773	7 548	7 390	174	7 433	29 318

表 2.1.2.4-2 2001 年月度维修工作申请票量统计 张

月 份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
预防性维修	441	470	523	601	380	495	710	1136	548	551	600	318
纠正性维修	520	521	953	778	673	664	728	721	554	455	566	415
纠正性与预防性维修之比	1.18	1.11	1.82	1.29	1.77	1.34	1.03	0.63	1.01	0.83	0.94	1.31

由表 2.1.1.4-2 可知 3, 4, 6, 7 月份纠正性工作票数量较多, 这与大修后电站开展两次找设备缺陷活动有关。

2. 工作票统计分析

(1) 工作总量统计 (见图 2.1.2.4-1)

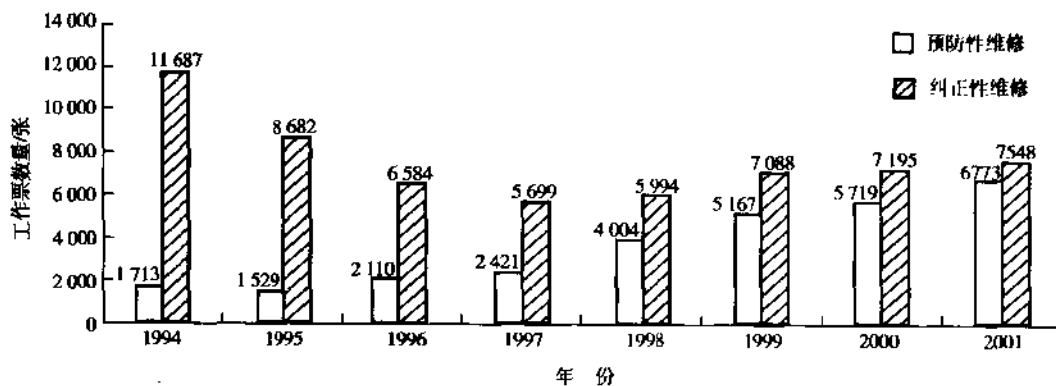


图 2.1.2.4-1 大亚湾核电站投产以来历年工作票数量统计

(2) 按机组及专业分类统计 (见表 2.1.2.4-3 及表 2.1.2.4-4)

表 2.1.2.4-3 各机组维修工作票统计 张

机 组	纠正性维修			预防性维修		
	2001 年	2000 年	1999 年	2001 年	2000 年	1999 年
1号机组	2 811	2 558	2 750	2 072	1 907	1 698
2号机组	2 777	2 695	2 566	2 009	1 850	1 785
0, 9号机组	1 960	1 942	1 750	2 692	1 962	1 684

表 2.1.2.4-4 按专业统计的维修工作票 张

专业名称	预防性维修			纠正性维修		
	2001 年	2000 年	1999 年	2001 年	2000 年	1999 年
静机	1 386	1 055	1 049	1 839	1 637	1 907

续表

专业名称	预防性维修			纠正性维修		
	2001年	2000年	1999年	2001年	2000年	1999年
转机	3392	2474	2371	1064	1190	1204
电气	1544	1626	1273	1166	918	820
仪表	353	410	336	3044	2629	2628
服务	35	0	0	227	266	254
其他	63	120	138	208	279	275
总计	6773	5685	5167	7548	6919	7088

(3) 周转工作票量统计 (见表 2.1.2.4-5)

表 2.1.2.4-5 2001 年每月周转工作票量统计

张

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
周转票量	87	81	138	121	92	94	86	100	70	77	64	55

(4) 一级票情况统计 (见表 2.1.2.4-6 和表 2.1.2.4-7)

本统计参考 COMIS 记录, 以 COMIS 中工作票各状态处理记录的时间为准。

表 2.1.2.4-6 2001 年一级票统计

张

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
一级票量	116	113	121	150	121	119	96	89	54	55	56	41

表 2.1.2.4-7 按专业统计的一级工作票

张

年份	静机	转机	电气	仪表	服务	其他	总计
2001年	267	159	161	632	42	110	1371
2000年	244	181	194	719	38	13	1389
1999年	228	131	78	577	32	16	1062

维修部 2001 年度一级工作票都比 2000 年一级工作票量有所下降, 转机、电气、仪表专业 2001 年的一级工作票量分别比 2000 年减少 12.2%, 17.1% 和 12.2%, 说明危及核安全和机组安全运行的紧急设备故障在减少。

(5) QSR 设备维修工作票统计 (见表 2.1.2.4-8)

与 2000 年相比较, 2001 年 QSR 设备预防性维修发出票总量增加 20%, QSR 设备纠正性维修工作票总量增加 48.3%。从 QSR 工作票量对比, 可从一个侧面反映出电站 QSR 设备的故障缺陷还较多存在。因此, 必须以提高设备维修质量和优化设备维护管理为手段, 减少 QSR 设备的纠正性维修数量, 来保障机组的安全稳定运行和核电站二道屏障的完整性。

表 2.1.2.4-8 QSR 设备维修工作票统计

张

维修种类	年份	静机	转机	电气	仪表	服务	技术支持	总计
预防性 维修	2001	355	1 212	286	55	1	15	1 924
	2000	306	867	293	101	0	35	1 602
	1999	186	664	193	120	0	39	1 202
纠正性 维修	2001	573	330	251	1 231	86	10	2 481
	2000	359	202	143	849	78	42	1 673
	1999	287	335	121	786	35	50	1 614

2.1.2.5 预防性维修的有效性评估

1. 预防性维修活动的优化

(1) 维修大纲及规程的优化

2001 年度,随着大亚湾核电站、岭澳核电站群堆管理的实施和技术部的成立,维修大纲的编写、优化升版责任由原来的维修部各专业准备组逐步转移至技术部设备管理处。2001 年度,设备管理处及维修部各处综合了电厂内外部的经验反馈、以可靠性为中心的维修方法和预测性维修策略等,共新编、升版生效了 265 份维修大纲。

2001 年度各处新编、升版、取消大纲份数情况如表 2.1.2.5-1 所示。

表 2.1.2.5-1 2001 年度各处新编、升版、取消大纲份数情况

份

	MSM	MRM	MEE	MIC	TND
新编大纲	1	4	0	6	9
升版大纲	5	21	4	104	111
取消大纲	0	6	0	0	12

2001 年度,维修部计划科继续根据大纲安排,跟踪了专用工具维护工作。

检修规程方面,至 2001 年底,静止机械处已生效 1 268 份,转动机械处已生效 1 430 份,电气处已生效 735 份,仪表处已生效 739 份,服务处生效 318 份规程。其中 2001 年度各处新编、升版、取消规程份数如表 2.1.2.5-2 所示。

表 2.1.2.5-2 2001 年度各处新编、升版、取消规程情况

份

	MSM	MRM	MEF	MIC	MCS
新编规程	118	2	27	29	18
升版规程	110	90	114	163	46
取消规程	0	11	16	0	13

经过各部门的努力,维修大纲经验反馈流程顺畅,为维修大纲优化工作奠定了良好基础。2001 年度维修大纲、维修程序的适用性得到了进一步提高

(2) 预防性维修计划的优化

随着维修大纲不断升版优化,维修部计划科及时根据大纲,结合设备运行方式、检修条件、人力安排等因素修改预防性维修数据库。2001 年末,土建维修大纲升版后,维修部综

合计划处据此大纲将日常定期土建检查工作也纳入了预防性维修数据库, 进行统一管理。

为提高计划的科学性、前瞻性, 方便各专业做好开工前准备工作, 在 2001 年度, 周计划编排方式做了一定修改, 将原来一周计划变为两周计划, 提前两周发出预防性维修工作票。并针对计划中所列每一项工作的风险级别, 以不同颜色进行识别。

针对日常预防性维修工作的特点, 为减少重复性工作、减少人因失误、降低维修和运行成本, 在 2001 年 9 月份启动了日常预防性维修标准包的规范化工作。预计 2002 年 7 月份将全部完成日常预防性维修标准包的规范化。

2. 预防性维修活动的实施及评价

(1) 通过预防性维修大纲、规程的不断优化及预防性维修组合的编排等工作, 使得预防性维修活动趋于合理; 预防性维修年度计划的统筹规划, 使维修工作量全年得到了较为合理的安排。2001 年执行的预防性维修工作票量 6 781 份 (不包括大修项目), 比 2000 年 5 719 份多了 1 062 份。2001 年共收到纠正性维修工作票 7 571 份, 比 2000 年 7 195 份多了 376 份。

(2) 2001 年纠正性维修与预防性维修工作票数的比例为 1.12 (不包括大修工作), 保持逐年下降的趋势 (见图 2.1.2.5-1)。

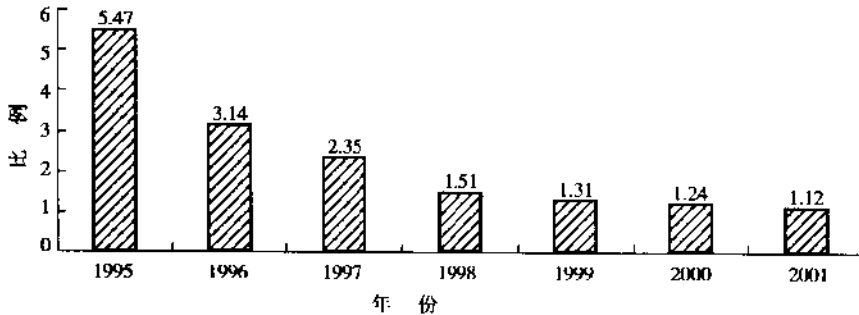


图 2.1.2.5-1 纠正性与预防性维修工作票数之比变化趋势

(3) 预防性维修方式的有效性及其成本问题已引起了电站各级管理人员和技术人员的重视, 并已开始采用 RCM (以可靠性为中心的维修) 维修方法。2001 年度 CFI, CVI, GGR, GRH, GST, CRF, SRI, LGA 等系统均已通过 RCM 分析, 且已制定出版了相应大纲。RCM 分析成果开始付诸实施。RCM 确定的将是一个既可靠又经济的维修、运行管理方式。

3. 岭澳核电站预防性维修执行情况

2001 年维修工作完成情况见表 2.1.2.5-3。

表 2.1.2.5-3 岭澳核电站维修工作统计

专业工作类型	MEE	MIC	MRM	MSM	MCS	TTS	TEN	LPH	SUT	合计
预防性维修	624	15	359	263	0	3	0	5	0	1 269
纠正性维修	536	545	196	436	37	10	25	0	280	2 065
服务支持	86	44	10	58	263	23	65	0	39	588

其中纠正性维修与预防性维修比例为 1.63, 与大亚湾核电站同期相比明显减小。另外, 由于仪表的预防性维修以系统 TOTO 为起始点, 且周期多数为一年, 而系统的 TOTO 又多为

装料前不到一年的时间内完成,所以 MIC 的预防性维修项目相对很少。

4. 维修大纲出版情况及预防性维修数据库建立进展

岭澳核电站各专业维修大纲出版情况如下: MEE 225 份; MIC 125 份; MRM 181 份; MSM 170 份,共出版大纲 701 份,其中 A0 版大纲 331 份。目前岭澳核电站日常预防性维修数据库正逐步建立并且已按时出版月度和周计划,及时安排预防性维修活动。

维修部根据岭澳核电站工程及生产准备状况,还安排了如下较大的维修活动:为治理 BOP 化学水系统跑冒滴漏而进行的 YA 整治活动;为确保 1 号机组装料后的正常调试及以后的商业运行,对 1 号机组电气盘大修项目的统一停运检修。

2.1.3 设备管理

2.1.3.1 概述

设备是组成核电站运行系统的基本单元,设备的可靠性和可用率是核电站长期安全、稳定、经济发电的基础。20 世纪 80 年代以来世界上核电站的安全水平和发电业绩取得了长足的进步,机组能力因子从 60%~70% 提高到 80% 以上,涌现出一大批机组能力因子超过 90% 的核电站,发电成本也大幅下降。取得这些成功的最重要的原因之一就是各个核电站大力加强设备管理与推行安全和经济性能最优化原则。

大亚湾核电站在商业运行初期,基本上采用定期预防性维修体制。近几年来,经过不断的探索和学习,吸收和消化了一些先进的设备管理先进技术,例如根本原因分析、以可靠性为中心的维修管理(RCM)等,正在逐步形成适合大亚湾核电站的设备管理体系。近年还在技术部内成立了设备管理处,对全厂的设备状态和设备问题进行统一管理,以期创造出适合大亚湾核电站的设备管理体系。

目前电站设备管理分工如下:

生产部负责用好设备,对设备的安全运行负责,避免操作不当引起设备故障或损坏,通过例行巡查及时发现系统与设备的缺陷或故障,并为设备管理在生产部的实施提供必要的帮助。

维修部通过预防性维修与纠正性维修、定期试验,保持电厂设备在最佳可用性和最低成本下安全运行,保持设备的健康状态,使设备达到设计功能,避免因维修不当造成设备功能降低或损坏,并确保维修优化成果在电站维修中得到正确的实施。

技术部是设备管理的牵头部门,负责生产部、维修部和技术部之间以及技术部内部各处之间的设备管理活动的协调,对设备技术参数、性能、状态进行管理和监督,对设备的可用性提出专家意见,避免因过度维修或维修不足引起设备故障,并确保所制定的设备管理原则得到有效的落实。

技术部设备管理处负责建立科学的设备管理体系,优化设备维修,对系统和设备的状态进行监督和趋势分析,监督设备的维修质量,保证电厂的安全运行,提高设备的可靠性和可用率,降低发电成本。

设备管理处内设有 RCM 科、接产管理科和四个专业科。各科的主要职能如下:

(1) RCM 科主要职责有

- 1) 推广 RCM 技术在公司的应用;
- 2) 编制系统分析计划,组织人力进行系统分析工作;
- 3) 在系统分析的基础上,编写维修导则及预防性维修大纲;

- 4) 推动状态监测工作以及状态维修的开展;
- 5) 开发并维护预防性维修管理数据库;
- 6) 通过内外部经验反馈不断完善预防性维修大纲

(2) 接产管理科主要职责

岭澳核电站接产的设备管理工作。

(3) 四个专业科(核岛机械科、常规岛机械科、电气科、仪控科)主要职责

其职能基本相同,根据不同的专业或领域进行划分

- 1) 熟悉和掌握系统与设备的设计、安装、功能等主要参数;
- 2) 跟踪系统的试验和检查活动,建立系统“健康档案”;
- 3) 监督系统的重要参数,分析试验和检查结果,进行整体性能评价和趋势分析;
- 4) 对重要系统制定状态监督计划,并进行状态趋势分析;
- 5) 进行设备现场巡视,设备缺陷分析与故障诊断;
- 6) 对系统或设备的不符合项进行处理和管理。

电站根据自身的特点,确定了设备技术问题、不符合项、维修大纲优化、设备信息管理、设备失效原因、设备老化管理、战略备件管理、设备防腐与设备保养等为现阶段设备管理的主要内容。经过几年的探索,通过内外部的经验反馈,逐步总结出一些设备管理的手段,并吸收和消化了一些先进的设备管理分析技术,例如系统工程师责任制、重大技术问题牵头协调、RCM分析、根本原因分析、设备遗留问题跟踪制度、电站生产管理信息系统(COMIS)应用等。

2.1.3.2 以可靠性为中心的维修分析和应用

1. 以可靠性为中心的维修(Reliability-centered Maintenance, RCM)分析的起源

RCM分析的产生和发展主要得益于人们对设备故障模式和原因认识的不断深入。早期的设备故障维修分析仅简单地认为大多数设备发生故障概率是与设备的运行工龄相关联的。设备运行时间越长,发生故障的概率就越大。因此定期维修是主要的预防故障手段。随着航空业的发展,人们对航空设备的失效进行了大量的分析研究,发现设备失效存在六种故障模式,其中68%的故障发生与时间无关。RCM分析就是在这些研究基础上产生的一种更科学的维修分析方法。RCM分析是一个用于确定为确保任一设备在现行使用环境下保持实现其设计功能的状态所必需的活动的过程(或方法)。通俗地说,即通过RCM分析确定对哪些设备采取纠正性维修(CM)策略,对哪些设备采取定期维修(TBPM)策略和对哪些设备采取状态维修(CBPM)策略。RCM分析认为传统的定期设备解体检修对提高设备的可靠性不仅没有贡献,反而是有害的。

2. RCM分析的主要构成内容

(1) RCM分析的主要任务和组织保证

对任一设备的RCM分析的主要任务就是详细回答以下7个问题:在现行的使用环境下,设备的功能及相关的性能指标是什么;什么情况下设备无法实现其功能;引起各种功能故障的原因是什么;各种故障发生是会出现什么情况;什么情况的故障至关重要;做些什么工作才能预防各种故障;找不到适当的预防性工作如何应对?

要回答以上问题,仅靠维修技术人员的单方面力量是不够的。因此RCM分析需要一个专家小组来共同完成。小组成员应包含生产、维修和技术支持等相关领域的专家,每位成员都必须接受RCM分析方法的正规培训。典型的RCM分析小组构成如图2.1.3.2-1。

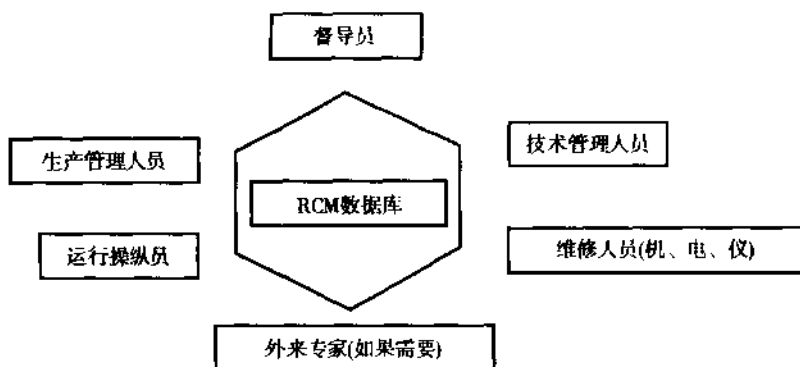


图 2.1.3.2-1 RCM 小组构成

(2) RCM 分析的步骤

RCM 分析的主要步骤包括：信息资料收集和审查、定义分析的边界、撰写运行摘要、列写功能、定义功能故障、列写故障模式、列写故障影响、评估故障后果、选择合适的维修任务和选择合适的维修频度。

RCM 分析完毕后，即可根据分析结果对现有的维修大纲、定期试验大纲和维修方式进行优化，并针对性地建立设备的状态监测及趋势跟踪。

3. RCM 分析实施和效果

电站自 1999 年引入 RCM 分析理论并开始试点 RCM 分析工作，然后逐步推广应用。截至 2001 年底，电站已完成 20 个系统的 RCM 分析应用，其中核岛系统有 RRI, PTR 和 RAM 共 3 个系统，常规岛系统包括 CEX, GST, CFI 等 13 个系统。电气系统包括 LBA, GEV 等 4 个系统。电站在 RCM 分析成果应用方面取得了较好的效果：逐渐改变了对维修作用的认识；预防性定期维修项目大大减少，较多地采用状态监测来减少维修成本和安排维修方式；增加了必要的试验和检修项目；优化了系统设备的运行方式。机组系统设备的可靠性得到提高。

电站已制定计划从 2001 年起，用 3 年左右的时间完成 60 个重要系统的 RCM 分析，以期提高电站的 RCM 分析应用水平。

2.1.3.3 设备故障根本原因分析及其应用

设备在其服役期间，(人因除外)由于设计欠妥或是环境工况的变化，或维修策略方式方法的不当，都会造成设备发生故障。因此，核电站设备管理的一项非常重要的任务之一就是要对设备失效的根本原因进行分析，找到真正的设备失效原因，寻求正确有效的方法来解决这些根本原因，避免同类失效再次发生，提高设备的可用性和可靠性。

设备故障的根本原因分析 (Equipment Root Cause Analysis, ERCA 或 RCA) 技术，是通过一套完整的客观公正、逻辑严谨、系统有序、管理规范的分析方法，找出真正反映设备故障的故障机理和根本原因，而不至于被表象所迷惑。通过制定合理、有效、可行、并且是经济的纠正行动解决这些根本问题，使设备恢复到所要求的功能范围内，并及时防止或预防同样或类似的故障再次发生。美国 PII (Performance Improvement International) 公司已将这种方法广泛应用于美国核能工业，取得了巨大成功。其主要思路理念，可分为九个重要步骤：

1) 设备问题描述和确定范围。是什么样的故障问题，在何时、何处 (设备名称、地点、相关系统等)，故障的重要性等级是什么、事故的严重性如何，范围多大 (单个问题或普遍

问题), 有什么限制(损坏的部分是否还在, 是否要用好备件做破坏性试验), 有效的资源有哪些(专家、供货商的支持、计算机模型、试验等等)。

2) 收集证据, 包括事实和证据。保护现场, 拍大量照片, 访问调查、取证, 记录在场人员所提供的信息和其他独立证据, 运行记录——过程曲线、计算机数据、使用过的文件。

3) 故障模式的判定和评估。通过故障树列出所有可能的故障原因, 潜在的故障模型, 故障机制筛选, 搞清已知、所想、可证实的都是什么, 以此来确定可能的设备故障机制, 并找出所有的故障模式。

4) 构建故障情景。搞清楚了故障机制和模式后, 构造出在发生故障的过程中各个具体情节的逻辑关系, 提示故障是如何发生的, 显示出所找出的故障机制的合适性和正确性。通过一系统列的时间顺序事件, 从起始事件(事情)开始, 到找出故障模型结束, 形象地构建设备故障发生各个阶段的情节, 以便最终确定设备故障的根本原因。

5) 确定根本原因。找出故障模式后, 就要回答为什么会发生: “为什么是现在, 而不是以前(Why now, not before?)”, 也就是说, 设备发生故障时的状况与以前有什么不同: “为什么是这个, 而不是那个(Why this, not that one?)”, 也就是说, 在同类设备管理中, 为什么只发生在这个设备上, 此设备和其他同类设备有什么不同。从所有这些不同之处的因素中, 就可以确定故障根本原因。通常分为三大类: ①设计、制造和安装; ②电站本身的维修、试验和运行缺陷; ③外部环境条件。

6) 范围扩展: 确定其他可能发生同样问题的设备。这种故障还可能发生在其他什么地方, 同样的或类似设备可能吗? 其目的是为了避免同类事件重发的可能性或共模故障。

7) 制定纠正行动。有三种形式: 必要的临时行动, 补救, 采取纠正措施防止再次发生。

8) 组织实施。按照正常的管理过程进行现场实施和报告编写。

9) 跟踪效果。通过监查确定的关键参数, 增加的监督频率, 专门仪器设备等, 来对纠正行动有效付之于实践的效果进行检查跟踪, 以便及时作出全面客观的效果评估。

由于设备故障的根本原因分析(RCA)需要花费相对较多的人力物力, 没有必要也不可能对所有设备故障进行根本原因分析, 否则, 综合的经济效益不会很好。因此, 对于核电站来说, 通常基于以下几个方面来考虑选择进行设备故障根本原因分析的设备: 安全级或安全相关设备原因不明的故障; 影响机组可用率或对机组稳定运行有潜在威胁的原因不明的设备故障; 重发故障或重复性维修活动影响机组稳定运行的; 经理层认为有必要的。大亚湾核电站从1998年开始和美国PII公司合作, 请设备根本原因分析的专家学者来电厂进行RCA技术培训, 并开始尝试在工作实践中应用, 取得了一定效果。2001年7月再次请PII专家来公司讲课, 进行更加广泛深入的RCA技术培训, 并结合实际, 进行实际的案例分析, 取得了一定成果, 使RCA的理念和文化在公司从上到下各个层面, 得到更加广泛的理解和支持。2001年11月电站正式成立了RCA小组, 在电站范围内推动RCA理念和应用, 促进公司尽快形成设备RCA的文化, 从而达到促进电站生产管理的进步和发展。

2.1.3.4 设备状态监督与趋势分析

进行设备状态监督、趋势分析的目的, 是加强设备的状态管理, 对运行和维修工作起到正确的指导作用, 从而达到确保设备安全、提高检修质量、节约维修费用以及防止环境污染等目的, 最终达到建立以设备技术状态为依据的状态维修方式, 从而避免“过剩维修”或“维修不足”, 保证电站安全经济运行水平。核电站的安全运行是以组成电站的系统设备的安全运行为基础的, 对重要敏感设备实施状态监测、进行趋势分析是十分必要。

选择和确定须进行状态监督管理的设备的基本原则是：与核电站安全密切相关，其故障会导致系统安全功能不同程度的丧失的设备；与核电机组的可用率密切相关的设备，其故障和损坏后的维修费用较大的设备。

电站设备状态监督管理由设备状态监督趋势分析管理小组负责，设备管理处系统设备工程师牵头，对设备状态监督及趋势分析工作进行总体协调组织和管理。设备状态监督的主要内容包括如下几个方面：

1) 确定设备所需定期采集的有关参数数据，如设备正常运行的参数、设备故障下的数据、设备定期试验再鉴定的数据、必要的启停数据、设备各种运行维修状态下的数据记录等。

2) 根据所选择确定的在不用状态下所需采集的参数，制定出数据采集表格。由指定的系统设备工程师负责设备所有数据的收集、记录、整理工作。

3) 综合所有所选择的在线监测、定期检测和取样状态参数，再加上日常运行监督、发生故障时和各种维修活动等方面的数据，通过相关的数据处理，设备状态监督小组要定期进行科学、细致的分析，绘制出设备状态趋势变化图，编写出相应的技术分析报告，为设备安全正常运行、故障的处理、预防性维修、纠正性维修以及状态维修提供科学而可靠的依据。

2001年度，电站选择并编制了11份状态监督程序，为有效地开展设备状态监督和趋势分析打下了基础，通过设备监督和趋势分析，保证了关键设备、重要设备的安全运行。其中设备状态参数的选择至关重要，需要在实践中不断改进完善，同时要有必要的状态监督手段，包括必要的检测设备，这样才能确保监督与分析的准确性和有效性，从而更好地为电站安全运行服务。

2.1.4 放射性废物排放管理与环境保护

2001年通过液态、气态途径释放到环境中的放射性核素均低于国家批准的年排放限值，也优于公司五年发展计划中所制定的2001年度管理目标值。全年流出物排放结果见表2.1.4-1。

表 2.1.4-1 2001 年流出物排放结果统计表

项 目	废 液		废 气		
	非氚核素	³ H	惰性气体	卤素 + 气溶胶	³ H
排放量	2.18 GBq	47.58 TBq	15.51 TBq	68.77 MBq	0.72 TBq
年限值 ¹⁾	700 GBq	55.6 TBq	1 140 TBq	38 GBq	16 TBq
排放量/年限值	0.31 %	85.58 %	1.36 %	0.18 %	—
目标控制值 ²⁾ /年限值	1.2 %	—	2.3 %	—	—
年控制值 ³⁾	750 GBq	150 TBq	2 500 TBq	275 GBq	—
排放量/年控制值	0.29 %	31.72 %	0.62 %	0.03 %	—
排放体积/m ³	23 305		2.94E + 09		
平均排放浓度/(Bq/m ³) ⁴⁾	9.35E + 04	2.04E + 09	5.28E + 03	2.34E - 02	2.45E + 02

注：1) 年限值指由国家环境保护总局批准的年排放量限值；2) 目标控制值由生产一部制定；3) 年控制值指国标 GB 6249—86 中规定的年排放控制值；4) 平均排放浓度已扣除本底。

2.1.4.1 放射性废气排放与管理

2001年,大亚湾核电站通过气态途径排入环境的惰性气体为15.51 TBq,惰性气体的排放量主要由连续排放贡献。气态氙排放量为0.72 TBq,卤素+气溶胶排放量为68.77 MBq,为近年来最低。

1. 约定性气体排放

2001年TEG含氢废气排放9罐次,ETY排放43次。全年1、2号机组ETY泄压排气所用时间分别为57和46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。2号ETY泄压时间与2000年相当,而1号ETY泄压时间比2000年多了21小时(其主要原因是1号机组用于设备驱动的压缩空气系统泄漏率较高的缘故)。

2. 近几年来废气放射性排放量趋势

气态流出物中卤素+气溶胶、惰性气体放射性排放量均低于2000年,从近七年的排放结果来看,呈逐渐下降的趋势,从图2.1.4.1-2中可以看出下降的趋势也在减缓。由于废气的排放量的大小主要取决于“连续排放”,因而只有降低了“连续排放”的放射性排放总量才能较大幅度地降低气体的放射性排放量。

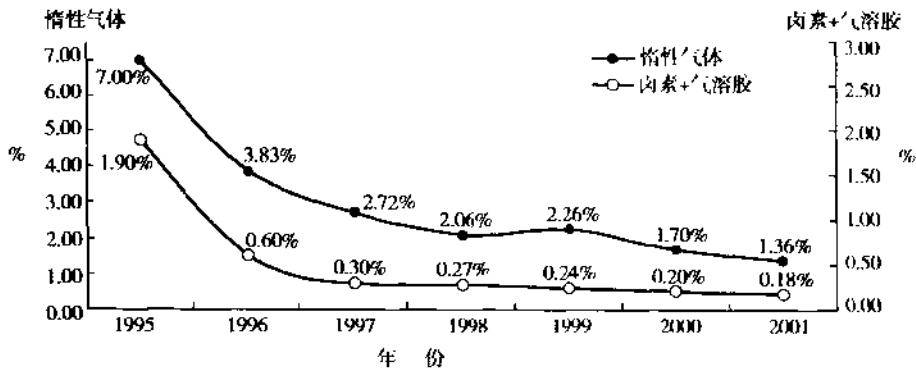


图 2.1.4.1-2 废气放射性排放量趋势图

2.1.4.2 放射性废液排放与管理

1. 核岛废液排放系统

2001年通过核岛废液排放系统(TEF)向环境排放54罐放射性液体,共排放废液23 305 m³,比2000年少排3 815 m³,以每罐450 m³计,相当于比去年少排了8罐;非氙核素(包括¹¹⁰Ag^m, ⁵⁸Co, ⁶⁰Co, ¹³⁷Cs, ¹³¹I, ¹³⁴Cs, ⁵⁴Mn, ¹²⁴Sb等8种核素)为2.18 GBq(2000年为2.59 GBq);液态氙为47.58 TBq,平均排放浓度为2.04E+9 Bq/m³

(1) ¹¹⁰Ag^m下降

近几年来,¹¹⁰Ag^m的排放比例和排放量呈逐年下降趋势,特别是2001年¹¹⁰Ag^m的排放比例和排放量均达到了近五年的最小值(0.47 GBq)。其主要原因一是在年初第七次大修期间,一回路氧化停堆没有产生大量的¹¹⁰Ag^m(其中TEF最大的一罐¹¹⁰Ag^m的排放活度仅为7.41E+4 Bq/m³),仅仅在年底2号机组第八次大修氧化停堆期间出现较小的¹¹⁰Ag^m排放峰值(12月排放¹¹⁰Ag^m总量为1.06E+8 Bq,占当月非氙核素的59%);二是2000年TEU和TEP除盐床的树脂由原来的凝胶型树脂更换为对¹¹⁰Ag^m去除效果更好的大孔树脂,增加了对¹¹⁰Ag^m去除效果,从而降低了¹¹⁰Ag^m排放量。

(2) ^{60}Co 升高

从近几年的流出物排放数据可以看出, ^{60}Co 的排放量和排放比例呈逐年上升趋势, 今年 ^{60}Co 的排放比例达到近五年的最大值 (占非铀核素 47% 的份额) 且排放总量也达到了近五年的最大值。究其原因:

在压水堆核电站一回路材料中选用了大量的含钴合金, 其中 ^{59}Co 可以吸收中子变为 ^{60}Co (其反应式为 $^{59}\text{Co} + n \rightarrow ^{60}\text{Co} + \gamma$), 含钴的腐蚀产物经过堆芯被中子活化产生 ^{60}Co 的量较大, 而且产生的 ^{60}Co 比较稳定 (^{60}Co 半衰期为 5.3 年); 另外, 2000 年将 TEU 和 TEP 除盐床的树脂由原来的凝胶型树脂更换为对 $^{110}\text{Ag}^m$ 去除效果更好的大孔树脂, 增加了对 $^{110}\text{Ag}^m$ 去除效果, 而 $^{110}\text{Ag}^m$ 的活度本来就低于 ^{60}Co , 下降的幅度也较大, 使得 ^{60}Co 的排放比例有所上升。

(3) 非铀核素排放量降低

2001 年的非铀核素排放量低于 2000 年的主要原因有两点:

一是 2001 年 TER 废液排放体积比 2000 年减少了 14.08%, 同时 2001 年的降雨量要比 2000 年多了 54.79% (2001 年的降雨量为 3 345 mm, 2000 年的降雨量为 2 161 mm), 这表明 2001 年实际排放的放射性废液的体积大大低于 2000 年;

二是延长了 TER 废液 γ 谱的测量时间 (由 5 000 秒延长到 20 000 秒, 现在的测量方法的探测下限仅是原来的一半), 因 8 种核素中除 $^{110}\text{Ag}^m$, ^{58}Co , ^{60}Co 的活度常大于方法探测限以外, 其余 5 种核素绝大部分情况下都小于方法探测限, 因低于方法探测限的核素按该探测限进行排放量统计, 故后 5 种核素的排放量因此而降低了。

经过计算, 2001 年全年小于探测限的非铀核素排放总和为 0.47 GBq, 占 2001 年除铀核素总排放量的 21.7%, 占年限值的 0.07%, 也就是说, 降低了仪器的方法探测限后, 统计非铀核素总量时减少了 0.47 GBq, 今年实际排放为 2.18 GBq, 如果加上因降低仪器方法探测限而减少的那部分, 则为 2.65 GBq, 与 2000 年的实际排放量相当。

2001 年度非铀核素排放量的减少主要是由于废水量的减少和降低了仪器方法探测限的综合结果。

(4) 液态氚

2001 年 3 月中旬, 一回路冷却剂中氚的活度已累计高达 45 000 MBq/m³ 左右, 远高于化学规范中所要求的控制指标 (15 000 MBq/m³), 如不能及时排出, 一回路冷却剂中高浓度的氚对大修期间检修一回路及其辅助系统的检修人员具有一定的危害。

2000 年, 化学科在做主蒸汽系统 (VVP) 的样品分析时, 发现二回路有少量的氚的存在 (大约在 0.3 ~ 0.7 MBq/m³ 的水平), 经分析判定, 确认是一回路冷却剂中的氚通过蒸发器 U 形管以及下隔板的金属材料晶格渗透到二回路水中。

为了降低二回路水中的氚, 经电厂三废委员会讨论决定, 在不违反国家法规的前提下, 加大一回路氚的排放, 尽快降低一回路及其辅助系统冷却剂中氚浓度以符合化学规范的要求。为此, 运行处白班值和环境科共同制定了详细的排氚计划, 通过这一措施的实施, 至 2001 年年底, 一回路中氚的活度降到了 20 000 MBq/m³ 左右。

2. 常规岛废液收集系统

常规岛废液收集系统 (SEL) 主要收集常规岛的废液。2001 年度, SEL 共排放废水 203 罐, 总量为 89 370 m³, 平均每天 245 m³。排除降雨的影响, 则 2001 年和 2000 年排放量相当 (2000 年为 236 m³/d)。正常情况下, SEL 废液中各种放射性核素的放射性水平均低于方法探测下限。2001 年 7 月分析人员曾测出有一罐 SEL 废液的放射性高于方法探测下限 (总 γ 活度

为 0.22 MBq/m^3), 对该样品进行 γ 谱分析后, 发现其含有 $^{110}\text{Ag}^m$ 和 ^{60}Co , 活度分别为 $7.40\text{E}+4 \text{ Bq/m}^3$ 和 $3.01\text{E}+4 \text{ Bq/m}^3$, 但未能证实其来源。

3. 与放射性流出物排放相关的工作

1) 国家环境保护总局批准了岭澳核电站环境影响报告(装料前)及群堆管理下的液态氟的年排放限值为 145 TBq , 其余年限值仍保持原申请值不变, 并为大亚湾核电站、岭澳核电站共用;

2) 3月份编写了适合于群堆管理的放射性流出物排放程序(即核电厂放射性液态、气态流出物排放管理和流出物排放采样程序), 10月份根据大亚湾核电站、岭澳核电站运行的技术不同点, 又对该程序进行了升版;

3) 12月底, 岭澳核电站现场实验室主要筹备工作已经结束, 相关的放射性监测仪器已安装、调试、刻度完毕, 并投入使用。

2.1.4.3 中低水平放射性固体废物处理

2001年是 大亚湾核电站投运的第八年, 按照公司五年发展规划中规定的关键业绩指标要求(见表 2.1.4.3-1), 2001年度放射性固体废物的产量应控制在 170 m^3 以下。在 2000年取得较好成绩的基础上, 大亚湾核电站继续实施废物的源头控制, 有效地减少了废物产生量, 2001年度两台机组共产生 133.22 m^3 固体废物, 比目标值低 21.6% , 达到投产以来最好水平。

表 2.1.4.3-1 放射性废物管理目标(两台机组)

m^3

年份	1998	1999	2000	2001	2002
产量	210	200	190	170	140

1. 2001年废物管理情况

1) 放射性固体废物产量比较, 见表 2.1.4.3-2。

表 2.1.4.3-2 放射性固体废物产量统计表

m^3

年份	1997	1998	1999	2000	2001	近三年平均值
产量	209	178	185	186.4	133.22	168.20

从表 2.1.4.3-2 可以看出, 放射性固体废物产量呈逐年下降趋势。

2) 2001年固体废物月产量统计, 请见表 2.1.4.3-3。

表 2.1.4.3-3 2001年固体废物月产量统计表

m^3

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	合计
产量	15.22	33.08	0.84	6.51	4.2	1.47	0	0	6.51	2.73	3.15	59.51	133.22

从表 2.1.4.3-3 可以看出, 2月份和 12月份废物产量最高。2月份产量高是由于大修废物量增加以及对大修产生的一罐浓缩液进行固化产生了 22 m^3 固体废物。12月份产量高是由于当年产生的废树脂暂存到年底处理, 使其中的短寿命放射性核素衰变, 以降低处理费用,

减少工作人员的辐照剂量。该月份固化废树脂 9 桶，固化浓缩液 10 桶，共产生了 38 m³ 固体废物。另外，12 月开始的换料大修也增加了检修废物产量，所以该月份产量很高。

3) 2001 年各类废物货包产量统计，见表 2.1.4.3-4。

表 2.1.4.3-4 2001 年固体废物货包产量统计表 m³

废物类型	浓缩液	废树脂	淤积物	废滤芯	技术废物	合计
体 积	42	18	2	15.34	55.88	133.22

2001 年产生的浓缩液和废树脂均采用处理能力大的 C1 型水泥桶来处理，以降低废物最终产量。

4) 历年各类放射性废物货包产量统计，见表 2.1.4.3-5。

表 2.1.4.3-5 历年放射性废物货包产量统计表 m³

年 份	1998	1999	2000	2001	现场库存量
体 积	177.97	184.61	186.4	133.22	1436.55

5) 浓缩液产生量，见表 2.1.4.3-6。

表 2.1.4.3-6 浓缩液产量统计表 m³

来 源	设计值	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年
TEU 蒸发器	50	13.8	8.5	8.8	4.2	8.08

从上表可看出，2001 年的浓缩液产量 8.08 m³，比上年多产生一罐，主要原因是 TEPO6DE 除盐床树脂内吸附的 ¹¹⁰Ag^m 被解析下来，污染了 TEU 系统，导致废水无法排放，不得不采用蒸发处理，导致了浓缩液产量增加。

TEP 系统硼溶液全部回收复用，未排入 TES 系统固化处理。

热车间去污废液的活度较低，最高值 88 MBq/m³，平均 18 MBq/m³，全部排入 TEU 化学废水收集罐蒸发浓缩，未直接固化处理。

6) 历年废树脂产量统计，见表 2.1.4.3-7。

表 2.1.4.3-7 历年废树脂产量 m³

年 份	设计值	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
产 量	34	41.43	17.79	11.43	24.72	15	29.42	24.35	18

从上表可以看出，1994 年，1997 年，1999 年三年的废树脂产量偏高，这主要是由于废树脂产生具有一定的周期性，如果控制得好，两到三年才更换一次。另一方面，1999 年和 2001 年 TEU 系统的除盐床运行状况不好，由于树脂堵塞引起除盐床压差高，多次割管清除除盐床上部滤网中的树脂。

7) 历年废过滤器芯子产量统计，见表 2.1.4.3-8。

表 2.1.4.3-8 历年废滤芯产量统计

个

年份	设计值	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
产量	220	45	71	84	62 ¹	40	54	42

注：1) 其中 RCV 上充泵去污会产生 5 个废滤芯，2001 年 RCV 上充泵没有去污检修

从表 2.1.4.3-8 可以看出，1997 年以来废滤芯产量逐年下降，2001 年接近 1999 年的历史最好水平。

8) 通风过滤器芯子产量统计，见表 2.1.4.3-9。

表 2.1.4.3-9 废通风过滤器芯子产量统计表

个

年份	1997	1998	1999	2000	2001
通风机过滤器芯子	—	122	406	139	168
碘过滤器芯子	—	16	115	167	62
合计	239	138	521	306	230

自 1994 年以来，我们对通风机过滤器进行暂存，测量放射性污染水平；对被污染的废通风过滤器拆卸，减容处理。

9) 放射性废油产量，见表 2.1.4.3-10。

表 2.1.4.3-10 历年放射性废油产量统计表

m³

年份	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	合计
体积	50	400	250	0	250	590	150	140	1830

2001 年，在控制区的检修活动中收集废油时严格控制，防止交叉污染，所以产生的放射性废油比较少，其中大部分只有轻微污染，现暂存于 QR 厂房。

10) 2001 年放射性固体废物管理指标完成情况，见表 2.1.4.3-11 和表 2.1.4.3-12。

表 2.1.4.3-11 2001 年放射性固体废物管理指标完成情况统计表

项目		2000 年 目标值	2000 年 实际值	2001 年 目标值	2001 年 实际值	完成状态 (与 2001 年目标值相比)
固体废物体积/m ³		190	186.4	170	133.22	-21.6%
指标 分解	浓缩液固化体	36	22	48	42	-12.5%
	废树脂固化体	70	70	40	18	-55%
	APG 废树脂	0	0	0	0	持平
	废滤芯固化体	24	19.09	18	15.34	-14.8%
	检修废物	60	69.31	60	55.88	-6.9%
	淤积物固化体	0	6	4	2	-50%

表 2.1.4.3-12 原始废物产量指标完成情况比较

项 目	2000 年 实际值	2001 年 目标值	2001 年 实际值	与 2001 年 目标值相比	与 2000 年 实际值相比
浓缩液/m ³	4.2	9.2	8.08	-12.2%	+92.4%
废树脂/m ³	7.85	6.0	3.0	-50%	-61.8%
APG 树脂/m ³	16.5	15	15	0.0%	-9.1%
废滤芯/个	54	50	42	-16%	-22.2%
通风过滤器/个	306	300	230	-23.3%	-24.8%
技术废物/m ³	69.31	60	55.88	-6.9%	-19.4%

从表 2.1.4.3-11 和表 2.1.4.3-12 可知, 2001 年度浓缩液固化物产量比 2000 年增加, 这主要是 9TEP006DE 泄漏¹¹⁰Ag^m, 废水蒸发处理量增加, 导致浓缩液产量增加。

废树脂产量比上年有较大幅度下降, 除了周期性的因素之外, 除盐床运行控制较好也是一个不可忽视的因素。但是, 下年度的废树脂产量可能会增加。

2001 年再次对 RPE001/002/003PS 集水坑进行了清理, 共清理出淤积物 0.1 m³, 并采用水泥固化处理。

废滤芯产量比上年度低, 这主要是提高了 RCV001FI 报警域值, 减少该滤芯的更换次数; 清除集水坑的淤积物, 减少了滤芯的使用量。

2001 年继续对每批 APG 废树脂取样分析, 均未发现放射性污染, 作为非放废物处理。

检修废物产量比上年下降了 6.9%, 一方面是加强了宣传, 提高员工的环保意识, 另一方面, 加强了控制区消耗材料的控制。将污染的吊带去污后继续使用。

2. 2001 年放射性固体废物管理经验

1) 继续加强培训, 提高员工的环保和废物控制意识。

2) 将废水放射性浓度排放标准改为大修期间 5 MBq/m³, 平时 1 MBq/m³, 以减少蒸发处理量。

3) 辐射防护用品的收集、转运改用布口袋, 可反复洗涤、重复使用, 减少一次性塑料袋的使用, 减少废物量。

4) 2001 年为了解决混凝土包装容器存放期间由于温差变化产生的微小裂纹问题, 根据专家建议修改了混凝土包装容器技术规范, 将单层钢筋改为双层钢筋, 减少水泥用量, 给混凝土中加入杜拉纤维, 并已经委托广州市政水泥制品有限公司进行试制。

5) 1999 年在固化站控制盘加装电流记录仪, 以控制固化时的加水量, 保证了固化质量, 2001 年度使用情况良好。

6) 购买了两台洗涤、脱水、烘干一体机, 对控制区核清洁产生的抹布测量、分类、洗涤、烘干, 以便重复使用。

3. 废导向筒处置工作进展

1995 至 1996 年期间因控制棒落棒时间超差更换下来的旧导向筒共 122 根, 均暂存于 1/2KX 厂房装罐池中。1997 年, 根据处置方案, 由中国原子能科学研究院设计并制作金属结构件, 由深圳太阳管道厂将金属结构件浇灌在混凝土箱中, 共制作 14 个混凝土箱, 1998 年已制作完毕并运到现场。但由于处置场工期延误, 处置场的委托营运合同谈判一直没有实质性进展, 所以旧导向筒一直没有处理。2001 年, 国家环境保护总局批准广东大亚湾核电站

将废导向筒包装后暂存于北龙处置场, 计划 2002 年秋季可处理这些废导向筒。

4. 低中放废物处置工作进展

北龙处置场除清原公司负责的计算机管理系统没有安装调试之外, 其余 10 个系统的综合调试工作于 2000 年 9 月底结束。至此, 北龙处置场已具备接受放射性固体废物的条件。但是, 与清原公司的营运合同谈判工作在 2001 年仍未取得任何进展。

2001 年 4 月, 广东核电合营有限公司向国家环境保护总局递交了北龙处置场试运行申请报告, 目前尚未获得批准。为了防止设备锈蚀损坏, 维修部服务处每星期派人将处置场所有设备开启运行一天, 并进行维护保养。大亚湾公安局于 2001 年 2 月派出 3 名保安员负责安全保卫工作。

由广东核电集团公司在北龙处置场内提供 2 000 m² 地皮, 广东省环境保护局出资建造的广东省城市废物暂存库, 于 2001 年 6 月 28 日投入试运行, 正式接受城市放射性废物, 并派两名工作人员负责保卫工作。

2.1.4.4 工业废物处理

1. 废油及其他固体废物的收集与处理

2001 年共收集废油 52 m³、废钢铁 208.51 t (其中有工程阶段的专用支吊架、钢梁等)、废塑料桶 728 个、废包装箱板 7 m³、废电缆 1.551 t, 全部由合同部门交龙岗废旧物质回收公司收购。工业垃圾 299 车, 约 1 196 m³, 全部运到东山垃圾场填埋。

在危险废物方面, 截至 2001 年 8 月, 大亚湾核电站现场收集 9 600 根日光灯管, 加上行政管理部收集的 8 400 根日光灯管, 共计 18 000 根旧日光灯管, 全部交由佛山欧司朗公司(日光灯管制造厂)回收。截至 2001 年 9 月, 现场共收集 1.18 t 废干电池, 已交由深圳市工业废品处理站进行处理。详见表 2.1.4.4-1。

表 2.1.4.4-1 历年工业废物产量

废物类型	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年
废钢铁/t	—	—	436.16	33.5	29.5	208.51 ²⁾
废油/m ³	138	55	36	25	27.2	52
一般工业垃圾/m ³	2 400	2 000	1 720	1 730	1 192	1 196
废日光灯管/根	—	—	—	—	—	18 000 ¹⁾
废干电池/t	—	—	—	—	—	1.18

注: 1) 前几年已经对废日光灯管和废干电池进行回收, 但没有逐年统计, 表中数据是 2001 年处理量;

2) 2001 年拆除设备码头旁边的铁皮库房, 现场废钢铁全部交由龙岗废旧物资回收公司收购。

2. 废物的分类收集和工业废物储存库建设

大亚湾核电站、岭澳核电站厂区实现了垃圾分类收集, 共设置垃圾分类收集点 17 处, 每处都设有可回收垃圾桶、不可回收垃圾桶、危险废物回收箱。核电工地范围内设有废干电池回收点 23 处, 计划 2002 年在岭澳核电站现场也设置一批废干电池回收点。

在设备码头旁修建的工业废物存放场于 2001 年 8 月正式投入使用, 使收集的工业废物分类存放得以实现, 加强了工业废物的存放管理。

3. 核电站生活污水系统运行管理

2000 年, 公司总经理部决定, 将核电站污水系统的运行管理责任由秘书部移交给维

修部,全部由维修部服务处统一运行和管理,包括专家村污水处理站、南区污水处理站、北区污水处理站以及电站现场的污水处理设施的运行管理。

2001年,大亚湾核电站ED1污水站被柴油污染,生物膜被破坏,经过彻底清洗,重新培养生物膜,使该系统恢复正常运行。ED2污水站曝气池前端断裂,泥沙涌入曝气池,导致该处理设施不可用,后经过维修、培菌,投入正常运行。2001年,共处理污废水150.24万 m^3 ,排放合格率98.1%。

2.1.4.5 环境监测与评估

1. 概述

2001年是“四统一”工作极为关键的一年。在这一年里,大亚湾核电站根据电站运行以来环境监测经验和国家有关标准,制订了包括岭澳核电站(LNPS)在内的大亚湾核电地区环境监测大纲,如指示生物选择了对 $^{110}\text{Ag}^m$ 有较高浓集因子的海洋生物牡蛎,增加了牡蛎、青口、虾蛄、鱿鱼等采样品种,采样地点延伸到澳头,增加了测量分析LNPS地下水等。2001年环境监测即按修订后的环境监测大纲执行。电站完成了新环境实验室建设及旧实验室搬迁,新放射性监测仪器的购置,非放监测仪器的安装、调试、刻度,以及群堆管理下的环境监测和流出物监测的政策制定。新环境 γ 辐射自动监测系统安装调试工作正在进行。大亚湾核电站圆满地完成省应急办要求的污染样品 γ 谱分析测量工作。由大亚湾核电站保健物理处环境控制科和广东省环境辐射研究监测中心共同举办的2001年大亚湾环境监测研讨会于11月6日至8日在大亚湾核电站举行。来自中国辐射防护研究院与中国计量研究院放射性环境测量方面的专家和省辐射监测中心、省商检局、省职防院、市卫生防疫站、秦山核电站及田湾核电站相关专业的同行出席了研讨会。

- 1) 2001年度大亚湾核电地区环境监测大纲列于表2.1.4.5-1。
- 2) 2001年度大亚湾海域放射性监测情况列于表2.1.4.5-2。
- 3) 2001年度大亚湾核电站周围地区(陆上)监测情况列于表2.1.4.5-3。

2. 样品分析项目

2001年度环境样品分析项目与2000年度基本相同,对不同监测项目采用的分析方法及测量仪器探测下限与2000年度基本相同。

3. 质量保证

为保证环境样品测量结果必要的精确性,大亚湾核电站(CNPS)环境科依据相关国家标准,建立了包括样品采集、样品预处理、样品分析、仪器标定、标准参考物质使用、数据处理等一系列质量保证措施。

- 1) 技术人员需经培训、考核合格,方能上岗操作。
- 2) 分析测量结果按要求进行随机抽样复检, γ 谱分析复检率为31.7%,总 β 分析复检率为14.1%, ^{90}Sr 分析100%做平行样,复检100%合格,并采集一定的平行样品进行平行样测量分析。

3) 为做好环境实验室仪器设备搬迁工作,环境实验室从2000年下半年开始准备,多次开会讨论,指定专人负责,制定了详细搬迁方案,为保证环境监测资料的可比性、稳定性,仪器搬迁前后均进行性能测试,性能测试结果未见明显差异。

4) 测量仪器定期用标准源刻度,所用标准物质均可追溯到国家计量检定记录,并定期检查测量装置稳定性。

- 5) 加强与广东环境辐射研究监测中心的技术交流。

4. 2001 年环境监测结果

(1) 大亚湾核电站对周围地区环境 γ 辐射水平的监测

主要采取 3 种方式, 即环境 γ 监测系统 (KRS) 7 个辐射监测站 (分布在电站 10 km 范围内) 的 γ 连续监测, 热释光剂量计 (TLD) 的环境 γ 累积剂量监测和便携式 γ 剂量率的定期定点巡测。

1) 7 个 γ 辐射连续监测站 2001 年度工作状况良好。大亚湾核电站周围环境中 γ 辐射水平与本底调查时相比仍在正常涨落范围内。

2) 2001 年度 37 个测点热释光累积剂量测量值范围为 51 ~ 140 $\mu\text{Gy}/\text{月}$, 与本底调查时 33.4 ~ 145 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ 的测量值相比无显著差异。

(2) 气溶胶放射性水平

厂区边界 3 个监测站 2001 年度共采集 1 080 个样品, 采集率为 99.5%, 样品进行总 β 测量分析, 测量数据未见异常。各站大气飘尘样品总 β 水平随季节变化趋势与开展该项监测以来历年趋势一致, 即冬春两季明显高于夏秋, 其变化趋势与大气飘尘中 ^{7}Be 浓度变化趋势相似。气溶胶月累积样品 γ 谱分析未探测出归于电站运行释放的人工放射性核素, 以活性炭滤芯盒采样 γ 谱分析放射性碘的浓度水平均小于探测限。

(3) 淡水放射性

1) 雨水总 β 测量年平均值为 52.8 Bq/m^3 , 与本底调查时 68 Bq/m^3 的结果基本一致, 雨水中氚的放射性含量 2001 年平均值为 1.8 Bq/L , 与本底调查值 2.32 Bq/L 以及运行后其他年度水平大致相当。

2) 地表水 (水库水、饮用水) 中总 β 放射性活度年平均值为 58.6 Bq/m^3 , 与本底调查时 77.0 Bq/m^3 的水平相比无显著差异。

3) 地下水中总 β 放射性活度年平均值为 176 Bq/m^3 , 与 1994—2000 年的平均值 235 Bq/m^3 相比无显著变化。地下水全年测氚 24 次, 在厂区两个地下水井中均能测得痕量的氚, 范围在 1.2 ~ 18.6 Bq/L 之间, 年平均值为 5.7 Bq/L , 与本底调查时平均值 1.3 Bq/L 相比略有升高。与 2000 年 4.2 Bq/L 相比有一定差异, 初步分析是由于 2001 年大亚湾核电站液态流出物氚排放量增加所致。2001 年氚排量比 2000 年增加了 39%。排放渠海水氚浓度分析结果显示与 2000 年相比有一定升高, 由于海水排放渠中海水氚浓度有一定升高, 且地下水氚来源可能是由于海水排放渠十几米落差形成的海水雾, 在一定的气象条件下, 吹落到地下水井周围地面, 经雨水的冲刷, 汇入地下水井, 从而使 2001 年地下水氚浓度与 2000 年相比有一定升高。 γ 谱分析地下水中 $^{110}\text{Ag}^m$, ^{60}Co , ^{137}Cs , ^{54}Mn 等人工核素均低于 γ 谱探测限。

(4) 生物样品的放射性水平

各种生物样品如柑橘、荔枝、叶菜、萝卜、鸡、淡水鱼等的放射性水平与电站运行以来其他年份相比无显著差异, 且与本底调查值一致。

(5) 土壤样品的放射性水平

2001 年度在 50 km 范围内采集 11 个表层土样品, 土壤中天然放射性含量总 β 数值与本底调查中相应的地区天然放射性含量基本一致。表层土中 ^{137}Cs 含量的范围在 0.5 ~ 3.1 Bq/kg 之间, 平均值为 $(1.7 \pm 1.1) \text{Bq}/\text{kg}$, 与本底调查时相应地区的水平一致。

(6) 海洋环境放射性水平

1) 海水 对西大亚湾海域采集的海水样品分析结果表明: 海水样品中人工核素 ^{137}Cs 年平均活度为 $(2.04 \pm 0.12) \text{Bq}/\text{m}^3$, ^{90}Sr 平均活度为 $(1.7 \pm 0.6) \text{Bq}/\text{m}^3$, 分别与本底调查时

2.3 Bq/m³和 2.7 Bq/m³ 基本一致, 无任何增高的趋势。其他人工核素¹¹⁰Ag^m, ⁶⁰Co, ⁵⁸Co, ⁵⁴Mn 等均低于 γ 谱仪探测限。⁴⁰K, ²²⁶Ra, ²³⁵U, ²³²Th 等天然核素和总 β 均在本底调查值涨落范围内。2001 年度在大亚湾海域共采集 66 个样品进行氡分析, 重点测量核电站排放后海水中氡含量, 从分析结果可以看出排放渠延长后海水对废液的扩散稀释能力加强了。从 2000 年开始, 按 3 类方法统计海水中的氡含量。即采样时间在电站废液排放后 3 天内, 称 A 类样, 其范围为 1.3~26.0 Bq/L, 均值为 4.4 Bq/L, 标准差为 5.9 Bq/L。采样时间在电站废液排放后 3~6 天内, 称 B 类样, 其范围为 1.3~7.6 Bq/L, 均值为 2.8 Bq/L, 标准差为 2.0 Bq/L。采样时间在电站废液排放 6 天后, 称 C 类样, 27 个样品中 21 个低于仪器探测方法下限, 其范围为 1.3~1.8 Bq/L, 均值为 1.35 Bq/L, 标准差为 0.11 Bq/L。全部 66 个样品氡含量范围值为 1.3~26.0 Bq/L, 均值为 2.68 Bq/L, 标准差为 3.59 Bq/L。2001 年核电站排氡总量占国家批准年限的 85.58%, 比 2000 年的 61.53% 明显增加, 但海水中氡的含量与 2000 年相比无明显增加趋势, 其原因是排放渠延长后海水对废液的扩散稀释能力加强了。

2) 海洋沉积物 2001 年度在西大亚湾水域共采集 27 个海洋沉积物样品, 其中 18 个属潮下带, 9 个属潮间带, 27 个样品中¹¹⁰Ag^m 含量全部低于仪器探测方法下限, ¹³⁷Cs 的平均活度为 (1.28 ± 0.57) Bq/kg, 与本底调查时平均值 1.8 Bq/kg 基本一致。

3) 海洋软体动物 2001 年度采集软体动物 14 个样品, 6 个品种, 取自东山、澳头和大辣甲 3 处。对上述样品全部进行 γ 谱测量分析, 部分样品进行有机氡分析。2001 年度软体动物仅在牡蛎样品和大辣甲珍珠贝样品中测出痕量的¹¹⁰Ag^m, 东山 4 个牡蛎样品¹¹⁰Ag^m 比活度的均值、标准差和范围分别是 0.078, 0.022 和 $(0.054 \sim 0.098)$ Bq/kg (鲜样); 大辣甲珍珠贝样品¹¹⁰Ag^m 比活度为 0.065 Bq/kg (鲜样); 东山和澳头各 1 个珍珠贝样、东山 2 个螺样、东山 3 个青口样、东山 1 个鱿鱼样、东山和澳头各 1 个墨鱼样¹¹⁰Ag^m 的活度均小于 γ 谱仪探测限。对历年来东山珍珠贝样¹³⁷Cs 比活度统计检验结果显示, 2001 年度东山珍珠贝样中¹³⁷Cs 比活度与历年相比无明显变化。

4) 甲壳动物 甲壳动物 2001 年度采集甲壳类生物 6 个样品, 3 个品种, 取自东山、澳头和南澳 3 处。对以上样品均进行 γ 谱测量分析, 部分样品进行总 β 测量分析。2001 年度甲壳类生物中仅东山 2001 年 1 月的虾样品测出了痕量的¹¹⁰Ag^m, 其余 5 个样品比活度均小于 γ 谱仪探测限。甲壳动物¹³⁷Cs 平均含量为 0.055 Bq/kg 与第二期本底调查值 0.064 Bq/kg 和 1994—2000 年年平均值 0.062 Bq/kg 相比基本一致。

5) 鱼类 2001 年度采用了三种途径采集该海域的鱼类样品: 采集东山渔民网养的鲮鱼等、请东山渔民到进水口附近海域捕鱼、购买东山渔民在大亚湾海域捕捞的鱼。对采集的样品进行总 β , γ 谱分析, 部分样品进行⁹⁰Sr 及有机氡分析。分析结果显示除⁹⁰Sr, ¹³⁷Cs 的含量在本底值范围内波动外, 未探测到其他可归于电站废液排放的人工放射性核素, 这表明大亚湾海域鱼类未受到核电站废液排放的影响。

6) 海藻中放射性水平 2001 年共采集 6 个站位, 12 个马尾藻样品。12 个马尾藻样品中仅长湾的马尾藻样品¹¹⁰Ag^m 比活度为 (0.23 ± 0.02) Bq/kg, 其余专家村 6 个样品、场梅坑、沙缸吓、大辣甲、长湾 (5 月 18 日样品)、岭澳各 1 个样品¹¹⁰Ag^m 比活度均小于 γ 谱仪探测限。专家村藻类样品中¹³⁷Cs 的含量水平在 0.032 Bq/kg 到 0.087 Bq/kg 之间, 平均值为 0.051 Bq/kg, 与历年来专家村藻类样品中¹³⁷Cs 的含量相比无显著变化, 与第二期本底调查年平均相比显著下降。海藻中放射性水平的下降, 主要是因为废液的放射性水平逐年下降,¹¹⁰Ag^m 受到有效地控制。大亚湾核电站、岭澳核电站共用的合排渠的投运, 增强了稀释、扩

散的能力。

7) 其他 因电站正常运行期间仅有极少量的化学物质来自于水处理厂的絮凝、树脂再生工艺、循环冷却水的加氯系统等,故现暂未装备一般工业污染物的监测设备。有关非放液态污染物的监测,采用每季度定期从排水口取样送深圳环保监测站分析的方式进行监督,监测项目为 COD、BOD₅、氨氮类、石油类、pH 等。分析结果显示,送检海水样品符合一、二级海水标准(海水水质标准 GB 3097—1997)。从 2001 年开始每周测量排放渠海水 pH 值,全年共分析 38 个样品,pH 值的范围为 7.13~8.55,均值为 8.08,标准差为 0.2。每季度利用多探头水质监测仪 H20 测量 H₁—H₁₀ 等个站位海水的 pH、温度、浊度、含盐量等项目。

(7) 2001 年度环境监测结论

2001 年度大亚湾核电站环境监测工作严格遵循国家环境保护总局批准的环境监督和监测大纲,重点加强了海洋方面的监测,从监测结果看可以得出如下结论:

1) 由于大亚湾核电站采取了一系列措施,逐年降低了废液中放射性核素排放量,故 2001 年液态流出物中¹¹⁰Ag^m 全年排放量仅为 2000 年的 50.0%,为最高年份 1997 年的 5.87%。2001 年共采集 37 个生物样品进行 γ 谱分析,其中仅 8 个生物样品中探测到痕量的放射性核素¹¹⁰Ag^m,2001 年湾内马尾藻、东山珍珠贝样品放射性核素¹¹⁰Ag^m 的比活度均小于 γ 谱仪探测限。

2) 海水样品中氚的含量个别月份明显高于本底水平,这是由于核电站液体流出物非均匀排放及采样日期与液体流出物排放日期间隔较近,液体流出物未被大海充分稀释所致,而 6 天后的样品大部分低于方法探测限水平。

3) 排放口周围海域和其他采样点的海洋生物有机氚的放射性水平与历年相比没有差异。

4) 厂区边界 γ 辐射水平及周围环境 γ 辐射水平连续监测,周围环境 γ 辐射累积剂量监测以及大气飘尘、陆上生物、土壤、水质等环境介质的取样分析结果显示,2001 年度大亚湾核电站周围陆上环境放射性水平与电站投产前相比基本一致,证明大亚湾核电站正常运行期间,通过气态途径释放的放射性物质未对周围环境产生任何影响。

5) 广东大亚湾核电站运行八年以来,在厂区内东北方位的 PR1 地下水井中氚浓度始终处于可检出的较低水平,2001 年度的监测结果表明地下水中氚活度水平没有进一步升高的趋势,但需继续关注。

总之广东大亚湾核电站运行八年来,陆地和大气环境样品中辐射水平在本底范围之内,海洋样品虽然个别时检测到核电站排放的人工放射性核素¹¹⁰Ag^m,但未对环境产生显著影响,海洋生物中¹¹⁰Ag^m 放射性水平逐年呈明显下降趋势。

表 2.1.4.5-1 2001 年大亚湾核电站正常运行期间环境放射性监测方案

监测介质		采样周期	采样点数	年采样数	年分析样品数	采样点	监测分析项目	
空 气	辐射剂量率	连续	3			AS1, AS2, AS3	正常运行工况下 γ 辐射连续监测以及事故工况下 γ 辐射连续监测和报警	
			4			BS1, BS2, BS3, BS4		
	环境 γ	季	42	168	168	电站周围 50 km	TLD	
	环境 γ	季	42	168	168	电站周围 50 km	γ 辐射空气(吸收剂量率)	
	环境 γ	季	34	136	136	核电站区域内定点测量	γ 辐射空气(吸收剂量率)	
	气溶胶	日	3	1095	2190	AS1, AS2, AS3	总 β (总 β 偏高时, 测 γ 谱)	
	气溶胶	月	3	36	36	AS1, AS2, AS3	30 片测 γ 谱	
空气中碘	周	1	48	48	AS2	γ 谱		
陆 地 生 态	水	雨水	降水期	2	24	72	AS1, 岭下	总 β , ^3H , pH
		地表水	半年	3	6	12	大坑、鹏城、岭澳水库	总 β , ^3H
		饮用水	季	1	4	12	01 楼	总 β , 总 α , ^3H
		地下水	月	2	24	74	P5, PRI	总 β , ^3H , ^{40}K , γ 谱 (3 月)
			季	3	12	39	LNPS A, LNPS B, LNPS C	总 β , ^3H , ^{40}K , γ 谱 (2 月), 如果总 β , ^3H 偏高时 采样周期改为月
土壤	土壤	年	10	10	11	大坑水库、鹏城果园、鹏城菜地、长湾、大鹏果园、荔枝园、P5、北龙、岭澳水库、岭下等	γ 谱, ^{90}Sr (鹏城果园)	
		年	2	2	2	大坑水库、岭澳水库	γ 谱	
水 果	柑橘	收获期	2	2	2	鹏城、王母	γ 谱	
		荔枝	收获期	1	1	1	鹏城	γ 谱
植 物	叶菜	年	3	3	3	鹏城、葵涌、水头	γ 谱	
		萝卜	年	2	2	2	鹏城、葵涌	γ 谱
		大米	年	1	1	1	鹏城	γ 谱
		现场草	年	2	2	2	CNPS 大草地	γ 谱
动 物	鸡	年	1	1	1	鹏城	γ 谱	
		淡水鱼	年	1	1	1	鹏城	γ 谱
指示生物 (松针)		半年	2	4	10	大坑水库、风雨剧场	总 β , γ 谱, ^3H (有机氚每年)	
海 洋 生 态	海 水	半年	4	6	22	H2 (每年), H5 (每年), H6, H9	总 β , ^{40}K , γ 谱, ^{90}Sr (每年)	
		半年	2	4	24	H1, H10	^3H , pH, DO, 浊度, 盐度, 水温 (水深 0.5 m)	
		季	1	24	24	材料码头 (每季采样 6 次)	^3H	
		季	8	32	192	H2, H3, H4, H5, H6, H7, H8, H9	^3H , pH, DO, 浊度, 盐度, 水温 (水深 0.5 m)	
		月	2	24	48	循环出口海水 (CNPS)	残余氯 (取化学科数据)	
		季	4	20	148	循环进口海水 (GNPS), 排放渠海水, 材料码头海水, 专家村海水	COD, BOD5, 无机氮, $\text{PO}_4\text{-P}$, 石油类, 悬浮物, pH, 大肠杆菌 (材料码头, 专家村)	

续表

监测介质		采样周期	采样点数	年采样数	年分析样品数	采样点	监测分析项目
排放渠海水		日	1	365	365	EC-B	总 β (总 γ)
		周	1	48	96	EC-B	^3H (7天混合样), pH (每周六分析)
海洋沉积物	潮间带	半年	8	9	10	H21, H22, H23, H24	γ 谱, ^{90}Sr (东山, 每年)
	潮下带	半年	9	18	22	H1, H2, H4, H5, H6, H7, H8, H9, H10	γ 谱, ^{90}Sr (H2, H6, 每年)
甲壳	虾	半年	2	3	5	西大亚湾、南澳 (每年)	γ 谱, ^3H (有机氚, 每年)
	虾蛄	半年	1	2	2	西大亚湾	γ 谱
软体	扇贝	年	2	2	4	西大亚湾、澳头	γ 谱, ^3H (有机氚)
	珍珠贝	半年	2	3	8	东山养殖场、澳头 (每年)	γ 谱, ^3H (有机氚, 每年)
	青口	年	2	2	4	西大亚湾、澳头	γ 谱
	鱿鱼	年	1	1	2	西大亚湾	γ 谱, ^3H (有机氚)
螺	螺	半年	2	2	2	西大亚湾	γ 谱
	杂鱼	半年	1	2	2	设备码头	γ 谱, ^3H (有机氚)
	海鱼	年	1	1	1	西大亚湾	γ 谱
海鱼	海鱼	年	1	1	2	东山养殖场	γ 谱
	藻类	马尾藻	年	7	7	9	专家村、岭澳、长湾、杨梅坑、沙咀吓、岭沃、大棘甲等
指示生物 (牡蛎)	半年	1	2	5	5	东山	总 β , γ 谱, ^3H (有机氚, 每年)

分析项目及样品数合计: 总 β (^{14}C 溶胶), 2190; 总 β (环境样品), 80; ^{40}K , 40; γ 谱, 178; ^3H (水), 182; 有机氚, 13; ^{90}Sr , 8; TLD, 168

表 2.1.4.5-2 2001 年度大亚湾海域采样、分析一览表

监测介质		采样周期	采样点数	年采样数	采样地点	总 β	^{40}K	^{90}Sr	γ 谱	^3H
海水	H站海水	半年	3	6	H2, H5, H6, H9	6	6	4	6	6
	H站	季	10		H2, H3, H4, H5, H6, H7, H8, H9, H10					33
	近海岸水	季	1		材料码头					27
	排放渠海水	日	1	365	排放渠	365				48
沉积物	潮下带	半年	10	18	H2, H3, H4, H5, H6, H7, H8, H9, H10	7		2	18	
	潮间带	年	5	9	H20, H21, H22, H23, H24	5		1	9	
甲壳动物	虾	半年	1	2	西大亚湾	1			2	1
	虾	年	1	1	南澳 (对照点)	1			1	1
	虾蛄	半年	1	2	西大亚湾	1			2	
	梭子蟹	年	1	1	西大亚湾	1			1	

续表

监测介质		采样周期	采样点数	年采样数	采样地点	总β	⁴⁰ K	⁹⁰ Sr	γ谱	¹ H
软体动物	牡蛎	季	1	4	西大亚湾	4			4	1
	墨鱼	年	2	2	东山、澳头	2			2	2
	青口	半年	1	3	东山	1			3	1
	鱿鱼	年	1	1	东山	1			1	1
	珍珠贝	半年	3	3	东山养殖场、澳头、大棘甲	3			3	2
	螺	半年	1	2	西大亚湾	1			2	1
鱼类	鲈鱼	年	1	1	东山网养	1			1	
	乌头鱼	年	1	2	东山网养	1			2	
	其他鱼类	年	1	1	设备码头				1	1
藻类	马尾藻	年	6	12	专家村、岭澳、长湾、杨梅坑、岭沃、大棘甲等	5			12	2
合计						406	6	7	70	127

表 2.1.4.5-3 2001 年度陆上环境监测、采样、分析一览表

监测介质		采样周期	采样点数	采样点	全年采样数	总β	⁴⁰ K	⁹⁰ Sr	γ谱	¹ H	环境γ
陆地水	雨水	月	2	AS1, EM	20	20			5	20	
	地表水	季	5	大坑、岭澳、鹏城	8	8				8	
	饮用水	季	1	01 楼	4	4				4	
	地下水	月	2	PR1, P5	24	24	24			4	24
	地下水	季	3	LNPS A, LNPS B, LNPS C	12	12	12			6	12
	地下水	年	2	岭下、风雨剧场	2		2				
土壤	表层土	年	10	大坑水库、鹏城果园、鹏城菜地、长湾、大鹏果园、荔枝园、P5、北龙、岭澳水库、岭下	11	4			11		
	沉积物	年	1	大坑水库	1				1		
水果	柑橘	年	2	鹏城、土母	2	2		1	2	1	
	荔枝	年	1	鹏城	1				1		
植物	叶菜	年	3	鹏城、水头、葵涌	4	3			4		
	萝卜	年	3	鹏城、水头、葵涌	3	2			3		
	红薯	年	1	土母	1	1			1		
	现场草	年	1	现场	1	1			1		
动物	鸡	年	2	鹏城、惠东	3	2			3		
	淡水鱼	年	2	鹏城、大坑水库	2	1			1		

续表

监测介质	采样周期	采样点数	采样点	全年采样数	总β	⁴⁰ K	⁹⁰ Sr	γ谱	³ H	环境γ
指示生物(马尾松)	年	3	大坑水库、风雨棚场、南区	6	3		1	6	1	
合计					2 247	38	2	132	70	

2.1.4.6 环境保护工作

1. 综述

2001年,公司总体环境状况良好,各项环境指标得到良好控制,环境管理体系持续有效运行。

2001年,电站两台机组安全稳定运行,放射性三废处理设施运行正常,放射性流出物排放量均低于国家规定限值。

2001年,电站累计上网电量达到历史最高的143.65亿kW·h,但由于加强了源项控制,气态流出物和液态流出物中非氚核素的排放量以及固体废物的产生量都达到历年来最低水平。

环境监测数据也表明,核电站周围环境的辐射水平基本保持在本底涨落范围之内。

2. 环境保护组织机构

公司建立了以环境管理者代表、副代表和环境管理体系协调组以及各部、处环境管理责任人、协调员为基础的网络化环境管理组织,对推动公司环境管理工作、提高环境管理水平发挥了重要作用。

2001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和副代表,使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、处还调整了环保责任人和协调员。

环境管理者代表	贺禹(公司副总经理)
环境管理者副代表	张善明(生产一部经理)
	张志雄(生产二部经理)
	郭嘉平(维修部经理)
	高立刚(技术部经理)
	蔡康元(质保部经理)
	陆玮(行政管理部经理)

3. 环保培训和宣传

2001年,公司继续加强环境保护的培训和宣传。纳入员工授权培训课程的环保初训和复训全部完成。为提高环保内审的质量,质保部对参加环保内审的审核人员进行了三废管理的专项培训并举办了提高内审审核质量的研讨会。7月份,公司组织4名环保内审员参加了国家环境保护总局环境管理认证培训中心组织的环境管理体系审核员培训,并获得国家注册实习审核员资格。

为落实年环境管理评审要求的加强环境保护宣传教育的精神,2001年公司加大了环保宣传力度。在“6.5世界环境日”期间,出版了6.5世界环境日专刊并在闭路电视上播放环保宣传片。各部门分别开展了丰富多彩的环保活动,如组织环保知识竞赛、清洁海滩和现场环境卫生等活动。10月份,还举办了首届核电环境摄影展,以图片的形式记录了公司几年

来的环保成效。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“2001年广东省环保宣传活动先进单位”。

2001年，公司继续同广东省环保局协办《环境》杂志刊物，每月一期都有核电的内容，图文并茂、生动活泼，对加大广东地区宣传力度、宣传核电是清洁的能源和公司的环保形象起到了一定作用。

通过环保学习和宣传，员工的环保意识有了相当大的提高，关注环保的良好风气已形成并融入日常工作中。

4. 环境管理体系运行

2001年，按ISO 14001标准和体系程序的要求，保持了环境管理体系的正常运行，开展的主要工作有：环保法律、法规的收集和确定，环境因素与重要环境评价和控制，环境管理方案的执行和跟踪，环保内审和不符合项纠正等。2001年共评价出环境因素110个，重要环境因素55个，制订重要环境因素环境管理方案12个。通过对体系17要素的控制，特别是对重要环境因素的控制，保持了公司环境管理行为的持续改进。

2001年4月，广东核电合营有限公司通过了国家环境保护总局华夏环境管理体系审核中心的监督审核。

为做好环保内审工作，公司制定了详细的内审计划和审查程序。2001年环保内部审核进行了17次，覆盖了公司的所有部门。与往年不同的是，2001年首次开展了对总经理和各部经理的环保内审并获得各经理的支持，对推动公司环保工作的开展起到了非常重要的作用。除此之外，公司还对承包商进行环保审查，要求承包商在生产活动中关注环保问题

内审监督机制的建立和完善，保证了公司环境管理体系的有效运行和持续改进

5. 公司的环境治理

2001年，环境整治绿化美化工作进一步深入，公司的环境更加优美

2001年，公司对现场环境继续进行整治，扩大了绿化美化面积。拆除泄洪区内临建房34栋，约2万m²。拆除北区单层板房3栋，临建房1栋，并平整土地重新绿化。招待所对面山坡上的建筑物已全部拆除。公司总体环境状况明显改善。

2001年新增绿地7万多m²，植树造林2万多棵，新栽植的荔枝树即将挂果。一号路改造、防洪坝垂直绿化也初见成效。

2001年加强了对承包商小区的环境管理、监督和检查，并组织各小区开展“6.5世界环境日”活动，所有小区均开展了多种形式的环保宣传活动。

2001年，已找到资质合格的承包商对多年积存的近2万支废旧日光灯管，1000多公斤废电池进行了处理，保护了环境，免除了污染。

为保护臭氧层不受损害，公司对消耗臭氧层物质的使用进行了严格控制。核电生产现场外使用的便携式哈龙灭火器按制定的计划定期进行更换。对核电征地范围内的白色垃圾和含磷洗衣粉也严格进行控制。目前，核电员工餐厅和第三责任区已全部使用可降解餐盒，基本杜绝了销售和使用含磷洗衣粉的行为。

生活垃圾分类工作已经在公司推行，新垃圾分类收集桶已经就位，并印制了垃圾分类宣传册进行宣传。

6. 节能降耗工作进一步深入

2001年进一步开展节能降耗工作，并取得了良好的成绩。

2001年，18个月换料方案开始实施，优化了堆芯燃料装载，提高了新组件中²³⁵U的浓

度，延长了燃料循环功率运行时间。实施 18 个月换料后，将提高机组可用率，延长发电时间，降低发电成本；减少燃料组件数，节约燃料成本；减少大修次数，降低人力、物力、财力的消耗；乏燃料组件数减少，从而大大节约乏燃料处理成本。

2001 年对影响机组发电出力的 RPN 控制参数进行了调整，达到了挖掘机组发电潜力的作用，实施这项措施后两台机组比原来同期多发电约 1%（总量约 70 000 MW·h）

2001 年更换油式变压器 2 台，各办公楼廊道更换节能灯 400 多盏，节约用电约 5 万多 kW·h。

公司开发的内部生产管理网络系统的广泛推广应用，使办公自动化管理更趋先进，内部信息交流更加快捷，在减少纸张的用量和提高工作效率方面发挥了积极作用。

7. 加强生活污水管理

自维修部服务处接手污水站管理以来，通过大量的工作，确定了专人，深入现场调查研究，积极解决出现的问题，取得了很大成效。目前，核电工地现场有七个污水站（专家村、南区、北区、大亚湾核电站 ED1，ED2，ED3 和岭澳核电站 ED1）投入运行，污水站总体运行情况良好。

2001 年，公司继续加强对污水站的监督管理。维修部服务处和生产一部核安全与环保处的工程师定期对污水站巡查。

为保证生活污水检验的准确性，承担公司污水检验工作的专家村化验室继续开展同深圳市环保监测站和广东省环境辐射监测中心的数据比对工作。

2001 年生活污水的监测结果显示，生活污水处理效果良好，而且有部分处理后的废水复用，浇灌花草。

2.1.5 物资消耗

2.1.5.1 水库淡水储量及除盐水生产

1. 水库淡水储量

2001 年大亚湾地区的降雨量与往年不同，降雨集中在夏季，雨量充沛。大坑水库和岭澳水库因为实现了调水而保持水位均匀，虽然降雨量太集中，但由于岭澳水库的大库容量仍然保证了两个核电站的用水。2001 年在水资源的管理上更趋完善。储、供、用水三方面都很正常。

2001 年大坑水库总计提供生活用水 204.6 万 m^3 ，与 2000 年持平，考虑到水厂供水水表的偏差，实际供水可能较去年少。供应生产用原水 61.3 万 m^3 。2001 年大坑水库库容与降雨量情况以图 2.1.5.1-1 表示。

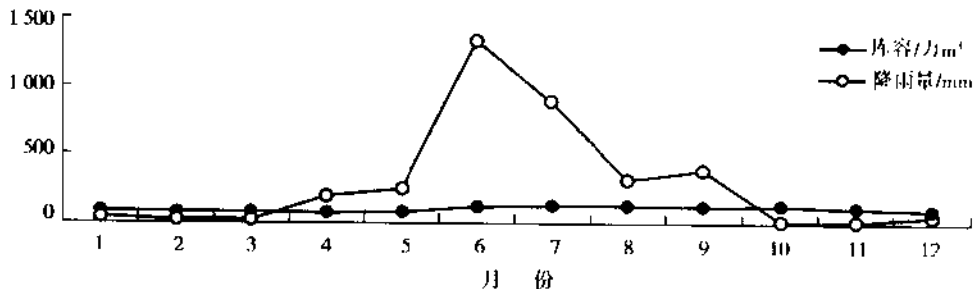


图 2.1.5.1-1 大亚湾地区降雨量和大坑水库库容

2. 除盐水生产

2001年YA制水车间共处理生水61.3万m³，比2000年减少4.8万m³，其中SER水的用量比去年降低10.4%，SED水的用量增加，接近去年水平，属于机组正常用水。SEP水的用量比去年降低了10%，这与全厂重视节水有重要关系。继续降低SEP水用量已经成为节水小组的一项长期任务，并已引起高度重视。

2001年制水情况见表2.1.5.1-1。

表 2.1.5.1-1 2001年除盐水生产量和消耗量 m³

月 份	生 水	生水排放率 %	除 盐 水			SEP	SER	SED
			管线 1	管线 2	合 计			
1	47 046	0.00	5 467	4 876	10 343	23 660	7 397	2 946
2	55 946	0.00	8 561	9 968	18 529	21 463	13 575	4 954
3	53 336	0.00	5 987	5 128	11 115	25 587	7 676	3 439
4	55 693	0.00	8 694	11 126	19 820	22 360	15 602	4 218
5	48 385	0.00	4 765	5 016	9 781	13 080	7 412	2 369
6	49 572	0.00	6 281	5 894	12 175	21 602	10 340	1 835
7	47 781	0.00	3 270	3 859	7 129	23 550	5 583	1 546
8	49 916	0.00	4 759	4 868	9 627	24 178	8 228	1 399
9	44 984	0.00	4 617	3 605	8 222	21 940	6 915	1 307
10	59 193	0.00	6 815	7 338	14 153	25 220	11 834	2 319
11	48 334	0.00	3 587	3 700	7 287	23 660	6 079	1 208
12	53 269	0.00	5 922	5 922	10 756	25 728	8 100	2 656
总计	613 455	0.00	68 725	71 300	138 937	272 028	108 741	30 196

2.1.5.2 化学试剂的使用与评价

大亚湾核电站使用的重要大宗试剂主要有硼酸、氢氧化锂、联胺、液氨、氨水、盐酸、氢氧化钠、次氯酸钠、亚硫酸钠、三氯化铁和磷酸三钠等。

2001年上述试剂的用量见表2.1.5.2-1。

表 2.1.5.2-1 2001年大宗化学试剂用量 t

试剂名称	用 量	试剂名称	用 量
硼酸	20.75	氨水	25.93
氢氧化锂	0.027	液氨	0
30%氢氧化钠	10	联胺	13.925
50%氢氧化钠	129	次氯酸钠	775
盐酸	109	磷酸三钠	0.725
三氯化铁	60	亚硫酸钠	0.049

1. 硼酸和氢氧化锂

作为一回路中子吸收剂的硼酸的用量比2000年大幅增加，其主要原因是广东大亚湾核

电站在 2001 年开始执行 18 个月换料改造, RCP 系统和其他含硼的系统的硼浓度提高需要大量的硼酸所致。

氢氧化锂主要用于调节一回路的 pH 值, 防止一回路管道和设备的腐蚀, 其最大用量是在反应堆起堆的升温过程中补充稀释的氢氧化锂。2001 年大亚湾核电站执行新的锂浓度控制标准, RCP 系统的锂浓度向上调整, 导致对氢氧化锂的需要量增加。

2. 氨水、液氨和联胺

作为二回路碱化剂的氨, 2001 年用量比 2000 年大幅降低。氨水的降低代表 SER 水用量的降低, 说明二回路的完整性得到有效的控制。同时 ATE 系统运行时间短, 其运行中消耗的液氨很低, 所以 2001 年仍然使用的是 2000 年的存量。

联胺的运行控制方式和 2000 年一样, 化学工作人员提高了二回路中联胺的浓度要求, 使用量与 2000 年持平。预计今后的用量也将维持在这个水平上。

3. 盐酸和氢氧化钠

二者主要应用于 SDA 和 ATE 系统树脂的再生和废液的中和。2001 年 ATE 系统的运行方式得到确定, 其启动的次数保持恒定, 但 2001 年除盐水的生产量比 2000 年少, 盐酸和氢氧化钠的用量降低较多, 反映出系统运行正常。

4. 次氯酸钠

次氯酸钠全部是供 CTE 系统使用。2001 年次氯酸钠使用量比 2000 年减少 138 t, 表明 2001 年 CTE 系统运行状况优于 2000 年。

5. 三氯化铁

三氯化铁已经连续 7 年维持在 SDA 系统每生产 1 万 m^3 除盐水消耗 1 t 的水平。

6. 磷酸三钠

2001 年各含磷酸三钠的冷却水系统基本正常, 总用量比 2000 年减少, 运行正常。

7. 亚硫酸钠

每年亚硫酸钠的用量基本上维持稳定。

2.1.5.3 外购电

外购电主要是通过 220 kV 水核线的购用电, 主要包括三部分: 一是由“T”接到水核线的北区变电站, 通过一台变比为 220 kV/10 kV、容量为 18 MV·A 的变压器向厂区 10 kV 环网负荷(包括工地办公、照明、生活及岭澳核电站施工负荷)供电; 二是水核线通过核电辅助站两台变比为 220 kV/6.6 kV、容量为 32 MV·A 的辅助变压器向机组辅助安全设施供电, 通常在主变压器停运或机组因故与主电网解列时投入运行; 三是通过“T”接在水核线的水核支线向岭澳辅助站转供电, 通常在惠澳线停运时投入运行。

深圳供电局按高需求工业及其他用户标准收取 220 kV 水核线电能电费, 由基本容量电费和电量电费两部分组成。基本容量电费是根据运行变压器的容量缴纳的费用, 与实际耗电量的多少无关。220 kV 水核线运行变压器总容量为 82 MV·A, 由于两台辅助变压器长期处于备用状态, 根据与深圳供电局的协商意见, 计费有效容量为水核线变压器总容量的 30% 即 24.6 MV·A。电量电费是电量电价与实际用电量的乘积, 电量电价由深圳物价局规定。

根据深圳物价局深价 [1999] 175 号文件的规定, 2001 年 220 kV 水核线用电计费标准为: 基本容量电价为每月 44.00 元/(kV·A); 电能电价为 0.76 元/(kW·h), 每 kV·A 的最低用电量为 40 kW·h, 故每月最低用电量为 $40 \text{ kW}\cdot\text{h}/(\text{kV}\cdot\text{A}) \times 24.6 \times 1000 \text{ kV}\cdot\text{A} = 984000$

kW·h (不足 984 000 kW·h 按 984 000 kW·h 收费)。因此 220 kV 水核线每月至少应支付电费 183.024 万元, 其中:

基本容量电费: $44.00 \text{ 元}/(\text{kV}\cdot\text{A}) \times 24.6 \times 1\,000 \text{ kV}\cdot\text{A} = 1\,082\,400 \text{ 元} = 108.24 \text{ 万元}$

电能电费: $0.76 \text{ 元}/(\text{kW}\cdot\text{h}) \times 984\,000 \text{ kW}\cdot\text{h} = 7\,478\,400 \text{ 元} = 74.784 \text{ 万元}$

2001 年水核线外购电情况见表 2.1.5.3-1。

表 2.1.5.3-1 水核线外购电情况

月 份	外购电量/(kW·h)	支付电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
1	1 238 952	2 321 352.00	1.873 642
2	1 048 344	2 130 744.00	2.032 486
3	1 334 256	2 416 656.00	1.811 239
4	2 191 992	3 274 392.00	1.493 797
5	1 620 168	2 702 568.00	1.668 079
6	1 524 864	2 607 264.00	1.709 834
7	1 524 864	2 607 264.00	1.709 834
8	2 668 512	3 750 912.00	1.405 619
9	2 508 000	2 988 480.00	1.191 579
10	2 884 200	2 779 297.75	0.963 629
11	2 382 600	2 893 176.00	1.214 294
12	1 241 650	1 542 054.00	1.241 939
合计	22 168 402	32 014 159.75	1.444 135

上表中的平均电价为月度电费与月度购电量之比, 它随月度用电量的增加而降低。

2.1.6 工程及电站改造项目

2.1.6.1 电站工程及改造项目管理

1. 工程改造项目管理

(1) 中长期改造计划

根据第一个电站十年改造周期(1994—2004年)工作计划, 广东大亚湾核电站制定了中长期改进政策, 明确了中长期改进工作的研究方法, 制定了中长期改进项目实施策略。

2001 年就以下改进专题进行了研究。

1) 保证事故情况下安全相关系统和设备功能的改进、保证一回路和安全壳边界完整性的改进、冷停堆情况下堆芯不被裸露的改进以及防止堆芯因误稀释而重返临界的改进等。

2) 保证一回路和安全壳边界完整性的改进主要包括因锅炉效应和热分层导致 RRA 进口死管道的腐蚀改进、RIS 系统接入一回路各环路的安全注入管线的死管段改进以及再循环情况下 EAS 系统与 RIS 系统及 PTR 水箱隔离阀密封性改进等。

3) 冷停堆情况下防止堆芯裸露的改进, 主要针对冷停堆状态下预先探测 RRA 系统的降级运行以及在完全丧失 RRA 系统的条件下对堆芯执行自动补给的措施。

4) 安全相关的设备和管道支撑的改进。

5) 其他的改进包括防火措施和设施的改进、保证 H/U 事故程序成功执行的改进、设备

和部件可靠性的改进和备品备件供应有关的改进等。

6) 通过研究分析后将形成各个改进项目的可行性研究报告, 所有改进项目研究报告都将提交电站工程委员会 (PEC) 批准。部分项目将在近几年内实施

目前, 岭澳核电站的中长期改进计划工作正准备启动。

(2) 岭澳核电站接产工作

岭澳核电站接产组从 2000 年底成立以来, 制定了相关的工作程序, 理顺了与各部门的接口关系, 移交接产工作逐步走上正轨。

1) 临时运行移交 (TOTO) 后设计变更审查。为规范对设计变更文件的审查, 编写了《TOTO 后设计变更管理》程序作为设计变更的审查工作依据, 明确了设计变更与运行维修文件关联次序。对运行维修文件有影响的设计变更文件必须传送相关部门修改规程文件, 确定了通过完工证书通知相关部门生效有关规程文件, 保证文件与现场的一致性

2) 系统设计手册 (SDM) 母本文件审查。系统设计手册审查是接产组的重要工作之一。针对审查工作中发现的问题, 与相关部门协商, 理顺了 SDM 审查方法和移交流程, 并明确了工程部和生产部的修改责任, 编写了工作程序《SDM 审查导则》, 规范了系统设计手册的审查工作。配合电脑中心, 开发了 SDM 管理模块, 由接产组工程师将 SDM 审查情况输入, 便于网上查询。移交接产工作的价值在于, 收到 SDM 母本文件后就保证了 SDM 母本文件的修改的连续和重要文件 (一类文件) 的及时生效。

3) 竣工文件抽查。接产组对工程部移交的竣工文件进行抽查。通过对竣工文件的抽查, 能基本了解生产部门接收的竣工文件质量。通过抽查, 同时能发现文件存在的较大质量问题。

4) 遗留项管理。工程阶段的遗留项目中的 M 类 (即改进项), 工程处将通过改进程序解决, 跟踪遗留项的变动情况, 并开始对遗留项按专业和优先级进行分类, 制定工作计划

5) 工程服务申请 (ESR) 的管理。生产维修部门在接产过程中发现的问题, 诸如核安全、可用性、工业安全等方面的问题, 可向工程处提出 ESR, 由工程处向工程部提出设计修改申请, 进行修改, 便于工程部在机组商业运行之前, 解决影响机组核安全 (包括工业安全)、可用率的设计修改。

6) 程序编写与 Pre-OSART 审查。编写了《PAC (部分验收证书) / FAC (最终验收证书) 管理》程序和《岭澳核电站生产准备经验汇编》的工程改造和技术支持方面的内容。参与了岭澳核电站 EDF 专家独立评审和 Pre-OSART 审查, 编写有关文件, 配合评审团成员对工程改造和技术支持进行评估, 落实了纠正行动。

7) 人员培训。接产组人员参加了多项工作相关的培训, 包括岭澳核电站文档系统 DAISY, 调试队的工作模块 CHMIS 培训, 以及与工程部接口程序的培训, 并针对具体问题进行了专门培训。

(3) 改造程序持续改进

为了适应群堆管理的需要, PQOM 第十章的涉及工程改造管理程序做了全面的升版, 调整了部分流程, 优化了部分审查环节, 缩短了项目文件包的审查时间

(4) 大修改造项目协调

第八次大修项目协调工作采取了以下新的措施。

1) 准备重要项目风险分析与应变措施。大修前 3 个月召集每位责任工程师面谈, 讨论并分析所负责改造项目存在的潜在风险, 并针对这些潜在风险制定详细的应变策略与措施。

例如设计与现场接口不一致怎么办；采购设备或加工部件与现有系统和设备接不上怎么办；设备是否能如期到货，进口设备的附件不够怎么办；确定改造实施的最佳时间窗口，分析施工中存在的各种工业安全风险，项目实施后如何进行再鉴定试验，再鉴定试验不合格时的处理措施有哪些等。

2) 及时的经验反馈是确保改造质量，减少项目缺陷的有效手段。从2号机组第八次大修经验反馈来看，部分改进项目在现场实施过程中，发生了诸如人因、技术、工业安全等方面的事件。2号机组第八次大修结束后，在管理层的支持下，项目工程师进行深入的研讨，完善了1号机组第八次大修项目的文件包，确保了1号机组第八次大修改造项目的一次成功率，有效地遏制了事件的发生。

3) 周密而详尽的计划是改造成功的基石。每次大修前6个月都会提出一个总的改造进度计划。这个计划既是责任工程师进行改造工作的指导性文件，也是总体计划要求。改造项目一旦获得批准，责任工程师就应按照总体改造计划制定项目从设计到现场实施的详细计划，而且该计划一旦制定，就应严格执行、密切跟踪。

另外，质量计划应是指导现场施工非常详细的一份施工文件，应包括每一具体工作步序及相关工作内容，而不应是纲领性或通用性的。

2. 工程改造项目完成情况

2001年，通过分析，拒绝的改造项目有15项，完成初步设计的项目有9项，完成详细设计的项目有27项，现场实施完成或正在实施的改造项目共88项。其中9个项目是重要系统的改进，16项涉及设备和系统的可用性。

(1) 重要系统（安全或安全辅助系统）的改进项目

- 1) 第五台柴油发电机电气、仪控接口改造；
- 2) 更换新的RPE003BA排水泵014PO与RPE001BA之间的连接软管，以减少放射性废物处理量；
- 3) LHP/LHQ柴油发电机循环水回路增加逆止阀使预热水回路、润滑油回路满足GOR温度要求；

4) RRI219/220/221VN逆止阀换型；

5) EAS试验管线改造；

6) RPR“蒸汽流量高”信号参考值切换改造；

7) RRA热交换器下游混流三通及弯头热疲劳改造；

8) LSS系统链接软件升级；

9) 18个月换料专项改造。

(2) 涉及设备和系统的可用性的改进项目

1) KIR松动部件监测系统更新改造；

2) CVI001/002/003VA控制逻辑修改；

3) 延长RCV004/005/006PO自启动时间；

4) JPL消防水隔离开关加装报警；

5) GCT排大气阀门空气过滤器更换，IP转换器换型；

6) 大修期间为回收一回路排水，在RPE014PO出口至RPE001BA之间安装管线；

7) 提高GSS105/205VL密封等级；

8) ARE给水调节阀盘根装置改造；

- 9) CVI101/201/301PO 真空泵减速齿轮箱更换;
- 10) 低压缸调节汽门阀杆组件香蕉连接加装碟簧;
- 11) CSS 汽水分离再热器 (MSR) 内衬板更换;
- 12) MSR 抽汽侧管束与框架间密封泄漏改进;
- 13) ABP/ADG 阀杆竖装蝶阀更换安装方向;
- 14) CRF 泵的密封水流量计 117/118/125/126SD 加装旁路;
- 15) GEV 主变压器中性套管与铝材中性母线连接改造;
- 16) 发电机出口水电接头改造。

2.1.6.2 最终验收证书保留项

到 2000 年底,有关最终验收证书保留项的问题已基本解决,即在保留项问题上大亚湾核电站已和法国法马通公司、英国 ALSTOM 公司(大亚湾核电站核岛、常规岛的设计和供货主承包商)没有大的分歧,只有少量落实商议结果的现场工作还未完成。下文是 2000 年年鉴中提及的最后 3 个保留项在 2001 年的进展情况。

汽轮机厂房温度超设计标准问题,于 2001 年 4 月份完成了增设辅助风机的安装(每个汽轮机厂房 5 台)。改造后,厂房底层的温度可以满足设计要求,且好于设计效果,原因是改造后对所有送风口方向进行了调整,最大限度地做到了送风分配合理,消除了底层高温区域。改造后,厂房运行层的辅助风机开启时,其设计距离(36 m)内的温度有明显改善。

RRI 泵叶轮汽蚀问题,在 2000 年 11 月完成了对所有叶轮的更新改造。截至 2001 年底,8 个新叶轮的运行状况良好,未见异常。

KIR 松动部件监测系统误报警项目,决定第八次大修采用与岭澳核电站一样的设计方案对现有系统进行更新改造。现场改造工作已于 2001 年 12 月开始,将在 2002 年 2 月结束。

2.1.6.3 不符合项管理

1. 不符合项管理状况

2001 年度的不符合项管理在 2000 年度取得的成绩的基础上,又有了很大的进步。主要表现在以下几个方面:

1) 随着新的电厂生产质量管理手册(PQOM)的升版,不符合项管理程序也进行了切合实际工作要求的修订。修订的内容主要涉及责任部门的明确、现场紧急情况下处理措施的确定和实施,以及相应文件工作和审批手续的完善。此次修订使得不符合项的报告和处理更加准确、迅速,记录更加真实、细致,责任分工更加明确,为日常生产及第八次大修高效、正确地处理不符合项打下了坚实的基础。

2) 为实施新的程序规定,对各相关部门进行了多次宣讲和介绍。在大修之前,又对维修部各执行处和技术部设备管理处的有关人员特别安排了培训。通过介绍程序的规定要求,提供了正确、便捷的信息交流渠道和处理流程,强调了各类人员在不符合项处理过程中各自承担的责任范围,为及时、正确地处理第八次大修中大量的、集中发生的不符合项提供了保障。

3) 加强了不符合项管理。对电站的不符合项进行清理,将历次大修中遗留的大量满足不符合项管理要求的质量缺陷报告(QDR)转为不符合项报告(NCR),由技术部门进行详细的分析论证和制定最终处理措施,从而大大降低了潜在不符合项可能带来的风险。对不符合项加强管理使 NCR 的数量大幅增加,与上一年度相比,增加 111 项,其中与质量和核安全相关的增加 33 项,与质量相关的增加 56 项,与质量无关的增加 22 项。这种变化反映了

电站员工对不符合项管理的重视，能自觉地报告所有发现的不符合项，也反映了电站员工的安全文化素养有了进一步的提高。另外，审查以后被拒绝的 NCR 数量较少，这也反映了发出 NCR 的部门经过培训，对 NCR 管理程序有了较为深刻的了解，对 NCR 定性的认识有了进一步提高，减少了盲目性。

4) 这些改变是本年度 NCR 管理工作更为强化、细化的结果。对于 NCR 状态的跟踪和协调，电站领导层多次指示要抓紧、抓严、抓细，并为此提供了很大力度的支持，发出纠正行动要求 (CAR)，有布置、有监督、有检查。收到的效果主要有三个方面：

一是报告部门在现场自行处理不符合项后才发出 NCR 的现象已明显减少，以往那种事后无法再进行观察、测试、分析、论证和判断问题与原因的难题减少了，对设备的安全、技术状态就能更加可知和可控。

二是分析处理 NCR 的责任部门坚持了责任工程师值班 (ON-CALL) 制度。尤其是在大修期间，这一值班制度发挥了很好的作用，使得 NCR 的报告和响应、分析和措施决策、处理和解决都得到了及时保障。

三是对于已在现场实施了处理措施，特别是大修期间抓紧完成了现场处理的 NCR，其文件工作相对滞后和拖延的现象有了很大改观。责任工程师责任心提高了，文件传递和跟踪采用了特别的路径，给予了专门的关注，大大减少了 NCR 文件在传递中拖延和丢失的情况。

2. 不符合项分类统计

2001 年度不符合项报告分类统计情况见表 2.1.6.3-1，不符合项报告状态变更见表 2.1.6.3-2。

表 2.1.6.3-1 2001 年度新增不符合项报告分类统计

发出部门	发出数量	质量等级 ¹⁾			状态 ²⁾				
		QSR	QR	NQR	OP	CR	EW	CL	RE
MEE	32	15	16	1	15	7	1	4	5
MIC	12	8	4		1	3		5	3
MSM	93	19	51	23	5	27	2	40	19
MRM	48	22	22	4	4	22	3	6	13
OPH	1		1		1				
TEN	4	4			1	1		2	
TIS	3	2	1				1	2	
TEM	1		1			1			
2001 年小计	194	70	96	28	27	61	7	59	40
2000 年小计	99	44	49	6	22	22	2	38	15
变化	(+95)	(+26)	(+47)	(+22)	(+5)	(+39)	(+5)	(+21)	(+25)

注：1) QSR——质量安全相关；QR——质量相关；NQR——与质量无关；

2) OP——打开；CR——有条件释放；EW——现场完工；CL——关闭；RE——拒绝 此表为 2002 年 3 月 31 日的状态。

表 2.1.6.3-2 2001 年度 NCR 状态变更¹⁾

总数	1241/1505	OP 9/39	CR 46/161	EW 7/15	CL 1133/1195	RE 46/95	
增 减	(+264)	(+30)	(+115)	(+8)	(+62)	(+49)	
其中	QSR	460/556 (+96)	4/16 (+12)	16/56 (+40)	4/6 (+2)	411/431 (+20)	25/47 (+22)
	QR	645/784 (+139)	4/18 (+14)	29/99 (+70)	2/6 (+4)	591/618 (+27)	19/43 (+24)
	NQR	136/165 (+29)	1/5 (+4)	1/6 (+5)	1/3 (+2)	131/146 (+15)	2/5 (+3)

注：1) 此表为 2001 年 12 月 31 日的状态。

3. 大修不符合项处理情况

2001 年期间先后完成了 1 号机组的第七次大修和 2 号机组的第八次大修。这两次大修中处理的不符合项情况统计见表 2.1.6.3-3。

表 2.1.6.3-3 大修中处理的不符合项统计

分 类		1 号机组第七次大修	2 号机组第八次大修
质量等级	QSR	25	43
	QR	20	90
处理方案	修理	12	34
	改进	9	10
	更换	13	59
	返工	1	3
	照用	10	27
专 业	电气	5	28
	仪控	15	7
	机械	25	98
状态 ¹⁾	CL	7	29
	EW	0	1
	CR	31	85
	RE	3	10
	OP	4	8
来 源	计划处理	13	39
	大修新增	32	94
共计项数		45	133

注：1) 此表为 2001 年 3 月 31 日的状态。

2.1.6.4 在役检查和金属监督

1. 核岛在役检查

第七次核岛在役检查的主要内容包括：

- 1) 蒸汽发生器一次侧传热管涡流检查，二次侧管板冲洗前后清洁度的视频检查及其上部构件的目视检查；
- 2) 蒸汽发生器一次侧支腿焊缝着色探伤，进出口嘴焊缝射线检查以及进出口水室电视

检查:

- 3) 蒸汽发生器二次侧焊缝超声、着色、磁粉及目视检查;
- 4) 蒸汽发生器二次侧水压试验 (1号机组);
- 5) 堆芯中子注量率测量系统 (RIC) 指套管涡流检查 (2号机组), 测量导管与隔离阀焊缝的热停堆状态下目视检查;
- 6) 反应堆冷却系统辅助管道、阀门的热停堆状态目视检查及其焊缝的着色检查;
- 7) 控制棒驱动机构和热电偶及贯穿件焊缝的目视检查;
- 8) 反应堆压力容器螺栓、螺母涡流检查; 顶盖内堆焊层内表面和有关贯穿件、销钉、定位键槽的电视检查 (1号机组);
- 9) 稳压器人孔螺栓、螺母、支撑裙与底封头焊缝的目视、超声波检查 (2号机组);
- 10) 主泵轴、飞轮、防倒转棘爪及进出口管段焊缝的超声、目视、着色探伤检查;
- 11) ARE, ASC, GCT, VVP 等系统管道焊缝的目视、着色、射线探伤检查;
- 12) EAS/RIS 地坑视频检查;
- 13) 核辅助系统容器和热交换器内外部目视检查;
- 14) APG001/002RF 水压试验, 管板密封焊渗透探伤检查;
- 15) 对可能存在“Farley - Tihange” (RIS 与 RCP 连接处由于冷热混流造成疲劳裂纹的现象) 现象的管段进行超声波检查。

检查和试验结果表明, 所有受检查设备和部件均处于良好状态, 完全能满足两台机组下一个燃料循环安全运行的要求。其中部分主要项目的检查结果如下:

1) 2号机组 RIC 指套管涡流检查, 原磨损为 58% 的缺陷管 No.37/G1, 在第五次大修中进行了移位处理, 此次检查原缺陷无发展变化。但产生原缺陷的摩擦区 Point 1 处, 发现磨损为 34% 的新缺陷。No.45/N8 在 Point 1 处, 此次发现磨损为 41% 的新缺陷, 根据有关标准上述缺陷可跟踪检查, 但无需立即处理。1号机组编号为 L14, H1, G14 三根指套管在 1号机组第六次大修中发现管壁磨损超 40%, 此次大修已进行了移位处理。

2) 1号机组蒸汽发生器涡流检查, 1号蒸汽发生器传热管 C46R79 外壁在第九支撑板处发现一缺陷, 其伤深在第五次大修中为 13%, 此次大修为 36%, 此次已堵管。3号蒸汽发生器 C39R48 传热管在第六次大修中发现 22% 的磨损缺陷, 本次大修壁厚磨损为 26%, 但未达到 40% 的堵管标准。2号机组传热管涡流检查未发现任何新缺陷, 此次大修所发现的两个凹陷与役前相同, 无变化。

3) “Farley - Tihange” 现象管段的超声探伤, 在 1RCP036TY 管线 A3 焊缝处发现一信号显示, 在经射线探伤确认为焊缝根部成形不良 (役前已存在), 但在可接受范围内。

4) 1号机组 3 台蒸汽发生器二次侧水压试验, 每台蒸汽发生器在 10 MPa (表压) 压力平台保压 2 小时, 3 台蒸汽发生器本体和传热管均无变形及泄漏。二回路整体泄漏率均小于 20 L/h, 在可接受范围内 (EDF 经验值小于 180 L/h, 为可接收)。

5) 1APG002RF 水压试验发现三根传热管泄漏, 已进行了堵管处理。2APG001RF 管板密封焊进行液体渗透检查, 在热端传热管 C03R04 和 C05R01 处均发现长为 5 mm 的线性显示, 进行打磨补焊后, 经渗透探伤合格。

2. 常规岛在役检查

第七次大修常规岛在役检查的主要内容有:

- 1) 汽轮发电机部分 检查汽轮发电机解体的金属部件和各轴瓦、推力瓦、密封瓦、汽

阀、以及汽动(电动)给水泵、汽动给水泵汽轮机的零部件。

2) 压力容器部分 对低压给水加热系统(ABP)、给水加热器疏水回收系统(ACO)、给水除氧器系统(ADG)、高压给水加热系统(AHP)、汽轮机旁路系统(GCT)、辅助蒸汽转换系统(STR)、发电机氢氮供应系统(GRH/GRV)、汽水分离再热系统(GSS)等系统的158台压力容器和两个主蒸汽联箱进行内外部全面金属检查。射线探伤检查发现1GCT106BA下环缝的510~710内存在未熔合200mm(底片号B02);2GCT103BA下环缝存在裂纹4mm(底片号B0202);2CCT105BA下环缝存在裂纹15mm(底片号B0204)。本次大修中已对以上缺陷做彻底处理,并做水压试验,试验结果合格。发现9SGZ702RS严重粗胀变形,报废并更换

3) 凝汽器钛管涡流检测未发现超标缺陷管。

4) 本次大修共对ABP, AHP, ACO系统的388个汽水管道弯头进行测厚,未发现异常。

5) 水压试验项目 对2GGR101RF进行水压试验,未见异常。

6) 管束气压查漏 对ABP301/302/401/402RE 4台低压加热器、AHP601/602/701/702RE 4台高压加热器、GSS110/210ZZ两台汽水分离器管束分别通入压缩空气进行泄漏检查,未发现管束泄漏现象。

3. 金属监督

(1) 金属材料的化学成分分析与硬度测试

2001年,规范控制科对1CEX002PO迷宫密封套、2CEX108VL电动头部件、1ADG007VV反馈边杆等30余项维修或失效零部件,进行了化学成分分析与硬度测试

(2) 反应堆压力容器辐照监督试验

2001年,完成了1,2号机组反应堆压力容器第二根辐照监督管(V管)的提取,并在2001年6月完成了V管的解体和试样分装工作。至2001年底,V管的力学性能试验已全部完成,中子注量测量和计算工作正在按计划进行。

2001年10月公司科技委和技术部举办了第一批辐照监督管试验结果评审会,针对NPIC中子注量计算结果与法马通设计值差别较大的情况,落实了后续行动,计划在2002年6月完成第一根辐照监督管试验结果的最终评审。

(3) 金属失效分析

2001年完成的零部件或设备金属失效分析工作主要有两项:一是1CEX汽凝器钛管破损原因分析及钛管涡流探伤有效性评价;二是9SGZ702RS二氧化碳防冻加热器失效原因分析

4. 焊接管理

2001年现场焊接活动涉及1,2号机组核岛、常规岛30多个系统共1000多道焊缝。通过严格有效的管理,焊接质量的一次性合格率超过97%,达到了焊接质量控制的预期目标

(1) 焊接文件管理和现场QC监督

2001年共准备了356份焊接工作指令及相应的质量计划,审查承包商提供的焊接工作文件,认真跟踪文件准备、工作实施、焊后检验、文件填写等过程并纠正其中存在的错误。并组织了发电机水电接头焊接修复等重大焊接QC工作,保证了焊接质量

(2) 焊工资格管理

2001年对参与核电站维修工作的二三公司、山东核电建设公司和淮南电力检修公司的19名焊工进行了71人次的考核。通过考核确认各焊工的工作范围和有效期限,避免了无资格人员的上岗操作,确保焊接质量。

(3) 焊接材料管理

根据物资仓库的库存情况制定年度采购计划,验收到货的焊接消耗材料,并对过期焊接材料及时处理。针对前期焊接材料领用过程中存在的漏洞,与相关部门协商规范了焊接材料的领用管理制度,确保库存材料的正确分析和合理使用。

(4) 核岛等轴图修改

为了准确跟踪大亚湾核电站投产后核岛焊缝的状态,根据焊缝返修数据库的记录,对涉及焊接活动的焊缝进行了全面的编号更新,升版了相关等轴图,保证了核岛等轴图的规范使用。

2.1.6.5 工程文件更新

1. 2001 年技术文件修改情况

大亚湾核电站共针对 38 个改进项目的 90 份文件制作了一类临时版本文件,修改并升版了 80 个改进项目的 715 份文件,223 个文件修正申请的 778 份文件。

岭澳核电站对 FINAL EESR 后已移交系统共提出了 5 个文件修正申请,共修改并升版了 8 份文件。

2. 2001 年度大亚湾核电站技术文件管理情况

(1) 不同版本文件核查

2000 年度,文档资料处在检查核对基准文件库和缩微库时发现不同版本文件 2 000 余份。核查自 2000 年开始一直到 2001 年 4 月份结束,总共处理了 2 168 份,完成 2 040 份,另外 128 份因升版原因不详或变更记录缺失无法确认,而设备在现场位置特殊又不便核实,准备待项目涉及到该类文件时再澄清。

(2) 确定物项替代项目的文件修改方式

为确保物项替代信息准确无误地反映在技术文件中,经过各相关部门的讨论,最终确定原物项和新物项信息都反映在技术文件中,并且通过相互注明的方式,表明这两种物项信息之间的联系。

(3) 查阅文件与设备的关联信息

在 2000 年的工作计划中已就该项工作的开展进行了详细分析,2001 年针对 4 个具有代表性的系统进行了查阅,情况如下:

按照文件的类型和特点对每个系统的文件划分成 12 个大类: EOM、SDM、等轴图、电气仪表文件、调试文件、计算、说明与规程、逻辑图、模拟图、流程图、设备材料清单、文件清单、制造安装图,以便根据设备查询技术文件时能迅速找到所需文件,其中:

CEX 系统共 680 份文件,设备记录共 3 451 条,共产生记录 11 127 条;

RPR 系统共 215 份文件,设备记录共 11 771 条,共产生记录 17 374 条;

RRA 系统共 370 份文件,设备记录共 1 064 条,共产生记录 2 613 条;

GEX 系统共 248 份文件,设备记录共 1 500 条,共产生记录 5 422 条

3. 2001 年度岭澳核电站技术文件管理情况

2001 年度岭澳核电站正处于工程阶段向生产阶段过程过渡的时期,在大量系统手册和竣工图纸移交的同时,电子文件也在移交,总共接收并审查了 49 个系统手册对应的电子文件共 2 446 份,竣工文件对应的电子文件共 5 002 份。

2.1.6.6 岭澳核电站工程委托项目

根据岭澳核电站与大亚湾核电站协议,岭澳核电站将工程调试期间的安全壳整体打压试验项目、反应堆物理启动试验项目和调试仪器仪表检定项目委托给大亚湾核电站负责。

1. 安全壳试验

岭澳核电站调试期间的安全壳试验项目,由技术部技术支持处承担。为了便于管理和协调,在组织形式上技术部技术支持处委派项目经理,接受调试队和技术部的双重领导,负责试验的文件准备及审查、计划制订及跟踪、各种方案的审查确定、试验的组织和实施;在实施阶段还派出若干试验人员直接参加试验。

岭澳核电站1号机组安全壳试验于2001年8月27日正式开始,于2001年9月4日圆满结束。主要完成了安全壳在表压为 $0 \rightarrow 0.01 \rightarrow 1 \rightarrow 0.21 \rightarrow 0.42 \rightarrow 0.483 \rightarrow 0.42 \rightarrow 0.21 \rightarrow 0$ MPa的压力平台下的各项试验,历时9天零17小时。试验结果表明安全壳泄漏率为 $2.25 \text{ m}^3/\text{h}$,小于允许泄漏率 $16 \text{ m}^3/\text{h}$,安全壳密封性良好;安全壳变形具有良好的可回复性,结构强度符合设计要求;安全壳外观无重要变化;试验结束后安全壳内无重要的设备损坏。

参加1号机组安全壳试验的前后共有200多人,涉及1RX内所有的及外围部分的系统设备。试验的成功是所有参与单位共同努力的结果,尤其是各参与者在工作中体现出的大团队精神是顺利完成工作的根本保障。

岭澳核电站2号机组安全壳试验将于2002年4月开始,目前各项准备工作正在有序地开展。

2. 物理启动试验

从2001年年初开始考虑调试阶段启动物理试验(包括装料过程的临界监督)项目的运作方式,9月份开始付诸实施。首先编制了启动物理试验管理规则,规定了岭澳核电站调试阶段启动物理试验的组织管理、责任分工及必需的前提条件。整个试验活动置于调试队(SUT)的控制和管理框架内,同时调试队对整个试验活动负全部责任。技术部技术支持处将派出适当人员协助调试队完成启动物理试验和装料过程的临界监督,履行委托协议规定的责任和义务,承担启动物理试验中方任务。2001年11月技术支持处派遣4名物理试验人员到调试队,开展的主要工作有:

- 1) 完成试验文件的准备,保证所有文件在使用前达到可执行状态(CFA);
- 2) 完成试验设备的准备,所有仪器仪表标定合格并准备了必要的备用仪器;
- 3) 制订中方试验人员调配方案,采用重要岗位人员相对固定,辅助性岗位人员实行统一调配,保证满足岭澳核电站调试启动的需要;
- 4) 制定装料临界监督组织机构;
- 5) 制定启动物理试验组织机构。

2001年12月8日岭澳核电站1号机组开始首次装料,12月13日装料结束,整个过程进行了临界监督。

3. 调试仪器仪表校验

2001年大亚湾核电站共完成岭澳核电站委托检定仪器仪表2200台(件)除此之外,还为现场调试和接产提供了方便、快捷的检测和维修服务。如对现场急需检查的孔板尺寸和安全阀定值的整定提供了最及时的检测和调整,尽其所能保质保量地完成了检定任务,很多仪表都是随送随检,立等可取。

2.1.6.7 新增工程改造项目

2001年主要新增改造项目具体项目内容如表2.1.6.7-1所示

表 2.1.6.7-1 2001 年新增改造项目统计

序号	改造项目编号	机组	系统	项目描述
01	MR-TEN-010001	X	PMC	装卸料系统性能改进
02	MR-TEN-010002	0	JDT	4700 消防系统升级
03	MR-TEN-010003	0	MIS	出水口消除盐雾及微黄泡沫
04	MR-TEN-010004	X	KIR	松动部件声音监测系统改为加速度监测(最终验收证书保留项)
05	MR-TEN-010005	X	RRI	101/102/103LD 更换
06	MR-TEN-010006	X	KRG	将接线端子换型确保接线可靠
07	MR-TEN-010007	X	CVI	CRF 循环水泵停动后自动引发 CVI 真空破坏
08	MR-TEN-010008	X	GSS	更换汽水分离再热器(MSR)内衬防冲刷板
09	MR-TEN-010009	X	EAS	EAS 试验管线改造
10	MR-TEN-010010	0	MIS	微波站接地网改造
11	MR-TEN-010011	X	APG	001RF 更换非再生式热交换器
12	MR-TEN-010012	0	SVC	增加 SVC 系统作为两电站辅助蒸汽联网系统的接口
13	MR-TEN-010013	X	PTR	乏燃料贮存架加装垫板
14	MR-TEN-010014	X	PTR	PTR001DE 加装盲板便于除盐床堵塞后清理
15	MR-TEN-010015	X	GCT	GCT131/132/133VV 阀门定位器 DVC5000 更换精密过滤器
16	MR-TEN-010016	1	APC	就地压差表 AAH300 和 AAB300 停产替代
17	MR-TEN-010017	X	ARE	ARE031/032/033VL 盘根改造
18	MR-TEN-010018	X	GSY	900/901VD 自动调节改手动
19	MR-TEN-010019	X	KRT	CB42/CRA22 的 KRT 测量通道双通道分离电隔离环节
20	MR-TEN-010020	X	GSS	MSR 冲刷磨损后的更换
21	MR-TEN-010021	X	CRF	117/118SD 和 125/126SD 增加旁路管线及隔离阀便于隔离检修
22	MR-TEN-010022	0	MIS	ED1 污水站油水分离装置改造
23	MR-TEN-010023	X	GSY	发电机水电接头改造
24	MR-TEN-010024	0	SBE	001/002WM 热洗衣机换型改造
25	MR-TEN-010025	X	GRE	汽轮机低压缸阀门阀杆连接组件的香蕉连接加装碟簧解决试验和运行期间可能出现的不平稳动作问题
26	MR-TEN-010026	X	RRA	RRA 热交换器下游混流三通及弯头普通不锈钢管更换为无缝钢管
27	MR-TEN-010027	X	APP	为了保证阀门长时间的可靠性,重新安装,将阀杆的方向改为水平方向
28	MR-TEN-010028	X	LN*	GRE001AR 加装排风扇
29	MR-TEN-010029	X	KIT	主控制室报警屏上报警信号减少优化
30	MR-TEN-010030	0	MIS	QA 厂房液液储存池半围护阻止雨水
31	MR-TEN-010031	9	DVN	011/012AR 就地仪表柜内重新布置
32	MR-TEN-010032	X	RPE	029PO 出口压力表 2171P 可用性改进
33	MR-TEN-010033	X	KRS	将新系统的报警信号和气象数据由 FC 楼引至大亚湾核电站主控制室显示
34	MR-TEN-010034	X	ARE	064VL 阀门 ROTORK1400 系列电动头停产替代
35	MR-TEN-010035	X	CEX	001VL 阀门 ROTORK1400 系列电动头停产替代

续表

序号	改造项目编号	机组	系统	项目描述
36	MR-TEN-010036	X	SEK	001VK 阀门 ROTORK1400 系列电动头停产替代
37	MR-TEN-010037	X	RIS	事故后再循环工况下 EAS/RIS 到 PTH001BA 的管线密封性改进
38	MR-TEN-010038	X	RIS	加装 RIS/EAS 地坑水位监测仪表及入口管线增加排气管线
39	MR-TEN-010039	X	DSL	主控制室的安全照明低于主控制室安全照明度标准
40	MR-TEN-010040	9	SAR	017/018BA 加装隔离阀以满足国家标准关于进行打压定期试验的规定
41	MR-TEN-010041	X	LSS	LSS 系统链接软件升级以解决数据不能输入的问题
42	MR-TEN-010042	X	RCP	冷停堆期间防止堆芯裸露
43	MR-TEN-010043	X	MIS	-3.4 m 标高附近钢内衬轻微腐蚀
44	MR-TEN-010044	1	MIS	AF 车间增加一台 10/5 t 吊车
45	MR-TEN-010045	0	SEO	玻璃钢活化槽因长时间日晒雨淋出现老化需更换
46	MR-TEN-010050	X	RAM	RAM 发电机合闸并网回路电压继电器更换
47	MR-TEN-010051	1	AGR	101CF 净油机改造
48	MR-TEN-010052	X	RRA	防炭稀释改进
49	MR-TEN-010053	1	GEX	GEX 系统的大轴监测单元无备品需要更换

2.1.7 机组换料大修

2.1.7.1 换料大修计划和组织管理

1. 换料大修计划

根据预防性维修年度大纲的要求、现场设备实际状态和工程改造项目的安排,大亚湾核电站两台机组计划实施的第八次换料大修都是年度换料大修

第八次大修的主要工作项目包括:

- 1) RRA 热交换器下游三通混流管线更换;
- 2) 发电机水电接头改造换型;
- 3) 2RCP003PO 电机密封更换;
- 4) 1LHQ 柴油发电机八年检;
- 5) 新的物理试验方案;
- 6) 一回路硼浓度调整;
- 7) 1 号机组发电机支撑台板调整及动平衡试验;
- 8) 6.6 kV 开关航空插头更换;
- 9) 主变压器有载调压开关解体大修等;
- 10) 常规岛压力容器水压试验;
- 11) APA 液力耦合器解体大修;
- 12) LHB 等 24 块电气盘的清扫检查等。

根据大纲及项目,2 号机组第八次大修计划于 2001 年 12 月 14 日开始,工期 35 天(若 RRA 不进行改造,则是 32 天)。与标准的年度大修相比较,关键路径是低低水位工作,主要

是蒸汽发生器一次侧涡流探伤和 RRA 改造。

1 号机组第八次大修计划于 2002 年 1 月 27 日开始,工期 35 天。与标准的年度大修相比较,关键路径的不同点在于 LHQ 八年检,而非低水位工作。

2. 换料大修的组织管理

(1) 大修组织机构

2001 年,电站首次全面实施项目式大修管理模式,并为之相对应地成立了大修项目组 and 日常项目组,分别负责大修和日常生产工作。两个大的项目组在机组大修前后实施移交。

大修项目组是大修的指挥部(一般也直接将项目组称为大修指挥部)。大修指挥部成员包括:大修经理、大修副经理、运行经理、维修经理、计划经理、安全经理。大修经理负责组织、协调、指挥整个大修的准备和实施过程,并负责大修的经验反馈工作,由一名专职大修副经理辅助开展工作;运行经理负责所有运行活动。维修经理负责维修活动的管理,包括质量控制(QC)工作,下设的核岛经理和常规岛经理对维修经理负责。计划经理负责整个大修期间的计划安排;安全经理负责核安全相关事宜。大修指挥部成员在大修期间集中办公。

大修协调管理层由各执行处处长担任,主要负责本单位大修期间各处相关资源的及时有效的调配。相关专业的大修协调工程师则负责具体协调工作。他们按要求在大修准备和执行期间集中办公,以便及时沟通并解决在各阶段遇到的各种技术或管理问题。

大修执行层是由各相关执行部门的协调人、各专业的工作小组负责人、各项目小组负责人、各专业的主要工作负责人、各承包商代表组成。在大修指挥部和各执行部门协调工程师的协调组织下,执行层按照大修计划的要求,保质保量地完成本专业的各项大修工作;对于涉及到多个专业、接口复杂的大型工作项目,仍成立相应的项目小组。

大修监督线是由安全监督和质量监督两部分组成。安全监督人员在安全经理及各安全管理部门的工程师领导下,对运行隔离和操作中的核安全相关问题、维修活动中的工业安全及辐射防护风险进行有效地现场监督和控制,以确保大修工作是在保证安全的前提下有序地进行。并通过与国家核安全局的接口,对国家核安全管理机构保持高透明度。质量监督分为质量控制(QC)和质量保证(QA)两大部分,QC 部分由各执行处自行组织,在大修指挥部的统一管理下对现场活动实施 QC 控制;QA 部分与以往大修一样,仍由质保部负责,对大修过程实施独立监督。

第八次大修组织机构图见图 2.1.7.1-1。

(2) 大修管理改进

第八次大修强调“质量是干出来的,而不是检查出来的”、“自己检修的设备自己负责”、“一次就把事情做好”等理念。在此质量管理思想的指导下,大修指挥部调整了以往大修中的 QC 管理队伍,各专业的质量控制工作由各处自己负责。QC 队伍也由各处自行组建。大修指挥部进一步完善质量管理制度,并督促各执行专业按照新的质量管理制度实施,从而使现场的设备缺陷及其处理在大修期间做到可知、可控。

大修指挥部成员现场倒班,使大修指挥部对现场的控制 24 小时不间断。大修指挥部与大修计划组的共同倒班,使大修管理更贴近现场。

大修例会制度的改进主要是将大修协调会由早上 11:30 提前到 9:30,并且将大修协调会在现场召开,不仅方便了现场问题的处理,也缩短了解决问题的时间,为进一步缩短大修工期提供有力保障。

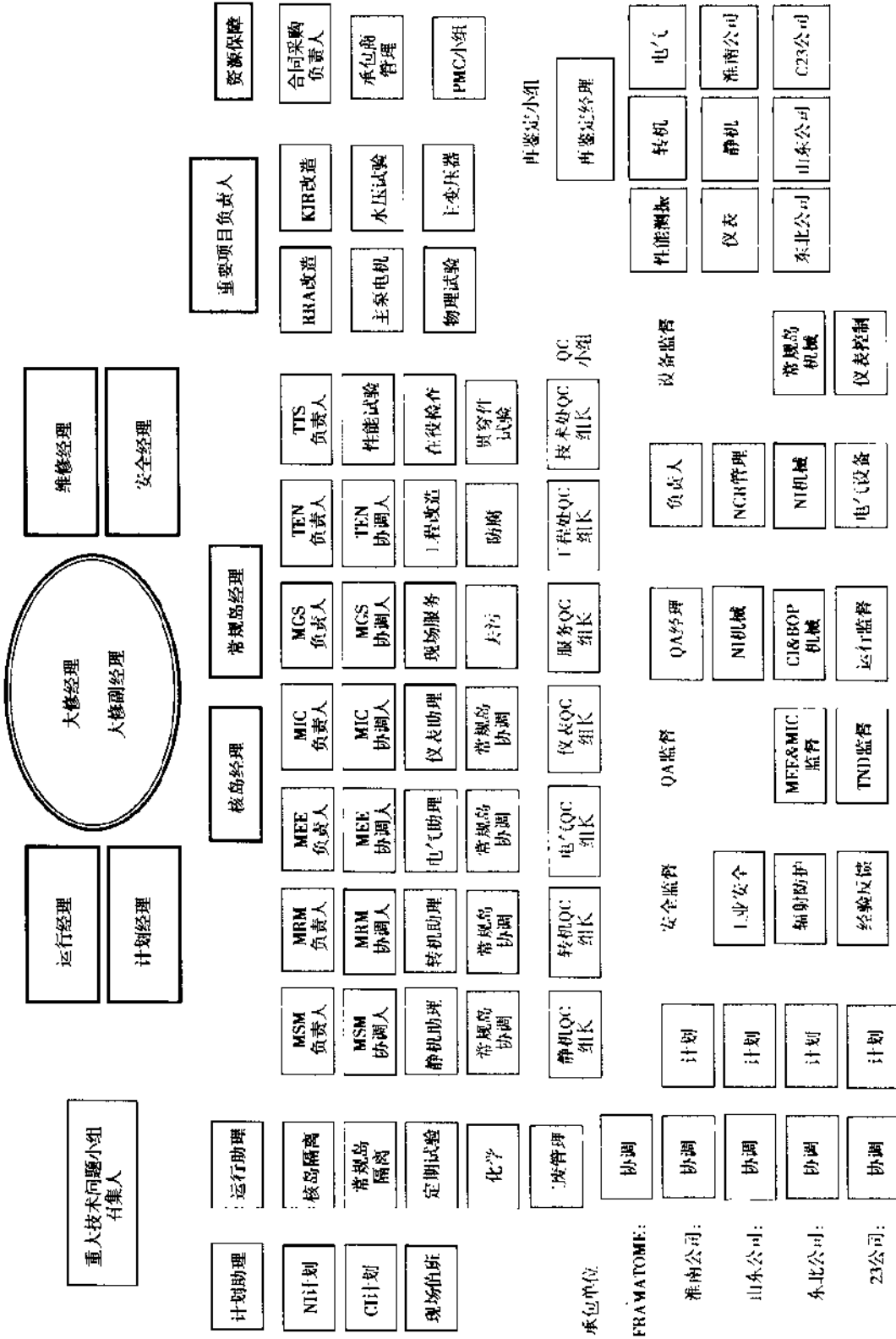


图2.1.7.1-1 第八次大修组织机构图

(3) 大修中长期计划与管理

随着岭澳核电站的调试进展、大亚湾核电站商运十年期限的临近, 4 台机组大修以及大亚湾核电站十年大修的计划安排及相关资源的分配问题越来越突出, 大修处及时牵头, 考虑解决问题的方案, 并制定出大亚湾核电站十年大修计划和岭澳核电站首次大修计划, 为未来的大修做好了前期准备工作。

2.1.7.2 1 号机组第七次换料大修

1. 概况

大亚湾核电站 1 号机组第七次换料大修是一个非标准的年度大修, 计划工期为 42 天。大修前, 由于发电机定子冷却水水电接头渗漏, 机组于 2001 年 1 月 14 日 17 时 57 分与电网解列, 比最初的计划提前 30 小时。2 月 21 日 19 时 12 分, 机组重新并网, 实际工期 38 天 1 小时 15 分钟, 比原计划约提前 4 天完成大修。

本次大修按计划完成了预防性维修工作、在役检查项目、各类定期试验, 对部分设备和系统实施了计划内的改造工作, 并根据安全技术规范的要求对设备进行了再鉴定。除此以外, 大修中还安排并消除了机组正常运行期间产生的设备缺陷, 同时及时发现并处理了各种计划外的设备缺陷。本次大修的重大项目主要包括 1LHP 柴油发电机整体更换, 1GEV 主变压器油处理, 1LHP/LHQ 支撑改造, 1PTR001BA 内 RIS/EAS 吸入口弯管改造, 蒸汽发生器二次侧打压试验, 汽轮机高压缸和 2 号低压缸全面检查、更换发电机出线端 GST 水电接头等。

2. 主要检修活动

(1) 核岛静止机械

反应堆开关大盖及螺栓孔、螺栓、螺母检查; 稳压器开关人孔; 蒸汽发生器二次侧开关手孔、眼孔, 管板冲洗; PMC 系统设备换料前后检查和试验; 环吊检查和试验; SEBIM 安全阀检查和试验; VVP 安全阀检查和试验; 低水位阀门检查; 核岛阻尼器及支吊架检查; 纠正性维修项目, 如 1RIS006VP/1RRA001VP/1RCP212VP 检修等。

(2) 核岛转动机械

1ASG001PO 机械年度检查; 1ASG002PO 八年全面检查; 1ASG003PO 机械年度检查; 1EAS001/002PO 机械年度检查; 1LHP 柴油发电机组十年度更换; 1RAM001/002AP 年度机械检查; 1RCP001PO 泵、电机、三道密封三年检查; 1RCP002PO 泵、电机、三道密封两年检查; 1RCP003PO 泵、电机、三道密封年度检查; 1RCV001/002/003PO 年度机械检查; 1RIS001/002PO 年度机械检查; 1RRA001/002PO 及电机年度机械检查; 1VVP001VV 阀门与驱动机构全面检查; 1VVP002/003VV 年度机械检查等。

(3) 电气部分

LBA/LBJ/LCA/LGB/LHA/LLI/LLA/LNC/LLE/LLN/LMA/LNA/LKC/TJR001TB 共 15 块电气盘四年度清扫、检查和试验; LHP/LHQ910GA 年度检查; RCP001-006RS 稳压器加热器年度检查; RCP001/002/003MO 主泵电机年度绝缘检查; RCV001/002/003PO 电机年度清洁与绝缘检查; RCV033VP 等 14 个核岛电动阀全面检查电动头; RPA/RPB 等 4 个紧急停堆开关三年检; LBA001BT 等 8 组蓄电池更换; EAS013VB 等 5 个核岛电动头改全面检查; ZZ/MV305 等 5 个电缆贯穿件过热检查等。

(4) 仪表部分

RPN/RGL/RIC/RCP 等系统控制、保护通道检查; 8000/6000 系列变送器校验, 其他变送器校验; 对重要控制通道在停机前和启机前的检查 (ARE 水位、稳压器压力、水位调节、

GCT 阀门控制等);核岛部分阀门易损件更换;RPR 转换开关更换清洁;核岛 KRG 机柜电源、端子检查更换;一回路温度探头更换,转换卡调整等。

(5) 改造项目

柴油发电机抗震支撑系统改造、PTR001BA 水箱内 RIS/EAS 泵吸入口安装弯管、1PMC001ID 改造、RPE 系统加装阀门、VVP 主蒸汽隔离阀氮气贮罐及油压监测改造、LISEGA 液压阻尼器替代 VIBRACHOC 机械阻尼器、1RRA013/024/025VP 密封环改造、更换 1EAS133VB 下游母管、1DVM005/006ZN 部分风口改造、1CEX101/201/301VI 阀门密封改造、RAM 系统加装同期表、退出 RAM 发电机功率速降保护、主变压器油管改造和发电机出线仓加观察窗等。

(6) 在役检查

根据核安全法规和在役检查大纲的要求,按照年度在役检查计划对部分核安全一、二、三级以及核岛非核安全级设备和系统进行了在役检查。

除此之外,还根据现场的实际要求及外部经验反馈实施了部分预防性的无损探伤项目:2 号主泵飞轮超声检测、3 台主泵棘爪及销轴的渗透检测、1APC001RF 管板渗透检测、“Farley-Tihange”管道超声检查,EAS/RIS 地坑视频检查等。

各在役检查项目均按计划顺利完成,对在本次大修中需处理的缺陷都已进行了相应处理并验收合格。如本次大修 1 号蒸汽发生器发现传热管 C46R79 外壁在第九支撑板处一缺陷,其伤深在第五次大修中为 13%,第七次大修发展为 36%,此次已堵管。

(7) 换料及燃料组件检查

换料根据 1 号机组第八循环装料方案执行,整个工作过程严格按照质量安全计划执行,所有检查点均已经签署,无任何遗留问题,装载过程中未见异常。

卸料后,对两组 AFA-2G 组件进行常规检查(一组富集度为 3.7%,一组富集度为 3.2%),三组 AFA-2G 组件进行外观检查(一组富集度为 3.7%,两组富集度为 3.2%),燃料组件检查结果一切正常。卸料之后,没有进行在线吸吸试验,也没有进行离线吸吸试验。第七次大修中没有进行控制棒组件检查。

(8) 常规岛和 BOP 部分

1 号机组第七次大修常规岛主要检修项目有:1 至 12 号轴承检查与调整;2 号低压缸转子末级叶片拆装和探伤检查;高压缸揭缸检查转子末级叶片铆钉头;1 号和 3 号低压缸末级叶片检查;拆吊氢冷器检查;发电机密封瓦检查;GSY 负荷开关解体检查;发电机出线端子水电接头漏水问题处理;CEX 冷凝器水室防腐层检查;牺牲阳极加固方式更改;CEX 冷凝器汽侧检查;钛管清洁与超声波检查;主变压器滤油、油管绝缘检查;CFI 旋转滤网检查与防腐;1GRE004/008VV 解体大修;1CSE001/003VV 全面检查阀门及润滑控制机构和连杆等。

3. 主要数据

(1) 预防性维修

核岛机械	387 项
常规岛和 BOP 机械	543 项
电气	286 项
仪表	258 项

(2) 纠正性维修

核岛机械	695 项
------	-------

电气	105 项
仪表	311 项
(3) 定期试验	
运行定期试验	360 项
仪表定期试验	88 项
电气定期试验	15 项
贯穿件试验	62 项
其他性能试验	52 项
(4) 设备再鉴定	
NI 设备	101 项
CI&BOP 设备	200 项
(5) 工程改造	
改造项目实施	14 项
(6) 不符合项 NCR	
工作结束	62 项
取消	1 项

4. 1 号机组第七次大修指标完成情况

见表 2.1.7.2-1。

表 2.1.7.2-1 1 号机组第七次大修指标完成情况

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	≤ 1	2
	人因引起的内部事件/起	≤ 8	15
	重发 IOE (包括设备或人因)/起	≤ 4	3
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤ 560	555.2
	个人剂量超过 20mSv 者/人	0	0
	体表沾污/(人·次)	≤ 4	4
	体内污染/(人·次)	0	0
	污染扩散事件/次	≤ 2	1
	放射性物质失控事件/次	0	0
	违反辐射防护规定事件/次	≤ 3	3
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
	火灾未遂/起	≤ 1	2
质量	NI 再鉴定一次不合格率/%	≤ 2	1.87
	CI&BOP 再鉴定一次不合格率/%	≤ 7	1.33
工期	工期/天	42	38

续表

类别	目标描述	目标值	实际值
成本	大修预算的95%以下/万美元	955.4	702
三废管理	非氚放射性液体排放量低于国家年排放限值的0.1%		0.04%
	放射性气体排放量低于国家年排放限值的0.4%		0.3%
	放射性固体产量/m ³	38	32

5. 主要计划进展情况

见表 2.1.7.2-2。

表 2.1.7.2-2 1号机组第七次大修里程碑完成情况

h

序号	里程碑描述	计划到达时间	实际达到时间	计划1时/实际1时
1	M0——解列	2001.1.16 00:00	2001.1.14 17:57	NA
2	M1——正常冷停堆	2001.1.17 07:00	2001.1.16 05:45	31/35.5
3	M2——稳压机器人孔打开	2001.1.19 05:30	2001.1.17 23:40	46.5/43
4	M3——卸料前堆坑满水	2001.1.20 18:00	2001.1.19 13:35	36.5/38
5	M4——卸料结束	2001.1.24 06:30	2001.1.22 12:40	84.5/71
6	M5——低低水位开始	2001.1.25 11:30	2001.1.23 14:38	29/26
7	M9——换列	2001.2.3 01:00	2001.2.1 14:00	NA
8	M6——低低水位结束	2001.2.7 19:00	2001.2.3 07:00	319.5/256.5
9	M14——装料开始	2001.2.8 14:00	2001.2.4 19:40	19/36.5
10	M15——离开换料冷停堆	2001.2.11 19:00	2001.2.8 23:40	77/100
11	M18——稳压机器人孔关闭	2001.2.14 03:30	2001.2.11 14:39	56.5/62
12	M18a——离开正常冷停堆	2001.2.18 13:00	2001.2.15 14:06	105.5/95.5
13	M19——达到热停堆	2001.2.20 10:30	2001.2.17 05:05	46/39
14	M20——临界	2001.2.23 08:00	2001.2.19 22:08	69.5/65
15	M21——并网	2001.2.26 19:30	2001.2.21 19:12	83.5/45

注：NA为无统计数据。

6. 主要技术问题

(1) 1RCPO81MN 故障上漂导致 RCP 排水不当, 水位低于 10.73 m

原因可能是参考液柱侧引压管安装不理想, 同时由于参考液柱侧采用的充水操作方式上存在问题, 造成取样管充水排气不充分而造成 1RCPO81MN 故障上漂。

事件发生后, 检查电信号测量、转换、记录通道和取压管路、系统连接的相关设备等, 发现测量管负压侧水平段安装不当, 一次阀后有一段管向下弯曲 6 mm, 不符合设计要求。利用反应堆水池高水位状态 (M3 - M4), 1RCPO81MN 可暂时退出运行的机会, 对漂移问题

进行彻底调查。用高水位时的静压头对参考液柱侧充水排气和模拟试验, 1RCF081MN 与 1RCF082LN 指示一致且反应灵敏。并用记录仪跟踪 1 周, 未发现有异常现象。在 2 月 3 日状态 M6 (反应堆水池充水过程) 和 2 月 9 日状态 M15 (装料结束反应堆水池排水过程) 跟踪验证, 主控制室 1RCF081MN 显示值与就地水位计 1RCF082LN 两者指示一致。

(2) 1RCP212VP 外漏及 1RRA001VP 内漏

1RCP212VP 在机组热态查漏时发现盘根吹扫孔泄漏。在 1 号机组第六次大修时阀瓣 RRA 侧腐蚀严重, 研磨后调换阀瓣进出口方向后回装, PT RRA02 试验合格。本次大修, 1RRA001VP 在机组下降过程中, 执行 PT RRA02 试验时发现阀门内漏。

对上述两个阀门进行全面解体检查。1RCP212VP 更换阀瓣, 新阀瓣每边研磨 0.08 mm, 阀座抛光, 更换盘根吹扫孔垫片和填料。1RRA001VP 阀瓣、阀座用平板研磨, 纠正密封面偏差, 更换盘根吹扫孔垫片和填料。两个阀门研磨后, 做普鲁士蓝试验都合格后进行回装。

(3) KRG 控制组 48 V 电源供电极性接反

在 1LHA 隔离停运前对 1LCA001CR 进行临时供电期间, 由于 1LLJ002PJ 插座极性接反, 造成 1KRG 控制组 48 V 电源极性接反, 并使 1KRG 控制组供电开关跳闸。

由于无法确认 KRG 电源极性接反事件会不会对设备的老化造成影响, 将在 1 号机组第八次大修期间抽查, 以确认是否存在加速设备的老化问题及制定进一步的处理措施。

(4) 1 号机组第七次大修中异物落入事件的处理情况和经验反馈

1) 事件描述。2001 年 1 月 28 日, 核动力运行研究所进行堆内构件电视检查, 操作换料机时, 发现一金属物体掉入构件池中。通过水下电视进行检查, 除发现两块金属异物外, 还在上部构件上发现一个类似白胶带物品, 捞起后确认为塑料鞋套袋子。

2001 年 1 月 29 日, MGS 人员在 KX 厂房 20 m 层进行相关燃料组件倒换前的检查时, 发现在乏燃料水池 R28 附近两乏燃料储存格架的空隙间有个 100 × 10 mm 的白色塑料电缆绑扎带。

2001 年 2 月 4 日, MGS 换料人员在 RX 厂房发现反应堆水池底部有一团油污, 同时在堆芯吊篮的法兰面上发现一块漆皮。

2001 年 1 月 22 日, 为配合三号蒸汽发生器 (SG3) 二次侧打压试验, MSM 拆蒸汽发生器的干燥器组件时, 发现二次侧管板上部靠里面的一个定距块丢失, 作业班组成员没有及时通知工作负责人。23 日凌晨, TTS 在进行视频检查时, 在 SG3 二次侧管板环廊中发现此定距块。由于当时不知此物来源, 认为是异物。

2) 处理与分析。打捞后确认异物分别是 PMC 换料机 2 t 钩吊车的手动抱闸释放装置部件、塑料鞋套袋子、电缆绑扎带、油污、漆皮; 从 PMC001DC 手动抱闸释放装置原位复合照片看, 复合完好无遗漏部件。

落入水池异物的原因分析:

PMC 部件: 手动抱闸释放装置支撑件断裂的原因系换料机终端限位开关位置设计不正确, 当大车走到终端位置而辅钩在终端位置附近使用时, 操作柄碰到安全壳壁。

塑料鞋套袋子: 怀疑为 PMC 或水池附近作业人员不慎碰入。

电缆绑扎带: 确认为乏燃料桥吊的塑料电缆绑扎带, 因老化断裂。

油污: 确认 MSM 为环吊 10 t 钩更换钢丝绳时涂抹过多油脂, 环吊运行时油脂落入反应堆水池。

漆皮: 怀疑为 PMC 换料机底部油漆老化脱落。

结论：以上异物已打捞，不会对机组运行产生不良后果。

3) SG3 二次侧管板异物的处理过程及评价。由 MSM 重新解体干燥器；TIS 准备相应的焊接程序；MSM 根据规程补焊回装；安全经理、核岛经理、QC 人员现场确认。

脱落原因是：在拆干燥器时敲打、振动而造成此定距块掉入 SG3 管板环廊。

分析认为：根据其结构设计特点，只有在解体过程中才可能发生定距块松脱。不解体、拆装就不会造成定距块松脱。EDF 和 FRAMATOME 的经验反馈也证明了这一点。所以，经过恢复处理后，不会产生任何不良后果。

4) 经验反馈。需严格执行大修期间防止回路及设备内部异物进入及保证清洁度的管理规定 WD/MOT/003。

加强 RX 20 m 平台管理，20 m 层工作协调员严格执行规定。

反应堆水池上方设备 (PMC/DMR) 的预防性和纠正性检修工作指令应增加防松动、防脱落等内容。

反应堆水池上方设备及专用工具的防腐应纳入预防性维修大纲。

加强装卸料期间环吊的管理，未经许可严禁操作环吊。

PMC 换料机终端限位开关位置更改，避免撞墙。

PMC 系统水池相关的电缆绑扎带全部更换为不锈钢绑扎带。

(5) LNE363JA 非正常断开

2月3日，OPO 在进行行政隔离检查时发现 LNE363JA 处于非正常断开状态，在合闸不成功的情况下，由 MIC 配合，重新送上电源。

LNE363JA 为备用电池充电器供电，该备用电池为确保一回路冷却、压力和容积控制等重要控制通道提供后备电源。正常运行时当 LDA 失电后，操作员可通过切换 KRC 柜中的开关，使这些重要通道由后备电池再供电。LNE363JA 断开，则后备电池充电电源丧失，时间一长，将导致电池容量不足，失去后备电源的作用。但当时大修机组处于低低水位状态，无风险。

原因分析：合开关顺序不对，充电器上开关标识不清

纠正行动：在充电器机架对两个开关做标牌，并与规程中的描述统一起来。由于主控室及 KIT 无相关报警，把充电器状态的检查列入到巡检清单中。在规程中明确再鉴定的要求，要求恢复所有的开关后现场报警灯不亮。

(6) 发电机出线端子水电接头漏水问题及处理

2001年1月9日，运行人员巡视发现1号发电机定子母线套封处有滴水，经电气人员检查，确认为发电机C相出线仓内的发电机出线端子处有冷却水渗漏。对泄漏量进行定量检测，每小时泄漏量大约为290 mL。根据泄漏量较为稳定及带电打开仓盖的观察结果，电站研究决定维持发电机功率运行（执行TOI），并持续监测漏量。1月14日，发电机冷却水泄漏量突然增大，由于发电机冷却水泄漏量的增大加大了C相母线套管绝缘下降的风险，故决定1号发电机组提前解列，开始第七次大修。1月16日，进入发电机出线仓进行泄漏点情况检查（发电机冷却水压力降至0.3 MPa，漏水量为750 mL/h），确认漏水点在发电机C相出线水冷却端头上的毛细铜管与汇流管连接的焊缝处，漏点为焊缝处有一砂眼。

大修初期，电站提出了两个处理方案一起实施，即向原生产厂家 Emform 订购一个新的水电接头和现场处理失效的水电接头，并同时要求厂家给出了一个指导性的现场维修程序。现场处理的方案因预热条件不足而搁浅，转而将组件送往上海汽轮发电机有限公司进行处

理。原生产厂家 Emform 生产的新组件由于 3 次焊接之后都未能通过水压试验重新处理致使交货日期一再拖延,且新备件到达现场之后由于有些关键部位的加工尺寸和精度不符合要求而无法安装。上海方面处理的情况是补焊一次性成功并通过了水压试验(处理方法基本参照厂家处理程序)。现场最后选用了在上海修复的旧组件装入发电机,安装完成后对 GST 系统进行了 0.5 MPa 的气压试验和真空试验,试验结果合格。

Emform 的这种产品设计过于复杂,导致了局部焊接的处理较为复杂从而不能保证质量。Emform 为电站生产的新组件 3 次未能通过水压试验就很好地说明了这一点。当然这也同时增加了失效后现场处理的难度。另外,从岭澳核电站的经验反馈来看,其相同功用的组件结构就要简单许多且不易失效。为了机组的长期稳定运行,电站对水电接头进行了改造。

(7) 发电机径向导电杆密封泄漏

1 号机组第七次大修期间发电机转子用 0.5 MPa 压力的氦气,进行 6 小时的气密试验,试验发现压力异常下降,使用质谱仪对发电机转子进行检漏,结果发现发电机转子径向导电杆密封泄漏,泄漏点为转子外侧正极径向导电杆及转子内侧径向导电杆。对发电机转子外侧正、负极径向导电杆进行解体检查,发现发电机转子径向导电杆的各个螺母部件均有松动现象。经与技术部及 GEC 厂家讨论,决定按 GEC 厂家规程要求,对发电机转子外侧正、负极径向导电杆的密封进行更换。

发电机转子外侧正、负极径向导电杆密封更换后,使用质谱仪对发电机转子外侧正、负极径向导电杆进行氦气检漏,确认无泄漏。但发电机转子气密试验仍不合格,每小时压力下降约为 0.04 MPa (表压),原因是发电机转子内侧径向导电杆尚存在密封泄漏情况。因发电机转子在定子膛内,本次检修无法处理。对发电机转子内侧径向导电杆密封泄漏问题开出 NCR 做观察处理,留待以后有条件时解决。

对发电机转子径向导电杆密封泄漏的原因初步分析为设备设计存在缺陷。径向导电杆密封环螺母以 270 N·m 的紧固力矩作用在密封圈上,在长期运行中,密封圈发生正常弹性变形后,会使其紧固力矩变小,在发电机运行中很难满足原设计紧固力螺母所需防退阻力,造成螺母松动而泄漏。密封圈紧固力矩 270 N·m,不能满足其正常弹性变形后的密封性,从设计要求上该密封系统应满足 8~12 年的运行寿命,现只能维持 1~2 年。

技术部负责与厂家进一步联系,分析造成发电机转子径向导电杆密封泄漏的根本原因和制定改进措施。对发电机转子内侧径向导电杆密封泄漏,将在下一次大修期间进行密封圈更换。

7. 辐射防护及废物管理

(1) 辐射防护

1 号机组第七次大修集体剂量结果为 555 人·mSv,小于 560 人·mSv 的目标限值。一些专项跟踪的高辐射风险工作如阀门、大盖、蒸汽发生器检修均无返工。高质量的维修既保证了工期,也减少了集体剂量。最大个人累积剂量为 6.14 mSv,同以往大修相比较:最大单个人受照剂量为 2.1 mSv;无非预计超限值受照情况发生,个人剂量控制无异常。

(2) 废物管理

液态非氚放射性核素排放的总活度为 0.28 GBq,占国家年排放限值的 0.04%,低于大修目标值。气态放射性流出物核素排放为 3.42 TBq,占国家年限值的 0.3%,低于大修目标值。放射性固体废物产量为 32 m³,其中技术废物 22 m³,工艺废物 10 m³,低于大修目标值。本次大修没有发生跑水事件,防跑水工作很成功,并成功对反应堆水池去污水改排化学废水,减

轻了对 TEU 除盐床的污染。

8. 经验反馈

1号机组第七次大修共界定六起运行事件，是近来大修事件数量较多的一次。究其性质而言，一为人员对大修期间的高风险认识不足，二为一些设备问题。现列举分析如下：

(1) LOER-1-010001 1RCPO81MN 故障上漂导致 RCP 排水不当水位，低于 10.73 m

这是一起反映出在一回路排水至法兰面时的控制存在缺陷的典型事件。通过该事件暴露出在水装量的控制上存在的不足。RCPO81MN 的投运有没有一个规范的操作，尤其是其测量管线的投运。

(2) LOER-1-010002 同时打开多个排气阀导致一回路水位下降到 10.75 m

工作人员对于主泵回座操作的风险认识不足，为了加快工作进度，启用三组人员同时开工，期间与主控制室协调与沟通不够以致造成了水位的下降。本事件反映出在进行维修过程的优化时更应该进行风险分析，找出真正的风险所在才能有措施来加以防范。

(3) LOER-1-010003 1号机组第七次大修时发现 111J002PJ 极性接反

该事件发现了隐藏多年的故障，有利于电站安全水平的提高，同时也给我们提出了问题：调试时是如何验收的？事故工况下要用的设备的可用性是否得到足够的验证？

(4) LOER-1-010004 GCT132VV 因控制故障只能开 10%

该事件是由于排大气阀的电气转换器改型后引起的共模原因故障。初步分析是由于压缩空气中的灰尘进入转换器而导致，根本原因有待厂家的进一步确认。该事件反映出员工良好的安全文化意识。

(5) LOER-1-010005 1LHP 和 1RRA B 列同时不可用

该事件暴露出设备的维修质量仍待改进，1LHP101PO 是经厂家维修后的燃油泵，运行时间不长就出现漏油，而 RRI020VN 无法开启是由于行程的调整不当所致。

(6) LOER-1-010006 8 m 气闸门双开的前提下提前恢复 ETY 系统

该事件反映出运行人员对于技术规范中的限制条件的理解不够深入，尤其是对于 ETY 的吹扫功能认识缺乏。通过该事件的分析，对大修期间从关稳压器人孔后到静排气结束的大约 10 小时窗口的活动（D 规程），有必要重新进行清理。

本次大修的一个特点就是人因事件的比例有所偏高，尤其是 26 起内部事件中人因事件占了 15 起，反映了在隔离准备、在线、走错间隔、计划变更控制、经验技能不足等方面的问题。同时，对基本技能的要求以及系统设备方面的状态控制仍有待加强。

2.1.7.3 2号机组第七次换料大修

1. 概况

大亚湾核电站 2 号机组第七次换料大修属年度大修，计划工期为 36 天。从 2000 年 11 月 22 日 1 时 35 分机组解列至 2000 年 12 月 28 日 14 时 15 分重新并网，历时 36 天 12 小时 40 分。

在大修期间，根据在役检查大纲，完成了换料报告中列出的所有在役检查项目；根据维修大纲，完成了换料报告中列出的所有预防性维修和检查项目；根据定期试验监督大纲，完成了换料报告中列出的所有定期试验项目；完成了大量的纠正性维修项目，处理了在日常运行和大修过程中发现的设备缺陷；完成了计划在大修中实施的改造项目和 NCR 项目。

2 号机组第七次大修各窗口的执行情况基本控制在原定目标以内，整个执行过程由于意外情况作了三次重大调整：

1) 由于 2PTR001BA 中 EAS/RIS 泵吸入口加装弯头改造工作提前完成，所以一回路提前

排水到低低水位, LHA/LGB 电气盘的检修工作也由满水位重新安排到低低水位进行;

2) 由于 PTRRA02 试验发现 2RCV201VP 回座压力不合格, 机组从热停堆退到双相中间停堆 2.7 MPa 状态处理, 工时为 19 小时;

3) 机组启动过程中, 由于 2RIS032/033VP 内漏, 机组从热停堆退到正常冷停堆卸压状态进行了维修处理, 总工时为 58 小时。

2. 主要检修活动

(1) 核岛静止机械

反应堆开关大盖及螺栓孔、螺栓、螺母检查; 稳压器开关人孔; 蒸汽发生器二次侧开关手孔、眼孔、管板冲洗; PMC 系统设备换料前后的检查和试验; 环吊的检查和试验; SEBIM 安全阀的检查和试验; VVP 安全阀的检查和试验; 低低水位阀门的检查; 核岛阻尼器及支吊架的检查; 纠正性维修项目, 如 2RIS006/032/033VP 检修等。

(2) 核岛转动机械

2ASG001PO 机械年度检查; 2ASG002PO 八年全面检查; 2ASG003PO 机械年度检查; 2EAS001/002PO 机械年度检查; 2LHP/LHQ 柴油发电机组年度检查; 2RAM001AP 全面检查; 2RAM002AP 年度机械检查; 2RCP001PO 泵、电动机、三道密封三年检查; 2RCP002PO 泵、电动机、三道密封两年检查; 2RCP003PO 泵、电动机、三道密封年度检查; 2RCV001/002/003PO 年度机械检查; 2RIS001/002PO 年度机械检查; 2RRA001/002PO (MO) 年度机械检查; 2VVP001VV 阀门与驱动机构全面检查; 2VVP002/003VV 年度机械检查。

(3) 电气部分

LBA/LBJ/LCA/LGB/LHA/LLI/LLA/LNC/LLE/LLN/LMA/LNA/LKC/LLR001TB 共 15 块电气盘执行四年度清扫、检查和试验; LHP/LHQ910GA 年度检查; RAM002AP 发电机全面检查; RCP001-006RS 稳压器加热器年度检查; RCP001/002/003MO 主泵电机年度绝缘检查; RCV001/002/003PO 电机年度清洁与绝缘检查; EAS002VB 等 40 个核岛阀门电动头三年度检查及试验; EAS007VB 等 12 个核岛电动阀全面检查电动头; RRM003/004ZV 等 25 台电机全面解体检查; GEV 主变压器年度检查、试验、换油; ZZLV310/344TW4 年度接线检查; ZZLM3251W 中压贯穿件定期检查; RPA/RPB 等 4 个紧急停堆开关三年检; RIS013VP 等 11 个核岛电动头全面检查; RCP003PO 电缆贯穿件端子过热处理及三个相关的中压贯穿件的过热检查等。

(4) 仪表部分

仪表通道及变送器的交叉比较; 变送器及仪表通道校验; 保护阈值与报警检查; SIP/RPN/RGL/RPR 周期试验; GCT/ADG 阀门校验和电磁阀更换; ASG 阀门控制设备易损件更换及阀门校验; RCP 主泵轴承温度偏差过大原因确认; 稳压器喷淋管线及汽侧温度探头 RCP002/003/009/010MT 更换; RCP 温度探头 RCP031/047MT 更换; SIP 三组 24/28V 直流电源更换; SIP 四组 24/28V 直流电源接线端子更换; ARE241/242/243VL 电磁阀更换; 处理 ARE031/032/033VL 阀门控制参数漂移等。

(5) 改造项目

液压阻尼器替换机械阻尼器; 柴油发现机抗震支撑系统改造; RRA013/024/025VP 密封环改造; PTR001BA 中 RIS/EAS 泵吸入口加装弯管; VVP 主蒸汽隔离阀加装氮气压力和油压监测装置; 柴油发电机预热水回路加装延时继电器等。

(6) 在役检查

根据核安全法规和在役检查大纲的要求, 按照年度在役检查计划对部分核安全一、二、

三级以及核岛非核安全级设备和系统进行了在役检查

核安全一级设备在役检查：蒸汽发生器一次侧；稳压器；堆芯测量系统；控制棒驱动机构；阀门（75个）；反应堆压力容器螺栓螺母（各9个）；反应堆冷却剂系统辅助管道。核安全二级和三级设备在役检查：蒸汽发生器二次侧；ARE/RCV/RRA系统焊缝（共126道）；EAS/RCV/RIS/RRA系统容器和热交换器（共9台）；2APG002RF管侧水压试验。

核岛在役检查及水压试验结果表明，2号机组第七次大修在役检查计划的实施和检查结果令人满意，所发现的缺陷已及时得到处理，所有受检和试验设备及系统均处于良好状态。

(7) 换料及燃料组件检查

卸料后，对四组 AFA-3G 富集度为 3.7% 的先导组件进行常规检查（两组）及外观检查（两组）；两组富集度为 3.7% 的 AFA-2G 组件进行常规检查（一组）及外观检查（一组）；四组富集度为 3.7% 的 AFA-2G 组件进行外观检查。燃料组件检查结果正常。

卸料中，对四组 AFA-3G 先导组件中的一组进行在线吸吸试验。卸料之后，对其余三组进行离线吸吸试验。结果没有异常。此次大修没有进行控制棒组件检查。

(8) 常规岛和 BOP 部分

1~12号轴承检查与调整；2,3号轴径电刷镀修复；2GGR101RF 打压试验；低压缸末级叶片检查；拆吊氢冷器检查；汽侧密封瓦检查；GSY 负荷开关解体检查；131个电动头三年检；APP201TC/RR 全检；CEX 冷凝器水室防腐层检查，牺牲阳极加固方式更改，过滤器检查；CEX 冷凝器汽侧检查，钛管清洁与超声波检查；主变压器滤油，油管绝缘检查；CFI 旋转滤网检查与防腐；GRF004ZM, GSE004/009/010ZM 解体检查等。

3. 主要数据

(1) 预防性维修

核岛机械	541 项
常规岛和 BOP 机械	771 项
电气	601 项
仪表	254 项

(2) 纠正性维修

核岛机械	191 项
电气	227 项
仪表	413 项

(3) 定期试验

运行定期试验	380 项
仪表定期试验	103 项
电气定期试验	15 项
贯穿件试验	85 项
其他性能试验	84 项

(4) 设备再鉴定

NI 设备	88 项
CI&BOP 设备	206 项

(5) 工程改造

改造项目实施	6 项
--------	-----

(6) 不符合项 NCR

工作结束	43 项
取消	0 项

4. 2 号机组第七次指标完成情况

见表 2.1.6.2-1。

表 2.1.6.2-1 2 号机组第七次大修指标完成情况

类别	目标描述	目标值	当前值
核安全	人因引起的运行事件/起	≤ 1	3
	人因引起的内部事件/起	≤ 10	19
	重发 IOE (包括设备或人因)/起	≤ 5	5
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤ 490	488.7
	个人剂量超过 20 mSv 者/人	0	0
	体表沾污/(人·次)	≤ 4	2
	体内沾污/(人·次)	0	0
	污染扩散事件/次	≤ 2	0
	放射性物质失控事件/次	0	0
	违反辐射防护规定事件/次	≤ 3	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	0
	火灾事故/起	0	0
	火灾未遂/起	≤ 1	1
质量	NI 再鉴定一次不合格率/%	≤ 2	2.27
	CI&BOP 再鉴定一次不合格率/%	≤ 7	1.91
工期	工期/天	36	36.5
成本	大修预算的 95% 以下/万美元	996.1	610.6
三废管理	非氚放射性液体排放量低于国家年排放限值的 0.1%		0.048%
	放射性气体排放量低于国家年排放限值的 0.4%		0.14%
	放射性固体产量/m ³	38	33.9

5. 主要计划进展情况

见表 2.1.6.2-2。

表 2.1.6.2-2 2 号机组第七次大修里程碑完成情况

h

序号	里程碑描述	计划到达时间	实际达到时间	计划工时/实际工时
1	M0——解列	2000.11.22 00:00	2000.11.22 01:35	NA
2	M1——进入正常冷停堆	2000.11.23 11:00	2000.11.23 10:45	35/33
3	M2——稳压器人孔打开	2000.11.25 10:30	2000.11.25 06:42	47.5/44
4	M3——RX 水池 19.5m	2000.11.27 06:30	2000.11.26 22:10	44/39.5
5	M4——卸料结束	2000.11.30 19:00	2000.11.30 05:45	84.5/79.5

续表

序号	里程碑描述	计划到达时间	实际达到时间	计划工时/实际工时
6	M5——低低水位开始	2000.12.03 12:00	2000.12.01 13:30	65/16
7	M9——换列	2000.12.05 13:30	2000.12.05 17:45	NA
8	M6——低低水位结束	2000.12.09 07:00	2000.12.07 20:00	139/137.5
9	M14——装料开始	2000.12.10 04:30	2000.12.09 10:30	21.5/37.5
10	M15——装料后开始排水	2000.12.13 20:00	2000.12.12 21:33	87.5/83
11	M18——稳压机器人孔关闭	2000.12.16 08:30	2000.12.15 09:40	60.5/60
12	M18a——离开正常冷停堆	2000.12.20 05:00	2000.12.19 05:38	92.5/92
13	M19——进入热停堆	2000.12.22 01:00	2000.12.20 19:10	44/38
14	M20——临界	2000.12.25 02:30	2000.12.27 01:02	73.5/150
15	M21——并网	2000.12.27 23:00	2000.12.28 14:15	68.5/37

6. 主要技术问题

(1) SR50 型电动头主轴检查情况及评价

2000年9月1日, OPO在执行PT2RPA017时, 主控制室显示2RIS012VP突然开启, 手动关闭后又自动开启, 随后不断关闭和开启。现场检查, 电气盘上该阀红绿灯不断交替, 发现阀门阀杆未动并处于关闭位置, 而电动头在往复空转并且发烫。运行人员随即切断该开关的控制电源, 并将该开关进行隔离。检查发现主轴两驱动卡爪断裂, 随即更换了新的电动头。

原因分析: 热处理不当; 主轴两传动键的直角结构未进行倒角处理, 机加工中产生的刀痕, 导致应力集中; 主轴传动键受到了循环弯扭合力的作用下从根部刀痕处萌生裂纹, 运行中累积发展到断裂。

2RIS012VP电动头传动键断裂不能排除共模故障的可能性, 于是在2号机组第七次大修期间对所有SR50系列型电动头进行了检查。对发生过断裂故障的SR50/87/ES型号电动头进行了全部检查及更换, 对同类型的SR50系列电动头进行了现场抽查。外观、渗透探伤检查未发现变形、裂纹及异常碰撞的迹象。机加工粗糙、卡爪未设计倒角是此类型电动头的共性问题, 在电动头正常工作条件下不会构成影响, 在未受到异常过力矩(力矩定值偏大、失效, 异常外力)的情况下, 主轴卡爪强度可得到保证, 2号机组SR50系列电动头的运行可靠性是可以接受的。

(2) 2RCP893VP上游连接弯管变形评价

2000年12月14日凌晨1点左右, MSM人员在执行反应堆关大盖时, 螺栓拉伸机向上提升, 不慎将拉伸机挂到了2RCP893VP临近弯头处, 导致弯头临近管段轻微变形。受影响的管段是压力容器水位测量仪表管, 管内压力为一回路压力15.5 MPa, 管径为1/2英寸, 压力等级sch160, 壁厚为4.8 mm。受影响的焊缝有2RCP893VP两端插套焊(M3, M2)、900弯头两插套焊(A400, A401)和大小联接头对接焊(M200)。若其中任一道焊缝出现裂纹, 将导致一回路泄漏。

事件发生后, 相关部门立即召开紧急会议, 听取各方专家意见和建议, 同时安排人员到现场调查, 并对受影响的管段及焊缝进行必要的目视检查和着色探伤、射线探伤。其探伤结

果合格,没有发现异常。同时,对 2RCP893VP 做开关操作及检查,无异常。通过计算证实该管段承压能力、安全裕度是足够的,对反应堆的运行不会造成影响。

(3) 2LHQ974/975JA 过热评价

2000 年 12 月 11 日 8 时 15 分左右, MEE 人员测量 2LHQ974JA 动作/返回时间时, 971JA 动作, 974/975JA 没有动作。经检查发现 974/975JA 机械闭锁没有解除。8:30 分左右, OPO 解除隔离时, 发现 974JA 线圈靠衔铁侧冒烟, MEE 即断开保险 950/951FU, 切断 48 V 直流电源。

974/975JA 为柴油发电机主励磁开关, 974JA 为合闸线圈, 975JA 为跳闸线圈, 当主励磁开关合上时, 合闸线圈与一电阻串联, 仅流约 0.5 A 电流。本次故障中, 由于主励磁开关机械闭锁没有解除, 当短接 955BN57/58/60 端子时, 974JA 合闸线圈励磁。但开关不能合上, 使 974JA 合闸线圈流约 10 A 电流, 约 15 分钟, 导致线圈过热。

通过对 974/975JA 各项电气、机械性能试验分析, 得出以下几点结论:

- 1) 试验前, 试验人员没有确认 974/975JA 隔离是否解除;
- 2) 974/975JA 经过处理, 各项电气机械特性没有发生变化, 符合技术和功能设计要求, 能够满足其可靠性和安全性要求;
- 3) 因 974JA 受到一定的热冲击, 可能对其线圈绝缘使用寿命产生一定影响, 待今后采购备件后进行更换。

(4) 主泵机电缆贯穿件端子过热处理

2000 年 12 月 5 日, 电气在对主泵机电缆贯穿件进行四年检时, 发现 2RCP003MO 电缆贯穿件 RX 侧 B 相电缆端子过热, 端子表面呈灰色(正常颜色为紫铜色), 弹性垫圈外侧部分烧损, 导电接触面有两个 $3\text{ mm} \times 3\text{ mm}$ 烧损点, 电缆端部护套也过热变色。其他接线端子检查未见过热迹象。

直接原因为接线端子导电不良而引起过热。间接原因为导电接触面处理不良、紧固力矩不足、导电面积不足、未正确使用导电膏和端子材质问题。

通过分析同类型接线端子运行情况, 2 号机组共有 18 个, 运行近 7 年, 只出现一个端子过热, 说明不存在导电面积不足及材质不正确等设计问题。可能原因为安装时接触面紧固力矩不足或导电面处理不良。在检查 RCP001/002MO 接线端子时, 就发现有紧固力矩不足现象。查维修报告, 由于安装时, 电缆紧固后都用油漆进行位置标记, 因此, 四年前的检查只是进行定性的紧固检查, 主要检查端子无过热迹象及紧固螺母无松动, 油漆标记位置未变等, 而未用力矩扳手进行定量紧固性检查。

处理措施包括:

- 1) 按标准工艺重新制作、压接电缆端子;
- 2) 查找安装文件, 按标准力矩紧面接端子;
- 3) 测量接线端子接触电阻 ($R = 2\ \mu\Omega$), 绝缘电阻 ($IR = 6\ \text{G}\Omega$);
- 4) 按标准力矩紧固 RCP001/002MO 电缆贯穿件接线端子;
- 5) 对主泵机电缆贯穿件接线端子进行全面检查, 并按标准力矩紧固;
- 6) 根据近两年接线端子过热经验反馈, 不管接线端子紧固螺母有无标记, 对检修设备的接线端子一律使用力矩扳手进行紧固。

(5) SFC 管道裂纹处理评价

2000 年 8 月 14 日, 现场巡视发现 2SEC019JD 下游钢筋混凝土管道有 18 条裂纹, 其中最

大的一条径向裂纹长度为 300 mm, 宽为 1.7 mm, 深度为 38 mm。该管道由 3 层构成, 最里层为 25 mm 厚的水泥砂浆, 中间层为 2 mm 厚的钢管, 外层为 39 mm 厚的钢筋混凝土。

大修检查发现: 800 mm × 800 mm 钢筋大小的区域内存在腐蚀, 但打磨后钢筋直径仍达到 5.7 mm (原厚度为 6 mm)。中间钢管除一处有轻微锈蚀外其余都完好。接头区调整板有锈蚀, 但厚度仍达到 5.4 mm (原厚度为 6 mm)。管道内部未发现任何异常。

修复方案为剥掉有裂纹的混凝土, 去除钢筋铁锈, 先用砂浆填充基底 (分三次填充每次间隔 4 小时)。在管道外部安装加强套筒后, 再用砂浆填充套筒内部空间。

评价结论: 修复方案由厂家提出, EDF 和 GNPJVC 负责审查; 加强套筒经过内压、1/2SSE (安全运行地震等级) 和 SSE (安全停堆地震等级) 条件下的计算, 砂浆在 24 小时的保养后强度已达到 35 MPa, 满足 SEC 运行工况的要求 (包括安全停堆地震等级工况)。

(6) 2LGB 倒电故障

2000 年 12 月 21 日, 反应堆处于热停堆工况。OPO 在大修试验倒电, LGB 由主变压器转向辅助变压器供电, 29 秒后 LGB101 和 LGC101 异常跳闸, 2LGC201 未能自动合闸, 2LHP/LHQ 自启动带负荷。经检查发现 LBJ001BT 的 40 号电池正极柱腐蚀断裂, 2LBJ001BT 电池组开路。由于 2LBJ101RD 的电源来自 LLP001TB, 倒电时 LGB 瞬间失电, 导致 LLP001TB 失电, 2LBJ101RD 瞬时失去电源, 充电器无直流电压输出。2LBJ001TB 就只有电池组供电, 由于 2LBJ001BT 开路, LGB 和 LGC 的控制电源丢失。在 2LBJ101RD 逐渐升压 (直流电压) 过程中由于过流继电器 A3251 动作, 导致 LGB101、LGC101 开关跳闸, 倒电不成功。

6.6 kV 开关 A3251 过流继电器正常工作直流电源为 125 V, 此继电器正常工作电压允许波动范围为 ±15%。通过多次试验证明, 该继电器在 125 V 直流电源正常开断, 或迅速将直流电压从 125 V 降至 0 V 或 0 V 升至 125 V, 继电器不会动作, 只有将该直流电压降至 10 V 以下, 慢慢升至 37 V 时, 该继电器就会动作。这种情况下, 动作率为 100%。此试验说明从 TA 至 TS 中倒电过程中由于 LBJ 125V 电源系统故障, 导致该直流电压降至很低, 然后缓慢升高造成四个过流继电器 (LGB201/101, LGC101/201) 动作。造成直流电压恢复缓慢的原因是 2LBJ001BT 的 40 号电池正极柱腐蚀断裂, 造成整组电池不可用。除 40 号电池外, 整组电池大部分电池正极柱有不同程度的腐蚀。

处理过程及再鉴定结果: 将 2LBJ001BT 接上备用电池组, 重新进行倒电试验成功, 另外借用岭澳核电站同类型新电池进行了更换。该型号的电池, 由于其性能问题, 正极柱电化学腐蚀严重, 严重影响电池组寿命期限, 作为一个课题立项与中国科学院金属腐蚀与防护研究所合作, 分析腐蚀机理和制定防腐手段。电池极柱的腐蚀程度由技术部监督部门判定, 并提出电池更换的期限, 同时评估并考虑改换新型电池。

(7) 2RIS032/033VP 内漏

2000 年 12 月 22 日, 2 号机组到达热停堆状态时, 运行人员发现 2RIS021BA 水位上升, 2RIS004BA 的硼浓度有所下降。通过试验及分析, 判断是 2RIS032/033VP 内漏, 导致低浓度的硼水经上充泵增压后进入 2RIS004BA。由于这两个阀门是并联, 不能确认哪一个泄漏或都泄漏, 于是大修指挥部决定后撤到正常冷停堆, 将这两个阀门都解体检查。

12 月 24 日 17:00, 静机处开始进行这两个阀门的解体检修, 直至 12 月 25 日上午 7:00 完成了该项工作, 历时 14 小时。解体检查情况如下:

- 1) 032VP 阀瓣密封面损伤较为严重, 033VP 阀瓣密封面轻微损伤;
- 2) 对两个阀门的阀座和 033VP 的阀芯进行了研磨;

- 3) 换了 032VP 的阀瓣并进行了研磨处理;
- 4) 用蓝油进行密封面结合试验;
- 5) 进行品质再鉴定试验;
- 6) 进行泄漏试验, 在 0.15 MPa 稳定了 30 分钟, 两个阀门的密封性能良好。

7. 辐射防护及废物管理

(1) 辐射防护

2 号机组第七次大修集体剂量结果为 488.7 人·mSv (指标 490 人·mSv), 仅比预定指标少 1.3 人·mSv。大修期间发生了一些非预期的操作, 造成增加剂量约 60 人·mSv; 树脂固化增加集体剂量 25 人·mSv; PTR 改造现场增加服务性工作 15 人·mSv; RCV006VP 等后增阀门增加集体剂量 10 人·mSv; 3 号蒸汽发生器焊缝在役仪检查增加保温拆卸剂量 10 人·mSv 等。这些非预期性剂量有的是过程中的异常造成的, 有的是在大修前指标制定时没有进行充分的考虑。无非预计超限值受照情况发生, 个人剂量控制无异常。

(2) 废物管理

放射性废液、废气、固体废物产生: 液态流出物非氚核素排放量为 0.336 GBq, 为国家年限值的 0.048%。气态流出物惰性气体排放量为 1.596 TBq, 为国家年限值的 0.14%。固体废物产生量为 33.9 m³。大修三废控制指标完成情况良好。

8. 经验反馈

2 号机组第七次大修共界定四起运行事件, 列举如下:

1) LOER-2-000006 在换料停堆工况蒸汽发生器眼孔/手孔和 ARE 疏水阀同时处于开启状态。这是一起有助于改进安全壳完整性的事件, 增加了对与安全壳完整性相关的小支管的考虑。

2) LOER-2-000007 2PTR001VB 错误隔离导致乏燃料水池短时失去冷却。本起事件揭示了在大修高强度的工作负荷下如何保证工作质量, 尤其是变更控制。

3) LOER-2-000008 2ASG135VV 部分超速保护功能丧失。本次事件发生在正常运行时, 在大修期间被发现而报告。事件说明电站对核安全相关设备的部件进行调整时所引人的风险的认识还存在不足。

4) LOER-2-000009 热停堆工况 LGB 由主变压器转向辅助变压器供电不成功。该事件引发 LHP/LHQ 同时启动并带负荷, 对 LHA/LHB 来讲相当于失去全部外电源。这是一起因设备缺陷造成且后果较为严重的事件。通过原因的查找和分析, 已经确认为 LBJ 的蓄电池失效所致。

2 号机组第七次大修的一个特点就是人因事件的比例有所偏高, 尤其是 26 起 IOE 事件中人因事件占了 19 起, 而且重发的 5 起事件中都是人因事件。

2.1.7.4 机组第八次大修准备

1. 工期要求

根据大亚湾核电站 2001—2002 年发电计划, 2 号机组第八次换料大修计划于 2001 年 12 月 10 日与电网解列, 2002 年 1 月 13 日完成大修并网, 计划工期 35 天; 1 号机组第八次换料大修计划于 2002 年 1 月 24 日与电网解列, 2002 年 2 月 27 日完成大修并网, 计划工期 35 天。第八次大修仅采用工期目标工作, 取消目标工期, 仅考核计划工期。机组第八次大修沿用前几次大修的做法, 同时进行两台机组第八次大修的准备工作。

2. 组织准备

与前几次大修准备不同,第八次大修有两个显著特点:一是电站大修组织机构变化大;二是大修质量管理思想的变化。

2001年3月,第八次大修准备工作启动,着手组建第八次大修组织机构。由大修经理、副经理、维修经理、计划经理、运行经理、安全工程师、核岛经理、常规岛经理、质保经理和重大技术问题负责人组成大修指挥部。2001年3月底,除个别岗位外,大修组织机构协调层人员全部到岗,比以前历次大修都有所提前。与第七次大修准备不同,大修组织机构由层次划分改为按功能块划分:指挥功能块即大修指挥部;执行功能块包括大修计划组、运行大修组、各执行处、重要项目组、各承包商、资源保障组等;大修监督层包括安全监督、质保监督、设备监督、质量控制监督等。

第八次大修仍坚持前几次大修“以安全为基础、以质量为中心、以计划为龙头”的指导思想。安全管理方面,制定了大修安全与技术问题应变计划,确保快速响应和集体决策机制的有效运作。由4名安全技术顾问(STA)组成专职的大修核安全监督组,加强安全控制。大修STA将对每天工作票和滚动计划进行严格审查,及时发现和纠正安全偏差。设置核岛经理全面负责协调核岛关键路径,重大项目的现场进度协调以及现场控制。质量管理方面,本次QC队伍组成与第七次大修相比变化较大,由各执行处组建QC队伍进行本专业设备检修的质量控制;设维修经理,协调各QC组的运作,安排QC检查员的培训和授权。

3. 大修项目的确定

2001年3月29日至4月25日,根据十年大修大纲制定出的第八次大修年度预防性维修大纲。通过与各专业深细致地讨论,结合设备实际情况和经验反馈,2001年6月21日出版了十年大纲和第八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。2001年4月30日工程改造项目基本确定。2001年8月17日,NCR项目清单确定。2001年8月17日冻结大修项目。

4. 大修准备进度

2001年3月,建立大修组织机构,关键岗位人员到岗、完成TCS数据库反馈与更新,发出第八次、第九次大修项目初稿,各专业发出第八次大修备品备件补充采购清单和第九次大修备品备件首次采购清单。完成标准工作包的反馈和重大项目的确定。

2001年4月,与各专业讨论十年大纲/年度大纲出版。确定工程改造项目和NCR项目清单。落实第七次大修承诺项目。

2001年6月,大修项目小组确定,提出通用/专用工具需求清单。大修十年大纲/年度大纲生效,调整第八次大修备件采购项目。

2001年7月,确定大修承包商使用原则,发出第八次大修预防性维修工作申请,确定影响关键路径的重大项目,出版关键路径水位图初稿,编制GOR主隔离图初稿,完成第八次大修外包项目立项,检查通用/专用工具状态,准备第九次大修工作项目清单。

2001年8月,主承包商人员进场,大修执行层成员到岗。确定NCR项目清单,确定第八次大修工程改造最终版和冻结第八次大修预防性维修项目,确定第八次大修启动物理试验方案,确定第八次大修RRA旁路管道改造,确定第八次大修期间特许申请,确定大修开工日期和大修目标。完成技术规范出版和审查,开始合同谈判。

2001年9月,出版关键路径水位图,出版GOR主隔离图,制定大修预检计划,讨论并制定电气盘及再供电计划、贯穿件试验计划、电气核岛检修项目窗口计划、转机核岛检修项

日窗口计划、仪表核岛检修项目窗口计划。

2001年10月,出版第八次大修初始报告,出版QSR设备可用性要求图,编制常规岛主隔离窗口,编制大修计划初版,制定检修工作计划,完成专用工具采购与维修,通用/专用工具准备就绪,发出第九次大修备品备件采购清单,确定第八次大修改进计划。

2001年11月,工程改进项目负责人组织多专业协调会,完成大修主线计划调整、审查和定稿,完成所有合同谈判,合同签字生效。完成人力资源准备、NNSA评审初始报告(分两次)、开始大修前特殊技能培训(NNSA承诺项),确定大修现场布置图,大修协调会开始。

2001年12月,开始大修现场布置,大修预检,承包商人员培训,大修人员相关管理规程培训,开始执行“D21”规程。2号机组由日常生产管理项目组向大修移交。2001年11月10日2号机组开始第八次大修。

大修工作包准备:2001年6月25日发出预防性维修工作申请,开始了大修标准工作包的准备。至2001年9月27日完成标准工作指令和隔离指令的准备。然后开始标准指令包的审查,本次大修工作包审查仍采取“固定位置、流水作业、及时沟通、及时解决问题”的方法,目的是加快工作包的审查速度,提高审包效率。除QA必须审纸质工作包(抽查)外,其余监督部门(核安全、工业安全、辐射防护、QC、OPO等)都通过COMIS系统进行审查,至2001年10月18日全部审查修改完毕。11月18日打印全部工作包,下发到工作负责人。第八次大修共发出5344份预防性工作申请,其中静机2050份,转机706份,电气894份,仪控872份,性能试验355份和在役检查467份。

日常与大修的交接从2001年4月12日开始进行第一次交接,然后每月进行一次交接直至11月12日。12月9日完成日常项目组与大修项目组的移交。

总的来说,第八次大修准备基本按照准备计划执行,主要项目都略有提前

2.1.7.5 大修承包商介绍

1. FRAMATOME ANP

(1) 独立承包工作

核燃料装卸输送系统(PMC)检修。

(2) 技术支持

蒸汽发生器开关人孔、反应堆开关大盖、反应堆大盖螺栓孔检查、核岛环吊年检、阀门检修、堆芯测量系统和主泵检修等。大修期间,FRAMATOME共派遣38人参与大修工作。

2. ALSTOM

常规岛设备制造商。主要承担常规岛及BOP设备大修技术支持工作。第八次大修增加MSR改造及1号机组第八次大修水电接头、仪表Xycom显示器和2号机组第八次大修发电机密封环的检查。第八次大修的工作人数为5~6人。

3. 深圳纽科利核电工程有限公司(C23)

核岛维修工作的主要承包商。第八次大修期间,派遣了180多名工作人员参与核岛设备大修。除此之外,C23也独立承担部分大修工作,如蒸汽发生器堵板、核岛阀门、火警探测、过滤器、管道阻尼器、核岛容器及热交换器等设备的维护检修和13项工程改造项目工作。

4. 中国核动力研究设计院科技开发公司(NPIC)

主要负责核岛内的SAS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。参与大修的人员数为 85 人。

5. 深圳淮电检修公司 (HNMC)

常规岛大修工作主要承包商。常规岛大修属于独立承包工作, 电站只根据核岛换料及大修状况提供常规岛大修的窗口和时间, HNMC 大修工作人数自定。1、2 号机组大修现场工作人员分别为 334 和 300 人。第八次大修, HNMC 增加了核岛电机检修项目的有关工作。

6. 东北核电建设公司 (NEPC)

BOP 主要维修工作承包商。因属于独立承包工作, 大修人员及组织机构由 NEPC 自定。1、2 号机组第八次大修参与人数分别为 130 和 140 人。

7. 深圳山东核电工程公司 (SEPC)

常规岛第二家独立工作承包商, 第八次大修共派遣 130 人 (包括管理人员)。承担常规岛 ABP/AHP/ACO/SEN 四个系统的大修工作。另外新增常规岛弯头测厚项目及部分压力容器水压试验等工作。

8. 深圳市华兴建设有限公司 (HXMC)

主要负责现场的各种土建工程的施工。第八次大修共派遣大修人员 30 人。

9. 核动力运行研究所 (RINPO 或 105 所)

负责大修期间的核岛部分在役检查项目, 属于独立工作合同, 人数自定。第八次大修工作人数为 91 人。

10. 苏州热工研究所

负责大修期间的常规岛部分在役检查项目, 属于独立工作合同。第八次大修工作人数为 10 人。

11. 国营武昌船厂技术劳务公司 (简称武船)

大修期间负责提供柴油发电机维护与保养工作的劳务支持。2 号机组第八次大修派遣了 12 人, 1 号机组第八次大修因柴油发电机 LHQ 八年检人数增加到 38 人。第八次大修还增加了设备防腐工作人员 12 人。

12. 深圳凯利集团核电劳务公司

第八次大修凯利公司派遣了 38 名员工参与工作。工作内容包括通用服务 (架子工、保温工), 控制区内人力支持等。

1994—2001 年各次大修承包商人数统计详见表 2.1.7.5-1。

表 2.1.7.5-1 1994—2001 年各次大修承包商人数统计

人

承包商	年 份							
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
FMX	100	109	37	33	30	31	43	38
ALSTOM	48	34	7	5	5	9	13	6
C23	199	133	241	213	185	189	200	184
NPIC	140	115	137	83	87	87	91	85

续表

承包商	年 份							
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
HNMC	373	396	304	362	338	299	306	334
NEPC	260	260	92	158	95	144	145	140
SEPC	—	—	—	—	—	60	75	130
IOS 所	130	120	79	88	89	139	157	91
华 兴	20	25	30	30	25	34	81	30
武 船	19	10	11	24	27	15	60	50
苏州热工	9	9	9	10	10	10	7	10
凯 利	50	50	38	38	38	38	38	38
合 计	1 348	1 261	985	1 044	929	1 055	1 216	1 136

2.1.8 电站厂房及相关构筑物

2.1.8.1 新建厂房

1. 第五台柴油发电机厂房 (DY)

第五台柴油发电机厂房于2001年8月18日开工。该厂房为大亚湾核电站、岭澳核电站共用的重要技术性厂房，位于大亚湾核电站厂区东北角处。长×宽为25 m×23 m，占地面积为575 m²。为局部多层建筑，最高处为23.65 m。主要包括柴油机间、油罐间、电气及控制间、蓄电池间等功能分间。土建施工由华兴公司承建。

该厂房是按照可行性研究、环境评价、地质勘探、建筑设计、土建施工等程序进行的。

可行性报告由核二院于1997年6月完成。报告从厂房选址，大亚湾核电站、岭澳核电站共用后备第五台柴油发电机的重要性、必要性和安全可靠、可能性，方案论证，工程建设周期，结论等方面进行了论述。并经有关单位专家的评审。在选址方面，从经济性、适用性、可行性方面推荐将第五台柴油机建在大亚湾核电站厂区东北角或原准电办公处。但报告只提出大亚湾核电站厂区东北角为回填区，基础处理费用较大，未提出地质勘探后需作进一步评价的要求。

从减少电缆电压损耗出发，厂址确定为大亚湾核电站厂区东北角。1999年1月至2月，中国有色金属工业长勘深圳分院根据国家现行规范进行了供设计施工图用的详细勘察。报告认为“拟建场地地貌单元属滨海滩涂，未见其他影响地基稳定的不良地质现象，作为拟建的第五台柴油发电机场区之建筑场地是适宜的。”土建科审查报告时发现该场区地质状况比较复杂，西北角水平相距13 m，基岩落差达24 m。1999年9月，邀请了三家甲级设计院对该场区是否适宜建厂房作了进一步评价。西南电力设计院提出，待设计出图后，应按照建筑物柱下桩列线、建筑物轮廓及基础周线布置勘探点，桩端持力层起伏较大，相邻勘探点间距应加密，目前的报告尚不能满足施工设计的要求。中南电力设计院认为场地在保证七度地震条件构造稳定性的前提下，地基条件是可以建厂房的。对局部地带由于陡峻的基岩斜坡对基桩具有不稳定因素，但不致危及建厂房条件，是可以采取适当措施解决的。同时，该院建议按建筑桩基及主要设备基础逐基钻探，并应详细准确地查明其岩性。华东电力设计院认为目前资料可满足设计要求。由于机构调整、人员变动、工期紧迫、施工经验等原因，对上述意见，

电站没有采取具体措施。

建筑设计由核二院进行, 厂房为钢筋砼结构。为有效控制建筑物的沉降, 采用钢筋砼灌注桩, 直径为 1 000 mm, 桩长为 15 m, C₂₅级砼, 桩底岩土层为中微风化, 入岩深度不小于 60 cm, 单桩承载力为 5 495 kN。

桩基施工由华兴公司的分包商汕头路桥公司进行, 2001 年 9 月中旬开始, 11 月底完成冲孔灌注。施工过程中虽严格控制成孔偏差、泥浆比重、入岩深度、沉砂厚度、泥浆的砂含量、流动度、砼灌注充盈系数等指标, 但实际情况与原设计有较大出入: 桩长平均达 22.1 m, 最长一根达 58 m。地基为岩石与土层相间, 西北角两根桩水平中心距为 5 m, 岩石层高低差竟达 37 m。1999 年 12 月, 由铁道部科学院深圳设计院、深圳勘察研究院对桩基进行了低应变动力普查、超声波透射法随机抽检、钻芯抽检、对桩身砼强度, 完整性、桩长、桩底沉渣和桩底岩石层性状进行了质检, 结论为桩体全部为Ⅰ、Ⅱ类桩, 质量优良, 但桩底持力层抽检 10 根, 有 4 根未达到微风化厚度大于 1 m 的要求。

在长勘深圳分院和核二院的大力支持和配合下, 经认真研究和核算, 修改了原设计, 钢筋砼底板加厚 50 cm, 在墙上埋设了沉降观测点, 以便今后进行定期观测。

该厂房预计于 2002 年 6 月交付安装。

2. 废品存放库

根据环保要求, 大修期间和平时维修拆卸的各种废旧材料应分类存放, 及时处理。2000 年开始, 电站决定在厂区东南角新建废品存放库。该建筑物由广东电力设计院设计, 中核第二十五建设公司施工, 2000 年 10 月 9 日开工, 2001 年 10 月 15 日竣工。存放库分为废油库 (AJ)、废品库 (AI) 和露天存放场地等, 建筑物为单层框架结构, 建筑面积分别为 379.4 m² 和 1 139 m²。在此范围内, 中建二局还承建了 108 m² 的钢材库。

3. 吊车存放库 (AQ)

为存放岭澳核电站施工用 190 t 环吊和 380 t 龙门架吊车, 在大亚湾核电站厂区东南角建设了存放库。该库房由广东电力设计研究院进行地质勘探和设计, 华兴公司施工。库房建筑面积为 491 m²。单层钢筋砼框架结构, 层高 12.1 m。基础为钢筋砼灌注桩, 直径为 800 mm, C₂₅级砼, 桩长为 19~31 m, 平均 27.5 m, 共 30 根, 桩端须进入持力层强风化角岩 1 m。该库房 2000 年 10 月 13 日开工, 2001 年 6 月 5 日竣工, 交付使用。

2.1.8.2 厂区建筑物/构筑物的维修

1. AF 厂房屋面防水维修

AF 厂房屋面, 长 122.5 m, 宽 69.6 m, 由两个低跨和一个高跨组成, 由于原 SBS 防水卷材老化失效, 引起屋面漏雨, 需进行维修。该维修工程由深圳市坝魁防水工程公司承建, 于 2001 年 5 月 22 日开工, 9 月 20 日完工。采用法国产 PVC 卷材, 方法是在原有防水层上, 每隔 1 m 开一道 10 cm 宽槽至结构层, 灌 C₂₀细石砼, 铺一道无纺布隔离层, 用机械方法将 PVC 复合钢板固定在层面细石砼槽上, 然后将 PVC 防水卷材热焊在复合钢板上, 形成条型固定, 同时在卷材长边搭接缝位置, 间隔 20 cm 用射钉枪及押条进行固定。在此期间对屋面板裂缝、女儿墙、檐口、天窗等处也进行了维修。经 24 小时蓄水试验, 不渗不漏, 验收合格。

2. TB 厂房屋面维修

由于主变压器厂房天沟锈蚀及天窗倾斜等原因, 引起漏雨。由华兴公司于 2001 年 12 月 15 日开始维修。方法是拆除原有天窗, 更换成瓦楞透光板; 在原有金属压型钢板上, 再铺一层澳大利亚产 BHP 型金属压型板, 两层之间铺带铝箔保温棉, 用乙型铁上下连接。天沟

部位新加一层。TB 屋面面积为 2700m²。其中天窗面积为 300 m²，预计 2002 年 3 月完工。

3. 钢筋砼裂缝渗水处理

由于泵送砼塌落度较大，含水率高，加上室内外温差大，温度变化等原因，砼会产生裂缝。1999 年至 2000 年，对电站各建/构筑物的砼裂缝进行了处理，主要有：

IJPP001BA 消防水池处理。该水池位于 PX 厂房内，与 SEC 泵房一墙之隔。由于隔墙中部产生竖向裂缝，渗水，使 JPP 泵、SEC 泵和墙上的仪表受到威胁。2001 年春节期间开始维修。方法是排空池内存水，清洗墙面，堵缝，墙面涂抹“水不漏”防水水泥两道。试水不漏，交付使用。

SEC 廊道 (GA) 裂缝处理。第七次大修期间，华兴维修公司对 SEC 廊道 (GA) 进行了检查，发现墙体出现约 100 条裂缝。裂缝为竖状，中间宽两端窄，宽度一般在 0.2 ~ 0.3 mm 之间，个别宽度达 1.0 mm，裂缝间距一般是均匀的。经分析，该裂缝主要是温差引起，不影响使用功能和抗震设计要求。根据规范，0.3 mm 以上的裂缝进行了灌浆处理。廊道地面出现约 70 条裂缝，主要是排水坡的二次浇灌砼由于胀缩变化，与结构层脱层空鼓，引起龟裂所致，对结构的安全性影响很小，今后定期监测即可。

另外，对 1/2RX 负 12 m 预应力廊道墙体裂缝，2MX 油水分离室，GB 廊道伸缩缝漏水处都进行了压力灌浆处理。

2.2 核电站安全

2.2.1 核安全

2.2.1.1 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》(HAF 0502-1-1) 和大亚湾核电站管理程序《电站运行事件分级和报告制度》(IP/NSP/031)，大亚湾核电站在 2001 年向国家核安全局报告了 15 起电站运行事件。

1. 核电站运行事件的分级

根据国际核事件分级 (INES) 方法，2001 年大亚湾核电站发生的 15 起运行事件中，有 2 起 1 级事件，13 起 0 级事件。自电站投运以来每年运行事件数的变化参见表 2.2.1.1-1。

表 2.2.1.1-1 每年 0 级和 1 级运行事件分布

起

事件分级	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	累计
0 级	20	28	23	9	10	10	9	13	122
1 级	9	7	3	5	5	6	7	2	44
事件总数	29	35	26	14	15	16	16	15	166

2. 运行事件按机组分布

大亚湾核电站两台机组商运以来发生的运行事件逐年分布情况见表 2.2.1.1-2。

表 2.2.1.1-2 运行事件按机组分布

起

事 件 分 级	1994 年		1995 年		1996 年		1997 年		1998 年		1999 年		2000 年		2001 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	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
0 级	20	0	13	15	12	11	4	5	6	4	5	5	3	6	8	5
1 级	7	2	4	3	0	3	3	2	4	1	3	3	4	3	1	1
合计	27	2	17	18	12	14	7	7	10	5	8	8	7	9	9	6

3. 运行事件按 HAF 报告准则分布

大亚湾核电站发生的运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如表 2.2.1.1-3 所示

表 2.2.1.1-3 运行事件按 HAF 报告准则分布

起

HAF 报告准则	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年
准则 1	12	14	8	5	9	6	6	7
准则 2	—	—	—	—	1	—	—	—
准则 3	—	—	—	—	—	—	—	—
准则 4	8	9	10	5	—	—	1	2
准则 5	—	5	2	1	3	6	7	3
准则 6	—	4	3	2	2	1	—	—
准则 7	2	2	3	—	—	—	1	1
准则 8	—	—	—	—	—	—	—	—
准则 9	7	1	—	1	—	3	1	2
合计	29	35	26	14	15	16	16	15

上表显示：2001 年度所发生的运行事件中，违反电站技术规范书（即准则 1）的事件数量最多，将近占了全年运行事件总数的一半。电站商运八年来违反准则 1 的事件占当年运行事件总数的比例变化曲线如图 2.2.1.1-1 所示。由曲线可见，近三年来违反准则 1 的事件比例又有上升势头。

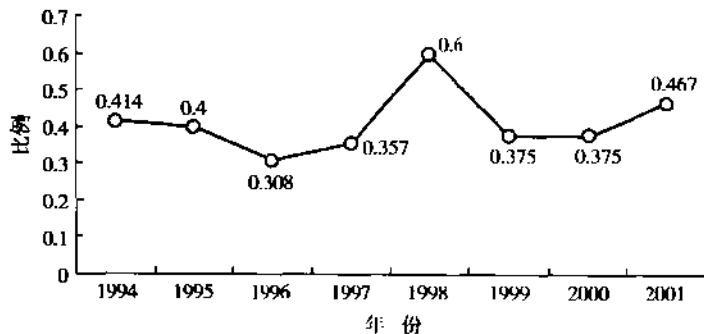


图 2.2.1.1-1 违反准则 1 的运行事件比例趋势

此外，违反准则 4，即导致反应堆保护系统和专设安全设施自动或手动触发的事件在

2001年发生了2起,2000年也曾有1起,但这类事件在1998年和1999年是没有发生的。因违反准则5即任何可能妨碍构筑物或系统实现准则中提到的四种安全功能而定的事件数量明显少于前两年,1998年有3个(占20%),1999年有6个(占37.5%),2000年有7个(43.8%),2001年只有3个(20%)。

4. 运行事件按事件性质分布

2001年大亚湾核电站发生的15起运行事件中,从事件的直接原因看人因事件有8起,设备故障事件有7起。表2.2.1.1-4将商业运行八年以来的运行事件按事件性质进行了分布。

表 2.2.1.1-4 运行事件按性质分布 起

事件性质	1994年		1995年		1996年		1997年		1998年		1999年		2000年		2001年		合计	
	人因	22	75.9%	19	54.3%	17	65.4%	11	78.6%	12	80%	7	43.8%	8	50%	8	53%	104
设备故障	7	24.1%	16	45.7%	9	34.6%	3	21.4%	3	20%	9	56.2%	8	50%	7	47%	62	37.3%
合计	29	100%	35	100%	26	100%	14	100%	15	100%	16	100%	16	100%	15	100%	166	100%

从上表中不难发现近三年来,运行事件中的人因比例基本维持在50%左右。

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,2001年所发生的15起运行事件按后果分布见表2.2.1.1-5。

表 2.2.1.1-5 2001年运行事件按后果分布 起

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	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)	4	3
4 核安全相关系统降级	2	2
5 核安全屏障降级	1	
6 设备损坏		
7 放射性失控排放		
8 人员意外受照射	1	
9 人员伤亡		

上表反映出:2001年人因和设备故障原因各引起了一起反应堆自动停堆事件。2001年的15个运行事件主要有3个后果:违反技术规范并导致电站运行条件下降的有7个(4个属人因,3个属设备故障原因),使核安全相关系统降级的事件有4起(人因、设备原因各2个),导致反应堆自动停堆的事件有2起(人因、设备原因各一)。

6. 事件的人因根本原因分析

根据事件分析报告,将2001年15起运行事件的人因根本原因因素统计并分类如表2.2.1.1-6所示。

表 2.2.1.1-6 事件人因因素分类

起

根本原因分类	涉及的事件数量
培训不足	6
书面交流(规程缺陷)不足	11
组织管理及管理方法不当	10
工作实践不足	4
口头交流不足	2
监督方法不当	1

从表中统计出来的结果可以看出,2001年15起运行事件涉及到的人因因素中书面交流(规程缺陷)不足的有11个,占总数的32.4%,居首位,2000年运行事件中这一因素也占首位,但比例明显高于2001年;其次是组织管理及管理方法不当这一人因因素,共有10个,占总数的29.4%;再其次是培训不足,共有6个,占17.6%;工作实践不足有4个,占11.8%;口头交流不足有2个;监督方法不当有1个。

将1999—2001年三年的运行事件人因因素作一比较,可以发现:三年来,书面交流(规程缺陷)不足这一人因因素始终占居首位,但2001年这一因素所占比例明显低于2000年;培训不足这一人因因素在2001年中绝对数量上已降至第三位,但其所占比例并没有下降;2001年运行事件中,组织管理及管理方法不当这一人因因素已升至第二位,所占比例已达29.4%,而这一因素在往年从来没有到达过第二位,反映出管理问题在电站运行中正显得日益突出。

2001年的15份运行事件报告主要反映了以下的人因失效:①规程不够完善,不够具体周密。电站商运八年来,绝大多数的人因事件都与规程不够完善有着一定联系,由于电站几乎所有的工作都有规程指导,规程数量庞大,因此完善全部规程是一项长期的工作,但有一点可以肯定,随着电站运行时间的积累,电站规程会越来越完善的。②管理方面的不足暴露得越来越多,如对于承包商的管理,由于管理不到位,导致发生承包商人员在工作中误放掉了1LHP的13块仪表中的隔离液,还有NCR方面的管理缺陷等。但只要认真对待已暴露出来的缺陷,将其逐一消除,则我们电站的管理水平就能更上一层楼。③培训不够,在2001年的运行事件中主要体现为执行人员没能很好地理解规程,对所工作的系统缺乏必要的认识,从而缺乏应有的风险意识。

电站2001年发生的15起运行事件中,仅两起1级事件,为电站商运以来最低,这两起事件分别是“工作人员受照剂量超过电站年剂量管理标准”和“GCT132VV因控制故障只能开启10%”。虽然1级运行事件数量少,但影响较大,尤其是前一起事件,是电站商运以来第一个超剂量照射事件,并且是由于人因因素引起,这对电站管理层和执行层都是一个深刻的教训。

尽管15个运行事件反映出了很多的问题,但仅凭15个事件还是无法全面地反映电站现存的所有人因失效模式。2001年电站除了界定了15个运行事件外,还有138个内部运行事件及由各部门填报的1289个24小时事件。综合这三个层次的所有事件,才能更加准确地找到电站在2001年的人因失效模式,通过制定并落实相应的纠正措施,一定能使电站的稳定运行水平进一步提高。

2.2.1.2 三道屏障完整性

2001年大亚湾核电站三道屏障完整性保持完好。以下是三道屏障在2001年度的监测情况。

1. 燃料元件包壳

为了保障第一道屏障的完整性，及时发现任何可能的燃料元件破损，减少工作人员在电站工作过程中所接受的剂量，电站按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。

图2.2.1.2-1和图2.2.1.2-2给出了1号机组第八循环一回路放射性指标气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱，从图中可以看到两指标在该循环内比较稳定。

图2.2.1.2-3和图2.2.1.2-4给出了2号机组第八循环一回路放射性指标气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱，从图中可以看到两指标在该循环内也比较稳定。

由此可以得出结论，2001年大亚湾核电站1、2号机组燃料元件包壳（第一道屏障）的完整性均满足技术规范的要求。

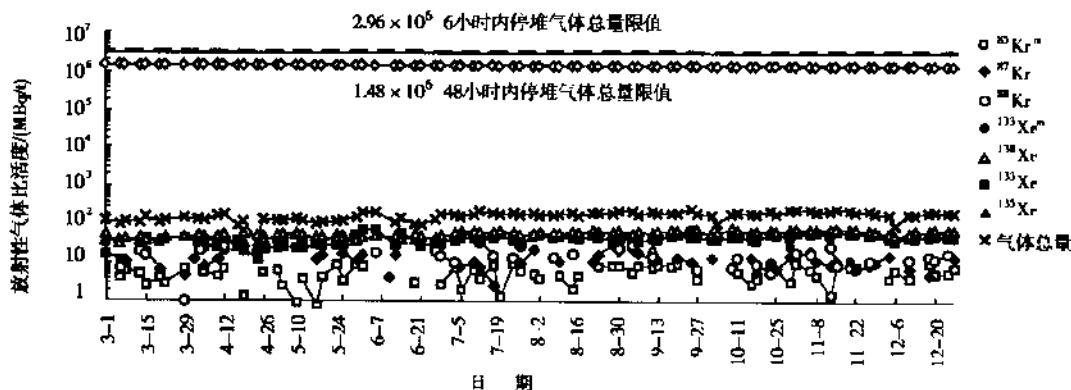


图 2.2.1.2-1 1号机组第八循环一回路放射性气体总量

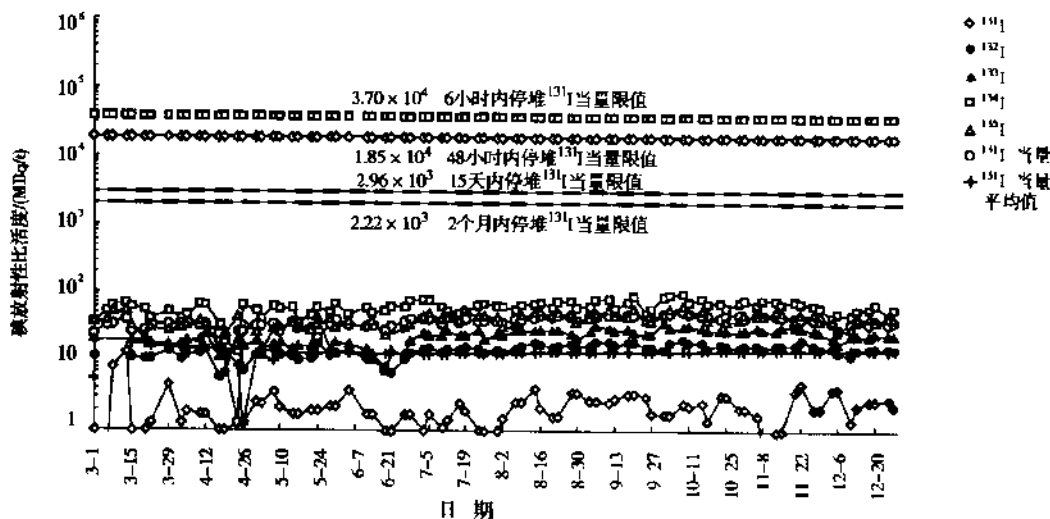


图 2.2.1.2-2 1号机组第八循环一回路放射性碘比活度

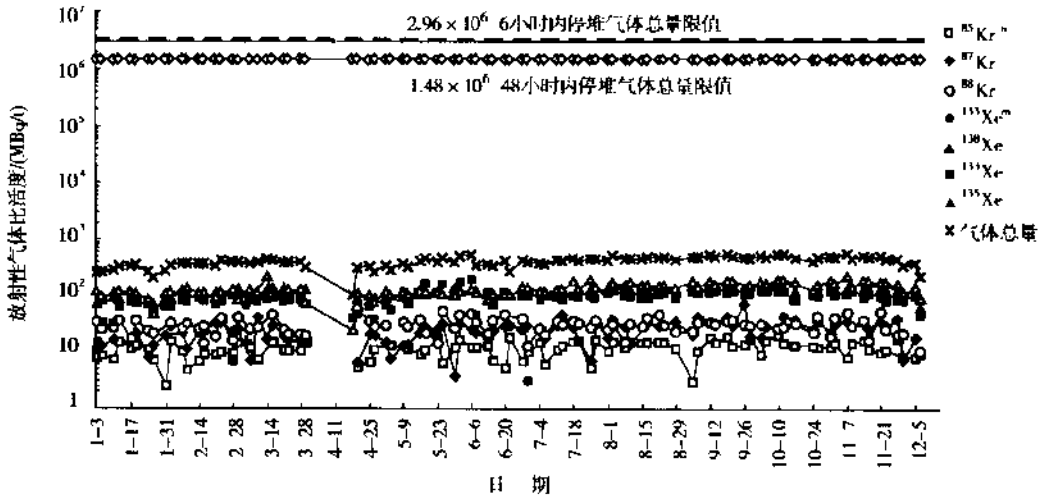


图 2.2.1.2-3 2号机组第八循环一回路放射性气体总量

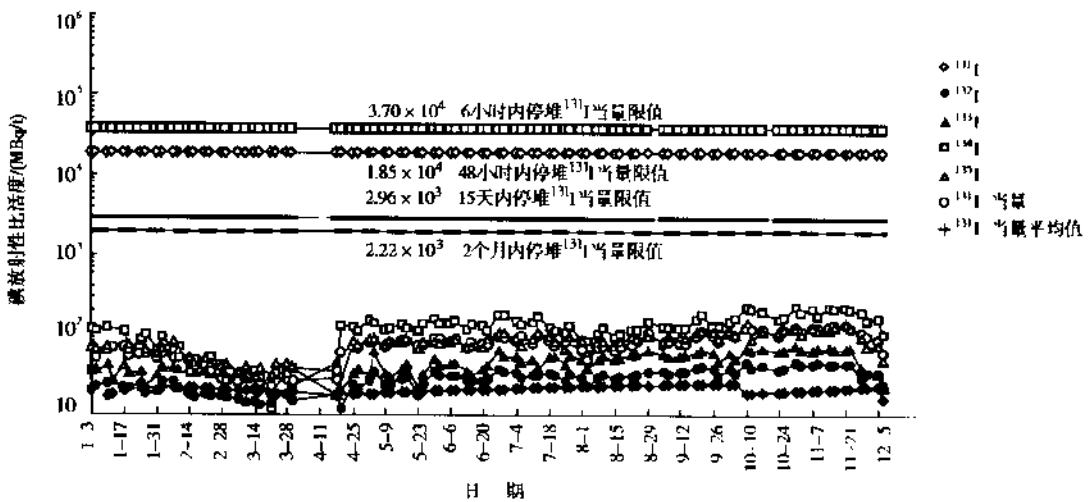


图 2.2.1.2-4 2号机组第八循环一回路放射性碘比活度

2. 一回路压力边界

2001年1、2号机组一回路压力边界的完整性监测情况见图2.2.2-5。从图中可以看出，两台机组一回路压力边界泄漏率在2001年全年基本处于低水平，远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）。第二道屏障完整性良好。

3. 安全壳

安全壳作为最后一道屏障，电站在2001年全年对两台机组安全壳完整性的监测情况如图2.2.1.2-6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1.00 m³/h，12个月监测结果介于0.283 m³/h到1.33 m³/h之间；

2号机组安全壳的平均泄漏率约为0.99 m³/h。12个月监测结果介于0.39 m³/h与

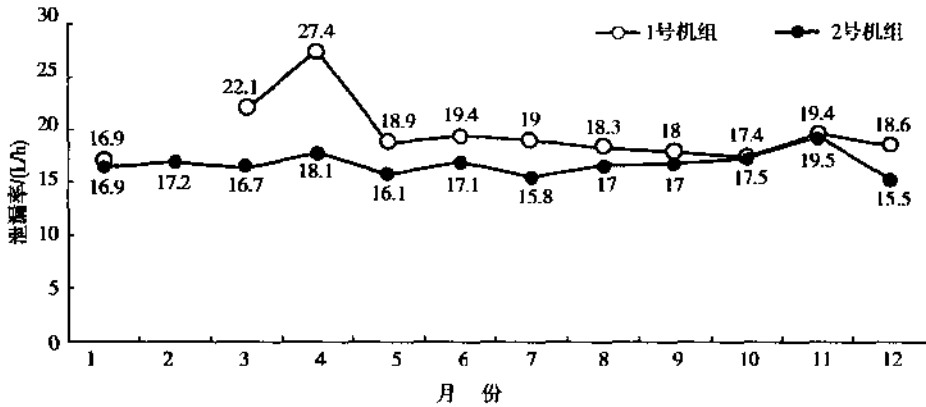


图 2.2.1.2-5 2001 年一回路月平均泄漏率

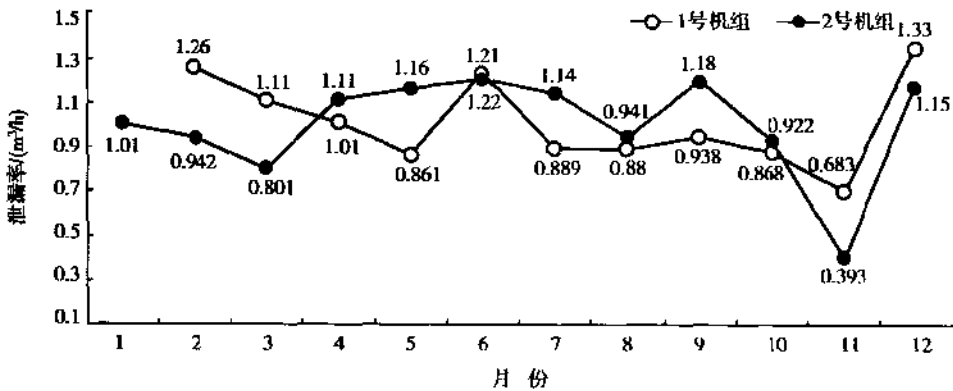


图 2.2.1.2-6 2001 年安全壳泄漏率

1.21 m³/h 之间。

由此可以得出结论，2001 年两台机组安全壳得泄漏率小于 5 m³/h 标准，满足运行技术规范的要求，其完整性保持良好。

2.2.1.3 安全相关设备不可用状态跟踪

2001 年大亚湾核电站，针对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和平均消耗比等指标进行了跟踪统计。

2001 年大亚湾核电站第一组安全相关设备不可用年累计消耗比的目标限值为每台机组 7。实际结果是两台机组的平均年累计值低于该限值。

1. 第一组安全相关设备不可用

第一组不可用状态、不可用累计消耗比及不可用平均消耗比按月分布情况如表 2.2.1.3-1 所示。

上述不可用次数不包括不可计算消耗比的 I₀。不可计算消耗比的 I₀ 一共有 106 次。其中 DVN 系统风机不可用共有 77 次，其他系统不可用有 29 次。

1, 2 号机组第一组不可用按月累计消耗比趋势按月分布及趋势见图 2.2.1.3-1。

表 2.2.1.3-1 第一组不可用次数及消耗比按月分布

月 份		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
全 厂	累计次数	24	64	87	126	155	178	211	226	253	273	301	319
	累计消耗比	1.55	2.67	3.28	4.47	5.12	5.40	6.12	6.31	6.72	7.42	7.93	10.59
	平均消耗比	0.06	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
1 号机组	累计次数	7	28	39	59	71	81	96	104	118	127	136	138
	累计消耗比	0.60	1.14	1.33	1.90	2.14	2.27	2.73	2.85	3.10	3.65	3.82	3.85
	平均消耗比	0.09	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
2 号机组	累计次数	17	36	48	67	84	97	115	122	135	146	165	181
	累计消耗比	0.95	1.54	1.96	2.57	2.98	3.13	3.40	3.46	3.62	3.77	4.11	6.74
	平均消耗比	0.09	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

由图 2.2.1.3-1 及表 2.2.1.3-1 可以看到：2001 年 1、2 号机组安全相关设备不可用累计消耗比均小于 7 的年目标限值。全厂累计消耗比与去年相比有明显的下降。两机组的平均消耗比也由去年的 0.04，下降为今年的 0.03。

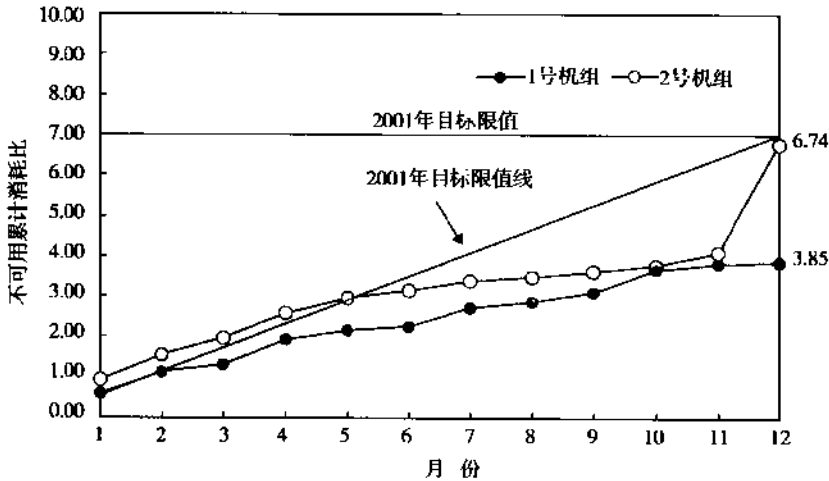


图 2.2.1.3-1 2001 年全厂不可用消耗比

在两机组全年发生的共 319 次第一组不可用中，计划不可用有 240 次，占总数的 75.2%；计划不可用的消耗比累计为 5.63，占总数的累计消耗比的 53.2%。而随机不可用虽然次数只有 79 次，只占总数的 24.8%，但其产生的消耗比为 4.95，占总累计消耗比的 46.8%。可见在 2001 年安全相关系统不可用中随机不可用产生的消耗比仍占相当的比例，且随机不可用的平均消耗比明显大于计划不可用的平均消耗比。

图 2.2.1.3-2 及图 2.2.1.3-3 分别给出了 1996 年以来全厂随机及计划消耗比的趋势图。从图上我们可以看到 2001 年全厂第一组随机不可用消耗比是近几年来最低的一年，计划不可用消耗比控制良好。

在 2001 年所有第一组不可用中，与去年不同，消耗比产生最多的不是 LGR 系统的不可用，而是 RPN 系统的不可用，其消耗比为 2.14。其次为 DVC 与 RIS 系统。G.K. 参数（功率

量程通道增益参数)调整及 RPN 系统的定期试验是导致的 RPN 系统不可用较多的主要原因。

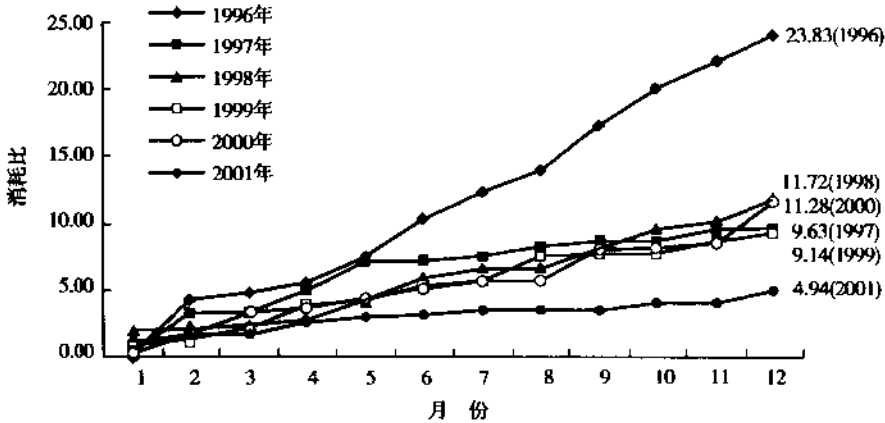


图 2.2.1.3-2 1996—2001 年全厂随机不可用消耗比

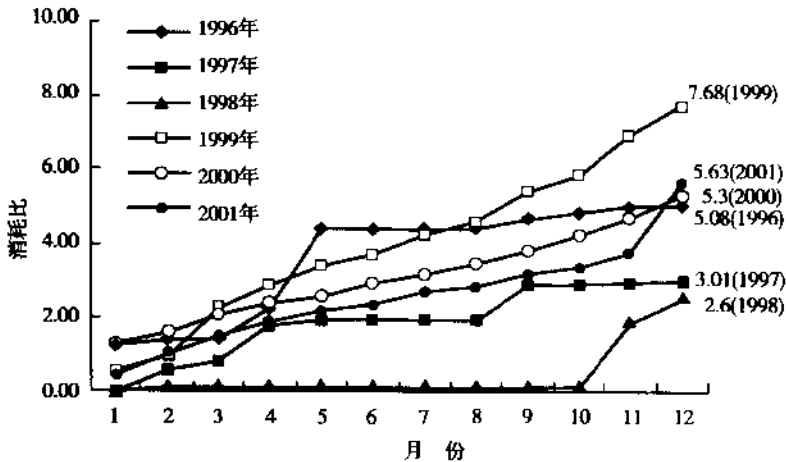


图 2.2.1.3-3 1996—2001 年全厂计划不可用消耗比

2. 第二组不可用

从表中可以看到, 1, 2号机组第二组不可用总次数分别为 814 和 875 次, 两机组第二组总不可用次数达 1 689 次, 较去年增加了 45.6%。两机组的计划与随机第二组不可用的次数以及总不可用时间均是近年来最多的。图 2.2.1.3-4 给出了近几年第二组不可用次数趋势图。图中可以看到, 从 1998 年以来, 第二组不可用逐年增加的趋势。

2001 年各系统的第二组不可用按不可用次数多少排序统计结果示于表 2.2.1.3-2 (表中只列出两机组不可用次数较多的 20 个系统)。从表中的统计结果来看, 出现不可用次数较多的系统主要是 KRT, RPN, DVN, SEC, DVE, SIP, RPR 和 REN 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。在不可用持续时间方面, 由于 1JDT194 区探头频繁误报而失去其功能导致的不可用, 其持续时间长达近 2 000 小时, 这也是 1 号机组第二组不可用总持续时间明显多于 2 号机组的主要原因。

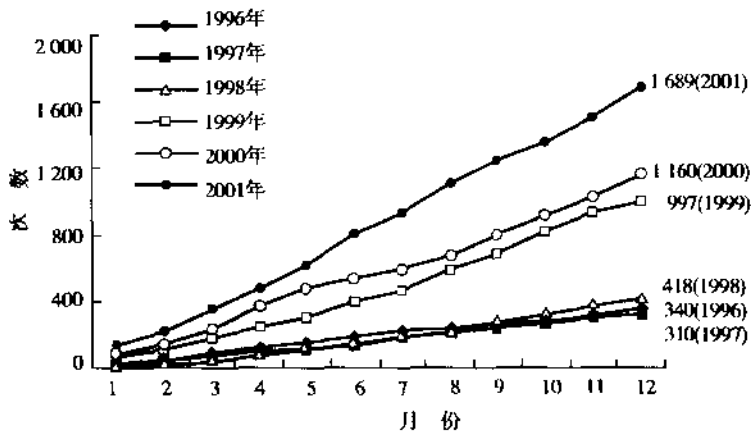


图 2.2.1.3-4 1996—2001 年全厂第二组不可用次数

表 2.2.1.3-2 第二组不可用按系统分类统计

系 统	1号机组					2号机组					
	总次 数	计划 次数	计划持 续时间/h	随机 次数	随机持 续时间/h	系 统	总次 数	计划 次数	计划持 续时间/h	随机 次数	随机持 续时间/h
KRT	426	319	178.19	107	547.52	KRT	457	292	184.82	165	952.85
RPN	38	37	5.92	1	0.32	DVN	35	25	205.40	10	31.92
DVN	30	23	185.43	7	33.17	DVE	32	13	94.57	19	66.78
SEC	29	26	51.52	3	18.60	RPN	32	31	6.03	1	0.87
SIP	27	27	39.12	0	0.00	SEC	28	25	44.88	3	26.73
DVE	26	15	201.32	11	83.40	SIP	27	26	45.22	1	3.28
RPR	24	20	30.33	4	4.25	REN	21	15	4.27	6	20.93
REN	21	16	5.03	5	12.97	RPR	19	15	18.15	4	9.08
RRI	18	14	207.23	4	130.10	APG	17	2	1.10	15	24.48
APG	13	4	4.22	9	15.50	RCP	17	4	3.10	13	31.28
LBB	13	7	5.65	6	3.73	DVI	16	4	29.83	12	70.05
RIS	13	9	73.15	4	123.88	DVK	16	7	48.05	9	81.52
EAS	12	12	19.83	0	0.00	EAS	15	13	18.10	2	3.37
ETY	12	11	77.55	1	17.15	RIS	14	10	83.23	4	60.22
DVL	10	6	81.62	4	29.63	ETY	13	11	77.55	2	0.92
TEG	9	6	254.88	3	140.30	RRI	12	8	129.07	4	130.73
DVI	8	4	87.43	4	9.83	DVG	11	9	70.78	2	1.13
DVG	7	6	112.07	1	0.63	LCA	10	4	2.13	6	2.00
DVK	7	4	30.65	3	15.42	YEG	9	6	237.60	3	140.30
DWS	7	4	39.58	3	15.18	DVL	8	4	70.27	4	29.68

2.2.1.4 定期试验

在2000年的基础上,定期试验继续沿用统一管理的方式管理所有的定期试验项目。按照定期试验监督大纲(IP/TST/O11)的要求,MAP编制了合理的年度计划,采取了有效的跟踪方式,各单位按要求完成了2001年安排的全部定期试验项目。根据2001年定期试验的执行情况,MAP对定期试验结果进行了统计分析,统计结果和统计分析的情况如下:

1. 统计结果

2001年GOR定期试验统计结果见表2.2.1.4-1。

表 2.2.1.4-1 2001年GOR定期试验年度统计

专业	计划		执行		合格		有异常		超期		一次不成功		利用裕度项数		裕度平均利用率		
	1,0,9	2	1,0,9	2	1,0,9	2	1,0,9	2	1,0,9	2	1,0,9	2	1,0,9	2	1,0,9	2	
	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	
MIC	大	(67)	(52)	(67)	(52)	(67)	(52)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	小	463	370	463	370	463	370	3	7	0	0	0	0	33	0	6.9%	
MEE	53	54	53	54	53	54	0	1	0	0	0	0	2	1	7.6%	10.9%	
TTS/IP	246	280	246	280	246	280	0	0	0	0	0	0	1	3	7.6%	2.2%	
TTS/TF	30	29	30	29	30	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%	
OPH/HR	594	445	594	445	594	445	0	0	0	0	0	0	1	0	1.9%	0.0%	
OPO	≥1月	835	683	835	683	835	683	15	17	0	0	26	13	10	21	6.1%	7.0%
	=1周	248	166	248	166	248	166	6	1	0	0	1	1	0	0	0.0%	0.0%
年度合计	2469	2027	2469	2027	2469	2027	24	26	0	0	27	14	47	25	—	—	
年度比例	—		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.0%	98.7%	0.0%	0.0%	98.9%	99.3%	1.9%	1.2%	6.7%	6.6%	
	—		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		裕度平均利用率		

注:化学监督未统计在表格内;2001年一次成功率目标值≥99%,无异常率目标值≥96%

2. 统计分析

(1) 定期试验一次成功率分析

2001年一次不成功的情况良好,从一次不成功项数的角度来分析,1,0,9号机组有27项,2号机组有14项,与去年相比,基本没有多少变化,属正常;从一次成功率的角度来分析,1,0,9号机组除1月和6月因通风系统的定期试验普遍出现一次不成功而导致一次成功率没有达到目标值外,其他月份情况良好,整体上来讲,属正常情况;2号机组每月基本能达到一次成功率的目标值,趋势情况良好。针对1,0,9号机组1月和6月通风系统普遍出现的一次不成功的情况,各相关单位立即采取了一些措施,使得以后的几次执行结果有所改善。缺陷响应速度及处理工期满意,全部故障处理完毕

1,0,9号机组一次成功率趋势情况和2号机组一次成功率趋势情况见图2.2.1.4-1和图2.2.1.4-2。

由图2.2.1.4-1可知,1,0,9号机组1,2,6月因通风系统故障较多和1号机组第七次大修的影响导致一次成功率没有达到99%的目标值,其他月份均达到目标值,属正常情况。

2号机组一次成功率趋势比较稳定并且基本都能达到目标值,情况良好。

2001年每次执行PTIDVC试验时都出现了一次不成功,故障为风门不能按要求动作,操

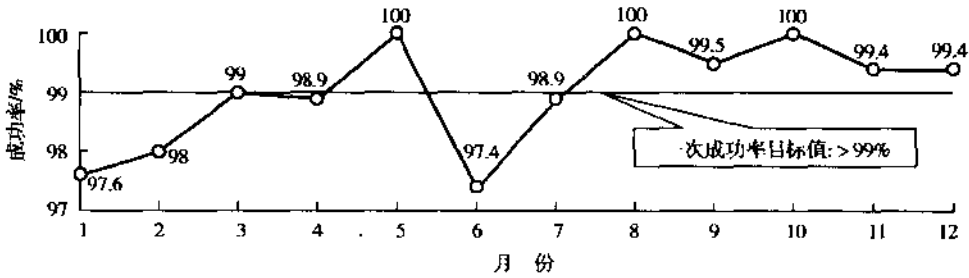


图 2.2.1.4-1 1, 0, 9号机组定期试验一次成功率趋势情况

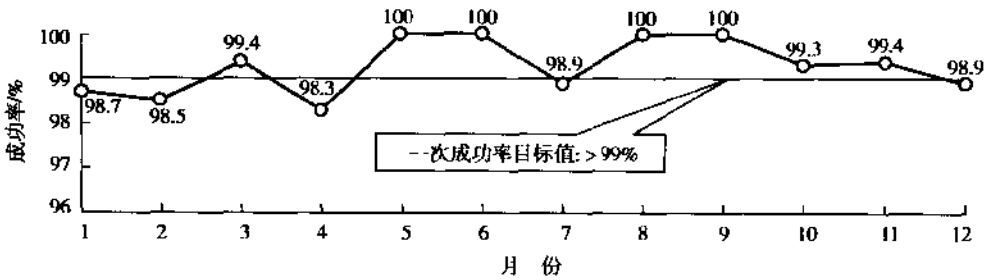


图 2.2.1.4-2 2号机组定期试验一次成功率趋势情况

作机构存在故障；电磁阀老化导致弹簧力矩不足。目前，已恢复风门的预防性维修。对于 PT1DVC003 试验存在问题，TEM 召集相关专业做进一步的分析。

(2) 异常情况分析

2001 年定期试验执行的异常情况良好，从出现异常项目的角度来分析，1, 0, 9 号机组有 24 项，2 号机组 26 项，与去年比较，项目减少比较明显，情况良好；从无异常率的角度来分析，每月都达到 96% 的目标值，情况良好；PT 缺陷响应速度及处理工期基本满意，仅有 3 项缺陷等状态。

1, 0, 9 号机组无异常率趋势情况和 2 号机组无异常率趋势情况见图 2.2.1.4-3 和图 2.2.1.4-4。

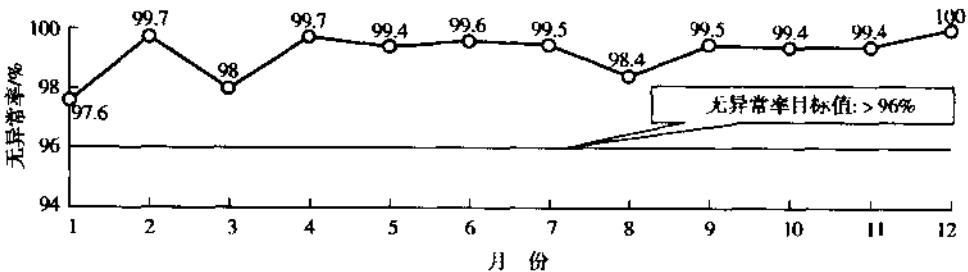


图 2.2.1.4-3 1, 0, 9号机组定期试验无异常率趋势情况

重复异常项目原因简介：

PT1LHP001 试验在 2001 年共出现了 7 次异常，每次出现异常的情况基本不一致，其中 5

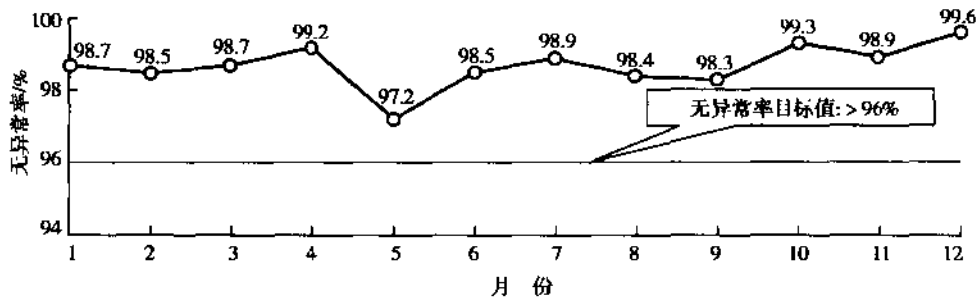


图 2.2.1.4-4 2号机组定期试验无异常率趋势情况

次属仪控故障, 2次属机械故障。

PT1LHQ001 试验中发现发动机冷却剂入口压力高于要求值, 怀疑 1LHQ801FI 堵塞, 准备在第八次大修时处理。

1SIP013XX 中 ARE425CC/VVP438CC 自检超差, 原因为 RS 电阻大于 250 Ω , 准备在第八次大修时处理。

(3) 利用裕度及利用率情况

从利用裕度项目的角度来分析, 1, 0, 9号机组利用裕度 47 项, 2号机组 25 项。与去年相比, 1, 0, 9号机组数量明显增加, 2号机组基本维持不变, 说明计划与执行控制一般, 但 2001 年没有出现人为失误而利用裕度。从裕度利用率的角度来分析, 1, 0, 9 机组平均裕度利用率为 6.7%, 2号机组为 6.6%, 裕度利用率比较低, 情况良好。利用裕度项数趋势情况见图 2.2.1.4-5。

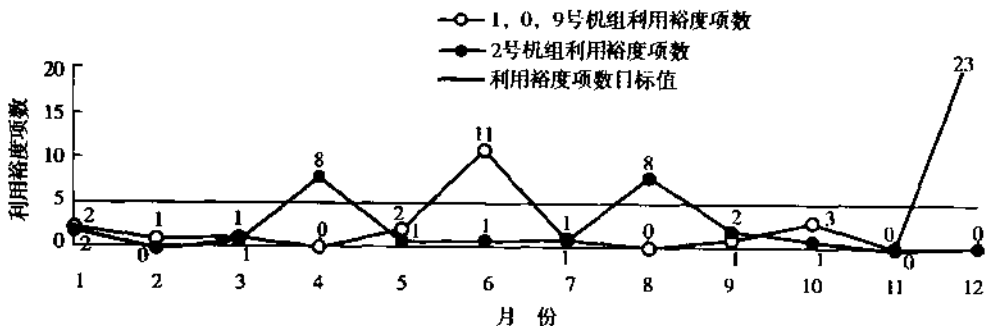


图 2.2.1.4-5 利用裕度项数趋势

1 月份因大修调整 3 项, 因保电调整 1 项; 3 月份因等 OTER001BA 排放及 2RCV002PO 投运调整 2 项; 4 月份因 2 号机停机检修调整 8 项; 5 月份因保电调整 4 项; 6 月份因 1 号机组停机检修调整 12 项; 8, 9 月份因 2RCV424AA 闪发调整 10 项; 12 月份因元旦保电调整 23 项。

裕度平均利用率趋势情况见图 2.2.1.4-6。

3. 2001 年定期试验总体评价

2001 年总体情况良好, 一次成功率、无异常率、裕度利用项数、裕度利用率等指标情况良好, 缺陷处理工期比较短并且遗留项少。

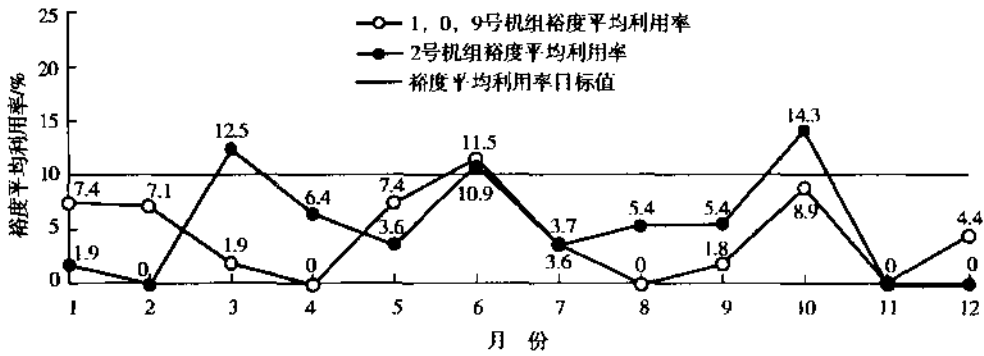


图 2.2.1.4-6 裕度平均利用率趋势

2.2.1.5 瞬变统计

瞬变统计是核电站反应堆寿期控制的一项重要内容。延长反应堆寿命，无论从经济利益还是从社会效益上都具有重大意义。根据公司发展规划，大亚湾核电站从 2002 年开始实施 18 个月换料，反应堆的寿期也相应延长到 60 年，因此 2001 年瞬变统计的工作重点有三方面：一是对过去 8 个 12 个月换料循环瞬变消耗的总结，二是对即将实施的 18 个月换料提出与瞬变统计相关的新要求，三是考虑借鉴美国核电站寿期控制的一些思路。

大亚湾核电站自商运以来已经过了 8 个年头，根据历史的瞬变消耗情况，总的来看比较理想。除去在商运前调试期间消耗的瞬变以外，将历史数据按年度平均及 12 个月换料标准计算可推测出两台机组相应的剩余寿期，即未来如果每种瞬变每年都按照过去 8 年平均发生的次数消耗的话，目前剩余的瞬变次数还能消耗的年数。其中瞬变消耗较大的有 1 号机组的几个瞬变，如表 2.2.1.5-1 所示。

表 2.2.1.5-1 瞬变消耗剩余预测

代 码	描 述	预测剩余年限
1.1	反应堆开盖后的升温	50 年
2	反应堆降温	56 年
32.2	上充流量最大程度增加	42 年
42	RRA 系统启动	59 年

一般来讲，由于即将实施的 18 个月换料较日前的 12 个月换料延长了反应堆的换料周期，因此对瞬变预测可消耗年限有一定的延长。如反应堆的升温降温、RRA 的启动等与换料周期密切相关的瞬变消耗，其预测的剩余年限将有所延长。但对日常运行相关的瞬变影响不大。不过 32.2 的消耗仍然较紧张，需要引起注意。

商运前的瞬变消耗普遍较大，大部分瞬变在商运前的消耗占总消耗的三分之一，部分瞬变消耗达 70%~80%，有的瞬变在正常运行时没有消耗，全部是在调试期间发生的，说明正常运行时瞬变消耗情况良好。

1. 2001 年主要瞬变消耗

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（如升降负荷）；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、升降负荷、速降负荷、停堆、化学和容积控制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。2001 年主要瞬变消耗见表 2.2.1.5-2。

表 2.2.1.5-2 2001 年主要瞬变消耗

瞬变代码	简要描述	1997 年		1998 年		1999 年		2000 年		2001 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	1	2	1	1	1	1	2	1	1	0	13	9	80
1.2	开盖前的升温	0	2	1	1	2	0	1	2	1	1	18	13	120
2	反应堆降温	1	3	2	2	3	1	3	3	2	2	31	22	200
3.1	升功率	6	5	5	2	1	3	4	2	5	6	121	105	9 800
4.1	降功率	6	6	4	2	3	7	5	3	7	6	86	92	9 920
21.1	紧急停堆, 有正常导热条件	0	2	0	0	0	0	1	0	1	1	31	17	230
32.1	上充增加 50%	12	22	20	16	21	14	19	13	8	11	335	265	12 000
32.2	上充最大增加	1	5	2	1	2	2	7	2	1	0	85	79	300
33	上充减少 50%	31	47	31	32	34	36	17	29	19	5	481	441	12 000
35	关闭第二个孔板, 流量中等幅度减少 100%	3	7	5	8	5	7	3	6	1	3	77	55	11 200
36	关闭第二个孔板, 流量大幅度减少 100%	7	5	7	8	3	5	2	11	4	5	53	57	800
37	下泄关闭后打开, 上充不变	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	31	26	220
38	上充、下泄同时关闭后, 同时打开	1	1	0	0	0	2	0	0	0	0	7	9	200

2001 年瞬变消耗情况与 2000 年相比, 变化不大。瞬变消耗在正常范围内, 但两台机组都发生过一次自动停堆, 1 号机组发生在 2001 年 6 月 16 日, 2 号机组发生在 2001 年 3 月 22 日, 均对反应堆瞬变消耗造成较大影响。

2. 趋势预测及改进建议

近几年瞬变消耗总的趋势在减少, 如果机组不发生大的故障, 瞬变消耗情况将保持良好状态。根据经验在实际操作中, 如果注意以下几点, 可减少瞬变发生:

- 1) 避免在升温或降温过程中进行主回路温度波动较大的操作;
- 2) 降温时, 在热停堆状态至少停留 3 h 以上;
- 3) 降温时, RCV 打开 2 个下泄孔板增大下泄流量可减少 RCV 相关瞬变发生;
- 4) 避免关闭 RCV 下泄回路及上充、下泄同时关闭;
- 5) 换料期间减少对 RIS12/13VP 的操作次数;
- 6) 对主回路温度测量旁路的维修, 避免阀门关闭超过 1 小时;
- 7) 限制过剩下泄的操作, 保护 RCV250VP 阀门;
- 8) 限制辅助喷淋的操作。

3. 良好实践和经验反馈

由于大亚湾核电站瞬变统计是根据法国十年前的方法进行的，在实施过程中存在着不少缺陷。首先统计的内容不够精确，无法对同一类瞬变的不同变化进行定量处理；其次，在统计过程中不同人员对统计结果存在一些影响。因此有必要对瞬变统计工作进一步改进。2001年，重点考察了美国在核电站寿期控制方面所进行的工作，下面简单介绍一下：

在美国核电站普遍使用的瞬变监测系统是由美国 SI 公司 1986 年开发研制 FatiguePro。该系统能够完成瞬变的自动统计、核电站关键部件的疲劳监测和由于疲劳引起的裂纹监测，已得到 EPRI (the Electric Power Research Institute) 认可。这套系统是目前全球核电站使用最广的工业用疲劳自动监测系统。

该系统运行于 Windows 平台，用于根据电站技术规范的要求自动跟踪疲劳消耗状态，并对所有电站实际运行事件做出快速的精确分析，不必借助传统的设计瞬变分析方法，就能提供逼真的瞬变消耗评估。如果发生某类事件时通过离线方式进行的假想瞬变模拟可以仿真瞬变的实际发生状况。并根据疲劳损伤结果以及疲劳裂纹生成模型判断是否需要运行监视或在役检查。因此该系统能快速、及时、连续的对电站关键部件的疲劳消耗评价，有助于提供反应堆寿期延长的依据。

该系统使用现有电站的仪表系统实现压力、温度、流量等运行参数的测量，不仅在技术上提供了核电站关于寿期控制的决策支持，同时也在经济方面节省了开支，值得借鉴。

FatiguePro 是根据压水堆的结构进行设计的，因此对于大亚湾核电站，不需要重新安装传感器系统。可以利用现有的数据采集系统，通过一定的信号转换，并根据具体电站的情况，对部分参数做些修改就可直接使用。系统安装示意图见图 2.2.1.5-1。

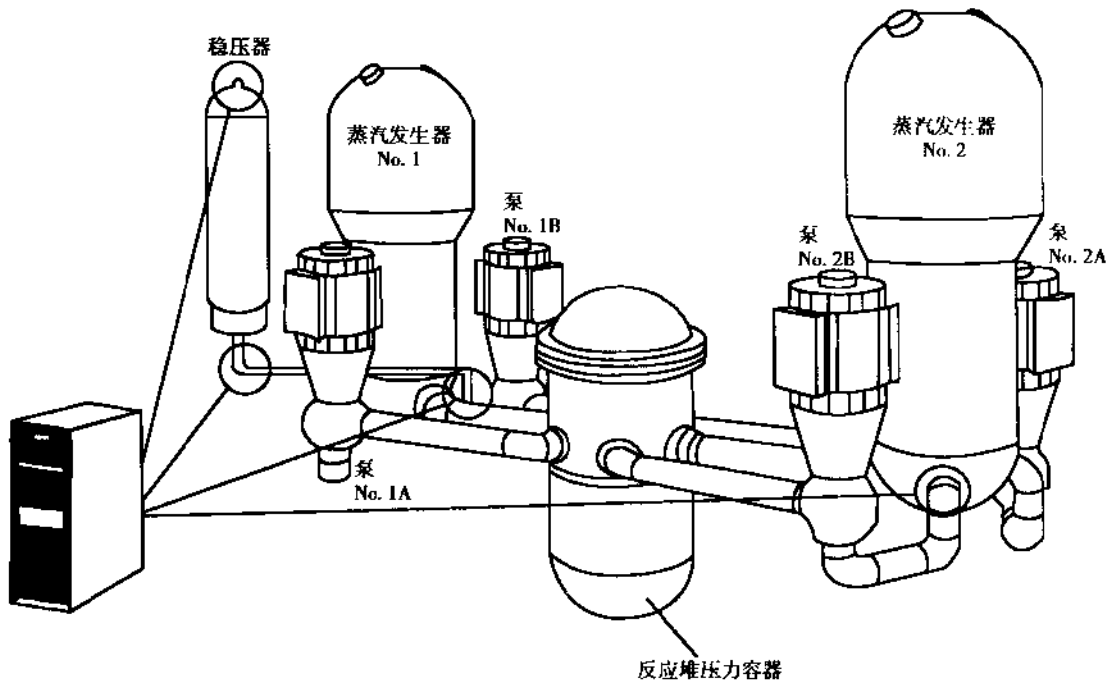


图 2.2.1.5-1 FatiguePro 应用的关键点

2.2.1.6 安全文化

2001年电站安全文化建设在前一年的基础上制定新的年度目标、工作计划和安全文化建设大纲，在组织管理和宣传教育方面采取了新的措施，成立专门的安全文化推进的工作小组，形成了更加有效的安全文化推进组织体系，有力保证了安全文化建设的持续推进。综观一年来的工作，2001年电站的安全文化建设按照工作计划完成了年度目标，取得了丰硕成果。其中重要的里程碑有：

1) 6月份生产五部与IAEA在大亚湾核电站共同举办“安全文化研讨会”。参与会议的代表和成员都积极参与讨论并各述己见，体现了安全文化的精神。这次研讨会，重温了安全文化的一些基本概念，增加了一些新的安全文化理念和进一步探讨安全文化，提出一个企业的文化是一个领导者所创建和发展的文化。研讨会对电站各级领导管理层在安全文化的推动和贯彻方面有启发性的指导意义。

2) 继续不遗余力地以各种形式、方法和手段加强全员安全文化宣教工作。安全文化推进工作小组编写并分发了《第七次大修安全文化良好实践》、安全文化宣传小册子，修改与正式出版了《安全文化》培训教案，进行电站全员培训，并且在《核能人》杂志出版安全文化专辑，增加和完善建立在公司的信息管理系统网页上的安全文化内容。

3) 编写《安全文化评估导则》和实施安全文化评估。2001年安全文化推进工作小组通过充分的讨论、修改和完善，顺利完成了《安全文化评估导则》的编写，并根据这一评估导则，安全文化工作小组组织对MIC处进行了安全文化的评估，在PNSC会议上作了评估结果报告，提出了改进行动建议。安全文化评估得到PNSC的充分肯定，今后的安全文化年度评估将扩大范围和增加次数，进行更加准确和有效的评估，以进一步促进电站的安全文化水平提高，完善电站的管理。

2.2.1.7 执照申请

1. 核安全监管与交流互动

(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，国家核安全局(NNSA)还对大亚湾核电站实施了5项专题和例行检查，检查结果见表2.2.1.7-1。从检查结果来看，NNSA及广东监督站(GRO)提出的纠正行动要求、改进措施和要求的数量与2000年相当，与1999年相比有所降低，详见表2.2.1.7-2。

表 2.2.1.7-1 2001年专题和例行检查

序号	检查内容	时间	发起单位	检查结果及发现的问题
1	1号机组第七次大修临界前核安全检查	2月	NNSA	满意，提出5项要求
2	防火核安全专项检查	4月	GRO	满意，提出5项要求
3	ASG系统例行检查	5月	GRO	满意，提出4项要求
4	MIC专项检查	8月	GRO	满意，提出5项要求
5	RIS系统例行检查	10月	GRO	基本满意，提出2项纠正措施，1项改进行动

表 2.2.1.7-2 年度检查数据比较

年 份	检查次数	纠正行动要求 (项)	改进措施 (项)	建议 (项)
1999 年	6	7	11	13
2000 年	6	2	11	2
2001 年	5	2	6	13

另外, 8月31日国防科工委核材料管制办公室对电站进行了核材料许可证换证检查, 内容包括核材料管制工作及核材料的衡算、贮存、实物盘存及实物保护, 检查结果满意, 无任何纠正措施要求。

(2) 专题会议

1) 关于北龙处置场问题沟通会。电站分别与 NNSA 和国防科工委召开了沟通会, 就北龙处置场问题进行沟通。

2) 与 NNSA 的交流报告会。议题主要内容包括国家核安全局通报 FC 公式审评结论、18 个月换料项目进展状况及下阶段工作重点、18 个月换料下阶段执照申请计划、北龙处置场试运行情况、EDF CATTENOM 电厂燃料泄漏事件、YFP 的 AFA-3G 组件制造状况通报和电站十年安全评审的工作进展状况及相关专题审评情况。

2. 18 个月换料项目执照申请

1) 18 个月换料 FC 公式交流会 (3 月 7 日), 与 NNSA 交流 FC 公式审评问题;

2) 18 个月换料第五次执照申请会 (3 月 19—20 日), 进行 AFA-3G 燃料分析及过渡堆芯分析;

3) 18 个月换料执照申请审评对话会 (9 月 14 日), 就审评中的遗留的最终安全分析报告、定期试验、在役检查、放射性后果评价等问题进行对话, 最终安全分析报告和放射性后果评价审评问题已基本解决, 定期试验和在役检查问题仍有遗留项;

4) 18 个月换料许可证颁发会议 (12 月 8 日), NNSA 给 GNPS 颁发了 18 个月换料许可证。

执照申请文件提交过程如下:

5 月 18 日, NNSA 批准 FC-2000 关系式; 6 月 4 日提交运行总则第三章 (GOR III) 运行技术规范; 最终安全分析报告 (FSAR) 6 月底提交完毕; 5 月 16 日提交定期试验大纲 (PT); 6 月 1 日提交在役检查大纲 (ISI); 10 月 10 日, 公司拟文 (粤核 [2001] 58 号) 向 NNSA 提出第九循环开始实施 18 个月换料项目的申请, 12 月 3 日国家核安全局批准大亚湾核电站第九循环开始实施 18 个月换料项目。

3. 安全重要修改及评审

2001 年大亚湾核电站送交国家核安全局并经国家核安全局审批的安全重要修改及评审项目见表 2.2.1.7-3。

表 2.2.1.7-3 2001 年安全重要修改和评审项目

1	18 个月换料在役检查大纲修改审评
2	水核线改接入坪山站的修改通告
3	18 个月换料物理启动试验大纲通告
4	2 号机组第八次大修换料计划及换料安全评价报告

续表

5	1LHQ 柴油发电机 1 号机组第八次大修内容调整通告
6	LN [*] (A, B, C, D) 静态开关换型改造通告
7	延长辅助油泵 RCV004 /005/006PO 自启动时间的改造通告
8	KRG 机柜内 RCP 温度信号端子改型通告
9	RRE219/220/221VN 逆止阀换型通告
10	GCT 阀门空气过滤器的更换改进通告
11	2 号机组第八次大修初始报告
12	HD 导向筒暂存北龙中低放处置场的申请
13	第五台柴油发电机项目接口改造部分
14	6.6 kV 开关盘上增加一个报警屏蔽连片
15	“蒸汽流量高”信号参考值切换条件的修改
16	RRA 热交换器下游混流三通及弯头更换
17	PTR 乏燃料水池加装垫板改造申请
18	关于 GNPS 和 LNPS 统一 RO/SRO 执照的申请
19	技术规范 GOR III 第三版修改申请
20	2 号机组第八次大修不进行压力容器顶盖视频检查通告
21	电厂保卫系统改造申请
22	ASG 泵振动标准修改申请
23	2RCP893VP 临近弯头的管段变形评价
24	1 号机组第七次大修换料计划及安全评价报告
25	1 号机组第七次大修初始报告
26	质保大纲 Rev.e 审查

4. 特许申请

2001 年大亚湾核电站共向 NNSA 提交了 5 份特许申请, 其中通用特许申请 2 项。国家核安全局审评后批准了这些特许申请, 详细情况请见第 4.16 节特许申请汇总。

5. 承诺报告及来往信函

按照核安全法规和环保法规的要求以及电站生产运行的实际需要, 大亚湾核电站除了每天向国家核安全局提交运行日报外, 还向国家核安全局和国家环保总局上报各类承诺报告和申请文件共 173 份, 包括: 运行月(年)报、安全分析季(年)报、应急年报、重要活动通告、运行事件通告及运行事件报告、各类专题报告、安全重要修改申请、三废和环境监测月(年)报、工业废水和生活废水月(年)报。其中按时提交 162 份, 按时提交率为 94%, 2000 年按时提交率为 90%。

2001 年大亚湾核电站共收到安全监管部门(有信函渠道号)来函共 61 份, 其中国家核安全局 50 份, 国家核安全局广东监督站 11 份。

6. 操纵员执照申请

(1) 操纵员和高级操纵员考试

在 4 月份的操纵员考试中, 共 32 人参加考试, 23 位达到合格标准, 经考评委评议合格

后申请 RO 执照。

在 10 月份举行的高级操纵员考试中, 共 30 人参加考试, 18 人达到合格标准, 经考评委员会评议合格后申请 SRO 执照。

7 月份举行岭澳核电站首批操纵人员考试, 岭澳核电站首批操纵人员 (其中 RO 36 人, SRO 26 人, 全部为曾经在大亚湾核电站取得同类执照的人员) 取照考试在大亚湾核电站培训中心进行。执照申请者考试成绩全部达到合格标准。

(2) 操纵人员换照考试

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口试且成绩合格。2001 年 8 月和 12 月, 广东大亚湾核电站持照人员中有 28 个 SRO 和 20 个 RO 执照到期。按照新考核标准, 于 2001 年 7 月 12—13 日在大亚湾核电站培训中心进行了换照口试, 并申请换照。

截至 2001 年 12 月 31 日, 两电站操纵人员执照状况如表 2.2.1.7-4 所示:

表 2.2.1.7-4 操纵人员执照情况

种 类		RO	SRO
持照人员	正常持照	44/53	20/26
	正在换照	2/0	24/0
正在申请执照人员		0/0	11/7

(3) 广东核电核电厂操纵人员考评委员会成员调整

由于部分考委委员工作岗位变动或退休, 不能继续担任考委委员, 广东核电合营有限公司向国防科工委暨核电厂操纵人员资审委提交了《关于“广东核电核电厂操纵人员考评委员会”成员调整请示报告》对广东核电操纵人员考评委员会的人员组成也作了变动

7. 环境监督

7 月 4 日, 广东核电合营有限公司与广东省环保局召开了年度协调会, 就环境监督、核电环境保护和三废排放管理以及核电厂应急等问题进行了讨论

2.2.1.8 国际原子能机构活动

2001 年大亚湾核电站参加 IAEA 的亚洲地区合作项目 RAS/4/021 “Management of changes for competitive nuclear power programme” 和 RAS/9/025 “Supporting and strengthening of operational safety at NPPs and utility organizations” 及其他项目的活动 活动内容分为两类: 研讨班和培训班。活动方式: 大亚湾核电站举办或派员参加国内外单位举办的活动。

1. 大亚湾核电站举办的活动——安全文化研讨班

大亚湾核电站为进一步推进安全文化教育和全面提高安全文化水平, 继 2000 年举办同类型研讨班的基础上, 于 2001 年 6 月 11 日至 15 日在大亚湾核电站现场再次举办了安全文化研讨班。IAEA 安全文化专家 Dahlgren 女士再次前来组织研讨班和授课, 并邀请德国专家 Igantov 先生和加拿大专家 Packer 先生出席授课。韩国、巴基斯坦、印度等国核电单位安全文化专家参加了研讨班。国内核电兄弟单位: 秦山核电一、二、三期, 连云港核电站亦派代表参加。大亚湾核电站和岭澳核电站共 50 余人参加, 包括各部领导、各处代表和安全文化推进者。

研讨班主要内容包括: 安全文化理念及其管理, 安全文化发展进程, IAEA 近期推进安

全文化的成果和经验,安全文化面临的挑战和强化改进措施、提高策略及实践效果,安全文化评估,各单位安全文化计划及实践。针对专题分组讨论并进行交流。

2. 国内外举办的 IAEA 活动

大亚湾核电站按计划派遣相关人员参加了国内外举办的 IAEA 活动。

(1) 秦山核电站:“核电站运行与安全管理研讨班”,并讨论规划了近几年 RAS 合作项目活动计划;核电站大修管理及安全研讨班;

(2) 武汉核动力运行研究所:核电站维修和在役检查研讨班;

(3) 美国:优化核电站维修大纲研讨班;

(4) 奥地利维也纳 IAEA 总部:核电站人员模拟机培训顾问组会议;核电计划一体化顾问组会议;提高安全管理和安全文化的高级专家会议;核安全重要事项的国际会议;核电站辐射防护培训教材编辑会议;

(5) 韩国电力公司:运行安全研讨班;核电站辐射防护教员培训班;机械设备培训班;

(6) 巴基斯坦:大修辐射防护研讨班;

(7) 法国核电站辐射防护工作学习访问。

2.2.2 工业安全

2.2.2.1 工业安全统计

2001 年工业安全指标统计情况见表 2.2.2.1-1,其中指标定义为:

$$\text{工业安全事故率 } F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时数}} \times 0.2 \times 10^6$$

$$\text{工业事故严重度 } G = \frac{\text{损失工作日数}}{\text{总工作小时数}} \times 0.2 \times 10^3$$

表 2.2.2.1-1 2001 年工业安全指标统计

项 目	目标值	实际结果
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	≤3	2
工业事故率 F	≤0.2	0.129
工业事故严重度 G	≤0.09	0.011

1. 轻伤事故

2001 年发生两起轻伤事故,见表 2.2.2.1-2。

表 2.2.2.1-2 轻伤事故

序号	事故编号	描 述	损失天数/d
1	A01001	2001 年 11 月 24 日上午,技术部工程处一名员工在 BA 楼办公室前往现场工作时,在 BA303 门口不慎滑倒,经医院诊断检查其右锁骨骨折,需住院治疗。定为工业轻伤事故一起	15

续表

序号	事故编号	描述	损失人数/d
2	A01002	2001年12月5日, MGS一名人员在1KX 20 m水池内对可燃毒物倒换专用工具进行维修中, 当该员工将手伸到专用工具下部与支架之间时, 专用工具晃动将该员工左手手指一节挤伤, 经检查为手指骨粉碎性骨折, 送市人民医院治疗	18

2. 工业未遂事件

2001年共发生工业未遂事件16起, 按风险分类见表2.2.2.1-3。

表 2.2.2.1-3 工业未遂事件潜在风险分类

风险类别	机械伤害	电气	落物打击	烫伤	危险品	淹溺	坠落	其他
次数	6	0	1	2	3	0	2	2

3. 工业安全指标变化趋势比较

2000年与2001年工业安全指标变化趋势的比较见图2.2.2.1-1。

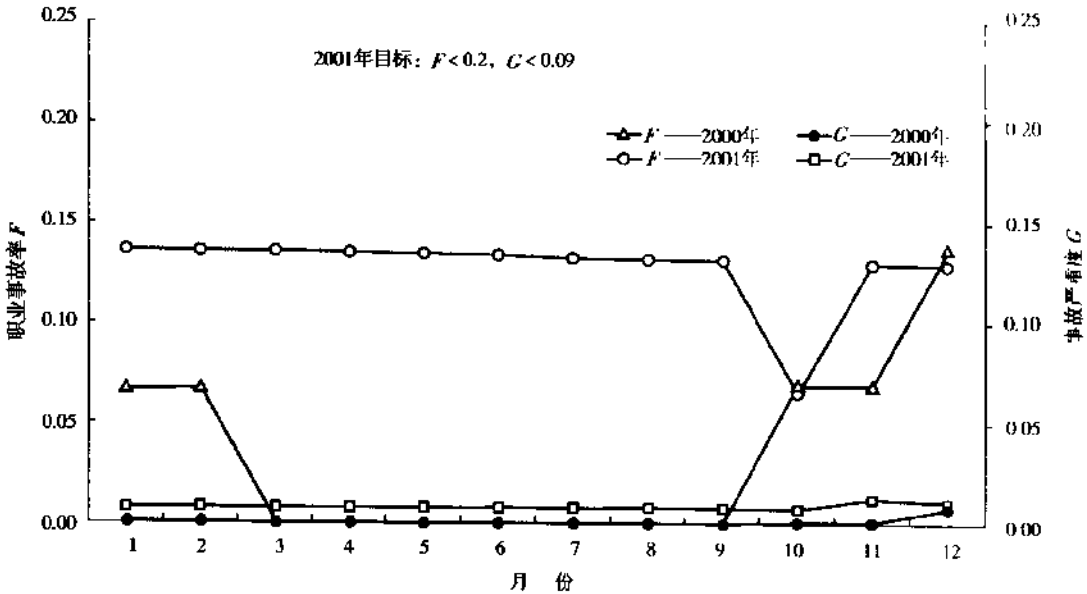


图 2.2.2.1-1 2000/2001 年工业安全指标变化趋势比较

2.2.2.2 工业安全管理

1. 工业安全总体状况

2001年电站工业安全总体情况处于相对平稳状态。截至11月23日, 电站创下连续无工业事故运行335天新纪录。年底连续发生两起轻伤事故。针对电站第八次大修二期要求, 制定了具体的工业安全管理措施与对策, 使全年工业未遂事件数比2000年有明显的减少。

2. 2001年的主要工作

1) 加强作业现场的安全控制, 修改“进入有窒息风险现场安全规定”程序, 完善现场

有氮气风险点管理并挂牌 55 处、有密闭风险的 20 处。加强现场安全监督，发出工业安全相关的违章整改通知 33 份。

2) 继续推进电站五星级工业安全管理体系，对试点单位 AA 机加工车间进行了初步的改进工作，为下年度全面开展这项工作积累经验。

3) 加强厂内交通安全管理，定期对厂内使用车辆及驾驶人员进行监督检查。

4) 抓典型事故实例对员工进行安全教育，组织员工认真学习，讨论内外部事件，汲取经验教训。

5) 抓好防台风、防雷、防涝工作，做好季节性防灾。对本年度发生的大小台风均有预报和检查、有跟踪、有总结，形成了较为完善的防台风管理体系。

6) 改进工业安全培训，修改培训教材，增加工业安全事件的经验反馈。全年完成工业安全培训约 1300 人次。

3. 主要问题

1) 对未遂事件、异常状况、严重违章行为的统计与分析不及时，预测不够。

2) 安全管理标准仍须提高，对电站重大风险区域的监管没有规范化。

3) 承包商人员的安全管理仍是薄弱环节，短期承包商仅靠一次培训无法达到核电要求，承包商人员本身素质较低，又变更频繁，基本条件差，管理部门没有一个较完善的协调管理办法。

4) 部分安全责任落实不到位，如厂房安全负责人没有真正履行职责，以及培训不够，人员素质不够高，不能适应高标准要求等。

2.2.3 消防

2.2.3.1 火灾事件及火灾未遂事件统计

2001 年火灾事件及火灾未遂事件统计数据见表 2.2.3.1-1。

表 2.2.3.1-1 火灾事件及火灾未遂事件

项 目	目 标 值	实 际 结 果
火灾事件	0	0
火灾未遂事件	≤9	8

火灾未遂事件原因分类分析见表 2.2.3.1-2。

表 2.2.3.1-2 火灾未遂事件原因分类分析

事件原因	电 气	人 因	设 备	氢 爆
次 数	3	3	1	1

全厂消防系统可用率见图 2.2.3.1-1。

2.2.3.2 消防管理

1. 消防指标方面

全年未发生火灾事故，发生火灾未遂 8 次，未超出年度控制指标，但人因和电气设备相关的未遂事件仍须加强控制。

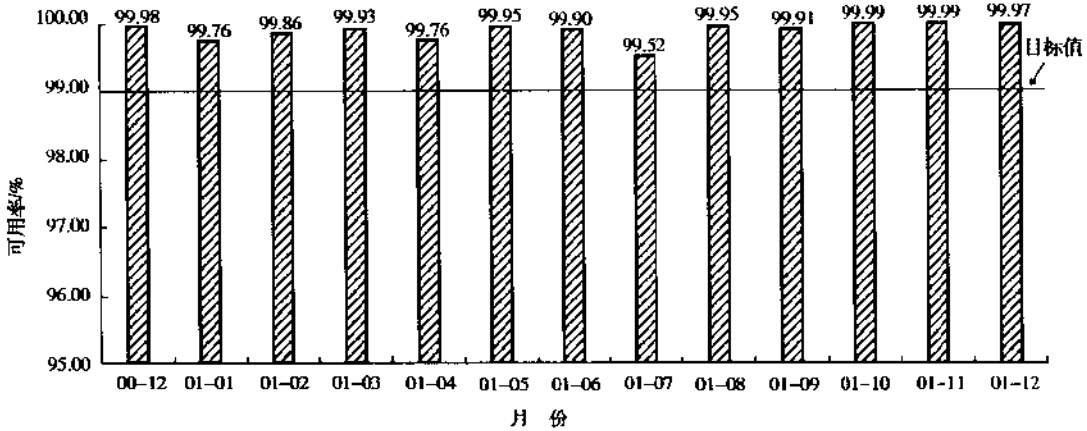


图 2.2.3.1-1 2000/2001 年全厂消防系统可用率

2. 2001 年完成的主要工作

1) 规范现场可燃物存放的控制, 定期对存放点进行检查, 发现问题及时清理。
 2) 加强防火门监管, 对全厂防火门按月度检查其可用性, 发现异常及时与土建科协调并处理。

3) 采取切实技术措施, 提高并保持消防系统总的可用率, 使消防系统可用率保持在 99.52% ~ 99.99% 之间。

4) 强化现场检查, 严格控制动火作业, 对动火作业的防火措施提出了更高的要求, 包括产生火花的作业必须自带灭火器和防火布, 高处动火作业必须防止火花溅落等。

5) 加强经验反馈, 推进设备防火, 将火灾未遂列为内部运行事件, 进行分析纠正, 以尽量避免重发。

6) 全年组织各级消防培训约 50 期, 参加人数达 1500 人。

3. 主要问题

1) 火灾未遂事件 8 次, 虽然未超过年度指标, 但主要原因是两类, 即电气类 3 次, 人因类 3 次, 必须在这两方面下功夫采取措施控制火灾的发生。

2) 控制区仍有一些木制脚手架需要清理, 并用金属脚手架代替。这一行动已被列入 WANO 同行评审纠正行动之一。

3) 防火门异常率居高不下。全年月度检查防火门情况来看, 主要是关门器不能将门自动关到位, 但也有风压大的原因, 必须推动土建科改用强力关门器。

4) 须继续推进 OJDT4700 火警系统的改造工作。

2.2.4 辐射防护

2.2.4.1 年度辐射防护总体评价

1. 指标完成情况

2001 年大亚湾核电站指标完成情况见表 2.2.4.1-1。

表 2.2.4.1-1 大亚湾核电站 2001 年辐射防护指标与结果

项 目	目 标 值	结 果 值
集体剂量/(人·Sv)	< 1.24 ¹⁾	1.37
最大个人剂量/mSv	< 20	35
人员体内污染/(人·次)	0	0
辐射事故数	0	1
放射性物质失控事件数	0	0

注：1) 2001 年公司五年发展规划中集体剂量目标为 1.30 人·Sv；电站在制定 2001 年生产计划时调整为 1.24 人·Sv。

1) 2001 年电站的集体剂量与个人剂量均超过预定指标，这均与 2 号机组第八次大修中发生的一起意外照射事故有关。

2) WANO 公布 2000 年压水堆核电站集体剂量最佳值四分值为 0.68 人·Sv/(堆·年)，该值与大亚湾核电站的结果相同，表明电站的集体剂量指标仍处于世界先进行列。

3) 12 月 22 日，2 号机组第八次大修期间，检修工作人员在处理卸料时被意外带出的 C11 组控制棒过程中，因擅自更改操作指令，将该组控制棒提出堆水池的水面，使在场的 7 名员工受到不同程度的照射。集体剂量为 114 人·mSv。其中 2 个人的个人剂量超过电站年个人剂量管理限值 (20 mSv)，最大值为 35 mSv。

2. 集体剂量

1) 与 2000 年相比，电站集体剂量上升了 21.2%，其中辐射事故使集体剂量增加了 10.1%。大亚湾核电站集体剂量趋势见图 2.2.4.1-1。

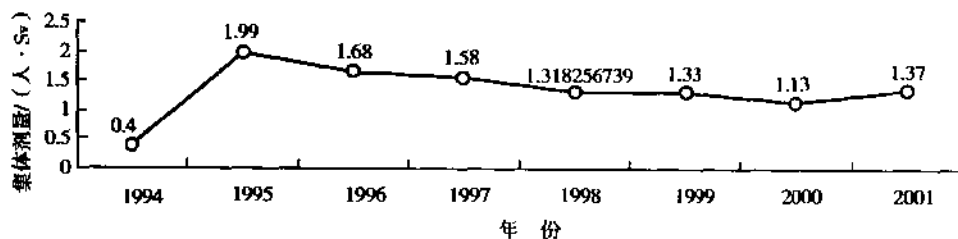


图 2.2.4.1-1 大亚湾核电站集体剂量趋势

2) 本年度大修剂量为 1.27 人·Sv，日常剂量为 0.1 人·Sv。其中后一数值比去年减少了 40 人·mSv，这表明电站运行稳定，非计划停堆、停机次数和时间较少和机组设备状态良好。同时也表明在电站运行期间设备纠正性检修和改造的工作量比上一年少。

3. 大修剂量

本年度电站共有两次换料大修 (1 号机组第七次大修和 2 号机组第八次大修)。其集体剂量分别为 555 人·mSv 和 712 人·mSv。今年大修剂量共 1.27 人·Sv，占全年总剂量的 92.7%。除去意外照射事故剂量 114 人·mSv，本年度大修剂量为 1.16 人·Sv，比上一年的 0.98 人·Sv 增加了 18.4%，表明大修工作量与前一年相比有些增加。大修集体剂量数据见图 2.2.4.1-2。

4. 个人剂量

如前所述，由于 2 号机组第八次大修期间发生的一起人员意外受照事故，使大亚湾核电站首次出现人员个人剂量超过电站剂量管理限值。最大剂量受照者是一名在辐射防护科工作

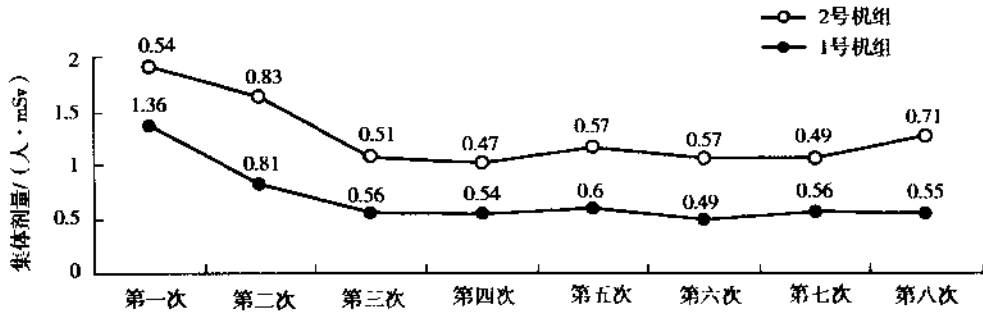


图 2.2.4.1-2 大亚湾核电站历次大修剂量

的现场技术员, 他比在场的其他人员受照射多的原因一是他靠提起的控制棒最近, 二是他为了进一步核实辐射水平, 当离撤后又一次到现场测量被提起的控制棒。上述意外照射事故造成 2 人超过 20 mSv 的电站个人剂量管理限值, 还有 3 人超 10 mSv 的个人剂量干预水平。

除上述事故因素外, 一静机检修专业的员工 (在静机处工作的 C23 公司劳务人员) 在 2 号机组第八大修中个人剂量较高, 使其全年个人累积剂量达到 10.3 mSv, 也超过了电站个人剂量干预水平。电站年个人最大剂量趋势见图 2.2.4.1-3。

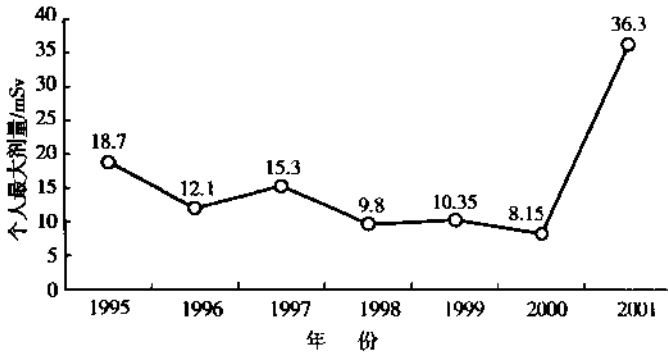


图 2.2.4.1-3 电站年个人最大剂量

电站全年进入控制区的人数是 2 240 人, 进入次数为 86 664 人·次。平均每人·次受照剂量为 15.8 μ Sv。其中, 进入次数比去年减少, 但在控制区工作的每人·次受照剂量比去年高 3 μ Sv, 即 23%。一方面受照事故对此数据有贡献 (约 10.3%), 另一方面表明电站系统设备的辐射水平也有明显的上升, 这与 2 号机组第八次大修的¹¹⁰Ag^m 及源项控制效果有关。

5. 人员体内污染

全年共做了 4 762 人·次的全年计数常规和操作检测, 未发现有人体内污染, 表明电站空气污染控制较为理想。

6. 人员体表沾污

全年有 6 人·次体表沾污, 与前几年水平相当, 其中 1 号机组第七次大修和 2 号机组第八次修各有 4 人·次和 2 人·次。

从本年度开始, 电站辐射防护复训中增加了在检修人员污染控制区的实操内容, 相信对控制人员沾污, 特别是减少人员手部沾污会有一定的成效。电站人员体表沾污见图 2.2.4.1-4。

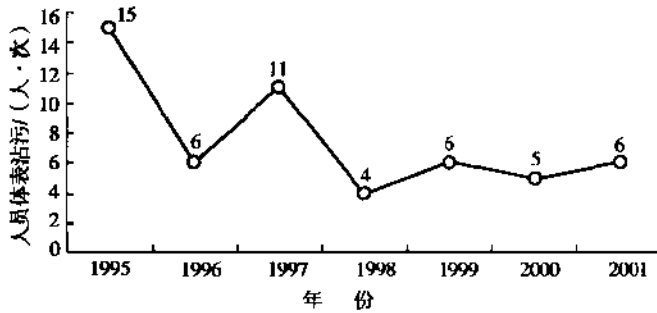


图 2.2.4.1-4 大亚湾核电站人员体表沾污

2.2.4.2 辐射防护培训

1. 授权培训

辐射防护科在编人员基本上完成当年授权所需的课程的培训，共计 13 门课程，1 823 人·时。本年度辐射防护科承担的辐射防护培训共有：辐射防护一级（305a）4 期，132 人·次；辐射防护二级（305b）5 期，190 人·次；辐射防护复训（610）29 期，958 人·次。

上述三门课程的培训次数和受训人数均比前一年有所增加，表明电站人数有所上升，特别是岭澳核电站生产准备人员及承包商的工作人员。

2. 在岗培训

围绕生产需要和工作的进展，辐射防护科在 2001 年共举办了 20 个专题的岗位技能培训，总学时数为 1 136 人·时，主要有：

1) 针对 WANO 检查提出的辐射防护员工技能不足这一问题，经分析认为是原规程不细，特别是缺少辐射工作人员的行为准则，也使辐射防护人员缺少执行监督的依据。为此，先完成程序 WD/DPS/041 - C《辐射防护标准与限值》和《运行岗位技能标准》，然后组织全科及运行组人员进行程序的讲解、培训。其中关于辐射工作人员的行为准则这一内容的培训进行了两次，目的是使辐射安全管理人员清楚监督的准则和要求。

2) 针对 2 号机组第八次大修中发生的人员意外照射事故，辐射防护科制定了一些临时管理规定，结合程序 IP/HPS/214 - C《高辐射区进入和高辐射风险作业管理》，给辐射防护人员介绍讲解应该掌握的要点和工作过程，如规范辐射测量，特别是对被测对象及测量结果的说明、高辐射物项操作的申办手续和辐射防护人员在场时要检查工作人员的工作指令和现场准备情况等。

此外，还有如下一些培训内容：核岛厂房经理的责任、放射性污染的控制、KRT 系统状态和进展、辐射防护最优化管理和职业安全健康管理体系标准等。

2.2.4.3 运行辐射防护管理

1. 辐射防护科人员变动

为逐步向大亚湾核电站、岭澳核电站群堆管理过渡，2001 年将辐射防护科下属的剂量监测组（4 人）划归职业医疗科管理，该科今后将负责两电站工作人员辐射剂量监测。

2. 管理改进计划

2001 年辐射防护科的管理改进计划主要是围绕落实前一年 WANO 检查时提出的待改进项（AFI）的纠正行动上。

1) 配合群堆管理的生产质量管理手册（PQOM）程序的修改与升版，两电站生产部两辐

射防护科共完成相关的执行和技术程序 10 份, 其中 WD/DPS/041 - C《辐射防护标准与限值》是针对电站缺少对辐射工作人员的行为标准和控制区管理的准则而编写的。该程序生效后, 辐射防护科组织本科员工先后安排两次宣讲和学习。

2) 针对培训上的缺陷, 辐射防护科又组织修订了辐射防护二级及复训教材的内容。从本年度起, 对检修人员的复训, 增加了污染控制区内防人员沾污的实操内容。

3) 结合厂房管理和控制区内的核清洁, 对 NX/KX/WX 厂房内的设备污染进行普查与跟踪。对一些经常沾污和因高辐射而不易去污的设备, 设置放射性污染警示标识, 提示工作人员采取相应的防护措施。

4) 更新了辐射“热点”的标识, 采购一批辐射隔离桩和标识围带, 改善了控制区辐射标识和围栏的不规范状况。

3. 辐射源项跟踪与控制

(1) 9TEP006DE 除盐床

在例行的辐射定期检测时, 发现 ND465 房间的 9TEP103VD 阀门的辐射水平持续上升, 从前一次大修后的 3 mSv/h 上涨到 5 月份的 30 mSv/h。让运行处调查有否异常, 未果。经源项小组讨论后决定对该阀门进行冲洗去污。8 月底第一次冲洗后, 发现该阀门的辐射水平不仅不降, 反而升到 100 mSv/h, 沿线管道及设备的辐射水平也大幅升高。这主要是冲洗前的准备不充分所致, 不了解 9TEP006DE 除盐床内存水的比放射性及该除盐床饱和状态, 二是冲洗水经过了该除盐床, 三是在冲洗过程中发现沿线设备辐射升高后, 立即停止了冲洗, 结果少量的高放液体流经下游管线后使其辐射水平上升。

9 月上旬, 在认真分析上一次的失利后又制定了新的冲洗方案。采取了以下措施改进: 一是冲洗水不经 9TEP006DE 除盐床; 二是用大量的水进行冲洗; 三是为降低一些上次被污染设备的辐射水平, 凡有疏水的回路均投运。冲洗效果较好。使所有上次被污染设备的辐射水平有较大幅度的下降, 包括 9TEP103VD 阀门。但许多管道的辐射水平未能降低至第一次冲洗前的水平, 这主要与污染核素的形态有关。

由于处理冲洗水, TEU 系统的大部分设备的辐射水平上升到历史新高, 特别是 TEU001EV 蒸发器, 该设备间的环境辐射水平达到了 5 mSv/h。此外, 9TEU001/002/003/004BA 前置贮罐间 (N240) 和 9TEU006PO 泵房房间 (N253) 等几个区域的辐射水平阶段性地时高时低, 这一现象一直持续到 2 号机组第八次大修后的一段时间。

经化验分析, 证实从 9TEP006DE 除盐床罐出来的水主要是被 $^{110}\text{Ag}^m$ 所污染。在 2 号机组第八次大修前对该除盐床进行硼饱和时, 进一步证实了该床对 $^{110}\text{Ag}^m$ 已穿透, 即有大量 $^{110}\text{Ag}^m$ 从除盐床上脱落进入罐内的水中。

在对上述被污染设备的辐射水平进行跟踪的同时更新了辐射标识。两个设备间因环境辐射水平超过橙区标准而上锁隔离, 以避免不必要的人员受照。这些辐射防护措施对控制人员的照射起到了明显的作用, 如前所述, 本年度机组运行期间的受照剂量比前一年还要低 40 人·mSv。

2 号机组第八次大修结束后, 经电站辐射源项小组讨论决定在 1 号机组第八次前更换 9TEP006DE 除盐床。每次大修结束后对该除盐床进行出入口的双隔离。

(2) $^{110}\text{Ag}^m$ 问题

经历过几个机组大修后, $^{110}\text{Ag}^m$ 对电站的辐射源项影响已明显减小。2 号机组第八次大修前源项控制小组会上, 大家认为停主泵时的 $^{110}\text{Ag}^m$ 控制标准 (2 GBq/t) 太低。考虑到停主泵

后 RRA/RCV 间的净化能力经改造后较高和大修工期限制。所以决定开反应堆前仅控制一回路中的总放射性，不再考核 $^{110}\text{Ag}^m$ 的比活度。

2号机组大修的停堆氧化期间， $^{110}\text{Ag}^m$ 的峰值为 9.8 GBq/t，达到了历史最高值。尽管在开反应堆前一回路中总放射性低于控制限值 4 GBq/t，但由于停主泵时 $^{110}\text{Ag}^m$ 的比活度太高 (7.8 GBq/t)，使得 $^{110}\text{Ag}^m$ 的相当一部分无法被及时去除，并沉积在了一些相关系统的设备内表面上，使其辐射水平随之上升。如一回路总体辐射水平在氧化后上升了 7.6%。RCV 和 RRA 系统的辐射水平分别平均上升了 60% 和 80% 以上。而该机组的前两次大修一回路总体辐射水平是分别下降了 16.8% 和 21.1%。

4. 大修期间反应堆厂房 20m 平台地面污染的控制

在以往的大修中，反应堆厂房 20m 平台地面常由于各种原因常造成地面沾污和扩散。2号机组第八次大修前组织相关单位开会制定了专门的防护措施，特别是细化了反应堆压力容器检修现场人员进出和物品转运时的规定。同时，也明确了 20 m 平台协调人负全责的要求。

5. 大修期间放射性物品吊运过程的监控

2001 年 3 月在对运出厂区的工业垃圾例行辐射检测时，发现一袋装有从 2ET 厂房外疏水地并清理出的淤泥中有放射性。经调查，证实是大修期间因从龙门架转运的物品包装不严，一些有放射性的灰尘散落在 ZR 区内的地面上。这些灰尘由清洁工清扫回收后不经意倒在该区域内的疏水地井中。该事件被定为电站内部运行事件。主要纠正行动包括由服务处对所有经龙门架运出物品的包装质量负责检验；所有从 ZR 区内清扫的垃圾不得擅自作为工业垃圾，须经辐射防护人员检测再确定处理方案；每一次吊运后，辐射防护人员对 ZR 区内地面进行辐射测量。若发现有散落的放射性尘埃，立即清除。

2.2.4.4 辐射防护相关技术工作

1. 学术与技术交流

1) 作为 IAEA 组织的关于中国、南韩和巴基斯坦三国核电站辐射防护最优化项目的一部分内容，2001 年 GNPS 辐射防护科参与的活动如下：5 月份，辐射防护科一名工程师应邀参观访问了法国 EDF 的一座核电站和法国原子能委员会 (CEA) 的一个研究所；7 月份，上述三国专业人员代表在巴基斯坦进行技术交流，介绍各自电站的辐射防护良好实践。GNPS 介绍了第七次大修对两台机组的换料贮水箱进行改造的辐射防护实践；12 月份，上述三国专业人员代表在南韩进行辐射防护最优化实践的培训。

2) 9 月份根据大亚湾核电站反应堆顶盖更换计划的安排，辐射防护科一名工程师与技术部两名专业工程师一起赴法国 Graveline 核电站进行反应堆顶盖更换的现场实地观摩和培训。

3) 11 月 23 日至 12 月 16 日，辐射防护科一人按原定计划前往南非 Koeberg 核电站参加由 WANO 巴黎中心组织的同行评审。

4) 5 月份，法国 EDF 一辐射防护高级顾问来访问大亚湾核电站。双方各自简介了辐射防护领域的现状和管理模式。访问期间，该顾问对大亚湾核电站自行开发的辐射防护信息咨询系统产生了浓厚的兴趣，并表示回去后 EDF 也要开发类似的系统。

5) 6 月份，二炮工程学院两位老师专程来大亚湾核电站进一步了解辐射防护信息咨询系统的功能和开发背景，为其开发类似的系统做准备。

2. 程序编写

根据群堆管理的要求，重新编写 PQOM 的相关程序，完成了 9 份 IP 程序和 WD 程序若干份。辐射防护科专门从现场运行组抽调一人清理和再版科内负责的技术程序。最终完成现

有程序量的 40% 左右。

3. 职业安全检查

为配合电站职业安全的五星级评估, 保健物理处派工业安全科和辐射防护科的各一人参加了国家经贸部举办的职业安全评审员的培训并获得相应授权。

一名辐射防护工程师前往北京热电厂观摩南非 NOSA (National Occupational Safety Association) 对该电站进行的职业安全五星级评估, 为大亚湾核电站今后进行这类的评估做准备。

4. ZP 区七号门的辐射监测仪

根据群堆管理的总体安排, 在两电站 ZP 区再各增设一门并建立一条快速通道, 但新开的出、入口须加装辐射监测仪。因岭澳核电站仍处于工程阶段, 可由工程部修改原设计, 增设了辐射监测仪。大亚湾核电站则选定了解放军防化研究院作为供货商。10 月份, 完成了现场安装和调试并按期交付使用。后来在使用中发现有误报警现象, 于 12 月份又让供货商到场调查原因, 最后发现是探测与报警时间间隔过短所致。

5. 固定式头部污沾监测仪

根据经验反馈, 大修中常有个别人的头部沾污是由于使用了已被污染的安全帽所致。为减少这种现象, 最好是有的一种检测仪器安装在 C1 门式污染监测器上, 在人员检测工作服的同时测量安全帽。电站第七次大修后与相关单位联系研制这类仪器, 到 2 号机组第八次大修期间, 有两家潜在的供货商提交了样机并准备在 1 号机组第八次大修中试用。

2.2.4.5 大修辐射防护管理

2001 年共有 1 号机组第七次大修和 2 号机组第八次大修两个大修。其中前一个大修的集体剂量是 555 人·mSv, 后一个大修的是 712 人·mSv。如前所述, 2 号机组第八次大修中发生了一起人员受到意外照射的辐射事故, 受照剂量 114 人·mSv。此外, 由于¹¹⁰Ag^m 的浓度异常高, 加上一回路净化时间过短, 使一回路及相关系统设备的辐射水平明显升高。估计 2 号机组第八次大修的剂量有 10% 左右来自辐射源项的增加。

值得一提的是 2 号机组第八次大修中仅发生两起体表沾污事件, 13 人·次手部沾污, 比往年第一个机组大修相比有显著改进, 这与从 2001 年开始推行污染控制区的实操培训是有密切关系的。

2 号机组第八次大修前, 辐射防护科编写了一份经验反馈材料, 专供科内人员在岗培训, 随后又升版发往了各执行部门。

2.2.4.6 辐射监测仪表

1. 新采购辐射监测仪表

1) 如 2.2.4.4 第 4 节所述, 从解放军防化研究院新购三台 CSM 门式辐射监测仪, 安装在 ZP 区新开的七号门的人员和车辆进出口处, 用于经快速通道的人员和车辆的辐射监测。

2) 在前一年购买以色列 ROTEM 公司的两台便携式辐射测量仪后, 今年又增购了两台长杆辐射测量仪。待电站现有的“辐射防护信息咨询系统”改进数据输出接口后, 便可与 SMART 系统相互传递数据。

2. 维修与检定

经过 3 个多月立项、调研和招评标, 最后选定了解放军防化研究院作为承担大亚湾核电站及岭澳核电站便携式辐射测量仪器、电子个人剂量计及 KZC 系统的维修承包商。6 月 10 日, 新的合同生效。

全年共检修 KZC 系统设备 541 台件, 便携式 KRT 设备 401 台件, 备件检修 71 块, 保证

了两电站辐射和剂量监测的要求。

全年辐射防护科共检定 KRT 便携式辐射测量仪表和个人电子剂量计 34 30 台件（两电站），KZC 系统设备定期试验 10 次，刻度 2 次，KRT 各通道定期试验 79 通道·次。

3. KRT 通道异常处理

KRT008MA 的误报警现象依旧存在。2001 年 7 月份，根据电站的分工，辐射防护科将进一步调查故障原因的任务移交给了设备管理处。该处先后数次与厂家人员商讨故障的原因，厂家代表一直认为是反应堆厂房内的氧浓度偏高所致。

自 2 号机组第七次大修后的重新投运，2KRT007MA 一直因探测器保护滤纸被打湿，出现压差高报警。据统计，2001 年该通道因此问题而造成的 I₀ 次数为 60，不可用时间为 295.58 小时，分别占 2KRT 随机 I₀ 和不可用时间的 43.7% 和 28.9%。

引发该通道的原因是 CVI 系统的排气水分太大，几个单位尝试了很长时间没有找到根本原因。最后在通往 2KTR007MA 的取样支路上加装了一个凝结水疏水盒，使取样管中气体的水分下降，基本上解决了滤纸被打湿的问题。

2.2.4.7 个人剂量监测和管理

个人剂量监测包括外照射个人剂量监测和内照射个人剂量监测，它是辐射防护的重要组成部分。个人监测数据是辐射防护安全评价和辐射防护最优化分析的重要依据。职业性个人剂量监测的目的就是获取和评价工作人员所接受的剂量，证实他们接受的剂量是否符合有关的国家标准，控制工作人员接受的剂量。通过对个人剂量监测数据的分析和评价，有助于现场工作人员、管理层和专业辐射工作人员加强防护措施，改进工作程序，改善工作条件，优化防护水平，避免不必要的照射。个人剂量数据也可以用于判断工程设计是否符合标准，安全监督和工作人员培训是否有效。此外，个人剂量数据也是研究辐射危害和进行医学处理的重要依据。

1. 外照射个人剂量监测和管理

大亚湾核电站的外照射个人剂量监测，主要使用热释光个人剂量计（TLD）和电子个人剂量计。热释光个人剂量计是美国 HARSHAW 公司产品，其中一种是 8814 系列的剂量计，其探测介质为天然 LiF（Mg, Ti）4 元件个人剂量计，主要用于 γ 辐射的剂量监测。另一种是 8806 系列剂量计，其探测介质分别为 ^7LiF 和 ^6LiF 的 4 元件反照率中子剂量计、用于混合辐射场中的 γ 辐射和中子辐射的监测。由于该热释光剂量计具有很好的线性度、能量响应、重复性和均匀性等特性满足国家标准《个人和环境监测用热释光剂量测量系统》（GB 10264—88）中规定的对 TLD 的性能和参数的要求，所以大亚湾核电站选择该热释光剂量计作为法定的外照射个人剂量计。依程序规定，所有进入控制区工作的人员必须配带 TLD，核电站员工佩戴的 TLD 由保健物理处定期统一发放、收集、测读和退火处理。TLD 的测量周期为一个月，测量结果存入个人剂量数据库和档案。

电子剂量计是核电站控制区出入控制系统（KZC）的一个重要的组成部分，它是法国 MGP 公司的产品。实时电子个人剂量计监测系统对进入控制区工作人员监测是强制性的，凡进入控制区的核电站员工、承包商以及参观的人员必须佩戴电子剂量计。电子个人剂量计的探测器是硅二极管。直读式电子剂量计能显示工作现场的剂量率和工作人员在控制区逗留时间内累积剂量，并有一定阈值的声光报警装置，这可有效防止工作人员受到过量照射。当工作人员结束工作离开控制区时，通过控制区出口的读取器读取剂量数据，数据传输到中央控制计算机进行统计处理。系统可以设定 1 天、7 天、30 天等累积剂量阈值。当某工作人员

所接受的剂量超过预先设定剂量阈值时,系统会禁止其再进入控制区,从而及时快速地监控工作人员所受剂量,避免受到过量的照射。可见,实时电子剂量计监测系统具有监测及时,显示直观,声光报警,剂量统计及时和监测管理自动化等优点,它是热释光剂量计监测系统的补充和延伸,它对于防止过量照射和对辐射防护最优化均有极其重要的作用。

2. 内照射个人剂量监测和管理

内照射个人剂量监测主要采用全身计数器(WBC)直接测量人体内 γ 放射性核素。大亚湾核电站使用的两台全身计数器都是美国CANBERRA公司产品。其中一台是快速扫描型的全身计数器(FASTSCAN),其探测器为2个长方体的NaI(Tl)晶体(7.6 cm \times 12.7 cm \times 40.6 cm)。若测量时间为1分钟,对常见裂变产物和活化产物(如 ^{60}Co , ^{58}Co , ^{137}Cs , ^{131}I 等)的最小可探测下限为110~185 Bq。FASTSCAN的优点是相对探测效率高,测量时间短,完成一个测量周期约需2分钟,非常适宜大批人员中的体内污染的筛选。另一台是诊断型的全身计数器(ACCUSCAN),其探测器为2个 ϕ 10 cm的高纯Ge探头,具有较高的能量分辨率,其扫描式探头能够测出体内不同部位的放射性核素,也可以将探头置于甲状腺或胸部等位置进行定位测量。经FASTSCAN筛选出受到内污染的人员,再进一步用ACCUSCAN进行全身扫描或定位测量。

内照射监测分为常规监测、操作监测和特殊监测。常规监测的对象是核电站辐射工作人员,包括承包商长期的辐射工作人员,监测周期为一年。操作监测是针对开放型放射性物质工作场所在操作前后各进行一次测量,目前大亚湾核电站推广到进厂和离厂监测,即凡要进入控制区工作的承包商的临时辐射工作人员在取得进入控制区授权之前和结束工作后离开核电站之前须各进行一次测量,以确定其在大亚湾工作期间是否受到内污染。特殊监测是不定期的,是当怀疑工作人员有可能受到内污染或怀疑有泄漏事故发生时进行的监测。

内照射监测的辅助手段是生物采样分析。每年机组大修期间,选择一些有代表性的厂房,对其空气中的HTO浓度进行监测以及选择一些从事放射性工作频度较高的工作人员对其尿液进行尿氟分析,分析尿液中的氟含量以对工作人员的内照射进行定性和定量分析。

3. 个人剂量监测的质量保证

质量保证是个人剂量监测系统的重要组成部分,它保证监测仪表、设备的正常工作,保证测量结果有足够的置信度和可比性。大亚湾核电站外照射剂量监测的质量保证措施有以下几方面:

1) 人员培训 从事个人剂量监测和管理的人员有相应的专业技能培训,并通过相应专业的考试和取得相应的授权。

2) 程序管理 通过程序规定个人剂量设备的使用、检查、刻度和维修步骤,仪表的检查、刻度周期,个人剂量内部比对周期,规范工作和管理。

3) 外部监督 在外照射个人剂量监测中接受核工业总公司个人剂量监测服务中心和广东省放射卫生防护所的双轨监测。

4) 设备的刻度和可靠性保证 按国家标准和电站程序要求,完成对设备的年度刻度和定期试验,定期组织内部比对工作。

4. 个人剂量的评价报告和存档

大亚湾核电站进行个人剂量分析和评价的数据主要来源实时个人剂量监测系统,通过自行开发的个人剂量管理程序进行多方面、多层次的统计,并给出相应评价报告。除了在电站正常运行期间给出电站集体剂量的周报、月报、年度报告和阶段性报告,以及个人剂量的季

度报告、年度报告外，还在电站停堆换料大修期间给出大修剂量的日报、专项组剂量报告、以及大修剂量评价报告等。通过对监测数据的分析与评价，可以发现剂量变化的趋势、防护的重点和缺陷，对改善工作条件、优化防护措施和对辐射防护最优化的实践具有重要的意义。

外照射个人剂量和内照射个人剂量数据分别输入计算机个人剂量管理数据库，以便进一步统计、分析和评价。电站程序规定，每季度向工作人员发放一次个人剂量报告，年度报告存入个人剂量档案，必要时剂量档案向电站档案馆转移以永久保存。所有工作人员的原始剂量数据都进行备份存档。

5.1 1号机组第七次大修个人剂量监测结果

(1) 外照射个人剂量结果

大修个人剂量目标和控制结果见表 2.2.4.7-1，从表中可见各项剂量指标都控制在目标之内。

表 2.2.4.7-1 1号机组第七次大修个人剂量目标及其控制结果

指 标	目 标	结 果
外照射集体剂量	560 mSv	555.2 mSv
内照射事件	0 起	0 起
个人剂量 ≥ 10 mSv	0 人	0 人

(2) 内照射个人剂量结果

1号机组第七次大修期间接受全身计数器监测的人数为 643 人·次，无一人受到内污染。另大修期间对具有代表性的 1RX, KX756, KX716, N234 等厂房，在各个检修工况下空气中 HTO 浓度进行了监测，并对大修热停堆、卸装料人员与承包商倒班人员进行尿氚监测和个人剂量估算。对 HTO 浓度高、员工停留时间长的 1RX 厂房进出人员进行了随时统计整理，对 1KX 厂房进出人员进行了调查统计。大修期间，RX 厂房内空气氚的平均浓度为 1.16×10^4 Bq/m³（热停堆除外），进入人员 10 902 人·次，工作时间 20 072 人·时，集体剂量 9.784 人·mSv；1KX 厂房内空气氚的平均浓度为 1.1kBq/m³，进入 1KX 厂房人员约 1256 人·次，估计停留时间 2836 人·时，集体剂量 0.985 人·mSv。大修氚内照总集体剂量为 10.769 人·mSv，占同期外照剂量（547.9 人·mSv）的 0.32%。尿氚监测中，特殊监测约定剂量当量最大为 16.34 μ Sv，平均为 6.82 μ Sv；常规监测约定剂量当量最大为 25.49 μ Sv，平均为 21.59 μ Sv。

6.2 2号机组第八次大修个人剂量监测结果

(1) 外照射个人剂量结果

大修个人剂量目标及其控制结果见表 2.2.4.7-2。从表中可以看出，内照射剂量控制较好，无论常规监测和特殊监测都没有发现内污染；外照射集体剂量明显超过了预期剂量，超预期剂量比率约为 51.55%；有 9 人超过了个人剂量管理干预水平，其中 3 人超过了个人剂量管理限值，4 人超过了年个人剂量管理干预水平，1 人超过了月个人剂量管理干预水平，1 人超过了日个人剂量管理干预水平。

表 2.2.4.7-2 2 号机组第八次大修个人剂量目标及其控制结果

指 标	目 标	结 果
外照射集体剂量	470 mSv	712.3 mSv
内照射事件	0 起	0 起
个人剂量 ≥ 10 mSv	0 人	7 人

2 号机组第八次大修的个人剂量统计分析结果如下:

- 1) 集体剂量明显增高, 超过预期剂量的 51%;
- 2) 个人受照剂量分布不均, 60% 的剂量是由 10% 的人贡献的;
- 3) 6 项专项检修活动占大修总剂量的 53%, 其中大盖、阀门检修和核清洁三者就占 47%;
- 4) 参加大修各单位受照剂量分布不均, 大修总剂量的 81% 是由二、三公司、电站各处和 NPIC 贡献的, 其中仅二、三公司就占 48%;
- 5) 电站各处的受照剂量亦分布不均, 静机处受照剂量最高, 占电站各处总剂量的 51%;
- 6) 60% 的日剂量超过了预期剂量值;
- 7) 发生一次异常照射, 异常受照集体剂量为 113.4 mSv, 占大修总集体剂量的 16%, 最大个人受照剂量为 35.67 mSv;
- 8) 有 9 人超过了个人剂量管理干预水平, 其中 3 人超过了个人剂量管理限值;
- 9) 进出控制区 21 451 人·次, 比 2 号机组第七次大修减少了 3.46%;
- 10) 控制区工时为 56 432 人·时, 比 2 号机组第七次大修减少了 4.86%;
- 11) 集体剂量 712.28 mSv, 比 2 号机组第七次大修增加了 45.87%;
- 12) 两次大修进出控制区人次和工时亦发生了变化, 除二、三公司和 FRAMEX 增加外, 其他单位都有不同程度的下降。

(2) 内照射个人剂量结果

2 号机组第八次大修期间接受全身计数器监测的人数为 1 404 人·次, 无一人受到内污染。另大修期间对具有代表性的 2RX, KX756, KX716, N234, L215 等厂房, 在各个检修工况下空气中 HTO 浓度进行了监测, 并对大修热停堆、卸装料人员与承包商倒班人员共 77 人次的尿氚监测, 且进行了个人剂量估算。对 HTO 浓度高、员工停留时间长的 2RX 厂房进出人员, 进行了随时统计整理。对 2KX 厂房进出人员进行了调查统计。大修期间, 2RX 厂房内空气氚的平均浓度为 11.3 kBq/m^3 , 进入人员工作时间 18 523 人·时, 集体剂量 4.23 人·mSv; 2KX 厂房内空气氚的平均浓度为 6.50 kBq/m^3 , 进入 2KX 厂房人员约 1 042 人·次, 估计停留时间 2 308 人·时, 集体剂量 0.686 人·mSv。大修氚内照总集体剂量为 4.92 人·mSv。占同期外照剂量 (712.28 人·mSv) 的 0.69%。尿氚监测中, 特殊监测约定剂量当量最大为 $16.11 \mu\text{Sv}$, 平均为 $7.29 \mu\text{Sv}$; 常规监测约定剂量当量最大为 $5.47 \mu\text{Sv}$, 平均为 $2.66 \mu\text{Sv}$ 。

监测结果表明, 2 号机组第八次大修期间与 2 号机组第七次大修期间比较, 空气中氚浓度和氚内照集体剂量都有较大的下降。2 号机组第八次大修期间氚内照集体剂量比 2 号机组第七次大修期间降低了 56.6%。

7. 2001 年度个人剂量监测结果

(1) 外照射个人剂量结果

2001 年度完成 TLD 监测 11 391 人·次, 监测人数 1 208 人; 完成中子 TLD 监测 31 人·次,

中子集体剂量 2.59 人·mSv；双轨制 TLD 监测人次 238 人次，监测结果与对方相差 $\pm 15\%$ ，符合国家标准的规定；实时电子剂量计监测 86 664 人·次，监测人数 2 240 人；年度集体剂量 1 365.94 人·mSv，比去年增加 20%；人均剂量 0.61 mSv，比去年增加了 15%；最大个人累积剂量 36.3 mSv。个人剂量达到年剂量限值 1/10 (5 mSv) 的人数为 38 人。表 2.2.4.7-3 显示 2001 年度大亚湾核电站个人剂量分布情况。

表 2.2.4.7-3 2001 年度大亚湾核电站个人剂量分布

剂量段	<0.2	0.2~0.5	0.5~1	1~2	2~5	5~10	10~20	20~30	30~50	>50	合计
人数	1264	334	268	206	129	31	4	2	1	0	2239
集体剂量/(人·mSv)	48.583	110.37	193.335	286.718	386.124	197.588	55.249	51.682	36.297	0	1365.946
工时	35 824.55	44 720.87	42 969.07	37 573.25	40 870.41	10 564.3	654.69	423.61	1 208.45	0	214 809.2
剂量百分比	3.56%	8.08%	14.15%	20.99%	28.27%	14.47%	4.04%	3.78%	2.66%	0.00%	

(2) 内照射个人剂量结果

全年接受全身计数器总监测的人次 4 762 人·次，其中常规监测为 3 704 人·次，大修监测（进出厂监测）为 1 058 人·次，特殊监测有 20 人·次，所有监测结果显示无一人受到内污染。2001 年度的对厂房空气中的 HTO 浓度的监测和辐射工作人员的尿氚监测结果已在前面的 1 号机组第七次和 2 号机组第八次大修的内照射剂量监测结果的篇幅中介绍过，这里不复述。

2.2.5 职业健康管理

2001 年 10 月 27 日《中华人民共和国职业病防治法》由中华人民共和国第九届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，将于 2002 年 5 月 1 日实施，这是我国职业病防治的一件大事，为预防、控制和消除职业危害，防治职业病，保护劳动者的身体健康及其相关权益提供法律依据，同时也对企业的职业危害和职业健康管理提出了更好的要求。2001 年大亚湾核电站的职业健康管理，在国家职业卫生制度不断改革的新形势下，从满足国家法规要求及保护和促进核电生产力发展的需要出发，进一步完善职业健康管理体系，健全职业健康体制，调整职业健康政策、策略、原则和任务，为保护员工的身心健康，促进核电生产力的发展发挥了积极的作用。

2.2.5.1 职业健康管理机构

根据群堆管理的需要和国家法规的要求，2001 年职业医疗中心拓宽了职业健康管理的功能，明确了职业危害的监测和管理是职业健康管理的功能之一，因此对其组织机构亦作了相应的调整，个人剂量监测与管理组织归职业医疗中心管理，组成新的职业医疗中心，负责大亚湾核电站和岭澳核电站的职业卫生和职业健康管理。

2.2.5.2 职业健康管理的基本任务和要素

2001 年随着职业医疗中心功能的调整，组织机构的变动，重新修订了职业健康管理政策，进一步明确了职业健康管理的基本任务和要素。

1. 基本任务

- 1) 个人剂量管理；
- 2) 职业危害防治；
- 3) 职业健康监督；

- 4) 职业健康促进;
- 5) 医学应急准备。

2. 基本要素

- 1) 个人剂量监测与管理;
- 2) 职业危害因素的调查、监测、评价和卫生和卫生学防护;
- 3) 上岗前健康检查, 定期健康检查, 离岗健康检查及其相应的工作适应性评价;
- 4) 异常照射情况下的医学干预;
- 5) 医学应急计划与准备;
- 6) 急救知识的培训与演练(自救互救工程);
- 7) 职业健康知识的宣传和教育;
- 8) 职业健康促进;
- 9) 过量受照人员的医学观察和随访;
- 10) 职业流行病学调查;
- 11) 职业心理学服务;
- 12) 职业健康档案管理;
- 13) 职业人群健康评价;
- 14) 职业病诊断和管理;
- 15) 职业损伤法律诉讼的相关工作。

2.2.5.3 职业危害的监测和评价

1. 放射性职业危害监测

现场电离辐射水平的监测在 2.2.4 “辐射防护”中已经作了介绍。个人剂量监测包括外照射个人剂量监测和内照射个人剂量监测。外照射个人剂量采用电子个人剂量计进行实时监测, 热释光剂量计进行累积剂量监测。2001 年度大亚湾核电站外照射集体剂量为 1 365.94 人·mSv, 人均剂量为 0.61 mSv, 最大个人累积剂量为 36.3 mSv, 中子集体剂量为 2.59 人·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 4762 人·次, 被监测人员均未发现内污染。通过现场空气及尿氡监测, 估算得氡的最大个人待积剂量为 16.11 μ Sv, 集体待积剂量为 4.92 人·mSv。

2. 非放射性职业危害的监测

(1) 职业危害因素的确定依据

工作环境中有害因素的确认从以下两个方面来考虑: 能对员工的健康有危害或不良影响和能对员工的生理和心理活动形成直接或间接影响的因素。

(2) 常规监测项目

噪声、高温、电磁辐射、工作场所的空气质量(包括气压、风速、气温、空气离子、可吸入颗粒物浓度、CO 和 CO₂ 浓度及细菌总数等)、工作场所照度。

(3) 常规监测点的选择

1) 噪声 主要在生产车间和辅助车间以及工作间和临时工作休息室等活动场所, 共选择了 103 个监测点。

2) 高温 员工在工作中可能接触高温的工作场所, 共选择了 40 个监测点。

3) 电磁辐射 有高压电流导线输出的地方或者可能存在高压电磁场泄漏的工作场所, 共选择 16 个监测点。

4) 工作场所的空气质量 能够代表现场和办公室空气质量的区域, 以及员工反映空气质量欠佳的工作场所, 共选择了 51 个监测点。

5) 工作场所照度 与工作场所空气质量监测同步进行, 选择了 56 个监测点。

(4) 常规监测周期

高温监测夏季每月一次, 其他因素每年一次。

(5) 监测结果及评价

1) 噪声 监测方法和数据处理: 噪声的监测方法和监测数据处理按照国家标准《工业企业噪声监测方法》进行, 每个监测点每天监测三次, 连续监测三天, 取平均值。

从 2001 年度常规监测结果来看低于 80 dB (A) (此处 A 表示采用 A 档计权网络规程) 的监测点有 30 个, 占全部监测点的 28.57%。高于 80 dB (A) 的监测点有 75 个, 其中 80~85 dB (A) 的监测点有 17 个。85~88 dB (A) 的监测点有 28 个。88~91 dB (A) 的监测点有 12 个。91~94 dB (A) 的监测点有 13 个, 大于 94 dB (A) 的监测点有 4 个。

正常情况下, 没有员工在高噪声区域长时间工作, 相对而言, 接触噪声时间比较长的人员是清洁工和运行处巡检人员。在异常情况下, 检修人员可能接触高噪声, 接触时间随任务不同而不同, 可能有时会超过国家规定的高噪声接触时间。

从监测结果看, 大亚湾核电站无论厂房, 还是辅助厂房都存在噪声, 在高噪声区域没有悬挂标明噪声大小的标志牌。虽然工业安全准备了耳塞或耳罩, 但是调查发现在高噪声区不带耳塞或耳罩的现象比较普遍, 特别是清洁工接触噪声时间长, 但是听觉保护意识却非常淡薄, 几乎没有采用任何防护措施。

《工业企业噪声卫生标准》规定, 一日工作 8 小时, 其噪声的容许值不得超过 85 dB (A)。随着工作时间的递减, 接触噪声的容许值可以适当放宽。工作时间每递减一半, 其噪声的容许值可放宽 3 dB (A)。如接触 4 小时, 可容许放宽到 88 dB (A)。接触 2 小时可容许放宽到 91 dB (A)。以此类推, 但是最高不得超过 115 dB (A)。根据这一规定, 正常运行情况下, 大亚湾核电站的员工接触噪声没有超过国家标准, 但是有短接触高噪声的现象。AA 车间操作车床、钻床, 剪刀板金, 砂轮打磨等工作人员, 在操作过程中会接触高噪声, 板金工操作噪声可高至 110 dB (A)。异常情况下, 在高噪声区检修, 检修人员会接触高噪声, 短期接触有超标现象。虽然如此, 但是如果注意噪声防护, 能大大减低噪声危害。《工业安全守则》规定, 进入高噪声的工作场所必须佩戴个人听觉保护设备 (耳塞、防噪音耳罩等)。耳塞可以平均减低噪声 29 dB, 耳罩可以平均减低噪声 30 dB。如果员工在高噪声区工作能注意佩戴耳塞或耳罩, 就会明显减低噪声的危害。

清洁工是一个特殊的群体, 接触噪声高, 时间长又不注意防护, 是今后需要噪声防护监督的重点对象。

防护措施包括噪声高于 80 dB (A) 的区域按噪声的不同等级设立警示牌, 要求员工必须佩戴护耳器; 在 UD 门、隔离办、LX 冷更衣间、用工具库、1MX 西门等处设立固定耳塞存放点, 供现场工作人员随时取用; 为运行巡检人员和清洁工发放耳罩; 加强噪声的防护监督, 定期巡检, 指导员工正确佩戴耳塞和耳罩; 加强医学监督, 预防职业病的发生。

从 2001 年 11 月份起, 将为接触噪声的员工进行听力监测; 加强噪声防治的宣传和教育, 利用《健康天地专刊》、《核电人》、《工业安全网页》宣传噪声危害及其防治知识。

2) 高温 监测方法按照《高温作业场所气象条件卫生评价标准》(GB/T-19)、《高温作业气象条件测定方法》(GB 934-89) 和《卫生防疫工作规范》的要求进行监测。在选择

测点 1 米高以上的空间放置热环境综合测试仪, 10 分钟以后待数字显示稳定, 再读取该点的干球温度、湿度温度、黑球温度、综合温度。按照《高温作业气象条件测定方法》(GB 934—89) 进行数据处理作为该点气温、湿度, 热环境综合温度的测量结果。

监测发现综合温度最高的监测点为控制区阀门操作间 (1W313) 和 (2W353), 其干球温度分别为 60.4 °C 和 57.1 °C, 其综合温度分别为 40 °C 和 39.2 °C。在选择的 40 个监测点中, 综合温度最低的是 GB 廊道东侧, 其干球温度为 31.4 °C, 综合温度为 27.7 °C。2001 年度常规监测时室外空气温度平均 28.8 °C, 而选择的各监测点的空气温度均超过室外空气温度 2 °C 以上, 按《高温作业分级》规定属于高温作业区域。《高温作业分级》规定综合温度大于 30 °C, 就要控制劳动时间, 按此要求, 在选择的 40 个监测点中, 综合温度低于 29 °C 的监测点共有 7 个, 占 17.5%; 超过 29 °C 的监测点有 33 个, 占 82.5%, 其中大于 32 °C 的监测点有 16 个, 占 40%。

2001 年高温监测点的选择是以是否现场温度较高和是否可能有工作人员在此区域工作为条件的。所以高温监测出率较高是由于监测点的选择引起的。2001 年的高温监测选择在 9 月初, 恰巧监测时空气温度变低, 仅有 28.8 °C。虽然如此, 仍有 33 个监测点综合温度超过 29 °C。如果室外温度升高, 相当一部分监测点的温度可能高于监测结果。《高温作业分级》管理规定, 综合温度 30~32 °C 环境下, 轻度体力劳动允许持续接触时间为 80 分钟, 中度和重度体力劳动的允许持续时间要相应递减 10 分钟, 分别为 70 分钟和 60 分钟。随着综合温度的升高, 接触时间亦要缩短, 综合温度每升高 2 °C, 允许接触时间也要缩短 10 分钟。根据这一规定, 正常运行情况下, 大亚湾核电站的职工接触的高温很少有超过国家标准的。然而在异常情况下, 存在有超标的可能。对于高温的防护总的来说有三个方面, 一是热源的控制, 二是接触时间的限制, 三是个人防护。在这三个方面, 大亚湾核电站均采取了相应的措施, 但还有许多不足之处, 特别是还缺少防暑降温的相关程序。

防护措施包括在高温区域设立警示牌; 高温季节加强现场温度监测, 每月最少监测一次, 并通过公司网发布现场工作场所温度、湿度信息, 提请员工注意防暑降温; 加强防暑降温措施的落实, 除每年夏季发放两次清凉饮料、饭堂提供绿豆汤外, 在现场部分区域安装饮水机; 加强现场监督, 对高温场所检修和夏季室外作业, 工业安全科和职业医疗中心要到现场检查, 提供相应的防护措施。并按《高温作业分级》管理规定, 依据现场实际温度的监测情况限制连续接触高温的时间; 建立高温防护管理程序, 规范防暑降温工作; 加强高温的宣传和教育, 利用《健康天地》、《核电人》、《工业安全网页》宣传高温的防护知识。

3) 工频电场强度 监测方法按照《高压电作业场所工频电场卫生标准》(GB 16203—1996) 进行。在作业场所离地面 1.5 m 高的位置上放置探头, 测量者距离探头 3 m 以上, 待数据显示稳定后连续取 5 个数据取其平均值作为该点的监测结果。

2001 年度工频电场监测共选择了 15 个监测点, 分布于高压输出区域、升压站、输变电设备前、高压线下和公用开关盘等区域。在测量中发现, 高压输出 (TB) 和 TD 路阶高压线下有较强的工频电场, 其余各监测点的工频电场强度均在仪器的探测限以下。2001 年度监测最大工频电强度位于 TB 核惠线 500 kV 的 A 相下外侧, 工频电场强度为 5 863V, 超过了国家标准。监测中发现, 前后两次监测结果相差较大, 其原因是由于两次监测时的空气湿度不同而造成的。第一次监测时的空气湿度为 78%, 第二次监测时空气湿度为 96%。随着空气湿度的加大, 工频电场强度增大。

卫生学评价: 2001 年度工频电场强度监测发现大亚湾核电站工频电场强度增高的区域

均位于高压线下, 其他区域工频电场强度低于仪器的探测下限。仅有惠线 500 kV 的 A 相下方超过国家标准 (5 kV/m), 同时发现空气湿度不同, 工频电场强度亦不同, 随着湿度的加大, 工频电场强度增大。因此在此区域作业, 特别是空气湿度较大, 或阴雨天, 工作人员可能接触高强度的工频电场。

4) 微小气候和空气质量 监测方法按照《室内空气二氧化碳卫生标准》(GB/T 17094—1997)、《室内空气可吸入颗粒物卫生标准》(GB/T 17095—1997)、《室内空气中细菌总数卫生标准》(GB/T 17093—1997)、《车间空气监测检验方法》等规定进行监测, 每个监测点每天采样一次, 连续采样三天。

监测表明室内空气温度、相对湿度, CO, CO₂ 和可吸入颗粒物浓度及空气中的细菌总数在国家标准的允许值范围之内。但是生产车间风速偏小, 其中 NX 三废值班室、AC 通向 GB 的通道、TC 廊道、GE 楼发电机房、W070 (-7 m) 和 2DA223 等处风速在 0.1 m/s 以下, 不利于通风换气。

工作场所和办公室中空气离子浓度与自然空气离子浓度相似的监测点 39 个, 占 76.5%, 空气离子浓度 (正、负离子) 增高的监测点 12 个, 占 23.5%, 这些高离子浓度的监测点主要分布在地下室和电子控制设备较集中的监控场所。一般而言, 一定的负离子浓度对人体是有良性作用的, 而正离子却有负面影响。本次监测结果与往年监测结果基本相似, 地下室的电子设备比较集中的工作场所, 其空气中正负离子都较高。在大亚湾核电站室外空气清新, 空气质量好, 离子化程度合理, 正负离子比值分布在 1.0~1.2 之间。上述地点出现高离子浓度的现象, 不是正常环境应有的情况, 导致这些区域正负离子浓度高的原因可能是由于地下室通风不良, 建材释放的氡等气体使空气电离。对于电子设备比较集中的工作场所可能是由于设备所产生的各种射频辐射使空气加速, 而引起空气离子浓度增高, 其原因和防护措施还有待进一步观察的研究。

5) 照明 监测方法按照《工业企业照明设计标准》(GB 50034—94) 和《卫生防疫工作的规范》的要求进行监测。每个监测点每天监测一次, 连续监测三天。监测采用 HS6280D 型照度计。

2001 年常规监测选择了 56 个监测点依视觉作业分类, 属于 I—IV 级的监测点有 9 个, V—X 级的监测点有 33 个, 办公室及阅览室等辅助工作场所 14 个。从监测结果看, NX 三废值班室、YA 值班室工作面的照度分别为 38.0~41.01 lx 和 100.0~120.0 lx, 低于《工业企业照明设计要求 (GB 50034—92)》规定的 150.0~300.0 lx 的要求。V—X 级视觉要求的 33 个监测点的实测结果发现 51.5% 的工作面照度低于 10.0~20.0 lx, 满足不了国家法规的要求。

6) 大亚湾核电站反应堆厂房的照明监测 反应堆厂房的照明监测只能在大修期间进行。1, 2 号机组大修期间根据反应堆厂房不同工作面及廊道分布, 每台机组选择 34 个监测点, 监测点结果表明照度普遍偏低。国际照明委员会推荐 20 lx 作为非工作区域的最低照度, 是辨认物体和人体面部特征的最低限度。如有简单视觉要求的作业照度需达到 200 lx。有较高视觉要求的作业照度不得低于 500 lx。依此标准, 大亚湾核电站两个反应堆厂房大部分区域的照明普遍偏低, 第九轮大修要适当增加照明改造或增加临时照明, 以便保证检修人员的安全和健康, 及设备的检修质量。

7) 岭澳核电站主控室的噪音和照明监测 2001 年岭澳核电站正处在调试阶段, 主控制室开始值班, 操纵员感觉光线不足, 噪声较大。对岭澳核电站主控制室的照度监测发现主控

制室工作面上的照度分布在 205 ~ 230 Lx, 与大亚湾核电站主控制室照度相似, 操纵员感到光线较暗的原因与墙体颜色有关。大亚湾核电站主控制室墙壁体是乳白色, 岭澳核电站改成暗黄色, 造成岭澳核电站主控制室较暗, 建议把岭澳核电站主控制室的墙体颜色改成白色。岭澳核电站主控制室、隔离办、值长室的噪音监测分别于白天正常工作时间, 晚上 6 时, 深夜 12 时三个时段进行监测, 连续监测三天, 每次监测采集三个数据, 取其平均值。监测结果发现, 岭澳核电站 1 号主控制室各个监测点的噪声水平均超过了国家标准。《核电厂控制室的设计》(GB/T 13630—920) 及《核电站控制室设计的人因工程原则》(HAF. J0055) 均规定主控制室环境噪声不大于 45 dB (A), 回声应限制在 1 秒以下。按此标准控制, 岭澳核电站 1 号主控制室噪声最低超标 19.5 dB (A), 最高超标 27.4 dB (A)。如果把主控制室的噪声按城市区域环境噪声标准来实施控制, 对岭澳核电站 1 号主控制室噪声来源的调查发现, 造成噪声超标的主要原因是通风系统。特别是值长室入口, 风机开启后, 风管振动使得值长室的门也产生振动声响。在噪声调查期间, 监测发现停运风机后, 1 号主控制室的噪声平均降低 20 dB (A) 左右。噪声的防护主要有三个方面, 一是噪声的控制; 二是接触时间控制; 三是个人防护。对于主控制室操纵员来说不可能带着耳罩上班, 也不可能缩短工作时间。因此, 对于岭澳核电站 1 号主控制室噪声的控制主要是噪声源控制, 对通风系统进行必要的改造, 使其噪声符合国家标准的要求。

8) 厂界噪声的监测和评价 从 2001 年厂界噪声的监测结果来看, 大亚湾核电站运行期间, 厂区周围噪声水平在休息日和工作日变化不大, 昼夜无明显差异, 最高噪声位于厂房东侧(汽轮机厂房外), 平均噪声水平为 67.8 dB (A)。最低噪声位于辅助厂房一侧, 平均 47.6 dB (A)。岭澳核电站昼夜噪声有明显差异, 休息日和工作日亦有明显变化, 工作日厂区周围最高噪声 67.8 dB (A), 最低噪声 58.3 dB (A)。夜间噪声明显减低, 最低值为 41.7 dB (A)。从整个监测结果来看, 大亚湾核电站运行和岭澳核电站施工建设期间, 其厂界噪声均没有超过国家标准。

2.2.5.4 职业健康监督

职业健康监督包括就业前的健康检查、定期健康检查、工作适任性评价和患病员工的健康随访。工作适任性评价是在健康检查结束后, 依据职业健康结果及聘任岗位的健康要求进行的。对于辐射工作人员, 在作出“不能从事辐射工作”或“脱离辐射工作”的结论时, 根据受照射情况、工作需要、本人的年龄、技术专长、健康状况等进行综合分析评价, 特别是对于从事辐射工作多年并有技术专长或受过系统专业培训的辐射工作人员, 在取消其从事辐射工作的资格时, 仔细地权衡了这一决定对社会和个人的利益和代价。经分析评价后, 若作出可以从事辐射工作的结论, 则列为“暂时能从事辐射工作”。对此类人员, 定期随访, 严密观察, 不因这个结论给患者的健康带来不良后果, 或给核安全造成影响。

2001 年度健康检查集中在 5 ~ 7 月进行, 1349 人接受了健康检查, 4 人因出国, 12 人因外出培训(或出差), 2 人因病休, 5 人因探亲休假没有进行健康检查。体检发现色盲和色弱 26 人, 血压增高 83 人, 血脂增高 70 人, 血糖增高 23 人, 体重超重 149 人, 心电图异常 84 人, 脂肪肝 46 人, 转氨酶增高 55 人, 乙型肝炎表面抗原阳性 53 人, 慢性肾功能不全 2 人, 肾结石 14 人, 胆结石 12 人, 慢性胆囊炎 17 人, 尿检异常 86 人, 甲亢 3 人, 妇科疾病 4 人, 白细胞减低 37 人。体检结果除泌尿系感染增加外, 其他疾病的检出率与往年比较没有明显差异。体检结束后对某些疾病不宜从事相应工作的人员, 提出医学建议, 调整岗位, 合理安排, 既保障了劳动安全, 又保护了员工的健康, 维护了职工的基本权利。

职业健康监督中,2001年增加了肺功能,电监听的检查。在工作适任性评价上,加强了特种作业人员和操纵员的健康监督。对二级消防干预队员的体力评价,还需增加检查项目,以便做出合理评价,以保证在事故情况下二级消防干预队员的体力满足应急情况下的需要。

2.2.5.5 职业健康保健

2001年度体检结束后,向每一位员工都发放了个人健康检查结论和工作适任性评价报告,并提出了相应的医学建议。根据员工的健康状况及其存在的问题制定了部分员工的保健计划。向患有心血管疾病的员工有针对性地发放保健知识宣传资料。对高血压,高血糖患者定期测量,跟踪监督,督促治疗,观察疗效。冬春季感冒流行期间注射流感疫苗,夏季发放清凉饮料。同时职业医疗门诊随访,2001年门诊随访2000多人·次,邀请苏州大学附属二院的心血管病和耳鼻喉科病专家来大亚湾核电站工地进行专家咨询,保障了员工的身体健康。

2.2.5.6 职业心理学服务

在职业健康管理工作中心理学问题越来越受到人们的关注。对于职业心理学而言,一般包括职业心理学测评、人因事故的心理调查和评价以及心理健康促进。大亚湾核电站的职业心理学服务刚刚起步,对学习操纵员进行了心理测评,作为选择操纵员的参考条件。心理健康促进从两个方面开展工作,一是心理咨询和治疗;二是心理学知识的宣传和教,特别是对安全心理学的知识宣传。对违章操作的心理进行分析,帮助员工从心理上克服不安全的操作心理,养成自觉遵守安全操作的习惯。

2.2.5.7 职业健康知识的宣传和教

2001年度大亚湾核电站的职业健康宣传和教以健康专栏、核电计算机网和《核电人》杂志宣传卫生健康知识为主,同时开展讲座和咨询。2001年度编辑出版健康宣传材料56期,更换健康宣传栏宣传材料15000多份。

2.2.5.8 异常照射情况下医学干预的准备及实施

职业医疗中心负责大亚湾核电站异常照射情况下的医学干预,针对异常照射发生的不同情况和不同阶段,从医学管理、医学预防及医学处理方面准备了相应的措施:对人员进行了相应的培训;建立了设备齐全的现场去污室及去污中心;配备了相应的污染监测设备和去污剂、内污染阻吸收剂、促排剂、抗放药物、核事故急救药箱等物品,基本满足了现场异常照射情况下的需要。对应急照射前的医学干预、应急照射和事故照射后医学干预从医学管理、医学预防及医学处理方面作了明确规定。2001年大亚湾核电站没有发生过量照射事故。控制区发生的各种外伤,都从防止内污染的角度,提出了医学建议,并采取相应的措施,没有因外伤而发生内污染事故。36例皮肤放射性核素污染,去污均达本底水平,体表污染的原因主要是习惯性违章。

2001年为核电工地承包商医务人员、核服总医疗中心医务人员和职业医疗中心医务人员进行了核事故医学应急培训,并为员工进行了37期急救培训,共有1082人参加。应急急救演习均达到了规定的应急响应要求。

现场放置的创伤箱、保健药箱、救护车、洗眼器和淋浴器,以及专用去污室,去污中心、抢救室的设施、设备、器材,每周巡检一次,周检率100%,可用率100%。核电工地范围各应急集合点放置了两万多片碘片,每季度巡检一次,季检率100%,碘片保存完好率100%。2001年岭澳核电站装料前举行的综合应急演习,GNPS/LNPS场内医学应急演习得到

检验,证明是有效的,符合 GNPS/LNPS 场内的实际情况,能够满足场内医学应急的需要。

2.2.5.9 员工健康档案管理

职业医疗中心对核电站的工作人员建立了详细的个人健康档案。健康档案包括职业史、个人史、家族史、既往史、个人受照射剂量、有害物质接触量、就业前的检查记录、历年的健康检查记录、异常照射情况下的医学干预记录、过量照射人员的医学随访记录和职业病的诊治记录等。个人健康档案是个人的保密材料,其使用范围限于工作适应性评价、劳动能力鉴定、应急照射时的健康评价、职业病诊断、职工健康保健、人群健康评价、职业危害水平与效应的评价等。个人健康档案实行档案库和计算机双重管理,以文字管理为准,每年对健康档案进行一次整理。健康档案库包括人员信息、健康检查计划、物理检查数据、化验及仪器检查数据库、工作适任性评价数据、个人病史、特殊项目检查数据等。

2.2.5.10 卫生防疫

2001 年为全体员工注射了甲肝和乙肝疫苗,春、冬两季流感流行季节为员工接种流感疫苗,对疟疾高危人群发放预防药品。2001 年没有一例新发疟疾患者,没有发生流感流行。乙型肝炎表面抗原阳性者的比例明显低于深圳市的平均水平。

每月对食堂卫生检查一次,及时提出问题,跟踪监督。餐具抽查全部符合卫生标准要求。

2001 年按计划定期调查了工地范围“四害”的分布情况,特别是加强了虫害滋生地的防治,根据季节变化组织核电工地范围内的所有单位进行集体灭蚊、灭蝇、灭鼠活动。2001 年共集体灭蚊、灭蝇四次,灭鼠两次,收到了良好效果,使“四害”的分布明显低于国家的卫生标准。

2.2.6 电站应急计划与准备

2.2.6.1 群堆管理应急计划与准备的统一

根据国家环保总局关于群堆厂址“统一制定并实施应急响应计划和准备”的要求以及广东核电合营有限公司(GNPJVC)和岭澳核电有限公司(LANPC)关于广东大亚湾核电站(GNPS)和岭澳核电站(LNPS)实施群堆管理的工作原则,决定两电站统一进行应急计划与准备,并在十二个方面实现统一:

- 1) 统一的《广东大亚湾核电站/岭澳核电站场内应急计划》;
- 2) 统一的应急响应组织;
- 3) 统一的应急执行程序 and 应急响应指令;
- 4) 统一的应急计划区;
- 5) 统一的应急指挥中心;
- 6) 统一的应急指挥通信系统;
- 7) 统一的应急环境监测方案;
- 8) 统一的事故工况下机组状态评价系统和辐射后果评价系统;
- 9) 统一的应急防护行动方案;
- 10) 统一的应急状态分级和应急行动水平;
- 11) 统一的医学应急计划;
- 12) 统一的对外接口关系。

1. 《场内应急计划》、执行程序等相关文件的准备

2001年NNSA对电站上报的《场内应急计划》进行了评审，并现场检查验证和全过程评估岭澳核电站首次装料前场内综合应急演习。电站根据NNSA的反馈意见进行了修改生效。为使《应急计划》更具有可操作性，设计了与之配套的管理程序1份、执行程序8份、技术支持程序12份。这些程序明确了公司内各部门和驻核电工地各承包商在应急计划与准备方面的职责；定义了各应急响应组的功能；建立了各应急岗位的工作导则；规范了各应急人员的响应行动。

2. 应急设施设备的准备

1) 在总结GNPS应急准备工作经验的基础上，充分考虑应急中心应满足可居留性的要求，并适时反馈到LNPS的工程建设和生产准备，选择合适的地理位置建设GNPS/LNPS共用的应急指挥中心（EM楼），避免了LNPS重蹈GNPS建设EG楼而无法通过NNSA评审的覆辙。该中心具有数据获取、机组状态评价、辐射后果评价、应急指挥通信控制等功能，能满足应急指挥、技术支持、后勤保障的需要。此外，EM楼内设有先进的计算机网络系统，能最大限度地满足信息共享，保证信息传递准确快捷。

GNPS和LNPS的安全防护组（GRP和LRP）的活动场所分别设在各自电站的电气厂房（L543和LL543）。

GNPS原应急中心（EG楼）调整为维修服务组的活动场所。

2) 应急指挥通信系统有了较大的改进。已建成稳定性较高的、具有多重保障的光纤同步环网传输的语音系统；构成了一套既有公共寻呼台功能又能满足核电站特殊要求的无线寻呼系统；在GNPS系统的基础上，拓展成覆盖整个核电工地的有线广播、警报系统。

3) 引进法国核安全与防护研究院（IPSN）开发的机组状态诊断/预测系统（SESAME）。根据协议，由IPSN负责按照GNPS和LNPS的特殊点进行适应性改编，并培训技术人员。该系统能根据机组的运行参数实时诊断机组的状态，并对事故的可能演化过程进行预测。

4) 改进事故后果评价系统。在GNPS现有的事故后果快速评价系统的基础上进行改进，委托清华大学利用RODOS成熟的模块进行软件集成和硬件整合，组成适合于GNPS/LNPS特征的事故后果评价系统。在十公里范围内增建4个自动气象监测站（大鹏、水头、坝岗、杨梅坑），可适时给出流场趋势，为事故后果评价提供更为可靠的条件。

5) 在烟羽应急计划区以外的核电消防特勤大队（虎地排），设立核电站应急撤离临时安置、污染监测、去污中转站。该中转站内配有快速筛选式人员及车辆污染监测设备、去污设备和撤离人员中转调度设备。

3. 建立应急响应组织

1) 根据应急响应的最低人力要求设定应急岗位，建立应急响应组织。应急组织中各应急响应组均赋予明确的功能。各应急岗位职责不交叉，不重复。事故条件下可根据实际需要增加应急响应力量。应急ON-CALL组织与技术ON-CALL组织相兼容。

2) 应急响应人员任命应符合下列资格要求：具有履行核安全责任的自觉性；具有核电站安全运行的基本知识和相应的核安全授权；具有履行本岗位应急响应职责的专业技能。

应急响应人员的任命实行分级授权，处长、部门经理、公司总经理三级管理者承担相应的提名、审核、批准应急响应人员的责任。

4. 应急培训

组织GNPJVC和LANPC全体员工参加应急基础知识培训，2001年共组织44期培训课，

1 225人接受培训。组织应急 ON-CALL人员参加各自应急响应组的启动与响应专项培训, 2001年共组织34期培训课, 1 117人接受培训。组织在应急组织中担当重要技术岗位的人员参加专项技术培训。

2.2.6.2 应急响应能力的维持

1. 维持大亚湾核电站应急设施设备处随时可用状态

推行应急设施设备归口管理和各责任单位自行定期检查相结合的做法, 即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。2001年应急设施设备可用率年平均达95%以上。

电站与广州中心气象台紧密合作, 保持天气预报系统全年安全稳定运行, 特别是在台风期间, 及时准确地提供台风预警信息和台风走向路径, 为防抗台风提供可靠的依据, 保证了机组的安全稳定运行。

2. 组织大亚湾核电站应急组织进行应急演习

2001年5月24日GNPS应急组织进行全厂综合应急演习。演习的目的是为了保持大亚湾核电站的应急响应能力在适当的水平, 检验应急组织中的运行人员、技术支持人员、应急指挥人员以及场内其他应急响应人员应付突发事件的能力, 检验应急设施、设备、文件等准备的有效性。QAD和OSL独立对本次演习的响应行动进行评估。定量评价结果表明, 8个响应组的平均得分为89.3(80.0分及格), 达到了预期的目的。

3. 大亚湾核电站应急组织向统一应急组织过渡

根据大亚湾核电站和岭澳核电站统一进行应急计划与准备的要求, 经过一系列的培训后, 大亚湾核电站应急组织于2001年7月27日顺利过渡到大亚湾核电站/岭澳核电站统一应急组织。

2.2.6.3 LNPS Pre-OSART 评审(应急准备方面)

2001年8月5日—23日, 国际原子能机构应邀对LNPS生产准备进行为期3周的安全评审活动(Pre-OSART), 应急计划与准备作为被评审的9个领域之一全面接受IAEA专家的审评。结论是: 2个良好实践(Good practice), 4个改进行动(Recommendation), 1个改进建议(Suggestion)。

2个良好实践分别是: ①实施群堆管理, 并实现十二方面的统一, 优化使用应急准备资源; ②引用最新国际标准, 用逻辑图引导的方法来规范应急响应行动。

4个改进行动分别是: ①电站应与核安全主管当局一同审查应急通报过程, 从而在出现严重事故时能最大程度地缩短过程时间; ②电站应建立相应的手段, 确保承包商的应急准备工作到位, 以使其对场内应急响应行动的影响减少到最小程度; ③电站应审查重要区域内保卫事件的响应程序, 以确保行动有效且不会降低安全水平; ④电站应审查对伤员受污染或严重过量照射人员处理的准备情况, 从而确保可提供适当的医疗处理。

1个改进建议是: 电站应考虑与场外的政府部门共同采取某种手段, 以确保电站与场外官员仅在一个地点发布应急信息。

2.2.6.4 场内综合应急演习

为检验大亚湾核电站/岭澳核电站统一应急组织的整体协调性和应急响应能力, 8月29日应急组织第一次进行场内综合应急演习。应急指挥部及其他所有应急响应组全部启动并参与响应。此次演习的目的是为了检验统一应急计划及其相关程序的有效性, 检验建立统一应

急组织后的运行人员、技术支持人员、应急指挥人员以及场内其他应急响应人员应付突发事件的能力；同时检验应急设施、设备、文件等准备的有效性。此次演习也是为岭澳核电站首次装料前场内综合应急演习做准备，将演习过程中暴露出来的问题及时跟踪解决。

根据岭澳核电站工程建设和生产准备的进度计划，2001年12月8日岭澳核电站1号机组反应堆首次装料。在此之前，生产准备的重要里程碑之一——场内综合应急演习，于2001年10月17日组织实施。演习取得成功并通过了国家核安全局的评估，实现了LNPS生产准备的又一关键里程碑，为LNPS申请装料许可证创造了必要的条件。

为了确保岭澳核电站首次装料演习得以顺利实施，应急准备管理部门综合分析了LNPS首次装料前场内综合应急演习应具备的条件，包括设施设备、物资、文件准备及应急组织的建立、人员培训、演练、演习等多方面工作。成立了LNPS首次装料前场内综合应急演习领导小组，由生产副总经理任组长，LNPS厂长任副组长，相关部门副经理或处长为领导小组成员。领导小组定期举行会议，全面推动各项准备工作。

演习过程中按实际要求向场外应急组织和NNSA通报应急信息，现场行动按实际要求展开。响应行动包括消防行动、急救行动、机组控制、环境监测、事故后果评价、机组状态诊断与预测、设备抢修、技术支持、非应急人员集合清点、隐蔽、服用碘片、撤离、受污染人员的去污行动。

国家核安全局的官员和专家全过程跟踪评估了此次演习，并给予高度评价，认为《广东大亚湾核电站/岭澳核电站场内应急计划》满足核安全法规的要求，符合群堆管理模式下统一进行应急准备工作的要求，较好地实现了群堆厂址的应急准备。新的应急中心功能完善，可居留性满足要求，信息传递使用先进的网络技术，其实时性、可靠性大大提高。应急准备工作充分，两电站各部门高度重视应急演习，认真、踏实地进行应急响应。演习采用过程引导的自由响应，有新技术，新思路。

2001年12月5日，广东省场外应急组织进行第4次演习，电站应急指挥部和技术支持中心启动并参与应急响应，定时向省应急指挥部报告机组状态和事故评价结果，演习历时6h，圆满完成了配合广东省进行第4次场外应急演习任务。

2.2.7 电站保卫及核材料实体保障

2.2.7.1 电站保卫的任务

2001年是电站保卫工作比较繁重的一年，保卫科以群堆管理模式对保卫工作提出的新要求为出发点，大力加强保卫队伍建设，完善保卫科组织机构和人员配备，确保GNPS保卫设施可靠使用，密切跟踪LNPS保卫系统进展情况并及时做好系统投运安排，协助完成LNPS核燃料许可证申请及文件准备工作，做好GNPS燃料运输和LNPS首炉燃料到场的保卫工作，确保了GNPS安全生产及LNPS移交投产安全保卫的需要。

2.2.7.2 保卫工作实绩

根据LNPS工程进展情况和现场保卫工作的需要，保卫科较早就做好了组织机构规划和人员准备工作。根据岗位设置完成了科内人员配备，并明确了LNPS各保卫岗位的具体职责。根据岗位要求招聘了25名新经警和2名现场管理员，并合理地进行了人员分配与调整，新老科学搭配，满足了现场保卫任务的要求。

为了更好地保障GNPS安全保卫工作的开展，根据电站保卫工作需要和保卫相关程序的规定，及时修改和完善了各警卫岗位职责和警卫人员执勤检查规范，制定了警卫人员执勤规

范用语、通道警卫检查规范，建立了警卫人员执勤岗位工作纪律。警卫工作在程序化和制度化方面上了一个新台阶。

为进一步规范和完善了通行卡管理工作，制定了《制卡手册》以规范制卡工作。同时制定了临时卡管理办法和大修卡管理办法，完善了长期卡和临时卡两个数据库，并开始网上办卡软件的开发工作，使通行卡管理更加规范和完善。

KKK系统和DSI系统全年保持稳定运行，没有出现一起系统全面瘫痪的严重性故障。加上现场维修响应及时，全年可通行率始终保持在99%以上，达到年初制定的承诺指标。全年共完成48次周检，基本保证每周进行一次系统巡视检查，并完成了两次系统维护。解决了如继电器柜无法接收报警、录像机联动录像3分钟后不能自动停止、探测器报警后不能复位、摄像机支架锈蚀、信号线路检查、探测器不稳定、有线对讲机无法通话或噪音大等问题。

从2001年1月开始，LNPS LOT14A系统进入土建安装阶段，为此制定了《2001年度LNPS保卫工作计划》。并从2月份开始，由工程部与生产部相关单位组成了LOT14A工作组，建立周会制度，定期对LNPS保卫系统的安装与调试进行跟踪检查，及时解决出现的问题。2001年5月15日，KSU系统、KKK系统LUA/LUD出人控制设施宣布EFSR，标志着LOT14A系统进入调试关键路径。保卫科技术员直接参与调试工作，对调试过程中发现的问题，及时与相关单位及承包商现场代表讨论解决，总结调试过程中出现的问题及其解决方案，为系统今后的运行与维护工作打下了坚实的基础。8月20日，LUA/LUD楼正式启用并开始前期准备工作。9月中旬，LUA/LUD楼宣布BHO，管理责任由工程部转移到生产部。9月底，经警开始正式值勤。

“9·11”事件后根据公司领导指示及电厂领导的要求，保卫科加强了对进入UD人员和车辆的检查力度，上下班高峰期加派班长和巡逻警卫到UD执勤，加强对进入UD人员携带物品的检查，对外来送货车辆进行全程跟踪。同时加强警卫执勤工作，重点是加强了有关执勤的规定和措施的落实。通道警卫对出入人员读卡、携物做好监督检查工作，对出人的车辆进行严格检查登记。2001年警卫人员在执勤检查中共查获盗窃案件2起，抓获打骚扰电话者1人，查获携带公司秘密文件出厂区事件1起，查获借卡、读卡带人以及其他违反出入管理规定者36人。另一方面进行通行卡清理工作，对UD人行通道通行卡授权、UD车道通行卡授权和车证进行清理。

2001年保卫科的培训工作增强了计划性和目的性，开展了一系列结合工作实际的特色在岗培训，全科基本授权培训完成情况较好。全年累计参加培训的人次超过1604人·次，培训时间10568人·时；其中基本授权培训233人·次，培训时间2444人·时，在岗培训1371人·次，培训时间8124人·时。结合岗位要求进行了保卫法规程序学习、警卫LNPS现场培训、新经警上岗培训、X光机操作培训考核、防爆器材使用培训以及保卫人员燃料到场培训等一系列与岗位工作相关的培训。同时逐步建立培训考核手段。按照培训计划，对新招经警进行了KKK、DSI保卫系统、LNPS现场总体情况和组织机构介绍及保卫程序培训，并进行了考核。

2.2.7.3 核材料的实体保障

2001年保卫科工作重点之一就是保证LNPS首炉核燃料到场装料和GNPS燃料运输万无一失。保卫科根据计划预先完成了核材料许可证申请材料的准备，并针对系统和现场状况制定了LNPS首炉核燃料到场临时保卫措施。2001年8月中旬，国家核安全局专家到现场进行

检查评估, 专家对岭澳核电站的保卫工作给予了充分的肯定。在燃料到场之前成立了临时保卫小组协调核燃料到场保卫工作, 提前在现场设立了临时隔离区和存放点, 进行保卫边界隔离。临时保卫小组统一配置和协调了现场保卫力量, 在核燃料作业过程中公安、武警和保卫科等几支保卫力量相互配合, 认真执勤, 严格执行核燃料作业专用证制度, 保证了核燃料到场和装料的顺利完成。2001年GNPS也按计划、按要求顺利完成了核材料许可证换证和核燃料运输工作。

2.3 电站管理

2.3.1 综合计划调度

2.3.1.1 年度发电计划执行情况

1. 2001年发电计划概述

在2000年9月20日召开的广东核电合营有限公司第54次董事会会议上, 批准大亚湾核电站2001年的发电计划为计划上网136亿kW·h, 实际按上网138亿kW·h安排机组运行方式。2001年年初因大修工期大幅缩短, 根据2001年发电计划执行情况和机组的实际运行状况, 2001年上网目标调整为143亿kW·h。

2. 全年主要情况描述

1号机组第七次大修工期为38天, 创1号机组大修工期最短纪录。2号机组于12月10日与电网成功解列进入第八次大修, 工期35天。

虽然上半年机组整体运行结果不是很理想, 发生非计划停机停堆两次, 申请电网安排停机检修两次。但下半年通过一系列的生产管理改进, 对运行控制和检修工作过程进行优化, 实行以现场为中心的低重心管理, 迅速扭转了上半年生产不利局面。下半年除因限制核电上网电量而减载外, 机组基本上保持满功率运行。全年总共发生强迫停机及设备失效减载13.64天, 因电网要求等效减载15.70天。非计划能力损失因子达到2.045%, 超过2%的目标控制值。

2001年全年上网电量达到143.648亿kW·h, 创历史上网电量最高纪录。能力因子达到89.46%, 负荷因子达到87.02%, 均创历史最高水平。2001年发电计划主要指标执行情况见表2.3.1.1-1。

表 2.3.1.1-1 2001 年全年发电计划各项指标

	2001年目标	全年累计	去年同期	同比增减
上网电量/亿kW·h	143.000	143.648	140.633	3.015
机组可用率/%	89.36	89.46	87.04	2.42
负荷因子/%	87.52	87.02	85.05	1.97
全年非计划能力损失因子/%	2.00	2.05*	1.18	0.87
减载等效天数/d	13.43	15.70	10.97	4.73
强停及设备失效减载/d	14.40	13.64	10.17	3.47
非计划维修停堆次数	2	2	1	1

注: 1号机组第七次大修因设备原因比原计划提前1.25天开始, 此1.25天包含在38天的大修工期内, 但按非计划能力损失计算。

3. 发电计划具体执行情况

(1) 发电量及其销售情况

大亚湾核电站全年累计上网电量达到 143.648 亿 kW·h，同比增加 2.144%。其中销往中华电力公司 100.55 亿 kW·h，首次超过 100 亿 kW·h；销往广东电力公司 43.09 亿 kW·h。

(2) 强迫停机及设备失效减载

全年发生非计划停机停堆两次，申请电网安排停机检修两次。累计发生强迫停机及设备失效减载天数共 13.64 天，非计划能力损失因子为 2.045%。其中非计划停机停堆损失 1.07 天，计划申请电网安排停机检修损失 11.90 天，其他设备失效减载 0.67 天。其主要事件如下所述：

1) 3 月 22 日进行 2 号机组 48 V 直流盘倒电时，因运行操作人员误操作蓄电池开关，造成 2LCA 母线失电，从而导致反应堆保护系统失去控制电源，反应堆自动停堆，机组与电网解列。此次事件造成停机损失 0.58 天。

2) 4 月 4 日为处理 2 号机组发电机密封瓦空气侧密封油压低故障，经电网安排停机消缺，4 月 13 日并网升功率。此次事件造成停机损失 9.97 天。

3) 6 月 5 日为处理 1 号机组发电机定子 C 相出线端的水电接头漏水，经电网安排、1 号机组停机更换水电接头，6 月 7 日并网升功率。此次事件造成停机损失 1.93 天。

4) 6 月 16 日因 1 号机组主泵跳闸引发 1 号机组自动停堆，查明原因后更换了故障板件，6 月 17 日并网升功率。此次事件造成停机损失 0.49 天。

(3) 外部原因减载

全年因电网外部原因而减载损失 15.70 天。上半年由于广东省供电形势偏紧，电网基本上没有限制核电的上网电量，因电网原因减载总共损失 4.99 天。下半年由于今年广东省电网下属的许多电厂都没有按计划完成全年的计划上网电量，而核电已超计划发电较多，中心调度所提出核电的 2001 年上网电量按 138 亿 kW·h 执行。后经多方努力，电网同意按 143 亿 kW·h 安排，不再增加核电的 2001 年上网电量。在此情况下，核电两台机组安排了很长一段时间减载。主要减载事件如下所述：

1) 因元旦期间的电网负荷水平低而减载损失 1.10 天；

2) 因电网春节期间的保电安排而减载损失 1.61 天；

3) 因核惠线停运，电网限制大亚湾核电站的上网功率为 1600 MW 而减载损失 2.24 天。

4) 因电网限制核电上网电量而减载损失 9.96 天。

2001 年发电计划执行情况见图 2.3.1.1-1。

(4) 燃料管理

按照第八循环的燃料装载方案，1 号机组燃料实际装载 324 EFPD，2 号机组实际装载 315 EFPD。1 号机组全年停机及减载总共 12.93 天，2 号机组停机及减载总共 16.41 天。截至年底，1 号机组第八燃料循环实际消耗 298.76 EFPD，预计其停堆燃耗将为 321.50 EFPD，2 号机组停堆燃耗为 326.81 EFPD。

2.3.1.2 电站预算管理 and 控制

2001 年在公司各级领导的大力支持下，尤其是在各成本中心的积极配合下，电站的成本控制工作取得了令人满意的效果，为降低核电生产电价做出了较大的贡献。2001 年实际成本与预算相比节省了近 20% 的费用，控制在年初所制订的指标之内。生产运行维修成本

决算数为 3 772.5 万美元，比 2000 年节约 145.8 万美元，是大亚湾核电站商运以来成本费用最低的一年。

具体来看较大节省的贡献主要来自以下方面：

- 1) 低值易耗品和采购运输费的决算占批准预算的 65.80%，节省预算 26.3 万美元；
- 2) 厂外技术支持费的决算占批准预算的 53.98%，节省预算 138.2 万美元；
- 3) 辅助生产设施运行维修费的决算占批准预算的 53.26%，节省预算 157.6 万美元；
- 4) 生产厂房和建筑物维修费的决算占预算的 81.7%，节省预算 22 万美元，比 2000 年度决算金额减少了 18.6 万美元；
- 5) 生产文件档案管理和运作费的决算占预算的 64.13%，节省预算 16 万美元；
- 6) 电厂培训费的决算占预算的 47.43%，节省预算 62.3 万美元；
- 7) 环境监测和保护费的决算占预算的 45.67%，节省预算 64.6 万美元；
- 8) 1 号机组第七次、2 号机组第八次换料大修中，由于大修工期的缩短及大修外包项目引入竞争导致承包商单价不同程度的下降，并且将以往由外方承担的部分项目转至价格相对较低的国内承包商，使 2001 年大修费用控制在 1 376.8 万美元，比 2000 年大修成本又有所下降；
- 9) 电厂行政管理费决算占批准预算的 80.57%，节省预算 48.8 万美元，较 2000 年度也有所降低，约减少 26.4 美元。

2001 年对于成本控制科来说是较为困难的一年，由于 GNPS 和 LNPS 实施群堆管理，在成本控制工作上面临新的挑战，为保证群堆管理下资源共享、合理优化的目标得以实现，成本控制科采取了一些有力的措施来保证成本控制。

1. 群堆管理模式下的成本控制

按总经理部指示及 GNPJVC、LANPC 财务部通知，从 2001 年 7 月 1 日起，生产一部、维修部、技术部、质保部的 LNPS 生产准备预算的执行管理从生产二部转到生产一部发电规划处成本控制科。成本控制科面临三类预算的管理，即 GNPS 生产预算、LNPS 生产预算及 LNPS 生产准备预算。

(1) 加强联系、分工管理

由于三类预算所针对的数据库、预算科目、立项单及立项方法的不同，各成本中心在预算执行过程中可能会存在概念不清而出现混淆，并且 LNPS 生产准备预算与生产预算数据不在同一个数据库，给工作造成诸多不便。在此种情况下，GNPS 成本控制科与 LNPS 预算成本科保持紧密联系，尽量将问题内部消化，避免由于工作的转移而给使用部门造成影响。

成本控制科内按部划分为三个组，分别负责生产、维修、技术的预算，使用部门有明确的对口人，便于工作的开展。

(2) 分清费用、资源共享

为划清 GNPS 和 LNPS 费用，真正贯彻资源共享、控制总成本的原则，成本控制科对于所收到的每一个单据都会与申请人联系，确定费用的归属问题，特别是对于设备、材料及工具的采购，都会向用户了解该资源是否可以两电站共享或是一方是否已有该资源，另一方有无购买的必要或是可减少购买数量等，以达到合理配置、合理使用。

(3) 利用群堆优势降低成本

对于两电站都需要实施的同类项目，建议尽量站在群堆管理的角度来考虑问题，如同类物资统一采购以形成规模效应、两电站采用不同的承包商形成竞争等手段来降低采购或服务成本。

2. 分级预算管理

为了充分调动各成本中心以至全体员工控制预算和成本的积极性和主动性, 改变职责不清的局面, 2000 年电站推行了分级预算管理, 并取得了较好的成效。2001 年成本控制部门继续推行和深化分级预算管理制度, 使各成本中心对预算执行和控制的关心和重视程度得到了提高和加强。

在本年度的大修中, 静机处、转机处两位工作负责人对大修项目工作量及 WRN 工时的确定采取了谨慎负责的态度, 发现遗漏或多计的现象, 主动找大修处商量, 形成了较好的工作氛围。这表明员工已经开始自觉地合理使用预算和避免浪费, 分级管理的全员参与性已逐步得到了体现。

实行责、权、利相结合的机制让成本中心真正负起相应的预算控制责任, 各成本中心的负责人开始关注本成本中心的预算, 并会主动与成本科联系, 咨询、了解有关预算事宜。

3. ABC (以活动为基础的成本管理)

为了改善现有成本管理模式的局限性, 公司准备引进世界上较为先进的 ABC 成本管理模式, 即以活动为基础的成本管理。该项目已在 2000 年启动, 2001 年已取得较大的进展:

1) 采购了 OROS 软件, 使 ABC 项目具备了开发平台, 专业化的 ABC 软件也有助于 ABC 项目的规范;

2) 对 ABC 小组成员进行了 ABC 理论和 OROS 软件的培训;

3) ABC 小组以维修成本为例进行了 ABC 试点;

4) 制定了 ABC 下一步的工作计划。

4. 预算管理和成本控制良好实践

1) 2001 年成本控制科完成了阻尼器的经济可行性分析, 并协助 TEN 进行 PMC 换料机改造的成本效益分析, 为管理层决策提供了依据。

2) 2001 年 3 月份完成了《各成本中心 2000 年度预算和决算的评价报告》, 向各成本中心通报其预算执行情况及预算编制、执行中存在的问题, 从职能部门的角度向各成本中心提出相应的改进建议, 供各成本中心参考, 从而也加强了成本控制职能部门与各成本中心的沟通。

3) 为了规范电站的对外交际活动, 并严格控制成本, 成本控制科对原有交际应酬费管理程序进行修改, 于 2001 年 12 月颁发了新的《生产系统关于交际应酬的规定》。

4) 为方便各成本中心进行预算申报, 成本控制科根据各处的历史情况提供其预算申报范围, 制定了各成本中心预算申报限额; 为使各成本中心的控制工作有据可依, 成本控制科以 1996—1998 年的实际成本的平均数、1999 年的实际执行数及 2000 年决算数为依据制定了 2001 年的预算控制目标值, 并根据各成本中心的变动和所负责内容的变化等具体情况进行了部分修正。

5) 编制了 LNPS 首次生产预算。LNPS 涉及生产准备预算及生产预算两类预算, 使成本中心在申报时容易混淆, 为防止此种情况的发生, 成本控制科人员到现场与各成本中心兼职预算员进行沟通协调。

5. 成本文化建设

成本文化建设旨在让企业全体员工形成共同的价值取向, 自觉主动地节约成本。2001 年公司的成本文化建设工作全面展开, 开展了以下具体工作:

1) 提出了成本文化建设的策划方案;

2) 进行成本文化的全员培训。通过多年的成本控制政策宣讲和有关方面的培训，特别是2001年8月配合财务部及培训中心在全公司范围内开展了成本文化培训，提高了广大职工的成本控制意识，为2001年所取得的成绩奠定了基础；

3) 开展成本文化建设的调研，提出十大成本控制问题；

4) 筹备成本文化的宣传工作。

2.3.2 部门管理计划

公司的管理计划体系是由公司级、部门级和处级这种自上而下的各级管理计划所组成。各级又都通过明确使命、提出目标、制定行动计划、落实计划和跟踪反馈等环节组成本级的管理计划体系。管理计划体系结构和内容结构反映在下图2.3.2-1中，从图中可以看到管理计划是一个自上而下逐级承诺的战略体系，每一层级的行动均是对上一层级内容的分解和细化，是对上一层级目标的具体落实。

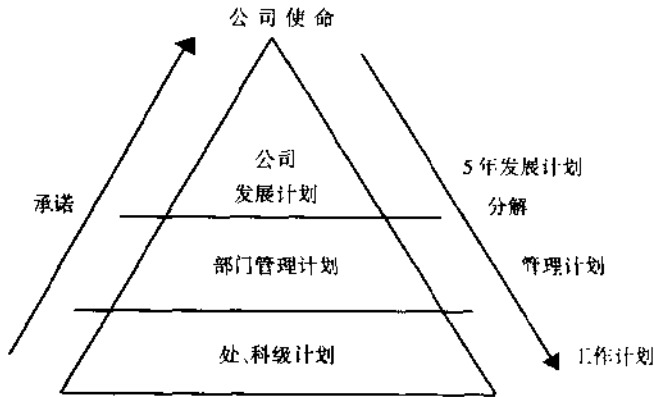


图 2.3.2-1 管理计划体系结构

2001年管理计划是按照组织结构的形式，分别制定了生产一部、维修部、技术部、生产二部和质保部管理计划。各部门管理计划均包含了价值观、目标、指标和改进计划四大部分。除此之外，生产一部管理计划还包含了反映电站整体业绩概况的一体化指标。电站一体化指标执行情况见表2.3.2-1。

2001年电站一体化指标总体的执行情况良好，大部分指标都实现了年初确定的目标。尤其在上网电量、安全系统可靠性等方面创造了电站商业运行以来的最好历史纪录。在上项WANO指标中，只有非计划能力损失因子没有实现年初确定的目标。另外电站在维修方面的两项控制指标：QSR设备纠正性工作票量和周转工作票数全年的状况不十分理想，全年的平均水平没有达到控制目标的要求。

表 2.3.2-1 电站一体化指标

业绩领域		指标名称	目标	2001 年结果
综合指标		WANO 业绩指数	≥ 96.7	95.8
		安全文化指数	≥ 60	56
		风险指数	≤ 1.2	1.05
安全水平	安全系统可靠性	非计划自动停堆次数 (单机组)	≤ 0.5	0.9
		第一组 1 ₀ 总消耗比 (单机组)	≤ 7	5.3
		安全系统性能 (ASC, RJS, LHP/LHQ)	≤ 0.006	0.003
	屏障完整性	燃料可靠性	≤ 18.5	0.22
		回路泄漏率 / (L/h)	≤ 30	17.06
	工业安全水平	工业安全指数	≥ 80	98.95
		工业事故率	≤ 0.2	0.129
		火灾未遂次数	≤ 9	8
		工业未遂次数	≤ 25	16
	辐射防护与环境保护	集体剂量 / (人·mSv) (单机组)	≤ 620	683
		废气排放比例 / %	≤ 2.1	1.361
		废液排放比例 / %	≤ 1.0	0.311
		固体废物产生量 / m ³ (单机组)	≤ 85	66.61
	安全文化	电站行动按期完成率 / %	≥ 80	83
		全员培训时间与工作时间比例 / %	≥ 7	10.86
		QA 发现违反程序缺陷比率 / %	≤ 25	19
		超过 100 天未关闭的 CAR 比例 / %	≤ 10	4.6
		(LOE + IOE) / 24 小时事件单比例	$\leq 1/8$	0.12
生产能力	强停与减载	能力因子 / %	≥ 86.5	89.46
		与电网非计划解列 (单机组)	≤ 1	1
		非计划能力损失因子 / %	≤ 1.5	2.05
	设备维修	维修指数	/	101.75
		QSR 设备工作票数 / 张	≤ 120	179
		周转工作票数 / 张	≤ 95	106
生产能力	热性能	≥ 99.5	100	
	化学指标	≤ 1.03	1	
成本	生产成本	上网电量 / (亿 kW·h)	≥ 138	143.65
		负荷因子 / %	≥ 84.5	87.02
	资源成本	承包商与 GNPS 人数之比	≤ 38	33.22
		生产成本 / [美元 / (MW·h)]	≤ 9	8.73
	运行维修成本 / [美元 / (MW·h)]	≤ 4.5	4.40	

部门改进计划主要涉及以下方面：优化电站核安全管理、推进安全文化建设、深化群堆管理、优化维修管理、改进工作工程、推进自我评估和 LNPS 生产准备等。改进计划完成率

约为90%左右。

2.3.3 重要管理活动

2.3.3.1 电站管理层工作会议

2000年7月大亚湾核电站和岭澳核电站共四台机组开始按群堆管理模式进行运作,生产系统由原来的四个部划分为现在的生产一部、生产二部、维修部、技术部、质保部五个部。电站管理层会议根据新的组织机构职能作了相应调整。经过一年多的运作,管理层会议在加强各部门之间的沟通协作方面起到了积极促进作用,已成为推进电站各项工作的重要管理手段。

主要管理会议包括:

1. 生产线经理办公会议

由生产副总经理主持,参加人员包括生产一部、生产二部、维修部、技术部、质保部的经理、副经理和主管安全、生产的经理助理。生产线经理办公会议每周召开一次,主要讨论现场重大的安全生产和管理问题并做出相应决策。同时会议还作为生产线五个部与总经理部之间的桥梁,上传下达管理的重要信息。生产线经理办公会议逢月初召开一次扩大会议,参加人员除五部经理部全体成员外,还包括生产一部、生产二部、维修部、技术部各处处长。在月度扩大会议上,除传达总经理部会议精神和现场的安全生产、职业安全月度情况外,还由各处汇报需经理部关注解决的问题,总结前阶段工作并对近期工作进行部署。

2. 生产线经理管理研讨会

为加强电站组织机构调整以后各部门之间的协调和交流,统一管理思路,电站定期召开生产线经理管理研讨会。会议每季度召开一次,参加人员包括生产一部、生产二部、维修部、技术部、质保部的经理、副经理、助理、总工和顾问。会议主要针对重要管理事项、当前关注热点进行讨论沟通。

3. 生产线科长以上干部会议

为加强生产线各部门管理干部之间的交流与沟通,统一管理认识,定期总结和部署电站安全生产工作,通报公司重要管理举措,电站每季度召开生产线科长以上干部会议。参加人员包括生产一部、生产二部、维修部、技术部、质保部经理部全体成员、各处长、值班、科长,并邀请公司总经理部和工地党委领导与会。2001年电站共召开了三次科长以上干部会议。

第一次科长以上干部会议于3月15日召开,会议对当前工作进行了总结和展望,并表彰了第七次大修的先进集体、先进个人和积极分子。

第二次科长以上干部会议于7月19日召开,会议总结了上半年工作,部署了下半年安全生产和移交接管的工作重点,并颁发了2001年度第一次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛活动优胜奖。

第三次科长以上干部会议于10月18日召开,会议就如何保证大亚湾核电站第四季度安全生产,保证第八次大修的顺利进行,保证岭澳核电站核安全责任的全面承担进行了讨论和动员。会议同时颁发了2001年度第二次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛优胜奖。

4. 安全生产管理会议

2001年前两季度,电站两台机组各进行一次停机检修,各发生一次非计划停机停堆,安全生产面临严峻考验。针对紧急形势,电站分别于5月9日和6月29日召开由五部经理

部成员参加的安全生产管理会议，针对在近期生产活动中暴露出来的一系列问题，深入挖掘根本原因，查找生产管理中存在的不足和缺陷，采取有效措施以确保下半年安全生产目标的实现。会上集团及公司总经理部领导发表了重要讲话。

5. 《大亚湾核电站生产管理丛书》系列会议

《大亚湾核电站生产管理丛书》的编写作为公司的一项重点工作，在2001年得到了有力地推进，并取得了显著的成效。全年丛书编辑工作小组共召开28次工作会议，包括丛书编辑工作小组会、丛书各分册责任编辑会、丛书全体成员会议，集中有序地将丛书编写、审核等一系列工作逐步地向前推进，完成了三级目录定稿、撰稿及收稿、部分分册内部编辑三项里程碑。

6. 生产部处长周会

为及时有效地向处级执行部门传达生产部经理部的管理方向和思路，促进经理与处长之间的沟通，通报一周安全生产情况、现场重要事项和管理关注点，表扬在工作中有突出表现的员工，生产部每周举行一次处长周会，由生产部经理主持，参加人员包括生产部经理部全体成员及生产部各处处长、副处长、处长助理。

7. 生产部管理研讨会

2001年生产部共召开了两次管理研讨会。目的在于增加生产部的团队凝聚力，从管理的角度分析目前生产部工作中存在的不足，促进电站管理水平再上台阶，确保安全生产达到预期目标，公司五年发展计划顺利实现。参加人员包括生产部经理部全体成员及生产部各处处长。

第一次管理研讨会于2月27日召开，会议总结了生产部在第七次大修中存在的问题，分析了当前电站安全文化所处的状态，讨论了2001年减少非计划停机停堆的工作大纲，制定了上述问题的对策及确保2001年安全生产的具体措施。

第二次管理研讨会于11月15—16日召开，会议对生产线2002年管理计划框架中影响较大、牵涉面较广的五个改进项目，即日常生产项目管理、人因失效控制、人力资源管理改进、五星管理推进、行政后勤管理组织了集中研讨，重点解决改什么、改到什么样、怎么改、改完后对电厂带来什么变化等问题，并对实施的条件与资源进行了分析。

8. 维修部管理周会

由维修部经理主持，参加人员包括维修部经理、副经理、经理助理、副总工程师、经理顾问及综合计划处处长。管理周会每周召开一次，主要讨论维修部一周以来重要的生产管理工作，同时根据每周《维修部一周工作简报》对须经理层关注的问题做出决议。每月最后一周召开一次月会，参加成员扩大到维修部各处长、两电站维修队队长，月会由各处长报告上月工作小结和本月工作安排，提请经理层关注的问题，同时经理层就各处工作重点做出指示。除固定议程外，就经理层关注的问题不定期安排专题报告供经理决策时参考。

9. 大修管理研讨会

2001年，电站共召开两次大修管理研讨会。第一次研讨会于3月20—23日在培训中心召开，由FRAMTOME, EDF, GNPJVC联合主办。中方参加人员包括公司领导、生产五部经理层、大修处人员及维修部各执行处处长。会议主要就大修管理、大修准备和工期、大修改造等方面的问题进行了沟通和交流。

第二次研讨会于6月21—23日召开，由GNPS与FRAMATOME对大修的管理与技术进行研讨。生产五部经理及大修相关处处长、工程师参加了会议。会议主要介绍和讨论了美国核

电站的大修管理经验、大修改造项目实施过程优化、大修期间再供电方法及其他大修管理问题。

10. 维修部处级组织机构研讨会

2001年3月8日和6月28日, 维修部分别召开两次处级组织机构研讨会。会议由维修部经理主持, 参加人员为维修部经理层及各处处长。会议介绍了EDF四台机核电站组织机构和管理, 分析了目前维修部人员现状, 各处提出了本处组织机构设置方案。经经理部讨论后, 确定了各处组织机构设置的基本原则, 具体运作方案待经理部与公司领导沟通后确定。

11. 技术部处长周会

会议由技术部经理主持, 技术部经理部全体成员及技术部各处处长参加。会议每周召开一次, 主要回顾大亚湾核电站与岭澳核电站一周的运行情况, 提出本周重要工作及关注问题。

12. 技术部管理研讨会

2001年11月25日, 技术部召开2001年管理研讨会, 回顾了自2000年8月技术部成立以来的各项工作进展及不足。会议以“总结过去, 放眼未来”为主题, 以公司五年发展计划为纲, 确定了明年的改进方向, 制定了部门工作计划, 力求为核电的生产经营活动提供更有力的支持, 发挥更大的作用。

13. 质保部科长工作会议

会议由质保部经理主持, 各科科长以上人员参加。会议内容主要是传达生产线经理办公会议精神, 检查部门管理计划执行情况, 提出目前管理关注问题, 并布置质保部下周工作。会议每周召开一次。

14. 质保部管理工作会议

会议由质保部经理主持, 全体质保部员工参加。会议主要是传达总经理部会议精神, 提出当前需质保人员关注的问题。会议每月召开一次。

2.3.3.2 干部任免

2001年又有一批年轻干部充实到领导岗位上, 全年科级以上干部晋升56人·次, 免职1人, 调离1人。干部晋升情况见表2.3.3.2-1。

表 2.3.3.2-1 干部晋升情况

人

经 理	经理助理	处 长	副处长	科 长	副科长	合 计
1	1	9	27	11	7	56

2.3.3.3 职称评定

2001年获得各种专业技术资格人员情况见表2.3.3.3-1。

表 2.3.3.3-1 2001年获得各专业技术资格评定情况

人

正高级	高 级	中 级	助理级	员 级	合 计
6	21	129	60	8	224

2.3.4 人事管理

2.3.4.1 人员配备

截至2001年12月31日, 生产各部在册员工总数为1445人, 其中调入1302人, 聘用

132人，临聘9人，港方2人，另外还有外方人员9人。人员配备见下表2.3.4.1-1。

表2.3.4.1-1 生产各部人员配备情况

人

工作单位	调入人员	聘用人员	港方人员	外方人员	合计
电厂顾问	1				1
生产一部	经理室	6	1	1	8
	运行处	181	3	1	185
	保健物理处	54	8		62
	发电规划处	20	6		26
	核安全与环保处	24			24
	综合管理处	20	13		33
	派遣到 LNPS 人员	5			5
	小计	310	30	1	2
生产二部	经理室	4			4
	运行处	185	6		191
	保健物理处	24	3		27
	核安全与环保处	22	2		24
	工程联络办公室	5	1		6
	信息计划处	9	4		13
	A类调试人员	1			1
	小计	250	16		266
维修部	经理室	4		1	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	35	4		39
	大修处	10			10
	静止机械处	77	8		85
	转动机械处	69	8		77
	电气处	63	8		71
	现场服务处	56	4		60
	仪表计算机处	86	6		92
	派遣到 LNPS 工程部人员	17			17
	派到生产二部	1			1
	A类调试人员	5			5
	驻欧办公室	1			1
小计	426	39		1	466

续表

工作单位	调入人员	聘用人员	港方人员	外方人员	合计
经理室	4			1	5
总工程师办公室	2				2
工程处	69	7			76
合同供应处	42	6	1	1	50
技术支持处	55	11			66
培训处	44	5		3	52
设备管理处	53	10		1	64
文档资料处	18	14			32
驻欧办公室	2				2
派遣到 LNPS 工 程部人员	6				6
派到生产二部	1				1
A类测试人员	3	1			4
小计	299	54	1	6	360
质保部 办公室	16	2			18
总计	1302	141	2	9	1454

2.3.4.2 职工学历和职称结构及专家名录

职工学历结构见表 2.3.4.2-1 和图 2.3.4.2-1

表 2.3.4.2-1 职工学历结构

人

初中	高中	中技	中专	大学专科	大学本科	硕士	博士	合计
2	54	77	235	210	798	66	3	1445

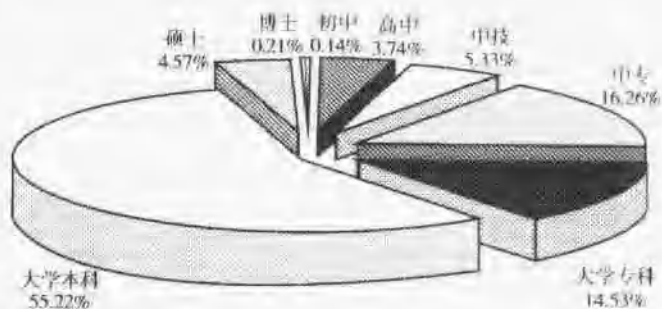


图 2.3.4.2-1 电站职工学历结构

职称结构见表 2.3.4.2-2 和图 2.3.4.2-2。

表 2.3.4.2-2 职称状况

正高级	高级	中级	助理级	员级	技师	高级工	中级工	无职称	合计
20	223	460	288	39	17	74	29	295	1445

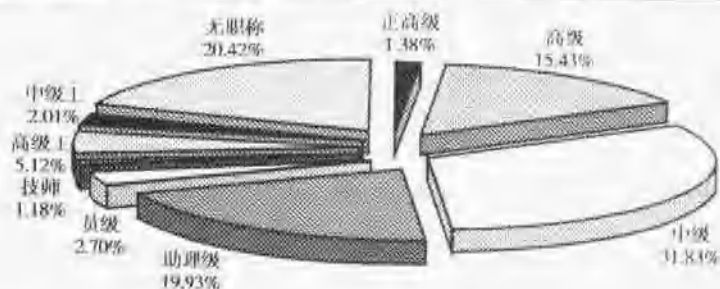


图 2.3.4.2-2 电站职工职称结构

专家名录

1. 研究员级高工名录

杨昭刚 张善明 陈德淦 廖伟明 虞福祥 晏仲民 刘新桢 张兆丰 周先觉
叶能谦 蔡康元 高立刚 李晓明 沈抗 黄常勇 肖岷 陈开惠 陈献武
吴祥忠 蔡源之 张志雄 卢长申 陈家龙 李寿才 简益民 李振亚

2. 享受政府津贴专家名录

杨昭刚 沈抗 叶能谦

3. 公司中青年专家名录

吴粉山 叶能谦 李桂夫 杨茂春 黄斌 江国进 马蜀 邹勇平 卢文跃
姚刚 刘敏 郑伟平 肖岷 陈伟仲

2.3.4.3 年龄结构

大亚湾核电站的员工是一支年青的队伍，平均年龄为 33 岁，年龄分布见图 2.3.4.3-1 和表 2.3.4.3-1。

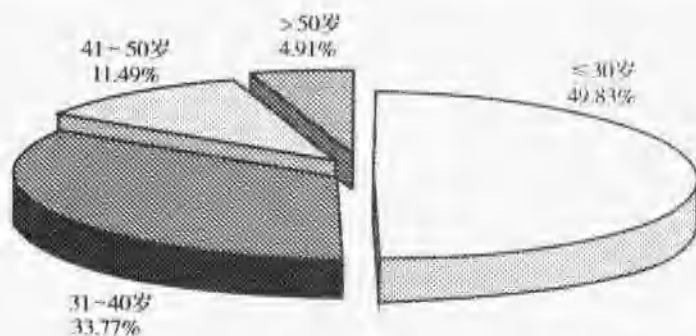


图 2.3.4.3-1 电站职工年龄结构

表 2.3.4.3-1 年龄分布

≤30 岁	31~40 岁	41~50 岁	>50 岁	合计
720 人	488 人	166 人	71 人	1445 人

2.3.5 人员培训及授权

2.3.5.1 培训管理及有关活动

1. 2001 年培训形势概述

2001 年是实施群堆管理模式下培训体系的第一年。对大亚湾核电站培训工作而言,群堆管理模式下培训体系的建立是一个新的工作领域。为做好这一工作,培训处在 2001 年集中了一定力量来检查调整现行的培训管理程序,首先要在制度上保证群堆管理模式下的培训体系顺利实现。经过各方面的共同努力,群堆管理模式下培训体系基本形成,并取得了一定的效果。

2001 年是培训处硬件设施更新改造的关键一年。大亚湾核电站模拟机的改造工作经过相关方面的努力,已基本进入收尾阶段。岭澳核电站模拟机在各级领导的重视和项目工作人员的积极推进下,也取得了阶段性成果。岭澳核电站新建模拟机楼土建工程竣工,相应教学及办公设施的配置也已获得批准,预计在 2002 年第一季度付诸实施。新建技能训练中心的工作在 2001 年提上工作日程,首期预算已获得公司董事会的批准。技能训练中心新建项目预计在 2002 年下半年开始进行前期建设工作。

2. 模拟机培训

2001 年共累计完成模拟机培训 202 教员周,比 2000 年略有下降。2001 年,模拟机培训教学工作依然面临着培训教员不足的困难,为确保全年模拟机培训任务的顺利完成,培训处在总结以往模拟机教学工作经验的基础上,积极改进模拟机教学管理工作,着重实施以下改进工作:

- 1) 根据模拟机培训教学的具体要求,制定并适时调整模拟机培训教学计划,增强模拟机培训教学工作的针对性,合理分配模拟机教员的培训负荷;
- 2) 加强模拟机教员的自身素质建设,确保每个模拟机教员完成各自的年度培训计划,分批派出模拟机教员赴国内外相关单位进行实习、培训、技术交流等活动;
- 3) 酝酿建立模拟机教员同生产运行人员的岗位交流制度,实现理论教学和实践经验的融会贯通,提高模拟机教员队伍的整体素质。

通过管理改进工作,培训处顺利完成了 2001 年模拟机培训任务。2001 年,模拟机培训共开设 11 门课程,总期数为 89 期,培训人数为 437 人·次,培训负荷计 22 520 人·时。2001 年模拟机培训的具体效果如下:

- 1) 完成 2001 年学习高级操纵员和 2002 年学习操纵员的选拔工作;
- 2) 在 2001 年进行的操纵员执照考试中,32 名考生中有 23 人通过,合格率为 72%;
- 3) 在 2001 年进行的高级操纵员执照考试中,30 名考生中有 18 名通过,合格率为 60%。

3. 模拟机维护及模拟机改造与新建项目

2001 年是模拟机改造与新建项目取得进展的关键一年,培训处模拟机维修人员多批次派往加拿大 CAE 公司参与模拟机改造与新建项目工作,致使保证大亚湾核电站模拟机正常

工作所需的维修技术力量变得十分紧张。在这种形势下,培训处通过采取多种措施对模拟机进行预防性维护,使模拟机可用率在2001年第四季度改造项目现场安装调试工作正式开始之前达到98.23%,超额完成年初预期的96%的承诺指标,保证了模拟机培训任务的顺利完成。

大亚湾核电站模拟机改造工作经过多方面的努力,于2001年下半年顺利完成在厂验收、现场安装调试及现场验收工作,大亚湾核电站新模拟机系统在2001年底投入运行。与此同时,培训中心模拟机维修技术人员也相应完成了改造后模拟机软件系统和硬件设备的维护培训。

岭澳核电站新建模拟机工作在领导重视和项目相关工作人员的努力下,取得了较大的进展。2001年模拟机改造与新建项目驻厂工作队正式进驻加拿大CAE公司,对项目的软件开发和硬件制造进行全程跟踪,以保证项目质量。在2001年,培训处会同有关部门完成了全部数据提交任务,并协助CAE公司解决一系列的技术问题。2001年底,岭澳核电站新建模拟机开始预验收工作。

4. 技能实验室建设及技能培训的组织实施

2001年,培训处共开设52门75期技能培训课程,培训负荷31004人·时。同年,培训处建立和完善了实验室相关管理制度、实验设备档案和设备标识。此外,还完成了部分技能教学设备的补充采购工作,这些设备主要为冷凝器管板和热电耦密封组件教学模型、6.6kV断路器、发电机-变压器保护盘、变送器校验系统等。

培训处现有的技能培训实验室属于过渡性质,在该过渡性实验室建设的同时,培训处即开始考虑永久性技能培训实验室的建设问题。2001年度,大亚湾核电站技能培训的发展思路逐步明晰,原设想的技能培训实验室易名为技能训练中心,其远景规划是成为区域性的技能培训基地。在新构想的基础上,培训处对新建技能训练中心项目进行了前期调研,完成了相应的规划设想报告和2002年度项目预算申报。

5. 职业技能鉴定

2001年,核电职业技能鉴定所在公司技术部的领导下,配合公司人力资源部、公司工人技师考评委员会完成了核电工种技师、高级工、中级工的职业技能鉴定理论考试和现场技能实操考试,共计110人参加,考试成绩将于2002年第一季度公布。

在2001年度深圳市职业技能鉴定年审工作中,核电职业技能鉴定所顺利通过审核,取得劳动行政部门颁发的《职业技能鉴定许可证》。

此外,核电职业技能鉴定所被评为深圳市2001年度“文明鉴定所”,鉴定所的2名工作人员还被分别授予深圳市“优秀考评员”及“优秀考务员”的荣誉称号。

6. 管理培训

2001年,培训处共开设管理培训课程14门38期,培训负荷13832人·时。同年,“广东核电管理工程硕士班”的学员陆续完成毕业论文答辩,取得硕士学位。

2001年管理培训的工作重点是规范管理培训体系,在现有管理培训工作经验的基础上逐步完善和确立干部任职资格管理培训制度。由于此项工作涉及面较广,工作量相对较大,预计将在2002年完成。

7. 公共课教学管理

2001年度,培训处组织实施了PWR基础技术培训(321课程)、压水堆系统及运行(320课程)、高级运行(353课程)、事故规程培训(520课程)等13门技术理论课程的课堂

教学。为进一步科学评价教学质量,培训处成立了教学质量评价小组,制定了评价方法、实施细则及评价工作计划。针对“核电站基础知识培训”(321)等4门课程实施了评价,整理出评价报告,提出了相应的改进措施。

培训处始终重视教员队伍的培养工作,2001年培训处委托华南师范大学对专职、兼职教员进行系列培训,内容包括教育心理学、教师上岗前资格培训等。

在培养教员队伍的同时,培训中心还继续做好教材出版及教学手段的改进工作,组织教员与现场专家对计划出版的“核电站基础授权培训”教材进行内容修编;实施321课程教材修编,完成320课程教案标准化工作。在课堂培训中全面引入多媒体教学手段,将教学模型应用于技术理论课程的教学活动中,继续推行经验反馈在教学中的应用。

8. 通用培训

2001年培训处共开设17门60期计算机培训课程,参训1120人·次,培训负荷10360人·时。共开设外语培训班15个班·次,培训406人·次,培训负荷38459人·时。

9. 承包商培训与授权管理

为规范承包商培训与授权管理工作,培训处在总结往年工作及进行相应调研的基础上,制定了《承包商培训与授权管理》、《承包商人员授权培训要求》、《承包商入厂安全知识培训及大修入厂考核管理规定》三份管理程序,初步形成承包商培训与授权管理体系,并籍以指导大修承包商入厂考核工作。在第八次大修承包商入场考核工作中,培训处对原有入厂考核题库进行了补充修改,特别是在原有单项选择题、判断题、问答题共600余道试题的基础上,新增了部分具有一定难度的多项选择题,以及与现场工作及经验反馈密切相关的案例分析试题,使考题与往年相比更为灵活实用,难易分布更趋合理。同时,根据承包商人员数量及组成情况,对考试卷进行分类编制。此外,考核小组还设计出“试卷自动生成程序软件”,通过软件进行试题的随机抽取。

为做好第八次大修承包商入厂考核工作,培训处组织召开承包商培训与授权管理研讨会,就承包商培训授权管理工作中存在的问题进行了沟通交流,并就第八次大修前承包商人员培训授权实施、资格审查、入厂考核等相关工作作出了安排。

第八次大修承包商入厂考核从2001年11月5日开始分批次进行,至12月24日基本完成所有考核工作。其间组织考核19场,共8家承包商单位与大修工作相关的管理人员、工作负责人、技工、劳务工等共1549人按要求参加了考核。考核期间,培训处共投入监考人力76人·次,阅卷人力87人·次。

10. 培训处硬件设施更新改造

培训处硬件设施更新改造工作在2000年度就已被列为培训中心重点工作。2001年,培训中心硬件设施改造工作主要集中在两个方向:一是课堂教学设施的多媒体改造工作,二是EA楼整体十年大修工作。在公司各级领导的支持下,培训中心在2001年度完成了以下硬件设施改造工作:

1) EA-206, EA-308, EA-309教室课堂教学设施多媒体改造。科学技术的发展带动了培训教学手段和培训教学设施的改进。当前,多媒体教学手段及相关多媒体教学设施的应用已日渐普及,为适应这一发展变化,培训处于2001年度对EA-206, EA-308, EA-309教室进行了多媒体改造,使这三间教室具备了多媒体培训教学功能,大大缓解了培训中心在多媒体教学方面的压力。

2) EA楼整体十年大修。为彻底改进培训教学环境,EA楼整体十年大修工作于2001年

正式列入工作日程。该项工作在公司有关部门的支持和协助下,于2001年度完成了施工设计工作,整个项目预计于2002年全面展开。

3) 培训信息触摸屏。培训信息是培训教学工作的一个重要环节,继培训信息显示屏之后,培训处于2001年又添置了培训信息触摸屏。

2.3.5.2 各类培训及授权培训完成情况

1. 各类培训情况综述

在2000年培训工作的基础上,培训处培训类别日渐完善,各类培训平稳开展,2001年全年总计完成培训负荷267333人·时,顺利完成了年度培训任务,实现了由单一电站培训工作向群堆管理模式培训工作的过渡,取得了良好的培训效果。

2. 授权培训

2001年培训处共开设43门410期授权培训课程,培训13239人·次,完成各类授权培训141980人·时。其中,培训处组织完成3期现场承包商工作负责人授权培训,27期岭澳核电站工程部人员基本安全知识培训,13期18个月换料项目授权培训。

2001年培训处各类培训情况及生产线各部培训负荷见图2.3.5.2-1至图2.3.5.2-5。

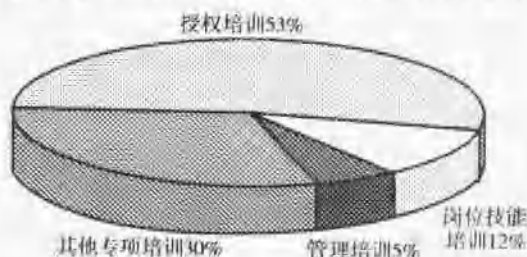


图 2.3.5.2-1 2001 年培训负荷分类

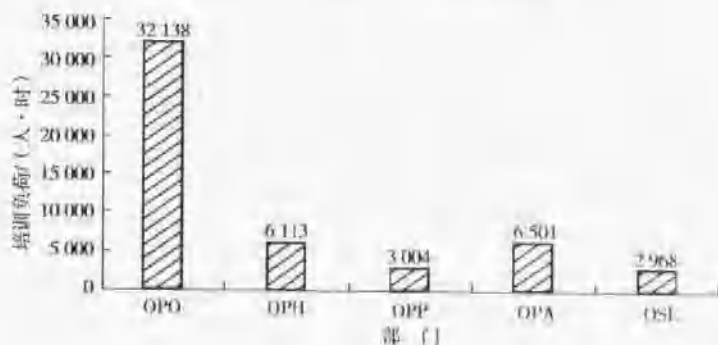


图 2.3.5.2-2 2001 年生产一部各处培训负荷

2.3.5.3 其他培训工作

1. 电站特种作业取证及年审培训

2001年,培训中心开设1期叉车司机取证培训班,完成已取证叉车司机、高空作业司机等100人的复审工作。

2. 2001 届新员工外部岗前培训

2001年,培训处组织38名应届毕业生分赴哈尔滨工程大学、苏州核电培训中心两地进

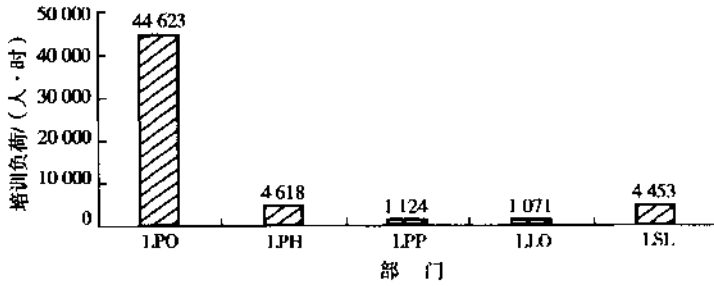


图 2.3.5.2-3 2001 年生产二部各处培训负荷

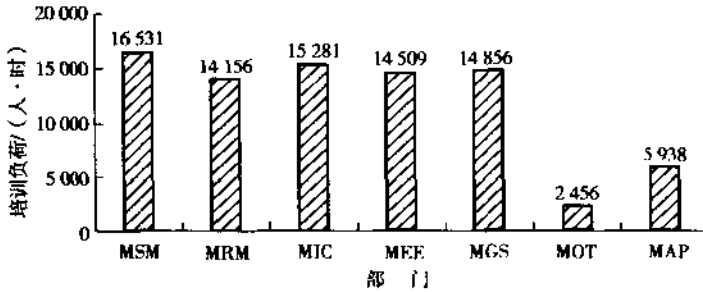


图 2.3.5.2-4 2001 年维修部各处培训负荷

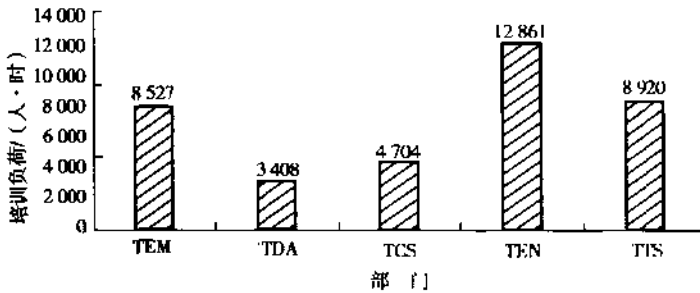


图 2.3.5.2-5 2001 年技术部各处培训负荷

行外部岗前培训，系统学习专业技术基础理论知识。

3. 其他重要专项培训

2001 年，培训处组织实施了交通安全培训、5S 培训、电站班组建设培训、电站反不良工作习惯培训准备、连云港核电站人员培训、公司成本文化建设培训等专项培训

4. 《培训管理》的编写

根据电站的统一安排，培训处组织完成了《大亚湾核电站生产管理丛书》培训管理篇初稿的编写。

5. 培训预算管理

培训处做为培训归口管理部门，负责培训预算的执行、控制与监督。2001 年度共审查公司及电站培训立项申请 190 份，并完成 2002 年度电厂培训预算的编制及申报工作。

2.3.6 电站委员会

2.3.6.1 电站核安全委员会

电站核安全委员会是电站生产机构中的安全审查组织，它负责审查核安全相关活动与核安全要求及准则的符合性，确保电站所有与核安全相关的活动满足核安全要求。2001年电站核安全委员会（PNSC）共召开了30次会议，其中4次为特别会议。完成了预定的会议计划，共审议了127项核安全相关问题，主要内容如下：

1) 讨论并批准提交国家核安全局的运行事件报告（LOER）16份，核安全相关内部事件报告（IOER）3份；

2) 审批了9份PQOM/GOR规程的升版；

3) 审查了6个大修中需紧急处理的安全问题；

4) 审查了15个核安全相关改造申请；

5) 审查了44份核安全相关定期报告；

6) 审查了28份核安全相关专题报告；

7) 审查了岭澳核电站核安全相关问题13项。

2001年PNSC会议共形成89项决议及行动要求，按时完成73项，按期完成率达到82%。

2001年12月，岭澳核电站首次装入核燃料，岭澳核电站的核安全相关问题也开始纳入PNSC审核范畴。为此，PNSC进行了调整。由于实施“群堆管理”，经PNSC主席及成员讨论决定，两电站成立一个统一的PNSC，主席由两电站经理轮流担任，新PNSC成员组成如下：

主席/副主席：GNPS/LNPS厂长（轮流担任）

成员：MTD经理两名、TND经理两名、QAD经理一名、GNPS/LNPS主管安全经理、OPO/LPO处长、OSL/LSL处长

秘书：由OSL/LSL另派人轮流担任（一年一换）

临时成员：调试经理一名。

新的PNSC委员会从2002年1月1日起正式开始运作。

2.3.6.2 电站培训委员会

根据广东核电教育培训委员会的相关指示精神，为更好地开展生产技术培训，优化培训资源，自2002年起，电站培训委员会（PTC）将改组为生产教育培训委员会，原电站培训委员会下属的各部分培训委员会将予以取消。分培训委员会的相关工作职能改由生产教育培训委员会中的各部委员负责。2001年是电站培训委员会行使职能的最后一年，在这一年里，电站培训委员会的各项工作都进展有序，为生产教育培训委员会的工作开展奠定了良好的基础。

2001年，电站培训委员会共召开3次会议。各次会议讨论的主要内容如下：

1. 第39次PTC会议（2001年3月6日）

1) 岭澳核电站工程部人员培训；

2) 建立“承包商有偿培训制度”的构想；

3) 培训工程师聘任、变更管理暂行规定的执行工作解释；

4) 明确承包商培训与授权管理的归口管理处为培训中心。

2. 第 40 次 PTC 会议 (2001 年 7 月 5 日)

- 1) 长驻承包商工作负责人的培训授权;
- 2) 技能实验室教学模型制作进度;
- 3) 复训课程存在的问题;
- 4) 确定《核电站员工基本安全授权培训要求》的修改原则。

3. 第 41 次 PTC 会议 (2001 年 12 月 13 日)

本次会议是 PTC 的最后一次会议, 自 2002 年起, 生产教育培训委员会将接替 PTC 成为新的培训管理部门。

- 1) 介绍新建技能训练中心的规划设想;
- 2) 介绍《核电站员工基本安全授权培训要求》的修改原则和主要修改内容;
- 3) 建立生产教育委员会的计划构想;
- 4) 总结 PTC 工作。

2.3.6.3 电站环境与废物管理委员会

1. 三废产生与排放总结

2001 年三废处理系统的运行状态良好, 液态、气态和固体废物排放量创历史最佳纪录, 没有发生重大跑水、污染及被迫向环境增加排放的事件。

液态流出物非氚核素排放总量为 2.18 GBq (其中¹¹⁰Ag 核素占 22%), 占国家年限值的 0.31%; 惰性气体排放总量为 15.51 TBq, 占国家年限值的 1.36%; 固体废物总量为 133.22 m³。SEL 排放量为 89 370 m³, TER 排放量为 24 300 m³。2001 年液态、气态流出物排放量和固体废物产生量均低于年度目标限值, 且较 2000 年又有所降低。

2. 减少三废产生与排放采取的控制措施

2001 年机组及设备故障较少, 加之电站加强了三废管理, 在正常运行和大修期间采取了一系列控制措施, 减少了放射性三废的产生量。

正常运行时电站开展了找缺陷活动, 及时发现设备缺陷, 减少设备的跑、冒、滴、漏, 减少了三废的产生。此外, 处理了 1DVK001RF 冷却水调节阀开度大的问题, 减少了空气冷凝水的产生量; 固化废树脂产生的废水由原设计的除盐处理改为蒸发处理, 减少固体废物的产生。

大修期间采取了如下措施, 有效地降低了大修三废的产生:

- 1) 三废系统工程师担任大修三废主管, 对大修三废进行专项管理;
- 2) 大修期间严防跑水, 对工作负责人进行防跑水培训; 对有跑水风险的作业事先进行风险分析, 填写特殊排水操作指令单;
- 3) 将堆坑及构件池的去污水由原设计排 TEP 头箱改排向化学废水处理系统, 避免去污剂破坏 TEP 的除盐床内树脂;
- 4) 对被¹¹⁰Ag 污染的 TEP002DE 进行冲洗重新利用;
- 5) 大修期间除气器走旁路, 扫气工作更加严格、科学, 减少了废气的产生。

3. 2001 年三废小组解决的主要问题

2001 年电站与 EDF 进行了一次三废交流研讨会。通过交流及根据 EDF 的经验反馈, 电站解决了三废处理的一些技术难题:

- 1) TEG 衰变箱压力不明原因下降问题。TEG 衰变箱原运行压力为 0.65 MPa, 而反馈发现压力超出安全阀限值 (0.7 MPa) 的 90% 就有发生微小泄漏的可能。运行压力现已更改为 0.63 MPa。

2) 确认固化废树脂产生的废水含有大量胶体¹¹⁰Ag, 除盐床难去除。固化废树脂产生的废水由原设计的除盐处理改为蒸发处理和絮凝沉降过滤处理等方法。

3) APG, TEU 除盐床因入口水帽堵导致压差高影响除盐床运行, 根据反馈采取了入口加装法兰的方法, 避免切管处理此类问题。

此外, 工作小组还查出 APG004DE 树脂流失的原因为出口水帽存在安装缺陷以及 ASG 为 REA 补水过程中造成 REA 氧含量升高的问题。对 1/2RPE004PS 采取隔离措施, 消除了 1/2RPE004PS 被意外污染, 导致二回路被污染的隐患。查出并解决了 NC245 房间由于 9TEU006PO 接漏盘引流管返水导致多次出现地板被污染的事件。

4. 对环境产生较大影响的事件

1) 2001 年液态氙排放

由于 2001 年以前没有对一回路的氙进行控制, RCP 回路中沉积了较多的氙。2001 年度通过降低 RCP 氙浓度来降低 VVP 侧的氙浓度。两台机组从第七次大修投运以来, TEP 的蒸馏液水全部排放, 不再回收, 增加排氙 30.5 TBq。2001 年电站氙排放 47.58 TBq, 占国家允许排放限值的 55%, 比上年增加 13.9 TBq。由于排放口的改变, 排放条件的改善, 在环境中氙的测量无异常变化。排氙的效果见下表 2.3.6.3-1。

表 2.3.6.3-1 排氙前后 RCP/VVP 氙浓度的变化

MBq/m³

名称	排氙前	排氙后 (12 月 30 日值)
1RCP 氙浓度	35 988	20 556
1VVP 氙浓度	0.22	0.23
2RCP 氙浓度	44 592	14 614
2VVP 氙浓度	0.17	0.17

2) TEPO06DE 漏¹¹⁰Ag 对三废处理产生的影响

由于 TEPO06DE 漏¹¹⁰Ag 导致 ND465, NC467 两个房间的剂量率异常增高和 TEPO08BA 放射性高, NX 厂房部分区域环境剂量率增加几十倍, 增加了¹¹⁰Ag 核素向环境的排放。12 月向环境排放¹¹⁰Ag 核素占全部核素的 58%。

5. 三废管理主要问题及下阶段工作

1) TER 放射性废水排放量远高于 EDF 电站。主要原因为放射性废水与非放废水 (冷凝水、雨水) 没有彻底分离。目前 TER 加雨棚工作设计方案已完成, 等待 PEC 审批。冷凝水分离工作尚无进展, 三废小组继续积极推动。

2) 废树脂固化水及除盐床冲水排气产生的废水全部永久进入化学废水。目前在没有实施永久改造措施之前, 采取临时措施, 固化废树脂产生的废水由原设计的除盐处理改为蒸发处理。由于第一次提出的改造方案因现场无法施工关闭, 三废小组继续研究新的解决方案。

3) EAS/RIS 排水导致地板废水污染问题。2002 年将提出改造方案, 不再排向地板废水处理系统。

4) 实行 18 个月换料后, 由于寿期初硼浓度提高, 寿期末硼浓度降低, 必将对三废产生

重大影响。但由于三废小组没有有效介入该项目,所以对大量稀释产生的废水和废气量、氡含量及对策尚不清楚。一旦有问题,处理非常被动。三废小组将进一步改进对三废密切相关的重大生产活动的参与。

5) 减少固体废物的产生量。2001年产生 133.22 m^3 的固体废物虽然不是偶然现象,但也有一些不确定因素,一是除盐床更换特别少,二是含有 1.25 m^3 的浓缩液和 1.5 m^3 的废树脂共计 15 m^3 的固体废物,留至2002年处理,对完成2002年 140 m^3 指标造成巨大压力,所以减少固废的产生量仍然是三废管理的重点工作。

6) 控制区厂房地坑、水箱清理目前仍是工作人员直接进入设备内工作,这种做法一是剂量高,二是不能彻底隔离,存在较大风险。目前EDF、德国等电站已经采用专用设备进行清理。建议由TEM/TEN/MGS组成专项小组共同研究开发此专用工具。

7) ^{110}Ag 对三废处理的影响重大,影响周期长,属长期困扰问题。仅2001年因 ^{110}Ag 问题产生固体废物约 30 m^3 ,估计处理费用150万元;12月向环境排放 ^{110}Ag 核素占全部核素58%,导致NX厂房部分区域环境剂量率增加几十倍,有影响大修关键路径的风险。目前电站对胶体 ^{110}Ag 没有有效的处理方法,但在EDF、南非都有专门的研究机构并有了一定的成果。解决 ^{110}Ag 问题的重点工作是:查找源项,寻找成熟有效可行的处理方法。建议成立 ^{110}Ag 的问题专项小组,由小组牵头制定行动方案共同研究解决。

2.3.6.4 电站质量管理委员会

电站质量管理委员会的职能是代表电站管理层进行质量体系完整性和有效性的评审,提出持续改进质量的意见,同时讨论电站的重大质量问题或重复发生的质量缺陷,找出质量管理体系上存在的缺陷,提出相应的纠正行动。

2001年讨论的主要议题包括:

- 1) 维修过程中公差与配合的控制;
- 2) LBJ 蓄电池腐蚀问题;
- 3) 备品备件管理;
- 4) 重要设备的关键参数管理;
- 5) 第八次大修 QC 功能的实施;
- 6) 维修工作包准备相关问题;
- 7) 应急准备中存在的问题。

会议讨论的上述议题均属电站目前存在的基础性问题,特别是设备管理和维修过程管理问题。通过委员会的讨论,会议共制定了20项行动,以期对上述问题有所改善。如:

- 1) 向EDF咨询有关维修中如何控制公差配合的问题;
- 2) 列出电站重要转动设备的维修公差配合管理情况清单;
- 3) 分析目前已制定的寿期标准的完整性,并制定适用的新标准;
- 4) 制定设备信息管理的导则;
- 5) 确定和列出重要设备参数的基本定义和清单;
- 6) 对第八次大修的QC功能有效性进行评估;
- 7) 对设备维修工作是否必须附图纸和解体规程进行分析;
- 8) 制定设备维修是否需要品质鉴定的标准和管理要求。

2001年电站质量管理委员会会议行动的按时完成率基本保持在80%左右。

2002年为了进一步提高委员会的实效性,将采取的主要措施包括:做到事先准备好汇

报材料,让委员有充分的时间了解汇报的内容;贯彻实施群堆管理委托协议,委员会将同时考虑岭澳核电站生产运行方面的质量管理问题;拟每四个月召开一次会议。

2.3.6.5 电站工程技术委员会

电站工程技术委员会(PEC)2001年共召开了16次会议,每次会议时间为两小时左右,均做到了会必议、议必决。

这16次会议共安排议题78项,审议了62个改造项目的可行性研究报告,批准确定了其中54项的改造方案。审议的重要改造项目有:

- 1) 计划第九、十次大修期间实施的重大改造项目;
- 2) CRF水泵行星齿轮改造;
- 3) 发电机水电接头改造;
- 4) 主泵、蒸汽发生器上的阻尼器取消;
- 5) PMC性能改造;
- 6) 主变压器中性点套管接头改造。

产生的重要管理决议有:

- 1) 扩大PEC讨论技术问题的范围。认为PEC不应只局限于审批更新改造项目,而只要是重大的、有争议的技术问题都可以在PEC会上审议决策。
- 2) 基于成本控制,维修部门应多承担小改造项目的现场实施工作。
- 3) 增加一名大修处代表为PEC委员。

此外,2001年PEC委员增加了2名,至年底共17名委员。全年到会率为76.2%。2001年统一了改造项目可行性研究报告汇报的格式,明确了汇报要求,促进了会议效率的提高。2001年产生的6项会议跟踪行动,都已在要求限期内完成。

2.3.6.6 电站经验反馈委员会

在电站经验反馈委员会的直接指导下,2001年电站经验反馈工作在吸取2000年经验反馈工作经验的基础上,把经验反馈工作重点放在针对2000年WANO同行评审所提出的AFI(Area For Improvement)的改进上,以及群堆管理模式下GNPS和LNPS经验反馈如何实现群堆管理的工作上。

为了迎接GNPS第二个商业运行十年,2001年电站在开展十年安全审评过程中,开始对GNPS内外部经验反馈进行总体审评,总结电站在过去接近十年的商业运行中,内外部经验反馈工作所取得的良好实践经验和存在的问题,为电站长期的安全运行打下基础。

2001年电站经验反馈工程师周例会作为经验反馈委员会职能的延伸,每周对两电站的异常管理和跟踪制度继续保持良好运作,加强和协调两电站经验反馈工作中关于事件报告、根本原因分析及报告编写、纠正行动落实等各项经验反馈工作协调合作。

2001年继续加大外部事件经验的利用,及时反馈当今世界上核电行业出现的问题和经验。同时还定期查询WANO,EDF和NRC等数据库(2001年增加了法国的CID数据库),筛选其中有经验反馈价值的事件,继续以EOER的形式跟踪对电站非常有反馈意义的外部事件,并进行充分的分析,形成报告,将相关的纠正行动放入电站的行动跟踪体系来跟踪,提高了外部经验反馈信息利用的有效性。针对WANO所提出的外部经验反馈的AFI,重新规范和补充了外部经验反馈的管理流程。

2001年随着公司信息系统CIS的深入使用,在完善事件通告单模块、事件相关纠正行动模块的同时,还开辟了经验反馈的总体模块,增加了LOER、IOER、常用经验反馈文件等信

息, 弥补了经验反馈系统 EFS 的不足。

2001 年电站在做好事件发生后经验反馈工作的同时, 继续做好事前的经验反馈, 如减少停机停堆工作事件经验的利用、大修前的经验反馈以及大修过程中每一天结合工作计划充分利用已有事件的经验等。继续进行良好实践的推介工作, 特别是运行方面良好的操作经验总结, 收集并将其放在经验反馈数据库中共享。

2001 年经验反馈委员会会议继续保持每季度一次, 总共召开了 4 次会议。会议主要的议题有:

- 1) 与经验反馈的组织建设相关的规程、文件的修改审查;
- 2) 事件的报告以及根本原因的分析状态审查;
- 3) 事件趋势等二级分析报告;
- 4) 事件纠正行动的执行状态审查;
- 5) 经验反馈体系以及各部门经验反馈工作有效性审查;
- 6) 寻找改进经验反馈工作的方向和方法。

2.3.6.7 电站工业安全和辐射防护委员会

2001 年 3 月份, GNPS 和 LNPS 的工业安全辐射防护委员会合二为一。委员会主席由生产一部经理助理担任, 秘书由 LPH 处长担任, 运行处副处长、维修部、技术部的副经理及生产相关处的副处长任委员。由于两电站的活动内容有很大区别, 委员会决定由各电站安全经理牵头, 结合本电站的实际开展活动。两电站的职业安全管理职能部门 (OPH/LPH) 开展横向专业协调, 确保政策、程序和重要措施的一贯性、连续性和创新性。

GNPS 主要通过专项活动、专题会议、管理改进计划跟踪的方式协调相关行动, 主要包括设备防火、防火门改进、三防 (防台风、防雷、防涝)、TLD 优化、辐射污染控制等。LNPS 主要通过“生产准备协调会”和“工程与生产协调会”的方式协调相关行动, 主要包括冷态试验、热态试验、核燃料接收、装料期间的安全, 标准化厂房管理, 倡导从小事做起培养良好工作习惯, 进行 Pre-OSART, 建立生产、调试、承包商安全协调机制以及生产区等。对普通劳动保护、职业医疗、剂量管理、TLD 管理、KZC 联网、辐射仪表维护、消防行动卡制作、职业安全培训、职业安全实用手册、厂房管理、大修支持等诸方面工作进行了协调和安排。

开会时委员不出席而由他人替代的现象较严重、议题多而分散、跟踪不力导致会议效率低。造成这些问题的主要原因是两电站的生产活动内容有很大的不同, 而且管理层对 PISRC 委员会的重视程度不够。此外, 仅由 LPH 处长一人担任秘书也显得不够。2002 年电站将会进一步改进 PISRC 委员会的运作管理。

2.3.6.8 电站信息系统委员会

2001 年, 根据群堆管理要求, 电站信息系统委员会的职能及有关运作做了相应调整。调整后委员会由生产五部代表组成, 生产一部经理担任主席。委员会的定位为: 是在公司信息技术委员会指导下, 生产线信息系统建设的唯一出口, 履行生产线信息系统建设的领导、规划、协调、监督和推进职能。生产线所有需要利用计算机网络实施或开发的软件项目 (含外包项目), 均须经委员会集体审议通过, 有关立项单需经电站信息系统委员会主席签字方可生效。

2001 年完成的主要工作包括: 成立软件技术审核小组, 并建立了小组工作章程; 改进公司网络信息安全; 成立 COMIS 专职小组, 编写 COMIS 管理程序并规范了用户授权; 跟踪

推进 COMIS 系统、CIS 系统、DAMI 系统、RCM 系统、现场巡视系统、生产二部工业网建设等项目的进展；审议放射性环境影响评价软件升级改造、大修计划软件 P3e 采购、预测性维修系统开发、管理巡视系统开发、生产线行政后勤服务平台开发等新项目。

2001 年电站信息系统委员会重点推进以下三个方面的工作：理顺各生产应用系统接口关系，逐步实现与 CIS 系统连接；配合 IT 部门监督网络信息安全；审议各信息系统项目开发进展。全年召开了 6 次会议，产生 17 项行动，按时完成 10 项。

2.3.6.9 电站合理化建议委员会

2001 年电站合理化建议评审工作的运作仍然采用了合理化建议委员会的形式。委员会的主要职责是定期评审合理化建议提案，检查建议进展情况，确定各类合理化建议的奖励方式和奖励等级，拟订表彰方案，解释和修订电站合理化建议奖励及实施办法，组织和推动合理化建议工作的开展。委员会主席由电厂顾问担任，副主席由生产一部经理担任，成员由电站生产五部的经理和总工程师以及公司党、政、工、团代表组成，秘书由生产一部发电规划处管理信息科人员担任。

2001 年，电站合理化建议委员会根据合理化建议程序 IP/ORG/160—C 的规定，组织召开了 3 次评审会，对符合评审条件的 466 份合理化建议进行了评审，采纳了 134 份，并在年终进行了评奖活动，共评出“合理化建议奖”3 名、“年度被采纳建议最多个人奖”1 名、“年度最规范建议奖”1 名。根据合理化建议程序的规定，对全部被采纳建议者按精神鼓励和物质奖励相结合的原则，颁发了纪念品。

2.3.6.10 电站技术监督委员会

2001 年电站技术监督工作主要体现在以下两个方面：

(1) 对外定期向行业主管部门报送各专业总结和报告，参与电力系统年会与交流，保持与行业部门的沟通与联络，传播核电安全文化；

(2) 对内着手理顺电站质保、设备管理与技术监督管理的关系，质保和设备管理人员成为委员会的成员参与电站技术监督工作，开展了核电站执行国内外标准情况的调查工作，编写了执行标准目录（草稿），进一步规范了 9 项监督指标的统计及报告方式，使各专业工作按部就班地开展。

2001 年电站技术监督委员会共召开 4 次会议，主要议题包括技术监督年度工作总结、群堆管理模式下电站技术监督工作改进建议、电力系统标准执行情况及核电技术监督标准清单汇总等内容，共形成 25 项决议行动，并通过电站 CIS 行动跟踪系统进行跟踪，其中 23 项已完成，1 项取消，1 项仍在进行。

2002 年电站技术监督委员将密切关注电力系统“厂网分家、竞价上网”改革工作的进展，及核电群堆管理模式对电站技术监督工作的影响，改进电站技术监督工作模式，以实现电力行业监督机制与核电现行体制的有机融合。

2.3.6.11 电站节能小组

2001 年电站节能小组运作状态良好，全年共组织召开 4 次会议，主要议题包括节能小组年度工作总结、电站空调节能工作进展、节电/节水/节耗三个工作小组各季度工作进展、电站节能指标状态及趋势分析等内容，共形成会议决议行动 33 项，其中按时完成 27 项，超期完成 1 项，仍在进行的行动有 5 项。

2001 年电站节能小组采取了以下节能措施，取得了良好的节能效益：

1) 提出了挖掘机组发电潜力的措施——即 RPN 指示可超 100% FP，但不超过 102% FP，

此措施比去年同期多发电 1% (约 70 000 MW·h, 产值约 420 万美元);

2) 合理安排发电计划与堆芯燃料装载设计, 有效利用燃料, 使 2 号机组实际循环长度比计算循环长度多 472 MW·d/t (11.81 EFPD, 产值约 1 673 万美元);

3) 积极推动节能新技术在电站的应用, 在电站厂区内外更换了 471 盏节能灯, 同时启动了 SA 餐厅空调变频改造的前期准备工作。

此外电站节能小组继续加强节能基础, 按照电站群堆管理模式的要求, 修订了电站节能管理程序, 强化节能指标跟踪与分析工作, 对厂用电率、合营公司内部用电等进行了专题分析, 建立了厂外非合营公司用户用水情况的跟踪制度。这些措施的采取, 有效地推动了电站节能工作的开展。

2.3.7 质量保证

2.3.7.1 运行质保大纲的修改

2001 年 NNSA 对 GNPJVC 提交的《运行质保大纲》进行了审评。NNSA 共提出 85 个问题, 要求 GNPJVC 进行补充或解释。QAD 已经就这些问题与 NNSA 进行了讨论和答复。新版的《运行质保大纲》将送交 NNSA 最后审查批准。

2.3.7.2 质量保证体系的执行

2001 年继续开展以业绩为核心的质量管理, 并以关注现场工作过程控制和与安全及可靠性密切相关的活动为重点。

经过多年运作并不断完善, 质保大纲基本有效地保证电站的安全和可靠性。电站已建立起完善的管理和技术程序体系, 管理层通过这种文件体系将工作计划、任务和实施标准贯彻到具体的工作过程中。全体人员按照有章可循、有据可依的方式进行工作。2001 年质保大纲实施中好的表现主要是: 管理层高度重视安全和质量文化的建议; 重视弥补缺陷及经验反馈以防止重发; 逐步从事后检查转变为事前预防; 对所有与业绩有关的领域而不仅仅只对安全有关的领域进行改进; 加强对现场系统和设备的风险分析和进行工作量化管理; 加强设备管理及其相关基础性工作。

质保部在本年度质保体系执行过程中也发现了一些问题, 主要是:

- 1) 压力容器的安全检查未按国标要求定期进行容器的打压试验;
- 2) TSD 管理要求未得到严格遵守;
- 3) 运行隔离/再线操作缺少监护验证和独立验证;
- 4) 备品备件管理和物项替代应进一步加强管理;
- 5) 部分现场设备定值进行了修改, 但定值数据库及定值手册并未进行相应的修改;
- 6) GOR 第 3 章和第 9 章的部分重要阀门未列入预防性维修大纲;
- 7) 部分 GOR 相关定期试验规程中所给出的试验标准与 GOR 第九章要求不一致;
- 8) 燃料制造中未严格按工艺规程的要求进行操作;
- 9) AFA-3G 燃料组件组装技术标准多处发现有明显的缺陷;
- 10) 没有制定程序, 以对放射性固废水泥桶的接受检验和供应商制造过程进行控制;
- 11) 应急人员的技能还有待进一步提高。

上述问题的存在, 将会直接或间接影响到电站运行及维修活动的质量。

电站管理层清楚地了解这些问题, 并已作出很多积极的改进, 对短期不能解决的问题, 则列入管理计划进行长期逐年改进。电站管理层还经常请 QAD 对关键领域进行独立监督和

验证,以便更好地发现工作中的隐患。特别是在电站发生较大的事件时,往往要求 QAD 进行独立调查以帮助确定事件发生的根本原因。通过让 QAD 更多的介入电站生产活动向电站各单位明确表明了管理层高度重视质量保证的态度,并起到了推动质量保证工作和培养质量意识的积极效果。

2.3.7.3 质量保证监督和监督

质保部继续实施年度质保监查计划和监督计划。为了提高监查和监督的实效性,质保部特别加强了对人员本身的技能培训,并在监查和监督中请外单位的专家一起工作。另外,质保部还多次与其他单位共同组织联合检查。监查主要按部门进行,环保内审与 QA 监查同时进行但分别报告。

2001 年度正在进行以风险指引为基础的质保活动,旨在用风险评估的方法来衡量电站活动对安全和质量影响的风险大小,并根据风险大小确定质保监查或监督的频度。该方法的目的将有限的资源合理用于最关键的地方。这种建立在风险分析基础上的质保活动是国际核电发展的趋势,如以风险指引为基础的安全监督、以风险指引为基础的预测性维修等,其宗旨都是使工作更有目的和更精确。

本年度监督计划的重点是日常运行维修的专项监督和大修监督。质保部在大修时仍然组织了大修监督队,选择重点监督项目进行过程监督。

2001 年质保部共进行场内监查 18 次,场外监查 9 次,现场监督 2 141 次,专项监督 43 次。

对监查活动,在监查员知识技能一定的情况下,提高监查有效性主要采取了四个方面的措施:建立风险分析法来确定风险高的领域作为被监查的重点领域;尽量在准备阶段收集信息,做到监查前就对被监查领域的状况有较好的了解;尽量请专家参加监查队,以在监查准备和实施过程中向监查队提供专业知识的帮助;高级工程师审核监查准备情况及报告情况。

今年的监督活动计划进行 23 个项目,实际完成 43 个项目。超计划的部分主要是应电站管理层的要求而进行的,其中有 7 个项目是针对已发生的重大缺陷或事件进行的专项调查。监督共报告了 248 个问题,其中专项调查报告了 43 个问题。这些监督发现的问题非常全面和深入,证据充分和翔实,为管理层决策提供了很好的依据。

2.3.7.4 质量改进

今年电站继续倡导以业绩为中心的质量保证。以业绩为核心的质量保证就是质保工作要围绕业绩开展。以业绩为中心的质量保证强调管理层以实际行动参与和支持质量保证工作。管理者自我评估是管理者参与和支持质量保证的重要方法。

生产系统按照年度管理计划的安排,各自在部内进行了管理者自我评估试点。2001 年生产一部 2 个处、生产二部、质保部、技术部 1 个处及维修部进行了管理者自我评估。另外,人力资源部、财务部和行政管理部也已一些处中进行了管理者自我评估。管理者自我评估的目的就是从管理者的角度发现管理问题并寻找与先进水平之间的差距,从而加以解决。

电站开始实施日常生产的项目管理方式。以专门人员组成日常生产管理项目组,对日常生产活动进行风险分析及过程控制。通过日常生产控制中心,实现生产指挥、计划协调、安全监督和技术支持一体化管理。

对于较重大的运行检修活动,电站均在生产计划中安排管理层进行现场巡视。为了提高

现场巡视工作质量, 电站已着手对投产以来一直沿用的运行现场巡视内容、路线和频率进行优化, 对运行现场巡视进行电子化管理。

电站在今年正式启动了 STA 离线项目, 并在值长完全具备机组现场安全管理能力的前提下, 逐渐过渡到了 STA 完全离线监督。

在质量管理方面, 明确了检修质量由各执行处负责, 设备管理处对重要敏感设备的检修全过程进行监督和独立检查。

管理层充分认识到数字化管理的重要性。数字化管理有助于管理过程的规范、信息的共享、管理的透明及高效、科学的决策。因此, 电站不仅制定了质量管理方面的量化指标, 而且为了改善纠正行动和各种会议行动落实的有效性, 公司已建立起统一的纠正行动和各种会议行动跟踪的计算机数据库。在公司信息系统上实时显示跟踪状况, 并且通过质保部的独立验证来确保行动完成的质量。在去年的基础上, 2001 年管理层继续加强对纠正行动实施有效性的推动。2001 年行动跟踪的按时完成率都超过了管理指标。质保部发出的 CAR 和电站各委员会行动实施的跟踪情况见图 2.3.7.4-1 和图 2.3.7.4-2。

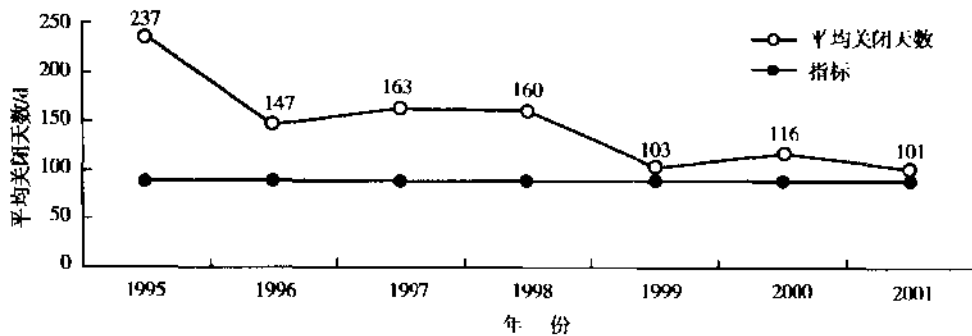


图 2.3.7.4-1 历年 CAR 的平均关闭时间

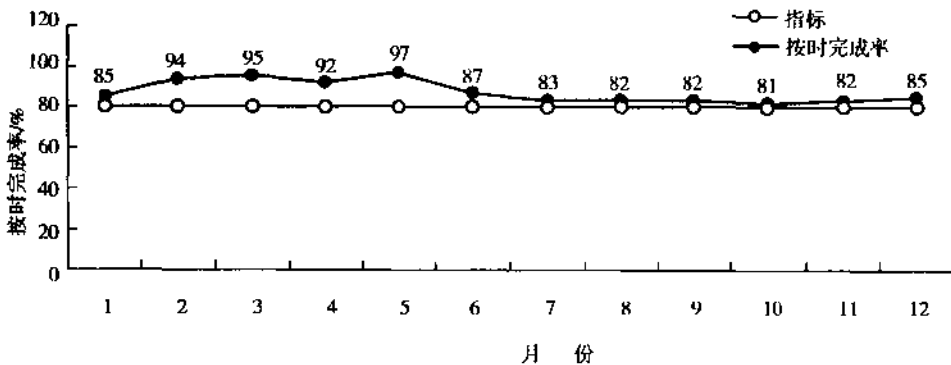


图 2.3.7.4-2 2001 年电站行动按时完成率

从 2001 年 QA 发出的 CAR 的跟踪情况看出, 质量缺陷关闭的平均时间虽然呈逐年下降趋势, 但仍未达到指标的要求。另外, 从电站各委员会行动的完成情况来看, 按时完成率都超过了 80% 的指标要求, 与 2000 年相比有了较大提高。

2.3.7.5 电站十年安全审评

质保部参与了电站十年安全审评的工作, 在审评的 11 个安全要素中负责 2 个安全要素

(程序要素和组织机构要素)的审评工作,并负责整个审评工作的质保文件编制工作。

在2001年完成了以下工作:

- 1) 十年安全审评质量保证大纲的编写出版;
- 2) 十年安全审评程序要素审评程序编制;
- 3) 十年安全审评组织机构要素审评程序编制;
- 4) 十年安全审评程序要素之改造和事件修改文件的审评细则;
- 5) 十年安全审评程序要素之监督大纲的审评细则;
- 6) 十年安全审评程序要素之技术文件系统的审评细则。

现已完成的电站改造项目对技术文件的修改审评,结果表明十年安全审评工作对电站的安全质量管理是非常必要的。这种全面系统的审查方式,可以揭示一般监督难以发现的系统缺陷,并找到导致缺陷产生的管理制度问题。

2.3.7.6 群堆管理的质保活动

委托广东核电合营有限公司管理岭澳核电站运行的群堆管理协议于2001年9月10日签字生效。根据协议的规定,岭澳核电站的运行由广东核电合营有限公司负责。质保部负责编制适用于两个电站的质量保证大纲,并对生产二部负责的活动进行质量保证监督。为此,质保部专门建立了负责生产二部监督活动的监督小组。该小组负责与生产二部接口,全面掌握生产二部的活动情况及其进行质保监督。质保部已对岭澳核电站各个重要里程碑活动进行了监督。另外,根据群堆管理的需要,质保部还组织学习了群堆管理协议和修改了有关的执行程序。

2.3.7.7 质量意识的培育

成功的质量保证大纲要求全体员工有较好的质量意识。电站管理层充分认识到其重要性,并把质量意识的培育作为电站每年都关注的重点之一。2001年电站共实施质量管理培训49次,受训人数约1500人。

2.3.7.8 质保大纲实施有效性评价

1. 运行质保大纲

《运行质保大纲》已根据群堆管理的要求进行了修改,将在岭澳核电站生产阶段开始实施。

2. 组织机构

群堆管理模式下的职责分工和接口关系已明确。该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行,但在计划管理方面有待加强。

3. 文件管理和记录

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。某部分卫星文件库的版本管理还有待改善。

4. 运行管理

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但在钥匙管理、化学取样等方面还有待改善。另外,隔离和再线的实施和管理也要加强,包括试验和运行日志记录等。

5. 维修管理

从监督和检查的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但仍存在一些与去年相似的问题,如部分活动不按规定进行工作、部分规程未给出明确的品质再鉴定要

求或验收标准、部分维修报告填写不完整和部分维修中记录的缺陷没有及时跟踪解决。

6. 检查和试验管理

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但定期试验、定值设置和计量的过程管理还有待加强。

7. 环境保护与放射性废物管理

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但非放射性污水的排放控制存在不足。

8. 采购和材料管理

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但物项有效期控制还有待改进,接收检查还须加强。

9. 培训和授权

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但要关注培训的效果。

10. 工程设计

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已到基本有效的执行。但在物项替代过程的控制方面有待改善。

11. 不符合管理和纠正措施

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但经验反馈的有效性还有待进一步提高,NCR的处理过程也未严格遵守。

12. 质量验证

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到有效执行。

13. 消防

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但很多消防方面的改进行动未按时完成。消防队隶属关系还需进一步理顺,消防队对培训、训练及演习等方面暴露的问题缺乏严格的跟踪系统,消防队队员缺乏辐射防护知识等方面的培训。

14. 计算机管理

从监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到有效地执行。

15. 保卫和出入管理

从监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到有效地执行。

16. 辐射防护

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效地执行。但还存在凭经验操作和不严格执行程序的现象。同时,对工作过程中的辐射监控还须加强。

17. 应急准备

从监查和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效地执行。但应急响应人员的技能还有待进一步提高。

2.3.8 经验反馈

2.3.8.1 内部事件经验反馈

内部事件经验反馈就是对电站在运行维修过程中发现和发生的异常按照标准进行筛选、评价和分析,并根据分析的结果采取相应的纠正行动,将相关信息反馈到各部门,以防止事

件重发,减少事件发生。2001年共发生电站运行事件15起,内部运行事件136起

1. 内部运行事件按机组分布见图2.3.8.1-1(对电站运行事件的评述见第2.2.1.1节电站运行事件)

可以看出,2001年内部运行事件比2000年略有减少,1号机组的事件多于2号机组。

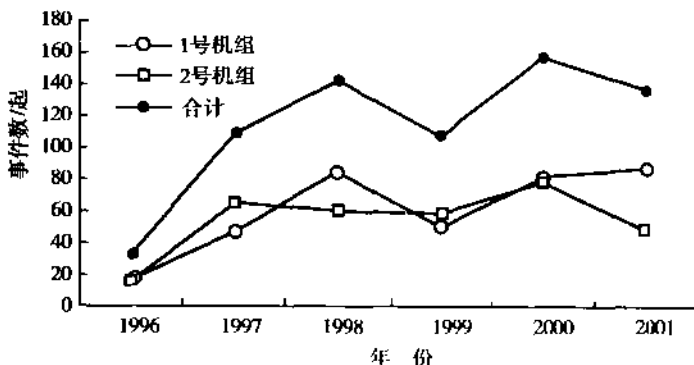


图 2.3.8.1-1 1996—2001 年内部运行事件 (按机组分布)

2. 内部运行事件按月份分布 (见图2.3.8.1-2)

由图可见,年初与年底为事件的多发期,这与两台机组的大修多安排在这一阶段进行有关。

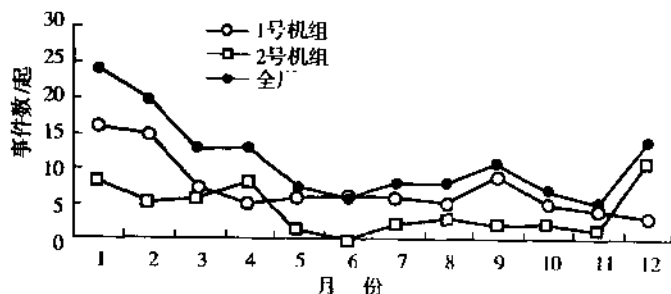


图 2.3.8.1-2 2001 年内部运行事件 (按月份分布)

3. 内部运行事件按部门分布 (见图2.3.8.1-3)

由图可见,事件较为集中地分布在与电站运行维修关系密切的部门(如MSM、OPO、MRM等)。事件报告的编写共涉及16个部门,分布相当广泛。这说明作为管理工具之一的事件分析逐渐在更大的范围内发挥其应有的作用。

与2000年相比,设备管理处(TEM)编写的事件无论在相对数量还是绝对数量上都有明显增加,说明作为专职的设备管理部门,在设备故障相关的事件根本原因分析和事件报告的编写方面正发挥日益重要的作用。

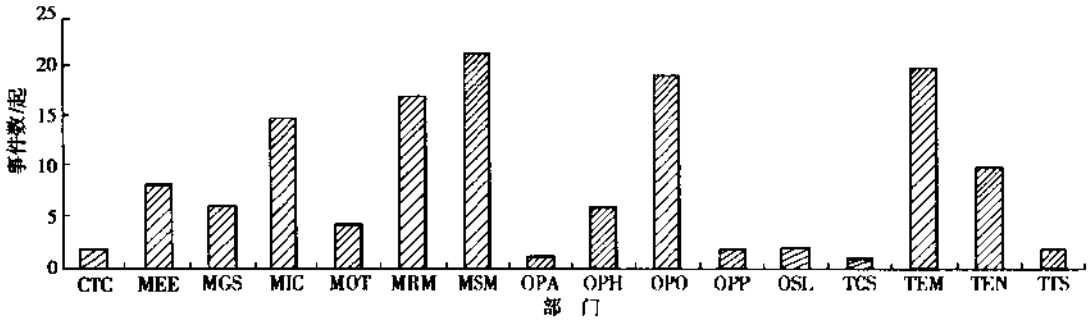


图 2.3.8.1-3 2001 年内部运行事件 (按部门分布)

4. 内部运行事件中的人因事件 (如图 2.3.8.1-4 所示)

本年度 136 起内部运行事件中, 人因事件有 73 起, 占总数的 54%, 与几年来的比例相比基本持平。人因失误主要表现为走错间隔、重复性维修、不严格遵守工作过程规定、规程内容缺陷、操作经验不足等。设备因素方面主要有定值漂移、阀门密封性不合格、KRT 误发报警、设备漏油、漏气等。

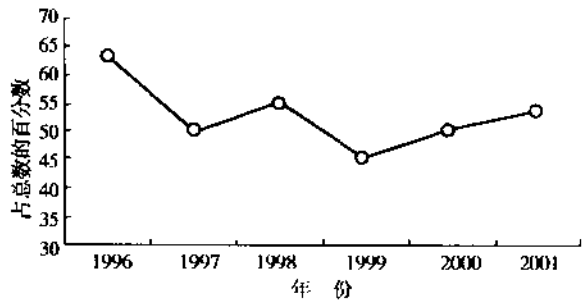


图 2.3.8.1-4 内部运行事件中的人因事件

事件发生较多的系统见表 2.3.8.1-1。

表 2.3.8.1-1 发生较多内部运行事件的系统

系统	事件数	主要设备缺陷
RCP	10	2RCP042MD 异常下漂; 喷淋阀 1RCP002VP 调节故障造成一回路压力波动; 2RCP003PO 漏油; 蒸汽发生器一次侧干燥设备故障造成大修关键路径延迟
LHP	8	1LHP708VN 调温功能故障导致柴油机隔离检修
ASG	4	1ASG003PO 小支管泄漏及补焊失效
GEV	4	2GEV301TP 中性点套管漏油; 2GEV364JS 开关故障烧毁导致主变压器冷却风扇停运; 2GEV 主变压器噪音异常
VVP	4	2VVP 多个安全阀定值异常; VVP 管线阻尼器偏角过大

5. 重发事件

在内部事件中有 15 起被认定为重发事件, 占总数的 11%, 清单见表 2.3.8.1-2。

表 2.3.8.1-2 重发事件

IOER-1-2001003	1KRT016/017/021MA 处于闭锁状态
IOER-1-2001006	1RCP001PO 二、三号密封喷水
IOER-1-2001007	反应堆水池发现异物
IOER-1-20010010	1GGR 跑油
IOER-1-20010013	堆内构件池发现有异物
IOER-1-20010044	220 kV 厂外辅助电源丧失
IOER-1-20010048	主变压器 B 相冷却器风机、油泵三相动力电源接反
IOER-1-20010050	发电机定子 C 相出线端子漏水使机组停机小修
IOER-1-20010056	厂区部分通讯系统故障

续表

IOER-1-20010069	OSEP 管线被碰破导致 SEP 水泄漏
IOER-1-20010078	OSEP 系统跑水约 700m ³
IOER-2-20010010	更换垫片没走替代过程
IOER-2-20010026	2CEX003PO 闪发轴承振动高高报警而跳闸
IOER-2-20010029	2KRT007MA 取样泵更换后反转
IOER-2-20010033	2DVL 压力开关校验时误动 405SP

6. 24 小时事件

24 小时事件的探测对象是电站各类异常，它的数量反映了电站员工对异常事件的关注程度和事件的透明度。

在 24 小时事件单的填写方面，2001 年共收到 24 小时事件单 1 269 份，为电站运行以来历年之最（见图 2.3.8.1-5），反映出电站员工整体核安全意识的提高。也反映出每周进行的经验反馈周例会在跟踪电站事件方面成效明显。

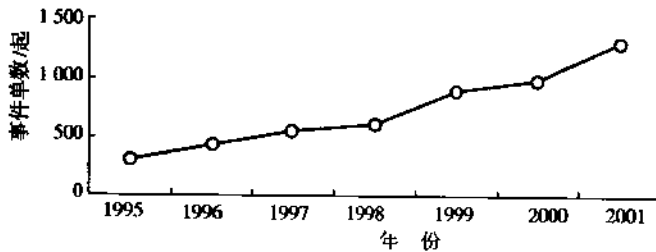


图 2.3.8.1-5 24 小时事件单年度分布

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。（见表 2.3.8.1-3 和表 2.3.8.1-4）。

表 2.3.8.1-3 核岛五个系统事件单分布

系统	事件单数	主要缺陷
RCP	85	一环路超温 ΔT 定值多次下漂；1RCP212VP 阀盖法兰泄漏；1RCP320VP 试验不合格；1RCP081MN 多次不可用；异物落入一回路；稳压器水位整定值上漂
KRT	65	1KRT016/017/021MA 就地报警被闭锁；KRT 多个探头多次误发一、二级报警；KRT 系统部分通道非计划不可用；2KRT007MA 取样泵跳闸；KRT 多个探头多次故障；2KRT041MA 取样回路故障
LHP/LHQ	30	柴油发电机燃油过滤器上端盖内凸肩脱落；误放 1LHP 压力表隔离液；1LHP 就地功率表与主控制室功率显示值偏差过大；1LHP 误启动；1LHP 柴油发电机组带负荷试验时意外跳闸；2LHP502RG 调速器执行机构多次发生漏油；1LHP708VN 失去调温功能；抗震支撑与阻尼器的连接螺母松动
RCV	25	2RCV033VP 关闭时间不符合要求；1. 充流量调节阀再次故障；RCV419XU2 故障；2RCV004FI 盖板泄漏；2RCV001PO 泵出口压力及流量降低；2RCV001PO 出口压力低；1RCV003F1 端盖泄漏；1RCV366VP 不明原因关闭
RRI	20	2RRI002BA 不明原因多次出现“高水位”报警；1RRI001/003PO 并联运行时电流相差较大；1RRI008SN 误发低低水位信号；1RRI020VN 在主控制室无法远程开启；1RRI058VN 在主控制室不能用 TPL 开启；力矩螺栓松动；2RRI059VN 的电动头传动杆产生裂纹；1SEC/RRI 热交换器频繁出现压差高

表 2.3.8.1-4 常规岛五个系统事件单分布

系统	事件单数	主要缺陷
GEW	27	0GEW001GE 水预热回路温度低于 40℃；大埔 II 线 B 相瞬时非金属性接地跳闸并重合成功；0GEW001GE 启动失败；0GEW001GE 不能带负荷；0GEW001AR 中的 012JA 不明原因跳闸；0CEW100/101JS 不能远控操作；核深线因雷击跳闸；0GEW150/152JA 因 SF ₆ 气室二段压力低跳闸；时间继电器功能失效
GSS	27	GSS 的新蒸汽因 GSS210BA 高高水位自动隔离两次；1GSS110ZZ 内部发现异物；2GSS B 列新蒸汽加热器的蒸汽流量波动；1GSS151VV 电源保险多次烧毁；GSS230BA 水位异常上升；1GSS926VV 阀门漏蒸汽；电动头接线与图纸不符
CEX	24	2CEX003PO 对轮缓冲胶垫脱落；凝结水反冲洗滤网的网筛被撕裂；1CEX108VL 传动箱发现输入轴部分箱体有裂纹；1CEX004VL 手动操作失灵；冷凝器钛管部分管壁减薄；1CEX108VL 传动机构损坏；2CEX003PO 因振动高信号跳泵；2CEX208VL 过流继电器损坏
GEV	24	2GEV 主变压器噪音异常；1GEV001TS 中性点接地；变压器高压侧对地绝缘不满足要求；2号主变压器 2GEV01TP 高压侧出线端避雷器、接地刀构架接地端子过热；2GEV601AR 配电盘端子过热导致接线熔断；2GEV601AR 柜内电源线过热变色；1GEV 冷却器故障；2号机组厂用变压器的 B 相高压套管法兰渗油
CFI	23	2CFI004SC 损坏；密封水排放水管断裂；2CFI104PO 反转；1CFI014DG 海水杂物把框架变形卡死；海水旋转滤网低速电机的联轴器失效；2CFI001MO 非计划不可用；杂物把突然启动

24 小时事件单按月分布如图 2.3.8.1-6 所示。图上同时列出了内部运行事件按月分布情况。由图可见，24 小时事件与内部运行事件的月度分布与内部运行事件基本保持一致，都是在大修时较多，与机组大修时各种运行维修活动大量增加相符合。

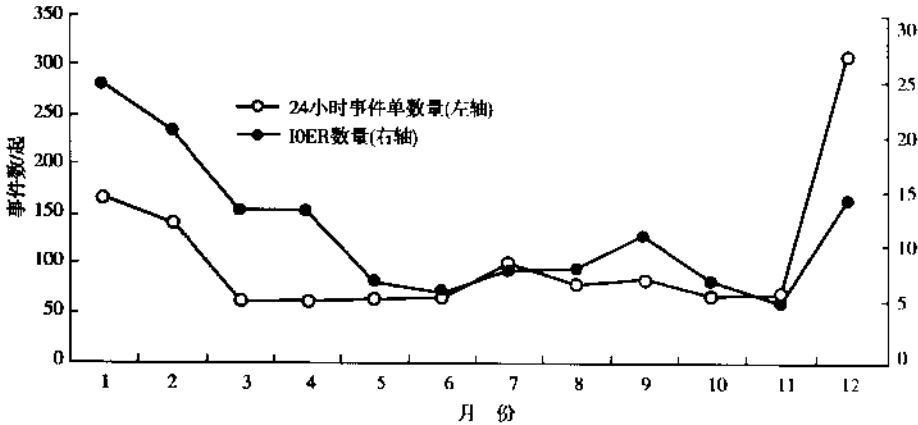


图 2.3.8.1-6 24 小时事件按月分布 (兼与内部运行事件的月度分布相比较)

2.3.8.2 外部事件经验反馈

2001 年外部经验反馈的重点是：确定三类外部事件的处理方式；外部事件的选取、反馈单的跟踪和外部运行事件报告编写的跟踪；针对现场发生的问题进行事件查询；各执行部门对外部事件的查询；完成向 WANO 和 IAEA 的外报事件的指标。

对外部事件进行筛选分析，最终界定了 13 个重要的外部事件作为外部运行事件，要求

相关部门进行事件分析及针对大亚湾核电站实际情况制定预防措施。预防措施的实施纳入内部运行事件的纠正行动跟踪过程中，以保证有效的反馈。

1. EOER-0101 替代用的垫片损坏导致蒸汽外泄和人员受伤

法国 St-Laurent 电站正当对 LLS 水压试验泵汽轮发电机组进行超速保护调整时，位于 1LLS002VV 上游的法兰由于密封垫片突然发生破裂而导致大量蒸汽外泄，致使正在附近工作的 5 位工作人员烧伤，同时也造成发电机严重损坏。实际上，类似的事件 1997 年曾在 GRAVELINES 与 PENLY 电站发生过，EDF 为此曾正式通知各相关电站防范类似事件发生。St-Laurent 电站由于当时尚未使用该类垫片而未引起足够注意，以致酿成这一严重事故。该事件对大亚湾核电站的情况做了反馈。在大亚湾核电站，垫片一直被认为是简单物项，对垫片的使用尚未引起足够的重视，由于使用垫片不当而导致的事件也时有发生。如使用于 2AHP702BA 的垫片，由于事前未经严格评估，导致在运行过程中的泄漏。电站已采取了相应的纠正行动，选择满足电站要求的替代品，并针对替代品明确相应适用范围，以便维修部门能有章可循。对尚未使用的未经评估的非原设计垫片进行清理，暂时停止采购，并把相关信息转 TEN，待 TEN 评估完毕并制定相应的使用规范后再行处理。

2. EOER-0102 反应堆厂房压力水道和内衬问题

在反应堆厂房的底部，钢内衬与底板间的环焊缝，由一圈与钢内衬和底板焊接在一起的角钢所覆盖。这种结构是为了安装阶段测试钢内衬焊缝在安全壳压力实验条件下的水密封性。在安全壳底部中央是厚达 1m 的圆柱混凝土结构，上述角钢所处的伸缩缝即介于该混凝土结构与钢内衬之间。这一伸缩缝随后使用 FLEXCELL（一种主要成分为木纤维与松香的有机材料）填死，这一结构大约厚 2 cm 高 90 cm。在这一填充结构的最顶部再加一覆盖板及密封性材料，用以确保反应堆厂房底部的水密封性。

20 世纪 90 年代初期，BUGEY 电站 4 号机组在进行安全壳压力实验时，发现钢内衬底部环焊缝角钢所覆盖的部位有水。同时，发现由于这些水分的作用，已经导致附近区域的钢内衬生锈。

在大亚湾核电站，现场检查结果表明，伸缩缝里也有积水，曾采取措施排出积水并重建密封，但由于条件所限，未将伸缩缝中的填充材料取出，这一方面不能保证将积水全部排出，另一方面对于钢内衬的腐蚀情况也没有足够的了解。显然，大亚湾核电站同样存在所述类似的风险。这一经验对于建设中的岭澳核电站也有现实意义，如能在施工阶段解决这一问题，以后将避免大量放射性废物的处理。

3. EOER-0103 RRA 热疲劳

根据 EDF 经验反馈，当 RRA 系统运行温度超过 90℃ 的累计运行时间达 600 小时以后，在 RRA001/002RF 热交换器下游冷水与旁路支管热水混合区将开始出现热疲劳裂纹现象。1998 年，CIVAUX 电站曾由于这一热疲劳导致 LOCA 事故。据此，Koeberg 电站在其 211 大修期间，采用回波和尖端衍射技术对这一区域的检查过程中，发现了深达 2~4 mm 的疲劳裂纹，这一数值超出了 EDF 的 2 mm 裂纹深度的标准。为此，Koeberg 对受影响的管段实施了更换，以避免更严重的后果。该问题其实早在 1987 年即在美国的 Farley 电站及 1988 年在比利时的 Tihange 电站相继出现，这一现象遂被称为 Farley-Tihange 现象。大亚湾核电站采用同样的设计无疑将有同样的风险。从 1998 年开始技术支持处规范控制科已开始针对 RCP 系统类似的问题进行跟踪检查。工程改造科也针对这一问题指派了专人进行研究。下一步应进一步开展的工作包括：进一步认定可能出现类似问题的区域并确认现场是否已经存在裂纹，最

大裂纹更换限制为 2 mm 深；记录相关系统运行温度超过 90 ℃ 的累计运行时间，以助于确定裂纹发展趋势与更换方案；确定影响区终身跟踪计划并及时准备相关更换备件

4. EOER-0104 进行保护通道试验时导致自动停堆

法国 SIZESELL B 电站维修部两名仪控人员，按照规程进行所有 4 个保护通道的二次保护系统功率量程通量探头的校验工作（相当于大亚湾核电站的 RPN 系统），当执行通道 3 的试验工作时，通道 2 出现异常，产生停堆信号，从而由于 2 选 4 导致反应堆停堆。

大亚湾核电站同样存在着类似的风险。RPN 系统进行试验时，由于需要抽拔通道抽屉，使机柜后的电缆接头反复受力，经常发生由于接触不好而闪发的报警，也发生过停机后的 RPN 试验引发停堆的事件。但目前电站对通道电缆的检查还没有专门的规程。

5. EOER-0105 全部低压给水加热器自动隔离导致电站出现复杂状态

1999 年 12 月 8 日凌晨，南德克萨斯州工程 2 号机组运行在 100% 功率。运行人员准备隔离低压给水加热器上的正常水位控制阀进行在线维修。这一工作的典型做法是电站人员将给水加热器的水位控制置于其高水位排放阀以隔离正常的水位控制。但事件时值班人员偏离了这一通常的做法，原因是当时用于隔离正常水位控制阀的隔离阀已被标作隔离边界。在切换过程中，高水位排放阀未能及时打开以防止给水加热器隔离。排放阀的响应不及时同时发生在其他两个给水加热器水位控制阀上，导致了所有 3 个低压给水加热器隔离，使得冷凝水流量降至正常值的 65%。

6. EOER-0106 台湾核三电站丧失厂内外交流电源事故

2001 年 3 月 18 日，台湾核三电站 1 号机组处于热备用状态，由剩下两路 345 kV 线路供电和两路 161 kV 线路作为厂外后备电源。四路 345 kV 线路中的另外两路在早些时候因严重的“盐雾”天气影响而中断。大约在 0 时 41 分，大鹏一路超高压断路器跳闸并造成龙崎海线不可用，厂用 4.16 kV 应急母线 A、B 列转由 161 kV 的线路供电。0 时 45 分大鹏一路恢复供电，在恢复向厂用电配电系统供电的过程中，应急母线 A 列 17 号断路器损坏造成 A 列应急母线排损坏，并使两路 345 kV 线路突然断电。由 1 号机组 161 kV 线路供电的应急母线 A 列 15 号断路器因受 17 号断路器损坏的影响，也发生故障，并造成 1 号机组的 161 kV 线路的进线开关也相继断开，至此 1 号机组失去了所有的厂外电源，两台应急柴油机自动起动。但是因母线故障，A 列应急柴油机不能向 4.16 kV A 列应急母线供电，B 列应急柴油机因起动时的励磁问题也不能正常供电。于是机组失去了厂内及厂外的所有交流电源。1 号机组启动了厂区应急，台电的应急准备计划也启动了。大约到 2 时 45 分，电站才成功启动了第五台柴油机并向 1 号机组的 4.16 kV 应急母线 B 列母线供电，应急状态终止。在这段时间内，反应堆依靠汽动泵和蒸汽发生器进行自然循环冷却，一回路压力和温度逐渐下降，反应堆保持在冷停堆状态。

该事件在大亚湾核电站进行了开会讨论，得出结论是：

(1) 大亚湾核电站地处海滨，绝缘子易受到类似“盐雾”天气的影响。目前在维修大纲和程序中对开关站的户外设备维护有明确的描述，但需要进一步加强设备的绝缘能力和研讨对不停电条件下户外设备的带电冲洗作业方案。

(2) 对于应急母线，由于大亚湾核电站和核三电站在厂用电系统设计上的不同，因此外电源的波动变化造成 6.6 kV 应急母线 LHA、LHB 绝缘破坏的风险不存在。对于 6.6 kV 断路器的主触头维护，电站的维修大纲、程序中都有明确的规定，MEE 也介绍了应急母线盘断路器的维修情况。经与会者讨论，一致认为造成核三电站应急母线 A 列故障的原因对电站

没有影响。

(3) 大亚湾核电站的柴油机也发生过与核三电站类似的故障情况, 但由 TEN 完成励磁控制回路的改造后, 一直运行良好。

7. EOER-0107 RIS/EAS 再循环管线水位不足

法国 CHINON 电站在换料停堆期间反应堆未装料时对安全注入系统及安全壳喷淋系统 (RIS/EAS) 的再循环储水坑水位的例行检查过程中, 发现 RIS/EAS 再循环管线水位过低。这一现象的潜在后果是 EAS 再循环功能不可用。由于大亚湾核电站属于 EDF 900 MW 系列, 同样的设计缺陷要求我们必须尽快实施相应的电厂改造, 以保证电站的核安全。而在改造实施之前, 应制定措施, 监督再循环储水坑的水位, 确保在大破口事故情况下 RIS/EAS 再循环管线的正常运行, 避免出现不可控的核事故。由于同样的原因, 岭澳核电站应该在正式投运之前实施该改造, 以确保电站在商业运行时的核安全水平。

8. EOER-0108 清理地坑水箱导致人员伤亡

根据计划, 一组工人于事发当日 15 时 20 分开始对位于放射性废物厂房一楼废物处置区内的地坑水箱进行定期检查的清理工作。约 16 时 25 分, 一名在地坑水箱内作业的工人 (C) 开始感觉不适。为救助这名工人, 其他两名工人 (A 和 B) 下到水箱内试图帮助 C, 他们沿着绳梯将 C 往上推。在这个营救过程中, 约 16 时 40 分, A 突然从离水箱底部 1 m 高处的绳梯上掉落下来。A 被救出后用救护车送往医院紧急抢救, 于 17 时 58 分抢救无效死亡。C 康复。

根据此事件, 大亚湾核电站采取了一系列的反馈措施, 对电站可能存在的有窒息风险的地方进行全面检查。

9. EOER-0109 电站维修计划中的四项失效

英国 DUNGENESS A 电站发生的一些事件涉及到维修中的定期试验未按期实施、功能试验因计划人员休假而未进行、柴油机的维修后试验和检查未进行等问题, 这些都是由于维修人员过分依赖计划人员的提醒监督、工作计划的细节规定不完善、维修计划的例行检查缺陷、执行计划的培训不够等原因造成的。

根据此事件, 进行了维修计划细节上的一些改进和工作过程培训。

10. EOER-0110 意外放射性照射

1999 年 3 月 11 日, 法国 Tricastin 核电站 1 号机组大修期间, 一名辐射防护人员违反规程, 在未被授权的情况下进入 R140 房间取出一盏遗放的临时照明灯。该房间此时因 RIC 指套管被拉出而具有极高的辐射水平, 该名工作人员受到了 340 mSv 的照射剂量。

1997 年 5 月, 一名辐射防护人员和两名现场服务人员在更换 PTR 系统过滤器时低测了该过滤器的辐射水平至使这 3 名工作人员的受照射水平超过了年剂量限值。

该事件曾在 EOER-9901 外部运行事件报告中做过反馈。

11. EOER-0112 燃料装载操作不当

2001 年 4 月 2 日, Dampierre 核电站 4 号机组在换料过程中, 燃料厂房的装料程序在第 25 步出错, 本应被输送往反应堆厂房的第 25 组燃料组件留在原位, 被输送的却是第 26 组组件。这样, 反应堆厂房方面所接受并装于堆芯的第 25 组燃料组件实际上是按顺序应为第 26 组的燃料元件, 后续的燃料装载活动也顺序错位, 这一错误一直延续到第 138 步。至此, 已有 113 组燃料组件被装载在堆芯中错误的位置。该 900 MW 机组的反应堆堆芯所装载的燃料组件数为 157 组。

这一错误在反应堆厂房装载第 139 组燃料组件时才发现，当时换料机操作人员注意到被装载的组件不是装配了预定的阻力塞而是一组控制棒。换料活动随即暂停，随后取出了已经装好的组件。电站方面制定好纠正行动计划并得到核安全当局批准后，直到 4 月 21 日才重新开始再装料。

12. EOER-0112 燃料故障

CATTENOM 3 是 EDF 20 座 1 300 MW (燃料段长度为 14 英尺, 1 英尺 = 304.8 mm) 反应堆之一。其第 8 循环 (下称 CAT308) 始于 1999 年 9 月 15 日, 并网不久发现一回路水放射性水平增加, 分析有燃料破损。随着运行时间加长破损迹象越发严重, 说明缺陷数量增加或缺陷程度加重。但在 2001 年 1 月 27 日第 8 循环结束时, 一回路水活性水平仍在限值内。大修卸料检查时, 发现破损组件较多, 并都位于堆芯中间区。怀疑有 28 组 AFA-2G 燃料组件发生破损, 其中经历 3 个循环的 26 组, 经历 2 个循环的 2 组; 怀疑燃料棒破损 92 只。燃料棒一次破损发生在燃料棒与第一层定位格架接触处, 系磨蚀造成; 部分燃料棒发生了二次破损, 二次破损破口特征为“太阳状破裂”或周向或纵向开裂。

从 CAT306 燃料循环开始 18 个月换料模式 (AFA-2G 组件) CAT308 燃料循环是首次换料中采用 AFA-3GL 组件, 形成 2/3AFA-2G + 1/3AFA-3GL 的混合堆芯。大亚湾核电站第九循环使用的核燃料与 CAT308 有相似之处。不同点是大亚湾核电站使用的 AFA-3G 燃料段是 12 英尺长、并带半跨距搅混格架 (MSMG)。

基于上述分析, 电站对 CAT308 燃料循环燃料破损事件处理进展状态十分关注。尽管 CAT308 燃料循环和大亚湾核电站实际情况之间有许多不同之处及 CATTENOM3 是 EDF 的 20 座同类反应堆 (1 300 MW) 中唯一出事者, 电站还是多次向法马通咨询, 并对大亚湾核电站第九次循环各方面的具体情况进行了全面分析。

13. EOER-0114EAS 和 PTR 系统发现应力腐蚀裂纹

Koeberg 电站在部分使用 304L 不锈钢制造的设备上发现了大量的裂纹, 有些裂纹是穿透性的。这些设备包括储水罐与管道等, 分布在包括 PTR/EAS 等核安全相关的系统上, 如安装在反应堆厂房以外的 PTR 储水罐及安装在燃料厂房的设备。这些设备使用 304L 材料制造, 由于受沿海环境 (含氯) 的影响, 在残余焊接应力或冷成形应力的作用下腐蚀而形成裂纹。南非 Koeberg 电站已在针对这一问题展开全面的研究, 大亚湾核电站也应该采取相应的措施, 以便及时发现问题并予以解决, 保证核安全相关系统的可用性。从不久前电站对 PTR 换料水箱的检查情况来看, 这一设备与相关连接管线尚未出现裂纹, 但对该设备及其他相关设备的跟踪工作应成为一项有计划的工作, 以确保这些设备不会受到应力腐蚀问题的影响。考虑到 304L 材料不适用于高盐分环境的特点, 只要相关设备防腐工作做得好, 对应力裂纹的产生应能起到较好的遏制作用。

2001 年度从 WANO、FROG、EDF、核动力运行研究所等渠道得到的资料翻译后在 STA 周报附页上登载的外部事件共有 20 个, 下面列出清单供以后查找:

- 1) STA 周报 2001001 德国 BIBLIS A 电站发现管道裂纹;
- 2) STA 周报 2001002 INSAG 会议交流: 美国焊接裂纹、电缆老化事件;
- 3) STA 周报 2001003 ST-LAURENT B1 电站工人受伤;
- 4) STA 周报 2001007 一列 6.6 kV 应急供电系统失去;
- 5) STA 周报 2001008 KOEBERG 电站 RRA 热疲劳的经验反馈;
- 6) STA 周报 2001009 2 号机组 RIS 入口管的维修及替代;

- 7) STA 周报 2001010 澳大利亚 ESSO 煤气站爆炸事分析;
- 8) STA 周报 2001011 全部低压给水加热器自动隔离导致电厂出现复杂瞬态;
- 9) STA 周报 2001012 台湾核三电站 1 号机组丧失全部交流电源;
- 10) STA 周报 2001013 进行保护通道校验试验时导致自动停堆;
- 11) STA 周报 2001014 冷凝器真空降低导致反应堆手动停堆;
- 12) STA 周报 2001015 改造项不适当导致阀门限位开关接线错误;
- 13) STA 周报 2001016 大修中反应堆中间水位监测失去;
- 14) STA 周报 2001021 主给水隔离阀在试验中异常关闭导致自动停堆;
- 15) STA 周报 2001022 除氧器水位控制不当导致自动停堆;
- 16) STA 周报 2001026 余热冷却系统管道裂纹;
- 17) STA 周报 2001027 反应堆紧急停堆并随即安全注入系统误动作;
- 18) STA 周报 2001027 未发现熔断器烧断使运行中的应急柴油发电机励磁器起火;
- 19) STA 周报 2002032 含有弱放射源 Sr90 的 KRT 探测器丢失;
- 20) STA 周报 2001043 燃料组件装载顺序错误。

2001 年电站每季度向 WANO 呈报大亚湾核电站的性能指标数据, 同时向 WANO 和 IAEA 报告了 3 起大亚湾核电站发生的事件:

- 1) ER0101: 2LCA 母线失电导致自动停堆;
- 2) ER0102: 1RCP001PO 跳闸导致机组自动停堆;
- 3) ER0103: 柴油机取样管断裂导致柴油机试验不成功。

2001 年修改了外部经验反馈的流程, 增加了外部事件筛选会的过程。全年开了两次外部事件筛选会议, 从 WANO 和 CID 事件清单中, 确定哪些事件需要进行反馈, 进行什么类的反馈。按照新的规程, 该会议由 OSL, LSL, TEM 以及生产部或技术部顾问参加。在新修改的外部经验反馈流程中, 增加了要求做外部经验反馈分析的一类事件, 对于这类事件主要是要求各相关部门分析事件并返回反馈单, 在反馈单中提出是否要进行进一步分析的要求。

两次事件筛选会共对 64 个事件进行了筛选, 确定外部运行事件 6 个, 做要求进一步反馈的事件 33 个, 收到反馈单 48 份。作为信息传送的事件 11 个。

随着电站计算机网络的完善, 利用 OUTLOOK 传送外部经验反馈的信息是非常有效的手段。在 2001 年用这种方式分发了部分重要的外部事件。这些外部事件同时还放在 CIS 的经验反馈网页中供各部门参考学习。

2.3.8.3 对外交流活动及姐妹电站交流

大亚湾核电站生产部 2001 年出访项目有 20 项, 29 人次。其中姐妹电站交流有 1 项, 5 人次; 参加 IAEA, WANO 同行评审等有 10 项, 10 人次; 技术交流有 2 项, 2 人次。2001 年度出访项目中, 运行处 11 人, 运行人员 9 人及化学 2 人, 保健物理处 6 人, 核安全与环保处 4 人, 经理室 5 人, 发电规划处 2 人。2001 年的出访与 2000 年相比, 在技术交流、培训和其他类国际会议的人数上有所增加。表明大亚湾核电站的出访对象已经逐渐不只限于法国的同类电站, 而是寻求与美国等其他更先进的同类电站的交流, 追求先进的技术水平、运行管理模式等。

2001 年度重要的交流活动如下:

- 1) 2001 年 5 月 22—23 日, WANO 巴黎中心在大亚湾核电站举办了设备老化管理研讨会。会议有 WANO 巴黎中心、东京中心以及其他国家的 9 名代表参加, 国内秦山核电站一、二、

三期均派代表参加。此次会议讨论的是设备老化管理,属中长期工作,是我们电站借鉴和分享国际同行经验的良好机会。

2) 2001年7月2-6日, GRAVELINES 电站7名专家到大亚湾核电站就机组正常运行管理进行了姐妹电站交流。

3) 2001年9月4-6日和9月11-13日, WANO 巴黎中心在大亚湾核电站举办了改善人的行为和保守决策的培训。大亚湾核电站约有60人次参加了此次培训。这次培训的时机很适合大亚湾核电站的具体现状,因此培训收到了较好的效果。

4) 2001年12月12日, WANO 东京中心主任访问大亚湾核电站。

2.3.9 备品备件管理

2.3.9.1 备品备件采购管理

2001年备品备件采购工作量较以前有了明显增加,主要来自于 LNPS 为生产准备提出的采购申请。此外,2001年生产厂家相互兼并、机构重组现象较多,同时备品备件淘汰或更新换代日益增多,为采购工作带来一定的困难。备品备件采购管理在原有的基础上,加大了采购申请单和订单状态跟踪的力度,及时清理超过一定时间仍未订购的采购申请,对于发出的订单确保供应商接受和执行,保障了机组日常及大修对备品备件的需要。

2001年采购科共收到采购申请单4367份,22805项,发出订单2604份,14833项。

1. 大修备件采购

第八次大修备件采购状态见表2.3.9.1-1。

表 2.3.9.1-1 第八次大修备件采购状态

年 份	2000			2001												2002				合 计	
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4		
申请项	239	23	0	1	32	101	397	52	122	176	82	113	441	95	49	40	67	0	0	2030	
进入采购项	239	23	0	1	32	101	397	52	122	176	82	113	441	95	49	40	67	0	0	2030	
订购项	167	71	7	8	7	11	68	107	320	90	99	240	104	473	90	36	14	70	7	1989	
未订项(当月总计)	72	24	17	10	35	125	454	399	201	287	270	143	480	102	61	65	118	48	41	41	
到货项	库存部分	44	40	14	8	49	3	25	6	5	13	11	26	53	197	575	72	45	44	11	1929
	非库存部分	0	0	0	0	0	0	0	3	16	0	0	0	17	86	102	14	12	356	82	

第八次大修备件申请及采购数量较第七次大修增加了60%左右,备件准备的计划性有所下降。第八次大修申请单提出得比较晚,2001年5月1日前只有39.1%的申请单进入采购,而同一时期第七次大修的备件已有51.8%进入采购。

2. 紧急采购(UMR)

第八次大修期间,国内紧急采购比第七次大修有所增加,而国外紧急采购量则有较大幅度下降。UMR 采购状态见表2.3.9.1-2。

表 2.3.9.1-2 第七次、第八次大修备件 UMR 采购情况

UMR	申请份数		订购项数	
	国内	国外	国内	国外
第八次大修	50	20	118	58
第七次大修	32	41	77	187

注：该统计未包含取消项。

3. LNPS 备件采购

截至 2001 年 12 月 31 日，收到 LNPS 备件采购申请单 803 份，8 241 项，发出订单 126 份，1 551 项。LNPS 备件准备与 GNPS 最初的备件准备有许多相似之处，比如，涉及的生产厂家多、项目分散、技术规范不全、厂家不准确等。采购过程中技术澄清工作量非常大，导致采购进度比较缓慢。

4. 供应商管理

为了适应群堆管理的需要，对供应商管理的相关程序《供应商管理》(IP/MAT/090 - C)、《I 类供应商资格评审》(IP/MAT/091 - C)、《II、III 类供应商资格评审》(IP/MAT/092 - C)、《供应商商务评审》(IP/MAT/096 - C)和《供应商表现评价》(IP/MAT/097 - C)进行了全面的修订改版和补充，使供应商评审的程序更趋完善。

2001 年共收到供应商使用申请单 307 份，其中 I 类 50 份、II 类 74 份、III 类 183 份，评审完成率达到 93.5%。对 125 家到期的供应商进行了表现评价，根据评价结果决定其资格的延续或撤消。对数据库中 139 家有遗留问题的供应商进行清理，使其分类、状态等信息达到要求。对 100 多家国外原供应商进行了问卷复审，补充完善了供应商信息，出版合格供应商清单，并对供应商数据进行日常维护。截至 2001 年底，共有 I，II，III 类合格供应商 1 345 家。

5. 报关、运输和支付

为了更有效地申办备品备件的免税工作，减少与现场进出口办的接口，从 2001 年底开始报关员与运输组进行联合办公，缩减了申报时间，取得了较好的效果。

2.3.9.2 仓储管理

1. 物资计划和库存控制

2001 年物资计划和库存控制的重点工作为：GNPS 继续进行备件数据库清理工作，加强备件采购申请的审核，继续运用库存控制软件 Rusl 对库存项目进行优化；LNPS 补充生产备件的审核编码工作及合同备件的验收。

(1) 物资数据库的建立和维护

1) GNPS 物资数据库进行了两个专项清理。一个是工程合同备件专项清理。由于工程合同备件移交时资料不全，经验不足，时间紧迫，故引起部分合同备件与现场设备不符，影响生产和维修。此项共计清理合同备件 1 958 项。另一个是应急柴油机 (LHP/LHQ) 系统的备件清理。对整个应急柴油机 600 多项备件数据库进行了全面清理，以保证电站关键设备备件的可用性。专项清理加上日常备件清理，共计清理备件数 5 100 多项，使备件数据库质量进一步提高。物资数据清理情况见表 2.3.9.2-1 和表 2.3.9.2-2。

表 2.3.9.2-1 GNPS 物资数据清理及质量统计

数据库质量	2000 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	18 212	18 206	18 216	18 181	18 368	18 284	17 722	17 519	17 304	17 268	17 246	17 135	17 144
AA	12 549	12 577	12 556	12 422	12 473	12 525	12 219	12 546	12 946	12 577	12 527	12 653	12 838
AAA	13 117	13 329	13 582	13 725	13 898	14 354	15 279	15 906	16 635	16 934	17 084	17 633	17 962
总项数	77 398	77 550	77 351	77 230	77 464	77 517	77 748	77 729	77 850	78 025	78 049	78 117	78 290
质量指数	0.185	0.816	0.817	0.817	0.818	0.820	0.821	0.824	0.828	0.828	0.828	0.830	0.832

表 2.3.9.2-2 LNPS 物资数据清理及质量统计

数据库质量	2000 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	396	441	445	480	478	478	489	546	689	911	1 036	1 013	995
AA	2 779	3 512	5 125	6 829	8 744	10 604	11 558	11 957	12 106	15 253	18 525	15 644	17 377
AAA	3 534	3 890	3 865	4 001	3 971	4 063	4 309	5 051	5 679	6 179	6 248	6 389	6 636
总项数	7 191	8 325	10 185	12 108	13 995	16 009	17 232	18 627	19 745	21 693	22 579	24 600	26 661
质量指数	0.950	0.951	0.944	0.944	0.945	0.945	0.946	0.945	0.943	0.942	0.942	0.941	0.941

注: 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、图纸资料和数据库。质量指数 = (未清理项 $\times 0.7 + A \times 0.8 + AA \times 0.95 + AAA \times 1.0$) / 总项数

2) LNPS 物资数据库在 2001 年已建立 26 661 项记录, 其中 LNPS 专用码 19 054 个, 与 GNPS 相同的码为 7 507 个。

LNPS 补充生产备件审核工作工作量大, 时间紧。但在各方面的努力下, 审核备件工作进展顺利, 为采购补充生产备件提供了有力的支持。表 2.3.9.2-3 为补充生产备件审核工作及采购进展状态。

表 2.3.9.2-3 补充生产备件审核及采购进展状态 (2001 年 12 月 21 日止)

	核 岛	常规岛	BOP	总计
补充备件申请	17 812	12 777	5 249	35 838
完成审核	17 812	673	4 372	22 857
取消采购	8 788	204	504	9 496
减少采购	3 278	159	710	4 147
需采购	9 024	469	3 868	13 361
已进入立项状态	7 822	0	1 947	9 769

(2) 库存控制

2001 年全公司开展成本文化活动, 合同供应处在维修和生产部门的积极配合下, 开展库存控制工作。

1) LNPS 补充生产备件审核时严格把关, 杜绝重码及重复采购, 碰到与 GNPS 相同的码时, 根据 GNPS 库存相应增减采购数量。一年内通过认真审核取消采购 7 400 多项, 减少采购数量达 3000 多项。这样避免了 LNPS 生产备件的大量重复采购, 并做到两电站资源共享。

2) 继 2000 年利用先进库存控制软件 Rusl 对 GNPS 的库存物资进行计算、评价。2001 年

共计利用 Rusl 软件对 3000 项备件进行计算, 并对这些项目的最大、最小库存进行了调整, 减少了不必要的采购。

3) 加强库存物资采购申请单的审核, 取消不必要的采购 500 项, 同时减少申请数量太多的采购项目, 2001 年度因此共节约 200 万美元的开支。

由于各方面的努力, 采取了有效的库存控制手段, 库存总值金额上升的趋势得到进一步的控制。历年库存总值金额变化如表 2.3.9.2-4。

表 2.3.9.2-4 历年库存总值金额变化

年 份	1997	1998	1999	2000	2001
期末库存金额/ 百万美元	99	104.3	106.9	103.8	103.5

2. 仓库管理

2001 年仓库管理工作重点是在继续强化仓库业务的规范化、标准化, 提高工作质量的基础上, 加强仓库建设, 改善库存物资的储存条件和安全状况。同时, 建立了仓库统一管理模式, 全面开展 LNPS 仓库业务。

在仓库业务方面, 开发出库存物资验收清单, 增加了物资验收检查内容, 及时发现供货差异。完成仓库条形码管理系统的调研, 技术规范编写和立项审批工作。进行了 10 类, 共 13 451 项库存物资的归类储存, 对 AF 高架区贮存的机械备件进行了防锈保养和改善包装。

在仓库建设方面, 完成新建油桶库 (360 m²) 和露天钢材库 (1 500 m²) 的验收、设备安装及物资转移, 取消原 AO 钢材库。完成 AB 库消防喷淋系统更换喷淋头和恒温恒湿间木板隔墙更换耐火板的改造, 消除了 AB 库的火灾隐患。

在 LNPS 仓库建设方面, 进行了 LAO, LEE, LFC 的接收和货架安装。建立了 LAF 电机加热区、LAB 不符合项存放区。LNPS 仓库业务全面开展, 合同备件按计划进行移交和验收, 并加强了库存物资的盘点、保养和物料发放工作。

2001 年仓库统计数据和管理业务指标见表 2.3.9.2-5 和表 2.3.9.2-6。

表 2.3.9.5-5 仓库数据统计表

项 目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	1999 年	2000 年	2001 年	1999 年	2000 年	2001 年
年终库存品种	44 632	44 038	43 629	—	5 537	10 905
年终库存金额/美元	109 401 404	106 892 099	102 296 810	—	—	—
库存验收项数	3 493	3 149	4 457	0	4 563	5 368
合同备件移交项数	—	—	—	2 328	5 432	6 047
出库项数	11 412	10 712	16 694	0	70	534
出库金额/美元	7 398 719	9 537 161	10 929 751	0	45 626	165 383
退料项数	625	662	979	0	1	9

续表

项 目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	1999 年	2000 年	2001 年	1999 年	2000 年	2001 年
退料金额/美元	1 942 813	2 029 605	4 920 625	0	0	18 422
定期保养项数	892	962	900	—	186	234
改进保养项数	—	1 024	489	—	—	—
寿期控制项数	—	2 194	2 391	—	683	1 246

表 2.3.9.2-6 仓库管理业务指标

项 目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	1999 年	2000 年	2001 年	1999 年	2000 年	2001 年
工业安全事件数	0	0	0	0	0	0
平均验收天数	3.9	4.9	4.7	—	—	—
交易盘点差异率/%	1.36	0.21	0.29	—	—	0.53
计划盘点差异率/%	1.68	0.33	0.55	—	—	0.30

2.3.10 合同及承包商管理

2.3.10.1 合同项目内容概要

2001 年是广东大亚湾核电站的运行业绩、经济效益、社会效益和管理水平等方面取得全面辉煌的一年，公司的一些中长期项目也取得长足进展。一年来，在公司、技术部各级领导的关心和支持下，在合同处领导的直接领导下，各项工作取得了可喜成绩，公司的各项商务活动达到预期的目的。集中反映在以下几个方面：

1) 全面完成本年度公司的各项技术经济活动所需商务合同的签订工作。在一些诸如乏燃料容器采购、岭澳核电站燃料组件采购、第五台应急柴油机组安装、省港澳测计费系统项目上，精心组织、妥善安排，有效地控制了公司的重大成本支出。

2) 继续摆正“服务与控制”的职业定位，既响应生产一线的需要，同时又为公司把好商务关。强化专业技术素养和职业道德。

3) 适应群堆管理的需要，在全面承担了岭澳核电站生产的各项经济合同签订工作的基础上，开始接受岭澳核电站工程阶段合同的移交。

4) 配合公司“出效益、出经验、出人才”的发展战略，完成 64 项各类培训合同的签订和合同管理任务。

2001 年度共对外签订新合同 517 项，办理合同变更 143 份。分类统计表明：行政后勤服务首次在数量方面以 21% 居于首位，而机组检修的合同数量则以 14% 继续占据外购业务的第二位。与 2000 年相比，对外签订合同数量水平基本持平。

本年度成交合同金额折合美元 11 800 万美元（包括浓缩铀及燃料组件采购费用 7 200 万美元，不含乏燃料后处理合同费用），主要分布在以下几个方面：

1. 核燃料合同

与中国核工业集团公司签订的《广东大亚湾核电站乏燃料处理、处置并责任转移合同》开始执行。根据该合同，为确保公司从 2003 年开始向中国核工业集团公司移交乏燃料组件，

公司参与了中国核工业集团公司就乏燃料运输容器合同所开展的招标工作。经过评审，与美国核保险公司签订了相应的合同。此外，按计划执行了合同预付款阶段的三大里程碑任务并履行了付款义务。

执行与宜宾核燃料元件厂签订的《广东大亚湾核电站第八至第十次换料 AFA-3G 燃料组件供应合同》，从宜宾核燃料元件厂订购 AFA-3G 燃料组件 112 组。为确保岭澳核电站换料按计划进行，与宜宾核燃料元件厂开展了岭澳核电站燃料组件供应合同的谈判工作。

利用公司与中国原子能公司之间的长期《浓缩铀供应合同》以及 1998 年度与英国 URENCO 公司签订的 1999 至 2003 年浓缩铀供应协议，从英国和国内气体扩散厂采购浓缩铀共 55t（含钎棒用铀 2t）。

此外，继续通过法杰马公司采购用于第十个燃料循环实施 18 个月换料计划的钎棒 1376 根。

2. 机组年度大修

2001 年度两台机组先后进行了各一次换料大修（1 号机组第七次大修和 2 号机第八次大修）。根据核电站大修的项目和内容，2001 年度共签订了与大修相关的合同 65 项，累计金额 700 万美元。其中的主要合同见表 2.3.10.1-1。

表 2.3.10.1-1 2001 年两台机组大修主要合同

序号	项目内容	承包商	107 大修	208 大修	备注
1	核岛大修	FRAMATOME ANP	√	√	核岛项目
2	核岛在役检查	核动力运行研究所	√	√	
3	蒸汽发生器二次侧清洁度电视检查	核动力运行研究所	√	√	
4	堆内构件水下电视检查	核动力运行研究所	√		
5	反应堆压力容器螺栓孔检查	中科院成都光电研究所	√	√	
6	核岛通用服务	中国核动力研究设计院	√	√	
7	蒸汽发生器堵板拆装	核工业第二三建设公司	√	√	
8	低压电动机年度检查	深圳淮南电力检修公司	√	√	
9	高效过滤器及碘吸附器试验	中国辐射防护研究院	√	√	
10	蒸汽发生器堵管维修服务	中国核动力研究设计院	√	√	
11	核岛容器及热交换器检修	核工业第二三建设公司		√	
1	常规岛大修	深圳淮南电力检修公司	√	√	常规岛项目
2	常规岛部分设备大修	深圳山东核电工程公司	√	√	
3	常规岛压力容器在役检查	苏州热工研究所	√	√	
4	凝汽器钛管涡流探伤	核工业无损检测中心	√	√	
5	汽水分离再热器快速声波检查	核工业无损检测中心	√	√	
6	水位变送器及阀门仪表校验	湖南大乘资氮集团	√	√	
7	低压缸转子检查	西安热工研究院	√		
1	BOP 大修	东北核电建设公司	√	√	BOP 项目
2	BOP 辅助锅炉和压力容器检查	苏州热工研究所	√	√	
1	核岛大修劳务支持	核工业第二三建设公司	√	√	大修劳务
2	常规岛大修技术支持	ALSTOM	√	√	

续表

序号	项 目 内 容	承 包 商	107 大修	208 大修	备 注
3	应急柴油机检修技术支持	武昌造船厂技术服务公司	√	√	
4	SEBIM 阀门维修技术支持	SEBIM	√	√	
5	蒸汽发生器冲洗技术支持	SRA - SAVAC	√	√	
6	FISHER 阀门维修技术支持	FISHER		√	
7	机械贯穿件试验劳务支持	核动力运行研究所	√	√	
8	在线检测技术支持	EDF		√	
9	转子故障处理技术支持	西安热工研究院		√	

由于从 2000 年开始改“一年一签”为“三次大修一次谈定”思路上的创新, 2001 年度大修合同谈判较顺利, 各个主要承包商均在大修中继续保持单价降幅

从统计情况来看, 2 号机组第八次大修的合同数量与 1 号机组第七次大修基本持平, 但从包项目转向技术支持与劳务, 从总包转向分割承包。由于措施得力, 各项合同平均可比价格下降约 3%, 因此总体成本较前一年度略低。

3. 日常维护与服务

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采购。2001 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。这些合同见表 2.3.10.1-2。

2001 年度承包商的人员组织和工作机构基本稳定, 由于增加了岭澳核电站生产方面的合同工作, 部分承包商人数有所调整。总体上说, 长期维修保养承包商的总人数和费用基本保持不变。

表 2.3.10.1-2 2001 年度日常维护与服务合同

序号	项 目 内 容	承 包 商	现场人数	备 注
1	核岛日常维护	核工业第二建设公司	68	16 人备用
2	常规岛日常维护	深圳淮南电力检修公司	26	
3	BOP 日常维护	东北核电建设公司	18	
4	电气、机务维修	东北核电建设公司	82	
5	土建维修	深圳华兴建设公司	90	LNPS 30 人
6	大亚湾核电站控制区核清洁	中国核动力研究设计院	45	
	岭澳核电站控制区核清洁	深圳凯利集团公司	38	
7	厂区行车维护	大连起重机械厂	7	
8	厂区空调维修保养	岳阳红旺冷气工程公司	6	LNPS 2 人
9	便携式剂量仪表和 KZC 系统维护	解放军防化研究院	6~8	
10	厂区电梯维修	核电房产管理公司	10	LNPS 2 人
11	白蚁、虫害、鼠害防治	深圳白蚁防治中心	10	
12	网络布线和维护	广东核电服务总公司	3	
13	消防维护合同	蛇口高力消防工程公司	9	LNPS 3 人

续表

序号	项 目 内 容	承 包 商	现 场 人 数	备 注
14	奥西复印机维护	奥西办公设备公司	2	
15	施乐复印机维护	施乐实业发展公司	2	
16	佳能复印机维护	广州怡和工程公司	1	
总计			423 ~ 425	(16人备用)

4. 项目技术改造

2001年度签订技术改造合同84项,累计金额800万美元。合同金额较去年有一定程度的下降,退居第三位。

本年度较有影响的技术改造项目包括换料机改造、省港遥测电量计费系统、KDO系统改造等。

经过国际招标,美国西屋公司最终战胜其他竞争对手,获得了总金额达400万美元的换料机改造合同。

此外,由组成省港电网的广东省发电集团公司、广东抽水蓄能电站、大亚湾核电站及香港中华电力公司四家联合组成的采购方,通过国际招标选择西门子(表计)公司承担了总金额约100万美元的遥测电量计费系统改造项目。

5. 劳务技术支持

2001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66项,累计金额约600万美元。

6. 培训

2001年继续实施电站自主化维修培训、干部管理培训、应届毕业生岗前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64项,累计金额约69万美元。

7. 行政后勤

2001年度大亚湾核电站共签订翻译出版、行政事业性费用缴纳、房屋租赁、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140项,累计金额1300万美元。

8. 基建工程

为配合各类改造项目,同时进一步改善大亚湾工地的现场工作生活条件,满足群堆管理不断发展的需要,2001年度在基建工程方面继续保持较大的投入。共签订该类合同106项,累计金额350万美元。主要包括:第五台柴油机厂房、核电武警营地修缮、专家村餐厅扩建等。

9. 信息工程

随着信息处理技术的进步和用户规模的扩大,公司原有的信息处理设备在经过多年运行之后已无法满足需求,因此2001年在信息技术方面继续投入相当大的资源用于网络改造及其硬件设备的升级。全年共签订信息工程类合同38项,累计金额约400万美元,主要合同见表2.3.10.1-3。

通过招标,先后签订一批计算机网络类建设合同。如与深圳市核电泰联科技有限公司签订的近百万元的办公楼宇网络系统项目合同、与艾因泰克科技有限公司签订的工业数据网络

项目合同以及与深圳市特发信息有限公司签订的光缆项目合同等。

表 2.3.10.1-3 信息技术类合同

序号	项目名称	承担单位	备注
1	管理计算机网络整合	深圳市核电泰联科技有限公司	系统开发
2	岭澳核电站工业数据网络	艾因泰克科技公司	
3	ADSS 光缆项目	深圳特发现代公司	
4	邮件系统改造	深圳巨网科艺公司	
5	财务信息系统优化	国家机械局信息中心	

2.3.10.2 承包商管理

2001 年共有 251 家承包商与大亚湾核电站有正常的合同业务关系, 通过加强供应商管理, 严格使用合格供应商, 控制供应商规模等措施, 基本上维持在去年的供应商数量水平。其中 12 家的合同金额涵盖了全年合同总金额的 90% 以上。主要承包商情况见表 2.3.10.2-1。

表 2.3.10.2-1 主要承包商

序号	承包商名称
1	中国原子能工业公司
2	广东大亚湾核电服务(集团)有限公司东部分公司
3	美国西屋电气有限公司
4	核工业第二三建设公司
5	法国电力公司
6	法国法马通公司
7	深圳凯利集团公司
8	深圳华兴建设公司
9	深圳淮南电力检修公司
10	深圳野生动物园

2.3.11 电站计量管理

1. 计量器具检定工作

2001 年电站计量工作除保质保量完成了大亚湾核电站的正常检定工作之外, 还圆满完成了所承担的岭澳核电站计量器具检定委托协议。电站全年共完成计量器具的检定数量逾 8 000 台(件), 其中两电站的检定量各占 72.6% 和 27.4%, 详见表 2.3.11.1-1。

表 2.3.11-1 电站计量器具检定情况

专 业	大亚湾核电站		岭澳核电站		合 计
	自检	外检	自检	外检	
环境	12	13	—	—	25
性能	823	38	634	28	1 523
辐射防护	2 375	5	823	6	3 209
化学	12	78	25	13	128
电气	189	22	94	33	338
仪表	—	515	—	73	588
服务	725	961	151	272	2 109
其他	—	9	—	8	17
小计	4 136	1 675	1 727	466	8 004
百分比	51.7%	20.9%	21.5%	5.8%	100%
	72.6%		27.4%		

2. 修改不合格计量器具重新评估跟踪单

年中电站计量室根据各相关执行处的建议，召集了包括有质保部门及相关部门参加的专门会议，重新评估不合格计量器具跟踪单，并结合各单位实际情况重新修改制定了跟踪单，使其更具可操作性。

3. PQOM 程序升版

根据电站的总体要求，电站计量室对程序《计量管理规定》(IP/TST/020-C)进行了升版。主要修改和增加了管理者责任的划分、“不合格计量器具重新评估跟踪单”、计量器具分类管理、计量器具编码管理、计量器具色标管理、控制区内仪表的检定管理等内容。新升版的计量管理规定对电站的计量工作将更具指导意义，也使电站的计量管理更加趋于规范化。

4. 电站计量室迁址

为了满足群堆管理下的计量管理与检定工作的需要，年初电站计量室由大亚湾核电站 BX 楼迁至岭澳核电站的 XL 楼，使得计量检定的工作环境大为改观。这使计量器具的检定质量在检定环境上得到了保障，同时也使电站的计量标准和设备得到了很好的存储和保护。但是，电站的计量标准目前仍有十几项分散在各处，有些计量标准的存储条件较差。

5. 计量信息管理系统的宣传与改进

在 2001 年年底召开的广东大亚湾核电站计量信息管理系统推介会上，电站计量室对该系统进行了全面的介绍与功能演示，鉴于各单位对该系统使用的情况参差不齐，在广泛征求意见和建议之后，计量室会同公司电脑中心对问题作了分析和研究，并决定于明年初对该系统进行改造，使其与公司的 COMIS 系统能有机的结合，作到数据共享，减少重复录入，使广大用户使用起来更方便，真正起到科学、规范、先进的管理作用。

6. 培训与交流

经广东计量协会研究批准，广东核电合营有限公司成为广东计量协会单位会员。证件编号为 GDAM 第 02-0120 号，有效期自 2001 年 11 月 1 日至 2005 年 11 月 1 日。

今年大亚湾核电站就计量监督与管理、计量组织机构、计量检定/校准等问题与秦山核电公司计量站进行了交流。

全年共有 50 名计量检定员完成了年度计量检定员的培训、考核与取换证工作,合格率为 100%。

2.3.12 管理计算机的应用

2.3.12.1 主要生产业绩

2001 年,公司信息化建设步入了成熟发展的一年。无论是公司领导还是广大员工,对信息化建设的认识更加深刻,对信息工作的支持更加有力,对信息系统提出的需求更加理智。在全体用户的大力支持下,电脑中心在这一年里顺利完成了三大重点工作,实现了技术服务指标的各项承诺,基本达到年初制定的管理创新目标。

1. 保质保量按计划完成重点应用项目

(1) 现场巡视信息系统 (FPIS)

现场巡视信息系统原计划从法国引进(约 100 万法郎)。该系统主要应用于运行处,运行人员使用手持巡检器将现场数据收集到电脑中,即方便用户查询,又可以对现场设备进行状态跟踪。通过条形码的应用,从技术上避免走错间隔。该系统使巡检内容规范化、信息化,是运行处提高设备运行管理和提高运行操作管理的辅助信息工具。

为了实现上述目标,运行处和电脑中心组成专题项目组,经过详细的技术论证,采用自主开发方式,只用了一年的时间,就高质量地完成了现场巡视信息系统的需求分析、程序设计、数据库设计、应用开发、巡检器软件开发等工作,比计划提前一个半月。系统于 2001 年 9 月 17 日投入正式运行。该系统还将于 2002 年初在岭澳核电站推广使用。

(2) 公司生产管理信息系统 (COMIS)

COMIS 系统自 2000 年 4 月 19 日一次切换成功投入运行后,成功应用于大亚湾核电站第七次大修。2001 年,在 COMIS 项目组和电脑中心的共同努力下,该系统又顺利地在岭澳核电站推广使用。为了不断完善该系统,项目组进行了八项优化和改进。主要包括:在工具系统中增加条码应用功能;改进仓库系统中的发料流程、验收方法;在工作过程系统中增加作业通知书功能;优化工作票处理流程;新开发服务合同管理系统、运输系统及 DAMI(文档管理)系统接口程序;优化所有打印报表;整理用户授权、大修数据、设备基础数据及相关文档等工作。

截至年底,COMIS 用户数已超过 2000 人,成为大亚湾核电站与岭澳核电站生产维修关键业务系统。

(3) 公司综合管理信息系统 (CIS)

2001 年是 CIS 系统功能提升、性能优化、规范管理的关键一年,在 CIS 项目组的通力合作下,CIS 系统在原有静态信息查询及动态工作管理的基础上又向前迈进了一大步。

CIS 项目组提前完成年初制定的各项计划。不仅实现了运行管理制度化、开发模式标准化、信息管理科学化、组织实施规范化的目标。而且圆满完成了公司内部网站三十多个子系统的程序开发和修改工作。主要包括:优化主页结构,提高 CIS 主页的访问速度;新投产行政后勤管理系统、工作时间管理系统、微机网上报修系统、营养配餐管理系统、技术部网页、工会网页等;改版和完善了行动跟踪、指标管理、值长日报、劳保管理、改进计划、机组功率曲线、行政管理部网页等;美化了公司概况、重要活动、管理动态、发电计划与联网、学习园地等模块;整理和移植了 TCS 系统、岭澳核电站生产部办公自动化系统等;编写了系统相关文档。完成了公司外部网站新主页的设计和业绩指标更新工作。

CIS 系统已成为公司辅助决策及管理支持的核心系统, 担负企业内部网主门户的重任, 得到越来越广泛的应用。

(4) 行政后勤管理系统 (ASMS)

行政后勤管理系统是行政管理部实现 2001 年改进提高后勤服务管理水平的重要应用。该系统由行政处、运输中心和电脑中心联合设计, 电脑中心和深圳昊晨公司编程小组联合开发。该系统主要包括 3 个主系统 137 个程序模块, 有车辆管理系统 (48 个模块)、房产管理系统 (38 个模块)、行政物资管理系统 (51 个模块)。

在项目组的共同努力下, 该项目按计划实施, 顺利完成了系统的需求分析、系统设计、数据库设计、程序编写、调试与功能测试等工作。其中车辆管理系统和房产管理系统于 7 月初陆续投入试运行。行政物资管理系统于 10 月 11 日投入正式运行。

3 个系统的投运使行政管理部行政后勤服务的主要业务和管理水平向信息化的阶梯跨进了一大步。

2. 基本完成生产线网络整合的目标

(1) 岭澳核电站厂区网络建设

为配合岭澳核电站生产准备和接产工作, 电脑中心于 1999 年底陆续承担了岭澳核电站厂区部分网络建设及岭澳核电站生产部应用软件的开发工作。2001 年, 是电脑中心承诺全面接管岭澳核电站生产管理信息系统及实施网络基础建设的关键一年。为满足岭澳核电站 1 号机组冷态调试的需要, 电脑中心在人员少、时间紧、任务重的情况下, 依靠团队的智慧和力量, 按计划于 2001 年 2 月 28 日前开通了岭澳核电站 LLX, LAL, LTC, IYA, ISA, LAB 等厂房的应急网络。于 2001 年 8 月 15 日, 全面开通了岭澳核电站厂区的网络系统, 覆盖 LBX, LUA/LUD, LAC, LXL, LW601, 新建的 EM 和 EA 等。

截至 2001 年年底, 除岭澳核电站工程部负责管理的 LBA, LAD 和 LBX 二楼外, 岭澳核电站区域内的办公楼宇和厂房的网络已全部开通并接入公司主网络。

(2) 整合大亚湾核电站现有网络

一核网络系统的建立始于 1995 年, 几年间, 网络信息点猛增至 3 000 多, 网络用户达到 2 900 个, 现有的网络系统已很难满足公司生产、经营、管理和发展的需要, 网络系统的整合势在必行。

为了利用有效的设备资源获取最大的效益, 2001 年, 电脑中心抽调了各专业的技术骨干组成强有力的技术攻关小组, 先后开展了大亚湾核电站网络用户的需求分析、设备选型与方案论证; 网络机柜布线整理; 网络设备预防性维护; 网络技术发展规划研究等工作。按计划建立了管理计算机网与工业计算机网之间的防火墙。实施了外部网 DDN 专线拓宽的工作。大亚湾核电站网络的整合方案在得到公司 IT 委员会批准后紧锣密鼓地实施, 年底前基本完成生产线基础改造工程。

3. 群策群力, 顺利完成办公自动化平台升级改造项目

(1) 办公自动化平台的改造工程

该系统是电脑中心 2001 年提高办公自动化水平, 满足用户需求, 改善系统稳定性的重要技术工作之一。2001 年 4 月, 电脑中心专题项目组经过大量的技术调研、考察、学习和研究, 制定了“大亚湾核电站 WINDOWS 2000 部署及邮件系统 EXCHANGE 升级项目实施技术方案书”, 并通过审核。该项目的实施过程充分体现了“计划周密、组织落实、措施得当、文档齐全”的特点, 在项目组的共同努力下, 整个升级改造及数据转换工作 12 月底顺利完

成。

该项目的实施,将大大提高整个公司管理计算机系统的效率和安全可靠性。升级后的邮件系统不仅在性能上、可用性和容量上得到保证,而且还会为公司将来办公自动化统一消息平台的构建提供实现环境。

(2) 客户端平台升级

客户端平台升级工作主要解决两个方面的问题,一是用户数增长的要求,必须使用正版软件。二是原有的 OFFICE 97 在功能上存在缺陷,微软已放弃对问题的研究解决,迫使我们考虑对客户端平台进行软件升级,以满足公司日益增长的办公业务的需要。

电脑中心专题项目组在科学论证的基础上,与微软公司协商,合理解决了每个用户安装软件都需在线注册的难题。通过反复测试和风险评估,制定了一套切实可行、以点带面的分步实施计划。在公司各部、处、科/室信息协调员的大力支持与配合下,使这项牵涉到全公司每一个网络用户的客户端平台升级工作开展得有条不紊,非但没有影响用户的安全生产与工作,而且提前两个月顺利完成了全公司 800 个 OFFICE 2000 套装软件的替换工作。

2.3.12.2 主要管理工作

1. 数字办公业务得到广泛应用,管理水平和工作效率进一步提高

今年以来,电脑中心在不断总结网上办公经验的基础上,又进一步在全处范围内推广数字办公业务。4 个科根据各自不同的管理特点,分别开发了适用于本科运作的数字办公管理系统。通过使用“电脑故障网上报修系统”、“服务申请单网上跟踪系统”、“工程管理办公系统”、“文件夹任务管理系统”,使 4 个科的大部分管理工作都能在网上进行,电脑中心的网上办公业务也逐渐从信息流管理发展到 workflow 管理。各项工作更加规范和透明,技术支持与服务响应在有限的资源条件下得到进一步提高。

2. 管理创新与服务创新收到较好效果

为强化电脑中心内部管理,实现岗位明确、职责清晰、分工合理、资源优化的目标。2001 年,组织科以上干部对现行的岗位分工进行了讨论,在充分征求员工意见的基础上,电脑中心重新理顺和调整了 4 个科的岗位职责与分工,明确了各科之间的接口,制定了平滑过渡的工作移交计划。实践证明,调整后的四个科运作效率比以往高,工作接口更加顺畅、技术管理更趋科学化。

为提高电脑中心技术支持与服务质量,2001 年年初,针对用户反馈的“信息服务问卷调查结果”,认真分析了工作中存在的问题与不足,4 个科分别制定了相应的改进计划和配套措施。由于在日常工作中得到具体落实,较好地实现了对用户的服务承诺。

为增强突发事件处理的能力,电脑中心内部建立了有效的安全生产保障体系。4 个科根据不同的技术特点,分别制定了突发事件或紧急故障情况下的快速解决方案。今年以来,系统和网络均发生了较大的硬件或软件故障,由于制度健全、措施到位、恢复及时,确保了系统和设备在最短的时间内恢复到正常运行状态,未对生产维修、经营管理造成直接影响。

为提高 ON-CALL 值班人员的响应速度,理顺 4 个科 ON-CALL 值班人员的岗位分工,建立一种有序的协同工作方式。2001 年年初,电脑中心制定了“首 CALL 责任人制度”,该制度一实施即收到较好的服务效果。

为加强对电脑中心重点工作的计划监督与质量控制,在年初制定了重点工作的“周报告制度”。该制度的执行促进了电脑中心 2001 年八项重点工作(现场巡视信息系统、COMIS 系统、CIS 系统、行政后勤管理系统、岭澳核电站网络建设、大亚湾核电站网络整合、办公自

动化系统升级、客户端软件平台升级)保质保量按计划完成。

为强化电脑中心内部运行事件的管理,同时制定了“电脑中心30分钟报告制度”。该制度明确了内部事件的报告准则,通过经验反馈报告单的执行,深入分析故障产生的原因,制定相应的事件预防及应变措施,从而提高系统、设备运行的安全性与可靠性。

为加强工作层的计划管理,在电脑中心内部开展工作管理系统的培训,使工作层学会运用该系统管理好自己的工作,通过检查、警示和跟踪,使计划的执行得到有效的控制。

为加强班组建设,培养良好的工作习惯和严谨的工作作风,在全处范围内推广了“5S”活动[5S来自日文:整理(Seiri),整顿(Seiton),清扫(Seiso),清洁(Seiketsu),素养(Shitsuke)],每两个月由一名处长与一名科长进行突击检查,同时进行处内管理工作的巡视,对检查过程中发现的问题提出整改计划,通过工作管理系统予以布置、跟踪和落实。推动了各个科的内部管理工作。

坚持每年5%的岗位轮换目标,2001年上半年,为充分合理地调配资源,根据工作情况,对一位员工进行了岗位轮换。

3. 信息协调员队伍的建设取得可喜成绩

2001年,为了提高全员信息化应用水平,加大技术服务的支持力和渗透率,在全公司范围内组建了信息协调员队伍。利用多种形式,组织公司各部、处、室/委的信息协调员,通过宣讲会、座谈会、学习交流和培训活动,加强与用户的沟通,拉近与他们的距离,提高他们的电脑技能与处理简单日常故障的能力,较大地激发了信息协调员的工作热情和积极性。一年来,大部分信息协调员都能主动配合电脑中心开展工作,较好地完成了各单位客户机软件的升级改造工作;微机的分配、发放、盘点工作;网络或微机病毒的查杀工作;一般故障处理等工作。这支队伍已成为电脑中心不可缺少的技术力量。

4. 培训工作得到持续加强

为适应新技术发展的需要,培养信息技术优秀人才,电脑中心一直十分重视培训工作。2001年,电脑中心针对岗位分工重新编制了员工授权和培训程序,制定了全处全年的外部培训计划。其中620人天参加了计算机或外部培训课程。324人天参加了广州、深圳等地举办的新技术交流会、演示会、研讨会。除此之外,电脑中心内部还形成了良好的学习风气,现有在职博士生1人,在职硕士生8人,在职本科生3人。

2.3.13 文件档案与资料管理

2.3.13.1 工作概述

2001年文档资料处在GNPS方面的重点工作是保证机组安全运行对文件、档案的需求,一方面加强现场各卫星库(室)的检查,保证各库文件为最新状态。另一方面,文档服务人员24小时值班待命,以保证现场人员能及时得到所需的工作文件和查阅档案。

LNPS方面的重点工作是工程文档的移交和保证生产准备人员对工作文件、档案的需求。为此与工程部文档处(DAB)达成协议,正式派人参与DAB的文件档案管理工作,并承担生产五部工作人员的工程文件、档案需求服务。

正在开发的文档管理复合系统(DAMI),由于各方面的原因,项目进度计划已延期1年。目前在加大协调沟通力度的基础上,重新制定了进度计划,进展较为顺利。

各项主要工作内容列举如下:

1. 文档管理系统进一步完善

1) 按照群堆管理要求, 组织修改和编写文件档案管理工作程序, 全部按计划于 6 月底完成。同时布置清理群堆管理前各处编写的不适用于群堆管理要求的程序, 在各处程序协调员的大力支持下, 正在推进, 计划在 2002 年 6 月 30 日前完成。

2) 确定了群堆管理模式下的文档管理组织体系, 编制了文档管理网络图, 确保群堆管理模式下, 两个电站的文档管理工作高效平衡发展。

3) 召开公司第二次文档管理委员会, 确定了非生产线各部的程序框架, 文档资料处编写了《非生产线程序编写导则》。会议决定自 2002 年起, 全公司所有活动均实施书面程序化管理。

4) 针对公司文档管理三年发展计划和组卷归档改革方案, 组织召开公司文档工作小组会议进行了讨论。针对 2001 年工作中的薄弱环节, 召开公司文档管理研讨会进行了广泛讨论, 从而确定 2002 年的工作目标。

5) 首次进行了管理者自我评估活动, 进行自我改进。

2. 培训工作得到加强

2001 年设置了培训工程师岗位, 并把培训工作列入重点关注的项目之一。以系统化培训方法为主线, 加强培训基础工作, 提高培训工作的实效。2001 年的培训项目包括:

1) 为保证培训质量, 采用系统化培训方法进行了全面的岗位任务分析工作和培训大纲的编制工作。它可更准确地识别岗位所要求的知识、技能和态度, 以及培训需求。

2) 组织在岗培训 26 期, 主要学习文档管理程序、岗位知识和技能。

3) 根据文档管理工作发展的需要, 重新编写了《核电站文档管理》教材。新教材更贴近核电站技术人员的需要, 也反映了文档管理工作的现状。

4) 编制了部分在岗培训教材和试题。

5) 组织一次“档案编研”基础理论知识培训; 组织 2 人参加了国家档案局举办的“档案标准化”培训。

6) 安排到岭澳核电站现场参观培训, 了解各主要厂房、系统、设备的主要功能和用途, 加深文档管理人员对现场的感性认识。

3. 基准文件进一步精简

在 2000 年对非基准文件清除的基础上, 2001 年对 10 万份左右的基准文件逐份进行清查, 确保基准文件能得到有效的控制。清理过程中, 明确划分了基准文件的范围, 对过期未取消程序组织了界定处理 (一部分转码, 一部分归档), 如工业安全旧程序 (128 份) 经由工业安全科确认后, 给予取消处理。清理后的基准文件数量减少 30%, 约 7 万份。对系统手册、维修手册的相关文件信息进行了充分的标识, 著录量 21 807 条。对 CAE 文件进行了归类 and 整理, 清出 1 万多份编码错误的文件。从基准文件中排除的文件, 原则上将转为档案保存。档案中已有的重复文件, 利用价值高的 (如设备规格书) 上架提供借阅, 其余的将直接销毁。

4. DAMI 系统取得较大进展

1) 完成大亚湾核电站文档数据从 DOCMAN 转换到 DAMI 系统。

2) 完成文档管理三个流程和一个项目管理 (ESR) 流程的测试工作。

3) 6 月 8 日开始 8 个文档模块的试运行。

4) 完成 DAMI 系统的文档资料处主页开发, 并向 TDA, TEN 开放 Web 查询功能。

5) 文件全文上网后的安全问题被提出后, 电脑中心给出了具体的解决方案。

6) 对各部门库文档管理人员进行了一次集中的 DAMI 系统使用培训, 组织了 4 个流程的第一次培训。

7) 确定文档管理数据从 DASY 系统向 DAMI 系统的转移方案和步骤, 并顺利完成转移, 这标志着两个电站的文件将利用同一计算机系统实施统一、规范化管理。

8) 在各相关部门推广使用 DAMI 系统, 指导输入工作。并试行对 OPO, LPO, MAP 等现行大亚湾核电站卫星文档库分发的技术程序进行电子签收。

5. 特种介质档案保护效果显著

1) 在役检查磁带转光盘。

2) 录相带转 VCD 因前期刻录机没有到位而无进展。后来由于电脑显卡频繁死机, 耽误不少工期, 只完成计划量的 2/3。

3) 列为 2001 年重点跟踪项目的岩芯档案保护, 于 2 月份启动。经过调查岩芯档案保管现状及搜集有关标准, 并到江西和南京考察岩芯档案管理情况, 研究制订了广东核电岩芯档案保存方案, 包括选址、建馆等, 给出了岩芯档案库房改造方案, 申请将环境实验室旧址改建新的岩芯档案库房。编写了 EC 楼岩芯档案库房使用需求书, 正式提交 EC 楼岩芯档案库房改造工程服务申请。土建科开始启动改建工程。

4) 经过一年的努力, 完成了档案馆库存照片底片的扫描。与公关中心和电脑中心合作开发了公司照片档案上网的信息管理系统, 同时完成了照片档案上网查询系统的开发, 并经调试验收通过。

5) 按计划对 X 光片档案的保护方法进行了论证。在通过因特网搜集大量相关资料的基础上, 提出了 X 光片数字化的初步方案。这里的“数字化”有两个方面的含义: 一是将已形成的 X 光片通过专用扫描仪进行数字化转换; 二是在产生 X 光片时利用专用设备 (如 Computed Radiography, CR 设备, Digital Radiography, DR 设备) 直接形成数字化的 X 光片图像。经过与责任工程师交流讨论, 选择了 X 光片局部数字化的方案, 即对在役检查中产生的 X 光片进行扫描处理, 提供网上查询浏览, 以方便利用。

6. 主题词标引初见成效, 2001 年完成的主要工作如下:

1) 完成主题词标引规则和主题词维护与使用手册编写。

2) 由于目前正在使用的 DASY 和 DOCMAN 系统都没有计算机辅助标引功能, 新开发的 DAMI 系统也未建立文档辅助标引模块。与上海集高电子有限公司和岭澳核电站工程部达成协议, 提出书面需求报告, 分别在 DAMI 和 DASY 两个计算机系统中增加文档主题词计算机辅助标引模块, 均通过用户确认。

3) 5 月份正式启动在 DASY 系统中进行主题词的标引工作, 完成了岭澳核电站 EOMM, SDM 文件的主题词标引。现已将数据转入 DAMI 系统。

7. 岭澳核电站工程文档接收走上轨道

1) 在 2000 年建立运行、维修、培训 3 个卫星文档库的基础上, 包括公用部门在内, 又建立了 16 个卫星文档室, 建立和完善了文档管理组织, 形成了文档管理网络。为了加强对生产记录报告的控制, 在对各部门目前正在产生和未来将要产生的记录报告调查基础上, 制定出了岭澳核电站生产记录报告清单, 编写成程序, 作为今后记录报告收集的依据性文件, 使生产记录报告处于可控状态。

2) 为了保证文档资料处接收文件的完整、正确和各部门卫星文档库 (室) 能及时、准

确地接收到有效的文件。一方面, 工程部文档处每周给出一份文件分发清单, 供文档资料处核对本周内接收的文件; 另一方面, 在工程文档计算机管理系统中建立工程文件对比数据库, 不定期地用生产准备模块中的数据与工程设计文件数据进行对比, 发现问题及时纠正。多次召开有关工程电子文件移交与工程电子文件接收管理的协调会议, 确定了电子文件移交的原则, 并配备了电子文件管理所需要的硬件。完成与岭澳核电站程序组的交接, 并正式负责程序电子文件生效出版工作。与调试队移交接口办建立了从岭澳核电站 TOTO 文件中收集竣工流程图的渠道。与工程部文档处就档案库房移交进行协商, 确定了库房移交的数量、方式和时间。2001 年工程文件移交情况见表 2.3.13.1-1。

表 2.3.13.1-1 2001 年工程文件移交统计

系统设计手册		土建竣工文件		核岛竣工文件		常规岛竣工文件		BOP 竣工文件		档案
系统	文件	建筑物	文件	系统	文件	系统	文件	系统	文件	
32 个	868 份	58 个	6 521 份	0 个	0 份	24 个	115 份	111 份	5 407 份	440 卷

此外 2001 年文档资料处还派人参与工程基准文件库的管理, 专门为生产五部人员提供工程文件服务, 简化了办理手续, 提高了文件服务效率, 满足了生产准备人员利用工程文件的需要。

3) 从工程部收集了 5 000 图, 6 000 图和 SIP 图, 分发到各部门使用。为方便利用, 文档资料的工作人员从各个系统的设计手册第 10 章中抽出流程图汇编成流程图集, 分发到相关部门, 方便现场生产人员利用。

4) 在 TCS 上建立了文档移交网页, 方便生产人员了解文档移交信息。

5) 参加岭澳核电站 Pre-OSART 活动, 并落实岭澳核电站 Pre-OSART 评审纠正行动。评审发现的主要问题如下: 一是有些与安全质量活动有关的重要证明材料, 没有按照电站要求予以妥善保管。二是竣工流程图及时收集与分发更新问题。电站制定了纠正行动并付以实施。

8. 知识产权保护得以关注

公司文档管理及知识产权保护委员会召开了第一次会议, 将知识产权保护纳入文档管理主要内容。按公司知识产权保护政策, 整理出属于公司知识产权保护的文档材料清单, 并完成《知识产权保护文件清单》的编制。

2.3.13.2 完成的主要工作量

1. 文件处理及管理

文件接收 15 140 份, 分发 57 393 份;

程序发布 3 137 份, 分发 14 340 份, 上网 796 份;

岭澳核电站工程文件接收 31 176 份, 分发 86 110 份, 入库 23 873 份;

岭澳核电站程序发布 7 431 份, 上网 3 119 份, 入库 8 583 份。

2. 缩微制作及管理

制作缩微 16 mm 卷片 68 卷开窗卡 6 254 片;

缩微还原文件 (折合成 A4) 16 348 张;

整理编号入库平片, 开窗卡 1 086 片, 卷片 16 卷, 封套片 3 032 张;

扫描电子文件 36 681 份。

3. 档案管理

组织进馆 2 010 卷, 入库上架 2 010 卷;

整理文件 设备规格书 2 034 份, SDM 8 140 份, EOMM 7 374 份;

F/S (FRA & SPIE 法马通斯比) 文件 2 988 份。

4. 资料图书管理

图书 收集采购 1 679 册, 分发 731 册, 分编标引 1 028 册;

标准 收集采购 66 本, 分发 66, 分编标引 136 本;

期刊 收集采购 3 540 本, 分发 1 574 本, 分编标引 2 008 本;

资料 收集采购 7 673 本, 分发 6 142 本, 分编标引 2 062 本。

5. 提供服务

文档查询 3 910 人·次, 文件图纸 5 987 份, 档案 3 419 卷;

文件查询成功率 99.95%, 档案查询成功率 98.75%;

图书服务 6 908 人·次, 6 799 册, 查询成功率 99%;

缩微片调阅 215 人·次;

文件复制 1 002 万张, 晒图 11 114.6 米;

装订 4 976 册;

LNPS 文档服务 1 192 人·次, 复制申请 361 人·次, 7 162 份文件;

复印量 2 738 216 张。

2.3.13.3 文件、档案、资料库存量

1. 纸质类

文件 120 473 份, 档案 54 814 盒, 图书 18 309 册, 标准 2 639 册;

资料 5 622 册。

2. 特种介质类

缩微文件 75 万张, 照片 534 盒, X 光片 5 033 盒, 岩芯 1 532 箱;

磁带 1 177 盒;

光盘 227 盒, 软盘 1 987 盒, 录像带 564 盒, 实物 32 件, 记录纸 695 卷。

2.3.14 电站后勤保障

2.3.14.1 后勤保障机构和运作方式

核电站的后勤保障机构可以划分为后勤保障服务和后勤保障管理两部分。核电站后勤保障的基本运作模式是以各种服务合同为依据, 由承包商提供后勤保障服务, 核电站后勤部门实施管理。

向核电站提供后勤保障服务的承包商以广东核电服务集团公司东部分公司为主, 服务范围涵盖了绝大部分办公和生活服务项目, 包含膳食、维修、交通、绿化、清洁卫生等。办公楼、档案馆、员工餐厅的消防报警和自动灭火系统单独承包给深圳市一家专业消防公司。劳务和小型土建工作由小型工程队提供服务。凡涉及稍大型的后勤保障相关工程, 则全部实行社会招标。

核电站的后勤保障管理机构有公司行政管理部行政处和生产部后勤科, 无论行政处还是后勤科都只配了少量管理人员对后勤保障工作实施管理。由于核电站后勤保障工作具有较强的突发性和时效性, 所以行政处在核电站后勤保障中的作用以向后勤科提供支持为主, 后勤

科则直接面向“生产五部”提供最直接和快捷的如大修、抢修、应急状态下的后勤保障以及日常后勤保障。

2.3.14.2 行政办公设施及其配套系统的管理

核电站行政办公设施和配套系统包括在大亚湾核电站和岭澳核电站厂区内的行政办公楼、档案馆、员工餐厅,及其配套安装的消防报警及自动灭火系统、中央空调系统、供电系统和上下水系统等。

供电系统、上下水系统以及空调器、办公家具、办公楼门窗等设施的维修工作纳入行政处的维修总合同(合同包含了全公司的上述维修项目),后勤科依据合同协助行政处对维修工作进行管理。消防系统、中央空调系统的维修、运行工作,所有涉及电站行政办公设施的小型改进或土建工程,均纳入后勤科的相关合同中,由后勤科负全部管理责任。

由于消防系统(含火灾探测、自动灭火系统)在电站管理中确定为“与安全相关系统”,所以行政办公楼消防系统的可用率指标统一纳入工业安全指标管理系统,由工业安全科直接管理。

核电区域内高压线下的办公用房、仓库等,属于违章建筑,房管与相关部门多次对被拆除部门单位的房屋、仓库、场地进行测量、核实、统计。按原计划第一期的拆除任务大部分在2001年度已拆除,部分收尾工程将在2002年4月底彻底完工。2001年拆除房屋36栋,拆除面积达22353平方米,20多个被拆除单位的办公用房、仓库及场地均得到了妥善的安排。随着岭澳核电站工程日益接近尾声,承包商相继退出现场,中建二局的2号、3号、4号、5号楼、华兴公司的7号楼、11号楼、12号楼已收回。

2.3.14.3 员工交通、住宿和膳食服务

核电站的员工交通大致可分为三类:厂区与宿舍区间的上下班班车、与市内往返的员工交通班车、核电站现场巡回于各工作点之间的巡回班车。

员工交通班车具有时间集中、人员集中的特点,比如上下班班车基本上要在半小时内完成一千多名员工的运送,约需投入25辆大巴往返于厂区和宿舍区之间;每周一早上员工从市内到电站上班、周五下午由电站回市内家里时约需投入40多辆大、中巴。

核电站员工交通需求呈不均衡状态,不可能自备大量的车辆,必须走社会化服务的路子。核电服务集团东部分公司运输中心是向核电站提供员工交通服务的主要承包商,此外还有从社会上引进的有实力的汽车队共同承担核电站员工交通服务。

核电站有自己的交通运输中心,隶属于公司行政管理部,具有服务与管理的双重职能,核电站生产有车和办公用车都由核电交通运输中心直接提供,所有交通运输承包商又均由核电交通运输中心管理。

核电站距离市区较远,多数员工平时就住在核电站集体宿舍,周末才回到市内家里,所以公司对核电站现场的员工生活设施建设始终都非常重视。大亚湾核电站和岭澳核电站相距仅有2km,生活设施实行统一建设、行政处统筹管理。

核电站现场主要有南区、北区和西区三个生活区,电站员工集中居住在南生活区,其他两个生活区则以公司其他部门员工居住为主。南区有单间9栋(891间),运行楼6栋(AB房231间);北区宿舍楼6栋(452间);西区有宿舍楼3栋半(64间),故工地现有住房1417间,共可容纳员工2871人。A区宿舍楼现为大合同人员居住,共7栋,容纳350人。在这三个生活区中,南生活区的生活配套设施最为齐全,除宿舍和员工餐厅外,还有公司的多功能活动中心、四个室外灯光篮球场、两个天然海滨浴场。

核电站现场共有五个员工餐厅，其中三个餐厅主要为电站员工服务，设计供餐人数六百人至上千人不等，分布在大亚湾核电站厂区、岭澳核电站厂区和南生活区。在员工餐厅的管理活动中，相关部门的责任是：公司行政处作为餐厅管理的甲方代表，对员工餐厅实施全面合同管理；生产部后勤科不干预餐厅经营，仅仅协助行政处对厂区内两个餐厅的饮食卫生、饭菜品种数量和质量进行控制并向餐厅反馈员工意见；核电服务集团东部分公司作为乙方按照合同负责员工餐厅的经营、核算，其属下的配餐中心是膳食服务的责任部门，对员工餐厅实施日常管理。

2001年度全年没有发生食物中毒事件，各餐厅完成了ISO9002的复审工作。市卫生防疫站对各餐厅进行了两次检查，合格率为100%。2001年还先后完成了营养配餐的宣传工作，食谱库的清理和扩充工作，增加了营养餐系，完成了菜谱的营养分析工作。在此基础上，推出了营养配餐系统。员工可以通过CIS登录此系统，了解营养配餐知识，查询营养摄入量是否合理，还可以就营养配餐健康饮食等向专家咨询，以及通过此系统向行政处反馈对膳食服务的意见。

2.3.14.4 文体设施和文体活动

经过多年的建设，核电站的文体设施已经比较完善，已建成多功能活动中心1座、室外灯光篮球场8个、篮排球及风雨球场1个、足球场2个、网球场3个，还有2个天然海滨浴场，此外南区、北区餐厅还可兼作演出场地。在多功能文体中心内建有小型舞台可供小型演出使用，还有羽毛球场、乒乓球室、健身房、棋牌室、图书阅览室、摄影和员工工艺作品展厅等。

在核电站蓬勃开展的文体活动中，公司工会既是员工自发性文体活动的推动者，又是重要文体活动的组织者。2001年由公司工会组织的文体文娱活动主要有欢度春节系列游艺活动；第十一届广东核电——香港中电“友谊杯”体育交流以及与周边地方的“鹏核杯”体育交流；公司男、女篮球队和夕阳红篮球队与地方政府、兄弟单位的友谊比赛；公司篮球、排球、乒乓球、羽毛球队分别参加了深圳市组织的各种运动会或单项联赛。核电站内部广大员工参与的各种体育比赛也开展得如火如荼，仅篮球联赛就有“核电杯”、“生产杯”、“岭澳生产杯”、“维修杯”、“技术杯”；一年一度的“全民健身长跑活动”在去年有2700人自愿参加，几乎包含了核电站的全部员工。

核电站的文艺活动也多姿多彩，有各部门组队参加的“庆祝建党八十周年”歌咏比赛、有核电艺术团的汇报演出，还邀请“广州老百姓艺术团”等文艺团体前来演出。

2001年公司获得了“全国五一劳动奖状”，公司工会被市总工会授予“模范职工之家”称号，这些荣誉的取得与核电站蓬勃开展的群众性文体活动也有着密切的关系

2.3.14.5 “5S”活动

“5S”活动的主要内容为整理(Seiri)、整顿(Seiton)、清扫(Seiso)、清洁(Seiketsu)和素养(Shitsuke)。核电站的“5S”活动于2001年在生产五个部行政办公区全面推广。

核电站办公区“5S”活动的推进分为“前期准备”、“局部示范”、“全面推广”和“巩固提高”四个阶段，并以《办公室检查表》、《公共区域检查表》、《挂牌公布办法》、《“5S”活动挂牌规定》、《“5S”活动整改通知单》等规范“5S”活动的开展。

在2001年6月“局部示范”阶段结束时，按照“试点单位所属区域90%以上的办公室及公共区得分90及以上者为合格”的标准对试点单位进行验收，5个试点单位全部通过了验收。2001年12月为“全面”推广阶段结束，验收合格率达到100%，核电站的“5S”活动

转入“巩固提高”阶段。

生产五部通过一年的“5S”活动，在营造核电站行政办公区整洁舒适的办公环境，提高工作效率和提升员工素质方面都取得了显著效果。下一步除继续巩固现有成果外，将把“5S”活动推广到生产现场。

2.4 岭澳核电站生产准备

2.4.1 组织准备

2001年是群堆管理正式实施的第一年。9月10日，岭澳核电有限公司（LANPC）与广东核电合营有限公司（GNPJVC）经协商一致认同所制定的群堆管理方案于9月18日报国家核安全局批准。9月25号，双方正式签订了运行管理委托书，委托书中明确规定：LANPC委托GNPJVC运行管理LNPS的两台核电机组。根据群堆管理方案，LPS于岭澳核电站1号机组首次装料结束之日（12月13日）起正式划归GNPJVC总经理部领导，改名为生产二部，对外仍沿用“岭澳核电站”的名称。

2001年，岭澳核电站处于全面的工程移交和接产阶段。为顺利实现从生产准备到生产运行的角色变换，相继建立了一些重要生产组织：

1) 3月，临时隔离办公室取消，启用正式隔离办公室；4月，6名副值长进入运行值，隔离办公室与运行值合并；6月，6名实习隔离经理到岗，分担副值长日常工作；7月，经过选拔和测评，7名运行值长正式上岗；12月机组首次装料前，大部分程序编写人员加入运行值。至此，运行值基本形成了完整的编制。

2) 12月初，STA按照核安全法规要求进行倒班，启动STA在线安全监督，并按大修再启动模式进行机组安全管理。经过两次分流及调整，LSI人员基本到岗并获得相应授权，电站核安全监督、经验反馈、安全分析、执照申请队伍逐步建立健全。

3) 10月，LPH完成辐射防护科所有人员的配备工作，并及时进行上岗培训与授权；12月7日，为满足装料控制区管理，辐射防护运行值正式开始倒班。

2.4.2 人员培训

1. 培训指标完成情况

2001年生产二部的培训工作进展顺利，年初制订的主要承诺指标完成情况如下表2.4.2-1所示。

2. 新员工培训

生产二部2000年只招入少量新毕业生，因此2001年生产二部新员工培训仍以1999届新员工培训为主。经过一年的在岗培训，1999届新员工已掌握了本岗位的基础专业知识和技能，但他们在实践经验上还是非常欠缺的。

根据生产二部新员工培训方针以及对以往员工的培训经验反馈。从2001年开始，1999届新员工不再仅仅接受纯粹的在岗培训，在对口人的指导下学习技能，而是开始进入工作实践培训的阶段，根据岗位资格培训要求（PQTR），采用“工作+培训”的方式，在对口人和其他有经验老员工的言传身教下，开始独立承担部分工作任务，在工作中接受培训，以培训促工作，在实践中积累经验，增加技能。

事实证明,这种培训方式效果良好,有效地提高了新员工的工作技能,达到了预期的目标。

表 2.4.2-1 培训承诺指标完成情况

%

序号	承诺指标	计划	实际	
			计划内	计划外
1	生产部人员培训工时数与总工时数相比	≥7	21.90	
2	RO/SRO 培训工时数与其总工时数相比	≥12	20.99	
3	基本授权培训完成率	≥98	99.05	88.07
4	在岗培训完成率	≥90	99.97	113.13
5	干部管理培训时间与总工时数相比	≥3	2.58	
6	人员获得上岗授权	≥90	100	
7	技术不同点培训率	100	约 78	

3. 在岗培训

根据计划,2001年生产二部的在岗培训工作是配合群堆管理方案的实施和 Pre-OSART 活动,主要进行了管理程序、安全文化以及相关的专题培训。

群堆管理原则确定以后,为适用于两个电站,PQOM 有了较大的修改,针对这一情况,生产二部各处均组织了 PQOM 培训,就本处工作范围内涉及到的所有 PQOM 程序进行的修改对员工进行了培训,重点落在组织机构、职责分工上。

2001年7月,为迎接8月份的 Pre-OSART 活动,生产二部编写了《岭澳核电站 Pre-OSART 培训教材》,并在生产五部范围内组织了大规模的 Pre-OSART 培训,就 Pre-OSART 活动的背景、目的、内容过程、活动计划以及活动中应注意的问题进行了介绍和讲解。

4. 移交投产培训

2001年是调试活动的高峰时期,生产二部共派出63人参与1号机组57个单系统调试或整体调试。为了掌握更为全面的知识,运行处现场操作员采用了“各个击破,互相交流”的方式,培训人员在结束培训后,每人编写一份现场操作指南,对所学系统的性能、特点以及操作要点都进行了描述,并对其他人员进行培训。这种交流培训方式,大大缩短了人员培训周期,也提高了人员的培训质量和效率。

除部级的培训,各处根据自身工作的需要开设了多项移交投产在岗培训。

5. 工程部人员基本安全培训

为使工程部人员能在控制区建立后,继续进行调试工作和遗留项问题的处理,2001年,生产二部为工程部人员制定了基本安全培训课程培训方案和计划,并在 TTC 的协助下付诸实施。

培训方案如表 2.4.2-2 所示。

为避免与授权培训程序的冲突,工程部人员进行基本安全培训后,不涉及授权,生产二部凭培训记录和成绩给工程部人员办理进出控制区证件。

对于承包商人员,则由 LPH 兼职教员对承包商教员进行培训,再由承包商自行培训人员,并由 LPH 统一组织考核。

截至 2001 年底,工程部人员接受该项培训达 900 余人·次。

2.4.2.2 工程部培训方案

天

培训内容	已获得大亚湾核电站 二级授权的人员	未获得大亚湾核电站 二级授权的人员	外方人员
应急培训	0.5	0.5	
工业安全	0.5	0.5	0.5
消防	0.5	0.5	
辐射防护	0.5	2	
急救	—	1	0.5
考试	—	0.5	
合计	2	5	1

6. 人员授权

2001年,生产二部绝大多数人员在完成了基本授权课程后获得了相应的2002年授权。

根据已完成的PQTR,生产二部对人员的岗位授权进行了重新评估和更新,各处成立了岗位授权考核小组,除运行处外,其他各处人员有28%获得正式授权,其余分别获得相应工作范围的限制授权。

7. 运行人员培训

2001年初,LPO 1999届54名现场操作员(40名中专生和14名本科生)结束在为期一年的现场跟班培训,回到现场。接受相关的岗前培训后,投入现场值班和调试参与工作,成为移交接管工作的新生力量。

LPO组织了多种在岗培训,如隔离经理岗位培训、TOTO检查培训、GEW操作培训等专项培训,都取得了良好的效果。

8. 培训工作的规范化管理

2001年初,生产二部制定了全年的培训计划,明确了年度培训重点。

首先,为了规范培训档案的管理,生产二部将原先由ISL管理的员工培训档案交由各处管理,并专门编写了培训文档的管理程序,对文档管理的原则、文档的分类以及各类文档的管理办法做出了规定。

同时生产二部逐步建立了一支自己的兼职培训教员队伍,在安全质量检查、安全文化以及一些专项技能方面承担教学责任。

为保证培训工作的顺利开展,生产二部结合内部开展的自我评估活动对培训工作进行检查。第四季度,生产二部组织了内部培训检查活动,根据各处培训工作的实际进展及存在问题,制定了相应的整改措施,并予以解决。

此外,岭澳核电站还借助不定期的外部评审活动,如:WANO Peer Review和Pre-OSART活动,对培训工作进行评审,与国际先进核电站进行经验交流,改进培训工作中存在的薄弱环节。

2.4.3 程序编写

1. 运行程序

全年完成运行程序编写847份,从而完成全部运行程序的编写工作,共编写1768份。自1999年6月15日开始启动、持续时间超过两年半的运行程序编写工作结束。运行程序历

年完成情况如表 2.4.3-1 所示。

2.4.3-1 运行程序历年编写情况

	1999 年	2000 年	2001 年	合计
1, 0, 9 号机组	121	648	225	994
2 号机组	0	148	626	774
合计	121	796	851	1768

运行程序生效工作也由程序编写人负责,开始阶段利用单系统调试的窗口调试生效。定期试验程序则寻找与调试程序的对应关系,如果调试试验不能包容,则从调试计划中申请窗口。冷态试验之前,将运行程序与调试试验程序的对应关系列入了调试计划,安排专人与调试试验同步生效。实践证明这种方法非常有效,因此热态试验阶段大范围地采用这种方法。精心设计了运行文件的反馈流程,为程序使用者提供了简洁的反馈界面,将该流程与运行值量化管理相结合。反馈单不断从程序使用者集中至运行程序归口管理人员,使运行程序汇集了机组启动早期的运行经验,并得以迅速完善。

2. 事故程序

岭澳核电站 1 号机组的事故程序全部在 2001 年 11 月 20 日以前出版。1 号机组的中、英文事故程序各 50 份,均已彩色化。

1 号机组的英文事故程序根据事故规程导则、FSAR 及其他文件编写。在编写前对事故规程导则进行审查,并将审查结果返回给供货商进行检查,并由其给出意见。根据审查后的事故规程导则编写英文事故程序,并由供货商审查,根据供货商审查意见再修改英文事故程序。

1 号机组的中文事故程序由修改后的英文事故程序转化而来,经过生效后正式出版。

事故程序的生效采用以下的方式:模拟机生效、机组热态试验时结合调试试验生效和现场生效等。

模拟机生效主要检查事故程序的逻辑。机组热态试验生效针对失电、失气等事故程序,在调试队进行电源切换(BAS)、系统断电(COC)试验时,与调试队的试验同时进行事故程序的生效。现场生效是对所有的事故程序中有现场操作的部分进行核实,包括技术员、副值长的操作单。

在生效规程中发现的问题,对应的中文、英文都进行相应修改。

2 号机组的事故程序只编写中文版,将从 2002 年开始编写,计划于 2002 年 6 月出版。

3. 保健物理程序

2001 年编写的保健物理程序分为管理程序和技术程序两个部分。在技术程序中又可分为工业安全技术程序和辐射防护技术程序。

(1) 保健物理管理程序

保健物理管理程序是属于 PQOM 的第 10 章,程序的框架结构为 1 份政策和 26 份执行程序。PQOM 第 10 章规定了工业安全、消防、辐射防护和职业卫生与职业健康等方面的管理要求。2001 年完成了 1 份政策和 26 份执行程序的编写、审查和生效,2001 年 7 月前完成了 PQOM 第 10 章的编写,达到生产准备进度计划的要求。另外为了细化工业安全、消防和辐射防护的管理,2001 年还编写了 11 份保健物理管理细则。

(2) 工业安全技术程序

工业安全技术程序分为定检程序、仪器仪表程序、工程验收程序和消防行动卡等。至2001年底共完成29份定检程序、3份仪器仪表程序、3份工程验收程序、158份消防行动卡的编写和出版,完成70份消防行动卡的起草,完成了程序的编写及部分消防行动卡的编写。

(3) 辐射防护技术程序

辐射防护技术程序分为仪器仪表程序、辐射测量与防护程序和辐射防护技术管理程序等3个部分。至2001年底完成1份仪器仪表程序、61份辐射测量与防护程序、19份辐射防护技术管理程序的编写和出版。完成3份仪器仪表程序、9份辐射测量与防护程序、4份辐射防护技术管理程序的编写。

4. 维修程序和维修大纲

(1) 工作重点及工作计划

2001年,维修技术文件准备工作在以维修大纲编写及完善升版、维修程序编写、生产补充备品备件采购申请的提出为重点的同时,承担起维修接产(TOM)活动中的文件审查,首次使用过的维修程序及时升版生效,备品备件采购过程中的确认、澄清及按计划启动大修标准包的准备等工作。

全年主要工作计划是:完成剩余维修大纲编写(计划仍需编写79份),完成全部维修大纲的升版,进行1491份维修程序的编写和全部生产补充备品备件采购的申请;另外,制定了在2001年7月15日前完成全部维修大纲的编写和机组首次装料开始时维修程序编写总累计数量达计划总编写数量(4462份)的80%这两项目标,这两项目标是影响岭澳核电站执照申请、首次装料的先决条件。全年计划人力投入为58人·年。

(2) 实际推进情况

至6月15日,编写维修大纲79份,至此,完成了生产系统全部维修大纲的编写,总累计580份,提前一个月达到了目标要求。这为电站的执照申请做好了维修技术文件方面准备。在全部维修大纲编写过程中,系统维修大纲均在系统TOM的签字之前编写完成,保证了系统设备只要TOM移交,就有相应的维修大纲可供使用,实现了设备维修管理从移交开始就纳入了规范化、标准化管理轨道。在此基础上,根据年度计划,自8月初开始到年底对全部维修大纲进行了全面的完善升版工作。这项工作解决了供参考的上游文件升版,各专业间因编写时各自的出发点不同造成维修周期的矛盾,及相关高层文件(如“监督大纲”等)出版滞后等问题。理顺了维修大纲各专业间关系和上、下游文件的统一关系,保证了作为源文件、纲领性文件维修大纲的统一性与正确性,奠定了维修规范化管理的基础。

维修程序:全年实际完成1548份,超额完成全年的编写计划。至此,维修程序总累计编写达3850份,是计划总编写数量的86.3%。另外,在12月8日1号机组开始进行首次装料时,维修程序编写总累计为3818份,是计划总编写数量的85%,按要求达到了目标要求。

2001年维修程序编写计划与执行情况见表2.4.3-1。

表 2.4.3-1 运行程序编写情况

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
计划	69	131	261	397	541	705	866	1 022	1 183	1 321	1 415	1 491
实际	69	145	290	426	498	730	874	1 007	1 143	1 234	1 434	1 548

生产补充备品备件采购申请全年共提出 22 384 项,到 2001 年底,具备上游文件且信息满足要求的申请已全部提出。从对提出的采购申请单的统计中可以看出:与 GNPS 不同的 NI 备件约为 NI 备件总量的 56%,与 CI 不同的约为 CI 备件总量的 80%,BOP 则基本完全不同。

全年对首次现场使用验证过的 172 份维修程序进行了及时的升版生效。TOM 文件审查 373 份,提出问题 80 多项,其中一类问题高峰时达 36 项。经跟踪推动处理,到年底一类问题只剩 6 项。积极配合合同采购部门及时完成了备件采购过程中的澄清、确认工作。11 月初,启动了大修标准包的准备工作,到年底已完成 232 个包。

全年实际人力投入是 51 人·年。

另外,2001 年 8 月 6 日至 8 月 17 日国际原子能机构对岭澳核电站进行了 Pre-OSART 检查。其间,维修程序编写、报告、历史作为其中的一个项目接受了全方位、细致的评审,结论是:一项改进要求,一项良好实践。改进要求和良好实践的具体内容分别是:

改进要求: 电站应修改相应管理程序中有关维修程序升版的管理控制方法,以便对维修程序的临时修改进行控制,以及对定期、全面地审查维修程序提供必要的指导原则。

良好实践: 电站采用了维修程序修改跟踪单,它是用于新程序首次使用时生效该程序。具体做法:维修程序首次使用时,使用人员应检查程序 and 实际维修情况是否相适应,并提供相应的反馈意见或实用经验以及改进建议,将这些信息都填写在“维修程序修改跟踪单”上。程序编写负责人审议反馈建议和意见并将程序由“试行”状态升版至“执行”状态。这种方法的好处在于:及时反馈程序使用人员的意见;及时澄清或更改程序编写阶段已写入的、而第一次使用中鉴别出来的不合适信息;说明了程序的准确性和程序的质量不仅是程序编写人的责任,而且程序使用人员也有责任。这种方法的作用有助于程序的完善和使用有效的维修程序。

全年工作执行过程中遇到的主要困难是:

1) 部分设备缺少 EOMM 或 EOMM 内容不完整,直接影响了维修程序编写和补充备品备件采购申请提出工作。对此,规程编写队一方面积极与工程部相关部门沟通商讨共同努力推动供货商尽可能地给予尽快解决;另一方面则通过对现场安装设备的了解掌握及调试期间收集的有用信息来开展这部分工作。通过两方面的努力,解决了部分问题,但仍有一部分问题处于待解决状态,需继续推动。

2) COMIS 数据库中,设备功能码的输入滞后使补充备品备件采购申请的提出及大修标准包的准备这两部分工作进展受阻。经多方努力,这一问题在年底基本得以解决。

2.4.4 移交与接产

2001 年是岭澳核电站移交与接产工作最关键的一年,系统和厂房移交满足了 1 号机组首次装料的要求,为生产部门全面承担核安全责任奠定了良好的基础。为了适应工程和生产准备,采取了一系列有效的措施,对移交工作进行了改进,如建立了工作层的 TOTO(移交临时运行)移交例会制度、TOTO 首次检查后的联合会议制度、工程及生产部门经理层的周会制度、对移交软件进行了多方面的改进等,同时工程生产双方加大了对遗留项的跟踪处理协调力度。实践证明,这一系列措施对保证移交的进度和质量起到了关键作用。2001 年,进行了大量的 EESR(安装完工状态报告)、TOB(隔离移交)、TOM(维修移交)、TOTO、BHO(厂房移交)检查工作。

在 2001 年 8 月国际原子能机构(IAEA)对岭澳核电站进行的运行前安全评审

(Pre-OSART)中,将岭澳核电站开发和使用的与移交接口程序密切结合的移交过程控制与跟踪系统(TCS)作为良好实践之一,向世界其他在建核电站进行推广。并在报告(TC Project RER/9/066 IAEA-TCR, The Report of the Pre-OSART Mission to the Ling Ao Nuclear Power Plant)中指出:

“生产二部联络办公室(LLO)建立了一个有效的移交管理软件系统TCS。电厂所有人员可以通过内部计算机网络访问TCS网站。TCS与接口程序紧密结合,被广泛用于控制移交过程、跟踪保留项的处理并提供移交活动如EFSR, TOB, TOM和TOTO的不同信息

TCS已用于监控移交过程的所有重要(控制点)点,包括申请时间、现场检查后意见的处理期限、生产向工程发出的意见和证书签字状态等。在TCS中详细跟踪了在前期移交阶段发现的保留项,除非问题得到解决,否则将会带到下一移交阶段,而每条保留项是可追溯的。

TCS还能够为管理层和工作层产生实时的系统移交总体状态、保留项清单、清除率等信息。为了保证移交过程中良好的沟通,TCS还能提供现场联合检查通知,已完成、正在进行和计划的移交活动。”

1. 检查活动

2001年生产线人员共参加各类移交检查活动3392次,是2000年的两倍,其中EFSR 706次、TOB 898次、TOM 542次、TOTO 1052次、BHO 161次

2. 各类证书申请和签字情况

2001年收到TOB, TOM, TOTO, BHO子系统的申请/签字数分别为:588/608, 384/345, 442/395, 83/74。

另外,核安全与环保处根据技术规范列出了在1号机组首次装料前必须移交的139个系统和32个厂房清单。LLO对此进行了紧密跟踪和协调,召开了多次评审会,在各处的配合下顺利签署了TOTO, BHO证书,为首次装料和承担核安全奠定了基础。根据1号机组的经验反馈,年底由安全工程师制定了1号机组临界、2号机组首次装料和临界需要TOTO的系统清单,作为重点及早跟踪,以满足各机组状态对移交的要求,从而保证机组的安全运行。

3. 管理手段的进一步完善

为了更好适应现场需要和移交过程控制和跟踪的需要,LLO和秘书部电脑中心对联合开发的移交过程与跟踪系统(TCS)进行了多方面的改进。改进的主要方面有:增加了系统设计手册(SDM)移交管理模块和工程文档移交模块;改进了TOM一类项的管理方式,使维修部能够准确了解一类项的处理情况;增加了月度意见产生和清除数,以及月度承诺处理的保留项的当前清除率等统计功能;增加了未签字系统及其保留项的统计和打印、已经签字系统二类项的统计打印,以便能够准确掌握未签字系统的状况,做到有重点的跟踪,同时对已签字系统的二类项处理进行跟踪;增加了现场检查通告栏,便于工作人员及时进行现场检查和管理层巡视参考等。此外,还开发了往返多次未签字系统、工程部长期末返回的汇总单的跟踪。

这些改进为移交过程的管理和控制,为细化管理创造了条件

4. 检查意见(保留项)的协调处理

检查意见的协调处理与跟踪是移交检查活动管理的核心部分,是保证移交进度和质量的关键。到2001年底,共产生了23214条检查意见,处理了19706条,其中在2001年发现了

15 065 条, 处理了 14 766 条。截至 2001 年年底, 保留项清除情况如下表 2.4.4-1。

表 2.4.4-1 保留项目清除情况

	未清除数目	已清除数目	总数目	清除率/%
一类保留项	867	9 076	9 943	91.3
二类保留项	2 587	10 630	13 217	80.4
总计	3 508	19 706	23 214	84.9

这是自 1999 年 6 月开始移交投产以来的最好水平。

为了解决问题和现场确认清除, 保证移交的质量和进度, 2001 年在检查意见的跟踪和协调上采取了如下改进措施:

1) LLO 从下半年开始启动了对现场检查质量的抽查工作, 即每月由各工程师对其所协调的系统选出约 50 条意见, 同生产线相关处现场检查人员共同验证其准确性, 如现场是否真正实施、是否现场没有确认就关闭了保留项等。

2) 启动了检查意见的单项检查, 即工程部处理完某一保留项后, 向 LLO 发出保留项完成通知单, LLO 将之发给提出意见的生产线人员, 并进行跟踪。生产线检查人员必须签字, 以明确是否可以关闭此意见或不同意关闭的理由。

3) 同工程部制定了划分 TOTO 一类保留项(先决条件)的 15 条原则, 在 TOTO 初次检查后, 启动了由调试试验负责人组织的设计、安装、技术、维修、生产等各部门参加的 TO-TO 联合会议(简称 JM 会议)。JM 会议依据 15 条原则, 共同讨论遗留项类别的划分、负责人、完成期限等。JM 会议以后发现的或产生争议的遗留项由 TOTO H 会进行协调处理。

4) 对长期未解决的遗留项进行了一次工程生产联合检查和处理。

5) 由 LLO 牵头, 召开了 3 次技术部、维修部、生产部相关处参加的 M、E 类问题评审小组会议, 专门对工程、生产之间长时间不能达成一致的问题进行不定期评审。评审中划为以下两类的问题, 将不再作为保留项要求解决:

M (Modification) 类: 潜在的电站改进项目, 将在运行过程或大修中讨论处理;

E (Experience Feedback) 类: 将不再实施改进, 在今后的核电设计、施工中参考。

5. 工作过程和管理进一步完善

根据近两年的移交工作经验和 1 号机组首次装料形势的需要, 对工作过程和管理进行了进一步完善:

1) 细化了 TOTO 移交的各个环节, 要求生产线在收到申请后 10 天内将初步检查意见返回工程部, 工程部收到后在两天内由调试试验负责人召集由工程生产人员参加的 JM 会议, 工程部在 14 天内需处理完一类保留项, 并单项或整体通知 LLO 组织现场验证。另外, LLO 对 JM 会议召开的时间、生产线各处 TOTO 检查返回时间等进行了严密的控制, 必要时向经理和各处通报。

2) 要求调试试验负责人在提出 TOTO 申请前一个月, 对 TOB, EESR, TOM 阶段发现的问题进行清理, 并根据 TOTO 的 15 条原则进行自检, 争取一次申请移交成功。

3) 对调试 TOTO 移交计划进行了细化跟踪。每周向生产线相关处分发各系统的移交状态图; 每周两次向总经理部和各部门经理报告移交的总体状态, 如首次装料、临界相关系统和厂房的移交情况, 以及保留项的清除情况。

4) 在 BHO 检查上, 采取了工程、生产联合预检查、联合检查的方式, 发现的问题由工程、生产的双方代表签字, 有效地保证了任务的落实和处理问题的效率和质量。

5) 工程部于 2001 年 9 月成立了由经理部直接领导的移交协调办 (HCO), 负责工程部在移交接产方面与 LLO 的接口, 并协调工程部内部 TOTO, BHO 保留项的跟踪和协调。这是一项加快保留项处理的重要措施之一。

2.4.5 运行准备

运行处从 2000 年年底正式员工 166 人发展到 2001 年年底正式员工 189 人的规模, 其中持 SRO 执照人员 19 人, 持 RO 执照人员 52 人。两个电站运行处本着满足群堆管理要求的双赢原则进行了两次分流。至此, 持续时间达三年之久的持照人员分流计划实施完毕。所有 71 名持照人员除 1 名 SRO 人员由于年龄关系未参加外, 其余 70 人分别于 2001 年 4 月和 7 月中旬参加并通过了两电站技术不同点持照笔试和口试, 换发了岭澳核电站执照。

2001 年 3 月, 临时隔离办公室取消, 正式启用正式隔离办公室。4 月份 6 名副值长进入运行值, 隔离办公室正式开始与运行值同步三班倒, 并成功接受了机组冷态调试的挑战。6 月又有六名实习隔离经理加入, 分担副值长日常工作的负担。7 月份运行值长调整到位, 运行值成功接受了机组倒送电、安全壳打压试验、热态调试以及装料前高负荷移交接产任务的挑战。12 月 8 日机组首次装料以前, 负责运行程序编写的绝大部分持照人员加入运行值, 运行值基本形成了完整的编制。

2001 年继续沿用 2000 年 8 月后建立的以运行程序编写人员为中心, 以运行值和培训人员为支撑的移交检查系统, 特别针对 TOTO 移交, 运行值人员的检查意见在向外传送前需先经过程序编写人员的核实, 从而使每个系统都有具备全局观的工作人员把关, 落实了系统移交的长期责任。对于运行值人员, 由于 EESR 和 TOB 检查时限强, 遇到什么系统就检查什么系统, 对于 TOTO 检查, 则按 6 个运行值划分系统责任。随着程序组人员进入运行值, 为了以更为灵活的方式坚持原定的责任制, 要求进值人员一接到 TOTO 申请立即脱离运行值, 直至 TOTO 检查意见填写完毕, 当然仍需要接受运行值现场检查的意见。从 2001 年 5 月份开始, 运行处从以下几个方面人手加强了对系统 TOTO 的推动:

1) 明确了 TOTO 检查后确定一类遗留项的标准, 即“十五条”, 与相关部门达成了共识, 从而确定了 TOTO 移交质量的底线, 并且具备较强的可操作性。

2) 明确了 TOTO 移交的进度要求。调试队 TOTO 移交计划不断变化的原因在于没有设置固定控制点, 生产二部选定了装料这个点来推动。以装料承担核安全责任为依据, 按照核安全三大功能即屏蔽、反应性控制 and 一回路冷却的要求, 列出所有相关的系统, 这些系统就是在装料前必须进行 TOTO 移交的最小系统数量, 达成共识后到列出工作计划。并将最小系统移交要求列入了由生产二部、维修部、技术部和工程部联合签署的“首次堆芯装料条件检查导则”。

3) 承诺采取缩短检查流程和加快遗留项清理的措施: 接到 TOTO 申请后在 10 天内提交检查意见, 而原规定为两周; 第一次系统 TOTO 检查把一类项提完, 以后的检查基本上是清理一类项的过程; 在第一次 TOTO 检查意见清理会上, LPO 派出至少一名值长以上人员, 以更好地运用“十五条”确定一类遗留项, 把注意力集中在真正与安全生产相关的遗留项的清理上。

从 2001 年 7 月, 运行处从以下几个方面人手推动已 TOTO 系统的管理, 使其更加规范

化:

1) 对设备缺陷的维修响应: 建立以值长为核心的生产管理系统, 以生产日报、生产早会以及调试阶段可靠性跟踪为主要手段进行推动。

2) 维修后设备再鉴定: 由支持组机组协调员在审批工作许可证时确定是否需要再进行功能再鉴定以及如何再进行功能再鉴定, 并由隔离经理将该信息打印在工作许可证上。

3) 定期试验计划: 从 2001 年 8 月开始启动, 每接收一个 TOTO 系统, 只要有定期试验, 就开始按周期安排试验, 随 TOTO 移交进程动态更新计划, 以促进设备问题的暴露。在首次装料前, 所有与运行技术规范相关的定期试验都已得到执行, 并作为这些定期试验计划的启动点。

4) 永久设计变更: 编写了生产线与工程部、生产部与技术部和维修部、运行处内部这三个层面的接口程序, 由于接口多, 实际运作具有一定的困难, 程序需确保不存在旁路过程, 保证现场修改实施后运行程序和 CBA 数据可以得到修改。

5) 临时变更管理: TOTO 验收前由维修部 MIC 负责 TCA、MSM 负责 TSD 的现场检查, 确认后在主控制室建立 TCA/TSD 的有效清单, TOTO 后所有新增和取消的 TCA/TSD 都需要申请工作许可证, 以使运行处能够更新主控制室 TCA/TSD 的信息。

2001 年 8 月接受了国际原子能机构对生产准备所做的 Pre-OSART 检查, 运行队伍得到充分肯定, 共产生两项良好实践、四项改进要求和一项改进建议。两项良好实践为: 运行人员调试参与和岗位任务分析。四项改进要求为: 运行值离岗后返岗或更换机组值班前培训要求, 岭澳事故处理程序在模拟机培训中的使用及运行值在模拟机上的整值培训, 现场巡视标准、要求与执行, 设备缺陷挂牌制度。一项改进建议为: 设备标牌缺陷与高标准要求。

自 2001 年 3 月 1 号机组冲洗和开盖冷态试验前与调试队成功达成共识开始, 运行处与调试队在整体启动组织方面逐步形成了相互信任和理解的局面, 运行处向调试队选派了 5 名调试启动工程师。随着经验的积累, 接口管理也越来越完善, 在冷态调试、热态调试前均有接口管理讨论会, 并将达成共识的主要原则以会议纪要的形成记录下来, 遵照执行; 冷态试验、热态试验结束后又召开总结会, 以求在下一阶段继续取得进步。

1 号机组冷态调试自 5 月 8 日开始, 18 日结束, 历时 10 天。运行处新取照反应堆操纵员首次在重大试验中得到锻炼和考验。初步确定了运行值与调试启动工程师的接口关系, 探索了运行程序的生效方式。

1 号机组热态试验自 9 月 14 日开始, 至 10 月 26 日结束, 历时 43 天。运行处采用大修模式准备了热态调试文件包, 承担了现场的系统初始状态设置、机组状态转换操作、系统状态监视和控制、系统设备功能检查、倒电/失电 (BAS/COC) 试验, 以及调试试验的操作配合。此外还完成了新燃料进入乏燃料水池的条件准备。程序生效活动进入调试三天滚动计划, 专人跟踪调试计划和程序生效, 热态试验过程共生效运行程序 150 份, 事故程序 18 份。提前明确了 BAS/COC 试验组织原则, 专人跟踪存在风险的试验, 化解了重大设备损坏的潜在风险。运行队伍在热态调试过程中得到了充分的锻炼, 操作技能有了显著的进步。

热态调试结束后, 为了实现机组首次装料、电站承担核安全责任的目标, 运行处完成了三大步骤: 首先全力以赴推动最小 TOTO 系统的签署; 其次, 一回路充水前实现对装料相关的核安全系统工作许可证的控制; 第三, 装料前推动形成了调试、维修和运行的统一计划, 以确保电站所有与核安全相关的活动都受到运行人员的控制。

2.4.6 执照申请与安全监督

2001年是岭澳核电站安全监督与执照申请工作由生产准备向全面接产过渡的一年,按工程和生产准备进度计划,2001年12月15日(实际进度提前到12月8日)岭澳核电站1号机组将实施首次堆芯装载核燃料。生产部门开始承担相应的核安全责任。

1. 执照申请

继2000年12月15日,由岭澳核电有限公司向国家核安全局提交了岭澳核电站1号机组装料许可证申请书后,申请书应附的13份执照申请文件按法规进度要求在本年度全部向国家核安全局、国家环保总局、国防科工委提交完毕(参见表2.4.6-1);上述国家职能部门对岭澳核电站装料申请书所附执照申请文件组织的专题评审也都安排在本年度进行。

在2001年度执照申请工作中,生产部门与工程部相互支持,参与和独立完成了如下执照申请工作。

(1) 群堆管理方案的提交与评审

为满足国家环保总局环监(1995)700号文件提出的在大亚湾核电工地的两座核电站实行环境保护和应急计划和准备的四统一,即“统一运行管理、统一申请排放量、统一进行流出物和环境监测、统一制订并实施应急响应计划和准备”的要求,同时也为了实现合理规划、优化资源配置和利用,提高核电机组的安全运行水平,广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司决定对大亚湾核电站两台机组和岭澳核电站两台机组实施群堆管理。并为这一重大组织机构变更于2001年4月拟定了《大亚湾核电站/岭澳核电站群堆管理方案》(送审稿)提交国家核安全局评审。

在经过国家核安全局6月和8月的两次评审后,2001年9月,《群堆管理方案》(报批稿)及《广东核电合营有限公司与岭澳核电有限公司运行管理委托书》,经两公司董事会通过后,正式报送国家核安全局。

2001年11月21—23日国家核安全局将该方案在核安全专家委员会第21次会议中提交专家讨论通过后,批准了广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司在岭澳核电站1号机组首次装料后实施群堆管理,并于2001年12月5日签发的《岭澳核电站一号机组首次装料批准书》中要求:岭澳核电有限公司在群堆管理方案实施后一年内,提交全面的总结评价报告。

(2) 取照考试和资格审查

2001年,79名生产运行人员通过取照考试和资格审查,获国家核安全局颁发的岭澳核电站操纵员、高级操纵员执照。

2001年6月5日,向国防科工委系统工程二司暨核电厂操纵人员资格审查委员会提交岭澳核电站首批操纵人员取照考试申请报告。

7月10—12日,岭澳核电站首批操纵人员取照考试在大亚湾核电站培训中心进行,考试由广东核电操纵员考评委员会组织,国防科工委和国家核安全局广东监督站的官员到场监督。

7月25日,向国防科工委系统工程二司暨核电厂操纵人员资格审查委员会提交岭澳核电站首批操纵人员资格申请报告。

8月8—11日,核电厂操纵人员资格审查委员会二届三次会议在宁波举行,会议通过了岭澳核电站53名操纵员和26名高级操纵员的资格审查。

12月8日,国家核安全局在岭澳核电站现场颁发79名操纵员和高级操纵员执照。
表2.4.6-1为岭澳核电站装料申请书所附执照申请文件清单。

表2.4.6-1 岭澳核电站装料申请书所附执照申请文件清单

序号	文件名	法规要求提交时间	实际提交时间及情况简介
1	最终安全分析报告(FSAR)	首次装料前12个月	2000年12月15日
2	环境影响报告书(首次装料阶段)	首次装料前1个月 得到该报告书的批准书	初稿于2001年2月报送国防科工委预审,修改稿于2001年6月报送国家环保总局评审
3	核电站调试大纲	首次装料前12个月	2000年12月15日
4	核电站操纵人员合格证明	首次装料前1个月	截至2001年7月12日,53名操纵员,26名高级操纵员通过取照考试。2001年12月8日,国家核安全局向岭澳核电站79名操纵人员颁发执照
5	场内应急计划	首次装料前6个月	2000年10月15日向核行业预审会提交初稿,12月15日向国家核安全局提交正式文件;2001年10月17日进行装料前综合应急演练
6	核电站建造进展报告	首次装料前6个月	2001年6月报送国家核安全局
7	核电站在役检查大纲	首次装料前12个月	2000年12月12日报送国家核安全局;同年12月20日报送大纲支持性文件
8	在役前检查结果	首次装料前1个月	2001年11月报送国家核安全局
9	核电站装料前调试报告	首次装料前1个月	2001年11月报送国家核安全局
10	核材料许可证申请文件	首次装料前1个月 获得核材料许可证	2001年3月8日提交文件,9月21日国家原子能机构核材料管制办公室颁发核材料许可证
11	核电站运行规程清单	首次装料前1个月	2001年11月报送国家核安全局
12	核电站维修大纲	首次装料前6个月	2001年6月报送国家核安全局
13	核电站质量保证大纲(调试阶段)	首次装料前12个月	2000年12月,设计、建造和首次装料前质保大纲完成升级版后报送国家核安全局审评 2001年7月,装料后调试阶段和调试运行阶段质保大纲报送国家核安全局

(3) 核材料许可证申请

依据核安全法规 HAF501/01《中华人民共和国核材料管制条例实施细则》规定,核材料许可证申请单位必须提前6个月提交核材料许可证申请报告。

2001年3月8日,岭澳核电站向国家原子能机构核材料管制办公室提交了《岭澳核电有限公司核材料许可证申请文件》。

根据工程进度安排,岭澳核电站首炉核燃料将于2001年10月1日到达现场。在核燃料到场前,国家原子能机构核材料管制办公室和国家核安全局都要进行一次现场检查,以确认是否可以向岭澳核电有限公司发放核材料许可证。

2001年8月中旬,国家核安全局对岭澳核电站保卫控制中心和核材料实体保卫进行了现场检查。

2001年8月29—30日,国家原子能机构核材料管制办公室官员及技术评审专家组一行

十人到达岭澳核电站，就核材料实体保卫和核材料衡算作现场检查。

2001年9月25—27日，国家核安全局广东监督站一行六人对岭澳核电站首批新燃料到场前的准备工作进行了例行检查。

2001年9月21日，国家原子能机构核材料管制办公室发出正式通知：岭澳核电有限公司已被批准获取核材料许可证。

2. Pre-OSART 评审活动

为迎接2001年度IAEA对岭澳核电站的Pre-OSART评审活动，由生产二部牵头成立了Pre-OSART准备组。

2001年5月，根据OSART评审导则要求，准备组编制出AIP (Advanced Information Package)，用特快专递寄给IAEA各评审专家，目的是使参加本次评审的各国专家提前了解核电站状况。

2001年7月，核电站对此次Pre-OSART评审活动进行了全员培训。

2001年8月6—23日，IAEA共13位专家就岭澳核电站生产准备中组织管理、培训与授权、运行、维修、技术支持、辐射防护、化学、应急准备、安全文化等9个方面进行了为期三周的评审。

在此次Pre-OSART评审活动中，IAEA对岭澳核电站提出改进要求(Recommendations)33项，改进建议(Suggestions)11项，向国际核能界推荐岭澳核电站良好实践(Good practices)12项。

2002年10月左右，IAEA还将就此次Pre-OSART评审活动中提出的改进要求和改进建议的落实情况对岭澳核电站进行一次跟踪访问。

对于此次Pre-OSART评审活动的全过程介绍，请参见年鉴中的专题报告。

3. 核安全监管

岭澳核电站的核安全监管工作主要由生产二部核安全与环保处的安全技术顾问组负责。安全技术顾问组定员7人，全部由大亚湾核电站安全技术顾问岗位或运行副值长岗位的持照人员中调人。截至10月底，岭澳核电站安全技术顾问组人员全部分流到岗。

2001年度的核安全监管工作可分为条件准备和实施监督两个阶段：

(1) 核安全监管条件准备阶段

截至11月底，核电站重要监督文件：岭澳核电站《安全相关系统和设备定期试验监督大纲》、《运行技术规范(A0版)》和机组状态控制点文件DHP、SHP程序均已正式生效。

在岭澳核电站1号机组首次装料前，安全技术顾问组完成了1号机组事故程序中英文版本的彩色化。

为规范安全技术顾问在启动调试及正常运行阶段的安全监督，编写出《安全技术顾问调试参与任务分工》、《安全技术顾问工作导则》等文件。

为了保证在堆芯装料时机组的状态能够满足技术规范的要求，生产线成立了首次装料与启动项目小组。首次装料与启动项目组的组成原则与大修项目组类似。下设计划、运行、维修、技术支持和安全监督组。

为进行首次装料条件检查，安全技术顾问组编制了《首次装料先决条件检查导则》，该导则从组织机构要求、系统与设备状态要求、厂房状态要求、文件与程序要求及其他要求等方面，提出了首次堆芯装料必须满足的条件。

(2) 核安全监管实施阶段

2001年11月26日(装料前两周),安全技术顾问组开始运行值班,对机组核安全实施在线监督。

岭澳核电站装料开始后,一名安全技术顾问专职负责机组状态转换中的安全监督活动,其功能与核电站大修安全技术顾问担当的工作类似。

2001年12月6日,1号机组装料前再启动安全评价会议召开。2001年12月30日,1号机组离开正常冷停堆再启动安全评价会议召开。

2001年岭澳核电站共向NNSA申请4个特许申请,并全部得到NNSA批准。特许申请的有关内容见表2.4.6-2。

4. 经验反馈

岭澳核电站的经验反馈工作由生产二部核安全与环保处的安全分析科负责。2001年度,电站经验反馈工作分为核燃料到场前和核燃料到场后两个阶段。

核燃料到场前,核电站尚不存在核安全风险。在辐射风险方面,除探伤使用放射源外,诸如放射性意外释放和工作人员体表污染及环境放射性污染的风险也不存在。在核燃料装入堆芯后,电站运行事件才开始统计。因此,岭澳核电站2001年的经验反馈工作与正在营运的大亚湾核电站略有一些差异。

表 2.4.6-2 岭澳核电站 2001 年特许申请清单

序号	特许申请文号	标题	申请内容	技术规范	NNSA 批准文号	批准日期
1	LJD-00009-LIC	关于岭澳核电站水压试验泵 9RIS011PO 的特许申请	9RIS011PO 用于 2 号机组一回路的水压试验,使该泵对 1 号机组不可用	正常中间停堆以上状态,要求 9RIS011PO 可用	LBSB-130-LANS	2001.12.19
2	LJD-00011-LIC	关于岭澳核电站 1 号机组进行水传输及向 1PTR001BA 传输硼水的特许申请	1 号机组进行从传输池及堆内构件池到 1PTR001BA 的水传输,以清理传输池底的异物。在水传输过程中,乏燃料水池的冷却中断, PTR002PO 失去备用 RRA 的功能,一回路失去补硼措施	在换料停堆状态,乏燃料水池的冷却应保持, PTR002PO 为 RRA 备用,一回路补硼措施应保证	LBSB-129-LANS	2001.12.11
3	LJD-00013-LIC	关于 RRA 安全阀试验的通用特许申请	进行 RRA 系统安全阀及其隔离阀的整定压力试验,一回路正常冷停堆的压力将升至 4.5 MPa,超过一回路正常冷停堆的压力范围; $0 \leq P \leq 2.9 \text{ MPa}$	正常冷停堆的一回路压力范围为: $0 \leq P \leq 2.9 \text{ MPa}$	LIC-001-LJO	2001.12.31
4	LJD-00014-LIC	关于 PTR 热交换器效率试验的特许申请	该试验要求连通 RRA 和 PTR, RRA 泵停运 断开 低压安注泵电源开关, 断开 ASG 电动泵电源开关。试验时一回路硼表不可用	一回路小开口的维修停堆要求: PTR 需与 RRA 系统保持隔离,两列 RRA 系统可用,一列低压安注泵可用,一回路硼表可用	LIC-001-LJO	2001.12.31

继 2000 年末, 大亚湾核电站与岭澳核电站统一组成了新的电站经验反馈委员会后, 两电站每周进行的经验反馈工程师例会亦开始正常运作, 安全分析科在两电站共同开发的经验反馈软件系统 (EFS) 上, 将岭澳核电站所产生的 24 小时事件单 (电站生产、维修人员发现并记录的电站各类异常)、内部运行事件 (IOE)、电站运行事件 (LOE) 及时录入, 使两电站信息共享的经验反馈数据库逐步加入岭澳核电站的相关内容。

(1) 核燃料到场前的经验反馈工作

为规范核燃料到场前的经验反馈工作, 安全分析科编写和生效了《岭澳核电站装料前 IOE 准则》, 修改、升版了《岭澳核电站装料前经验反馈》等管理程序。

在组织机构设置方面, 核安全与环保处安全分析科和运行处设置专职经验反馈工程师岗位, 其他职能处则设置兼职经验反馈工程师岗位, 并将经验反馈技能培训课《事件根本原因分析》列人员工授权培训课程。

在岭澳核电站一回路冲洗、冷态试验、热态试验等重要调试阶段中, 经验反馈工程师从大亚湾核电站当年调试和历年运行中所发生的事件里进行筛选, 编写出符合调试进度的《经验反馈信息》和《经验反馈汇编》, 供工程、生产人员参考。

核燃料到场前 (2001 年 1 月 1 日—10 月 1 日), 电站共记录 24 小时事件单 735 份 (每月平均约 82 份), 内部运行事件 7 起。对内部运行事件, 要求相关处安排专人调查, 进行事件根本原因分析并按统一格式编写事件分析报告。在经验反馈工程师例会中将通报内部事件报告和需要采取的纠正行动的执行情况。同时, 相应部门需按月统计事件报告完成率以及将结果向电站经验反馈委员会报告。

在本年度进行的 Pre-OSART 评审活动中, IAEA 专家在评审岭澳核电站的经验反馈工作时, 将 24 小时事件单的管理列入电站的良好实践, 对电站尚未开展的外部事件经验反馈提出了改进建议。

(2) 核燃料到场后的经验反馈工作

岭澳核电站首批核燃料于 2001 年 10 月 1 日到场, 生产二部开始承担相应的核安全责任。电站经验反馈工作开始按生产质量管理手册 (PQOM) 第九章中的程序规定进行管理, 大亚湾核电站和岭澳核电站在内部运行事件和电站运行事件的确认上, 使用同一准则。

在核电站反应堆装料前, 安全分析科编写出《大亚湾核电站商运前停机停堆事件经验反馈》, 对参与岭澳核电站调试、维修、运行的人员进行培训。

2001 年度, 还完成了《入因事件根本原因分析方法》、《设备故障根本原因分析方法》、《核电厂事件的趋势分析》3 本培训教材的编写。

在岭澳核电站尚未加入 WANO 组织, 未获得 WANO 经验反馈数据库网上查询账号和授权前, 从法国电力公司的 CID 数据库查询外部经验反馈资料。

在岭澳核电站 1 号机组反应堆装料后, 电站运行事件开始统计。在核燃料到场后至 2001 年度末, 岭澳核电站共产生 24 小时事件单 567 份 (每月平均 189 份); 内部运行事件 10 起; 电站运行事件 2 起。对电站运行事件除按内部运行事件要求管理外, 报告内容和根本原因分析及纠正行动必须通过电站核安全委员会的审核并向国家核安全局和国防科工委呈报。

(3) 电站事件统计

2001 年岭澳核电站共产生 24 小时事件单 1 302 份, 内部运行文件 20 起, 运行文件 2 起。

24 小时事件单所描述的对象, 是核电站工作人员发现并记录的电站各类异常。在全年的 1 302 份 24 小时事件单中, 属于设备原因的事件有 732 份, 占全部事件比例的 56.2%; 属

于人因的事件有 570 份, 占全部事件比例的 43.8%。

与 2001 年前岭澳核电站仅记录到 84 份 24 小时事件单相比, 本年度记录到的 24 小时事件单数量惊人。这说明随着核电站工程由设备安装阶段转为系统调试阶段后, 生产、维修人员对现场的介入更加深入和广泛了。换句话说, 在现场设备和系统处于调试阶段后, 许多问题才会逐渐暴露出来。

内部运行事件是发生在电站安全生产过程中未符合运行事件的界定标准, 但其后果对电站的安全与生产都有一定的影响并具有较大经验反馈价值的事件。2001 年岭澳核电站所界定的内部运行事件 (IOE) 共 20 起。表 2.4.6-3 列出了岭澳核电站 2001 年度内部运行事件。

表 2.4.6-3 岭澳核电站 2001 年度内部运行事件列表

IOE 编号	机组	事件主题	事件发生日期	事件原因
120010001	9	9LGR101TA 消防不可用	5月31日	人因
120010002	0	电气柜 0LKV401 接触器 002JA 接点烧损	6月1日	设备
220010003	2	2LKD 隔离边界不完整	6月20日	人因
120010004	1	1CRF001PO 轴封漏量异常增大及气囊漏气	7月22日	设备
120010005	1	1CFI001/007/008MO 温度过高	7月2日	设备
120010006	0	0SDA002BA 进口碳钢管腐蚀穿孔	8月23日	设备
120010007	1	1CFB322MN 不可用	9月3日	设备
120010008	1	1CFI101PO 的出口管道出现砂眼, 造成海水喷出	9月19日	设备
120010009	1	1PTR 水池发现塑料薄膜	10月22日	人因
120010010	1	1LG * 母线绝缘故障	10月30日	设备
120010011	1	1CRF506F1 滤网破损	11月1日	设备
120010012	1	水封、气封均未投造成 1CRF01PO 轴封处冒海水	11月14日	人因
120010013	1	A 列安全注入信号意外触发	11月21日	人因
120010014	1	倒电过程中误断 125 V 直流电源造成超高压开关跳闸	11月26日	人因
120010015	1	1PTR137VB 关闭导致运行中的 1PTR002PO 跳闸	11月30日	人因
120010016	1	传输水池底部发现大量絮状物	12月10日	设备
120010017	1	9DVN007ZV 风机外壳出现裂缝	12月12日	设备
120010018	9	处于断开状态 9LKI107 的隔离锁被撬开, 并改为合闸状态	12月18日	人因
120010019	1	无工作票情况下将稳压器人孔提前关闭	12月19日	人因
120010020	1	管线连接错误致使在线翻表无流量	12月28日	人因

在 20 起 IOE 事件中, 属于设备故障原因的事件有 10 起, 属于人因事件的有 10 起, 各占全年内部事件比例的 50%。

对人因造成的内部运行事件进行根本原因分析, 可看出电站工作人员在个人技能、严格遵守程序、内部或外部信息交流方面还有待提高。

表 2.4.6-4 列出了 2001 年度发生的 2 起电站运行事件, 这 2 起电站运行事件均为人因事件。

表 2.4.6-4 岭澳核电站 2001 年度电站运行事件列表

运行事件编号	事件主题	事件发生日期	事件原因
120010001	处理 1KRT009MA 故障引起二级报警, 导致 EBA 隔离	12 月 16 日	人因
120010002	反应堆水池排水期间, 1RCPO90MN 不可用	12 月 15 日	人因

对编号为 120010001 的电站运行事件根本原因为: 由于工作人员风险意识不强和违反 TSI 阶段故障处理规定, 对尚未移交的设备实施故障处理, 从而引发该起电站运行事件。

编号为 120010002 的运行事件则是因移交文件不完整, 导致维修人员分析问题时间过长并最终误判故障, 加之运行人员不熟悉技术规范, 未在 1RCPO90MN 不可用时间超期前将机组后撤到技术规范规定的状态, 因而被定为电站运行事件。

(4) 报告编写完成情况和纠正行动跟踪

2001 年电站运行事件报告的编写、提交以及纠正行动的落实情况符合法规和电站程序规定。内部运行事件报告的提交情况则不能令人满意。

5. PRA 项目进展

继 2000 年岭澳核电站向国家核安全局提交 PRA 总报告后, 2001 年度该项目组继续对岭澳核电站 PRA 模型进行完善, 启动了核电站大修 PRA 项目的研究。

为推动“风险指引型”决策方法在核电站的应用, 项目组完成了《风险指引型管理方法实施构想》的报告。

在相互支持方面, 岭澳核电站 PRA 项目组协助大亚湾核电站进行十年大修重大技术改造建议报告的编写工作。

6. 其他

为配合核电站开展核安全文化教育, 出版了《安全文化手册》及配套的宣传品

2.4.7 职业安全管理与监督

1. 概述

2001 年生产二部保健物理处完善了保健物理处的组织机构和人员配备, 基本完成了人员的上岗培训和授权, 特别是关键岗位人员的聘用工作; 完成了群堆管理模式下的职业安全 PQOM 程序编写, 按计划完成了保健物理处技术程序的编写; 全面参与工程移交接产工作, 尤其是全面参与消防系统、KRT 系统、KZC 系统和通风系统的 EFSR、系统调试、TOTO 和工业厂房 BHO 的职业安全检查等; 建立和基本规范了安全管理要求; 开展并进行了一些重要的改进工作, 如: 生产区和控制区的建立、保健物理安全信息咨询系统和个人安全业绩档案的建立等。

2001 年保健物理处的工作逐步由生产准备向生产过渡, 不但配合了工程向生产的移交, 同时也确保了各项生产活动的顺利进行。

2. 人员培训和授权

全处基本完成了授权培训和岗位培训。根据工程的需要, 为工程人员和施工承包商提供了大量的培训支持和服务, 共完成了工程部人员 14 期 864 课程的培训, 培训人数为 370 人; 4 期中方人员 865 课程共 73 人; 5 期外方人员 865 课程共 151 人; 工程承包商人员的安全考核 3 次共 897 人。此外, 完成培训中心安排的工业安全、消防、辐射防护等公共课程的授课任务, 组织了多次的维修部、技术部和调试队的职业安全讲座, 并对放射源工作人员进行了

特殊放射性工作人员的岗位培训和授权，对运行值进行了消防专项培训。同时，牵头完成了职业安全技能培训站的建设，拍摄了辐射防护教学片。为了确保工程向生产的平稳过渡，编写了《职业安全实用宣传手册》、《临时承包商入厂基本安全规定》和《来访者入厂基本安全规定》小册子，出版了9期《安全学习与信息》。

3. 工程移交

全面参与系统的 EESR, TOTO 的安全检查工作；全面参与工业厂房 BHO 的检查工作；参与 KRT/KZC、通风系统和消防系统的调试工作；跟踪辐射防护源库的改造工作；继续进行工程现场的探伤信息的传递、发布及现场的检查工作。

4. 重要工作

在1号机组首次装料前，首先完成生产区以及与之配套的生产与工程安全协调机制的建立（11月25日）；完成辐射控制区的建立；完成辐射防护和工业安全仪表的补充采购；完成辐射防护仪表维修合同（LNPS部分）的技术规范编写，协助完成仪表维修合同的谈判和签字生效，并按计划完成辐射防护仪表的刻度；完成控制区辐射防护用品的设计、采购工作，满足现场的需要；完成KRT系统统一管理方案的制定、KRT系统的技术程序编写和辐射防护人员的培训；完成KZC系统联网的技术规范编写、合同签订和联网软编写；完成核岛火灾危害性分析，开始常规岛火灾危害性分析的准备工作；完成1号机组部分辐射屏蔽材料的设计和支架的安装；完成部分工业安全和辐射防护标志到货验收和现场安装；完成保健物理安全信息咨询系统（HPS）的技术规范编写、合同签订，并开始软件编写；初步建成个人安全业绩档案，并投入试用；初步建立了职业安全经验反馈机制；成立放射性源项控制小组，开始启动源项控制的工作，完成 γ 谱仪的采购立项；建立厂房安全管理机制，实施厂房标准化管理，完成全部厂房安全经理和安全员的培训、授权等。配合工程部门完成1号机组冷态试验、安全壳打压试验、热态试验、来料活动的安全工作。组织了一轮三级消防演习。

2.4.8 环保与应急“四统一”

依据国家环保局针对“一址多堆”核电站在环保与应急准备方面应做到“统一运行管理，统一申请排放量限值，统一进行流出物和环境监测，统一制定并实施应急响应计划和准备”的要求，岭澳核电站与大亚湾核电站经两经理部授权由生产一部负责组建环保与应急“四统一”工作小组并全面负责“四统一”工作的计划实施。小组成立后立即制订了详细的环保与应急“四统一”工作实施计划，该计划对从1998年至2001年岭澳核电站首次装料前必须实现的环保应急准备工作进行全面统筹规划。2001年是环保与应急“四统一”工作进展最关键的一年，为满足“三同时”的要求，环保与应急“四统一”项目的准备工作均需在这一年度完成。2001年按期完成的主要环保与应急“四统一”工作项目如下：

1. 环境监测与应急指挥中心投入使用

环境监测应急指挥中心（EC/EM楼）属岭澳核电站的配套工程，2002年初在全面完成BHO后，生产部对EM楼（应急指挥中心）进行了总体内部装修及应急辅助设施系统的安装、调试，主要系统包括：应急评价计算机辅助网络系统、改进和拓展的应急指挥通信系统等。

新环境监测实验室（EC）在完成全部供水、电、气系统的调试后，顺利完成了原实验室分析仪器的搬迁及新购仪器的安装调试，具备了全面开展电站运行后环境监测工作的能力。

2. 岭澳核电站流出物监测实验室准备

环境科克服了流出物实验室 BHO 延期的影响, 在 1 号机组首次装料前全面完成了用于流出物监测中的实验室分析仪器的安装、调试、刻度工作。在 1 号机组首次装料后, 按有关法规要求正式开展了对各类放射性流出物的监测工作。

3. 环境监测

(1) 厂区辐射气象监测系统 (KRS 系统)

2001 年度厂区辐射监测站的 10 个监测子站虽然完成了各子站设备的安装, 但总体调试工作的进展明显滞后, 至首次装料前部分站点的数据尚无法传输到厂内中央站, 其原因是数据处理软件包还存在技术问题。经讨论决定仍维持原 GNPS 该系统的正常运行, 并责成承包商尽快解决遗留问题, 有关问题已在 2002 年 3 月初得到解决。

该系统的气象站及废液采样站均在首次装料前完成了 TOTO, 并移交生产部门运行管理。

(2) 应急准备

统一的应急计划在 2000 年 12 月按期提交国家核安全局审批后, 在 2001 年度获得国家核安全局的正式批准, 随后经两核电站总经理部批准已正式在岭澳核电站与大亚湾核电站实施。2001 年 7 月底之前完成了相应应急组织机构人员的提名、授权培训工作, 应急组织机构也正式启动运转, 并于 2001 年 10 月 17 日成功地进行了岭澳核电站首次装料前的场内综合应急演练。

(3) 环境影响报告书 (首次装料阶段) EIR/FCL 的审批

2001 岭澳核电有限公司于 6 月 15 日按期向国家环保总局提交了《岭澳核电站 1、2 号机组环境影响报告书 (首次装料阶段)》。在报送之前, 报告书已按要求经国防科工委组织专家预评审, 报告书中涉及的《岭澳核电站装料前环境辐射水平现状调查报告》也已经过相关专家的评审。

2001 年 10 月 29 日至 31 日, 国家环保总局组织 19 位核环境专家赴岭澳核电站现场与核电站业主进行评审对话, 将首次书面对话后形成的 319 个审评问题关闭了 250 个, 剩余的问题合并成 43 个工作单。2001 年 11 月业主对此次对话产生的 43 个工作单进行了答复, 其中凡涉及较多工作面又不影响报告书评审的问题, 业主均承诺在评审会后完成修改、补充。

至此核电站完成了对 EIR/FCL 审批前所需的全部工作, 国家环保局于 2001 年 11 月底在北京召开了核环境专家评审委员会会议。委员会认为岭澳核电站 EIR/FCL 报告书编制依据充分, 使用标准恰当, 环境影响评价的模式和参数基本合理, 评价结论可信, 并最终通过了此项报告。

4. 环境设施“三同时”检查

2001 年 8 月 14 日至 16 日, 国家环保总局组织专家组对岭澳核电站首次装料前环保设施“三同时”的实施情况进行了首次“三同时”检查, 主要包括下列系统:

- 1) 放射性废气处理系统;
- 2) 放射性废液处理与排放控制系统;
- 3) 放射性固体废物处理系统;
- 4) 环境实验室和应急指挥中心;
- 5) 厂区辐射与常规气象监测设施;
- 6) 厂区实验室和厂内生活污水处理站及工业垃圾填埋场。

检查表明: 岭澳核电站 1、2 号机组正处于安装、调试的高峰, 很大部分环保设施已完

成安装，正按进度计划进行调试。但仍存在少数设备或系统，由于种种原因未达到进度计划的要求。此外专家组对烟囱气溶胶采样管道弯头过多、循环冷却水泡沫现象提出了改进要求。电站已承诺加快未按期完工设施的调试工作，同时对相关改进要求提出了具体改进方案。

为了确认首次“三同时”检查遗留问题的解决，国家环保总局专家组在2001年10月进行了第二次检查。电站对第一次检查中提出的问题十分重视，并依据当时的承诺及时完成了少数工期滞后设备的安装调试工作，对要求改进的项目，也按承诺进行了改进。专家组认为，有关环保设施已可满足装料阶段环境影响报告书的要求。至此“三同时”检查顺利通过，这标志着核电站环保与应急“四统一”项目的工作已全面满足了相关国家法规的要求。

2.4.9 生产准备预算管理

(1) 生产准备预算计划概述

2001年生产准备预算计划于2000年9月获得岭澳核电有限公司第十一次董事会批准，财务部于10月份下达给生产线预算管理部门执行。

2001年生产准备共完成了4个综合里程碑和5个单项里程碑，移交投产达到高峰期，因此2001年度预算需求较上一年大幅增加，主要的资源需求包括：补充备品备件采购、生产准备消耗材料、生产准备信息系统开发和电脑及网络设备购置、专用工具和仪器仪表、外部劳务和技术支持、生产准备人员培训等。

(2) 生产准备预算计划执行结果分析

从总体上看，2001年度生产准备预算执行情况良好，预算执行管理遵守公司预算管理程序规定，决算金额约占本年度预算金额的85%，达到了既定的业绩指标。年度有两个预算外项目：AF厂房检修车间专用、常用工具和XL厂房办公用复印机；一个超预算项目：管理计算机网络设备采购；一个工程转生产准备项目：YA厂房整治项目及YA厂房整治所需的备品备件。

岭澳核电站补充生产备件采购见表2.4.9-1。

表 2.4.9-1 岭澳核电站补充生产备件采购

类别	核岛	常规岛	BOP	总数
申请项数	18 101	13 078	5 058	36 237
已审核项数	18 031	4 076	4 749	26 856
审核后取消项数	8 931	1 256	570	10 757
进入采购项数	7 930	501	2 446	10 877
发出订单项数	2 811	65	1 208	4 084
订单金额/美元	3 796 239	48 242	619 098	4 463 579
到货项数	67	0	258	325

2001年上半年生产准备预算执行情况良好，但下半年生产准备各项工作达到高峰，不确定因素较多，资源需求较大，为使生产准备工作有充分的资源保障，同时提高生产准备预算的准确性和可操作性，电站对2001年生产准备预算进行了中期调整。主要调减的项目有：220 kV 辅助电源线路维护、COMIS 系统开发和设施维护分摊费用、电气专用工具和仪器仪

表、辐射防护仪表、资料购置和信息交流。主要调增的项目有：岭澳核电站管理计算机网络、辐射防护用品、辐射防护仪表维护、转机检修专用工具、KRT 系统 N16 多通道分析仪、SYCODE 试验台等。

(3) 生产预算管理改进

1) 生产准备预算管理系统 (OBS)。2001 年完成了生产准备预算管理系统的全面开发和投产工作。用户可以利用系统实时查阅本部、处年度预算计划,跟踪立项申请提交与审批过程,查询立项采购受理情况,合同订单到货信息,支付进展以及剩余的预算等信息,参与预算业务全过程的管理。

OBS 系统还建立了完整的生产准备预算管理数据库,为岭澳核电站商运后的成本管理提供了各类管理信息,为岭澳核电站工程竣工结算和广东核电的后续发展提供了有力的支持。

2) 开展生产准备预算管理评估。根据生产准备预算执行情况,2001 年 10 月对生产准备预算管理开展了自我评估。通过充分的评估和研讨,提出了 9 项预算管理工作标杆,找出 13 项缺陷,制定了相应的纠正行动,使生产准备预算管理更有成效。

3) 加强与成本中心的沟通协调,及时提出关注的主要问题。2001 年是生产准备移交产的高峰年,各部门接收的系统、设备和厂房不断增加,相应的巡检和维护工作增多,为此要求各部处对资源需求提出整体规划,并根据工作进度提出采购计划,使资源的利用做到有条不紊,同时避免造成紧急采购,增加采购成本。与此同时,对各成本中心的预算执行进行监控,如有些科目可能超出计划时进行预警,提请成本中心进行关注,对项目的必要性进行评估,以免超预算情况发生。

4) 配合群堆管理形势要求,适时调整工作流程。在 2000 年下半年实施群堆管理的基础上,2001 年广东核电合营有限公司与岭澳核电有限公司签订了群堆管理委托协议,生产二部从组织机构上归属广东核电合营有限公司领导。为了适应这一新的形势要求,对生产准备预算管理工作流程进行了及时调整,为各成本中心的工作提供方便。

5) 积极参与公司成本文化宣传。2001 年 9 月公司成立了成本文化推进小组,主要开展的工作包括:根据公司成本文化建设的要求,协调安排管理干部和预算协调员的成本文化培训,使他们理解成本文化的内涵,掌握全面预算和成本控制的内容;同时,组织讨论了成本文化宣传的内容,编写成本文化宣传资料。推进小组对成本文化建设作了中长期安排。随着这一工作的深入开展,对提高员工的成本意识,做好本部门的预算和成本管理工作,适应电力市场的竞价上网要求,起到了积极的推动作用。

2.4.10 工程建设与生产准备里程碑

1. 工程建设

2001 年是工程建设阶段重要的一年,所有的安装都已经接近尾声。核岛安装完成了 95% 以上,常规岛和 BOP 安装完成了 99% 以上。2001 年也是系统、厂房移交产的高峰年,共提出移交产申请 2 031 个,签字 1 436 个,超过应接收系统总数的一半。2001 年 12 月 8 日,1 号机组首次装料成功,电站开始正式承担核安全责任,标志着岭澳核电站由工程建设阶段正式向生产阶段过渡。

2001 年工程建设里程碑见表 2.4.10-1。

表 2.4.10-1 工程建设里程碑进展情况

序号	工程里程碑项目	计划时间	实际完成时间
1	1RX 3 台蒸汽发生器二次侧水压试验完成	一季度	2001.01.15
2	2 号机组发电机到货	一季度	2001.01.18
3	1LHP 系统可用	一季度	2001.02.14
4	1 号机组一回路冲洗开始	一季度	2001.03.05
5	1 号机组冷态试验开始	二季度	2001.05.08
6	500kV 系统 (GEW/GEV) 反送电	二季度	2001.07.21
7	2PX 泵房进水	二季度	2001.05.18
8	1 号机组开盖冷态试验开始	二季度	2001.03.19
9	1 号机组安全壳密封性试验开始	三季度	2001.08.27
10	1 号机组冷凝器开始建立真空	三季度	2001.08.14
11	1 号机组核燃料组件发货	三季度	2001.08.30
12	1 号机组热态试验开始	三季度	2001.09.14
13	2RX 3 台蒸汽发生器二次侧水压试验完成	四季度	2001.08.10
14	2 号机组核回路冲洗开始	四季度	2001.10.31
15	1 号机组装料开始	四季度	2001.12.08
16	2 号机组冷态试验开始	四季度	2001.12.28

2. 生产准备

2001 年生产准备总体执行计划升版至 C.0 版。根据新升版的总体执行计划, 相应地将生产准备总体执行计划总图升版至 B.0 版。

2001 年各项生产准备和移交投产工作真正进入了高峰期。8 月份成功地组织了 IAEA 的 Pre-OSART 评审, 完成了 1 号机组冷态试验和热态试验, 并于 12 月 8 日较原计划提前 7 天实现了 1 号机组首次装料。年底, 生产准备总体执行计划项目基本上按计划完成。

2001 年生产准备里程碑实现情况如下表 2.4.10-2 所示。

表 2.4.10-2 生产准备里程碑

里程碑代码	里程碑名称	计划完成时间	实际完成时间	备注
M10	1 号机组冷态试验	2001.04.30	2001.05.08	5 月 1 日—5 月 7 日为法定假期
M11.1	启动事故程序生效工作	2001.06.01	2001.06.01	
M11.2	PQOM 程序编写全部完成	2001.06.30	2001.06.30	由于外部原因推迟
M11	启动首次换料大修准备	2001.07.15	2001.07.15	
M12	首次综合应急演练	2001.09.14	2001.10.17	
M13.1	六个运行值达到满员	2001.10.01	2001.10.01	
M13	程序编写基本结束/1 号机组开始首次装料	2001.12.15	2001.12.08	

2.4.11 生产准备统计指标

《岭澳核电站生产准备业绩指标体系》(B.0版)是在《岭澳核电站生产准备业绩指标体系》(A.0版)的基础上,并参照了大亚湾核电站、韩国、西班牙等核电站生产准备、运行初期的业绩状况制订的,并于1998年12月16日经总经理部批准生效。在实际的统计和控制过程中,分为承诺指标和过程控制指标进行跟踪的趋势分析。业绩承诺指标和过程控制指标分别见表2.4.11-1和表2.4.11-2。

表 2.4.11-1 2001 年生产准备业绩承诺指标

类别	名称	承诺值	实际值	备注
安全	工业伤害事故次数	≤3	0	年度累计
	火灾次数	0	0	年度累计(1级火灾)
	IOE事件数	≤5	2	12月中旬开始统计
	重大保卫事件数	0	0	年度累计值
生产	运行操作一次成功率/%	>99.90	99.80	包括设备隔离、系统在线、化学分析(年度平均值)
移交	一类保留项处理率/%	≥80	90.30	年终值
程序	技术程序编写计划完成率/%	100	102	包括 MID、LPO 和 LSL 编写的程序(有部分程序编写超计划完成)
维修	设备预防性维修计划完成率/%	>90	100	年度值
培训	LPS 人员培训工时数占总工时数比例/%	≥7	21.90	年度值
	技术不同点培训计划完成率/%	100	70	全部培训工作跨年度进行,2001 年的培训计划 10 月份已完成
计划	生产准备里程碑按时实现率/%	100	100	年度值
	生产准备里程碑指标实现率/%	≥80	95.04	年度平均值
管理	决策纠正行动按期完成率/%	≥80	89.93	年度平均值
质保	CAR 平均关闭天数	≤90	96	该指标超过了控制值范围,需改进

注:本表中所列出的指标仅是 2001 年度涉及到的项目。

表 2.4.11-2 2001 年生产准备过程控制指标

类别	名称	年度承诺值	年终值	备注
安全	工业事故伤害次数	≤3	0	全年累计值
	火灾未遂次数	≤5	0	全年累计值
	消防系统可用率/%	≥95	98.59	全年平均值
	防火屏障可用率/%	≥98	97.50	全年平均值
生产	设备隔离一次成功率/%	≥99.9	99.5	
	系统再线一次成功率/%	≥99.9	98.50	
	化学分析一次成功率/%	≥99.9	99.50	

续表

类别	名称	年度承诺值	年终值	备注
维修	纠正性工作申请计划完成率/%	≥ 85	93.43	年度平均值
	TOM后的预防性维修计划完成率/%	> 90	99.34	年度平均值
管理	决策纠正行动按时完成率/%	≥ 80	89.94	年度平均值
	管理改进计划按时完成率/%	≥ 90	95.06	年度平均值
	生产准备计划按时完成率/%	≥ 80	83.63	年度平均值
	管理巡视计划按时完成率/%	≥ 95	98.61	年度平均值
移交投产	一类保留项处理率/%	≥ 80	81.49	年度平均值
	总体保留项清除率/%	≥ 70	71.12	年度平均值
	TOM + TOB + TOIO 申请反复而仍未签字的数目/个	< 10	4.17	年度平均值
培训	基本授权培训完成率/%	≥ 98	99.05	年度累计值
	在岗培训完成率/%	≥ 90	99.97	年度累计值
	LPS 人员培训工时数比总工时数/%	≥ 7	21.90	年度累计值
程序编写	事故程序编写/份	22	22	事故程序在 4 月份顺利完成年度计划, 同时全部编写完毕
	运行程序编写/份	847	847	完成年度编写计划
	化学程序编写/份	49	49	完成年度编写计划
	维修程序编写/份	1 491	1 548	超额完成年度计划
	维修实施大纲编写/份	80	80	维修实施大纲在 6 月份全部编写完毕
人力资源	LPS 编制人员到岗人数/人	270	266	该指标在控制范围之内
	LPS 执照人员到岗人数/人	79	79	年终实施值
	LPS 参与调试人员/人	35	24.50	全年平均参与人员 (因部分人员需要上 353 课程而从调试队调回)
	TND, MTD 维修部调试参与人员/人	35	37.33	全年平均参与人员

第三章 大事记

3.1 1号机组运行大事记

1 月

- 1月2日 机组按计划从 760 MW 升功率至 900 MW。
- 1月4日 8:00 按计划升至满功率 980 MW。
- 1月14日 因发电机 C 相出线端有定子冷却水渗漏, 机组提前停机大修。12:30 开始降负荷。17:40 汽轮发电机组解列过程中 GCT121VV 打开时 CEX127VI 不能自动打开, 冷凝器不可用, 机组解列被迫延迟。17:57 机组成功解列, 实现里程碑 M0, 1号机组第七次大修正式开始。
- 1月17日 23:40 稳压器人孔门打开, 实现大修里程碑 M2。
- 1月20日 1:00 正在检查 PMC 换料机试验的 QC 人员报告反应堆换料水池有异物, 位置在压力容器周围的排水槽内, 初步判断该异物为排水槽内的过滤器。9:30 PT9DHP003 签字, 开始卸料。
- 1月22日 12:40 卸料结束, 实现里程碑 M4。
- 1月26日 LHA 隔离停运前将 LCAC01CR 转由 LLJ001CR 供电, 但无法实现。经调查发现 11J002PJ 插座极性接反, 处理好后倒电成功。

2 月

- 2月2日 22:30 低低水位工作结束。
- 2月4日 19:40 装料开始。
- 2月8日 15:00, RRI008SN 误发低低水位报警, 导致补水阀 016VN 开启, 002BA 中的储水溢流约 13 m³。23:45 机组离开换料冷停堆状态。
- 2月18日 RCP212VP 内漏, 并发现该阀电动头的推动传动杆损坏, 使核岛原计划后续工作延迟 6 小时。

- 2月19日 22:08 反应堆临界。
- 2月21日 16:50 汽轮机首次冲转, 19:12 一次并网成功, 1号机组第七次大修顺利结束, 实际工期 38.04 天。
- 2月23日 11:30-18:30 从 28% P_n 平台升功率至 50% P_n 平台, 完成发电机气隙波形测量。19:00 - 24 日 1:00 继续升功率至 75% P_n 平台, 测量汽轮机振动, 测堆芯通量图, 调整 RPN 参数。
- 2月26日 8:00 开始提升功率, 17:50 升至满功率 982 MW。

3 月

- 3月3日 机组降功率至 500 MW, 处理 001PO 轴承泄漏故障。
- 3月5日 19:00 发现 EVR003ZV 的人口阀 003VA 处于异常关闭状态, 导致 003ZV 不能实现其正常功能。
- 3月15日 机组执行 PT1RGL04 速降功率至 500 MW 后回升到 760 MW, 调整 GST027VN 限位挡块后升回满功率稳定运行。

4 月

- 4月3日 执行 PT1LHP001 时, 200LP 连接管喷水造成 200BA 液位低, 导致柴油机自动停运。
- 4月13日 23:18 按计划降功率至 800 MW。
- 4月16日 21:00 因检修 1CRF001PO 机械密封降功率至 600 MW。
- 4月19日 17:25 按计划升功率至 800 MW。
- 4月21日 0:00 按计划升至满功率。
- 4月26日 因 REA 手动补给放置不当, 一回路被意外稀释 4 分 34 秒。

5 月

- 5月19日 主变压器 B 相第七组冷却器因泵和风机马达电缆相位接反, 导致油泵和风机不能启动。

6 月

- 6月5日 22:30 因发电机定子 C 相出线端 GST 漏水, 开始降负荷。
- 6月6日 1:40 发电机与电网解列开始小修。20:22, 机组重新并网。24:00 达到满功率。
- 6月16日 21:36 因 1RCV419XU2 定值漂移, 导致自动停机停堆, 17 日 7:00 重新并网。
- 6月23日 通风管道冷凝水滴至 LBB 配电盘上, 导致整流器进水后跳闸。

7 月

- 7月5日 18:00 因台风“尤特”影响,降功率至760 MW,6日15:00升功率至980 MW。
- 7月13日 GHE002MT下漂造成冷却调节阀 GHF002VD完全关闭,发电机氢侧油温升至65℃,原因为GHE002MT接线端子松动。
- 7月25日 0:30 因台风“玉兔”影响,降负荷至760 MW,21:00升功率至980 MW。
- 7月26日 LHP708VN温度控制阀故障,导致预热功能丧失,使得柴油机不可用。
- 7月27日 CRF606VC阀门供气管线异常破裂导致该阀开启,经维修人员紧急更换CRF606VC供气管线后,消除CRF606VC的故障开启。
- 7月30日 因台风“榴莲”影响,执行相关防台风检查和预防措施。
- 7月31日 GST201MO驱动端轴向振动超过报警值,切换到101PO运行。

8 月

- 8月12日 0GEW150/152JA在第一次因线路故障跳开自动重合闸后又由于相应刀闸气室压力低再次跳开,检查无异常后按调度指令重新手动合闸送电成功。
- 8月15日 GRH021VD在自动控制状态下氢气温度出现异常上升,119 MT在38~43℃波动,热氢温度达88℃。
- 8月22日 GFR主油箱漏油导致油位下降,现场迅速对主油箱补油,并采取临时措施堵住漏点。
- 8月30日 GFR出口油压异常下降,主控制室出现油压低报警,压力指标仅为10.5 MPa且持续下降,备用泵未自动启动,操纵员手动启动备用泵。

9 月

- 9月7日 主控制室出现GST032AA,CRH氢气温度和GST冷却水温度上升,现场检查GRH021VD被关至10%开度,手动将GRH021VD打开后,温度恢复正常。

10 月

- 10月8日 GFR净化单元多次因电加热器过负荷温度高跳闸。
- 10月26日 误开0SEP049VT导致跑水约700 m³。
- 10月27日 现场清洁用吸尘器剂量高导致KRT002/003/505MA报警。
- 10月28日 RRL/SEC A列热交换器压差增长速度快。

11 月

- 11月13日 BX楼下SEP管道因管理混乱造成漏水。
- 11月28日 22:00 1号机组按计划从满功率降至760 MW运行。

12 月

- 12月3日 现场巡视发现 CRF758/759VE 阀体断裂, 断裂处管口错位约 15~20 mm。
- 12月11日 11:00 1SEC003PO 泵壳排气管线漏水, 造成该泵电机部分被水淋湿, 启动 1SEC001PO 后, 漏水停止。12日上午 MSM 处理漏点, 下午因运行需要启动 1SEC003PO 时又在同一管线上出现新的漏点再次将电机淋湿, 导致同一安全设备在两天内两次故障不可用。
- 12月12日 7:57 OSDA111PO 跳闸而备用泵 112PO 未能自动启动, 造成 CRF 泵密封水流量短时失去。化学人员反复三次拉合开关后, OSDA112PO 自动启动成功, 主控室报警消失。
- 12月12日 9:47 执行 PT1VVP002 时, 1VVP003VV 停在 90% 开度位置而不能全开。
- 12月21日 11:05 运行人员发现 1RCV366VP 不明原因关闭。

3.2 2号机组运行大事记

1 月

- 1月2日 按机组计划以 0.5 MW/min 的速率, 从 665 MW 升至满功率。
- 1月5日 GFR 第 8 模块更换板件, 期间降功率 43 MW。
- 1月6日 调整 RPN 参数后升功率至 970 MW。
- 1月9日 10:02 主控制室出现 CFR004AA 报警, 系统油流失, 002BA 油位下降。经查为真空净油机问题, 停止净油机运行。21:59 汽轮机高压缸 (GPV001KO) 的胀差 (GME005MV) 负值达到 HOLD 值 -1.71 mm, 导致上位机 T.S.E HOLD, 影响机组负荷自动调节。
- 1月12日 投运 GSS205VL 准备处理 208VL, 由于 205VL 调节不良, 导致两次出现 210BA 高高水位, 引起 B 列再热新蒸汽隔离。
- 1月16日 降功率 10 MW, 调整 GSS208VL。
- 1月17日 降功率 16 MW, 再次处理 GSS205/208VL 存在问题。
- 1月22日 按计划降功率至 82% Pn, 800 MW。
- 1月24日 LOOP3 超功率 ΔT 上漂至 130%, 超过整定值 (110%), 超功率 ΔT 保护动作并触发 RGL506AA, RPA/RPB715AA 等报警, 原因是 RCP415ZO 板件接触不良。
- 1月27日 9:35 R 棒从 197 步下插到 181 步, 出现 R 棒低低报警, RCP 温度偏差达 -6 °C, 核功率波动 3.3%, 查为 RCP406ZO 加法器故障所致。
- 1月31日 机组按计划升功率至 986 MW。

2 月

- 2月3日 15:58 三台蒸汽发生器的给水流量分别出现较大幅度的下降, 原因为 ARE414ZO 加法器输出下漂, 导致水位整定值从 0 m 降到 -0.58 m (零功率值)。
- 2月16日 更换 GSE001VV 阀门模块和处理 GSS209VV 气源回路减压阀漏气, 机组降功率至 900 MW 运行 2 小时。
- 2月21日 22:00—22:40 按照计划从 987 MW 降功率至 900 MW, 22 日 8:30 重新升回满负荷。

3 月

- 3月6日 调整 RPN 的 G.K. 参数 (RPN 功率量程通道增益参数) 后, 机组升功率至 993 MW。
- 3月8日 12:45 因执行 PT2RGL004 而将功率降至 600 MW。主控制室出现 APA004AA, APA113VL 自动关闭, APA001PO 自动退出热备用, 出现 033AA。几秒钟后, 004AA 消失, 主控制室立即开启 113VL, 迅速恢复 001PO 热备用
- 3月22日 11:00 反应堆由于瞬间失去 LCA 48 V 直流电而紧急停堆, 18:10 重达临界, 22:48 并网。

4 月

- 4月3日 22:00 开始降功率, 4 日 1:20 解列小修。
- 4月13日 小修结束, 19:35 并网。
- 4月14日 0:35 升功率至 800 MW。
- 4月16日 21:00 升至满功率。
- 4月19日 17:10 按计划降功率至 800 MW。
- 4月21日 0:00 按计划升至满功率。
- 4月30日 AHP02/04AA 出现, 一、二回路参数波动, 主控制室操纵员降低电功率 9 MW, 原因是 AHP220VL 的电磁阀下游供气管线断开, 导致阀门失气全开。MIC 处理后机组恢复运行。

5 月

- 5月19日 7:04 因 GRE005VV 故障关闭, 降功率至 950 MW。13:50 故障处理完毕升至满功率。

6 月

6月1—30日 机组保持稳定运行，无特别报告事项。

7 月

- 7月4日 2GGR/GHE002BA 所在地坑发现大量积油。
- 7月5日 18:00 因台风“尤特”影响，降功率至 760 MW，6日 15:15 升功率至 980 MW。
- 7月12日 因 2GHE002MT 下漂造成冷却调节阀 2GHE002VD 完全关闭，发电机氢侧油温达 65℃。
- 7月22—26日 RIC001PP 上堆芯温度饱和裕度三次发生下漂，从 9℃降至 4℃并持续 2 分钟。
- 7月24日 23:00 因台风“玉兔”影响，降功率至 760 MW，25日 22:00 升功率至 980 MW。
- 7月31日 GST201MO 驱动端轴向振动超过报警值，切换到 101PO 运行。

8 月

- 8月1日 RRI059VN 的电动头传动杆产生裂纹。
- 8月4日 GHE002MT 下漂导致发电机氢侧密封油温度剧烈波动。
- 8月6日 再次发生 GHE002MT 下漂导致发电机氢侧密封油温度剧烈波动。

9 月

- 9月3日 发电机氢气温度控制系统异常造成氢气温度波动。
- 9月11日 执行 PT2GRH002（检查发电机内泄漏情况）时发现从 GRV003CW 中排出的液体量达 1.18 L，大于 1 L 的标准。
- 9月12日 执行 PT2LHP001 时，由于操作不当导致柴油机转速下降至 1469 rpm，使得 2RCV002PO 出力不足。

10 月

- 10月1日 LCA 电气盘多次出现绝缘低报警，最低绝缘值达 25 kΩ。
- 10月1日 EEC 故障导致 G 棒在手动、自动状态下均不能动作。MIC 经过充分的风险分析和准备，请示厂长后，将该故障消除。6:06 EEC 故障再次出现。
- 10月14日 乏燃料与装罐池间的气闸门漏气较严重，为防止乏燃料向装罐池漏水，对两个水池补水，做液位平衡处理。
- 10月16日 RIC012AR 的显示器被烧坏，断电后导致 RIC002PP 间断性失去显示，堆芯水位监视失去。
- 10月23日 由于 REN214VP 未关到位，致使一回路泄漏率达 70 L/h。

11 月

- 11月12日 MEE 人员在执行 2LBP 蓄电池放电试验时, 2LLB209 被误动, 2LND001RD 失电。
- 11月29日 0:00 2号机组按计划从满功率降至 760 MW 运行。

12 月

- 12月10日 3:11 2号机组按计划解列, 开始大修。

3.3 生产管理大事记

- 1月9日 广东核电合营有限公司(简称合营公司)召开新世纪工作总结动员大会。林贵清总经理在会上作了题为《团结实干、管理创新, 为把大亚湾核电站建成世界一流核电站而努力奋斗》的总结动员报告。
- 1月13日 国家计委曾培炎主任一行6人, 在中广核集团公司胥云龙董事长、刘锡才总经理以及GNPJVC和LANPC主要领导陪同下参观了大亚湾核电站与岭澳核电站。
- 1月14日 大亚湾核电站1号机组在连续运行315天后于14日17时57分成功与电网解列, 开始第七次换料大修。
- 1月15日 国防科工委张华祝副主任一行4人, 在中广核集团公司和GNPJVC和LANPC领导陪同下参观了大亚湾核电站。
- 1月17日 生产五部召开2000年度总结表彰大会, 中广核集团刘锡才总经理以及GNPJVC和LANPC领导到会并发表讲话。
- 1月22日 截至22日中午12时, 大亚湾核电站实现持续安全运行1000天, 这标志着我国第一座大型商业核电站在安全管理和经济效益方面均达国际先进水平。
- 1月31日 全国人大常务委员会委员长李鹏偕夫人朱琳在省市领导陪同下视察了大亚湾核电站与岭澳核电站。
- 2月8日 广东大亚湾核电站、岭澳核电站第六届核安全咨询委员会成立仪式暨第一次会议在香港特别行政区举行。该委员会是就大亚湾核电站、岭澳核电站的核安全情况与香港居民进行沟通的专责机构, 原名为“广东大亚湾核电站核安全咨询委员会”, 成立于1988年。考虑到香港公众对岭澳核电站建设及未来运行核安全的关注, 从第六届开始更名为“广东大亚湾核电站、岭澳核电站核安全咨询委员会”。
- 2月19—23日 美国核能互助公司(NEIL)对大亚湾核电站和岭澳核电站进行运行期保险的风险评估。
- 2月21日 大亚湾核电站1号机组于21日19时10分一次并网成功, 结束第七次大修。本次大修工期38天1小时13分, 较原计划提前4天。大修的提前结束为实现电站全年发电目标创造了有利条件。

- 2月23日 大亚湾核电站在公众信息中心召开记者招待会。来自深、港两地32家新闻机构的47名记者出席招待会。公司常务副总经理刘达民主持会议，总经理林贵清向与会记者介绍了公司生产运行业绩并回答了记者的提问。
- 3月1日 《大亚湾核电站生产管理丛书》召开首次编审会，会议听取了十个分册的工作进展报告，审查了《培训管理》、《安全管理》分册的二级目录。
- 3月8日 大亚湾核电站禅联由法国电力公司（EDF）主办的核安全运行挑战赛桂冠。该赛事1999年度冠军也由大亚湾核电站获得。
- 3月9日 美国核管局局长 Jeffrey S. Merrifield 一行5人访问大亚湾核电站。
- 3月11日 台湾核能协进会林英董事长一行10人来访大亚湾核电站。
- 3月15日 生产五部召开2001年度第一次科长以上干部会，对第七次大修先进集体、先进个人及积极分子进行了表彰，同时对当前工作做了总结和展望。
- 3月19日 电站组织2001年度第一次“找设备缺陷，保机组安全”竞赛活动。
- 3月21日 广东核电合营有限公司第56次董事会在中广核集团公司总部举行，会议审议并批准了广东核电投资有限公司关于贺禹先生担任合营公司副总经理的推荐，并批准了《关于变更公司营业执照经营期限的请示报告》。
- 3月22日 22日11时整，大亚湾核电站2号机组出现48V直流电源系统（2LCA）母线失电报警信号，触发反应堆自动停堆。经调查，事件发生的直接原因是电站工作人员操作失误导致。在查明事件的直接原因后，2号机组于3月22日22时48分重新并网发电。
- 4月3—20日 完成2001年度操纵员取照考试，32名学员中有23人通过考试。
- 4月4日 大亚湾核电站2号机组根据计划安排并经电网同意，于4日凌晨1时20分与电网解列开始消缺工作。在处理发电机后端密封瓦空气侧密封油压低故障及完成其他重要检修项目后，机组于4月13日19时30分重新并网发电。
- 4月6日 中央企业工委纪喜来书记一行10人来访大亚湾核电站，董事长胥云龙等有关领导会见客人。
- 4月9—13日 国家环保总局华夏环境管理体系审核中心对公司ISO14001环境管理体系进行了第一次监督审核。审核组一致认为，公司自1999年4月通过ISO14001环境管理体系认证以来体系运行有效，环保工作取得了很大成绩。
- 4月16日 广东省环保局李治燕副局长一行20人访问大亚湾核电站。
- 4月17日 中央企业工委王瑞祥副书记一行5人访问大亚湾核电站，董事长胥云龙、副总经理戴庆宇会见客人。
- 5月9日 召开生产线事故防患研讨会，针对“3.22”人因事件及2号机组停机检修等生产活动中暴露出来的一系列问题，分析根本原因，查找生产管理中存在的不足和缺陷，找出对策以确保今年安全生产任务的完成。
- 5月15—16日 工地举行以“高标准、严要求，呈上启下，向本年度安全生产和安全施工的目标迈进”为主题的工地安全月活动。
- 5月16—18日 GNPJVC与LANPC联合召开三废管理研讨会，法国Tricastine, Blayais, Cruas电站代表参加。会议期间，电站与EDF电站还就厂房管理等方面工作进行了交流研讨。
- 5月22—23日 电站承办了WANO-PC的设备老化管理研讨会。

- 5月29日 广东省统计局公布2000年广东工业企业(集团)50强,按主营业务收入和综合经济效益指数排序,广东核电合营有限公司分别列第15位和第3位。
- 6月6日 经电网同意,大亚湾核电站1号机组于凌晨1时30分与电网解列,处理发电机C相出线端子冷却水渗漏故障。在停机检修完后于7日20时22分重新并网发电,并于8日凌晨达满功率。本次停机检修共耗时43小时,比计划约提前5小时完成。
- 6月11—15日 IAEA在大亚湾核电站举行区域安全文化研讨会。
- 6月16日 21时36分,大亚湾核电站1号机组由于一回路1号主泵1RCPO01PO突然跳闸,导致机组自动停机停堆。原因是1号主泵轴封泄漏流量阈值继电器1RCV419 XU2的定值大幅度漂移、继电器板件损坏。在更换继电器板件后重新启动主泵,于17日7时并网,11时达满功率运行。
- 6月20日 广东核电合营有限公司第57次董事会在香港中华电力公司总部举行,审议并批准了香港核电投资有限公司关于重新推荐徐传顺先生担任总审计师职务和谢伯荣先生代替李道司先生担任合营公司董事的推荐,并对群堆管理、安全生产和财务工作做出了相应安排。
- 6月21日 《大亚湾核电站生产管理丛书》召开全体成员会议,广核集团董事长管云龙出席此次会议。会议听取了十个分册的撰稿进展汇报,林贵清总经理和管云龙董事长分别做了重要讲话。
- 6月21—22日 广东核电合营有限公司与FRAMATOME召开大修管理与技术研讨会
- 6月29日 生产线组织召开安全生产管理会议,集团公司及合营公司总经理部有关领导与会。会议针对前两季度大亚湾核电站两台机组各进行一次停机检修,各发生一次非计划停机停堆事件进行深入地探讨与研究,正确认识当前形势,采取有效措施确保下半年安全生产目标的实现。
- 7月1日 安全技术顾问(STA)离线项目全面实施,这一项目的实施不仅对提高值长安全管理水平和安全生产权威有促进作用,而且便于STA更深入地参与维修、工程改造过程,全面提高电站安全水平。
- 7月7日 中核集团李定凡总经理一行8人访问大亚湾核电站,中广核集团领导、领导会见客人。
- 7月10日 生产线召开五部经理管理研讨会,讨论确定了日常项目管理、大修管理及队伍建设有关问题,促进了电站指挥系统的强化、风险控制与防范能力的提高。
- 7月16日 公司召开上半年工作总结大会。林贵清总经理在会上作了总结报告并部署了下半年的工作。
- 7月16日 电站组织开展今年第二次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛活动。
- 7月18日 国家劳动保障部张左己部长、李其炎副部长等五位部级领导及各省、自治区、直辖市的劳动保障厅局长一行160人,在集团及公司有关领导陪同下参观了大亚湾核电站和岭澳核电站。
- 7月19日 生产线召开五部科长以上干部会,会议总结了上半年工作,部署了下半年安全生产和移交投产的工作重点,并颁发了2001年度第一次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛活动优胜奖。

- 7月23日 电站以项目组织管理模式成立大修指挥中心,全面负责电站大修工作。
- 7月27日 大亚湾核电站与岭澳核电站统一的应急响应组织开始运作。
- 7月30—31日 公司召开成本优化研讨会,就优化发电成本、迎接电力市场挑战等专题进行了研讨。
- 8月6日 电站正式启动预防性维修标准包完善工作,预计为期一年。
- 8月7日 广东省委领导及各民主党派一行86人访问大亚湾核电站,公司有关领导会见客人。
- 8月7日 广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司与广东省环保局就环保、应急等方面工作召开协调会。
- 8月13日 法国驻华使馆核参赞 Mr. H. Machenaud 一行5人访问大亚湾核电站,公司总经理林贵清会见客人。
- 8月21日 日本海外电力调查会官员高冢夏树一行7人访问大亚湾核电站,公司生产副总经理贺禹会见客人。
- 9月4—13日 WANO-PC 在大亚湾核电站举办“改善人员行为”和“保守决策”培训,以提高电站管理者的管理决策水平。
- 9月7日 监事会主席姜增伟一行20人访问大亚湾核电站,GNPJVC 和 LANPC 领导会见客人。
- 9月9日 广东核电 VI(视觉识别)设计项目完成重要里程碑;项目合同签订仪式在深圳举行,标志着该项目已经进入到实质性的实施阶段。
- 9月10日 10时50分,大亚湾核电站年度上网电量顺利达到100亿 kW·h,商运累计上网电量达940亿 kW·h。
- 9月17—30日 电站开展2001年度第三次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛活动。
- 9月24日 广东核电合营有限公司第58次董事会在广核集团总部召开,会议审议和批准了由余剑峰、濮继龙和林贵清先生分别接替沈文权、周展麟和徐申瑄先生担任合营公司董事,张善明先生担任广东核电合营有限公司生产部经理,杨昭刚先生改任电厂顾问等人事任免事项。
- 9月24日—10月20日 进行2001年度高级操纵员取照考试,30名学员中有18人通过考试。
- 9月25日 《大亚湾核电站生产管理丛书》召开全体成员会议,正式启动了丛书内部编辑工作。
- 9月27日 国家环保总局批准广东大亚湾核电站18个月燃料循环环境影响报告书。
- 10月9日 生产线召开五部经理管理研讨会,对第八次大修在安全、质量控制方面取得新的突破,防止出现近两年以来大修后一、二季度安全生产相对被动的局面进行深入研讨,分析根本原因,提出改进措施,为今年四季度和明年,特别是明年前两季度的安全生产提供有力保证。
- 10月10日 广东省环保局局长袁征一行85人访问大亚湾核电站,GNPJVC 和 LANPC 有关领导会见客人。
- 10月12日 中华电力公司邓豪柏先生一行10人访问大亚湾核电站。
- 10月18日 生产线召开五部科长以上干部会议,就如何保证大亚湾核电站第四季度安全生产、保证第八次大修的顺利进行,保证岭澳核电站核安全责任的全面承担

- 进行了讨论和动员。会议同时颁发了 2001 年度第二次“找设备缺陷，保机组安全”竞赛优胜奖。
- 10 月 22 日 国家电力公司欧阳胜英主任一行 46 人访问大亚湾核电站。
- 11 月 1 日 电站连续无工业安全事故天数打破此前保持的 296 天纪录，达到 311 天。
- 11 月 5 日 参加在建核电项目公司交流研讨会的江苏核电有限公司总经理郝东秦、核电秦山联营有限公司总经理李永江、秦山第三核电有限公司副总经理陈桦等一行 11 人访问大亚湾核电站，GNPJVC 和 LANPC 领导会见客人。
- 11 月 7 日 法国经济、财政与工业部部长 Mr. Laurent Fabius 访问大亚湾核电站和岭澳核电站，受到中广核集团领导以及 GNPJVC 和 LANPC 领导的热烈欢迎。
- 11 月 22 日 广东核电合营有限公司与中国人民保险公司正式签署 2001—2002 年度核财产险与核第三者责任险保单。
- 11 月 23 日 生产线召开制定 2002 年管理计划研讨会，会议明确了 2002 年需改进的目标与行动，并落实了资源需求。
- 11 月 28 日 21 时 34 分，大亚湾核电站年度上网电量达 136 亿 kW·h，顺利完成董事会下达的全年生产任务。
- 11 月 28 日 电站日常生产项目组进入试运行阶段，并将于 2002 年 6 月 30 日正式运作。
- 11 月 28 日 电站召开第八次大修动员会，明确了第八次大修在安全、质量、工期等方面的要求，并制定了相应措施。
- 11 月下旬 生产线配合公司进行 2001 年度技术岗位聘任考核工作
- 12 月 5 日 签署模拟机改造项目现场验收证书。
- 12 月 6 日 法国电力公司潘敏一行 8 人访问大亚湾核电站，中广核集团公司董事长咎云龙会见客人。
- 12 月 6 日 电站经理层与第八次大修承包商高层管理人员召开大修前协调会，明确第八次大修的任务与要求，并听取了承包商的反馈意见和建议。
- 12 月 7 日 广东核电合营有限公司第 59 次董事会在大亚湾核电站公关中心召开，审议和批准了由潘力先生和李灼贤先生分别接替吴希荣和张毓麟先生担任合营公司第二副董事长和董事，香港核电投资有限公司关于撤回对白玉麒先生担任合营公司人力资源部副经理职务的推荐。
- 12 月 7 日 大亚湾核电站 18 个月换料项目获得国家核安全局正式批准实施。大亚湾核电站两台机组将于第 9 循环开始实施 18 个月换料。
- 12 月 8 日 中央企业工委、人民日报纪喜来副主任、马利副主任一行 5 人访问大亚湾核电站，中广核集团公司董事长咎云龙会见客人。
- 12 月 10 日 根据计划安排并经电网同意，大亚湾核电站 2 号机组于 10 日凌晨 3 时 11 分与电网解列，开始进入第八次换料大修。至此，2 号机组连续安全运行 242 天。
- 12 月 11 日 WANO 东京中心主任 Mr. Tsutsumi 一行 10 人访问大亚湾核电站，GNPJVC 和 LANPC 领导会见客人。
- 12 月 19 日 生产线召开承担岭澳核电站核安全责任研讨会。会议明确了新形势下的工作重点，分析当前的主要任务及具体困难，制定针对性措施，为确保岭澳核电站由工程向生产的过渡和两台机组的高标准投产奠定了基础。

- 12月22日 约22时40分,大亚湾核电站2号机组大修期间,在2RX20米反应堆水池检查和处理故障控制棒束C11时,由于棒束末端靠近堆芯部位高度活化,导致棒束离开水面时现场剂量率大幅升高,使得现场参与工作的2名员工剂量超过电站年剂量管理标准(20 mSv/a),3名员工剂量超过大修剂量管理标准(10 mSv/a)。经WBC测量,未发现内污染和体表污染,个人剂量没有超过国家规定的年剂量限值标准。
- 12月23日 在工地范围内开展“节日安全竞赛”活动。
- 12月28日 5时15分,大亚湾核电站2001年累计上网电量达143亿kW·h,机组能力因子达89%以上,不仅圆满完成电站年度上网电量任务,而且创造了电站历年年度上网电量和能力因子的新纪录(电站于2000年全年上网电量为140.63亿kW·h,能力因子为87.04%)。
- 12月28日 广东核电合营有限公司、岭澳核电有限公司第三届科技委成立大会在大亚湾核电站公关中心召开。参加大会的有GNPJVC和LANPC总经理部和工地党委领导、第三届科技委委员会和原第二届科技委委员。

3.4 重大技术问题

1. ZO板件故障引发多起系统异常误报警

1月26—28日,机组四次出现2RCV上充流量突然增大现象。31日2RCP433ZO波动引发上充流量调节阀2RCV046VP再次故障,MIC将1RCP433ZO换到2RCP433ZO上后将2RCV046VP投自动未见异常。1月27日,2RCP406ZO加法器故障,导致RCP温度偏差达 -6°C ,R棒从197步下插到181步,低于R棒的低低限值,违反了技术规范关于不得使R棒插到低低限值的規定,此事件被界定为运行事件。2月3日,2ARE414ZO输出向下波动,三台蒸汽发生器的水位定值从0m降至 -0.58m ,ARE给水流量大幅度减少,蒸汽发生器实际水位迅速下降,从0m降至 -0.3m 左右,操纵员迅速手动干预,提高给水压力和给水流量才遏制了水位的继续降低,从而避免了水位低导致自动停堆的后果。随后一段时间接连发生了分布在ARE、GCT、RCP、RGL这些重要的调节和保护通道中的12个ZO加法器故障,给机组的安全运行造成了严重的威胁。MIC立即成立专门的小组,确认故障的根本原因是新型号加法器子板上的拨段开关接触不良。2月18日2RCP424ZO故障触发2RCP459AA报警,进一步验证了ZO波动的原因是由于ZO子卡上的开关接触不良。随后MIC对加法器进行了彻底的处理,更换了存在故障的板件,将未更换的板件全部用跳线焊死拨段开关。长时间困扰2号机组的加法器故障问题,得以解决。

2. 1GCT132VV因控制故障只能开启10%

2001年2月6日,1号机组处于换料冷停堆状态(装料进行中),根据2GCT131/133VV存在电气无法开启的经验反馈,对退出运行的排大气调节阀1GCT132VV进行检查,发现其电气控制只能开启10%。鉴于此类控制故障属于共模问题,而且GCT排大气的作用在于限制蒸汽发生器二次侧压力,排除堆芯余热,如果在蒸汽发生器破管事故工况下(三类工况),该阀门开度仅有10%,在功率瞬态和事故工况时将可能引发VVP安全阀开启。根据事件分析准则,该事件被界定为运行事件。检修人员用数字阀门控制器的Clear-out按钮对数字阀门控制器进行清洗后,GCT132VV的开度能达到60%。经过进一步检修没有效果,更换数字

阀门控制器内部的 L/P 转换器后 GCT132VV 工作正常。故障处理完之后,对 1、2 号机组有故障的 3 个数字阀门控制器及相应的设备做了进一步处理:更换了 IGBT 系统排大气阀门的压缩空气过滤器,而且通过解剖过滤器发现其中一个过滤器内部有许多过滤器芯的碎沫,过滤器内部较脏。因此,事件的直接原因是数字阀门控制器内部气路堵塞,根本原因是经过数字控制器前过滤器过滤的空气质量不能满足阀门空气控制的实际要求。MIC 在第八大修中更换了两机组的 GCT131/132/133VV 阀门定位器中的 IP 转换器和阀门空气过滤器,再鉴定结果满意。

3. 发电机轴电压下降

1 号机组的轴电压约为 9~11 V,2 号机组的轴电压约为 5~8 V。1、2 号发电机组自从第五、第六次大修后一直存在轴电压低(仅 2~3 V)报警故障。初步分析可能与大修发电机抽转子有关,但也不能排除发电机轴承绝缘存在缺陷的可能性。由于机组在运行,故决定在第七次大修检查轴承绝缘后确定故障根本原因。第七次大修检查了 1、2 号机组发电机大轴、励磁机大轴、10 号轴承及其密封瓦以及 11 号和 12 号轴承的对地绝缘电阻,均没有发现可使发电机励侧大轴在运行中接地或近乎接地的永久性通道。对各有关轴承拆卸之后目视检查,也未发现绝缘开裂、破损或爬电现象,轴瓦和密封瓦表面无电蚀痕迹。为了验证发电机大修对轴电压的影响,在大修后机组满负荷时,测量轴电压数值与大修前差不多(1 号机组为 4~5 V 左右,2 号机组为 3~4 V 左右)。根据第七次大修的检查得出以下结论:1、2 号发电机及励磁机所有轴承绝缘和密封瓦绝缘完好,不构成发电机轴电压下降的原因,因此不必担心由于轴承绝缘问题而引起轴瓦损坏。发电机轴电压与以前相比几乎下降一半,其原因与第五、第六次大修发电机抽转子有很大关系,这种轴电压下降对发电机不构成任何危害。对于至今还时有发生轴电压低报警问题,主要原因是发电机汽侧接地碳刷和励磁侧轴电压测量碳刷与大轴接触不良,它可以造成 0.5~1.0 V 左右的接触压降,甚至更高或开路。造成碳刷与大轴接触不良的主要原因有碳刷弹簧压力不足、大轴振动、大轴表面不清洁或不光滑。为防止轴电压低报警的发生,应适当加大碳刷弹簧压力,定期清洁碳刷对应处的大轴表面。如果仍不能解决问题,则可进行改造,增补一组并连接地碳刷和轴电压测量碳刷。

4. 1JDT194DT 感光火警探头故障频繁误报警

2001 年 2 月份出现 1JDT194DT 感光火警探头频繁误报警。3 月份执行 TOI,将 1RCPO03PO 的电视监视器关闭,并关闭反应堆厂房照明。OPO 从 4 月份起实行定期监视试验。3 月 20 日 OPH/OSL/OPO/MIC 共同讨论并初步确定了三个处理方案:满功率状态下进入主泵房间更换火警探头,这一方案所涉及到的工业安全和辐射防护方面的风险相当大,而且系统设计上不允许主泵运行时有人员进入;满功率状态下进入 RX 厂房环廊,在 JDT 控制柜内检查故障原因,如果不能排除故障,就以 TCA 的方式将感光火警探头退出运行,主泵消防通过感烟探头和摄像机监测,故障的感光火警探头等待下次热停堆状态再处理;如果感烟火警探头或者摄像机出现不可修复故障,立即停堆处理。与会人员讨论后一致认为第二个方案最具备可行性。2001 年 6 月 6 日更换了 JDT194 的 4 个感光探头和 2 个终端电容,现场等待 20 分钟无报警出现,同时更换了 1DTL006ES 摄像机冷光灯使反应堆厂房照明可用,打开了 1RCPO03PO 的电视监视器。恢复了 1JDT194 区感光探头的工作,启机后观察正常。

5. 2EAS133VB 下游支管与主管连接处再次出现裂纹渗漏

1 月 19 日,OPO 现场操作员在执行 PT2RPB030 检查时,2EAS001DI 与管道接口处突然喷水(2EAS002PO 正在运行),水喷至附近 2~3 m 处的栏杆等处,同时溅到现场操作员的身

上。立即停运 2EAS002PO。近年来, 电站已发生多起与 EAS 支管有关的 IOE/LOE: IOER-1-980044 (1EAS184VB 支管焊缝泄漏)、IOER-2-000034 (EAS133VB 下游支管连接处再次发现裂纹) (后来上升为 LOE)、IOER-2-970004 (2EAS020-6 支管焊缝泄漏)、IOER-1-980009 (1EAS183VB 上游母管焊趾处裂纹)、LOER-2-000005 (2EAS133VB 下游支管出现裂纹并有泄漏)。2EAS001ID 附近管道焊缝出现裂纹的原因是由于该处振动过大, 引起焊缝出现裂纹, 属于原始设计缺陷。振动高不是由共振引起的, 而主要是由于孔板下游气蚀和管道布置不合理等因素造成的。TEN 已提改造申请 (MR-TEN-010009), 计划在第九次大修实施改造。

6. 2RCP003MO 漏油

4月6日, 现场工作人员发现 2RCP003PO 房间地面有油层及电机外壳上有油珠, 其油位指示也低于其他两台主泵油位。后经 MRM 拆外罩检查, 初步认为泵油箱密封紧固螺栓处漏油, 漏油的风险可能导致泵的烧毁及机组停堆等严重后果。MRM 立即实施清理设备表面、回油滤网和油管的积油、对上轴承室补油、更换外密封圈、在热管道和泵壳上方铺设导油槽等临时措施。电站立即召集相关部门作安全评价和火警探测可用性评价后, 认为 2RCP003PO 的安全运行可以得到保证, 并决定 2 号机组第八次大修检修该电机上轴承 O 形圈 (做六台泵检修准备)。12 月 16 日 2 号机组第八次大修期间, MRM 对 2RCP003MO 上部组件进行了解体检査, 发现 O 形圈 (件号 103、104) 的接头断开, 断面相距约 15 mm, 经开会确定电机漏油的直接原因是 O 形圈 (件号 103、104) 的接头断开。根据 EDF 和厂家信息, 法国电厂也有类似的漏油现象, 其根本原因是 O 形圈的设计有缺陷, 目前厂家已改进了 O 形圈设计 (由粘接型改成整体型), 消除了缺陷。第八次大修进行了更换处理后, 召开会议明确了下一步行动: 论证运行中监督漏油的可行性并提出实施方案、每年更换两台机组六台主泵的电机罩 O 形圈 (件号 105) 并检查密封效果、每次大修和停堆窗口均由 MRM/TEM 进行电机漏油目视检查、12 年检时将 O 形圈全部换成新型结构。

7. 9SGZ702RS 鼓包

2000 年 12 月 15 日, TTS 规范控制科在 2 号机组第七次大修中对 9SGZ702RS 二氧化碳防冻加热器进行三年检时, 发现该加热器筒体变形, 中部膨胀严重, 其中心横截面周长由设计时的 1035 mm 变为 1232 mm, 壁厚由 22 mm 变为 16 mm, 严重偏离设计要求。2001 年 1 月 18 日, TEM 组织了相关部门进行了根本原因分析, 初步认为是容器超温超压引起, 会议决定进一步对其控制回路进行试验, 并由 TTS 进行金相分析, 找出该容器屈服变形对应的温度。MSM 对该容器进行解剖后, TTS 进行了材料微观金相分析。结果表明, 材料组织中的珠光体局部发生球化, 说明该容器曾在高温状态下工作。筒体受力分析计算表明, 在理想情况下, 该容器将在 420℃发生屈服变形。4 月 19 日召开会议讨论认为容器失效的直接原因是超温超压, 失效的间接原因是该容器设计和系统布置不合理, 存在安全隐患。会议决定改进控制回路, 将仪控电源和动力电源的开关接线分开, 而且采用不锈钢材料, 筒体上加安全阀, 并在大纲中增加仪表控制回路的预防性维护和电热元件的预防性维修。12 月 TEN 完成了改进后设备的安装和调试, 2 号机组第八次大修停机发电机排氢已使用该设备。

8. GRE 阀门模块烧损

自 1997 年以来电站共有 8 块 GRE 阀门模块烧损, 除两块未找到记录外, 其余六块的故障现象都为阀门模块内部 ± 15 V 电源块烧损, 而且均为 2 号机组设备。其后果为阀门模块失电, 对应的阀门关闭。最近的三次故障分别为 2000 年 4 月 2GRE003VV 关闭, 2000 年 9 月 2GSE001VV 关闭, 2001 年 5 月 2GRE005VV 关闭。5 月 2GRE 一块阀门模块烧损后, 在 L647

房间加装了两台临时风扇,增加 GRE 机柜通风。经连续监测,发现机柜出风温度降低约 0.5°C ,而且未再发生阀门模块烧损。第七、八次大修共检查了两台机组的 20 块阀门模块的内部电压(每台机组检查 10 块),发现大部分模块内 $27\text{V}/24.6\text{V}$ 调压块由于连接螺丝表面氧化和螺丝不紧等原因导致输出电压偏低,调压块发热增加。经处理后,输出电压均有不同程度的上升。阀门模块的设计不够合理,电源部分装在模块主板上。经与 ALSTOM 联系,岭澳核电站阀门模块已做了改进,模块增加了单独的电源板。经分析讨论确认阀门模块烧损的根本原因是阀门模块内部电源部分局部过热导致其 $\pm 15\text{V}$ 电源块烧损。此问题的最终方案应在不影响 GRE 机柜设备的情况下增加阀门模块的换热冷却。TEM 已提出改造申请,具体的改造方案将由 TEN 做进一步的分析论证后确定。

9. 1/2VVP 部分阻尼器故障

2月8日,运行现场人员在巡视时发现 2VVP 管线上的阻尼器有些位置不正,于是发出工作申请要求 TEN 检查。经 TEN 人员现场检查确认:2号机组 VVP/L505 管线上的两组共 4 个阻尼器相对于管线严重偏转,远超过设计要求(偏角 $\leq 5^{\circ}$),存在卡死的风险;固定上述四个阻尼器的两个管夹扭偏(管夹无变形,仅与管线转动了约 15° 的角度);超过半数的阻尼器存在严重漏油,万向节锈蚀卡死等问题。1号机组阻尼器情况类似。VVP 阻尼器的作用是当汽机高压缸主汽门快速关闭时(如自动停机)承受对管线产生的反作用力,达到保护管道及支架的作用。从现场的情况来看,1号机组进入汽轮机的 4 条主蒸汽管线,只有同一条管线(VVP/L505)上两个管夹相对于蒸汽管扭转较大,其中水平管夹的扭转大于垂直管线,其余 3 条管线上的管夹基本没有变化。因此可以推论,自动停机前这两组阻尼器中至少有一个阻尼器已经失效(如漏油)。此时,反作用力由一个阻尼器单独承担,同时对管夹产生弯矩,若此时阻尼器轴线与反作用力方向不平行,则产生扭矩,将管夹扭偏。后经阻尼器解体试验证实,水平方向上的一个阻尼器油已漏完,阻尼器已经完全失效。1号机组阻尼器已在第七次大修时临时处理完毕。3月22日2号机组更换了 3 个阻尼器,2号机组小修时对 2 号机组关键部位 16 个阻尼器进行修复后试验均合格。每组阻尼器中均有一个性能满足要求,因此不会发生断管事故或造成严重支架和管道损坏事故,也不会影响机组正常运行。TEN 正在进行阻尼器的物项替代工作,第九次大修将进行更换。

10. 6.6 kV 电气盘航空插头绝缘等级下降

5月12日,主控制室出现 9LGH102AA 及 0LKR903AA,现场检查为 9LGH1A702 跳闸,导致 0LKR 失电。经检查发现开关航空插头接头短路,进一步检查发现航空插头内部绝缘橡胶老化。根据记录,电站已经发生了 5 起 6.6 kV 开关航空插头绝缘橡胶老化的事件。其中 2000 年 12 月 4 日,因 2LHA101JA 的航空插头 001PJ 绝缘橡胶老化引起直流 125 V 与 48 V 串电而导致 2LHP 误启动的事件被定为内部运行事件(1OER-2-20000064),对其进行了根本原因分析并制定了相应的纠正行动,但事隔 5 个月又发生了类似的事件。因此航空插头因绝缘橡胶老化而引发的故障为重发事件,涉及多个 6.6 kV 开关,存在直流接地或短路的风险,将导致电气盘失电或设备功能失效。5月14日 TEM 组织召开会议决定:由于在机组运行期间绝大部分 6.6 kV 开关不能断开进行检查,而且出现故障绝缘后,有直流接地报警监视,因此暂不对 6.6 kV 航空插头进行检查,而继续进行监视运行,随后将利用大修窗口将其全部更换,彻底消除事故隐患。会议同时确定了具体的工作计划:按计划逐步进行航空插头绝缘状况的检查;向南非和 EDF 发文询问改型后的新航空插头型号和新绝缘材料的试验评价报告,作为备件采购的依据,以便尽快采购备件,在第八次大修进行更换。6月20日 TEM 组织开

会对大修需更换的航空插头进行了讨论并确定了更换方式。第八次大修已更换部分航空插头，第九次大修将完成所有 184 个航空插头的更换工作。

11. 2GSS210BA 水位大幅波动

1月6日高压给水加热器 7B 隔离时，2GSS210BA 水位大幅波动，波动幅度为 160~180 mm。1月23日机组负荷降至 875 MW 时，波动自行消失，随后高压给水加热器 7B 隔离检修时波动再次出现，但高压给水加热器重新投入和机组满功率后波动消失。5月17日，2号机组小修结束，机组升至满功率数小时后，2GSS210BA 水位和汽水分离再热器 B 列新蒸汽流量再次波动，2GSS210BA 水位波动范围为 700~920 mm、汽水分离再热器 B 列新蒸汽流量波动范围为 35~54 kg/s。上述水位和流量的长期波动，将会造成汽水分离再热器新蒸汽管束的水久性疲劳损伤，因此必须立即采取措施稳定 2GSS210BA 水位和汽水分离再热器 B 列新蒸汽流量。根据试验经验和对系统的分析，认为开启 2AHP227VV 是稳定 2GSS210BA 和汽水分离再热器 B 列新蒸汽流量的惟一方法。于是在做了充分的风险评估后开启 2AHP227VV，稳定了 2GSS210BA 和 B 列新蒸汽流量。经初步分析认为造成 2GSS210BA 水位和新蒸汽流量波动的原因是：2GSS210BA 至高压给水加热器 6B 排汽管线不畅或汽水分离再热器 B 侧 MSR 新蒸汽联箱分隔板有泄漏。2号机组第八次大修解体检查发现汽水分离再热器 B 列新蒸汽室分隔板 9 颗螺栓可用手松动，其余也大多有不同程度的松动，且分隔板密封垫的非金属材料严重缺失。经处理后，汽水分离再热器工作恢复正常。

12. 2GEX 发电机密封瓦氢侧过热

2号机组第七次大修期间发现发电机励磁端密封瓦过热，重新加工更换了励磁端密封瓦并对供油系统平衡阀 GHE082/086VH 进行了清洗和检查。2001年4月，发电机密封瓦油压异常波动、氢纯度差且补氢频繁。立即停机进行了抢修，发现励磁端氢侧密封瓦乌金面严重烧损且深及整个乌金层，局部乌金脱落成深坑，空气侧密封瓦乌金面有轻度过热痕迹，GHE086VH 石墨套脱落。于是重新加工了励磁端密封瓦并确保安装间隙合格，消除了引起 086VH 石墨套脱落的因素，对密封瓦进出油管/信号管进行了吹扫、检查。2号机组第八次大修检查发现汽轮机端密封瓦氢侧部分乌金轻微变黑，励磁端密封瓦氢侧乌金面附着黑色的油焦化物且内环面完全变黑，空侧乌金面有一长约大半周的 0.4 mm 深的金属杂物划痕。于是再次对密封瓦进行全面检查，消除了汽轮机端密封瓦氢侧端面的平面度超差和励磁端密封瓦径向间隙局部偏小点，将平衡阀 082/086VH 的石墨衬套更换为铜套，堵塞了解体检查发现的 086VH 阀杆上部直径 2.4 mm 的错误制造孔。通过对历次密封瓦故障的综合分析，最终确定密封瓦过热的原因是密封瓦尺寸与要求不符、平衡阀 GHE082/086VH 缺陷、密封油中有颗粒杂质。2号机组第八次大修从间隙、供油、油质三个方面彻底消除了引起密封瓦失效的设备缺陷，目前密封瓦运行正常。

13. 1/2PTR 乏燃料水池中有黑色不明物体

第七次大修期间发现乏燃料水池中有黑色不明物体。从取的样品来看，不明物为黑色微颗粒状沉淀物。由于乏燃料水池的出水管线比进水管线高 8 米多，所以其沉淀在水池内的各个地方，其中在乏燃料组件的上管座上最多。MCS 发 ESR 后，TEN 就其性质、来源、后果分析、处理方案给予了技术支持。沉积物的来源大体上有三条渠道：冷却水中的固体悬浮物、一回路系统构件与水接触表面的腐蚀产物、空气中固体悬浮粒子的散落。从上述三个渠道进入乏燃料水池的固体沉积物，大部分被循环系统带出水池，通过净化去除。但是，总会有一小部分沉降在乏燃料上或水池底部。由于乏燃料水池冷却水的入口在水池的西北角紧靠

近水池底(标高+7.5 m),而出水口在水池东南角水池的壁上标高+15.5 m。因此,水池中的沉淀物便不容易被带出去净化。报告中给出的沉积物核素共有14种,大体上可分为几类: ^{51}Cr , ^{54}Mn , ^{57}Co , ^{58}Co , ^{60}Co , ^{97}Zr 和 ^{97}Nb 这7种核素来自一回路结构材料的腐蚀产物; ^{131}I , ^{133}I , ^{133}Xe 和 $^{135}\text{Xe}^m$ 这几种核素是由破损的燃料棒中泄漏出来的; ^{154}Eu 可能是燃料芯块中的杂质核素; $^{110}\text{Ag}^m$ 是长期以来没有找到来源的核素; ^{125}Sb 还未找到来源,虽说堆内二次中子源是Sb-Be源,但从结构上分析它是不会泄漏出来的。EDF专家对此问题回答如下:TRICASTIN电站也曾出现过类似现象,沉淀物遮住了燃料组件上的编号。他们采取的措施是:采用水下电视观察;如果看不清,再用更亮的水下照明灯帮助观察;实在看不清楚,就用刷子将沉淀物刷掉。从核安全的角度分析,这些沉积物不会带来什么风险。从清洁的角度来要求,可以在适当的时候,用水下吸尘器进行清理。

14. 2RIS001PO 入口法兰滴漏及硼结晶

5月10日,运行人员现场巡视发现2RIS001PO入口法兰滴漏及硼结晶,在随后跟踪漏量的过程中,滴漏消失。针对该问题MRM曾于1999年发出NCR MRM99033A指出该泵入口法兰错位,建议调整管系。但2号机组第七次大修仅采用了加大力矩的方法试图固定就位。该缺陷的潜在风险是:在H4工况时,EAS出口压头将升高此处压力,如果垫片失效,将增加漏量,影响安全注入流量。TEM在5月30日召开RIS小组会议商议在2号机组第八次大修中处理,由MSM提出具体的实施方案,TIS/TEN/TEM协调解决技术上的难点。10月30日再次召开RIS小组会议确定了基本方案:更换法兰O形圈时不吊泵处理。2号机组第八次大修中进行了2RIS001PO法兰错位处理工作,拆卸进口法兰螺栓并吊O形圈时发现O形圈已断裂,断口痕迹为旧痕迹,断裂部分长254 mm,用内窥镜检查未找到断裂部分。经分析认为在2号机组第六次大修安装时被法兰面剪切断裂而脱落到泵入口管道中。TEM分析认为进口法兰O形圈断裂是造成2RIS001PO进口法兰滴漏的主要原因。

15. 2RIS001PO 地坑表面渗水

4月1日,现场巡视发现2RIS001PO基座地角螺栓处有两处渗水,由于渗水量小,难以取样分析。对于2RIS001PO地坑渗水问题,在2号机组第六次大修前就已发现,并在大修中对2RIS001/002PO、2EAS001/002PO进行了检查。检查发现泵地坑预埋筒体底部已严重腐蚀,土建灌浆后的焊接堵板四周也已腐蚀,而且在预埋筒体顶部与泵底板间的围板的腐蚀更为严重,2号机组第六次大修中重新加工了厚度为8 mm的钢板焊接在底部,打磨泵预埋筒体顶部与泵底板间的围板并用8 mm的钢板进行焊接,最后对预埋筒体重新进行了防腐处理。现在看来,问题的根本原因不明,问题未得到根本解决。泵地坑预埋筒体底部严重腐蚀。在事故工况下,一回路水经过RIS001PO轴封的泄漏,将渗入地层,从而对环境产生影响。MRM/MSM/TEN/TEM在9月19日对两台机组RIS001/002PO泵坑进行了现场联合检查,发现2RIS001PO地坑无积水,其他3台泵地坑都不同程度存在渗水情况,但泵坑积水仍远离泵预埋筒体底部,不会影响泵体部件。取样分析的结果表明该地坑水与RIS、EAS系统水成分明显不同,均为非含硼水且具有一定的碱性,对地坑钢衬有一定影响。根据此次检查情况,各相关部门分析讨论认为由于2RIS001PO泵坑无水,故对泵预埋筒体及泵的部件不会构成腐蚀,但对2RIS001PO泵基座的渗水最终来源,今后仍将进行跟踪。对2RIS002PO、1RIS001/002PO泵坑,MRM已提出ESR MRM010040,在各泵解体大修时对泵坑做防腐改造。

16. 两台机组 PTR 温度探头 034LT/037ST 因安装问题而不可校验

1月22日,发现乏燃料水池温度监视探头PTR032MT的指示与MIC在PTR001/002RF入

口安装的两个临时温度探头的指示相差约 10℃。而现场温度计 PTR034LT 的指示与临时探头的指示一致。后经 MIC 检查确认 PTR032MT 探头是好的。后经确认两者温度指示偏差如此大的原因是各探头所处位置不同造成的,即 PTR032MT 安装在距乏燃料水池底部约 3 m 处,即在乏燃料中部稍偏上的位置,而 PTR 经 RRI 冷却后的回水在 PTR032MT 的下方进入乏燃料水池。因此, PTR032MT 的指示受到冷的回水的影响,并不能真正代表乏燃料水池的温度。PTR034LT 的安装位置虽然与 PTR032MT 在同一方位,但高度不同,其基本与乏燃料的顶部在同一高度处,而 PTR001/002PO 的吸水口也在相同的高度上。因此,真正能代表乏燃料水池实际温度的应该是 PTR001/002RF 入口安装的临时温度计。另外,目前电站的换料方式为全堆芯卸料,且基本上是在停堆后第 8 天就开始卸料,与最终安全分析报告(FSAR)中的 1/3 堆芯卸料以及停堆后 14 天开始卸料的情况不同。乏燃料水池的实际热负荷(≥ 9 MW)与 FSAR 的假设条件(≤ 3.58 MW)不相符,因此 PTR 冷却系统的设计能力与电站的实际情况不相符。采取的短期措施为保持目前安装在 PTR001/002RF 入口的临时温度探头,并以此作为乏燃料水池温度的控制点。同时,在 2 号机组的相同位置安装临时温度探头。以后将进行改造,调整 PTR032MT 的位置,以便其能真实的反映乏燃料水池的温度。

17. 2RCP 一环路温度高

2 号机组第七次大修结束后,2RCP 一环路平均温度高于另外两个环路。由于 RGL 系统的控制通道使用最高平均温度来进行 R 棒的调节,在上述一环路高的情况下,将产生以下两种运行状况的可能:如果一环路的温度值是虚假的,则将影响 R 棒调节,产生 RGL404AA;如果一环路的温度值是真实的,那么环路之间有偏差。TEM/TTS 对 2 号机组第七次大修环路温度处理的全过程进行了检查和分析,认为一环路温度实际高的可能性不大,可能是在 PT RCP63 试验及温度通道处理过程中产生的偏差。解决一环路温度偏高的方法是根据 PT RCP63 的原则进行,首先排除温度探头故障和电阻偏差带来的错误,然后再根据不同状态下进行的各回路电阻测量和 CT 板、ZO 板的输入输出之间的比对,发现并消除可能存在的 CT 板偏差,确保 CT 板能够真实的反映 RCP 各冷热端的温度,最后根据需要调整 ZO 板件或修改增益。在发电机轴瓦故障停机检修期间,在小修前热态下进行 PT RCP63 试验,测量 RCP 温度探头四线制电阻,进行交叉比较,分析计算出超差的电阻。4 月 18 日在小修后热态下执行 PT RCP63,进行一回路温度交叉比较和探头线电阻检查。4 月 25 日在满功率状态下执行 PT RCP63,进行一回路温度交叉比较。从检查结果分析认为造成一环路温度偏高的主要原因是温度测量回路线路老化以及各接触端(航空插头、贯穿件接线端、机柜端接线端子)接触电阻增大造成线电阻超差。经过多次的调整和故障处理,最后一次 PT RCP63 试验结果表明,大部分测量数据满足导则给出的准则要求,仅仅是三环路保护通道平均温度有 -0.52 ℃的偏差。参考允许偏差范围为 ± 0.5 ℃,所以认为可以接受。

3.5 岭澳核电站生产准备大事记

1. 2月8日,成立 YA 厂房整治工作小组
2. 2月22日,召开岭澳核电站生产线调试参与人员会议
3. 2月23日,召开 STA 调试启动参与研讨会
4. 3月2日,岭澳核电站生产早会正式启动

5. 3月6日, 财务部组织召开岭澳核电站设备类固定资产清册工作研讨会

3月6日, 财务部组织召开岭澳核电站设备类固定资产清册工作研讨会。会议讨论确定了设备固定资产清册的主要内容和编造原则, 并将向总经理部建议成立由财务部、工程部、生产二部、技术部派人组成的领导小组和工作小组。工作将于2002年3月中旬启动。

6. 3月19日, 运行处24名1999届学员结束在大亚湾核电站的培训返回岭澳核电站

7. 3月21日, 岭澳核电站生产部运行处隔离办公室迁往永久办公地点

为了适应工程进展的需要, 运行处隔离办公室定于3月21日由临时办公地点(LBX-121)迁往永久办公地点(L706)。3月22日, 岭澳核电站运行处隔离办正式启用。

8. 3月29—30日, 岭澳核电站首批厂房安全经理、安全员培训与任命

3月29日, 岭澳核电站举办了岭澳核电站首期厂房安全经理及安全员培训班, 共25名厂房安全经理及安全员参加了本期培训。3月30日, 电站向首批培训合格的安全经理及安全员颁发了任命书。

9. 4月30日, YA厂房整治工作圆满结束

2月26日, YA厂房整治工作正式开工。历时65天的YA整治工作于4月30日正式结束, 5月10日召开了总结大会。

10. 5月8日, 1号机组冷态试验正式开始

11. 6月30日, PQOM程序全部编写完成

12. 7月10—12日, 岭澳核电站进行首批操纵人员取照考试

7月10—12日, 岭澳核电站进行首批操纵人员取照考试。参加取照的36名RO学员和26名SRO学员全部通过考试。

13. 7月31日, 运行处启动值长会议

从7月份开始, 运行处管理小组会议改为值长会议, 开会时间定为每个月第一周的周四下午。

14. 7月20日, 召开岭澳核电站Pre-OSART动员暨集体宣讲大会

15. 8月6—23日, 岭澳核电站Pre-OSART

8月6—23日, 国际原子能机构(IAEA)对岭澳核电站进行了运行前安全评审(Pre-OSART)。评审团13名专家对岭澳核电站组织管理、培训授权、运行、维修、技术支持、辐射防护、化学、应急准备、安全文化等9个方面进行了深入的评审, 总结并提出了改进要求、改进建议和良好实践。

16. 9月4日, 岭澳核电站生产部召开首次值长研讨会

17. 9月14日, 1号机组热态试验正式开始

18. 9月18日, 岭澳核电站首次装料与启动项目组开始运作

9月18日, 岭澳核电站生产协调会确定了首次装料与启动项目组的人员组成, 并宣布项目组从即日起开始运作。项目组的会议制度为: 11月15日前实行双周会制度, 11月15日后实行周会制度, 装料前一周纳入生产早会管理。

19. 9月21日, 岭澳核电有限公司正式获得核材料许可证

9月21日, 岭澳核电有限公司正式获得国家原子能机构颁发的核材料许可证。许可证证号为: 网核材证字第(2001)D04-01号。

20. 9月30日, 岭澳核电站首炉核燃料到达现场

岭澳核电站1号机组首次装料用组件于8月30日从法国发货, 9月30日到达大亚湾核

电站设备码头，存放在岭澳核电站核燃料临时存放点。

21. 10月17日，岭澳核电站首次装料前综合应急演练成功实施

10月17日，岭澳核电站首次装料前综合应急演练圆满结束。这标志着岭澳核电站已具备1号机组首次装料的又一关键许可条件。

22. 10月21日，岭澳核电站首炉核燃料开始进入燃料厂房水池内贮存

23. 11月6—8日，NNSA组织有关专家对岭澳核电站进行首次装料前核安全检查

11月6—8日，NNSA组织有关专家对岭澳核电站进行首次装料前核安全检查。通过文件和现场检查，检查组认为岭澳核电站现场基本具备了首次装料条件，并提出了相应的改进要求和建议。

24. 11月25日，岭澳核电站建立1号机组生产区域

25. 11月26日，岭澳核电站 STA 开始运行值班

25. 12月7日，建立岭澳核电站控制区，实施装料前反应堆厂房（RX）撤离演习

27. 12月7日，岭澳核电站辐射防护运行值开始24小时值班

28. 12月8日，岭澳核电站正式获得批准，开始首次装入核燃料

12月8日，岭澳核电站获得了国家有关部门的批准，1号机组开始首次装入核燃料，比原计划提前7天实现了这一重大里程碑。这标志着岭澳核电站开始全面承担相应的核安全责任。12月13日装料活动顺利结束。

29. 12月19日，生产五部召开承担岭澳核电站核安全责任研讨会

12月19日，生产五部召开承担岭澳核电站核安全责任研讨会。会议以岭澳核电站装料后如何承担核安全责任为主题，讨论由生产准备向生产阶段过渡的主要任务和如何采取有效措施确保从高起点起步。

30. 12月28日，2号机组冷态试验正式开始

第四章 统计指标

4.1 WANO 性能指标

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2001年 WANO 中间值	
1	机组能力因子/%	1号机组	77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	85.7
		2号机组	99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	
		全厂	86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	
2	非计划能力损失因子/%	1号机组	17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	1.40
		2号机组	0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	
		全厂	10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	
3	7000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	0	1	0.9	0
		2号机组	0	6.72	1.19	3.22	0	0	0	0.9	
		全厂	2.86	5.4	3.27	1.51	0	0	0.5	0.9	
4	集体辐射剂量/(人·Sv)(单机组)	0.201	0.991	0.827	0.754	0.669	0.666	0.565	0.683	0.87	
5	放射性固体废物量/(m ³)(单机组)	50	126	97	103	89	92	93	67	—	
6	安全系统 高压安注系统性能	1号机组	—	—	—	0.007	0.003	0	0.003	0.001	0.001
		2号机组	—	—	—	0.001	0.024	0	0.003	0	
		全厂	—	—	—	0.004	0.014	0	0.003	0.001	
	安全系统 辅助给水系统性能	1号机组	—	—	—	0.001	0.013	0.002	0.015	0.001	0.001
		2号机组	—	—	—	0.001	0	0.001	0.003	0.001	
		全厂	—	—	—	0.001	0.007	0.001	0.009	0.001	
安全系统-应急交流电系统性能		—	—	—	0.014	0.003	0.011	0.008	0.001	0.004	
7	热性能/%	1号机组	100	99.75	99.43	98.88	99.7	99.7	100	100	—
		2号机组	100	100	99.81	99.53	99.9	99.8	100	100	
		全厂	100	99.88	99.62	99.21	99.8	99.8	100	100	
8	燃料可靠性/(Bq/g)	1号机组	96.2	498.6	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.93
		2号机组	0.04	72.9	572.2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	
		平均	48.1	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	
9	化学指标	1号机组	0.535	0.587	0.33	0.21	0.18	1.00	1.07	1.00	1.02
		2号机组	0.46	0.392	0.23	0.21	0.19	1.01	1.02	1.00	
		平均	0.498	0.245	0.28	0.21	0.19	1.01	1.05	1.00	
10	20万小时工业安全事故障率	0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.0657	0.137	0.129	0.33	

说明: 1.1994年的数据从商运开始统计, 不包括调试阶段的值;

2.1995年度2号机组的7000小时临界运行自动停堆数实际应为5.75; 3.WANO中间值为截至2001年底的世界压水堆机组水平, 单位为每堆年。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。

4.2 综合经济指标

分类/代码	统计项目名称	单位	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计
电 量	发电量	亿 kW·h	122.65	106.14	121.14	124.06	129.38	141.00	147.01	150.00	1 041.38
	上网电量	亿 kW·h	116.28	100.58	115.30	118.11	123.09	134.63	140.63	143.65	992.27
	出口电量	亿 kW·h	78.09	70.04	73.82	74.53	75.77	94.24	98.44	100.55	665.48
	内销电量	亿 kW·h	38.48	30.54	41.47	43.58	47.31	40.39	42.19	43.09	327.05
利	总产值(现行价)	百万元	5 583.34	5 480.17	6 123.34	6 072.38	6 032.55	6 630.86	6 973.62	7 548.03	—
	工业增加值	百万元	2 464.75	2 468.92	3 144.72	3 277.53	3 543.07	4 112.98	4 440.35	4 751.89	—
	总销售收入	百万元	5 255.49	5 480.17	6 123.34	6 072.38	6 032.55	6 630.86	6 973.62	7 548.03	—
	出口创汇额	百万美元	403.10	458.80	472.49	462.29	448.57	560.68	589.67	638.33	—
	职工年平均人数	人	1 632	1 350	1 191	1 150	1 129	1 115	1 071	1 042	—
税	劳动生产率 (按总产值计算)	万元/人	342.12	405.94	514.13	528.03	534.33	594.69	651.13	724.38	—
	劳动生产率 (按工业增加值计算)	万元/人	151.03	182.88	264.04	285.00	313.82	368.88	414.60	456.04	—
	人均利税总额	万元/人	54.72	76.09	119.16	141.79	171.49	206.40	238.49	311.30	—
	本年固定资产投资	百万元	10.24	121.61	1 413.89	63.28	73.05	142.14	141.89	118.48	—
	本年实现利润	百万元	893.08	1 026.93	1 419.21	1 630.56	1 936.07	2 301.47	2 554.22	3 243.77	—
	本年上缴税金	百万元	0.00	0.30	106.44	122.27	145.21	172.61	191.57	243.28	—
能 耗	发电标准煤耗	g/(kW·h)	365.39	363.08	362.63	364.90	367.04	364.68	362.00	362.51	—
	供电标准煤耗	g/(kW·h)	385.40	383.15	381.01	383.30	385.80	381.29	378.43	378.53	—
	发电厂用电率	%	5.19	5.24	4.82	4.80	4.78	4.36	4.34	4.04	—

- 说明: 1. 以上相关价值指标均按当年年末的汇率折算;
 2. 1994年的发电量、上网电量、出口电量及内销电量均包括测试电量;
 3. 固定资产投资只计更新改造部分;
 4. 1994年的厂用电率调试期间为11.36%, 商运期4.67%;
 5. 1996年上缴税金含所得税;
 6. 发(供)电标准煤耗按机组从反应堆实际获得的能量进行计算;
 7. 2001年起厂用电率的统计已不包括大修期间厂用设备用电量。

4.3 安全性能指标

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
核	反应堆临界运行 非计划自动 停堆次数	1号机组	6	3	5	0	0	0	1	1	16
		2号机组	0	6	1	3	0	0	0	1	11
		全厂	6	9	6	3	0	0	1	2	27
	安全系统 高压安注系 统性能	1号机组	—	—	—	0.007	0.003	0	0.003	0.001	—
		2号机组	—	—	—	0.001	0.024	0	0.003	0	—
		全厂	—	—	—	0.004	0.014	0	0.003	0.001	—
	安全系统 辅助给水 系统性能	1号机组	—	—	—	0.001	0.013	0.002	0.015	0.001	—
		2号机组	—	—	—	0.001	0	0.001	0.003	0.001	—
		全厂	—	—	—	0.001	0.007	0.001	0.009	0.001	—
安全系统-应急交电系统性能		—	—	—	0.014	0.003	0.011	0.008	0.001	—	
安	燃料可靠性/ (Bq/g)	1号机组	96.2	498.6	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	—
		2号机组	0	72.9	572.2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	—
		全厂	48.1	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	—
全	电厂运行事件数	1号机组	27	17	12	7	10	8	7	9	97
		2号机组	2	18	14	7	5	8	9	6	69
		全厂	29	35	26	14	15	16	16	15	166
全	第一组安全 相关设备不 可用总消耗比	1号机组	13.49	6.11	12.63	4.47	7.03	8.21	7.4	3.85	—
		2号机组	9.58	13.69	16.28	8.18	7.28	8.62	9.44	6.74	—
		全厂	23.07	19.8	28.91	12.65	14.31	16.83	16.84	10.59	—
全	安全相关系统 (GOR) 定期试验 一次成功率/%	1号机组	—	—	—	99.30	99.78	99.40	99.10	98.90	—
		2号机组	—	—	—	99.20	99.47	100.00	99.03	99.30	—
		全厂	—	—	—	99.25	99.63	99.70	99.05	99.09	—
电 网 安 全	机组与电网解列 总次数	1号机组	12	4	6	2	4	1	2	3	34
		2号机组	0	8	5	5	1	1	2	3	25
		全厂	12	12	11	7	5	2	4	6	59
	机组与电网 非计划自动 解列次数	1号机组	6	2	3	0	2	0	1	1	15
		2号机组	0	5	2	3	0	0	0	1	11
		全厂	6	7	5	3	2	0	1	2	26

续表

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
工业安全	工业安全事故次数	6	2	4	5	2	1	2	2	24	
	工业安全未遂事故次数	7	40	34	42	30	23	24	16	216	
	火灾事故次数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	火灾未遂事件次数	2	2	14	12	15	7	12	8	72	
	20万小时工业安全事故率	0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.066	0.137	0.129	—	
辐射	集体辐射剂量 (两台机组) /(人·Sv)	核电站	0.1173	0.3086	0.2858	0.4278	0.4205	0.3786	0.3116	0.2841	2.534326
		承包商	0.2845	1.6736	1.369	1.0796	0.9176	0.9535	0.8188	1.0817	8.178223
		合计	0.4018	1.9822	1.6548	1.5074	1.3381	1.3321	1.1304	1.3657	10.712549
射	控制区进出次数	核电站	—	28798	25835	30118	22698	32676	22508	21842	184475
		承包商	—	79196	64152	64969	39386	74130	38529	59907	420269
		合计	—	107994	89987	95087	62084	106806	61037	81749	604744
防	控制区内工作 时间/(人·h)	核电站	—	68703.3	62931.5	75111.7	55053.9	55335	64476.3	57319.8	438931.5
		承包商	—	192514	160431.2	166198	96103.5	120254	99061	157244	991805.7
		合计	—	261217.3	223362.7	241309.7	151157.4	175589	163537.3	214563.8	1430737.2
护	最大年个人受照 剂量/mSv	核电站	3.15	4.38	3.83	10.64	8.36	7.97	7.07	17.32	—
		承包商	4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.35	8.15	35.84	—
		所有现场人员	4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.35	8.15	35.84	—

说明: 1. 1994年的数据从商运开始统计, 不包括调试阶段的值;

2. 个人受照剂量仅计 γ 照射剂量。

4.4 生产运行指标

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
因	机组能力因子/%	1号机组	77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	—
		2号机组	99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	—
		全厂	86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	—
	非计划能力损失因子/%	1号机组	17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	—
		2号机组	0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	—
		全厂	10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	—
	计划能力损失因子/%	1号机组	4.90	16.50	18.67	17.35	14.36	13.00	12.00	19.80	—
		2号机组	0.10	18.70	24.07	27.90	14.47	13.50	11.71	6.20	—
		全厂	2.92	17.60	21.37	22.63	14.41	13.20	11.85	8.50	—
	负荷因子/%	1号机组	77.20	45.20	76.10	75.30	73.76	82.17	85.18	84.92	—
		2号机组	92.50	77.92	64.10	68.60	76.36	82.42	84.91	89.11	—
		全厂	84.85	61.56	70.10	71.95	75.06	81.80	85.05	87.02	—
	机组时间利用率/%	1号机组	79.60	47.70	78.00	83.20	83.84	87.28	86.99	88.98	79.45
		2号机组	100.00	81.90	65.30	71.80	83.36	86.69	89.38	91.23	83.71
		平均	89.80	64.80	71.65	77.50	83.60	86.99	88.19	90.11	81.58
反应堆时间利用率/%	1号机组	81.00	49.80	79.50	84.10	84.76	88.41	87.17	89.72	80.56	
	2号机组	100.00	83.30	66.90	74.40	85.80	88.36	90.15	91.38	85.04	
	平均	90.50	66.55	73.20	79.25	85.28	88.38	88.66	90.55	82.80	
辅助设备消耗因子/%	1号机组	4.80	6.30	4.60	4.90	4.80	4.42	4.34	4.44	4.83	
	2号机组	4.10	4.50	5.00	4.60	4.90	4.22	4.33	4.11	4.47	
	平均	4.45	5.40	4.80	4.75	4.85	4.32	4.34	4.28	4.65	
能	发电量/(GW·h)	1号机组	6 090.95	3 897.53	6 577.46	6 491.23	6 356.77	6 996.42	7 362.42	7 319.64	51 092.42
		2号机组	5 222.39	6 716.81	5 536.43	5 914.84	6 580.94	7 104.10	7 338.99	7 680.73	52 095.23
		全厂	11 313.33	10 614.34	12 113.93	12 406.07	12 937.71	14 100.52	14 701.41	15 000.37	103 187.68
	辅助设备总消耗能量/(GW·h)	1号机组	293.91	245.33	300.35	317.13	304.25	326.00	319.64	324.74	2 431.34
		2号机组	213.12	301.78	278.35	269.83	325.70	315.51	318.02	315.49	2 337.80
		全厂	507.02	547.11	578.70	586.96	629.95	641.52	637.66	640.23	4 769.14
	反应堆产生的热能/(GW·h)	1号机组	18 011.86	11 588.25	19 447.20	19 270.22	19 105.35	20 786.17	21 667.34	21 658.05	151 534.44
		2号机组	15 398.49	19 843.56	16 313.64	17 584.05	19 553.54	21 075.44	21 658.89	22 611.00	154 038.61
		全厂	33 410.35	31 431.81	35 760.85	36 854.27	38 658.89	41 861.61	43 326.23	44 269.05	305 573.05

续表

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
能	从燃料获得能量/EFPD	1号机组	259.24	166.83	279.92	277.35	274.98	299.17	311.85	311.71	2181.04
		2号机组	221.63	285.66	234.80	253.08	281.43	303.33	311.73	325.44	2217.09
		全厂	480.86	452.49	514.71	530.43	556.40	602.50	623.58	637.15	4398.13
	毛可用能量/(GW·h)	1号机组	6144.55	4222.79	6688.07	7106.67	6984.94	7467.50	7439.84	7586.82	53641.18
		2号机组	5610.36	7022.58	5855.64	6085.72	7258.34	7419.85	7606.19	7834.52	54693.20
		全厂	11754.91	11245.37	12543.71	13192.39	14243.28	14887.35	15046.03	15421.34	108334.38
	计划不可用能量/(GW·h)	1号机组	386.50	1422.27	1613.71	1495.61	1237.50	1121.34	1014.02	931.08	9222.04
		2号机组	5.64	1611.91	2081.06	2405.25	1247.41	1161.44	1021.45	534.34	10068.50
		全厂	392.14	3034.18	3694.77	3900.86	2484.91	2282.78	2035.47	1465.43	19290.54
	非计划不可用能量/(GW·h)	1号机组	1356.69	3075.26	341.68	17.56	397.19	31.00	18.96	101.94	5340.27
		2号机组	28.22	174.98	706.76	128.87	114.08	38.55	15.82	250.98	1458.27
		全厂	1384.91	3250.24	1048.44	146.43	511.27	69.55	34.77	352.92	6798.54
时	机组理论运行时间/h	1号机组	8016	8760	8784	8760	8760	8760	8784	8760	69384.00
		2号机组	5736	8760	8784	8760	8760	8760	8784	8760	67104.00
		全厂	13752	17520	17568	17520	17520	17520	17568	17520	136488.00
	机组总运行时间/h	1号机组	6384.20	4177.00	6852.90	7284.30	7344.40	7646.00	7641.00	7794.80	55124.60
		2号机组	5736.00	7171.30	5739.00	6289.70	7302.00	7594.00	7851.50	7992.00	55675.50
		全厂	12120.20	11348.30	12591.90	13574.00	14646.40	15240.00	15492.50	15786.80	110800.10
	反应堆临界时间/h	1号机组	6492.50	4366.20	6979.90	7365.20	7424.50	7744.50	7657.00	7859.80	55889.60
		2号机组	5736.00	7295.10	5879.40	6518.10	7518.00	7740.00	7919.00	8004.50	56610.10
		全厂	12228.50	11661.30	12859.30	13883.30	14942.50	15484.50	15576.00	15864.30	112499.70
	计划全部不可用停运时间/h	1号机组	359.90	1303.00	1582.80	1464.70	1197.00	1104.00	975.00	906.20	8892.60
		2号机组	0.00	1391.30	2016.00	2380.50	1224.00	1098.00	914.50	504.00	9528.30
		全厂	359.90	2694.30	3598.80	3845.20	2421.00	2202.00	1889.50	1410.20	18420.90
非计划全部不可用停运时间/h	1号机组	1271.90	3042.50	328.30	10.50	218.60	0.00	198.00	34.50	5104.30	
	2号机组	0.00	76.40	641.00	89.80	115.00	7.50	0.00	32.00	961.70	
	全厂	1271.90	3118.90	969.30	100.30	333.60	7.50	198.00	66.50	6066.00	
反应堆在可用状态下的停运时间/h	1号机组	1211.50	332.10	541.40	40.80	103.00	0.00	198.00	0.00	2426.80	
	2号机组	0.00	212.30	1153.50	142.80	102.00	23.00	0.00	0.00	1633.60	
	全厂	1211.50	544.40	1694.90	183.60	205.00	23.00	198.00	0.00	4060.40	

说明: 1.1994年的数据从商运开始统计, 不包括调试阶段的值。

4.5 三废排放与环境监测

分类/代码	统计项目名称		1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计
气 体	稀有气体排放	活度/TBq	22.72	80.20	43.63	31.06	23.49	25.73	19.43	15.51	—
		占年限值/%	1.99	7.04	3.83	2.72	2.07	2.26	1.70	1.36	—
	气溶胶+卤素排放	活度/MBq	424.00	720.40	228.70	115.65	100.37	91.93	102.20	68.77	—
		占年限值/%	1.12	1.90	0.60	0.30	0.27	0.24	0.27	0.18	—
液 体	非氚核素废液排放	活度/TBq	89.20	26.94	10.24	11.29	2.49	4.69	2.59	2.18	—
		占年限值/%	12.70	3.85	1.46	1.61	0.35	0.67	0.37	0.31	—
固 体	水泥桶固体废物产生量	桶数	41	100	78	78	66	66	62	44	535
		体积/m ³	72	183	138	146	124	126	119	82	991
	金属桶固体废物产生量	桶数	134	328	266	287	257	281	320	242	2115
		体积/m ³	28	69	56	60	54	59	67	51	444
	合 计	桶数	175	428	344	365	323	347	382	286	2650
		体积/m ³	100	252	194	207	178	185	186	133	1435
环 境 监 测	固定站环境 γ 辐射剂量率水平 年平均值/ (μ Sv/h)	AS1	0.146 ± 0.015	0.151 ± 0.004	0.127 ± 0.003	0.127 ± 0.004	0.127 ± 0.004	0.128 ± 0.003	0.128 ± 0.005	0.137 ± 0.006	—
		AS2	0.171 ± 0.014	0.178 ± 0.004	0.148 ± 0.004	0.147 ± 0.005	0.146 ± 0.004	0.144 ± 0.006	0.145 ± 0.006	0.153 ± 0.006	—
		AS3	0.139 ± 0.011	0.137 ± 0.004	0.128 ± 0.010	0.146 ± 0.013	0.166 ± 0.005	0.164 ± 0.010	0.153 ± 0.007	0.157 ± 0.004	—
		BS1	0.157 ± 0.010	0.157 ± 0.000	0.117 ± 0.02	0.113 ± 0.004	0.114 ± 0.003	0.115 ± 0.005	0.115 ± 0.006	0.130 ± 0.005	—
		BS2	0.110 ± 0.003	0.110 ± 0.005	0.117 ± 0.003	0.119 ± 0.002	0.114 ± 0.003	0.117 ± 0.003	0.116 ± 0.004	0.133 ± 0.005	—
		BS3	0.139 ± 0.004	0.128 ± 0.004	0.105 ± 0.010	0.095 ± 0.004	0.092 ± 0.004	0.094 ± 0.005	0.100 ± 0.005	0.124 ± 0.004	—
		BS4	0.187 ± 0.019	0.169 ± 0.005	0.126 ± 0.007	0.124 ± 0.007	0.113 ± 0.011	0.107 ± 0.005	0.113 ± 0.007	0.128 ± 0.004	—

4.6 维修、改进与质量保证

分类/代码	统计项目名称		1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计
维修申请	维修工作申请票数	预防性	1 713	1 529	2 110	2 421	4 004	5 167	5 719	6 773	29 436
		纠正性	11 687	8 682	6 584	5 699	5 994	7 088	7 195	7 548	60 477
		合计	13 400	10 211	8 694	8 120	9 998	12 255	12 914	14 321	89 913
	年末周转维修工作票数	预防性	—	—	25	42	24	8	3	7	—
		纠正性	—	—	146	70	64	59	43	48	—
		合计	—	—	171	112	88	67	46	55	—
工程改进	不符合项数 (NCR)	发出	386	421	87	40	80	127	99	289	1 529
		有条件释放 (CR)	30	34	19	25	35	55	71	79	—
		已关闭 (CL)	294	411	84	75	50	85	66	118	1 183
		未关闭 (OP)	62	68	63	30	45	54	173	296	—
	工程服务申请数 (ESR)	收到	—	—	42	198	270	287	417	472	1 686
		关闭	—	—	4	94	200	345	392	422	1 457
		未关闭	—	—	38	142	98	154	168	197	—
	电站改造项目申请数 (MR)	收到	229	153	106	49	48	67	67	50	769
		完成	21	70	72	62	34	40	46	29	374
		撤销	—	—	150	26	30	49	30	11	296
		年末未关闭	208	291	175	136	120	96	93	103	—
	质量保证	纠正行动要求状态 (CAR)	签发	265	134	178	94	55	70	40	50
关闭			185	138	185	127	61	77	55	52	880
年末未关闭			80	74	64	50	30	29	7	8	—

说明：1. 1994年及1995年两年维修工作申请的统计不够规范，数据仅供参考；

2. 1994年的ESR、MR和CAR状态数包括了1993年及其以前的数据；

3. 1995年NCR关闭数包括1993年的数据。

4.7 瞬变统计

单位: 次

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
1.1	开盖后的升温	1号机组	2	4	1	1	1	1	2	1	13
		2号机组	2	1	1	2	1	1	1	0	9
		合计	4	5	2	3	2	2	3	1	22
1.2	未开盖前的升温	1号机组	9	2	2	0	1	2	1	1	18
		2号机组	4	0	3	2	1	0	2	1	13
		合计	13	2	5	2	2	2	3	2	31
2	反应堆降温	1号机组	11	6	3	1	2	3	3	2	31
		2号机组	5	2	4	3	2	1	3	2	22
		合计	16	8	7	4	4	4	6	4	53
3.1	升功率	1号机组	88	7	5	6	5	1	4	5	121
		2号机组	68	13	6	5	2	3	2	6	105
		合计	156	20	11	11	7	4	6	11	226
4.1	降功率	1号机组	50	6	5	6	4	3	5	7	86
		2号机组	58	7	4	5	2	7	3	6	92
		合计	108	13	9	11	6	10	8	13	178
21.1	紧急停堆, 有正常 导热条件	1号机组	25	1	3	0	0	0	1	1	31
		2号机组	9	4	1	2	0	0	0	1	17
		合计	34	5	4	2	0	0	1	2	48
32.1	上充增加 50%	1号机组	210	30	15	12	20	21	19	8	335
		2号机组	139	20	30	22	16	14	13	11	265
		合计	349	50	45	34	36	35	32	19	600
32.2	上充最大增加	1号机组	49	20	3	1	2	2	7	1	85
		2号机组	57	7	5	5	1	2	2	0	79
		合计	106	27	8	6	3	4	9	1	164
33	上充减少 50%	1号机组	211	95	42	31	31	34	18	19	481
		2号机组	133	64	96	47	32	36	28	5	441
		合计	344	159	138	78	63	70	46	24	922
35	关闭第二个孔板, 流量 中等幅度减少 100%	1号机组	39	14	7	3	5	5	3	1	77
		2号机组	14	3	7	7	8	7	6	3	55
		合计	53	17	14	10	13	12	9	4	132
36	关闭第二个孔板, 流量 大幅度减少 100%	1号机组	20	3	7	7	7	3	2	4	53
		2号机组	10	2	11	5	8	5	11	5	57
		合计	30	5	18	12	15	8	13	9	110
37	下泄关闭后 打开, 上充不变	1号机组	24	3	4	0	0	0	0	0	31
		2号机组	16	3	4	0	1	0	1	1	26
		合计	40	6	8	0	1	0	1	1	57
38	上充、下泄同时关闭 后, 同时打开	1号机组	3	0	3	1	0	0	0	0	7
		2号机组	4	1	1	1	0	2	0	0	9
		合计	7	1	4	2	0	2	0	0	16

说明: 1. 1994 年栏内数据包含机组投入商运前的瞬变值及 1994 当年的机组瞬变值;

2. 1995 年栏起各栏数据为当年机组的瞬变值。

4.8 人力资源与培训管理

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
人 力 资 源	年末员工人数	外籍员工	83	30	23	14	13	9	9	9	—
		中方调入职工	807	795	939	1062	1184	1029	1260	1302	—
		中方聘用职工	268	161	104	78	66	77	113	141	—
		合计	1158	986	1066	1154	1263	1115	1382	1452	—
	中方员工年龄 状态分布 (占总人数的%)	30岁以下	40	38	45.1	50.74	56.56	45.9	52.37	49.83	—
		31~40岁	37	42	37.1	32.55	29.12	35.5	31.39	33.77	—
		41~50岁	10	10	9.5	10.24	8.72	13.49	11.29	11.49	—
		50岁以上	13	10	8.3	6.47	5.6	5.2	4.95	4.91	—
	中方员工学 历状态分布 (占总人数的%)	初中	0.4	0.2	0.2	0.17	0.16	0.18	0.15	0.14	—
		高中	11	10.4	7.9	6.82	5.52	5.87	3.57	3.74	—
中技		8	9	8	7	6.24	6.78	4.59	5.33	—	
中专		13	14	12.2	10.94	13.92	11.74	13.47	16.26	—	
大专		17	18	18.3	14.61	17.44	15.09	17.33	14.53	—	
大本		45	42.2	48.1	54.86	51.76	54.65	55.43	55.22	—	
硕士		6	6	5.2	5.42	4.88	5.519	5.32	4.57	—	
博士		0.2	0.2	0.2	0.17	0.08	0.18	0.15	0.21	—	
电站员工岗位变换率/%		—	—	8.52	16.64	11.49	20.97	18.12	21.17	—	
电站人员 授权情况/ (人·次)	核安全	832	869	884	795	962	1219	1414	1477	8452	
	辐射防护	907	969	903	818	942	1198	1381	1376	8494	
	工业安全	2	399	901	845	957	1220	1414	1477	7215	
	特殊工种*	—	—	205	254	282	48	117	110	1016	
	合计	—	—	2893	2712	3143	3685	4326	4440	21199	
培训管理	培训负荷/ (人·周)	电站	2202.04	1529.88	3257.51	3320.53	3644.27	4105.76	3612.6	5208	26880.59
		承包商及其他	279.73	372.48	456.57	719.28	325.14	251.49	747.65	1483	4635.34
		合计	2481.77	1902.36	3714.08	4039.81	3969.41	4357.25	4360.25	6691	31515.93

说明：1. 电站员工岗位变换率不包括为岭澳核电站准备的人员以及当年新入厂的大中专技校学生；

2. 特殊工种的授权统计含核燃料操作工、现场试验主管和特殊作业工种；

3. 从2000年起统计中方聘用员工人数包含港方聘用人员

4.9 物资管理与成本控制

分类/代码	统计项目名称	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	累计	
物资消耗	库存常用物资 (RUN, 万美元)	消耗	—	—	381.70	643.60	416.32	572.82	607.75	803.09	3425.28
		平均库存	—	—	2056.78	2489.70	2520.33	2511.56	3081.95	3545.07	—
		库存周转/%	—	—	18.56	25.85	16.25	22.81	19.72	22.65	—
	库存战略备件 (SSS, 万美元)	消耗	—	—	229.25	222.64	331.17	320.03	840.87	268.03	2211.99
		平均库存	—	—	7644.00	7471.33	7577.67	8077.51	7219.51	6725.93	—
		库存周转/%	—	—	3.00	2.98	4.37	3.96	11.65	3.99	—
	合计 (万美元)	消耗	—	—	610.95	866.24	747.49	892.85	1448.62	1071.21	5637.27
		平均库存	—	—	9700.78	9961.03	10098.00	10859.07	10301.46	10271.00	—
		库存周转/%	—	—	6.30	8.70	7.40	8.43	14.06	10.43	—
库存统计	年末库存	品种(项)	36980	43956	44186	43981	44854	44674	43839	42092	—
		万美元	7969.31	9381.00	10556.40	9939.16	10468.00	10698.06	99439.33	103501.29	—
	库存领用	品种(项)	9488	15676	10036	13704	6659	7609	6848	6838	—
		万美元	533.55	677.41	607.64	866.24	747.49	892.85	1448.62	1071.12	—
	库存盘点	品种(项)	25596	8362	14308	10178	11934	21585	37439	31631	—
		差错率/%	6.00	5.00	0.49	0.34	3.04	0.76	0.21	0.29	—
电厂成本	燃料成本	百万美元	67.7	53.8	62.2	58.1	54.6	58.0	60.5	119.1	533.9
	日常运行 维修成本	百万美元	26.6	26.2	29.8	27.7	22.2	21.2	17.4	21.8	192.9
	换料大修成本	百万美元	9.6	16.8	20.8	19.9	23.9	17.1	14.2	13.9	136.2
	行政管理成本	百万美元	2.2	2.8	3.3	3	2.2	2.0	2.3	2.02	19.85

说明: 1. 库存常用物资指单价少于1万美元、有领用记录的物资;

2. 库存战略备件指单价少于1万美元、无领用记录和单价高于1万美元的物资;

3. 电厂日常运行维修成本中未包括电站员工的工资。

4.10 换料大修主要指标

大修代号	101	201	202	102	203	103	204	104	205	105	206	106	207	107	208	108
大修大纲	10年 + MIS	1年 + HP + 3LF	10年 + GT + CT	1年 + GT	1年 + MIS	1年 + CT	1年 + GEV	1年 + GEV	1年 + IIP	1年 + GEV + GEX	1年 + IIP + GEV + GEX	1年 + GEX	1年 + GEV	1年 + HP + IHP	1年	1年
大修日期	94.12.17	95.04.04	95.12.15	96.03.31	96.12.10	97.03.11	97.11.22	98.01.24	98.11.16	99.01.26	99.11.16	00.01.14	00.11.22	01.01.14	01.12.10	02.01.24
并网日期	95.02.24	95.05.20	96.04.09	96.05.26	97.02.24	97.05.10	98.01.15	98.03.20	99.01.03	99.03.12	99.12.30	00.02.23	00.12.28	01.02.21	02.01.10	02.02.27
达满功率日期	95.07.08	95.05.26	96.04.14	95.05.31	97.03.01	97.05.13	98.01.20	98.03.25	99.01.11	99.03.18	00.01.05	00.02.27	01.01.03	01.02.26	02.01.15	02.03.04
解列-并网/天	69.2	46.9	111	56	65	59.6	54.5	55.4	48.6	45	45	41	36.5	38	31.4	34.4
解列-满功率/天	203	52.2	116	61	71	64.1	59.6	60.5	56.1	51	51	45	41.9	43	36	39
核电站运行事件 (LOE)	5	6	7	3	4	3	0	2	3	1	2	2	3	2	3	1
核电站运行事件 (LOE) 其中:1级事件	0	1	0	1	2	0	0	1	0	0	2	1	1	4	0	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:2级事件	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:3级事件	8	7	8	5	6	3	0	3	3	0	4	3	4	6	3	1
核电站运行事件 (LOE) 其中:4级事件	2	3	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:5级事件	15	7	9	8	13	12	14	12	26	5	8	9	19	15	8	12
核电站运行事件 (LOE) 其中:6级事件	4	1	2	1	8	2	10	15	8	5	14	6	9	11	8	12
核电站运行事件 (LOE) 其中:7级事件	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:8级事件	20	8	11	9	21	14	24	27	34	10	22	15	28	26	16	24
核电站运行事件 (LOE) 其中:9级事件	0	1	1	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:10级事件	16	8	13	12	6	10	3	4	6	4	8	0	4	3	3	2
核电站运行事件 (LOE) 其中:11级事件	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:12级事件	6	2	2	2	1	2	1	2	2	0	0	1	1	2	1	1
核电站运行事件 (LOE) 其中:13级事件	1018	534	829	807	511	551	474	544	573	603	572.5	491	489	555.2	712.3	548.3
核电站运行事件 (LOE) 其中:14级事件	1.53	0.4	0.7	0.3	0	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
核电站运行事件 (LOE) 其中:15级事件	5	4	3	2	3	6	3	1	3	3	2	3	2	4	2	1
核电站运行事件 (LOE) 其中:16级事件	18.195	11.018	8.357	8.897	7.646	10.328	8.073	8.728	7.136	8.11	9.097	6.445	6.106	7.02	6.748	6.537

说明:1. 根据电网安排,202大修提前5天解列,203大修提前12天解列,两次大修的解列日期分别为1995.12.20和1996.12.22;
 2. 203大修前称为安全事件,自203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

4.11 机组停堆解列统计表

序号	日期	原因	机组
1	1月14日	经电网同意, 机组按计划于1月14日8:00开始降功率, 17:57与电网成功解列, 开始第七次大修	
2	6月6日	为处理发电机定子C相出线端的水电接头漏水, 机组于6月5日22:30开始降功率, 6月6日1:40与电网解列, 开始停机检修	1号机组
3	6月16日	2001年6月16日21:36, 1号机组因主泵跳闸导致自动停堆, 经查明原因后更换了故障板件	
4	3月22日	3月22日11:00, 在48V直流盘倒电时, 由于操作人员误操作断开蓄电池开关, 造成2LCA母线失电, 导致反应堆自动停堆, 机组与电网解列	
5	4月4日	为处理发电机后端密封空空气侧密封油压低故障, 机组于4月3日22:00开始降功率, 4月4日1:20与电网解列, 开始停机检修工作	2号机组
6	12月10日	机组于12月9日21:00开始由760MW降功率, 12月10日3:11与电网解列, 进入第八次大修	

4.12 机组降负荷统计表

序号	开始日期 (2001年)	功率水平/MW		降负荷运行 时间/h	计划 类型	降负荷主要原因	机组号
		初始	最终				
1	1月1日	984	760	32	计划	电网要求	1 号 机 组
2	3月3日	984	500	6.25	非计划	处理 CRF001PO 故障	
3	3月15日	984	500	2.4	计划	调整 GSR027VN 限位挡板及阀门行程、RGL04 试验	
4	4月13日	984	800	68.2	计划	为配合 2 号机组并网, 电网限制上网电量	
5	4月16日	800	600	29	非计划	处理 1CRF001PO 故障	
6	6月25日	984	950	0.8	非计划	更换 1GFR160FI 滤网	
7	7月5日	984	760	19.9	计划	台风减载	
8	7月25日	984	760	19.3	计划	台风减载	
9	8月23日	984	965	16.9	非计划	处理 1GSS012MN 漏水故障	
10	9月17日	984	940	0.8	非计划	更换 GFR161FI	
11	11月28日	984	760	793	计划	电网限制上网电量	
12	1月23日	984	800	200	计划	春节保电	
13	2月16日	984	900	3	非计划	更换 2GSE001VV 阀门模块	
14	2月21日	984	900	10.5	计划	配合 1 号机组提前并网	
15	3月8日	984	500	0.3	计划	RGL04 试验	
16	4月19日	984	800	3.92	计划	因核专线停运, 电网限制上网电量	
17	5月20日	984	950	6.75	非计划	2GRE005VV 突然关闭	
18	7月5日	984	760	19.1	计划	台风减载	
19	7月24日	984	760	21	计划	台风减载	
20	10月9日	984	900	1.1	非计划	更换 GSE001VV 阀门模块	
21	11月28日	984	760	262	计划	电网限制上网电量	

4.13 电站运行事件汇总

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
LOER-1-2001 0001 2001.01.18	0	1RCP081MN 故障上浮导致 RCP 排水不当, 水位低于 10.73 m	1月18日凌晨一回路排水。2:35 一回路水位降至系统要求水位 10.73 m 至 10.87 m 之间, 6:00 现场当值人员发现在 1RCP082LN 上的读数比主控室 081MN 的显示值低, 显示 10.6 m。随后立即补水, 后经过仪表处人员反复检查处理最后确认是由于测量管负压侧水平段安装不当, 一次阀后有一段管向下弯曲 6mm 不符合设计要求, 导致了在实际的一回路的排水过程中实际水位不符合安全要求	<ol style="list-style-type: none"> 1. 现场低压侧水平段管道安装不合规范; 2. 主控室记录仪刻度太小, 操纵员难以发现和判断故障现象; 3. 取样管排气不充分
LOER-1-2001 0002 2001.01.18	0	同时打开多个排气阀导致一回路水位下降到 10.75 m	1月18日上午 9:00, 转机工作负责人领取三台主泵靠背轮解开的 PX 工作票, 工作票上将 1RCP616/626/636VP 及 1RPE083/084/085VP 的操作授权给工作负责人, 并由工作负责人挂牌控制。工作负责人在领取工作票时通知运行人员将进入 RX 厂房开始工作, 打开主泵疏水阀。9:30 工作负责人进入 RX 厂房, 依次打开了 1RCP001PO 疏水阀 (1RCP616VP、1RPE083VP), 1RCP002PO 疏水阀 (1RCP626VP、1RPE084VP), 1RCP003PO 疏水阀 (1RCP636VP、1RPE085VP)。在三台主泵的疏水阀全部打开后, 工作负责人开始拆卸主泵连轴器螺栓。10:30 分左右, 工作负责人在将连轴器螺栓拆卸剩余两根时, 电话通知主控室准备解开主泵靠背轮, 主控室告知容积控制箱水位低, 要求工作负责人关闭三台主泵疏水阀, 进行补水。工作负责人立即关闭了三台主泵的疏水阀。但此时由于轴填充水的流失, 已造成容积控制箱的水位下降。一回路水经疏水阀流失, 一回路水位下降到 10.75 m, 低于安全要求水位, 一回路水装量减少, 增加了堆芯熔化的风险	<ol style="list-style-type: none"> 1. 将过去单独打开三台主泵疏水阀的做法更改为同时打开; 2. 没有认识到同时打开三台主泵疏水阀存在的风险; 3. 操作指令上的风险指引不足够
LOER-1-2001 0003 2001.01.26	0	1号机组第七次大修发现 1LLJ 极性接反	1月26日, 1LCA001TB 停电检修准备工作时, 将 1LCA001CR 由正常 1LCA001PJ 供电切换至 1LLJ002PJ 供电, 但多次尝试均不成功。经检查发现, 1LLJ001CR 中, 由 1LLJ001TB 供给的 380V 交流电源经整流装置转换成 48V 直流电源接至 1LLJ002PJ 时, 接线错误, 造成直流输出极性与正常供电电源 1LCA001PJ 极性相反。1LCA 直流电源系统自运行以来, 仅在第一次大修时进行过一次停电检修, 证实该电源系统一直未使用过。检查 2 号机组 2LCA001PJ 没有问题。查阅 LA001CR 和 1LLJ001CR 原设计接线图, 发现 LCA001PJ 和 1LLJ001PJ 在图中的极性标识相反, 从而可确认在原两个系统接口设计上极性设计错误, 造成安装时两个插头接线极性相反。而调试期间对该接口又未进行试验验证, 才导致本次事件的发生。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设计中未充分考虑到备用电源与正常电源的一致性; 2. 设备调试期间未进行有效的试验验证; 3. LCA001TB 第一次停电检修期间未进行备用电源的切换操作, 造成缺陷未能及时发现

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
LOER-1-2001 0004 2001.02.06	1	1GCT132VV 因控制故障 只能开启 10%	2号机组第七次大修进行2GCT排大气阀门试验时,发现2GCT131/133VV阀门只能开启10%左右。经仪表人员检查,发现其定位器输出气压偏低。维修人员直接更换了数字阀门控制器,恢复了131/133VV的正常功能。2月6日对1号机组的1GCT排大气阀门131/132/133VV进行检查,发现1号机组只有1GCT132VV存在同样的故障,即1GCT132VV在自动方式下只能开启10%左右。检修人员用数字阀门控制器的CLEAR-OUT按钮对数字阀门控制器进行清洗,1GCT132VV的开度能开到60%,经过进一步检修没有效果。更换数字阀门控制器内部的I/P转换器后1GCT132VV工作正常。故障处理完后,对1、2号机组有故障的3个数字阀门控制器及相应的设备做了进一步处理,更换1GCT系统排大气阀门的压缩空气过滤器,将一个定位器送厂家进行进一步的故障诊断,对剩下的两个定位器做进一步的检修,其中一个通过检修能正常工作,另外一个则无法恢复正常工作。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 数字阀门内部控制气路堵塞; 2. 经过滤后进入数字阀门控制器的空气质量不符合要求; 3. 气动阀门控制部分的维修导则2000年刚建立,阀门的空气质量过滤器已7年未维修。
LOER-1-2001 0005 2001.02.08	0	1LHP 和 1RRA002RF 同时不可用	<p>2月8日晚,1号机组第七次大修PIDH06签字完毕,反应堆水池的排水工作在进行。23:55,主控室出现402AA报警,此时反应堆水池水位17.1m。因1LHP101PO漏油,泄漏量为5.6L/h。决定停止反应堆水池排水,更换101PO。2月9日3:00,柴油机隔离,转机处开始更换101PO。更换完毕,在准备启动1LHP001GE进行更换燃油泵后的再鉴定时,当班值准备将RRA由A列切换致B列运行,但在主控室却无法打开1RRI020VN,也就是说,1RRA B列处不可用状态,而此时1LHP尚未解除隔离。RRA B列和1LHP同时不可用,违反了COR III技术规范的规定。</p> <p>在电气盘上检查,证明020VN电源可用,用试验盒也无法开启。就地检查时发现,当主控室给出开启信号时,阀门能开启一点(10%),然后保持不动。当主控室给出关闭信号时,阀门也能关闭。在手动开启3圈后,6:30在主控室用TPL开启020VN成功。</p> <p>2月9日6:35,1LHP隔离解除,启动柴油机电载运行正常,101PO不再漏油。</p> <p>2月9日7:15,电气人员开始检查1RRI020VN。经多次试验,查出阀门打不开的原因是:“闭合”限位开关在临界位置,导致打开阀门的信号时断时通。对于用力矩来关阀门的电动执行机构,开阀门时如力矩过大,“断开”扭矩限位开关断开,如果此时“闭合”限位开关在断开位置,阀门则打不开。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 1RRI020VN“开”力矩限位开关没有压到位; 2. 1LHP101PO密封环失效漏油; 3. 电动执行机构3年检修规程没有提供具体的检查方法。

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
LOER-1-2001 0006 2001.02.11	0	8 m 气闸门 双开情况下 提前恢复 ETY 系统再 线	2月11日下午,1号机组处于维修冷停堆状态,一回路水位大于10.73 m,稳压器入孔已关闭,静态排气尚未完成。大修运行组人员在主控制室操纵员讨论D规程中“实施防止主泵消防水误喷淋TSD”时得知D规程中“恢复 ETY 的正常运行方式”部分尚未执行。这部分内容在D规程中位于主泵消防操作的前面。大修运行组人员当时考虑到规程要尽量按次序执行,并且认为“恢复 ETY 的正常运行方式”此项操作不会影响核安全。19:00左右大修运行组人员来到主控制室要求操纵员抽空把D规程中“恢复 ETY 的正常运行方式”部分执行。该工作不是当班计划工作。当班操纵员考虑到平时运行大修组会根据工作实际情况适当调整工作内容,于是看过该工作内容后答应大修运行组人员执行,但没有询问加入该项工作的原因。随后操纵员通知隔离办解除运行隔离 ADOB10(恢复 ETY 正常运行)并通知现场人员执行。操纵员执行D规程期间也看到第40页恢复 ETY 正常运行方式的1、4行有投入8 m 气闸门连锁的内容,但未意识到该项内容是恢复 ETY 正常运行方式的前提条件,并认为8 m 气闸门不连锁有利于工作人员的进出。因此未执行气闸门的连锁,仅执行 ETY 恢复正常运行项。KIT记录在11日19:22分,ETY07/08/09/010处于关闭状态。2月12日凌晨1:50夜班值在执行PT9SHP04时发现8 m 气闸门双开限制条件不满足,违反了技术规范的规定	<ol style="list-style-type: none"> 1. 信息交流缺陷:发布运行指令没有统一归口; 2. D规程中有连锁8 m 气闸门说明,但没有逻辑关系说明; 3. k2规程中 ETY 解除隔离的条件不够明确; 4. 运行人员对 ETY 动态屏蔽功能不了解
LOER-1-2001 0007 2001.04.03	0	1LHP200LP 取样管断裂 导致 1LHP 不 可用	1月25日,1号机组第七次大修柴油机 1LHP 整体检修中,由于承包商检修方法不当,误将1LHP200/150/151/152/153/650/551/652/653/300/301/800/801LP的取样管中的隔离液放掉。因电站现场没有带隔离液的备件,需要用没有隔离液的指示表替代,等待隔离液的备件到货后再恢复。在替代改造的过程中,仪表管线刚性是否能够承受柴油机振动没有评价结论,1月30日关闭了这项临时的改造。4月3日10时,在执行PT1LHP001试验时,由于更改后的1LHP200LP的刚性取样管不能承受柴油机组的振动而断裂,导致1HP200BA液位低,引起柴油机组跳闸,违反了技术规范对柴油机可用性的要求	<ol style="list-style-type: none"> 1. 违反NCR处理程序,对NCR控制不严,事前没有经过相关部门工程师讨论处理方案; 2. 对临时替代方案缺乏完善、全面的技术分析和评估; 3. 对NCR的处理没有完善的评价标准
LOER-1-2001 0008 2001.06.16	0	1RCP001PO 跳闸导致机 组自动停堆	2001年6月16日晚21:36,1号机组处于满功率运行,忽然1号机组因主泵跳闸而自动停堆,在KIT计算机记录中,首先出现的是1号主泵已跳闸信号1RCPS15EC,从而“主泵跳闸”或“一回路流量低信号”且存在“P8信号”时(P8信号是大于30%的功率,该信号正常运行存在)导致RPA/RPB156EC停堆信号。自动停堆后,机组安全连动与电网解列,顺利达到热停堆的安全状态。经调查发现,在1RCV419XU模块上的一个给两个通道提供定值电压的三端稳压器Q1损坏,输出电压仅为3.764 V(正常10.24 V),使419XU1/419XU2的定值电压同时大幅下降,导致419XU2误动,触发主泵因密封泄露流量高高假信号跳泵,叠加P11信号而自动停堆	<ol style="list-style-type: none"> 1. 继电器模块的三端稳压器损坏; 2. 轴封水泄漏量高高跳泵保护设计上没有采用保护冗余,没有KIT和主控制室的报警,动作后直接跳泵的设计不太合理

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
LOER-1-2001 0009 2001.12.07	0	9TEG033LP 密封不严导致 9TEG003BA 废气泄漏	12月7日23:15, 巡视发现9TEG003BA的压力从0.61 MPa下降至0.60 MPa, 之前压力为0.615 MPa, 检查发现是9TEG033LP与仪表管线的接头处向外漏气。运行人员随后关闭9TEG033LP的上游阀9TEG033VLP, 停止了泄漏。后确认管线接头的螺母松动导致泄漏。1/2KR1007MA无异常记录。但泄漏与蓄存30天的排放要求不符	1. 对9TEG033LP回装后相关连接部件的检查未作要求; 2. 压力表解除隔离后的要鉴定方法不实用
LOER-2-2001 0001 2001.01.27	0	2RCP温度 偏差阶跃变 化导致R棒 下插超过低 低限值	1月27日9:35:37, 2号机组在800 MW稳定运行时, 主控控制室出现RGL402AA报警(R棒低位), 9:35:39, 出现RGL403AA报警(R棒低于调节带), 运行人员立即将R棒置于手动运行, 此时R棒已从197步下插到181步, 一回路温度偏差为-6℃, 导致核功率由82%降至78.7%, 一回路平均温度由305.6℃降至304.4℃。由于此前RGL系统曾出现过调节不稳定的现象, MIC已在该系统上接入临时记录仪对该系统进行监视。所以, 当MIC人员赶到事故现场对记录仪所记录的参数进行检查时, 发现RCP406ZO加法器在两个输入信号没有任何变化时, RCP406ZO的输出在大幅度向上波动, 由此可以判断R棒下插的直接原因为RCP406ZO故障所致。其根本原因为最近所采购的加法器子板存在制造质量问题。此事件发生后, MIC对所有加法器的子板进行了检查, 对使用新子板的加法器更换其子板, 并将引起了板故障的切换开关用短路线焊死, 以避免重复事件的发生	1. 2RGL406ZO加法器故障
LOER-2-2001 0002 2001.03.22	0	2LCA母线 失电导致紧 急停堆	3月22日, 电气维修人员持PT(试验工作票)票进行2LCA002RD年度检查工作。这项工作包括更换电容和充电器试验, 试验内容有测量充电器高、低电压、浮充电压和直流输出波形录波。年检的最后一步内容需要OPO运行人员配合将001RD切换到002RD供电方式进行。 整流器的切换工作已由运行人员在3月22日的凌晨准备好。电气工作负责人拿到试验票后在上午9:15开始工作, 10:30左右电话要求OPO隔离经理把002RD投于供电方式, 准备进行最后一步的试验内容	1. 没有进行操作前的操作单填写和风险分析等准备工作; 2. 不良工作习惯: 没有核对设备标牌; 没有按步骤执行规程; 没有使用自检的方法; 3. 培训大纲不完善导致隔离经理对电气开关结构、性能、操作特点不熟悉;

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
			<p>运行一名隔离经理在接到电气维修人员的电话通知要求后,准备操作杆和相关规程,并研究了PT票存档黄页和规程(一个人),之后带着规程来到现场与两名MEE试验人员会合,检查整流器和开关,并研究了操作顺序,准备按要求将2LCA001TB供电由001RD切换至002RD。该隔离经理在2LCA001TB前先蹲下操作001RD的110开关,按红色跳闸按钮使之断开,然后站起身来,套上操作杆去操作002RD的107开关。但是他没有核对标牌,实际上操作了蓄电池的104开关。当合闸过程中发现不对时,确认操作的开关编码是蓄电池出线开关后,立即将操作杆拔出。但该开关操作机构的塑胶套筒未自动复位,于是该隔离经理试图拨回塑胶套筒,过程中碰到了保险簧片,造成104开关误断开,2LCA48V直流母线失电,机组自动停机停堆。该隔离经理意识到自己的操作错误后又本能地立即恢复了2LCA001TB的供电,主控制室出现很多报警,使操纵员、值长、STA对机组安全状态的判定增加了不少困难。运行人员根据事故处理诊断规程进入II规程处理事件,但许多情况又超出了II规程的处理范围</p>	<ol style="list-style-type: none"> 4. 隔离经理上岗前没有进行重新培训; 5. 规程的可执行性差,执行规程的管理不严; 6. 运行管理上还没有双重检查的明确规定; 7. 电站没有完善系统化、标准化的风险控制操作制度; 8. 事件处理时MIC恢复RPR使用的不是19A规程,而是大修后的RPR恢复规程
LOER-2-2001 0003 2001.03.25	0	2号机组在 功率运行时 KRT007MA失 效	<p>3月24日,当班值发现2CV1105/205/305VA处于开启状态,而至DVN的排放阀只有204VA(201PO)是开启的。也就是说:当CV1101PO或301PO运行时,KRT007MA是不可用的。经调查,根据主控制室日志的记录,2CV1是在2000年12月17日早班按文件的要求再线为对空排放的状态。2000年12月22日中班有2CV1已启动,并建立了真空的记录。按照规程S2CV1001,CVI泵启动之后,真空达190×10^3Pa后,就要将排放方式由对空排放切至向DVN系统排放,即将2CV1104/204/304VA开启,同时将2CV1105/205/305VA关闭。2CV1泵在启动之后,一直保持运行状态,到2000年12月23日,早班有主泵的气走试验,需要倒电而将CVI的泵停运。查CVI的停运规程,在CVI的泵停运后,并没有要求将2CV1的排气方式进行切换即重新切至对空排放的方式的操作;即打开2CV1105/205/305VA,关闭2CV1104/204/304VA</p> <p>2000年12月25日,运行值接班后,再次启动CVI系统。因查明已有启动CVI的泵和建立冷凝器真空运行正常的记录,且运行时间已跨三个班。于是,未取用规程而直接启动了CVI系统,现场检查真空泵的运行正常。</p> <p>2001年12月25日,在冷凝器真空建立之后,依据PT9DHP09的要求,通知RP人员投运2KRT007MA并在主控制室记录本上作了相应的记录。RP人员当时正在准备交接班,所以他们的主管移交给下一值的RP值班人员执行。25日夜班的PT9DHP09也证实2KRT007MA处于运行状态,至此通道的不可用已经超过了1个月的技术规范限制</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 操纵员对该系统认识不足; 2. 规程不完善; 3. 信息交流缺陷;与其他值交流不充分; 4. 无例行检查;工作方法不够严谨

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
LOER-2-2001 0004 2001.12.15	0	吊卸堆芯 上部构件时 一组控制棒 束被意外拔 出堆芯	12月15日6:00, 静机处反应堆开盖倒班人员开始对2号机组控制棒进行脱扣工作, 脱扣工作从堆芯的90°方向开始, 每一排脱扣工作完成后换料机向后(270°方向)移动以进行第二排的脱扣工作, 脱扣每完成一排用检查工具进行一次检查, 当脱扣完成五排后, 即到早班工作结束, 大约在7点15分左右由白班继续进行脱扣工作, 从第六排开始继续脱扣工作, 也是完成一排检查一排, 最后一排是完成一个检查一个, 全部完成后由QC人员再进行一次独立检查。当脱扣工作进行到C11组时, 由于操作人员在操作时插下芯杆后没有检查芯杆是否全部插到位(原程序没有强调检查), 就使用了吊车的快速档, 使得驱动杆的棘形头没有完全撑开, 加上快速的下放, 导致了驱动杆部分进入控制棒组件头部并胀死。由于相互结合的部分尺寸较小, 在高度检查和最后用检查工具检查时没有发现该故障。12时40分, 开盖人员进行吊卸上部构件的工作, 当上部构件吊离堆芯后, 发现C11组燃料组件中的SA1控制棒束在吊卸堆芯上部构件时被同时带离堆芯。立即向上级和大修指挥部报告, 相关人员到达现场后, 组织了事件处理小组, 制订了处理方案。经请示后, 将上部构件吊至堆内构件水池, 对C11控制棒驱动杆进行了重新脱扣, 脱扣前先用绳子固定控制棒, 进行脱扣, 脱开并将其放在堆内构件池的底部, 等待进一步处理(事后设计专门的容器包装并将其存放在乏燃料水池)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 执行人员执行规程操作时有偏差, 没有使用慢速档; 2. 规程上没有明确脱扣时关于芯杆位置的检查进行记录要求; 3. 吊卸上部构件时没有检查有没有控制棒束被带出; 4. 没有及时获得国外的经验反馈
LOER-2-2001 0005 2001.12.17	0	换料停堆 工况下丧失 RCP 环路温 度测量	<p>9月, OPO/MAP/OSL/TEN根据改造项目清单讨论实施窗口, KRC机柜内RCP温度信号端子改造项目的窗口为M2-M18。</p> <p>10月29日, 责任工程师提出工作申请97377, 准备的工作票及实施文件中风险分析不足, 申请的实施窗口M2开始(该窗口实际错误)。11月13日, 实施文件包工程处内部审查批准。本项目的实施文件包未要求相关处审查。</p> <p>11月16日改进科大修协调工程师与计划工程师统一讨论实施窗口, 初步确定开工日期12月14日, 工期3天。</p> <p>12月12日, 责任工程师因12月14日不能到现场, 请求计划将开工时间推迟至12月17日, 时间增加为5天。计划询问是否影响后续工作后同意延期请求, 工期增加为4天, 并将该项工作从12月13日批票清单中撤出, 因此, 当日批票会上没有这项工作申请。</p> <p>12月13日批票会后, 工程改进科大修协调工程师要求计划工程师按初步确定的开工日期即12月14日出票。计划工程师、运行大修经理批准了这项工作, 没有经过STA审查。</p> <p>12月14日工作负责人领取工作票, 工期4天。12月17日上午8:30起陆续拆除RCP流量程信号, 违反了技术规范在换料停堆工况下2RCP028/029/043/044/055/056MT必须可用的规定。下午运行人员执行PT9SHP001时发现该问题, 中止本项工作, 至12月17日16:05全部恢复正常</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 责任工程师不了解机组状态、系统对改造对象的运行要求; 2. 改进程序对风险分析的要求不具体; 3. 实施文件(含工作票)审查不充分

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
LOER-2-2001 0006 2001.12.22	1	工作人员受照剂量超过电站年剂量管理标准	<p>12月15日,2号机组反应堆控制棒组件 CII 被意外拖出堆芯。随后被强制脱扣放置于反应堆构件水池底部。随后 RP 进行的第一次控制棒水底接触剂量率测量,测得的剂量率水平是 25~30 mSv/h。</p> <p>12月18日召开控制棒组件处理会议,并讨论确定了静机处负责控制棒和驱动杆的检查更换工作、工程处负责控制棒专用捆绑工具与临时存放箱的设计、服务处负责捆绑工具与临时存放箱制作、运输和存放控制棒,辐射防护科负责再次测量和确认控制棒的接触剂量率(与会人员怀疑已测的剂量率不准)。会议对处理控制棒达成水下操作的协议。会议还确定运输和移动控制棒需待电站安全委员会批准后进行。</p> <p>12月18日下午辐射防护人员再次对控制棒进行了水底的接触剂量率测量,测得的剂量率还是 25~30 mSv/h,没有测到最高点的剂量率水平。</p> <p>12月19日 MSM 准备人员完成了《检查控制棒驱动杆及控制棒》的工作包。该工作被列为设备外照射中风险工作,即相当在控制区黄区(2 mSv/h > 剂量率 > 200 μSv/h)。该工作文件包括了控制棒的捆绑。但是,当时临时存放箱没有做好,指令要求将控制棒在捆绑后挂在反应堆水池边,但是准备的这张介入票因为当时箱子没有做好,所以没有控制棒装箱操作的操作指令内容和具体工序,捆绑工作没有明确写明“水下操作”的文字,但含有水下操作的要求。</p> <p>12月20日 MSM 完成了控制棒的检查与驱动杆的检查与更换工作。因电站安全委员会还没有批准,控制棒的移动和运输工作没有进行。</p> <p>12月20日下午进行 PNSC 会议,会上 MSM 建议对控制棒头部做进一步检查,同时会上也批准了控制棒的运输和储存方案。</p> <p>12月21日 MGS 准备人员完成了控制棒组件 CII 吊装与运输储存的工作包。该工作被列为高辐射源辐射风险工作。</p> <p>12月22日晚,服务处的工作负责人与静机处的工作负责人一起到了反应堆厂房施工现场,服务的运输储存工作在自己介入票下进行。起吊、检查、绑扎工作在《检查控制棒驱动杆及控制棒》的工作包的介入票下工作。</p> <p>当天工作的主要内容为:</p> <p>现场剂量率测量和辐射防护意见,由 OPH 负责;</p> <p>吊运废弃的控制棒组件,由 MSM + MGS 负责;</p> <p>捆绑废弃的控制棒组件,由 MSM 负责;</p> <p>对控制棒星形头部照相作专项检查, TND 负责;</p> <p>将废弃的控制棒组件吊装进入临时储存箱,由 MSM 负责。输送到燃料厂房存放,由 MGS 负责;</p> <p>但在反应堆厂房 20 m 当晚的工作没有总体负责人</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 准备工作不充分,工作内容变更时准备文件没有变更; 2. 工作指令内容与工作内容不符合时继续工作,失去了质量工序和风险分析的支持; 3. RP 两次测量准备不够、布点不正确; 4. 大修 RP 协调没有给现场 RP 人员传递水下作业信息,(未能阻止控制棒吊出水面); 5. 事件相关人员辐射防护的 ALARA 原则不强

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
			<p>静机人员大约 22 日晚 1.7 点开始进入控制区工作。因为在 15 日检查控制棒时, 专用工具的两个挂钩仅挂住了一个, 这一情况使工作负责人担心水下绑扎会导致控制棒脱落, 同时辐射防护的第二次测量显示控制棒的水下测量接触剂量率为 25 ~ 30 mSv/h, 工作负责人决定将其吊出水面进行快速绑扎。在准备吊出控制棒前要求下午班的辐射防护人员检查和闭锁 20 m 平台的辐射 KRT11 和 KRT12 监测通道, 经检查该两个通道已经在卸料后闭锁。此外, 当值 RP 人员建议绑扎人员应该穿铅衣保护并决定辐射防护在场监测。静机人员大约在晚上 9 点到 10 点之间借用了铅衣。在场的监测工作由夜班辐射人员负责, 他大约在 10 点钟到达反应堆厂房 20 m 平台。</p> <p>RP 人员到场后, 他对现场做了清场, 使用长杆式剂量率仪表进行连续监测。起吊时服务处的工作负责人有其他事项离开了工作地点。组件被吊车平移到了行车边上。因距离太近, 将行车再移开。此后, 环吊司机开始往上起吊控制棒组件。组件头部开始露出水面, RP 人员将长杆测量探头置于水面组件边测得的剂量率为 28 mSv/h。</p> <p>因为距离太远无法拍照, 准备在绑扎工作结束后重新放回水下并移到水池边来拍照。控制棒组件提升工作继续进行, 当提升到中部以下一段时, RP 人员读得剂量率反而有些下降。</p> <p>吊车慢速继续提升反应堆控制棒组件 (慢车速度为 0.6 m/min)。</p> <p>当控制棒末端将要出水面时, RP 人员突然发现剂量率水平急剧升高, 并说“3Sv/h, 这么高!” 全部人员后退, 但没有人立即给出要求将控制棒组件放回水下的指令, RP 人员重新回到水池边确认剂量率水平后再次后撤时剂量率已大于 10 Sv/h 并超出仪表的测量范围, 控制棒底部已经完全吊出, 高出水面 10 ~ 20 cm, 控制棒上部高出 20 m 平台 3 m。吊出水面后此时个人剂量仪声响报警。环吊指挥离场, 环吊司机也撤离到了吊车控制室的下层楼梯。此时, 静机工作负责人喊叫环吊司机回工作岗位将控制棒放回水下未果。事后吊车司机说当时只知道剂量仪报警的声音, 本能撤离, 但情况不明, 他只听环吊指挥的指令), 接着 MGS 工作负责人指令环吊司机回岗位放回控制棒。从报警到将控制棒组件放入水下历时约 2 分钟。</p> <p>当时共有 7 人在场, 7 人共受辐射剂量约 114 mSv, RP 人员个人受照最高辐射剂量为 35mSv</p>	

4.14 工业安全和消防统计

4.14.1 工业安全事故汇总

序号	事件时间	地点	描述
A01001	2001.11.24	BA	技术部工程处员工在 BA 楼办公室前往现场工作时, 在 BA303 门口不慎滑倒, 经医院诊断检查其右锁骨骨折, 需住院治疗, 定为工业轻伤事故一起
A01002	2001.12.05	1KX	MCS 人员在 1KX 厂房 +20 m 水池内对可燃毒物倒换专用工具进行维修中, 该员工当用手伸到专用工具下部与支架之间时, 专用工具晃动将该员工左手中指一节挤伤, 经检查为手指骨粉碎性骨裂, 送市人民医院治疗

4.14.2 工业安全未遂事件汇总

序号	事件时间	地点	描述
N01001	2001.01.22	2MX	1月22日下午约六时, 在柴油发电机作业的一法国专家使用扳手用力过猛, 撞至腿部, 造成红肿。送医疗中心检查, 未发现其他异常, 晚间已继续工作, 记工业未遂事件一起
N01002	2001.02.07	EU	2月7日下午, 一名 C23 员工在推平板手推车(装有3瓶氮气瓶)经过 1MX 和 LX 之间通道处的小斜坡时, 左小腿撞到后面的铁皮边上。医疗中心诊断为皮肤裂伤并对伤口缝了两针, 行走基本正常
N01003	2001.02.15	1MX	2月15日上午, MIC 在 1MX 现场做 1GRE008VV 再鉴定试验中, 大量抗燃油喷出, 造成格栅板以及下方有大面积油渍
N01004	2001.02.21	1MX	2月21日, 清洁人员在清洁 1DVM004ZV 时, 一抹布不慎被风机皮带卷入, 并且抹布被打碎, 附着在风机进风口的滤网上
N01005	2001.03.14	1LHP	在执行 PT1RPB013 时, 由于将 1RPA604CC 看作 1RPB604CC, 而导致 1LHP 柴油机误启动
N01006	2001.03.25	N705	一名 C23 公司员工在执行 1DVM045VA 下游风管更换工作中因用力过猛造成其胳膊脱臼, 当即被送往医院。经过医生治疗后, 于当天下午 4 时返回工作岗位
N01007	2001.07.13	N422	2001 年 7 月 13 日上午, 运行人员在执行 PT2RIS005 过程前, 由于错误地将试验结束后用来冲洗的软管先连到快速接头 RIS640VP 上, 结果当系统一升压, 冲洗软管即发生破裂。一名运行人员现场人员被水溅中, 工作服被污染, 但未造成人身伤害
N01008	2001.07.26	1MX	7月26日, 仪表人员在拆除 1APA0061P/S 探头的过程中, 由于操作不当导致系统内 165℃ 高温水流出, 有烫伤人员的风险
N01009	2001.08.22	1KX	8月22日下午, MCS 起重人员从转运水池起吊 K10 废导向筒。在导向筒底部与框架挂住, 辅吊小钩过载保护动作时, 未查明原因即更换大钩继续起吊, 造成吊具钢丝绳被拉断, K10 导向筒落回原位

续表

序号	事件时间	地点	描述
N01010	2001.08.27	PX	8月27日和31日, TTS分别对 OSAR303/304BA 作水压试验时, 发现罐体上封头处有裂纹。该两罐在工作时, 最高工作压力为0.9 MPa, 一旦发生较大面积应力腐蚀裂纹而造成容器炸裂, 会危及人员和周围设备的正常运行
N01011	2001.09.06	ZB	9月6日13时, 运行人员发现 OSHY001GZ 的液位始终不上升, 经检查发现 OSHY016BA 的氢气排气阀 606VY 处开启状态, OSHY001GZ 未与压缩机正常连接, 造成氢气在厂房内排放, 有爆炸风险
N01012	2001.09.29	HX	9月29日, 在 1CTE100BA 解除隔离后, 为了验证是否还有泄露, 启动入口海水泵 1CTE001PO。在该泵启动后出口母管发生爆炸, 未有人员受伤
N01013	2001.10.24	HY	10月24日, 发现 HY 洗眼器混入碱性水, 经查是 CTF 次氯酸钠罐内的液体倒流回 SEP 水管进入洗眼器。工作人员紧急情况使用洗眼器时有伤害风险
N01014	2001.12.12	2MX	12月12日, SPEC 人员在开高压加热器 2AHP601RE 人孔时, 竟有大量热水从人孔口流出。经工业安全人员检查发现原因是还有一处疏水阀 2AHP116VL 没有打开所致
N01015	2001.12.15	2MX	12月15日, HNMC 员工在 2MX + 28 m 吊运 2ADG026VV 安全阀时, 锚头吊从导轨末端脱落, 安全阀随之一起掉到 28 m 平台上, 砸坏了下方部分设备
N01016	2001.12.26	2PX	12月26日, 东北核电建设公司工作人员持 PX 票在 2CF1012DG 上进行补漆作业。当工作即将结束, 工作人员正准备走下踏板时, 靶子突然下降, 工作人员大声呼救。在 CFI014DG 作试验的人员迅速将靶子紧急停止, 避免了一起人身伤害事故

4.14.3 火灾未遂事件汇总

事件编号	时间	位置或系统	分类	描述
200101	2001.01.31	1MX	人因	1月31日, 润滑油室顶轴油泵坑内漏油约 1 m ³ 左右, 怀疑是 GGR004VH 阀后管道内存油, 流到顶轴油泵坑内地板上同时地坑漏斗堵塞, 油排不上去, 造成坑内积油
200102	2001.02.09	1DB	人因	2月9日, 华兴公司员工在 1DB 内柴油机底座支撑改造焊接作业时, 焊机地线与地线夹连接处缠绕的胶带冒烟, 原因是现场三台焊机工作共用一条地线且大部分地线线芯没有与地线夹末端可靠连接
200103	2001.04.03	ZB	电气	4月3日, 在对制氢站电解槽进行解体检修中, 发现 108NL 正极导电杆与负极间有放电痕迹
200104	2001.04.10	2MX	人因	4月10日, 2MX 发电机组 9 号轴承回油管因防异物的塑料布没有及时去除, GHE 泵启动后出现漏油, 从 16 m 一直落到下方的 6 m 平台, 漏油流经部分保温管道, 定为火灾未遂事件
200105	2001.04.18	2FA	设备	4月18日, 2号机组主变压器 C 相 6、7 号风机停运, 风机控制柜 2GEV601AR 有焦糊味, 经电气处人员检查发现 2GEV364JS 烧毁
200106	2001.05.25	AE	电气	5月25日, 蓄电池充电维修间 AE 一组镍镉电池组故障爆裂燃烧。现场人员立即灭火并报告消防队, 消防队到场将蓄电池拖出厂房, 将火扑灭
200107	2001.10.16	2号主控制室	电气	10月16日, 2号主控制室人员闻到刺鼻的焦糊味, 经查找, 发现是 2R1C012AR 的显示器烧坏所致。MIC 拆开显示器检查证实有一只电容烧毁, 电路板局部过热变黑, 定为火灾未遂事件
200108	2001.12.12	2MX	氢爆	12月11日16时, 在 2MX 发电机处测氢, 发现 2GRH301RF 冷却器上法兰密封面漏氢严重, 定为火灾未遂事件

4.15 辐射防护事件汇总

序号	发生日期	事件性质	事件描述
1	2001.03.15	放射性物质 失控未遂事件	在出电站 ZR 区的工业垃圾进行常规辐射检测时,发现一装有泥沙的废物袋的辐射剂量高出本底水平,经查该袋废物来自 2E1 厂房外的疏水地井。调查分析认为该地井中的放射性来自 ZR 区内地面上清扫的尘土。大修期间有大量带有放射性污染的器材从反应堆厂房的设备仓门及龙门架进出,一些器材的包装不严密,使部分带放射性的尘埃飘落在 ZR 区的地面上,并被负责清扫 ZR 区的工人扫起后倒入了上述地井内
2	2001.01.29	人员体表 沾污事件	工作人员在做 ETY 和 RCV 贯穿件试验时其下颌和左面部沾污,沾污水平约为 $20 \sim 40 \text{ Bq/m}^2$ 。工作时该员工曾用戴有手套的手扶过眼镜
3	2001.02.04		服务处人员在现场巡检后经 C2 检测出,双手及头顶污染,沾污水平约为 $1 \sim 20 \text{ Bq/m}^2$ 。估计其于手部沾污后曾用手取下其戴的安全帽,随后又戴回时将头部沾污
4	2001.02.10		现场服务人员在 1RX 厂房 20 m 平台装一通风设备时,恰好有一从水池内吊动的物品经过他上方,有放射性污染物滴在其头部,使头顶沾污,沾污水平约为 4 Bq/m^2
5	2001.02.10		检修人员在 1RX 厂房 20 m 工作时,由于出汗他曾用衣袖擦脸及用手搔痒,造成面部和后颈部沾污,沾污水平约为 $1 \sim 400 \text{ Bq/m}^2$
6	2001.12.16		FRAMEX 员工被检测出左手臂沾污,沾污水平约为 8 Bq/m^2 ,但未查出其被沾污的原因
7	2001.12.20		检修员工在 2RRA01VP 和 2RC1212VP 阀门检修现场用戴手套(有污染)的手为其同事从衣袋取钥匙时造成同事右大腿沾污,沾污水平约为 5 Bq/m^2
8	2001.06.06 IOER-0081	人员意外 受照射事件	承包商工作人员在电站热车间 AC 进行地面补漆时在 8h 内受到了 $123 \mu\text{Sv/h}$ 的照射。经调查在他工作的现场有装有堆水池撇渣器的箱子,其接触剂量率近 1 mSv/h ,但无任何辐射标识,也未用警示带隔离。工作人员在现场补漆时认为这里的辐射水平很低,也未用辐射测量仪表进行检测
9	2001.12.22 LOER-D2-06		2 号机组第八次大修期间,在反应堆开盖时意外地将一根控制棒 C11 随堆内上部构件带出燃料组件。为处理该控制棒,相关专业开会讨论并制订了处理方案。操作前,辐射防护人员先后两次对存放在构件水池的 C11 控制棒进行测量,结果为 30 mSv/h 。工作负责人在操作时认为 30 mSv/h 的辐射水平不是太高,于是临时决定原本在水下的操作改为水面上操作。在吊起过程中,辐射防护人员一直在场用一长杆辐射测量仪监测该控制棒的剂量率,当棒在被吊出水面的瞬间,这名辐射防护人员大叫起来“ 3 Sv/h ”,随后在场的七名员工立即撤离现场。为核实测量结果,辐射防护人员又一次到现场进行测量,结果为 8 Sv/h 。告之工作负责人,他立即通知环吊司机将 C11 控制棒放入水池,现场的辐射水平立即降至本底。在场的七名员工受到了不同程度的照射,其集体剂量为 $114 \text{ 人}\cdot\text{mSv}$,最高个人剂量为 35 mSv ,两人的受照剂量超过电站年剂量管理限值 ($\leq 20 \text{ mSv}$),一人的剂量超过 10 mSv 的干预水平

续表

序号	发生日期	事件性质	事件描述
10	2001.01.01	控制区 地面污染事件	在对控制区物品出入口间 N264 做例行辐射检测时发现地面污染约 2 m ² , 沾污水平约为 5 Bq/m ² , 估计是前一次物品出控制区时所致
11	2001.01.05		9TEU006PO 泵在运行期间泄漏, 使 N253 房间地面污染约 3 m ² , 沾污水平约为 28 Bq/m ²
12	2001.01.19		1 号机组第七次大修期间, 在往 1RX 厂房运输检修工具时未做防范措施, 使 R720 房间地面沾污约 5 m ² , 沾污水平约为 110 Bq/m ²
13	2001.02.02		1EAS 在线时一阀门未关严使 K015 房间地面沾污 2 m ² , 沾污水平约为 8 Bq/m ²
14	2001.02.03		R132 房间在清理作业现场时因交叉污染使地面沾污 3 m ² , 沾污水平约为 25 Bq/m ²
15	2001.02.11		在运输检修工具时使 R741 房间地面污染并有一定程度的扩散, 面积 30 m ² , 沾污水平约为 20 Bq/m ²
16	2001.02.12		因 1REN007MD 泄漏使 N298/N293 地面被污染 5 m ² , 沾污水平约为 6 Bq/m ²
17	2001.02.14		在运输工具时使 R747 房间地面污染 5 m ² , 沾污水平约为 25 Bq/m ²
18	2001.02.14		1PTR601VB 未关严, 且堆水池又有疏水, 使该阀门下方地面沾污 1 m ² , 沾污水平约为 185 Bq/m ²
19	2001.02.26		检修 9RPE002PC 疏水器前未作好现场准备, 滴漏的残液使地面沾污 1.5 m ² , 沾污水平约为 30 Bq/m ²
20	2001.07.11		运行人员做定期试验, 放射性液体从 1RIS851VP 阀门喷出, 使 N422 房间地面沾污 1 m ² , 沾污水平约为 12 Bq/m ²
21	2001.07.13		运行人员做 PT2RIS005 试验时使一临时软管破裂而漏水, 造成 N422 房间地面沾污 1.5 m ² , 沾污水平约为 13 Bq/m ²
22	2001.09.03		2RCV003FI 过滤器旧的密封失效, 使一回路的水少量渗出, 造成 N224 房间地面沾污 1 m ² , 沾污水平约为 80 Bq/m ²
23	2001.10.24		9TEU006PO 泵泄漏, 使 N253 房间地面沾污 1 m ² , 沾污水平约为 10 Bq/m ²
24	2001.12.24		2 号机组第八次大修期间, 静机检修人员把从堆水池取出的电缆堆放在未铺塑料布的地面上, 使地面沾污 6 m ² , 沾污水平约为 20~80 Bq/m ²
25	2001.12.25		R185 房间因设备滴漏使地面沾污 1 m ² , 沾污水平约为 30 Bq/m ²

续表

序号	发生日期	事件性质	事件描述
26	2001.01.14 IOER-DI-004	违反辐射 安全规定的事件	机组刚停堆, 辐射防护人员还在 1RX 厂房内做辐射降级操作。厂房气闸管理员根据大修指挥人员的指示就开始放人进入, 增加了人员受照射的潜在风险
27	2001.09.26 OPA-HR-006		静机专业人员在检修 0TER002BA 时, 未按要求事先做好现场的防护准备措施。经查在工作指令上也未见风险分析及防护措施
28	2001.10.30 IOER-DI-081		发现一些员工自 3~10 月间未给配发 TLD 剂量计, 其中部分人还进控制区实习和工作过, 他们仅配发了电子剂量计
29	2001.12.07 IOER-D2-41		在静机处工作的第三建筑公司员工借用他人的 TLD 剂量计欲进入控制区, 被辐射防护人员发现后被阻止
30	2001.01.20	其他辐射 防护相关事件	检修人员正在准备拆卸主泵 1RCPO02PO 的二、三号轴封, 突然从轴封周围冒出气体, 工作人员立即中止作业并撤离, 辐射防护人员随即进行取样和测量, 未发现空气污染, 现场复工
31	2001.03.27		辐射防护人员巡检时发现 1RX 厂房 0 m ² 气闸控制柜未锁, 气闸控制信号也未切断, 有人误进入高辐射风险区域和受照的潜在风险
32	2001.05.30		辐射防护人员巡检时发现 9TEP104VD 阀门的辐射剂量率从上次大修后的 3 mSv/h 上升至 30 mSv/h, 而上游设备 9TEP006DE 除盐床一直处于被隔离的状态
33	2001.09.10		由于大量 ¹¹⁰ Ag ^m 从 9TEP06DE 中释放出来, 导致 9TEP104VD 等 TEP 系统的管道阀门被放射性污染, 剂量率大幅上升。在安排计划冲洗时, 因经验不足, 冲洗时间过短, ¹¹⁰ Ag ^m 随冲洗水进入 TEP 下游及 TEU 的管道和设备, 使其被污染, 辐射水平上升
34	2001.12.14		2 号机组第八次大修氧化时 ¹¹⁰ Ag ^m 的峰值达到 9.8 GBq/l, 且后续的净化时间过短 (13h), 使一回路 RCV 和 RRA 两系统大部分设备的辐射水平大幅升高, 这将对大修的辐射剂量带来影响

4.16 特许申请汇总

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	GNPS申请号	NNSA批准号	批准日期	备注
1	在小于95% FP功率平台下进行VVP安全阀整定值定期试验	GNPS引进了新的VVP安全阀试验设备, VVP主蒸汽安全阀整定值试验的机组条件为“95%FP或以下”, 因此申请在小于95%FP功率平台下, 允许进行VVP安全阀整定值定期试验	小于95%FP功率平台	定期试验监督大纲(GOR 9)规定VVP安全阀整定值定期试验条件是“热停堆”	600469	600207	2001.12.03	通用特许申请
2	提高一回路的PTR001BA换料水箱硼浓度	机组在第八次大修中实施18个月换料改进项目。在AFA-3G新燃料装入堆芯之前要求, 一回路、换料水箱PTR001BA、RIS01/02/03BA中压安全注入罐、EAS系统、RIS系统和RCV等系统硼浓度提高到2300~2500 mg/L	换料大修	运行技术规范要求为2100~2300 mg/L	600463	600203	2001.11.26	
3	提高乏燃料水池硼浓度	大亚湾核电站18个月换料项目KX厂房乏燃料池和装罐池的硼浓度需要提高到2300~2500 mg/L	换料大修	根据化学技术规范, 无论机组处于什么状态, 乏燃料水池的硼浓度必须维持在2100~2300 mg/L之间	600451	600198	2001.10.15	
4	安全壳贯穿件试验时临时中断乏燃料池备用冷源	RRI系统公共负荷管线上11个贯穿件密封性试验(EPP201A/202A、201B/202B、208A/B/C和209/210/211/212)期间, 机组将中断RRI/SEC系统对乏燃料水池的冷却功能20小时, 该冷却暂由相邻机组RRI/SEC保证	换料冷停堆工况	在换料冷停堆工况下, 当一列厂内电源和一列RRI/SEC冷源处于预防性维修时, 要求另一列厂内电源和其相关的一列RRI/SEC冷源及相邻机组RRI/SEC对PTR001/002RF备用冷却功能可用	600455	600197	2001.10.09	通用特许申请
5	在正常冷停堆下打开ISAT052-053VA	由于PM001DC摄像头的电缆断线, 工作人员需穿气衣在反应堆厂房的堆芯内部构件池底部进行工作, 因此必须打开手动关闭的安全壳隔离阀ISAT052/053VA以提供压缩空气给气衣	正常冷停堆	如果机组处于正常冷停堆工况及其以上, 所有手动安全壳隔离阀必须关闭	600367	600167	2001.02.13	

4.17 改进项目汇总

序号	改进项目编号	机组	系统	项目描述
01	MR-MTS-000003	X	LHP	柴油发电机抗震支撑改进
02	MR-MTS-000005	0	SEP	401/402BA 备用进水管改进
03	MR-MTS-000006	9	DNL	隔离办新增复印机和热水器增设供电电源
04	MR-MTS-000007	0	VVP	Lisezac 液压阻尼器替代 Vibrachoc 机械阻尼器
05	MR-MTS-000009	X	RAM	加装同步指示表解决 RAM 多次并网失败的问题
06	MR-MTS-000017	1	RPE	增加阀门以减少试验的隔离边界, 保证大修期间贯穿试验顺利完成
07	MR-MTS-000027	X	PTR	补装 RIS 和 EAS 在 PTR001BA 内部的吸水弯头
08	MR-MTS-000034	0	SER	SAP801/802KR 制冷机组增加来自 USER 系统的备用补水
09	MR-MTS-000044	0	MIS	EU, LX 电梯改进
10	MR-MTS-000047	X	EAS	更换 133VB 下游母管
11	MR-MTS-000056	X	LNE	029JA 开关换型及加装发射机电源
12	MR-MTS-000057	0	SEH	415PO 改造
13	MR-MTS-000058	X	CEX	更换 101/201/301VL 密封垫圈
14	MR-MTS-000059	X	DNM	增大大修电源系统
15	MR-MTS-000061	9	TEU	001/002DE 人口水帽处增加盲板
16	MR-MTS-000062	X	LN*	静态开关换型
17	MR-MTS-000064	9	SGZ	702RS (二氧化碳防冻加热器) 改进
18	MR-MTS-000066	0	KKK	GNPS 和 LNPS 维修共享通道 KKK 等系统设备增加及系统升级
19	MR-MTS-990014	X	DVM	汽机厂房增设辅助通风系统
20	MR-MTS-990022	X	VVP	主蒸汽隔离阀加装氮气压力和油压监测装置
21	MR-MTS-990024	X	GEV	主变压器高压侧冷却油管改造
22	MR-MTS-990033	X	RAM	退出发电机功率速降保护
23	MR-OTS-980011	0	LHS	增加第五台柴油发电机, 提高电站的安全可靠性
24	MR-OTS-980025	X	DVK	增加 SAT 吹扫管线以消除 DVK001PI 湿度高报警
25	MR-OTS-980030	X	DSI	MX 厂房大门加装摄像头
26	MR-TEN-010010	0	MIS	微波站接地网改造
27	MR-TEN-010013	X	PTR	乏燃料贮存架加装垫板
28	MR-TEN-010024	0	SBE	001/002WM 热洗衣机换型改造
29	MR-TEN-010040	9	SAR	017/018BA 加装隔离阀以满足国家标准关于进行定期压力试验的规定
30	SMR-MEN-000004	X	GSY	001/002ZV 供电回路改造
31	SMR-MEN-000007	X	CEX	001/002/003MO 轴承温度报警值重新设定
32	SMR-MEN-000010	0	SED	401/402PO 出口母管至 999VD 的支管入口加装隔离阀
33	SMR-MEN-000013	0	GRE	加装阀门特性试验专用电缆

续表

序号	改进项目编号	机组	系统	项目描述
34	SMR-MEN-000015	X	ACO	301/302PO 泵密封冲洗水回水管线改造
35	SMR-MEN-000019	X	GGR	001F1 中加装强磁吸铁器
36	SMR-MEN-000020	X	DNL	主蒸汽安全阀加装照明和检修电源
37	SMR-MEN-000030	0	DVT	取消部分风孔与风管和 YA 厕所通风改造
38	SMR-MEN-000031	X	GFR	油管增加保温层
39	SMR-MEN-000032	X	CFI	低压泵密封水排水管改造
40	SMR-MEN-000033	9	ASG	001DZ 疏水排气管改造
41	SMR-MEN-000039	0	JPD	危险品库增设卤代烷 1211 爆破喷洒灭火设施
42	SMR-MEN-000042	X	GRE	机械监测显示器 001HV 软件修改
43	SMR-MEN-000045	0	XCA	GNPS 和 LNPS 辅助蒸汽系统联网
44	SMR-TEN-010007	9	DVN	通风系统上游风管加厚
45	SMR-TEN-010009	X	RPE	反应堆顶部 RPE 排气管上加装一个玻璃窥视窗, 用于一回路进行静态和动态排气时判断排气是否充分
46	SMR-TEN-010014	0	SHY	为保障制氮站的运行安全, 将 ZB 间内氮气瓶和 ZB 墙外氧气瓶移离 ZB 墙体
47	SMR-TEN-010016	X	CEX	004/005/006LP 压力表的量程增大
48	SMR-TEN-010019	X	LKS	SEK 地坑新增送风机 DVM221ZV 供电开关 LKS801
49	SMR-TEN-010020	X	ADG	005/006/007LP 压力表更换为大量程压力表
50	SMR-TEN-010023	0	SHY	电解槽 001/002BA 绝缘性能改造
51	SMR-TEN-010024	0	SDA	现场 001RS 的供电开关更改为接触器型, 以实现原设计功能
52	SMR-TEN-010027	0	SEO	GB 管廊污水泵纳入 SEO 系统
53	SMR-TEN-010028	0	LCM	增大 409 开关容量以满足 OKK0926AR 电源负荷的增加
54	SMR-TEN-010030	9	SEP	水箱水位测量系统防雷改造
55	SMR-TEN-010035	2	SEP	2SEK001VT 上游的 SEP 管线穿墙管段泄漏
56	SMR-TEN-010037	X	DVN	设计中冷却水管供水软管及排水管没有保温造成风管表面产生冷凝水
57	SMR-TEN-010042	0	MIS	AF 办公楼一楼照明改造
58	SMR-TEN-010055	X	DN *	LKDA02PJ 移位
59	SMR-TEN-010057	2	KRT	007MA 入口取样管线加装汽水分离器
60	SMR-TEN-010063	0	DNQ	QS 厂房新隔两个小房间加装照明
61	SMR-TEN-010067	0	MIS	废旧物资贮存场木工房保温制作间增加动力电源
62	SMR-TEN-010071	2	RPE	167/168VP 引漏管线加装活动接头
63	SMR-TEN-010078	X	CEX	101/102/103CS 汽侧钛管加装防冲刷挡板

第五章 专题报告

大亚湾核电站 18 个月换料工程

堆芯设计综述

傅先刚 沈抗 高立刚

1 前言

大亚湾核电站拥有两台装机容量为 984 MW 的三环路压水堆机组，核岛和常规岛供应商分别为法国法马通公司和英国 GEC 公司。两机组于 1994 年相继建成并投入商业运行。

为了降低发电成本，国外核电站普遍采用提高额定功率水平、延长燃料循环长度、低中子泄漏装载、高卸料燃耗、优化冷却剂运行水温、延长燃耗运行、长期低功率运行、缩短停堆大修时间、延长电站寿命及采用 MOX（钚-铀混合燃料）燃料组件等措施。无论采取何种措施或方案，必须满足电网要求和燃料堆芯设计及核安全要求。可见，对营运中的核电站，优化燃料组件的使用是提高电站经济效益最主要的手段。

与国外核电站相比，在大亚湾核电站实施 18 个月换料循环，除了满足经济性、电网要求和燃料堆芯设计及核安全等要求外，还需组织设计技术和燃料制造技术转让，达到设计自主化和燃料制造国产化的目标。

由于篇幅所限，第二节介绍可行性研究报告的主要内容，重点对与堆芯相关的方面作综述，第三节讨论燃料选型、燃料使用要求和分析结果，第四节讨论与堆芯相关的设计要求、设计指标和分析结果，第五节对运行和核安全的影响进行综述。

2 可行性研究综述

1997 年 6 月完成的初步可行性研究，对电网的容纳能力、经济效益和社会效益、原有燃料组件的可用性和堆芯裕量进行了较深入的调查研究，证实了在大亚湾核电站实施 18 个月换料循环的可行性。经过招标评标、合同谈判后，于 1998 年 12 月完成了最终可行性研究报告。

2.1 电网要求、大修安排与能量需求

大亚湾核电站所生产的电量同时输送到广东电网和中华电力电网（香港），因此，核电站受到两个电网的限制。根据核电上网电量的销售配额，广东电网主要考虑的是冬季低谷时段的吸收能力，而中华电力电网主要关注的是夏季负荷高峰季节电网的可靠性。主要约束和要求为：

- 1) 每年夏季 6—9 月份不可安排换料大修；

- 2) 2008 年之前, 需保证春节期间有一台机组停运, 一台机组减载运行, 时间均为 14 天; 2009 年以后春节期间, 两机组不必停运, 但两机组都要减载运行 14 天;
- 3) 春节以外全年减载率为 1.5%;
- 4) 机组强迫停机率考虑 1% ~ 2%;
- 5) 43 ~ 48 天的大修工期。

为了将机组换料周期由 12 个月顺利延长至 18 个月, 考虑上述电网的限制和要求, 不同的大修工期, 逐渐降低的强迫停机率, 可获得如表 1 所述的能量需求表。

表 1 能量需求表

循环数						EFTD
	9	10	11	12	13	14
1 号机组	394	466	432	502	462	502
2 号机组	360	401	468	432	502	462

上述能量需求是否可实现, 还须进行多周期燃料管理分析 (参见本文 4.2 节) 来加以证实。

2.2 不同的技术路线

西屋公司、法马通公司和西门子公司参加了投标, 每家推荐了不同的燃料组件和燃料富集度。仅从技术方案上看, 三家皆可在大亚湾核电站实现 18 个月换料循环。综合考虑燃料制造技术的引进和国产化进度风险, 最终选择了法马通公司。

2.3 堆芯设计安全裕量

重点考核了 II 类事故 DNB (偏离泡核沸腾) 裕量、LOCA 事故峰值包壳温度 (PCT) 裕量、II 类事故燃料熔化线功率密度裕量和燃料组件燃耗限值。

通过对上述参数裕量的独立评估, 可得出下述结论:

- 1) 需采用不同于 AFA-2G 的更先进的燃料组件;
- 2) 需采用半跨距交混格架;
- 3) 需采用成熟且先进的 LB LOCA 分析方法;
- 4) 需限制燃料组件富集度;
- 5) 需控制堆芯装载低泄漏水平;
- 6) 需采用可燃毒物。

2.4 经济性评估

分别就资本性投资费用、燃料采购费用、乏燃料处理费用、大修费用、日常运行维修费用加以评估, 并考虑折旧、财务费用和退役基金, 采用成本加成财务模型计算可知: 实施 18 个月换料循环, 20 年 (1994—2014 年) 平均上网电价可下降 0.30 美分 / (kW·h)。

3 核燃料组件

大亚湾核电站自初始堆芯至第 8 循环, 一直采用法马通设计的 AFA-2G 燃料组件。为了满足近年来用电需求增加所产生的可上网电量逐年增加要求, 1999 年底大亚湾核电站提高了 AFA-2G 燃料组件的富集度, 由 3.2% 提高至 3.7%。目前, 每次大修更换约 52 组燃料, 批卸料燃耗可达 36 GW·d/t, 组件平均燃耗可达 40 GW·d/t。

3.1 燃料选型和燃料使用要求

大亚湾核电站堆芯出口温度为 327 °C, 属于高温厂。若仍采用带有低锡 Zr-4 包壳的

AFA-2G组件, 燃耗限值最高为 $47 \sim 50 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$ (主要是受包壳氧化膜 $100 \mu\text{m}$ 厚度限制)。AFA-2G组件的 DNB 热工裕量也不足以支持焓升因子 $F_{\Delta H}$ 高达 1.65 的长周期和低泄漏堆芯装载。

为了改善包壳腐蚀裕量、DNB 热工裕量和为未来更先进燃料管理留有高燃耗的空间, 大亚湾核电站决定改用法马通公司的带有 M5 包壳和半跨距交混格架 (MSMG) 的 AFA-3G 燃料组件。为此, 1999 年底首先装入 4 组 AFA-3G 燃料组件, 作为先导使用和验证其相容性。2001 年底, 在 2 号机组第 9 循环开始成批入堆。

除了对混合堆芯两种组件、平衡堆芯 AFA-3G 组件进行规定的燃料棒和燃料组件分析外, 需对混合堆芯行为进行全面分析^①, 为此特对两种燃料的燃耗做下述规定:

1) 过渡循环 AFA-2G 组件:

燃料组件平均最大值: $47 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$

燃料棒平均最大值: $52 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$

2) AFA-3G 组件:

燃料组件平均最大值: $52 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$

含 Gd 燃料棒平均最大值: $49 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$

不含 Gd 燃料棒平均最大值: $62 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$

为了加强对燃料由于芯块—包壳相互作用 (Pellet-Cladding Interaction, PCI) 而导致破损风险控制, 大亚湾核电站要求对 AFA-3G 燃料进行 II 类事故条件下的 PCI 分析。

3.2 燃料分析综述

不同燃料组件的失水事故性能、DNB 性能、提升力、组件振动试验表明, 两种组件是相容的。

在满足上述燃耗限值和参见本文 4.2 节燃料管理方案下, AFA-2G 和 AFA-3G 的燃料棒和燃料组件分析表明: 各种燃料棒和组件设计、安全准则皆满足。

II 类工况下的燃料棒 PCI 分析表明, 为了防止发生由于包壳—芯块相互作用而引起的燃料棒漏损事故, 必须对机组在循环不同时期的长期低功率运行时间加以限制:

1) 85% 寿期以后, 无法实施日负荷跟踪运行;

2) 寿期初、寿期中, 长期低功率运行最长时间 75%FP: 95 天, 50%FP: 37 天;

3) 寿期末长期低功率运行最长时间则为 75%FP: 21 天, 50%FP: 16 天。

法马通标准设计的 AFA-3G 组件下管座与大亚湾核电站乏燃料水池底部螺钉不相容。大亚湾核电站采用在水池底部加垫板来解决该问题。

4 堆芯设计

采用新型 AFA-3G 燃料组件、高达 18 个月燃料循环、低中子泄漏装载, 需对下述堆芯变化进行充分分析和论证:

1) 更高的物理和热工水力设计参数;

2) 更复杂的堆芯装载方案: 含有可燃毒物棒, 布置较多的控制棒和两种燃料组件共存等;

3) 更复杂的堆芯行为: 功率分布相对不均匀, 循环初末差别更大的堆芯中子动力学行为, 包壳内裂变产物和堆芯衰变热等;

^① 傅先刚、周洲, 混合堆芯热工水力设计, 第七届全国反应堆热工流体会议文集, 2001 年 9 月, 北京。

4) 更高的系统运行条件: 更高的锂浓度, 更高硼酸浓度等;

5) 高燃耗问题: 局部包壳腐蚀、控制棒下落受阻、反应性引发事故 (Reactivity Insertion Accident, RIA) 问题等。

4.1 堆芯设计目标的确定

1) 多周期燃料管理分析^①

针对第 2.1 节提出的多循环能量需求, 并考虑如下灵活性要求, 进行燃料管理方案搜索和分析:

- a. 提前停堆: -20EFPD ;
- b. 延长燃耗运行: $+30\text{EFPD}$;
- c. 计划性循环长度调整: $\pm 4\text{FAs}$ 。

其中: a 和 b 主要用于优化停堆大修日期。

2) 燃料富集度选取

考虑到乏燃料水池对燃料富集度的限制 (4.5%), 燃料富集度最大可提高到 4.45%。含钷可燃毒物棒的燃料富集度选取须综合考虑 Gd_2O_3 的质量百分比。

3) 主要设计指标

a. 核焓升因子和核热点因子

	核焓升因子 $F_{\Delta H}$	核热点因子 F_Q
AFA-3G	≤ 1.65	≤ 2.45
AFA-2G	≤ 1.55	≤ 2.25

b. 慢化剂温度系数 $\leq 0 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$

c. 停堆裕度大于主蒸汽管断裂事故要求值, 即 $\geq 2300 \text{ pcm}$ 。

4) 安全分析包络参数

堆芯设计方案是否可接受, 还需对其进行事故条件下安全分析, 并提交核安全当局审查通过, 方可最后确定。首先检查一些物理参数, 如临界硼浓度、慢化剂温度系数、燃料温度系数、控制棒微分价值、硼价值、停堆裕量等; 因为这些参数影响堆芯行为。确定这些参数的包络范围后, 即可针对其是否超出原来范围, 完成相关事故分析。

5) 计算机程序和分析方法的选择

堆芯设计和安全分析方法的选取原则为: 成熟性、先进性和安全审评可通过性三方面综合考虑。主要分析方法有:

a. 核设计: Science 软件包, 其中 APOLLO 2-F 采用输运理论计算组件的群常数, SMART 采用节块法进行三维堆芯燃耗计算;

b. 稳态热工水力设计: 临界热流密度 FC 关系式和一般统计 DNB 热工水力设计 MSG 方法;

c. 失水事故分析: 中、小破口采用 CATHARE 2 程序, 大破口采用 CATHARE GB 程序及 DRM 方法;

^① 张洪等, 大亚湾核电站 18 个月换料燃料管理研究, 第八届反应堆数值计算和粒子输运学术会议文集, 2001 年 10 月, 深圳。

d. 衰变热计算: ORIGIN-S 程序。

4.2 堆芯设计分析结果综述

1) 燃料管理

针对第 2.1 节多周期能量需求和第 4.1 节循环长度灵活性要求, 计算了 15 种燃料循环, 并找到了与能量需求值相符合的过渡堆芯和平衡堆芯装载方案。AFA-2G 和 AFA-3G 组件最大卸料燃耗分别为 $44.5 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$ 和 $51.2 \text{ GW}\cdot\text{d/t}$ 。长短平衡循环的换料新组件数仅差 4 组, 而且布置方式几近一致; 安全参数变化幅度较小, 提高了事故分析的安全裕量。

纯 UO_2 棒富集度仅采用 4.45% 一种, 含钐棒 ^{235}U 富集度也仅采用 2.5% 一种 (对应 Gd_2O_3 质量百分比为 8%)。燃料棒种类少, 可方便组件的制造和组装, 减少出错机率, 与燃料国产化的进度要求相符合。

2) 安全包络参数的确定

经优化 $\text{OT}\Delta\text{T}$ 保护的设计和过渡堆芯事故分析的安全裕量, 过渡堆芯中 AFA-3G 组件核焔升因子 $F_{\Delta H}$ 值小于平衡循环。取值为:

	第 9 循环	第 10 循环	平衡循环
AFA-3G	1.61	1.64	1.65
AFA-2G	1.55	1.55	

除了慢化剂密度系数最大值由 0.505 提高到 0.540 外, 其他堆芯中子动力学参数仍保持原值。寿期末停堆裕度由 1 770 pcm 提高到 2 300 pcm, 用于主蒸汽管道断裂事故分析。

3) 稳态堆芯热工水力设计

临界热负荷计算采用法马通开发的 FC 关系式。FC 关系式已于 2001 年 5 月获国家核安全局批准。^① 考虑 3% 的设计储备和棒弯曲惩罚, DNBR 的设计限值为:

一般统计方法: 1.35

确定论方法: 1.18

两种组件的混合堆芯热工水力设计有专文论述,^② 从简。

4) 堆芯功率能力

分别针对 I 类和 II 类运行瞬态, 对燃料熔化和 DNB 进行验证, 其优化结果为:

a. 运行图左边界右移 3%, 以满足 $F_Q < 2.45$ 要求和燃料不熔化要求;

b. $\text{OT}\Delta\text{T}$ 和 $\text{OP}\Delta\text{T}$ 保护整定点全面调整;

c. 标准的参考轴向功率分布仍然采用 $\text{AO} = 0\%$, $F_z = 1.55$ 的截断余弦分布。参考的趋顶轴向功率分布 (Reference Axial Top Peaked) 为 $\text{AO} = +9\%$, $F_z = 1.37$, 用于 I 类瞬态, 失流事故等设计分析。

5) 事故分析

大破口和中、小破口 LOCA 的峰值包壳温度分别为 $1185\text{ }^\circ\text{C}$ 和 $583\text{ }^\circ\text{C}$, 小于安全限值。发生 LOCA 后, 安全注入由冷段注入切换为冷热段同时注入时间由 12.5 小时减少为 7 小时。硼稀释事故操纵员最短干预时间为 19 分钟。II 类事故不发生 DNB 的最小安全裕量为 7%。

5 对运行和核安全的影响

① 关于批准使用临界热流密度关系式 FC-2000 的函, 国核安发 [2001] 48 号, 2001 年。

② 傅先刚、周洲, 混合堆芯热工水力设计, 第七届全国反应堆热工流体会议文集, 2001 年 9 月, 北京。

5.1 对运行的影响

根据事故分析,修改了部分运行和事故规程。为了减少污垢在包壳上的沉积,以避免轴向偏移异常(Axial Offset Anomaly, AOA)事件发生, Li 浓度由 2.2 mg/L 提高到 3.5 mg/L,从而 pH 值将大于 6.9。由于运行图左线右移 3% 以及 ΔI 在整个寿期中的波动范围与年度换料有很大不同,须加强操纵员对 ΔI 的控制。由于慢化剂温度系数更负,在循环中后期,电站自动甩到厂用电运行的概率降低。

5.2 对运行技术规范的影响

运行技术规范的主要改动为:

- 1) 换料水箱、中压安全注入箱的硼浓度由 2 100 ~ 2 300 mg/L 提高至 2 300 ~ 2 500 mg/L;
- 2) 换料和维修冷停堆硼浓度由大于 2 100 mg/L 提高至大于 2 300 mg/L;
- 3) 增加了有关长期低功率运行和延长燃耗运行指令。

6 结束语

18 个月燃料循环可减少核电站大修次数、增加电量的生产、降低发电成本。但延长大修周期必须考虑燃料组件的使用或换型,堆芯设计的变化,设计基准事故的重新评价和分析,以及由此带来的对运行和核安全管理的影响。

历经三年半的可行性研究和两年半的燃料分析和堆芯设计,目前,大亚湾核电站已基本完成了 18 个月换料工程改造详细设计。作为业主,大亚湾核电站对于其中技术变化,开展了独立评估和验证,并通过技术转让和工程设计参与,配合设计商完成了满足业主各项要求的国际先进水平的换型燃料分析和堆芯设计。

大亚湾核电站日常生产项目管理的实践和总结

柯国柱

1 引入日常生产项目管理的历史背景

大亚湾核电站日常生产管理是对除大修时期以外的正常运行期间所有机组运行和生产活动进行计划、调度、协调、实施与控制,包括机组负荷变动调度、试验安排、消缺与检修计划、设备系统启停安排等与安全生产直接相关的活动。大亚湾核电站原有的日常生产管理模式是在电站经理部的统一指挥协调下由各职能部门按分工完成各个环节的工作,形成环环相扣的工作链。但此工作链因为部门接口繁杂的固有性,也有一定的不足:首先缺乏过程的反馈和沟通,风险过程控制连贯性差,容易出现遗漏,过程效率不好控制,若某一个环节出现响应不及时,则会影响到所有后续工作。其次对于日常生产中出现的缺陷跟踪分别由各职能处负责,缺陷跟踪状态无法动态控制,不能形成完整的缺陷跟踪管理体系。

为此,结合总经理部的低重心管理要求,电站于2001年对日常生产管理方式进行了改革,成立了日常生产管理项目组,在不改变行政隶属管理关系的基础上,把相关职能部门的人员集中到一起办公,按项目形式运作,全面承担电站日常生产管理活动的计划、调度、协调、实施和控制。

日常生产项目管理的实施分三个阶段进行。第一阶段从2001年6月份至2001年底,为筹划准备启动阶段;第二阶段从2001年11月份至2002年6月底,为项目管理试运作阶段;第三阶段计划于2002年6月底,开始正式运作。

2 日常生产项目管理组的定位及作用

日常生产项目管理组的基本定位是:日常生产、维修、技术活动的指挥控制中心,以工作过程为主线,负责电站机组正常运行、降负荷检修、非换料大修停机检修期间所有活动的计划、组织、协调与控制。通过日常生产控制中心,一方面优化电站的资源利用,打破部门界限,提高现场组织的工作效率;另一方面优化风险控制方式,提高风险防范能力,实现对电站安全生产状态的有效控制。最终实现管理重心下移。

3 日常生产项目管理的组织构成

日常生产项目管理的组织机构具体构成见图1。

根据管理层次分,日常生产项目管理组由决策层、管理层和执行层组成。各层人员的职责如下:

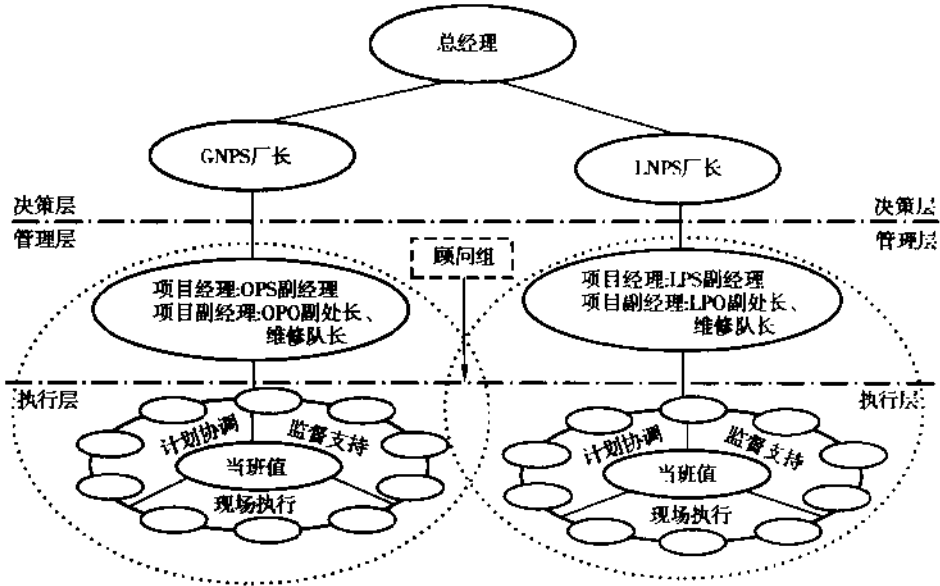


图1 日常生产项目管理组组织机构图

(1) 决策层

以电站经理为核心，作为整个日常生产项目管理组的行政领导，负责提出安全生产总体目标，批准日常生产项目管理组的组织机构、管理细则和管理程序，为项目组正常运作提供必要的资源，并就重大安全问题行使最终决策权。

(2) 管理层

以项目经理为核心，是整个日常生产项目管理组的日常管理机构，负责建立组织机构，明确职责划分，制订工作程序，指挥生产活动并协调有关资源，实现生产总体目标。项目经理同时负责监测、评估项目组运作的有效性，找出偏差并从制度上加以改进。

(3) 执行层

以当班值长为中心，由日常计划组、运行白班值、各处维修协调工程师、设备管理处代表、安全技术顾问、职业安全工程师等组成，负责采集各类生产信息，通过统一的生产计划形成各类生产指令，下达到运行值和各个专业处执行，并确保各项活动的全过程风险得到有效控制。

执行层可细分为计划协调、现场执行、技术支持和安全监督四大功能模块。计划协调模块由 MAP, OPP 和 OPO/LPO 组成，负责生产计划及电网联络事务的协调。现场执行模块由 MRM, MSM, MEE, MIC 和 MGS 组成，负责按照日常生产项目管理组发布的生产计划指令准备维修工作文件和现场执行。技术支持模块由 TEM, TEN, TTS 和 TCS 组成，负责现场技术问题原因查找、设备故障分析及备件准备，对日常生产项目管理组提供工程设计方面的支持。安全监督模块由 OSL/LSL 和 OPH/LPH 组成，负责现场安全监督，并在安全监督和管理方面对日常生产项目管理组提供专家支持。

4 日常生产项目管理的运作

大亚湾核电站日常生产项目管理的运作主要包括日常生产计划控制、异常处理及缺陷跟踪、大修交接和信息管理四大方面。

(1) 日常生产计划控制

日常生产项目管理组通过定期定时的会议制度来指挥、协调机组的生产运行活动,进行生产计划控制。项目组组织的会议包括日生产早会、日常生产办公会、日批票会、日计划会、周协调生产会和周计划会。

日生产早会:每日早上召开,参加人员包括值班经理、当班值长、STA、各处代表和维修队队长等关键生产人员,主要内容为机组过去24小时的生产信息、未来24小时的生产任务、重点关注的安全生产问题、重要事件经验反馈、中长期项目进展和上级管理层的重要决策。

日常生产办公会:在日生产早会结束后,日常生产项目管理组成员随即召开日常生产办公会,由计划工程师主持,将前一日所有日常机组的工作申请进行分发。首先由值长根据机组运行情况决定工作时间期限,由各专业处协调工程确定工作是采用作业通知书还是工作许可证进行;再由各个专业处协调工程师提出需其他部门支持和配合的项目,并当场决定联系人和联系方式;然后白班值长报告机组缺陷和各个专业处汇报缺陷处理情况后,确定缺陷处理的后续行动;最后,由项目经理就机组存在的重大问题进行决策。

日批票会:每日下午16时,由值长或机组长、计划工程师、白班值隔离经理和STA在隔离办进行批票工作,计划第二天进行的维修工作,确定机组状态是否允许设备进行隔离检修,以及设备检修对核安全、机组运行和工业安全造成的影响,并制定相应措施。

日计划会:每日下午16时30分,由计划工程师主持,白班值隔离经理和各处协调工程师参加日计划会,就当天的工作完成情况进行通报和跟踪,并就第二天的各个专业的工作项目和应当注意的问题向各处协调工程师进行通报。对于具有重大跳机跳堆的生产维修活动确定管理巡视人,加强监视。然后,各处协调工程师说明当天工作的执行情况和遇到的问题以及提出需要其他专业配合支持的活动并确定联系人和方式。计划工程师根据日批票会和日计划会的讨论结果,编制日常生产计划,经当班值长批准后,交付运行值和各处执行。

周计划会:每周四9时30分,由计划工程师召集白班值隔离经理和各专业处协调工程师对未来两周的预防性维修和定期试验进行安排的会议,确定计划日期和准备工作。

周协调会:每周四11时,由项目经理召集各处处长或副处长,就过去一周机组存在的设备缺陷和日常生产存在的管理问题和各个处关心的重大问题进行通报,对未来一周的重大工作做出安排,协调各处工作。

(2) 异常处理及缺陷跟踪

日常生产管理项目组对机组运行期间出现的异常进行了分类,明确划分厂长、生产厂长和日常项目经理的处理权限。当机组出现异常时,如超出运行技术规范等安全规定范畴内的,由厂长决策。若在此范畴内的,紧急情况下由当班值长根据保守决策原则进行。非紧急情况下,分五类情况依程序处理。

在实施项目式管理之前,机组缺陷的跟踪管理是多头的,计划、运行、设备管理、STA手上都有一份从自己的渠道收集、自己所关注的问题清单,内容上相互之间有交叉也有重叠。这样导致有的时候多个单位在落实同一个问题,有时候问题提出来了却迟迟未落实牵头单位,有时候重要的问题被遗漏了。项目组试运作以后,对机组缺陷进行统一汇集,统一确定牵头单位,并在日生产办公会通报和落实,重要问题进入周生产协调会向各处长推动,解决周期较长的技术问题进入设备管理处的问题跟踪体系。机组缺陷跟踪处理流程如图2所示。

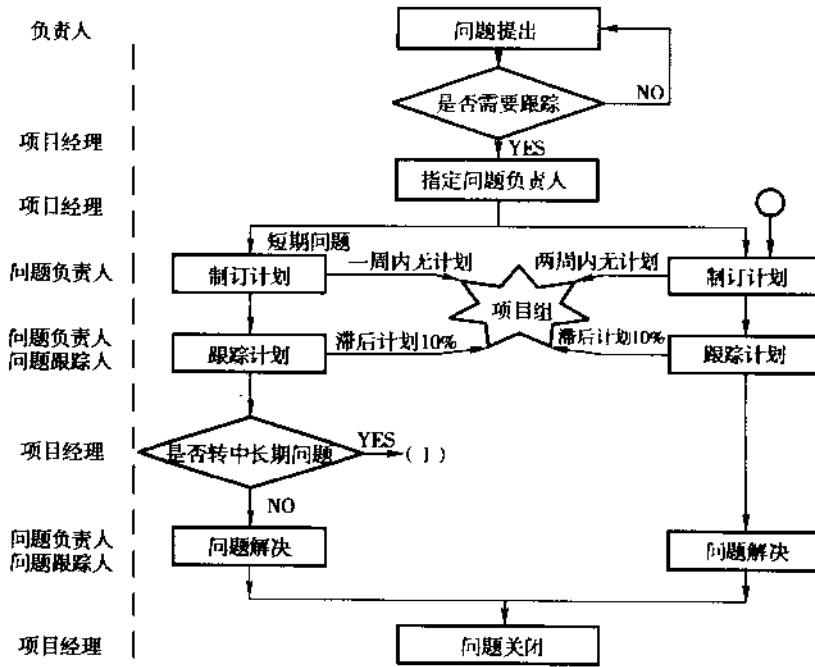


图2 机组缺陷跟踪处理流程

(3) 大修交接

机组正常运行状态与大修状态的转换是一个复杂的生产活动。日常生产项目管理组对此活动制订了标准化的大修交接流程。

大修前，日常生产项目管理组与大修项目组建立协调会制度，讨论并确定日常转大修处理的项目以及大修计划中列出但可以转日常处理的项目。大修前6个月启动月会制度。大修前组织找设备缺陷活动。大修解列前3天，由日常生产管理项目组将机组移交给大修组，并提交一份关于机组状态及遗留问题的报告。

大修中，日常计划与大修计划建立日碰头会制度。对公用系统及影响相邻机组的项目，由两个项目经理协商解决，大修组提交相关准备文件，日常生产管理项目组制订计划并组织实施。

大修后，机组并网3天后，大修项目组将大修机组正式移交给日常项目组，并提交一份关于机组状态和遗留问题的报告。

(4) 信息管理

日常生产项目管理组定期向生产线经理办公会汇报运行机组安全生产情况，说明影响机组稳定运行的关键问题以及采取的措施，并提请管理层关注日常生产项目管理组无法推动解决的问题和事项。汇报周期为每月和每周。此外，日常生产项目管理组还每周编写生产周报和安全周报，替代原来由各处分散编写的定期报告，统一了安全生产信息发布渠道。

5 所取得的成效和待改进项

大亚湾核电站日常生产项目管理组自2001年6月试运作以来，经半年多的实践，在生产计划优化、提高日常生产管理效率、加强风险控制、减少工作票量等方面取得了显著的效果，为电站全年实现上网143.64亿kW·h做出了积极贡献。所取得的成效主要表现在以下方面：

(1) 计划功能的拓展

通过合署办公,计划工作更贴近机组、贴近现场;通过联合批票,改善工作组织过程,计划工作更具有前瞻性、主动性和准确性,逐渐摆脱计划跟着变化走的局面,龙头作用发挥得更加突出;现场作业得以更加有序地进行,无票作业的现象大幅度减少;通过推行作业通知书制度,使电厂主要力量的主要精力集中到对机组安全运行有直接威胁的作业活动。这些措施使现场各类活动的风险控制在合理的层次上,也减少了纠正性工作票数量。图3为2001年纠正性与预防性工作票比例的逐月分布,可以看出从6月份以后呈逐月降低趋势。

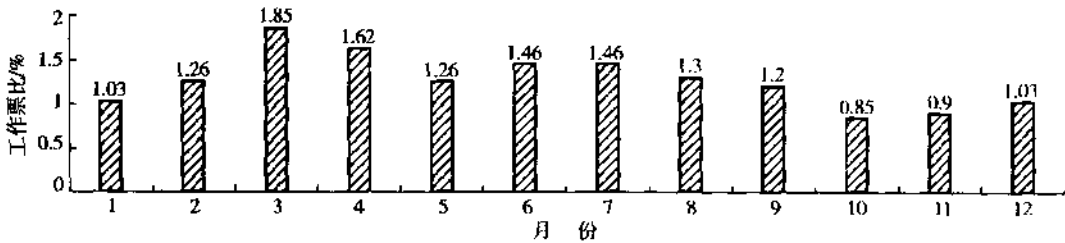


图3 2001年纠正性与预防性工作票之比趋势

(2) 风险控制的加强

日常生产项目管理组对系统/设备风险控制的主要措施是,将反映机组安全水平的第一、第二组 I₀ 消耗情况作为项目组的考核指标,每周跟踪随机 I₀ 的发生次数,并列出 5 大 I₀ 消耗次数最多的系统,通过专题小组的形式重点加以解决。图4是2001年机组第一组 I₀ 消耗次数情况的逐月分布,可以看出,从5月份开始下降趋势是比较明显的。从总消耗比来看,1~5月份的总消耗比为 5.06,6~11月份的总消耗比为 2.85,进步也是比较明显的。

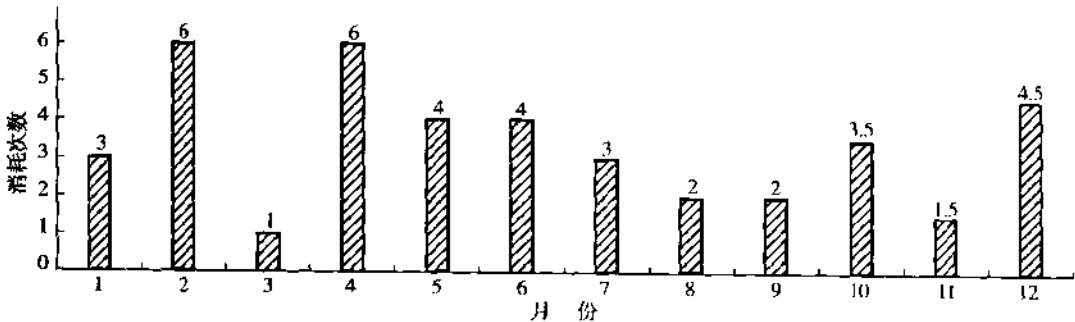


图4 2001年机组第一组 I₀ 消耗次数逐月分布

(3) 工作透明度提升及观念转变

日常生产项目管理组将关键生产指标落实到生产过程管理体系,通过每周生产协调会通报给各一线处处长,使各处长充分了解自己的工作与电厂生产业绩指标的关系,较好地解决了以往推动者与执行者两张皮的问题,增强了工作的透明度,提高了主动发现、报告和解决问题的意识。比如,在设立反映透明度的指标“24小时事件单应填而未及时填写的比例”时阻力比较大,6月份刚开始推行的时候比例高达31%,在是否需报事件单和由谁填报问题上也有一些争论。到年底的时候,事件单总数由1—6月的566张上升到7—12月的706张,而未准时填写的事件单比例已经下降到10%以下,见图5。

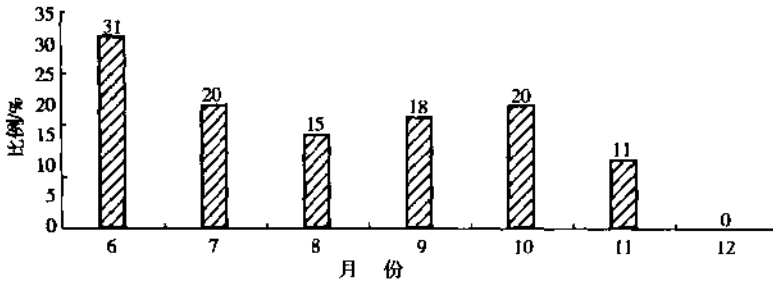


图5 2001年下半年24小时事件单应填而未及时填写的比例

日常生产项目管理是新事物，国际同行实行这种组织模式的时间也不长。实践表明，大亚湾核电站日常生产项目管理的实施是成功的，促使电站日常生产管理水平又上了一个新台阶，其成功经验为电站在其他方面推行项目管理起着重要的借鉴作用。但在实际操作中，仍然存在着一些待改进的薄弱项。如项目组的主体功能是明确的，但是到底哪部分是行政组织份内的事务，哪部分是项目组的事务，仍然需要进一步界定和细化。目前的风险控制在计划和准备阶段有比较规范的措施，但工作的执行阶段风险控制还不十分理想，有待加强。唱票制、监护制应用还不够规范，普及面也不够广，工作负责人不在现场的现象也还时有发生，设备状态不明原因改变也未表现出好转的迹象。工作过程的风险控制和人因失效防范应当是项目组未来关注的重点。

核电站换料大修与成本管理

刘新栓

1 核电站换料大修简介

压水堆 (Pressurized Water Reactor) 核电站在每一个燃料循环末期, 必须更换部分核燃料以维持下一个燃料循环的运行。大亚湾核电站一个换料周期为 12 个月, 每次更换 1/3 的燃料组件, 目前在向 18 个月换料过渡, 2002 年将实现 18 个月换料。核电站换料大修的目的是换料, 以保证机组连续运行的能力。同时, 核电站利用机组停堆换料的时间, 对设备进行预防性及纠正性维修、在役检查、定期试验、设备隔离检修后的功能试验等工作。如有必要, 还要对系统或设备实施工程改造, 以消除机组在设计、安装和运行中的隐患, 保证机组在下一个燃料循环中安全、稳定、连续运行。

换料大修是核电站生产活动中的重要环节, 也是生产活动中的一个特殊阶段, 是检修和运行操作的高峰期, 具有以下的特点: 时间短、工作量大、接口多、核安全质量标准高、技术问题复杂和大量工作依靠计算机系统管理。根据以上特点, 特别是各类工作活动多、涉及的部门和专业多、参与人数多、技术要求高等特点, 可以看出核电站的换料大修是一个规模庞大的、复杂的系统工程。这个活动过程中的每一个环节都有可能直接影响系统和设备的安全可靠性, 进而影响机组下一个燃料循环连续运行、发电的能力乃至公司的效益。而且换料大修也是核电站耗资最大、耗时最多的生产活动。因此, 安全、质量、工期、成本构成了核电站换料大修的四大管理和控制要素。

2 核电站发电成本构成

2.1 备品备件和其他消耗品

大修所耗费的第一大类资源是备品备件及其他消耗品。一般而言, 通过备件领用进入成本的费用占整个大修成本的 40% 左右。按备件服务的活动对象分类, 可分为核岛备件、常规岛备件、辅助系统备件和通用服务消耗品。大亚湾核电站历次大修材料决算情况如图 1 所示。

随着机组使用年限的延长, 机组换料所消耗的材料逐增, 目前基本保持在两台机组一次大修耗费 450 ~ 500 万美元左右水平上。

2.2 项目承包

大修过程中所消耗的资源除去备品备件、消耗性材料和专用及通用工具以外, 还包括大

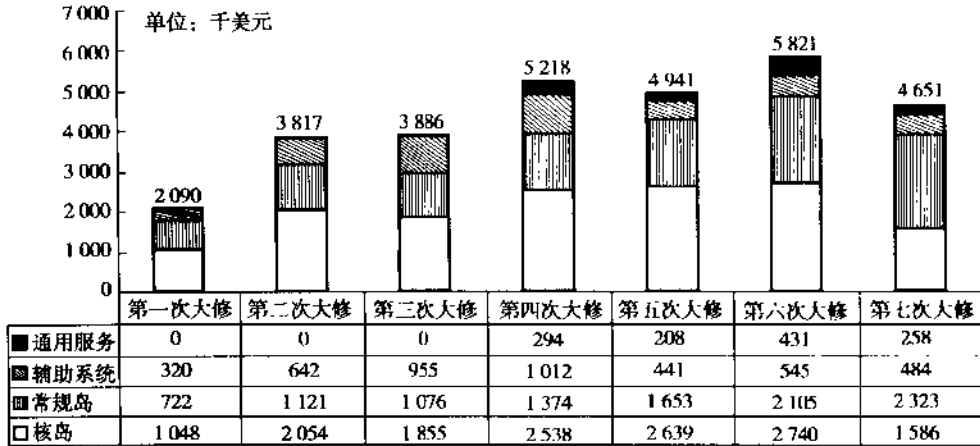


图1 大亚湾核电站历次大修材料决算情况

量的人力资源。在大修阶段，许多人力资源将由核电站外部输入，其中主要形式包括项目承包、技术服务、技术支持。

在大亚湾核电站机组换料大修工作过程中，根据设备不同，所采取的承包方式有所区别，项目承包在常规岛及辅助设施（BOP）设备大修中用得最为普遍。经过成本和效益分析，大亚湾核电站的常规岛和辅助设施（BOP）设备大修工作基本采用项目承包的方式，其中常规岛设备大修主要由深圳淮电检修公司和深圳山东核电工程公司分别承包，至机组第七次大修止，两家公司承担的工作负荷分别约为90%和10%，辅助设施（BOP）设备大修全部由深圳东北核电建设公司承包。

在大修过程所存在的三种劳务供应形式中，项目承包的价格是最高的，对承包商在各方面资质、实力、技术要求也是最高的。由于项目承包是将整个项目安全委托承包方进行，承包方所承担的责任最大，项目执行过程中的风险也最大，因此其收益也较其他方式高。

在大亚湾核电站劳务供应合同中，技术服务形式的劳务合同价格最高，主要原因是技术服务所输入的专家基本由国外的设备生产厂家或国外专业进行设备维修的公司提供，国外劳务支持人员人工单价远远高过国内人员。技术服务人员由于仅承担设备大修的技术后援和指导性工作，其成本为：人工单价×工时数，根据出勤时间计算合同价格。

大亚湾核电站核岛大修主要由深圳纽科利工程有限公司（原C23公司）提供技术支持。技术支持人员成本为：人工单价×工时数，根据出勤天数确定最终价格。

大亚湾核电站设备大修过程中，由于使用的劳务支持方式不同，电站员工和承包商所承担的工作也有所区别，详情见表1。

3 核电站换料大修成本控制方法

3.1 成本控制的基本方法

关于成本控制技术上，可分为事前控制、事中控制和事后控制三类基本方法。现代的成本控制理念认为，凡事预则立、不预则废，没有好的规划就不可能有好的过程。与其消极等待成本发生，不如积极寻求方法去规划控制、协调有关支出的发生。大亚湾核电站的成本控制采取以全面预算管理为核心的全面性、全员性、全方位、全过程的计划控制，偏重于事前控制方法体系，但以事中控制和事后控制为保证。

表 1 大修各项工作的主要承担者

承担者	核 岛	常 规 岛	BOP	备 注
电站工作人员	EAS*, RCP, RCV, RIS, RRA, RRI, VVP 及仪表等核岛设备	QA & QC	QA & QC	
国内承包商	安全阀*、通风系统、在役检查	ABP*, AHP, CHX, GGR, GFR, GSS, GPV 等常规岛设备	CRF*, CFI, CTE, CGR, SEC 等 BOP 设备	* 为承包项目
国外承包商	PNC 堆内仪表系统*、SEBIM 阀门 另外：为维修提供技术服务	技术服务	技术服务	

成本的事前控制，主要是指成本预测。预测是利用科学的方法来推测事务未来发展的必然性和可能性，其主要特点是根据过去和现在预计未来，根据已知推测未知。成本预测是成本管理工作的首要环节，通过成本预测，可以掌握未来的成本水平及其变动趋势，有助于把经营管理中的未知因素转变为已知因素，减少盲目性。

成本预测的步骤如下：明确成本预测的对象和目的；广泛收集和整理资料；确定预测值，提出最优方案，确定成本预算数。

成本事中控制是在一个活动项目执行过程中，从立项批准到商务过程和合同执行以及验收支付办理过程中实施的监督、控制、纠偏等工作。主要目的是及时发现与预定目标有偏差的风险，采取措施予以纠正。事中控制是保证成本预测目标得以实现与控制成败的最关键步骤，只有在项目进行过程中实施好各方面的有效监督控制，才能真正意义上控制好成本，事前控制强调的是预测，事后控制强调的是反馈。

成本事后控制是在事前控制和事中控制的基础上，对成本支出和预算执行的结果进行分析总结，为下期工作提供改进意见和防范措施，以便持续改善和有效控制成本。事后控制应该由参与活动的各部门从各自专业技术、不同角度去观察、反馈活动的经验教训，并及时反馈给高级管理者和有关对象，以取得最大的效果。

相对于大修活动，成本控制的基本方法就是确定预算值（事前控制），通过立项、合同承诺及检修进行大修活动（事中控制），总结大修经验，进行成本-预算分析，找出经验教训，反馈给各级管理层（事后控制）。

3.2 大修成本控制的重点

1) 做好计划。大修活动繁多，物料准备、工器具准备、关键路径、人员、大修程序方案准备等，都须提前做好计划。计划是大修成本控制的灵魂。

2) 减少紧急采购（UMR）。大修费用中约 40% 是材料、备件更换成本，而每次大修中都有数量不菲的紧急采购。紧急采购不仅费用昂贵，采购成本高，而且由于材料备件的不能及时供应，有可能导致大修时间的调整以及缺货成本的发生（不能按时完工）；更为糟糕的是有些紧急采购回来的材料备件在大修完成之后才到货。减少紧急采购的基本途径是做好日常备件（库存材料）采购。日常备件的采购控制，需要各使用部门做好长期维修业务计划与短期维修业务计划，提出各类备件的需求数量与时间；仓库管理部门做好协调与计划，确定合理采购数量与库存。通过历次大修预决算报告的反映与宣传，各有关部门加强了对紧急采购的数量控制与金额控制，由最高的约 100 万美元下降到目前的约 35 万美元，成绩斐然。历次大修紧急采购数量、金额如图 2 所示。

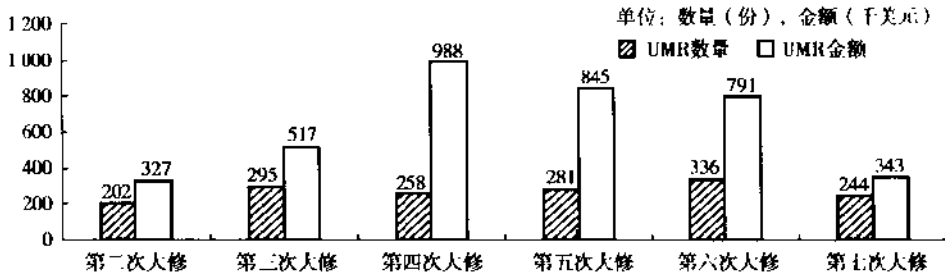


图2 大亚湾核电站历次大修 LMR 统计

3) 合同价格的控制。每次大修约 60% 的费用开支都是承包合同支出, 加强承包合同的价格控制是大修成本控制的重点。减少工作日, 降低日工单价是直接的控制手段, 增加维修自主化是成本降低的主要原因。在合同价格控制前提下, 须加强对额外工作量的控制 (WRN)、过程效率控制 (工时价格)。通过建立合作伙伴关系和引入适当竞争, 大亚湾核电站历次大修合同价格呈下降趋势。

4) 维修人员积极参与。公司维修、技术人员有将近 730 人, 在大修过程中尽可能多地投入本公司的人力, 不失为一个减少外包成本的有效途径。

5) 做好预防性维修。一般而言, 平时预防性维修越好, 大修活动时间相应就少, 所耗费成本就越少。

6) 做好增值活动与非增值活动的成本分析。增值活动是指那些能够增加商品或服务的有效性的活动。将增值活动观念引入成本管理, 分清增值活动和非增值活动后, 尽量减少非增值活动因素, 增加增值活动因素。

3.3 作业成本法引进

对企业而言, 优化成本的前提是了解成本的构成, 传统成本核算方法只把随着产量短期变化而变化的成本视为变动成本。但许多重要的产品类别并不是随着产量的短期变化而变化, 而是随着产品设计、产品组合、产品系列以及客户需求的变化而变化。传统的成本核算方法在一定程度上造成产品成本信息严重失真。另一方面, 传统的成本核算方法无法精确地给出具体到某一工艺、某一流程或某一项目的成本。

运用传统的成本控制方法只能统计宏观的数据, 以核电站备品备件与材料费用为例, 通过运用现有方法, 只能了解到常规岛、核岛、辅助系统及通用服务这四大类项目分摊的备品备件与材料费用。如果了解组成常规岛的各个系统与设备的备品备件与材料费用, 用现有的手段几乎是不可能统计出来的。但实际上, 这些信息正是管理层最希望得到的, 因为它可以使管理层了解成本控制的重点。

为了解决上述问题, 提出了一个以资源流动为线索、以资源耗用的因果关系为成本分配依据的成本计算方法——作业成本 (Activity Based Cost) 作业 (Activity) 指企业为提供一定量的产品或劳务所消耗的人力、技术、原材料、方法和环境等的集合体, 与传统成本计算方法不一样的是, 作业成本通过“作业”来分配费用, 其内涵和分配原则包括: 产品消耗作业, 作业消耗间接资源; 生产导致作业的发生, 作业导致间接成本的发生。

以活动为基础的成本管理 (Activity Based Costing, ABC) 是现代管理的最新发展, 是强有力的管理工具之一。ABC 发源于美国, 于 20 世纪 80 年代末开始推广应用, 1995 年以后有

较多的美国核电企业应用此方法。

实现以活动为基础的成本管理需要建立一个既相对合理又比较完善的模型。这个模型应该考虑到活动全过程的所有成本。由于核电站换料大修活动比较复杂，参与人员也比较复杂，为了达到简化模型方便统计，在模型中引用个别相对成本。虽然这样会使得活动过程中个别环节的统计不够精确，但是这些不精确因素不会影响总体结果、趋势分析。

ABC 成本管理力图更准确地分配预算和成本，所以 ABC 成本管理比大亚湾核电站目前所使用的预算和成本管理模式更为复杂。ABC 成本管理的重点从原先的资源管理转变为工作活动及其结果的管理和改进，将注意力集中在以活动为基础的过程及结果的管理和分析，其目标是以尽可能低的花费去完成每一项工作活动并获得预期的结果。目前大亚湾核电站换料大修的成本管理模式是按资源来源来编制预算和核算成本的，关心的是需要哪些方面的资源支持（人力的、物资的、资金的）以保证完成工作任务。而以活动为基础的预算和成本核算模式按照工作或活动来编制预算、执行预算和进行成本核算，着眼于每项工作活动需要耗费哪些资源。上述改变从形式上看似乎变化不大，而从内容上来看可以说是有质的变化，主要是管理效果上的差异。

采用 ABC 成本管理以后，成本可以进行纵向（与以前年度）比较，也可以应用标杆法与其他核电站的相关指标进行对比。以活动为基础的预算和成本核算模式是通过差异分析，发现问题、找出发生问题的原因，从而改进工作活动及其结果来达到改进管理、提高效率、控制成本的目的。

目前，大亚湾核电站正开始进行 ABC 成本管理的准备工作，并且已经引入了先进的 ABC 实施软件。从 2002 年开始，电站的 ABC 成本管理将进入实质性推进阶段。这必将对大亚湾核电站未来大修成本的进一步降低以及生产业绩的持续提高产生深远的影响。

以可靠性为中心的维修技术的应用及推广

李晓明 景建国 陈世均

1 RCM 理念及其在 GNPS 的应用和推广

1.1 RCM 分析理念

人们的维修观念随着科学技术迅速发展也在不断的变革,对设备故障的观点也发生了变化。20世纪50年代以前的设备故障观点比较简单,认为设备越陈旧越可能发生故障。在60年代随着设备复杂程度的提高,产生了“浴盆”曲线的观点。到70年代末随着高科技的发展,人们对设备故障的新研究认为:设备的实际故障曲线不是一种单一的“浴盆”曲线,而是六种曲线,其中三种与时间有关的故障模式曲线仅占有故障模式的11%,而89%的故障模式与运行的时间无关。以可靠性为中心的维修(Reliability Center Maintenance),分析体系正是在这些研究的基础上发展起来的新的理念:并不是修得越频繁,设备就越可靠。同时RCM把我们从管理故障模式的观念转到了管理故障影响和故障后果的观念上来。RCM是用来确定任一设备在运行环境下保持实现其用户需求功能所必须的活动的一种科学方法。亦即,通过RCM分析方法,确定对哪些设备采取纠正性维修(CM)策略,对哪些设备采取定期维修(TBPM)策略,对哪些设备采取状态维修(CBPM)策略。通过这些必须的维修活动,确保系统设备保持实现其用户需求功能。

例如:有“A”,“B”两台泵(见图1)。“A”泵正在运行而“B”泵备用,这两台泵哪台更为重要呢?有些人可能认为“A”泵比“B”泵重要,但RCM的维修理念认为“B”泵比“A”泵更重要,因为“A”泵在提供功能的过程中,随时都可能发生故障,一旦发生故障表面看系统功能丧失,但如果管理好“B”泵,当“A”泵失效后“B”泵能够顺利自动投运,系统主要功能就得到保证。

RCM维修理念认为实施何种类型的预防性维修的惟一原因不在于对故障本身进行预防,而在于避免或至少可减轻故障后果。在此例中我们再看“A”,“B”两台泵的功能和隔离阀 V_a , V_b , V_c , V_d 的功能谁重要呢?有些人可能会说:“当然泵比阀门重要”;但RCM的维修理念认为阀门的功能比运行泵的功能更值得管理,因为,当“A”泵失效后“B”泵顺利自动投运,系统功能得到恢复。可是系统丧失了重要的备用保护功能,一旦“B”泵发生故障就

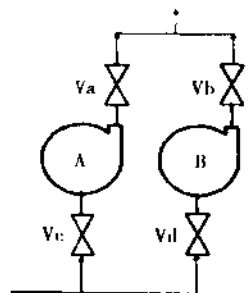


图1

可是系统丧失了重要的备用保护功能,一旦“B”泵发生故障就

会使系统功能丧失，如果管理好阀门，使得每一隔离阀能够起到隔离功能，如将隔离阀 Va 和 Vc 关闭，就可对“A”泵进行在线维修恢复它的备用功能，从而保证了系统运行的可靠性。由此可见，RCM 着重于对设备性能最有影响的维修活动，而把精力从那些对性能影响不大或者没有影响的维修活动转移开来，这有助于保证在维修上的一切花费总是最有效的。

另外，RCM 的长处在于为确定哪些预防性维修是技术可行的、多长时间做一次预防性工作和为什么要做预防性工作提供了一个简单、准确和容易理解的判据。设备的定期大修只有在故障后果严重并无法准确预测，且故障与时间有关的情况下才有必要，有条件则尽可能采取预测性维修。RCM 方法强调设备维修的及时性和准确性，所谓及时性就是避免系统功能丧失，准确性就是尽量达到设备安全寿命极限，两者是辩证统一的。所以通过 RCM 分析不仅降低了运行、维修成本，实质上也保证了系统的可靠性。

1.2 RCM 在大亚湾核电站的应用和推广

大亚湾核电站从 1998 年开始探索应用 RCM 的可行性，并于 1999 年在 RCM 专家的指导下，进行了冷凝水抽取系统 (CEX) 的 RCM 分析试点工作，取得了很大成功。从而开始了 RCM 在大亚湾核电站的推广。到目前为止在全厂范围内开展了 10 次为期三天的 RCM 基础培训，培训生产骨干达两百名，举办了三期半个月的高级培训，培训督导员 13 名，专门为经理层举办了二期 RCM 讲座，培训的学员遍布电站各个部门，约占电站生产部门员工的 20%。在督导员培训过程中分别以核电站的常规岛除盐水分系统 (SER)、生水系统 (SEA) 和汽机排汽口喷淋系统 (CAR) 为例，进行 RCM 分析，使每一个被培训学员体会到 RCM 在核电站应用的必要性。

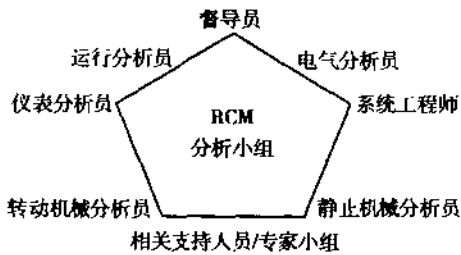


图 2 RCM 分析小组组织结构图

为了加强 RCM 在大亚湾核电站的推广，2000 年 8 月电站在技术部设备管理处组建了 RCM 分析专门部门，负责核电站系统的 RCM 分析，并在此基础上完成所分析系统的《维修导则》(Maintenance Base) 和《维修大纲》的优化和升版。《维修导则》则是 RCM 分析小组的分析成果。RCM 分析小组由 RCM 分析部门的督导员和不同执行处的有经验的专业技术人员组成 (见图 2)。督导员在整个分析过程中总体协调、控制，完成 RCM 分析以下几个过程：

- 1) 确定所分析的系统设施的功能和性能标准 (编写系统功能)；
- 2) 确定功能失效模式，明确部件故障到什么程度才不能实现其功能，以及引起每种可能的功能丧失的原因 (编写信息工作单)；
- 3) 分析故障影响和故障后果 (编写信息工作单)；
- 4) 利用决策树，确定对不同设备所采用的维修类型和频度 (编写决断工作单和 FFI 计算)；
- 5) 对 RCM 分析结果进行审查，将分析结果与现有的维修大纲作分析比较；
- 6) 根据最终审定的成果形成《维修导则》，并修改维修大纲。

必要时性能试验、在役检查、化学、防腐等相关支持人员参与和启动专家小组，解决分析小组不能完全确定的疑难问题。目前基本形成了一套适合核电站的 RCM 分析体系。

2 RCM 分析成果与现有维修运行活动的接口

RCM 作为一种制定和优化维修大纲的系统化的评估方法，使我们能从对各设备在其使

用环境内的维修需求进行一个全面的零基 (Zero-based) 审查入手, 系统地分析系统的功能、功能故障、故障模式和故障影响, 客观评价其故障后果, 利用决断逻辑图来确定设备的维修类型和要求。RCM 分析成果将直接生成相关系统的《维修导则》, 并从中直接派生出相关系统的《维修大纲》, 同时优化相关系统的定期试验大纲、运行总则第 9 章 (GOR9)、性能试验大纲、化学分析大纲和在役检查大纲。GNPS 应用 RCM 前, 维修大纲制定的主要依据是电站的设备运行维护手册 (EOMM), 采用的维修类型以预防性定时维修为主, 基本上单纯依据设备制造厂家的要求, 尽管有局部的经验反馈, 但并未形成一套科学、系统的体制来评估其合理性和有效性; 同时由于没有对设备的维修需求从深层次去系统分析, 导致有些设备该修却没有及时修, 而有些实际状态很好的设备却定期解体大修, 从而造成设备严重的过度维修。按照最新的设备故障观点, 这样的维修不仅维修费用很高, 而且降低了设备的可靠性。这是 RCM 分析前后《维修大纲》生成过程的重要区别, 也是应用 RCM 分析的关键所在。通过核电站维修、运行、技术部门近 3 年的 RCM 应用实践, 目前已基本确立了适合核电站的 RCM 分析成果同现有维修、运行活动的接口体系 (见图 3)

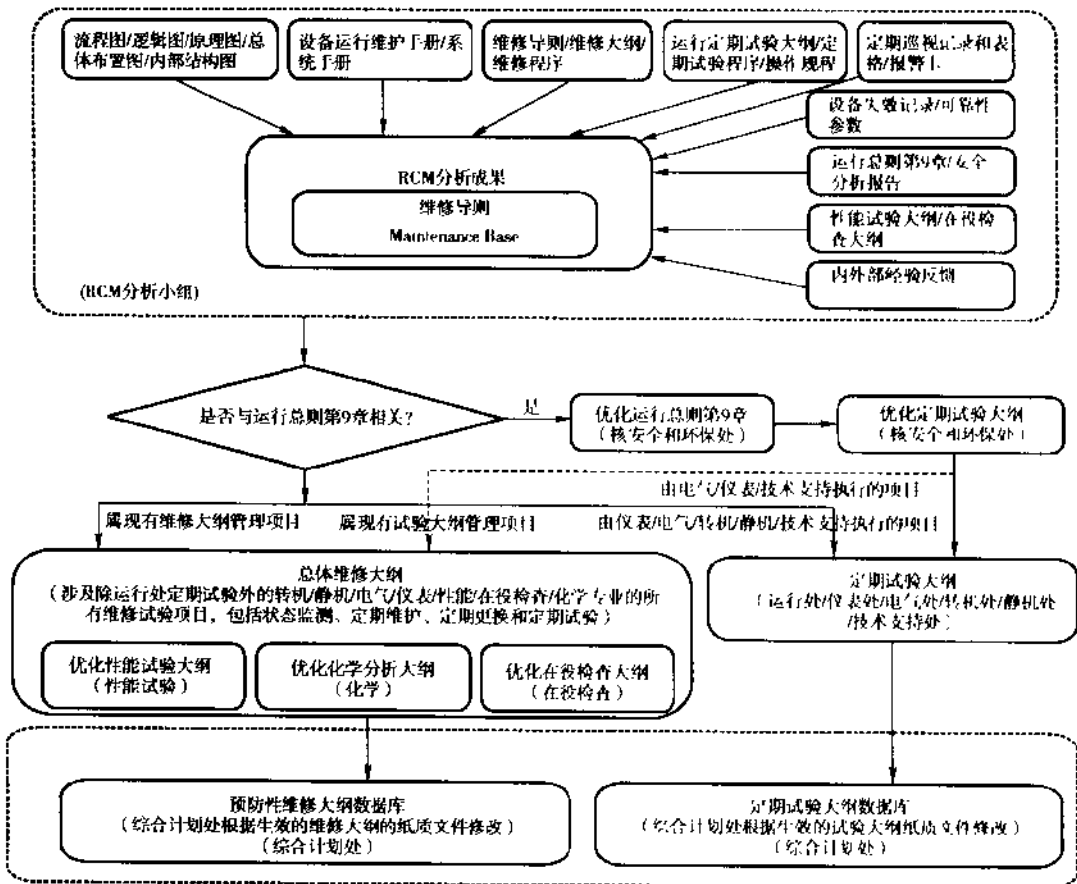


图 3 RCM 分析成果同现有维修、运行活动的接口

从图 3 可以看出, 计划部门根据优化后的总体维修大纲和定期试验大纲, 修改预防性维修大纲数据库和定期试验大纲数据库中相关设备的维修信息。同时根据总体维修大纲优化十年大修大纲, 并根据优化后的十年大修大纲安排换料大修维修大纲。

3 RCM 分析成果给电站设备管理带来的变化

3.1 提高了系统设备的可靠性

RCM 分析总是将有安全性和影响环境的故障后果评估进行预先判断, 在分析过程中对此类故障给予高度重视, 即使不能完全排除故障, 也应把此类故障所带来的风险真正降到非常低的水平。下面以冷凝水抽取系统 (CEX)、汽轮机润滑顶轴盘车系统 (GGR)、循环水过滤系统 (CFI) 部分分析结果为例, 阐述在提高系统可靠性方面带来的变化

1) 凝结水抽取系统 (CEX) 是汽轮机的重要辅助系统, 它设计有三台容量为 50% 的凝结水泵, 其中两台凝结水泵运行, 一台泵备用。如果两台运行的凝结水泵有一台故障停运, 而备用泵不能自动启动, 造成的后果轻则发电机速降负荷到 50% Pu, 严重时会引起汽轮机跳闸, 反应堆停堆。大亚湾核电站曾经发生过 3 次两台运行泵中的一台泵故障跳闸, 其中有 2 次备用泵不能自动启动, 备用泵自动启动成功的失效概率高达 66.7%。针对这一故障模式, RCM 小组在分析过程中发现管理备用泵隐蔽性故障模式的定期试验程序存在明显的缺陷: 尽管机组每次换料大修后也进行备用泵自动启动试验, 但试验时所采用的运行方式同实际运行方式完全不一样。试验时模拟一台 CEX 泵运行, 两台 CEX 泵备用, 当运行泵跳闸时优先备用泵自动启动, 如果优先备用泵自动启动不成功, 延时 1s 后次级备用泵自动启动。而实际运行时两台 CEX 泵运行, 一台 CEX 泵备用。这种运行方式下备用泵自动启动逻辑回路同有两台泵备用时的自动启动逻辑回路完全不一样, 但我们的定期试验并没有针对这一隐蔽性故障模式进行管理。在 RCM 分析的决断工作单中, 修改了定期试验程序, 调整了试验方法和频度。在分析结果应用到实践中的两年多的时间内, 大亚湾核电站又发生过 3 次两台运行泵中的一台泵故障跳闸, 但是 3 次备用泵都能顺利地自动投运。使备用泵自动启动成功率提高到 100%。避免了机组速降负荷引起的经济损失

2) RCM 分析前 CEX 泵进出口隔离阀没有密封性试验, 其直接后果是一旦泵在机组正常运行中故障需要进行在线检修时, 该泵将因阀门无法有效隔离而不能检修, 机组将长时间失去备用, 大大降低机组运行的可靠性。RCM 分析后增加了密封性试验。在密封性试验中, 果然发现泵进出口隔离阀存在设计缺陷, 使得无法对 CEX 泵进出口隔离阀有效隔离, 从而提出对隔离阀进行改造, 改造后密封效果良好

3) 汽轮机润滑顶轴盘车系统 (GGR) 中的交流辅助油泵和直流应急油泵是系统中的重要设备。如果主油泵故障或汽轮机跳闸时, 交、直流油泵都不能自动投运, 汽轮机轴瓦失去润滑会造成汽轮机轴瓦烧毁, 严重时造成汽轮机动、静部件磨损。为了保证交、直流油泵在需要时能够自动投运, 技术部搜集、统计了交流辅助油泵、直流应急油泵和控制回路的失效数据, 3 年内发生了 1 次试验不成功 (直流应急油泵未自动投运), 增大了运行风险。利用 RCM 的定期试验周期计算方法, 得出交流辅助油泵、直流应急油泵自动投运试验周期为 4 周, 从而将定期试验大纲中规定的试验周期 8 周修改为 4 周

4) 如果在事故状态下, 交流辅助油泵不能自动投运, 供油母管压力小于 0.07 MPa, 直流应急油泵自动投运, 此时逆止阀 GCR004VH 卡死在开的位置或关不严, 起不到逆止阀的作用, 直流油泵提供的润滑油同样不能满足运行的要求, 可能会造成汽轮机轴瓦烧毁。可采用试验的方法来管理逆止阀, 但试验有不同程度的破坏性 (未经过过滤的润滑油进入轴瓦), 因此在决断中增加了对逆止阀每两个换料周期一次的解体检修

5) 循环水过滤系统 (CFI) 是部分与质量和核安全相关系统, 在 CFI 系统中为了满足低压冲洗回路隔离检修需要, 必须保证隔离阀的可隔离性; 同时低压冲洗泵进口隔离阀检修时

需扩大隔离边界,引起一系列重要厂用水系统(SFC)不可用。因此,在决断中增加了每个换料大修检查低压冲洗泵进、出口隔离阀的密封性和每两个换料周期全面解体检修低压冲洗泵入口隔离阀。

4 降低系统和设备的运行及检修成本

RCM 分析方法的应用对企业最大的好处是在提高系统设备可靠性的同时降低了运行维修成本。RCM 理念认为几乎所有的解体大修本身就是一种故障的形式。从运行系统中拆除一个设备进行解体大修,就意味着这个设备不能为系统运行提供它应该提供的服务。因此,解体检修的目的就是为了使设备提前进入一个后果相对小的故障状态,以避免在运行中发生更为严重的后果。在分析和决断过程中,需要分析和判断设备故障的影响及后果,判断运行设备是否有备用、备用设备是否可以在线维修、设备故障是否与时间有关、是否可以采用状态监测技术捕捉潜在故障点等等,从而决定对该设备所采取的维护方式:对故障与时间无关且故障后果不严重可以在线维修的设备取消预防性维修而采取纠正性维修方式;对于故障后果严重的设备如果能够采用状态监测技术捕捉到设备潜在故障点,先采取延长维修周期的方式,到检修周期末期,根据状态监测判断设备的性能指标是否下降,如果性能指标下降可提前检修,如果性能指标未下降可继续延长检修周期。下面以汽轮机润滑油顶轴盘车系统(GGR)、凝结水抽取系统(CEX)的部分分析结果为例,阐述 RCM 在降低系统和设备的运行及检修成本方面带来的变化:

1) 在汽轮机润滑油顶轴盘车系统中,交流辅助润滑油泵在系统中起着重要作用,但它不是一个连续运行的设备,运行时间较短,采取的其他维修策略可以保证它的功能不丧失,并可发现它的潜在故障点。因此,在决断中取消交流辅助润滑油泵电机 3 年一次的定期检修。

2) 在汽轮机润滑油顶轴盘车系统中,直流应急油泵在系统中起着非常重要的保护作用,但它仅是一个应急备用的设备,采取其他的维修策略可以在应急状态下保证它的可用。因此,在决断中将直流应急油泵的泵体的解体检修周期从 6 年延长至 9 年,同时取消直流应急润滑油泵电机每运行 3 000 小时的解体检修。

3) 由于有两台冷油器互为备用,并可在线隔离维修。因此,在决断中取消冷油器每 5 年全面检查和冷油器季度检查。

4) 在凝结水抽取系统(CEX)中,电动机和泵的定期解体检修均已取消,同时加强了对电动机和泵的状态监测。一旦电动机和泵真有问题了,基于状态监测的结果进行的维修将更具针对性。到目前为止,已对 6 台 CEX 电动机中的 5 台进行了解体大修。据检修人员介绍,尚未发现已解体电动机有任何缺陷,即便因轴承漏油换下来进行解体大修的 2CEX001MO 也没有发现换下来的轴承的缺陷所在,倒是 2 号机组第五次大修对其进行品质再鉴定时一启动就出现异常噪音而被迫停运、换下再次解体大修。这说明一个问题:不恰当的维修会降低设备的可靠性,同时维修成本成倍的增加。

5) 取消 CEX 系统中电动机 10 年解体检修项目后系统和设备的可靠性没有降低,维修费用却得到了很大的节省:

修 1 台 CEX 电动机人工费: $5 \times 10 \times 600 = 30\,000$ (元)

更换电动机轴承: $2 \times 920 \times 8.3 = 15\,272$ (元)

初步估计解体一台电动机就算其他部件没有问题,最少也得花费 4.5 万 ~ 5 万元。6 台电动机花费 27 万 ~ 30 万元。

这仅仅从一个系统的一个设备来考虑，如果从整个系统乃至整个电站来考虑，这笔费用的节省将是十分可观的，并且随着 RCM 分析工作的不断深入将产生越来越可观的效益

5 结束语

RCM 方法在大亚湾核电站应用推广 3 年来，已完成 RRI, CEX, CFI, GGR 等 15 个系统的 RCM 分析，在保持系统设备安全、可靠、经济运行方面取得了显著的效果。RCM 较好地解决了“为什么修、何时修、修什么”的问题。目前，以可靠性为中心的维修在大亚湾核电站的推广和应用已正式列入公司的五年发展计划。到 2004 年底，计划将完成 19 个核岛系统、30 个常规岛系统、30 个电气系统的 RCM 分析，基本上覆盖了电站的重大设备及相关系统。在实际运用过程中，新的设备故障模式还会不断出现，应以动态的眼光来看待 RCM 的分析成果。及时反馈、不断更新，使 RCM 分析成果——《维修导则》以及派生出来的《维修大纲》成为真正意义上的“LIVING PROGRAM”，更好地起到指导运行、维修的目的，确保核电站安全、可靠、高效运行。

参 考 文 献

- 1 John Moubray. Reliability-centered Maintenance (RCM) . Second edition. Great Britain: Butterworth-Heinemann, 1997
- 2 [英] J·莫 . 以可靠性为中心的维修 , 石磊, 谷宇昌译. 北京: 机械工业出版社, 1995
- 3 张翠凤. 工业企业设备管理. 上海: 华南理工大学出版社, 1997

大亚湾核电站贯彻 ALARA 原则的实践

顾景智

大亚湾核电站自 1994 年投入商运以来,在日常运行和换料大修期间的辐射防护领域不断探索贯彻 ALARA 的各种措施,取得了显著成效,电站集体剂量一直保持在世界核电行业压水堆系列的先进水平(见图 1)。其他各辐射防护相关指标也保持了良好的纪录,也没有放射性物质被扩散进入环境的事件,保障了电站员工的辐射安全,也为保护环境做出了贡献。

1 ALARA 组织的运作

大亚湾核电站投运伊始就成立了 ALARA 委员会,由电站一名经理任主席,各部门的安全协调员为委员,负责审定每年的辐射防护大纲、各项辐射防护相关的指标和讨论、审批重大的辐射防护行动。

根据运行经验,换料大修期间产生的集体剂量要占电站年剂量的 90%,为此辐射防护的重点也放在了大修上。在电站的大修组织机构中专设一名辐射防护协调员,负责统一和协调大修期间各专业的辐射防护行动

例如:根据大修的计划进度,安排辐射防护人员实施现场辐射监测;更新辐射标识和检查现场的辐射防护措施的准备情况;在每天的生产早会和大修协调会上及时通报现场的辐射防护状态和每周召集各部门(包括承包商)的安全员协调会议;通报违反辐射防护规定的事件;根据大修的进度预报相关现场的辐射风险和安排提前须做好的防护措施

每次大修前依据辐射风险的大小设立若干个专项 ALARA 工作小组。小组由该专项负责人任组长,一名辐射防护人员作为协调员。大修前各小组都要总结以往本专项或类似工作成功的经验和失败的教训,针对本次大修作业现场的风险制定有效的防护措施。这样,工作小组的成员都能比较清楚现场各阶段的辐射风险和应采取的措施。小组中的辐射防护人员可能同时任几个小组的 ALARA 协调员。大修中小组的 ALARA 协调员重点对所负责的现场进行巡查,对发现的偏差及时通告工作负责人进行修正,对一些已造成辐射后果的事件,如人员受

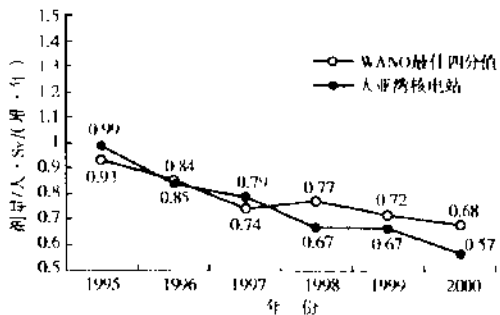


图 1 WANO 集体剂量最佳四分值与大亚湾核电站的实际值

到不必要的照射或沾污均要报告给大修组织中的辐射防护协调员

大修辐射防护协调员每天还要召集所有的辐射防护人员开碰头会, 汇总现场辐射防护巡检的情况和异常, 讨论并制定纠正行动。

2 全过程控制

每次大修的活动有数千项, 辐射防护人员筛选有较大辐射风险的作业进行全过程跟踪和监控。大修前的准备阶段, 辐射防护人员对所有作业在辐射控制区的工作文件包进行审查, 得知其风险分析是否准确和全面。辐射防护行动的等级按辐射风险的大小确定。对于集体剂量大于 $5 \text{人} \cdot \text{mSv}$ 的现场, 要在其工作文件包中附加“ALARA 行动单”, 它也成为该现场的检修文件之一。每份“ALARA 行动单”的内容分三部分: 一是预报现场的辐射风险, 如设备的接触剂量率和现场的环境剂量率、有无表面沾污和空气污染以及设备解体后是否残留带放射性的液体等; 二是建议现场开工前应做的防护措施、工作中和工作后应注意的事项; 三是要求辐射防护人员在现场巡检中的检查内容

对于集体剂量大于 $10 \text{人} \cdot \text{mSv}$ 或有较大人员沾污风险的现场, 在其工作文件包中除放入“ALARA 行动单”, 还要在质量计划书标注辐射防护“控制点 (H_{RP})”和“见证点 (W_{RP})”。现场开工前或工作中某一阶段, 工作负责人按所设控制点通知辐射防护人员到场确认辐射防护措施的落实情况, 然后才能继续作业。这样做确保了辐射防护措施的落实

蒸汽发生器一次侧检查是大修期间辐射防护重点关注的现场之一。第三次大修期间, 辐射防护人员与检修人员商讨简化了一次侧水室堵板的安装工序, 使蒸汽发生器检修现场的集体剂量下降了二半。

3 指标承诺制

电站辐射防护政策规定, 员工须对自己的辐射安全负责, 各级领导是本单位辐射安全的第一责任人。为体现和落实这一责任, 大亚湾核电站推行了辐射防护指标承诺制。结合设立的 ALARA 小组, 在大修前由专项负责人和辐射防护人员依据现场的辐射风险和同类作业的经验反馈制定本次检修作业的辐射防护指标, 内容包括集体剂量、人员体内污染以及本现场的违章和辐射事件数等。最后由专项负责人代表全体员工在指标承诺书上签字。作为一个实例, 表 1 给出了 2 号机组第七次大修按专业划分的集体剂量预计值和实施结果

4 辐射源项控制

大亚湾核电站在控制和减少辐射源项方面做了许多有益的尝试和努力, 为控制和降低电站工作人员的辐射照射创造了条件。

1) 对一回路冷却剂的氧化和净化。在停堆大修一开始向一回路注入过氧化氢, 使一回路设备内表面较松散的腐蚀活化产物尽可能溶解于冷却剂中, 然后利用净化回路在最短的时间内将这些放射性物质去除。

2) 减小化学容积控制系统过滤器的孔径。从第三个运行周期开始将原过滤器的孔径从 $5 \mu\text{m}$ 降至 $0.45 \mu\text{m}$, 大大减少了回路系统中的辐射“热粒子”。

3) 提高一回路冷却剂的 pH 值。第七个运行周期开始将一回路冷却剂的 pH 值从原来的 6.9 提升到 7.2, 预计在今后几个运行周期中降低辐射水平约 15%

4) 提高化学容积控制系统的净化流量。在投产后的前几次大修中发现, 化学容积控制系统的净化流量远未达到原设计中的 $20 \text{m}^3/\text{h}$, 而只有 $7 \sim 9 \text{m}^3/\text{h}$ 。在第五和六次换料大修中实施了改造, 使净化流量达到原设计标准。

表 1 大亚湾核电站 2 号机组第七次大修集体剂量预计值及结果

项 目	预计值/(人·mSv)	结果/(人·mSv)
换料储存水箱改造*	15	32
现场服务*	90	92.3
阀门检修*	60	56
压力容器检修*	70	61.4
在役检查*	25	23
蒸汽发生器检修*	26	21
主泵检修*	18	8.4
换料机检修	10	6.2
废物固化	10	35
燃料操作*	14	8.5
东北核电公司	5	4.3
电气专业	5	8.4
仪表专业	15	7.9
改造项目监控	5	4.5
运行处	30	19.3
辐射防护专业	6	7
参观人员	3	2.5
实习人员	15	14.7
其他	68	76.3
总计	490	488.7

注：有*号的作业签定了指标承诺书。

5 现场防护措施的专业化

自投产以来，大亚湾核电站组建和培养了一支专业的现场准备及实施防护措施的队伍，统称“现场服务”。大修期间该队伍承担控制区内各作业现场防护措施的准备、去污和放射性固体废物的处置。该队伍的典型作业有：

1) 搭脚手架和去除设备上的保温层。首次大修时，拆下的保温层没有注意按序保存，回装时费时费力。随后大修中现场服务人员在拆保温层时都十分仔细地编号和保存，确保检修结束后顺利复位，显著降低了受照剂量。

2) 在辐射控制区内的大部分检修现场安设屏蔽物，在一些具有污染风险的现场搭建带负压的工作棚和布置人员的防护用品。当身着气衣的工作人员从负压工作棚出来时要由现场服务人员帮助其脱去气衣，以免工作人员的体表沾污。

3) 各检修现场的工作结束后，由现场服务人员将现场回复原状，然后对所有场地进行去污和核清洁。

据统计“现场服务”的工时要占大修总工时的 1/3，受照剂量约占总体集体剂量的 20%。如果没有这样一支专业化的队伍，而全由各现场的工作人员自己实现上述工作，将会影响辐射防护措施的全部到位和质量，也会因不熟悉“现场服务”的工作内容而增加工时和受照剂量。

岭澳核电站 Pre-OSART

苏圣兵 顾晔艺

1 背景

根据 1999 年底岭澳核电有限公司第八次董事会决议,为全面做好和评估电站投产前的各项准备工作,确保电站的安全稳定运行,经研究,岭澳核电站决定邀请 IAEA 专家对生产准备工作进行一次 Pre-OSART 活动。

1.1 OSART 的定义和性质

OSART 是国际原子能机构 (IAEA) 从 1982 年开始组织和实施的向其成员国提供核电站运行安全评议的一项活动,它原本是 IAEA 的一个下属组织的名称,英文全称为 Operational Safety Review Team,通常该组织进行的活动我们也称为 OSART。随后,IAEA 又向在建核电站提供运行前安全评议活动,这种活动称为 Pre-OSART。

我国是 IAEA 的成员国,因而中国境内的所有核电站都可以向 IAEA 申请开展 OSART 或 Pre-OSART 活动。OSART 是一种政府行为,由成员国政府向 IAEA 提出申请,希望 IAEA 对其某一个核电站进行 OSART 或 Pre-OSART,电厂往往是被动的,但实际上也有很多情况是核电站主动向国家原子能机构 (CAEA) 申请,再由 CAEA 向 IAEA 申请。IAEA 接到申请后,由 IAEA 内部有关部门根据其工作计划和技术合作基金等情况研究决定是否接受。1990 年和 1993 年 5 月大亚湾核电站的两次 Pre-OSART,1996 年 10 月的 OSART,以及 2001 年 8 月岭澳核电站的 Pre-OSART,都是由核电站主动申请的,这反映了核电站对完善自身管理和提高核安全与技术水平的愿望。

1.2 OSART 的评议内容

OSART 或 Pre-OSART 评议的标准内容包括 15 个专题:组织管理、培训与授权、运行、维修、技术支持、辐射防护、化学、应急准备、调试、工程管理、土建工程、机械设备安装、电气和仪表设备安装、施工与调试质量保证、调试启动及准备。

大亚湾核电站第一次 Pre-OSART 评议内容包括:工程管理、质量保证、土建工程、核岛机械及安装、常规岛机械及安装、调试启动及准备、运行准备及人员培训和授权、辐射防护和应急准备等。大亚湾核电站第二次 Pre-OSART 和岭澳核电站此次 Pre-OSART 活动则采用了前 8 个专题。但根据 IAEA 最新的要求,岭澳核电站 Pre-OSART 活动还增加了 8 个专题的安全文化状况作为评议内容。这就是说,Pre-OSART 的评议内容是核电站本身的要求和当时

工程所处的阶段有关系的，可以与 IAEA 讨论后确定。

1.3 OSART 的工作方法

OSART 或 Pre-OSART 活动的工作方法主要是：

(1) 以 OSART 工作导则为依据对上述各个专题进行评议；

(2) 评议的内容主要集中在被评议核电站已经取得的结果上，主要包括：电站政策及相关程序的评议（如电站管理程序，最终安全分析报告等）；通过实地观察来评议电站的运行安全现状，程序的执行情况以及工作实践；通过与电站员工的交谈来评议员工的专业水平，职责分工情况以及安全文化意识；

(3) 在考察和了解到的事实的基础上形成结论；

(4) 与各专题负责人讨论形成的主要建议。

无论哪个核电站，OSART 或 Pre-OSART 整个评议活动都分为三个阶段：活动准备、正式实施、整改与跟踪。

2 Pre-OSART 评议活动准备

2000 年 1 月，岭澳核电站根据岭澳核电有限公司董事会的要求，通过 CAEA 向 IAEA 提出了对岭澳核电站生产准备工作进行一次 Pre-OSART 活动的请求，并于 2000 年 7 月得到了 IAEA 的正式答复，同意了岭澳核电站的申请。此后，岭澳核电站就开始积极进行评议活动的准备。

根据 Pre-OSART 的实施过程要求，在正式评议前 12 个月左右要安排一次预备会议，目的在于双方确定正式评议的内容和具体安排。

2.1 预访准备

在 IAEA 接受岭澳核电站的申请后，双方确定了联络员，建立了联络渠道，确定于 2000 年 9 月 25—28 日召开预备会议。

在准备过程中，电站内部要首先确定评议范围和时间。考虑到能够及时发现生产准备的问题及提出建议后，便于岭澳核电站采取相应的纠正行动，并在首次装料前予以解决和落实，而且不与计划在同年 9 月进行的应急演练发生冲突，岭澳核电站的 Pre-OSART 安排在 2001 年 6—8 月间进行。至于评议范围则采用了 Pre-OSART 标准的 8 个专题。

就此情况岭澳核电有限公司向 CAEA 进行了汇报并通过它向 IAEA 提出申请，并在报告中说明将按照发展中国家的标准只承担 IAEA 专家在华进行 Pre-OSART 活动的全部费用。

此后，岭澳核电站请求 CAEA 就预备会议和正式活动的具体时间继续与 IAEA 联系，并同意除专家外，IAEA 可派遣两名观察员参加岭澳核电站的 Pre-OSART，两名观察员的在华费用与其他专家同等对待。

在进行申请的同时，岭澳核电站内部确定了各专题对口人，制定了预访活动现场准备与详细接待计划，各项工作分工负责，落实到人，专人跟踪。

为了预备会议的顺利进行，岭澳核电站联络员通过传真、报告或 E-mail 的形式与 CAEA 和 IAEA 多次交流，确定会议细节。

2.2 预备会议

预备会议分两部分进行：2000 年 9 月 25—26 日，IAEA 官员到岭澳核电站现场进行现场参观，并就活动所涉及的细节问题进行讨论；2000 年 9 月 27—28 日，IAEA 官员赴北京与有关政府部门进行面谈。

第一部分，现场预访。现场预备会议对 Pre-OSART 的详细安排进行了讨论，会议内容包

括：评议时间与计划，评议领域与评议团组成，基金及费用安排，对口人组成、AIP (Advanced Information Package) 提交时间、办公室和行政要求以及正式评议后评议报告的处理过程。

在评议领域的讨论中，IAEA 提出增加对上述领域的核安全文化进行评估，并拟增派一名人因分析专家负责。岭澳核电站答应了 IAEA 的要求。此外，IAEA 提出对电站调试进行评议。岭澳核电站认为，在申请过程中，仅申请了上述 8 个领域，由于组织机构和责任的不同，此次评议活动暂不评议调试领域，但可以向评议团进行专题介绍。就此，双方达成了协议。

IAEA 专家在预访中参观了岭澳核电站施工安装现场，向电站提出了第一个改进要求 (recommendation)，以及几项电站需关注的事项，主要是工业安全、现场清洁、火灾危险以及设备/系统移交要求方面的问题。

第二部分，赴京面谈。在现场预访活动结束后，IAEA 官员赴京就岭澳核电站申请 Pre-OSART 活动及 Pre-OSART 活动的内容、范围和方法与 CAEA 和国家核安全局 (NNSA) 进行了面谈。CAEA/NNSA 官员对岭澳核电站申请这样一次活动给予了肯定与较高的评价，相信通过这样的活动必将对岭澳核电站的运行安全管理起到积极的作用，同时对 IAEA 的支持表示感谢，并表示政府将全力支持岭澳核电站的 Pre-OSART 活动。此外，NNSA 也对 IAEA Pre-OSART 评议团提出了相应要求，要求评议团在评议过程中关注广东核电实施群堆管理后电站各部门的接口关系。

2.3 预访后的准备工作

按照 Pre-OSART 预备会议的精神及 IAEA 有关 OSART 活动的文件要求，岭澳核电站制定了 Pre-OSART 评议活动准备计划，启动了一系列的准备工作。

(1) 建立核电站 OSART 活动组织

早在 2000 年 8 月岭澳核电站就建立了 Pre-OSART 项目小组。电站经理助理担任电站 Pre-OSART 项目小组组长，核安全与环保处处长任联络员，并按照 8 个评议专题的内容，确定相关人员为各领域的对口人。

预备会议后，岭澳核电站进一步完善了项目小组的组织机构，明确了各人的职责分工，还增加了各专题的对口人助理作为备用。

Pre-OSART 项目小组每月召集一次协调会，各专题对口人汇报准备工作进展状态，协调各部门的接口和需要协商的事项，制定下一阶段的工作计划。

2001 年 6 月，在两公司总经理部的高度重视下，成立了 Pre-OSART 活动领导小组，成员包括两公司总经理部成员及相关部门的经理，全面指挥 Pre-OSART 活动准备工作的实施，并进行必要的协调。

(2) 自查和模拟检查

为顺利开展 Pre-OSART 活动，核电站于 2001 年 3 月开展了自查活动。以 IAEA 的 OSART 导则为指导，对照国际核安全标准，各专题自我评价安全水平现状、政策和程序的正确性和完善性及执行情况，找出薄弱环节，提出改进建议，制定具体的纠正行动计划，明确责任部门，定期跟踪检查。

为检查自查结果，2001 年 6 月，岭澳核电站组织了模拟检查活动。模拟检查根据 OSART 导则的要求，模仿 OSART 活动的实施方法，分专题组成了检查小组对准备情况进行检查。各检查小组由该专题的相关经理、该专题专家以及质保人员组成。检查共发现 178 个不同类

型、不同严重程度的问题，活动后，各相关部门结合自查进行了整改行动的落实。

(3) Pre-OSART 活动文件准备

1) AIP。按照 IAEA 有关 OSART 准备的要求，核电站编制了 Pre-OSART 的 AIP，并在 2001 年 5 月份寄给 Pre-OSART 活动的各位专家，并分发至电站各有关部门。该文件共分为四大部分，扼要介绍了 Pre-OSART 活动的行政管理事宜、电站基本设计信息、电站业绩和状态、电站管理体系以及各专题的现状。

2) 介绍资料。按照 Pre-OSART 活动准备工作的要求，参加 Pre-OSART 活动各专题对口人各自准备了在 Pre-OSART 活动期间各专题的介绍资料，并在活动前进行了预演。

3) Pre-OSART 三周活动指南。Pre-OSART 活动历时三周，评议范围涉及核电站的各个方面。为有条不紊地开展活动，核电站编制了 Pre-OSART 三周活动指南。它包括 Pre-OSART 活动评议专家和岭澳核电站各专题对口人/对口人助理的联络信息、各专题详细的评议计划，并为专家提供了活动所需的信息和注意事项等。

4) 其他资料。除上述资料外，各专题对口人还根据 OSART 导则的要求自行准备了大量的支持文件，并由 Pre-OSART 项目小组统一安排将重要的管理和执行程序翻译成英文，以便使用。

(4) 行政后勤准备

2001 年 3 月起，行政后勤准备工作正式启动，制定了详细的 Pre-OSART 接待计划。Pre-OSART 工作小组每周召开协调会，制定了具体的接待准备项目、责任人和实施完成时间，包括办公室建造、办公家具与用品、接待、现场交通、食宿、证件办理、日常秘书和翻译服务等。

在 Pre-OSART 活动期间，还专门建立了 Pre-OSART 秘书组和翻译组，支持专家的工作。

(5) 人员培训和宣传

岭澳核电站通过以下形式进行 Pre-OSART 活动的培训和宣传：

1) 准备和分发 Pre-OSART 活动导则；

2) 对专题对口人和对口人助理进行培训，重点介绍 Pre-OSART 的目的、评议方法和内容、工作计划以及注意事项等；

3) 对岭澳核电站所有相关人员进行大规模的培训和动员，并进行了集体考核，同时各处也自行组织了培训；

4) 通过多种方式宣传 Pre-OSART 活动：报刊、《核电人》专刊、Pre-OSART 网页、宣传栏以及宣传标语等，帮助公司全体员工了解 Pre-OSART 活动，调动全体员工投入 Pre-OSART 活动准备工作的热情。

3 Pre-OSART 活动的实施

Pre-OSART 评议团由 IAEA 官员 Mr. Hansson 担任团长，IAEA 官员 Mr. Eichenholz 担任副团长，成员有 IAEA 的另三位官员及英国、比利时、日本、韩国、瑞典、斯洛伐克等国的专家和巴基斯坦、乌克兰等国的观察员。此外，为了更好地和评议团专家进行沟通，此次活动中岭澳核电站设置了电站同行评审员 HPP (Host Plant Peer)，其职责是：作为评议团的成员参与团内全程的会议和评议活动；作为电站和专家之间的桥梁，在专家和对口人沟通不良或有所误解的时候起到解释说明的作用；帮助评审员理解电站有关问题。在活动期间 HPP 不承担任何电站工作责任，并且在活动结束前不向任何电站员工提供任何有关信息。

Pre-OSART 评议团的 13 位专家于 2001 年 8 月 3 日到达现场。8 月 4 日、5 日按计划进行

了评议团内部培训。

8月6日,在公司公关中心举行了Pre-OSART活动开幕式。公司领导、电站领导和各专题负责人及顾问、政府机构代表等出席了开幕式。当天Pre-OSART评议团参观了核电站现场,和各专题对口人讨论评议活动日程安排。

8月7日至8月17日,Pre-OSART评议团专家对8个专题及其安全文化状况开展深入细致的评议活动。包括听取电站各专题对口人的介绍和报告、面谈讨论、查阅文件资料、现场检查、观察运行操作和维修活动、视察现场设施状态和环境、与核电站员工座谈、交流等。每天下午评议团和电站分别召开内部会议,总结交流当天评议情况及关注的问题,讨论需协调的事项,确定下一天评议内容。

8月20日至22日,评议团专家编写了各专题技术报告,并在集体讨论的基础上与电站各专题对口人交换了意见。

Pre-OSART评议团团长和副团长每天上午利用一小时向核电站领导通报上一天的评议情况,协调双方关注的事宜。

核电站Pre-OSART秘书组积极配合评议团圆满完成行政、后勤、交通服务以及技术报告的打印、校对、修改,协调急需处理的其他事务。

8月23日上午,Pre-OSART活动闭幕式在公司公关中心举行,评议团全体专家出席了闭幕式。评议团各专家介绍了各专题的评议情况与主要结论,评议团团对Pre-OSART评议结果进行了总结,副团长对Pre-OSART活动期间两公司与电站提供的支持与配合表示感谢。出席闭幕式的各单位领导或代表分别讲话。

评议团专家于8月23日下午离开大亚湾赴香港。至此,国际原子能机构对岭澳核电站进行为期三周的运行前安全评议活动圆满结束。

Pre-OSART技术报告全面评述了核电站的运行管理,并指出岭澳核电站具备以下几点优势:从大亚湾核电站分流了大批有经验的人员,而且所有持照人员均在大亚湾核电站获得了执照以及工作经验;群堆管理政策的实施为岭澳核电站和大亚湾核电站提供了相互支持的机会;拥有良好的程序体系和工作过程体系,完全可以和国际先进经验相媲美,而且在部分领域内还实现了通过计算机应用系统进行过程管理;良好的指标体系;管理层和普通员工乐于学习,提升自己。此外,技术报告针对存在的薄弱环节,提出了多项改进要求和改进建议(见表1)。

4 Pre-OSART 整改行动跟踪

广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司总经理部十分重视Pre-OSART评议团提出的各项改进要求和改进建议,要求各部门认真研究和分析,对照现状,制定行动计划,采取措施逐项落实,付诸于行动。在Pre-OSART跟踪检查时,岭澳核电站在落实改进方面将有实质性的进展与效果。

岭澳核电站电站经理部遵照两个总经理部的要求,采取了多项实质性的措施落实Pre-OSART评议活动提出的建议,包括将技术报告分发到有关部门,通过多种形式研究分析各项建议;各对口人依照国际标准,对照自查和模拟检查发现的问题,制定相应的纠正行动计划;专人监督和跟踪,确保纠正行动计划的有效实施,必要时成立专题工作组专门跟踪该行动的落实;定期召开对口人会议,跟踪行动落实情况。岭澳核电站于2002年3月对所有专题的整改行动落实情况进行了一次全面的检查。检查结果显示,改进要求已完成9项,改进建议已完成5项,分别占总数的27%和45%。

表 1 Pre-OSART 评议团提出的改进要求、改进建议以及良好实践的情况统计

评议专题	改进要求 (Recommendation)	改进建议 (Suggestion)	良好实践 (Good Practice)
组织管理	5	3	2
培训与授权	3	2	2
运行	7	1	2
维修	3	2	1
技术支持	4	1	1
辐射防护	4	0	2
化学	3	1	0
应急准备	4	1	2
总计	33	11	12

5 跟踪检查 (follow-up visit)

根据 IAEA 对成员国电站进行 OSART 或 Pre-OSART 的程序规定和要求, 活动后一年左右 IAEA 将对电站进行跟踪检查, 以便确认 OSART 或 Pre-OSART 提出的改进要求和改进建议是否得到了及时和有效的纠正, 考虑到岭澳核电站调试启动及试运行, 以及各项纠正行动计划等各项工作安排, 经双方协商, 最终将检查时间安排在 2002 年 11 月 18—23 日

6 结束语

Pre-OSART 活动经过评议团全体专家的努力与电站员工的积极参与, 取得了圆满成功。评议团对岭澳核电站的生产准备和安全状态作出了客观的判断, 提供了有益的建议, 对确保接产的电站安全水平起到了积极作用。同时, 岭澳核电站的良好实践和独特经验也通过此次活动推广到全世界, 提升了岭澳核电站在国际核能界的形象。

此外, 通过 Pre-OSART 活动, 核电站员工还向专家学到了他们在核电站管理和运行方面的丰富经验与知识, 以及对工作认真负责、严谨细致的敬业精神

岭澳核电站首次装料前场内综合应急演习

林树谋 黄维德

根据岭澳核电站工程建设和生产准备的进度计划,2001年12月8日岭澳核电站1号机组反应堆首次装料,在此之前,生产准备的重要里程碑之一——“场内综合应急演习”于2001年10月17日组织实施。在此次演习过程中,国家核安全局(NNSA)组织专家评审团到现场进行检查和评估验证,国家、广东省、深圳市和香港政府等有关部门的领导和专家观摩了应急演习。演习取得了成功,并通过国家核安全局的评估,顺利地实现了生产准备的重要里程碑M-12,标志着岭澳核电站1号机组首次装料的关键许可条件之一已经具备

1 前期准备

(1) 成立应急演习领导小组

为了确保岭澳核电站首次装料演习的顺利实施,GNPS/LNPS应急准备归口管理部门综合分析了LNPS首次装料前场内综合应急演习工作应具备的条件,建立了包括设施设备准备、物资准备、文件准备、应急组织的建立、人员培训、演练、演习等方面的项目管理工作计划。专门成立了LNPS首次装料前场内综合应急演习领导小组,由生产副总经理任组长, LNPS厂长任副组长,相关部门副经理或处长为领导小组成员。领导小组定期召开会议,全面推动岭澳核电站首次装料前应急演习的各项准备工作,检查相关部门职责范围内工作的落实情况,及时协调解决工作中存在的问题

(2) 文件准备

为争取主动,保证不影响岭澳核电站生产准备的总体进度,将《广东大亚湾核电站/岭澳核电站场内应急计划》(以下简称《应急计划》)的编写战略性地分为三个阶段:确定格式与内容、专题技术论证和相关管理方案的制定、《应急计划》编写和修改。在《应急计划》的修改阶段,多次与NNSA进行协商,使得在实施岭澳核电站首次装料前的演习之前NNSA就认可和接受《应急计划》。

为使《应急计划》更具有可操作性,设计了与之配套的管理政策(AD)、执行程序(IP)、技术支持程序(TS)。这些程序明确了公司内各部门和驻核电工地各承包商在应急计划与准备方面的职责,定义了各应急响应组的功能,建立了各应急岗位的工作导则,规范了各应急人员的响应行动。

(3) 设施设备准备

为适应群堆管理的战略需要,在总结大亚湾核电站应急准备工作经验的基础上,及时将成功的经验和应避免的教训反馈到岭澳核电站的生产准备当中,对应急设施设备进行统一规划和技术改进,包括:建设大亚湾核电站/岭澳核电站共用的应急指挥中心和环境实验室;拓展应急指挥通信系统,使之成为覆盖大亚湾核电站和岭澳核电站全部区域的应急通信和警报系统;改进传统的应急信息传递方式,建设广东核电应急计算机局域网系统;引进基于3D/3P(三道屏障诊断/三道屏障预测)方法的机组状态诊断和预测的计算机辅助系统;改进事故后果评估的计算机辅助系统等。

(4) 建立统一的应急组织

根据大亚湾核电站和岭澳核电站群堆管理的架构,建立统一的应急响应组织,即应急指挥部和下辖八个响应组织。应急响应组织分为决策和执行两个层次,应急指挥部为决策层,其成员包括公司和电站两级领导以及相应的技术助理,应急指挥部是在应急状态下现场指挥的最高权力机构,负责统一协调、组织大亚湾核电站各应急响应行动。应急指挥部下辖的各响应组为执行层,分别执行规定的各项任务,包括:技术支持、应急维修、公众信息与后勤支援、厂地保卫以及大亚湾核电站和岭澳核电站各自拥有的运行控制和安全防护。各应急响应组均赋予明确的功能,各应急岗位职责不交叉、不重复。为保证岭澳核电站首次装料前的场内综合应急演习得以顺利实施,统一的应急组织于2001年7月27日开始运作,完成了由大亚湾核电站应急组织向大亚湾核电站/岭澳核电站统一应急组织的过渡。

(5) 人员培训

对所有参加应急值班的人员进行了应急启动与响应的专项培训和专项技术培训,以确保在应急状态下能够做出正确响应。对GNPJVC和LANPC的非应急人员进行了应急基础知识的统一培训,以使这些人员在应急状态下识别应急报警信号,熟悉需要采取的防护行动和应注意的事项。

2 组织实施

(1) 演习的目的

此次演习的目的既是为了满足LNPS申请装料许可证的一个必要条件,也是为了检验统一应急计划及其相关程序的有效性,检验建立统一应急组织后的运行人员、技术支持人员、应急指挥人员以及场内其他应急响应人员应付突发事件的能力以及检验应急设施、设备、文件等准备的有效性。

(2) 情景设计

演习初始假定条件:

- 1) 岭澳核电站1号机组100% P_n 稳定运行近第四燃料循环寿期末;
- 2) 岭澳核电站1号机组一回路水放射性浓度为8.8 GBq/t;
- 3) 岭澳核电站2号机组停堆检修;
- 4) 岭澳核电站1号机组贯穿件阀门1ETY009VA隔离功能失效。

时间 事件及响应

- 0:00 演习开始。
- 0:05 岭澳核电站1号机组的1CRF001PO电机火灾,机组降功率。主控制室(MCR)人员接现场人员报警并确认火情后立即组织实施二级消防干预行动,同时通知场内消防队。
- 0:20 当班运行值班长(LOP3)电话报告电站应急指挥(PED)火灾情况并建议宣布进入

- 应急待命状态。PED 同意后命令 MCR 操纵员发出应急待命通知。应急指挥部人员到达 LBX310, 按应急程序响应。岭澳核电站安全防护组 (LRP) 的工业安全、电站保卫、职业医疗、辐射防护人员到达预定位置, 按程序参与消防响应行动。
- 0:30 核电消防中队到达火灾现场, 实施灭火行动。在消防行动中有一人吸入浓烟而昏迷, 现场人员向 MCR 操纵员报告。现场人员实施急救行动, 直至送伤员上救护车运走。消防急救行动结束后运行控制组组长 (LOPI) 向电站应急指挥报告。
- 0:40 岭澳核电站 1 号机安全壳内发生小 LOCA 事故, 贯穿件阀门 1ETY009VA 隔离功能失效, 但其下游管线完好。KRT017MA 通道尚未出现异常。运行控制组 (LOP) 由事故诊断 (AO) 程序引导进入反应堆冷却剂管道小破口 (A1.1) 程序, LOPI 电话报告 PED, 建议宣布进入厂房应急状态。PED 同意后命令岭澳核电站 MCR 发出岭澳核电站进入厂房应急, 大亚湾核电站进入应急待命状态的通知。
- 1:10 岭澳核电站 1 号机安全壳内的小 LOCA 事故演变为大 LOCA 事故, 贯穿件阀门 1ETY009VA 隔离功能失效, 其下游管线出现微漏。KRT017MA 通道出现二级报警, 读数为 $3 \times 10^7 \text{ Bq/m}^3$ 。LOP 由 A1.1 程序引导进入反应堆冷却剂管道中破口和大破口 (A1.2) 程序, LOPI 电话报告 PED, 建议宣布进入场区应急状态。PED 征求核电工地应急总指挥 (SED) 同意后命令发出场区应急通告, 并通知生产二部的非应急响应人员立即到岭澳核电站 SA 餐厅的应急集合点集合, 等待进一步通知。
- 1:30 岭澳核电站内开始人员集合清点, 清点结果通过 LRP 组、公众信息与公司支援组 (SIA) 报告应急指挥部。根据 PED 的命令, 开始要求各个集合点隐蔽人员服用碘片。应急维修人员 (MSC) 奉命按非正常班一级票方式实施对 1ETY009VA 阀门的应急抢修。
- 2:00 贯穿件阀门 1ETY009VA 隔离功能失效, 其下游管线出现破口。KPT021MA 通道出现一级报警, 读数为 $6 \times 10^8 \text{ Bq/m}^3$ 。LOP 由 A1.2 程序进入在安全壳完整性丧失情况下的指南 (U2) 程序, LOPI 电话报告 PED, 建议宣布进入场外应急状态。PED 将情况报告 SED, SED 向广东省应急指挥部报告情况, 建议宣布进入场外应急状态 (一级响应)。
- 2:30 PED 征求 SED 同意后命令发出撤离非应急人员的广播通知。根据 PED 的命令集合点隐蔽人员撤离工地。SIA 调度车辆陆续将人员撤到葵涌核电撤离中转站安置, 接受污染检查和去污。人员撤离结束后, 车辆在该中转站接受污染检查和去污。
- 3:30 1ETY009VA 阀门的应急抢修行动结束, 参加抢修的人员有一人手部沾污, 个别人员受到大约 100 mSv 的外照射, 但没有造成内污染。
- 4:00 岭澳核电站 1 号机组安全壳内 LOCA 事故处理情况稳定, 安全壳完整性恢复。PED 将情况报告 SED, SED 向广东省应急指挥部报告情况, 建议终止场外应急状态 (一级响应)。
- 4:30 KRT017MA 读数小于 $4 \times 10^5 \text{ Bq/m}^3$;
 一回路压力小于 3.0 MPa ;
 一回路温度小于 $80 \text{ }^\circ\text{C}$;
 反应堆停堆深度 $\geq 1000 \text{ pcm}$;
 低压再循环工作正常;

安全注入系统终止；
安全壳内压低于 0.1 MPa 且稳定或下降；
KRT022MA 读数小于 0.1 Gy/h；

LOPI 电话报告 PED，建议宣布终止应急状态。PED 征求 SED 同意后命令发出终止应急状态的广播通知。

5:00 演习结束。

(3) 演习的组织

此次演习的事故情景对应急演习人员保密，事故演化过程全部由模拟机模拟，采用过程引导下的自由响应方式，按实际要求向场外应急组织和 NNSA 通报应急信息，现场行动按实际要求展开。应急状态覆盖应急待命、厂房应急、场区应急，场外应急和应急终止。演习的响应行动包括消防行动、急救行动、机组控制、环境监测、事故后果评价、机组状态诊断与预测、设备抢修、技术支持、非应急人员集合清点、隐蔽、服用碘片、撤离、受污染人员的去污等。

参与演习的人员按不同的任务分为演习人员、评估人员、监控人员。演习人员根据程序和指令单的规定履行各自的职责，演习过程不设脚本，不设台词。评估人员由国家核安全局专家组组成，分散到各应急响应组及集合点、环境监测车、火灾现场等场所，对各项应急响应行动进行评估。同时，电站应急协调员和质保人员也对此次演习进行独立的评估。监控人员主要负责演习的过程引导和提供模拟数据等。

电站应急管理部门对此次演习进行了周密的策划和精心的组织，将演习情景及主要应急响应行动以流程图的方式列出，建立过程控制图，以利于监控人员、过程引导人员全面掌握演习的进程及应急组织的应急响应行动是否符合程序要求和预先设定的目标。

按照程序规定，将应急组织的响应行动的正确与否按 A、B、C、D 四个等级进行定量打分评价。A 表示能够准确无误地完成行动（100~90 分）；B 表示行动基本正确，但有小的失误（90~70 分）；C 表示有明显缺点，影响防护行动实施（70~50 分）；D 表示有重大失误（50~40 分）。规定 80 分为及格。评估人员根据预先设定的项目对应急响应组及单项响应行动进行客观公正的评价，对不合格的项目应列入后续纠正行动中。经过汇总，本次演习的平均得分为 92.0 分，表明演习获得圆满成功。

(4) 国家核安全局对演习的评估

国家核安全局派专家组对演习全过程进行跟踪评估。专家组对演习给予高度评价，认为“广东核电对应急准备工作十分重视，编写的应急计划内容全面，可操作性强，符合核安全法规的要求。应急设施功能完善，应急指挥中心布局合理，信息传递采用了先进的网络技术，应急通信采用了先进的环路方式，安全可靠大大提高。通过培训和演习来提高人员的响应能力，坚持每年做两次综合应急演习，逐步积累经验，不断提高应急响应能力。此次演习的事故情景设计合理，演习过程覆盖了四个应急状态等级。演习人员能够做到在过程引导下的自由响应，且表现良好，尤其是应急指挥部人员，能够及时收集信息，正确分析事故的发展趋势，做出明确科学合理的决策。演习过程还设独立评估人员，方式创新。总之，此次演习是很成功的，有新技术、新思路、有不断增强的应急响应意识，是广东核电具体落实群堆管理的有益尝试。”

3 成功的经验

本次演习取得成功，顺利地实现了生产准备里程碑 M-12，为 LNPS 1 号反应堆首次装料

的许可证申请创造了关键的条件。回顾全过程，如下几点经验值得总结：

(1) 建立群堆管理模式下的统一应急响应组织。根据群堆管理的工作原则，统一应急响应组织既应满足核安全法规的要求，又应符合广东核电关于规范化、科学化、实现规模经营的群堆管理战略。统一应急响应组织提前运作，在首次装料前综合应急演练之前就完成了由大亚湾核电站应急组织向大亚湾核电站/岭澳核电站统一应急组织的过渡，为过渡期内及时调整或纠正出现的偏差赢得了时间，为综合演习取得成功奠定了坚实基础。

(2) 重视应急培训，特别是岗位技能培训。对一些重要岗位，实行旨在提高响应技能的“一对一”培训，包括岗位基础知识、应急响应行动指令单、模拟练习等单兵独训。

(3) 建设统一的应急指挥中心。将应急指挥、技术支持、后果评价和后勤保障集中于一体，更有利于统一协调、统一指挥。

(4) 将计算机网络技术引入到应急通讯。在应急指挥中心建设计算机应急网络系统，利用先进的 IT 技术实现实时获得机组状态参数、厂址周围环境辐射监测信息、气象信息等。为应急决策提供了更为科学的、客观的手段，也使各应急响应组间的信息传递更加快捷、方便。

(5) 将评估人员、监控人员和演习人员互为独立，更有利于公正地评价演习，从各个角度发现问题，不断提高应急响应能力。

(6) 设计演习的过程控制图，便于控制演习的进程和评价各关键的响应行动的正确与否。

(7) 演习采用过程引导下的自由响应，使演习更加逼真，更有利于考验各应急响应组的应变能力和处理异常事件的能力。

4 需要进一步改进的工作

(1) 应关注 LNPS 厂区内应急设施设备的进一步完善，调整广播系统的音量

(2) 应急指挥部设置多处，应急待命状态下，应急指挥部设在各自电站的生产办公楼 (BX 楼)，而厂房及以上应急状态时，应急指挥部设在 EM/EC 楼。演习结果表明，BX 楼的应急指挥部无论是在数据获取还是在信息传递方面均不够理想，从应急待命上升为更高等级的应急状态时，还涉及应急指挥部的转移过程，产生诸多的不确定因素，因此应考虑更合理的布局。

(3) 演习应急状态终止后没有继续维持放射性污染的监测，而真实事故应急后，后续辐射监测则是非常重要的环节，此行动应反馈到应急准备中。

岭澳核电站 1 号机组首次装料申请书评审

李晓学 周如明

1 概述

岭澳核电有限公司 (LANPC) 于 2000 年 12 月 12 日向国家核安全局 (NNSA) 提出岭澳核电站 (LNPS) 1 号机组首次装料申请书。从 NNSA 2000 年 12 月 26 日以国核安发 [2000] 118 号文受理 LANPC 提出的 LNPS 1 号机组首次装料申请书并立项开展相应的审查工作, 至 2001 年 12 月 8 日向 LANPC 颁发 LNPS 1 号机组首次装料批准书, 共历时一年。

按照核安全法规 HAF001/01 《核电厂安全许可证件的申请和颁发》的要求, 核电站运营者在申请首次装料批准书时必须提交最终安全分析报告 (FSAR)、首次装料阶段环境影响报告书 (EIR/FCL)、场内应急计划, 调试大纲、在役检查大纲、维修大纲等文件, 而这个阶段核安全审评和监督的目的是: 确定核电厂是否按认可的设计建成, 是否符合核安全法规要求, 是否已达到要求的质量并有完整的质量保证记录。

本文叙述 LNPS 1 号机组首次装料执照申请文件的审评概况以及涉及的主要问题, 并说明 NNSA 在 LNPS 1 号机组首次装料批准书中给出的总的评价结论与相应的许可证条件

2 LNPS 最终安全分析报告 (FSAR) 的审评

LNPS FSAR 是首次装料批准书相关的核安全审评中涉及内容最为广泛的执照申请文件, 报告共 14 卷 18 章, 正文和图表共约 5 600 页。与 PSAR (初步安全分析报告) 相比, FSAR 编制和审评的重点是: 建造许可证条件有关问题和 PSAR 审评遗留问题的补充论证与说明; 建造过程中完成的详细设计和实施的设计修改; 与运行有关的内容, 包括技术规格书、监督要求和生产运行组织机构等。LNPS FSAR 于 2000 年 12 月 12 日呈报 NNSA。NNSA 在 LNPS FSAR 审评中共提出 304 个审评问题, 111 份工作单, 召开过两次审评会以及三次双方技术人员沟通会。

1) 2001 年 3 月 14 日, NNSA 提出 FSAR 的第一批审评问题, 共 270 个。其中三分之二的审评问题属于核岛供应商 FRAMATOME 的责任范围, 其余分属业主、核工业第二研究设计院 (核二院)、广东省电力设计研究院 (广电院) 和常规岛供应商 ALSTOM 的责任范围。LANPC 组织上述各相关方回答 NNSA 提出的问题, 并于 2001 年 4 月 30 日前向 NNSA 提交了答案单。

2) 为了顺利地组织好 NNSA 召开的 LNPS FSAR 第一次审评会, 使得尽可能多的审评问题能在审评会期间得以关闭, 应 LANPC 方面要求, NNSA 组织双方技术人员于 2001 年 5 月

21—25日在北京就 FSAR 审评举行了第一次沟通会。会议期间, LANPC 有关人员详细介绍了自核岛第一罐混凝土浇注以来在建造许可证条件有关问题上取得的进展, 包括主控制室功能分析与功能分配报告以及主控制室设计评价, 核岛火灾危害性分析报告, 主给水隔离阀安全等级的论证, 主蒸汽安全阀改进与超压分析, RRI/SEC 热交换器容量的论证等。通过讨论和交流, NNSA 审评专家能够理解 LANPC 在建造许可证条件有关问题上作出的努力, 而 LANPC 执照申请人员也较清楚地了解了 NNSA 审评专家在有关问题上的关注点。

3) 2001年6月7—8日, NNSA 在北京召开 LNPS FSAR 第一次审评会, 参加这次审评会的 NNSA 官员和审评专家以及 LANPC 人员和 FRAMATOME、核二院、广电网专家约 100 人。北京审评会分六组进行讨论: 总体与主回路系统; 工程安全设施与辅助系统; 仪控电系统与人因工程; 三废系统、事故分析和技术规格书; 厂址和核岛土建等国内设计部分; 实体保卫。这次审评会共讨论了 129 个问题, 形成 93 份工作单。通过北京审评会, 第一批的 FSAR 审评问题有四分之三得以关闭。未关闭的工作单有 63 份, 这些工作单的回答绝大部分于 2001 年 7 月 15 日前提交 NNSA。

4) 2001 年 7 月 23—24 日, 在北京召开了 LANPC/NNSA 双方技术人员有关 LNPS FSAR 审评的第二次沟通会, 讨论已经提交的工作单回答, 争取相关的问题得以关闭或能澄清进一步的行动要求。同时, 就 FSAR 北京审评会遗留的待定问题 (例如砂堆过滤器与 U5 规程等) 阐述了业主的见解。在第二次沟通会的基础上 NNSA 于 2001 年 8 月 31 日提出了第二批审评问题 (共 34 个), 并确定于 2001 年 10 月中旬在巴黎召开 LNPS FSAR 的第二次审评会。

5) 经过努力, 第二批审评问题的回答单于 2001 年 9 月 20 日前提交 NNSA。为了做好巴黎审评会的准备工作, NNSA 和 LANPC 于 2001 年 9 月 27—28 日在北京召开了 FSAR 审评的第三次沟通会。双方技术人员就审评中的重点问题深入地交换了意见, 包括稳压器热分层效应对应力计算的影响、CATHARE 程序模拟二次侧水位的试验验证、丧失 DVE 对电缆间环境条件的影响等。沟通会后, LANPC 立即行文 FRAMATOME, 要求就 NNSA 审评专家的关注点做好充分准备。2001 年 10 月 17—18 日, LNPS FSAR 的第二次审评会在巴黎召开, 会议共讨论 18 个审评问题, 形成 16 份工作单, 其中仅 3 份有后续工作, 涉及主泵热屏破裂及其下游 RRI 管道隔离阀故障事故的后果与措施, 未设置在混凝土隔室内的风机叶片飞射物对安全相关仪表、电缆的可能影响, 柴油发电机双机平衡系统的质量鉴定等。此外, LANPC 在 2001 年 11 月 2 日前向 NNSA 提交了属于业主责任范围的若干问题回答, 例如说明了在氦表问题上改变 FSAR 承诺的理由, 承诺将保存压力容器全厚度档案材料等。至此, LNPS FSAR 的核安全审评工作已经结束。NNSA 在上述工作的基础上确定了 1 号机组首次装料书的有关条件, 例如加强对主泵热屏隔离的监督、跟踪国外的研究进展、提交主泵热屏隔离的解决方案等。从总体上看, LNPS 建造许可证条件有关的问题都得以关闭, 而 FSAR 审评遗留问题是较少的。

3 LNPS EIR/FCL 审评与环保设施“三同时”检查

3.1 LNPS EIR/FCL 审评

核工业第二研究设计院和苏州热工研究所受业主委托, 于 2001 年 2 月底完成了 LNPS EIR/FCL。该报告编写过程中, GNPS/LNPS 环境保护“四统一”(统一运行管理, 统一流出物和环境监测, 统一申请放射性排放限值, 统一应急计划与准备)工作小组给予了重要支持。与设计阶段环境影响报告书 (EIR/DS) 相比, EIR/FCL 的特点是: 说明了公司的环境方针和环境管理组织机构; 提出了 GNPS/LNPS 四台机组的放射性排放申请限值以及统一的流

出物和环境监测大纲；给出了 EIR/DS 以来在大亚湾地区开展各项环境调查和研究的主要成果；反映了 GNPS 三废处理系统以及排放控制的运行经验反馈。

LNPS EIR/FCL 的审评过程如下：

1) 2001 年 4 月 10—11 日，国防科工委系统二司在北京组织了 LNPS EIR/FCL 的核行业预审会。会议认为 LNPS EIR/FCL 给出的环境管理目标值、事故剂量控制值以及申请的放射性排放限值是可以接受的，该报告经适当修改后可以呈报国家环保总局（NEPA）。相当数量的审评专家表示 LNPS EIR/FCL 是国内近几年来看到的一份很好的环境影响报告书。预审会期间，也有部分专家对废树脂固化体的性能、烟囱中气溶胶采样管道的沉积损失等提出质疑并要求对气态流出物中¹⁴C 取样装置的建设进度作出承诺。

2) 经过修改的 LNPS EIR/FCL 于 2001 年 6 月 18 日呈报 NEPA。NEPA 于 2001 年 7 月 27 日提出第一批审评问题单，共 318 个。NEPA 审评专家提出的问题比预期的多，但相当数量的问题只涉及文句调整以及有关描述内容的解释。由于审评专家来自北京核安全中心、清华大学、中国原子能研究院等五个单位，汇总协调不够，存在着审评问题重复或审评深度不一致的现象。就审查中提出的重要问题而言，除了 EIR/FCL 预审会提到的以外，还涉及商业街暂住人口的剂量评价、提高液态氟排放申请限值的理由、环境辐射水平现状调查数据的处理、大亚湾海域稀释扩散能力的客观评价等。在核二院、苏州所以以及“四统一”小组的共同努力下，LNPS EIR/FCL 第一批审评问题的回答单于 2001 年 9 月 6 日提交 NEPA。

3) 2001 年 10 月 29—31 日期间，NEPA 在 LNPS 现场召开了 EIR/FCL 审评会。审评会期间，分组逐个讨论了第一批问题，形成工作单 43 份。其中，需要报告书编制单位及其他有关技术后援单位立即采取行动的工作单有 14 份，相应的工作单于 2001 年 11 月 2 日呈报 NEPA。通过 EIR/FCL 审评会，NEPA 专家对报告书的编制质量以及 LANPC 和 GNPJVC（广东核电合营有限公司）重视环境保护的程度给予了充分肯定，例如，通过卫星遥感测量海水温度分布以及数模、物模的综合分析，使 NEPA 专家对 CNPS/LNPS 合排方案有利于温排水稀释扩散的情况有了深入的了解。审评会遗留的问题仍集中在氟的排放申请限值、气态流出物中¹⁴C 的测量、商业街暂住人口的控制以及电站取水卷吸效应对海生物的影响等方面。最后，有关这些问题的进一步要求反映在 NEPA 以环审 [2001] 251 号文发出的 LNPS EIR/FCL 审查意见中。

3.2 环保设施“三同时”检查

1) 2001 年 8 月 14—16 日期间，NEPA 在 LNPS 现场进行了 1 号机组首次装料前第一次环保设施“三同时”（与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用）检查。NEPA 检查组了解到其时相当一部分的三废处理系统以及有关监测系统（共 11 项环保设施）的调试进度有明显的滞后现象。对此，LANPC 方面承诺采取各项有效措施，并对相关设施给出了经过调整的调试进度。这次检查中，NEPA 专家还对气溶胶采样管道等若干设施提出了改进要求。应该说，NEPA 的这次检查对 LANPC 落实环保设施“三同时”原则起了很大的推动作用。

2) 10 月 29—31 日审评会期间，NEPA 专家对照 LANPC 在 2001 年 8 月作出的承诺，进行了第二次环保设施“三同时”检查，结论是：可以满足 1 号机组首次装料和反应堆首次临界对环保设施的要求。

4 GNPS/LNPS 群堆管理方案以及 LNPS 装料后调试和试运行阶段质保大纲的审评

4.1 GNPS/LNPS 群堆管理方案的审评

在 2000 年 12 月 12 日呈报 NNSA 的 LNPS FSAR 第 13 章中描述了群堆管理组织机构以及各级职责和责任, NNSA 考虑到在其他执照申请文件(如应急计划、质保大纲、在役检查大纲等)均涉及到群堆管理模式的运作问题,于是在 2001 年 2 月 13 日发出的 NNSA-LANPC 第六次协调会纪要中明确要求 GNPJVC 和 LANPC 共同报审群堆管理方案。其后,有关 GNPS/LNPS 群堆管理方案的专项核安全审评深入展开。

1) GNPJVC 和 LANPC 于 2001 年 4 月 25 日以粤核[2001]19 号文向 NNSA 呈报了《GNPS/LNPS 群堆管理方案(送审稿)》。该送审稿中群堆管理组织机构的描述以 GNPJVC 和 LANPC 总经理部联席会议和生产总经理为基础。NNSA 于 2001 年 6 月 18 日提出 30 个审评问题,并于 2001 年 6 月 22 日在苏州召开群堆管理方案专题审评会。审评会形成工作单 9 份,主要对 GNPJVC 和 LANPC 总经理部联席会议的功能和责任提出质疑,并且指出群堆管理方案必须要有两公司签订的群堆管理协议作为法律依据。

2) 根据 NNSA 在苏州审评会上提出的意见,GNPJVC 和 LANPC 于 2001 年 7 月 20 日以粤核[2001]36 号文向 NNSA 呈报了《GNPS/LNPS 群堆管理方案(修改稿)》。该修改稿取消了 GNPJVC 和 LANPC 总经理部联席会议的架构,而说明生产总经理受两公司董事会授权负责群堆管理方案的实施。2001 年 8 月 20 日, NNSA 对该修改稿发来 20 个审评问题。其中,核心的问题是要求阐明 GNPJVC 和 LANPC 各自经营权和运行权的关系以及核电厂运行者的权力和责任。

3) 随着核安全审评的深入,GNPJVC 和 LANPC 又提出了《GNPS/LNPS 群堆管理方案(第二次修改稿)》,并于 2001 年 8 月 27 日呈报 NNSA。这次修改稿较以前的方案作了大幅度变动,明确了 LANPC 将其所属 LNPS 两台核电机组的运行权和经营权实行分离,即将 LNPS 的运行权全权委托给 GNPJVC 进行统一管理,而保留 LANPC 作为营运单位的其他责任。该方案受到 NNSA 方面的高度重视。在 2001 年 8 月 28 日召开的审评会上, NNSA 明确表示 LANPC 将 LNPS 的经营权与运行权分离,与现行法规不矛盾,而 GNPJVC 是 NNSA 已授权的持有运行许可证的核电厂营运单位,因此, LANPC 委托 GNPJVC 对 LNPS 两台机组进行运行管理是可行的。会议共形成 5 份工作单,重要的后续行动是提交《GNPJVC/LANPC 群堆管理委托协议》,并要求在群堆管理方案中明确阐明 GNPJVC 总经理对 GNPS 安全运行和 LNPS 在生产准备阶段及商业运行后安全运行负有直接责任。

4) 2001 年 9 月 18 日 GNPJVC 和 LANPC 以粤核[2001]54 号文向 NNSA 呈报了《GNPS/LNPS 群堆管理方案(报批稿)》。2001 年 9 月 25 日,两公司签署了具有法律效力的合同文本《GNPJVC 与 LANPC 运行管理委托书》,并于 2001 年 11 月 6 日以粤核[2001]64 号文呈报 NNSA。2001 年 12 月 7 日,两公司以粤核[2001]70 号文向 NNSA 呈报了《GNPJVC 和 LANPC 群堆管理委托协议》。至此, NNSA 批准《GNPS/LNPS 群堆管理方案》于 2001 年 12 月 8 日 LNPS 1 号机组首次装料后正式加以实施,但在首次装料批准书条件中明确要求在该方案实施一年内提交全面的总结评价报告。

4.2 LNPS 装料后调试和试运行阶段质保大纲的审评

LNPS 调试阶段的质量保证是通过《LNPS 设计、建造和(装料前)调试阶段质量保证大纲》和《LNPS 装料后调试和试运行阶段质量保证大纲》分阶段进行描述的。前者是《LNPS 设计和建造阶段质量保证大纲》的延伸,而后者亦称《LNPS 质保大纲(E 版)》,是与 LNPS1

号机组首次装料后实施的群堆管理方案相对应的。

1) 《LNPS 质保大纲 (E 版)》的送审稿于 2001 年 6 月 29 日呈报 NNSA。NNSA 于 2001 年 7 月 17 日提出第一批审评问题, 共 48 个。其后, 随着群堆管理方案的修改, 《LNPS 质保大纲 (E 版)》也几次易稿。至 2001 年 9 月 25 日, LANPC 向 NNSA 呈报了《LNPS 装料后调试和试运行阶段质保大纲 (报批稿)》。

2) 由于实施了群堆管理方案, 生产质保部负责 LNPS 生产准备、调试和试运行阶段与生产活动有关的质量保证工作, 工程质保部负责 LNPS 调试和试运行阶段与工程活动有关的质量保证工作。通过核安全审评, 明确了两个质保部均遵循《LNPS 装料后调试和试运行阶段质量保证大纲》, 但必须要在有关的管理和工作程序中规定两者的职责分工和接口关系, 并在实际工作中注意减少和避免职责盲区, 以确保 LNPS 调试和试运行阶段所有与核安全相关的工作得到控制和验证。

5 GNPS/LNPS 场内应急计划的审评

根据一、二核环境保护“四统一”原则并经 NNSA 同意, GNPJVC 和 LANPC 共同编制了《GNPS/LNPS 场内应急计划》, 作为 LNPS 1、2 号机组首次装料批准书的执照申请文件之一。与 GNPS 原有的场内应急计划相比, 新编写文件的特点是: 描述了群堆管理方案下应急响应组织与职责; 在深入研究国外进展和总结 GNPS 经验反馈基础上, 提出了切实可行的应急启动条件和应急行动水平; 建立了完善的应急评估系统, 包括堆芯状态评估程序以及应急实时剂量评价系统。

1) 《GNPS/LNPS 场内应急计划》(第 0 版) 于 2000 年 12 月 12 日呈报 NNSA。2001 年 5 月 10—11 日, NNSA 在 LNPS 现场召开审评会, 就已经提出的 36 个审评问题进行对话。会议形成 15 份工作单, 其中, 11 份涉及后续工作。2001 年 7 月 27 日, GNPJVC 和 LANPC 以粤核 [2001] 39 号文向 NNSA 呈报了《GNPS/LNPS 场内应急计划》(第 1 版)。2001 年 7 月 30—31 日, NNSA 在北京召开第 1 版的审评会, 形成工作单 14 份。其后, 随着群堆管理方案的修改, 将第 1 版中第五章 (应急响应组织与职责) 的修改内容作为工作单的回答呈报 NNSA。2001 年 10 月 17 日, GNPJVC 和 LANPC 共同组织了 LNPS 1 号机组装料前的场内综合应急演练, 结果是成功的。2001 年 11 月 29 日, NNSA 以国核安发 [2001] 97 号文, 认可了《GNPS/LNPS 应急计划》(第 1 版) 以及在第二批工作单回答中描述的内容。2001 年 12 月 11 日, GNPJVC 和 LANPC 向 NNSA 呈报了《GNPS/LNPS 场内应急计划》(第 1 版修改版), 以此作为群堆管理模式两个电站应急准备和应急响应的执行文件。

2) 在审评中, NNSA 专家认为, 从总体上看, GNPS/LNPS 场内应急计划编制内容是深入全面的。NNSA 在国核安发 [2001] 97 号文中指出, LNPS 1 号机组装料前的综合应急演练表明, GNPS/LNPS 应急组织已经具备较强的应急响应能力, 所编制的场内应急计划具有较好的适用性。需要指出的是, GNPS/LNPS 场内应急计划中的干预水平按照 NNSA 的要求以现行核安全法规为依据, 而在广东省有关部门编制的场外应急计划中, 采用了 IAEA 推荐的新概念来确定干预水平。因此, 在干预水平引用法规的问题上, 还需请国家有关管理部门进行协调。

6 LNPS 调试大纲以及 1 号机组装料前调试报告的审评

6.1 LNPS 调试大纲的审评

LNPS 调试大纲是按照 LANPC 与 NNSA 商定的《LNPS 调试大纲编制格式和内容》编制的。2000 年 6 月 1 日, LANPC 向 NNSA 呈报了《LNPS 调试大纲》(A 版)。2000 年 12 月 12

日,将根据 NNSA 2000 年 8 月 16 日审查意见修改的《LNPS 调试大纲》(B 版)呈报 NNSA。2001 年 1 月 21 日, NNSA 对 B 版发来审评问题,主要涉及试验项目完整性以及补充描述验收准则。2001 年 4 月 9 日, NNSA 在北京召开了《LNPS 调试大纲》(B 版)的审评会,共形成 3 份工作单。

审评会期间, LANPC 解释了 LNPS 试验项目的完整性,说明了在电站调试大纲中描述各验收准则具体内容的困难,并代之以汇总分析 GNPS 与 LNPS 核验收准则的差别。通过这次审评会, NNSA 接受了 LNPS 调试大纲。

6.2 LNPS 调试活动的核安全监管和 1 号机组装料前调试报告的审评

1) LNPS 调试期间的监督见证工作由 NNSA 广东监督站 (GRO) 组织实施。2001 年 6 月 1 日, NNSA 以国核安发 [2001] 52 号文向 LANPC 发出关于《LNPS 1 号机组调试监督见证试验项目》的通知。其中,对 1 号机组的调试活动提出了 51 项试验作为见证项目。在首次装料前应完成的 34 项试验项目中,除 1 项有所滞后外,其余都由 NNSA/GRO 按时完成了有效的监督见证。

2) 2001 年 11 月 9 日, LANPC 向 NNSA 提交了《LNPS 1 号机组进行首次装料前调试报告》。报告中说明了 1 号机组首次装料前的调试进展,按照 LNPS 调试大纲,1 号机组首次装料前应完成试验项目 1444 项,其中核岛 728 项,常规岛 257 项,辅助设施 459 项。截至 2001 年 11 月 8 日,已完成计划试验 1305 项,139 项可以在装料前完成。对于无法在装料前完成的 40 项试验, LANPC 给出了解释和影响分析,并提出了调整后的进度。同时,报告中也说明了 1 号机组装料前调试过程中对重要事件的处理情况,例如,应急柴油发电机涡轮增压机损坏和中间齿轮轴断裂事件,辅助给水系统泵轴划痕的修复处理等。NNSA 结合 GRO 的现场监督见证情况,对 LNPS 1 号机组首次装料前调试报告进行了审评,结论是 1 号机组装料前的调试工作是可以接受的。

7 LNPS 在役检查大纲以及 1 号机组役前检查报告的审评

7.1 LNPS 在役检查大纲的审评

早在 1999 年 1 月,就已在与 NNSA 讨论的基础上确定了《LNPS 在役检查大纲的编制格式和内容》。然而,于 2000 年 12 月 12 日向 NNSA 提交的在役检查大纲文件未能如预期的那样,给出公司对 LNPS 在役检查有关工作的全部承诺,在其后的审评中遇到了较多的困难。原因之一在于电站在役检查大纲必须包括工程阶段进行役前检查的相关内容,而且也应是运行阶段在役检查活动的执行文件。而实际上工程和生产两方面有各自的在役检查文件体系。原因之二在于未及时向 NNSA 通报与 RSEM 90 版的偏离和提供相应的论证。

1) 于 2000 年 12 月 12 日向 NNSA 呈报的在役检查大纲文件是以生产部门编制的 GNPS/LNPS PQOM 中在役检查大纲 (IP/TST/031-C) 为基础,同时将工程部编制的 1、2 号机组在役检查总大纲、1 号机组役前检查大纲等文件作为支持文件。NNSA 收到文件后认为两个电站 PQOM 中的在役检查大纲不足以说明 LNPS 在役检查和役前检查的内容与要求,生产与工程两方面的文件存在接口和职责描述不清的问题。随后, NNSA 于 2001 年 2 月 20 日在 LNPS 现场召开沟通会,确定以工程部编制的《LNPS 在役检查总大纲》作为执照申请文件,并要求着重补充役前检查向在役检查转换的控制措施以及运行阶段在役检查活动的相关程序。其后, NNSA 提出审评问题 74 个,并先后于 2001 年 4 月 17—18 日和 8 月 29 日召开了两次审评会(共形成工作单 32 份)。《LNPS 在役检查总大纲》也几经修改。至 2001 年 9 月 21 日, LANPC 向 NNSA 呈报的 D 版基本上满足了上述 NNSA 的要求。

2) 在 LNPS FSAR 中规定在役检查遵循的法规为 RSEM 90 版。对于压力容器进出口板管安全端的焊缝检查, 相关部门经过调查和论证, 认为在采用相控矩阵式超声检查技术取代聚焦式超声检查技术后, 可以只采用单一超声检查而不用如 RSEM 90 版要求的那样同时再作射线检查, 而且这种使用单一超声探伤的在役检查方法在国际上已较为流行。据此, LNPS 役前检查合同谈判引入了竞争机制。然而, 这种与法规的偏离未及时报告 NNSA 并提供充分的论证资料, 而且, 审评专家分别来自三个技术支持单位, 存在协调沟通的困难。尽管经过两次审评会的讨论以及多次函件说明, 该问题也未能得以关闭。最后, NNSA 认为该问题不影响 LNPS 1 号机组的首次装料, 但将其作为装料批准书条件之一, 要求在 LNPS 1 号机组进行首次全面在役检查前 3 个月提交压力容器安全端超声探伤方案有效性论证报告。

7.2 1 号机组役前检查结果报告的审评

2001 年 9 月 18 日和 11 月 13 日, LANPC 分两部分向 NNSA 提交了 LNPS 1 号机组役前检查结果报告。从总体上看, 役前检查结果是十分满意的。对于 1 号机组, 检查了压力壳、稳压器等几大部件以及总数为 1 950 条的焊缝和 13 422 根蒸汽发生器传热管, 只发现两条需要返修的焊缝, 相应的处理报告取得了 NNSA 认可。

8 LNPS 维修大纲的审评

《LNPS 维修大纲》是按照 LANPC 与 NNSA 商定的《LNPS 维修大纲编制格式和内容》编制的。2001 年 6 月 15 日, LANPC 向 NNSA 呈报了《LNPS 维修大纲》(第 0 版)。该文件的核安全审评过程是相对顺利的。NNSA 于 2001 年 7 月 18 日提出第一批审评问题(共 15 个), 并于 8 月 29 日召开了审评会。审评会形成的 7 份工作单均当场关闭, 其中主要涉及 LNPS 维修大纲是否应包括安全相关物项的预防性维修频度。通过讨论, NNSA 同意 LANPC 按照 LNPS FSAR 16.4 节中给出的预防性维修频度进行控制。2001 年 9 月 15 日, 经过修改后的《LNPS 维修大纲》(第 1 版)呈报 NNSA。NNSA 明确表示, 该文件是可以接受的, 但是应加强 CNPS 和 LNPS 技术不同点的维修培训。

9 LNPS 工程建造进展报告的审评

《LNPS 工程建造进展报告》是按照 LANPC 与 NNSA 商定的《LNPS 工程建造进展报告的编制格式和内容》(B 版)编制的。该文件的 A 版于 2001 年 6 月 15 日呈报 NNSA, 用于 1 号机组首次装料批准书的申请, 报告中各项建造活动的数据统计至 2001 年 3 月 31 日。NNSA 于 2001 年 7 月 18 日提出了第一批审评问题(共 5 个), 并于 8 月 29 日召开了审评会。会议形成的 2 份工作单当场得以关闭。总的来说, NNSA 审评专家认为《LNPS 工程建造进展报告》(A 版)是一份编制得很好的文件, 能够较全面地反映 1 号机组土建施工、设备制造和安装的进展情况以及不符合项的处理情况。审评会期间, NNSA 专家仅重点关注了 LNPS 国产化核级设备在技术方面存在的困难和相应的措施。

10 其他执照申请文件的提交

10.1 核材料许可证

LANPC 于 2001 年 4 月向国家原子能机构提出核材料许可证申请文件。经技术审查和现场检查, 并经 NNSA 核准后, 国家原子能机构向 LANPC 颁发了核材料许可证(国核材证字第[2001]D04-01号)。2001 年 11 月 6 日, LANPC 向 NNSA 提交了上述拥有核材料许可证的证明。

10.2 运行规程清单

LNPS 运行规程清单于 2001 年 9 月 19 日呈报 NNSA, 该清单包括正常运行规程和应急运

行规程两部分。经过审评，NNSA 认为该清单是可以接受的。

10.3 操纵人员的执照

LNPS 首批反应堆操纵员和首批高级反应堆操纵员的取照考试分两次进行。NNSA/GRO 对取照考试过程进行了监督。经国防科工委核电厂操纵人员资格审查委员会审查，26 人具备 LNPS 反应堆高级操纵员资格，53 人具备 LNPS 反应堆操纵员资格。2001 年 12 月 5 日，NNSA 以国核安发〔2001〕104 号文对上述人员颁发了 LNPS 反应堆操纵人员执照。

11 总的评价结论

NNSA 在完成对 LNPS 1 号机组首次装料批准书的各相关执照申请文件核安全审评后，于 2001 年 11 月 6—8 日在 LNPS 现场进行了 1 号机组首次装料前的核安全检查。这次检查的结论是：“LNPS 设计、建造和（装料前）调试阶段质保大纲已得到有效实施，与安全有关的活动处于受控状态；生产准备工作正在有序进行；调试大纲进度要求的调试项目基本完成；有关设备制造和安装不符合项的处理、役前检查结果异常报告处理、重要事件的处理、人员配置和培训满足相关程序的要求；系统标识清楚，防火、清洁度控制符合要求。岭澳核电站现场基本具备了首次装料条件。”接着，经 2001 年 11 月 21—23 日召开的核安全专家委员会第 21 次会议暨核环境专家评审委员会审议，NNSA 决定于 2001 年 12 月 8 日向 LANPC 颁发 LNPS 1 号机组首次装料批准书（国核安发〔2001〕101 号）。在该批准书中，NNSA 明确指出：“核安全审评和监督结果表明，岭澳核电站 1 号机组已按认可的设计建成，达到要求的质量并有完整的质量保证记录，符合核安全法规基本要求，已具备首次装料条件，有足够的保障措施保障其运行不致使厂区、公众和环境遭受过量辐射危害。”

附录一 基本系统名称

Elementary System Codification

	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 与质量无系统
A	Feedwater Supply 给水供应
ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACD	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADC	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
CFA	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
DAE	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
DIL	Close-Circuit Television 闭路电视系统
DIY	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 Boiling 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 Services 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) 油及润滑油贮存区通风系统 (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
ETV	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 Perturbograph 电能表和故障记录仪
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPB	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统
KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KHC	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KHS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辅助气象监测系统
KHT	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
E	Electrical Systems 电气系统

LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230V 不间断直流电源系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAI	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 用于第一保护组的逆变电源系统
LBD	Inverters Power Supply for Protection Group II 用于第二保护组的逆变电源系统
LBE	Inverters Power Supply for Protection Group III 用于第三保护组的逆变电源系统
LBF	Inverters Power Supply for Protection Group IV 用于第四保护组的逆变电源系统
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)
OLBK	125 V DC Power Supply (Desalination Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐车间和辅助锅 炉)
LBI	125 V DC Power Supply (EG Building) 125 V 直流电源系统 (EG 厂房)
LIM	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 Switchgear) 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	30V DC Power Supply (Analog Control) 30V 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
LEB	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)
LIS	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 (C Instrumentation) 220 V 交流电源系统(CI 仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (C 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
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 OLBE, 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 KITKIS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KITKIS)
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
RRJ	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 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 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
SLF	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统
SHE	Sewage Recovery (N-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
TEC	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

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)
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
CAR	Corrective Action Request 纠正措施要求 (质保用语)
CBO	Company Beijing Office 公司驻北京办事处
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 电脑中心
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 公关处
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 通信中心
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)

DOM	Deputy Operations Manager (OPS) 电站副经理
EESR	End of Erection Status Report 安装竣工状态报告
EFPD	Equivalent Full Power Days 等效满功率天数
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	Equipment & Space Parts Programme 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
GECA	General Electrical-Alsthom Corporation 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	Hongkong 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	Hold Point 停工待检点, 控制点
HP	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
ICRP	International Committee of Radiation Protection 国际辐射防护委员会
In-Core	堆内
INES	International Nuclear Event Scale 国际核事件分级 (IAEA 用语)
INPO	International Nuclear Power Operation 核动力运行研究所 (美)
Io	Inoperability 不可用
IOE	Internal Operational Event (电站) 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 Organization for Standardization 国际标准化组织
ITP	Individual Training Programme 个人培训计划
ITV	Inspection of Television 电视检查
KEPCO	Korea Electric Power Corporation 韩国电力公司
LANPC	Ling Ao Nuclear Power Co., Ltd. 岭澳核电有限公司
LIB	License Application Branch 工程部执照申请处
LLO	Project Liaison Office of LPS 生产二部工程联络办公室
LNPS	Ling Ao 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	低压缸
LPH	Health Physics Branch of LPS 生产二部保健物理处
LPO	Operation Branch of LPS 生产二部运行处
LPP	Information & Planning Branch of LPS 生产二部信息计划处
LPS	Operations Department of LNPS 生产二部
LPW	岭澳核电站程序编写协调组
LSL	Nuclear Safety & Environment Protection Branch of LPS 生产二部核安全与环保处
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 GNPS 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	用于反应堆压力容器无损探伤的装置名称, 法国产品
MLT	Maintenance Team for LNPS LNPS 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	转动机械处
MRO	Manual Request to Order	手动采购申请
MSM	Static Machine Branch	静止机械处
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	国家环保总局
NEPC	Northeast Electric Power Construction Company	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
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
OPG	Outage Planning Group	大修计划组
OPH	Health Physics Branch of OPS	生产一部保健物理处
OPO	Operation Branch of OPS	生产一部运行处
OPP	Generation Planning Branch	生产一部发电规划处
OPS	Operations Department of GNPS	生产一部
OQAP	Operations Quality Assurance Programme	运行质保大纲
OS (contract)	Operation Service Contract	生产服务合同 (GNP/JVC 与 EDF 之间)
OSART	Operational Safety Review Team	运行安全评审团 (IAEA)
OSL	Nuclear Safety & Environment Protection Branch of OPS	生产一部核安全与环保处
P7	Permissive Signal P7	允许信号 P7 (反应堆功率 > 10%)
PCI	Pellet Cladding Interaction	芯块与包壳的相互作用
P_e	Power (Electricity)	电功率
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
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 Review Team 运行前安全评审团 (IAEA)
PSA	Probability Safety Assessment 概率安全评价
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
QAD	Quality Assurance Department 质保部
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
SPSB	Shenzhen Power Supply Bureau 深圳供电局
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)
NSSS	Nuclear Steam Supply System 核蒸汽供应系统
TCA	Temporary Control Alterations 临时控制变更
TCS	Contract & Supplier Branch 合同供应处
TDA	Documentation Archives Branch 文档资料处
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
TOTO	Take Over for Temporary Operations 临时运行责任移交生产部
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 Centre 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 计量单位中英对照

英文	中文	英文	中文
Bq	贝可	m	米
Bq/g	贝可/克	MW	兆瓦
Bq/kg	贝可/千克	GW·h	吉瓦·时
Bq/m ³	贝可/米 ³	kV	千伏
MBq/m ³	兆贝可/米 ³	kW·h	千瓦·时
MW	兆瓦	μg/g	微克/克
MW·h	兆瓦·时	g/L	克/升
MW·d/t	兆瓦·日/吨	mm	毫米
EFPD	等效满功率天数	cm	厘米
h	小时	g/cm ³	克/厘米 ³
m ³	米 ³	Ci/m ³	居里/米 ³
mSv/h	毫希 [沃特] /时	mCi/m ³	毫居里/米 ³
μSv/h	微希 [沃特] /时	m ³ /h	米 ³ /时
Sv/h	希 [沃特] /时	MPa	兆帕斯卡
man·Sv	人·希 [沃特]	mbar	毫巴
man·mSv	人·毫希 [沃特]	MBq/t	兆贝可/吨
μGy/h	微戈 [瑞] /时	L/h	升/时
μGy/month	微戈 [瑞] /月	Hz	赫 [兹]
d	天	t/h	吨/时

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 Annexe
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
- UF Access Control Post
出入控制口
- UE Provisional Guardhouse
临时警卫室
- 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 Annexe 润滑油传送间
—MP	Resin Regeneration Annexe 树脂再生间
—MV	Turbine Ventilation Annexe 汽轮机通风间
—TA	Main and Stepdwn 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. NUCLEAR POWER BLOCK (核动力区)

This includes the following buildings:

核动力区包括下列厂房:

- DX Diesel Generator Building
柴油发电机房
When necessary a distinction is made between:
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
Geographical sub—areas of the Nuclear Auxiliary Building are distinguished by use of the following codes:
核辅助厂房可用下列代号进一步分区:
·NA NAB sub—area A
NA 表示 NAB 中的 A 区
·NB NABsub—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:
采用下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. TURBINE BUILDING (汽轮机厂房)

- 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	吊运转动台	CD	电容器	CO	
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	排污栅
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	铅油阀(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	探测器
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	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		GM	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	熔丝-小容量开关	GL		HU	加湿器
EV	蒸发器	FV		GA	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		CY		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(中子通量或放射性)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
IF		JG		KG		LG	就地物理-化学分析
IG		JH		KH		LH	就地时间测量
IH		JI		KI	粗滤器	LI	就地电流测量
II		JJ		KJ		LJ	火警探测
IJ		JK		KK	手动断路器	LK	就地应力测量
IK	计数率计	JL		KL	喇叭-音响报警器	LL	就地亮度(不透明度)测量
IL		JM		KM		LM	就地位置-位移测量
IM		JN		KN		LN	就地标高测量
IN	内部通信(电话)设施	JO		KO	汽轮机汽缸	LO	
IO		JP	盲板	KP		LP	就地压力测量
IP		JQ		KQ		LQ	就地无功功率测量
IQ	放射性废物焚烧炉	JR		KR	冷冻器	LR	就地阻抗-电阻率或电阻-导电率测量
IR		JS	电源分区开关	KS		LS	就地保健测量
IS	隔离组件	JT		KT	一次测温元件	LT	就地温度测量
IT		JU		KU		LU	就地电压测量
IU		JV		KV		LV	就地振动-推力-胀差测量
IV		JW		KW		LW	就地有功功率测量
IW		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
IX		JY		KY		LY	其他电气数据的就地测量
IY		JZ		KZ		LZ	其他物理数据的就地测量
IZ							

M		N		P		Q	
MA	核测量(中子通量或放射性)	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	火警探测器	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	PQ		PQ	几实机	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	
HW	
RX	
RY	
RZ	

S

SA	核测量(放射性或中子通量)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)
TE	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	试阀剂门
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	闭光继电器
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-中子通量)
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	电流测试
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	出入气侧-设备阀门
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

- | | |
|---------|-------------------------------|
| 徐文浩 | (1.1) (1.2) |
| 王宏斌 | (1.3) (2.3.4) |
| 郭海静 | (2.1.1.1) (2.1.1.2) (3.1~3.2) |
| 寇元泽 | (2.1.1.3) |
| 陈 宁 | (2.1.1.4) |
| 廖业宏 | (2.1.1.5) |
| 段德洪 | (2.1.1.6) |
| 杨梦奇 | (2.1.1.7) |
| 关建军 | (2.1.1.8) (2.1.1.9) |
| 肖 鹏 | (2.1.1.10) |
| 李 雷 | (2.1.1.11) |
| 李体强 | (2.1.2.1) |
| 易少群 | (2.1.2.2) (2.1.2.4) |
| 王卫东 | (2.1.2.3) |
| 张宇宏、李敏 | (2.1.2.5) |
| 陈献武 | (2.1.3.1) |
| 陈世均 | (2.1.3.2) |
| 黄 斌 | (2.1.3.3) |
| 戴忠华 | (2.1.3.4) |
| 曹春圣 | (2.1.4.1) (2.1.4.2) |
| 黄来喜 | (2.1.4.3) (2.1.4.4) |
| 吉长余 | (2.1.4.5) |
| 初志春 | (2.1.4.6) |
| 沈 星 | (2.1.5.1) (2.1.5.2) |
| 郑成山 | (2.1.5.3) |
| 孙逸民 | (2.1.6.1) (2.1.6.7) (4.17) |
| 梅建民 | (2.1.6.2) (2.3.6.5) |
| 王 凡 | (2.1.6.3) (3.4) |
| 陶于春、杨光辉 | (2.1.6.4) |
| 罗育智 | (2.1.6.5) |
| 周友谊 | (2.1.6.6) |
| 姚 刚 | (2.1.7.1) |
| 秦运鸿 | (2.1.7.2) (2.1.7.3) |
| 肖詹东 | (2.1.7.4) |
| 李克勤 | (2.1.7.5) |
| 冀天才 | (2.1.8) |

陈传令	(2.2.1.1)
符祥群	(2.2.1.2) (2.3.6.6) (2.3.8.1) (4.13)
张 宁	(2.2.1.3)
王定义	(2.2.1.4)
张晓峰	(2.2.1.5)
苏学丰	(2.2.1.6)
周平原	(2.2.1.7) (4.16)
虞福祥	(2.2.1.8)
刘建新	(2.2.2) (2.2.3) (4.14)
顾景智	(2.2.4.1~2.2.4.6) (4.15)
罗慧勇	(2.2.4.7)
问清华	(2.2.5)
林树谋	(2.2.6)
黄 俊	(2.2.7)
张 磊	(2.3.1.1) (4.11) (4.12)
吴 锦	(2.3.1.2)
高柯夫	(2.3.2)
程 超	(2.3.3.1) (3.3)
于秀平	(2.3.3.2) (2.3.3.3)
赵 宏	(2.3.5) (2.3.6.2)
焦 萍	(2.3.6.1)
张朝文	(2.3.6.3)
周卫红	(2.3.6.7)
方春法	(2.3.6.8)
关 蕾	(2.3.6.9) (4.1~4.10)
周科英	(2.3.6.10) (2.3.6.11)
景立峰	(2.3.6.4) (2.3.7)
樊陪都	(2.3.8.2) (2.3.8.3)
李红军	(2.3.9.1)
彭炳成、徐功义	(2.3.9.2)
王永刚	(2.3.10)
邢晓星	(2.3.11)
孙海英	(2.3.12)
姜毅华、覃四海	(2.3.13)
夏庆生、杨满芳	(2.3.14)
刘革新	(2.4.1)
顾晔艺	(2.4.2)
郭利民、李琳教、姚一正、徐万年	(2.4.3)
魏其岩	(2.4.4)
郭利民	(2.4.5)

李小川	(2.4.6)
周卫红	(2.4.7)
张东果	(2.4.8)
查 清	(2.4.9)
李金光	(2.4.10)
赵俊杰	(2.4.11)
王宝山	(3.5)



GNPS OPERATION YEARBOOK 2001

ISBN 7-5022-2696-6



9 787502 226961 >

ISBN 7-5022-2696-6/P426.33-54 定价: 112.00 元