



广东大亚湾核电站 岭澳核电站

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

生产运行年鉴

2002

广东大亚湾核电站
岭澳核电站
生产运行年鉴

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

2002

海天出版社

图书在版编目(CIP)数据

广东大亚湾核电站、岭澳核电站生产运行年鉴.2002/
林贵清主编. —深圳:海天出版社,2003.11

ISBN 7-80654-079-2

I.广... II.林... III.①大亚湾核电站—2002—
年鉴 ②岭澳核电站—2002—年鉴 IV.F426.23-54

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 099898 号

海天出版社出版发行

(深圳市彩田南路海天大厦 518033)

<http://www.htph.com.cn>

责任编辑 王 颖 封面设计 孙大伟

责任校对 章 荣 责任技编 王 颖

海天电子图书开发公司排版制作

深圳市普加彩印务有限公司印刷 海天出版社经销

2003年11月第1版 2003年11月第1次印刷

开本:787mm×1092mm 1/16 印张:25.5

字数:653千 插页:20 印数:1-2000册

定价:118元

海天版图书版权所有,侵权必究

海天版图书凡有印装质量问题,请随时向承印厂调换

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	刘新栓	强辉	姚镜泉	李晓明
徐颖	陈健	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
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 齐迎春 陈海斌 王宝山 易少群

供稿人员 (按姓氏汉语拼音顺序排列)

白新华 陈传令 陈海斌 陈乐荣 陈宁 陈坡 陈祖书 程应学 初志春
崔建房 段德宏 段贤稳 樊陪都 冯辉 符祥群 高柯夫 顾景智 顾晔艺
关蕾 郭海静 郭建兵 郭利民 郭满华 洪锦从 洪蔚 洪振民 胡昌贤
黄家权 黄俊 黄来喜 吉长余 冀天才 贾国安 蒋达进 焦萍 景立峰
寇元泽 李宏亮 李金光 李克勤 李雷 李敏 李寿才 李体强 李现锋
李小川 梁薇 廖业宏 林树谋 刘东 刘敏 刘鹏 刘强 刘小兵
吕群贤 罗惠勇 罗毅 梅建民 欧阳俊杰 潘央 彭炳成 秦运鸿
任历 任世军 尚德宏 沈星 宋世葭 孙海英 田锡锋 王定义 王凡
王宏斌 王佳峰 王卫东 王永刚 魏瑾 魏其岩 问清华 吴坚军 郝海英
夏彤 肖詹东 辛克塞 邢晓星 熊春华 徐峰 徐功义 徐礼新 徐文浩
徐昕 徐咏梅 杨帆 姚秋明 于海峰 于薇 于秀萍 袁昌红 袁建雄
查清 曾锦雄 曾哲峰 张朝文 张凤斌 张立军 张宁 张熙军 张晓峰
张兄立 张宇宏 张育彬 赵宏 赵宏大 郑超雄 周科英 周平原 周友谊

前 言

2002年是广东大亚湾核电站投入商业运行的第九年，同时也是广东核电的新成员——岭澳核电站投入商业运行的第一年。因此2002年的《年鉴》与往年相比，有了很大的改变。内容构架上由一个电站扩充为两个电站，并将两电站相对独立的生产运行部分分开编写，以便于读者使用。随着岭澳核电站生产准备工作圆满结束，与生产准备相关的部分内容已适当地减少。

虽然如此，但编写《年鉴》的目的和要求一直没有改变，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、运行经验反馈、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。

2002年是广东核电合营有限公司实施《第一个五年发展计划》的第五年。经过五年的奋斗，第一个五年计划提出的各项指标和任务已经圆满完成，群堆管理工作不断改进和完善。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完成和机组的顺利投产，本年度《年鉴》有关岭澳核电站的内容有了较大幅度的增加。其他方面的目录也有些变动，这是为了更恰当地反映某些专业范围的内容。继续保留“专文”栏目，把统计数据全部放入第七章中。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

继往开来、与时俱进

实现广东核电新的辉煌

广东核电合营有限公司

总经理



过去的2002年是奋斗的一年、创新的一年，也是合营公司取得良好业绩的一年。在党和国家直接关怀下，在粤港两个电网的大力支持下，在集团公司的正确领导下，通过全体员工的奋力拼搏和不懈努力，我们的安全生产、发电业绩、队伍建设和公司综合管理都取得了突出的成绩，圆满完成了公司第一个五年发展计划所规定的各项目标，以“持续改进、追求卓越”的精神，以不断革新的勇气，在迈向世界一流核电站目标的道路上，又踏出了坚实的一步。

2002年的起步并不顺利，上半年连续发生了主变压器故障和发电机转子故障，造成2号机组长达55天的停机检修，给安全生产和发电业绩的实现造成十分被动的局面。全公司员工充分发扬了优良的团队精神和战胜困难的勇气，同心协力，科学决策，成功地解决了设备问题并使机组恢复正常运行。下半年我们始终将安全和质量放在最重要的位置，精心操作，严格管理，保持了两台机组安全稳定运行直至年底。通过全年的不懈努力，2002年年度上网电量仍然达到了141.16亿kW·h，实现了连续三年上网电量达到140亿kW·h，并且在3月8日实现累计商业运行上网1000亿kW·h。12月份的月度上网电量也达到了14.2亿kW·h的历史最高水平。在长时间停机检修的情况下，2002年的能力因子和负荷因子分别达到了85.88%和85.55%。

2002年公司财务状况继续保持了健康水平，全年

销售收入 9.19 亿美元，创汇 6.419 亿美元，截止 2002 年底基建贷款还本付息比例达到了 84.7%，共计 45.3 亿美元。公司资信等级继续保持“AAA”级别。

2002 年也是广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司实行群堆管理取得突出成绩的一年，岭澳核电站 1 号机组比原计划提前 48 天，于 5 月 28 日正式投入商业运行并始终保持安全稳定运行；岭澳核电站 2 号机组也于 2003 年 1 月 8 日正式投入商业运行。岭澳核电站全年发电量达到 45.84 亿 kW·h。通过不断深入和完善群堆管理，岭澳核电站无论是移交接产、设备状态还是安全生产都比大亚湾核电站同期有了长足的进步。

在公司面临自 1995 年控制棒落棒超差事件以来最严重的困境时，正是日渐成熟的员工队伍、卓有成效的团队建设、团结协作、甘于奉献的核电精神，使我们战胜了前进道路上的困难，也正是始终坚持“安全第一、质量第一”的原则，坚持“高标准、严要求”的管理理念，坚持“持续改进、追求卓越”的目标和方向，帮助我们在下半年取得了突出的成绩，并确保全年业绩的顺利完成。这些成绩的取得来之不易。

2002 年是公司实施第一个五年发展计划的最后一年，经过前四年的不断革新和完善，五年计划已成为指导公司各项工作的蓝图和方向，为确保公司业绩的巩固、提高和发展起到了非常关键的作用。经过五年的奋斗，第一个五年计划提出的各项指标和任务已经圆满完成，合营公司在取得辉煌业绩的同时，也为将来进一步的发展打下了坚实的基础。

党的十六大提出的国家和社会的发展目标和蓝图，对于广东核电具有现实的指导意义。当前是广东核电发展的关键时刻，改革、稳定、发展是集团上下的共识，也是合营公司义不容辞的责任。国家电力体制改革已经逐渐加大力度，核电的发展既面临着激烈的竞争和挑战，也蕴藏着巨大的机遇。没有改革，企业就没有发展；没有创新，企业就会失去活力。随着大亚湾核电运营管理有限责任公司的筹建和成立，明年我们将以全新的组织架构和管理理念推动广东核电进入新的发展时期，这是核电事业赋予我们的使命，也是广东核电发展的必然要求。

为了迎接 2003 年的新局面、新形势和新挑战，我们必须做好：

1. 深入学习党的十六大精神，认真贯彻“三个代表”重要思想，用发展的眼光和创新的理念不断提高管理水平，深化各项改革措施。

2. 各部门全力配合，密切协作，推动运营公司的筹备和组建工作，并以稳定压倒一切的原则，确保安全生产，确保组织机构平稳过渡。

3. 继续坚持和不断完善“安全第一、质量第一、成本第一”的企业文化建设，把安全生产放在第一重要的地位，以业绩为中心，全面提升运营水平。

4. 高度重视设备管理，从技术和制度着手，使其真正成为能帮助我们发展和进步的核心竞争力。

5. 搞好队伍建设，重视反腐倡廉和弘扬企业文化，以严密的制度约束人，以先进的文化教育人，以进步的事业吸引人。

对广东核电合营公司来说，2002 年是难忘的一年，是奋斗、开拓、创新的一年。回顾过去，我们豪情满怀，展望未来，我们信心百倍。2003 年将开创广东核电发展历史上的新阶段，我们坚信，有广大以核电事业为己任的优秀员工的团结拼搏，有勇于开拓创新的管理队伍，我们必将以新的面貌和姿态迎接所有挑战，并取得更大的成绩。

风 满 好 扬 帆

—— 2002 年电站安全生产综述

生产副总经理



2002 年电站（包括大亚湾核电站和岭澳核电站）所取得的生产业绩在总经理的致辞中已有详细的表述，本文将不再重复。在此，主要回顾 2002 年电站为取得良好生产业绩所做的努力和存在的不足。

2002 年电站有两大任务：一是大亚湾核电站的安全运行，完成董事会下达的年度生产任务。二是确保岭澳核电站高质量按期投产。广大员工在总结 2001 年经验教训的基础上，充分发挥群堆管理的优势，开拓创新，团结协作，在日常生产、维修、技术支持和生产准备等方面的管理改进，取得了长足的进步。

在日常生产管理方面，大亚湾核电站、岭澳核电站的日常生产项目组相继正式运作。日常生产项目组的规范化运作，对机组的日常安全运行、计划执行、风险控制以及岭澳核电站机组投产初期的稳定起到了关键作用。在 2002 年，电站通过防人因失效推进小组，邀请 PII 公司对电站生产线工作人员行为现状进行评估和分析，进行全员培训，与绩效考核挂钩等措施，取得全年商业运行无人因非计划自动停堆的显著成效。

在维修方面，随着岭澳核电站两台机组的顺利投产，维修工作量成倍增长，但维修队伍基本不变的形势，对电站维修管理水平提出了更高的要求。为此，电站重点从两方面对维修管理进行改进。一方面加强计划龙头指挥作用，实施群堆管理模式下新的维修组织管理模式。两电站日常生产计划会由独立运作改为联合运作，以实现资源的统一调配，满足群堆管理下的维修需求。实施新的维修承包商管理模式，由常驻各专业的运作模式改为任务外包服务模式。另一方面，开展大范围的技术练兵，提高维修人员的专业技术水平。

在技术支持方面，电站本着保守决策原则，根据自身技术力量的科学分析，参照国内技术系统的建议，在与设备厂家充分交换意见的前提下，现场完成了百万千瓦级的发电机转子的故障抢修工作，首开了生产厂家此类故障现场检修成功的先例。大亚湾核电站 2 号机组发电机转子故障的成功抢修，为 2002 年下半年安全生产奠定坚实基础同时也为电站积累了丰富的重大设备故障抢修经验，促进了技术专家的成长。2002 年，18 个月换料过渡循环实施、启动岭澳核电站的混合堆芯论证和严重事故管理等研究工作，进一步提高了电站基础性的技术支持水平。

在生产准备方面，在群堆管理的强有力支持和大亚湾核电站原有的经验反馈基础上，以安全为重，以质量创优。通过工程调试与生产准备紧密合作，制订完善的调试准备计划，建立严格的移交投产跟踪系统和全面的指标管理体系，取得了岭澳核电站提前 48 天投入商业运行的成绩。机组投产后，日常生产维修体系的迅速建立，保证了机组良好的运行态势，充分体现了群堆管理的优势。

2002 年实实在在的生产业绩说明我们所做的努力是有效的，是成功的。但不足也是明显的，在 2003 年我们需要在以下方面多下功夫：

首先是进一步提高生产管理运作效率，使管理进一步贴近现场。我们要避免随着电站规模的扩大，导致管理流程的复杂化和体制的“官僚化”。

其次，则是进一步提高电站的设备管理水平，满足生产业绩逐年提升的要求。做好设备管理工作需要全厂各部门的参与，要重点抓好关键大设备的正常运行管理和故障抢修管理。此外，随着世界经济的波动变化，电站原有的备品备件供应链已有很大的改变，以及电站 ABC 成本管理的推行，电站备品备件基础管理有进一步改进和精细化的迫切要求。

再者就是改进培训管理，进一步提高员工队伍的素质，包括专业技能素质和服务素质。因为拥有一支技术过硬、服务素质一流、敬业爱岗的员工队伍是电站发展的关键因素之一。

即将到来的 2003 年是一个吉祥如意的羊年，在此衷心祝愿我们不断壮大的核电舰队，乘风破浪，再创新佳绩！风满好扬帆！



方曦
摄

2002年7月2日，全国人大常委会委员长李鹏、广东省委书记李长春出席庆祝大会



方曦
摄

欢腾的海洋



方曦
摄

国家计委副主任张国宝宣读国家计委对岭澳核电站1号机组投产的贺电



方曦
摄

中国广东核电集团有限公司董事长胥云龙致辞



方曦
摄

岭澳核电有限公司总经理刘锦华致辞



方曦
摄

庆祝大会专场音乐会剪影——引吭高歌



方曦
摄

庆祝大会专场音乐会剪影——共庆投产



方曦
摄

1月24日，全国人大常委会、环境与资源委员会副主任张皓若来访



方曦
摄

2月13日，全国政协副主席朱光亚视察大亚湾工地



方曦
摄

4月1日，国家电力公司副总经理贺恭来访



方曦
摄

10月25日，第13届太平洋地区核能大会在大亚湾工地闭幕



方曦
摄

9月20日，欧洲和法国议会代表团来访



方曦
摄

10月21日，美国核管会(NRC)来访



方曦 摄

11月份，WANO专家组对岭澳核电站进行运行前安全评审跟踪检查



方曦 摄

11月11日，电站与EDF举行维修组织管理与质量控制研讨会



工前会讨论

徐鸿威 摄



一回路主泵大修检查

徐鸿威 摄



一回路主泵探头回装

黄国平 摄



在岗技能培训
黄国平 摄



安全系于此刻
黄国平 摄



维修部技能竞赛剪影
黄国平 摄



音画时尚文艺晚会——音符跳跃
方曦 摄



音画时尚文艺晚会——璀璨星空
方曦 摄



广东核电“蓝色之恋”集体婚礼
梁汉生 摄



渔舟唱晚
梁汉生 摄



凤凰花盛开的季节
彭炳成 摄

大亚湾核电站商业运行以来累计上网电量达 1 000 亿 kW · h

张善明

截至2002年3月4日上午8时整，大亚湾核电站商业运行以来累计上网电量达1 000亿 kW · h，累计发电量达1 049.26亿 kW · h。

大亚湾核电站自1994年投入商业运行以来，始终坚持“安全第一、质量第一”的方针，保持安全稳定运行，上网电量稳步上升。根据售电安排，上网电量的70%输往香港电网，30%输往广东电网。截止到2002年3月4日，大亚湾核电站已分别向香港和广东累计供电666亿度和334亿度，为粤港两地的经济发展、环境保护和社会繁荣做出了巨大贡献。

这是继2001年大亚湾核电站实现无非计划自动停堆安全运行1 000天后，取得的又一新成绩。这喜人的成绩后面，不仅凝铸有上级领导的关怀和指导，也离不开电网的大力支持和充分信任，更加凝铸了全体员工艰辛勤劳的奋斗和努力。回顾我们为此所做出的努力，更加感到这两个“1 000”的记录来之不易。

大亚湾核电站自投入商业运行以来，已安全运行9年，期间经历了1994年发电机“电磁虫”事件、1995年的控制棒落棒超差事件、2001年的密封瓦烧损事件、2002年发电机转子接地事件等。但是我们都一一克服了，并实现了发电业绩的连年增长。与此同时，经过多年的锤炼，核电的队伍已经成长起来。从日常生产管理、大修、技术支持到工程建设、生产准备，我们队伍中都有专业素质过硬的行家里手。更为可贵的是，这支队伍一直保持着勇于开拓创新、乐于为广东核电事业奉献的“深圳拓荒牛”精神。这一切值得电站的每一位员工自豪！

良好的生产业绩既是大亚湾核电站不断进步、再攀高峰的基石，也是鞭策和激励。2002年岭澳核电站两台机组的投产，使得广东核电这一舰队得以壮大扩编，迎来广东核电发展的新时期。这也意味着我们肩负的责任更重大了。机组的稳定运行，不仅关系到公司的发展，员工的利益，也影响着整个广东电网和香港电网的供电安全，以及广东核电的持续发展。我们唯有以专注和执着的敬业精神，不畏艰难，向世界一流核电站迈进，才能无愧于这一光荣的使命！

让我们一起努力吧！

（新闻稿）

岭澳核电站 1 号机组投入商业运行

张志雄

2002年5月28日，岭澳核电站1号机组圆满完成了所有调试试验，较原计划提前48天投入商业运行。岭澳核电站的全体建设者和生产者经过几千个日夜的奋斗，向全国人民递交了一份满意的答卷；同时，也表明6年的生产准备工作取得了关键性的胜利。

从1995年国家批准岭澳核电站可行性研究报告，以及1997年5月15日主体工程正式开工以来，岭澳核电站工程在设计、采购、土建、安装、调试等各方面始终对质量、投资、进度进行了有效控制，并在核电建设自主化和国产化方面取得了重大突破。

岭澳核电站生产准备工作于1996年正式启动，在《大亚湾核电站、岭澳核电站相互支持协议》和群堆管理思想的指引下，在大亚湾核电站的支持下，人员培训、移交接产、程序编写、工程参与等一系列工作得以有条不紊地开展。生产准备和移交接产工作严格按照《生产准备大纲》和《生产准备总体执行计划》的要求，按期实现了1号机组的首次装料、临界、并网等里程碑，成功地担负起核安全责任，在1号机组的接产工作中实现了生产准备工作安全与质量“五个零”的目标，即火灾事故、重伤以上事故、人因重大设备损坏事故、人因停机停堆事件和一级以上的运行事件为零。2001年Pre-OSART评审的圆满成功，也表明了国际核能界对岭澳核电站生产准备工作的肯定。

在六年的生产准备历程中，我们取得了令人瞩目的业绩。而这一成绩的取得决不是偶然的，成功的经验是值得我们认真总结的。

岭澳核电站生产准备工作的成功实施，最重要的一条经验就是始终保持了正确的指导思想。从策划阶段开始，生产准备在实际运作中一直体现了群堆管理的思路，坚持以大亚湾核电站成功经验为依托，充分发挥了大亚湾核电站人才基地、技术基地、资源基地的作用，完成了核安全文化和管理理念的渗透。

另一方面，岭澳核电站的生产准备在充分吸收国内外经验的基础上大胆创新，在计划控制、生产管理、人员培训、安全监督、移交接产等方面摸索出了一套行之有效的方法，建立了适应群堆管理模式下的生产大团队和一整套科学而有效的生产管理手段。

而建立一个良好的工作环境，最大限度地发挥广大员工的创造力，一直是我们贯穿在整个生产准备过程中的思路。生产准备业绩指标系统，工程移交管理系统，调试期间现场安全管理，维修活动风险的控制，运行人员个人绩效评估方法，Pre-OSART提出的11项良好实践等许多创新举措都体现了广大员工的聪明才智，为1号机组的顺利投产做出了非常大的贡献。

随着1号机组的商业运行，岭澳核电站肩负起了1号机组生产和2号机组接产的双重任务。岭澳核电站生产管理的长远目标是：2005年，两台机组主要经济技术指标达到世界排名前四分之一水平；2007年，当公司第二个五年计划结束的时候，大亚湾核电站、岭澳核电站四台机组共同迈入世界排名前十分之一的行列。

未来仍然是任重道远。核电站面临更大的厂网分开、竞价上网的竞争压力。我们相信通过不断提高生产团队的运营管理水平，一定能实现未来四台机组的安全、稳定、经济、可靠运行。

（新闻稿）

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

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1	电站运行	5
2.1.1	电站运行组织	5
2.1.2	机组运行状态	5
2.1.3	售电及外购电	10
2.1.4	机组性能指标	11
2.1.5	反应堆物理试验	12
2.1.6	电站化学	17
2.1.6.1	化学监督	17
2.1.6.2	水库淡水储量及除盐水生产	18
2.1.6.3	化学品使用	19
2.1.7	继电保护	20
2.1.8	电气设备运行维护	22
2.1.9	发供电系统可靠性	28
2.1.10	仪控系统设备运行及评价	30
2.1.11	燃料循环及燃料管理	33
2.2	核安全	38
2.2.1	三道屏障完整性	38
2.2.2	专设安全系统	41
2.2.3	安全相关设备不可用状态（Io）跟踪	42

2.2.4	定期试验	45
2.2.5	瞬变统计	47
2.2.6	电站运行事件	49
2.2.7	经验反馈	52
2.2.7.1	内部事件经验反馈	52
2.2.7.2	外部经验反馈	55
2.2.8	执照申请	60
2.2.9	国际原子能机构活动	62
2.2.10	对外交流及姐妹电站交流活动	63
<hr/>		
2.3	工业安全	64
2.3.1	工业安全统计	64
2.3.2	工业安全管理	65
<hr/>		
2.4	消防	66
<hr/>		
2.5	辐射防护	66
2.5.1	年度辐射防护总体评价	66
2.5.2	个人剂量监测	67
2.5.3	运行辐射防护管理	68
2.5.4	大修辐射防护管理	70
2.5.5	辐射防护培训	71
<hr/>		

第三章 澳岭核电站生产准备与安全运行

3.1	电站运行	72
3.1.1	电站运行组织	72
3.1.2	机组运行状态	73
3.1.3	售电及外购电	77
3.1.4	机组性能指标	80
3.1.5	反应堆物理试验	80
3.1.5.1	调试启动物理试验	80
3.1.5.2	周期性物理试验	84
3.1.6	电站化学	85
3.1.6.1	化学监督	85
3.1.6.2	除盐水生产	89
3.1.6.3	化学品使用	90
3.1.7	继电保护	92

3.1.8	电气设备运行维护	94
3.1.9	发供电系统可靠性	97
3.1.10	仪控系统设备运行及评价	99
3.1.11	燃料循环及燃料管理	102
<hr/>		
3.2	核安全	106
3.2.1	三道屏障完整性	106
3.2.2	专设安全系统	108
3.2.3	安全相关设备不可用状态（Io）跟踪	109
3.2.4	定期试验	112
3.2.5	瞬变统计	113
3.2.6	运行事件	115
3.2.7	经验反馈	118
3.2.7.1	内部事件经验反馈	118
3.2.7.2	外部经验反馈	122
3.2.8	核安全文化	125
3.2.9	执照申请	125
3.2.10	国际原子能机构活动	130
3.2.11	对外交流及姐妹电站交流活动	131
<hr/>		
3.3	工业安全	131
3.3.1	工业安全统计	131
3.3.2	工业安全管理	132
<hr/>		
3.4	消防	133
3.4.1	火灾事件及火灾未遂事件统计	133
3.4.2	消防管理	134
<hr/>		
3.5	辐射防护	135
3.5.1	年度辐射防护总体评价	135
3.5.2	个人剂量监测	135
3.5.3	运行辐射防护管理	136
3.5.4	大修辐射防护管理	138
3.5.5	辐射防护培训	138
<hr/>		
3.6	计划管理	139
<hr/>		
3.7	移交投产	140
<hr/>		
3.8	程序生效	142
3.8.1	运行程序生效	142

第四章 电站维修

4.1	维修组织与管理	147
4.1.1	维修组织管理	147
4.1.2	维修活动管理	147
4.1.2.1	维修质量管理	147
4.1.2.2	维修风险管理	148
4.1.2.3	维修计划控制	149
4.1.2.4	现场服务管理	150
4.2	日常维修	151
4.2.1	设备找缺陷竞赛活动	151
4.2.2	大亚湾核电站维修工作票执行情况	153
4.2.3	岭澳核电站维修工作票执行情况	155
4.2.4	预防性维修管理	156
4.3	机组抢修与小修	158
4.3.1	总体介绍	158
4.3.2	组织机构	159
4.3.3	处理的主要设备问题	159
4.4	机组换料大修	162
4.4.1	大修组织管理	162
4.4.2	大亚湾核电站第八次换料大修	162
4.4.2.1	1号机组第八次换料大修	162
4.4.2.2	2号机组第八次换料大修	170
4.4.3	大亚湾核电站第九次换料大修准备	178
4.4.4	岭澳核电站第一次换料大修准备	181
4.4.5	大修承包商介绍	183

第五章 电站技术支持与服务

5.1	设备管理	185
5.1.1	设备状态监督与趋势分析	185

5.1.2	RCM 分析与预测性维修	186
5.1.3	RCA 的实施与应用	188
5.1.4	老化管理	189
5.1.5	遗留问题与 NCR 管理	191
<hr/>		
5.2	工程及电站改造项目	192
5.2.1	电站工程及改造项目管理	192
5.2.2	新增工程改造项目	193
5.2.3	岭澳核电站工程遗留项	195
5.2.4	物项替代与国产化	196
5.2.5	设备防腐	197
5.2.6	工程文件接收及更新	199
5.2.7	电站厂房及相关构筑物维护	200
5.2.8	在役检查和金属监督	202
5.2.9	岭澳核电站工程委托项目	205
<hr/>		
5.3	质量保证	206
5.3.1	运行质量保证大纲的修改	206
5.3.2	质量保证体系的执行	206
5.3.3	监查和监督	207
5.3.4	质量改进	208
5.3.5	电站十年安全评审	208
5.3.6	质量意识的培育	208
5.3.7	质量保证大纲实施有效性评价	208
<hr/>		
5.4	环境管理	210
5.4.1	放射性废气排放与管理	210
5.4.2	放射性废液排放与管理	211
5.4.3	中低水平放射性固体废物处理	211
5.4.4	工业废物处理	213
5.4.5	环境监测与评估	214
5.4.6	环境保护工作	218
<hr/>		
5.5	电站应急计划管理	220
<hr/>		
5.6	职业健康管理	223
5.6.1	电站职业医疗健康管理的基本任务和要素	223
5.6.2	职业危害的监测和评价	223

5.6.3	职业健康监督	223
5.6.4	职业健康保健	224
5.6.5	异常照射情况下医学干预的准备及实施	224
5.6.6	医学应急计划与准备	224
<hr/>		
5.7	综合管理	224
5.7.1	计划及管理	224
5.7.1.1	年度发电计划执行情况及电网状况	224
5.7.1.2	电站预算管理 and 控制	227
5.7.1.3	部门管理计划	229
5.7.1.4	电站管理层工作会议	231
5.7.2	电站委员会	233
5.7.2.1	电站安全委员会	233
5.7.2.2	电站质量管理委员会	233
5.7.2.3	电站培训委员会	234
5.7.2.4	电站环境保护与三废管理委员会	235
5.7.2.5	电站工程技术委员会	236
5.7.2.6	电站经验反馈委员会	237
5.7.2.7	电站信息系统委员会	238
5.7.2.8	电站合理化建议委员会	238
5.7.2.9	电站技术监督委员会	238
5.7.2.10	电站节能小组	239
5.7.3	人事管理	239
5.7.3.1	干部任免	239
5.7.3.2	职称评定	239
5.7.3.3	人员配备	240
5.7.3.4	职工学历和职称结构及专家名录	240
5.7.3.5	年龄结构	241
<hr/>		
5.8	合同及备件管理	241
5.8.1	合同管理概要	241
5.8.2	合同项目内容	242
5.8.3	承包商管理	244
5.8.4	备品备件采购管理	245
5.8.5	仓储管理	246
5.8.6	库存管理	247
<hr/>		
5.9	人员培训及授权	249
5.9.1	培训管理活动	249

5.9.2	模拟机建设与培训	249
5.9.3	技能培训和职业技能鉴定	250
5.9.4	其他培训完成情况	251
5.9.5	承包商培训与授权管理	252

5.10	文件、档案与资料管理	252
5.10.1	文档基础工作	252
5.10.2	文档信息化建设	253
5.10.3	工程文档移交接收	254
5.10.4	其他文档管理活动	254
5.10.5	工作量统计	255
5.10.6	文件、资料、档案库存量	256

5.11	电站计量管理	256
------	---------------	-----

5.12	信息系统开发与应用	257
5.12.1	信息系统开发	257
5.12.2	信息系统运行	259

5.13	电站保卫及核材料实体保障	260
5.13.1	电站保卫的任务	260
5.13.2	保卫工作实绩	260
5.13.3	核材料的实体保障	261

5.14	电站后勤保障	262
------	---------------	-----

第六章 大事记

6.1	机组运行大事记	263
6.1.1	大亚湾核电站 1 号机组	263
6.1.2	大亚湾核电站 2 号机组	266
6.1.3	岭澳核电站 1 号机组	269
6.1.4	岭澳核电站 2 号机组	271

6.2	重大技术问题	273
-----	---------------	-----

第七章 统计指标

7.1	WANO 性能指标	282
7.2	综合经济指标	284
7.3	安全性能指标	285
7.4	生产运行指标	287
7.5	三废排放与环境监测	290
7.6	维修、改进与质量保证	291
7.7	物资管理与成本控制	292
7.8	换料大修主要指标	293
7.9	机组停堆解列统计表	294
7.10	电站运行事件列表	295
7.10.1	大亚湾核电站运行事件列表	295
7.10.2	岭澳核电站运行事件列表	298
7.11	工业安全和消防统计	305
7.11.1	工业安全事故汇总	305
7.11.2	工业安全未遂事件汇总	305
7.11.3	零级火险事件汇总	306
7.11.4	一级火险事件汇总	307
7.12	辐射防护事件汇总	308
7.13	特许申请汇总	310
7.14	改进项目汇总	311

第八章 专题报告

* 公司企业识别系统的启动与推进 (戴庆宇)	314
* 大亚湾核电站 2 号发电机组抢修与经验反馈 (李晓明)	317
* 安全技术顾问离线安全监督项目总结 (徐文兵)	324

* 广东核电文档管理信息系统 (李志成、王宏新、罗育智)	327
* 岭澳核电站生产准备总结 (简益民)	331
* 岭澳核电站调试阶段运行人因失误控制 (郭利民)	337
* 岭澳核电站2号机组调试期间实现无非 计划停堆的经验总结 (卢长申)	341
附录一 基本系统名称	344
附录二 组织机构和相关术语缩写	363
附录三 计量单位中英对照	369
附录四 厂房和构筑物——代号和名称	370
附录五 设备名称代号	376
《年鉴》各章节供稿人名单	383

CONTENT

Part I Organization of GNPJVC and operational line

1.1	Brief introduction of GNPJVC	1
1.2	Organization of GNPJVC	2
1.3	Organization of GNPS & LNPS	2

Part II Synthetic report on operational activities of GNPS

2.1	Operation performance	5
2.1.1	Operation organization	5
2.1.2	Unit operation status	5
2.1.3	Power sale and consumption	10
2.1.4	Unit performance indicators	11
2.1.5	Reactor physical tests	12
2.1.6	Plant chemistry	17
2.1.6.1	Chemistry control	17
2.1.6.2	Demineralized water production	18
2.1.6.3	Chemistry material consumption	19
2.1.7	Electrical relay protection	20
2.1.8	High voltage equipment	22
2.1.9	Reliability of generation and supply systems	28
2.1.10	Operation and assessment of I & C equipment	30
2.1.11	Fuel cycle and management	33
2.2	Nuclear safety	38
2.2.1	Integrity surveillance of three barriers	38
2.2.2	Special safety system	41
2.2.3	Inoperability of safety related equipment (Io monitoring)	42
2.2.4	Periodic test	45
2.2.5	Transient counting	47
2.2.6	Licensing operational events	49
2.2.7	Experience feedback	52
2.2.7.1	Experiences and lessons learnt from internal event	52

2.2.7.2	Experiences and lessons learnt from external event	55
2.2.8	Licensing application	60
2.2.9	IAEA activities	62
2.2.10	International activities on information exchange and twining	63
2.3	Industry safety	64
2.3.1	Statistics of industrial safety	64
2.3.2	Safety control	65
2.4	Fire protection	66
2.5	Radiation protection	66
2.5.1	General assessment	66
2.5.2	Personal dose monitoring	67
2.5.3	Radiation protection in normal operation	68
2.5.4	Radiation protection in outage	70
2.5.5	Radiation protection training	71

Part III Operation and commissioning activities of LNPS

3.1	Operation performance	72
3.1.1	Operation organization	72
3.1.2	Unit operation status	73
3.1.3	Power sale and consumption	77
3.1.4	Unit performance indicators	80
3.1.5	Reactor physical tests	80
3.1.5.1	Reactor physical tests in commissioning	80
3.1.5.2	Reactor physical tests in normal operaiton	84
3.1.6	Plant chemistry	85
3.1.6.1	Chemistry control	85
3.1.6.2	Demineralized water production	89
3.1.6.3	Chemistry material consumption	90
3.1.7	Electrical relay protection	92
3.1.8	High voltage equipment	94
3.1.9	Reliability of generation and supply systems	97
3.1.10	Operation and assessment of I &C equipment	99
3.1.11	Fuel cycle and management	102
3.2	Nuclear safety	106
3.2.1	Integrity surveillance of three barriers	106
3.2.2	Special safety system	108
3.2.3	Inoperability of safety related equipment (Io monitoring)	109
3.2.4	Periodic test	112
3.2.5	Transient counting	113

3.2.6	Licensing operational events	115
3.2.7	Experience feedback	118
3.2.7.1	Experiences and lessons learnt from internal event	118
3.2.7.2	Experiences and lessons learnt from external event	122
3.2.8	Nuclear safety culture indoctrination	125
3.2.9	Licensing application	125
3.2.10	IAEA activities	130
3.2.11	International activities on information exchange and twinning	131
3.3	Industry safety	131
3.3.1	Statistics of industrial safety	131
3.3.2	Safety control	132
3.4	Fire protection	133
3.4.1	Statistics of fire protection related events	133
3.4.2	fire protection control	134
3.5	Radiation protection	135
3.5.1	General assessment	135
3.5.2	Personal dose monitoring	135
3.5.3	Radiation protection in normal operation	136
3.5.4	Radiation protection in outage	138
3.5.5	Radiation protection training	138
3.6	Operations preparation planning	139
3.7	Project transfer and taker over	140
3.8	Procedure validation	142
3.8.1	Operation procedure validation	142
3.8.2	Accidence procedure validation	144

Part IV Plan maintenance management

4.1	Maintenance organisation and management	147
4.1.1	Maintenance organisation improvement	147
4.1.2	Activities management	147
4.1.2.1	Quality control	147
4.1.2.2	Risk control	148
4.1.2.3	Planing control	149
4.1.2.4	Field service	150
4.2	Daily operation maintenance	151
4.2.1	Trouble-shooting campaign	151
4.2.2	Statistics of maintenance activities of GNPS	153
4.2.3	Statistics of maintenance activities of LNPS	155
4.2.4	Preventive maintenance management	156

4.3	Forced outage maintenance	158
4.3.1	Briefing	158
4.3.2	Organization	159
4.3.3	Main issues	159
4.4	Refuelling outage	162
4.4.1	Outage organisation	162
4.4.2	Eighth refuelling outage of GNPS	162
4.4.2.1	Eight refuelling outage of Unit 1 of GNPS	162
4.4.2.2	Eight refuelling outage of Unit 2 of GNPS	170
4.4.3	Ninth refuelling outage preparation of GNPS	178
4.4.4	First refuelling outage preparation of LNPS	181
4.4.5	Main contractors of outage activities	183

Part V Technical support and services

5.1	Equipment management	185
5.1.1	Equipment parameter and trending monitoring	185
5.1.2	Reliability centred maintenance practice	186
5.1.3	Root cause analysis	188
5.1.4	Equipment ageing management	189
5.1.5	Project pending issues and NCR management	191
5.2	Engineering and plant modification	192
5.2.1	Plan modification management	192
5.2.2	New engineering modification	193
5.2.3	Project pending of LNPS	195
5.2.4	Spare part replacement control	196
5.2.5	Equipment anti-corrosion	197
5.2.6	Engineering file updating	199
5.2.7	Building construction and maintenance	200
5.2.8	In-service inspection and metallurgical surveillance	202
5.2.9	LNPS projects	205
5.3	Quality assurance	206
5.3.1	Quality assurance guideline modification	206
5.3.2	Implementation assessment	206
5.3.3	Audit and surveillance	207
5.3.4	Quality improvement	208
5.3.5	Ten-year safety reviewing of QA	208
5.3.6	Indoctrination of quality awareness	208
5.3.7	Evaluation on effectiveness of QA programme	208
5.4	Environmental protection	210

5.4.1	Radioactive gaseous waste release	210
5.4.2	Radioactive liquid waste release	211
5.4.3	Low and median solid radwaste management	211
5.4.4	Industrial waste dispose	213
5.4.5	Environment monitoring	214
5.4.6	Environment protection	218
5.5	Emergency planning management	220
5.6	Occupational medical care	223
5.6.1	Basic elements of occupational health monitoring	223
5.6.2	Monitoring and assessment	223
5.6.3	Health surveillance	223
5.6.4	Occupational health-care	224
5.6.5	Intervention under abnormal exposure	224
5.6.6	Medical emergency planning management	224
5.7	General management	224
5.7.1	Planning management	224
5.7.1.1	Production plan performance	224
5.7.1.2	Budget control	227
5.7.1.3	Management improvement	229
5.7.1.4	Management seminar	231
5.7.2	Plant committees	233
5.7.2.1	Plant nuclear safety committee(PNSC)	233
5.7.2.2	Plant quality management committee(PQMC)	233
5.7.2.3	Plant training committee(PTC)	234
5.7.2.4	Plant environment and waste committee(PEWC)	235
5.7.2.5	Plant engineering committee(PEC)	236
5.7.2.6	Plant experience feedback committee(PEFC)	237
5.7.2.7	Plant information system committee(PISC)	238
5.7.2.8	Plant good suggestion committee(PSRC)	238
5.7.2.9	Plant technical surveillance steering committee(PTSSC)	238
5.7.2.10	Plant energy saving group(PESG)	239
5.7.3	Personnel training and authorization	239
5.7.3.1	Personnel appointments and removals	239
5.7.3.2	Techniques examination	239
5.7.3.3	Recruitment and staff	240
5.7.3.4	Sorting by education and professional rank	240
5.7.3.5	Sorting by age	241
5.8	Management of contracts and contractors	241
5.8.1	Briefing	241
5.8.2	Main contracts	242

5.8.3	Main contractors	244
5.8.4	Spare parts procurement	245
5.8.5	Warehouse management	246
5.8.6	Storage consumption	247
5.9	Personnel training and authorization	249
5.9.1	Training management	249
5.9.2	Simulator modification and training	249
5.9.3	Skill training and certification	250
5.9.4	Training courses carried out	251
5.9.5	Contractor training	252
5.10	Documentation and archive	252
5.10.1	Management improvement	252
5.10.2	Documentation and archive information system	253
5.10.3	Engineering file take-over	254
5.10.4	main activities	255
5.10.5	Statistics of services	255
5.10.6	Statistics of documentation and archive	256
5.11	Plant measurement management	256
5.12	Information system development and operation	257
5.12.1	Information system development	257
5.12.2	Information system operation	259
5.13	Plant security and safeguard	260
5.13.1	Security mission	260
5.13.2	Main activities	260
5.13.3	Safeguard of nuclear material	261
5.14	Plant logistic support	262

Part VII Chronicles

6.1	Operation event	263
6.1.1	Operation event of GNPS Unit 1	263
6.1.2	Operation event of GNPS Unit 2	266
6.1.3	Operation event of LNPS Unit 1	269
6.1.4	Operation event of LNPS Unit 2	271
6.2	Major technical issues	273
6.3	Major management issues	277

Part VIII Statistics and indicators

7.1	WANO performance indicators	282
-----	-----------------------------	-----

7.2	Economic indicators	284
7.3	Safety indicators	285
7.4	Operation indicators	287
7.5	Waste release control and environment monitoring	290
7.6	Maintenance, modification and quality assurance	291
7.7	Material and cost control	292
7.8	Outage indicators	293
7.9	List of reactor scrams and grid separations	294
7.10	List of licensing operational events	295
7.10.1	List of GNPS	295
7.10.2	List of LNPS	298
7.11	Industrial safety and fire protection events	305
7.11.1	List of industrial accidents	305
7.11.2	List of industrial nearmiss	305
7.11.3	List of fire nearmiss of scale 0	306
7.11.4	List of fire nearmiss of scale 1	307
7.12	List of radiation protection events	308
7.13	List of wavier requests	310
7.14	List of plant modifications	311

Part IX Specific reports

	* Corporate Identify System development by Dai Qingyu	314
	* Generator forced maintenance of GNPS Unit 2 by Li Xiaoming	317
	* Safety technique advisor offline monitoring project summary by Xu wenbing	324
	* Documentation and Archive Mangement Information system development by Li Zhicheng,Wang Hongxin, Luo Yuzhi	327
	* LNPS operation preparation summary by Jian Yiming	331
	* LNPS human failure prevention improvement by Guo Liming	337
	* LNPS Scram prevention experience feedback by Lu Changshen	341
Appendix 1	Elementary system codification	344
Appendix 2	Acronym	363
Appendix 3	Measurement units	369
Appendix 4	List of buildings and structures	370
Appendix 5	Functional identification of equipment	376
	List of drafters of sections in “Yearbook”	383

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984MW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，所发电力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替代外籍人员接任电站经理。

投产九年多来，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。2002年，广东大亚湾核电站两台机组继续保持安全运行，年度累计上网电量达141.16亿kW·h。至此，电站已经连续三年年度上网电量超140亿kW·h，并在2002年3月8日，电站累计商业运行上网电量达到1000亿kW·h。2002年出口创汇6.419亿美元，上交所得税3.4亿元人民币，基建贷款还本付息比例达84.7%。

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“EDF（法国电力公司）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唯一单位。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ISO14001环境管理体系认证。公司在第一次认证3年期满后，2002年顺利通过了二次认证。

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	咎 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	咎云龙、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 (Andrew Brandler)、毛嘉达 (M. E. Mocatta)、 李锐波、谢伯荣、阮苏少涓

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。

经过群堆管理多年的运作和探索，2002 年广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司的群堆管理工作迈出了更大的步伐。由两公司投资组建的“大亚湾核电运营管理有限责任公司 (简称运营公司)”正式着手筹建，各项前期工作进展顺利。运营公司将于 2003 年正式成立，负责大亚湾核电站和岭澳核电站共四台机组的运营管理。

1.3 电站组织机构

2002 年的生产线组织机构与 2001 年相比保持不变，仍由大亚湾核电站生产部 (生产一部)、岭澳核电站生产部 (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组织机构图分别见图 1.3-1 和图 1.3-2。

2002 年的生产线管理层职能、各部职责与功能均保持不变，详细情况可参见 2001 年的《广东大亚湾核电站生产运行年鉴》相关章节。

2002 年电站对核安全委员会和电站培训委员会的运作进行了改进。电站工业安全及辐射防护委员会并入电站核安全委员会。电站培训委员会由核电生产教育培训委员会替代。其余委员会组织和运作与 2001 年相比保持不变。

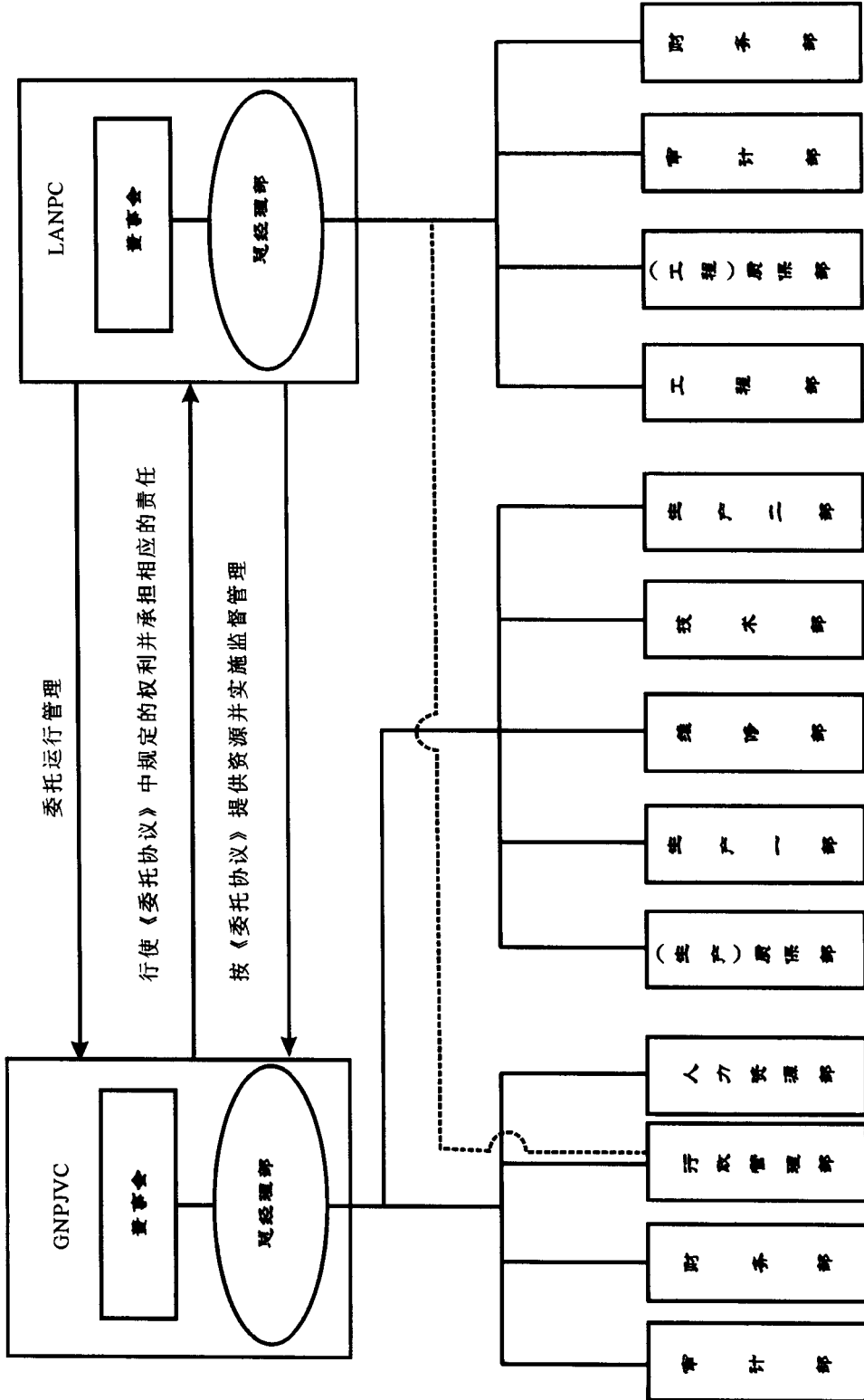


图 1.3-1 群堆管理组织机构图

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1 电站运行

2.1.1 电站运行组织

1. 组织机构及功能

2002 年大亚湾核电站运行组织与功能与 2001 年相比保持不变。

2. 运行管理改进

2002 年电站采取的运行管理改进措施如下：

(1) 通过升版程序、编写新程序和制定临时规定等措施，建立较完善的运行程序体系。现有的运行程序体系包括总体规程、系统启停规程、周期试验规程、临时操作指令、警报信号手册、大修系统再线规程、大修系统再鉴定规程、系统专项巡视规程、运行专项操作单、现场操作指令、标准隔离指令和正常运行导则等。并在规程中落实了防止非计划停堆的各项措施，在规程上进行了专门的提醒和标识。

(2) 通过加强“防跑水”、对一回路排气进行量化管理、整合工作票内容、建立值长动态控制点（DHP）控制模板、在大修运行操作文件包中加入预计工时、消耗品统计、大修巡视本改进等措施，完善大修期的运行控制技术。

(3) 明确值长、机组长的工作重点，加强运行值的人力资源调配管理，增加运行大修的技术力量。

(4) 通过开发主控制室操纵员电子日志、化学数据管理电子化等措施，提高运行信息系统运作效率。

(5) 继续开展大修服务创优活动，树立运行服务意识。

2.1.2 机组运行状态

2002 年广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态见图 2.1.2-1 至图 2.1.2-6。

2002年广东大亚湾核电站2号机组运行状态见图2.1.2-7至图2.1.2-12。

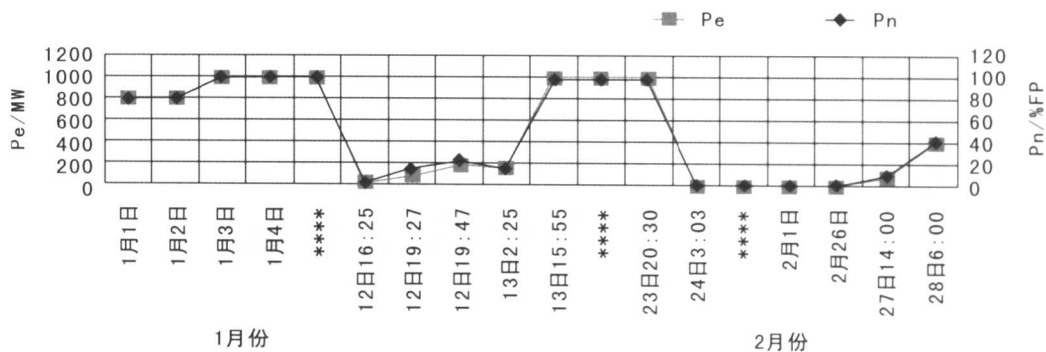


图 2.1.2-1 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (1、2 月份)

说明：

- (1) 1月2日8:00 按计划机组从760MW 升功率至971MW。
- (2) 1月4日按计划升至满功率。
- (3) 1月12日16:25 由于IARE032VL 阀门故障关闭而导致反应堆自动停堆；12日19:27 机组重新并网。19:47 由于1GCT121VV “阀反馈杆” 断裂再次导致反应堆自动停堆。13日2:25 再次并网成功，15:55 分恢复满功率运行。
- (4) 1月23日20:30 机组开始降功率，24日3:03 机组与电网解列，第八次换料大修正式开始。
- (5) 2月27日机组并网，第八次换料大修结束。
- (6) 2月28日6:00 机组升功率至45%FP 平台。

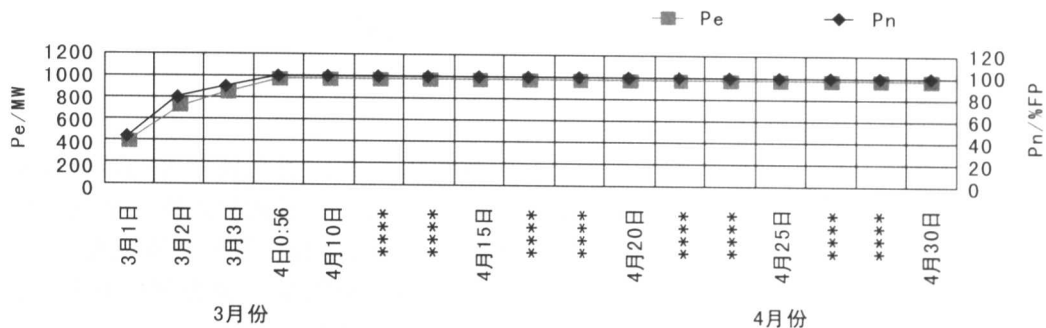


图 2.1.2-2 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (3、4 月份)

- (7) 3月4日0:56 机组完成堆物理试验及仪表参数调节，升至满功率运行。

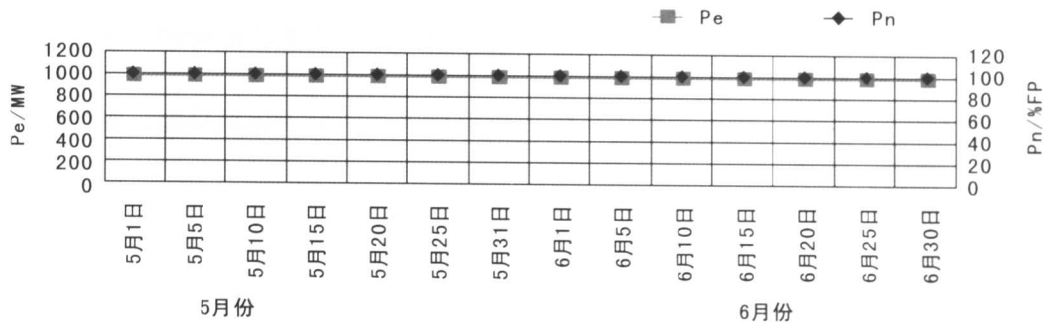


图 2.1.2-3 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (5、6 月份)

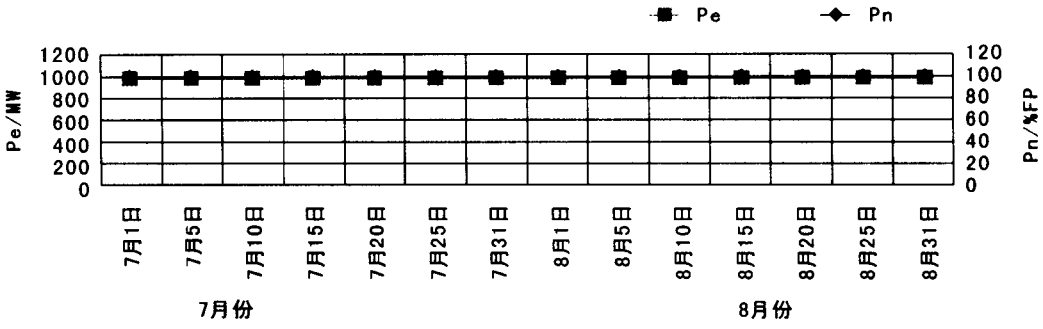


图 2.1.2-4 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (7、8 月份)

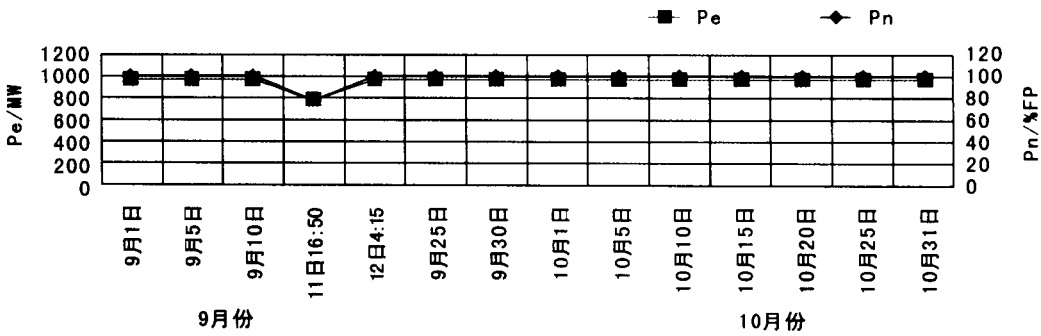


图 2.1.2-5 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (9、10 月份)

- (8) 9月11日 16:50 受热带气旋“黑格比”影响, 机组降功率至 760MW 运行。
- (9) 9月12日 4:15 机组升至满功率运行。

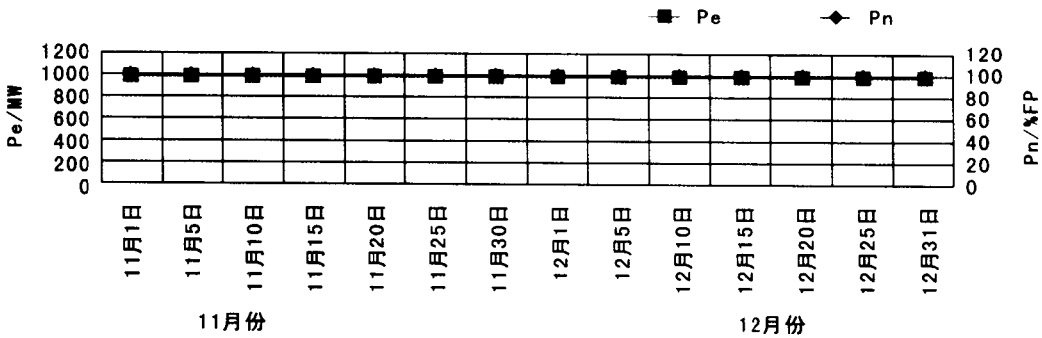


图 2.1.2-6 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (11、12 月份)

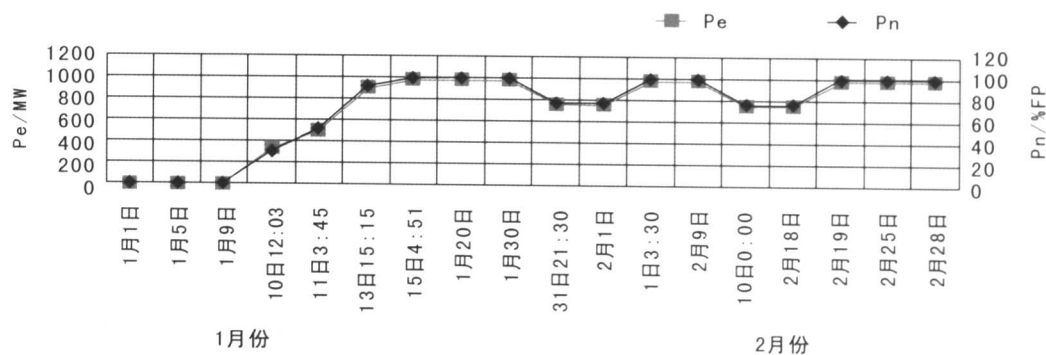


图 2.1.2-7 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (1、2 月份)

说明：

- (1) 1 月 10 日 12:03 机组并网，第八次换料大修结束。
- (2) 1 月 15 日 4:51 机组升至满功率运行。
- (3) 1 月 31 日 21:30 至 2 月 1 日 3:30 降功率至 760MW，处理 2AGR147VH 阀门故障。
- (4) 2 月 10 日实施春节保电任务，机组按计划要求降功率至 763MW 运行。
- (5) 2 月 19 日春节保电任务结束，机组恢复满功率运行。

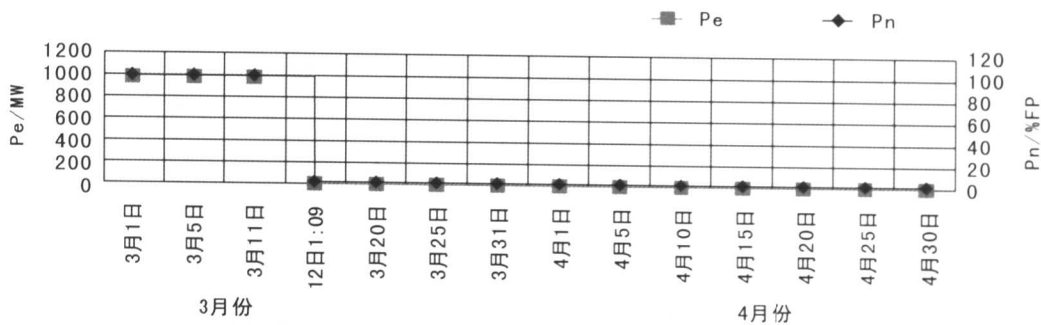


图 2.1.2-8 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (3、4 月份)

- (6) 3 月 12 日 1:09 因主变压器 C 相故障，主变压器差动保护、重瓦斯保护动作使 2 号机组失去厂外主电源，导致反应堆自动停堆。

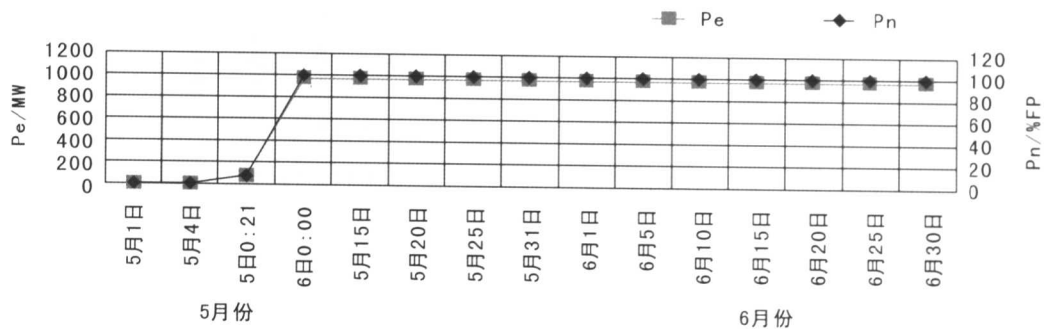


图 2.1.2-9 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (5、6 月份)

(7) 5月5日 0:21 主变压器及发电机转子故障抢修结束,机组并网发电。

(8) 5月6日 0:00, 机组升至满功率运行。

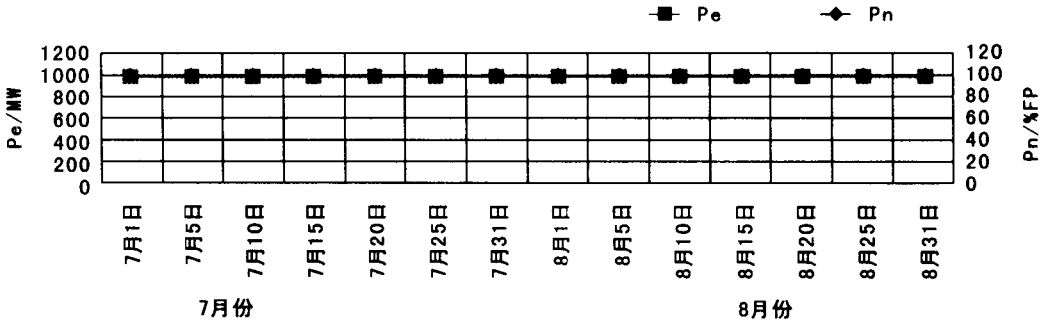


图 2.1.2-10 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (7、8 月份)

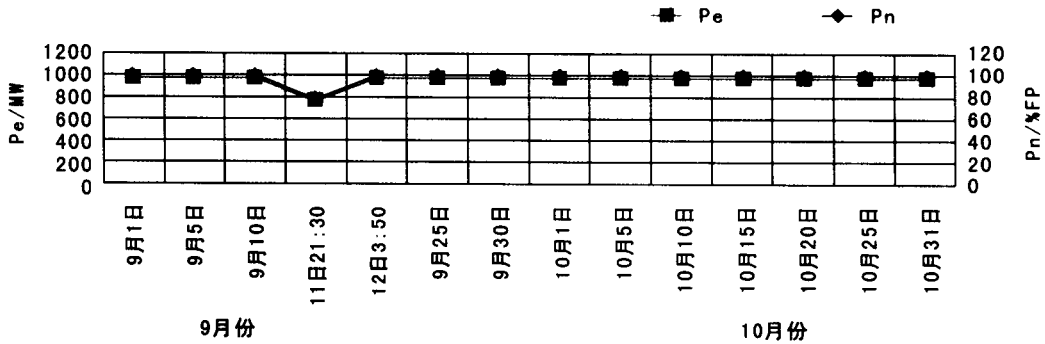


图 2.1.2-11 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (9、10 月份)

(9) 9月11日 21:30 受热带气旋“黑格比”影响, 机组降功率至 760MW 运行。

(10) 9月12日 3:50 机组升至满功率运行。

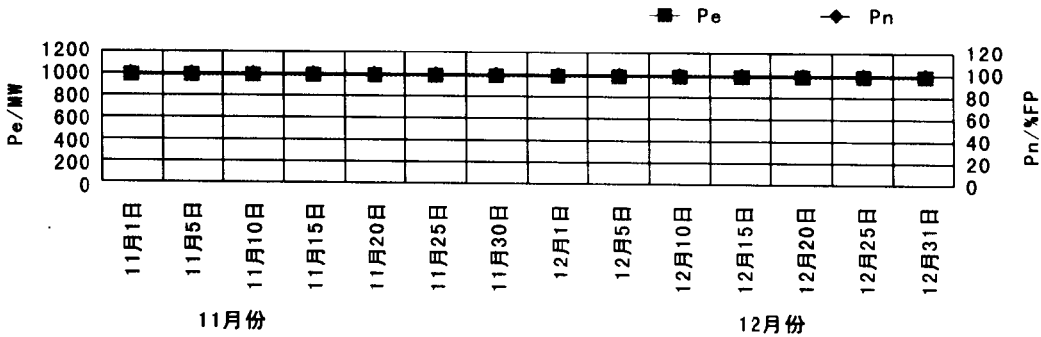


图 2.1.2-12 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (11、12 月份)

2.1.3 售电及外购电

2002年,广东经济继续保持快速增长,电力负荷迅猛增加,进入4月份,统调最高电力负荷需求达2008.1万kW,超过2001年最大值1728万kW,首次超过2000万kW。在电力负荷需求长期保持高水平的有利形势下,在电网的大力支持下,大亚湾核电站克服了2号主变压器和发电机转子故障停机检修55天的巨大困难,保持两台机组持续稳定满发,2002年最终实现上网电量141.16亿kW·h,实现连续三年年度上网电量超过140亿kW·h。详细售电情况见表2.1.3-1。

2002年,为支持深圳地区电网建设,经过与广电协商,核电220kV电源由220kV坪山站供给,自坪山站至核电站的线路称为220kV坪核线。原属于核电产权的水核线N1至N54段资产移交广电集团,广电集团(深圳供电分公司)则以调整220kV坪核线电费计费方式的办法给予核电补偿,即将计费方式由按容量计算调整为按最大需量计算。

在计费方式调整后,核电调整了电费控制策略,加强了10kV网络运行方式的计划安排,大大节省了外购电电费支出。2002年大亚湾核电站的外购电量、电费较往年均有较大幅度下降。详细外购电量、电费情况见表2.1.3-2。

表 2.1.3-1 2002 年大亚湾核电站发电、售电情况一览表

单位: MW·h

月份	发电量			售电量			售电比例	
	1号机组	2号机组	合计	送香港电网	送广东电网	合计	送香港电网	送广东电网
1月	515 912	462 645	978 557	333 993.4	590 299.3	924 292.7	36.135%	63.865%
2月	11 805	611 480	623 285	272 991.8	312 295.3	585 287.1	46.642%	53.358%
3月	712 371	266 906	979 277	514 006.1	420 550.6	934 556.7	55.000%	45.000%
4月	708 459	0	708 459	367 191.2	300 429.1	667 620.3	55.000%	45.000%
5月	726 990	628 906	1 355 896	915 658.5	381 884.1	1 297 542.6	70.569%	29.431%
6月	703 974	705 401	1 409 375	1 183 552.6	169 089.8	1 352 642.4	87.499%	12.501%
7月	727 376	728 954	1 456 330	1 230 292.1	167 767.3	1 398 059.4	88.000%	12.000%
8月	727 454	729 746	1 457 200	1 230 900.9	167 850.3	1 398 751.2	88.000%	12.000%
9月	703 852	706 671	1 410 523	1 185 386.2	169 377.8	1 354 764.0	87.498%	12.502%
10月	732 366	733 810	1 466 176	981 279.6	428 383.8	1 409 663.4	69.611%	30.389%
11月	711 476	714 695	1 426 171	823 270.0	548 846.6	1 372 116.6	60.000%	40.000%
12月	736 683	740 006	1 476 689	842 797.9	578 077.1	1 420 875.0	59.315%	40.685%
合计	7 718 718	7 029 220	14 747 938	9 881 320.3	4 234 851.1	14 116 171.4	70.000%	30.000%

表 2.1.3-2 2002 年大亚湾核电站外购电量、电费情况一览表

月份	外购电量/kW·h	外购电费/元	平均电价/(元/kW·h)
1月	952 727	1 806 472.5	1.9
2月	2 006 400	2 607 264.0	1.3
3月	5 643 000	5 371 080.0	1.0
4月	1 379 400	2 130 744.0	1.5
5月	926 706	1 675 491.8	1.8
6月	333 960	322 326.4	1.0
7月	1 128 600	900 020.0	0.8
8月	1 297 890	1 086 201.6	0.8
9月	877 800	828 960.0	0.9
10月	877 800	788 040.0	0.9
11月	752 400	718 608.0	1.0
12月	877 800	788 040.0	0.9
合计	17 054 483	19 023 248.4	1.1

注：2002年1-5月份按固定容量计费，自6月份起按最大需量计费。

2.1.4 机组性能指标

大亚湾核电站在 2002 年主要性能指标见表 2.1.4-1。

表2.1.4-1 2002年大亚湾核电站主要性能指标

	毛发电量 /MW·h	能力因子 /%	负荷因子 /%	非计划能力损失因子 /%
1号机组	7 718 718	89.74	89.55	0.24
2号机组	7 029 220	82.02	81.55	14.84
全厂	14 747 938	85.88	85.55	7.54

1, 2号机组逐月的机组能力因子、计划能力损失因子、非计划能力损失因子统计见表 2.1.4-2 和表 2.1.4-3。

表2.1.4-2 1号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	71.26	1.79	97.04	99.96	99.91	100	100	99.81	100	100	100	99.98
计划能力 损失因子/%	26.17	98.21	2.96	0	0.06	0	0	0	0	0	0	0
非计划能力 损失因子/%	2.58	0	0	0.04	0.03	0	0	0.19	0	0	0	0.02

影响1号机组性能指标的主要事件：

(1) 1月份因1ARE032VL阀门故障关闭及1GCT121VV阀门反馈杆断裂，反应堆自动停堆，导致非计划能力损失因子上升。

(2) 1-3月份1号机组进行第八次换料大修，导致计划能力损失因子上升。

(3) 8月14-17日，因隔离1GSS210PO泵，机组热效率下降，导致非计划能力损失因子上升。

表2.1.4-3 2号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	62.94	99.88	36.24	0	85.97	100	99.99	100	100	100	100	100
计划能力 损失因子/%	37.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非计划能力 损失因子/%	0.05	0.12	63.76	100	14.03	0	0.01	0	0	0	0	0

影响2号机组性能指标的主要事件：

(1) 1月份2号机组进行第八次换料大修，导致非计划能力损失因子上升。

(2) 3-5月份2号机组进行主变压器及发电机转子故障抢修，导致非计划能力损失因子上升。

2.1.5 反应堆物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

大亚湾核电站第八次大修启动物理试验是反应堆换料改为18个月换料后的首次启动试验。两台机组在分别完成装料及必要的大修项目后开始第9循环。

1号机组从2002年2月23日14:30开始物理启动试验，23日21:55反应堆达到临界，25日4:00零功率物理试验结束，2月27日完成8%FP试验，3月6日完成满功率试验。

2号机组从2002年1月7日19:30开始物理启动试验，1月8日2:30达到临界，1月9日14:30分零功率物理试验结束，1月10日6:30完成8%FP试验，1月18日7:30完成满功率试验。

(2) 启动物理试验结果

零功率物理试验结果见表2.1.5-1(a~d)及表2.1.5-2(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2.1.5-3及表2.1.5-4。两台机组升功率过程中各个功率台阶的堆芯特性参数测量结果表明，堆芯核安全准则和核设计准则都得到满足。

(3) 主要问题及解决措施

1) 1号机组8%FP功率台阶的燃料组件功率偏差不能满足要求：18个月换料后使用的计算程序与以往的计算程序相比，此参数的计算结果在相同条件下偏大；试验时堆芯的

象限倾斜因子 (DA) 较大; 堆芯稳定时间不够充分, 氙毒未平衡; 堆芯稳定期间二回路不稳定。由于以上原因, 认为 8%FP 功率台阶的燃料组件功率偏差较大不是由核设计造成的, 不会危及堆芯核安全。

2) 发现失水事故监测系统 LSS 参数修改不接受 F_{XV} 试验值的根本原因是: 来源于 LSS 系统计算机通讯模块的系统设计缺陷。原系统在两个模块传输浮点数采用 CHECKSUM (累加求和) 的校验方法, 但校验时数据传输方考虑了累加求和的最高位, 数据接收方忽略了累加求和的最高位, 因此对某些特定的浮点数, 如某些 F_{XV} 值, 原系统会产生错误的拒绝接受信号。

3) 2号机组 48%FP 功率台阶 LSS 参数修改, 用全通量图产生的 [TS] 取代部分通量图产生的 [TS]。[TS] 矩阵由 [T] 与 [S] 矩阵相乘得到。部分通量图数据处理后, 从 ETALONG 数据处理程序的输出发现, 表征 [T] 矩阵良好特性的参数 L 的值较大 (值越小, 特性越好)。所以弃用这个 [T], 取而代之的是全通量图产生的 [T]。

表2.1.5-1a 1号机组零功率物理试验结果 - 控制棒价值

单位: pcm

控制棒组	计算值	测量值	误差/%	标准/%
R1	977	992	1.5	±10
G1	297	298	0.3	±10
G2	594	587	-1.2	±10
N1	891	910	2.1	±10
N2	824	792	-3.9	±10
SA	550	545	-0.9	±10
SB	941	913	-3.0	±10
SC	627	640	2.1	±10
SD	611	630	3.1	±10

表2.1.5-1b 1号机组零功率物理试验结果 - 临界硼浓度

单位: mg/L

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	1 676	1 695	19	±50

表2.1.5-1c 1号机组零功率物理试验结果 - 等温温度系数

单位: pcm/°C

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	-9.5	-8.9	0.6	±5.4

表2.1.5-1d 1号机组零功率物理试验结果 - 硼微分价值

单位: pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO: Rin	-7.45	-8.0	-0.55	±1

表2.1.5-2a 2号机组零功率物理试验结果 - 控制棒价值

单位: pcm

控制棒组	计算值	测量值	误差/%	标准/%
R1	1 202	1 226	2.0	±10
G1	255	247	-3.1	±10
G2	481	458	-4.8	±10
N1	829	825	-0.5	±10
N2	812	783	-3.6	±10
SA	490	468	-4.5	±10
SB	1 143	1 128	-1.3	±10
SC	441	427	-3.2	±10
SD	579	584	0.9	±10

表2.1.5-2b 2号机组零功率物理试验结果 - 临界硼浓度

单位: mg/L

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	1 740	1 775	35	±50

表2.1.5-2c 2号机组零功率物理试验结果 - 等温温度系数

单位: pcm/°C

控制棒位	计算值	测量值	误差	标准
ARO	-7.92	-0.15	-6.65	±5.4

表2.1.5-2d 2号机组零功率物理试验结果 - 硼微分价值

单位: pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO: Rin	-7.49	-6.81	0.68	±1

表2.1.5-3 1号机组中子通量图测量结果(启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP / %				F _{xy}		QT (Z)		F _{ΔH}		PT/%	
				P≥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	02-02-27	10	8	<10	12.7	<15	13.8	NA	NA	NA	NA	1.973	1.664	<9	6.46
2	02-03-01	20	48	<10	7.4	<15	8.9	1.722	1.576	2.45	1.918	1.780	1.515	<9	2.41
3	02-03-03	100	87	<10	5.7	<15	6.7	1.665	1.529	2.45	1.805	1.618	1.459	<3	1.88
4	02-03-06	150	100	<10	5.9	<15	7.1	1.642	1.507	2.45	1.790	1.553	1.435	<2	1.57

表2.1.5-4 2号机组中子通量图测量结果(启动物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP / %				F _{xy}		QT (Z)		F _{ΔH}		PT/%	
				P≥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	02-01-10	10	8	<10	5.2	<15	6.9	NA	NA	NA	NA	1.973	1.588	<9	1.46
2	02-01-12	20	48	<10	3.4	<15	5.2	1.722	1.586	2.45	1.924	1.780	1.507	<9	0.94
3	02-01-16	100	87	<10	3.6	<15	5.2	1.665	1.569	2.45	1.809	1.618	1.462	<3	0.37
4	02-01-18	150	100	<10	3.0	<15	4.4	1.642	1.619	2.45	1.766	1.533	1.434	<2	0.35

注: F_{xy}—径向功率峰因子; QT(Z)—总轴向最大功率分布因子; PT—象限功率倾斜因子;
F_{ΔH}—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共完成周期性物理试验 62 项(详见表 2.1.5-5), 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%。两台机组在降功率运行期间, 及时修改了运行图以及失水事故监测系统(LSS)有关参数。由于有效地对堆芯核安全参数进行监测以及定期地修改运行参数, 确保了大亚湾核电站机组连续、安全和稳定地进行电力生产。

(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通量图测量结果。表 2.1.5-6 和表 2.1.5-7 分别列出了 1, 2 号机组周期性物理试验结果。表中可知两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个寿期内都能满足。

表2.1.5-5 周期性物理试验状况

试验项目	要求周期	实际周期		完成次数		完成率 %
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
中子通量图测量	30EFPD	30EFPD	30EFPD	10	10	100
RPN 校验 试验	90EFPD	90EFPD	90EFPD	4	4	100
LSS 参数 修改	30EFPD	30EFPD	30EFPD	10	10	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	60EFPD	60EFPD	6	6	100

表2.1.5-6 1号机组中子通量图测量结果

序号	日期 年-月-日	燃 耗 MW·d/t	功率 %FP	MAP / %				F _{xy}		QT (Z)		F _{ΔH}		PT/%	
				P≥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	02-04-09	1582	99.7	<10	5.2	<15	6.5	1.641	1.493	2.45	1.731	1.550	1.415	2	1.22
2	02-05-07	2692	99.7	<10	4.2	<15	5.3	1.641	1.461	2.45	1.682	1.550	1.399	2	0.93
3	02-06-07	3930	99.9	<10	3.9	<15	5.0	1.640	1.448	2.45	1.653	1.549	1.399	2	0.86
4	02-07-08	5172	99.9	<10	2.9	<15	3.9	1.640	1.463	2.45	1.790	1.548	1.406	2	0.71
5	02-08-08	6412	99.7	<10	3.7	<15	4.9	1.620	1.459	2.45	1.784	1.549	1.409	2	0.81
6	02-09-04	7500	99.4	<10	2.8	<15	3.4	1.620	1.485	2.45	1.822	1.551	1.427	2	0.96
7	02-10-08	8860	100	<10	3.4	<15	4.5	1.619	1.508	2.45	1.868	1.548	1.440	2	0.98
8	02-11-05	9971	99.7	<10	3.4	<15	4.3	1.620	1.524	2.45	1.890	1.550	1.449	2	1.00
9	02-12-04	11174	100	<10	3.1	<15	4.1	1.619	1.525	2.45	1.885	1.548	1.458	2	0.84

表2.1.5-7 2号机组中子通量图测量结果

序号	日期 年-月-日	燃 耗 MW·d/t	功率 %FP	MAP / %				F _{xy}		QT (Z)		F _{ΔH}		PT/%	
				P≥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	02-02-21	1526	99.8	<10	3.0	<15	4.8	1.641	1.551	2.45	1.843	1.550	1.468	2	1.11
2	02-05-09	2451	99.8	<10	2.9	<15	4.3	1.640	1.549	2.45	1.653	1.550	1.446	2	0.86
3	02-06-13	3862	99.8	<10	2.7	<15	4.0	1.640	1.526	2.45	1.590	1.549	1.424	2	0.68
4	02-07-11	4970	99.8	<10	2.5	<15	3.8	1.640	1.500	2.45	1.709	1.549	1.418	2	0.67
5	02-08-14	6331	99.9	<10	2.6	<15	3.5	1.619	1.468	2.45	1.741	1.548	1.434	2	0.64
6	02-09-10	7426	99.8	<10	2.8	<15	3.9	1.620	1.450	2.45	1.731	1.549	1.421	2	0.53
7	02-10-10	8615	99.9	<10	1.9	<15	3.1	1.619	1.446	2.45	1.720	1.549	1.401	2	0.57
8	02-11-12	9934	99.8	<10	2.3	<15	3.1	1.620	1.456	2.45	1.750	1.549	1.407	2	0.40
9	02-12-10	11062	99.9	<10	2.3	<15	3.2	1.620	1.496	2.45	1.792	1.549	1.445	2	0.45

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

2.1.6 电站化学

2.1.6.1 化学监督

1. 一回路水化学

2002年,一回路开始采用18个月换料化学规范,硼-锂、氢的含量按新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2.1.6.1-1)。

2. 二回路水化学

2002年,机组第八次大修启动之后,蒸汽发生器排污系统的钠含量维持在 $3\mu\text{g/L}$ 左右长达一个月,虽然通过加强水质监督控制使得随后的化学WANO指标月度值保持在1.00的最低水平,但也无法挽回对钠含量WANO化学指标年度值的影响(见表2.1.6.1-2)。经过多次二回路全面取样分析查出污染来自GSS系统的疏水,而GSS系统的疏水持续钠含量高主要是由于机组第八次大修更换内衬钢板造成的。因此,第九次大修将采取一系列的纠正行动措施来尽量减少大修工作对化学水质的影响。

3. 放射化学监测和控制

2002年化学科连续监督大亚湾核电站两台机组的一回路冷却剂放射性变化,放射性惰性气体含量和一回路放射性碘含量维持在很低的水平,说明两台机组的燃料包壳都保持完整。同时为了检验新的18个月换料化学规范对一回路腐蚀的影响,还加大对一回路放射性腐蚀产物的监测和控制。从分析结果来看,两台机组一回路正常运行期间的放射性腐蚀产物活度同以往一样保持在较低水平,绝大多数时间都低于 100MBq/m^3 。

表 2.1.6.1-1 正常运行期间电站一回路水质情况

参 数	单 位	实际测量值	限值
溶解氢	ml/kg	25~35	20~50
氯离子	mg/kg	<0.01	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.01	<0.15
溶 硅	mg/kg	<0.3	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.01	<0.20
钙离子	mg/kg	<0.01	<0.05
镁离子	mg/kg	<0.01	<0.05
铝离子	mg/kg	<0.01	<0.05

表 2.1.6.1-2 大亚湾核电站 WANO 化学指标月度值跟踪表 (2002 年)

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
1号机组	1.00	大修	1.49	1.10	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.05
2号机组	1.71	1.00	1.00	检修	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.03

4. 油务监督管理

2002年, 电站继续加强对主变压器和厂用变压器绝缘油中气体含量的监测和跟踪分析, 除 2GEV001TS 变压器绝缘油中总烃含量曾超过国标注意值外, 其余变压器正常运行过程中气体含量未见异常。2002年, GFR 系统抗燃油未见异常。汽轮机润滑油正常运行过程中油质保持良好。

2.1.6.2 水库淡水储量及除盐水生产

1. 水库淡水储量

2002年大亚湾地区的降雨量与往年不同, 年初持续干旱, 降雨集中在5至9月份, 之后降水仍然少。大亚湾核电站的水资源由于有两个水库的储备仍然实现了正常供水。9月份大坑水库和岭澳水库基本达到满库容。2002年大坑水库和岭澳水库之间进行了多次调水, 保持两个水库水量的合理调配。岭澳水库的大库容量是保证了两个核电站的用水的关键。值得注意的是岭澳水库漏水量大的问题仍然存在。

2002年的干旱检验了四台机组的情况下, 工地水资源的充沛性和对水资源调控。2002年大坑水库库容与降雨量情况见表 2.1.6.2-1。

表 2.1.6.2-1 大亚湾地区大坑水库库容和降雨量

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
降雨量/mm	30.7	9.1	89.7	11.7	366.2	187.1	447.9	359	441.6	34.8	24.7	50.4
水库容量/万 m ³	83.94	93.27	74.7	78.36	81.06	91.18	92.51	91.4	92.7	120.52	113.22	98.5

2. 除盐水生产

2002年 YA 制水车间共处理生水 62.7 万 m³, 2002年用水受到机组的状态影响较大, 其中 SER 水的用量主要受上半年的停机因素而增加。去年 SEP 水的用量开始减少, 这是比较好的现象。这与全厂重视节水有重要关系。

2002年除盐水生产情况见表 2.1.6.2-2。

表2.1.6.2-2 2002年除盐水生产量和消耗量

单位: m³

月份	生水	除盐水			SEP	SER	SED
		管线A	管线B	合计			
1	63 013	10 830	10 070	20 900	23 404	17 344	6 060
2	60 959	13 100	11 358	24 458	19 890	22 378	2 080
3	61 995	9 506	13 226	22 732	22 295	20 731	2 001
4	54 438	8 851	8 997	17 848	22 100	16 302	1 546
5	56 241	11 352	5 372	17 084	21 840	14 856	2 228
6	49 360	5 112	5 092	10 204	21 320	8 272	1 932
7	52 058	4 694	4 326	9 020	22 360	7 363	1 657
8	47 873	4 873	5 553	10 426	23 487	8 704	902
9	46 560	5 677	2 703	8 380	20 345	5 704	2 676
10	47 912	4 262	4 021	8 283	20 800	5 714	2 569
11	44 004	4 300	1 548	5 848	24 700	4 173	1 675
12	42 856	4 266	662	4 928	24 456	2 370	2 558

2.1.6.3 化学品使用

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。

2002年上述试剂的用量见表2.1.6.3-1。

表2.1.6.3-1 2002年大宗化学试剂用量

单位: t

试剂名称	用量	试剂名称	用量
硼酸	1.125	氨水	31.3
氢氧化锂	0.032	液氨	0
30%氢氧化钠	18	联胺	14.55
50%氢氧化钠	99.3	次氯酸钠	157
盐酸	143.5	磷酸三钠	0.8
三氯化铁	61	亚硫酸钠	0.3

1. 硼酸和氢氧化锂

作为一回路中子吸收剂的硼酸用量比2001年大幅降低，其主要原因是广东大亚湾核电站在2002年用硼较少。2001年执行18个月换料改造，RCP系统和其他含硼的系统的硼浓度提高已经配置了大量的硼酸。现场使用硼酸很少。

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启堆的升温过程中补充稀释的氢氧化锂。2002年2号机组启动次数多，导致使用量增加。

2. 氨水、液氨和联胺

作为二回路碱化剂的氨，2002年加氨量一直维持较高水平，实际用量与2001年持平。但由于2002年在热停堆运行工况时间长，SER用水量高，因此这部分的加氨量有所增加。ATE系统运行时间短，液氨加入量是2001年的现场存量，2002年未领料。

联胺的运行控制方式和2001年一样，化学人员提高了二回路中联胺的浓度要求，使用量比2001年稍高。但以后的用量也将维持在这个水平上。

3. 盐酸和氢氧化钠

两者主要应用于 SDA 和 ATE 系统树脂的再生和废液的中和。2002 年除盐水的生产量比 2001 年多，盐酸和氢氧化钠的用量稍有增加。

4. 次氯酸钠

次氯酸钠总共使用 157t，其中 YA 制水车间使用了 34t，其余全部是 CTF 系统使用。2002 年次氯酸钠使用量比 2001 年大幅减少 618t，表明 2002 年 CTE 运行状况比 2001 年好。

5. 三氯化铁

三氯化铁继续维持在 SDA 系统每生产 1 万 m³ 除盐水消耗 1t 的水平。

6. 磷酸三钠

2002 年含磷酸三钠的冷却水各系统基本正常，总用量与 2001 年持平，运行正常。

7. 亚硫酸钠

2002 年的用量为 0.3t，大于 2001 年用量。

2.1.7 继电保护

2002 年度全厂继电保护装置继续保持了良好的运行状态，继电保护各项考核指标均达到了历史最好水平，实现无报警，无故障运行状态。

1. 全厂继电保护投运情况

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

(2) 220kV 系统继电保护装置共配置 20 套，投运率 100%；

(3) 400kV 系统继电保护装置共配置 112 套，投运率 100%；

(4) 500kV 系统继电保护装置共配置 71 套，投运率 100%；

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

(6) 2 号机组发电机 - 变压器组保护装置共配置 51 套，投运率 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) 220kV 保护装置共动作 0 次；

(2) 400kV 线路保护装置共动作 0 次；

(3) 500kV 线路保护装置共动作 0 次；

(4) 自动重合闸装置共动作 0 次；

(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 1 次，正确动作率 100%；

(7) 故障录波器应评价次数 1 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. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 400kV 开关站电网保护装置运行分析

2002年, 400kV系统3条线路和2条母线及开关站设备均保持正常的稳定运行状态。400kV开关站电网保护设备均保持了稳定安全可靠的运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。

(2) 500kV 开关站电网保护装置运行分析

2002年度, 500kV系统的一条线路、两条母线和两台联络变压器等均保持了正常稳定的运行状态。500kV开关站电网保护设备均保持了稳定安全可靠的运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。

(3) 发电机-变压器组保护装置动作分析

2002年1月12日1号机组“2号蒸汽发生器水位低+汽水失配”信号导致反应堆自动停堆, 汽轮机停运, 汽轮机联跳信号启动1号发电机-变压器组保护的10L通道, 发电机-变压器组保护正确动作, 发电机负荷开关和励磁开关自动断开。同一天, 1号发电机恢复并网后, “2号蒸汽发生器水位高+P7”信号导致反应堆再次自动停堆, 汽轮机停运, 汽轮机联跳信号启动发电机-变压器组保护的10L通道, 发电机-变压器组保护正确动作, 发电机负荷开关和励磁开关自动断开。

2002年3月12日, 2号主变压器发生了低压侧B、C相短路故障, 2号发电机-变压器组整体差动保护、主变压器差动保护、主变压器重瓦斯保护均正确动作, 快速切除了故障, 防止了事故进一步扩大。

(4) 机组励磁调节系统的运行分析

2002年度, 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电压和无功调节功能, 保证了机组安全稳定可靠地运行。

(5) 应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行分析

2002年度, 4台柴油发电机组均保持正常稳定的运行状态, 柴油发电机组保护和励磁控制装置均保持稳定安全可靠的运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况。继续保持应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置良好的运行状态。

(6) 其他系统保护和控制装置运行分析

2002年3月12日2号主变压器事故中, 厂用电自动切换至辅助变压器运行, A列(2LGB)倒电成功, 但B列(2LGC)倒电失败, 原因是B列倒电回路2LGC220XR继电器的一对常闭接点接触不良, 更换备件后B列倒电成功。针对这一情况, 电站已更换了一些重要系统的继电器, 并订购备件, 准备在电站第九次大修中对1, 2号机组的厂用电倒电回路继电器进行更换。

2002年5月4日2号机组在并网时, 2号机组自动同期和手动同期均无法与电网进行并列, 最后换上1号机组的自动同期装置后方并网成功。查明原因是2号机组的自动同期装置的整定旋钮位置被改变, 手动同期装置可能是出口接触点不良。为此, 电站在自动同期装置加上了铅封, 并在整定位置上加注标记和并网前进行复核的程序, 同时升版自动同期和手动同期校验程序, 计划在2号机组第九次大修中, 按新的程序校验自动同期和手动同期装置, 设立质量控制点。

2002年11月13日, 2RAM系统B列发电机滑环磨损导致励磁回路断开, B列发电机

失磁保护正确动作断开 B 列发电机，防止了事故扩大。

2.1.8 电气设备运行维护

1. 电气设备的年度维护与检修

2002 年，按照电气设备的维修导则和预防性维修大纲，共完成电气设备日常预防性维护工作 1 530 项，纠正性维修工作 941 项。在 1 号机组第八次换料大修中（1 月 24 日至 2 月 27 日），共完成电气设备预防性维修工作 443 项，纠正性维修工作 313 项，服务支持类工作 77 项，改造项目 1 项。本年度电气设备的年度检修与试验工作完成情况良好，全厂电气设备的年度预防性试验工作完成率 100%。大亚湾核电站电气设备维修和故障情况见表 2.1.8-1 和表 2.1.8-2。

表 2.1.8-1 高压电气设备故障统计表

序号	名称与电压等级型号	故障时间	制造厂	故障情况与原因分析	损坏部位
1	2 号发电机组 1GEX001GE (26kV)	3 月 27 日	GEC-ALSTOM	主变压器 C 相短路故障形成大电流冲击,使 2 号主发电机转子原有的轻微高阻匝间短路迅速恶化,发展成转子接地故障	发电机转子线圈 25 号槽 1-2 匝和 2-3 匝铜熔化形成金属匝间短路,绝缘槽衬烧损,两侧端部绝缘均有烧损
2	2 号主变压器 C 相 DFPX-375000 (26kV/500kV)	3 月 12 日	GEC-ALSTOM	由于 C 相内部加装油管固定螺栓的材质和安装质量问题,运行中产生疲劳断裂,导致 B、C 相短路	2 号主变压器 C 相低压侧母排烧损,已用备用相更换
3	设备冷却水泵电机 2RRI001PO (6.6kV)	7 月 23 日	FRAMATOME	电机 B 相接地	定子线圈烧损

表 2.1.8-2 高压电气设备典型缺陷统计表

序号	设备名称及型号	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
1	1 号主变压器 B、C 相 DFPX-375000	400kV	主变压器内部	油介质损耗发展快,超标	低温过热	GEC-ALSTOM
2	2 号主变压器 A 相	500kV	主变压器内部	油介质损耗发展快,超标	低温过热	GEC-ALSTOM
3	辅助变压器 9LGR002TA	220kV	变压器中性点套管	渗油	套管密封老化失效	ALSTOM

2002 年度，电气设备完成的重大检修工作有：1 号机组第八次大修中对 1 号主变压器及厂用变压器 A/B 两列的年度检查、滤油；1 号主变压器有载调压开关解体检修；1 号主变压器风机接线方式改造及风机马达解体检修；1 号主变压器/厂用变压器部分油泵、阀门等法兰面漏油处理；更换了 1 号主变压器 A 相低压套管；更换了 1 号主变压器 A/B 相中性点套管；对发电机进行年度检查（包括发电机转子 R.S.O. 'Repetitive Surge

Oscillograph' 匝间短路试验, 转子导电杆气密试验, 定子出线端盖板气密试验等); 励磁机两年检; 1号发电机水电接头换型改造及定子线棒泄漏处理; 更换 6.6kV 系统接触器航空插头; GOR 要求的全部蓄电池组的年度放电试验, 并更换了部分电解液比重下降的整组蓄电池组, 对腐蚀较严重的 1LAA 蓄电池也进行了部分更换; 完成了 20 块电气盘四年检 (高压盘 4 块、低压盘 12 块、直流盘 4 块); 完成计划安排的全部 6.6kV 电机年检, 并对转子绝缘低的 1RAM002AP 进行了解体大修、1RAM001AP 进行了预防性解体大修。

2. 过电压、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2002 年, 电气处按照电站防雷接地系统的维修大纲要求并根据防雷工作的特点, 在年初雷雨季节到来之前完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年度检查与维护工作, 并在 2002 年 10 月完成了对电站全部防雷设施和接地装置的第二次检查和测试工作。检查结果表明, 接地系统状况良好。

2) 对核电站避雷器全年动作情况的统计, 220kV 及以上避雷器动作共 14 次, 其中 500kV 避雷器动作 4 次, 400kV 动作 7 次, 220kV 动作 3 次。大亚湾核电站电气一次设备全年未发生雷电事故。

3) 2002 年度, 400kV 及 500kV 变电站、线路运行工况良好, 全年无故障停运事件发生, 全年未发生因雷击而造成的雷害事故。

(2) 过电压防护工作

2002 年核电站各级电压系统运行工况正常, 全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件, 系统在防护过电压方面保持良好的状态。

(3) 防污工作

1) 大亚湾核电站 400kV 和 500kV 开关站 (SF₆ GIS 全封闭组合电器设备)、220kV 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 2002 年度的各种气候条件下, 设备运行情况均表现良好。

2) 大亚湾核电站户外设备很少, 1997 年以前曾发生过户外绝缘子因污闪被迫停电清扫事件。几年来, 电气处下大力对户外绝缘子进行增爬裙改造。到 2002 年底, 已完成了 400kV 核深线、500kV 核惠线和 220kV 水核线出线支柱绝缘子的硅橡胶增爬裙改造。同时遵循“逢停必扫”的防污工作原则, 在 2002 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。2002 年大亚湾核电站全年未发生污闪事故。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1) 1号发电机组于 1月 22 日开始降功率, 至 1月 24 日与电网解列, 进入第八次大修期间, 至 2月 27 日结束大修并网发电。大修实际工期为 35 天, 因大修升降功率, 损失等效满功率天数为 1.99 天。

2) 2002 年 1月 12 日 16: 25, 因 1ARE032VL 供气回路故障, 反应堆自动停堆, 1号机组与电网解列。处理好故障后, 机组于 1月 12 日 19: 27 开始并网。1号机组并网时由

于 1GCT121VV 的“反馈杆”断裂导致该阀全开，反应堆再次停堆，发电机组与电网解列。更换 1GCT121VV 的“反馈杆”后，1月13日2:25再次并网发电。本次非计划停机维修损失等效满功率天数 0.81 天。

3) 此外，1号发电机组因故障、台风等因素非计划降功率运行，等效损失天数 0.24 天。

4) 2002 年度 1号发电机组实现连续安全稳定运行 308 天，1号发电机组的年可用率为 89.58%。

5) 2号发电机组于 3月12日 01:09 因主变压器故障，主变压器 C 相差动保护、重瓦斯保护动作，反应堆自动停堆，与电网解列。主变压器 C 相备用相更换结束后，于 3月26日开始并网升功率。3月27日又因发电机转子接地故障与电网解列。处理完发电机转子接地故障后，于 5月5日 0:21 开始并网升功率。2号主变压器 C 相与 2号发电机转子故障检修，损失等效满功率天数 54.1 天。

6) 另外，2号发电机在 2002 年度因故障、春节保电等非计划因素降功率运行，等效损失天数 2.19 天。

7) 2002 年度，2号发电机组实现连续安全稳定运行 256 天，2号发电机组的可用率为 84.6%。

(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 2002 年 1号机组第八次大修期间，1号主变压器于 1月29日停运，经过 15 天停电检修，1号主变压器 2月12日投运。1号主变压器全年累积运行 350 天，年可用率为 96%。

2) 3月12日因 2号主变压器 C 相故障，与电网解列，2号主变压器停运检修。2号主变压器 C 相检修工作结束后，于 3月26日投运，停运 15 天。2号主变压器全年累计运行 350 天，年可用率为 96%。

(3) SF₆ 气体绝缘变电站 GIS 和封闭母线 GIC 的运行情况

2002 年，大亚湾核电站 400kV、500kV 以及 220kV 变电站 GIS 系统运行工况正常，全年未发生任何故障或事故。本年度 GIS 系统 SF₆ 气室出现过 5 次压力低报警事件，经现场补气处理，均已恢复正常；SF₆ 压力高报警 3 次，均发生于开关操作后，经现场泄压处理后，均已恢复正常。

(4) 厂用 6.6kV 系统

2002 年，厂用 6.6kV 电压系统运行工况良好，未发生过系统障碍或故障事件。全年厂用电系统（6.6kV 母线和开关设备）保持了良好的可用性。

(5) 6.6kV 电机

7月23日，2RRI001PO 投运时触发 2LGA 绝缘低报警。检查发现其 B 相接地，抽转子检查后送厂家修理，换上备用电机恢复运行。除此，全厂 6.6kV 电机工况良好，全年保持了良好的可用性。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项 NCR 处理情况

2002 年电气处共发出 NCR 75 份。目前电气设备主要不符合项进展情况如下：

1) 1LAA001BT 蓄电池组腐蚀严重 (NCRMEE02004A)。电气人员进行蓄电池季度

放电试验时,发现 1LAA001BT 有 20 节蓄电池电极柱严重腐蚀,端盖破裂,此类电极柱腐蚀问题 2001 年已由专家做出根本原因分析,确认是产品质量问题。1 号机组第八次大修中,对 1LAA001BT 腐蚀严重的 20 节蓄电池进行了更换。

2) 6.6kV 开关合闸线圈烧损 (NCRMEE02010A)

1 月 20 日,更换 9LGIA902 开关航空插头后,进行功能试验时,经过二次分合闸操作后,发现开关合闸线圈烧损。并且,在隔离此开关时发现加热器一直投运(正常运行时,加热器不应投运)。烧损原因经 TEM 初步分析认为:合闸线圈 002EA 励磁后,6.6kV 接触器 001JA 的辅助接点没有及时闭合,导致保持线圈 001EA 没有及时投运,较大的励磁电流作用时间过长及加热器投运导致仓内温度过高,造成合闸线圈 001EA 烧损。

3) 400kV/500kV 联络变压器冷却器油管穿孔问题 (NCRMEE02019A)

2002 年初,在 0GEW590TR 联络变压器上进行防腐工作时,误切割导致 4 号冷却器一根油管穿孔。电气处立即采取临时措施关闭 4 号冷却器的进出口隔离阀。3 月 29 日完成 4 号冷却器的修复工作,经打压试验合格后,由电气处将 4 号冷却器回装就位,充油后,封堵管密封良好,无渗油现象,油泵、风机运行也正常。4 月 3 日系统投运,恢复正常运行。

4) 9LGR002TA 中性点套管端部渗油 (NCRMEE02002A)

电气处在 9LGR002TA 大修中发现 9LGR002TA 中性点套管端部渗油。目前采用热缩套管和环氧树脂密封胶对渗漏点进行处理,处理后已无渗漏现象,准备在下次 9LGR 十年大修中更换该套管。

5) 0GEW590TR 的压力开关 502/504SP 故障

12 月 29 日,巡视中发现 0LBN505 开关处于断开状态,下游用户为 0GEW590TR 的保护控制箱。此开关跳开导致 590TR 本体的保护全部失去。原因为 590TR 的 502/504SP 压力接点接线盒进水,502/504SP 腐蚀造成接地,0LBN505 开关自动断开。

(2) 主变压器异常工况处理情况

1) 在 1 号机组第八次大修中,对 1 号主变压器的不符合项进行了重点处理,主要有:更换了介质损耗值超标(3.28%)的 A 相低压套管 A1 (NCRMEE02014A);处理了 1 号主变压器/厂用变压器油泵、阀门等法兰面漏油问题 (NCRMEE02007/02009A);处理了 1 号厂用变压器 A 冷却器第一组散热器漏油问题 (NCRMEE02018A);更换了 1 号厂用变压器 A/B 相高压套管密封等。1 号主变压器在 1 号机组第八次大修后一直稳定运行。

2) 大亚湾核电站的 1 号和 2 号主变压器因内部低温过热,油总烃含量和油介质损耗随运行时间增长快并超标的问题,一直是影响主变压器运行可靠性的不利因素。

在前几次大修中(至 2001 年底的 2 号机组第八次大修),电站分别对 1 号和 2 号主变压器进行了两次油再生处理,处理后的变压器油其色谱分析和介质损耗测量结果均在标准范围内。2002 年,在这方面的主要工作内容有:1 号机组第八次大修中对 1 号主变压器进行滤油处理;每周对主变压器设备进行巡视检查;每月定期取变压器的油样进行色谱分析和介质损耗测量;不定期采集主变压器油样送往国内科研单位进行全面检测和分析。

1 号主变压器油色谱总烃含量与 2001 年度相比降低 31%,2 号主变压器油色谱总烃含量与 2001 年度相比降低 46%,三相均在标准范围内。随运行时间总烃含量增长已趋于平缓,且三相变化趋势平衡。

(3) 2 号主变压器短路故障及处理情况

1) 3月12日1:09, 2号主变压器C相发生故障, 发电机-变压器组差动保护和主变压器差动保护动作出口, 发电机与电网解列, 反应堆自动停堆。故障时, 发电机-变压器组大差动保护、主变压器差动保护、主变压器重瓦斯保护均正确动作, 主变压器过流保护、主变压器零序保护、发电机负序保护启动正常。

2) 现场检查发现: 主变压器释放阀动作, 低压侧上下人孔门全部脱落, 系变压器内部短路故障, 消防喷淋系统正确动作, 没有造成火灾。

变压器内部检查发现: 变压器下人孔门附近左右导油管上方均有严重的电弧痕迹, 下人孔门附近的箱底及底座上也有严重电弧痕迹; 低压母线杆下端、下人孔门附近左右两段低压母线排上均有电弧烧伤痕迹; 右侧靠油管端部的固定U型螺杆断掉后落在箱底, 其余三个烧焊在油管上。

变压器内部导油管是1999年12月为解决主变压器内部长期存在的低温过热而进行的改造中加装的。两段导油管分别与主变压器高压侧两个冷却器的进油口相连, 从主油箱底部延伸至低压母线排区域, 并通过多个向上的导油孔将冷却器的油对低压母线进行冷却, 目的是增强对低压母线的强冷效果(此改造仅在2号主变压器C相进行)。

3) 故障专题分析小组与国内外的变压器专家一起对故障根本原因进行了分析。他们将所有可能导致故障的失效模式一一列出, 并根据现场对主变压器内部的仔细检查及收集的资料, 针对每一失效模式的不同特征逐一分析、调查、论证或排除, 对故障损坏的部件进行金相、材质及机械受力分析。在此基础上, 专题小组认为导致本次事故可能性最大的根本原因是: 由于固定导油管的U型螺杆在工程改造中没有受到良好的材料质量和安装质量控制, 使低压侧油管端部的U型螺杆的内侧固定预紧力不够。在长期的由电磁力和油流抗动力而产生的油管振动的作用下, 发生疲劳断裂。又由于U型螺杆在漏磁场中感应形成环流, 故在U形螺杆一端疲劳断裂的瞬间产生电火花, 造成局部的绝缘油绝缘性能下降, 导致B, C两相相间击穿。

此外, 变压器内部油管的引入改变了原电磁场的分布。用于固定油管的U型螺栓与支架的连接结构, 使得变压器内部形成多点接地, 在U形螺栓中形成环流而发热。整个油管采用分段连接在油管外表面油漆和变压油的作用下, 油管存在着悬浮电位。而低压侧油管上方开的7个出油孔对着低压母排, 会使低压母排区域形成紊流, 加剧油中杂质在下部低压母排区域的游动。同时, 长期的油流冲击使母排缠绕的绝缘纸增加松脱的机会。如绝缘低松脱, 可能会造成“搭桥”, 从而引发故障。以上这些因素, 都可能对本次事件起到不同程度促进作用。

2号主变压器C相已用备用相更换, 新的变压器中不再加装油管。截至2002年底, 2号主变压器运行稳定。C相油色谱总烃含量增长较快, 但未超标, 油介质损耗值稳定。

4) 针对本次事故的其他可能诱发因素, 将在机组第九次大修时对变压器进行内部检查, 验证低压母排绝缘缠纸是否存在松脱现象, 对主变压器进行油流节带试验, 以作进一步的状况分析。

(4) 2号发电机转子接地故障与原因分析

1) 事故前机组状况: 由于3月12日2号主变压器C相故障, 2号机组与电网解列。故障时测量到的发电机输出的两相短路电流高达100kA以上(达到额定电流的4倍以上)。如此大的出口短路电流, 使发电机遭受巨大冲击, 可能造成转子绕组过热损坏。因而3月15日决定抽转子检查, 主要对转子进行了以下检测项目: 转子绕组1000V绝

缘电阻、吸收比；转子绕组交流阻抗和直流电阻测量；转子 R.S.O.(Repetitive Surge Oscillograph)匝间短路试验；转子表面（尤其是月牙槽部位）外观过热痕迹和裂纹检查；转子护环内侧立面渗透和硬度检查；转子通风孔和绕组位移检查。通过上述检测均未发现转子绕组绝缘已有严重问题的迹象；R.S.O.波形与历次大修测量值没有明显变化；转子绝缘电阻和吸收比为： $R_{15s} = 1\ 400\text{M}\ \Omega$ ， $R_{60s} = 3\ 300\text{M}\ \Omega$ ， $R_{10min} = 13\ 000\text{M}\ \Omega$ ，吸收比 $PI = 3.94$ ；交流阻抗也没有减少的迹象。因而决定不进行拔护环检查。

2) 事故过程：3月26日21:45 2号发电机组冲转并网，22:45因10号轴瓦水平振幅超标达 $85\ \mu\text{m}$ ，手动解列；27日3:45再次并网，在10号轴瓦水平振幅 $74\ \mu\text{m}$ 情况下升功率；当功率到750MW时，振动逐渐下降到允许范围内；8:30功率接近780MW时，出现发电机转子接地报警2GEX002AA。检查2GEX005RS电阻压降为210V，说明发电机转子确实存在接地故障，接地电流达21mA；10:30决定降功率，12:50机组与电网解列。

3) 故障点查找和转子内部损坏情况：停机后，抽转子通过试验找到接地故障点位于转子负极第8号线圈25号槽处。拔出转子两侧护环，看到端部绕组表面和护环内侧到处是黑色的油污，端部线圈垫块松动，有几块脱落。退出25号槽楔，起开绝缘垫条，在汽轮机侧1号通风孔处的II型绝缘扣盖上明显有一条开裂烧焦的痕迹。逐匝起出线圈后，发现在1-2匝和2-3匝之间靠26号槽的外侧表面，存在着铜熔化而粘连的金属性匝间短路，与匝间短路点对应的槽衬绝缘也因高温被烧焦。显然槽衬绝缘烧焦处是转子接地故障点所在。

4) 事故根本原因分析：事故专题组对根据事故现场检查情况分析后认为，发电机转子绕组发生一点接地故障的直接原因是：主变压器短路事故使发电机原有轻微的高阻匝间短路急剧恶化变成低阻短路，迅速增加的匝间短路电流形成的高温烧焦了负极第8号线圈相对应的槽衬绝缘，引发了发电机转子接地故障。负极第8号线圈和正极第7号线圈匝间短路是由以下几方面因素造成：转子结构原因形成的高温区加速绝缘恶化；发电机组长期密封瓦漏油现象，漏入的油污不但影响线圈表面散热，而且高温会使油污积垢和碳化，尤其在匝间绝缘存在缺损的地方容易搭桥，形成匝间导电回路；转子解体时发现的黑色沉积中，经ALSTOM化验有铜、碳和氧等元素。说明绕组在运行中存在微振磨损而产生铜氧化粉末。这也是形成匝间导电通路的因素之一。

5) 在现场修复2号发电机转子后，2号机组于5月5日并网发电，运行稳定。

5. 高压技术监督管理工作

(1) 高压技术监督工作是在核电站技术监督委员会的领导下进行的，按照技术监督要求对高压绝缘监督、高压开关监督均配置专责工程师。依照广东省电力系统高电压技术监督考核办法的规定，大亚湾核电站高压监督各项考核指标的完成情况良好，所有项目全部达标。

(2) 根据国家电力公司《防止电力生产重大事故的25项重点要求》和国家《安全生产法》，对各项措施逐项进行落实。

(3) 2002年主要完成电气技术外出培训项目5项，主要有：MASTERPACT断路器维修及实验；迪卡龙电器培训；SF₆气体试验取证培训；9LGR事故录波器维护培训；9LGR开关站结构及维修培训。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。设置在培训中心的电气技能培训实验室现已具备开设五门技能培训课的能力，针对

不同专业开设相应的培训课程,如电动执行器检修培训、低压电气盘操作技能培训、电动机维修培训等等。

6. 新技术和新设备应用

(1) 超高压电站避雷器在线检测

2002年,电气处使用“东北电科院”研制的避雷器阻性电流测试仪,开展了400kV/500kV变电站避雷器的在线检测工作。这一新技术的采用,使得高压开关站避雷器能在运行条件下进行性能检测,对及时发现设备隐患和提高设备可用率具有重要意义。

(2) GIS局部放电检测

2002年与广东省电力中心试验所合作,在400kV系统进行了GIS局部放电检测工作。这一工作将作为预防性试验项目,推广到500kV、220kV系统和岭澳核电站。

(3) 电缆故障定位和交联电缆耐压试验

2002年,新购置了电缆故障探测定位仪和0.1周电缆耐压试验装置,在电缆的故障定位和电缆缺陷检测方面开展研究和探索。特别是岭澳核电站大量使用交联电缆,电缆低周耐压试验和故障定位仪等新仪器和新技术的采用,将在提高机组的安全稳定性方面发挥重要作用。

2.1.9 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2002年影响发电机可靠性的主要因素有:

- (1) 2号发电机转子接地故障,详情见2.1.8节“4.异常事件及处理情况”。
- (2) 2号发电机励磁侧排油量大。

2002年9月份2GRV003CW多次出现高液位报警并排油,共出现4次排油量超标。因2GRV003CW监测的是发电机励磁侧油泄漏情况,而2号发电机又曾发生过密封瓦烧毁事故,若发电机励磁侧密封瓦存在,发电机会泄漏氢气,必须停机检修。技术部门检查发电机励磁侧密封瓦缺陷的氢油压差很稳定,认为处理励磁侧密封瓦存在缺陷为时尚早,但必须对这一影响2号发电机可靠性的因素严密跟踪,加强巡视。并成立项目组对该问题进行进一步的分析讨论,待2号机组第九次大修时,查出漏油的根本原因,予以彻底解决。

- (3) 1号发电机壳体向定子水回路泄漏氢气体量偏高。

9月24日及10月23日,主控制室两次出现1GST037AA报警,经确认报警由氢气逸出箱水位计1GST001SN触发,表明从发电机壳体定子水回路有氢气泄漏。目前分析原因为:1号机组第八次大修期间试验时发现1号发电机定子线棒补焊点还存在着微小漏点,氢气泄漏比2号机组略大;此外在有一定量的氢气泄漏量的状况下,1GST027VN调节不稳定引起水冷却回路水位波动,使氢气逸出箱内的氢收集水位计浮子波动,引起偶发报警。如泄漏量无增加趋势,则对发电机运行不构成影响。目前相关部门正对氢气泄漏量加强跟踪和处理,要求1号机组第九次大修前,对1GST027VN调节回路进行试验检查,调整阀门调节器定值参数,对电动头进行录波分析等工作,以消除1GST027VN调节阀调节不稳定对水压造成的影响。1号机组第九次大修时,对1号发电机定子线棒查漏,如发现漏点则进行补焊处理,严重时更换线棒。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统主要包括升压主变压器系统和厂用降压变压器系统。

本年度影响 GEV 系统可靠性的主要因素有：

(1) 2号主变压器 C 相故障，详情见 2.1.8 节“4. 异常事件及处理情况”。

(2) 1号主变压器 A 相低压套管介质损耗超标，已更换处理。

(3) 1号主变压器、厂用变压器部分油泵、阀门法兰面等漏油，1号机组大修已更换相关设备的密封垫。

(4) 1号主变压器 A，B 相中性点套管漏油，1号机组第八次大修已更换处理。

(5) 1号主变压器 B，C 相及 2号主变压器 A 相介质损耗超标，油质老化，1号机组第九次大修时将做油再生处理。

3. 400kV/500kV GIS 开关站的可靠性

2002 年，电站 400kV 以上避雷器运行状况良好，全年动作次数为 14 次。0GEW 系统 SF₆ 气室全年共出现压力低报警 5 次，压力高报警 3 次，均及时处理恢复正常。400kV/500kV GIS 气室维护完好率为 100%。2002 年，400kV/500kV 各出线计划性停电共 11 次（其中 500kV 核惠线 1 次，400kV 核深线 1 次，核大 I 线 5 次，核大 II 线 4 次），全年未发生过设备损坏或故障停运事件。2002 年整个 400kV/500kV 系统表现了良好的供电可靠性。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2002 年 220kV 辅助电源系统不可用 7 次，其中计划性停电 1 次（1 月 2 日至 1 月 3 日）共计停电 19.1h；非计划性停电 6 次，共计停电 3.81h。全年该系统设备的可用率为 99.7%，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有：

(1) 9LGR002TA 中性点套管端部渗油，已定于 2003 年 9LGR 十年大修时更换。

(2) 220kV 辅助变压器、GIS 组合电器等腐蚀情况严重，也待 9LGR 十年大修时处理。

5. 6.6kV 厂用电系统的可靠性

2002 年大亚湾核电站中压 6.6kV 电气设备运行情况良好，除一台 6.6kV 电机故障之外全年无绝缘故障或设备损坏事件发生。

本年度影响 6.6kV 系统设备可靠性的主要因素为：

(1) 6.6kV 断路器合闸线圈烧损问题，详见 2.1.8 节“4. 异常事件及处理情况”。

(2) 6.6kV 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 6.6kV 断路器二次控制回路总共发生航空插头绝缘低、插头针之间短路以及窜电故障 5 次。经评估分析，认为该类航空插头绝缘低问题是由设计不合理和操作不当等因素造成。另外，该系统运行近十年，也有老化的因素。因此，在 2002 年初机组第八次大修中对两台机组 6.6kV 接触器航空插头进行了全部更换。6.6kV 断路器的航空插头在机组第九次换料大修中将进行全部更换，以彻底消除这一影响 6.6kV 系统供电可靠性的因素。

6. 6.6kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

大亚湾核电站每台机组的两台 6.6kV 应急柴油发电机组（LHP/LHQ）是电站最后一道应急供电电源。2002 年，1号机组柴油发电机不可用时间为 8.92h，其不可用率为 0.05%。

2号机组柴油发电机的不可用时间为0.27h,其不可用率近似为零,全年整个核电站柴油发电机组的不可用率为0.03%。

近几年柴油发电机组不可用率的统计结果见表2.1.9-1。从统计结果看,2002年柴油发电机系统的可靠性有了大幅度的提高,远低于目标值0.3%,其中2号机组的两台柴油机的不可用率近似为零。近几年来,针对柴油发电机存在的问题进行重点整治,使影响柴油发电机组可靠性的问题得到了根本性解决。即使不可用率目标值逐年降低,2002年柴油发电机安全指标也是超额达标,并创历史最好记录。2号柴油发电机组首次实现“零”不可用率。2002年的柴油发电机组不可用率已达到世界先进水平。

表 2.1.9-1 柴油发电机组 LHP/LHQ 年不可用率统计结果

单位: %

	1号机组 LHP/LHQ	2号机组 LHP/LHQ	综合统计	目标值
1999年	2.20	0	1.10	0.50
2000年	0.10	1.60	0.80	0.50
2001年	0.17	0.10	0.16	0.40
2002年	0.05	0	0.03	0.30

注: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230V、125V、48V和30V共4个电压等级,及与其相关直流母线配电盘(TB)、整流充电器(RD)、蓄电池组(BT)和逆变器等。2002年直流供电系统设备未发生故障。

2.1.10 仪控系统设备运行及评价

2002年,仪表计算机处加强了对仪控系统的管理,采取了仪控系统设备半年分析、重复故障分析、遗留问题跟踪、重大问题和共模故障问题成立专题小组攻关等措施,使得重复故障率、严重影响机组安全的事件率显著降低,并很好地控制了风险。同时考虑到仪控系统淘汰快的特点,仪表计算机处一方面通过EDF和UTO(EDF备品备件采购中心)与欧洲主要的仪控系统生产厂家建立战略合作伙伴关系;另一方面加强自身的研究力度,与国内厂家合作克隆控制板件并开发专用仪器设备,以缓解备品备件短缺的压力。

2002年,仪控系统总体运行状态良好,期间曾因设备故障导致1号机组非计划停堆1次。全年仪控系统完好率为99.89%,设备投入率为100%,保护动作正确率100%,详细情况如下:

1. 控制系统

(1) 核岛通用控制测量系统

核岛通用控制系统由Bailey9020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月一次的SIP周期试验保证通道的可用性。

在 2002 年,核岛通用控制测量系统设备运行情况良好,保护通道定期试验合格率为 100%,在彻底解决了加法器漂移和变送器漂移故障后,仪控设备漂移问题得到了有效解决。

(2) 常规岛通用控制测量系统

常规岛通用控制系统由 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,覆盖常规岛大部分基本系统,在 2002 年基本实现了全年无故障运行,设备状况良好。

(3) 专用系统

棒控系统总体运行情况稳定,设备状况良好。在 2002 年,棒位测量系统的偶发故障次数较多,主要表现为控制棒棒位测量不稳定,其原因是 MCP22 板件的瞬发故障。在 2002 年 2 月 24 日,1RGL053JA 因电源线松动而过热断开,导致 21 根控制棒的棒位指示短时丧失。

堆外中子通量测量系统可用率较高,全年的纠正性维修次数不多。主要的纠正性维修活动是 2RPN023MA 的补偿电压漂移和 2RPN424CC 开关的卡涩故障,后者导致 LOCA 监测系统短时不可用,其故障原因待 2 号机组第九次大修进一步检查分析。

堆芯测量系统可靠性较高,设备可用率 100%。

电站辐射监测系统的故障率保持在一个较低的水平,但是与其相关的滤纸更换、泵故障、系统调节缺陷和设备接触故障等仍是主要因素。

汽轮机调节系统年度内发生 3 次因阀门模块故障造成汽轮机进汽阀门关闭事件,故障率有所上升。另外由于操纵员键盘故障,1GRE001AA 频繁闪发,上述问题有待于电站第九次大修中检查和处理。

汽轮机监视系统的工作性能基本稳定,但在 2002 年也出现了几次汽轮机高、低压缸进汽阀位测量故障,其原因为阀位测量探头的匹配电容品质下降。此外,2 号机组的汽轮机高压缸胀差在环境温度降低出现负胀差指示大的问题仍然存在,有待 2 号机组第九次大修中检查和处理。

2. 保护系统

反应堆保护系统全年可用率 100%,磁逻辑性能稳定。

汽轮机保护系统可用率 100%,继电器锁可用率 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:2002 年该系统运行比较正常,死机次数比以前略有下降,但与堆芯中子通量测量的接口上仍然存在问题。目前该系统在软件修改维护、数据上网等方面尚不存在问题,仪表计算机处对系统上的 351 打印机、控制台打印机和 IMH 采集部件等进行了国产化,但是一些无法国产化的设备备件问题已经成为该系统运行维护的瓶颈,如专用硬盘、专用盒带机、专用彩色硬拷贝和 MP2000 显示部件等已经无法采购到了。实际上,整个 KIT-SOLAR 机的寿命也进入运行后期了,相对于岭澳核电站的集中数据采集系统,大亚湾核电站系统在硬件上相差近 20 年,其非网络化结构、采样速率慢的缺陷也只能通过系统改造来弥补。电站将考虑在 3 到 4 年内完成整个系统的改造。

安全监督系统:在 2002 年,该系统运行正常,全年未出现影响系统可用性的故障或异常。

电度表和故障录波系统：在2002年，该系统稳定运行，完整记录了大亚湾核电站所有的自动停机停堆等重大事件。

试验数据采集系统：在2002年，该系统完成了升级改造和全年所有的试验任务。

(2) 工业数据采集网

工业数据采集网络系统全年运行正常，主要问题是主控制室计算机房的LX分组交换机出现了机柜的冷却风扇故障，导致交换机不可用。仪表计算机处通过经验反馈，在其他分组交换机上也发现了相关的问题，并及时进行了更换处理。在2002年，大亚湾核电站工业数据采集网在AF楼机械车间增加了一个分组交换机，使工业数据采集网覆盖了维修部的所有执行处。

(3) 大亚湾核电站人员进出控制系统

在2002年，该系统工作基本正常，主要故障是该系统发生了数起电源跳闸导致系统的上游电源不可用的事件，其根本原因是三角闸防雷装置存在隐患，改进后故障现象未重发。此外，系统的APC控制器的通讯故障也得到有效的处理。

厂区保安系统(DSI)的运行基本正常，但是其设备完好程度逐渐下降，存在着较为严重的设备老化现象，如UD车道经常不可用、机电探测器绝缘降低、云台锈蚀、摄像机和监视屏幕老化、报警探测器主板损坏且备件短缺等。

4. 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，2002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。主要的故障模式是由于探头故障、底座接触不良、探测模块故障和电源故障等，设备状态好于往年。

5. 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，2002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号机组第八次大修中对1RCP030MT、1RCP047MT和1RCP057MT共计3个一回路温度探头进行了更换。

6. 气动阀门执行机构

2002年，核岛气动阀门设备状态总体情况良好，但常规岛气动阀门状态同核岛相比故障率略高，其中1ARE032VL阀门的定位器气动放大器中的限流喷嘴故障，导致了机组非计划停堆；1GCT121VV阀门发生定位器反馈杆断裂故障。

针对上述问题，对故障的根本原因展开了科学细致的分析。根据RCA分析结果，1ARE032VL阀门的定位器气动放大器中的限流喷嘴故障是由于设备制造过程中的质量缺陷造成。电站清查了全部重要调节阀的定位器型号并更换了有潜在缺陷的设备，对因机组状态无法更换的阀门的定位器也采取了临时措施。1CGT121VV阀门的反馈杆故障原因是由于疲劳断裂，就此仪表计算机处对电站全部同类型阀门的状态进行了检查，更换了有疲劳迹象的反馈杆，并在预防性维修中增加了对阀门反馈杆的检查项目，防止了同类故障的重发。

7. 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，2002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。

8. 显示仪表和记录仪

显示仪表在2002年度工作基本正常，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表笔故障等。针对目前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，相关部门还在大力推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，其运行情况稳定。

2.1.11 燃料循环及燃料管理

第一批富集度为4.45%的AFA-3G新组件于2001年12月25日装入2号机组第九循环堆芯，标志着大亚湾核电站进入了长周期换料。第九循环是长周期换料的第一个过渡循环，也是AFA-2G组件与AFA-3G组共存的混合堆芯。从本循环起，在大亚湾核电站采用低泄漏装载策略，使用新的设计方法和设计软件，新组件富集度提高，使用可燃毒物钐，循环长度增加。更详细的长周期换料资料请参见《广东大亚湾核电站生产运行年鉴（2001年）》中的关于18个月换料的专题报告章节。

1. 大亚湾核电站第九循环燃料管理

1号机组第九循环的换料设计采用了48组富集度为4.45%的AFA-3G新组件，其中不含钐棒的8组，含8根钐棒的16组，含20根钐棒的24组。中心组件来自第六循环，8组旧组件来自第七循环，其余旧组件来自第八循环。1号机组第九循环的设计循环长度为14 818MW·d/t(约369EFPD)。

2号机组第九循环换料设计采用了48组富集度为4.45%的AFA-3G新组件，其中不含钐棒的16组，含8根钐棒的20组和含20根钐棒的12组。中心组件来自第六循环，其余旧组件来自第八循环。设计循环长度为14 062MW·d/t(约350EFPD)，4组富集度为3.7%的AFA-2G先导组件已经是第3次入堆，堆芯位置为E08、H05、L08和H11

1，2号机组的堆芯都是混合装载堆芯。图2.1.11-1~2分别为1，2号机组第九循环的堆芯装载图。

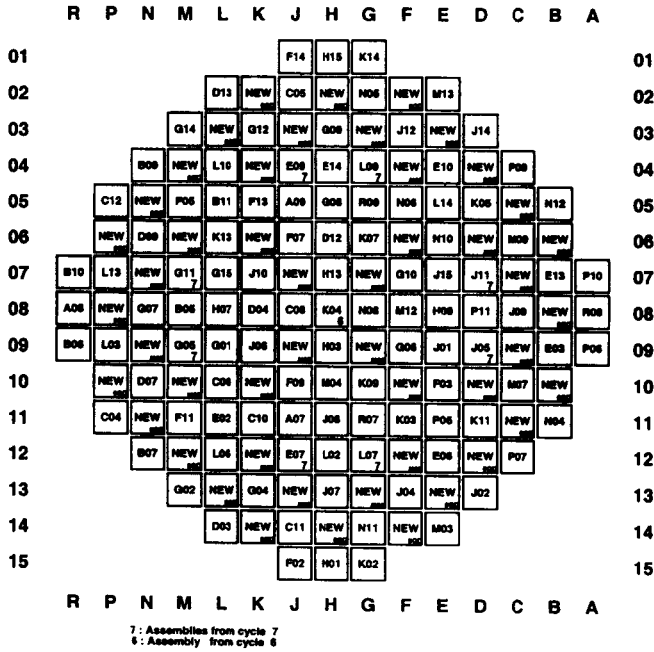


图 2.1.11-1 1号机组第九循环堆芯装载图

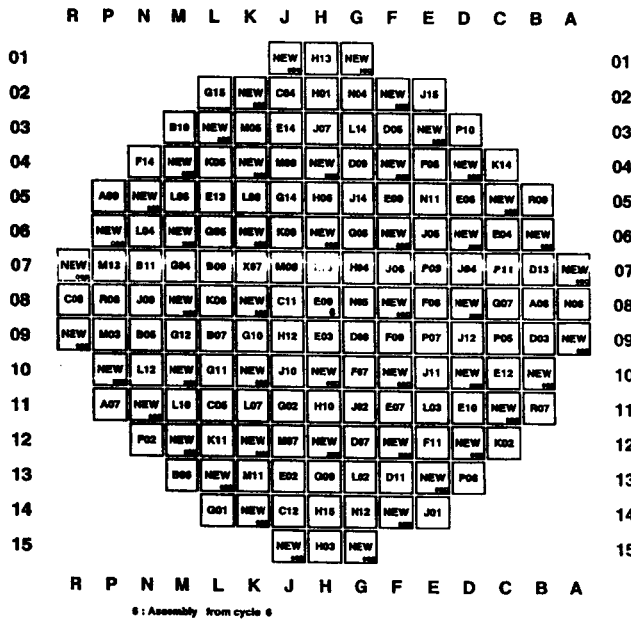


图 2.1.11-2 2号机组第九循环堆芯装载图

表 2.1.11-1~2 分别为 1, 2 号机组第一至第九循环燃料组件使用情况。另根据发电计划, 已经开展后续两个循环的可行性研究, 预测组件使用情况, 提前采购新组件。

表 2.1.11-1 1号机组燃料组件使用情况

区域	富集度/%	燃料组件数/组										
		第一燃料循环	第二燃料循环	第三燃料循环	第四燃料循环	第五燃料循环	第六燃料循环	第七燃料循环	第八燃料循环	第九燃料循环	第十燃料循环	第十一燃料循环
1	1.8	53	1	13	12	13	1	1				
2	2.4	52	52									
3	3.1	52	52	44	1			1				
4	3.2		52	52	52							
5a	3.2			44	44	40	4					
5b	3.1			4	4	4						
6	3.2				44	44	44					
7a	3.2					52	52	48	1	1	1	1
7b	3.1					4	4					
8	3.2						52	52	44	8		
9a	3.2							4	4	4		
9b	3.7							52	52	40		
10a	3.2								8	8	8	
10b	3.7								48	48	40	
11a	4.45(0)									8	8	8
11b	4.45(8)									16	16	16
11c	4.45(20)									24	24	4
12a	4.45(8)										32	32
12b	4.45(24)										28	28
13a	4.45(0)											8
13b	4.45(8)											24
13c	4.45(24)											36

注：富集度为 4.45% 的燃料组件为 AFA-3G 组件；富集度括号内的数值为该类型燃料组件所包含的 Gd 棒数目

表 2.1.11-2 2号机组燃料组件使用情况

区域	富集度/%	燃料组件数/组										
		第一燃料循环	第二燃料循环	第三燃料循环	第四燃料循环	第五燃料循环	第六燃料循环	第七燃料循环	第八燃料循环	第九燃料循环	第十燃料循环	第十一燃料循环
1	1.8	53	1	13	17	13	1	1				
2	2.4	52	52									
3	3.1	52	52	52								
4	3.2		52	52	48				1			
5	3.2			40	40	40						
6	3.2				52	52	44					
7	3.2					52	52	40		1	5	
8	3.2						60	60	48			
9a	3.2							8	8	8		
9b	3.7							44	44	44		
9c	3.7							4	4	4		
10	3.7								52	52	52	
11a	4.45(0)									16	16	16
11b	4.45(8)									20	20	13
11c	4.45(20)									12	12	12
12a	4.45(8)										24	24
12b	4.45(20)										28	28
13a	4.45(8)											20
13b	4.45(20)											44

注：区域 9c 富集度为 3.7% 的组件为 AFA-3G 组件；富集度为 4.45% 的燃料组件为 AFA-3G 组件；富集度括号内的数值为该类型燃料组件所包含的 Gd 棒数目。

2. 核燃料操作活动管理

2002 年的核燃料操作活动主要包括新燃料接收和大修期间核燃料换料操作。

(1) 新燃料接收

2002年11月6日至9日, 2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AFA-3G新燃料组件。

(2) 大修期间核燃料换料操作

2号机组第八次大修换料操作时间是2001年12月15日至19日, 1号机组第八次大修换料操作时间是2002年1月29日至2月13日, 具体操作过程时间统计见表2.1.11-3。两台机组第八次大修换料操作的卸料用时和装料用时统计见表2.1.11-4~5。

表 2.1.11-3 第八次大修换料操作时间统计

单位: h

项目名称	1号机组	2号机组
卸料前试验	3.5	4.75
卸料	56.5	55.6
相关组件倒换	51	39.25
燃料变形检查	22	26
水池盘存	5	4
装料前试验	11	3.5
装料	77	75.6
堆芯照相	3	3

表 2.1.11-4 卸料用时

单位: h

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

表 2.1.11-5 装料用时

单位: h

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

(3) 首次18个月换料装载的经验反馈

首次18个月换料的装载方案与年度换料不同。这次大修装载的两堆芯均由新燃料组件放在堆芯的外围, 上一循环处于外围的乏燃料组件放到堆芯内侧改为新燃料组件放内侧、乏燃料组件放外围模式, 该模式设计为: 部分乏组件装在堆芯外围靠围板处, 新组件的富集度也增加到4.45%。为了防止装料过程可能会出现因乏组件变形而无法装入堆芯、富集度增加导致中子源量程通道计数高报警的风险。经过充分的讨论分析后, 按照保守决策, 采用了较安全的堆芯燃料装料顺序方案, 通过巧妙的使用装料辅助工具“鞋帮”, 成功地解决了燃料组件下管座与堆芯下栅格板定位销之间就位的困难。法马通公司提供的新版燃料吊装技术规范, 为装料期间重量保护定值的调整提供了充分的依据。

3. 燃料厂房乏燃料水池内库存

截至2003年1月20日, 大亚湾核电站两台机组燃料厂房乏燃料水池内新燃料接收后的库存见表2.1.11-6。

表 2.1.11-6 燃料厂房乏燃料水池内存(截至 2003 年 1 月 20 日)

种 类	1 号机组	2 号机组
乏燃料组件	412	412
新燃料组件	68	52
适配器占用的燃料格架数+适配器数量	0	6+2
模型组件	1	0
可燃毒物贮存盒	7	8
假组件	1	1
损坏的 C11 位置控制棒贮存盒	0	1
空燃料格架	206	219
可用燃料格架	206	213

4. 核材料管制

(1) 2002 年度核材料衡算报表

2002 年度,核材料衡算工作方面坚决贯彻和执行帐务工作“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。

(2) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了 2 号机组第九次换料用组件接收、贮存以及第八次换料大修装卸料和两个机组实物盘存等工作。实物盘存按照程序 FH SXRC P 002 (KX 厂房)和 FH SXRC P 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,两台机组均无任何核材料的不平衡差和核材料的损失。核材料的消耗都用于发电,所产生的钚都存在于燃料组件中。实物盘存工作也验证了实际的装料与装料设计图的一致性,包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件的正确性。完成 1, 2 号机组第八循环卸料铀消耗和钚产生计算。

(4) 运营公司许可证申请的相关工作

大亚湾核电运营管理有限责任公司将于 2003 年 3 月正式运作,其许可证申请工作也正紧张有序的进行,为了配合该项工作,编制完成了《许可证申请报告》、《核材料帐目与衡算管理计划》、《核材料衡算内部管理规定》、《设计资料调查表》等相关文件。

(5) 乏燃料管理

到 2003 年 1 月 20 日为止,大亚湾核电站 1, 2 号机组乏燃料水池剩余空格架数分别为 206 和 213 个。为了配合乏燃料运输合同的正常执行,现已编制了乏燃料运输的第一个五年计划,见表 2.1.11-7。

表 2.1.11-7 乏燃料运出计划数量

单位: 组

	1 号机组	2 号机组	合计
2003 年	26	0	26
2004 年	26	78	104
2005 年	78	26	104
2006 年	52	52	104
2007 年	0	52	52
第一个五年累计	182	208	390

(6) 严重事故管理

大亚湾核电站严重事故管理计划纳入公司五年发展计划, 2002年正式开展严重事故管理导则的研制项目。在2002年, 完成了严重事故管理数据资料库的建立、针对大亚湾核电站的假想严重事故工况计算、严重事故管理导则的草稿编写以及使用严重事故管理导则后应急计划和应急规程的修改意见报告。并对大亚湾核电站系统设施进行了广泛的评价, 提出了针对严重事故缓解设施的工程改进项目, 同时开展了工程改进的初步评价。

2.2 核安全

2.2.1 三道屏障完整性

2002年, 大亚湾核电站的三道屏障完整性保持完好。

1. 燃料元件包壳

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

表2.2.1-1和表2.2.1-2给出了1, 2号机组第九循环一回路放射性指标气体 γ 谱, 从表中可以看到, 1, 2号机组的指标值在该循环内均比较稳定, 并且一直在限值以下。

表 2.2.1-1 1号机组第九循环一回路放射性气体总量 单位: MBq/t

取样日期	1月8日	3月26日	4月18日	5月7日	6月4日	7月11日	8月27日	9月26日	10月22日	11月19日	12月10日
$^{85}\text{Kr}^m$	12.0	0	9.1	12	3.1	9.4	6	5.7	7.5	8.1	0
^{87}Kr	51.0	18.4	0	7.4	11.0	19	15	9.1	17	8.7	11
^{88}Kr	10.0	0	0	0	34.0	16	0	15	13	27	28
^{133}Xe	48.0	31.7	37.0	30	37.0	45	50	37	47	55	51
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	75.0	41.3	41.0	43	49.0	46	53	58	56	62	62
^{138}Xe	94.2	62.5	48.0	51	53.0	57	62	72	59	60	58
气体总量 合计	290.2	153.9	135.1	143.4	187.1	192.4	186.2	196.8	199.5	220.8	210

表 2.2.1-2 2号机组第九循环一回路放射性气体总量

单位: MBq/t

取样日期	1月30日	2月27日	5月31日	6月5日	7月31日	8月23日	9月11日	10月18日	11月20日	12月20日
^{85}Kr	6	5.2	5.1	13.0	13	10	8.8	14	13	13
^{87}Kr	15.2	26.5	16.0	10.0	24	5.7	30	20	21	20
^{88}Kr	32	14.1	36.0	14.0	20	48	51	36	31	34
^{133}Xe	63.4	66.9	75.0	57.0	80	84	77	95	111	114
$^{133}\text{Xe}^m$	0	0	0	0	0	0	8.9	0	0	0
^{135}Xe	78.5	74.6	83.0	75.0	95	95	98	114	116	129
^{136}Xe	82.8	89.4	104.4	201.0	118	128	131	130	137	126
气体总量合计	277.9	276.7	319.5	370.0	350	371	405	409	429	436

注: (1) 所取样点为当月气体总量合计值最大值的样品点;

(2) 6小时内停堆气体总量限值为 $2.96\text{E}+6\text{MBq/t}$, 48小时内停堆气体总量限值为 $1.48\text{E}+6\text{MBq/t}$;

(3) 个别月份由于机组处于大修状态或检修状态, 故无相关数据。

表 2.2.1-3 和表 2.2.1-4 给出了 1, 2 号机组第九循环碘同位素 γ 谱, 从表中可以看到, 1, 2 号机组的指标值在该循环内也比较稳定, 并且一直在限值以下。

表 2.2.1-3 1号机组第九循环一回路放射性碘比活度

单位: MBq/t

取样日期	1月22日	3月12日	4月4日	5月28日	6月20日	7月18日	8月27日	9月10日	10月3日	11月26日	12月17日
^{131}I	4.3	2.8	1.0	1.0	1.5	1.8	3.4	1.6	0.8	1.8	3.2
^{132}I	54.8	25	36.0	32.0	36.0	37	35	40	44	37	43
^{133}I	21.2	15.6	30.0	21.0	21.0	23	21	22	25	26	28
^{134}I	125	56.5	70.0	51.0	60.0	86	68	100	83	70	77
^{135}I	40.3	29.0	42.0	32.0	33.0	37	31	42	48	37	48
^{131}I 当量	27.4	11.6	15.3	11.54	12.45	14.2	14.28	14.63	14.98	14.63	17.97

表 2.2.1-4 2号机组第九循环一回路放射性碘比活度

单位: MBq/t

取样日期	1月30日	2月27日	3月6日	5月31日	6月26日	7月31日	8月21日	9月13日	10月9日	11月20日	12月20日
^{131}I	3	3	3.6	2.6	3.7	2.7	3.5	2.9	6.2	2.8	3.7
^{132}I	50.2	58.4	53.8	64.0	63.0	79	81	80.0	68	66	61
^{133}I	30	32.6	32	35.0	37.0	45	46	47	43	44	49
^{134}I	95.2	106	99	120.0	119.0	138	146	149	107	96	101
^{135}I	63	62.4	52.4	60.0	59.0	88	73	80	80	70	70
^{131}I 当量	20.38	21.46	20.61	21.88	23.33	28.1	27.92	28.3	29.36	24.92	27

注: (1) 所取样点为当月 ^{131}I 当量值最大值的样品点;

(2) 6小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 $3.70\text{E}+4\text{MBq/t}$, 48小时内 ^{131}I 当量限值为 $1.85\text{E}+4\text{MBq/t}$, 15天内停堆 ^{131}I 当量限值 $2.96\text{E}+3\text{MBq/t}$, 2个月内停堆 ^{131}I 当量限值 $2.22\text{E}+3\text{MBq/t}$

2. 一回路压力边界

2002年1, 2号机组一回路压力边界完整性的监测情况(即一回路冷却剂的平均泄漏

率)见表 2.2.1-5。从表中可以看出,两台机组一回路压力边界泄漏率在 2002 年全年基本处于低水平,远远低于技术规范的规定(冷却剂总泄漏量为 2300L/h,非定量泄漏限值为 230L/h)。第二道屏障完整性良好。

表 2.2.1-5 2002 年一回路冷却剂月度平均泄漏率

单位: L/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	大修	大修	17.7	16.7	15.8	16.9	16.5	16.9	16.3	15.7	17	16.6
2号机组	17.3	16.7	18.3	18.4	16.2	17.4	17.1	17.5	17.5	16.9	19.6	19.4

3. 安全壳

安全壳为最后一道屏障。电站在 2002 年全年对两台机组安全壳完整性的监测情况如表 2.2.1-6 所示。

1号机组安全壳的气体平均泄漏率(归一化为标准状态,下同)约为 1.10m³/h,12个月监测结果介于 0.46m³/h 与 1.88m³/h 之间。

2号机组安全壳的气体平均泄漏率约为 1.06m³/h,12个月监测结果介于 0.26m³/h 与 1.63m³/h 之间。

由此可以得出结论,2002年两台机组安全壳气体的泄漏率均小于 5m³/h 的标准,满足运行技术规范的要求,其完整性良好。

表 2.2.1-6 2002 年安全壳气体月度平均泄漏率

单位: m³/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.15	大修	1.10	0.56	1.06	1.24	1.36	1.11	1.17	0.98	1.31	1.08
2号机组	大修	1.23	检修	检修	1.13	1.13	1.30	1.14	1.09	0.99	1.06	0.57

4. 堆芯损伤频率

为加强电站核安全的控制,大亚湾核电站利用概率风险分析(PSA)对机组状态进行跟踪评价,并且制定了风险度的控制指标。在某一 T₀ 到 T₁ 时间段风险度的定义为:

$$P = \frac{\sum_i \Delta CDF_i \cdot \Delta T_i}{CDF_0 \cdot (T_1 - T_0)}$$

其中,CDF₀为所有设备均为可用时的堆芯损伤频率;

CDF_i为发生某一事件 i (例如有设备不可用等)时的堆芯损伤频率;

Δ T_i为设备 i 不可用的持续时间。

表 2.2.1-7 给出了 2002 年两台机组的堆芯风险度变化。

表2.2.1-7 2002年月度堆芯风险度

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.13	1.014	1.03	1.005	1.061	1.017	1.03	1.003	1.021	1.154	1.063	1.017
2号机组	1.228	1.106	1.30	1.00	1.087	1.018	1.021	1.025	1.018	1.037	1.068	1.006

全年平均风险度1号机组为1.06, 2号机组为1.08, 均未超过电站内部控制的指标限值1.10, 这说明, 2002年两台机组堆芯损伤频率控制比较好, 总体风险在可接受范围之内。但是从表中可以看出, 2002年两台机组均有个别月份风险度超过限值, 其原因如下:

(1) 1月份, 1号机组RRI/SEC热交换器多次出现压差高, 需要隔离清洗;

(2) 1月16日到19日, 2号机组LLS001TC出现原因不明的故障;

(3) 2月13日, 2号机组LLS001TC出现原因不明的故障;

(4) 3月12日, 2号机组在失去外电源而自动停堆过程中, LGC没有自动切换至9LGR供电, 而且在给9LGI切换至1LGC的过程中, 9LGR001/002TA辅助变压器相继跳闸;

(5) 9月29日到10月4日, 1号机组LLS超速保护定值出现故障。

这些事件均与丧失热阱事故、丧失厂外电源和全厂断电事故有关, 这些方面的事故预防是电站安全工作的重点。

2.2.2 专设安全系统

2002年, 大亚湾核电站专设安全系统状况良好, WANO指标体系所涉及到的辅助给水系统、高压安全注入系统、应急柴油发电机组的不可用率分别为0.0004、0.0004和0.0003, 全部达到年度安全系统不可用率控制指标, 与2001年三系统的不可用率值0.0006、0.0006、0.0009相比, 安全系统状况有较大的改善。

1. 辅助给水系统 (ASG)

两台机组2002年全年ASG系统不可用分别为0.0005和0.0003, 导致ASG不可用的主要故障类型是泵组漏油或漏水、ASG001BA液位控制不良和辅助给水调节阀故障。其中, 1ASG032RF漏水、PT1/2ASG005/006试验期间ASG001BA水位低不可用问题, 已通过升版相应维修程序和定期试验程序从源头加以解决; 2ASG003PO漏油问题, 将在2号机组第九次大修期间通过更换2ASG031IC、2ASG034FI消除缺陷; 1ASG012VD/013VD阀门及供气管线故障, 已通过纠正性维修消除缺陷; ASG001BA在机组运行期间低液位报警问题, 经初步分析认为与仪表测量通道偏差有关, 电站专设安全设施小组将在2003年论证之后提出改进运行液位的建议。

2. 高压安全注入系统 (RIS)

2002年, 高压安全注入系统不可用率与去年相比较, 1号机组降低, 2号机组增加。2号机组不可用的主要来自2RIS075VB电动头故障, 其不可用时间占了2号机组高压安全注入系统全年不可用时间的97%。另外, 11月份又发生了2RIS013VB电动头由于热电偶动作而不可用的事件。从2002年所发生事件来看, 电气故障是高压安全注入系统面临的主要问题, 电站专设安全设施小组将在这方面开展针对性的工作。

3. 应急柴油发电机组 (LHP/LHQ)

2002年, 两机组应急柴油发电机组可靠性指标达到电站历史最好水平, 平均 I_0 消耗

时间由 2001 年的 15.78 小时降到 2002 年的 4.58 小时。

2002 年, 电站成功解决了 2LHP/LHQ 应急柴油机缸头水封漏水问题, 完成《应急柴油发电机大修周期延长论证报告》和《应急柴油发电机冷却水回路压力高问题解决方案论证报告》, 并获 PNSC 委员会审议通过。

目前, 应急柴油发电机组存在的主要问题包括: 1LHP 应急柴油发电机中间冷却器振动偏高; 应急柴油发电机仍有部分参数与 GOR 要求不符; 柴油发电机定期试验方式影响柴油发电机的寿命和长期运行可靠性等。

2.2.3 安全相关设备不可用状态 (I_0) 跟踪

2002 年针对大亚湾核电站两台机组的第一组及第二组安全相关设备的不可用次数、不可用持续时间以及第一组安全相关设备的不可用消耗和平均消耗比等指标进行了跟踪统计。

2002 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 6.5。全年实际结果是 1 号机组的累计第一组安全相关设备不可用 (I_0) 消耗比为 7.37, 超出 6.5 的年限值; 2 号机组为 4.41, 小于年限值, 两台机组平均 5.9, 小于年限值。

1. 第一组不可用

第一组不可用次数、不可用消耗比及不可用平均消耗比按月分布情况如表 2.2.3-1 所示。

表 2.2.3-1 第一组不可用月度分布

月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
全厂	月度消耗比	2.52	2.80	0.76	0.32	1.14	0.57	0.32	0.57	0.52	0.89	0.61	0.79	11.81
	月度消耗次数	51	43	28	18	42	28	17	22	25	19	16	30	339
	平均消耗比	0.05	0.07	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.03	0.02	0.05	0.04	0.03	0.03
1号机组	月度消耗比	1.79	2.19	0.62	0.16	0.36	0.19	0.13	0.43	0.30	0.28	0.47	0.45	7.37
	月度消耗次数	19	24	21	9	13	10	10	14	12	10	7	16	165
	平均消耗比	0.09	0.09	0.03	0.02	0.03	0.02	0.01	0.03	0.02	0.03	0.07	0.03	0.04
2号机组	月度消耗比	0.72	0.60	0.13	0.16	0.78	0.38	0.19	0.14	0.22	0.61	0.14	0.34	4.41
	月度消耗次数	32	19	7	9	29	18	7	8	13	9	9	14	174
	平均消耗比	0.02	0.03	0.02	0.02	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.07	0.02	0.02	0.03

在 2002 年所有第一组不可用中, 消耗比产生最多的是 RPN, RIS 及 RPR 系统的不可用。全厂累计消耗比与去年相比略有增加。两机组的平均消耗比与去年相同, 均为 0.03。在两机组全年发生的共 339 次第一组不可用中:

计划不可用有 250 次, 占总数的 73.7%, 累计消耗比为 6.55, 占总数的累计消耗比的 55.5%;

随机不可用有 89 次, 占总数的 26.3%, 累计消耗比为 5.25, 占总累计消耗比的 44.6%。

不可计算消耗比的 I_0 一共有 141 次。其中 DVN 系统风机不可用共有 102 次, 其它系统不可用有 39 次。历年的不可用消耗比统计如表 2.2.3-2。

表 2.2.3-2 历年的不可用消耗比统计

年份	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
计划不可用消耗比	5.08	3.01	2.60	7.68	5.30	5.63	6.55
随机不可用消耗比	23.83	9.63	11.72	9.14	11.28	4.94	5.25
合计	28.91	12.64	14.32	16.82	16.58	10.57	11.80

2. 第二组不可用

2002年两机组第二组不可用总体情况示于表 2.2.3-3。历年第二组不可用次数统计见表 2.2.3-4。

表 2.2.3-3 第二组不可用总体情况

	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用次数	总不可用时间/h
1号机组	249	758	1 007	3 775.14
2号机组	265	696	961	3 324.62
合计	514	1 454	1 968	7 099.76

表 2.2.3-4 历年第二组不可用次数统计

年份	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
不可用次数	340	310	418	997	1 160	1 689	1 968

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。1998年以来第二组不可用逐年增加。

2002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 2.2.3-5（表中为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。

表2.2.3-5 按系统分类第二组不可用统计

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	589	454	181.67	135	611.10	KRT	555	419	151.14	136	669.85
RPN	39	39	11.15	0	0.00	RPR	36	30	39.65	6	31.37
DVN	34	27	214.10	7	75.97	SEC	36	31	45.48	5	36.90
SEC	33	27	36.15	6	51.95	REN	34	22	7.94	12	4.95
DVE	33	15	300.68	18	550.38	DVN	33	26	203.73	7	75.97
SIP	31	28	30.55	3	3.73	DVE	25	15	205.83	10	141.22
REN	24	18	10.00	6	0.92	RIS	24	11	52.88	13	40.10
RIS	23	13	43.50	10	16.55	SIP	19	19	34.35	0	0.00
RPR	19	19	21.10	0	0.00	EAS	15	9	15.72	6	78.40
EAS	17	13	18.78	4	93.88	RPN	15	12	3.10	3	3.73
RRI	15	12	179.08	3	248.82	DVW	12	10	62.73	2	0.50
DVL	14	8	109.75	6	23.30	RRI	12	10	119.60	2	78.97
DVK	13	6	33.20	7	24.23	ETY	11	9	46.88	2	86.53
ETY	12	11	62.15	1	86.15	TEG	11	5	134.22	6	19.92
TEG	10	5	134.22	5	19.58	APG	10	6	1.30	4	0.73
APG	10	7	10.50	3	0.77	DWS	9	4	58.60	5	79.32
KRT	589	454	181.67	135	611.10	KRT	555	419	151.14	136	669.85
RPN	39	39	11.15	0	0.00	RPR	36	30	39.65	6	31.37
DVN	34	27	214.10	7	75.97	SEC	36	31	45.48	5	36.90
SEC	33	27	36.15	6	51.95	REN	34	22	7.94	12	4.95

2.2.4 定期试验

2002年继续使用项目管理的运作方式对定期试验项目进行了有效的管理。

根据18个月换料大修的要求，MAP组织了OSL、OPO、TTS以及MSM等部门对机组实施18个月换料大修后大修转日常的试验项目进行了清理。

根据2002年定期试验的执行情况统计结果和分析如下：

1. 统计结果（见表2.2.4-1）

2. 分析

（1）通过相关单位的努力，与2001年相比，通风系统的定期试验一次成功率有进一步的提高，但出现一次不成功的次数仍较多。两台机组月度的定期试验一次成功率基本保持在目标值99%之上，仅有个别月份稍低于目标值，介于98%~97%之间。

（2）定期试验无异常率，全年都保持在目标值96%之上。

（3）2002年无定期试验超期的项目。2002年0、1、9号机组裕度平均利用率为7.7%，2号机组裕度平均利用率为12.5%，2号机组的平均利用项数较多，原因为2号机组停机以及2002年的保电任务较多，导致试验调整的次数较多，裕度内平均利用率小于12.5%周期裕度的范围，情况正常。

利用裕度项数原因：

- 1) 2月份因1号机组第八次大修调整6项；
- 2) 3月份因2号机组停机抢修调整6项
- 3) 4月份因2号机组停机抢修调整24项；
- 4) 5月份因2号机组停机抢修调整7项；
- 5) 6月份因岭澳核电站庆典保电调整6项；
- 6) 7月份因保电调整8项；
- 7) 10月份因保电调整9项；
- 8) 11月份因十六大召开保电调整11项；
- 9) 12月份因元旦保电调整4项。

2002年总体情况良好，无超期的定期试验项目，一次成功率、无异常率、裕度平均利用率等指标情况良好，但裕度利用项数有所增加。

表 2.2.4-1 2002 年大亚湾核电站 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号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组	1,0,9号 机组	2号 机组
MIC	(64)	(62)	(64)	(62)	(64)	(62)										
大	388	426	388	426	388	426	1	0	0	0	0	0	13	43	8.8%	14.5%
小	49	38	49	38	49	38	1	0	0	0	0	0	1	8	5.5%	4.8%
MEE	348	216	348	216	348	216		0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
TTS/TP	31	28	31	28	31	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
TTS/TF	588	427	588	427	588	427	0	0	0	0	0	1	0	0	0.0%	0.0%
OPH/HR	745	698	745	698	745	698	15	24	0	0	19	12	11	20	6.3%	10.8%
≥1月	274	159	274	159	274	159	6	0	0	0	1	0	0	0	0.0%	0.0%
=1周	2423	1992	2423	1992	2423	1992	23	24	0	0	20	13	25	71		
年度合计			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.1%	98.8%	0.0%	0.0%	99.2%	99.3%	1.0%	3.6%	7.6%	12.4%
年度比例	2423	1992	2423	1992	2423	1992	23	24	0	0	20	13	25	71		
累计	2423	1992	2423	1992	2423	1992	99.1%	98.8%	0.0%	0.0%	99.2%	99.3%	1.0%	3.6%	7.7%	12.5%
累计比例			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%										
	占总计划数		按计划执行率		执行合格率		无异常率		超期率		一次成功率		裕度内调整率		裕度平均利用率	

注：化学监督未统计在表格内；2002 年一次成功率目标值 ≥ 99%，无异常率目标值 ≥ 96%。

2.2.5 瞬变统计

瞬变统计是核电站反应堆寿期控制一项重要内容。如何延长反应堆寿命，无论从经济利益还是从社会效益上都具有重大意义。根据公司五年发展规划，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2002年瞬变统计的工作重点是对大修期间的瞬变消耗进行严格控制。

1. 预测剩余年限

大亚湾核电站自商运以来已经过了9个年头，根据历史的瞬变消耗来看，总的情况比较理想。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以下几个（见表2.2.5-1）：

表 2.2.5-1 预测剩余年限

代码	描 述	1号机组	2号机组
1.1	反应堆升温(打开反应堆冷却剂系统以后)	46年	68年
2	反应堆降温	54年	72年
32.2	上充流量最大程度增加	42年	74年
42	RRA 系统启动	56年	67年

2. 2002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、降功率），3类为小概率事件（如一回路小破口），4类为极小概率事件（如一回路大破口）。全部瞬变共100余种，主要瞬变有以下几种：反应堆升温降温、升降功率、速降功率、停堆、化学容积系统上充下泄流量变化、余热排出系统投运、安全阀的动作等。2002年主要瞬变消耗见表2.2.5-2。

2002年瞬变消耗情况与2001年相比，变化不大。瞬变消耗也在正常范围内。但2002年1月12日1号机组发生两次自动停堆。3月12日2号机组因主变压器故障发生1次自动停堆，造成反应堆过冷，但未触发安全注入动作。此三次自动停堆均对反应堆造成较大影响。

表2.2.5-2 2002年主要瞬变消耗

瞬变代码	简要描述	1998年		1999年		2000年		2001年		2002年		累积消耗		设计限值
		1号机	2号机	1号机	2号机	1号机	2号机	1号机	2号机	1号机	2号机	1号机	2号机	
1.1	开盖后的升温	1	1	1	1	2	1	1	0	1	1	14	10	80
1.2	开盖前的升温	1	1	2	0	1	2	1	1	0	2	18	15	120
2	反应堆降温	2	2	3	1	3	3	2	2	1	2	32	24	200
3.1	升功率	5	2	1	3	4	2	5	6	3	7	124	112	9800
4.1	降功率	4	2	3	7	5	3	7	6	2	6	88	98	9920
21.1	紧急停堆, 有正常导热条件	0	0	0	0	1	0	1	1	2	0	33	17	230
32.1	上充增加50%	20	16	21	14	19	13	8	11	9	8	344	273	12000
32.2	上充最大增加	2	1	2	2	7	2	1	0	0	1	85	80	300
33	上充减少50%	31	32	34	36	17	29	19	5	13	19	494	460	12000
35	关闭第二个孔板, 流量中等幅度减少100%	5	8	5	7	3	6	1	3	2	7	79	62	11200
36	关闭第二个孔板, 流量大幅度减少100%	7	8	3	5	2	11	4	5	0	3	53	60	800
37	下泄关闭后打开, 上充不变	0	1	0	0	2	1	0	1	2	0	35	26	220
38	上充、下泄同时关闭后, 同时打开	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	7	9	200

2.2.6 电站运行事件

根据国家核安全局颁布的《核电厂营运单位运行事件报告制度》(HAF0502 /1 /1) 和大亚湾核电站管理程序《电站运行事件分级和报告制度》(IP/NSP/031), 大亚湾核电站在 2002 年向国家核安全局报告了 11 起电站运行事件。具体的运行事件描述请参见 7.10 小节“电站运行事件列表”。

1. 核电站运行事件的分级

根据国际核事件分级 (INES) 方法, 2002 年度大亚湾核电站发生的 11 起运行事件中, 3 起被界定为 1 级事件, 8 起被界定为 0 级事件。自电站商运以来每年运行事件分级情况请参见表 2.2.6-1。

表 2.2.6-1 0 级和 1 级运行事件逐年分布

事件分级	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	累计
0 级	20	28	23	9	10	10	9	13	8	130
1 级	9	7	3	5	5	6	7	2	3	47
事件总数	29	35	26	14	15	16	16	15	11	177

2. 运行事件按机组分布

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

表 2.2.6-2 运行事件按机组分布

	1994 年		1995 年		1996 年		1997 年		1998 年		1999 年		2000 年		2001 年		2002 年	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
机 组	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
0 级	20	0	13	15	12	11	4	5	6	4	5	5	3	6	8	5	6	2
1 级	7	2	4	3	0	3	3	2	4	1	3	3	4	3	1	1	1	2
总 计	27	2	17	18	12	14	7	7	10	5	8	8	7	9	9	6	7	4

3. 运行事件按 HAF 报告准则分布

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

表 2.2.6-3 运行事件按 HAF 报告准则分布

HAF 报告 准则	1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年
准则 1	12	14	8	5	9	6	6	7	6
准则 2	--	--	--	--	1	--	--	--	--
准则 3	--	--	--	--	--	--	--	--	--
准则 4	8	9	10	5	--	--	1	2	3
准则 5	--	5	2	1	3	6	7	3	2
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	11

2002 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，超过全年运行事件总数的一半，达 54.5%。电站商业运行以来违反准则 1 的事件占当年运行事件总数的比例变化如表 2.2.6-4 所示。连续四年来违反准则 1 的事件比例一直保持较快的增长趋势，2002 年更是接近历史最高水平 1998 年的 60%。

表 2.2.6-4 违反准则 1 的运行事件比例统计

年份	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年
违反准则 1 的 百分比/%	40.00	30.80	35.70	60.00	37.50	37.50	46.70	54.50

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 2002 年发生了 3 起，2000 年有 1 起，2001 年发生了 2 起，值得补充的是，这类事件在 1998 年和 1999 年没有发生过。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有 2 起，继续保持着降低的趋势。

4. 运行事件按事件性质分布

2002 年大亚湾核电站发生的 11 起运行事件中，按事件的直接原因分类，人因事件有 4 起，设备故障事件有 7 起。表 2.2.6-5 将 1996 年以来的运行事件按事件性质即直接原因进行了统计。

表 2.2.6-5 运行事件按性质分布

事件性质	1996年		1997年		1998年		1999年		2000年		2001年		2002年		1996年至 2002年合计	
	人因	设备故障	合计	人因	设备故障	合计	人因	设备故障	合计	人因	设备故障	合计	人因	设备故障	合计	人因
人因	17	65.4%	11	78.6%	12	80%	7	43.8%	8	50%	8	53%	4	36.4%	67	59%
设备故障	9	34.6%	3	21.4%	3	20%	9	56.2%	8	50%	7	47%	7	63.6%	46	41%
合计	26	100%	14	100%	15	100%	16	100%	16	100%	15	100%	11	100%	113	100%

从表中可知，2002年运行事件的人因比例达到历史最低，为36.4%，同时也反映出自1999年以来电站运行事件中人因的比例有整体下降的趋势。

5. 运行事件按后果分布

大亚湾核电站把运行事件的后果分成9类，2002年所发生的11起运行事件按后果分布见表2.2.6-6。

表 2.2.6-6 2002年运行事件按后果分布

后果	运行事件数	
	人因事件	设备故障事件
1 反应堆自动停堆		3
2 除反应堆自动停堆外的其它瞬态		
3 电站运行条件下降（违反技术规范）	2	3
4 核安全相关系统降级	1	1
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		
9 人员伤亡		

上表显示：2002年导致反应堆自动停堆的运行事件有3起，全为设备故障所引起；违反技术规范并导致电站运行条件下降的事件共有5起，其中2起属人因事件，3起属设备故障事件；导致核安全相关系统降级的运行事件有2起，人因与设备故障原因引起的事件各1起；另有1起人因事件使得核安全屏障降级。

6. 人因事件根本原因分析

根据运行事件分析报告，将2002年11起运行事件中的人因因素统计并分类如下表2.2.6-7所示：

表 2.2.6-7 人因事件因素分类

根本原因分类	涉及的事件数量
培训不足	5
书面交流(规程缺陷)不足	12
组织管理及管理方法不当	6
工作实践不足	1
口头交流不足	
监督方法不当	

统计结果表明：2002年的11个运行事件中共涉及到24个人为因素，书面交流（规程缺陷）不足这一因素共有12个，占50%的比例；组织管理及管理方法不当这一因素继2001年之后仍占第二位，为25%，接下来依次是培训不足，占20.8%，工作实践不足，占4.2%。

自1999年至2002年,书面交流不足(规程缺陷)这一人因因素连续四年占据第一位,2002年甚至达到了50%的比例;与此同时,1999年以前一直占据首位的人为因素一培训不足却下跌到了第三位,只占20.8%;组织管理及管理方法不当这一人为因素同去年一样仍处于第二位,表明在电站的运营过程中,管理方面的问题仍继续在暴露。

岭澳核电站的两台机组相继投入运行,且两座核电站四台机组按照群堆管理模式管理。在岭澳核电站的施工、安装及调试期间,两电站就已开始了交流与反馈。2002年运行事件《2RRA系统SEBIM安全阀整定值超出GOR标准》和《反应堆热功率超过技术规范限值》更反映出了两电站之间的紧密联系。前者是在对岭澳核电站1RRA系统SEBIM安全阀进行整定值校验试验时发现其整定值偏高,超出了GOR标准,检查发现大亚湾核电站存在同样的问题,并及时进行了纠正;后者事件是由于两座核电站公用蒸汽联网系统方面的问题造成的,事件中岭澳核电站1号机组在完成50%功率控制棒落棒试验后重新临界前,使用大亚湾核电站的辅助蒸汽来启动其ADG系统,由于没有完善的管理协调程序,最后导致大亚湾核电站1号反应堆超功率,仅这一起运行事件,就引入了4个人为因素,占全年运行事件人为因素总数的16.7%,其中有3个为规程缺陷方面的因素。2002年度运行事件反映出群堆管理下机组运营方面的协调须进一步加强。

2002年度的11起运行事件反映出的规程缺陷主要表现为:规程中对操作的要求不够明确具体,对操作过程中的风险提示不够等。由于电站的规程数量庞大,其完善也只能是一个逐步渐进的过程。至于培训方面的问题,虽然培训不足这一因素所占比例正在逐步下降,但培训工作是一个长期的工作,仍然需要常抓不懈。

大亚湾核电站2002年共发生了11起运行事件,是机组商运以来运行事件数量最少的一年。由于运行事件数量较少,尚不能全面反映电站所有的人因失效模式,因此,若要全面了解电站的事件情况及人因失效模式,还要参考电站内部运行事件及24小时事件。2002年共电站界定了114个内部运行事件,填报了1310份24小时事件单。

2.2.7 经验反馈

2.2.7.1 内部事件经验反馈

内部运行事件经验反馈是对电站在运行维修过程中发现和发生的异常进行筛选、评价和分析,根据分析的结果采取相应的纠正行动,并将相关信息反馈到各部门,以减少事件发生,并防止事件重发。2002年共发生电站运行事件11起,内部运行事件114起。全年内部运行事件数少于2001年,内部运行事件与运行事件的比例保持在10:1较为正常的水平。

1. 内部运行事件按机组分布(见表2.2.7.1-1,对电站运行事件的评述见2.2.6节运行事件)

表2.2.7.1-1 1996-2002年内部运行事件统计

单位：起

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

114起内部运行事件中，人因事件有53起，占总数的46%，比去年的54%有较大的下降，说明去年电站进行的防人因失效工作取得了较为明显的较果。人因失误主要表现为走错间隔、沟通缺陷、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阀门状态意外变化、一回路热功率超出安全限值、KRT误发报警、系统管道腐蚀、蒸汽发生器水位波动等。

表中显示，1号机组的事件明显多于2号机组，这与电站将公用系统上发生的事件都按1号机组进行编号有关。

2. 内部运行事件按月份分布（见表2.2.7.1-2）

表2.2.7.1-2 2002年内部运行事件按月份分布

单位：起

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
内部运行事件	19	23	7	10	6	5	8	6	8	7	8	7
24小时事件单	233	225	81	85	82	60	90	103	80	58	91	114

由表可见，2002年年初事件较多，而年底的事件则与平时持平，这与前几年有较大的不同，原因在于实行18个月换料后，2002年底没有安排机组大修活动。

3. 内部运行事件按部门分布（见表2.2.7.1-3）

表2.2.7.1-3 2002年内部运行事件按报告编写部门分布

单位：起

部门	CSD	CTC	MEE	MCS	MIC	MOT	MRM	MSM	OPA	OPH	OPO	OSL	TEM	TEN	TTS
内部运行事件	1	2	9	8	10	1	18	1	7	18	3	12	10	3	1

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MRM、OPO、MSM等）。除生产部门外，事件报告的分析编写还涉及到通信、交通等部门，这说明作为管理工具之一，事件分析逐渐在更大的范围内发挥作用。

2002年9月份开始，电站对原经验反馈流程进行了调整，将大部分内部运行事件报告的审查转由各编写部门自己负责，较重要的设备故障事件由电站根本原因分析小组进行独立分析。

内部运行事件发生较多的系统见表2.2.7.1-4。

表2.2.7.1-4 内部运行事件发生较多的系统

系统	事件数	主要事件
RIS	6	继电器短接；执行定期试验时一回路被硼化；试验时 2RIS04BA 被误稀释；2RIS013VB 热电偶动作使安全注入系统 B 列可靠性下降；2RIS075VB 关闭后故障；1RIS287VP 内漏导致 PT1RIS060 不合格
RCV	6	SIP 试验过程中 RCV 下泄自动隔离；抓具下降过程中 2RCV001FI 倾倒；1RCV012MN 失电导致 1RCV002BA 被充满；未及时更换 2RCV001FI 导致 2RCV224VP 外漏；2RCV003/004FI 泄漏；2RCV050VP 盘根吹扫孔出现硼结晶
RCP	5	1RCP320VP 等阀门密封性试验不合格；RX 厂房 20m 水池中发现异物；走错间隔导致 RCV 下泄隔离；稳压器硼浓度异常上升；RX 水池底部出现“热粒子”
PTR	5	反应堆水池混浊影响关键路径 9.5h；1PTR110VB 的隔离票误挂到 2PTR110VB 上；1PTR001PO 工作中发生污染；2PTR001DE 入口三通管盲板垫片泄漏；传输池硼水泄漏
RRI	4	校验 2RRI001MD 时引发 2RCP01PO 热屏冷却水流量异常报警；1RRI/2SEC 管道腐蚀；主控制室用 TPL 无法关闭 1RRI282VN；2RRI001PO 单相电源接地

4. 重发事件

在内部运行事件中有 15 起被认定为重发事件，占总数的 13%，清单见表 2.2.7.1-5。

表 2.2.7.1-5 重发事件统计

事件编号	事件描述
IOER-1-20020005	1GGR003ZV 风机断轴
IOER-1-20020007	主控制室用 TPL 无法关闭 1RRI282VN
IOER-1-20020009	RX 20m 平台水池中发现异物
IOER-1-20020010	SA1 控制棒控制线圈套筒被意外拔出 30mm
IOER-1-20020035	执行定期试验时一回路被硼化
IOER-1-20020042	1VVP003VV 进油管路漏油
IOER-1-20020046	传输池硼水泄漏
IOER-1-20020054	故障处理时误发全厂应急音响报警
IOER-2-20020005	TEG01BA 氧含量最高峰值达到 62%
IOER-2-20020006	执行 PT2RPA013 时 LHP 柴油发电机误启动
IOER-2-20020008	执行 PT2LLS001 时 002VV 意外关闭
IOER-2-20020018	2RCV050VP 盘根吹扫孔出现硼结晶
IOER-2-20020019	2LGC 电源自动倒换不成功
IOER-2-20020022	未及时更换 2RCV001FI 导致 2RCV224VP 外漏
IOER-2-20020044	2RIS013VB 热电偶动作使安全注入系统 B 列可靠性下降

5. 24 小时事件

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

在 24 小时事件单的填写方面，虽然年底并没有进行机组大修，2002 年收到的 24 小时事件单数量仍然达到创记录的 1 310 份（见表 2.2.7.1-6），反映出电站员工整体核安全

意识的持续提高。

2.2.7.1-6 24小时事件单历年统计

单位:起

年份	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
24小时事件单	312	445	557	605	874	956	1310

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系统(表2.2.7.1-7和表2.2.7.1-8)。

表2.2.7.1-7 核岛五个系统

系统	事件单数	主要缺陷
KRT	67	KRT测量通道误发一、二级报警; KRT003MA的流量检测开关被人为损坏; KRT901MA取样泵漏水; KRT036MA通道切换电磁阀无法自动切换; KRT003/004PO跳闸等
RCP	55	2RCP001MO主泵轴电压偏高; 加热器损坏; 2RCP408ZO输出故障; 1RCP401GD故障; 2RCP212VP盘根吹扫孔处有硼结晶; 定期试验发现1RCP320/120VP泄漏; 生物屏电动蔽门无法正常关闭; 反应堆水池内发现异物; 2RCP002BA的防爆膜装反; 工作人员体表沾污; 2RCP033MT上漂等
PTR	47	乏燃料水池内发现异物; 乏燃料水池气闸门齿轮箱漏油; 传输水池底部发现异物; 可燃毒物棒掉入装罐池底部; 乏燃料存储水池与装罐池间水闸门气囊漏气; 水闸门传动轴锁紧装置装反; 重复检修1PTR001PO; 1PTR166VB检修跑水; 2PTR001DE回路被意外隔离等
VVP	29	1VVP002VV主蒸汽隔离阀泄油控制回路内漏; 1VVP112VV的压力控制开关定值下漂; 1VVP001VV闸板导向槽上发现裂纹; 1VVP031PO泵密封组件渗油; 1VVP022MO先导阀故障导致1VVP002VV空气压力低; 2VVP002VV出现油压低报警; 1VVP003VV气动泵空气漏气等
RIS	24	电动头开关时间超差; 电动头马达制动刹车片烧坏; 1RIS006VP泄漏; 1RIS167VP电动头输出力矩过小; 1RIS021BA硼浓度异常下降; 1RIS287VP内漏; 2RIS004/021BA正常和应急加热器定值设置错误等

表2.2.7.1-8 常规岛五个系统

系统	事件单数	主要缺陷
GEX	24	主发电机径向导电杆密封泄漏; 定子冷却水系统泄漏; GEX008AA角高报警; 定子冷却水管进出口法兰漏氢; 1GEX001GE发电机励侧密封瓦有过热迹象; 1GEX001GE发电机励侧密封瓦有碟形变形; 发电机密封瓦内有气泡; 2号发电机C相出线套管端部渗水; 2GEX001GE励磁端密封端盖固定螺栓处渗油等
CFI	24	起吊泵房加氟钡扣断裂; CFI012DG不可用; 杂物把轨道上长有海生物; 加药管堵塞; 耙车和轨道变形; 2CFI031TF轴承座缺油脂导致轴承升温; CFI入口海水中有大量水母等
AGR	23	测量器定值漂移; 跑油; 紧固螺栓松动; 部分回油管道锈蚀; 2AGR201BA油箱回油滤网内部发现异物; 控制油滤网滤芯未安装; 1AGR B列润滑油压偏低; 1AGR104MT定值偏低等
SHY	22	氢气通过阀门处多次泄漏; 氢气瓶检验超期; 阀门内漏等
JDT	21	火警试验时触发主控制室音响报警; 误发火警报警; 4700火警主机遭雷击损坏; 误喷淋; 2JDT001/002CO无法启动导致管网压力低; JDT113VA状态设置错误导致APA泵自动喷淋功能丧失等
CEX	21	2CEX001FI滤网驱动电机卡死; 1CEX026VL气锁功能丧失; 1CEX003PO马达非驱动端南北方向振动大; 冷凝器汽侧膨胀节螺丝断裂; 堵管错误; 2CEX真空异常上升; 凝结水泵跳闸等

2.2.7.2 外部经验反馈

2002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。

2002年开了两次外部事件筛选会，共对40个WANO/FROG事件进行了分析筛选，确定外部运行事件（EOER）13个，做要求进一步反馈的事件（FA）26个，其余作为信息传送的事件。电站最终界定了18个重要的外部事件作为外部运行事件，制定了适合大亚湾核电站、岭澳核电站的预防措施，并纳入内部运行事件的纠正行动跟踪管理。具体的外部运行事件分析列表见表2.2.7.2-1。

表 2.2.7.2-1 2002 年外部运行事件列表

编号	外部事件名称	岭澳核电站和大亚湾核电站采取的纠正行动	备注
EOER-0201	Davis-Besse 电站控制棒驱动机构管座发现裂纹和腐蚀	<ol style="list-style-type: none"> 1.跟踪国际上的研究动态 2.由技术部牵头，联合相关部门，制定硼酸腐蚀检查大纲及其相应的检查程序（参考 NRC 最新出的总结报告，至少涉及化学、在役检查、设备管理、防腐等部门） 3.换顶盖时，对旧顶盖进行全面检查 4.堆顶通风支撑结构改造论证 	
EOER-0202	IP 电厂反应堆紧急停堆并在恢复期间部分失去重要交流直流电源	<ol style="list-style-type: none"> 1.根据本事件涉及到的对电站的 I2.1,I2.2 事故规程进行评价，并对规程中存在的问题和缺陷进行修改 2.确认柴油机的继电保护是按什么标准来执行，与国标或 IEC 标准是否有矛盾之处？ 3.将 IP2 电厂发生的此次事故加入到模拟机教学中 4.收集 IP2 电厂中柴油机系统继电保护电流按一次侧电流校验的情况 	岭澳核电站的 12 月 8 日电缆烧毁事件使电站丧失外电源
EOER-0203	IP 电厂升功率时功率量程通道调整不当导致超功率	生产部门对该事件进行经验反馈学习	岭澳核电站和大亚湾电站均发生过超功率事件，应引起高度重视
EOER-0204	ANGRA 余热导出系统泄压阀打开导致反应堆冷却水丧失	运行处以值为单位进行经验反馈	岭澳核电站电站在调试期间发生 RRA 安全阀打开事件
EOER-0205	Pickering B 核电站取水结构堵塞导致多台机组瞬态和潜在的热阱损失	运行处以值为单位进行经验反馈	
EOER-0208	美国电站因密封胶泄漏引起火灾	已与香港带压堵漏公司联系，将密封胶的技术性能进行了分析研究并采取了相对性的措施；该堵料密封胶闪点为 280℃，自燃点为 450℃，故在二回路上不可燃，可以直接使用；在一回路上为可燃，作业前须进行风险分析、提出防火措施并办理动火证	
EOER-0209	San Onofre 核电站 3 号机组 4kV 断路器故障引起开关箱火灾和主汽轮机损坏	<ol style="list-style-type: none"> 1.修改断路器维修程序以确保断路器的性能 2.制定标准控制断路器箱间的开口 3.在设计和制造方面用更优的开关代替了原主汽轮机应急直流油泵开关并在安装前对瞬时跳闸最终整定值做过测试 4.组织经验反馈学习，提高专业人员警惕意识 	

续表

编号	外部事件名称	岭澳核电站和大亚湾核电站采取的纠正行动	备注
EOER-0210	法国 TRICASTIN 电站 6.6kV 断路器低压断开	<ol style="list-style-type: none"> 1.制定断开和拉出 6.6kV 断路器和接触器的特殊措施 2.操作时佩带皮制的操作手套 3.操作时佩带有面罩的头盔 4.拉长电气试验盒的电线长度, 以保障操作人员操作时的安全 5.保证更衣间内有冷水, 以备护理灼伤之需 6.准备应急急救包, 发生事故的情况下应急备用 7.保证应急电话(紧急电话号码 18)畅通无阻。尤其在敏感场所外设置一个外部机 8.装备目前流行的专门用于实施操作的人员的服饰 9.在运行处内进行经验反馈 10.安装符合设计要求的销子, 以提高相关断路器的安全性 11.评价维护的状况以确保所有同类设备的可靠性, 研究针对总计超过 5 000 次操作的装置的策略 12.制定旨在降低断路器应力的操作规则 	
EOER-0212	恶劣的天气	岭澳核电站与大亚湾电站遭受恶劣天气影响时要采取电厂应急措施, 如降功率	
EOER-0213	Tihange 2 电站中平面水位条件下反应堆意外泄漏	<ol style="list-style-type: none"> 1.协调用于计算机化贴标签系统和计算机化工作监管系统的软件, 使得软件能识别出边界隔离件上的作业并提醒操作人员注意 2.改变工作习惯, 对于为了设定限位开关而使阀门离开正常位置的操作, 要求操作人员应在场 3.改变维修习惯, 除非由于系统设计不得已而为之, 不认可或批准在边界隔离阀上作业 4.停机前 3 个月编写电动阀测试资料。该资料列出停机间将接受作业的所有电动阀, 并包括相关的风险分析结果 5.维修准备人员在大修前列出在停机期间将接受作业的电动执行机构的清单, 准备人员进行风险分析 6.工作负责人要清楚改变阀门状态时的风险, 要变阀门状态时提前征得操作员的同意, 主控制室操纵员同意后方可改变阀门 	
EOER-0214	人员衣服上的热粒子被带出厂区	<ol style="list-style-type: none"> 1.辐射防护科对该事件进行经验反馈学习 2.参照 L-IOER-2-20020005 和 IOER-1-990024 事件报告, 复查相关纠正措施的落实与现状 3.明确核岛系统开口等存在污染风险作业必须进行空气污染监测以便确定防护措施 	在岭澳核电站和大亚湾电站之间运输东西时要严格把关
EOER-0215	秦山第二核电厂 1 号机组短时丧失安全厂用水	<ol style="list-style-type: none"> 1.在维修工作中, 隔离亦以主隔离票的方式可以保证在任何时候有一条取水口供给 SEC 系统。不会发生这类事故 2.严格工作过程管理, 杜绝无票作业 3.承包商的检修工作管理以管理程序形式实施规范化管理和控制, 《承包商工作过程管理》程序全面地覆盖了以工作票为主线的工作流程。检修作业以工作票为中心展开, 业主与承包商的联系就是工作票。对承包商的考核指标中指标(完成工作票总数和人员利用率)是以 COMIS 中的工作票自动统计出来。加强现场作业承包商的培训授权管理, 对其作业设置关键点 QC 控制 4.开展 SEC 设备状况的普查, 发现了 SEC 泵的扬程问题。将组织厂内外专家进行评估, 提出处理意见 5.实行监护制, 并进行明星自检 6.把此事件作为培训教材, 准备在生产线各部进行全员培训 	根据国家核安全局的要求及总经理部的指示, 对于秦山二期的短时丧失安全厂用水事件在岭澳核电站和大亚湾电站进行了反馈学习, 并将纠正行动上报国家核安全局

续表

编号	外部事件名称	岭澳核电站和大亚湾核电站采取的纠正行动	备注
EOER -0216	备用电源可靠性	<p>1.评审有关应急电源系统的设计,确认是否存在引起共模故障的问题。审核有关分析的有效性或者根据需要进行补充分析,以确保能将潜在的共模故障识别出来并采取行动。在本评审中认为有必要时,对系统设计进行适当改变</p> <p>2.评价有关应急电源系统运行操作方法,确认是否存在容易引起共模故障的问题。这些评审应包括应急电源系统在正常、异常和应急情况下的操作方式,监督试验期间的系统配置和为维修活动而建立起来的系统状态条件。在本评审中认为必要时,对系统运行操作方法进行适当的改变</p> <p>3.评审应急电源系统进行改造的过程,以确保对改造过程进行了严格的控制。这些评审尤其应当检验:由有相应知识的人员对提出的改造进行过独立评审和验证,以确保系统设计依据得以维持;改造采用的新设备和新元件符合对安全系统质量的要求;所有的文件、规程和图纸都已更新,反映改造所产生的变化;改造后测试足够严格,除了要查实改造中所涉及到的具体零件或子系统的可用性以外,还要查实整个应急电源系统的可用性;还应应对改造后的应急电源系统进行实地深入检查,以核实改造过的零件和系统的“既成”状态符合设计改造总体方案想要达到的那些状态</p> <p>4.评审应急电源系统的性能监测情况,以确保现行作法能充分识别部件性能的下降。进行本评审的人员应能识别和使用目前的工业界最好做法,以便与核电站上现行的性能监测作法进行比较。应对所监测的参数建立明确的验收标准和明确超过这些验收标准时需要采取的行动。在本评审认为必要时对性能监测作法进行适当修改</p> <p>5.评审应急电源系统的试验情况,以核实这些试验能代表实际需要启动的情况,并且应急时要求动作的设备已验证。进行本评审的人员应能识别和使用目前的工业界最好的作法,以便对核电站的当前试验方法进行比较。在本评审认为必要时对系统试验方法进行适当修改</p> <p>6.核实进行应急电源系统维修工作的承包商人员和核电站员工的工作受到相应的核电站监督人员的密切监督,都得到工作总体要求和允许工作范围的简要介绍,都了解对所做的工作要提供明确的文字记录的要求。确认是否存在容易引起共模故障的维修活动。本评审中认为必要时,对维修方法进行适当的改变</p>	<p>在岭澳核电站,从调试以来,发生在应急柴油发电机系统的事件多达 75 起,其中有些造成柴油发电机严重损坏;有些部件失效造成柴油发电机不可用;有些人误动造成柴油发电机不可用。其中冷却软管及速度探头故障属于共模性质。这些故障严重影响了应急柴油发电机系统的可用性</p>
EOER -0217	VELAN RATEAU 止回阀关闭不到位	修改相关维修大纲:将没有安排定期解体检查的阀门补充进维修大纲	
EOER -0218	韩国蔚珍电站主发电机定子接地故障	<p>1.对转子和定子进行目视检查</p> <p>2.用氦气压力试验检查发电机定子线棒泄漏点</p> <p>3.对发电机定子每相进行绝缘试验——交流耐压试验</p> <p>4.停机大修时做发电机定子线棒气压泄漏试验,发现漏点后对漏点进行处理</p> <p>5.运行期间定期跟踪发电机壳体内氢气露点变化趋势,发现异常及时报告</p> <p>6.通过 FROG 询问韩国蔚珍电站水电接头腐蚀机理,询问韩国电站定子冷却水水质指标和水质标准要求。并请对方提供为防止腐蚀采取了哪些措施;发电机制造商是否为英国 ALSTOM 等信息</p>	

2002年度除了上述的外部运行事件之外，还对从WANO、FROG、EDF、武汉核动力运行研究所等渠道得到的资料进行翻译，并在安全技术顾问周报上登载。

2002年向WANO组织报告了以下大亚湾核电站发生的事件：ER0201工作人员受照剂量超过电站年剂量管理标准；ER0202主变压器故障导致反应堆自动停堆。

2002年4月WANO同行评审小组对大亚湾核电站进行了复审。小组认为大亚湾核电站未能在外部经验反馈方面有效地反馈外部电站发生过的事件，如2001年发生“人员超剂量受照”事件，大亚湾核电站曾作为外部运行事件做了反馈并采取了措施，但在执行措施方面力度不够，未能防止类似的事件在大亚湾核电站发生。同时小组认为电站对WANO发出的重要运行经验反馈报告（SOER）和重要事件报告（SER）未能做及时的响应，故给出不可接受的评价D。2002年电站十年安全评审小组对外部经验反馈进行评审，也发现了类似问题，为此电站在2002年采取了以下措施进行改进：

1. 在收到所有的英文版WANO SOER/SER报告后，要登记并进行翻译（约一个月时间），翻译后将中英文的报告电子文档放在CIS上，并在OUTLOOK上通告。一般的WANO事件报告根据事件的重要性、可反馈性进行翻译；

2. 所有SOER报告要发EOER，并由经理牵头进行深入分析，编写报告和制订纠正行动，经PNSC审查通过；

3. 所有SER报告都应作为EOER由相关部门编写报告，其跟踪过程同IOER的跟踪；如果是多个部门相关的事件，设备方面由TEM牵头开会讨论编写报告，人因方面由安全分析科牵头开会并编写报告；

4. 讨论研究如何利用WANO良好实践和JIT（Just In Time）的经验反馈；

5. 外部事件分析报告的编写质量由OSL安全分析科定期评价；

6. 与电脑中心进行商讨将WANO网站放到CIS平台的可行性研究，以便专业技术人员可以进入该网站查询；

7. 建立OE数据库，该数据库包括经验反馈的所有内容，并考虑增加如：内外部事件报告、WANO良好实践、经验反馈提醒卡、外部电站信息、外部会议报告、出访总结报告、自我评估、外部评估报告、质保监督报告、供货商经验反馈、改造经验反馈、趋势分析报告等。

2002年通过外部联系渠道进行了一些外部查询，主要有：

- （1）12月份运行处通过向WANO发文，咨询有关核电站厂区内是否可以使用无线电话的国外情况，得到了许多回答，为电站使用无线电话评估提供参考；

- （2）11月份，TEM电气科询问韩国蔚珍核电站二回路水质控制的标准和参数等问题，得到了该电站的答复，并建立了联系渠道；

- （3）10月份，OPH回答了英国SIZEWELL B核电站通过WANO巴黎中心询问制氯站着火事件的经验；

- （4）9月份，为了给缩短大修工期，提前开启稳压人孔提供依据，向WANO询问了其他电站是否有缩短停堆到开启稳压人孔的时间，并得到了比利时TIHANGE电站的肯定回答。

2.2.8 执照申请

1. 核安全监督与交流互动

(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)及其派出机构广东监督站(GRO)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2.2.8-1。从检查结果来看,NNSA/GRO提出的纠正行动要求和改进措施和要求的数量与2001年相当,见表2.2.8-2。电站对所有的检查报告在接到报告后的1个月内给予回答,并将需要后续行动的纠正行动和要求均输入CIS进行跟踪,直至关闭。

表 2.2.8-1 检查结果汇总

序号	检查内容	时间	检查结果及发现的问题
1	辐射防护专项检查	4月	满意,提出4项要求。
2	运行事件纠正行动跟踪检查	6月	满意,有5项运行事件的纠正行动未按期完成。
3	应急柴油发电机系统例行检查	6月	基本满意,提出2项纠正措施,9项改进行动。
4	堆芯管理专项检查	10月	满意,无具体改进要求。
5	运行人员培训情况检查	11月	满意,无具体改进要求。

注: NNSA/GRO 检查报告中一般没有具体的检查结果描述,如“检查结果满意,基本满意等”。此种情况下,无纠正措施要求的视为“满意”,否则为“基本满意”。

表 2.2.8-2 年度检查数据比较

年份 \ 项数	检查次数	纠正行动要求	改进措施	建议
1999年	6	7	11	13
2000年	6	2	11	2
2001年	5	2	6	13
2002年	5	2	9	9

(2) 专题会议

对于较大的审评项目和专题,为了使NNSA的审评人员更好地了解项目情况,加快审评进度,2002年电站与NNSA举行的主要专题会议包括:PSR汇报讨论会、PRA审评对话会、RCM交流、大修优化交流、新技术规范审评对话会、18个月换料执照申请总结会、Risk informed汇报交流会等。

(3) 大修相关监督活动

为了保证机组的换料大修活动满足国家核安全法规的要求,在每次换料大修期间,电站都会与NNSA和GRO多次召开相关评审会议,主要的会议包括大修临界前核安全检查会、大修初始报告审查会、大修满功率后评议会、大修在役检查报告审查会等。

2. 安全重要修改及评审

2002年度大亚湾核电站送交NNSA审批及评审的重要项目见表2.2.8-3。

表 2.2.8-3 安全重要修改及评审项目

序号	项 目	备 注
1	封堵 RCP 212/215VP 和 RRA 001/021VP 阀座平衡孔	已获批准
2	安全壳底板钢内衬密封改造	
3	PMC 换料机改进	
4	附加柴油发电机项目改造	
5	旧反应堆压力容器封头暂存北龙处置场	
6	FSAR F 版申请 (18 个月换料修改内容-英文版)	
7	GOR IX 修改申请 (18 个月换料修改内容)	
8	质保大纲 Rev.0 审查	
9	应急柴油机冷却水回路加装逆止阀	
10	反应堆压力容器封头更换	仅 2 号机组获得批准, 1 号机组继续审评
11	十年安全评审大纲	2002 年底未完成审批
12	PRA 报告及模型送审	
13	以可靠性为中心的维修 (RCM) 方法应用申请	
14	EAS 试验管线改造	
15	取消 RIS287VP 及其所在的试验管线改造	
16	取消反应堆压力容器进出口接管及安全端焊缝射线检查的申请	
17	新技术规范修改申请	
18	严重事故管理项目	
19	FSAR Rev.F 修订申请 (中文版)	
20	反应堆压力容器封头更换改造申请 (1 号机组)	
21	18 个月换料高燃耗燃料组件弹棒事故分析方式确认	
22	LX 厂房 24m 增建办公室申请	

3. 特许申请

2002 年大亚湾核电站共向 NNSA 提交了 1 份特许申请, 国家核安全局审评后批准了此特许申请, 详细情况请见 7.13 小节“特许申请汇总”。

4. 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, 广东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 171 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 170 份, 按时提交率为 99% (2001 年按时提交率为 94%)。

2002 年广东大亚湾核电站共收到安全监督部门 (有信两渠道号) 来函共 68 份, 其中国家核安全局 54 份, 国家核安全局广东监督站 14 份。

5. 反应堆操纵员执照申请

(1) 反应堆操纵员和高级反应堆操纵员执照考试 (见表 2.2.8-4)

表 2.2.8-4 执照考试情况

大亚湾核电站				岭澳核电站		
参加考核/人	考核合格/人	合格率/%		合格率/%	参加考核/人	考核合格/人
17	9	52	反应堆操纵员执照考试	100	2	2
13	5	38	高级反应堆操纵员执照考试	41	17	7

根据《核电厂操纵人员执照考核管理办法(试行)》的要求,换照人员须进行换照考试且成绩合格。2002年4月和12月,广东核电共有16位SRO和18位RO参加了在大亚湾核电站培训中心进行的换照考试,并申请换照。

截止2002年12月31日,大亚湾核电站和岭澳核电站反应堆操纵员执照状况如表2.2.8-5。

表 2.2.8-5 反应堆操纵员执照情况

种 类		反应堆操纵员执照		高级反应堆操纵员执照	
		大亚湾核电站	岭澳核电站	大亚湾核电站	岭澳核电站
持照人员	正常持照	44	48	52	31
	正在换照	18	0	10	0
正在申请执照人员		0	0	13	17

6. 环境监督

(1) 2002年环保协调会

2002年8月26日至30日,广东核电合营有限公司与广东省、深圳市环保局召开了年度环保协调会,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) 旧压力容器顶盖暂存北龙方案审评会

2002年11月13日,国家环保总局放射性废物处对大亚湾核电站提出的“旧压力容器顶盖暂存北龙方案”进行技术审评。专家们对报告提出了3条意见:增加暂存背景;选取第1单元的理由;回取方案描述及暂存期间的维护。

2.2.9 国际原子能机构活动

2002年大亚湾核电站继续参加国际原子能机构(IAEA)的亚洲区域合作项目RAS及其他活动,除协助IAEA在大亚湾核电站举办培训、研讨班外,也派员参加了IAEA在其他地区开展的活动。

1. 大亚湾核电站举办的活动

(1) 外部事件PSA培训班

按照IAEA2002年预算外合作项目,2002年5月13日至17日,IAEA在大亚湾核电站举办了外部事件PSA培训班,主题为IAEA-Workshop on Probabilistic Hazards Analysis。IAEA专家Yllera先生组织并担任授课教员,美国专家Afzali先生和日本专家Sakagami先生亦获邀担任培训班教员。大亚湾核电站和岭澳核电站PSA项目相关人员约15人参加了培

训, 秦山核电一期、728 院、核工业第一设计院和国家核安全局亦派员参加了该培训班。培训班主要培训了火灾分析、洪水分析和火灾、洪水 PSA 中的人因可靠性分析, 以及地震 PSA 的内容。

(2) 运行安全研讨会

按照 IAEA RAS 合作项目计划, IAEA 于 2002 年 7 月 8 日至 12 日在大亚湾核电站举办了运行安全研讨会, 主题为 Strategies for Continuous Safe Operation – Risk Informed Management。IAEA 官员 Cook 先生和美国专家 Perry 先生主持并担任授课教员。大亚湾核电站和岭澳核电站相关人员参加了该研讨会, 国家核安全审评中心, 秦山核电一、二、三期的代表也参加了本次研讨会。研讨会主要就风险指引型管理的理念、国际实践以及对风险的管理、自我安全评估等交流与研讨。

2. 国内外举办的 IAEA 活动

大亚湾核电站派员参加了在其他地区开展的 IAEA 活动, 主要包括: 应急响应培训能力提高研讨班、核电站大修管理研讨班(韩国)、核电站仪控系统现代化先进技术培训班(韩国)、运行安全性能自我评估研讨班(武汉)、核安全文化国际会议(巴西)。

2.2.10 对外交流活动及姐妹电站交流

2002 年全年计划安排 40 人·次出境(包括 18 人·次去香港), 由于某种原因未能成行的有 1 人·次, 完成率为 97.5%。计划外出境 11 人·次, 另计划外也有 1 人·次未成行。出国任务主要涉及管理、核安全、应急准备及一些大型项目等领域, 如到 EDF 交流共有 5 人·次, 参加 WANO 会议有 2 人·次, IAEA 活动 2 人·次, 与 18 个月换料、RCM、第五台柴油发电机等项目相关的共有 5 人·次, 设备操作培训及管理培训共有 7 人·次, 辐射防护相关会议 2 人·次, 设备验收及人力资源考察各 1 人·次。

2002 年出境目的地包括法国(19 人·次)、香港(18 人·次)、韩国(2 人·次)、瑞士(2 人·次)、美国、日本、比利时、英国、德国、奥地利各 1 人·次。

1. 2002 年度重要的交流活动

(1) 2002 年 9 月 2 日至 4 日电站一行 9 人到秦山核电一期进行姐妹电站交流, 交流的内容包括日常生产管理、日常维修、风险控制、三废控制、设备失效管理、人因失效防范、物流仓储管理、业绩指标体系、厂房日常维修等。参加此次交流的还有江苏核电站公司、秦山二、三期的代表, 并在交流会上签署了 6 个电站的姐妹电站交流协议。按此协议, 以后每年将定期进行相互经验交流。

(2) 2002 年 10 月 23 日至 25 日, WANO 巴黎中心派 4 名教员在大亚湾核电站进行了 WANO JIT (Just In Time) 经验反馈推广培训, 电站有 28 人参加了此次培训。此次培训的目的是介绍 WANO JIT 的内容和应用, 同时介绍了其他电站使用 JIT 的实际情况, 为电站推广 WANO JIT 的经验做好准备。

(3) GNPJVC-EDF 维修组织与质量控制研讨会于 11 月 11 日至 14 日在公关中心召开。此次研讨会人员包括来自法国 EDF 公司、EDF 北京办事处、秦山核电、江苏核电、总经理部 EDF 顾问、生产一部、生产二部、质保部、技术部以及维修部的员工及顾问共 49 人。这是首次以维修部为主组织召开的高水平、大范围的维修管理研讨活动, 目的是

为了更好地适应即将到来的广东核电群堆管理模式下四台机组的维修重任。

(4) 2002年12月16至18日秦山核电一行9人来大亚湾核电站进行十年安全审评的经验交流。

2.3 工业安全

2.3.1 工业安全统计

2002年工业安全指标统计情况见表2.3.1-1。工业安全事故率定义为每二十万人工作小时的事故数，工业事故严重度定义为每千人工作小时的损失工作日数。其中指标计算公式为：

$$\text{工业安全事故率 } F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时数}} \times 2 \times 10^5$$

$$\text{工业事故严重度 } G = \frac{\text{损失工作日数}}{\text{总工作小时数}} \times 1 \times 10^3$$

表 2.3.1-1 2002 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	1
轻伤事故次数	≤3	1
工业安全事故率 F	≤0.1	0.124
工业安全事故严重度 G	≤0.09	0.015

1. 工伤事故

2002年发生两起工伤事故，见表2.3.1-2。

表 2.3.1-2 轻伤事故

序号	事故编号	描述	损失天数
1	DN2002013	2002年10月14日，职业医疗中心一名医生在搬运手术床时，床板挤伤左手两手指，记轻伤事故一起	0
2	DA2002001	2002年4月14日，一名在服务处加工班工作的东北电建公司员工，在清扫卷板机时，未切断电源，右手卷入卷板机，伤及手指、手掌，送医院治疗。记重伤事故一起	47

2. 工业安全未遂事件

2002年共发生工业安全未遂事件13起，按风险分类见表2.3.1-3。详细事件描述请参阅7.11.2节“工业安全未遂事件汇总”。

表 2.3.1-3 未遂事件潜在风险分类

风险类别	落物打击	机械伤害	触电	烫伤	坠落	其他
次数	3	2	1	3	1	3

3. 工业安全指标变化趋势比较

2002 年工业安全指标变化趋势见表 2.3.1-4。

表 2.3.1-4 2002 年工业安全指标变化趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
工业安全 事故率	0.128	0.127	0.126	0.189	0.188	0.187	0.186	0.185	0.185	0.246	0.184	0.124
工业事故 严重度	0.011	0.010	0.010	0.014	0.020	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.020	0.015

2.3.2 工业安全管理

1. 工业安全总体状况

除了工业事故率外，其余均控制在目标范围内。

2. 2002 年的主要工作

(1) 协调市技术监督局、MRM 完成了 51 台起重机的年检。

(2) 与 MGS 一起完成了电站手动葫芦、钢丝绳、吊带、卸扣、吊环螺钉等 2 812 件吊索具的年检，并首次进行了载荷试验；完成了磨光机、电钻等 699 件电动工具的年检；对现场 379 台锚头吊进行了检查，针对存在的问题，与 MRM 一起制订了管理和使用规定。

(3) 督促对现场的氢气储存钢瓶进行了打压试验，消除了潜在的安全风险。

(4) 推进五星级厂房管理，实行了“厂房缺陷跟踪”制度。

(5) 发出整改通知 24 份，办理动火证 1 314 份、物品存放证 130 份、物品准运证 412 份。

(6) 参与完成制氢站改造的调研论证工作。

(7) 完成带氢堵漏 (GRV) 工作中的风险分析及作业控制。

(8) 抓好“三防”工作，做好季节性防灾，完成节前安全检查，及时消除安全隐患，确保节假日机组的安全运行。

(9) 规范高风险作业监督，制定了高风险作业监督指令。

3. 存在问题

(1) 《安全生产法》颁布后，需尽早参照该法改进电站的安全生产管理。

(2) 承包商的安全管理问题日渐突出，成为电站安全管理的一个薄弱环节。

(3) 特种作业的审查管理有待加强，安全监理人员在特殊作业方面的知识还须提高。

(4) 厂房经理和各处安全员应有的作用没有得到充分发挥。

(5) 部分系统专用的吊索具因各种原因已多年未做过试验，存在安全隐患。

2.4 消防

2002年, 电站未发生火灾事件, 发生一级火险事件4起, 小于控制目标(8起)。其中人因导致的事件2起, 因电气原因导致的事件1起, 因机械原因导致的事件1起。全厂消防系统可用率基本保持在99%的目标值上。

1. 2002年完成的主要工作

(1) 十年安全评审工作

完成了核安全相关防火分区的重组和调研工作; 对电厂防火元件和系统(防火门、防火封堵、防火挡板、探测系统)的实际状况进行了检查; 完成四个分项的检查报告。

(2) 全厂灭火器年检

此次年检共检查灭火器1441具, 其中干粉783具, 二氧化碳658具。发现2具超压、8具失压、12具严重腐蚀生锈, 对存在问题的灭火器进行了更换。同时升版灭火器年检程序, 提高年检标准, 并对全厂JPS系统分布进行普查, 修改分布图18张, 新增分布图5张, 取消过期图纸2张。

(3) 消防相关培训与演习

本年度进行消防培训共45期, 培训人员共1206名, 同时完成6门培训教案的更新工作。另按计划完成7次消防演习。

(4) 消防行动卡的升版

消防行动卡升版工作是将原有的行动卡330份通过细化火警区、增加火警区彩色标识等修正后升版为701份, 目的是提高火警响应的快速性和准确性。截止到年底已有330份按计划阶段性完成, 预计至2003年7月可如期完成。同时设计和制作了新的行动卡柜。

(5) JPU 阀门井全面普查及初步整治

对JPU阀门井状况进行普查发现76%的JPU阀门井积水, 管道阀门锈蚀普遍存在。据此状况OPH已协调相关部门, 开始逐步落实抽水、清污、防腐或阀门的国产化替代的一系列解决方案。现前两项工作已结束, 余下工作正在进行中。

2. 主要问题

(1) ZB 贮气瓶区漏氢事件多。氢气的采购运输易使管线螺纹连接处松动, 这些问题是引发氢气泄漏的主要影响因素。工业安全科针对此状况已加强了检测频度, 提高了监督要求, 但问题的最终解决要取决于氢站的改造。

(2) 0JPU, 9JPD系统管道、阀门等设备维护性工作应纳入日常预防性维修大纲, 现OPH正推动相关部门落实此项工作。

(3) 随着岭澳核电站的商运, 消防队灭火力量尤显不足, 人员及装备欠缺。公司已考虑组建义务消防队, 此项工作正在进行中。

2.5 辐射防护

2.5.1 年度辐射防护总体评价

2002年大亚湾核电站辐射防护主要指标及完成情况见表2.5.1-1。

表 2.5.1-1 2002 年辐射防护指标的目标值与结果 (全厂)

指标	目标值	结果值
集体剂量/(人·Sv)	< 0.7	0.735
最大个人剂量/mSv	< 20	6.697
人员体内污染/人次	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控/次	0	0

2002 年电站的集体剂量超过原预定的目标值，主要与 1 号机组第八次大修的量结果超预定目标值和 2 号机组的停机检修有关。WANO 公布的 2001 年压水堆核电站三年滚动平均的最佳四分值为 0.62 人·Sv/(堆·年)，大亚湾核电站的对应值为 0.539 人·Sv/(堆·年)。电站的集体剂量指标处于先进行列。

与以往不同的是，2002 年只进行了一台机组的换料大修。为此电站的全厂集体剂量较往年明显减少。

大亚湾核电站已进入第九个运行周期，设备的辐射水平稳中略有上升。尽管 ^{60}Co 的作用不是十分突出，但由于 $^{110}\text{Ag}^m$ 的来源不清楚和不易去除的性质，使其对电站设备的辐射上升和人员的受照产生较大的影响。截止到 2002 年底，电站共有辐射热点 40 个，但不包括反应堆厂房内的设备、三废处理系统的水过滤器和除盐等设备。一般来说，设备的辐射水平和流经其的放射性流体有关，特别是当放射性流体中的辐射“热粒子”和一些不易去除的放射性核素，如 $^{110}\text{Ag}^m$ 和 ^{60}Co 等，附积在设备的内表面。

2.5.2 个人剂量监测

1. 外照射剂量监测

2002 年外照射剂量监测见表 2.5.2-1。

表 2.5.2-1 外照射剂量监测统计

项目	监测人次	监测人数	集体剂量/(人·mSv)	人均剂量/mSv	最大个人累积剂量/mSv
大亚湾核电站	83 903	1 932	735.30	0.38	6.697
岭澳核电站	92 457	2 289	33.28	0.015	1.547

2002 年大亚湾核电站集体剂量较去年下降 46.2%，人均剂量则下降 37.7%。

GNPS 和 LNPS 的集体剂量分布如表 2.5.2-2 和表 2.5.2-3 所示。本年度两电站的热释光剂量计 (TLD) 测量结果如表 2.5.2-4 所示。完成 TLD 双轨制监测为 240 人·次，监测

结果与对方相差 $\pm 15\%$ ，符合国家标准的规定

表 2.5.2-2 2002 年度 GNPS 集体剂量分布

剂量段/(人·mSv)	0~0.5	0.5~1	1~2	2~5	5~10	10~20	20~50	合计
监测人数	1 471	241	149	70	1	0	0	1 932
人数百分比	76.14%	12.47%	7.71%	3.63%	0.05%	0	0	100%
集体剂量/(人·mSv)	136.696	171.712	210.144	208.49	6.697	0	0	733.739
剂量百分比	18.63%	23.40%	28.64%	28.41%	0.91%	0	0	100%
工 时	84 529.115	35 978.76	34 959.278	22 498.28	307.053	0	0	178 272.5

表 2.5.2-3 2002 年度 GNPS&LNPS 集体剂量分布

剂量段/(人·mSv)	0~0.5	0.5~1	1~2	2~5	5~10	10~20	20~50	合计
监测人数	3119	243	150	71	1	0	0	3584
人数百分比	87.03 %	6.78 %	4.19 %	1.98 %	0.03 %	0	0	100 %
集体剂量(人·mSv)	156.839	173.417	211.699	211.167	6.782	0	0	759.904
剂量百分比	20.64 %	22.82 %	27.86 %	27.79 %	0.89 %	0	0	100 %
工 时	263 686.151	42 236.22	37 623.155	23 774.23	494.662	0	0	367 814.414

表 2.5.2-4 2002 年度 GNPS&LNPS 热释光剂量计 (TLD) 测量结果

电站	γ 监测 /(人·次)	γ 剂量 /(人·mSv)	最大个人 γ 剂量/(mSv)	中子监测 /(人·次)	中子剂量 /(人·mSv)	最大个人中子 剂量/(mSv)	总剂量 /(人·mSv)
大亚湾核电站	7 026	204.6	4.91	58	1.56	0.21	206.16
岭澳核电站	6 463	20.27	1.32	59	7.12	1.17	27.39

2. 内照射剂量监测结果

2002 年度内照射剂量监测为 3 206 人次，全部监测结果小于最低探测，没有发现受到内污染的个案。这说明工作人员的内照射防护意识得到了加强，电厂的内照射防护工作保持在较高的水平。

3. 剂量监测的质量保证

2002 年度完成了外照射个人剂量计的比对工作，其目的是检验 TLD、DM91、DMC2000 三种个人剂量计响应的准确性和一致性。从这三种剂量计在现场和实验室比对测量结果可看出：TLD 和 DM91 的一致性较好，这两种剂量计的测量值比标准值约高 5% 左右，DMC2000 与 TLD 和 DM91 相比，DMC2000 的响应值普遍较小，它比标准值约小 5% 左右。所有这些偏差都符合国际辐射防护委员会对常规监测中个人剂量计不确定度的要求。

2.5.3 运行辐射防护管理

1. 集体剂量评价

电站年度非大修集体剂量 187 人·mSv (包括 2 号机组的非计划性小修)。虽然电站非大修剂量控制良好，但 3, 4 月份的非计划停机小修、9TES018VS、9TES002BA 纠正

性维修等检修活动，仍然产生了较高的集体剂量代价，给电站的辐射剂量控制带来了不利的影响。此外，废旧控制棒导向筒和可燃毒物棒的处置两项活动也产生了一定的剂量代价。表 2.5.3-1 为超过 1 人·mSv 现场活动统计。

表 2.5.3-1 非大修期间集体剂量超过 1 人·mSv 的现场活动

检修项目	剂量统计/(人·mSv)	检修项目	剂量统计/(人·mSv)
机组停机小修增加剂量	约 20	9TES018VS 内漏处理	4.2
TES 树脂固化	8.0	2PTR166、172VB 处理	1.8
TES 高放射性浓缩液固化	4.3	9TES002BA 溢流处理	2.0
9TEU006PO 纠正性维修	1.0	可燃毒物棒处置	4.7
旧导向筒处置	6.0	以上项目合计	52

如上所示，日常剂量中超过 1 人·mSv 的现场活动总剂量为 52 人·mSv，占非大修剂量的 30%，其中主要为纠正性维修、工程改造和固体废物处理工作，今后应根据这些活动的特点加强对日常活动的风险分析和预防。

2. 地面污染

本年度非大修期间的地面污染事件共 22 起，较以往有所增多，其中有 13 起是由于设备（泵、阀门、管道等）的直接泄漏而引起，占总事件的 59%。人因失误造成的地面污染事件 9 起，占总事件的 41%。由于设备缺陷造成地面污染占了主要部分。

3. 人员沾污

本年度非大修期间未发生人员污染事件，一般性手部沾污 6 起，较以往有所增多。一方面表明非大修期间的生产活动比较多，另一方面一些工作人员的防护意识与技能仍有待提高。

4. 辐射防护管理模式的调整

在认真总结和反思第八次大修的辐射防护工作的被动局面，电站提出了辐射安全监督工作由单一的现场监督向风险预防转变的要求。作为电站辐射安全管理的职能单位，辐射防护科逐渐地介入了电站的日常生产项目组的工作，全面了解生产活动信息、在线控制计划、准备，审查作业文件，协调安排现场的防护工作，主动、全面和有序地对现场活动进行跟踪和管理，成功完成了辐射安全管理模式的转变。

5. 建立日常工作管理系统，提高管理效率

辐射防护日常现场管理系统包括日报、周报、月报和月度管理指标。为达到记录的规范化、标准化和及时、有效地共享现场辐射防护及控制区管理的相关信息的目的，辐射防护日常管理系统于年中自行开发并投入使用，它具有的工作交接、现场状态跟踪、工作计划安排、缺陷处理及跟踪、信息统计、数据分析和员工业绩考核等功能，提高了辐射防护工作的管理效率。

6. 辐射防护运行值工作模式的调整

为优化辐射防护科的生产力和提高现场的辐射安全管理的效率，辐射防护科策划和推动了正常运行期间运行值工作模式的调整，通过让现场运行人员参与和负责重要项目的管理，促进了现场技术人员由单一的现场监督向生产全过程管理的转型，起到了减员增效的效果，也加强了现场的监督和支持的力度。

2.5.4 大修辐射防护管理

1. 大修辐射防护指标及结果

1号机组大修自2002年1月24日开始到2月27日结束,历时34.5天。期间未发生任何造成后果的辐射安全事件,也未出现因辐射防护活动而延误大修关键路径的事件,特别在是人员、地面污染的控制,更是取得了电站大修的历史最佳记录。具体结果见表2.5.4-1

表 2.5.4-1 大修辐射防护指标及结果

指 标	结 果	目 标 值
集体剂量/(人·mSv)	548	≤465
体内污染事件/起	0	0
地面污染扩散事件/起	1	≤2
违反辐射防护规定事件/起	3	≤3
放射性物质失控/起	0	0
体表污染事件/起	1	≤4
个人剂量≥10mSv	0	0

2. 辐射防护管理措施

(1) 指标管理与责任制

大修前的准备阶段,辐射防护科认真研究了本次大修的检修项目,并依据辐射风险选定了10个项目(或专业)作为辐射防护重点关注的对象。同时,对这些项目制定了辐射安全的管理指标,明确了辐射防护任务和责任。根据工作指令中的检修步骤,与维修人员共同制定了剂量控制、防止放射性污染的防护措施。特别是对第一次进行的高辐射、高污染风险的RRA/RCV管道改造现场,根据分项活动及步骤分别制定了集体剂量、个人剂量控制目标和详细的防护方案。对现场进行有效的辐射风险控制奠定了良好的基础。结果,该现场不仅保质和按期完成工作,也将各辐射防护指标控制在预定值之内。

(2) 风险分析与控制

大修前,辐射防护科审核了所有与辐射相关的项目检修工作文件包。在此基础上,设置了辐射防护控制点(H点和W点),审查了风险分析和安全措施等内容。通过经验反馈,补充制定了相关规定。如高辐射风险的识别与控制原则,强调了风险分析的重要性;实行了纠正性大修工作票全部经过辐射防护审查的制度。此外,重点对高放射性物品的操作、控制区内专用吸尘器存放使用、大盖组污染工具存放等具有潜在重大辐射风险的活动物品落实了管理措施,将风险分析和安全控制措施做在了前面。

(3) 现场监督

在大修中对辐射防护重点关注的10个专项活动(现场)实施了辐射防护专人、全过程的跟踪和控制。对占大修总集体剂量59%的10个专项的高风险活动做到了有效的现场控制,也通过与工作人员的现场交流,共同提高了辐射防护技能。

(4) 辐射源项控制

辐射源项控制是降低控制区场所剂量率的基础和关键。根据2号机组第八次大修的经验反馈,在本次大修前制定和落实了一系列与辐射源项控制有关的纠正行动与措施,如大修前更换了9TEP006DE除盐床。使大修的大部分现场剂量率水平基本正常。

本次大修也发生了3起以往未曾出现过的辐射剂量率的异常事件:

1) 反应堆装料结束且堆水池排水后,在水池底部发现一粒4Sv/h的高放射性“热粒子”。

2) 1RCV003FI接触辐射剂量率达到前所未有的0.8Sv/h;

3) RCV系统下泄管线6号测量点的接触辐射剂量率达25mSv/h,持续约1小时。

虽然在辐射防护人员的良好控制下,未造成后果。但如何控制高剂量率的“热粒子”的产生,以及在出现高剂量率“热粒子”后怎样限制其对人员的影响,是摆在辐射防护和放射性废物管理等专业人员面前的一项新课题。

2.5.5 辐射防护培训

1. 授权培训

2002年进行辐射防护培训包括辐射防护二级(305h)4期,95人·次,较2001年少,主要是由于岭澳核电站工程部和承包商需二级授权人数的减少;辐射防护复训(610)38期,951人·次。

2. 辐射防护在岗培训

根据生产需要和工作的进展情况,辐射防护科在2002年共举办了21个专题的岗位技能培训,总学时数为1250人·时。

针对2001年2号机组第八次大修中所发生的人员意外照射事故,辐射防护科在本年度为进一步提高辐射防护人员的工作技能,做了一系列的经验反馈与在岗培训:辐射防护相关事件经验反馈、辐射防护标准与限值、源项控制、外部辐射防护最优化动态、辐射测量、剂量控制仪表的故障处理等。

其中,为进一步提高RP人员现场监测准确性,聘请外单位专家进行相关培训,如中小辐射场的监测与中子剂量估算,多核素空气污染的结果分析,表面污染监测中有关采样方法效率等。

为规范辐射防护人员现场监督的标准、使他们清楚监督的准则与要求,2002年度辐射防护科内部组织了一系列相关程序学习和自我考核,如第八次大修出台的临时规定汇编、辐射防护标准与限值、新版程序介绍和控制区与高辐射工作管理规定等。

为促进科内信息沟通,辐射防护科针对当年实施的一些重大改造和工程项目组织了相关的在岗培训,如旧控制棒导向筒处置方案、反应堆压力容器顶盖更换和可燃毒物棒处置准备情况的介绍等。

此外,还有如下一些培训内容:KRT系统培训、辐射防护信息管理系统的使用培训、运行岗位技能要求培训、放射源管理培训、职业安全信息管理与咨询系统培训等。

第三章 岭澳核电站生产准备与安全运行

3.1 电站运行

3.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

岭澳核电站组织机构及功能与 2001 年相同, 没有发生变化, 即 6 个运行值、支持组、大修组、程序组、培训组、化学科和管理科, 正式员工 186 人。为了适应机组商业运行后生产管理的需要, 人员配备进行了进一步的调整和优化: 每个值配备了 1 名副值班长和 1 名隔离经理; 利用 5 名派往调试队的启动工程师重返运行处的机会, 强化而且均衡了 6 个运行值的力量; 7 名主控制室操纵员考取了高级操纵员执照; 完成了 3 批中级现场操作员的选拔; 完成了大修的人员配备; 抽调了 1 名副值班长、1 名主控制室操纵员和 4 名运行技师充实到支持组队伍。

2. 运行接产活动

对于岭澳核电站, 2002 年的中心任务是机组总体调试启动。运行处 2002 年的工作可以大致划分为 3 个方面: 1 号机组从 2001 年底首次装料结束到 5 月 28 日投入商业运行期间的调试运行; 2 号机组从 2002 年初冷态试验结束到年底的调试运行; 1 号机组投入商业运行后的机组安全运行。

对于 1 号机组从 2001 年底首次装料结束到 5 月 28 日投入商业运行期间的调试运行, 运行处继续沿用了大修组对总体调试计划的参与和控制模式。运行处充分发挥值长会的龙头作用, 结合横向的隔离经理会和主控制室操纵员会, 进行有效的经验反馈, 遏制了性质不同的事件高峰。

在 5 月 28 日 1 号机组投入商业运行之前, 2 号机组的总体调试实际上也在同步进行。1 号机组总体调试结束后, 运行处认真回顾、分析和总结了 7 次停堆事件和与运行相关的人因事件, 于 6 月中旬对主控制室操纵员以上人员进行了专项培训。紧接着在 6 月下旬与调试队召开了 2 号机组总体调试研讨会。总结的良好经验包括: 统一的调试生产 3 天滚动计划; 统筹全局的调试生产联合早会; 装料后按照运行技术规范的要求对机组状态的控制; 汽轮机首次冲转至并网的组织方式、沟通渠道与培训安排; 大运行瞬态试验组织方式、风

险分析、事故预想和试验前交底会；商业运行前消缺小修计划与组织模式。需要改进的问题有：切实贯彻“以计划为龙头”的原则；明确调试活动的指挥线与接口；确定重大问题的决策途径；建立小调试试验风险控制机制；改进二回路水质控制方式。由于充分吸取了1号机组首次临界后7次停堆的失误教训，针对管理薄弱环节采取了有效的防范措施，2号机组不仅于7月15日提前实现了首次装料里程碑，而且从8月27日首次临界至年底，非计划停堆次数为零。

1号机组自5月28日投入商业运行到12月31日，保持连续运行221天，无停机停堆。商业运行后46天即实现了主控制室“零报警”运行，取得了大亚湾核电站当年用近4年的时间才获得的成果。为了防止由于设备缺陷未及时消除而导致的机组停机停堆，2002年建立并强化了4个层面的管理制度：紧急行动由当班值长推动，维修ON-CALL人员响应；短期行动由生产早会推动；中期行动由生产周会和专项技术小组推动；长期行动由设备管理人员和可靠性跟踪小组月会推动。为了防止人因失误导致的机组停机停堆，也从4个方面入手进行控制：运行活动风险控制，工作过程风险控制，走错机组风险控制，节日周末风险控制。特别是“走错机组风险控制”在1台机组商业运行、另外1台机组调试的特定状态下发挥了关键性作用。

3. 运行管理改进

在2002年3月运行值量化管理试行期结束前，运行处组织召开了专题值长研讨会，根据试行过程中发现的问题修改了指标项目，调整了指标的权重，重新确定了2002年度的“十八项管理指标”及权重，并正式付诸实施，要求每位值长将量化指标分解到每一位员工，使之成为管理操作的杠杆。

针对2001年8月IAEA对岭澳核电站生产准备进行Pre-OSART评审时提出的与运行相关的改进要求和建议，运行处重点采取了以下改进措施：落实了运行值整值模拟机复训，有效训练了运行值在事故状态下的团队合作能力；在PQOM管理程序中明确了持照人员离岗1个月以内返岗和更换1、2号机组值班的影子培训要求，以及离岗1个月以后返岗的影子培训内容，并且付诸实施；现场操作员和现场主管实行分区授权；建立并试行了设备缺陷挂牌制度；对照OSART导则升版“运行值班管理”中对于现场巡视管理的要求，修改了PQOM程序。在2002年11月IAEA对岭澳核电站进行的Pre-OSART跟踪检查中，除设备缺陷挂牌处于进展良好状态以外，其他所有与运行相关的改进要求与建议均已关闭。

3.1.2 机组运行状态

2002年岭澳核电站1号机组运行状态见图3.1.2-1至图3.1.2-6。

2002年岭澳核电站2号机组运行状态见图3.1.2-7至图3.1.2-8。

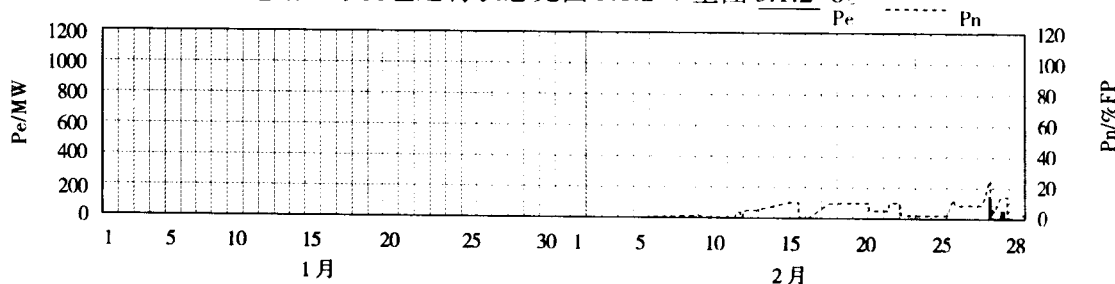


图 3.1.2-1 岭澳核电站 1 号机组运行状态（1、2 月份）

说明：

- (1) 2月4日 16:12 反应堆首次达临界。
- (2) 2月10日 14:25 反应堆功率达 3.5%FP。19:24 第1次非计划反应堆自动停堆，由 TPRPN51 试验，ATWT 定值低引起。22:30 反应堆重新达临界。
- (3) 2月14日 12:55 APP133VL 管段断裂。14:45 反应堆功率降至 1.5%FP，15:48 因 ASG001BA 水位达 9.5m，16:15 反应堆后撤至热停堆。
- (4) 2月16日 10:40 反应堆功率达 9.5%FP，12:28 汽轮机首次冲转，17:30 APP B 列泵连通管支撑断裂，18:20 汽轮机转速首次达 3 000r/min。
- (5) 2月26日 8:24 汽轮机冲转，8:40 汽轮机转速达 3 000r/min，11:30 反应堆功率达 13.0%FP，14:40 发电机首次并网，14:30 逆功率保护动作，汽轮机自动停运，15:15 汽轮机冲转达 3 000r/min，15:42 汽轮机手动停运。17:40 反应堆功率达 25.0%FP，18:03 并网，150MW，19:05，降功率至 132MW，汽轮机手动停运，反应堆功率达 5.0%FP。

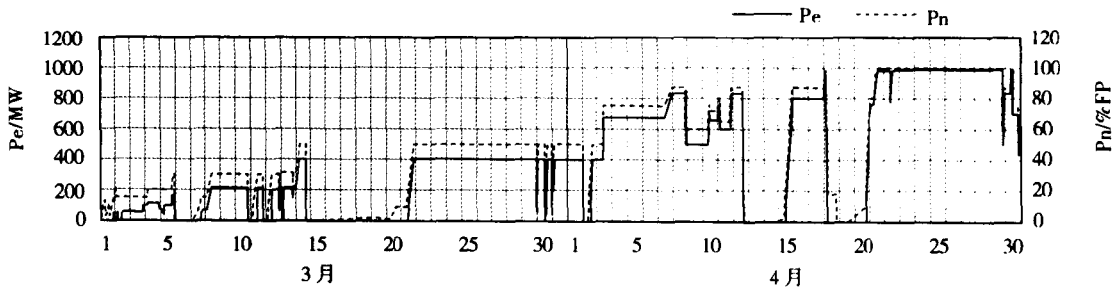


图 3.1.2-2 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (3、4 月份)

- (6) 3月2日 4:05 一回路冷却剂电导率和 Na^+ 升高，手动停机，10:13 汽轮机冲转，10:35 并网，50MW，13:00 功率至 65MW。
- (7) 3月5日 22:35 由于没有退出发电机出口开关保护，ATWT 导致第2次非计划反应堆自动停堆。
- (8) 3月10日 19:11 执行 TPRPN51 未闭锁 RPN014MA，误发核功率高，R 棒下插，功率降至 91MW，19:12 ARE032VL 故障，卡在 5% 开度，导致第3次非计划反应堆自动停堆。
- (9) 3月11日 1:30 18:50 APP 两台泵抢水导致蒸汽发生器高高水位，导致第4次非计划反应堆自动停堆。
- (10) 3月13日 1:35 执行 TPRRC59 停机不停堆试验。
- (11) 3月14日 蒸汽发生器高水位，导致第5次非计划反应堆自动停堆。
- (12) 3月15日 ~3月18日 常规岛消缺。
- (13) 3月20日 16:50 反应堆功率达 9.0%FP，18:13 汽轮机冲转，11 号轴瓦温度达 93℃，手动停机。二回路设备消缺。
- (14) 3月21日 10:36 反应堆功率 13.0%FP，汽轮机冲转，11:08 并网。
- (15) 3月30日 11:50 执行 TPRRC59 停机不停堆试验，12:29 汽轮机冲转并网。23:45 执行 TPRRC57 汽轮机甩负荷 (厂用电) 试验。
- (16) 4月2日 0:35 执行 TPCOR53 落棒停堆试验。机组消缺。9:30 反应堆临界，14:30 反应堆功率达 9.5%FP，14:40 汽轮机冲转并网。
- (17) 4月8日 21:35 一回路冷却剂电导率和 Na^+ 升高，怀疑冷凝器有漏，功率降至 500MW，停运 CRF002PO。
- (18) 4月12日 15:20 二回路水质恶化，降功率。17:08 机组解列。17:17 蒸汽发生器高高水位，导致第6次非计划反应堆自动停堆。进行冷凝器查漏
- (19) 4月14日 21:20 冷凝器堵漏结束，反应堆临界。
- (20) 4月18日 19:30 二回路水质不合格，反应堆功率降至 0.2%FP。
- (21) 4月19日 3:47 ASG001BA 水位低于 10.41m，撤至热停堆。13:24 反应堆临界。
- (22) 4月21日 0:35 功率至 675MW，反应堆功率 75.0%FP，4:25 功率至 760MW，反应堆功率 80.0%FP，

8:30 升功率, 11:05 反应堆功率 97.0%FP, 14:28 功率至 982MW, 反应堆首次达满功率。

(23) 4月22日 10:48 GRV 密封性试验, 误关 GRV821VY 导致 GRV001MP 为零, GST027VN 自动关小, 汽轮机自动甩负荷至 755MW。11:20 升功率, 15:10 功率至 984MW。

(24) 4月30日 9:20 功率升至 990MW, 反应堆功率 100.0%FP。执行各台阶段热平衡试验: 12:00 功率降至 75.0%FP, 19:20 功率降至 440MW, 反应堆功率 50.0%FP。

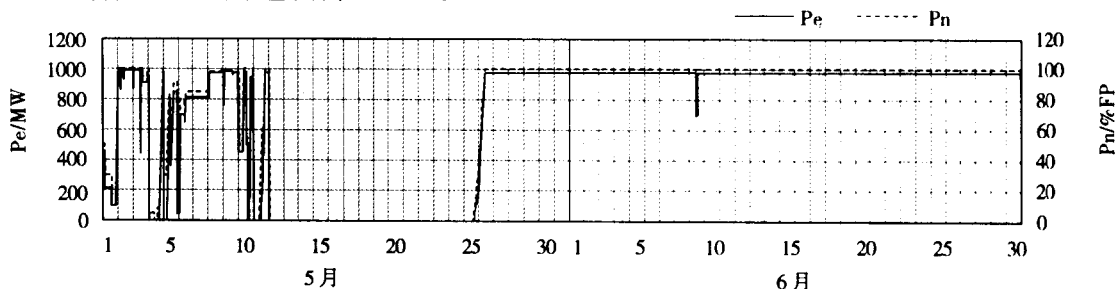


图 3.1.2-3 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (5、6 月份)

(25) 5月4日 0:48 执行停机不停堆试验, 0:53 反应堆功率降至 53.0%FP 时, 出现冷凝器故障信号, 导致第 7 次非计划反应堆自动停堆。

(26) 5月5日 0:00 成功重做停机不停堆试验。5:17 汽轮机冲转并网

(27) 5月11日 0:00 再次执行断负荷开关试验, 停机, 不成功。11:55 汽轮机冲转并网。

(28) 5月12日 1:40 执行 TPRRC58, 进行手动停堆试验。8:45 进行一回路降温降压。至此, 调试全部结束, 进行商业运行前小修。

(29) 5月28日 0:00 宣布进入商业运行。功率 973MW。

(30) 6月9日 11:40 反应堆功率降至 75.0%FP, 执行 TPVVP53 试验。14:11 升功率。15:20 功率至 974MW, 反应堆功率 100.0%FP。

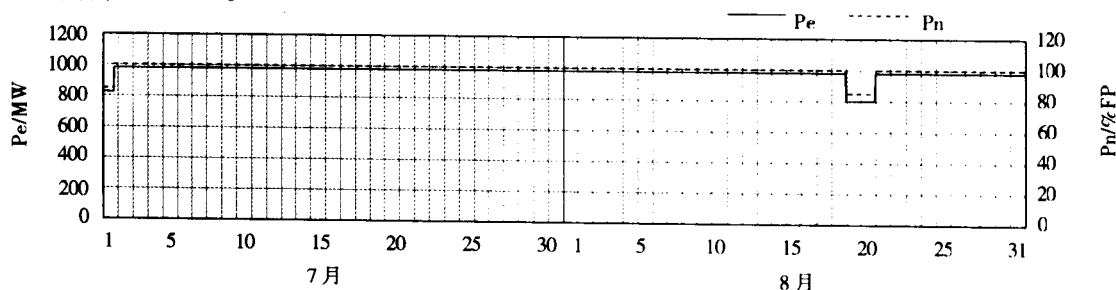


图 3.1.2-4 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (7、8 月份)

(31) 7月1日 APP202FI 清洗结束, 升功率至 980MW, 反应堆功率 100.0%FP。开始七一保电工作。

(32) 8月19日 22:45 因台风, 降功率。23:45 功率降至 800MW。

(33) 8月21日 23:00 台风结束, 升功率。23:50 功率升至 974MW。

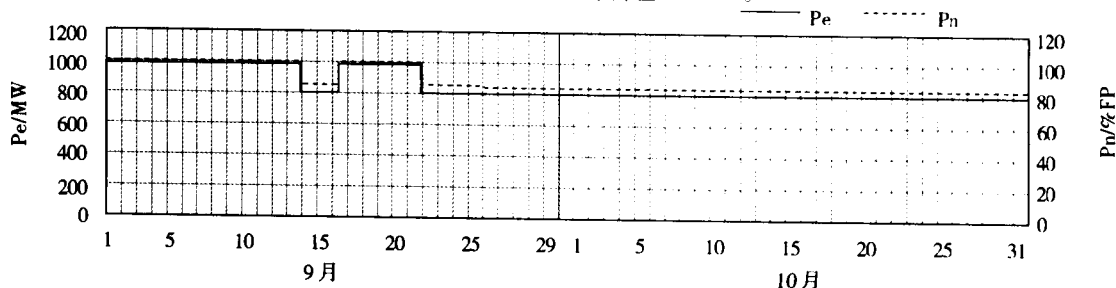


图 3.1.2-5 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (9、10 月份)

- (34) 9月1日机组安全运行100天。
- (35) 9月13日22:30电网要求, 降功率至800MW。
- (36) 9月16日8:05电网要求, 升功率。9:10功率升至970MW。
- (37) 9月21日20:40电网要求, 降功率, 21:40降功率至800MW。

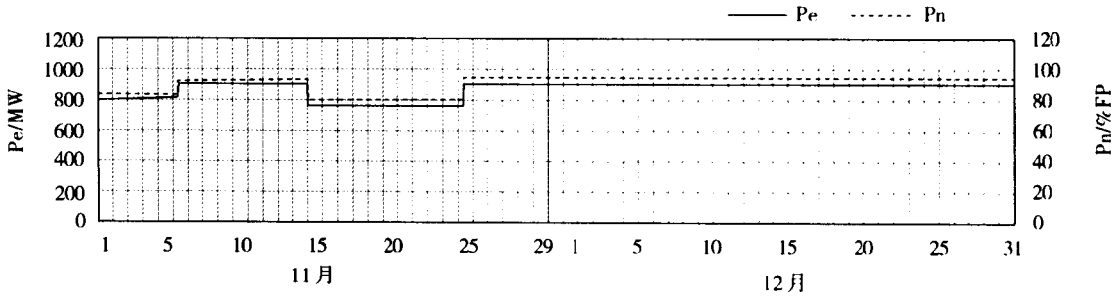


图 3.1.2-6 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (11、12 月份)

- (38) 11月6日5:15电网同意, 升功率。10:20功率升至900MW。
- (39) 11月15日0:00电网要求, 降功率, 1:20降功率至760MW。
- (40) 11月25日8:00电网同意, 升功率。9:40功率升至900MW。
- (41) 12月11日机组安全运行200天。
- (42) 12月18日两电站177亿度年度发电计划提前完成。

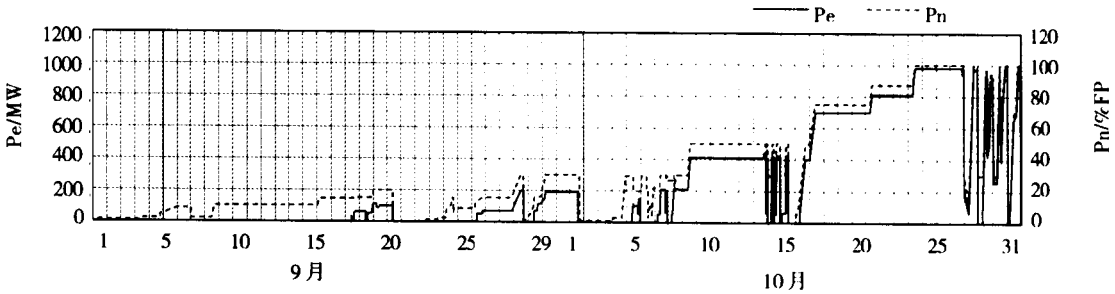


图 3.1.2-7 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (9、10 月份)

说明:

- (1) 8月27日9:05反应堆首次达临界。
- (2) 9月7日12:45汽轮机首次冲转, 17:40汽轮机转速首次达3000r/min。
- (3) 9月14日10:35发电机首次并网。
- (4) 9月15日10:54汽轮机甩负荷(厂用电)试验。13:03发电机并网。
- (5) 9月17日5:30降功率。10:33执行TPBAS56/57试验, 停机停堆。设备消缺。
- (6) 9月26日15:47因汽轮机7号轴承振动高, 手动停运汽轮机。15:55因漏汽, 降功率至8.0%。
- (7) 9月30日13:30保电, 机组解列。17:12反应堆功率至26.0%。17:45反应堆功率至0.5%。设备消缺。
- (8) 10月4日8:53汽轮机冲转, 发电机并网。23:08机组解列。
- (9) 10月6日4:10汽轮机冲转, 发电机并网。23:30执行TPRRC59停机不停堆试验。
- (10) 10月7日6:10汽轮机冲转, 发电机并网。10:20执行TPRRC60功率阶跃(30.0%-20.0%-30.0%)试验。
- (11) 10月8日3:55升功率。9:55功率至210MW, 反应堆功率30.0%FP。14:00功率至416MW, 反应堆功率50.0%FP。氙平衡、热平衡试验。

(12) 10月14日 0:54 功率至411MW, 反应堆功率50.0%FP。执行TPGTA54 停机不停堆试验。7:30 汽轮机冲转, 发电机并网。12:10 执行TPRRC57 试验, 汽轮机甩负荷(厂用电)试验。12:35 发电机并网。升功率至210MW。13:40 执行TPGTA55 试验, 汽轮机甩负荷试验, 功率至110MW。14:10 执行TPGTA55 试验, 汽轮机甩负荷试验。

(13) 10月15日 0:50 发电机并网, 反应堆功率50.0%FP。12:16 执行TPCOR53 试验, 停机停堆。

(14) 10月28日 0:01 执行TPCOR60 快速降功率试验。23:20 执行TPGTA55 停机不停堆试验。

(15) 10月31日 0:30 执行TPRRC57/GTA55 汽轮机甩负荷(厂用电)试验。4:26 发电机并网。18:50 升功率至980MW。23:30 发电机空载试验。

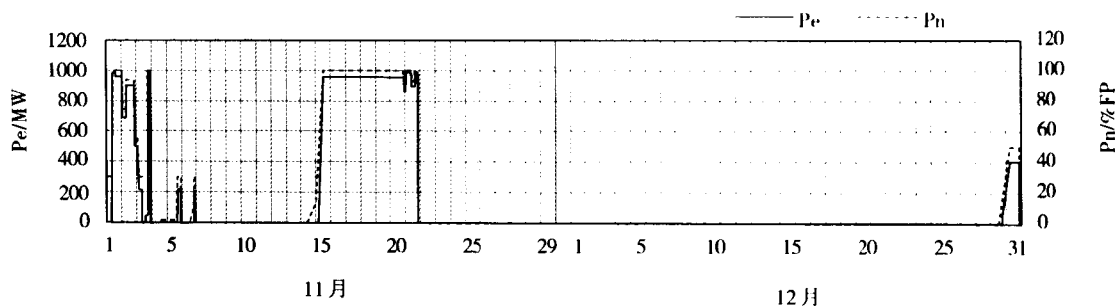


图 3.1.2-8 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (11、12 月份)

(16) 11月3日 反应堆功率100%FP。21:40 执行停机停堆试验。

(17) 11月5日 16:05 汽轮机冲转。16:35 发电机并网。23:05 电网要求解列。热停堆。

(18) 11月6日 12:00 反应堆达临界。18:20 反应堆功率至9.5%FP。18:50 汽轮机冲转, 并网, 50MW。20:00 功率至200MW, 反应堆功率30%。23:00 电网要求解列。热停堆。进行常规岛消缺。

(19) 11月15日 5:02 汽轮机冲转并网。

(20) 11月21日 21:15 执行TPRRC58 停机停堆试验。至此, 2号机组调试工作圆满结束, 创造了一项世界记录: 2号机组调试期间无非计划停机停堆。

(21) 12月30日 12:10 更换电缆和厂用变压器重瓦斯继电器工作结束。17:45 汽轮机冲转并网。

(22) 12月31日 21:06 解列, 准备CRF001PO 电机检修后回装。

3.1.3 售电及外购电

1. 售电

岭澳核电站最初计划1号机组2002年4月15日首次并网、7月15日投入商业运行, 2号机组12月15日首次并网、次年3月15日投入商业运行。电站依据该计划向省经贸委及电网公司申请调试上网电量15亿kW·h、商业运行电量32亿kW·h。根据广东省及国家计委等政府部门要求岭澳核电站1号机组提前在6月15日投入商业运行的指示精神, 在1号机组2月26日首次并入广东电网后, 电站在对试验方案及计划安排上进行了优化, 机组带负荷调试进展顺利, 2号机组启动调试也大大提前。为此电站于7月份向电网申请追加商运上网电量, 最终批准为39亿kW·h。

2002年, 电网负荷长期保持较高水平。在电网支持下, 岭澳核电站实际完成调试发

电上网 12.77 亿 kW·h、商业运行净上网电量 44.98 亿 kW·h（即扣除 2 号机组调试用电）。在广东电网负荷屡创新高的高情况下，岭澳核电站核电机组及时完成启动调试保持连续安全稳定运行，为缓解电网供电压力，促进广东省经济发展和维持居民良好生活条件作出了贡献。详细售电情况见下表 3.1.3-1。

2. 外购电

外购电主要是通过 220kV 水核惠（州）（岭）澳线供给。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 220kV/10kV、容量为 18MVA 的变压器向厂区 10kV 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；二是由水核惠澳线通过核电辅助站两台变比为 220kV/6.6kV、容量为 32MVA 的辅助变压器（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）向机组辅助安全设施供电；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）。

广电集团深圳供电局按高需求工业及其它用户标准收取 220kV 水核惠澳线电能电费，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当月用电最大需求运行变压器的容量交纳的费用，与实际耗电量的多少无关。电量电费是电量电价与实际用电量的乘积，继续执行深价函[1999]20 号文《关于降低居民用电最低收费复函》收取底度电量电费，即：当实际用电量少于 76 800kW·h 时，电量电费另行计算，电量电价由深圳物价局规定。220kV 水核惠澳线运行变压器总容量为 64MVA，由于两台辅助变压器长期处于备用状态，根据与深圳供电局分公司的协商意见，计费有效容量为水核线变压器总容量的 30% 即 24.6MVA。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。具体计费方法如下：

月度基本容量电费 = 44.00 元 / kW × 当月最高需求量 (kW)

电（能）量电费 = 0.76 元 / kW·h × 实际用电量 (kW·h)

当实际电量小于最低用电量时：

电能电费 = 电价 × 当月最高需求量 × 40kW·h/kVA × 12 × 用电天数 / 全年天数

2002 年惠澳线外购电情况见表 3.1.3-2。

表 3.1.3-1 2002 年岭澳核电站调试用电以及发电量一览表

单位: MW · h

日期	净上网电量 (商业运行)	调试用电量合计	商业运行上网电量	调试用电量		上网电量		发电量	
				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月	--	22 393	--	20 106	2 287	--	--	--	--
2月	--	28 161	--	25 530	2 631	91	--	--	--
3月	--	17 238	--	10 763	6 475	112 052	--	--	--
4月	--	8 422	--	5 609	2 813	419 948	--	--	--
5月份	5月28日商业运行前	28 765	--	6 757	22 008	213 297	--	--	--
	5月28日商业运行后	73 845	2 665	0	2 665	76 510	--	93 020.2	--
6月份	5.31 10:00-6.15 0:00	323 594	4 120	0	4 120	327 714	--	350 750.9	--
	6.15 0:00-6.30 10:00	346 988	1 147	0	1 147	348 135	--	351 205.4	--
7月	690 113	8 672	698 785	0	8 672	698 785	--	725 135.9	--
8月	669 534	23 500	693 034	0	23 500	693 034	--	719 173.8	--
9月	614 460	18 674	633 134	0	18 674	633 134	15 738	656 357.1	26 423.7
10月	567 985	6 496	574 481	0	6 496	574 481	313 127	600 297.9	353 925.6
11月	562 015	12 789	574 804	0	12 789	574 804	195 911	599 929.6	217 337.6
12月	649 954	7 295	657 249	0	7 295	657 249	7 234	671 151.6	8 316.9
合计	4 498 488	190 337	4 583 846	68 765	121 572	5 329 234	532 010	4 767 022.4	606 003.8

注: 岭澳核电站1号机组5月28日至6月14日期间的商业运行上网电量电价仍按调试电价计算, 自6月15日起1号机组商业运行上网电量电价按商业运行上网电价计算。

表 3.1.3-2 2002 年惠澳线外购电情况

月份	实际用电量/ kW·h	计费电量/ kW·h	电价/ (元/kW·h)	当月最高需求量 /kW	支付电费/元	备注
1	1 732 000	1 645 400	0.76	25100	2 337 242.22	
2	2 511 000	2 385 450	0.76	20200	2 681 478.93	
3	3 000	220 754	0.76	5700	418 573.04	
4	970 000	921 500	0.76	24400	1 760 635.45	
5	1 056 000	996 100	0.64	16600	1 374 743.52	
6	1 237 000	1 175 150	0.64	10000	1 183 155.28	
7	0	19 365	0.64	500	34 393.60	
8	316 000	751 338	0.64	19400	1 334 456.32	
9	0	206 137	0.64	5500	373 927.68	
10	3 000	19 365	0.60	500	33 619.00	
11	168 000	236 121	0.60	6300	418 872.60	
12	554 000	646 770	0.60	16700	1 122 862.00	
合计	8 550 000				13 073 959.64	

注：实际缴纳的电费包含了深圳供电分公司增减的调整费用。上表中的平均电价为月度与月度购电量之比，它随月度用电量的增加而降低。

3.1.4 机组性能指标

岭澳核电站是在大亚湾核电站的基础上，经过部分设计改进建设的，有两台百万千瓦级汽轮发电机组。其中，1号机组于2002年5月28日投入商业运行，2号机组计划于2003年年初投入商业运行，故2002年仅统计岭澳核电站1号机组。1号机组主要性能指标见表3.1.4-1。

表 3.1.4-1 1号机组主要性能指标

	毛发电量/MW·h	能力因子/%	负荷因子/%	非计划能力损失因子/%
1号机组	4 767 022	99.92	92.03	0

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

表 3.1.4-2 1号机组性能指标统计

	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	99.88	99.58	100	100	100	100	100
计划能力损失因子/%	0.12	0.42	0	0	0	0	0
非计划能力损失因子/%	0	0	0	0	0	0	0

3.1.5 反应堆物理试验

3.1.5.1 调试启动物理试验

1. 调试启动物理试验情况

调试启动物理试验是调试过程中的重要试验项目，由工程部委托技术部技术支持处完

成。该部分试验内容在反应堆达到热停堆并准备好相关条件后开始进行,主要包括三个阶段:达临界试验、零功率试验和升功率试验。试验覆盖了从热停堆到100%满功率。两台机组所有试验均按照调试大纲的要求进行,试验结果满足验收准则。

岭澳核电站1号反应堆于2002年2月3日17:55具备向临界过渡条件,并获得国家核安全局的批准。20:37开始按规程进行趋临界的提升控制棒操作。2月4日16:12岭澳核电站1号机组首次达到临界,4月30日完成调试启动物理试验内容。

岭澳核电站2号反应堆于2002年8月26日13:18具备向临界过渡条件,并获得国家核安全局的批准。15:55开始按规程进行趋临界的提升控制棒操作。8月27日9:05岭澳核电站2号机组首次达到临界,8月28日完成调试启动物理试验内容。

2. 调试启动物理试验结果

(1) 零功率启动物理试验结果满足验收准则,详见表3.1.5.1-1(a~e)。试验内容为:4种棒位下的临界硼浓度测量;8组控制棒的单棒价值测量;G1棒组在R棒组插入堆芯时的价值 $G1(R_{in})$ 测量;功率控制棒组从零功率标定棒位到全部提出时的价值GG(从625步到300步);控制棒束的价值;4种棒位下的等温温度系数测量;不同的控制棒棒位条件下进行了6次中子通量分布测量。

(2) 在升功率阶段,共进行5次全堆芯功率分布测量,分别在10%FP、50%FP(ARO)、50%FP(标定棒位)、75%FP和100%FP条件下进行。该项测量是为了验证堆芯的安全指标和设计指标是否满足验收准则的要求。试验结果表明:各项指标满足验收准则的要求,见表3.1.5.1-2a及表3.1.5.1-3a。

(3) 在升功率过程中必须分阶段对核仪表系统进行刻度,分别为:0~50%FP功率平台依据热平衡试验的结果调整RPN系统测量系数 K_u 、 K_l ($\alpha=1.5$);50%FP功率平台用功率控制棒引起氩振荡的方法对堆外核仪表系统功率量程通道进行准确刻度;75%FP功率平台运用75%FP的全堆芯功率分布测量与50%FP时的多个通量测量结果重新修改功率量程测量系数;100%FP功率平台验证核仪表系统功率量程通道测量的准确性。测量系数的调整结果见表3.1.5.1-2b及表3.1.5.1-3b。

(4) 在50%FP功率平台进行了落棒试验,验证堆芯功率的快速降低能够正确引发反应堆停堆保护。试验结果表明:反应堆保护动作满足要求,两台机组四个功率量程通道的定值继电器打开和停堆时间见表3.1.5.1-4。

(5) 在100%FP功率平台进行了反应堆功率系数测定,试验结果表明满足相对偏差小于20%的准则要求,见表3.1.5.1-5。

(6) 在100%FP功率平台进行了功率控制棒刻度试验,该试验无验收准则,试验后获得的曲线用于正常运行期间的功率调节。

表 3.1.5.1-1a 零功率物理试验结果 - 临界硼浓度

单位: mg/L

棒位	计算值	1号机组		2号机组	
		测量值	准则	测量值	准则
ARO	1 198	1 198	1 198±50	1 205	1 198±50
Rin	1 081	1 093	1 081±23	1 092	1 088±23
R.Glin	1 043	1 059	1 055±15	1 057	1 054±15
GG at 300	—	1 091	—	1 090	—

表 3.1.5.1-1b 零功率物理试验结果 - 控制棒组(束)积分价值

单位: pcm

棒组(束)	计算值	1号机组		2号机组		准则/%
		测量值	误差/%	测量值	误差/%	
R	1 245	1 286	3.3	1 260.7	1.3	±10
G1(Rin)	413	403	-2.4	386	-6.5	±10
G1	405	398	-1.7	390	-3.7	±10
G2	906	871	-3.9	865	-4.5	±10
N1	945	973	3.0	966	2.2	±10
N2	774	788	1.8	762	1.6	±10
SA	105	107	1.9	106	1.0	±10
SB	1 148	1 166	1.6	1 130	1.6	±10
SC	629	644	2.4	642	2.1	±10
D12+M12(1号机组) F12+M10(2号机组)	156	166	6.4	158.6	1.7	±10
GG	1 329	1 313	-1.2	1 261	-5.1	±10

注: D12、M12、F12、M10 表示控制棒的堆芯位置。

表 3.1.5.1-1c 零功率物理试验结果 - 控制棒组(束)微分价值

单位: pcm

棒组(束)	计算值	1号机组		2号机组		准则
		测量值	误差	测量值	误差	
R	12.8	12.4	-0.4	12.3	-0.5	±1.3
G1(Rin)	3.6	3.4	-0.2	3.3	-0.3	±0.4
GG(625-300)	9.3	9.5	0.2	8.5	-0.8	±0.9

表 3.1.5.1-1d 零功率物理试验结果 - 等温温度系数

单位: pcm/°C

棒位	计算值	1号机组		2号机组		准则
		测量值	误差	测量值	误差	
ARO	-2.6	-2.76	-0.16	-1.85	0.75	±5.4
Rin	-8.6	-8.25	0.35	-9.08	-0.48	±5.4
R.Glin	-11.4	-12.5	-1.1	-11.21	0.19	±5.4
GG at 300	—	-9.93	—	-8.88	—	—

表 3.1.5.1-1e 零功率物理试验结果 - 全堆芯中子通量分布

棒位	组件功率 P<0.9 时			组件功率 P≥0.9 时		
	测量值/%		准则/%	测量值/%		准则/%
	1号机组	2号机组		1号机组	2号机组	
ARO	-8.2(L14)	-4.8(J15)	±15	+5.6(G07)	-3.4(G14)	±10
R 棒插入	+9.8(R08)	-5.5(J15)	±15	+8.6(D07)	-5.4(G14)	±10
R、G1 棒插入	-8.1(J15)	-6.0(J15)	±15	-8.5(L14)	-6.1(G14)	±10
G2 棒插入	-8.5(J15)	-5.6(J15)	±15	-5.2(R08)	-4.5(G14)	±10
G1 棒插入	-8.0(J15)	-5.4(J15)	±15	-4.9(R08)	-4.1(G14)	±10
GG at 300	-6.7(J15)	-4.5(J15)	±15	-6.2(R08)	-4.0(G14)	±10

表 3.1.5.1-2a 1号机组升功率物理试验结果 - 全堆芯功率分布测量结果

序号	日期 年-月-日	燃 耗 MW·d/t	功 率 %FP	MAP/%				F _{xy}		F _{in}	
				P≥0.9		P<0.9		标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量				
1	2002-2-18	15	9.35	≤±10	-2.6	≤±15	-4.8	1.520	1.400	—	1.397
2	2002-3-24	200	48.6	≤±5	3.1	≤±8	-5.7	1.465	1.349	1.790	1.349
3	2002-3-26	200	48.7	≤±5	3.2	≤±8	-5.5	1.508	1.384	1.788	1.349
4	2002-4-5	500	74.5	≤±5	-2.2	≤±8	-4.1	1.428	1.337	1.666	1.331
5	2002-4-26	990	99.61	≤±5	-2.6	≤±8	-4.3	1.394	1.338	1.552	1.313

表 3.1.5.1-3a 2号机组升功率物理试验结果 - 全堆芯功率分布测量结果

序号	日期 年-月-日	燃 耗 MW·d/t	功 率 %FP	MAP/%				F _{xy}		F _{in}	
				P≥0.9		P<0.9		标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量				
1	2002-9-6	10	9.92	≤±10	-2.7	≤±15	-3.4	1.520	1.394	—	1.397
2	2002-10-11	150	50.78	≤±5	-2.7	≤±8	-3.8	1.463	1.343	1.783	1.331
3	2002-10-12	150	50.49	≤±5	-3.3	≤±8	-4.5	1.507	1.45	1.783	1.347
4	2002-10-19	300	75.47	≤±5	-2.2	≤±8	-3.0	1.428	1.330	1.666	1.321
5	2002-10-26	1000	99.1	≤±5	-2.8	≤±8	-4.3	1.394	1.329	1.554	1.303

表 3.1.5.1-2b 1 号机组升功率物理试验结果 - 核仪表系统功率量程通道刻度

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·dt	功率 %FP	RPN 系统校验系数											
				K _u				K _i				α			
				通道 1	通道 2	通道 3	通道 4	通道 1	通道 2	通道 3	通道 4	通道 1	通道 2	通道 3	通道 4
1	2002-3-24	200	48.6	0.3779	0.3550	0.3636	0.3803	0.3468	0.3474	0.3509	0.3560	1.4238	1.4139	1.4147	1.3933
2	2002-4-5	500	74.5	0.3775	0.3554	0.3637	0.3799	0.3466	0.3479	0.3512	0.3558	1.4412	1.4175	1.4194	1.4152

表 3.1.5.1-3b 2 号机组升功率物理试验结果 - 核仪表系统功率量程通道刻度

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·dt	功率 %FP	RPN 系统校验系数											
				K _u				K _i				α			
				通道 1	通道 2	通道 3	通道 4	通道 1	通道 2	通道 3	通道 4	通道 1	通道 2	通道 3	通道 4
1	2002-10-11	150	50.78	0.3759	0.3694	0.3782	0.3816	0.3484	0.3507	0.3514	0.3542	1.4964	1.4845	1.5001	1.4762
2	2002-10-19	300	75.47	0.3750	0.3688	0.3777	0.3806	0.3479	0.3504	0.3511	0.3536	1.5493	1.5146	1.5191	1.5121
3	2002-10-26	1000	99.1	0.3722	0.3668	0.3755	0.3780	0.3458	0.3489	0.3494	0.3515	1.6446	1.5811	1.5740	1.5843

表 3.1.5.1-4 升功率物理试验结果 - 落棒时间

单位: s

	1 号机组	2 号机组
功率量程通道 1	1.140	1.221
功率量程通道 2	0.725	0.818
功率量程通道 3	1.115	1.148
功率量程通道 4	0.750	0.855
反应堆停堆	0.855	0.940

表 3.1.5.1-5 升功率物理试验结果 - 反应堆功率系数测定

	1 号机组	2 号机组
测量值/(%FP/°C)	2.364	2.595
理论值/(%FP/°C)	2.236	2.279
相对偏差/%	5.72	13.9

3. 主要问题及解决措施

两台机组第一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,提出硼浓度的最高限制值:1号机组为1161mg/L,2号机组为1164mg/L。为了方便运行人员的控制,将一回路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。

3.1.5.2 周期性物理试验

1. 周期性物理试验状况

岭澳核电站1号机组进入商业运行后完成周期性物理试验23次(详见表3.1.5.2-1),2号机组在2002年度没有进行周期性物理试验,调试期间的试验项目作为周期性试验的起点。周期性试验项目按计划完成率100%。1号机组在降功率运行期间,及时修改了运行

图以及失水事故监测系统 (LSS) 有关参数。由于有效地对堆芯核安全参数进行监测以及定期地修改运行参数, 确保了岭澳核电站机组连续、安全和稳定地进行电力生产。

表 3.1.5.2-1 周期性物理试验状况

试验项目	要求 周期	完成次数		完成率/%
		1号机组	2号机组	
中子通量图测量	30EFPD	8	0	100
RPN 校验试验	90EFPD	2	0	100
LSS 参数修改	30EFPD	9	0	100
电功率控制曲线校验试验	60DFPD	4	0	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通量图测量结果。表 3.1.5.2-2 列出了 1 号机组周期性物理试验结果。表中可知 1 号机组反应堆核安全准则和设计准则在 2002 年内都能满足。

表 3.1.5.2-2 1 号机组中子通量图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃耗 MW·d/t	功率 %FP	MAP /%				F _{xy}		QT (Z)		F _{Δt}		PT /%	
				P≥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	02-06-14	2200	99.80	<10	4.8	<15	6.7	1.384	1.346	2.25	1.926	1.491	1.323	<2	1.48
2	02-07-18	3650	100.2	<10	2.6	<15	3.1	1.360	1.320	2.25	1.68	1.49	1.23	<2	0.89
3	02-08-13	4665	100.2	<10	2.9	<15	3.9	1.362	1.324	2.25	1.676	1.490	1.297	<2	0.94
4	02-09-12	5790	100.1	<10	2.0	<15	2.5	1.341	1.302	2.25	1.637	1.490	1.291	<2	0.59
5	02-10-14	6960	84.0	<10	3.1	<15	3.9	1.36	1.31	2.58	1.38	1.56	1.28	<2	0.98
6	02-11-08	7700	92.7	<10	1.9	<15	2.2	1.330	1.298	2.168	1.448	1.523	1.269	<2	0.77
7	02-11-27	8450	91.7	<10	2.2	<15	2.6	1.330	1.306	2.366	1.432	1.527	1.270	<2	0.87
8	02-12-20	9300	92.1	<10	1.2	<15	1.4	1.33	1.30	2.31	1.44	1.53	1.27	<2	0.79

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

3.1.6 电站化学

3.1.6.1 化学监督

2002 年, 岭澳核电站的化学监督工作, 不仅经历了 1 号机组整体启动调试并转入商业运行的过程, 而且经历了 2 号机组的冷态试验、热冷试验和整体启动调试的全过程。

1. 化学监督技术规范

在机组安装、调试启动过程中, 执行的化学技术规范是法马通的化学技术规范 (CDF), 它在不同的阶段要求不一样: 安装阶段用 CDF11; 冷态试验期间用 CDF12; 系统保养期间用 CDF13; 热态试验期间用 CDF14 和 CDF52; 装料期间用 CDF15 和 CDF51; 装料后用 CDF16。从机组商业运行开始, 则执行电站运行技术规范中的化学规范。

2. 一回路水化学

在一回路水质方面, 2002年岭澳核电站两台机组的一回路水质合格率达100%, 远远优于化学规范的要求。一回路放射化学监测结果表明: 一回路没有向二回路泄漏; 燃料包壳完整性良好。

3. 二回路水化学

(1) 二回路冲洗

在机组整体启动前的二回路冲洗过程中, 水质合格率为100%。但是, 比较两台机组冲洗用水量, 1号机组比2号机组多耗水超过50 000m³。这除了由于1ATE工程进度滞后带来的一些影响外, 主要原因是2号机组采用了较为优化的联合冲洗方案, 节省了大量用水和冲洗时间。

(2) 1号机组整体调试

在1号机组整体调试过程中, 综观整体二回路水质, 发现由于新机组的原因, 各种杂质含量普遍较高。其中CEX溶解氧含量水平变化很大, 很多时候为10~40 μg/kg, 甚至更高。APG阳离子电导率在87%功率前, 约80%的带负荷时间超过CDF16的允许运行限制, 处于“允许运行1周”区。钠含量也一直较高。

其中, 机组还曾几次因二回路水质原因, 导致调试进度受阻、甚至被迫停机, 详见表3.1.6.1-1。

(3) 1号机组商业运行

在商业运行前, 机组进行了为期14天的停机消缺, 冲洗了3台蒸汽发生器。在5月25日机组重新并网过程中, 将GSS和ACO疏水通过应急管线排往凝汽器, 利用ATE系统净化直到机组满功率。这一措施使得APG水质在整个升功率过程始终保持在允许运行区, 在满功率两天后即回落到正常运行区。

2002年5月28日, 1号机组正式商业运行。二回路其它水质指标如APG阳离子电导率、钠含量、CEX溶解氧含量等, 至2002年底的累计平均值都低于控制限值, 保持优良状态。但是, 机组WANO化学指标始终高于2001年WANO平均水平的1.12, 也高于电站的年度期望值1.15。机组WANO化学指标的变化趋势如表3.1.6.1-2。

从表3.1.6.1-2可以看出, 机组自商业运行以来化学指标呈逐月下降趋势。其基本情况是:

1) APG的Cl⁻含量和ARE的Fe、Cu含量从机组商业运行开始, 就一直低于WANO标准值, 对化学指标的贡献始终为“1”;

2) 在6月份, 导致1号机组化学指标高于“1”的原因是: 75%来自APG的SO₄²⁻含量高, 25%来自APG的Na⁺含量高;

3) 自7月份起, 1APG的Na⁺含量平均达到了WANO标准值, 基本不再对化学指标产生影响。1号机组化学指标高的原因几乎全部来自APG的SO₄²⁻含量高的贡献。

表 3.1.6.1-1 主要二回路水质问题列表

日期	机组状态	问题或现象	采取的措施	原因分析
2002.02.03	热停堆准备临界	ASG 切换 ARE 后, ARE 溶解氧含量异常升高至 2~5mg/L	1. ASG 供水, 推迟临界; 2. 查找原因, 采用旁路两列高压加热器, 利用高压加热器旁路投 ARE, 达临界	在给水量 80~100m ³ /h 状态下, AHP-B 列可能有较大进气, A 列轻微, 旁路完好
2002.03.02	机组首次达 22.4%FP 功率平台	APG 系统水质 λ^+ : >7 $\mu\text{s/cm}$ Na^+ : 120 $\mu\text{g/kg}$ CEX 系统水质 λ^+ : 0.7 $\mu\text{s/cm}$ Na^+ : 0.8 $\mu\text{g/kg}$ O_{20} : 3 $\mu\text{g/kg}$	1. 检查 SIT、REN 在线表, 确认指示正确; 2. 取 3 个 SG 水全分析, 主要杂质: Na^+ 、 Ca^{2+} 、 K^+ 、 Mg^{2+} 、 F^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、甲酸、乙酸; 3. 降功率至停堆; 4. 切换到 ASG 供水	1. 首次达 22.4%FP 之前 GSS 未得到真正冲洗; 2. 初次升到此功率平台, 疏水系统释放出大量杂质; 3. 直接将疏水投入正常回路 (不能经 ATE 净化, H ATE 也未投运), 大量杂质进入了蒸汽发生器
2002.04.08	87%FP 功率平台	APG 系统水质 λ^+ : 8 $\mu\text{s/cm}$ Na^+ : 300 $\mu\text{g/kg}$ CEX 系统水质 λ^+ : 0.8 $\mu\text{s/cm}$ Na^+ : 40 $\mu\text{g/kg}$ O_{20} : ~30 $\mu\text{g/kg}$ ACO301PO Cl^- : 2540 $\mu\text{g/kg}$ SO_4^{2-} : 545 $\mu\text{g/kg}$ Na^+ : 486 $\mu\text{g/kg}$ Ca^{2+} : 172 $\mu\text{g/kg}$	1. 投运 ATE 2. 查 SIT、REN 在线表, 确认指示正确; 3. 取 3 个 SG 水、CEX 水、ARE 水全分析; 4. 降负荷至 50%FP; 5. 停运 CRF002PO; 6. 检查隔离的 IACO 301PO, 发现其入口阀门 103VL 不严, 泵体内的水含很高的 Cl^- 、 SO_4^{2-} 和 Na^+ 、 Ca^{2+}	1. APG 主要阳离子为 Na^+ 、 Ca^{2+} , 阴离子为 Cl^- 、 SO_4^{2-} ; 2. CEX 水质先出现有一个阳电导和钠的峰值, 认为 APG 杂质来自 CEX 系统; 3. 因 CEX 水只出现一个阳电导和钠峰 (在投 ATE 及停 CRF-B 列前均已恢复正常), 认为是一种一次性的污染; 4. 因 ACO301PO 泵体内含脏水, 其杂质成分与 SG 水质恶化时的杂质成分相似, 认为该次污染来自 ACO 系统
2002.04.12	87%FP 功率平台	APG 系统水质 λ^+ : 4 $\mu\text{s/cm}$ Na^+ : 200 $\mu\text{g/kg}$ CEX 系统水质 λ^+ : 4~2 $\mu\text{s/cm}$ Na^+ : 120 $\mu\text{g/kg}$ O_{20} : ~30 $\mu\text{g/kg}$	1. 检查 SIT、REN 在线表, 确认指示正确; 2. 取 3 个 SG 水、CEX 水全分析; 3. 降负荷至停堆; 4. 切换 ARE 为 ASG 供水	1. APG 主要杂质为 Cl^- 和 Na^+ ; 2. CEX 水质长时间持续严重恶化; 认为凝汽器有持续泄漏存在, 其杂质特征为海水泄漏 (后氮气查漏证实为 B1 列第 8 排靠左第 1 根钛管漏); 3. 经估算, 泄漏率约为: 一开始的最大漏量在 50 L/h; 之后漏量稳定在 25~30 L/h

表 3.1.6.1-2 岭澳核电站 1 号机组 WANO 化学指标月度统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度累积值	年度期望值
化学指标	/	/	/	/	/	2.05	1.89	1.90	1.62	1.48	1.38	1.25	1.63	1.15

4) 通过对 1APG 的 SO_4^{2-} 含量变化趋势的跟踪和二回路普查发现, 其来源主要在于 GSS 和 ACO 疏水携带。也就是说, 来源于 GSS 及加热器等设备的释放。

5) 在 1 号机组商业运行初期, 1APG 水的 SO_4^{2-} 含量约 $10 \mu\text{g}/\text{kg}$, 之后逐月下降, 至 12 月份平均为 $3.8 \mu\text{g}/\text{kg}$ 。但是, 对于其源头 GSS、ACO 疏水, SO_4^{2-} 含量仅 APG 的十分之一。

(4) 2 号机组整体调试

1) 机组启动初期, 2GSS 疏水阳离子电导率下降的速率是 1GSS 的一倍;

2) 2CEX 溶解氧含量基本保持在小于 $10 \mu\text{g}/\text{kg}$ 的较好水平上。

因此, 对于 2 号机组来说, 预计商业运行后 2APG 水质整体将优于相同燃耗时期的 1APG 水质。但是, 由于 2 号机组调试阶段的停机次数少, 那些需要长期释放的杂质 (如硫酸根) 方面, 反而将给商业运行阶段留下“隐患”。因此, 涉及 WANO 化学指标的参数将不会明显好于 1 号机组。也就是说, 商业运行初期 2 号机组 WANO 化学指标仍然会高, 原因还是 SO_4^{2-} 。

4. 变压器油

(1) 主变压器

2002 年, 两台机组主变压器的 6 相本体的油质各项性能指标均保持良好, 未发现劣化现象。油中溶解气体含量均较低, 趋势稳定。表明变压器内部状态良好。

4 月 28 日, 发现 1GEV101TP 油中含有少量乙炔 ($2\text{mg}/\text{L}$), 但其他气体含量没有变化。在商业运行前停机消缺中, 发现是由于有载调压开关仓与主油箱结合部的“O”型密封圈断裂, 含约 $100\text{mg}/\text{L}$ 乙炔的有载调压开关油渗漏进主油箱, 导致主油箱含有少量乙炔。判断不是在主油箱内产生了乙炔。商业运行后的分析结果也进一步证实了这一结论。

(2) 厂用变压器

两台机组的厂用变压器 A 自送电开始, 总烃含量随着厂用变压器负荷的增加不断上升, 很快就超过了注意值 ($150\text{mg}/\text{L}$)。

1) 总烃绝对产气速率高达 $40\text{ml}/\text{d}$, 大大高于电力行业标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》(DL/T722-2000) 推荐的注意值 $6\text{ml}/\text{d}$ (开放式)。表明变压器可能存在内部故障。

2) 油中溶解气体主要为乙烷, 约占总烃的 $1/2 \sim 2/3$; 其次为甲烷, 约占总烃的 $1/3 \sim 1/2$ 。根据《导则》的特征气体三比值判断法, 故障性质为“低温过热 ($150 \sim 300^\circ\text{C}$)”。

针对总烃问题, 电站于 9 月 3 日和 20 日分别将 1, 2 号机组厂用变压器 A 的冷却风扇停运温度定值从 65°C 修改为 40°C , 使绕组温度平均下降了 15°C 左右。此后的监督结果显示, 油中总烃及各种气体含量略有下降, 说明油中气体的产气率下降, 产量与逸出量正在趋于新的平衡。实践表明, 修改冷却器停运温度定值的措施对于改善 1GEV 厂用变压器 A 的“低温过热”问题有较好效果。

从 2002 年的监测结果看, 两台厂用变压器 A 的总烃含量基本稳定在接近注意值的水平上。但是, 这两台变压器的内部故障并没有得到根本的解决, 只是通过降低油温控制了“病情”, 设备仍属于“带病”状态。电站采取的措施如下: 限制厂用变压器 A 的负荷不超过 55%; 维持修改后的冷却器停运温度定值 (40°C); 修改冷却器的启动温度定值 (将原来的 80°C 改为 60°C), 收窄油温波动范围。

两台机组的厂用变压器 B 由于长期低负荷运行，油质各项性能指标均保持良好，未发现劣化现象。油中溶解气体含量低，未见有异常。

(3) 辅助变压器

两台辅助变压器也是基本长期低负荷运行，油质各项性能指标均保持良好，未发现劣化现象。油中溶解气体含量低，未见有异常。

5. 润滑油

在岭澳核电站，主要的润滑油系统有：GGR、GFR、AGR、AGM、CGR 及 LHP/LHQ 柴油发电机润滑油系统。2002 年，这些系统的主要油质指标基本合格，存在的主要问题是油中有时进水导致水份含量升高，其次是油中颗粒物有时超标。

润滑油系统水份含量升高基本有两种情形：一是突然大量进水，主要是由设备故障或操作失误引起的；二是水分缓慢上升，一般是由净化设备未投运或净化效率下降引起的。油中颗粒物超标主要是由净化系统或过滤器停运引起的。

油中进水最严重的事件是 4 月中旬至 5 月上旬及 6 月上旬两段时间，1AGR101/201BA 多次大量进水，油中含水量最高达 60~80%，6 月上旬这次油箱里差不多只剩下水了。原因前者是轴封凝结水泄漏，后者是泵壳排水通过轴封疏水管返回到油回路。

虽然调试阶段没有统计油品消耗量指标，但是 1AGR 大量进水导致了大量油品消耗，1GTH 跑油也同样大大增加了油品消耗。

3.1.6.2 除盐水生产

2002 年，除盐水生产经历了岭澳核电站单系统调试、机组联调以及启动与投入商业运行的全过程。最大日生产除盐水 4 600m³ 左右，最大日供水量 6 100m³ 左右。

在这一年里，YA 制水车间平均每天消耗的生水（OSEA）2 900m³，每天生产供核岛使用的除盐水（SED）422m³，每天生产供常规岛使用的除盐水（SER）1 318m³；此外，平均每天还生产了供生产现场使用的饮用水（OSEP）763m³。各类生产用水详见表 3.1.6.2-1。

表 3.1.6.2-1 2002 年除盐水生产与消耗量

单位: m³

月份	生水	除盐水			SEP	PX _{OSDA}
		SED	SER	合计		
1	107 025.5	15 912.0	55 802.0	71 714.0	24 795.0	5 420.0
2	86 346.7	5 626.0	47 872.0	53 498.0	22 383.0	6 354.0
3	114 464.7	14 139.0	63 466.0	77 605.0	24 989.0	6 420.0
4	93 501.5	14 628.0	47 169.0	61 797.0	19 220.0	8 032.0
5	122 735.6	12 104.0	75 809.0	87 913.0	21 070.0	7 908.0
6	69 678.0	17 057.0	17 483.0	34 540.0	24 056.0	7 764.0
7	73 694.2	18 224.0	21 475.0	39 699.0	20 670.0	9 816.0
8	111 596.1	17 403.0	58 060.0	75 463.0	20 350.0	10 469.0
9	67 685.1	11 554.0	18 122.0	29 676.0	25 760.0	9 026.0
10	80 676.7	16 602.0	24 659.0	41 261.0	26 550.0	9 024.0
11	72 885.7	8 192.0	29 622.0	37 814.0	21 881.0	9 720.0
12	58 124.8	2 401.0	21 474.0	23 875.0	26 900.0	4 582.0
合计	1058 415.0	153 842.0	481 013.0	634 855.0	278 624.0	94 535.0

说明: PX_{OSDA} 表示 OSDA111/112PO (服务水泵) 向 CRF/CFI/SEC 泵提供轴封冷却水所消耗的水量。

从表中可以看出, 在 2002 年 1、3、5、8 月份, 这 4 个月两台机组分别处于调试或启动过程中, 除盐水生产需求量最大, 占全年除盐水产量的 43.1%。饮用水的生产量全年每个月份基本稳定在 21 000~25 000m³ 之间, 整个生水的处理量随着除盐水产量的变化而变化。

2002 年, 由于生水系统 (OSEA) 的两个电动供水阀 (OSEA003/004VE) 长期故障, 不能自动调节, 导致生水溢流, 流失生水在 324 000m³ 以上。

3.1.6.3 化学品使用

岭澳核电站使用的大宗化学品主要有化学药剂和树脂, 即: 硼酸、氢氧化锂、氨水、液氨、联胺、盐酸、氢氧化钠、次氯酸钠、三氯化铁、磷酸三钠和离子交换树脂等。

2002 年岭澳核电站上述大宗化学药剂和树脂的消耗量见表 3.1.6.3-1 和 3.1.6.3-2。

表 3.1.6.3-1 2002 年大宗化学药剂消耗量

单位: t

名称	消耗量	名称	消耗量	名称	消耗量
硼酸	15.3	30%氢氧化钠	502.7	10%次氯酸钠	32.0
氢氧化锂	0.036	50%氢氧化钠	126.0	41%三氯化铁	81.4
25%~28%氨水	171.0	盐酸	649.1	磷酸三钠	12.3
99.99%液氨	1.6	联胺	6.4		

表 3.1.6.3-2 2002 年树脂消耗量

单位: m³

名 称	消耗量	名 称	消耗量
树脂 NRW35	4.5	树脂 IRN78	1.5
树脂 NRW100	21.0	树脂 Amberiet-4200	2.15
树脂 IRN97H	7.5	树脂 Amberiet-1200	2.15

1. 硼酸

硼酸作为中子吸收剂在一回路中为反应堆提供反应性补偿控制, 其浓度随着堆芯剩余反应性的减少而降低。在正常情况下一回路硼浓度调节时排出的硼酸可以通过硼回收系统加以回收复用。2002 年, 由于机组在调试期间的系统状态特殊、一部分硼酸吸收中子、化学杂质污染、排放废液的携带, 硼酸的消耗量相对偏高。

2. 氢氧化锂

氢氧化锂用于调节一回路的 pH 值, 以防止一回路设备的腐蚀。在反应堆功率运行阶段, 由于 ¹⁰B 的反应会产生 ⁷Li, 所以反应堆正常运行期间不需要补加氢氧化锂, 只有反应堆在降功率硼化时随着硼浓度的升高才补加。2002 年度由于两台机组处于调试启动阶段, 故氢氧化锂年消耗量相对偏大。

3. 氨水、液氨和联胺

为防止给水回路的设备腐蚀, 氨水和液氨用于调节给水回路的 pH 值, 而联胺主要用于给水回路的除氧。氨在汽水回路中不断循环使用, 但由于机组的汽水损失、凝汽器抽气、蒸汽发生器排污水净化被除盐床树脂吸收以及凝结水精处理系统的运行, 氨的消耗量大, 特别由于 2002 年两台机组均处于调试启动阶段, 凝结水精处理系统运行的时间长(含该系统的调试), 因此氨水和液氨消耗量很大, 联胺消耗量也偏高。

4. 盐酸和氢氧化钠

盐酸和氢氧化钠用于除盐水生产系统以及凝结水精处理系统的树脂再生和废水中和, 其中 50% 浓度的氢氧化钠仅用于凝结水精处理系统混床阴树脂再生。2002 年由于经历了两台机组的调试启动和投入商业运行的全过程, 特别是凝结水精处理系统的调试和运行, 所以消耗的盐酸和氢氧化钠量很大。

5. 次氯酸钠

在水处理系统中, 次氯酸钠用于水中杀菌以防止有机物污染树脂以及保证饮用水的水质。2002 年由于生水的制水量大 (1 058 415.0m³), 因此次氯酸钠消耗量相对大 (不含制氯站生产)。

6. 三氯化铁

三氯化铁作为混凝剂(净水剂)加到水处理设备的澄清池内, 此种药剂在水中促使微小的杂质颗粒变成大的杂质颗粒而下沉。2002 年度三氯化铁的加药量控制在 20-30mg/L, 由于生水的制水量大, 三氯化铁的消耗量也随之增加。

7. 磷酸三钠

在循环冷却系统中加入一定量的磷酸三钠用于调节循环冷却水的 pH 值, 使金属材料

得到良好的防腐，从而降低循环冷却系统的腐蚀速度。

正常情况下，由于设备的排水、泄漏或杂质的污染需要补水或换水，需要消耗一定量的磷酸三钠。2002年由于机组的调试与启动，加上多个系统由于水质的污染导致补水和换水比较频繁，因此磷酸三钠消耗量相对偏大。

8. 离子交换树脂

离子交换树脂主要用于机组的水质净化，如水中悬浮杂质、阴阳离子、腐蚀产物、裂变产物的去除和一回路锂浓度的调节等，降低系统设备上的化学杂质和腐蚀的危害效应，并减少辐射场强度和向环境的排放。

(1) 除盐水生产系统 (OSDA)

2002年4月底，由于2号混床再生时阴阳树脂抱团无法分层，直接影响混床出水水质。由于供货商没有最终答复如何解决混床树脂抱团问题（没有确定选用新型号树脂替代），且涉及到与供货商的商务责任。为保证除盐水生产系统正常运行，故暂先用核级树脂替代，更换2号混床树脂（供货商现答复更换树脂型号并重新供货），补充NRW35树脂4000L，其他除盐床未补充树脂。

(2) 蒸汽发生器排污系统 (APG)

2002年由于机组的调试与启动，受新机组二回路水质的影响，加上1号机组11月份之前、2号机组APG阳床均采用H型运行方式，因此树脂相对消耗量大。1APG共消耗NRW100阳树脂18.0m³、IRN97H阳树脂6.0m³、NRW35混床树脂4.5m³、IRN78阴树脂1.5m³；2APG共消耗NRW100阳树脂3.0m³、IRN97H阳树脂1.5m³。

(3) 其他系统

其他系统的除盐床由于运行时间不长，树脂仍未失效，因此树脂没有更换和补充。

2002年两台机组均经历了调试、启动与投入商业运行，化学试剂的消耗量相对偏高均属正常，以后随着机组的正常运行以及运行、维修水平的不断提高，各种化学药剂和化学品的消耗量将会控制在合理的范围内。

3.1.7 继电保护

2002年岭澳核电站从调试阶段过渡到商业运行阶段，全厂继电保护装置和自动装置从整体来说处于较好的运行状态，较大亚湾核电站同期的水平相比有了很大的提高，继电保护各项考核指标达到了较高水平。

1. 全厂继电保护投运情况

(1) 全厂继电保护和自动装置中，6.6kV以上共配置了254套，投运了246套，投运率96.9%；继电保护装置202套，投运196套，投运率97%，自动装置42套，投运40套，投运率95%；

(2) 220kV系统继电保护装置共配置18套，投运率为100%；

(3) 500kV系统继电保护装置共配置56套，投运率为89.3%；

(4) 1号机组发电机-变压器组保护装置共配置64套，投运率为100%；

(5) 2号机组发电机-变压器组保护装置共配置64套，投运率为100%；

(6) 自动重合闸装置共配置8套，投运率为75%；

(7) 500kV的BAY控制装置共配置24套，投运率为100%；

- (8) 故障录波器装置共配置 4 套, 投运率为 100%;
- (9) 同期并网装置共配置 8 套, 投运率为 100%;
- (10) 励磁调节器装置共配置 8 套, 投运率为 100%。

2. 全厂继电保护运行情况

- (1) 220kV 保护装置共动作 0 次;
- (2) 500kV 线路保护装置共动作 0 次;
- (3) 自动重合闸装置共动作 0 次;
- (4) 1 号机组保护共动作 4 次, 误动作 4 次;
- (5) 2 号机组保护共动作 2 次, 误动作 2 次;
- (6) 1, 2 号机组励磁调节装置自动装置完好率 100%。

3. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 500kV 开关站电网保护装置运行分析

2002 年, 500kV 系统 3 条超高压线路及开关站设备均保持了正常稳定的运行状态。500kV 开关站电网保护设备保持了较稳定的运行状态。2002 年 5 月 27 日, 由于 OLB M 不明原因失电, 使 OGEW 系统 CT 断线闭锁继电器动作, 而 OLB N 恢复送电后, 此继电器未返回, 导致 OGEW 系统的 8 套 T 差第一主保护和两条母线第一主差保护失效, 直至 12 月 2 日在 2 号主变压器高压侧温度差保护调试后第一次年度校验时才发现。经过充分的风险分析后, 将上述失效的保护全部恢复。出现此问题的根本原因是 CT 断线闭锁继电器动作后面板无任何报警信号。目前, 电站已发 ESR 进行改造, 将此报警信号送至主控制室。

(2) 发电机 - 变压器组保护装置动作分析

2002 年 1 月 4 日和 6 日, 1 号厂用变压器 A 由于油泵启停导致厂用变压器 A 重瓦斯保护两次误动, 查明原因是该重瓦斯继电器定值偏低, 现已更换新的瓦斯继电器, 目前运行情况良好。

2 月 26 日, 1 号发电机在并网过程中, 由于 CT 的极性接反, 导致 1 号发电机的逆功率保护误动, 跳开 1 号发电机。改变 CT 极性后, 发电机并网成功。

3 月 5 日, 调试人员在模拟 1 号发电机差动保护试验时, 由于二次隔离不彻底, 导致 1 号发电机出口断路器失灵保护误动跳开 OGEW210JA、220JA 的超高压断路器。

7 月 23 日, 2 号主变压器进行送电时, 2 号主变压器 A 相差动保护误动, 跳开 OGEW320JA、330JA 的超高压断路器。原因是主变压器第一次充电时, 励磁涌流较大。

12 月 7 日, 由于 2CRF 电机故障时很强的故障电流冲击, 导致 2 号厂用变压器 A 瓦斯保护误动, 跳开 OGEW320JA、330JA 超高压断路器, 使 2 号主变压器失电, 厂用电切换至辅助变压器运行。分析原因是该瓦斯继电器安装位置有问题且定值偏低, 现已更换新的继电器同时调整其安装位置。

(3) 发电机组励磁调节系统运行分析

2002 年, 1, 2 号发电机组励磁调节装置均是首次投入运行, 2 号机组励磁调节装置目前处于良好的运行状态, 1 号机组励磁调节装置虽然处于较好的运行状态, 但目前 A、B 通道 70M 不匹配超过 13 格报警值, 达 18 格左右, 且无报警。虽然此异常对机组运行影响不大, 但也存在一些潜在风险。电站已编写完查找故障程序, 待停机时检查。

(4) 应急柴油发电机系统运行分析

2002 年, 电气保护人员对应急柴油发电机保护及励磁控制系统进行了商业运行前的

小修工作，发现了一些继电器定值偏低问题，并及时按定值单修改。应急柴油发电机系统的电气保护及励磁控制系统运行正常。

(5) 其他系统保护和控制系统运行分析

2002年，9LGR变电站电气保护及控制系统均处于良好的运行状态。

12月7日，2CRF电机发生故障，2CRF的差动保护和6.6kV断路器的速断过流保护均正确动作，及时的切除了故障。2002年，6.6kV厂用电保护及控制系统均处于良好的运行状态。

2月8号，1RAM的B列发电机在与A列并列时，B列发电机的失磁保护动作跳开B列发电机组，原因是励磁装置CRU卡件的一电位器脱焊造成的，处理后并列成功。2002年，1RAM系统电动发电机组电气保护及励磁控制系统总体处于较好的运行状态。

4. 2002年继电保护专业工作

2002年继电保护专业重点完成了以下工作：

- (1) 完成了1, 2号机组商业运行前的小修工作；
- (2) 完成了0GEW、0KKO4、GPA、GEX、LHP、LHQ等调试移交工作；
- (3) 完成了500kV系统的岭东甲线和新安装的2号主变压器高压侧T区保护第一次检修工作；
- (4) 编写完了0GEW、0KKO4、0KLP系统的维修大纲和程序；
- (5) 完成了所有小修工作后的程序升版工作；
- (6) 完成了所有岭澳核电站保护所辖设备的图纸、EEOM及调试报告等相关资料的收集工作，初步建立了所辖设备的设备台帐；
- (7) 完成了岭澳核电站保护系统的日常维修工作。

3.1.8 电气设备运行维护

1. 电气设备的年度维护与检修

1号机组投运后，按照岭澳核电站电气设备预防性维修大纲，完成电气设备的日常预防性维修工作1266项，纠正性维修工作1203项，总计2469项，1号机组电气设备的年度预防性试验工作按计划完成率100%。本年度电气设备的年度检修与试验工作完成情况良好，结果合格。岭澳核电站1号机组高压电气设备维修和故障情况如表3.1.8-1至表3.1.8-4所示，2号机组2002年度处于调试阶段。

表 3.1.8-1 电气主设备绝缘事故统计表

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	50MW以上 发电机
220kV	运行台	2	4	12	12		6	运行台:1 故障台:0 故障率:0
	故障台	0	0	0	0	-	0	
	故障率	0	0	0	0		0	
500kV	运行台	3	15	-	36	288	15	运行台:1 故障台:0 故障率:0
	故障台	0	0	-	0	0	0	
	故障率	0	0	-	0	0	0	

表 3.1.8-2 高压设备典型缺陷统计表

安装地点	设备名称	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
岭澳核电站 TA	1号机厂用变 压器 A	26kV	厂用变压器 内部	总烃超标、增长速 度快	低温过热	ALSTOM
岭澳 LGR 101TA	辅助变压器	220kV	低压套管	绝缘低	表面脏污	保定变电器厂

表 3.1.8-3 高压电气设备预防性试验情况统计表

名称	电压等级/kV	运行台数	计划试验台数	已试总数		不良设备	
				台数	占总数/%	台数	占总数/%
变压器	500	3	3	3	100	0	0
	220	2	2	2	100	0	0
电压互感器	500	15	15	15	100	0	0
	200	4	4	4	100	0	0
电流互感器	500	-	-	-	-	0	0
	200	12	12	12	100	0	0
GIS 组合电器 (间隔)	500	288	288	288	100	0	0
避雷器	500	15	15	15	100	0	0
	220	6	6	6	100	0	0
50MW 及以上 电机	26	1	0	0	100	0	0

表 3.1.8-4 雷击故障情况统计表

设备名称	运行数量	雷击	
		停运次数	事故/次
500kV 变电站/所	1	0	0
220kV 变电站/所	1	0	0
500kV 变压器/台	3	0	0
220kV 变压器/台	2	0	0

2002 年第二季度, 为确保岭澳核电站 1 号机组安全稳定运行, 开展了 1 号机组各系统、设备消缺工作。电气设备完成的主要消缺工作有: 1GEV001TS 冷却器停运定值修改; 0XCA001CH 隔离锁处理; 1GEV341PO 异常噪音检查及处理; 岭东甲线保护装置及气室年检; 岭东 2 线东莞侧远跳保护通道 1 故障处理 (退 1 投 2); 1GPA001/002AR 发电机 - 变压器组保护矩阵修改; 9LGR 有载调压开关失电故障处理; 9LGR101TA 清扫、检查, 消除了 101TA 低压套管因表面脏污导致绝缘低的问题; 1GSY A 列风管查漏及消漏工作; 低压配电盘及低压电器设备的报警消除等。

2002 年 7 月 13 日, 岭澳核电站 1 号机组实现主控制室“零报警”运行。

2. 防雷、过电压与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2002年电气处按照电站防雷与接地的维修大纲要求,每月对220kV以上的避雷器进行一次巡检,每半年对全电站防雷设施和接地装置进行一次检查和测试工作。检查结果显示,接地系统状况良好,岭澳核电站发供电设备全年内未发生因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,220kV及以上避雷器动作共6次,其中500kV避雷器4次,220kV避雷器动作2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,岭澳核电站电气一次侧设备全年未发生雷害事故。

3) 2002年,岭澳核电站无线路停运事故,500kV及220kV线路运行工况良好,全年未发生因雷击而造成的线路雷害事故。

(2) 电站过电压防护工作

2002年岭澳核电站各电压系统运行工况正常,全年未发生过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

岭澳核电站500kV开关站为全封闭式SF₆组合电器开关站,220kV厂用辅助电源变电站为户外式分立设备开关站。对于220kV开关站和500kV开关站的出线端等户外绝缘设备(出线套管、出线支柱绝缘子和电容式电压互感器等),遵循“逢停必扫”的防污工作原则,在2002年岭东线、岭深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,在2002年度的各种气候条件下,设备运行良好,岭澳核电站全年未发生污闪事故。

3. 高压电气设备运行情况

(1) 主发电机组

1号主发电机组于2002年5月28日正式投入商业运行,至2002年12月31日止,连续安全、稳定运行221天。自商业运行起计算,1号机组可用率为100%。

(2) 主变压器

1号主变压器投运后,全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故。自商业运行起计算,1号主变压器可用率为100%。

2号发电机组与2号主变压器2002年度处于安装调试阶段。

(3) 500kV SF₆气体绝缘变电站及220kV户外辅助电源变电站

2002年度,岭澳核电站500kV GIS系统运行工况正常,全年未发生任何故障或事故。本年度GIS系统SF₆气室共出现两次气压低报警事件,经现场补气处理和检修,均已恢复正常。

220kV户外辅助电源变电站,各类设备运行工况良好,全年未发生任何故障或绝缘事故,9LGR101TA低压套管因表面脏污绝缘偏低,已通过停运清扫消除。

(4) 厂用6.6kV系统

2002年度,厂用6.6kV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(6.6kV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) 1号厂用变压器A总烃及其增长速度超标问题及处理

在岭澳核电站1号机组小修脱气处理后的取样跟踪分析中,发现1号厂用变压器A

总烃产气率一直超注意值，2002年8月取样分析发现总烃含量也超出注意值，而且增长速度在加快。1号厂用变压器A总烃发展趋势见表3.1.8-5所示。根据国家电力行业和IEC标准进行初步分析认为，变压器内部可能存在150℃-300℃范围的低温过热。根据CO₂/CO的比值判断，低温过热可能未涉及到固体绝缘部分。目前，采取缩短取样周期的措施，同时跟踪监测温度、噪音等其他参数的变化，并外送油样做油中糠醛检测。

表 3.1.8-5 1号厂用变压器A油中总烃含量及增长速率

取样时间	5月18日	5月20日	5月29日	6月5日	6月18日	6月26日	7月18日	8月8日	8月22日	9月3日	9月18日	9月29日	10月29日	11月11日	12月23日
总烃含量	12.2	5	22.4	38.8	62.2	70.1	100.7	131.5	164.9	185.8	184.5	169.6	168.9	159.5	140.6
增长速率 <6	脱气处理后首次带电油样	-57.6	30.9	37.5	28.8	15.8	22.3	23.5	38.2	16.3	-6.2	-21.2	-0.5	-12.8	-23.3
速率 <10%	-	-885%	1160%	314%	139%	48%	60%	44%	54%	17%	-6%	-22%	-1%	-13%	-14%

9月3日修改了1号厂用变压器A冷却器停运温度定值（由65℃调到40℃）后，冷却器一直保持连续运行，绕组温度只随环境温度而变化，最高绕组温度在55℃左右，绕组平均温度下降了15℃左右。从定值修改后油样分析结果看，总烃含量基本变化不大，略有下降，但增长速度得到抑制。外送油样糠醛检测结果正常，说明内部绝缘没有受到非正常的老化。目前继续运行监视，并与厂商ALSTOM沟通，研究厂用变压器A的处理方案和措施。

(2) 1, 2号主变压器噪声异常问题及处理

2002年11月20日设备巡视时发现1, 2号主变压器噪音异常，通过当班值长了解到天广直流输电自10月1日以来采取了单极功率控制和单极电流控制的运行方式。在这种两极不同控制方式下，可能会出现两极不平衡情况，从而引起主变压器中性点及高压绕组中流过直流分量，导致主变压器噪声增大。现场测量1, 2号主变压器中性点直流分量为6A左右，正常情况下直流分量测量值小于1A。这一直流分量通过主变压器绕组，产生偏磁现象，干扰铁芯磁化曲线，增加铁芯饱和，引起变压器铁芯硅钢片振动，发出异常噪声。《高压直流接地技术导则》规定变压器绕组中直流控制要求为：不超出额定电流的0.7%，即岭澳核电站主变压器中性点直流分量不应超过26.1A。直流分量过大，有引起主变压器局部过热的潜在危险，影响变压器的长期安全稳定运行。目前采取的措施是：密切关注天广线运行情况，并将影响情况通报电网，与电网进行必要的交涉以防止天广线对1, 2号主变压器的安全运行造成危害。

3.1.9 发供电系统可靠性

1. 发电机组系统的可靠性

1号发电机组于2002年5月28日投入商业运行，投运后运行状况良好，截至2002年12月31日已连续安全稳定运行221天，可用率100%。

2号发电机组2002年度处于调试阶段。

2002年对1号发电机组可靠性产生影响的主要因素有：

(1) 氢干燥器出口露点偏高

2002年4月12日,1号机组1GRV002AR闪发发电机氢干燥器出口露点报警,其后出现间断报警,虽然发电机壳体内氢气的露点仍处于报警值以下,干燥器目前的不正常状态尚没有影响到发电机正常运行,但此报警已引起各部门的高度重视。TEM通过现场连续监测和分析认为氢干燥器露点高可能的原因有:再生分离器及排水管线工作异常,效能降低;再生管线有一定的堵塞,造成流量不够;再生加热器加热的温度不够,使饱和和氢气分离不出水分。针对上述可能原因采取相应措施进行处理后,出口露点和机壳露点都在改善中,发电机壳体和干燥器出口露点最低值可达到 -16.4°C 和 -22.4°C ,但报警仍未消除。目前,已根据厂家意见更改干燥器出口报警值,报警消除,发电机壳体露点稳定。设备管理处还在继续跟踪监测并发文ALSTOM咨询有关问题的意见。

(2) 1号发电机后端排油量偏大问题

2002年7月30日运行人员在检查发电机泄漏率时发现从1GRV003CW排出1.2L油(每周排油标准为1L),而001CW和002CW在两次试验中都未排出油。通过试验确认1GRV003CW漏油量与发电机充排氢操作无关。因此,怀疑发电机瓦端密封后有异常。10月14日以后,LPO开始执行TOI,每天排油三次,记录漏油量,对影响漏油量的因素进行分析。从跟踪情况分析,发电机漏油量大的原因可能在于密封系统本身或发电机与之相关的部份。目前,设备管理处正在跟踪TOI的执行情况并进行分析,以确定根本原因。

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号主变压器和厂用变压器(A和B)在机组投入商业运行后,运行稳定,连续运行221天。2002年1号主变压器和厂用变压器(A和B)商业运行后的可用率为100%。

2002年GEV系统500kV变压器设备的故障率为0,厂用变压器的故障率为0。

本年度影响GEV输变电系统可靠性的主要因素是1号厂用变压器A油总烃含量和增长速率超标,详见3.1.8节,分析认为变压器内部存在低温过热,正在监视运行,待机组换料大修时进行处理。

3. 500kV GIS 开关站供电可靠性

2002年,500kV GIS开关站运行状况良好,避雷器全年动作4次,SF₆气室全年共出现低气压报警2次,经处理均恢复正常。整个500kV GIS各气室维护的完好率为100%,全年未发生设备损坏或停电故障,全年超高压开关正确动作率为100%,500kV GIS开关站在2002年度保持了良好的可用性。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2002年度220kV辅助电源系统发生停运不可用次数共10次,其中商业运行前3次,共计停电3.8h;商业运行后7次,共计停电74.6h。全年LGR系统设备的可用率为99%,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是:曾出现过表面脏污致使220kV变压器低压套管绝缘下降的事情,LGR系统设备均为户外型,又靠近山脚,容易因风沙、盐雾而积垢。将根据运行经验研究是否调整爬距。

5. 6.6kV 中压厂用电系统供电可靠性

2002年岭澳核电站中压6.6kV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。6.6kV中压系统各类设备全年故障率见表3.1.9-1所示。

表 3.1.9-1 6.6kV 中压电气设备年故障率

6.6kV 中压供电设备	运行总台数	故障台次	故障率
母线	19	0	0
断路器 (接触器)	211	0	0
电动机	82	0	0
变压器	76	0	0

6. 6.6kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

核电站每台机组的 2 台 6.6kV 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。2002 年 1 号机组 2 台柴油机不可用时间为 135.57h (商业运行后为 134.27h), 其年不可用率为 0.77%。柴油发电机不可用率统计结果见表 3.1.9-2 所示。

表 3.1.9-2 柴油发电机组 LHP/LHQ 年不可用率

单位: %

年份	1 号机组 (LHP/LHQ)		目标值	综合统计	目标值
	全年	商业运行后			
2002	0.77	0.76	0.5	0.77	0.5

2002 年影响柴油发电机组可靠性的主要因素有:

(1) 7 月 17 日在执行定期试验 PT1LHQ001 中, 当柴油发电机带载 45min 后, 突然转入空载运行, 两分钟后停运。经现场检查发现 201PO 出口软管破裂, 大量喷水。破裂的软管在由制造厂家进行检查后, 初步分析认为: 软管制造时未按设计要求, 软管材质不均匀, 导致软管在最薄的部位断裂。此外, 设计时对软管无振动要求。同类型软管送厂家检查, 防止共模事故发生。

(2) 1LHP 试验中意外跳闸: 8 月 28 日 1LHP 在执行柴油机月度试验时第一次启动约 2min 后意外跳闸, 现场出现 453/457AA 报警, 分别是 001MO 排气温度高报警和 150SN 触发的油位低报警。经现场检查分析, 确认是 150SN 在柴油机启动时因油位波动而误发油位低 (457AA) 报警所致, 大亚湾核电站也曾有过类似经验反馈。目前采取的临时措施是试验前将曲轴油箱油位加到接近高油位, 避免启动时油位波动引发油位低报警。

7. 直流电源、逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

2002 年岭澳核电站的直流电源 230V、125V、48V 和 30V 各电压系统及相关的各类设备 (母线、充电器、电池组和逆变器等) 均无设备损坏事故发生, 全年保持了良好的可用性。

3.1.10 仪控系统设备运行及评价

岭澳核电站仪控设备于 2002 年逐步移交至仪表计算机处负责, 仪表计算机处投入约 2/3 的人力进行岭澳核电站的生产准备、接产和运行维护工作, 实现了 1 号机组商业运行后一周内无报警并在本年度内持续安全运行、2 号机组无非计划停机停堆等目标。同时, 仪表计算机处承担了 75 项工程遗留问题的准备和部分执行工作, 解决了许多重大技术遗留问题, 例如: 汽轮机调节系统上位机死机问题、反应堆压力模式的功率扰动问题、气

动执行机构中的粉尘问题、RIC ΔT_{max} 漂移问题和仪控设备直流电源的绝缘问题等，使仪表设备保持了良好的运行状态。

为了提高生产准备的效率，仪表计算机处对规程编写、备件准备、定值准备等一系列仪表生产准备工作实施全处统一管理，调度专业人员对相应系统进行生产准备，在10月份就高质量地完成了2002年全年的生产准备工作，具体如下：

- 1) 超额完成规程编写计划任务，实际完成769份；
- 2) 完成定值手册16 025条，出版了电站系统定值手册；
- 3) 完善设备档案，提出备件编码和采购2 928项；
- 4) 在本年度完善、修改仪表校验单1 700条，完成校验单输机12 918份；
- 5) 完成岭澳核电站大修标准包编写1 680个，日常标准包编写450个；
- 6) 完成EESR和TOTO的检查。

在投入商业运行后，岭澳核电站的仪表设备运行状态良好，设备投入率为100%，保护动作正确率100%，具体情况如下：

1. 控制系统

(1) 核岛通用控制测量系统

核岛通用控制系统由Bailey9020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月一次的SIP周期试验保证通道的可用性。在2002年，核岛通用控制测量系统设备总体运行情况良好，保护通道的定期试验合格率为100%。

(2) 常规岛通用控制测量系统

常规岛通用系统由P320仪表控制回路和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2002年运行基本正常，但是由于设计和安装缺陷，系统存在P320系统绝缘和接地故障，1KCO010AA报警闪发等问题。经过工程部和生产线的合作，P320系统的绝缘和接地故障已经得到解决，1KCO010AA报警的问题有待设备供应商继续进行改进。

(3) 专用系统

棒控系统总体运行情况稳定，设备状况良好。

堆外中子通量测量系统可用率较高，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LOCA监测系统的死机故障，作为遗留问题待处理。

堆芯测量系统可靠性较高，设备可用率100%。

电站辐射监测系统的运行情况良好，但是系统的调节缺陷和KRT设备接触故障等出现的频率较高，设备完好状态有待进一步提高。

汽轮机调节系统全年运行状况较好，主要缺陷包括由于软件设计缺陷造成上位机频繁死机、反应堆压力模式退出时功率扰动、汽轮机和反应堆接口信号偏差等问题。经过设计改进，上位机频繁死机问题得到解决，但效果有待于在下一个运行周期观察确认；反应堆压力模式问题和接口信号偏差问题也得到初步解决，将作为遗留项进行跟踪处理。

汽轮机监视系统的工作性能基本稳定，未出现影响可用性的异常。

2. 保护系统

反应堆保护系统全年可用率100%，磁逻辑性能稳定。

汽轮机保护系统可用率100%，继电联锁可用率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：2002年，岭澳核电站两台机组的集中数据采集系统已经由调试队全部移交维修部负责维修运行，其运行状态正常。该系统在系统结构、硬件组成上与大亚湾核电站不同，但是在软件应用功能上基本类似。

安全监督系统包括如下功能：故障源识别（用一张表通知操纵员安全动作的时间顺序并确认最初产生这些动作的故障）、安全执行器监督（用模拟图来显示安全注入泵、主回路系统等安全执行器的位置、偏差、可用性及其可靠性状态）、电厂运行点监视（监视主回路压力和 RIC 平均温度以定位电厂运行点）、安全注入监视（通过显示一系列模拟图帮助操纵员运行安全注入系统）、安全功能监测（核功率、堆芯冷却、蒸汽发生器排热等的检测）、A0 事规程选择、电站状态监测（事故状态 U1 规程选择，包含在岭澳核电站 KPS 功能的 SPU/U1 功能中）、基本故障（Generic Fault）和预定义监视（Predefined Surveillances）等功能。在 2002 年，安全监督系统的各项功能运行正常。

电度表和故障录波系统：2002 年，该系统稳定运行，完整记录了岭澳核电站两台机组投产后的重大事件以及其他调试事件。

试验数据采集系统：2002 年，该系统运行正常，完成了所有调试和运行试验任务。

(2) 岭澳核电站工业数据采集网

在 2002 年，工业数据采集网络已经与 KZC 等实时系统实现连接，全年运行比较正常。下半年 1 号机组的工业数据采集网关与 KDC 连接成功，可以将工业数据采集的实时数据传输到工业数据网上，为下一步的应用开发打下了基础。

(3) 工业计算机管理

2002 年，岭澳核电站工业计算机管理的主要工作是系统设备的接管工作，即由归口管理部门仪表计算机处从工程部门接收各种工业计算机，工作进展正常。

(4) 岭澳核电站人员进出控制系统

2002 年，岭澳核电站人员进出控制系统正式投入运行，由于属于原型系统，运行初期不稳定。其中因软件问题而导致系统不可用的现象很严重，经过厂家的持续改进，到 10 月份以后软件问题逐步得到解决。但是硬件如三角闸、旋转门、车道升降杆等还存在不少问题，有待进一步改进。

4. 消防探测系统

岭澳核电站的消防探测系统上火警探头数量繁多，遍及全厂各个区域，2002 年消防探测系统的设备可用率在 99% 以上，设备运行状况良好。主要的故障模式是由于探头故障、底座接触不良、探测模块故障等。

5. 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，2002 年总体运行情况良好。

6. 气动阀门执行机构

气动阀门执行机构是核电站控制系统的重要组成部分，按使用区域可划分为核岛气动阀门与常规岛气动阀门；按功能又可区分为气动调节阀与开关阀。在 2002 年度气动阀门设备状态总体情况良好。

7. 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，2002 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。

8. 显示仪表和记录仪

显示仪表和记录仪在 2002 年度工作基本正常，运行情况稳定。

3.1.11 燃料循环及燃料管理

1. 核材料管制

由于核材料（铀-235，钚-239 及其它）具有昂贵的经济价值和战略价值，所以世界上几乎所有拥有核材料的国家，从开始使用核材料起，都建立了相应的核保障措施。通过各种手段保证核材料的安全与合法利用，防止核材料被盗、破坏、丢失、非法转让和非法使用，以保障国家安全、公众健康和经济利益。核保障是通过核材料衡算与控制管理系统来实现的。

为了使核材料管制工作有序进行，岭澳核电站建立了核材料衡算管理机构，即核材料管制办公室。该办公室由岭澳核电有限公司生产副总经理领导；设主任一名，由生产二部副总经理担任；副主任两名，分别负责核材料衡算管理和实物保护。核材料衡算管理分为在线和离线两部分。技术部技术支持处燃料管理科负责离线核材料衡算，即核材料衡算管理的具体实施。维修部现场服务处负责在线核材料衡算，即燃料组件的现场操作。

岭澳核电站是核材料的持有单位，2001 年 9 月 21 日，国家核材料管制办公室向岭澳核电站颁发了核材料许可证。自此，岭澳核电站按照有关规程的规定进行了核材料运输、接收、贮存、转移、装料和实物盘存等工作。

2. 核材料衡算管理

依据《中华人民共和国核材料管制条例》和《中华人民共和国核材料管制条例实施细则》，岭澳核电站自建成以来，就根据自身的特点，建立了一套相对完善的核材料衡算管理系统，并划分了核材料平衡区。岭澳核电站的核材料衡算是通过实施核材料的跟踪来反映核设施内核材料的分布，以及各个分布点（实物盘存关键测量点）的核材料的种类、数量以及它们变化的历史。

岭澳核电站具有两台完全独立的机组，即 1 号机组和 2 号机组。每个机组各自作为一个子平衡区进行衡算，每个子平衡区下又设立了实物盘存关键测量点和材料流动关键测量点，而整个岭澳核电站作为一个大平衡区进行衡算汇总，向国家原子能机构核材料管制办公室上报衡算报表。燃料管理科使用“核材料衡算数据库管理软件系统”和“国家核材料衡算通用软件（HCL）”对核材料数据库进行管理。2002 年已利用该软件系统生成岭澳核电站 2001 年第四季度和 2002 年四个季度的《核材料衡算报表》，并按时上报国家核材料管制办公室。

3. 首循环燃料管理

岭澳核电站两台机组首循环的核燃料由 FRAMATOME 公司提供。早在燃料制造时期，岭澳核电站就派出两名燃料工程师赴法进行驻厂监造，跟踪燃料生产全过程，及时发现生产过程中的问题并协调解决，确保了燃料组件生产高质量按期完成，为两台机组的提前商业运行及安全稳定运行打下基础。

岭澳核电站两台机组首循环的装载方式由 FRAMATOME 公司设计。在 FRAMATOME 公司提供了《首循环核设计报告》、《燃料管理报告》以及《最终安全分析报告》后，燃料管理科的工程师对提交报告进行了详细审查，并向 FRAMATOME 提出修改意见，最后确保相关技术报告准确无误。

岭澳核电站两台机组首循环的堆芯布置与大亚湾核电站首循环一致。设计循环长度为 333EFPD，堆芯装载 157 组燃料组件，其中富集度为 1.8% 的有 53 组，富集度为 2.4% 的有 52 组，富集度为 3.1% 的有 52 组。为了展平堆芯的功率分布，部分组件插入了硼玻璃可燃毒物。两台机组堆芯装载及运行情况见表 3.1.11-1。

表 3.1.11-1 岭澳核电站两台机组堆芯装载情况

燃料组件富集度/%	燃料组件数目/组	每盒组件插入可燃毒物硼玻璃数目	堆芯所在区域	UO ₂ 重量/t	重金属 U 重量/t	²³⁵ U 重量/t
1.8	53	0	1	27.63	24.35	0.497
2.4	40	12	2	20.85	18.38	0.500
2.4	12	16	2	6.26	5.51	0.150
3.1	36	0	3	18.77	16.54	0.582
3.1	8	12	3	4.17	3.68	0.129
3.1	8	16	3	4.17	3.68	0.129

1 号机组燃料组件共计 165 组，于 2001 年 10 月运抵岭澳核电站现场。1 号机组 2002 年 2 月 4 日首次临界，5 月 28 日投入商业运行，预计循环长度为 340 等效满功率天 (EFPD)，超出设计循环长度部分可以在寿期末通过降功率运行来实现。

2 号机组燃料组件共计 157 组，于 2002 年 5 月运抵岭澳核电站现场。2 号机组 2002 年 8 月 27 日首次临界，2003 年 1 月 8 日投入商业运行，预计循环长度为 350 等效满功率天 (EFPD)，超出设计循环长度部分可以在寿期末通过降功率运行来实现。

4. 岭澳混合堆芯及提高浓缩度论证

2000~2002 年间，技术支持处经过长时间可行性研究，与发电规划处和财务部充分沟通，并向经理部多次汇报，在取得一致意见的基础上，在 2001 年确定了岭澳核电站混合堆芯和提高燃料富集度等项目的论证计划和进度安排，并于 2002 年 4 月签订合同。

岭澳核电站第二至五循环堆芯燃料管理将有以下特征：

1) 由于宜宾燃料厂燃料生产改为 AFA-3G，造成岭澳核电站第二循环 AFA-3G 与 AFA-2G 燃料的混合使用。

2) 为了使岭澳核电站的年发电能力尽快达到 140 亿 kW·h 以上，并为将来进一步改进燃料管理打下基础，拟从第三循环开始提高燃料富集度。

3) 由于后续循环燃料管理改进的需要，将在第二循环恢复 12 组控制棒束，反应堆控制棒数增至 61 组。

4) 为使大亚湾核电站安全注入系统浓硼水箱改进成功经验（提高安全注入系统可用率）尽早应用于岭澳核电站，将在第一次大修中实施浓硼水箱改进。

混合堆芯及提高富集度论证覆盖了岭澳核电站第二至五循环乃至平衡循环的堆芯燃料管理，解决了发电计划需求问题，基本确定了后续几个循环的堆芯装载方案。论证将于 2003 年 3 月底完成，并从岭澳核电站 1 号机组第二循环开始实施。

5. 中长期燃料管理策略

岭澳核电站的中长期燃料管理策略研究也于2002年全面展开,经过系统研究及详细分析计算,技术部提出了两套策略:

(1) 进一步提高换料组件富集度,减少换料组件数目,从而提高燃料循环经济性。经验证明:减少换料组件数目在提高燃料循环经济性中占据重要地位。基本策略是实施1/4年度换料,但不是严格的1/4,而是略多于1/4,以降低燃料组件的卸料燃耗。这样大亚湾核电站采取18个月换料,岭澳核电站采取1/4年度换料,既可以避免大修重叠,又可以避免夏季用电高峰期换料大修。1/4年度换料可以作为最终策略。

(2) 继续保持混合堆芯论证确定的1/3年度换料或过渡至1/4年度换料,在几个循环之后,岭澳核电站可以充分借鉴大亚湾核电站18个月换料的分析论证及运行经验,在大修队伍具备同时完成2台机组大修的前提下可以进一步过渡到18个月换料。这样两个电站采取相同的燃料管理方式,更方便群堆管理。

在提出两套策略的同时,针对可能实施的1/4年度换料方案,燃料管理科进行了具体的燃料管理计算,论证了策略的可行性。根据法国EDF电厂经验可推知:使用换料组件44组,富集度约4.0%,采取低泄漏的堆芯装载方式,循环长度可达到310~320EFPD(两台机组的年度发电量可以达到140亿kW·h左右)。1/4年度换料平衡循环的主要计算结果见表3.1.11-2。

表 3.1.11-2 平衡循环燃料管理计算结果摘要

主要参数		平衡循环
循环长度	平均燃耗/(MW·d/t)	12 516
	EFPD/天	312
BOL,HZP时温度系数/(pcm/°C)		-6.957
最大组件燃耗/(MW·d/t)		50 696
最大核熔升因子 $F_{\Delta H}$		1.4486
最大核热点因子 F_q		1.7277
BOL 临界硼浓度/(mg/L)		1 538
边界组件平均相对功率(MOL)		0.60
可燃毒物棒根数(钷棒)		288
停堆裕量/pcm		3 055

6. 首次换料燃料驻厂监造

岭澳核电站1号机组的首次换料共计52组富集度为3.2%的第三代先进燃料组件(AFA-3G)于2002年开始生产。AFA-3G燃料组件相对于AFA-2G组件在燃料棒、导向管、定位格架和上下管座等设计上进行了改进,从而进一步改进了燃料组件的堆内运行性能,包括高燃耗性能、抗辐照、抗弯曲性能等。由于AFA-3G生产线改造完成后仅为大亚湾核电站生产了两炉料,生产人员的技能尚未完全到位,因此在AFA-3G组件生产过程中存在不符合项等个别事件。燃料管理科的两名高级工程师长期驻宜宾核燃料元件厂,对燃料组件生产的各个环节严格把关,确保了燃料组件的顺利生产。

7. 燃料管理软硬件升级

2002年4月,与美国西屋公司的APA软件及HP工作站硬件升级合同签订,12月软件及工作站到货并完成现场测试。整个HP工作站包括2台主机、4台PC机,以及2个UPS电源和1个网络打印机,PC机通过EXCEED软件实现登陆主机计算。2003年1月完成由西屋公司专家主讲的APA程序培训,并针对大亚湾核电站2号机组建立了第一、二循环的燃料管理模型。至此,公司拥有FRAMATOME公司的SCIENCE软件包和美国西屋公司的APA软件包,其中SCIENCE软件包用于完成换料设计,西屋公司的APA软件包用于独立校核,此外两套程序都还可以用于燃料管理研究。目前即将完成的“岭澳核电站混合堆芯及提高富集度论证”和“1/4年度换料燃料管理计算”是使用SCIENCE软件包来完成的。

8. 核燃料操作活动管理

岭澳核电站2002年的主要核燃料操作活动包括新燃料接收和首次堆芯装料操作。

(1) 新燃料接收

2001年9月30日至11月12日,1号机组接收由法国燃料元件厂生产的第二代先进燃料组件(AFA-2G),其中富集度为1.8%的53组,富集度为2.4%的52组和富集度为3.1%的60组,共计165组。

2002年5月26日至6月10日,2号机组接收由法国燃料元件厂生产的AFA-2G燃料,其中富集度为1.8%的53组,富集度为2.4%的52组和富集度为3.1%的52组,共计157组。并将1号机组的4组3.1%的燃料组件运到2号机组作为备用。

(2) 首次堆芯装料操作

1号机组首次装料操作从2001年12月8日开始,至12月14日结束;2号机组首次装料操作从2002年7月15日开始,至7月18日结束,装料操作用时见表3.1.11-3。岭澳核电站与大亚湾核电站首次装料时间比较见表3.1.11-4。

表 3.1.11-3 首次堆芯装料操作时间统计

	1号机组	2号机组
装料	77h40min	64h20min
装料后的堆芯照相	3h	1h50min

表 3.1.11-4 首次装料时间表

机组号	大亚湾核电站1号机组	大亚湾核电站2号机组	岭澳核电站1号机组	岭澳核电站2号机组
装料时间/h	99.5	89	77	64.3

(3) 燃料厂房乏燃料水池内库存

截至2003年1月20日,岭澳核电站两台机组燃料厂房乏燃料水池内均无燃料组件,干

贮存间各有 4 组备用组件，富集度为 3.1%。

3.2 核安全

3.2.1 三道屏障完整性

2002 年，岭澳核电站两台机组的三道屏障完整性保持完好。以下是 2002 年三道屏障的监控情况。

1. 燃料元件包壳

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

图 3.2.1-1~4 给出了 2002 年岭澳核电站 1, 2 号机组的一回路放射性指标：气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱，从图中可以看出，两台机组的两项指标稳定，并且在限值之下。由此可得出结论，2002 年岭澳核电站 1, 2 号机组燃料元件包壳屏障的完整性良好，满足技术规范的要求。

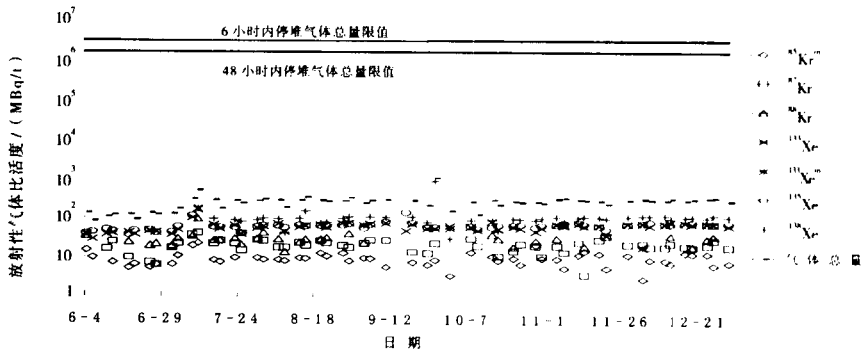


图 3.2.1-1 1 号机组第一循环一回路放射性气体总量

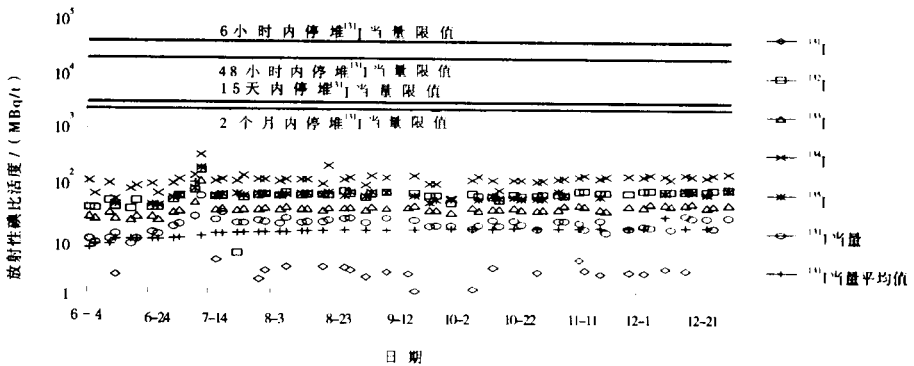


图 3.2.1-2 1 号机组第一循环一回路放射性碘比活度

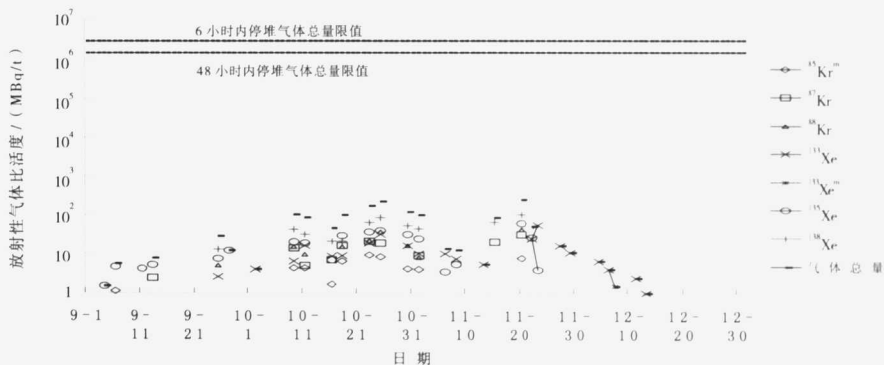


图 3.2.1-3 2号机组第一循环一回路放射性气体总量

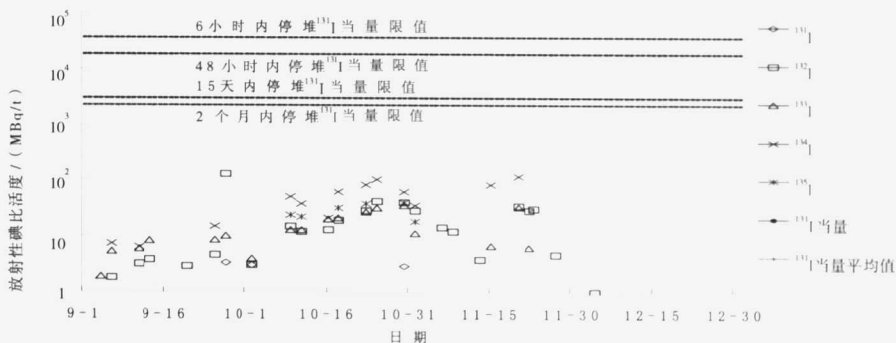


图 3.2.1-4 2号机组第一循环一回路放射性碘比活度

2. 一回路压力边界

2002年1, 2号机组一回路压力边界的完整性监测情况见图 3.2.1-5。从图中可以看出, 两台机组一回路冷却剂压力边界冷却剂泄漏率处于较低水平; 虽然有几个点超过管理目标值 30L/h, 但远低于技术规范限值 (总泄漏量限值为 2300L/h, 非定量泄漏限值为 230L/h)。1号机组泄漏率年平均值为 16.74L/h, 2号机组泄漏率年平均值为 20.53L/h, 小于管理目标值 30L/h。因此 2002年1, 2号机组的第二道屏障完整性良好。

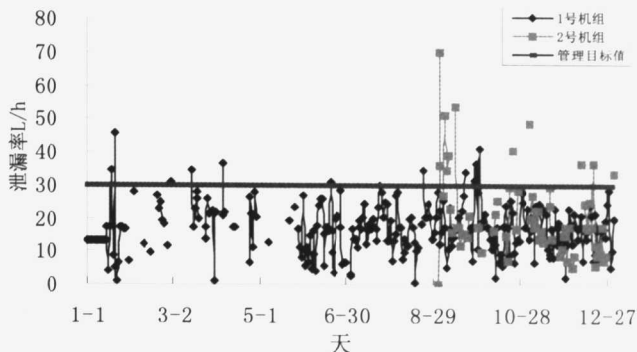


图 3.2.1-5 2002年1, 2号机组一回路泄漏率

3. 安全壳

安全壳作为三道屏障的最后一道屏障, 岭澳核电站两台机组在 2002年全年的安全壳

监测情况如图 3.2.1-6。

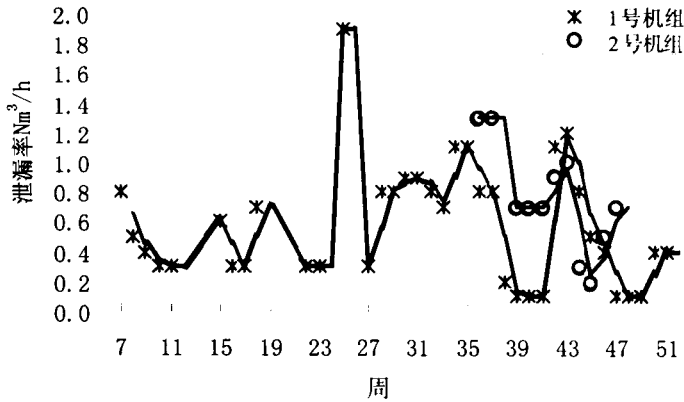


图 3.2.1-6 2002年1, 2号机组安全壳泄露率

1号机组从第7周开始进行安全壳泄漏率试验, 全年平均值为 $0.6\text{Nm}^3/\text{h}$ 。在所做的 37 次试验中, 安全壳泄漏率介于 $0.1\text{Nm}^3/\text{h}$ 到 $1.9\text{Nm}^3/\text{h}$ 之间。

2号机组从第36周开始进行安全壳泄漏率试验, 全年平均值为 $0.8\text{Nm}^3/\text{h}$ 。在所做的 11 次试验中, 安全壳泄漏率介于 $0.2\text{Nm}^3/\text{h}$ 到 $1.3\text{Nm}^3/\text{h}$ 之间。

由以上数据可以看出, 2002年两台机组安全壳的泄漏率小于 $5\text{Nm}^3/\text{h}$, 满足运行技术规范的要求, 其完整性良好。

4. 风险评价

风险评价是通过概率论的方法给出电站在运行期间风险的变化情况, 亦即用 PSA 的方法评价电站的安全度。表 3.2.1-1 给出岭澳核电站 1 号机组在 2002 年商业运行以来的风险度变化趋势, 从表中可以看出, 6~11 月机组的安全状态良好, 风险度均小于目标值 1.2, 但 12 月份的机组安全状态令人担忧, 风险度达到 2.34, 远高于目标限值 1.2, 主要原因是 2LGB 的电缆烧毁, LGR 因检查及维修而不可用的总时间长达 110 小时, 对总的风险增量的贡献高达 97.2%。

表 3.2.1-1 1号机组商业运行后的风险度分布与趋势

月份	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风险度	1.01	1.05	1.05	1.07	1.04	1.02	2.34

3.2.2 专设安全系统

在 WANO 指标体系中的安全系统性能涉及到的三个专设安全系统, 即辅助给水系统 (ASG)、高压安全注入系统与应急交流电源系统中, 辅助给水系统、高压安全注入系统不可用率良好, 不可用率分别为 0 和 0.0003。但应急柴油发电机不可用率达 0.013, 远远超过了应急柴油发电机本身的指标, 严重影响了岭澳核电站全年的安全系统不可用率总体指标。主要原因为柴油发电机冷却水软管破裂及更换问题, 占全部不可用率的 80% 以上。

1. 在应急柴油发电机系统方面, 在 2002 年发生的主要不可用事件为:

(1) 7月17日 1LHQ206FL 冷却水软管发生破裂, 经厂家确认该批软管存在制造质量问

题,之后对全厂柴油机软管进行了普查,发现个别软管安装对中不符合标准,重新进行了对中调整与更换处理;

(2) 11月20日柴油发电机转速开关 1LHP500/501SC 损坏故障导致应急柴油发电机无法启动。

2. 在辅助给水系统方面,主要技术问题有:

(1) 1ASG001TC 的排汽管线穿过 1ASG001BA 房间部分(1ASG001ZI)温度高,最后通过给 1ASG001ZI 加装保温层而使问题得以解决;

(2) 5月24日 1ASG001BA 水温高导致机组状态后撤,原因为从 1CEX 来的补水温度高;

(3) 5月24日 1ASG003PO 非驱动端轴承烧毁,原因为岭澳核电站双联油过滤器的结构与大亚湾核电站相比有改变,但换油程序未修改,不能正确表明注油方法,导致推力轴承盘与推力瓦块干摩擦;

(4) 2号机组在调试中发现 2ASG001/002PO 的入口管道在低流量运行时振动剧烈,FRAMATOME 通过增设小流量管线来解决管道振动问题。

(5) 8月27日 2ASG001BA 出现水温高,直接原因为 2ASG001/002PO 长时间低流量运行而缓慢加热了 2ASG001BA 水箱的水,初步分析根本原因为系统设计中 ASG 辅助给水泵循环回水对水箱加热效应考虑不足。

改善 ASG001BA 水温与水位控制、保证柴油发电机软管质量仍将是今后提高专设安全系统可用率的重点

3.2.3 安全相关设备不可用状态 (I_0) 跟踪

2002年,根据岭澳核电站的两台机组调试与运行,开始对安全相关设备的不可用状态进行跟踪统计:1号机组从1月1日开始;2号机组从8月27日开始跟踪统计。统计的项目包括不可用次数、不可用消耗比和平均消耗比。

2002年初确定1号机组的第一组安全相关设备不可用累计消耗比目标限值为9,到2002年末,1号机组的第一组安全设备不可用累计消耗比在控制范围之内,为6.58。

以下是岭澳核电站在2002年调试和商业运行期的安全相关设备不可用状态的统计情况。

1. 第一组不可用

(1) 总体情况

第一组不可用次数、不可用消耗比及不可用平均消耗比按月分布情况如表 3.2.3-1 所示

表 3.2.3-1 第一组不可用月度分布

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计	
全厂	月度消耗比	6.22	4.97	1.64	3.13	1.65	0.39	0.79	2.33	4.15	0.86	0.97	2.93	30.03
	月度消耗次数	25	31	23	34	21	13	6	25	38	44	17	26	303
	平均消耗比	0.25	0.16	0.07	0.09	0.08	0.03	0.13	0.09	0.11	0.02	0.06	0.11	0.10
1号机组	月度消耗比	6.22	4.97	1.64	3.13	1.65	0.39	0.79	0.43	1.11	0.34	0.60	2.88	24.15
	月度消耗次数	25	31	23	34	21	13	6	12	5	15	10	25	220
	平均消耗比	0.25	0.16	0.07	0.09	0.08	0.03	0.13	0.04	0.22	0.02	0.06	0.12	0.11
2号机组	月度消耗比	--	--	--	--	--	--	--	1.90	3.04	0.52	0.37	0.06	5.89
	月度消耗次数	--	--	--	--	--	--	--	13	33	29	7	1	83
	平均消耗比	--	--	--	--	--	--	--	0.15	0.09	0.02	0.05	0.06	0.07

2002年,1,2号机组安全相关设备不可用消耗比达30.21,主要是由于调试期间的

安全相关设备不可用消耗比占很大份额：17.56。

在两机组全年发生的共 303 次第一组不可用中：

计划不可用有 188 次，占总数的 62.05%，累计消耗比为 11.05，占总的累计消耗比的 36.80%；

随机不可用有 115 次，占总数的 37.95%，累计消耗比为 18.98，占总累计消耗比的 63.21%。

可看出，随机不可用次数较小，但是随机不可用消耗比占总消耗比的 63%。可见 2002 年安全相关系统不可用消耗比的主要贡献来自随机不可用。

所有第一组不可用中，ASG 系统的贡献很大，消耗比为 11.74，主要体现在 ASG001BA 水箱水位低，以及 ASG003PO 隔离检修和轴承烧毁。LHP/LHQ 不可用贡献也很大，消耗比 2.74，主要的故障是冷却水管所导致的。其次是 9LGR 不可用和 RPN（包括 PRN010MA ~ 040MA 和 LSS 系统）不可用带来的消耗比，分别是 2.02 和 3.08。

2002 年不可用消耗比大于等于 1.0 的不可用有两个：ASG001BA 水箱水量小于 710m³，消耗比 1.38；另一个是 PTR001BA 水箱低水位，消耗比 1.0。

(2) 分类统计情况

两台机组的第一组不可用冷却、反应性、屏障和支持功能分类的情况如表 3.2.3-2 和 3.2.3-3。从表中可以看出，2002 年两台机组第一组不可用次数主要体现在冷却和反应性方面。在不可用消耗比方面，1 号机组主要是由冷却和支持所导致，2 号机组主要是由冷却和反应性所引起的。

表 3.2.3-2 1 号机组第一组不可用按功能分类统计

统计项	冷却	反应性	屏障	支持
次数	99	82	8	31
总消耗比	13.49	3.68	0.8	6.17
平均消耗比	0.14	0.04	0.10	0.20
次数所占的比例	45.00%	37.27%	3.64%	14.09%
消耗比所占比例	55.88%	15.25%	3.31%	25.54%

表 3.2.3-3 2 号机组第一组不可用按功能分类统计

统计项	冷却	反应性	屏障	支持
次数	28	41	6	8
总消耗比	2.24	1.94	0.63	1.09
平均消耗比	0.08	0.05	0.10	0.14
次数所占的比例	33.73%	49.40%	7.23%	9.64%
消耗比所占比例	38.03%	32.94%	10.65%	18.51%

注：支持功能主要是指电源、通风（不包括含碘过滤器的通风回路）以及压缩空气及其它；屏障功能是指影响三道屏障的设备和系统（包含碘过滤器的通风回路）。以上统计中，不可用次数不包括不可计算消耗比的第一组 I₀。不可计消耗比的 I₀：1 号机组共 59 次，其中与 DVN 系统有关的 50 次（表现为风机不可用和通风流量小），其它系统 9 次；2 号机组共 25 次，其中与 DVN 系统有关的 22 次，其它系统 3 次。

2. 第二组不可用

(1) 总体情况

2002 年两台机组第二组不可用总体情况见表 3.2.2-4。

表 3.2.3-4 2002 年第二组不可用总体情况

1 号机组				2 号机组			
随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用次数	总不可用时间/h	随机不可用次数	计划不可用次数	总不可用次数	总不可用时间/h
265	521	786	4 749	129	218	347	2 639.43

从表中可以看出, 1, 2 号机组第二组不可用次数分别为 786 次和 347 次。表中随机不可用次数较小, 但是随机不可用所持续的时间较长, 1 号机组为 2 501.65h, 2 号机组为 1 192.25h。

(2) 分类统计情况

2002 年第二组不可用按系统分布排序情况见表 3.2.3-5 (表中只列出不可用较多的系统)。从表中可以看出, 出现不可用较多的系统依次主要是: KRT、RPR、SEC、APG。尤其是 KRT 系统, 在 1, 2 号机组都是不可用次数的主要贡献者。不可用持续时间主要贡献者来自 KRT、JDT 等系统; K R T 的主要原因是故障和流量低所造成的不可用, J D T 是故障所导致。

表 3.2.3-5 2002 年第二组不可用按系统分类统计

1 号机组						2 号机组					
系统	总次数	计划次数	计划持续时间	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	随机次数	随机持续时间/h
KRT	416	236	273.07	180	1 351.90	KRT	200	123	110.22	77	528.95
RPR	87	71	147.53	16	99.55	RPR	25	17	42.60	8	50.38
SEC	32	32	48.53	0	0.00	SEC	13	13	43.30	0	0.00
DVN	21	20	274.17	1	0.17	REN	13	7	728.63	6	27.53
APG	21	12	40.92	9	104.15	APG	10	8	73.82	2	10.30
DVE	19	14	74.53	5	36.88	DVE	8	5	86.92	3	25.88
EAS	17	15	21.95	2	21.73	EAS	7	6	7.40	1	0.33
RIS	15	11	223.05	4	79.43	CFI	7	2	45.00	5	138.35
REN	15	8	6.50	7	6.45	LCA	7	1	0.22	6	47.77
JDT	10	0	0.00	10	459.85	DVW	6	1	12.92	5	11.55
TEG	10	7	210.30	3	114.58	DVG	5	5	37.42	0	0.00
LLS	10	9	309.53	1	0.08	LLS	5	3	22.50	2	149.75
LCA	9	5	3.30	4	20.13	RPN	5	2	0.72	3	0.40
RRI	9	7	83.68	2	67.50	RIS	4	2	4.20	2	60.88
PAMS	9	1	0.45	8	25.10	PAMS	4	1	0.17	3	60.68
DVI	9	9	33.70	0	0.00	DVN	4	4	14.28	0	0.00
SAP	8	7	62.88	1	2.83	LCB	3	1	0.18	2	13.00
CFI	8	6	190.52	2	12.55	DVF	3	3	28.92	0	0.00
DVG	8	8	27.73	0	0.00	RIC	2	0	0.00	2	1.05
RPN	7	6	1.82	1	0.17	LBB	2	2	2.85	0	0.00
DVL	6	2	37.50	4	15.45	DWS	2	2	36.73	0	0.00
LCB	5	5	3.63	0	0.00	TEG	2	2	102.73	0	0.00
LBB	5	4	3.25	1	0.27	DVK	2	2	9.70	0	0.00
JPI	5	4	86.45	1	7.17	JDT	2	1	1.00	1	58.77

3.2.4 定期试验

1. 定期试验的概述

2002年岭澳核电站2台机组分别经历了从调试接产到商业运行的过程，在此过程中，定期试验也分4个阶段进行，装料前必须完成的定期试验项目，装料后到临界期间必须完成的试验项目，临界后到商业运行前必须完成的试验项目，商业运行后即机组正常运行时必须执行的定期试验项目。为了确保各阶段的定期试验得到有效的执行，生产线成立了定期试验项目管理小组，按照各阶段定期试验的要求，全部完成了相关的各项目活动。

2. 定期试验的计划及执行的管理

在定期试验项目管理小组有效的组织及运行下，首先，MAP组织相关单位按照监督大纲的要求，对各个阶段必须完成的试验项目进行了讨论及确认；其次，通过接产小组将这些试验项目。列入了调试计划，各执行单位通过等效或执行的方式，按要求完成了所有的试验项目。LSL按监督大纲的要求对所有的试验项目进行了全面的监督，定期试验项目管理小组也进行了全面的跟踪。

3. 定期试验各阶段的计划及执行情况

(1) 1, 2号机组装料前各单位计划及执行情况见表3.2.4-1。

表 3.2.4-1 1,2号机组装料前定期试验计划及执行情况

单位：项

		MSM	MGS	MRM	MIC	MEE	TTS	LPO	LPH	合计
计划	0,1,9号机组	12	3	3	111	72	134	104	19	458
	2号机组	9	3	3	115	61	132	135	20	478
执行	0,1,9号机组	12	3	3	111	72	134	104	19	458
	2号机组	9	3	3	115	61	132	135	20	478

(2) 1, 2号机组装料后到临界期间各单位计划及执行情况见表3.2.4-2

表 3.2.4-2 1,2号机组装料后到临界期间定期试验计划及执行情况

单位：项

		MSM	MRM	MIC	MEE	TTS	LPO	LPH	合计
计划	0,1,9号机组	10	1	81	11	26	145	23	297
	2号机组	6	1	80	12	8	141	13	261
执行	0,1,9号机组	10	1	81	11	26	145	23	297
	2号机组	6	1	80	12	8	141	13	261

(3) 1, 2号机组临界后到商业运行期间各单位计划及执行情况见表3.2.4-3及表3.2.4-4。

表 3.2.4-3 1, 2 号机组临界到商业运行期间计划及执行定期试验情况 单位: 项

		MIC	MEE	TTS	LPO	LPH	合计
计划	0,1,9 号机组	60	15	40	153	41	309
	2 号机组	65	17	45	185	31	343
执行	0,1,9 号机组	60	15	40	153	41	309
	2 号机组	65	17	45	185	31	343

表 3.2.4-4 2002 年岭澳核电站监督大纲相关的定期试验统计 单位: 项

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		
	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	0,1,9 号机组	2 号机组	
MIC	大	(47)	(0)	(47)	(0)	(47)	(0)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	小	266	0	266	0	266	0	0	0	0	0	0	0	35	0	16.7%	0.0%
MEE	43	0	43	0	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
TTS/TP	143	0	143	0	143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
TTS/TF	14	0	14	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
LPH/HR	401	0	401	0	401	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
LPO	≥1 月	421	0	421	0	421	0	12	0	1	0	15	0	26	0	8.9%	0.0%
	=1 周	207	0	207	0	207	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0.0%	0.0%
年合计	1495	0	1495	0	1495	0	14	0	1	0	17	0	61	0	—	—	
年度比例	—		100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	99.1%	0.0%	0.1%	0.0%	98.9%	0.0%	4.1%	0.0%	13.4%	0.0%	
	占总计划数	按计划执行率		执行合格率		无异常率		超期率		一次成功率		裕度内调整率		裕度平均利用率			

注: 2 号机组处于调试中, 暂不统计; 2002 年一次成功率目标值 $\geq 99\%$, 无异常率目标值 $\geq 96\%$

4. 定期总结

2002 年定期试验项目管理小组顺利完成了从调试到商业运行及商业运行后各个阶段的计划、执行及相关的监督等工作, 从试验的计划、执行、合格、监督频度等方面的情况来讲, 都满足电厂定期试验监督大纲的要求, 电厂定期试验部分的技术规程得到了有效的执行。

3.2.5 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。岭澳核电站瞬变统计是用 KDO 系统(试验数据采集系统)记录仪记录与一回路相关的压力、温度、流量以及阀门开关状态等参数, 分析这些参数的性质及变化是否超过阈值, 确定瞬变的发生, 然后与相应运行工况下的设计瞬变曲线比较归类。2002 年岭澳核电站商业运行前调试期间瞬变消耗较大, 有的瞬变正常运行时是不会消耗的, 绝大多数瞬变的消耗是由调试期间试验造成的, 还有一些瞬变的消耗是因调试期间出现设备故障及人为因素引起的, 需要引起注意。1 号机组商业运行后瞬变消耗就很少。

1. 主要瞬变消耗情况

根据不同的工况，瞬变可分为四类：

第1类：额定工况，相当于设计压力和温度范围内的静态工况，无须进行瞬变统计；

第2类：一般运行工况及中等概率事件，如升降功率；

第3类：小概率事件，如一回路小破口；

第4类：极小概率事件，如一回路大破口。

岭澳核电站2002年两台机组（包括1号机组商业运行前整个调试期间）没有发生严重瞬变即3、4类瞬变，主要瞬变消耗见表3.2.5-1。

表 3.2.5-1 瞬变统计

瞬变号	瞬变描述	1号机组	2号机组	设计限值
1.1	开盖后的升温	2	2	80
1.2	未开盖前的升温	1	3	120
2.0	反应堆降温	2	4	200
3.1	升功率（在15%FP-100%FP之间，最大速率5%FP/min）	27	21	9800
3.2	升功率（在15%FP-100%FP之间，速率>5%FP/min）	1	0	2000
4.1	降功率（在100%FP-15%FP之间，最大速率5%FP/min）	19	20	9920
4.2	降功率（在100%FP-15%FP之间，速率>5%FP/min）	4	0	2000
7.1	快速甩负荷到厂用电	2	0	160
9.2	一回路双相停堆下温度压力波动（稳压器建立气腔后加热或冷却）	7	0	100
10	热停堆下维持蒸汽发生器水位	11	7	2000
13	升功率（在0%FP-15%FP之间）	8	0	2200
14	降功率（在15%FP-0%FP之间）	0	1	2200
15.1	一回路单相情况下加热或冷却（ $\Delta T_{max}=20\text{ C}$ ）	1	1	2000
15.2	一回路单相情况下加热或冷却（ $\Delta T_{max}=50\text{ C}$ ）	5	0	200
18	汽机自动停转，汽机旁路系统打开	6	1	80
21.1	自动停堆，有正常导热条件	6	3	230
22	自动停堆，出现给水过冷	1	0	160
32.1	上充增加50%	63	42	12000
32.2	上充最大增加	15	13	300
33	上充减少50%	68	61	12000
35	关闭第二个孔板，流量中等幅度减少100%	22	10	11200
36	关闭第二个孔板，流量大幅度减少100%	16	3	800
37	下泄关闭后打开，上充不变	10	3	220
38	上充、下泄同时关闭后，同时打开	18	11	200
42	RRA系统启动	7	5	200
43	投运过剩下泄管线	2	1	400
0	没有归类的瞬变	0	2	—

说明：1号机组的数据包含机组投入商业运行前的瞬变及2002当年的机组瞬变值。

2. 瞬变消耗原因分析和改进建议

1号机组调试期间由RCV系统操作引起较严重的32.2、36、37和38号瞬变消耗次数较多，还发生了多次非计划停机停堆事件，造成18号瞬变消耗6次，21.1号瞬变消耗6次，22号瞬变消耗1次。

2号机组反应堆未开盖升温消耗的1.2号瞬变、反应堆降温消耗的2.0号瞬变比1号机组多2次，其中一次是热态调试期间一回路为满足2ASG003PO/2LLS001AP试验条件，从

热停堆降温降压至正常中间停堆消耗的瞬变。另一次是自动停堆造成的。

2号机组还发生了二次0号未归类的瞬变：一次是5月23日2号机组热态试验期间进行TPCOC53试验时由于操作员错误地将GCTa阀门置于较大开度，造成蒸汽发生器和一回路温度过冷事件，另一次是12月7日由于2RCP003PO主泵重新启动，RCP温度在2分钟内从100℃上升到150℃，此类瞬变没有包含在设计瞬变中，只能作为“未归类瞬变”处理。

由于2002年度岭澳核电站1、2号机组绝大多数瞬变消耗都出现在调试期间，因此为了有效地控制调试期间的瞬变消耗，在机组调试期间已提出如下建议：

(1) 调试期间避免在升温降温过程中作一回路温度朝相反方向变化的操作，热停堆时尽量维持一回路温度、压力稳定。

(2) 瞬变32.2是一种严重的瞬变，会引起RCV上充管与RCP接口处出现疲劳，缩短其寿命。在调试期间应注意RCV上充、下泄流量的调节控制，即上充流量增加较大时，尽可能同时增加下泄流量。调试期间，稳压器水位控制尽量设置于自动位置，因为手动调节稳压器水位会引起一个前馈信号，造成RCV上充流量突然增加。

(3) 调试期间做各种试验时，尽量避免下泄孔板的全部关闭，减少37号瞬变的发生。特别注意的是应尽量避免同时关闭、打开RCV上充、下泄，减少38号瞬变的发生。

(4) 热态试验期间COC试验时在没有热负荷的情况下操作人员不能将GCTa阀门处于较大的开度，避免反应堆出现“过冷事件”；“过冷事件”发生后，应及时关闭GCTa阀门，同时通过减少上充流量、断开PZR加热器电源或启动辅助喷淋避免蒸汽发生器一、二次侧超压，要及时终止向蒸汽发生器补水。

3. 良好的实践和经验反馈

岭澳核电站两台机组调试期间瞬变消耗的控制与当年大亚湾核电站调试期间比较有了很大的改善。性能试验科早在1号机组冷试前就进行了瞬变统计的准备，对调试及运行人员进行了瞬变统计的培训，在1号机组热试期间发生瞬变较多时及时提醒，并向运行人员、调试队、LSL等有关部门作了汇报。1号机组调试期间出现较严重的瞬变在2号机组调试期间都有了很大的改善，这就说明工程和生产现场人员对1号机组调试期间出现的问题进行良好的经验反馈，避免了同类事迹的发生。特别2号机组调试期间没有发生非计划停机停堆事件，达到了世界同类核电站的先进水平。RCV与一回路接管处的瞬变也得到了有效控制。由于商业运行前瞬变消耗普遍较大，有的瞬变在正常运行时消耗很少，而岭澳核电站两台机组商业运行前瞬变消耗得到了良好的控制，为将来延长岭澳核电站两台机组的寿命作了良好的开头。

3.2.6 运行事件

根据国家核安全局颁布的《核电厂营运单位运行事件报告制度》(HAF0502/1/1)及IAEA和NEA(OECD)联合编制的INES《国际核事件分级使用手册》，岭澳核电站在2002年向国家核安全局共报告了19起电站运行事件(LOER)。

需要说明的是，岭澳核电站1号机组商业运行前发生运行事件11起，商业运行后发生3起，全年共14起。2号机组于2002年7月15日首次装料后才开始确定和定级运行事件，至2002年底共发出5起运行事件。具体运行事件列表详见7.10.2节“岭澳核电站运行事件”。

列表”。

1. 核电站运行事件的分级

根据国际核事件分级 INES 方法, 2002 年岭澳核电站发生的 19 起运行事件中, 有 1 起 1 级事件, 18 起 0 级事件。自岭澳核电站 1 号机组首次装料以来每年运行事件数按事件分级情况参见表 3.2.6-1。

表 3.2.6-1 2001 年~2002 年 0 级和 1 级运行事件分布

单位: 起

事件分级	2001 年	2002 年
0 级	2	18
1 级	0	1
事件总数	2	19

2. 运行事件按机组分布

自岭澳核电站 1 号机组首次装料以来发生的运行事件按机组分布情况见表 3.2.6-2。

表 3.2.6-2 运行事件按机组分布

单位: 起

事件 分级	2001 年		2002 年	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
0 级	2	0	14	4
1 级	0	0	0	1
合计	2	0	14	5

2001 年 12 月 8 日启动的岭澳核电站运行事件界定和分级管理程序只适用于 1 号机组。2 号机组 2002 年 7 月 15 日首次装料后也启用了该管理程序。因此 2001 年的 2 起运行事件都属 1 号机组。2002 年的 19 起运行事件中 1 号机组占 14 起。2 号机组共 5 起运行事件, 其中 1 起运行事件定为 1 级。

3. 运行事件按 HAF 报告准则分布

岭澳核电站自 1 号机组首次装料以来发生的运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如表 3.2.6-3。

表 3.2.6-3 运行事件按 HAF 报告准则分布

单位: 起

HAF 报告准则	2001 年	2002 年
准则 1	1	13
准则 2	—	—
准则 3	—	—
准则 4	1	4
准则 5	—	1
准则 6	—	—
准则 7	—	1
准则 8	—	—
准则 9	—	—
合计	2	19

上表显示: 2002 年度岭澳核电站所发生的事件中, 违反准则 1 (违反核电站技术规范书) 的事件数占总数的 68.4%。

此外，违反准则 4（导致专设安全设施和反应堆保护系统自动或手动触发）的事件 2002 年共发生 4 起，占总数的 30.8%。

因此违反准则 1 及 4 的事件共占 99.2%，这就为寻求如何杜绝或减少类似事件发生的方法提供了方向。

4. 运行事件按事件性质分布

2002 年岭澳核电站核站发生的 19 起运行事件中，从事件的直接原因看，人因事件 11 起，设备故障 8 起。岭澳核电站从 1 号机组首次装料以来所界定的运行事件统计情况如表 3.2.6-4 所示。

表 3.2.6-4 运行事件按事件性质分布

事件性质	2001 年		2002 年	
	起数	百分比	起数	百分比
人因	2	100%	11	57.9%
设备故障	0	0%	8	42.1%
总计	2	100%	19	100%

2002 年人因相关事件比例为 57.9%，趋势还无法评价。

5. 运行事件按后果分布

岭澳核电站将运行事件的后果分成 9 类，2002 年所发生的 19 起运行事件按后果分布如表 3.2.6-5 所示。

从表中可看出：首先，2002 年岭澳核电站共发生了 8 起停机停堆事件，其中 5 起主要是人为原因造成的，3 起是由于设备故障引起反应堆自动或紧急停堆。岭澳核电站虽处在新电站的人机磨合期，但“人的行为”是导致停机停堆事件的主要原因。人的失误，特别是人的技能问题、风险分析不到位是事件发生的主要原因。岭澳核电站 2 号机组之所以能创造零停机停堆到商业运行的辉煌历史，这都是从大亚湾核电站当年的调试活动、岭澳核电站 1 号机组的调试活动中汲取经验，加强风险分析和技能培训的结果。

表 3.2.6-5 2002 年运行事件按后果分布

单位：起

序号	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	5	3
2	除反应堆自动停堆外的其他瞬态	2	1
3	电站运行条件下降（违反技术规范）	2	2
4	核安全相关系统降级	1	1
5	核安全屏障降级	1	—
6	设备损坏	—	—
7	放射性失控排放	—	1
8	人员意外照射	—	—
9	人员伤亡	—	—

6. 事件的人因根本原因分析

表 3.2.6-6 将 2002 年岭澳核电站的 19 起运行事件报告中所涉及到的人为因素进行了归类，按照根本原因共分成 6 大类。

表 3.2.6-6 事件人因因素分类

单位: 起

根本原因分类	涉及的事件数量
培训不足	8
书面交流(规程缺陷)不足	7
组织管理及管理方法不当	6
工作实践不足	9
口头交流不足	2
监督方法不当	1

2002年的19起运行事件报告全部完成,根据报告分析结果统计出19份报告所涉及的人为因素共33个。在工作实践中由于风险分析不足、实际经验、技能不足或对程序的认识、理解不到位等都是导致事件发生的原因。

3.2.7 经验反馈

3.2.7.1 内部事件经验反馈

2002年内部经验反馈工作主要包括电站经验反馈组织和体系的改革、纠正行动落实与验证、内部事件管理、经验反馈数据库EFS的扩容与改进、经验反馈IE版的用户需求提出与实施等方面。

岭澳核电站的经验反馈工作由生产二部核安全与环保处安全分析科负责。2002年度,岭澳核电站经验反馈工作分为核燃料到场前、核燃料到场后及机组商业运行3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2002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。

2002年岭澳核电站1号机组5月28日投入商业运行,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1号机组在内部运行事件和电站运行事件的确认上使用同一准则。而2号机组则按《岭澳核电站装料前IOE准则》和《岭澳核电站装料前经验反馈》等管理程序进行运作。

1. 经验反馈组织及体系的改革

自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,将岭澳核电站生产线所报的24小时事件单、内部运行事件(IOE)、电站运行事件(LOE)及时录入。同时在CIS“经验反馈”模块中进行维护。

随着经验反馈工作的不断开展,为能使群堆管理模式下进行经验反馈工作和两电站经验反馈信息的共享,使内部运行事件和电站运行事件报告得更及时、更完善、更有力的管理,在2002年下半年提出、成立并逐渐运作事件分析小组。运作事件分析小组的加入使两电站的经验反馈工作得到强有力的技术支持,并且电站厂长直接参与事件分析小组日会,及时了解两电站事件状态,对电站的事件可以控制、管理,并及时下达指示。在经理层的重视和推动下使经验反馈工作的开展更加顺畅和及时。

2. 岭澳核电站事件管理

(1) 岭澳核电站运行事件

详见 3.2.6 运行事件及 7.10.2 节“岭澳核电站运行事件列表”。

(2) 岭澳核电站内部运行事件

为有利于内部运行事件报告编写执行部门人员提高反馈意识，养成良好的事件根本原因分析习惯，提高事件根本原因分析能力；为有利于电站整体核安全文化水平的提高，使事件报告生效更及时，经验反馈人员可以有时间从事更深入的事件分析工作，对电站事件状态可以有更全面的认识和评价，从 2002 年 9 月份起，内部运行事件报告主要由各相关部门自行编写审查，大亚湾核电站和岭澳核电站安全分析科一般不再参与内部事件报告的审查工作。此方式运作几个月的实践表明，除由于经验不足而使在报告编写质量方面存在一些问题外，其他各方面均收到不错的效果。

岭澳核电站 2002 年共界定内部运行事件 82 起，由于岭澳核电站 1、2 号机组所处调试、运行阶段不一样，所以在机组间、年度间不加评价。

(3) 内部运行事件按月分布如图 3.2.7.1-1 所示。

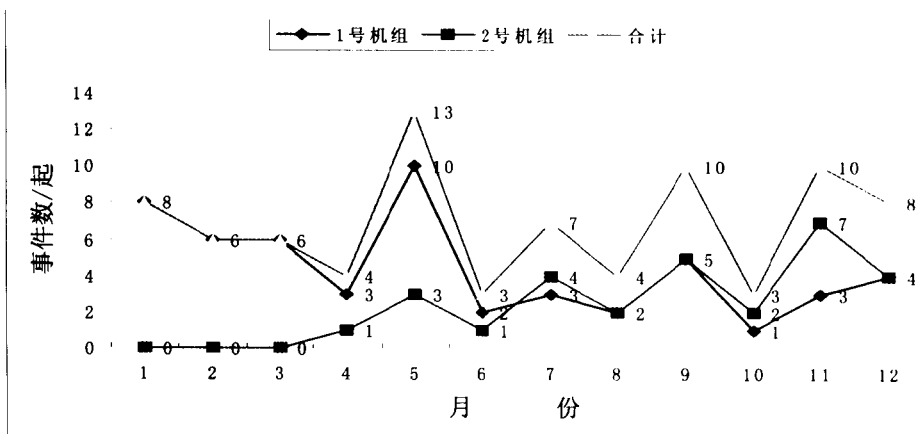


图 3.2.7.1-1 岭澳核电站 2002 年内部运行事件按月分布

从图中可看出，5 月份 1 号机组在小修期间发出的内部运行事件较多，5 起人因引起，5 起设备故障引起。2 号机组也是在小修期间发出的内部运行事件较多。这与运行、维修活动增多有关。在此过程中也发现了不少设备问题。

(4) 内部运行事件按编写部门分布如图 3.2.7.1-2 所示。

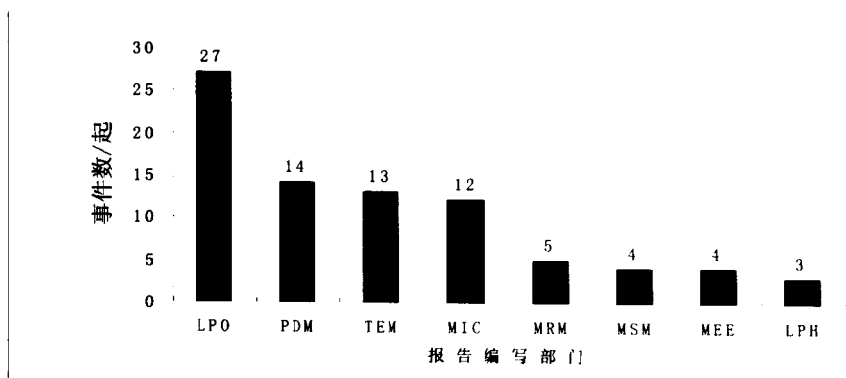


图 3.2.7.1-2 岭澳核电站 2002 年内部运行事件按编写部门分布

需要说明的是，报告编写部门并不意味着是事件的责任部门。一些由于设计等方面的问题安全分析科也可能发给生产线进行编写，主要目的是让生产线相关人员积极介入，把问题特别是设计方面的问题跟踪到底，学习掌握技术，以便为以后的生产服务。

工程部编写的内部运行事件报告也不少，在经验反馈体制不一样的情况下，为使调试过程中的问题（对以后核电站运行及核电的持续发展来说是非常宝贵的经验）完整地记录下来，安全分析科积极推动。同时工程部领导也给予了大力支持，要求工程部编写部门、人员在完成报告的进展、质量、格式等方面完全与生产线一样。

LPO 全年所编写的报告最多，都是人因相关事件。MIC 负责编写的报告也较多，这很大程度上说明了仪表、控制相关的问题也是影响电站安全、特别是稳定运行的一个重要的因素。

(5) 内部运行事件人因、设备故障比例如表 3.2.7.1-1 所示。

表 3.2.7.1-1 内部运行事件人因、设备故障比例

	人因	设备
事件数/起	46	36
比例/%	56.1	43.9

内部运行事件人因占 56.1%，说明人的失误对电站安全营运的影响是重大的。

(6) 24 小时事件

2002 年岭澳核电站生产线共发出 24 小时事件单 2 336 份，是大亚湾核电站（1 308 份）的 1.79 倍。这当然与岭澳核电站所处的特殊阶段有关。同时也反映出生产线全员核安全意识的提高。

1) 2002 年 24 小时事件单按机组分布情况如图 3.2.7.1-3 所示。

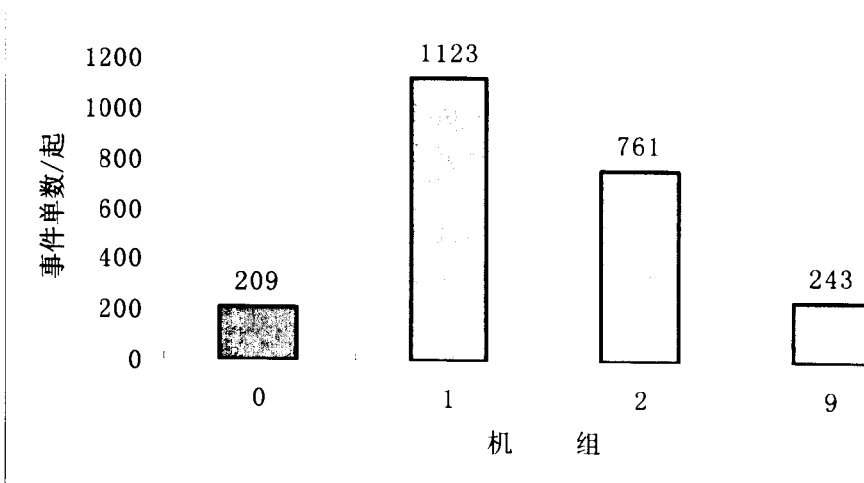


图 3.2.7.1-3 2002 年 24 小时事件单按机组分布

从上图中可看出，1 号机组事件单数远远超出了 2 号机组，这是因为 2 号机组在 2002 年基本由工程部负责。相对 2 号机组，生产线在 1 号机组中投入了更大的人力、物力，这就使得 1 号机组自从商业运行后一直安全、稳定运行。

2) 2002 年 24 小时事件单与“IOER+LOER 数”按月分布趋势如图 3.2.7.1-4 所示。

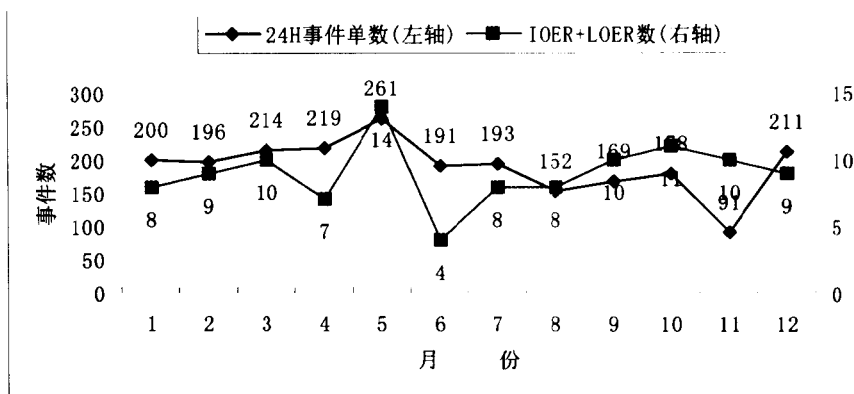


图 3.2.7.1-4 2002 年 24 小时事件单与“IOER+LOER 数”按月分布趋势

3) 2002 年 24 小时事件较多地分布在表 3.2.7.1-2 和表 3.2.7.1-3 中所示的系统。

表 3.2.7.1-2 核岛 5 个系统事件单分布

系统	事件单数	主要缺陷
TEP	69	阀门、阀杆漏；阀门不明原因被置于关或开位置；跑水
LHP/LHQ	62	系统意外启动；跳闸；转速开关故障，1LHP 启动后无法建立励磁；内部参数被误改动；风机控制信号线接错；继电器的校验值与所要求的标准整定值不符
RCP	56	阀门的弹簧卡涩；电机电加热器电源线烧熔；加热器烧损；测温通道板件松动引起接触不良；温度传感器多次抖动漂移
KRT	56	电源接线错误；频繁闪发报警；误发 1、2 级报警；L ₀ 相关通道不可用；错误隔离；MA 不明原因被闭锁
ASG	53	最小流量监测继电器定值有误；标牌装反；漏油；ASG 泵意外启动；1ASG001BA 水位低；阀门误动

从图中可看出，24 小时事件与内部运行事件加运行事件总数按各月分布基本保持一致。5 月份是 1 号机组小修，各种运行维修活动大量增加，24 小时事件较多，相应发出的 IOER 和 LOER 也较多。其他月份基本平均每月 8 份报告（IOER+LOER）。

表 3.2.7.1-3 常规岛 5 个系统事件单分布

系统	事件单数	主要缺陷
APP	53	气动头隔膜大量漏气；二次隔离阀、疏水阀和平衡阀的标牌位置挂反；空气进气试验阀阀体位置装反；阀门电动头两度被烧坏；泵意外跳闸；管系振动严重
GSS	50	阀门卡涩；螺杆脱落；气动头隔膜破裂；电机非驱动端振动超标；接线互相接错；1GSS130BA 闪发高高液位触发汽轮机跳闸
CEX	43	“狗骨”密封水溢流；电机非驱动端振动超报警值；接线错误；泵轴承温度高高跳闸；凝结水氧含量长期不合格
AHP	42	阀门定位器与阀门连接的行程反馈杆脱落；标牌相互贴反；阀门电动头漏油；阀门外部保温层处向外大量喷射蒸汽；阀门调节异常导致 A 列高压加热器多次隔离
ARE	40	ARE 管道泄漏；水位测量计大幅漂移；ARE 给水流量大幅波动

3. 纠正行动落实与验证

纠正行动的跟踪是经验反馈的一项重要内容，它是为防止事件重发和提高电站整体安全运行水平而针对事件发生的根本原因制定的有效措施。2002年运行事件报告共19份，报告均已生效。纠正行动LOER有13项未完成。内部运行事件报告共82份，到2002年底已生效79份，3份报告未完成但未超期。纠正行动有27项未完成，1项超期。

每项纠正行动一经执行处完成，安全分析科就立即进行独立验证，对部分不合格的纠正行动说明原由后退回原执行单位。全年纠正行动按时完成率为90%。

4. 经验反馈数据库的扩容与改进、经验反馈IE版的用户需求等方面

电站经验反馈系统EFS自1999年投入使用来，在生产活动中发挥着越来越重要的作用。但同时，各部门对其易用性和功能也提出了更高的要求，希望能将其与CIS的相关模块整合，使之更易于使用，并加强其跟踪和统计功能，以满足群堆管理下信息统一管理需要。2002年9月成立了项目小组负责各项工作的具体实施。

在原EFS基础上建立QA缺陷跟踪模块，对QA发现缺陷进行电子化管理；完善系统预警功能和跟踪功能，推进电站事件管理工作，加强对风险的控制，提高效率。同时，对CIS中的行动跟踪模块、经验反馈模块、指标管理模块及其他与事件相关的模块进行优化，可直接从系统中读取内容，得到所需数据。

在EFS系统中将对系统流程控制进行适当变化，使其对事件的管理更科学、更专业化。相应地在24h事件单、内部运行事件、运行事件、外部运行事件、事件类纠正行动、授权模块等都按生产线及安全分析科多年来的工作经验作了改动。预计在2003年6月左右完成改造，投入试运行。

3.2.7.2 外部经验反馈

2002年外部经验反馈的重点是确定3类外部事件的处理方式，对外部事件进行认真严格的筛选、反馈单的跟踪和报告的编写及纠正行动的跟踪，针对电站现场发生的问题进行外部事件查询等。为电站的调试及长期稳定、安全运行提供有效的支持。

作为群堆管理体系的一部分，岭澳核电站与大亚湾核电站外部经验反馈体系是统一的，两电站共性的问题统一来分析，个别的问题分开来进行。

2002年，大亚湾核电站和岭澳核电站对2002年WANO的外部事件及其它国际核电界外部事件进行了两次筛选分析，最终在40个外部事件中界定了18起重要的事件作为外部运行事件(EOER)，要求相关部门进行事件分析及对两电站的实际情况制定预防和纠正措施。并将措施纳入CIS的行动跟踪中，以保证切实有效的反馈。

18起外部运行事件(EOER)的相关信息如表3.2.7.2-1所示。

根据国家核安全局的要求和总经理部的指示，对于秦山核电站二期的短时丧失安全厂用水事件在岭澳核电站和大亚湾电站进行了反馈学习，并将纠正行动上报国家核安全局。

2002年，对WANO年度运行经验报告进行了总结，并将相关文件分发至生产五部。将从WANO、FROG、EDF、CID、核动力运行研究所等得到的资料翻译后放在CIS网页上。

2002年与深圳航空公司进行了安全方面的经验反馈交流，并联系中山大学对核电厂员工进行了心理知识讲座，增强了现场人员防人因失效的技能，并对部分员工进行了JIT(Just In Time)经验反馈培训。

表 3.2.7.2-1 2002 年外部运行事件列表

编号	外部事件名称	岭澳核电站和大亚湾核电站采取的纠正行动	备注
EOER-0201	Davis-Besse 电站控制棒驱动机构管座发现裂纹和腐蚀	<ol style="list-style-type: none"> 1.跟踪国际上的研究动态 2.由技术部牵头,联合相关部门,制定硼酸腐蚀检查大纲及其相应的检查程序(参考NRC最新出的总结报告,至少涉及化学、在役检查、设备管理、防腐等部门) 3.换顶盖时,对旧顶盖进行全面检查 4.堆顶通风支撑结构改造论证 	
EOER-0202	IP 电厂反应堆紧急停堆并在恢复期间部分失去重要交流直流电源	<ol style="list-style-type: none"> 1.根据本事件涉及到的对电站的 12.1、12.2 事故规程进行评价,并对规程中存在的问题和缺陷进行修改 2.确认柴油机的继电保护是按什么标准来执行,与国标或 IEC 标准是否有矛盾之处? 3.将 IP2 电厂发生的此次事故加入到模拟机教学中 4.收集 IP2 电厂中柴油机系统继电保护电流按一次侧电流校验的情况 	岭澳核电站的“12.8”电缆烧毁事件使电站丧失外电源
EOER-0203	IP 电厂升功率时功率量程通道调整不当导致超功率	生产部门对该事件进行经验反馈学习	岭澳核电站和大亚湾电站均发生过超功率事件,应引起高度重视
EOER-0204	ANGRA 余热导出系统泄压阀打开导致反应堆冷却水丧失	运行处以值为单位进行经验反馈	岭澳核电站电站在调试期间发生 RRA 安全阀打开事件
EOER-0205	Pickering B 核电站取水结构堵塞导致多台机组瞬态和潜在的热阱损失	运行处以值为单位进行经验反馈	
EOER-0208	美国电站因密封胶泄漏引起火灾	已与香港带压堵漏公司联系,将密封胶的技术性能进行了分析研究并采取了相对性的措施;该堵料密封胶闪点为 280°C,自燃点为 450°C,故在二回路上不可燃,可以直接使用;在一回路上为可燃,作业前须进行风险分析、提出防火措施并办理动火证	
EOER-0209	San Onofre 核电站 3 号机组 4kV 断路器故障引起开关箱火灾和主汽轮机损坏	<ol style="list-style-type: none"> 1.修改断路器维修程序以确保断路器的性能 2.制定标准控制断路器箱间的开口 3.在设计和制造方面用更优的开关代替了原主汽轮机应急直流油泵开关并在安装前对瞬时跳闸最终整定值做过测试 4.组织经验反馈学习,提高专业人员警惕意识 	
EOER-0210	法国 TRICASTIN 电站 6.6kV 断路器低压断开	<ol style="list-style-type: none"> 1.制定断开和拉出 6.6kV 断路器和接触器的特殊措施 2.操作时佩带皮制的操作手套 3.操作时佩带有面罩的头盔 4.拉长电气试验盒的电线长度,以保障操作人员操作时的安全 5.保证更衣间内有冷水,以备护理灼伤之需 6.准备应急急救包,发生事故的情况下应急备用 7.保证应急电话(紧急电话号码 18)畅通无阻。尤其应在敏感场所外设置一个外部机 8.装备目前流行的专门用于实施操作的人员的服饰 9.在运行处内进行经验反馈 10.安装符合设计要求的销子,以提高相关断路器的安全性 11.评价维护的状况以确保所有同类设备的可靠性,研究针对总计超过 5 000 次操作的装置的策略 12.制定旨在降低断路器应力的操作规则 	
EOER-0212	恶劣的天气	岭澳核电站与大亚湾电站遭受恶劣天气影响时要采取电厂应急措施,如降功率	

续表

编号	外部事件名称	岭澳核电站和大亚湾核电站采取的纠正行动	备注
EOER -0213	Tihange 2 电站中平面水位条件下反应堆意外泄漏	<ol style="list-style-type: none"> 1.协调用于计算机化贴标签系统和计算机化工作监管系统的软件,使得软件能识别出边界隔离件上的作业并提醒操作人员注意 2.改变工作习惯,对于为了设定限位开关而使阀门离开正常位置的操作,要求操作人员应在场 3.改变维修习惯,除非由于系统设计不得已而为之,不在认可或批准在边界隔离阀上作业 4.停机前3个月编写电动阀测试资料。该资料列出停机间将接受作业的所有电动阀,并包括相关的风险分析结果 5.维修准备人员在大修前列出在停机期间将接受作业的电动执行机构的清单,准备人员进行风险分析 6.工作负责人要清楚改变阀门状态时的风险,要变阀门状态时提前征得操作员的同意,主控制室操纵人员同意后方可改变阀门 	
EOER -0214	人员衣服上的热粒子带出厂区	<ol style="list-style-type: none"> 1.辐射防护科对该事件进行经验反馈学习 2.参照 L-IOER-2-20020005 和 IOER-1-990024 事件报告,复查相关纠正措施的落实与现状 3.明确核岛系统开口等存在污染风险作业必须进行空气污染监测以便确定防护措施 	在岭澳核电站和大亚湾电站之间运输东西时要严格把关
EOER -0215	秦山第二核电厂 1 号机组短时丧失安全厂用水	<ol style="list-style-type: none"> 1.在维修工作中,隔离办以主隔离票的方式可以保证在任何时候有一条取水口供给 SEC 系统。不会发生这类事故 2.严格工作过程管理,杜绝无票作业 3.承包商的检修工作管理以管理程序形式实施规范化管理和控制,《承包商工作过程管理》程序全面地覆盖了以工作票为主线的工作流程。检修作业以工作票为中心展开,业主与承包商的联系就是工作票。对承包商的考核指标中指标(完成工作票总数和人员利用率)是以 COMIS 中的工作票自动统计出来。加强现场作业承包商的培训授权管理,对其作业设置关键点 QC 控制 4.开展 SEC 设备状况的普查,发现了 SEC 泵的扬程问题,将组织厂内外专家进行评估,提出处理意见 5.实行监护制,并进行明星自检 6.把此事件作为培训教材,准备在生产线上各部进行全员培训 	根据国家核安全局的要求及总经理部的指示,对于秦山二期的短时丧失安全厂用水事件在岭澳核电站和大亚湾电站进行了反馈学习,并将纠正行动上报国家核安全局
EOER -0216	备用电源可靠性	<ol style="list-style-type: none"> 1.评审有关应急电源系统的设计,确认是否存在引起共模故障的问题。审核有关分析的有效性或者根据需要进行补充分析,以确保能将潜在的共模故障识别出来并采取行动。在本评审中认为有必要时,对系统设计进行适当改变 2.评价有关应急电源系统运行操作方法,确认是否存在容易引起共模故障的问题。这些评审应包括应急电源系统在正常、异常和应急情况下的操作方式,监督试验期间的系统配置和为维修活动而建立起来的系统状态条件。在本评审中认为必要时,对系统运行操作方法进行适当的改变 3.应急电源系统进行改造的过程,以确保对改造过程进行了严格的控制。这些评审尤其应当检验:由有相应知识的人员对提出的改造进行过独立评审和验证,以确保系统设计依据得以维持;改造采用的新设备和新元件符合对安全系统质量的要求;所有的文件、规程和图纸都已更新,反映改造所产生的变化;改造后测试足够严格,除了要查实改造中所涉及到的具体零件或子系统的可用性以外,还要查实整个应急电源系统的可用性;还应改造后的应急电源系统进行实地深入检查,以核实改造过的零件和系统的“既成”状态符合设计改造总体方案想要达到的那些状态 4.评审应急电源系统的性能监测情况,以确保现行作法能充分识别部件性能的下降。进行本评审的人员应能识别和使用目前的工业界最佳作法,以便与核电站上现行的性能监测作法进行比较。应对所监测的参数建立明确的验收标准和明确超过这些验收标准时需要采取的行动。在本评审认为必要时对性能监测作法进行适当修改 	在岭澳核电站电站,从调试以来,发生在应急柴油机系统的事件多达 75 起,其中有些造成柴油发电机严重损坏;有些部件失效造成柴油发电机不可用;有些人误动造成柴油发电机不可用。其中冷却软管及速度探头故障属于共模性质。这些故障严重影响了应急柴油机系统的可用性

续表

编号	外部事件名称	岭澳核电站和大亚湾核电站采取的纠正行动	备注
EOER-0216	备用电源可靠性	5.评审应急电源系统的试验情况,以核实这些试验能代表实际需要启动的情况,并且应急时要求动作的设备已验证。进行本评审的人员应能识别和使用目前的工业界最好的作法,以便对核电站的当前试验方法进行比较。在本评审认为必要时对系统试验方法进行适当修改。核实进行应急电源系统维修工作的承包商人员和核电站员工的工作受到相应的核电站监督人员的密切监督,都得到工作总体要求和允许工作范围的简要介绍,都了解对所作的工作要提供明确的文字记录的要求。确认是否存在容易引起共模故障的维修活动。本评审中认为必要时,对维修方法进行适当的改变	
EOER-0217	VELAN RATEAU 止回阀关闭不到位	修改相关维修大纲:将没有安排定期解体检查的阀门补充进维修大纲	
EOER-0218	韩国蔚珍电站主发电机定子接地故障	1.对转子和定子进行目视检查 2.用氦气压力试验检查发电机定子线棒泄漏点 3.对发电机定子每相进行绝缘试验——交流耐压试验 4.停机大修时做发电机定子线棒气压泄漏试验,发现漏点后对漏点进行处理 5.运行期间定期跟踪发电机壳体内氦气露点变化趋势,发现异常及时报告 6.通过 FROG 询问韩国蔚珍电站水电接头腐蚀机理,询问韩国电站定子冷却水水质指标和水质标准要求。并请对方提供为防止腐蚀采取了哪些措施、发电机制造商是否为英国 ALSTOM 等信息	

3.2.8 核安全文化

2002年在核安全的宣传教育方面采用了新方法、新教材。电站与美国PII公司合作开发出了《减少人因失误行动指南》。该教材着重讲述减少人因失误,并通过具体事例,介绍这些工具的实际应用,目的为改善员工的行为表现,提升核电站的安全业绩。2002年度已对全厂员工进行了该教材的全员培训,并取得了明显的效果

3.2.9 执照申请

2002年岭澳核电站执照申请工作分两条线进行。与工程建设活动有关的执照申请工作(包括2号机组首次装料申请活动,两台机组装料后与调试活动有关的核安全监督,两台机组首次装料批准书条件有关的工作等)由工程部执照申请处负责。与生产运行活动有关的执照申请工作(包括与运行有关的核安全监督,特许申请,操纵人员执照申请,核电厂运行许可证申请有关的工作等)由生产二部核安全与环保处负责

在岭澳核电站1,2号机组装料批准书条件中,国家核安全局为岭澳核电站装料后机组的调试设置了4个控制点,即1,2号机组各自的首次临界和90%额定热功率。在每个控制点释放前,向国家核安全局提交控制点释放申请和相关文件,国家核安全局通过控制点释放前的例行检查确认电站的调试活动满足核安全要求后,正式批准释放控制点,机组方可进行下一阶段的调试。2002年,是工程安装调试向生产运行过渡的一年,也是工程部执照申请处和生产二部核安全与环保处相互配合,执照申请工作逐步转移的一年。

1. 核安全监督和执照申请专项交流活动

(1) 政府监管部门对核电站的安全监管活动

2002 年度，政府监管部门对岭澳核电站的核安全监管活动见表 3.2.9-1。

表 3.2.9-1 政府监管部门进行的核安全监管活动

序号	内容	时间	结论
1	国家核安全局对 1 号机组首次临界前的核安全检查	1 月	批准控制点释放
2	国家核安全局对 1 号机组升至 90%额定功率前的核安全检查	4 月	批准控制点释放
3	国家核安全局广东监督站对 2 号机组核燃料到场前的专题检查	5 月	批准核燃料在临时存放点存放及燃料装卸、运输、存放所采取的安全、保卫措施
4	国防科工委对大亚湾核电站、岭澳核电站的消防安全检查	6 月	5 项优点，5 项建议
5	国家环保总局、国家核安全局对 2 号机组首次装料前的核安全和环保设施“三同时”检查	7 月	颁发 2 号机组装料批准书
6	国家核安全局对 2 号机组首次临界前的核安全检查	8 月	批准控制点释放
7	国家核安全局对 2 号机组升至 90%额定功率前的核安全检查	10 月	批准控制点释放
8	国家核安全局对广东核电合营有限公司、岭澳核电有限公司核电厂运行人员培训情况检查	11 月	检查结果满意

(2) 执照申请专项交流活动

1) 国家核安全局 - 岭澳核电有限公司第七次协调会。2002 年 1 月 28 日，国家核安全局与岭澳核电有限公司的第七次协调会召开，会议就国家核安全局对岭澳核电站 1、2 号机组核安全审评和监督检查活动安排、岭澳核电站 1 号机组装料后执照申请工作的分工和接口、运行许可证文件编写、首次换料大修执照申请文件编写、大亚湾核电站和岭澳核电站操纵人员统一执照等专题进行交流。

2) AFA-2G/AFA-3G 燃料组件混合堆芯安全评审协调会。岭澳核电站在第 1 个燃料循环后，将采用 AFA-3G 燃料组件来逐步替代已达到燃耗的 AFA-2G 燃料组件，使得第 2 至第 4 个燃料循环中，堆芯内同时存在 AFA-2G 和 AFA-3G 燃料组件，这与全部采用 AFA-2G 燃料组件的原设计堆芯相比，混合堆芯的热工水力特性发生了一定的变化。另外，岭澳核电站计划在第一次大修中实施安全注入系统 RIS 浓硼回路降低硼浓度改造和恢复 12 组控制棒组件，并计划在第 3 燃料循环时提高燃料中 ^{235}U 的富集度，以增加机组发电量。为使这一专项改造能按期在第一次换料大修实施（2003 年 4 月），2002 年 2 月岭澳核电站就混合堆芯论证与国家核安全局举行安全评审协调会。会议就审评进度达成共识，岭澳核电站将按表 3.2.9-2 所列时间提供评审材料，并于 2002 年 8 月、10 月和 2003 年 1 月分别与国家核安全局就混合堆芯评审举行沟通会。

表 3.2.9-2 岭澳核电站提交的混合堆芯论证材料时间表

序号	需提交的报告	提交日期
1	堆芯燃料管理报告	2002年5月10日
2	热工水力分析报告	2002年8月10日
3	落棒事故分析报告	2002年10月20日
4	LOCA 分析(评价)报告	2002年10月20日
5	AFA-2G/AFA-3G 燃料设计评估报告	2002年11月20日
6	安全裕度报告及DNB 亏损	2002年11月20日
7	换料安全分析检查表(RSAC)	2002年12月20日
8	技术规范的修改报告	2002年12月30日
9	最终安全分析报告的修改报告	2002年12月20日
10	其它事故分析影响的评价报告	2002年12月20日

3) 核电厂操纵人员资格审查委员会(以下简称资审委)二届四次会议和二届五次会议召开。

4) 2号机组首次装料前安全问题对话会召开。2002年6月7日,国家核安全局与岭澳核电有限公司就2号机组首次装料前重要安全问题举行对话会。会议讨论了稳压器压降梯度验收准则的修改,2号机组3号蒸汽发生器管子、管板焊缝修补,压力容器安全端超声波探伤方案有效性论证,主泵热屏破损隔离,APA/APP管道振动,1号机组装料后特许申请情况及特许申请相关技术规范条目的修改,一回路水压试验方案等重要安全相关议题。

5) 岭澳核电站反应堆压力容器安全端焊缝超声探伤方案论证沟通会。2002年11月20日~21日,国家核安全局、西门子公司以及核电站的生产、技术、工程相关部门就岭澳核电站役前检查和首次换料大修在役检查中对反应堆压力容器安全端焊缝实施超声波探伤的西门子公司的资质问题进行了磋商。

2. 安全相关事项的通报与审评

2002年,岭澳核电站向国家核安全局通报的安全相关事项见表3.2.9-3。

表 3.2.9-3 安全相关事项列表

序号	安全相关事项	现状
1	混合堆芯安全审评	正在审评中
2	岭澳核电站换料大纲审评	通过审评后的报批稿已提交国家核安全局批准
3	首次换料大修 QSR 改造项目审评	部分项目已获批准,其余项目正在审评中
4	群堆管理优化方案-组建大亚湾核电运营管理有限责任公司相关事宜审评	已通过国家核安全局的审评,国防科工委与国家环保总局的联合批文正在办理中
5	首次换料大修一回路水压试验执行 ASME 规范	暂未通过国家核安全局的审评
6	2号机组役前检查结果审评	要求在首次在役检查时对 S/C202 环焊缝进行更为详细的检查
7	压力容器安全端探伤方案有效性论证	要求提供西门子公司探伤资质证明
8	主泵热屏隔离解决方案	同意解决方案,要求继续跟踪法国这方面的研究
9	RIS 安全注入箱排放试验结果不满足安全准则	有关安全分析已通过国家核安全局审查,但需跟踪 EDF 和 FRA 关于安全注入箱阻力系数差异的最新研究
10	稳压器压降梯度验收准则(TP RCP58)修改论证	国家核安全局对最终的论证报告未提出进一步的审评意见
11	关于 RCV034VP 关闭时间超出安全准则的进一步论证	国家核安全局已接受相关论证报告
12	APA/APP 管道振动问题	2号机组已实施改造,振动由 200mm/s 降至 20 mm/s 以下,1号机组等首次换料大修实施改造

续表

序号	安全相关事项	现状
13	2ASG001/002PO 泵入口管小流量振动问题	完成改造, 振动降至允许水平
14	核岛部分阻尼器失效	同意处理方案。2号机组已实施, 1号机组在首次换料大修处理
15	2号机组反应堆二环路流量测量超标	同意现阶段采取的措施和处理方案
16	2号机组蒸汽发生器U型管子、管板焊缝修补后免重做水压试验的审评	在CDF52试验合格后, 同意免重做水压试验
17	应急柴油发电机软管破裂	供货商承认属制造质量问题, 新管件到货后更换
18	1号机组首次并网试验时反应堆功率水平	有关安全分析已通过国家核安全局审查
19	压力容器导向杆坠落	未产生严重后果, 不予审评
20	2CRF001MO 电动机烧毁	电动机定子线圈烧毁, 经供货商同意, 决定由国内湘潭电机厂绕制, 重绕后的定子线圈复装后经再鉴定试验合格, 现已投入使用
21	2LGB 电缆烧毁	2号机组烧毁的LGB铠装电缆已在商业运行前换成国产无铠装电缆, 1号机组LGB电缆经电厂核安全委会评价认为在采取相应措施后, 可在首次换料大修时再更换, 安全评价报告已向国家核安全局提交

3. 特许申请

2002年度, 岭澳核电站向国家核安全局提交5份特许申请, 详细情况见7.13节“特许申请汇总”。

4. 核电站日常报告制度和与政府监管部门的往来函件

2002年度, 岭澳核电站除每天向国家核安全局提交运行日报外, 工程部门向国家核安全局提交各类报告和文件62份, 生产部门向国家核安全局提交各类报告和文件97份, 向广东监督站提交的文件23份, 向国防科工委提交的各类报告30份, 向核材料管制办公室提交报表4份, 总计216份。提交的报告和文件包括: 运行月度(年度)报告、安全分析季(年)报、重要活动通告、运行事件通告、运行事件报告、各类专题报告、安全重要修改申请、特许申请, 核材料衡算报表等。报告按时提交率为90.7%。

其中应急年报、三废和环境监测月(年)报、工业废水和生活废水月(年)报, 按“应急与环保四统一”的原则由大亚湾核电站统一上报。

2002年度, 国家核安全局发往工程部门的函件43份, 发往生产部门的函件31份。广东监督站自6月4日起, 与生产二部核安全与环保处建立周会制度, 围绕安全技术顾问周报内容, 交流双方关注的机组安全问题, 并签署周会备忘录。

5. 操纵人员执照申请

大亚湾核电站与岭澳核电站的操纵员和高级操纵员取照和换照考试统一由广东核电操纵人员考核委员会组织。

操纵员和高级操纵员的取照、换照考试申请和资格申请由两个电站的核安全与环保处分别代表广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司向核电厂操纵人员资格审查委员会提交。经资审委讨论批准并经国家核安全局核准后, 方可取得操纵员或高级操纵员执照。

2002年度, 岭澳核电站2名学习操纵员、7名操纵员通过了取照考试, 分别获得了操纵员和高级操纵员资格。岭澳核电站的持照人员数已满足核安全法规要求。在大亚湾核电站执照申请有关章节中, 已介绍了两电站持照人员的配置情况。

6. 工程执照申请向生产执照申请转移

考虑到首次装料的核安全责任、群堆管理方案的运作特点、工程部对核电建造活动的责任以及执照申请活动的延续性和时效性等,岭澳核电站1号机组装料后,岭澳核电站的执照申请保留了工程和生产两条线。2002年7月,岭澳核电站2号机组装料后,根据工作需要,工程部执照申请处工作划归生产二部核安全与环保处统一管理,但与工程相关的执照申请文件仍由工程部签发,沿用工程部与国家核安全局的行文格式和发文号。至2号机组正式商业运行,岭澳核电站执照申请工作全部移转至生产二部核安全与环保处负责。

7. 运行许可证文件编写

运行许可证申请是核电站营运单位在机组首次达到满功率运行之日起,经过十二个月的试运行后,应及时向国家核安全局提交的申请。在核安全法规 HAF001/01《核电站安全许可证的申请与颁发》中规定,在提交申请时,应同时提交下述文件:核电厂修订的最终安全分析报告、核电厂环境影响报告批准书、核电厂装料后调试报告、试运行报告和核电厂质量保证大纲(运行阶段)。

2002年9月,运行许可证文件编写项目启动并制订文件编写计划。其中,最终安全分析报告(FSAR)的修订由技术支持处、综管处、核安全与环保处负责,其初稿2003年4月向国家核安全局提交。核安全与环保处还负责初稿提交后的审评问题回答工作的组织。

试运行阶段环境影响报告书(EIR/TOS)的编写将以合同方式委托具有甲级编写资质且熟悉核电站系统功能的单位实施,国家环保总局要求核电站开展的环境研究项目列入2003年预算。环境影响报告书初稿计划于2003年10月提交国防科工委预审,预审修改稿计划在2003年12月提交国家环保总局审评。

装料后调试报告和试运行报告分别由工程部和生产线相关部门编写。两台机组的调试报告计划于2002年12月和2003年4月完成。两台机组的试运行报告计划于2003年7月和2004年1月(机组完成首次换料大修)完成。

核电厂质量保证大纲(运行阶段)的修改由质保部负责,2003年4月向国家核安全局提交。

(1) 前期准备工作

工程部执照申请处(LIB)和生产二部核安全与环保处(LSL)在2002年2月向国家核安全局提交了拟编写的装料后调试报告和试运行报告编写格式和内容,国家核安全局在8月给予了答复,同意按岭澳核电站提交的格式与内容进行编写。

2002年5月,LIB、LSL就试运行阶段环境影响报告书编写内容与国家环保总局官员进行了交流,并与准备委托编写报告的单位进行了初步接触。

(2) 许可证文件编写要开展的环境研究项目

在运行许可证申请文件的编写中,试运行阶段环境影响报告书(EIR/TOS)的编写,要涉及多个环境研究项目的开展,包括:电站周围地区环境调查;辐射环境水平调查与评价;卫星红外遥感探测两个电站四台机组运行时周边海水温升分布并给出核电站运行对大亚湾海域热影响的评估;大亚湾海域环境生态参数的统计与评价;核电站取水口卷载效应的研究。

这些研究项目已于2002年12月立项，2003年启动。

(3) 许可证文件编写的进度和质量控制

运行许可证文件编写将纳入电站工作计划，由计划部门实施项目进度控制。对试运行阶段环境影响报告书的编写和某些环境研究项目的开展将要求承包单位提供工作计划和质保大纲，经业主审核后实施。在适当时间，核安全与环保处会同质保部门前往编写单位做阶段性质保监查。

3.2.10 国际原子能机构活动

2002年岭澳核电站参加国际原子能机构(IAEA)活动共5项，其中1项活动在岭澳核电站现场进行，1项为国内单位举办的研讨班，其余3项为派员参加的国外项目。

1. 岭澳核电站 Pre-OSART follow-up visit (跟踪检查)

2001年8月，IAEA对岭澳核电站成功地进行了Pre-OSART活动，根据IAEA对成员国OSART或Pre-OSART的程序规定和要求，活动结束后一年左右IAEA将对电站进行跟踪检查，以便检查OSART或Pre-OSART评审团提出的各项改进要求和改进建议是否已经得到了及时和有效的纠正。

2002年11月18日至22日，Pre-OSART跟踪检查活动如期在岭澳核电站现场举行，评审团由2名IAEA的官员以及2名分别来自瑞典和英国的专家组成，他们分别对组织管理、培训授权、运行、维修、技术支持、辐射防护、化学和应急准备8个领域33个改进要求和11个改进建议的整改情况进行了跟踪和检查，详细结果见表3.2.10-1。

表 3.2.10-1 岭澳核电站 Pre-OSART 跟踪检查结果

	各领域改进项	关闭	进展满意	进展不满意	取消
组织管理	5R	5R			
	3S	3S			
培训与授权	3R	2R	1R		
	2S	2S			
运行	7R	6R	1R		
	1S	1S			
维修	3R	3R			
	2S	1S	1S		
技术支持	4R	1R	2R		1R
	1S	1S			
辐射防护	4R	1R	3R		
化学	3R		2R	1R	
	1S	1S		(现场化学品管理)	
应急准备	4R	3R	1R		
	1S	1S			
改进要求总计(%)	33R	21R(64%)	10R(30%)	1R(3%)	1R(3%)
改进建议总计(%)	11S	10S(90%)	1S(10%)		
R+S 总计(%)	44(100%)	31(71%)	11(25%)	1(2%)	1(2%)

注：R—改进要求；S—改进建议。

评审团对岭澳核电站生产准备、移交投产和正常运行的水平都给予了很高的评价。评审团认为，岭澳核电站的大部分指标都可以与新的IAEA国际安全标准相媲美，岭澳核电站的业绩将成为全球核工业界极有价值的参照。

2. 国内外单位举办的 IAEA 活动

2002 年, 岭澳核电站派遣相关人员参加在国内外举办的 IAEA 活动包括:

(1) 2002 年 4 月 17 日至 24 日, 参加由 Slovenia 核安全管理局承办的“核电站职业照射管理第二阶段规划及 ISOE (Information System on Occupational Exposure) 专家会议”;

(2) 2002 年 9 月 21 日至 30 日, 参加 IAEA 在维也纳举行的 TECDOC (Technical Document) 开发第一届咨询会, 该会议的目的是起草一份关于提高运行经验反馈有效性的指标体系的技术文件;

(3) 2002 年 10 月 14 日至 17 日, 参加 IAEA 和 CAEA (国家原子能机构) 在北京联合举办的“核安全教育与培训工作研讨会”。

2002 年 11 月 30 日至 12 月 10 日, 参加 IAEA 在巴西举办的核电厂安全文化研讨会。

3.2.11 对外交流及姐妹电站交流活动

2002 年生产二部计划出访项目 20 项, 实际实施 13 项, 完成率 65%, 另有 1 项计划外项目, 共计 14 项出访项目, 17 人·次, 总体说来, 计划性和完成率基本令人满意。2002 年出访项目中, 运行处 5 人, 保健物理处 5 人, 核安全与环保处 3 人, 经理室 3 人。2002 年生产二部出访的具体情况见表 3.2.11-1。

表 3.2.11-1 生产二部 2002 年出访的具体情况

		项目	人·次
出访中国香港		2	4
出访英国、法国		5	5
出访其他国家		7	8
出访类型	参加国际会议 (IAEA、WANO 等)	8	8
	WANO 同行评审	1	1
	交流	3	5
	培训	1	1
	设备验收	1	2

注: 不包括维修部、技术部以岭澳核电站工作相关的名义出访的项目

从上表可知, 2002 年生产二部的出访项目以参加国际会议与技术交流为主, 占了出访项目总数的 79%, 人员占出访总人数的 76%。

出访项目中, 国际技术交流仍占有重要地位, 而相对来说, 培训项目的比重则略有下降。

3.3 工业安全

3.3.1 工业安全统计

2002 年度岭澳核电站未发生轻伤以上事故, 工业安全指标统计情况见表 3.3.1-1。

表 3.3.1-1 2002 年工业安全指标统计

项目	目标值	实际值
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	2	0
工业事故率 F	≤0.2	0
工业事故严重度 G	≤0.15	0
工业未遂次数	≤8	13

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

工业事故严重度 $G = \frac{\text{损失工作日}}{\text{总工作小时}} \times 1 \times 10^3$

2002 年共发生工业安全未遂事件 13 起，走错间隔成为突出问题。事件列表详见 7.11.2 节“工业安全未遂事件汇总”。

3.3.2 工业安全管理

1. 工业安全总体状态

2002 年工业安全总体状况令人满意，处于一个可控的、不断改进和规范的状态，未发生任何事故和重大事故隐患，各项指标符合计划要求。岭澳核电站取得了整个生产准备阶段生产线人员轻伤以上事故为零、2001 年 10 月负责电站安全管理以来电站轻伤以上事故为零的良好安全业绩。

2. 2002 年的主要工作

(1) 强化过渡期安全管理。电站整体安全责任由工程部向生产部转移，为保证安全管理的有效性，对工程人员和需进入电站工作的承包商人员进行全员培训，通过培训及宣传，使工程人员逐渐的适应了生产安全的管理过程和方法，最终实现安全管理的平稳过渡。

(2) 推行《风险提问单》制度。由于施工、调试、运行作业交错，走错间隔的风险大增，电站维护了隔离“关键点”验证制度，通过签署《风险提问单》，进一步明确隔离经理、工作负责人的安全责任。

(3) 实行“安全业绩档案”管理。建立个人安全业绩档案，对所有进入电站工作人员的安全培训、授权、良好实践，违章实行档案管理，为各管理者提供了一个安全管理的平台和手段。

(4) 推行“厂房标准化”管理。通过对工业厂房进行工业危害分析，识别风险点、规范安全标识、标志，从而使厂房管理实现标准化，使厂房安全管理水平有了明显提高。Pre-OSART 跟踪检查时，各专家对岭澳核电站厂房安全管理均给予了高度评价。

(5) 建立统一防台、防洪、防涝体系。建立了包括工程部、工地各承包商在内的岭澳核电站“三防”统一体系，对台风的预报、防、抗行动实行统一管理，形成了较

为完整的“三防”管理体系。

(6) 进行有针对性的安全培训。对内开展了共有 39 门课程的工业安全技能培训和考核。并对电站化学危险品的储、搬、运人员以及起重、动火作业人员进行专项安全培训，并实行电站内部授权管理。

(7) 进一步完善工业安全经验反馈机制。通过对 24 小时事件单等事件的分析、筛选，制定内部反馈，跟踪标准，对事件进行分类统计及跟踪措施的落实，使经验反馈落到实处。

(8) 建立工业安全技术监督机制。建立安全相关系统指标板，每月对安全相关系统进行跟踪监督统计，从而及时掌握，准确评价系统的可用性、安全性。

3. 主要问题

(1) 由于处在生产准备阶段，安装、调试、运行作业交织，人员素质参差，安全风险较大，全年虽未发生事故，但发生工业安全未遂事件 13 起，指标偏高。

(2) 工程、承包商人员不熟悉生产工作过程管理要求。

(3) 虽然大亚湾核电站和岭澳核电站的安全管理标准一致，但两个安全管理部门在执行细节方法上存在一定的偏差，易造成公共部门的不满和抵触。

(4) 安全管理人员年青，缺少生产运行安全管理经验。

3.4 消防

3.4.1 火灾事件及火灾未遂事件统计

1. 2002 年消防指标

2002 年，岭澳核电站未发生火灾事故，消防指标统计情况见表 3.4.1-1。

表 3.4.1-1 火灾事件及火灾未遂事件统计

项目	目标值	实际值
火灾事故次数	0	0
1 级火险次数	≤2	1
0 级火险次数	≤5	3

2. 原因分析

2002 年共发生火灾未遂 4 起，其中发生 1 级火险 1 起，发生 0 级火险 3 起，具体原因分类和时间分布情况分别见表 3.4.1-2。

表 3.4.1-2 火灾未遂事件原因分类分析

事件原因	电气(设备)	人因	其他
次数	4	0	0

3.4.2 消防管理

1. 消防指标方面

消防系统可用率（不包括预防性维修及大修防误喷隔离）见表 3.4.2-1。

表 3.4.2-1 消防系统可用率

	NI	CI	BOP	外围	全厂
系统数量/套	90	70	59	23	242
可用率/%	99.73%	98.87%	99.65%	91.65%	97.49%

主要问题：

(1) 厂房移交先于消防系统在前，消防系统尚在调试阶段未完全移交前即算消防系统不可用。

(2) 雨淋阀、自动灭火系统启动气瓶等缺备件，导致灭火系统长期不可用。过去 12 个月消防系统可用情况见表 3.4.2-2。

表 3.4.2-2 2002 年月度消防系统可用率统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
可用率/%	94.83	95.32	95.76	95.45	99.49	98.95	97.79	98.74	98.46	98.31	98.34	98.46

2. 总体评价

2002 年未发生火灾事故，消防控制监督有效。各项指标均未超出目标值，但发生了较为严重的 LGB 电缆烧毁的 1 级火险事件。全年火灾未遂事件均为电气设备故障，电气防火成为主要课题。

随着系统的接收，消防系统可用率稳步提高，核岛、常规岛消防系统状态良好，但设备备件不足成为影响消防系统可用率的关键因素。

3. 2002 年主要工作

(1) 规范动火作业管理。将施工时期的多种动火作业管理模式，改为统一由工业安全科管理，并严格按生产管理要求执行。

(2) 进一步开展火灾危害分析工作，根据分析结果采取相应的措施。

(3) 编制完成生产厂房的消防行动卡，并通过运行、核安全部门的审查验证，保证了消防行动卡的质量。

(4) 针对国产防火门的制造质量问题，组织各相关专业成立专项小组进行处理，使防火屏障可用率得到稳步提高。

(5) 建立电站消防技术监督体系，对各系统实施技术监督及控制，及时掌握相关系统信息，并通过指标板进行独立状态评估。

(6) 编写程序规范消防备用器材和药剂管理，建立重大危害场所定期检测制度。

(7) 实现商业运行后火警响应流程的规范化管理。

4. 主要问题

(1) 全年火灾未遂均为电气设备故障引起，而电站尚未建立“电气火灾监测”机制。

(2) 国产防火门的质量无法满足要求，给防火门管理带来较大困难。消防系统备件不足，不能保证消防系统故障得到及时处理。

3.5 辐射防护

3.5.1 年度辐射防护总体评价

2002年岭澳核电站的辐射防护工作克服了准备时间短、现场经验少的困难，完成了两台机组投入商业运行前的各项辐射防护工作（包括主控制区和外围控制区的建立与管理、KRT/KZC系统的调试及运行管理、两台机组在各功率平台下的辐射水平测量、两台机组小修的辐射防护管理、剂量监测与管理、辐射防护仪器仪表及防护用品的准备、辐射防护培训等）。在全体员工的共同努力下，辐射防护的各项规章制度及控制要求得到了很好的执行和贯彻，圆满地完成了各项控制指标，集体剂量仅为33.193人·mSv。同时，顺利通过了IAEA的Pre-OSART跟踪检查，有力确保了岭澳核电站生产准备和移交投产工作的顺利进行，辐射防护的专业队伍也逐渐成熟。

辐射防护指标完成情况见表3.5.1-1。

表 3.5.1-1 2002 年岭澳核电站辐射防护指标与结果

项 目	指 标	结 果
集体剂量/(人·mSv)	180	33.193
个人剂量超过7mSv的人数	0	0
体表污染/(人·次)	≤1	0
体内污染/(人·次)	0	0
地面污染事件数	≤1	0
严重违反辐射防护规定的事件数	≤1	0
辐射事故	0	0

3.5.2 个人剂量监测

1. 集体剂量

(1) 集体剂量统计

2002年，集体剂量逐月统计情况见表3.5.2-1。

表 3.5.2-1 岭澳核电站集体剂量逐月统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
工时/h	23 095	13 330	14 201	14 386	16 365	11 351	19 896	19 236	12 900	11 336	13 385	13 810
集体剂量 /(人·mSv)	0.564	0.580	2.944	2.852	5.906	1.945	1.890	1.964	2.707	5.213	3.784	2.844

2002年,岭澳核电站两台机组的集体剂量控制目标值为180人·mSv,年终集体剂量为33.193人·mSv,个人最大集体剂量为1.547mSv,远低于电站年剂量控制标准20mSv。2002年没有发生个人剂量信息丢失及剂量照射异常的事件,辐射防护控制情况良好。

1月和2月集体剂量主要来自本底照射,3月和4月的集体剂量增高主要来自1号机组升功率时的辐射水平测量,5月集体剂量主要来自1号机组的小修,1号机组满功率运行后6、7、8月的集体剂量明显较1月和2月高,9和10月的集体剂量增高主要来自2号机组升功率时的辐射水平测量,11和12月的集体剂量主要来自2号机组小修。

(2) 集体剂量分布

2002年,各单位集体剂量分布见表3.5.2-2。

表 3.5.2-2 各单位集体剂量分布

	业主公司	凯利公司	华兴公司	二三公司	法玛通	武汉105所	其他公司	总计
工时/h	46 966.9	79 399.2	13 347.9	23 336.7	6 452.9	493.593	13 294.7	183 291.9
集体剂量 /(人·mSv)	17.59	8.479	0.225	4.428	0.381	1.172	0.915	33.19

业主各部门集体剂量分布见表3.5.2-3。

表 3.5.2-3 业主各部门集体剂量分布

	生产二部	维修部	技术部	质保部	工程部	其他部门	总计
工时/h	35 428.1	6 284.0	1 030.5	30.318	3 740.842	453.1	46 966.9
集体剂量/(人·mSv)	14.296	2.534	0.148	0	0.551	0.061	17.59

3.5.3 运行辐射防护管理

1. 2002年主要工作

(1) 完成两台机组商业运行前的主控制区及外围控制区的建立和管理工作。但AC厂房的东大厅地面及QS控制区的地面裂缝较多,严重影响以后的控制区建立、核清洁及去污工作。到2002年底AC厂房的东大厅的控制区至以仍无法正常建立。

(2) 加强对放射源的管理, 进一步规范了管理程序, 进行放射源盘点工作。

(3) 加强对辐射探伤的管理。所有在岭澳核电站参加辐射探伤的人员均参加了特殊的授权培训。2002 年没有发生辐射探伤事故。

(4) 完成了两台机组在各功率平台下的辐射水平测量 (RAD) 工作。测量结果满足设计规范要求。

(5) 在 KRT 系统先天不足的条件下, 积极参与 KRT 系统的调试工作。通过加强管理和实施改造, 有效降低了系统非计划不可用时间。

2002 年 KRT 系统的不可用原因及采取的措施如下:

1) 由于 REN 取样流量不稳定导致 KRT002/003/004MA 频繁产生缺流量故障。

2) 由于 9SVA 设计取样水位过低, 导致 9KRT505MA 频繁产生缺流量故障。LPH 在 9SVA TOTO 后提出了改造的申请。为保证通道的稳定运行, 采取了先修改低水位设定值的临时措施, 再加高 9SVA002SN 垫片的永久措施。试验证明这一措施十分有效。

3) 由于 CVI 冷凝水湿度过大, 导致 KRT007MA 滤纸频繁被打湿, 取样泵停运。LPH 提出了临时改造的申请, 并在临时改造见效后及时提出了永久改造的申请。

4) 由于处理 2ETY001/002AA 报警, 频繁导致 2KRT008/009/028MA 不可用。

5) 由于 9KRT501CR 设计及倒电造成的 KRT 系统不可用。分析的结果发现 9KRT501CR 的设计存在问题, LPH 为此提出了改造申请, 改造后的结果完全符合要求。

6) 1KRT036MA 投运之初频繁故障。

7) 部分地坑监测的通道频繁闪发高放射性误报警。

8) 由于设计的缺陷, KRT008MA 经常会产生误报警。从调试开始, LPH 一直在摸索避免和减少这种误报警的措施, 到 2002 年底已经积累一些经验, 可以有效的减少这类误报警, 但根本解决的方法还是对通道进行改造。LPH 已经提出了改造的申请。

9) 部分通道的闪发报警、故障报警。如地坑监测的部分通道闪发报警较为频繁, 根本原因仍不清楚。009MA 及 036MA 在 TOTO 初期故障频繁, 虽然现在正常了, 但根本原因也不清楚。

10) 部分带流量计、压力计的通道问题较多。这些问题大都与流量计、压力计有关, LPH 正考虑将用性能更稳定、方便的新型号的同类产品进行替换。

为了提高系统监测的可靠性, 运行维护的方便, LPH 还提了改造申请或准备考虑其他改造。主要如下: 数据采集的改造, 这项改造旨在改变相当落后的数据采集方式 (分散, 测量数据不能保存), 改为集中显示, 连续记录的方式; KRT032/033/034MA N16 监测通道的改造, 2002 年底的测量下限不能满足新的技术规范的要求; KRT017MA 的改造, 2002 年底的测量下限过高, 导致气体排放量的估算被大大高估; 源架的制作, 旨在方便日常的刻度, 2002 年已经造出了首批源架。

(6) KZC 系统运行状态。2002 年度 KZC 系统逐步由工程调试向生产运行移交, 系统的维护维修、定期试验正常执行, 设备的可用率逐步提高。但同时系统存在以下一些问题:

1) KZC 主机问题。KZC 主机自 2001 年底投入运行后发生过数次故障导致个人剂量数据丢失和人员无法正常进出控制区, 系统提供商 MGP 公司在 LPH 的多次要求下于 4 月底派软件工程师前来处理, 解决该故障。但 KZC 主机于 9 月底软件系统故障后速度明显变慢, 并由于速度慢导致系统繁忙时停止处理每日剂量数据和现场人员无法进出控制区,

MGP 公司经处理后未能解决该故障，2002 年底该故障尚在跟踪处理中。

2) CSM 问题。年初的时候 CSM 经常故障报警，影响设备的正常使用，经过 MGP 公司多次处理后，下半年 CSM 的故障报警维持较低水平，以后还应继续关注此问题。

3) C2 门探头的维修。由于工程合同中 C2 门的探头备件数量不足，对接产后运行中的 C2 门出现的较多微漏现象的探头进行了维修。随着 2002 年底 C2 门一批备件的到货，2003 年将更换较多的 C2 门探头。

3.5.4 大修辐射防护管理

2002 年岭澳核电站两台机组只进行了小修工作。但辐射防护科仍然把小修作为大修来练兵。

1. 小修中辐射防护主要措施

(1) 辐射防护作为小组成员直接参与计划组的工作，在项目确定及其后的执行过程中发挥了应有的作用。确保了对辐射风险的提前分析和控制。

(2) 计划、运行、辐射防护、化学各方面人员密切配合，确保了对辐射源项的跟踪与控制。

(3) 辐射防护设计了“停堆后进入 RX 辐射防护检查控制单”，确保了对进入 RX 人员的辐射安全控制。

(4) 辐射防护与计划和服务人员密切合作，确保了对进入 RX 的作业和人员的合理控制。

(5) HPS 触摸屏的投运和各类辐射防护标志牌在现场的大量合理使用，进一步提高了现场工作人员对辐射风险的识别能力。

(6) 在辐射防护部门建议和有关部门的支持配合下对 RX 的 SAR 阀门进行了多次查漏工作，消除了多个漏点，从而有效减少了正常运行期间的查漏剂量。

2. 需要改进的项目

(1) 现场服务承包商是一支新的队伍，他们工作得很努力。但从客观上讲，他们的工作技能和作业组织还有待提高。

(2) 对于进 RX 的人员控制存在多头指挥的现象，运行值长、计划工程师和辐射防护人员似乎都可以下达指令，气闸门操作员不知道该听谁的，有关各方的职责有待明确。

(3) 在临界前有运行 D 规程实施对机组临界安全条件的限制。但在临界实施过程中主控制室并没有及时将机组临界信息及时反馈给辐射防护人员和气闸门操作人员，即在此时气闸门操作员和辐射防护人员很可能在不知道的情况下将人员放进已临界的 RX 厂房。因此，当机组功率水平发生变化时主控制室应该及时将信息通报给相关部门。

岭澳核电站的现场服务承包商凯利公司已经与富有经验的大亚湾核电站的现场服务承包商 NPIC 签订了技术协作协议，将在 NPIC 的指导和帮助下开展工作。有关气闸门的管理和 D 规程的改进措施也已经落实。

3.5.5 辐射防护培训

1. 授权培训

辐射防护科在编人员全部完成当年授权所需的课程培训，共计 11 门课程，750 人·h。

2002年辐射防护科承担的辐射防护培训有：辐射防护一级（305A）3期，73人·次；辐射防护二级（0305B）2期，56人·次；辐射防护复训（610）9期，215人·次。

2. 在岗培训

围绕生产需要和工作的进展，辐射防护科在2002年共举办了23个专题的岗位技能培训，总学时数为1358人·h，主要有：

（1）针对辐射防护运行值班人员的经验不足的问题，举办相应的运行岗位培训，如：《辐射工作的实施》、《辐射事件评价与控制》、《放射性物质控制》、《辐射防护标准》、《核电站工作管理》等。

（2）经验反馈培训，针对岭澳核电站的辐射防护事件以及大亚湾核电站和外部电站的一些典型事件，辐射防护科每月进行一期的经验反馈培训。

（3）程序培训，针对大亚湾核电站2号机组第八次大修C11控制棒事件和SEBIM安全阀控制柜运输失控事件，组织全科人员深入学习IP/HPS/214-C《高辐射区进入和高辐射风险作业管理》、IP/HPS/212-C《放射性物质运输与储存管理》。

（4）KRT系统培训，进一步规范KRT系统的管理和操作。

此外，还进行了一些维修项目的培训，如阀门检修、反应堆压力容器检修、核电站泵体检修等培训。

3.6 计划管理

1. 生产准备计划体系的形成

1996年，岭澳核电站生产准备委员会编写了《生产准备大纲》，确定了生产准备的原则，用于全面指导生产准备工作。在生产准备大纲的基础上，密切配合工程进度计划，编制出《生产准备二级计划》，各处以《生产准备工作大纲》和《生产准备二级进度计划》为依据，细化本部门各项工作，编写出《生产准备三级计划》，用以具体指导安排各处工作。形成了完整的生产准备计划文件体系，用于全面指导与推进生产准备各项工作。计划体系随着生产准备工作的不断深入，各项生产准备工作全面展开。

2. 生产准备计划的跟踪与调整

要使生产准备各项工作按照计划体系顺利展开，要保证计划本身制定的科学性、合理性，必须具备完整的计划跟踪体系，对计划执行过程中出现的偏差进行必要、及时的修订。《生产准备计划》的跟踪方式主要采取报告和会议的形式，重点控制生产准备过程中的关键点，每个关键点设置里程碑。每月编写《生产准备进展报告》，对各项工作进展进行描述，跟踪每项工作的实际进展，发现问题，采取措施进行纠正。对于生产准备工程中出现的比较重要的问题，在每月的处长月会上集中进行讨论解决。每个里程碑设有几个里程碑指标，通过对里程碑指标的检查来确认里程碑是否实现。每个里程碑指标具体描述生产准备中某一项工作的计划要求，每个里程碑包含的指标个数及指标内容视具体里程碑而定。

在计划执行过程中，由于组织内部的变动或工程进度的改变，计划必然要进行调整，来满足当前形势的需要。每个需要调整的计划项目都要求工作负责人填写《计划调整申请单》，由主管经理批准后，计划部门进行调整。

《生产准备计划》在生产准备过程中发挥了重要作用。首先，生产准备计划有完整的计划体系，目标明确，工作项目全面，结合工程进度展开；其次，每个生产准备项目在正式展开前都在处长月会上进行组织与讨论，设想可能出现的问题及遇到的困难，采取及早解决或事前规避；再次，对于在执行过程中需要调整的计划及时做出调整，在人力及物力方面提供足够的支持。

3. 管理计划的制定

为了适应群堆管理的需要和适应五部的统一要求，2000年底生产二部开始组织编写2001年《生产部管理计划》。由于2001年生产二部主要的任务是生产准备，主要以移交接产为主，所以在制定《生产部管理计划》时，考虑到一个部门制定两个计划带来的冲突，及内容的交叉。《生产部管理计划》编制没有全范围、有深度的展开，内容上主要针对《生产准备计划》执行末期有些不适应当前管理形势及管理要求而进行管理上的一些改进。内容是生产准备计划的延续，在形式上满足了管理计划的要求。

2001年生产二部启动与实施《管理计划》，标志生产二部由《生产准备计划》管理向《管理计划》的过渡。在形式上及计划编写组织上已经初步形成，为以后管理计划的编写与实施创造了条件。

3.7 移交接产

2002年是岭澳核电站移交与接产工作最为关键的一年，也是检验几年来移交接产成果的一年。为使移交接产工作满足关键里程碑的要求，实现电站各系统和厂房商业运行前全部交由生产线管理的总体目标，LLO于年初编制了管理改进计划，根据各工程里程碑的要求编制了2002年移交接产工作计划，这些计划对推动移交接产工作的顺利进行起到了显著的作用。

事实证明，2002年的移交接产工作满足了电站各里程碑的进度要求，为生产部门全面承担管理责任、实现安全生产奠定了良好的基础。

1. 检查活动

2002年生产线共参加各类移交检查活动1193次，主要为TOTO与TOM检查活动，具体分布情况见表3.7-1。

表 3.7-1 2002 年岭澳核电站移交检查活动统计

	EESR	TOB	TOM	TOTO	BHO	GASF	合计
活动数/次	45	109	296	629	92	22	1193
百分比/%	3.8	9.1	24.8	52.7	7.7	1.8	100

2. 各类证书申请和签字情况

2002年共收到各类申请493个，签字671个，分布情况见表3.7-2。

表 3.7-2 2002 年岭澳核电站移交接产申请和签字情况

单位：项

	TOB	TOM	TOTO	BHO	GASF	合计
申请数	61	152	231	35	14	526
签字数	79	212	318	46	16	671

注：GASF 为 Gas Filling 缩略语，代表含有气体的系统移交

TOM、TOTO、BHO 是 2002 年移交工作的重点，也是各机组关键里程碑按期实现的基础，LLO 为此采取了相应的措施：

根据核安全与环保处提出的 1 号机组首次临界、并网，2 号机组首次装料、临界、并网等里程碑最小系统，结合调试队与生产二部联合签发的 TOTO 计划，LLO 与 ATB(工程部行政技术处)对系统移交计划进行了细化，将申请提交计划落实到每周，并通过 TOTO 联合日会对计划执行情况进行跟踪。

为推动 BHO 工作的顺利进行，生产线积极参与，BHO 遗留项单独跟踪，并逐项落实，使各类问题得到了及时的处理。截止 2002 年底，未清除的 BHO 保留项仅 62 项。

3. 检查意见（遗留项）处理

自移交接产开始到 2002 年底，生产线各部门共对现场设备提出了 29 414 条检查意见，保留项总体清除率达 99.17%，远远超过当初所制定的工程创优指标的要求，其中 2002 年度共产生 6 400 条，清除意见 8 640 条。这是一个非常了不起的成绩，也必将在以后的电站安全生产中产生效益。

截止 2002 年底，检查意见总体处理情况见表 3.7-3。

表 3.7-3 检查意见处理情况统计

	未清除数目	已清除数目	总数目	清除率/%
1 类保留项	0	13 014	13 014	100
2 类保留项	126	16 274	16 400	99.27
总计	126	29 288	29 414	99.57

截止 2002 年底，各机组保留项清除率见表 3.7-4。

表 3.7-4 保留项清除率统计

0 号机组	9 号机组	1 号机组	2 号机组	总计
99.15%	99.73%	99.84%	99.52%	99.57%

检查意见及时地、有效地处理是移交接产的重点，也是保证移交接产的进度与质量的关键。为此，在坚持前几年检查意见协调处理的经验基础上，2002 年 LLO 还采取了以下一系列措施：

(1) 加强对各专业现场检查质量的抽查工作，每月对各处所检查过的意见进行抽查以验证其准确性，提高生产线检查活动的整体质量与信心。

(2) 运用“TCS 个性化分类”对保留项进行分类处理与跟踪。

(3) 组织生产线与 ECM 组成保留项清理项目组，定期召开保留项专题讨论会，对工程生产双方有争议的项目进行沟通，有效推动了保留项的清理。

(4) 由 LLO 牵头组织召开了 2 次技术部、维修部、生产二部相关处参加 M、E 项

评审会，专门对工程、生产长期不能达成一致的问题进行评审：

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。

4. 移交收尾工作

随着机组的相继投产，移交收尾工作也成了2002年底联络办的重点工作之一，主要包括工程遗留问题打包、调试仪器仪表与专用工具移交以及其他工程遗留项目等。

关于工程遗留问题，按照“问题清楚、状态明确、责任到人、跟踪到底”的原则，工程部对每一项工程遗留问题进行了打包，并将落实到每一个派往生产线的人员，在生产线内部实行项目式管理对各个工程遗留项目的处理进展进行跟踪，并根据生产线的要求为每一类问题编写相应的工作流程。

调试仪器仪表及专用工具移交则实行整体移交的方式，将由LLO牵头组织生产线进行验收与内部分配。

3.8 程序生效

3.8.1 运行程序生效

运行程序按应用的范围可以分为系统程序和总体程序两大类。S（系统运行）程序、T（定期试验）程序、A（报警卡）程序等直接对应于每个系统的程序称为系统程序。G（核岛总体运行）程序、GS（常规岛总体运行）程序、D（大修停机）程序控制和引导机组整体状态的程序称为总体程序。

对于系统程序，从一开始就采取了与当年大亚湾核电站运行程序编写完全不同的组织方式，不是按程序类别分工，而是按系统承包，不分程序类型，把相近相似的系统最大程度地集中起来，以求获得触类旁通的效果，按照这种思路将电厂200多个系统归并成了27类（见表3.8.1-1），由运行持照人员组成的系统负责人各负责其中的一类，将各类系统所涉及的工作包干到底。这其中包括：程序编写、TOB检查、TOTO移交验收、上游文件的审查、编写培训所需的各种教材，直至程序生效。

表 3.8.1-1 系统分类

分组	分类	系统
核岛组	一回路主系统	RCP、RCV、RRA
	安全系统	EAS、RIS
	硼水系统	PTR、REA
	冷却水系统	RRI
	反应堆电气系统	RAM、RGL、RIC、RPN、RRB、RRC
	反应堆保护系统	EIE、RPA、RPB
	反应堆通风系统	EBA、EPP、ETY、EVC、EVF、EVR、RRM
	三废系统	RPE、TEG、TEP、TEU
	汽水系统	APG、ASG、VVP
常规岛组	发电机辅助系统	GEX、GHE、GPA、GRH、GRV、GST、GSY
	汽轮机辅助系统	CAR、CET、CVI、GCA、GCT、GFR、GGR、GME、GPV、GRE、GSE、GSS、GTH、SEN、SKH、SRI
	给水系统	ABP、ACO、ADG、AET、AGM、AGR、AHP、APA、APD、APP、APU、ARE、CEX
	消防系统	JDT、JPD、JPH、JPI、JPL、JPP、JPT、JPU、JPV
	仪控系统	KCO、KIS、KIT、KKO、KPR、KPS、KRG、KRT、KSA、KSC、KSN
	压缩空气系统	SAP、SAR、SAT
外围组	辅助蒸气系统	SVA、OSVC、STR、OXCA
	泵站海水系统	CFI、CGR、CRF、SEC
	气体系统	MIS、RAZ、SGZ
	废水系统	SBE、SEH、SEK、SEL、SEO、SES、SRE、TER
	核岛通风照明系统	DEG、DEL、DVC、DVE、DVF、DVG、DVH、DVI、DVK、DVL、DVN、DVS、DVW、SLT
	其他通风照明系统	DNM、DSM、DVM、DVP、DVQ、DVV、DVX、DWD、DWE、DWS、DWX、DWY、DWZ、DTV
	高压系统	GEV、GEW、LGR
电气组	6.6kV电气系统	LGA、LGB、LGC、LGD、LGE、9LGI、9LGJ、LHA、LHB、9LHT
	柴油发电机	LHP、LHQ、0LHX、0LHZ
	380V及以下交流系统	L**、LK*、9LK*、0LK*、LL*、9LLM、9LLS、OLL*、LMA、LMC、LMD
	直流系统	LAA、LAB、LB*、0LB*、9LBG、LC*、0LC*、9LCD、LDA、LN*、0LN*、9LNF
化学组	化水系统	0DVT、0DWN、0SDA、0SEA、0SED、0SEP、0SER、0SHY、0SRE(AL)、ATE、CTE、REN、SIR、SIT

总体程序按照机组状态和类别可分为：引导机组状态上升、引导机组状态下降和其他3种。（见表3.8.1-2）

表 3.8.1-2 总体程序分类

分组	分类	程序
总体组	引导机组状态上升	D9、D10、D11、D12、D13、D14、D15、D22、G0、G1、G2、GS1、GS2、K0
	引导机组状态下降	COR、D1、D2、D3、D4、D5、D6、D7、D8、D16、D20、D25、G3、G4、G5、GS3、GS4、GS5
	其他	CHP、CSL、D17、D18、D19、D21、D23、D24、GS6、GS7、GS8、GEM、GEN、K1、K2、I5、I6

任务分工明确后，就以调试三级计划为坐标，制定了程序编写计划，以保证在相应系统EESR之前完成系统程序的编写。在热态试验之前完成总体程序的编写，以便利用系统调试和机组冷态试验、热态试验的状态生效运行程序。为此，在管理上规定：程序编写完成的标志是将其置于校核状态，在系统和机组进入各调试状态的同时，相应的运行程序也必须由程序组负责人审查批准处于试用状态并打印出纸本文件签字出版。

程序生效分为两个部分：一部分是指核实程序指令在技术上的合理性、实际上的可

操作性以及程序所涉及设备的编码、功能、地点及相关设备等与现场的符合性。它既没有对设备和系统状态的特殊要求，也不需要调试负责人配合，只要有了设计文件，设备系统现场安装完毕，运行人员就可以完全依靠自己的力量实施这种程序生效，称其为“静态生效”，这是运行程序生效的最基础、最重要的一部分。

另一部分是验证程序能否实现其设计功能，称其为“动态生效”，它需要调试负责人技术上的大力支持。对于系统程序，由于系统调试结束后，调试队非常希望运行人员有能力尽快承担起系统运行的责任。所以，从系统调试工作一开始，双方就积极推动建立运行系统负责人和调试系统负责人之间一一对应、直接的工作伙伴关系，有效地利用系统调试阶段对运行程序中的技术细节进行最大程度地验证。为了保证运行人员在系统 TOTO 后，在技术上能够得到运行程序正确、有效的支持，尽快承担起系统监控的责任，管理上要求在系统 TOTO 签字时，程序必须经运行处处长签字批准处于执行状态，而运行程序批准执行的前提条件是该程序已经生效。

但对于一些程序的动态生效，不仅需要调试负责人技术上的支持，而且还需要其他系统和机组的状态作为前提条件。所以这是运行程序生效中最复杂、最艰巨和最难实现的一部分。例如：总体程序、部分 S 程序的启动和特殊运行、部分 T 程序以及报警卡程序等。冷态试验之前，尝试通过寻找运行程序与调试程序的等效关系来解决上述难题。如果调试程序还不能包容，则在调试计划中申请窗口，并以运行总体程序为纲，采用大修文件包的方式准备了全套文件供调试队参考，赢得调试队理解，将运行程序与调试程序的对应关系列入了调试计划。在执行调试计划时，运行人员尽可能使用运行程序进行操作。实践证明这种方法非常有效，因此在机组热态试验阶段，大规模地使用这种方法，有效地完成了运行程序的生效工作。

另外，还建立了一个有效运作运行程序修改意见反馈系统，并将该系统与运行量化管理相结合，运行程序的反馈机制呈现出勃勃生机。程序使用者通过简洁、方便的反馈界面，将程序修改意见源源不断从程序使用现场汇集到了程序组，使得运行程序能够充分利用机组调试启动和投运初期丰富的运行经验得以迅速完善。

3.8.2 事故程序生效

与其他运行程序一样，事故程序需要经过生效方可使用。由于事故程序只适用于某种特定的事故工况，所以事故程序生效不可能按照正常运行程序生效方法，只能通过机组调试、全范围模拟机或现场检查验证进行生效。

1. 参与事故程序生效的人员组成与责任

为了便于协调、提高工作效率和保证程序生效质量，建立了事故程序生效小组。小组成员包括以下人员：程序编写责任处人员（安全技术顾问）、程序执行处人员（运行处当班值与运行处协调员）、全范围模拟机教员和调试协调人员。

岭澳核电站事故程序生效，其小组组成如图 3.8.2-1 所示。

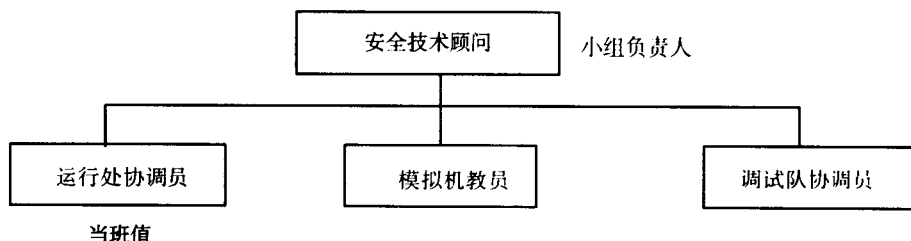


图 3.8.2-1 岭澳核电站事故程序生效小组组成

安全技术顾问的职责是确定事故程序生效方法，准备待生效的事故程序，制定实施计划，组织协调生效活动的实施，分析、处理生效过程问题，以及程序生效后的评价和程序修改。此外还负责对参与生效活动的运行人员的培训。

运行处协调员作为生效小组与具体执行生效活动的运行值的联系桥梁，负责运行值生效任务的分派，生效文件和信息的收集及反馈，并参与程序生效过程问题的分析。

在模拟机检验活动中，模拟机教员负责生效程序要求的模拟机组工况的设置，参与过程问题分析。

当需要通过调试活动完成事故程序的生效时，调试队协调员是生效小组必不可少的成员。其负责参与调试生效准备，这包括与生效小组的安全技术顾问确定待生效事故程序，分析调试生效的潜在风险，制定预防措施，确定程序生效窗口。另外还主持和协调调试生效活动的实施和问题分析。

2. 事故程序生效的原则、方法及途径

由于事故程序的重要性和应用特殊性，事故程序应该百分之百地验证。但实际上这是难以实现的，因此事故程序生效时要突出重点，以确保受技术不同点影响的事故程序、根据经验反馈修改的事故程序和事故程序现场操作单部分获得验证。

根据事故程序的结构组成，事故程序生效方法大致可以分为两种方法：检查法和验证法。检查法是指不需要进行实际操作，只需对事故程序进行一致性检查或核对的生效方法。其适用事故程序所有组成部分的生效。验证法是指根据程序指令要求进行操作，通过对实际响应结果与期望结果的比较，验证事故程序的方法。事故程序的生效，应该是检查法和验证法共同执行的结果，仅仅通过其中一种方法进行的生效，都是不完全的。

事故程序生效途径有全范围模拟机演练、机组调试和现场检查验证。全范围模拟机演练生效，可以根据程序要求，模拟各种要求的工况和故障情景，从而使程序生效更全面和更深入，其缺点可以是不能生效事故程序现场操作单部分，生效结果欠真实。机组调试阶段生效事故程序，可使事故程序生效结果真实可信，不足的是可生效的程序面窄，多是电源类事故程序，不能生效热工水力方面的事故程序。此外，生效内容受调试阶段设备状态限制（如部分要求的设备因不可用得不到验证），无法做到完整、深入地验证。现场检查验证只适用于事故规程中现场操作单。

3. 事故程序生效的实施与流程

事故程序生效的实施，无论是模拟机生效还是调试期间生效，执行具体操作的都是运行值人员，只是生效协调人不同。模拟机生效的协调人为生效责任安全技术顾问和模拟机教员，调试期间生效的协调人为调试协调员和生效责任安全技术顾问。

模拟机或调试生效活动开始前，协调人应召开“班前会”，明确分工（操作执行者和观察记录人，关键岗位，如反应堆操纵员和二回路操纵员，必须配备观察记录人），介绍生效关键点、可能的风险和预防措施。

生效过程中，操作执行者必须严格执行程序。对生效文件的任何疑问，及机组出现的异常或不一致响应，都应反馈给对口观察员，由其记录到生效反馈单。

对于事故程序中现场操作单部分，生效责任安全技术顾问首先将它们优化组合，然后由运行人员和安全技术顾问到现场检查验证。

每一程序生效结束后，生效协调人应及时组织召开总结会，收集和整理信息，并反馈给事故程序责任归口部门。最后由生效责任安全技术顾问进行评价和完成事故程序的修改。

第四章 电站维修

4.1 维修组织与管理

4.1.1 维修组织管理

2002年,为适应未来4台机组的大修和日常维修任务的挑战,维修部根据公司群堆管理的决策,在组织机构如何适应挑战等方面进行了多次研讨,并实施了各处内部各班组整合为科的组织机构调整,完成了各处大亚湾核电站、岭澳核电站常驻人员的安排与工作协调。几个月来的运作效果表明调整后的处级机构运作总体顺畅,对加强基层管理发挥积极的作用。

同时,为适应维修任务翻番,但员工数量有限,且内外部的管理要求更高的压力与挑战,也为了维修人员维修技能和现场维修管理水平的提高,维修部积极研究适应挑战的维修承包商政策,并于2002年底左右正式首次实施撤离各专业的常驻承包商,部分任务外包的维修承包商管理模式。这使维修人员和承包商人员的分工更为明确,责任更加清晰。也对提高维修队伍的战斗力和提高维修管理水平等方面产生深远的影响。

维修部门结合组织机构的调整,组织了维修部班组长《现代企业班组管理培训》和《管理技能系列培训》,提高维修部基层管理干部管理水平和落实公司推出的管理重心下移的工作目标。

4.1.2 维修活动管理

4.1.2.1 维修质量管理

维修部在2002年根据电站质量保证大纲,对作为核电站生产活动的一部分的维修活动,如预防性维修大纲、维修计划、维修细则的制定,设备、备件、材料、工具的管理,维修的工艺、标准,缺陷和不符合项,记录等的安全和质量管理都根据有关程序规定进行了落实。

在此基础上,维修部主要围绕人、机、料、法、环等质量管理的五个方面进行了

一些新的尝试与实践。

(1) 开展了以“遵守程序, 明星自检, 写好报告, 总结反馈”为主题的改进活动, 提高维修质量管理水平。维修部经理部于今年年初提出了“遵守程序, 明星自检, 写好报告, 总结反馈”为主题的重要改进工作, 这四个方而从原则上要求维修人员如何实施自己的工作及怎样做好现场工作, 是维修人员的章程和行为准则。通过活动, 维修人员在这四个方而的意识和行为得到了一定的改进和提高。

(2) 维修部主要从建立群堆维修工作模式及机制、参与和开展 RCM 分析、规范完善 COMIS 系统的使用、规范设备巡视制度、建立重复性维修根本原因分析体系、进行设备状况一级分析、研究建立设备跑冒滴漏跟踪体系、规范和落实维修领域质量管理措施、维修准备工作优化、加强维修人员培训、继续推进 SAT 工作、开展反不良工作习惯培训、开展以遵守程序为主题的安全文化培训、进行 MTD 经验反馈内容和过程及有效性的评价改进、建立维修设备管理责任制、实施外部评审改进行动、进行 Risk-informed Maintenance 的研究、维修备件和材料管理优化、维修服务活动优化等多个方而提升整体维修质量。

(3) 2002 年, 维修部强调各级员工都要树立责任意识, 各负其责。并于 2002 年 8 月起, 在维修部各处实施处级管理绩效考核办法。人因事件、重复性维修等质量管理相关项目予以扣分。

(4) 2002 年下半年, 维修部各执行处制定和落实“三个计划一个大纲”(防止非计划停机停堆计划、防止人因失效计划、防止走错间隔计划和设备巡检大纲), 保障维修安全与质量。

(5) 维修部门首次大范围组织各专业的“业务练兵、技能比武”竞赛活动。竞赛活动由业务培训和技能练兵两部分组成。在业务培训方而, 共有 516 人·次参加有 30 项业务培训。在技能练兵工作方而, 共有 329 人·次参加有 20 项技能竞赛。

4.1.2.2 维修风险管理

2002 年, 电站继续坚持以往在维修风险管理方而所取得的成功经验, 如对现场维修活动进行百分之百的风险分析、根据经验反馈升版有关维修程序、执行现场工作监护人制度等。2002 年 5 月 28 日岭澳核电站 1 号机组投入商业运行后, 在群堆管理委托协议指引下, 岭澳核电站借鉴了类似的维修风险管理办法。两个核电站还通过以下工作对维修风险管理进行了有效地促进。

(1) 建立“风险提问单”制度。3 月 5 日在岭澳核电站开始试行工作负责人“风险提问单”制度(包括填表、风险交代、关键点验证、签字、返回、存档各个环节)。经两次评估及向维修部征求意见, 对该制度进行了完善。岭澳核电站安全监督人员对违反规定者可以行使“直接危险停工权”, 并发“整改通知”和记入“个人安全业绩档案”。

(2) 成立岭澳核电站日常生产项目组(TEF)。从 3 月 28 日开始筹备, 在充分吸收大亚湾核电站成功经验的基础上, 根据岭澳核电站实际情况确定了工作流程、分工、例会制度、报告格式及统计指标等一系列关键因素, 并于 4 月 28 日开始试运作。随后, 项目组推动解决了大量的机组缺陷, 在计划流程改进和风险控制方而做出了有益的尝试并起到了积极的作用。其高效运作和快速响应是岭澳核电站 1 号机组取得良好业绩的有力保证。

(3) 成立大亚湾核电站维修快速响应小组(FINT)。根据总经理部的要求, 快速维修响应小组(FINT)由大亚湾核电站日常生产项目组(TEF)负责策划运作, 11 月 14 日正式试运作。FINT 将通过不断完善工作流程、改进组织运作, 完善与各专业处、职能单位的接口,

形成一支业务素质过硬、响应迅速、具备跨专业风险分析能力、团队精神突出的优秀团队，并逐渐实现当天快速处理 50% 以上纠正性维修票量的目标！

(4) 制订防非计划停机停堆行动计划，进行保电工作安排。电站制定了切合实际、可操作性、可检查性强的“防非计划停机停堆行动计划”、“保电工作安排”等，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，为全年生产任务及保电任务的完成做出了积极贡献。

(5) 在美国 PII 公司人因专家的帮助下，对电站员工行为进行了评估，提出了改进行动，把 PII 关于预防人因失效方法对员工进行了全员培训，推广减少人因失效的“六种方法”；规范管理巡视；控制人因失效风险等等。

在此基础上，生产五部团委、各部门还利用业余时间组织了形式多样的各类活动以加强防人因失效知识和经验的传递和覆盖，如防人因失效知识竞赛、座谈会、演讲比赛、案例分析竞赛等。为电站安全文化建设和维修风险管理做出了积极贡献。

(6) 为更好地规范维修作业人员在现场进行的维修活动，养成良好的工作习惯，在以往执行《维修工作标准行为规范》的基础上，以美国圣奥纳弗核电站有关资料为参考，修订出版《维修人员标准行为规范》，从建立良好维修文化的层面加强对维修工作全过程的风险控制。

(7) 做好“日常维修承包商政策”切换后的风险控制。与培训中心通力合作，加强了对承包商人员的授权培训和资格认定，提高日常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，并加强对他们的支持力度，保证 12 月 1 日政策切换后日常维修管理的平稳过渡。

4.1.2.3 维修计划控制

2002 年维修计划控制的特点是“统一计划”，即在原有的计划模式下为适应群堆管理而统一编制 4 台机组的生产计划；强化日常和大修计划控制，即采用最有效的手段使日常和大修计划更符合机组状态更便于使用。

1. 大亚湾核电站预防性维修 (PM)、定期试验 (PT) 数据库的维护及设备巡检 (PP) 数据库的建立

由于从第九循环开始，大亚湾核电站开始实施 18 个月换料，维修大纲和定期试验监督大纲全面升版，同时大量的 RCM 维修大纲出版，PM、PT 数据库修订和完善的工作量很大，修改日常 PM 数据库、PT 数据库和大修 TCS 数据库，很好地维持了日常 PM、PT 的正常执行和按要求完成了大修年度大纲的出版。此外，按照维修部管理创新的要求，由本年度开始将设备巡检标准化、规范化，在各执行处相继出版了设备巡检大纲的前提下，在 10 月份建立起了设备巡检数据库，11 月份开始发票实施。

2. 岭澳核电站预防性维修、定期试验数据库的建立

由于本年度岭澳核电站两台机组处于生产交接期，PM、PT 数据库的建立和计划的安排均按照调试和系统移交的进度而及时跟进，已经基本完成了岭澳核电站 PM、PT 数据库的建立。在因执行部门岭澳核电站大修标准包准备进度滞后的情况下，计划准备人员根据已有的 EXCEL 数据库，及时出版了岭澳核电站首次大修的年度大纲，为岭澳核电站大修采购备件、编写技术规范等工作缓解了矛盾，在标准包准备基本完成后才导入 COMIS。

3. 生产维修计划的编制

为适应群堆管理的需要，从 7 月份开始，大亚湾核电站、岭澳核电站周计划会合并，

同时周计划由大亚湾核电站、岭澳核电站分别编制改为由计划准备组统一编制。按时出版了相应的生产维修计划。同时,计划准备还完成了2002年XCA系统小修、线路检修和废旧导向筒处理、LGR辅助变压器十年大修等专项计划。

4. 参考计划的修订和中长期计划的修订

根据第八次大修计划的执行情况,实时反馈,准确、快速地完成了参考计划的修订,为后续大修奠定了良好的基础。此外,随着岭澳核电站1号机组的投入商业运行,计划准备组还完成了岭澳核电站停机停堆应急抢修参考计划的准备以及维修部大亚湾核电站、岭澳核电站中长期计划。

5. 大修计划综合数据库的建立

大亚湾核电站1号机组第八次大修结束后,开始着手建立大修综合数据库,通过收集整理1994年到2002年间庞大的计划数据和文件,然后进行重新整理和归类,建立了一个比较全面的大修计划综合数据库。该数据库包括了项目标准计划库、标准风险分析库、历次大修计划经验反馈和总结库、历次大修基本数据和文件库等等,是一个大修计划共享和积累经验的平台,大大提高了大修计划的运作效率,规范了大修计划的工作,使大亚湾核电站、岭澳核电站大修计划管理实现了形式上的独立,基础数据和经验上的共享。

4.1.2.4 现场服务管理

1. 现场服务主要工作类别

电站现场服务工作包括:一类为运行系统提供服务支持性工作。如现场运送酸碱;氢气瓶架组、工业氮气瓶装卸;液氮、液态二氧化碳、次氯酸钠接收;Ar-CO₂混合气更换;二氧化碳瓶架组装卸、称重;柴油接收、加注;常规岛清洁;核岛清洁等。另一类为现场维修服务。如搭拆脚手架、铅屏蔽、空气隔离间服务;起重、拆装保温材料;带驾驶室行车操作;现场抽排水;地漏疏通等。

2. 现场服务主要工作

(1) 2002年圆满的完成了现场运行系统对柴油、液态二氧化碳、液氮、氢气、工业氮气、酸、碱运输等服务支持性工作。

1) 2002年度接收液态二氧化碳27.32t,液氮50.45t,氢气2504瓶,次氯酸钠120.02t,更换C2门Ar-CO₂混合气1990瓶(含岭澳核电站)。

2) 大亚湾核电站0XPA001/002BA全年共支出柴油1127.3t(其中:EM应急中心加注柴油20t,大亚湾核电站EG楼0LHZ001/002GE加注6t,为消防训练站提供1.3t,按合同出售柴油1100t)。

(2) 为岭澳核电站运行系统服务的支持性工作已全面接收并开展。

(3) 对现场维修服务使用的脚手架,修改程序并对脚手架材料进行检查及评价。

(4) 完成控制区铝合金脚手板替代木板脚手架工作。

(5) 岭澳核电站现场维修服务工作已全面介入开展:

1) 为岭澳核电站RX厂房1RCP、2RCP温度超标的稳压器部位加装辐射挡板,从而解决了温度超标的现象。

2) 建立了岭澳核电站1MX、2MX厂房保温外表面温度测量点(共358个)数据库。

3) 岭澳核电站1RCP、2RCP温度测量探头加装保温,从而防止了热辐射对探头的损坏。

4) 对岭澳核电站1DEG、2DEG制冷机及泵房粗栅栏吊装方案及起吊工具进行了改进。

5) 将大亚湾核电站 1RRI、2RRI 电机起吊葫芦改为电动葫芦, 大大提高了起吊工作效率。

4.2 日常维修

4.2.1 设备找缺陷竞赛活动

1. 概述

设备找缺陷竞赛源自 1999 年 8 月进行的“为大修找缺陷活动”, 最初的目的是在机组换料大修前全面查找出设备缺陷, 以便在大修中处理, 从而提高大修质量, 保证大修后机组的稳定运行。因为其良好的效果后来逐渐演变成为在大修前后、一年数次的设备找缺陷竞赛活动。

2. 设备找缺陷竞赛组织及规则

(1) 组织

设备找缺陷竞赛活动一般安排在机组换料大修前后, 每次一至两周。竞赛分两组进行, 运行处以运行值、化学科为单位, 为运行组; 静机处、转机处、仪控处、电气处、设备管理处、保健物理处等处为单位, 为维修组; 综合计划处负责组织、统计。

(2) 竞赛规则

各竞赛单位根据找到的设备缺陷、技术问题, 在 COMIS 系统中填写相应的工作申请, 综合计划处根据 COMIS 系统中的记录, 对工作申请进行跟踪、统计, 并按照竞赛评分标准对 A、B、D 类工作申请进行计分; C 类工作申请由各参赛处代表评分, 最后采取相关处加权平均方法, 得出 C 类工作申请的得分, 各类工作申请得分相加后总分最高的单位为优胜者。表 4.2.1-1 为竞赛积分表样本。

表 4.2.1-1 2002 年岭澳核电站第二次设备找缺陷竞赛积分表

部门	工作申请发票情况								总合格 票量	总积分	排名	
	A 类		B 类		C 类		D 类					
	数量	积分	数量	积分	数量	积分	数量	积分				
运行组	运行处四值	771	154.2	101	101	17	48.30	16	-4.8	889	298.70	1
	运行处六值	358	71.6	26	26	0	0.00	8	-2.4	384	95.20	2
	运行处五值	83	16.6	26	26	2	5.20	4	-1.2	111	46.60	3
	运行处一值	21	4.2	14	14	4	10.00	3	-0.9	39	27.30	4
	运行处三值	21	4.2	4	4	4	11.00	3	-0.9	29	18.30	5
	化学科	20	4	10	10	0	0.00	1	-0.3	30	13.70	6
	运行处二值	27	5.4	5	5	0	0	4	-1.2	32	9.20	7
维修组	设备管理处	120	24	108	108	12	31.4	8	-2.4	240	161.00	1
	转动机械处	50	10	19	19	5	13.8	4	-1.2	74	41.60	2
	仪控处	35	7	21	21	3	10.4	2	-0.6	59	37.80	3
	静止机械处	70	14	16	16	2	7	2	-0.6	88	36.40	4
	电气处	7	1.4	9	9	1	2.4	1	-0.3	17	12.50	5
	保健物理处	7	1.4	8	8	0	0.00	1	-0.3	15	9.10	6
总计	1 590	318	367	367	50	139.5	57	-17.1	2 007	807.4		

(3) 工作申请的分类

1) A类工作申请是指表面容易发现的设备缺陷,如:标牌标签有遗漏、模糊不清或位置不当;现场清洁、厂房管理的缺陷;油漆、防腐工作;保温损坏或脱落;阀门无手轮、链条等;控制柜、配电盘的灯泡损坏;记录仪故障;防火门故障等。

2) B类工作申请是指表面较易发现、影响设备运行的缺陷,如跑冒滴漏、振动、表计漂移、超温等。

3) C类工作申请是指较深层次的设备缺陷,表面不易发现,需经过分析、判断才能确定的设备缺陷或故障隐患。

4) D类工作申请是指不合格的工作申请,如书写格式不正确、不规范的工作申请,设备功能位置不正确,设备缺陷、技术问题描述不清晰明了,地点位置不清楚;被退回、取消的工作申请。

(4) 工作票的计分标准: A类工作申请每张计0.2分; B类工作申请每张计1分; C类工作申请每张计2到5分; D类工作申请每张计-0.3分。C类工作申请由各专业代表进行打分(不对本专业填写的打分),经加权平均计算得出该申请的得分。计算方法:执行专业所打分权重0.5,其他专业所打分平均值权重0.5。

(5) 其他事项

为确保工作票申请的质量,避免重票,发现的问题应为新问题和长期存在但无人关注或欠关注解决的问题。以下内容的项目排除在外:综合计划处已跟踪的等状态、等备件的项目;设备管理处及可靠性小组跟踪的设备遗留问题清单内的项目;其它已有跟踪,但暂时无法解决的问题;由各专业开出的有关维修支持等非设备缺陷的工作申请不计入得分。

3. 2002年设备找缺陷竞赛活动情况

2002年的竞赛安排见表4.2.1-2。

表 4.2.1-2 2002年设备找缺陷竞赛统计

	竞赛时间	发出纠正性工作票量/份	发出服务支持票量/份	备注
大亚湾核电站	1月16日~24日	249	143	1号机组第八次大修前
	3月4日~17日	563	339	1号机组第八次大修后
	8月19日~31日	463	496	为保证下半年机组的稳定运行
	合计	1275	978	分别占全年同类票量的19.15%和13.80%
岭澳核电站	3月15日~29日	569	798	1号机组商业运行前
	10月31日~14日	766	1251	2号机组商业运行前
	合计	1335	2049	分别占全年同类票量的17.00%和31.41%

4. 设备找缺陷竞赛活动的优化

根据前几年找缺陷活动的经验反馈,2002年的设备找缺陷竞赛活动以现场普查和专项巡查两种形式进行。现场普查由各处、值组织单位人员对现场设备进行检查并填写工作申请。对各单位提交的工作申请由综合计划处按竞赛规则,进行分类、汇总,参考所发

现设备故障的技术权重进行计算，评出各系列得分最高的前三名作为优胜者，并予以奖励。专项巡查活动由各处、值按《重大风险系统清单》组织人员开展巡查以查找关键设备、敏感设备的隐性缺陷和深层次的技术故障。对发现的隐性缺陷和故障，将进行分析，根据价值的大小，评出最有价值前三名进行奖励。

同时，为提高查找设备缺陷活动的工作效率、加快对设备缺陷处理的响应，在活动的过程中，对于在查找设备缺陷活动中发现的标牌、标签、阀门链条、现场油漆工作、防火门故障，以及现场清洁不合乎标准等几类缺陷，要求各专业不再在 COMIS 中逐一填写工作申请，而由各处、值每天列出缺陷清单，标明缺陷名称及所在地点，交由日常计划人员归纳后以每类缺陷一张工作申请形式输入 COMIS 系统，以减少 COMIS 的工作量。

4.2.2 大亚湾核电站维修工作票执行情况

1. 2002 年电站工作申请统计见表 4.2.2-1

表 4.2.2-1 2002 年工作申请数量

单位：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	2 070	2 980	3 159	66	2 113	10 388
2 号机组	2 229	3 784	3 200	86	2 270	11 569
0, 9 号机组	2 452	2 146	722	96	3 649	9 065
合计	6 751	8 910	7 081	248	8 032	31 022

2. 电站历年工作票量变化趋势见图 4.2.2-1



图 4.2.2-1 电站历年工作票量变化趋势

3. 按机组分类统计见表 4.2.2-2

表 4.2.2-2 各机组维修工作票统计

单位: 张

机组	纠正性维修			预防性修		
	2002 年	2001 年	2000 年	2002 年	2001 年	2000 年
1 号机组	2 980	2 811	2 558	2 070	2 072	1 907
2 号机组	3 784	2 777	2 695	2 229	2 009	1 850
0, 9 号机组	2 146	1 960	1 42	2 452	2 692	1 962

4. 按专业分类统计见表 4.2.2-3

表 4.2.2-3 按专业统计的维修工作票

单位: 张

部门	预防性维修			纠正性维修		
	2002 年	2001 年	2000 年	2002 年	2001 年	2000 年
静机	1 540	1 386	1 055	2 543	1 839	1 637
转机	3 437	3 392	2 474	1 428	1 064	1 190
电气	1 647	1 544	1 626	1 158	1 166	918
仪表	322	353	410	3 031	3 044	2 629
服务	49	35	0	94	227	266
总计	6 995	6 710	5 565	8 254	7 340	6 640

5. 一级工作票统计见表 4.2.2-4

表 4.2.2-4 一级工作票统计

单位: 张

年份	静机	转机	电气	仪表	服务	总计
2002 年	177	78	107	388	24	774
2001 年	267	159	161	632	42	1 261
2000 年	244	181	194	719	38	1 376

6. QSR 设备维修工作票统计见表 4.2.2-5

表 4.2.2-5 QSR 设备维修工作票统计

单位: 张

类型	年份	静机	转机	电气	仪表	服务	技术支持	总计
预防性维修	2002 年	298	977	243	46	0	11	1 575
	2001 年	355	1 212	286	55	1	15	1 924
纠正性维修	2002 年	512	304	239	1 012	57	7	2 131
	2001 年	573	330	251	1 231	86	10	2 481

7. 周转工作票统计见表 4.2.2-6

表 4.2.2-6 周转工作票统计

单位: 张

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
纠正性工作票 (0、1、2 级票)	74	48	78	97	64	39	39	67	47	38	34	37

8. 等状态工作票统计见表 4.2.2-7

表 4.2.2-7 等状态工作票统计

单位: 张

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
票数	156	165	172	179	218	202	170	203	251	278	331	305

4.2.3 岭澳核电站维修工作票执行情况

2002 年针对新机组的实际情况, 岭澳核电站项目组针对工作票的管理和实施实行了一系列改革, 采取了联合办公、联合审包和一票否决制, 延长了风险分析时间, 特别制定“风险分析单”制度, 更有力地加强了审批人员与工作负责人之间的沟通这一薄弱环节, 使审批工作包中制定的各项风险措施, 以书面形式严格传达到工作负责人。做到每项生产活动都准备充分、风险清晰、分析透彻、实施明白, 为机组的安全、稳定运行创造条件。

2002 年岭澳核电站各机组各类工作申请数见表 4.2.3-1。

表 4.2.3-1 2002 年岭澳核电站工作申请数

单位: 张

机组	纠正性	预防性	服务支持	定期试验	工程改造
1 号机组	3 961	1 378	2 682	2 324	104
2 号机组	2 382	733	2 035	691	108
0, 9 号机组	1 858	1 283	1 785	471	102
合计	8 201	3 394	6 502	3 486	314

维修各部门工作票执行情况见表 4.2.3-2。

表 4.2.3-2 维修各部门工作票执行情况

单位：张

部门	纠正性维修		预防性维修	
	收到	完成	收到	完成
MSM	2 113	2 031	606	545
MRM	802	783	1 550	1 484
MEE	1 235	1 210	1 307	1 265
MIC	3 644	3 583	101	91
MGS	120	117	2	2

1号机组商业运行后，0，1，9号机组维修活动统计见表4.2.3-3（统计时段5月28日到12月31日）

表 4.2.3-3 0，1，9号机组维修活动统计

	0、1级纠正性工作票	2、3级纠正性工作票	现场服务工作票	工程遗留 TCA	工程遗留 TSD	工程遗留项
申请总数/张	408	2 533	2 658	106	39	300
按时完成量/张	408	2 406	2 169	83	26	196
完成率/%	100	95	81.6	78.3	66.7	65.4

说明：

1) 工程遗留项目、工程遗留 TCA 项以及工程遗留的 TSD 项目，在日常运行期间执行的已基本完成，剩余部分等大修窗口安排。

2) 工作票的执行情况是用简单统计方式算得，仅供参考。

4.2.4 预防性维修管理

1. 大亚湾核电站预防性维修管理

(1) 预防性维修活动的优化

1) 维修大纲及规程的优化

2002年度维修大纲的编写、优化、升版已全部交由技术部设备管理处负责。2002年度设备管理处综合了18个月换料维修大纲中相应项目变更情况，电厂内外部的经验反馈、以可靠性为中心的维修方法和预防性维修策略等，共新编21份，升版304份，取消104份维修大纲。

2002年各处新编、取消、升版规程份数见表4.2.4-1。

表 4.2.4-1 各处新编、取消、升版规程份数

单位：份

	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS
新编规程	39	43	12	36	23
升版规程	141	103	83	94	83
取消规程	1	60	1	1	39

2) 预防性维修计划的优化

随着岭澳核电站两台机组进入商业运行, 维修部开始全面接管岭澳核电站现场维修工作。为了提高计划的科学性, 方便各专业做好开工前准备工作, 自2002年6月份大亚湾核电站、岭澳核电站4台机组周计划统一编制, 整体考虑人力安排、高风险的工作。

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、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。因实际工作中遇到各处人员紧张问题, 标准包规范化工作较原计划滞后。2002年10月份各处完成了标准包的修改工作, 目前正在审查阶段。

(2) 预防性维修活动的实施

2002年度执行的预防性维修工作票量6 089份(不包括大修项目), 比2001年6 518份少了429份。2002年共收到纠正性维修工作票6 860份, 比2001年7 571份少了711份。2002年纠正性维修与预防性维修工作票数的比例为1.126:1(不包括大修工作), 与2002年基本持平。大亚湾核电站历年纠正性维修与预防性维修工作票数的比率见图4.2.4.1-1。

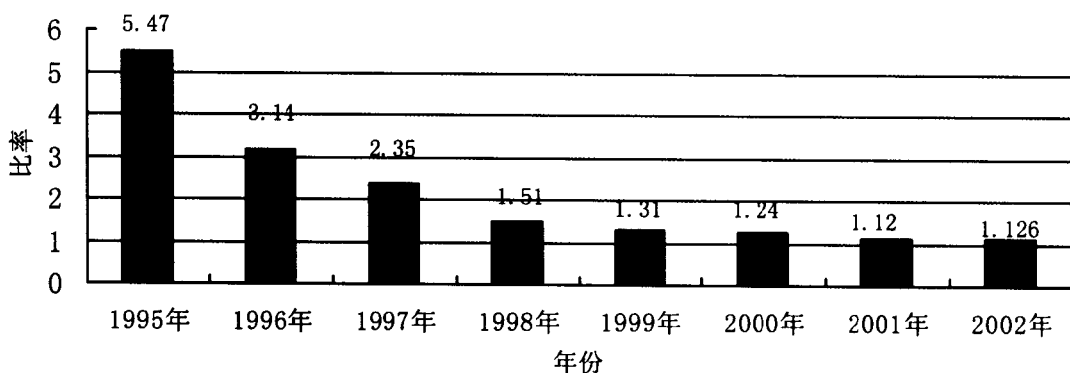


图 4.2.4-1 大亚湾核电站历年纠正性维修与预防性维修工作票数的比率

2. 岭澳核电站预防性维修的评估

(1) 预防性维修执行情况

2002年岭澳核电站纠正性维修和预防性维修工作票比例为3.84:1, 纠正性维修和服务支持票量与预防性票量比例为6.87:1。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较少。

(2) 维修大纲出版情况及预防性维修数据库建立进展

2002年各处新编、升版程序份数如表4.2.4-2。

表 4.2.4-2 各处新编、升版程序份数

单位: 份

	MSM	MRM	MEE	MIC
新编规程	8	1	1	2
升版规程	46	128	38	16

迄今岭澳核电站各专业维修已累计出版大纲情况如下: MEE185份; MIC127份;

MRM132份；MSM145份。

目前岭澳核电站日常预防性维修数据库已建立并在逐步完善过程中。考虑到停运 BOP 电气盘所带来的大范围的影响，2002 年部分电气盘的年度检修尚未完成，其他预防性维修项目已按计划完成。2003 年预防性维修计划已按时出版并开始执行。

4.3 机组抢修与小修

4.3.1 总体介绍

大亚湾核电站 2 号机组的主变压器和发电机抢修从 2002 年 3 月 12 日 1:09 开始，到 2002 年 5 月 5 日 0:23 成功并网，约 53.4 天。

2002 年 3 月 12 日 1:09，大亚湾核电站 2 号机组由于主变压器 C 相故障，2 号机组被迫与电网解列，C 相差动、重瓦斯保护动作导致反应堆失去主电源而自动停堆，由此开始了本次抢修活动。2 号机组于 3 月 26 日 21:43 重新并网，主变压器抢修结束。

2002 年 3 月 27 日，当 2 号机组电功率升到 777MW 后，出现了发电机转子接地故障报警，经检查后确认为发电机转子一点接地故障。机组被迫于 3 月 27 日 14:00 再次与电网解列停机，过渡到正常冷停堆状态，继主变压器抢修后的 2 号机组发电机抢修宣布开始。机组于 2002 年 5 月 5 日 0:23 成功并网。发电机抢修结束。

在本次主变压器和发电机抢修期间进行的主要工作有：主变压器 C 相更换及其试验、主变压器备用变压器冷却器改造、发电机抽转子检查及试验、发电机转子绝缘处理、主变压器失电后 2LGC 没有自动切换至 LGR 供电的原因查找、2RIS040LP 压力上升原因查找等。另外，还完成了大量的一、二回路及 BOP 设备的缺陷处理及预防性维修和定期试验工作。其中完成设备纠正性维修工作票 855 张，预防性维修工作票 771 张。

4.3.2 组织机构

2 号机组主变压器和发电机相继出现故障后，成立了以抢修指挥部为核心的抢修组织机构，其中以抢修总指挥为首的抢修指挥部是本次抢修的指挥机构，负责统一指挥各项抢修活动，调度与抢修相关的资源，协调解决出现的问题。针对设备存在的问题，在抢修组织机构中设立了两个现场执行部门：发电机抢修项目现场执行组和主变压器抢修项目现场执行组，由这两个项目组负责所有抢修方案的现场实施工作。

主变压器和发电机都是电站的重要大设备，其结构复杂、技术要求高，在故障处理过程中有许多技术问题需要及时解决、技术方案需要及时确定。针对这个特点，在抢修机构中设立了相对独立的技术问题处理组，该小组由技术部负责组织、管理和运作，抢修中的所有技术相关问题的处理方案和决策均由技术部通过该小组制定并通报给抢修指挥部安排实施。

为了保证设备抢修工作的安全和质量，在抢修组织机构内分别设立了核安全、工业安全、辐射防护安全部门，质量保证和质量控制部门。此次抢修除了主变压器和发电机故障处理外，还进行了一些设备消缺工作以及设备或系统的预防性维修和定期试验活动，这次抢修活动的范围涉及多个部门，所以在抢修组织机构中也设立了以各专业处为单位的

项目组，负责与本专业相关的抢修活动。

本次抢修活动基本采用电站换料大修的成熟的运作模式，各部门和岗位人员各司其责，通过各种功能的会议来发布、传递和反馈指令和信息，解决和协调出现的管理和技术问题，有效地指挥现场的工作。抢修期间的会议包括：抢修协调会、计划会、抢修指挥部例会、滚动计划审查会、质量控制例会、工业安全和辐射防护协调例会、不定期的专项技术问题讨论会。

4.3.3 处理的主要设备问题

1. 主变压器 C 相故障处理

(1) 因主变压器消防水正确动作喷淋，1~5 号冷却器风扇电机大部分进水，绝缘电阻接近零，经解体排出积水，再进行烘干处理后电机绝缘恢复到正常水平。

(2) 1~5 号冷却器油泵受到短路电流产生的巨大能量的冲击而断裂，回装时全部进行了更换。

(3) 有载分接开关控制箱受到冲击后断裂，控制箱内电气元件和线路沾满了黑色的变压器油污，控制箱已无法修复，启用备件整体更换。

(4) 全部冷却器和油管受到巨大能量的冲击后，可能会受到损害并产生断裂，短路产生的电弧使变压器油质严重破坏，其中产生大量的对变压器非常有害的碳、烃等物质，这些物质已沾附在冷却器的毛细管上，很难清理干净，重新投运后若这些残留物质进入变压器，将严重威胁到变压器的安全。因此，对这些冷却器进行了认真仔细地检查和试验，首先进行打压试验，验证管壁机械强度满足运行要求，并且没有任何裂纹，试验油压 0.1MPa (表压)，保持时间 1h，试验结果全部冷却器均合格；接着将所有焊口进行渗透探伤检查，结果全部正常；然后对每个冷却器都进行了闭式循环冲洗，以洗掉管内的残留物质；最后用高压水冲洗鳍片，冷却器外表去污后重新油漆防腐。

(5) 2~4 号冷却器入口油管膨胀接头脱离，打开接头后发现密封圈已老化并有一定程度的破损，由于厂家供货不正确，密封圈没有备件更换，转为 NCR 处理：取消膨胀接头，管线与法兰直接焊接。

(6) 电缆沾满变压器油，部分电缆接头护套被烤焦，由于担心去污剂对电缆绝缘外皮的腐蚀，所有电缆均由清水进行擦洗，擦洗后用 500M Ω 表对所有电缆进行了绝缘检查，全部大于 33M Ω ，结果合格，同时更换了部分烤焦的护套。

2. 原因分析

主变压器故障后电站紧急成立了两个领导小组，一个是故障检修组，一个是技术支持及根本原因分析组，及时进行现场取证（拍照、录像）、故障录波和记录等信息收集。同时紧急邀请主变压器制造厂家、国内变压器故障调查及高压专业的专家参加故障原因分析。根据故障录波图及现场的调查，参与分析工程技术人员以及邀请的国内专家对故障的性质、机理及初始部位有了较一致的看法：故障的性质属于低压引线故障，由发生在 C 相变压器内部的 B、C 两相相间短路发展到相间接地短路；从实际故障位置和色谱分析结果中 CO 含量在故障前后变化不大，且 CO₂ 与 CO 的比值大于 3 的情况来看，故障机理主要是油间隙放电，绕组固体绝缘问题不严重。故障初始部位是左侧连通引线母管下部对右侧连通引线母管水平连接母排进行放电。

故障原因分析小组使用 RCA 分析方法, 并进行现场取证等前后召开了 10 次左右的分析会, 得出了几种故障的可能, 将这些结果与国内专家进行了交流, 最后分析小组认为导致本次事故可能性最大的根本原因是: 由于固定导油管的 U 型螺杆在工程改造中没有受到良好的材料质量和安装质量控制, 使低压侧油管端部的 U 型螺杆的内侧固定预紧力不够。在长期的由电磁力和油流抗动力而产生的油管振动的作用下, 发生疲劳断裂。又由于 U 型螺杆在漏磁场中感应形成环流, 故在 U 形螺杆一端疲劳断裂的瞬间产生电火花, 造成局部的绝缘油绝缘性能下降, 导致 B、C 两相相间击穿。

此外, 变压器内部油管的引入改变了原电磁场的分布。用于固定油管的 U 型螺栓与支架的连接结构, 使得变压器内部形成多点接地, 在 U 形螺栓中形成环流而发热。整个油管采用分段连接在油管外表面油漆和变压油的作用下, 油管存在着悬浮电位。而低压侧油管上方开的 7 个出油孔对着低压母排, 会使低压母排区域形成紊流, 加剧油中杂质在下部低压母排区域的游动。同时, 长期的油流冲击使母排缠绕的绝缘纸增加松脱的机会。如绝缘纸松脱, 可能会造成“搭桥”, 从而引发故障。以上这些因素, 都可能对本次事件起到不同程度促进作用。

3. 发电机转子接地故障处理

(1) 发电机转子接地故障点的查找

机组与电网解列后, 电气人员自制滑环电压测量的专用工具, 在发电机处于盘车状态下对励磁机滑环采用电压法测量发电机转子电压及绝缘电阻。从测量结果分析, 电机转子第 25 槽内部存在非金属性接地故障, 因发电机转子接地故障为非金属性接地, 其接地点的接地电阻值很高, 故测量结果无法准确判断发电机转子接地点的准确位置。

28 日, 发电机转子与励磁机转子径向导电杆连板打开, 测量发电机转子绝缘 $0.1\text{M}\Omega$, 判断接地故障点在发电机转子侧, 用电桥法测量转子接地故障点电阻比例 (3.1: 4.1), 初步判断故障点在发电机转子中部第 25 槽线棒上, 属不稳定性接地, 同样因发电机转子接地故障为非金属接地, 故测量结果无法准确判断发电机转子接地点的位置。随即决定发电机解体检查, 并根据具体情况制定了查找故障点的相关试验方法, 进行直流或交流耐压。为准确查找发电机转子接地点的位置, 决定使用 2500V 兆欧表对发电机转子施加电压, 以将发电机转子接地点绝缘电阻击穿, 发电机转子接地点的绝缘电阻一直在 $0.5 \sim 100\text{M}\Omega$ 之间变化, 没有完全击穿。随后采用低压交流电流法, 以将发电机转子接地故障点烧穿, 当交流电压加至 230V 时, 发电机转子接地故障点击穿, 同时在发电机转子本体处的观察人员发现发电机转子第 25 槽线棒汽端槽口第一节通风孔部位有冒烟现象, 确认发电机转子接地故障点在第 25 槽汽端距槽口约 10cm 处, 此时用万用表测量接地点电阻为 36Ω , 发电机转子接地故障已转为金属接地故障。

即刻召开发电机抢修布置会议, 并综合相关部门方案及多方专家意见, 2 号发电机转子接地故障处理由 GEC 负责, 电气部门配合, 在现场进行故障处理, 随即成立了 2 号发电机抢修小组, 指定专人对口负责, 制定了相关的组织措施和技术措施, 确保抢修顺利进行。

(2) 发电机转子线圈接地故障抢修

电气工作人员实行 24h 两班倒连续工作。3 月 31 日发电机转子两侧风扇、小护环均已拉出。4 月 1 日, 在中华电力公司的人员支持下, 开始实施拔发电机转子两侧护环工作。4 月 3 日, 2 号发电机转子两侧护环全部拔出。为进一步精确的确定故障线圈的位置, 将

第25槽楔拉出,进行直流电压分布测量,并测出第25槽故障点的位置为第一节风道口处两匝线圈匝间故障。

4月5日,开始倒班抢修作业,分别将转子线圈两侧端所有绝缘紧固垫块全部拆出,并做好标记,分类编放,其中有一条形垫块断裂,重用环氧玻璃布板加工、制作,然后将Z极第八线圈两侧端部接头焊开,再将第8槽、第25槽楔和所有线棒抬出。为进一步确认其他线圈对地绝缘完好,随后进行对转子线圈1000V交流耐压试验,当电压升至800V时,转子线圈对地击穿,再次对Z极和OPP-Z极进行交流电压分布测量,测出OPP-Z极第23槽第4、5匝线棒匝间短路,将OPP-Z级第7槽线圈两端侧接头焊开,随后将第10槽、23槽所有线棒抬出,分别对所有抬出的线棒进行全面详细检查,发现所有线棒在气侧第一节出风口处两侧部均有油污黑色粉末尘垢,第3、4、5匝线棒匝间短路,第25槽气侧故障点处的线槽从第1匝到第6匝上半部均有不同程度的过热痕迹,第3匝线棒上半部出风口处侧部有一裂缝,上层槽形绝缘第一节故障点出风口轻微热变形,第23槽第4匝、5匝匝间短路,且第4、5匝线槽和第6匝线棒上装部有轻度过热痕迹,第23和25槽靠近故障点侧的槽绝缘均已过热碳化,其过热面积约为30mm×30mm。根据上述故障情况及GEC专家意见,决定在现场采取将故障线棒进行切割更换,并更换第23、25槽的槽绝缘和第8、23、25槽的槽盖绝缘,并将其返厂进行表面喷涂处理。

4月11日,机加工人员为发电机转子抢修连日进行新线棒加工、切割,并为转子线棒的临时固定和端部整理制作大量的临时槽楔、垫块、支架等专用工具,坚持对加工出的新线棒进行称重,与切割下的故障段线棒的重量进行比较、记录,发现新加工线棒轻77g,经检查分析,发现厂家提供的加工图通风槽尺寸有误,纠正加工图后,重新加工新线棒称重、比较,基本一致,并做好记录,待转子动平衡后做参考。并开始进行发电机转子线棒故障点的局部焊接的修理工作,采用碳精棒电流加热法进行线棒的更换焊接,并对每个焊接点的结合面进行超声波探伤检查。转子线圈第23槽第4至6匝线棒的上半部,共切割更换5节。第25槽第1至6匝上半部线棒,共切割更换11节。并对其故障点处直线段匝间绝缘进行更换固化处理,线棒固化采用外包电阻加热器均匀温控加热,固化温度为150℃,维持4h,然后进行匝间绝缘风道口修整。同时对所有抬出的线棒进行清洁、检查,并进行交流110V耐压和绝缘试验合格。还对Z极区第3阻尼绕组进行拉出检查,并对其槽楔进行着色探伤,合格后回装。分别对所有槽衬绝缘进行5000V交流耐压试验合格。转子槽内部清洁检查完毕后进行槽衬和各线棒回装,用临时槽楔固定,再次进行槽内110V匝间耐压和绝缘测试,这时发现第8槽第4、5、6匝线棒匝间绝缘为零。将第4、5、6匝线槽第1节出风口匝间分离后,匝间绝缘测试合格,再次将第8槽线棒全部抬出,重新更换故障点处直线段匝间绝缘,并进行固化处理后,进行线棒回装,并进行匝间耐压和绝缘试验合格后,分别对第7、8组线圈两侧端整形焊接,其焊接是采用碳精块电流加热法进行焊接,每个焊接面都一一进行了超声波探伤合格后,分别进行转子两侧端部线圈匝间绝缘固化,仍采用专用外包电阻加热器均匀温控加热法,固化温度为150℃,维持4h。回装转子线圈两侧端部紧固垫块和第8、23、10、24槽上层线圈槽形绝缘盖板、绝缘垫条和槽楔。

4月27日,回装转子气侧护环,分别测量护环与转子止口间隙和心环与转轴间隙,并进行转子线圈对地绝缘测试,1000V交流耐压试验,交流电压分布试验,R.S.O.(Repetitive Surge Oscillograph)试验,同时对护环、小护环、风扇均做了探伤检查,结果合格。回装转子、励磁侧护环,并分别测量其护环与转子止口间隙和心环与转轴(小护环基座)间

隙，均合格。再次进行转子对地绝缘试验和 1000V 交流耐压试验、R.S.O. 试验。分别回装转子两侧小护环和风扇刷漆，2 号发电机转子线圈接地故障抢修完毕。

4.4 机组换料大修

4.4.1 大修组织管理

2002 年上半年完成了大亚湾核电站两台机组的第八次大修，按照大修准备阶段确定的管理思想和周密计划安排，两次大修均在目标工期内完成，其中 2 号机组第八次大修最终工期 31.4 天，创造了最短工期记录，2 号机组第八次大修工期为 34.5 天。

大亚湾核电站第八次大修得到了公司领导和员工的重视以及各部门互相支持、热情服务，也提出了“一切为了大修、一切服务于现场”的口号，运行人员也进行了首次大修服务竞赛，接受其他部门员工的监督和投票评比，全厂上下逐步形成了互相合作的良好局面。

大修核安全控制始终坚持高标准和高透明度。一名专职大修安全工程师和三名值班安全工程师组成大修核安全监督组，加强了对大修各项活动的过程监督和反应堆的状态监督，在每天的大修滚动计划更新前，大修安全工程师参与计划的审查，确保大修活动满足核安全要求。

大修质量管理采用了一系列新的模式，大修质量控制（QC）分别由各执行处自行组成的 QC 小组负责执行，体现了“谁负责的设备就由谁负责检修或检查工作”的质量控制标准。同时对大修过程中发现的违反质量管理规定的行为进行严格的考核，并及时予以通报，这对其他参与大修的部门和人员起到警示的作用。

2002 年下半年，组织人员对法国、英国、比利时的部分核电站的大修管理进行了考察交流，实地跟踪考察了 BUGEY 电站的十年大修，同时邀请 TRICASTIN 电站大修经理来访进行大修管理和十年大修的经验交流和介绍。所有这些交流活动对今后我们电站的大修管理改进和水平提高具有重要的借鉴作用，也为我们电站十年大修准备提供了很好的经验。

在大修处的牵头协调下，已着手开展了大修中长期项目计划安排、项目优化和准备工作，同时开始了与大修有关的基础性工作，所有这些开创性工作对未来大修管理的规范化运作发挥重要作用。

4.4.2 大亚湾核电站第八次换料大修

4.4.2.1 1号机组第八次换料大修

1. 概况

大亚湾核电站 1 号机第八次换料大修从 2002 年 1 月 24 日 3:03 分机组解列至 2002 年 02 月 27 日 13:36 重新并网，历时 34 天 10 小时 30 分，比原计划提前 13 小时 30 分。本次大修是一个非标准的年度大修。

2. 指标完成情况

本次大修的安全、质量和工期等主要指标的控制状况较好，除个别项目已经超出预

定的标准外，绝大部分指标都控制在目标之内，详细的指标控制情况见表 4.4.2.1-1。

表 4.4.2.1-1 1号机组第八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	0	1
	人因引起的内部事件/起	≤8	12
	包括设备或人因的重发内部事件/起	≤3	3
质量	检修返工/次	≤10	10
	检修缺陷重复发生/次	≤2	3
	违反质量管理规定/次	≤20	24
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	100
	CI&BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	99.1
工期	目标工期/天	35	34.4
	关键路径活动按时完成率/%	≥90	83
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤465	548.3
	个人剂量 20mSv/(人·次)	0	0
	体表沾污/(人·次)	≤4	1
	体内沾污/(人·次)	0	0
	污染扩散事件/起	≤2	0
	放射性物质失控事件/起	0	0
	违反辐射防护规定事件/起	≤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	0
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	1
	零级火险事件/起	≤2	0
	工业安全未遂事件/起	≤3	2
	整改通知/次	≤5	2
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	73.91
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的百分比	≤0.07%	0.062%
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分比	≤0.4%	0.16%
	放射性固体产量	≤45 m ³	44.9m ³

3. 主要计划进展情况

1号机组第八次大修里程碑完成情况见表 4.4.2.1-2

表 4.4.2.1-2 1号机组第八次大修里程碑完成情况

序号	里程碑描述	计划到达时间	实际达到时间	计划工时/h	实际工时/h
1	M0-解列	2002.1.24 3:00	2002.1.24 3:03	NA	NA
2	M1-正常冷停堆	2002.1.25 10:30	2002.1.25 9:45	31.5	30.7
3	M2-稳压器人孔打开	2002.1.27 9:30	2002.1.27 10:50	47	49
4	M3-卸料前堆坑满水	2002.1.28 18:30	2002.1.28 17:05	33	30.3
5	M4-卸料结束	2002.1.31 22:00	2002.1.31 22:33	75.5	77.5
6	M5-低低水位开始	2002.2.1 22:00	2002.2.2 9:15	24	35.7
7	M9-换列	2002.2.3 4:45	2002.2.2 23:40	NA	NA
8	M6-低低水位结束	2002.2.7 20:00	2002.2.7 1:20	132	112
9	M14-装料开始	2002.2.8 16:00	2002.2.10 6:50	20	77.5
10	M15-离开换料冷停堆	2002.2.12 3:00	2002.2.14 3:15	83	92.5
11	M18-稳压器人孔关闭	2002.2.14 8:00	2002.2.16 7:15	53	52
12	M18a-离开正常冷停堆	2002.2.17 17:30	2002.2.20 16:52	81.5.8	105
13	M19-达到热停堆	2002.2.19 0:30	2002.2.22 7:08	31	38.3
14	M20-临界	2002.2.21 11:30	2002.2.23 21:52	59	38.6
15	M21-并网	2002.2.24 22:30	2002.2.27 13:36	83	87.7

4. 主要检修活动

(1) 核岛静止机械

预防性维修项目共计 418 项，其中：核岛静止机械部分 269 项，核岛阀门 142 项，核岛支吊架 7 大项。另外，核岛纠正性维修工作 267 项。

主要项目：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，电视检查；PMC 系统设备换料前后检查和试验；环吊检查和试验；核岛阻尼器及支吊架检查；1RIS003BA 三年内部及外部检查等。

核岛阀门主要项目：1APG006VL 阀门全面检查及气动头更换隔膜；1ARE033/037/041VL 阀门全面检查；1ASG013/016VD 阀门及其气动头全面检查；1ASG026/029VD 逆止阀全面检查；1ASG133VV 阀门全面检查；1EAS017/134VB，1EAS125/126/VR 阀门全面检查；1GCT129/131/132VV 阀门全面检查；1GCT131/132/133VV 气动头更换隔膜及定值设定；1RCP019/022VP SEBIM 阀及控制柜解体检查；1RCP205/212VP 阀门全面检查；1RCV002/040/068/253VP 阀门全面检查；1RCV002/258/259VV 驱动头全面检查；1RIS054VP 操作试验；1RIS017/027/073/074/267VP 阀门全面检查；1RRI036/146VN 阀门及驱动头全面检查；1RRI059/232/559VN 阀门全面检查；1VVP100/103/105/110VV 安全阀全面检查安全阀；1VVP127/130/140VV 阀门全面检查。

(2) 核岛转动机械

预防性维修项目共计 98 项, 核岛纠正性维修 101 项。

主要项目: 1ASG001PO 全面解体检查; 1ASG002PO 年度机械检查; 1ASG001TC 全面检查; 1ASG003PO 机械年度检查; 1EAS001/002PO 机械年度检查; 1LHP 柴油发电机组年度机械检查; 1LHQ 柴油发电机组应急柴油机五年大修; 1RAM001AP 全面检查; 1RAM002AP 全面检查; 1RCP001PO 泵、电机、三道密封年度检查; 1RCP002PO 泵、电机、三道密封三年检查; 1RCP003PO 泵、电机、三道密封两年度检查; 1RCV001/002/003PO 年度机械检查; 1RIS001/002PO 年度机械检查; 1RRA001/002PO (MO) 年度机械检查; 1VVP001VV 主蒸汽隔离阀蓄能器压力检查; 1VVP002VV 驱动机构全面检查; 1VVP003VV 主蒸汽隔离阀蓄能器压力检查。

(3) 电气部分

QSR 相关设备预防性维修 195 项。主要包括: 6.6kV 电机清洁及绝缘检查, 380V 低压电机年度清洁及绝缘检查, 配电盘四年度清洁检查及试验, 蓄电池年度放电试验, 核岛电动头三年度试验, 核岛电动头解体检修及 LGC/LHB 配电盘和 6.6kV 电机指示仪表的校验工作。

QSR 相关设备的纠正性维修活动 113 项。主要有: 接触器型 6.6kV 航空插头更换和功能试验, 断路器型航空插头绝缘检查等。

1LBC/2LBD/2LBE/2LBF 蓄电池因电解液比重偏低, 本次大修更换了这四组蓄电池。大修期间对所有蓄电池进线开关进行机构润滑处理, 防止误动现象再次发生。核岛电动头普查时发现有两台电动头漏油, 对其进行解体检修。根据改造意见, 将 1RCP212/215VP, 1RRA001/021VP 电动头力矩定值由原来的 $1\ 050\text{N}\cdot\text{m}$ 调至 $1\ 240\text{N}\cdot\text{m}$ 。为消除设备老化的故障隐患, 对 1LNA/LNB/LNC/LND 的部分可控硅、二极管和控制卡件进行了更换。

(4) 仪表部分

QSR 仪表部分共 665 项维修活动, 其中预防性维修 297 项 (其中 GOR 要求的 92 项), 纠正性维修 289 项, 服务性工作 79 项。

QSR 设备的主要预防性维修项目有: RPN/RGL/RIC/RCP/LHQ/LHP/CFI 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;

纠正性维修活动主要有: 重要控制通道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; 一回路部分温度探头更换, 转换卡调整; 1REA004BA 水位定值修改 (18 个月换料项目); RCP 超温/超功率保护通道调整 (18 个月换料项目); RGL 棒位测量线圈更换; RIC 指套管弯曲后续处理; 核岛部分阀门 RELAY 力矩检查, 更换; ARE 主给水阀 RELAY 型号更换; GCTa 定位器内的 RELAY 型号更换。

(5) 改造项目

计划实施工程改造 31 项, 实际完成 29 项, 其中 CVI 真空泵减速齿轮箱更换因设备到货问题推迟到机组第九次大修实施, 低压缸调节汽门阀杆组件香蕉连接加装碟阀改造需要观察 2 号机组第八次大修实施后设备运行情况而推迟到第九次大修实施。

(6) 在役检查

1 号机组第八次大修期间, 根据核安全法规和核岛在役检查大纲的要求, 按照核岛年度在役检查计划 OMN1ECP000 (版次: 108), 对核一、二、三级以及非核安全级设备和部件进行了在役检查。上述检查不包括有关的管道阀门 (内部检查) 和支承部件或支吊架的在役检查, 因这方面的内容已包括在相应的预防性维修大纲中。除此之外还根据现

场的实际要求实施了部分预防性的 NDT 项目：3 号主泵飞轮超声检查、3 台主泵电机防倒棘爪渗透检查、1APG001RF 管板渗透检查、1ASG001TC 汽机汽轮机叶片液体渗透检查、1LLS001TC 转子部件液体渗透检查、1VVP001VV 阀体液体渗透检查；EAS/RIS 地坑 ITV 检查等；根据外部经验反馈进行了 3 台蒸汽发生器二次侧内罩支撑块的内窥镜检查、1 号蒸汽发生器二次侧内上部给水环 J 型管 ITV 检查、RCP215 阀门管道焊缝射线检查等。

常规岛在役检查根据国内相关法规和在役检查大纲的要求，按照《1 号机组第八次大修（P8/2002）常规岛在役检查计划》（版次：108）的规定，对汽轮发电机组的部分金属部件和常规岛的压力容器进行在役检查。除此之外还根据 RCM 项目要求对 GGR、GRV、CFI 系统部分管线和金属部件进行了检查。

（7）换料及燃料组件检查

燃料组件检查情况：对 5 组组件进行了常规检查，8 组组件进行了外观检查。

本次大修堆芯装载检查按规程 FH S XRCP 003 进行。对堆芯每位置的燃料组件号或相关组件号均实行了多次确认，每一步由第一组人员口头报堆芯位置和观察到的标识号，第二组人员记录听到的位置号和标识号并重复报一次，燃料管理科人员核实确认；检查结束后，燃料管理科人员和现场服务处人员共同核查签字。

本次大修中，堆芯装载检查进展顺利，未发现技术上和管理上的问题。

（8）常规岛和 BOP 部分

维修项目主要有：GEV 主变压器有载调压分接开关十年大修，A、B 相中心点套管更换；1GEX001GA 励磁机两年度检查；AGM 八年全面解体检查；1GST101/201PO、1SEN201/401PO 泵全面解体检查；1GRE001/006/008VV、1GSE006VV 全面解体大修；发电机水电接头全面换型；1GEX001GE 发电机动平衡试验等。

5. 主要技术问题

（1）C5 热电偶硼泄漏

2002 年 1 月 26 日，在开反应堆顶盖过程中，仪表人员在准备拆卸 RIC 热电偶接头时，发现 C5 热电偶密封套管上有大量硼结晶，27 日对其清理后将硼结晶装入塑料袋中，测得其接触剂量率在 $120 \mu\text{Sv/h}$ ，测得其重量约为 3.5Kg。对核安全的影响：在功率运行时增大了一回路的泄漏率。影响了一回路的完整性。

检查内容：拆卸 C5 热电偶前用力矩扳手复核机械密封的上紧力矩值；检查热电偶套管与顶丝板的平行度；对比 1 号机组第七次大修 C5 安装后的测量数据；热电偶套管与顶丝板的平行度；下法兰卡环间隙（使用游标卡尺测量）；C5 热电偶套管上的硼结晶清理干净，检查套管法兰密封面发现有两道轻微的划痕；顶盖安装后检查机械密封管座，发现有明显的水锈，清理干净后检查密封面无异常。

检查结论：C5 热电偶套管法兰密封面上的划痕导致上法兰密封失效，出现泄漏；对热电偶下法兰密封面检查后未发现异常，对上部构件上的热电偶密封管座检查后未发现异常。

根本原因分析：安装热电偶套管时，该套管与热电偶管束接头发生摩擦，划伤套管密封面；测量误差导致下法兰卡环左右间隙偏差实际大于 0.5mm，导致热电偶套管安装偏斜，上部法兰密封不严。

大修中后续措施：回装前，工作人员进行实操培训；对所有的 4 个热电偶的机械密封进行检查。更换 C5 热电偶机械密封的上法兰套筒和密封垫；关盖时对热电偶柱管座的密封面做清洁处理；回装热电偶套管时，紧固热电偶管束，防止划伤套管密封面；检查

顶丝板的平行度；检查下法兰卡环的左右间隙（使用塞尺检查）；在 2.5MPa、7.0MPa、15.5MPa 时检查热电偶密封性。

（2）1RIC 第 30 号指套管弯曲

2002 年 02 月 14 日 10:00，工作人员在回插 1RIC 第 30 号指套管时由于指套管较紧，且上游锁紧螺母紧力可能偏大，导致在用力将指套管向堆芯侧送入时，指套管没有完全进入密封组件，而在距其末端 3200mm 处被弯曲，最大弯曲点与正常的指套管直线的高度距离为 50mm，距此点前后分别 500mm 为弯曲区域。

由于指套管表面有保护层无法进行着色探伤且指套管变形造成的影响难以评估，从安全角度考虑，决定将该测量通道电动阀关闭，并在末端用塞子封堵，以保证一回路压力边界的完整性。

电厂技术规范以及 FRAMEX 的经验反馈都认为小于 20% 的测量通道（即 10 个通道）故障不会影响中子通量测量系统的可用性，因此一个测量通道故障不会对堆芯的中子通量测量造成影响。

通过手动矫正，降低指套管的弯曲程度，最大弯曲点与指套管原直线的高度距离为 12mm 左右，对指套管弯曲部位的目视检查没有发现异常。指套管回装就位后用假探头进行试装没有发现明显异常；用专用塞子对指套管进行封堵。闭锁该测量通道；修改测量过程及数据采集过程。在一回路压力 2.5MPa 时，对 1RIC 指套管的密封性检查，结果没有发现泄漏的现象。在一回路压力 15.5MPa 时，对 1RIC 指套管的密封性检查，检查结果无泄漏。

后续行动：通过对 NCR 的评估与跟踪，在 1 号机组第九次大修前研究制定出下一步的整体解决方案；1 号机组第九次大修时进行涡流检查，确认指套管的损伤以及经过一个循环的考验后的状态，从而决定是否继续使用；在正常运行时对该指套管的泄漏情况进行监测。

（3）RRA 改造的实施及评价

EDF 经验反馈，RRA 热交换器下游冷热水混合管段存在热疲劳风险，且 N4 先进型反应堆机组该管段已破裂，CPY 型反应堆机组也存在热疲劳风险，1 号机组第八次大修发现需要更换管道的裂纹。

本次大修中实施 RRA 改造。管道第一次对中时，管道内圆最大错边量达到 3mm，打磨后，第二次对中时最大错边量为 1.5mm，经应力评定，实际应力与允许应力比值为 0.35，管道对中错边问题满足规范要求。此项改造对 RRA 系统的安全功能没有影响，不改变系统的任何设计功能。

（4）1ARE101/102/103KD 流量孔板检查

1ARE101/102/103KD 流量孔板所测量的流量为 KME 系统计算反应堆堆芯功率的热平衡试验所用的，其尺寸精度要求非常高，孔板尺寸的变化将影响反应堆堆芯功率测量的正确性，进而影响到相关 RPR 保护参数的设定。

ARE 流量孔板可能会有腐蚀、结垢、磨损等现象，影响 ARE 流量测量的精度，进而影响反应堆热功率计算结果。MIC 的通过 ARE 流量交差比对发现，孔板测量的流量值与文丘里管测量的值有较大的偏差（超标），怀疑 ARE 孔板可能有异常，所以决定对 1ARE101/102//103KD 流量孔板进行全面检查。

按照规程，对 1ARE101/102/103KD 边角、上、下游平面的外观状况进行目视检查，对内外径尺寸、内外径厚度、倾斜角、中心度进行了测量，检查结果证明，3 个流量孔板都没有腐蚀，结垢，磨损、变形等现象，各尺寸参数满足要求。在 1ARE101KD 孔

板上游边角 -10° 、 $+225^\circ$ 处发现拆卸过程中造成的轻微痕迹, 因此更换了新的备件(新备件在安装前进行了严格的尺寸测量, 各项数据符合设计要求)。1ARE101/102/103KD 的外观状况正常, 尺寸参数满足要求。与调试期间相比, 流量孔板的各尺寸参数没有变化。这表明, 自调试以来, 1ARE 流量孔板给出的给水流量值是准确的。

(5) GCT/ARE 阀门大修纠正行动

2002年1月12日, 1ARE032VL 的定位器 RELAY 喷嘴脱落, 致使阀门定位器动力气源泄漏, 引起阀门关闭, 最终造成反应堆自动停堆。在停机和机组启动中, 1GCT121VV 阀门因振动过大, 定位器的固定螺丝松动, 使定位器脱落, 最终使反馈杆受力过大而拉断, 阀门失去位置反馈, 误发输出信号将阀门打开。

本次大修采取以下纠正行动:

ARE 阀门定位器 RELAY 喷嘴脱落的纠正行动:

- 1) 利用大修对 1 号机组同型号的重要系统阀门的喷嘴状况和力矩做一次检查;
- 2) 将 1ARE031VL 的折断喷嘴送相关部门检查。分析显示断面显示 95% 已出现晶间应力腐蚀, 表明即便不去拧它, 这个喷嘴头不久也会自行断掉, 所以这是个很重要的共模故障问题;

- 3) 更换 1ARE031/032/033/242/243/244VL 的定位器 RELAY;

- 4) 对 1 号机组同类型重要阀门的定位器 RELAY 喷嘴采用临时措施, 即加装紧固密封圈, 防止喷嘴脱落;

- 5) 着手对 2 号机组同类型阀门加装紧固密封圈;

- 6) 后续措施: 改用新型号 RELAY, 更换所有此类阀门的老式定位器 RELAY。

针对 1GCT121VV 定位器脱落的纠正行动:

- 1) 大修期间对 GCT 排凝汽器所有阀门的反馈杆进行了检查, 发现均有不同程度的弯曲变形;

- 2) 加长定位器紧固螺丝, 增加防松紧固措施 (涂 LOCKTITE 防松液);

- 3) 用 316 不锈钢加工反馈连杆, 并加粗第一组阀 (1GCT114/117/121VV/ADG003VV) 到阀杆间的固定尺寸 (由原来的 8mm 加粗到 10mm);

- 4) 在预防性维修中, 增加定位器及反馈连杆安装可靠性的检查。

(6) 1RIS006VP、1RCP120/320/212/215/355VP、1RIS167/168VP 内漏处理

1 号机组第七次大修装料后 OPO 进行定期试验时, 发现 1RCP212VP 内漏, 后用手动加大力矩将阀门关闭。1 号机组第八次大修停机过程中, OPO 进行定期试验时发现 1RIS006VP、1RCP120/320/215 (或 355) VP 有内漏。以上阀门内漏, 将引起阀门另一侧管路压力升高、甚至超过管道承压能力, 导致回路破口而发生核安全事故。1 号机组第八次大修中对以上阀门进行了解体检查。

从检查结果可看出, 阀门频繁泄漏的主要原因是密封面腐蚀, 而产生腐蚀的主要原因是排气不彻底。因此对已有排气管线的回路应建立例行的排气操作制度; 对没有排气管线的回路, 应在第九次大修时进行改造。

(7) SA1 控制棒驱动线圈被误带起

2002年1月24日, MIC 在热停状态下执行工作票 71 946, 发现 SA1 E3 棒位测量线圈对地绝缘为 $0.2M\Omega$, 远低于准则要求的大于 $20M\Omega$ 的标准, 发 QDR 108MICA001, 准备在冷态进一步检查确认故障点。冷态时 MIC 再次检查 SA1E3 棒位测量线圈对地绝缘确认故障点在

探头内部,发紧急NCR,经TEM与MIC讨论后决定立即更换此探头CPB10。

2002年2月5日上午11:30,在更换SA1 E3棒位测量线圈工作中,静机处起吊线圈套管时,使测量套筒底部突出的法兰接触到旁边控制棒驱动线圈的连接盒底部并将整个控制棒驱动线圈组件提高了约30mm。静机处向技术部工程师咨询后,使控制棒驱动线圈组件复位。

本次事件使SA1 E3 CRDM线圈误提起,可能回位不准确或CRDM线圈绝缘遭到破坏,在运行期间,将会导致SA1 E3控制棒的拒动、误动或动作的不准确,使SA1 E3在正常运行时不能正常完成其功能。因此必须对CRDM线圈的复位和绝缘以及连续性进行检查确认。

2月5日下午MSM与TEM人员现场检查套管根部,无摩擦痕迹,测量驱动线圈组件与压力边界的相对高度为103.5mm,与其它组件一致。这表明SA1 E3组件已复位。2月5日下午MIC检查CRDM线圈绝缘和连续性。

通过MSM/TEM对控制棒驱动机构的复位检查确认、MIC对CRDM线圈在连接前及连接后的绝缘与连续性检查结果,认为:误动过的SA1 E3 CRDM线圈已经复位,绝缘与连续性满足准则要求,SA1 E3控制棒应该可以完成其控制功能,其功能再鉴定可以在启堆时进一步验证。在机组启动阶段未发现SA1 E3控制棒控制功能的任何异常情况。

对1号机组第八次大修出现的SA1绝缘问题及时咨询了EDF FTC,由此得知,厂家原来生产的CPB10棒位测量探头不满足K3鉴定级别的设计要求。对于大亚湾核电站棒位测量探头,已建议对此进行分析研究,利用大修更换反应堆压力容器顶盖的时机对棒位测量探头的绝缘实施改进以满足设计要求的K3鉴定级别。

(8) 1VVP001VV 震动问题处理

机组功率运行期间1VVP001VV震动较大,并伴有一定程度的噪音,1、2号机组的其它五个同类型的主蒸汽隔离阀也存在震动和噪音现象,但相比之下,1VVP001VV的现象更为严重一些。除此之外未见其它任何异常。为找出导致此现象的原因,决定在1号机组第八次大修中对1VVP001VV进行解体检查。

1VVP001VV和2VVP002VV检修情况比较。相同之处:导向键的碰撞变形只出现在进汽端;单个阀门两侧导向键上碰撞变形的起始和终止位置基本一致;进汽端阀座导向槽上的变形都远小于导向键上的变形。不同之处:2VVP002VV导向键变形最大处为2.2mm,而1VVP001VV导向键变形最大处为4.2mm;在1VVP001VV进汽闸板西侧导向键上发现一道弧形裂纹(长约3.2mm),打磨4mm深仍未消除,更换备件,将有裂纹的阀门闸板送厂家进行故障根本原因分析。

对1VVP001VV阀体进行渗透探伤检查,发现有一处裂纹,经打磨处理,未能消除该裂纹,将发出立项申请,等厂家答复后,运送损坏的阀体返厂检查,并发出新的阀体备件采购申请;厂家进行检查,分析造成阀体上出现裂纹的根本原因并提出处理意见;根据分析结果确定第九次大修中该类阀的检修方案。

(9) 1RIS287VP 阀门内漏处理和安全评价

本次大修期间机组处于正常冷停堆工况,2月18日在执行PT1RIS060定期试验时,试验结果不合格,初步判定为其上游阀门泄漏。之后进行1EPP266TW贯穿件试验,确认1RIS287VP泄漏。其间用REA泵进行冲洗后再次试验,依然证明1RIS287VP内漏。

具体的处理方案是在1RIS127VP阀门的上游(离安全壳侧更远的位置)加装与1RIS287VP型号完全相同的一个新阀门,即EPP266TW贯穿件的隔离边界由1RIS287VP移

至新的阀门。上述方案实施后，用 TSD 的方式对新阀门进行管理（ITSDRIS287）在机组运行期间以 FOI 方式对其操作进行管理（FOIRIS2002-09）。

用于替代 1RIS287VP 安全壳隔离功能阀门的新阀门的型号和功能与原阀门完全相同，均为手动截止阀：SJUSWJ0025G，其压力级别为 1500Lbs，所使用的管段的材质与原管道的材质完全相同，为 Z2CN1810，管线等级为 SCH160SMLS。该阀门所在的安全壳贯穿件 EPP266TW 的试验方法为“1”方法，其泄漏率的验收准则与阀门和管道的容积无关，因此替代后仍然使用原验收准则。1RIS127/287VP 和新增加阀门在设计上都是 Q2 级，都能够承受 17.24MPa 的压力。即 1RIS127VP 和新安装的阀门可以作为 EPP266TW 贯穿件的包容边界。

在此方案实施后，重新执行了 EPP266TW 贯穿件试验和 PT1RIS060 试验，试验结果合格。此方案的实施所引起的现场变更使相关管系的受力发生了变化，为此进行了相关部分的管道应力的计算，计算的结果显示最大的应力点的应力比值从原来的 0.73 变成现在的 0.918，其仍然小于 1，此结果可以接受，不需再添加支架。吊架上游的支架点（EGW217、208IA01）应力比值增加最多，从 0.73 变成现在的 0.918，按规定应力比值大于 0.8，该节点附近的管道为“敏感管”，以后上面的任何变更需要汇报。

在正常运行期间，1RIS127/287VP 管线用于 PT1RIS005 定期试验，加装新的阀门后，不会影响定期试验的可执行性，试验仍按其原定的周期执行。

综上所述，用新阀门替代原 1RIS287VP 的安全壳贯穿件隔离边界功能能够满足电站运行技术规范和 GOR9 的要求，在安全上是可以接受的，而且方案是合理可行的，在设计上能够满足管系承载的应力标准要求。同时，工程技术部门正在研究取消 RIS127/287VP 及其相关管道的可行性，并计划在下次大修中实施。

4.4.2.2 2号机组第八次换料大修

1. 概况

大亚湾核电站 2 号机组第八次换料大修从 2001 年 12 月 10 日 3:11 机组解列至 2002 年 1 月 10 日 12:03 重新并网，历时 31 天 9 小时，比原计划提前 15 小时。本次大修是一个非标准的年度大修。

2. 指标完成情况

本次大修的安全、质量和工期等主要指标的控制状况较好，除个别项目已经超出预定的标准，绝大部分指标都控制在目标之内，详细的主要指标控制情况见表 4.4.2.2-1。

表 4.4.2.2-1 2号机组第八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	0	3
	人因引起的内部事件/起	≤10	9
	包括设备或人因的重发内部事件/起	≤4	1
质量	检修返工/次	≤10	10
	检修缺陷重复发生/次	≤2	1
	违反质量管理规定/次	≤20	36
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	98.7
	CI&BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	99.0
工期	目标工期/天	35	31.4
	关键路径活动按时完成率/%	≥90	84.77
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤470	712
	个人剂量 20mSv/(人·次)	0	3
	体表沾污/(人·次)	≤4	2
	体内沾污/(人·次)	0	0
	污染扩散事件/起	≤2	1
	放射性物质失控事件/起	0	0
	违反辐射防护规定事件/起	≤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
	一级火险事件/起	0	0
	零级火险事件/起	≤2	1
	工业安全未遂事件/起	≤3	3
	整改通知/次	≤5	10
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	77.79
三废管理	非氚放射性液体排放量占国家年排放限值的百分比	≤0.07%	0.052%
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分比	≤0.4%	0.15%
	放射性固体产量	≤45 m ³	44.5 m ³

3. 主要计划进展情况

2号机组第八次大修里程碑完成情况见表4.4.2.2-2。

表 4.4.2.2-2 2号机组第八次大修里程碑完成情况

序号	里程碑描述	计划到达时间	实际达到时间	计划工时/h	实际工时/h
1	M0-解列	2001.12.10 3:00	2001.12.10 3:11	NA	NA
2	M1-正常冷停堆	2001.12.11 10:30	2001.12.11 9:30	31.5	30.3
3	M2-稳压器人孔打开	2001.12.13 9:30	2001.12.13 10:05	47	48.5
4	M3-卸料前堆坑满水	2001.12.14 23:00	2001.12.15 4:00	37.5	42
5	M4-卸料结束	2001.12.18 2:00	2001.12.18 13:52	75	82
6	M5-低低水位开始	2001.12.18 15:30	2001.12.19 12:40	16	23
7	M9-换列	2001.12.20 17:30	2001.12.21 8:30	NA	NA
8	M6-低低水位结束	2001.12.23 3:30	2001.12.25 1:10	108	132.5
9	M14-装料开始	2001.12.23 19:00	2001.12.25 22:14	15.5	21
10	M15-离开换料冷停堆	2001.12.28 4:30	2001.12.29 15:38	105.5.5	89
11	M18-稳压器人孔关闭	2001.12.30 8:30	2002.1.1 4:00	52	59.5
12	M18a-离开正常冷停堆	2002.1.3 3:00	2002.1.4 3:55	90.5	72
13	M19-达到热停堆	2002.1.4 15:30	2002.1.6 7:50	36.5	52
14	M20-临界	2002.1.7 6:30	2002.1.8 2:20	63	42.5
15	M21-并网	2002.1.10 2:30	2002.1.10 12:03	68	57.7

4. 主要检修活动

(1) 核岛静止机械

预防性维修项目共计 624 项，其中核岛静止机械部分 274 项，核岛阀门 343 项，核岛支吊架 7 大项。核岛纠正性维修工作 260 项。

主要项目有：2DEL001/002BA 内外部检查；反应堆开关顶盖、螺栓孔、螺栓、螺母检查；2RCP001BA 稳压器开关人孔；2RCP002BA 全面检查；2RCP001/002GV 蒸汽发生器一次侧开关人孔；2RCP001/002/003GV 二次侧开关手孔、眼孔、管板冲洗、电视检查；2RIS001BA 三年内部及外部检查；2RRA001/002RF 开关手孔。

核岛阀门部分主要项目有：2APG006VL 阀体及气动头全面检查；2ARE037/040VL 阀门全面检查；2ASG024/027VD 逆止阀全面检查；2ASG015/020/022/026/029VD，2ASG133VV 阀门全面检查；2ASG015VD 气动头全面检查；2EAS018/134VB，2EAS126VR 阀门全面检查；2GCT129/131/133VV 阀门全面检查；2GCT131/132/133VV 气动头更换隔膜及定值设定；2RCP019/022VP SEBIM 阀及控制柜全面检查；2RCP204/205/212/222VP 阀门全面检查；2RCV002VP 阀门及气动头全面检查；2RCV041/068/203/252VP 阀门全面检查；2RPE020VP 阀门全面检查；2RRA014VP 阀门全面检查；2RRI036VN 阀门及气动头全面检查；2SEC023/

024VE 阀门及气动头全面检查；2VVP100/103/106VV 全面检查安全阀；2VVP130/131/132VV 阀门及气动头全面检查。

(2) 核岛转动机械

预防性维修项目 107 项，核岛纠正性维修工作 76 项。

主要项目有：2ASG001PO 泵八年全面检查；2ASG002PO 机械年度检查；2ASG003PO 机械四年检查；2ASG135/136VV 四年全面检查；2EAS001/002/003PO 机械年度检查；2LHP/LHQ 柴油发电机组年度检查；2LLS001TC 全面检查；2RAM001AP 全面检查；2RAM002AP 年度机械检查；2RCP001PO 泵、电机、三道密封年度检查；2RCPP002PO 泵、电机、三道密封三年检查；2RCP003PO 泵、电机、三道密封两年检查；2RCV001/002/003PO 年度机械检查；2RIS001/002PO 年度机械检查；2RRA001/002PO 年度机械检查；2VVP002VV 驱动机构全面检查。

(3) 电气部分

QSR 相关设备预防性维修 203 项。QSR 相关的预防性维修活动主要包括：6.6kV 电机清洁及绝缘检查，380V 低压电机年度清洁及绝缘检查，配电盘四年度清洁检查及试验，蓄电池放电试验，核岛电动头三年度试验，核岛电动头解体检修及 LGC/LHB 配电盘和 6.6kV 电机指示仪表的校验工作。

QSR 相关设备的纠正性维修活动 117 项。主要有：接触器型 6.6kV 航空插头更换、功能试验（2LGB502 由于窗口安排不开，未进行更换），断路器型航空插头绝缘检查（绝缘检查过程中发现 2LHA201 绝缘低，用备用开关进行了更换）。

2LBC/2LBD/2LBE/2LBF 蓄电池因电解液比重偏低，本次大修更换了这 4 组蓄电池。大修期间对所有蓄电池进线开关进行机构润滑处理，防止误动现象再次发生。核岛电动头普查时发现有三台电动头漏油，对其进行解体检修。根据改造意见，将 2RCP212/215VP，2RRA001/021VP 电动头力矩定值由原来的 1050N·m 调至 1240N·m。为消除设备老化的故障隐患，对 2LNA/LNB/LNC/LND 的部分可控硅、二极管和控制卡件进行了更换。

(4) 仪表部分

QSR 仪表部分 614 项维修活动，其中预防性维修 303 项（其中 GOR 要求的 90 项），纠正性 229 项，服务性工作 74 项。除 GOR 要求的周期试验外，对 QSR 设备的主要预防性维修项目有：RPN/RGL/RIC/RCP/LHQ/LHP/CFI 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。

纠正性的维修项目主要有：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；一回路部分温度探头更换，转换卡调整；2REA004BA 水位定值修改（18 个月换料项目）；RCP 超温/超功率保护通道调整（18 个月换料项目）。

(5) 改造项目

本次大修工程改造计划实施 33 项，实际完成 31 项，包括：18 个月换料专项改造；第五台柴油发电机接口改造；2RPE014PO 出口与 2RPE001BA 之间安装连接管道改造；“蒸汽流量高”信号参考值切换改造；柴油发电机预热水回路安装逆止阀改造；2RRI219/220/221VN 逆止阀换型；2LNA/LNB/LNC/LND001DL 静态开关换型改造；2LHB/LGC001TB 配电盘上的所有开关加报警连片改造；GCT 排大气阀空气过滤器更换；2KRG 机柜中接 RCP 的温度探头端子改型；RCV 辅助油泵延时环节延时时间调整改进；LSS 系统链接软件升级改造等。其中，RRA 管道更换改造不需要实施，JPL 消防水隔离开关加装报警恢复原设计。

(6) 在役检查

核岛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OMN2ECP000(版次:208),已对部分核一、二、三级以及核岛非核安全级设备和系统进行了在役检查。上述检查不包括有关的管道阀门(内部检查)和支承部件或支吊架的在役检查,因这方面的内容已包括在相应的预防性维修大纲中。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NDT项目:3号主泵飞轮超声检测;三台主泵棘爪及销轴的渗透检测;2APG001RF管板渗透检测;根据EDF经验反馈,进行了三台蒸汽发生器二次侧内罩支撑块的内窥镜检查、1号蒸汽发生器二次侧内上部J型管外部目视检查;EAS/RIS地坑ITV检查等。

常规岛在役检查根据国内相关法规和在役检查大纲的要求,按照年度计划OMM2ECP000(版次:208),已对汽轮发电机组的部分金属部件和常规岛的压力容器进行在役检查。除此之外还根据RCM项目反馈对GGR、CFI系统进行了检查。

(7) 换料及燃料组件检查

燃料组件完整性检查:根据电站程序和正常运行期间一回路的裂变产物及机组降功率过程中¹³¹I的峰值监测结果,仅对2号机组的4组AFA-3G先导燃料组件进行了在线啜漏检查,未做离线啜漏检查。

变形和外观检查:分别对5组组件进行了常规检查,8组组件进行了外观检查。

堆芯装载检查按规程FH S XRCP 003进行,对堆芯每位置的燃料组件号或相关组件号均实行了多次确认,堆芯装载检查进展顺利,未发现技术上和管理上的问题。

(8) 常规岛和BOP部分

维修项目主要有:AGM八年全面检查,2APA001RR八年检;2APP101TC四年全面解体检查;GEV主变压器有载调压分接开关十年大修,A、B相中心点套管更换,A相破损气体折流板绝缘纸板更换,B相油吸附再生;2GGR201RF五年内外部清洁检查;2GHE101/401RF五年度清洁检查;GRE共4个阀门全面解体检查;GSE危急保护器更换;2SRI101/201PO/SEN201/401PO全面解体检查;2SRI101/301MO八年解体大修;发电机水电接头全面换型等。

5. 主要技术问题

(1) C11 控制棒组件被带出堆芯

2001年12月15日静机处反应堆开关盖人员在进行堆芯上部构件吊出操作时发现C11控制棒组件被同时带出堆芯,操作人员立即停止吊装作业,同时向上级领导报告。

事故现象表明事故控制棒和驱动杆未完全脱开,近距离重新脱扣是发现事故驱动杆芯杆比正常插入高出约5mm。可能的原因:

- 1) 脱扣后驱动杆又插入部分,驱动杆与组件脱开后,脱扣工具的芯杆没有完全插到位置且驱动杆落座的速度较快;
- 2) 驱动杆与组件脱开后,回插杆芯与驱动杆落座同时或滞后进行;
- 3) 控制棒星型架接头(轂环)磨损,内径变大,驱动杆落座时部分插入。

事故影响:降低堆芯负反应性裕度,如果控制棒组件掉入堆芯有损坏燃料组件的风险,控制棒后处理过程中增加人员外照射风险。

现场即时处理情况:用绳索将事故控制棒组件拴住,防止控制棒脱落坠入池底,将上部构件及事故控制棒移至构件池,用脱扣工具重新脱开控制棒组件并放倒在水池底部,使

上部构件在支座上就位。

后续处理：检查事故控制棒驱动杆的表面状况和弯曲度，除与控制棒连接柄接触部位有环状表面磨损，其余部位无异常。水下电视检查控制棒组件 24 根控制棒完整齐全，控制棒接头内部有颗粒状粉末。上部构件支撑板水下电视检查无异常。更换事故控制棒驱动杆，将事故控制棒装入特制容器内通过燃料传输小车运至乏燃料水池储存。

纠正措施：大修反应堆关盖期间先试验工具并培训操作人员，增加脱扣和联扣的高度差记录，QC 人员百分百监督数据记录和工作的进行。今后大修脱扣、联扣结束后用水下电视检查驱动杆高度的一致性，上部构件吊离堆芯 200mm 后用水下摄像检查有无控制棒组件带出。

(2) 2ASG001PO 泵平衡鼓背压高

对 2ASG001PO 泵进行品质再鉴定时监测平衡鼓背压为 0.39MPa，高于 GOR9 标准要求 (0.24MPa ~ 0.28MPa)。对平衡鼓回水逆止阀和下游管路进行了检查和吹扫，结果未发现平衡鼓回水管路堵塞的异常，判断是平衡鼓间隙大导致其背压高。

在大修期间对 2ASG001PO 进行解体检修，检查该泵的平衡鼓及其水力间隙。泵解体检查的情况如下：

1) 泵轴、叶轮与导叶及叶轮与导叶的口环间隙、径向轴承和推力轴承及其间隙都符合标准要求。

2) 测量旧平衡鼓及平衡套的水力尺寸，计算其平均水力间隙为 0.95mm，已经超出了 EOMM 手册要求的 0.35 ~ 0.70mm 的间隙标准。

处理过程：更换平衡鼓及平衡套备件，修复后的平衡鼓水力间隙为 0.36mm，符合 EOMM 手册要求的标准间隙。

品质再鉴定情况：2001 年 12 月 23 日 22:00 左右进行品质再鉴定试验时监测平衡鼓背压为 0.205MPa，比标准压力下限 (0.24MPa) 低 0.035MPa。泵的运行状态良好，除平衡鼓背压比标准稍低外，所有的性能指标均令人满意，泵驱动端水平方向的振动达到历史最好水平。

背压低的原因：由于平衡鼓和平衡套更换新备件后，水力间隙 (0.36mm) 接近标准间隙 (0.35 ~ 0.70mm) 的下限，使过流面积减小，平衡流体流动阻力增大，导致平衡鼓背压降低。

背压低的影响：由于平衡鼓背压降低，平衡鼓前后腔的压力降就增加，平衡鼓产生的平衡力就会随着增加。平衡鼓背压降低使泵轴向平衡力向泵非驱动端增大，即增大副推力瓦受力；平衡鼓背压升高使轴向平衡力减小，即增大主推力瓦受力。对于推力轴承承受的力及平衡鼓总的平衡力来说，实测压力 0.205MPa 下的平衡力与标准压力下限时的力变化量只有标准压力下限时的 0.3%，因此平衡鼓背压低于标准 0.035MPa 产生的力不会对推力轴承的运行功能产生不利影响。平衡鼓的水力间隙随设备的运行会有变大的趋势，平衡鼓背压将逐渐升高。岭澳核电站 GOR9 标准已经取消了对平衡鼓背压的要求。

结论：平衡鼓背压低于标准压力 (低 0.035MPa) 对设备及系统的安全性、可靠性不构成威胁。决定设备继续使用。每季度进行零流量定期试验时，跟踪平衡鼓背压的变化。

(3) 2RIS001PO 进出法兰错位调整

2 号机组第六次大修中，MRM 在检修 2RIS001PO 时，发现泵进出口法兰错位严重：进口最大为 5.3mm，出口最大为 9.3mm (NCR: MRM99033A)，咨询法玛通，该泵法兰同心度

偏差应小于2mm, 平行度偏差应小于0.1mm。错位严重在法兰回装后, 将使泵法兰及进出口管道承受不必要的预应力, 严重情况下将损伤管道及泵法兰, 可能使法兰垫片失效而导致泄漏。

本次大修处理情况: 拆卸泵进出口法兰螺栓, 轴向拉开管道7mm左右, 取出“O”型环, 然后让管道处于自然状态, 检查进口法兰同心度为1.1mm, 平行度为0.25mm, 出口法兰同心度为0.9mm, 平行度为0.20mm。检查说明同心度合格, 平行度有偏差。于是通过热矫形离法兰最近焊口, 在冷却后, 测得进口平行度为0.04mm, 出口为0.08mm, 平行度合格。对热矫形焊口进行射线探伤合格后, 回装“O”型环, 按力矩紧固法兰螺栓, 并回装各支撑。

由本次大修测得平行度合格说明法兰现无错位, 这是因为不锈钢管道容易产生塑性变形, 法兰连接经过两年后已将错位校正。在拆卸设备法兰后, 最好在附近管道处增加临时支撑或吊架, 避免管道下坠而不断产生塑性变形。

(4) 2RIS001PO 进口法兰“O”型环断裂

2001年12月16日, 工作人员执行2RIS001PO进出口法兰错位调整工作, 在拆卸入口法兰, 取出“O”型环时发现旧“O”型环比新“O”型环备件短254mm。

“O”型圈的断口为旧断口, 开始为剪挤面(非光滑)后来拉断(光滑面), 断口呈负荷剪切断裂特征。旧的“O”型圈拆出后, 发现两端的断面较脏, 断面已存在较长时间, 且法兰面从上到下都有结晶, 出口则没有。根据历史记录: 2RIS001PO出口法兰错位比入口更严重, 入口自2号机组第六次大修以来就泄漏, 但出口没有泄漏。在发现“O”型圈少一截后, 工作负责人曾对管道内法兰附近左右20-30mm范围进行寻找, 但没有找到断裂的“O”型圈。

根据调查, 认为该法兰“O”型圈在2号机组第六次大修2RIS001PO安装就位时就被法兰面剪切断裂, 可能掉落在当时的作业现场或者落入到2RIS001PO泵入口管道而进入系统中。断裂“O”型环是橡胶制品, 不会对2RIS001PO造成损伤; 如果断裂“O”型环卡住泵下游与RCP连接逆止阀069VP或072/074VP, 导致其关闭不严, 将破坏一回路边界, 但经过两次启动过程及试验未发现这一现象; 断裂“O”型环进入一回路, 对一回路水质影响甚微。

(5) 2RRI059VN的电动头传动套开裂根本原因查找

在2RRI系统从A列切换到B列的定期试验过程中不能正常打开2RRI059VN。2001年7月31日, 电气人员对2RRI059VN电动阀进行了试验检查, 发现关力矩保护开关螺栓松动, 在校力矩定值时需拆下法兰, 检查发现阀门上的连轴套严重变形且有裂纹。

根据传动套开裂的状况分析, 认为造成传动套开裂的可能原因为: 电动头侧的空心轴和它的传动套之间配合松动, 产生相对位移; 阀门机械阀体侧的传动套和它的配合轴之间产生了松动, 产生相对位移; 阀体侧的过渡传动机构内或电动机构内都存在有间隙。

尽管059VN电动头在几次试验中都较正常, 但是造成传动套开裂的根本原因不明, 还需做进一步的检查。由于电动头和阀体传动轴方向有较大受力, 无论阀体侧和电动头侧都有可能零部件的损坏, 需对2RRI059VN电动阀进行解体检查, 检查阀的传动套是否松动。

本次大修安排做相应检查: 电动头全面解体检查未发现内部蜗轮蜗杆是否有损坏; 机械侧阀门传动齿轮箱解体检查未发现内部结构件损坏迹象; 电动头传动套连接部分实际安装松紧度检查无异常。电动头试验情况: 电动头的关力矩设定值为153N·m, 电动头回装后测得开关时间71s, 运行电流为2.3A, 均符合规程要求, 试验信号正常。

对电动阀的总体评估: 2RRI059VN电动阀内部各结构件状态良好, 试验数据符合要求。日常运行期间对此电动头有定期操作试验, 阀门功能异常容易在试验中发现, 即使

阀门传动部件开裂也不会造成突发性功能失效。

(6) 主泵轴封泄漏流量测量通道检查

机组正常运行期间,运行执行 PT2RPA010/RPB010 时主控制室闪发 3 号主泵轴封泄漏流量高报警(时间仅几百 ms),怀疑泄漏流量测量通道有问题,决定大修期间对测量通道进行检查。

大修期间对三台主泵泄漏流量变送器进行了校验(仪表精度 0.5%);对 CA 转换板进行了检查,结果全部合格;对阈值继电器进行了检查,结果全部合格。

(7) 蒸汽发生器一次侧人孔硼结晶

根据 1 号机组第七次大修中打开蒸汽发生器一次侧人孔盖发现硼结晶后的纠正行动,2 号机组第八次大修在机组热停堆期间拆除人孔保温,检查发现人孔盖板下部有硼结晶,热端人孔比冷端严重。低低水位状态打开蒸汽发生器人孔发现冷端密封衬板凹槽处有明显的硼结晶。

根据硼结晶的痕迹分析,不是连续长时间泄漏所致,是机组停运过程一回路降温降压中,主回路水从一次侧人孔密封面渗漏挥发形成。根据 EDF 经验反馈,法国部分电站有同样情况发生。

处理过程:清理干净人孔盖上的硼结晶和腐蚀产物;回装密封座前,检查蒸汽发生器蒸发器密封面,确认无腐蚀、无刮痕等缺陷;螺栓残余拉伸量由原来的 0.36mm ~ 0.44mm 之间控制在 0.40mm ~ 0.44mm 之间;机组启动阶段热态时检查蒸汽发生器一次侧人孔状况。

此硼结晶不是在机组正常运行期间泄漏所致,是一回路状态改变过程中一次侧人孔密封面的渗漏造成。所以不会对机组的安全运行造成任何影响。

(8) VVP 安全阀整定值偏差

2 号机组第八次大修停机前,在 78% 功率平台进行 VVP 安全阀压力整定试验时,发现 2VVP100/102/108/114/115/116VV 安全阀压力整定值超出标准值范围(其中 102/115/116VV 超过 GOR9 准则)。由于每个环路只是部分安全阀整定值漂移,不会导致 VVP 系统超压保护功能丧失。

原因分析:定期试验周期是一年,因阀门长时间不动作,阀瓣、阀座之间出现粘接现象,导致开启压力偏高;阀门弹簧长时间被压缩,弹性发生微小变化;可能存在局部机械摩擦(阀瓣组件与导向筒之间,阀杆与导向筒之间)。综合结论:弹簧式安全阀设计上存在的固有缺陷。

在本次大修中,经调整后所有阀门的整定值均满足标准。

(9) 6.6kV 航空插头更换及绝缘检查情况

电站两台机组的 6.6kV 断路器和接触器控制回路都经由一个多针式“航空插头”供电,而这批断路器和接触器大部分是法国施耐德公司 1989 到 1990 年间生产的,由于航空插头所采用的绝缘材料逐渐老化,另外安装时对此插头进行不当润滑,再加上大亚湾核电站近十年的商业运行,使航空插头各针对地、针对针之间的绝缘性能大大降低,有些绝缘数值甚至低于 0.5MΩ 的最低限值。从 1999 年底至今,大亚湾核电站已发生航空插头烧毁事件数起。

1) 对安全的影响

6.6kV 中压配电盘所带负荷不仅包括了核岛和常规岛所有重要 6.6kV 电机,也包括了电厂内几乎所有的 380V 配电系统,其中任何一台电机或任何一块配电盘失电,都将对核

电站的安全稳定运行产生重大威胁,有鉴于此,决定在第八次大修期间,对所有的航空插头进行更换,彻底消除由此产生的隐患。

2) 备品备件情况

大亚湾核电站所有航空插头(包括断路器和接触器)原型号为CEV1161,申请物项替代后新型号为CEV1695,共订购了200套航空插头备件,但厂家来文说此型号只能用于接触器,由于时间仓促,短时间内无法确认,电站已重新申请物项替代,至于原物项替代是否真如厂家所言,需待完成论证后再决定,因此,断路器航空插头此次大修暂不更换。但为保证其可用性,进行绝缘检查。

此次新到的航空插头备件,在绝缘材料上进行了较大改进,用绝缘性能更好的硬胶材料替代了原有的弹性橡胶,同时,在导电插件上设计了防退倒钩,由此弥补了新绝缘材料弹性不足的弱点。

3) 大修中的处理情况

两台机组第八次大修大约70天内,共需更换航空插头160多套,每套插头需更换新导电针72根,总体更换导电针一万多根。为了保证工作质量,每一套插头更换完毕后都进行离线状态线间导通试验,确保接线正确无误。在此基础上,在开关试验位进行跳、合功能试验,使开关功能也完全达到设计要求。

对于断路器,根据目前测得的绝缘数据,与上一燃料周期相比,无明显恶化趋势,结果也符合规程要求。

4) 总体评价

从设计上,新接触器航空插头已消除了原插头绝缘状况差的弱点,完全能满足机组安全运行,对于断路器,从长远来看,仍应用新备件更换,这项工作应在断路器插头备件到货后,择机尽快完成。

4.4.3 大亚湾核电站第九次换料大修准备

1. 工期要求

根据大亚湾核电站2003年到2007年发电规划,2号机组第九次换料大修计划在2003年1月26日与电网解列,在2003年3月12日完成大修并网,计划工期46天;1号机组第九次换料大修计划在2003年3月27日与电网解列,在2003年4月24日完成大修并网,计划工期29天。机组第九次大修沿用前几次大修的做法,即同时进行两台机组第九次大修的准备工作。

2. 组织准备

2002年4月,开始第九次大修准备工作,着手组建第九次大修组织机构。由大修经理、大修副经理、计划经理、运行经理、安全工程师、常规岛经理、质量经理和技术经理组成大修指挥部。2002年5月底,除个别岗位外,大修组织机构协调层人员全部到岗。大修组织机构由层次划分改为功能块划分: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。与以往大修相比,新增质量经理负责大修的QC组织的协调工作和QA组织的管理工作。新增技术经理负责大修技术问题的协调处理和决策,并负责大修QDR(质量缺陷报告)的统一管理。

第九次大修仍坚持前几次大修的指导思想“以安全为基础、以质量为中心、以计划为龙头”。在安全管理方面,制定“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,由两个 STA 组成专职的大修核安全监督组,加强安全控制。大修 STA 将加强对每天的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。并设置核岛协调人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。

在质量管理方面,QC 队伍组成与第八次大修相同,由各执行处组建 QC 队伍进行本专业设备的质量控制,设质量经理协调各 QC 组的运作,安排 QC 检查员的培训和授权。

3. 大修项目

2号机组第九次大修主要项目包括:2ASG001MO 电机解体大修、2LHP 应急柴油发电机及其辅机六年大修、2LHQ 应急柴油发电机年度检查、2RIS002PO、2EAS002PO 泵及电机全面检查、2RRA001PO 泵及电机及油泵全面检查、2RCV003PO 泵及电机及油泵全面检查、2RCP001/002/003PO 惰转试验、2VVP001/003VV 驱动头全面检查、2VVP003VV 阀门本体解体检查、低低水位阀门及气动头检修、核岛电动头全面解体检查、9个直流电气盘,2LGD001TB 等 20 个交流电气盘清洁检查、2LHA201 等 12 个航空插头更换、2RCP001/003GV 蒸汽发生器 U 型管涡流检查、2RIS002/003BA 内外部目视检查、2RCP001/002/003GV 蒸汽发生器水压试验、反应堆压力容器大盖更换、PMC 换料机改造、RRA 热交换器下游三通及弯头和直管段更换、核岛安全壳钢内衬底部伸缩缝密封填料更换、常规岛压力容器水压试验、2GEV 主变压器油吸附再生、A/B 相内部检查、汽机高压缸、1号低压缸开缸,拆末级叶片检查、发电机抽转子检查或更换。

1号机组第九次大修主要项目包括:1EAS002PO、1RIS001PO 泵及电机全面检查、1RRA001MO、1ASG001MO 电机解体大修、1RCP003PO 泵六年检查、1RCP002MO 电机更换及动平衡试验、1RCP001/002/003PO 惰转试验、1RCV003PO 泵及电机及油泵全面检查、1VVP001/003VV 驱动头全面检查、1DEL001/002BA、1GCT001/002/003BA 内外部检查、低低水位阀门及气动头检修、电动头全面解体检查、9个直流电气盘、1LGD001TB 等 20 个交流电气盘清洁检查、LHA201 等 12 个航空插头更换、1RIS001/002BA、1RRA001/002RF 内外部目视检查、1RCP001/003GV 蒸汽发生器 U 型管涡流检查、核岛安全壳钢内衬底部伸缩缝密封填料更换、常规岛压力容器水压试验、1GEV 主变压器、厂用变压器油吸附再生、年度检查及试验、1GEX001GE 发电机抽转子检查或更换。

为了落实大修指挥部提出的第九次大修后一个燃料周期内不因任何设备故障引发停机停堆的目标,在第九次大修准备阶段开展重要系统设备缺陷的排查工作,最大限度找出大修预防性工作不能涵盖的重要系统设备缺陷,利用第九次大修的机会,处理好这些缺陷。

4. 大修准备进度

(1) 大修里程碑执行情况报告见表 4.4.3-1。

表 4.4.3-1 大修里程碑执行情况

大修准备里程碑	计划实现日期	实际实现日期
大修准备开始(开始第一次准备会)	2002.04.23	2002.04.23
十年大纲和年度大纲升版,完成本轮大修备件补充采购申请	2002.06.23	2002.08.09
完成发出预防性维修工作申请	2002.07.21	2002.08.16
完成所有外包项目技术规范	2002.08.11	2002.08.23
确定大修承包商	2002.08.25	2002.08.20
出版大修水位图和主隔离图	2002.09.15	2002.09.03
冻结大修项目,确定各岗位人选	2002.09.28	2002.09.20
完成大修工作包准备	2002.10.13	2002.10.13
完成工作包审查	2002.11.10	2002.11.19
完成计划编制,执行预检计划	2002.11.24	2002.11.24
工作包下发工作负责人及提交许可票	2002.12.22	2002.12.22
开始对承包商的培训、考核、授权	2003.01.05	2003.01.05
大修与日常交接会	2003.01.23	2003.01.23

注:由于十年大纲和年度大纲升版出版时间的严重推迟导致多个大修准备里程碑的延误

(2) 大修工作包准备

大修工作包准备,2002年7月发出预防性维修工作申请,开始了大修标准工作包的准备。MSM、MRM、MEE、MIC以及OPO等专业克服困难,至2002年10月13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QC、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、OPO等都通过COMIS系统进行审查,至2002年11月19日全部审查修改完毕。第九次大修共发出7199份预防性工作申请:静机3447份,转机749份,电气1018份,仪控1212份,性能试验313份,在役检查460份。

(3) 大修备件采购

截至2003年1月10日,共申请3193项,取消40项,发定单2835项,订购率90%,未发定单318项,到货1172项,到货率41%;在运输途中408项(占已发定单项的14%),详见表4.4.3-2。

表 4.4.3-2 大修备件采购明细表

申请部门	申请项	取消项	发订单项	订购率	未发订单项	到货项	到货率
MRM	701	2	680	97%	19	290	43%
MSM	1266	15	1017	81%	234	349	34%
MIC	359	6	339	96%	14	236	70%
MEE	282	16	247	93%	19	76	31%
TEN	49	0	43	88%	6	35	81%
TTS	14	0	12	86%	2	5	42%
MGS	512	1	488	95%	23	176	36%
OPO	1	0	0	0%	1	0	0%
OPH	8	0	8	0%	0	4	50%
MAP	1	0	1	100%	0	1	100%
合计	3193	40	2835	90%	318	1172	41%

(4) 大修合同

大修合同共114项,其中维修合同110项,改造合同4项。谈判从10月开始至12月底全部完成,满足大修准备的要求。

(5) 日常与大修的交接

截至2002年12月4日已进行六次交接,计划2003年01月23日完成日常项目组与大修项目组的移交。

总的来说,第九次大修准备基本按照准备计划执行,与前几次大修相比,因2号主变压器和发电机抢修工作影响导致大修准备开始时间较晚,同时由于十年大纲和年度大纲升版出版时间的严重推迟导致四个大修准备里程碑的延误。最终通过大修指挥机构的努力圆满完成大修准备,第九次大修准备是成功的。

4.4.4 岭澳核电站第一次换料大修准备

岭澳核电站第一次换料大修经理在大亚湾核电站1号机组第八次大修结束后到岗,开始筹备办公场所,组建大修组织队伍,全面开展岭澳核电站首次大修实质性准备工作。计划工程师在5月份到岗,大修准备工作里程碑及大修准备工作计划出台,并以此为基准开始大修各项准备工作。

为保证两个电站大修组织机构的一致性,岭澳核电站大修组织结构经过几个月的探讨,于2001年10月确定。大修组织机构与大亚湾核电站第九次大修一样,大修指挥部人员包括大修经理、大修副经理、运行经理、常规岛经理、计划经理、安全经理、质量经理和技术经理等八人;各执行处大修负责人由各处大修处长担任,以利大修期间的资源调配和总体协调;大修期间各主要承包商纳入大修组织机构;各执行处各自组建自己的QC组,由大修指挥部质量经理统一协调,各处的检修工作质量各处自己负责,技术经理负责召集有关人员解决大修期间发生的重大技术问题,及设备管理处对维修质量的检查。

岭澳核电站首次大修年度大纲和十年大纲从8月开始出版,因COMIS系统一时导不出大纲所需数据库,到9月16日才全部完成出版。主要项目包括:安全壳打压、压力容器MIS检查、发电机抽转子、柴油发电机六年检、物理试验、APP/APA小流量管线改造、核岛阻尼器(工程遗留项);其余重大项目包括:QSR设备改造项目;KRG机柜中接RCP温度端子换型改造;混合堆芯及提高燃料富集度论证、安全注入系统RIS浓硼回路降低硼浓度改造、RGL加装12组控制棒等;常规岛高、低压缸开缸、发电机抽转子等工作。还有核岛低水位阀门检修、贯穿件试验、ASG泵全面解体检查等检修项目。工程遗留项已有三批共113项工作转为岭澳核电站第一次换料大修项目。

在大修项目和工作包的准备方面,吸取了大亚湾核电站大修准备的一些经验反馈,在最初准备时,就考虑建立十年大修标准工作包,便于以后年度预防维修大纲的出版。由于岭澳核电站在COMIS中的数据库不够完善,影响了标准工作包的创建,经各相关部门的努力,逐步完善了数据库,5月基本完成全部COMIS中功能位置码录入工作,使首次大修标准工作包在8月底全部完成,电气处、转机处和静机处完成了十年大修标准工作包。首次大修预防性维修工作票9月底基本出完;对于日常运行中产生的纠正性项目,必须在大修期间实施的,每月交接一次。到11月22日,维修部各执行处关于岭澳核电站1号机组首次大修预防性工作包都已完成,12月10日前性能试验和在役检查工作包也全部开始接受审查,截止到12月26日各监督线对工作包的审查已全部完成,其中LSL只审查与核安全相关的部分,TEM在需关注的重要设备相关工作包上设点审查,12月27日所有工作包都返回到各执行处。

岭澳核电站补充采购备件早在2000年和2001年就提出了,但因备件8字码和COMIS

等基础数据库建立工作量大, 牵扯部门多, 造成整个备件工作滞后, 使大批备件在 2002 年才进入技术澄清、寻价、采购流程。年度维修大纲出版, 首次大修项目确认后, 从岭澳核电站补充备件采购清单中, 摘出与首次大修相关的部分, 以及根据大修需要明确提出的备件组成岭澳核电站首次大修备件, 加强备件的采购和跟踪。截至 2003 年 1 月 23 日, 岭澳核电站首次大修备件共申请 3 440 项, 取消 27 项, 发订单 2 653 项, 订购率 78%, 未发订单 760 项, 到货 611 项, 到货率 23%, 详情见表 4.4.4-1。

表 4.4.4-1 岭澳核电站首次大修备件采购情况

申请部门	申请项	取消项	发订单项	订购率	未发订单项	到货项	到货率
MRM	1 565	1	1 225	78%	339	163	13%
MSM	1 204	12	1 013	85%	179	372	37%
MIC	139	1	104	75%	34	15	14%
MEE	417	11	228	56%	178	32	14%
MGS	65	2	36	57%	27	18	50%
LPO	36	0	33	92%	3	0	0%
MAP	1	0	1	100%	0	1	100%
TTS	9	0	9	100%	0	6	67%
TEN	4	0	4	100%	0	4	100%
合计	3 440	27	2 653	78%	760	611	23%

2002 年 12 月 24 日 TCS 与各执行处开会, 研究确认岭澳核电站首次大修备件按 A、B、C 分类进行采购跟踪, 12 月 28 日给出最终采购跟踪清单, 使岭澳核电站首次大修备件采购更有重点, 更便于跟踪。

到目前为止, 岭澳核电站首次大修的日期为 2003 年 4 月 22 日, 计划工期 54 天。大修关键路径水位图、GOR 主隔离图 9 月份已完成; 维修部各执行处检修窗口和合票计划, 以及电气盘停盘检修及再供电、电动头检修, 在役检查等大修专项计划讨论都已完成; 已完成主线计划初稿和常规岛主机检修计划初稿, MIS 机检查、LHP 六年检等计划已经纳入到大修主线计划中。正在配合相关部门进行计划审查, 开始大修计划讲解。已完成各执行处详细检修计划初稿, 因大修开始日期提前一个星期, 各专业需要根据开工日期进行调整, 1 月底将完成检修计划的调整。1 号机组首次大修主线、检修计划、常规岛主机检修计划、SG 相关工作示意图、开关大盖逻辑控制图、PMC 工作流程控制图、贯穿件试验逻辑控制图、热停堆工作逻辑控制图等大修辅助支持文件已经准备完毕。

本次大修为岭澳核电站首次大修, 有了大亚湾核电站的经验, 在安全、技术、质量等方面对大修组织的责任有了更高的要求。在大修整个准备过程中始终强调“质量是干出来的, 而不是检查出来的”, 不仅在组织机构和职责上对大修质量控制活动进行了相应的调整, 还将使用通过大亚湾核电站经验反馈行之有效的质量管理规定, 并通过培训和检查将这些措施真正落实到工作负责人一层, 力争使岭澳核电站大修质量有个高的起点。由于主要承包商为新承包商, 不熟悉核电站大修管理和工作过程, 从 10 月开始就协调各部

门帮助承包商编制大修准备计划，并安排对口人协助承包商落实计划的完成，全部新承包商检修人员一入厂就能对核电站大修有全面的了解。

岭澳核电站首次大修的准备工作由于启动早，虽然在设备备件编码、COMIS 数据库等几方面有些波折，甚至滞后于大修准备计划，但总体上满足了大修准备的要求。

4.4.5 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、反应堆顶盖螺栓孔检查、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。第八次大修增加蒸汽再热器改造及 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（简称 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（简称 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。参与大修的人数为 85 人。

5. 深圳淮电检修公司（简称 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（简称 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（简称 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（简称 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（简称 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。

第五章 电站技术支持与服务

5.1 设备管理

5.1.1 设备状态监督与趋势分析

1. 设备状态监督与趋势分析的对象

目前电站正采用 RCM 分析技术和 PII (Performance Improvement International) 技术识别重要敏感设备项目来系统地识别关键的系统、结构和部件。主要监督对象包括：主发电机组（包括励磁机）、主汽轮机组、重要厂用变压器组（包括主变压器、厂用变压器、辅助变压器、联络变压器）、应急柴油发电机组、专设安全设施组、重要核岛泵组、重要常规岛泵组、CRDM 电源系统、重要电气系统、重要核岛与常规岛阀门等。

2. 设备状态监督与趋势分析的组织形式

电站成立了主汽轮机组、主发电机组、重要厂用变压器组、应急柴油发电机组、专设安全设施组、重要核岛泵组等 6 个重大设备管理小组，分别由相应的系统设备工程师牵头，其他部门人员共同参与。

重大设备管理小组运作制度：

(1) 在项目领导小组统一部署下开展工作。项目领导小组由技术部主管经理任组长，由设备管理处处长和维修部负责预测性维修的项目负责人任副组长，成员包括重大设备管理小组项目负责人、RCM、化学以及性能试验代表。

(2) 设备管理处副处长负责重大设备管理小组的成立和运作，各重大设备管理小组根据小组和现场的实际运作需要，定期或不定期召开会议，汇报工作进展，讨论需关注和推动的重要问题。

(3) 重大设备管理小组需及时有效掌握设备各方面的状态并对设备运行状况进行动态趋势分析、长期跟踪已发现的设备异常和缺陷并制定和落实相应的跟踪措施和方案、定期发布设备重大状态信息。

3. 设备状态监督与趋势分析的工具

为了使设备状态监督与趋势分析得到有效实施,开发了PdM预测性维修软件作为设备状态监督的工具。其主要功能和作用是:

- (1) 以RCM分析成果为依托,带动整个系统设备状态监测和预测性维修工作的开展
- (2) 作为系统、设备的在线监测信息和离线监测信息的载体,使所有同系统、设备状态监测相关的信息统一归口、集中管理。
- (3) 使得同系统设备相关的各项任务能够在执行层按分项任务形成专家评估意见,并通过专家体系来有效支持系统设备的状态评估工作。
- (4) 建立完整的设备状态监测实施、分析、评估、跟踪、反馈体系,满足系统设备状态监测和预测性维修工作的需要。
- (5) PdM通过状态监测任务的实施、趋势分析评估,为主设备状态的有效监控、预警和预测性维修决策提供支持和保证。
- (6) 确保RCM分析成果的有效转化,以及大修项目中同预测性维修相关项目确定的及时性和有效性。

4. 设备状态监督与趋势分析成效和前景展望

目前,通过实施设备状态监督与趋势分析,已经可以看到的成效主要有:

通过PdM系统,确定了大亚湾核电站第九次大修“20+18”个(20个系统全部应用、18个纯电气系统部分应用——6.6kV交流电压系统和直流电源系统)系统RCM分析成果应用以及预测性维修相关的项目应用。

应急柴油发电机组和专设安全设施通过重大设备管理小组的有效运作,其可靠性得到了明显的提高:应急柴油发电机组可靠性创历年最好水平,不可用率0.05%(指标0.3%);ASG和安全注入系统全部达标。

电站重要变压器的运行状况有了规范化的管理。发现和处理了一系列设备缺陷和隐患,为机组的安全、稳定运行做出了贡献。例如:发现发电机出线仓水电接头运行温度异常,经分析出线仓风机异常停运;发现SEC系统管道被海水腐蚀,防止了安全系统上的重大隐患进一步恶化所带来的严重后果;发现主给水管道上的支管振动大,有断管引起停风险,加装支架后消除振动。

5.1.2 RCM分析与预测性维修

1. RCM分析工作进展

截至2002年底,共累计完成32个系统的RCM分析,按其同主设备相关性进行分类汇总如下:主发电机组GEX、GRH、GST、GRV、GHE、GSY;主汽轮机组GGR、GFR、CET、CVI;重要厂用变压器组GEV;应急柴油发电机组LHP、LHQ;CRDM电源系统RAM;重要常规岛泵组CRF、CFI、SRI、SEN、CEX、SAP、APA;重要核岛泵组RRI、PTR、SEC、ASG;重要电气系统LCA、LBA、LGA、OLBM、OLBN;其他组ADG、AHP。

此外,LCA/LBA/LGA等3个纯电气系统RCM分析成果的公用部分,已反馈到相关的直流和6.6kV系统维修大纲之中,共涉及到18个系统——LAA、LBB、LBC、LBD、LBE、LBF、LBP、LCB、LCC、LDA、LGB、LGC、LGD、LGE、LHA、LHB、LGIA、LGIB。

2. RCM 分析成果应用转化进展

(1) 第八次大修应用效果

大亚湾核电站第八次大修中，只有 CEX/GST/CVI/SRI 等 4 个系统实施了 RCM 分析成果，整体看成效显著。具体体现在：

1) 与原计划相比，项目的改变超过总项目的 50%，但大修解体检查和再鉴定结果表明，成功率达到 97%。

2) 通过对 CEX/CVI/GST/SRI 系统的泵、电动机和热交换器等 60 个设备进行状态评估，共取消 30 个解体维修项目，直接节约维修成本约 110 万元。

3) 成功识别并解决了针对实施在线维修的可维修性问题。

4) 到目前为止的运行状态表明，RCM 分析后将上述设备的维修策略从定期解体维修改为状态维修是成功的：修了应该修的设备（缺陷），大大提高了这些设备的运行可靠性，并同时减少了人因失效的概率，降低了维修成本。

(2) 第九次大修应用计划

大亚湾核电站第九次大修中将有“20+18”个系统应用 RCM 分析成果。为了保证这“20+18”个系统设备维修策略调整后设备状态评估工作到位，根据《设备状态监督评估与预测性维修》工作导则要求，利用 RCM 分析成果，并依据 PdM 的参数评估、任务评估、设备评估的工作过程，对“20+18”个系统中同预测性维修相关的 598 个设备（其中：1 号机组 297 个、2 号机组 293 个、0 号机组 8 个）的状态进行了评估。评估后产生的状态信息见表 5.1.2-1。

表 5.1.2-1 评估后产生的状态信息

评估结论	总共	1 号机组	2 号机组	0 号机组
有重大缺陷，需解体维修	7 个	1 个	4 个	2 个
有异常，需解体维修	43 个	22 个	21 个	
满意，但根据抽样或综合维修的要求需解体维修	19 个	6 个	13 个	
有异常，需进一步观察确认	11 个	6 个	5 个	
满意，无需解体检修				

目前已制定详细的跟踪实施计划，落实 RCM 分析成果的转化及在现场应用。第九次大修结束后，将全面总结评估 RCM 分析对大亚湾核电站机组可靠性、可用率、可维修性的贡献以及对系统安全、成本等方面所带来的效益。

(3) RCM 分析成果应用转化进展

图 5.1.2-1 从核岛系统、常规岛系统、电气系统（全部）、电气系统（部分）等 4 个方面表现了 RCM 分析成果应用转化的总体进展情况。

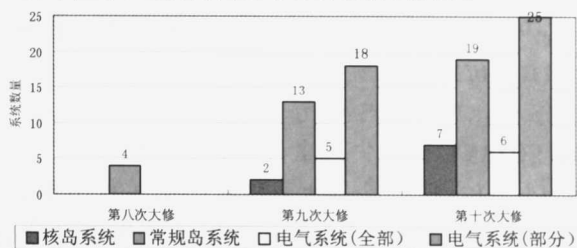


图 5.1.2-1 RCM 分析成果应用转化的总体进展情况

5.1.3 RCA 的实施与应用

1. 概述

为了加强对大亚湾、岭澳两个核电站重大事件的分析和管理，找出造成电站重大事件的根本原因，防止重大事件的发生或重发，提高经验反馈的有效性，提高电站安全运行水平，2001年11月，电站成立了重大事件根本原因分析小组（RCA组）。RCA组目前成员4人，分别来自技术部、维修部和生产部。RCA组在组织上隶属技术部设备管理处，工作上则由技术部经理直接领导。

2002年，RCA组一边编写电站RCA的管理程序，建立适合广东核电的运作体系；一边牵头对两个电站发生的重大事件进行根本原因调查分析。一年来，RCA组的运作模式已初步形成，并牵头完成了近20起重大事件的根本原因分析工作，其中包括在2002年发生的数起导致停机停堆的重大设备失效事件（如：大亚湾核电站1GCT121VL反馈连杆断裂、1ARE032VL限流喷嘴元件断损造成的“1.12事件”、2号机组主变压器C相故障的“3.12事件”、以及岭澳核电站2号机组的“12.8事件”等）。

在这些事件的根本原因分析过程中，RCA组通过独立客观、严谨深入的调查分析，高效准确地找出了导致事故发生的根本原因，制定了相应的纠正措施，有效地避免了重大设备事故的重发，为提高核电站的安全运行水平做出了自己的贡献。

2. RCA组2002年的主要工作

（1）制定电站RCA工作的框架体系和运作模式

编写RCA工作的管理程序和技术执行程序。编写完成了RCA管理程序《设备故障根本原因分析》及技术程序《设备故障根本原因分析过程》，从而初步建立了电站RCA工作的框架体系和运作模式。初步建立RCA纠正行动跟踪方法：RCA产生的纠正行动由安全分析科录入CIS的纠正行动跟踪系统，保证了纠正行动的落实。

（2）重大设备失效事件的根本原因分析

牵头完成了大亚湾核电站、岭澳核电站共计近20起电站重大设备失效事件的根本原因分析。其中主要包括：

- 1) 大亚湾核电站2号机组主变压器C相故障事件分析；
- 2) 大亚湾核电站1GCT121VL反馈连杆断裂，造成1.12停堆事件分析；
- 3) 大亚湾核电站1ARE032VL限流喷嘴元件断损，造成1.12停堆事件分析；
- 4) 大亚湾核电站SEC/RRI热交换器压差高事件分析；
- 5) 大亚湾核电站1GSE电磁阀螺栓断裂事件分析；
- 6) 大亚湾核电站1VVP002VV B列调节失效事件分析；
- 7) 大亚湾核电站1VVP003VV油压调节系统滤网接头漏油事件分析；
- 8) 大亚湾核电站1PTR166/172VB失效事件分析；
- 9) 大亚湾核电站1GIS 0GEW318GS漏气事件分析；
- 10) 岭澳核电站1ARE033VL调节失效事件分析；
- 11) 岭澳核电站2CRF001PO循环冷却水泵电机故障事件分析；
- 12) 岭澳核电站2号机组降压变压器A重瓦斯保护动作事件分析；
- 13) 岭澳核电站9LGR至2LGB 6.6kV电缆烧损事件分析。

3. 对重大事件根本原因的两点思考

(1) 人因因素在事件中的作用

通过对 2002 年 RCA 的大部分案例分析可以发现, 很多重大事件的发生, 虽然形式上表现为重大设备的失效, 但实质上人为因素在其中起到了决定性的作用。例如, 1ARE032VL 的定位器气动放大器的限流喷嘴元件突然断裂事件中, 大修时拆装喷嘴力矩过大, 使薄弱断面产生应力集中, 对喷嘴断裂起到了关键性的作用。1GCT121VV 定位器的反馈连杆断损的根本原因是, 定位器的固定螺栓未按图纸要求安装锁紧垫片, 导致 1GCT121VV 定位器在振动环境下松脱, 造成阀门开启时反馈连杆过载断裂。1GSE001VV 高压主汽门电磁阀的 4 个紧固螺栓全部断裂也是由于安装力矩过载所致。显然, 这些事件中, 低级的人因失误最终导致了重大事件的发生。

(2) 重大电气设备故障有增多趋势

2002 年在两个电站先后发生了大亚湾核电站 2 号机组主变压器 C 相故障、2 号发电机转子接地故障、1GIS 0GEW318GS 漏气、岭澳核电站 2CRF001PO 循环冷却水泵电机短路故障、岭澳核电站 9LGR 至 2LGB 6.6kV 电缆烧损事故等多起重大电气设备故障事件, 这些事件都是由电气设备失效而引发, 最终给电站造成巨大损失。2002 年重大电气设备故障有增多趋势, 应引起各级领导和相关部门高度重视。

5.1.4 老化管理

1. 老化管理的目的和方法

老化管理就是指在可接受的限值内, 对系统、设备、结构的老化退化加以控制的工程改造、日常监督和维修活动。

核安全相关设备的老化管理是指预测或监督电站的设备降级到威胁核安全裕度的状态, 并及时采取适当的纠正措施或减缓老化的行动, 优化设备的预防性维修和检查项目、以及间隔周期, 确定必要的改进项目, 开展设备残余寿命的研究等。而电站寿命管理则不仅包括了设备老化管理, 还要从机组的可靠性和经济性考虑电站延寿的问题, 因此核电站寿命管理通常既包括了设备老化管理, 还包括了为了延长电站寿命更换部分昂贵设备的经济计划。

设备老化管理一般包含三个步骤:

(1) 选择老化管理设备, 即选择需进行老化鉴定和评价的核安全相关设备。

(2) 所选设备的老化管理研究, 即了解所选择设备的老化机理, 确定和研究监测和减缓设备老化有效且实用的方法。

(3) 采取适当的老化管理行动, 即与目前所应用的检查、监督和维修等大纲进行比较, 采取有效措施管理所选择设备在监督、维修和运行中的老化降级过程。

2. 2002 年完成的主要工作:

当前老化管理的重点为继续进行十年安全审查中的老化管理审查任务, 并通过老化管理审查, 发现目前存在的不足, 为以后的发展奠定基础。

(1) 十年安全审查 - 老化管理审查

根据国家核安全局 HAF0312 法规的要求, 电站需进行十年安全审查, 老化管理审查是其中的一项内容。根据 IAEA 导则的要求和大亚湾核电站的实际情况, 我们将审评内容

划分为以下子专题进行审查：在役检查、瞬变统计、化学控制、腐蚀防护、备品备件、核安全重要相关构筑物、系统和部件。

为了保证老化管理审查符合审查要求并能按期完成，成立了临时老化管理审查小组，编写了各专题的审查细则。

目前已经完成了以上子专题的审查工作，正处于核查阶段。截至2002年底，已经编写了16份审查报告，具体包括：在役检查、腐蚀防护、瞬变统计、备品备件、化学控制、反应堆压力容器、安全壳及核安全相关构筑物、蒸汽发生器、主泵、主管道、电缆、变压器、蓄电池、核一级电动阀、应急柴油机、仪表等。

(2) 建立老化管理信息系统

在编写老化管理信息系统调研报告期间，对电站内所有的数据库进行了解，发现没有与要求的信息系统相符的数据库，必须建立老化管理信息系统。由于没有成型的信息系统可以借鉴，无法确定和其他数据库的接口关系，所以决定先开发一个小型的单机版的数据库。由设备管理处负责信息系统的结构设计，由电脑中心来负责编程开发，以较少的人力和物力建立了基于网页技术的老化管理信息系统。

目前主要用于收集和保存老化管理相关的信息，为现场工程师提供技术查询，更为以后设备评估和趋势分析积累数据。这只是一个开始和尝试，随着老化管理的发展，还将对系统的功能进行进一步的开发和完善。

(3) 组织了多次研讨会

1) EDF-GNPS 老化管理研讨会

2002年6月，在大亚湾核电站召开了EDF-GNPS老化管理研讨会，主要针对老化管理的组织机构和主要部件的老化机理进行了交流和讨论，为大亚湾核电站老化管理的开展提供了宝贵的意见。

2) GNPS-SEPTEN 老化管理研讨会

2002年12月，在法国里昂SEPTEN召开了EDF-SEPTEN老化管理研讨会，本次研讨会主要由法国专家介绍和讲解法国老化管理的模式和主要内容。老化管理主要以项目管理的方式跨公司和部门之间进行，主要涉及到设计部门、生产厂家和核电站。老化管理的对象是从上万个部件中选择将近四十个老化管理关心的设备进行管理，并且每个设备都有专人负责。此次会议，为老化管理的下一步开展奠定了基础，并且提供了良好的模式。

3) GNPS-秦山核电站十年安全审查研讨会

2002年12月，在大亚湾核电站召开了秦山核电站-大亚湾核电站PSR交流会，主要针对PSR中的老化管理审查进行了交流，秦山核电站的老化管理审查由上海核工程设计院全部承包，大亚湾核电站的老化管理审查由电站独自完成，会上双方对老化管理的审查内容和审查方法进行了交流。

另外，在岭澳核电站的IAEA回访期间，就“老化管理大纲的问题”进行了回答，关闭了相关的Pre-OSART遗留问题。

3. 目前的主要问题及改进建议

通过审查发现，大亚湾核电站的老化管理目前存在的主要问题是：老化管理程序体系不完善，缺少老化管理导则和执行程序；对于核安全重要相关设备缺乏老化评价和信息归档环节；老化管理的计划和协调功能较薄弱。

建议参考IAEA导则和EDF的相关制度，完善电站老化管理体系；并以项目组的形

式，由设备管理处牵头，其他各部门和处配合，对核安全重要相关设备进行老化评价和信息归档；同时，建立长期的细致的老化管理规划，对老化敏感设备进行系统的跟踪监督和评价。

5.1.5 遗留问题与 NCR 管理

1. 遗留问题管理

2002 年度的遗留问题管理，在 2001 年度的基础上又有了很大的进步。出版了设备遗留问题管理程序（IP/EQM/025-C），完善了设备遗留问题的管理，有力的推动和促进了设备遗留问题得以及时地、有效地、彻底地解决，从而保障了机组安全稳定运行。制定并实施了设备遗留问题状态跟踪方案，将所有设备遗留问题的进展状态进行量化，以便于重点跟踪。

2. NCR 管理

（1）不符合项管理

1) 对不符合项管理程序进行了切合实际工作要求的修订。在程序中明确“当领用仓库内过期的物项时,应发出不符合项报告”；增加了“NCR 处理措施的详细评估条款”，以便提高 NCR 责任工程师评估的准确性、全面性；在 NCR 表单中增加了电站标识符栏，以便防止 NCR 设备走错电站；在 NCR 报告页的“临时措施”栏增加了“实施前需经技术部门 NCR 责任工程师评估”，以防止“先斩后奏”的情况发生。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) 在第八次大修中加强了 NCR 的管理。历年来多次大修均发生由于没有备件而取消大修项目，或者由于备件不符而开出 NCR 的现象。在第八次大修中，由于加强了 NCR 的管理，相当一部分备件问题都转化为 NCR 来处理，因此由 NCR 暴露出的备件问题也显得尤为严重。第八次大修产生的 NCR 总共 185 个，其中由于备件问题产生 91 个，占全部 NCR 总数的 49.2%。NCR 管理所反映出来的备件问题有力的推动了电站的备件管理工作，本年度电站已多次召开加强备件管理研讨会，找出了产生大量备件 NCR 的主要原因并制定了相应的改进措施。

3) 针对 NCR 管理反映出来的备件问题，QAD 对整个备件采购过程进行了专项监督，发现在电站备件采购过程中存在诸多人因失效：采购申请提出不及时，其根本原因是准备人员与合同人员之间关于备件采购周期的沟通不足，导致准备人员不知道备件的采购周期；采购周期过长，造成准备人员对现场备件需求的估计不足，也导致了采购不能满足申请所要求的到货时间；准备人员关于备件准备的培训不足，其直接表现是对现场备件需求数量确定的方法不清楚，对备件的需求估计不足或过剩，而且对备件问题的反馈渠道不清楚；COMIS 中的备件信息不全或错误，其根本原因是原始资料中信息不完整或用户所提申请中的信息不充分；采购申请提出到定单发出的处理时间过长，其根本原因是申请单的无谓澄清，以及澄清单的内部处理过程效率太低；到货验收需要改进，因为甚至一些非常明显的差异也没有发现。

（2）不符合项分类统计

2002 年度不符合项报告分类统计情况见表 5.1.5-1，不符合项报告状态变更见表 5.1.5-2。

表 5.1.5-1 2002 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*			状态**				
		QSR	QR	NQR	OP	CR	EW	CL	RE
MEE	42	7	33	2	5	18	0	7	12
MIC	23	5	14	4	4	3	1	8	7
MSM	90	31	52	7	9	44	2	13	22
MRM	75	26	47	2	8	44	2	5	16
TEN	1	1				1			
TTS	1	1						1	
TEM	1	1			1				
2002 年小计	233	72	146	15	27	110	5	34	57
2001 年小计	194	70	96	28	27	61	7	59	40
变化	(+39)	(+2)	(+50)	(-13)	(0)	(+49)	(-2)	(-25)	(+17)

*QSR—质量安全相关, QR—质量相关, NQR—与质量无关。

**OP—打开, CR—有条件释放, EW—现场完工, CL—关闭, RE—拒绝。

此表为 2003 年 1 月 22 日时的状态。

表 5.1.5-2 2002 年度 NCR 状态变更

总数	1 505/1 740	OP 39/35	CR 161/253	EW 15/12	CL 1 195/1 276	RE 95/164	
增减	(+235)	(+5)	(+92)	(-3)	(+81)	(+69)	
其中	QSR	556/629 (+73)	16/20 (+4)	56/76 (+20)	6/7 (+1)	431/456 (+25)	47/70 (+23)
	QR	784/932 (+148)	18/14 (-4)	99/162 (+63)	6/2 (-4)	618/670 (+52)	43/84 (+41)
	NQR	165/179 (+14)	5/10 (+5)	6/15 (+9)	3/3 (0)	146/150 (+4)	5/10 (+5)

此表为 2003 年 1 月 22 日时的状态。

5.2 工程及电站改造项目

5.2.1 电站工程及改造项目管理

随着大亚湾核电站机组的连续运行, 至今已超过十年, 有些设备已经老化, 需要对这些设备进行更新改造。工程改造无论是在日常生产活动中, 还是在历次大修中都占据着举足轻重的地位。由于改造的技术复杂, 有施工风险与难度, 因此改造项目都必须上报电站工程委员会 (PEC) 和核安全委员会 (PNSC), 分别对改进项目的初步设计及安全评估进行严格审查。所有安全相关系统的改造还需上报国家核安全局 (NNSA), 获得批准后方可实施。

大亚湾核电站第八次大修中实际实施的工程改造项目, 2号机组 33项、1号机组 31项; 土建大修项目 2号机组 36项、1号机组 53项; 防腐大修项目 2号机组 9项、1号机组 10项。紧急处理技术项目共计 15项(包括 2号机组起吊丁字梁时引发支座开裂专项处理、C11事故控制棒运输与储存方案设计及 1号机组 RIS287VP 泄漏处理方案等重大项目)。

在吸取了历次大修良好经验反馈的基础上, 第八次大修又制定了一些新的举措, 例如工程改造实施时间窗口的确定、全面而详尽的风险分析与应变策略、所有改造项目召开开工前动员会、强调遵守 30分钟汇报制度、每一个改造项目落实到由管理层专人跟踪。同时结合 2号机组大修中出现的一些事件及时进行经验反馈, 在 1号机组大修前, 加强了风险分析与应变措施的力度, 组织承包商召开了开工会, 重点强调施工中可能出现的风险与防范措施, 将“七个明白”落实到施工班组所有成员, 规定施工班组每天工作开始前进行工作安排与技术交底, 每天工作结束后进行工作小结。

5.2.2 新增工程改造项目

根据大亚湾核电站第一个十年改造计划(1994-2004), 广东核电合营有限公司制定了详细的中长期改进政策和工作计划。2002年就以下重要安全系统和设备的改造项目进行了分析、研究、设计和实施。

(1) 第五台柴油发电机电气和仪控接口改造

改造原因: 为了增加电站的核安全裕度, 在失去核电站厂内、外电源时, 确保核反应堆安全停堆和延长机组后撤时间, 增设第五台柴油发电机。

改造措施: 9LGIB001TB(901)下限端接口改造(包括从 LX至第五台柴油发电机厂房敷设一根 $3 \times 35\text{mm}^2$ 中压电缆及在模拟屏上安装位置指示器); 2KSA改造, 在 T20盘上增加两个报警; 9LHT003AR 换型改造(包括相关钥匙连锁系统修改); 从 LX至第五台柴油发电机厂房敷设三根单芯中压电缆; 主控公用控制室 9KSC增加第五台柴油发电机模拟图改造; 9KSA改造, 增加第五台柴油机相关的报警 10个; 2LHA/LHB控制回路改造及钥匙连锁更换; 2LHP/LHQ控制回路改造等。

(2) 18个月换料专项改造

改造原因: 降低发电成本, 提高电厂可用率; 提高换料堆芯设计自主化程度, 为今后核电发展打下基础。

改造措施: 燃料换型; 堆芯装载方式的改变; 与主系统相连的管道和中压安注罐以及 PTR001BA和乏燃料水池提高硼浓度; REA硼酸箱和 ΔT 保护通道定值修改; 新的启堆物理试验; EVR/RAM自动加油机更换等。

(3) 更换连接 RPE003BA排水泵 014PO与 RPE001BA间的软管

改造原因: 由于 RPE014PO出口和 RPE001BA人孔之间的距离较远, 1号机组和 2号机组连接软管的长度分别达到 20m和 30m左右, 操作不便, 且连接软管使用后辐射剂量率增加, 不适合存放在 TSD房间, 只能作为放射性废物处理, 增加放射性废物处理量, 因此需要改进。

改造措施: 在 RPE001BA上接 1根 2英寸的不锈钢管道至 RPE014PO出口止回阀 070VE后, 再安装 2个手动隔离阀, 作为大修期间回收一回路排水的专用管线, 2个手动隔离阀之间采用 1个两用法兰连接, 大修时作为临时特殊设备(TSD)将孔板端安装在两个

法兰之间，TSD 取消后将盲板端安装在两个法兰之间。

(4) LHP/LHQ 柴油发电机循环水回路增加逆止阀

改造原因：应急柴油机预热水回路由于强制对流而造成电加热器功率的消耗，致使柴油发电机本体得不到足够的热量，使预热水回路、润滑油回路达不到 GOR 的最低温度要求，因而提出改造。

改造措施：在冷却水回路管线 204/704 加装逆止阀。

(5) RRI219/220/221VN 逆止阀换型

改造原因：现有升降式逆止阀用于主泵热屏 RRI 端冷却水回路，根据 EDF 经验反馈，由于 RRI 回路杂质较多，而现有阀门很容易被 RRI 水回路的杂质卡死，影响主泵热屏的冷却，鉴于此提出改造。

改造措施：把现有升降式逆止阀更换为摆式逆止阀。

(6) KRG 机柜中接 RCP 的端子改型

改造原因：原端子不能适应大修中 RCP 温度端子绝缘检查和电阻检查试验的要求，表现为拆接线频繁、不能满足试验精度要求。

改造措施：将原端子改为法国 AIRLB 厂家生产的试验专用桥接式端子，无须拆接线，满足精度要求，通过 RCP63 试验 (PMIXRCP503) 进行鉴定。

(7) RPR “蒸汽流量高” 信号参考值切换改造

改造原因：在发生“停堆不停机”事件时，有反应堆过冷、蒸汽发生器烧干、汽轮机叶片损坏等危险。

改造措施：修改“蒸汽流量高参考值”切换条件，由“C8”时切换为零功率参考值改为“C8 或 P4”时切换为零功率参考值。

(8) 1/2LNA/LNB/LNC/LND、9LNF、0LNK/LNM 系统静态开关可控硅 TGDV608 由 SKKT57/08D 替换 (原型号无备件)。

改造原因：原型号可控硅厂家不再生产。

改造措施：用新型号 SKKT57/08D 可控硅替换 TGDV608。

(9) 6.6kV 开关盘上增加 1 个报警屏蔽连片

改造原因：原设计单个开关的隔离都要求断开 36 针插头，频繁插拔插头造成插头的损坏，影响设备的可用率。

改造措施：在控制回路加装报警连片，隔离时断开连片代替断开插头，从而保护设备。

(10) GCT 排大气阀门空气过滤器更换，IP 转换器换型

改造原因：GCT 大气排放阀定位器改为一体化数字式定位器后发生故障，故障原因是仪表用压缩空气不能满足定位器的要求。

改造措施：改用带有过滤器的 IP 转换器，并将上游的空气过滤器改为孔眼更小的过滤器。

(11) 延长辅助油泵 RCV004/005/006PO 自启动时间

改造原因：上充泵的辅助油泵 RCV004/005/006PO 自启动环节延时时间太短，只有 30s。这个延时时间是用来等待上充泵跳闸后，上充泵油回路储油罐的低油压信号出现的。运行中有可能发生在延时时间内低油压信号没有出现，而使辅助油泵不能自动启动的情况，这将造成上充泵润滑不足而损坏。

改造措施：将 RCV004/005/006PO 自启动环节延时时间改为 200s。

(12) RRA 热交换器下游混流三通及弯头热疲劳改造

改造原因：由于 RRA 热交换器出口温度为 40°C 左右，而热交换器旁路管线中水温高达 170°C 以上，造成混流三通及其下游管段不断与冷、热水接触，引起管线热疲劳，存在管道破裂风险。

改造措施：用新材料、新工艺更换受影响的管段，用 316L 的无缝钢管更换原设计的 304L 管道；对新管道内部及部分连接焊缝进行抛光。

(13) KIR 松动部件监测系统更新改造

改造原因：原 KIR 系统存在设计问题，不能抑制主泵运行时的噪声，误报警频繁。

改造措施：用一套全新的系统（与岭澳核电站相同）替代老系统，包括传感器、测量电缆、监测处理机柜、监控计算机、监控软件等。

2. 项目清单

2002 年完成实施的改造项目清单见第七章统计指标 7.14 节“改进项目汇总”。

5.2.3 岭澳核电站工程遗留项

岭澳核电站 2 号机组在 2003 年 1 月 8 日零时正式投入商业运行后，工程部将原来与供应商和安装承包商的接口关系移交到了技术部，同时也将工程阶段的遗留项目和部分人员转到了维修和技术部门。

1. 岭澳核电站工程遗留项内容

移交的遗留项包括两部分：一部分是调试部分的遗留项，包括未完成的试验、UES（事件单）、PECFUS（EESR 后的设计变更跟踪管理）、调试队负责 TOTO/TOB/TOM/BHO 时生产人员检查发现的部分保留项及 2 号机组商业运行前小修时计划由调试队负责实施但未实施的部分小修项目。另一部分是设计采购安装部分的遗留项，他们是 ECM（设计施工队）负责 TOTO/TOB/TOM/BHO 时生产人员检查发现的部分保留项、UES、未实施的 PECFUS、未移交的 SDM 母本文件、PAC/FAC（临时验收/最终验收）等，共 2 000 多项。

2. 工程遗留项的处理原则

工程遗留项处理原则是：工程遗留项状态清晰、责任明确、跟踪到底。工程部在移交遗留项的同时，转移了部分工程人员到维修和技术部门各处工作。这部分人员来生产部门的任务之一，就是负责处理自己负责的工程部移交到生产部门的遗留项，这样就保证了工程遗留项处理原则的贯彻执行。

3. 工程处接收的遗留项管理

工程处负责接口管理的工程遗留项具体主要有：常规岛 22 个系统的未移交的 SDM 母本文件的接收审查；原工程部与 ALSTOM 的接口转移到工程处；工程部转移到工程处的人员带来的所负责的设计、安装、调试等工程遗留项；未实施的设计变更 CIN/FCR/DEN 的 PECFUS 归口管理；2 号机组商业运行后供应商新出版的全部文件图纸的审查。这些文件图纸审查后若认为需要修改，则要保证在技术部资料处的最新版本基准文件上进行修改、更新和生效。

工程处接收的上述遗留项处理工作,基本上是在岭澳核电站工程全面接收阶段所参与工作的延续。其主要目的就是要保证SDM母本文件和工程安装竣工母本文件等的正确性、时效性,避免由于供应商出版文件图纸的滞后及现场设计变更的实施,而造成现场系统、设备和文件图纸的不一致,进而给机组的安全运行带来负面影响。

4. 处理工程遗留项的组织形式

由技术部牵头成立了专门的工程遗留项处理小组,遗留项小组成员主要来自原工程部分到维修部、技术部的人员,其中部分小组成员集中办公。目的是保证对可能影响机组核安全、工业安全和可用率相关的工程遗留项在岭澳核电站机组第一次大修期间实施完成。

5.2.4 物项替代与国产化

物项替代是指在保证不降低系统原有设计功能和水平的前提下,用与原始物项不完全相同的物项替代原始物项的活动。自1998年物项替代程序生效以来,大亚湾核电站的物项替代工作取得了很大成绩,5年来共收到替代申请1726项,其中完成替代论证1145项(另有523项经论证后取消),解决了这些年因原厂家倒闭、产品改型或产品淘汰等原因而采购不到备件的问题,同时在拓展采购渠道、降低发电成本和缩短采购周期等方面也做出了较大贡献。

1. 2002年物项替代项目统计

2002年物项替代工作取得了较大进展。总体上共收到替代申请544项,完成替代审核406项(另有187项经论证后取消)。其中主要完成的替代项目有:

(1) 阀门的替代:完成113种规格阀门的替代,这些阀门种类有闸阀、截止阀、逆止阀、隔膜阀、蝶阀、安全阀、卸压阀、平衡阀和疏水阀等几种类型,主要用于APP、AHP、APA、AGR、ATE、ABP、CRF、CFI、GRV、GSS、SDA、RCP、RRI、DWA等系统。替代原因主要是原厂家因故不能供货和原产品质量不能满足要求,如大亚湾核电站辅助蒸汽生产系统真空破坏逆止阀,原阀门泄漏,且采购不到备件,替代后选用上海阀门厂的重力式吸阀,解决了备件采购不到和现场泄漏问题。

(2) 电机的替代:完成47种规格电动机替代,这些电机大部分用于核岛,少部分用于常规岛。替代原因都是原厂家改型和产品淘汰。比较典型的有ASG、LHP、DVM系统风机驱动电机和RCP011/021/031PO和L9SHK002PO水泵电机。

(3) 石棉垫片的替代:大亚湾核电站在设计建设阶段大量使用了石棉垫片,由于石棉对人体有害,为了满足环保要求,大亚湾核电站规定不再购买石棉产品。2002年我们在石棉垫片的替代方面做了大量的工作。首先对国内外非石棉压缩垫片生产情况进行了广泛的调研,并最终选择了GARLOCK、CHESTONE和KLINGER等3家国际知名厂家,并针对现场不同工况,选出了多种不同型号的垫片来替代原来的石棉垫片,同时从方便维修和库存管理的角度,将两个核电站的垫片进行了归并和统一。

(4) 风机皮带的替代:原风机皮带从法国进口,采购周期长,由于目前国内引进国外技术,生产能力达到国际先进水平,从2001年开始逐步对大亚湾核电站的风机皮带逐步进行了替代,2002年又将岭澳核电站的风机皮带全部进行了替代。

(5) 电加热器替代:GFR、SHY和GEW等系统的电加热器,原来从法国采购,但目前原厂家已不生产。经过调研,选择了国内安徽华星特种线缆厂进行仿制,现场使用情况

良好。

(6) 记录仪替代：大亚湾核电站主要使用法国 CIS 和 ABB 公司的记录仪，型号较老、故障率高、价格昂贵、采购不便。在继 RCP 和 SIT 系统记录仪用国内川仪记录仪替代后，在 2002 年又对 SDA 和 SEL、XCA 系统的记录仪进行了替代，使用情况良好。

(7) 现场就地压力表：现场使用的许多就地压力表都存在问题，给数据监测和安装维护带来了不便。2002 年处理了如压力表量程选型有误、精度不够、压力波动大的地方压力表不防震等问题。

(8) 温度测量仪表的替代：常规岛有许多温度测量的热电阻、热电偶，都是从国外采购，这些仪表技术要求不高，而且采购周期长，价格较高。替代过程中，选用了川仪十七厂的测温仪表替代现场 GME、GSS 等系统的 14m、12m 热电偶和其他测温仪表。

2. 物项替代管理规范

2002 年，在规范物项替代管理方面也上了一个新台阶，具体表现在：

(1) 物项替代管理程序的改版。改版后的程序明确了等同物项的定义和管理；加强了替代物项采购、验收和领用环节管理；进一步明确物项仿制过程；细化文件管理；对物项替代文件归档提出了新的要求；解决了群堆管理模式下物项替代管理问题等。

(2) 物项替代项目管理软件的修改和完善：在总结近两年实践的基础上，对物项替代项目管理软件进行了较大改动。首先，对软件界面进行了大大的简化，将原来的 3 页变成 1 页，去掉一些无用的信息；其次，解决了 1 个项目包含多个八字码无法跟踪的问题；再次，加强了对替代物项的跟踪管理。另外，为了方便查询，还用 SQL 语言开发了一个查询软件，将物项替代管理数据库与 COMIS 数据库链接起来，大大加强了替代物项的查询和统计功能。

(3) 加强了与 EDF 的合作与交流。2002 年 7 月大亚湾核电站派出物项替代两名专业技术人员去法国 EDF 接受设备鉴定培训，吸收国外经验，以解决核安全相关物项替代过程中的设备鉴定问题。同时大亚湾核电站与法国 EDF 下的备品备件采购中心（UTO）达成了《备品备件采购技术支持协议》，为物项替代工作的顺利进行提供了保障。

5.2.5 设备防腐

1. 概述

2002 年防腐工作主要包括：大亚湾核电站的日常防腐、1 号机组第八次大修防腐、设备老化评审，岭澳核电站的接产防腐检查、接产后小修及日常防腐。另外，与设备防腐相关的活动还有完善各类防腐程序并启动现场化学品管理工作。2002 年各项工作的开展情况统计见表 5.2.5-1。

2. 日常防腐

随着机组运行年限的增加，现场设备腐蚀情况越来越严重。2002 年大亚湾核电站、岭澳核电站日常防腐工作票总计达到 756 张，其中大亚湾核电站 410 张，岭澳核电站 346 张，完成大亚湾核电站 QB 区域 OSEL001/002/003BA、硝酸储罐及管路阀门、YA 部分管道、北龙处置场部分设备防腐。

表 5.2.5-1 2002 年防腐工作量化统计

	完成 工作票	防腐工程项 目(含大修)	已审定的 化学品	EESR 完成量	TOTO 检查	TOM 联检	设备老化评 审报告
大亚湾核电站	410	6	72	0	0	0	5
岭澳核电站	346	1	0	13	75	13	0

3. 岭澳核电站防腐检查与跟踪

2002 年岭澳核电站各项防腐检查主要有以下几方面工作：

(1) 发现岭澳核电站 DVM 系统 18 台风机内外壁腐蚀问题，并及时向上级汇报该情况，请上级推动对风机重新进行防腐涂装。在防腐涂装过程中，防腐部门进行质量检查，并提出一些建议给工程相关部门，使防腐质量得以加强。

(2) 对岭澳核电站 OTER 系统 3 个罐体、OSEL 系统 3 个罐体内壁喷砂涂装工作进行检查，并将建议反馈给工程部门，使防腐质量得以加强。

(3) 完成岭澳核电站 9LGR101/201TA 及相关设备的涂层局部修补工作。

(4) 完成岭澳核电站 1, 2 号机组商运前的防腐消缺工作。完成岭澳核电站 2 号机组临界前粗格栅防腐防污涂装项目。

4. 大修防腐

2002 年主要是完成大亚湾核电站 1 号机组第八次大修防腐任务，并全面准备大亚湾核电站第九次大修和岭澳核电站第一次大修。

(1) 大亚湾核电站 1 号机组第八次大修主要完成了以下项目：发电机氢冷器和空冷器部分水室防腐；1CFI031/032TF 防腐；1 号机组凝汽器进出口水室涂层修补；1GGR001BA 油箱涂层检查及修补；1SEN001FI 衬胶修补；1VVP 疏水管及弹簧支吊架防腐；1 号主变压器冷却器壳体内壁防腐；核岛后 SEP 管道防腐；常规岛及 BOP 设备防腐整治。

(2) 大亚湾核电站第九次大修准备的防腐项目如下：2CFI 旋转滤网防腐、1/2CFI 粗格栅防腐、1SECB 列管道衬胶修补、1/2SEN001FI 衬胶修补、1/2GRH 部分氢冷器水室防腐，继续对常规岛及 BOP 设备外部进行防腐整治。

(3) 岭澳核电站第一次大修准备的大修项目如下：PX 泵站和 MX 厂房内部分设备防腐处理，主要包括 1CFI 粗格栅防腐防污涂装、主变压器和厂用变压器及其备用相防腐检查及修补、凝汽器水室内壁以及 CRF 进出口管道内壁衬胶和涂层检查及修补等。

5. 设备腐蚀老化评审

根据国家核安全局十年安全评审的要求和加强现场设备管理的需要，2002 年开展了对大亚湾核电站的一些重点设备腐蚀情况评审。评审的内容包括：背景、设备描述、腐蚀机理、程序评估、数据评估、实际状态评估、建议和结论。本次评审共产生 5 份评审报告。其中 1 份为总体报告——《大亚湾核电站设备腐蚀与防护评审报告》。另外 4 份为具体系统或设备的分项报告：凝汽器腐蚀评审报告、循环水系统腐蚀评审报告、核岛内重要储罐腐蚀评审报告和蒸汽发生器的腐蚀评审报告。

5.2.6 工程文件接收及更新

1. 概述

核电站工程文件是指在电站整个工程建设的各个阶段中出版和使用的各种文件。这些工程建设中产生的文件,是核电站生产准备的基准文件或参考文件,也是核电站商业运行后的基准文件或参考文件。不仅在建设阶段,部分工程文件在核电站商业运行后,也同样需经常使用。因此,这些文件在核电站建设至商业运行阶段要经常不断地更新再版。同时,由于商业运行前工程文件大多是由各供应商和承包商进行修改和出版,且数量大、类别多,这就需要在工程建设阶段对他们进行科学的管理和严格的控制。

为保证工程文件修改和出版的准确性、可靠性、连续性及与现场的一致性,生产人员有必要参与工程文件的审查和接收。在岭澳核电站商业运行前,生产技术人员参与了许多工程文件的审查、接收和更新。

工程文件分为技术性工程文件和管理文件,又可细分为八大类。其中设计文件是最重要的基本工程文件,大体分为基本工程文件、土建、布置、设备、功能设计与运行共5类,其组成如下:

- (1) 工程前期工作:初步可研报告、可研报告及专题报告;
- (2) 工程控制与协调:程序、工程文件索引、进度计划、进展报告、统计报告、接口控制手册;
- (3) 执照申请:环境影响报告、初步安全分析报告、最终安全分析报告、安全评价报告、概率风险评价及其他;
- (4) 质量保证:质保大纲、质保手册、监察报告;
- (5) 设计:
 - 1) 概念设计(初步设计、厂址数据、核岛标准信息包);
 - 2) 土建(总体设计和计算书、电站平面布置、土建接口图、技术规范、土建施工图)、电厂布置(总体设计及计算书、总体布置图、布置详图)、设备(总体设计和计算书、设备规范、设备图、安装程序、现场组装图);
 - 3) 功能设计与运行(总体设计和计算书、系统设计手册、总体运行手册、试验程序、调试大纲、标准导则、运行程序、报警手册、运行定期试验程序、定点值清单、设备标牌清单、设备运行维修手册);
 - 4) 设计与现场变更(澄清要求、技术变更、现场变更申请、现场变更通知、设计变更通知、系统设计手册/试验程序/设备运行维修手册的设计修改通知、现场变更令、设备介入通知、试验澄清报告、设计变更申请、附加工作通知、电站工作通知);
 - 5) 设备制造(质量计划、业主参与监督项目、专用监督计划、不符合项报告、制造完工报告);
 - 6) 施工竣工:土建(土建竣工状态报告、竣工图、承包商工作程序、不符合项报告)、安装(安装竣工状态报告、竣工图、承包商工作程序、不符合项报告)、调试(试验报告、意外事件单)。

2. 工程文件接收审查管理

工程文件在移交生产部门前,其移交原则、移交方式和移交时间及工程文件修改责任

转移点的界定都是由工程部门与生产部门相关人员反复讨论而达成一致的。

(1) 移交原则

- 1) 工程结束时, 向生产移交一套完整、准确的工程文件(档案);
- 2) 工程文件向生产移交后, 相应的文件修改责任也从工程部门转移到生产部门;
- 3) 工程文件的接收传送渠道原则上也在工程结束时改为生产的渠道。

(2) 审查和移交方式及时间

1) 系统设计手册母本文件在最终安装竣工状态报告实际签字后5个月内移交, 生产部门人员在其移交前参与审查, 合格后签字验收;

2) 土建竣工母本文件在承包商向业主移交的同时向生产移交, 生产部门人员抽查合格后予以接收;

3) 安装竣工母本文件在承包商向业主移交的同时向生产移交, 生产部门人员抽查合格后予以接收;

4) 生产人员参与TOTO签字后的系统设备上的现场设计变更的审查;

5) 其他工程文件按正常分发渠道在接收文件时分发或归档后以档案形式移交;

6) 工程档案按双方已商定的过渡式整体移交方式, 在工程结束时随档案馆整体移交。工程部将制订工程档案归档计划, 原则上安排工程档案在2号机组商业运行前基本归档完毕, 工程档案在2号机组商业运行后整体移交生产, 届时遗留工程文件的归档工作责任相应转移到生产部门。

(3) 工程文件修改责任转移界定

1) 工程部负责将最终安装(施工)竣工状态报告实际签字前的修改内容反映在系统设计手册母本(或安装施工竣工母本)文件上, 其后开始的文件修改由生产部门负责;

2) 最终安装(施工)竣工状态报告实际签字以后出版的现场设计变更文件工程部将分发生产部门;

3) 最终安装(施工)竣工状态报告实际签字到系统设计手册母本文件移交给生产部门的5个月时间内, 期间的现场设计变更文件仍由工程部负责提供, 此时系统设计手册母本文件的修改责任开始转移到生产部门, 生产部门将根据工程部门提供的修改文件包实施系统设计手册母本文件和施工安装竣工母本文件的修改。

(4) 工程处接收审查修改情况

在岭澳核电站2号机组投入商业运行时, 工程处共审查接收了117份NI、75份BOP、56份CI系统的SDM母本文件, 仅剩22份CI部分的SDM母本文件未收到; 审查接收了1700份TOTO后设计变更; 并按3%抽查了安装竣工母本文件; 修改出版了639号文件图纸; 制作了275份流程图, 并基本完成了电气单线图的出版。

5.2.7 电站厂房及相关构筑物维护

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自2001年8月18日开工以来, 进展比较顺利。隔震平台长9.7m、宽5.8m、高3.2m, 横断面为T型。平台离地面只有8.6cm, 两侧距墙为19cm。施工时, 根据秦山核电站的经验反馈, 与华兴公司多次研究协商, 底模采用砂模, 侧模采用硬质泡沫板。经模拟试验, 测量了压缩系数。拆模时底模砂用水冲刷, 侧模钻孔抽取, 经检查, 精度、质量

符合要求。该厂房已于2002年7月10日全部封顶,并交付安装。

该工程存在的主要问题有以下几点:

1) 供设备进出的门尺寸偏小,柴油发电机安装时从侧墙预留了安装孔洞,设备进入厂房后,对该洞进行了封堵。以后柴油发电机需运出检修时此洞必须拆开,原设计图中供柴油发电机进出的门不起作用。

2) 设备大厅吊车安装后主梁离顶棚只有8cm,顶棚的喷淋管道无法安装。虽然原加工单位重新加工了吊车的主梁,但由于大厅内中间有柴油机排烟管道的支撑架,吊车起吊时无法在整个大厅内行走,达不到预期功能。

3) 隔震平台的阻尼器、弹簧减震箱及配套的预埋件由外商供货,到厂后经检查,加工精度大部分达不到要求,需重新纠正、调整,延误了工期。阻尼器安装完毕后经检查合格,但设备就位后由于压力加大,有两个阻尼器(占总数的1/4)由于密封不好和焊接不合格,发生渗漏油现象。

4) 施工图中(包括外商提供的图纸)错误较多,由于现场管理人员反复核算,多次与设计单位联系,才避免了重大质量事故。

产生上述问题的主要原因是各承包商之间各自为阵,缺乏总体协调和沟通

(2) 危险品库 (AX)

岭澳核电站建成后,由于原危险品库库容量不能满足要求,需进行扩建。该工程由广东电力设计研究院设计、中建二局施工。2002年3月开工,12月竣工。建筑面积1212m²,局部为二层,大部分为一层,钢筋砼框架结构,位于原AX危险品库的北侧。由于原设计水磨石地面不能满足防静电要求,施工时改为自流平环氧砂浆地面。

(3) 专用工具库 (AS)

该工程除储存专用工具外,又增加了战略备件储存区。建筑面积为1620m²,长为60m。其中有跨度为27m的7跨库房及办公用房。专用工具库位置定在共享通道东侧,由核二院在2002年年内完成设计。

(4) 消防培训楼 (EB)

由于现有消防培训楼离南生活区太近,需要搬迁。新建消防培训楼面积为340m²,另有公路200m²,护坡800m²,由核二院在2002年年内完成设计。

(5) 周转物资库及氟利昂回收间 (AK)

该工程位于AF与QB之间,二层钢筋砼框架结构,占地面积668m²,建筑面积1402m²。包括土建、给排水、电气、通风空调、电梯、通讯等项目。该工程由核五院深圳分院设计,中核25公司施工,2001年12月17日开工,2002年9月18日竣工。由于仓库的使用要求不断变更,致使设计不断修改,建设周期有所延长。

2. 维修项目

(1) 档案馆、培训中心屋面维修

该维修工程由深圳市霸魁防水工程施工。培训中心屋面面积为2149m²,档案馆屋面面积为1427m²。施工方法为铲除原屋面的防水层、清理基层、修补裂缝,铺350g/m²无纺布隔离层,铺不小于1.5mm厚PVC卷材,机械双缝焊接,不锈钢压条固定,铺250g/m²无纺布隔离层,铺4cm厚彩色预制砼块,水泥砂浆勾缝。从目前情况看,效果良好。保修期为5年,在5年内出现漏雨现象,承包商应及时无偿返修。

(2) AF库结构加固

2000年年检发现 AF 二层楼板及屋面大梁出现裂缝,经武汉水利电力大学进行结构鉴定,认为大于 0.3mm 的裂缝必须进行加固处理,粘贴钢板或 U 型钢箍板,费用需 179 万元。为慎重起见,2001 年 8 月裂缝专家到岭澳核电站处理裂缝问题时,邀请其到 AF 进行了检查,并审阅了武汉水利电力大学的鉴定报告。专家认为裂缝对结构的承载力没有影响,但从耐久性出发,需用环氧型基料进行灌浆处理。2002 年 4 月 27 日至 6 月 5 日,由深圳东方建材公司对 AF 厂房 1-3 轴及 8-10 轴二楼楼板及梁的裂缝进行了化学灌浆,10 月份华兴维修公司对 AF 厂房 7-8 轴屋面大梁进行了封闭处理,总费用约为 10 万元。

(3) 岭澳核电站 LX 厂房防火门更换

岭澳核电站接产中发现核岛防火门问题较多,其中 LX 厂房的防火门的框锈蚀严重,有 100 多扇门进行了更换,其余的进行了返修。

(4) BA 楼结构鉴定

2002 年 8 月,由冶金部建筑研究院深圳分院对 BA 楼结构质量进行检测和鉴定。该楼由核二院设计,江苏建安公司施工,1987 年建成,框架结构,天然地基独立柱基,建筑面积 7 518m²。通过对 BA 楼的施工质量、构造措施、材料强度、构件配筋、砼中氯离子含量、钢筋锈蚀、炭化深度等检测,并对建筑物强度、抗震性验算分析,认为该楼能够满足安全、抗震、耐久性要求,但对于裂缝需采用环氧树脂修补。

3. 完善管理程序

为了加大预防性维修检查的力度,2002 年土建科组织编写或升版了近 20 份程序,主要有《土建维修技术规范》、核岛及常规岛厂房的《预防性维修检查程序》、《厂房门锁管理程序》、《厂房油漆管理程序》等。这些程序的编写、升版、生效,使今后的预防性维修工作更加有章可循。

5.2.8 在役检查和金属监督

1. 核岛在役检查

大亚湾核电站第八次大修核岛在役检查的主要内容包括:

- (1) 蒸汽发生器传热管涡流检查;
- (2) 反应堆压力容器螺栓、螺母涡流检查;
- (3) 1 号机组堆芯中子通量测量指套管涡流检查;
- (4) 主冷却剂系统和堆芯测量部件热停堆期间目视检查;
- (5) 一级部件液体渗透检验及常压下目视检查;
- (6) 反应堆冷却剂系统辅助系统管道抽样焊缝和 RCV 接管热套管射线检查;
- (7) 2 号机组蒸汽发生器焊缝与人孔螺栓超声检查、螺母目视检查,进出口管嘴焊缝射线检查、蒸汽发生器水室内部堆焊层电视检查;
- (8) 1 号机组稳压器内部堆焊层电视检查及稳压器焊缝射线检查;
- (9) 蒸汽发生器二次侧目视检查;
- (10) 蒸汽发生器排污系统冷却器传热管涡流检查。

各项在役检查项目均顺利完成。检查结果表明:所有受检设备和部件均处于良好状态,满足两台机组下一燃料循环安全运行的要求。

部分在役检查项目结果如下:

(1) 蒸汽发生器传热管涡流检查

2号机组2号蒸汽发生器6根传热管检测出泥渣沉积；1号机组2号蒸汽发生器4根传热管检测出泥渣沉积，3号蒸汽发生器C39R48传热管振条处的磨损伤深值为28%，小于40%堵管标准，可以继续使用，以后将继续作跟踪检查。役前检查发现的凹陷、无膨胀等信号显示此次无明显变化。

(2) RIC堆芯指套管涡流检查

总共在27根指套管上检测出42处磨损显示。其中1号机组第七次大修经移位处理的3根编号为G14、L14、H1的指套管在原磨损位置伤深值无明显变化，其他磨损指套管伤深值均小于50%的处理标准，可以继续使用，以后跟踪检查。

(3) 控制棒驱动机构和热电偶外壳目视及ITV检查

1号机组G13、H4、L11、V11控制棒驱动机构和热电偶外壳有少许白色粉末，与第六、七次大修相比，数量有所减少。该白色粉末的来源及性质已于第八次大修结束后提交专项报告给国家核安全局。

2号机组发现的白色粉末痕迹与第七次检查时发现的相同，无异常变化。

(4) 蒸汽发生器二次侧管板冲洗前后清洁度视频检查

2号机组1号蒸汽发生器取出保温棉及1根金属丝。上次大修未取出的金属丝仍在泥渣结块内，下一检查周期复查。3号蒸汽发生器取出金属丝。

1号机组1号蒸汽发生器取出不锈钢丝和胶布；一次热侧发现的钢丝未取出，将作跟踪检查。2号蒸汽发生器取出尼龙绳和钢丝，经涡流探伤未发现可疑信号，未发现第七次大修未取出的外来物。3号蒸汽发生器取出薄片石墨状物体，经目视检查，不会对传热管造成损伤，蒸汽发生器冲洗后管板的清洁度良好，符合程序规定的验收标准。

(5) RRA系统管道超声检查

2号机组在焊缝2R20038A6根部检测到二个达到记录阈值的“几何结构”显示。1号机组在A7~A8管段之间发现一显示群（170mm×140mm），评定为网状疲劳裂纹，因此更换管道。更换后在1R20017M28及1R20017M31焊缝上分别检测出3个和1个记录显示，均为几何结构显示，不影响使用。

(6) 蒸汽发生器排污冷却器（APG001RF）涡流检查

1号机组3根管上各发现1处记录显示，均小于堵管标准。管板区经渗透检查，在热侧7条密封焊缝上发现8处记录显示，长度均超过2mm。经表面处理后复验，未发现记录显示，可以继续使用。2号机组未发现超标信号显示。

2. 常规岛在役检查

第八次大修常规岛在役检查的内容有：

(1) 汽轮机系统低压缸转子叶片、中封面、主汽门、调节汽门和轴瓦检查；

(2) ABP、ACO、ADG、AHP、GCT、STR、GRH/GRV、GSS系统压力容器和热交换器内外部检查，对2AHP601RE、2AHP701RE角焊缝裂纹消缺；

(3) 经涡流检测对2CEXC2I11821管和2CEXC2000402管进行堵管；

(4) 对ADG、APO、ARE、GSS和VVP系统测厚，记录了ADG、GSS部分弯头实测厚度小于公称壁厚的情况，下次跟踪监督；

(5) 1ABP301RE、1ABP401RE、1ACO301BA、1AHP601RE、1AHP601BA、1AHP701RE、1AHP701BA、2ABP302RE、2ABP402RE、2ACO302BA、2AHP602RE、2AHP602BA、

2AHP702RE、2AHP702BA 水压试验合格。由于隔离边界阀门内漏，部分容器需下次大修时进行试验。

BOP 日常检修在役检查内容有：

(1) 9ASG、9JPD、0SAP、0SAR、0SAT、9SES、9SGZ、0XCA 系统压力容器和辅助锅炉及其汽包内外部检查。0SAR303BA、0SAR304BA 上封头腐蚀垢聚集处发现多处发散状裂纹，作报废处理。

(2) 0SAR301BA、0SAR302BA、0SAR303BA、0SAR304BA、0SAT401BA、0SAT402BA、0SAT404BA、0XCA001DZ、0XCA004BA 及两台辅助锅炉水压试验。除 0SAR303BA、0SAR304BA 因上封头裂纹渗漏外，其余设备试验合格。

3. 在役检查经验反馈

(1) RIC 堆芯指套管涡流检查

电站历年堆芯测量指套管涡流检查一直存在涡流噪声大、影响判伤的技术难题。国内其他核电站也存在类似问题。1号机组第8次大修经过仔细研究故障现象，查明了噪声干扰源。在此基础上通过优化在役检查计划有效解决了该问题，涡流信号质量得到很大提高，同时检查人员集体剂量减至 $366\mu\text{Sv}$ ，较以往减少近 $300\mu\text{Sv}$ 。

(2) RRA 系统管道超声检查

1号机组第八次大修经过超声检查，发现 RRA 管道 T 型接头直管段冷热水混流区存在超标缺陷显示，经分析可能为热疲劳网状微裂纹反射信号。从核安全角度考虑，更换了 RRA 管道。后对切割的管道进行目视和渗透检查表明，超标缺陷显示为内表面机加工约 0.3mm 台阶反射信号。此外在 T 形接头上部支撑部位焊缝发现两处微裂纹，分析认为是焊接过程所致，此范围属超声波检查死区，应引起注意。

4. 焊接管理

现场焊接活动涉及 30 多个系统 1000 多道焊缝，焊接质量一次性合格率超过 98%，达到了目标。焊接文件管理和现场 QC 监督，圆满完成 450 余份焊接工作指令及相应质量计划的准备，保证了焊接质量。主要的焊接活动包括：1号机组主变压器 C 相中性点软连接改造；1号发电机转子焊接修复；1号机组 RRA 系统热疲劳管道改造；第五台柴油发电机管道安装。

5. 常规岛压力容器水压试验

首次开展常规岛高、低压给水加热器水压试验。有 6 台一次试验合格，4 台由于边界阀门泄漏，推迟到下次大修进行。

6. 金属监督

对 20 余项维修与失效的零部件的金属材料进行了化学成分分析与硬度测量，完成多项系统或设备的金属失效分析工作。

7. 辐照监督试验

为验证成都核动力院 (NPIC) 中子注量计算结果的正确性，要求 NPIC 进行计算基准问题 (NUREG/CR-6115 及 NUREG/CR-6453) 的计算工作。结果显示中子注量计算方法是先进的，结果是可靠的。在此基础上，2002 年 7 月大亚湾核电站首根辐照监督管试验结果通过了合作双方的最终评审，验收合格。

5.2.9 岭澳核电站工程委托项目

1. 工程委托项目概述

大亚湾核电站工程建设及调试启动阶段的经验反馈表明：核电站营运单位尽可能地参与工程建设及调试启动阶段的某些工作任务，对锻炼营运单位各方面的人员以及工程建设向营运生产的平稳过渡有着十分重要的意义。生产人员可以更多地了解设备的性能、试验结果、不符合项及处理方法；可以尽快地掌握试验技巧以及生效营运阶段的有关程序；可以对试验过程进行技术监督和跟踪，保证所有的调试有序进行，试验结果满足技术规范的要求。

2. 工程委托项目执行情况

4年以来由于工程委托项目启动早，人员落实，计划落实，组织落实，管理落实，在工程部的领导和协调下，使得四项工程委托项目如期顺利完成。

(1) 燃料管理和物理启动试验

燃料管理和物理启动试验是技术部技术支持处四大技术支持项目之一。包括堆芯设计文件的审查、向核安全局提交核燃料许可证申请文件、第一次堆芯装料时的临界监督及调试启动物理试验。

调试启动堆芯物理试验是调试过程中的重要试验项目。该部分试验内容在反应堆达到热态并准备好相关条件后开始进行，主要包括三个阶段：达临界试验、零功率试验和升功率试验。试验覆盖了从热态停堆到100%满功率。两台机组所有试验均按照调试大纲的要求进行，试验结果满足验收准则。

岭澳核电站1号反应堆于2002年2月4日16:12首次达到临界，2002年4月30日完成包括100%功率水平的全部调试启动物理试验内容。2号反应堆于2002年8月27日9:05首次达到临界，2002年8月28日完成包括100%功率水平的全部调试启动物理试验内容。

(2) 安全壳密封性试验

安全壳打压试验具有风险大，技术复杂，接口多等特点。该试验要求把安全壳充压至0.483MPa，期间要进行密封性试验、强度试验等大量工作，同时须防止反应堆厂房内设备被打坏、杜绝火灾的发生。

大亚湾核电站调试时专为此组织了由FRA及EDF组成的13人专家队伍，历时两年多。试验时还发生了重大的设备损坏事故。由TTS负责承担的1、2号机组安全壳打压试验，分别在2001年9月4日20:28和2002年4月14日10:00圆满结束，比工程进度计划分别提前了4天和2天。各项试验顺利完成，验证了安全壳作为第三道安全屏障满足各项设计要求，而且试验期间未发生任何设备及人员损伤事故。期间共组织了200多人参加此项试验。

(3) 役前检查 (PSI)

岭澳核电站两台机组核岛核级设备的役前检查，是技术部技术支持处四大技术支持项目之一。根据最终安全分析报告(FSAR)的承诺，核岛核级设备的役前检查，必须遵循法国规范《压水堆核岛机械部件在役检查规范》(即RSEM-1990年版)和中国的有关规范(如HAF0302)的要求。在机组投运之前，必须对核岛核安全1、2和3级设备进行一次全面的无损检查，以确保所安装的设备(如反应堆压力容器、蒸汽发生器和稳压器等)和管道处于安全可接受的状态。同时检查所获得的所有数据，可作为今后在役检查的参考数据，即在役检查数据的“零点”。

岭澳核电站两台机组役前检查（PSI）技术复杂，要求高，风险大，工期进度紧。项目组精心准备，现场协调得力，提前并圆满地完成了全部检查，并做到无任何设备损坏及人员伤亡事故，受到了工程部门的好评。

（4）调试用仪器仪表检定

为保证调试期间仪器仪表的检定任务能够如期完成而又不影响工程建设的进度，TTS克服了既要完成大亚湾核电站的正常检定任务同时又要承担工程仪器仪表检定工作的困难，为功能实验和现场检定、校准提供了快捷和高质量的服务，全年共完成计量器具的检定逾4000台，圆满地完成了仪器仪表检定的工程委托项目。

5.3 质量保证

5.3.1 运行质量保证大纲的修改

2002年完成了群堆管理模式下的运行质量保证大纲的编写，并发布实施，以适应两个电站统一管理需要。

5.3.2 质量保证体系的执行

2002年质量保证部以关注现场工作过程控制和与安全性、可靠性密切相关的现场活动为工作重点，继续开展以业绩为核心的质量管理。2002年质量保证部推动在公司范围内的质量管理，并制定了公司质量管理手册，完善了公司其他领域的管理制度。针对一些与公司业绩相关的其他领域，如通讯、基建和计算机领域，在完善了相应的管理程序后，QAD也对其执行的情况进行了监查和评估。

2002年质量保证大纲实施中好的表现主要是：管理层高度重视安全 and 质量文化的建议；重视遵守程序；对所有业绩相关领域而不仅仅只对安全相关的领域进行改进；继续加强对现场系统和设备的风险分析和工作量化管理的相关基础性工作。

2002年，质量保证部发现并推动生产线解决或正在解决的主要问题有：

- （1）经验反馈过程中的原因分析和纠正措施存在缺陷；
- （2）设计验证和物项替代实施中存在缺陷；
- （3）文件管理过程中的升版未得到有效控制，如维修大纲、改造文件等；
- （4）定值手册未及时修改；
- （5）报警卡中的定值与现场实际不符；
- （6）大修辐射防护控制点的设定和执行违反规程要求；
- （7）标准工作包的内容与维修大纲不符，且录入COMIS信息有错；
- （8）EOMM、维修规程、维修大纲及COMIS的修改未得到有效控制；
- （9）工作包的准备质量不满足要求；
- （10）维修规程未包括必要的验收标准；
- （11）TSD和TCA的管理不符合程序要求；
- （12）STA实施的验证不全面；
- （13）部分RCM分析要求的定期监督项目未纳入运行巡视日志和定期试验规程；
- （14）运行现场巡视存在不到位、巡视项目缺少标准和问题记录不全；

- (15) 化学监督存在与技术规范不符的情况；
- (16) 隔离操作没有按规定进行监护验证；
- (17) 质量控制检查员没有认真履行检查职能；
- (18) 一些日常重要维修工作未严格按照规程要求执行；
- (19) 对承包商质量控制的监督不力；
- (20) 某些定期试验的验收标准与监督大纲不符；
- (21) 准备工程师缺少有针对性的培训；
- (22) 备件的准备、采购申请、采购过程澄清、定货、到货验收、备件问题的反馈及 COMIS 中的备件采购信息的完整性和正确性有待进一步改善；
- (23) 工作过程防异物的某些措施失效；
- (24) 重要设备参数需要进行收集、汇总、分析、共享；
- (25) 防人因失效措施没有完全得到落实。

借鉴大亚湾核电站标准工作包存在的问题，6月份质量保证部提前对岭澳核电站1号机组第一次大修的标准包进行了检查，发现存在类似的问题；对大亚湾核电站2号机组第八次大修中2ASG003PO因水质异物严重超标发生卡涩延误大修工期22小时的事件进行分析，发现原因是维修和运行规程缺少冲洗控制要求，随后要求同时检查修改两电站的规程，起到了事半功倍的效果。

5.3.3 监查和监督

2002年质量保证部的监督工作强调了预防为主，比如大修前安排了一系列有针对性的监督检查工作，包括工作负责人须知检查，工器具的标定校核，工作包的准备质量等，尽可能提前发现缺陷，为保证大修质量起到了一定的作用。此外强调了质量保证工作要切实为提高电厂业绩做贡献，不仅要及时发现生产过程中的质量缺陷，而且要积极协助和推动执行部门改进管理，消除这些缺陷。因此开始考虑推出电厂五大质量管理问题，并将在2003年开始实施，质量保证部将指定每个质量管理问题的项目负责人，进行跟踪和协助解决。

2002年质量保证部继续在监查和监督有效性方面进行改进。主要是通过风险分析法加强监查前的准备工作。风险分析法要求通过系统化的探测系统收集日常生产或监督中发现的问题苗头，再经过风险分析的一套方法计算出质量管理体系中风险较大的领域，然后根据这种风险大小的排序安排对风险较大领域的监查或监督活动。2002年风险分析法存在的主要问题是：风险值与电站设备和系统的关联度不够。风险分析法将作为2003年的改进项目。

2002年监督计划的重点是日常的专项监督和大修监督。质量保证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专项监督和过程监督，比如大修中防跑水、防异物、辐射防护和环境管理等。

2002年进行场内质量保证监查和环保内审共19次（其中环保内审覆盖32个部门），场外质量保证监查6次，专项监督60次，共发出纠正行动要求138个。

2002年的监督活动计划进行26个项目，实际完成60个项目。超计划的部分主要是电站管理层的要求而进行的，其中有6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291个问题。

5.3.4 质量改进

2002年电站开始对安全质量管理方法进行改进,以建立更完善的持续改进机制,提高电站的安全质量水平。

生产系统按照年度管理计划的安排,开始研究欧洲追求卓越的质量管理模型(EFQM)。为了提高电站业绩,必须不断改善电站的管理方法。通过建立符合EFQM管理模型要求的制度,可以达到持续改进的目的。

质量保证部发出的纠正行动通知单(CAR)平均关闭天数见表5.3.4-1。

表 5.3.4-1 历年 CAR 平均关闭天数统计

年份	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
CAR平均关闭天数/天	237	147	168	160	103	116	101	95

从2002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90天的指标要求。

从电站各委员会行动的完成情况来看,按时完成率基本达到了90%的指标要求。

5.3.5 电站十年安全评审

质量保证部参与了电站十年安全评审工作,在2002年已完成了程序要素的审评工作,组织要素的评审工作进展过半。

程序要素的审评工作包括:电厂改造对技术文件的影响审评、电厂事件相关的技术文件修改、电厂监督大纲文件的完整性、电厂在役检查大纲的审核、电厂化学防腐文件系统的审核、电厂改造项目“18个月换料”程序修改审核、电厂维修大纲的修改控制和电厂运行维修程序的监督维护。根据以上审核内容完成了10万字的程序要素审核报告。

5.3.6 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。

2002年电站共实施质量管理培训32次,受训人数约771人。

5.3.7 质量保证大纲实施有效性评价

1. 运行质量保证大纲

群堆管理模式下的《运行质量保证大纲》已发布实施。

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。但一些项目的组织管理还需进一步规范化。

3. 文件管理和记录

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。但电子文件的网上发布管理还需加强,文件的修改管理继续有待加强。

4. 运行管理

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。但在操纵员行为规范化、化学监督及化学品管理等方面还有待改善。

5. 维修管理

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。但仍存在一些与去年相似的问题,如:某些活动不按规程进行工作,某些规程未给出明确的品质再鉴定要求或验收标准,某些维修报告填写不完整,某些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有效的执行。

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有效的执行。

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。但采购的效率、物项有效期管理、接收检查还需加强。

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。但系统化培训方法(SAT)的运用是将来要关注的重点。

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得到基本有效的执行。但在设计验证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。但根本原因分析的有效性还有待进一步提高。

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基本有效的执行。但质量检查(QC)还有待改善。

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。但电气火灾防止和氢气泄漏问题仍然要特别关注。

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基本有效的执行。但软件开发的规范化管理程度还需要进一步提高。

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的执行。

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的执行。但对工

作过程中的辐射监控还需加强。

17. 应急准备

从监督和监督的结果来看,该领域有关的质量要求已得到基本有效的执行。但应急响应人员的技能还有待进一步改善。

5.4 环境管理

2002年岭澳核电站两台机组投入运行。大亚湾核电站、岭澳核电站现场四台机组统一进行放射性废气、废液管理,统一采用新的放射性废气、废液排放年限值(见表5.4-1)。

表 5.4-1 新的放射性废气、废液排放年限值

	非氚核素/GBq	液态氚/TBq	惰性气体/TBq	卤素/GBq	气溶胶/GBq
新年限值	700	145	1140	34.2	3.8

除了液态氚的年限值由55.6TBq改为145TBq外,其余的年限值与原年限值相比保持不变。对于废气氚,国家未规定排放年限值。

2002年两电站的放射性废气、废液排放统计见表5.4-2。

表 5.4-2 2002年两电站的放射性废气、废液排放统计

大亚湾核电站		指标名称	岭澳核电站		国家排放年限值 (两电站)
年累计放射性 排放值/Bq	占国家排放年限 值百分比/%		占国家排放年限 值百分比/%	年累计放射性 排放值/Bq	
13.90E+12	1.22	废气: 惰性气体	0.58	6.67E+12	1140E+12
8.63E+7	0.23	废气: 卤素+气溶胶	0.10	3.91E+7	38E+9
16.76E+11	—	废气: 氚	—	5.46E+10	—
2.29E+9	0.33	废液: 非氚放射性核素	0.02	0.14E+9	700E+9
42.36E+12	29.21	废液: 氚	8.11	11.76E+12	145E+12

5.4.1 放射性废气排放与管理

1. 大亚湾核电站

2002年惰性气体排放量为投产9年来的最低水平。卤素+气溶胶的排放量略高于前两年的排放量,主要原因是碘过滤器试验造成碘排放量增加。

2002年8月12日,在2号机组安全壳厂房卸压排放前的分析中检测到¹³¹I,到2003年1月5日,其浓度达0.32Bq/m³,上升将近10倍。在分析了一回路总放射性、碘当量浓度、一回路泄漏率的情况下,初步认定2号机组一回路有微漏,决定在2号机组第九次大修中查找漏点。

通过连续排放释放的惰性气体占总排放量的98.3%,ETY为0.9%,TEG为0.8%,与前几年差别不大。

2. 岭澳核电站

岭澳核电站1号机组于2002年2月4日,2号机组于8月27日首次达临界后,开始统计放射性液态、气态流出物的排放量。

放射性气态流出物自2月4日正式取样监测以来,除了气态氙,到年底其它放射性人工核素均未检出。根据现有统计方法,小于方法探测限的测量结果以方法探测限统计,故实际排放量远远低于各统计值。

5.4.2 放射性废液排放与管理

1. 大亚湾核电站

2002年通过TER(核岛废液排放系统)向环境排放61罐,共排放液态非氚核素2.29GBq,液态氚42.36TBq。液态氚平均排放浓度为 $1.66E+9Bq/m^3$ 。废液处理系统全年运行正常。

2002年度非氚核素排放量与2001年度相当,但各核素的比例与去年有所变化。本年度 $^{110}Ag^m$ 占52.4%、其次是 ^{60}Co 占25%,其余6种核素比例均在6%以下。

1997年至2001年 $^{110}Ag^m$ 的排放比例和排放量呈逐年下降趋势,但本年度这两项指标均比前两年有较大程度的上升,主要原因为2001年9月份进行9TEP006DE反冲洗时使得大量的 $^{110}Ag^m$ 从9TEP006DE除盐床解析下来。该类废水虽经蒸发或除盐处理,但 $^{110}Ag^m$ 难以完全处理,并且胶状的 $^{110}Ag^m$ 易沾在管壁上,使后面的排水中含有大量的 $^{110}Ag^m$ 。此外2号机组的停机抢修,使2002年 $^{110}Ag^m$ 排放量有一定幅度升高。所以, $^{110}Ag^m$ 的排放仍是流出物管理关注的重点。

经过去年有计划的大量排氙后,今年氙的排放量比去年有所下降。全年一回路中氙浓度低于2001年的水平。一回路氙浓度降低后,二回路中氙浓度高于检测限的时间也相应降低:2001年二回路有9个月能检测到氙,2002年有6个月能检测到氙。

2. 岭澳核电站

TER系统全年排放核岛废液39罐次,累计体积 $1.67E+4m^3$,液态氚的年平均浓度为 $7.02E+8Bq/m^3$ 。除了非氚人工核素 ^{58}Co 外,包括 $^{110}Ag^m$ 在内的其它人工核素到年底均小于方法探测限。

岭澳核电站2002年的运行情况明显好于大亚湾核电站1994年投产当年的情况。液态非氚核素大亚湾核电站1994年排放量为年限值的12.74%,而岭澳核电站本年度仅0.02%,惰性气体大亚湾核电站1994年为1.99%,而岭澳核电站仅0.58%。

5.4.3 中低水平放射性固体废物处理

公司五年发展规划中规定的放射性废物管理的关键业绩指标要求见表5.4.3-1。

表 5.4.3-1 放射性废物管理目标(两台机组)

单位: m³

年份	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
大亚湾核电站	210	200	190	170	140
岭澳核电站	—	—	—	—	100

1. 2002年废物管理情况

(1) 放射性固体废物产量比较见表5.4.3-2。

表 5.4.3-2 放射性固体废物产量统计表 (两台机组)

单位: m³

年份	1999年	2000年	2001年	2002年	近三年平均值(单机组)	现场库存量
大亚湾核电站	185	186.4	133.22	126.96	74.43	1557.51
岭澳核电站	—	—	—	12.57	—	12.57

从表 5.4.3-2 可以看出, 自 1999 年以来, 放射性固体废物产量呈逐年下降趋势, 2002 年达到历史最好水平。

(2) 2002 年各类废物货包产量统计见表 5.4.3-3。

表 5.4.3-3 2002 年固体废物货包产量统计表 (两台机组)

单位: m³

废物类型	浓缩液	废树脂	淤积物	废滤芯	技术废物	合计
大亚湾核电站	48	30	0	11.26	37.7	126.96
岭澳核电站	0	0	0	4.8	7.77	12.57

2002 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。

(3) 浓缩液产生量见表 5.4.3-4。

表 5.4.3-4 浓缩液产量统计表 (两台机组)

单位: m³

年份	设计值	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
大亚湾核电站	50	13.8	8.5	8.8	4.2	8.08	9.2
岭澳核电站	50	—	—	—	—	—	—

从上表可看出, 大亚湾核电站 2002 年的浓缩液产量 9.2m³, 比上年产量多 1 罐, 主要原因是 9TEP006DE 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。岭澳核电站本年度废水比活度低, 未蒸发处理。大亚湾核电站热车间去污废液的比活度较低, 全部排入 TEU 化学废水收集罐蒸发浓缩, 未直接固化处理。

(4) 历年废树脂产量统计见表 5.4.3-5。

表 5.4.3-5 历年废树脂产量 (两台机组)

单位: m³

年份	设计值	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
大亚湾核电站	34	24.72	15	29.42	24.35	18	22.96
岭澳核电站	34	—	—	—	—	—	16.5

从上表可以看出 1997 年、1999 年、2002 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。

(5) 历年废过滤器芯子产量统计见表 5.4.3-6。

表 5.4.3-6 历年废滤芯产量统计

单位: 个

年份	设计值	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
产量	220	84	62	40	54	42	23

从表 5.4.3-6 可以看出, 1997 年以来废滤芯产量逐年下降, 2002 年达到历史最好水平。

(6) 放射性废油产量见表 5.4.3-7。

表 5.4.3-7 历年放射性废油产量统计表

单位: m³

年份	1999年	2000年	2001年	2002年	1994-2002合计
大亚湾核电站	590	150	140	120	1950
岭澳核电站	—	—	—	0	0

2. 废导向筒处置工作进展

1995年至1996年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KX厂房装罐池中。电站于1997年已提出处置方案,由北京原子能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年已制作完成并运到现场,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年国家环保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。2002年运抵北龙处置场暂存。

3. 中低放废物处置工作进展

2002年2月,中广核集团公司与广东核电服务集团公司共同出资1800万元人民币,成立了大亚湾核电环境有限公司,负责就北龙处置场营运与清原公司的谈判工作。但是截止年底该公司与清原公司的营运合同谈判工作仍未取得实质性进展。

5.4.4 工业废物处理

1. 废油及其它工业废物的收集与处理

2002年共收集废油118m³,废钢铁145.44t,各种废包装木板12.5m³,废电缆9.632t,废蓄电池9.51t,报废变压器9.54t,各种废塑料桶7615个。全部由合同部门交深圳市龙岗再生资源有限公司收购。工业垃圾(含生活垃圾)371车,约1013m³,全部运到东山垃圾场填埋。在危险废物方面收集的废旧日光灯管和废干电池,分类存放在设备码头旁的工业废物存放场,待存放到一定量后再进行处理。电站历年工业废物处理产量见表5.4.4-1。

表 5.4.4-1 历年工业废物处理产量

	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
废钢铁/t	—	—	436.16	33.5	29.5	208.51	145.44*
废油/m ³	138	55	36	25	27.2	52	118**
一般工业垃圾/m ³	2400	2000	120	130	1192	1196	1013
废日光灯管/根	—	—	—	—	—	18000	—
废干电池/t	—	—	—	—	—	1.18	—

*2002年拆除设备码头旁边的铁皮房,余下的废钢铁全部交由深圳市龙岗再生资源有限公司

**2002年废油较以往产生的废油有所增加,是因为大亚湾核电站2号机组主变压器抢修

2. 2002年工业废物处理主要工作

(1)就进一步细化现场工业废物的处理,由电站相关单位组成小组对深圳市工业废物处理单位进行现场考查。

(2)编写工业废物存放场管理程序,进一步加强工业废物存放场的分类存放管理。

(3)在岭澳核电站机组投入运行以后,岭澳核电站现场产生的工业废物全部送往大亚湾核电站工业废物存放场进行分类存放,统一处理。

(4)岭澳核电站增加了废干电池收集点,核电工地范围内现设有废干电池回收点28处。

5.4.5 环境监测与评估

1. 概述

由于 LNPS 投入运行, 按“应急与环保四统一”要求, 自本年度开始, 执行“大亚湾核电地区环境监测大纲”。2 月份, 新的 10 个辐射监测站、排放渠海水取样站开始试运行, 近一年的测量结果显示: 同一地点的新、老辐射监测站环境 γ 剂量率符合较好; 5 月份, 旧 AS1、AS2、AS3 辐射监测站的采样泵停止采集气溶胶样品, 新 AS1、AS2、AS3、AS4、AS5 辐射监测站的采样泵开始采集气溶胶样品, 采样系统运行状态良好。第二季度开始在岭澳核电站、北龙中低放固体废物处置场周围布放热释光剂量计 (TLD) 及便携式 γ 剂量率的定期定点巡测, 分析了北龙中低放固体废物处置场地下水。2002 年度大亚湾核电地区环境监测大纲列在表 5.4.5-1。

2002 年参加了“国际原子能机构分析质量控制服务中心 (IAEA/ACQS)”组织的国际 γ 谱核素分析和广东应急办组织的 γ 谱和环境剂量计的比对。电站实验室对 IAEA 58A、58B、67A、67B 等 4 个样品进行测量分析, 分析的核素为 ^{54}Mn 、 ^{57}Co 、 ^{60}Co 、 ^{65}Zn 、 ^{88}Y 、 ^{134}Cs 、 ^{137}Cs 、 ^{152}Eu 和 ^{241}Am , 34 个分析值与标准值相对偏差 (绝对值) 的平均值为 4.54%, 34 个分析数据中除 67A 样品中 ^{88}Y 的分析值与标准值偏差为 -12.3%, 不符合 IAEA 的评估要求外, 其余均符合 IAEA 的评估要求。

2002 年中国计量科学研究院对 OAL/LAL/EC 的 γ 谱 (5 台)、液闪测量仪 (4 台) 进行考核, 考核均取得较好的结果, 谱分析的核素为 ^{54}Mn 、 ^{137}Cs 和 ^{60}Co , 其分析值与标准值的相对偏差分别为: 3.1%、-1.9%、1.6%, 氡测量值与标准值的相对偏差为: -1.4%。

参加广东应急办组织的 γ 谱和环境剂量计的比对, 比对结果显示核电站所用的仪器和分析方法是能够满足应急辐射监测任务的需要。

2. 2002 年环境监测结果

(1) 辐射水平

对周围地区环境 γ 辐射水平的监测主要采取 3 种方式, 即 KRS (环境 γ 剂量率监测系统) 10 个辐射监测站 (分布在电站 10km 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, 便携式 γ 剂量率的定期定点巡测。

1) 10 个 γ 辐射连续监测站 2002 年度工作状况良好。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) 2002 年度 47 个测点热释光累积剂量测量值范围为 50.7~133.6 $\mu\text{Gy}/\text{月}$, 与本底调查时 33.4~145 $\mu\text{Gy}/\text{月}$ 的测量值无显著差异。

(2) 气溶胶放射性水平

在厂区边界 5 个监测站共采集了 1570 个样品, 采集率为 99.05%, 样品进行总 γ 测量分析, 分析 (D+1, D+6) 共 3 140 个测量数据未见异常, 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 ^7Be 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, 以活性炭滤盒采样 γ 谱分析放射性碘的浓度水平均小于 γ 谱探测限。

表 5.4.5-1 2002 年大亚湾核电区域正常运行期间环境放射性监测方案

监测介质		频度	采样 点数	采样数 (年)	年分析样 品数	采样点	监测分析项目	
陆 地 生 态	空	辐射量率	连续	5		AS1、AS2、AS3、AS4、AS5	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	
				5		BS1、BS2、BS3、BS4、BS5		
	气	环境 γ	季	47	188	188	电厂周围 50 公里	TLD
			季	47	188	188	电厂周围 50 公里	γ 辐射空气吸收剂量率
		环境 γ	季	36	144	144	核电站区域内定点测量	γ 辐射空气吸收剂量率
		气溶胶	日	5	1825	3650	AS1、AS2、AS3、AS4、AS5	总 β (总 β 偏高时,测 γ 谱)
		气溶胶	月	5	60	60	AS1、AS2、AS3、AS4、AS5	30 片测 γ 谱
		空气中碘	周	1	48	48	AS3	γ 谱
	水	雨水	降水期	2	24	72	AS1、岭下	总 β 、 ^1H 、pH
		地表水	半年	3	6	12	大坑、鹏城、岭澳水库	总 β 、 ^1H
		饮用水	季	1	4	12	01 楼	总 β 、总 α 、 ^1H 、
		地下水	月	2	24	74	P5、PR1	总 β 、 ^1H 、 ^{40}K 、 γ 谱(3月)
			季	3	12	39	LNPSA、LNPSB、LNPS C	总 β 、 ^1H 、 ^{40}K 、 γ 谱(2月),如果总 β 、 ^1H 偏高时采样周期改为月
			半年	2	4	8	岭下、风雨剧场	总 β 、 ^1H
	年	7	7	8	北龙	总 β 、 γ 谱(7#)		
	土 壤	土壤	年	10	10	11	大坑水库、鹏城果园、鹏城菜地、 长湾、北龙、岭澳水库、岭下等	γ 谱、 ^{90}Sr (鹏城果园)
		沉积物	年	1	1	1	大坑水库	γ 谱
		柑 桔	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、大鹏、水头	γ 谱
		萝卜	年	2	2	2	鹏城、大鹏、水头	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、 ^1H (有机氫 每年)		
海 洋 生 态	海 水	半年	4	6	22	H2(年)、H5(年)、H6、H9	总 β 、 ^{40}K 、 γ 谱、 ^{90}Sr (年)	
		季	10	40	240	H1~H10	^1H 、pH、DO、浊度、盐度、水温(水深 0.5m)	
		季	1	24	24	材料码头(每季采样 6 次)	^1H	
	排 放 渠 海 水	日	1	365	365	EC-B	总 β (总 γ)	
周		1	48	96	EC-B	^1H (7 天混合样)、pH(每周)		
海 洋 沉 积 物	潮间带	半年	4	8	10	H21、H22、H23、H24	γ 谱、 ^{90}Sr (东山 每年)	
	潮下带	半年	10	20	22	H1~H10	γ 谱、 ^{90}Sr (H2、H6 每年)	
甲 壳	虾	半年	2	3	5	西大亚湾、南澳(年)	γ 谱、 ^1H (有机氫 每年)	
	虾蛄	半年	1	2	2	西大亚湾	γ 谱	
软 体	墨鱼	年	2	2	4	西大亚湾、澳头	γ 谱、 ^1H (有机氫)	
	珍珠贝	半年	2	3	8	东山养殖场、澳头(年)	γ 谱、 ^1H (有机氫 每年)	
	青口	年	2	2	4	西大亚湾、澳头	γ 谱	
	尤鱼	年	1	1	2	西大亚湾	γ 谱、 ^1H (有机氫)	
	螺	半年	2	2	2	西大亚湾	γ 谱	
鱼	杂鱼	半年	1	2	2	设备码头	γ 谱、 ^1H (有机氫)	
	海鱼	年	1	1	1	西大亚湾	γ 谱	
	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、 沙缸吓、岭沃、大棘甲等	γ 谱、 ^1H (有机氫、专家村、岭澳)	
指示生物(牡蛎)	半年	1	2	5	东山	总 β 、 γ 谱、 ^1H (有机氫 每年)		

分析项目合计:总 β (气溶胶),3650;总 β (环境样品),80; ^{40}K ,42; γ 谱,202; ^1H (水),186;有机氫,13; ^{90}Sr ,8;TLD,168

(3) 淡水放射性

1) 雨水总 β 测量年平均值为 $70.9\text{Bq}/\text{m}^3$, 与本底调查时 $68\text{Bq}/\text{m}^3$ 的结果基本一致, 18 个雨水样品中仅 5 个样品测到痕量的氚, 雨水中氚的放射性含量 2002 年平均值为 $1.6\text{Bq}/\text{L}$ 与本底调查值($2.32\text{Bq}/\text{L}$)及运行后其它年度水平大致相当。

2) 地表水(水库水、饮用水)中总 β 放射性活度年平均值为 $46.0\text{Bq}/\text{m}^3$,与本底调查时 $77.0\text{Bq}/\text{m}^3$ 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 $163\text{Bq}/\text{m}^3$,与1994年至2001年的平均值 $228\text{Bq}/\text{m}^3$ 相比无显著变化。

地下水测氡24次,在厂区两个地下水井中均能测得痕量的氡,范围在 $1.3\sim 7.2\text{Bq}/\text{L}$ 之间,年平均值为 $2.6\text{Bq}/\text{L}$,与本底调查时平均值 $1.3\text{Bq}/\text{L}$ 相比略有升高,与2001年的 $5.7\text{Bq}/\text{L}$ 相比明显下降。初步分析是由于2002年大亚湾核电站液态流出物氡排放量比2001年下降了11%,且2002年降雨量与2001年相比明显下降。 γ 谱分析地下水中 $^{110}\text{Ag}^m$ 、 ^{60}Co 、 ^{137}Cs 、 ^{54}Mn 等人工核素均小于 γ 谱探测限。

(4) 生物样品的放射性水平

各种生物样品如柑桔、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

2002年度在10km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地区的天然放射性含量基本一致;表层土中 ^{137}Cs 含量的范围 $0.6\sim 2.3\text{Bq}/\text{kg}$,平均值为 $1.13 \pm 0.66\text{Bq}/\text{kg}$,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 $1.82 \pm 0.20\text{Bq}/\text{m}^3$, ^{90}Sr 平均活度 $1.5 \pm 0.3\text{Bq}/\text{m}^3$,分别与本底调查值($2.3\text{Bq}/\text{m}^3$ 和 $2.7\text{Bq}/\text{m}^3$)基本一致,无任何增高的趋势。除2002年7月排放期间在排放渠出口附近采集的海水样品中测到痕量的人工核素 ^{60}Co 外,其它人工核素 $^{110}\text{Ag}^m$ 、 ^{58}Co 、 ^{54}Mn 等均低于谱仪探测限。 ^{40}K 、 ^{226}Ra 、 ^{235}U 、 ^{232}Th 等天然核素和总 β 均在本底调查值涨落范围内。

2002年度在大亚湾海域共采集67个样品进行氡分析,重点测量核电站排放后海水中氡含量,分析结果如表5.4.5-2。

表 5.4.5-2 海水中氡含量分析结果

单位: Bq/L

样本	检测结果范围	检测结果均值	标准差
A类样本	1.3~37.4	3.7	5.9
B类样本	1.6~6.2	3.3	2.0
C类样本	1.3~2.6	1.4	0.34
总体结果	1.3~37.4	3.0	4.67

注: A类样本为采样时间在电站废液排放3d内的样本; B类样本为采样时间在电站废液排放3d~6d内的样本; C类样本为采样时间在电站废液排放6d后的样本。

海水中氡的含量与2001年相比无明显增加趋势。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

2002年度在西大亚湾水域共采集33个海洋沉积物样品,其中24个属潮下带,9个属潮间带,33个样品中 $^{110}\text{Ag}^m$ 含量全部低于仪器探测方法下限, ^{137}Cs 的平均活度为 $1.30 \pm 0.60\text{Bq}/\text{kg}$ 与本底调查时平均值 $1.8\text{Bq}/\text{kg}$ 基本一致。

3) 海洋软体动物

2002 年度采集软体动物 17 个样品, 6 个品种, 取自东山、澳头, 全部进行谱测量分析, 部分样品进行有机氟分析。仅在牡蛎样品和部分珍珠贝样品中测出痕量的 $^{110}\text{Ag}^m$, 东山 5 个牡蛎样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 比活度的范围为 0.14~0.60Bq/kg, 均值为 0.32Bq/kg, 标准差为 0.19Bq/kg。牡蛎样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 比活度的均值比 2001 年均值 0.19Bq/kg (鲜样) 相比略微升高, 其原因是本年度 $^{110}\text{Ag}^m$ 排放总量比 2001 年增加了 154%。

东山珍珠贝样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 比活度为 0.052Bq/kg (鲜样), 东山、澳头各 1 个珍珠贝样、东山 2 个螺样、东山 3 个青口样、东山鱿鱼 2 个样、东山和澳头各 1 个墨鱼样 $^{110}\text{Ag}^m$ 比活度均小于 γ 谱仪探测限, 对历年来东山珍珠贝样 ^{137}Cs 比活度统计检验结果显示 2002 年度东山珍珠贝样中 ^{137}Cs 比活度与历年相比无明显变化。

4) 甲壳动物

2002 年度采集甲壳类生物 7 个样品, 3 个品种, 取自东山、澳头、南澳 3 处, 对以上样品均进行 γ 谱测量分析, 部分样品进行总测量分析。4 个甲壳类生物样品测出了痕量的 $^{110}\text{Ag}^m$ 。甲壳类生物 2002 年度 $^{110}\text{Ag}^m$ 比活度的范围为 0.04~0.12Bq/kg (鲜样), 均值为 0.067Bq/kg, 标准差为 0.037Bq/kg。甲壳动物 ^{137}Cs 平均含量为 0.068Bq/kg 与第二期本底调查值 0.064Bq/kg 和 1994~2001 年年平均值 0.059Bq/kg 相比基本一致。

5) 鱼类

2002 年度对采集的样品进行总 β 、 γ 谱分析, 部分样品进行 ^{90}Sr 及有机氟分析。分析结果显示除 ^{90}Sr 、 ^{137}Cs 的含量在本底值范围内波动外, 未探测到其它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

2002 年度共采集 10 个站位 22 个马尾藻样品。22 个样品中仅 3 个样品测出了痕量的 $^{110}\text{Ag}^m$, 比活度的范围 0.18~0.48Bq/kg, 其余样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 比活度均小于 γ 谱仪探测限。2000 年以前藻类样品 $^{110}\text{Ag}^m$ 浓度较高的点分布在出水口一侧向西北岸的专家村以及排放渠对岸的沙缸吓、螺汗角, 北岸长湾一带, 南岸石坝嘴附近次之。2000 年 7 月新排放渠投入了使用后, $^{110}\text{Ag}^m$ 浓度较高的点出现在排放渠出口附近的岭澳海边。

专家村藻类样品中 ^{137}Cs 的含量水平在 0.029~0.075Bq/kg 之间, 平均值为 0.046Bq/kg, 与历年来专家村藻类样品中 ^{137}Cs 的含量相比无显著变化。

7) 有关非放液态污染物的监测, 仍采用每季度定期从排水口取样送龙岗环境监测站分析的方式来进行监督, 监测项目为 COD、BOD5、氨氮类、石油类、pH 值、磷酸盐、SS、总大肠菌群等。分析结果显示: 水质总体情况较好, 除石油类外其余项目符合二、三级海水标准。

由于大亚湾水域网养殖发展较多且除大亚湾核电站外较多工厂废液、油轮的废油、生活污水基本都未经处理排放大亚湾水体, 可能是造成石油类超标准的主要原因, 2002 年测量排放渠海水样品 pH 值的范围为 7.62~8.42, 均值为 8.16, 标准差为 0.2。每季度利用多探头水质监测仪 H_2O 测量 H1~H10 站位海水的 pH 值、温度、浊度、含盐量、溶解氧等项目。

(7) 结论

2002 年度电站环境监测工作严格遵循国家环保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, 结论如下:

1) 由于采取了一系列措施, 逐年降低了废液中放射性核素排放量, 2002 年度液态

流出物中非氚核素全年排放量仅为年限值的 0.33%。采集了 50 个生物样品进行 γ 谱分析, 其中仅 15 个生物样品中探测到痕量的放射性核素 $^{110}\text{Ag}^m$, 大亚湾内大部分马尾藻、东山珍珠贝样品放射性核素 $^{110}\text{Ag}^m$ 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 天后的样品大部份低于方法探测限水平。

3) 排放口周围海域和其它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) 岭澳核电站投产后大亚湾海域放射性水平与历年相比未有可察觉的变化。

5) 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, 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、岭澳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。

6) 广东大亚湾核电站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。2002 年度的监测结果表明地下水中氚活度水平与 2001 年相比明显下降, 但需继续关注。

总之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 $^{110}\text{Ag}^m$, 但 $^{110}\text{Ag}^m$ 放射性水平逐年呈明显下降趋势, 未对环境产生显著影响。

5.4.6 环境保护工作

2002 年, 环境管理体系运行有效, 总体环境状况良好。环境监测数据表明, 核电站周围环境的辐射水平基本保持在环境本底辐射水平的涨落范围之内。

1. 环境保护组织机构

公司建立的以环境管理者代表、副代表、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, 对推动公司的环境保护管理工作发挥着重要作用。

为适应群堆管理的需要, 2002 年将生产二部的环境管理工作纳入了公司环境管理体系, 增加了生产二部的相关人员为公司环境管理体系协调组成员。

2. 环保培训和宣传

2002 年, 公司继续加强环境保护培训和宣传。8 月份, 邀请国家环保总局环境管理认证培训中心副主任对公司环境管理体系内审员进行了培训, 使内审员的审核水平有很大提高。10 月份结合外审, 对各部门环保负责人、协调员进行了两次环保培训, 效果明显。认证监督审核期间, 公司员工的环保意识得到了认证检查人员的好评。

为落实管理评审要求的加强环境保护宣传的精神, 2002 年加大了环保宣传的力度。在“6.5 世界环境日”期间, 公司出版了 6.5 世界环境日专刊, 开展了清洁海滩和现场环境卫生等活动, 并首次对那些为公司环保工作做出较大贡献的员工进行了表彰。由于环保宣传的突出成绩, 公司被中共广东省委宣传部、省环保局评为“2002 年广东省环保宣传活动先进单位”。

2002年,公司继续同广东省环保局协办《环境》杂志刊物,每期均有核电的内容,对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。

3. 环境管理体系运行和认证

2002年,按照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。2002年公司ISO 14001环境管理体系通过认证三年期满,按标准规定应重新进行认证或换证。2002年1月28日和3月26日兴原质量认证中心对公司环境管理体系分别进行了第一和第二阶段的认证审核,新的认证证书于2002年4月16日颁发。

2002年12月16日至18日,兴原质量认证中心又对公司ISO 14001环境管理体系进行了监督审核。在这次审核中不仅没有发现不符合项,而且审核组对公司环境管理工作给予很高的评价,认为公司ISO 14001环境管理体系得到正确的实施和保持,并产生了明显的环境绩效,员工的环境保护意识日益提高;公司ISO 14001环境管理体系与组织原有管理体系能很好地相容,持续改进的思想深入人心已成为组织的理念;公司重要环境因素均以环境管理方案或运行控制等方式得到有效控制;公司遵守环境法律法规及其他要求,不存在违法超标现象;审核组推荐公司获得的ISO 14001环境管理体系认证证书保持有效。

此外,公司还非常关注和推动承包商ISO 14001环境管理体系的认证工作。目前,深圳东北核电建设公司、山东核电建设公司已通过ISO 14001环境管理体系认证并按ISO 14001标准的要求进行环境管理。深圳淮南电力检修公司已建立ISO 14001环境管理体系,正在准备认证审核。

4. 公司的环境治理

2002年继续加大环境整治和绿化、美化的力度,大亚湾核电地区的环境更加优美。

2002年新增、改造绿地13万多 m^2 ,植树造林2万多棵,六号路环境改造二期工程、泄洪区部分绿化和核电大道改造已见成效,特别是核电大道改造和绿化美化对提升公司的环保形象起到很大作用。公司获得了深圳市“园林式、花园式单位”的光荣称号。

生活垃圾分类工作已经在公司推行,垃圾分类处理率90%,回收率24%。医用垃圾收集、处理率已达100%。

2002年继续对核电一条街商铺进行监督检查,严禁商家销售含磷洗衣粉。检查确认,核电区域已无销售和使用含磷洗衣粉的行为。

废电池、废日光灯管、废碳粉盒继续收集储存,最后交合法承包商进行处理。2002年共回收废电池1000多公斤,废日光灯管9000多支,废碳粉盒1132个。

5. 节能降耗工作进一步深入

2002年继续对影响机组发电出力的RPN控制参数进行调整,两台机组的电功率水平在2002年夏季比往年同期显著提高,每台机组提高10MW左右。

2002年在厂外路灯照明系统上加装了2台节电器,运行表明,节电效果明显,节电率达到40%。

2002年确定了以生产一部化学科为核电工地范围内水务工作的归口管理部门,理顺了节水工作关系,实现了水务工作管理一体化。

为节约用水,做好废水复用工作,已在南区污水站的清水池制作并安装了污水回用的出水管道。

6. 生活污水管理加强

维修部服务处接手污水站管理以来,做了大量的工作。确定了专人负责,加强了监督和检查,编写了污水站技术规范、运行操作程序和设备检修规程,为全面规范的管理提供了依据和保障。为保证各污水站的正常运行,还编写了《污水站备品备件暂行管理规定》,规范了各污水站的备品备件的采购和管理。并在专家村污水站建立并完善了备品备件仓库和化学药品存放点,在南区污水站设立了备品备件存放点。

2002年,核电工地现场投入运行的七个污水站(专家村、南区、北区、一核ED1、ED2、ED3和二核ED1)总体运行情况良好。

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同广东省环境辐射监测中心开展数据比对工作。

2002年生活污水的监测结果显示,生活污水处理效果良好,有147t处理后的废水复用,浇灌花草。

5.5 电站应急计划管理

1. 电站应急响应能力的维持

(1) 应急培训

新员工应急培训(课程代号366),开设7期,培训147人;员工授权应急复训(课程代号614),开设12期,培训322人;核电站工作基础授权培训(应急)(课程代号862),开设9期,培训186人。

针对新建的技术支持平台上,组织技术支持组人员上机操练机组状态诊断与预测计算机辅助系统(SESAME-GNP)和事故后果评价计算机辅助系统(RACAS),熟悉3D/3P的事故诊断过程。共66人次参加培训和上机操练。

(2) 应急演习与演练

按照应急准备工作计划,于7月11日和11月21日分别进行了本年度的两次场内综合应急演习,应急指挥部及其他所有应急响应组全部参加,EDF应急中心配合。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,检验应急组织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。同时,初步检验技术支持组第一次在新建立的技术支持平台上(使用SESAME和RACAS计算机辅助系统)进行应急响应的有效性。经过参演人员的努力,两次演习均完成了预期响应行动,达到了演习的目的。

2. 优化场内应急准备,修改再版《GNPS/LNPS场内应急计划》

根据国家有关应急导则的变化和实施的改进行动,对场内应急准备进行优化,同时对《GNPS/LNPS场内应急计划》(第1版)进行了修改再版,形成第2版。

(1) 使用新标准

应急干预原则与干预水平的变化。第1版应急计划中采用的干预原则与干预水平遵照了国家核安全局1990年发布的核安全导则《核事故应急时对公众防护的干预水平和原则》,及与该干预水平相配套的用于可直接测量的辐射水平的干预水平(当时称作导出干预水平),这些数据来自于国家核安全局1991年颁布的《核事故辐射应急时对公众防护的导出干预水平》。

2002年1月8日国防科工委、国家环保总局和卫生部就干预原则和干预水平联合编制

出版了核应急管理导则《核或辐射应急的干预原则与干预水平》，并要求遵照执行。该导则与原导则相比，在应急干预原则和干预水平的内容和应用方法上都有很大的变化。为适应这一变化，电站根据新导则规定的有关原则对 GNPS/LNPS 场内应急计划作了相应的修改。

在采用了新导则后，原来的导出干预水平这一概念不再适用，而目前我国针对新的干预水平如何推导出与便于测量的辐射水平相对应的干预水平的技术导则还未出台。为此，电站参考了 IAEA 的有关技术文件（IAEA-TECDOC953, TECDOC955 和 TECDOC1092），在 GNPS/LNPS 应急计划中采用了操作干预水平这一概念及其推导方法，并借用了 IAEA 推荐的操作干预水平作为计划的缺省值。

（2）调整应急中心

GNPS/LNPS 应急指挥中心原本有两处，应急待命时的指挥中心在 BX（LBX）楼，厂房应急及以上状态时指挥中心在 EM 楼。根据实践经验，为简化启动过程和避免由于应急状态升级指挥中心转移过程可能带来的混乱，根据 PNSC 的决议，取消 BX（LBX）楼的应急中心，将 EM 楼作为唯一的应急指挥中心。

（3）优化应急响应组织

根据电站的经验反馈，2002 年对 GNPS/LNPS 的应急值班组织进行了调整，取消了一些非必须的岗位，对有些岗位的位置进行了调换，此外还对一些岗位的担任资格重新进行定义。

3. 改进应急准备技术

（1）建立机组状态诊断与预测计算机辅助系统（SESAME-GNP）

引进新的技术支持平台，建立机组状态诊断与预测计算机辅助系统（SESAME-GNP）。技术支持组利用该系统作为辅助工具进行事故状态评价和源项计算。SESAME-GNP 系统由如下几个部分组成：

1) 数据获取部分：实时获取与事故分析相关的事故机组的状态参数，并以适当的格式储存和显示，为其他计算模块共享。在传输线路故障时，可进行手动输入；

2) 3D/3P（法国核安全局和 EDF 用于在事故工况下评价三道屏障状态的方法）诊断和预测：利用实时状态参数诊断和预测三道屏障的状态，分析事故的主要特征；

3) 失冷事故计算：用于诊断冷却剂丧失（LOCA）事故或者蒸汽发生器断管事故（SGTR）下的破口尺寸；

4) 堆芯裸露时间预测：用于预测失冷事故下堆芯开始裸露的时间；

5) 氢爆风险评价：用于诊断是否存在氢爆风险以及与此相关的一些后果；

6) 源项估算：诊断和预测 LOCA 事故和 SGTR 事故下裂变产物向环境的释放量。

当发生事故时，SESAME-GNP 系统将通过工业数据网（KDC）自动获取事故机组的参数，首先利用这些参数进行 3D/3P 诊断和预测。若发生 LOCA 或 SGTR 事故，则利用该系统计算破口尺寸以及释放到环境中的放射性总量。若分析表明堆芯可能裸露，则计算堆芯开始裸露、包壳破损以及堆芯熔化的时间以及相关的放射性释放总量。

（2）改进事故后果评价计算机辅助系统（RACAS）

为适应大亚湾核电站、岭澳核电工地的复杂地形，改进后的事故后果评价系统采用两种大气扩散计算模型——用于初始快速评价的分段高斯烟羽模型和用于精细计算的拉格朗日烟团模型。分段高斯模型是在高斯直线模型的基础上增加了风向的变化，拉格朗日烟团模型通过依次释放一系列高斯烟团来模拟随时间变化的连续释放，该模型可以很好地

处理非均匀不稳定的气象条件。

风场的计算采用了三种模型，包括预处理模型、线性流风场模型和质量守恒风场模型，分别为分段高斯模型和拉格朗日烟团模型提供气象参数。气象参数来自于大亚湾气象监测系统和广东省气象中心。

该评价系统所需的源项包括可自动选择的典型事故源项、SESAME-GNP系统输出的源项以及用户根据事故情况手工输入的源项。

改进后的事故后果评价系统可计算有效剂量、甲状腺剂量、可避免剂量等。该系统还包括地理信息系统，可显示厂址周围80km范围内的地理环境、放射性分布状况、10km范围人口、重要居民点等重要信息。

4. 岭澳核电站 Pre-OSART 复审

IAEA专家组于2002年11月对岭澳核电站 Pre-OSART 改进行动进行跟踪复审。其中应急准备领域改进行动状态如下：

(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。状态：进展满意。

(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。状态：已关闭。

(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。状态：已关闭。

(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。状态：已关闭。

(5) 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。状态：已关闭。

5. 应急启动与响应

(1) 3月12日大亚湾核电站2号机组主变压器故障的应急启动与响应

01:09 大亚湾核电站2号机组主变压器C相发生故障，发电机与电网解列，反应堆自动停堆。主控制室操纵员由事故诊断(DEC)规程进入I2-1规程，按失去主厂外电源的事故处理；

01:45 自事发36分钟后辅助变压器9LGR001TA和002TA分别跳闸一次，主控制室操纵员使用I2-2规程；

02:00 电厂根据程序启动应急组织，进入应急待命状态，并向场外应急组织报告。

02:35 现场得到控制，机组后退至安全状态，应急状态解除。

(2) 12月8日岭澳核电站2号机组外电源故障的应急启动与响应

03:40 前，启动1CRF001PO后，由于差动保护动作导致该泵跳闸，同时引起厂用变压器A相重瓦斯保护动作，0GEW320JA/330JA跳开。由于厂用变压器失电，机组成功切换到辅助变压器供电。机组稳定在RRA连接的双相中间停堆状态。

03:40，为复位YA火警盘事故报警，运行人员发现GB管廊YA段有烟冒出地面且空气中有焦糊味，检查发现该段管廊电缆冒烟。立即启动二级干预队和消防队。与此同时L341电缆间消防玻璃泡破碎，喷淋启动。经检查均为岭澳9LGR至LGB电缆过热引起。立即停运2RCP003PO，启动2LHP向2LHA供电，隔离9LGR201TA，一回路降压并灭汽腔，发电机紧急排氢并充二氧化碳。

05:00, 火灾隐患消除。

05:14, 宣布应急待命。电厂根据程序启动应急组织, 进入应急待命状态, 并向场外应急组织报告。

06:24, 退到正常冷停堆状态, 保证在正常冷停堆状态下最少一路厂外电源可用。终止应急待命。

5.6 职业健康管理

5.6.1 电站职业医疗健康管理的 basic 任务和要素

电站职业医疗健康管理的 basic 任务包括个人剂量管理、职业危害防治、职业健康监督、职业健康促进和医学应急准备。基本要素包括个人剂量监测与管理, 职业危害因素的调查、监测、评价和卫生学防护, 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, 异常照射情况下的医学干预, 医学应急计划与准备, 急救知识的培训与演练(自救互救工程), 职业健康知识的宣传和 education, 职业健康促进, 过量照射人员的医学观察和随访, 职业流行病学调查, 职业心理学服务, 职业健康档案管理, 职业人群健康评价, 职业病诊断和管理以及职业损伤法律诉讼的相关工作。

5.6.2 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 2.5 章节和 3.5 章节的“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。2002 年度大亚湾核电站外照射集体剂量为 734.776 人·mSv, 人均剂量为 0.362mSv, 最大个人累积剂量为 6.697mSv; 中子集体剂量为 1.340 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 2 888 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

通过对噪声、高温、电磁辐射、工作环境的空气质量(包括气压、风速、气温、空气离子、可吸入颗粒物浓度、CO 和 CO₂ 浓度及细菌总数等)、照度等项目的监测表明, 电站的各项监测指标与 2001 年相比无明显变化, 均在可控制范围内。

5.6.3 职业健康监督

2002 年度定期健康检查集中在 5~7 月进行, 1 427 人接受了健康检查, 7 人因出国, 11 人因外出培训(或出差), 4 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 35 人, 血压增高 87 人, 血脂增高 308 人, 血糖增高 28 人, 体重超重 257 人, 心电图异常 87 人, 脂肪肝 61 人, 转氨酶增高 125 人, 乙型肝炎表面抗原阳性 53 人, 慢性肾功能不全 4 人, 肾结石 13 人, 胆结石 15 人, 慢性胆囊炎 29 人, 尿检异常 21 人, 甲亢 3 人, 妇科疾病 4 人, 白细胞减低 31 人。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。

5.6.4 职业健康保健

2002年度大亚湾核电站的职业健康宣传和教育以健康专栏、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。2002年度编辑出版健康宣传材料84期,更换健康宣传栏宣传材料15000多份,对提高员工的卫生保健知识,增强员工自我保健的意识和能力,起到了积极的促进作用。

5.6.5 异常照射情况下医学干预的准备及实施

2002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,并采取了相应的措施,没有因外伤而发生内污染事故。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。

5.6.6 医学应急计划与准备

2002年为核电工地承包商医务人员,核服总医疗中心医务人员,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41期急救培训,共有2500多人参加。应急急救演习都达到了规定的应急响应要求。

现场放置的创伤急救箱、保健药箱、救护车、洗眼器和淋浴器,以及现场去污室、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%。

5.7 综合管理

5.7.1 计划及管理

5.7.1.1 年度发电计划执行情况及电网状况

1. 大亚湾核电站2002年发电计划执行情况

(1) 2002年发电计划概述

2001年底的广东核电合营有限公司第59次董事会会议批准大亚湾核电站2002年计划上网电量为143亿kW·h,向电网按145亿kW·h申请。在2002年年初广东省发展计划委员会和经济贸易委员会联合下发的粤计基【2002】103号文中批准2002年大亚湾核电站计划上网电量为145亿kW·h。

后来因大亚湾2号机组生产情况发生重大变化,经合营公司第61次董事会批准,2002年目标上网电量调整为138亿kW·h,向电网按139.5亿kW·h上报。

(2) 全年主要情况描述

全年完成 141.16 亿 kW·h 上网电量，并创造了连续第 3 年上网超过 140 亿度和单月上网 14.20 亿 kW·h 的新记录。

由于 2 号机组的故障停机检修损失等效满功率日达 53.67 天，造成 2002 年的上网电量、能力因子都较 2001 年低。非计划能力损失因子更是远远超过了同期水平。此次故障造成上网能力减少约 12 亿 kW·h，2 号机组非计划能力因子损失约达 14.84%。

(3) 发电计划具体执行情况

2002 年全年发电计划各项指标执行情况见表 5.7.1.1-1。

1) 发电量及其销售情况

2002 年累计上网电量达到 141.162 亿 kW·h。其中 70% 售给中华电力为 98.81 亿 kW·h，30% 售给广电为 42.35 亿 kW·h。

2) 强迫停机及设备失效

2002 年累计发生强迫停机及设备失效减载天数共 55.04 天，非计划能力损失因子为 7.54%。上半年发生非计划与电网解列 5 次。其停机事件简要描述如下：

① 2002 年 1 月 12 日，因 1ARE032VL 供气回路故障，大亚湾核电站 1 号机组反应堆自动停堆，汽轮发电机跳闸。造成停机损失 0.125 天。

② 1 月 12 日 19:27，1 号机组并网后由于 1GCT121VV “反馈杆”断裂导致 121VV 全开，机组再次停运。造成停机损失 0.675 天。

③ 3 月 12 日 1:09，因 2 号主变压器 C 相故障，反应堆自动停堆。主变压器检修工作结束后，于 3 月 26 日 21:43 开始并网升功率。造成停机损失 14.855 天。

④ 3 月 26 日处理完主变压器故障并网升功率时，22:45 因汽机 10 号轴瓦振动高和 11 号轴瓦金属温度高而与电网解列。3 月 27 日 3:45，经检查后重新并网升功率。造成停机损失 0.433 天。

⑤ 3 月 27 日 12:50 因发电机转子接地故障又与电网解列。处理完发电机转子接地故障后，于 5 月 5 日 0:21 开始并网升功率，13:35 升至满功率。造成停机损失 38.81 天。

3) 外部原因减载

由于争取到电网的大力支持加上 2002 年广东省供电形势偏紧，电网原因减载很少，全年仅 2.58 天，减载只有三次。

① 1 号机组因元旦期间的电网负荷水平低而减载损失 0.26 天。

② 2 号机组因电网春节期间的保电安排而减载损失 2.12 天。

③ 因受台风“黑格比”影响，根据中电调度指令 1，2 号机组于 9 月 11 日—9 月 12 日减载到 760MW 运行，减载损失等效 0.2 天。

表 5.7.1.1-1 2002 年全年发电计划各项指标执行情况

发电计划指标	2002 年	2001 年	同比增减
上网电量/亿 kW·h	141.16	143.648	-2.488
机组可用率/%	85.88	89.455	-3.575
负荷因子/%	85.55	87.02	-1.47
全年非计划能力损失因子/%	7.54	2.045	5.495
减载等效天数/d	2.58	15.70	-13.12
强停及设备失效减载/d	55.04	13.64	41.4
非计划与电网解列次数	5	2	3

4) 燃料管理

上半年2号机组因主变压器和发电机转子接地故障长时间停运,导致1、2号机组的燃料消耗和原装载计划相比有较大差距。截止2002年底大亚湾核电站1号机组燃耗为304.98EFPD,2号机组燃耗为297.07EFPD。预计1号机组第九循环的停堆燃耗将为380EFPD,超出燃料装载长度369EFPD近11EFPD,将安排实施延伸运行(STRETCH-OUT)。2号机组第九循环的停堆燃耗预计为322EFPD,与实际装载长度351EFPD相差29EFPD,将产生弃料。

2. 岭澳核电站发电计划执行情况

(1) 2002年发电计划概述

根据2001年底的调试计划岭澳核电站1号机组计划于2002年7月15日商运,据此在2002年年初广东省发展计划委员会和经济贸易委员会联合下发的粤计基【2002】103号文中批准2002年岭澳核电站计划上网电量为39亿kW·h。

后因岭澳核电站机组调试进展顺利,1号机组于5月28日0:00宣布进入商业运行,较原计划提前48天(原计划7月15日),2号机组于9月14日10:35首次并网成功,较原计划提前92天(原计划12月15日)。鉴于以上实际情况经与广东省相关部门多次协商,于2002年10月24日正式回文粤计基函【2002】268号文同意岭澳核电站1号机组2002年上网计划调整为50.4亿kW·h,其中,调试电价电量11.4亿kW·h,商运电价电量39亿kW·h,岭澳核电站2号机组2002年调试电价电量7亿kW·h。

(2) 发电计划具体执行情况

1) 上网电量及其销售情况

岭澳核电站1号机组于5月28日0:00宣布商业运行,6月15日开始执行商业运行电价。2002年1号机组完成调试上网电量7.45亿kW·h,商业运行上网电量45.84亿kW·h,2号机组完成调试上网电量5.32亿kW·h。5月28日前上网电量为1.62亿kW·h,5月28日后上网电量为0.85亿kW·h。

2) 强迫停机及设备失效减载

岭澳核电站1号机组宣布商业运行后,一直保持安全稳定运行,2002年商业运行后累计发生强迫停机及设备失效减载天数仅0.22天。

3) 外部原因减载

由于全年上网指标的限制和根据电网负荷需求情况,在10月份以后岭澳核电站1号机组因外部原因减载较多,共减载15.62天。

3. 电网生产运行情况

1) 广东电网生产及运行情况

广东电网需求保持稳定增长,电力负荷屡创新高,在9月达到最大值2008.1万kW,在负荷高峰期采取错峰用电等措施可以保持负荷平衡,但备用略显不足。

1~12月份广东省发电量累计1595.06亿kW·h,同比增长11.29%;全省外购电181.44亿kW·h(其中购西南电159.68亿kW·h、广电集团购香港电14.29亿kW·h、蛇口购香港电7.46亿kW·h),同比增长43.69%。全省发购电量1776.5亿kW·h,同比增长13.58%。实施《广东省错峰用电实施办法》,全省共实施错峰线路8069条次,全省日最大错峰负荷累计130万kW。

电力供应能力与用电需求矛盾突出。尽管全省电力供应基本保持平衡,但在负荷高峰期电力供应能力明显不足,突出表现在电力供应能力和电源备用不足。并且由于系统设备连续高负荷运转,无法按计划安排停运检修,安全存在隐患。

2) 香港电网生产及运行情况

2002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,2002年中电发电量311.93亿kW·h,同比增长5.1%。

5.7.1.2 电站预算管理和控制

1. 大亚湾核电站预算执行情况

2002年实际成本与预算相比节省了28%的费用,控制在年初制订的目标之内。生产运行维修成本决算数为3180.1万美元,比2001年节约560万美元,是大亚湾核电站商业运行以来成本费用最低的一年。主要的节省来源于以下方面:

- (1) 运行维修消耗材料决算占批准预算的88%,节省预算41.2万美元;
- (2) 运行维修消耗备品备件的决算占批准预算的87%,节省预算38.9万美元;
- (3) 厂外技术支持费的决算占批准预算的49%,节省预算265.3万美元;
- (4) 辅助生产设施运行维修费的决算占批准预算的63%,节省预算99.6万美元,比2001年度又有所下降;
- (5) 电厂外购电费的决算占预算的76%,节省预算71.3万美元,比2001年度大幅下降;
- (6) 信息资料交流费的决算占预算的45%,节省预算28.3万美元;
- (7) 电厂培训费的决算占预算的35%,节省预算83.9万美元;
- (8) 电厂环境监测和保护费的决算占预算的61%,节省预算34.9万美元;
- (9) 1号机组第八次换料大修的决算占预算的68%,节省预算352.4万美元;由于大修工期的缩短及大修外包项目不断引入竞争机制,使承包商单价有不同程度的下降,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2002年大修费用处于历史最低水平;
- (10) 电厂行政管理费决算占批准预算的79%,节省预算39.5万美元,比2001年度又有所下降。

2. 岭澳核电站预算执行情况

(1) 生产预算执行情况

2002年5月,岭澳核电站1号机组投入商业运行,其生产运行维修成本主要包括1号机组运行维修所发生的费用。由于1号机组刚投入生产,除日常运行费用外其他费用发生较少,加上工程保修及资源共享的原因,使岭澳核电站1号机组实际生产成本与预算相比大大节省。生产运行维修成本决算数比预算节约532.6万美元。

具体来看,较大的节省主要来自以下方面:

- 1) 运行维修消耗材料和备品备件节省预算135.4万美元;
- 2) 厂外劳务支持费节省预算81.1万美元;
- 3) 辅助生产设施运行维修费节省预算69.2万美元;
- 4) 电厂外购电费节省预算135.9万美元;
- 5) 厂外技术支持费节省预算24.3万美元;
- 6) 环境监测和保护费节省预算10万美元;

7) 电厂行政管理费节省预算 40.6 万美元。

(2) 生产准备预算执行情况

2002 年生产准备预算由 1 号机组 2002 年 5 月商业运行前的费用和 2 号机组整年度费用构成, 实际支出与预算相比节省了 23%, 控制在年初所制订的指标之内。生产准备实际支出为 3 072.9 万美元, 比预算节约 916.7 万美元。

具体来看, 较大的节省主要来自以下方面:

- 1) 生产准备消耗材料的决算占批准预算的 51%, 节省预算 113.1 万美元;
- 2) 专用工具仪器仪表的决算占批准预算的 49.06%, 节省预算 267.4 万美元;
- 3) 生产设施维护的决算占批准预算的 49.92%, 节省预算 132.9 万美元;
- 4) 外部劳务和技术支持的决算占批准预算的 39.75%, 节省预算 184.8 万美元;
- 5) 生产准备管理费的决算占批准预算的 30.89%, 节省预算 42.5 万美元;
- 6) 技术规程编写、翻译出版的决算占批准预算的 65.37%, 节省预算 22.3 万美元。

4. 预算管理与成本控制改进

(1) 成本文化建设初见成效

在倡导安全文化、质量文化的同时, 针对竞价上网的形势发展需要, 2002 年全面推进了公司的成本文化建设, 使企业全体员工建立成本文化的理念、主动节约成本的意识逐步增强。2002 年主要开展了以下具体工作: 首次在《核电人》上开辟了“成本文化专栏”, 开展宣传工作; 开展了成本文化第二次全员培训; 编写完成了成本文化宣传手册; 优化十大成本控制问题, 提出成本控制改进主要项目, 制订成本文化建设的下一步工作目标和计划。

(2) 预算和成本控制的良好实践

1) 根据群堆管理协议的要求, 成本控制部门合理安排, 协调大亚湾核电站、岭澳核电站预算, 尽可能利用群堆管理的规模优势实现资源共享, 降低了两个电站的生产成本。

2) 成本控制部门与现场执行处紧密联系, 加强同各成本中心的沟通交流, 定期反馈预算执行信息, 并协助成本中心进行重大项目的经济可行性分析等, 为深化电厂成本控制、提高公司经济效益发挥了积极作用。

3) 继续推进成本文化和成本控制政策的培训, 提高了员工的成本控制意识, 同时联合财务部门实施成本中心考核办法, 建立了成本控制的责、权、利相结合的管理制度; 通过继续推行和完善预算分级管理制度, 使各成本中心更加关心和重视自己的预算执行情况, 尽量减少不必要的成本的发生。

4) 对岭澳生产准备预算进行全面总结, 编写了相应的专题报告, 对生产准备预算管理中的经验和存在的问题进行全面分析, 提出了今后的改进建议, 为广东核电未来的发展提供支持。

(3) ABC 项目取得初步成果

为了卓有成效地开展 ABC 工作, 在 2001 年宣传 ABC 理念的基础上, 经生产五部管理计划研讨会讨论, 决定于 2002 年率先在维修领域研究实施 ABC 项目。经过前期的准备, ABC 项目组取得了实质性进展, 主要完成了如下工作: 编制了维修领域的 ABC 项目工作导则; 编制了维修领域标准活动清单; 对维修部 7 个处的处长、准备科科长和预算协调员多次进行了 ABC 培训和交流; 完成了维修领域的 ABC 模型的建立, 取得了初步成果; 制定了 ABC 的 QPR 软件的采购计划; 着手 ABC 预算方法的研究, 优化电站预算管理体系。

(4) 离线固定资产管理系统(OAMS)开发

截至2002年11月,大亚湾核电站生产离线固定资产共计700余类9000多件,总价值超过了2亿元人民币,对于这些价值高、专业化的资产,现阶段的管理办法是在初始立项阶段、采购阶段、验收领用阶段分别在预算管理系统、财务系统以及COMIS系统中分别进行在线跟踪,但在资产实物被各使用部门领用以后,由各部门自行采取建立台帐、开发小系统等方式进行资产的实物管理,资产管理各自独立,资产的信息不能共享,资产的安全性缺乏有效的监督和控制,重复采购、资产的使用效率低等现象时有发生,无法满足对资产管理帐实相符的要求和公司资源共享、降低成本的管理要求,因此,决定开发离线固定资产管理系统来全面解决资产的实物管理。2002年完成的主要工作有:

1) 确定OAMS系统开发目标。通过开发实物管理系统,完善公司生产离线固定资产管理,使固定资产管理通过电子化手段实现从立项到采购、验收、实物管理、处置的全过程在线管理,消除信息孤岛,实现资源共享,确保公司固定资产得到安全合理使用,并保证实物帐与财务帐相符。

2) 确定OAMS系统开发思路。针对目前存在的问题,提出了生产离线固定资产全过程管理的概念,除了在预算系统、财务系统和COMIS系统对资产形成的前期,即立项、采购、支付进行在线管理外,开发一套实物管理系统对资产在使用过程的借用、检定、维修等流程直到资产的盘点、报废进行在线监督,并与预算、财务和COMIS相联,使生产离线资产实现从立项到报废的全过程在线监督管理。

3) 理顺离线资产管理 workflow,修改完善用户需求。在原先提出的资产管理流程初稿基础上,根据电站实际情况,对资产入库、借出、归还、检定、维修、盘点、报废、转让和丢失整个流程进行了调整和优化,重新修改了用户需求,目前着手编程准备工作。

5.7.1.3 部门管理计划

1. 电站一体化指标完成情况(见表5.7.1.3-1)

2002年电站一体化指标中,GNPS有33项,达标的年度指标有22项。未达标的年度指标有WANO业绩指数、能力因子、非计划能力损失因子、化学指标、非计划解列、非计划紧急停堆次数、行动按期完成率、集体剂量、工业事故率、上网电量、负荷因子。

2002年电站一体化指标中,LNPS有35项,达标的年度指标有30项。未达标的年度指标有化学指标、专设安全系统性能、一级工作申请数量、风险度、行动按期完成率。

2. 改进计划执行情况

2002年生产线改进计划共有7个改进项。截至到2002年12月31日,根据CIS改进计划跟踪系统显示改进计划的完成率为97%,状态满意。主要项目的进展如下:

(1) 安全质量改进

2002年的安全质量改进主要从EFQM模型研究、风险指引型安全管理模式研究、技术规范优化、五星管理改进以及LNPS的职业安全改进共5个方面进行。

2002年完成了EFQM模型的对比研究并向经理部汇报,确定了2003年的改进计划;风险指引型安全管理研究方面,2002年主要研究在电站推行风险安全管理的必要性以及如何开展,并最终形成了可行性报告,为2003年该项目的继续推进提供了良好的基础;五星管理方面,完成了外部专家评审,完成了厂房经理、安全员的调整,完成安全器材管理优化,基本完成标准作业现场的试点工作。LNPS完成了商业运行后厂房安全、职业安全的优化。

表 5.7.1.3-1 电站一体化指标完成情况

业绩领域		指标名称	大亚湾核电站		岭澳核电站	
			目标	实际值	目标	实际值
综合业绩		WANO 业绩指数	90.6	77	—	—
正常运行	生产能力	能力因子/%	≥ 90	85.88	≥ 98.5	99.92
		非计划能力损失因子/%	≤ 1.5	7.54	≤ 1.5	0
		与电网非计划解列次数(单机)	≤ 1	1.5	≤ 1	0
		热性能	≥ 99.5	100	≥ 98	99.67
	设备状况	化学指标	≤ 1.01	1.04	≤ 1.03	1.63
		一级工作申请数量/(张/月)	≤ 52	36	≤ 52	65
		0、1、2级纠正性维修 周转工作量/张	≤ 70	37	≤ 70	63
		MR 申请数量/个	≤ 100		GNPS+LNPS:41+20	
		NCR OPEN 数量/个	≤ 50	35	≤ 80	33
		风险度	风险指数	≤ 1.1	1.012	≤ 1.2*
低风险运行	系统安全性 及可靠性	非计划自动停堆次数(单机)	≤ 0.5	1.5	≤ 1*	0
		专设安全系统不可用率	≤ 0.005	0.001	≤ 0.008*	0.011
		第一组 I ₀ 总消耗比	≤ 6.5	5.9	≤ 9	3.30
	三道屏障 完整性	燃料可靠性/(Bq/g)	≤ 18.5	0.42	≤ 18.5*	0.07
		一回路泄漏率/(L/h)	≤ 30	17.50	≤ 30*	16.37
	辐射防护 水平	集体剂量/(人·mSv,单机)	≤ 350	367.5	≤ 180	25.56
	环境保护与 三废控制	废气排放比例/%	≤ 2.0	1.22	≤ 1.7	0.58
		废液排放比例/%	≤ 1.0	0.33	≤ 1.05	0.02
		固体废物产生量/(m ³ 全厂)	≤ 140	126.96	≤ 110	12.57
	职业安全 水平	工业事故率	≤ 0.1	0.124	≤ 0.2	0
火灾未遂次数/次		≤ 8	4	≤ 7	4	
工业未遂次数/次		≤ 15	13	≤ 8	13	
人员表现	安全文化 综合水平	安全文化指数	≥ 80	>80	≥ 80	—
	对程序法 规的态度	QA 发现违反程序缺陷比率/%	≤ 20		20(生产五部值)	
		超过 100 天未关闭的 CAR 数量/份	≤ 2		4(生产五部值)	
	持续改进	电站行动按期完成率/%	≥ 90		<90(生产五部值)	
		全员培训比例/%	7~8		7.94	
经济运行	生产成本	上网电量/亿 kW·h	≥ 143	141.16	≥ 32	45.83
		负荷因子/%	≥ 87.9	85.55	≥ 84.4	92.03
	资源成本	承包商人数与编制人数之比/%	≤ 35		23	
		运行维修成本/ (美元/MW·h)	≤ 4	1.77	≤ 4.2	—
二核工程	工程接产	动态保留项清除率(I类)	—	—	≥ 90	99.74
		动态保留项清除率(总体)	—	—	≥ 80	98.62
		往返三次未签字申请数	—	—	≤ 8	1
		移交检查按时返回率/%	—	—	≥ 95	100
		SDM 按计划审查完成率/%	—	—	≥ 90	100
		SDM 文件变更修改率/%	—	—	100	100

注：带 * 的数据统计期间自岭澳核电站商业运行起

(2) 日常生产改进

2002 年日常生产改进主要是 GNPS 日常项目组的正式运作、LNPS 日常项目组的试运行，以及电站人因失效改进。

2002年GNPS日常项目组正式运作，建立了考核和跟踪工具，并完成了相应程序的编写和修订；完成LNPS日常项目组的建立和运作。

2002年在生产五部开展了专项的“防止人因失效”改进计划，聘请了PII公司对GNPS的人因失效管理进行了评估，并针对现场进行了防止人因失效的专题录像拍摄，组织了全员的防止人因失效培训，另外根据PII的技术，开发了GNPS人因失效的管理巡视系统，并在2002年开始试运行。

（3）维修质量提升

2002年，在维修质量提升上，一方面继续深化RCM的应用，进一步优化COMIS系统，在维修部各处组织开展了“技能竞赛”活动，大大提高了现场维修人员的实际操作技能；另一方面，继续深化维修设备责任制，强化培训工作，同时对维修的备品备件管理工作作了进一步的优化和改进。

（4）大修整体优化

在大修整体优化方面，主要是根据群堆管理的需要，进一步优化四个堆的大修计划和发电计划，针对十年大修的来临，制定了十年大修项目大纲；同时，针对大修群堆管理的实际情况，在大修项目管理的组织结构形式上明确了各部门的职责；在大修质量管理方面，分别从大修承包商管理、质量管理、备品备件管理等方面进行了改进。

（5）移交接产

2002年圆满完成了移交接产各项工作，保证了LNPS两台机组顺利投入商业运行。

（6）技术管理改进

2002年在技术管理改进方面，主要从设备管理改进、十年安全评审、十年改造，以及燃料管理改进等方面进行优化和改进。在设备管理改进方面，2002年主要对重要设备的状态监督和趋势分析、RCA应用、RCM等方面进行了改进。十年大修改造方面，完成了第九次大修改造项目的审查工作。十年安全评审方面，基本完成了各专题的评审工作。燃料管理改进方面，完成了GNPS、LNPS的混合堆芯论证方案。

（7）管理效率提升与资源优化

2002年在管理效率提升与资源优化上，分别从会议、行动、ABC/ABM、培训、人力资源、后勤、物资供应等多方面提出了改进措施。

在会议精简与报告优化方面，2002年对生产线的会议和报告进行了统计分析，提出了改进建议。在纠正行动方面，由QAD牵头组织了行动有效性的调查和分析，提出了改进建议。在ABC/ABM方面，2002年完成了维修领域的ABC/ABM的分析工作，2003年已经具备了推行的基本条件。人力资源评估方面，完成了组织机构图的编制工作，并在公司统一安排下，参与了岗位评估工作。物资供应改进方面，实现了大亚湾核电站、澳岭核电站统一报关，进一步理顺了群堆管理下的供应商合同策略。培训改进方面，完善了电站的干部管理培训体系，并对承包商的资格培训进行了优化，另外，2002年也启动了新建技能培训中心的规划工作。

5.7.1.4 电站管理层工作会议

2002年大亚湾核电站和岭澳核电站继续按群堆管理模式进行运作，生产系统的组织机构仍然是生产一/二部、维修、技术和质保五个部。管理层会议加强了各部门之间的沟通协作，已成为推进电站各项工作不可缺少的管理手段。2002年召开的重要管理会议包括：

1. 生产线科长以上干部会议

第一次科长以上干部会议于4月2日召开,会议首先由良好实践开展较好的处长分别就目标管理、安全管理、设备监督管理、人因失误控制以及维修期间质保监督管理等五个方面发言;然后会议表彰了第八次大修的先进集体和先进工作者、2001年第三次和2002年第一次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛活动中的优胜单位以及2001年电站职业安全知识竞赛获奖单位,会上公司领导给各优胜单位和个人颁发了荣誉证书和奖金;最后公司领导就如何面对目前严峻形势,做好今年第二、三、四季度工作作了重要指示。

第二次科长以上干部会议于9月10日召开,大会应公司领导的要求,请审计部对生产五部全体与会干部就《公司纪律手册》进行了培训,并通过答题方式,加深理解。然后会议表彰了2002年岭澳核电站第一次和大亚湾核电站第二次“找设备缺陷,保机组安全”竞赛活动中的优胜单位,与会领导给各优胜单位颁发了荣誉证书和奖金。接着生产五部经理就“确定下半年安全生产、思考明年安全生产的主要措施”进行了主题性发言,最后集团公司王禹民董事长、钱智民总经理及公司总经理部领导就今后的工作提出了希望和要求。

2. 日常维修承包商政策改进会议

为提高承包商的使用效率,确立行之有效的承包商管理运作模式,维修部先后召开六次相关会议进行讨论,为日常维修承包商政策转变做好全面准备。

2002年3月7日召开由维修部各经理、处长及人事、合同部门代表参加的承包商政策讨论会,会上统一思想,确定了基本的改革构想。

此后日常维修承包商使用政策改进实施小组分别于5月21日、6月6日、6月27日及8月2日召开四次讨论会,负责该项目的维修部经理、处长、各处负责人及合同、人事、审计代表参加了会议,确定了日常承包商独立运作的具体流程及商务方案。

2002年12月18日,召开日常独立维修承包商人员培训授权内部协调会,合同、人事、培训、质保等代表参加,会上主要讨论在日常独立维修承包商工作模式改变后其培训和授权管理的要求。

3. 维修部管理研讨会

第一次会议于5月23日召开,经理部成员、各处处长、科长及主要班组长参加了会议,会上围绕2002年维修部管理理念“遵守程序、明星自检、写好报告、总结反馈”就“维修报告存在问题及改进建议”、“工作过程执行现状分析”、“大修管理现状与改进”等八个有关生产管理的重要课题进行了讨论,并提出了改进建议。

维修部科级建制设立后,为使新任科长尽快适应岗位需要,实现处、科级管理的规范化、制度化,于11月26日召开经理部成员、各处处长、科长及高级工程师参加的研讨会,并邀请公司总经理及电厂党委书记与会。会议就维修部基层管理注意问题进行了介绍和讨论,部署了各科亟待落实的组织、设备、绩效管理等三大层面的工作,为维修部科级建制的完善奠定了良好基础。

4. GNPJVC-EDF 维修组织与质量控制研讨会

为更好的适应群堆管理模式下四台机组的维修重任,汲取国外先进管理经验,11月11日至14日召开了本次研讨会,维修部经理和EDF代表团团长轮流主持会议,参加人员包括法国EDF公司、EDF北京办、秦山核电一、二、三期、江苏核电、总经理部EDF顾问、生产一部、生产二部、质保部、技术部以及维修部的员工及顾问。会议围绕如何提高维修

质量,共进行了涉及维修组织与管理、维修风险分析、承包商资格认证和监督三个方面的共13个议题的讲解和即时讨论,14日上午进行了分组专题讨论,讲解内容均系各自维修实践经验的概括和总结,可操作性强,对维修管理具有现实的借鉴作用和指导意义。

5. 大修研讨会

为总结第八次大修经验,为第九次大修开展做好准备,6月4日召开大修研讨会,生产、技术、质保及维修部门的代表参加本次会议,针对各部门提出的在大修中遇到的普遍性困难和问题进行了商讨并提出了解决方案。研讨内容涉及到组织管理、质量管理、技术管理、承包商管理、计划管理、工作票管理和大修活动管理共七个方面,且大部分涉及现场问题,较以往研讨大量管理方面的问题有很大区别,这表明大修工作的改进在逐步深入和细化,这也是大修工作不断进步的体现。

5.7.2 电站委员会

5.7.2.1 电站安全委员会

2002年1月1日起,两电站统一的电站核安全委员会(PNSC)正式开始运作。2002年6月,根据PNSC的建议,基于强化工业安全与辐射防护的管理、规范系统化安全管理并提高委员会运作效率的目的,电站工业安全及辐射防护委员会(PISRC)正式并入PNSC,合并后委员会更名为“电站安全委员会”(英文仍称PNSC)。

PNSC兼有原两个委员会的职能,并保留原PNSC的组织机构,只增加两电站保健物理处处长作为列席成员。合并后,会议频度以原PNSC的安排为主,根据情况定期召开会议,讨论两座电站工业安全、辐射防护和职业健康的重要问题。

2002年电站安全委员会(PNSC)共召开了27次会议,其中6次为特别会议。除部分常规议题外,预定的会议计划基本完成,共审议了109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31份,其中大亚湾核电站11份,岭澳核电站20份。核安全相关内部事件报告2份,均与岭澳核电站相关;

(2) 审批了3份PQOM/GOR规程的升版与编写;

(3) 审查了3个大修中需紧急处理的安全问题;

(4) 审查了21个核安全相关改造申请;

(5) 审查了17份核安全与工业安全相关的定期报告;

(6) 审查了30份核安全相关专题报告;

(7) 审查了2个其它议题。

2002年PNSC会议共形成70项决议及行动要求,按时完成45项,行动按时完成率为73%。

5.7.2.2 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。委员会每4个月召开1次会议。

2002年共召开了3次会议,讨论的主要议题包括:

- (1) 评估 CAR 和电站会议行动完成状态。
- (2) 分析 CAR 平均关闭时间未能达到 90 天目标的原因。
- (3) 修改“不遵守程序缺陷比率”指标。
- (4) 分析历次大修工作包检查结果。
- (5) 分析 QA 抽样验证情况。
- (6) 评估第八次大修的 QC 功能有效性。
- (7) 改进维修工作包准备的管理流程。
- (8) 讨论 QA 风险分析法修改方案。
- (9) 讨论 QAD 协助各部门解决疑难问题方法。

会议讨论的上述议题包括了一些电站（包括质保部内部）存在的基础性问题，特别是工作包准备和疑难问题解决的管理问题。通过委员会的讨论，3 次会议共制定了 4 项行动，以期对上述问题有所改善。会议行动如下：

- (1) 分析目前的设备维修工作状态，确定设备维修工作是否必须附图纸和解体规程。
- (2) 大修处组织有关 QC 人员讨论，围绕人员技能、设点、考核指标等问题提出改进措施。
- (3) 独立评估第九次大修工作包的准备质量。
- (4) 列出需解决的重大质量管理领域，并指派相应联系人与 QAD 一起确定明年要改进的计划。

至 2002 年底，这些行动除 1 项未完成外，其他 5 项已全部完成，平均完成时间为 34 天。

5.7.2.3 电站培训委员会

根据广东核电集团教培委工作会议及合营公司总经理部的指示精神，为了更好地开展生产技术培训，优化培训资源，经与各部门协商并经过电厂培训委员会第 41 次会议讨论，决定在原电厂培训委员会的基础上成立核电生产教育培训委员会（以下简称核电生产教培委 OTC），原电厂培训委员会（PTC）于 2002 年 3 月 31 日停止运作。核电生产教培委是生产培训管理的决策和协调推进机构，在公司总经理部领导下工作。其主要任务是：

- (1) 制定电站培训领域的方针、政策，审查培训大纲及有关的培训管理程序。
- (2) 协调各部门的培训需求，评估培训活动的有效性，提出培训管理改进建议。
- (3) 审批年度培训计划，协调和批准重大培训活动。
- (4) 对培训预算额度分配进行总体安排。
- (5) 贯彻、执行集团教培委的各项方针、政策。

核电生产教培委机构设置：主任 1 名（由公司总经理部主管生产的副总经理担任）；副主任 1 名（由主管培训中心所在部的部门经理担任）；秘书 1 名（由培训中心主任担任）。核电生产教培委委员为各部门负责培训工作的部门经理层人员。另外，各部不另设立分教育培训委员会，其职责由各部的核电生产教培委委员承担。具体部内日常培训协调工作由各部的培训协调员负责执行，培训协调员必要时可列席核电生产教培委会议。

核电生产教培委的运作：核电生产教培委原则上每季度召开 1 次会议，也可根据实际需要，由教培委主任（或副主任）召集，临时召开专题会议。

2002 年核电生产教培委共召开两次会议。各会议讨论的主要内容如下：

- (1) 批准公司管理层（科级及以上）干部培训项目申报及审批制度的规定。
- (2) 承包商人员培训与授权管理的改进。

- (3) 建立符合大亚湾核电站实际情况的员工工作时间与培训时间比。
- (4) 听取培训处关于《干部管理培训要求》程序的汇报。
- (5) 各位委员对《授权培训改进方案》的意见。

5.7.2.4 电站环境保护与三废管理委员会

电站环境保护与三废管理委员会 (PEWC) 为电站环境保护和三废管理工作的检查决策机构, 参与“三废”管理工作的服务处、运行处、设备管理处、保健物理处、核安全与环保处为常设成员, 设备管理处三废系统工程师为委员会秘书。2002年召开了3次PEWC会议和1次固体废物控制专题会议, 会议行动有效, 结果满意。

1. 三废产生与排放总体情况

2002年三废处理系统总体运行良好, 完成了公司的三废排放控制目标, 详见表5.7.2.4-1。

表 5.7.2.4-1 2002 年指标完成情况

	管理目标	实际完成
液态非氚核素	≤1%	0.33%
液态氚	≤35%	29.21%
惰性气体	≤2%	1.22%
放射性固体废物	≤140m ³	126.96m ³

2. 三废管理解决的主要问题

2002年三废系统设备总体运行正常, 故障较少。电站通过多次设备找缺陷活动, 及时发现并处理了一批隐性缺陷, 减少了设备的跑、冒、滴、漏, 减少了三废排放。大修期间, 三废系统工程师担任三废主管, 协调大修期间的废水分类和管理, 有效地控制了跑水事件, 取得了良好效果。2002年三废管理主要解决了下列问题:

- (1) 查出9TEP005DE自调试以来未投入使用、状态不明的原因。
- (2) 查出第八次大修期间地板水放射性超标的重要原因是EAS排水导致地板水污染。
- (3) 查出2002年非大修期间长期造成地板废水放射性异常升高的主要污染源为9TES018/026VS内漏。
- (4) 找到硼回收系统蒸馏液水箱9TEP006BA氧含量高的原因为胶囊老化龟裂。
- (5) 实施9TEP收到PTR系统的特殊传水, 共计回收2 400mg/L含硼水约120t。
- (6) 查出ND404/405(红区/橙区)跑水原因为9TES002BA的SED供水阀门内漏。
- (7) 完成了控制区厂房地坑、水箱专用工具的开发事宜, 2003年将投入使用。

3. 对环境产生较大影响的活动和事件

(1) 液态氚的排放

2002年大亚湾核电站液态氚的实际排放量虽然低于公司管理目标值, 但是由于氚无法处理, 未能及时排出的氚将积存在一回路, 使一回路氚浓度持续升高, 增加一回路氚向二回路泄漏和大修时辐射防护风险, 并对2003年流出物的排放造成压力。因此, PEWC委员会已经明确, 要求2003年严格执行新技术规范中关于一回路氚活度的15 000MBq/m³限值, 尽量降低一回路氚浓度。

2002年全年都在执行排氚计划, TEP05/06BA蒸馏液全部排往TER而没有复用。大亚湾核电站向环境排放液态氚42.36TBq, 占国家年限值(大亚湾核电站、岭澳核电站共

同申报) 145TBq 的 29.21%。由于排放口的改变, 排放条件得到改善, 环境中氙的测量无异常变化。

经过全年的排氙, 目前 1RCP 氙含量 $18\ 000\text{MBq/m}^3$ 左右, 2RCP 氙含量 $20\ 000\text{MBq/m}^3$ 左右, 距离 $15\ 000\text{MBq/m}^3$ 的新技术规范限值仍然偏高。2003 年排氙仍然是三废管理的一项主要工作。

(2) 乏燃料储存池、传输池疏水阀 1PTR166/172VB 内漏导致传输水池跑水

乏燃料储存池、传输池疏水阀 1PTR166/172VB 内漏导致传输水池跑水约 42m^3 , 对三废处理造成较大影响, 曾一度导致工艺废水、化学废水收集箱 9TEU001/002/005/006BA 全满, 工艺废水、化学废水收集箱丧失了机组正常运行的废水接收功能。因传输池内跑出的水为高硼、含铀的放射性废水, 大部分采用蒸发处理 (约 30m^3), 经三废小组讨论用即将失效的除盐床进行试验性处理, 取得良好效果, 少产生约 5m^3 的固体废物。此次跑水处理产生约 13m^3 固体废物, 对全年固体废物指标造成了较大影响。液态流出物排放约 0.07GBq , 占国家允许排放限值的 0.01%。通过 RCA 小组的深入分析, 阀门橡胶圈的老化是造成本起事件的根本原因, 并制定了相应的纠正措施。

(3) 硼回收系统蒸馏液水箱 9TEP005/006BA 氧含量高问题

9TEP005/006BA 氧含量高问题是由于 9TEP005BA 充水排气不充分造成, 在做好经验反馈的基础上, 已经开始对其进行全面充水排气, 现在已经合格。9TEP006BA 胶囊已经老化龟裂, 等备件更换。由于 2002 全年都在执行排氙计划, TEP005/006BA 蒸馏液都没有复用, 因此 9TEP005/006BA 氧含量高问题没有对三废系统造成不利影响。

9TEP005/006BA 蒸馏液作为 9REA001/002BA 的两路补水来源之一, 氧含量高将导致其不能为 9REA001/002BA 补水。若另一路补水来源 (9ASG001DZ) 因故不能为 9REA001/002BA 补水, 一回路将丧失补水来源, 对机组正常运行带来重大影响。因此 2003 年恢复 9TEP006BA 可用也将是三废小组的主要任务之一。

(4) 9TEU006PO 泵轴封频繁损坏

9TEU006PO 是 9TEU 系统的核心设备, 其机械密封是 9TEU006PO 泵的易损部件。更换机械密封将要全面隔离排空 9TEU001EV, 给 TEU 系统运行带来很大压力。由于应急措施有力, 2002 年 9TEU006PO 泵频繁损坏没有对三废系统运行造成重大影响。RCA 小组已经介入到 9TEU006PO 泵轴封频繁损坏的调查之中。2003 年三废排放(放射性废液、废气和固体废物)的指标将全面纳入集团与公司管理目标体系进行跟踪, PEWC 将继续加强三废小组的管理工作, 协助大亚湾核电站、岭澳核电站三废小组建立更有效的运作管理模式。

5.7.2.5 电站工程技术委员会

2002 年, 电站工程技术委员会 (PEC) 共召开了 15 次会议, 听取汇报和审议的题有 64 个, 其中审议的改造项目初评 (初步设计) 有 33 个, 19 个获得了通过。

与 2001 年比较, 2002 年 PEC 的议题内容有两个大的变化: 一是开始涉及岭澳核电站, PEC 的服务对象也实质上从一个核电站 (大亚湾核电站) 变为了两个核电站; 二是配合 PSR (十年安全评审) 工作推进的需要, 审议了一批 PSR 阶段工作成果, 包括防火改进的策略、鉴定设备清单、系统和设备分级清单、系统和安全屏障审评结果、严重事故缓解设施的改造计划、设备老化管理策略和思路、电气厂房火灾薄弱性环节分析结果和设备鉴定相关的改造计划等。

2002 年, PEC 会议审议通过的重要改造项目有:

- (1) 大亚湾核电站堆芯防稀释改造；
- (2) 大亚湾核电站 RCV 下泄管线改造；
- (3) 大亚湾核电站循环冷却海水出口防盐雾改造；
- (4) 大亚湾核电站常规岛大口径闸板阀增设平衡旁路；
- (5) 大亚湾核电站主泵保护逻辑修改；
- (6) 大亚湾核电站发电机转子绕组改造；
- (7) 大亚湾核电站制氢站全面更新改造；
- (8) 岭澳核电站 APP/APA 轴承温度高高跳泵信号取消；
- (9) 岭澳核电站混合堆芯和提高燃料富集度论证。

会议形成的重要管理决议有：

(1) 将“RCM分析后涉及的运行维修策略重大变化情况汇报”作为PEC的固定议题，每季度汇报一次；

(2) 终止大亚湾核电站主泵阻尼器取消论证合同，转而开始研究、引进EDF的维修大纲；

(3) 大亚湾核电站已实施的同样改造在岭澳核电站实施，仍需要PEC审议通过。

2002年，PEC委员作了些调整，人数减少到12名。包括技术部经理（担任PEC主席）、技术部副经理（担任PEC副主席）、技术部设备管理处、维修部静机处、转机处、电气处、仪控处、生产一部运行处、核安全与环保处、保健物理处、生产二部运行处、核安全与环保处代表各一名。各处推荐委员的资格要求是：副处长以上或高级工程师。

5.7.2.6 电站经验反馈委员会

2002年经验反馈委员会会议的时间间隔继续保持为每季度一次，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和相关的规程、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。

2002年电站在经验反馈委员会和经验反馈工程师周例会运作的基础上，11月份开始试运作电站异常事件讨论日例会，会议由生产五部经理主持，两电站的安全分析科科长与RCA小组负责人参与。会议讨论批准或者补充事件的界定、跟踪、安排负责分析根本原因部门等，讨论事件根本原因分析工作的进展和纠正行动的执行和变动情况。

两电站异常事件讨论日例会加强了管理层对异常事件分析、经验反馈工作的了解和重视，在相当的程度上覆盖了原先电站经验反馈委员会的功能，也覆盖了经验反馈工程师周例会的功能，因此电站管理层决定并从2002年的11月份开始停止了电站经验反馈工程师例会的运作。电站经验反馈委员会也在12月份召开总结和表彰会议后，决定停止运作。

2002年电站就24小时事件单的报告范围是否扩大成电站异常管理系统的问题进行了探讨，经过讨论、分析认为电站目前的管理流程和相对应的管理软件还没有完全统一，接口较多，电脑硬件的条件也还未能满足一个庞大统一的电站异常报告和管理系统的需求，强行统一可能会对目前运行的生产管理系统造成冲击，但从电站长远发展的趋势和需要出发，统一的电站异常报告和管理系统能够提高安全和生产的效率。待将来条件成熟时开

发。现有的 EFS 的 24 小时事件单报告的性质不变, 但范围基本覆盖 QA 和辐射防护以及工业安全模块并在功能上进行优化和升版。

5.7.2.7 电站信息系统委员会

2002 年, 电站信息系统委员会继续由生产一部经理担任主席, 生产一部管理信息科担任秘书。委员会继续履行和强化生产线信息系统建设的领导、规划、协调、监督和推进职能。

2002 年委员会共召开四次会议, 完成的主要工作包括: 开发信息系统工作计划跟踪系统, 并对所有开发系统进行全面跟踪; 批准 PdM (预测性维修) 软件开发用户需求并开发投运; 完成 CIS 群堆管理改造; 大修计划软件 P3e 采购取得一致意见, 即购买 5 个 License 进行试用; 批准放射性环境影响评价软件升级改造; 审议批准管理巡视系统开发、生产线行政后勤服务平台的开发; 审议批准 EFS 系统改造、电子化排放单和 AL 实验室实行联网; 审议批准职业安全风险管理系统的开发; 确定信息系统指标管理方案并投入试运行。

2002 年电站信息系统委员会产生行动 14 项, 基本全部按时完成。

5.7.2.8 电站合理化建议委员会

2002 年电站合理化建议工作仍沿用 2001 年的组织模式运作。委员会主席由生产协调经理担任, 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负责。2002 年合理化建议委员会共召开了两次评审会, 会议召开频率较往年低, 其主要原因一是一年来合理化建议的日常管理人员变更数次, 客观上造成工作效率的下降; 二是 2002 年电站的生产任务较重, 召集主要委员会成员开会的难度较大。

2002 年, 电站合理化建议处理统计结果如下:

收到的建议 1 618 份, 受理的建议 600 份, 评议的建议 400 份, 采纳的建议 124 份, 已实施的建议 71 份, 建议平均答复时间 16 天, 建议平均实施时间 168 天。

2002 年所收到的建议数量为历年最多的, 这说明电站员工对合理化建议的认同程度是比较高的。但由于所提的建议大部分质量不高, 较多涉及行政后勤的考虑不周之处, 缺乏创新性, 对电站安全生产和经济效益的提高作用不大, 按照合理化建议程序的标准, 此部分建议不作为合理化建议受理, 而作为意见直接转给相关部门查实处理。这是造成采纳的建议与收到的建议之比较低的主要原因之一。另外, 2002 年建议的评议管理也有待改进, 有近三分之一发往评议部门的建议未获反馈。

5.7.2.9 电站技术监督委员会

随着国家电力改革新形势的发展和电力系统“厂网分家、竞价上网”改革进程的不断深入, 政府和电力行业对企业的强制性要求逐年减弱, 在这种外部环境下, 核电站行业接口职能开始变得模糊不清, 如何组织和推动电站技术监督工作的实施与开展, 如何转变职能、探讨新的工作模式, 成为 2002 年电站技术监督委员会的工作重点。

为此, 2002 年电站技术监督委员会召开了 2 次会议, 在认真总结与回顾核电站内外部形势变化的要求与趋势、电站技术监督工作的背景与历史、电站技术监督委员会的定位及影响其功能发挥的因素的基础上, 分析了金属、计量、化学、继保、高压、热工等九项监督的专业接口、独立性和影响电站技术监督委员会功能发挥及其运作效率的五大

因素,基本形成要保留职能、加强管理改进、实施独立监督的一致意见,提出了保留、合并或重组委员会的三个改进方案。

5.7.2.10 电站节能小组

2002年电站节能小组继续组织和推动一系列节能管理和技术措施的实施与开展,取得了良好的经济效益和成绩,节能管理目标指标基本在年初制定的范围内,节能计划和措施基本落实,员工的节能意识有了较大提高。全年共组织召开四次小组工作会议,主要议题除例行的小组年度工作总结及各季度工作进展、电站节能指标状态及趋势分析外,还包括如何响应广东省重点用能单位管理办法的要求等内容,并针对该办法的要求提出了四条改进建议,草拟了“核电站节约能源奖惩管理办法”,确定了以生产一部化学科为核电厂范围内水务工作的归口管理部门,初步理顺了节水工作关系,实现水务工作管理一体化,全年共产生并完成会议行动19项,会议行动按期完成率达到89.5%。

2002年电站节能小组主要采取了下列节能技术措施,有效地推动了电站节能工作的开展:

(1)加强了供用水管道改造及水表加装工作。完成了北区向OP水箱一段约800米长供水管道的铺设,实现了水厂和厂区内供水系统的主连接;进行BA、BX楼的水管改造;完成部分厂区水表加装工作,预计大修期间安装了HX和MX的水表之后,厂房水表加装计划可以全部完成。另应大鹏政府的要求,紧急增设了一条向大鹏镇供水的管线,缓解了地方居民的旱情,产生良好的社会效益。

(2)实行厂区用电经济调度措施,超额完成对外购电量的控制。在深圳市全面调低工业用电(0.6元/kW·h)利好的前提下,通过与深圳市供电局协商谈判,取消了核电基本容量费的收取(每月100万元)和最低用电量(108万kW·h)标准,使核电2002年少交外购电费1000万元。

5.7.3 人事管理

5.7.3.1 干部任免

2002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38人·次,免职1人,调离1人。干部晋升情况见表5.7.3.1-1

表 5.7.3.1-1 干部晋升情况

单位:人

部门经理以上	经理助理	处长	副处长	科长	副科长	合计
1	2	5	6	25	3	42

5.7.3.2 职称评定

2002年获得各种专业技术职称人员情况见表5.7.3.2-1。

表 5.7.3.2-1 2002年获得各种专业技术职称人员情况

单位:人

正高级	高级	中级	助理级	员级	技师	中级工	合计
5	27	145	39	22	6	34	278

5.7.3.3 人员配备 (见表 5.7.3.3-1)

表 5.7.3.3-1 人员配备情况

单位: 人

工作单位	调入人员	聘用人员	合计	
电厂顾问	1		1	
电厂党办	1			
生产一部	经理室	5	5	
	运行处	200	2	202
	保健物理处	51	6	57
	发电规划处	18	4	22
	核安全与环保处	26		26
	综合管理处	25	13	38
小计	328	25	353	
生产二部	经理室	4	4	
	运行处	186	5	191
	保健物理处	25	2	27
	核安全与环保处	21	2	23
	工程联络办公室	3	1	4
	信息计划处	6	4	10
小计	245	14	259	
维修部	经理室	4	4	
	总工程师办公室	1	1	2
	GNPS 维修队	1		1
	LNPS 维修队	1		1
	综合计划处	38	8	46
	大修处	14		14
	静止机械处	80	4	84
	转动机械处	73	6	79
	电气处	68	3	71
	现场服务处	57	3	60
	仪表计算机处	96	5	101
	派到生产二部	1		1
	小计	434	30	464
技术部	经理室	4	4	
	总工程师办公室	1	1	2
	工程处	75	9	84
	合同供应处	47	5	52
	技术支持处	59	9	68
	培训处	42	6	48
	设备管理处	58	7	65
	文档资料处	19	9	28
	驻欧办公室	2		2
派到生产二部	1		1	
小计	308	44	354	
质保部	办公室	16	3	19
总计	1 330	118	1 448	

5.7.3.4 职工学历和职称结构及专家名录

核电站的职工文化程度相对较高, 职工中具有本科以上学历的人员占到 61.7%, 职工学历结构见表 5.7.3.4-1。职称状况见表 5.7.3.4-2。

表 5.7.3.4-1 职工学历结构

单位: 人

初中	高中	中技	中专	大专	本科	硕士	博士	合计
1	47	53	170	295	805	73	3	1447

表 5.7.3.4-2 职称状况

单位: 人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技师	技师	高级工	中级工	无职称	合计
28	260	568	265	60	1	45	91	63	66	1447

1. 生产五部中青年专家名录

黄清武、张洪、顾学言、吴粉山、叶能谦、李桂夫、杨茂春、黄斌、江国进、马蜀、邹勇平、卢文跃、姚刚、刘敏、郑伟平、肖岷、陈伟仲

2. 享受政府津贴专家名录

叶能谦、沈抗、杨昭刚

3. 研究员级高工名录

李寿才、简益民、李振亚、苏圣兵、陈德淦、晏仲民、周先觉、马捷、李晓明、熊春华、吴祥中、卢长申、杨昭刚、廖伟明、刘新栓、叶能谦、高立刚、黄常勇、陈献武、张志雄、张善明、谢昌渝、黄红、张兆丰、蔡康元、陈健、肖岷、蔡源之

5.7.3.5 年龄结构

大亚湾核电站的员工队伍是一支年青的队伍, 平均年龄为 34.25 岁, 年龄分布见表 5.7.3.5-1。

表 5.7.3.5-1 年龄分布

单位: 人

≤30 岁	31~40 岁	41~50 岁	>50 岁	合计
725	494	167	61	1447

5.8 合同及备件管理

5.8.1 合同管理概要

2002 年电站组织实施了一批对核电站生产成本有较大影响的合同的签订工作, 主要包括: 大亚湾核电站和岭澳核电站的浓缩铀供应合同、岭澳核电站第一次换料增加燃料组件的采购、大亚湾核电站主变压器备用相的采购、大亚湾核电站 1 号机组发电机转子和主变压器事故抢修费用的结算、循环冷却水出水口改造工程、2 号机组第九次大修期间顶盖更换配套项目(顶盖更换操作平台设计与装配等)、COMIS 系统升级与改进、燃料管理计算机系统升级改造、反应堆压力容器十年在役检查合同的签订等。同时, 还积极配合维修部完成了岭澳核电站常规岛大修引进新承包商(东北电力集团清河检修公司)的招标引进工作。

2002 年各类项目合同总体情况见表 5.8.1-1, 分类统计情况见表 5.8.1-2。

表 5.8.1-1 2002 年合同总体情况

合同类型 数额	有合同		无合同	总计
	合同部分	合同变更		
合同数量/项	589	192	58	839
合同数量比例	70.20%	22.88%	6.92%	100%

表 5.8.1-2 2002 年合同分类统计情况

部 门	技术部	行政管理部	维修部	生产部
合同数量/项	347	215	163	114
合同数量比例	41.35%	25.63%	19.43%	13.59%

分类统计表明,工程技术合同首次在数量上以 41% 居于首位,而行政后勤服务合同数量则以 26% 继续占据外购业务的第二位。与 2001 年相比,对外签订合同数量水平有所增加。

本年度成交合同金额折合美元 14 091 万美元(包括浓缩铀及燃料组件采购费用,不含乏燃料后处理合同费用)。由于岭澳核电站首次换料燃料采购和大亚湾核电站反应堆顶盖更换、十年改造、发电机备用转子采购等重大项目,合同金额较去年有所提高。

5.8.2 合同项目内容

2002 年的各类合同项目,主要分布在以下几个方面:

1. 核燃料合同

通过中国原子能工业公司就 2004 年至 2011 年交货年度向世界主要浓缩铀供应商进行了国际市场邀请招标,最终使新签订的合同在继续获得“充分保证供应、免费提供运输容器、承担残留量”等良好服务与优惠条件的同时,利用国际竞争取得了较现有国外采购合同更优惠的价格(平均降幅 13.5%)。

经过多次磋商,与中国原子能工业公司就大亚湾核电站、岭澳核电站 2002 年至 2006 年交货年度 4 台机组各 3 次换料所需 70% 浓缩铀的定价达成协议。中国原子能工业公司给予了总体 4.7% 的价格降幅,取得了双方都可接受的双赢结果。

通过执行《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 82t(含钷棒用铀 3t),用于大亚湾核电站 1 号机组第十次换料及岭澳核电站 2 号机组第一次换料、1 号机组第二次换料等 3 次换料。

经过协商,与宜宾核燃料元件厂签订了岭澳核电站第一至二次换料燃料组件供应合同,采购用于岭澳核电站两台机组第一次换料的 AFA-3G 燃料组件 112 组。确保岭澳核电站换料按计划进行。执行广东大亚湾核电站第八至十次换料燃料组件供应合同,从宜宾厂订购用于大亚湾核电站两台机组第十次换料的 AFA-3G 燃料组件 128 组。

此外,继续实施 18 个月换料计划,通过法杰马公司采购第十次换料所需的钷棒 2 096

根。

同时，执行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》，协调乏燃料运输容器合同进展，讨论首次交接与第一个五年交接计划。

2. 机组年度大修合同

由于实施 18 个月换料计划，2002 年度只进行了 1 号机组第八次大修。根据核电站大修的项目和内容，2002 年度共签订了与大修相关的合同 35 项，累计金额 350 万美元。

3. 日常维护与服务合同

在机组正常运行期间，仍有一系列的日常维护和保养问题需要通过外部支持来解决，此外还包括行政生活方面的外部服务采购。2002 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。

4. 技术改造项目合同

随着十年改造、反应堆顶盖更换、发电机备用转子更换等大型项目的启动，2002 年度合同金额较去年大幅度增加，全年签订技术改造合同 128 项，累计金额 2 400 万美元。本年度较大的技术改造项目列于表 5.8.2-1。

表 5.8.2-1 技术改造类合同

序号	项目名称	承担单位	备注
1	第一个十年改进 (GTM1) 项目	FRAMATOME ANP	
2	发电机转子更换	ALSTOM	
3	顶盖更换操作平台设计与装配	FRAMATOME ANP	
4	密封改造	FREYSSINET ET CIE	
5	APG001RF 非再生式热交换器更换	FRAMATOME ANP	

其中顶盖更换项目共包括大小合同 18 个，合计金额 180 万人民币。此外，随着第五台柴油发电机项目的实施，陆续签订辅助性项目 8 项，合计金额 50 万美元。

5. 劳务技术支持

2002 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 28 项，累计金额约 300 万美元。通过控制劳务用工人员，全年总体费用下降近 50%。

6. 培训

2002 年继续实施电站自主化维修培训、干部管理培训以及各个部门的岗位技能培训，重点是各类岗位培训。全年共签订各类培训合同 68 项，累计金额约 58 万美元，基本上与去年持平。

7. 行政后勤

2002 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 137 项，累计金额 600 万美元。

其中，为配合岭澳核电站投产庆典活动，对专家村餐厅进行了改造，签订了专家村会所服务合同；通过总结大亚湾核电站商业运行以来的生产经验，签订了生产管理丛书系列出版合同。主要合同见表 5.8.2-2。

表 5.8.2-2 行政后勤类合同

序号	项目名称	承担单位	备注
1	交通运输合同	广东核电服务总公司/野生动物园	
2	电厂厂前区绿化改造	广东核电服务总公司	
3	《生产管理经验》系列丛书出版	核科学技术情报研究所	
4	岗位分析与评估项目询价	华信惠悦顾问有限公司	
5	专家村餐厅营运	深圳市中南酒店管理有限公司	

8. 基建工程

为配合岭澳核电站投产庆典活动及各类改造项目,同时进一步改善大亚湾的现场工作生活条件,满足核电不断发展的需要,2002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108项,累计金额500万美元。主要包括:核电大道一期环境改造工程、循环冷却水出水口改造工程施工、专家村餐厅扩建等,使厂容厂貌焕然一新。

9. 信息工程

经过过去几年在系统开发、网络改造、硬件设备升级等信息技术方面资源的投入,公司信息化建设已初见成效。为充分发挥信息技术在管理中的作用,进一步提高管理水平,2002年信息工程项目主要是在数据库基础上通过数据管理,为决策提供帮助。全年共签订信息工程类合同29项,累计金额约130万美元,主要合同见表5.8.2-3。

表 5.8.2-3 信息技术类合同

序号	项目名称	承担单位	备注
1	COMIS 系统升级与改进	迈科思模软件开发有限公司	
2	集团 OAK 系统改造和开发	广州市京华网络有限公司	
3	客户端 PC 设备外包维修服务	中国惠普有限公司	
4	财务系统软件优化	机械工业信息中心	
5	LAF 办公楼网点扩容项目	广州智诚科技有限公司	

此外,继续通过招标先后签订一批计算机网络建设合同,如集团 OAK 系统改造和开发、电子行政文档项目等。

5.8.3 承包商管理

2002年共有282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5.8.3-1。

表 5.8.3-1 主要承包商

序号	承包商名称
1	宜宾核燃料元件厂
2	中国原子能工业公司
3	法国法马通公司
4	阿尔斯通(中国)公司
5	广东大亚湾核电服务(集团)有限公司东部分公司
6	中国葛洲坝水利水电工程集团有限公司
7	核动力运行研究所
8	东北电力集团清河检修有限责任公司
9	深圳市野生动物园
10	英国核燃料/西屋电气有限公司

5.8.4 备品备件采购管理

2002年采购工作的特点是：负荷重、压力大、困难多。随着岭澳核电站两台机组的竣工投产，大批库存补充备件及首次大修备件进入采购流程，而这些备件普遍存在项目分散、技术规范不全、原生产厂不准确等问题，对采购工作构成一定的难度。另外，随着欧洲核电市场的萎缩，一些备件供应商相继倒闭或被兼并；加之岭澳核电站已投产多年，许多设备已更新换代，使得一些备件采购价格上涨，周期加长。

2002年采购科共收到采购申请单5 109份，27 715项；发出订单3 573份，28 577项，价值USD49 301 348.42。

1. 大亚湾核电站第九次大修备件采购

由于发电机、主变压器抢修，维修大纲变动等原因，大亚湾核电站第九次大修备件的申请比前几次都晚，大部分集中在2002年8、9月份。由于8月份和12月份是欧洲的休假期，使得采购工作比较被动，详细情况见表5.8.4-1。截止到2003年2月中旬，大修备件到货率为74%。

表 5.8.4-1 大亚湾核电站第九次大修备件采购进度表
(截至2003年01月31日)

	2002年								2003年	合计	
	1~5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月		
申请项	975	188	196	891	588	270	52	109	107	3 376	
进入采购项	920	180	183	741	583	260	48	109	107	3 131	
订购项	598	138	138	219	319	678	453	213	120	2 876	
未订项(当月总计)	322	364	409	931	1 195	777	372	268	255	255	
到货项	库存部分	76	57	70	52	157	109	110	75	445	1 465
	非库存部分	0	0	1	0	10	1	5	231	66	

备注：“申请项”、“进入采购项”、“订购项”和“到货项”是当月数据 “未订项”是月末总累计值

2. 岭澳核电站备件采购

由于这些大修备件进入采购时间较迟，而且通过Framatome和ALSTOM采购较多，交

货周期比较长。2003年初,合同供应处组织人力集中进行催货,以确保大修必须的备件能及时到货。详细情况见表5.8.4-2。

表 5.8.4-2 岭澳核电站补充备件及第一次大修备件采购状态表

(截至2003年1月31日)

	申请项	取消项	发订单项	订购率	未发订单项	到货项	到货率
补充备件	1 9673	381	1 6107	83%	3 185	6 867	43%
大修备件	3 445	27	2 711	79%	707	633	23%

3. 供应商管理

群堆管理全面实施后,启动了岭澳核电站的生产采购,使得合同供应处接口管理的供应商数量猛增。针对供应商数量过多的特点,合同供应处在2002年年初制定了供应商评价计划,通过评价,取消了208家供应商的资格。为加强对供应商的供货能力的了解,还组织了供应商源地评审23次。

4. 报关、运输

为适应岭澳核电站投产后生产物资进口大量增加的需求变化,在公司及技术部领导的支持下,合同供应处整合了大亚湾核电站、岭澳核电站的备件运输渠道,与承包商重新签订了相关运输服务合同,续签了代理报关合同,并同海关、联检单位保持了密切的沟通渠道,确保运输渠道的畅通,以满足电站的进口物资需求。物项全年平均通关时间为25.5天。

5.8.5 仓储管理

1. 仓储管理

2002年仓储管理工作的重点是完成岭澳核电站物资准备,跟踪岭澳核电站危险品仓库建设及大亚湾核电站仓库消防改造,改善仓库设施的安全性能及库存物资的储存条件,优化仓库工作层人员结构,加强业务培训,全面提高员工的业务技能。

(1) 仓库管理人员优化与配备。将部分工作能力强、业务素质高的员工充实到各专业组负责人及物资验收岗位,并举办相应的岗位培训及业务研讨会,促进了全体员工业务素质的提高。

(2) 岭澳核电站合同备件接收。到2002年年底,全部合同备件移交完毕,共接收合同备件约10 000项。在完成全部工程移交备件接收任务的同时,还组织岭澳核电站仓库人员对移交备件及补充采购备件进行验收、上架、贮存。

(3) 库存物资归类存放。2002年,大亚湾核电站仓库完成了最后10类、共计12 789项物资的归类存放。至此,经过四年半时间,库存物资归类存放工作全部结束。这项工作的完成,使库存物资在改善贮存条件、合理存放、降低差异率等方面上了一个新的台阶。随着人员到岗,岭澳核电站库存物资的定期盘点、保养维护等工作有计划地进行。

(4) 在仓库建设方面,2002年主要是对原有库房进行维修改造和新建仓库的接收投运,其中包括完成AX危险品库酸、碱贮存罐拆除和锈蚀的库房门更换。AF仓库货架区外增加喷淋系统,LAB、LAF二层地面裂缝修补等几项维修改造项目;新接收了AK暂存物资仓库和LAX危险品仓库,为管理好现场更新改造物资和对化学危险品实行实体隔离、分类存放创造了有利条件。LAF安装投用轴类备件储存货架。

(5) 工业安全及消防管理。坚持经常性的学习和宣传相关规定和法律、法规。有针对性地对全体员工进行了化学危险品装卸、搬运和储存操作安全专项培训。加强仓库设施、设备的检查及缺陷处理的跟踪, 全年共发出 113 份纠正性工作申请, 其中 110 份得到了及时处理, 实现了 2002 年全年无工业安全事故和火灾事故的目标。

2. 统计数据及业务指标

2002 年仓库数据统计数据和管理业务指标分别见表 5.8.5-1 和表 5.8.5-2。

表 5.8.5-1 仓库数据统计表

项目	大亚湾核电站仓库			岭澳核电站仓库		
	2000 年	2001 年	2002 年	2000 年	2001 年	2002 年
年终库存品种/项	44 038	43 629	43 568	5 537	10 905	18 044
年终库存金额/美元	106 892 099	102 296 810	102 779 716	—	—	—
库存验收项数	3 149	4 457	3 856	4 563	5 368	10 240
工程移交备件项数	—	—	—	5 432	6 047	14 727
出库项数	10 712	16 694	17 681	70	534	2248
出库金额/美元	9 537 161	10 929 751	10 411 889	—	—	—
退库项数	662	979	1 122	1	9	54
退库金额/美元	2 029 605	4 920 625	2 755 965	—	—	—
定期保养项数	962	900	1 277	186	234	502
改进保养项数	1 024	489	1 546	—	—	118
寿期控制项数	2 194	2 391	3 096	683	1 246	2 345

表 5.8.5-2 仓库管理业务指标

项目	大亚湾核电站仓库			岭澳核电站仓库		
	2000 年	2001 年	2002 年	2000 年	2001 年	2002 年
工业安全及火灾事故	0	0	0	0	0	0
平均验收天数	4.90	4.70	4.69	—	—	3.45
交易盘点差异率/%	0.21	0.29	0.23	—	0.53	0.14
计划盘点差异率/%	0.33	0.55	0.43	—	0.30	0.60

5.8.6 库存管理

2002 年库存管理主要工作为: 大亚湾核电站在进行备件数据库清理同时, 重点进行库存物资采购申请的优化, 继续使用 Rusl 库存控制软件对库存项目进行优化; 岭澳核电站完成补充生产备件审核编码、采购申请工作。

1. 库存物资数据库的建立和维护

大亚湾核电站物资数据库进行了 2 137 项物资编码的清理, 并同时处理了 216 份库存物资异常单, 使大亚湾核电站备件数据库质量指数由 0.832 提高到 0.833, 数据库质量得到提高。两个核电站物资数据库清理情况分别见表 5.8.6-1 及表 5.8.6-2。

表 5.8.6-1 大亚湾核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2001 年底	一月	二月	三月	四月	五月	六月	七月	八月	九月	十月	十一月	十二月
A	17 144	17 146	17 148	17 138	17 154	17 074	17 066	17 055	17 050	17 044	17 006	16 996	16 986
AA	12 838	12 947	12 961	13 099	13 248	13 312	13 373	13 536	13 782	13 947	14 137	14 236	14 335
AAA	17 962	17 992	18 002	18 021	18 022	18 027	18 037	18 031	18 038	18 036	18 056	18 056	18 106
总项数	78 290	78 471	78 583	78 847	79 029	79 166	79 262	79 453	79 671	79 945	80 084	80 267	80 450
质量指数	0.832	0.832	0.832	0.832	0.832	0.832	0.832	0.832	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833

表 5.8.6-2 澳岭核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2001 年底	一月	二月	三月	四月	五月	六月	七月	八月	九月	十月	十一月	十二月
A	995	1 029	1 029	1 045	1 046	1 154	1 149	1 166	1 177	1 222	1 206	1 212	1 218
AA	17 377	18 348	18 625	19 632	21 491	22 732	23 479	23 538	24 500	24 035	23 895	23 493	23 091
AAA	6 636	7 062	7 253	7 513	7 809	8 073	8 246	8 409	8 575	9 354	9 744	10 348	10 952
总项数	26 661	28 148	28 626	30 018	32 263	33 981	35 015	35 499	36 612	36 994	37 247	37 544	37 841
质量指数	0.941	0.942	0.942	0.942	0.942	0.942	0.942	0.940	0.941	0.942	0.942	0.942	0.943

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、图纸资料与数据库。质量指数 = (未清理项 × 0.7 + AA × 0.95 + AAA × 1.0) / 总项数

岭澳核电站物资数据库在 2002 年已建立 37 880 项物资编码, 其中岭澳核电站专用物资编码 28 873 项, 与大亚湾核电站相同的码为 9 007 项。同时在各方面的努力下, 克服了岭澳核电站补充生产备件审核工作量大、时间紧的困难, 顺利地于 2002 年 10 月完成 37 562 项的补充备件审核编码工作。需要采购的 22 515 项补充备件已于 2002 年 10 月全部进入采购过程, 为岭澳核电站生产运行维修提供了有力的物资保障。表 5.8.6-3 为岭澳核电站补充生产备件审核工作情况。

表 5.8.6-3 岭澳核电站补充生产备件审核及采购状态

单位: 项

	NI	CI	BOP	总计
补充备件申请	18 128	13 800	5 634	37 562
完成审核	18 128	13 703	5 516	37 347
取消采购	8 986	5 163	732	14 881
减少采购	3 276	1 419	854	5 549
需采购	9 142	8 540	4 833	22 515
已进入立项状态	9 142	8 540	4 833	22 515

2. 库存控制

2002 年在公司控制成本政策的指导下, 合同供应处在维修和生产部门的积极配合下,

开展了以下库存控制的工作。

(1) 在对岭澳核电站补充生产备件审核时, 严格审查核对, 杜绝重码及重复采购。一年内通过认真审核取消采购项数 7 800 多项。对于岭澳核电站与大亚湾核电站相同码, 根据大亚湾核电站的库存及消耗量进行调整采购量, 减少采购数量达 2 500 多项。这样避免了岭澳核电站生产备件的大量重复采购, 并做到了岭澳核电站与大亚湾核电站资源共享。

(2) 继 2001 年利用库存控制软件 Rusl 对大亚湾核电站的所有库存物资进行了评估, 并利用 Rusl 软件对 2 000 多项物资进行最大、最小库存的具体计算, 并对这些项目的最大、最小库存进行了调整, 达到优化库存的目的。

(3) 加强库存物资采购申请单的审核。取消不必要的采购 700 项, 同时减少申请数量太多的采购项目, 2002 年因此共计节约 500 万美元的开支。

由于各方面的努力, 并采取了有效的库存控制手段, 库存总值金额控制在允许的范围內。历年库存金额如表 5.8.6-4。

表 5.8.6-4 历年库存总值金额变化

年份	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
期末库存金额/百万美元	99	104.3	106.9	103.8	103.5	102.2

5.9 人员培训与授权

5.9.1 培训管理活动

2002 年度, 电站培训工作按照《2002 年度电站总体培训大纲与培训计划》及《2002 年度 TTC 管理改进计划》的要求顺利进行, 全年共组织各类培训课程 138 门, 开课期数为 737 期, 培训人次数为 14 565 人·次, 培训负荷累计 245 850 人·时。2002 年度电站培训管理改进计划共 7 项, 基本按计划完成, 其中 3 项因年度预算调整及其他综合性因素对计划进行了适当调整。

在完成培训任务的同时, 2002 年度, 培训处还重点加强了对现场的技术验证和支持工作, 利用模拟机等培训设施, 研究现场重大事项的可能结果并提出处理预案, 为现场工作的进行提供了具有一定价值的参考意见。

培训处作为培训预算成本中心和培训归口管理部门, 负责培训预算执行的审查和监控。2002 年度培训处共审查公司及电厂培训立项申请 140 余份, 对培训预算的执行实施了有效控制和管理。完成了 2003 年度培训预算编制及其上报。

2002 年度完成了《大亚湾核电站生产管理丛书·培训管理》分册的编写工作。《培训管理》一书对多年来的培训工作及目前培训体系进行了全面回顾与总结。

2002 年度, 广东核电合营有限公司被中国职工教育和职业培训协会评为“全国企业职工培训先进单位”。

5.9.2 模拟机建设与培训

2002 年, 大亚湾核电站模拟机改造项目完成可用性测试并投入使用; 岭澳核电站模

拟机新建项目完成预验收, 进入正式出厂验收阶段, 并完成大部分的验收任务。

1. 大亚湾核电站模拟机改造项目

2002年1月29日完成大亚湾核电站模拟机的可用性测试及试培训工作, 标志着大亚湾核电站模拟机改造项目进入尾声。2002年10月, 完成大亚湾核电站模拟机软件升版及相应的培训工作。11月, 完成大亚湾核电站模拟机主机房改造工作。至此, 大亚湾核电站模拟机改造项目圆满完成。

2. 岭澳核电站模拟机新建项目

2002年3月26日岭澳核电站模拟机预验收工作完成, 正式进入出厂验收阶段。到2002年底, 共产生约2 600项偏差, 验收通过2 460多项。2002年11月25日, 岭澳核电站模拟机硬盘台断电并进行清扫、打包、运输。

3. 原理模拟机改造

原理模拟机是大亚湾核电站在20世纪80年代末从法国引进的重要培训设施之一, 它是按照900MW压水反应堆的简化模型设计的, 可以从核电站基本运行原理的角度再现核电站从正常冷停堆到热态满功率的连续变化过程中的主要物理特性和现象, 曾经为大亚湾核电站员工基础培训做出过贡献。由于设备老化等原因, 原理模拟机一度暂停使用。

为使原理模拟机发挥应有的培训作用, 2002年初正式启动了原理模拟机改造项目, 并于2002年9月顺利完成出厂验收工作; 10月现场安装、调试; 11月完成现场验收工作, 随即投入培训。

改造后的原理模拟机功能得到了很大拓展, 系统流程和控制保护信号的模拟更加接近实际, 并增添了故障设置功能。该模拟机将用于运行现场操作员和非运行部门管理及技术骨干人员进行机组运行知识的培训, 以有效增进各部门专业人员在现场工作中的协调性及其核安全意识。

4. 模拟机维护

2002年, 经过模拟机维修人员和模拟机教员的共同努力, 在大量派出教员参与岭澳模拟机出厂验收的情况下, 大亚湾核电站模拟机的可用率仍达到了98.7%, 超额完成了年初预期的96%的承诺指标, 保证了模拟机培训任务的顺利完成。

5. 模拟机培训

2002年度共开设模拟机培训课程13门, 计108期, 培训人次数为550人·次, 培训负荷24 851人·时。此外, 还完成了如下相关任务:

(1) 完成2002年度学习SRO及2003年度学习RO的选拔工作; 圆满完成本年度RO取照考试(19人参加)及SRO取照考试(30人参加)工作。

(2) 继续实行模拟机教员与机组STA、操纵人员轮换制度, 完成4名教员的轮换。

(3) 针对现场实际需要开展专题培训及专项试验和风险分析共15期次; 机组经验反馈内容得以进一步在教材及教学过程中更新和充实。

5.9.3 技能培训和职业技能鉴定

1. 技能培训

2002年共开设技能培训课程48门, 开课期数79期, 计1 687人·次, 培训负荷39 000

人·时。此外，还完成如下有关技能培训的工作：一是进行现有过渡性实验室设备的扩充，进一步满足维修人员技能培训的需要，目前可开展30余项基本维修技能实操培训；二是开展2003年度技能培训需求调查及培训计划的制订工作。

2. 职业技能鉴定

2002年度共组织两批核电工种中、高级工和技师的鉴定考试，参加考试人数共计79人·次；分别为考试合格者办理相应的资格证书，其中获得证书的有：中级工33人，高级工6人，技师4人。另有19人通过了技师等级笔试，但还未进行论文答辩。截止2002年底，通过鉴定考试，并取得相应等级证书的共有技师33名、高级工51名、中级工66名。并按市劳动局安排，完成10个工种11位新聘任考评员的培训考核工作。

2002年技能鉴定工作具有如下特点：

(1) 核电工种职业技能鉴定的工作面正逐渐扩大。今年报名参加鉴定考试的非工人编制的生产人员又新增了46人，鉴定工作量相应加大。

(2) 技能鉴定制度更趋完善。对核电工种鉴定所需的标准、规范和鉴定考核试卷进行了修改和补充，新编完成各工种等级的笔试试卷26套、实操试卷17套，试卷质量正逐步提高。

3. 电站特种作业取证及年审培训

2002年度，完成电站特种作业6个工种共106人的操作证年审材料申报及年审考核的组织工作，完成电站叉车司机及起重工共31人的上岗操作证的培训取证工作。

5.9.4 其他培训完成情况

1. 管理培训

2002年度共开设管理课程15门，55期，培训人次数2072人·次，计16497人·时。在实施管理培训的过程中，培训中心针对以下两个方面进行了管理改进：一是注重培训需求调查和培训的针对性，重视培训效果的提高，开展评估工作，广泛收集教、学双方的改进建议。二是在实施管理培训的同时，结合培训情况及管理实践，充分发挥外部培训专家的咨询与建议作用。

为进一步规范管理培训要求，培训处于2002年度制订和修改了《干部管理授权培训制度》等相关程序，并广泛征求意见，待修改完善后报批执行。

电站还开办了管理科学与工程专业管理干部在职博士班，集团及两公司管理层干部共18人参加学习。该班开学典礼已于2002年5月22日顺利举行，2002年度完成1门课程的学习。

2. 授权培训

2002年度共开设授权培训课程41门，总开课期数为316期，培训人次数为9121人·次，计99478人·时，全员授权培训按计划完成。同时根据现场实际需要增加多期专项临时授权培训（如新技术规范、18个月换料、防人因失效等培训等）。

3. 通用培训

通用培训包括计算机培训和外语培训等。2002年度，共开设8门计算机培训课程，总计38期，培训人次数为726人·次，培训负荷5434人·时。2002年度，共开设5门

外语培训课程, 总计 10 期, 培训人次数为 164 人·次, 培训负荷 10 112 人·时。

2002 年外语培训课程包括: 南京大学英语脱产培训班 1 期; 商务英语培训班 1 期; 英文写作培训班 2 期; 英语听说业余培训班 2 期; 管理干部法语培训班 2 期; 初级法语业余培训班 1 期; 非生产线人员英语业余培训班 1 期。

4. 其他重要专项培训

2002 年度专项培训主要包括电厂班组建设培训、田湾核电站人员培训、公司成本文化建设培训、财务系列知识培训及运行人员赴岷江反应堆进行达临界操作培训等。

5.9.5 承包商培训与授权管理

为进一步规范承包商培训与授权管理, 2002 年度开始生效实施《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》及《承包商培训与授权联合检查》3 份技术支持程序。以上 3 份程序与原有的执行程序《承包商培训与授权管理》一起构成了较为完善的承包商培训与授权管理制度体系。在该体系的框架之下, 2002 年度逐步建立了以承包商自主培训为主, 培训处控制、跟踪检查并统一组织考试及授权认可的新管理模式, 该模式运作已初见成效。

根据现场安全生产的实际要求, 2002 年度加大了对承包商工作负责人的培训力度, 对 6 家主要常驻承包商自主实施的工作负责人安全授权培训进行了有效的监督检查, 同时协助维修部门开展相关技能培训, 并组织实施独立考核评价。

为确保大亚湾核电站第九次大修、岭澳核电站第一次大修工作的安全质量水平, 培训处着手开展了下述工作:

(1) 为监督和控制培训质量, 对 6 家常驻承包商单位的年度培训与授权实施情况进行综合检查, 并提出整改意见。

(2) 为各承包商单位大修项目主要管理人员、培训负责人及安全文化培训教员组织实施 1 期《核安全文化复训》, 培训内容包括“大修安全要求及安全指标介绍”、“核安全文化”、“防人因失效”等。

(3) 为包括承包商在内的大修有关人员共开设大修专项技能培训课程 24 门, 培训总人数为 266 人。开设的主要课程包括: 大修主要管理规定、反应堆开关大盖、蒸汽发生器、稳压器检修、各类重要阀门的维修及研磨、TSD 设置及管理、电动头解体大修、高低压配电盘检修、蓄电池检修、电动机检修及继电保护校验等。

(4) 2002 年 9 月开始进行大修承包商入厂考试相关准备工作, 共出考核试卷 14 套, 并于 2002 年 11 月中旬陆续开始组织对承包商入厂人员进行考试。共组织考试 20 余场, 共有承包商各类人员 2 300 余人通过本次考核, 入厂参加 2003 年上半年的 3 台机组大修工作。

5.10 文件、档案与资料管理

5.10.1 文档基础工作

1. 进一步完善群堆管理模式下的公司文档管理系统

(1) 根据群堆管理模式的具体要求,在公司各相关部门的大力配合下,对大亚湾核电站和岭澳核电站的各卫星文档库(室)予以明确,调整各库(室)存放文件的类型和数量,使其更符合现场各部门工作的需要。另外还规范了对各库(室)文档管理监督检查的具体内容形式,制定了各库(室)文档管理自查制度,实现自查与监督检查相结合,加强了各部门的文档管理。

(2) 建立并实施了“文档管理人员培训授权上岗制度”,要求各部门从事文档管理的人员在上岗前必须到文档资料处接受上岗培训,通过考核并授权后才能正式上岗。结合这一制度,组织编写了《文档管理人员实用工作手册》作为培训教材,在培训过程中根据各部门的具体情况规定需要培训内容。这一制度的建立,使得各部门文档管理人员在上岗前,就能掌握基本的文档管理方法,上岗后,在文档资料处的监督指导下,能够顺利的开展部门文档管理工作,基本解决了文档管理人员多为兼职且流动性大而造成文档管理混乱的难题。

2. 精简电站程序

(1) 对大亚湾核电站自1991年开始编写的共计9000余份维修技术程序进行了一次全面清查,经相关部门确认后,清除了1000多份过期无效程序,使大亚湾核电站的维修技术程序更精简,也为今后维修程序的跟踪控制奠定了基础。

(2) 根据电站程序协调小组的要求,组织各部门清理本部门编写的不适用于群堆管理要求的程序。由于个别部门未能及时配合,该项工作只完成计划的70%。

3. 抓好基础工作,为文档管理的长远发展提供扎实的平台

(1) 在大亚湾核电站档案馆中央文件库备有一套开放式SDM、EOMM,为保证文件的可用性,从2002年4月起组织专人进行彻底清理,并更新了记录数据库,在2002年8月底已全部完成并对外开放利用,方便读者查询参考利用。

(2) 文件的主题词标引是完善文件检索的一项重要举措,只有将文件的关键信息提取并标注到计算机系统中,文件检索的查全和查准工作才能更上一台阶,保存的文件也才能得到更充分的利用。2002年已完成岭澳核电站的SDM、EOMM、部分CAE文件及所有程序的主题词标引工作,共26842份文件,通过主题词查询,用户可以更方便准确地检索所需要的各类文件。

(3) 2002年完成大亚湾核电站SDM、CAE文件以及部分EOMM文件的扫描上网工作,现通过DAMI系统,公司员工可以在网上方便地查阅电子文件,为以后电子文件的管理打下基础。

4. 缩微工作进一步提高

为全面提高缩微技术水平,2002年7月特邀北京电影研究所的缩微专家对照“国家一级”标准对我公司缩微工作进行了全面评估。

5.10.2 文档信息化建设

1. DAMI系统的完善及全公司范围内的推广利用

DAMI系统(文档信息管理系统)的投入使用,使文档管理工作迈上了一个新的台阶,文档资料处2002年度最重要的工作项目之一便是不断完善DAMI系统,并将DAMI系统推广至全公司范围,供全体员工利用。通过组织培训、现场指导、跟踪指导等方式,

已将 DAMI 系统逐步推广到公司各部门。目前通过 DAMI 系统, 可实现文件的分发跟踪控制、电子文件查阅、档案的组卷归档等功能。

2. 群堆管理程序数据库的开发利用

2002 年 4 月正式组织开发推进工作组, 以岭澳核电站程序数据库为基础, 建立了功能更合理、系统界面更人性化的群堆管理程序数据库, 以实现程序起草、审批、生效的全过程控制流转, 实现无纸化办公。该数据库现已通过反复测试和修改, 进入试运行阶段。

5.10.3 工程文档移交接收

2002 年是岭澳核电站文档移交接收的高峰年, 工程即将结束, 移交接收过程中既要保证移交进度, 同时又要保证移交接收的质量, 文档资料处将工程文档的接收作为年度的重点工作进行推动。

1. 完善文档接收管理制度

工程文件数量多, 产生过程情况较复杂, 为保证所有接收文件档案的准确有效, 文档资料处多次组织召开有关工程文件移交接收的协调会议, 理顺各类文件档案接收移交审查的过程, 建立了工程文件、档案(包括纸质、电子、底图等文件)的验收方法和管理制度。2002 年工程文档移交情况见表 5.10.3-1。

表 5.10.3-1 2002 年工程文档移交统计

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	
220 个	6 628 份	95 个	13 199 份	270 个	16 002 份	115 个	17 135 份	136 个	9 208 份	4 884 卷

2. 建立基准文件库

2002 年原工程部 DAISY 系统(文档信息系统)中的生产准备文件数据已全部转移至 DAMI 系统中, 随着 SDM 母本文件的移交, 开始建立基准文件库并逐步制作配齐基准文件, 从而实现岭澳核电站文件系统化控制管理, 至 2002 年底已完成基准文件的制作 6 197 份。

3. 汇编相关图集

按照维修人员的要求, 在 2001 年制作了 5000 图与 6000 图的基础上, 2002 年又依据系统手册汇集整理岭澳核电站电气图集、逻辑图集和模拟图集, 分发到运行及维修部门, 并列入标准文件分发进行控制更新, 方便生产人员的使用。

5.10.4 其他文档管理活动

1. 人员培训

2002 年文档资料处的培训工作取得了较好的成绩, 年度在岗培训和技能培训的全员培训时间达到年工作时间的 5.25%。全年共组织在岗培训 20 次。2002 年邀请了中国人民大学教授进行了为“档案分类理论”和“电子文件管理”授课。

2. 组织编写了《大亚湾核电站文档指南》一书

该书旨在为员工了解核电站文档系统、管理方法及利用文档提供指导。自 1999 年以

来, 经过几年的努力, 2002 年已完成该书的编写, 正在联系出版工作。

3. 岩芯档案的保护工作进入实质阶段

2002 年完成了岩芯档案库房的选址和改造工作, 并已通过了岩芯档案整理的立项申请, 下一步即将开始着手进行岩芯档案的整理。

此外, 还收集了公司 2001 年出版物, 建立了全公司出版物归档制度。并制作大亚湾核电站中文系统手册电子版文件, 以解决现场需求量大的问题。

5.10.5 工作量统计

2002 年度文档资料处为大亚湾核电站和岭澳核电站提供的各种服务分别见表 5.10.5-1~5, 数据统计截止日期为 2002 年 12 月 31 日。

表 5.10.5-1 2002 年文档处理统计(大亚湾核电站)

文件 / 份		程序 / 份			档案接收/卷	档案入库/卷
接收	分发	接收	分发	上网		
19 056	58 464	2 743	13 204	1 543	3 896	3 896

表 5.10.5-2 2002 年文档处理统计(岭澳核电站)

工程文件/份		程序/份			档案接收/卷	档案入库/卷
接收	分发	接收	分发	上网		
24 505	69 768	4 69	6 194	4 691	5 002	5 002

表 5.10.5-3 2002 年缩微制作统计

缩微制作/张		缩微入库/张			缩微还原 折合 A4/张	文件扫描/份
卷片	开窗卡	卷片/m	开窗卡	平片		
486 600	5 003	605	3 100	4 600	4 672	30 706

表 5.10.5-4 2002 年资料图书管理统计

图书/册			标准/册			期刊/册			资料/册	
收集 采购	分发	分编 标引	收集 采购	分发	分编 标引	收集 采购	分发	分编 标引	收集 采购	分编 标引
4 199	2 62	1 131	117	108	210	3 525	1 524	2 001	190	22

表 5.10.5-5 2002 年提供服务统计

文档查询(大亚湾核电站)				文档查询(岭澳核电站)			图书服务 /(人·次)	缩微利用 /(人·次)
人·次	文件 图纸/份	档案/卷	查询 成功率	人·次	文件 图纸/份	查询 成功率		
3 533	6 220	3 422	99.87%	3 168	6 426	99.6%	9 002	4 200

文件复制			文件装订/册	翻译服务/万字		出版/期
黑白/页	彩色/页	晒图/m		自译	委托翻译	《大亚湾核电》
1 174.7 万	19 299	9 084.2	4 392	108.5	449.1	4

5.10.6 文件、资料、档案库存量

表 5.10.6-1 纸质类文件、资料、档案库存量

文件/份	档案/盒	图书/册	标准/册	资料/册
322 603	57 710	19 510	814	5 699

表 5.10.6-2 特种介质类文件、资料、档案库存量

缩微 卷片/m	平片 /张	开窗 卡/张	照片 /盒	岩芯 /箱	磁带 /盒	光盘 /盒	软盘 /盒	录像 带/盒	实物 /件	记录纸 /卷
14 170	169 400	39 270	534	60	1 186	332	1 988	612	38	946

5.11 电站计量管理

电站计量监督与管理面向大亚湾核电站、岭澳核电站两个电站提供服务。2002年,在全面围绕两个电站的运行、维修、大修、调试、商运等仪器仪表的检定、校准与现场调试工作展开,工作量比上年大幅增加。

1. 计量器具检定

在群堆管理模式下,在未增加人员编制的情况下,2002年共检定计量器具 9546 台(件),比上年增加了 20%。其中,依靠电站自己的力量完成的内部检定占全年工作量的 78%,也比上年提高了 5%。随着岭澳核电站两台机组的商运,岭澳核电站与大亚湾核电站的检定量已基本持平。详见表 5.11-1。

表 5.11-1 2002 年电站计量器具周期检定一览表

单位:台(件)

检定分类 责任单位	大亚湾核电站		岭澳核电站		累 计
	自检	外检	自检	外检	
环境监测	/	6	/	1	7
技术支持	529	96	647	46	1 318
辐射防护	2 403	12	2 327	5	4 747
化学分析	16	24	/	24	64
电气测量	259	54	51	23	387
仪表控制	/	123	/	21	144
现场服务	600	800	600	800	2 800
行政管理	39	/	/	/	39
其 它	/	32	/	8	40
总 计	3 846	1 147	3 625	928	9 546
百分比	40.2%	12.0%	37.8%	10.0%	100%
	52.3%		47.7%		

2. 计量管理活动

(1) 2002 年, 电站共通过上级技术监督机构复查计量标准装置共 5 项, 有 40 名计量检定员的检定资格通过了考核、复查, 各项计量统计指标也按工作要求顺利完成。

(2) 按 QAD 的要求修改、升版了《电站计量管理规定 (IP/TST/020-C)》, 重点修改了“不合格计量器具重新评估跟踪单”以及“检定/测试专用章和 6 种检定标识”等内容。今后, 还将根据情况对相关程序进行不断修改、完善, 以适合法律、法规及核电工作现状的要求。

(3) 在广东省举行的全省“南粤大计量论坛”论文征集评选中, 电站计量室的参选论文获得了组委会的好评, 取得了第二名的好成绩。

3. 计量管理改进

2002 年电站涉及计量监督与管理的纠正项共有 3 项。这些纠正项虽然已经关闭, 但却反映出计量工作所存在的问题, 也说明电站的计量工作有些方面还需要作进一步的改进:

(1) 电站的计量标准装置以及检定人员, 分布在生产、维修、技术等各个部、处, 缺乏统筹规划和安排。计量装置及人力等资源不能共享, 不能合理调配, 导致内部检定能力提升不快, 在管理上制约了计量工作的统一和协调发展。

(2) 由于检定人员不够, 个别专业检定室将本可在内部检定的计量器具也送至外部去检定, 甚至有全部转包给外部检定的意向。

(3) 各个专业检定室的检定人员多为临聘人员, 疲于应付, 勉强维持现状, 不能形成专业的检定队伍, 对今后的两个核电站的统一运营、大修管理可能会造成一定的负面影响。

5.12 信息系统开发与应用

5.12.1 信息系统开发

2002 年, 在行政管理部的直接领导和电站各部门用户的大力支持下, 电脑中心不仅顺

利完成了信息系统开发的五大重点工作，而且较好地实现了对用户的十项承诺，取得了令人满意的成果。

1. 公司生产管理信息系统 (COMIS)

COMIS 系统 2002 年的主要工作包括：MAXIMO 平台升级，与 CBA 系统的连接，与计划软件 Project 2000 的接口，设备历史数据整理，用户授权清理，以及作业通知书、采购员跟踪报表设计、定期巡检等十多个模块的开发，还进行了 MAXIMO 源程序、SQR 报表及 PowerBuilder 外挂程序的修改完善工作。

为了解决该系统升级后的速度慢问题，电脑中心实施了五项技术措施，不仅有效提高了系统的综合性能，解决了程序中大量的 BUG、优化了采购及工作票处理模块、使标准分析及隔离报表生成速度由以往的 30min 降低为 3s。同时，全面整合了公司微机平台，为信息技术的未来发展创造了条件。

2. 公司综合信息系统 (CIS)

2002 年是 CIS 系统规范管理、优化结构、提升功能的一年，在 CIS 项目组和电脑中心的通力合作下，不仅高质量地完成了公司内、外部网站的改版，近五十个子系统的程序开发、修改和完善，而且高效率地实现了服务器的性能优化，数据库的结构调整和实时信息的显示改进，使 CIS 系统在文档管理、数据挖掘、知识管理、资源共享等方面又向前迈进了一大步。

3. 以可靠性为中心的维修分析软件 (RCM)

以可靠性为中心的维修分析软件由系统基本信息、系统评审、分析决断工作单、任务汇总、标准模板等十多个模块组成。它的宗旨是使维修活动更具针对性。从 RCM 的分析成果来看，在提高设备可靠性的前提下，不仅可以大大优化现有的维修、性能试验、在役检查、化学分析、定期试验大纲和 GOR9，而且可以大大降低设备的维修成本。

在电站 RCM 分析小组和电脑中心项目组的共同努力下，该系统自 3 月 25 日投入试运行后，一直反映很好。经过跟踪、反馈、修改和完善，RCM 软件于 7 月 26 日投入正式运行。

4. 预测性维修软件 (PdM)

预测性维修软件的开发是从系统设备的整体功能出发，建立完整的设备状态监测、实施、分析、评估、跟踪体系。使预测性维修工作的开展从分散走向统一、从零乱走向规范、从无序走向有序。使所有与系统、设备监测相关的信息统一归口，集中管理。通过预测性维修软件的开发，真正形成以 RCM 分析成果为纽带，带动整个系统设备状态监测和预测性维修工作的开展，使电站的重要设备、关键设备、敏感设备的健康状态得到及时有效地跟踪和针对性地维修。

该软件主要包括系统与设备维护、状态监测任务实施、状态监测技术、报警盘与报警信息、专家系统、数据分析、综合查询、用户信息反馈、授权控制和报表打印十大模块。

在项目小组和电脑中心的共同努力下，该软件于 9 月 28 日投入正式运行。该项工作倍受生产线领导的关注，在接受培训的 130 人中，90% 的用户对软件的功能和实用性给予了很高的评价，反映出良好的应用前景和生命力。

5. 电站计算机隔离系统 (CBA)

电站计算机隔离系统是运行人员必不可少的操作工具。在公司 60 多个应用系统中，它的重要性、敏感性、可靠性、安全性始终排在第一。

由于历史原因,大亚湾核电站、岭澳核电站 CBA 系统采用了不同的技术,尽管都能满足各自工作管理的目标,但却无法适应群堆管理的需要。为此,电脑中心认真分析了改造 CBA 系统的利与弊。并制定了详细的工作计划。

改造后的 CBA 系统主要解决以下“四不”问题,即:COMIS 系统与 CBA 系统对应字段长度不一致的问题,程序编写不统一的问题,运行环境不兼容的问题以及数据库结构不完善的问题。改造后的 CBA 系统于 6 月 15 日提前投入正式运行。不仅方便了维护、满足了群堆管理的要求,而且在应用上得到了生产用户的高度肯定。

2002 年,我公司被珠三角软件产业联盟和深圳信息软件协会评为“深圳软件应用先进单位”。同时,我公司信息化建设解决方案和案例由全国企业信息化工作领导小组办公室组织专家评审后入选《企业信息化优秀案例选》中,并在全国范围内推广。这是我公司多年来开展信息化建设获得的最高荣誉。

5.12.2 信息系统运行

1. COMIS 系统运行

2002 年,公司的生产管理信息系统 (COMIS) 通过合理规划开发、规范实际应用、强化在线监督等手段,有效地促进了系统运行稳定性的提高和功能的不断完善。公司的 COMIS 系统管理小组始终坚持有效运作,注重保持 IT 技术人员和用户的良好沟通和合作关系,提高有关管理措施的实效性,对系统的应用和发展起到了良好的推动作用。

(1) 系统运行的可靠性。保障 COMIS 系统的高可靠性是该系统在核电站应用的客观要求,也是 COMIS 系统管理工作最重要的部分。2002 年,COMIS 小组配合 CIT 成功地完成了从 MAXIMO 4.01 版升级到 4.11 版的工作,为系统创造了更好的运行环境,为进一步减小故障率和提高运行速度提供了必要的条件。据 COMIS 专职小组统计,2002 年总计出现系统随机不可用 4 次,随机不可用时间约 5.5h;出现计划不可用 4 次,累计时间约 23h,系统保持了较高的稳定性。在 8、9 月份用户高峰期出现系统速度偏慢的问题,经 CIT 多方努力下也得到了明显的好转。

(2) 优化系统功能。2002 年,在 COMIS 小组的组织下启动了系统的二期开发工作,主要项目是进行系统升级、与 Project 的接口、ABC 的功能需求、生产离线固定资产系统 (OAMS) 等开发,使 COMIS 系统的功能得到不断的丰富和完善。同时,根据用户在使用中对系统提出的意见和建议,对系统的某些局部功能设计进行改进和优化,2002 年 COMIS 小组共收到用户意见反馈单 62 份,完成系统的程序修改 28 项,评价后拒绝用户修改建议 12 项。

(3) 规范系统的应用管理。2002 年,在 COMIS 小组的组织下,TEM 和 MGS 分别对 COMIS 的设备管理和工具管理程序进行了升版,为用户提供了更加实用的指导性文件。为提高用户的应用水平,系统专职人员还为 LPS、LPH、OPO 和 TCS 等部门进行了多次系统应用的专题培训。为完善标准数据的管理,推动相关职能部门进行有关基础数据规范性和准确性检查的工作,如 TEM 对岭澳核电站设备基础数据准确性检查、OPA 对承包商人员编码重新规范、标准工作包数据库维护授权优化等工作。

(4) 推进历史工作票数据的转录。2002 年 3 月 COMIS 专职小组彻底完成了 WPMS 系统向 COMIS 转录历史工作票的工作。对 WPMS 系统投产以前的纸质存档历史工作票转录的工作,根据 COMIS 领导小组的决议申请了 3 名文员专职从事此项任务。截止到 2002 年底,共完成历史工作票录入 15 000 余份。

2. CIS 系统运行

2002 年是 CIS 调整与优化年, 在 2001 年各管理模块投入使用后, 陆续暴露出一些问题。2002 年对行动跟踪、改进计划、指标管理、关注问题等模块都作了调整和修改, 在实际运行中基本满足了管理 workflow 的要求。同时为迎接岭澳核电站两台机组投入运行, CIS 中所有的相关模块都提前完成了改造, 达到了适应群堆管理的目的, 成为电站统一的信息平台和入口。

面对日益增加的访问量, CIS 系统在软件结构和硬件结构上进一步增强和优化, 特别是针对突发性访问量暴增进行了软件控制, 目前已经解决了因为负荷量带来的系统不稳定问题, 保证了关键模块的运行。

3. CBA 系统运行

在 COMIS 投入运行以前, CBA 系统一直是一个独立的应用系统, 并且运行相当稳定。COMIS 投产后, 由于两个系统的接口问题 (COMIS 和 CBA 对应字段长度不一致), 导致 COMIS 生成的申请票传到 CBA 后有部分字段被截断, 致使 CBA 中处理 COMIS 的申请票有部分信息丢失。

经过详细的分析和评估后, 公司决定修改 CBA 程序, 使之适应 COMIS 系统。为此, 由运行处、电脑中心、COMIS 专职小组组成专项小组, 共同讨论 CBA 改造过程中存在的风险, 并制定了相应的对策。

改造小组先后完成了 CBA 表结构、CBA 程序的修改、CBA 自身测试等工作, 2002 年 4 月 11 日开始进行 CBA 与 COMIS 联合测试, 测试内容包括: COMIS 与 CBA 的接口功能; CBA 能否正确处理 COMIS 提交的申请票。经过 10 个工作日的测试, 专项小组对测试过程中出现的问题进行了处理, 最终实现了 CBA 与 COMIS 的完全接口。同时统一了 CBA 程序, 实现 CBA 系统的群堆管理模式。

在经历 CBA 程序的改造、CBA 自测试、COMIS 与 CBA 联合测试等工作后, 改造后的 CBA 系统达到了预期目的。在得到 CBA 归口管理部门及其主管领导的同意后, 2002 年 6 月 13 日, 改造后的 CBA 系统在大亚湾核电站、岭澳核电站同时投产。

5.13 电站保卫及核材料实体保障

5.13.1 电站保卫的任务

2002 年电站保卫工作来说是特殊的一年。党的十六大召开、岭澳核电站两台机组先后完成调试开始并网发电、大亚湾核电站旧控制棒导向管处置等, 发生了一系列与保卫相关的重要活动。

5.13.2 保卫工作实绩

2002 年初保卫科结合今年保卫任务的特点, 组织召开了电站保卫预防和处置突发事件方案研讨会, 通过研讨会的召开进一步明确了各部门在突发事件中的职责, 完善和细化了突发事件预防和处置流程。同时在年中根据岭澳核电站工程进展情况和现场保卫工作的

需要,保卫科组织召开了岭澳核电站保卫工作研讨会,确立了岭澳核电站2号机组生产区分区方案和核燃料到场保卫方案,提前做好现场保卫措施。

为更好地进行各类厂区出入通行证件的管理,保卫科专门成立了证卡管理组。证卡管理组成立后,进一步完善了通行卡管理规定,新编写《通行卡管理细则》;通过开展证卡组工作竞赛提高了制卡员的服务意识和工作技能,圆满完成了年度延期、大修办理通行卡、限制重点区域准近人数等多项任务。目前证卡管理组已经建立了通行证卡办理、回收情况周统计制度,并每月定期对不同区域、不同类型的通行卡进行统计,以便有关领导及时掌握通行证卡办理情况。

警卫组制定了各岗位警卫执勤检查工作流程,修改完善警卫执勤检查工作的有关规定,并对出入厂区的车辆进行了严格检查、登记,加大出入厂区人员通行卡抽查力度。特别是2002年“9.11”当天一名男子藏在人货车内,企图混入岭澳核电站ZP区,被执勤警卫当场查获,从而有效地阻止了人员非法进入厂区。同时警卫组还改进警卫营地的管理工作,修改完善了营地管理规定,加强了对警卫在营地遵守纪律、营地卫生、应急待命情况的巡视和检查力度,采取思想工作和处罚相结合的办法,保证了营地的良好秩序。

针对今年电站厂区改造项目多、承包商单位临时进厂人员和车辆多的特点,现场组重点加强了承包商施工现场的管理,严格进行承包商人员的资格审查,及时掌握人员动态,进行可控管理,做到多下现场检查,了解施工情况,多同承包商和接口部门负责人沟通联系,从而减少了现场事件的发生。

大亚湾核电站KKK系统全年运行稳定,没有出现过一起系统全面瘫痪的严重性故障。常见设备故障均为设备老化引起,一般多为个别板件损坏或性能不稳定,经过更换备件后恢复正常。DSI系统户外设备较多,设备工作环境差,在恶劣天气条件下(雷击、台风、暴雨及烈日等)设备易出现工作不稳定或故障;同时备件种类多,部分备件仓库无库存,须向国外采购,时间周期长;从今年的情况看,设备老化现象已经比较明显,须加强预防性维修。对讲机系统基本上保证了警卫之间、出入口与保卫控制中心的通讯联络。在系统改造方面,主要进行了车辆通道升降杆控制盒和地感线圈改造,改造后可靠性有所提高;同时UD电动大门改为随时保持关闭的运行方式,保证了保护区的严密性。另外还完成了第五台柴油发电机厂房新增设备设计方案的编写工作。

岭澳核电站KKK、DSI、KSU系统克服了运行初期的不稳定状态,清除了大部分遗留项,在运行中发现通行卡存在质量问题,要求ALSTOM更换了全部通行卡。系统已签署了PAC(临时验收证书),转入稳定运行,满足了现场安全保卫需要。

2002年电站顺利完成了两台机组第八次大修、2号主变压器抢修、两电站核燃料运输、岭澳核电站1号机组投产庆典、中央电视台“心连心”艺术团慰问演出、十六大召开、大亚湾核电站废旧控制棒导向筒运输等重大活动的现场安全保卫任务。

5.13.3 核材料的实体保障

今年顺利完成了岭澳核电站2号机组首炉核燃料到场接收和大亚湾核电站两台机组换料大修核燃料运输的保卫工作,并顺利组织了大亚湾核电站旧控制棒导向筒运输的安全保卫工作。在岭澳核电站2号机组首炉核燃料到场前,制定了《首炉核燃料到场临时保卫措施》,并在现场设立了临时隔离区和存放点,统一配置了现场保卫力量;在核燃料运输作业过程中与公安、武警相互配合,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进行。对大亚湾核电站两台机组换料大修核燃料的运输,保卫科配合大亚湾公安分局按规定提前向上级公安部门汇报并请求沿途协助,与武警大队共同完成燃料向燃料厂房转移期间的现场保卫任务。今年旧控制棒导向筒运输是大亚湾核电站重要的保卫任务之一,警卫组和现场组在保证日常工作不放松的前提下克服任务紧、时间长等困难,出色地完成了此次保卫任务,得到了上级领导和相关部门的好评。

5.14 电站后勤保障

1. 后勤保障管理

2002年电站的后勤保障运作模式与管理,与2001年相比,保持不变。员工交通、住宿和膳食服务水平继续保持良好的水平。

为了适应群堆管理的需要,公司的管理机构今年做了相应的调整,以此为契机,后勤管理部门对现有办公室做了大范围的调整,使得现有的资源配置更加合理,为适应新的管理要求,提高办公效率奠定了基础。此外在行政办公楼管理方面大范围的更新了办公家具,改造并重新装修了卫生间,根据《广东核电视觉识别系统手册》,统一规范了电站行政办公楼标牌标识,使得办公楼的面貌焕然一新,提升了后勤管理的服务水平。

2. 文体设施和文体活动

2002年电站组织了“核电企业创作歌曲演唱赛”歌咏比赛、核电艺术团的汇报演出,同时为了庆祝岭澳核电站工程竣工,还先后和中央电视台“音画时尚”栏目、广州战士杂技团以及邀请一些知名老艺术家联合举办了大型庆祝文艺晚会,为岭澳核电工程助兴,也进一步宣传和提高了核电站的知名度,同时也丰富了核电职工的业余文化生活。

3. “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)。

2002年,在“5S”活动领导小组的领导和组织下,5S活动在组织和规范方面做得更加出色,表现在“5S”活动工作小组坚持每月一次的工作会议,将“5S”活动纳入到管理指标体系中;完善“5S”活动管理细则和检查标准;各部门经理参与检查小组的每周检查及时公布检查结果;及时研究和解决热点疑难问题,每项工作具体落实到人并跟踪到位,对于活动中表现突出的先进集体和个人予以奖励;在规范办公环境方面突出强调了服务意识,如宣传小组及时在公司网络上公布各种信息;在办公楼内配备饮水机和纸杯,设计并印制了统一的文件夹标识供活动推广使用;借助公司VI标识系统的推出,更新制作了规范的办公室门牌等等。

2002年全年共计检查出红牌9张,黄牌94张,经过复查全部合格;生产线全年平均合格率达到97%,比活动初期的去年高出近10个百分点。

第六章 大事记

6.1 机组运行大事记

6.1.1 大亚湾核电站1号机组

1 月

- 1月2日 8:00 机组按计划从760MW升功率至971MW。在9LGR退出运行转检修过程中,9LGR001/002TA不可用时间超过后撤时间一半。
- 1月4日 机组按计划升至满功率运行。
- 1月9日 因2TEP002DZ至9TEG001BA管线内残余空气,造成9TEG001BA数次出现氧含量超标。
- 1月12日 16:25 由于1ARE032VL故障关闭而导致反应堆自动停堆;19:27重新并网。19:47 由于1GCT121VV 阀位反馈杆断裂再次导致反应堆自动停堆;13日 2:25 再次并网成功,15:55 恢复满功率运行。
- 1月24日 3:03 机组与电网解列,第八次大修正式开始。
- 1月25日 9:45 机组进入正常冷停堆(M1)。
- 1月27日 10:50 打开稳压器人孔盖(M2)。
- 1月31日 22:33 卸料结束(M4)。

2 月

- 2月10日 6:50 装料开始(M14)。
- 2月16日 7:15 稳压器人孔关闭(M18)。
- 2月20日 16:52 机组离开正常冷停堆(M18a)。
- 2月23日 21:52 机组达临界(M20)。

2月27日 13:36 机组并网, 第八次大修结束, 历时34天10小时30分。

3月

3月4日 0:56 机组升至满功率运行。现场巡视发现1GSS225VL处于关闭位置, 使1GSS230BA失去一路应急疏水。

3月6日 15:59 执行1VVP002VV B列执行器关闭试验时, 发现1VVP002VV主蒸汽隔离阀泄油控制路内漏, 更换密封环和电磁阀后故障消失。

3月6日 17:12 维修人员测量1GME001/002MW信号时触发1GPV036/044/052/060VL、1CAR015VL开启、APU备用泵启动、RGL004AA报警等自动动作。

3月18日 2:45 因一回路平均温度偏差异常波动导致R棒自动插入一步, 2:46 手动将R棒上提1步, 再多次检查其它参数未见异常变化, 3:30 观察一回路平均温度偏差稳定在正常范围, 将R棒置于自动。

3月25日 1CEX003PO因振动超标退出运行, 更换马达后恢复正常。

4月

4月2日 因0SVC大量耗汽导致机组反应堆过冷, 热功率最高上升至2924MW, 主控制室操纵员立即降低汽机负荷, 热功率下降至2900MW。1RIS026MP继电器故障短路导致SIP II部分24V直流电源失去。

4月13日 1GSE004VV不明原因突然关闭导致一回路热功率、蒸汽发生器流量及水位波动。

4月17日 10:00 执行PT1LLS002时, 由于1RIS274VB未关严, PTR001BA硼水进入一回路, 导致核功率缓慢下降。

4月18日 10:21 机组在满功率运行时出现6个第二组 I_0 。

4月29日 1CEX006SP故障导致1CEX001PO跳闸。

5月

5月10日 0:59 因1GSE010VV驱动线圈电压超差(A9故障), 造成阀门自动关闭, 反应堆热功率超过限值达11min。经维修人员紧急处理后恢复正常。

6月

6月10日 0SDA111/112PO跳闸导致两台机组的4台CRF泵失去机械密封水。

6月11日 1, 2号主控制室音响报警误报及广播系统不可用。

6月19日 现场人员发现1VVP023PO频繁启动, 油回路中存在漏点。6月22日确认漏点位于油箱内1VVP033FI与其下游管道的接口处, 处理后故障消除。

6月24日 运行人员对0DVT101CI进行隔离时, 由于设备编码统计错误导致隔离了0DVT001CI, 而0DVT101CI仍在运行。

7 月

- 7月3日 17:30 1APA 电动给水泵不明原因短时失去热备用, 17:38 运行人员将 1APA001TL 在“STANDBY”位置重新确认成功, APA 投入热备用。
- 7月10日 18:15 由于 1PTR166/172VB 内漏导致 1PTR 传输水池跑水 42m³。

8 月

- 8月1日 9:00 现场人员巡视发现泵房进水口有海生物, 维修人员介入后打捞出大约 300kg 水母, 其后每天均打捞出几百公斤水母。
- 8月6日 13:30 0GEW318GS 出现 SF₆ 泄漏, 维修人员进行带压堵漏后, 泄漏速率降至 0.002MPa/h。
- 8月16日 1DEG301GF 抽氟利昂过程中蒸发器铜管冻裂并引发 1DEG101GF 跳闸。
- 8月27日 14:00 1SEC004PO 轴承温度异常升高, 8月30日维修人员对 004PO 吹油后温度恢复正常。

9 月

- 9月11日 16:50 受热带气旋“黑格比”影响, 机组降负荷至 760MW 运行。在 1 号机组降功率过程中, 发电机出线端盒冷却风机意外全停, 现场控制盘上运行指示灯均不亮, 检查无其它异常后, 重新启动 B 列风机。
- 9月12日 4:15 机组升至满功率运行。

10 月

- 10月2日 由于工作负责人对 0SAP313/314BA 换水不当, 造成 0SAP401/402CO 先后跳闸。运行人员将 0SAP313/314BA 补水至正常水位后重新启动 0SAP401CO 成功。
- 10月6日 RX 厂房 SAR 用气量达 10Nm³/h, 查漏后发现 1RCPO02VP 的供气阀 SAR592VP 阀盖固定螺栓松动, 紧固后 RX 用气量恢复到 6.6Nm³/h。
- 10月23日 1SAR592VA 再次出现漏气现象, 经处理后消除漏气。

11 月

- 11月1日 1RGL SD2 E7 控制棒棒位指示失去。
- 11月6日 1GSE002VV 不明原因关闭。
- 11月10日 1CFI012DG 由于耙子变形不可用, 处理后耙子仍无法下行, 经检查发现 1CFI012DG 导轨水下部分因海生物积聚而阻碍耙子下行。
- 11月21日 因 0JPT002VE 密封隔膜损坏使联络变压器 0GEW490TR 的消防系统退出运行达一周。
- 11月27日 1APP B 泵消防系统由于 1JDT167VA 漏气、气侧探测回路压力下降而被迫隔离。

12 月

- 12月11日 1STR启动中二次侧安全阀动作导致一回路热功率短时超过额定值。
- 12月12日 维修人员持岭澳核电站许可证在大亚湾核电站管辖设备上维修活动。
- 12月28日 运行人员巡视时发现OLBN505开关处于断开状态,使0GEW590TR失去所有本体保护。
- 12月29日 12:15完成大亚湾核电站140亿kW·h的年度上网任务。

6.1.2 大亚湾核电站2号机组

1 月

- 1月1日 4:00 稳压器人孔关闭(M18)。
- 1月6日 7:50 机组进入热停堆(M19)。
- 1月8日 2:20 机组达临界(M20)。
- 1月10日 12:03 机组并网成功,第八次大修结束,历时31天9小时。
- 1月15日 4:51 升功率至100%FP稳定运行。
- 1月14日 执行PT2RPA013时导致2LHP柴油发电机误启动。
- 1月17日 2AGR A列控制油压下降,引起蒸汽发生器水位大幅波动。
- 1月22日 执行PT2RGL004过程中RGL和GRE上位机出现多起故障。
- 1月31日 21:30 降功率至760MW处理2AGR147VH故障。

2 月

- 2月5日 2RCP超功率保护定值数次发生下漂。
- 2月10日 实施春节保电任务,机组按计划要求降功率至763MW运行。维修人员在对2AGR211/212FI加装磁棒时发现滤网内有大量异物。
- 2月13日 维修人员在更换控制油滤网2AGR203/204FI滤芯时发现该滤网的滤芯未安装。
- 2月19日 春节保电任务结束,机组按计划升至满功率运行。

3 月

- 3月10日 执行PT2ABP005时,ABP系统A列自动隔离。
- 3月12日 1:09因主变压器C相故障,主变压器差动保护、重瓦斯保护动作而使2号机组失去厂外主电源,反应堆自动停堆。抢修主变压器C相。
- 3月26日 2号主变压器C相抢修结束,机组并网。在升功率过程中,由于11号轴瓦温度高,根据报警卡要求手动解列。检查后,机组再次冲转并网。当功率升至780MW时,出现2GEX002AA,在确认故障后,机组开始降功率。
- 3月27日 机组手动解列,进行发电机抢修。

4 月

无

5 月

- 5月5日 0:21 发电机抢修任务结束,机组并网。
- 5月6日 0:00, 机组升至满功率运行。
- 5月10日 在处理 2RCP042MD 下漂故障期间, 出现安全壳内压力高报警。
- 5月16日 10:36 维修人员误在 2RRI151MD 上做校验导致 2RCP001PO 热屏冷却隔离阀 2RRI225VN 短时关闭。
- 5月17日 运行人员执行完 PT2RPA030 后, 未按规程要求开启 2EAS125VR, 导致 2EAS125VR 异常处于“关闭”状态。5月18日恢复为“开启”状态。
- 5月24日 维修人员在处理 2EAS007VB 故障时, 由于该阀多次处在非关闭位置, 导致机组产生 10 次第一组 I_o。

6 月

- 6月6日 由于规程不完善, 未对备用冷油器 2GGR101RF 进行冲洗, 使得在进行冷油器切换后导致 GGR 油质恶化。通过安装临时滤油机进行净化将 GGR 油质恢复正常。
- 6月12日 执行 PT2RIS005 时未关闭 2RIS207VP 导致 2RIS004BA 硼浓度下降。

7 月

- 7月1日 9:35 2GTH001CF 故障导致跑油 2t, 维修人员更换 GTH002SN 后, 净油机恢复良好运行状态。
- 7月4日 2LCA 母线绝缘低至 6.25kΩ 以下(绝缘危险值)。
- 7月18日 执行 PT2RPA018 过程中, 2RIS075VB 电气开关 LLE405 故障使得阀门不能操作, 导致 2RIS A 列不可用达 20min。经维修人员检查后为电动头力矩不够, 更换该电动头后恢复正常。
- 7月23日 执行 PT2RRI009 时, 2RRI001PO 马达出现接地故障, 维修人员更换马达后该泵功能再鉴定合格。
- 7月27日 4:20 2GRE004VV 突然关闭, 引起机组电功率小幅波动。现场检查发现 2GRE004VV 有漏油现象, 阀位反馈模块自检回路通信故障。重新开启该阀后, 运行正常。
- 7月31日 因 2LLS001TC 超速定值不合格导致 2LLS 小汽机多次启动。

8 月

无

9 月

- 9月3日 2号机组主变压器A相6、7号风机停运引起油温升高,导致油从呼吸器溢出,后经运行人员手动强制启动风机后,油温下降至正常值。
- 9月4日 7:23因2号机组主变压器C相有载分接开头盖板用的导磁材料引起涡流电流,使法兰密封垫发热损坏,导致高压套管侧排气平衡小管线接头法兰面漏油。维修人员在法兰上加装接地线,减少涡流电流后,温度下降至正常值。
- 9月11日 21:30受热带气旋“黑格比”影响,机组降功率至760MW运行。
- 9月12日 3:50机组升至满功率运行。
- 9月16日 16:50执行PT2RPA040时,发现2REN104VP气动隔离阀中性点设置不当,使2REN104VP不能完全关闭,事故情况下失去安全壳隔离的作用。
- 9月25日 执行PT2LLS001时,LLS022JA不明原因跳闸,导致2LLS001TC不可用。重新执行PT2LLS001后,结果满意。

10 月

- 10月9日 因钥匙卡涩引起2RPN424CC故障,导致LOCA机停电2个多小时,期间堆芯冷却失去监测。
- 10月10日 运行人员为检查2RCP479AA准备进入2RX厂房,但8m气闸门内、外门都不能电动操作,经检查后发现调速器控制模块故障。
- 10月24日 19:01 2号机组上位机FILE3的缓冲板保险烧毁,使I/O接口的FILE3停止工作,导致上位机自动转为手动控制。更换板件后恢复正常。

11 月

- 11月6日 2号机组控制棒G2棒组中的D6棒束棒位失去指示。
- 11月7日 2号机组反应堆B列停堆开关在试验时微动开关出现卡涩现象。
- 11月8日 执行定期试验时发现2EAS系统管线焊缝有漏。
- 11月13日 22:43 2RAM002AP故障跳闸,导致2号机组RAM单机运行,经检查故障原因是发电机励磁滑环涂层磨损严重。维修人员对该滑环表面重新加工后,2RAM002AP恢复可用。
- 11月18日 2DVW061VA意外关闭,导致2DVW碘回路不可用达31min。
- 11月19日 18:32 SIP试验过程中出现意外,引发2号机组稳压器低3水位报警,导致RCV下泄回路自动隔离。
- 11月26日 2RGL N12棒组H6棒位指示故障。
- 11月28日 2RIS013VP热电偶动作,导致RIS B列不可用。

12 月

- 12月14日 因2GSS110DI泄漏,导致2CEX真空异常上升。

6.1.3 岭澳核电站 1 号机组

1 月

- 1月1日 12月31日 14:15 岭澳核电站 1 号机组进行静态排气, 一回路排气结束, 计算一回路气体体积为 12.4Nm^3 , 符合标准。
- 1月26日 11:10 配合 SUT 执行 1COC53/1COC60 试验, 17:10 SUT 执行 COC 试验, 断开 RPR007UP, 反应堆自动停堆。

2 月

- 2月4日 16:12 2号机组反应堆首次达临界, 开始反应堆物理试验。
- 2月10日 19:24 因 ATWT, 反应堆自动停堆。22:30 反应堆重新达临界。
- 2月14日 15:48 1ASG001BA 水位低至 9.5m, 机组后撤至热停堆状态。
- 2月16日 10:00 开始进行汽轮机冲转, 升速至 3 000r/min。
- 2月17日 07:45 做汽轮机超速试验。在隔离 2 号轴承座的条件下, 汽轮机在 3 255r/min 自动跳闸。在隔离 1 号轴承座的条件下, 汽轮机在 3 234r/min 自动跳闸。
- 2月26日 18:33 1号机组首次并网成功。

3 月

- 3月2日 00:30 升功率至 124MW, 配合 SUT 测差动保护特性, 结果满意。04:05 由于电导率及 Na^+ 离子高并继续上涨, 决定停机。10:35 机组重新并网。
- 3月5日 02:12 配合 SUT 做 TPRRC53, 22:34 SUT 在执行差动保护试验时, 由于失灵保护动作, 造成超高压断路器 0GEW210/220JA 打开, 汽轮机快速降功率。由于蒸汽发生器压力达到 GCTa 阀开启定值, GCTa 三个阀门相继开启, 造成蒸汽发生器水位迅速升高, 蒸汽发生器出现给水流量低信号。22:35 反应堆自动停堆。
- 3月7日 15:40 机组并网成功。
- 3月10日 19:12 反应堆由于 3 号蒸汽发生器水位高而自动停堆。22:30 反应堆重新达临界。
- 3月11日 09:45 机组并网。11:30 功率升至 200MW。18:50 给水流量大幅波动, 3 号蒸汽发生器水位高高, 反应堆自动停堆。
- 3月12日 09:14 机组并网, 10:00 升功率至 204MW。
- 3月13日 01:35 手动停运汽轮机, 做停机不停堆试验, 试验过程中各种参数调节良好。
- 3月14日 17:06 反应堆自动停堆。仪表复归上位机报警信号, 上位机死机, 重新启动过程中, 汽轮机快速降功率, 上位机无法投自动, 蒸汽发生器水位高, 反应堆自动停堆。
- 3月20日 18:35 汽轮机冲转, 当转速达到 2 200 转时, 11 号轴瓦温度达到 93°C , 手

动停运汽轮机。

3月30日 00:00 汽轮机快速甩负荷试验。11:50 执行停机不停堆试验。12:29 汽轮发电机组重新冲转并网, 配合 SUT 进行失磁保护试验, 14:00 完成失磁保护试验, 17:10 反应堆功率升到 49.6%FP, 汽轮机升功率至 400MW, 23:45 手动按下 OGEW200TO, 机组带厂用电稳定运行。

4 月

4月2日 00:35 SUT 执行 TPCOC53 试验, 反应堆自动停运。02:30 SUT 执行 TPRPN52 试验。09:30 反应堆达临界。16:10 机组并网。

4月12日 15:20 二回路水质恶化。17:08 发电机与电网解列。由于 3 号蒸汽发生器水位高, 反应堆自动停堆。

4月14日 21:20 反应堆达临界。

4月15日 13:00 汽轮机并网成功, 汽轮机升功率。

4月18日 03:15 因 GSS201JD 大量喷水, 机组停运。

4月20日 18:30 机组重新并网成功。

4月21日 14:28 1 号机组反应堆首次达满功率。

4月22日 10:40 因 SUT 负责人误关 1GRV821VY 导致 1GST027VN 自动关小, 引起发电机定子冷却水流量低, 功率由 992MW 降至 775MW。

5 月

5月4日 00:48 按计划执行停机不停堆试验, 汽轮机停运。00:53 出现冷凝器故障信号, 反应堆自动停堆。02:05 反应堆达临界。23:50 升至满功率。

5月5日 00:00 执行停机不停堆试验成功。23:10 开始执行机组甩厂用电试验,

5月10日 09:50 达到满功率。13:30 开始降功率。15:31 开始进行跳负荷开关试验, 结果试验成功。

5月11日 00:00 配合 SSE 执行断开负荷开关瞬态试验, 汽轮机由于超速保护动作, 自动停运, 试验不成功。21:40 试验结束, 开始进行整治性小修。

5月25日 21:08 机组并网。

5月28日 00:00 1 号机组宣布投入商业运行。

6 月

6月26日 00:00 仪表人员在执行 T2 试验中有关 C21 信号的部分时, G 棒整定棒位突降至 580 步, 并出现 RGL021AA, G 棒自动下插, 立即将 G 棒置手动。

6月28日 03:10 配合仪表处理 GRE 上位机死机的问题。仪表人员对 GRE009VV/GSE009VV 的插件和元器件进行了紧固, 初步分析是电流超差。

7 月

7月11日 01:00 主控制室发现 409EN 测量 ΔT 指示上漂, 从 100% 上漂至最高 109%, 后又回到 100% 而同时 410EN 保持 100% 不变。因为两个指示是同一个信号源, 怀疑 409EN 记录仪有故障。

8 月

8月14日 02:00 应反应堆物理组要求, 将 R 棒由 204.5 步插至 202 步, 之后为抑制氙振荡, R 棒提到 203.5 步,

9 月

无

10 月

10月8日 04:54 主控制室出现 GCT700AA/703AA, RGL404/021AA, GRE001AA 报警。
10月27日 02:00 巡视发现 RPN023MA 倍增时间大幅波动, 波动幅度最大时由 -35s 至 7s, 检查未发现异常。

11 月

无

12 月

12月18日 20:00 LSS 死机。20:15 LSS 监测恢复可用。

6.1.4 岭澳核电站 2 号机组

1 月

1月1日 12月31日 9:00 岭澳核电站 2 号机组联合排气开始。
1月2日 14:07 一回路开始升压。20:54 一回路升压至 15.4MPa 平台做试验。

2-3 月

无

4 月

- 4月5日 18:00 2CTT 系统在线检查。
4月6日 18:40 2CTT 系统开始打压试验。
4月14日 11:00 2CTT 系统打压试验结束。

5 月

- 5月1日 18:00 投运 RCV 上充管线为一回路充水, 流量为 $5\text{m}^3/\text{h}$ 。18:50 投运低压下泄管线。热态试验开始。
5月29日 08:30 一回路升温升压至热停堆。

6 月

- 6月6日 00:20 2号机组热态试验结束。

7 月

- 7月15日 11:30 2号机组开始装料。
7月17日 11:50 2号机组装料结束。

8 月

- 8月27日 09:05 反应堆达临界。

9 月

- 9月4日 21:28 APP A 泵突然跳闸, APA 泵自动启动成功。
9月5日 04:10 在一回路稀释以补偿 X_e 毒时, 稀释了 2 000L, 导致反应堆功率上升到 15.7%FP。经插 R 棒及硼化后, 功率降至 10.2%FP。
9月8日 18:18 执行 T2GSE002 不合格。
9月11日 08:02 汽轮机冲转至 3 000r/min, 09:30 开始发电机短路试验, 21:35 汽轮机手动停运。
9月13日 09:20 汽轮机冲转至 3 000r/min。09:30 SUT 开始执行发电机开路试验, 18:15 发电机开路试验结束。
9月15日 13:03 手动合闸 OGEW320JA, 发电机与电网并网运行。13:08 手动断开 OGEW320JA, 发电机孤岛运行。14:21 手动合上 OGEW320JA, 并网运行。
9月27日 10:35 机组并网运行。
9月30日 机组按计划与电网解列。

10 月

- 10月6日 04:35 机组并网, 20:35 配合 SUT 验证流量调节阀大、小流量阀切换, 23:30 执行 TPRRC59 停机不停堆试验。
- 10月7日 06:35 机组重新并网。
- 10月8日 11:00 由于二回路钠离子含量高, 暂停升功率, 14:00 功率达 50%FP。
- 10月14日 00:54 汽轮机功率调整为 411MW, 反应堆功率升至 50%FP, 执行 TPGTA54 停机不停堆试验。08:20 机组并网成功。12:10 执行 TPRRC57 甩厂用电试验。12:30 重新并网升功率。
- 10月15日 00:50 汽轮机并网, 09:00 功率到 50%FP 平台, 12:16 开始落棒试验。反应堆停堆正常动作。
- 10月16日 08:42 机组并网成功, 开始升负荷。
- 10月24日 12:15 2号机组首次达到 100%FP。
- 10月30日 执行 APP “B” 泵跳闸, 同时 APA 在热备用试验。
- 10月31日 02:24 执行甩厂用电试验。04:26 汽轮机重新并网, 18:50 升至满功率。23:30 执行发电机空载试验成功, 一回路稳定在 30%FP。

11 月

- 11月3日 21:40 执行停机停堆试验。
- 11月6日 12:00 反应堆达临界, 18:50 发电机并网, 20:00 电功率升至 200MW, 23:00 按计划发电机与电网解列。
- 11月14日 11:35 反应堆达临界。
- 11月15日 12:20 反应堆功率达 100%FP。
- 11月21日 01:20 升到满功率, 稳定后, 开始执行 T2GSS003 试验。10:00 配合 SUT 执行 TP GRE50。21:51 手动停堆, 执行 TP RRC58 试验成功。2号机组调试工作圆满成功。

12 月

- 12月8日 03:51 JPL009AA 报警出现, 现场检查 L341 房间消防水喷淋头喷水, 未见明火和烟气, JPP001/002AA 报警出现。1号机组 JPP 泵启动, 关闭 JPL381VL。下游有一玻泡破裂, 04:30 组织二级干预队进行 GB 走廊灭火。
- 12月30日 17:45 机组并网。
- 12月31日 20:10 根据计划降功率, 21:06 机组与电网解列。

6.2 重大技术问题

1. 2RRA 系统 SEBIM 安全阀整定值超出 GOR 标准

2001年12月28日, 性能科在岭澳核电站1号机组主控室安装一台日本横河八通道记

记录仪,以获取 1RRA004MP、L1RRA040/041/042/043MN 试验数据,供 1RRA SEBIM 安全阀开启和关闭整定值校验使用。2002 年 1 月 1 日 LPO 实施 PT RRA 001 试验,发现所有 4 个 1RRA SEBIM 阀门的开启和关闭压力值都比验收标准的下限值低 0.7 到 1.4bar 不等,且与调试队进行系统冷态试验时的结果相差较大。试验人员于是对横河八通道记录仪(大亚湾核电站同样使用)和 SERVOGOR SE570 记录仪(调试队冷态试验使用)进行了现场测量对比,结果显示横河八通道记录仪的输入阻抗与 1KRG133AR 401CA 的输出阻抗不匹配。

2002 年 1 月 3 日,根据岭澳核电站的经验反馈,在大亚湾核电站 2 号机组第八次大修中进行了 PTRRA001 试验,确认 2 号机组第七次大修中 RRA 三个 SEBIM 安全阀的压力整定值都偏高(最大超出 0.048MPa),超出了 GOR 标准,并最终使用 SERVOGOR SE570 记录仪完成了 2 号机组第八次大修的 RRA SEBIM 安全阀压力整定值校验试验。RRA SEBIM 安全阀压力整定值设置不准确的根本原因是:横河八通道记录仪的输入阻抗与 2KRG133AR 401CA 的输出阻抗不匹配,使测量值偏低,最终导致调整后的压力整定值超出 GOR 的要求。其潜在后果是 RRA 在运行工况时,失去 RRA 安全阀对 RCP 系统超压的保护。

为防止类似事件再次发生,性能科全面调查了所有试验测量设备和被测设备的输入和输出阻抗匹配问题。并在所有试验信号取自 KRG 的相关试验规程中明确:试验仪器选择时必须考虑阻抗匹配的要求。同时,还召集各相关执行处将这次事件做了一次全面的经验反馈,要求工作人员在现场测量各种传感器输出的信号时,必须评估和验证测量设备的输入阻抗的大小对测量结果带来的影响。

2. 1ARE032VL 阀门定位器气动放大器的限流喷嘴元件螺丝断裂导致反应堆自动停堆

2002 年 1 月 12 日 16:25:51,主控室突然出现 1ARE 汽水压差报警,2 号蒸汽发生器水位急剧下降。16:26:19 出现 2 号蒸汽发生器水位低加汽水失配信号,进而引发反应堆自动停堆。就地检查发现,1ARE032VL 的定位器气动放大器的限流喷嘴元件断裂,造成驱动阀门动作的动力压缩空气大量外溢,导致 1ARE032VL 关闭,2 号蒸汽发生器失去大量给水,最终引发水位低加汽水失配信号,触发反应堆自动停堆。更换故障后,重新校验 1ARE032VL,结果合格。2002 年 1 月 29 日对 1ARE031VL 定位器的 RELAY 限流喷嘴元件进行了检查。当用力矩螺丝刀拆卸时,RELAY 的限流喷嘴元件的螺丝同样断裂。

RCA 根本原因分析小组收集国外的经验反馈,并对断损元件进行了金相分析,最终证实 1ARE032VL 定位器气动放大器的限流喷嘴元件螺丝断裂导致反应堆自动停堆的根本原因是:限流喷嘴组件材料受到应力、腐蚀环境和敏感材料引起的晶间应力腐蚀。

为防止共模故障的发生,在 1 号机组第八次大修中对 ARE 所有的阀门的气动放大器进行了更换;对 2 号机组,在正常运行期间采取绑扎措施,在停堆时进行更换。并修改了所有与更换气动放大器相关的维修导则和大纲:在 FISHER 气动调节阀维修中增加检查、清洗限流喷嘴元件的内容,并规范限流喷嘴元件安装的力矩。同时,由工程处研究改善压缩空气干燥效果及过滤减压阀过滤品质的方案。如果不能改善压缩空气质量,则必须在此类阀门运行一定年限后,将所有的气动放大器更换新型号。

3. 1GCT121VV 定位器反馈连杆断裂导致反应堆自动停堆

2002 年 1 月 12 日,在处理完 1ARE032VL 定位器故障,机组重新并网升功率过程中,由于 1GCT121VV 定位器的固定螺栓松脱,导致反馈连杆突然断裂,阀门调节失效,蒸汽发生器水位出现较大幅度波动,加上操纵员手动干预操作不当,致使 1 号机组于 19:47 出现 2 号蒸汽发生器高水位加 P7 信号,触发反应堆再次自动停堆。

为分析连杆断裂的根本原因, RCA 小组对断损元件进行了金相分析, 对阀门做振动测量分析, 模拟故障试验, 对断裂部位进行强度计算, 主要从材质、尺寸等方面比较断裂横杆(1号机组第七次大修期间因连接螺栓变形损坏而重新加工更换)在抗弯强度和抗扭强度上与原设计的差异。最终确认事件的根本原因是: 1GCT121VV 定位器的固定螺栓未按图纸要求安装锁紧垫片, 且加工的横杆尺寸偏小而使横杆的抗弯强度降低, 最终导致 1GCT121VV 定位器在振动环境下松脱, 当阀门开启时反馈连杆过载而断裂。

为防止类似事件再次发生, 决定检查现场有类似定位器的所有阀门的定位器固定螺栓紧固情况, 对 1GCT121VV 及类似定位器阀门的固定螺栓加锁紧垫片, 或在螺丝中加防松紧固件, 将反馈连杆与阀杆连接螺丝直径由 $\phi 8\text{mm}$ 改为 $\phi 10\text{mm}$, 以增加连杆的抗弯强度和抗扭强度。

4. 1GSE001VV 控制电磁阀固定螺栓断裂

1号机组第八次大修期间, 对 1GSE001VV 高压主汽门进行了解体维修。2002年2月17日, 现场进行阀门特性试验, 当控制油路压力升至 13.8MPa 后, 突然发生爆响, 该电磁阀的 4 个紧固螺栓全部断裂, 1GFR 系统抗燃油泄漏约 100kg。

为分析紧固螺栓断裂的根本原因, RCA 小组对断损螺栓进行了材料化学成分分析与机械性能测量, 对螺栓断口形貌进行宏观和电镜微观扫描分析, 进行螺栓正常工作载荷计算和螺栓过载危险性分析, 对在役的 1GRE/GSE 电磁阀的紧固螺栓进行无损检查。最终确认事件的根本原因是: 1GSE001VV 电磁阀紧固螺栓回装预紧时, 未按设计要求力矩($2.5\text{N}\cdot\text{m}$)预紧, 导致紧固螺栓明显过载。如果螺栓因过载产生的拉应力明显超过其屈服强度, 而接近强度极限, 再鉴定试验中当油路压力升到 13.8MPa 时, 油压对螺栓产生的拉应力会与过载产生的高应力相叠加, 导致总应力超过螺栓材料的强度极限, 从而造成螺栓的快速过载断裂。

为防止事件再次发生, 已将在此的 GRE/GSE 电磁阀螺栓更换成新螺栓, 在维修程序中严格规定螺栓的预紧力矩限值 ($2.5\text{N}\cdot\text{m}$), 并且明确解体维修时应及时更换 O 形密封圈。

5. 1VVP002VV B 列液压油泄漏

2002年2月25日上午10点, 对主蒸汽隔离阀组做 10% 关闭试验时, 由于 1VVP272EL / 272DR 阀组内漏, 造成 002VV 阀门全关。检查发现 272EL 电磁阀内部较脏, 密封面密封不严, 272EL 阀门漏油, 进而引起 272DR 阀组泄漏, 油压下降, 阀门全关。更换电磁阀后, 排除故障。

2002年3月6日下午4:00, 1号机组处于满负荷状态, 做 10% 关闭试验时, 阀门关闭 10% 以后, 气动泵 1VVP021PO 启动, 但油压反而下降。阀门继续关闭, 紧急关闭 1VVP332VH 后油压上升, 阀门恢复到全开位置。3月7日解体检修 1VVP272DR/272EL, 发现 1VVP272EL 的密封面上有异物, 而且靠近线圈侧的 2号防漏密封圈及 4号油路隔离密封圈有缺损。清洗更换密封圈后试验功能正常, 但发现有外漏, 再次更换新电磁阀后再鉴定试验合格, 系统正常投运。

针对两次试验出现的故障现象, RCA 小组解体检查了排放阀 1VVP272DR 与电磁阀 1VVP272EL, 发现 272EL 的若干 O 形环损坏, 在该阀硬密封面附近存在不明杂物。进一步分析后, 最终确认 1VVP002VV 主蒸汽隔离阀控制油回路油压不能维持的根本原因是: 厂家使用了错误的加工工艺, 造成 272EL 电磁阀阀体内表面存在尖锐的过渡, 从而造成电磁阀的 O 形环在装配过程中破损、脱落, 并残留在阀体内, 残留物在油循环过程中滞留在电磁阀硬密封

面上,致使油回路泄油段密封失效,液压油内漏,最终导致该系统油压不稳,在10%关闭试验后期主蒸汽隔离阀不能按预期要求恢复全开。大亚湾核电站共有24台类似的电磁阀,从电站运行的实际情况看,屡次出现问题的是同一个阀门,所以此次设备的质量问题是一个偶然事件。

6. 2号机组主变压器C相故障导致停机停堆

详见4.3小节“机组抢修与小修”。

7. 2号发电机组转子接地报警导致机组手动解列

详见4.3小节“机组抢修与小修”。

8. 2LLS系统漏装刚性拉杆以及在安全停堆地震(SSE)情况下受力超标

2002年5月20日,十年安全评审(PSR)项目组在对LLS系统进行设计审查时发现,2LLS001TC小汽机的入口管线2LLS009-88.9上的支架SBW570008漏装刚性拉杆DG1A。导致该管线在安全停堆地震(SSE)情况下可能出现破裂,使2LLS001TC在全厂断电情况下无法承担其安全功能(即给9RIS011PO供电以保证主泵1号轴封密封水的注入和给安全重要仪表供电以使机组过渡到安全状态),也将影响2ASG003PO的可用性。同时发现在漏装刚性拉杆DG1A的情况下,实际作用在该汽机法兰接口上的力和力矩超过在进行抗震计算时的输入值,因此在SSE地震情况下无法保证1/2LLS001TC的可用性。

此事件的直接原因是:在核电站建造阶段忘记安装刚性拉杆DG1A,并且在1/2LLS系统管线设计过程中出现失误。根本原因是:安装结束后未进行严格的符合性检查,并且设计结束后未进行严格的设计审查。

2002年7月3日,PT2LLS001期间进行振动测试,结果合格。7月7日对管线2LLS009-88.9漏装刚性拉杆DG1A后的应力计算表明,该管道在SSE地震下仍能保证其完整性,所以也不会影响2ASG003PO的可用性。7月5日以实际作用在1/2LLS001TC接口法兰上的力和力矩进行的应力计算表明:在SSE地震情况下1/2LLS001TC仍能保证其功能。2号机组第九次大修恢复回装DG1A刚性拉杆。

9. 1PTR166/172VB内漏

2002年7月10日,为了传送废旧控制棒导向筒,向燃料传输池内充水50m³,随后发现所充的水通过1PTR166/172VB排放阀泄漏。7月11日,当试图关闭这两个阀门时,发现阀门已损坏。7月16日进一步的解体检查证实,这两个阀门的橡胶内衬已经完全损毁。本次事件导致燃料输送池中的放射性溶液意外泄漏42m³,增加了放射性废液的排放量,造成了较大的经济损失。7月24日对2号机组的相同阀门进行了解体检查,发现有类似的损坏情况。

RCA小组通过一系列的试验及分析,最终确认造成事件的根本原因是:橡胶内衬在低辐射、氧及张力的长期共同作用下的老化损坏。为避免事件重发,将在每次换料大修时,在燃料小车干式试验后与湿式试验之间安排时间窗口对阀门进行检查,以及时发现失效阀门并进行修复。还需修改维修大纲,每8年更换PTR166/172VB的橡胶内衬,提高阀门的可靠性。

10. 0GEW318GS气室(C相)SF₆泄漏

2002年8月6日12:58,1号机组在满功率运行状态下出现0GEW318GS气室C相气压低报警。现场检测发现SF₆气室压力仅为0.315MPa(接近二级跳闸压力值),确认该气

室存在泄漏。随后立即对该气室进行补气，气室压力恢复至 0.365MPa 后报警消失，避免机组停机事件的发生。补气约 1h 后，主控制室再次出现压力低一级报警，检查确认该气室存在严重泄漏。实施连续跟踪补气、带压堵漏等措施后，保证了 1 号发电机组的正常运行。

RCA 分析小组根据现场故障现象分析后，初步确认 0GEW318GS 气室 SF₆ 气体泄漏的根本原因是：气室连接法兰上的电气连接片安装质量存在缺陷，使得电流在 4 个连接片上的分布极不均衡，大电流集中通过一个连接片，造成法兰接触面过热，最终导致密封圈过热老化失效。

为避免事件重发导致机组停机，将在第九次大修中对 0GEW318GS 气室进行解体检修。分别对 1 号机组主变压器 A、B 相和 2 号机组主变压器 A、B、C 三相 GIC 户外部分的密封母线外壳连接片进行检查。并修改维修大纲，增加对 GIS、GIC 密封母线外壳连接片等的检查和维护项目。

6.3 生产管理大事记

- 1 月 10 日 大亚湾核电站 2 号机组于 1 月 10 日 12:03 并网成功，第八次大修结束。本次大修历时 31.4d，比目标工期提前了 15h，创造了单机组最佳大修工期记录。
- 1 月 12 日 16:25，大亚湾核电站 1 号机组主给水调节阀（1ARE032VL）因控制气源泄漏，阀门自动关闭，导致一台蒸汽发生器水位低和汽水失配报警出现，触发反应堆自动停堆。生产各部门高度重视，并对此故障进行了及时处理，再鉴定合格后，机组于 13 日 2:25 重新并网。
- 1 月 14 日 华能国际电力大连分公司副厂长孙振省一行 11 人来访大亚湾核电站，合营公司生产副总经理贺禹会见客人。
- 1 月 14 日 国家计委副主任张国宝一行 12 人来大亚湾核电现场视察，中广核集团公司管云龙董事长、刘锡才总经理，以及广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司总经理部领导向张国宝副主任汇报大亚湾核电站安全生产和岭澳核电站工程建设有关情况，并陪同客人视察了现场。
- 1 月 15 日 公司生产五部召开总结表彰大会。大会总结了 2001 年度的生产工作，表彰了一批先进集体、先进工作者、安全生产积极分子和青年生产标兵。中广核集团公司董事长管云龙出席表彰大会，并发表重要讲话。
- 1 月 22 日 法国 EDF 及格拉芙林电站一行 7 人来大亚湾核电站参观访问和技术交流，公司总经理林贵清、副总经理刘达民会见客人。
- 1 月 23 日 香港中华电力公司 William Stone 一行 5 人来访大亚湾核电站，公司总经理林贵清、副总经理刘达民和岭澳核电有限公司副总经理郭文骏会见客人。
- 1 月 24-25 日 国家核安全局（NNSA）对岭澳核电站 1 号机组进行首次临界前核安全检查。检查组听取了相关各部的准备情况汇报并进行了现场巡检，认为岭澳核电站已基本具备临界条件。
- 1 月 24 日 由郭克尔克市工商联主席乔·戴林先生、法国格拉芙林市市长贝特兰德·林格特先生率领的法国敦克尔克市经贸考察团一行 5 人访问了大亚湾核电站。考察团听取了合营公司总经理林贵清对大亚湾核电站、岭澳核电站的生产建设情况的

- 介绍,并在林贵清总经理和岭澳核电有限公司副总经理郭文骏的陪同下参观了岭澳核电站观光平台及核电全貌。
- 1月24日 全国人大常委、环境与资源委员会副主任张皓若一行4人来访大亚湾核电站,中广核集团公司副总经理尤德良,公司总经理林贵清,岭澳核电有限公司总经理刘锦华陪同参观。
- 1月24日 大亚湾核电站1号机组与电网解列,开始第八次换料大修,计划工期为35天。
- 2月4日 公司被深圳市对外贸易经济合作局评为“2001年度深圳市外贸出口先进企业”。
- 2月5日 香港电力公司(HEC)一行7人来访大亚湾核电站,公司常务副总经理刘达民会见客人。
- 2月13日 全国政协副主席朱光亚一行15人来大亚湾核电站视察,公司生产副总经理贺禹陪同视察。
- 2月16日 岭澳核电站1号机组汽轮机开始首次冲转。
- 2月20日 全国人大常委蒋心雄来大亚湾核电站视察,中广核集团公司副总经理濮继龙陪同视察。
- 2月21日 广东核电(大亚湾)党委2001年工作总结暨2002年工作动员大会在工地南区餐厅召开。会上表彰了第四届精神文明建设先进集体及十佳青年明星。党委书记戴庆宇做了2001年党委工作总结并布署了2002年党委的主要工作。
- 2月22日 广东大亚湾核电站、岭澳核电站第六届安全咨询委员会第二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。会上,两公司负责人分别对2001年度生产运行和工程建设情况作了介绍,并对委员们所关注的问题作了详细回答。
- 2月26日 岭澳核电站1号机组比原计划提前48天首次成功并网。李鹏委员长就此发来贺电并鼓励全体员工再接再厉,为夺取岭澳核电站全面胜利而奋斗!
- 2月27日 大亚湾核电站1号机组一次并网成功,第八次大修圆满结束,此次大修共历时34天10小时33分,较计划35天工期略有提前。
- 3月4日 广东大亚湾核电站自1994年投入商业运行至2003年3月4日8时整,累计上网电量达1000亿kW·h,累计发电量达1049.26亿kW·h。
- 3月12日 大亚湾核电站2号机组主变压器C相发生故障,发电机与电网解列,反应堆自动停堆。
- 3月27日 2号机组重新并网发电。但在8时许,出现发电机组转子接地报警信号,经电网同意,2号机组于12时50分手动解列汽轮机发电机组,进行故障抢修。
- 3月27日 广东核电合营有限公司第六十次董事会在中广核集团总部召开,审议并批准了丁中智先生接替周小谦先生担任合营公司董事会董事、港核投推荐蔡浩先生和林允中先生分别担任广东核电合营有限公司人力资源部副经理和行政管理部副经理职务,并对安全生产和财务工作做出了相应安排。
- 4月1日 国家电力公司副总经理贺恭一行13人来访大亚湾核电站,中广核集团党组书记王禹民,公司总经理林贵清会见客人。
- 4月3-4日 NNSA对岭澳核电站1号机组进行90%FP功率平台前的核安全检查。

- 4月16日 原安徽省常务副省长龙念夫妇一行4人来访大亚湾核电站，中广核集团公司董事长管云龙、总经理刘锡才，公司总经理林贵清会见客人。
- 4月28日 岭澳核电站日常生产项目组开始试运行。
- 4月28日 岭澳核电站2号机组开始热态试验，比原计划提前33天，标志着2号机组已进入调试阶段的关键环节。
- 4月29日 吴邦国副总理主持召开专题汇报会，会议在充分肯定岭澳核电站建设成就的同时，就商业运行前存在的若干问题作了明确批示。
- 5月5日 大亚湾核电站2号机组于0:21并网发电，并于当日14:00顺利达满功率，历时40天的发电机转子接地故障抢修结束。
- 5月17日 总参二部部长殷汝新一行7人来访大亚湾核电站，公司总经理林贵清会见客人。
- 5月23-24日 国家核安全局、国防科工委、省政府等各方面的领导和专家，对岭澳核电站1号机组商业运行前的准备工作进行现场检查，结果满意。
- 5月28日 岭澳核电站1号机组比预定计划（7月15日）提前48天投入商业运行，这一重大里程碑的提前实现，标志着岭澳核电站开始肩负生产和调试的双重使命。
- 6月5日 国家环保总局副局长祝光耀一行6人来访大亚湾核电站，公司总经理林贵清会见客人。
- 6月6日 为期40.5天的岭澳核电站2号机组热态功能试验顺利结束，总体试验结果满意。
- 6月10日 辽宁清河电厂厂长朱峰一行6人来访大亚湾核电站，中广核集团副总经理、合营公司副总经理贺禹会见客人。
- 6月14日 在中央企业团工委组织的评先评优活动中，广东核电（大亚湾）党委被评为“中央企业五四红旗团委”光荣称号。
- 6月16日 中国企业家杂志社社长刘东华一行3人来访大亚湾核电站，中广核集团公司董事长管云龙、副总经理钱智民，广东核电（大亚湾）党委副书记王青会见客人。
- 6月18日 广东核电合营有限公司、岭澳核电有限公司与原子能出版社在人民大会堂重庆厅联合举行《大亚湾核电站生产管理丛书》、《岭澳核电工程实践与创新丛书》首发式。全国政协副主席朱光亚、中国妇女发展基金会副理事长朱琳以及国防科工委、国家经贸委、国家环保总局、新闻出版总署以及国内核电同行单位的有关领导、院士和专家共100余人出席了首发式。首发式上，中广核集团公司董事长管云龙就广东核电的历史、所取得的成绩和经验以及未来发展作了主题发言，全国政协副主席朱光亚作了重要指示。首发式由公司总经理林贵清主持。
- 6月20日 岭澳核电有限公司与广东省广电集团有限公司在深圳科技大厦正式签署了《岭澳核电站（一期）2×990MW发电机组商业运行期购售电合同》。至此，有关岭澳核电站联网的“四大协议”已全部签署。
- 6月26日 公司第61次董事会在中广核集团公司总部召开。会议审议和批准了继续委派管云龙先生担任合营公司董事、推荐阮苏少涓女士替代白礼善先生担任合

营公司董事，陈绍雄先生将出任阮女士之替任董事、推荐于大川先生担任合营公司副总会计师及财务部副经理，同时撤回对邓志祥先生担任上述职务的任命。

- 7月2日 中国核工业集团公司总经理李定凡一行11人来访大亚湾核电站，中广核集团公司咎云龙董事长、党组书记王禹民会见客人。
- 7月5日 国家核安全局向岭澳核电站颁发了2号机组首次装料许可证。
- 7月9日 粤电资产经营公司监事会主席郭接兴一行6人来访大亚湾核电站，公司副总经理戴庆宇会见客人。
- 7月13日 中国工程院院士钱七虎一行4人来访大亚湾核电站，公司副总经理戴庆宇会见客人。
- 7月13日 岭澳核电站1号机组在投产后仅46天首次实现主控制室“零报警”运行，并且在处理报警的过程中未出现任何影响机组运行的事件，优质、高效、安全地完成了既定目标。
- 7月31日 公司荣获深圳市“园林式、花园式”单位称号。
- 8月7日 外交部部长助理赵进军一行5人来访大亚湾核电站，中广核集团公司副总经理钱智民，公司总经理林贵清，岭澳核电有限公司总经理刘锦华陪同参观。
- 8月20日 2002年度公司优秀中青年专家颁奖暨座谈会在公关中心隆重召开，公司领导向6名荣获专家称号的人员进行了颁奖。
- 8月20日 岭澳核电有限公司总经理刘锦华接受朝日新闻记者采访。
- 8月27日 岭澳核电站2号机组首次安全达到临界，在保证工程质量的前提下比预定工期（10月31日）提前65天实现了这一重大里程碑。
- 8月30日 大亚湾核电站和岭澳核电站在深圳市五洲宾馆举行2002年度记者招待会。总经理林贵清和岭澳核电有限公司总经理刘锦华分别介绍了大亚湾核电站的生产运行情况，以及岭澳核电站的工程建设和投产情况，并回答了记者有关核电站的生产运行、核安全、环境保护和企业文化等各方面的问題。
- 9月2日 岭澳核电站1号机组自5月25日并网以来持续安全运行100天。
- 9月18日 中央企业工委监事会沙先华部长一行5人来访大亚湾核电站，中广核集团公司常务副总经理钱智民，公司党委书记、副总经理戴庆宇会见客人。
- 9月18日 第62次董事会在广东粤电资产经营有限公司总结召开，会议审议和批准了继续委派咎云龙先生担任广东核电合营有限公司董事长，继续委派刘锡才先生和戴庆宇先生担任广东核电合营有限公司董事。同时对安全生产和管理做了部署。
- 9月20日 欧洲和法国议会代表团一行17人来大亚湾核电站和岭澳核电站访问，中广核集团公司副总经理濮继龙，公司总经理林贵清，岭澳核电有限公司总经理刘锦华会见客人。
- 10月11日 中国工程院院长徐匡迪一行17人来访大亚湾核电站，中广核集团公司董事长王禹民、总经理刘锡才、常务副总经理钱智民，公司总经理林贵清会见客人。
- 10月16-17日 NNSA对岭澳核电站2号机组进行90%FP平台前的核安全检查。
- 10月21日 美国核管制委员会（NRC）理查德·梅泽弗先生等一行5人访问大亚湾核电站和岭澳核电站。

- 10月23日 国际原子能机构副总干事 Mr.Waller 一行5人来访大亚湾核电站,中广核集团公司办公厅主任俞洁纯,公司常务副总经理刘达民会见客人。
- 10月24日 岭澳核电站2号机组首次达到满功率,机组开始500h示范运行。
- 10月25日 历时4天的第13届太平洋地区核能大会在大亚湾核电站南区活动中心举行闭幕式,中广核集团公司董事长王禹民代表第13届太平洋地区核能大会的承办单位作了总结报告。
- 10月31日 由广东省公关协会主办,广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司承办的“大亚湾绿色论坛”活动在公关中心举行。此次论坛活动旨在倡导安全、环保理念、开创绿色生活环境,同时推广大亚湾核电站和岭澳核电站的安全、环保生产措施和经验,树立广东核电良好企业形象。
- 10月31日 2002年10月份大亚湾核电站两台机组全月保持满功率运行,月度上网电量首次达到14.096亿kW·h,创历史最高记录。
- 11月18-22日 运行前安全评审(Pre-OSART)跟踪检查活动圆满结束,4名IAEA专家对44项改进行动的落实情况满意,并对岭澳核电站现场的巨大变化和优秀业绩表示赞赏,同时针对岭澳核电站现状提出了一些改进建议。
- 11月21日 岭澳核电站2号机组所有调试工作全部结束,创造了自首次临界到调试结束无非计划停堆的记录。
- 11月22日 岭澳核电站2号机组进行了为期46天的商业运行前停机小修。
- 11月23日 核电秦山联营有限公司副董事长李远一行20人来访大亚湾核电站,公司副总经理戴庆宇会见客人。
- 12月11日 由盛华仁主任率领的中央组织部考察团一行20人来访大亚湾核电站,公司总经理林贵清会见客人。
- 12月16-18日 公司通过兴原质量认证中心进行的ISO14001EMS监督审核。环境管理者副代表高立刚代表总经理部对审核组的工作给予很高的评价,并表示公司将继续按ISO14001EMS标准严格要求,持续改进,为保护环境而努力。
- 12月18日 10:00,岭澳核电站1号机组自投入商业运行后累计上网电量达43亿kW·h;与此同时,大亚湾核电站2002年上网电量达到了134.47亿kW·h,标志着今年董事会下达的两电站177亿kW·h的年度发电任务已经提前完成。

第七章 统计指标

7.1 WANO 性能指标

大亚湾核电站											岭澳核电站		
1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	指标名称	2001年 WANO 中间值	2002年	2001年 WANO 中间值	
													1号机组
77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	机组能力 因子/%	1号机组	99.92	85.7	
99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02		2号机组	-	-	
86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	85.88		全厂	99.92	99.92	
17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	非计划能力损失 因子/%	1号机组	0.00	1.40	
0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84		2号机组	-	-	
10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54		全厂	0.00	0.00	

续表

大亚湾核电站											岭澳核电站		
1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	指标名称		2002年	2001年 WANO 中间值	
5.39	4.81	5.01	0	0	0	1	0.9	1.7	1号机组 2号机组 全厂	7000h 反应堆临界 运行自动停堆数	0.00 - 0.00	0	
0	6.72*	1.19	3.22	0	0	0	0.9	1					
2.86	5.4	3.27	1.51	0	0	0.5	0.9	1.4					
0.201	0.991	0.827	0.754	0.669	0.666	0.565	0.683	0.566	单机组	集体辐射剂量 (人·Sv)	0.013	0.87	
-	-	-	0.007	0.003	0	0.003	0.001	0	1号机组 2号机组 全厂	专设安全系统 高压安全注入 系统性能	0.002 - 0.002	0.001	
-	-	-	0.001	0.024	0	0.003	0	0					
-	-	-	0.004	0.014	0	0.003	0.001	0					
-	-	-	0.001	0.013	0.002	0.015	0.001	0.001	1号机组 2号机组 全厂	专设安全系统 辅助给水 系统性能	0.000 - 0.000	0.001	
-	-	-	0.001	0	0.001	0.003	0.001	0					
-	-	-	0.001	0.007	0.001	0.009	0.001	0					
-	-	-	0.014	0.003	0.011	0.008	0.001	0	全厂	专设安全系统 应急交流电 系统性能	0.009	0.004	
96.2	498.6	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.04	1号机组 2号机组 全厂	燃料可靠性 (Bq/g)	0.07 - 0.07	0.93	
0.04	72.9	572.2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.80					
48.1	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	0.42					
0.535	0.587	0.33	0.21	0.18	1.00	1.07	1.00	1.05	1号机组 2号机组 全厂	化学指标	1.63 - 1.63	1.02	
0.46	0.392	0.23	0.21	0.19	1.01	1.02	1.00	1.03					
0.498	0.245	0.28	0.21	0.19	1.01	1.05	1.00	1.04					
0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.0657	0.137	0.129	0.124	全厂	20万小时工业安 全事故率	0.00	0.33	

说明: 1) 大亚湾核电站的数据是从1994年商运起开始统计, 不包括调试阶段的数据。表中所列最近5年的波动值;

2) 岭澳核电站的数据是从2002年商运起开始统计, 不包括调试阶段的数据。2号机组2002年度尚未投入商业运行, 故无年度数据;

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。截至2002年年鉴打印时, 电站尚未收到WANO组织正式提供的2002年WANO指标年报。

7.2 综合经济指标

分类	大亚湾核电站											岭澳核电站	
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	指标名称	累计	2002年
电 量	122.65	106.14	121.14	124.06	129.38	141.00	147.01	150.00	147.48	1 188.86	发电量/(亿kW·h)	53.73	53.73
	116.28	100.58	115.30	118.11	123.09	134.63	140.63	143.65	141.16	1 133.43	上网电量/(亿kW·h)	51.16	51.16
	78.09	70.04	73.82	74.53	75.77	94.24	98.44	100.55	98.81	764.29	出口电量/(亿kW·h)	0.00	0.00
	38.48	30.54	41.47	43.58	47.31	40.39	42.19	43.09	42.35	369.40	内销电量/(亿kW·h)	44.98	44.98
利 润	5 583.34	5 480.17	6 123.34	6 072.38	6 032.55	6 630.86	6 973.62	7 548.03	7 584.07	-	总产值/百万元	-	1 730.00
	2 464.75	2 468.92	3 144.72	3 277.53	3 543.07	4 112.98	4 440.35	4 751.89	5 219.97	-	工业增加值/百万元	-	1 182.48
	5 255.49	5 480.17	6 123.34	6 072.38	6 032.55	6 630.86	6 973.62	7 548.03	7 584.07	-	销售收入/百万元	-	1 730.00
	403.10	458.80	472.49	462.29	448.57	560.68	589.67	638.33	641.41	-	出口创汇收额/百万美元	-	0.00
	1 632	1 350	1 191	1 150	1 129	1 115	1 071	1 042	1 000	-	职工平均人数/人	-	1 266
	342.12	405.94	514.13	528.03	534.33	594.69	651.13	724.38	758.41	-	劳动生产率(按总产值计算)/ (万元/人)	-	136.65
	151.03	182.88	264.04	285.00	313.82	368.88	414.60	456.04	522.00	-	劳动生产率(按工业增加值计算)/(万元/人)	-	1 182.49
	54.72	76.09	119.16	141.79	171.49	206.40	238.49	311.30	322.06	-	人均利税总额/(万元/人)	-	69.02
	10.24	121.61	1 413.89	63.28	73.05	142.14	141.89	118.48	92.40	-	本年固定资产投资/百万元	-	3 443.66
	893.08	1 026.93	1 419.21	1 630.56	1 936.07	2 301.47	2 554.22	3 243.77	3 220.63	-	本年实现利润/百万元	-	548.26
能 耗	0.00	0.30	106.44	122.27	145.21	172.61	191.57	243.28	322.08	-	本年上半年税金/百万元	-	154.91
	365.39	363.08	362.63	364.90	367.04	364.68	362.00	362.51	360.93	-	发电标准煤耗/(g/kW·h)	-	365.58
	383.40	383.15	381.01	383.30	385.80	381.29	378.43	378.53	377.08	-	供电标准煤耗/(g/kW·h)	-	380.19
	5.19	5.24	4.82	4.80	4.78	4.36	4.34	4.04	4.01	-	发电厂用电率/%	-	3.84

说明: 1) 以上相关价值指标均按当年末的汇率折算;

2) 岭澳核电站1号机组2002年5月开始投入商运, 2号机组还未投入商运, 岭澳核电站的数据统计始自2002年;

3) 所有累计值均自机组高运起, 其中大亚湾核电站的累计值始自1994年, 岭澳核电站的累计值始自2002年;

4) 2001年起/用电率的统计已不包括大修期间厂用设备用电量。

7.3 安全性能指标

分类	大亚湾核电站												岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	指标名称		累计	2002年	
	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂	1号机组 2号机组 全厂					
核	6	3	5	0	0	0	1	1	2	2	18	1号机组 2号机组 全厂	0	0	
	0	6	1	3	0	0	0	1	1	1	12	反应堆临界运行非计划 自动停堆次数	—	—	
	6	9	6	3	0	0	1	2	3	3	30	1号机组 2号机组 全厂	0	0	
安	—	—	—	0.007	0.003	0	0.003	0.001	0	0	—	1号机组 2号机组 全厂	—	0.002	
	—	—	—	0.001	0.024	0	0.003	0	0	0	—	专设安全系统 高压安全注入 系统性能	—	—	
	—	—	—	0.004	0.014	0	0.003	0.001	0	0	—	1号机组 2号机组 全厂	—	0.002	
全	—	—	—	0.001	0.013	0.002	0.015	0.001	0.001	0.001	—	1号机组 2号机组 全厂	—	0	
	—	—	—	0.001	0	0.001	0.003	0.001	0	0	—	专设安全系统 辅助给水 系统性能	—	—	
	—	—	—	0.001	0.007	0.001	0.009	0.001	0	0	—	1号机组 2号机组 全厂	—	0	
电	—	—	—	0.014	0.003	0.011	0.008	0.001	0	0	—	全厂	—	0.009	
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	专设安全系统 应急交流电 系统性能	—	—	
	96.2	498.6	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.04	0.04	—	1号机组 2号机组 全厂	—	0.07	
0	72.9	572.2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.80	0.80	—	燃料可靠性 f (Bq/g)	—	—		
48.1	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	0.42	0.42	—	电厂运行事件数	—	0.07		
27	17	12	7	10	8	7	9	7	7	104	1号机组 2号机组 全厂	14	14		
2	18	14	7	5	8	9	6	4	4	73	1号机组 2号机组 全厂	5	5		
29	35	26	14	15	16	16	15	11	11	177	全厂	19	19		
13.49	6.11	12.63	4.47	7.03	8.21	7.4	3.85	7.39	7.39	—	1号机组 2号机组 全厂	2.88	2.88		
9.58	13.69	16.28	8.18	7.28	8.62	9.44	6.74	4.41	4.41	—	第一组安全相关设备 不可用总消耗比	—	—		
23.07	19.8	28.91	12.65	14.31	16.83	16.84	10.59	11.80	11.80	—	GOR 在测试 一次成功率%	2.88	2.88		
—	—	—	99.30	99.78	99.40	99.10	98.90	99.17	99.17	—	1号机组 2号机组 全厂	100	100		
—	—	—	99.20	99.47	100.00	99.03	99.30	99.35	99.35	—	GOR 在测试 一次成功率%	100	100		
—	—	—	99.25	99.63	99.70	99.05	99.09	99.25	99.25	—	1号机组 2号机组 全厂	100	100		
12	4	6	2	4	1	2	3	2	2	36	1号机组 2号机组 全厂	0	0		
0	8	5	5	1	1	2	3	3	3	28	1号机组 2号机组 全厂	—	—		
12	12	11	7	5	2	4	6	5	5	64	全厂	0	0		

续表

大亚湾核电站											岭澳核电站		
分类	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	指标名称	累计	2002年
电网安全	6	2	3	0	2	0	1	1	2	17	机组与电网非计划自动解列次数	0	0
	0	5	2	3	0	0	0	1	1	12	1号机组 2号机组	-	-
	6	7	5	3	2	0	1	2	3	29	全厂	0	0
工业安全	6	2	4	5	2	1	2	2	2	26	工业安全事故次数	0	0
	7	40	34	42	30	23	24	16	13	229	工业安全未遂事件次数	13	13
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	火灾事故次数	0	0
辐射防护	2	2	14	12	15	7	12	8	4	76	火灾未遂事件次数	4	4
	0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.086	0.137	0.129	0.124	-	20万小时工业安全事故率	0	0
	0.1173	0.3086	0.2858	0.4278	0.4205	0.3786	0.3116	0.2841	0.1706	2.70489	核电站 承包商 合计	1.1688 1.4384 2.6072	1.1688 1.4384 2.6072
-	-	25 835	30 118	22 698	32 676	22 508	21 842	59 907	18 628	203 103	核电站 承包商 合计	25 496 65 515 91 011	25 496 65 515 91 011
-	-	64 152	64 969	39 386	74 130	38 529	59 907	81 749	54 221	474 490	核电站 承包商 合计	46 964 136 328 183 292	46 964 136 328 183 292
-	-	89 987	95 087	62 084	106 806	61 037	81 749	175 589	72 849	677 593	核电站 承包商 合计	46 964 136 328 183 292	46 964 136 328 183 292
-	-	62 932	75 112	55 054	55 335	64 476	57 320	42 317	42 317	481 249	核电站 承包商 合计	46 964 136 328 183 292	46 964 136 328 183 292
-	-	160 431	166 198	96 104	120 254	99 061	157 244	135 950	135 950	1 127 756	核电站 承包商 合计	46 964 136 328 183 292	46 964 136 328 183 292
-	-	223 363	241 310	151 158	175 589	163 537	214 564	178 267	178 267	1 609 004	核电站 承包商 合计	46 964 136 328 183 292	46 964 136 328 183 292
3.15	4.38	3.83	10.64	8.36	7.97	7.07	17.32	4.22	4.22	-	核电站 承包商 合计	0.261 0.213 0.261	0.261 0.213 0.261
4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.35	8.15	35.84	6.52	6.52	-	核电站 承包商 合计	0.261 0.213 0.261	0.261 0.213 0.261
4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.35	8.15	35.84	6.52	6.52	-	核电站 承包商 合计	0.261 0.213 0.261	0.261 0.213 0.261

说明: 1) 岭澳核电站1号机组自2002年起投入商运, 2号机组还未投入商运, 岭澳核电站的数据统计始自2002年;
 2) 所有累计值均为自机组投入商运以来的累计值, 其中大亚湾核电站的累计值始自1994年, 岭澳核电站的累计值始自2002年;
 3) 个人受照剂量仅计Y照射剂量。

7.4 生产运行指标

分类	大亚湾核电站											岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	指标名称		累计	2002年
因子	71.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	-	机组能力因子/%	1号机组	-	99.92
	99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02	-	2号机组	-	-	
	86.84	65.20	72.56	76.53	82.62	86.40	87.04	89.46	85.88	-	全厂	-	99.92	
	17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	-	非计划能力损失因子	1号机组	-	0.00
	0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84	-	2号机组	-	-	
	10.24	18.86	6.05	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54	-	全厂	-	0.00	
	4.90	16.50	18.67	17.35	14.36	13.00	12.00	10.80	10.01	-	计划能力损失因子/%	1号机组	-	0.08
	0.10	18.70	24.07	27.90	14.47	13.50	11.71	6.20	3.14	-	2号机组	-	-	
	2.92	17.60	21.37	22.63	14.41	13.20	11.85	8.50	6.58	-	全厂	-	0.08	
	77.20	45.20	76.10	75.30	73.76	82.17	85.18	84.92	89.55	-	负荷因子/%	1号机组	-	92.03
	92.50	77.92	64.10	68.60	76.36	82.42	84.91	89.11	81.55	-	2号机组	-	-	
	84.85	61.56	70.10	71.95	75.06	81.80	85.05	87.02	85.55	-	全厂	-	92.03	
79.60	47.70	78.00	83.20	83.84	87.28	86.99	88.98	90.46	80.67	机组时间利用率/%	1号机组	100.00	100.00	
100.00	81.90	65.30	71.80	83.36	86.69	89.38	91.23	82.72	83.60	2号机组	-	-		
89.80	64.80	71.65	77.50	83.60	86.99	88.19	90.11	86.59	82.13	平均	100.00	100.00		
81.00	49.80	79.50	84.10	84.76	88.41	87.17	89.72	91.56	81.78	反应堆时间利用率/%	1号机组	100.00	100.00	
100.00	83.30	66.90	74.40	85.80	88.36	90.15	91.38	84.38	84.96	2号机组	-	-		
90.50	66.55	73.20	79.25	85.28	88.38	88.66	90.55	87.97	83.37	平均	100.00	100.00		
4.80	6.30	4.60	4.90	4.80	4.42	4.34	4.44	4.21	4.76	辅助设备消耗因子/%	1号机组	4.40	4.40	
4.10	4.50	5.00	4.60	4.90	4.22	4.33	4.11	4.38	4.46	2号机组	-	-		
4.45	5.40	4.80	4.75	4.85	4.32	4.34	4.28	4.30	4.61	平均	4.40	4.40		
6 090.95	3 897.53	6 577.46	6 491.23	6 356.77	6 996.42	7 362.42	7 319.64	7 718.72	5 811.13	发电量/(GW·h)	1号机组	4 767.02	4 767.02	
5 222.39	6 716.81	5 536.43	5 914.84	6 580.94	7 104.10	7 338.99	7 680.73	7 029.22	5 912.45	2号机组	-	-		
11 313.33	10 614.34	12 113.93	12 406.07	12 937.71	14 100.52	14 701.41	15 000.37	14 747.94	11 793.62	全厂	4 767.02	4 767.02		

续表

分 类	大亚湾核电站											岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	指标名称		累计	2002年
能 量	293.91	245.33	300.35	317.13	304.25	326.00	319.64	324.74	324.94	2 756.28	1号机组 2号机组 全厂	209.68	209.68	209.68
	213.12	301.78	278.35	269.83	325.70	315.51	318.02	315.49	307.90	2 645.70	辅助设备 总消耗能量/ (GW·h)	-	-	-
	507.02	547.11	578.70	586.96	629.95	641.52	637.66	640.23	632.84	5 401.98	1号机组 2号机组 全厂	209.68	209.68	209.68
	18 011.86	11 588.25	19 447.20	19 270.22	19 105.35	20 786.17	21 667.34	21 658.05	22 694.08	174 228.52	反应堆产 生的热能 (GW·h)	14 187	14 187	14 187
	15 398.49	19 843.56	16 313.64	17 584.05	19 553.54	21 075.44	21 658.89	22 611.00	20 640.68	174 679.30	1号机组 2号机组 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	43 334.76	348 907.81	从燃料获 得的能量 /EFPD	14 187	14 187	14 187
	259.24	166.83	279.92	277.35	274.98	299.17	311.85	311.71	326.63	2 507.67	1号机组 2号机组 全厂	204.19	204.19	204.19
	221.63	285.66	234.80	253.08	281.43	303.33	311.73	325.44	297.04	2 514.13	1号机组 2号机组 全厂	-	-	-
	480.86	452.49	514.71	530.43	556.40	602.50	623.58	637.15	623.66	5 021.79	1号机组 2号机组 全厂	204.19	204.19	204.19
	6 144.55	4 222.79	6 688.07	7 106.67	6 984.94	7 467.50	7 439.84	7 586.82	7 735.80	61 376.98	1号机组 2号机组 全厂	5 175.72	5 175.72	5 175.72
	5 610.36	7 022.58	5 855.64	6 085.72	7 258.34	7 419.85	7 606.19	7 834.52	7 069.75	61 762.95	毛可用能 量/(GW·h)	-	-	-
	11 754.91	11 245.37	12 543.71	13 192.39	14 243.28	14 887.35	15 046.03	15 421.34	14 805.55	123 139.9	计划不可 用能量 (GW·h)	3.96	3.96	3.96
386.50	1 422.27	1 613.71	1 495.61	1 237.50	1 121.34	1 014.02	931.08	863.09	10 085.13	1号机组 2号机组 全厂	0.00	0.00	0.00	
5.64	1 611.91	2 081.06	2 405.25	1 247.41	1 161.44	1 021.45	534.34	270.92	10 339.42	1号机组 2号机组 全厂	-	-	-	
392.14	3 034.18	3 694.77	3 900.86	2 484.91	2 282.78	2 035.47	1 465.43	1 134.01	20 424.55	非计划不 可用能量 (GW·h)	3.96	3.96	3.96	
1 356.69	3 075.26	3 416.68	17.56	397.19	31.00	18.96	101.94	20.95	5 361.22	1号机组 2号机组 全厂	0.00	0.00	0.00	
28.22	174.98	706.76	128.87	114.08	38.55	15.82	250.98	1 279.18	2 737.44	1号机组 2号机组 全厂	-	-	-	
1 384.91	3 250.24	1 048.44	146.43	511.27	69.55	34.77	352.92	1 300.13	8 098.66	机组总运 行时间/h	0.00	0.00	0.00	
6 384.20	4 177.00	6 852.90	7 284.30	7 344.40	7 646.00	7 641.00	7 794.80	7 924.00	63 048.60	1号机组 2号机组 全厂	5 232	5 232	5 232	
5 736.00	7 171.30	5 739.00	6 289.70	7 302.00	7 594.00	7 851.50	7 992.00	7 246.70	62 922.20	1号机组 2号机组 全厂	-	-	-	
12 120.20	11 348.30	12 591.90	13 574.00	14 646.40	15 240.00	15 492.50	15 786.80	15 170.70	125 970.80	反应堆临 界时间/h	5 232	5 232	5 232	
6 492.50	4 366.20	6 979.90	7 365.20	7 424.50	7 744.50	7 657.00	7 859.80	8 021.10	63 910.70	1号机组 2号机组 全厂	5 232	5 232	5 232	
5 736.00	7 295.10	5 879.40	6 518.10	7 518.00	7 740.00	7 919.00	8 004.50	7 392.70	64 002.80	计划全部 不可用停 运时间/h	-	-	-	
12 228.50	11 661.30	12 859.30	13 883.30	14 942.50	15 484.50	15 576.00	15 864.30	15 413.80	127 913.50	1号机组 2号机组 全厂	0.00	0.00	0.00	
359.90	1 303.00	1 582.80	1 464.70	1 197.00	1 104.00	975.00	906.20	826.50	9 719.10	计划全部 不可用停 运时间/h	0.00	0.00	0.00	
0.00	1 391.30	2 016.00	2 380.50	1 224.00	1 098.00	914.50	504.00	228.00	9 756.30	非计划全 部不可用 时间/h	-	-	-	
359.90	2 694.30	3 598.80	3 845.20	2 421.00	2 202.00	1 889.50	1 410.20	1 054.50	19 475.40	1号机组 2号机组 全厂	0.00	0.00	0.00	
1 271.90	3 042.50	3 28.30	10.50	218.60	0.00	198.00	34.50	9.50	5 113.80	1号机组 2号机组 全厂	0.00	0.00	0.00	
0.00	76.40	641.00	89.80	115.00	7.50	0.00	32.00	1 285.30	2 247.00	1号机组 2号机组 全厂	-	-	-	
1 271.90	3 118.90	969.30	100.30	333.60	7.50	198.00	66.50	1 294.80	7 360.80	1号机组 2号机组 全厂	0.00	0.00	0.00	

续表

分类	大亚湾核电站											岭澳核电站	
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	指标名称	累计	2002年
时 间	1 211.50	332.10	541.40	40.80	103.00	0.00	198.00	0.00	0.00	2 426.80	反应堆在 可用状态 下的停运 时间/h	0.00	0.00
	0.00	212.30	1 153.50	142.80	102.00	23.00	0.00	0.00	1196.80	2 830.40		1 号机组 2 号机组	-
	1 211.50	544.40	1 694.90	183.60	205.00	23.00	198.00	0.00	1196.80	5 257.20	全厂	0.00	0.00

说明：1) 岭澳核电站 1 号机组自 2002 年起投入商运，2 号机组还未投入商运。岭澳核电站的数据统计始于 2002 年。
2) 所有累计值均为自机组投入商运以来的累计值，其中大亚湾核电站的累计值始于 1994 年，岭澳核电站的累计值始于 2002 年。

7.5 三废排放与环境监测

分类	大亚湾核电站										岭澳核电站	
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计	累计	2002年
气 体	22.72	80.20	43.63	31.06	23.49	25.73	19.43	15.51	13.90	-	-	6.67
	1.99	7.04	3.83	2.72	2.07	2.26	1.70	1.36	1.22	-	-	0.58
	424.00	720.40	228.70	115.65	100.37	91.93	102.20	68.77	86.34	-	-	39.15
	1.12	1.90	0.60	0.30	0.27	0.24	0.27	0.18	0.23	-	-	0.10
液 体	89.20	26.94	10.24	11.29	2.49	4.69	2.59	2.18	2.29	-	-	0.14
	12.70	3.85	1.46	1.61	0.35	0.67	0.37	0.31	0.33	-	-	0.02
固 体	41	100	78	78	66	66	62	44	47	582	4	4
	134	328	266	287	257	281	320	242	176	2 291	37	37
	175	428	344	365	323	347	382	286	223	2 873	41	41
	72	183	138	146	124	126	119	82	90	1 081	4.8	4.8
	28	69	56	60	54	59	67	51	36.96	481.08	7.77	7.77
	100.00	252.00	194.26	206.66	177.97	184.61	186.40	133.22	126.96	1 562.08	12.57	12.57
AS1 站点	0.146	0.151	0.127	0.127	0.127	0.128	0.128	0.137	0.129	-	-	-
AS2 站点	±0.015	±0.004	±0.003	±0.004	±0.004	±0.003	±0.005	±0.006	±0.004	-	-	-
	0.171	0.178	0.148	0.147	0.146	0.144	0.145	0.153	0.147	-	-	-
AS3 站点	±0.014	±0.004	±0.004	±0.005	±0.004	±0.006	±0.006	±0.006	±0.003	-	-	-
	0.139	0.137	0.128	0.146	0.166	0.164	0.153	0.157	0.150	-	-	-
BS1 站点	±0.011	±0.004	±0.010	±0.013	±0.005	±0.010	±0.007	±0.004	±0.005	-	-	-
	0.157	0.157	0.117	0.113	0.114	0.115	0.115	0.130	0.122	-	-	-
BS2 站点	±0.010	±0.000	±0.02	±0.004	±0.003	±0.005	±0.006	±0.005	±0.005	-	-	-
	0.110	0.110	0.117	0.119	0.114	0.117	0.116	0.133	0.107	-	-	-
BS3 站点	±0.003	±0.005	±0.003	±0.002	±0.003	±0.003	±0.004	±0.005	±0.003	-	-	-
	0.139	0.128	0.105	0.095	0.092	0.094	0.100	0.124	0.146	-	-	-
BS4 站点	±0.004	±0.004	±0.010	±0.004	±0.004	±0.005	±0.005	±0.004	±0.005	-	-	-
	0.187	0.169	0.126	0.124	0.113	0.107	0.113	0.128	0.116	-	-	-
	±0.019	±0.005	±0.007	±0.007	±0.011	±0.005	±0.007	±0.004	±0.004	-	-	-

说明：1) 岭澳核电站1号机组自2002年起投入商运，2号机组还未投入商运。岭澳核电站的数据统计自2002年；
 2) 所有累计值均为自机组投入商运以来的累计值，其中大亚湾核电站的累计值始自1994年，岭澳核电站的累计值始自2002年；
 3) 大亚湾核电站与岭澳核电站均采用统一的环境监测系统。

7.6 维修、改进与质量保证

分类	大亚湾核电站											岭澳核电站		
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计		指标名称	累计	2002年
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计				
维修工作票	1 713	1 529	2 110	2 421	4 004	5 167	5 719	6 773	6 751	36 187	6 751	预防性维修工作票数	3 291	3 291
	1 1687	8 682	6 584	5 699	5 994	7 088	7 195	7 548	8 910	69 387	8 910	纠正性维修工作票数	6 793	6 793
	1 3400	10 211	8 694	8 120	9 998	12 255	12 914	14 321	15 661	105 574	15 661	合计	10 084	10 084
	-	-	171	112	88	67	46	55	83	-	-	年末周转维修工作票数	-	103
工程改进	386	421	87	40	80	127	99	289	262	1 791	262	NCR 发出数	98	98
	30	34	19	25	35	55	71	79	35	-	35	NCR 有条件释放数	-	33
	294	411	84	75	50	85	66	118	178	1 361	178	NCR 已关闭数	39	39
	62	68	63	30	45	54	173	296	300	-	300	NCR 未关闭数	-	81
	-	-	42	198	270	287	417	472	356	2 042	356	ESR 收到数	277	277
	-	-	4	94	200	345	392	422	338	1 795	338	ESR 关闭数	134	134
	-	-	38	142	98	154	168	197	194	-	-	FSR 未关闭数	-	174
	229	153	106	49	48	67	67	50	77	846	846	MR 收到数	46	46
	21	70	72	62	34	40	46	29	21	395	395	MR 完成数	4	4
	-	-	150	26	30	49	30	11	6	302	302	MR 撤消数	0	0
质量保证	208	291	175	136	120	96	93	103	113	-	113	MR 未关闭数	-	42
	265	134	178	94	55	70	40	50	111	997	111	CAR 签发数	-	-
	185	138	185	127	61	77	55	52	109	989	109	CAR 关闭数	-	-
	80	74	64	50	30	29	7	8	10	-	10	CAR 未关闭数	-	-

说明：1) 岭澳核电站数据从 2002 年起开始统计；

2) 所有累计值均为自机组投入商运以来的累计值，其中大亚湾核电站的累计值始自 1994 年，岭澳核电站的累计值始自 2002 年；

3) 质保纠正行动 CAR 的数据反映两个电站的状态。

7.7 物资管理与成本控制

		大亚湾核电站										指标名称
分类	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	累计		
物资消耗	-	-	381.70	643.60	416.32	572.82	607.75	803.09	477.94	3 903.22	库存常用物资消耗/万美元	
	-	-	229.25	222.64	331.17	320.03	840.87	268.03	364.92	2 576.91	库存战略备件消耗/万美元	
	-	-	610.95	866.24	747.49	892.85	1 448.62	1 071.12	842.86	6 480.13	合计/万美元	
	-	-	2 056.78	2 489.70	2 520.33	2 511.56	3 081.95	3 545.07	6 750.73	-	常用物资平均库存/万美元	
	-	-	7 644.00	7 471.33	7 577.67	8 077.51	7 219.51	6 725.93	3 552.87	-	战略备件平均库存/万美元	
库存统计	-	-	9 700.78	9 961.03	10 098.00	10 589.07	10 301.46	10 271.00	10 303.60	-	合计/万美元	
	-	-	18.56	25.85	16.25	22.81	19.72	22.65	7.08	-	常用物资库存周转率/%	
	-	-	3.00	2.98	4.37	3.96	11.65	3.99	10.27	-	战略备件库存周转率/%	
	-	-	6.30	8.70	7.40	8.43	14.06	10.43	8.18	-	平均周转率/%	
	9 488	15 676	10 036	13 704	6 659	7 609	6 848	6 838	17 681	-	库存领用品种	
36 980	43 956	44 186	43 981	44 854	44 674	43 839	42 092	43 568	-	年末库存品种		
25 596	8 362	14 308	10 178	11 934	21 585	37 439	31 631	64 484	-	年末盘点品种		
6.00	5.00	0.49	0.34	3.04	0.76	0.21	0.29	0.29	-	盘点差错率/%		
7 969.31	9 381.00	10 556.40	9 939.16	10 468.00	10 698.06	99 439.33	103 501.29	10 277.97	-	年末库存价值/万美元		
533.55	677.41	607.64	866.24	747.49	892.85	1 448.62	1 071.12	1 041.19	-	库存领用价值/万美元		
67.7	53.8	62.2	58.1	54.6	58.0	60.5	119.1	57.1	591.1	燃料成本/百万美元		
26.6	26.2	29.8	27.7	22.2	21.2	17.4	21.8	22.4	215.3	日常运行维修成本/百万美元		
9.6	16.8	20.8	19.9	23.9	17.1	14.2	13.9	7.3	143.5	换料大修成本/百万美元		
2.2	2.8	3.3	3	2.2	2.0	2.3	2.02	2.0	21.85	行政管理成本/百万美元		

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) 所有累计值均为自机组投入商运以来的累计值，大亚湾核电站的累计值始自1994年；
 3) 因岭澳核电站仅1号机组于2002年投入商业运行，尚未全面投产，故统计数据暂缺。

7.8 换料大修主要指标

大修代号		D101	D201	D202	D102	D203	D103	D204	D104	D205	D105	D206	D106	D207	D107	D208	D108	
大修 工期	大修大修	10年 +MS	1年 +HP+ILP	10年 +CT	1年 +CT	1年 +MS	1年 +CT	1年 +CEV	1年 +CEV	1年 +ILP	1年 +ILP+CEX	1年 +ILP+CEX	1年 +CEX	1年 +CEV	1年 +HP+ILP	1年	1年	
	解列日期	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	
核 安 全	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 0 3 8 2	6 1 0 7 3	7 0 1 8 1	3 1 1 5 0	4 2 0 6 1	3 0 0 3 1	3 0 0 3 1	0 0 0 0 0	2 1 0 3 1	3 0 0 3 0	1 0 0 0 0	2 2 0 4 1	2 1 0 3 0	3 1 0 4 1	2 4 0 6 1	3 0 0 3 1	2 0 0 3 1
	内部运 行事件 (IOE)	15 4 1 20	7 1 0 8	9 2 0 11	8 1 9 9	13 1 8 21	12 2 0 14	14 10 0 24	12 15 0 27	26 15 0 34	5 8 0 10	5 14 0 10	8 6 0 22	9 6 0 15	19 9 0 28	15 11 0 26	8 8 0 16	12 12 0 24
	人身轻伤	0	1	1	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	未遂事件	16	8	13	12	6	10	3	4	6	4	8	0	4	3	3	2	2
	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾未遂	6	2	2	2	1	2	1	2	2	2	0	0	1	1	2	1	1
	集体剂量 / (人·mSv)	1018	534	829	807	511	551	474	544	573	603	572.5	491	489	555.2	712.3	548.3	
	个人剂量在 7-20 之 间的人数比/%	1.53	0.4	0.7	0.3	0	0.3	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	
体表沾污/ (人·次)	5	4	3	2	3	6	3	1	3	3	2	3	2	4	2	1		
大修费用 / (百万美元)	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) 大修代号中 D 代表大亚湾核电站, L 代表岭澳核电站, D101 表示为大亚湾核电站 1 号机组第一次大修;
 2) 根据电网安排, 203 大修提前 5 天解列, 203 大修提前 12 天解列; 两次大修的实际开工日期分别为 202; 95.12.20; 203; 96.12.22;
 3) 203 大修提前称为安全事件, 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。

7.9 机组停堆解列统计表

序号	日期	原因	机组
1	1月12日	因 IARE032VL 供气回路故障, 核电 1 号机组反应堆自动停堆, 汽轮发电机组跳闸。处理好故障后, 于当日重新并网。造成停机损失 0.125 天	大亚湾核电站 1 号机组
2	1月12日	由于 1GCT121VV 反馈杆断裂导致 121VV 全开, 1 号机组并网后再次自动停堆。更换 1GCT121VV 反馈杆后, 1月13日再次并网。造成停机损失 0.675 天	
3	1月24日	与电网成功解列, 开始第八次换料大修	
4	3月12日	3月12日, 因 2 号主变压器 C 相故障, 机组与电网解列。机组于 3月26日重新并网。造成停机损失 14.855 天	大亚湾核电站 2 号机组
5	3月26日	3月26日处理完主变压器故障, 并网升功率时, 因汽机 10 号轴瓦振动高和 11 号轴瓦金属温度高, 机组与电网解列。3月27日, 经检查后重新并网。造成停机损失 0.433 天	
6	3月27日	3月27日因发电机转子接地故障机组再次与电网解列。处理完发电机转子接地故障后, 于 5月5日重新并网。造成停机损失 38.81 天	

注: 岭澳核电站 1 号机组自投入商业运行以来, 保持安全稳定运行, 未发生停堆解列事件

7.10 电站运行事件列表
7.10.1 大亚湾核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20020001 2002.01.12	0级	2号蒸汽发生器水位低和汽水失配触发自动停堆	2号蒸汽发生器的水位调节阀1ARE032VL阀门定位器的气动放大器中的限流喷嘴元件断裂,导致其动力供气回路漏气,使得1ARE032VL因失去动力气源而关闭,从而引发水位低+汽水失配信号,触发反应堆自动停堆	1.1ARE032VL定位器的材料热处理不好; 2.对限流喷嘴的安装力矩不规范; 3.限流喷嘴组件加工孔偏心	1.对同类型的阀门进行检查并开展改造调研; 2.在维修程序中增加对限流喷嘴的安装规范力矩的要求
LOER-1-20020002 2002.01.12	0级	1号机组2号蒸汽发生器水位高高加P7信号触发自动停堆	因1GCT121VV阀门故障,并网后不能关闭,使蒸汽发生器水位控制出现较大波动,迫使操纵员手动干预,在干预过程中由于操作不当,于19:47分出现2号蒸汽发生器高水位加P7信号触发反应堆自动停堆	1.主控制室从并网到升功率系统筹指挥和安排不足; 2.操作经验不足,培训不充分; 3.GOR对两台机组的要求不统一; 4.标准文件包没有对紧固螺丝的防松措施提出要求; 5.反馈杆连杆的更换没走不符合项评价过程	1.完善管理规程; 2.进行经验反馈及培训; 3.修改GOR,统一寿期末ΔI的控制标准; 4.在同类阀门的标准文件包中加入:给紧固螺丝加紧固剂或防滑垫片,以及阀杆连接块与反馈连杆的装配要求; 4.变更管理相关人员重新培训不符合项的管理流程和要求
LOER-1-20020003 2002.01.27	0级	1VVP001V在1号蒸汽发生器二次侧眼孔、手孔开启时部分打开,破坏了安全壳完整性	工作人员在执行1VVP001VV年度检查工作时将阀门稍稍开启,而此时1号蒸汽发生器二次侧眼孔、手孔正在开启状态,导致安全壳完整性遭到破坏	1.工作准备中风险分析不足; 2.负责人对安全壳完整性和设备的认识不足; 3.违反许可证管理制度	1.升版维修规程: PMCVRW001、004、006,加入M.S.I.V.与安全壳完整性关系的说明和相关风险;在规程中增加对工作时间窗口的要求; 2.对相关人员进行M.S.I.V.对安全壳完整性的影响及状态控制的培训

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20020004 2002.04.02	0级	反应堆热功率超过技术规范限值	岭澳核电站1号机组完成50%功率溶棒试验后重新临界前,由于调大其ADG的供汽量,导致OSVC管网压力降低,因岭澳核电站辅助蒸汽管网与大亚湾核电站辅助蒸汽管网通过OSVC相连,从而导致大亚湾核电站OSVA管网压力降低,最终导致大亚湾1号机组反应堆热功率超过技术规范限值(最大达2924MW),持续时间约45min	1.一二核设置上无2905MW限值的声光报警; 2.TSI取消后新的规程S-0-SVC-001没有用汽方面的协调要求; 3.TOI/TSI以及使用的规程上没有公用汽系统的用汽量与核功率的相互影响的风险提示; 4.事件前所用的规程IP/ORG/120-C缺少公用系统接口	1.在两电站主控室增加2905MW反应堆热功率声光报警信号; 2.完善相关规程,组织运行人员开展公用系统及其相关的管理要求的专项培训
LOER-1-20020005 2002.04.18	0级	机组安全相关设备不可用累积个数超过技术规范要求	化学人员现场发现IREN取样管线水温偏高,在未通知主控室的情况下调整流量,造成1KRT002/003/004MA流量低报警,主控室增加三个1;累加机组原来已经存在的三个1,共计六个,超过技术规范的要求	1.现行的管理规定和规章制度可操作性不足; 2.工作人员风险意识和技能不足	1.对化学相关的系统操作按照风险分类,针对有风险的系统上的操作制定专项操作单,标明具体的风险、操作过程和注意事项; 2.在现场对涉及核安全的重要化学相关系统(如KRT、REN等)做F.O.I,以提示风险和管理规定; 3.对相关人员进行二次工作过程、管理规定、明星自检工作方法的复训,从而提高员工的质
LOER-1-20020006 2002.05.10	0级	一回路过热功率超过102%FP	大亚湾核电站1号机组3号低压缸的一个主汽门故障关闭,导致一回路过热功率超过额定值	1.阀位测量线圈接触不良或瞬间开路; 2.一回路过热功率的技术规范不完善; 3.GRE调节参数的设计不尽合理。	1.检查相关设备状态; 2.完善技术规范中的超功率判断; 3.研究一二回路的参数优化
LOER-1-20020007 2002.12.18	1级	RX厂房压缩空气流量测量的设计缺陷导致无法进入事故规程ISAR2	在纠正性维修中发现反应堆厂房压缩空气流量测量仪表SAR001RK的测量范围不满足设计需求,导致反应堆厂房压缩空气系统失效时无法进入事故规程ISAR2	1.SAR001RK的量程设计缺陷; 2.SAR001RK的检修规程口流量计算公式和流量描述不正确	1.用满足事故规程要求的仪表更换原设备; 2.向FRAMATOME澄清量测设计缺陷; 3.完善相关检修规程

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-2-20020001 2002.01.01	0级	2RRA 系统 SEBIM 安全阀整定值超出 GOR 标准	在对岭澳核电站 1RRA SBBIM 安全阀进行压力整定值校验时发现和证实大亚湾核电站同样工作所用记录仪的阻抗与 KRC 系统不匹配, 导致安全阀整定值设置不准确	1. 规程存在缺陷, 未注明试验仪器选择时需考虑阻抗匹配的要求; 2. 试验人员对 D2KRC133AR 的 401CA 卡的输出阻抗不了解; 3. 其他有测量设备的执行处可能也存在输入阻抗与现场被测量设备的输出阻抗不匹配, 而导致较大测量误差的问题	1. 完善相关规程; 2. 进行经验反馈和培训
LOER-2-20020002 2002.03.12	1级	主变压器 C 相故障导致停机停堆	2 号机组主变压器 C 相内部低压侧发生相间接地短路, 导致停机停堆	1. 低压侧油管 U 形螺杆材料和安装质量较差, 发生疲劳断裂; 2. 变压器内部各部件紧固件松动; 3. 低电压母排绝缘纸脱落	1. 对备用相变压器内部不再加装油流管道; 2. 大修期间进行内部检查和试验
LOER-2-20020003 2002.05.20	0级	2LLS 系统漏装刚性拉杆及在 SSE 地震工况下受力超标	十年安全评审在对 LLS 系统进行设计审查时发现管线 2LLS009-88.9 上支架 SBW570008 上漏装刚性拉杆 DG1A, 并发现管线 1/2LLS001-88.9 和 1/2LLS002-168.3 实际作用在 1/2LLS 001TC 小汽机上的力和力矩超过该小汽机的抗震计算输入值	1. 电厂建造阶段漏装刚性拉杆 DG1A; 2. 设计失误和设计审查疏忽	1. 安装刚性拉杆 DG1A; 2. 重新进行相关系统设计抗震计算
LOER-2-20020004 2002.12.31	1级	验证柴油机油启动方式切换钥匙发现 9LHT 长期不可用	为了验证 9LHT 柴油机油启动方式切换钥匙的正确性, OPO 人员用柴油机油启动方式切换钥匙将选择开关 2LHB002CC 从正常状态 (LHQ) 切换至 LHT 约一分钟, 在此期间, 2LHQ 不可用。事后调查发现 9LHT 长期处于不可用状态	1. 对于 9LHT 系统的功能、运行方式及安全重要性理解不足; 2. 9LHT 缺少钥匙; 3. 1999 年进行文件升版时, 将未现场生效过的规程 9LHT001 进行了升版; 4. 运行规程 19LHT001 设有说明 17HT、18HT 各由两把不同的钥匙组成	1. 完善相关规程; 2. 补齐缺失的钥匙

7.10.2 岭澳核电站运行事件列表

文件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20020001 2002.2.3	0级	SUT在解除1APD的TCA时,导致1ASG001/002PO启动	蒸汽发生器供水方式由ASG切换到启动给水系统APD后,SUT人员解除TCA(APD206,模拟APD启动信号,防止ASG误启动)以恢复ASG的正常备用,操作过程中,由于操作顺序有误,导致ASG001/002PO自动启动,APG隔离。在后端的测试过程中,由于设计图纸错误,APP A/B泵控制回路接线错误,造成几次APPD01PO停运,ASG电动机泵自动启动	1.施工图纸错误; 2.未严格执行管理规定	1.申请设计变更,更正接线错误; 2.TCA执行人员必须进行“调试期间的TCA管理程序”培训
L-LOER-1-20020002 2002.2.10	0级	机组升功率过程中ATWT信号触发反应堆自动停堆	根据调试启动计划,机组将由初始的4%FP反应堆功率提升到5%FP。主控制室操纵员提升控制棒,当反应堆功率达到4.6%FP时(ARE给水流量小于6%额定流量),ATWT信号触发反应堆自动停堆	1.调试程序指令错误; 2.试验负责人不了解相关设定值的含义和用途	1.对有重大停机停堆风险的调试程序进行普查,判断是否还有整定值错误设置的问题,并加以修改; 2.明确各功率水平ATWT设置定值及其范围; 3.修改2号机组相应的调试程序; 4.试验前要求试验负责人对试验程序进行了解和学
L-LOER-1-20020003 2002.2.14	0级	1ASG001BA不可用持续时间超过技术规范规定的安全期限。	岭澳核电站1号机组反应堆功率在10%FP时,因APPI33VVL漏汽严重,决定将反应堆过渡到热备用状态,蒸汽发生器给水切换到ASG。操作过程中ASG除气器多次无法正常运转,导致ASG001BA水装量由790m ³ 降至710m ³ ,机组后撤至热停堆状态,但已超过技术规范规定的1小时安全期限23分钟	1.操纵员对技术规范ASG水装量相关内容不熟悉; 2.操纵员对重要设备状态关注不够; 3.技术规范没有ASG水箱水装量与水位的对应关系	1.对主控制室操纵员进行技术规范涉及的ASG水箱水位几个关键点的培训,强调关注ASG水箱水位的重要性; 2.对主控制室操纵员进行技术规范专项培训; 3.要求主控制室操纵员密切监视重要设备状态及主要参数,特别是在交接班和班前会期间; 4.交接班时要特别关注设备的重大操作,如果需要现场操作,则安排现场交接班,以保证活动的连续性; 5.编写FOI,在主控制室ASG001BA水位计处标明水位与水装量的对应关系以及与技术规范相关的关键点; 6.在技术规范中注明ASG水箱水装量和水位的对应关系,以及相应的操作指令

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER -1-2002 0004 2002.3.5	0级	机组甩负荷至带厂用电运行工况时因 ATWT 信号触发反应堆自动停堆	GPA 试验负责人按计划执行发电机差动保护模拟试验, 由于未退出发电机出口开关失灵保护, 造成该保护动作而跳开 500kV 主变压器高压侧开关, 导致机组甩负荷到厂用电运行, 后因反应堆功率与给水流量失配及 ATWT 信号导致反应堆自动停堆	1. 试验负责人不熟悉发电机变压器保护回路进行全面的专项培训; 2. 供应商 ALSTOM 提供的试验程序未要求退出发电机出口开关失灵保护出口; 3. 给水系统的参数仍为试验参考参数; 4. 试验前未进行充分的风险分析	1. 重新对所有成员进行发电机变压器保护回路进行全面的专项培训; 2. 发出 TCR, 要求 ALSTOM 给予纠正; 3. 根据试验条件设定准确的参数; 4. 试验前填写与详细的风险分析单, 并填写详细的操作步骤
L-LOER -1-2002 0005 2002.3.10	0级	蒸汽发生器水位高高触发反应堆自动停堆	岭澳核电站 1 号机组反应堆按计划可在 30%FP 功率平台调整 RPN 定值, 由于试验负责人没有按程序闭锁试验通量输出到棒控系统的大选信号, 导致 R 棒下插 34 步。致使一回路温度、压力下降低, C22 信号出现。汽机以 5.5%FP/min 的速率降负荷, 而后操纵员手动干预快速降负荷到 9MW, 因此 C7A 信号出现并解锁 GCTc 的第一、二组阀, 但由于一回路温度低而无法开启。最后反应堆因蒸汽发生器水位高高加上核功率大于 10%Ph 信号而自动停堆	1. 试验前风险分析不够; 2. 多次重复性试验, 习惯性违章及监护作用; 3. 加强与运行人员的沟通, 提高人员干预的有效性; 4. ARE033VL 缺陷, 在零信号时仍有 3%的开度; 5. 相关系统故障使 IARE033VL 在零信号时仍有 3%开度	1. 对重大试验, 坚持风险分析单制度, 并由专人进行风险分析和准备。切实按操作步骤执行; 2. 加强风险意识, 杜绝习惯性违章, 严格按程序执行。一切试验操作实行监护制, 保证操作人按操作指令执行, 并记录, 切实起到监护作用; 3. 试验负责人在试验前和执行过程中要与运行人员进行充分交流。明确风险及响应措施, 提高运行人员干预的有效性; 4. 停堆后立即对 IARE033VL 进行了缺陷检查和修复; 5. 提高阀门控制气源洁净度
L-LOER -1-2002 0006 2002.3.11	0级	蒸汽发生器水位高高触发反应堆自动停堆	主控制室操纵员按照给水泵测振计划进行 IAPP “A” 和 “B” 泵的流量切换, 并保持 “B” 泵在要求流量以满足测振需要。“B” 泵带负荷后, “A” 泵在低流量工况下与 “B” 泵出现 “抢水” 现象, 造成给水泵流量波动。操纵员于是将两泵均置于手动控制, 以稳定 “B” 泵流量, 但其后一台蒸汽发生器水位出现发散性波动现象, 操纵员手动调节水泵转速于预水位调节, 但干预幅度偏大, 加之 IARE033VL 零点漂移, 最终由于 “3 号蒸汽发生器水位高高 + P7” 信号导致反应堆自动停堆	1. 主控制室操纵员干预蒸汽发生器水位经验不足; 2. IARE033VL 零点漂移; 3. IARE 系统调试尚未最终完成	1. 在主控制室建立蒸汽发生器水位调节经验反馈文件; 2. 在模拟机培训计划中安排蒸汽发生器水位控制的经验反馈培训, 以提高操纵人员对调节控制原理及物理现象的理解, 从而采取合适的干预行动; 3. 重新调整 IARE033VL 零点; 4. 尽快完成 ARE 大小调节阀的负荷跟踪试验及 APP 带负荷试验, 并根据试验结果调整相关参数

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20020007 2002.3.14	0级	蒸汽发生器水位高高加上P7触发反应堆自动停堆	试验负责人为处理 1CME008AA 故障, 因此引发了 GRE 相应报警 (正常现象)。清除 GRE 报警时, 发现无法输入相关指令, 进而发现 GRE 上位机死机。为恢复上位机的运行, 对上位机进行了软启动, 由于软件故障, 即软件不能正确识别发电机出口开关和高压开关的状态, 上位机控制由原负荷控制转变为手动速度控制。使得汽机负荷瞬间由 410MW 用到 60MW, 并出现 C7A 信号, GCT 第一、二组阀开启, 三台蒸汽发生器水位快速上升, 蒸汽发生器水位高高+P7 触发反应堆自动停堆	<ol style="list-style-type: none"> 1. 软件故障; 2. 操作前风险分析不足; 3. 相关系统造成 ARE031/033VL 阀门调节特性不好; 4. 主给水调节阀的调节特性 (ARE031/032VL) 不理想 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 将故障现象及时通报给 ALSTOM, 并要求尽快对此故障给出解释和解决办法, 现 ALSTOM 已升版软件到 3.8 版, 并在 2 号机组进行了多次试验, 未发现类似的软件故障, 等合适窗口装载到 1 号机组; 2. 对重大操作, 坚持风险分析单制度, 并由专人进行风险分析和准备。尽量搜集资料, 深入研究, 最大限度地了解系统和软件, 加大风险分析的深度; 3. 提高阀门控制气源洁净度; 4. 停堆后, 对主给水控制阀 (包括旁通阀) 全部进行了检查, 并吹扫气源管道、更换定位器密封片、重新校验阀门
L-LOER-1-20020008 2002.4.8	0级	蒸汽发生器给水水质恶化	<p>1 号机组反应堆功率在 87%FP 时, APC 水质恶化。由于不明确调试阶段应遵守的化学技术规范, 决策过程迟缓, 最终降功率至 50%FP, 等待 APC 水质回到正常运行区, 而投有按照化学技术规范降功率至热备用。</p> <p>4 月 12 日, 在反应堆功率重新升至 87%FP 后数小时, APC 水质再次恶化至阳离子电导率为 $8\mu\text{s}/\text{cm}$, 钠离子含量为 $300\mu\text{g}/\text{L}$。根据技术规范要求立即降功率至机组解列, 反应堆后撤至热备用。停机后检查发现冷凝器海水泄漏</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 不明确调试阶段应遵守的化学技术规范, 决策过程迟缓; 2. 水质参数进入 IV 区时, 化学人员未能及时评估污染发展趋势及应采取的措施; 3. 冷凝器接管泄漏; 4. 冷凝器取样回路不可用; 5. 凝结水泵出口与 ATE 出口取样管线相互接反; 6. 水质恶化对蒸汽发生器长期运行的影响 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 在值长会上明确了决策途径及调试启动阶段应遵守的化学规范。当规范要求机组立即后撤时, 值长应通告值班经理, 果断采取行动, 并降到所要求的后备状态; 2. 在值长会上明确了化学做为电站监督的功能, 在水质参数恶化进入 IV 区前, 及时评估发展趋势, 向运行值提出明确的水质控制要求; 3. 查漏、堵管; 4. 高运前停堆小修时改造; 5. 高运前停堆消缺阶段对 3 台蒸汽发生器进行污泥冲洗并对冲洗结果进行评估

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20020009 2002.4.12	0级	蒸汽发生器水位高高+P7触发反应堆自动停堆	由于冷凝器钛管破裂,海水污染二回路水质,机组开始向热备用状态后撤。操纵员微开 GCTc 约 0.5%,由于 1RGL409GD 未完成 100%FP 最终整定,定值有偏差,最终功率整定值出现阶跃变化,R、G 棒上抽。汽机自动解列,蒸汽发生器水位持续上升,达 0.88m。操纵员手动干预,水位下降,为避免免低水位,手动调 APPI01PO 转速,水位快速回升,蒸汽发生器水位高高+P7 信号触发反应堆自动停堆	1.ARE 调节器内有三氧化二钨粉末; 2.RGL409GD 整定值偏高; 3.操纵员手动干预蒸汽发生器水位异常的技能不足	1.清理调节器内的三氧化二钨粉末; 2.在 100%FP 时进行参数调整; 3.将蒸汽发生器水位控制与水位异常的手动干预作为操纵员俱乐部的一项专题,总结分析相关经验反馈以及各操纵员实践中的体会,以期提高操纵员对水位异常的干预能力
L-LOER-1-20020010 2002.4.18	0级	1ASG 001 BA 不可用,按技术规范规定的要求停堆	1号机组反应堆功率在 6%FP 时,因二回路水质不合格加上冷凝器真空恶化,决定将反应堆过渡到热备用状态,蒸汽发生器给水切换至 ASG 供给。操作过程中 ASG 除气器多次无法正常运转,导致 ASG001BA 水量由 790m ³ 降至 710m ³ ,机组根据技术规范规定后撤至热停堆状态	1.操纵员对仅有除气器一种补水手段的风险估计不足,对重要设备状态关注不够; 2.现场人员的技能不足以保证 ASG 除气器一次启动成功	1.在只有 9ASG 除气器一种补水手段时,派专人监视 ASG001BA 水位和除气器状态; 2.派一名有经验的现场操纵员全程负责 ASG 除气器的启动,除气器未完全启动不离开现场; 3.对现场人员进行现场操作指南《ASG 除气器故障分析及处理》和《9ASG 001 DZ 启动与控制》的培训
L-LOER-1-20020011 2002.5.4	0级	在停机不停堆试验过程中反应堆自动停堆	在满功率平台进行停机不停堆试验时由于除气器液位调节不良致使 CEX025/026VL 过调,凝结水压力低造成 GCT 喷水压力低,从而导致凝汽器故障,加上 C8 与 P10 信号,最终触发反应堆自动停堆	1.ADG005GD 设计问题造成瞬态 T 况下除气器液位调节不良; 2.CEX025/026VL 调节性能迟缓; 3.GCT 喷水压力定值偏高; 4.ADG002MN 抗扰动性能差	1.发出 UES02364: 除气器水位控制不稳定,最终完成 ADG005GD 参数和控制逻辑的改造,在 2 号机组瞬态试验中验证; 2.在出现 GCTc 第四组开启的运行瞬态时,运行人员执行 TOI (运行指令),手动干预 CEX025/026VL; 3.机组再启动后对 CEX025/026VL 的调节进行优化; 4.暂时将压力定值设定为 0.6MPa,最终定值待 ALSTOM 回复后,再行修改; 5.实施 ADG002MN 的改造,增加缓冲箱及节流孔板,以提高液位调节的稳定性

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1 -20020009 2002.4.12	0级	蒸汽发生器水位高+P7 触发反应堆自动停堆	由于冷凝器钛管破裂,海水污染二回路水质,机组开始向热备用状态后撤,操纵员微开GCTc约0.5%,由于IRGL409GD未完善成100%FP,最终整定,定值有偏差,最终功机自动解列,蒸汽发生器水位持续上升,达0.88m。操纵员手动干预,水位下降,为避免低水位,手动调APP10IPO转速,水位快速回升,蒸汽发生器水位高+P7信号触发反应堆自动停堆	1. ARE 调节器内有三氧化二铝粉末; 2. RGL409GD 整定值偏高; 3. 操纵员手动干预蒸汽发生器水位异常的技能不足	1. 清理调节器内的三氧化二铝粉末; 2. 在100%FP 时进行参数调整; 3. 将蒸汽发生器水位控制与水位异常的手动干预作为操纵员俱乐部的一项专题,总结分析相关经验反馈以及各操纵员实践中的体会,以期提高操纵员对水位异常的干预能力
L-LOER-1 -20020010 2002.4.18	0级	1ASG 001 BA 不可用,按技术规范规定的要求停堆	1号机组反应堆功率在6%FP时,因二回路水质不合格加上冷凝器真空恶化,决定将反应堆过渡到热备用状态,蒸汽发生器给水切换至ASG供给。操作过程中ASG除气器多次无法正常运转,导致ASG001BA水量由790m ³ 降至710m ³ ,机组根据技术规范后撤至热停堆状态	1. 操纵员对仅有除气器一种补水手段的风险估计不足,对重要设备状态关注不够; 2. 现场人员的技能不足以保证ASG除气器一次启动成功	1. 在只有9ASG除气器一种补水手段时,派专人监视ASG001BA水位和除气器状态; 2. 派一名有经验的现场操纵员全程负责ASG除气器的启动,除气器未完全启动不离现场; 3. 对现场人员进行现场操作指南《ASG除气器故障分析及处理》和《9ASG 001 DZ启动与控制》的培训
L-LOER-1 -20020011 2002.5.4	0级	在停机不停堆试验过程中反应堆自动停堆	在满功率平台进行停机不停堆试验时由于除气器液位调节不良致使CEX025/026VL过调,凝结水压力低造成GCT喷水压力低,从而导致凝汽器故障,加上C8与P10信号,最终触发反应堆自动停堆	1. ADG005GD 设计问题造成瞬态T况下除气器液位调节不良; 2. CEX025/026VL 调节性能迟缓; 3. GCT 喷水压力定值偏高; 4. ADG002MN 抗扰动性能差	1. 发出UES02364:除气器水位控制不稳定,最终完成ADG005GD参数和控制逻辑的改造,在2号机组瞬态试验中验证; 2. 在出现GCTc第四组开启的运行瞬态时,运行人员执行TOI(运行指令),手动干预CEX025/026VL; 3. 机组再启动后对CEX025/026VL的调节进行优化; 4. 暂时将压力定值设定为0.6MPa,最终定值待ALSTOM 回复后,再行修改; 5. 实施ADG002MN的改造,增加缓冲箱及节流孔板,以提高液位调节的稳定性

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-2-20020001 2002.8.10	0级	2EBA 快速隔离功能丧失	在 主 控 制 室 手 动 关 闭 2EBA002/004/014/016VA 发现 2EBA002/004VA 无法关闭, 2EBA014VA 在 主 控 制 室 显 示 半 开 半 关。现场 检查, 2EBA002/004VA 被 闭 锁 在 开 启 位 置, 2EBA014VA 被 错 子 卡 在 开 启 位 置	1.EBA 阀门被人误动; 2.EBA 投运时, 相关阀门未强制设置在能够自动关闭的状态; 3.阀门在开启位置时, 设计上极容易被误闭锁在强制开启状态	1.要求各部门人员没有运行人员的许可, 禁止操作设备; 2.在 EBA001/003/013/015/002/004/014/ 016VA 阀门现场设置现场指标, 说明此类阀门强制关闭状态和可自动关闭状态; 3.改造闭锁装置, 使其在不借助特殊工具的条件下无法将阀门闭锁在开启状态
L-LOER-2-20020002 2002.8.13	0级	超温超功率 ΔT 保护动作触发反应堆自启动停堆	工程部调试人员在拆除 2RCP TP63 试验临时接线时, 由于处于 SIP 柜第一组的 2RCP458CC 的“试验正常”按钮指示状态与实际状态不符, 操作人员误以为第一组超温超功率 ΔT 保护通道已经切换回到“正常”位置。后继续在第二组工作, 将 2RCP480CC 切换到“试验”位置时触发二取二超温超功率 ΔT 保护动作, 导致控制棒从 5 步落下	1.工作过程不完善; 2.2RCP458CC 按钮失效	1.调试队规定在敏感性控制柜与继电器架上安装、拆卸风险性 TCA、试验临时跳线、实验仪器仪表或进行测量等工作必须持有工作票, 提票时一并提交操作指令和风险分析单。测试经理部向各测试负责人提出 2 号机组临界后现场工作风险控制流程, 对风险控制提出更高的要求; 2.尽快修复失效的设备, 检查并修复同类故障
L-LOER-2-20020003 2002.8.27	0级	2ASG001BA 未按技术规范要求的周期进行水质分析	2ASG001BA 打循环准备化验该罐水质时, 出现 ASG001BA 水温高报警。之后由于分析担心 ASG001BA 打循环时再出现水温高报警, 造成一个 7 小时的 I, 该罐就直至 9 月 16 日才再次打循环做全分析。按岭澳技术规范的要求, 需要每周 1 次对 ASG001BA 的溶解氧含量进行取样分析, 每月进行 1 次全分析。化学技术规范的要求则需每周 1 次全分析	1.不重视运行技术规范关于 ASG 水箱化学监督有关规定; 2.运行技术规范要求的化学监督工作(监督内容、取样周期)没有纳入日常生产管理, 致使监督控制不足; 3.2ASG001BA 打循环时出现水温高报警; 4.运行技术规范中有关 2ASG001BA 的化学监督周期不尽合理	1.将运行技术规范要求的化学监督工作列入日常生产项目管理计划中; 2.全面检查对运行技术规范有关化学方面要求的执行情况, 纠正不符合运行技术规范要求的情况; 3.查找打循环时出现水温高的原因, 采取有效措施解决打循环时水温高的问题; 4.向 NNSA 申请将 FSAR 的监督周期改为每月 1 次全分析; 5.在 NNSA 批准修改前, 商运前按化学技术规范的要求“每周全分析 1 次”, 商运后按 FSAR 的“每周测定水中溶解氧含量 1 次, 每月全分析 1 次”; 6.在执行每周分析时, 原则上按先循环不少于 2 小时。如遇特殊情况, 则可根据实际情况循环不少于 2 小时的尽量长时间后取样分析, 并保证每月有 1 次循环 20 小时

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-2-20020004 2002.10.30	0级	一回路核功率短时间超过102%FP	岭澳核电站2号机组核功率为100%FP, 汽机功率为984MW, 因G棒在堆内停留了10小时, 为了预防计划中的快速升降负荷和机组甩厂用电等瞬态试验时G棒在堆内超过12小时, 将R棒逐步下插同时提升G棒, 因手动提G棒速率过快, 堆功率达102.8%FP, 反应堆中子通量高C2/超功率C4信号出现, 汽机自动甩负荷到976MW, 查KIT记录, 同时有RPRI64/165/166/167EC出现, 已触发反应堆超功率 ΔT 保护定值, 由于时间极短, 未触发自动停堆	1. 风险分析不足	1. 组织全体操纵员学习《运行图册》L-TS/OPN/005 准确了解控制棒价值; 2. 严格执行技术规范 and S-1-RRC-001 程序; 3. 限制G、R棒同时置‘手动’的时间; 4. 加强培训, 汲取经验教训
L-LOER-2-20020005 2002.12.8	1级	丧失两路外电源	机组处于中间双相冷停堆, RRA 连接状态。2LGB001TB 6.6kV 母线在由 LGR 辅助变压器供电, 并带有 2LGA001TB 母线上 2RCP003PO 等系统设备运行状态。3:51 主控室出现 L341 火警, 在 GB 廊道火警复位检查中, 发现该段电缆有明火, 立即启动二级干预队和消防队, 并立即停运 2RCP003PO, 将 2LHP 启动带载, 随后隔离 9LGR201TA 辅助变压器, 丧失两路外电源	1. RRA 连接状态下无丧失外电源事件处理规程; 2. 设计文件中无“在辅助变压器供电情况下限制启动 RCP002/003PO”的说明	1. 更换 9LGR 至 2LGB 事故电缆; 2. 编写 TOI, 限制辅助变压器供电情况下的 RCP002PO/003PO 的运行方式; 3. 评价 9LGR 至 1LGB 电缆状态对 1 号机组安全影响; 4. 1LGB 电缆的更换; 5. 修改事件处理规程 12.1, 明确在辅助变压器供电情况下不能启 RCP002/003PO; 6. 对 FSAR 进行验证和升版; 7. 研究和编写 RRA 连接状态下丧失外电源工况下的事故处理规程; 8. 验证和升版现有的所有相关文件; 9. 制定电缆定期检查巡视, 修改程序; 10. 对现有的电缆火灾检测装置进行评估, 给出评价报告

7.11 工业安全和消防统计

7.11.1 工业安全事故汇总

序号	事件时间	描述	电站
1	2002.04.14	4月14日下午,在服务处机加班工作的一名东北公司人员在二根卷板机进行垃圾支架铁圆环加工和机器的清理工作时,不慎其右手被卷入卷板机,伤及手指与手掌,立即送深圳市武警医院住院治疗。记重伤一起	大亚湾核电站
2	2002.10.14	职业医疗科一名医生在搬运手术床时,床板挤伤左手两手指,记为一起轻伤事故。	

7.11.2 工业安全未遂事故汇总

序号	事件时间	描述	电站
1	2002.01.27	工作人员在执行1VVP001VV年度检查工作时需要将阀门稍稍开启,而此时蒸汽发生器二次侧眼孔/手孔正在开启状态,造成1号机组蒸汽发生器手孔有热气流喷出,有人员烫伤风险	大亚湾核电站
2	2002.02.07	一辆3t五十铃汽车运送控制区专用工具到AC厂房途中,行至AL南边的转弯处,因车厢挡板没有关牢,一台升降车掉落到马路上,一台拉伸机在车内翻倒。有人身伤害和设备损坏的风险	
3	2002.3.27	现场人员发现2APA101VL(2APA001PO入口安全阀)动作起跳,因下游疏水管线管径相对太细,来不及疏导,导致有大量的汽、水混合物由16米平台处的敞口漏斗喷出,直泻至0m地面。有烫伤风险	
4	2002.4.4	当日工作负责人持9PW7533处理1DVM002ZV故障,发现1ATE040ZV仍在运行,告诉运行人员1DVM002ZV隔离不成功,后经运行人员确认为1ATE040ZV就地标牌错误。有人身伤害的风险	
5	2002.4.29	运行人员在实施隔离操作OSDA665VK后,误将OSDA665VK的PVC塑料法兰踩裂,导致OSDA650BA内的次氯酸钠流失。有化学灼烧人员的风险	
6	2002.6.1	田湾一培训人员在中间控制室开值内交接班会时碰到消防行动卡的铁片,导致手划伤,在医院缝了三针。记工业未遂一起。	
7	2002.7.2	一名化学人员测试水质浊度,在使用测试管过程中,由于盖测试管盖时用力过大,测试管破裂,导致右手中指被割出约1cm长的口子。水为中性,未损失工时	
8	2002.7.29	MRM人员持有误的工作包进行2JPP001PO的年度检查和润滑工作,没有认真阅读PW票上的隔离信息,到达现场没验证隔离点就开始工作,误拆JPP泵的盘根,有跑水风险	
9	2002.8.18	OPO人员发现AF厂房北侧有一临时电缆在雨中间歇打火,查供电开关为中建二局在AX2施工用临时电源。相关人员到场后,立刻切断电源并采取了防护措施	
10	2002.8.28	8月28日,MSM在PX厂房准备吊起1CFI012CF框架维修时,发现框架上吊索(外表看为不锈钢)已锈蚀严重,一卸扣已断开,工作人员起吊中无法使用,改用吊带,将框架吊起后维修	
11	2002.9.18	现场人员在SHY系统切换瓶组417RL操作时,未检查阀门状态下,开启瓶头阀及瓶组总阀过快,13MPa的高压气体快速喷出,排气管甩动,打在支架上,变成S形	
12	2002.10.16	现场人员在准备启动9SGZ601CO给中压氮气罐充氮,用手拉皮带试转时,两名现场操作员配合不当,造成一名现场操作员小拇指指甲被压断	

			续表
序号	事件时间	描 述	电 站
13	2002.12.4	执行 CTE 泵定期切换时,启动 1CTE012PO 后听到泵所在房间一声巨响,检查发现 012PO 出口压力表 1CTE005LP 管线隔离阀下游断裂,压力表崩飞	大亚湾核电站
14	2002.1.6	23 公司进行端接 1EVR 电动机永久加热电缆作业,由于工作负责人未办理 RP 证,不能进入作业现场,在未更换工作负责人的情况下,其余人员进入控制区作业。班组人员验电前,不慎将拆开绝缘胶皮的电缆碰到旁边的设备,发现有电(隔离不完全),并引起上游开关跳闸,此时,未终止工作,未与隔离办联系,在未隔离上游开关,仅确认该电缆无电的情况下完成工作	岭澳核电站
15	2002.1.16	运行人员在执行 1ATE 系统隔离时,错将 2ATE 系统隔离。	
16	2002.1.17	工作负责人领取维修 1REA001PO 轴封的工作许可证时,发票的隔离经理发现许可证的隔离措施未完善(许可证申请人要求对该泵实施水、电隔离,但是实际上只是隔离了水,没有隔离电源)	
17	2002.5.5	现场巡视发现 1GCT105VV 手轮(直径约 600mm)脱落,由 GCT 阀门平台(高约 10m)掉落到冷凝器东侧 0m 平台。所幸未造成人员和设备损伤	
18	2002.7.22	法玛通人员在吊装导向杆时,由于作业方式不当,导致反应堆水池池壁 3 处划痕,水池底部 2 处凹陷	
19	2002.7.30	两员工在 N560 查看 DVN 阀门时,被关在 N560 内,直到晚 7 点多才出来	
20	2002.7.30	华兴公司员工在 NB826 处使用卷扬机从 2RX 厂房穹顶吊下铁框(约 150kg),当距离地面约 1m 时,卷扬机抱闸失灵,导致吊装失控,使铁框直接砸在 NX 厂房顶部 24m 平台上	
21	2002.8.15	1DVM008ZV 在有试验的情况下启动	
22	2002.9.16	MRM 员工持 PT 票处理 1DEG201GF 跳闸故障,14:30 运行 6 值一现场操作员现场启动 1DEG101GF,由于现场操作员与主控室空间信息沟通失误,两次误启动 201GF	
23	2002.9.18	一田湾实习人员在 NB223 房间往 2REA006BA 加氢氧化锂时,未佩戴防化劳保用品,氢氧化锂溶液溅到眼睛里,造成左眼红肿	
24	2002.9.29	TEM 两员工巡视时被关在 NB560 风机房	
25	2002.11.28	山东核电员工在 2MX 16m 恢复发电机西侧汽水分离再热器人孔盖时,一螺杆脱落至 0m,当时下面平台有人经过,无人员受伤。事件发生时,工作负责人不在作业现场	
26	2002.12.25	工作负责人准备做 9LGR176ST 校验工作时,在缓慢拆 9LGR176ST 时,1GR 油喷在工作负责人身上,工作负责人立即将 9LGR176ST 恢复原状。之后检查发现只有电主隔离,未对管线内的介质隔离	

7.11.3 零级火险事件汇总

序号	时间	描 述	电 站
1	2002.3.11	OPO 按规程启动 0XCA002CH 时,导致油泵从 0XPA001BA 取油后回到 002BA 失控,从 002BA 溢流口跑油 8-10t	大亚湾核电站
2	2002.4.28	OPO 在解除 1DVM004ZV 的隔离,送电启动时,发现马达接线盒处冒黑烟。后经电气人员检查发现马达烧毁	
3	2002.6.21	1SHY513VY 内漏,氢气从堵头端大量漏出并伴有尖锐气流声,该阀门位于 1 号机组氢气供气管路减压站前端。有爆炸风险	
4	2002.6.28	在制氢站框架吊装过程中,拆下 1SHY417RL 软管过程中,有氢气从管道向外喷出,检查 1SHY417VY 有内漏	
5	2002.6.28	现场巡视发现 2SHY412RL 供至母管管线上的排气阀 462VY 法兰松脱,导致氢气向外泄漏	
6	2002.7.1	现场检查发现有 2GTH 污油/污水箱溢流孔处大量跑油,而 2GTH001CF/001PO 仍在运行,电磁隔离阀 002VH 亦在开启状态。立即停运净油机系统,并关闭 001/008VH。期间大约跑油 2m ³	

续表

序号	时间	描 述	电 站
7	2002.7.11	在切换瓶架时工业安全监测到 2SHY410RL 的软管与母管连接处向外漏氢	大亚湾核电站
8	2002.8.10	OPO 在储气瓶区做气瓶组切换时, 发现 2SHY408RL 上部支管和汇流母管连接处等三处有氢气泄露, 测氢表显示浓度超出爆炸下限	
9	2002.9.2	工业安全科配合 OPO 进行 PTOMIS001 氢气瓶组试验时, 检测发现到 6 处漏点, 仪表显示浓度达到爆炸下限。主要原因是瓶组上部汇流母管线接口处在气压上升到 13MPa 时发生泄漏	
10	2002.9.10	OPO 人员巡视发现 2GTH001AR 有焦糊味, 盘内的 005JA 开关及其进出线都已经烧焦损坏, 上方的 002JA 也已变色	
11	2002.10.6	OPO 人员巡检发现 2GTH020VH 一固定螺栓与阀门本体法兰有放电现象。电气检查发现油管本体存在 300mV 的静电电压	
12	2002.2.15	主控室室接到制氢站起火报告电话, 当班值即刻启动消防相关程序。经现场确认, 制氢站电气间整流器 OSHY001RD 有异常焦味, 没有明火或阴燃	岭澳核电站
13	2002.9.11	2DVC 电加热器元件 U 形管的一个接线端子和公共连接片的连接处发生过热, 并烧毁, 造成电加热器不可用	
14	2002.11.25	MEE 人员检查 2RCP001/002/003PO 加热器时发现 2RCP001/002MO 加热器烧损, 对地绝缘为零, 表面有明显烧坏点。2RCP003MO 加热器表面有明显过热现象, 对地绝缘为 30M Ω 。初步分析是由加热器电缆与接线端子接触不良引起	

7.11.4 一级火险事件汇总

序号	时间	描 述	电 站
1	2002.2.8	防腐人员在 SEN 滤网泵坑内使用 2 只 24V 100W 照明灯烘烤油漆时, 照明变压器冒烟起火。现场人员动用灭火器将火扑灭	大亚湾核电站
2	2002.3.12	2 号机组主变压器 C 相故障, 上下两个人孔爆开, 冲力将消防玻泡震碎, 消防自动喷淋启动及时扑灭有可能的火情	
3	2002.9.9	保安员闻到有烟味, 随即检查发现 BA 楼 328 会议室旁一垃圾桶正往外冒烟 (无明火), 立即采取措施, 用水将着火源浇灭	
4	2002.9.11	受台风“黑格比”的影响, 雨水从百叶窗刮进北龙处置场一厂房, 造成一根 10kV 母线的绝缘降低, 对地短路起弧, 烧坏绝缘板	
5	2002.12.8	9LGR 至 2LGB 电缆过热引起明火, 失去辅助电源	岭澳核电站

7.12 辐射防护事件汇总

序号	发生日期	事件性质	事件描述	电站
1	2002.06.18	放射性物质失控未遂事件	静机处一员工从大亚湾核电站热车间 AC 厂房运出一带有放射性的 SEBIM 阀的控制柜, 申报运往岭澳核电站热车间 LAC。6 月 20 日, 辐射防护人员发现该设备一直在非辐射控制区存放和使用, 立即通知将其运回 AC 厂房	大 亚 湾 核 电 站
2	2002.7.31		岭澳核电站化学科一员工在两电站运送放射性取样容器时未按要求使用车辆, 且未将所运物品直接送达目的地, 中途欲在 AF 工具库停留, 增加了人员意外受照射和放射性物品失控的风险, 被辐射防护人员发现后立即制止	
3	2002.02.06	人员意外受照射未遂事件	山东核电公司人员对 1 号机组主变压器设备进行 X 射源探伤期间, 一名运输车驾驶员不听探伤边界守卫的制止指令, 自行驾车穿过探伤隔离区。所幸此探伤机此时并未处于开机状态, 没有造成人员意外受照	
4	2002.06.10		运行人员在实施 9TEU001EV 到 9TES001BA 的浓缩液传输时, 使 N352 房间的相关管道及环境的辐射水平大幅上升约 50 倍, 而此时恰有静机处的员工在此区域进行 9TES018VS 阀门的检修。在场的工作人员和辐射防护人员及时发现并立即撤离, 没有受到明显的额外照射	
5	2002.01.27	人员体表沾污事件	— 23 公司员工在反应堆压力容器拉伸螺栓现场因擦汗使其头部沾污, 面积 50cm ² , 水平 200Bq/cm ²	
6	2002.01.08	人员违反辐射防护规定事件	两名静机员工持《进入许可证》进入已临界的反应堆厂房时被发现该许可证上没有电站经理的签字, 违反了电站进入高辐射区域管理程序的要求	
7	2002.01.11		— 法国员工在检查从乏燃料水池吊出的专用工具时, 由于事先未做好防护准备, 使水池边地面沾污。工作结束后, 该员工又将用过的塑料手套扔在地面上, 增加了放射性污染扩散的风险	
8	2002.02.03		23 公司员工在未做任何辐射防护准备的前提下就要准备开工, 检修 1RIS74VP 阀门, 被巡检的辐射防护人员及时制止, 没有造成不良的后果	
9	2002.03.19		辐射防护人员巡检时在 L207 房间发现存放有一辐射水平为 3.5mSv/h 的旧阀杆, 没有辐射警示标识, 增加了人员被意外照射的风险。经调查证实是静机处人员在最近一次大修时从现场带回来存放于该房间的	
10	2002.04.10		静机处人员在实施 1RCV023VP 阀门检修时没有遵照、执行事先制定的防护方案, 使 4 名员工的防护服, 一员工手部, 文件和地面被沾污。同时, 一人的个人剂量也高达 710 μ Sv, 高出原预定的 500 μ Sv 的目标	
11	2002.04.28	转机处人员在实施 1PTR001PO 泵检修时没有事先做现场的防护措施, 工作指令的风险分析和防护要求不完整。致使在场的两名员工的工作服、一员工的手部和地面被沾污		

续表

序号	发生日期	事件性质	事件描述	
12	2002.07.06		—服务处员工将一装有高放射性(53.6mSv/h)废液的塑料袋放在了 N234 的临时存放点, 违反了电站关于此存放点只能存放小于 2mSv/h 的废物的规定, 增加了对他人照射的风险	大亚湾核电站
13	2002.11.09		转机处一员工在对 9TEP003PO 泵检修时, 没有按工作令中的要求准备防护措施, 也没有事先通知辐射防护人员, 工作中使现场地面被沾污	
14	2002.11.13		NEPC 一员工在身着附加防护服(纸衣和塑料手套)的情况下走出污染控制区。增加了放射性扩散的风险	
15	2002.11.30		现场服务人员在沾污的工具去污后将去污布随手扔进现场附近的废物收集袋, 使其接触剂量率为 1.6mSv/h, 增加了对他人照射的风险	
16	2002.5.18		人员违反辐射防护规定事件	
17	2002.5.25	因当日机组将达到临界, 故辐射防护运行人员在 16:40 电话询问 1 号主控室机组最新情况, 主控室操作人员告之 15:10 机组已经达临界, 但是辐射防护人员和气闸门服务人员事先均未得到任何通知(包括广播)		
18	2002.9.6	静机处一工作组在辐射防护人员和现场服务人员均未赶到 8m 气闸门的时候, 擅自向主控室申请气闸门的开启信号, 并将气闸门的外门打开, 进入作业		
19	2002.7.21	山东核电射线探伤工作人员在没完全设置好隔离边界, 人员清场没有结束, 警示灯没有投运, 没有得到 RP 现场检查人员的允许, 主控室没有通知探伤开始, 四名工作人员还在探伤区域内的情况下, 开始进行放射源操作。现场检查的 RP 人员发现所处位置的辐射水平已达到 8.4 μ Sv/h, 立即要求其工作人员将放射源收回停止探伤操作		

7.13 特许申请汇总

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
1	在正常冷停堆下处理 ISAT053VA	在 1 号机组第九次大修中,允许在正常冷停堆工况下在原 ISAT053VA 处安装一个整体阀门	正常冷停堆	在正常冷停堆工况及以上,所有手动安全壳隔离阀必须关闭	600559	600256	2002.12.3	大亚湾核电站
2	关于 1 号机组厂用变压器瓦斯继电器更换的特许申请	在 1 号机组组临界面,更换厂用变压器 A 瓦斯继电器。为优化计划窗口,更换瓦斯继电器工作安排在主泵情走试验期间进行(鉴于主泵情走试验本身要求将机组切换到辅助外电源供电)。在处理厂用变压器瓦斯继电器的缺陷时将维持 1 号机组主外电源不可用到更换厂用变压器 A 瓦斯继电器结束	热停堆	根据运行技术规范表 T-4-2 (39/89) 的第 2 条款,要求热停堆时主外电源可用	LJO-0000 24-LIC	LIC-008-LJO	2002.02.08	岭澳核电站
3	关于岭澳核电站并网前闭锁 C8 信号的通用特许申请	在调试期间,按调试大纲要求,需要进行汽轮机超速试验 (TP GTA 51)、汽轮机开踏试验 (TP GTA 51)、发电机短路试验 (TP GTA 052)、发电机开踏试验 (TP GTA 052)。在试验时,反应堆处于 10%FP 平台, P10 信号已出现;试验时汽轮机跳闸,则 C8 信号已出现;在上述的前二项试验时凝汽器真空可能大于 320 mbar,后二项试验时凝汽器真空肯定大于 320 mbar。因此进行上述试验时反应堆自动停堆是不可避免的。为避免进行汽轮机试验时反应堆不必要的停堆,在发电机并网前进行汽轮机超速等试验期间将 C8 信号闭锁	10%FP 功率平台	根据运行技术规范表 T-3-1 (5/5),当 P10 信号出现且凝汽器不可用时,要求反应堆保护信号 C8 信号可用	LJO-0000 28-LIC	LIC-009-LJO	2002.02.26	岭澳核电站
4	关于首次大修一回路水压试验的特许申请	岭澳核电站 1.2 号机组在首次换料大修时能按美国 ASME 标准实施一回路水压试验。	首次 大修期间	根据在役检查规范 RSEM 的要求,机组在安装调试的 I 程阶段一回路水压试验后的 30 个月内必须执行在役的首次一回路水压试验,试验压力为一回路设计值的 1.2 倍。在水压试验进行的同时执行 RSEM 规定的一系列一回路的在役检查项目	LJO-0000 42-LIC LJO-0000 58-LIC	2002 年底 未完成审批	2002 年底 未完成审批	岭澳核电站

续表

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
5	关于在正常冷停堆下打开 1 SAT752/753VA 及 1SED200VD 的特许申请	在正常冷停堆状态,对 1 号蒸汽发生器排空后进行 ITV 检查、冲洗、干燥工作。工作期间,需要用 SED 除盐水 和 SAT 压缩空气进行蒸汽发生器冲洗,将蒸汽发生器二次侧管板上的结垢清除,因此,为完成此项工作,需要手动打开安全壳手动隔离阀 ISAT752/753VA 和 1SED200VD	正常冷停堆状态	根据运行技术规范 (4.9.2.1 b)对安全壳贯穿件的规定:如果机组处于正常冷停堆及其以上工况,所有手动安全壳隔离阀必须关闭	LJO-000 049-LIC	LIC-13-LJO	2002.05.22	岭澳核电站
6	关于对 DVC 系统进行预防性维修的通用特许申请	每年对 DVC001/002/003/004ZV 进行一年一度的预防性维修。当 DVC003FP 压差高时,对过滤器进行更换。每年对 DVC 碘过滤器进行一年一度的效率试验		根据运行技术规范,机组在无论何种工况下运行要求 DVC 系统必须可用,且不能对 DVC 系统进行预防性维修工作	LJO-000 048-LIC LJO-000 053-LIC	LIC-12-LJO	2002.05.22	岭澳核电站

7.14 改进项目汇总

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
1	MR MTS000001	大亚湾核电站	9	LGR	控制回路改进,减少因元件质量问题造成辅助变压器失效的概率,提高其可靠性
2	MR MTS000016	大亚湾核电站	X	RPE	RPE001BA 连接管线改进
3	MR MTS000023	大亚湾核电站	X	LHP	应急柴油机油冷却水回路加装逆止阀
4	MR MTS000038	大亚湾核电站	X	JPL	JPL200/202GR 消防水隔离开关增加状态指示
5	MR MTS000041	大亚湾核电站	X	RCV	RCV 辅助油泵启动回路延时环节调整,将 30s 延时改为 200s
6	MR MTS000052	大亚湾核电站	0	CEW	电能遥测计量计费系统 (REMS) 改造
7	MR MTS000054	大亚湾核电站	X	CEX	在汽轮机组凝汽器 101/102/103CS 喉部现有的测点处接短管并各加装一个阀门
8	MR MTS000056	大亚湾核电站	X	LINE	LINE029JA 开关换型及加装发射机
9	MR MTS990034	大亚湾核电站	0	XCA	XCA 蒸汽母管增加三台隔离阀
10	MR MTS990056	大亚湾核电站	0	JPD	AF 仓库增设消防喷淋系统
11	MR MTS990063	大亚湾核电站	X	RRI	RRI219/220/221VN 升降式逆止阀更换为碟式逆止阀
12	MR OTS970021	大亚湾核电站	X	RPR	修改“蒸汽流量高”信号参考值的切换条件

续表

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
13	MR TEN010004	大亚湾核电站	X	KIR	松动部件监测系统改造
14	MR TEN010007	大亚湾核电站	X	CVI	CVI001/002/003VA 逻辑控制修改
15	MR TEN010008	大亚湾核电站	X	GSS	更换 MSR 内衬防冲刷板 12,13,16 和 17
16	MR TEN010012	大亚湾核电站	0	SVC	在大亚湾核电站增加 OSVC 系统
17	MR TEN010014	大亚湾核电站	X	PTR	PTR001DE 上部人口水帽上方加装盲板
18	MR TEN010015	大亚湾核电站	X	GCT	GCT131/132/133VV 阀门空气过滤器更换
19	MR TEN010017	大亚湾核电站	X	ARE	更换 ARE031/032/033VI 盘根结构型式并加装碟型弹簧
20	MR TEN010020	大亚湾核电站	X	GSS	MSR 抽汽侧管束与框架间密封泄漏改进
21	MR TEN010021	大亚湾核电站	X	CRF	CRF 的 117/118SD 和 125/126SD 增加旁路管线及隔离阀
22	MR TEN010023	大亚湾核电站	X	GSY	发电机水接头改造
23	MR TEN010027	大亚湾核电站	X	APP	ABP、ADC 的阀杆竖装蝶阀改变安装方向
24	MR TEN010041	大亚湾核电站	X	LSS	LSS 系统链接软件升级
25	MR TEN020020	岭澳核电站	9	TEU	9TEU001/002DE 人口水帽处增加盲板
26	SMRME000027	大亚湾核电站	0	MIS	AL 和 AN 试验室安装气管
27	SMRME000041	大亚湾核电站	X	MIS	厂区加装水表
28	SMRME000050	大亚湾核电站	0	MIS	AE 厂房充电站间通风改造
29	SMRME000051	大亚湾核电站	X	GFR	GFR158/159/160/161/162/163FI 型号改进将原有 4 英寸滤芯改为 8 英寸
30	SMRTE010003	大亚湾核电站	X	RRM	压力容器顶盖上 RRM 风管上加装活页盖板
31	SMRTE010004	大亚湾核电站	X	GEX	发电机出线仓加装观察孔
32	SMRTE010006	大亚湾核电站	1	SEC	SEC 泵排气管线重新布置
33	SMRTE010008	大亚湾核电站	0	XPA	在 XPA001/002BA 回油截止阀 103/104VF 前加装隔离阀
34	SMRTE010010	大亚湾核电站	1	RRA	RRA013VP 引漏管的活连接位置移动
35	SMRTE010013	大亚湾核电站	0	MIS	露天钢材库增设棚库区 (约 100m ²)
36	SMRTE010015	大亚湾核电站	X	GGR	GGR125PO/225PO 就地控制盒 004BM/005BM 移位改造
37	SMRTE010018	大亚湾核电站	X	LKX	LKX101 开关的保护配置变更
38	SMRTE010021	大亚湾核电站	X	SEN	SEN009/010/011/012VC 向后移位

续表

序号	项目编号	电站	机组	系统	项目描述
39	SMRTEN010022	大亚湾核电站	X	SHY	H ₂ 储气瓶框架氢气汇流管改进
40	SMRTEN010031	大亚湾核电站	X	MIS	常规岛厂房零米地漏上方疏水管安装法兰或活接头
41	SMRTEN010032	大亚湾核电站	9	SCZ	SCZ 安全阀 832VZ/835VZ 启跳值变更
42	SMRTEN010044	大亚湾核电站	X	DVM	汽机厂房蓄电池间风口方向更改
43	SMRTEN010047	大亚湾核电站	0	SAR	SAR303/304BA 重制及安装
44	SMRTEN010048	大亚湾核电站	9	ASG	ASC959/960VL 出口疏水管加装金属堵头
45	SMRTEN010052	大亚湾核电站	X	DVM	DVM105ZV 改造
46	SMRTEN010058	大亚湾核电站	0	SEP	拆除 SEP049VT/050VT, 并将上游管线封堵
47	SMRTEN010061	大亚湾核电站	0	MIS	AF 厂房安装电源插座
48	SMRTEN010062	大亚湾核电站	0	KRS	取消 KRS201AA 报警
49	SMRTEN010068	大亚湾核电站	9	CTF	CTF 自动反冲洗功能的取消
50	SMRTEN010070	大亚湾核电站	0	SEP	取消电磁换向阀 (SEP504EL) 和电浮球开关 (SEP451SN)
51	SMRTEN010072	大亚湾核电站	X	AHP	AHP 管线加装水压试验排气口
52	SMRTEN010073	大亚湾核电站	X	AGR	AGR 上加装引流管
53	SMRTEN010074	大亚湾核电站	0	MIS	AF217 房间引入新风
54	SMRTEN010077	大亚湾核电站	X	CEX	CEX103/203/303VL 改为法兰连接
55	SMRTEN010079	大亚湾核电站	X	MIS	MA101 地板格栅延伸
56	SMRTEN020007	大亚湾核电站	X	ATE	ATE 系统加装操作平台
57	SMRTEN020008	大亚湾核电站	1	AGR	AGR101/201BA 加磁性过滤器
58	SMRTEN020018	大亚湾核电站	0	DN*	AG 照明改造
59	SMRTEN020029	大亚湾核电站	0	MIS	QS209 烘干机增加动力电源和排气管
60	SMRTEN020034	岭澳核电站	0	LKL	给 UD、BA/BX 显示屏提供电源
61	SMRTEN020040	大亚湾核电站	X	KRC	机组性能试验电缆小改进
62	SMRTEN020042	岭澳核电站	0	SBE	SBE001/002/003WW 电源开关及电缆更换
63	SMRTEN020048	岭澳核电站	X	EAS	岭澳核电站 EAS 虹吸管改造
64	SMRTEN020049	大亚湾核电站	1	DEG	给 DEG301CF 氟利昂回路加装干燥器

第八章 专题报告

公司企业识别系统的启动与推进

戴庆宇

1. 引言

企业识别系统 (Corporate Identify System, 缩写为 CIS) 是企业文化的重要组成部分。其代表着企业的经营理念、企业文化特色、企业规模、经营内容、产品特点, 是企业经营战略和经营理念精华浓缩的外在表述。独特鲜明的企业识别系统, 既有利于社会公众对企业的广泛认知, 也有助于企业文化的内外部传播。

为此, 根据公司五年发展计划有关企业文化建设的要求, 2000 年公司确定将企业文化建设的重点放在全面导入企业识别系统上。一个完整的企业识别系统由三个要素组成, 即理念识别、行为识别、视觉识别。依照分工, 公司将企业识别系统的导入分为理念与行为识别系统和视觉系统两部分, 分别成立了两个工作组跟踪推进。

2. 企业识别系统的启动

(1) 理念与行为识别系统导入

在 CIS 中, 企业理念是灵魂, 它是企业在长期运作过程中形成的并为员工所认同的价值观念、精神境界和追求理想。企业行为识别是企业整体形象的动态识别形式。它规范了企业内部的组织、管理、教育以及对社会的一切活动, 是企业理念的具体化和系统化。

2000 年 8 月中旬, 公司正式与中山大学签订合同, 聘请专家组负责对公司理念与行为识别系统进行规划、整合、提升。

专家组主要通过个人访谈和座谈会形式展开调研, 了解公司领导的管理理念和经营理念, 了解掌握基层管理者在生产实践中形成的理念行为共识。专家组还编制了调查问卷在广大员工中开展调研, 了解员工对企业经营管理、行为方式的认知。专家组在完成“企业理念构思流程”、“采访录”、“调查问卷统计表”后, 开始文稿写作。公司理念与行为识别小组积极配合, 提供了包括《生产管理丛书》、《五年发展计划》、《大潮明珠》等大量公司经验总结汇编, 及时与中山大学专家组进行沟通联系。文稿写作从初稿到基本成形的第 10 稿, 字斟句酌, 多次修改。并多次召开研讨会, 征求各部门意见, 力求词句精确, 表达清晰。最后形成了广东核电合营有限公司理念与行为识别系统

方案《蓝色宪章》。

《蓝色宪章》从公司的定位出发,从企业的核心价值观、企业精神、管理方略、经营理念、企业行为规范、精神文明、职业道德、企业口号等涉及企业理念与企业行为的诸多方面,对大亚湾核电站过去的经验和精神整合、提炼和升华,以文化的视觉阐述从公司生产、维修、技术、质保、到财务、审计、人力资源、行政后勤等各部门业已存在的管理理念和行为规范,其中,环境保护、精神文明建设与职业道德等工作列为重要内容。《蓝色宪章》源于实践,高于实践,重点突出安全文化、质量文化、成本文化。

(2) 视觉识别系统的导入

受集团公司委托,2001年,公司负责开展中国广东核电视觉识别导入工作。行政管理部牵头于2001年3月成立了视觉识别项目工作组,以项目管理方式全面推进项目运作。

项目组于2001年4月在北京、上海、深圳等地有影响力的报刊上刊登“广东核电合营有限公司面向国内外公开征集徽标并就VI整体设计方案进行招标的公告”。在规定的期限内,共收到来自全国各地投稿400余份。经认真筛选,评选出24件入围作品,统一制作后,采取张贴投票和网上投票的方式,广泛征求公司广大员工的意见。

在评选中,以白鹭为原型设计的标志得票率非常高,获得了大多数员工和管理层的好评和认同。项目组特邀的国内外专家也对该方案颇为推崇,认为构思深刻,内涵丰富,形象简洁,色彩明快,独具一格,富有艺术感染力和时代气息,符合当今国际企业形象设计主流,作为企业徽标,既具有核电行业特征又有个性鲜明的视觉识别设计体系。行政管理部根据员工的评选结果,并认真听取了特邀专家的评审意见,报经集团公司领导认可后,确定了以白鹭为原型设计的徽标。

中国广东核电徽标取广东核电英文缩写字母组合“GNP”为设计元素,以象征图形“白鹭展翅”这一“人性化”的表现手法,反映核电是“安全”、“环保”的能源以及对公众的“亲和力”。红黄渐变的颜色给人一种朝气蓬勃的印象,体现了21世纪的中国广东核电勇于拼搏向上的精神风貌。

在此基础上,项目组完成了《中国广东核电视觉识别系统手册》。该手册包括基础设计系统和应用设计系统两部分内容。基础设计系统是企业对外传达信息、表现视觉形象之核心,包括企业标志、标准字、标准色及其规范组合、企业吉祥物等;应用设计系统是以基础设计系统为原则而制定的具体实施规范,是企业的重要媒介,是构成企业文化的重要因素,包括办公用品类、交通工具类、环境符号类、广告宣传用品类等。《中国广东核电视觉识别系统手册》对标志、标准字、标准色及其规范组合等有明确的使用规定,是中国广东核电视觉形象设计的实施指南。

3. 企业识别系统的推进

经过近两年的工作,在各级管理者和广大员工的支持与配合下,企业识别系统导入项目进展顺利。2002年9月27日,公司在大亚湾现场举行了反映导入成果的两部手册——《蓝色宪章》和《中国广东核电视觉识别系统手册》发放仪式,标志着企业识别系统前期导入工作圆满完成并进入后续推进阶段。

(1) 理念与行为识别系统的推进

如何在广大员工中取得理念和行为识别的最大共识是项目推进的重点。2002年公司在科长以上管理者中开展理念与行为识别系统的推进培训。培训已举办了3期,近120名管理者参加。在培训过程中,管理者还对文稿提出了修改意见,为文稿的升版奠定了基础。

(2) 视觉识别系统的推进

为提高员工对视觉识别项目的了解和认识,项目组进行了视觉识别方面的宣传、培训工作,并根据视觉识别导入和推广的计划,适时在交通班车、公关纪念品、道路标识牌等方面先行使用设计的标志。

1) 在广东核电报出版了专刊,请专业人员对各部门推进者和相关人员进行视觉识别专业知识培训。

2) 通过在核工业展览、《生产管理丛书》和《工程建设丛书》首发式、岭澳核电站1号机组投产庆典系列活动、记者招待会中的应用,中国广东核电标志得到了推广,并受到社会公众的好评。

4. 拍摄企业形象宣传片《蓝色乐章》

为配合企业识别系统的导入和推广,制作了企业形象宣传片《蓝色乐章》。该片采用了虚实结合的艺术创作手法,使视觉形象与企业理念相融合、通俗性与文化性相渗透、人与大自然相辉映,力求把核电站这样一个科技含量高、专业性强、注重公众利益和环境保护的企业,通过通俗易懂、鲜明直观、富有感染力的电视创作手段展现给社会公众。

5. 结束语

企业在发展,文化也在不断前进。《蓝色宪章》和《中国广东核电视觉识别系统手册》是公司实施推进企业识别系统的重要成果。其必将极大的提高公司及企业的企业形象,核电的企业文化建设将走入一个全新的发展阶段。

大亚湾核电站2号发电机组抢修与经验反馈

李晓明

2002年3月27日,大亚湾核电站2号发电机组发生转子接地故障,历经40天至5月5日抢修结束,一次并网成功。在转子抢修的整个过程中,公司高层的正确决策,广大参与者的忘我牺牲精神,对ALSTOM的说服、争取,保证了现场修理决策的最终实现,争取了公司的最大利益。回头想来,几经波折,来之不易。本文就此次发电机转子抢修事件进行描述、总结。

1. 发电机转子接地故障点的查找

2002年3月27日,大亚湾核电站2号发电机组在2号主变压器故障检修后并网升功率过程中,当电功率升至760MW时,主控制室出现发电机转子一点接地故障报警。经过电气维修人员对发电机转子接地测量装置的检查,迅速排除了接地装置误报警的可能,确认发电机转子内部存在接地故障。电厂管理层随即决定发电机降功率与电网解列。在机组与电网解列后,电气维修人员在发电机处于3000r/min状态下,通过励磁机滑环,采用电压法测量了发电机转子对地电压并测量绝缘电阻。

从测量结果初步分析,判断发电机转子Z极第8号线圈存在非金属性接地故障。因为发电机转子接地故障为非金属性接地,其接地点的接地电阻值较高,故测量结果无法准确判断发电机转子接地点具体位置。

3月28日,发电机转子与励磁机转子径向导电杆连板打开,测量发电机转子绝缘为 $0.1\text{M}\Omega$,判断接地故障点在发电机转子侧。用电桥法测量转子接地故障点电阻比值为3.1:4.1,初步判断故障点在发电机转子Z极第8号线圈第25槽线棒上,属不稳定性接地。随即技术部领导召集相关部门人员开会,决定发电机解体检查。为准确查找发电机转子接地点的位置,决定使用2500V兆欧表对发电机转子施加电压,以将发电机转子接地点绝缘击穿,但效果并不好。随后采用低压交流电流法,使用220V交流电源调压器串联100W灯泡检查,以将发电机转子接地故障点烧穿,当交流电压加至220V时,发电机转子接地故障点击穿,同时在发电机转子本体处的观察人员发现发电机转子第25槽线棒汽轮机端第一节通风孔部位有冒烟现象,确认发电机转子接地故障点在第25槽汽端距槽口约10cm处,此时用万用表测量接地点电阻为 $36\ \Omega$,发电机转子接地故障已转为金属接地故障。接地点得到初步确认。

2. 转子检修方案的确定

3月28日在初步检查确认故障不在二次回路后,电厂成立了现场抢修组织,将行动计

划的重点放在查找故障位置和确定故障性质。安排了抽转子的相应工作，同时开始与 ALSTOM 建立联系。

4月1日技术部召开了有国内专家和 ALSTOM 专家参加的技术讨论会。就故障处理的技术问题和检修方案进行了讨论。会上中外专家意见截然相反。ALSTOM 工程师对在现场修理提出强烈的反对意见，认为现场不具备更换绕组和处理损坏绝缘材料的条件，同时动平衡和超速试验也不可能在现场实现。而中方专家认为只要有足够的备件材料，在厂家的技术支持下完全有可能实现现场修理。考虑到转子的运行状况此次修理应视为过渡性质，返厂处理应尽力避免。同时要加紧备用转子的采购，一旦有了备用转子就可利用大修更换修理后的转子。

技术部综合各方意见后，向总经理部提出了第一份重要建议：进一步调查故障点，故障范围及绕组的损坏程度，以便确认现场修复的可能性。创造一切条件，争取现场修复，同时需要争取 ALSTOM 的理解和支持，在 ALSTOM 专家指导下现场检修。尽量将目前的损失减到最小，并尽快启动备用转子的采购。

经过公司高层的直接推动，ALSTOM 表现了较好的合作诚意。在合营公司高层承诺承担所有风险的条件下，ALSTOM 提出了3个处理方案：一是现场局部修理更换损坏的线棒；二是更换整个8号线圈的半个绕组；三是转子返厂进行修理。同时中方提出了依靠国内技术力量在现场局部修理的方案，共4套方案。

4月5日技术部向总经理部汇报后，总经理部做了决策：全力推动方案1的实施，要求 ALSTOM 全力配合。同时作为后备的2、3套方案继续进行，即开始加工绕组。另外电厂着手转子返厂运输的相关准备工作，安排了紧急调用岭澳核电站转子的相应工作。由此公司成立了技术部和维修部为主的转子抢修组织机构。ALSTOM 也同意派出抢修队伍并提供专用检修工具和材料。

尽管 ALSTOM 同意在现场检修，但是他们始终对在现场检修的成功信心不足。在检修过程中三番五次提出返厂检修，如：ALSTOM 人员在检修过程中一再提出动平衡无法在现场解决；现场的清洁度无法控制等等。特别是在第一次使用废铜棒做匝间绝缘固化试验时，由于加热时间不足，固化没有成功。ALSTOM 专家认为现场不具备条件，坚持要求返厂修理。现场抢修指挥部顶住压力，在国内专家的大力支持下，认为失败的原因是加热固化时间不足。随后积极说服 ALSTOM 重新进行试验，在 150℃/150lbs 条件下，保持加热时间3小时，成功实现了固化。这才改变了 ALSTOM 的态度，使现场修理得以继续，避免了决策上的反复。

3. 转子线圈接地故障抢修

3.1 故障线匝及故障点的检查确认

抢修方案和工作计划确定后，4月5日电站与 ALSTOM 人员开始倒班抢修，分别将转子线圈两侧端所有绝缘紧固垫块全部拆出，并做好标记，分类存放，然后将 Z 极第8号线圈两侧端部接头焊开，再将第8号线圈的第8槽、第25槽槽楔和所有线棒抬出。为进一步确认其他线圈对地绝缘完好性，随后进行对其他转子线圈 1000V 交流耐压试验，当电压升至 800V 时，转子线圈又对地击穿。再次对 Z 极和 OPP-Z 极进行交流电压分布测量，测出 OPP-Z 极第7号线圈的第23槽线棒的第4、5匝有匝间短路。因此又将 OPP-Z 级第7号线圈两端侧接头焊开，随后将第10槽、23槽所有线棒抬出。分别对所有抬出的线棒进行全面详细检查，发现所有线棒在汽侧第一节出风口处两侧部均有油污黑色粉末尘垢，第25槽线棒第

3、4、5 匝线棒匝间短路，汽侧故障点处的线棒从第 1 匝到第 6 匝上半部均有不同程度的过热痕迹，第 3 匝线棒上半部出风口处侧面有一裂缝，第 23 槽第 4、5 匝间短路，且第 4、5 匝线棒和第 6 匝线棒上半部有轻度过热痕迹，第 23 和 25 槽靠近故障点侧的槽绝缘均已过热碳化，其过热面积约为 $30 \times 30\text{mm}^2$ 。

至此，共发现并确认 3 处匝间故障点。分别是：Z 极第 8 号线圈的 25 槽汽侧第一个通风孔处的铜棒匝间短路，OPP-Z 极第 7 号线圈的 23 槽汽侧第一个通风孔处铜棒匝间短路，Z 极第 8 槽汽侧第一个通风孔处铜棒匝间绝缘受损。

3.2 损坏线棒的现场修复

根据 ALSTOM 专家的意见，对损坏的线棒进行局部切割更换。机加工人员连续日夜进行新线棒的加工、切割工作，并为转子线棒的临时固定和端部整理制作大量的临时槽楔、垫块、支架等专用工具。现场的中方工作负责人和工程技术人员在整个更换处理故障线棒过程中，始终坚持对加工出的新线棒进行称重，与切割下的故障段线棒的重量进行比较、记录。在对第一块加工好的线棒与切下的线棒进行对比时，就发现新加工线棒轻了 77g，经检查分析，发现厂家提供的加工图通风槽尺寸有误，纠正加工图后，重新加工新线棒称重、比较，基本一致。并做好记录，为下一步的转子动平衡试验做好基础工作。同时开始进行发电机转子故障线棒的局部更换和焊接等修复工作。采用碳精棒电流加热法焊接，并对每个焊接点的结合面进行超声波探伤检查。

此次抢修共切割更换了 16 节损坏铜棒，更换了第 23、25 槽的槽绝缘、第 8、23、25 槽的槽盖绝缘，并将其返厂进行表面喷涂处理。对故障处直线段匝间绝缘进行更换，更换后使用加热带加热至 150°C 后，保持 3h 进行固化处理。对 Z 极区第 3 组阻尼绕组进行了拉出检查，阻尼槽楔进行了着色探伤，合格后回装。分别对所有槽衬绝缘进行 5 000V 交流耐压试验合格。转子槽内部清洁检查完毕后进行槽衬和各线棒回装，用临时槽楔固定，再次对线棒进行槽内 110V 匝间耐压和绝缘测试，匝间绝缘测试合格后，线棒回装。匝间耐压和绝缘试验合格后，分别对第 7、8 组线圈两端整形焊接，然后分别进行转子两侧端部线圈匝间绝缘固化。在此期间，对护环、小护环、风扇均做了探伤检查，结果合格。

3.3 护环回装

4 月 26 日回装转子汽侧护环，分别测量护环与转子止口间隙和心环与转轴间隙，并进行转子线圈对地绝缘测试，1 000V 交流耐压试验，交流电压分布试验、R.S.O.(Repetitive Surge Oscillograph)试验。所有试验结果合格。

4 月 27 日，开始回装转子励磁侧护环，并分别测量其护环与转子止口间隙和心环与转轴（小护环基座）间隙，均合格。然后分别回装转子两侧小护环和风扇并表面刷漆，再次进行转子对地绝缘试验和 1 000V 交流耐压试验、R.S.O.试验，结果合格。至此，2 号发电机转子线圈接地故障抢修完毕。

4. 转子动平衡试验

ALSTOM 坚持转子返厂修理，其中主要的一个理由就是转子动平衡试验在现场不具备条件。如果动平衡做不好，发电机将无法运行，因此现场动平衡的成功显得非常关键和重要。

为此抢修指挥部成立了动平衡试验专项技术小组，邀请西安热工所和 ALSTOM 的动平衡专家参加。小组的功能是：1.分析发电机 10 号瓦振动高的原因和解决的办法。2.评估维修

对转子质量平衡的影响,对维修活动提出质量控制要求。3.制定动平衡方案和计划。4.进行振动监测和现场动平衡试验。

现场动平衡过程中,一共进行了两次配重操作。首次加重后,发电机和励磁机过励磁机临界转速和定速 3 000r/min 时各瓦振动值如表 4-1 所示:

表 4-1 首次试加重后发电机、励磁机工频振动

单位: $\mu\text{m}/\text{度}$

工况	转速 r/min	发电机						励磁机					
		9H	9V	10H	10V	9S	10S	11H	11V	12H	12V	11S	12S
升速 过程	1 060	11/ 281	6/ 163	6/ 32	17/ 238	15/ 70	60/ 333	21/ 198	77/ 57	16/ 233	72/ 68	66/ 188	269/ 157
		12/ 265	10/ 215	9/ 15	7/ 114	29/ 302	61/ 340	29/ 176	16/ 27	25/ 44	16/ 245	46/ 215	55/ 256
降速 过程	1 080	12/ 47	15/ 83	7/ 180	35/ 290	40/ 118	10/ 354	3/ 225	75/ 74	42/ 220	97/ 77	40/ 187	289/ 149

注:9H代表9号轴承处水平振动测量值;9V代表9号轴承处垂直振动测量值;9S代表9号轴承处轴振动测量值。

第二次加重后,发电机和励磁机过励磁机临界和定速 3 000r/min 时各瓦振动值如表 4-2 所示:

表 4-2 第二次加重后发电机、励磁机工频振动

单位: $\mu\text{m}/\text{度}$

工况	转速 r/min	发电机						励磁机					
		9H	9V	10H	10V	9S	10S	11H	11V	12H	12V	11S	12S
升速 过程	1 060	5/ --	4/ --	3/ --	11/ 186	11/ 63	34/ 331	21/ 149	28/ 335	15/ 195	22/ 338	18/ 294	100/ 91
		15/ 266	12/ 209	10/ 22	8/ 119	22/ 341	63/ 339	25/ 173	11/ 34	19/ 58	12/ 279	46/ 217	26/ 268

整个轴系无论是冲转过程还是 3 000r/min 时振动状态均良好。尤其值得一提的是维修后的发电机的瓦振和轴振振动值比维修前还要小,达到了运行以来的最好值。总的说来,2 机组振动状态已达到优良水平。

5. 转子一点接地故障和匝间短路的原因分析

根据 2 号发电机转子的结构和此次解体检查的情况看,经 ALSTOM 和中方专家的分析认为造成转子匝间短路的主要因素有:

- (1) 转子绕组冷却通风设计结构原因造成存在绕组高温区；
- (2) 密封油污染和绝缘材料的碳化；
- (3) 绕组线匝间磨损产生铜氧化粉末；
- (4) 通风孔部位制造加工期间存在“毛刺”造成某些匝间绝缘边缘受损；
- (5) 发电机转子匝间短路的恶化：发电机的匝间短路从第二次大修以后的 R.S.O. 试验和发电机转子气隙波形就检测到迹象。3 月份的主变压器 B、C 两相短路事故过程中的短路电流对转子匝间短路起到了加剧作用。

6. 经验反馈

大亚湾核电站两台发电机组是由英国 GEC（现在的 ALSTOM 公司）制造的百万千瓦级的全速原型汽轮发电机组。运行八年多来，尽管发生过诸如“电磁虫”引起的定子漏氢和励磁机整流毂烧损等事件，总的来讲，运行记录是良好的。对于发电机转子，这些年来只进行过常规检查，从未做过拔护环大修。对于 ALSTOM 公司来讲，百万千瓦全速发电机转子在现场动如此大的手术，也是第一次。在电站工作人员和 ALSTOM 英方工程技术管理人员的共同努力下，克服了重重困难，成功实施了技术上要求高、工艺上要求复杂的百万千瓦发电机转子的现场修理。并且投入运行后，达到了历史最好的振动水平。整个过程，的确有很多经验值得总结、反馈。

6.1 首次实施发电机转子拔护环检查

由于故障点正好在汽端紧靠护环区段，同时发现护环内部绝缘块松动，因此必须拔护环处理。由于认真做好了工作准备、检查和测量，同时得到香港中华电力公司的全力支持，两端护环的拆装过程很顺利。绝缘套完好无损，轴向间隙控制在 0.03~0.05mm 合格范围内。工作中发现，由原厂家提供的护环运动小轨车不好用，中华电力公司提供的下部活动千斤顶方便实用。

厂家提供的电感应加热装置功率大加热快，20 多分钟就可达到护环拆装要求，配套了 4 个液压千斤顶和两个靠山环。因加热快，部件受热冲击较大，操作时间较紧迫，需要熟练操作，绝缘损坏的机率可能高一些。今后护环拆装机会将增多，因此要加快考虑电阻加热装置，护环绝缘套和弹簧等备件采购。并需采购一套发电机转子转动台架，进一步修改操作程序和质量计划，编制合适的质量标准。

6.2 抢修工作计划的协调沟通

检修初期，ALSTOM 没有提出检修方案与检修计划。我们组织国内专家，维修和技术部有经验的工程技术人员共同制定了初版的抢修方案和工作计划。后来 ALSTOM 同意在现场检修，同时还派出了计划工程师与大修计划人员共同制定抢修计划。为配合现场倒班需要和及时指导现场工作，抢修计划每天早上 8:00 和晚上 8:00 各更新一次，采用中、英文双语并张贴在抢修现场，确保现场人员理解抢修进度和下一步工作。

抢修计划的主要问题：首先，由于抢修工作的突发性和不确定因素较多，不能给出较详细、准确的执行计划；其次，由于双方文化背景和工作习惯差异较大，ALSTOM 对现场的工作计划不够重视，随意性大。中方现场支持人员的主动性被限制，只能被动参与，在检修前期沟通、协调存在问题，所以计划可执行性较差。无相关抢修经验，制定计划难度大。

随着工作进展，双方沟通与协调有了较好的改善，认识到工作应相互支持。比如发

生阻尼槽楔咬死打不出时，ALSTOM 现场人员听取了中方的意见，很快解决了问题。再如中方电气人员主动协助，解决了英国运来的端部焊机电源控制系统问题，使专用焊机可用，保证了工作进度。实践证明加深相互理解和合作，是制定有效计划和认真执行的基础。

6.3 有力的外部技术支持

得到及时有力的外援技术支持力量，是我们这次事故抢修成功的重要保证。我们先后两次启动国内外技术支持系统，得到发电机厂家、国内外承包商和国内专家，以及中华电力公司、法国 EDF 的大力支持。为设备抢修提供了坚强有力的技术保障。

发电机抢修，淮南电力检修公司紧急动员，主要技术力量很快到达现场开始工作，指挥部要求创造清洁的抢修环境，他们积极响应，下大力气改进现场工作条件，使卫生环境和保卫制度得到较大的改善，全力以赴的提供维修服务和各项配合工作。

国内发电机专家和振动专家为抢修提供了有力的技术支持，他们深入现场掌握第一线信息，给出各关键环节的技术分析和措施建议，向电站管理层和技术层提供有力的技术分析和判断，对现场抢修转子和现场动平衡两项重大技术决策提供了坚实的技术专家意见，为发电机抢修做出了很大贡献。也为事故分析、备用发电机转子方案及改进提供了有力的专家支持。

ALSTOM 尽管在抢修决策上，与业主出现较大分歧，但总体上还是配合和不断改善了工作，克服了抢修中出现的一系列技术问题，为设备抢修提供了关键的技术支持。也为事故分析、备用发电机转子及技术改造提出了有益的建议。

6.4 发电机的运行和维修

发电机转子匝间短路产生的主要原因中，只有密封油污染和碳化与发电机运行维护有直接关系。为防止和减少运行时密封油进入发电机，必须从运行和维修着手考虑：

首先，发电机大修时，严格按照检修规程进行发电机两端密封瓦的检查、修理和装配，保证密封瓦径向间隙、轴向间隙、垂直度和平行度在规定范围以内；对于挡油环间隙，尤其是内挡油环间隙，决不能太大。此外，对密封油压力调节阀和压力平衡阀必须进行认真检查清洗、检修和调试，保证动作的灵敏性和可靠性。漏入发电机内部的油，检修期间，要尽可能清擦干净。

发电机运行过程中，应该经常监视发电机两侧密封瓦氢空侧进油油压和油氢差压在规定范围内，探讨适当地调低油氢差压的可行性，减少发电机漏油量。尤其在机组工况发生变化或机组启停过程当中，运行操作人员一定要小心谨慎，杜绝以往发生的发电机大量进油事件的出现。

另外，根据对发电机转子匝间短路危害性的进一步认识，需加强发电机转子气隙波形的监测和分析，随时关注发电机转子电流、转子温度和振动的异常变化。在发电机停运时，尽可能安排 R.S.O.检测和交流阻抗试验。

6.5 战略备件的必要性

以 EDF 为例，其每种容量的机组都有一至两台备用发电机转子。大亚湾核电站、岭澳核电站的四台机组是 ALSTOM 参照 660MW 机组设计制造的，是 ALSTOM 仅有的四台百万等级的全速机组。ALSTOM 制造的 660MW 全速机组共有 42 台在运行，并有 7 台备用转子。在大约 20 年的使用期间内，已有 10 台 660MW 转子需更换绕组而使用备用转子。凡涉及到焊

接，动平衡等工作的检修活动都需在厂家完成。没有备用转子，一旦发生转子故障，长时间的停机检修，会给电厂带来巨大的经济损失。

就转子绕组的设计而言，大亚湾核电站两台转子绕组的绝缘强度是比较低的。2号发电机转子制造期间，槽绝缘和端部绝缘在厂内发生过4次电气试验击穿故障；转子绕组的温升较高，短路工况下测到的最高值是121.30℃；同时转子抗负序电流冲击的能力也是比较小的。2号发电机转子的故障及抢修表明，备有一台发电机转子对拥有四台大型机组的电站是必要的。转子绕组的设计存在较大的安全隐患，除了在运行维修中做了适当的工作安排外，应尽快用设计改进后的绕组替换现有的转子绕组。

大亚湾核电站2号发电机转子故障抢修是2002年广东核电合营有限公司的一件大事。抢修取得了很大的成功，但我们也看到，事故给公司的运行业绩造成了巨大损失。我们必须认真总结这个事故的正反两方面经验，让它变成我们的财富。在发电机的运行、维修和管理上更进一步，绝不允许同样的事故的再次发生。

安全技术顾问离线安全监督项目总结

徐文兵

1. 项目背景

大亚湾核电站自1994年投入商运以来，积极引进国际核能界成功的安全管理方法和管理机制，安全技术顾问（STA）在线监督是其中的一项重要的措施。从大亚湾1号机组装料开始至今，STA在线监督对保持和提高机组运行的安全水平起着非常重要的作用。但随着世界核安全监督机制的不断完善，由“三里岛事故”引申出来的“STA安全独立”这一重要经验反馈得以推广，STA从在线监督转向离线安全监督。这种转变的目的在于加强STA对电厂总体核安全的独立监督，使之能够为保持和提高电厂的安全水平发挥更大的作用。正是在此背景下，公司领导层站在战略高度启动“STA离线安全监督”项目。

“STA离线安全监督”项目于1997年提出构想，经过大量的前期准备工作和项目论证，2000年11月正式启动。2001年4月16日实现STA部分离线安全监督，2001年7月2日实现STA完全离线安全监督。

2. STA离线安全监督项目的目标

实施STA离线安全监督项目的主要目的在于：第一，能够提高值长安全管理水平与安全生产权威，理顺核安全的职责，加强安全监督管理；第二，能够站在全厂的高度，进一步拓展STA在维修和工程领域的独立安全监督功能；另外，通过项目的有效实施，优化STA组的人力资源，也可以满足电站其他项目的需求。在项目的推进过程中，无论是项目任务的制订与实施，还是项目进度计划的编排和计划跟踪，都始终围绕着这三大目标。

3. 实施STA离线安全监督项目的组织机构

STA离线安全监督项目完全按照项目制的形式开展工作。电站厂长任项目经理，OPS副经理负责项目的具体推进，OPO与OSL处长直接参与并落实具体的项目任务，同时OPS的法方顾问也全程参与并提出项目运作建议。

4. 离线安全监督项目工作的运作

STA离线安全监督项目分两个阶段完成。第一阶段是STA部分离线安全监督，即STA安全监督采用夜班on-call值班的方式。这是项目的短期目标。第二阶段是实现完全离线，不断检测、评估与改进。项目的运作主要包括建立新的运行值机构、明确职责、加强和提高值长能力、修改相关文件四个方面。

(1) 建立新的运行值机构

在 STA 实施离线安全监督后, 运行值增加了机组长岗位。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。电站的计划性日常生产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和协调值内人员对机组的正常运行和异常故障的控制处理。

(2) 明确值长与 STA 在安全管理系统中的职责

值长与 STA 的职责变化见表 1。

表 1 值长与 STA 的职责变化

	由 STA 转移到值长的职责	变化后 STA 对应的职责
1	三废排放单的签字	定期对排放操作进行评价
2	QSR 定期试验程序最终签字	定期对执行情况进行独立评价
3	批票会上由值长决定涉及 L ₀ 的工作申请	STA 独立进行风险分析, 给出建议
4		STA 参加生产协调会, 跟踪异常事件的处理
5	由值长决定 L ₀ 的处置 (进入 L ₀ 或取消 L ₀)	STA 给出建议
6	签其他专业的定期实验和预防性维修的风险分析单	STA 根据年度监督计划进行抽查

(3) 加强和提高值长的安全管理能力

在项目开始实施前, 项目组成立了独立评估小组, 评价值长在安全监督和安全评估方面的能力和水平, 并以此为依据, 对照未来值长需承担核安全监督和安全管理的技能要求, 制定个人培训计划。由 STA 和 EDF 值长对大亚湾核电站值长进行影子培训, 对培训后的值长进行综合考核, 包括核安全思维、保守决策、对技术规范的理解等综合因素。EDF 值长培训后的评估报告以及 2001 年底电站采用 Peer Review 同行评审的方法对 STA 离线安全监督项目进行独立评价的报告表明, 项目组采用的方法是有效的, 值长安全管理的技能和水平取得了长足的提高, 完全可以地承担相应的核安全责任。

(4) 相关文件的修改

STA 离线安全监督项目涉及的面很广, 需要修改和生效大量的管理和技术文件, 包括值长和 STA 的日志、周报等。

5. 实施 STA 离线安全监督项目取得的成效

STA 离线安全监督项目完全按照项目制运作。从实施以来的效果来看, 经过一年多的实践, 运作已完全进入轨道, 实现了预定的三大目标。通过项目的实施, 一方面保持了 STA 的安全独立监督功能, STA 这道屏障的作用不仅没有削弱反而得到了加强; 另一方面提高了值长的安全管理的技能和水平, 值长在电站安全管理体系中的屏障作用得到了坚固与强化。此外, 就人力资源而言, STA 的离线安全监督适应日常生产项目对 STA 的人力资源方面的需求, 同时为电站其他改进项目的实施与推进提供了人力资源方面的保障。

6. STA 离线安全监督项目的后续工作

STA 离线安全监督项目是法国核电安全管理的经验总结。实践证明, STA 离线安全监督项目是成功的。但优化安全管理, 不能以此而告终, 它是一项长期持续改进的管理工作。就 STA 安全监督来说仍然需要关注下面的工作:

(1) 保持并加强在线独立监督, 通过与值长碰头会的形式继续为提升值长的安全管理水平发挥作用;

(2) 探索并规范在维修和工程领域安全监督的操作细则, 牢固树立“大安全”的管理理念, 为全面进一步提升电站的安全管理水平做出贡献;

(3) 跟踪世界先进的安全管理思想、理念和方法, 探索适合电站的新的安全管理理念与做法, 为电站的安全管理再上一个台阶做出贡献。

广东核电文档管理信息系统

李志成 王宏新 罗育智

1. 开发背景

广东核电合营有限公司成立伊始,就致力于建立和推行现代企业制度,其中文档管理是公司科学管理的重要组成部分,也是公司质量保证体系的基础。文档管理是一项与核安全、质量、环境管理完全相关的工作,公司投入了相当的人力和物力来保证文档管理工作的顺利开展。

核电站由于其安全和环保的特殊性,因而与常规电站相比,文档的数量、种类繁多,信息量,文档管理要求更为严格,同时也对文档的信息化管理提出了挑战。

但做好文档的信息化工作,公司也有有利条件,其一是公司在引进国外先进设备的同时,也引进了国外的先进文档管理理念,因此文档管理的起点较高;其二是以计算机技术和网络技术为代表的信息技术的高速发展,为文档信息化管理提供了物质基础。两者的有效结合,使得公司非常重视文档的信息化工作,先后引进和开发了与当时信息发展水平相适应的几套文档信息系统。

1999年底,针对当时的文档管理信息系统的一些缺点,公司提出开发一套集文件、档案、资料管理为一体的企业级综合计算机信息管理系统,即DAMI(Document&Archives Management Information System)系统。

2. 总体介绍

DAMI是广泛应用于广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司(生产二部)的核电文档管理领域的大型计算机管理系统。该系统以当前公司先进的文档管理理念为基础,紧密结合当代的网络、数据处理、缩微扫描、文件加密等先进技术,在实现文档虚拟化管理以及建立广东核电数字文件库和档案库等方面进行了有益的尝试。下面简要介绍该系统的特点:

该系统为实现文档管理一体化提供了技术保证。文件从产生到归档过程充分实现了数据共享并得到严格的控制,做到了文件自动组卷和自动归档。

该系统实现了文件的控制分发。文档资料处等文件分发部门对于文件可以进行电子分发,并可以跟踪用户的签收情况,保证了文件分发的准确和及时。

该系统根据核电文档实际流程和控制状况,在两个公司内建立若干个与实际相一致的电子卫星文档库(室),该电子卫星文件库(室)实际上是资料处功能的克隆,共同建立和维护统一的核电文档数据库。

该系统根据核电缩微片作为备份介质的实际情况，开发出了缩微片管理子系统，并实现了缩微文件的快速扫描上载，大大地提高了文件全文上载的速度。

该系统仿照图书管理系统的功能，专门开发出了核电站标准管理子系统，统一规范核电站标准的订购、出版、编目、预约、借阅和催还。

该系统为普通用户提供了采用浏览器/服务器方式对文件、档案、标准进行远程检索、全文浏览的功能，检索可通过分类树、主题词、关键字段等方式。浏览采用加密方式，普通用户不能打印及下载文件。该系统还为普通用户提供了个人文件夹。

该系统通过系统管理员对用户、用户组别、级别功能进行控制，另外对文档编码、系统、厂房等专业信息进行校验，并可根据需要定制文档分类树、报表格式等。

3. DAMI 系统结构简介

DAMI 的系统结构示意图如图 1 所示：

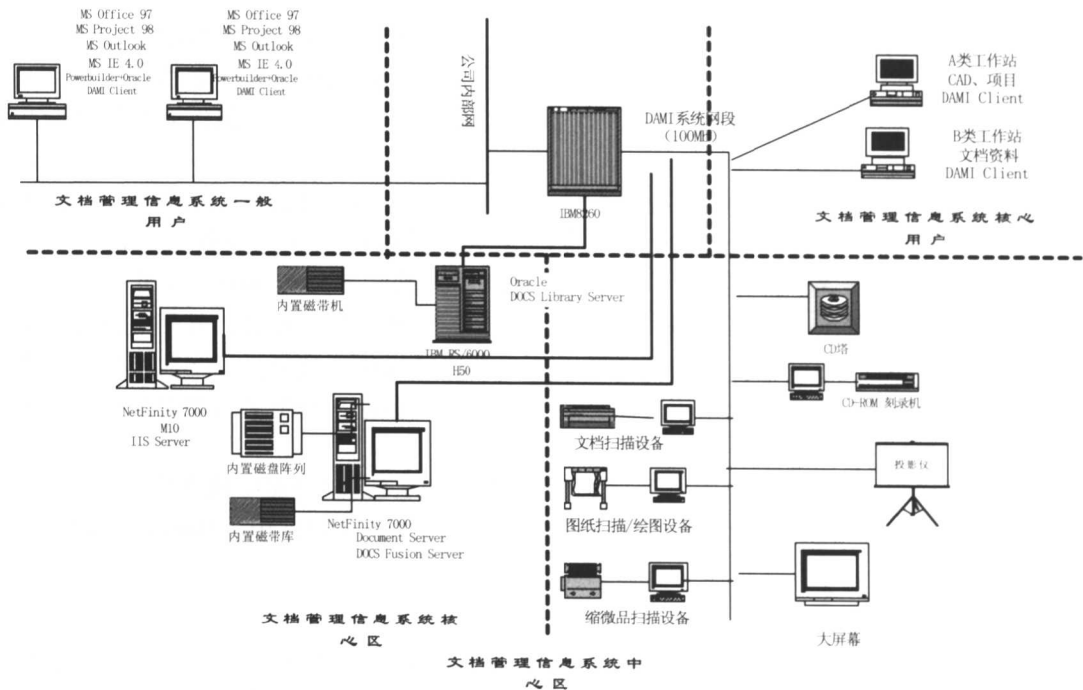


图 1 广东核电文档管理信息系统结构

整个系统分为一般用户、核心用户、核心区、中心区和公司内部网五个部分。

(1) DAMI 一般用户

一般用户为公司所有内部网用户，他们通过 HTTP 协议访问 DAMI 系统，检索文档条目信息，浏览电子文件。合同规定的终端最低配置为 Intel 586--Pentium166MHz，Windows95 操作系统中文版，Microsoft Office97 中文版环境。DAMI 系统在开发过程中，公司操作系统升级到了 Windows98 和 Windows2000，Microsoft Office 也采用了 Office 2000 的中文版，DAMI 系统适应了这种变化。

(2) 核心用户

核心用户是指公司文档部门、卫星文档库、部门库、技术文件修改部门的工作人

员，他们要在终端安装 DAMI 客户端软件，与 DAMI 系统进行数据交流。其中具有 Client/Server 结构的 DAMI 系统管理员要在客户端安装 Oracle 客户程序和 Docsfusion 客户程序。

(3) 核心区

核电区内有 3 台服务器，一台为 IBM RS6000 H50 作为 Oracle 的数据库服务器以及 Docsfusion 的 Library Server，一台 IBM Netfinity 7000 M10 作为 Docsfusion 的 Server 以及 Docsfusion 的文件服务器，内置 100G 的磁盘阵列。另一台 Netfinity 7000 M10 作为 IIS 服务器，用于 Web 发布。

(4) 中心区

主要是一些系统应用设备，包括：

三台缩微片扫描设备，它们是卷片扫描机、平片扫描机和开窗片扫描机。用于将缩微片扫描为 TIF 格式的电子文件以供文件上载。

一台 A0 纸质扫描和打印设备，可以完成大图幅图纸扫描成电子文件和电子文件的打印输出。

两台 A4 纸质扫描设备，完成纸质文件扫描成电子文件。

两台 CD 刻录机，将电子文件条目和全文信息打包输出到光盘上，以便分发和保存。

一个光盘塔，用于离线文件的使用和其它用途。

(5) 公司内部网

155M 的 ATM 主干网，分支为 10M 的以太网，既满足了系统的速度，又充分利用了原有的网络资源。

4. DAMI 系统技术特点

(1) 三层架构

因考虑 DAMI 系统将是集多种技术于一体的面向企业级的文档管理系统，为了能使整个系统具有更好的开放性和可扩展性，系统在整体布局上大量采用三级模式(Client/Application Server/Database)和 Web 技术，三级模式不象一般的 Client/Server 模式直接建立在数据库之上，而在中间增加一个应用服务器。这样使得系统具更好的开放性和可扩展性，且减轻了应用程序对数据库的直接冲击，提高了数据库的安全性。

系统面向一般用户的查询完全采用标准 Web 风格，这既使得用户界面更加友好，同时也方便整个系统的升级、维护，用户不需要在自己的个人机上安装特殊的软件就可使用该系统。但采用 Web 界面的不足是无法实现较为复杂的交互性用户界面，这部分功能将采用 C/S、C/S/S 结构。整个系统应用结构如图 2 所示。

其中数据库是整个系统的数据中心，存储整个系统的所有资料。Web 服务器存储 Web 方式应用中需要的 COM 组件、Server 端 ASP、客户端脚本。应用服务器则包括文档管理应用中所需对数据库操作的中间件、商业规则等。

(2) 文件加密上载

考虑到普通的 Internet Explorer 通过 HTTP 协议浏览电子文件会造成文件的不受控打印和下载，公司文档的知识产权得不到保护，而且目前公司推荐使用的文档浏览器为 Acrobat Reader，因而 DAMI 系统采用将各种格式的电子文件统一转换为 PDF 格式，并在转换过程中给此文件加上了密码，使得普通用户只可以浏览此格式文件，并不能下载和打印该文件。

5. 使用效果

DAMI 系统 2001 年 6 月开始试运行，2002 年 9 月开始正式运行。系统目前共有 60 万

个条目数据，共有 10 多万个电子文件，核心用户每月平均登录到系统达到 2 000 人·次，普通用户每月平均登录到查询系统超过 1000 多人次，并且这个数字在不断增加。

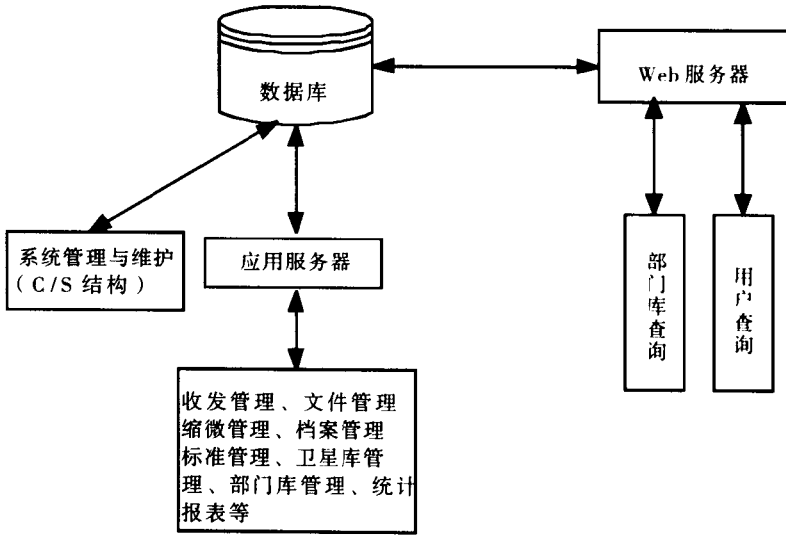


图 2 DAMI 系统应用结构图

岭澳核电站生产准备总结

简益民

1. 概述

生产准备是连接电站工程建设和商业运行的特殊和重要阶段，生产准备和移交接产各项工作的质量将直接影响工程建设和调试及接产的进度，而且影响机组前几年甚至整个寿期的安全稳定运行，在核电站生命史上占有重要地位。中广核集团和公司的各级领导对岭澳核电站生产准备非常重视，启动早，策划早，机构成立早，使生产准备处于主动地位。

自1996年9月19日成立岭澳核电站生产准备委员会起，至2002年5月28日1号机组投入商业运行，2003年1月8日2号机组商业运行。生产准备共历时七年之久。岭澳核电站生产准备工作主要分三个阶段，如图1所示。

生产准备策划	生产准备工作全面展开	全面接产
<ul style="list-style-type: none"> · 调研讨论，确定目标和编写生产准备大纲 · 编写总体计划和实施计划 · 编写生产准备概算和生产准备预算计划 · 骨干招聘和培训 	<ul style="list-style-type: none"> · 人员招聘培训，技术程序、执照文件准备，管理制度建立，生产手段准备 · 定期检查评价；里程碑阶段检查评价；全面自我评审，EDF专家评审 	<ul style="list-style-type: none"> · 参与调试，接收系统，验证和生效技术程序，充实完善组织机构，检验和完善生产手段，核安全责任转移等 · IAEA的Pre-OSART评审 · 移交接产，对调试结果全面评价

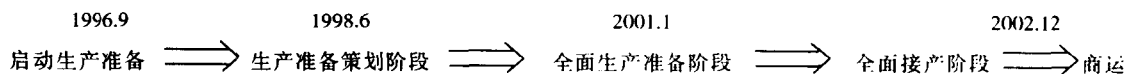


图1 岭澳核电站生产准备主要阶段

在大亚湾核电站全面参与和支持下，在群堆管理有利条件下，经过生产部门和工程部门的共同努力，澳岭核电站独立自主高标准地完成生产准备各项任务，取得了辉煌的业绩：1号机组比原计划提前48天投入商业运行，投入商业运行后截止到2002年12月31日，已连续安全稳定运行221天；2号机组在首次临界以后的整个调试期间创造了“零”非计划停堆的世界记录，并且比原计划提前66天投入商业运行，为岭澳核电站将来迈进世界先进核电站行列奠定了基础。

岭澳核电站生产准备之所以取得巨大的成功，是由于：

(1) 岭澳核电站生产准备起点高，标准高。大亚湾核电站生产准备的成功和优异的运行业绩为岭澳核电站提供了生产准备和运行生产的组织与管理经验，更重要的是为岭

澳核电站的生产准备准备了一支经验丰富朝气蓬勃的生产队伍，为实现李鹏委员长及中广核集团公司总经理部要求的工程建设和生产准备都要做到“二核要比一核好”目标创造条件。因此，从生产准备策划开始，就制定了自主化、高标准的生产准备目标和计划。

(2) 树立大团队的精神。从大亚湾核电站、岭澳核电站相互支持协议到群堆管理，充分依靠和利用大亚湾核电站的经验、设施、技术、人力各方面的资源，生产五部协同开展生产准备和移交接产各项工作；另一方面，生产人员积极主动参与工程和调试，生产人员和工程人员紧密配合，相互支持，建立良好的团队协作关系，共同完成调试和移交接产任务。

(3) 坚持“质量第一、安全第一”的管理原则和持续的安全质量推进。成立质量推进小组，建立自我评估体系，全面开展自我评估，加强生产准备过程的质量管理和控制。制定移交检查标准，加强设备管理和对保留项的跟踪，保证接收系统、设备的质量。推进安全文化，加强安全文化培训，坚持生产安全管理的高标准，全面介入和加强现场的安全管理。

2. 生产准备主要的组织与管理原则

2.1 项目管理

核电站生产准备任务重、接口复杂、时限要求严、不确定因素多；而群堆管理原则下多部门参与生产准备和移交接产，更增加了组织协调的难度。统一科学地组织管理生产准备和移交接产各项工作，并不断提高效率和质量，是生产准备成功与否的关键。岭澳核电站采用项目管理方法对生产准备进行组织与管理，使得责任落实，目标和计划明确，组织形式灵活多样，工作效率高。

(1) 矩形组织机构

采用矩形项目组织机构，这种组织机构有更大的灵活性。岭澳核电站经理作为生产准备项目管理总负责人，维修部一名副经理，技术部一名经理助理，大亚湾核电站一名经理助理作为该部生产准备的总协调人，他们和岭澳核电站副经理、经理助理等组成总协调组；根据工作内容和要求及不同阶段设立很多横向或纵向的专项项目小组：例如设备可靠性跟踪小组是为了加强调试期间对设备状态的跟踪和监督而成立的临时横向项目组，包括运行、安全监察、设备管理和维修有关人员，从不同的角度统一跟踪监督，大大提高工作有效性。工程、生产各部门联合成立执照申请横向项目组，统一组织协调、分工负责相关文件编写工作和申请工作。

利用矩阵项目组织形式，既保证岭澳核电站生产组织机构能在生产准备过程中保持连续性并得到不断的完善和保证大亚湾电站的安全稳定运行，又能根据生产准备各阶段不同任务组织纵向或横向的项目组，项目组织弹性灵活，管理多样化，减少接口和协调工作量，最大限度地提高工作效率。

(2) 建立强大的计划管理体系

在岭澳核电站生产准备的策划阶段，组织有生产准备和生产经验的人员，并充分吸取大亚湾核电站和其他核电站的经验，编制岭澳核电站生产准备大纲，确定生产准备原则和目标；在大纲指导下编制岭澳核电站生产准备各种计划。各部处的实施计划都是由该项目的负责人组织编写，大大提高计划的可操作性。根据总体计划和实施计划编制生产准备预算计划，提高预算计划的准确性。

岭澳核电站生产准备计划体系包括以下主要文件：

生产准备工作大纲：规定生产准备的目标、政策、要求和主要方法；

生产准备总体计划和部门实施计划，总体计划包含 15 个里程碑及里程碑考核指标；

年度计划是具体的执行计划；生产准备总预算计划和生产准备年度预算计划；

生产准备业绩指标体系：为了加强对生产准备过程的控制，保证生产准备各项工作的质量，组织编制了生产准备业绩指标，其中包括业绩承诺指标和过程控制指标等，业绩指标是生产准备的目标；过程控制指标是生产准备过程各种考核指标，为计划执行过程中的检查评估提供依据。

岭澳核电站生产准备计划实行三级管理和控制，见图2。

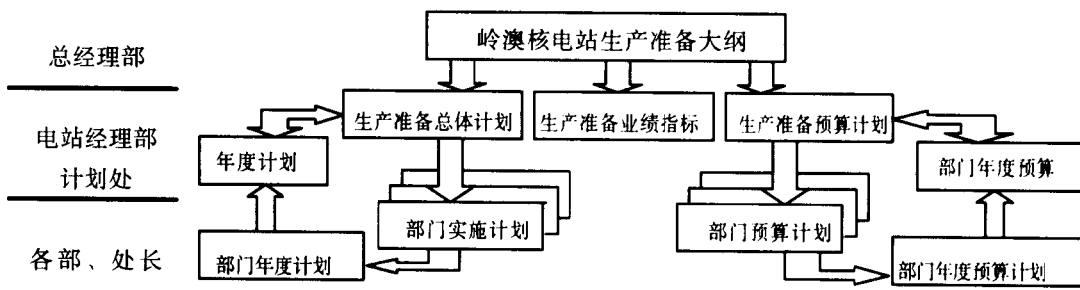


图2 生产准备计划分级管理系统

严格的过程控制是保证计划得到遵守和及时调整的关键。建立由专职的电站计划处和各部、处的兼职或专职的计划管理员、预算计划管理员组成的计划管理组织网络。建立月度检查、季度全面检查和评估、里程碑阶段性的检查和评估报告制度，对照生产准备业绩指标和里程碑考核指标全面检查、评价生产准备进展情况并作出趋势分析；建立严格计划调整、变更管理制度，根据检查评估结果或工程计划的变更进行调整。按生产准备项目来控制生产准备预算计划的使用。

对重要会议决定，质保监察，内外部安全评审后提出的改正措施进行跟踪管理，并把重要的改进措施调整到年度计划中，例如将在2000年进行的公司内的专家评审和EDF的专家评审意见提出的82项改进措施列入2001年年度计划，进一步提高计划的有效性。

2.2 安全质量管理和推进

质量安全文化是核电站管理和生产组织理念的核心，岭澳核电站生产准备把质量安全文化建设和推进贯穿生产准备全过程。

制定质量管理计划并纳入生产准备总体计划和实施计划进行管理。为规范生产准备和移交生产过程，在岭澳核电站质量管理手册PQOM中增加生产准备管理程序32份，详细规定生产准备过程中各种管理制度、责任、接口和要求。生产准备业绩指标体系的过程控制指标的质量指标，对生产准备和移交生产过程质量进行检查评价。还编写了各种技术性的导则，如程序编写导则，详细地规定程序的编写格式、内容、质量标准和质量控制等要求；为保证设备和系统移交过程的质量控制效果，制订了不同专业的检查清单和标准；编写首次装料先决条件检查导则，作为装料前对系统状态和条件检查的依据和标准等等。使岭澳核电站生产准备项目的各项活动从一开始就纳入质量管理和质量控制的轨道。

质量改进是做好质量管理的关键，通过制订持续的改进计划，使质量改进不断突破。在1998年初，成立生产准备质量推进小组，把自我评审和质量改进有机结合起来，全面推进各种自我评审和独立评审。在1999年5月份成立生产准备独立评审项目小组，编写“岭澳核电站生产准备自我评审导则”。在各基层单位自我评审基础上，组织专家和有经验管理人员进行独立评审。2000年10月，组织EDF专家对岭澳核电站生产准备进行

独立的外部评审。2001年8月份IAEA组织对电站进行Pre-OSART安全运行预评审。通过这些大型的独立评审还可以推动开展基层和管理层的自我评审，取得较好的效果。每次评审过程是一个完整的PDCA循环。

安全文化是核电站管理理念的核心，加强安全监督体系建设，建立安全责任制和安全管理度，保证安全监督体系独立性和功能完整性，把安全管理和监督工作贯穿生产准备全过程。组织多种形式的安全文化和安全技能培训；加强对移交产现场的安全检查和监督，开展各种专项安全活动，例如：安全从小事做起，标准厂房管理，消防评价，消防响应演习，编写装料条件检查导则和成立装料项目小组，成立防人因事件小组等；在调试期间向工程人员灌输核电站生产安全管理理念和推行生产安全管理制度，特别加强对移交产现场的安全、消防的检查和监督，如接产和工程交叉区域的安全管理和监督，工程射线探伤区域管理，接产过程消防系统管理等。建立对厂房、系统、人员的安全检查监督制度和个人安全档案，建立和不断完善电站保卫体系和核安全监督体系等，为两台机组调试和运行创造优异的成绩打下坚实基础。

2.3 全方位的人员培训与授权

生产人员培训是生产准备首要任务。岭澳核电站紧紧依靠大亚湾核电站，建立完善的培训体系，开展全方位的培训。培训组织体系包括培训委员会，培训中心，培训工程师网络，培训考核小组。在培训组织管理过程中特别强调检查和考核，除授课培训考试外，建立了在岗培训每两周一份培训报告和月度考核制度，提高学员的培训积极性和培训效率。

按照SAT培训方法编制培训计划：编制岗位规范；根据每个岗位的岗位规范，编制岗位知识技能要求KSA，分析确定该岗位人员应具备的知识，技能和应有的态度；根据KSA编写岗位培训要求PQTR；再根据PQTR编制每个员工每年的培训计划ITP。保证生产人员培训质量能满足将来电站生产的高标准要求，见图3。

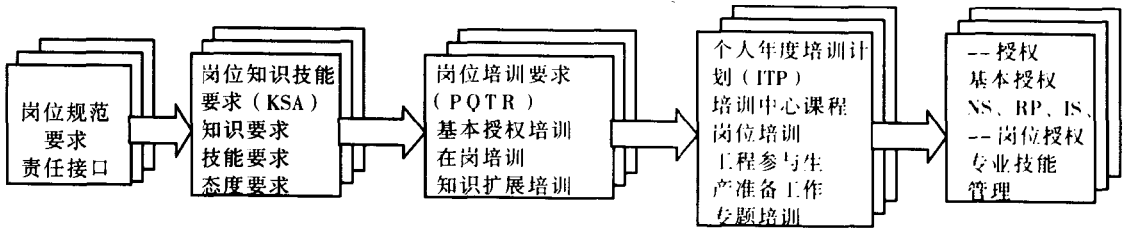


图3 培训计划编制过程

采取多种培训形式：委托高校的核电站基础理论知识培训；在培训中心组织授课式的基本知识技能培训；在大亚湾核电站进行的师傅带徒弟式的在岗培训；在岭澳核电站现场参与的工作式在岗培训。此外还组织多种专项培训，例如技术程序编写培训，岭澳核电站与大亚湾核电站技术不同点培训，各种系统或设备培训，调试知识、技能培训，生产准备质量推进培训，工程现场工业安全培训，工程现场火灾事件响应培训等。这些专项培训针对性强，起到立竿见影的效果。系统化的管理、全方位地组织培训取得显著效果。

2.4 高效的程序编写组织

成立程序编写协调组负责规划和协调。策划阶段编制程序编写导则和开发程序编写软件系统，规范程序编写格式和质量要求，实现过程统一管理控制；按照谁用程序谁编写的原则，各部处成立技术程序编写组，负责技术程序编写。编制程序框架清单和编写计划，严格执行编写、审核、批准和生效过程管理和控制，加强程序的质量控制。同时充分利用接

产调试机会进行技术程序生效工作。例如，运行程序编写组实行以程序编写为中心，把工程文件审查、程序编写、移交现场检查、参与调试及程序生效按系统有机结合的一条龙责任制的形式，推动和提高其工作的效率和质量。制订管理程序编写计划，责任落实到人，组织管理程序联审会，这些有效的组织管理措施，保证了程序编写的进度和质量要求。

充分利用调试的机会，对运行程序进行生效。维修部门也利用TOM的维修活动对程序进行生效。

由于组织措施得力，1764份运行程序和50份事故程序的编写在2001年12月全部完成，维修程序和维修大纲也在2002年3月份提前9个月完成计划编写任务。

2.5 加强设备管理和工程参与

成立设备管理处，建立设备管理责任制，设备工程师全面管理和跟踪设备状态和设备问题，建立设备问题数据库；运行处以程序编写为主线将系统跟踪责任落实到人；安全执照处将安全相关系统责任落实到安全工程师。成立由运行、设备管理、维修人员组成的设备可靠性项目小组，全面跟踪调试期间的设备状态，分析、评价设备的可靠性。

从生产角度收集整理大亚湾核电站的大量生产经验反馈给工程设计，有利于提高这些系统和设备设计的运行性能和可靠性，共反馈231项大亚湾核电站的经验，工程采纳了131项。

生产准备阶段积极的工程参与和全面设备管理，参加工程设计、安装、特别是调试，全面学习熟悉了解设备性能和状态，为商业运行后设备管理工作奠定良好基础。

2.6 环保和应急四统一

贯彻群堆管理的原则，大亚湾核电站和岭澳核电站实行环保与应急四统一。针对一址多堆的特点，实行统一运行管理，统一申请排放限量，统一进行流出物和环境监测，统一制订并实施应急计划和准备。岭澳核电站的环保和应急的各项准备工作由大亚湾核电站负责。在2001年10月份组织的应急演练，得到国家核安全局等有关单位的高度评价。

2.7 重视备件和专用工具的前期准备

生产人员重视在工程前期介入备件和专用工具的管理工作。在工程设备供货合同审查时，组织生产人员审查生产备件和专用工具清单，根据大亚湾核电站的经验和大亚湾核电站、岭澳核电站两电站资源共享、优化资源配置的原则进行审查、优化和填平补齐。既节省费用，又加强了电站备件和工具配置。

生产人员还主动参加设备到货验收，清点接收随设备到货的安装专用工具，登记造册后再借给安装承包商，避免了安装专用工具在工程完成后无法回收的现象。

2.8 超前的电站生产管理信息系统的规划和开发

信息系统是电站生产和管理以及生产准备的现代化的辅助工具，为了避免无序开发造成的系统结构不合理和功能不完整问题，按照总体规划分步开发的原则，1997年9月17日成立岭澳核电站计算机管理系统策划和开发小组，全面规划电站生管理信息系统框架。

1998年9月成立大亚湾核电站、岭澳核电站共用生产管理信息系统MAXIMO（后改称COMIS系统）开发项目组，除了软件技术人员外，组织两电站不同部门用户技术人员前后近百人参与开发工作，有效地保证了系统开发按期高质量完成。还组织多个项目开发组，移植CBA系统，开发了移交接管管理系统、计划管理和决策跟踪办公辅助系统、

生产准备预算管理系统、职业安全信息与风险咨询系统等，为生产准备和移交投产以及电站的生产和安全管理提供强有力的辅助工具。

3. 移交投产组织管理

移交投产是工程向生产转移的一个特殊阶段，接口多，系统、机组和现场状态复杂，协调管理控制难度大，问题多。岭澳核电站按项目管理原则，由电站副经理负责，各部门指定移交负责人，成立移交投产管理体系，其中移交联络办公室统一和工程部门接口，统一组织协调生产各部门接产人参加移交检查及参加调试，统一对移交检查发现的系统、设备问题进行汇总分类、跟踪和推动解决。

在移交过程中，提倡工程和生产换位思考，发扬大团队精神，互相体谅，互相支持，互相配合，加强沟通和协调，特别是加强工作层的沟通。这些作法保证移交工作进行，得到IAEA专家的赞扬。工程和生产的接口和协作关系参见图4。

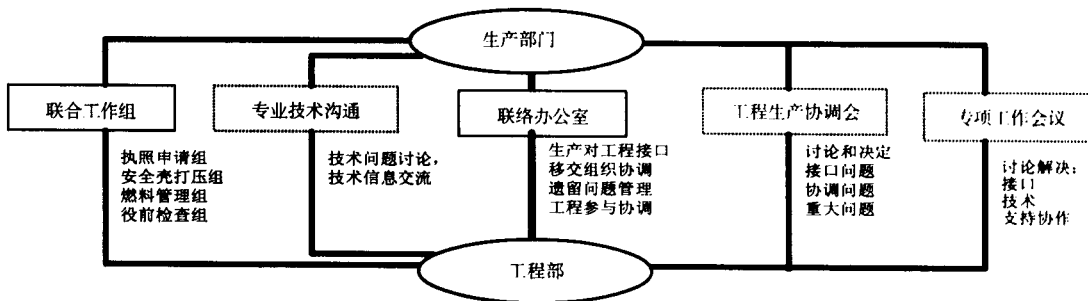


图4 工程生产接口和协作示意图

组织严格认真的移交检查是保证接收系统和设备的质量的重要环节，生产部门各专业都编写移交检查准则和标准，使检查规范化，保证了检查的质量。和工程部共同制订TOTO验收标准，既满足工程需要，又保证影响电站安全和可用率的设备问题得到解决；和调试队共同编制移交计划、装料和临界的最小系统移交清单，保证生产人员对机组安全和状态的有效控制。编制统一的运行、维修和调试的综合进度计划，既保证值长对机组和现场的全面控制，又提高工作效率。

重视对移交保留项的管理，通过移交管理系统，对保留项进行全面跟踪，直至解决。整个移交投产阶段，共产生29414个保留项，由于工程和生产的共同努力，在商业运行前解决了29109项，解决率近99%，为调试和商业运行取得优异成绩奠定基础。

设计文件移交管理的重要性往往被忽视，在制造安装调试阶段不可避免地产生大量设计变更，生产人员积极介入，帮助和推动工程设计人员及时更新设计基准文件，并主动承担系统临时移交后的文件修改责任。由文档部门负责接收，技术部门负责技术审查，加强落实责任制，基本做到按计划保质接收工程文件和档案。

4. 结束语

已投入商业运行的岭澳核电站生产管理的长远目标是：2005年，两台机组主要经济技术指标达到世界排名前四分之一水平；2007年，当公司第二个五年计划结束的时候，大亚湾核电站、岭澳核电站四台机组共同迈入世界排名前十分之一的行列。未来仍然是任重道远。我们相信通过不断提高生产团队的运营管理水平，一定能实现机组安全、稳定、经济、可靠运行。

岭澳核电站调试阶段运行人因失误控制

郭利民

众所周知，人因失误控制是电站运行部门永恒的主题，运行人员的行为可靠性直接影响到核电站的安全程度和业绩好坏。自大亚湾核电站调试启动到商业运行，再到岭澳核电站调试启动，两个电站的运行人员从长期的实践经验和教训中积累和提炼了一整套较为有效的减少人因失误的方法。虽然人因失误控制的思路和措施大部分具有普遍适用性，但机组在调试阶段仍然遇到一些特殊的挑战，需要采取更有针对性的防范措施。

从控制运行人因失误的角度看，岭澳核电站机组调试阶段所面临的形势既有有利因素，也有不利因素。有利因素是：两公司领导的重视和高标准要求；大亚湾核电站商业运行后防止非计划停堆的经验积累；大亚湾核电站工作组织过程风险控制的成功经验；岭澳核电站生产准备前期对基础工作的投入；生产线对系统移交的严格把关和对调试活动的深度参与；自装料开始形成的工程生产统一的三天滚动计划。不利因素是：工程阶段人员成分复杂，非生产线人员风险控制意识薄弱；现场交叉作业，接口管理存在真空地带；试验工况复杂，风险分析难免考虑不周；设备缺陷隐蔽，容易导致判断和操作失误；工程进展迅速，生产准备时间紧张；运行队伍年轻，实战经验和技能不足。

1. 减少运行人因失误的思路和措施

(1) 对员工的要求

为了控制人因失误率，不能从事件结果着眼，而应该探讨从工作开始到结束的整个工作过程应有的行为规范，并在日常工作中不断对照标准找偏差，及时予以纠正。以下八条是从实践中提炼出来的行为标准，也是运行人员在执行层面减少人因失误的全套功夫。

第一，理解任务。只要时间许可，下令人和接令人应该充分交流和讨论，澄清疑问，确保接令人充分理解将要执行的任务，明确任务要点和难点。

第二，明确风险。员工在执行任务前还要预测可能的失误和意外，可能造成什么后果，特别是最大后果。在工作过程中出现了失误或未曾预料的新情况，要重新进行风险分析。

第三，使用程序。执行任务必须使用程序，在理解程序的基础上严格执行程序。程序的含义是广义的，没有完全适用的程序时先要准备一份符合操作实际情况和质保要求的

临时程序。发现了程序的错误要及时提出，经过必要的修改和批准后再执行。

第四，提出疑问。执行任务的过程中遇到了不懂的问题或者发现了异常现象要及时提出来，克服面子观念、给上级添麻烦的心理，或者过于自信的心理。

第五，明星自检。停、想、做、查四大步骤强调的是一种专注、慎重、三思而后行的工作态度，用似乎是笨拙的但同时却是最可靠的办法跟个人精力分散可能导致的错误做斗争。

第六，操作验证。个人操作再谨慎，难免也有失手的时候。因此，对于有重大后果的操作，需要遵守管理要求，通过两人监护操作或独立验证防止失误发生。

第七，传递信息。下令人和接令人应保持畅通的沟通和联络渠道，及时准确传递信息。在信息传递过程中，要追求表达的准确性，尽量使用标准术语进行沟通。

第八，提高技能。这是长期的和最根本的防止和减少人因失误的措施。如果每位运行人员在日常工作中不再存在技能问题，那么大家面临的都将是技能型任务，而不再是程序型或知识型错误，失误率将大大降低。

(2) 对值长的要求

值长的责任在于创造有利于减少人因失误的工作环境和条件，识别并清除可能导致人因失误的陷阱，密切跟踪、观察和监督运行值员工的日常行为，及时纠正行为偏差。概括起来，需要达到以下几个方面的要求：

第一，提前准备并组织学习调试活动相关程序。熟悉试验步骤和可能的风险，进行必要的事故预想，做到心中有数，是运行人员在重大调试活动中防止人因失误的重要举措。

第二，重视交接班、班前会和任务分配。尽快消化和掌握交接班内容，明确并且预测当班任务。将已经明确的任务在班前会上公开分配到位，做到人人有事可做，人人都有时间准备和理解任务。根据人员的能力和状态安排任务，免除解决疑难问题人员的杂务，使其专注于所做的工作。保留有能力的机动人员应付临时任务和响应突发情况。

第三，重大操作前召开情况交底会。明确本次操作的关键点，回顾或提示与本操作相关的经验反馈，确保操作人员理解将要进行的工作任务，以及操作失误的风险和后果，针对特殊风险制定应变或恢复措施。

第四，鼓励操作人员及时提出疑问。采取面对困难不回避的态度争取值内人员的信任，积极调动内外部支持力量澄清和处理疑问，通过解决问题来鼓励提出疑问，形成良性循环。

第五，坚持落实操作验证制度。对有立即后果的项目要求监护操作，对有潜在后果的项目要求独立验证。验证者的授权应当等同或高于操作者的授权。

第六，确保值内人员充分的信息沟通。在运行值的上下之间，同级之间，两个主控制室之间应该建立畅通的纵向和横向信息传递和交流的渠道。

第七，观察操作过程并识别和纠正行为偏差。通过有计划的管理巡视定期进行检查，识别人因失误的早期苗头，并按周期覆盖运行值管理的全部活动范围。

第八，控制持照人员离岗后重新返岗引入的风险。坚持对离岗时间较长重返运行岗位的持照人员进行上岗前的影子培训和考核，确保这些人员对于机组状态变化、临时变更、设备改造以及离岗期间的经验反馈有明确的认识和理解。

第九，坚持不懈地进行在岗培训。始终把提高每位员工的技能作为一项长期工作来抓，

贯彻工作和培训一体化的思想，营造并维持团队的学习氛围。

（3）管理上的措施

运行处在人因失误管理上要追求统一的行为标准，优化整体培训资源的投入，集中提炼和共享团队的知识经验，提高过程控制的有效性，建立完善的绩效考核制度，强化员工的工作积极性和责任感。而且需要根据调试阶段的特点，采取有针对性的措施。具体来说有以下措施：

第一，精心审查和控制调试计划及其变更。自首次装料后形成的调试、运行和维修统一计划，是减少运行人因失误所必要的整体环境，但要保持计划的准确性，充分发挥其龙头作用，离不开了解机组总体状态的运行大修组人员的引导和把关，特别是对计划变更的控制。

第二，围绕当前的调试任务安排和组织培训。运行处组织培训和安排工作紧紧围绕调试任务来开展，保持高度同步，内外部资源得到充分调动和集中，从而使运行值人员始终处于热身状态。

第三，重要调试试验预先安排在模拟机上演练。风险特别重大的试验（如失去全部厂外电源试验），需要精确安排调试计划，固定运行值，提前进行讨论和模拟机演练。

第四，要求在重大设备启动前验证关键点。即使是已经进行过在线的系统和设备，再次启动前仍然验证关键点，确保万无一失。

第五，要求所有操作均进行文件准备。已经写好的程序只是对于现实状态的一种有限的逼近，并不是完全适用的。因此，为了坚持使用程序就必须建立一种机制，在任何情况下都能够产生符合操作实际情况和质保要求的文件。

第六，界定必须进行操作验证的项目。事实证明，受运行值人力和工作性质的制约，百分之百的操作验证只是一种不符合现实的理想。切实可行的办法是识别出具有立即的或潜在的核安全、人身安全、机组运行安全或设备损坏后果的活动，要求采取监护操作或独立验证。

第七，鼓励运行程序修改并打通反馈流程。归根到底，运行程序是防止人因失误的重要保证，必须及时把运行程序使用过程中发现的错误修改过来。这需要简化反馈流程，统计反馈人员的贡献，同时具备完善的管理制度，及时有效地处理这些反馈。

第八，切实鼓励报告人因失误事件，针对后果较小的事件进行经验反馈。后果较小的事件和后果较大的事件在根本原因上经常是相同或相似的，如果后果较小的事件能够得到及时报告、分析，找到根本原因，并采取有效的纠正措施，就能够防止或减少后果较大的事件发生。

第九，组织横向经验反馈和经验交流会议。为了促进更多的人员从他人的错误中吸取有益的教训，组织同层次人员讨论和交流，具有很强的共鸣效果，实践证明是一种有效的经验反馈方法。

第十，准确度量人因失误率并进行横向比较。量化人因失误率，使人因失误控制的绩效可以度量，可以自我比较，自我定位，从而在一个固定方向持续追求进步。

第十一，将人因失误控制要求纳入全面的运行值量化管理方案中。减少人因失误的理念和期望只有与运行值量化管理相结合，压力才能传递到值长；然后通过进一步分解到每位员工的指标管理，并与一年一度的绩效考核相结合，才能最终转化为员工的自发动力和责任感。

以上员工、值长和管理三个层面减少人因失误的努力是一个完整有机的整体，相互关联，相互促进，不可分割，但重心落在员工层面。当员工的意识和行为尚不规范和成熟时，需要加大后两个层面的投入。长期努力的方向则是强化员工行为，弱化管理措施，逐步形成一种无处不在的团队氛围，凭借学习的愿望和文化的力量持续改进全体员工的行为，达到不断减少运行人因失误的目的。

2. 商业运行前运行业绩及横向比较

年轻的运行团队在岭澳核电站两台机组极其复杂的调试环境和压力下，成功实现了商业运行前无运行人因导致的工业安全事件、无运行人因导致的重大设备损坏、无运行人因导致的停机停堆事件的目标，仅有一次未能在故障状态下避免由于蒸汽发生器水位波动导致的停堆。可以说，运行人员在岭澳核电站接产中创造了优异的成绩。

表1是大亚湾核电站及岭澳核电站四台机组运行事件数量及临界状态下非计划停堆次数的比较。表中的数值下降趋势显著，特别是作为综合反映系统和设备可靠性、风险管理和防范能力、调试和运行程序质量以及人员操作技能的非计划停堆次数，更是在2号机组推进到了极限。美国八十年代启动的十一台核电机组在商业运行前的非计划停堆次数，最少为6次，最多为22次，平均12.9次。岭澳核电站1号机组在大亚湾两台机组积累的经验基础上，将非计划停堆次数减少到7次，逼近了美国核电站的最佳记录，为最终在岭澳核电站2号机组实现零的历史性突破、创造核电业界新调试的记录打下了坚实的基础。

表1 调试期间两电站的运行事件数量及临界状态下非计划停堆次数的比较

	大亚湾核电站 1号机组	大亚湾核电站 2号机组	岭澳核电站 1号机组	岭澳核电站 2号机组
运行事件/起	63	28	13	5
非计划停堆/次	22	9	7	0

而且这种递减趋势，大有延续到商业运行初期的势头：1号机组自5月28日投入商业运行到2002年12月31日，保持连续运行221天，无停机停堆，极有可能在2003年创造核电新机组第一循环无停机停堆的世界记录。取得这种显著的进步，是工程生产大团队的胜利，也是运行人因失误控制的胜利。IAEA评审团在2002年11月的Pre-OSART跟踪检查会对岭澳核电站的生产准备给予了很高的评价：“岭澳核电站的大部分指标都可以与新的IAEA国际安全标准相媲美，岭澳核电站的业绩将成为全球核工业界极有价值的参照。”

岭澳核电站2号机组调试期间实现 无非计划停堆的经验总结

卢长申

机组在商业运行前的总体调试是为了全面检验机组的系统和设备性能与设计要求的符合性，也是对设备制造和安装质量以及生产准备的切实考验，因此通过调试试验及时发现问题和解决问题是总体调试面临的主要任务。但暴露和发现设备问题不能成为不认真防范非计划停堆的借口，避免一切不必要的、特别是人因造成的非计划停堆，对于减少系统和设备受到的瞬态冲击，提高整体风险管理和防范能力，促进生产人员尽快提高操作技能具有重要意义。但同时也不能因为片面追求非计划停堆这项指标降低或放松了对于调试试验的要求。岭澳核电站始终将这一原则贯穿整个调试过程。

岭澳核电站1号机组在调试期间发生了7次非计划停堆，2号机组在1号机组调试总结的基础上，实现从首次临界至全部调试试验结束无非计划停堆，创造核电业界新的调试记录。这一成绩的取得与电站在管理和技术准备等各方面采取的有力措施分不开。经多年的探索和实践，岭澳核电站不但建立了一套不断优化、卓有成效的接产和生产准备管理模式，而且造就了一支快速成长、技术过硬的生产队伍，为实现“零的记录”打下了坚实的基础。为此，对岭澳核电站防非计划停机停堆的措施进行经验总结，既可作为电站的宝贵经验积累下来，也对世界核电同行具有广泛的借鉴和参考意义。

1. 2号机组调试期间实现无非计划停堆是在高质量的生产准备基础上，强化减少人因失误管理的结果

岭澳核电站在减少人因失误方面，从员工、工作小组到基层管理三个层面进行全方位管理。

(1) 明确提出了对于员工的行为要求

理解任务，明确风险，使用程序，提出疑问，明星自检，操作验证，传递信息，提高技能。

(2) 强化了工作小组的风险把关功能

提前组织学习调试活动相关程序，重视班前会和任务分配，鼓励工作人员及时提出疑问，坚持落实操作验证制度，确保工作组内人员的信息沟通，观察操作过程并识别和

纠正行为偏差,控制运行、调试和维修活动过程中的风险,随时关注机组状态。

(3) 加强了基层管理的力度

1) 高度重视各工作组的力量均衡和人员搭配,精心审查和控制调试计划及其变更;

2) 围绕当前的调试任务安排和组织培训,重要调试试验前精心作好各项准备,并安排演练;

3) 要求在重大设备启动前验证关键点,要求所有操作均进行文件准备,组织标准操作单的编制;鼓励程序修改并理顺反馈流程,界定必须进行操作验证的项目,切实鼓励报告人因失误事件;

4) 针对后果较小的人因事件进行经验反馈,组织横向经验反馈和经验交流会议,通过管理巡视识别人因失误的早期苗头,准确度量人因失误率并进行横向比较。

5) 在确保设备可靠性方面,逐步形成了三个层面的推动力,在确保机组核安全的基础上,防止由于设备缺陷未及时消除导致非计划停堆:紧急行动由当班值长或工作小组负责人推动,短期行动由生产早会推动;中期行动由生产周会和专项小组推动;长期行动由可靠性跟踪小组推动。

2. 岭澳核电站针对调试期间的机组运行管理特点,制订了针对性强的防非计划停堆措施。

(1) 加强生产调试计划管理

1) 成立三日滚动计划组,进一步加强计划组职能。制定可执行的、准确度较高的三日滚动计划,并在工程生产统一的三天滚动计划制定过程中融入了防非计划停机停堆的理念,形成了防止非计划停堆的第一道屏障。

2) 实施工作票制度,有效的控制了检修与试验冲突带来的风险,确保运行系统与维修工作的正确隔离。

3) 设立联调组织机构,统一协调安排各系统调试试验的条件、窗口。将联调组织机构分为四个层次,第一层次由试验负责人、运行操作员、值长等组成负责日常试验的执行与协调;第二层次由计划组成员组成,通过计划协调整个试验窗口安排;第三层次为处长决策层,计划组不能协调解决的问题上报各自处长,并由调试队、各处长和运行处长协商解决。第四层次为调试经理、电站厂长组成,对重大问题和紧急情况进行决策与协调。

(2) 实行有效的项目管理

1) 瞬态试验是整个调试过程中风险最高、涉及范围最广的试验。成立瞬态试验小组一方面保证了试验的成功率,另一方面有效的控制了试验风险。试验小组完成的文件也为工程调试工作提供了有力支持。

2) 对各阶段现场重要调试活动及重要设备缺陷,确定专项跟踪人并建立记录,从问题出现至问题解决实施专人专项跟踪制度。进行有重点的现场设备状况普查,及时进行消缺处理。对于重大设备缺陷进行原因分析和跟踪,对工程处理方案进行评价,及时将调查分析情况反馈给工程部门。

3) 将岭澳核电站1号机组的日常生产和2号机组的移交投产工作分开,成立专门的日常生产项目组,防止机组正常运行活动与机组调试活动交叉混合进行,杜绝了走错机组、走错间隔的风险。

(3) 进行经验反馈,强化风险分析

1) 将1号机组曾经出现的设备缺陷、报警信号反馈到2号机组,在机组启动前完成反馈处理,消除了可能导致非计划停堆的潜在缺陷。

2) 运行值主控制室操纵员以上人员从风险控制角度出发,主动参与了调试试验的风险分析,切实起到了把关作用。

3) 坚持调试人员和运行人员在试验前的情况交底会制度,从而综合了调试人员对试验的了解和运行人员对于风险关键点的把握。不但节省试验时间,而且控制了风险,并在风险发生时进行及时正确的响应。

4) 建立专家纠正性维修指令数据库,对重大风险维修活动从风险分析、采取的措施到操作步骤,全部用书面的指令控制。在维修活动中风险的分析控制按商业运行机组的要求进行,实现100%风险分析。实施班前会和工前会制度,有效地降低现场的人因失误。

5) 在机组启动前进行重要系统的试验检查验证,处理由此发现的缺陷故障,验证修改相应试验规程错误。确保重要的保护调节系统在机组启动后运行正常。

6) 现场实施过程中坚持监护制度。工作负责人首先确认检修或试验设备,监护人进一步核实正确性,操作前与主控制室取得联系后开再开始工作。

(4) 加强文件准备质量控制

1) 联合调试前准备完善可执行的运行文件,包括运行规程、事故规程、运行制度、隔离文件包等,为联合调试成功提供有力的文件支持。

2) 工作文件指令的准备详尽准确,有具体的设备功能位置。工作指令和审核分别由不同人把关,增加多道屏障。将工作文件包从颜色上区分:1号机组用绿色纸,2号机组用黄色纸,0,9号机组用白色纸。

3) 及时出版、生效调试期间设计变更产生的重要图纸文件,确保2号机调试期间工程生产人员能够使用与现场状态一致的流程图和文件。

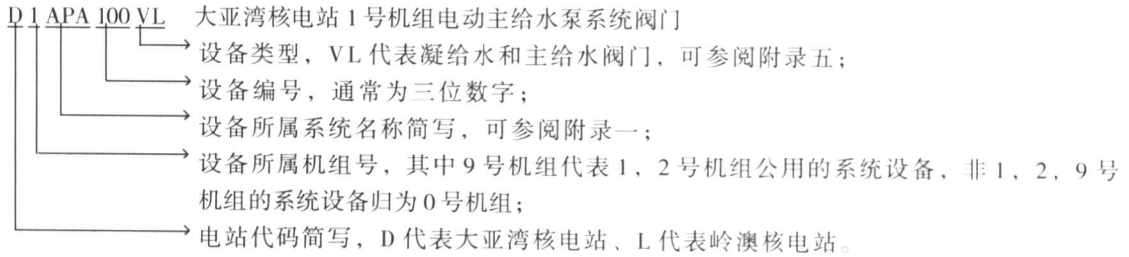
4) 优化、健全工程文件审查、接收电子数据库和设备数据库等,对于上游文件描述模糊的数据及时通过现场进行核实,确保数据准确全面。

通过制订落实以上措施,再加上大亚湾核电站的运行经验反馈,岭澳核电站生产准备前期的基础建设,移交投产阶段减少人因失误的现场实践,总体调试期间公司领导对商业运行前非计划停堆的高度重视,共同造就了岭澳核电站2号机组调试期无非计划停堆的优秀业绩,促进了群堆管理生产大团队的调试生产管理水平进一步提高,为广东核电的发展积累了丰富的调试运行经验。





附录一 基本系统名称

Elementary System Codification

系统设备代码示意



1. 大亚湾核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无关系统
A	Feedwater Supply 给水供应
ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACO	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑系统
AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication and Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统

APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给水泵系统
APU	Feedwater Pump Turbine Drain 主给水泵汽轮机疏水系统
ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ASG	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum-Circulating Water) 凝汽器 (冷凝-真空-循环水)
CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽喷淋系统
CET	Turbine Gland 汽轮机轴封系统
CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
CFM	Condenser Debris Filter 凝汽器精滤器系统
CGR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
CPA	Cathodic Protection 阴极保护系统

CPP	Condensate Polishing Plant 凝结水精处理系统
CRF	Circulating Water 循环水系统
CTA	Condenser Tube Cleaning 凝汽器清洗系统
CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment -Communications-Lighting 通风-装卸设备-通信-照明
DAA	Hot and Cold Workshops and Warehouse Elevators 冷、热机修车间和仓库的电梯
DAB	Administration Building Elevators 办公楼电梯
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEB	Administration Building Chilled and Hot Water 办公楼冷、热水系统
DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Handling Equipment BOP 装卸搬运设备
DME	Main Switchyard Handling Equipment 主开关站装卸搬运设备
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种起吊设备
DMI	Drum Long Term Storage Handling Equipment 混凝土桶长期存放用的装卸搬运设备

DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房装卸搬运设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械装卸设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房装卸搬运设备
DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站装卸搬运设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房装卸搬运设备
DMW	Handling Equipment for Reactor Building Gantry and Peripheral Rooms 反应堆厂房龙门架及其外围厂房装卸 搬运设备
DN	Normal Lighting 正常照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DS	Emergency Lighting 应急照明系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统
DTV	Communication 厂区通信系统
DVA	Cold Workshop and Warehouse Ventilation 冷机修车间和仓库通风系统
DVB	Administration Building Ventilation 办公楼通风系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVD	Diesel Buildings Ventilation 柴油发电机房通风系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统

DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统
DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统
DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳外贯穿件房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation 餐厅通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWG	Miscellaneous BOP Buildings Ventilation System (UA Building) 其他 BOP 厂房通风系统 (UA 厂房)

DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWN	Site Laboratory Ventilation 厂区实验室通风系统
DWR	Security Building Ventilation 应急保安楼通风系统
DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation 核岛重要生水泵站通风系统
DWX	Oil and Grease Storage Area Ventilation System (FC Building) 油及润滑脂贮存区通风系统 (FC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统
E	Containment 安全壳
EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EIE	Containment Isolation 安全壳隔离系统
EPP	Containment Leakage Monitoring 安全壳泄漏监测系统
ETY	Containment Atmosphere Monitoring 安全壳内大气监测系统
EVC	Reactor Pit Ventilation 反应堆堆坑通风系统
EVF	Containment Cleanup 安全壳内空气净化系统
EVR	Containment Continuous Ventilation 安全壳连续通风系统

G	Turbine Generator 汽轮发电机
GCA	Turbine and Feedheating Plant Preservation During Outage 汽轮机和给水加热装置停运期间的保养系统
GCT	Turbine Bypass 汽轮机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard and EHV Switchgear 主开关站-超高压配电装置
GEX	Generator Excitation and Voltage Regulation 发电机励磁和电压调节系统
GFR	Turbine Control Fluid 汽轮机调节油系统
GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽轮机润滑、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电机密封油系统
GME	Turbine Supervisory 汽轮机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统
GPV	Turbine Steam and Drain 汽轮机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽轮机调节系统
GRH	Generator Hydrogen Cooling 发电机氢气冷却系统
GRV	Generator Hydrogen Supply 发电机氢气供应系统
GSE	Turbine Protection 汽轮机保护系统
GSS	Moisture Separator Reheater 汽水分离再热器系统

GST	Stator Cooling Water 发电机定子冷却水系统
GSY	Grid Synchronization and Connection 同步并网系统
GTH	Turbine Lube Oil Treatment 汽轮机润滑油处理系统
GTR	Turbine Generator Remote Control 汽轮发电机远方控制系统
J	Fire Protection (detection-fire fighting) 消防 (探测-火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统
JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统
JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统
K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统

KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电能表和故障录波仪
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统
KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电站辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统
KSC	Main Control Room 主控制室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building-Local Control Panels and Boards 核辅助厂房—就地控制屏和控制盘
KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统

LAA	Uninterrupted 230V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 不间断直流电流系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125V DC Power Supply—Train A 125V 直流电源系统——系列 A
LBB	125V DC Power Supply—Train B 125V 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	125V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
0LBK	125V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125V 直流电源系统 (除盐车间和辅助锅炉)
LBL	125V DC Power Supply (EG Building) 125V 直流电源系统 (EG 厂房)
LBM	125V DC Power Supply (Switchgear Control) 125V 直流电源系统 (开关控制)
0LBM	125V DC Power Supply (Main Switchyard) 125V 直流电源系统 (主开关站)

OLBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125V 直流电源系统 (主开关站)
LBP	125V DC Power Source and Distribution System 125V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48V 直流电源系统——系列 B
LCC	48V DC Power Source and Distribution System Decoupling 48V 直流电源和配电去耦系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48V 直流电源系统 (核辅助厂房)
OLCK	48V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LCL	48V DC Power Supply (EC Building) 48V 直流电源系统 (EC 厂房)
OLCM	48V DC Power Supply (Main Switchyard) 48V 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 k V Swichboard-Preoperational Boiler 6.6 kV 配电盘系统-调试锅炉
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统

LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution —Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution —Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 B
LHT	Changeover Interconnection Devices 6.6 kV 交流应急电源切换系统
LHZ	Low Voltage 380V AC Generating Set (EC Building) 低压 380V 交流发电机组 (EC 厂房)
LK	LV AC Network-380 V 低压交流电源 (380V 系统)
LL	LV AC Emergency Network-380 V 低压交流应急电源 (380V 系统)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组
LMA	220V AC Normal Power Source and Distribution System 220V 交流电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220V 交流电源系统 (CI 仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220V 交流电源系统 (CI 仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220V 重要负荷交流电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220V 重要负荷交流电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220V 重要负荷交流电源系统 (第三保护组)

LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220V 重要负荷交流电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B.) 220V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Demineralization and Auxiliary Boilers) 220V 交流不间断电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
OLNL	Uninterrupted 220V AC Power (EC Building) (Included In OLBL S. D. M.) 220V 交流不间断电源系统 (EC 厂房)
OLNM	Uninterrupted 220V AC Power (TC Building) 220V 交流不间断电源系统 (TC 厂房)
LNP	Uninterrupted 220V AC Power for Train B KITKPS 220V 交流不间断电源系统 (系统 B KIT KPS)
LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LTR	Grounding 接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路
P	Pits 各种坑、池
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆和乏燃料水池冷却和处理系统
R	Reactor 反应堆





RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
RAZ	Nuclear Island Nitrogen Distribution 核岛氮气分配系统
RCP	Reactor Coolant System 反应堆冷却剂系统
RCV	Chemical and Volume Control 化学和容积控制系统
REA	Reactor Boron and Water Makeup 反应堆硼和水的补给系统
REN	Nuclear Sampling 核取样系统
RGL	Full Length Rod Control 棒控系统
RIC	In-core Instrumentation 堆芯测量系统
RIS	Safety Injection 安全注入系统
RPE	Nuclear Island Vent and Drain 核岛排气和疏水系统
RPN	Nuclear Instrumentation 核仪表系统
RPR	Reactor Protection 反应堆保护系统
RRA	Residual Heat Removal 余热排出系统
RRB	Boron Heating 硼加热系统
RRC	Reactor Control 反应堆控制系统
RRI	Component Cooling 设备冷却水系统
RRM	CRDM Ventilation 控制棒驱动机构风冷系统

S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry and Decontamination 热洗衣房和清洗去污系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 核岛重要生水系统
SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribution 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统
SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge 常规岛废液排放系统
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统
SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统

SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注入系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Oil and Grease Storage 润滑油和油脂贮存系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统
SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统(核岛-机修车间- 厂区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换器系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVE	Preoperational Test Steam Distribution 运行前试验用蒸汽分配系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waster Treatment 废气处理系统
TEP	Boron Recycle 硼回收系统
TER	Liquid Water Discharge 废液排放系统

TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统
XCE	Preoperational Test Steam Production 运行前试验用蒸汽生产系统
XPA	Auxiliary Boiler Fuel Oil 辅助锅炉燃料油系统

2. 岭澳核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无系统
Revision: 1 版本: 1	Date: 2003/01 日期: 2003/01

A	Feedwater Supply 给水供应
ABP	Low Pressure Feedwater Heater 低压给水加热器系统
ACO	Feedwater Heaters Drain Recovery 给水加热器疏水回收系统
ADG	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
ADS	LV AC Network 380V(ET Building) 低压交流电源 380V 系统 (ET 厂房)

AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑油系统
AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统
APD	Start-up Feedwater System 启动给水系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽动主给水泵系统
APU	Feedwater Pump Turbine Drain 主给水泵汽轮机疏水系统
ARE	Feedwater Flow Control 给水流量控制系统
ASG	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
ATE	Condensate Polishing Plant 凝结水净化处理系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum- Circulating Water) 凝汽器(冷凝--真空--循环水)
CAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽口喷淋系统
CET	Turbine Gland 汽轮机轴封系统
CEX	Condensate Extraction 凝结水抽取系统
CFI	Circulating Water Filtration 循环水过滤系统
CGR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
CPA	Cathodic Protection 阴极保护系统

CRF	Circulating Water 循环水系统
CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment- Communications-Lighting 通风-吊装设备-通讯-照明
DAA	BOP Elevator System BOP 电梯系统
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Hot workshop and Warehouse Handling Equipment (AC Building) BOP 热机修间及仓库吊装设备(AC 厂 房)
DME	Main Switchyard Handling Equipment (TB Building) 主开关站吊装设备(TB 厂房)
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种吊装 设备
DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房吊装设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械吊装设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房吊装设备

DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站吊装设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房吊装设备
DMS	Digital Monitor System 视频监控系統
DMW	Handling Equipment for Reactor Building External Gantry, Peripheral Rooms, Diesel Buildings, Waste Auxiliary Building 反应堆厂房外部龙门架及其外围厂房吊装设备
DNB	BOP Buildings & Area Normal Lighting BOP 厂房和区域内正常照明系统
DNK	Fuel Buildings Normal Lighting 核燃料厂房正常照明系统
DNL	Electrical Building Normal Lighting 电气厂房正常照明系统
DNM	Turbine Hall Normal Lighting 汽轮机厂房正常照明系统
DNN	Nuclear Auxiliary Building Normal Lighting 核辅助厂房正常照明系统
DNP	Circulating Water Pumping Station Normal Lighting 循环水泵房正常照明系统
DNQ	Waste Auxiliary Building Normal Lighting 废物辅助厂房正常照明系统
DNR	Reactor Building Normal Lighting 反应堆厂房正常照明系统
DSB	BOP Buildings & Area Emergency Lighting BOP 厂房和区域应急照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DSK	Fuel Building Emergency Lighting 核燃料厂房应急照明系统
DSL	Electrical Building Emergency Lighting 电气厂房应急照明系统
DSM	Turbine Hall Emergency Lighting 汽轮机厂房应急照明系统
DSN	Nuclear Auxiliary Building Emergency Lighting 核辅助厂房应急照明系统

DSP	Circulating Water Pumping Station Emergency Lighting 循环水泵站应急照明系统
DSQ	Waste Auxiliary Building Emergency Lighting 废物辅助厂房应急照明系统
DSR	Reactor Building Emergency Lighting 反应堆厂房应急照明系统
DTK	500kV Switchyard Communication System 500kV 开关站载波通讯系统
DTL	Closed - Circuit Television 闭路电视系统
DTV	Site Communication 厂区通讯系统
DVA	AA/AF Building Ventilation AA/AF 厂房通风空调系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统

DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统
DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统
DVT	Deminerlization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳环廊房间通风系统
DVX	Lubricating Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation SA 餐厅通风系统
DWC	Training Center Ventilation (EA Building) 培训中心通风系统
DWD	Security Building Ventilation 保安楼通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWH	EC Building Ventilation System EC 厂房暖通空调系统
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWM	Emergency Center Ventilation System 应急中心通风系统 (EM 楼)
DWN	Site Laboratory Ventilation (AL Building) 厂区实验室通风系统 (AL 实验室)
DWQ	Garage & Laundry Ventilation 车库和洗衣房通风系统 (AG/EL 厂房)

DWR	Cold Warehouses Ventilation (AB Building) 冷机修仓库通风系统 (AB 厂房)
DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation (PX Building) 重要厂用水泵站通风系统 (PX 泵站)
DWT	Archive & Documentation Center Ventilation (AD Building) 档案馆通风系统 (AD 楼)
DWU	Fire Fighting Training Center Ventilation (EB Building) 消防培训中心通风系统 (EB 楼)
DWV	Oil Storage Area Ventilation (FC Building) 油料仓库通风系统 (FC 厂房)
DWW	Laboratory Office Ventilation (XL Building) 性能实验室办公间通风系统 (XL 厂房)
DWX	Compressors Building Ventilation (ZC Building) 空压机房通风系统 (ZC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统 (HX 厂房)
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统 (ZB 厂房)
E	Containment 安全壳
EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EPP	Containment Leakage Monitoring 安全壳泄漏监测系统
ETY	Containment Atmosphere Monitoring 安全壳内大气监测系统
EVC	Reactor Pit Ventilation 反应堆堆坑通风系统

EVF	Containment Cleanup 安全壳内空气净化系统
EVR	Containment Continuous Ventilation 安全壳连续通风系统
G	Turbine Generator 汽轮发电机
GCA	Turbine and Feedheating Plant Preservation During Outage 汽轮机和给水加热装置停运期间的保养 系统
GCT	Turbine Bypass 汽轮机旁路系统
GEV	Power Transmission 输电系统
GEW	Main Switchyard – EHV Switchgear 主开关站—超高压配电装置
GEX	Generator Excitation and Voltage Regulation 发电机励磁和电压调节系统
GFR	Turbine Control Fluid 汽轮机调节油系统
GGR	Turbine Lubrication Jacking and Turning 汽轮机润滑、顶轴和盘车系统
GHE	Generator Seal Oil 发电机密封油系统
GME	Turbine Supervisory System 汽轮机监视系统
GPA	Generator and Power Transmission Protection 发电机和输电保护系统
GPV	Turbine Steam and Drain 汽轮机蒸汽和疏水系统
GRE	Turbine Governing 汽轮机调节系统
GRH	Generator Hydrogen Cooling 发电机氢气冷却系统
GRV	Generator Hydrogen Supply 发电机氢气供应系统
GSE	Turbine Protection 汽轮机保护系统

GSS	Moisture Separator Reheater 汽水分离再热器系统
GST	Stator Cooling Water 发电机定子冷却水系统
GSY	Grid Synchronization and Connection 同步并网系统
GTH	Turbine Lube Oil Treatment 汽轮机润滑油处理系统
GTR	Turbine Generator Remote Control 汽轮发电机远程控制系统
J	Fire Protection (Detection-Fire Fighting) 消防 (探测—火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPC	Low Pressure Carbon Dioxide Fire Fighting 低压二氧化碳灭火系统 (AA/AB/AF 厂 房)
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统
JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统

JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统
K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统
KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电度表和故障录波仪
KLP	500kV Line Protection 500kV 线路保护系统
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统
KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射与气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电厂辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统

KSC	Main Control Room 主控制室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building — Local Control Panels and Boards 核辅助厂房—就地控制屏和控制盘
KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230V 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)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125V DC Power Supply—Train A 125V 直流电源系统——系列 A
LBB	125V DC Power Supply—Train B 125V 直流电源系统——系列 B
LBC	Protection Group I Inverters Power Supply 第一保护组逆变电源系统
LBD	Protection Group II Inverters Power Supply 第二保护组逆变电源系统
LBE	Protection Group III Inverters Power Supply 第三保护组逆变电源系统
LBF	Protection Group IV Inverters Power Supply 第四保护组逆变电源系统
LBG	125V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125V DC Power Supply (6.6kV Breakers) 125V 直流电源系统 (6.6kV 断路器)
LBK	125V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LBL	125V DC Power Supply (UA/UD Building) 125V 直流电源系统 (UA/UD 厂房)
LBM	125V DC Power Supply (Switchgear Control - Main Switchyard) 125V 直流电源系统 (开关控制、主开关站)
LBN	125V DC Power Supply (Main Switchyard) 125V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LBO	125V DC Power Supply (Auxiliary Switchyard) 125V 直流电源系统 (TC 厂房辅助开关站)
LBP	125V DC Power Source and Distribution System 125V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48V DC Power Supply-Train A 机组 48V 直流电源系统—系列 A
LCB	Unit 48V DC Power Supply-Train B 机组 48V 直流电源系统—系列 B
LCC	Unit Disconnection 48V DC Power Supply 机组解列用 48V 直流电源系统
LCD	Common 48V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LCE	Unit 48V Power Supply System (Train A for CI) 48V 电源系统 (常规岛 A 列)
LCK	48V DC Power Supply (YA Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LCL	48V DC Power Supply (UA Building) 48V 直流电源系统 (UA 厂房)
LCM	48V DC Power Supply (Main Switchyard) 48V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LDA	30V DC Power Supply (Analog Control) 30V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGB	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGC	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统
LGD	6.6kV Switchboard 6.6kV 配电盘系统

LGE	Unit 6.6kV Switchboard 机组 6.6kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6KV Switchboard 公用和厂区 6.6KV 配电盘系统
LGJ	Auxiliary Transformer 6.6KV Switchboard 辅助变压器 6.6KV 配电盘系统
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6KV AC Emergency Power Distribution-Train A 6.6KV 交流应急配电系统—系列 A
LHB	6.6KV AC Emergency Power Distribution-Train B 6.6KV 交流应急配电系统—系列 B
LHP	6.6KV AC Emergency Power Supply-Diesel-Train A 6.6KV 交流应急电源系统—柴油发电机系列 A
LHQ	6.6KV AC Emergency Power Supply-Diesel-Train B 6.6KV 交流应急电源系统—柴油发电机系列 B
LHT	Change Over Interconnection Devices - Site Emergency Power Distribution System 转换联接装置、现场应急电源配电系统
LHX	Low Voltage 380V AC Generating Set (TB Building) 低压 380V 交流发电机组 (TB 厂房)
LHY	Low Voltage 380V AC Generating Set (EM/EC Building) 低压 380V 交流发电机组 (EM/EC 厂房)
LHZ	Low Voltage 380V AC Generating Set (UA Building) 低压 380V 交流发电机组 (UA 厂房)
LKA	LV AC Network 380V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380V 系统 (核岛辅助设备)
LKB	LV AC Network 380V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380V 系统 (核岛辅助设备)
LKC	LV AC Network 380V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380V 系统 (核岛辅助设备)
LKD	LV AC Network 380V (BA Building - Electrical Building) 低压交流电源 380V 系统 (BA 楼、电气厂房)

LKE	LV AC Network 380V (NI Auxiliaries – BX Building) 低压交流电源 380V 系统 (核岛辅助设备、BX 楼)
LKF	LV AC Network 380V (CI Auxiliaries – TC Building) 低压交流电源 380V 系统 (常规岛辅助设备、TC 厂房)
LKG	LV AC Network 380V (CI Auxiliaries) 低压交流电源 380V 系统 (常规岛辅助设备)
LKH	380V AC Power Supply System (PX Building) 380V 交流电源系统 (PX 泵房)
LKI	LV AC Network 380V (NX Building) 低压交流电源 380V 系统 (NX 厂房)
LKJ	LV AC Network 380V (EL Building – NX Building) 低压交流电源 380V 系统 (EL 厂房、NX 厂房)
LKK	LV AC Network 380V (Common Services) 低压交流电源 380V 系统 (公用设施)
LKL	LV AC Network 380V (Fuel Auxiliary Building – UA Building) 低压交流电源 380V 系统 (燃料厂房、UA 厂房)
LKM	LV AC Network 380V (AC Building) 低压交流电源 380V 系统 (AC 厂房)
LKN	LV AC Network 380V (Common Services – AL Building) 低压交流电源 380V 系统 (公用设施、AL 厂房)
LKO	LV AC Network 380V (SA Restaurant) 低压交流电源 380V 系统 (SA 餐厅)
LKP	LV AC Network 380V (Turbine Hall – Hot Laundry) 低压交流电源 380V 系统 (汽轮机厂房、热洗衣房)
LKQ	LV AC Network 380V (BOP Auxiliary – TC Building – CI Auxiliaries) 低压交流电源 380V 系统 (BOP 附属设备、TC 厂房、常规岛辅助设备)
LKR	LV AC Network 380V (Unit Auxiliaries 1B) 低压交流电源 380V 系统 (机组辅助设备 1B)

LKS	LV AC Network 380V (Turbine Hall Ventilation – Waste Auxiliary Building) 低压交流电源 380V 系统 (汽轮机厂房通风装置、废物辅助厂房)
LKT	LV AC Network 380V (Unit Auxiliaries 1C) 低压交流电源 380V 系统 (机组辅助设备 1C)
LKU	LV AC Network 380V (Turbine Hall Ventilation – YA Building) 低压交流电源 380V 系统 (汽轮机厂房通风装置、YA 厂房)
LKV	LV AC Network 380V (YA Building) 低压交流电源 380V 系统 (YA 厂房)
LKW	LV AC Network 380V (VA/ZC Building) 低压交流电源 380V 系统 (VA/ZC 厂房)
LKX	LV AC Network 380V (CI Condensate Polishing – VA/ZC Building) 低压交流电源 380V 系统 (常规岛凝结水净化系统、VA/ZC 厂房)
LKY	LV AC Network 380V (AA Building – CI Condensate Polishing) 低压交流电源 380V 系统 (AA 厂房、常规岛凝结水净化系统)
LKZ	LV AC Network 380V (AA Building) 低压交流电源 380V 系统 (AA 厂房)
LLA	LV AC Emergency Network 380V---Train A 低压交流应急电源 380V 系统---系列 A
LLB	LV AC Emergency Network 380V---Train B 低压交流应急电源 380V 系统---系列 B
LLC	LV AC Emergency Network 380V---Train A 低压交流应急电源 380V 系统---系列 A
LLD	LV AC Emergency Network 380V---Train B 低压交流应急电源 380V 系统---系列 B
LLE	LV AC Emergency Network 380V---Train A 低压交流应急电源 380V 系统---系列 A
LLF	LV AC Emergency Network 380V (N.A.B. Lighting---Train A) 低压交流应急电源 380V 系统 (核岛辅助厂房照明---系列 A)
LLG	LV AC Emergency Network 380V System (Diesel A Auxiliaries) 低压交流应急电源 380V 系统 (柴油发电机 A 辅助设备)

LLH	LV AC Emergency Network 380V System (N.A.B. Lighting---Train B) 低压交流应急电源380V系统(核辅助厂房照明---系列B)
LLI	LV AC Emergency Network 380V--Train A 低压交流应急电源380V系统---系列A
LLJ	LV AC Emergency Network 380V--Train B 低压交流应急电源380V系统---系列B
LLM	LV AC Emergency Network 380V System (NI Lighting) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源380V系统(核岛照明)和应急配电盘(TC厂房)
LLN	LV AC Emergency Network 380V System (Train A) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源380V系统(系列A)和应急配电盘(TC厂房)
LLO	LV AC Emergency Network 380V-- Train B 低压交流应急电源380V系统---系列B
LLP	LV AC Emergency Network 380V-- (Turbine Generator Emergency Auxiliaries) 低压交流应急电源380V系统---(汽轮发电机辅助设备)
LLR	LV AC Emergency Network 380V-- (CI Lighting) 低压交流应急电源380V系统---(常规岛照明)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组
LLW	LV AC Emergency Network 380V--- (Diesel B Auxiliaries) 低压交流应急电源380V系统---(柴油发电机B辅助设备)
LLY	LV 380V AC Distribution Emergency Panel (EM Building) 低压交流应急配电盘380V系统(EM厂房)
LLZ	LV 380V AC Distribution Emergency Panel (UA Building) 低压交流应急配电盘380V系统(UA厂房)
LMA	220V AC Normal Power Source and Distribution System 220V 交流正常电源和配电系统
LMC	220V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220V 交流电源系统(常规岛仪表)

LMD	220V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220V 交流电源系统(常规岛仪表)
LNA	Vital 220V AC Power (Protection Group I) 220V 交流重要负荷电源系统(第一保护组)
LNB	Vital 220V AC Power (Protection Group II) 220V 交流重要负荷电源系统(第二保护组)
LNC	Vital 220V AC Power (Protection Group III) 220V 交流重要负荷电源系统(第三保护组)
LND	Vital 220V AC Power (Protection Group IV) 220V 交流重要负荷电源系统(第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220V AC Power 220V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220V AC Power (N.A.B.) 220V 交流公用不间断电源系统(核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220V AC Power (Deminerlization - Auxiliary Boilers) 220V 交流不间断电源系统(除盐水车间、辅助锅炉)
LNL	Uninterrupted 220V AC Power (UA/UD Building) 220V 交流不间断电源系统(UA/UD厂房)
LNM	Uninterrupted 220V AC Power (Main Switchyard TC Building) 220V 交流不间断电源系统(TC厂房主开关站)
LNN	Uninterrupted 220V AC Power (Auxiliary Switchyard TC Building) 220V交流不间断电源系统(TC厂房辅助开关站)
LNP	Uninterrupted 220V AC Power for Train B KIT--KPS 220V 交流不间断电源系统(系列 B KIT—KPS)
LRT	Electrical Power Resupply in Outage 大修期间再供电系统
LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LSS	LOCA Surveillance LOCA 监测系统
LTR	Grounding and Lightning Protection 避雷接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路

P	Pits 各种坑、池
PAMS	Post Accident Monitoring System 事故后监测系统
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存系统
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆换料堆腔和乏燃料水池的冷却和 处理系统
R	Reactor 反应堆
RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
RAZ	Nuclear Island Nitrogen Distribution 核岛氮气分配系统
RCP	Reactor Coolant System 反应堆冷却剂系统
RCV	Chemical and Volume Control 化学和容积控制系统
REA	Reactor Boron and Water Makeup 反应堆硼和水的补给系统
REN	Nuclear Sampling 核取样系统
RGL	Full Length Rod Control 棒控系统
RIC	In-core Instrumentation 堆芯测量系统
RIS	Safety Injection 安全注入系统
RPE	Nuclear Island Vent and Drain 核岛排气和疏水系统
RPN	Nuclear Instrumentation 核仪表系统
RPR	Reactor Protection 反应堆保护系统
RRA	Residual Heat Removal 余热排出系统

RRB	Boron Heating 硼加热系统
RRC	Reactor Control 反应堆控制系统
RRI	Component Cooling 设备冷却水系统
RRM	CRDM Ventilation 控制棒驱动机构风冷系统
RVWLM	Reactor Vessel Water Level Monitoring System 反应堆压力容器水位监测系统
S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪表用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry System 热洗衣房系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 重要厂用水系统
SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribution 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil and Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统

SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge (QA Building) 常规岛废液排放系统 (QA 厂房)
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统
SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统
SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注射系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Lubrication Oil Transfer System 润滑油传输系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统
SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统。
STR	Steam Transformer 蒸汽转换系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统

SVC	Auxiliary Steam Connection Pipe System 辅助蒸汽联网管道系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统
TEP	Boron Recycle 硼回收系统
TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统

附录二 组织机构和相关术语缩写

英文	说明
AD	Administrative Procedure 行政程序
ALARA	As Low As Reasonably Achievable 可以合理达到的尽量低的水平 (或译: 合理可行尽量低) (辐射防护用语)
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(质量保证用语)
CBO	Company Beijing Office 公司北京办事处
CCTV	Closed Circuit Television 闭路电视
CCW	Infrastructure Branch 基建处
CI	Conventional Island 常规岛
CIS	Corporate Information System 电站综合信息系统
CIT	Computer Center 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)
CPP	Condensate Polishing Plant 凝结水精处理系统
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 通讯中心

CUW	Call Up on Warranty 要求(供货商)履行保证条款
CVC	Transportation Center 运输中心
CYL	Communist Youth League Committee (Daya Bay) 团委(大亚湾)
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
Fxy	Radial Peaking Factor 径向功率峰因子
GECA	General Electrical-Alsthom Corp. 通用电气-阿尔斯通公司(英、法)
GEPB	Guangdong Environmental Protection Bureau 广东省环保局
GMC	General Management 总经理部
GNIC	Guangdong Nuclear Power Investment Co., Ltd. 广东核电投资有限公司
GNPJVC	Guangdong Nuclear Power Joint Venture Co., Ltd. 广东核电合营有限公司
GNPS	Guangdong Nuclear Power Station 广东大亚湾核电站
GNRB	General Nuclear Review Board 核安全评审委员会
GOR	General Operating Rules 运行总则
GPHC	Guangdong Electric power Holding Co., Ltd. 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 核电运行研究所(美)
Io	Inoperability 不可用
IOE	Licensing Operational Event 电站运行事件
IP	Implementation Procedure 执行程序
IS	Industrial Safety 工业安全
ISI	In-Service Inspection 在役检查
ISO	International Standard Organization 国际标准组织
ITP	Individual Training Programme 个人培训计划
ITV	Inspection of Television 电视检查
KEPCO	Korea Electric Power Corp 韩国电力公司
LANPC	LingAo Nuclear Power Co., Ltd. 岭澳核电有限公司
LIB	工程部执照申请处
LLO	Project Liaison Office of LPS 生产二部工程联络办
LNPS	LingAo Nuclear Power Station 岭澳核电站
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 生产二部信息计划管理处
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 一核维修队
MEE	Electrical Equipment Branch 电气处
MGS	General Service Branch 现场服务处
MIC	Instrument & Control Branch 仪表控制处
MIS	用于反应堆压力壳无损探伤的装置名称, 法国产品

MLT	Maintenance Team for LNPS 二核维修队
MOT	Outage Branch 大修处
MPT	Procedure Writing Group 规程编写组
MR	Modification Request 改造申请
MRM	Rotating Machine Branch 转机处
MRO	Manual Request to Order 手动采购申请
MSM	Static Machine Branch 静机处
MTD	Maintenance Department 维修部
NCR	Non Conformance Report 不符合项报告
NDE	Non Destructive Examination 无损检验
NDT	Non Destructive Test 无损探伤
NEPA	National Environment Protection Administration 国家环保局
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 综管处
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(GNPJVC 与 EDF 之间)
OSART	Operational Safety Assessment 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
Pe	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
Pn	Power(nuclear) 核功率
PNSC	Plant Nuclear Safety Committee 电站安全委员会

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 Assessment Review Team 运行前安全 评审团(IAEA)
PSI	Pre-Service Inspection 役前检查
PT	Periodic Test 定期试验
PT	Power Tilt 堆芯象限功率倾斜因子
PTC	Plant Training Committee 电站培训委员会
PTS	Periodic Test System 定期试验系统
PWR	Pressurized Water Reactor 压水反应堆
PX	Exceptional Work Permit 特殊作业许可票
QA	Quality Assurance 质量保证
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 (质量保证用语)
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
SSE	Safety Shutdown Earthquake 安全停堆地震
STA	Safety Technical Advisor 安全技术顾问(安全工程师)
SUT	Startup Team 调试启动队
NSSS	Nuclear Steam Supply System 核蒸汽供应系统
TCA	Temporary Control Alterations 临时控制变更
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
TCS	Contract & Supplier Branch 合同供应处
TCS	Turnover Control System 生产接收管理与控制信息 系统
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	Turned Over for Temporary Operations 临时运行责任移交生产部
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	G W ·h	吉瓦·时
Bq/m ³	贝可/米 ³	kV	千伏
MBq/m ³	兆贝可/米 ³	k W ·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	兆贝克/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 (220/6.6kV)
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 Soild Radwaste Long-term Storage
固体废物长期贮存区
- SA Restaurant
餐厅
- TB Main Switchyard Building (500kV and 400kV)
主开关站 (500kV 和 400kV)
- TC Switchyard Control Building
开关站控制厂房
- TD Auxiliary Switchyard Area (220kV)
辅助开关站 (220kV)
- TX Spare Transformer Compound Housing, 1TX (400kV), 2TX (500kV)
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
N I :	
— 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 (安全相关部分)
— QA	Liquid Waste Holdup Tanks 废液存留罐
— QS	Waste Auxiliary Building 废物辅助厂房
C I :	
— 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 Stepdown 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:
核辅助厂房可用一系列代号进一步分区:
 - NA NAB sub-area A
NA 表示 NAB 中的 A 区
 - NB NAB sub-area B
NB 表示 NAB 中的 B 区
 - NC NAB sub-area C
NC 表示 NAB 中的 C 区
 - ND NAB sub-area D
ND 表示 NAB 中的 D 区
 - NE NAB sub-area E
NE 表示 NAB 中的 E 区
 - NF NAB sub-area F
NF 表示 NAB 中的 F 区
 and when necessary, in particular for civil documentation,
必要时,尤其在土建文件中可用:
 - NL NAB sub-area common to NA and NB, also including 9LX
NL 表示 NAB 中的包括 9LX 在内的 NA+NB 区
 - NR NAB sub-area common to NC+NE+NF
NR 表示 NAB 中的 NC+ND+NE+NF 区
- WX Connecting Building
连接厂房
- RE Auxiliary Feedwater Storage
辅助给水贮存罐

- RX Reactor Building
反应堆厂房
- Specific structures of the Reactor Building are distinguished by use of the following codes:
- 采用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	DD	
AE	空气加热器	BE	试验环路	CE	变频器或移相器	DE	除盐装置
AF	空气冷却器-冷 却塔	BF	喷淋环路	CF	离心式净化器	DF	
AG	搅拌器-振荡器	BG	气体钢瓶	CG	控制棒驱动	DG	拦污栅
AH		BH		CH	锅炉	DH	除油器
AI	消防柜	BI	消防栓	CI		DI	膜片-隔膜
AJ		BJ		CJ		DJ	
AK		BK	控制棒启动装置	CK	色谱	DK	爆破膜或爆破盘
AL	电源	BL	喷嘴、接管	CL	照明开关	DL	逆变器
AE	放大器模块	BM	试验箱	CM		DM	屏蔽容器-运输容 器
AN	稳压电源	BN	端子板	CN	(液、水)柱	DN	去离子器
AO	阳极-正极	BO	插头	CO	压缩机或增压器	DO	
AP	发电机	BP		CP	(水力或机械)联 轴器	DP	控制棒束换位架
AQ	安注罐	BQ	应急照明	CQ	机架	DQ	
AR	控制柜	BR	控制棒或停堆棒	CR	箱子-编组箱	DR	错油阀(用于油动 机)
AS	燃料组件	BS	冷端盒	CS	凝汽器	DS	脱水器-干燥器
AT	自动化学监测和 控制装置	BT	蓄电池	CT	印刷电路板	DT	检测器
AU		BU	防水堰水闸	CU	(水池)衬里	DU	
AV	雨水排放管的集 水口	BV	灯具箱	CV	键锁机构	DV	
AW		BW		CW	容器	DW	
AX		BX		CX	搬运小车	DX	
AY		BY		CY		DY	二极管
AZ		BZ		CZ		DZ	除氧器

E		F		G		H	
EA	电磁铁	FA	高效(通风)过滤器	GA	交流发电机	HA	
EB		FB		GB		HB	
EC	屏蔽-计算机逻辑输入	FC	链式过滤器	GC	直流发电机	HC	
ED	杂项设备	FD	启动器过滤器	GD	函数发生器	HD	(数据存储用)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	GG	冷冻机组	HH	
EG	混合器	FG		GG	粗滤栅	HG	
EH		FH		GH		HH	
EI	堆内构件	FI	液体过滤器 电子过滤器 碘过滤器	GI		HI	打印机-电传打印机
EJ	喷射器	FJ		GJ		HJ	
EK		FK		GK		HK	
EL	(先导)电磁阀	FL		GL	通风管道	HL	穿孔带或穿孔卡片 读出器或打孔机
EM	膜片或隔膜	FM		GM	泡沫发生器	HM	磁带机
EN	记录仪	FN		GN	声(动)力电话装置	HN	
EO	常开式(先导)电磁阀	FO		GO		HO	
EP	电动-气动转换器	FP	(通风)预过滤器	GP		HP	扬声器
EQ	放电间隙	FQ		GQ		HQ	
ER	电动制动器	FR		GR	注油器	HR	时钟
ES	照明设备	FS	砂床过滤器	GS		HS	
ET		FT	阻火器, 消防栓	GT	漏盘、漏斗	HT	
EU	计算机模拟输入	FU	熔化-小容量开关	GU		HU	加湿器
EV	蒸发器	FV		GV	蒸汽发生器	HV	荧屏显示器
EW	参考电报	FW		GW		HW	
EX	热交换器	FX		GX		HX	
EY	发往控制柜的通/断信号	FY		GY		HY	
EZ	灭火器	FZ	化粪池	GZ	贮气瓶	HZ	

I	
IA	报警信息
IB	插接式指示器
IC	(机械式)流量指示器
ID	电气指示器
IE	
IF	
IG	
IH	
II	
IJ	
IK	计数率计
IL	
IM	
IN	内部通信(电话)设施
IO	
IP	
IQ	放射性废物焚烧炉
IR	
IS	隔离组件
IT	
IU	
IV	
IW	
IX	
IY	
IZ	

J	
JA	断路器
JB	母线
JC	
JD	膨胀节
JE	
JF	
JG	
JH	
JI	
JJ	
JK	
JL	
JM	
JN	
JO	
JP	盲板
JQ	
JR	
JS	电源分区开关
JT	
JU	
JV	
JW	
JX	
JY	
JZ	

K	
KA	
KB	
KC	计算机输出继电器
KD	一次流量测量元件-限流器
KE	排汽缸(汽轮机)
KF	
KG	
KH	
KI	粗滤器
KJ	
KK	手动断路器
KL	喇叭-音响报警器
KM	
KN	
KO	汽轮机汽缸
KP	
KQ	
KR	冷冻器
KS	
KT	一次测温元件
KU	
KV	
KW	
KX	与反应堆压力容器有关的设备
KY	
KZ	

L	
LA	—就地核测量(中子通量或放射性) —照明灯
LB	
LC	就地速度测量
LD	就地流量测量
LE	就地声频测量
LF	就地频率-相位测量
LG	就地物理-化学分析
LH	就地时间测量
LI	就地电流测量
LJ	火警探测
LK	就地应力测量
LL	就地亮度(不透明度)测量
LM	就地位置-位移测量
LN	就地标高测量
LO	
LP	就地压力测量
LQ	就地无功功率测量
LR	就地阻抗-电阻率或电阻-导电率测量
LS	就地保健测量
LT	就地温度测量
LU	就地电压测量
LV	就地振动-推力-胀差测量
LW	就地有功功率测量
LX	其他机械数据的就地测量
LY	其他电气数据的就地测量
LZ	其他物理数据的就地测量

M	
MA	核测量(中子通量或放射性)
MB	
MC	速度测量
MD	流量测量
ME	声频测量
MF	频率-相位测量
MG	物理-化学分析
MH	时间测量
MI	电流测量
MJ	火警控制器
MK	应力测量
ML	亮度(不透明度)测量
MM	位置-位移测量
MN	标高测量
MO	电动机
MP	压力测量
MQ	无功功率测量
MR	电阻-电阻率或阻抗-导电率测量
MS	保健测量
MT	温度测量
MU	电压测量
MV	推力-胀差-振动测量
MW	有功功率测量
MX	其他机械测量
MY	其他电气测量
MZ	其他物理(如湿度等)测量

N	
NA	
NB	
NC	
ND	
NE	
NF	
NG	
NH	
NI	
NJ	
NK	
NL	
NM	
NN	成套设备(总承包)
NO	
NP	
NQ	
NR	
NS	
NT	
NU	
NV	
NW	
NX	
NY	
NZ	

P	
PA	绞盘车-卷扬机
PB	
PC	(凸轮式)机械程序执行机构
PD	
PE	模拟燃料元件
PF	冷阱
PG	电磁泵
PH	话筒
PI	碘捕集器
PJ	插座-插头-连接器
PK	故障记录示波仪
PL	轴承
PM	测量用电位计
PN	活塞-千斤顶
PO	泵
PP	控制台或仪表盘
PQ	压实机
PR	吊车-单梁吊车-旋臂吊车
PS	坑
PT	吊车-桥式吊车-环行吊车
PU	蒸汽疏水器
PV	
PW	避雷器
PX	核燃料组件检验设施
PY	预热元件
PZ	灌浆部件

Q	
QA	放射性计数器
QB	
QC	转数计
QD	容积计数器
QE	
QF	
QG	
QH	时间计数器
QI	
QJ	
QK	
QL	
QM	操作计数器
QN	
QO	
QP	
QQ	无功能量计数器
QR	
QS	
QT	
QU	
QV	
QW	有功能量计数器
QX	
QY	
QZ	

R	
RA	空气调节风门
RB	气瓶架
RC	自动控制、遥控、中间控制或整定值控制站
RD	整流器
RE	加热器
RF	冷却器
RG	模拟计算机模块
RH	
RI	莫里斯消防接头
RJ	消防水龙带
RK	继电器架
RL	储存架
RM	
RN	
RO	转子
RP	疏水冷却器
RQ	
RR	减速或半速齿轮箱
RS	电阻器-电加热器
RT	电抗器-电感器
RU	(废水排放沟上的)栅格盖板
RV	
RW	
RX	
RY	
RZ	

S	
SA	核测量(放射性或中子通量)通/断信号
SB	
SC	速度测量通/断信号
SD	流量测量能/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	48V 直流电压测量通/断信号
SV	推力-胀差-振动通/断信号
SW	
SX	其他机械测量通/断信号
SY	来自控制柜的其他电气测量通/断信号
SZ	其他物理测量通/断信号

T	
TA	辅助厂用变压器
TB	开关板-配电盘
TC	汽轮机
TD	连续式机械输送装置(螺杆输送、皮带输送等)
TT	遥控式断路器
TF	旋转滤网或滤筛
TC	凝汽器管子清洗套管
TH	
TI	电流互感器
TJ	称量料斗
TK	快速故障记录仪
TL	推旋式灯光开关
TM	装换料机
TN	电话设施
TO	按钮
TP	主变压器
TQ	电缆井
TR	电力变压器
TS	厂用变压器
TT	人孔盖板
TU	电压互感器
TV	电视设备
TW	贯穿件
TX	蒸汽变换器
TY	管道
TZ	传送带

U	
UA	报警器
UB	端子排组件
UC	控制器
UD	解列装置(电网) 去耦器(弱电回路)
UE	
UF	
UG	
UH	
UI	
UJ	接触器
UK	闪光器
UL	
UM	继电器
UN	继电器(RE3000)
UO	凸轮式程序执行机构
UP	电源通/断组件
UQ	
UR	继电装置
US	简化的控制器
UT	计时器
UU	
UV	显示器
UW	
UX	二极管矩阵器
UY	
UZ	

V	
VA	空气阀门
VB	(不同于回路冷却剂阀门的)含硼水阀门
VC	循环水阀门
VD	除盐水阀门
VE	生水阀门
VF	燃油油阀门
VG	二氧化碳阀门
VH	油阀门
VI	
VJ	废气阀门
VK	废液阀门
VL	凝结水和给水阀门
VM	点火燃料阀门(丙烷重油)
VN	常规岛闭路冷却水阀门
VO	
VP	一回路冷却剂阀门
VQ	有机液体阀门
VR	试剂阀门
VS	排渣阀
VT	饮用水阀门
VU	
VV	蒸汽阀门
VW	
VX	SF ₆ 阀门
VY	氢气阀门
VZ	氮气阀门

W	
WA	
WB	振动器
WC	
WD	贯穿件
WE	
WF	
WG	
WH	
WI	
WJ	
WK	
WL	
WM	(洗衣房用)洗衣机
WN	
WO	
WP	
WQ	
WR	
WS	
WT	
WU	
WV	快卸式接头
WW	(洗衣房用)烘干机
WX	
WY	
WZ	

X	
XA	止动继电器
XB	闭锁继电器
XC	脉冲接触继电器
XD	瞬时脱扣继电器
XE	瞬时动作继电器
XF	闭合继电器
XG	闭合继电器
XH	频率继电器
XI	电流继电器
XJ	
XK	故障继电器
XL	
XM	启动继电器
XN	
XO	断开继电器
XP	抗震继电器或压力继电器
XQ	
XR	(本表所列瞬时继电器以外的)其他瞬时继电器
XS	过载继电器
XT	辅助延时继电器
XU	电压检测继电器-整定值继电器-比较器
XV	
XW	功率继电器
XX	模拟试验继电器
XY	
XZ	接地检测继电器

Y	
YA	核测试(放射性-中子通量)
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	电流测量
YJ	
YK	应力测试
YL	亮度(不透明度)测试
YM	位置-位移测试
YN	标高测试
YO	
YP	压力测试
YQ	无功功率测试
YR	阻抗-电阻率-导电率测试
YS	保健测试
YT	温度测试
YU	电压测试
YV	推力-胀差-振动测试
YW	有功功率测试
YX	其他机械测试
YY	其他电气测试
YZ	其他物理测试

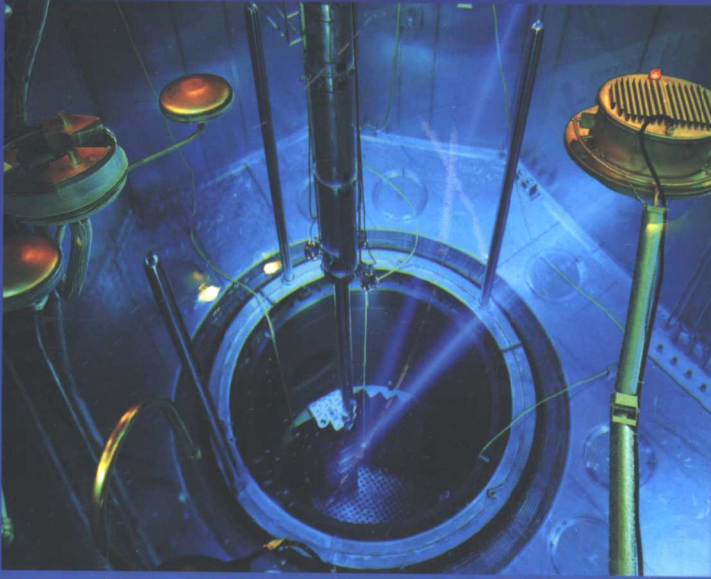
Z	
ZA	
ZB	
ZC	扫描器
ZD	
ZE	分离器
ZF	加热器-再热器
ZG	
ZH	
ZI	消音器
ZJ	
ZK	同步器-连接器
ZL	选择器
ZM	伺服机或油动机
ZN	
ZO	电焊机
ZP	
ZQ	
ZR	干燥器
ZS	出入气闸-设备闸口
ZT	分流器
ZU	
ZV	风机
ZW	
ZX	
ZY	
ZZ	汽水分离-再热器

《年鉴》各章节供稿人名单

- 徐文浩 (1.1)(1.2)
 王宏斌 (1.3)
 郭海静 (2.1.1)(2.1.2)(6.1.1)(6.1.2)
 寇元泽 (2.1.3)
 陈 宁 (2.1.4)
 廖业宏 (2.1.5)
 段德宏 (2.1.6.1)
 沈 星 (2.1.6.2)(2.1.6.3)
 段贤稳 (2.1.7)(3.1.7)
 潘 央 (2.1.8)(2.1.9)(3.1.8)(3.1.9)
 洪振民 (2.1.10)(3.1.10)
 梁 薇、黄家权 (2.1.11)
 焦 萍 (2.2.9)
 樊陪都 (2.2.10)(2.2.7.2)
 郭建兵 (2.2.1)
 尚德宏 (2.2.2)
 张 宁 (2.2.3)
 王定义 (2.2.4)(3.2.4)
 张晓峰 (2.2.5)
 陈传令 (2.2.6)(7.10.1)
 陈祖书 (2.2.7.1)
 周平原 (2.2.8)(7.13)
 冯 辉 (2.3)(7.11)
 任 历 (2.4)(7.11)
 顾景智 (2.5.1)(7.12)
 罗惠勇 (2.5.2)
 刘 强 (2.5.3)
 洪 蔚 (2.5.4)
 赵宏大 (2.5.5)
 郭利民 (3.1.1)
 李寿才 (3.1.2)
 徐礼新 (3.1.3)
 周友谊 (3.1.4)
 李现锋 (3.1.5)
 洪锦从 (3.1.6.1)
 陈乐荣 (3.1.6.2)(3.1.6.3)
 李 雷 (3.1.11)

- 郝海英 (3.2.1)(3.2.3)
吴坚军 (3.2.2)
宋世霞 (3.2.5)
程应学 (3.2.6)(3.2.7.1)(7.10.2)
张兄立 (3.2.7.2)
张立军 (3.2.8)(3.8.2)
李小川、徐 昕 (3.2.9)
顾晔艺 (3.2.10)(5.7.2.1)
曾锦雄 (3.2.11)
刘小兵 (3.3)(3.4)(7.11)
夏 彤 (3.5)
李金光 (3.6)
魏其岩、田锡锋 (3.7)
徐 峰 (3.8.1)
李体强 (4.1.1)
袁昌红 (4.1.2.1)
王卫东 (4.1.2.2)
贾国安 (4.1.2.3)
任世军 (5.4.4)
刘 东 (4.2.1)(5.4.4)
袁建雄 (4.2.2)
崔建房 (4.2.3)
张宇宏、李 敏 (4.2.4)
于海峰 (4.3)
蒋达进 (4.4.1)
秦运鸿 (4.4.2)
肖詹东 (4.4.3)
罗 毅 (4.4.4)
李克勤 (4.4.5)
刘 敏 (5.1.1)(5.1.2)
吕群贤 (5.1.3)
刘 鹏 (5.1.4)
王 凡 (5.1.5)(6.2)
李宏亮 (5.2.1)(5.2.3)
胡昌贤 (5.2.2)
郭满华 (5.2.4)
杨 帆 (5.2.5)
胡昌贤 (5.2.6)
冀天才 (5.2.7)
郑超雄 (5.2.8)

- 熊春华 (5.2.9)
景立峰 (5.3)(5.7.2.2)
欧阳俊杰 (5.4.1)(5.4.2)
黄来喜 (5.4.3)
吉长余 (5.4.5)
初志春 (5.4.6)
林树谋 (5.5)
问清华 (5.6)
曾哲峰 (5.7.1.1)(7.9)
查清 (5.7.1.2)
高柯夫 (5.7.1.3)(7.1-7.8)
于薇 (5.7.1.4)(6.3)
赵宏 (5.7.2.3)(5.9)
张朝文 (5.7.2.4)
梅建民 (5.7.2.5)
符祥群 (5.7.2.6)
姚秋明 (5.7.2.7)
陈海斌 (5.7.2.8)
周科英 (5.7.2.9)(5.7.2.10)
于秀萍 (5.7.3)
王永刚 (5.8.1)(5.8.2)(5.8.3)
彭炳成 (5.8.4)(5.8.6)
徐功义 (5.8.5)
魏瑾 (5.10)
邢晓星 (5.11)
孙海英 (5.12.1)
张熙军、王佳峰、张凤斌 (5.12.2)
黄俊 (5.13)
白新华 (5.14)
辛克塞 (6.1.3)(6.1.4)
关蕾 (7.1-7.8)
陈坡 (7.12)
张育彬 (7.13)
徐咏梅 (7.14)



GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

ISBN 7-80654-079-2



9 787806 540794 >

ISBN 7-80654-079-2
6+5 定价：1.18 元