



广东大亚湾核电站 岭澳核电站

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

生产运行年鉴

2005

广东大亚湾核电站
岭澳核电站
生产运行年鉴

GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

2005

原子能出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

广东大亚湾核电站·岭澳核电站生产运行年鉴.2005/

高立刚主编. —北京: 原子能出版社, 2006.9

ISBN 7-5022-3710-0

I. 广… II. 高… III. ①大亚湾核电站—运行—2005—
年鉴②岭澳核电站—运行—2005—年鉴 IV. TM623.7-54

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2006) 第 090812 号

广东大亚湾核电站·岭澳核电站生产运行年鉴 2005

出版发行 原子能出版社 (北京市海淀区阜成路 43 号 100037)

责任编辑 黄厚坤 张 辉

责任校对 李建慧

责任印制 丁怀兰

印 刷 保定市中华美凯印刷有限公司

经 销 全国新华书店

开 本 787mm × 1092mm 1/16

字 数 722 千字

印 张 26.375 插 页 10

版 次 2006 年 9 月第 1 版 2006 年 9 月第 1 次印刷

书 号 ISBN 7-5022-3710-0

印 数 1-1500 定 价: 120.00 元

版权所有 侵权必究 出版社网址: <http://www.aep.com.cn>

编辑委员会

主 编

高立刚

副 主 编

刘达民 卢长申

编 委

高立刚 刘达民 卢长申 郭利民 蒋达进 韩庆浩 廖伟明
徐文兵 常宝盛 官广臣 徐 颖 强 辉 赵 昔 杨 宙
戴忠华 张睿琼 刘代纯 朱闽宏 蒋兴华 方 军 琚存有
慕齐放 张新安 奚芝苓 卢文跃 袁 松 傅先刚 林树谋
陈小强 于海峰 田延峰 陈军琦 钟浩文 邹勇平 高 歌
刘道和 邓正平 傅淼磊 时伟奇 张 明 李志成 陈 强
陈伟仲

编 辑

陈海斌 廖宏川 余 萌 关 蕾 李晓敏 王利峰

供稿人员 (按姓氏汉语拼音顺序排列)

蔡勇军 曹春圣 陈传令 陈捷飞 陈克非 陈 强 陈世均 陈 泰 陈祖书 段贤稳
樊陪都 高柯夫 龚礼贤 顾晔艺 郭海静 郭建兵 洪 蔚 黄文有 黄 怡 黄永建
冀天才 江亚丰 姜丽丽 蒋兴华 焦 萍 劳 毅 李红军 李金光 李志军 廉志坤
梁 薇 梁瞻翔 林 芳 林杰东 刘 鹏 刘永昌 刘泽林 龙三强 隆贤良 卢文跃
陆秀生 吕群贤 罗丰联 聂士杰 欧阳俊杰 潘 央 秦卫东 任 历 任世军
石玉明 史建国 宋世葭 苏林森 苏章原 唐西明 唐扬洋 田 瑜 汪德伟 汪红梅
汪世清 王成铭 王浩宇 王佳峰 王利峰 王展展 王周莉 吴澄宇 吴虹霞 吴坚军
吴瀚华 武颖颖 夏 彤 夏子世 徐 川 徐功义 徐光明 徐慧波 严海德 杨 帆
杨 光 杨新春 杨自军 姚雪鸿 易少群 尹佳林 于海峰 俞跃江 曾哲峰 翟 睿
张大勇 张凤斌 张兰岐 张仕为 张水华 张泰来 张熙军 张晓峰 张宇宏 赵 明
赵 滢 郑成山 周 庆 朱 洁 邹先明

前 言

2005年是大亚湾核电站投入商业运行的第12年,也是岭澳核电站全面投入商业运行的第3年。

2005年也是大亚湾核电运营管理有限责任公司正式运作的第2年。4台机组的生产管理所出现的新形势和新情况都在2005年度的年鉴内容中有所反映。2005年的《年鉴》在保持2004年的相同架构的基础上,包含了4台机组的安全运行内容,在架构上仍将两电站相对独立的生产运行部分分开编写,以便于读者使用。

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

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

由于编审人员写作水平和表达能力有限,不当之处在所难免,敬请读者指正。

编 者

**实践“创业、创新、创优”精神，
稳步提升安全生产业绩，为夯实集团发展的
基础而努力奋斗**

大亚湾核电运营管理有限责任公司

总经理 **高立刚**



2005 年是大亚湾核电运营管理有限责任公司（以下简称“运营管理公司”）全面改进、认真实践并取得良好业绩的一年。2005 年，公司上下重新反思了安全第一和质量第一的意义所在，统一思想、统一步调，努力推进落实各项管理改进措施，在全体干部、员工的共同努力下，超额完成了全年的安全生产任务。

全年两个电站年度上网电量均达到历史最高水平，大亚湾核电站达到 148.47 亿千瓦时，岭澳核电站达到 144.37 亿千瓦时，合计 292.84 亿千瓦时；机组安全运行再创新纪录，截至 2005 年年底，大亚湾核电站 1 号机组无非计划自动停堆安全运行 1 348 天；大亚湾核电站 2 号机组在第十一循环一个整循环内不停机不停堆连续运行 430 天；岭澳核电站 2 号机组自首次临界以来无非计划自动停堆安全运行 935 天；岭澳核电站连续无工业安全事故 1 314 天；两电站自商业运行以来累计完成上网电量超过 2 000 亿千瓦时。2005 年进行了 4 次大修，

“2006年要着重抓好安全管理、安全文化的改进，优化机组运行和大修管理；加大技能人才培训力度；发挥基地作用，认真做好生产准备工作。全年力争完成286亿千瓦时的上网目标，在WANO的9项关键业绩指标中，大亚湾核电站有5项、岭澳核电站有4项指标，要争取进入世界先进水平，不出现重大人因差错事件，不出现重大设备损坏事件”。

面对挑战和机遇，我们要满怀信心、鼓足干劲，努力实践“创业、创新、创优”精神，提升核心能力，保持竞争优势，不断地追求卓越，以赶超世界先进水平为目标，确保四台机组安全生产，不发生重大人因差错事件和重大设备损坏事件，四台机组保持连续安全稳定运行，不发生非计划停机停堆，4次大修按期完成，一次启动成功，不发生大修原因导致的停机检修。上网电量超过286亿千瓦时，力争两电站各有5项和4项WANO业绩指标进入世界先进水平。确保岭澳核电站（二期）生产准备按期推进，各风险点可知可控和受控。

我们坚信，在集团公司的领导下，在业主公司以及运营管理公司董事会的支持和帮助下，在各兄弟单位和承包商的密切合作下，通过广大党员干部和员工的艰苦努力和团结奉献，我们有能力在2005年的基础上继续稳步提升安全生产业绩，为夯实集团发展的基础做出应有的贡献。



■ 1月7日，中共中央政治局常委、国务院总理温家宝视察大亚湾核电基地

■ 2月13日，中共中央政治局常委、全国政协主席贾庆林视察大亚湾核电基地





■ 12月15日，中共中央政治局委员、国务院副总理曾培炎宣布岭澳核电站（二期）主体工程开工

万
晓
摄



■ 2月4日，原中央军委副主席、国务委员兼国防部长迟浩田及其夫人一行视察大亚湾核电基地



方曦摄

■ 2月28日，岭澳先进燃料管理项目暨核岛工程与维修服务项目正式签约

方曦摄



■ 9月5日至23日，WANO和NOAC组织对大亚湾核电站、岭澳核电站进行同行评审

方曦摄



■ 9月28日，岭澳核电站1号机组签署最终验收证书



■ 4月5日，IAEA 化学品管理研讨会在大亚湾核电基地召开

■ 8月2日，WANO 专家人因和性能指标技术支持研讨会在大亚湾核电基地召开



一线传真 供稿



■ 核燃料组件操作

一线传真 供稿



■ RGL 棒控系统电缆作业现场

一线传真
供稿



■ 汽轮机检修

陈宇
摄



■ 一丝不苟

■ 机组并网前启停应变支持小组讨论会



一线传真
供稿



万曦 摄

■ 模拟放射性废物货包运输处置演习

荣涛 摄

■ 岭澳核电站（二期）施工现场





■ 运营公司开展长跑日活动

方曦 摄

■ 运营公司保持共产党员先进性教育活动演讲比赛



方曦 摄

万
曦
摄



■ 运营公司2005届毕业生欢迎会

■ 青年联合会迎春晚会

万
曦
摄



陈宇 摄



■ 大亚湾晨曦

■ 七色彩虹

荣涛 摄





■ 核电夜景

梁汉生 摄

■ 岭澳核电站

梁汉生 摄



《以社会使命为导向的核电企业纵深安全管理》项目荣获第十二届国家级企业管理现代化创新成果一等奖

(新闻稿) DNMC 总经理部

2005年12月6日,由大亚湾核电运营管理有限责任公司申报的《以社会使命为导向的核电企业纵深安全管理》项目顺利通过全国企业管理现代化创新成果审定委员会会议终审,荣获第十二届国家级企业管理现代化创新成果一等奖。

国家级企业管理现代化创新成果的评审工作是在国务院国有资产监督管理委员会、国家发展和改革委员会指导下进行,由全国企业管理现代化创新成果审定委员会主办。创新成果反映了国内企业界在深化改革和加强管理方面取得的最新成就,具有很强的导向性和学习推广价值,对建立和完善中国式企业管理科学体系有着重要意义。

该奖项是DNMC首次荣获的国家级企业管理现代化创新成果奖。该项成果是公司在申报并荣获广东省企业管理现代化成果一等奖的基础上,由省企业管理创新成果委员会推荐、指导、申报的国家级创新成果。该成果总结了DNMC“纵深安全管理”的理念和始终坚持“发展核电、造福人类”的崇高社会使命为导向,以赶超国际先进安全标准、创建世界一流核电站为目标,学习吸收国内外的先进管理经验,综合运用一整套安全管理体系和技术手段,对所有影响安全的关键因素进行分析、预防和控制,在每一个管理环节设置多重的制度、组织、个人安全屏障,实现“道道都是安全关口,人人都是安全屏障”的深层次、精细化、标准化的安全管理实践。

该奖项的获得是全国企业管理现代化创新成果审定委员会对中国广东核电20多年坚持“安全第一、质量第一”管理方针的认可,是广大员工精益求精、持续改进安全管理的经验结晶,是“创业、创新、创优”精神的具体体现。安全管理如逆水行舟,不进则退,我们要不断总结实践成果,提炼管理理念,构建更科学的安全管理体系。以持续提升的安全业绩实现对社会和公众的承诺,树立核电安全、环保、可靠、经济的能源形象,为社会的可持续发展做出贡献。

大亚湾核电站、岭澳核电站

累计商业运行上网电量突破 2 000 亿千瓦时

(新闻稿) 公关宣传中心

2005年12月13日,大亚湾核电基地四台核电机组累计上网电量突破2000亿千瓦时。这是自1994年大亚湾核电站1号机组投入商业运行以来,电站全体员工经过11年的辛勤努力,向党中央、国务院,向正在蓬勃发展的核电事业献上的一份重礼。

在2000亿千瓦时安全、清洁、经济的核电中,大亚湾核电站两台机组累计上网发电1542亿千瓦时,占77.10%;岭澳核电站一期两台机组累计上网发电458亿千瓦时,占22.90%。其中供给香港地区的上网电量为1051.02亿千瓦时,供给广东省的上网电量为948.98亿千瓦时。

11年来,广东核电按照“以核养核,滚动发展”的方针,高起点起步、积极推进我国核电自主化发展;广东核电视安全为核电的生命线,坚持“安全第一、质量第一”,确保核电站安全运行,引进消化吸收国际先进核电管理技术,不断提高核电运营能力,为国家核电发展积累经验。2000亿千瓦时见证了电站全体员工在瞄准国际核电技术制高点,不断攀登,多次刷新安全运行纪录,为赶超国际核电运营管理先进水平而付出的汗水和心血;见证了广大干部员工在引进国际技术的同时,引进国际先进的管理理念,建立与国际接轨的核电运营管理体系,打造专业化发展优势,为建立符合国际规范并具有自身特色的管理模式做出的不懈探索。

为贯彻落实温家宝总理2005年年初视察大亚湾核电基地时的指示精神和集团公司年度工作会议所作的部署,承担两座核电站运营管理任务的大亚湾核电运营管理有限责任公司广大干部员工,坚持核电人“追求卓越、持续改进”的理念与“第一次就把事情做对”的工作作风,继承和发扬老一辈核电人的创业精神,认真总结历年来安全生产经验,围绕提高核心运营技术能力,不断开拓创新,实现四台机组安全生产,刷新了多项安全生产纪录:2005年2月20日,岭澳核电站实现自投产以来连续无工业安全事故超过1000天;2005年8月20日,岭澳核电站2号机组自首次临界以来安全运行达到935天;2005年12月11日,四台机组自年初以来累计实现上网电量278亿千瓦时,提前完成全年发电目标。2005年12月31日,大亚湾核电站1号机组安全运行达到1348天,为大亚湾核电站单机组最高安全运行纪录。

面对取得的成绩,电站作为一个新的起点,瞄准更高的目标,继续发扬艰苦奋斗、团结奉献的创业精神,坚持“创业、创新、创优”,扎实推进各项工作,不断创造新的辉煌,为国家核电事业发展和中国广东核电集团发展努力拼搏,为粤港两地经济发展做出更大的贡献。

目 录

第一章 公司与电站组织机构

1.1	公司简介	1
1.2	公司组织机构	2
1.3	电站组织机构	3

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1	电站运行	5
2.1.1	运行组织	5
2.1.2	机组运行状态	7
2.1.3	售电及外购电	12
2.1.4	机组性能指标	13
2.1.5	反应堆物理试验	14
2.1.6	电站化学	17
2.1.6.1	化学监督	17
2.1.6.2	淡水资源及化学系统制水	19
2.1.7	重要机械设备运行与维护	20
2.1.7.1	静止机械设备	20
2.1.7.2	转动机械设备	21
2.1.8	继电保护	22
2.1.9	电气设备的运行与维护	23
2.1.10	发供电系统可靠性	29
2.1.11	仪控系统设备运行及评价	31
2.1.12	燃料循环及燃料管理	33
2.2	核安全	38
2.2.1	三道屏障完整性	38
2.2.2	专设安全系统	40
2.2.3	安全相关设备不可用状态(1 _o)跟踪	41
2.2.4	定期试验	43

2.2.5	瞬变统计	46
2.2.6	执照运行事件	47
2.2.7	经验反馈	51
2.2.7.1	内部运行事件经验反馈	51
2.2.7.2	外部事件经验反馈	55
2.2.7.3	电站纠正行动管理	58
2.2.8	安全文化建设	60
2.2.9	电站概率安全评价	60
<hr/>		
2.3	工业安全	62
2.3.1	工业安全统计	62
2.3.2	工业安全管理	63
<hr/>		
2.4	消防	64
2.4.1	火灾事故与火险事件统计	64
2.4.2	消防系统可用率	64
2.4.3	消防管理	64
<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	个人剂量监测与管理	66
2.5.3	运行辐射防护管理	67
2.5.4	大修辐射防护管理	69
2.5.5	辐射防护培训和经验反馈	70

第三章 岭澳核电站安全运行

3.1	电站运行	71
3.1.1	运行组织	71
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	79
3.1.5	反应堆物理试验	80
3.1.6	电站化学	86
3.1.6.1	化学监督	86
3.1.6.2	化学系统制水及制氯制氢	89
3.1.7	重要机械设备运行与维护	90
3.1.7.1	静止机械设备	90
3.1.7.2	转动机械设备	90
3.1.8	继电保护	91

3.1.9	电气设备的运行与维护	93
3.1.10	发供电系统可靠性	97
3.1.11	仪控系统设备运行及评价	99
3.1.12	燃料循环及燃料管理	100
3.2	核安全	103
3.2.1	三道屏障完整性	103
3.2.2	专设安全系统	105
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	110
3.2.5	瞬变统计	112
3.2.6	执照运行事件	114
3.2.7	经验反馈	119
3.2.7.1	内部运行事件经验反馈	119
3.3	工业安全	122
3.4	消防	122
3.4.1	火灾事故与火险事件统计	122
3.4.2	消防系统可用率	123
3.5	辐射防护	123
3.5.1	年度辐射防护总体评价	123
3.5.2	个人剂量监测与管理	123
3.5.3	运行辐射防护管理	124
3.5.4	大修辐射防护管理	125
3.5.5	辐射防护培训	126
3.6	岭澳核电站(二期)生产准备	126

第四章 电站维修

4.1	维修组织与管理	130
4.1.1	维修组织管理	130
4.1.2	维修生产管理	132
4.1.2.1	维修质量管理	132
4.1.2.2	维修风险管理	133
4.1.2.3	维修计划控制	134
4.1.2.4	现场服务管理	136

4.2	日常维修	138
4.2.1	重要维修活动	138
4.2.2	消除设备缺陷百日竞赛活动	140
4.2.3	大亚湾核电站日常维修工作票执行情况	141
4.2.4	岭澳核电站日常维修工作票执行情况	143
4.2.5	预防性维修有效性评估	147
4.3	机组抢修与小修	149
4.4	机组换料大修	152
4.4.1	大修组织管理	152
4.4.2	大亚湾核电站换料大修	154
4.4.2.1	大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修	154
4.4.3	岭澳核电站换料大修	158
4.4.3.1	岭澳核电站1号机组第三次换料大修	158
4.4.3.2	岭澳核电站2号机组第二次换料大修	163
4.4.4	大亚湾核电站换料大修准备	170
4.4.4.1	1号机组第十一次换料大修准备	170
4.4.5	岭澳核电站换料大修准备	171
4.4.6	大修承包商介绍	174

第五章 电站技术支持与服务

5.1	设备管理	177
5.1.1	概述	177
5.1.2	设备状态监督与趋势分析	178
5.1.3	RCM 分析与预测性维修	179
5.1.4	RCA 的实施与应用	180
5.1.5	设备老化和寿命管理	181
5.1.6	遗留问题与 NCR 管理	182
5.2	电站工程及改造	185
5.2.1	电站工程及改造项目管理	185
5.2.2	岭澳核电站工程遗留项	186
5.2.3	新增工程改造项目	187
5.2.4	物项替代与国产化	189
5.2.5	设备防腐	191
5.2.6	电站厂房及相关构筑物维护	192
5.2.7	在役检查和金属监督	195

5.3	质量保证	198
5.4	环境管理	199
5.4.1	放射性废气排放与管理	200
5.4.2	放射性废液排放与管理	201
5.4.3	中低水平放射性固体废物处理	202
5.4.4	工业废物处理	205
5.4.5	环境监测与评估	206
5.4.6	环境保护工作	212
5.5	电站应急计划管理	215
5.5.1	应急响应能力的维持	215
5.5.2	场内应急准备管理	217
5.5.3	经验交流	217
5.6	职业健康管理	218
5.7	综合管理	220
5.7.1	计划及管理	220
5.7.1.1	发电计划执行情况及电网状况	220
5.7.1.2	电站日常生产管理	224
5.7.1.3	电站预算管理和控制	225
5.7.1.4	部门管理计划及指标	227
5.7.1.5	电站管理层工作会议	230
5.7.2	电站委员会	232
5.7.2.1	电站核安全委员会	232
5.7.2.2	核电生产教育培训委员会	232
5.7.2.3	电站环境保护与废物管理委员会	233
5.7.2.4	电站工程技术委员会	234
5.7.2.5	电站纠正行动审查委员会	235
5.7.2.6	承包商管理委员会	235
5.7.2.7	电站合理化建议评审小组	236
5.7.2.8	电站节能小组	237
5.7.3	执照申请及对外交流	238
5.7.3.1	执照申请	238
5.7.3.2	国际原子能机构活动	241
5.7.3.3	对外交流及姊妹电厂交流活动	241
5.7.4	人事管理	242
5.7.4.1	干部任免	242
5.7.4.2	职称评定	242
5.7.4.3	人员配备	242

5.7.4.4	职工学历和职称结构及专家名录	243
5.7.4.5	年龄结构	244
<hr/>		
5.8	合同及备件管理	244
5.8.1	合同管理概要	244
5.8.2	合同管理工作	250
5.8.3	备品备件采购管理	252
5.8.4	仓储管理	253
5.8.5	承包商管理	254
5.8.6	库存管理	255
<hr/>		
5.9	人员培训及授权	256
5.9.1	培训管理活动	256
5.9.2	授权培训完成情况	257
5.9.3	管理培训改进	258
5.9.4	模拟机培训	258
5.9.5	技能培训	259
5.9.6	承包商培训与授权管理	260
5.9.7	其他培训工作	260
<hr/>		
5.10	文件、档案与资料管理	261
5.10.1	工作概述	261
5.10.2	工作量统计	263
5.10.3	文件、资料、档案库存量	263
<hr/>		
5.11	计量管理	264
<hr/>		
5.12	信息技术的开发与应用	265
5.12.1	基础设施建设	265
5.12.2	信息系统开发	266
5.12.3	信息安全与客户服务	266
5.12.4	信息系统运行	267
<hr/>		
5.13	电站保卫及核材料实体保障	269
5.13.1	保卫工作实绩	269
5.13.2	核材料的实体保障	270
<hr/>		
5.14	电站后勤保障	271
<hr/>		

第六章 大事记

6.1	机组运行大事记	273
6.1.1	大亚湾核电站1号机组	273
6.1.2	大亚湾核电站2号机组	277
6.1.3	岭澳核电站1号机组	281
6.1.4	岭澳核电站2号机组	283
6.2	重大技术问题	286
6.2.1	大亚湾核电站重大技术问题	286
6.2.2	岭澳核电站重大技术问题	289
6.3	生产管理大事记	292

第七章 统计指标

7.1	WANO 业绩指标	296
7.2	电量销售及能耗	299
7.3	安全性能指标	300
7.4	生产运行指标	303
7.5	三废排放与环境监测	306
7.6	维修、改进与质量保证	308
7.7	换料大修主要指标	309
7.8	机组停堆解列统计表	311
7.9	电站运行事件列表	312
7.9.1	大亚湾核电站运行事件列表	312
7.9.2	岭澳核电站运行事件列表	316
7.10	工业安全和消防统计	321
7.10.1	工业安全事件汇总	321
7.10.2	工业安全未遂事件汇总	321
7.10.3	一级火险事件汇总	323
7.10.4	零级火险事件汇总	323

7.11	辐射防护事件汇总	323
7.12	特许申请汇总	325
7.13	改造项目汇总	329

第八章 专题报告

* WANO 和 NOAC 组织对大亚湾核电站和岭澳核电站进行联合同行评审 (符祥群)	334
* 大亚湾核电站十年安全评审组织与实施 (秦余新)	337
* 大亚湾核电站 GTM1 改造项目准备与实施 (秦余新)	342
* 大亚湾核电站 2 号机组首次十年大修成功实施总结与反馈 (于海峰)	344
* 大亚湾核电站严重事故管理导则的研制和实施 (孙吉良)	346
* 大亚湾核电站和岭澳核电站机组大修启动过程一回路硫酸根污染机制及控制研究 (方 军 汪长春 沈 星 杨茂春 吴义兵 洪锦从等 15 人)	350
* 核电站防抗超强台风准备 (赵 明)	359
* 核电站生产活动计划风险控制改进 (刘 东)	362
* 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修启动期间汽轮机振动高分析与处理 (黄前进)	367
附录一 基本系统名称	370
附录二 组织机构和相关术语缩写	390
附录三 计量单位符号中英文对照	396
附录四 厂房和构筑物——代号和名称	397
附录五 设备名称代号	403
《年鉴》各章节供稿人名单	410

第一章 公司与电站组织机构

1.1 公司简介

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

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

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

运营管理公司成立后，广东核电合营有限公司和岭澳核电有限公司（以下简称“两公司”）根据我国合同法等法律法规，分别与运营管理公司签订了具有法律效力的合作协议，将各自所拥有的核电站委托给运营管理公司营运管理。委托以后，两公司分别拥有大亚湾核电站和岭澳核电站的所有权，作为业主按照国家有关法律法规承担核相关经济责任。两公司既是运营管理公司的股东，又是核电站的业主，作为合作协议的委托方，享有合作协议规定的权利并承担相应的义务。运营管理公司拥有核电站的营运管理权，作为营运单位按照国家有关法律法规承担安全运行全面责任。目前，运营管理公司受两公司委托，负责营运和管理大亚湾核电站和岭澳核电站（一期）共4台百万千瓦级压水堆机组，正在建设的岭澳核电站（二期）项目投产后也将委托运营管理公司营运管理。图1.1-1显示了运营管理公司的投资模式。图1.1-2显示了运营管理公司的产权结构。

运营管理公司是在广东核电合营公司成功营运大亚湾核电站近十年的基础上成立起来的，保留了两公司参与核电站营运管理的基本组织机构和人员，继承了两电站20堆·年安全运行过程中积累起来的技术、经验和文化。在国家积极发展核电的新形势下，在集团“创业、创新、创优”精神的指引下，运营管理公司将一如既往地确保安全生产的基础上，稳步提升安全生产业绩，提高管理水平，提升企业核心竞争力，发挥基地支持作用，做好集

团快速发展的坚实后盾。

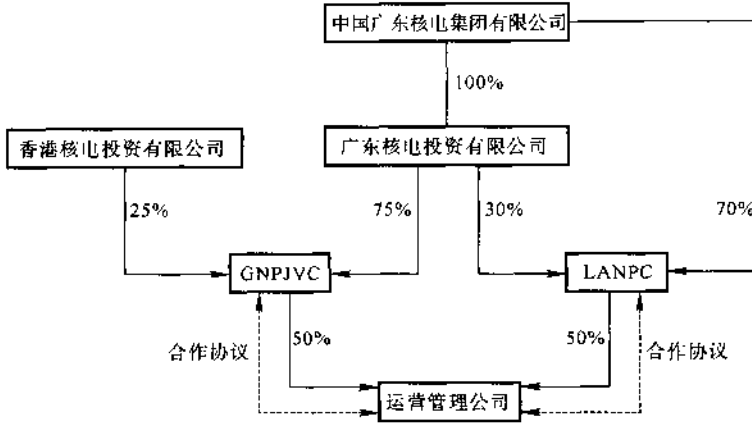


图 1.1-1 运营管理公司投资模式

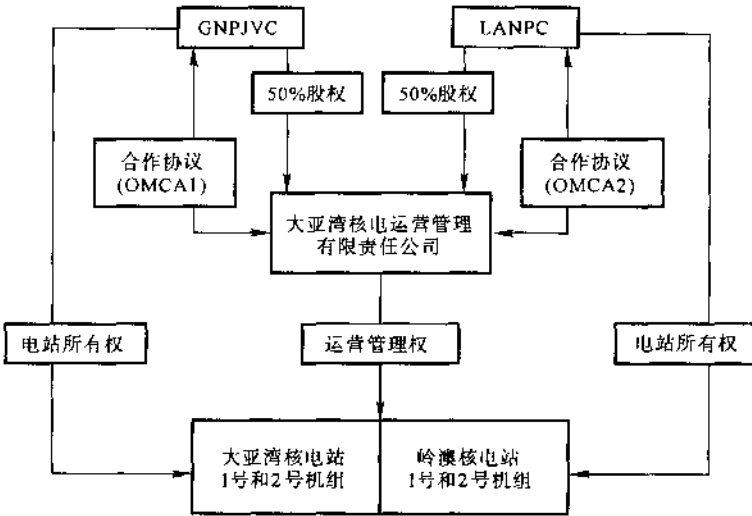


图 1.1-2 运营管理公司产权结构

1.2 公司组织机构

大亚湾核电运营管理有限责任公司依照《公司法》成立，依法自主经营、自负盈亏，按现代企业管理制度运作，设立了由股东会、董事会、监事会和管理机构组成的法人治理结构。股东会是公司的权利机构，董事会是公司的决策机构，监事会是公司的监察机构。管理机构是公司的日常经营机构，由总经理部、党群工作部、科技委、生产部、维修部、技术部、安全质保部、财务部、审计部、人力资源部、行政管理部和公关宣传中心组成。其中党群工作部接受公司党委和总经理部的领导，履行党、纪、工、团办事机构的职能，公关宣传中心接受运营管理公司和中国广东核电集团有限公司的双重领导。随着岭澳核电站（二期）

工程的进展,公司对生产部生产准备机构做了调整,撤销生产部生产准备处,设立生产部运行三处、生产部计划联络处、生产部综合技术处及生产部职业安全处。图 1.2-1 显示了运营管理公司 2005 年年底的组织机构。

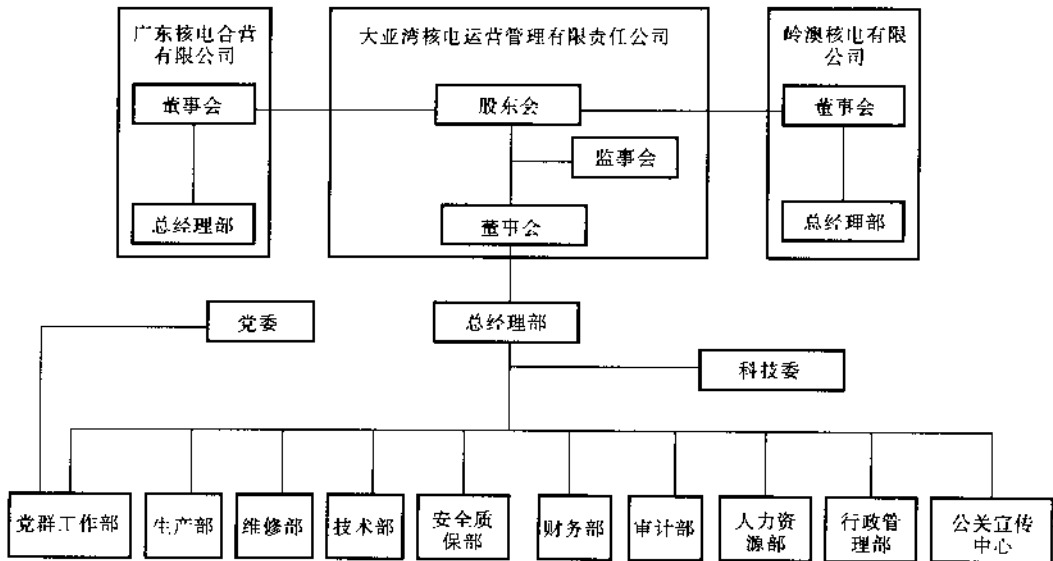


图 1.2-1 运营管理公司组织机构图

运营管理公司股东会由 6 名中方股东和 2 名港方股东组成,董事会由 9 名中方董事和 2 名港方董事组成,监事会由 4 名中方监事和 1 名港方监事组成。2005 年,公司总经理部由 1 名总经理、3 名副总经理、1 名总会计师和 1 名总经理助理组成。

1.3 电站组织机构

大亚湾核电运营管理有限责任公司生产线由生产部、维修部、技术部和安全质保部组成。2005 年 9 月,为更好地发挥计划和设备管理在电站生产活动中的作用,公司对技术部设备管理处及维修部综合计划处的机构、编制、干部及人员进行了相应的调整。原技术部设备管理处整体划归生产部,成立生产部设备管理处;原维修部综合计划处的日常生产计划执行、预防性维修和定期试验数据库管理、COMIS 工作过程管理和统计等职能划归生产部,成立生产部生产计划处;原综合计划处的大修中长期计划及项目优化、大修计划执行和技术科等其他职能和人员划归维修部大修处。2005 年 12 月,为更好地开展岭澳核电站(二期)生产准备工作,公司撤销了生产部生产准备处,增设了生产部运行三处、计划联络处、综合技术处以及职业安全处。具体组织机构图参见图 1.3-1。

2005 年生产线安全生产管理范畴包括大亚湾核电站、岭澳核电站,除了对生产部、技术部和维修部的职责和功能进行了相应的调整以外,生产线管理层的职能基本保持不变。管理层次包括总经理部、部、处、科、班组和项目小组。各级管理层都逐级获得授权,行使管理职能。管理层的基本功能是对授权范围内的工作做出决策,并担负相应的计划、组织、协调、监督和控制的管理责任。

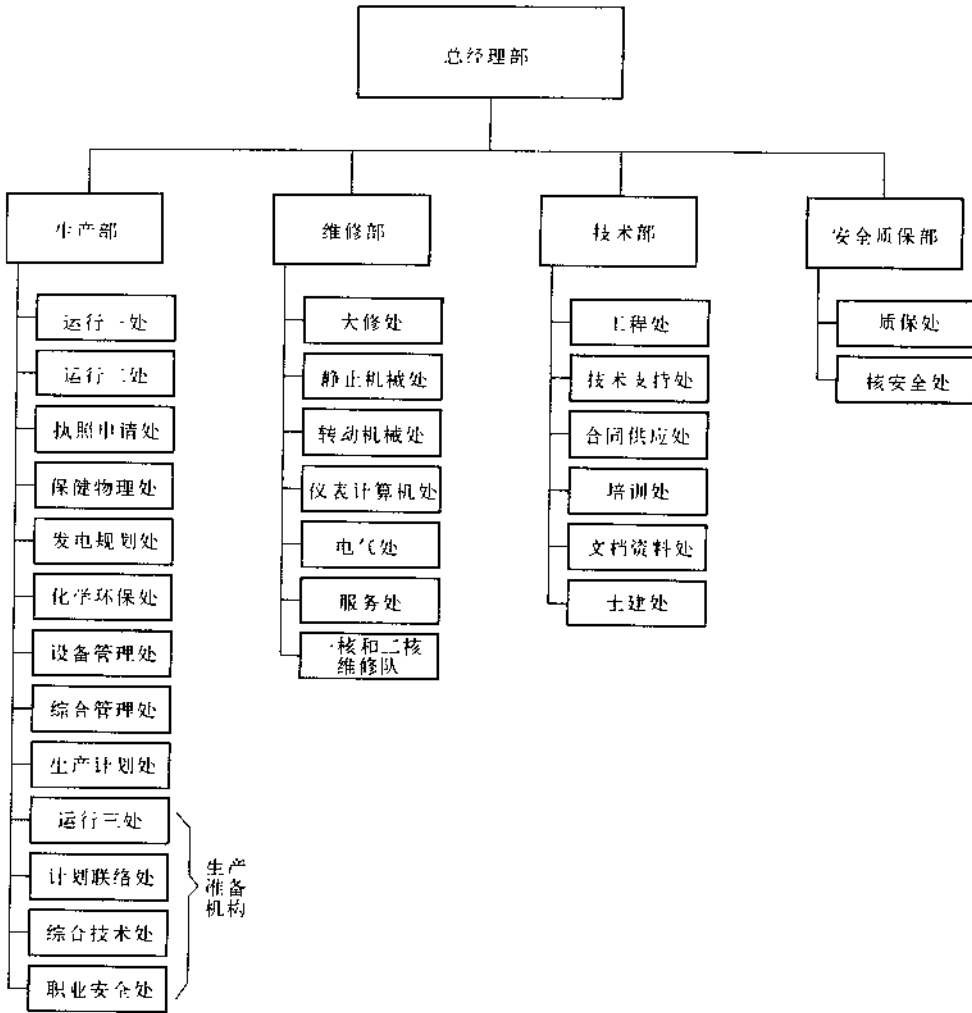


图 1.3-1 生产线组织机构图

第二章 大亚湾核电站安全运行

2.1 电站运行

2.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

2005 年运行一处的组织机构和功能与 2004 年保持一致。

2. 运行管理改进

2005 年电站运行管理围绕两个重点进行改进，一是提高运行活动质量，强化风险控制；二是应对严峻的公司人力资源建设的局面，完善运行人员的梯队规划。具体改进项目为：

(1) 减少人因失效，提高操作质量

1) 普及运行人员行为规范

2004 年下半年，运行一处针对 2003 年制定的行为规范（18 条）执行情况进行了一次自我评估，评估后发现部分行为规范需要整合和修改，行为规范的执行力度也需要加强。经整合和修改的行为规范共 12 条。2005 年开始在运行一处全面普及和贯彻新的运行行为规范。为加大行为规范的执行力度，运行一处管理层不定期对执行情况进行随机抽查，并将抽查结果纳入运行值考核范围中。通过近三年的推广，运行人员的操作行为已经基本符合行为规范的要求，整合后的 12 条行为规范清晰，操作性较强，运行人员在工作中已经能够自觉地使用。

2) 按程序操作

“按程序操作”是减少人因失效的有效方法，电站在运行程序的创建、修改与完善方面的努力一直没有停止过。2005 年运行一处在按程序操作方面的持续改进项目主要有整理、规范、共享使用过的临时操作指令单；对大修文件包中的再线操作单进行规范化管理，部分转化为运行规程；根据运行规程的使用频率增加部分专项操作单以及优化改造项目涉及的文件修改流程等。

3) 电站钥匙管理改进

“7·10”事件暴露出电站在钥匙管理方面存在诸多薄弱环节，完善钥匙管理，降低工作中因钥匙管理方面的漏洞而产生的风险刻不容缓。“7·10”事件发生后，运行一处和安全质

保部对电站钥匙管理进行了多次专项监督和自我评估。2004年12月,安全质保部对运行一处和运行二处钥匙管理进行专项监督;2005年1月4日至6日,运行一处安全质保部《监督报告》的基础上进行第一次钥匙管理自我评估,甄别出待改进的领域,并制定相应的改进行动;2005年5月9日至13日,运行一处进行了钥匙管理第二次自我评估,检查钥匙管理落实情况,并针对存在的问题制定了相应的纠正措施;2005年5月底,安全质保部对生产四部“5·19”、“7·10”改进行动的落实情况进行验证,并提出钥匙管理存在的问题和改进建议。2005年12月29日,除一项遗留项需在1号机组第十一次大修执行外,其余纠正行动全部完成。

经过近一年的整改,运行一处不断完善钥匙管理程序、加强执行钥匙管理规定的严肃性和加强钥匙管理相关培训等方面取得了卓有成效的进步,各项整改措施均落到实处。目前,运行一处已建立了电站系统设备钥匙“总台账”和“个人钥匙管理台账”,并做到“账实相符”。钥匙的移交、分发、借用、领用、遗失补发等过程都需要值班长、钥匙管理员和处长的相应审批授权。各岗位可以通过对交接班记录中“钥匙状态记录专栏”的检查,及时发现和纠正钥匙管理中存在的偏差。

(2) 风险分级控制(H常与大修),防止颠覆性事件的发生

1) 细化A类日常生产活动风险

根据运行生产实践,运行一处细化了A类日常生产活动的风险及控制方法,对A类日常生产活动风险分析单和工前会进行了规范化管理,建立了工前会标准模式,主要要求有:

① A类活动包括日计划中红色标注的日常生产活动以及由当班值班长确定的、机组运行中随机出现的高风险活动。

② 夜班机组长依据日计划,按照《工前会风险控制单——A类》的标准模板,做好风险分析,填写的《工前会风险控制单——A类》作为第二天工前会的参考文件。

③ 当班值班召集相关专业处执行人员开工前会,并在相应的《工前会风险控制单——A类》上签字。

④ 工前会后,当班机组长完善相应的《工前会风险控制单——A类》并存档。

2005年运行一处安排专人对使用过的《工前会风险控制单——A类》进行了整理和审核,经审核后的《工前会风险控制单——A类》全部录入“机组长电子日志中”,供运行人员使用时参考。

目前,运行一处已建立A类风险活动管理闭式循环,定期根据生产实践情况,对A类活动清单和风险分析单进行修改和升版,不断完善电站生产活动风险分类控制制度。

2) 甄别并实施B类日常生产活动

2005年运行一处完成了B类日常生产活动的甄别,并制定相应的风险控制措施:

① 在工作包(审票时)及运行操作文件上(操作前)加盖风险识别章,并逐步在上述工作包和运行操作文件上规范风险类别。

② 必须让每一个相关人员清楚相关的防范措施。

③ 必须实行操作监护制。

④ 开始工作前必须召开工前会,并在相应的《工前会风险控制单——B类》上签字。

3) 甄别大修A/B类活动与工前会

运行一处明确定义了运行大修活动风险分类原则,并甄别出19项A类大修活动,27项B类大修活动。要求A类活动必须编写风险分析单并实施工前会制度,A/B类活动实施监

护制制度。

4) 现场敏感设备的甄别与管理

2005年,运行一处开展了甄别现场敏感设备的活动,并将其纳入运行值考核范畴中,以鼓励运行人员全员参与,对现场敏感设备进行全面搜查和甄别。全年共甄别出3例无防护措施敏感设备,分别为主泵的跳闸按钮无防护罩;LGA/LGB/LGC/LGD的进线开关无防护罩;汽轮机手动紧急停机拉杆无保护罩。

(3) 大修管理改进

1) 以“操之在我、控制风险”为导向,构筑运行活动风险控制的四道防线。其中包括:文件包准备的编校审三环节;运行人员到大修组学习文件包并质疑其准确性;安排学习值机组长对当天和第二天运行活动进行模拟操作以及严格执行运行值工前会制度。

2) 编制了2号机组第十一次大修工作流程及风险控制手册。

3) 采取管理措施鼓励运行人员质疑,每月在值长会上公布质疑事件清单,并给予一定的奖励。

4) 运行一处内部对运行活动进行QA和QC。运行一处处长、副处长及QA、QC人员每天召开一次碰头会,对前一天工作进行小结并确定当天将要跟踪的运行活动。当发现运行人员工作质量有偏差时,立即进行调查、澄清和纠正。

5) 扩大机组启停“保驾”活动范围,确保重要运行活动得到足够的技术支持。

(4) 技能提升与人力资源规划

1) 运行一处和二处培训推进小组的成立和运作

2005年,运行一处和二处隔离经理培训小组完成了新授权隔离经理课堂培训、启动及就地调节9RIS011PO,GEV系统操作、特殊行政隔离等在岗培训任务。现场操作人员培训小组完成了新员工进值前的培训、继电器专项培训、电动头操作培训、电气开关及其操作培训、阀门操作培训及现场调节器操作培训等任务。通过培训和考核,2005年运行一处共有4人获得隔离经理授权,3人获得运行技师授权,26人分别获得高、中、初级现场操作员授权。

2) 人力资源的规划与储备

培养合格的核电运行人员是运行一处年初制定的管理目标之一,但是人才的规划、培养和使用一直是运行一处管理的弱项。2005年,运行一处将人力资源的规划与储备作为一个改进重点,对现场操作员、主控制室操纵员、隔离经理、机组长、值长等岗位人员的技能提升做了详细的规划,制订了学习值长和学习机组长新的选拔和考核方案。2005年运行一处共选拔5名学习值长,4名学习机组长,经过考核后,其中2人获得值长技术授权,3人获得机组长技术授权。

2.1.2 机组运行状态

2005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。

2005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。

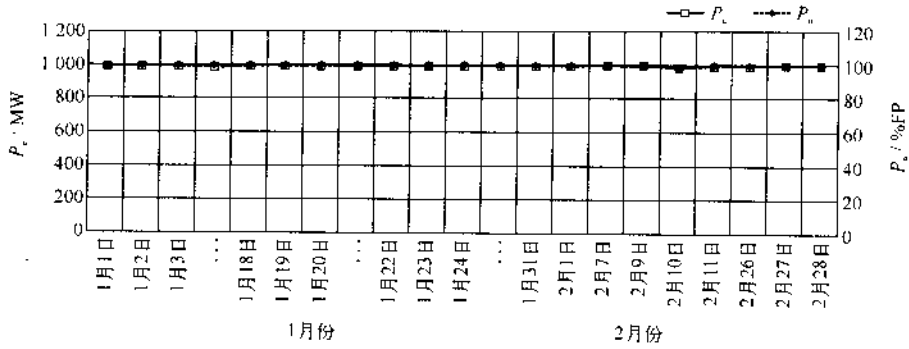


图 2.1.2-1 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

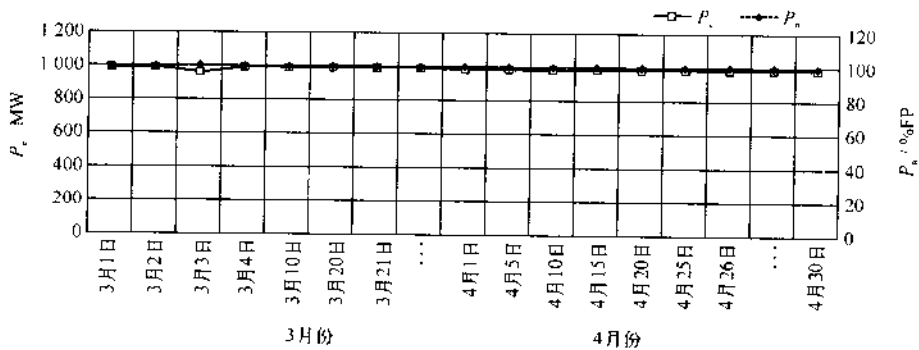


图 2.1.2-2 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

(1) 3月3日因进行 VVP 安全阀定值校验和执行 PT1GRE001/002 短时降功率 50 MW。

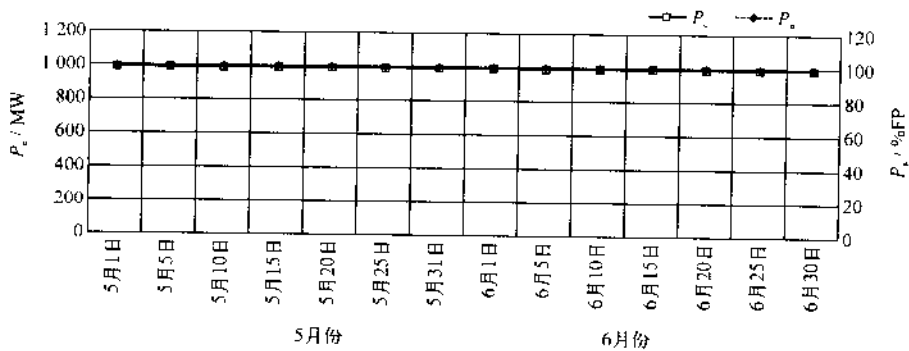


图 2.1.2-3 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

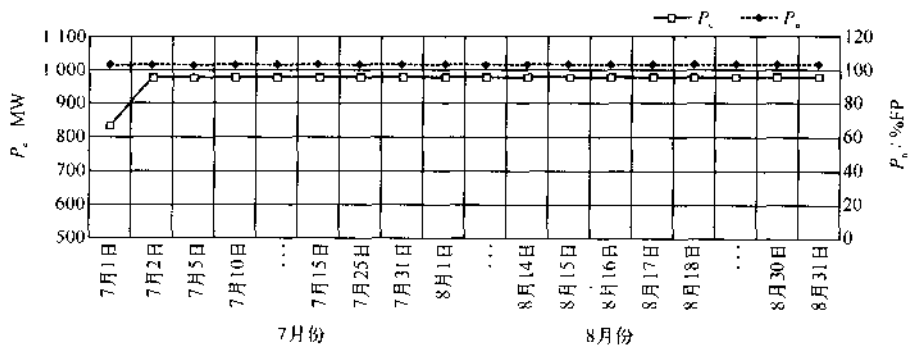


图 2.1.2-4 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

- (1) 7 月 1 日, 为更换 1GFR158FI, 经电网同意降功率至 949 MW。
- (2) 7 月 1 日, 执行 PT1GRE002 时, 1GSE005VV 不明原因关闭, 故障处理过程中机组功率最低降至 834 MW。

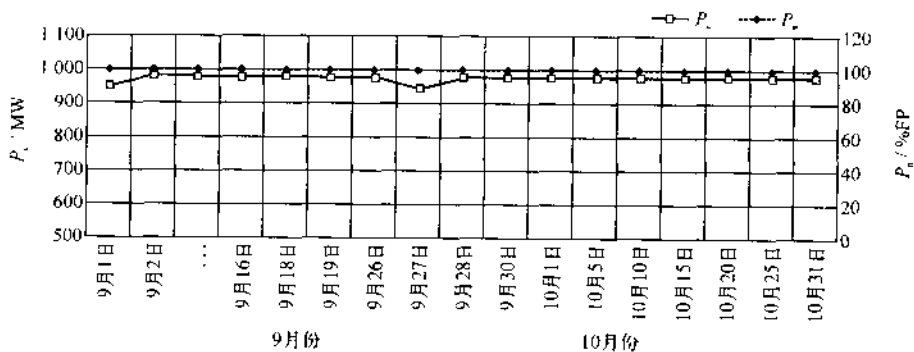


图 2.1.2-5 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

- (1) 9 月 1 日, 1 号机组因更换 1GFR158FI 降功率至 953 MW 运行约 3 小时。
- (2) 9 月 27 日, 为更换 1GFR158FI 滤芯机组降功率 30 MW 运行约 1.5 小时。

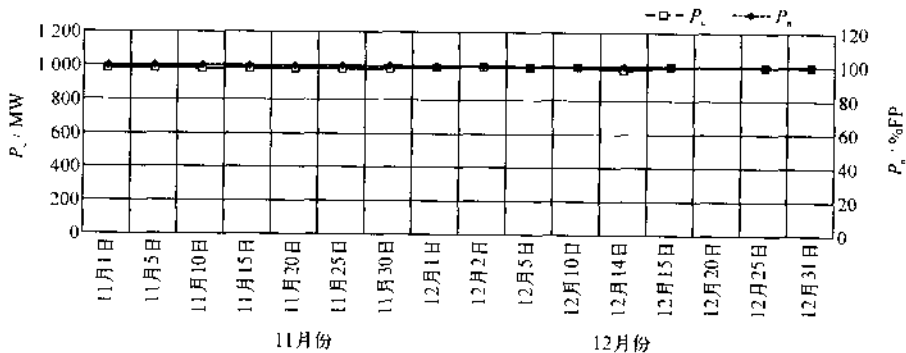


图 2.1.2-6 广东大亚湾核电站 1 号机组运行状态 (11, 12 月份)

说明:

- (1) 12 月 14 日 10:15, 因 1GSS210PO 异常停运, 故障处理期间降功率 6 MW。

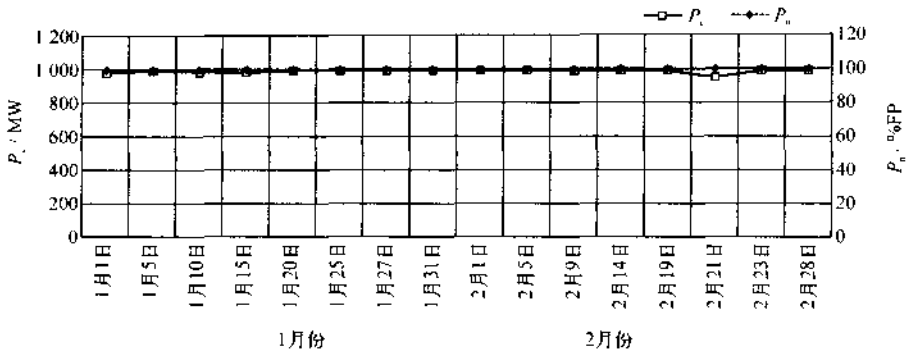


图 2.1.2-7 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

(1) 2月21日, 进行2VVP100-120VV等21个安全阀的校验, 机组功率由992 MW降功率到947 MW,

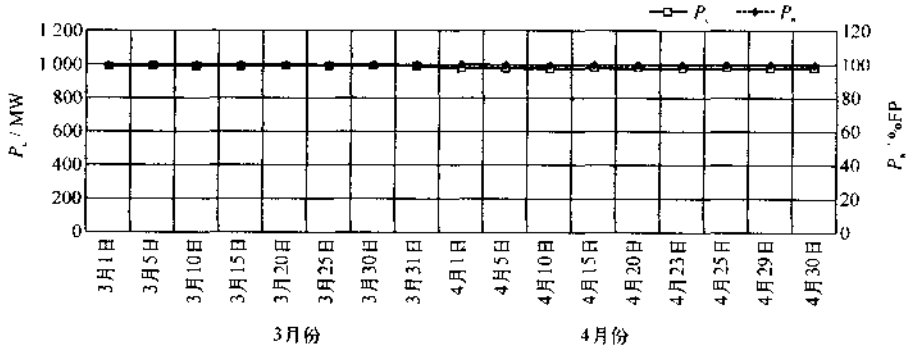


图 2.1.2-8 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (3, 4 月份)

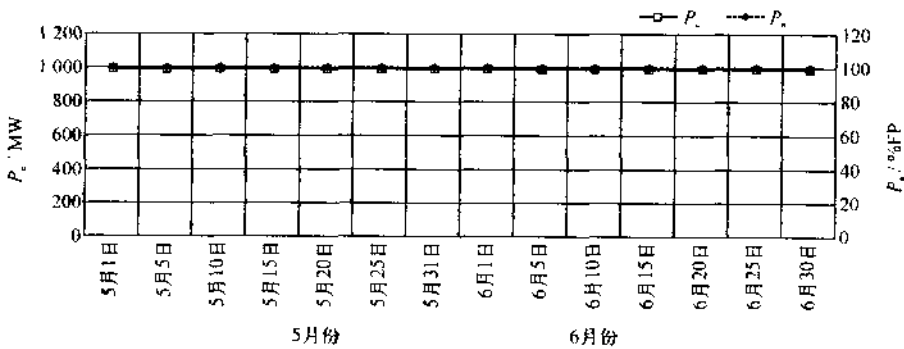


图 2.1.2-9 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (5, 6 月份)

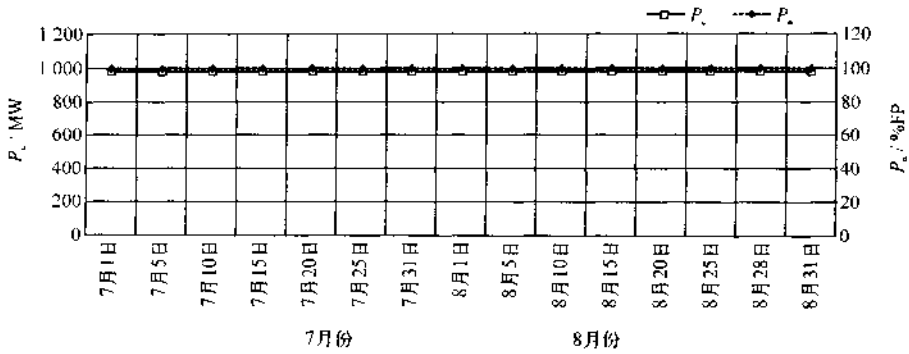


图 2.1.2-10 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (7, 8 月份)

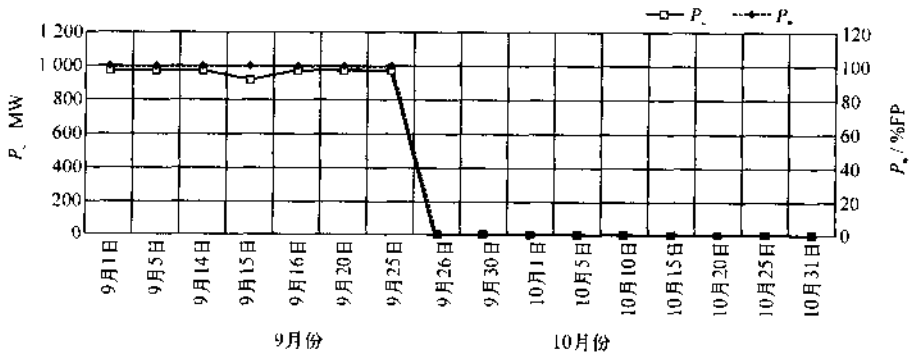


图 2.1.2-11 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

(1) 9 月 15 日, 因处理 2GSS251KD 漏汽 (隔离 2GSS 系统的新蒸汽) 降功率至 920 MW, 9 月 16 日机组恢复满功率运行。

(2) 9 月 25 日 23:10, 2 号机组开始降功率, 26 日 5:30 顺利与电网解列, 创造单个循环连续运行 430 天的历史纪录, 开始第十一次大修。

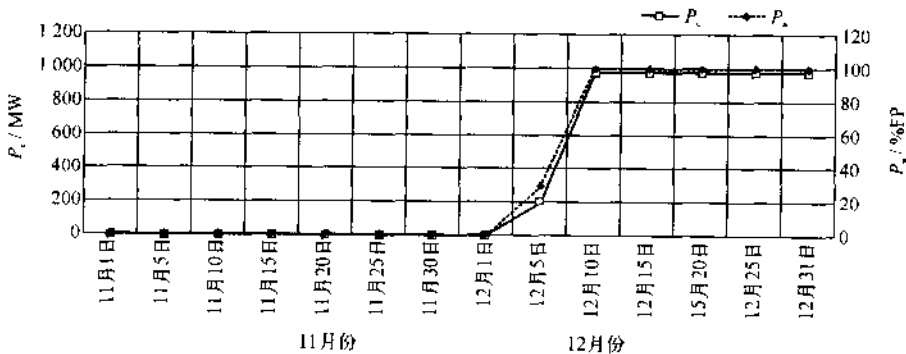


图 2.1.2-12 广东大亚湾核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

说明:

(1) 12 月 5 日, 2 号机组并网后按照计划完成各功率平台的物理试验, 第十一次大修结束。

(2) 12 月 10 日晚开始向满功率过渡, 11 日晚达到满功率。汽轮发电机 10 号轴承的振动依然偏高 (轴振 108 μm , 瓦振 53 μm)。

2.1.3 售电及外购电

2005年广东电网乃至整个南方电网仍处于缺电时期,出现了全年电力和电量双缺的局面,是10年来最为紧张的一年,广东电网最大错峰负荷达到了662万kW。2005年大亚湾核电站机组运行情况非常理想,机组基本没有内外部原因减载,一直保持满功率运行,创造了良好的发电业绩。

2005年大亚湾核电站实际完成上网电量148.47亿kW·h达到历史最高水平,完成年初董事会批准的140亿kW·h的上网目标。其中送中华电力103.93亿kW·h,占中华电力2005年总发购电量约352.06亿kW·h的29.52%,送广东电网44.54亿kW·h,占广东省2005年全社会用电量2673.54亿kW·h的1.665%。详细售电情况见表2.1.3-1。

表 2.1.3-1 2005 年大亚湾核电站发电、售电情况一览表

月份	发电量/(MW·h)		上网电量/(MW·h)					售电比例/%	
	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	合计	送香港电网	送广东电网	送香港电网	送广东电网
1月	732 846	731 371	706 002.1	704 581.1	1 410 583.2	705 291.600	705 291.600	50.00%	50.00%
2月	663 933	660 762	639 627.6	636 573.0	1 276 200.9	647 228.610	628 972.290	50.72%	49.28%
3月	734 538	732 840	707 618.0	705 982.3	1 413 600.3	749 208.159	664 392.141	53.00%	47.00%
4月	711 089	708 007	684 755.5	681 787.7	1 366 543.2	724 267.896	642 275.304	53.00%	47.00%
5月	730 069	726 676	702 821.4	699 555.0	1 402 376.4	983 718.840	418 657.560	70.15%	29.85%
6月	704 681	703 018	677 455.5	675 856.8	1 353 312.3	1 190 914.824	162 397.476	88.00%	12.00%
7月	725 563	725 917	698 230.7	698 571.4	1 396 802.1	1 229 185.848	167 616.252	88.00%	12.00%
8月	727 632	727 152	699 618.7	699 157.1	1 398 775.8	1 230 922.704	167 853.096	88.00%	12.00%
9月	701 321	584 993	673 017.6	561 384.3	1 234 401.9	1 086 273.672	148 128.228	88.00%	12.00%
10月	727 848	0	696 541.5	0.0	696 541.5	602 854.182	93 687.318	86.55%	13.45%
11月	708 203	0	671 445.9	0.0	671 445.9	503 584.425	167 861.475	75.00%	25.00%
12月	735 024	547 109	703 351.9	523 534.1	1 226 886.0	739 781.644	487 104.356	60.30%	39.70%
合计	8 602 747	6 847 845	8 260 486.7	6 586 982.8	14 847 469.5	10 393 232.404	4 454 237.096	70.00%	30.00%

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

2005年,外购电费年累计约1123万元。坪核线外购电为机组正常运行外购电和大修外购电,岭东施工用电占的比例较大,达到预算控制目标。详细外购电量、电费情况见表2.1.3-2。

表 2.1.3-2 2005 年大亚湾核电站外购电情况

月份	计费电量/(kW·h)	当月最高需求量/kW	支付电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
1月	1 264 560	6 336	973 104.00	0.77
2月	792 000	6 468	701 184.00	0.89
3月	660 000	6 336	625 944.00	0.95
4月	528 000	6 336	556 512.00	1.05
5月	792 000	6 072	706 411.20	0.89
6月	660 000	6 336	644 820.00	0.98
7月	1 056 000	6 072	852 825.60	0.81
8月	924 000	6 204	785 426.40	0.85
9月	1 980 000	6 996	1 405 932.00	0.71
10月	3 564 000	9 768	2 406 386.40	0.68
11月	528 000	6 336	571 612.80	1.08
12月	1 320 000	6 204	1 005 048.00	0.76
合计	14 068 560	79 464	11 235 206.40	0.80

2.1.4 机组性能指标

2005 年大亚湾核电站两台机组发电情况良好, 全年上网电量达到 148.47 亿 kW·h, 非计划能力损失因子、强迫损失率等指标达到国际先进水平。其中 1 号机组能力因子达到 99.95%, 全年没有出现较大的影响机组运行的突发事件。2 号机组在 2005 年进行了第十一次大修, 在运行燃料循环末期发生了 2GSS215KD 漏汽, 影响机组运行, 全年能力因子为 79.76%。

大亚湾核电站 2005 年的主要性能指标见表 2.1.4-1。

表 2.1.4-1 大亚湾核电站机组主要性能指标数据

	毛发电量 (MW·h)	负荷因子 %	能力因子 %	计划能力损失因子 %	非计划能力损失因子 %	强迫损失率 %
1号机组	8 602 747	99.80	99.95	0.02	0.03	0.03
2号机组	6 847 845	79.44	79.76	20.22	0.02	0.02
全厂	15 450 592	89.62	89.86	10.12	0.03	0.03

1 号机组和 2 号机组 2005 年度每月及全年性能指标结果见表 2.1.4-2 和表 2.1.4-3。

表 2.1.4-2 1 号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度
能力因子/%	99.95	100	99.90	100	100	100	99.76	100	99.98	100	100	99.85	99.95
计划能力损失因子/%	0.05	0	0.1	0	0	0	0	0	0.02	0	0	0	0.02
非计划能力损失因子/%	0	0	0	0	0	0	0.24	0	0	0	0	0.15	0.03
强迫损失率/%	0	0	0	0	0	0	0.24	0	0	0	0	0.15	0.03

表 2.1.4-3 2 号机组性能指标统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年度
能力因子/%	100	99.84	100	100	100	100	100	100	83.56	0	0	74.57	79.76
计划能力损失因子/%	0	0.16	0	0	0	0	0	0	16.2	100	100	25.43	20.22
非计划能力损失因子/%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.24	0	0	0	0.02
强迫损失率/%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.29	0	0	0	0.02

影响 1 号机组性能指标的主要事件:

- (1) 1 月更换 1GFI158FI 与 1GFR019SP, 期间机组降功率至 940 MW, 计划能力损失因子增加。
- (2) 3 月 VVP 安全阀试验机组降功率, 计划能力损失因子增加。
- (3) 7 月更换 1GFI158FI 降功率, 导致机组出现非计划能力损失因子增加。
- (4) 1GSS210PO 停运, 疏水经 1GSS213VL 到凝汽器, 导致 12 月的非计划能力损失因子增加。

影响 2 号机组性能指标的主要事件:

- (1) 2 月 VVP 安全阀定期试验, 引起计划能力损失因子增加。
- (2) 9 月 2GSS215KD 漏汽, 机组降功率带压堵漏, 引起非计划能力损失因子增加。
- (3) 9 月至 12 月机组按计划进行第十一次大修, 计划能力损失因子增加。

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 1 号机组 2005 年末进行停机大修和启动物理试验。

大亚湾核电站 2 号机组第十二循环在完成装料及必要的大修项目后, 从 2005 年 12 月 1 日 0:00 开始物理启动试验, 当日 4:42 达到临界, 12 月 2 日 13:30 零功率物理试验结束, 12 月 3 日中午在 8% FP 堆功率水平对 RPN 系统中间量程保护定值进行了检查, 满足准则要求。12 月 4 日 4:40 一次并网成功, 12 月 11 日 10:00 达到满功率。12 月 13 日完成《物理启动大纲》中除 G9 曲线标定试验外的其他所有试验项目。试验结果表明, 堆芯的各项特性参数满足核设计的要求, 反应堆可以安全地运行在 100% FP 功率水平。

(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)。试验结果表明, 堆芯的各项特性参数满足堆芯物理设计准则的要求。

升功率物理试验结果见表 2.1.5-2。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

大亚湾核电站 2 号机组大修停堆前的注量率图测量过程中, 由于 RIC 系统故障, 1 号探头停在了校核 (31) 通道, 注量率测量未能进行。经 NPIC 和 FRA 评价, 由于大亚湾核电站 2 号机组第十一循环长期满功率运行, 未作调峰、负荷跟踪等, 不进行大修停堆前的注量率图测量, 不会对换料设计, 特别是要求较高的启动物理试验报告带来显著影响。启动试验结果对启动物理试验报告的验证证明了上述观点的正确。

表 2.1.5-1a 2 号机组零功率物理试验结果——控制棒价值 pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	1038	1034	-0.4	±10
G1	287	278.5	-2.96	±10
G2	725	755	4.1	±10
N1	948	954.6	0.7	±10
N2	301	297	-1.33	±10
SA	445	451	1.35	±10
SB	813	795	-2.2	±10
SC	617	618	0.16	±10
SD	902	896	-0.67	±10

表 2.1.5-1b 2 号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	2136	2125	-11	±50

表 2.1.5-1c 2 号机组零功率物理试验结果——等温温度系数 pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	-3.79	-4.04	-0.25	±5.4

表 2.1.5-1d 2 号机组零功率物理试验结果——硼微分价值 pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-6.43	-6.58	-0.15	±1

表 2.1.5-2 2 号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期 年·月·日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP/%				F_{M}		QT (%)		$F_{\Delta N}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
1	2005-12-07	30	29.82	<10	2.0	<15	2.6	1.755	1.521	2.45	0.644	1.921	1.512	<9	0.77
2	2005-12-10	100	72.92	<10	1.7	<15	1.9	1.685	1.506	2.45	1.473	1.715	1.494	<5	0.93
3	2005-12-13	180	98.89	<10	3.0	<15	3.9	1.642	1.504	2.45	1.960	1.592	1.491	<2	0.97

2. 周期性物理试验

(1) 周期性物理试验统计

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 2.1.5-3)。其中 1 号机组 35 项, 2 号机组 27 项, 完成率 100%。在 2 号机组第十二循环启动阶段, 为了避免两台机组同时试验, 将 1 号机组注量率测量和 LSS 参数修改均提前了 7EFPD (利用 25% 试验周期裕度)。

表 2.1.5-3 周期性物理试验统计

试验项目	要求 周期	实际周期		完成次数		完成率/%
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
中子注量率图测量	30EFPD	30.0EFPD	32.3EFPD	12	9	100
RPN 校验试验	90EFPD	90EFPD	90EFPD	4	4	100
LSS 参数修改	30EFPD	30.0EFPD	32.3EFPD	12	9	100
电功率控制曲线校验试验	60EFPD	52.1EFPD	58.4EFPD	7	5	100

(2) 周期性物理试验结果

由于周期性物理试验结果较多,这里只列出了与反应堆核安全准则及设计准则有关的中子注量率图测量结果。表 2.1.5-4 和表 2.1.5-5 分别列出了 1 号机组和 2 号机组周期性物理试验结果。表中可知两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个寿期内都能满足。

表 2.1.5-4 1 号机组中子注量率图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP /%				F_{Δ}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2005-01-17	2 610	99.00	<10	4.2	<15	6.2	1.642	1.461	2.450	1.869	1.591	1.446	<2	0.23
2	2005-02-16	3 810	99.45	<10	4.1	<15	6.1	1.641	1.456	2.450	1.836	1.589	1.442	<2	0.16
3	2005-03-18	5 000	99.46	<10	4.4	<15	6.4	1.641	1.457	2.450	1.811	1.589	1.437	<2	0.22
4	2005-04-18	6 250	99.4	<10	4.5	<15	7.2	1.620	1.446	2.450	1.805	1.589	1.437	<2	0.23
5	2005-05-19	7 494	99.59	<10	4.6	<15	6.8	1.620	1.440	2.450	1.801	1.588	1.431	<2	0.17
6	2005-06-17	8 650	99.22	<10	4.0	<15	5.9	1.621	1.467	2.450	1.831	1.590	1.421	<2	0.26
7	2005-07-18	9 889	99.34	<10	4.3	<15	6.8	1.620	1.501	2.450	1.890	1.590	1.446	<2	0.30
8	2005-08-17	11 090	99.48	<10	4.0	<15	6.0	1.620	1.527	2.450	1.899	1.589	1.467	<2	0.21
9	2005-09-16	12 289	99.29	<10	3.3	<15	5.3	1.620	1.527	2.450	1.848	1.590	1.475	<2	0.32
10	2005-10-17	13 529	99.5	<10	3.5	<15	5.6	1.561	1.512	2.450	1.786	1.589	1.472	<2	0.38
11	2005-11-09	14 456	99.5	<10	3.0	<15	4.6	1.561	1.509	2.450	1.804	1.589	1.471	<2	0.41
12	2005-12-16	15 929	99.41	<10	3.3	<15	5.3	1.561	1.478	2.450	1.808	1.589	1.450	<2	0.43

表 2.1.5-5 2 号机组中子注量率图测量结果 (周期性物理试验)

序号	日期 年-月-日	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP /%				F_{Δ}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2005-01-26	7 310	99.6	<10	2.8	<15	4.3	1.620	1.503	2.450	1.853	1.589	1.470	<2	0.78
2	2005-02-25	8 497	99.30	<10	3.8	<15	5.8	1.620	1.520	2.450	1.877	1.590	1.482	<2	0.90
3	2005-03-28	9 750	99.37	<10	3.1	<15	4.8	1.620	1.533	2.450	1.889	1.590	1.490	<2	0.88
4	2005-04-26	10 914	99.53	<10	2.4	<15	3.8	1.620	1.539	2.450	1.883	1.589	1.486	<2	0.65

续表

序号	日期 年-月-日	能耗 MW·d/t	功率 % FP	MAP /%				F_{Δ}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT/%	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
5	2005-05-27	12 153	99.45	<10	3.3	<15	4.9	1.620	1.549	2.450	1.847	1.589	1.481	<2	0.58
6	2005-06-27	13 396	99.33	<10	3.6	<15	5.3	1.561	1.523	2.450	1.786	1.590	1.473	<2	0.62
7	2005-07-20	14 364	99.38	<10	1.8	<15	3.0	1.561	1.506	2.450	1.778	1.589	1.462	<2	0.46
8	2005-08-25	15 759	99.61	<10	2.1	<15	3.6	1.561	1.484	2.450	1.769	1.588	1.447	<2	0.54
9	2005-12-13	180	98.89	<10	3.0	<15	3.9	1.642	1.504	2.450	1.96	1.592	1.491	<2	0.97

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

2.1.6 电站化学

2.1.6.1 化学监督

2005年按照化学与放射化学技术规范的要求,圆满完成了大亚湾核电站两台机组运行、大修期间的各项化学监督任务。大亚湾核电站的 WANO 化学指标连续两年达到国际同行先进水平 1.00。2号机组第一次十年大修,即第十一次大修,化学控制取得圆满成功。2005年度还解决了一系列重大生产难题:机组大修启动过程中一回路硫酸根污染问题圆满解决,并在2号机组第十一次大修中继续实施控制成功;D2RIS021BA 硫酸根含量高原因分析及控制和处理;D1GST 冷却水电导率高原因调查及处理;D2GHE 系统化学清洗剂对油质的影响等。

1. 一回路水化学

2005年大亚湾核电站一回路水质控制良好,硼-锂和溶解氢含量严格控制在化学技术规范内,水中杂质浓度始终保持在较低的水平(见表 2.1.6.1-1)。

表 2.1.6.1-1 2005 年大亚湾核电站 1 号和 2 号机组一回路水质主要参数情况

成分	单位	含量	
		实际测量值	限值
溶解氢	mL/kg	25~38	20~50
氯离子	mg/kg	<0.02	<0.15
氟离子	mg/kg	<0.03	<0.15
硫酸根离子	mg/kg	<0.01	<0.15
硅离子	mg/kg	<0.60	<1.0
钠离子	mg/kg	<0.03	<0.2
钙离子	mg/kg	<0.01	<0.05
镁离子	mg/kg	<0.01	<0.05
铝离子	mg/kg	<0.01	<0.05

2. 二回路水化学

2005年大亚湾核电站两台机组二回路水质控制良好,通过对大修过程中影响二回路水

质的多项因素的严格控制和把关,克服了2号机组十年长大大修对二回路水质的影响,蒸汽发生器排污系统的钠含量和硫酸根含量维持在较低水平,大亚湾核电站的WANO化学指标达到世界先进水平1:00。

2005年3月至11月,DIGST系统冷却水出现电导率高及DIGST001DE树脂提前饱和现象,该异常存在发电机定子线棒因腐蚀堵塞而导致发电机故障停运的风险,也存在机组由于冷却水电导率高可能会引发对地泄漏保护动作而导致发电机故障停运的潜在隐患。经过大量数据分析、实验室模拟试验、系统验证,找到导致此问题的根本原因是:由于DIGRV005VG存在内漏,导致含有一定浓度二氧化碳的氢气通过发电机定子线棒泄漏点泄漏到定子冷却水回路中,造成冷却水二氧化碳污染,二氧化碳引起冷却水的碳酸化,从而导致了冷却水电导率高、DIGST001DE树脂加速饱和而失效。通过运行人员关闭DIGRV002VG二氧化碳供气隔离阀(双层隔离),DIGST系统冷却水电导率已恢复正常。

2005年大亚湾核电站1号和2号机组二回路水质主要参数见表2.1.6.1-2。

表2.1.6.1-2 2005年大亚湾核电站1号和2号机组二回路水质主要参数

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号机组运行天数 ($P_{11} > 30\% FP$)	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
1APG λ^+ 平均值	0.10	0.10	0.10	0.09	0.10	0.11	0.11	0.11	0.10	0.09	0.09	0.10
1APG Na^+ 平均值	0.42	0.37	0.48	0.34	0.43	0.54	0.42	0.62	0.61	0.30	0.48	0.49
1APG Cl^- 平均值	0.26	0.24	0.20	0.20	0.23	0.21	0.23	0.37	0.52	0.25	0.29	0.24
1APG SO_4^{2-} 平均值	0.76	0.72	0.63	0.50	0.45	0.59	0.62	0.71	0.54	0.74	0.84	0.79
1ARE Fe 平均值	1.83	2.11	1.48	1.48	1.54	1.65	0.92	1.24	0.95	1.50	1.24	1.80
1CEX O_2^- 平均值	1.42	1.32	1.39	0.92	0.46	0.61	0.57	0.23	0.63	0.99	1.06	1.12
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
2号机组运行天数 ($P_{11} > 30\% FP$)	31	28	31	30	31	30	31	31	25	0	0	24
2APG λ^+ 平均值	0.09	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.09	大修	大修	0.17
2APG Na^+ 平均值	0.30	0.37	0.38	0.41	0.38	0.49	0.57	0.50	0.17	大修	大修	0.95
2APG Cl^- 平均值	0.23	0.20	0.18	0.23	0.20	0.20	0.23	0.33	0.33	大修	大修	1.53
2APG SO_4^{2-} 平均值	0.84	0.68	0.70	0.68	0.35	0.60	0.67	0.87	0.64	大修	大修	1.56
2ARE Fe 平均值	2.7	2.45	1.35	0.31	1.26	1.67	2.23	1.80	2.02	大修	大修	1.84
2CEX O_2^- 平均值	1.89	1.61	1.64	1.01	0.62	0.53	0.60	0.69	0.79	大修	大修	1.91

3. 放射化学监督和控制

2005年按照放射化学技术规范要求对大亚湾核电站两台机组一回路冷却剂的放射化学定期监测结果表明,1号和2号机组一回路冷却剂的碘活度、放射性气体活度和放射性总体水平保持在很低的水平,说明大亚湾核电站1号和2号机组的燃料包壳均保持完整。

2005年对大亚湾核电站两台机组二回路的放射性监测结果表明两台机组都没有发生一回路放射性物质向二回路泄漏。

4. 油务监督和管理

2005 年按计划对大亚湾核电站的 1 号和 2 号机组主变压器、厂用变压器以及辅助变压器和联络变压器的绝缘油进行了定期的色谱及常规项目分析监测, 2 号机组厂用变压器 A 相 (D2GEV001TS) 运行时油中总烃含量在 7 月 4 日发现超过国标注意值, 8 月 30 日总烃含量最高达 202 mg/kg, 在 2 号机组第十一次大修中对该变压器进行了更换 (用备用相更换); 其余变压器的监测结果未发现异常。

2005 年按计划对两台机组的 GFR 系统抗燃油、汽轮机系统的润滑油以及重要设备循环泵、柴油发电机的润滑油进行了定期监测, 2 号机组主汽轮机润滑油主要由于氧化安定性试验 (旋转氧弹) 结果偏低, 在 2 号机组第十一次大修中更换新油 40 m³ (换油量约 1/2), 其余的油质监测结果未发现异常。

2. 1. 6. 2 淡水资源及化学系统制水

1. 淡水资源

2005 年初两水库总可用库容是历年来最低, 为确保生产、生活用水, 水务工作的重点是节水。5 月份进入汛期后因雨量大, 7 月初两水库达到满库容, 至汛期结束总可用库容净增约 390 万 m³。这为 2006 年四台机组的生产运行、岭东工程建设及人员生活提供了基本保障。2005 年度进行了岭澳水库三角堰漏水反抽, 南区生活用水三级管网整体处理, 多次进行两水库间调水。8 月份岭澳水库进行泄洪, 进行岭下水库联网工程, 南区新宿舍项目施工配合, 制定并演练超强台风的应急措施。具体库容统计数据见表 2. 1. 6. 2-1。

表 2. 1. 6. 2-1 水库可用库容统计

万 m³

月 份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
大坑水库	89.2	88.8	77.5	66.8	80.7	118.7	116.1	114.5	114.1	109.9	96.0	77.7
岭澳水库	184.9	166.6	160.0	155.3	240.6	498.5	503.7	501.4	495.9	475.6	453.7	430.0
总计	274.1	255.4	237.5	222.1	321.3	617.2	619.8	615.9	610.0	585.5	549.7	507.7

2. 化学系统制水

2005 年大亚湾核电站制水车间共处理生水约 58.5 万 m³, 生产除盐水约 11.1 万 m³, SEP 饮用水约 30.38 万 m³, 其他为循环水泵轴封用水及自用水。因 2004 年结果不具可比性, 与 2003 年相比用水量略高, 主要原因是厂区内 SEP 饮用水地下管网老化泄漏, 这使 SEP 耗量比 2003 年多约 6 万 m³, 但较 2004 年下降约 2 万 m³, 这说明 AA/AF 车间漏水点处理是颇有成效的, 需要推动厂内 SEP 地下管网改造工作。凝结水精处理系统共处理水约 26.8 万 m³, 为 2 号机组第十一次大修启动阶段水质净化和 2 号机组年度 WANO 化学指标达到先进水平提供有力保障。具体制水统计数据见表 2. 1. 6. 2-2。

表 2. 1. 6. 2-2 化学系统制水统计

m³

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	累计
SEA	41 001	37 913	43 906	41 127	45 513	44 220	34 058	45 703	50 255	50 485	51 664	53 705	584 513
SEP	20 970	19 470	25 285	21 125	25 545	25 415	31 737	25 350	25 315	31 980	26 975	24 660	303 827
SER	5 382	5 207	5 413	6 634	6 593	6 565	6 146	7 631	9 535	5 757	12 809	11 680	89 352
SEI	1 439	2 256	1 487	1 725	1 092	813	1 131	1 397	3 253	1 774	1 901	3 183	21 451

3. 大宗化学试剂消耗

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

表 2.1.6.2-3 化学试剂消耗统计

试剂	盐酸	50% 氢氧化钠	32% 氢氧化钠	三氯化铁	次氯酸钠	亚硫酸钠	氨水	联胺	磷酸三钠
SDA	50	70	-	60	10	0.6	0.2	-	-
ATL	60	40	20	-	-	-	-	-	-
SIR	-	-	-	-	-	-	33.8	13.65	0.35

2.1.7 重要机械设备运行与维护

2.1.7.1 静止机械设备

2005 年度日常生产中处理工作票 4 324 张,其中预防性维修 1 547 张,纠正性维修 1 331 张,服务支持 1 446 张。完成的重要维修工作及重大设备缺陷处理如下:

(1) D2RRM004ZV 风管破裂维修及原因分析。

(2) 完成 D2GSS251KD 等带压堵漏共 13 项。

(3) D1APA003FI 密封圈老化失效,在库存备件质量不能满足现场运行工况的情况下,重新设计加工上部封盖,采用密封垫回装,目前运行状况良好。

(4) D2GRV002VK 隔膜老化破裂,在阀门操作过程中漏油,检修该阀门必须在停机的情况下才能进行。为了不影响机组运行,在 D2GRV005VK 下游加装临时管线和临时阀门,OP0 排油时操作 D2GRV005VK 和临时阀门,避免了一次非计划停机检修。

(5) D2GSY503/504FI 日常运行失效,MSM 提出了在线更换树脂方案,在机组停机后,OP0 模拟正常运行工况进行了试验,试验获得成功,为今后正常运行在线更换树脂提供了依据。

(6) 较好地完成了巡检工作,发现多起较重大的设备缺陷,如:ASG 管道支架窜动、冷凝器碎石过滤器排污管膨胀节损坏、CTE 排氢烟囱严重腐蚀。

2 号机组第十一次大修中共收到工作票 2 957 张,其中预防性工作票 1 560 张、纠正性工作票 856 张、服务性工作票 527 张、其他工作票 14 张。在大修中处理的主要技术问题如下:

(1) 大修前利用红外线和超声波等检测手段判断功率相关阀门的密封性,使大修中这些阀门的维修更有针对性。

(2) 检查所有气动阀中性点,包括调节阀,并且加了铅封,防止气动阀中性点漂移和人员误动。对所有调节阀的 BENCH SET 值进行清查调整,确保了调节阀的性能。

(3) 针对高辐射阀门,制造专门的研磨机架机定位工具,大大降低了架机难度和人员所受辐射剂量。

(4) 采用微弧焊工艺修复工件密封面的划痕。

(5) 完成了环吊齿轮箱更换、PX 泵房反冲洗管线的更换、蒸汽发生器干燥器的拆装。首次对蒸汽发生器二次侧中心区传热管冲洗,达到了预期的目的。

(6) 大修中克服困难,完成了反应堆压力容器拓模、复式低压加热器取管工作,并且

积累了相关经验。

(7) 为了锻炼队伍, 培养自主化维修力量, 承担了一台冷凝器碎石过滤器的检修任务, 较好地完成了任务。

(8) 改造了 CET013/014VA, 并对风门进行了改造, 解决了阀门经常外漏及阀瓣与传动杆容易脱开的设计问题。

(9) 研制了逆止阀的打压工具, 以前对逆止阀只能做静态水压试验, 现在可以按行业标准进行密封性试验。

(10) 大修中首次进行了核岛蒸汽发生器、主泵阻尼器的十年在线检查工作, 为今后的检修工作积累了宝贵的经验。

(11) 大修首中次进行了冷凝器水室膨胀节和管道密封垫的更换工作, 并自主研究了一系列拆装新工艺, 开发了新专用工具。

(12) 大修中进行了常规岛 KD、DI 的全面普查和密封垫更换工作, 共检查了 27 个 KD、87 个 DI。

2.1.7.2 转动机械设备

2005 年大亚湾核电站转动设备整体运行状态良好, 预防性维修管理有效, 未出现因转动设备故障而导致降功率 100 MW 以上的检修。人因造成的重复性维修次数指标为良好 (全年共 4 次, 重复检修率为 0.09%, 目标值小于 0.4%)。全年日常执行维修工作票 4 376 张, 其中包括按时全额完成的预防性维修工作票 2 770 张。纠正性维修与预防性维修工作票之比为 0.21, 小于处级管理指标 0.9 的限值。

2005 年完成的重要转动机械维修维护有:

(1) 实施大亚湾核电站四台柴油机及第五台柴油机的预防性维修, 配合运行一处进行定期试验的月度检查, 并对 D1LHP/LHQ300CO 与中冷器的连接螺栓断裂、D1LHQ 端盖漏水等影响柴油机安全的缺陷进行了处理。大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修中, 发现部分软管拉伸量超标, 对所有柴油机软管进行了测量, 对超标部分的软管的处理正与厂家讨论解决方案。对于柴油机设备频繁出现影响柴油机安全可靠性的缺陷, MRM 成立了柴油机小组, 采取措施提高柴油机设备的可靠性。

(2) 通过执行 VVP 主蒸汽隔离阀的月度检查工作配合运行试验, 及时处理了气压、油压异常的缺陷, 消除了可能因 VVP 主蒸汽隔离阀原因而造成停机停堆的隐患。

(3) 针对 SRI 系统泵运行时振动较大易造成轴承损坏的历史遗留问题, 实施了 D2SRI201PO/D1SRI101PO 泵轴承换型的工作 (由原滚柱轴承改为滚珠轴承), 取得良好的运行效果, 并将在以后对其他 SRI 泵进行轴承的换型工作。

(4) D2LJS007VV 下游蒸汽管道发现漏汽缺陷处理: MRM 牵头组织相关部门更换 D2LJS007VV 下游蒸汽管道, 从现场实施隔离、堵漏夹具的拆除、系统排空, 到打磨、切割、焊接、探伤等复杂多部门配合作业顺利流畅, 未因接口问题耽误时间, 总共用时不到 3 小时, 妥善高效地消除了设备缺陷。

(5) 风机检修的重复性维修问题仍然比较突出, 在 2005 年的总共 22 项重复性维修中, 其中风机 8 项, 占了所有重复性维修的三分之一。MRM 在原成立的风机小组基础上, 加强了该小组的人力资源, 开始采用更耐高温的红龙皮带, 以及通过现场检修确定更合理的皮带更换周期, 并将降低风机检修的重复性维修作为 2006 年的重要改进工作。

(6) D0SAP401/402CO 空压机有时启动时出现不能自动带载问题的处理, 经过检查排

除,最终确认是卸载器结合面长期运行后结合不严,经过研磨结合面后消除了故障。

(7) 完成了 D1DEG301GF 的 15 000 小时大修,由于原 DEG 制冷机润滑油 01058054 无法采购,对润滑油进行了替代,改为 91000867,并对 5 台 DEG 制冷机的润滑油进行了更换。剩余 D2DEG201GF 的润滑油将在 2006 年进行更换。

2.1.8 继电保护

2005 年度全厂继电保护装置继续保持了良好的稳定运行状态,继电保护各项考核指标均达到良好的水平,实现了无报警、无故障运行的良好状态。

1. 全厂继电保护投入运行情况

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

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

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

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

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

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

(7) 自动重合闸装置共配置 7 套,投运 7 套,投运率 100%;

(8) 同期并网装置共配置 8 套,投运 8 套,投运率 100%;

(9) 故障录波装置共配置 10 套,投运 10 套,投运率 100%;

(10) 励磁调节装置共配置 8 套,投运 8 套,投运率 100%。

2. 全厂继电保护运行情况

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

(2) 400 kV 线路保护装置共正确动作 30 次,误动作 0 次,保护装置均保持正常稳定运行,正确动作率 100%;

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

(4) 自动重合闸装置共正确动作 28 次,误动作 0 次,重合闸装置均正常稳定运行,正确动作率 100%;

(5) 1 号机组发电机-变压器组保护装置共正确动作 0 次,误动作 0 次,正确动作率 100%;

(6) 2 号机组发电机-变压器组保护装置共正确动作 0 次,误动作 0 次,正确动作率 100%;

(7) 故障录波器应评价次数 16 次,录波完好 16 次,录波完好率 100%;

(8) 1 号和 2 号机组励磁调节装置完好率 100%。

3. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 400 kV 开关站电网保护装置运行分析

2005 年,400 kV 系统线路共发生了 14 次接地故障,其中大埔 I 线路 3 次,大埔 II 线路 11 次。前 10 次线路故障保护均正确动作跳开 0GEW151/150JA 断路器,切除故障后重合闸动作,断路器自动重合成功,线路恢复送电。2005 年 1 月 26 日 7:40,大埔 II 线路发生了 B

相瞬时接地故障，线路保护正确动作，跳开 OGEW151/150JA 断路器，由于一个检修周期大埔Ⅱ线只能重合 10 次（整定值），此次前已累计 10 次，故闭锁 OGEW151/150JA 断路器重合闸，线路没有恢复送电。电站和中华电力双方在检查相关断路器和重合闸装置正常后，将重合闸计数器清零，并手动恢复了送电。2005 年整个 400 kV 开关站电网保护及控制装置均保持正常的稳定运行状态，没有发生任何误动作或误报警的情况。

大亚湾核电站 400 kV 电网保护装置已连续 12 年保持正确动作率 100%。

(2) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2005 年，500 kV 线路共发生 1 次接地故障。2005 年 6 月 22 日 9:51，核惠线路发生 A 相瞬时接地故障，线路保护正确动作，跳开 OGEW550JA/551JA 断路器，重合闸正确动作，OGEW551JA 断路器自动重合，线路恢复送电。同时由于受到强大短路电流冲击导致了 2 号联络变压器 OGEW590TR 的重瓦斯保护动作，并将 OGEW550JA 断路器重合闸闭锁，分析原因可能是重瓦斯保护定值漂移，但拆下送到广州中试所校验其定值正确，目前已更换备件；2005 年度 500 kV 开关站电网保护控制设备总体上保持了稳定安全的可靠运行状态。

(3) 发电机-变压器组保护装置运行分析

2005 年 1 号和 2 号发电机-变压器组保护装置均保持了良好的运行状态，没有发生任何误动作或误报警的情况。保护装置已连续 7 年保持正确动作率 100%。

(4) 发电机励磁调节系统运行分析

2005 年，1 号和 2 号发电机励磁调节装置保持了良好的运行状态。励磁调节装置发挥了正常的电压和无功调节功能。

(5) 应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行分析

2005 年，4 台柴油发电机组均保持正常稳定的运行状态，柴油发电机组保护和励磁控制装置均保持稳定安全可靠的运行状态，没有发生任何误动作或误报警的情况。继续保持应急柴油发电机系统保护和励磁控制装置运行的历史最好水平。

(6) 其他系统保护和控制装置运行分析

2005 年，220 kV 保护控制装置、6.6 kV 厂用电保护控制系统、KCO 厂用电倒电系统、RAM 系统的保护控制系统等均保持稳定安全可靠的运行状态。

4. 2005 年完成的主要工作

2005 年继电保护专业主要完成了以下工作：

- (1) 全面完成了 2 号机组第十一次大修的继电保护工作；
- (2) 完成了 500 kV 的核惠线微机保护改造后的第一次全面检查工作；
- (3) 完成了 500 kV 的 1 号母线和 2 号母线的低频保护改造工作，完成了 500 kV 开关站的保护和控制装置的所有年检工作；
- (4) 完成了相关系统的保护维修程序完善和升版工作；
- (5) 完成了大亚湾核电站保护专业的正常维护工作。

2.1.9 电气设备的运行与维护

1. 电气设备的年度维护与检修

在 2005 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 1 120 项，纠正性维修工作 483 项，设备巡检 502 项，服务支持 749 项。在 2 号机组第十一次换料大修（2005 年 9 月 26 日至 12 月 5 日），即 2 号机组的首次十年大修中，共

完成电气设备预防性维修工作 482 项, 纠正性维修工作 300 项, 服务支持类工作 346 项, 改造项目 17 项; 本年度电气设备共完成 3 497 项维修工作 (巡检工作未计入)。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缺陷情况见表 2.1.9-1 所示。

表 2.1.9-1 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 号主发电机 1GEX001GE	26 kV/6.6 kV	励磁调节器	B 通道工作不稳定	通道内部板件工作不稳定	GEC-ALSTOM
2	2 号柴油发电机励磁变压器 2LHP910GA	6.6 kV/100 V	低压侧直流电阻	直流电阻超标	接触不良	ALSTOM
3	2 号主变压器	400 kV/26 kV	有载分接开关	分接开关大盖板渗油	密封老化	GEC-ALSTOM
4	2 号机组封闭母线 2GSY	26 kV	封闭母线绝缘支柱	渗水、漏气	密封和支柱弹簧失效	GEC-ALSTOM
5	辅助变压器 LGR	220 kV	009GS, 003CS SF ₆ 气室	漏气、微水含量不合格	密封老化失效	ALSTOM

2005 年, 在电气设备上完成的重大检修工作是 2 号机组第十一次换料大修。在大修中进行了 2 号发电机定子和转子的年检和试验, 进行了发电机转子的更换; 进行了主励磁机的年检和试验, 主励磁机的解体检查; 2 号主变压器的年检和试验, 主变压器三相变压器的油再生处理和脱气脱水, 主变压器三相低压套管改造; 主变压器 C 相排油内部检查并确定有载分接开关悬挂盖板密封更换方案; 厂用变压器年检和试验, 厂用变压器 A 更换及调试, 厂用变压器 B 漏油处理和厂用变压器 A/B 的油再生和脱水脱气处理; B 列厂用配电盘的年检和试验; 6.6 kV 电动机的年检、试验及缺陷处理, 主泵电动机 RCP001/003MO 更换; 辅助变压器系统 LGR 的年检和试验; 柴油发电机的检修和试验; GSY 系统的年检, 并发现和解决了封闭母线绝缘支柱渗水和 001CO (母线强迫冷却风机) 备用风机自动切换功能失效等重大缺陷。

2. 过电压防护、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2005 年, 电气处按照电站防雷接地系统的维修大纲要求, 根据防雷工作的特点, 在年初和雷雨季节到来之前完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年度检查与维护工作, 并在 2005 年 12 月前完成了对全电站防雷设施和接地装置的第二次 (下半年) 检查和测试工作。检查结果表明, 接地系统状况良好。

2) 经对核电站避雷器全年动作情况的统计, 220 kV 及以上避雷器动作共 16 次, 其中 500 kV 避雷器动作 12 次, 400 kV 动作 2 次, 220 kV 动作 2 次。由于避雷器的可靠动作, 保证了核电站系统和设备的安全运行。大亚湾核电站电气一次侧设备全年未发生雷害事故。

3) 2005 年度, 400 kV 及 500 kV 变电站设备运行工况良好。400 kV 线路发生 14 次线路单相接地故障, 除 2005 年 1 月 26 日大埔 II 线因达到重合闸闭锁次数, 不能重合, 造成大埔

Ⅱ线暂时退出运行外,开关均自动重合成功。500 kV 线路发生单相接地故障1次(核惠线 A 相瞬时接地),开关自动重合成功。全年 400 kV、500 kV 开关正确动作率 100%。全年未发生因雷击而造成的雷害事故。

(2) 过电压防护工作

2005 年核电站各级电压系统运行工况正常,全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件。系统在防护过电压能力方面保持着良好的状态,

(3) 防污工作

1) 大亚湾核电站 400 kV 和 500 kV 开关站(SF₆气体绝缘 GIS 全封闭组合电器设备)、220 kV 厂用辅助电源(SF₆气体绝缘 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 2005 年度的各种气候条件下,设备运行情况均表现良好。

2) 几年来,电气处下大力对户外绝缘子进行增爬裙改造。到目前为止,已完成了 400 kV 核深线、500 kV 核惠线和 220 kV 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 2005 年核深线、大埔 I 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规定程序进行了检查和全面的清扫。2005 年深圳地区阴雨天气较多,加上海边盐雾,大亚湾核电站四条超高压出线线路部分经常发生因污闪造成的接地故障,例如大埔Ⅱ线就达 8 次,但核电站所属的 500 kV 和 400 kV 开关站的户外设备全年未发生污闪事故。说明电站对超高压户外设备的技术改造和年度维护效果显著。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1) 2005 年 1 号发电机组因各种计划或非计划因素降功率运行,等效损失天数为 0.132 天。

2) 2005 年 1 号发电机组实际上网满发天数为 364.87 天,机组年可用率为 99.9%。

3) 2 号发电机组于 2005 年 9 月 25 日 23:10 降功率,26 日 5:30 与电网解列,开始第十一次换料大修;2005 年 12 月 5 日大修结束,并于 9:12 一次并网成功,大修实际工期 70.15 天。

4) 2 号机组 2005 年度因大修升降功率,故障等计划或非计划因素,等效损失 3.117 天。

5) 2005 年 2 号发电机组实际上网满发运行 291.7 天,机组年可用率为 79.9%。

(2) 主变压器

1) 1 号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故。1 号主变压器全年累积运行 365 天,年可用率为 100%。

2) 2 号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故。在 2 号机组第十一次大修中停运检修 16.5 天,全年累计运行 348.5 天,年可用率为 95.5%。

(3) SF₆气体绝缘变电站 GIS 和封闭母线 GIC 的运行情况

1) 2005 年,大亚湾核电站 400 kV、500 kV 以及 220 kV 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 6 次压力低报警事件,部分气室检出漏点;SF₆压力高报警 8 次,均发生于开关操作后,经现场泄压处理后,均已恢复正常。

2) 在大埔 I 线年检中,发现气室 102GS 和 104CS 微水超标;在核深、核惠线年检中,

发现 504GS 和 505GS 微水超标；对上述气室进行退出压力二段保护，排气泄压，抽真空充氮气置换，更换分子筛。然后回充合格 SF₆ 气体，测量其微水、压力均合格。经检查确认，微水超标系由于长期运行，设备老化导致分子筛失效所致。

3) 在核惠线 (500 kV) 年检时，用包扎法对 510GS (C 相) 进行查漏时，发现核惠线出线 C 相套管底座与套管的浇铸连接处有 SF₆ 气体泄漏。现场清洁底座与套管的浇铸连接处，用玻璃胶进行防水处理，并于 11 月份申请停电用备件进行更换。

4) 大亚湾核电站 GIS 开关站已在役运行了 15 年，随着运行年限的延长，开关站户外出线部分各密封部件出现了不同程度的老化，导致户外部分气室出现 SF₆ 泄漏现象，对机组安全运行构成了潜在威胁。如核惠线 510GS，大埔 I 线 A/C 相出线套管底部法兰拆开后发现，法兰面腐蚀严重，表面有大量结晶状残留物，经分析后认为是由于雨水从瓷瓶浇铸面渗入法兰面后造成的。

针对这一情况，为消除威胁电站安全运行的隐患，电气处制定了对所有户外 GIS 密封件进行更换的计划。并按计划于 2005 年 11 月 12 日至 11 月 26 日，对大埔 I 线全部户外密封件进行了首批更换。同时，将定期用密封胶对套管浇铸面进行防水处理这一重要经验反馈编写到线路检修程序中。

(4) 厂用 6.6 kV 系统

1) 2005 年，发生一起 6.6 kV 2LGC602 开关跳闸，初步分析认为是由于合闸线圈长期励磁老化、过热开路所致。用备件更换后，对损坏开关进行解体检查，查找根本原因。

2) 在 2 号机组第十一次大修中发现：D2LGC601 接触器合闸线圈直流电阻阻值高，用合格备件更换；检查原合闸线圈，发现外绝缘严重老化。

3) 其他 6.6 kV 开关设备和母线运行工况良好，未发生系统障碍或故障事件，保持了良好的可用性。

(5) 6.6 kV 电机

2 号机组第十一次大修中对 23 台 6.6 kV 电机进行了年检，其中两台进行了解体检修。检修中未发现主绝缘缺陷，但发现防潮加热器损坏，接线端子排损坏，膛内有过多润滑油，风扇罩腐蚀等缺陷共 4 台。两台更换了新电机，其余处理了缺陷，现场修复后投入运行。说明经过十年的运行，由于绝缘老化、机械磨损等原因，结构上的缺陷有增加趋势，应加强巡检和状态观察。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项 (NCR) 的处理情况

2005 年电气处共发出 NCR 报告 103 份，目前电气设备主要不符合项进展情况如下：

1) NCRMEE03033A

在 2 号机组第九次大修中对 2APA001M0 进行电机解体检查时发现，电机进线端子箱 A/B 相锥形紧固插头磁绝缘套管断裂，当时无合适备件，2 号机组第十一次大修中用原型备件更换。

2) NCRMEE04104A

2 号机组第十次大修中，对 2LHP910GA 的励磁变压器 932TS 进行年检时，发现低压侧三相直流电阻不平衡系数超标（不平衡系数最大为 4.7%）。目视检查和确认励磁变压器低压绕组引线无过热变色现象，变压器罩内无异味；变压器低压绕组绝缘电阻为 1.8 GΩ，绝缘良好；与前年直流电阻值比较，无显著变化；因而决定投入运行继续观察。2 号机组第十

一次大修中, 拆开励磁变低压侧连接板, 发现接触面有油漆残留, 致使接触电阻增大, 造成电阻测量不平衡系数超标。经对所有连板打磨处理后, 重新测量电阻合格。

3) NCRMEE04142A

2号机组第十次大修时, 发现发电机密封瓦持环上测量内油栏绝缘的导线不明原因断裂。因无备件, 故暂加工密封堵头封堵励侧密封瓦持环贯穿孔。2号机组第十一次大修中, 用备件更换, 泄漏试验合格。

4) NCRMEE04161A

2号机组第十次大修中进行 RCP 主泵年检时, 测得 1 号主泵电动机运行时轴电压为 216.9 mV, 2 号主泵电动机运行时轴电压为 213.6 mV, 按规程标准应为 50 ~ 200 mV, 测量结果均超标。经征询厂家意见, 法国专家认为 1 V 以下都可以接受; 且测量电动机轴承绝缘合格, 因而决定投入运行, 下次大修电动机停运前, 测量轴电压, 跟踪其发展趋势。

2号机组第十一次大修时测量轴电压, 1号主泵为 215 mV 无发展, 2号主泵为 175 mV 合格。

5) NCRMEE05061A

2号机组第十一次大修 2LHQ 保护年检时, 发现绝缘监视继电器 411XK 的辅助设备 401CD 按图纸所示外部接线, 其内部接线不能满足 411XK 继电器的绝缘监测原理。经技术部门确认后, 在现场实施了更改接线, 将接地线由“3”改为“6”接点接地。更改接线后, 测量 411XK 的一段和二段报警定值, 二段保护动作定值及对应动作时间; 柴油机启动期间, 跟踪 411XK 工作状况均无误。同时发出 ESR, 申请更改图纸。

(2) 主要变压器异常工况处理

1) 2号厂用变压器 A 油总烃量和介损超标处理

2004 年 2 号厂用变压器 A 存在油总烃量和介损超标的隐患, 曾一度限制负荷运行。此次 2 号机组第十一次大修中, 用备用厂用变压器更换了厂用变压器 A。更换后, 各项试验均合格。并同时进行了厂用变压器 A 中性点柜的彻底防腐。

2) 2号主变压器三相低压套管改造

大亚湾核电站主变压器低压侧软连接过热一直是影响主变压器可靠性的不利因素。1 号机组第十次大修中对 1 号主变压器 6 只低压套管进行了改造, 运行效果良好。2 号机组第十一次大修中, 也对 2 号主变压器 6 只低压套管进行了改造, 更换了更大通流容量的铜质套管, 并且加长软连接, 取消了中间过渡板, 使低压套管端头直接与封闭母线出口软连接相连, 减少了两个接触面。至此, 影响大亚湾核电站主变压器可靠性的低压软连接过热问题彻底解决。

3) 2号主变压器低压套管盆式绝缘子损坏处理

2号机组第十一次大修中发现, 2号主变压器低压套管盆式绝缘子的密封损坏。拆下原密封垫, 发现外沿有多处裂口, 并且缺乏弹性。初步分析认为是运行多年长期经受压缩空气吹扫应力老化所致。此次大修更换了损坏的 A 相 X1 仓, B 相 X1 仓, C 相 X1, X2 仓盆式绝缘子的密封垫。

4) 2号主变压器有载分接开关漏油处理

2005 年运行巡检中发现, 2号主变压器有载分接开关大盖板处漏油, 2号机组第十一次大修时, 打开 A, B 相盖板, 发现密封垫已完全老化, 失去弹性。A, B 相运行多年, 分接开关盖板密封没有进行过更换, 密封老化损坏。用新密封垫予以更换, 检验不漏油, 密封

合格。

主变压器 C 相的分接开关结构与 A, B 相不同, 分接开关盖板与其油室铆接, 不能打开。更换盖板密封, 必须将变压器本体油排空, 将有载分接开关切换装置支撑。由于准备不充分, 风险较大, 且 C 相变压器 2002 年 3 月才投入运行, 未发现有渗漏油现象。因而决定 C 相盖板密封暂不更换, 在运行巡检中加强监视, 但确定了更换方案, 在下次大修中更换。

5) 辅助变压器 (LGR) 气室泄漏处理

2005 年 9 月 7 日, 主控制室出现 0LGR050PW 压力低报警, 现场检查发现避雷器气室 (LGR009GS) B 相下端法兰漏气, A, C 两相压力正常, 没有发现漏气点。2 号机组第十一次大修时, 对 LGR 所有气室的压力和微水进行了检查, 又发现 LGR006GS, 003GS 有泄漏。初步分析认为泄漏原因是因盐雾腐蚀和长期运行自然老化, 导致分子筛和密封局部失效。更换了 LGR006/003GS 的分子筛和密封件, 恢复后测量气压、微水均合格。

(3) 发电机异常工况处理

1) 发电机回装前侧大端盖发生撞击事件处理情况

2 号机组第十一次大修时, 回装 2 号主发电机前侧大端盖时, 在调正端盖过程中, 拉断端盖底部一个临时固定螺栓, 另一螺栓损坏, 大端盖弹起, 定子端部绝缘受到外力撞击。这次撞击事件是由于回装作业违章操作所致: 端盖微调时不应使用吊车, 而应使用手扳葫芦; 端盖未调正到位前不应装螺栓, 而应使用定位销。为检查定子线棒受到外力撞击的后果, 电气处对定子端部进行了内窥镜检查和直流泄漏试验, 检查结果无异常, 绝缘良好。经过专家会议讨论评估, 认为定子绝缘未受到损伤。对端部进行清理后, 回装大盖。

2) 1 号发电机端电压、转子电流异常波动处理情况

2005 年 9 月 12 日运行人员发现 1 号发电机无功、端电压、转子电流同时异常波动, 主控制室有 GEX007AA 通道失配报警信号。电气人员立赴现场进行排障。经检查发现, AVR070MB 电位器在 58% 至 63% 区间滑动及 47 号端子接触不良。电气人员将 AVR070MB 从 63% 调至 55% 后, 070 MB 与 070 MA 在 58% 位置保持相对稳定。9 月 14 日, 通道 B 的平衡指示器指针摆动, 发电机转子电流在 3 900 ~ 200 A 之间波动, 转子电压在 360 ~ 460 V 之间波动, 发电机转子温度在 70 ~ 140 °C 之间大幅波动, 同时发电机无功和端电压也在波动。电气人员再次检查确认, 070MB 电位器接触不良, 将 070MB 电位器更换后, 发电机端电压、转子电流、电压及温度和无功仍异常波动。电气人员随之将通道 B 退出运行, 异常波动消失。因此, 认为导致异常波动的原因在 B 通道的励磁调节回路。进一步检查发现, B 通道电压综合放大器输出信号在 A, B 通道输入信号相同的工况下有较大的偏差; 而且, B 通道电压综合放大器输出零电位时, 调节器输出不稳定, 怀疑是电压控制电路板工作性能不稳定。准备更换该板时, 异常波动消失。跟踪观察, 故障没有再现。

励磁电压调节器 B 通道工作性能不稳定, 会导致发电机端电压、转子电流、温度等的异常波动, 严重情况下会导致 B 通道跳闸, 降低发电机的可靠性。针对这一运行隐患, 准备在 1 号机组第十一次大修中, 更换 B 通道不稳定的电路板和电路元件, 并发出了 ESR 申请, 启动对励磁电压调节器的换型改造工作。

5. 高压技术监督管理工作

2005 年共提出维修大纲修改意见 70 项, 维修程序修改 750 份。

2005 年 MEE 按照电气设备巡检大纲, 加强了巡检力度。2005 年度, 共进行巡检工作 502 项, 在巡视中发现了多起设备问题和隐患, 并及时修改巡检大纲。

2.1.10 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2005年影响发电机组可靠性的主要因素有:

(1) 1号发电机励磁调节器B通道工作不稳定,导致发电机端电压、无功、转子电流、温度异常波动。已决定在1号机组第十一次大修中更换不稳定的电路板件,并发出ESR,启动励磁调节器改造工作。现监视运行。

(2) 1号发电机定子水系统除盐树脂饱和,除盐器出口导电率达到 $0.36\ \mu\text{s}/\text{cm}$,定子冷却水主回路水电导率上升到 $0.5\ \mu\text{s}/\text{cm}$,而且更换树脂不到半年,又发生树脂饱和。经查找分析,确认为D1GRV005VG存在 CO_2 内漏所致。

2005年,1号和2号发电机组的年可用率分别为99.9%和79.9%(2号机组有一次历时70.15天的十年换料大修)。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统GEV主要包括升压主变压器系统和厂用降压变压器系统。2005年影响GEV系统可靠性的主要因素有:

(1) 2号主变压器有载分接开关盖板密封处渗油。2号机组第十一次大修检查发现,因长期运行,密封件老化。现2号主变压器A、B相分接开关盖板密封已更换,C相因结构不同,没有更换。但C相因投入运行时间不长,密封状态良好。现已确定更换方案,下次大修更换。

(2) 2号机组厂用变压器A油色谱、介损超标。2号机组第十一次大修已更换新厂用变压器A。

2005年1号机组、2号机组GEV系统可用率分别为100%和95.5%。

3. 400 kV 和 500 kV GIS 开关站的可靠性

2005年,电站400 kV以上避雷器运行状况良好,全年动作次数为14次。0GEW系统 SF_6 气室全年共出现压力低报警6次,压力高报警8次,均及时处理恢复正常。400 kV/500 kV GIS气室维护完好率为100%。各出线计划性停电检修3次(其中500 kV核惠线1次,500 kV核深线1次,400 kV大埔I线1次)。2005年,400 kV线路共发生14次单相接地故障,除其中1次因重合闸次数达到10次,重合闸功能闭锁不能重合外其余均自动重合闸成功;500 kV线路发生单相接地故障1次,雷击跳闸1次,均自动重合成功。2005年,400 kV,500 kV高压开关正确动作率为100%。

2005年,影响400 kV和500 kV开关站可靠性的因素有:

(1) 大亚湾核电站GIS开关站已在役运行约15年,随着运行年限的增长,开关站户外设备部分密封部件出现了不同程度的老化,导致户外部分气室出现 SF_6 气体泄漏现象,如核惠线、大埔I线都在年检检出出线套管底部法兰密封处漏气,有漏气就有潮气渗入,潮气可侵入法兰,造成 SF_6 气体微水含量升高,直接威胁开关站的运行可靠性。针对这一隐患,电气处制定了逐步更换开关站户外密封件的计划,并在2005年度,对大埔I线进行了首批更换。同时,把定期用密封胶对户外套管根部浇铸面进行防水处理,反馈到线路维修程序中。

(2) 核深线保护年检中发现主保护跳闸接点阻值偏大,0GEW150/152JA重合闸装置的相关继电器接点电阻阻值不合格。分析继电器接触电阻变大的原因可能有粘有灰尘、触点氧化、绝缘材料老化、有机材料挥发吸附在触点。这些原因都说明由于运行时间长,元件已有

老化迹象, 现已着手进行改造。2005 年核惠线改造已完成, 其他线路也计划逐年改造。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

2005 年 220 kV 辅助电源系统不可用次数 1 次: 在 2 号机组第十一次大修中, LGR 系统从 2005 年 10 月 29 日至 10 月 30 日期间停电检修, 历时约 43 小时, 主要工作为 LGR 线路检修, 所有气室的微水压力检查, 所有地刀、隔离地刀检查以及保护和断路器的传动试验。

LGR 系统全年可用率为 99 %。

2005 年影响 2LGR 系统设备可靠性的主要因素有:

(1) 部分气室的泄漏、微水超标, 已在 2 号机组第十一次大修中处理合格。

(2) 部分 CT 法兰的压敏电阻存在开裂, 老化现象。

(3) 部分继电保护元件有老化迹象, 如有载调压开关控制继电器、温度开关等。2 号机组第十一次大修中也进行了更换。

5. 6.6 kV 厂用电系统的可靠性

2005 年大亚湾核电站中压 6.6 kV 电气设备运行情况良好, 全年无绝缘故障发生。

2 号机组第十一次大修中, 发现了几例 6.6 kV 接触器合闸线圈直流电阻超标和合闸线圈外绝缘老化, 均已用备件更换。

6.6 kV 开关保护试验均合格, 2005 年 6.6 kV 开关可用率为 100%。

6.6 kV 中压电机虽然全年无重大绝缘故障或设备损坏事件发生, 但在运行中和 2 号机组第十一次大修中发现有些设备缺陷, 主要有: 2GGR004MO 端子排损坏和端盖过热, 2RRA001MO 加热器损坏, 2EAS001MO 加热器损坏等等。说明大亚湾核电站设备经过十年的运行, 由于绝缘老化和磨损等因素, 本体结构上的缺陷有增多趋势。

6. 6.6 kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

大亚湾核电站每台机组的两台 6.6 kV 应急柴油发电机组 (LHP/LHQ) 是电站最后一道应急供电电源。2005 年, 1 号和 2 号机组柴油发电机不可用时间总计 29.32 小时·列, 其不可用率为 0.08%, 2005 年 LHP/LHQ 系统不可用率目标值为 0.2%。近几年柴油发电机组不可用率的统计结果见表 2.1.10-1。

表 2.1.10-1 柴油发电机组 LHP/LHQ 年不可用率

%

年 份	1 号机组 (LHP/LHQ)	2 号机组 (LHP/LHQ)	综合统计	目标值
1999	2.20	0	1.10	0.50
2000	0.10	1.60	0.80	0.50
2001	0.17	0.10	0.16	0.40
2002	0.05	0	0.03	0.30
2003	-	-	0.17	0.20
2004	-	-	0.05	0.20
2005	-	-	0.08	0.20

2005 年影响柴油发电机系统可靠性的因素主要有:

(1) 1 月 18 日至 19 日 2LHP430CE 故障跳闸及接线松动处理, 不可用 7.58 小时。

(2) 1 月 25 日根据经验反馈检查发现 1LHQ420CE 接线松动处理, 不可用 1.89 小时。

- (3) 5月26日处理 1LHP 冷却回路漏点, 不可用 9.17 小时。
- (4) 7月4日 LHP 更换启动空气阀的断裂螺栓, 不可用 2.48 小时。
- (5) 更换 1LHQ754FL、更换 V 形槽水逆堵板 O 形环等, 不可用 8.2 小时。

7. 直流电源、逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

电厂直流电源系统有 230 V、125 V、48 V 和 30 V 共 4 个电压等级, 及与其相关的直流母线配电盘 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组 (BT) 和逆变器等组成。2005 年直流系统运行稳定, 未发生故障或设备损坏事故。

但是, 在 2 号机组第十一次大修中也发现直流电源系统一些元器件老化现象, 如: 2LNE001DL001CT 卡件上稳压管严重老化过热损坏, 2LNB001DL 控制引线绝缘外套老化脱落等等, 都影响着直流系统运行的可靠性。这些缺陷, 均在 2 号机组第十一次大修中处理更换。

大亚湾核电站蓄电池的改型更换工作在按计划进行, 年度放电工作已全部结束, 合格率为 100%, 放电时间都在 100 分钟以上。2005 年, 直流系统的设备可用率为 100%。

2.1.11 仪控系统设备运行及评价

1. 总体评价

(1) 核岛控制保护测量系统

核岛控制测量系统 (KRG Bailey 9020) 总体状态良好。2005 年纠正性维修量方面, 除出现 6 次 ZO 板件漂移及 1 次 RCV406ME 保险松动故障及试验开关切换故障外, 系统的故障很少。KRG 保护通道的可用性是通过周期为两个月的 SIP 试验来验证, 2005 年定期试验 (SIP 试验) 合格率为 100%。

堆外中子注量率测量系统 (RPN) 在 2005 年出现了由于大选通道故障引起 R 棒波动, 除此之外没有特别重大的维修工作。全年的纠正性维修行动次数保持在比较低的水平 (全年纠正性维修次数不超过 10 次)。周期试验合格率为 100%。

棒控系统 (RGL) 由棒控系统和棒位测量系统两部分组成。2005 年纠正性工作票量比 2004 年大幅减少 40% 左右, 但仍较多, 2005 年 RGL 系统故障总票数为 58 张, 故障点仍然比较集中, 其主要集中在测量通道的 MCP22 板件试验开关接触不良、控制系统板件因元器件老化引起的显卡及逻辑输出输入量板件故障引起的机柜自检故障等问题上 (约占整个维修量的 47%)。虽故障偏多, RGL 系统上并没有出现重大设备故障, 总的来说, RGL 系统能够实现其设计功能。

RPR 反应堆保护系统除 DIRPA533CRK 逻辑卡中第 5 通道输出整流二极管中的一个故障, 引发 RPA760AA 报警外, 全年该系统工作非常稳定。以前一直存在的 RPR 试验开关触点接触不良的问题, 经过每次大修检查试验开关触点的接触电阻, 并更换接触电阻偏大的开关后, 因试验开关造成的试验中断的次数大幅减少。

(2) 常规岛控制测量系统

经过对以前经验总结及有效反馈, 2005 年 GRE 系统除在 2 号机组第十一次大修停机期间出现一次 GRE 阀门异常关闭事件 (2GRE006VV) 和一次 2GRE 因 MULDOC 故障引起上位机退出运行外, 没有发生重大故障。关于阀门误关问题, 经过分析认为是阀门长期处于开启状态引起阀门机械卡涩引起的, 整个阀门的调节、控制回路及设备均正常。GSE 系统方面, 除在 2 号机组第十一次大修停机期间出现 2GSE006VV/2GRE002VV 因电磁阀卡涩不能关闭

故障外,没有其他纠正性维修工作。2GSE006VV/2GRE002VV 电磁阀卡涩原因,确认为电磁阀长期未动作在电磁阀的阀芯部位产出油膜卡涩引起,故障根本原因与 GRE006VV 误关一致。为此,电站已经确定每三个月执行一次 GRE ON LOAD TEST 试验。

2004 年完成了 API/APA 系统控制板件的改造,经 2005 年一年的验证,新设备的稳定性较好,故障数量已经大幅下降。

汽轮机监测系统(GME)的故障点目前是阀位测量系统漂移问题,经过上几轮大修对就地电容接线进行焊死后故障明显减少,但还是发生了几起。由于就地环境较差(温度偏高),电容很容易出现品质变差从而出现测量漂移。作为维修只有尽量减少接触电阻和加强电容品质检查并以定期更换电容的方式来缓解故障出现的频度。而一旦出现了漂移,功率运行情况下可以通过对测量板件零点进行简单调整来临时解决。其他方面除有几起 GME 试验开关接触不良外,无突出的故障。

(3) 电站工业计算机

2005 年比较突出的问题是 KIT 与 RIC/RPN 的通信不稳定问题,同时 KIT 死机及不能双机运行问题也比较突出。由于电站工业计算机已经使用了 10 年,备件及设备老化引起的偶发故障问题日益严重,电站在积极处理现有故障的同时推动工业计算机的改造工作。目前改造工作进展基本顺利,相信改造后电站的工业计算机能够适应电站运行的要求。

(4) 消防探测系统

消防探测系统 2005 年与 2004 年相比故障数量很高,有 205 张工作票,几乎是 2004 年工作票量的 2 倍(2004 年全年共发生约 110 张火警系统的维修工作票)。故障类别中,火警系统故障报警约占总量的 65%,火警误报警约占总量的 35%。分析其根本原因在于现场的火警探测器大都在线运行十多年,设备已经老化,同时缺乏预防性维修。

经过 2005 年下半年现场处理经验总结,仪表计算机处已经成立专门的火警系统问题处理小组(工业安全科及工程改造部门共同参与),并制订了一整套方案,将在 2006 年对现场所有的火警探头及回路进行全面整治性维修(维修内容包括:更换探头、更换终端电阻/电容、添加增进接触效果的触点开关及检查就地端子接线/模块/底座等),同时推动预防性维修工作及早实施。

但是由于电厂的火警系统是早期产品,并且离子型烟感探头是带放射性的,厂家已经不再生产同类产品,故备件问题日益突出。因此即使做了上述的整治性维修及执行预防性维修后,也只能维持火警探测系统几年的正常运行。仪表计算机处正在推动部分备件仿制工作及火警探测系统的改造。

(5) 变送器

2005 年包括核岛使用的 8000 系列和 6000 系列以及常规岛使用的 1151 系列和 FISHER 浮筒系列变送器仍然很稳定,但是 GSS/ADG 系统上的 1151 变送器与 FISHER 变送器测量偏差问题虽然经过处理,偏差依然存在。2004 年提出关注的 8000 系列和 6000 系列变送器备件问题,已经通过采购战略备件及试用 ROSEMENT 1154 型产品初步解决,但仍须跟踪。目前需要关注的问题是常规岛所使用的 FISHER 变送器备件问题,目前已经不能采购到整体备件,随着设备故障的增加,备件问题将日益突出。

(6) 气动阀门执行机构

气动阀门故障集中两方面:一个是 ARE 主给水阀 E/P 漂移造成大流量、小流量阀切换时无法完全关闭大流量阀的老问题。缓解方式是在每次停机降功率时手工调整 E/P 零点,

而最终解决方法是做改造。目前改造已经立项，正在评价中。另一个问题是常规岛调节阀因长期运行或阀门阀杆转动，引起定位器反馈杆偏转、断裂、脱落造成控制异常，并最终导致设备隔离，甚至引起一回路瞬态风险。目前电站已经出版阀门反馈杆安装规范，同时正在研究和现场实施相关改造，如对 GCT 121/117VV，改变限位开关的安装方式后就可以避免阀杆转动对阀位信号的影响，现场实施后收效良好，并将逐步在四台机组上实施。

(7) 显示仪表和记录仪

显示仪表在 2005 年运行比较稳定，没有出现比较突出的问题。对于一些备件缺乏的记录仪也正在逐步进行改造。

2. 几个遗留问题的解决

(1) 仪控设备的老化问题

随着时间的推移，电站仪控设备的老化问题将会日益凸现出来。为此，在大亚湾核电站第十次大修普查的基础上，在 2 号机组第十一次大修期间，对电站核安全及设备可用性相关的故障率较高的设备进行了国内核电领域的首次老化处理。老化处理涉及的范围包括：SIP I/II 组电源整体更换，核岛 KRG 试验切换开关板件整体更换及主控制组切换开关检查，核岛 KRG ZO/ME/RG/MU 板件跳线检查、焊接及部分更换等。RGL EEC 柜电子板件中电容、二极管、手拨开关、光电隔离器更换和 MCP22 更换，常规岛 KRG 机柜电源全体更换，常规岛 M 系列控制板件电容更换，常规岛部分一次保护仪表更换，KIT 电源板件电容、二极管及功率管更换等，一共涉及 916 个板件或设备。其中最为重要的是，在这次仪控设备的老化处理过程中，建立起来了一整套核电站仪控设备老化处理的流程、标准和方法，是国内核电站行业方面的一个开创性的工作。

自 2 号机组第十一次大修结束、机组正常运行近两个月以来，经过老化处理的仪控设备工作稳定，与以前相比，故障明显降低很多。

(2) 汽轮机胀差、GRE/GSE 阀位漂移问题

经过 2 号机组第十一次大修处理，确认引起汽轮机胀差波动的主要原因不在于气温变化，而在于谐振回路电阻变化（主要是电容处接点电阻）。经试验验证，其变化率可达到 2.20% (0.1 Ω)。为此，在 2 号机组第十一次大修期间对更换测量回路信号接线鼻子、更换就地端子排及重新布线以减少谐振回路内信号接点数目。经过大修后两个月的验证，经过处理的各参数变化较小，但仍未完全消除，还须继续跟踪。

2.1.12 燃料循环及燃料管理

大亚湾核电站两台机组已经开始长周期运行。1 号机组在 2005 年全年没有进行换料大修，2 号机组在 2005 年下半年进行第十一次换料大修。

由于发电计划临时变更，导致 2 号机组小范围内的紧急换料设计。

NNSA 在 2005 年对换料设计安全评审提出了更严格的要求。

1. 大亚湾核电站 2005 年燃料管理

(1) 1 号机组

1 号机组在 2005 年全年没有进行换料大修。但在 2005 年年底已经开始 1 号机组第十二循环的堆芯换料设计。

(2) 2 号机组

2 号机组第十一循环的停堆燃耗为 17 029 MW·d/t。与原设计相比，产生弃料 50 EFPD。

现场进行的防硼误稀释改造，冷、热停堆工况的控制棒位置（安全棒在堆芯外，其他控制棒在堆芯内）因素改造影响 FSAR 和 RSAC (Rev. E)，也影响 HADES II 模型和安全评价。这些因素在换料设计中都已经考虑了。

按照换料合同，NPIC 按时提交 LPER。但 2005 年 8 月，发电计划进行重大调整，2 号机组第十二循环对发电需求从 472 EFPD 提升到 483 EFPD。根据 2005 年 8 月 23 日版 DNMC 五年发电计划，电站要求改变装载方案，导致小范围紧急换料设计。

2 号机组第十二循环组件使用情况：富集度为 4.45% 的 64 组 AFA-3G 新组件（24 组含 8 根钆棒和 40 组含 20 根钆棒）。5 组旧组件来自第十循环，包括中心组件 H08 (Cycle 10: E02) 和 E08 (Cycle 10: P11) 及其对称位置的组件。其余旧组件来自第十一循环，其中 4 组旧组件第 4 次入堆 (H01, H15, A08 和 R08 第 4 次入堆)。

堆芯装载方案见图 2.1.12-1。

2 号机组第十二循环堆芯设计特点：

- 1) 设计循环长度 483 EFPD；
- 2) BOL HZP ARO 状态下的温度系数 MTC 为负；

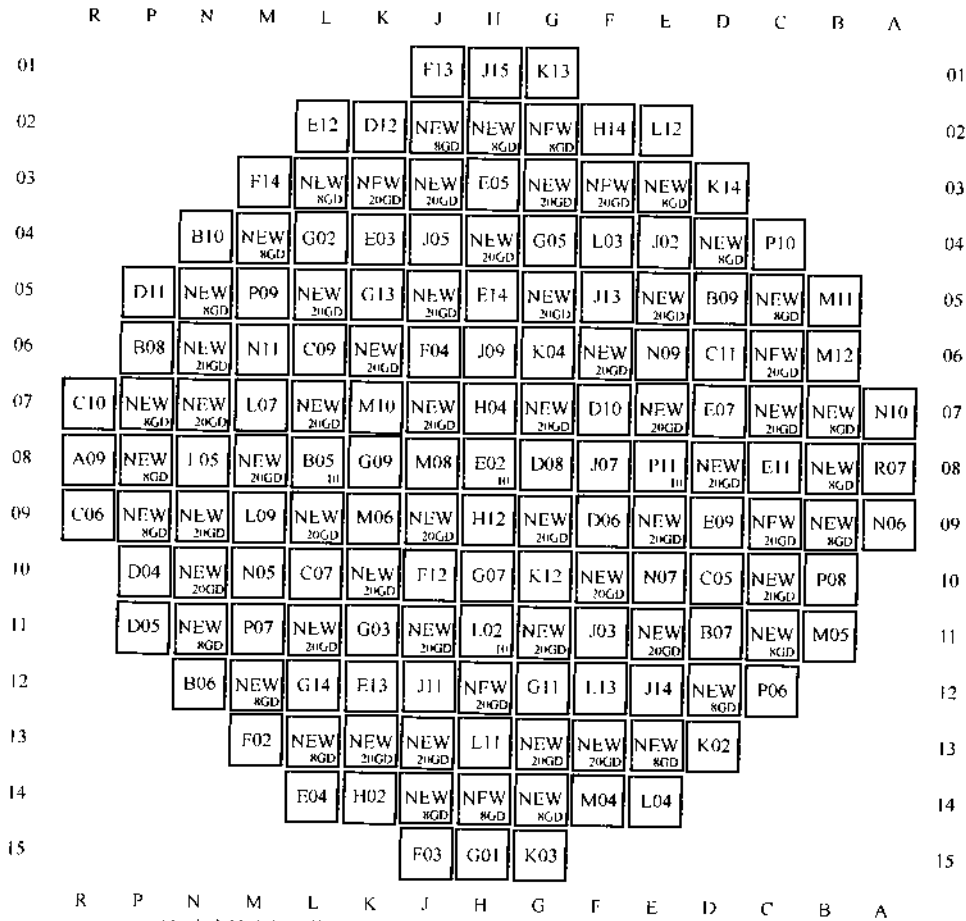


图 2.1.12-1 大亚湾核电站 2 号机组第十二循环堆芯装载方案

- 3) 最大组件燃耗小于 52 000 MW·d/t;
- 4) 根据上循环堆芯跟踪数据, 本循环设计没考虑堆芯功率象限倾斜抑制;
- 5) 组件最大出口温差大于 32 ℃;
- 6) 防硼误稀释改造影响堆芯设计;
- 7) 冷、热停堆工况的控制棒位置为安全棒抽出, 调节棒在堆芯。

本循环的换料设计审查, DNMC 的核设计工程师第一次自主设计了 NDR, SPTR、BFR 和 IDR 四份报告, 并在收到 NIPC 正式报告电子版之前就已经在 DNMC 内部生效。

2. 其他与燃料管理相关事件

2005 年与燃料管理相关的事件:

(1) 技术支持程序《换料设计审查及实施》生效。第一次以程序的方式规范和控制燃料管理科的换料设计审查工作。

(2) 新组件 YQ013F 返回宜宾燃料元件厂维修成功。

3. 核燃料操作活动管理

大亚湾核电站 2005 年的核燃料操作活动主要包括 2 号机组新燃料接收, 2 号机组大修换料, 以及两次乏燃料运输期间的核燃料操作活动。

(1) 燃料接收

2005 年 7 月 26 日至 7 月 30 日, 2 号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的 AFA-3G 新组件 68 组, 富集度为 4.45%, 其中 64 组存放在乏燃料水池, 4 组存放在干贮存间。新燃料组件接收完成后, 还将 2 号机组干贮存间的 1 组受损组件 YQ013F 装箱, 返厂维修。

(2) 大修换料操作

大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修换料操作时间是 2005 年 10 月 4 日至 11 月 21 日。此次换料使用了改造之后的 PMC 系统, 实现了新换料机的全自动卸料和装料。

2 号机组大修换料的具体操作时间见表 2.1.12-1。两台机组历次大修换料操作的卸料用时和装料用时统计见表 2.1.12-2 和表 2.1.12-3。

表 2.1.12-1 第十一次大修换料操作时间统计

项 目	2 号 机 组
卸料前 F PMC 41 试验	23 (含 PMC 实操培训及换料机维修调试时间)
卸料	48
相关组件倒换及变形检查	64
装料前 F PMC 41 试验	5
装料	50
堆芯照相	2.5

表 2.1.12-2 历次大修换料操作的卸料用时

机组	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第四次大修	第五次大修	第六次大修	第七次大修	第八次大修	第九次大修	第十次大修	第十一次大修
1 号机组	82	69.5	78	72	93.5	61.5	53.5	56	58	74	-
2 号机组	72	78	69	74	69	65	58.5	55.6	53	75	48

表 2.1.12-3 历次大修换料操作的装料用时

h

机组	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第四次大修	第五次大修	第六次大修	第七次大修	第八次大修	第九次大修	第十次大修	第十一次大修
1号机组	99.5	79	103	86	69.5	74	73	77	60	66	-
2号机组	89	150.5	81	86.5	81	78	64.5	75.3	51	63	50

在 2 号机组大修中还进行了乏燃料组件变形检查，具体内容如下表：

表 2.1.12-4 2005 年大亚湾核电站乏燃料组件变形检查情况

机 组	2 号 机 组
检查时间	2005 年 10 月 22 日
检查组件	常规检查：YQ00X4, YQ010F 弯曲测量：YQ00SF, YQ00WC

(3) 乏燃料运输

2005 年大亚湾核电站共进行了两次乏燃料运输，完成 4 罐乏燃料运输容器的装料，运出乏燃料组件共 104 组，其中 1 号机组运出 78 组，2 号机组运出 26 组。

第一次乏燃料运输从 2005 年 4 月 6 日开始，5 月 8 日结束。其中分别于 4 月 10 日和 4 月 20 日进行了 1 号机组共 52 组乏燃料组件的装料。

第二次乏燃料运输从 2005 年 7 月 6 日开始，7 月 26 日结束。其中 7 月 10 日进行了 2 号机组 26 组乏燃料组件的装料，7 月 19 日进行了 1 号机组 26 组乏燃料组件的装料。

2005 年大亚湾核电站 1 号和 2 号机组乏燃料运输概况如表 2.1.12-5 所示：

表 2.1.12-5 2005 年大亚湾核电站乏燃料运输概况

组

	1 号机组	2 号机组	总和
2005 年 4 月	52	0	52
2005 年 7 月	26	26	52

在两次乏燃料运输装料之前，1 号机组进行了 15 组待运输组件的控制棒倒换操作。在第 2 次乏燃料运输结束之后，1 号机组还进行了乏燃料组件移位操作，将贮存水池内不再复用而需要在水池中长期贮存的 15 组乏燃料组件转移到邻近装罐池的 X01 ~ R06 区域，为今后的大修换料腾出了更多可用的燃料贮存格架。

4. 燃料厂房乏燃料贮存水池库存

截至 2005 年 12 月 31 日，大亚湾核电站两台机组燃料厂房乏燃料贮存水池内的库存见表 2.1.12-6。

表 2.1.12-6 燃料厂房乏燃料贮存水池内库存

件

种 类	1 号 机 组	2 号 机 组
乏燃料组件	422	488
假组件	1	1
模型组件	1	0
适配器	0	3
可燃毒物贮存盒	7	8
指套管贮存盒	0	1
其他	0	1*
空燃料格架	264	196
可用燃料格架	264	196

注：位于 R31 位置的 1 个阻力塞 YQBN07C 及组件 YQ00X9 的上管座。

5. 核材料管制

(1) 2005 年度核材料衡算报表

2005 年，核材料衡算工作方面坚决贯彻和执行账务工作“完整、正确、及时、规范”的八字方针，按要求使用国家核材料衡算通用软件《件料衡算账目管理软件》，完成并向核管办上报 2005 年 4 个季度核材料衡算报表和软盘，2005 年 4 月和 7 月乏燃料外运交接统计报表，以及组件 YQ013F 运回宜宾核燃料元件厂返修的交接统计报表。

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

(2) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了 1 号和 2 号机组第十一次换料用组件接收、贮存以及装卸料等工作。并且在卸料后对 2 号机组乏燃料水池进行了实物盘存，装料后进行了堆芯照相。实物盘存和堆芯照相表明，2 号机组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。堆芯照相工作也验证了实际的装料与堆芯装载图的一致性，包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件的正确性。

(3) 乏燃料管理

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

6. 组件订货与其他工作

2005 年 6 月，由 DNMC 召集 NPIC，Framatome 和 YFP 进行四方会谈，就大亚湾核电站换料设计合同达成补充协议。有效调解一直存在于 DNMC，NPIC 和 Framatome 之间换料设计费用增加的问题。

2005 年下半年进行《大亚湾核电站换料供应合同（第十二燃料循环）》谈判，并达成一致意见，于 2006 年 1 月签署。

2005 年也为大亚湾核电站 2 号机组第十三循环订购 74 组富集度为 4.5% 的 AFA-3G 新组件。

2.2 核安全

2.2.1 三道屏障完整性

2005年,大亚湾核电站的三道屏障完整性保持完好。三道屏障的监测数据分析如下。

1. 燃料元件包壳

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

表2.2.1-1和表2.2.1-2给出了1号机组和2号机组2005年一回路放射性指标气体 γ 谱。从表中可以看到,该项指标在2005年均保持稳定,并且一直在限值以下。

表2.2.1-1 2005年1号机组一回路放射性气体总量(比活度)

MBq/t

取样日期	1月6日	2月22日	3月17日	4月28日	5月12日	6月7日	7月5日	8月30日	9月22日	10月13日	11月10日	12月15日
^{85m}Kr	9.9	0	4.6	0	0	5.4	0	0	3.9	4.5	0	0
^{87}Kr	0	0	5	3.7	0	8.2	12	0	4.2	0	0	0
^{88}Kr	0	0	0	15	41	0	0	18	0	0	0	0
^{133}Xe	23	21.4	33	25	14	21	32	27	35	44	35	45
^{135m}Xe	0	0	0	0	0	0	0	0	5.9	0	0	0
^{135}Xe	15	28.2	36	31	30	27	32	34	39	34	40	37
^{138}Xe	26	44	31	30	35	45	35	31	44	49	78	56
气体总量	74	93	109	105	120	106	111	110	132	132	153	138

表2.2.1-2 2005年2号机组一回路放射性气体总量(比活度)

MBq/t

取样日期	1月14日	2月4日	3月25日	4月20日	5月27日	6月22日	7月20日	8月31日	9月7日	12月14日
^{85m}Kr	0	0	0	5.4	0	7.6	0	0	0	0
^{87}Kr	7.7	19	1.8	8.5	0	0	5.7	0	5.3	0
^{88}Kr	0	0	0	28	11	0	10	19	22	9.9
^{133}Xe	35	30	38	34.4	43	41	45	41	49	0
^{135m}Xe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	43	56	55	43.5	46	50	51	46	48	19
^{138}Xe	38	50.7	60.2	55.5	60.4	60.2	45.6	55	49.9	22.3
气体总量	124	156	155	175	160	159	157	161	174	51

注:①所取样点为当月气体总量最大值的取样点;

②6小时内停堆气体总量限值为 2.96×10^6 MBq/t,48小时内停堆气体总量限值为 1.48×10^6 MBq/t;

③个别月份机组处于大修或检修状态,故无相关数据。

表2.2.1-3和表2.2.1-4给出了1号机组和2号机组2005年的碘同位素 γ 谱。从表中可以看到,该项指标在2005年也保持稳定,并且一直在限值以下。

由此可以得出结论, 2005 年大亚湾核电站燃料元件包壳屏障的完整性均满足技术规范的要求。

表 2.2.1-3 2005 年 1 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/l

取样日期	1月20日	2月15日	3月29日	4月28日	5月19日	6月9日	7月14日	8月18日	9月1日	10月25日	11月17日	12月15日
^{131}I	1	1	1.3	2.5	1	1.5	1	1.3	1	1.2	1.6	1.1
^{132}I	13	16	17	18	22	23	23	25	22	24	28	24
^{133}I	9	10	12	13	15	13	15	16	14	18	18	17
^{134}I	20	28	25	20	38	45	37	48	27	39	55	47
^{135}I	18	20	22	0	33	27	25	21	26	26	30	27
^{131}I 当量	5.88	6.59	7.57	6.75	9.54	9.12	8.76	9.19	8.37	9.88	11.13	9.79

表 2.2.1-4 2005 年 2 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/l

取样日期	1月7日	2月2日	3月18日	4月20日	5月25日	6月29日	7月29日	8月17日	9月23日	12月23日
^{131}I	1	1	1.2	1.4	1	3.3	4.3	1.9	1	1
^{132}I	21	15	15	1.9	26	25	25	28	26	13
^{133}I	18	13	11	34.4	20	14	19	19	13	7.5
^{134}I	21	15	21	14.6	28	36	30	37	42	22
^{135}I	23	19	18	19.9	32	29	28	32	43	0
^{131}I 当量	8.92	6.95	6.67	12.35	10.63	11.25	13.28	11.52	15.24	3.75

注: ① 所取样点为当月 ^{131}I 当量最大值的取样点;

② 6小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 3.70×10^4 MBq/t, 48小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 1.85×10^4 MBq/t, 15天内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.96×10^3 MBq/t, 2个月内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.22×10^3 MBq/t;

③ 个别月份机组处于大修或检修状态, 故无相关数据。

2. 一回路压力边界

2005 年, 机组一回路压力边界完整性的监测情况 (即一回路的平均泄漏率) 见表 2.2.1-5。从表中可以看出, 两台机组一回路压力边界泄漏率全年基本处于低水平, 远低于技术规范的规定 (总泄漏量为 2 300 L/h, 非定量泄漏限值为 230 L/h), 第二道屏障完整性良好。

表 2.2.1-5 2005 年一回路月平均泄漏率

L/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	16	12.5	15.9	17.2	16.3	14.4	16.5	16.6	18.4	16.5	17.1	16.1
2号机组	16.9	17.2	18.8	17.7	18.1	19.1	18.5	17.7	18.0	大修	大修	31.4

3. 安全壳

安全壳为最后一道屏障。核电站在 2005 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。

表 2.2.1-6 2005 年安全壳月度平均泄漏率

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	1.19	1.24	1.21	1.19	1.17	1.17	0.69	1.03	1.07	1.10	1.23	1.17
2号机组	1.82	1.80	1.83	1.77	1.91	1.76	1.76	1.69	1.72	大修	大修	0.57

1号机组安全壳的平均泄漏率(归一化为标准状态,下同)约为1.12 m³/h,12个月监测结果介于0.69 m³/h与1.24 m³/h之间。

2号机组安全壳的平均泄漏率约为1.66 m³/h,12个月监测结果介于0.57 m³/h与1.91 m³/h之间。

由此可以得出结论,2005年两台机组安全壳的泄漏率均小于5 m³/h的标准,满足运行技术规范的要求,其完整性良好。

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PSA技术对机组状态进行跟踪评价,并且制定了风险度的控制指标。在某一 T_0 到 T_1 时间段风险度的定义为:

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

其中, CDF_0 为所有设备均为可用时的堆芯损伤频率;

CDF_i 为发生某一事件 i (例如有设备不可用等)时的堆芯损伤频率;

ΔT_i 为设备 i 不可用的持续时间。

表2.2.1-7给出了2005年两台机组的堆芯风险度变化趋势。

表 2.2.1-7 2005 年堆芯风险度趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.08	1.04	1.05	1.05	1.01	1.02	1.05	1.01	1.01	1.05	1.07	1.04
2号机组	1.03	1.03	1.05	1.06	1.01	1.01	1.05	1.01	1.01	1.05	大修	1.02

全年平均风险度1号机组为1.04,2号机组为1.03,均未超过电站内部控制的指标限值1.2。因此,2005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。但是有一些问题需要引起注意,这些问题有:应急柴油发电机不同子系统的软管不满足安装要求,影响地震情况下的运行可靠性;两台机组的ASC003PO,LLS和应急柴油发电机出现多次随机不可用。

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

2.2.2 专设安全系统

2005年,大亚湾核电站专设安全系统总体状况良好,电厂WANO指标体系所涉及的辅助给水系统、高压安全注入、应急柴油发电机组不可用率分别为0.0002,0.0000,0.0008,在电站的年度控制限值(三大安全系统年度控制限值分别为0.001,0.001,0.002)以内。

1. 辅助给水系统

2005年,两机组ASG系统不可用率的WANO指标分别为1号机组0.0002(实际不可用4.26h·列)和2号机组0.0002(实际4.45h·列),导致ASG不可用的主要事件如下:

(1)3月9日因处理2ILS007VV下游焊缝漏汽,隔离2ASG003PO汽轮机供汽阀2VVP127/128/129VV,导致2ASG003PO不可用时间2.63h。

(2)3月31日为更换2ILS007VV下游管道,隔离2ASG003PO汽轮机供汽阀2VVP127/128/129VV,导致2ASG003PO不可用1.82h。

(3)4月14日1ASG138VV开启时间增大故障处理,导致1ASG003PO不可用1.83h。

(4)11月24日处理1ASG001TC汽轮机调速器偏移,隔离1ASG003PO,不可用2.43h。

(5)12月8日执行PT2RPA044期间主控制室出现2ASG001BA不高水位报警ASG059AA持续0.2h(当时KIT中记录显示液位11.568m,报警消失时11.576m),不可用0.2h。

2. 高压安全注入系统

2005年,两机组高压安全注入系统不可用率(WANO指标)均为0,无高压安全注入系统不可用的异常事件。

2006年提升高压安全注入系统可用性的主要工作:

(1)完成处理IRIS浓硼回路循环流量降低及1RIS021BA硫酸根含量异常问题,并推动RIS001AG的改进措施。

(2)进行RCV上充泵电动机空冷器附近厂房空间限制而导致更换上充泵组电动机时增加高压安全注入系统不可用的改进可行性分析。

(3)进一步跟踪RIS泵轴头新型弹性垫簧使用情况。

(4)密切关注RIS系统电动机不可用的根本原因分析及改进措施的落实。

3. 应急柴油发电机组

2005年,电站两台机组应急柴油发电机组WANO指标统计值为0.0008(29.32h·列),可用率水平创历史最佳,导致系统不可用的主要异常如下:

(1)1月18日至19日2LHP430CE故障跳闸及接线松动处理,不可用7.58h;

(2)1月25日检查发现1LHQ420CE接线松动处理,不可用1.89h;

(3)5月26日1LHP冷却回路漏点(1LHP300CO冷却水管与主冷却水管焊接处有连续细水流喷出)处理9.17h。

(4)7月4日2LHP更换启动空气阀的断裂螺栓,不可用2.48h。

(5)7月7日处理1LHP256DR下游A2缸进气阀螺栓断裂,不可用2.42h。

(6)11月15日1LHQ001/002MO更换V形槽水道堵板O形环,不可用5.55h。

(7)11月29日隔离1LHQ更换1LHQ754EL,不可用0.23h。

2.2.3 安全相关设备不可用状态(Io)跟踪

2005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比等指标进行跟踪统计。

2005年大亚湾核电站第一组随机安全相关设备不可用年累计消耗比的每台机组目标限值为9,全年实际结果是大亚湾1号机组的累计第一组随机安全相关设备不可用(Io)消耗比为9.14,大亚湾2号机组为9.15,两机组的实际值均超出限值,主要是9DVN系统风速小

于7 m/s造成全年消耗比为4.68; 1RGL异常造成全年消耗比为0.98; 1VVP异常造成全年消耗比为0.57; 1RPR异常造成全年消耗比为0.54; 2RGL异常造成全年消耗比为0.6; 2LLS异常造成全年消耗比为0.5。其中DVN消耗比的绝大多数原因是更换滤网, 由于DVN更换滤网工作的特许申请到期, 且新的特许申请未予批准, 导致原来计划性的工作变为了随机性工作, 造成1号和2号机组的第一组随机 I_0 消耗比超标。在法国EDF核电站更换滤网是计划性工作, 2006年OPE将在预防性维修大纲中添加DVN更换滤网项目, 随后DVN更换滤网工作将变成计划性工作。

1. 第一组安全相关设备不可用情况

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

表2.2.3-1 第一组安全相关设备不可用次数逐月分布情况

月 份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号 机组	当月次数	44	44	54	34	46	35	49	36	40	41	44	43
	累计次数	44	88	142	176	222	257	306	342	382	423	467	510
2号 机组	当月次数	33	39	49	31	49	37	47	45	63	19	60	73
	累计次数	33	72	121	152	201	238	285	330	393	412	472	545

表2.2.3-2 第一组安全相关设备不可用消耗比逐月分布情况

月 份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号 机组	当月总消耗比	1.05	0.91	1.16	0.95	1.61	2.71	1.34	0.71	1.36	1.81	2.98	1.24
	当月随机消耗比	0.16	0.07	0.74	0.41	0.78	2.25	0.77	0.21	0.08	0.47	2.40	0.80
2号 机组	当月总消耗比	0.71	1.70	1.27	0.40	1.00	1.31	0.83	1.25	0.57	0.22	3.67	1.83
	当月随机消耗比	0.14	0.45	0.96	0.10	0.67	0.93	0.42	0.76	0.28	0.22	3.11	1.13

2005年大亚湾1号和2号机组第一组 I_0 不可用次数分别为510次和545次, 其中2号机组比2004年增加了100多次, 主要原因是由于2005年计划性 I_0 多了117次。在两台机组全年发生的共1055次第一组不可用中, 计划不可用有903次, 占总数的85.59%; 计划不可用的消耗比累计为14.29, 占总数的累计消耗比的43.86%。这说明数量占少数的随机第一组 I_0 消耗了大部分的第一组 I_0 消耗比。

2. 第二组安全相关设备不可用情况

2005年第二组安全相关设备不可用总体情况示于表2.2.3-3。

2005年大亚湾1号和2号机组第二组 I_0 不可用次数分别为1119次和1184次。在两台机组全年发生的共2303次第二组不可用中, 随机不可用有683次, 占总数的29.66%, 优于2004年。

2005年各系统的第二组安全相关设备随机不可用次数排序统计结果如表2.2.3-4所示(表中只列出按两台机组随机不可用次数较多的10个系统)。

表 2.2.3-3 第二组安全相关设备不可用总体情况

		一季度	二季度	三季度	四季度	2005 年总计
1 号机组	随机次数	80	93	94	62	329
	计划次数	201	185	193	197	776
	其他类次数	0	0	7	7	14
	总次数	281	278	294	266	1 119
	总时间/h	2 599.88	1 344.37	1 127.06	2 331.10	7 402.41
2 号机组	随机次数	84	80	92	98	354
	计划次数	183	184	230	170	767
	其他类次数	0	0	18	17	35
	总次数	284	264	340	296	1 184
	总时间/h	4 781.84	817.84	11 691.85	2 600.63	19 892.16

表 2.2.3-4 随机第二组安全相关设备不可用次数排名前十个系统统计结果

1 号机组		2 号机组	
系统	随机不可用次数	系统	随机不可用次数
JDT	80	JDT	107
KRT	54	KRT	46
RGL	25	RGL	24
JPV	16	TEG	15
TEC	16	L* *	14
L* *	15	DEC	13
DEG	10	DVE	11
DVC	9	DVL	10
APG	8	APG	8
RIC	8	JPL	8

注：L* * 为交、直流供电系统。

从表中的统计结果来看，出现随机不可用次数较多的系统主要是 JDT，KRT，RGL，JPV，JPL，L* *，DEG 和 APG 等系统。由于新技术规范加入了 JDT 系统，可以看出两台机组的 JDT 系统随机不可用次数最多。另外，虽然 KRT 系统随机不可用次数比 2004 年有所减少，但还是随机不可用次数较多的一个系统。

2.2.4 定期试验

1. 大亚湾核电站定期试验年度主要工作概述

(1) 针对实际机组工况，设备不可用 I₀ 等情况，以及春节、劳动节、国庆节长假等保电要求，合理安排定期试验，控制风险，尽可能使试验引入的风险降到最低；

(2) 出版大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修年度定期试验大纲；出版 2 号机组 OPO 和 OPH 十年换料大修定期试验大纲；召集各部门定期试验负责人对 2 号机组大修与日常交接期间的定期试验项目进行了有效安排和跟踪，保证了交接过渡期间试验安排符合监督要求

的规定；

(3) 加强了对 COMIS 定期试验数据库的自检工作，保证了计划制定的准确性与项目的完整性；

(4) 加强了定期试验执行情况的统计与跟踪，通过对值长日报、日常生产计划日报、24 小时事件单以及各专业执行反馈信息的收集，对试验执行中的异常情况、遗留问题等进行了记录、统计及跟踪，并将有关信息反馈到日常定期试验计划的编制、执行中，直至协助有关问题得到有效的处理、解决；

(5) 根据 2005 年定期试验总体计划的执行情况，结合各部门的反馈，在遵守定期试验监督要求的前提下，OPG 对定期试验计划部分项目进行了优化。主要有：对于 RRI/SEC/RCV/柴油机等设备运行列有要求的 OPO 定期试验，调整、优化了部分试验的起始点，从而减少了设备的频繁启动和切换次数；优化 OPH 部分 KRT 通道年度试验安排，将试验地点相近或放射源相同的试验项目调整在同一窗口下执行，从而减少了放射源的运输次数，降低辐射剂量。

2. 定期试验执行情况统计

此统计见表 2.2.4-1。

表 2.2.4-1 2005 年度各专业 GOR 定期试验执行情况

项

专业	MIC	MEE	TIS/TP	TIS/TF	OPH/HR	OPO	合计	
计划	1, 0, 9 机组	66	16	243	27	91	1 608	2 051
	2 号机组	50	8	222	21	53	1 196	1 550
执行	1, 0, 9 机组	66	16	243	27	91	1 608	2 051
	2 号机组	50	8	222	21	53	1 196	1 550
合格	1, 0, 9 机组	66	16	243	27	91	1 608	2 051
	2 号机组	50	8	222	21	53	1 196	1 550
异常	1, 0, 9 机组	2	0	0	0	1	46	49
	2 号机组	4	0	0	0	0	21	25
超期	1, 0, 9 机组	0	0	0	0	0	0	0
	2 号机组	0	0	0	0	0	0	0
一次不成功	1, 0, 9 机组	0	0	0	0	0	11	11
	2 号机组	0	0	1	0	0	3	4
利用裕度项数	1, 0, 9 机组	15	0	0	0	1	25	41
	2 号机组	11	0	0	0	1	16	28
一次成功率/%	1, 0, 9 机组	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	99.3	99.5
	2 号机组	100.0	100.0	99.5	100.0	100.0	99.7	99.7
无异常率/%	1, 0, 9 机组	97.0	100.0	100.0	100.0	98.9	97.1	97.6
	2 号机组	92.0	100.0	100.0	100.0	100.0	98.2	98.4

2005 年大亚湾核电站共执行定期试验 8 435 项。其中 GOR 定期试验 1, 0, 9 号机组共执行 2 051 项，一次成功率为 99.5%，无异常率为 97.6%；2 号机组共执行 1 550 项，一次

成功率为99.7%，无异常率为98.4%。

1, 0, 9号机组的一次不成功试验项目主要有：PT1PTR001, PT1LIS002, PT1DVC001, PT1SAP001, PT1LHS002, PT9DVN001等试验。主要异常项目为，两台柴油机均出现螺栓断裂情况；1LHP柴油机试验冷却水管线漏水，1LHP002MO与发电机连接的曲轴箱在停运过程中甩油；1LHQ420CE和430CE油门开度相差大，超出规程要求；DVN系统部分过滤器压差高等。主要异常分布如图2.2.4-1所示。

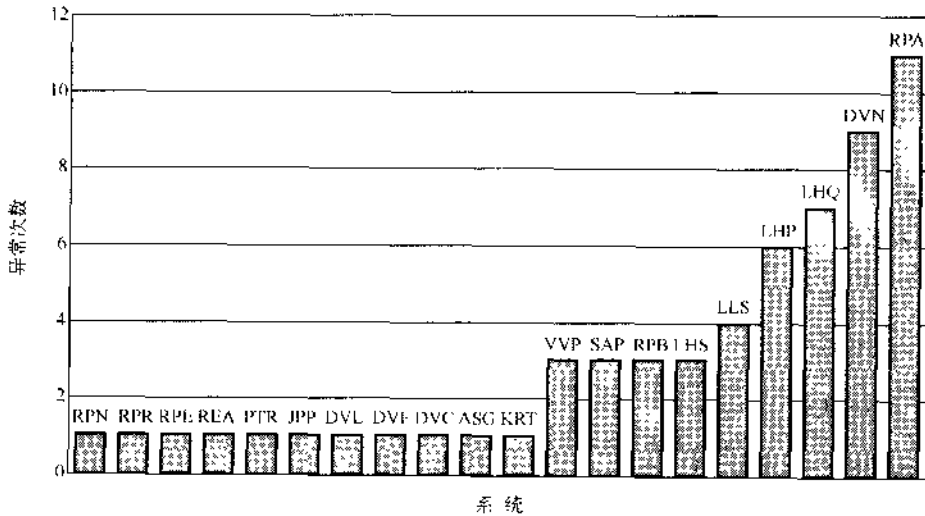


图 2.2.4-1 2005 年度 1, 0, 9 号机组系统试验异常分布图

2号机组的一次不成功试验项目主要有：PT2LHP001, PT2LLS002, PT2DVC001等试验。主要异常项目为：执行PT2LHP001时2KRT036MA跳闸；在执行PT2LHQ001期间，当柴油机正常运行1小时20分钟后，001MO B5缸喷射泵回油管线与泵的连接处向外喷油；2LLS001TC试验期间9LLS002XI故障导致2LLS001TC跳闸；执行试验PT2RPA012恢复D2RIS021BA回路的循环时，2RIS422AA未及时消失等。主要异常分布如图2.2.4-2所示。

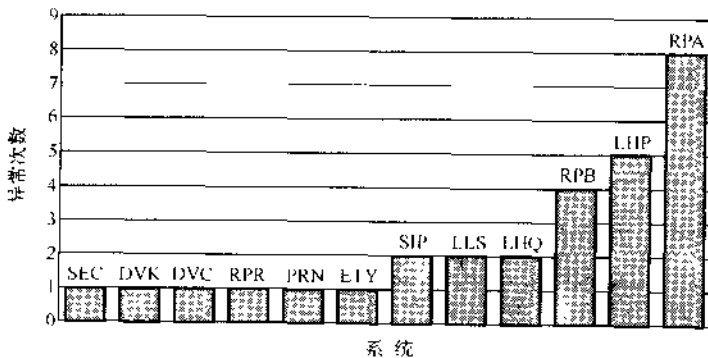


图 2.2.4-2 2005 年度 2 号机组系统试验异常分布图

2.2.5 瞬变统计

2005 年大亚湾核电站两台机组的瞬变消耗均非常理想。1 号机组由于没有大修, 运行保持稳定, 全年无瞬变消耗。2 号机组在 2005 年 9 月 26 日至 12 月 6 日进行第十一次大修, 大修期间瞬变消耗均在设定目标内。

特别是 2002 年大亚湾核电站实施 18 个月换料以来, 由于对大修期间瞬变消耗进行了严格控制, 近三年的瞬变消耗呈明显下降趋势, 且在大修期间保持了相对稳定的状况。

1. 2005 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、化学容积控制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。最近五年大亚湾核电站机组的主要瞬变消耗见表 2.2.5-1。

表 2.2.5-1 最近五年大亚湾核电站机组的主要瞬变消耗

瞬变代码	简要描述	2001 年		2002 年		2003 年		2004 年		2005 年		累积消耗 ¹⁾		设计限值
		1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
1.1	开盖后的升温	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	16	13	80
1.2	未开盖后的升温	1	1	0	2	0	0	0	0	0	0	18	15	120
2	反应堆降温	2	2	1	2	1	1	1	1	0	1	33	27	200
3.1	升功率	5	6	3	7	6	5	3	1	0	1	133	119	9 800
4.1	降功率	7	6	2	6	7	4	3	1	0	1	98	105	9 920
21.1	紧急停堆, 有正常导热条件	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	33	17	230
32.1	上充流量增加 50%	8	11	9	8	3	2	1	2	0	3	348	282	12 000
32.2	上充流量最大增加	1	0	0	1	0	0	0	2	0	0	85	82	300
33	上充流量减少 50%	19	5	13	19	13	6	8	6	0	3	514	478	12 000
35	关闭第二个孔板, 中等幅度减少流量	1	3	2	7	5	6	2	4	0	3	86	75	11 200
36	关闭第二个孔板, 大幅度减少流量	4	5	0	3	2	1	1	1	0	1	56	63	800
37	下泄关闭后打开, 上充不变	0	1	2	0	0	0	0	1	0	0	35	27	220
38	上充、下泄同时关闭后同时打开	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	7	10	200

注: 1) 累积消耗为 1994 年至 2005 年的累加统计量。

2. 趋势预测及改进建议

近几年由于运行人员较高的操作水平, 瞬变消耗总的趋势在减少, 没有因操作而导致严重瞬变发生, 这对于延长反应堆寿命有很大的好处。另外, 18 个月换料后, 由于多数瞬变

消耗发生在大修期间,随着大修周期的延长,瞬变平均年消耗率也相应降低。如果机组不发生大的故障,瞬变消耗情况将保持良好状态。

根据年预测消耗的次数,用设计限值的75%减去商业运行后已消耗的次数,可以推算出其中消耗较大的几个瞬变的剩余寿期见表2.2.5-2。

表 2.2.5-2 瞬变的剩余寿期预测

代码	描述	预测剩余年限 (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)(3年预测消耗2次)	69年/72年
2	反应堆降温(3年预测消耗2次)	192年/192年
32.2	上充流量最大程度增加(年预测消耗2次)	91年/93年
42	系统(RRA)启动(年预测消耗2次)	100年/93年

3. 经验反馈

2005年10月20日2号机组第十一次大修水压试验期间,一回路压力因RCV013VP故障由2.6 MPa下降到1.6 MPa,同期一回路各环路温度维持在33~35℃且单环路温度变化范围小于1℃。

根据EDF文件D4002/42-20.344(BASIC PRINCIPLES FOR TRANSIENT COUNTING PROCEDURE AT THE DAYA BAY POWER PLANT)及DNMC规程DTPSXSS171.B1的规定,当以下情况发生时可归类为瞬变,即判断瞬变的阈值如下:

(1) 一回路压力变化超过1 MPa或二回路压力变化超过0.5 MPa;

(2) 一回路温度变化每3小时超过5℃;

(3) 但当一回路满水,一回路温度变化小于2℃(峰-峰值),一回路压力变化超过3.1 MPa或二回路压力变化超过3 MPa。

根据以上规定,本次事件未达到上述阈值范围,因此从瞬变统计角度评价,该事件可不作为瞬变进行归类。即2号机组第十一次大修水压试验(2005年10月20日02:07)一回路压力因RCV013VP故障由2.6 MPa下降到1.6 MPa,从瞬变统计角度评价对系统无重大影响。

2.2.6 执照运行事件

1. 执照历年运行事件数统计

从商业运行到2005年为止大亚湾核电站已产生294起执照运行事件,其中人因事件191起,统计分析见表2.2.6-1~表2.2.6-3。

表 2.2.6-1 历年执照运行事件数统计

年 份	1号机组		2号机组		合 计
	人因	设备	人因	设备	
1993	40	22	5	0	67
1994	16	12	16	9	53
1995	7	10	13	5	35
1996	5	7	13	1	26
1997	7	0	5	2	14

续表

年 份	1号机组		2号机组		合 计
	人因	设备	人因	设备	
1998	7	3	4	1	15
1999	3	5	4	5	17
2000	4	3	7	2	16
2001	3	6	5	1	15
2002	4	3	3	1	11
2003	3	2	5	1	11
2004	3	0	6	1	10
2005	2	0	1	1	4
合计	104	73	87	30	294

表 2.2.6-2 执照运行事件数按机组状态分布

机 组 状 态	1号机组		2号机组		合 计
	人因	设备	人因	设备	
商业运行前	40	24	19	9	92
商业运行至2005年	64	49	68	21	202
合计	104	73	87	30	294

表 2.2.6-3 两电站各类事件数对比

电 站		24小时事件数			内部运行事件数			执照运行事件数			重发事件数		
		2003年	2004年	2005年	2003年	2004年	2005年	2003年	2004年	2005年	2003年	2004年	2005年
岭澳核电站	人因	993	803	529	52	27	29	8	2	3	5	2	2
	设备	2016	1996	2373	58	47	40	4	3	2	5	5	4
大亚湾核电站	人因	698	644	656	61	39	26	8	9	3	3	2	3
	设备	1258	1979	2413	55	35	26	3	1	1	7	6	2
岭澳核电站		3009	2799	2902	110	74	69	12	5	5	10	7	6
大亚湾核电站		1956	2623	3069	116	74	52	11	10	4	10	8	5

由表 2.2.6-1 可见, 从大亚湾核电站投产以来, 执照运行事件数大体一直呈下降趋势, 到 2005 年已比 2004 年减少一半多, 其中人因事件数的减少占主要因素。表 2.2.6-2 反映出在大亚湾核电站的执照运行事件数中商业运行前的占有相当大的比例, 由商业运行前的 92 起执照运行事件减至 2005 年的 4 起, 反映出了电站管理水平不断提高。

2. 自动停堆执照运行事件数对比

2005 年大亚湾核电站两台机组均实现了零停堆事件的良好业绩, 创造了大亚湾核电站 1 号机组无非计划自动停堆安全运行 1348 天、2 号机组在第十一循环不停机不停堆连续运行 430 天的安全生产新纪录。两电站功率循环运行期间的自动停堆次数统计如图 2.2.6-1 所示。

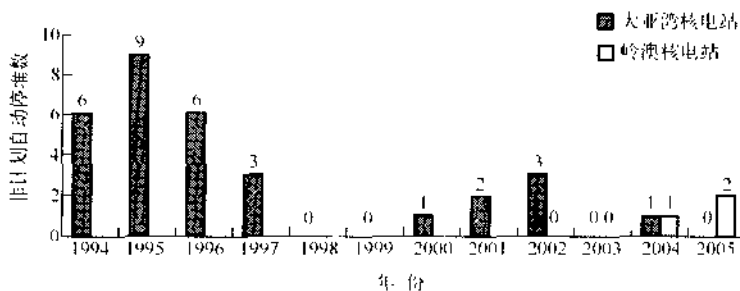


图 2.2.6-1 两电站非计划自动停堆次数对比

3. 执照运行事件的分级对比

根据国际核事件分级 INES 方法, 2005 年大亚湾核电站发生的 4 起执照运行事件中有 1 起是 1 级事件, 其余都是 0 级事件, 详见第 7.9.1 节大亚湾核电站运行事件列表。大亚湾核电站过去四年执照运行事件数量按事件分级情况参见表 2.2.6-4。

表 2.2.6-4 执照运行事件分级统计

事件分级	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
0 级	8	11	8	3
1 级	3	0	2	1
事件总数	11	11	10	4

2005 年的 1 级执照运行事件是“柴油机 200/700FL 软管安装偏差超标导致柴油机安全可靠降低”, 其潜在后果是“在地震工况下, 柴油机软管存在断裂的风险, 导致柴油机不可用, 机组失去应急电源”, 因其是共模事件而被定为 1 级。2005 年的执照运行事件数以事件发生后界定为执照运行事件的通告单发出日期为准, 2005 年以前是以事件发生日期为准。事件“D2JPL1301 消防设备故障时间超过技术规范要求的维修期限”发生于 2004 年 11 月 11 日, 于 2005 年 3 月 25 日被发现并定为执照运行事件, 其次数计入 2005 年。

事件级别按机组分布情况见表 2.2.6-5。

表 2.2.6-5 执照运行事件级别按机组分布

事件	2002 年		2003 年		2004 年		2005 年	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
0 级	6	2	5	6	3	5	2	1
1 级	1	2	0	0	0	2	0	1
合计	7	4	5	6	3	7	2	2

4. 执照运行事件按 HAF 报告准则分布

大亚湾核电站自 2002 年起发生的执照运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如表 2.2.6-6 所示。

表 2.2.6-6 执照运行事件按 HAF 报告准则分布

HAF 报告准则	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
准则 1	6	6	8	3
准则 2	-	-	1	-
准则 3	-	-	-	-
准则 4	3	-	-	-
准则 5	2	2	-	1
准则 6	-	1	1	-
准则 7	-	-	-	-
准则 8	-	-	-	-
准则 9	-	2	-	-
合计	11	11	10	4

注：准则 1 违反核电厂技术规范书的事件

准则 2 导致核电厂安全屏障或重要设备性能受到严重损害或出现下列工况的事件：明显危害安全的没有分析过的工况、超出核电厂设计基准的工况、在核电厂运行规程或应急规程中没有考虑的工况。

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（预先安排的这类试验除外）。

准则 5 任何可能妨碍构筑物或系统实现下列安全功能的事件：停堆或保持安全停堆、排出堆芯余热、控制放射性物质释放、缓解事故后果。

准则 6 导致多个独立的具有下列功能的系统、序列或通道同时失效的共因事件：停堆或保持安全停堆、排出堆芯余热、控制放射性物质释放、缓解事故后果。

准则 9 其他准则未包括的，但国家核安全局和营运单位认为对安全有影响或为公众所普遍关注的其他事件。

表 2.2.6-6 显示，往年的执照运行事件以符合准则 1 的事件为主，尤其是近两年。符合准则 4 的事件都发生在 2002 年，都是自动停堆事件。2002 年，2003 年和 2005 年都有符合准则 5 的事件，2002 年的两起事件是“1/2SAR001RK 测量范围不满足事故规程 ISAR2 的要求”、“LLS 系统漏装刚性拉杆及在 1/2SSE 地震工况下受力超标”，2003 年是“1SEC B 列发现点腐蚀不能满足抗震要求”、“在升功率物理试验过程中核功率与热功率偏差过大”，2005 年是“柴油机 200/700FL 软管安装偏差超标导致柴油机安全可靠降低”。准则 6 的两起事件是 2003 年的“SEC 泵叶轮螺母锁紧螺钉腐蚀共模问题可能导致最终热阱丧失”和 2004 年的“计算错误导致 ATWT 保护定值整定错误”。2003 年有 2 起准则 9 的事件“一组燃料组件装入堆芯后倾斜”和“关闭 RRA002RF 二次侧隔离阀导致 RRA002RF 二次侧安全阀动作”。

5. 运行事件按事件原因比例分布

从连续四年的执照运行事件原因性质分布可见，2004 年人因执照运行事件无论在数量还是在比例上都是最高的，2005 年有很大的下降，说明在 2004 年“5·19”，“7·10”事件之后电站在防人因失误、提高安全文件水平方面所做的努力初见成效。2005 年的 3 起人因执照运行事件多与员工个人失误有关。

表 2.2.6-7 执照运行事件按事件性质分布

事件性质	2002 年		2003 年		2004 年		2005 年	
	事件数	分布率/%	事件数	分布率/%	事件数	分布率/%	事件数	分布率/%
人因	7	63.6	8	72.7	9	90.0	3	75.0
设备故障	4	36.4	3	27.3	1	10.0	1	25.0
总计	11	100	11	100	10	100	4	100

2005 年大亚湾核电站执照运行事件根本原因按 WANO 2001 年版原因因素分布如下：

表 2.2.6-8 执照运行事件人因根本原因分布

WANO 原因因素代码	0204	0210	0217	0701	1120
数量	2	1	3	1	1

注：0204 回避或有意不执行行政管理的要求；
 0210 不注意细节；
 0217 缺乏质疑态度；
 0701 没有适用（可用）的文件；
 1120 电厂政策、导则、管理目标、行政管理没有得到执行。

由上表可见，缺乏质疑态度和违规是引发人因执照运行事件的主要原因，需要加强员工程序意识和防人因失误工具的使用。

6. 执照运行事件按大修和功率运行期间的分布

该分布见表 2.2.6-9。

表 2.2.6-9 执照运行事件按大修和功率运行期间的分布

年 份	大修期间		功率运行期间		运行事件合计
	人 因	设 备	人 因	设 备	
2002	1	1	3	6	11 (大修占 18%)
2003	5	0	3	3	11 (大修占 45%)
2004	6	1	3	0	10 (大修占 70%)
2005	1	0	2	1	4 (大修占 25%)
合计	13	2	11	10	36

由上表可见，2004 年执照运行事件多发生在大修期间，且以人因为主，但 2005 年发生在大修中的执照运行事件明显减少。

2.2.7 经验反馈

2.2.7.1 内部运行事件经验反馈

2005 年大亚湾核电站共发生内部运行事件 52 起。

1. 历年内部运行事件按机组分布及人因事件比例

该统计见表 2.2.7.1-1。

表 2.2.7.1-1 历年内部运行事件数统计

年 份	机 组			人因比例/%
	1号机组	2号机组	合 计	
1996	18	15	33	64
1997	46	64	110	50
1998	84	60	144	55
1999	50	58	108	45
2000	80	77	157	50
2001	87	49	136	54
2002	70	44	114	46
2003	66	50	116	53
2004	44	30	74	53
2005	22	31	52	50

可以看出,继 2004 年的良好趋势,2005 年内部运行事件数与 2003 年和 2004 年相比均下降较多,2005 年共界定 26 起人因内部事件,人因事件比例也有一定程度的下降。

2. 内部运行事件按机组分布

该分布见表 2.2.7.1-2。

表 2.2.7.1-2 大亚湾核电站 2005 年内部运行事件按机组统计

内 部 运 行 事 件	机 组	人 因	设 备	合 计
	0	4	2	6
1	3	9	12	
9	2	1	3	
2	17	14	31	
合计	26	26	52	

3. 大亚湾核电站 2005 年内部运行事件按大修、功率运行分布

该分布见表 2.2.7.1-3。

表 2.2.7.1-3 大亚湾核电站 2005 年内部运行事件按大修、功率运行统计

内部运行事件	原因分类	大 修	功率运行	合 计
1 号机组	人因	0	9	9
	设备	0	12	12
2 号机组	人因	12	5	17
	设备	6	8	14
合 计	人因	12	14	26
	设备	6	20	26
	合计	18	34	52

大亚湾核电站两台机组在 2005 年仅 2 号机组进行了一次换料大修。由表可见, 在机组大修阶段, 由于相关的运行操作和维修活动较为集中, 事件数比正常功率运行阶段要高出很多, 也是事件防范的重点时期。与以往历次大修中经验反馈工作不同的是, 从本次大修开始, 为规范和统一大修经验反馈的管理和运作, 提高大修经验反馈的及时性及针对性, 在准备过程中由 MOT 和 OPL 讨论制定了《大修经验反馈暂行管理规定》, 成立大修经验反馈组织机构、制定大修经验反馈组织每日运作流程和管理规定, 以项目管理的形式, 在大修中进行了顺畅有效的运作。本次大修是大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修, 同时也是 DN-MC 的第一次标准十年换料大修, 工期长、重大项目多, 未发生运行事件, 人因事件得到了一定程度的控制。人因内部运行事件控制在预期目标内, 在异常事件控制方面与历次大修相比有较大的改进。

4. 重发内部运行事件统计

在大亚湾核电站 2005 年的 52 起内部运行事件中有 5 起被认定为重发事件, 占总数的 9.6%, 所占比例与 2003 年的 9%、2004 年的 10.8% 相差不大。大亚湾核电站近三年重发事件数量比较见表 2.2.7.1-4。

表 2.2.7.1-4 大亚湾核电站近三年重发内部运行事件数量统计

年份	人因	设备	合计
2003	3	7	10
2004	2	6	8
2005	3	2	5

重发内部运行事件清单见表 2.2.7.1-5。

表 2.2.7.1-5 大亚湾核电站 2005 年重发内部运行事件清单

事件编号	事件名称	原因分类
IOER-2-20050010	多次机组降功率时 2GRE006VV 意外关闭	设备
IOER-2-20050012	换料前做离线吸取装置检查过程中违规引入 SFD 水到乏燃料水池	人因
IOER-2-20050023	2 号机组第十一次大修期间反应堆压力容器挂伤	人因
IOER-2-20050026	2 号机组第十一次大修期间 MGS 换料人员被换料小车夹伤	人因
IOER-2-20050030	2CRE023MP 采样管第二次断裂	设备

5. A 类内部运行事件统计

2005 年开始异常事件分级进行规范运作。电站 CAP-Team 小组在大亚湾核电站 2005 年的 52 起内部运行事件中界定了其中 13 起为 A 类内部运行事件, 比例为 25%, 其中人因事件 10 起, 设备 3 起。

大亚湾核电站 2005 年 A 类内部运行事件清单见表 2.2.7.1-6。

6. 人因内部运行事件统计分析

2005 年, 大亚湾核电站共发生 26 起人因内部运行事件。事件相关责任部门统计如图 2.2.7.1-1 所示, 有些事件没有界定事件责任部门, 另外, 属承包商责任的事件同时也计入其专业对口处。

表 2.2.7.1-6 大亚湾核电站 2005 年 A 类内部运行事件清单

事件编号	事件名称	原因分类
IOER-1-20050015	大亚湾核电站 2 号联络变压器重瓦斯保护试验时 DOGEW550JA 跳闸功能异常	人因
IOER-1-20050020	11K11406 上的隔离锁不明原因被取走且开关在合闸位置	人因
IOER-2-20050009	2RRM004ZV 出口风管粉碎性破裂	设备
IOER-2-20050012	换料前做离线吸取装置检查过程中违规引入 SED 水到乏燃料水池	人因
IOER-2-20050015	承重梁 2DMM017PD 额定载荷长期不足并在 2 号机组第十一次大修中被超载使用	人因
IOER-2-20050019	大修回装发电电动机端盖时造成端盖固定螺栓断裂及端盖螺丝孔损伤	人因
IOER-2-20050022	拆 2RRA001MO 电动机对轮时拉马丝杆断裂导致人员受伤	人因
IOER-2-20050023	大修期间反应堆压力容器挫伤	人因
IOER-2-20050026	大修期间 MGS 换料人员被换料小车夹伤	人因
IOER-2-20050027	2 号机组 2PTR001MO 轴承冒烟引发火警	设备
IOER-2-20050028	2RCV003/004PE 在水压试验后没有回装	人因
IOER-2-20050030	2GRE023MP 采样管第二次断裂	设备
IOER-2-20050031	检修人员误断 2RIC012AR 的电源	人因

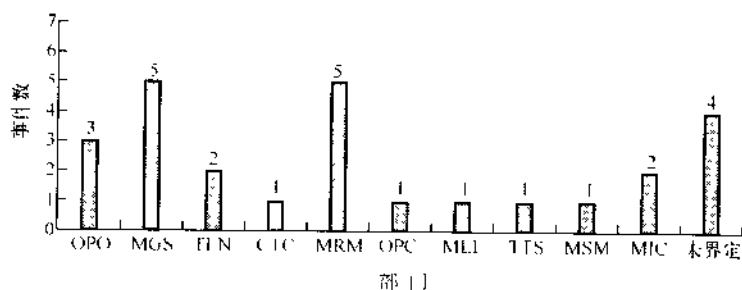


图 2.2.7.1-1 大亚湾核电站 2005 年人因内部运行事件责任部门分布

由图可见, 2005 年大亚湾核电站人因内部运行事件与 MGS 和 MRM 责任相关事件较多, 排在前两位, 各有 5 起事件。

2005 年大亚湾核电站人因内部运行事件中人所犯错误按其外在表现 (故障症状) 分类统计如图 2.2.7.1-2 所示。失误类型中工作质量缺陷最多, 其次是违反程序、人员受伤、走错间隔方面的问题。

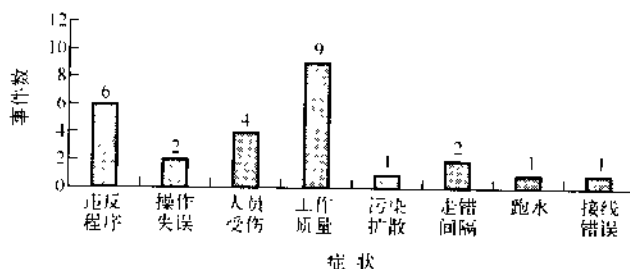


图 2.2.7.1-2 2005 年大亚湾核电站人因内部运行事件按症状分布

2005 年大亚湾核电站人因内部运行事件按根本原因分布如图 2.2.7.1-3 所示。

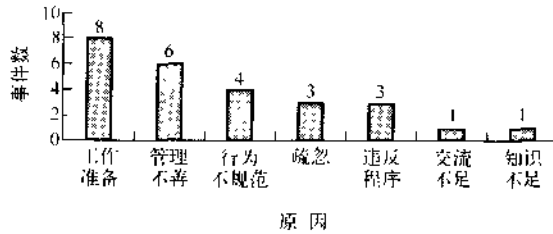


图 2.2.7.1-3 2005 年大亚湾核电站人因内部运行事件按根本原因分布

从图来看，在人因内部运行事件的根本原因中，人因失误主要表现为工作准备不充分最多，其次为管理不善和工作人员现场作业不规范。人员违反程序仍然有所发生。

7. 设备内部运行事件统计

2005 年大亚湾核电站产生设备原因导致的内部运行事件有 26 起，所涉及的系统有 29 个，其中故障多发（两次以上）的系统依次是 GFR, RCP, RRI, GRE。

2005 年大亚湾核电站重要设备原因导致的内部运行事件如下：

- (1) 1 月 12 日，1RCP002PO 热屏冷却水多次丧失；
- (2) 4 月 1 日，操纵员合 2GSY029FU 时手指不慎触电；
- (3) 4 月 27 日，1RCP003MO 解体检修时发现定子绕组非驱动端出口铁芯绝缘损伤；
- (4) 7 月 1 日，处理 1GFR158FI 堵塞降功率时上位机故障 1GRE005VV 关闭导致功率突降；
- (5) 7 月 30 日，2RRI004PO 泵故障解体检查发现驱动端轴承损坏；
- (6) 9 月 7 日，1APP201/101PO 转速调节故障导致蒸汽发生器水位大幅波动；
- (7) 9 月 26 日，2PMC 乏燃料桥吊吊钩在无操作指令时自动下降；
- (8) 9 月 26 日，机组降功率时 2GRE006VV 意外关闭（历史上有多次）；
- (9) 11 月 18 日，RRA 阀门故障导致大修关键路径延迟 12 小时；
- (10) 11 月 23 日，2PTR001MO 轴承冒烟引发火警；
- (11) 12 月 5 日，2GCT121VV 误发关闭信号导致蒸汽发生器水位波动；
- (12) 12 月 18 日，2GRE023MP 采样管出现第二次断裂。

2.2.7.2 外部事件经验反馈

外部经验反馈的目的是，将国内外核电站发生的有借鉴意义的事件或经验及时反馈给电站相关部门，以便从中汲取教训或采取预防措施，防止类似事件在电站发生，从而提高电站机组的安全可靠运行水平。

具体来说，外部经验反馈主要从外部事件筛选和反馈以及外部事件查询等方面着手进行。2005 年外部事件筛选和反馈方面延续了 2004 年的做法，即由 OPL 经验反馈科和 OPE 外部技术反馈组分别从 WANO, EDF, CID 及 FROG 等途径收集、预筛选、翻译并汇总后提交给 CAP-Team 讨论，以决定哪些事件需要反馈，以何种方式反馈及由哪个（些）部门反馈，每月进行一次。反馈方式仍分为编写 EOER（外部运行事件报告）、FA（与电站作比较研究后作出答复）及 FI（作为信息参考）等三种方式，对于 EOER 及 FA 的编写以及 EOER 行动的执行都已纳入 CIS 的任务督办系统中进行跟踪。

1. 外部事件筛选

2005 年每月做一次外部事件筛选, 共筛选出 156 个事件, 其中从 CID 数据库中 (EDF 根据购买合同每月提供一张数据光盘) 选取了 132 个, 从 WANO 网站选取了 21 个, EDF 顾问提供了 3 个。共讨论确定了 11 个外部运行事件 (EOE), 94 个 FA, 92 个 FI。每次的筛选结果都已及时在 CIS 公告栏中做了公布。2005 年 11 个 EOE 见表 2.2.7.2-1。

表 2.2.7.2-1 2005 年外部运行事件一览表

事件编号	事件名称	事件来源	事件类别
EOER0501	失去外电网	WANO	重要运行事件报告
EOER0502	热电偶套管泄漏	CID	CHINON 电站 2 号机组 (900 MW) 内部运行事件
EOER0503	螺栓拉伸机起吊杆的一根吊杆上的叉形接头螺丝松开	CID	BEJLEVILLE 0 号机组 (1300 MW)
EOER0504	失去主给水流量控制阀的仪用压缩空气导致自动停堆	WANO	秦山核电站二期 1 号机组 (650 MW) 运行事件
EOER0505	A 列 RPR 定期试验期间 RPN014MA 中子注量率偏高引发自动停堆	CID	GRAVELINES 电站 6 号机组电站运行事件
EOER0506	主回路抗震支架 (DAD) 间隙检查	EDF	EDF 关于电站设备间隙测量的维修策略
EOER0507	气体进入安全系统	WANO	重要事件报告
EOER0508	柴油机燃油贮存罐消防定期试验过程中电磁阀发生故障	CID	CRUAS 电站 1 号机组内部运行事件
EOER0509	消防栓 (RIA) 上的水龙带长度不符合要求	CID	CHINON B 0 号机组 (900 MW)
EOER0510	运行人员在一些基本要求方面存在的不足	WANO	重要事件报告
EOER0511	改造准备和实施过程中的错误	WANO	重要事件报告

选自 CID 数据库的 6 个 EOE 中有 5 个是由原来的 FA 升版而来, 之所以升版, 是由于这 5 个 FA 中包含了需要跟踪的纠正措施。升版为 EOE 后, 这些纠正措施就能纳入到 CIS 任务跟踪系统中进行有效跟踪。

2005 年 WANO 只发布了 1 份 SOER, 即《失去外电网》, 而且是 1999 年初版的补充版本。SER 则发布了 3 份, 即: WANO 0501 气体进入安全系统; WANO 0502 运行人员在一些基本要求方面存在的不足; WANO 0503 改造准备和实施过程中的错误。

EDF 顾问提供的 3 个外部事件为: 一回路氧化操作时一段排气管道被烧毁; 注入 H_2O_2 的氧化操作; 水淹 SIP 系统的 4 个房间导致发出自动停堆和安全注入的错误指令。

2. 外部事件反馈的有效性

事实上, 所有反馈的外部事件都对机组的安全稳定运行发挥了或多或少的作用, 但做出较重要的行动并进行有效跟踪的事件基本都确定为了外部运行事件报告。2005 年的 11 份外部运行事件对电站的管理及规程等方面产生的作用简单总结如下:

《失去外电网》的原报告为 WANO 编写的综合报告, 据此完成的外部运行事件报告将电

站与电网的协调关系及电站内与电网相关设备的定期检查和预防性维修制度以及有关的培训制度做了一次梳理，查缺补漏，充分有效落实这些行动可以提高电站外电源的可靠性和丧失外电源时的迅速响应能力。

《气体进入安全系统》则提出了如何防止安全系统内进气及进入多少气就会影响到系统功能的课题。类似情况每个电站都会碰到，但很少有电站将之汇总研究，切实落实事件报告中建议的行动就能有效控制安全相关系统的进气量从而使其安全功能得到保证。

《运行人员在一些基本要求方面存在的不足》和《改造准备和实施过程中的错误》则分别就大多数核电站运行人员目前所掌握的实际技能与基本要求之间的偏差及 WANO 成员电站在改造工作中出现的常见错误作了分析和总结，以帮助各成员电站认清并改正这些问题。

应当指出，上面 3 份报告综合性强，解决的都是大问题，其意义往往超出一般就事论事的报告。

此外，根据报告《热电偶套管泄漏》已由相关部门提出了改造申请，以改变电站相应热电偶的连接方式，减少安装中产生的误差。针对《失去主给水流量控制阀的仪用压缩空气导致自动停堆》报告中提出的问题，电站在相关的标准工作指令及工作包中已增加了检查要求，并对大亚湾核电站和岭澳核电站重要阀门的供气管线进行一次形变、振动及管道受力情况的检查，发现问题提出工作申请并在随后的大修中进行更换。其他几份报告也都根据反馈研究的结果制定了升版相关维修程序文件的行动，从而消除了核电站重复发生这类事件的可能。

3. 外部经验反馈管理过程的改进

2005 年 WANO 联合国防科工委及国内核电同行对 DNMC 作了一次同行评审，外部经验反馈领域也在评审范围内，该部分的评审工作主要是围绕着 WANO 在 1998 年至 2003 年期间发布的 7 份 SOER 中的纠正行动在电站的落实情况而展开的。在评审前的文件准备过程中我们发现，WANO 以往发布的 SOER 虽然全部纳入了电站的外部经验反馈流程中，并且全部及时地确定为了 EOE，指定了编写部门，并要求在编写前要各牵头相关部门召开会议分析讨论，讨论会至少要有一名经理部人员参加，经验反馈科也派一人参加。报告编写的准备过程可谓是很完备的，但写出的报告大都存在这样的问题，即：报告中的纠正行动大都与原 SOER 中建议的行动无关。而评审时就是审查 SOER 中的建议行动在电站里落实的情况，这样一来，评审也就无从评起。

针对这一问题，CAP-Team 讨论决定，以后根据 WANO SOER 包括 SER 在内的资料编写外部运行事件报告时，要认真研究原报告中建议的纠正行动，尽量使其在电站得到落实，经研究不能落实的须作出说明。对于涉及多部门的 SOER 或 SER，相应的外部运行事件报告由 OPL 牵头编写，但行动仍然由相关执行部门实施，各条行动的具体执行部门则由 CAP-Team 召集相关部门讨论决定。对于仅与某一专业部门相关的 SOER 或 SER，其外部运行事件报告仍由这一专业部门编写报告并完成纠正行动。这条改进措施在 2005 年已实施，并且行之有效，主要体现在：与报告编写及行动落实有关的扯皮少了，报告能按时完成，而且原报告中的建议行动大都能在电站得到执行，甚至有的行动电站目前尚无能力或条件去实施，最后也通过 CARB 会议协调让有关部门牵头借用外部资源加以实施。因此，可以说，这个措施使得电站对 WANO SOER 及 SER 反馈研究工作的有效性前进了一大步。WANO 同行评审对外部经验反馈工作的评审结果表明，评审员也认可了电站现在的 WANO SOER 及 SER 反馈管理模式。

4. 外部事件查询

外部事件查询工作取决于现场工作的需求。当现场出现新的难以处理的问题时,有关部门有时就会寻求外部经验反馈方面的支持,我们就会从 WANO 和 CID 数据库两个方面着手,其中 WANO 这条渠道包括查询 WANO 网站事件库及通过 WANO 巴黎中心向各成员电站进行咨询。2005 年主要查询了国外核电站受恶劣天气影响的事件,以便为电站的应急预案准备工作提供素材。另针对岭澳核电站 2 号机组稳压器喷淋阀 RCP002VP 故障卡在开的位置这一事件查询了几个有重要参考意义的事件,提供查询帮助的还有^{110m}Ag 污染事件, MIS 机检查引起的事件等。

5. 外报事件

2005 年以前电站一直是按照 WANO 每台机组每年至少报 1 个外报事件的最低要求执行的,即 DNMC 四台机组每年向 WANO 报 4 个事件。自 2005 年 WANO PC 第二次董事会会议后,公司总经理部根据其他电站向 WANO 报事件的情况,要求自 2005 年开始, DNMC 每年向 WANO 报 8 个事件。

2005 年向 WANO 巴黎中心报了以下 8 个事件:

- (1) 岭澳核电站 1 号机组第三次大修零功率物理试验期间 RPN 中间量程注量率高保护动作导致反应堆自动停堆;
- (2) 岭澳核电站 1 号机组 RGL 控制棒驱动机构 CRDM (P10 位置) 顶部焊缝泄漏;
- (3) 岭澳核电站 1 号机组第三次大修 MIS 检查设备部件脱落进入反应堆压力容器;
- (4) 岭澳核电站 2 号机组 APA102JD 破口导致大量高温水蒸气泄漏;
- (5) 电网故障导致岭澳核电站 1 号机组大幅降功率后人为误使汽轮发电机组与电网解列;
- (6) 大亚湾核电站 2 号机组 GSE006VV 在第十一次大修停机过程中拒动;
- (7) 岭澳核电站 2 号机组 ARE033VL 机械故障全开导致反应堆因 3 号蒸汽发生器水位高高信号而自动停堆;
- (8) 柴油机 200/700FL 等软管安装偏差超标导致柴油机安全可靠性降低。

其中前两个事件也同时报给了 IAEA。上述 8 个事件中第 1、2、7 和 8 个共 4 个事件为电站的执照运行事件,其余 4 个为电站内部运行事件。

6. 关于中国核电运行信息网

由国防科工委牵头,核动力运行研究所负责开发的中国核电运行信息网在国内各核电厂的大力支持下终于于 2005 年投入运行,目前仍处于信息积累阶段。2005 年根据有关要求共向该网站提供了 8 份运行事件报告、71 份内部运行事件报告、两电站全年的 12 份生产月报及四台机组 2004 年后 8 个月和 2005 年全年的月度生产指标数据。

2.2.7.3 电站纠正行动管理

1. 2005 年事件相关的纠正行动总体概况

各类事件报告的纠正行动完成情况如表 2.2.7.3-1 所示。

表 2.2.7.3-1 事件相关的纠正行动完成情况统计

	LOER	IOER	EOER	RCA
应完成纠正行动数/条	51	375	44	43
按时完成纠正行动数/条	49	375	43	43
按时完成率/%	96.1	100	97.7	100

在 513 条纠正行动中，延期完成为 25 条，占 4.9%。总体来说纠正行动完成情况良好。

2. 2005 年事件相关的纠正行动的执行情况

2005 年使用新流程运作下的纠正行动验证工作与以往历年比较有了较大的提高，主要体现在：

(1) 体系建立后，各部门在运作形式上趋于统一，有利于规范管理和运作，为提高经验反馈质量方面奠定了坚实的基础。

(2) 规范了职责范围。以同样的标准和要求，对提交的纠正行动的验证资料进行验证，使不同种类的资料分门别类的收集和归档，为今后管理、利用、查找提供了便利条件。

(3) 强大的任务督办系统支持功能完成了从任务分配、分发、提醒、延期、查询、审批、关注、验证、委托等方面实现了全面电子化流程，减少了纸质文本繁琐的流转环节，提高了工作效率，缩短了流转时间，降低了成本。

(4) 对于因种种原因无法继续完成和无法继续分析的问题，提交 CAP-Team 批准后，由主办部门在 CARB 会议上向全体 CARB 成员阐述问题的性质和问题所在，由 CARB 会议决定行动是否继续进行、部门变更或行动取消。避免或减少了行动无法开展下去，长期滞留等遗留问题。

(5) 对于在现场实施完成的工作，任务提交完成后，由经验反馈纠正行动的验证人到现场检查、核实。得到明确的认定后，方可关闭任务督办。有效地督促主办部门认真执行行动的完成情况和质量要求，实现有效的管理和监督。

3. 事件相关的纠正行动有效性评估中发现的主要问题

通过纠正行动体系的建立和运作，对于事件相关的纠正行动有效评估起到了极大的促进和督促，但同时纠正行动验证时也发现了一些存在的问题。主要体现在：

(1) 部分事件的验证资料收集不及时。有些部门只有等到临近期限结束时，才匆匆忙忙开始收集资料，使得一些事件相关纠正行动验证资料不全面。

(2) 有些执行部门对任务截止日期关注程度不够。需要通过经验反馈部门人员多次提醒、催办后，才开始进行提交完成工作。使验证部门人员无法及时、有效、充分地进行工作验证。给资料的收集、统计、汇总工作带来困难。

(3) 部分事件根本原因分析存在不足，有些事件未能找出真正的根本原因。根据原因分析后制定的纠正措施针对性不强，存在“就事论事”的行动，未能制定有效的行动彻底解决问题。

(4) 个别事件纠正行动制定的范围模糊。纠正行动缺乏可操作性，对事件相关的纠正措施的实施有效性不高或无效，无法从根本上消除事件发生的因素。

(5) 由于专业性和个人知识层面存在的差异，造成事件原因分析存在不足，使得纠正行动实施完成后，问题重新出现。

(6) 对于涉及多部门的事件纠正行动的制定，个别编写部门与事件相关的其他部门共同分析根本原因时，存在差异。导致纠正行动存在“避重就轻”的现象。

(7) 有些纠正行动的制定随意性较大。往往一个行动就可以解决的问题，个别部门要拆分成多个小题目制定，造成人力、物力、资源浪费的现象。

4. 事件相关纠正行动制定中出现问题的原因

(1) 事件分析人员所参加的相关培训不够

事件报告是由不同的工作人员进行分析、编写。部分报告编写人未接受过相关事件根本

原因分析课程的系统培训,不能正确运用事件分析的有效方法和工具去分析事件,找出事件发生的根本原因,采取切实有效的纠正措施进行避免。

(2) 个别分析人员的技术能力和知识层欠缺

对一些具有一定难度的事件原因分析,由于个别分析人员受自身知识、技术能力限制,对于事件根本原因分析无法深入下去,造成一些纠正行动的措施流于形式。

(3) 不愿介入涉及行政管理方面的原因分析

部分涉及行政管理方面的原因分析及制定纠正行动方面。由于主观和客观原因,事件根本原因分析中不愿过深介入,纠正行动的制定具有形同虚设的现象。

(4) 跨部门、多专业协同进行的事件分析与协调困难

事件分析中涉及其他部门的纠正行动,为使对方能够顺利接受,在分析事件制定纠正行动时,出现“治标不治本”的现象。只为使报告提交完成,对问题的解决不利,为事件的重发埋下伏笔。

2.2.8 安全文化建设

2005年安全文化建设以学习理解、宣传警示、现场防人因事件为主线开展。2005年成立了由经理、处长和员工等各层次代表组成的跨专业的安全文化和人因改进项目组,负责开展安全文化与人因改进工作。2005年启动了IAEA安全文化系列丛书的翻译和出版工作。通过此次再学习活动,培养了一批安全文化推进的骨干和中坚力量。2005年在安全文化方面,也邀请了瑞士航空公司等外部专家就安全文化建设进行了交流。组织了安全文化问卷调查,对进一步了解电站安全文化现状,制定改进计划提供了一定的基础。

5月份开展“核安全月”活动,提高全员安全文化素质。同时结合“5·19”事件一周年之际,通过建立“警钟长鸣室”,组织全员的安全警示教育。

在现场防人因事件方面,召开安全文化与人因改进研讨会,组织WANO人因管理评估,改进了人因事件根本原因分析方法,完善了安全生产的决策流程。切实倡导透明度理念,鼓励小事件报告,创造条件向未遂以下的事件和偏差深入,在维修部开展安全文化示范班组活动。

2005年分别召开两次安全文化与人因改进工作研讨会。通过对安全文化及人因工作改进的研讨,确定了未来五年安全文化建设的改进计划。

2.2.9 电站概率安全评价

概率安全评价(Probabilistic Safety Assessment, PSA)又称为概率风险评价(Probabilistic Risk Assessment, PRA),是以概率论为基础的系统化的核电站风险定量评价的技术。

2005年7月,公司根据工作需要,设立了安全分析科(PSA科)。

2005年,PSA的各项开发和应用工作顺利开展,所承担的国防科工委研发任务《核电站风险指引型安全管理技术研究》圆满完成。

1. 岭澳核电站(二期)PSA的开发

2005年2月,按期完成岭澳核电站(二期)1级PSA的模型建立和总报告编写,包括主报告11章、人因分析档案1章、事件树报告12章和故障树报告29章。7月,按期完成简化2级PSA的模型建立和总报告编写,包括7篇技术报告。

2. 在线风险评价和管理系统 (Risk Monitor)

2005 年上半年, 按照 PNSC 的要求, 完成 Risk Monitor 的培训工作, Risk Monitor 开始在 STA、运行等部门试用。PSA 科根据试用反馈的情况, 对 Risk Monitor 进行了相应的改进。6 月, PNSC 批准 Risk Monitor 在两电站正式使用。《DNMC 在线风险评价和管理系统应用的实施程序》开始执行, 规定 STA、运行、计划、PSA 等相关人员使用 Risk Monitor 对日常生产活动进行风险评价与管理。

2005 年, 委托清华大学核能与新能源技术研究院开展 Risk Monitor 浏览器版的研究工作, 目的是进一步扩大 Risk Monitor 的影响范围和应用范围, 促进 PSA 方法的普及。

3. 应急柴油发电机后撤时间延长

国家核安全局在对 PSA 科编写的安全分析报告《大亚湾核电站应急柴油发电机不可用时机组后撤时间延长的申请》进行评审后, 于 2005 年 5 月正式批准应急柴油发电机的后撤时间从 3 天延长到 14 天, 并且可用于在线的预防性维修和纠正性维修。

4. 工程改造项目的 PSA 分析

2005 年 3 月, 工程改造程序《改进申请与初步设计审查》增加了与核安全相关的工程改造需要进行 PSA 分析的要求。PSA 科编制了实施程序《改进项目的 PSA 评价要求》以规范评价工作。2005 年完成以下项目的 PSA 分析和建议: 拟在大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修中实施的 48 项工程改造; 大亚湾核电站拟实施防“锅炉效应”改造的 10 个闸阀; 岭澳核电站主给水旁路隔离阀的工程改进。

5. 机组日常风险评价

PSA 科每日关注四台机组的运行状况, 使用 PSA 模型对重大的设备缺陷或异常状况进行详细分析, 并及时地将风险信息和建议反馈到相关执行部门。或者根据电站的实际需求, 尤其是电站有紧急情况或发生突发事件时, PSA 科及时对电站状态进行风险评价, 为电站作决策时提供风险信息的技术支持。在 2005 年完成了 23 份专项 PSA 分析报告, 其中包括安全分析报告《超强台风对大亚湾、岭澳核电站堆芯风险影响的简要分析及其防范措施》、《岭澳核电站应急柴油机软管处理时机的 PSA 分析》、《大亚湾核电站和岭澳核电站后备电源系统状态的概率安全评价及建议》。

6. PSA 专刊的出版

为了展示大亚湾核电站过去十多年来在 PSA 研究和应用方面取得的成果, 让更多员工了解到 PSA 的方法和作用, 扩大 PSA 在电站的知名度和影响力, 以进一步推动和深化 PSA 技术在电站中的应用, 2005 年筹备了《大亚湾核电》(PSA 专刊), 共组织 30 余篇技术论文。

7. 风险指引型应用的研究

2005 年, 与清华大学核能与新能源技术研究院合作开展风险指引型设备分级相关技术和方法的研究, 并以大亚湾核电站为例, 完成了 ASC 系统的风险指引型设备分级。

2005 年, PSA 科密切关注和追踪国际上有关 PSA 技术及其应用的进展, 开展多项风险指引型 (Risk-informed) 应用的研究, 特别是在美国已经成熟的应用, 其中包括维修规则、风险指引型在役检查等。还关注那些有巨大潜力的应用, 如风险指引型技术规范、风险指引型的核电站设计基准变更 (如重新定义大 LOCA 事件) 等。

8. 应急柴油发电机快启动试验周期延长

2005 年 5 月, 在广泛调研的基础上, PSA 科提出大亚湾核电站应急柴油发电机定期试验的优化方案: 由每月一次快启动试验改为每月一次慢启动试验, 并且每半年进行一次快启

动试验。并针对此优化方案,运用传统工程分析方法及 PSA 方法进行了安全评价,论证了优化方案在安全上是可接受的。

9. 停堆 PSA 和火灾 PSA 的前期研究

为了在大修时能够更好地使用 PSA 模型对风险进行评价和管理,拟参考美国最新的停堆 PSA 技术标准,同时充分考虑两电站目前所实施的新的技术规范,全面更新两电站已有的停堆 PSA 模型。7月与美国 PSA 专家举行了停堆 PSA 的专题研讨会。下半年完成了停堆 PSA 技术标准的研究工作。

2005年还开展了火灾 PSA 的研究工作,6月与美国 PSA 专家举行了火灾 PSA 的专题研讨会,并邀请国内单位相关人员参加。对 NRC/EPRI 联合发表的最新的火灾 PSA 研究报告 NUREG/CR-6850 *Fire PRA Methodology for Nuclear Power Facilities* 进行了研究和消化。

2.3 工业安全

2005年大亚湾核电站2号机组进行了首次十年换料大修,进行了环吊齿轮箱更换、APG001RF 更换、凝汽器水室衬胶改造等重大检修活动。发生5起轻伤(其中3起轻伤的伤者是 大修临时人员。根据世界核营运者协会 WANO 业绩指标说明,不计入电站 WANO 工业事故指标)、工业事故未遂 10 起,20 万工时工业事故率为 0.144。工业安全总体指标突破了目标限值。

参照 WANO 公布的 2004 年压水堆核电站 20 万工时工业事故率中间值为 0.11,平均值为 0.33,前四分之一值为 0,大亚湾核电站 2005 年的工业安全指标接近世界的中间水平。

2.3.1 工业安全统计

1. 大亚湾核电站工业安全统计

该统计见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 大亚湾核电站工业安全指标

项 目	目 标 值	实 际 值
重伤及以上事故次数	0	0
轻伤事故次数	≤1	2
20 万工时工业安全事故率 F	≤0.1	0.144
工业事故未遂次数	≤13	10

注: 20 万工时工业安全事故率 $F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

2. 按工业事故未遂事件潜在后果分类

该分类见表 2.3.1-2。

表 2.3.1-2 工业事故未遂事件潜在后果分类

风险类别	机械伤害	高空落物	触电风险	窒息
相关事件数	1	5	3	1

3. 按工业事故未遂事件失效模式分类

该分类见表 2.3.1-3。

表 2.3.1-3 工业事故未遂事件失效模式分类

失效模式	设备或工具缺陷	不良工作行为	安全设施或标志缺陷	违反工作组织过程
相关事件数	1	6	2	1

2.3.2 工业安全管理

1. 主要改进事项

- (1) WANO 对电站同行评审的准备与检查。
- (2) 起重作业安全管理专项改进。
- (3) 完成了工地的防抗超强台风准备项目和 2005 年两电站的“防台、防雷、防涝”工作。
- (4) 完成 DY、AS 厂房和装修后的培训中心等厂房消防验收工作。
- (5) 新建、改建厂房消防审查工作和现场安全监督，包括 BA 楼整体改造装修、技能训练中心、制氢站等厂房和大亚湾核电站 PX 厂房更换屋檐墙板。
- (6) 完成的消防改造项目：大亚湾 2 号机组主泵抽气感烟系统改造和 OJDT4700 盘改造基本完成。
- (7) 完成大亚湾核电站 2 号机组首次十年换料大修、岭澳核电站 2 号机组第二、第三次大修和岭澳核电站 1 号机组第三次大修的工业安全支持与监督工作。

2. 存在的主要问题

- (1) 承包商人员的安全管理有待完善。部分不具备足够安全资质的承包商进入电站工作，违章情况突出。
- (2) 工具使用、维护的安全管理不到位。如 MRM 大修支持人员在拆大亚湾核电站 2 号机组 RRA001MO 靠背轮时，所使用的专用工具断裂，导致操作千斤顶的两名 SNE 劳务人员被弹出的拉马丝杆击伤；NPIC 现场人员在进行 AC 东大厅 MIS 机检查标定池防腐脚手架搭制准备工作时，在下水池时碰落 MIS 机支撑架上的一平衡铁块。
- (3) 事故反馈管理存在缺陷，导致事故重发。2004 年 4 月 30 日，FRA 人员在没有检查换料机周围的安全条件的情况下，开动了换料机，将 MGS 人员右脚夹在了换料机与通道围栏的立柱间，导致 MGS 人员右脚中指 1/3 骨折。2005 年 11 月 21 日再次发生类似事件，换料主管准备上换料机小车检查，此时恰好换料机自动启动小车运行，结果换料机小车挤到了主管的右脚，导致轻伤。
- (4) 大修中高空落物事件频繁发生，检修活动中人员行为不规范。如：现场服务人员在 8 m 气闸门内等电梯时，一根 SAS 杆从手中脱落，经栅格孔滑落至 RX 厂房 4.65 m 平台外环廊；东北公司员工在冷凝器上方 9.8 m 平台挂接手拉葫芦时，一根长 80 mm 的卸扣螺杆掉落冷凝器工作区域 0 m，离 MSM 工作人员约 2 m 远；淮南电力检修公司人员在用内六角扳手拆卸气动阀 GCT119VV 顶部的调节螺栓时，螺栓脱离丝扣后掉到气动阀上弹起后飞出安全网落至 0 m 平台。

2.4 消防

2005 年大亚湾核电站的火险次数为一级火险事件为 0 起, 零级火险事件 3 起, 消防各项指标低于电站年度预控指标, 指标状态可控。2005 年 WANO 同行评审在防火门管理、可燃物控制、安全疏散标识以及应急照明器具管理等方面提出了意见, 反映出电站在厂房安全管理方面仍存在着不足。

2.4.1 火灾事故与火险事件统计

指标统计见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 火灾事故及火险事件统计

起

	火灾	级火险	零级火险
控制目标 (每电站)	0	≤2	≤8
大亚湾核电站 (实际)	0	0	3

2005 年大亚湾核电站未发生火灾事故和一级火险事件。

2005 年大亚湾核电站发生零级火险事件 3 起。具体事件描述见第 7.10.4 节零级火险事件汇总。

2.4.2 消防系统可用率

消防系统可用率统计见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 消防系统可用率统计

%

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
大亚湾核电站	99.5	99.6	99.0	99.8	99.9	99.8	99.8	99.6	99.8	99.1	99.7	99.3

2.4.3 消防管理

1. 完成的主要工作

(1) 加强了改造项目的防火控制, 在设计审查、对外报审、验收检查及文件升版等各个环节, 按照国家法规和电站程序规定严格把关、规范操作。确保改造活动的全过程处在严密的消防控制之下, 不留隐患。具体项目包括: 大亚湾核电站主泵间火灾探测系统改造、制氢站改造、技能训练中心等重要项目的消防设计审查; 第五台柴油机和岭澳核电站主变压器备用相的消防系统验收评审; 新消防训练站、AS 备件库房、BA 楼装修改造项目的安全验收等。

(2) 增强事件经验反馈的针对性, 提高纠正行动的有效性。例如: 岭澳核电站控制区热洗衣房的旧干衣机设计上存有安全隐患, 已全部换型更新; 大亚湾核电站 2 号机组 PTR001MO 轴承故障的火警事件反馈行动深入到外包维修电动机的正品轴承专供, 能够有效

抑制同类事件重发。

(3) 消防改进

1) 进行消防系统隔离单的时效性和闭环控制改进,有效地减少了消防系统隔离超期或失控的现象,有利于提高消防系统的可用率。

2) 两电站 TB/TC 等外围区域火警响应流程改进。

3) 大亚湾核电站火警总盘标牌及 BOP 行动卡改进,使长期遗留积累的现场标识及文件错误得以纠正,不规范的状态得以改善,提高了运行值火警响应的有效性。

4) 大亚湾核电站 AF 火警监督岗值班员改由专业消防公司具有相应资质的人员担任。

5) 岭澳核电站 BOP 消防系统定期试验及管理缺陷改进。

(4) 重要消防改进项目的审查实施与跟踪

1) 实施项目:大亚湾核电站 BOP 火警系统全面升级改造、新 EB 消防训练站验收投入使用;岭澳核电站汽轮机厂房钢结构防火涂料改造。

2) 跟踪推动项目:大亚湾核电站 JPL1301 气体灭火系统改造、JDT 常规岛线型感温系统改造;岭澳核电站核岛冷冻机房和热洗衣房储存间增设消防探测系统的改造。

(5) 消防队新购入一台大功率泡沫消防车,完成了两批重点部位的灭火预案,使电站的人工灭火能力在硬件和软件两方面都有所加强。

(6) 完成 2005 年 WANO 对核电站的同行评审相关工作,该项评审的结果为今后核电站的消防改进工作提供了重要的指导性意见。

2. 关注问题

(1) 涉及改造的消防系统重要缺陷纠正不够及时

1) 大亚湾核电站 JPL1301 气体灭火系统改造未能按相关 LOER 规定纠正行动期限完成,核安全相关区域的消防系统长期处于功能降级状态。

2) 大亚湾核电站 AK 周转物资库的火警系统报警信号未送到相关火警监督岗,该厂房自投入使用以来一直处于无人监控火警的状态。

3) 大亚湾核电站 BX108 气体灭火系统控制机自 2005 年 12 月起因主板故障且无法采购到备件而处于瘫痪状态。

4) 两电站汽轮机厂房 16 m 电缆层消防系统多次误喷的情况,改造工作无实质进展。

(2) 大亚湾核电站 JDT 主火警系统改造应尽早提出并着手准备。

监控大亚湾核电站核岛、常规岛和运行相关 BOP 厂房的 JDT 主火警系统是 20 世纪 80 年代的设计和产物,目前面临下列问题:

1) 备品枯竭。一方面部分备品已无采购来源,另一方面大亚湾核电站系统运行年代已久,开始进入部件损坏逐渐上升的寿期末,加之备品是两电站共用,消耗量较大,出多入少,备品库存不断下降。

2) 难以满足新技术规范对 I₀ 管理的要求。大亚湾核电站新技术规范实行后,主火警系统 I₀ 消耗高问题突出,虽经 MIC 等相关单位各方面努力,情况有所好转,但改进幅度不大,主要原因在于系统设备技术水平低,已无明显提升性能的空间。

由于该系统范围大、问题多、涉及核安全,因此预计相关改造的设计、报批准备及施工过程可能较长(专业工程师估计需 2 年左右),如不及早提出并着手准备,将来可能会出现重要火警系统因备品枯竭而局部瘫痪的被动局面。

(3) WANO/GRO 等外部监督机构评审, 检查提出的主要问题包括:

- 1) BOP 行政厂房可燃物控制不力;
- 2) 厂内吸烟控制不力;
- 3) BOP 行政厂房防火门无管理;
- 4) 疏散通道标识不足, 应急照明管理不善;
- 5) 火灾危险性分析报告有待升版。

(4) 消防系统定期试验没有一个按能够覆盖全厂所有消防系统的大纲来管理, 不时发现个别消防系统无定期试验的情况。BOP 与外围厂房区域的情况比较突出, 比如: 危险品仓库的 FM200 灭火系统、LAB 仓库的 JPC 系统、岭澳核电站 TB、UD 柴油发电机间的消防系统等。

大亚湾核电站非技术性 BOP 厂房火警响应责任及相关钥匙管理责任尚未明确, 火警响应流程不够清晰, 不能满足快速响应的要求。

2.5 辐射防护

2.5.1 年度辐射防护总体评价

2005 年度, 大亚湾核电站未发生人员超剂量照射和放射性物质管理失控事件, 人员体表沾染和人因地面污染控制良好, 电站的辐射安全总体状况满意。2005 年大亚湾核电站辐射防护指标的目标值与结果见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1 2005 年大亚湾核电站辐射防护指标的目标值与结果

指 标	日 标 值	结 果 值
集体剂量/(人·Sv)	<1.30	1.306
最大个人剂量/mSv	<20	8.076
人因地面污染/起	<25	1
人员体表沾染次数/(人·次)	<10	1
人员体内污染次数/(人·次)	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控/次	0	0

2005 年度, 大亚湾核电站只进行了 2 号机组第十一次大修。本次大修是电站第一次十年大修, 工期长、项目多、指标的预测有一定难度。加之在大修中额外增加了一些纠正性维修项目, 使得大修集体剂量超指标 37.4 人·mSv(目标 1150 人·mSv, 实际 1187.4 人·mSv), 这使得大亚湾电站的年度集体剂量超指标(目标 1300 人·mSv, 实际 1306 人·mSv)。

2.5.2 个人剂量监测与管理

1. 外照射个人剂量监测与管理

2005 年度大亚湾核电站外照射个人剂量分布见图 2.5.2-1。

2005 年度大亚湾电站的最大个人剂量为 8.076 人·mSv, 受照剂量超过 5 人·mSv 的有 15

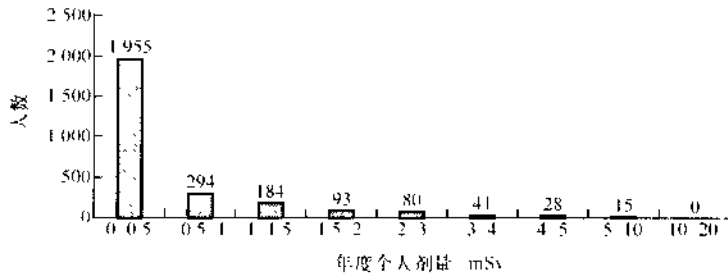


图 2.5.2-1 2005 年大亚湾核电站外照射个人剂量分布图

人。对于大亚湾 2 号机组第十一次大修这样的一个大修年来说，外照射个人剂量的控制是成功的。历年外照射最大个人剂量统计见表 2.5.2-1。

表 2.5.2-1 历年个人最大剂量

年份	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
最大个人剂量/(人·mSv)	18.7	12.1	15.3	9.8	10.35	8.15	36.3	6.697	8.098	11.89	8.076

2. 内照射剂量监测结果

2005 年度对所有进入控制区的辐射工作人员和部分检修项目的作业人员进行了内照射剂量的常规监测和操作监测，全部监测结果小于最低探测，没有发现受到内污染的个案。

2.5.3 运行辐射防护管理

1. 总体状况

电站年度非大修集体剂量 118.823 人·mSv，与 2004 年 (125.77 人·mSv) 相当；未发生人员污染事件；非大修期间的地面污染内部运行事件数为 0。非大修期间的辐射安全状况总体满意。

2. 异常和问题

(1) 大修前更换 TEP006DE 造成三废系统较为严重的 ^{110m}Ag 污染，导致三废系统所在区域现场辐射水平大幅升高。对三废系统 ^{110m}Ag 污染的后续处理活动额外增加了约 10 mSv 的剂量；

(2) 全年因处理 JDT 和 RIC 系统故障多次非计划进入运行状态下的 RX 厂房，高辐射风险作业的增加带了相当的潜在风险。因此，RX 厂房内 JDT 和 RIC 系统的设备状态必须从根本上加以改进。

3. KRT 系统运行管理

2005 年大亚湾核电站 KRT 系统不可用的各项统计数据见表 2.5.3-1。从表中数据可以看出，2005 年大亚湾核电站 KRT 系统的随机不可用时间及次数同 2004 年相比大幅下降，KRT 系统的运行状态进一步改善。

表 2.5.3-1 2005 年大亚湾核电站 KRT 系统不可用时间与次数统计结果

年份	总不可用 时间/h	总不可用 次数	随机不可用 时间/h	随机不可用 次数	计划不可用 时间/h	计划不可用 次数
2002	1 734.68	1 137	1 322.85	266	411.83	871
2003	1 472.88	1 081	896.43	198	576.05	882
2004	1 042	659	836.85	157	204.4	501
2005	839.37	524	326.31	99	400.97	417

(1) 2005 年大亚湾核电站 KRT 系统不可用次数中计划不可用次数仍然是主要部分, 计划不可用的主要来源有: 在 KRT008/009/028MA 以及 KRT016/017/021MA 上的定期取样所导致的通道不可用; KRT 通道定期试验及预防性维修。

(2) 从统计的数据来看 2005 年大亚湾核电站 KRT 随机不可用的主要原因有:

1) KRT002/003/004MA 因上游 REN 阀门调节故障及检修共累计不可用次数 26 次, 占总随机不可用次数的 26%。

2) KRT036MA 因设备缺陷产生的故障 27 次, 占总随机不可用次数的 27%。

3) 射线探伤隔离 KRT 通道 10 次, 占总随机不可用次数的 10%。

4) 上游设备检修或停电隔离 10 次, 占总随机不可用次数的 10%。

5) 其他故障主要包括线路老化产生的接触不良、器部件损坏、泵的损坏等。

(3) KRT 系统维修、改造状况。

1) 搭建 KRT 系统离线测试和试验平台, 提高维修技能和水平。2005 年 OPH 利用多年更换下来的备件, 通过检查修复后再利用, 搭建起了 KRT 系统部件的多功能测试试验平台, 目前可实现对 70% 的 KRT 通道进行离线模拟。通过该试验平台, 深入查找故障的根本原因, 减少和消除设备重发故障; 进行备件的调试, 有效减少设备预防性检修所需要时间, 提高系统的可用率; 进行维修人员的培训, 提高维修水平及效率。

2) 升版 KRT 系统维修大纲, 使维修更趋合理, 有效地减少了泵压力开关等的损坏次数, 提高了系统的可用率。

3) 对部分通道进行了增加压力、流量表的改造, 提高了系统维护的便利性及系统运行的可靠性; 对 KRT901MA 自动冲洗装置进行改造, 完全消除了通道流量不足的问题; 对 2KRT008MA 进行了改造, 消除了设备长久以来的误报警问题。

(4) 主要问题。

1) KRT036MA 因设备的设计原因而故障频繁发生, 主要的故障原因有上游倒电导致的电磁阀故障, 机柜板件过热导致的通信故障等, 目前该通道是电站随机不可用的主要来源。此外该通道主要备件厂家已经停产 (目前正进行备件的国产化), 从设备长久稳定运行考虑应对通道进行整体更换。

2) 地坑监测通道 (KRT051—055MA, 501/502MA) 设计的缺陷以及落后的部件影响而时有报警闪发, 目前采取探头加保护罩的方法来减少人为原因触碰导致的误报警等。从长久稳定运行考虑应对通道进行整体更换。

3) 对于 KRT002/003/004MA 因上游 REN 阀门调节故障及检修导致低流量问题较多, 目前一般由化学处进行流量调节。如果频繁出现堵塞的情况, 由静机处进行管线吹扫会减少故障次数, 但目前没有完全消除低流量问题的有效措施。

2.5.4 大修辐射防护管理

2005 年度, 大亚湾核电站进行第一次十年大修, 即 2 号机组第十一次大修, 工期长, 项目多。辐射防护较好地完成了各项指标 (见表 2.5.4-1), 有力地保证了大修工作的顺利开展。

表 2.5.4-1 2 号机组第十一次大修辐射防护指标结果

大修	集体剂量/(人·mSv)		体表沾染/(人·次)		地面污染/次		说明
	指标	结果	指标	结果	指标	结果	
2 号机组第十一次大修	1150	1187.415	9	1	10	1	核电站第一次十年大修, 工期长, 项目多

从辐射防护的角度来讲, 本次大修总体进展还是比较顺利的, 辐射防护重点关注的项目均得到了有效的控制, 没有出现辐射防护相关比较严重或影响较大的事件。

本次大修辐射防护成立了 22 个辐射防护专项组, 共审核了预防性维修工作包 1624 份, 纠正性维修工作包 997 份; 共设“H”点 69 个, “W”点 62 个; 编写了 49 份 ALARA 行动单。这些文件中的防护要求都在大修中得到很好实施, 为大修辐射防护控制奠定了坚实的基础。除集体剂量指标外, 其他辐射防护相关指标均在预测范围内, 尤其是人员污染、人因地面污染控制非常成功。

本次大修现场共发出 12 份现场纠正行动单, 5 份整改通知。作为首次十年大修, 这个数量相对来说是较少的, 这说明现场人员行为总体较好。本次大修共产生辐射防护关注问题 8 项, 近几轮大修均保持在比较少的数量, 这说明大修辐射防护工作已经进入比较成熟的阶段。

本次大修集体剂量结果为 1187.415 人·mSv (此值包括日常剂量和新增维修项目剂量), 超过目标 1150 人·mSv。虽然集体剂量结果超出预期目标, 但集体剂量并没有失控, 考虑到以下因素, 本次大修的集体剂量结果是可以接受的:

(1) 日常剂量的增加。按照以前的惯例, 大修机组所在电站的所有剂量全部记人大修。正常情况下, 每台机组每月日常剂量大约在 5 人·mSv。但本次大修由于大修前更换 TEPO06DE 造成三废系统较为严重的^{110m}Ag 污染, 导致现场辐射水平大幅升高。对三废系统^{110m}Ag 污染的后续处理活动额外增加了约 10 人·mSv 的剂量。

(2) 新增项目的影 响。本次大修新增了 RRA001PO 全面检查、RCP002/016/320VP 解体检修、压力容器异物处理、压力容器缺陷拓模、蒸汽发生器堵板塞子不匹配及泄漏处理等项目, 约额外增加了 43.214 人·mSv 的剂量。

(3) 剂量预测偏低, 确切地说剂量冗余量设置不足。本次大修是大亚湾核电站首次十年大修, 对其中安排的 TSD 和服务支持性等小项目缺乏足够的预计。当初指标目标制定时将所有专项除外部分剂量列为“其他”, 几千个 TSD 项目、新增项目剂量、部分服务支持性项目使得“其他”这部分剂量值严重超出预测值。

(4) 现场人数过多。2 号机组第十一次大修期间进入控制区总人数及总工时创历史新高。大量的现场人员的小剂量累积给集体剂量的控制造成了相当的困难。统计数据见表 2.5.4-2。

表 2.5.4-2 部分大修控制区总人数和总工时比较

大 修	工期 天	控制区总人数 人	控制区总工时 h	剂量结果 人·mSv
岭澳核电站 2 号机组第一次大修	77	1 860	120 515	1 105
岭澳核电站 1 号机组第三次大修	55	1 758	96 897	—
大亚湾核电站 1 号机组第十次大修	42	1 892	101 159	988
大亚湾核电站 2 号机组第九次大修	52	2 031	138 240	1 011
大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修	70	2 185 (除第八次大修外最高)	165 921 (历史最高)	1 187.415

2.5.5 辐射防护培训和经验反馈

1. 授权培训

2005 年完成辐射防护一级 (305A) 12 期, 305 人·次; 辐射防护二级 (305B) 5 期, 152 人·次; 辐射防护复训 29 期, 1 174 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 2005 年进行了一系列的经验反馈与在岗培训, 总学时 430 人·时。主要的专题有: 乏燃料运输的辐射风险和防护、放射性物质安全运输规程、辐射屏蔽与计算、辐射仪表刻度许可证授权培训和源项控制。

3. 事件反馈

2005 年发生一起由辐射防护科造成的执照运行事件 (LOER): 《DOSEL002BA 在失去放射性连续监测下排放》; 三起内部事件: 《走错间隔造成岭澳 1 号机组 KRT001MA 超阈值报警》、《触发 CSM 报警的放射性 MIS 机设备未经 RP 人员确认进入厂区》、《装有放射性物品的集装箱未申报进入核电工地并违反规定》, 以上事件共产生了 18 条纠正行动, 所有的纠正行动已经按时完成并得到了执行。

4. 外部经验交流

为了提高辐射现场管理水平和防护技术, 2005 年辐射防护科组织了与秦山核电厂一期、二期和三期的辐射防护技术骨干进行研讨。通过这次交流与沟通, 增进了彼此的了解, 促进双方在辐射防护领域的管理水平和防护技术的提高。

第三章 岭澳核电站安全运行

3.1 电站运行

3.1.1 运行组织

1. 组织机构及功能

2005 年度生产部运行二处组织机构略有变化,但功能定位仍然是负责岭澳核电站的运行管理。具体变化是:为了优化人力资源的管理,提高工作效率,将值外独立的机构程序组、培训组合并到白班值管理,业务不做变更,仅为了整个组织中的持照人员交叉分担工作任务。管理层成员因集团形势发展变化做了部分调整,调出一名值长支持其他核电基地工作,任命两名新值长;运行二处管理层由处长、副处长、运行工程师、培训工程师、值长和科长组成,组织机构如图 3.1.1-1 所示。

运行二处原有正式员工 185 人,年底新进员工(为岭澳核电站二期生产准备的后备人员) 31 人,共计 216 人。

2. 运行管理改进

2005 年第一季度,运行二处接连发生操纵员误判断手动停机解列岭澳核电站 1 号机组(“1·25”事件)、反应性操作监控不力发生非计划自动停堆(“3·26”事件)等重大人因失误,整个团队的状态和士气陷入了低谷。为了及时扭转危局,重振士气,运行二处在生产部经理部的直接帮助指导下,组织开展了一系列反思、调查、评估和讨论,基本摸清了问题的主要根源,制定了几项主要的管理措施并落实到后第三季度的运行工作中,收到了一定成效。管理措施主要有:

(1) 提高持照人员的核安全意识、核安全管理水平

坚定不移地贯彻公司“安全第一、质量第一”的理念并通过事前风险分析、工前会等举措落实到具体活动中;组织了 SRO/RO 职能差别的研讨,界定了 SRO 对于核安全相关活动实施监控的责任;有组织地安排运行值长旁听电站核安全委员会(PNSC)会议,以提高值长在安全问题上的分析、判断、决策能力;围绕岭澳核电站新技术规范的切换,组织 STA、值长的联席研讨会,澄清了核安全领域的一些模糊概念。通过这些改进,运行人员的核安全管理水平得到了切实提高,并收到了实效——后三季度没有发生与运行相关的 LOE。

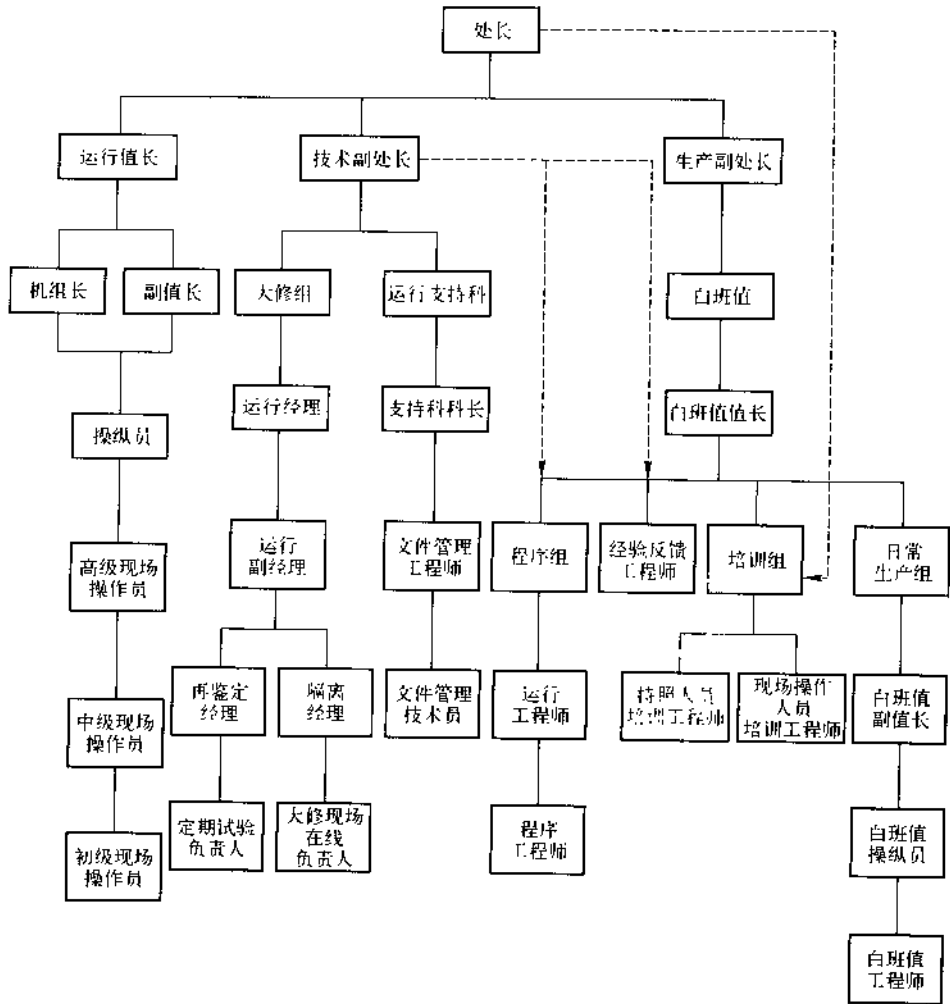


图 3.1.1-1 运行二处组织机构图

(2) 推行运行操作人因失效控制的三大措施

“7·10”事件后，运行二处管理层认识到仅有 PII 防人因失效的理论和推行运行人员行为规范还不足以筑起防人因失误的坚实屏障。在生产部经理领导下，运行二处和运行一处一起，经过深入讨论、多次反馈，最终确定了控制人因失误的三大管理措施：一切运行操作按程序执行；重大的或高风险操作严格执行监护制（专门管理程序定义）；操作过程严格遵守人员行为规范。具体管理行动是：①将运行程序使用回收数量设定为运行值量化考核指标；②编写生效上千份设备专项操作单和使用《设备操作临时指令单》；③管理层和值外机构对运行值执行三大措施情况进行定期检查。通过改进，全年人因失误操作仅有 7 次，没有因误操作引发的 LOE，IOE 仅有 7 起。

(3) 紧密跟踪推动设备缺陷的消除，保证机组安全稳定运行

白班值设立机组缺陷跟踪专责工程师，并建立实时的电子化《机组缺陷跟进》模块，从而让运行机组上所有设备缺陷全在运行掌控之中；并通过白班值各区域专业工程师协调推

动解决,每周小结,实时更新信息,使得 1GGR804VH 管道漏油、1GPV 蒸汽泄漏和 2CEX025/026VI 调节故障等重大设备缺陷得以及时消除,确保了机组的安全。

(4) 强化大修准备,提高大修运行活动质量

根据上一轮大修和“7·10”事件的经验反馈,证明了没有充分准备,在大修实施过程中临时突击难以保证运行活动的安全和质量。因此,运行二处在大修准备方面从两个角度入手:①运行大修组提供完善的、高质量的文件程序准备,确保了大修关键路径不出现任何需要临时准备文件的现象;②运行值提前一个月从思想上、组织上、技术上进行有计划全面学习,并由大修组通过抽查和技能竞赛两种方式检验准备效果;③大修重点项目、高风险项目实行专项小组单独准备的方式,保证其安全、高效地实施。这些准备,在 2 号机组第二次大修中取得了显著成效,大修承诺指标圆满完成,IOE 数量创历史最低,再创大修中没有 LOE 的纪录。

(5) 加强经验反馈效果的跟踪,提高经验反馈有效性

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

3.1.2 机组运行状态

2005 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。

2005 年岭澳核电站 2 号机组运行状态见图 3.1.2-7 至图 3.1.2-12。

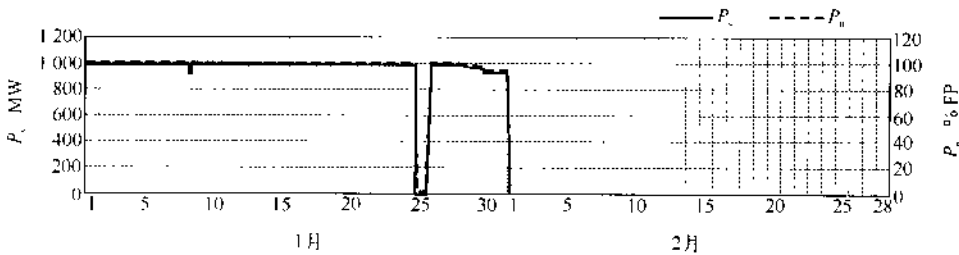


图 3.1.2-1 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

(1) 1 月 9 日 15:00 为执行 PT1GRE001/002, 降功率至 910 MW, 20:00 升至满功率。

(2) 1 月 25 日 05:57 因岭深乙线 A 相接地故障引起 GSE/GRE 阀门迅速关闭, 功率急降至 86 MW, 并因高压缸 GSE 阀门限制未能回升, 操纵员认为汽轮发电机组已紧急停机而手动停机解列, 26 日 01:20 汽轮机冲转, 01:45 发电机并网, 08:18 升至满功率。

(3) 1 月 28 日 13:56 因除硼床饱和和失效且寿期末稀释效果差, 开始随燃料引起堆功率的下降逐渐降低电功率, 29 日 23:00 降至 958 MW。

(4) 1 月 30 日 05:04 降功率至 920 MW, 进行 VVP 安全阀压力整定值试验。

(5) 1 月 31 日 23:06 按大修计划降功率, 2 月 1 日 03:00 机组解列, 开始 1 号机组第三次换料大修。

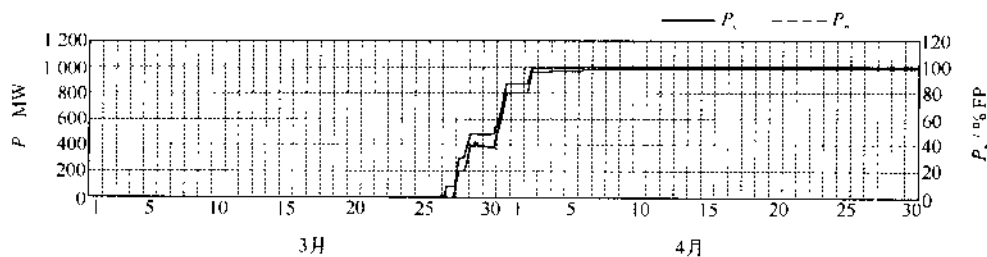


图 3.1.2-2 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 3月25日18:15反应堆达临界。26日16:14零功率物理试验将结束时RPN“中间量程注量率高保护”动作,反应堆自动停堆,19:53重新达临界,27日22:26汽轮机冲转,22:36发电机并网。
- (2) 3月28日06:20升至30%FP功率平台,15:30继续升功率,16:15至18:00暂停升功率处理1CEX006VL供气管线断裂。
- (3) 3月29日02:08升至48%FP功率平台,电功率390MW,并根据二回路疏水和给水泵切换适当调整保持核功率不变。
- (4) 3月30日19:4继续升功率,31日17:10达到87%FP功率平台。
- (5) 4月2日06:15继续升功率,13:20达满功率。

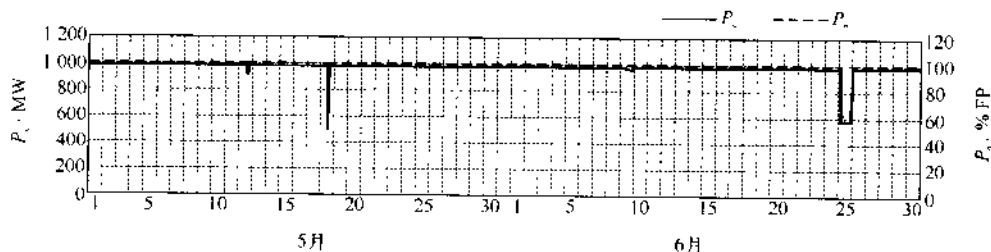


图 3.1.2-3 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (5, 6 月份)

说明:

- (1) 5月12日12:00降功率至920MW执行定期试验PTIGRE001/002,17:15升回满功率。
- (2) 5月18日11:45执行定期试验PTIRGL04降功率至500MW,14:20升回满功率。
- (3) 6月9日10:12为处理1GCT119VV故障,根据热功率降低电功率,最低至960MW,21:00升回满功率。
- (4) 6月25日03:00为检查1CRF001PO推力轴承,降功率至580MW,26日01:30升回满功率。

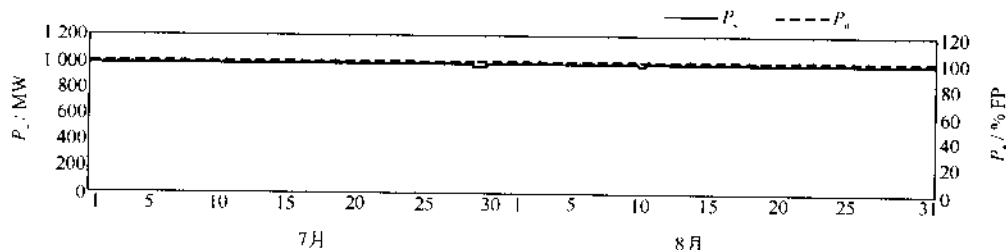


图 3.1.2-4 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

- (1) 7月29日03:20为检修1GSS110PO电动机,降功率至966MW,30日02:00升回满功率。
- (2) 8月10日05:00为更换1GSS210PO电动机,降功率至969MW,18:00升回满功率。

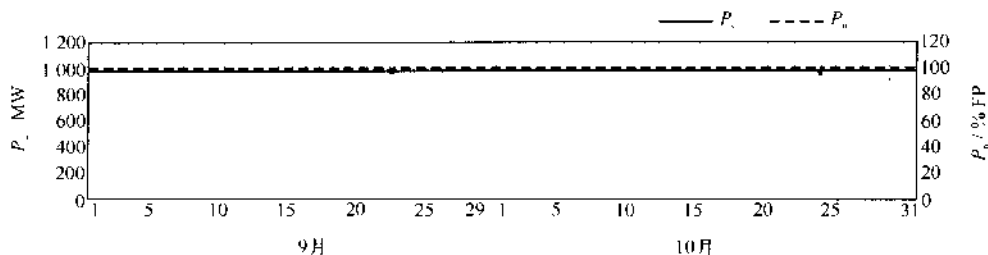


图 3.1.2-5 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

- (1) 9月23日06:00至11:45为检修1AHP217VL将1AHP602RE切至应急疏水,期间降功率至960 MW,
- (2) 10月24日19:33至21:50处理1GFR161FI堵塞,期间降功率至950 MW,

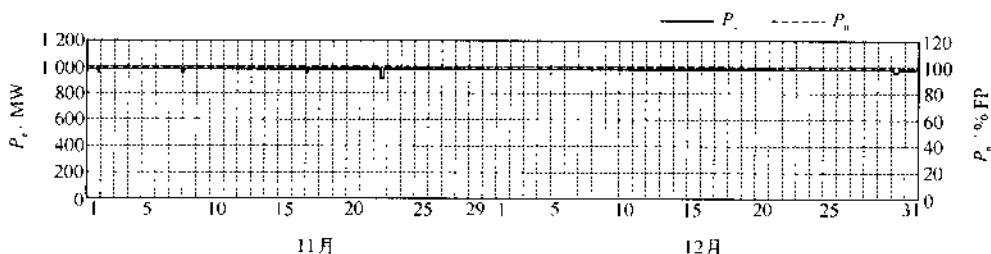


图 3.1.2-6 岭澳核电站 1 号机组运行状态 (11, 12 月份)

说明:

- (1) 11月1日19:20至20:37处理1GFR159FI堵塞,期间降功率至960 MW,
- (2) 11月7日23:40至8日01:07处理1GFR158FI堵塞,期间降功率至954 MW,
- (3) 11月17日01:00至04:00处理1GFR160/163 162FI堵塞,期间降功率至955 MW,
- (4) 11月22日11:45至17:45执行PTIGRE001,更换CFR150-157FI滤网,期间降功率至910 MW,
- (5) 12月30日02:30至19:00为控制 ΔI 下插R棒,逐步降功率最低至967 MW,然后逐步升回满功率,

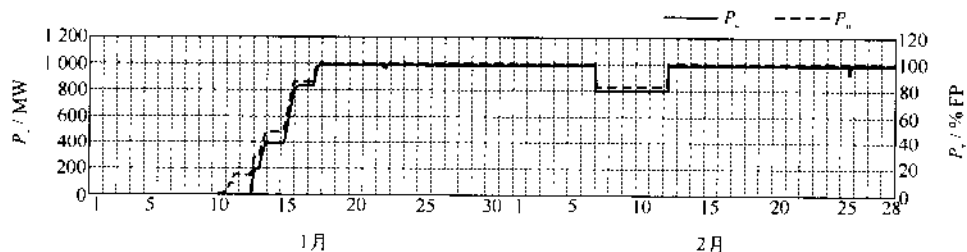


图 3.1.2-7 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (1, 2 月份)

说明:

- (1) 1月9日08:23反应堆达临界,11日09:39汽轮机冲转,检查汽轮机参数正常,14:35手动停机。
- (2) 1月12日18:50汽轮机冲转,19:25发电机并网。
- (3) 1月13日02:45升至30%FP功率平台,
- (4) 1月13日22:00升至48%FP功率平台,电功率395 MW,
- (5) 1月15日05:10继续升功率,23:40核功率升至86%FP后保持稳定,电功率810 MW,16日09:00升至835 MW,

- (6) 1月17日07:52继续升功率, 13:45升至满功率
- (7) 1月22日10:38因2GSE/GRE006VV故障, 降功率18 MW, 16:50更换2GRE006VV 阀门模块后重新开启2GSE/GRE006VV, 升至满功率。
- (8) 2月7日00:00按计划执行节日期间降功率, 2:20降至目标功率800 MW。
- (9) 2月12日08:05开始升功率, 9:20升至满功率。
- (10) 2月25日13:03降功率至920 MW执行定期试验 PT2GRE001/002, 16:58升回满功率。

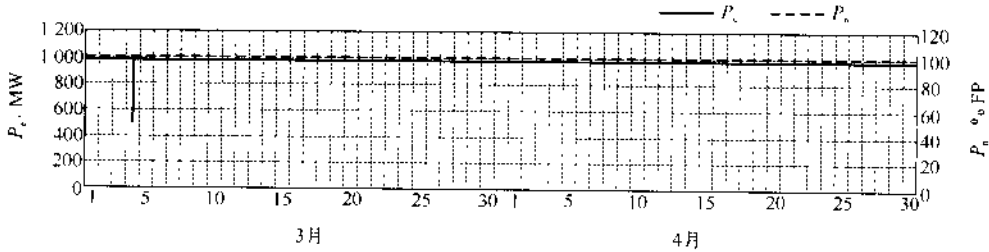


图 3.1.2-8 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (3, 4 月份)

说明:

- (1) 3月4日11:58执行定期试验 PT2RGL04 降功率至 500 MW, 12:30 升回满功率。

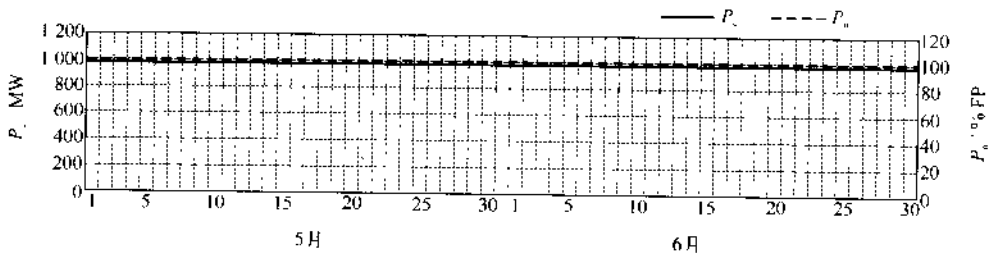


图 3.1.2-9 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (5, 6 月份)

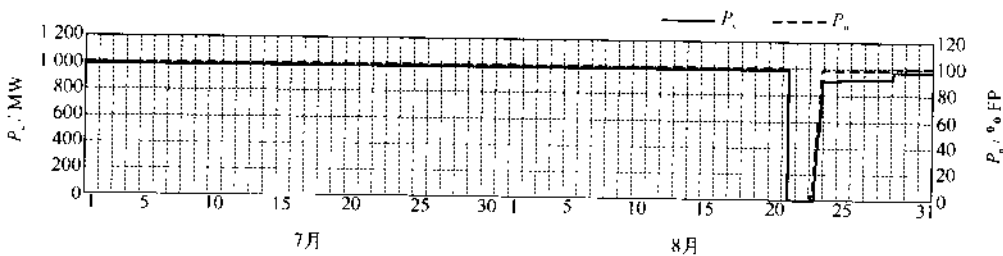


图 3.1.2-10 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (7, 8 月份)

说明:

- (1) 8月21日10:33由于2ARE033VL机械故障而全停(管道振动引起驱动机构与阀体的6个连接螺栓全部脱落), 导致反应堆因3号蒸汽发生器水位高高信号自动停堆, 16:00电动泵入口膨胀节 APA102JD破裂喷水。
- (2) 8月23日01:45反应堆达临界, 08:00汽轮机冲转, 09:13发电机并网。21:40升至905 MW, 核功率98%FP, 停止升功率。
- (3) 8月29日02:30在 APA, APP, AHP 等故障处理完后继续升功率, 04:50升至满功率。

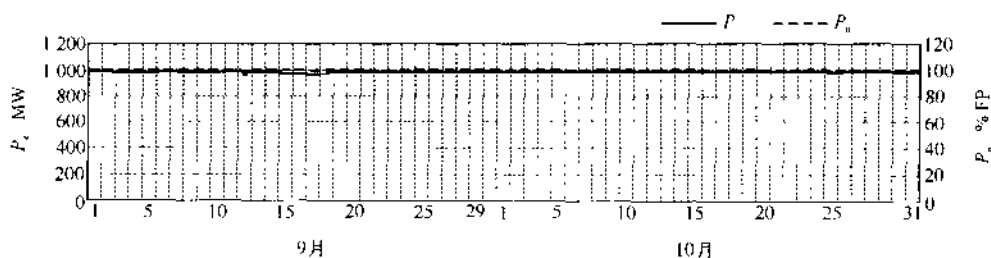


图 3.1.2-11 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (9, 10 月份)

说明:

- (1) 9月12日11:16至13:40处理2AHP217VI反馈杆脱落故障,期间降功率至971 MW。
- (2) 9月15日01:30因2GSS110PO解体检修而切换至应急疏水,降功率至970 MW,18日14:00升至满功率。

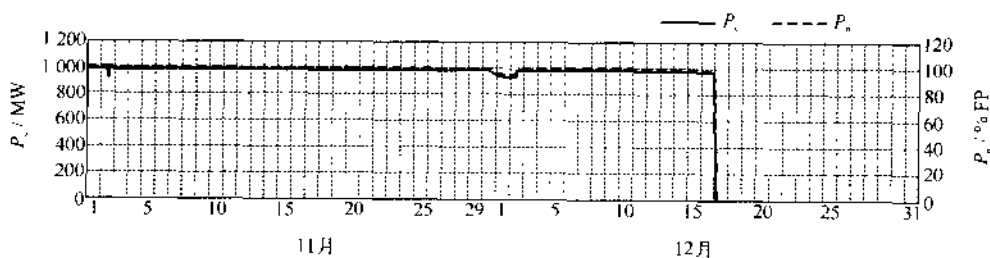


图 3.1.2-12 岭澳核电站 2 号机组运行状态 (11, 12 月份)

说明:

- (1) 11月02日11:30降功率至920 MW执行定期试验PT2GRE001/002,14:10升回满功率。
- (2) 11月30日10:50为控制 ΔT 需要,停止稀释,随燃料引起的堆功率的下降逐渐降低发电机功率,至12月1日3:00降至940 MW,并在该功率下分别进行2GSS107VV及三台蒸汽发生器的VVP安全阀在线压力试验。
- (3) 12月2日11:40投除硼床升功率,从940 MW升至990 MW。
- (4) 12月10日15:00机组开始延伸运行(S.O.),至12月16日23:10堆功率97.5%FP,电功率977 MW。
- (5) 12月16日23:10按大修计划降功率,17日03:43机组解列,开始2号机组第三次换料大修。

3.1.3 售电及外购电

2005年岭澳核电站实际完成上网电量144.37亿kW·h,创历史最高纪录,占广东省2005年全社会用电量的5.4%。详细售电情况见表3.1.3-1。

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

2005年,外购电电费年累计约169.45万元,在预算控制范围内,主要为机组正常运行外购电和机组第三次大修外购电。详细外购电量和电费情况见表3.1.3-2。

表 3.1.3-1 2005 年岭澳核电站发电、售电情况一览表

MW·h

日期	上网电量	线路电度表输出电量之和	线路电度表输入电量之和	上网电量 (用线路侧电度表折算)		发电量 (0:00—24:00)	
				1号机组	2号机组	1号机组	2号机组
1.1 0:00—1.31 10:00	1 032 361	1 147 237	114 876	661 653	370 708	706 064.8	403 815.0
1.31 10:00—2.28 10:00	624 247	764 697	140 450	13 062	611 185	1 050.2	639 707.8
2.28 10:00—3.31 10:00	720 661	926 804	206 143	24 927	695 734	39 429.5	734 876.2
3.31 10:00—4.30 10:00	1 355 114	1 355 114	0	670 349	684 765	698 875.5	711 651.0
4.30 10:00—5.31 10:00	1 407 818	1 407 818	0	702 248	705 570	727 452.4	733 809.1
5.31 10:00—6.30 10:00	1 351 110	1 351 110	0	669 461	681 649	693 497.2	708 814.2
6.30 10:00—7.31 10:00	1 402 109	1 402 109	0	699 125	702 984	724 612.9	731 494.8
7.31 10:00—8.31 10:00	1 339 707	1 339 748	41	697 673	642 034	723 856.3	669 902.5
8.31 10:00—9.30 10:00	1 351 729	1 351 729	0	674 338	677 391	698 537.4	704 825.4
9.30 10:00—10.31 10:00	1 400 954	1 401 049	95	698 637	702 317	723 793.2	730 394.0
10.31 10:00—11.30 10:00	1 362 637	1 362 637	0	680 114	682 523	704 332.9	709 092.0
11.30 10:00—12.31 24:00	1 088 911	1 164 465	75 554	714 844	374 067	729 755.4	375 712.3
合计	14 437 358	14 974 517	537 159	6 906 431	7 530 927	7 171 257.7	7 854 094.3

表 3.1.3-2 2005 年岭澳核电站外购电情况 (220 kV 风岭线)

月份	计费电量/(kW·h)	当月最高需求量/kW	支付电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
1月	16 307	400	26 177.48	1.61
2月	1 222 000	5 300	880 351.86	0.72
3月	16 307	400	26 177.48	1.61
4月	16 307	400	25 900.81	1.59
5月	48 921	1 200	79 931.59	1.63
6月	48 921	1 200	79 055.87	1.62
7月	16 307	400	26 643.86	1.63

续表

月份	计费电量/(kW·h)	当月最高需求量/kW	支付电费/元	平均电价/[元/(kW·h)]
8月	16 307	400	26 643.86	1.63
9月	16 307	400	26 352.14	1.62
10月	16 307	400	26 643.86	1.63
11月	16 307	400	26 352.14	1.62
12月	587 000	2 700	444 350.20	0.76
合计	2 037 298	13 600	1 694 581.15	0.83

3.1.4 机组性能指标

2005年岭澳核电站两台机组发电情况良好,运行稳定,创造连续运行新纪录。全年上网电量达到144.37亿kW·h。2005年岭澳核电站主要性能指标见表3.1.4-1。

表3.1.4-1 2005年岭澳核电站主要性能指标

机 组	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	7 171 257.7	83.10	82.69	1.05
2号机组	7 854 094.3	91.22	90.56	0.82
全厂	15 025 352.0	87.16	86.625	0.935

两台机组每月机组能力因子(UCF)、计划能力损失因子(PCI)、非计划能力损失因子(UCL)见表3.1.4-2和表3.1.4-3。

表3.1.4-2 1号机组性能指标统计

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	96.25	0.16	5.37	98.06	99.19	97.89	99.03	99.03	99	99	99.07	99.08
计划能力损失因子/%	0.38	99.84	94.63	1.40	0.06	0	0	0	0	0	0	0
非计划能力损失因子/%	3.37	0	0	0.54	0.75	2.11	0.97	0.97	1.00	1.00	0.93	0.92

表3.1.4-3 2号机组性能指标统计

月 份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
能力因子/%	54.76	99.94	99.94	99.98	99.97	99.99	99.91	91.50	99.83	99.88	99.70	51.22
计划能力损失因子/%	45.23	0.04	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	48.36
非计划能力损失因子/%	0	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.09	8.50	0.17	0.12	0.30	0.41

影响1号机组性能指标的主要事件:

1) 1月25日5:57,岭深乙线发生A相接地故障,引起GRE/GSE阀门快速关闭,操纵员手动解列。

2) 2-3月份进行1号机组第三次大修。

3) 5月12日,进行1GRE001/002汽轮机高低压汽门带负荷试验;5月18日,进行1RGL004试验。

4) 6月25日,进行1CRF001PO上轴承组件异音解体检查,于5:10降功率至620MW,于21:461CRF001PO启动升功率。

5) 7月29日,检修隔离1GSS110PO,1GSS130BA切至应急疏水,1GSS113VL打开。

6) 8月10日,1GSS230BA切至应急疏水,停运隔离1GSS210PO更换电机。8月17日1AHP336VL、347VL阀门解体消漏。

7) 9月8日5:00,检修1GSS337VL,1GSS120BA切至应急疏水,汽轮机降功率6MW运行。23日6:001AHP217VL检修,1AHP602RE正常疏水切至应急疏水,电功率由975MW降至960MW,11:30升至976MW。

8) 10月10日,APA电动泵运行,APP系统A泵停运换滤网。

9) 11月17日1:00,维修处理1CRF160/163/162FI滤网,机组降功率至955MW,4:00机组升功率至983MW;22日11:45机组降功率至910MW,更换1GFR150FI滤网,20:30升功率至986MW。

10) 12月30日,调整核功率与热功率的偏差,控制调整 ΔI 。

影响2号机组性能指标的主要事件:

1) 1月1日至12日进行2号机组第二次大修。

2) 2月7日0:00至12日8:00受电网输出限制,机组降功率至800MW运行。

3) 3月1日2GSS210PO隔离疏水,2GSS210PO泵头和泵沉筒密封面漏水检修。

4) 8月21日10:22,1ARE033VL机械故障导致3号蒸汽发生器水位高高反应堆自动停堆。

5) 8月22日电动给水泵入口膨胀节(2APA102JD)出现泄漏喷水;3号蒸汽发生器主给水调节阀(2ARE033VL)驱动机构故障维修,停机停堆。8月23日1:45反应堆临界,2:00升功率,8:10并网,1AHP009/218/217VL隔离维修。8月25日至28日,2APA102JD泄漏检修,2APP202FI更换,GSS110PO底座漏水处理等。8月29日2GSS108VL气动头解体检查。

6) 9月15日2GSS110PO解体检修,2GSS130BA切换至应急疏水,2GSS113VL打开。18日14:002GSS110PO小流量鉴定合格,2GSS130BA切至正常疏水。

7) 11月2日11:30降功率到920MW完成2GRE001/002试验,13:07试验结束升功率。25日10:40处理2GSS112VL阀门调节故障,13:30工作结束。27日由于2RCP003PO泵1号轴封水泄漏,降功率至982MW,30日根据一回路温度降低电功率,23:35降功率至945MW。

8) 12月1日进行2VVP安全阀在线压力试验。12月17日3:43机组解列,2号机组第三次大修开始。

3.1.5 反应堆物理试验

1. 启动物理试验

(1) 启动物理试验情况

年度物理试验部分主要涉及1号机组的第四循环和2号机组第三循环。

在完成堆芯装料及必要的大修项目后,1号机组第四循环从2005年3月25日14:01开

始启动物理试验, 18:15 到达换料后首次临界, 26 日 16:04 零功率物理试验结束。3 月 27 日 1:30 开始第一个 8% FP 平台堆芯物理试验, 期间经过 30% FP, 48% FP 及 87% FP 平台物理试验, 于 4 月 2 日 13:30 达到满功率, 4 月 5 日完成 100% FP 平台堆芯物理试验, 完成《启动物理试验大纲》中除 G9 曲线标定试验外其他所有试验项目。

2 号机组第三循环在完成装料及必要的大修项目后, 从 2005 年 1 月 9 日 2:30 开始启动物理试验, 8:23 达到临界, 11 日 17:20 零功率物理试验结束, 17 日达到满功率, 1 月 19 日完成《启动物理试验大纲》中除 G9 曲线标定试验外其他所有试验项目。

(2) 启动物理试验结果

零功率物理试验结果见表 3.1.5-1 (a~d) 及表 3.1.5-2 (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。

表 3.1.5-1a 1 号机组零功率物理试验结果——控制棒价值 pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	验收标准/%
R	880	876	-0.5	±10
G1	321	327	1.9	±10
G2	648	624	-3.7	±10
N1	1033	1062	2.8	±10
N2	533	482	-9.6	±10
SA	486	482	-0.8	±10
SH	786	722	-8.1	±10
SC	358	338	-5.6	±10
SD	1011	1094	8.2	±10

表 3.1.5-1b 1 号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度 mg/L

控制棒位置	设计值	测量值	误差	验收标准
ARO	1766	1780	14	±50

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

控制棒位置	设计值	测量值	误差	验收标准
ARO	-4.33	-3.32	1.01	±5.4

表 3.1.5-1d 1 号机组零功率物理试验结果——硼微分价值 pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	验收标准
ARO 到 Rin	-7.87	-7.96	-0.09	±1

表 3.1.5-2a 2 号机组零功率物理试验结果——控制棒价值

pcm

控制棒	设计值	测量值	误差/%	标准/%
R	1 066	1 092.5	2.4	±10
G1	277	283	2.1	±10
G2	498	504.5	1.3	±10
N1	1 010	1 033.5	2.3	±10
N2	597	583.6	-2.3	±10
SA	506	510.8	0.9	±10
SB	795	779	-2.1	±10
SC	349	346.7	0.7	±10
SD	829	861.9	3.8	±10

表 3.1.5-2b 2 号机组零功率物理试验结果——临界硼浓度

mg/l.

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	1 840	1 855	15	±50

表 3.1.5-2c 2 号机组零功率物理试验结果——等温温度系数

pcm/°C

控制棒位置	设计值	测量值	误差	标准
ARO	0.63	3.25	2.62	±5.4

表 3.1.5-2d 2 号机组零功率物理试验结果——硼微分价值

pcm

棒位变化	计算值	测量值	误差	标准
ARO 到 Rin	-8.24	-8.49	-0.25	±1

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

表 3.1.5-3 1 号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期	燃料 MW·d/t	功率 % FP	MAP / %				$F_{3\beta}$		QT (Z)		F_{3H}		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$									
				标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量		
1	2005-03-27	10	8	<10	8.1	<15	10.9	-	-	-	-	-	-	<9	2.89
2	2005-03-30	53	48	<10	5.1	<15	3.7	1.501	1.430	2.1	0.930	1.724	1.387	<9	0.93
3	2005-04-01	115	87	<10	4.4	<15	6.1	1.452	1.409	2.17	1.564	1.57	1.369	<3	0.53
4	2005-04-05	269	100	<10	4.6	<15	6.3	1.430	1.406	2.17	1.793	1.501	1.365	<2	0.42

表 3.1.5-4 2号机组中子注量率图测量结果 (启动物理试验)

序号	日期	燃料 MW·d/t	功率 %FP	MAP / %				F_{in}		QT (Z)		$F_{\Delta H}$		PT / %	
				$P \geq 0.9$		$P < 0.9$		标准	测量	标准	测量	标准	测量	标准	测量
				标准	测量	标准	测量								
1	2005-01-12	10	14.2	<10	3.7	<15	6.0	-	-	-	-	-	-	<9	1.75
2	2005-01-14	30	47.2	<10	3.7	<15	5.5	1.495	1.425	2.20	0.877	1.727	1.347	<9	0.99
3	2005-01-17	60	84.7	<10	2.5	<15	3.6	1.441	1.389	2.20	1.532	1.559	1.356	<3	0.66
4	2005-01-19	150	98.2	<10	2.7	<15	3.9	1.422	1.391	2.22	1.758	1.489	1.361	<2	0.53

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

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

表 3.1.5-5 1号机组满功率 RPN 系统校刻系数 (启动物理试验)

日期	燃料 MW·d/t	功率 %FP	RPN 系统检验系数											
			K_{μ}				K_L				α			
			C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4
2005-03-30	53	48	0.378	0.379 2	0.397 2	0.402 2	0.342 6	0.375 2	0.378	0.378	1.484 5	1.49	1.489 1	1.491
2005-04-01	115	87	0.360 1	0.361 4	0.381 3	0.377 3	0.326 4	0.357 5	0.362 9	0.355	1.484 5	1.49	1.489 1	1.491
2005-01-19	269	100	0.349 3	0.352 8	0.370 3	0.365 8	0.327	0.355	0.362	0.357	1.616	1.608	1.604	1.617

表 3.1.5-6 2号机组满功率 RPN 系统校刻系数 (启动物理试验)

日期	燃料 MW·d/t	功率 %FP	RPN 系统检验系数											
			K_{μ}				K_L				α			
			C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4	C1	C2	C3	C4
2005-01-19	150	98.1	0.334	0.325	0.337	0.346	0.310	0.307	0.315	0.318	1.666	1.640	1.661	1.654

(3) 启动试验结果分析

1) 1号机组

① 零功率物理试验结果分析

零功率物理试验结果均满足核安全及核设计准则的要求。

根据技术规范中运行限制条件的规定,正常运行时,慢化剂温度系数 α_m 必须为负。本次在零功率 ARO 状态下实测的慢化剂温度系数 α_m^M (ARO) = -0.29 pcm/°C < 0, 满足正常运行安全限值要求。因此,不需要重新确定保证慢化剂温度系数为负的硼浓度最高限值。

② 升功率物理试验结果分析

根据启动物理试验质量安全计划、物理试验大纲及零功率物理试验结果,本次在 8%, 48%, 87% 及 100% FP 平台进行了全堆芯注量率图测量试验; 在 8%, 30% 及 48% FP 平台进行了 RPN 中间量程保护定值的验证计算和调整; 在 48%, 100% FP 平台进行了氙振荡试验。

从结果列表中可以看出,本次在8%、48%、87%及100%FP平台进行了全堆芯注量率图测量试验,经过结果分析与安全评价,各功率台阶组件平均功率的相对偏差(MAP)、象限倾斜因子(DA)、径向功率峰值因子(F_{rad})、热点因子[QT(Z)]以及焓升因子($F_{\Delta H}$)均满足验收准则的要求。

8%FP平台注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为2.89% < 9%,且所有测量结果均满足安全准则和设计准则的要求,根据《启动物理试验大纲》,机组可以升功率到48%FP平台。

48%FP平台注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为0.93% < 5%,且所有测量结果均满足安全准则和设计准则的要求,根据《启动物理试验大纲》,机组可以升功率到87%FP功率。

87%FP平台注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为0.53% < 5%,且所有测量结果均满足安全准则和设计准则的要求,根据《启动物理试验大纲》,机组可以升功率到100%FP功率。

100%FP平台注量率图测量结果显示,象限倾斜因子(DA)为0.42% < 2%,且所有测量结果均满足安全准则和设计准则的要求,根据《启动物理试验大纲》,升功率物理试验结束,机组可以进入正常运行状态。

③ RPN 系统测量系数试验结果分析

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

在48%FP平台,根据《启动物理试验大纲》和RPN系统功率显示偏差,进行了氙振荡试验,调整了RPN系统功率量程测量系数,包括G.K., K_p , K_L , α 参数

在87%FP平台,根据RPN系统功率显示偏差,再次调整了RPN系统参数,包括 K_p , K_L 。

在100%FP平台,进行了氙振荡试验,最终确定出本循环首次满功率情况下RPN系统功率量程实际测量系数。

在整个升功率过程中,在不同功率平台物理试验结束后,对RPN系统功率量程保护定值(C2, RT)进行了及时给定和调整,确保RPN功率量程报警和保护信号有效。

④ LSS 参数结果修改分析

测量处理后的LSS参数,48%FP,87%FP,100%FP测量的LSS参数均改入LSS计算机。

根据试验规程的要求,升功率试验过程中在87%FP平台前的各试验台阶 ΔI_{ref} 应用铀燃料150 MW·d/t理论计算值为3.1%;87%FP平台注量率图试验测量的实际的 ΔI_{ref} 为3.7%FP,如果直接输入系统中会造成在C21线超出运行图右边界,经运行、安全工程师和技术部门讨论并参考历史经验,决定 ΔI_{ref} 设为1%,确保C21线对运行图右边界的保护。100%FP试验后应用 ΔI_{ref} 实际测量值为0.65%,满足要求。

2) 2号机组

① 零功率物理试验结果分析

物理试验结果均满足核安全及核设计准则的要求。

根据技术规范中运行限制条件的规定,正常运行时,慢化剂温度系数 α_m 必须为负;零功率、无氙毒、ARO实测的 α_m^N (ARO) = 6.19 pcm/°C > 0 pcm/°C,因此需要找出慢化剂温

度系数保证为负的硼浓度限制, 在硼浓度为 1 722 mg/L, 功率控制棒插入的情况下测量得 $\alpha_m^M = -0.75 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$, 最终确定保证慢化剂系数为负的硼浓度限值为 1 726 mg/L, 有效窗口功率在 0 ~ 70.7% FP 且铀燃料在 0 ~ 3 000 MW·d/t 内。

② 升功率物理试验结果分析

升功率物理试验方案的变更: 由于在 ARO 状态的 MTC 数值为正且数值较大, 由零功率物理试验给出的最高硼浓度限值不能满足原方案中在 8% FP 进行物理试验的前提条件, 造成不能在 8% FP 平台进行注量率图试验。经安全工程师、运行、质保、技术部门讨论并经 EDTM 会议最终决定改变方案为 15% FP 等待 24 小时满足试验条件进行注量率图测量试验。

中子注量率图测量结果从表中可以看出, 各功率阶段组件平均功率的预期值与实测值的相对偏差 (MAP), 径向功率峰因子 F_{rn} , 热点因子 QT (Z) 以及焓升因子 $F_{\Delta H}$ 均满足验收标准的要求。

根据《启动物理试验大纲》及《2 号机组第二次大修启动物理试验后备方案》的要求, 在 15% FP 功率阶段稳定 24 小时做注量率图试验, 象限倾斜因子 (DA) 为 1.75%, 小于 9%, 满足规范要求, 可以升功率到 48% FP。

48% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 0.99%, 小于 9%, 且所有安全指标和设计指标满足要求, 根据《启动物理试验大纲》, 可以升功率到 87% FP 功率。

87% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 0.66%, 小于 3%, 且所有安全指标和设计指标满足要求, 根据《启动物理试验大纲》, 可以升功率至 100% FP。

100% FP 注量率图测量结果显示, 象限倾斜因子 (DA) 为 0.53%, 小于 2%, 满足验收准则的要求, 且所有安全指标和设计指标满足要求。

③ RPN 系统测量系数校刻试验结果分析

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

48% FP 功率阶段试验后根据机组情况调整了 RPN 系统 G、K 参数, 87% FP 阶段试验后调整了 G、K, K_u , K_l , α 参数; 100% FP 功率阶段试验后, 确定出本循环首次实际测量的 RPN 系数, 系数见表 3.1.5-6。100% FP 试验最大的堆外 (EX-CORE) 与堆内 (IN-CORE) 功率偏差及 $\Delta\phi$ 偏差为:

$$P_{\text{MAX}} = | P_{\text{EX}} - P_{\text{IN}} | = 0.53\% < 5\% \text{ (标准)}$$

$$\Delta\phi_{\text{MAX}} = | \Delta\phi_{\text{EX}} - \Delta\phi_{\text{IN}} | = 0.11\% < 3\% \text{ (标准)}$$

试验结果都满足验收标准的要求。

④ LSS 参数结果修改与分析

测量处理后的 LSS 参数, 48% FP, 87% FP, 100% FP 测量的 LSS 参数均改入 LSS 计算机。

根据试验规程的要求, 升功率试验过程中在 87% FP 功率前的各试验台阶 ΔI_{ref} 应用 150 MW·d/t 理论计算值为 5%; 87% FP 平台注量率图试验测量的实际的 ΔI_{ref} 为 3.3% FP, 如果直接输入系统中会造成在 C21 报警线超出运行图右边界, 经运行、安全和技术部门讨论并参考历史经验, 决定 ΔI_{ref} 设为 1% FP 确保 C21 报警对运行图边界的保护。100% FP 试验后应用 ΔI_{ref} 实际测量值为 0.32%, 满足要求。

2. 周期性物理试验

(1) 周期性物理试验状况

年度周期性物理试验包括1号机组第四循环部分和2号机组的第三循环的周期性物理试验项目。两台机组共完成周期性物理试验53项(详见表3.1.5-7),其中1号机组25项,2号机组28项。周期性试验项目完成率100%,无超期现象发生。在两台机组在升降功率运行期间,及时修改了运行图以及失水事故监测系统(LSS)有关参数。对堆芯核安全参数进行监测以及定期地修改运行参数得到了有效的执行,确保了岭澳核电站机组连续、安全和稳定地进行电力生产。

表 3.1.5-7 周期性物理试验状况

试验项目	周期要求	完成次数		完成率/%
		1号机组第四循环	2号机组第三循环	
中子注量率图测量	30 EFPD	9	10	100
RPN 校验试验	90 EFPD	3	3	100
LSS 参数修改	30 EFPD	9	10	100
功率控制棒棒位与 电功率对应关系曲 线刻度试验	60 EFPD	4 (实际试验仅在寿期初执 行)次,其他均为理论数 据经修正后修改入机组)	5 (实际试验仅在寿期初执 行)次,其他均为理论数 据经修正后修改入机组)	100

(2) 周期性物理试验结果

两台机组反应堆核安全准则和设计准则在整个寿期内均得到了满足。

(3) 延伸燃耗运行

1号机组从12月24日到12月26日,2号机组从12月10日到12月17日,进行了延伸燃耗运行。

根据机组延伸燃耗运行的技术规定,分别在延伸运行开始和结束前进行了堆芯注量率图的测量,测量结果的安全评价结果良好。延伸运行期间的G9曲线和RPN系统的系数得到了修改,以满足堆芯控制和安全的需要。

3.1.6 电站化学

3.1.6.1 化学监督

1. 水化学监测和控制

(1) 一回路水化学

2005年9月24日,岭澳核电站开始新化学技术规范的生版生效切换工作。在本循环周期内一回路水质都按新版化学技术规范的要求控制,水中杂质浓度保持较低水平(见表3.1.6.1-1),一回路水质良好,硼、锂、氢含量都在化学规范控制范围内。

自2005年9月以来,1号和2号机组一回路水中的溶解氢浓度发生了突变,在线氢表所测溶解氢浓度从28 mL/kg(STP)左右突升到39 mL/kg(STP)左右。经检查和分析,认为主要原因有两个:一是由于RCV002BA的水温下降,水温降低使水中溶解氢浓度增加;另一个原因是由于在线氢表探头零点漂移所致。电站随即采取相应的行动:调整RCV002BA

的压力,相应地改变了氢气在 RCV02BA 气相中的分压,从而降低一回路水中的溶解氢浓度;更换两台机组氢表探头并调节零点。采取上述行动后,一回路的氢浓度恢复正常,维持在 30~33 mL/kg (STP) 范围内。

表 3.1.6.1-1 正常运行期间一回路水质情况 (1 号和 2 号机组)

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
硫酸根离子	mg/kg	<0.01	<0.15
硅离子	mg/kg	<0.1	<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

(2) 二回路水化学

2005 年,1 号机组二回路水质良好,蒸汽发生器排污系统的钠含量维持在较低水平,WANO 指标年度值为 1.00,进入世界先进水平。2005 年 8 月以前,2 号机组二回路水质一直处于良好水平;9 月,二回路侧发生了轻微污染,氯和钠杂质含量较高,WANO 指标月度值曾高达 1.47,经过多方努力,采取了一系列措施,WANO 指标年度值终于降为 1.02,达到了管理目标值。经过分析,此次污染可能来自冷凝器钛管主凝结区之外部位如胀管或端板焊接部位小破口泄漏,但未得到证实,真正原因未找到。

二回路水质主要参数如表 3.1.6.1-2 所示。

表 3.1.6.1-2 岭澳核电站二回路水质主要参数

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 号机组运行天数 ($P_n > 30\% \text{FP}$)	30	0	3	30	31	30	31	31	30	31	30	31
1APG λ^+ 平均值	0.15	—	0.19	0.16	0.18	0.14	0.14	0.16	0.15	0.14	0.12	0.14
1APG Na^+ 平均值	0.46	0.46	1.13	0.53	0.41	0.64	0.61	0.60	0.43	0.36	0.53	0.56
1APG Cl^- 平均值	0.26	—	0.80	0.41	0.25	0.38	0.27	0.22	0.21	0.20	0.28	0.17
1APG SO_4^{2-} 平均值	1.40	1.40	1.63	1.44	1.15	1.04	0.85	0.65	0.84	0.89	1.04	1.28
1ARE Fe 平均值	1.55	—	1.50	1.63	2.75	2.46	1.90	2.76	1.99	2.81	2.02	1.93
1CEX O^{2-} 平均值	1.60	—	3.47	2.22	1.70	1.69	1.43	1.45	1.68	1.91	1.79	1.44
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
2 号机组运行天数 ($P_n > 30\% \text{FP}$)	18	28	31	30	31	30	31	29	30	31	30	17
2APG λ^+ 平均值	0.32	0.18	0.16	0.14	0.15	0.14	0.16	0.18	0.18	0.13	0.12	0.11
2APG Na^+ 平均值	1.25	0.48	0.45	0.40	0.42	0.50	0.64	0.48	2.22	0.96	0.59	0.30
2APG Cl^- 平均值	0.84	0.31	0.25	0.20	0.39	0.45	0.32	0.60	2.55	1.21	0.26	0.24
2APG SO_4^{2-} 平均值	3.02	1.28	1.30	1.18	1.07	1.09	1.03	0.75	1.26	1.19	1.03	1.00
2ARE Fe 平均值	0.68	3.62	3.03	1.33	1.91	1.93	2.46	1.89	2.41	3.06	1.80	1.90
2CEX O^{2-} 平均值	2.24	1.50	1.53	1.99	2.27	1.64	0.7	3.77	0.77	0.59	0.79	1.10

2. 放射化学监测和控制

2005年放射化学定期测量表明,岭澳核电站两台机组一回路的惰性气体活度、碘活度和放射性总体水平维持在很低的水平,说明两台机组的燃料包壳都保持完整。两台机组一回路正常运行期间的活化腐蚀产物主要是 ^{58}Co ,1号机组 ^{58}Co 平均值低于 10 MBq/m^3 ,2号机组 ^{58}Co 平均值低于 50 MBq/m^3 ,放射性活度保持在较低水平。

3. 油务监督管理

2005年油质定期试验表明,岭澳核电站的两台机组润滑油系统,绝缘油系统包括主变压器(1号机组主变压器B相除外)、厂用变压器、辅助变压器和联络变压器的绝缘油油质分析正常。1号机组主变压器B相(2004年新制造的变压器)自2月投运后,存在变压器本体噪音、油中溶解氢气含量比A、C两相高的现象,引起电站高度关注。密切跟踪一段时间后,变压器本体噪音维持稳定,但油中氢气含量一直缓慢增长,至5月已超出国标注意值 150 mL/L ,同时总烃含量的增长速率较快;10月底氢气、总烃含量出现阶跃式上升;12月,氢气含量为 350 mL/L 左右,总烃含量为 120 mL/L 左右。分析可能存在的原因:变压器油在加氢精制过程中加入的氢气,在运行中释放出来;变压器内部存在低温过热,导致变压器油裂解而产生氢气、烃类等,已经安排在1号机组第四次大修中进行开罩检查。1号机组主变压器B相溶解气体趋势如图3.1.6.1-1所示。

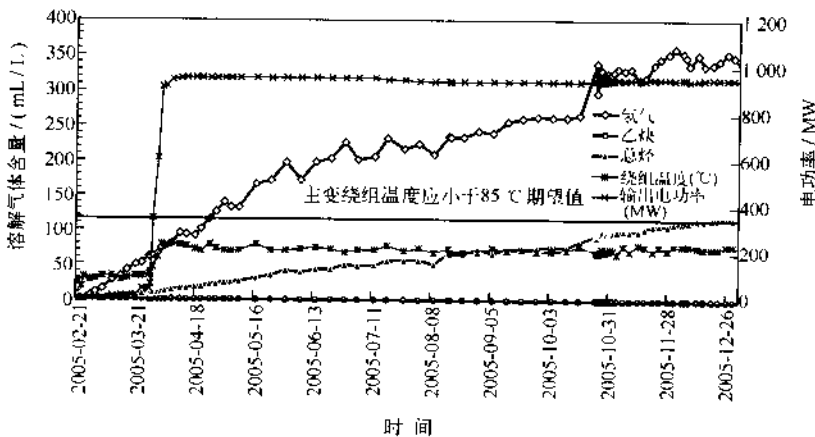


图3.1.6.1-1 岭澳核电站1号机组主变压器B相油中气体及功率、温度参数变化趋势

2005年11月初,1号厂用变压器A(1GEV001TS)氢气含量开始增长并超过注意值(150 mL/L),12月以后回落到 130 mL/L 以下。其余变压器正常运行过程中油中气体含量未见异常。汽轮机润滑油正常运行过程中油质保持良好。

自2005年10月24日开始,近三周时间内1GFR161/159/158FI(1GRE低压调门过滤器滤芯)接连出现了压差高报警(1GFR003AA),但GFR油质分析表明油质合格。经检查后认为1GFR158/159/161FI压差高是因其工作寿命已到(设计寿命为半年,1号机组运行时间已超过半年),纳污能力已饱和,属于正常现象,对滤芯实施了更换处理,压差高报警问题消除。同时发现低压缸调节门附近的油管道存在局部热点,2号机组第三次大修对此进行了处理,计划在1号机组第四次大修对1号机组进行处理。

3.1.6.2 化学系统制水及制氯制氢

1. 化学系统制水

2005年岭澳核电站制水车间共处理生水约55万 m^3 ，生产除盐水约13.5万 m^3 ，生产SEP饮用水约25.1万 m^3 ，其他为循环水泵轴封用水及自用水。凝结水精处理系统共处理二回路水约51.9万 m^3 ，其中包括2号机组一次启停处理水0.8万 m^3 及其凝汽器微漏海水时处理水23 m^3 ，其他为大修启动阶段水质净化所处理的二回路水量。具体统计数据见表3.1.6.2-1。

表 3.1.6.2-1 化学系统制水统计 m^3

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
SEP	23 173	20 286	19 805	23 564	25 651	22 255	23 965	20 725	21 615	19 605	10 610	19 704	250 958
SEH	17 495	6 604	15 970	7 619	10 259	7 984	8 755	9 605	9 138	6 632	6 009	8 704	114 774
SED	1 990	1 128	1 442	807	708	701	2 505	1 771	3 594	1 509	1 755	2 350	20 260

2005年，完成了SER水箱内壁防腐工作，完成了LYA试剂区的小修工作，更换了除碱管道外的管道和阀门，并进行了防腐措施。

2. 化学系统制氯制氢

制氯系统CTE运行正常，出海口残余氯的合格率明显提高，入海口加氯筐基本无海生物附着，完成CTE系统酸洗的优化方案，完善CTE系统的运行方式。

制氢系统SHY运行正常，满足了机组正常用氢和大修充氢需求，完善SHY系统的运行方式，优化了SHY系统的计划性维修频度，机组补氢速率得到有效控制。具体统计数据见表3.1.6.2-2。

表 3.1.6.2-2 化学系统制氯制氢统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	累计
制氯/t	160	84	164	180	176	186	167	188	149	167	166	118	1 905
制氢/ m^3	3 096	789	1 553	2 467	64	1 478	0	153	1 646	3 320	82	2 035	16 683
供氢/ m^3	3 274	697	1 974	865	772	651	883	773	635	864	975	955	13 318

3. 大宗化学试剂消耗

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

表 3.1.6.2-3 化学试剂消耗统计

系统	盐酸	50% 氢氧化钠	32% 氢氧化钠	氨水	联胺	三氯化铁	次氯酸钠	磷酸三钠
SDA	68	—	78	0.2	—	42	18	—
ATE	10	0	10	—	—	—	—	—
SIR	—	—	—	100	13	—	—	0.68
CTE	5.5	—	—	—	—	—	—	—

3.1.7 重要机械设备运行与维护

3.1.7.1 静止机械设备

2005 年度日常生产处理工作票 3 691 张, 其中预防性维修 1 059 张, 纠正性维修 1 592 张, 服务支持 1 040 张。

完成的重要维修工作及重大设备缺陷处理包括:

(1) 因静止机械设备缺陷造成非计划停机 1 次 (8 月 21 日): 2ARE033VL 给水阀因管线振动造成六颗軛架固定螺栓全部松脱, 阀门全开导致非计划停机。

(2) 2APA102JD 膨胀节爆裂影响 APA 泵正常热备用。

(3) 管道振动导致 2AHP217/218VL 等重要调节阀反馈杆异常脱落。

(4) DVM001/002/008ZV 的出口风管、导流叶片、风门因破损脱落损坏严重, 重新加工制作备件并进行更换。

(5) 完成了 2CFI001/002/003/004CF 加氯管线的改造工作, 增加管道支撑及加氯管线, 大大改善了加氯效果。

(6) 为彻底解决 OSDA 的跑、冒、滴、漏设备缺陷, 用衬塑管整体更换盐酸、次氯酸钠、三氯化铁等试剂管道, 已经正常投运。

(7) 9REA051VB 管线堵塞, 导致 2REA003PO 无法打循环。通过加热和振动管线的方法成功排除了管线的堵塞故障, 避免了 9REA003BA 内部约 70 m³ 硼酸水的排放。

(8) 进一步改进了 CFI 反冲洗滤网轴密封结构, 使轴封长期泄漏问题基本解决。

(9) 对 2STRO01TX 严重沉积结垢的管束进行酸洗。

(10) 较好地完成了巡检工作, 发现多起较重大的设备缺陷, 如冷凝器碎石过滤器排污管严重腐蚀等。

本年度岭澳核电站经历了 2 号机组第二次大修、1 号机组第三次大修两次大修。

2 号机组第二次大修共收到工作票 1 453 张: 预防性工作票 716 张、纠正性工作票 525 张、服务性工作票 203 张、其他 9 张。

1 号机组第三次大修共收到工作票 1 813 张: 预防性工作票 745 张、纠正性工作票 730 张、服务性工作票 310 张、其他 28 张。

在 2 号机组第二次大修、1 号机组第三次大修中处理的主要技术问题有:

(1) 较好地完成了 1 号机组第二次大修的大部分工作。关键项目如反应堆、蒸汽发生器、稳压器、冷凝器和低低水位阀门等的检修项目

(2) 在 1 号机组第三次大修中, 反应堆开关顶盖工作人员在工作过程中发现了 CRDM 上 P10 密封焊缝的重大缺陷, 为协助该缺陷的处理, 承担了首次拆除反应堆顶盖上电缆桥的工作, 胜利完成拆卸和安装任务。

(3) 通过对 1GSS152VV 阀门的研究, 找出了常规岛调节阀阀杆动作中抖动的原因。

(4) 对 CET013/014VA 风门进行了改造, 解决了阀门经常外漏及阀瓣与传动杆容易脱开的设计问题。

(5) 组织进行了 1 号机组第三次大修 R1 控制棒驱动杆毛刺缺陷原因分析、缺陷处理。

3.1.7.2 转动机械设备

2005 年岭澳核电站转动设备运行状况良好, 全年未出现因转动设备故障而导致的停机、停堆事故。全年日常执行维修工作票数 3 585 张, 其中包括预防性工作票 2 165 张, 纠正性

工作票 619 张, 服务支持票 547 张, 设备巡检 254 张。期间出现一次降 50% 功率进行的检修活动 (1CRF001MO 上部轴承检查)。

1. 核岛重要转动设备维护

(1) PTR001/002PO 轴承温度高处理。通过积极探索, 解决了这一自调试以来一直存在的重要缺陷, 加深了对轴承安装工艺等方面的认识。

(2) 2DEG301/201CF 启动瞬间跳闸故障处理。经过长时间的跟踪试验, 基本解决了这个自调试以来就存在的问题, 同时为板件闪发故障的处理积累了经验。

(3) ASG003PO 缺陷跟踪处理。ASG003PO 在机组正常运行期间, 分别出现油冷却器进水、泵油封甩油的故障, 经过一系列临时处理措施保证了设备始终可用, 并在大修中进行了彻底处理。

2. 常规岛重要转动设备维护

(1) 1CRF001MO 上部轴承异音检查与处理: 自 1 号机组第三次大修后 1CRF001MO 上部轴承就出现明显异音, 经过停泵检查发现电机轴承并没有大的缺陷, 异音原因仍不明确。

(2) 1APP 抽汽调门振动高更换阀头。在大修中发现气门活塞缸磨损严重, 经过厂家现场改造处理, 启动后发现气门振动高, 必须及时处理。制订方案后, 在机组正常运行期间完成了一项高风险的工作, 及时消除了厂家改进失误带来的重大安全隐患。

(3) 1CEX 氧含量高原因查找与处理。发现并处理了这一重大缺陷, 保障了机组的正常运行, 同时也体现了积极协作的精神。

(4) 1 号机组汽轮机 2 号瓦、2 号机组 5 号瓦在 1 号机组第三次大修、2 号机组第二次大修后都出现温度偏高, 接近报警值的情况。经分析讨论后, 修改温度定值, 消除了报警。

(5) 2GSS110PO 泵座喷水及振动高处理。

(6) 2AGR160VH 在“8·21”事件后启动过程中出现异常, 导致无法建立油压, 2APP 系统 A 泵无法启动。经检查为反馈杆断裂所致, 及时处理后恢复正常。

(7) 1GHE029AA 报警处理。确认为 GHE003/004SN 管线安装不合理所致, 在大修中调整其扬度, 问题得到解决。

(8) 1GFR158-161FI 多个滤网堵塞处理。及时果断地采取措施更换了所有滤网, 保证了机组在寿期末的安全运行, 落实了后续措施, 对根本原因进行了分析。

3.1.8 继电保护

2005 年度岭澳核电站继电保护装置和自动装置处于稳定运行状态, 继电保护各项考核指标均达到了良好的水平。

1. 全厂继电保护投运情况

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

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

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

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

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

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

- (7) 500 kV 的 BAY 控制装置共配置 24 套, 投运 24 套, 投运率为 100%。
- (8) 故障录波器装置共配置 4 套, 投运 4 套, 投运率为 100%。
- (9) 同期并网装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率为 100%。
- (10) 励磁调节装置共配置 8 套, 投运 8 套, 投运率为 100%。

2. 全厂继电保护运行情况

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

(2) 500 kV 线路保护装置共正确动作 28 次, 误动作次数 0 次, 保护装置均正常稳定运行, 正确动作率 100%。

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

(4) 1 号机组发电机-变压器组保护装置在主变压器送电时共动作 0 次, 误动作 0 次。

(5) 2 号机组发电机-变压器组保护装置共动作 0 次, 误动作 0 次。

(6) 故障录波器应评价次数 3 次, 录波完好 3 次, 录波完好率 100%。

(7) 1 号和 2 号机组励磁调节装置完好率 100%。

3. 全厂继电保护装置运行分析

(1) 500 kV 开关站电网保护装置运行分析

2005 年度, 500 kV 超高压线路共发生了 3 次线路接地故障。1 月 25 日 5:55, 岭深乙线线路发生 A 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW510JA/520JA 断路器的 A 相, 重合闸正确动作, 断路器的 A 相自动重合成功, 线路恢复送电; 1 月 25 日 7:27, 岭深乙线线路发生 A 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW510JA/520JA 断路器的 A 相, 重合闸正确动作, 断路器 A 相自动重合成功, 线路恢复送电; 7 月 19 日 7:10, 岭东甲线线路发生 B 相瞬时接地故障, 线路保护正确动作, 跳开 0GEW310JA/320JA 断路器的 B 相, 重合闸正确动作, 断路器的 B 相自动重合成功, 线路恢复送电。整体看来, 2005 年 500 kV 开关站电网保护及控制装置均保持正常的稳定运行状态。

(2) 发电机-变压器组保护装置动作分析

2005 年, 1 号和 2 号机组发电机-变压器组保护装置均保持良好运行状态, 没有发生任何误动作或误报警的情况, 保护装置整体运行良好。

(3) 发电机组励磁调节系统运行分析

2005 年, 1 号和 2 号机组发电机组励磁调节装置均处于良好运行状态, 励磁调节装置发挥了正常的电压和无功调节功能, 保证了机组和电网的安全稳定运行。

(4) 应急柴油发电机系统运行分析

2005 年, 4 台柴油发电机组均保持正常稳定运行状态, 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。

(5) 其他系统保护和控制系统运行分析

2005 年, 9LGR 变电站电气保护及控制系统、6.6 kV 厂用电保护控制系统、KCO 厂用电倒电系统、RAM 的保护控制系统等均保持稳定安全可靠的运行状态, 保证了电站的安全稳定运行。

4. 2005 年继电保护专业工作

2005 年, 岭澳核电站继电保护装置的投运率和保护装置的正确动作率都达到了历史最

好水平，为两台机组安全稳定运行作出了贡献。继电保护专业重点完成了以下工作：

- (1) 完成了1号机组第三次大修、2号机组第二次大修工作。
- (2) 完成了1号主变压器差动保护由模拟型到数字型的改造工作。
- (3) 完成了OGEW, OKK04, 9LGR等日常系统的定期检修工作。
- (4) 完成了相关系统检修后程序的完善和升版工作。
- (5) 完成了岭澳核电站继电保护专业的日常维护工作。

3.1.9 电气设备的运行与维护

1. 电气设备的年度维护与检修

2005年，按照电气设备的维修导则和预防性维修大纲，岭澳核电站共完成电气设备日常预防性维修工作1519项，纠正性维修工作441项，服务支持性工作756项，电气设备巡检368项。在1号机组第三次换料大修中（2005年2月1日至3月27日），共完成电气设备预防性维修工作463项，纠正性维修178项，服务支持类工作210项，工程改造4项。在2号机组第三次换料大修中（2005年12月17日至2006年1月21日），共完成电气设备预防性维修工作527项，纠正性维修160项，服务支持类233项，工程改造16项。2005年，完成各种电气设备维修工作总计4507项（巡检工作未计入），本年度电气设备的年度预防性试验工作完成率100%。岭澳核电站电气设备的缺陷统计见表3.1.9-1。

表 3.1.9-1 高压电气设备典型缺陷统计表

序号	设备名称	电压等级	缺陷部位	缺陷情况	缺陷原因	制造厂
1	1号和2号主发电机	26 kV	转子	径向导电杆泄漏	密封环松动，致密封失效	ALSTOM
2	1号主变压器B相	26 kV/500 kV	铁芯	弯曲	设计、制造缺陷	AREVA
3	2号主变压器B相	26 kV/500 kV	低压引线接线端子	严重过热	设计、制造缺陷	AREVA

2005年，电气设备完成的重大检修工作有：

(1) 1号机组第三次换料大修

进行了1号机组主变压器和厂用变压器年检和试验，主变压器B、C相的更换，主变压器A相吊罩检查，厂用变压器A、B滤油脱气处理；主发电机和励磁机的年检和试验，1号发电机励磁侧和汽轮机侧内油栏绝缘的测量引线及支持环密封套管的更换，发电机转子内导电杆漏氢处理；9LGR开关站检修；A列6.6 kV配电盘检修；6.6 kV电机年检；柴油发电机组年检；部分蓄电池腐蚀处理和更换；OGEW更换气室（OGEW216EB）及交流耐压试验。

(2) 2号机组的第三次换料大修

虽然大修工期短，但电气设备进行了许多重大检修工作，包括：主变压器、厂用变压器年检和试验，主变压器B相吊罩检修更换低压侧引线接线端子（俗称线鼻子），A、C相的更换；2号主发电机抽转子大修，处理转子内、外导电杆氢泄漏故障；9LGR开关站B列设备检修，18台6.6 kV高压断路器解体检修；18台核岛电动头解体大修等。

2. 过电压防护、防雷与防污工作

(1) 防雷与接地保护

1) 2005年，电气处按照岭澳核电站的防雷接地系统的维修大纲要求，结合防雷工作的特点，在年初雷雨季节到来之前完成了对电站防雷设施和接地装置的上半年检查与维护工

作,并在12月完成了对电站防雷设施和接地装置的第二次检查和测试工作。检查结果表明,防雷设施和接地系统状况良好。

2)岭澳核电站避雷器全年动作情况统计:220 kV及以上避雷器共动作14次(其中500 kV避雷器动作12次,200 kV动作2次),岭澳核电站一次侧设备全年未发生雷害事故。

3)2005年,岭澳核电站500 kV变电站运行情况良好,开关动作正确率100%,全年无故障或设备损坏事件发生。

(2) 过电压防护工作

2005年岭澳核电站各级电压系统工况正常,全年未发生因过电压而造成的设备损坏事故或失效事件,系统在防护过电压方面保持良好的状态。

(3) 防污工作

岭澳核电站500 kV开关站是SF₆气体绝缘GIS全封闭组合电器,有少量户外设备(出线套管、出线绝缘子和电压互感器等)。220 kV厂用辅助电源为户外式变电站,防污工作量比大亚湾核电站大。遵循“逢停必扫”的防污工作原则,对户外超高压设备均按照程序进行了检查和全面的清扫(2005年,岭澳核电站的岭东甲、乙线和岭深甲线各停电清扫一次)。2005年,岭澳核电站户外高压设备未发生污闪事故。

3. 电气主设备运行情况

(1) 主发电机组

1)1号机组于2005年2月1日3:00与电网解列,进入第三次大修,至3月27日22:36结束大修并网发电,大修实际工期54.8天。

2)2号机组于2005年12月17日3:45与电网解列,进入第三次大修,至2006年1月21日22:45结束大修并网发电,大修实际工期35.79天。

3)1号机组因其他故障、台风、大修升降功率和运行试验等,计划或非计划因素等效损失3.58天(等效满功率天数,以下同)。

4)2号机组因上述计划或非计划因素等效损失5.88天。

5)2号机组第二次大修跨年度,计入本年度计划性损失12.8天。

6)2号机组第三次大修也是跨年度,计入本年度计划性损失14天。

综上所述,1号机组2005年实现安全满功率运行306.6天,机组年可用率为84%。2号机组2005年实现安全满功率运行332.32天,机组年可用率为91%。

(2) 主变压器

1)1号主变压器在1号机组第三次大修中停运检修17.5天。此外,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。2005年,1号变压器全年累计运行347.5天,年可用率为95%。

2)2号主变压器在2号机组第三次大修中停运检修14.6天。此外,2号主变压器全年运行稳定,未出现设备故障或绝缘损坏事故,全年累计运行350天,年可用率为96%。

(3) SF₆气体绝缘变电站GIS/GIC和220 kV主电站的运行情况

2005年,岭澳核电站500 kV主电站GIS/GIC和220 kV变电站户外高压设备运行工况正常,全年未发现故障或设备损坏事故。本年度GIS系统SF₆气室出现过2次压力低报警事件,经现场补气处理,已恢复正常。高压开关正确动作率为100%。

(4) 厂用6.6 kV系统

2005年,岭澳核电站厂用6.6 kV电压系统运行工况良好,未发生过系统障碍或故障。

大修中,也未发现 6.6 kV 断路器和接触器有重大设备缺陷,全年厂用 6.6 kV 系统母线和开关设备保持良好的可用性。但在大修中也发现了一些缺陷(见表 3.1.9-2),这些缺陷多数为操作不当造成,应加强这方面培训。

表 3.1.9-2 厂用 6.6 kV 电压系统缺陷统计表

	QDR 编号	设备编码	问题描述	处理结果
1	L103HNMC013	L1LGB001TB	801 仓开关拉出把手损坏	机加工后装复
2	L103HNMC017	L1LGB001TB	702 仓开关推入限位信号接点卡涩	处理接点
3	L103HNMC015	L1LHA001TB	1201 仓后侧接地开关闸盖板手断裂	加工处理

(5) 6.6 kV 电机

2005 年,岭澳核电站 1 号和 2 号机组的 6.6 kV 电机在大修中通过试验和解体检查,发现三起设备缺陷(见表 3.1.9-3)。

表 3.1.9-3 6.6 kV 电机缺陷统计表

设备编码	缺陷情况	原因	处理情况
1APA001MO	一组加热器引线烧断	制造质量问题	更换加热器
1CRF001MO	定子下端发现铁屑,并有扫膛迹象,转子硅钢片有部分开裂	产品质量问题	现场修复
2ASC001MO	温控开关回路不通	产品质量问题	现场修复

上述 6.6 kV 电机缺陷,由于发现及时,处理及时,因而在正常运行中,全年未发生 6.6 kV 电机绝缘事故或不可用事件。

4. 异常事件及处理情况

(1) 对设备不符合项(NCR)的处理情况

2005 年,电气处对岭澳核电站电气设备共发出 61 份 NCR,主要不符合项处理情况如下:

1) 1CRF001MO 缺陷处理(NCRMEE05011A)

1 号机组第三次大修解体检查 1CRF001MO 时发现:转子硅钢片有部分开裂,且裂缝间夹有铁屑(约 5 mm × 10 mm 共 6 处);转子表面有刮痕、脱漆;定子下端部发现铁屑,并有扫膛痕迹(旧痕迹)。在 2004 年进行 2CRF001MO 检查时也发现同类缺陷,厂家在现场进行了修复。本次大修中进行现场研磨、喷涂、刷镀、加垫、调正、重新组装,使设备达到原设计要求。

2) 1 号主变压器 A 相铁芯短路处理(NCRMEE05013A)

1 号机组第三次大修中发现主变压器 A 相铁芯两窗间绝缘为 0,吊罩后,从高压侧检查发现铁芯窗每级大约错开 4 mm,窗间绝缘隔板已脱落。在窗间插入 2 mm 绝缘板后,两窗间铁芯绝缘仍为 0。经变压器检修小组讨论后决定:铁芯两框间虽存在短路,但从油样色谱跟踪情况看,未发现过热现象。铁芯前后错位系厂家制造缺陷,由于铁芯中柱左右两侧的高度差距小,该铁芯变形不严重,暂可投入运行。待 1 号机组第四次大修时,开罩检修更换铁芯接地方式,消除铁芯短路缺陷。

3) 1APA100VL 电动阀操作机构缺陷处理 (NCRMEE05028A)

运行中发现 1APA001VL 电动头电动操作时, 主轴转而阀杆不动。1 号机组第三次大修解体检查时发现, 该电动头与传动杆的联结轴套短了 7 mm, 并确认该电动头备件也存在同样问题。经分析认为: 电动头与传动杆的联结轴套有几个毫米的间距是原设计确定的尺寸, 造成电动头空转的原因是联结轴套上的卡簧松动所致。更换卡簧后设备运行正常。

4) 2 号主变压器 B 相两半部铁芯间绝缘低问题处理 (NCRMEE04071A)

2 号机组第三次大修中, 进行 2 号主变压器 B 相 (原备用相) 解体检修前, 测量发现变压器两半部铁芯间绝缘为 26.7 Ω , 吊罩处理中用压缩空气进行吹扫, 铁芯间绝缘恢复到 26.7 M Ω , 可以投入运行。

5) 2 号主变压器三相边柱铁芯绑带松脱处理 (MCRMEE04399A)

2 号机组第一次大修中, 进行 2 号主变压器排油后检查, 发现主变压器三相边柱铁芯绑带松脱, 当时因无专用工具, 无法修复。在第二次大修进行内部检修时, 按变压器检修小组确定的检修方案, 旁柱绑带均接 1.5 t 压力收紧。第三次大修时, A, C 相更换下来返厂修理; B 相在现场开罩检修, 旁柱和上轭按厂家标准, 收紧到 2.3 t, 然后回装。

6) 主励磁机转子直流电阻互差超标 (NCRMEE04406A)

2 号机组第二次大修发现主励磁机转子直流电阻互差值超标。在第三次大修中, 通过行测量发现与出厂值比较仍超标, 但与上次大修和安装完工报告的试验值比较, 互差率没有变化。经分析认为: 可能是由于测量位置不同, 所以阻值不同, 无法与出厂值比较。由于三年来的测量值均一致, 互差率无变化, 可以认为主励磁机转子匝间绝缘无大问题。

(2) 主发电机异常工况处理

1) 2 号主发电机转子匝间短路情况处理

在 2 号机组第二次大修中发现发电机转子有匝间短路现象, 当时综合分析各种试验结果, 分析认为匝间短路可能是异物所致。如是动态的, 则可能在运行中消失。监视运行一年后, 在本次大修中又对 2 号发电机进行抽转子大修, 进一步检查匝间短路是否存在。转子膛内外直流电阻测量, 与出厂值相比, 误差满足标准要求; 转子绝缘电阻测量, R10 为 68 000 M Ω ; 转子膛内外交流阻抗测量也说明转子绕组状况良好; R. S. O 试验 (匝间短路试验) 与上次大修测量结果基本无变化; 转子交流电压分布试验, 电压梯度分布均匀, 与 2 号机组第一次大修试验结果一致。以上各种试验结果表明转子绝缘和匝间绝缘状况良好。

2) 2 号发电机转子径向导电杆泄漏处理情况

2 号机组第三次大修中, 对转子径向导电杆进行气密试验时, 发现内、外侧四组径向导电杆均有泄漏。经检查确认都为环形螺母与压紧密封圈的密封环螺母松动所致。现场处理更换后, 用 0.5 MPa 压力的氢气检测转子径向导电杆的密封情况, 保持 6 小时后, 试验结果合格。

3) 1 号发电机转子径向导电杆泄漏处理情况

在 1 号机组第三次大修中, 做 1 号发电机转子导电杆气密试验发现压力不能保持, 气体泄漏较快。经检查发现外侧两极径向导电杆的压紧密封圈的密封环螺母力矩较小, 分别为 60 N·m, 100 N·m, 远小于标准 270 ~ 300 N·m。处理完外侧径向导电杆密封后, 压力还是不能保持。进一步检查发现, 转子内侧的径向导电杆也有泄漏。在定子膛内, 无法对内侧导电杆进行处理, 因而决定抽转子。抽了转子后, 发现也是压紧密封圈的密封环力矩小, 导致密封失效。更换处理密封圈后, 回装各紧固件, 压力试验合格。

这两起事件都是由于密封环松动导致转子径向导电杆密封失效。因而研究如何消除在运行中因转子径向导电杆密封环松动，导致氢泄漏这一运行隐患，应是岭澳核电站发电机组可靠性研究的重点。

(3) 主变压器异常工况处理情况

1) 1 号和 2 号主变压器低压线圈引线接线端子过热事件处理

在 2 号机组第二次大修中，对 2 号主变压器三相进行内部检查时发现，B 相低压线圈分支引线端部的引线端子中有两个端子在压接部位（线鼻子处）存在严重过热迹象。将低压线圈引线的接线端子与母线排上的过热端子的螺栓拆下后，剥掉接线端子前引线的纸包绝缘，发现内部导线已严重过热发黑（表面炭化），过热长度达 20 厘米。同时，运行中定期试验也发现，2 号主变压器 B 相有乙炔出现，氢气含量和总烃含量与 A、C 两相相比偏高约两倍。为防止运行事故，当即对 2 号主变压器 B 相进行了更换处理，换下的变压器返厂检修。经过 RCA 分析认为：2 号主变压器 B 相低压绕组引线端子过热事件的根本原因是引线的接线端子设计选型不当，导线在压接管内填充系数太小，压接模式错误，致使压接管与导线的有效接触面积太小，造成运行后电流密度大而产生局部热点，并随着运行时间的增加而逐渐发展成为过热，从而造成接线端子过热氧化变色以及引线部分也出现过热使绝缘漆和内层绝缘纸过热炭化。因为过热的根本原因是设计缺陷所致，为防止共模故障，决定对在运行中发现油色谱异常的 1 号主变压器 C 相和 2 号主变压器 B 相（都伴有总烃和氢气异常升高）在 1 号机组第三次大修和 2 号机组第三次大修中进行吊罩检查和低压引线鼻子改造、更换。

在 1 号机组第三次大修和 2 号机组第三次大修中，对 1 号主变压器 C 相和 2 号主变压器 B 相进行了吊罩检查，虽没有发现明显的低压引线过热痕迹，也按计划对这两相变压器的低压引线鼻子进行了更换，加长了线鼻子长度，加大导线的填充度；冷压部分由一道压接改为二道压接，增大接触面积，提高导流性。其他变压器将配合电站机组的大修计划，在适当的大修期间逐步实施低压引线鼻子的改造处理。

2) 岭澳核电站主变压器铁芯变形事件处理

在 1 号机组第一次大修中发现 1 号主变压器 B 相（TF04）铁芯旁轭存在弯曲现象。2004 年第二次大修时发现该变压器铁芯已经严重弯曲变形。同时发现在两个机组其他的变压器 TF02 和 TF06 上边存在铁芯弯曲现象，因此怀疑存在共模性缺陷。为防止潜在故障的发生，已将两台变压器返厂进行解体检修，并在 1 号机组第三次大修和 2 号机组第三次大修中对两台机组的主变压器旁轭进行了绑扎处理，而且要求厂家对现场其余的 4 台变压器进行返厂作全面的改造维修。

经过 RCA 小组的研究分析，认为岭澳核电站 TF04，TF02 和 TF06 变压器发生旁柱铁芯和中柱铁芯弯曲，是变压器铁芯夹紧结构设计和制造装配工艺存在缺陷所致。

3.1.10 发供电系统可靠性

1. 发电机组的可靠性

2005 年影响发电机组可靠性的主要因素有：

- (1) 1 号发电机转子径向导电杆密封环松动，导致密封失效。
- (2) 2 号发电机转子径向导电杆密封环松动，导致密封失效。

2005 年度岭澳核电站 1 号和 2 号发电机的年可用率分别为 84% 和 91%。

2. 输变电系统 GEV 的可靠性

输变电系统主要包括升压主变压器和厂用降压变压器。2005 年影响 GEV 系统可靠性的主要因素有：

- (1) 1 号和 2 号机组主变压器铁芯弯曲。
- (2) 1 号主变压器 A 相铁芯两窗间短路。
- (3) 主变压器低压侧接线鼻子设计缺陷，现已按计划逐台改造。

2005 年 1 号和 2 号主变压器年可用率分别为 95% 和 96%。

3. 500 kV GIS 开关站的可靠性

2005 年，岭澳核电站 500 kV 开关站避雷器动作 14 次，GIS 气室压力低报警 2 次，压力高报警 1 次，均通过补气或泄压处理恢复正常。500 kV 线路发生瞬时接地故障 3 次（岭东乙线 A 相 2 次，岭东甲线 B 相 1 次），均自动重合成功，没有影响线路送电。500 kV 变电站全年未发生设备损坏或故障停运事件，500 kV 开关正确动作率达 100%。

4. 辅助供电系统 LGR 的可靠性

辅助供电系统在 1 号机组第三次大修时进行过一次大修，四次全停，历时 144 h；在 2 号机组第三次大修时进行了一次设备年检，两次全停，历时 51 h；总计不可用 195 h，可用率为 97.7%。

2005 年影响 LGR 可靠性的主要因素有：

(1) LGR201TA 侧变电站的隔离开关部分连接头的螺栓锈蚀严重，需要在下次大修彻底更换。

(2) 部分地刀的触指弹簧锈蚀严重，有些接近锈断，影响地刀操作可靠性。应考虑更换。岭澳核电站 LGR 系统全为户外设备，加之处于海边盐雾区，铁部件锈蚀问题很突出，可考虑把螺栓换为不锈钢材质。

5. 6.6 kV 厂用电系统的可靠性

2005 年岭澳核电站 6.6 kV 电气设备运行情况良好，全年无绝缘故障或因设备损坏导致的停运事件发生。但 6.6 kV 开关发生多起因操作不当造成开关把手、机构损坏事件，有必要加强这方面的培训；6.6 kV 电机发生的几起缺陷，经鉴定均为产品质量问题。

6. 6.6 kV 柴油发电机 LHP/LHQ 的可靠性

岭澳核电站每台机组的两台柴油发电机组（LHP/LHQ）是电站最后一道应急供电电源。2005 年，岭澳核电站 LHP/LHQ 柴油机组定的不可用率目标值是 0.2%，实际不可用率为 0.04%，LHP/LHQ 历年不可用率统计见表 3.1.10-1。

表 3.1.10-1 岭澳核电站柴油发电机组不可用率统计

年 份	1 号机组 (LHP/LHQ)	2 号机组 (LHP/LHQ)	综合统计/%	目标值/%
2003	-	-	0.05	0.2
2004	0	0	0	0.2
2005	-	-	0.04	0.2

不可用事件：2005 年 6 月 29 日 1LHP300CO 冷却水管道接头密封圈更换及 1LHP200RS 过热问题处理，不可用时间 13.17 h。

7. 直流电源, 逆变电源和蓄电池组的供电可靠性

电厂直流电源系统由 230 V, 125 V, 48 V 和 30 V 共 4 个电压等级及与其相关的直流母线 (TB)、整流充电器 (RD)、蓄电池组和逆变器等组成。2005 年直流供电系统和设备未发生故障。

2005 年影响直流供电系统可靠性的主要因素有:

(1) 蓄电池极柱腐蚀, 1 号机组第三次大修和 2 号机组第三次大修中仍发现几乎每组蓄电池都有极柱腐蚀现象, 少则 1~2 只, 多则达 10 余只, 说明 TXE 型电池质量有问题。在 2 号机组第三次大修时已进行了 2 号机组部分蓄电池改型更换。1 号机组第四次大修将进行 1 号机组蓄电池的改型更换。

(2) 因部分开关操作人员动作不规范, 造成部分直流盘开关损坏。

3.1.11 仪控系统设备运行及评价

岭澳核电站仪控设备核岛部分仍采用与大亚湾核电站相同的模拟量控制系统; 常规岛部分在大亚湾核电站的基础上进行了数字化改进, 如常规岛压力容器液位、压力、温度控制系统采用 P320 网络化集散数字系统, 汽轮机机械监视系统 (GME) 改进为 TYPE 7 数字系统, 气动调节阀控制器 (电器转换器、定位器) 改进为数字式控制器。2005 年, 1 号机组进入商业运行后第四循环, 仪控系统整体运行情况良好; 2 号机组进入商业运行后第三循环, 全年未发生与仪控相关的停机、停堆事件, 仪控系统运行良好。

1. 总体评价

(1) 核岛过程仪表控制系统

核岛控制测量系统 (KRG) 由 Bailey 9020 系列单元组合仪表构成, 较为稳定可靠。2005 年, KRG 保护系统的定期试验 (SIP 试验) 合格率为 100%。

堆外中子注量率测量系统 (RPN) 可用率高, 周期试验合格率为 100%。RPN 中间量程倍增时间波动问题, 目前仍然没有发现具体原因, 经过咨询 EDF 和 DSS 厂家, 确认是普遍问题, 因此初步怀疑是系统设计问题。该问题将继续和厂家保持联系, 寻求解决方案。

LOCA 机商业运行以来存在参数写入故障, 属于调试遗留问题, 2005 年开展了大量工作, 已经有所进展, 基本确定是软件或板件芯片匹配问题, 正在进一步跟踪。LOCA 机报警检查周期试验合格率为 100%。

棒控系统 (RGL) 由棒控系统和棒位测量系统两部分组成。棒位测量系统周期试验合格率为 100%。

(2) 常规岛过程仪表控制系统

常规岛控制测量系统由 P320 组成, 性能较为稳定。

(3) 汽轮机控制系统

2005 年汽轮机转速及负荷控制系统 (GRE) 状态较为稳定。

2005 年汽轮机机械量测量及监视系统 (GME), 总体运行状态正常, 机械量测量传感器 (轴承座振动, 转子振动, 轴弯曲, 汽缸/转子相对膨胀, 推力瓦磨损, 进汽阀阀位等) 及微处理单元 (MPU) 均较为稳定, 全年未见异常。但是在大修前两台机组先后出现部分探头偶尔有信号波动, 现场检查基本没有发现异常。商业运行后即出现的微处理单元 (MPU) 随机丢失信号导致设备误动的故障, 已确认故障原因为 GME 与故障录波系统 (KKO) 通信异常所致, 通过断开 GME 与 KKO 系统之间的通信连接 (LINK) 后, 全年未再发生同类故

障。ALSTOM 已发现此问题但还未找出根本原因及解决办法。

(4) 保护系统

反应堆保护系统 (RPR) 全年可用率 100%，磁逻辑性能稳定；但是 1RPB760AA 报警曾经闪发，由于闪发时间短，MIC 未能及时确认更具体的机柜指示灯状态，不能确认故障点，后通过测量相关板件输入输出信号，也没有发现异常，T2 试验能顺利执行。

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

(5) 仪表一次测量元件 (变送器)

仪表变送器有热电偶温度探头、热电阻温度探头、浮子式液位变送器，1151 系列变送器，6000 系列和 8000 系列变送器等，2005 年总体运行情况良好，尤其是核级变送器整个年度没有发生故障。自商业运行以来，针对 ADG002MN 除氧器水位波动大问题，在 2 号机组第三次大修、1 号机组第四次大修中有相应的改造，具体效果等待大修后评估。

(6) 仪表执行器 (气动执行机构)

2005 年总体运行情况良好，但仍然发现 1APG088/013/014VL 有白粉进入压缩空气供气管网，导致气动执行机构控制异常，大修中已经进行针对性的检修。

2. 解决的主要技术问题

(1) RIC 救援方式不可用，参数无法保存

通过 MIC 和 TTS 燃料管理部门的讨论，并经过咨询 FRA，通过采用参考校刻的方法作为临时方案，技术上已经确认可行，并得到了 FRA 的确认，现场验证也无问题。同时 FRA 已经提供了修改软件，准备在 2006 年年初下载到系统进行验证，以便永久关闭该问题。

(2) 1 号机组“1·25”事件的原因调查和分析工作

MIC 分析原因如下：由于电网接地故障，1 号机组超加速保护动作，引起机组功率急减，并造成高压缸截止阀的 STEAM LOCK，操作员通过手动方式停机。通过与相关部门组成事件根本原因分析小组，查明导致功率急减的原因为调试期间 GRE 超加速参数设置过为严格。通过电站评估后，完成了岭澳核电站两台机组的参数重新设置。

(3) 2RPN020MA 保险烧毁原因调查

2RPN020MA 的上三段功率线性放大器 SALPB7 的 0.75 A 保险烧毁。经过将保险送专业公司分析，确认是保险焊接端部的残留助焊剂对保险丝的腐蚀，造成保险的有效截面变小并最终烧毁，从而排除了系统板件本身过流烧毁的可能性。

(4) AC 厂房通风问题

岭澳核电站 AC 厂房负压过大属于调试遗留问题，OPH、MGS 等相关部门非常关注，TEF 会议要求岭澳核电站大修之前解决。在以 MIC 为主的各个部门的共同配合下，解决了大量的调试遗留问题，包括定值设置错误，接线错误等。经过处理后，目前系统运行正常。

3.1.12 燃料循环及燃料管理

1. 核材料管制

(1) 核材料衡算报表

2005 年度，核材料衡算工作方面坚决贯彻和执行账务工作“完整、正确、及时、规范”的八字方针，按要求使用国家核材料衡算通用软件《件料衡算账目管理软件》，完成并向核管办上报 2005 年季度核材料衡算报表和软盘，以及岭澳核电站 1 号机组第四循环、2 号机

组第三循环换料新燃料接收核材料交接统计报表。

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

(2) 实物盘存

按核材料衡算管理的有关程序进行了换料用组件接收、贮存以及装卸料等工作。并且在不同时间对实物盘存三个关键测量点进行了实物盘存。结果表明, 两台机组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。堆芯照相工作也验证了实际的装料与堆芯装载图的一致性, 包括燃料组件、控制棒组件、阻力塞组件、中子源组件的正确性。

2. 两台机组的换料设计

岭澳核电站 1 号机组第四循环使用 44 组富集度为 3.7% 的 AFA-3G 新燃料组件, 设计循环长度为 292 EFPD。1 号机组第四循环于 2005 年 3 月 25 日达到临界, 4 月 6 日升至满功率。

岭澳核电站 2 号机组第三循环使用 60 组新燃料组件, 其中 4 组富集度为 3.2% 的 AFA-3G 组件, 56 组富集度为 3.7% 的 AFA-3G 组件。设计循环长度为 314 EFPD。机组于 2005 年 1 月 9 日达到临界, 1 月 17 日达到满功率。由于发电计划的调整, 机组在寿期末进行了延伸燃耗运行, 实际运行 331 EFPD, 于 2005 年 12 月 17 日开始停堆大修。

两台机组堆芯装载方案都考虑了堆芯功率象限倾斜的抑制, 避免了象限倾斜的发生。

3. 岭澳核电站 1 号机组第四循环 RIC 报警定值的临时修改

由于岭澳核电站 1 号机组第四循环的新组件使用数目为 44 组, 堆芯装载有一定的特殊性, 导致第四循环会出现堆芯热电偶测量的最大温差超过 20 °C 的情况, 电站技术人员通过分析计算, 得出堆芯满功率时热电偶测量的最大温差应该为 26.1 °C, 通过对多个可能的运行工况的计算, 归纳出新的整定值为 30 °C, 成功预测了 RIC 报警定值的超出并防止了报警的发生。机组启动后现场测量最大温差为 26.4 °C, 证明了理论计算的正确性。之后 MIC 完成了现场报警定值的修改, 运行人员据此编写了 TOI。

4. 三维刻度曲线的提出和大亚湾核电站定期试验 RGL004 问题的处理

在大亚湾核电站 2 号机组第十一循环进行定期试验 PT2RGL004 试验时, 出现较大的堆芯过热并导致 GCT 系统 A 列阀门打开的情况, 技术支持处通过大量计算和现场数据比较, 提出使用三维程序计算刻度曲线取代原一维刻度曲线的新方法, 临时解决了试验过程中出现的严重过热问题。经 DTM 会议批准, 三维刻度曲线在随后的大亚湾核电站 1 号机组第十一循环的 PT1RGL004 试验中得到应用, 但仍保留了过热修正因子, 试验取得了较为理想的结果, 但仍存在 5.9 °C 的堆芯过热。之后与 EDF 顾问沟通, 结合 EDF 电厂进行该类试验的做法, 对大亚湾核电站刻度曲线的处理进行了优化, 使用了三维刻度曲线加上一维刻度曲线的方法, 作为电厂解决 RGL004 试验问题的方法, 并据此修改了现场规程。

5. 岭澳核电站先进燃料管理项目的进展

经过 2004 年年底艰苦的合同谈判, DNMC 与 FRA 签订了合同意向书。在合同正式签订前, 为了保证项目能在 2007 年岭澳核电站 1 号机组第五次大修中切入, 2005 年 2 月开始了 1/4 换料燃料管理方案的研究。3 月中旬, 完成了项目的第一项燃料管理设计工作, 为后续工作及整个项目的顺利开展打下了基础。之后, 陆续完成了 TILT 模型的建立工作、堆芯热工水力设计、堆芯 ΔT 保护定值、落棒事故分析、功率下单棒提出事故分析及功率下提棒事故分析、功率能力分析、ELPO 论证分析等工作。6 月, DNMC, FRA, NPIC 一起赴北京与

国家核安全局进行了项目第一次执照申请会议；10月，三方在法国召开了项目第一次协调会；12月，公司成立了现场实施项目小组，明确了须先期启动的工作。整个项目总体进度良好。

6. 核燃料操作活动管理

2005年岭澳核电站主要核燃料操作活动如下：

(1) 新燃料接收

2005年9月14日至9月16日，2号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的AFA-3G新组件48组，富集度为3.7%，全部存放在燃料厂房乏燃料水池。

2005年11月25日至11月28日，1号机组接收由宜宾燃料元件厂生产的AFA-3G燃料组件52组，富集度为3.7%，全部贮存于燃料厂房乏燃料水池，同时将1号机组干贮存间的4组新燃料组件转移到1号机组乏燃料水池。同一批还接收了2号机组的2组AFA-3G燃料组件，富集度为3.7%，贮存于2号机组燃料厂房干贮存间。

(2) 大修换料

岭澳核电站1号机组第三次大修换料的时间是从2005年2月6日至3月15日。

岭澳核电站2号机组第三次大修换料操作时间是2005年12月23日至2006年1月9日。

两台机组6次大修换料的具体操作时间见表3.1.12-1。

表3.1.12-1 岭澳核电站历次大修换料操作时间统计

h

项目名称	1号机组			2号机组		
	第一次大修	第二次大修	第三次大修	第一次大修	第二次大修	第三次大修
卸料前FPMC 41 试验	7	5	5	5	5	4
卸料	60	64.8	63	59	62.4	65
相关组件倒换	83.3	99	74	111.5	70.5	48
装料前FPMC 41 试验	6	5	9	4	4.5	6
装料	64.8	65	63	60	69	68
堆芯照相	4	3.5	3.5	3.8	3	4

注：相关组件倒换时间中包含了燃料组件变形检查和乏燃料水池盘存的时间。

岭澳核电站1号机组第三次大修期间完成了7组乏燃料组件的变形检查；2号机组第三次大修期间完成了2组乏燃料组件的变形检查，见表3.1.12-2。

表3.1.12-2 2005年岭澳核电站乏燃料组件变形检查

机 组	燃 料 组 件
1号机组	YQ4002, YQ4018, FX1NH6, FX1P5W, FX1N1L, YQ400Y, YQ4017
2号机组	YQ4066, YQ4064

(3) 燃料厂房乏燃料水池库存

截至2006年1月9日，2号机组第三次大修装料结束，岭澳核电站两台机组的乏燃料水池库存信息如表3.1.12-3所示：

表 3.1.12-3 岭澳核电站燃料厂房乏燃料水池库存统计

件

种 类	1 号 机 组	2 号 机 组
乏燃料组件	149	176
新燃料组件	56	0
适配器数量 + 适配器占用的燃料格架数	29 + 85	31 + 87
假组件	1	1
空燃料格架	971	998
可用燃料格架	886	911

3.2 核安全

3.2.1 三道屏障完整性

2005 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 2005 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, 不但确保反应堆堆芯处于安全状态, 同时限制电站内工作人员所接受的辐射剂量。对于燃料包壳完整性, 核电站技术规范对一回路放射性水平提出了具体限值, 同时要求对一回路放射性水平参数进行监测。

表 3.2.1-1~4 给出了 2005 年岭澳核电站 1 号和 2 号机组的一回路放射性指标: 气体 γ 谱和碘同位素 γ 谱。从表中可以看出, 两台机组的两项指标状态稳定, 并且在限值之下, 表明岭澳核电站两台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。

表 3.2.1-1 2005 年 1 号机组一回路放射性气体总量 (比活度)

MBq/t

取样日期	1月4日	4月14日	5月12日	6月2日	7月28日	8月4日	9月20日	10月27日	11月29日	12月22日
^{85m}Kr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{87}Kr	2.7	0	0	0	0	0	0	0	0	1.2
^{88}Kr	0	0	0	0	0	0	0	0	19	1.6
^{133}Xe	47	17	16	25	24	0	25	33	26	28
^{133m}Xe	0	0	0	0	7.1	0	0	0	0	0
^{135}Xe	58	14	25	24	22	25	29	32	31	37
^{138}Xe	73	30	22	28	28	79	35	39	40	40
气体总量	181	61	63	77	81	104	89	104	116	108

表 3.2.1-2 2005 年 2 号机组一回路放射性气体总量 (比活度)

MBq/t

取样日期	1月28日	2月16日	3月18日	4月22日	5月20日	6月22日	7月13日	8月31日	9月28日	10月19日	11月25日	12月7日
^{85m}Kr	0	0	0	4.7	0	0	1.7	6.8	0	5.5	3.5	0
^{87}Kr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
^{88}Kr	0	0	0	0	0	0	0	36	17	0	28	0

续表

取样日期	1月28日	2月16日	3月18日	4月22日	5月20日	6月22日	7月13日	8月31日	9月28日	10月19日	11月25日	12月7日
^{133}Xe	0	25	30	31	33	36	32	27	29	39	27	41
^{134m}Xe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
^{135}Xe	26	38	38	37	35	42	39	32	39	32	36	43
^{138}Xe	35	30	38	55	42	41	37	44	48	51	51	42
气体总量	61	93	106	127	110	119	110	146	139	128	145	132

注：①所取样点为当月气体总量最大值的取样点；

②6小时内停堆气体总量限值为 2.96×10^6 MBq/t，48小时内停堆气体总量限值为 1.48×10^6 MBq/t；

③个别月份机组处于大修或检修状态，故无相关数据。

表 3.2.1-3 2005 年 1 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月6日	4月19日	5月26日	6月16日	7月12日	8月11日	9月27日	10月18日	11月18日	12月1日
^{131}I	2.9	1.7	1	1	1.8	1	1.3	1	2.5	1
^{132}I	34	22	17	14	13	12	15	17	17	13
^{133}I	23	13	8.6	6.8	9.7	14	11	14	11	12
^{134}I	68	29	30	18	21	20	28	28	31	23
^{135}I	35	0	11	15	0	0	17	21	0	21
^{131}I 当量	14.64	6.26	5.42	5.03	5.08	5.30	6.81	7.73	6.44	6.99

表 3.2.1-4 2005 年 2 号机组一回路放射性碘比活度

MBq/t

取样日期	1月21日	2月25日	3月2日	4月13日	5月18日	6月29日	7月29日	8月31日	9月7日	10月19日	11月11日	12月16日
^{131}I	1	1	1	1.4	1.7	1	1.9	0	1	1.7	1	1
^{132}I	19	20	19	15	21	26	29	29	33	34	28	29
^{133}I	14	16	14	15	17	16	16	20	27	18	12	11
^{134}I	78	39	37	26	37	70	99	79	67	75	64	72
^{135}I	0	0	0	0	30	26	0	32	36	38	24	30
^{131}I 当量	6.69	6.45	5.87	6.17	10.39	9.87	8.85	10.75	13.79	12.63	12.73	13.37

注：①所取样点为当月 ^{131}I 当量最大值的取样点；②6小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 3.70×10^4 MBq/t，48小时内停堆 ^{131}I 当量限值为 1.85×10^4 MBq/t，15天内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.96×10^3 MBq/t，2个月内停堆 ^{131}I 当量限值为 2.22×10^3 MBq/t；

③个别月份机组处于大修或检修状态，故无相关数据。

2. 一回路压力边界

2005年两台机组一回路压力边界的完整性监测情况见表3.2.1-5。从表中可以看出，两台机组一回路压力边界泄漏率处于较低水平，均远低于技术规范限值（总泄漏量限值为2300 L/h，非定量泄漏限值为230 L/h），但1号机组有个别月份高于管理目标限值30 L/h。1号机组泄漏率年平均值为17.39 L/h，2号机组泄漏率年平均值为15.82 L/h，小于管理目标限值。因此2005年两台机组的第二道屏障完整性良好。

表 3.2.1-5 2005 年一回路月平均泄漏率

1/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	14.61	46.60	32.23	14.21	14.52	11.67	12.92	11.90	12.44	13.44	11.13	13.04
2号机组	28.42	16.54	13.83	16.47	13.75	15.05	11.93	15.90	15.5	114.81	11.10	16.49

3. 安全壳

安全壳作为三道屏障的最后一道屏障, 2005 年岭澳核电站两台机组安全壳监测情况如表 3.2.1-6。

1 号机组全年平均值为 $0.58 \text{ m}^3/\text{h}$ (归一化为标准状态, 下同)。12 个月监测结果介于 $0.24 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.04 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

2 号机组全年平均值为 $0.57 \text{ m}^3/\text{h}$ 。12 个月监测结果介于 $0.12 \text{ m}^3/\text{h}$ 与 $1.0 \text{ m}^3/\text{h}$ 之间。

表 3.2.1-6 2005 年安全壳月度平均泄漏率

 m^3/h

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	0.59	0.50	大修	0.73	0.24	0.75	0.70	0.40	1.04	0.31	0.55	0.58
2号机组	0.79	0.54	0.95	1.00	0.74	0.95	0.58	0.18	0.12	0.28	0.58	0.20

由以上数据可以看出, 2005 年两台机组安全壳的泄漏率小于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$, 满足运行技术规范的要求, 完整性良好。

4. 风险评价

风险评价是通过概率论的方法给出电站在运行期间风险的变化情况, 亦即用 PSA 的方法评价电站的安全度。表 3.2.1-7 为岭澳核电站两台机组在 2005 年的风险度变化趋势。

表 3.2.1-7 2005 年堆芯风险度趋势

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1号机组	1.20	大修	大修	1.01	1.02	1.01	1.05	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01
2号机组	1.02	1.02	1.02	1.05	1.02	1.03	1.12	1.00	1.01	1.01	1.02	1.01

2005 年平均风险度 1 号机组为 1.04, 2 号机组为 1.03, 均未超过电站内部控制的指标限值 1.2, 这说明两台机组堆芯损伤频率控制较好, 总体风险在可接受范围之内。但是从表中可以看出, 2005 年 1 月 1 号机组的风险度达到限值, 其主要原因是 1 月 6 日, 由于 2 号机组更换 IGC 电缆导致 9LGR 不可用。当时 2 号机组正处于大修, 因此对 2 号机组的影响较小, 但导致 1 号机组的风险度较高。此外, 还有一些问题需要关注: 应急柴油发电机不同子系统的软管不满足安装要求, 影响地震情况下的运行可靠性; 两台机组的辅助外电源、ASG003PO、LLS 系统、应急柴油发电机出现多次随机不可用。

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

3.2.2 专设安全系统

2005 年岭澳核电站专设安全系统总体状况良好, 与 2004 年三系统不可用率情况比较,

高压安全注入系统不可用率下降, 而应急油发电机系统不可用率升高, 总体上, 两台机组安全系统不可用率达到公司五年发展计划中关键业绩指标的要求。安全系统性能指标如表 3.2.2-1 所示。

表 3.2.2-1 2005 年安全系统性能指标

指 标	实 际 值	年 限 值
ASG 系统不可用率	0.000 3	0.001 0
高压安全注入系统不可用率	0.000 0	0.001 0
LHP/LHQ 系统不可用率	0.000 4	0.002 0

1. 辅助给水系统

2005 年两台机组 ASG 系统不可用率的 WANO 指标分别为:1 号机组 0.000 2, 实际不可用 3.93 小时·列; 2 号机组 0.000 3, 实际不可用 7.75 小时·列。导致 ASG 系统不可用的主要事件及处理的主要技术问题如下:

(1) 2 月 20 日, L1ASG013FI 过滤器压差高, 而且发现装和不装滤芯, 压差一样高。解体检查发现该过滤器出口管道伸入过滤器内过长, 堵住部分流道, 是导致该过滤器压差高的根本原因。经检查, ASG 泵润滑油过滤器均存在此问题, 目前已全部纠正。

(2) 2 月 24 日, 在进行 L1ASG003PO 盘泵操作时出现泵轴卡死问题。经分析, 认为与 L1ASG003PO 进口管道的排气管道 (L1ASG130VD 所在支管) 打磨切割、更换重新焊接工作有关。在 L1ASG130VD 排气管口对应的入口管道内存积有大小不一的打磨金属颗粒。对 L1ASG003PO 泵芯包解体检修, 并进行经验反馈, 明确 ASG 泵上游管道进行类似工作时, 要做好防异物进入系统的工作。不能完全防止时要对系统进行冲洗, 避免杂质异物进入泵内。

(3) 3 月 24 日, 在 L1ASG003PO 小流量再鉴定试验中, 发现该泵入口管道振动明显增加, 达到 30 ~ 50 mm/s, 泵入口管道排气阀 L1ASG130VD 手轮松脱, 排气管插套焊缝有裂纹, 并出现渗漏。经过分析、试验和现场调查, 可以排除平衡鼓、管道共振、入口隔离阀 L1ASG009VD 的影响, 可能与 L1ASG030/034DI 装反有关, 已经更换该泵芯包。

(4) 3 月 25 日, L1ASG003PO 进口排气管线焊缝裂纹导致渗漏, 隔离泵进行取消排气阀 L1ASG130VD 的处理, 导致 L1ASG003PO 不可用 3.93 h。

(5) 7 月 12 日至 13 日, L2ASG031BA 两次换油 (处理 L2ASG001TC 油回路润滑油中水分异常), 导致 L2ASG003PO 不可用 7.75 h。

(6) 7 月 13 日, 在执行 2RPA043 小流量运行定期试验中, 主控制室出现报警 2ASG402AA (SG2 FLOW RATE FAULT), 同时 2ASG504AA (SG2 015VD VLV NOT OPEN) 消失。执行 DEC 程序过程中发现 2 号蒸汽发生器水位出现向上的尖峰, L2ASG 宽量程流量指示约 75 t/h, 立即将汽动泵转速降低, 停止 ASG 向 2 号蒸汽发生器供水。现场检查 L2ASG015VD, 发现 L2ASG015EL1 电磁阀供气铜管剪切断裂导致 L2ASG015VD 失气开启。整个过程 L2ASG001BA 水位下降约 3 cm (11.63 m 降至 11.6 m)。作为反馈, 电站已成立专项小组, 通过对包括阀门在内的静止机械振动测量分析, 提出改进措施, 提高静止机械的可靠性。

(7) L2ASG001BA 氧含量高和供氮管道积水。在 8 月 21 日的停堆事件中, 出现

L2ASG001BA 氧含量高问题, 原因为供氮流量低于供水流量, 造成空气通过 L2ASG126VZ 进入 001BA 内。关于供氮管道积水问题, 经过分析和现场调查, 初步断定供氮管道积水原因是由于 L2ASG001BA 内回水搅拌强度、湿度大, 在供氮管道内形成冷凝水, 并积聚在 L2RAZ015VZ 出口管道。L1RAZ015VZ 也有水浸痕迹。

(8) 10月19日, 在执行定期试验 PT1RPB043 中发现 L1ASG003PO 驱动端轴承内侧油封漏油, 最大漏油量达到 0.4 L/h。在 1 号机组第四次大修中解体发现该泵驱动端轴承油封下边缘磨损, 磨损部位与漏油部位一致, 间隙超标。用油封备件更换, 间隙合格。

(9) L2ASG001TC 汽轮机润滑油中水分严重超标, 油水明显分层。经水压试验检查发现 L2ASG031RF 有 5 根传热管管板密封处渗漏, 导致热交换器管侧冷却水进入壳侧润滑油中, 水分严重超标。用备件热交换器传热管束更换, 水压试验合格。作为反馈, 对 L2ASG031RF 进行水压试验, 结果合格。

2005 年反映出的岭澳核电站 ASG 系统缺陷主要集中在 L1ASG003PO 泵、润滑油系统, 调节阀气源管道和 ASG001BA 供氮管道上。

2. 高压安全注入系统

2005 年, 两台机组高压安全注入系统不可用分别为 0.000 0 和 0.000 0, 达到历史最好水平。2005 年高压安全注入系统出现的主要问题如下:

(1) 1月3日, 进行 PT2RCV003 定期试验过程中, L2RCV002/003VP 的关闭动作时间超标。检查发现 L2RCV002VP 电磁阀排气管线调节开度小, 造成关闭时间超时; L2RCV003VP 电磁阀排气管线调节开度大, 造成关闭时间小于 13 s。经过调整电磁阀排气管线开度, L2RCV002/003VP 关闭时间都在 13~15 s 之内。

(2) 2月5日, 发现 L1RCV003RF 的两个法兰渗漏, 用 LATTY 石墨垫片替代更换 HELICOLEX 金属缠绕垫, 试验合格。

(3) 6月3日, L2RCV003FI 端盖漏水, 大约每 8 秒 1 滴。更换密封圈, 渗漏消除。

(4) 9月2日, 启动 L1RCV003PO 后, L1RCV302MT 从 65.5℃ 异常上升到 108℃, 之后稳定在 97℃。期间 L1RCV003PO 其他温度参数稳定, 无异常变化。根据趋势跟踪和分析, 认为轴承无异常, 监视运行。

(5) 12月29日, 校验 L2RCP046VP 时发现 EP 减压阀输出压力漂移偏低, 只有 0.116 MPa, 造成 L2RCV046VP 调节特性变差, 功率运行时, L2RCV001MT 下泄再生式热交换器下游温度波动频繁, 2RCV019MT 上充管线温度也有微小波动。调整减压阀压力到额定压力, 更换 EP, 重新校验合格。

(6) 12月31日, 解体 L2RCV003PO 的主油泵 009PO 时, 发现该主油泵机械密封动环装反(经平行检查确认)。分析认为是厂家在出厂前安装时装配错误。更换主油泵机械密封并按正确方向装配。

(7) 12月31日, L2RCV001/002PO 现场检修时, 发现两泵润滑油回路温控阀 L2RCV323/329VH 装反, 此问题是安装期间造成的。对调 L2RCV001/002PO 的润滑油回路温控阀, 使 L2RCV323/329VH 的法兰与管道法兰相匹配。

综上所述, 2005 年高压安全注入系统的电动阀门故障明显减少, 并得到控制。目前, 仍需继续关注岭澳核电站 RCV 泵的电机轴承温度的变化趋势, 润滑周期及润滑脂量已完成优化, 保证电机润滑满足要求。2005 年, 发现高压安全注入系统中存在较多设备制造、安装调试期间的缺陷。这些缺陷是影响设备可靠运行的潜在因素, 建议通过内外部经验反馈、

预防性维修和纠正性维修, 尽快发现缺陷并消除。

3. 应急柴油发电机系统

2005年, 岭澳核电站应急柴油发电机系统(LHP/LHQ)不可用率为0.0004, 实际不可用时间为13.17小时·列。2005年岭澳核电站LHP/LHQ系统不可用事件及处理的主要问题如下:

(1) 2月16日, 发现L2LHP001MO曲轴箱润滑油油位高出上限10mm, 排除补油阀内漏, 可能人工补油过多造成, 排油后油位正常。

(2) 2月19日, 在PT1LHP002试验中出现润滑油压低报警, 柴油机保护停机。检查发现机带润滑油泵L1LHP650PO传动齿轮销键切断, 泵轴齿轮卡死, 重新更换备件, 试验合格。根本原因为油泵轴向间隙小于标准, 修改程序, 增加检查项目。

(3) 2月23日, 在PT1LHP002再鉴定试验中, L1LHP001/002MO油门开度指示大幅波动, 1分钟后现场出现427AA, L1LHP保护停机。原因为燃油软管干涉501/502MM行程, 重新将软管调位, 试验合格。

(4) 3月4日, 发现L2LHP201、202FL软管卡箍断裂, 用金属绑扎带紧固, 在岭澳核电站2号机组第三次大修中用软管备件更换。

(5) 3月10日, L2LHP717VN下游接头渗漏, 紧固后渗漏消除。

(6) 4月6日, 巡检发现L1LHP001MO的B1缸启动空气管道支架断裂, 重新制作支架。

(7) 6月29日, L1LHP300CO冷却水管道接头频繁渗漏, 在更换密封圈工作中引发L1LHP200RS过热问题。处理这些问题造成L1LHP系统不可用13.17h。

(8) 7月11日, 发现固定L2LHQ653SP的4个螺钉松脱, 导致该SP的探头完全处于松动状态, 使得L2LHQ柴油机失去L2LHQ002MO曲轴箱油压高的就地故障停机保护信号, 重新紧固。

(9) 7月20日, 在L2LHQ柴油机定期试验中, 发现L2LHQ461AA报警, 校验确定为L2LHQ200ST定值漂移所致。重新进行200ST校验。

(10) 8月17日, L2LHQ柴油机低功率试验时, 001MO涡轮增压器冷却水回水管接头漏水, 进行紧固处理后泄漏消失。

(11) 9月7日, 在PT1LHQ006定期试验中发现L1LHQ700PO出口管道与机体连接法兰一个螺栓断裂, 经检查其材料为铜合金, 与要求不符。普查发现其另一侧螺栓也为铜螺栓, 已更换。两电站柴油机其他螺栓均为碳钢, 满足强度要求。

(12) 根据大亚湾核电站柴油机软管对中偏差缺陷的反馈, 发现岭澳核电站应急柴油机共有44根软管有此问题, 已通过切割焊接管道进行纠正, 冷态测量结果满足安装要求。

(13) 岭澳核电站部分柴油机冷却水压力高于标准上限(0.47MPa), 达到0.48~0.51MPa, 进行孔板扩孔调压。

(14) 柴油机冷却水管道支架裂纹、断裂问题。重新设计、制造支架, 将原来空心管支架替代为实心棒支架, 强度增加, 已完成岭澳核电站应急柴油机全部相关支架的改进。

综上所述, 2005年岭澳核电站柴油机总体状况良好, 但是冷却水管道UNION接头漏水对系统、设备的可靠性影响大, 该接头已经通过提高维修质量、优化维修周期来管理, 但还是多次出现类似缺陷, 计划通过改进进行彻底解决。另外, 仪表设备的连接松脱和定值偏差

也是降低电站应急柴油机可靠性的潜在风险。

3.2.3 安全相关设备不可用状态 (I_o) 跟踪

2005年,针对岭澳核电站机组的第一组及第二组安全相关设备的不可用次数、不可用持续时间以及第一组安全相关设备的不可用消耗比等指标进行跟踪统计。

2005年9月24日,岭澳核电站第一次使用新技术规范,第一组随机安全相关设备不可用年累计消耗比单机组目标限值仍为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随机不可用(I_o)消耗比为2.2,2号机组为2.58,都在目标限值以下。主要设备随机故障有:1VVP安全阀定值超差消耗比为0.42;1LHP接头漏水消耗比为0.23;9LGR异常停运对1号机组的消耗比为0.21,对2号机组消耗比为0.95;2ASG003PO异常消耗比为0.69;2VVP安全阀定值超差消耗比为0.32。

1. 第一组安全相关设备不可用情况

第一组安全相关设备不可用次数、不可用累计消耗比按月分布情况如表3.2.3-1和表3.2.3-2所示。

表3.2.3-1 第一组安全相关设备不可用次数逐月分布情况

月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	当月次数	64	16	48	38	35	29	42	23	44	74	68	108
	累计次数	64	80	128	166	201	230	272	295	339	413	481	589
1号 机组	当月次数	23	3	27	24	23	16	18	11	27	35	31	44
	累计次数	23	26	53	77	100	116	134	145	172	207	238	282
2号 机组	当月次数	41	13	21	14	12	13	24	12	17	39	37	64
	累计次数	41	54	75	89	101	114	138	150	167	206	243	307

表3.2.3-2 第一组安全相关设备不可用消耗比逐月分布情况

月份		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全厂	当月总消耗比	3.56	0.65	3.53	0.90	0.96	0.87	1.37	0.41	0.57	0.52	0.84	2.22
	累计总消耗比	3.56	4.21	7.74	8.64	9.60	10.47	11.84	12.25	12.82	13.35	14.19	16.42
1号 机组	当月总消耗比	1.39	0.01	1.24	0.59	0.58	0.40	0.39	0.19	0.30	0.22	0.46	1.54
	累计总消耗比	1.39	1.40	2.64	3.23	3.82	4.21	4.61	4.80	5.10	5.32	5.78	7.32
2号 机组	当月总消耗比	2.17	0.63	2.30	0.31	0.38	0.48	0.98	0.21	0.27	0.30	0.39	0.69
	累计总消耗比	2.17	2.80	5.10	5.41	5.78	6.26	7.23	7.45	7.72	8.03	8.41	9.10

2005年1号和2号机组第一组I_o不可用次数分别为282次和307次。在两台机组全年累计589次第一组I_o不可用中,计划不可用有491次,占总数的83.36%;计划不可用的消耗比累计为11.63,占累计消耗比的70.83%。

2. 第二组安全相关设备不可用情况

2005年第二组安全相关设备不可用总体情况如表3.2.3-3所示。

表 3.2.3-3 第二组安全相关设备不可用次数统计

		一季度	二季度	三季度	四季度	2005 年总计
1 号 机 组	随机次数	41	41	20	72	174
	计划次数	134	130	129	209	602
	总次数	175	171	149	281	776
	总时间/h	752.07	597.37	502.56	2068.06	3920.06
2 号 机 组	随机次数	47	44	37	86	214
	计划次数	134	113	110	215	572
	总次数	181	157	147	301	786
	总时间/h	863.13	6138.03	5687.45	6793.16	19481.77

2005 年, 1 号和 2 号机组第二组 I₀ 不可用次数分别为 776 次和 786 次。在两台机组全年累计 1562 次第二组 I₀ 不可用中, 随机不可用有 388 次, 占总数的 24.84%。

2005 年各系统的第二组安全相关设备随机不可用次数排序统计结果如表 3.2.3-4 所示(表中只列出两台机组随机不可用次数较多的 10 个系统)。

表 3.2.3-4 随机第二组安全相关设备不可用次数排名前 10 个系统

1 号机组		2 号机组	
系统	随机不可用次数	系统	随机不可用次数
JDT	51	DEG	25
KRT	24	PAMS	24
DVL	10	JDT	22
DVE	9	KRT	22
L* *	7	DVE	14
RIC	6	L* *	10
RPN	6	APG	9
PAM	5	DVC	7
RPR	4	RCL	7
SAP	4	DVL	5

注: L* * 为交、直流供电系统。

从表中的统计结果来看, 出现随机不可用次数较多的系统主要是 JDT, KRT, DEG, PAMS, L* *, DVE 和 APG 等系统。由于新技术规范加入了 JDT 系统, 可以看出 1/2JDT 系统随机不可用次数最多; 另外, KRT 系统随机不可用次数比 2004 年大幅减少, 但随机不可用次数仍然较多。

3.2.4 定期试验

1. 岭澳核电站定期试验年度主要工作概述

(1) 2005 年 9 月 24 日, 岭澳核电站进行了新旧技术规范切换。根据新版技术规范,

OPG 提前对 COMIS 定期试验数据库试验项目 I₀ 情况进行了甄别与标识, 并完成了季度计划以及周计划 I₀ 值的修改及切换前后 I₀ 数量的控制, 顺利完成了新技术规范切换项目组在计划方面的控制工作。

(2) 2005 年 9 月, 岭澳核电站《安全相关系统和设备定期试验监督大纲》升版到 B0 版, OPG 对大纲与 COMIS 定期试验数据库进行了核对, 并以此大纲为依据, 出版了 LPO 与 OPH 大修定期试验大纲。

(3) 根据 2005 年定期试验总体计划的执行情况, 同时结合各部门的反馈, 在遵守定期试验监督要求的前提下, OPG 对定期试验计划中的部分项目进行了优化, 主要有: 放电试验项目试验起始点的优化调整, 利用大修期间执行的年度放电试验, 在两次大修之间安排半年放电试验, 对于时间点的确认还综合考虑了对机组运行的风险、人力情况等因素; 错开同一到期日的两机组相同试验项目, 减少共模风险的概率; 优化 OPH 部分 KRT 通道年度试验安排, 将试验地点相近或放射源相同的试验项目调整到同一窗口执行, 从而减少放射源的运输次数, 降低辐射剂量等。

2. 定期试验执行情况统计

2005 年各专业 GOR 定期试验统计结果见表 3.2.4-1。

表 3.2.4-1 2005 年各专业 GOR 定期试验执行情况

项

专业		MIC	MEE	TTS/TP	TTS/TF	OPH/HR	LPO	合计
计划	1, 0, 9 机组	71	44	225	20	94	702	1 156
	2 号机组	74	41	231	24	53	666	1 089
执行	1, 0, 9 机组	71	44	225	20	94	702	1 156
	2 号机组	74	41	231	24	53	666	1 089
合格	1, 0, 9 机组	71	44	225	20	94	702	1 156
	2 号机组	74	41	231	24	53	666	1 089
异常	1, 0, 9 机组	2	1	9	0	0	54	66
	2 号机组	3	2	5	1	0	51	62
超期	1, 0, 9 机组	0	0	0	0	0	0	0
	2 号机组	0	0	0	0	0	0	0
一次不成功	1, 0, 9 机组	0	1	0	0	0	16	17
	2 号机组	0	2	0	2	0	4	8
利用裕度项数	1, 0, 9 机组	1	4	1	0	1	0	7
	2 号机组	0	1	0	0	0	0	1
一次成功率/%	1, 0, 9 机组	100.0	97.7	100.0	100.0	100.0	97.7	98.5
	2 号机组	100.0	95.1	100.0	91.7	100.0	99.4	99.3
无异常率/%	1, 0, 9 机组	97.2	97.7	96.0	100.0	100.0	92.3	94.3
	2 号机组	95.9	95.1	97.8	95.8	100.0	92.3	94.3

1, 0, 9 号机组的主要一次不成功试验为 9DVN001, 9DVN004, 1RPA042 等。主要异常项目为 9DVN 系统定期试验异常率较高、1PTR001PO 运行时轴承温度偏高、1LHP650PO 油

泵的泵轴与驱动齿轮间的销键切断、1LHP 的 B1 缸启动时空气管道支架断裂、1KRT036MA 在 1LHP 试验时跳闸、执行 1LHP/LHQ 试验期间有部分参数超标、1ASG003PO 入口管线振动高、1ASG003PO 甩油等。异常项目系统分布如图 3.2.4-1 所示。

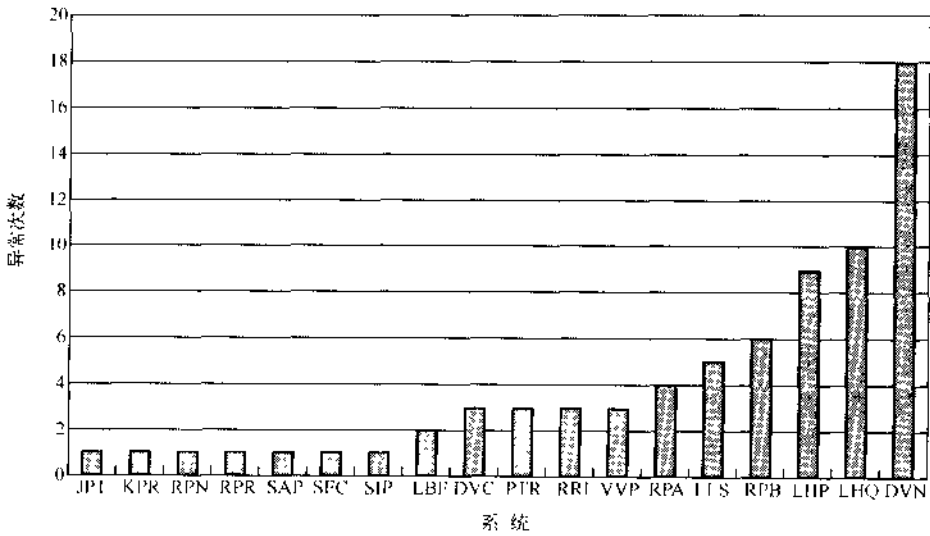


图 3.2.4-1 2005 年 1, 0, 9 号机组各系统试验异常分布图

2 号机组的主要一次不成功试验为 2DVC001, 2RPA042, 2DVF002 等。主要异常项目为 2ARE058VI 不能自动完全关闭、2LHP 及 2LHQ 试验部分参数超标、RIC 堆内中子注量率测量探头卡涩、2ASG003PO 润滑油冷却器内漏、部分蓄电池放电试验结束后充电器未能自动转为平衡充电等。异常项目系统分布如图 3.2.4-2 所示。

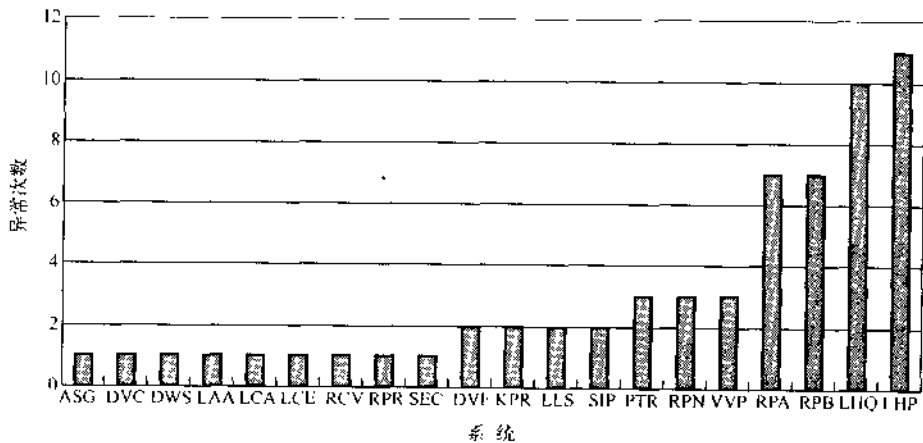


图 3.2.4-2 2005 年 2 号机组各系统试验异常分布图

3.2.5 瞬变统计

2005 年，岭澳核电站正常运行期间的瞬变消耗正常。运行操纵员在接受性能试验科的

瞬变知识培训之后,有效地控制了RCV系统瞬变的发生。但在大修期间发生了一些重要的瞬变,如1月5日,2号机组发生一次37号瞬变,1号机组发生一次32.2号瞬变,虽属于正常允许的消耗,但要尽量避免。2005年还有两次事件引起的瞬变须引起关注:即1号机组停机发生一次18号瞬变;2号机组停堆发生一次21.1号瞬变。

1. 2005年瞬变总体消耗

根据不同工况,瞬变可分为四类:第一类为设计工况;第二类为一般运行工况及中等概率事件(如升、降功率);第三类为小概率事件(如一路小破口);第四类为极小概率事件(如一路大破口)。全部瞬变共100余种,主要瞬变有:反应堆升温降温、升降功率、速降功率、停堆、化学容积控制系统上充下泄流量变化、余热导出系统投入运行、安全阀的动作等。2005年的瞬变总体消耗见表3.2.5-1。从表中的统计结果可知:2005年所消耗的瞬变都为第二类瞬变。

表 3.2.5-1 岭澳核电站机组的瞬变总体消耗

瞬变代码	简要描述	2002年		2003年		2004年		2005年		累计值		设计限值
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
1.1	开盖后升温	1	2	1	0	1	1	1	1	5	4	80
1.2	反应堆升温(没有打开反应堆冷却剂系统)	1	3	1	0	0	1	0	0	2	4	120
2.0	反应堆降温	2	4	2	1	1	2	1	1	6	8	200
3.1	升功率(在15%~100%FP,最大速率5%FP/min)	27	21	5	5	3	3	3	3	38	32	9800
3.2	升功率(15%~100%FP,G模式反应堆冷却剂温度偏低)	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2000
4.1	降功率(100%~5%FP,最大速率5%FP/min)	19	20	6	6	3	3	3	3	31	32	9920
4.2	降功率(100%~15%FP,G模式反应堆冷却剂温度偏低)	4	0	0	0	0	0	0	0	4	0	2000
9.2	一回路两相情况下温度波动	7	0	0	0	0	1	0	0	7	1	100
15.1	一回路单相情况下升温或冷却($\Delta T_{max}=20^{\circ}\text{C}$)	1	1	2	1	1	0	0	0	4	2	2000
15.2	一回路单相情况下升温或冷却($\Delta T_{max}=50^{\circ}\text{C}$)	5	0	1	1	0	0	0	0	6	1	200
18	汽轮机自动停机,汽轮机旁路系统部分开启	6	1	1	0	2	0	1	0	10	1	80
21.1	从正常运行状态自动停堆,有正常导热条件	6	3	0	0	1	0	0	1	7	4	230
22	从正常运行状态自动停堆,出现给水过冷但无安全注入	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	160

续表

瞬变代码	简要描述	2002年		2003年		2004年		2005年		累计值		设计限值
		1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	1号机组	2号机组	
32.1	上充流量增加50%	63	42	17	4	11	11	4	2	95	58	12 000
32.2	上充流量最大程度增加	15	13	0	0	1	0	1	0	17	13	300
33	上充流量减少50%	68	61	0	4	20	10	10	11	108	86	12 000
35	关闭第二个下泄孔板、中等幅度温度变化	22	10	12	3	11	12	8	2	53	27	11 200
36	关闭第二个下泄孔板、大幅度温度变化	16	3	2	2	0	5	1	1	19	11	800
37	下泄关闭再打开, 上充不关闭	10	3	1	0	0	0	0	1	11	4	220
38	上充下泄同时关闭, 同时打开	18	11	0	0	0	0	0	0	18	11	200

2. 2005年重要瞬变消耗分析

(1) 1号机组瞬变消耗分析

1) 1月5日, 1号机组第三次大修期间 RCV 温度变化 132℃, 产生 32.2 号瞬变一次, 累计 17 次, 在正常范围内。

2) 1月25日受电网波动影响, 岭深乙线 A 相发生接地故障, 引起 GRE/GSE 阀门快速关闭, 操纵员手动停机, IRCP 温度变化 31℃, 产生 18 号瞬变一次。

(2) 2号机组瞬变消耗分析

1) 1月5日, RCV 下泄孔板全部关闭, 引起 37 号瞬变一次, 累计 4 次, 虽在正常范围, 但应尽量避免。

2) 8月21日, 2ARE033VL 驱动机构螺栓全部脱落, 蒸汽发生器水位过高导致自动停堆, RCP 温度变化 34℃, 产生 21.1 号瞬变一次。

3. 避免发生重要瞬变须注意的事项

2005 年的大部分瞬变发生在大修期间, 为了在今后减少不必要的瞬变发生, 应注意以下几个方面:

1) 防止停机、停堆是避免发生重要瞬变的一个方面。

2) 1号机组发生的一次 32.2 号瞬变, 是可以避免的, 应注意 RCV 上充、下泄流量的调节控制, 当上充流量增加较大时, 应同时增加下泄流量。当 RCV 的下泄流量保持不变时, 避免过大幅度地调节上充流量。

3) 尽量避免下泄孔板全部关闭, 减少 37 号瞬变的发生。

3.2.6 执照运行事件

1. 执照运行事件历年数量统计

从商业运行到 2005 年为止, 岭澳核电站已产生 43 起执照运行事件, 其中人因 27 起, 统计分析见表 3.2.6-1 ~ 3。

表 3.2.6-1 历年执照运行事件数统计

年份	1号机组		2号机组		合计
	人因	设备	人因	设备	
2001	2	0	0	0	2
2002	8	6	4	1	19
2003	5	2	3	2	12
2004	0	1	2	2	5
2005	3	1	0	1	5
合计	18	10	9	6	43

表 3.2.6-2 执照运行事件数按机组状态分布

机组状态	1号机组		2号机组		合计
	人因	设备	人因	设备	
首次并网前	5	0	3	0	8
首次并网至商业运行	5	3	1	1	10
商业运行至2005年	8	7	5	5	25
合计	18	10	9	6	43

表 3.2.6-3 两电站各类事件数对比

电 站		24小时事件数			内部运行事件数			执照运行事件数			重发事件数		
		2003年	2004年	2005年	2003年	2004年	2005年	2003年	2004年	2005年	2003年	2004年	2005年
岭澳核电站	人因	993	803	529	52	27	29	8	2	3	5	2	2
	设备	2016	1996	2373	58	47	40	4	3	2	5	5	4
大亚湾核电站	人因	698	644	656	61	39	26	8	9	3	3	2	3
	设备	1258	1979	2413	55	35	26	3	1	1	7	6	2
岭澳核电站		3009	2799	2902	110	74	69	12	5	5	10	7	6
大亚湾核电站		1956	2623	3069	116	74	52	11	10	4	10	8	5

由表可见,2002年是执照运行事件最多的一年,以后各年执照运行事件数呈下降趋势,到2004年、2005年降至5起;人因执照运行事件数在2002年最多,且均发生在机组商业运行前,随后逐年下降,2004年降至2起,但2005年增加至3起,且有1起是重发人因事件。从内部运行事件看,2005年人因和设备内部运行事件数量是历年来最低的,但两电站重发事件数量却有11起之多,其中人因重发事件有5起。

2. 自动停堆执照运行事件数对比

2005年的执照运行事件中有2起自动停堆事件,一起是在1号机组第三次大修中零功率物理试验期间RPN中间量程注量率高保护动作导致反应堆自动停堆,另一起是2ARE033VL机械故障全开导致反应堆因3号蒸汽发生器水位高高信号自动停堆。可见岭澳核电站的自动停堆次数有上升迹象,而大亚湾核电站2005年取得了零自动停堆的好业绩。两电站功率循环运行中的自动停堆数量统计如图3.2.6-1所示。

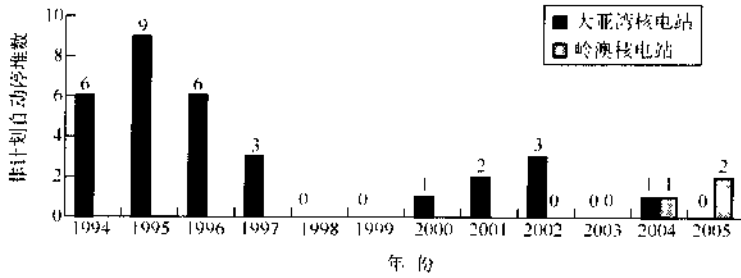


图 3.2.6-1 两电站非计划自动停堆数对比

3. 执照运行事件的分级对比

根据国际核事件分级 INES 方法, 2005 年岭澳核电站发生的 5 起执照运行事件, 有 1 起是 1 级事件, 其余都是 0 级事件, 详见第 7.9.2 节岭澳核电站运行事件列表。岭澳核电站自 1 号机组首次装料以来每年执照运行事件数量按事件分级情况参见表 3.2.6-4。

表 3.2.6-4 执照运行事件分级统计

事件分级	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
0 级	18	9	5	4
1 级	1	3	0	1
事件总数	19	12	5	5

2005 年的 1 级执照运行事件是“柴油机 200/700FL 软管安装偏差超标导致柴油机安全可靠降低”, 其潜在后果是“在地震工况下, 柴油机软管存在断裂的风险, 导致柴油机不可用, 机组失去应急电源”, 因其是共模事件而被定为 1 级。

事件级别按机组分布情况见表 3.2.6-5。

表 3.2.6-5 执照运行事件级别按机组分布

事件	2002 年		2003 年		2004 年		2005 年	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
0 级	14	4	6	3	1	4	3	1
1 级	0	1	1	2	0	0	1	0
合计	14	5	7	5	1	4	4	1

4. 执照运行事件按 HAF 报告准则分布

岭澳核电站自 2002 年起发生的执照运行事件按国家核安全局颁布的准则分布如表 3.2.6-6。

表 3.2.6-6 执照运行事件按 HAF 报告准则分布

HAF 报告准则	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
准则 1	13	9	4	1

续表

HAF 报告准则	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
准则 2	—	1	—	1
准则 3	—	—	—	—
准则 4	4	1	1	2
准则 5	1	—	—	1
准则 6	—	1	—	—
准则 7	1	—	—	—
准则 8	—	—	—	—
准则 9	—	—	—	—
合计	19	12	5	5

上表显示, 往年的执照运行事件以符合准则 1 (违反核电站运行技术规范) 的事件为主, 2003 年和 2004 年都占总数的 75% 以上, 而 2005 年 5 起执照运行事件中有 2 起属准则 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) 的事件。此两起事件在发生之前都有先兆, 说明了电站要加强经验反馈的力度。

违反准则 4 的事件以自动停堆为主, 2002 年和 2003 年仅有一次是因 ASG 电动泵启动而违反准则 4 的。

5. 运行事件按事件原因比例分布

从连续 4 年的执照运行事件原因性质分布可见, 2005 年人因执照运行事件在数量和所占比例上都有回升。2005 年 5 起执照运行事件中有 4 起事件都与人的失误有关, 其中 3 起事件还反映出一些管理上的问题。

1) 事件“1 号机组第三次大修零功率物理试验期间 RPN 中间量程注量率高保护动作导致反应堆自动停堆”反映出此前与之相关的内部运行事件原因分析不到位、试验人员违反《启动物理试验质量安全计划》的要求、运行操纵员不清楚 RPN 保护定值调整前提 R 棒的风险和对零功率物理试验项目了解不足。

2) 事件“19KRT501MA 放射性高停号自动停运 L1RPE023PO/L2RPE024PO 功能长期不可用”反映出 OPE 对 NCR 进展状态控制执行不力、安全技术顾问和运行人员对定期试验结果运行安全监督不严、TDA 分发回文出现失误、现场与接线图缺少应有的接线。

3) 事件“L2ARE033VL 机械故障全开导致反应堆因 3 号蒸汽发生器水位高高信号自动停堆”反映出对曾发生的 2ARE032VL 连接螺栓松动事件反馈不足、对已知的长期存在问题的风险分析和预防措施制定的管理不足, 从设备角度看是螺栓安装力矩可能不足及管线振动导致了此次事件。

4) 事件“LNPS 四台柴油机部分冷却水和燃油软管不符合技术安装要求”反映出维修人员对设备安装质量认识不足。相关统计见表 3.2.6-7。

表 3.2.6-7 执照运行事件按事件性质分布

事件性质	2002 年		2003 年		2004 年		2005 年	
	事件次数	分布率/%	事件次数	分布率/%	事件次数	分布率/%	事件次数	分布率/%
人因	11	57.9	8	66.7	2	40.0	3	60.0
设备故障	8	42.1	4	33.3	3	60.0	2	40.0
总计	19	100	12	100	5	100	5	100

2005 年岭澳核电站执照运行事件根本原因按 WANO 2001 年版原因因素分布如表 3.2.6-8 所示。

表 3.2.6-8 执照运行事件人因根本原因分布

WANO 原因因素代码	0106	0204	0210	0217	0703	1003	1330	1440	1470
数量	1	3	1	1	1	2	1	1	1

- 注：0106 交流方式不正确或交流不够；
 0204 回避或有意不执行行政管理的要求；
 0210 不注意细节；
 0217 缺乏质疑态度；
 0703 规程、制度和文件技术性的不完善；
 1003 技能不足或不熟悉工作执行标准；
 1330 对程序和进程的有效性监督不够；
 1440 决策前没有对决策的风险和后果进行确认和评价；
 1470 运行经验反馈过程不当（纠正行动未被定义、不适当的纠正行动或未被快速实施、已知问题的根本原因未找到）。

由上表可见，违反程序和工作技能不足是引发人因执照运行事件的重要原因；1330、1440、1470 因素反映的是管理上的问题，也是引发事件发生的重要原因，应予以高度重视。

6. 执照运行事件按大修和功率运行期间的分布

相关统计见表 3.2.6-9。

表 3.2.6-9 执照运行事件按大修和功率运行期间的分布

年 份	大 修		功率运行		合 计
	人因	设备	人因	设备	
2002	12	4	0	3	19（调试占 84%）
2003	4	3	4	1	12（大修占 58%）
2004	2	2	0	1	5（大修占 80%）
2005	1	1	2	1	5（大修占 40%）
合计	19	10	6	6	41

注：1 号和 2 号机组商业运行前按大修统计。

由上表可见，往年执照运行事件多发生在大修期间，且以人因为主；但 2005 年发生在大修中的执照运行事件明显减少。

3.2.7 经验反馈

3.2.7.1 内部运行事件经验反馈

1. 内部运行事件数统计及变化趋势

内部运行事件统计情况见表 3.2.7.1-1~3。

表 3.2.7.1-1 岭澳核电站 2005 年内部运行事件按大修、功率运行统计

内部运行事件	人 因		设 备		合 计
	大修	功率运行	大修	功率运行	
1 号机组	6	10	13	10	39
2 号机组	5	8	9	8	30
合计	11	18	22	18	69
合计	29		40		人因比例为 42%

表 3.2.7.1-2 岭澳核电站 2005 年内部运行事件按机组统计

事 件	机 组	人 因	设 备	合 计
内部运行事件	0	3	1	3
	1	11	21	33
	9	2	1	3
	2	13	17	30
	合计	29	40	69

表 3.2.7.1-3 岭澳核电站 2005 年 A 类内部运行事件按机组统计

事 件	机 组	人 因	设 备	合 计
A 类内部运行事件	0	1	0	1
	1	3	0	3
	9	1	0	1
	2	1	6	7
	合计	6	6	12

2005 年的内部运行事件随时间分布是正常的。由于 2005 年 1 月和 2 月岭澳核电站机组处于大修状态，年初的人因事件和设备事件数都明显上升；在以后的功率运行期间，人因事件基本上每月 2~3 起。大修期间人因事件数明显比正常运行期间多。

岭澳核电站近三年的内部运行事件数的统计见表 3.2.7.1-4。

表 3.2.7.1-4 岭澳核电站历年内部运行事件数统计

年 份	2002	2003	2004	2005	合计
人因内部运行事件数	43	52	27	29	151

续表

年份	2002	2003	2004	2005	合计
设备内部运行事件数	39	58	47	40	184
合计	82	110	74	69	335
人因比例/%	52.44	47.27	36.49	42.03	45.07

2005 年设备原因内部事件数量较 2004 年略有下降，但人因事件数量较 2004 年略有增加，且人因事件所占比例明显上升，表明 2005 年的人因事件控制并不理想。

2005 年有一些性质较为严重的人因事件发生，主要有：

(1) 1 月 6 日，清河电力检修公司人员在 2 号机组第二次大修 2GST035VN 密封性试验中擅自修改试验数据，属于严重的违反程序事件。

(2) 1 月 12 日，KX 厂房 15 m 地面沾污出现扩散。

(3) 1 月 25 日，电网故障导致 1 号机组大幅降功率后人为误判使汽轮发电机与电网解列。

(4) 3 月 15 日，LPO 解除 9LGR201TA 隔离中违反工作过程管理程序，运行人员未使用程序再线造成阀门未在线，而后现场巡视员没有到达 TB/TC 巡视现场，就根据自己想象在现场巡视系统中填入虚假数据，使辅助变压器消防系统状态监视失控。

(5) 8 月 25 日，LIRPN 系统的 G. K. 参数（测量通道增益参数）调整时发现调整参数数据表有误。

2. 人因内部运行事件统计分析

2005 年，岭澳核电站共发生 29 起人因内部运行事件。事件相关责任部门统计见表 3.2.7.1-5，由于 1 起事件可能有几个责任相关部门，所以按相关责任部门统计的数量总和大于事件总数，另外属承包商责任的事件同时也计入其专业对口处。

表 3.2.7.1-5 2005 年岭澳核电站人因内部运行事件责任统计

部门	LPO	MEE	MIC	MRM	MSM	OPC	OPA	OPH	TEN	TTS	TCS	其他
数量	9	3	1	2	3	1	1	2	1	4	1	2

2005 年 LPO 和 TTS 的人因事件约占总人因事件的一半，特别是 LPO 的数量所占比例较高。这一比例分布与 2004 年基本相同。

2005 年人因内部运行事件中人所犯错误按其外在表现（故障症状）分类统计如图 3.2.7.1-1 所示。失误类型中违反程序类型最多，其次是操作失误、维修质量、走错间隔方面的问题。

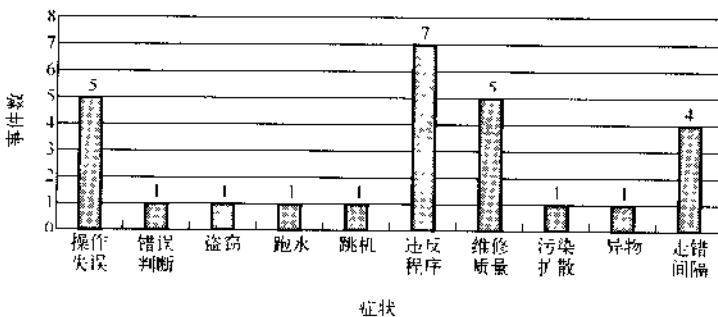


图 3.2.7.1-1 2005 年岭澳核电站人因内部运行事件故障症状分布图

2005年的人因内部运行事件根本原因分布相比2004年变化不大,从图3.2.7.1-2可见,在事件原因中,粗心、工作不认真导致的人因事件最多。

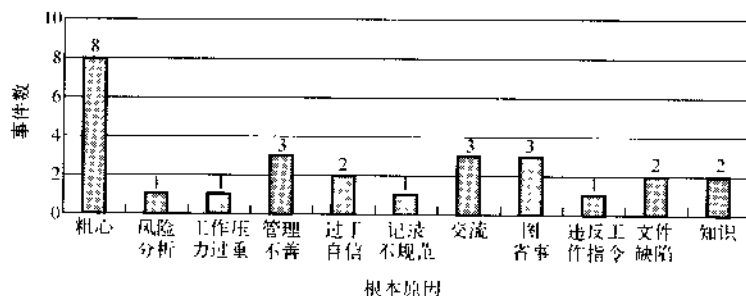


图 3.2.7.1-2 2005 年岭澳核电站人因内部运行事件根本原因分布图

3. 设备内部运行事件统计

2005年,岭澳核电站产生设备原因内部运行事件31起,所涉及的系统有27个,其中故障多发的系统为ASG系统。

2005年重要的设备事件如下:

- (1) 1月7日,2RRA021VP阀门内漏导致试验结果不满意。
- (2) 7月12日,2ASG031BA油箱积水导致2ASG003PO不可用。
- (3) 7月13日,2ASC015VD供气管线断裂。
- (4) 8月21日,2APAI02JD破口导致大量高温水蒸气泄漏。
- (5) 10月27日,2RPN020MA模块保险烧毁导致主控制室报警和一个保护回路动作。
- (6) 12月25日,2GEX001GE发电机外导电杆密封试验发现有漏。
- (7) 12月26日,换料机位置确认按钮响应逻辑有缺陷。

4. 重发内部运行事件统计

由表3.2.7.1-6可见,2005年重发内部运行事件与前几年相比基本持平。

主要重发事件有:

- (1) 1月14日,2GRE006VV意外故障关闭。
- (2) 3月2日,1号机组第三次大修蒸汽发生器堵板充水8小时后出现泄漏。
- (3) 4月26日,1号机组临界超过3周而未将运行图册生效。
- (4) 6月7日,2ASG001BA打循环时9ASG005PO入口管线手动阀9ASG163VD处于关闭状态。
- (5) 12月25日,2GEX001GE发电机外导电杆密封试验发现有漏。
- (6) 12月29日,2GST101/201PO机械密封磨损严重。

表 3.2.7.1-6 重发内部运行事件数统计

年份	2002	2003	2004	2005	合计
人因重发事件数	2	5	2	2	11
设备重发事件数	5	5	5	4	19
合计	7	10	7	6	30

3.3 工业安全

2005年,岭澳核电站经历了1号机组第三次换料大修和2号机组第二次换料大修后期、第三次换料大修的前半段、维修和更换主变压器故障相等重大活动,发生轻伤一起(因为这起轻伤的伤者是检修临时人员,根据世界核营运者协会(WANO)的指标说明,不计入电站WANO工业安全指标);工业未遂事件6起;20万工时工业事故率为0。工业安全总体指标控制在目标范围内。

WANO公布的2004年压水堆核电站20万工时工业事故率中间值为0.11,前1/4值为0。通过对标,岭澳核电站的工业安全指标处于世界先进水平。

1. 岭澳核电站工业安全统计

指标统计见表3.3-1。

表3.3-1 岭澳核电站工业安全指标

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	≤1	1
20万工时工业安全事故率 F	≤0.1	0
工业事故未遂次数	≤13	6

注:20万工时工业安全事故率 $F = \frac{\text{事故总数}}{\text{总工作小时}} \times 0.2 \times 10^6$

2. 按工业事故未遂事件潜在后果分类

该分类见表3.3-2。

表3.3-2 工业安全未遂事件潜在后果分类

风险类别	机械伤害	高空落物	触电风险	高温烫伤	化学灼伤
相关事件数	1	2	1	1	1

3. 按工业事故未遂事件失效模式分类

该分类见表3.3-3。

表3.3-3 工业安全未遂事件失效模式分类

失效模式	设备和工具缺陷	不良工作行为
相关事件数	4	2

3.4 消防

3.4.1 火灾事故与火险事件统计

指标统计见表3.4.1-1。

表 3.4.1-1 火灾事故及火险事件统计

起

	火灾	一级火险	零级火险
控制目标 (每电站)	0	≤2	≤8
岭澳核电站 (实际)	0	0	3

2005 年岭澳核电站均未发生火灾事故和一级火险事件。

2005 年岭澳核电站发生零级火险事件 3 起。具体事件描述见第 7.10.4 节零级火险事件汇总。

3.4.2 消防系统可用率

消防系统可用率统计见表 3.4.2-1。

表 3.4.2-1 消防系统可用率统计

%

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
岭澳核电站	99.7	99.9	99.9	99.5	99.9	99.8	99.8	99.7	99.9	99.9	99.9	99.8

3.5 辐射防护

3.5.1 年度辐射防护总体评价

2005 年,岭澳核电站未发生人员超剂量照射和放射性物质管理失控事件,人员体表污染和人因地面污染控制良好,电站的辐射安全总体状况满意。总体结果见表 3.5.1-1。

表 3.5.1-1 2005 年岭澳核电站辐射防护指标完成情况

指 标	目 标 值	结 果 值
集体剂量/(人·Sv)	<1.34	1.088
最大个人剂量/mSv	<20	8.91
人因地面污染/次	<20	5
人员体表污染次数/(人·次)	<10	5
人员体内污染次数/(人·次)	0	0
辐射事故/次	0	0
放射性物质失控/次	0	0

3.5.2 个人剂量监测与管理

1. 外照射个人剂量监测与管理

2005 年度岭澳核电站外照射个人剂量分布见图 3.5.2-1。

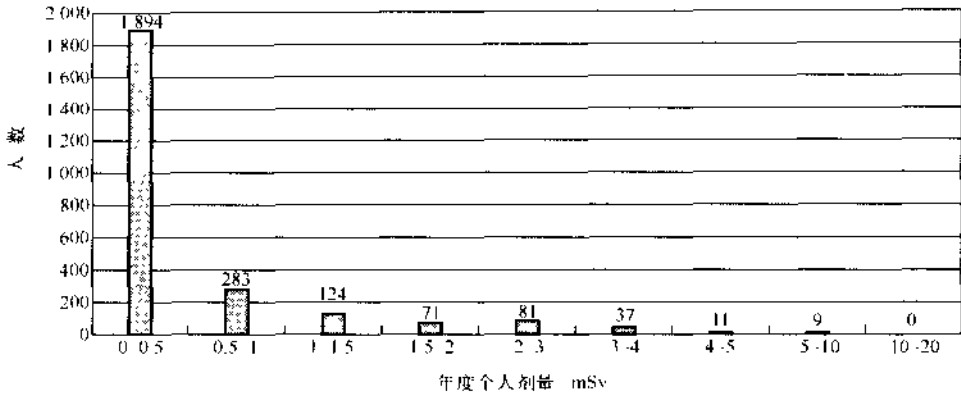


图 3.5.2-1 2005 年岭澳核电站外照射个人剂量分布图

2005 年, 岭澳核电站的最大个人剂量为 8.91 mSv, 受照射剂量超过 5 mSv 的有 9 人, 外照射个人剂量的控制是成功的。

2. 内照射剂量监测结果

2005 年度对所有进入控制区的辐射工作人员和部分检修项目的作业人员进行了内照射剂量的常规监测和操作监测, 监测结果全部小于最低探测, 没有发现受到内污染的个案。这说明电厂的内照射防护工作保持在较高的水平。

3.5.3 运行辐射防护管理

1. 总体状况

2005 年, 岭澳核电站非大修集体剂量为 60.459 人·mSv, 比 2004 年 (40.2 人·mSv) 增加 50%; 未发生人员污染事件; 非大修期间的地面污染 IOE 事件数为 0, 非大修期间的辐射安全状况总体满意。

2. KRT 系统运行管理

2005 年, 岭澳核电站 KRT 系统的随机不可用时间和次数都大幅减少, 电站 KRT 系统的运行状态基本保持良好。

近几年岭澳核电站 KRT 系统不可用的各项统计数据见表 3.5.3-1。

表 3.5.3-1 历年岭澳核电站 KRT 系统不可用时间与次数统计

年份	不可用时间/h	不可用次数	随机不可用时间/h	随机不可用次数	计划不可用时间/h	计划不可用次数
2002	2 220.97	616	1 890.22	262	330.74	354
2003	972.1	913	678.58	158	292.3	753
2004	488.72	710	302.23	131	182.99	577
2005	392.28	486	138.37	43	253.72	442

从统计数据来看, 2005 年岭澳核电站不可用中主要为计划不可用, 来源为定期取样、试验及预防性维修。

岭澳核电站 KRT 系统随机不可用的主要原因有:

(1) KRT002, 003, 004MA 因上游 REN 阀门调节故障及检修共累计不可用次数 9 次,

占总随机不可用次数的 21%。

- (2) KRT036MA 因设备缺陷产生的故障 7 次, 占总随机不可用次数的 16%;
- (3) 射线探伤产生随机不可用 7 次, 占随机不可用的 16%。
- (4) 上游设备检修或停电隔离等产生不可用 6 次, 占随机不可用的 14%。
- (5) 岭澳核电站 KRT 设备本身其他故障次数较少, 且大部分为偶发故障。

2005 年岭澳核电站未进行 KRT 设备改造。主要问题与大亚湾核电站类似, 随机不可用的主要通道也是 KRT002/003/004MA 及 KRT036MA。

3.5.4 大修辐射防护管理

2005 年, 岭澳核电站经历了 2 号机组第二次大修后段、1 号机组第三次大修和 2 号机组第三次大修的前段。1 号机组第三次大修还包括了水压试验和 MIS 机检查等高辐射风险工作。辐射防护较好地完成了各项指标, 保证了大修工作的顺利开展。具体指标见表 3.5.4-1。

表 3.5.4-1 大修辐射防护具体指标统计

大修	集体剂量/(人·mSv)		体表污染/(人·次)		人因地面污染/次		说明
	目标值	实际值	目标值	实际值	目标值	实际值	
2 号机组 第二次大修	480	503	6	3	5	2	一般年度大修, 辐射源项存在异常
1 号机组 第三次大修	1100	669	5	4	10	4	非标准的十年大修, 包括一回路水压试验、MIS 机检查、一回路焊缝射线检查、压力容器顶盖 P10 焊缝泄漏修复处理、RIC031MT/008MT 更换、N7 棒位探头线圈更换、蒸汽发生器 U 形管堵管等
2 号机组 第三次大修	520	500.587	6	5	5	0	一般年度大修, 辐射水平较高

2 号机组第二次大修从 2004 年 12 月 10 日开始解列, 于 2005 年 1 月 12 日并网, 工期为 33 天。本次大修的辐射水平很高, 氧化前一回路中放射性核素浓度已经高于正常值, 氧化峰值总 γ 达到 271 GBq/m^3 , 接近历史最高值。停主泵后, RCP 系统指数为 630, 为电站历史最高值, 比 2 号机组第一次大修高出 17%; RCV 指数为 1852, 比 2 号机组第一次大修高出 85%。在停堆前一周, RCV 除盐床被旁路, 无法对一回路水进行有效净化。除盐床被旁路后, RCV 管线和一些设备 (NX 厂房侧) 的放射性水平出现了 30%~50% 的上涨。另外, 对 1 号机组第三次大修水压试验现场服务人员进行培训, 增加了不少学习人员剂量。现场服务总剂量为 119 mSv, 大大超过预测值 90 mSv。2 号机组第二次大修虽然集体剂量超过目标 5%, 但考虑到机组辐射水平异常高, 而且需要为 1 号机组第三次大修培养现场服务人员, 以及由于主泵问题临时增加较多纠正性维修, 所以跟电站近几次大修比, 集体剂量的控制还是成功的。

1 号机组第三次大修于 2005 年 2 月 1 日与电网解列, 3 月 27 日并网, 历时 54.8 天。该

次大修是一个非标准的十年大修,除了进行了一回路水压试验、MIS 机检查、一回路焊缝射线检查等十年大修项目外,大修期间还处理了大量的设备缺陷,包括进行了压力容器顶盖 P10 焊缝泄漏修复处理、RIC031MT/008MT 更换、N7 棒位探头线圈更换、蒸汽发生器 U 形管堵管等工作,还发生了蒸汽发生器堵板泄漏、水压试验 RCV 盲板泄漏等高辐射风险的异常事件,辐射防护在上述工作的应急处理和风险控制方面未出现异常。1 号机组第三次大修氧化净化过程顺利,机组总体辐射水平较低,尤其是低低水位期间,RCP 指数和 RCV 指数平均结果比 1 号机组第二次大修低 10% 以上,比 2 号机组第一次大修降低约 30%。在大修过程中,通过优化保温回装窗口、加强现场辐射热点的冲洗和屏蔽、规范现场高剂量率废物的转运和标识、高辐射区域隔离控制等措施有效降低了大修现场的辐射水平,控制了受照剂量。

2 号机组第三次大修于 2005 年 12 月 17 日与电网解列,于 2006 年 1 月 21 日一次并网成功,历时 35.8 天。本次大修的辐射水平较高,氧化峰值总 γ 达到 245.8 GBq/m³,接近历史最高值。总体来说本次大修的辐射水平比第二次大修稍低。本次大修集体剂量指标承诺首次将大修人力支持部分的人员剂量控制责任纳入相关执行处管理,使各执行部门能主动关心和控制人员剂量,取得了一定的效果。低本底区域辐射防护待工点也首次在现场布置使用,引导工作人员在低辐射区域待工,避免在高辐射区域的停留,现场使用情况良好。本次大修辐射热点较多,如:卸料后堆池壁剂量率为 15 mSv/h (一般为 1~4 mSv/h);构件池去污后,PTR602VB 盲板剂量率为 100 mSv/h,下部阀门剂量率为 350 mSv/h;RIS006VP 阀门检修产生的抹布剂量率为 300 mSv/h;ND472 房间剂量率异常,场所剂量率从 0.001 mSv/h 上升至 0.780 mSv/h。2 号机组第三次大修虽然机组辐射水平较高,而且由于主泵问题临时增加较多纠正性维修,但通过待工点、指标承诺等一系列措施,较好地控制了集体剂量。

3.5.5 辐射防护培训

岭澳核电站辐射防护培训见第 2.5.5 节。

3.6 岭澳核电站(二期)生产准备

2005 年是生产准备工作承前启后的关键一年,以 12 月 15 日岭澳核电站(二期)工程浇灌第一罐混凝土为标志,生产准备工作由准备策划阶段进入独立生产准备阶段。2005 年,生产准备的各项工作进展顺利,取得了初步成效,生产准备前期策划准备工作有条不紊地开展。

1. 签订《生产准备委托协议》和《工程生产相互支持协议》

9 月 7 日,运营管理公司和岭东核电有限公司在“资源共享、费用分摊、公平合理”的原则下正式签署了《岭澳核电站(二期)生产准备委托协议》和《岭澳核电站(二期)工程生产相互支持协议》。上述两协议均自签订之日起生效,其中《生产准备委托协议》将于岭澳核电站(二期)运营管理相关协议签署生效后或核电站全部投入商业运行后终止,以较早发生日为准;《工程生产相互支持协议》将于岭澳核电站(二期)通过国家竣工验收后终止。《生产准备委托协议》的签订标志着运营管理公司开始正式承担并全面负责岭澳核电站(二期)生产准备各项工作。

2. 生产准备组织机构

4 月 22 日,在第二次生产准备研讨会上,岭澳核电站(二期)生产准备组织机构设置

原则基本确定,即“群雄管理,精简高效”。在该原则的指导下,生产准备处根据岭澳核电站(二期)生产准备不同时期的工作任务,按照前期准备策划阶段、独立生产准备阶段和联合接产阶段三个阶段统筹考虑生产准备组织机构和人力资源配置。

为了满足工程建设及生产准备需求,12月13日运营管理公司发文撤销生产准备处,在生产部领导下扩展成立运行二处、计划联络处、综合技术处、职业安全处,全面负责岭澳核电站(二期)的生产准备工作。12月15日岭澳核电站(二期)工程浇灌第一罐混凝土,标志着生产准备工作已经进入第二阶段,即独立生产准备阶段。该阶段生产准备工作质量和进度控制将决定岭澳核电站(二期)生产准备工作的成败。

3. 人员准备与培训

在岭澳核电站(二期)净增加700人编制的基础上,人力资源部和生产准备处制定了岭澳核电站(二期)执照人员培养与分流规划、岭澳核电站(二期)人力资源培养规划和各部生产准备人员分流与新近培养人数配比计划。5月10日,总经理部批准岭澳核电站(二期)生产准备人力资源规划系列文件,为未来岭澳核电站(二期)生产准备人力资源提供了保障。生产准备以此为基础与生产线各部处讨论确定分流人选,至2005年年底生产准备共计分流29人,完成2005年度分流计划的93.5%。

生产准备处人员培训,基本按照在原职能处的岗位进行授权和技能等培训。但考虑岭澳核电站(二期)工程项目面临的实际困难,执照人员的培养必须先行,提前做好规划,保证首次装料前执照人员的培训质量和人员数量。

岭澳核电站(二期)SRO人员的培养初步设想是采用岭澳核电站(一期)取照培养方式,即在已有的SRO执照的基础上,通过差异考试,取得岭澳核电站(二期)的执照,但是RO人员的培养需要按照岭澳核电站(二期)的要求从头开始,逐步培养满足岭澳核电站(二期)需要的RO人员。执照人员取照设想还须向操纵员资格审查委员会通报并报NNSA批准。11月底第一批岭澳核电站(二期)数字化运行技术骨干9人正式开始赴国外培训,其目的是从现有持照人员中选拔一批优秀运行骨干,接受相关培训后尽快掌握数字化运行关键技术,成为未来数字化运行管理骨干。

4. 生产准备计划体系的建立与预算编制

岭澳核电站(二期)生产准备计划体系包括《生产准备工作大纲》、《生产准备总体规划》、《生产准备指标体系手册》、《生产准备预算计划》。2005年主要工作任务是完成《生产准备工作大纲(一级进度计划)》的编制,明确岭澳核电站(二期)生产准备工作的基本原则和总体规划,主要内容包括明确工程生产边界、确定岭澳核电站(二期)生产准备组织机构设置模式和各机构人员编制、明确生产准备相关部门的职责分工、确定生产准备里程碑等。该大纲将于2006年第一季度批准生效。

3月,财务部成本处、生产部发电规划处预算科、生产准备处三方召开会议,成立工作组,启动岭澳核电站(二期)生产准备总体预算编制工作。4月8日,工作组与工程公司财务部召开会议,确定了工程预算和生产准备预算划分边界,在此基础上明确了岭澳核电站(二期)生产准备总预算包含预算科目,并于4月13日编写完成《生产准备总预算编制大纲》,用于指导生产准备总预算编制工作。

5. 运行程序数字化

数字化是全新的课题。岭澳核电站(二期)采用DCS和全数字化主控制室后,运行程序的编写和数字化转换是生产准备首先面临的一个难题。生产准备人员在经过国内外考察交

流的基础上,结合岭澳核电站(二期)数字化特点和现有条件,创造出—条适合岭澳核电站(二期)数字化转换的方法。

运行系统程序数字化采用的方式为:将改进相对较小或者没有改动的部分程序按照岭澳核电站(一期)的程序直接进行数字化,等到上游文件提交后再按照上游文件进行内容修改;对于改动比较大或者完全改进的部分需等到上游文件提交后,再开始编写程序,最后进行数字化。生产准备处5月份开始运行程序数字化转换工作,12月份出版了《岭澳核电站(二期)运行程序数字化基本导则》,用于指导目前S程序、G/GS程序、D程序、I故障处理程序和SOP事故处理程序的数字化转换工作。截至2005年年底已经完成54份系统程序和17份总体程序的数字化转换。

6. SOP/EOP 事故程序选择及数字化

岭澳核电站(二期)工程采用集散控制系统(DCS)和全数字化主控制室控制技术后,岭澳核电站(二期)选用状态导向法事故处理规程(SOP)还是事件导向法事故处理规程(EOP)需要总经理部做出抉择。在经过国内外考察交流,结合DCS系统分析SOP/EOP各自的优缺点,两次向总经理部进行专项汇报。3月4日在总经理部汇报会上,总经理部在综合考虑电站的安全性、将来的发展和技术支持、IAEA对核安全的要求、工作量等诸多因素后建议工程公司选择SOP方案。

经过对比和评估,最终运营管理公司和工程公司高层达成一致意见,岭澳核电站(二期)将选用SOP事故处理程序,并从EDF引进全套的SOP事故处理程序文本。工程、生产双方将分别负责事故导则和操作规程部分的编写。SOP事故处理程序编写首要工作是将法文版本的SOP事故处理程序翻译成英文版本,工程公司引进EDF的GRECO翻译软件,开始导则部分的翻译工作,运营管理公司负责的执行规程部分也将采用该软件进行翻译工作。SOP事故处理程序的编制策略、方法及边界划分,还需要双方进一步讨论确定。2006年上半年将正式启动SOP事故处理程序编写与数字化工作。

7. 工程生产经验反馈与工程参与

生产准备处成立后主要的工作内容之一就是向工程公司进行经验反馈,参与工程公司的设计文件审查和技术评标工作。根据第二次工程生产协调会的要求,工程、生产双方需要建立工程生产经验反馈体系,包括制定管理规定和设计开发工程生产经验反馈系统。4月7日,工程生产经验反馈管理规定正式出版生效,并开始使用纸质表格进行双方反馈意见的跟踪处理。9月19日,设计开发的工程生产经验反馈系统正式投运,开始采用电子手段对双方反馈意见进行跟踪处理。截至12月底生产向工程反馈97条意见,工程向生产反馈4条意见。

2005年,生产准备处收到人力支持、工程设计文件审查和技术评标的函比较多,在生产准备处的组织下,生产线相关部门派出多名专家参与相关审查工作,及时向工程公司反馈生产意见和建议。截至2005年年底,生产向工程发文210份,工程向生产发文240份。

经过生产内部多次讨论协商后,工程参与管理规定已经编写完成。该规定主要用于规范管理生产准备人员工程参与工作,明确参与的项目、阶段、计划派出人数、人员资历要求、定期汇报制度等原则性要求,使工程参与工作具有连贯性,并规范化管理。但是工程参与涉及工程设计、施工、调试等多个部门,该管理规定需要与工程公司讨论后生效,生效方式还需要与工程公司讨论协商,生产准备人员具体参与方式及与工程接口管理还需要进一步讨论确定。

8. 工程生产协调机制建立

截至 2005 年年底，工程生产协调会已经召开 7 次，为解决工程、生产双方关心的问题提供了沟通交流的平台。工程生产协调会为目前双方最高级别的技术和管理沟通协调渠道。

9. 委托项目签订与实施

岭澳核电站（二期）工程委托项目预计比岭澳核电站（一期）要多，委托项目可能包括首炉核燃料采购、模拟机验收、在役检查、物理启动试验、仪表校验、安全壳打压试验等项目。9 月份，工程、生产双方签订《首炉核燃料采购技术支持委托》协议，燃料采购进入实施阶段。11 月份，工程、生产双方召开岭澳核电站（二期）数字化全范围模拟机合作与委托讨论会，会上决定双方在模拟机项目上展开合作，并签署《岭澳核电站（二期）数字化全范围模拟机项目合作框架协议》和《岭澳核电站（二期）数字化全范围模拟机验收委托协议》。该合作框架协议将主要用于明确模拟机项目总体进度要求、生产准备边界条件、双方采取的工作方式、沟通机制等事宜，该委托协议将具体明确委托生产方负责的工作范围和内容、权利和义务等相关事项。

10. 十八个月换料

2004 年 12 月，在集团召开的十八个月换料汇报会上，集团向两公司给出“首炉翻版、专题论证、分步实施”十二字方针，工程公司和运营管理公司将在该原则下，开展岭澳核电站（二期）十八个月换料前期准备和换料方案研究。

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

2005年是维修任务繁重的一年,维修部克服人员分流等困难,不仅圆满完成了大亚湾核电站和岭澳核电站4台机组的日常维修和保电工作,同时,圆满完成了两电站4台机组的4个大修项目的准备和实施(岭澳核电站2号机组第二次大修、岭澳核电站1号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修、岭澳核电站2号机组第三次大修)。

维修组织管理上采取的重要管理改进措施包括:

1. 推进自主化维修

为适应公司发展的要求,维修部开展了自主化维修推进工作,其目的是通过培养技术人才,提高维修部的核心竞争力,为运营管理公司及中国广东核电的发展奠定基础。2005年,维修部明确了自主化维修推进工作的基本原则、工作目标、工作范围和推进工作计划,编制了自主化维修项目甄别的统一标准,编写了《自主化维修实施暂行规定》,并开发自主化维修信息管理系统(MIP)。根据自主化维修工作方案,以大亚湾核电站1、0、9号机组所有预防性维修工作包作为活动分类基准,对核电站的维修活动按技术程度和重要程度划分为一、二、三类,其中一类维修活动被称为核心业务,也就是自主化维修的重点内容,并编制了《自主化维修项目清单》,确定了维修部近期重点攻关项目和自主化维修推进以及今后维修工作外包原则,并编制了《维修技能型人才和特殊工种人员培训计划》。经过努力,维修部已明确自主化维修范围和实施思路,制定了五年内的自主化维修推进的重点项目和人才培养目标。未来几年,维修部将逐步培育、拓展并长期拥有核电维修的核心技术和技能,掌握维修核心技术的主动权,满足未来多机组维修的需要。分类情况见表4.1.1-1。

2. 推动维修技术授权工作

2005年9月,维修部召开了维修人员培训管理研讨会,确定了维修人员培训及考核工作的思路和基本原则,在此基础上,确定了全面系统地开展维修技术授权项目(MTA)。制定了具体的工作方案和推进计划,编制了维修人员培训任务书等各种标准文本,对维修领域技术工作进行了归类和等级划分,并通过定期工作例会的方式推进该项工作。

表 4.1.1-1 维修自主化分类情况表

	总量	现状						未来目标					
		自主		混合		外包		自主		混合		外包	
		数量	比例/%	数量	比例/%	数量	比例/%	数量	比例/%	数量	比例/%	数量	比例/%
单机组 10 年 大纲维修活动	9 908	1 696	17.1	82	0.8	8 130	82.1	2 338	23.6	2 141	21.6	5 429	54.8
一类活动 (核心业务)	2 737	1 028	37.6	70	2.6	1 639	59.9	1 872	68.4	717	26.2	148	5.4
二类活动	4 467	489	10.9	12	0.3	3 966	88.8	417	9.3	1 334	29.9	2 716	60.8
三类活动	2 704	329	12.2	0	0.0	2 375	87.8	49	1.8	65	2.4	2 590	95.8

3. 承包商管理改进

加强对承包商工作质量的管理,将承包商纳入维修部经验反馈体系,参与维修质量改进双周会,推动各承包商建立并完善本单位的经验反馈体系,推进承包商经验反馈工作,提高承包商人员安全意识和素养。召开承包商管理双周会和承包商管理月会,加强与承包商单位的沟通和日常管理工作的协调,强化日常承包商管理。充分调研和细致统计分析,制定新一轮合同的签署方案,强化承包商工作质量与合同的关系,真正实现“优胜劣汰”,促进各承包商单位的管理改进。

升版管理程序《大修项目标准工时管理》和《大修外包项目变更管理导则》,规范统一了大修项目工时的结算方法和大修外包项目变更的管理方法。升版《大修独立承包商合同项目考核管理》,对承包商在机组大修活动中合同执行情况进行考核及评价,客观评判承包商在大修中履行合同义务的表现,尤其是考核承包商在安全和质量方面的绩效。编写《大修承包商人力支持管理细则》,对大修承包商人力支持的全过程进行管理,明确了各相关部门的职责,规范大修承包商人力支持管理和处理流程。建立《承包商人员管理系统》,实现大修承包商人员电子化管理。承包商管理各项管理措施的执行,有效地改善了承包商管理状况,但是无论是大修还是日常承包商管理中,虽然已建立各类管理程序 and 规定,但承包商管理的规范化还不足,需要在今后进一步改进。

4. 继续规范人员行为

针对维修人员因失效的一个主要原因——准备不足,编制出版并推广《维修准备人员行为规范》,对维修准备的人员行为提出了规范化的要求。创建和推进安全文化示范班组。通过安全文化示范班组的推进,摸索班组建设的方法和方式,并将相关的经验进行总结和推广,以此达到规范班组建设、规范员工行为、全面提高维修活动质量的目的,确保核电站的安全运行。

5. 开展维修技能竞赛,鼓励员工学习技能

开展维修部技能竞赛工作,2005年的技能竞赛提高了竞赛级别,增加了公司级项目,并拓展了参赛范围,首次设置了承包商单位先进集体奖。通过公平的比赛,推动和促进了维修部及各承包商员工学技能、比技术的热情,全面提高维修人员的技能和素养。

6. 推进机电仪一体化维修

2005年,维修部成立项目组,开展阀门机电一体化工作,前期先后组织了调节阀机械

检修培训、电动头检修培训、调节阀仪控检修培训,并组织对维修大纲、再鉴定标准等进行整理。长期以来,PMC系统设备的维修工作一直委托外国技术人员完成,这既增加了核电站的运营成本,也不利于核电站的长远发展。2005年,维修部成立项目组,确定了PMC实现自主维修的工作目标,并按计划推进工作包准备、维修程序修改升版、备品备件管理、专用工具管理等,已经自主完成了以下维修工作:RX广房PMC水灯三年检查、D2PMC301PT电气年检、D2PMC651电气年检机械三年检、D2PMC301PT机械两年检、D2PMC551DC机械年检、D2PMC351PT电气年检机械两年检、L2PMC301PT机械电气年检、I2PMC651DC机械电气年检、D2PMC559DC大修前机械年检、更换D2PMC351PT缓冲器、D2PMC556DC导向梳张开故障维修、D2PMC301PT 5V电源故障处理。

7. 完善重大敏感设备管理责任制

维修部为了提高现场重大敏感设备的管理,加强管理责任的落实,制定了《维修部重大敏感设备管理规定》,各执行处根据该规定,分别制定了本处的《重大敏感设备管理细则》,明确各处的重大敏感设备清单和设备负责人名单,将重大敏感设备的管理责任直接落实到具体的员工。各处按要求进行重大敏感设备的定期评估。该项工作的推动,使维修部对现场设备的管理落到实处,通过重大敏感设备管理责任制的建立,将设备的安全可靠与员工的绩效密切联系起来,增强了员工对设备管理的责任心,为现场设备的安全可靠运行筑起了保护屏障。

4.1.2 维修生产管理

4.1.2.1 维修质量管理

2005年,维修质量管理改进包括以下几个方面:

1. 组织召开维修质量改进研讨会

为了提升维修质量,2005年,维修部组织包括日常维修及大修承包商在内的各单位召开了维修质量管理研讨会。研讨会围绕维修领域防人因失效、重复性维修管理以及改进措施进行了专题汇报与讨论。研讨会明确提出了2005年及2006年维修质量改进的工作重点,包括规范人员行为、防止人因失效,提高人员技能、降低重复维修次数及比率等。会议针对存在的主要问题及原因提出了相应的改进措施。

2. 防人因失效管理

2005年,维修部优化了人因失效改进管理指标,在维修部内主要制定了包括人因失效比例、人因IOE比例、违反程序比例和人因事件填写比例等在内的四个指标来管理与推进防人因失效工作。定期召开维修质量改进双周会,推进人因失效预防和改进工作。同时,完善维修承包商经验反馈体系,通过对主要承包商进行内部经验反馈体系、安全责任制的检查,针对性地提出改进措施。随着维修部人因事件责任制的实施,承包商责任的人因事件数量由116起减少到了96起,其比例由2004年的65.5%下降到了2005年的62.3%,承包商人员行为与维修水平在逐渐提高中。为了进一步推进人因失效预防和改进工作,2005年起,维修部全面启用维修人因失效管理系统,对维修部所有人因事件的筛选、分析、审核、批准以及纠正行动的跟踪关闭都通过维修人因失效管理系统(Hemis)实现电子化操作。全年共分析并落实责任人因24小时事件单122份,人因失效比率0.27%。

在以上主要管理措施的推动下,2005年维修部的人因失效改进在2004年取得较大的成效基础上又取得了一定进步,具体表现在以下几个数据和指标中:维修部的人因事件总数、人因24小时事件单、人因IOE和人因LOE都有明显下降;其中人因事件总数下降到了2004

年的 87%，尤其是人因 IOE 数目只有 2004 年的 75.8%，人因 LOE 数量是 2004 年的一半；人因 IOE 比例表现突出，由 2004 年的 43.42% 下降到了 2005 年的 35.21%；人因事件填报比率由 2004 年的 38.42% 上升到了 2005 年的 50.00%。

3. 重复性维修管理

在 2004 年推出的《维修部重复性维修管理导则》的基础上，规范运作流程，完善推进小组的基础上，2005 年维修部进一步加强对重复性维修的管理，全面筹建和启用重复性维修管理系统（RMS）。在每周的维修部周会上以及维修质量双周会上，定期汇报最近一周或两周的重复性维修情况及趋势分析。2005 年全年共确定、分析重复性维修项共计 103 项，其中人因重复性维修 35 项，占维修部全年重复性维修的 34%，重复检修率为 0.147%。

4. 维修文件质量改进

推进工作文件包优化：实施工作文件优化方案，建立文件包质量检查考核办法，对大修和日常维修文件包进行检查评价；定期对各处维修报告进行月度考核评比，并编写月度和年度分析报告。成立项目小组，推进岭澳核电站预防性维修、纠正性维修标准包的建立。截至 12 月底，已经发包 100%；各专业处修改完成 85%；签字审核完成 30%。组织进行维修程序优化研究，对转动机械、静止机械、电气的维修程序进行检查，确定需要完善的技术标准项目清单，逐步完成技术标准的完善。

4.1.2.2 维修风险管理

维修工作本身会给机组带来风险，因此，要求对维修工作的全过程进行全面的风险分析和风险控制。

1. 维修工作过程风险控制

维修工作风险的控制是通过具有多道风险控制屏障的工作过程来实现的。对于可能导致汽轮机紧急停机或核反应堆自动停堆的高风险的维修活动，可以采用 COMIS 工作指令与附加临时指令相结合的方式编写工作指令以保证准备信息的完整性。对于紧急的工作票，尽管不可能按正常的工作准备过程进行工作文件准备，但必须确保在完成工作的过程中不危及核安全、工业安全和降低工作质量。负责执行的部门必须始终保证工作指令、许可证和必要的参考文件的可用性。如果存在特殊危害或停堆、停机风险，则必须与运行人员就风险进行充分的讨论分析。只有在当班值长同意，且确有必要时，可以在进行风险分析后手写工作指令和风险分析，并以其为工作文件进行缺陷处理工作。

2. 规范和推行工前会制度

参考 WANO 推荐的工前会材料，编制了工前会导则，对机组有重大风险的工作、第一次从事的工作等，在工作实施前，要求工作负责人组织班组成员召开工前会，会上由工作负责人或准备工程师详细介绍工作的步骤、每一步骤的风险、针对风险采取的防范措施、出现紧急情况时的应对措施、联系的手段等。同时检查班组成员的资格、授权和技能是否满足工作要求，只有在与会人员就上述问题完全理解和同意后，才能开始工作。工前会使用标准的工前会指导单。

3. 对大修关键路径采取有效的风险预防措施

大修前针对可能影响关键路径的重大活动进行了充分的风险分析，并制定了应对措施，避免了重大活动对关键路径的影响，保证了大修在计划工期内完成。同时对各项重要的试验或维修项目中可能出现的偏差进行充分预想，制定应急预案并提前进行评价，避免了试验不合格才临时制定处理办法而耽误关键路径的现象。

4. 严格的人员资质控制

“质量是做出来的”，大修质量控制工作的核心是对工作负责人资质的控制，用合适的人做合适的事。在进行人员资质审查时，各专业处认真负责，发现有不符合同要求的，立即汇报整改，及时对承包商人员进行考核，保证了工作负责人的素质。对于重大的关键的项目，大修指挥部提出了更严格的要求，严格审查和控制工作负责人及其工作组主要成员的能力和经历，使得各项工作的质量、安全和工期都得到了有效控制。

5. 加大现场监督力度

现场管理历来是大修活动的一个薄弱环节。岭澳核电站2号机组第二次大修期间，加强了对现场的管理，并每日在大修日报上评出最佳作业现场和最差作业现场，同时在大修协调会上放映部分现场图片，对良好的作业行为和作业现场进行表扬，对混乱的作业现场及其负责人提出批评。这种方法促进了大修人员对作业现场的规范，养成良好的工作习惯，减少了安全事件的概率，给大修安全指标控制提供了有力的保障。

6. 进一步加大大修经验反馈

制定了《大修经验反馈暂行管理规定》，该暂行规定结合大修实施阶段的特点，围绕反馈的及时性和针对性提出了大修经验反馈的具体要求，该规定填补了大修经验反馈的管理空缺，规范和统一电站大修经验反馈的管理和运作，将参加大修的电站各执行部门和主要承包商单位组织起来并按照要求开展大修经验反馈工作。该规定已成为大修实施期间大修管理的有效工具。同时，在大修前和大修过程中开展人因失效警示工作。

4.1.2.3 维修计划控制

在延续2003年和2004年不断规范、优化的基础上，2005年电站生产计划管理更加强化了电站生产计划的总体控制功能，只要与电站生产密切相关的活动均须列进计划管理才被允许执行。与计划项目相关的设备维修大纲、预防性计划数据库等管理也得到不断的改进。以下主要就设备维修大纲、预防性计划数据库、生产计划控制及计划相关考核指标等方面的管理、控制进行介绍。

1. 设备维修大纲管理优化

(1) 设备维修大纲管理系统升级 (MPM2)

为了进一步加强对预防性维修项目从产生到计划安排过程的管理，2005年设备维修大纲管理系统由MPM1升级到MPM2。维修大纲管理系统Ⅱ是以设备为中心的维修策略管理平台，它以维修项目为基础，将维修内容、规程、标准工作包、COMIS预防性维修项目信息有机地联系起来，在系统层面防范维修项目管理失效。该系统将目前繁杂的维修项目管理流程整合成为简捷、高效、连贯的电子流，数十倍地提高相关工作效率，保证项目现场实施及经验反馈的及时性。MPM2系统的投入运行大大加强了预防性计划项目的管理、控制。

(2) RSEM规范要求项目的统一管理

根据外部反馈，2005年由TTS/TR规范控制科牵头，成立了电站RSEM规范要求项目统一管理的专项小组，将原先因电站部门分工不同面分散在预防性维修大纲、性能试验大纲、定期试验规程等的在役检查项目，特别是核岛机械部件的阀门与支撑在役检查项目，进行整合、统一管理，以保证RSEM规范要求的项目得到有效执行。

2. 预防性计划数据库管理的完善

(1) 大修配合性项目建立

经过多年的大修实践表明，大修配合性工作是大修预防性维修活动的重要组成部分。随

着大修配合性工作票在数量上呈逐年上升趋势,已接近或超过大修预防性工作票数量。因此,做好大修配合性工作管理是一项性价比较高的基础性工作。在 COMIS 预防性计划数据库中建立大修配合性项目的重要目的,就是要使大修配合性工作具有预见性,加强它们在大修准备阶段的工作准备,最大限度地避免配合工作计划性不强、准备不充分,甚至影响大修关键路径的弊端。目前此工作项目已进入总体测试阶段,有望在 2006 年正式投入使用。

(2) 编写大修预防性计划数据库规范管理程序

在已有的《日常预防性维修数据库管理规范》及《定期试验数据库管理规范》的基础上,2005 年 OPG 又编写了《COMIS 大修项目计划数据库的管理和维护》程序,目的是进一步规范大修预防性维修数据库的维护管理,规范收到设备维修大纲及 MPF 维修大纲经验反馈单后的操作、管理流程,从而更加确保数据库项目的完整性、准确性及有效性。

另外,为规范及更好指导换料大修预防性维修年度大纲和十年大纲出版前的准备工作,编写了《换料大修预防性维修大纲升版前的准备》程序,为高质量的大修计划准备提供有力的基础支持。

(3) 岭澳核电站日常标准包完善

为对日常定期预防性维修工作实施标准化管理以节省人力和提高维修质量、规范维修文件包的准备、加强预防性维修项目开工前的风险分析及控制,从 2005 年起岭澳核电站开展了日常标准包完善的基础性工作。各部门需完善的标准包总数约为 18 000 项,目前完成进度约为 70%,预计 2006 年将完成岭澳核电站所有日常标准包的审查及封包工作。

3. 生产计划控制

2005 年电站生产计划在项目开工前的风险控制、项目维修状态的甄别、工作文件包准备质量的审查、专项计划管理、计划执行情况的跟踪及反馈收集、计划专用工具的引入等方面加强了管理,具体情况如下:

(1) 根据《生产活动风险分类、识别及其控制导则》中新识别出来的 A、B 类风险生产活动,加强其在日计划及周计划中的控制,如在计划窗口、A/B 类活动的数量、项目之间的潜在冲突及 I₀ 数量等方面都得到更加严格的控制。另外日常计划中为了对有风险或有 I₀ 的项目进行更好的提醒及控制,还专门在计划格式中增加一栏“风险级别/I₀ 值”字段。

(2) 为规范电站日常生产过程中工作票的等状态管理,实现对等状态项目的有效控制,2005 年 OPG 牵头制定了《工作票等状态临时管理规定》,并对两电站原有等状态的工作票进行了分类清理,使项目维修状态得到更好的审查、控制及跟踪,有利于防止项目错过维修状态;另外对于机组日常运行期间一直挂等状态且难以得到安排的项目,OPG 进行了原因分析及分类统计,并提请相关部门评价及关注,以推动等状态项目得到妥善处理。

(3) 在申请开工的工作文件包审查方面,根据《工作包准备规范细则》的补充管理规定,运行、计划、安全等部门在各自关注的角度上加强对工作文件包的质量审查,对不符合管理要求的文件包退回执行部门重新准备。同时 TEF 项目组还对每月的“退包率”指标进行统计、考核。

(4) 在电站专项生产、维修活动中,OPG 提前做好专项计划的编制,加强计划的前瞻性,同时加强计划执行过程的协调、跟踪及控制,确保计划得到有效执行。主要的专项计划有:岭澳核电站 2 号机组第三次大修/岭澳核电站 1 号机组第四次大修前延伸运行专项计划、2006 年与电网相关专项计划、大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修/岭澳核电站 2 号机组第

三次大修/岭澳核电站1号机组第四次大修线路检修专项计划、新燃料接收前设备预检计划、大修预检计划、保电专项计划、应急抢修专项计划等。

(5) 在计划执行情况的跟踪方面,2005年加强了对以下考核指标的管理:预防性维修/定期试验周计划完成率、2/3级票按计划完成率、1级票未按时响应数等;加强了大修项目变更控制,完善其管理流程;对预防性维修等效管理提出了新的流程管理方案,以规范并加强对等效项目的审查、评价等。在计划执行反馈方面,加强周/日计划执行过程中的各类经验反馈,并将有关信息反馈到计划数据库项目的优化调整或计划编制过程中的统筹安排。

(6) 2005年起P3E/C大型计划管理软件正式被应用到大修计划管理中。该软件是支持多用户、多项目同时进行的网络版项目管理软件。P3E/C的投入使用,大大提高了大修计划的编制效率、加强了大修计划相关的管理、控制。

4. 计划控制相关指标考核情况

2005年大亚湾核电站、岭澳核电站与计划控制相关的“工作申请退票率”、“工作文件包退包率”、“纠正性周转票数量”、“1级票未按时响应数量”、“2/3级票按计划执行率”等考核指标,除岭澳核电站纠正性周转票量和1级票数量较高影响此两项指标的业绩之外,两电站其他指标的考核结果均较满意。

4.1.2.4 现场服务管理

1. 机械加工

(1) 召开机械加工管理优化研讨会,探讨机械加工专业在现阶段的最佳运行模式、机械加工车间的加工设备保养状况改进、机床附件等的清理及摆放,以及测绘专业工作的开展等,并为争创“五星级”厂房管理进行前期准备。

(2) 2005年共完成工作票约3525张,加工工件约17250项,消耗材料约33400kg;加工专用工具266套、研磨工具约248套、堵漏夹具47套、螺栓销钉类约870件、水箱类约34件、支架罩子油盘类约348件、修配钻孔类300件、吊环支撑盖板铅罐导轨手轮类约1410件·次、接头类约2320件、法兰类约690件、各种垫片类约9220件、动平衡试验等类17次、发电机转子磨套工作、汽封齿修复用时约800小时32人·次。冷凝器入孔门密封面加工、蒸汽发生器排污再生热交换器密封面修复、完成木工类约69件·次、完成测绘设计类24套。

(3) 2005年机械加工专业对普通车床N1600、仪表车床CMO420/2、摇臂钻床Z3080*25、摇臂钻床Z3050*16/1、仿形车床SI-260A,共5台机床设备进行了大修,形成了行之有效的机床大修修理模式。

(4) 在2005年机械加工专业为了更好地服务于现场,满足现场所需加工的各种规格、形状、尺寸、大小不同的零部件。在机加工现有机床设备不能满足加工需求或能满足要求却可能造成较大成本浪费的情况下,通过外协加工来满足现场维修活动的需求,规范了外协加工所需的一切手续,使外协加工成为机加工的一种后备资源。机械加工专业成立了外协加工小组,编写了外协加工技术规范书,通过调研与4家加工厂商达成了初步的协议,使外协加工在2005年有了一个良好的开端。

2. 工具管理

2005年组织机构调整,新成立了维修部服务处工具管理科,工具管理在新的组织机构工具管理科的运作下,各项工作全面开展起来,维修部工具管理的各项改进计划都得以全面实施并完成。

(1) 根据维修部管理改进计划的要求,从大亚湾核电站2号机组第十一次大修开始,大修项目承包商的工具全部由电站提供,通过成立大修项目承包商工具管理推进小组,对各家承包商申请的工具清单仔细论证、沟通,确定工具采购的清单,工具配置及工具管理方法。

(2) 2005年7月,行车、电梯等特种工具及厂区小空调维修从MRM移交服务处工具管理科管理,成立特种作业班组,其负责维修的设备包括:大亚湾核电站和岭澳核电站各类行车共112台、猫头吊801台,电梯39台(包括厂区外围);小空调548台(其中与生产相关空调277台)。2005年,特种作业组完成了行车、电梯、空调标准工作包的修改工作,对行车、电梯、空调巡检进行了内容细化的修改工作,空调实行三级巡检管理制度。

(3) 2005年9月,原先由电气处、仪表处管理的维修用仪器、仪表归口到服务处工具管理科管理,从岭澳核电站日常生产到岭澳核电站2号机组第二次大修再到岭澳核电站日常生产,分三个阶段历时100天,完成1231台仪器、仪表的接收工作,其中MIC467件、MEE764件,建立了大亚湾核电站和岭澳核电站常用仪器仪表库、AS专用仪器仪表库。

(4) 2005年11月,服务处工具管理科从MSM将大亚湾核电站和岭澳核电站现场37台电焊机及一批附件接收过来,实现了公司资源集中利用,满足了大修现场维修需要。

(5) 2005年12月,服务处工具管理科从MIC将大亚湾核电站和岭澳核电站的KKK保卫系统设备有关机械部分的维修接收过来;并首次圆满完成岭澳核电站UD2条车道路障的修复工作。

(6) 完成了OAMS软件升级改造跟踪工作。对专用工具进行照相4380张,并上传OAMS数据中,方便大家查询。大亚湾核电站和岭澳核电站全年工具出借:大亚湾核电站常用工具库房借还工具355930件、专用工具库房借还工具18271件/套;岭澳核电站常用工具库房借还工具333036件、专用工具库房借还工具15272件/套。

3. 维修服务

(1) 2005年圆满完成岭澳核电站1号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修服务相关工作,主要有:2APG001RF改造起重吊装、环吊齿轮箱改造搭架子、安全壳打压试验起重、一回路水压试验拆装保温、主冷却剂泵电动机更换吊装、蒸汽发生器检查搭架子、拆保温、PMC更换套筒搭架子、反应堆大盖CRDM焊接修补搭架子、RRM电机吊装、环吊操作、汽轮机高压缸回装保温、辅助变压器检修搭架子、阻尼器检查搭架子、冷凝器衬胶搭架子、核岛阀门检修起重、大修集装箱运输布置、PMC改造专用工具加工等。

(2) 完成大亚湾核电站4罐乏燃料装罐及现场运输吊装工作,完成大亚湾核电站和岭澳核电站3次新燃料现场接收工作。

(3) 完成岭澳核电站1号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修前ACO, ABP等10个系统测振搭架子、拆保温工作。

(4) 完成AA/AF厂房火警探头改造搭架子配合工作。

(5) 完成核深线、核惠线、大浦线、岭东甲乙线检修搭架子配合工作。

(6) 完成岭澳核电站热洗衣房内洗衣机的改造起重服务支持。

(7) 完成大亚湾核电站备用转子、岭澳核电站备用主变压器到港现场起重和运输工作。

(8) PMC维修U形脚手架及CRDM维修圆型脚手架作为专用工具进行设计及采购。

4. 运行服务

2005年圆满完成了大亚湾核电站和岭澳核电站现场运行系统对柴油、液态二氧化碳、液氮、氢气、工业氮气、酸、碱、次氯酸钠需求的各项服务支持性工作。

(1) 2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站接收液态二氧化碳 62.71 t, 液氮 86.17 t, 氢气 2 880 瓶, 次氯酸钠 582 t, 普氮 200 瓶, 更换 C2 门 Ar-CO₂ 混合气 384 瓶。

(2) 2005 年运送氢氧化钠 630 L, 硝酸 2 010 L, 阻泡剂 185 L, 硼酸 1 700 L。

(3) 2005 年度为大亚湾核电站和岭澳核电站外购柴油 1 010 t。大亚湾核电站 OXPA001/002BA 全年共支出柴油 269.8 t。

(4) 大亚湾核电站和岭澳核电站生产消耗物资如表 4.1.2.4-1。

表 4.1.2.4-1 历年大亚湾核电站和岭澳核电站生产消耗物资表

大亚湾核电站	液氮 t	液态 CO ₂ t	氢气 瓶	Ar-CO ₂ 混合气 瓶	次氯酸钠 t	柴油 t
2003 年	54	13.5	4 536	216	674	215
2004 年	66.12	31.54	4 812	315	148.107	9.77
2005 年	36.72	53.73	2 880	229	692	691.3
岭澳核电站	液氮 t	液态 CO ₂ t	氢气 瓶	Ar-CO ₂ 混合气 瓶	次氯酸钠 t	柴油 t
2003 年	81	27	—	253	—	111
2004 年	133.31	27.8	160	197	—	182.92
2005 年	49.45	8.98	—	155	—	588.5

(5) 2005 年为大亚湾核电站现场系统设备制造各类大、小标牌 6 863 块, 为岭澳核电站现场系统设备制造各类大、小标牌 8 094 块。

(6) 2005 年顺利完成了大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修和岭澳核电站 2 号机组第二次大修及第三次大修、1 号机组第三次大修的水池去污工作和设备、工具的去污, 共完成去污工作票 193 张, 去污工器具共 4 700 余件。

(7) 对岭澳核电站热洗衣房的洗涤设备进行国产化改造, 全部改造为国产小天鹅品牌洗涤设备, 共更新了 5 台烘干机、2 台洗衣机。为方便维修, 通过签订维修服务合同, 现场小天鹅品牌洗涤设备全部由厂家负责维修。

4.2 日常维修

4.2.1 重要维修活动

1. 大亚湾核电站 D2GSS251KD 泄漏处理

2005 年 9 月 10 日, 巡视发现 D2GSS251DI 附近管道保温处滴水, 拆除保温后发现 D2GSS251KD 处有蒸汽外漏。14 日下午, 现场检查发现漏量有所增大, 立即通知工业安全人员建立安全边界, 禁止任何人员进入该区域。经过详细地讨论, 本着安全第一的原则, 日常生产项目组决定采用隔离 GSS 新蒸汽进行处理, 隔离 GSS 新蒸汽前机组降功率到 920 MW 运行。此方案在电站尚无先例。分析认为, 在隔离新蒸汽期间, 低压缸蒸汽品质恶化对末级叶片的影响可以接受, 但需重点关注实施隔离过程中汽轮机振动情况。D2GSS 新蒸汽于 9

月15日23:00开始实施隔离,16日1:00完成。由于隔离前的准备充分,并对原运行规程进行了优化,整个隔离过程几乎没有对汽轮机系统振动造成影响。9月16日上午9:00,工作负责人领取工作票,和监护人召开了工前会。在确认系统压力降至0.4 MPa后,先用铜丝绑人法兰密封面接合处,紧固螺栓后在事先钻孔位置注胶。待运行人员重新投入新蒸汽后,观察251KD再无泄漏。整个堵漏过程用时6.5小时。

2. 大亚湾核电站 D0GEW459TI 更换

2005年10月7日晚在2号机组出口T区保护检验中,工作负责人在进行电流互感器直流电阻测量时,发现电流互感器CT侧直流电阻异常,B相直流电阻偏大。经过仔细查找发现0GEW459TI的CT二次绕组开路。该CT二次电流用在2号机组出口变压器高压侧主保护II上,一旦机组投入运行,随着负荷升高,由于CT二次开路造成的不平衡电流达到T差继电器整定动作值后,随时都有停机的重大风险。MEE随后更换了备件,消除了故障。10月20日对故障CT解体检查后确认故障原因为:CT在制造过程中存在缺陷,故障点部位机械扭曲度过大,造成铜线损伤。在线长时间运行后,CT绕组存在先天缺陷部位拉弧过热,最终导致CT断路故障的发生。

3. 大亚湾核电站 D2LLS007VV 下游蒸汽管道漏汽处理

发现D2LLS007VV下游蒸汽管道漏汽缺陷,MRM立即牵头成立了跨专业项目小组。经过项目组分析评价,确定了更换管道的保守处理方案。由于处理该故障将产生第一组Io,时间期限仅有8小时,一旦作业超出时间期限,机组必须后撤,为有效控制时间、防范风险、确保质量,项目组反复详细论证,制定了精确到分钟的作业计划。3月9日,开始更换管道,实施过程中相关部门密切配合,从现场实施隔离、堵漏夹具的拆除、系统排空,到打磨、切割、焊接、探伤等复杂的多部门配合作业顺利、流畅,未因接口问题耽误时间,总共用时不到3小时,最终妥善、高效地消除了设备缺陷。

4. 电网岭深乙线故障,岭澳核电站1号机组快速降功率解列

2005年1月25日5:55,岭深乙线发生A相瞬时接地故障,二回路操纵员观察到有功功率迅速下降,汽机转速下降到2980/min左右,C7A,C7B出现,GCT系统C列12个阀门全部开启,控制棒快速下插,核功率持续下降,蒸汽发生器水位异常。同时观察到模拟盘上高压缸进汽阀门处于半开半关状态,由于核功率和汽轮机转速同时处于下降状态,操纵员误判断为汽轮机已经紧急停机。在此期间,汽轮机实际处于响应电网突变的正常状态,机组未解列。5:57:18,运行人员在主控制室通过操作GSE004TO手动停机,主控制室显示汽轮机紧急停机信号(C8)。5:57:19,发电机负荷开关打开,机组与电网解列。停机后,电站各相关专业人员迅速响应,使反应堆保持在13.5%FP状态,并开始检查CPA保护系统以及GRE/GSE阀门,查找故障原因。1月25日晚,经电站相关专业讨论和确认反应性以及 ΔI 控制具备并网条件后,机组于1月26日1:45并网成功。

通过对事件动态过程的分析,在短电网事故发生后,GRE系统自动调节,造成GRE/GSE阀门迅速关小,由于GRE/GSE阀门开启速度不同造成STEAM LOCK,汽轮机功率不能恢复。由于1号和2号机组汽轮机转速测量采样时间点的离散性,导致GRE阀门模块加速度计算值存在差别,导致1号和2号机组的调节响应幅度不同。

5. 岭澳核电站2号机组3号蒸汽发生器高高水位,反应堆自动停堆

2005年8月21日10:31:52,主控制室出现L2VVP405/406AA(3号蒸汽发生器给水流量大于蒸汽流量报警),主控制室显示3号蒸汽发生器的水位快速上升,给水流量也大幅上

升。10:32:45, 3号蒸汽发生器水位到达高高水位, 与“核功率>10%RP”信号叠加, 反应堆自动停堆。根据DEC进入II规程, 11:30退出事故规程到达热停堆。这次反应堆自动停堆的原因是由于3号蒸汽发生器的主给水调节阀L2ARF033VL的气动执行机构与阀体连接的下部6个螺栓全部脱落, 阀门气动头的控制信号不能控制阀杆的移动, 在水力作用下, 阀门不受控制全开, 导致蒸汽发生器达到高高水位。在机组启机过程中又处理了L2ASC001BA氧含量高、L2AHP218VL阀门电动头松动、L2APP A泵无法启动、L2AHP009VL无法开启、L2APA102JD膨胀节爆裂等故障。在此事件后, 对两电站常规岛所有重要阀门进行了一次普查。并做深入反馈, 加强对重大敏感设备的管理。

6. 岭澳核电站 L1CRF001MO 检修

2005年6月9日, 运行巡视发现L1CRF001PO泵组电动机顶部的推力轴承部分有轻微的金属碰击声。经转动机械处分析可能为新换的轴保持架有形变, 需降功率检修。遂成立了由转动机械处牵头的检修项目小组。2005年6月25日降功率停运L1CRF001PO检修, 检查发现保持架有约0.65mm的椭圆, 保持架个别镶嵌架内环线有磨擦亮点, 基本判断为6个球面滚于大端端面与保持架间有间断碰磨而产生异音。回装完毕, 19:30回装工作结束, 此次抢修工作历时约13个小时, 比计划节约近8个小时。22:00左右开始再鉴定, 电动机上部轴承组件异音基本消失。

7. 岭澳核电站 1 号机组 APP 抽汽调节汽门振动处理

岭澳核电站1号机组第三次大修后L1APP104/204/106/206VV阀头改造后阀杆振动大, ALSTOM来文要求尽快用原设计备件更换。在机组满功率运行时进行小汽轮机调节阀的解体工作在电站尚属首次, 且存在停机停堆风险。为有效控制隔离检修风险、确保消缺一次成功, 成立了MRM牵头跨专业项目小组。经反复论证, 制定了对L1APP排汽隔离阀110/210VV进行密封性试验、合格后再进行彻底隔离检修更换阀杆的可靠方案, 并确定了严密的作业计划。在各相关专业的密切配合和大力支持下, 4月18日晚首先隔离L1APP204/206VV, 历经68个小时, 成功完成了B列阀杆的更换, APP小汽轮机恢复正常。在B列成功检修基础上, 对检修计划进行优化后, 再接再厉, 在56小时内完成了A列阀杆的更换工作。本次检修工作风险分析充分, 准备控制到位, 现场执行严格可靠, 最终妥善、高效地消除了设备缺陷。

8. 岭澳核电站 2 号机组 EVR001ZV 抢修

2005年3月8日, 2号机组LLE105漏电保护动作, 开关跳闸。MEE持票检查发现L2EVR001ZV电动机缺相, 后进入2RX厂房现场确认电动机发生了由于制造缺陷导致中间连接断线的故障, B相缺相。为了保证机组安全运行, 决定在功率运行期间进入RX反应堆厂房对电动机进行更换。在电气处总协调下, 经过周密的计划, 组成了由MEE, MRM, MGS, MSM, OPH, TTS等参加的抢修小组。3月22日, 小组人员在现场空间极其狭小的风管内, 背着气瓶、穿着铅衣, 连续努力工作三天, 终于优质地完成了拆装风道、拆装风叶, 换电动机, 电动机接线盒改造, 转向试验等工作, 一次再鉴定试验合格。

4.2.2 消除设备缺陷百日竞赛活动

2005年电站仅在岭澳核电站开展了此项活动。

2号机组消除设备缺陷百日竞赛活动从2005年1月12日至4月22日, 发现和处理了2739项设备缺陷, 其中包括2APP108VV三个螺栓因紧固力不够在阀门开关试验振动下脱

落、2GCT121VV 限位开关故障导致蒸汽发生器水位快速下降、2GRE006VV 异常关闭等重大隐患。

1 号机组消除设备缺陷百日竞赛活动从 2005 年 3 月 24 日至 7 月 4 日, 发现和处理了 2 349 项设备缺陷, 其中包括 1ASG130VD 上游管道与主管连接焊缝漏水、1SAR118VA 下游管线断裂影响 1CEX006VL 可用性、1ARE058VL 下游临近焊缝处泄漏、1PTR001PO 轴承温度高失去备用功能、1CRF001MO 异音及非驱动端振动上升导致机组降功率修泵等重大隐患。

由于开展消除设备缺陷百日竞赛活动, 岭澳核电站两台机组基本消除了重大和安全隐患, 从而保证了两台机组尽快进入了良好的运行状态, 为机组在本循环保持安全稳定运行打下良好的基础。

2 号机组“消除设备缺陷百日竞赛活动”的优胜集体: 第一名为静止机械处、第二名为仪表计算机处、第三名为设备管理处。

1 号机组“消除设备缺陷百日竞赛活动”的优胜集体: 第一名为静止机械处、第二名为仪表计算机处、第三名为转动机械处。

2005 年的消除设备缺陷百日竞赛活动取得的效果较为理想, 调动了大家的积极性, 但还有不少方面需要改进和完善。

4.2.3 大亚湾核电站日常维修工作票执行情况

2005 年大亚湾核电站收到包括预防性维修、纠正性维修、定期试验、工程改造、服务支持等类型在内的工作申请共 27 814 项, 完成工作票 26 641 项。日常生产维修活动的执行情况良好, 满足管理要求的各项控制指标。

1. 日常生产活动总体统计

详见表 4.2.3-1 和表 4.2.3-2。

表 4.2.3-1 2005 年大亚湾核电站有效工作申请数量统计

类别	预防性维修	纠正性维修	定期试验	工程改造	服务支持	合计
1 号机组/项	2 065	1 499	3 048	80	3 493	10 185
2 号机组/项	1 793	1 387	2 734	88	2 802	8 804
0 号和 9 号机组/项	2 501	1 078	653	90	4 503	8 825
申请合计/项	6 359	3 964	6 435	258	10 798	27 814
完成数量/项	6 094	3 786	6 433	215	10 110	26 641
完成率/%	95.8	95.5	99.9	83.3	93.6	95.7

表 4.2.3-2 2005 年大亚湾核电站每月实际完成工作票统计

张

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
票数	1 506	1 645	2 236	2 047	1 818	2 100	2 260	2 419	2 746	1 470	1 660	2 734

1996 年至 2005 年, 大亚湾核电站纠正性和预防性工作票变化趋势见图 4.2.3-1。

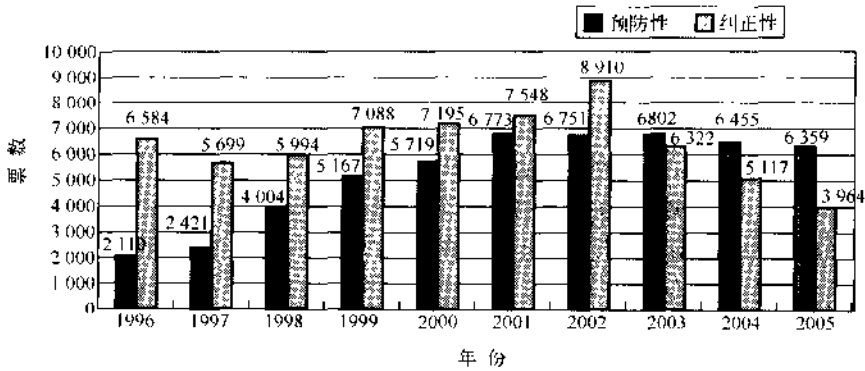


图 4.2.3-1 大亚湾核电站历年工作票量变化趋势

2. 各专业维修活动执行情况统计

详见表 4.2.3-3。

表 4.2.3-3 大亚湾核电站各专业维修活动统计

张

部 门	预防性维修工作票			纠正性维修工作票		
	2005 年	2004 年	2003 年	2005 年	2004 年	2003 年
MSM	1 432	1 530	1 573	938	1 672	1 781
MRM	2 657	3 089	3 033	539	889	1 033
MEE	1 189	1 681	1 632	455	574	800
MIC	408	363	420	1 468	1 887	2 182
MGS	268	15	0	81	70	54
总计	5 954	6 678	6 658	3 481	5 092	5 850

3. 0 级及 1 级工作票统计

详见表 4.2.3-4。

表 4.2.3-4 大亚湾核电站 0 级及 1 级工作票按专业统计

张

年 份	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	总计
2005	82	31	54	304	14	484
2004	85	50	56	283	39	513
2003	103	58	71	258	11	501
2002	177	78	107	388	24	774
2001	267	159	161	632	42	1 261
2000	244	181	194	719	38	1 376

4. 日常纠正性工作票每月执行情况统计

详见表 4.2.3-5。

表 4.2.3-5 2005 年大亚湾核电站日常纠正性工作票每月分布与执行情况统计 张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
收到票量	414	386	401	398	421	373	406	360	370	182	198	579
完成票量	508	304	367	397	324	319	324	315	322	146	157	367

5. 等状态和等备件工作票统计

详见表 4.2.3-6。

表 4.2.3-6 2005 年大亚湾核电站等状态和等备件工作票统计 张

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
等状态	583	592	467	441	458	403	373	255	269	248	251	253
等备件	68	66	63	64	69	63	75	74	64	61	45	55

6. QSR 设备维修工作票统计

详见表 4.2.3-7。

表 4.2.3-7 大亚湾核电站 QSR 设备维修工作票统计 张

类型	年份	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	TND	总计
预防性 维修	2005	432	933	291	102	13	0	1771
	2004	416	1073	328	97	0	18	1932
	2003	288	956	235	63	0	8	1550
	2002	298	977	243	46	0	11	1575
	2001	355	1212	286	55	1	15	1924
纠正性 维修	2005	351	127	65	531	48	0	1122
	2004	526	226	77	610	55	10	1504
	2003	484	297	225	975	45	8	2034
	2002	512	304	239	1012	57	7	2131
	2001	573	330	251	1231	86	10	2481

4.2.4 岭澳核电站日常维修工作票执行情况

1. 2005 年岭澳核电站日常工作票总体执行情况统计

详见表 4.2.4-1。

表 4.2.4-1 2005 年岭澳核电站日常工作票总体执行情况统计

类型	纠正性 工作申请	预防性 工作申请	服务 工作申请	定期试验	工程改造	定期巡检	合计
收到票量/张	4781	6004	8976	6644	217	2071	28693

续表

类 型	纠正性 工作申请	预防性 工作申请	服务 工作申请	定期试验	工程改造	定期巡检	合计
完成票量/张	4 768	5 992	8 665	6 647	202	2 066	28 340
完成率/%	99.7	99.8	96.5	100	93.1	99.8	98.7

2. 2005 年岭澳核电站各专业日常纠正性工作票执行情况统计
详见表 4.2.4-2。

表 4.2.4-2 2005 年岭澳核电站各专业日常纠正性工作票执行情况统计

专 业	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	其他
收到票量/张	1 782	708	467	1 703	53	68
完成票量/张	1 762	709	488	1 679	53	77
完成率/%	98.9	100	104.5	98.6	100	113.2

3. 2005 年岭澳核电站各专业日常预防性工作票执行情况统计
详见表 4.2.4-3。

表 4.2.4-3 2005 年岭澳核电站各专业日常预防性工作票执行情况统计

专 业	MSM	MRM	MEE	MIC	MGS	其他
收到票量/张	1 231	2 105	1 669	423	324	252
完成票量/张	1 232	2 166	1 666	412	273	243
完成率/%	100	102.9	99.8	97.4	84.3	96.4

4. 2005 年岭澳核电站各专业日常定期试验工作票执行情况统计
详见表 4.2.4-4。

表 4.2.4-4 2005 年岭澳核电站各专业日常定期试验工作票执行情况统计

专 业	OPC	TTS	MEE	MIC	LPO	其他
收到票量/张	1 198	1 475	95	912	2 795	169
完成票量/张	1 132	1 488	99	944	2 808	176
完成率/%	94.5	100	104.2	103.5	100	104

5. 2005 年岭澳核电站各专业日常工程改造工作票执行情况统计
详见表 4.2.4-5。

表 4.2.4-5 2005 年岭澳核电站各专业日常工程改造工作票执行情况统计

专 业	MSM	MRM	MIC	MEE	TND	其他
收到票量/张	18	2	20	3	168	6
完成票量/张	18	2	20	1	159	2
完成率/%	100	100	100	33.3	94.6	33.3

6. 2005 年岭澳核电站日常 0 级和 1 级工作票每月分布与执行情况统计

详见表 4.2.4-6。

表 4.2.4-6 2005 年岭澳核电站日常 0 级和 1 级工作票每月分布与执行情况统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
收到票量/张	129	61	68	79	99	103	82	76	84	78	38	36	933
完成票量/张	138	56	72	83	90	103	80	80	86	70	48	40	946
完成率/%	107	91.8	106	105	90.9	100	97.6	105	102	89.7	126	111	101

7. 2005 年岭澳核电站日常纠正性工作票每月分布与执行情况统计

详见表 4.2.4-7。

表 4.2.4-7 2005 年岭澳核电站日常纠正性工作票每月分布与执行情况统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
收到票量/张	549	296	344	571	416	438	373	387	409	343	348	307	4781
完成票量/张	509	296	375	549	393	449	380	384	437	320	347	329	4768
完成率/%	92.7	100	109	96.1	94.5	102.5	101.9	99.2	106.8	93.3	99.7	107.2	99.7

8. 2005 年岭澳核电站日常预防性工作票每月分布与执行情况统计

详见表 4.2.4-8。

表 4.2.4-8 2005 年岭澳核电站日常预防性工作票每月分布与执行情况统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合计
收到票量/张	590	188	367	473	487	476	526	644	598	642	510	503	6004
完成票量/张	475	284	394	588	426	516	516	573	545	514	706	455	5992
完成率/%	80.5	151	107	124	87.4	108	98.1	89.0	91.1	80.1	138	90.5	99.8

9. 岭澳核电站历年日常收到各种工作票量统计比较

详见表 4.2.4-9。

表 4.2.4-9 岭澳核电站 2001—2005 年日常收到各种工作票量统计比较

张

年份	纠正性工作 申请	预防性工作 申请	定期试验	工程改造	服务工作 申请	0 级和 1 级票
2001	2 415	1 313	55	3	708	260
2002	8 030	3 617	3 810	333	6 636	1 381
2003	6 258	5 971	7 585	515	10 098	846
2004	4 723	5 932	7 420	253	6 742	1 006
2005	4 781	6 004	6 644	217	8 978	933

10. 2005 年岭澳核电站日常每月纠正性与预防性工作票完成量之比

详见表 4.2.4-10。

表 4.2.4-10 2005 年岭澳核电站日常每月纠正性与预防性工作票完成量之比

张

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	合计
纠正性 工作票	509	296	375	549	393	449	380	384	437	320	347	329	4768
预防性 工作票	475	284	394	588	426	516	516	573	545	514	706	455	5 992
纠正性 工作票/预防 性工作票	1.07	1.04	0.95	0.93	0.92	0.87	0.74	0.67	0.80	0.62	0.49	0.72	0.79

11. 2005 年岭澳核电站日常等状态和等备件每月分布情况统计

详见表 4.2.4-11。

表 4.2.4-11 2005 年岭澳核电站日常等状态和等备件情况统计

张

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
等状态	74	82	114	181	190	223	258	238	262	245	183	155
等备件	77	73	79	74	71	73	72	70	60	54	59	64

12. 2005 年岭澳核电站 MTD 每月工作票指标情况统计

详见表 4.2.4-12。

表 4.2.4-12 2005 年岭澳核电站 MTD 每月工作票指标情况统计

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	月平均值
日常纠正 性工作票 周转量/张	165	98	108	112	103	97	84	103	51	82	105	60	97.3

续表

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	月平均值
日常0级和1级票平均响应时间/h	1.06	0.60	0.50	0.49	0.55	0.55	0.53	0.41	0.39	0.51	0.47	0.41	0.54
日常预防性票按计划开工率/%	100	100	100	100	100	100	99.2	89.0	99.0	97.0	97.4	96.5	98.2
日常申请票退票率/%	8.58	7.10	6.90	6.10	3.06	4.60	3.20	6.10	6.80	2.30	2.90	2.50	5.01

4.2.5 预防性维修有效性评估

1. 大亚湾核电站预防性维修有效性评估

(1) 维修大纲及规程出版情况

2005年11月底OPE组织开发的“设备管理平台-活化大纲”投入试运行,标志着大纲管理进入全新阶段。该平台的主要特点是实现了由“大纲管理”到“项目管理”形式的转变,分解维修大纲为单个维修项目。任何操作或变化都依据维修项目进行,每一个项目都有单独的升版信息。原来的维修大纲编码只作为维修项目的其中一个信息字段,并将逐步取消该字段以最终达到完全的项目管理模式。维修规程出版情况见表4.2.5-1。

表4.2.5-1 2005年大亚湾核电站维修规程出版情况

执行专业	MFE	MCS	MIC	MRM	MSM	合计
维修规程数量/份	845	314	816	1099	1346	4420

另生效两核电站公用的第五台柴油机相关维修程序:电气处23份、转动机械处22份、静止机械处1份。

2005年生效的维修规程数量上升了接近1倍,维修工作的规范化正进一步加强。

2005年下半年,为优化各部门维修工作的合理分工,MRM专业的部分工作(包括电梯、行车和小型空调设备)转MCS专业组执行。

(2) 日常标准包准备情况

2005年期间各专业根据大纲、规程的变化修改了部分标准包,导致解封的标准包数量快速增加,而生产计划处并没有组织大亚湾核电站标准包的维护工作,所以封包的比例下降。

(3) 预防性维修执行情况

2005年度执行日常预防性维修工作5928项,与2004年基本持平。各专业执行票量分布见表4.2.5-2。

表 4.2.5-2 各专业执行票量及比例

执行专业	MEE	MIC	MRM	MSM	OPH	TTS	TCW	合计
预防性维修票量/张	1 197	409	2 697	1 453	22	44	103	5 928
比例/%	20.2	6.9	45.5	24.5	0.4	0.7	1.7	100.0

2005 年共收到纠正性维修工作票 4 093 张, 纠正性维修与预防性维修工作票数的比例为 0.69, 与 2004 年比例 0.65 相当, 详见图 4.2.5-1。

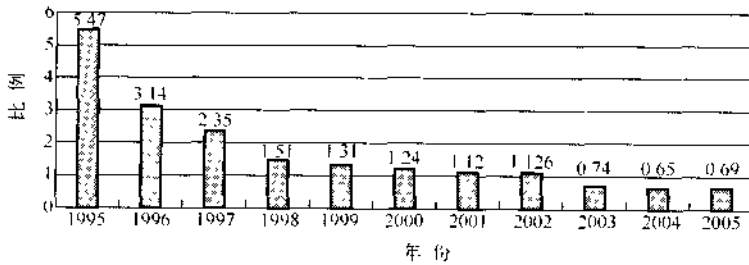


图 4.2.5-1 大亚湾核电站纠正性维修与预防性维修工作票之比变化趋势

2. 岭澳核电站预防性维修有效性评估

(1) 维修大纲及规程出版情况

同大亚湾核电站一样, 岭澳核电站维修大纲在 2005 年也转变为活化大纲系统管理。维修大纲出版情况见表 4.2.5-3。

表 4.2.5-3 2005 年岭澳核电站维修规程出版情况

执行专业	MEE	MCS	MIC	MRM	MSM	合计
维修规程数量/份	744	304	832	1 175	1 192	4 247

(2) 预防性维修执行情况

2005 年共执行岭澳核电站日常性维修 5 702 项, 详见表 4.2.5-4。

表 4.2.5-4 各专业执行工作票数量及比例分布

执行专业	MEE	MIC	MRM	MSM	OPH	TTS	TCW	合计
预防性维修票量/张	1 160	411	2 165	1 244	24	56	168	5 702
比例/%	22.2	7.9	41.4	23.8	0.5	1.1	3.2	100.0

2005 年共执行岭澳核电站纠正性维修 4 796 项。纠正性维修与预防性维修之比为 0.84, 与 2004 年比值 0.83 基本持平, 详见图 4.2.5-2。

(3) 预防性维修计划的优化

2005 年 9 月, 经过多方面的充分准备后, 顺利进行了岭澳核电站新旧技术规范的切换。

在新技术规范投入运行前, OPG 与各执行专业、核安全处和运行处一起根据新技术规范的要求重新甄别了所有日常预防性维修项目, 确认 I₀ 情况, 并在数据库中增加对应标注。

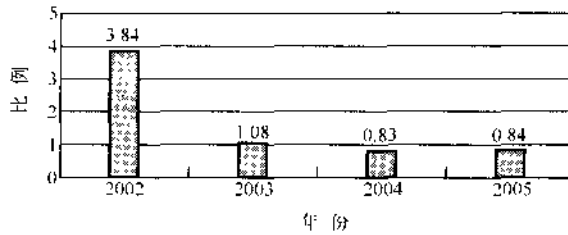


图 4.2.5-2 岭澳核电站纠正性维修与预防性维修工作票之比变化趋势

OPG 召集各部门讨论了按新技术规范要求的不能在机组功率运行期间执行的预防性维修项目，并与大修管理部门进行了转大修的交接工作。

2005 年日常生产双周计划中纳入岭澳核电站 2 号机组第三次大修前的预检及延伸运行工作，统筹安排每天生产活动，合理控制风险。

(4) 日常标准包封包情况

2005 年，开始岭澳核电站的日常预防性标准包的审查及封包工作，详见表 4.2.5-5。

表 4.2.5-5 岭澳核电站的日常预防性标准包的审查及封包进展情况

执行专业	MEE	MIC	MSM	MRM	MGS	TTS/TF	TCW	OPH	合计
标准包总数/份	2 053	609	1 332	654	114	442	120	147	5 471
封包数/份	262	0	0	0	8	236	120	0	626
封包比例/%	12.8	0.0	0.0	0.0	7.0	53.4	100.0	0.0	11.4

封包比例过低的主要原因是各执行专业完善标准工作指令后，标准隔离指令的建立以及工业安全、辐射防护、核安全方面的审查进展比较缓慢。

4.3 机组抢修与小修

1. 综述

2005 年 8 月 21 日 10:32，岭澳核电站 2 号机组 ARE033VL 机械故障全开导致 2 号机组反应堆因 3 号蒸汽发生器水位高高信号自动停堆。

经检查发现，3 号蒸汽发生器的主给水调节阀（L2ARE033VL）驱动机构连接螺栓全部脱落，致使该阀门自动全开，并且无法操作控制。初步分析认为事件的直接原因是 ARE 主管道振动引起调节阀驱动机构连接螺栓松脱。下午 4 时，反应堆处于热停堆状态，电动给水泵入口膨胀节（L2APA102JD）突然出现泄漏喷水。运行人员随即对破口进行隔离，泄漏停止。

电站对发现的设备缺陷组织了抢修。反应堆于 8 月 23 日 1:45 重达临界，9:13 机组重新并网开始升功率。8 月 29 日机组恢复满功率运行，抢修结束。

在抢修期间，电站还处理了 L2ASG001BA 氧含量过高、L2AHP218VL 螺栓松动、L2AHP009VL 无法开启、APP 系统 A 泵无法启动等设备问题。

2. L2ARE033VL 故障原因分析及经验反馈

(1) 原因分析

L2ARE033VL 机械故障全开后, 通知 MIC 人员检查, MIC 人员到场后阀门开度已回落在 5% 开度, 且通过控制信号无法就地开启阀门。在 11:50 时, 值班 STA 和 MSM 人员检查发现 ARE033VL 的蜗轮蜗杆箱下部与支架连接的 6 个连接螺栓全部脱落, 4 个掉在保温上, 2 个掉到 0 m 地面。MSM 人员微动气动机构上部后, 通过主控制室控制信号可以开启阀门 (螺栓没有回装)。从故障前后阀门定位器调节信号来看, L2ARE033VL 没有缓慢开启的过程。

目视检查螺栓螺纹未见异常, 内窥镜检查螺纹孔内螺纹未见异常, 对 ARE 主调节阀蜗轮蜗杆箱上下部所有螺栓加紧固胶后回装 (无力矩标准)。8 月 21 日停堆后, 普查发现 L2ARE031VL 有 3 个螺栓有轻微松动, L2ARE032VL 有 1 个螺栓有轻微松动。

阀门本体振动是导致阀门螺栓松动的主要原因。对于主给水调节阀, 岭澳核电站机组的振动明显比大亚湾核电站 2 号机组大。岭澳核电站 1 号机组的 ARE 主给水调节阀振动值是大亚湾核电站 2 号机组的数值 2 倍以上; 岭澳核电站 2 号机组则是大亚湾核电站 2 号机组的 10 倍以上 (具体数据见下表 4.3-1), 苏州热工研究院认为这是阀门自激振动引起。

事件后的普查, 发现岭澳核电站 2 号机组的另外两个蒸汽发生器主给水调节阀存在类似螺栓松动问题。而岭澳核电站 1 号机组和大亚湾核电站机组则没有发现此类问题。区别就在于岭澳核电站 2 号机组相关阀门自激振动远远偏大于其他机组。

表 4.3-1 岭澳核电站、大亚湾核电站主调节阀在 100% Pn 平台振动比较

测量位置	加速度/ (m/s^2)			速度/ (m/s)		
	X	Y	Z	x	Y	Z
D2ARE031VL	2.85	2.07	4.77	22.1	15.8	35.5
D2ARE032VL	1.07	2.4	2.46	8.1	19.8	19.4
D2ARE033VL	4.57	2.81	7.67	37.5	20.2	62.3
L1ARE031VL	6.9	5.8	6.8	50.99	42.69	50.38
L1ARE032VL	4.2	8.5	3.9	30.26	60.16	27.4
L1ARE033VL	12.9	6.9	10.7	92.73	52.03	80.33
L2ARE031VL	49.8	46.8	64.7	306.35	320.09	401.5
L2ARE032VL	58.2	60.6	63.1	407.18	427.01	435.1
L2ARE033VL	48.8	59.3	64.3	327.85	423.48	459.1

RCA 分析认为 L2ARE033VL 松脱螺栓螺纹也存在设计长度过短的缺陷: 一个长度 10 cm 的螺杆, 其螺纹啮合长度只有 1 cm。另外螺栓也无防松漆, 无防松垫片, 也没有预防性维修要求。

(2) 经验反馈

2004 年 7 月 30 日, 岭澳核电站 2 号机组 ARE032VL 阀气动头发生过松动。夜班现场操作员发现气动头松动, 早班启动紧急维修 (0 级工作申请)。检查了两台机组的 6 个主调节阀的相关螺栓, 发出 24 小时事件单。可惜这个问题当时只被当作个案处理, 没有引起更深层次的原因分析和更广泛的纠正行动。

虽然上次松动的螺栓与这次的螺栓是不同部位的元件, 现在看来, 其根本原因是相同

的。也就是阀门振动所引起。如果原因分析到位,风险识别清楚,能够在随后的日常和预防性维修中加以考虑,则有可能避免此次停堆。

从本次事件的处理来看,专业人员未能较好地识别螺栓松脱的风险,从随后 L2AHP009VL 的处理更证实了这个观点,说明电站专业人员的技能和风险意识必须得到提高。

(3) 关于振动问题管理

从调试以来,ARE 管线的振动问题就存在。2004 年下半年,该问题列入中长期问题跟踪清单。开始由 TTS 负责,但是由于没有标准,转入 TEM 负责。后者立即委托苏州热工研究院着手测量分析,苏州热工研究院在 7 月向 TEM 提交测量分析报告。苏州热工研究院在测量中发现阀门的振动远高于管道的振动,建议增加支架以解决阀门振动问题。振动问题长期以来没有采取实质性行动。在 2004 年下半年,虽然将问题列入了中长期问题,但是没有给出明确的期限。许多中长期问题推动困难,说明电站并没有形成行之有效的中长期问题管理机制。

3. L2ASG001BA 氧含量高根本原因分析

岭澳核电站 2 号机组 RAZ015VZ 下游存在约 15 L 水使其在正压情况下无法开启,导致 L2ASG001BA 顶部缺少氮气覆盖,是进气导致氧含量高的原因之一;L2ASG125VZ 有轻微泄漏,也是重要原因;此外,在设计上 L2ASG001/002/003PO 同时运行 3 分钟,L2ASG001BA 必然进气。查 KIT,停堆过程中 L2ASG001/002/003PO 同时运行了 5 分钟。

通过 L2RAZ017VZ 给 L2ASG001BA 供氮气,目前 L2ASG001BA 含氧量已经正常。L2RAZ015VZ 下游管段进水的原因有待进一步分析,采取临时措施是定期进行管道排水。

值得反思的是,此问题在以前几次大修启动阶段都有发生,几乎在每次隔离 RRA 系统升温升压时就遇到 ASG 水箱氧含量超出技术规范。此次 LPO 和 MSM 找出了 RAZ015VZ 进水,是否是问题的根本原因,有待进一步观察。

4. L2AHP218VL 螺栓松动原因以及处理情况

8 月 23 日 7:30 岭澳核电站 2 号机组即将并网,主控制室突然发现 AHP218VL 没有开关信号,无法正常进行升功率并网。MSM, MIC 人员到现场检查,发现 L2AHP218VL 反馈杆脱落,阀门下进气管断裂,且阀门上部铰架紧固螺帽(41)和气动头与铰架连接螺帽松动,导致气动头可以旋转,手轮机构螺母也松动。MSM 紧固松动螺帽,手轮机构螺帽锁紧;MIC 安装调整反馈杆,更换进气管,阀门再鉴定合格。

经分析认为管线振动过大,螺纹设计没有采用防松措施是螺栓松动的根本原因。大亚湾核电站和岭澳核电站已经完成常规岛气动调节阀螺栓松动问题的普查,岭澳核电站发现了 7 个调节阀,大亚湾核电站发现 1 个调节阀有螺栓松动问题。

5. 岭澳核电站 2 号机组 APP 系统 A 泵无法启动原因以及处理情况

8 月 23 日 3:00, LPO 按照计划对岭澳核电站 2 号机组 APP 系统 A 泵组进行冲转。在启动信号给出后,岭澳核电站 2 号机组 APP 系统 A 列汽轮机的各主汽门依次打开,但各调节汽门迟迟不动作,检查信号油压为 0。MIC 检查发现岭澳核电站 2 号机组 APP 系统 A 泵组调速器 RG 显示速度参考值和实际速度存在差异,进一步检查发现 L2AGR160VH 在 4~20 mA 信号下无任何开度,导致信号油压一直保持 0。

MRM 与 MIC 联合检查,怀疑岭澳核电站 2 号机组 AGR160VH 阀门卡涩或其他原因损坏,用新备件将其更换,并进行阀门静态试验,结果合格。8 月 23 日 13:30 LPO 启动岭澳核电站 2 号机组 APP 系统 A 泵成功。

对更换下来的岭澳核电站2号机组AGR160VH阀门检查,发现其反馈连杆组件端部的小球与反馈连杆断裂。信号产生时,小球无法带动滑阀移动,无信号油压力建立,导致岭澳核电站2号机组APP系统A泵无法启动。分析认为反馈连杆存在加工缺陷,产生应力集中点,日常运行期间开裂并发展,最终断裂。

6. 岭澳核电站2号机组AHP009VL无法开启处理过程及原因分析

8月23日10:30,岭澳核电站2号机组AHP系统B列高压加热器因岭澳核电站2号机组AHP218VL反馈杆脱落导致高高水位隔离后,岭澳核电站2号机组AHP009VL没有正常自动开启。现场进行电动、手动操作均无法开启。初步怀疑阀门卡涩。经过讨论后用千斤顶试图小幅顶开岭澳核电站2号机组AHP009VL,然后手动开启仍然不成功。8月24日上午制定出“冷却/卸压”的处理措施,通知MGS拆除阀体保温,利用风扇吹阀体进行冷却。8月24日13:30,MSM人员准备松开岭澳核电站2号机组AHP009VL阀门盘根进行卸压(破坏该阀门内部的“锅炉效应”),该阀门突然开启,在阀门开启到50%时,静机人员手动干预,使阀门关闭。

经分析,阀门不能开启的原因是因为产生了锅炉效应:当阀体中充满水,对阀体中水进行加热,如果阀体中水的体积膨胀速度大于阀门泄漏速度,阀体中压力增加。锅炉效应的产生和升温速率及阀门泄漏率有关,和温度高低没有直接关系。

7. 岭澳核电站2号机组APA102JD故障处理及原因分析

岭澳核电站在1月31日已发现L2APA102JD膨胀节波纹管有直径约5mm的裂纹向外漏水。经涂抹金属修补剂和进行“贝尔佐纳”粘接技术实施修补,解除隔离后也还有漏。6月底,通过紧急采购膨胀节备件,准备进行更换膨胀节。实施隔离后发现泵隔离阀有内漏很大,无法进行焊接施工,最后解除隔离。按照机组情况,可以有四种方案:一是停机检修;二是隔离岭澳核电站2号机组APA泵运行;三是岭澳核电站2号机组APA泵置备用运行,做好隔离带和风险警示;四是APA泵置备用运行,择机处理。从事后看来,当时没有列出这几种方案供上级决策,而是默认了专业处的意见,置岭澳核电站2号机组APA泵于备用,择机处理。

8月21日,岭澳核电站2号机组APA102JD爆裂,进口处加装堵板,更换膨胀节。

岭澳核电站2号机组APA102JD泄漏的原因是因为外层因点腐蚀或材料本身原因出现穿孔后,两层膨胀节间原来聚集的水被挤压出来。岭澳核电站2号机组APA102JD爆裂可能是裂纹疲劳应力和多次热胀冷缩的综合作用的结果。

此次停机抢修暴露出了电站生产和管理两方面的较多问题。在管理层面,需各级干部对生产过程管理中的安全理念和安全意识进行反思并认真总结;在生产层面,需进一步提高设备巡检的质量,对管线及阀门振动问题进行普查并做出有效的改进措施,同时加强两电站值班关注问题以及中长期技术问题的研究和处理力度。

4.4 机组换料大修

4.4.1 大修组织管理

2005年度是公司历史上大修次数最多、大修任务最繁重、大修活动最复杂的一年。从跨年度的岭澳核电站2号机组第二次大修开始,历经岭澳核电站1号机组第三次大修、大亚

湾核电站2号机组第十一次大修，到岭澳核电站2号机组第三次大修前半段，共完成了两个跨年度大修和两个完整大修。其中大亚湾核电站2号机组第十一次大修是电站首次十年大修，无论从工作量、项目的实施难度、安全风险控制、整体管理等方面来说都是最复杂的。同时完成了大亚湾核电站2号机组第十一次大修、岭澳核电站2号机组第三次大修、岭澳核电站1号机组第四次大修三个完整的大修准备，和大亚湾核电站1号机组第十一次大修准备的大部分。

在2004年的基础上，2005年大修组织管理进行了多方面的改进，为各次大修的顺利实施提供了有利支持和保障。

大修项目组织机构继续保持项目式管理的组织形式，在不断总结和反馈以往大修经验教训的基础上，同时针对每次大修的特点，对组织机构做了适当的局部调整，如针对大亚湾核电站2号机组第十一次大修的大项目多的特点，在其大修组织机构中特别增加了各重大项目负责人，以便于项目的更有效控制。大修组织机构分别由生产部、维修部、技术部、安全质保部以及各承包商人员组成。大修指挥部是大修组织的指挥和协调中心，负责所有大修活动的计划安排、组织协调和进度控制。大修指挥部由大修经理、大修副经理、运行经理、计划经理、核岛经理、常规岛经理、安全工程师、质量经理和技术经理9人组成。大修执行线包括：运行、维修、技术、项目负责人、再鉴定小组、承包商等，他们负责大修活动的现场实施和质量控制。监督线包括安全监督、设备监督、质量监督等系列，他们负责大修期间的安全控制和大修活动的质量监督。

为了更加明确和强调各参加大修的执行部门的责任，安全和高质量地完成大修任务，制定出了《大修责任承诺制实施办法》。该办法覆盖了生产线参加大修的执行部门，极大地提高了大修处和大修指挥部的影响力，有利于大修工作的开展和推动。

为了调动所有参与大修的各部门及其员工的工作积极性，围绕大修管理的若干难点和热点，制定了《大修活动评奖办法》，设立了大修期间的大修专项奖以及大修通报表扬。该办法的实施规范了以往大修的奖励方法，有效发挥了“奖励”这一措施对改善和加强大修管理的作用，形成以“奖励活动”为导向的大修鼓励机制。有利地推动了大修活动的安全和质量的提高。该奖励办法同时适用于承包商的人员、作业班组和项目组，充分调动了承包商人员主动将工作做好的积极性。

针对大修期间经验反馈工作较弱的特点，制定了《大修经验反馈暂行管理规定》。该暂行规定结合大修实施阶段的特点，围绕反馈的及时性和针对性提出了大修经验反馈的具体要求，该规定填补了大修经验反馈的管理空缺，规范和统一电站大修经验反馈的管理和运作，将参加大修的电站各执行部门和主要承包商单位组织起来并按照要求开展大修经验反馈工作，该规定已成为大修实施期间大修管理的有效工具。

在2005年的各次大修中，根据需要陆续推出了一些专项管理措施，这些管理措施在大修的实践中收到了明显的效果，这些措施包括：“重要项目准备状况评审”、“防异物措施”、“工前会制度”、“机组启动支持措施”、“减少大修期间CBA出票量的办法”等。

作为大修活动中的主要力量之一的各承包商单位，其表现对大修的成败起至关重要的作用，2005年度根据大修和日常承包商管理实践中的经验反馈，在承包商管理改进方面进行了一些工作，如：完善了《大修项目标准工时管理》程序，规范统一了大修项目工时的结算方法，提高了工作效率，提高了透明度；修改了《大修外包项目变更管理导则》，规范了大修外包项目变更的运作流程，明确各部门在大修外包项目变更管理中的职责及接口关系，

进一步完善大修外包项目管理；重新修订了《大修独立承包商合同项目考核管理》程序，对承包商在机组大修活动中合同执行情况考核及评价，客观评判承包商在大修中履行合同义务时的表现，尤其是考核承包商在安全和质量方面的绩效，以期望对承包商在大修安全管理与质量控制方面发挥正面的激励作用。

电站制定了《大修承包商人力支持管理细则》，对大修承包商人力支持的全过程进行管理，明确了各相关部门的职责，规范大修承包商人力支持管理和处理流程；建立了《大修独立承包商人员资格审查管理》临时规定，规范了对承包商人员的技能资格审查工作，系统地提出了承包商人员资格审查的要求、标准、审查流程，以及各部门的职责；开发了《承包商人员管理系统》中的大修人员信息管理、项目人员审查、大修人力支持三个模块，初步实现了主要的大修独立承包商人员和大修人力支持人员的基本信息纳入数据库管理，同时在管理系统中对大修活动的人员安排进行审查，实现了审查工作的规范化，提高了工作效率。另外，大修人力支持需求申请和审批的操作也实现了在管理系统中进行，规范了申请和审批流程，也为今后大修人力支持成本分析建立了基础。

4.4.2 大亚湾核电站换料大修

4.4.2.1 大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修

1. 大修工作概况

大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修从2005年9月26日5:30与电网解列，到2005年12月5日9:12机组并网成功，历时70.15天，较目标工期延误2天，按计划完成了各项大修活动。

大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修共完成了11277项工作申请，其中预防性工作申请3748项，纠正性工作申请2521项，服务性申请4554项，工程类申请435项，定期试验类工作19项。截至12月6日18:00，共完成CBA许可票6088张。

大修指挥部关注技术问题共45项，其中，临时关闭18项，永久关闭27项。大修中共有NCR报告248项，经过处理后关闭132项，余下的未关闭NCR都已执行过渡措施并能保证设备安全可靠运行。

(1) 核岛方面完成的主要预防性项目

一回路水压试验、安全壳打压试验、压力容器MIS机检查、蒸汽发生器传热管100%涡流检查、蒸汽发生器传热管氦气查漏、CTM1十年改进（防止堆芯裸露改进，防稀释改进，电气贯穿件K1级接线改进，主泵房火警改造，新停堆开关盘改进，LRT再供电改造等）、APG001RF更换、SEC019JD下游BONA管更换、PMC套筒更换和改造遗留问题处理、环吊190t大钩减速齿轮箱更换、RIC指套管更换、蒸汽发生器和主泵阻尼器十年检查、RCP001/003MO主泵电动机更换、RCP003PO主泵四年机械检查、ASG001TC、LLS001TC全面检查、RRA001PO泵及电动机六年全面检查、EAS001PO、RCV001PO全面检查及电动机更换、LHQ柴油机六年检查及换油、VVP001VV阀门本体四年全面解体检查及VVP001/003VV驱动头两年全面检查、EAS002VB等10个核岛电动头六年全面检查及47个核岛电动头检查试验、LGC/LHB等18个交流电气盘、LBB/LCB/LBJ/LBP等4个直流电气盘清洁检查及试验、LAA001BT等15个蓄电池放电试验

(2) 常规岛方面完成的主要预防性项目

发电机更换转子、三个低压缸开缸检修、ADG001DZ除氧器水压试验、CRF出水口改

造、冷凝器水室衬胶改造、CFI 系统 B 列旋转滤网全面防腐、厂用变压器 A 更换、GHE 系统润滑油相关管道化学清洗、APP202PO 压力级泵全面检查。

2. 大修指标实现情况

本次大修的安全、质量和工期等主要指标的控制状况较好,除集体剂量、人员轻伤、IOE 重发内部运行事件超出目标值外其他主要指标都控制在目标值之内。大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修管理指标和实现情况如表 4.4.2.1-1。

表 4.4.2.1-1 大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标值	实际值
核安全	RP 模式非计划停堆/次	0	0
	LOE 人因运行事件/起	≠1	0
	IOE 人因内部运行事件/起	≠15	12
	IOE 重发内部运行事件/起	≠3	4
	安全系统不可用/(小时·列)	≠16	0
质量	人因非计划停机/次	0	0
	人因重大设备损坏/起	0	0
	工作返工/次	≠27	14
	NI 再鉴定一次合格率/%	≧98	98.87
	CI&BOP 再鉴定一次合格率/%	≧95	99.40
工期	计划工期/天	≠71	70.15
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≠1 150	1 187.415
	个人单次大修累积剂量超过 5 mSv/人	≠15	11
	体表沾污染事件/(人·次)	≠9	1
	体内沾污染事件/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≠10	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	3
	工业安全未遂事件/起	≠4	3
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	0
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	≠0.10	0.086
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分比	≠0.2	0.04
	放射性固体废物产量/m ³	≠55	52.29

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

在本次大修过程中没有出现违反技术规范异常事件,即没有 LOER 产生。大修期间,共发出 945 份 24 小时事件单,从中界定 IOE 18 起;在界定的 IOE 中,人因 IOE 12 起,设备

故障事件 IOE 6 起, 其中界定为重发事件的有 4 起。

本次大修核安全相关指标除重发内部事件外均控制在目标值以内, 特别是人因运行事件方面有了明显改善, 说明核安全相关活动的控制和管理方法、手段比较有效。但分析所发生的事件, 可以看出有些方面仍有待改进。

人因事件仍频繁发生而且类型相似, 人员的不规范行为是主要原因, 大修前作了许多人员行为规范相关的培训和宣传, 仍然没有杜绝这类事件的发生。

本次大修设备原因的重发内部事件较多, 说明设备故障的根本原因还未找到, 这也是具有一定代表性的问题, 随着设备运行时间的延长, 设备问题将越来越多, 明确故障的根本原因是解决设备问题的基础, 加强技术力量, 提高维修和运行能力, 维持设备的可靠性才能保证电站安全稳定的运行。

(2) 辐射防护方面

本次大修辐射防护的总体进展比较顺利, 辐射防护重点关注的项目均得到了有效的控制, 没有出现辐射防护相关比较严重或影响较大的事件。辐射防护指标方面, 除集体剂量略超指标外, 其他均在预测指标范围内。简评如下:

1) 除集体剂量指标外, 其他辐射防护相关指标均在预测范围内, 尤其是人员污染、人因地面污染控制非常成功。关于集体剂量, 大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修集体剂量结果为 1 187.415 人·mSv(此值包括日常剂量和新增维修项目剂量), 超过 1 150 mSv 的预定指标。虽然集体剂量结果超出预期的指标, 但集体剂量并没有失控。考虑到以下因素, 本次大修的集体剂量结果是不错的: 日常剂量的增加、新增项目的影 响、大修工期的延误、剂量预测偏低;

2) 本次大修现场共发 12 份现场纠正行动单, 5 份整改通知。作为首次十年大修, 这个量相对来说是较少的, 这说明现场人员行为总体较好;

3) 本次大修共产生辐射防护关注问题 8 项, 近几轮大修均保持在比较少的数量, 这说明大修辐射防护工作已经进入比较成熟的阶段;

4) 辐射防护重点关注项目的辐射风险控制结果满意。

(3) 工业安全方面

本次大修工作项目多, 重大项目多, 首次实施的项目多, 而且施工风险高, 工作接口复杂, 是广东核电首次十年大修, 也是这一轮连续四次大修的第一个大修, 现场安全控制的难度相当大。

工业安全指标方面, 轻伤数超出控制指标(预测指标为 1 起, 实际发生的轻伤事故 3 起), 其他指标均控制在预测指标范围内。火险方面的指标控制良好, 只发生了一起因设备故障引起的 0 级火险事件。

工业安全总体评价不满意, 主要表现在专用工具的管理问题、起重作业的安全问题、起重设备的管理缺陷、控制区夜间作业安全问题以及人员的不良工作习惯。

4. 大修质量管理

(1) 工作返工

本次大修“工作返工”实发 14 起, 在 27 起的日标值以内, 返工数量得到了比较有效的控制, 这也是电站近年维修质量持续改进的体现。

(2) 再鉴定一次合格率

本次大修核岛部分的再鉴定活动共 266 项, 再鉴定一次合格率为 98.87%, 此项指标高

于目标值 98%。有 3 项再鉴定活动未一次合格, 这 3 项活动如下:

- 1) RCV003/010VP 阀门关闭时间超差, 重新调整后正常;
- 2) RRA013VP 在进行泵的再鉴定时阀门无法关到位, 有 10% 的开度, 处理后正常。

CI 和 BOP 部分的再鉴定活动共 333 项, 再鉴定一次合格率为 99.40%, 高于目标值 95%, 2 项不合格。

本次大修的再鉴定结果控制在目标之内, 达到了令人满意的结果, 虽然本次大修发生了较多的检修质量问题, 但本着设备问题不处理决不放过原则, 在大修整个过程中对已发现的缺陷进行了慎重、合理的处理, 保证处理后的设备质量符合要求。

5. 大修三废管理

大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修液态非氟核素排放接近于大修目标值, 最主要的原因是 9TEP006DE 大修前更换, 其释放大量的^{110m}Ag, 造成 TEU 系统严重污染, 导致放射性核素排往 TER 量较大。惰性气体排放占国家年限值 0.04%, 远小于 0.2% 的目标值, 主要原因是经国家环保局批准, 从 2005 年 1 月开始用气态流出物 γ 谱分析结果取代原总放射性分析结果, 惰性气体的排放量的统计量减少。固体废物产生折合打包后 52.29 m³, 其中工艺废物 9.6 m³, 技术废物 42.69 m³。技术废物产量较往次大修有较大增加, 主要是本次十年大修项目工作量大, 辐射防护用品增加。一回路含氢废气吹扫共产生 412.74 m³, TEG 系统没有发生容量紧张现象。三废系统重大异常事件有:

(1) 9TEP006DE 更换过程中释放大量的^{110m}Ag。大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修前, 根据大亚湾核电站 2 号机组第八次换料大修和第十次换料大修 9TEP006DE 投入为一回路净化时释放^{110m}Ag 导致 TEP 系统污染而影响大修排水的反馈, 决定在大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修前更换 9TEP006DE 以确保大修安全。9 月 9 日, 按计划进行大修前的 9TEP006DE 更换工作时, 胶体^{110m}Ag 从除盐床上脱落, 使得 9TEU001/004/005BA 受到沾污, 9TEU005BA 中的废液放射性活度浓度高达 168 431 MBq/m³, 放射性异常增高。在对三废系统进行去污过程中直接导致了 TER 废水量增加, 其中非氟核素以^{110m}Ag 为主。因大修前的 9TEP006DE 及时更换, 保证了大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料大修投运 9TEP006DE 为一回路氧化后的净化需求。由于 TEU 系统污染的处理及时, 三废系统没有影响到大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修排水。

(2) 9TEU002DE 效率不佳。9TEU002DE 饱和需要更换树脂, 其有释放^{110m}Ag 的风险。为此, 根据 9TEP006DE 更换树脂大量释放^{110m}Ag 的反馈, 对本次更换 9TEU002DE, MGS 按照“A”类高风险工作进行准备, 采取了针对性措施收集废水, 避免^{110m}Ag 的污染扩散, 辐射防护人员全程监护。更换过程中取样监测: 9TEU002DE 更换前水样活度浓度为 11.11 MBq/m³, 更换过程中水样放射性活度浓度为 23 080 MBq/m³, 主要核素为^{110m}Ag (放射性活度浓度为 6 200 MBq/m³)。数据表明大量^{110m}Ag 从 9TEU002DE 树脂上脱落, 目前^{110m}Ag 从树脂上脱落机制不清楚。更换 9TEU002DE 所产生的废水全部收集在 9TEU006BA 中, 放射性活度浓度为 5 415 MBq/m³, 蒸发处理完毕。

(3) 2RIS 浓硼回路有油污需要冲洗, 大量使用去污剂, 并伴有油污, 共计约产生 28 m³ 的废水, 如按正常排水路线废水进入 TEU001/002BA 后, 将严重毒化 9TEU001/002DE 除盐床, 如蒸发将可能使 9TEU001EV 蒸汽发生器起泡导致蒸馏液不合格。针对本次全部使用 SED 清水, 去污的废水放射性活度不会太高, 因此通过 TSD 将废水排入地板水, 放射性合格后排 TER, 较好的保护了 TEU 系统, 圆满完成 2RIS 浓硼回路冲洗废水处理任务。

虽然本次大修三废系统因 9TEP006DE 更换过程中释放大量的^{110m}Ag 而严重污染,并导致约 120 m³ 活度浓度为 10.4 MBq/m³ 的不合格蒸馏液被迫暂存 TER,但三废各项指标都在有效地控制之中,没有耽误大修关键路径,满足了机组大修需要。

4.4.3 岭澳核电站换料大修

4.4.3.1 岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修

1. 大修工作概况

岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修于 2005 年 2 月 1 日 3:00 机组解列开始,历经 54.8 天,于 2005 年 3 月 27 日 22:36 并网成功。大修期间,按计划完成了 4 822 项(以 2005 年 1 月 31 日为统计点)预定的各项大修活动,包括预防性维修、定期试验、在役检查等 2 278 项,以及改造、纠正性维修、服务支持等 2 544 项活动。另外,在本次大修中,发现并处理了大量设备缺陷,如 CRDM 的 P10 焊缝泄漏处理、发电机转子导电杆泄漏等,整个大修中处理的突发性设备缺陷、服务支持类工作、CIN 等遗留项共达 2 342 项。

大修中生成的 QDR 共计 948 项,已经全部处理并关闭。大修前计划实施的 NCR 共 56 项、大修期间新产生 NCR 共 89 项(其中 20 项取消),到岭澳核电站 1 号机组第二次换料大修结束为止,已关闭 49 项、需要在日常及下次大修跟踪处理的 76 项,所有的 NCR 在大修中均采取了有效的处理措施,满足现场设备运行的需要。发现重要设备技术问题共计 20 项,永久关闭 14 项、临时关闭 6 项。大修前日常生产项目组(TEF)关注的 46 项设备问题在大修中全部得到处理。

(1) 大修中完成的计划内的主要工作

一回路水压试验、反应堆压力容器十年在役检查、主变压器 B, C 相更换、RCP001/003GV 蒸汽发生器 U 形管涡流检查、核岛十年在役检查其他项目、应急柴油机 LHP 六年检、LHQ 年度检查、主泵 RCP001PO 三年检、RCP002PO 年度检查、RCP003PO 二年检、上充泵 RCV003PO 第一次全面检查、VVP001/002VV 阀体年度检查、VVP003VV 阀体和驱动头全面检查、高压缸解体检查,并消除中分面漏气、进排汽管法兰连接螺栓咬死等故障、CRF001/002MO 解体检查、两次开关反应堆压力容器顶盖、下部构件吊装、三台蒸汽发生器二次侧管板冲洗、核岛阻尼器及支吊架、常规岛支吊架检查、LGR 两台辅助变压器年度检查、LGB/LHA 等 14 块电气盘四年度清洁检查及试验、IGJ 电缆更换、SAR 白粉问题处理、第一次执行重大定期试验 PT1ASG032、CRF 碎石过滤器全面检查、低低水位阀门检修、主变压器 A 相内部检查、C 相开钟罩检查、GHE039VH 阀门卡涩造成 GHE101PO 停运的原因调查和处理、主变压器差动保护继电器换型、RIC008/031MT 热电偶更换、常规岛厂房钢结构防火层重新涂装。

(2) 大修中完成的计划外的工作

CRDM 的 P10 焊缝泄漏处理;发电机抽转子、处理导电杆泄漏问题;ASG003PO 全面检查;汽轮发电机组轴系全部检查,消除了 6 号轴承及其对应的轴颈处被异物划出沟槽、LP2/LP3 对轮的多个连接螺栓的套筒严重拉毛、发电机汽端内挡油板漏油等故障;环吊导向轮与导轨间隙调整;APA 等常规岛膨胀节检查和处理;RCP001GV 蒸汽发生器一根 U 形管堵管;RIC 指套管移位;GSS210ZZ - A6 焊缝挖补;控制棒驱动杆毛刺处理;启动阶段 RIS029VP 内漏处理、ADG001KD 外漏处理、GSS152VL 卡涩、ASG130VD 焊缝泄漏、CEX006VL 供气铜管脱落等突发缺陷处理。

2. 大修指标实现情况

本次大修在安全、质量和进度控制方面与前两次大修相比没有明显改善，且问题仍然很多，主要指标达标率为 92%，详见表 4.4.3.1-1。

表 4.4.3.1-1 岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标值	实际值
核安全	运行事件/起	≤1	2
	人因内部运行事件/起	≤12	6
	重发内部运行事件/起	≤3	1
	ASG 系统不可用/(小时·列)	≤12	9.2
	RIS 系统不可用/(小时·列)	≤6	0
	LHP/LHQ 系统不可用/(小时·列)	≤7	0
质量	检修返工/次	≤10	8
	违反质量管理规定/次	≤15	6
	NI 再鉴定一次合格率/%	≥98	98.38
	CI&BOP 再鉴定一次合格率/%	≥95	94.94
工期	目标工期/天	≤55	54.8
	关键路径活动按时完成率/%	≥80	83.6
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤1100	668.7
	单次大修个人剂量超过 5 mSv/人	≤8	4
	体表沾污染事件/(人·次)	≤8	4
	体内沾污染事件/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≤6	0
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件/起	0	0
	人员轻伤/起	≤1	0
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	0
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	93.26
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	≤0.1	0.0086
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分比	≤0.4	0.03
	放射性固体废物产量/m ³	≤50	35.42

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

本次大修期间共发生 2 起运行事件（人因 1 起，设备原因 1 起），超出大修安全控制指标，19 起内部运行事件（人因 6 起，设备原因 13 起），其中与核安全相关的内部事件 13 起，重发内部运行事件 1 起。本次大修发生的多起人因事件，暴露了如下问题：

关于人因运行事件“零功率物理试验期间将 R 棒调回要求状态时触发中间量程注量率高

导致自动停堆”，暴露了零功率物理试验结束后的接口管理、规程的遵守、经验技能不足等方面的问题，运行操纵员对重新调整 RPN 保护定值前进行控制棒的调整风险分析不足，存在依赖物理试验人员的心理，说明对基本技能的培训以及遵守电站相关规定方面仍有待加强。

在本次大修中发生了两起违反电站关于放射性物品进出厂区管理规定的事件，说明有待进一步规范放射性物品进出厂区的管理。

在本次大修中发生了多起由于异物导致设备损坏或者关键路径延误的事件，如由于异物导致 1ASG003PO 年检后泵轴卡死无法盘动，1PMC 装料机 2 号水下灯破裂落到反应堆构件池的事件和在压力容器底部发现四件异物等，说明在大修中加强异物管理仍是今后大修中必须重视和不能回避的问题。

本次大修期间暴露的设备问题较多，也比较复杂，在查找和处理设备问题时，导致大修进度出现较长时间的延误。例如：处理 CRDM P10 焊缝泄漏问题使得关键路径延误了 3 天，处理 1RIS029VP 的泄漏问题使得关键路径延长了近 2 天时间。

在机组并网之后也多次出现设备缺陷导致需要紧急处理的问题，如 1CEX006VL 进气管线部分脱落，造成阀门供气丧失，影响了该阀门的正常操作功能，对机组的安全运行造成了潜在的隐患。1ARE058VL 阀门下游管道焊缝附近有裂纹，向外喷射蒸汽，严重威胁机组的正常安全运行。这些设备缺陷虽然都得到了及时的处理，但是更多的是一些临时处理，对机组的安全运行仍存在隐患，需要长期跟踪。这些设备缺陷都是在机组大修后首次并网后出现的，说明常规岛的设备对机组的安全稳定运行也是非常重要的，也必须得到应有的重视。

(2) 辐射防护方面

本次大修中，辐射防护各项指标均得到了很好的控制，尤其是人因地面污染方面。岭澳核电站 1 号机组第二次换料大修集体剂量结果为 668.665 人·mSv，与大修前预定的集体剂量目标值 1100 人·mSv 偏差较大。主要原因有以下两方面：

1) 本次大修机组的辐射源项水平明显偏低，虽然在大修前对机组的低辐射水平也有过预测，但制定指标时还是保守地参考了岭澳核电站 2 号机组第一次换料大修的集体剂量结果（工作项目基本相同）。如何准确地预测大修机组的辐射水平，是电站以后需要加强和改进的领域。

2) 在大修过程中，通过优化保温回装窗口、加强现场辐射热点的冲洗和屏蔽、规范现场高剂量率废物的转运和标识等措施有效降低了大修现场的辐射水平。

本次大修过程中核岛和常规岛进行了大量的放射性探伤工作，大修结束后未发生异常事件，这说明本次大修对于放射性探伤工作的风险分析和安全控制是到位的。

本次大修中发生蒸汽发生器堵板泄漏、水压试验中 RCV 盲板泄漏等高风险的异常事件，以及新增了蒸汽发生器 U 形管堵管、RGL 泄漏处理、RIC 堆芯热电偶探头更换等高风险辐射风险工作，辐射防护在上述工作的应急处理和风险控制方面未出现异常。

整个大修共发出 19 份现场纠正行动单，相对于以往大修数量较小，但监督尺度是一样的，这说明大修现场放射性物品的管理和大修人员的行为规范总体较好。

本次大修共发生两起放射性物品从厂外进入厂区未经辐射防护人员测量、验证的异常事件，虽然这两起事件未对电站造成后果影响，但也体现了辐射防护方面在厂区外围放射性物品管理上的薄弱环节，OPH 将和执行部门、承包单位一起通过经验反馈来进一步加强和完善电站的放射性物品管理。

(3) 工业安全方面

本次大修现场的安全状态和人的行为总体处于受控状态,没有发生任何轻伤以上事故和火灾事故,所有大修工业安全控制指标为零。工业安全和消防相关的事件共 254 起(其中由人因引起的占 186 起,非人因引起的占 68 起),其中在大修日报上反映的共 44 起,其中有潜在后果的共 41 起,主要涉及落物打击、高空坠落、触电风险、机械损伤这 4 类。由此可见大修现场应加强对人员违章与不良行为的控制,同时继续发挥安全文化和行为规范准则对员工习惯行为的良性引导作用。

4. 大修质量管理

本次大修“检修返工”实发 8 起,控制在 10 起的目标值以内。本次大修核岛部分的再鉴定活动共 185 项,再鉴定一次不合格有 3 项,再鉴定一次合格率为 98.38%,此项指标控制在目标值之内。常规岛及 BOP 部分的再鉴定活动共 277 项,再鉴定一次不合格有 14 项,再鉴定一次合格率为 94.94%,此项指标超出目标值。

本次大修“违反质量管理规定”情况实发 6 起,控制在 15 起的目标值以内,这些违反规定的情况具体如下:

1) 安全质保部对值长室钥匙管理情况检查时发现,三个钥匙柜有一个没有按程序要求处于关闭上锁状态,且值长室空无一人。

2) 安全质保部对燃料模拟组件留在 LIPMC001DC 套筒内事件进行了调查,发现 FRA 人员工作不认真仔细,没有执行自检,在填写质量记录时没有反映实际完成的工作。

3) 工作负责人对隔离关键点进行开工前确认时,发现励磁机加热器电源 1LMD047JA 的隔离状况错误。

4) 安全质保部对质量计划进行检查,发现质量计划填写不规范、检修记录填写不及时、检修中超标的未发 QDR 进行评价、数据计算错误、检修记录不规范等诸多不良工作习惯。

5) 在 1GSS110/210PO 检修现场,安全质保部发现工作负责人在测量各级叶轮口环间隙和轴承、轴套间隙时,仅仅测量了内外径的最大值,没有测量最小值,不符合程序中数据测量的要求。同时,工作负责人根据已经测量的数据计算上述各间隙的最小值,使用的公式为轴承最大内径减去轴套最大外径,口环最大内径减去叶轮口环处最大外径,而程序要求的最小间隙值的计算公式为轴承最小内径减去轴套最大外径,口环最小内径减去叶轮口环处最大外径。质量计划在该工序上有“H”点,但 SEPC 和 DNMC 的 QC 人员都已签字放行了该“H”点。

6) 对 9LGR201TA 消防水误喷的调查发现:运行培训值执行辅助变压器主隔离解除(9PW3815),准备的解除隔离操作单没有按照管理要求标明设备的最终状态,现场操作人员执行辅助变压器消防系统再线,因涉及的消防阀较少,没有使用规程操作,操作后也未在解除隔离操作单上签字。2005 年 3 月 13 日和 3 月 14 日的夜班,现场巡视员没有实地读取辅助变压器消防压力表 601LP 的数据,就填入虚假数据,使辅助变压器消防系统的设备状态(先导阀状态和消防水压力)失去控制。

5. 大修工期管理

岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修于 2005 年 2 月 1 日 3:00 机组与电网解列,3 月 27 日 22 时 36 分并网,历时 54.8 天,比 58 天的大修计划工期提前 3.2 天。

(1) 大修里程碑完成情况

本次大修目标工期为 55 天,计划工期为 58 天,计划编制软件 project 中最终(2005 年 1

月 31 日版本) 实际编制的控制工期 53.04 天, 岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修实现的工期 54.8 天。本次大修共设置大修理里程碑 36 个, 记录比较窗口共 17 个 (见表 4.4.3.1-2), 大修期间提前完成的窗口有 8 个, 其中两个窗口创 DNMC 最短工期纪录 (分别为从正常冷停堆到稳压器人孔门打开窗口、热停堆窗口); 推迟完成的窗口 9 个, 其中延误超过 24 小时以上的窗口两个 (分别受 P10 焊缝泄漏和 RIS029VP 内漏处理影响)。

(2) 本次大修与近五次大修窗口时间比较

岭澳核电站历次大修时间窗口统计见表 4.4.3.1-2。

表 4.4.3.1-2 岭澳核电站历次大修时间窗口统计

b

里程碑	岭澳核电站	岭澳核电站	岭澳核电站	岭澳核电站	岭澳核电站
	1 号机组第一次 换料大修	2 号机组第一次 换料大修	1 号机组第二次 换料大修	2 号机组第二次 换料大修	1 号机组第三次 换料大修
M00-M04	45	59.2	36.2	48.9	44.3
M04-M12	63.5	48.3	41.2	44.5	36.3 (历史最佳)
M12-M20	45	37.2	33.4	40	37.8
M20-M30	78	133	84.3	80.2	91.7
M30-M32	27.5	23.3	24.7	19.3	20.6
M32-M33	155	149	152.7	137	156.3
M33-MHS	—	84.7	—	—	187.9
MHS-MHE	—	36.7	—	—	44
MHE-MMS	—	111.7	—	—	84.3
MMS-MME	—	172.5	—	—	182
MME-M41	24	23.4	48.2	54	71
M41-M50	77.5	104	116.2	80.5	82.2
M50-M53	62	46.1	51.2	49.4	55
M53-M62	88.5	130.7	81	67.8 (历史最佳)	96.8
M62-M71	66.5	31.5	73.2	35.7	35.6
M71-M81	60	60.8	59.8	67.5	37.7 (历史最佳)
M81-M90	45.5	363	76.5	83	52.4

注: MME-M41 窗口的数据不具备可比性。

6. 大修三废管理和化学监督

(1) 三废管理

本次大修三废管理指标全部控制在目标范围内, 达到了预期的效果。整个大修期间, TEP 系统接收可回收废水共约 775 m³, 9TEU 共计向 TER 排放废液 555 m³; 大修氮气吹扫共计产生放射性含氡废气约 324 m³; 本次大修固体废物最终产量约 35.42 m³, 主要在于大修工期长, 造成技术废物增加。

由于整个大修未发生跑水现象, 一回路排水采取了充分回收利用, 使本次大修中再次实现了“零制硼”的目标。充分利用原有低硼浓度的工艺水对 RIS004BA 浓硼水排水进行稀释, 以降低浓硼水对 TEU 除盐床效率影响。除气器强制氮吹扫 1 分钟后手动开启 TEP427/

429VY 进行卸压, 取样氢含量小于 0.5%, 效果良好。如有非计划外 RRI 系统大量的排水, 应尽量考虑排往地板水, 避免蒸发处理, 减低磷酸盐对钠硼比调节及蒸残液水泥固化造成影响。

(2) 化学监督

化学控制的主要活动包括: 一回路扫气, 一回路氧化净化, 大修油样分析, 一回路硫酸根问题处理, 蒸汽发生器冲洗样品分析, 硼表标定, 一回路化学平台, 二回路冲洗及启动水质控制, 二回路容器检查, 化学品管理, 液态、气态流出物排放控制, 蒸汽发生器保养加药, ATE 运行, CTE 系统的调节等。在岭澳核电站 1 号机组第三次换料大修再次成功解决机组启动阶段一回路 SO_4^{2-} 污染问题, 也再次验证了解决一回路 SO_4^{2-} 污染问题措施的有效性, 彻底解决了这个问题。化学平台时, 1RCP 水中 SO_4^{2-} 含量为 $25 \mu\text{g/L}$ 。需要反馈的地方包括: 机组启动阶段一回路溶解氧含量偏低。“开启容器时及关闭前通知化学人员进行防腐检查”事项已形成正式工作指令。

4.4.3.2 岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修

1. 大修工作概况

岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修于 2004 年 12 月 10 日 1:07 机组解列开始, 历经 33 天 18 小时 18 分, 于 2005 年 1 月 12 日 19:25 顺利并网成功, 按计划完成了预定的各项大修活动, 其中包括预防性维修、定期试验、在役检查、改造项目、纠正性维修等活动。另外, 在本次大修期间, 发现和处理好了一些设备缺陷, 如 RCP 主泵 1 号轴封泄漏流量高、主变压器 B 相低压绕组引线过热 (更换主变压器)、2 号低压缸第一级动静叶片损伤修复、CRF 电动机运行中轴承温度高及有异常噪音、一回路硫酸根污染等。

截至并网时为止, 大修中生成的 QDR 共计 719 项, 已经全部处理并关闭。大修前计划实施的 NCR 共 91 项、大修期间新产生 NCR 共 87 项, 已关闭 79 项、取消 16 项、需要在岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修处理的 38 项。发现重要设备技术问题共计 18 项, 永久关闭 7 项、临时关闭 11 项。大修前电站日常生产项目组 (TEF) 关注的设备问题 30 项中有 28 项得到处理; 有 1 项 ARE 管线振动问题, 已在现场安装测振装置, 待机组功率稳定后进行测量和评价; 另 1 项 RRI155VN 在再鉴定时故障依然出现, 需进行改造。大修期间共处理了 COMIS 工作票 5 858 项, 其中预防性工作申请 2 071 张, 纠正性工作申请 1 332 张 (大修前 487 张)、服务类 1 984 张 (大修前 952 张)、工程类申请 120 张, 大修期间新产生的纠正性维修工作申请增加约 174%、服务支持类工作申请增加 108%; 本次大修原计划申请各类许可票 2 168 项, 大修期间 CBA 中实际产生各类许可票 3 479 项, 增加约 60%。

(1) 核岛方面完成的主要预防性项目

RCP001/002/003PO 泵组三年检; RCP001G 进行 U 形管涡流检查、002GV 二次侧上部内部构件目视 3 年检查; 三台蒸汽发生器二次侧冲洗; RGL SC, R1, R2, N2I 控制棒对应的板件及模块四年检查和调整; RCV002MO 电动机更换; LHP/LHQ 应急柴油机年度机械检查; LGC/LHB 等 B 列电气盘四年度清洁检查及试验; LGR-LGC 电缆更换; ASC001/002/003PO, EAS001/002PO, RCV001/003PO, ILS001TU, RIS001/002PO, RRA001/002PO 年度机械检查; ARE032/038/041VL, RCP215VP, RRA005/008VP 等 79 个阀门及气动头全面解体检查; RGV033VP 等 7 个电动头 10 年解体检查、RIS001/030VP 等 23 个阀门电动头三年检查; VVP001/003VV 年度检查, 002VV 驱动头全面检查。

(2) 常规岛方面完成的主要预防性项目

GPV1号、2号低压缸7年解体检查、汽轮机高压缸和3号低压缸年度项目检查；GEV主变压器B相更换、A/C相和厂用变压器油年度检查及试验；APA001MO/PO、APP101/202PO泵组和汽轮机2APP101/201TC年度机械检查；CEX001PO，CVI101/202PO，SRI201PO，APU502/602PO等常规岛水泵全面检查；SEN101/301MO，SRI101/201/301MO等10台常规岛电动机解体大修；CRF501/502/503/504/505/506FI碎石过滤器全面解体检查。

BOP方面完成的主要项目有：CRF001/002MO电动机解体大修；CFL/CRF/SEC涵道清理、CFI011/013RR齿轮箱解体检查。

2. 大修指标实现情况

与近几次大修相比，本次大修在安全、质量和进度管理的控制方面有明显改善，从大修管理指标上可以反映出这种情况。核安全和工业安全指标全部控制在标准以内，重要和关键设备活动未出现因质量问题造成的返工，大修工期超出32天的目标工期、在35天的计划工期之内，集体剂量超出预期值，主要指标达标率为92.3%。本次大修主要管理指标和实现情况如表4.4.3.2-1。

表4.4.3.2-1 岭澳核电站2号机组第二次换料大修主要指标完成情况

类别	目标描述	目标值	实际值
核安全	人因运行事件/起	≤1	0
	人因内部运行事件/起	≤8	7
	重发内部运行事件/起	≤2	0
	ASG系统不可用/(小时·列)	≤12	0
	RIS系统不可用/(小时·列)	≤6	0
	LHP/LHQ系统不可用/(小时·列)	≤7	0
质量	检修返工/次	≤10	5
	违反质量管理规定/次	≤15	11
	NI再鉴定一次合格率/%	≥98	98.3
	CR&BOP再鉴定一次合格率/%	≥95	95.1
工期	目标工期/天	≤32	33.76
	关键路径活动按时完成率/%	≥80	81
	机组状态倒退/次	0	0
辐射防护	集体剂量/(人·mSv)	≤480	503.86
	个人剂量超过5mSv/人	≤5	0
	体表沾污/(人·次)	≤6	3
	体内沾污/(人·次)	0	0
	人因地面污染事件/起	≤5	2
工业安全	人员重伤以上的工业安全事件/起	0	0
	人员轻伤/起	≤1	0
	火灾事故/起	0	0
	一级火险事件/起	0	0

续表

类别	目标描述	目标值	实际值
成本	大修结算费用占大修预算的比率/%	≤95	81.14
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	≤0.1	0.0067
	放射性气体排放量占国家年排放限值的百分比	≤0.4	0.17
	放射性固体废物产量/m ³	≤50	35.43

3. 大修安全管理

(1) 核安全方面

本次大修未发生运行事件 (LOE) 和重发内部运行事件 (IOE), ASG/RIS/应急柴油机系统不可用的时间控制在目标值以内。

大修共发生 7 起人因内部运行事件 (IOER), 未超出 8 起的目标值。事件如下:

- 1) SNE 人员违反辐射防护规定误闯隔离区;
- 2) L2PTR006VB 没有及时恢复至行政隔离要求状态;
- 3) RPB 送电时 RIS168VP 误开启导致 RX 厂房 -3.4 m 大面积沾污;
- 4) L2RPE002BA 溢流导致 L2EBA001ZV 风机被淹;
- 5) 9DHP009 签字后才发现要求可用的 L2KRT002/003/004MA 流体回路未在线;
- 6) 清河电力检修公司 QC 人员擅自修改试验数据;
- 7) L2APP108VV 三个螺丝因紧固力不够在阀门开关试验振动下脱落。

本次大修核安全相关指标均控制在目标值以内, 界定的 IOE 的总数为 16 起, 其中人因事件比例为 43%, 在历次大修中属较低的水平, 说明在核安全相关活动的控制和管理方法、纠正不良工作习惯方面的工作取得了一定成效。但分析所发生的事件, 可以看出几起人因事件中都存在有违反管理规定的成分, 说明工作人员的行为还不规范, 仅仅依靠大修前的相关培训和宣传是远远不够的。只有将行为规范贯彻到大修活动的每一活动中、形成一个自觉的行为, 才能从根本上减少人因事件的发生。

(2) 辐射防护方面

本次大修的核岛项目为常规检修, 并无特别重大的项目, 但由于岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修辐射水平偏高, 为近年来几次大修之最。与岭澳核电站 2 号机组第一次换料大修相比, RCP 指数高出 17%、RCV 指数高出 85%, 主泵轴封水泄漏问题增加较多纠正性维修, 如 RCP001/003PO 三年检、主泵轴封回路冲洗等, 因而辐射防护方面的控制具有较大难度。从结果来看, 辐射防护 5 项控制指标有 4 项达到要求, 但大修集体剂量 503.86 人·mSv, 超出 480 人·mSv 的目标值。

本次大修发生 3 起体表沾污事件, 具体情况如下:

1) 12 月 19 日, 一名 KLC 工作人员在堆水池底部压力容器防腐作业搭 SAS 时, 不慎被塑料布蹭在右脸, 造成面部污染, 沾染水平 260 Bq/cm²。

2) 12 月 20 日, 一名 SNE 工作人员在 2RIS006VP 解体时, 由于脱气面罩操作不当, 造成头顶及面部沾染, 污染水平 10 Bq/cm²。

3) 12 月 24 日, 一名运行人员在 R250 操作阀门时, 不慎造成右下巴沾污, 约 30 Bq/cm²。

本次大修发生 2 起人因地面污染事件, 具体情况如下:

1) 12月26日, RPB送电使RIS168VP误开启, 造成跑水致RX厂房-3.4m区域大面积污染。

2) 1月12日, KX556/562/564三个房间及20m乏燃料水池边发现地面污染, 总面积约30m², 污染水平5~22Bq/cm²。污染原因是乏燃料控制工具检修现场所致。

本次大修集体剂量超出目标值, 除了由于岭澳核电站2号机组第二次换料大修辐射水平偏高和设备异常(如增加RCI001/003PO三年检、RIS006VP故障处理等纠正性维修)增加35.6mSv外, 与为岭澳核电站1号机组第三次换料大修水压试验做现场人员培训, 增加了较多学习人员(人数达147人, 相当于十年大修的人数), 使现场服务剂量偏高(实际值119mSv, 超出预测值90mSv)也有关系。

(3) 工业安全方面

本次大修4项工业安全考核指标“人员重伤以上的工业安全事件”、“人员轻伤”、“火灾事故”、“一级火险事件”的实际数均为零, 未发生“0级火险事件”。“工业安全未遂事件”发生一起:12月13日, GRE003VV检修项目在螺母拆除后转移过程中, 螺母从手中脱落, 落入无安全防护网的主机本体与走道间隙。

本次大修工业安全指标全部控制在目标之内, 说明了大修中采取的管理手段的有效性, 主要表现在:采取项目式管理大修、充分做好准备;编写了内部程序《工业安全大修组织、运作与管理》, 规范大修工业安全组织的运作;每日向大修指挥部提供作业现场图片信息, 在大修协调会上提示其主要职业安全风险, 推动现场异常情况及时处理落实。大修中发生的职业安全相关事件表明:核岛控制区的安全状况依然严峻, 是大修工业安全管理的重点;外方人员的培训和带人大修现场工具的管理和检查、检验有待加强;人员的不安全行为是造成事件发生的重要原因。

4. 大修质量管理

本次大修“检修返工”实发5起, 控制在10起的目标值以内。

本次大修“违反质量管理规定”事件共有11起, 控制在15起的目标值以内, 这些违反规定的情况如下:

1) TCA/ASG02操作单上的风险评估和批准分别由当班值长、机组长签字, 根据DNMC管理手册《TSD和TCA管理》C-IP/MTN/047, 应该分别由STA、当班值长签字。

2) 2PTR002PO出口阀门L2PTR006VB行政隔离牌未处在正确的位置。

3) 2GRE003VV检修项目螺母异常坠落。

4) 2GSE003VV检修现场热紧螺栓时加热杆打火;检修电源箱2DNM227/PJ内部进出线直接连接、漏电保护器被旁路, 保护器的旁路未通过工作票过程。

5) GCR盘车装置2GGR001ET的全面检查工作中工作负责人不清楚工序要求的测量部位, 凭工作经验实际完成了工序要求的工作, 而未在检修报告中记录数据。

6) 2GSSI10PO全面检修工作负责人误解QDR程序要求, 在QDR未关闭时完成检修工作。

7) 冷凝器内部联合检查发现少量异物及磁性过滤器层面的清洁度不合格。

8) 2GCT129VV全面解体检查中轭架组装实际紧固力矩值超出程序验收标准而完工报告均审核通过。

9) 部分运行人员工作行为与管理要求不符。

10) RPB送电时L2RIS168VP误打开, 导致RX厂房的-3.4m环廊大面积污染。

11) 清河电力检修公司 QC 人员擅自修改试验数据。

本次大修违反质量管理规定的事件较多,归纳起来有两种情况,一种是工作人员不知道有程序、规定的存在或对程序、规定的内容要求不清楚,另外一种工作人员知道有程序、规定而为了工作方便而不去遵守。对于前者要加强电站相关规定的培训和宣传力度,使工作人员掌握工作直接相关的管理规定和要求;对于后一种情况,必须严格禁止。

本次大修核岛部分的再鉴定活动共 120 项,再鉴定一次合格率为 98.3%,此项指标控制在目标值之内,其中有 2 项再鉴定活动未一次合格。

CI&BOP 部分的再鉴定活动共 205 项,再鉴定一次合格率为 95.1%,此项指标控制在目标值之内。其中有 10 项再鉴定活动未一次合格。

本次大修的质量管理指标均控制在目标值之内,达到了令人满意的结果。虽然大修中发生了较多的检修质量问题,但本着设备问题不处理决不放过原则,在大修整个过程中慎重、恰当地处理了所发现的所有设备缺陷,使设备检修的最终质量得以保证。

5. 大修工期管理

岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修在 35 天的计划工期内完成了大修,但比 32 天的目标工期延迟约 1.8 天,导致关键路径延误的主要原因是突发设备故障的处理。

大修准备期间,根据本次大修的特点和检修项目的工作量和不确定性,以及影响大修计划关键路径的风险出现的可能性和影响的大小,预先根据本次大修的重大检修项目对大修工期影响的风险分析,调整大修重大项目检修方案,采取必要措施预防重大检修项目在大修执行期间成为大修关键路径,或尽可能的降低重大项目对大修关键路径的影响。通过对重大检修项目的规划和风险分析,列出 10 项对大修关键路径及次关键路径可能产生影响的工作,进行风险控制和管理,采取相应的措施进行防范,如编制主变压器更换应急计划、编制常规岛主机检修逻辑图等。

短大修由于工期紧张,多条路径同时成为关键路径的现象极为常见,岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修低水位期间最多时同时存在 6 条路径,众多的路径造成大修协调、跟踪的困难。为了便于各部门对计划信息的理解,大修计划每天出版一份当前大修计划的关键路径示意图,明确标识关键路径与各次关键路径的逻辑关系、次关键路径与关键路径的浮动时间、各条路径中关键工作的开始时间和工期,使各部门能准确及时地了解自己所扮演的角色及与其他工作的关系,对关键路径工作的推动起到积极作用。

(1) 大修里程碑的完成情况

1) 核岛里程碑完成情况

本次大修原计划工期为 35 天,目标工期 32 天,实际工期 33.76 天。本次大修期间列入统计的里程碑窗口总共 13 个,大修期间提前完成的窗口有 5 个, M20-M30, M30-M32, M32-M33, M50-M53, M62-M71, 其中 M30-M32, M53-M62 窗口创造了岭澳核电站大修纪录,延迟完成的窗口 8 个, M00-M04, M04-M12, M12-M20, M33-M40, M40-M50, M53-M62, M61-M81, M81-M90。

2) 常规岛里程碑完成情况

2004 年 12 月 10 日 1:00 机组顺利解列,开始岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修,2005 年 1 月 6 日 21:00 主机电动盘车投入运行,1 月 7 日 19:00 二回路氧含量合格,启动 APA 供水,结束常规岛主要维修工作,工期 28 天 18 小时,相对核岛进度提前 72 小时,与常规岛原始计划比较推迟 73 小时。影响工期的主要因素有:

①ADT GGR 01 解除后 GGR125PO 振动高处理及 LGC 停盘检修（导致 GGR225PO 不可用），使得主机中心调整工作不能及时进行，延误 24 小时；

②主机中心调整及汽缸调整实际工期 120 小时，比原始计划的 48 小时多出 72 小时；

③常规岛原计划安排 1 次探伤，实际安排 3 次探伤；

④增加了原计划没有的发电机转子 R. S. O. 试验窗口 16 小时。

本次大修常规岛采取里程碑加关键路径的方式控制进度，即根据主机检修工艺及进展预设里程碑，承包商可以根据实际情况适当调整计划，合理安排检修工作，充分发挥承包商的积极主动性，但必须保证里程碑的实现；同时对关键路径工作进行控制，防止承包商在执行计划时出现较大偏差。在常规岛恢复及启动阶段，关键路径控制落实工期、落实部门乃至工作负责人，减少接口损耗，取得了良好的效果。

(2) 本次大修与近五次大修窗口时间比较

通过 OPC 的跟踪、分析和控制，2 号机组第二次大修在 M53-M62 窗口没有出现最近四次大修的硫酸根问题，同时一回路排气工作进展顺利，M53-M62 窗口创造了两电站的历史纪录。通过与两电站历次大修检修窗口工期的比较，可以发现在最近几次大修中，创造大修窗口最佳纪录越来越困难，要缩短大修工期，必须提高处理设备突发故障的响应速度，优化大修停机和启动方案。本次大修与最近五次大修工期的比较见表 4.4.3.2-2。

表 4.4.3.2-2 岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修与最近五次大修工期比较 h

里程碑	M04	M12	M20	M30	M32	M33	M41	M50	M53	M62	M71	M81	M90
最佳工期	30.3	37.8	30.3	71	14	112	21	69.5	47	56.5	32.2	38.6	37
岭澳核电站 2 号机组第二次换料大修	48.9	44.5	40	80.2	19.3	137	54	80.5	49.4	67.8	35.7	67.5	83
大亚湾核电站 1 号机组第十次换料大修	46	57	39.5	96	29.5	266	46	84	75	80	69	58.5	50
大亚湾核电站 2 号机组第十次换料大修	40.25	57	50.25	131.25	39	148.5	104	1014.8	82	56.5	82	41.2	369

续表

里程碑	M04	M12	M20	M30	M32	M33	M41	M50	M53	M62	M71	M81	M90
岭澳核电站1号机组第二次换料大修	36.23	41.2	33.42	84.25	24.7	152.67	48.2	116.17	51.17	81	73.17	71.8	76.53
岭澳核电站2号机组第一次换料大修	59.2	48.3	37.2	133	23.3	149	23.5	103.3	46.1	130.7	31.5H	60.8	—
岭澳核电站1号机组第一次换料大修	45	63.5	45	78	27.5	155	24	77.5	62	88.5	66.5	60	45.5

6. 大修三废管理和化学监督

(1) 三废管理

岭澳核电站2号机组第二次换料大修期间, 固体废物产生 35.43 m^3 , 较2004年同期减少 20.55 m^3 ; TER共排放 1500 m^3 , 核素排放 0.047 GBq , 占年限值 0.0067% , 较2004年同期大有下降; 废气产生 340 m^3 , 其中有约 54 m^3 是9TEG124VZ故障开启产生, 惰性气体核素排放 1.96 TBq , 占年限值 0.17% , 较2004年同期略有下降。

本次大修的三废指标均控制在目标值以内, 达到了预期的效果, 尤其是废液的管理和控制工作, 大修防跑水取得了很好的效果, 大修期间地板水罐9TEU003/004BA没有被污染, 废液的产生与排放处于受控状态。本次大修三废管理是非常成功的。

(2) 化学监督

本次大修在解决一回路 SO_4^{2-} 污染问题上取得重大突破, 机组启动阶段因改变了控制工艺而没有出现 SO_4^{2-} 问题, 化学平台时一回路水中 SO_4^{2-} 含量为 $33.5 \mu\text{g/L}$, 远小于 $150 \mu\text{g/L}$ 的规范控制值。在机组停运和启动阶段, 密切跟踪、预测一回路化学和放射化学参数及其变化趋势, 为大修计划的准确制订提供了良好的依据。

在二回路冲洗过程中, 根据以往大修冲洗的成功经验, 确定优化冲洗方案。在本次大修启动阶段, 根据机组状态的需要, 适时提出二回路疏水方式的控制和 ATE/APG 等的运行方案, 确保了二回路水质得到最有效的净化。对三台蒸汽发生器进行冲洗后的水质检查, 对残渣的取样和分析镜检查结果表明蒸汽发生器的冲洗效果良好; 三台蒸汽发生器的残渣量差别不大, 并且残渣量较少、异物很少, 腐蚀程度较低, 表明岭澳核电站2号机组第一次换料

大修中二回路水质控制及清洁质量取得成效。

对二回路开孔容器的检查结果判断,除 2STR001TX 管束表面存在不同程度的锈蚀、个别管束变形和凹陷外,其他容器内部保护膜基本完好,未见明显腐蚀现象。

4.4.4 大亚湾核电站换料大修准备

4.4.4.1 1号机组第十一次换料大修准备

根据大亚湾核电站 2006 年至 2010 年发电规划,2006 年只进行 1 号机组第十一次换料大修,2005 年进行了 1 号机组第十一次换料大修准备工作。

1. 工期要求

根据大亚湾核电站 2006 年至 2010 年发电规划,大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修计划在 2006 年 3 月 9 日与电网解列,5 月 25 日完成大修并网,计划工期 78 天。大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修为十年大修,按照要求十年大修的准备工作在大修实施开始前一年进行。

2. 组织准备

大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修准备工作于 2005 年 4 月 5 日开始启动,确定了大修组织机构形式,成立了大修指挥部,根据十年大修的特点确定了重要项目及其负责人,以双周会形式开展大修准备工作,大修组织机构和大修指挥部人员正按计划陆续到岗。

3. 大修项目的确定

自 2005 年 4 月开始,根据十年大修大纲制订出的大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修年度预防性维修大纲初稿,通过与各专业深入细致地讨论,结合设备实际情况和经验反馈,2005 年 6 月 28 日出版了《大修十年大纲》和《大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修年度预防性维修大纲》,确定了主要的预防性维修项目。

4. 大修准备的进度

大修准备里程碑执行情况详见表 4.4.4.1-1。

表 4.4.4.1-1 大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修准备里程碑执行情况

里程碑	里程碑描述	计划完成时间	实际完成时间
P0	大修准备开始	2005-04-05	2005-04-05
P1	大修十年大纲和年度大纲生效	2005-06-28	2005-06-28
P2	完成预防性维修工作申请	2005-07-05	2005-07-05
P3	确定大修重大项目	2005-07-05	2005-07-05
P4	大修组织机构最终确定	2005-07-12	2005-07-12
P5	完成所有外包项目和技术规范	2005-08-23	2005-08-23
P6	冻结大修主要项目	2005-08-30	2005-08-30
P7	完成预防性工作大修包准备	2005-08-30	2005-08-30
P8	完成预防性工作大修包审查	2005-12-19	2005-12-16
P9	出版关键路径水位图和主隔离图	2005-09-27	2005-09-27
P10	确定重点关注备件清单	2005-12-16	2005-12-16

续表

里程碑	里程碑描述	计划完成时间	实际完成时间
P11	完成预防性许可申请递交	2006-01-09	2006-01-09
P12	大修主线计划定稿	2006-02-06	2006-01-26
P13	完成 CBA 中预防性工作申请	2006-02-13	2006-01-28
P14	大修项目组与日常生产项目组正式交接会	2006-03-06	2006-03-06
M00	机组解列, 大修开始	2006-03-09	2006-03-09

(1) 大修工作包准备

2005 年 7 月完成预防性维修工作申请, 开始了大修工作包的准备, 至 2005 年 8 月底完成所有预防性维修工作包的准备。至 2005 年 12 月底共收到工作申请 5 419 份, 其中预防性工作申请 3 430 份、纠正性工作申请 589 份、改造工作申请 274 份、配合性工作申请 1 126 份。

(2) 大修备件的采购

截至 2005 年 12 月 31 日, 大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修备件共申请 1 532 项, 发订单 1 390 项, 订购率 93%, 承诺满足率 70%, 到货率 58.2%。

(3) 大修合同

截至 2005 年 12 月 31 日, 大亚湾核电站 1 号机组第十一次换料大修合同立项共 42 项, 已签约 24 项、其余 18 项在询价, 主要合同谈判将于 2006 年 1 月底全部完成。

4.4.5 岭澳核电站换料大修准备

1. 大修前期准备

岭澳核电站 2 号机组第三次换料大修和 1 号机组第四次换料大修准备工作, 实行两台机组同步准备, 分大修前期准备和项目准备两个阶段进行。前期准备和项目准备以年度大纲出版生效为阶段划分点: 首次大修准备会到年度大纲出版生效为前期准备阶段, 发出预防性维修工作票到岭澳核电站 2 号机组第三次换料大修开始为项目准备阶段。对于岭澳核电站 2 号机组第三次换料大修而言, 所有准备工作都应该在项目准备阶段完成; 岭澳核电站 1 号机组第四次换料大修与岭澳核电站 2 号机组第三次换料大修共性工作也应该在此阶段完成, 如备件准备、预防性工作包准备、确定大修项目清单等, 而对于个性的项目则可顺延, 如重大项目、新产生的纠正性维修项目等。

2005 年 4 月 12 日启动大修准备组织机构, 并召开首次准备会。根据大修工期安排, 分别制定了岭澳核电站 2 号机组第三次换料大修和岭澳核电站 1 号机组第四次换料大修准备计划, 会议明确了准备阶段的任务和要求, 主要包括: 出版生效预防性维修大纲、提交补充备件采购申请、标准工作包准备完善、确定大修项目清单等, 并于大修前 4 个月分别向岭澳核电站 2 号机组第三次换料大修项目组、岭澳核电站 1 号机组第四次换料大修项目组移交大修前期准备工作成果, 保证了大修项目组进行大修准备的连续性。

2.2 号机组第三次换料大修准备

(1) 工期要求

根据岭澳核电站 2005 年至 2010 年发电规划, 2 号机组第三次换料大修计划在 2005 年

12月17日与电网解列,2006年1月21日完成大修、并网,计划工期36天,目标工期按33天进行工期控制。

(2) 组织准备

2005年6月,在“大修前期准备”的基础上开始岭澳核电站2号机组第三次换料大修准备工作,着手组建大修组织机构。6月底,除个别岗位外,大修组织机构协调层人员全部到岗。

(3) 大修项目的确定

通过与各专业深入细致的讨论,结合设备实际情况和经验反馈,2005年6月16日出版了《大修十年大纲》和《大修年度预防性维修大纲》,确定了主要的预防性维修项目。

(4) 大修准备进度

1) 大修准备里程碑执行情况见表4.4.5-1。

表4.4.5-1 岭澳核电站2号机组第三次换料大修准备里程碑执行情况

里程碑	里程碑描述	计划完成时间	实际完成时间	备注
P0	大修准备开始	2005-04-12	2005-04-12	完成
P1	大修十年大纲和年度大纲生效	2005-06-16	2005-06-16	完成
P2	完成预防性维修工作申请	2005-06-23	2005-06-23	完成
P3	确定大修重大项目	2005-07-07	2005-07-07	完成
P4	大修组织机构最终确定	2005-07-14	2005-07-14	完成
P5	完成所有外包项目项和技术规范	2005-07-28	2005-07-28	完成
P6	冻结大修主要项目	2005-08-18	2005-08-18	完成
P7	完成预防性工作包准备	2005-09-01	2005-09-01	完成
P8	完成预防性工作包审查	2005-09-26	2005-09-26	完成
P9	出版关键路径水位图和主隔离图	2005-09-09	2005-09-09	完成
P10	确定重点关注备件清单	2005-09-08	2005-09-08	完成
P11	完成预防性许可申请递交	2005-10-24	2005-10-21	完成
P12	大修主线计划定稿	2005-11-10	2005-11-22	完成
P13	完成CBA中预防性工作申请	2005-11-18	2005-11-11	完成
P14	日常生产项目组与大修项目组正式交接会	2005-12-15	2005-12-14	完成
M00	大修开始	2005-12-17	2005-12-17	完成

2) 大修工作包准备

2005年6月23日发出全部预防性维修工作申请,开始了大修工作包的准备,至2005年9月8日完成所有预防性维修工作包的准备。随后开始工作包的审查,本次大修工作包审查按照升版后的《工作包准备质量标准18条要求》进行,至2005年9月26日全部审查、修改完毕,于2005年11月21日将工作包分发到工作负责人。本次大修共发出工作申请8022份,其中预防性工作申请2715份:MSM 814份、MRM 318份、MEE 551份、MIC 531份、其他501份。纠正性维修1821份、工程改造类92份、服务支持类3057份、定期试

验337份。

3) 大修备件采购

截至2005年12月16日,岭澳核电站2号机组第三次换料大修备件共申请1545项,取消57项,发订单1459项,订购率98%,未发订单29项,到货1320项,到货率88.7%;其中到货率为历史最高。

4) 大修合同

大修合同立项共20项,主要合同谈判于2005年11月全部完成。

5) 日常转大修工作票的交接

自2005年6月至2005年11月,日常转大修工作票每月交接一次,于2005年12月14日完成日常生产项目组与大修项目组的移交。

6) 管理改进

本次大修继续实行“三级项目”责任制,即每项活动都有项目负责人,特别是外包项都明确了DNMC对应项目负责人。在准备阶段完成了活动项目、工作负责人、项目负责人清单的编制,拟在大修中实行问责制。

总的来说,岭澳核电站2号机组第三次换料大修准备按照准备计划执行,里程碑完成情况良好。最终通过大修指挥机构的努力已于2005年12月17日顺利进入岭澳核电站2号机组第三次换料大修的实施阶段。

3.1 号机组第四次换料大修准备

(1) 工期要求

根据岭澳核电站2005年至2010年发电规划,1号机组第四次换料大修计划在2006年1月27日与电网解列,2006年3月3日完成大修并网,计划工期36天,目标工期按33天进行工期控制。

(2) 组织准备

2005年6月,在“大修前期准备”的基础上开始岭澳核电站1号机组第四次换料大修准备工作,着手组建大修组织机构。6月底,除个别岗位外,大修组织机构协调层人员全部到岗。

(3) 大修项目的确定

通过与各专业深入细致的讨论,结合设备实际情况和经验反馈,2005年6月16日出版了《大修十年大纲》和《大修年度预防性维修大纲》,确定了主要的预防性维修项目。

(4) 大修准备进度

1) 大修准备里程碑执行情况见表4.4.5-2。

表4.4.5-2 岭澳核电站1号机组第四次换料大修准备里程碑执行情况

里程碑	里程碑描述	计划完成时间	实际完成时间	备注
P0	大修准备开始	2005-04-12	2005-04-12	完成
P1	大修十年大纲和年度大纲生效	2005-06-16	2005-06-16	完成
P2	完成预防性维修工作申请	2005-06-23	2005-06-23	完成
P3	确定大修重大项目	2005-07-07	2005-07-07	完成
P4	大修组织机构最终确定	2005-07-14	2005-07-14	完成

续表

里程碑	里程碑描述	计划完成时间	实际完成时间	备注
P5	完成所有外包项立项和技术规范	2005-07-28	2005-07-28	完成
P6	冻结大修主要项目	2005-08-18	2005-08-18	完成
P7	完成预防性工作包准备	2005-09-01	2005-09-01	完成
P8	完成预防性工作包审查	2005-09-26	2005-09-26	完成
P9	出版关键路径水位图和主隔离图	2005-09-09	2005-09-09	完成
P10	确定重点关注备件清单	2005-09-08	2005-09-08	完成
P11	完成预防性许可申请递交	2005-10-24	2005-10-21	完成
P12	大修主线计划定稿	2006-01-06	2006-01-06	完成
P13	完成 CBA 中预防性工作申请	2005-11-18	2005-11-11	完成
P14	日常生产项目组与大修项目组正式交接会	2006-01-25	2006-01-24	完成
M00	大修开始	2006-01-27	2006-01-27	完成

2) 大修工作包准备

2005年6月23日发出全部预防性维修工作申请,开始了大修工作包的准备,至2005年9月8日完成所有预防性维修工作包的准备。随后开始工作包的审查,本次大修工作包审查按照升版后的《工作包准备质量标准18条要求》进行,至2005年9月26日全部审查、修改完毕,于2005年11月21日将工作包分发到工作负责人。本次大修共发出工作申请7832份,其中预防性工作申请2798份:MSM 848份、MRM 328份、MEE 537份、MIC 572份、其他513份。纠正性维修1719份、工程改造类83份、服务支持类2902份、定期试验330份。

3) 大修备件采购

截至2006年1月27日,岭澳核电站1号机组第四次换料大修备件共申请1478项,取消54项,发订单1403项,订购率99%,未发订单21项,到货1323项,到货率92.9%,其中到货率再创新高。

4) 大修合同

大修合同立项共19项,合同谈判于2006年1月初完成。

5) 日常转大修工作票的交接

自2005年6月至2005年12月,日常转大修工作票每月交接一次,于2006年1月24日完成日常生产项目组与大修项目组的移交。

4.4.6 大修承包商介绍

1. FRAMATOME ANP

核岛大修的国外承包商,除独立承担核燃料装卸贮存系统(PMC)年度检修及大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修PMC系统十年检修、PMC001DC换料机套筒更换、RIC部分指套管更换外,还为以下工作提供技术支持:反应堆开关顶盖、蒸汽发生器开关人孔、反应堆顶盖螺栓孔检查、核岛吊环年检、核岛阀门检修、主泵及核岛重要泵检修、核岛阻尼器检修、堆芯测量系统检修等。

2. ALSTOM

常规岛大修的国外承包商,主要提供常规岛汽轮发电机检修和主变压器检修技术支持。

在大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修中还负责发电机新转子对轮磨孔和铰孔、LP3转子中心孔复查。

3. 深圳纽科利核电工程有限公司 (简称 SNE)

核岛大修国内主承包商, 承包核岛部分设备换料大修和设备改造实施工作, 并提供大修人力支持。

4. 中国核动力研究设计院科技开发公司 (简称 NPIC)

大亚湾核电站核清洁承包商, 主要负责核岛内的空气隔离间(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。此外还提供大修核岛项目人力支持。

5. 深圳淮南电力检修公司 (简称 HNMC)

大亚湾核电站常规岛大修主承包商, 承担主机和主要辅机设备检修及提供大修人力支持。另外在岭澳核电站大修中负责核岛电动机和电气开关的检修工作, 并提供大修人力支持。

6. 清河电力检修公司 (简称 QHMC)

岭澳核电站常规岛大修主承包商, 在岭澳核电站大修中承担主机和主要辅机设备检修及提供大修人力支持。

7. 东北核电建设公司 (简称 NEPC)

BOP大修国内主承包商, 承担BOP泵站设备与主变压器的检修工作, 并在大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修承担凝汽器防腐打磨工作。

8. 深圳山东核电工程公司 (简称 SEPC)

常规岛辅机设备检修承包商, 在大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修中承担常规岛ABP, AHP, ACO, SEN四个系统的大修工作及大修人力支持, 在岭澳核电站2号机组第二次大修和岭澳核电站1号机组第三次大修中承担常规岛ABP, AHP, ACO, APU, GSS, SEN, SRI, STR等16个系统的检修工作, 并提供大修人力支持。

9. 深圳市华兴建设有限公司 (简称 HXMC)

土建维修承包商, 主要负责大亚湾核电站和岭澳核电站大修现场的各种土建工程的施工。

10. 核动力运行研究所 (简称 RINPO 或 105 所)

核岛在役检查主承包商, 负责大修期间的核岛部分在役检查项目、核岛贯穿件试验、常规岛凝汽器钛管涡流探伤。

11. 苏州热工研究院 (简称苏州热工院)

常规岛在役检查主承包商, 负责大修期间的常规岛压力容器等在役检查和BOP金属检验。

12. 国营武昌船厂技术劳务公司 (简称武船)

大修期间负责提供应急柴油发电机维护与保养工作的人力支持。

13. 深圳凯利集团核电劳务公司 (简称凯利公司)

岭澳核电站核清洁承包商, 主要负责核岛内的SAS(空气隔离间)安装、脚手架搭制、保温拆装、气闸门开关、洗衣房、热更衣间及气闸门管理等工作。此外还提供大修辐射防护、文员等工作的人力支持。

历年大修承包商统计见表4.4.6-1。

表 4.4.6-1 1997—2005 年大修承包商人数统计

承包商	年份										2005 年				人	
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 年				岭澳核电站 1 号机组 第二次 换料大修	岭澳核电站 2 号机组 第二次 换料大修	大亚湾核电站 1 号机组 第十次 换料大修		大亚湾核电站 2 号机组 第十一次 换料大修
	33	30	31	43	38	38	44	52	45	72	49	38	27	60		26
FRAMATOME	5	5	9	13	6	6	26	8	5	12	18	1	2	18	2	
ALSTOM	213	185	189	200	184	184	558	301	279	609	454	306	417	574	406	
SNE	83	87	87	91	85	85	134	30	—	88	142	—	33	207	26	
NPIC	362	338	299	306	334	334	513	85	99	456	564	114	153	520	191	
HINMC	158	95	144	145	140	140	190	105	122	167	177	116	151	191	151	
NEPC	—	—	60	75	130	130	425	180	172	140	182	169	168	96	182	
SEPC	88	89	139	157	91	91	134	138	92	103	140	115	140	165	112	
105 所	30	25	34	81	30	30	148	61	61	75	75	75	75	130	75	
HXMC	24	27	15	60	50	50	44	30	31	15	26	19	41	43	18	
武船	10	10	10	7	10	10	12	16	16	16	20	25	23	34	26	
苏州热工院	38	38	38	38	38	38	145	152	129	40	49	165	165	55	169	
凯利公司	—	—	—	—	—	—	190	344	402	21	25	373	283	17	341	
QHMC	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
合计	1044	929	1055	1216	1136	1136	2563	1502	1453	1814	1921	1516	1678	2110	1725	

第五章 电站技术支持与服务

5.1 设备管理

5.1.1 概述

2005年设备管理在电站继续得到关注和推进。在业务上,设备管理已融入公司业务发展规划中。在组织上,根据电站核心业务流程进行了调整。在技术管理上,对引发停机、停堆的关键敏感设备和部件进行特殊管理。设备管理在公司安全生产中的作用得到充分体现。

设备管理体系建设是持续提高设备可靠性管理水平的重要组成部分。通过吸收国外的先进经验并结合电站的实际情况建立的符合电站技术管理需要的设备可靠性管理体系得到了进一步完善,以系统工程师为纵向管理和以设备管理小组为横向管理的设备管理组织模式继续得到加强,在生产组织管理体系中发挥了重要的作用。

设备管理的基础技术工作继续得到全面的推进。以可靠性为中心的维修(RCM)分析得到了创新:创立了《RCM 督导员工作手册》;完善了 RCM 决断逻辑并强化隐蔽性后果分析;提出了 CCM 逻辑并引入设备分级管理;建立了 RCM 效益评估模型,开创了国内外 RCM 分析成果完整效益评估先河。2005年年底结束了大亚湾核电站计划分析的73个预定系统,是 RCM 在大亚湾核电站分析应用的一个重要的里程碑。

以技术特性为导向的仪控维修技术研究(TCM)分析并按计划完成9个导则年度分析和应用。与 RCM, TCM 项目相配套的预测性维修软件系统(PdM)和仪控设备预测性维修和趋势分析系统(PFU)对预测性维修、设备状态监督和趋势分析继续发挥重要作用。重要设备参数在线预警系统(OLA)的开发和投入运行为早期发现设备异常趋势提供了工具和手段。维修大纲管理系统(MPM)为预防性维修管理和持续反馈改进提供了应用平台。设备老化分析工作得到持续推进,13个老化分析项目按预定计划推进。直接引起停机、停堆的关键敏感设备管理(CCM)得到加强。

结合“8·21”事件的改进计划,强化对 CCM 设备部件的巡视并建立了 CCM 相关的设备异常事件进行闭环跟踪分析管理。战略备件管理有了实质性进展,完成两个战略备件的技术经济分析论证。COMIS 设备基础数据重新整理,全年完成数据维护 29 582 条。RCA 分析技术在电站的广泛应用,对重大、复杂、疑难事件根本原因分析和纠正行动的落实为电站安

全运行起到了重要作用。全年完成 16 个重大事件根本原因分析。继续加强 NCR 的规范管理。使大亚湾核电站发电机转子、主泵水力部件和岭澳核电站主变压器返厂检修质量得到了有效控制。岭澳核电站 FAC 技术谈判取得了实质性进展, 1 号机组已顺利签署最终验收报告。规范的设备外部经验反馈, 为电站及时发现重要设备隐患和重大技术问题分析起到了关键性作用。电站的防高温、防台风、防涝和防雷管理及时消除了因自然环境变化而对设备安全运行产生不利影响的因素。电站十大技术及设备遗留问题的持续规范管理, 为电站设备健康水平的提高起到了明显的促进作用。

电站设备管理依托电站两个生产核心组织——日常生产项目组和大修项目组, 紧紧围绕提高设备可靠性水平这一核心理念, 依靠系统工程师和重要设备管理小组的运作模式全面推进设备管理工作, 为电站安全运行起到了越来越重要的作用。

5.1.2 设备状态监督与趋势分析

为了使设备状态监督与趋势分析得到有效实施, 2005 年电站在预测性维修软件系统 (PdM)、仪控设备预测性维修与趋势分析系统 (PFU)、基于 KIT 数据的实时设备状态参数趋势分析与预警系统 (OLA) 三大模块方面进行了投入运行、改进与完善。

PdM 模块在管理制度、参数优化和实施跟踪三方面进行了以下改进与完善:

(1) 根据组织机构变动和预测性维修软件的应用反馈, 对《设备状态监督评估和预测性维修》程序进行了升版, 并增加了仪控设备预测性维修软件 PFU (Prevent Follow Up) 的内容。

(2) 进行 PdM 设备趋势分析及状态评估的自我评估, 编写《设备趋势分析及状态评估—2005 年度 OPE 专项自我评估》, 并在 2006 年落实改进行动。

(3) 编制《PdM (预测性维修) 状态监测任务修改反馈单》, 更新 PdM 软件系统设备授权清单, 使任务和参数的修改流程更加规范。

(4) 2005 年, 大亚湾核电站已基本完成了重要系统的 RCM 分析, 岭澳核电站也全面展开 RCM 分析。PdM 在 RCM 分析成果的基础上优化了 RCM 分析前确定的设备状态监测参数。

(5) 组织在大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修、岭澳核电站 2 号机组第三次大修、岭澳核电站 1 号机组第四次大修前进行设备状态评估, 并在大修中对其发现的设备缺陷作了处理。

OLA 模块在 2005 年开发并投运, 通过 KIT 实时数据的预报警功能使得系统工程师能够及时监测到设备运行的性能参数, 实现对设备健康水平的在线分析和设备缺陷早期征兆的识别, 控制设备故障的后果, 为机组的安全稳定运行保驾护航。例如: 利用 OLA 系统及时发现并处理了 L1GME056MV, L2GME011MV, L1GME001MV, L1GPV018MV, L2GME059MV 和 L2RCP003PO 主泵 1 号机组密封泄漏量等异常波动问题, 消除了系统设备存在的安全隐患, 为机组的安全稳定运行打下了基础。

PFU 系统一期开发包括模拟量传感器验证和一回路温度通道交叉比较, 于 2004 年 4 月投入试运行。从大亚湾核电站 2 号机组第十次大修、大亚湾核电站 1 号机组第十次大修、岭澳核电站 2 号机组第二次大修和岭澳核电站 1 号机组第三次大修, 及期间日常执行的结果证实, 该系统满足设计要求, 完全能胜任仪控设备预测性维修活动执行结果计算、设备状态判断和累积维修历史的职责, 能为将来的仪控设备老化趋势分析和预测提供坚实的数据基础。

因此于2005年4月正式投运。随后启动了PFU系统二期开发,其中RPN系统计算、图形绘制和判断部分已于2005年9月完成并投入了试运行。

PdM, PFU, OIA系统在2006年将继续进行软件易用性和应用范围的推广,理顺任务的分工,及时准确地对设备健康状况进行监督和趋势分析。

5.1.3 RCM分析与预测性维修

1. RCM分析工作进展

截至2005年年底,累计完成大亚湾核电站73个系统,岭澳核电站31个系统的RCM分析(详细情况见表5.1.3-1),这标志着大亚湾核电站重要系统RCM分析全部结束,并全面进入应用、反馈阶段。

表 5.1.3-1 RCM 分析工作进展一览表

系统分类	2001年			2002年			2003年			2004年			2005年		
	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气	核岛	常规岛	电气
系 统 名 称	PTR	GRH	LBA	LHP	CET	GEV	SEC	GEX	LGB	LLS	GCT	GEW	RCP	GSE	LBJ
	RAM	CFI	LCA	LHQ	ADG	OLBM	ARE	AGR	IGC	L-RAM	ABP	IGR	DVN	APP	LBM
		CRF	LCA		SAP	OLBN	ASC		IGD	RCV	L-CVI	L-LBA	DEL	ACO	L-LGA
		GGR			AHP	LAA	EAS		IGE	RRA	L-SRI	L-LBB	VVP	GSS	L-LGB
		CSY			APA	LBB	RIS		LHA		L-CST	L-LBC	L-LHP	SAR	L-LGC
		GHE				LBC			LHB		L-CEX	L-LBD	L-LHQ	CAR	L-LGD
		GRV				LBD			LGIA			L-LBE		L-GHE	L-LGE
		CFR				LBE			LGIB			L-LBF		L-GSY	L-LHA
		SEN				LBF						L-LBP			L-LHB
						LBP						L-LCA			L-LGIA
						LCB						L-LCB			L-LGIB
						LCC						L-LCC			
						LDA						L-LCD			
												L-LDA			
												L-LAA			

注: L-RAM代表岭澳核电站的RAM系统。

2. RCM分析成果和应用

大亚湾核电站于1999年4月份开始RCM培训准备,2000年8月份正式启动系统分析工作。几年来,在各方的大力支持下,年度分析系统数量逐年上升,2004年至2005年,每年高达25个系统。并累计编制了《维修导则》54份、《系统维修大纲》54份。

与此同时,RCM分析成果也逐步在现场得到了良好应用与验证。从RCM分析维修项目变化、指导现场有效性和提高设备可靠性、可用率、可维修性及节约维修成本等方面初步统计:与RCM分析前有58.8%的项目发生改变,状态监测确定的解体检查有效性验证成功率达97.2%,没有检修设备再鉴定成功率高达98.9%,检修后设备再鉴定成功率95%,平均预防性维修成本减少约30%。以下是RCM在安全、发电、可靠性方面应用的典型案例:

(1) 核安全方面,RCM分析后在大亚湾核电站PT LLS003试验中增加了9RIS011PO由

1/2ILS001AP 供电时, MIC 模拟油箱油位低信号, 确认主控制室出现 9RIS423AA 的声光报警, 且 9RIS011PO 没有自动跳闸。该试验是为了验证 9RIS011PO 在 H3 工况下运行时, 闭锁油位低等原因跳闸的功能, 实施本试验可以降低堆芯裸露的概率 0.446%。

(2) 在电站可用率方面

1) RCM 分析后增加大亚湾核电站 CRF 凝汽器出口水泥管道检查。大亚湾核电站 1 号和 2 号机组第九次大修检查发现水泥管道多处有缺陷。水泥管道故障的后果是导致机组停机停运 3 个月。

2) RCM 分析后增加大亚湾核电站 CRF 电动机转轴的绝缘检查。大亚湾核电站 1 号机组第十次大修发现 1CRF002MO 转轴绝缘失效。转轴绝缘长期失效会导致电动机故障, 更换电动机需要机组降功率 1~2 天。

(3) 在可靠性方面, 修改定期试验规程, 提高了大亚湾核电站 CEX 泵自动启动的可靠性。RCM 分析前, 备用泵自动启动的失效率达到 33%。RCM 分析后, 修改了定期试验程序, 备用泵自动启动成功率达到 100%。如果备用泵不能自动启动, 很可能导致机组停运。

最后, 在 RCM 理念方面, 经几年的实践和不断探索, 逐步建立了适合大亚湾核电站特色的 RCM 分析应用体系。在引进、消化的基础上, 主要进行了四大重要改进与创新: 建立督导员手册和故障模式模板, 减少人因失误, 提高 RCM 分析质量和分析效率; 优化 RCM 决断逻辑, 强化隐蔽性故障的管理; 提出 CCM 逻辑, 并有机地和 RCM 决断逻辑融合在一起; 建立 RCM 经济效益评估模型。

RCM 是公司的一项重要技术创新活动, 它提升了电站维修策略制定自主化程度, 为促进机组安全、稳定、经济运行和设备管理自主化作出了贡献。

5.1.4 RCA 的实施与应用

1. 管理改进

2005 年, 电站继续在以下三个方面加强 RCA 的实施与应用:

(1) 对两个电站发生的特别重大、疑难事件, 包括涉及多部门跨专业的重要事件或重发事件由 RCA 小组进行独立的根本原因分析。全年共完成 RCA 分析项目 17 个。

(2) 与培训中心合作, 利用 2004 年大亚湾核电站相继发生的“5·19”燃料弯曲变形事件和“7·10”误合发电机负荷开关事件, 开展了“警钟长鸣”的警示教育活动, 通过展览室展示核电站在安全生产方面发生的重大事件以及典型外部事件, 对电站员工及合作单位员工进行了安全警示教育, 促进了电站安全文化水平的提升。

(3) 电站纠正行动委员会 (CARB) 和纠正行动执行小组 (CAP-Team) 的运作更加规范有效, RCA 也通过自身的专业技术优势, 在这一组织体系中积极发挥其先导作用, 使电站经验反馈制度的有效性得到提高。

2. 完成的主要工作

2005 年, RCA 小组完成的重大事件的报本原因分析项目如下。

(1) 大亚湾核电站

1) 大亚湾核电站和岭澳核电站 RIS075/085VB 电动头 (SR25/29ES 型) 热偶动作事件根本原因分析;

2) 大亚湾核电站 RCP 主泵电机定子线棒绝缘损伤根本原因分析;

3) D1DEC201GF 压缩机叶轮损坏原因分析;

- 4) 2号机组第十一次大修停机过程中 D2GSE006VV 故障拒动的根本原因分析;
- 5) 2号机组第十一次大修停机过程中 D2GRE006VV 故障关闭的根本原因分析;
- 6) 大亚湾及岭澳核电站 RCV003/004FI 端盖泄漏根本原因分析;
- 7) D2GRE023MP 采样管断裂根本原因分析。

(2) 岭澳核电站

- 1) LISAP 干燥剂粉末异常进入仪用压缩空气系统根本原因分析;
- 2) LIARE401RC 故障根本原因分析;
- 3) 2号主变压器 B 相低压引线端子过热根本原因分析;
- 4) LIGHE117VH 开裂根本原因分析;
- 5) 岭澳核电站主变压器低压绕组引线端子过热症状鉴定分析;
- 6) 岭澳核电站 ARE 系统给水旁路隔离阀卡涩故障根本原因分析;
- 7) L2ARE033VL 机械故障全开导致反应堆自动停堆事件根本原因分析;
- 8) 岭澳核电站主变压器铁心弯曲根本原因分析;
- 9) LI/2SAP 干燥剂粉末产量高和 LISAP005FI 受压变形损坏根本原因分析;
- 10) L2LLS 发电机励磁电路板橡胶减振块多次断裂根本原因分析。

3. 事件统计与分析

2005 年 RCA 小组共完成事件分析 17 项。按事件性质划分:LOE 事件 1 项, IOE 事件 10 项。按事件重要性划分:造成停机、停堆或有停机、停堆风险的 6 项 (35%), 重发事件 11 项 (64%)。与往年相比, 重发事件比例有明显增加。按主要涉及专业划分:转动机械 2 项, 静止机械 6 项, 电气 5 项, 仪表 3 项, 服务 1 项。按根本原因划分:维修维护 8 项, 设计制造 9 项。

从根本原因分类可以看出, 事件的根本原因主要来自维修维护不足和设计制造缺陷, 两项分别占分析事件总数的 47% 和 53%。例如, 维修维护不足造成的事件:2005 年 9 月 26 日, 大亚湾核电站 2 号机组在第十一次大修停机降功率至 520 MW 时, D2GRE006VV 因故障意外关闭。而当 D2GRE006VV 异常关闭后, D2GSE006VV 因其电磁阀故障没能按功能要求立即同时关闭。而电磁阀故障的直接原因是因为电磁阀内部的抗燃油处于较高温环境下且长期不流动, 使其降解反应加速, 生成含有磷酸盐的油泥附着物, 长期积累的黏性附着物阻塞电磁阀的活动部件, 导致电磁阀卡涩丧失正常功能。而这一故障的根本原因则是 GSE/GRS 系统控制电磁阀的本身没有预防性维修体系, 电磁内部的附着物不断积累而得不到清除。此外, 在分析项目中, 设计制造缺陷所造成的设备故障事件也占了分析事件的很大份额, 达到 53%, 较 2004 年 44% 有所提高。例如, 大亚湾核电站和岭澳核电站 RIS075/085VB 重复发生的电动头热偶动作故障以及岭澳核电站重复发生的 ARE 系统给水旁路隔离阀卡涩故障, 其根本原因都是由于阀门设计选型不当所致。

5.1.5 设备老化和寿命管理

1. 概述

核电站老化和寿命管理的目标:

- (1) 保证核电站安全裕度, 提高电站可靠性。
- (2) 节约维修成本, 增加核电竞争力。
- (3) 保证核电站 40 年运行寿期, 并延寿至 60 年。

目前选定的 13 个老化项目, 其中 2 个项目 (双相不锈钢热老化、管道部件流体加速腐蚀) 已经基本完成。其中 8 个项目 (堆内构件、电缆、变压器、INCONEL600 应力腐蚀开裂、蒸汽发生器老化、继电器老化、小支管振动疲劳、热疲劳) 已经开始老化分析工作, 并且基本完成老化分析报告的初稿。其中 2 个项目 (安全壳、反应堆压力容器) 项目, 已经完成项目委托工作, 随即可开始项目分析。余下的发电机项目, 仍处于经验反馈和数据收集阶段。

2. 2005 年完成的主要工作

- (1) 制定老化和寿命管理工作导则;
- (2) 制定老化分析方法;
- (3) 完成老化和寿命管理工作岗位分析;
- (4) 完成继电器的老化分析;
- (5) 完成堆内构件的初步老化分析报告;
- (6) 完成蒸汽发生器的初步老化分析报告;
- (7) 完成小支管振动现场测量, 并开展计算分析工作;
- (8) 完成反应堆压力容器和安全壳项目的招投标工作;
- (9) 完成 FAC (流体加速腐蚀) 项目的分析报告;
- (10) 完成变压器的老化初步分析报告;
- (11) 开展电缆的老化分析工作, 并进行数据收集和电缆清单筛选;
- (12) 开展管道热疲劳的老化分析工作;
- (13) 参加国内核电站老化管理方面的交流和研讨。

3. 老化和寿命管理开展规划

经过 2005 年的努力, 基本摸清了国际上老化和寿命管理的经验, 在老化和寿命管理小组全体成员的努力下, 老化和寿命管理工作取得了一定进展。目前, DNMC 老化和寿命管理紧紧围绕初步选定的 13 个重要老化项目, 开展一系列的敏感部件筛选、数据收集、老化分析以及老化和寿命管理大纲编写等工作。并且确定了老化和寿命管理的近期、中期和长期目标。

4. 2006 年工作重点

老化和寿命管理工作的重点是进行 13 个重点老化项目的老化分析, 制定老化分析导则, 并且推动按照计划制定老化和寿命管理大纲。同时, 以 13 个项目为核心, 逐步理清 DNMC 的老化和寿命管理相关工作的关系, 完善老化和寿命管理体系, 并建立用于老化和寿命管理工作的可靠性数据库。

5. 1.6 遗留问题与 NCR 管理

1. 遗留问题管理

2005 年重新升版和生效了管理程序, 有如下修改和要求: 重新明确了问题的进入和退出准则。要求在进入长期问题前, 现场已有全面的临时风险控制措施。每月召开长期问题的进展汇报会。OPE 提出总体的情况和需关注的问题。各项目负责人每月需更新进展情况。各项目负责人制订计划, 如不能按时完成, OPE 在 TEF/DTM 汇报后进行相应的延期。

“8·21”事件后 OPE 重新对目前所有的长期问题 (岭澳核电站 22 个, 大亚湾核电站 21 个) 进行了风险分析, 经过讨论和汇报, 最后有 8 项增加了相应的行动。

1) 岭澳核电站在进行 CEX ***PO 切换时泵短时振动高:增加对泵体和出口阀门紧固件的年度检查。

2) D9LGR 至 1/2LGB/LGC 电缆容量不足问题:在进行倒电操作电缆带载后通知 MEE 现场测量电缆温度(改造前)。

3) D2ARE033VL 电气转换器漂移:OPO 制订措施定期巡视比较 RC 和阀门的实际开度,偏差大于 15% 就通知进行校验。

4) 18 个月换料后 D1RGP 平均温度波动较大,导致 R 棒频繁动作:MIC 在进行相关异常的处理时制定相应格式的记录单,检查并记录 RGL 机柜相关报警信号,必须同时检查各保险熔断报警灯状态;充分分析报警信号来源及“清报警”风险。

5) RRI155VN 调节异常和内衬损坏:OPE 建立处理预案, LPO/OPO 按预案制定 TOI, 出现预案中情况时通知相关值班人员。

6) 两电站主泵轴封回水流量多次异常:OPE 建立处理预案, LPO/OPO 按预案制定 TOI, 出现预案中情况时通知相关值班人员。

7) VVP 主蒸汽隔离阀运行油压较高:OPE 每周巡视一次,检查 MSIV 参数、VVP 安全阀、旁路及仪表隔离阀和管道有无内外漏和振动等异常(MRM/OPO 已有每日巡视 MSIV 油压,高于 30.5 MPa 时开启现场风扇,进行冷却)。

8) L1/2ARE 给水调节阀振动偏高:重新分析故障模式,重新制定 MIC/MSM/OPE 的检查清单。

对新进入长期问题的项目, OPE 重新分析项目的风险措施并提出可能的控制建议。

目前两电站正在跟踪的遗留问题 41 个, 2005 年关闭或退出转改造问题 19 个, 关闭或转改造的遗留问题如下:1RCP 平均温度波动较大导致 R 棒频繁动作、D2RIS001PO 泵支撑底板表面渗水问题、RRI155VN 内衬损坏导致调节异常致使失去主泵一号轴封水回水异常时的调节手段、9LGR 至 1/2LGB/LGC 电缆容量不足问题、SEC055/056/057/058VE 严重腐蚀、L2RCP003PO 转速测量电源模块再次烧毁、BOP 厂房火警系统无备件问题、--回路温度偏差波动大并温度曲线时常有瞬间突变,引起 R 棒频繁动作、D2DVC 碘过滤器湿度情况的确定、L1GRV001CW 排油频度增加、D9SGZ701RS 问题、R 棒提升后 1RGL019AA 闪发,可能存在棒组失步现象、D2GSY900/901VD 自动关闭、低压转子末级叶根和轮槽裂纹、L1/2SEC022SP 压力低信号多次触发、L2RX 厂房多次出现消防探头长时间不可用的情况、L2CRF002PO 气囊损坏、L2RCP002MT 偶尔在 281~285℃ 之间波动、L1CRF505MP 取样堵头腐蚀严重、L2GRV001MG 的 1 个仪表管断裂漏气。

2. NCR 管理

(1) 2005 年度不符合项(NCR)的管理优化

2005 年度共经历了五次大修,新增 NCR 数量 479 项,为了管理好 NCR,对 NCR 的管理进行了相应的优化改进,体现在如下的几个方面。

继续采用大修 NCR 的每日会签制度:由于大修产生的 NCR 量大,时间紧,为满足现场需要,从大亚湾核电站 2 号机组第十次大修开始进行大修 NCR 每日会签制度,得到了各执行处、大修指挥部的一致肯定,使 NCR 的处理和签发均能及时有效。

继续开发 NCR 的电子数据库流程:新 NCR 电子流程数据库,它具有电子申请、电子处理、电子审批、电子跟踪、电子提示、电子督办、电子升版等功能的完全无纸化的数据库,现在这个电子数据库的临时系统已经投入运行,目前仍采用临时数据库。

(2) 2005 年度不符合项 (NCR) 的情况统计

2005 年度 NCR 总体情况见表 5.1.6-1, 新增的未关闭 NCR 按管理优化分类见表 5.1.6-2, 未关闭的 NCR 按主要系统分类数量见表 5.1.6-3。

表 5.1.6-1 2005 年度 NCR 总体情况

项

新增的 NCR	关闭的 NCR	目前未关闭总的 NCR
479 (大亚湾:242, 岭澳:237)	730 (大亚湾:348, 岭澳:382)	904 (大亚湾:432, 岭澳:472)

表 5.1.6-2 2005 年新增的未关闭 NCR 按管理优化分类

项

种类	MEE	MIC	MRM	MSM	其他处	总数
无质量文件备件	2	4	5	3	0	14
过期备件	0	1	2	2	0	5
无备件	14	10	21	26	2	73
尺寸不合格备件	1	1	3	0	0	5
无设计标准	0	0	0	1	0	1
无设计标准范围	0	0	1	0	0	1
长期超设计标准	2	5	84	8	0	99
检修原因	2	4	10	10	1	27
运行参数超标	2	1	3	0	0	6
其他	5	5	14	16	3	43
总数	28	31	143	66	6	274

表 5.1.6-3 2005 年新产生的未关闭的 NCR 按主要系统分类数量

项

系 统	大亚湾核电站		岭澳核电站		合 计
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
ASG QSR	0	1	1	0	2
CFI QSR	0	1	5	1	7
EAS QSR	0	0	0	0	0
EPP QSR	0	0	0	0	0
GCT QSR	0	0	1	0	1
LHP QSR	1	6	5	3	15
LHQ QSR	1	7	5	4	17
PTR QSR	0	0	2	1	3
RCP QSR	0	6	1	3	10
RCV QSR	0	0	1	0	1
REA QSR	0	0	0	0	0
RIS QSR	0	0	0	0	0
RRA QSR	0	1	0	0	1
RRI QSR	1	0	0	0	1
SEC QSR	1	0	1	0	2
VVP QSR	0	0	2	0	2
ABP QR	0	0	0	0	0

续表

系 统		大亚湾核电站		岭澳核电站		合 计
		1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	
ADG	QR	0	0	1	2	3
AGR	QR	0	3	3	4	10
AHP	QR	0	2	1	0	3
APA	QR	0	2	0	0	2
APP	QR	0	21	4	8	33
ARE	QR	1	1	0	0	2
CEX	QR	0	8	4	4	16
CRF	QR	0	6	0	0	6
GEV	QR	0	0	4	0	4
GEX	QR	0	0	3	0	3
GFR	QR	1	0	0	0	1
GGR	QR	0	1	1	1	3
GHE	QR	1	2	1	0	3
GPV	QR	0	14	5	2	21
GRE	QR	0	0	0	0	0
GRV	QR	0	0	1	1	2
GSE	QR	2	2	0	1	5
GSS	QR	1	6	1	2	10
GST	QR	0	1	0	1	2
GSY	QR	0	0	1	0	1
SRI	QR	1	3	2	0	6
GEW	QR	2		0		2

5.2 电站工程及改造

5.2.1 电站工程及改造项目管理

大亚湾核电站运行已经 12 年。设备老化开始显现,岭澳核电站投产两年也处于遗留项处理和前期改造的高峰。这些因素导致 2004 年和 2005 年的改造项目持续增加,是 1999 年和 2000 年的四倍多。2005 年改造项目申请批准的约 600 个,现有资源能够完成的改造项目数量约 150 个。故 2005 年度改造项目管理上的重大变更是:建立了一套评分标准,根据改造项目的重要程度和紧急程度,将改造项目打分排队,优先安排资源实施重要和紧急的改造项目。

2005 年,运营管理公司与国内外同行,如秦山三期访问团、美国核电专家访问团 SNSOB、法国 EDF 马赛院等,就改造项目管理问题进行了广泛的交流,同时在 2005 年 8 月份公司内部各个执行处就改造项目管理举行了专题研讨会。找出目前工程改造的薄弱环节、进行管理上的

改进和提高。编制了工程师的行为规范导则 20 份,加强了设计和施工管理,特别是风险防范和应对措施。针对重大项目决策和规范电站工程委员会(PEC)的运作、改造项目利益代价量化分析等问题新编程序 3 份,修订升版改造管理程序 4 份。加大了工程师的技能和程序理解的培训力度,着重提高工程师的设计能力和设计审查、验证能力。技术管理上通过开发项目管理软件以及工程处计算机管理平台的手段,提高管理水平和效率。

2005 年电站经历了岭澳核电站 2 号机组第二次大修、岭澳核电站 1 号机组第三次大修、大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修和岭澳核电站 2 号机组第三次大修四轮大修,实施了许多重大改造项目。大亚湾核电站的主要改造项目包括:防误稀释改造、冷停堆自动补给改造、APC 热交换器的整体更换改造、主泵消防控制改造、环吊控制回路改造、SAP/SAR 整体提高压缩空气品质改造、EAS/RIS 闸板阀改造、AGR 滤油机改造、GCT 供气管线改造、出水口消除泡沫改造、凝汽器防腐改造、柴油机涡轮增压器螺栓和回水管支架改造、D2PMC 改造遗留项处理也顺利完成,实现了装卸料时间最短的历史记录等。岭澳核电站的主要改造项目包括:实施了加快一回路排水缩短大修工期的改造、ASG001TC 乏蒸汽排放改造、主给水管道阻尼器减少改造、ARE 管线降低振动改造、ARE 旁路阀门更换改造、GSS/AHP 管线防冲蚀改造、柴油机回水管支架改造、REA 单泵流量不达标的实验和改造等。

重大专用工具开发包括:反应堆顶盖螺纹长杆疏刀、水下异物打捞长杆工具、堆芯水下爬行器、入海口水下监视器、顶盖应急脱扣装置等。同时许多重大的改造开始启动或正在进行中,包括:大亚湾核电站 SHY 制氢站整体改造、DEG 制冷机整体更换改造停用氟利昂、T1/T2 试验台改造、KIT/KPS 升级改造、SEP 地下供水管网改造;岭澳核电站提高压缩空气品质消除干燥剂白粉改造、ASG003PO 入口管线振动改造、高压缸隔板通流改造提高 10 MW 出力等。

从目前趋势看来,工程服务申请越来越多,工程改造项目越来越多,改造所涉及的范围也越来越广、改造工作的重要性也越来越大。改造是高风险的工作,因为改造是对原设计的修改。改造是最后手段,只有通过正常运行、维修实在无法解决的问题才进行改造。改造是有计划性的工作,要提前做好规划和预算,力求避免紧急改造,紧急改造会带来的考虑不周全的风险,未准备好的项目决不能实施。

5.2.2 岭澳核电站工程遗留项

1. 遗留项的处理实施

岭澳核电站于 1 号和 2 号机组第一次大修后对工程遗留项重新进行了分工管理:由设备管理处负责进行工程遗留问题的统一协调管理和 FAC 的谈判;工程处负责相应的 CIN/DEN 的实施管理,UES 的现场实施由执行部门负责执行;各部门均可发出 UES,但由技术部授权人签字发出。由设备管理处进行统一的协调可与大修项目的确定联系在一起,使工程遗留问题与日常生产紧密联系在一起,相互促进,及时发现并解决现场问题。

为防止可能的改进失误,目前与现场相关的 CIN/DEN 改进遗留项,除满足公司程序规定的 SMR 项目以外,全部通过 PEC 的审批,PEC 同意后才能在现场实施。

通过与 ALSTOM 讨论,以下 4 项在现有方案的基础上无须进一步的技术处理,正进行商务谈判(主变压器、CRF 过滤器、CI 部分控制、动力电缆开裂、LAB 230V 电池失效)。

2. 岭澳核电站 1 号和 2 号机组工程遗留项目

遗留项目总体情况以及 FAC 情况分别见表 5.2.2-1 和表 5.2.2-2。

表 5.2.2-1 岭澳核电站工程遗留项目总体情况

项

机组	PAC 项目		质量保证期遗留问题		FAC 项目	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
CI 数量	27	18	339	171	37	42
NI 数量	48	29	196		106	82

表 5.2.2-2 岭澳核电站 FAC 情况

项

	NI		CI	
	1 号机组	2 号机组	1 号机组	2 号机组
尚未签署一致处理意见的项目	0	23	9	15
已经签署一致处理意见的项目	8	5	26	16
关闭的项目	98	54	2	11

5.2.3 新增工程改造项目

技术部工程处在 2005 年度在现场共开工实施了多项改造,除十年改造和 PMC 系统改造有专题汇总外,其他较为重大的项目汇总如下:

1. 大亚湾核电站 APG001RF 非再生式热交换器更换改造

2 号机组第五次大修中,对 D2APG001RF “U”形传热管检查发现 5 根传热管上伤深超过 80% 壁厚。其中一根有穿透性缺陷。这 5 根“U”形管进行了焊接堵管处理。在 RRI 充水至正常工作压力时,又发现有一根传热管与管壁之间的密封焊缝有水渗漏,对该管也实施堵管;第七次大修中,又发现 12 根传热管达到或超过 40% 壁厚的外伤。其中 8 根伤深在 80% 壁厚以上的传热管实施了堵管。至此,D2APG001RF 共堵管 14 根传热管,跟其设计能力(可堵 17 根)相比,只有 3 根裕量。

对于 D1APG001RF 也有同样的情况。1 号机组第三次大修中封堵了 5 根传热管,在第五次大修封堵了 3 根传热管。到目前为止,D2APG001RF 堵了 14 根“U”形管,D1APG001RF 堵了 8 根“U”形管(APG001RF 共 123 根传热管)。

核电站运行经验表明,约 50% 的被迫停运来源于蒸汽发生器。为改善蒸汽发生器工作条件,延长使用寿命,严格控制蒸汽发生器二次侧水质标准和加大排污量是很重要的手段。

大亚湾核电站 APG001RF 传热管泄漏属于设计问题,传热管材料选用不当、胀管工艺不良是导致腐蚀速度过快的原因。

改造方案是:保持 APG/RRI 换热器的结构不变,将不锈钢管(304L)更换成碳钢管(TU43C),并且不再在管板的水室侧堆焊不锈钢。更换后的传热管保持直径不变,但管壁厚由 1.245 mm 增加到 1.65 mm。由于管道更换不能在现场实施,需要更换整个热交换器。EDF 的经验反馈效果良好。

电站在 2 号机组第十一次大修中实施完成了对 D2APG001RF 的更换工作。

2. 大亚湾核电站 RIS/EAS 到 PTR001BA 管线密封性改进

事故后的安全壳再循环阶段,RIS 和 EAS 泵吸入口从 PTR001BA 水箱切换到地坑,若这些管线上的隔离阀出现泄漏,将导致安全壳内部的放射性物质不可控地排放到 PTR001BA,然后

这些放射性物质将通过 PTR001BA 顶部的通风孔排放到环境中。

在这种情况下,这些管线上的隔离阀将延伸为安全壳的边界而成为安全壳隔离阀,因此它们也必须满足安全壳隔离阀的允许的泄漏率准则,必须进行定期的泄漏率试验。试验方法是使用专用的试验设备“TRESOR”对这些阀门两个闸板之间的上部空间进行加压,然后测量一定时间内的压降而计算出阀门的实际泄漏率。

改进的方案:对这些阀门进行局部的改进使之能连接“TRESOR”设备以便对阀门上部空间进行加压。密封性试验需要在这些阀门两个闸板之间的上部空间的顶部开孔以保证试验时该空间所有的空气能够排尽,并安装连接件使之与专用试验设备“TRESOR”的接口匹配。

改进在 2005 年 2 号机组第十一次大修中完成后,两台机组的改造全部完成,通过试验证明达到改进目的。

3. 大亚湾核电站 9LGR 到 LGB/LGC 电缆改造

大亚湾核电站 9LGR 至 LGC 的 6.6 kV 电缆每相有 2 条,每条截面积 400 mm²,环境温度 30 ℃时每条载流量 794 A,两条共计 1 588 A。当失去主厂外电源时,厂用负荷由 LGR 提供电源,若主厂外电源不能在 20 分钟内恢复,按 I2.1 事故规程规定,需向 RCPO01PO 供电。另外,此时还需对 CRFO01PO 供电,以便对二回路状态进行控制并提高电站的可用率。这样该段电缆的负载电流达到 1 806 A,远大于其额定载流量,不能满足运行的需要。经对 EDF 参考电站情况的了解,从另一个方面也说明原设计的不当。这样的配置已经对系统的安全稳定运行造成影响。

改造的方案是拆除 9LGR 至 2LGB 四组电缆中的两组,将其增加到 9LGR 至 2LGC,使每相电缆增加至 4 条;拆除 9LGR 至 1LGB 四组电缆中的两组,利用空出的空间为 9LGR 至 1LGC 增设两组新电缆。

改造可以弥补原设计缺陷、消除事故隐患、提高 LGC 系统的可靠性,提高电站的安全水平。2005 年 2 号机组第十一次大修中实施完了 9LGR 到两台机组 LGB/LGC 的电缆改造。

4. 岭澳核电站阻尼器减少改造

岭澳核电站过多地使用阻尼器给运行和维修带来十分头疼的问题。大亚湾核电站已有这方面的经验和教训,岭澳核电站刚刚开始运行已遇到阻尼器漏油、阻尼器有空气等一系列头疼的问题,NNSA 要求拆下所有的阻尼器进行检查。工作量十分庞大。岭澳核电站阻尼器问题产生的主要原因是设计过分保守。

改进方案:实施阻尼器减少计划。采用美国核管会(NRC)已批准的,国家核安全局认可的准则,即 ASME 案例 N411,提高管道地震分析的阻尼值,结合实际经验,去掉不必要的阻尼器,按 RCCM 准则,重新对管线进行应力分析,使之管线和支架满足各种工况下的各项指标。

改造结果:对岭澳核电站反应堆厂房内主蒸汽管道完成了阻尼器减少改造,其他管线上的改造安排在今后的大修中完成。

5. 大亚湾核电站 KRT008MA 改进

KRT008MA 自投运以来多次误发“放射性高”报警,每台机组每月误发 1~2 次,每次持续时间由十几分钟到约 1 小时不等,然后自行消失。该通道引起的 24 小时事件单占 KRT 系统其中 78 个通道事件单的 34%。尤为严重的是 KRT008MA 的故障主要集中在“放射性高”误报警上。其他通道的故障绝大部分是机械故障。频繁的误报警严重干扰了机组的正常运行并可能埋下事故隐患。该问题被列为电厂的十大技术问题。

频繁报警的根本原因:经过长期的跟踪、分析,对根本原因始终没有明确的结论。从系

统设计来看,其中一部分误报警可能是由于天然放射性氡本底的影响所致,厂家也持相同的观点。

改进方案:对 KRT008MA 进行换型改造。经对美国堪培拉欧洲系统测量公司、法国 MGP 公司和日本富士公司进行考评,最后采用美国产品。

改造在 2005 年的 2 号机组第十一次大修中首先于 2 号机组实施完成,运行 3 个多月以来,效果良好,尚未发生误报。

6. 大亚湾核电站安全壳泄漏监测系统 EPP 改造

安全壳作为反应堆运行时的第三道屏障,EPP 系统是其完整性监督的唯一手段。用于反应堆正常运行期间对安全壳的泄漏量进行监测。

新规范对安全壳完整性监测提出了严格的要求:“至少每月做一次泄漏率(Q)测量,准则是不大于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$ (标准状态)”,现在执行的是每周一次。技术规范 D-TD/GNP/310 规定:“如反应堆厂房正向泄漏率大于 $5 \text{ m}^3/\text{h}$,查找并消除泄漏原因,否则,14 天内机组开始向 MCS 模式后撤;大于 $10 \text{ m}^3/\text{h}$,3 天内向 MCS 后撤”。

大亚湾核电站现有 EPP 系统是在 1995 年参照法国核电站同类系统的设计思想,由性能试验科 TTS 自己设计、加装的。现在的系统状况无法满足新技术规范的严格要求:软件问题造成系统维护和开发困难;软件本身也存在一定的缺陷;计算机系统老化,性能落后;备件无来源,系统运行难以为继,有 2 个湿度探头中的一个已损坏且没有备件。

改造方案:选择目前较先进的法国 EDF 公司的 SEXTEN2 系统,对现有系统进行改造。新系统的改造能有效解决上述问题。改造涉及大亚湾核电站 EPP 系统 10 个温度探头,2 个湿度探头,2 个压力探头(一个测量大气压,一个测量安全壳内部压力)和一个 SAR 流量探头的改造。新增加一个机柜,设置一台数据采集计算机,一台打印机。

改造首先在 2 号机组第十一次大修中实施完成,运行效果良好。

5.2.4 物项替代与国产化

2005 年收到的物项替代申请项目数 482 项。通过论证分析取消 152 项,完成论证 307 项,完成项与取消项的总和为 459 项,产生替代备件约 330 种。2005 年物项替代工作在主要解决因备件供应厂商倒闭、产品改型或产品淘汰等采购不到备件的问题的同时,开展了进行计划性替代工作。

2005 年替代较往年比较大的进步是计划性替代有所加强,效果也比较显著,另外在处理现场紧急问题时也发挥了一定作用,如在某些设备或零部件紧急选型方面起到了应有的作用,如垫片、阀门、非金属材料等方面。

由于原物项不满足设计要求而进行替代论证的项目共 54 项,主要项目有:

(1) 岭澳核电站 GRH101/201/301/401RF 发电机氢冷器水室盖垫的替代。替代物项选用垫片材料 BLACK NEBAR,能够满足现场使用要求。

(2) 大亚湾核电站 SRI101/201/301PO 机械密封的替代。原机械密封为 CRANE 公司产品,现场使用长期发生泄漏。替代物项选用 CHESTERTON 442 剖分式机械密封,现场使用情况良好。

(3) GHE 系统氢气侧密封垫片的替代。原物项为 GARLOCK 公司产品,替代物项选用 ALSTOM 推荐使用的 GARLOCK BLUE-GARD 3400,ALSTOM 有较为成熟的使用经验,可以满足使用要求。

(4) 岭澳核电站 ACO002/105/205VL 蝶阀的替代。原物项为 WEIR 公司产品, 现场使用长期发生泄漏。替代物项选用 ADAMS 公司生产的三偏心蝶阀, 现场使用情况良好。

(5) RCP 系统用螺栓清洗剂的替代。替代物项是新型、无色透明、无味、高性能有机溶剂, 和原物项的主要特性参数相似, 性能超过原物项, 在 EDF 有成功使用经验。

(6) 岭澳核电站 9TEU003SN PRESSURE SWITCH 的替代。原物项回差过大, 不能满足使用要求。新物项 RPPNEA3201CHM 的回差满足现场复位要求, 可以替代原物项 ZPN201CHM。

替代原因为原厂家产品改型或原产品淘汰的物项有 170 项, 主要有:

(1) TELEMECANIQUE 公司接触器改型。厂家 TE 升级了其产品, 由 D2 系列升级为 Te-sys 系列。二者电气性能相同, 在接线端子布置上有变化, 安装方式相同。

(2) MERLIN GERIN DEPARTMENT 公司断路器改型。原始物项 C32N 5A 4P MULTI9 小型断路器是 MERLIN GERIN DEPARTMENT SERVICES GROUPE 公司的早期产品, 替代物项 C65N C-curve 6A 4P 小型断路器也是这家公司产品, 该产品代表当代最新技术。

(3) POSIFLEX 公司橡胶膨胀节改型。该膨胀节使用于 D1/2CRF501 ~ 502JD 等功能位置, 原系列 1015 不再生产, 升级系列为 1101。升级产品变形量等性能优于原物项, 替代产品已使用于现场, 情况良好。

(4) JOKWANG 公司滤网改型, 替代物项与原物项为同一个厂家的产品, 规格尺寸完全相同, 过滤精度相近, 滤网材料由不锈钢改为 PVC, 滤网新材料耐工作介质腐蚀性能更好。

(5) HICK HARGREAVES 风机替代。原物项是三叶罗茨风机, 替代物项是两叶罗茨风机, 安装尺寸完全相同, 只是叶片不同。

原厂家倒闭的物项替代有 9 项, 主要是 KTC, ANACOM SERL 等厂家倒闭而引起的备件替代, 主要有:

(1) ANACOM SERL 厂家倒闭。其生产的电磁阀用于 REN 取样回路。替代物项选用 PARKER 公司生产的电磁阀, 可满足现场使用要求。

(2) KTC 厂家倒闭, 导致两电站共计 60 多个物项无法采购到备件, 其中大部分有 RCC-M 制造要求。已完成部分替代, 其余部分正在进行计划性替代。

(3) LECTRIC 厂家倒闭。其生产的断路器用于发电机冷却风机电源隔离。替代物项选用 MERLIN GERIN 公司的产品, 其产品已在电站大量使用, 效果良好。

(4) TRENDVIEW RECORDERS 厂家倒闭。其生产的指示器用于 GSS, APU 等系统的液位指示。替代物项选用虹润精密仪器有限公司产品, 可以满足现场使用要求。

开辟供货渠道的物项替代有 50 项, 主要项目有:

(1) 原厂家 BOURDON SEDEME 不生产的 AT42A0320 温度指示开关并不能提供替代产品。替代物项选用重庆川仪总厂的产品, 替代产品性能不低于原物项。

(2) VULCANIC SERVICE EXPORT 生产的加热器价格贵, 供货周期长且无售后服务。替代物项由安徽华星电缆集团有限公司按照提供的实物及技术规范进行仿制, 替代品性能不低于原物项且价格便宜。

(3) 韩国厂家 WOOJIN 不是合格供应商, 其生产的压力表无法采购。替代物项选用上海仪表自动化四厂成熟产品 Y100BFZ 型压力表作为替代品, 可满足现场使用要求。

(4) 原厂家 CENTRIFUGAL PUMP 生产的 SDA 清洗水输送泵采购价格贵且供货周期长。替代物项选用大连苏尔寿产品, 能满足使用要求且价格便宜、供货周期短。

(5) THERMODYN 公司生产的安全阀用于 LLS 系统, 不再向中国大陆供货。替代物项选用法国 YANATOME 公司产品, 其采购方便且替代物项性能不低于原物项。

降低成本的物项替代有 13 项, 主要项目有:

(1) 核岛阀门石棉盘根的物项替代按照新物项与原物项的差价及新物项的采购数量, 总体计算已节约资金 403 284.88 欧元。

(2) SRMIC20050112L1/2KPS-001/002-HV 和 L1/2KIT-001/002/003-HV 显示终端用 HPF1905 型液晶显示器替代, 降低采购成本 (6 000 元人民币左右)。

(3) 加热器国产化替代: 2DVL104RS 等设备替代, 总计节约 63 万元人民币。

5.2.5 设备防腐

2005 年对核电站防腐工作来说是极为不平凡的一年。防腐科成功完成了核电站所有日常和大修的防腐工作任务。尤其是岭澳核电站 0 号机组 SER401BA 防腐改造、大亚湾核电站 2 号机组 CEX 水室衬胶改造、大亚湾核电站 2 号机组 CFI 系统 B 列旋转滤网的防腐、岭澳核电站 1 号机组 MX 厂房防火涂料修复、岭澳核电站 CRF 碎石过滤器阴极保护、电站防腐大纲等重要项目的成功实施, 为电站的安全生产做出了重要贡献。2005 年的防腐工作主要归纳如下:

1. 全面实施并完善电站防腐大纲

2005 年是全面实施电站防腐大纲的第一年, 对防腐科是一个相当大的考验, 尤其在实施准备阶段出现的问题较多。但是, 在防腐科和苏州热工院防腐工程师的共同努力下, 在计划、大修等部门的积极配合下, 目前防腐大纲已经进入全面实施阶段, 并且完成了防腐大纲执行情况和维护的中期报告。该报告不仅对大纲执行过程中发现的问题和处理结果做了详细的记录, 还提出了一些改进建议, 为今后大纲的完善和优化打下了良好的基础。

2. 顺利完成全年的日常防腐工作任务

2005 年防腐科共收到工作票 2 400 多张, 比 2004 年又有所增加 (见表 5.2.5-1)。在人力比较紧张的情况下, 防腐科强化内部管理, 不断挖掘潜力, 确保了这些工作票得到最及时有效的处理。

表 5.2.5-1 最近 5 年防腐工作票的数量对比

年 份	2001	2002	2003	2004	2005
工作票数量	660	895	1 892	2 253	2 400

在及时处理一般性的日常防腐工作的同时, 防腐科还进行了如下重要防腐工作项目。

(1) 岭澳核电站 0SER401BA 防腐

防腐科在完成了 SER 除盐水箱硫酸根超标的根本原因分析及解决方案的论证工作和岭澳核电站 0 号机组 SER402BA 成功实施防腐的基础上, 2005 年年初又完成了岭澳核电站 0 号机组 SER401BA 的内部防腐工作。水箱防腐之后没有反复冲洗、排水, 一次浸泡成功。这标志着长期困扰电站的岭澳核电站 SER 水硫酸根超标的问题得到了彻底的解决。这项工作的成功完成不仅改善了电站运行的化学指标, 还为电站节约了大量的成本, 意义重大。

(2) 岭澳核电站 MX 厂房钢结构防火涂料的修复

岭澳核电站 MX 厂房钢结构防火涂料的修复工作是 2005 年日常防腐工作的重点。该工

作在 2005 年在 1 号和 2 号机组全面展开, 风险较高。特别是 1 号和 2 号机组电缆层间的修复工作, 具有极高的消防水误喷、设备损坏、人员伤害的风险。项目工程师多次召集项目组成员进行风险讨论, 在现场认真落实每一项安全措施, 才使得该工作得以持续正常开展。在已经完成的所有修复后的防火涂料质量较好, 未发现明显的缺陷。目前, 防腐科正在配合商务部门进行索赔工作。

(3) 大亚湾核电站 PX 泵站的防腐整治

为了彻底改变大亚湾核电站 PX 泵站的面貌, 由防腐科牵头, 组织了 TCW, MIC, MEE, CIT, OPH 等部门对泵站所有构筑物和设备的腐蚀情况做了系统的普查, 编写了检查报告, 制定了相应的行动计划。TCW 对一些墙体的裂缝进行了修复, CIT 更换一些腐蚀严重的通信设备, MEE 更换锈蚀严重的电缆槽架, 防腐科对一些构筑物和设备进行防腐处理。

(4) 风雨剧场网格架防腐

由于风雨剧场网格架腐蚀严重, 2005 年年初防腐科对该网格架进行了全面的防腐处理。

(5) 岭澳核电站 MX, PX 厂房防腐整治

为了改变 MX, PX 面貌, 2005 年上半年对 MX, PX 厂房进行防腐检查, 对发现的腐蚀问题进行了及时的处理。

(6) 大亚湾核电站 IMX 厂房 +0.00 m 整个地沟盖板及其支撑结构整体防腐。

3. 成功完成全年大修防腐工作任务

2005 年大修中完成了如下一些重要的防腐项目。

- (1) 大亚湾核电站 2 号机组凝汽器水室衬胶改造;
- (2) 大亚湾核电站 2 号机组 CFI 系统 B 列旋转滤网的全面防腐;
- (3) 岭澳核电站 1 号机组第三次大修 CRF 碎石过滤器加装牺牲阳极;
- (4) 大亚湾核电站和岭澳核电站粗格栅防腐防污;
- (5) 大亚湾核电站 2 号机组 GGR 油室的防腐;
- (6) 大亚湾核电站 GRH 氢冷器水室防腐;
- (7) 两电站 SEN 过滤器以及泵的防腐;
- (8) 大亚湾核电站 RX 厂房涂层老化 (抗 LOCA 试验、涂层现场附着力测试等) 评估;
- (9) 岭澳核电站 1 号机组第三次反应堆本体法兰面整体防腐;
- (10) 岭澳核电站 1 号机组主变压器区域消防管线的整体防腐翻新。

在大修中, 防腐工作无论是在组织管理方面, 还是在安全、质量、进度控制方面较往年都有了较大程度的改善, 实现了在历次大修前的各项承诺。一些重要项目, 如大亚湾核电站凝汽器水室衬胶改造、岭澳核电站 CRF 碎石过滤器加装牺牲阳极改进、大亚湾核电站 CFI 系统 B 列旋转滤网的全面防腐等都得到了大修指挥部和相关部门的认可。

5.2.6 电站厂房及相关构筑物维护

电站厂房及相关构筑物的维护, 主要包括预防性维修检查 (PM 票), 纠正性维修 (CM 票), 工程项目 (EP 票) 和服务支持 (GS 票)。

1. 日常土建维修

2005 年度, 两电站日常维修共完成工作票 2 050 张, 其中建筑物的油漆修补有 183 张, 工程项目有 40 张。主要项目有: 厂区建筑物、构筑物变形监测、建筑物屋面漏水处理、混凝土结构裂缝修补、防台风加固、大亚湾核电站 ED 污水处理设施改造、北龙处置场整修等项目。

2. 大修土建项目

(1) 大亚湾核电站2号机组第十一次大修,共完成87张工作票。其中:PM票6张、CM票5张、EP票3张、GS票73张。主要项目有:安全壳压力试验变形监测和内外观检查;SEC更换管道拆除和恢复FP22管墩混凝土支座;GCT改造混凝土墙及楼板开孔、封堵;配合APG系统改造拆除和恢复混凝土支座、制作储罐临时存放架;2PX泵房内混凝土裂缝修补;D2SEN地脚螺栓更换;CC出水口改造等项目。

(2) 岭澳核电站2号机组第三次大修,共完成工作票67张。主要项目有:厂房变形监测;配合主变压器检修拆除和恢复围墙,搭设检修棚;L2EAS002PO泵坑底部安装堵板及泵坑防腐;RX厂房气闸门与环廊间隙过大处理;根据OPH要求,完善RX厂房内燃料通道的隔离;I2ARE管线减振支架安装等项目。

3. 重要土建改造和维修项目

(1) CC出水口改造

CC出水口是大亚湾核电站循环冷却水(CRF)向外海排放的出口。由于循环冷却水在消力池内形成水跃剧烈掺气,在排水渠水面形成大量微黄色泡沫,不仅造成+38m参观平台参观者视觉污染,也给参观者、来访者造成不必要的误解。而且每次重要接待都要进行消泡处理。仅此一项每年平均耗费200万元人民币。此外循环冷却水从CC出水口溢流堰跌落,由于落差较大,溅起大量盐雾,造成附近厂房、钢结构支架、露天设备等严重腐蚀。CC出水口消泡是电站环境管理的重要项目之一,总经理部高度关注。

CC出水口防盐雾及消泡工程由于难度较大,采用设计方案竞赛的办法吸引多家设计单位参与。2000年3月共征集到北京水利水电科学研究院、广东省电力设计院、核工业第二研究设计院、中港四航局科研所等单位的7个方案:棱块体挡流堰、加PVC填料棚子、加钢筋混凝土棚子、加钢结构棚子、加PVC折板棚子、在溢流堰坝顶下游加涵管等。最后决定采用水利水电科学研究院的溢流堰下游加涵管的“压力消泡方案”。设计采用议标的形式由广东省电力设计院来承担,水力模型试验采用议标的办法委托北京水利水电科学研究院进行,通过试验选择和优化方案,确定各部分几何尺寸。

水力模型试验完成后,2002年4月25日国内有关方面的专家共9人组成评审小组,对《大亚湾核电站CC出水口改造防盐雾、消泡工程模型实验》进行了评审,认为通过水力学模型进行了整体比较试验和工程优化试验,提出了推荐方案,完成了合同规定的任务。通过1:10的水工正态物理模型模拟了实际工况,并在水中加入了一定量的泡沫剂,成果可信;模拟试验提出了各项工程优化措施,基本消除了海水水雾和产生泡沫的条件,在设计和施工上也是可行的;模拟试验对几何缩尺影响虹吸井水位变幅对凝汽器真空度影响的分析是合理和可信的,可满足电站运行的要求。

通过方案的征集、评选和水力模型试验,最终形成了虹吸压力双重过流方案,并顺利通过了国内知名水力学专家组成的专家小组评审。

广东省电力设计院根据试验报告和现场情况进行了工程施工图设计。

该工程原计划在第八次大修期间实施,但由于施工工期不足,推迟在第十一次大修期间进行。

2004年5月进行了施工招标工作,有中港四航局、三航局、广州救捞局3家应标,并组织了专家组进行评议。从施工工艺、方案的可靠性、施工风险等角度进行评定,认为中港四航局的钢围堰方案、三航局的钢套箱方案不确定因素较多,可能导致施工工期延误或无法

进行。广州救捞局的整体吊装方案 0.5 m 以下混凝土构件采用预制吊装, 0.5 m 以上混凝土现浇, 方案可靠程度高, 工期风险小, 为较好方案, 是唯一候选承包商, 由技术部门出具议标报告确定。2005 年 4 月正式与广州救捞局签订了施工合同。

本工程于 2005 年 5 月开工。土建由分包商华兴公司承建, 吊装由广州救捞局进行。2 号机组第十一次大修 CRF 泵隔离后水下混凝土预制件开始吊装。虽遇有靠近 1 号机组排水部分的预制件, 受波浪冲击振动较大等问题, 但经过各方的努力, 问题基本都得到解决。在 2 号机组第十一次大修期间, 完成了 2 号机组出水口的改造任务。

(2) 新建技能训练中心

为了适应广东核电迅速发展对人才培养的需要, 借鉴国外技能培训的先进经验, 广东核电应建立自己的技能训练中心, 以满足技能培训的需求。该工程从 1997 年开始调研, 拟建地址有三处: 长湾西部区域、新屋村和接待中心西北面原山东核电营地。长湾西部区域对自然生态环境、旅游资源开发有一定影响, 新屋村管理和维修成本高, 山东核电区域场地面积小, 将来扩建有局限性。最后经综合考虑, 确定在原山东核电区域。

2005 年 1 月 26 日至 2 月 4 日由深圳市勘察院进行了地质勘探。由核工业第一研究设计院进行工艺设计和建筑工程设计, 包括建筑结构、电气、通风、消防、给排水、通信网络等, 由成都西南华宇建筑工程设计咨询有限公司对设计和环境影响进行了评价。2005 年 1 月 6 日进行了设计验收。

新建技能训练中心占地面积 11 280 m²。

该工程进行了招标, 由华兴公司中标承建, 由深圳东鹏工程建设监理有限公司进行监理。2005 年 10 月 8 日开工。

(3) 大亚湾核电站 BA 楼大修

BA 办公楼, 建筑面积 7 354 m², 1987 年建成, 至今已使用 16 年。由于原建时为临建工程, 装修等比较简陋。2002 年 7 月, 由冶金工业部建筑研究总院深圳分院对该楼进行了鉴定, 结论是可满足抗震及日常使用要求。

BA 楼大修拟采用三种方案: ①维持现有格局, 只更换电力系统、消防系统及补漏; ②更换电力系统、消防系统、锈蚀的空调通风管、层面和墙面进行防漏处理、天花板和地板胶更新、局部作办公室隔断, 但不作大的改动; ③打掉全部隔断, 重新间隔、更换天花板、地板胶、门窗, 对行政技术设施和信息网络作相应改造。经总经理批准, 采用第三种方案。为了保证正常办公, 修建了临时用房 1 800 m²。

该项目有华南、洪涛、广田、奇信、飞龙等五家装饰设计公司投标。最后 2003 年 11 月 24 日开标, 飞龙公司中标。2005 年 4 月 29 日开工, 同年 12 月 31 日竣工验收。施工时对出入口进行了改造, 增加了与 SA 餐厅和 AD 档案馆的连廊。

施工时于 5 月 6 日曾发生一起错误剪断三楼网络光缆的事故。5 月 25 日, 原有 PVC 管与热溶管交接处破裂, 但没有造成人身安全事故。

(4) 大亚湾核电站 PX, HX 厂房外墙板及 MX 屋面板更换

PX, HX 厂房外墙及 MX 屋面板, 为金属压型板, 于 1992 年建成, 罗保盛公司为建筑承包商 MCCM 的供货商。该公司在 1993 年提供的保修条款中承诺, 在一定的条件下承担 25 年的保修责任。在 1999 年与电站签订的《大亚湾核电站 MX 厂房和附属厂房屋面板和墙板修补施工合同》中, 也对此作了进一步确认。但近年来 PX 等厂房的金属压型板受海风、盐雾影响, 板端和螺钉孔处腐蚀严重, 遇有台风时, 有被吹落的可能。当电站要求罗保盛公司

履行保修责任时,对方却认为由于环境恶劣、清扫不及时等原因造成,拒绝履行保修责任。

土建处会同财务、审计、合同等部门,尽力寻找锈蚀与板材质量有关的理由,多次召开会议,据理力争,最后罗保盛公司终于承认了责任。并建议采用抗腐蚀能力更好的、板内外表面涂氟炭涂层 $25\ \mu\text{m}$ 、厚度为 $1.2\ \text{mm}$ 的 3004H₄₄ 型铝材压型板。经验算,该板可满足现场抗台要求。又经谈判,由于更换采用性能更好的新材料,达成对方承担 60% 的材料费、50% 的安装费的协议。

PX, HX 厂房墙板更换和 MX 屋面板更换,由罗保盛公司施工,2005 年 4 月 19 日开始,7 月 11 日完工。施工时采用组合悬挂式吊脚手架,吊挂在柱间檩条的外侧,边施工边滑行,满足了不在厂房内搭脚手架,不影响厂房内行车运行的要求。

2005 年 5 月 5 日,更换南墙板作业中,误将 2PX 厂房西南角外墙板与混凝土墙之间的临时供电插座电源线几乎锯断,造成一起工业安全未遂事件。

5.2.7 在役检查和金属监督

2005 年大亚湾核电站 2 号机组进行了第十一次大修、岭澳核电站两台机组分别进行了第二次大修,电站 BOP 系统进行了年度检修,在役检查同步进行。同时, TTS 还开展了多项金属老化管理项目的工作。

1. 核岛在役检查

(1) 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修在役检查

2 号机组第十一次大修是第一次完整实施在役检查项目的十年大修。其主要检查项目有:一回路水压试验,压力容器本体及螺栓螺母、顶盖及控制棒驱动机构、指套管检查,蒸汽发生器传热管检查,一回路主管道焊缝、蒸汽发生器进出口管道焊缝、稳压器焊缝、VVP/RVC 系统管道焊缝、反应堆辅助系统管道及焊缝检查,三台蒸汽发生器水室及稳压器内壁堆焊层、蒸汽发生器和稳压器入孔螺栓螺母及螺栓孔环带检查,蒸汽发生器二次侧管板清洁度检查,容器和热交换器检查。主要检查结果如下:

涡流检查:在 18 根 RIC 指套管上共发现 24 处记录显示,对其中磨损较严重的 10 根进行了更换;在 7 根压力容器螺栓上发现可接受的记录显示。在 39 根蒸汽发生器传热管上发现可接受的凹痕、磨损显示。

射线检查:在 3 号蒸汽发生器的 3C4 和 3U1 焊缝上发现有气孔显示,与以前检验结果比较无显著变化。

渗透检查:在反应堆辅助系统管道焊缝上发现 8 处显示,经打磨处理后显示消失。

(2) 岭澳核电站 1 号机组第三次大修在役检查

本次大修为完整在役检查,主要检查项目有:一回路水压试验,压力容器本体及螺栓螺母、顶盖及控制棒驱动机构、指套管检查,蒸汽发生器传热管检查,蒸汽发生器进出口管嘴焊缝、稳压器焊缝、一回路使用因子 $F_0 > 0.4$ 的焊缝、“Farley Tihange”现象(RIS 与 RCP 连接处由于冷热混流造成疲劳裂纹的现象)管道及焊缝检查,蒸汽发生器二次侧管板清洁度检查,容器和热交换器检查。主要检查结果如下:

涡流检查:在 1 号蒸汽发生器的 1 根传热管上发现 1 处伤深约为 44% 壁厚的新缺陷显示(封堵该管),在 3 号蒸汽发生器的 1 根传热管上发现 1 处伤深约为 11% 壁厚的可接受新缺陷显示。在 1 根 RIC 指套管上发现磨损深度达 41% 壁厚的缺陷显示(割管移位处理该管)。在 1 根压力容器螺栓下部螺纹区发现多处可接受的记录显示(经讨论后更换该螺栓)。

目视检查:在2号蒸汽发生器二次侧冷侧管板管间发现1片状金属物(已取出)。

(3) 岭澳核电站2号机组第三次大修在役检查

本次大修主要检查项目有:反应堆压力容器螺栓螺母、控制棒驱动机构检查,蒸汽发生器传热管涡流检查,反应堆辅助系统管道及焊缝、RIS系统管道焊缝、“Farley Tihange”现象管段及焊缝检查,蒸汽发生器二次侧管板清洁度检查,容器和热交换器检查。主要检查结果如下:

涡流检查:在1根压力容器螺栓上发现新的可接受记录显示。

超声波检查:在RCP122VP阀门下游和RCP231VP阀门下游各发现1处旧有记录显示,与以前的检验结果比较无明显变化。

渗透检查:在RCP辅助系统管道R64047 A8焊缝上发现3处线性显示,打磨补焊后显示消失。在主泵飞轮RCP001的MOT LA3-1和IA3-5棘爪惯性块上各检测出1处线性显示(更换两惯性块)。

目视检查:在RCP215VP阀瓣的上部和法兰的右上方发现腐蚀现象,由MSM进行维修处理。在1号蒸汽发生器二次侧管板上发现1钢锯条断片(已取出)。

2. 常规岛及BOP系统在役检查

2005年度进行的三次大修中,均按相应机组在役检查大纲的要求对机械部件实施了在役检查。日常期间按大纲要求对两座核电站BOP系统辅助锅炉及压力容器进行了在役检查。

各次大修在役检查的主要项目有:汽轮发电机部件检查(解体的金属部件和各轴瓦、推力瓦、密封瓦、汽阀,汽轮机转子中心孔、叶片、围带连接片、低压缸末级轮槽,汽动、电动给水泵零部件)。压力容器检查(汽、水、油、风、氢等系统压力容器和主蒸汽联箱检查,压力容器水压试验)。凝汽器检查(钛管涡流检查)。根据FAC(汽水管流体加速腐蚀)原理开展的管件测厚检查。根据机械冲刷的外部反馈对DI和KD孔板下游管件的检查。

主要检查结果如下:

大亚湾核电站2号机组第十一次大修三台低压转子末级叶片及轮槽荧光磁粉检查,未见异常。本次检查的结果为确定以后末级叶片及轮槽检查周期提供了参考依据。

两核电站主要汽水管目前不存在流体加速腐蚀危险。部分KD和DI孔板下游管道存在冲刷减薄,已进行更换。

压力容器整体状况良好。岭澳核电站1号机组第三次大修中发现GSS210ZZ A6焊缝及AHP/GSS系统8台阀门空气罐存在与国家标准不符的超标缺陷,所有缺陷均处理合格。

两核电站BOP系统进行的在役检查主要项目有:54台压力容器和3台辅助锅炉的在役检查和水压试验。检查结果未见异常。

3. 金属老化管理

(1) 开展的金属老化管理项目有:双相不锈钢铸件热老化、管道热疲劳、小支管振动疲劳、INCONEL600应力腐蚀开裂、反应堆压力容器和堆内构件老化、汽水管流体加速腐蚀(FAC)等。各项工作开展顺利,多数项目已经开始大纲整理,部分项目已经进入现场实施阶段。

2005年,规范控制科对岭澳核电站1号机组GSS152VV螺栓及螺帽、大亚湾核电站2号机组GSE002VV固定螺栓、岭澳核电站1号机组AGR202PO轴和齿轮、岭澳核电站公用设备SDA102KD流量孔板等共114个金属零部件,进行了成分分析与硬度测试。

(2) 反应堆压力容器材料辐照监督试验

2005年完成了大亚湾核电站1号和2号机组第三批辐照监督管(Z管)的切割、试样分拣、阴阳面确认、力学性能试验、温度探测器检查、中子注量计算等工作。

同时,在2005年完成了岭澳核电站反应堆压力容器辐照监督试验合同的签订工作,并开始进行相关的准备工作。

(3) 金属失效分析

1) 完成7项设备或零部件的失效分析,并写出分析报告。主要有高压缸隔板螺栓开裂原因分析、大亚湾核电站2号机组GSS210BA防涌浪板梁开裂原因分析、大亚湾核电站2号机组柴油机喷油器进油管开裂分析、大亚湾核电站2号机组第十一次大修三号低压缸末级叶片水蚀检查报告等。

2) 完成4项金属构件金属试验报告:岭澳核电站2号机组APP201TC上缸隔板缺陷检查、岭澳核电站1号机组GHE039VH螺栓断裂初步分析、CRDM的P10“Ω”形焊缝模拟试件宏观及微观金相检验等。

3) 完成大亚湾核电站2号机组低压缸末级叶片水蚀、大亚湾核电站2号机组APP201TC裂纹、大亚湾核电站2号机组RCP000BA出水管嘴划伤等设备损伤处的51件金相复型,部分测出修磨深度。

4. 焊接及水压试验

2005年顺利地完成了大亚湾核电站2号机组第十一次大修、岭澳核电站1号机组第三次大修、岭澳核电站2号机组第三次大修及四台机组日常维护的焊接管理工作,出色地完成了岭澳核电站2号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修一回路水压试验,大亚湾核电站2号机组第十一次大修除氧器水压试验及核岛、常规岛其他八台压力容器的水压试验工作。

(1) 核岛焊接工艺评定

2005年,对已过期的核岛一级和二级焊接工艺重新进行了工艺评定试验,共完成83项工艺评定的试件焊接、探伤及破坏性试验检查及试验报告的编制出版。试验项目涵盖了经常使用的碳钢、不锈钢、特种钢等不同种类的焊接接头。

(2) 主要焊接活动

1) 完成岭澳核电站1号机组第三次大修CRDM的P10上部密封焊缝泄漏堆焊处理,包括修复方案的评估确定、承包商资质审查、见证件的金相检查、焊接过程质量控制和无损探伤结果确认等一系列工作。

2) 完成大亚湾核电站2号机组第十一次大修三台低压缸转子叶片拉筋的焊接及热处理。

3) 完成大亚湾核电站2号机组第十一次大修APG001RF更换改造的焊接文件审查,焊接QC监督和无损探伤的结果审查。

4) 完成大亚湾核电站2号机组第十一次大修三台冷凝器水进、出口水室改造焊接QC监督及无损探伤检查。

(3) 水压试验

完成岭澳核电站2号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修一回路水压试验,大亚湾核电站2号机组第十一次大修除氧器水压试验及核岛、常规岛其他八台压力容器的水压试验工作。试验过程严格按规程和质量计划的要求执行,试验过程进展顺利。并在不同的压力平台对压力容器本体和试验边界进行了全面检查,未发现任何泄漏,试验合格。

5.3 质量保证

2005年,质保处按年度计划实施了内外部监查、环保内审、专项监督、专题项目改进、行动跟踪和培训。

按照风险为指引的理论,在考虑了DNMC主要部门质量管理状况和过去存在的问题的基础上,质保处对各单位的活动进行了风险评估。结合监督计划和两个电站2005年大修计划和处人力资源等因素,制订了2005年年度内部监查计划。

外部监查计划的制定,则主要考虑了供应商及承包商质量管理状况。2005年电站生产系统发现的有关供应商生产过程控制及产品质量方面的问题较多,主要涉及提供的物项和服务的重要性,供货范围及服务范围等因素。

在制订环保内审计划时,根据2004年环境内审的经验反馈,将2005年的DNMC环境内审进行了优化,分为生产线和行政线两块,有利于整体宏观分析和评估,减少审核次数。

1. 监查计划和环保内审计划的完成情况

2005年,共按计划完成11次内部监查、2次环保内审和8次外部监查,并根据需要增加了1个外部监查。对监查和环保内审中发现了的问题分别发出了相应的纠正措施要求(CAR)和观察通知(OBN)进行跟踪,具体监查和环保内审结果可参考相应的监查报告和环保内审报告。

2. 专项监督计划的完成情况

按计划完成31次质保专项监督。根据工作需要,还完成了计划外的28次专项监督。对专项监督中发现的问题分别发出了相应的纠正措施要求(CAR)和观察通知(OBN)进行跟踪,具体质保专项监督结果可参考相应的专项监督报告。

3. 改进计划完成情况

为了体现质保在电站生产管理中的作用,切实推动各职能部门改进那些对业绩有较大影响和长期得不到解决的管理问题,并促进质保工作的持续改进,2005年质保处安排和实施了7项改进计划,包括备品备件质量级别控制、安全文化改进、管理程序体系优化评估、建立质量管理盘、完善质保人员的授权资格培训体系、制定安全文化(质量)示范班组标准、建立标准检查清单数据库等。

上述项目除备品备件质量级别控制项目推迟到2006年继续进行外,其余均按计划完成。

其中管理程序体系优化评估的改进项目,经过2005年上半年的评估和分析,认为要解决现阶段公司的管理体制中存在的一系列程序、接口和管理效率问题,使业务流程输出结果与公司目标始终保持一致,最终确保公司管理效率和效果的真正提升,必须从业务流程着手,进行程序体系优化和业务流程优化。因此,公司于2005年8月正式启动了流程评估和维修流程优化项目组,把管理程序作为切入点,从维修业务着手,在公司内引入流程管理体系。至2005年年底,项目组基本完成了维修流程业务架构建设和流程文件的编写。并对DNMC业务流程优化给出了未来规划和推进蓝图,为后续其他流程优化的实施奠定了一个良好的基础。

4. 大修现场监督的执行情况

2005年质保处分别组织大修监督队参加了岭澳核电站2号机组第二次大修、岭澳核电站1号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修、岭澳核电站2号机组第三次

大修。质保人员从前期准备、现场实施到后期经验反馈各阶段,对包括人员资格、培训授权、工作文件、工器具仪表、工作过程、环境等方面进行相应的监督,基本上覆盖了大修的主要管理环节,通过这些监督活动的实施来保证大修质量。

2005年大修监督队现场监督2318次,发现严重安全质量缺陷229个,次要缺陷331个,为大修目标的实现及管理改进做出了贡献。

5. 供应商评审工作

2005年,质保处对16家I类供应商进行了资格预审,对8家供应商进行了源地评审,通过7家(对其中2家发出了保留意见,目前都已关闭)。对20家II类供应商进行了资格预审,通过了19家。

6. 行动跟踪

2005年质保处发出CAR共92个,关闭67个,截至2005年年底总计尚有98个CAR未关闭。2005年质保处发出OBN共71个,关闭69个,截至2005年年底总计尚有84个OBN未关闭。此外,2005年质保处还对各种会议行动和纠正措施的完成情况进行了抽查。行动和纠正措施的跟踪是电站持续改进的根本机制,质保处的独立验证有力地促进了行动及纠正措施完成的有效性。

7. 人员培训

质保处2005年按计划完成了相关的授权培训和专项培训。人员年度培训比率为5.55%。在完成公司培训处安排的培训外,质保处还组织了适当的外部培训项目以提高质保人员的专业技能。

5.4 环境管理

大亚湾核电站、岭澳核电站现场四台机组统一进行放射性废气、废液管理,统一采用排放年限值(见表5.4-1)。

表 5.4-1 四台机组的放射性流出物排放年限值

GBq

放射性流出物	非 ³ H核素	液态 ³ H	惰性气体	碘	粒子
排放年限值	700	145 × 10 ³	1 140 × 10 ³	34.2	3.8

2005年两电站四台机组排放结果见表5.4-2。

表 5.4-2 2005年两核电站放射性流出物排放结果

	液态非 ³ H核素		液态 ³ H		惰性气体		卤素		气溶胶		气态 ³ H 排放量 /TBq
	排放量 /GBq	占年 限值/%	排放量 /TBq	占年 限值/%	排放量 /TBq	占年 限值/%	排放量 /MBq	占年 限值/%	排放量 /MBq	占年 限值/%	
GNPS	1.27	0.18	62.4	43.1	2.29	0.20	12.5	0.04	5.48	0.14	0.77
LNPS	0.26	0.04	42.8	29.5	1.80	0.16	7.4	0.02	7.55	0.20	0.39
合计	1.53	0.22	105.2	72.6	4.09	0.36	19.9	0.06	13.03	0.34	1.16

注:液态非³H核素包括^{110m}Ag, ⁵⁸Co, ⁶⁰Co, ¹³⁷Cs, ¹³¹I, ¹³⁴Cs, ⁵⁴Mn, ¹²⁴Sb等人工放射性核素。

5.4.1 放射性废气排放与管理

1. 气态流出物数据统计方法的改进

自 2005 年 1 月起, 经国家核安全局同意, GNPS 和 LNPS 两电站的气态流出物采用新统计方法, 2005 年 3 月 11 日, 国家核安全局正式发文 (国核安发 [2005] 27 号) 批准该方法。

2005 年前 GNPS 和 LNPS 所使用的放射性气态流出物统计方法是参考法国 EDF 20 世纪 90 年代初的方法而制定的。新统计方法可直接反映核电站气态流出物中人工核素的真实排放情况, 剔除了天然核素的影响, 可降低惰性气体的排放量和 KRT016/017/021MA 系统的不可用次数, 提高了工作效率。

新旧方法统计项目比较见表 5.4.1-1。

表 5.4.1-1 流出物数据新老统计方法比较

项目	样品	新方法 (核素法)		老方法 (总放射性法)	
		基准核素	测量仪器	统计核素	测量仪器及取值
惰性气体	烟囱	$^{133}\text{Xe}, ^{135}\text{Xe}$	HpGe γ 谱仪	总 β	KRT017MA 读数
	ETY	$^{41}\text{Ar}, ^{133}\text{Xe}, ^{135}\text{Xe}$			
	TEG	$^{85}\text{Kr}, ^{131m}\text{Xe}, ^{133}\text{Xe}$			
卤素 气溶胶	烟囱	$^{131}\text{I}, ^{133}\text{I}$		总 γ	NaI γ 谱仪
	烟囱	$^{58}\text{Co}, ^{60}\text{Co}, ^{134}\text{Cs}, ^{137}\text{Cs}$		总 β	LB770 α/β 测量仪

新方法中基准核素每次参与统计, 如小于方法探测限则按 100% 探测限计算, 其他核素只有在比活度高于方法探测限时才计人。2004 年两种方法并列使用, 如以该年度为例, 新方法统计的惰性气体排放量约为老方法的 21%, 卤素为 56%, 气溶胶为 7.3 倍。气态 ^3H 的统计方法不变。

2. 大亚湾核电站

2005 年惰性气体排放量为 2.29 TBq, 比 2004 年 (按老方法) 下降了 83%, 即使 2004 年按新方法统计, 也同比下降 12.3%, 为历史最低水平, 平均排放的放射性浓度为 829 Bq/m³。

2005 年卤素排放量为 12.5 MBq, 仅为 2004 年 (新方法) 的 17.4%。主要是 2004 年 REN 系统存在微漏, 而 2005 年除了 4 月和 12 月紧接在碘过滤器试验后进行取样, 检测到微量 ^{131}I 外, 其他时间 ^{131}I 均小于探测限。卤素的平均排放浓度为 4.54 mBq/m³。

2005 年气溶胶排放量为 5.48 MBq, 比 2004 年 (新方法) 下降了 36.4%, 平均排放浓度 1.99 mBq/m³。全年气态 ^3H 排放量为 0.767 TBq。

2005 年废气排放总体积为 $2.76 \times 10^9 \text{ m}^3$, TEG 含氢废气排放 10 罐·次, ETY 排放 35 次。1 号和 2 号机组平均排放间隔时间分别为 20.3 d 和 17.4 d (已除去机组大修时间, 下同), 全年 1ETY 泄压排放用时 32.2 h, 2ETY 泄压排放用时 26.2 h, 均低于运行总则中 ETY 全年泄压排放时间小于 80 h 的标准。

3 月份在进行 TEG006BA 检修前氮气吹扫取样分析工作过程中, 由于 TEG006BA 取样隔离阀故障, 须通过 TEG005BA 隔离阀进行取样。测量后发现数据偏高, 经查找是由于 TEG005BA 的 TEC017VY 阀内漏所致, 最后通过 TEG004BA 的管线取样, 结果正常, 避免了

一次放射性气体失控排放事件。

通过连续排放途径排放的惰性气体占总排放量的 98.2%，ETY 占 1.1%，TEG 占 0.4%。

3. 岭澳核电站

2005 年惰性气体排放量为 1.80 TBq，在 2004 年基础上下降了 84%，如 2004 年按新方法统计则下降了 11.8%，为历史最低水平，平均排放的放射性浓度为 518 Bq/m³。

2005 年卤素排放量为 7.39 MBq，比 2004 年下降了 89%，如按新方法统计，同比下降 12.6%，为历史最好水平。卤素平均排放的放射性浓度为 2.13 mBq/m³。

2005 年气溶胶排放量为 7.55 MBq，为 2004 年的 5 倍，如 2004 年用新方法统计的结果则下降了 12.1%，故气溶胶排放量的上升主要是由统计方法的改变引起。平均排放的放射性浓度为 2.18 mBq/m³。全年气态³H 排放量为 0.386 TBq。

2005 年废气排放总体积为 3.47×10^9 m³，TEG 含氢废气排放 3 罐·次，ETY 排放 36 次。1 号和 2 号机组平均排放间隔时间分别为 19.4 d 和 15.8 d，全年 1 号 ETY 泄压排放用时 31.2 h，2 号 ETY 用时 41.1 h，均低于运行总则中 ETY 全年泄压排放时间小于 80 h 的标准。

通过 DVN 烟囱连续排放的惰性气体占总排放量的 97.3%，通过 ETY 排放占 2.7%。

5.4.2 放射性废液排放与管理

1. 大亚湾核电站

(1) TER 排放情况

2005 年核岛废液排放系统 (TER) 共排放 62 罐·次，排放废液体积为 25.5 km³。全年液态非³H 核素的排放量为 1.27 GBq，为历史最低，平均排放的放射性浓度为 50.0 kBq/m³。其中核素成分以^{110m}Ag，⁶⁰Co，⁵⁸Co 为主，分别占总排放量的 52%，30% 和 4%。^{110m}Ag 全年排放 0.67 GBq，为 2004 年 0.20 GBq 的 3.35 倍；液态³H 平均排放的放射性浓度为 2.45 GBq/m³。

非³H 核素的排放主要集中在 9~11 月，占 GNPS 全年排放量的 56%。主要原因是 9 月 9 日 2 号机组第十一次大修前，更换 D9TEP006DE 时，胶体^{110m}Ag 从除盐床上脱落，使得 9TEU001/004/005BA 受到沾污，放射性异常增高。并导致 TEU001EV 沾污，从 9 月 12 日至 9 月 30 日，TEU 向 TER001/002BA 传输放射性浓度超过 1MBq/m³的废水 11 罐·次(221 m³)。另外有 120 m³总活度约 900 MBq 的废水临时贮存在 TER003BA 中，于 2006 年 1 月初回传 TEU 蒸发处理。

9 月份受 D9TEP006DE 事件的影响，直接增加的非³H 核素排放为 217 MBq，占年限值的 0.031%，相当于正常情况下 GNPS 4 个月的排放总量。其中非³H 核素以^{110m}Ag 为主 (174 MBq)，占非³H 核素排放总量的 73%，相当于 GNPS 前 8 个月的 2.35 倍。

9 月份³H 排放量较大，为 13.6 TBq，占年限值的 9.35%。这主要是 7~8 月 TEP 系统中 间箱年度检修，致使³H 无法排出而累积在 RCP 及 TEP 系统内，大修前大量的³H 陆续排出，放³H 的排放量增加。

(2) SEL 排放情况

常规岛废液收集系统 (SEL) 全年排放废水 174 罐，体积为 74.4 km³。7 月 13 日，分析 DOSEL002BA 时，发现 pH 值为 11.07。检查发现 DIATE 一个地坑泄漏约 0.5 m³ 的 NaOH 冲洗水进 SEK 中，导致 pH 超标。经过滴定分析，加入 140 L 质量分数为 55% 的 HNO₃ 中和后合格排放。

全年 SEL 无特殊排放。每罐 SEL 废液取 100 mL 作为月度混合样进行分析, 测量项目有 γ 谱、总 γ 、 ^3H 等, 所有非 ^3H 核素均低于方法探测限, ^3H 有时略高于方法探测限 (40.0 kBq/m^3)。

2. 岭澳核电站

(1) TER 排放情况

2005 年核岛废液排放系统 (TER) 共排放 26 罐·次, 排放废液体积为 10.2 km^3 。

全年液态非 ^3H 核素的排放量为 0.26 GBq 。非 ^3H 核素平均排放的放射性浓度为 25.5 kBq/m^3 。液态 ^3H 排放 42.8 TBq , 平均排放的放射性浓度为 4.2 GBq/m^3 。2005 年非 ^3H 核素成分以 ^{58}Co , ^{60}Co , ^{110m}Ag 为主, 分别占总排放量的 48%, 17% 和 13%。 ^{110m}Ag 全年排放 33 MBq , 为 2004 年的 8 MBq 的 4.18 倍。 ^{110m}Ag 排放量增加较快, 应引起关注。液态 ^3H 平均排放的放射性浓度为 4.18 GBq/m^3 。

(2) SEL 排放情况

常规岛废液收集系统 (SEL) 全年排放废水体积为 67.5 km^3 (163 罐), 废水量大幅减少, 主要原因是对 SEK 冷却水 SEP 的运行方式进行了调整, 由常开改为随 SEK 水温进行开启和流量调节。

由于主蒸汽回路 (VVP) 中能检测到较低水平的 ^3H , 因此, SEL 废液中有时也能测到略高于方法探测限 (40.0 kBq/m^3) 的 ^3H 。全年 SEL 废液中未检测到除 ^3H 外的人工放射性核素。对月度混合样进行 ^3H 和 γ 谱分析, 结果均无异常。

8 月 12 日, 分析 LOSEL003BA 时发现 pH 值为 12.3, 经过查找发现是 L2ATE 系统在 8 月 10 日进行的中和排放过程中, 由于人员操作失误, 中和碱进入 SEK 引起的, 中和合格后排放。此次事件被定为电厂内部运行事件。

5.4.3 中低水平放射性固体废物处理

1. 2005 年放射性固体废物管理情况

(1) 2005 年放射性固体废物货包产生量统计 (表 5.4.3-1)

表 5.4.3-1 放射性固体废物货包产生量 (两台机组)

m^3

电站	目标值	承诺值	2004 年	2005 年	近三年平均值	现库存总量
大亚湾核电站	140	160	157.23	158.42	153.57	2 024.22
岭澳核电站	140	160	97.80	99.07	88.82	279.03

(2) 2005 年放射性固体废物货包产生量组成情况 (表 5.4.3-2)

表 5.4.3-2 放射性固体废物货包产生量组成情况 (两台机组)

m^3

电站	年份	浓缩液	废树脂	淤积物	水过滤芯	检修废物
大亚湾核电站	2005	18	60	0	9.22	71.20
	2004	22	0	2	21.81	111.42
岭澳核电站	2005	0	18	0	14.06	67.01
	2004	16	16	0	18.44	47.36

从表 5.4.3-1 和表 5.4.3-2 可看出,大亚湾核电站放射性固体废物产生量控制压力大,实际产生量已高于目标值,其主要贡献来源于废树脂,高出正常值约 30 m^3 ,这主要是由于 2004 年没有进行废树脂的固化而累积到 2005 年所致(D9TEP006ED 除盐床树脂被 $^{110\text{m}}\text{Ag}$ 污染,为了避免出现污染其他系统和设备风险,提前更换了该除盐床及 TEU001DE),另外由于该除盐床树脂被 $^{110\text{m}}\text{Ag}$ 严重污染,更换废树脂时产生的废水放射性浓度高达 160 GBq/L ,也间接提高了浓缩液的产生量。

(3) 2005 年放射性废物处理使用包装容器情况 (表 5.4.3-3)

表 5.4.3-3 放射性废物处理使用包装容器情况 (两台机组)

桶

电站	包装容器	浓缩液	废树脂	淤积物	水过滤器	检修废物	总计
大亚湾 核电站	C1	9	30	0	2	2	43
	C4	—	—	—	4	—	4
	208L	—	—	—	2	320	322
岭澳 核电站	C1	0	9	0	1	4	14
	C4	—	—	—	9	—	9
	208L	—	—	—	6	281	287

(4) 2005 年放射性原生废物产生量组成情况 (表 5.4.3-4)

表 5.4.3-4 放射性原生废物产生量组成情况统计 (两台机组)

废物类型/单位	大亚湾核电站	岭澳核电站
浓缩液/ m^3	3.5	0
废树脂/ m^3	5.42	1.5
淤积物/ m^3	0	0
水过滤器/个	35	26
可压缩废物/袋	3 601	2 794
不可压缩废物/袋	301	189
废油/L	70	100
碘过滤器/箱	90	67
高效过滤器/箱	13	8

(5) 2005 年包装容器及固化材料使用情况 (表 5.4.3-5)

表 5.4.3-5 包装容器及固化材料使用情况

容器、材料/单位	C1/桶	C4/桶	208L/桶	水泥/t	石子/t	沙子/t
采购量	0	0	700	53	0	120
消耗量	57	13	609	37.6	21.9	46.9
库存量	27	30	321	4.25	11.66	7.56

(6) 2005 年固体废物处理工艺改进主要研究和交流

1) 与清华大学核能设计研究院合作开展的放射性含硼废离子交换树脂水泥固化改进工艺研究已完成, 固化体的各项性能指标基本满足国标要求, 已完成《放射性废离子交换树脂水泥固化研究验收报告》初稿, 计划在 2006 年进行成果鉴定并向国家环保总局提交生产工艺改进申请。

2) 开展岭澳核电站超级压缩机投产试验, 设计并实施完成了非放射性模拟技术废物压缩试验、超级压缩生成桶饼的混凝土固定试验、放射性废物热态压缩试验等。通过相关试验, 实现了超级压缩机对核电站产生放射性技术废物(包括不可压缩技术废物)的超级压缩减容, 整体减容比可达到 30%, 目前超级压缩机已具备生产可行性。

3) 依据大亚湾核电站十年的 TES 系统运行经验和国外压水堆核电站的反馈, 经评估现有固化工艺, 废弃了在 QT 厂房贮存的大部分没有可能使用的 C2, C3 型混凝土桶(C2 桶 24 个, C3 桶 133 个)。

4) 参加了由泰山核电站二期主办的首届中国大陆六核电厂维修经验交流会, 进行了放射性固体废物管理交流, 学习了兄弟电厂在废物管理方面的经验, 并且达成技术人员共享、经验反馈共享的共识。

2. 中低放射性固体废物北龙处置场工作进展

除 2004 年接收的 14 个旧导向筒废物货包和 2 个旧反应堆顶盖废物货包共计 224.44 m³ 的废物外, 2005 年北龙处置场没有接收中低放射性固体废物。2005 年主要工作是维护和保养处置场各系统的功能。8 月份, 运营管理公司和核电环保公司合作完成了放射性废物运输、处置模拟演练, 演练过程表明:在废物处置的各个环节, 包括废物包的申报、接收检查、处置的相关程序可用, 各部门协调有序, 处置工艺系统运行正常可用, 满足处置要求。10 月份, 大亚湾核电环保公司向国家环保总局递交了运行许可证申请材料。11 月份, 完成了处置场地下水监测井的改造。

3. 2005 年放射性固体废物管理良好实践

(1) 制作出版了《放射性固体废物管理宣传手册》并在岭澳核电站 2 号机组第三次大修前向参加现场工作的主要承包商员工发放。

(2) 在岭澳核电站 2 号机组第三次大修前, 改进《控制区放射性固体废物收集方式(试行)》, 现场仅设置“放射性固体废物收集袋”(红色塑料袋)和“棉纱手套收集袋”(黄色塑料袋)两种塑料袋。此试行办法改善了大修人员现场投放放射性废物的识别方法, 简化收集环节, 充分体现了人性化服务, 创新服务手段, 同时也降低了放射性固体废物的产生量。

(3) 编制了放射性固体废物处理系统设备管理软件, 实现了 TES 系统主要设备的状态管理, 即时提供系统设备状态, 降低因不熟悉设备状态而产生的人因失效的工作风险。

(4) 策划大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修及岭澳核电站 2 号机组第三次大修消耗材料用量及技术废物来源、类别调查评估项目。通过调查根源, 找出不足或薄弱环节, 为今后固体废物管理改进奠定了良好基础。

4. 2005 年放射性固体废物管理存在的问题

(1) TEP006DE 除盐床更换时^{110m}Ag 大量析出。为了避免 TEP006DE 除盐床在大修期间投入运行时漏^{110m}Ag 影响一回路净化, 提前更换了 TEP006DE 除盐床, 但是在更换时仍有大量的^{110m}Ag 漏出造成 TEU 系统被严重污染, 蒸发器蒸发处理废物液时蒸馏液内放射性超标,

迫使增加放射性浓缩液的产生量,进而增加放射性固体废物产量。

(2) RCV003/004FI 泄漏。RCV003/004FI 在两电站多次发生了泄漏,多次更换滤芯,增加了运行成本也增加了放射性固体废物的产生量,目前已初步找到泄漏原因,将在 2006 年解决该问题。

(3) QS, LQS 厂房长时间存放废物货包。这与该厂房的定义功能不完全符合, QS/QT 厂房结构是相同的,均由 OPH 进行管理,每周都有辐射防护的测量和记录。但 QS 厂房部分区域配有通风设备,并设有辐射防护监测边界,日常有辐射防护人员值班,进出人员须经 C2 门监测,属辐射防护监视区,每天有辐射防护巡检,辐射防护的动态控制要求更高。而 QT 属辐射防护简单控制区域,没有 C2 门监测,防护水平较低。2005 年 9 月已完成 QT 厂房内不适用 C2, C3 桶的废弃,清理出部分空间。将在 2006 年完成 QS, LQS 内暂存的水泥桶货包的转运。

5.4.4 工业废物处理

1. 工业废物的收集与处理

2005 年工业废物存放场收集处理大亚湾核电站、岭澳核电站可回收工业废物有:废木材 22.5 m³、废钢铁 111.92 t、废电缆 15.41 t、废塑料桶 4 200 个、废包装纸箱 0.67 t、废泡沫桶 395 个、废变压器 5.89 t、废金属桶 164 个、废铝 50 kg,全部由合同部门通过合同谈判交由深圳市龙岗再生资源有限公司收集处理。另收集处理大亚湾核电站、岭澳核电站工业危险废物有:废油漆 4.4 t、废干电池 3.43 t、各种废化学品 3.83 t、废油棉纱 0.7 t、废铅酸蓄电池 15.94 t,废润滑油 52 m³,废油脂 590 L。

历年工业废物处理量见表 5.4.4-1。

表 5.4.4-1 历年工业废物处理量统计

废物类型/单位	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
废钢铁/t	436.16	33.5	29.5	208.51	145.44	186.29	107.65	111.92
废油/m ³	36	25	27.2	52	118	53	44.85	52
一般工业垃圾/m ³	1 720	1 730	1 192	1 196	1 013	2 796	2 754	2 328
废日光灯管/根	—	—	—	18 000	—	—	23 562	—
废干电池/t	—	—	—	1.18	—	2.92	2.82	3.43
各种废化学品/t	—	—	—	—	—	—	25.562	3.83

说明:1) 2003 年以后的工业废物处理产量为大亚湾核电站、岭澳核电站共四台机组的产生量。

2) 废油量增加主要是大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修 GGB 油室的汽轮机润滑油不合格报废产生的。

3) 一般工业垃圾(含厂区内的生活垃圾)776 车,其中大亚湾核电站 395 车,岭澳核电站 381 车,共 2 328 m³,全部运到东山垃圾填埋场处理。

2. 2005 年工业废物管理主要工作

(1) 在工业废物处理合同方面,进一步加强工业危险废物的处理管理工作。可回收工业废物由深圳市龙岗再生资源有限公司处理,工业危险废物由深圳市绿绿达环保有限公司处理;根据公司质保部门建议,要求深圳市绿绿达环保有限公司将经营业务范围外的工业危险废物交给有经营资质的回收公司进行处理。

(2) 2005 年电气处与厂家签订了新日光灯购买及废日光灯管回收合同, 以后废日光灯管的处置将逐步减少。

(3) 根据 SQA 建议, 日常生产和大修期间在现场新增加废石棉专用回收桶。

(4) 对工业废物处理管理程序进行升版, 将电子垃圾及乳化液作为工业危险废物回收处理。

5.4.5 环境监测与评估

1. 概述

依照 DNMC《环境监督与监测大纲》, 2005 年重点对核电站 10 km 范围的空气、陆地生物及海洋生物环境介质进行监测和分析。KRS 系统 10 个 γ 辐射连续监测站的运行情况良好, 有效运行天数为 3 592, 系统数据获取率为 97.8%, 环境监测大纲计划完成率为 103%。监测大纲的实施情况见表 5.4.5-1 和表 5.4.5-2。

2005 年 1 月“环境应急监测车网络监测系统”投入试运行。一年来的运行情况表明: 环境应急监测车及系统数据通信运行情况良好, 环境应急辐射监测网络系统及动态电子地图软件运行可靠, 便于实时监控。该系统的建立, 为事故应急状态下, 及时而准确地确定核电站下风向放射性烟雨区提供了可靠的监测信息, 也可为核电站正常运行状态下周围地区开展大范围的 γ 剂量率普查, 提供了可靠的监测手段。

参加了广东省核应急管理办公室组织的“第三周期大亚湾核电站/岭澳核电站核事故场外应急辐射测量比对”中环境累积剂量 TLD 和食品中 ^{90}Sr 核素的比对测量, 比对结果为: 核电站 TLD 测量值与参考值的相对偏差在 0.02% ~ -10%, 是历次比对中成绩最好的一次。 ^{90}Sr 样品分析结果与参考值的相对偏差在 -5.7% ~ -11%, 满足要求。

2005 年 7 月开始与中国辐射防护研究院合作, 建立了 5 个气态氙的监测点 (排放渠旁、岭澳核电站 C 井旁及两电站的下风向各处), 采取连续取样方式, 每个月采集一次。该项工作的开展, 为核电站运行期间环境气态氙的评价和地下水氙来源的研究初步积累了监测数据。

2005 年 10 月与中国原子能科学研究院合作, 在岭澳水库中心位置对探测器的宇宙射线响应进行了实验, 并对高压电离室和 GM 计数管探测器进行了比对测量, 实验结果: 大亚湾地区的宇宙射线为 $30 \mu\text{Gy/h}$, 4 台 γ 辐射探测器比对结果与均值的偏差小于 5%。表明比对测量结果具有较好的一致性, 从而验证了用高压电离室在现场对 GP-110 (GM 管) 探测器进行本底补偿校正的方法是可行的。

通过坚持质量管理, 使环境监测工作质量有了显著的提高, 数据纠正率逐年下降, 经统计: 2005 年比 2004 年数据纠正率下降了 47.2%, 而比 2001 年 (改进前) 下降了 90% 多, 连续四年实现了环境监测上报数据出错率为 0 的质量管理目标。

坚持每年与广东省环保局辐射监测中心 (GERC) 实验室开展比对工作和技术交流。2005 年与 GERC 开展比对的项目有: 监测站环境 γ 剂量率、生物样品 γ 谱核素分析、地下水氙、 ^{90}Sr 环境样品比对, 共测量和分析 130 个数据。比对结果为两家实验室 85% 以上的数据吻合较好。

2005 年环境科与 GERC 就有关环境监测与监督大纲的优化问题进行了两次专题研讨, 据此修改了大纲, 使其更适于 DNMC 群堆运行模式的环境监测与监督。

根据环境岗位的特点, 2005 年聘请国内资深专家进行了放射性测量数理统计、环境氙

的监测、就地 γ 谱测量及刻度方法等11项专项培训、4项技术交流和研讨；开展了环境应急监测车启动与运行项目的岗位技能竞赛和实操考核活动，提高了事故状态下的应急响应能力。

表 5.4.5-1 2005 年 DNMC 陆地环境放射性监测采样、分析一览表

监测介质	频度	采样 点数	采 样 计划数	采 样 完成数	采样点	分析项目及样品数						
						总 β	^{40}K	^{90}Sr	γ 谱	^3H	γ 辐射	
空气	辐射剂量率 (日均值)	连续	5	1825	1801	AS1, AS2, AS3, AS4, AS5						1801
			5	1825	1791	BS1, BS2, BS3, BS4, BS5						1791
	γ 累积剂量 γ 剂量率 环境 γ 射线	季	47	188	173	电厂周围50 km						173
		季	47	188	188	电厂周围50 km						188
		季	36	144	144	核电站区域内定点测量						144
	气溶胶 气溶胶 空气中碘	日	5	1825	1823	AS1, AS2, AS3, AS4, AS5	3646					
		月	5	60	60	AS1, AS2, AS3, AS4, AS5				60		
		周	1	48	9	AS2				9		
	淡水	雨水 地表水 饮用水	降水期	3	26	22	AS1、岭下、北龙(每半年)	15			2	20
半年			3	6	6	大坑、鹏城、岭澳水库	6				6	
季			1	4	4	01楼	4				4	
监测井水		月	2	24	24	P5, PR1	24	24		2	24	
		季	3	12	36	LNPS A, B, C	36	36		3	36	
年(季)	7	10	10	北龙2号、3号、4号、6号、 10号(7号为季度周期)	10			2	6			
	半年	2	4	8	岭下、风雨剧场	4				8		
土壤	土壤	年	10	10	12	大坑水库、鹏城果园、鹏城菜地、长湾、北龙、岭澳水库、岭下、惠东、P5井旁、荔枝园			2	12		
	沉积物	年	1	1	1	大坑水库、岭澳水库				1		
水果	柑橘	收获期	1	1	未采到	鹏城(柑橘园已取消)						
	荔枝	收获期	1	1	1	鹏城、水头、惠东				1		
植物	叶菜	年	3	3	5	鹏城、大鹏、水头				5	1 ¹⁾	
	萝卜	年	2	2	2	鹏城、大鹏				2		
	现场草	年	1	1	2	GNPS大草地				2		
动物	鸡	年	1	1	2	鹏城				2		
	淡水鱼	年	1	1	2	鹏城				2		
指示生物(松针)	半年	3	6	8	大坑水库、风雨剧场、岭下	8			8	4 ¹⁾		

注:1) 有机氚测量项目; 2) pH值测量项目。

表 5.4.5-2 2005 年 DNMC 海洋环境放射性监测采样、分析一览表

监测介质		频度	采样 点 数	采样 计划数	采样 完成数	采样点	分析项目及样品数						
							总β	⁴⁰ K	⁹⁰ Sr	γ谱	³ H	非放射性监测	
海 洋 生 态	海水	半年	10	6	16	H2(每年)、H5(每年)、H6、H9	8	16	8	8	40	200	
		季	4	36	40	III~H10(H1、H10 每半年)							
		季	1	24	29	材料码头(每季采样6次)							
		季	6	24	24	循环出口海水(GNPS、LNPS) 排放渠、材料码头、专家村、东 山海水							29
	排放渠海水		日	1	365	365	EC-B	365				48	44
			周	1	48	48	EC-B						
	海洋 沉积物	潮间带	半年	4	8	8	H21、H22、H23、H24			2	8		
		潮下带	半年	10	20	19	H1至H10						
	甲壳类	虾	半年	2	3	3	西大亚湾、南澳(每年)				3	2 ¹⁾	
		虾姑	半年	1	2	2	西大亚湾						
软体 动物	扇贝	年	2	2	2	西大亚湾、澳头				2	1 ¹⁾		
		年	2	3	3	东山养殖场、澳头							3
	青口	年	1	1	2	西大亚湾				2			
		年	1	1	1	西大亚湾							1
螺	半年	1	2	1	西大亚湾				1				
	半年	1	2	1	西大亚湾							1	
鱼类	杂鱼	半年	1	2	1	设备码头				1			
		半年	1	2	3	西大亚湾、东山养殖场							3
藻类	马尾藻	年	7	7	23	专家村、岭澳、长湾、杨梅 坑、沙缸下、岭澳、大辣甲				23	8 ¹⁾		
指示生物 (牡蛎)		半年	1	2	5	东山、澳头、坝岗、专家村							2

注:1) 有机氚测量项目。

2. 2005 年环境监测结果

(1) 空气环境辐射监测结果

1) 环境 γ 辐射水平

2005 年厂区 AS1~AS5 连续监测站, 环境 γ 剂量率日均值范围为 0.109~0.170 μGy/h, 年平均 γ 剂量率水平为 (0.138±0.016) μGy/h; 厂外 BS1~BS5 连续监测站, 环境 γ 剂量率日均值范围为 0.098~0.167 μGy/h, 年平均 γ 剂量率水平为 (0.115±0.009) μGy/h; 47 个点的 TLD 热释光累积剂量监测, 测量范围为 63.5~145.1 μGy/月; 厂区 36 个点的定点监测, γ 剂量率测量范围为 0.057~0.186 μGy/h。

环境 γ 辐射连续监测、TLD 及定点监测结果仍在本底调查值范围内, 未见有明显变化。

2) 气溶胶和气体碘放射性水平

厂区 5 个站共采集 1823 个气溶胶样品, 对衰变 5 天后的气溶胶样品进行总 α/β 放射性测量, 总 α 放射性月均值范围为 0.054~0.456 mBq/m³; 总 β 放射性测量月均值范围为 0.448~3.28 mBq/m³, 在本底调查值范围内。

月累积气溶胶样品每月分析一次 γ 谱, 全年共分析 60 个气溶胶 γ 谱样品, 未测出核电站运行后释放的人工放射性核素。

气体碘放射性主要监测核电站下风向 AS2 站的气体碘，每周采集一次。由于 AS2 站的空气采样泵出现故障，因而 2005 年仅采集和分析了 9 个气体碘样品，其¹³¹I、¹³³I 放射性含量小于 γ 谱探测下限。

3) 气态氙监测

2005 年 7 月在岭澳厂区 C 井附近、岭澳核电站的北山坡、排放渠附近以及医疗中心附近 (AS3 站) 和风雨剧场，设置气态氙取样点，采用被动式连续取样装置，每个月采集一次，全年共采集 6 个月的样品，放射性浓度分布为 98 ~ 368 mBq/m³，略高于国内核电站 (约 100 mBq/m³) 的本底调查水平，从地域位置分布上看，接近于岭澳核电站烟囱的 C 井附近空气的氙浓度最高，其次是 AS3 站和岭澳核电站排放渠附近，北山坡和风雨剧场空气氙的浓度较低。

(2) 陆地环境介质放射性监测结果

1) 淡水放射性水平

雨水总 β 平均放射性水平为 (53.7 ± 39.2) Bq/m³，与本底调查值基本相当。分析 20 个雨水氙样，仅 AS1 站和风雨剧场 7 个样品可测出痕量的氙，最大值为 3.96 Bq/L，其余样品均小于方法探测限。分析 10 个地表水和饮用水，其总 β 放射性浓度平均值为 (65.5 ± 37.6) Bq/m³，低于国家规定的饮用水标准。氙放射性浓度均小于方法探测限。

2005 年共采集 78 个厂区地下水样品，分析结果见表 5.4.5-3。

表 5.4.5-3 核电站厂区地下水放射性浓度

Bq/m³

电站	分析项目	第 1 次本底调查			2004 年				2005 年			
		范围	平均值	m/n ¹⁾	范围	平均值	标准差	m/n	范围	平均值	标准差	m/n
GNPS	总 β	109 ~ 229	169	2/2	93 ~ 210	142	30	24/24	77.6 ~ 425.5	161.6	72.8	24/24
	⁴⁰ K	65.9 ~ 88.0	77	2/2	48.8 ~ 127	66.1	15.6	24/24	16.7 ~ 328.3	72.9	63.1	24/24
	³ H (E3)	1.16 ~ 1.32	1.24	1/2	<1.3 ~ 4.5	1.7	0.8	9/24	<1.3 ~ 12.2	3.60	3.41	21/24
电站	分析项目	2001 ~ 2003 年			2004 年				2005 年			
		范围	平均值	m/n	范围	平均值	标准差	m/n	范围	平均值	标准差	m/n
LNPS	总 β	92 ~ 970	407	48/48	82 ~ 857	509	278	36/36	99.8 ~ 1015.8	525.5	297.2	36/36
	⁴⁰ K	52.2 ~ 1080	539.3	4/4	41.5 ~ 739.2	435.6	284.2	36/36	24.3 ~ 607	323	214.5	36/36
	³ H (E3)	<1.3 ~ 3.0	1.6	7/48	<1.3 ~ 5.5	2.1	1.3	19/36	<1.3 ~ 9.8	3.5	2.69	27/36

注: 1) n 为样品总数, m 表示大于探测限的样品数。

由上表可见，2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站地下水氙的浓度都有所上升。大亚湾核电站厂区 2 个地下水井，24 个氙水样品，其中有 21 个样品可测出痕量的氙。岭澳核电站厂区 3 个地下水井，总 β 放射性和地下水氙浓度水平都略高于本底调查值，有关岭澳核电站地下水氙的来源仍作为今后重点调研和监测项目。

北龙处置厂 7 个地下水井，总 β 放射性测量范围为 21.6 ~ 376.6 Bq/m³，在本底涨落范围内；北龙地下水氙浓度小于探测限。

大亚湾核电站、岭澳核电站以及北龙处置厂地下水中人工放射性核素均低于探测下限，天然放射性核素均在本底调查范围内。

2) 陆地生物样品放射性水平

共采集有 22 个陆地生物样品。陆地指示生物 8 个松针样品，总 β 放射性平均值为

(69.9 ± 9.49) Bq/kg, 与本底调查值基本相当。马尾松 8 个样品中有 2 个样品测出痕量的 ^{137}Cs , 最大值为 0.10 Bq/kg。荔枝、叶菜、红薯、现场草、鸡和淡水鱼中 ^{137}Cs 核素含量均在核电站运行前的本底范围内, 未见有明显变化。

3) 土壤及水库沉积物放射性水平

2005 年共采集 12 个表层土壤样品, 土壤中 ^{137}Cs 和 ^{90}Sr 含量以及大坑水库沉积物 ^{137}Cs 含量均在本底调查值范围以内, 未测出其他人工放射性核素。

(3) 海洋环境放射性水平

1) 海水放射性水平

2005 年在大亚湾海域 H2, H5, H6, H9 点位共采集 8 个样品进行 γ 谱分析, ^{110m}Ag 活度浓度均低于 γ 谱仪探测下限。

电站共分析 69 个海水样品, 海水氚的平均放射性浓度比 2004 年上升了 66.9%, 其原因是两核电站氚的排放总量有所上升, 总排放量比 2004 年上升了 19.7%, 比 2002 年上升了 94%。历年来海水氚的放射性浓度与氚排放量的变化趋势见表 5.4.5-4, 表 5.4.5-5 列出了排放后海水氚放射性浓度和分布情况。

表 5.4.5-4 海水氚放射性浓度与电站排放量

年份	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GNPS 排氚量/TBq	10.1	22.1	27.5	27.5	23.9	34.2	47.6	42.4	63.6	48.1	62.4
LNPS 排氚量/TBq	—	—	—	—	—	—	—	11.8	33.0	39.8	42.8
总排氚量/TBq	10.1	22.1	27.5	27.5	23.9	34.4	47.6	54.1	96.6	87.9	105.2
氚放射性浓度(Bq/L)	1.3	1.3	1.3	2.81	3.4	3.4	2.7	3.06	4.38	5.17	8.63

表 5.4.5-5 排放后海水中氚的放射性浓度分布情况

取样点	测量结果	取样时段			
		排放后 1~3 天	排放后 4~5 天	排放后 6~7 天	排放后 7~8 天
材料码头	样品数	13	9	4	3
	平均值/(Bq/L)	8.81	5.58	2.98	2.26
	测量范围/(Bq/L)	3.9~15.2	1.72~9.41	1.6~4.37	1.71~3.31

可见, 海水中氚的浓度与核电站氚的排放直接相关, 排放后 1~3 天内, 氚的放射性浓度较高, 排放 7 天后, 经过海水的稀释和潮水的扩散, 海水中的氚的浓度逐渐达到平衡。

2005 年大亚湾海水 ^{137}Cs 平均放射性浓度为 (1.73 ± 0.20) Bq/m³; ^{90}Sr 放射性浓度为 (0.94 ± 0.15) Bq/L, 均在本底调查值范围内。 ^{58}Co , ^{60}Co , ^{134}Cs , ^{54}Mn 等人工放射性核素均低于 γ 谱探测下限。

排放渠海水每天采集一次样品, 进行总 β 放射性测量, 每周对混合样品进行氚测量和分析。2005 年总 β 放射性平均放射性浓度为 ($9.85 \times 10^3 \pm 467$) Bq/m³, 排放渠海水氚的平均放射性浓度为 (12.0 ± 10.4) Bq/L, 测量结果表明两核电站放射性废液排放时, 海水总 β 、 ^3H 的放射性浓度符合电站稀释的要求。

2) 海洋沉积物放射性水平

2005 年在大亚湾海域 H1 ~ H10 和 H21 ~ H24 点位, 共采集 27 个海洋沉积物样品, ^{137}Cs 平均放射性比活度为 (1.23 ± 0.55) Bq/kg, 在本底调查范围内, 未测出其他人工放射性核素。

3) 海洋生物放射性水平

2005 年共采集 16 个地点的 23 个马尾藻样品, 专家村、岭澳、长湾、杨梅坑、沙缸下、岭澳、大辣甲等各点的 ^{110m}Ag 含量均小于方法探测下限。

在东山、南澳和西大亚湾海域共采集有 5 个甲壳类和 4 个鱼类样品, 品种有虾、虾菇和海鱼。分析结果仅东山 1 个虾菇样品可测出 ^{110m}Ag , 比活度为 (0.44 ± 0.06) Bq/kg, 其余样品 ^{110m}Ag 放射性均小于方法探测下限。

2005 年在东山、澳头、坝岗、西大亚湾海域共采集 16 个软体类样品, 分析结果: 东山、澳头的 7 个牡蛎样品以及 11 月份东山的 1 个鱿鱼和沙螺样品可测出痕量的 ^{110m}Ag , 测量范围在 $0.06 \sim 1.25$ Bq/kg, 最大值为 1.25 Bq/kg。珍珠贝、墨鱼和青口样品 ^{110m}Ag 放射性含量小于探测下限。表 5.4.5-6 显示了历年来软体生物和马尾藻 ^{110m}Ag 比活度与电站 ^{110m}Ag 排放量的变化情况。

表 5.4.5-6 历年海生物中 ^{110m}Ag 比活度比较

	Bq/kg										
年份	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
软件生物	3.69	1.1	0.97	0.48	0.41	0.23	0.088	0.13	0.12	0.05	0.17
马尾藻	0.51	1.65	1.9	0.26	0.11	0.13	0.08	0.12	0.07	0.086	0.08
排放量/GBq	6.86	2.97	8.04	1.04	2.15	0.94	0.47	1.21	0.32	0.208	0.707

由表可见, 海生物 ^{110m}Ag 比活度从 1998 年至 2004 年呈下降趋势。2005 年软体生物中 ^{110m}Ag 的比活度虽仍处于低水平, 但比 2004 年高出 2.4 倍, 这是由于 2005 年核电站液态流出物中 ^{110m}Ag 的排放总量比 2004 年上升了约 2.4 倍。主要原因是 9 月份大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修前, 更换 D9TEP006DE 时, 大量的 ^{110m}Ag 从除盐床脱落, 造成 D9TEU 污染, 导致排向 TER 放射性废液的次数增加, 9 月份非氚核素放射性废液的排放占年限值的 0.03%, 其中 ^{110m}Ag 核素占了 72.8%。

海生物藻类 23 个样品, ^{137}Cs 比活度范围小于 $0.05 \sim 0.10$ Bq/kg; 软体类 16 个样品 ^{37}Cs 比活度范围小于 $0.02 \sim 0.046$ Bq/kg; 甲壳类、鱼类 9 个样品 ^{137}Cs 比活度范围小于 $0.043 \sim 0.137$ Bq/kg, 四类海生物样品 ^{137}Cs 放射性水平与本底调查值基本一致。

其他放射性核素。海生物中未测出 ^{58}Co , ^{60}Co , ^{134}Cs , ^{54}Mn 等人工放射性核素; 天然放射性核素 ^{238}U , ^{226}Ra , ^{232}Th , ^{40}K 均在本底调查值范围波动。

海生物及陆生物有机氚的放射性水平。2005 年送出去分析 20 个生物样品, 其中: 15 个海生物样品, 有机氚放射性浓度范围为 $1.21 \sim 4.35$ Bq/L (燃烧水); 5 个陆生物样品, 有机氚的放射性浓度范围为 $2.60 \sim 4.23$ Bq/L (燃烧水)。生物样品有机氚的放射性浓度仍处于较低水平, 与本底调查值相比, 水平相当。

(4) 非放射性液态污染物的监测

2005 年非放射性监测项目有 COD、BOD₅、pH 值、磷酸盐、氨氮、粪大肠菌群等, 共分析 578 个数据, 分析结果显示: 大亚湾海水水质总体情况较好, 除悬浮物和磷酸盐个别数据偏高外, 其余项目均符合国家二级海水标准。

3. 结论

(1) 大气环境辐射水平

10 个 γ 辐射监测站、环境 γ 累积剂量以及定点 γ 剂量率的监测结果表明:2005 年核电站及周围环境 γ 剂量率水平与核电站投产前相比,无明显差异;环境气溶胶放射性水平在本底调查范围内,空气中放射碘的分析结果均小于 γ 谱探测下限;厂区气态氙浓度处于低水平的分布。

环境辐射监测结果表明:大亚湾核电站和岭澳核电站通过气态途径释放的放射性物质未对大气环境产生任何可观察到的影响。

(2) 陆地环境放射性水平

2005 年对陆地淡水、生物、动植物、土壤及水库沉积物进行取样分析,结果显示:陆地环境介质 ^{90}Sr 、 ^{137}Cs 、有机氙放射性水平与本底调查期间的数据基本相一致。

大亚湾核电站和岭澳核电站 C 井地下水可测出痕量的氙,未测出其他任何人工放射性核素。

(3) 海洋环境放射性水平

1998 年后,由于电站采取了一系列的控制措施,降低了废液中非氙放射性核素的排放量,使大亚湾海洋介质中,放射性核素的水平逐年降低,尤其是 ^{110m}Ag 核素的排放量,有了大幅下降;2005 年海洋生物软体类样品中 ^{110m}Ag 的放射性浓度仍处于低水平,但比 2004 年上升了两倍多,主要原因是由于大亚湾核电站 ^{110m}Ag 的排放量增加所致,其他藻类、甲壳类、鱼类 ^{110m}Ag 的放射性浓度均小于探测下限。2006 年将加强对海洋介质的监测,加强海洋指示生物牡蛎等样品中关键核素 ^{110m}Ag 的监测频度。

2005 年大亚湾海域海水中氙放射性浓度水平比 2004 年有所上升,这与核电站氙的排放量以及排放时潮汐状况、排放间隔和取样时段等因素有关。海水中 ^{137}Cs 含量仍在核电站运行前的本底调查范围内,未测出海水中其他人工放射性核素。

2005 年大气、陆上和海洋环境介质监测结果表明:大亚湾核电站和岭澳核电站投入运行后,通过气态和液态途径释放的放射性物质未对周围环境产生明显的影响。

5.4.6 环境保护工作

1. 综述

2005 年,大亚湾核电站和岭澳核电站放射性三废处理设施运行正常,大亚湾核电站放射性液态、气态流出物排放指标均低于国家批准的年限值和公司五年计划中的目标值。由于大亚湾核电站 2 号机组进行了十年大修,大修工期比较长,大亚湾核电站固体废物产生量和 2004 年相当,超过了年度目标值,但未超过公司五年计划中的承诺值。岭澳核电站放射性三废产生与排放量都低于目标值,而且远远低于大亚湾核电站同期水平,具体数据见表 5.4.6-1。

表 5.4.6-1 大亚湾核电站和岭澳核电站 2005 年的放射性三废排放情况

污染物	核电站	2005 年排放量 或产生量	2005 年公司 承诺值/目标值	2004 年排放量 或产生量
液态非氙核素	大亚湾	0.18	1.0/0.9	0.21
占年限值百分比	岭澳	0.04	1.0/0.9	0.05

续表

污染物	核电站	2005 年排放量 或产生量	2005 年公司 承诺值/目标值	2004 年排放量 或产生量
惰性气体 占年限值百分比	大亚湾	0.20	2.0/1.8	1.10
	岭澳	0.16	2.0/1.8	0.97
固体废物 m ³	大亚湾	158.42	160/140	157.23
	岭澳	99.07	160/140	97.8

环境监测数据显示,核电站周围环境的辐射水平基本保持在环境本底辐射水平的涨落范围之内。

2. 环境保护组织机构

DNMC 环境管理组织机构主要分为三个部分,分别为:DNMC 环境管理者代表和副代表、EMSG 协调组成员、各部处环保责任人和协调员。2005 年,环境管理组织机构的主要管理人员基本没有发生变化,只是少数人员发生了人事变动。

3. 环保培训和宣传

2005 年,公司继续加强环境保护方面的培训和宣传。对在核电基地工作的业主和承包商进行环保初训和复训,并在 12 月组织了 DNMC 所有环境管理人员参加的环保法律法规培训(由中国环境管理干部学院法学系教授主讲)。

2005 年,继续开展“6·5”世界环境日“清洁海滩、清洁环境卫生”活动,并在广东核电报上开辟了“6·5”世界环境日专栏进行环保宣传。由于环保宣传的突出成绩,公司被广东省委宣传部、省环保局评为“2005 年广东省环保宣传活动先进单位”。

4. 环境管理体系运行和认证

2005 年,对 DNMC 环境因素和重要环境因素进行了重新识别和评价。编制了 DNMC 环境目标、指标及环境管理方案并贯彻执行。编写了和核电站环境保护相关的环保法律法规清单。在 4 月和 9 月分别对非生产线部门和生产线部门进行了环保内部审查,并对环保内审中发现的问题召开专门的会议进行研讨和解决,环保内审对 DNMC 环保工作起到了很好的监督作用。

2005 年 3 月 3 日组织召开了由 DNMC 环境管理者代表和副代表、部门经理及 EMSG 协调组主要成员参加的环境管理评审会议,对 DNMC 环境管理体系运行情况和环保工作进行评审,对提出的问题进行讨论,并将纠正行动录入到 CIS“任务督办”系统中,通过 CIS“任务督办”系统进行跟踪,确保纠正行动得到落实。

2005 年 4 月 5 日至 8 日,兴原质量认证中心组织了部分专家对 DNMC 实施了环保外部监督审核, DNMC 顺利通过了此次审核。

5. 公司的环境治理

2005 年继续加大环境整治和绿化美化的力度。将 13 770 m²山林防火隔离带改建为生物防火林带,种植防火林面积达 275 400 m²,新增树木 91 810 棵。2005 年 3 月至 6 月对泄洪区 2 号路以南 10 000 m²的临时绿化地进行了改造,共种植乔木树 300 株,灌木 150 株,地被 1 500 m²,种植草坪 8 500 m²。2005 年在核电征地区域周边山坡植树 20 000 棵。每周定期开展绿化养护班组例会,对一周工作中的农药使用、浇灌等养护工作规范进行交底,强化安全

意识。农药使用量为 621.57kg。由于 2005 年雨水较多,绿化用水较往年少,中水及泄洪渠水浇灌面积保持在 161 900 m²。

生活垃圾分类工作继续在 DNMC 推行,2005 年生活垃圾容器化收集率 98%,分类处理率 85%,回收率 27%。各餐厅油烟净化装置运行情况良好,保证了餐厅油烟达标排放。完成南区餐厅炉具和南区、SA 餐厅燃油系统的改造。废电池、废日光灯管继续收集储存,最后交合法承包商进行处理。

工地医疗废物继续采取“医疗中心统一收集暂存,危险废物处理站定期统一清运处置”的办法,由医疗中心与市危险废物处理站签订处置协议,并交纳处置费用。工地所有单位的医务室将医疗废物单独收集,将收集包装好的医疗废物定期送工地医疗中心,放入市危险废物处理站提供的医疗废物专用收集桶里,由深圳市危险废物处理站定期收集处理。医疗中心按《医疗废物处理协议》和《医疗废物管理制度》管理处置医疗废物。2005 年,核电工地共处理医疗废物 1 440 kg。

6. 节能降耗工作进一步深入

2005 年节能指标完成情况良好,主要体现在挖掘机组发电潜力(机组热性能、热效率)、厂外生活用水量、外购电量的控制上。通过一系列的控制手段,各项节能指标都在控制范围内,具体指标完成情况见表 5.4.6-2。

表 5.4.6-2 2005 年 7 项节能指标完成情况表

		厂用电率 %	机组 热性能 %	机组 热效率 %	厂内生产 用水量 m ³ /日	厂外生活 用水量 万 m ³	厂外办公及 生活用电量 MW·h/年	外购电费 万元/年
2005 年 目标值	大亚湾核电站	4.2	99.8	33.8	3 000	250	16 000	1 800
	岭澳核电站	4.3						540
实际完 成情况	大亚湾核电站	3.64	100	34.08	1 172	140	15 640	1 123
	岭澳核电站	3.74	99.85	33.98	1 094			169

节水工作:岭澳核电站反抽水工程于 2005 年 2 月 11 日正式投入运行,每天可回收水资源 2 000m³。岭下水库联网工程于 2005 年 12 月 1 日投入运行,估计在雨季可增加 100 万 m³ 的可调配水量。大力开展节水宣传,组织了公司范围内的节水知识网上答题,提升员工的节水意识。核定承包商生活用水量,实行动用水申报制度,采用超量用水累进加价收费,提高承包商节水意识,切实落实承包商节水工作。在 2005 年年初水库容量减少的形势下,降低绿化养护标准,扩大中水绿化面积,减少绿化用水,节约水资源。

节电工作:优化 220 kV 变电站的调度管理,在外围 10 kV 设备运行安全的情况下,尽可能使用厂用电,减少外购电量。为减少电量损耗,节电小组对电量大的承包商所使用的电度表进行检测,对有问题的电度表进行了更换。3 月 22 日与深圳市节能协会的有关专家进行了节能交流,专家们对电站厂外照明网络进一步节电提出了建议。

降耗工作:主要体现在大力挖掘机组发电潜力、提高机组发电热效率(降耗)上,2005 年主要工作为:每日监测机组发电状况。大修前后机组效率跟踪。岭澳核电站 1 号机组出力低原因调查。纠正四台机组电功率显示偏差。更换了 GFR 滤网,提高了机组的出力。

7. 生活污水管理加强

根据环保公司专家村生活污水处理厂 2005 年的月度污水分析报告的数据显示, 2005 年广东大亚湾核电站工地生活污水基本上达标排放。从 2005 年 1 月开始, 大亚湾核电站工地的所有生活污水处理工作由核电环保公司统一负责。核电环保公司下属的生活污水处理厂负责污水处理站的运行和日常维护工作。改造项目由 DNMC 业主负责。2005 年主要工作:

(1) 由于岭澳核电站(二期)动工, 深圳市华兴建设有限公司等营地的拆迁, 致使进入专家村污水站原水大量减少, 为了保证出水水质较好的扩容系统正常运转, 专家村污水站原系统于 2004 年 12 月 18 日起停运至今。污水处理系统内仅有少量的生活污水在其内进行循环, 以保证原处理系统生物的正常生长。

(2) 大亚湾核电站 ED1 油水分离装置于 2005 年 3 月改造完成, 运行效果较好。5 月 18 日发现油水分离装置不能启动。由于新改造项目仍在保修期内, 立即向甲方归口管理部门汇报, 同时将所需易损件清单递交有关部门, 9 月 8 日备件购回, 组织人员更换后, 调试、运行正常。

(3) 大亚湾核电站 ED2/ED3 改建合并为一个污水站。经过几个月的调试后, 一直稳定运行。

(4) 对专家村污水站原系统 2 号刮泥机进行技术改造, 重新铺设了行走轨道, 加工了行走轮, 更换了部分易损件, 保证了南生活区改造后对污水量增加的系统处理能力。

5.5 电站应急计划管理

5.5.1 应急响应能力的维持

1. 应急培训

DNMC 规定所有员工和应急响应人员需接受两年一次的应急复训和应急人员专项复训。只有应急复训考核合格并获得授权人员方能上岗工作和承担相应的应急响应职责。2005 年 DNMC 强化了应急培训工作, 全年对约 600 名重要岗位应急响应人员进行了专项培训。对约 1300 名核电站工作人员进行了应急知识复训。合计进行了 71 期应急培训。

2. 应急演习演练

2005 年核电站应急演习、演练紧抓本年度核电站可能面临的风险, 体现了真实性、创新性和找缺陷三大特点。通过有效的演习、演练和纠正行动的落实, DNMC 应急人员的应急响应能力、应急设施设备的可用状态、应急指挥体系的有效性方面均有较大的提高。

按照 2005 年核电站应急准备工作计划, DNMC 组织了两次以台风和全厂失电为事故情景的场内综合应急演习。全体应急响应人员参加。在演习的方式上, 演习情景事先严格保密, 演习人员在全范围模拟机模拟的事故状态的导向下, 以自由响应方式进行演习。通过演习和对演习发现问题的改进和纠正, DNMC 应对台风和全厂失电事故的能力得到有效提高。特别是运行控制组, 提出了执行“失电规程”的最佳人员配备方案。为有效执行复杂的“失电规程”提供了保障, 切实提高了电站执行事故规程的能力。针对两组应急值班人员组织的两次场内综合应急演习具体情况如下:

2005 年 5 月 26 日, 组织本年度首次场内综合应急演习。DNMC 抗台风组织、应急指挥部及其所辖应急响应组参加应急启动和响应。演习模拟强台风在核电站海域沿岸登陆, 造成岭澳核电站 1 号机组失去厂外电网, 而后该机组又失去厂内应急电源。整个演习事故处理过

程没有出现颠覆性的问题,完成了预先设定的各项行动,达到了演习的目的。国防科工委核应急办公室和广东省核管办的领导与专家来电厂监察、观摩了演习的全过程,并对本次应急演练给予了较高评价。

2005年9月13日,与EDF联合进行本年度第二次场内综合应急演练。此次演习模拟大亚湾核电站1号机组失去厂外电网,而后该机组又失去厂内应急电源。大亚湾核电站和岭澳核电站TB/TC和AL实验室非应急人员参加集合清点,DNMC应急指挥部及各应急响应组参加启动与响应。EDF巴黎应急中心根据应急支持协议进行了技术支持。演习中各小组能够按照各自的职责执行各项任务。此次演习适逢电站进行WANO同行评审检查和DNMC-EDF应急准备技术交流活动,WANO专家和EDF专家观摩了演习的全过程。对于存在的不足,参加演习的各方和观摩演习的专家提出了宝贵的意见和建议。

2005年11月,组织公众信息与后勤支持组(SIA组)人员进行单项演习。此次单项演习针对SIA组近两年未参加过全场综合应急演练的人员。设计情景为场内人员集合清点和撤离,以检验应急人员在应急状态下进行人员清点统计、失踪人员组织查找、协调碘片分发以及组织撤离车辆的应急响应能力,验证应急计划及其相关技术程序的有效性。

2005年12月,组织技术支持组(TSC组)人员进行单项演习。此次单项演习针对TSC组近两年未参加过全场综合应急演练的人员。设计情景为机组进入U1规程,核电基地进入场外应急。演习重点为演练技术支持组组长(TSC1)和副组长(TSC2)的指挥协调,TSC组使用机组状态诊断系统(3D/3P)的综合能力以及对SESAME-GNP和RACAS-GNP系统的运用能力,使应急技术支持人员熟悉事故状态诊断、预测的定性和定量评价过程,提高事故后果的评价技能以及锻炼技术支持人员之间的相互协作能力。TSC2岗位人员的调整上岗对TSC1的组织指挥工作起到了较好的支持作用。

组织进行了四次机组换料大修卸料前反应堆厂房撤离演习。演习主要针对燃料装卸过程中发生事故的应急响应行动。组织进行了两次乏燃料装运事故燃料厂房撤离演习。演习主要针对乏燃料吊装和装罐过程中发生意外情况下的应急响应行动。

2005年4月19日和10月19日,DNMC组织了两次探索性的反恐应急演练。在公安、武警和经警三只保卫力量联合响应下,电站现场保卫力量紧急布控。应急指挥部与反恐指挥部的协调指挥三方面取得了有益的经验。

DNMC组织的两次反恐应急演练启动了全场保卫力量和“核电站反恐处置预案”。其中第二次演习启动了核事故应急指挥部。演习以恐怖分子向核电站投掷爆炸物为初始情景展开。公安分局干警、武警、经警先后出动赶赴现场并按预定方案展开交通管制、事发现场警戒与人员疏散、搜爆排爆、勘察取证、追捕、两厂区警戒以及海域警戒等行动。通过探索性的反恐应急演练,DNMC正逐步对核电站防恐、反恐工作碰到的各种难点、问题做进一步的研究。如对不同入侵模式、不同部位、不同性质的突发保安事件的应对方案;厂内突发保安事件情况下的人员、区域出入控制;厂内爆炸物排除的外部支持;最小应急待命保卫力量的设置等问题均在做进一步的研究和探讨,以推进核电站防恐、反恐工作,切实做好相应的应急准备。

3. 应急设施设备和应急组织的管理

(1) 应急设施设备

应急设施设备采取归口管理和各责任单位执行定期检查相结合的做法,即电站相关单位负责其职责范围内的应急设施设备的定期检查和试验,保证其处于随时可用状态。电站应急

准备归口管理部门每月一次对所有应急设施设备进行独立监督检查, 汇总检查中发现的问题, 并跟踪落实责任单位解决。2005 年电站应急设施设备、文件平均可用率在 98% 以上。

根据相关气象信息服务协议, 广州国际专业气象台及时准确地向电站提供了相关天气和台风预警预报。电站气象监测系统全年运行稳定可靠, 为可能的核事故后果评价和防抗台风的应急措施提供了可靠的依据。

根据国家核应急办的总体规划要求, 2005 年 12 月, DNMC 应急指挥网络系统向国家核应急响应网络系统传输机组应急数据的测试实验成功。国家核事故应急响应未来将得到科学的、定量的、客观的和快速的决策依据。

广东省核应急中心至 DNMC 应急指挥中心的数据网络连接和终端建设项目完成, 实现了 DNMC 应急指挥中心与广东省核应急中心的网络互联。

为防范可能的超强台风, 保障应急通讯与场外应急组织的有效联络, DNMC 采购了卫星电话。为应对全厂失电, 运行控制室配备了以蓄电池为电源的应急后备照明灯。购买了应急柴油机、应急抽水泵等应急物资。

(2) 应急组织

应急待命值班人员管理方面, 实行每周随机随时呼叫抽查 10% 待命值班人员制度。抽查结果表明, 大亚湾核电站和岭澳核电站应急待命值班人员在岗率为 99% 以上。对应急技术支持组副组长 (TSC2) 的人员资格要求进行了调整, 具有运行操纵员执照的模拟机教员进入到 TSC2 岗位。

5.5.2 场内应急准备管理

1. 应急计划完善修改

为更有效地减缓可能的严重事故后果, DNMC 开始实施“严重事故管理准则”(SAMG), 用于指导缓解严重事故后果的应急行动。SAMG 主要由启动后的应急组织来执行。为此, 对应急计划中 DNMC 应急组织的相应职责作了补充修改, 形成新版《大亚湾、岭澳核电站场内应急计划》(第四版) 已获国家核安全局审评通过, 开始在 DNMC 执行。

根据香港天文台近几年可能会有超强台风在中国大陆沿海登陆的预测, DNMC 成立了防抗超强台风工作组, 编写了运行保障、抢险救援、通信保障、撤离组织等方面约 20 份防抗超强台风的应急预案。

2. 应急执行程序修改升版

2005 年, DNMC 总结核电站外海域 2004 年发生的轻质油污染海面事件, 修改了程序《大亚湾核电海域航运事故的处理行动》, 进一步明确了溢油信息通报, 油污拦截与处理行动指挥, 大规模油污事故外部支持启动等方面的内容。

修改程序《应急设施设备器材文件的管理与定期检查》。规范严重事故处置相关的部分设施设备管理要求。修改各应急中心的钥匙管理办法。修改程序《应急防护行动》。根据驻场内承包商的变化, 重新确定碘片存放点和存放数量。

5.5.3 经验交流

1. DNMC - EDF 应急技术交流

2005 年 9 月 12 日至 17 日, 按照 DNMC 与 EDF 中法应急交流计划, DNMC 应急准备科人员、相关专业人员与来访的法国两位专家在大亚湾核电站和岭澳核电站进行了为期一周的

应急技术研讨和交流活动。在此次交流活动期间,法国专家介绍了 EDF 核事故应急演习计划的制定、演习情景的设计、三道屏障的诊断与预测、外部事件的应急计划等方面的经验,以及实施 SOP (State Oriented Procedures) 后的应急经验反馈。此外,双方还就超强台风下的工业安全,电站厂房、应急柴油机防抗超强台风预案进行了交流和研讨。

2. 与国家海事部门的交流活动

2005 年 8 月,根据深圳海事局加强深圳东部沿海海上油污污染事件防范能力的要求,由深圳海事局牵头组织,深圳中石化、华安、光汇石油和大亚湾核电基地等五家沿海防油重点单位参加,对国内溢油应急反应装备最先进,能力最强的天津中海油溢油应急反应基地、秦皇岛溢油应急反应基地和宁波溢油应急反应联合体进行了考察。考察交流期间,就大亚湾核电站外海域及早发现溢油事故,尽快判断风险和趋势,建立外部两航道(距电站约 10 ~ 20 km)的溢油监测手段和事故通报机制,深圳东部沿海溢油应急反应联合体建设。深圳、广东溢油处置力量启动与协调等方面的问题进行了沟通和交流。DNMC 应急准备科、土建处各 1 人参加了此次考察交流活动。

5.6 职业健康管理

1. 职业危害的监测和评价

(1) 放射性职业危害监测

2005 年度大亚湾核电站外照射集体剂量为 1 306.525 人·mSv,人均剂量为 0.486 mSv,中子外照射集体剂量为 2.400 人·mSv。岭澳核电站外照射集体剂量为 1 088.384 人·mSv,人均剂量为 0.433 mSv,中子外照射集体剂量为 7.910 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 7 637 人·次。两电站大修期间通过对具有代表性的 RX20M, 1KX-716, 2KX-756, N-234 和 L-215 厂房在各个检修工况下空气中氡浓度的监测,估算出大修氡内照射集体剂量最大值为 13.39 人·mSv。RX 厂房 20 m 平台空气氡的最高浓度为 3.49×10^4 Bq/m³ 小于 1 DAC (1 DAC = 8×10^5 Bq/m³)。并对其中 27 人进行常规尿氡监测,103 人进行特殊工况尿氡监测。监测结果表明:常规监测人员累积剂量最大为 11.3 μSv,特殊工况监测人员单次摄入最大剂量为 10.0 μSv,大大低于核行业标准规定的 1 mSv 水平。

(2) 非放射性职业危害的监测

2005 年引入苏州大学公共卫生学院作为合作单位,对大亚湾核电站和岭澳核电站主要厂房和作业区进行了非放射性职业危害因素的调查。通过对噪声、高温等项目的实际监测,表明电站的噪声、高温监测指标均在可控制或可接受范围内,与历年相比,监测数据无明显变化,未发现非放射性职业危害因素对人员健康的损害。

2. 职业健康监督

2005 年度职业性定期健康检查于 2005 年 5 月 23 日开始至 2005 年 7 月 5 日结束历时 44 天。计划体检 1 576 人,实际检查 1 560 人,16 人因出差、病事假和离职等原因,未能参加。

检查发现主要异常统计见表 5.6-1。

表 5.6-1 体检异常统计

异常项目	检出人数	检出率/%	异常项目	检出人数	检出率/%
1. 血压增高	37	2.37	10. 胆结石	27	1.73
2. 体重超标	841	53.91	11. 肝囊肿	51	3.27
3. 辨色障碍	36	2.31	12. 胆囊息肉	154	9.87
4. 血常规异常	93	5.96	13. 肾结石	38	2.44
5. 尿检异常	43	2.76	14. HBsAg +	53	3.40
6. 肝功能异常	170	10.90	15. 肝吸虫抗体 +	27	1.73
7. 血糖异常	30	1.92	16. 心电图异常	105	6.73
8. 血脂异常	559	35.83	17. 妇科疾病	58	61.70
9. 脂肪肝	224	14.36	18. 甲状腺功能异常	5	0.32

体检发现各种疾病的检出率与历年相比,肥胖、胆囊疾病、肝功能异常、高血脂、高血糖和泌尿系结石、妇科疾病有所增加。血压增高、心电图异常和血液异常有所减少。乙肝表面抗原阳性人数与2004年相比,略有减少,未发现甲类传染性疾病。发现一例结肠癌病例,术后稳定;一例恶性肿瘤死亡。肥胖、肝功能异常、高血脂、高血糖是关注重点。

体检结束后对1365名放射性工作人员进行了工作适任性评价,1213人能适任放射性工作,146人在严密医学监督下可继续适任放射性工作,7人不适任放射性工作。对于辨色障碍人员,提请相关部门,重新确认工作性质,保证其工作内容与辨色无关后方能从事放射性工作。2人因某些疾病不宜从事相应岗位工作的人员,提出医学建议,由用人单位适当调整岗位,合理安排工作。

2005年度对109名化验检查异常项目的人员进行了职业性健康跟踪检查。其中44.04%人员恢复正常,55.96%的人员须继续跟踪。对190人进行了电测听的初查和复查。并对听力异常的员工进行了告知和防护教育。对198人进行了肺功能检测。对417名员工进行了视野检测,未发现异常。

3. 职业健康保健

2005年度两电站的职业健康宣传和教育的健康宣传专栏、电站局域网和《核电人》杂志上宣传卫生健康知识为主,举办讲座和咨询为辅,开展了控制“三高”(高血压、高血脂、高血糖)和肥胖。提倡戒烟、限酒和健康生活的宣教。重点进行了高致病性禽流感和肝吸虫病防治的科普知识宣传。全年编辑出版健康宣传材料22期,总计达到296期。累计更换宣传栏宣传材料7950多份,以提高员工的卫生保健知识,增强员工自我保健的意识和能力。

定期对保健对象进行血压、动态血压、心电图、动态心电图和血糖等项目的监测,以提高员工认识疾病的水平,了解疾病的治疗和预防,加强对疾病的自主监测意识。

4. 异常照射情况下医学干预的准备及实施

2005年度两电站未发生过量照射事故。发生了3起头、面部皮肤放射性核素污染,经专业去污均达本底水平,去污效率100%。经全身计数器检查,未发现内污染。对有皮肤损伤和皮肤病的人员,采取了相对严格的控制措施。限制其进入控制区,最大限度的避免体表污染。控制区内发生的各种外伤,都从防止内污染的角度,提出了医学建议和防护措施,因

而未发生因外伤导致内污染的事故。

5. 医学应急计划与准备

2005 年度职业医疗中心医务人员参加了卫生部组织的全国职业性放射诊断医师培训,以提高处理厂内人员放射性损伤的能力。全年为电站员工和承包商员工进行了 47 期院前急救培训,总课时 256 学时,初训 354 人,复训 1 502 人。医务人员参与核事故应急演练和火灾急救演练,达到了规定的应急响应要求。

两电站厂房放置创伤急救箱共 14 个,班组配备的保健药箱共 24 个。对创伤急救箱、保健药箱以及救护车、专业去污中心、应急去污室、厂外去污室、主控制室和抢救室的去污急救设施、设备和器材,每周巡检一次,周检率 100%,可用率 100%。专业去污中心设备齐全,能完成机械、物理、化学和手术去污。职业医疗中心配备了抗放、促排和阻吸收等处理人员放射性事故的特殊药品,具有早期处理放射性内污染事件的条件和能力。并将苏州大学附二院(核工业总医院)作为核事故医学应急的后援支持单位。

核工地范围各大承包商及应急集合点放置了两万多片碘片,对承包商碘片存放点实行季检,考察其管理人员对碘片的保管情况和使用知识。对现场碘片存放点实行月检。碘片保存点巡检率 100%,碘片保存完好率 100%。

5.7 综合管理

5.7.1 计划及管理

5.7.1.1 发电计划执行情况及电网状况

1. 2005 年上网电量目标情况介绍

经 2004 年 9 月 22 日召开的 DNMC 第七次董事会上审议批准:大亚湾核电站 2005 年计划上网电量为 137 亿 kW·h,目标上网电量为 140 亿 kW·h,按上网 140 亿 kW·h 向电网申请。岭澳核电站 2005 年计划上网电量为 135 亿 kW·h,目标上网电量为 138 亿 kW·h,按上网 138 亿 kW·h 向电网申请。

根据粤发改能〔2005〕70 号文《广东省发展改革委、经贸委关于下达 2005 年电力生产计划的通知》下达的大亚湾核电站 2005 年上网电量指标为 140.69 亿 kW·h,岭澳核电站 2005 年上网电量指标为 138.86 亿 kW·h。

2. 2005 年主要生产情况

2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站运行情况理想,基本没有内外部原因减载,保持满功率运行,创造了良好的发电业绩。2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站创造了六项安全生产新纪录,分别为:大亚湾核电站 1 号机组无非计划自动停堆安全运行 1 348 天,该纪录仍在延续;大亚湾核电站 2 号机组在第十一循环不停机不停堆连续运行 430 天;岭澳核电站 2 号机组自首次临界以来无非计划自动停堆安全运行 935 天;岭澳核电站连续无工业安全事故 1 314 天,该纪录仍在延续;两电站年度上网电量均达到历史最高水平,分别是 148.47 亿 kW·h 和 144.37 亿 kW·h,合计 292.84 亿 kW·h;两电站自商业运行以来累计上网电量突破 2000 亿 kW·h。

2005 年进行了 4 次大修,年内总工期 153 天。各次大修均较好地完成了各项预定指标,按计划一次启动并网成功。2005 年在反映电站综合业绩的 9 项 WANO 业绩指标中,与同类

核电站 2004 年的水平相比,两电站 2005 年各有 7 项指标超过世界中间水平,其中各有 4 项和 1 项达到世界前四分之一水平。2005 年在公司五年发展计划确定的 18 项关键业绩指标中,16 项达到管理目标。主要指标完成情况见表 5.7.1.1-1。

表 5.7.1.1-1 主要发电指标统计

	大亚湾核电站			岭澳核电站		
	2005 年	2004 年	增减	2005 年	2004 年	增减
发电量/(亿 kW·h)	154.506	138.998	15.508	150.254	145.812	4.442
上网电量/(亿 kW·h)	148.5	133.106	15.394	144.374	140.008	4.366
负荷因子/%	89.62	80.41	9.21	86.63	83.84	2.79
机组可用率/%	89.86	80.84	9.02	87.16	84.49	2.67
内部原因减载等效天数/天	0.250	60.71	-60.46	4.42	9.45	-5.03
外部原因减载等效天数/天	0.000	1.42	-1.42	1.036	1.07	-0.034

3. 上网电量及其销售完成情况

2005 年大亚湾核电站实际完成上网电量 148.47 亿 kW·h,完成年初董事会批准的 140 亿 kW·h 的上网目标。其中送中华电力公司 103.93 亿 kW·h,占中华电力公司 2005 年总发购电量约 352.06 亿 kW·h 的 29.52%,送广东电网 44.54 亿 kW·h,占广东省 2005 年全社会用电量 2673.54 亿 kW·h 的 1.665%。2005 年岭澳核电站实际完成上网电量 144.374 亿 kW·h,占广东省 2005 年全社会用电量的 5.4%。

4. 停机及减载情况

(1) 内部原因停机及减载情况

2005 年大亚湾核电站发生内部原因等效减载仅 0.25 天,主要是进行定期试验和更换 GFR 滤网有少量减载。

2005 年岭澳核电站内部原因减载为 4.42 天,主要原因有:

1) 1 月 25 日 1 号机组因岭深乙线重合闸诱发机组快速降功率操纵员手动停机,发生非计划停机 1 次,减载损失 0.94 天。

2) 6 月 25 日降电功率到 580 MW 更换 1CRF001MO 推力轴承,减载损失 0.36 天。

3) 8 月 21 日因 2ARE033VL 螺栓脱落导致自动停机停堆,8 月 23 日并网,减载损失 2.63 天。

其他原因减载等效 0.49 天。

(2) 外部原因停机及减载情况

2005 年因广东电网总体还是处于缺电的形势,因此大亚湾核电站没有外部原因减载,岭澳核电站也仅有 2 号机组在春节期间减载到 800 MW 运行,减载损失 1.04 天。

2005 年两电站机组运行功率曲线及发电量见图 5.7.1.1-1~2。

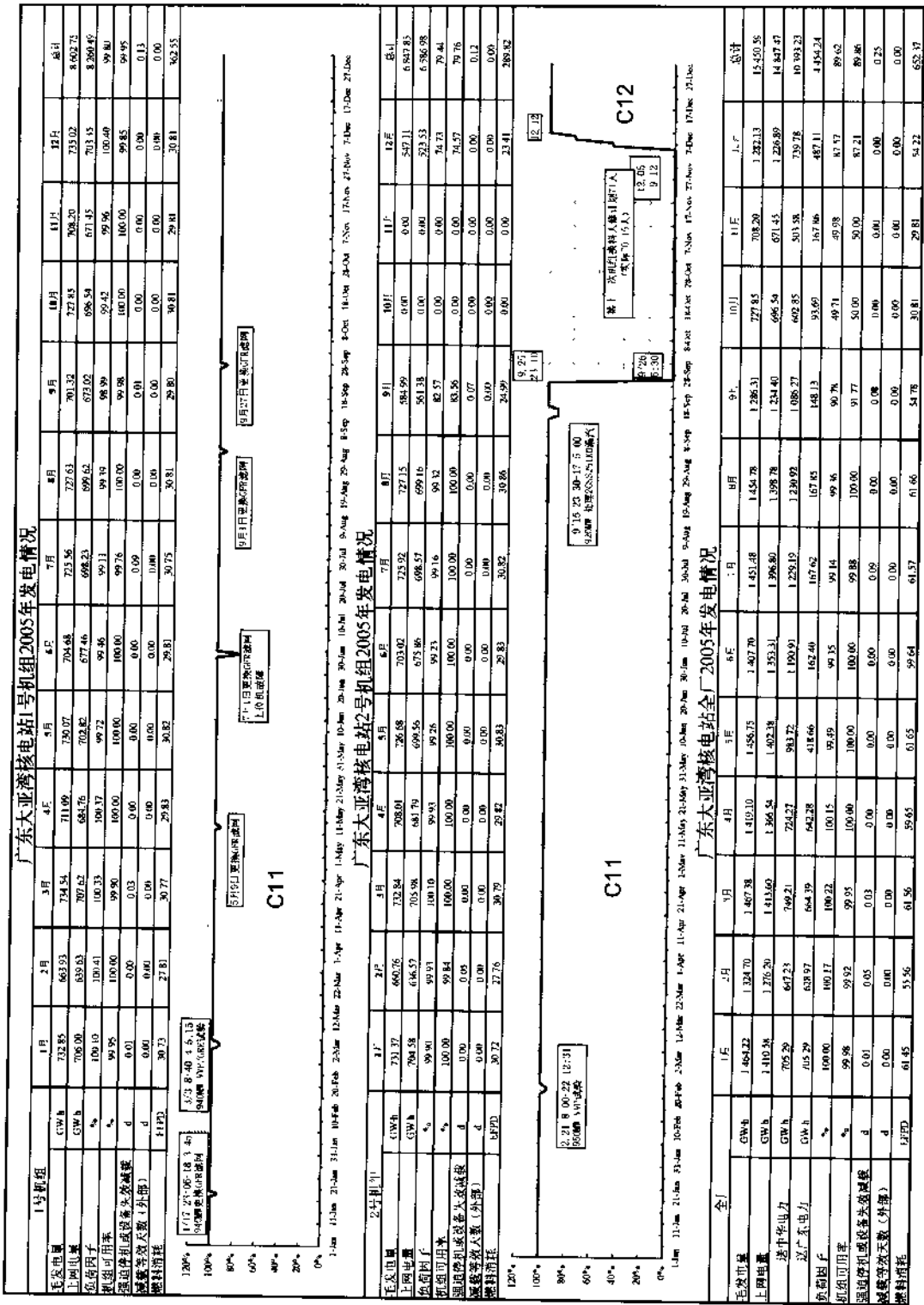


图5.7.1.1-1 广东大亚湾核电站2005年机组运行功率曲线及发电情况

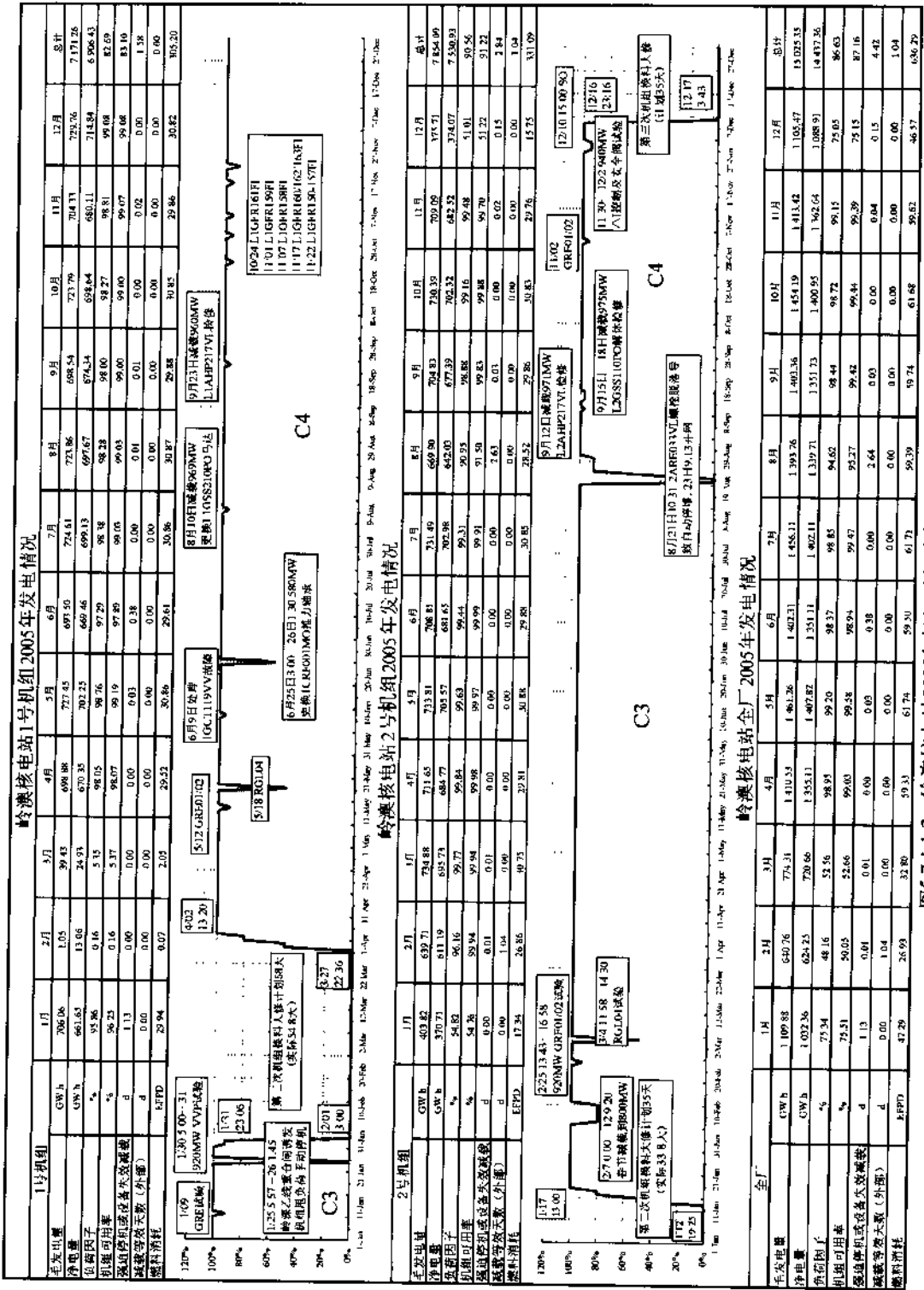


图5.7.1.1-2 岭澳核电站2005年机组运行功率曲线及发电情况

5. 2005 年电网电力生产运行情况

2005 年广东电网用电负荷和用电量继续保持增长势头, 出现了全年电力和电量双缺的局面, 是 10 年来最为紧张的一年。

全年广东电网用电最高负荷 4 415 万 kW, 增长 11.21%, 其中统调最高负荷发生在 8 月 5 日为 3 392 万 kW, 增长 15.97%。2005 年全省发购电量共 2 793.81 亿 kW·h, 同比增长 12.03%; 其中全省发电 2 278.56 亿 kW·h, 增长 7.41%, 外购电量 515.25 亿 kW·h, 同比增长 38.27%。省内全社会用电量 2 673.54 亿 kW·h, 增长 12%。

香港电网 2005 年发购电量约为 352.06 亿 kW·h, 同比增长 6.7%。

6. 发电计划执行情况简要分析

2005 年两电站年度上网电量均达到历史最高水平, 分别是 148.47 亿 kW·h 和 144.37 亿 kW·h, 合计 292.84 亿 kW·h。以下对 2005 年发电计划执行情况做简要分析:

(1) 从外部发电环境看, 2005 年因广东电网乃至整个南方电网仍均处于缺电时期, 出现了全年电力和电量双缺的局面, 是 10 年来最为紧张的一年。广东电网最大错峰负荷达到了 662 万 kW。因此大亚湾核电站没有外部原因减载, 而岭澳核电站也仅在春节期间有少量减载 1.04 天, 为超额完成年度上网计划提供了保证。

(2) 从机组运行状况来看, 也是历年来最好的一年。内部原因减载很少, 大亚湾核电站仅 0.25 天, 岭澳核电站为 4.25 天, 并且全年的各次大修均在计划工期内完成, 为实现历史最高上网电量提供了基础。

5.7.1.2 电站日常生产管理

2005 年, 电站日常生产项目组 (TEF) 在总经理部的领导下, 主动采取了一系列措施迎接安全生产的压力和挑战。

1. 积极开展各类保电活动

在大修前后对设备和系统安全状况进行排查, 继续组织各处开展了找设备缺陷竞赛活动。召开了防止停机停堆研讨会, 制定了具体计划并已切实执行。继续落实“防台、防雷、防涝”措施, 制定了防超强台风预案。除此之外, 还全力配合电网要求, 圆满完成了系列重大节假日保电任务。

2. 稳妥处理设备缺陷

在确保安全生产的同时, 日常生产项目组妥善处理了岭深乙线 A 相单极接地引发岭澳核电站 1 号机组快速降功率以及 L2ARE033VL 螺栓脱落网起停机、停堆事件。对 L1APP 抽汽调节汽门振动、L1CRF001MO 上部轴承组件故障进行了检修。此外, 重点推进电站长期遗留设备缺陷处理, 通过认真分析和深入讨论, 查找出 L1SAP 白粉产量高、L1CEX 氧含量上升、L1/2PTR 泵轴承温度波动等问题的根本原因, 消除了安全生产潜在的隐患和威胁。

3. 继续深化日常生产风险控制体系

2005 年, 日常生产项目组继续加大现场活动风险控制力度。在预防设备缺陷方面, 对振动、老化以及仪控设备漂移、绝缘低等故障进行了重点防范, 完成 D1/2JDT 探头更换, 对 L1/2ARE 主管和支管以及 L1ASG003PO 出口管线振动问题进行了分析处理并取得良好效果。在关键敏感设备管理方面, 进一步加强了偏差管理, 要求每项缺陷都须落实纠正行动, 进行规范跟踪。同时对关键敏感设备的长期遗留问题制定了跟踪和处理计划, 并提前开展事故预想, 准备应对措施。

4. 建立了重大设备抢修预案

为加强生产管理控制的前瞻性和主动性, 日常生产项目组在借鉴岭澳核电站主变压器抢修成功经验的基础上, 针对发电机转子、辅助变压器、汽轮机等重大敏感设备, 逐步建立了抢修预案。同时, 组织运行人员对遗留设备缺陷和机组常见瞬态进行事故预想并制定应对措施, 成功避免了 D1APP201PO 流量快速下降等可能导致停堆的突发事件。此外, 电站还积极推进预防停机停堆工作实体化和可操作化, 定期对停机停堆未遂事件进行分析, 确定改进措施。

2005 年, 从安全状态看, 虽然两电站核安全水平有所改善, 但工业安全形势依然严峻, 全年人员轻伤和未遂事件不断。从设备状态看, 四台机组都或多或少存在一些影响机组长期安全稳定运行的隐患: 大亚湾核电站两台机组运行已逾十年, 设备老化问题日趋显著。岭澳核电站两台机组运行三年左右, 尚未真正度过磨合期, 潜在设备问题仍在继续暴露, 设备管理和维修能力也还未在整体上达到能预测和可预防的高度。针对上述问题, 2006 年日常生产项目组在安全管理方面将着重于建立和维护有效的纵深防御屏障, 探测和消除已有的屏障漏洞。在设备管理方面, 将积极整合运行、维修、技术和监督力量, 明确定位、分工和职责, 保持横向运作和配合, 消除从设备缺陷产生到消除全过程所缺失的环节。还将保持对中长期设备遗留问题的高度关注和资源投入, 包括改造项目和备件管理, 而且自始至终体现关键敏感设备优先的原则。在此基础上, 建立机组系统和设备健康水平的评价模型, 逐步向预防和预测的检修标准靠拢。

5.7.1.3 电站预算管理 and 控制

1. 预算管理和成本控制改进

(1) 日常管理改进

在生产成本控制上, 2005 年加强了对各类费用的控制。从立项、合同推荐、支付申请等环节上, 对项目的金额、必要性及准确性进行细致的审核。查询历史数据, 必要时与现场及相关专业人员进行咨询沟通, 使生产成本得到了有效控制。2005 年通过成本控制科的协调控制, 在立项、合同推荐、支付申请环节调减、取消费用金额共计 141 万等值美元。

在分析历年预算执行跟踪的基础上, 2005 年开始作了较大的改进, 要求各成本中心在预算编制阶段, 同时编制预算计划, 将成本和资本预算细化, 按月分解, 作为生产线预算执行跟踪的基础。并在预算执行月度报告中将比较基础调整为分月预算数据, 以利于成本中心对预算项目的跟踪管理。优化预算绩效考核, 首次对大修和培训归口预算进行分解, 落实到各成本中心。并在年底对预算归口部门和责任部门进行双重考核。

(2) 专项管理

进行库存材料预算管理系统的开发与测试, 从预算申报、审批、立项、承诺及库存物资采购和管理改进等方面着手。并通过参与建立库存管理指标体系, 设置库存总量涨跌百分比、采购总量涨跌百分比指标以及改进库存材料预算管理流程, 进一步强化库存材料的成本控制, 减少库存量。

加强专项成本趋势分析, 以成本控制为目标, 用比较分析法进行分析, 对费用的合理性及合同的执行提出相关改进建议, 为项目决策提供参考依据。2005 年成本控制科完成了 7 份专项分析报告, 分别是《2004 年度现场日常承包商劳务成本分析》、《电站家具费用分析》、《2005 年库存材料采购领用分析》、《库存材料审查控制总结》、《两电站电气机务维修费用分析》、《技术资料费用分析》、《两电站核岛设备在役检查成本分析》。

为了进一步规范预算和立项流程,确保数据的完整性和准确性,缩短单据流转时间,成本控制科与财务部对现有流程电子化进行分析研讨,共同提出 BPM 详细需求,并组织测试。

完成岭澳核电站(二期)生产准备概算编制工作,为其工程投资概算编制提供了依据。建立岭澳核电站(二期)生产准备预算编码体系。协调并明确了岭澳核电站(二期)生产准备预算与工程预算的接口关系。

结合现场资产实物管理需要,对 OAMS 提出了多项改进建议,通过对 OAMS 进行升级,优化用户操作界面,简化报废资产、转移资产、资产入库和查询等模块操作。规范了相关的数据操作,使 OAMS 数据管理更加严谨。同时,改进了离线固定资产报废流程,规范了用户在 OAMS 中报废申请手续,加强了对报废资产信息的审核,确保账实相符。

完成生产离线固定资产管理程序编写,2005 年离线固定资产现场盘点总计 10 475 件,核实 10 107 件、盘盈 323 件、盘亏 45 件。

2. 收益性支出预算执行情况

2005 年收益性支出决算金额相比基准预算,大亚湾核电站托管业务节省了 36 万等值美元,岭澳核电站托管业务节省了 1055 万等值美元,DNMC 自营业务节省了 144 万等值美元。主要情况如下:

(1) 大亚湾核电站托管业务

1) 运行维修消耗材料及备品备件成本:决算金额超出基准预算 58 万等值美元,比 2004 年度上升了 98 万等值美元。主要变动因素: D2ATE 更换混床树脂采购阴阳树脂,增加了 78 万等值美元。另外,随着机组运行年限的增加,检修工作量增加,备件更换量增加。

2) 厂外劳务及技术支持费用:决算金额相比基准预算节省了 148 万等值美元,比 2004 年度上升了 77 万等值美元。主要变动因素:两位 EDF 专家的劳务费用增加 25 万等值美元。另外国内院所技术支持的单价成本较往年有不同程度的上涨,劳务成本有所增长。

3) 辅助设施运行维修费:决算金额相比基准预算节省了 57 万等值美元,比 2004 年度上升了 10 万等值美元。主要变动因素:现场防腐工作增加和电站防腐维修大纲编制技术支持,增加约 7 万等值美元。

4) 生产厂房及构筑物维修费用:决算金额相比基准预算节省了 25 万等值美元,比 2004 年度增加了 17 万等值美元。主要变动因素:大亚湾核电站厂房逐渐进入老化期,维修量大幅增加,导致加班费用和外调人工成本增加。

5) 电站劳动保护费:决算金额相比基准预算节省了 17 万等值美元,比 2004 年度降低了 1.9 万等值美元。

6) 电站行政后勤费用:决算金额相比基准预算节省了 27 万等值美元,比 2004 年度增加了 8.5 万等值美元。主要是交际应酬费从 DNMC 转入大亚湾核电站和岭澳核电站托管业务预算。

7) 机组大修费用:2005 年大修费用为 2 号机组第十一次大修,大修总工期 70.15 天,在计划工期之内(计划工期 71 天),大修决算金额超出基准预算 371 万等值美元,主要因为机组已运行十年,设备逐步老化,缺陷不断暴露,以及 18 个月换料大修的実施,机组运行周期的延长,使大修期间检修工作量有所增加。

8) 电站外购电费及水费、生产文档管理费、信息资料交流费、环境保护费及电站执照许可证费用、电站仓库经费、电站消防警卫费等与 2004 年度基本相当,略有下降。

(2) 岭澳核电站托管业务

1) 运行维修消耗材料及备品备件成本: 决算金额相比基准预算节省了 245 万等值美元, 比 2004 年度降低了 286.9 万等值美元。主要变动因素: 国外运输费降低 35 万等值美元, 化学用品降低 48 万等值美元, 通用备件的领用降低约 100 万等值美元。

2) 厂外劳务及技术支持费用: 决算金额相比基准预算节省了 114 万等值美元, 比 2004 年度上升了 157.2 万等值美元, 与大亚湾核电站费用相比略低。

3) 生产厂房及构筑物维修费用: 决算金额相比基准预算节省了 21 万等值美元, 比 2004 年度降低了 22.4 万等值美元, 比大亚湾核电站低 7.2 万美元。

4) 电站外购电及水费: 决算金额相比基准预算节省了 48 万等值美元, 比 2004 年降低 26 万等值美元, 比大亚湾核电站低 108 万等值美元, 主要是因为大亚湾核电站电费包含转售电部分及生活区用电分摊部分。

5) 辅助设施运行维修费, 决算金额相比基准预算节省了 19 万等值美元, 比 2004 年度上升了 94.5 万等值美元。主要变动因素: LMX 厂房防火涂料维修增加近 70 万等值美元, 现场小修小改增加了近 10 万等值美元 (工程遗留项)。

6) 环境保护费及电站执照许可证费用: 决算金额相比基准预算节省了 5 万等值美元, 比 2004 年度上升了 21.4 万美元。主要因为部分 2004 年的项目在 2004 年尚未完成, 转入 2005 年费用, 因此费用有所增加。

7) 电站行政后勤费用: 决算金额相比基准预算节省了 38 万等值美元, 比 2004 年上升了近 8 万等值美元。主要是电站部分交际应酬费预算从 DNMC 转入大亚湾核电站和岭澳核电站托管业务。

8) 机组换料大修方面: 2005 年大修费用为第三次大修, 其中 1 号机组第三次大修总工期为 54.8 天, 决算金额占基准预算的 68.33%; 2 号机组第三次大修总工期为 35.8 天, 决算金额占基准预算的 89.03%, 远远低于大亚湾核电站同期大修成本。主要因为岭澳核电站大修是在大亚湾核电站多次大修的经验基础上进行的, 大修工期控制合理, 对工作内容比较熟悉, 且大修管理也日趋标准化。

9) 生产文档管理费、应急计划支持费、信息资料交流费、电站劳动保护费、电站仓库经费、电站消防警卫费等与 2004 年度基本相当, 略有下降。

(3) DNMC 自营业务

1) 国内、外差旅费: 决算金额占基准预算的 88.79%, 比 2004 年度上升了 27 万等值美元, 主要因为岭澳核电站四分之一换料项目需要派员工到欧洲工作, 人数多, 时间长, 造成差旅费增加。另外岭澳核电站主变压器上海返修, 需要派员工驻厂监造, 差旅费支出较多。

2) 培训费: 决算金额占基准预算的 35.55%, 与 2004 年基本持平, 略有下降。

3) 电站行政后勤管理费: 决算金额占基准预算的 80.91%, 比 2004 年度略微上升 5.6 万等值美元。

5.7.1.4 部门管理计划及指标

电站范围内的部门管理计划主要指生产线的管理计划, 而生产线管理计划由生产、维修、技术和安全质保四个部门的业务构成。管理计划通常包含改进计划和管理控制指标两方面内容。改进计划有 DNMC 五年发展计划、生产线改进计划及处级工作计划三个层次, 管理控制指标有 WANO 业绩指标、生产线一体化指标、部门管理控制指标及各处关键业绩指标四个层次。这些计划和指标层次之间的关系是从上至下逐级分解, 从下至上逐级承诺。

1. WANO 业绩指标

2005 年大亚湾核电站有七项 WANO 业绩指标达世界同类型机组中间水平, 其中四项达世界先进水平。分别为: 非计划能力损失因子、强迫损失率、7 000 临界小时非计划自动停堆次数、化学指标。另三项达中间水平的指标为: 能力因子、专设安全系统性能、燃料可靠性。详见表 5.7.1.4-1。

表 5.7.1.4-1 大亚湾核电站 WANO 业绩指标

指标名称	2005 年结果			2004 年 WANO PWR 堆型水平		
	1 号机组	2 号机组	全厂	先进水平	中间水平	平均水平
能力因子/%	99.95	79.76	89.86	92.23	87.61	85.75
非计划能力损失因子/%	0.03	0.02	0.03	0.42	1.74	3.64
强迫损失率/%	0.03	0.02	0.03	0.24	1.08	2.61
7 000 临界小时非计划自动停堆/(次·单机组)	0.00	0.00	0.00	0.0	0.0	0.57
安全系统性能	0.001 0	0.001 0	0.001 0	0.000 0	0.005 5	0.015 6
燃料可靠性/(Bq/g)	0.07	0.10	0.09	0.037	0.385	70.5
化学指标	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.06
单机组集体剂量/(人·Sv)	0.653 26			0.24	0.63	0.76
20 万工时工业安全事故率	0.144			0.00	0.11	0.33

岭澳核电站也有七项 WANO 业绩指标达世界同类型机组中间水平, 其中只有工业安全事故率一项达世界先进水平, 其余六项达中间水平的指标为: 非计划能力损失因子、强迫损失率、专设安全系统性能、燃料可靠性、化学指标和集体剂量。详见表 5.7.1.4-2。

表 5.7.1.4-2 岭澳核电站 WANO 业绩指标

指标名称	2005 年结果			2004 年 WANO PWR 堆型水平		
	1 号机组	2 号机组	全厂	先进水平	中间水平	平均水平
能力因子/%	83.10	91.22	87.16	92.23	87.61	85.75
非计划能力损失因子/%	1.05	0.82	0.94	0.42	1.74	3.64
强迫损失率/%	1.25	0.89	1.07	0.24	1.08	2.61
7 000 临界小时非计划自动停堆/(次·单机组)	0.93	0.86	0.90	0.0	0.0	0.57
安全系统性能	0.000 6	0.000 7	0.000 7	0.000 0	0.005 5	0.015 6
燃料可靠性/(Bq/g)	0.20	0.04	0.12	0.037	0.385	70.5
化学指标	1.00	1.02	1.01	1.00	1.01	1.06
单机组集体剂量/(人·Sv)	0.544 19			0.24	0.63	0.76
20 万工时工业安全事故率	0.00			0.00	0.11	0.33

2. 2005 年两电站一体化指标

(1) 大亚湾核电站一体化指标中, 未达标的指标有:

1) 第一组 I_0 消耗比(单机组)超标: 实际值 9.15, 目标值 9。

- 2) 集体剂量(单机组)超标:实际值 653.263 人·mSv,目标值 650 人·mSv。
- 3) 工业安全事故率(20 万工时)超标:实际值 0.143,目标值 0.1。
- 4) 中低放射性固体废物(m^3)超标:实际值 158.42,目标值 140。
- 5) 库存价值(M\$)超标:实际值 112,目标值 110。

(2) 岭澳核电站一体化指标中,未达标的指标有:

- 1) 7000 临界小时非计划自动停堆次数(次·单机组)超标:实际值 0.9,目标值 0。
- 2) 库存价值(M\$)超标:实际值 103,目标值 90。

(3) 两电站共用的一体化指标中,未达标的指标有:

- 1) 安全文化指数:实际值 70,目标值 80。
- 2) (IOE+LOE)重发事件(起):实际值 12,目标值 5。
- 3) 超过 100 天未关闭的 CAR 的数量(个):实际值 13,目标值 2。

3. 生产线改进计划完成情况

2005 年生产线改进计划由安全管理、安全文化、日常生产、维修质量、大修管理、技术管理和岭澳核电站(二期)生产准备七大项内容组成,全年按计划执行率为 98%。各项主要改进工作如下:

安全管理:在核安全方面完善了核安全管理机制,提高值长安全管理能力,优化 STA 运作模式,建立工程改造项目的核安全评审机制。推广 PRA 在应急柴油机定期试验和在线维修领域的应用。完成岭澳核电站新技术规范项目的实施。完成 GNPS 严重事故管理导则(SAMG)实施。在职业安全方面,建立第一责任区定期安全检查与评价制度,完成现场工业安全危害的辨识,改进现场化学危险品的存放管理。在专项安全管理方面,整合电站消防力量并重新制定灭火预案,整合工地事故救援力量,建立反恐与核应急接口管理流程,建立海面重油污染应急方案。在经验反馈方面,建立了安全生产核心业务系统并定期进行评价,确立了 11 个执行处防人因控制的评比方法。确定了反映电站异常、事件状态和趋势的经验反馈指标。

安全文化:完成 IAEA 安全丛书 INSAG-4、REPORT-11 的翻译、修订和出版。完成新员工安全文化培训教材编写、安全文化复训教材编写和管理岗位安全文化培训教材编写。开展安全文化示范班组活动,组织安全文化知识讲座,出版三期内部安全文化刊物。继续推进化学、运行、维修、技术人员行为规范实施,完成“人员行为训练室”可行性研究。

日常生产:建立设备状态评估方法,按机组逐月分析设备状态统计数据。建立单一失效紧急停机、紧急停堆关键敏感设备数据库,建立防人因紧急停机停堆培训教材,组织 OPO、LPO 完成防人因紧急停机培训。完成日常生产风险活动 A、B 类清单升级版。建立 LNPS 主变压器、一回路主泵密封、GNPS 辅助变压器、发电机转子、发电机定子线棒更换、汽轮机等重大设备的抢修应急预案。

维修质量改进:继续推进气动阀、电动阀机电仪及 PMC 维修一体化项目。完善重大敏感设备管理责任制,建立仪控设备老化定期更换清单,识别其他类型设备老化现象。对维修工具进行集中管理,完善工具管理软件。规范维修人员行为,提高维修技能,建立典型人因事件经验反馈有效性的定期评价制度。出版、推广维修人员行为规范,开展维修部技能练兵活动。推进维修工作文件包优化,建立岭澳核电站维修标准工作包,整体提高维修文件质量。

大修管理改进:规范大修责任制,实施大修标准承诺书制度。整合大修承包商队伍并且

优化接口,确立承包商质量控制体系及考核制度。研究世界先进核电站大修整体优化和管理与技术经验,确定 DNMC 大修总体优化的计划。完成大亚湾核电站十年大修项目的准备工作和项目实施。

技术管理改进:完成工程师行为规范、改造过程风险分析、改造利益代价分析和设计独立验证及安全评价独立验证工作等各项导则,优化技术改进过程。继续按计划推进 RCM 在大亚湾核电站、岭澳核电站各系统分析中的应用。执行十年安全审查相关纠正行动,落实相关文件修改和消防等领域的改进工作。编制 DNMC 四台机组设备老化和寿命管理大纲。对一回路管道热疲劳、二回路汽水管流体加速腐蚀预防、小支管的振动疲劳、堆内构件的老化和寿命管理等进行评估。实施十年改造计划(GTM)的相关项目,编制中长期改造项目清单。进行备品备件质量级别控制,确定不同质量级别备件采购的质量控制要求。确定电气仪控板件设备供应商,建立电气仪控设备国产化数据采集系统,建立电气仪控核级产品认证体系。开展岭澳核电站(一期)先进燃料管理四分之一换料管理项目论证,进行燃料管理设计。改进运行人员的培训体系,建立生产线技能培训授权制度。识别公司主要战略合作伙伴,分析公司所面临的内外部环境因素,改进外部伙伴关系。完成数字档案馆技术规范需求与分析。完成大亚湾核电站技术支持文件数字化,岭澳核电站程序数字化,推广电子文件生成系统的使用。编制公司知识产权保护战略程序,制定技术秘密、商务秘密等保护方案。

岭澳核电站(二期)生产准备方面:确定岭澳核电站(二期)生产准备组织机构和重大项目(包括模拟机、程序编写、执照统一等)的管理模式,确定移交接产的组织过程,出版生产准备工作大纲,出版生产准备总体工作计划(二级进度计划)。

5.7.1.5 电站管理层工作会议

1. 生产线管理干部大会

电站第一季度管理干部大会于4月26日在南区活动中心召开。本次会议旨在认真总结第一季度的工作及问题,从不同层次进行深入分析和总结,提出下一阶段安全生产的具体保障和改进措施。

电站第二季度管理干部大会于7月12日在南区活动中心召开。本次会议旨在全面总结上半年的生产情况,反思不足,明确思路,部署并落实下半年的生产任务。

大亚湾核电站2号机组第十一次大修动员会9月13日在南区活动中心召开,本次会议旨在总结前阶段大修准备情况,签订大修责任制承诺书。并为即将到来的连续四个大修做好动员工作。

2. 生产管理研讨会

5月9日,维修部召开2005年度管理研讨会,就重要管理改进项目的实施方案和推进计划进行讨论,统一思想,明确重点,以便更好地开展后续工作。

7月5日,电站联席值班管理研讨会在公关宣传中心召开。本次会议旨在进一步明确提高运行管理水平的改进措施和思路,为后续持续改进制订切实可行的工作计划。两运行处处长代表先后就“反应性操作的监控”、“机组瞬态控制”、“事故预想”、“SRO与RO核心能力差别”等专题进行了汇报和研讨。

7月21日,2005年人因工作研讨会在公关宣传中心召开。会议总结了近年来运行、化学、维修、培训、质保等领域的人因工作实践,介绍了2005年开始推动的执行处人因评价工作,明确了今后的工作思路。

8月9日,技术部2005年度管理研讨会在公关宣传中心召开。与会人员就“提高员工

技术能力”、“技术人员培训”、“员工量化考绩介绍”等专题进行了研讨,进一步明确了上述管理项目的工作思路。

9月9日,运营管理公司总经理部及生产四部经理赴香港与中华电力有限公司进行安全管理经验交流。中华电力有限公司首席运行官 SAUNDERS 先生介绍了中华电力有限公司安全管理的变迁及主要经验,安健环质(SHEQ)经理、龙鼓滩电站经理及青山电站经理介绍了安全管理体系和实践。与会人员对此次交流的收获进行了总结,对拟借鉴的经验及后续改进进行动作了安排,并将通过正常工作体系及公司管理计划加以落实。

12月12日至16日,生产部邀请EDF运行方面的资深专家对电站运行程序体系进行全方位评估。EDF专家们通过调查和分析,从运行程序的编写依据、编写生效和修改控制流程以及运行程序与相关程序的相互影响等角度开展了评估,指出了现行运行程序体系存在的差距和改进方向。

3. 日常生产专项会议

7月7日,2005年度电站日常生产管理研讨会在公关宣传中心召开,旨在总结上半年四台机组生产管理情况,分析强、弱项并因地制宜地研究改进思路,同时对百日消缺活动进行总结和表彰。

4. 专业领域研讨会

4月5日至8日,由IAEA主办、DNMC承办的“IAEA化学品管理研讨会”(IAEA National Workshop on Control of Chemicals in NPPs)顺利召开。研讨会期间,IAEA专家及各核电站代表分别就核电站化学品管理的相关专题以及国内各核电站的化学品管理情况进行研讨和现场实践,DNMC化学环保处、合同供应处等相关专业人员参加了会议。

5月17日至19日,DNMC与EDF举行“核电站与电网之间运作模式及工作关系研讨会”。就核电站与电网的关系、核电站的发电计划、电网及核电站的黑启动方案等议题进行了全面的交流和沟通,取得良好效果。EDF专家、集团及电站相关人员总计30余人参加了本次交流活动。

6月16日,为期两天的秦山核电公司(一期)与DNMC“在役检查、金属监督和防腐技术研讨会”在大亚湾核电站工地圆满结束,与会双方就在役检查、金属监督和防腐领域的多个议题进行了深入的交流和讨论。

8月2日,核电站燃料管理研讨会在培训中心召开。在听取核电站燃料管理专家的专题汇报后,与会人员就核燃料采购和监造、运营核电站可靠性指标、堆芯安全评价和监督等议题进行了充分讨论,认真探讨了广东核电(包括运营核电站和新建核电站)燃料管理工作的中长期任务和规划。

8月5日,为期一周的WANO人因和性能指标技术支持访问圆满结束。WANO专家结合人因主题对电站生产活动进行了现场观察、访谈,并对电站人因管理提出了改进建议。同时,电站安全文化小组成员和性能指标小组成员利用这次机会和WANO专家进行了人因和性能指标方面的研讨。

8月11日,技术部召开2005年度工程改造专题研讨会。会议就“工程改进SWOT分析及建议行动”、“改进项目优先级确定和项目排序”、“改造项目(SMR)设计和施工接口管理研讨”等议题进行了充分讨论。

8月16日,维修部召开自主化维修研讨会,重点研讨了“维修活动分类及维修项目自主、外包策略”、“电气设备自主化维修的思考”、“PMC机电仪一体化自主维修”等六个议

题,对自主化维修推进的目标和策略达成了共识,并对自主化维修项目推进的近期及中长期工作做了部署。

10月13日,岭澳核电站先进燃料管理项目协调会在巴黎召开。DNMC,FRAMATOME及NPIC三方就项目进度、执照申请等问题展开了讨论,并就存在的问题讨论了解决对策。岭澳核电站先进燃料管理(先进1/4年度换料)项目于2004年正式启动,由DNMC,FRAMATOME和NPIC三方合作完成。该项目是DNMC在保证安全运行的前提下提升运行机组运行水平、保持技术优势、创造经济效益和延长压力容器使用寿命的重大核岛燃料管理改进措施。

5.7.2 电站委员会

5.7.2.1 电站核安全委员会

2005年电站核安全委员会(PNSC)共召开了32次会议,其中8次为紧急PNSC会议。PNSC会议完成了全年的预定计划,共审议了116项核安全相关问题,主要包括:

(1) 审查并批准运行事件报告(LOER);

(2) 审查核安全相关改造项目,包括LNPS新技术规范项目,以及其他技术规范、监督大纲的修改;

(3) 审查核安全相关定期报告;

(4) 审查其他核安全相关专题报告;

(5) 8次紧急PNSC会议审查了L2RCP002VP/L2RRA021VP的内漏问题;岭澳核电站CRDM P10第三道“Canopy”焊缝泄漏问题及WSI公司的OVERLAY技术修复方案;岭澳核电站1RIS029VP内漏情况及处理方案;D2RRA001/002PO加错润滑脂处理方案;大亚湾核电站第十一次大修卸料前PMC试验与检查中换料机在堆芯内定位精度裕量不满足程序准则问题;大亚湾核电站第十一次大修压力容器MIS机检查发现两处挂伤、两处探头划痕以及两异物的处理方案等。

2005年PNSC会议共形成140项决议及行动要求,除31项未到完成期限外,其余109项均按时完成。

5.7.2.2 核电生产教育培训委员会

随着广东核电的快速发展,员工队伍规模不断扩大,培训需求日益增加,DNMC作为中国广东核电集团的人才培养基地,人才培养已受到公司领导的高度关注。在2005年,由于公司组织机构和管理层人员的变动,生产教育培训委员会组成人员部分重新进行了调整,其功能定位进一步完善。核电生产教育培训委员会(OTC)作为生产培训管理的决策、协调和推进机构,通过制定电站培训领域的方针、政策,保证培训活动的有效开展及满足中国广东核电集团对人才培养的需要。核电生产教育培训委员会机构设置有:主任一名(由公司总经理部主管生产的副总经理担任);副主任一名(由主管培训中心所在部的部门经理担任);秘书一名(由培训中心主任担任);委员为各部门负责培训工作的部门经理层人员。具体部内日常培训协调工作由各部的培训协调员负责执行,培训协调员必要时可列席核电生产教育培训委员会会议。

2005年生产教育培训委员会第三次修订了《核电生产教育培训委员会章程》,该章程已由公司总经理批准生效。2005年6月2日召开核电生产教育培训委员会第四次会议,会议就技能培训训练中心建设、技能培训课程体系建立以及目前培训工作须关注问题等议题听取

了汇报并进行了讨论。2005年12月7日,召开核电生产教育培训委员会第五次会议,会议听取了DNMC的人才培养基地作用、师资建设、技能训练中心项目一期进展及二期规划初步设想,以及特殊岗位认证制度方案等议题的汇报,并对两次会议的各议题形成的有关决议进行了跟踪、落实。

5.7.2.3 电站环境保护与废物管理委员会

按照ISO 14001标准和群堆管理方案,结合DNMC机构的变化和《关于调整公司委员会设置的通知》精神,“电站环境保护与废物管理委员会”更名为“环境保护与三废管理协调组(FMSG)”后,在2005年中作为DNMC环境保护和三废管理工作的检查决策机构,继续履行其管理职能,全年召开了6次会议,会议行动有效,结果满意。

1. 完成的主要改进工作

(1) 经国家环保总局批准,从2005年1月开始,用气态流出物 γ 谱分析结果取代总放射性分析结果进行排放量的统计,采用该EDF新的气体统计方法,惰性气体、卤素和气溶胶的排放量较往年有明显下降。

(2) 针对 ^{110m}Ag 核素,对核岛更换放射性除盐床的程序进行了较大的改进,如将除盐床的反冲洗操作取消,采取边反松动边排放树脂的办法;将废树脂罐事先排空用来接收换树脂所产生的高放射性废水等措施,有效避免 ^{110m}Ag 污染TEU。

(3) 对9TEP006DE投运前的冲洗工作进行了优化,明确了9TEP006DE在投运前是不需要“硼饱和”的冲洗操作的(只有是刚换树脂新床,投运前的“硼饱和”才是需要的),冲洗的目的是9TEP006DE重新投入使用后,除盐床在重新建立动态平衡过程中,避免可能会析出放射性核素(含 ^{110m}Ag)或其他杂质进入RCP一回路。这样9TEP006DE冲洗时间由以前的1小时左右减少到10分钟左右,大大减少了废水产量。

(4) 通过到现场勘查及纳入隔离工作文件包,提前编写大修的阀门解体《排水操作指令单》,并对核岛工作负责人进行相应的培训,在大修期间现场监督《排水操作指令单》执行的有效性,充分实现废水分类控制,减少废水产生。

(5) 除盐床的更换的工作流程标准化:除盐床压差高问题在现场较为普遍,确定除盐床压差高后统一先请MIC校表确认后,由OPC统一出票更换树脂,从而避免不必要的树脂更换工作,保证固体废物产量最小化和最优化。

2. 对环境产生较大影响的活动和事件

(1) 大亚湾核电站9TEP006DE释放 ^{110m}Ag :2005年9月,大亚湾核电站2号机组第十一次大修前,根据2号机组第八次、第十次大修中9TEP006DE投入为一回路净化时释放 ^{110m}Ag 导致TEP系统污染而影响大修排水的反馈,决定更换9TEP006DE以确保大修安全。在9TEP006DE更换工作时,胶体 ^{110m}Ag 从除盐床上脱落,使得TEU001/004/005BA受到污染,9TEU005BA中的废液的放射性浓度高达 $168\,431\text{MBq}/\text{m}^3$,其中主要的放射性核素是 ^{110m}Ag ,放射性浓度约为 $44\,210\text{MBq}/\text{m}^3$,由于放射性太强使得9TEU受到污染,导致TEU排TER超内控标准次数增加,从9月12日至9月30日,共排放放射性浓度超过 $1\text{MBq}/\text{m}^3$ 废水11罐次,此部分占年限值0.03%,其中 ^{110m}Ag 占73%。另外有 110m^3 放射性浓度约 $10\text{MBq}/\text{m}^3$ 的废水临时贮存在TER003BA中,于2006年1月1日至4日处理完毕,没有造成泄漏和污染。该事件对液态流出物的影响在可接受范围内。

(2) 岭澳核电站9TEP006DE投运过程中析出大量 ^{110m}Ag 核素:2005年12月17日,岭澳核电站1号机组第三次大修处于热停堆状态,9TEP006DE投运为一回路净化前,对其进

行了冲洗操作, 化验 9TEP006DE 冲洗水的 9TEP008BA 的样品时测得总 γ 射线放射性浓度为 $9\ 303\ \text{MBq}/\text{m}^3$, 其中主要的放射性核素是 $^{110\text{m}}\text{Ag}$, 放射性浓度约为 $2\ 600\ \text{MBq}/\text{m}^3$ 。废水被立即传往 9TEU016BA 缓存衰变。该事件导致 TEP/TEU 系统受 $^{110\text{m}}\text{Ag}$ 污染, 对 2006 年的液态非氟核素以及放射性固体废物都将产生影响。

5.7.2.4 电站工程技术委员会

2005 年, 电站工程技术委员会共召开 18 次会议, 其中 5 次紧急会议, 全年听取汇报和审议的议题为 93 项 (较 2004 年的 86 项增加 8%), 其中电站改进项目的初步设计为 58 项、专题汇报为 35 项, 全年通过了电站改进项目的初步设计共 46 项。

2005 年, 电站工程技术委员会加强了对工程改造项目和重大技术问题的解决方案的审议力度。同 2004 年相比, 2005 年电站工程技术委员会审议的议题总数增加了约 10%, 审议的专题数量增加了一倍, 审议的改造项目数量增加了 15%, 批准的改造数量减少了 6%。

为落实会议讨论的技术及管理问题, 2005 年电站工程技术委员会还产生了 57 项决议行动, 其中要求 2005 年完成的行动共 35 项, 全部按期完成。

电站工程技术委员会还在电站委员会中率先起草了《电站工程技术委员会的运作和管理程序》, 并严格按该程序进行管理, 规范了运作流程, 取得了良好的效果。

2005 年, 电站工程技术委员会审议通过的重要改进项目有:

- (1) 大亚湾核电站和岭澳核电站 AFA-3G 燃料组件下管设计修改;
- (2) 大亚湾核电站和岭澳核电站 RRI155VN 改造;
- (3) 大亚湾核电站冷凝器水室内衬改造;
- (4) 大亚湾核电站柴油发电机涡轮增压机支架改造;
- (5) 大亚湾核电站 T2, SIP 试验台改造;
- (6) 大亚湾核电站 KIT/KPS 改造;
- (7) 岭澳核电站主变压器差动保护继电器换型;
- (8) 岭澳核电站电力系统稳定器和主变压器中性点直流电流信号送中调 EMS 系统;
- (9) 岭澳核电站 SAP/SAR 压缩空气品质改造;
- (10) 岭澳核电站 ARE 管线减缓振动改造;
- (11) 岭澳核电站 ARE054/058/062VL 更换;
- (12) 岭澳核电站柴油发电机冷却水管支架改造;
- (13) 岭澳核电站 2 号 PMC 大小车在位确认和显示回路设计修改。

2005 年, 电站工程技术委员会审议的重要技术问题方案和技术管理方案有:

- (1) 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修环吊齿轮箱维修吊运方案;
- (2) 大亚湾核电站发电机出线仓改造;
- (3) 大亚湾核电站 2 号 PMC 改造遗留问题、设计审查;
- (4) RRA 进口死管道改进和 RCP/RRA 堵孔改造方案可行性;
- (5) 从 LGE 取岭澳核电站 (二期) 施工电源改造项目方案变更;
- (6) 岭澳核电站遗留问题处理;
- (7) 全场防雷情况调查结果;
- (8) 改造管理程序的修改;
- (9) EOMM 参数标准修改流程;
- (10) 岭澳核电站 (一期) CTF 系统选址问题。

5.7.2.5 电站纠正行动审查委员会

电站纠正行动审查委员会 (CARB) 的主要任务包括: 确保电厂的各类 (人因、设备及管理) 问题得到及时有效识别、报告、分析、纠正、跟踪和评价, 也就是要清楚哪里有问题、谁出的问题、如何推动和解决问题。主要解决共性问题、体系问题、效率问题、管理问题, 强调以全面角度来作决策, 同时也包括从整体与宏观上保证电站经验反馈体系的有效运作。

2005 年是电站纠正行动委员会的运作走向成熟的一年。在这一年, CARB 共召开了 22 次会议, 进行了 56 个议题的汇报和讨论, 产生了 17 条纠正行动和 3 项会议决议。

在这些议题中, A 类事件 31 个; RCA 小组汇报的事件有 8 个; CAP-Team 独立调查事件 7 个 (包括 OPH 独立调查的事件)。其他议题有: 质保 H-CAR (6 个)、CARB 行动汇报 (4 个)、承包商汇报 (3 个)、WANO 行动汇报、WANO SOER 汇报、IOE 报告评估等。

2005 年, CARB 运作的优点是: 延续了 2004 年好的做法, 审查议题的重点是放在对事件的审查上, 通过对事件中反映的问题进行分析和讨论, 找出电站运作中管理方面的缺陷, 从而给出改进的导向。

CARB 对议题的审查越来越侧重于事件的组织与制度方面、重发原因、跨部门的责任等, 在 2005 年 12 月进行的美国核安全专家高级审查团 (SNSOB) 的审查中也认可了 CARB 在这方面取得的进展。

在 2005 年的 CARB 议题中, 还增加了质保 H-CAR 的汇报内容, 也就是要求所有的 H-CAR 都必须在 CARB 上汇报后才能关闭。对于 WANO SOER 报告, CARB 也要求会上汇报, 事实证明这样做是有效的。

在 2005 年的 CARB 决议中, 增加了较多的纠正行动数量, 目的是使 CARB 会议的决议得到有效执行, 同时也是 CARB 会议加大管理力度的体现。

为了加强 CARB 对技术性较强的议题的审查, CARB 要求各处, 除了处长和经验反馈工程师参加 CARB 会以外, 还要求相关处内的技术骨干参加 CARB 会, 以便更有效地在 CARB 会上讨论技术相关的问题。

另外, CARB 还要求在今后的事件汇报中, 如果事件的内容涉及到承包商, 则相关的承包商也应到会并进行相关汇报, 将承包商也融入电站的事件管理中。

CAP-Team 是在 CARB 领导下的执行小组, 在 2005 年主要开展了如下工作: 每日筛选前一天发生的事件; 确定是否定 IOE 或需要进行反馈的事件; 跟踪事件纠正行动的执行情况; 讨论经验反馈运作过程中存在的问题; 每月对 WANO 和 CID 中的外部事件、良好实践进行筛选, 确定要定 EOE 的事件和要进行反馈的外部事件; 确定 CARB 会议议题和运作等等。

在 2005 年, CAP-Team 共审查事件 5 971 起, 界定 IOE 121 起; CAP-Team 独立完成的事件调查超过 20 起, 独立编写的 IOE 有 6 起。另外, 还对有争议的 IOE 和纠正行动进行了协调和裁定。

5.7.2.6 承包商管理委员会

由于公司组织机构和管理层变动, 承包商管理委员会组成人员重新进行了调整, 其功能和定位也进一步得到了明确和完善。DNMC 承包商管理委员会 (简称 PCMC) 作为 DNMC 承包商管理的决策、协调和推进机构, 通过制定承包商管理领域的方针、政策, 审查相关领域的管理程序, 保证承包商管理工作的有效开展, 并通过加强交流, 使双方在文化、理念上逐步融合, 互惠互利, 实现“双赢”。

2005年8月25日,新一届的承包商管理委员会经DNMC总经理部批准正式成立,委员会主席由总经理助理陆玮担任,成员由各部门经理组成,其主要职能包括:

- (1) 确定公司承包商资源管理协调机构;
- (2) 负责制定公司承包商资源管理目标、战略与政策;
- (3) 审议各部门制定的承包商资源管理政策,协调解决现场承包商资源管理和使用过程的重大问题;
- (4) 跟踪政策与相关程序的执行,并评价其实施效果。

承包商管理委员会下设工作小组和秘书,由委员会主席兼任工作小组组长,维修部副主任任工作小组副组长,其主要职能包括:

- (1) 制定和推进承包商管理改进计划;
- (2) 向委员会汇报管理改进计划的执行情况;
- (3) 落实委员会决议,收集各部门相关意见及建议。承包商管理委员会主要是通过工作小组例会、维修部与承包商管理层沟通会(月会)、人力派遣服务承包商沟通例会(双月会)等形式进行运作。

新一届承包商管理委员会成立后,牵头完成了承包商管理政策的编制,进一步优化了与承包商管理相关的管理程序,同时继续推进承包商管理改进,包括:

- (1) 加强承包商经验反馈参与力度;
- (2) 承包商队伍整合和接口优化;
- (3) 承包商质量控制体系及考核制度优化;
- (4) 建立并实施承包商培训质量评价制度;
- (5) 推进维修承包商管理改进。

2005年11月29日,承包商管理委员会工作小组举行了第一次工作会议,全体成员出席了会议,会议讨论和审核了承包商管理政策,同时就如何规范承包商管理,包括招标、评标及使用过程中如何全面体现成本效益的问题展开了热烈的讨论。会议形成了多项议案,为2006年1月成功举行承包商管理研讨会进行了必要的准备。

2005年12月9日至10日,为进一步规范维修作业活动、改进维修现场安全管理,在承包商管理委员会主席的带领下,组织现场主要承包商总经理及相关部门人员前往香港中华电力有限公司进行了一次以安全为主题的交流活动。本次交流活动的代表们参观了大修中的2号机组现场,并就维修活动的安全管理、质量管理、承包商管理等专题与中华电力同行进行了深入探讨。

5.7.2.7 电站合理化建议评审小组

电站合理化建议评审小组每月召开小组会议,对员工提交的新建议进行认真初审,初审通过的建议经小组组长和委员会主席审阅批示后,送到各相关部门征询专家意见。合理化建议小组根据专家意见,决定建议的采纳与否,并与相关责任部门协商落实后续行动。建议的初审、评议和采纳情况均会每月定期在CIS公布,员工可通过合理化建议系统进行实时查询,随时了解所提建议的评审状态。

2005年,电站合理化建议处理统计结果如下:收到的建议374份,受理的建议77份,采纳的建议44份,建议平均答复时间70天,建议平均实施时间212天。

2005年员工所提的合理化建议份数较2004年进一步下降,主要因为公司开通了总经理信箱,部分合理化建议已通过总经理信箱处理。

5.7.2.8 电站节能小组

1. 2005 年节能指标完成情况

2005 年共有 7 项节能指标, 完成情况见表 5.7.2.8-1。

表 5.7.2.8-1 2005 年电站节能指标情况

项目		厂用 电率 %	机组热 性能 %	机组热 效率 %	厂内生产 用水量 m ³ /日	厂外生活 用水量 万 m ³ /年	厂外办公及 生活用电量 MW·h/年	外购电费 万元/年
2005 年 目标值	GNPS	4.2	99.8	33.8	3 000	250	16 000	1 800
	LNPS	4.3						540
实际完 成情况	GNPS	3.64	100	34.08	2 266	140	15 640	1 123
	LNPS	3.74	99.85	33.98				169

由上表可见, 全年节能指标完成情况良好, 尤其体现在挖掘机组发电潜力(机组热性能、热效率)、厂外生活用水量、外购电量的控制上。通过一系列的控制手段, 各项节能指标都在控制范围内。

2. 节能小组完成的主要工作

(1) 节电方面: 在电气处领导的大力支持下, 通过节电小组成员的共同努力, 今年完成了对外购电量的控制和电站内部用电量的管理, 使外购电量控制在每月 80 万 kW·h, 内部用电量年控制在 1 600 万 kW·h。为了更好的开展电站节能工作, 2005 年 4 月 15 日由环境保护协调员与节电小组共同邀请深圳三阳公司来大亚湾核电培训中心, 介绍当今新型节能灯, 同时进行了节能交流。

(2) 节耗方面: 2005 年, 电站取得了非常好的发电业绩, 全年上网电量达 292.84 亿 kW·h, 创历史最好水平。这一良好业绩的取得, 与电站大力挖掘机组发电潜力、提高机组发电热效率(节耗)的工作是分不开的。节能小组完成的主要工作有: 每日监测机组发电状况; 大修前后机组效率跟踪; 岭澳核电站 1 号机组出力低原因调查; 四台机组电功率显示调查; 大亚湾核电站 1 号和 2 号机组 KME 系统改造; 推动机组参数优化项目; 推动电站热性能在线监测与分析系统项目。

(3) 节水方面: 积极推动实施多项节水工程, 包括岭澳核电站反抽水工程、岭下水库联网工程、岭澳 SEP 联网工程及升压泵站等; 积极采取措施完成节水工作, 包括大力开展节水宣传, 组织公司范围内的节水知识网上答题、核定承包商生活用水量、扩大中水绿化面积等; 积极配合公司的其他部门工作, 保证相关工程能够顺利进行, 包括新南区项目中供水管线的协助工作, 积极推动生活水管线使用 PE 材质, 为以后直饮水奠定基础; 积极协调南区三级管网的更换工作; 配合厂区和生活区多项改造工程和拆除工程; 制定并实施了《施工过程中对生活水管线的注意事项》。

3. 节能工作存在的问题

电站对节能工作的重视程度需要进一步加强; 节能基础性工作需要加强; 节能改造项目的评估、实施与跟踪力度不大; 对节能新技术、新工艺、新材料缺乏了解; 节能管理制度和手段尚需完善; 生产节电力度不大; 与外界的节能工作缺乏交流。

5.7.3 执照申请及对外交流

5.7.3.1 执照申请

1. 核安全监督与交流互动

(1) 外部监督检查

除了对核电站日常运行的监督、检查和跟踪外, 2005 年国家核安全局 (NNSA) 及广东监督站 (GRO) 还对大亚湾核电站、岭澳核电站实施了 11 项专题和例行检查, 共提出 49 项行动要求、建议或问题。核电站制定了 82 项纠正行动, 并将需要后续行动的纠正行动和要求均输入 CIS 进行跟踪。截至 12 月 31 日, 共完成纠正行动 44 项, 剩余 38 项正在按计划实施。NNSA/GRO 对电站积极响应其监督检查要求表示满意。详细情况见表 5.7.3.1-1。

表 5.7.3.1-1 NNSA/GRO 专题和例行检查情况汇总

序号	检查项目	检查时间	NNSA/GRO 提出行动 要求、建议、问题	电厂产生 纠正行动	已完成 纠正行动	未完成 纠正行动
1	DNMC 定期试验现场见证	4 月 13 日	3	5	3	2
2	DNMC 维修管理例行检查	5 月 24 日至 27 日	12	22	12	10
3	大亚湾核电站不符合项管理专题 检查	6 月 9 日至 10 日	6	5	0	5
4	DNMC 核安全管理检查	6 月 15 日至 16 日	5	5	4	1
5	岭澳核电站 ASC 系统例行检查	6 月 28 日至 30 日	5	9	4	5
6	NNSA 年度核安全综合检查	7 月 27 日至 29 日	3	8	7	1
7	DNMC 化学专项检查	8 月 3 日至 4 日	2	3	3	0
8	大亚湾核电站物项替代专项检查	8 月 11 日至 12 日	2	3	3	0
9	大亚湾核电站 2 号机组第十一次换 料大修核安全相关重要项目跟踪 检查	9 月 22 日	3	3	3	0
10	DNMC 辐射防护管理专项检查	11 月 10 日至 11 日	2	2	2	0
11	DNMC 实物保护非例行检查	12 月 27 日至 29 日	6	17	3	14
总计			49	82	44	38

从检查结果来看, 与 2004 年相比, 2005 年 NNSA/GRO 对两电站综合方面的检查频度略有增加, 但提出的行动要求、建议或问题的数量则总体相当。比较情况见表 5.7.3.1-2。

表 5.7.3.1-2 近年 NNSA/GRO 年度专题和例行检查数据比较

年份	检查次数				行动要求、建议、问题项数			
	GNPS	LNPS	GNPS/LNPS 综合	总计	GNPS	LNPS	GNPS/LNPS 综合	总计
2003	8	2	3	13	29	11	12	52
2004	4	0	4	8	30	0	21	51
2005	3	1	7	11	11	5	33	49

(2) 审评对话及沟通交流会

根据安全重要申请项目的审评进展, DNMC 及时安排与 NNSA/GRO 进行了 17 次审评对话沟通会, 确保了安全重要项目审评的顺利进行。主要的审评对话沟通会包括 DNMC 功率控制情况沟通会、超强台风应急预案交流会、大亚湾核电站定期试验监督要求 A/B 准则分级情况报告会、大亚湾核电站在役检查大纲采用 RSEM90/97 版本对话会、岭澳核电站新技术规范审评对话会、岭澳核电站先进燃料管理 (1/4 换料) 首次执照申请会议、岭澳核电站新版《定期试验监督要求》申请沟通会等。

(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/GRO 进行一系列的审查和检查, 主要包括大修初始报告预审会及审查会、大修在役检查报告审查、堆芯装载评价报告及安全评价报告审查、大修临界前核安全检查、在役检查结果报告审查(会)、物理启动试验报告审查、满功率后评议会等。

2. 安全重要申请及评审

2005 年大亚湾核电站、岭澳核电站申报的安全重要申请项目中获 NNSA 批准的有 31 项, 其中大亚湾核电站和岭澳核电站综合项目 4 项, 大亚湾核电站 16 项, 岭澳核电站 11 项, 获批准的项目见表 5.7.3.1-3。

表 5.7.3.1-3 2005 年获 NNSA 批准的安全重要申请项目

序号	安全重要申请项目
大亚湾核电站和岭澳核电站综合方面	
1	应急柴油机冷却水管支架改进
2	燃料传送装置输送管道端头盲法兰上防松垫片型号变更
3	放射性气态流出物统计方法变更
4	场内应急计划第 4 版修改
大亚湾核电站方面	
1	定期试验监督要求 (原 GOR9) 升版为 22 版
2	应急柴油发电机组涡轮增压机支架改进
3	EPP 系统 (安全壳泄漏检测系统) 改进
4	核岛直流系统放电电流监视继电器换型改造
5	大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修初始报告
6	大亚湾核电站 2 号机组第十一次装料计划及换料安全评价报告
7	安全壳内 K1 级测量通道接线方式改进
8	用 K1 类压力变送器更换 VVPO07-015MP 改进
9	CTM1 改进项目涉及运行技术规范条款修改
10	LGR 至 LGC 中压电缆扩容改进
11	使电气线路符合 K1-K3 类鉴定要求改进
12	第 5 台柴油机顶替应急柴油发电机的后撤时间调整
13	KTC 仪表阀门替代
14	化学规范中 ASG 氧含量相关条款修改

续表

序号	安全重要申请项目
15	EPP 设备仓连接螺栓材料变更
16	RP 模式下技术规范 RGL05-06 条款的修订
岭澳核电站方面	
1	岭澳核电站 2 号机组第三次大修初始报告
2	岭澳核电站 2 号机组第三次大修堆芯装载评价报告及安全评价报告
3	运行技术规范 (A2 版) 添加第五台柴油发电机相关技术条款的修改
4	新版《定期试验监督要求》
5	新版《化学与放射化学技术规范》
6	新版《运行技术规范》
7	2 号机组第三循环、1 号机组第四循环延伸运行
8	核岛直流系统母线高电压报警定值修改
9	岭澳核电站 1 号机组第三次大修初始报告
10	岭澳核电站 1 号机组第三次大修堆芯装载评价报告及安全评价报告
11	压力容器安全端探伤方法专项论证——西门子公司按 ASME 规范 XI 卷附录 VII 要求取证资质问题审评

3. 特许申请

2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站共向 NNSA 提交了 6 份特许申请, 其中大亚湾核电站 3 份, 获批 2 份, 岭澳核电站 3 份, 获批 1 份, 详细情况见第 7.12 节特许申请汇总。

4. 承诺报告及来往信函

电站认真执行核安全法规报告制度, 2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站向 NNSA/GRO 提交月、季、年报及各类大修报告、专题报告等承诺报告共计 219 份, 其中大亚湾核电站 82 份, 岭澳核电站 89 份, 综合 48 份。全部按期提交。

2005 年大亚湾核电站和岭澳核电站共收到安全监督部门 (有信函渠道号) 来函共 117 份, 其中国家核安全局 80 份, 国家核安全局广东监督站 37 份。

5. 反应堆操纵员执照申请

反应堆操纵员和高级反应堆操纵员执照考试情况见表 5.7.3.1-4。

表 5.7.3.1-4 2005 年 RO 和 SRO 执照考试情况

	大亚湾核电站			岭澳核电站		
	参加考核人数	考核合格人数	合格率 %	参加考核人数	考核合格人数	合格率 %
反应堆操纵员执照考试	8	8	100	8	7	87.50
高级反应堆操纵员执照考试	11	7	63.64	13	7	53.85

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。2005年1月和7月,共有45位高级反应堆操纵员和39位反应堆操纵员参加了换照考试,全部获得NNSA的批准并焕发新执照。

2005年5月和11月召开了两次核电厂操纵人员资格审查委员会会议,其中5月的资审委会议审定了调整后广东核电厂操纵人员考评委员会的组成,11月的资审委会议审查并通过了2005年大亚湾核电站和岭澳核电站取照考试合格人员的操纵人员资格,同时还听取了DNMC关于岭澳核电站(二期)操纵人员培训和取照方案的报告。

截至2005年12月31日,大亚湾核电站共有反应堆操纵员37人、高级反应堆操纵员58人;岭澳核电站共有反应堆操纵员38人、高级反应堆操纵员49人。

6. 环境保护接口工作

2005年9月3日至8日,DNMC与广东省环保局召开年度协调会,会议中双方回顾了自2003年协调会后(2004年未召开年度协调会)在核电环保、核应急、辐射环境管理等方面开展的工作,并希望2006年度在广东省场内外联合演习、省核事故应急指挥中心的建设等10个重点方面开展合作。

5.7.3.2 国际原子能机构活动

2005年,大亚湾核电站和岭澳核电站继续参加国际原子能机构(IAEA)在中国区域合作项目RAS及其他项目活动,并协助IAEA在中国区域成功举办了一次研讨会(IAEA电厂化学品管理研讨会)。

作为2005年IAEA预算外项目(Extra Budgetary Programme, EBP项目)的工作计划,IAEA于2005年4月5日至8日在大亚湾核电站、岭澳核电站现场举办了“IAEA电厂化学品管理”研讨会(IAEA National Workshop on Control of Chemicals in NPPs)。该研讨会由IAEA主办,DNMC承办,IAEA官员Mr. Gabor Vamos、捷克TEMELIN核电站专家Mr. Vaclav Hanus参加了本次研讨会。同时,本次研讨会的参与人员还包括DNMC、核动力运行研究所、秦山核电公司、秦山核电联营有限公司、秦山第二核电有限公司和江苏核电有限公司等国内各核电站及相关单位的代表。

本次IAEA化学品管理研讨会期间,IAEA专家及各电厂代表分别介绍了核电厂化学品管理的相关专题,并进行了广泛的研讨和交流,各方就共同关注的问题充分交换了意见。会议期间IAEA专家组参观了大亚湾核电站和岭澳核电站,就电站化学品的使用、存放及安全管理等方面提供了宝贵的意见和建议。

5.7.3.3 对外交流及姊妹电厂交流活动

1. 2005年生产部出国出境访问概况

2005年,生产部共有36人出访了12个国家,累积出访38人·次,出访国家按出访人次排序为:法国、美国、英国、日本、南非、韩国等。法国出访次数占总数的55.3%,表明公司与EDF的交流与合作关系保持良好。

2005年,生产部有2人出国参加了IAEA组织的活动,3人参加了WANO组织的活动,1人参加了FROG组织的活动。

2005年计划外出访有3人·次,占出访总数的7.9%。

此外,生产部有1人出访台湾1次,香港出访则达到了39人·次,表明公司与香港有关单位继续保持了良好的交流与沟通关系,其中大部分是与中华电力有限公司进行交流学习,其余则参加了包括核电站事故场外应急粤港合作年会、中华电力周年安全日活动、核电联网管理委员会与CPPS及BLACK POINT进行安全管理经验交流及KKK新系统的使用与维护培

训等活动。

2. 国内核电站间的交流

2005年第四届国内六电厂技术交流会由江苏田湾核电站主办, DNMC一行十人前往参加了此次交流, 各单位共派出70余人参加了此次交流。

由国防科工委牵头并支持, 核动力运行研究所负责开发的中国核电信息网在2005年投入试运行, 为国内核电站间的交流提供了新的平台。

5.7.4 人事管理

5.7.4.1 干部任免

2005年又有一批干部充实到领导岗位上, 全年科级以上干部晋升65人·次, 免职21人, 调离19人, 干部晋升情况见表5.7.4.1-1。

表 5.7.4.1-1 干部晋升情况

人

部门经理以上	副经理	经理助理	处长	副处长	科长	副科长	合计
2	3	2	6	6	16	30	65

5.7.4.2 职称评定

2005年获得各种专业技术职称人员情况见表5.7.4.2-1。

表 5.7.4.2-1 职称晋升情况

人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技级	技师	高级工	中级工	合计
6	125	55	91	6	2	2	44	14	345

5.7.4.3 人员配备

详见表5.7.4.3-1。

表 5.7.4.3-1 人员配备情况

人

所在部门		调入人员	聘用人员	合计
生产部	经理室	5	2	7
	运行一处	164	2	166
	运行二处	170	2	172
	运行三处	15	0	15
	计划联络处	6	1	7
	综合技术处	6	1	7
	职业安全处	0	0	0
	化学环保处	67	9	76
	保健物理处	59	9	68
	发电规划处	21	13	34
	执照申请处	23	0	23

续表

所在部门		调入人员	聘用人员	合计
生产部	设备管理处	56	8	64
	生产计划处	17	3	20
	综合管理处	12	13	25
	小计	621	63	684
维修部	经理室	6	0	6
	一核维修队	1	0	1
	二核维修队	1	0	1
	大修处	30	3	33
	静止机械处	75	14	89
	转动机械处	66	17	83
	电气处	64	11	75
	现场服务处	61	4	65
	仪表计算机处	88	14	102
	小计	392	63	455
技术部	经理室	4	0	4
	总工办公室	1	0	1
	工程处	65	14	79
	合同供应处	47	20	67
	技术支持处	55	18	73
	培训处	45	11	56
	土建处	17	8	25
	文档资料处	18	11	29
	小计	252	82	334
安全质保部	经理室	1	0	1
	核安全处	17	0	17
	质保处	18	3	21
	小计	36	3	39
总计		1301	211	1512

5.7.4.4 职工学历和职称结构及专家名录

核电站的职工文化程度相对较高,职工中具有本科以上学历的人员占到66%,职工学历结构见表5.7.4.4-1。

表 5.7.4.4-1 职工学历结构

人

初中	高中	中技	中专	大专	本科	硕士	博士	合计
0	41	30	102	339	916	81	3	1512

职称状况见表 5.7.4.4-2。

表 5.7.4.4-2 职称状况

人

正高级	高级	中级	助理级	员级	高级技师	技师	高级工	中级工	合计
23	373	625	278	31	2	62	39	5	1438

1. 生产四部中青年专家名录

黄清武、张洪、吴粉山、叶能谦、李桂夫、马蜀、卢文跃、姚刚、肖岷、陈伟仲、黄辉章、黎志政、孙占良

2. 生产四部享受政府津贴专家名录

叶能谦、肖岷

3. 生产四部研究员级高工名录

简益民、陈德淦、晏仲民、周先觉、廖伟明、叶能谦、黄红、蔡康元、肖岷、蔡沅之、韩庆浩、郭利民、常宝盛、贾武同、傅先刚、卢文跃、蒋达进、范立明、戴忠华、刘道和、邓正平、陆秀生

5.7.4.5 年龄结构

大亚湾核电站的员工队伍平均年龄为 35.4 岁，年龄分布见表 5.7.4.5-1。

表 5.7.4.5-1 年龄分布

人

≤30 岁	31~40 岁	41~50 岁	>50 岁	合计
419	716	296	81	1512

5.8 合同及备件管理

5.8.1 合同管理概要

1. 合同项目概要

2005 年，合同方面主要进行了以下六方面的工作：

- (1) 四台机组正常运行和维修需要的外部技术支持项目；
- (2) 岭澳核电站遗留项目涉及的设备保修、索赔和最终验收项目；
- (3) 防超强台风进行的临时建筑物拆除、工程剩余物资处理项目；
- (4) 浓缩铀及燃料组件供应项目；
- (5) 总部大楼、承包商营地等土建项目；
- (6) 新技能训练中心土建、设备供货项目。

在 2005 年共签订 1 032 份合同，重点组织完成了一批对电站生产成本有较大影响的重点合同签订工作，主要包括下列项目：

- (1) 大亚湾核电站和岭澳核电站循环冷却水出水口改造项目；
- (2) 大亚湾核电站和岭澳核电站土建维修项目；
- (3) 全面提升大亚湾核电站全范围模拟机性能项目；

- (4) 燃料组件供应合同、岭澳核电站先进燃料管理工程项目；
- (5) 大亚湾核电站1号机组、岭澳核电站1号和2号机组换料浓缩铀采购项目；
- (6) 岭澳核电站1号和2号机组辐射监督试验项目；
- (7) 大亚湾核电站2号机组发电机组转子维修项目；
- (8) 岭澳核电站设备维修技术支持项目；
- (9) 岭澳核电站主变压器备用相进口免税策略拟定项目、岭澳核电站主变压器备用相索赔项目；
- (10) 大亚湾核电站、岭澳核电站的电气和机务维护服务项目；
- (11) 大亚湾核电站2号机组第十一次大修、岭澳核电站2号机组第三次大修FRAMATOME公司技术支持项目；
- (12) 大亚湾核电站2号机组第十一次大修、1号机组第十一次大修核岛在役检查项目；
- (13) 电站后勤服务外包项目。

2005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 2005 年合同总体情况

合同类型	有合同		无合同	总计
	合同部分	合同变更		
合同数量/份	814	194	24	1032
合同数量比例/%	78.87	18.80	2.33	100

表 5.8.1-2 2005 年合同分类统计情况

部 门	技术部	行政管理部	维修部	生产部	其他
合同数量/份	402	182	258	92	98
合同数量比例/%	38.95	17.64	25.00	8.91	9.50

从总体合同构成分析，2005年比2004年增加了岭澳核电站遗留项目、防超强台风所进行的临时建筑物拆除、工程剩余物资处理项目、总部大楼和承包商营地等土建项目，以及2004年发生的“5·19”和“7·10”事件保险索赔项目、新技能训练中心建设项目、专家村会所营运项目承包商切换等大项目。另外，配合中国广东核电集团燃料战略储备进行相关浓缩铀采购价格系统分析和商讨。

2005年度合同签约总金额约23698万美元，主要有：

- (1) 大亚湾核电站年成交合同金额折合美元约12334万美元；
- (2) 岭澳核电站年成交合同金额折合美元约5884万美元；
- (3) 大亚湾核电运营管理公司年成交合同金额折合美元约689万美元；
- (4) 岭东核电站年成交合同金额折合美元约79万美元；
- (5) 大亚湾核电站和岭澳核电站共同承担合同费用项目年成交合同金额折合美元约3805万美元；
- (6) 大亚湾核电运营管理公司和岭东核电站共同承担合同费用项目年成交合同金额折合美元约569万美元；

(7) 大亚湾核电站、岭澳核电站和岭东核电站三方共同承担合同费用项目年成交合同金额折合美元约 259 万美元；

(8) 其他项目年成交合同金额折合美元约 79 万美元。

2005 年与 2004 年主要合同费用统计见表 5.8.1-3。

表 5.8.1-3 2005 年和 2004 年主要签约合同金额对照表

万美元

年份	大亚湾核电站	岭澳核电站	两电站共用	运营管理公司
2005	12 334	5 884	3 805	689
2004	6 418	6 214	4 520	529

2. 合同项目内容

2005 年的各类项目合同，主要分布在以下几个方面：

(1) 燃料合同

2005 年度，大亚湾核电站继续通过与中国原子能工业公司所议定的 2002 年至 2005 年浓缩铀的交货价格（包括天然铀和分离功）采购低浓缩铀共 29 067.99 kg，钷棒铀 3 552 kg。岭澳核电站采购低浓缩铀共 23 995.01 kg，仍全部由中国原子能工业公司供应。

本年度依照既有合同，宜宾核燃料元件厂向大亚湾核电站 2 号机组第十一次换料、1 号机组第十一次换料与岭澳核电站 2 号机组第三次换料、1 号机组第四次换料分别供应了 141 组和 100 组 AFA-3G 组件。

2005 年度乏燃料处理方面的主要合同包括：2005 年四个容器的乏燃料运输通用服务；乏燃料处置系列合同；乏燃料运输通用服务支持；乏燃料运输技术支持合同；聘请教员承担 2005 年度《乏燃料后运容器卸料》课程培训。大亚湾核电站 2005 年向中国核工业集团公司移交乏燃料组件约 100 组。

(2) 机组年度大修合同

2005 年度岭澳核电站进行了 2 号机组第三次大修和 1 号机组第四次大修，大亚湾核电站进行了 2 号机组第十一次大修。大亚湾核电运营管理有限责任公司在管理两个电站四台机组运行的同时，开始进行岭东核电站的生产准备工作。2005 年度签订的与大修相关的合同项目约 137 项，累计金额 1 765 万美元。其中的主要合同列于表 5.8.1-4。

表 5.8.1-4 2005 年大修主要合同

分类	项目内容	承包商
核岛项目	1. 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修核岛设备在役检查	核动力运行研究所
	2. 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修核岛设备检修组科利核电工程有限公司承包项目	深圳纽科利核电工程有限公司
	3. 岭澳核电站 2 号机组第三次大修核岛设备检修	深圳纽科利核电工程有限公司
	4. 岭澳核电站 1 号机组第四次大修核岛设备检修	深圳纽科利核电工程有限公司
	5. 大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修核岛通用服务及回路水压试验保温拆装服务	中国核动力研究设计院科技开发公司深圳分公司

续表

分类	项目内容	承包商
核岛项目	6. 岭澳核电站1号机组第三次大修核岛部分设备检修项目外包及劳务支持	深圳纽科利核电工程有限公司
	7. 岭澳核电站1号机组第四次大修和2号机组第三次大修核岛通用服务	深圳凯利集团公司
	8. 大亚湾核电站1号机组第十次大修核岛项目实施	深圳纽科利核电工程有限公司
	9. 岭澳核电站2号机组第二次大修核岛部分设备大修	深圳纽科利核电工程有限公司
常规岛项目	1. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修常规岛主机设备和重要辅机设备检修	深圳淮南电力检修公司
	2. 岭澳核电站2号机组第三次大修、1号机组第四次大修常规岛维护保养项目	清河电力检修公司
	3. 岭澳核电站1号机组第三次大修常规岛主机维修	清河电力检修公司
	4. 岭澳核电站2号机组第三次、1号机组第四次大修常规岛辅机设备检修	深圳山东核电工程有限责任公司
	5. 岭澳核电站1号机组第三次大修常规岛设备大修	深圳淮南电力检修公司
	6. 岭澳核电站2号机组第二次换料大修常规岛主机大修	清河电力检修公司
	7. 大亚湾核电站1号机组第十一次大修常规岛系统支吊架和检修	苏州热工研究院有限公司
BOP项目	1. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修 BOP 设备维护保养	深圳东北核电建设有限公司
	2. 大亚湾核电站常规岛及 BOP 压力管道资料收集及大纲编制	苏州热工研究院有限公司
	3. 大亚湾核电站1号机组第十次换料大修 BOP 设备大修	深圳东北核电建设有限公司
	4. 岭澳核电站2号机组第三次、1号机组第三次大修 BOP 设备维护保养	深圳东北核电建设有限公司
大修人力支持项目	1. 岭澳核电站1号机组第三次大修、2号机组第二次大修 FRAMATOME 公司技术支持	FRAMATOME ANP
	2. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修 FRAMATOME 公司技术支持服务	FRAMATOME ANP
	3. 岭澳核电站1号机组第三次大修核岛部分设备检修劳务支持	深圳纽科利核电工程有限公司
	4. 大亚湾核电站1号机组第十一次大修十年改造技术支持	ELECTRICITE DE FRANCE
	5. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修 PMC 检修电气控制技术	WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION SYSTEM
	6. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修蒸汽发生器二次侧中心区域冲洗服务支持	SRA SAVAC
	7. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修试验用辅助空气压缩机租用及服务支持	深圳华兴建设有限公司
	8. 大亚湾核电站2号机组第十一次大修人力支持	深圳凯利集团公司、中国核动力研究设计院、苏州热工研究院有限公司

2005年,电站进行三台机组的大修工作,常规岛及BOP的系统大修继续完善标准工时的合同计价模式。比较完善的供应商服务质量评价体系,规范了维修项目工作量的评定和最终服务价格的确认。几家大修承包商在有效的激励环境下承担电站主机及辅机的大修工作,形成了比、学、赶、帮和共同提高的良好局面。

(3) 日常维护与服务合同

在机组正常运行期间,仍有一系列的日常维护和保养问题需要通过外部支持来解决,此外还包括行政管理方面的外部服务采购。2005年,公司基本上维持了业已存在的承包商的长期合同关系。由于增加了岭东核电站相关的合同工作,部分承包商提供服务的人数有所调整。

(4) 技术改造项目合同

2005年,在大亚湾核电站2号机组第十一次大修期间实施了机组十年改造相关的一系列项目,使得技术改造合同数量比2004年增加较多,全年签订技术改造合同约104项,累计金额1028万美元(不包含基建施工改造项目)。本年度较有影响的技术改造项目列于表5.8.1-5。

表 5.8.1-5 技术改造类合同

序号	项目名称	承担单位
1	全面提升大亚湾全范围模拟机性能	L-3 COMMUNICATIONS MAPPS Inc.
2	广东核电技能训练中心空调通风设备安装项目	广州市泰占实业有限公司
3	岭澳核电站1号机组第三次大修 CRDM 焊缝泄漏修复实施	WELDING SERVICES Inc.
4	2005年度中长期技术改造顾问	ELECTRICITE DE FRANCE
5	大亚湾核电站2号机组十年改造大修准备	FRAMATOME ANP
6	大亚湾核电站两台机组 EPP 系统改造	ELECTRICITE DE FRANCE
7	KKK 系统改造	北京集宝保安系统工程广州分公司
8	大亚湾核电站 SDA 系统 PLC 改造项目	北京和利时系统工程股份有限公司
9	大亚湾核电站1号机组第十次大修核岛项目实施	深圳纽科利核电工程有限公司
10	大亚湾核电站2号机组第十一次大修改造项目质量控制	FRAMATOME ANP
11	大亚湾核电站 APA/APP 给水最小流量管道改造	深圳山东核电工程有限责任公司

(5) 劳务技术支持

2005年,大亚湾核电运营管理公司继续通过外部劳务合同获得必要的技术支持服务。为此,共签订各类相关合同75项,累计金额约1460万美元。其中国外劳务技术支持(主要包括EDF, FRAMATOME, AISTOM)合同金额约716万美元,国内劳务技术支持合同金额约744万美元。

(6) 培训

2005年继续实施电站自主化维修培训、干部管理培训、各个部门的岗位技能培训。此外,还进行了阳江核电站新员工培训项目和上海交通大学硕士生培训班项目。培训硬件方面重点进行了新技能训练中心建设项目、培训中心改造及多媒体教室设备配置等项目。除硬件项目外,全年共签订各类培训相关合同56项,累计金额约151万美元,合同数量较2004年

增长 67.8%。主要合同见表 5.8.1-6。

表 5.8.1-6 培训类大合同

序号	项目名称	承担单位
1	技能训练中心吊车安装采购	上海起重运输机械厂有限公司
2	培训中心中央空调改造	武汉海工新能源工程技术有限公司
3	技能训练中心土建配套电梯安装采购	深圳市核电电梯有限公司
4	建立电子化在线网络培训系统	深圳市致铭科技有限公司
5	培训中心新建多媒体教室设备配置	深圳市同有科技发展有限公司
6	阳江生产准备人员岗位培训	大亚湾核电运营管理有限责任公司
7	处级以上干部封闭式管理培训	深圳市智慧同盟企业管理咨询有限公司
8	技能训练中心项目土建施工监理配备	深圳市东鹏工程建设监理有限公司

(7) 行政后勤

2005 年度大亚湾核电运营管理有限公司共签订票务、公共关系、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 105 项，累计金额 752 万美元。主要合同见表 5.8.1-7。

表 5.8.1-7 行政后勤类合同

序号	项目名称	承担单位
1	2005 年度现场办公生活服务管理	广东大亚湾核电服务（集团）有限公司东部分公司
2	电厂运行及员工交通班车服务	广东大亚湾核电服务（集团）有限公司东部分公司、 深圳市野生动物园
3	国际机票订购服务	太古旅游有限公司、中国南航集团客货代理有限公司
4	激光碳粉、喷墨打印盒等耗材	深圳市赛力通电子有限公司
5	营造核电生物防火林带	深圳市龙岗区大鹏街道城市管理办公室

(8) 基建工程

2005 年度在基建工程方面共签订合同 102 项，累计金额 1 377 万美元（包含基建施工改造项目），比 2004 年大幅度增长。主要包括：两电站土建维修、新技能训练中心建设、总部办公大楼勘察及设计、专家村改造、维修承包商营地建设等工程项目。主要合同见表 5.8.1-8。

表 5.8.1-8 基建工程类主要大合同

序号	项目名称	承担单位
1	核电站土建维修	中国核工业华兴建设有限公司
2	技能训练中心主体工程施工	中国核工业华兴建设有限公司
3	大亚湾核电站 BA 楼装修改造工程项目	深圳洲际建筑装饰工程有限公司
4	新建行政总部办公大楼勘察及设计	东南大学建筑设计研究院

续表

序号	项目名称	承担单位
5	大亚湾核电站制氮站土建工程施工	惠阳建筑工程总公司深圳分公司
6	核电站进水池拦污、拦油、拦船设施日常管理	中港四航局第二工程公司
7	总部办公大楼设计施工监理	深圳市中海建设监理有限公司
8	技能训练中心项目土建施工监理	深圳市东鹏工程建设监理有限公司
9	维修承包商营地建设工程规划与施工图设计	中国市政工程东北设计研究院
10	核电站设备防腐	国营武昌造船厂技术劳务公司

(9) 信息工程

为了适应大亚湾核电运营管理有限公司群堆管理和与集团信息共享的要求,充分发挥信息技术在核电集团管理中的作用,2005年信息技术中心相关的信息工程类合同共77项,累计金额约588万美元。合同金额较2004年增加一倍,主要合同见表5.8.1-9。

表 5.8.1-9 信息技术类合同

序号	项目名称	承担单位
1	大亚湾数据中心统一存储平台系统建设	北京同有飞骥科技有限公司
2	2005年度电信通信	中国电信广东省电信公司深圳分公司
3	中国广东核电集团与微软软件产品企业采购合作项目	深圳市伊登实业有限公司
4	工地生活区电视系统改造	深圳市天威视讯股份有限公司
5	综合应用平台服务器维修保养服务	深圳市傲冠电脑系统技术有限公司
6	服务器年度维护保养	中国惠普有限公司
7	岭澳核电站同步时钟系统改造	大合导航通信技术有限公司武汉分公司

5.8.2 合同管理工作

2005年,合同管理工作继续从上下两个层面深入展开,第一层面是处长对各个科的行政管理,第二层面是科长对科内各合同采购小组的行政管理。

1. 合同的行政管理

合同的行政管理主要包括以下几个方面:

(1) 通过外部合作伙伴关系管理改进咨询,加强供应商管理。保持相对稳定的技术支持与服务供应链系统。通过对各供应商服务质量跟踪与评审,对服务质量不满意者实行淘汰或通过引入竞争机制促使其改进提高。为此,2005年加强了对供应商合作伙伴关系管理研究工作,完成了供应商管理现状分析,随后将结合实际提出改进方案和具体措施。

(2) 重大采购项目外部支持问题探讨,为建立合同相关法律咨询支持系统打基础。

(3) 组建合同采购业务组。为了尽快培养出有一定工作经验和能力的合同采购人员,将合同科划分为五个采购专业组,见表5.8.2-1。

表 5.8.2-1 采购业务组分类

小组名称	主要业务
设备维修	大修及日常维修国内承包项目、大修采购计划及指标落实
土建	土建维修改造、工程建设项目、绿化项目
供应与技术支持	浓缩铀、燃料组件、乏燃料、防腐等保养项目、外包服务项目(生产、运行、电网)、IT项目、ALSTOM、EDF、FRAMATOME
工程与后勤服务	工程改造、后勤服务及改造、专项设备维护、在役检查及性能试验、FRAMATOME 公司等三大供应商以外的涉外服务合同
人力与综合服务	人力支持、保险、培训、咨询、运输

(4) 建立节假日紧急项目采购机制。为了预防节日期间遇到紧急采购项目,建立了紧急项目采购机制,假日期间财务、预算、审计等部门实行待命 ON-CALL。合同采购人员现场值班,遇紧急采购重大项目及时通知相关采购小组人员,按大修工作要求进行采购。

(5) 建立重大或疑难项目谈判小组。明确小组人员构成,由组长、谈判成员、纪要人员等组成。

(6) 建立合同主办和协办人员责任规定。明确合同主办和协办人员的分工,加强职能人员的协作,以保证采购质量、控制成本和提高效率。

2. 合同的业务管理

采购员对具体合同的业务管理体现在:不同合同由具有相关专业知识和商务工作经验的合同采购人员进行。特殊合同由资深采购员起草或审查合同文本,凭借其工作经验确定合同形式和内容,控制和消除合同执行中可能出现的索赔事宜以及潜在的争议,规避合同陷阱。

所谓采购项目风险管理就是对潜在的意外损失进行辨识、评估、预防和控制的过程。工程服务采购项目由于其规模大、周期长、生产复杂性等特点,在实施过程中存在着许多不确定的因素,相比物资采购具有更大的风险,进行风险管理尤为重要。

2005 年合同的业务管理方面主要进行了以下几方面的工作:

(1) 提高采购效率。除了特殊情况外,要求合同采购人员收到立项申请单 3 个月内完成签约任务。采购过程遇到问题要及时通过小组讨论解决并报告。

(2) 成本控制。重大项目层层把关,采取进行市场价格比较和成本分析等方法确认合同费用。本年度单项采购节省资金大于 5 万美元的合同共有 23 项。

(3) 深入进行 DNMC 商务合同文本标准化工作。通过系统专家咨询,对各种类型的合同建立范本。本项目计划 2006 年第三季度完成。

(4) 建立大修项目采购启动会议及计划落实跟踪制度。设专人每周统计并发布采购状态,发现问题及时报告和讨论解决,以保证各项大修合同按期签约。在合同采购人员的共同努力下,2005 年三次大修合同的按时签约率均为 100%。

(5) 基于合同采购程序和特点,协助建立了 BPM 电子推荐审批和采购立项电子审批系统。

(6) 进一步规范 COMIS 系统采购信息录入工作。授权专人兼管 COMIS 系统采购信息录入审查和状态确认,保证采购数据的准确性和有效性。

(7) 规范招标采购项目。大型土建工程及其配套项目,严格按中华人民共和国《招标

投标法》进行采购。明确招标人、招标代理机构以及评标委员会。

5.8.3 备品备件采购管理

1. 备品备件采购

2005年备品备件供应仍然保持着良好的势头,保障了四台机组预防性维修和纠正性维修需要,三次大修备件到货率都超过了85%,完成了预防超强台风备件的采购任务。同时不断探索降低库存和提高采购效率的有效途径,先后推出了“用者自负”理念和联合采购申请优化系统(URO)。并在以下方面进行了改进:

(1) 整合生产采购组织机构

2005年初,TCS对内部机构进行了调整,将运输报关组归到生产采购科,使备品备件的供应集采购、运输、支付等于一体,减少了中间环节,提高了效率。在人才稀释严重的情况下,保证了安全生产的物资需要。

(2) 业务指标管理

将数据质量、询价、订单签约效率、差异处理率、编码、成本、业务量等纳入合同供应处内部业务指标管理体系,推动采购工作高效、透明。通过指标管理,不断发现问题、改进采购过程。

(3) 专项改进

2005年,加大了等备件工作票处理力度,数量有了较大幅度的下降,大亚湾核电站最低为43张,岭澳核电站最低为52张;对于缺少质量文件特别是缺少EOMR的备件做了集中清理,补供了一批质量文件。

(4) 改善与供应商的合作

由于备件原厂采购,属卖方市场,加强与供应商的合作,对于保障供应至关重要。2005年访问了法国13家重要供应商,就报价响应、备件质量、及时交货、售后服务、长期协议、产品更新换代、特殊系统备件供应等进行了交流,达成了多项共识。

2005年备件采购总体状况如表5.8.3-1。

表 5.8.3-1 2005 年备件采购总体状况

核电站	申请单份数	申请项数	人民币订单份数	人民币订单金额	外币订单份数	外币订单金额 (USD)
大亚湾核电站	2 208	6 575	739	¥ 51 269 368.43	752	\$ 24 898 904.38
岭澳核电站	1 707	5 141	576	¥ 46 359 760.03	475	\$ 12 875 384.49
合计	3 915	11 716	1 315	¥ 97 629 128.46	1 227	\$ 37 774 288.87

2. 大修备件供应

2005年共经历了岭澳核电站1号机组第三次大修、大亚湾核电站2号机组第十一次大修、岭澳核电站2号机组第三次大修共三次大修,总体大修备件供应情况良好。大亚湾核电站2号机组第十一次大修是十年大修,备件的采购量比其他几次大修多,而且大修开始前7~8个月时申请比例与同期相比也偏低,到货率也比其他两次大修低3%~4%。

除了保证大修备件在开工前达到较高的到货率外,TCS还确保大修必到备件100%到达

现场,为机组大修提供了备件保障。

尽管近两年来大修备件到货率很高,但紧急采购仍然没有明显减少,而且大修备件的领用率仍然比较低,库存不断上升。

3. 报关与运输

2005年,共进口物资302车次,大亚湾核电站免税进口物资18 518 000美元。完成转子大件物资的组织运输工作,并将转子安全快捷地运到现场,保证了大修的需要。在大修期间满完成了如ARE阀门等备品备件的紧急运输以及金属探伤仪、低压转子拆叶片等工具、MIS机项目带放射性工具的运输。加强对承运商服务质量的管理,使得大修备件催货和运输的衔接更为顺畅,为备件按时到达现场奠定了基础。

5.8.4 仓储管理

2005年,仓储管理工作的重点是确保电站机组大修和日常生产备品备件及消耗材料的验收、储存、养护、盘点及发放。通过实施各项改进项目和安全管理,确保了仓储管理业绩指标和安全指标的顺利完成。

1. 仓库主要业务方面

2005年的大修备件到货比以往增加了许多改造项目用设备、材料和工具。仓库验收人员经过辛勤努力,确保了及时验收和发放,保证了维修需要,并加强了与归口技术部门的沟通联系,缩短了备品备件的到货验收时间。

库存备品备件的条形码标签更换工作经过近三年的时间,2005年全部完成。此项工作的结束,为今后库存备品备件的规范化管理打下了坚实的基础。同时为现场维修过程中的使用提供了全面、准确的备品备件信息。

2005年对库存化学品和危险化学品进行了全面清理。先后完成了清理后的化学品标签更换及过期化学品的报废处理。确定了易燃易爆气体钢瓶及其他各种气体钢瓶和桶装化学品塑料桶的有效期控制方案,提升了库存化学品的储存、运输、搬运的安全性。

库存备品备件的养护工作,2005年开始为机械类备件建立养护项目和养护内容及周期数据,并录入COMIS定期养护系统。此项工作的开展,使库存机械类备件由纠正性养护向预防养护转变,将有利于降低库存损耗率,提高了备品备件可靠性。

在仓库建设方面进行了AB仓库照明设施更换,LAB、LAF仓库照明设施和控制开关改造,LAF楼改造为恒温恒湿储存仓库。原F/S仓库和东北仓库完成了岭澳核电站安装剩余材料的清理和出售,保证了这两座仓库的按期拆除。

2. 仓库安全管理

2005年仓库的安全工作重点是加强安全学习和安全知识培训,提高全体员工安全意识。在各项业务中完善各项安全措施。首先,全体员工进行了一次危险化学品安全知识培训。针对仓库装卸、搬运及其他作业中的风险,建立了“风险分析单”制度和安全监督制度。编制了仓库在台风期间的“防台预案”。完善并升级了LAB、LAF、JFC仓库喷淋系统试验程序。针对仓库电气设施老化和电源设置不合理,AX仓库火警系统故障率高,提出了下一步改进措施和处理方案。

仓库各项数据统计和业绩指标见表5.8.4-1和表5.8.4-2。

表 5.8.4-1 近年仓库数据统计表

项 目	GNPS 仓库			LNPS 仓库		
	2003 年	2004 年	2005 年	2003 年	2004 年	2005 年
年终库存品种项数	45 139	45 983	46 832	31 411	33 813	36 228
年终库存金额	103 470 146	112 697 329	116 980 758	63 135 817	83 589 616	64 804 360
库存验收项数	6 597	5 652	6 362	20 234	11 473	6 271
非库存验收项数	2 534	2 486	2 074	1 799	1 954	2 299
出库项数	27 412	30 227	24 208	12 113	15 774	17 882
出库金额	12 134 111	18 995 826	21 483 051	4 431 885	11 521 880	12 521 080
退库项数	1 735	1 396	2 042	807	1 232	1 274
退库金额	1 725 365	3 742 530	3 443 437	2 453 885	1 551 735	1 770 232
定期保养项数	1 284	1 189	1 934	510	1 781	2 463
报废项数	704	950	410	33	122	187
报废金额	703 708	533 830	1 020 518	22 479	84 309	513 274
寿期控制项数	513	686	4 764	80	326	2 792
计划盘点项数	26 239	26 400	29 443	17 352	26 103	17 505
交易盘点项数	43 520	29 000	25 647	40 823	23 339	19 722

注：表中的金额全部为美元。

表 5.8.4-2 近年仓储管理业务指标

项 目	目标值	大亚湾核电站仓库			岭澳核电站仓库		
		2003 年	2004 年	2005 年	2003 年	2004 年	2005 年
工业安全事故	0	0	0	0	0	0	0
火险事故	0	0	0	0	0	0	0
化学品泄漏次数	0	0	0	0	0	0	0
交易盘点差异率/%	0.6	0.20	0.15	0.152	0.176	0.17	0.19
计划盘点差异率/%	0.6	0.30	0.16	0.163	0.47	0.34	0.25

5.8.5 承包商管理

2005 年共有 353 家承包商与大亚湾核电运营管理公司有正常的合同业务关系。承包商数量较 2004 年家增加 20 家，增幅 6%。

其中签约合同金额（以下数据均未包括核燃料合同）排名前 20 家的承包商合同额达到 5285 万元，占年度总合同金额的 66%；排名前 10 家承包商的合同金额达到 3740 万元，占年度合同总金额的 47%。主要承包商名单见表 5.8.5-1。

表 5.8.5-1 主要承包商

序号	承包商名称
1	FRAMATOME ANP
2	广东大亚湾核电服务(集团)有限公司东部分公司
3	中国人民财产保险股份有限公司深圳市分公司
4	深圳纽科利核电工程有限公司
5	中国核工业华兴建设有限公司
6	L-3 COMMUNICATIONS MAPPS Inc.
7	ALSTOM Power Ltd.
8	深圳东北核电建设有限公司
9	中国核动力研究设计院
10	中国平安财产保险股份有限公司

5.8.6 库存管理

1. 库存物资数据库的建立和维护

2005年共新建物资编码3288项,其中,大亚湾核电站物资新编码1589项,岭澳核电站物资新编码1699项,物资数据库中的物资编码总数升至120053项,两电站共享编码累计已达13015项,同比增幅为8%。

2005年10月成立6人专项小组,对备件信息进行为期半年的核对清理,使得备件数据质量得到明显提升。

2005年共处理仓库物资异常单190项。

2005年在物资数据库管理方面进行了如下改进:

对不正确的归口部门、无归口部门、多部门使用的情况进行清理。通过备件的领用及采购历史分析,结合维修部门业务分工变化,确认备件唯一的归口管理部门,最终修改记录共计4793条,大大减少了因归口部门不准对采购申请审批造成的困扰。

对原9999开头的物项替代物资编码进行清理。经查在旧的替代编码模式下有347项物资可能在仓库中同时存在替代前后的两批型号,造成“同码不同物”。清理完成后,将把替代前后的新旧型号物资严格分开。

专项清理81,82和87类共计212种化学品的寿期和化学品安全标识。

编写《COMIS数据规范》,其中重点是备件数据规范,在处内月度指标配合下,定期检查、清理不规范数据。

综上所述,2005年对库存物资数据库中12601项编码进行了修改和维护,大亚湾核电站的数据库质量指数从2004年的0.835提高到0.840;岭澳核电站因新编码增加,数据库质量指数下降为0.928,但仍处于良好状态。

两个核电站库存物资数据库清理情况分别见表5.8.6-1和表5.8.6-2。

表 5.8.6-1 大亚湾核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2004年底	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
A	17 828	17 848	17 863	17 866	17 907	17 911	17 923	17 974	17 992	17 984	17 992	17 882	17 772
AA	14 407	14 420	14 517	14 524	14 522	14 607	14 663	14 620	14 696	14 733	14 782	14 686	14 590
AAA	19 946	20 047	20 082	20 162	20 289	20 298	20 347	20 443	20 479	20 533	20 546	21 297	22 049
总项数	84 391	84 516	84 669	84 792	84 902	85 134	85 243	85 291	85 488	85 592	85 682	85 830	85 980
质量指数	0.835	0.835	0.835	0.835	0.836	0.835	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.838	0.840

表 5.8.6-2 岭澳核电站物资数据库清理及质量统计

数据库质量	2004年底	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
A	2 621	2 624	2 631	2 692	2 706	2 728	2 726	2 720	2 733	2 774	2 780	2 751	2 722
AA	23 169	23 251	23 280	23 337	23 438	23 569	23 613	23 639	23 748	23 793	23 822	23 807	23 792
AAA	14 630	14 634	14 639	14 687	14 691	14 700	14 698	14 707	14 718	14 718	14 721	14 860	14 999
总项数	45 389	45 515	45 585	45 863	46 006	46 251	46 304	46 332	46 630	46 751	46 821	46 954	47 088
质量指数	0.930	0.930	0.930	0.929	0.929	0.929	0.929	0.929	0.928	0.928	0.927	0.928	0.928

注：质量指数 = (未清理项 × 0.7 + A × 0.8 + AA × 0.95 + AAA × 1.0) / 总项数

A 代表核查实物与数据库；AA 代表核查资料与数据库；AAA 代表核查实物、图纸资料与数据库。

2. 库存控制

2005 年在库存控制方面，完成了以下几方面的改进工作：

(1) 开发完成了“联合采购申请优化系统 (URO)”，对日常零星采购按月度集中，并利用系统实现采购申请的自动提醒和辅助决策，提升日常零星采购申请的计划性、合理性。

(2) 制订和推行“用者自负”考核方案，明确维修部门对备件的管理责任，并引起公司有关各方对备件管理、库存控制问题的重视。

(3) 在财务部、维修部的配合下，对 1993 年和 1994 年入库的 1 万余项闲置备件进行清理，处置废弃物资，减少冗余库存，降低库存成本，同时也整理和完善了部分备件数据，重新发现了部分有利用价值的备件。

通过上述库存控制工作，在不增加物资缺货风险的前提下，大亚湾核电站和岭澳核电站的库存价值总值维持在 1 亿多美元水平。

5.9 人员培训及授权

5.9.1 培训管理活动

根据《2005 年度电站总体培训大纲与培训计划》及《2005 年度 TTC 管理改进计划》的要求，2005 年度电站培训工作如期完成各项任务，全员培训时间与工作时间之比为 6.29%，相关培训数据统计如表 5.9.1-1。

表 5.9.1-1 培训统计

类别	开设课程门数/门	课程期数/期	培训负荷/(人·时)
基本安全授权培训	24	171	52 099
模拟机培训	12	109	23 166
模拟机专项演练与工况分析	—	56	—
技能培训	30	88	28 618
大修专项技能培训	22	27	5 515
管理培训	9	20	8 045
技术专项培训(防人因失效)	1	17	7 008
特种作业培训	1	3	294
外语培训	8	12	13 800
计算机培训	15	118	17 873
入厂安全知识培训	2(中英文两类)	130	7 912
其他培训	13	118	17 221
年度总计	137	869	181 551

5.9.2 授权培训完成情况

1. 组织形式

TTC 对 2005 年度基本安全授权复训在组织流程方面进行了优化,增强了培训的针对性及有效性。根据员工专业的不同将复训分为五类组织实施:处级及以上管理人员、运行人员、维修人员、技术支持人员及行政管理人员。初训课程的组织则沿袭组合套餐的形式,即根据新员工到岗、承包商进厂的时间进行课程的组织安排。

2. 培训内容创新

TTC 教学质量评估小组在 2004 年成立消防、辐射防护教学改进小组的基础上,制定了消防、辐射防护课程教学改进计划,并根据现场需求增加了对消防复训的实际操作环节,编写相应的培训实操教材,并设置了多个消防实操场景,分组进行实操演练,使培训效果更具针对性及实用性。

3. 完成情况

TTC 采用授权培训指标控制的手段,并通过培训管理软件跟踪提醒,各处员工都能积极主动地参加基本安全授权培训课程,总体完成情况良好,全年全员授权培训完成率达到了 98%。

4. 防人因培训情况

培训中心开发了《DNMC 工程师防人因思想方法》课程,该课程主要介绍了各种人因失效理论和 PII (Performance Improvement International) 公司总结的工程师预防人因失效的七个工具方法,并联系本电站的事件案例和相关的技术基础知识加以讲解,学员对象为处级以上干部、生产线工程师。

5.9.3 管理培训改进

1. 制度建设

培训中心与人力资源部通过对核电站管理人员的岗位资格及素质能力要求进行分析,结合公司岗位任务分析成果和管理干部现状,完成了程序《管理培训》的编写并通过审批,以逐步建立起系统和规范的管理授权培训制度。

2. 培训课程(项目)的组织

在充分进行培训需求调查的基础上有针对性地为各级管理人员、业务骨干、新员工开设了系列的管理培训课程。共组织培训课程计9门、20期,累计培训人次645人次,总培训学时8045学时。总体培训满意率达90%以上。

3. 培训方式的变化与改进

面对2005年生产形势给管理培训带来的时间限制,TTC与人力资源部门采用了更加灵活及先进的方式,具体包括:购买优秀的管理书籍发给管理层人员自学;在2004年为公司150余名处以上干部统一开通了“世界经理人”管理网站(一个优秀的学习交流管理知识平台)VIP学习账号的基础上,继续推进此项工作。

5.9.4 模拟机培训

1. 模拟机教学

全年共开设课程13门,计118期(2004年统计为127期,把双周培训算两期,2005年只算一期),每期学员4~6人,培训人次数为709,计26728人·时。

通过一年的教学工作,各类课程的培训完成率为100%,并初步实现了初训教材规范化,对提高教学质量起到了良好的保障作用。同时,注意密切联系现场实际,结合运行人员的薄弱环节及经验反馈,有针对性地开展教学工作,将每两年为运行值开设一期的MST课程改为每年一期,并在模拟机实景培训(MS)课程的团队协作培训中探索新的教学模式,取得了良好效果。

《事故规程预想和应对策略》一书的初稿已送出版社;另组织教员编写的《事故规程学习手册》,已发到相关各处。

2. RO/SRO 取照模拟机考试

组织实施年度操纵员(RO)取照考试,共15人参加,其中14人通过,通过率为93%。组织实施年度高级操纵员(SRO)取照模拟机考试,共24人参加,其中14人通过,通过率为58%。

3. 现场技术支持和专项培训

为配合现场生产,2005年共为运行人员开设专门培训51期,涉及机组启动并网、解列、风险分析、经验反馈、重大试验等多个专题。

(1)针对“1·25”事件中暴露出运行值在电网事故、汽轮机调节保护系统知识的不足以及团队协作能力的欠缺,编写了专项模拟机培训教材和教案,对所有运行持照人员进行了针对性的培训。

(2)针对“3·26”事件中暴露出的运行人员反应性控制方面知识和技能的不足,对所有运行人员进行了反应性控制的理论和模拟机实际操作的专项培训。

5.9.5 技能培训

1. 技能培训专职教员队伍初步建立

本年度从维修部各相关专业处调配了6名现场经验丰富的技术人员到培训中心从事技能培训工作,从而初步建立起了一支技能培训专职教员队伍。从长远来看,技能培训专职教员队伍的充实与提升仍将是今后的重点工作。

2. 技能培训课程组织实施

本年度主要组织实施了以下几方面的技能培训课程:

1) 开设了22门(56期)针对性较强的技能培训课程;

2) 根据大修需要,为维修部各相关专业处和大修承包商开设了22门(27期)大修专项技能培训课程;

3) 协助开展维修技能竞赛:本年度维修部技能竞赛共有6项在过渡性实验室进行,专职教员配合维修部完成了相关竞赛设备的准备工作,同时参加了部分竞赛项目的方案策划,担任竞赛评委等工作。

3. 技能培训课程开发和启动建立技能培训课程体系

技能培训课程体系是技能培训与授权体系的必要组成部分。2005年度完成了30门技能培训课程的开发工作,涉及机械、电气、仪表,现场服务、性能实验等专业。为确保课程开发质量,每门课程参照EDF课程开发经验完成了培训任务书、教案、教材、考核大纲、考题及评价问卷的编写。经过逐年课程开发,最终将建立起一套完善有效的技能培训课程体系。

4. 技能授权培训管理制度方案论证和程序初稿编制

为规范电站技能培训工作的开展,确保电站各岗位人员经过严格的培训、考核、授权后上岗,电站拟建立技能授权培训管理制度。经过多次研讨和征求意见,确定了制度建立方案,并完成了程序初稿编制。

5. 新技能训练中心项目(首期工程)

新建技能训练中心项目(首期工程)在本年度取得了实质性进展,完成了项目工程设计和主体工程施工招标,同时开始了主体施工和配套设施采购,具体内容如下。

(1) 完成项目工程设计

根据项目组建进度安排,本年度完成了技能训练中心各实验室(共49个实验室、84个培训项目)及建筑物的方案固化、初步设计和施工图设计。项目组对设计过程采取了各种质量控制措施,设计质量达到了预期目标。

(2) 主体工程施工招标及施工

项目组于2005年7月启动了项目主体工程施工招标工作,工程施工承包合同于2005年9月签订。项目主体工程施工于10月8日正式开工,按照施工进度安排,2005年度完成了基础工程施工和大部分框架施工。

(3) 主体建筑配套设施采购

为加强项目投资控制,项目主体建筑配套设施(空调、电梯、吊车、信息化工程、小区绿化)作为单独的分项工程进行采购,并分别成立了相应的采购专项小组,本年度完成了全部配套设施采购合同签订工作,并且各项配套设施的供货进度满足主体工程进度要求。

(4) 技能培训设备扩充及过渡性技能培训实验室管理

本年度进一步对技能培训设备进行了扩充,完成了 P320 培训平台、220 V 不间断电源培训装置、高压试验仪器等培训设备的采购,同时启动了泵特性试验、水位调节、流量仪表检定、水净化设施更换等培训项目所需设备的采购工作。

5.9.6 承包商培训与授权管理

2005 年培训中心已被正式列入电站大修组织机构,负责承包商人员的培训、考核及授权管理,为此进行了如下改进:建立了题量达 1 200 道题目的考核试题库;制定了《大修承包商入厂考核规定》和《大修前专项技能培训临时管理规定》;开发自动阅卷系统并应用于大修入厂考核,使承包商在考试后 1 小时之内即可取得成绩。

2005 年首次设立 7 项承包商培训业绩考核指标,将之纳入《大修承包商合同项目考核管理导则》程序,与承包商的经济利益直接相关。这七项指标分别是:

- (1) 大修入厂考核一次不通过率小于 5%;
- (2) 未按时提交相关培训记录(年度培训计划、授权台账);
- (3) 未完成所提交年度培训计划中的培训内容;
- (4) 培训记录不完整或编造培训记录;
- (5) 未使用最新版培训教材及经验反馈教材;
- (6) 培训内容不满足员工授权级别要求;
- (7) 承包商培训教员资格不符合 DNMC 程序要求。

通过上述改进,促使各承包商积极实施了其员工的各项培训,严格了授权制度,为大修现场的人员管理打下坚实基础;另外,由于考核工作效率大大提高,节省了承包商和现场用人单位的宝贵时间。2005 年培训中心共完成 2 246 人的入厂考核并将有关授权信息输入电站的《承包商人员管理系统》。

2005 年培训中心针对性地策划开设了《核电站维修承包商入因失效及预防》课程。培训中心教员针对性地收集整理历年来承包商所引发的 76 个人因 IOE/LOE 案例,据此编写成《核电站维修承包商入因失效及预防》教材。为保证该课程的效果,由培训中心教员亲自授课,课程采用案例分析与小组讨论相结合的方式,每期 1 天,共举办了 10 多期,总计培训 955 人,培训对象覆盖了大修承包商的所有工作负责人及骨干成员。

5.9.7 其他培训工作

(1) 新员工培训。2005 年 DNMC 招聘了 162 名新毕业员工,为使其在上岗前系统获取核电专业技术基础理论知识和岗位所需基本技能,了解核电的企业文化,培养员工主人翁精神、团队精神及艰苦奋斗的精神,具备进入现场工作的资格, TTC 组织全体新员工参加了外部岗前培训及入厂综合培训,其培训的内容包括:核电基础理论知识培训、外语培训、公司政策、管理制度及公司文化培训、电站现场工作的基本安全知识及技能的培训、团队拓展训练、军训及艰苦奋斗传统教育等等。

本年度由于 DNMC 及阳江核电有限公司应届毕业生新员工人数较多,两公司参加外部岗前培训的达 249 人(DNMC 161 人,阳江公司 88 人),因此在人员分班、课程设置及管理制度等方面都进行了较大的改进:根据新员工大学阶段所学专业不同进行人员分班培训,根据各班专业特点设置相适应的课程,并根据 2004 年外培学员、教员及管理人员关于教材老旧

的反馈,2005年在外培教材的选择方面提高了针对性,选用了中国电力出版社发行的适用于电站生产及维修人员获得电站基础技术知识和岗位技能的相关教材。在管理制度方面也进行了优化,制定了先进和优秀学员的评选制度,明确了学员班委汇报制度,修改了工会活动费用的管理制度等。

(2) 特种作业培训。由于2005年大修工作任务紧张,而现场各专业处2004年已有合格的特种作业人员数量达281人,其中取得了政府安全监管部门考核发证的有166人,经公司内部培训考核授权的有115人,本年度组织开设了二期悬挂按钮盒式行车操作工共44人的厂内培训考核工作,没有安排人员参加政府安全监管部门组织的考核发证。

(3) 根据总经理部的要求,对DNMC基地模拟机培训、技能培训和其他综合培训可用裕量进行细致的分析和评估,为更加有效的发挥大亚湾基地对集团发展的培训支持作用提供了决策依据。

(4) 起草了《特殊岗位人员认证制度》的初稿,从特殊岗位界定、建立培训考核大纲、认证及授权流程、组织管理接口几个方面对特殊岗位人员认证进行了规范,现已纳入公司五年发展规划中。

(5) 根据“集团紧缺人才”培养方案和实施计划,启动DNMC第一批运行骨干人员法语强化脱产培训,9名学员赴上海外国语大学进行了为期3个月的封闭强化学习。

(6) 组织完成上海交通大学核电技术工程硕士的考前辅导班授课,安排辅导班学员参加全国GCT联考及面试等工作,共有40名生产骨干被上海交通大学录取。

(7) 在教师节期间,组织完成“2005年度DNMC教育培训突出贡献奖及优秀业绩奖”的评选,对60名表现突出的教育培训工作者进行了表彰,有效地激发了全体教培工作者的工作热情。

(8) 配合大亚湾核电站严重事故管理导则的实施,组织大亚湾主控制室操纵员、机组长、正副值长及TSC1, TSC3, TSC4, GOP2应急岗位人员分别参加了严重事故管理一、二、三级培训。

(9) 根据集团公司“关于开展安全生产月活动的通知”要求及生产四部经理部工作指示,组织公司全体员工参加警示教育培训。

(10) 配合集团培训管理系统的开发对DNMC培训管理系统的功能进行升级改造,新的DNMC培训管理系统增加了培训需求收集、资源管理、审批流程电子化等功能模块,培训计划实施及授权管理等模块功能都相应增强,对培训管理发挥较大作用。

5.10 文件、档案与资料管理

2005年,文档管理工作及时、高效为电站提供了优质服务。以安全生产为使命,进一步推进文档信息化建设,加强文档前端控制,改进文档服务模式,提高文档利用效率。同时注重加强文档管理人才培养,为广东核电集团的发展培养输送优秀的文档管理工作。

5.10.1 工作概述

1. 文档控制

推广电子文件生成系统,加强文件前端控制。2005年初完成了电子文件生成系统的调试与修改工作,2005年5月8日电子文件生成系统相继在生产线各部及行政管理部进行推

广。实现了各部产生的会议纪要、报告及备忘录编写、校核、审查、批准流转的全程控制。

2. 文档服务

(1) 文件关联标引。在总结大亚湾核电站 SDM、EOMM 及其附件进行关联标引经验的基础上, 2005 年继续对岭澳核电站 SDM 和 EOMM 的相关附件进行关联标引。截至 2005 年 12 月底, 已完成 SDM 的标识, EOMM 累计完成总量的 90% 以上。这一工作的顺利完成将为文档提供利用服务中 SDM、EOMM 及其附件的关联检索提供便利。

(2) 专题目录制作。完成了厂房平面布置图、汽轮发电机专题目录的制作, 对厂房平面布置图专题下各厂房的布置图进行扫描处理后, 上传至公司局域网供文件利用者在线利用。

(3) 启动档案鉴定工作。2005 年开展了 DNMC 档案馆建馆以来第一次较大规模档案鉴定工作, 对电力生产类所有短期档案进行了保管期限的鉴定, 按照程序要求, 将 497 卷保管期限到期且经鉴定后认为失去继续保存价值的档案做下架销毁处理。

3. 文档信息化建设

(1) 数字档案馆项目。在完成项目考察调研的基础上, 进行了初步需求分析, 确定了 DNMC 数字档案馆的建设目标与基本框架, 成立了项目领导小组与项目推进小组, 制定了项目推进里程碑计划。

(2) 数字图书馆项目。于 2005 年 3 月批准立项, 提交了技术规范书及需求分析报告; 进行了项目招、投标, 提交了项目议标报告。于 2005 年底正式签订合同, 进入系统开发阶段。

(3) 文档数字资源建设。购买了超星电子图书 6 万种, CNKI 期刊全文数据库理工 B、理工 C 和电子与信息技术 3 个专辑, 共计 1.5 TB 的存储空间电子图书和 CNKI 期刊全文数据库, 2005 年 12 月进行安装、调试, 并于 2005 年 12 月 30 日在全公司内投入使用。

4. 图书资料管理

为进一步方便员工借阅图书资料, 2005 年 6 月, 更新图书借阅管理系统, 取消了传统的借阅图书资料的借阅证制度, 改为以员工核电通行磁卡为借书凭证, 简化了图书借阅工作流程。

5. 翻译及出版

2005 年文档资料处自译 15 万字, 委托翻译 383 万字。完成了《大亚湾核电》杂志四期出版, 同时 2005 年还完成了设备管理增刊、燃料管理增刊及其在《核动力工程》杂志的编辑出版。完成了 2003 至 2004 年度优秀论文集的选编出版。

6. 知识产权保护

2004 年 DNMC 申报的 17 项专利, 国家知识产权局于 2005 年受理批准了 2 项为使用新型专利, 实现了 DNMC 零专利的突破。2005 年文档资料处还加强了知识产权保护战略制度的有关基础工作研究, 对两个核电站建造、经营管理中与国外承包商签订的技术转让合同进行阅读。收集、整理了有关知识产权条款, 对知识产权保护战略进行了初步研究。

7. LNPS 新技术规范切换工作

2005 年 9 月 24 日凌晨, 岭澳核电站进行新旧技术规范的切换。此次岭澳核电站新技术规范项目切换项目涉及到 1566 份规程的修改、升版、生效、发布。文档资料处在 LNPS 新技术规范项目涉及文件的切换过程中, 坚持切换前有效控制, 切换当天及时生效分发, 切换后严格检查, 保证了生产四部 28 个部门、5 个卫星文档库相关文件的及时、准确更新替换。

5.10.2 工作量统计

工作量统计如表 5.10.2-1 至 5.10.2-4 所示。

表 5.10.2-1 2005 年文档处理统计

文件/份		程序/份		档案接收/卷	档案入库/卷	文件档案数字化/份	
接收	分发	接收	分发			大亚湾核电站	岭澳核电站
17 250	80 441	8 590	21 964	3 675	3 273	20 332	6 456

表 5.10.2-2 2005 年缩微制作统计

缩微制作		缩微入库/张			缩微还原 折合 A4/张	文件扫描/份
卷片/m	开窗卡/张	卷片/m	开窗卡/张	封套片/张		
2 945.7	7 977	1 072	7 912	2 813	1 538	26 788

表 5.10.2-3 2005 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
1 168	255	1 030	314	254	829	3 728	1 497	2 231	50	206

表 5.10.2-4 2005 年提供服务统计

文档查询				图书服务量 人·次	缩微利用量 人·次
次数/(人·次)	文件/份	档案/卷	查询成功率/%		
5 082	10 404	15 003	99.9	6 109	40

文件复制			文件装订/册	翻译服务/万字	
黑白/页	彩色/页	晒图/m		自译	委托翻译
11 323 368	8 511	17 852	5 534	19	430

5.10.3 文件、资料、档案库存量

文件、资料、档案库存量如表 5.10.3-1 至 5.10.3-2 所示。

表 5.10.3-1 文件、资料、档案库存量 (纸质类)

文件/份	档案/卷	图书/册	标准/册	资料/册
1 118 646	108 777	21 951	8 576	6 445

表 5.10.3-2 文件、资料、档案库存量 (特种介质类)

缩微卷 片/m	封套片 /张	平片 /张	开窗卡 /张	照片 /张	岩芯 /箱	磁带 /盒	光盘 /盒	软盘 /盒	录像 带/盒	实物 /件
22 956	680 200	16 323	575 725	12 592	3 805	1 271	2 454	2 023	1 075	126

5.11 计量管理

电站计量中心成立于2003年9月, 现有人员12人, 分为三个专业组: 热工与电测组、长度与力矩组、综合管理组。

1. 计量器具及其周期检定管理

在各部门的支持下, 圆满完成了全公司计量器具台账的建立, 对公司计量器具实行统一监督管理。

2005年计量中心完成了全公司计量台账的建立, 全年共完成计量器具检定11 079台(件), 详细统计见表5.11-1。

表 5.11-1 2005 年电站计量中心计量器具检定统计表

台(件)

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
内部 检定	TM	195	139	151	42	95	180	363	615	447	210	144	248	2 829
	MEE	34	41	38	54	30	61	108	118	92	15	101	30	722
	OPH	220	215	211	94	73	428	178	856	706	54	800	95	3 930
送外 检定	TM	153	39	85	19	204	387	853	775	505	42	98	416	3 576
	MEE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	OPH	0	0	0	0	17	0	0	0	0	5	0	0	22
合计		602	434	485	209	419	1 056	1 502	2 364	1 750	326	1 143	789	11 079

注: TM—计量中心; MEE—电气处; OPH—保健物理处。

2. 计量监管工作

(1) 2005年召开了DNMC计量管理研讨会、计量器具色标管理等计量相关问题讨论会和红外线测温仪等计量器具规范管理讨论会。与公司涉及计量工作的部门、处进行了多次沟通, 明确了计量管理工作相关规定, 并对计量工作中存在的不足之处提出了相应的改进措施, 对计量管理工作的规范化起到了积极的推动作用。

(2) 大亚湾核电站2号机组第十一次大修前, 联合安全质保部对电站相关部门计量器具管理进行了计量监督检查, 针对存在的问题发出了3份整改通知书, 同时也对大修中的重大项目实施了有效的计量监督, 指出监督中存在的问题并进行了及时的纠正和改进, 保证了大修工作的顺利进行。

(3) 2005年, 公司完成7个计量标准装置的建标、复标工作, 确保电站的18个计量标准装置都处于完好的技术状态。

(4) 完成了9人计量检定员资格的考核、复查及相关培训。

(5) 按计划计量科全年共完成了15篇计量检定程序的首次编写工作。

(6) 为加强对计量器具送外检定的归口管理,完成与深圳计量院送外检计量器具服务协议,与广东省其他检定机构的服务协议,合同部门正在协商之中。

(7) 规范统一了外送计量器具检定管理,完成并规范了全公司计量器具检定与采购立项管理工作。

(8) 完善了 OAMS 数据库的管理功能,其中计量检定人员管理模块开发正在进行中。

(9) 完成长杆铂电阻检定室、长度检定室、扭矩扳子检定室三个检定室的改造、搬迁工作,完成温度标准配套设备的改造工作。

(10) 协助公司财务部对 OAMS 系统进行计量器具的编码、录入及数据核对等工作,协调解决各计量相关部门在 OAMS 系统中遇到的问题。

(11) 积极参与大修,提高服务意识和管理水平,为大修作好充足的工作准备,全力以赴为大修提供优质服务。

3. 重大项目完成情况

(1) 完成氩气流量校验台的建立工作并投入使用,解决了氩气流量校准问题。

(2) 完成长期依靠国外标定的主蒸汽安全阀和汽动阀专用校验工具 4 种规格 8 件·次力传感器的国内校准工作,其中 3 种规格已完成技术报告。

(3) 首次开发完成安全壳打压试验用“裂缝跟踪仪”的自检工作。

(4) 收集维修部各类长度、力学专业专用计量器具的种类并对部分专用量具开展了自检,初步形成一套自检方案,解决了长期存在于维修人员心中的一个问题。

(5) 完成 3 000 N·m 扭矩仪测试台架的改造。

(6) 初步完成长杆铂电阻检定装置的安装与调试,改进了传统的冰点测量方法,提高了准确度和效率。

5.12 信息技术的开发与应用

DNMC 信息技术中心是中国广东核电集团信息网络和应用系统的整体规划、建设和运行部门。2005 年,信息技术中心在行政管理部的直接领导下,在电站和集团各成员公司的大力支持下,在面向整个集团的系统开发和应用的繁重任务中取得了开拓性的进展。下面从信息技术的基础设施建设、应用软件系统开发、通信、信息安全与客户服务等方面分别叙述。

5.12.1 基础设施建设

2005 年,中国广东核电集团信息网络基础设施在原有的基础上进行了资源的重新整合和优化,进一步提高了信息网络的运行性能以及安全性和可靠性。2005 年实施新项目有:建立和整合核电数据中心、专家村无线网络工程、MCAFFEE 防病毒体系维护合同、微软企业技术支持服务、建设身份认证和加密体系基础架构、集团二期视频项目、工程公司 SUN 服务器年度维修保养服务、新增两台 ALPHA4100 服务器和网台 GS60E 服务器、基本建成阳江工地局域网、完成阳江核电基地信息化规划。

2005 年, DNMC 通信系统完成了一系列重大的技术升级,实现了传统 TDM 电话交换机向软交换的成功过渡和微波的 SDH 化,已装各类话机 8 500 余台,保证了生产、管理和岭澳核电站(二期)施工需要。全年完成新项目有:核电行政交换机改造工程、计费系统改造工程、完成了核电站调度交换机改造、SDH 微波系统建设、有线电视整体转换、电力系统

通信系统优化、交通监控系统广播系统主机改造。

5.12.2 信息系统开发

2005年,信息技术中心承担的信息系统的开发主要集中在DNMC, CNPEC,集团公司和阳江工地方面。新改造与投产项目有:文档管理系统、设计系统、合同系统、采购系统、物资管理系统、施工管理系统、质保管理系统、投资管理系统、进度计划管理系统、培训管理系统、安全管理系统一期、审计信息管理系统二期、新版运行人员实操管理信息系统、集团科研项目管理信息系统、业务流程管理系统(BPM)、综合信息系统、科技奖管理与评审系统、行政后勤相关系统、文档相关系统、人力资源相关系统、OA系统、竞争情报系统、外部网站建设与改造、电话黄页系统、OPO电子白板系统、工作许可证延期管理系统、LPOMS(运行二处管理信息系统二期)、项目管理信息系统(CPMS)、离线固定资产管理系统(OAMS)改造、DAMI系统改造、技术部工程项目管理系统(PMS)。

5.12.3 信息安全与客户服务

2005年,由于信息技术中心采取了一系列针对性措施加强安全防范,全年基本未遭受计算机病毒的影响,全年新增加了信息安全措施有:SYMANTEC防病毒系统、最小网络建设项目、入侵检测系统、电子文件保护项目。

1. 客户支持和服务工作

2005年,信息技术中心继续全面承担中国广东核电集团(以下简称中广核)IT客户端平台的支持与服务工作,服务范围扩大为:大亚湾核电运营管理有限责任公司、中广核工程有限公司、中广核工程设计有限公司、中国广东核电集团有限公司、广东核电合营有限公司、岭澳核电有限公司、中广核能源开发有限责任公司、岭东核电有限公司、阳江核电有限公司、大亚湾核电财务有限责任公司、广东大亚湾核电环保有限公司、集团新项目(福建宁德、辽宁红沿河、广东台山、广东陆丰等)、广东大亚湾核电服务(集团)有限公司、广东核电实业开发有限公司、苏州热工研究院有限公司、北京银河创新技术发展有限公司、群星集团公司和大亚湾核电站现场各承包商等。

信息技术中心与各公司之间的运作渠道不断完善,服务工作卓有成效,用户满意度持续提高。全年共完成故障报修单19002份,及时完成率达到99.7%;完成服务申请单17910份,及时完成率达到98.9%;全年IT用户有效投诉次数为0;全年提供ONCALL支持服务单911份,及时响应率达到100%。所有业绩指标均超过2004年。并对全年三次大修工作提供了强有力的IT支持和保障,对岭澳核电站(二期)和阳江核电站(一期)的建设,以及集团新项目的筹建工作也提供了全面的IT服务和支持,全年用户满意度达到98%。

2. 项目管理和新技术研究工作

2005年,在客户服务工作方面继续坚持项目管理和系统管理的思想,取得了良好效果。2005年,先后完成了“Microsoft办公软件平台EA采购模式引进和应用”项目(标志着中广核集团使用Microsoft平台软件的合法性已得到有效确认,也标志着中广核集团软件正版化工作推进到了一个新的阶段)、“中广核集团IT客户端管理和远程协作”项目(涉及4836台客户端PC Microsoft SMS产品的部署)、“广东核电IT客户端平台信息管理标准制订和实施”项目、“中广核集团苏州热工研究院IT客户端平台标准化管理实施”项目(涉及近300个客户端的部署)、“福建宁德IT客户端平台标准化管理实施”项目、“IT客户端服务外包”

项目（涉及3000多台客户端设备的维护）、“机组大修前重要客户端巡检”项目等。通过项目管理的实践，锻炼了队伍，提高了管理水平。先后主持或参与实施了“广东核电 CALL CENTER 建设”项目、“ITSM 实施”项目、“IT 门户建设”项目，实现了流程优化，提高了 IT 运行维护管理水平和工作效率。

2005 年，在客户端平台的新技术研究方面，也取得长足进步。“客户端远程管理和监控”领域的测试和研究得以深入开展；“客户端维护技术经验反馈平台”的开发取得一定进展；客户端平台数据安全技术、克隆技术等方面研究也有不同程度的进展。

5.12.4 信息系统运行

1. COMIS 系统运行情况

2005 年，公司生产管理信息系统（COMIS）围绕着支持生产、服务现场的基本目标，坚持强化应用、持续改进的创新管理思路，在整年度始终保持了很高的运行稳定性和可用率，为两个电站顺利完成日常生产和换料大修各项任务起到了有力的支持作用。2005 年 COMIS 系统的运行情况主要概括为以下几个方面。

（1）维持了较高的运行稳定性和可用率

2005 年，在信息技术中心、系统管理小组和广大用户的共同努力下，COMIS 系统在全年保持了较高的运行稳定性和可用率。在整个年度内，系统计划不可用累计 4 小时，随机故障不可用累计 4.5 小时。系统不可用情况统计见表 5.12.4-1。

表 5.12.4-1 系统不可用的主要情况

出现不可用时间	不可用原因	系统恢复时间	不可用累计时间
2005-01-04 14:00:00	数据库管理系统故障， 无法保存数据	2005-01-04 14:30:00	随机不可用 0.5 h
2005-01-30 9:00:00	服务器例行维护	2005-01-30 12:00:00	计划不可用 3 h
2005-04-04 8:00:00	光纤被老鼠咬断， 网络故障	2005-04-04 11:55:00	随机不可用 4 h
2005-12-12 16:00:00	服务器例行维护	2005-12-12 17:00:00	计划不可用 1 h

（2）持续改进和完善系统的功能

在保持系统稳定运行的前提下，在本年度内策划并实施完成了系统的多项功能改进优化工作。2005 年，COMIS 系统管理小组共收集到用户意见和建议 58 条，经过逐项论证和评估，其中的 39 项已完成了软件程序上的改进或管理上的优化措施，有效地改进和完善了系统的功能，另有 18 项意见和建议经讨论、分析和评估后决定不予以采纳并答复用户。本年度实施的重要改进有：维修工作文件包的格式优化、标准包封包管理的控制改进、消防系统隔离单的格式改进、联合采购模型的程序开发、作业通知书的格式改进等。

（3）强化系统用户的授权管理

2005 年初，COMIS 用户授权申请表电子化流程投产到了 COL 系统中，有效地规范了用

户授权申请的流程和申请单的存档管理。另外,大修处于2005年8月组织开发并投产了承包商人员信息管理系统,强化了以前管理薄弱的承包商信息收集和人员资格审查环节。COMIS系统管理小组在2005年初也开展了系统用户授权及人员数据库自查的工作,及时清理不合适的授权及数据信息。这些措施的采用都进一步提高了COMIS系统用户授权管理的规范性和工作效率,能够更好地保证用户授权的及时性和有效性。全年累计处理COMIS用户授权服务单579张,处理授权用户数量1358人·次。

(4) 系统的基础数据状况

2005年,COMIS系统管理小组和设备管理处进一步推广用户使用COMIS数据信息反馈网页来反馈设备基础数据和系统相关的其他数据问题,非常有效地架通了数据管理者与现场用户之间的“桥梁”,促进了系统基础数据的进一步完善。2005年8月,系统管理小组针对系统设备数据维护授权进行了一次优化,将数据维护操作的权限集中到设备管理处责任工程师,这样改善了原来维护权限较广、较杂乱的状况,进一步保证了系统设备数据维护的规范性和质量。相关统计表见表5.12.4-2。

表 5.12.4-2 2005 年度完成处理的 COMIS 系统数据反馈修改单数量

份

类型	机械设备数据	电气设备数据	仪控设备数据	工作票数据	其他
服务单数量	393	135	225	605	118

2. CBA 系统运行

在前面几年对计算机辅助隔离系统(CBA)的硬件、软件进行清理、优化后,CBA运行流畅,运作良好。2005年重点对CBA中的数据进行了清理,多年来由于系统的改造、设备的变更等等原因,使得CBA中的部分数据已和现场或资料上不一致了,有些设备的关联数据也发生了变化,加之CBA在使用过程中数据不断增加,有些数据输入人的格式也不统一。这次清理由电气设备开始,以最新的电气单线图与CBA对照,单线图没有详细开关号的,以EOM为准;若目前CBA与以上线图不一致,则现场核实,并对电气单线图、EOM、现场、CBA、规程进行比较;如果仅CBA不一致,则修改CBA,如果现场与电气单线图、EOM不一致,则填写ESR。对没有设备说明、没有位置的予以补充,位置错误的进行纠正。CBA中没有的设备,增加了设备;没有的设备或多余的相关设备,删除之。目前清理工作仍在继续。

通过清理CBA中的数据更加可靠、安全,也提高了CBA隔离的安全性和可靠性,这对电站的安全生产提供了一份安全的保障。

3. CIS 系统运行

2005年,CIS系统完成了WANO同行评审、核电服务集团东部分公司、生产准备、技术规范时间累积、质保数据库、个人剂量查询、OPO平台、新大修管理模块、大修合理化建议、办公家具管理、电网来函办理、预防性维修的系统累计时间、生产部党工团、SNSOB报告文件等新模块的开发,完成了200余项现有模块的改进,以及20余个调查问卷、宣传栏目的开发上网。

针对系统空间紧张的问题,分批对PCIS,PCIS3,P06CIS2等服务器进行了细致的空间整理,基本满足的日益增长的存储需求。在内部建立了每日检查存储空间的制度,并自主开发了存储空间检查的工具。

CIS 进一步强化了对生产、安全相关的关键应用系统的保障,配合信息技术中心制定了快速解决问题的标准处理方法。

5.13 电站保卫及核材料实体保障

5.13.1 保卫工作实绩

随着大亚湾核电站基地的建设,重要参观接待活动逐年增多,综合管理处作为电站参观接待总协调部门,与相关部门进行协商,牵头编写了《核电站厂区参观接待管理》程序。将现场重要参观接待工作进行了分解,明确了各个部门责任。现场接待保卫工作进行了改进,保卫工作的前期准备、现场落实、问题反馈、协调处理必须按照程序要求进行操作。先后圆满完成1月7日国务院总理温家宝等中央领导参观核电站厂区的安全保卫工作。全年保卫科共完成50批·次600人参观核电站厂区的安全保卫接待工作。

承包商人员管理逐渐完善。针对电站辖区总体治安形势有恶化趋势,做了如下工作:承包商信任资格审查、证卡管理完善、《核电辖区承包商人员信任资格审查实施办法》升版、承包商人员数据库更新、继续实施承包单位人员进入电站的“保卫面试”办法、完善了承包商人员的管理等,通过对承包商单位人员的三级审查,对承包商单位的人员来源、组织机构等进行监督检查,在根本上把各异常事件控制在萌芽之中。

防患于未然,确保电站安全。重点加强了两电站各出入口的控制和人员检查、办公楼的巡视措施,改进了物品检查手段,完成了电站周界、厂区、厂房和办公楼打卡线路的重新设置和卡点安装,对岭澳核电站开关站区域的保卫安全措施进行了自我评估并制定了综合改进措施,新设警卫岗位,以适应于保卫任务的变化和改进工作效率。跟踪和收集国际和国内反恐方面的最新信息、技术和发展趋势。按照深圳市反恐办公室和公司要求,完成反恐论文《新形势下核电站反恐怖的对策与措施》,编写抢险救援组防抗超强台风预案,圆满完成了相关防台风物资准备、反恐指挥部加面、演习工作,参与了国家原子能机构对岭澳核电站(二期)实物保护初步设计的专家审查会,并与大亚湾公安分局讨论完成岭澳核电站(二期)设计基准威胁和敌情分析。为确保突发事件响应体系的有效性,强化演练,常备不懈,每个月进行警卫反入侵演习,在重要节日和重大保卫活动前对警卫进行了快速反应演习,以提高警卫的实战能力。同时,通过完善反恐应急预案,增加了核电站反恐组织与核应急组织接口管理导则内容,明确反恐与核应急体系的接口,完善突发事件处置和应急响应机制,确保核电站反恐工作与核事故应急救援体系有效兼容。经过长达半年时间精心准备,4月19日和10月19日电站举行了两次反恐联合演习,其中10月19日的反恐与核应急联合演练为国内首次。

经警管理严格规范、人性化。警卫中队克服班长大幅度调整、因倒班方式改变产生的磨合期等困难,保持了队伍的稳定。由于警卫的培训不足和个别警卫的安全意识不强,导致了2月16日带放射性工具进入厂区并失去控制的保卫事件。为规范和方便警卫岗位执勤,编写了四万多字的《警卫执勤工作手册》初稿,手册将于2006年配发到岗位试用。完成《警卫多媒体培训教材》的拍摄工作,有效规范了警卫执勤工作。为使警卫更好地掌握岗位技能,提高执勤和处理突发事件能力,共组织警卫开展了军事训练1860人·次,技能培训1189人·次,2005年7~9月成功进行了经警岗位技能竞赛,有效提高了经警技能水平。在警卫执

勤检查中共查获各种违章等异常事件 122 起,其中违反证卡管理规定 66 起,违反规定携物出厂 5 起,厂区内车辆违章 6 起,违反出入管理规定 8 起,阻止酒精超标人员进厂 12 起,制止厂区内吸烟 4 起,其他 21 起。警卫中队涌现出一批先进个人,本年度共表彰警卫 17 人,其中报市公安局表彰 6 人,同时因工作失误或违纪受批评人员 15 人。

现场治安管理措施得力。实施现场治安管理责任制,对电站关键厂房、重要区域安全防范措施进行评估和问题分析。机组大修时建立了专用快速通道,实行上班高峰期人员分流制。实施大修前召开承包商安全工作会议,并实施了一系列如大修现场巡视检查制度、承包商单位雇佣大量临时人员进入大修现场事前报告制度、出人大修现场的物品加强管理等安全防范措施,现场各类违章现象明显下降。现场班组在 2005 年度电站现场共巡视检查 800 次,发现安全隐患 75 件,解决问题 50 件。后夜查哨 90 次。完成了两电站经警日常维修项目 150 项,更换了两电站重要警卫标识 70 处,警用车辆共维修 17 次。完成武警八中队、九中队武警岗亭等设施维修改造项目 31 件,处理问题 31 件。

通行卡管理积极整改。证卡组通过提前精心准备,合理调配人员,及时了解人员思想动态,顺利完成年度参观卡办理和审核,实行大修加班,顺利完成大亚湾核电站 2 号机组第十一次大修通行卡办理工作和 2005 届新毕业分配大学生的通行卡办理,保证了现场的通行顺畅。针对旧通行卡流失现象,内部进行了事件原因分析和讨论,进行了废旧通行卡清理并制定了各类通行卡管理整改措施,同时后续将继续完善通行卡台账制度,加强证卡办理操作规范以及加强证卡员量化考核。全年证卡组办理长期卡 2 460 张、临时卡 11 353 张、大修卡 3 811 张、参观卡 600 张、长期车证 323 张、临时车证 581 张。

系统运行管理进一步优化。针对系统存在的缺陷,一方面坚持执行系统日报、周报和夜间巡视制度,加强运行管理。另一方面,对设备进行大修和改造,2005 年对大亚湾核电站 KKK 系统开始进行改造,对岭澳核电站 KKK 系统的旋转门和三角闸进行了大修,效果良好。在大亚湾核电站 KKK 系统控制部分的软硬件设备进行升级换代工作中,克服了厂家控制板件存在缺陷的障碍,预计 2006 年 3 月可以全部完成。大亚湾核电站的有线对讲机故障较多,为此进行了改造,改造后效果良好,同时费用相对国外产品有很大的降低。另外还进行了一些小改造,如在岭澳核电站 UA 折叠门增设了遥控器,把 LUG 车道手动控制器从 LUD 楼移位到 LUG 岗亭,武警岗亭进行防雷改造。

大亚湾核电站保卫系统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。由于无备件和改造原因,部分设备不可用时间较长。

岭澳核电站保卫系统常见设备故障均为设计缺陷引起,一般多为承包商单独为岭澳核电站设计的板件,另外软件也存在设计问题。由于设计未考虑防雷问题,2005 年 KKK/DSI 系统控制板接连被雷击坏,造成设备不可用时间较长,现已立项增加防雷器,预计 2006 年雨季前可解决防雷问题。对于软件问题,加强了检查和备份,每天都进行软件检查,发现问题及时处理。2005 年共进行了冷启动 23 次。

5.13.2 核材料的实体保障

2005 年顺利完成了 3 次大修新燃料和 2 次乏燃料厂区运输的安全保卫工作、放射性固体废物运往北龙处置场的押运工作、岭澳核电站主变压器备用相和发电机转子等重要设备的保卫押运工作。

5.14 电站后勤保障

2005年,电站后勤保障工作得到了核电服务公司等部门的积极配合,充分发挥了有限资源,圆满完成了2005年各项任务,为电站生产和员工生活提供了高效的后勤服务与保障。

1. 行政处组织机构及人员调整

2005年,行政处在组织机构和人员调整方面进行了改革,把员工后勤服务中心作为对外业务窗口,开发了基于流程导向的CPS后勤一站式协作管理平台。从2005年5月份开始,新的组织机构正式运作。在运作过程中,改变了以往业务职能重复现象,使内部各科室间职责更为明晰,业务更加流畅。一站式协作管理平台实现了临时用工、接待物品、免费住宿、需求受理等多个业务在网上流转,提高了处理透明度,其快捷的响应速度和“一站式服务”理念得到了公司员工的认可,服务满意度较往年得到明显提高。

2. 电厂后勤业务外包项目实施

2005年3月,DNMC行政管理部与核电服务东部分公司正式签署了后勤服务水平承诺协议(SLA),协议对东部分公司提供的维修、餐饮、清洁、绿化及摆花四项服务的标准和范围进行了规范,以此为标准,对后勤服务供应商也提出了明确的服务要求。

2005年6月份,行政处针对电站特点,对现有服务供应商资源进行了整合,电站后勤服务外包项目正式实施。维修中心电站综合服务部负责日常行政后勤服务需求和人修期间后勤业务支持,同时负责对电站的行政办公楼及行政技术设施、办公设备、清洁及厂区绿化进行巡视检查、记录,并对巡视中发现的问题及时联系维修中心各维修班组、保洁部、园林中心等相关部门进行处理。经过五个多月的实践检验证明,电站后勤服务外包项目运作是成功的,不仅在日常服务需求中体现了良好的服务意识和响应速度,在9月份开始的大亚湾核电站2号机组第十一次大修中提供的各项后勤服务也能做到积极响应、有条不紊、井然有序,成功地经受住了实施后勤外包以来第一个十年大修对后勤保障工作的考验。

3. 行政办公楼维修及行政技术设施改造

2005年,大亚湾核电站BA楼大修改造项目正式启动,后勤提出的电气系统、空调系统、供水系统、消防系统、网络、电话改造需求得到批准实施。到2005年底,BA楼大修各个改造项目已全部竣工验收,BA楼的楼宇标识已完成制作和上牌,办公楼的办公家具配备和屏风安装也基本到位,各部门办公室回迁工作正在按照计划实施,新的办公楼宽敞明亮,员工办公环境得到了有效改善。

2005年,行政处对中央空调冷却塔、风柜、保温层和机组等实施了大修改造,对南区餐厅、SA餐厅、LSA餐厅的燃油系统进行了安全评估和更新改造,对电站餐厅和员工宿舍三级供水管网进行了更新改造。2005年,行政处共计实施了办公设备维修、行政小工程改造项目150余项,南区餐厅和SA餐厅燃油系统改造工作已顺利完成。

4. 行政办公用品、办公家具及行政物资管理

在行政办公用品申领方面,资产科对申领人资格进一步规范,实行发卡授权,由持卡人统一在AMS系统中申领。在办公家具管理方面,由于核电站的办公家具品种、数量多,在调配和分发过程中管理难度较大,尤其是在大亚湾核电站2号机组第十一次十年大修期间,对办公家具的管理更加复杂。针对电站对办公家具管理需求的特点,资产科与发电规划处联合开发了行政办公家具管理系统,将现场的办公家具纳入到系统,进行统一管理,既提高了

效率，也规范了现场的资产管理。

在行政物资管理方面，针对行政仓库库存量过大的问题，资产科通过加强物资采购计划性，加强部门协作沟通，实现物资快进快出，对现有库存品种进行了清理调整，推动签订新报废框架合同，加快废旧物资报废速度等一系列措施来优化库存结构，并对新行政仓库进行整体规划，极大提高了行政物资管理水平。2005年行政仓库库存资产从年初的800万元下降到300万元，降幅达62.5%；库存品种也从调整前的1217项下降到调整后的962项，调整比例为20.95%。

5. 员工餐饮服务管理

2005年，配餐中心依据SLA协议中的服务标准，对电站餐厅的原材料采购、供餐服务个性化提升、饮食卫生、误餐供应、服务意识等方面加大了监控力度。在原材料供应方面进行筛选，保留了经营规模较大的正规食品供应商，并多次组织配餐中心对深圳地铁、深圳康佳等多家企业餐厅进行考察，消化吸收员工提出的个性化服务需求建议，不断完善新的运作模式。在餐厅服务水平方面，加强了服务员上岗业务知识培训，并在正常就餐期间，实行了餐厅主任现场值班制度，使员工在就餐过程中发现的问题及时得到解决。经过配餐中心员工的努力，在2005年度SLA协议考核中，电站餐饮服务项目全部达标，餐厅的卫生检查合格率为100%，配餐服务的员工满意率也达到了90%以上。

6. 新员工宿舍建设和物业管理试行

2005年新员工宿舍建设项目正式启动，行政处在工程实施过程中进行质量监督，并组织相关部门人员制定宿舍家具配置、技术评标方案和供应商的选择，完成了对小区环境包括绿化、导向标识、门卫道闸、公共秩序、智能化系统的总体布局，完成了新综合餐厅的餐、厨具市场调研、采购的技术规范编制和立项工作。到2005年年底，新员工宿舍一期14栋共1008间已通过竣工验收，二期建设正在抓紧建设实施。

为实现基地“大物业”管理的战略思想，提升后勤服务专业化和总体水平，行政处与外部物业管理顾问公司合作，共同制订了基地生活区物业管理方案，该方案已于2005年9月获公司批准。新南区员工宿舍作为基地实施物业管理的试行区域，已于2005年11月由核电服务公司东部分公司滨海花园物业管理处正式接管，并将按照物业管理模式于2006年1月1日开始运作。

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 22 日 1RRI002RF 左下侧法兰向外喷水, 1RRI 系统 B 列不可用, 1 号机组失去一列热阱。
- 1 月 22 日 0SEI002BA 排放时 0KRT904MA 再线方式不正确, 导致 0KRT904MA 失去监测作用。
- 1 月 25 日 凌晨, 大埔 I 号和 II 号线断路器自动重合闸先后动作, 1 号和 2 号机组有功、无功、发电机输出电压、汽轮机振动都有较大幅度波动。原因为线路个别铁塔绝缘瓷瓶发生污闪, 随后中华电力公司对大埔 I 号和 II 号线路部分瓷瓶进行了清洗。

2 月

- 2 月 3 日 经查阅主控制室应急照明电源电气图, 发现大亚湾核电站和岭澳核电站主控制室应急照明系统存在设计缺陷: 在事故工况下, 主控制室应急照明仅能由蓄电池供电, 并且只能提供 1 小时。
- 2 月 16 日 1VVP002VV 油压异常升至 34 MPa 且安全阀不能正确动作。
- 2 月 24 日 由于 0SAP402CO 故障停运, 导致全厂失去 SAT 压缩空气。

3 月

- 3 月 11 日 9:02, 1RCV033VP 限位开关异常导致阀门行程未到位时出现关闭信号。
- 3 月 14 日 1RCP 系统锂浓度偏低, 偏离正常运行区间。
- 3 月 16 日 1LLS001TC 润滑油回路安全阀 1LIS002VH 动作压力过低 (定值漂移), 造成润滑油系统压力过低, 导致 1LIS001TC 不可用。

- 3月19日 1RGL系统N1棒组的II6棒束测量线圈出现绝缘低报警。
- 3月21日 1GST系统冷却水电导率异常上升,超出化学规范期望值。
- 3月27日 1RCV023VP阀杆断裂导致阀门不能全开。
- 3月28日 18:30,1号主控室闪发RGI004AA报警,经检查发现USP机架上C5卡故障。

4 月

- 4月14日 1ASG138VV开启时间从大修再鉴定的13秒,逐步上升到18秒,决定进行隔离检查和处理。经过润滑阀门,开启时间由15秒减少为13秒,但与137VV开启时间进行比较后决定更换电磁阀,更换后阀门开启时间减少到4秒,解决了1ASG138VV开启时间过长问题。
- 4月16日 1GSY501SP触发低压报警导致负荷开关保护功能切换至超高压(EHV)断路器。
- 4月19日 因润滑油压力波动导致1DEG101CO跳闸。
- 4月25日 检查主泵备用电动机定子绕组时,发现非驱动端出铁芯直11大约60mm长处的直线段线棒的主绝缘有多处损伤。

5 月

- 5月5日 大浦I线第10单元(0GEW102JS)A相SF₆气体压力低,补充SF₆气体期间曾将相关仓室低压力保护退出,但未向电网汇报退、投保护事宜。
- 5月11日 9:46,1ILS001TC超速保护油箱小汽轮机侧甩油。
- 5月24日 执行PT1LHP001过程中发现1LHP300CO涡轮增压器排水管到排水总管之间的一道焊缝有裂纹并漏水,经检修后消除漏点,但造成1LHP柴油发电机9小时不可用。
- 5月26日 1DEG301GF启动后20秒因制冷机油泵电气故障跳闸。
- 5月27日 大浦I线自动重合闸动作。
- 5月31日 核惠线投运引起1号及2号机组有功、无功发生波动。

6 月

- 6月1日 出现1RPN418AA(最高中子注量率选择器故障)报警。
- 6月8日 因处理汽动主给水泵润滑油压波动问题,汽动泵退出运行,降低发电功率约100MW。
- 6月9日 1GST系统冷却水电导率超化学规范限值。17日,1GST的定子入口水电导率再次超化学技术规范限值。
- 6月20日 9LGRO02TA分接头自动调节功能失灵。
- 6月22日 核惠线A相发生瞬间接地故障,主1保护、主2保护、后备保护动作,跳开0GEW551/550JA的A相,1秒后0GEW551JA自动重合闸成功,0GEW590TR因重瓦斯保护动作而退出运行。经检查瓦斯继电器跳闸回路绝缘值合格,

OPC 分析变压器油样正常后将 0GEW590TR 重新投运。

6 月 22 日 核惠线故障导致 1GPA/2GPA 保护启动。

7 月

- 7 月 1 日 执行 PT1GRE002 时, 在 1GRE005VV 关闭过程中上位机出现“VM FAILED”故障, MIC 人员检查确认上位机已脱开。5:20 1GSE005VV 不明原因关闭, 5:40 1GSE005VV 不明原因自动开启。故障处理过程中 RGL 功率棒为手动模式, 机组功率最低降至 834 MW。7 月 1 日共损失约 0.062 EFPD 电量。
- 7 月 6 日 1LLS001TC 转速调节器故障导致转速大幅度波动, 17:58 执行 PT1LLS002 过程中发现 1LLS001TC 运行时齿轮箱甩油且小汽轮机转速在 2 950 ~ 3 015 r/min 之间波动, 超出定期试验监督要求的范围 [(3 000 ± 24) r/min]。
- 7 月 11 日 处理 1LCC001X1 抖动异常的工作过程中, 1 KPS 显示屏 01/02HV 出现停堆停机的保护动作信息。
- 7 月 20 日 0TER002BA 在主控制室的液位指示 0TER012MN 遭雷击后失去指示。
- 7 月 20 日 0SEP401/402BA 在主控制室和 YA 厂房的液位指示 0SEP401/402MN 遭雷击失去指示。
- 7 月 20 日 大埔 II 线主保护动作跳闸, 自动重合闸成功。
- 7 月 20 日 大亚湾核电站 400 kV 线路大埔线 B 相发生瞬间接地故障。
- 7 月 21 日 检查发现 0GEW550JA 跳闸回路有两根接线未连接, 0GEW550JA 不能按设计要求跳闸。按图纸重新接线后 0GEW550JA 跳闸功能恢复正常。
- 7 月 26 日 22:18, 主控制室频繁闪发 1RPA760AA, 仪表检查发现 1RPA395/396XV (513CR P4/5 号灯) 不一致报警灯亮。RPA395XV (电动泵启动信号) 和 RPA396XV (汽动泵启动信号) 灯亮, 表明给水流量低与蒸汽发生器水位低启动辅助给水泵保护通道的 X 或者 Y 逻辑已动作。但未确认故障时 1RPA526CRB 的 UI2-4/UI2-5 和 1RPA526CRB 的 UI2-4/UI2-5 灯的状态, 暂未能确定故障是 X 逻辑还是 Y 逻辑误动作引起。
- 1 号机组一回路温度偏差多次出现瞬间突变导致 R 棒非预期提升:
- 7 月 24 日 11:02, 一回路温度偏差突然出现瞬间突变达 +2 °C, R 棒自动上提一步半, 其他参数正常, 期间无任何操作。怀疑 RPN 功率量程高选单元模块故障, 16:44 进行更换。
- 7 月 25 日 15:36, 一回路温度偏差再次突然出现瞬间突变达 +2.8 °C, R 棒自动上提两步半, 检查相关参数正常, 期间无任何操作。20:10, MIC 更换 1RGL402AM, 更换下来的板件未发现异常。
- 7 月 26 日 21:25, 一回路温度偏差再次突然出现阶跃达 +1 °C, R 棒自动上提半步。
- 7 月 27 日 15:10, 一回路温度偏差在 5 分钟内三次出现阶跃 (达 +1 °C), R 棒自动上提累计三步半, 检查相关参数正常, 期间无任何操作。20:00, MIC 更换 RGI402AM 上游 RPN 大选模块。
- 经检查确认一回路温度波动的原因是由于 18 个月换料后堆芯出口温度波动引起。

8 月

- 8月5日 1RPN的象限功率倾斜超出限值。
- 8月18日 16:00, AN厂房0JDT001TO手动报警按钮的玻璃被意外打碎触发报警。
- 8月26日 10:00左右, 0SAP902AA报警出现, 0SAP401CO跳闸。原因是0SAP419ST的探头损坏(热电偶开路), 检查发现该探头的金属套管前面的部分已经断裂并且落入0SAP401CO内部。

9 月

- 9月7日 1APP201PO转速调节故障导致蒸汽发生器水位大幅波动。主控制室操纵员启动1APA001PO并带载置于自动运行方式, 将1APP201PO置于手动空载备用状态。
- 9月13日 1RRI004PO电动机非驱动端温度高且有不明原因的异常噪音。
- 9月13日 1GEX007AA励磁调节器通道失配报警。
- 9月21日 9LGIB101开关故障导致9LGIB电源切换不成功。

10 月

- 10月17日 香港400kV电网扰动引起1GPA多套保护启动。
- 10月19日 1RPA533CRK故障再次导致RPA760AA报警闪发。电站各专业通力协作消除了1RPA760AA闪发报警的故障原因, 解决了自7月26日以来困扰机组安全稳定运行的一个顽疾。
- 10月24日 9TEU009BA总放射性活度异常升高。
- 10月27日 400kV核深线主I保护LCBII跳闸接点阻值偏大。
- 10月31日 核深线0GEW150JA/152JA重合闸同期继电器050ZK接点接触不良。
- 10月31日 0SRE001BA总放射性活度异常升高。
- 10月31日 9TEU004BA总放射性活度异常升高。

11 月

- 11月9日 14:00, 9SGZ802DK隔膜破裂导致氮气泄漏。
- 11月10日 2005年第二次更换1GST001DE树脂, 1GST系统冷却水电导率降低到正常水平。11月17日电导率为 $0.3\mu\text{S}/\text{cm}$, 11月25日为 $0.27\mu\text{S}/\text{cm}$; 7月8日第一次更换树脂后7月15日电导率为 $0.43\mu\text{S}/\text{cm}$, 8月15日电导率为 $0.46\mu\text{S}/\text{cm}$ 。化学环保处据此分析电导率异常升高的原因为1GRV005VG关闭不严, 少量二氧化碳进入发电机随氢气漏入GST水中引起。
- 11月16日 处理好1PTR001PO机械密封泄漏故障。
- 11月16日 0GEW104PW避雷器均压罩支撑腿断裂。

- 11月18日 恢复 KRT501MA 到 1RPE023/2RPE024PO 控制逻辑信号后, 执行 PT1RPE002 有关 KRT501MA 相关部分, 结果满意。
- 11月21日 大埔 I 线年检, 停运 1 号联络变压器进行有载调压开关十年检, 27 日结束。
- 11月23日 厂用变压器 B 相过流继电器 (1GPA205XI) 不明原因启动。
- 11月27日 400 kV 大埔 I 线 151JA 重合闸继电器 003XR 接点接触不良。
- 11月30日 1GSE003VV 进行带压堵漏。

12 月

- 12月5日 10:27, 1SRI101PO 泵驱动端水平向振动超报警值, 并有异常噪音。12月5日至11日 1SRI101PO 在更换其轴承之后恢复可用。
- 12月8日 16:30, 发电机-变压器组负序保护、主变压器后备接地保护启动。
- 12月10日 19:35, 在满功率时, 1RGL 的 SB1 棒组的 J13 棒束指示突降为 216 步。
- 12月14日 10:15, 1GSS210PO 异常停运, 现场 210PO 的基座部分焊缝已开裂, 部分基座与地板连接螺栓处喷水, 表明曾有明显剧烈振动的过程; 机组降功率 6 MW 进行故障处理, 累计少发电约 130 万 kW·h。
- 12月15日 惠州站一条 220 kV 线路跳闸引起发电机组无功、有功波动。
- 12月27日 1CEX001PO 电动机非驱动端径向位移值振动超报警值。
- 12月28日 电网波动导致发电机组有功、无功波动。
- 12月28日 发电机-变压器组负序保护、主变压器后备接地保护启动。

6.1.2 大亚湾核电站 2 号机组

1 月

- 1月23日 打开 2LGA801 柜门时, 2LGA801 开关跳闸, 但主控制室没有出现 2LGA002AA 报警。26 日对 2LGA801 开关进行检查, 发现跳闸原因是由于该开关直流控制电源 30 号端子虚接所致。27 日对 2LGA002AA 信号回路进行检查, 发现 2LGA101 仓 001BN 内 32 号端子正极没接而是用胶布包扎, 导致 2LGA002AA 不能正常触发。

2 月

- 2月2日 执行 PT2LLS002, 在 2LLS001AP 启动带载后, 按规程退出 9RIS011PO, 在重新启动 9RIS011PO 时, 2LLS 小汽轮机超速保护动作。检查发现 9LLS002XI 电流继电器损坏。
- 2月21日 2VVP100/103/106/107/109/112/115/118/119VV 安全阀定值超标。

3 月

- 3月2日 在进行 PT2LLS001 前检查时发现 2LLS007VV 下游焊缝漏汽又增大 (2月3日 2LLS007VV 下游焊缝开始漏汽, 24日漏汽增大), 决定立即进行维修。经进一步检查确认是管道漏汽, 3月9日耗时2小时42分成功更换了 2LLS007VV 下游漏汽管道。2LLS007VV 下游管道壁厚原为 3.02 mm, 由于 2LLS007VV 预置开度, 起到了截流孔板的作用, 长时间的汽流冲刷, 2LLS007VV 出口连接处管壁已经变薄至约 0.8 mm, 汽流经截流加速后引起材料腐蚀 (flow accelerated corrosion)。
- 3月12日 17:00, 2号辅助变压器自动调压分接头功能丧失; 25日接头松脱导致 91GR002TA 辅助变压器分接头失去自动调节功能。01GR002TA 有载调压分接头自动调节装置故障首次出现在 2003年9月。
- 3月18日 出现 LDA001AA 绝缘低报警。
- 3月19日 2SEC 系统 A 列泵出口逆止阀 2SEC005VL 内漏, 导致其下游海水经该阀漏回 A 列泵入口海平面。
- 3月28日 22:40, 2CEX 氧含量异常上升, 超化学规范期望值。

4 月

- 4月1日 运行人员在执行 2GSY029FU 合闸操作时触电。操作人员当时左手食指、中指剧痛, 两指尖有白色电击痕迹。
- 4月8日 91GR 2号辅助变压器分接头自动调压功能丧失。
- 4月11日 2RCP 稳压器液位整定值波动。
- 4月20日 2APG004DE 解除隔离投运后二回路钠含量上升。
- 4月28日 2RCP014MP 压力显示不明原因波动。
- 4月29日 因 2REN072MG 故障, 2号蒸汽发生器 pH 值失去指示。

5 月

- 5月11日 22:20, 2STR001MN 故障导致 038VL 全开引起一回路热功率短时超过 2905 MW。
- 5月16日 2RIS021BA 补水过高导致 2RIS206VP 与 2RIS208VP 自动关闭。
- 5月18日 8:36, 主控制室执行 2GST101PO 定期切换时无法启动 101PO, 现场检查电源 2LKF501 上有故障报警, 复位后启动正常。2004年7月和10月曾经有类似情况发生。
- 5月25日 2RPN023MA 出现补偿电压故障, 26日再次发生。

6 月

- 6月15日 2JDT702CR 误发火警导致 2JPH178VT 自动动作喷水 (2MX 厂房 16 m 电缆层)。

6月23日 2LDA001TB 绝缘异常下降至1 kΩ。

7 月

7月12日 2GGR系统11号轴承温度2GGR014MT由70.8℃突变至102.96℃后又恢复至原值。

7月18日 2SIR209PO故障导致二回路联氨浓度超出技术规范要求范围。

7月19日 2LLS001VV在执行PT2LJS002试验后关闭不严,阀芯在阀门关闭约45分钟后才能完全密封,影响2LLS001TC的可用性。

7月28日 3:56,2RRI004PO驱动端(靠近油杯处)温度偏高,现场测量64℃,并发出异常噪音。TTS性能科进行振动测量,发现泵驱动端垂直向振动值由6月20日的0.9 mm/s增大至1.9 mm/s,涨幅较大,同时速度频谱图中高频分量增多,故障诊断为2RRI004PO的泵驱动端轴承故障。

8 月

8月17日 15:00,稳压器水位定值波动导致误发稳压器水位低报警2RCP450AA。

8月31日 10:24,2RPN006AR板件故障导致2LOCA机部分功能不可用。

9 月

9月6日 执行PT2LHQ001试验,当柴油发电机正常运行1小时20分后,001MO B5缸喷射泵回油管线与泵的连接处向外喷油,原因为高压油泵入口软管接头松动导致燃油泄漏。

9月15日 因处理2GSS251KD漏汽(隔离2GSS的新蒸汽)降功率至920MW,9月16日机组恢复满功率运行。

9月19日 2RCP温度偏差不明原因出现一个3℃左右的阶跃致使R棒自动上提两步。

9月19日 9:10,进行堆芯注量率测量,将1号探头回抽至17.264 m时出现Heater Control Unit Reset报警,且无法复归,探头无法抽出,导致停堆前的堆芯注量率测量未能及时完成。

9月21日 10:55,主控制室出现2PTR001AA报警,乏燃料池水位高达19.53 m,原因为执行2PMC啜漏试验时,工作人员误开隔离边界2PMC756VD(该阀无法用手柄关闭上锁)。

9月25日 2号机组23:10开始降功率,26日5:30顺利与电网解列,创造单个循环连续运行430天的新纪录。

9月26日 发现ATWT定值设置不准确。

9月27日 13:40,2RRA001PO加错油脂。27日下午,2RRA001/002PO的运行情况稳定,没有发现轴承温度异常。27日21:00左右,2RAA001PO的泵轴承温度上升到85℃。

10 月

- 10月4日 卸料前 MGS 做 PMC41 鉴定试验,发现 2PMC001DC 定位不准。
- 10月17日 2LHQ 柴油发电机组在进行磨合情转试验时因 001MO 与 002MO 功率不平衡被迫终止。
- 10月17日 汽轮机 3 号低压缸转子中心孔检查发现存在制造缺陷。
- 10月20日 2RCV408RC 故障导致一回路压力不可控下降。
- 10月31日 2ASG125VZ 开启后不能自动关闭导致氮气泄漏。

11 月

- 11月24日 2RCP 充水到 11.6 m 左右时,2RCP090MN 指示基本不变化,而 2RCP098MN 指示为 11.70 m,且 2RCP098MN 与 RCP082LN 指示一致,RCP090MN/RCP098MN 指示偏差达 48 cm,原因为 RCP 压力容器内顶部空气憋压,使压力容器实际水位低于稳压器水位。
- 11月28日 9:18,主控制室同时出现 2PTR003AA 和 2LLI001TB 故障。现场检查 2PTR001PO 故障停运,电动机接线盒和电动机轴承冒烟,启动火警二级干预队进入现场灭火。从解体情况看来,电动机驱动端轴承严重损坏,电动机驱动端扫膛。

12 月

- 12月3日 汽轮发电机首次冲转后因 10 号轴瓦振动高手动停机。核功率降至 0.5%,主蒸汽阀关闭,破坏真空,汽轮发电机组加装平衡块。12月5日,汽轮机动平衡调整后重新冲转,在励磁投运的情况下 10 号轴承振动高。
- 12月5日 2 号机组并网后按照计划完成各功率平台的物理试验。12月10日晚开始向满功率过渡,11日晚达到满功率。汽轮发电机 10 号轴承的振动依然偏高(轴振 108 μm ,瓦振 53 μm)。
- 12月7日 1:20,2GEV104SP 发出 2 号机组主变压器 A 相高压套管压力低报警。
- 12月8日 13:42,2AGM002DI 现场安装型号与设计型号不同,造成 AGM 油冷器冷却水不能达到设计流量,APA 不能置热备用。原因为供应商加工孔径时出错。
- 12月10日 2:41,2RCP408ZO 故障导致二环路超温 ΔT 、超功率 ΔT 异常波动。
- 12月12日 2APA001MO 启动时引起 2GPA205X1 厂用变压器 B 过流保护启动。
- 12月18日 6:53,主控制室出现 2RPA/2RPB “蒸汽管道流量或压力异常”报警,同时出现 C7A/C7B 信号。2GRE023MP 下漂至 10% FP。现场检查 2GRE023MP 一次阀 2GPV830VV 下游管道完全断裂,大量蒸汽喷出。2004 年 8 月 29 日 2GRE023MP 相同的位置曾出现类似情况。

6.1.3 岭澳核电站1号机组

1 月

- 1月7日 DVN 烟肉取样（取样工作将短期造成1KRT017/021MA 不可用）期间，1号机组 1a 失去控制。
- 1月25日 电网故障引起 1GSE/GRE 阀门迅速关闭，汽轮发电机组功率速降至 86 MW，汽轮机功率被高压缸 1GSE 阀门限制，未能按要求升回功率，主控制室操纵员讨论后认为汽轮发电机组已解列，于是手动误停汽轮发电机组。

2 月

- 2月1日 岭澳核电站1号机组按计划与电网解列，开始第3次换料大修（L103 大修）。大修目标工期为55天，计划于3月27日重新并网发电。
- 2月1日 岭澳核电站热洗衣房工作人员按照程序使用 OSBE001WM 烘干机对已洗过的防砸鞋和少量鞋套进行烘干，离标准设定程序结束还有10分钟时烘干机内出现火情，启动执行烘干机冷却程序后，燃烧物熄灭。
- 2月5日 在执行反应堆开盖工作时检查发现 1RGL 控制棒驱动机构 CRDM（P10 位置）顶部焊缝泄漏。
- 2月13日 1号机组反应堆压力容器工作人员在清理检查反应堆压力容器密封面时，发现在压力容器下法兰密封面 56 号螺孔到 1 号螺孔之间的第二道密封处有贯穿性划痕。
- 2月19日 发电机转子内侧径向导电杆泄漏，对发电机转子导电杆用氮气做气密封试验时压力不能保持。造成非计划性抽发电机转子并拔掉风扇和小护环后处理。
- 2月26日 1号机组完成一回路水压试验，结果合格。

3 月

- 3月2日 大修中蒸汽发生器堵板安装完成后，--回路升水位到 10.5 m 稳定 8 小时后 1 号和 2 号蒸汽发生器堵板出现泄漏。
- 3月15日 9LGR201TA 解除隔离中违反工作过程管理，9LGR201TA 消防水误喷，0LTC 油枕油位信号接线箱进水，主油箱油枕油位信号接点绝缘低。
- 3月26日 零功率物理试验期间 RPN 中间量程注量率高保护动作导致反应堆自动停堆。
- 3月28日 1SAR118VA 下游管线部分脱落造成 SAR 供气大量泄漏，影响 1CEX006VL 的可用性，存在 1CEX006VL 漏气关闭、蒸汽发生器失去给水的风险。
- 3月30日 进行 1RPN 参数调整试验时误动 1RCP460CC。
- 3月30日 1ARE058VL 下游阀体靠近焊缝处有一轴向漏点，向外喷水。

4 月

- 4月6日 1RPN020MA 轴向功率偏差大。
- 4月13日 1REA 系统的补水流量不能达到操纵员设置值。
- 4月15日 1RCP489CA 板件出口端子插口松动和虚焊。
- 4月18日 1GSS205VL 阀杆密封水失效, 高温水进入 SER 管道。
- 4月26日 启动 1APA 电动泵后, 一回路热功率由 2 860 MW 上升到 2 880 MW。

5 月

- 5月13日 9RRI644VN 被误碰开启造成 1RRI 漏水。
- 5月24日 1PTR001PO 轴承温度高失去备用功能。
- 5月31日 1GEV201TP 氢气含量达 197.70 mg/L, 超过国标注意值。

6 月

- 6月9日 处理 1GCT119VV 故障导致 RCP 热功率波动超过预期范围。
- 6月9日 由于 1CRF001MO 推力轴承保持架变形、轴承滚子和保持架碰磨, 引起 1CRF001MO 运行时上部轴承组件异音及非驱动端振动上升, 机组被迫降功率 580 MW 检修。
- 6月30日 1SAP001DS 滤芯再次发现充满白粉。

7 月

- 7月1日 在对 0SEO952AR 及 0LHZ001AR 进行临时再供电时, 将实际电源开关与指令中要求的再供电电源开关反接, 导致在 7月3日准备解除 0SEO952AR 再供电时 0LHZ 柴油发电机意外自动启动。
- 7月29日 1GSS110PO 电动机噪音异常, 被迫更换。

8 月

- 8月5日 1GRE001AR 内 FS3 保险烧毁导致 RGL003/004AA 报警。
- 8月15日 1AGR101CF 水封丧失致使设备跑油 300 L 及齿轮箱进水。
- 8月25日 1号机组第四循环在 1RPN 系统 G. K. 参数 (测量通道增益参数) 调整工作时发现调整参数数据表有误。

9 月

- 9月3日 0LCR221JA 漏气致使空气压缩机频繁启动。

- 9月7日 1RRI002PO 再鉴定时运行点超出泵特性曲线要求范围。
 9月8日 1ARE 小阀开度指示偏差大。
 9月19日 1SAP001/002DS 内均发现有白色粉末。

10 月

- 10月5日 1CEX 氧含量上涨超过 3 $\mu\text{g}/\text{L}$ 。
 10月12日 柴油发电机 200/700FL 等软管安装偏差超标导致柴油发电机安全可靠性能降低。
 10月15日 9REA002BA 氧含量超标。
 10月24日 1号机组短时降功率至 950 MW 处理 1GFR161FI 堵塞问题。

11 月

- 11月9日 进行PT2RPE002 年度试验时发现 9KRT501MA 放射性高信号自动停运 1RPE023PO 和 2RPE024PO 的功能长期不可用。
 11月16日 0GEW BAY4 开关合闸操作多次失败。
 11月22日 1CRF001MO 冷却水流量偏低 (调节阀已全开)。
 11月30日 1RCP 氢含量偏高。

12 月

- 12月5日 1KRT004MA 处于闭锁状态, 1KRT004MA 不可用。
 12月12日 岭澳核电站开关站内落下大量石块, 且 0DSI453CR 被落石砸坏。
 12月19日 1RIC031MT 故障 (怀疑中间接线存在断点, 转大修处理)。

6.1.4 岭澳核电站 2 号机组

1 月

- 1月3日 2RCP003PO 多次启动不成功。
 1月5日 2号机组 DHP009 签字, 准备离开 RRA 连接时 2KRT002/003/004MA 未再线。
 1月6日 2RCP002VP, 2RRA021VP 内漏, 用 TOI 监视运行。
 1月11日 由于 2GCT404RC (131VV 的整定值控制站) EXT/INT 切换板件故障, 当 2GCT131VV 置于 EXT 位置、自动时, 压力达到 7.95 MPa 后, 2GCT131VV 仍无法开启。
 1月12日 岭澳核电站 2 号机组一次并网成功, 标志着第二次大修胜利结束。
 1月12日 2GCT121VV 限位开关故障导致蒸汽发生器水位快速下降。
 1月14日 机组启动后 48% FP 稳定功率平台, 2GRE006VV 因控制模件故障导致异常

关闭。

- 1月16日 2GGR008MT (汽轮机5号瓦金属温度) 上升至96.8℃。
- 1月22日 2GRE006VV 因阀门模块出现 B7 (+5 V 电源故障) 而关闭, 同时联锁关闭 2GSE006VV, 堆芯热功率瞬间超过 2 905 MW。

2 月

- 2月7日 2号机组应电网春节保电要求降功率至 800 MW 运行。
- 2月12日 2号机组保电结束, 机组重新升至满功率运行。
- 2月16日 回路换水操作不当导致一回路平均温度波动。
- 2月25日 准备 PT2GRE001/002 试验, 2号机组降功率至 920 MW。

3 月

- 3月6日 2CEX 氧含量、电导率偏高, 切换 CVI 泵后恢复正常。
- 3月8日 2STR 投运不当导致安全阀 2STR010VV 多次动作。

4 月

- 4月18日 2RCP029MT 引起 536AA 报警频繁闪发。
- 4月23日 2APA 泵入口膨胀节 102JD 漏水。

5 月

- 5月12日 执行 PT2RPB042 时 2ARE058VL 再次不能自动完全关闭。
- 5月16日 在实施 2KRT001MA 年度试验时, 现场人员走错间隔在 1KRT001MA 提放射源导致 1KRT001MA 超阈值报警。
- 5月30日 2PTR001PO 电动机发出异常噪音, 怀疑轴承损坏。

6 月

- 6月1日 2SEC004PO 泵盘根烧毁导致 2SEC004PO 不可用。
- 6月6日 对 2LLS001AP 年检时, 发现 2LLS 系统发电机励磁电路板橡胶减振块全部断裂。
- 6月6日 2RGL 的 SD2MG 机架参考相位变压器卡保险烧毁。
- 6月7日 2CVI301VA 行程开关的端子盒被误动导致 2CVI301PO 停运。
- 6月8日 2KRT009MA 非计划不可用。

7 月

- 7月7日 2RIS022PO 运行时多处存在泄漏。

- 7月12日 进行2MX厂房16m钢结构防火涂料处理工作时,施工人员误碰消防探测热敏线缆导致消防水喷淋动作。
- 7月13日 执行PT2RPA043过程中2ASG015VD气动阀的电磁阀(2ASG015EL1)出口供气铜管在接头处断裂,导致2号蒸汽发生器水位波动。
- 7月29日 2GRE001AR送往RGL通道一模拟量输出隔离卡24V供电保险烧坏。

8 月

- 8月10日 2AGR130VH被人误碰开导致2AGR101BA油位低。
- 8月21日 2APA102JD破口导致大量高温水蒸气泄漏。
- 8月21日 2ARE033VL机械故障全开导致反应堆因3号蒸发器水位高高信号自动停堆,2ARE主给水隔离。
- 8月22日 2ASG001BA氧含量达1100 $\mu\text{g/L}$,超出化学技术规范100 $\mu\text{g/L}$ 标准。
- 8月23日 2号机组重新达临界后,9:13机组一次并网成功。

9 月

- 9月3日 2VVP848VV因为阀门初始安装垫片的紧固力矩不够,导致蒸汽经垫片后从密封焊处漏出,两次带压堵漏均不成功。
- 9月15日 2号机组因处理2GSS110PO基座法兰面降功率至975 MW。
- 9月20日 执行月度堆芯注量率图测量时发现2RIC系统5号探头卡涩。
- 9月28日 2APG001RF不能正常投运。

10 月

- 10月18日 2号机组进行注量率图试验时,发现2RIC系统3号和5号探头故障。
- 10月27日 2RPN020MA模块保险烧毁导致主控制室报警和一个保护回路动作。

11 月

- 11月2日 PT2GRE001/002期间,2号机组短时降功率至920 MW。
- 11月7日 2REN104VP(安全壳隔离阀)关闭时间超过标准。
- 11月8日 2CF1012DG送电时引发2LBA/LCE电源盘故障报警。
- 11月27日 2RCP003PO轴封泄漏流量自9月20日缓慢异常上升。

12 月

- 12月1日 执行2VVP安全阀检查发现多个2VVP安全阀压力定值超差。
- 12月7日 2APD001FI下游法兰垫片突然破裂导致蒸汽大量泄漏。
- 12月10日 2号机组于15:00开始延伸运行。

- 12月17日 2号机组于3:43与电网解列开始第三次大修。
 12月19日 未签字批准的2LAB蓄电池改造在2号机组现场实施。
 12月21日 一回路排水过程中2RCP098MN和2RCP090MN指示偏差大。

6.2 重大技术问题

6.2.1 大亚湾核电站重大技术问题

1. D2PTR001MO 轴承冒烟引发火警

2005年11月28日,主控制室同时出现D2PTR003AA和D2LH001TB故障报警。现场发现D2PTR001MO电动机冒烟,值长启动火警二级干预队进入现场。D2PTR001MO故障后果是反应堆和乏燃料水池冷却系统失去备用。电气处对电动机故障的原因进行了分析。该电动机在最初安装时功能位置为D1PTR002MO,2005年8月22日更换在D2PTR001MO功能位置上;2003年1月份,在蛇口诚意电机厂维修(刷镀端盖及转子动平衡、轴弯曲测试等项目),期间更换轴承,轴承为蛇口诚意电机厂从香港SKF购买,维修后验收入库;2005年11月25日,电气巡检发现该电动机声音异常,加油后异音消除;2005年11月28日,电动机损毁并触发火警。通过对可能原因的论证和排除,认为轴承质量、轴承选型以及轴承的安装工艺处理均有一定问题。由于轴承为诚意电机厂自行购买,轴承质量未能实行严格的控制;选型方面,该型号电动机铭牌上的轴承型号为6316C3,而诚意电机厂在当时在市场上没有找到同型号的轴承,便从SKF的香港经销商处购得63162Z/C3轴承,撬掉两侧的密封(低碳钢冲压的薄盖)后,分别安装在两台PTR电动机备件上。轴承为精密部件,在撬掉密封的过程中,极有可能损伤轴承保持架、滚珠或轨道,导致轴承在高速运行中快速损坏。在安装工艺方面,电动机解体后,通过对电动机各部分的机械配合尺寸测量,发现轴承内圈与转子轴的公差配合方面存在问题,没有严格执行k5标准,存在游隙减少至零或为负的可能性。综合分析,轴承本身质量存在问题的可能性最大,轴承的选型不妥当和轴承的安装工艺处理不当也可能是造成轴承故障的原因之一。而对外送维修设备的质量控制监管失效则是管理方面的原因。纠正措施是完善对电动机外送维修的质量管理和功能验证,编写外送维修的技术规范书,严格按照安装规范书要求进行操作。

2. 大亚湾核电站和岭澳核电站 RIS075/085VB 电动头 (SR25/29ES 型) 多次热偶保护动作

SR25/29ES型电动头用于两电站的RIS075/085VB, RIS077/078VP及RCV053/054VP阀门。作为安全系统阀门的RIS075/085VB,在运行定期试验及阀门电动头试验过程中均要完成阀门开关时间试验或力矩检验工作。自电站运行以来,由于电动头力矩开关拒动,导致电动头关力矩过大,电动机电流过大,引发热偶保护动作事件多次发生。事件发生后对阀门进行校验及解体检查都没有发现任何的部件故障及明显异常,使安全设备可靠性及可用性受到挑战。按照经理部要求,RCA小组介入事件的分析,通过大量的故障现场调查、相关信息收集分析,以及多次试验台上对电动头进行试验及解体检查,最终得出结论:SR25/29ES型电动头由于机械传动设计的特性限制,使得该型电动头在与平行闸板阀(WINSSB0300-RAGY)的运行方式相配合时输出效率大幅降低,完成标定力矩定值(20 N·m)的阀门关闭

操作已使电动机功率输出基本达到极限,是导致事件发生的根本原因。针对这一根本原因, DNMC 工程处已启动该电动头的替代项目, 将为 RIS075/085VB 选用合适的电动头替代 SR25/29ES 型电动头, 该项工作日前正在进行之中。

3. 在 2 号机组第十一次大修停机过程中 D2GSE006VV 发生拒动故障

2005 年 9 月 26 日, 2 号机组在第十一次大修停机降功率至 520 MW 时, D2GRE006VV 意外关闭, 当 D2GRE006VV 异常关闭后, D2GSE006VV 没能根据设计要求同时关闭, 丧失了 GRE 阀门异常关闭时, GSE 阀门同时关闭防止汽轮机超速的重要设计功能。本次 GSE 阀门拒动故障也是电站商业运行以来首次发生, 虽然没有造成直接后果, 但在机组正常运行过程中, 如出现 GSE 阀门拒动故障, 若此时再叠加机组的超速保护失效, 将导致汽轮机组飞车。由于事件潜在后果严重, RCA 小组介入调查。在对电磁阀进行解体检查中发现, 电磁阀导杆及滑阀上面有明显异物存在, 该异物为韧性较大外观呈黄色的胶状物质, 正是该物质形成阻力阻止其运动, 从而造成控制器件的失控。多项实验室化验分析后证实该胶状物质是所用的抗燃油在长时间使用后发生降解或氧化反应以至在金属轴上形成固体状的结果。通过全面深入分析, 最终结论为: D2GSE006VV 电磁阀内部的抗燃油处于较高温环境下且长期不流动, 加速抗燃油的降解反应, 生成含有磷酸盐的油泥附着物, 长期积累的黏性附着物阻塞电磁阀的活动部件, 导致电磁阀卡涩丧失正常功能是 D2GSE006VV 发生拒动故障的根本原因。纠正措施是: 更换 1 号和 2 号机组 GRE/GSE 保护系统的所有电磁阀; 修改维修大纲, 研究增加在大修期间对 GRE/GSE 系统电磁阀本体的预防性维修; 研究改善 GRE/GSE 系统电磁阀在机组停运期间因带电而产生高温的工作状态; On Load Test 周期修改为 3 个月。

4. 大亚湾核电站和岭澳核电站柴油发电机 200/700FL 等软管安装偏差超标导致柴油发电机安全可靠率低

2005 年 10 月 12 日, D2LHQ 柴油发电机六年检期间, 在安装 D2LHQ200/700FL 软管时发现其所在的管道法兰间距为 355 mm 左右, 不满足该软管的安装标准 (软管设计标准长度 331 mm, 管道间距偏差为 $-5\% \sim +1\%$; 同轴度偏差为 $\leq 5\%$)。在处理完 D2LHQ 上的 200/700FL 软管后, 对 D2LHQ, D2LHP, D1LHP 和 D1LHQ 其他型号的软管 (包括油回路) 做进一步检查和测量发现, D2LHQ 上另外有 8 根 (冷态时测量), D2LHP 上有 11 根软管不合格 (机组处于冷态时测量), D1LHP 上有 13 根不合格 (机组处于热态时测量), D1LHQ 上有 6 根软管不合格 (机组处于热态时测量)。这样, 在大亚湾核电站共发现 40 根软管不合格。经检查, 岭澳核电站也有 38 根软管存在安装偏差问题。经过查询柴油机等轴图, 200/700FL 软管所在管道的法兰间距是 360 mm, 而供货清单表明 200/700FL 的标准长度为 331 mm, EOMM 要求软管的安装拉伸量不能超过软管长度的 1%。所以三个技术要求是互相矛盾的, 属于设计错误。事件发生后, 厂家也来文承认上述错误。查询岭澳核电站 200/700FL 对应的等轴图, 发现没有标识法兰间距。对于 200/700FL 以外的其他法兰连接的软管, 未发现设计错误, 所发现的尺寸偏差, 应属工程安装阶段的管道安装偏差造成。对 200/700FL 等法兰连接的软管, EOMM 明确表明, 最理想的安装方式是压缩安装。这样, 在地震工况下就可以承受拉伸变形, 否则就存在断裂的风险。在 SSE 级地震工况下, 软管能够承受的最大拉伸量是 30 mm, 如果拉伸量超过 30 mm, 软管就可能断裂, 最终导致柴油机不可用。在发现缺陷并调查澄清后, 电站对 D2LHQ, 2LHP 所有水回路上的管道进行了重新切割、焊接或者调整, 使其恢复到 EOMM 要求的安装标准。对于燃油系统上的软管, 因为焊接风险和其本身的工况 (压力小于 0.1 MPa, 无振动), 采取了重新加工管道法兰的方式。同时联

系厂家,要求提供更长的软管,到货后立即更换(须短时间隔离柴油发电机)。

5. DOGEW590TR (联络变压器) 重瓦斯保护异常动作

2005年6月22日9:51:49,核惠线发生A相瞬时接地故障,0GEW590TR重瓦斯保护动作,跳开0GEW350/352JA,0GEW552JA(550JA也应跳开,但550JA的A相已被线路保护跳开,而B相及C相未跳,后查明重瓦斯保护跳开550JA的回路因改造接线有问题,无法跳闸)。约1.08s后,线路自动重合闸动作,合551JA成功,核惠线开环运行(550JA的A相也应重合闸,但被重瓦斯信号闭锁无法动作)。后三相不平衡保护动作跳开550JA的B相和C相,联络变压器退出运行。经过MEE检查,重瓦斯故障继电器掉牌,继电器本体无气体,对油样进行色谱分析结果正常,电气试验及相关检查正常,随后联络变压器重新送电。检查发现:重瓦斯保护跳闸原因是瓦斯断电器动作;瓦斯继电器没有自锁说明通过瓦斯继电器的油流速在继电器定值附近;联络变压器内部没有发生放电等故障;校验表明瓦斯继电器定值正确。原因分析表明:瓦斯继电器动作的是油流涌动所致,而造成油流涌动的可能原因有两个:即联络变压器A相绕组在短路电动力作用下轻微变形引起油流涌动;紧固件松动,在电动力作用下铁芯或绕组振动引起油流涌动。纠正行动是在大修中安排绕组变形试验及目视检查和紧固件松动检查。

6. 处理 D1GFR158FI 堵塞降功率时上位机故障 D1GRE005VV 关闭导致机组功率突降

2005年6月30日,大亚湾1号机组出现1GFR003AA报警,表示GFR158FI堵塞。为更换1GFR158FI,7月1日0:20,执行PT1GRE002规程,关闭1GRE005VV降功率。在此过程中,出现上位机脱机故障,GRE处于下位机手动控制状态,1GSE005VV自动关闭。5:40,1GSE005VV又自动开启。7月1日上午,OPO与MIC召开工前会后重新投运上位机,但未成功。7月1日19:00,仪表按照维修导则提供的信息,对系统软件进行了重装,OPO按规程启动上位机成功。在再次执行PT1GRE002时,上位机再次脱机故障。后经进一步检查发现,故障点为MULDOG接口卡MIP201故障。更换该板件后,重做PT1GRE002试验,上位机工作正常。在处理上位机故障过程中,机组功率已降至916MW。

7. D1RCP003MO 定子绕组非驱动端线棒绝缘损伤

1号机组第十次大修中D1RCP003MO被更换下来,按计划进行检修后作为备件。2005年4月27日在AG车间对原D1RCP003MO电机进行解体检修,当检查定子绕组时,发现定子绕组非驱动端出铁芯直口大约30~70mm长处的直线段线棒的主绝缘有多处损伤,有四处较严重,其中两处由于主绝缘裂开已经能看见铜线。运行工况下如绝缘严重损坏将使得电动机处于不可用状态,事件潜在后果严重。RCA小组介入了此事件的分析,通过大量的工作,最终结论是:该RCP主泵电动机制造时期内部遗留一枚自由钢质垫片(已在现场找到),该垫片在电动机运转时进入电动机非驱动端定子线棒和转子之间,由于转子的转动而发生对定子线棒和转子端环、鼠笼条的挤压、冲撞,造成电动机非驱动端定子线棒绝缘多处损伤和转子端环、鼠笼条冲撞痕迹。事件根本原因为偶发因素造成,没有共模风险。2005年6月制造厂法国JEUMONT-SCHNEIDER公司专家来到现场,对电动机进行了检查和试验。结果显示120根线棒中有77根异常,其中16根浅表影响、52根1~3层云母带损伤、7根3~6层云母损伤、2根7层云母全部损伤露出铜线。1000V和2500V极化指数试验均合格,说明电动机绝缘干燥。14kV的直流泄漏试验结果也正常,说明电动机线棒与铁芯间绝缘仍良好。维修方案是对两处线棒绝缘破损的露出铜线处进行现场绝缘包扎,对其他75处绝缘破损点进行绝缘修复。

6.2.2 岭澳核电站重大技术问题

1. 岭澳核电站 2ARE033VL 机械故障全开导致反应堆自动停堆

2005年8月21日10:31,主控制室出现2VVP405/406AA(汽水流量失配报警),主控制室显示3号蒸汽发生器的水位快速上升,10:32:45,3号蒸汽发生器到达高高水位,与核功率大于10%RP信号叠加,反应堆自动停堆。事件发生后,现场检查发现L2ARE033VL气动头铱架上与手动蜗轮蜗杆箱下部连接的六个固定螺栓全部脱落,造成ARE033VL在系统压力的作用下失控全开,给水流量及蒸汽发生器水位无法根据控制信号进行控制。维修人员在现场对脱落的螺栓及螺孔内部(内窥镜)进行了目视检查,未见异常,由于没有螺栓备件,回装阀门螺栓。机组于2月28日重新并网发电。RCA小组对此事件进行了独立调查分析,最终结论如下:L2ARE033VL铱架上与蜗轮蜗杆箱下部连接螺栓安装紧固力矩不足及长期较高振动环境下运行是最终导致六个连接螺栓全部脱落的根本原因(在系统压力作用下,阀杆失控向上运动,阀门失控全开)。该部位连接螺栓设计缺少防松措施,安装及使用过程不规范,也是导致螺栓松脱的重要因素。另外,检修规程缺少对该部位的检修及安装力矩要求。针对此事件的纠正行动是:全面检查岭澳核电站机组大小流量调节阀该部位连接螺栓尺寸及材质,确定并使用正确的螺栓尺寸及材质;讨论并确定蜗轮蜗杆箱连接螺栓的防松措施及使用;采取合理有效措施降低系统振动水平;建立有效的风险设备定期巡检计划和方法;修改检修规程,增加相应的检查环节及确定蜗轮蜗杆箱连接螺栓安装力矩定值。

2. L1RGL 控制棒驱动机构 CRDM (P10 位置) 顶部焊缝泄漏

2005年2月5日,岭澳核电站1号机组第三次大修在机组处于换料冷停堆状态,MSM在执行反应堆开盖工作时检查发现L1RGL-P10套筒端部有大量硼结晶,通过将CRDM-P10顶部吊环拆除确认该CRDM的排气塞无泄漏。2月6日,对清除了表面硼结晶后的P10上部进行液体渗透探伤发现,在P10第三道“Canopy”密封焊缝收弧区内存在4个较为明显的点状显示并最终确认为一回路硼水泄漏点。该事件导致一回路硼水轻微泄漏,对环境剂量无影响。该CRDM所有的焊缝在岭澳核电站役前检查和冷态功能试验期间进行过目视检查,没有发现任何渗漏或泄漏。由于不可能对失效部件进行金相解剖分析(现场对其实施了堆焊修复工作),所以该CRDM第三道“Canopy”密封焊缝失效的根本原因不详。但是,根据目前外部经验反馈及其失效原因分析报告来看,CRDM的密封焊缝的失效存在两种可能:第一,焊缝制造的质量存在问题;第二,应力腐蚀裂纹从“Canopy”密封焊缝内壁的点蚀坑处萌生并扩展至外表面形成穿透性裂纹而导致泄漏。从P10现场目视检查和液体渗透探伤结果来看,缺陷显示位于焊接收弧区,并且该CRDM工作仅20000多个小时,可以推断P10第三道“Canopy”密封焊缝极有可能存在焊接质量问题,同时不排除存在应力腐蚀因素而加速导致P10第三道密封焊缝早期失效的可能。事件发生后,现场采用堆焊技术对该发生泄漏的密封焊缝进行了焊接修复。通过对堆焊维修实施前的焊接模拟见证件的无损检查和金相检查(采用RCC-M相关标准验收),结果合格;前述检查结果证明了该堆焊工艺的有效性和修复方案的可行性。现场焊接修复后,采用目视检查和液体渗透探伤对堆焊焊缝进行无损探伤,所有探伤结果满足RCC-M规范的验收标准,结果合格。同时,根据WSI公司提交的最终安全评价报告的结论表明:该堆焊修复后的焊缝抗应力腐蚀开裂的寿命至少是60年。

3. 岭澳核电站 SAP 干燥剂粉末产量高和 L1SAP005FI 受压变形损坏

岭澳核电站1号机组自调试启动以来,一直存在1号和2号机组SAP干燥单元干燥剂粉

末生成量较高现象,造成干燥器出口滤芯经常因干燥剂粉末附着、差压升高甚至失效。尤以 LISAP001/002DS 为其。2005 年 6 月 15 日,因其他工作需要打开过滤器外罩,又意外发现 LISAP005FI 滤芯被压变形损坏,干燥剂粉末进入下游供气管道,威胁机组的安全稳定运行。RCA 小组对干燥单元粉末产生量较高且多寡不一现象以及 LISAP005FI 滤芯被压变形损坏的根本原因进行了调查分析。通过大量分析论证,结论是:由于干燥器控制设计不能实现干燥器再生-干燥切换时的均压过渡,导致再生-干燥切换时压缩空气高速充入干燥罐内,气流对干燥剂产生冲击,造成干燥剂摩擦碰撞,产生粉末。而进气阀开启时间长短不同,使干燥剂产生不同程度的摩擦碰撞,造成各干燥列产粉量多寡不一现象。定期试验中或其他供气量突增时,会出现干燥器上下游压差大、流量突增情况,如果此时滤芯流阻较大则可能在滤芯上形成大于其耐压极限的差压,造成滤芯被压扁损坏。2005 年 6 月 15 日发现的 LISAP005FI 被压变形事件就是在这样的特定情况下发生。针对此根本原因,对产粉量高的 1 号机组两列干燥单元的进气阀加装了气源节流装置,经现场实际运行验证表明,效果良好。但要从根本上解决该问题,仍应进行切换阀控制改造,实现均压切换;加装滤芯差压报警,消除定期试验和其他高流量情况下滤芯被压扁的风险。该改造已在大亚湾核电站机组上实施完成,在岭澳核电站两台机组上进行此改造目前也在进行之中。在改造完成前,目前现场采取的进气阀加装气源节流装置的措施可以满足设备安全运行的需要。

4. 岭澳核电站 ARE 系统给水旁路隔离阀多次卡涩故障

自岭澳电站运行以来,两台机组在正常运行及定期试验过程中多次发生 ARE 旁路给水出口隔离阀卡涩无法关闭事件,影响机组运行及安全;大修中解体检查发现,故障阀门在开启位置处阀板与阀座接触面有较深压痕,每次大修均对故障阀门进行检修处理,但该类事件在后续运行周期内仍重复发生。RCA 小组介入了事件的调查分析,根据多次对电动隔离阀解体检查的结果分析表明,电动头出力及运行正常、检修及处理过程正常、系统运行工况下水质正常、故障发生时均为远程控制操作,因而可以认为隔离阀全开工况下长期的流体振动导致阀瓣与阀座损伤并形成局部压痕是造成阀门卡涩的直接原因。而根本原因为:岭澳核电站旁路给水管线调节阀全开实际流量(流速)远大于设计参考值,使旁路管线隔离阀故障概率风险增加;岭澳核电站旁路管线隔离阀阀板结构设计及材质特性使阀门抗紊流能力相对较低,从而造成阀门卡涩。故主要纠正措施是采购与大亚湾核电站相同隔离阀备件,对故障阀门进行换型改造。此外,仪表处牵头研究保持旁路管线运行流量与设计流量一致的必要性、可行性和具体方法。岭澳核电站大修中已现场实施完成 ARE058/054VL 阀门的换型改造。

5. L1GEX001GE 发电机导电杆密封试验不合格导致非计划抽转子

2005 年 2 月 19 日 1 号机组第三次大修中,对发电机转子导电杆用氦气做气密试验时,发现外侧两极径向导电杆密封有泄漏(在岭澳核电站的几次大修中外侧导电杆密封均有泄漏)。于 2 月 20 日对转子外侧两极径向导电杆进行拆除检查,发现压紧密封圈的密封环螺母力矩分别为 $60 \text{ N}\cdot\text{m}$ 和 $100 \text{ N}\cdot\text{m}$,远小于程序要求的 $270 \sim 300 \text{ N}\cdot\text{m}$ 。按要求回装处理外侧径向导电杆密封后,于 2 月 21 日重新充氦气做气密试验。虽然外侧导电杆没有发现有泄漏,但是压力仍然保持不住,确认内侧径向导电杆有泄漏。导电杆密封泄漏的风险在于运行过程中,如果内外侧导电杆一起泄漏,氦气可能泄漏到发电机外部聚集,有工业安全风险,并可能导致氦气泄漏量大,须停机处理。由于内部导电杆密封需抽发电机转子并拔掉风扇和小护环后才能进行处理,大修指挥部召集会议分析讨论后,决定调整此次发电机检修的项目,利用大修窗口抽转子处理内部径向导电杆密封泄漏问题。26 日拔掉风扇和小护环后发现内侧

正负极径向导电杆都有泄漏,校验各紧固件力矩,环形螺母和密封环螺母力矩值都不合格,根据以前处理外部导电杆的经验,判断压紧密封圈的密封环螺母力矩小是密封失效的直接原因。更换密封圈后,按程序要求回装各紧固件,密封试验合格。

6. L1CRF001MO 异音及非驱动端振动上升导致机组降功率修泵

2005年6月9日,LPO现场发现L1CRF001MO电动机出现咔哒咔哒的异常声响,经MRM人员确认声响来自电动机上部推力轴承处。在以后约两周的监视过程中,电动机上部推力轴承的异常声响没有明显变化。KIT记录显示,在声响发现前后推力轴承和上导轴承的温度没有异常变化,振动测量结果合格,对润滑油样进行检测也没有发现金属含量异常。邀请SKF轴承专家对L1CRF001MO轴承进行诊断。意见是:轴承的滚动体、滚道、保持架没有发现明显故障频率,说明轴承本身没有缺陷;从轴承应用经验和当前设备运行声响判断,可能是轴承锁紧螺母轻微松动引起,建议停泵检修推力轴承部件。为确保设备的安全可靠运行,6月25日,机组降功率停CRF泵,对电动机非驱动端进行了检查,并更换了上部推力轴承组件。更换轴承后电动机轴承温度正常、轴承振动频谱合格、电动机上部轴承组件异音消失。对推力轴承部件解体检查发现,推力轴承总共16个球面滚子中有6个滚子的大端端面有明显的磨痕,同时检查轴承保持架有0.65mm的椭圆度(转动不灵活),保持架个别镶嵌架内环线有磨擦亮点,判断为球面滚子大端端面与保持架间有间断碰磨;推力轴承其他安装紧固情况正常。综合所有情况分析,结论是:L1CRF001MO电动机上部轴承组件异音是由于推力轴承保持架变形、轴承滚子和保持架碰磨引起的。纠正措施是升版检修规程,增加轴承备件保持架椭圆度的测量和推力轴承轴向定位尺寸的测量。

7. ARE等汽水系统管道振动偏高

自岭澳核电站两台机组投运以来,一直存在ARE汽水系统管道振动偏高问题,其振动水平远高于大亚湾核电站同类管系。该问题已影响1ARE058VJ/2ARE032VL的正常功能,并对2005年8月21日发生的L2ARE033VL阀门气动头与阀体軀架的6个固定螺栓全部脱落事件有所贡献。电站相关部门技术人员讨论评估后认为,ARE旁路管线和部分主管线的振动值已超过允许的振动水平,虽然目前的振动状况不会影响管道的寿命,但考虑到ARE系统设备的重要性和敏感性,有必要通过减振措施来降低管道的振动水平(使ARE系统设备的振动水平减低到或优于大亚湾核电站ARE的振动水平)。核电站分别邀请西安热工研究院和ALSTOM公司进行了现场振动测量和分析,并分别提交了减振初步方案。最终电站选择了ALSTOM公司的减振方案,即在旁路弯管处加阻尼器来降低管系振动。该改造方案在大修中实施,实施改造后对管系振动再次进行了测量,评估结果为:旁路弯管处加阻尼器改造前后,旁路管道上的阀门振动有较为明显的下降(振动下降约30%~50%);旁路弯管段上新增的3个阻尼器旁的支吊架振动有显著下降;改造前后,主管道阀门振动略有下降,但主管道振动总体上下降幅度不大;后续工作是继续和MIC一起讨论通过降低旁路流量进一步降低系统振动。

8. 换料机夹爪故障影响大修关键路径

2号机组第三次大修中,PMC在装料完成10步后换料机出现故障,当夹爪松开后,“夹爪松开”指示灯不亮。经检查发现夹爪气缸行程不够,差限位开关位置超过10mm,因此,无法触动限位开关使指示灯亮。在更换气缸和弹簧后,发现气源管有漏,更换气源管后故障仍然存在,故确定夹爪存在故障,因此,现场决定排空构件池水后更换夹爪。而2号机组第三次大修更换上去的新夹爪在1号机组第四次大修中再次发生故障。回顾2号机组第一次大

修,也曾发生过同类夹爪卡涩故障事件。服务处牵头对三次夹爪故障进行根本原因分析,通过对2号机组第一次大修、第三次大修及1号机组第四次大修三个夹爪的划痕的部位、形状进行了对比分析,初步结论是2号机组第一次大修、第三次大修夹爪的故障原因相同,而1号机组第四次大修夹爪故障原因与2号机组第一次大修、第三次大修夹爪完全不同。2号机组第一次大修、第三次大修夹爪怀疑是整个夹爪驱动系统综合原因引起,而1号机组第四次大修可能是由于藏在螺钉孔里的异物或是螺钉孔边缘毛刺引起,1号机组的夹爪驱动系统没有异常。进一步的原因有待分析。

6.3 生产管理大事记

- 1月12日 19:25,岭澳核电站2号机组一次并网成功,第二次大修结束,实际工期为33.8天,控制在计划工期以内,大修安全和质量继续得到改进,未发生运行事件和工业安全事件,并且完成预定的各项质量控制指标。
- 1月17日 截至2005年1月17日8:00,大亚湾核电站1号机组安全运行达1000天(始自2002年1月12日)。
- 1月25日 5:57,岭深乙线A相发生接地故障,导致岭澳核电站1号机组GRE/GSE阀门快速关闭,机组功率速降至90MW左右,操纵员将汽轮机手动停机,经检查确认机组具备并网条件后,1月26日1:45一次并网成功。
- 2月1日 3:00,岭澳核电站1号机组按计划与电网解列,开始第三次大修,此次大修目标工期55天。
- 2月20日 岭澳核电站实现自1号机组商业运行以来(始自2002年5月28日0:00)连续无工业安全事故1000天。
- 3月26日 岭澳核电站1号机组处于换料后临界状态,正在进行零功率物理试验。完成零功率试验的测量内容后,为消除R棒低低棒位报警,16:13,R棒从167步被提升至187步,RPN中间量程注量率高保护动作,触发反应堆自动停堆,电站根据11规程将机组控制在安全状态。机组于当日21:33重返临界。
- 3月27日 22:36,岭澳核电站1号机组并网成功,第三次大修结束,大修实际工期54.8天(目标工期为55天),各项指标基本得到控制。
- 3月28日 8:00,大亚湾核电站1号机组实现安全运行1070天,刷新电站单机组最高安全运行天数纪录(原纪录为大亚湾核电站2号机组在1997年至2001年间实现的安全运行1067天)。
- 4月5日 IAEA化学品管理研讨会在大亚湾核电站现场举行,本次会议由IAEA主办,DNMC承办。会议期间,IAEA专家及各电厂代表分别就核电厂化学品管理的相关专题以及国内各核电厂的化学品管理情况进行了研讨。
- 4月8日 兴原质量认证中心的专家对DNMC的ISO14000环境管理体系进行了复评。通过审核,专家组充分肯定了公司在环保工作中取得的成绩,除提出两点建议外,没有发现不符合项和观察项。
- 4月19日 大亚湾公安分局、核电武警大队、OPA保卫科、OPA消防队、OPH应急科、医疗中心等单位联合举行了反恐演习,此次演习检验了核电站反恐指挥体系运作和各部门的响应与协同作战能力,达到了预期目的。

- 4月22日 DNMC召开岭澳核电站（二期）生产准备研讨会。会议就二期生产准备大纲、二期生产准备组织机构设置、二期生产准备人力资源配置计划及行政后勤工作等方面进行了专题发言，与会人员围绕岭澳核电站（二期）生产准备工作展开了热烈讨论，提出了许多宝贵意见和建议，本次会议对岭澳核电站（二期）生产准备下一步工作的开展具有重要指导意义。
- 5月17日 DNMC与EDF召开了“核电站与电网之间运作及工作关系”研讨会，会议就核电厂与电网关系、核电厂发电计划、电网及核电厂黑启动方案等议题进行了全面交流和沟通，会议取得良好效果。
- 5月23日 2005年DNMC“核安全月”活动全面展开。5月份，DNMC举行首届“核安全月”活动，旨在通过宣传教育、经验反馈、学习交流使广大员工在日常工作中强化风险意识，规范工作行为，认真落实各项安全管理措施，从而促进全员核安全文化水平的提升。
- 5月26日 电站组织抗台风演习。此次演习以超强台风为背景，旨在发现问题，解决问题，进一步提升电站抗台风能力，为电站能成功抵抗2005年可能发生的超强台风提供保证。针对此次演习暴露的问题，电站已制定相应的纠正行动予以改进。
- 6月15日 DNMC与秦山核电站（一期）召开了“在役检查、金属监督和防腐技术”研讨会，会议就双方互相关心的在役检查、金属监督和防腐领域的多个议题进行了深入交流和讨论，会议取得良好效果。
- 7月5日 生产部召开联席值长管理研讨会。本次研讨会就“反应性操作的监控”、“机组瞬态控制”、“事故预想”、“SRO与RO核心能力差别”等专题进行了汇报和研讨，进一步明确了提高运行管理水平的思路和改进措施，并为未来一段时间内持续改进、创造运行佳绩制订切实可行的工作计划。
- 7月7日 电站日常生产项目组召开2005年管理研讨会。本次研讨会总结了上半年电站四台机组生产情况，并对生产管理过程中的强项和弱项进行分析和对比，提出了相应的改进思路。会议就“核安全关注问题”、“人因事件分析和预防”、“设备长期遗留问题”以及“关键敏感设备的识别及纠正行动落实计划”等专题进行了研讨。
- 7月21日 公司召开生产线人因改进研讨会，会议总结了近年来在运行、化学、维修、培训、质保等方面的人因工作实践以及2005年开始推动的执行处人因评价工作，回顾了近年来DNMC所开展的人因工作，指出了今后的工作思路。
- 7月27日 电站召开持照人员培训研讨会。本次研讨会从持照人员培训体系和流程的角度，围绕“模拟机再培训中的主要问题及改进建议”、“提高模拟机复训场景的针对性”、“SRO运行监控能力培训课程设想”、“学习RO/SRO选拔考试制度改进”等议题进行了充分讨论，并制定了相关的改进行动计划。
- 7月28日 维修部召开2005年大修研讨会。会议就“岭澳核电站1号机组第三次大修的问题反馈”、“大修中的风险与对策”、“大修管理指标改进”、“大修质量改进”、“大修工业安全现场风险管理改进”、“大修期间机组状态控制与风险管理”、“技术部大修准备及改进措施”等议题进行了专题研讨，提出了相应的改进措施，为即将开始的机组大修做好准备工作。

- 8月2日 运营管理公司召开燃料管理研讨会。本次研讨会就“广东核电燃料管理中长期任务”、“岭澳先进燃料管理项目进展”、“广东核电燃料可靠性指标情况”、“实现换料设计自主化的必要性和可能性”及“改进燃料管理工作的几点意见”等专题进行了汇报,为广东核电(包括运营核电站和新建核电站)燃料管理工作的中长期任务和规划指明了方向。
- 8月9日 技术部召开2005年管理研讨会。会议就“提高员工技术能力,保证电站安全生产”、“技术人员培训”、“七建施工安全管理探讨”、“在役检查系统97版”、“中长期项目管理策略和方法”、“物资工程与供应管理”、“文档数字化建设”及“员工量化考绩介绍”等专题进行了研讨,明确了上述管理项目及技术管理工作改进的工作思路。
- 8月16日 维修部召开自主化维修研讨会。本次研讨会自主化维修推进的目标和策略达成了共识,对推进过程中可能存在的问题提出了建设性的意见,并在今后的推进过程中逐步改进。
- 8月21日 10:32, L2ARE033VL机械故障全开导致岭澳核电站2号机组反应堆因3号蒸汽发生器水位高高信号自动停堆。经过全力抢修,岭澳核电站2号机组于8月23日9:13一次并网成功,并于8月29日4:50达到满功率。
- 9月1日 大亚湾核电站成功实施严重事故管理导则。导则的实施较大地提高了大亚湾核电站应对可能发生的严重事故的能力,进一步提高了电站核安全水平,填补了国内核电站在严重事故管理方面的空白。
- 9月5日 两电站开展世界核营运者协会(WANO)与核电厂运行评估委员会(NOAC)联合同行评审活动。
- 9月7日 岭澳核电站(二期)生产准备委托协议及工程相互支持协议签署。
- 9月13日 生产线召开大亚湾核电站2号机组第十一次大修动员会。
- 9月24日 岭澳核电站新技术规范顺利切换,标志着DNMC在安全管理技术上实现了对四台机组的统一管理,使岭澳核电站的安全管理技术上上了一个新台阶,也为岭澳核电站(二期)安全技术管理奠定了基础。
- 9月26日 大亚湾核电站2号机组在整个第十一循环无停机、停堆,连续运行430天后开始大亚湾核电站第十一次大修,再次刷新电站连续运行纪录。本次大修是电站首次十年换料大修,目标工期68天。
- 9月28日 岭澳核电站1号机组FAC签字顺利完成标志着岭澳核电站1号机组FAC工作圆满结束。
- 10月8日 新技能训练中心项目首期主体工程于2005年10月8日正式开工,根据项目进度安排,计划竣工日期为2006年5月6日。
- 11月15日 “岭澳核电站(二期)数字化运行技术骨干”外部培训正式启动。“岭澳核电站(二期)数字化运行技术骨干”培养项目是从现有持照人员中选拔一批优秀运行骨干,接受国内外的相关培训后尽快掌握数字化运行关键技术,成为未来数字化运行管理骨干。本次外派培训标志着岭澳核电站(二期)生产准备人员的深化培训全面展开。
- 11月24日 岭澳核电站(一期)全范围模拟机建造项目最终签字验收,最终验收证书(FAC)的签署标志着岭澳核电站(一期)模拟机建造项目取得了圆满成功。

- 12月5日 9:12, 大亚湾核电站2号机组一次并网成功, 第十一次大修结束。本次大修总体安全、质量和工期受控, 未发生运行事件, 实际工期为70.15天, 除工业安全轻伤事故、集体剂量指标未达到预期目标外, 其他指标均在控制目标值范围之内。
- 12月12日 电站举行美国核专家顾问组(SNSOB)评审活动。本次评审围绕设备状态评价和电站指标系统展开, 为电站今后设备管理和指标系统持续改进提供了帮助。
- 12月13日 9:00, 大亚湾核电站和岭澳核电站累计上网电量达到2000亿kW·h。
- 12月17日 3:43, 岭澳核电站2号机组按计划顺利与电网解列, 开始第三次换料大修。此次大修目标工期33天, 计划2006年1月18日并网发电。
- 12月31日 两电站年累计上网电量达到292.85亿kW·h, 超额完成董事会批准的278亿kW·h的年度发电目标。其中大亚湾核电站和岭澳核电站年累计上网电量分别达到148.47亿kW·h和144.37亿kW·h。

第七章 统计指标

7.1 WANO 业绩指标

大亚湾核电站													岭澳核电站				
指标名称													指标名称				
1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年		2005年	2004年	2003年	2002年	
77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	90.13	87.77	99.95	1号机组	83.10	88.54	80.68	99.92	
99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02	84.79	73.91	79.76	2号机组	91.22	80.43	90.44	-	
86.84	65.23	72.57	76.53	82.62	86.35	87.04	89.46	85.88	87.46	80.84	89.86	全厂	87.16	84.49	85.56	99.92	
88.74	88.94	88.96	88.95	90.82	90.00	91.99	92.06	91.63	91.52	92.23	91.46	先进值	91.46	92.23	91.52	91.63	
82.43	82.29	83.04	82.89	85.71	84.70	86.59	86.79	87.26	85.92	87.61	86.93	中间值	86.93	87.61	85.92	87.26	
17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	0.06	0.00	0.03	1号机组	1.05	1.32	5.46	0.00	
0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84	1.13	16.56	0.02	2号机组	0.82	1.72	0.07	-	
10.24	18.86	6.07	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54	0.60	8.28	0.03	全厂	0.94	1.52	2.77	0.00	
0.60	0.60	0.60	0.30	0.20	0.30	0.30	0.26	0.18	0.35	0.42	0.24	先进值	0.24	0.42	0.35	0.18	
2.30	2.30	2.80	1.80	1.50	1.40	1.10	1.37	1.09	1.37	1.74	1.40	中间值	1.40	1.74	1.37	1.09	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06	0.00	0.03	1号机组	1.25	0.98	6.34	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.50	0.28	0.02	2号机组	0.89	1.26	0.08	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.28	0.14	0.03	全厂	1.07	1.12	3.21	-	
-	-	-	-	-	-	0.18	0.20	0.09	0.22	0.24	0.08	先进值	0.08	0.24	0.22	0.09	
-	-	-	-	-	-	0.89	1.12	0.76	0.99	1.08	1.01	中间值	1.01	1.08	0.99	0.76	

5.39	4.81	5.01	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	1号机组	7000小时反应堆 临界运行自动停堆数	1号机组	0.93	0.90	0.00	0.00
0.00	6.72*	1.19	3.22	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	1.10	0.00	0.00	2号机组		2号机组	0.86	0.00	0.00	-
2.70	5.77	3.10	1.61	0.00	0.00	1.35	1.35	0.00	0.55	0.00	0.00	全厂		全厂	0.90	0.45	0.00	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	先进值		先进值	0.0	0.0	0.0	0.0
0.9	0.4	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	中间值		中间值	0.0	0.0	0.0	0.0
0.201	0.991	0.827	0.754	0.669	0.666	0.565	0.683	0.924	0.909	0.653	0.653	单机组		单机组	0.544	0.503	0.761	0.013
0.61	0.73	0.64	0.58	0.53	0.52	0.51	0.3	0.45	0.34	0.34	0.34	先进值		先进值	0.34	0.24	0.34	0.45
1.24	1.35	1.15	1.06	0.93	0.93	0.86	0.72	0.77	0.63	0.68	0.68	中间值		中间值	0.68	0.63	0.74	0.77
-	-	-	0.0070	0.0030	0.0000	0.0030	0.0010	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1号机组		1号机组	0.0000	0.0009	0.0010	0.002
-	-	-	0.0010	0.0240	0.0000	0.0030	0.0000	0.0000	0.0010	0.0001	0.0000	2号机组		2号机组	0.0000	0.0003	0.0000	-
-	-	-	0.0040	0.0135	0.0000	0.0030	0.0005	0.0000	0.0005	0.0000	0.0000	全厂		全厂	0.0000	0.0006	0.0005	0.002
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	先进值		先进值	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0012	0.0006	0.0006	0.0007	0.0006	0.0004	0.0008	0.0007	0.0006	0.0007	0.0008	0.0008	中间值		中间值	0.0008	0.0007	0.0006	0.0006
-	-	-	0.0010	0.0130	0.0020	0.0150	0.0010	0.0010	0.0020	0.0002	0.0002	1号机组		1号机组	0.0002	0.0010	0.000	0.000
-	-	-	0.0010	0.0000	0.0010	0.0030	0.0010	0.0000	0.0010	0.0002	0.0002	2号机组		2号机组	0.0003	0.0000	0.001	-
-	-	-	0.0010	0.0065	0.0015	0.0090	0.0010	0.0005	0.0015	0.0002	0.0002	全厂		全厂	0.0003	0.0005	0.0005	0.000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	先进值		先进值	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0019	0.0011	0.0006	0.0008	0.0008	0.0008	0.0012	0.0006	0.0006	0.0010	0.0007	0.0007	中间值		中间值	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
-	-	-	0.0140	0.0030	0.0110	0.0080	0.0010	0.0000	0.0020	0.0000	0.0008	全厂		全厂	0.0004	0.0000	0.001	0.009
0.0009	0.0003	0.0002	0.0000	0.0001	0.0002	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	先进值		先进值	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
0.0062	0.0031	0.0030	0.0027	0.0026	0.0031	0.0031	0.0024	0.0032	0.0020	0.0041	0.0034	中间值		中间值	0.0034	0.0041	0.0020	0.0032
96.20	498.60	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.04	0.04	0.07	0.07	1号机组		1号机组	0.20	0.04	0.16	0.07
0.04	72.90	572.20	0.04	0.04	0.04	0.04	0.80	1.01	0.08	0.10	0.10	2号机组		2号机组	0.04	0.04	0.04	-
48.12	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	0.42	0.53	0.09	0.09	全厂		全厂	0.12	0.04	0.10	0.07
-	-	-	-	-	-	-	0.0592	0.037	0.037	0.037	0.037	先进值		先进值	0.037	0.037	0.037	0.037
2.20	2.00	1.10	0.78	1.20	0.81	0.96	0.914	0.629	0.525	0.385	0.289	中间值		中间值	0.289	0.385	0.325	0.629

续表

大亚湾核电站												岭澳核电站				
指标名称	大亚湾核电站											岭澳核电站				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2005年	2004年	2003年	2002年
化学指标	0.54	0.59	0.33	0.21	0.18	1.00	1.07	1.00	1.05	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.12	1.63
	0.46	0.39	0.23	0.21	0.19	1.01	1.02	1.00	1.03	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	1.57	-
	0.50	0.49	0.28	0.21	0.19	1.01	1.05	1.00	1.04	1.01	1.00	1.00	1.00	1.01	1.35	1.63
20万小时工业安全事效率	0.17	0.16	0.15	1.01	1.00	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	0.23	0.25	0.22	1.05	1.04	1.08	1.05	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01
1号机组	0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.066	0.137	0.129	0.124	0.216	0.074	0.144	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.15	0.00	0.13	0.13	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2号机组	0.64	0.68	0.52	0.50	0.41	0.43	0.33	0.23	0.15	0.16	0.11	0.17	0.17	0.11	0.16	0.15
全厂																
先进值																
中间值																

注:1) 大亚湾核电站的统计始于1994年,岭澳核电站的统计始于2002年。

2) 岭澳核电站的数据是从2002年商业运行起开始统计,不包括调试阶段的值。

3) 自2001年起,WANO组织不再统计热性能和放射性固体废物量两项指标。

4) 1995年大亚湾核电站2号机组的7000小时临界运行自动停堆数实际应为5.75。

5) WANO业绩指标的先进值和中间值均为当年值。

7.2 电量销售及能耗

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	指标名称	2005年	2004年	2003年	2002年
电 量	122.65	106.14	121.14	124.06	129.38	141.01	147.01	150.00	147.48	150.03	139.00	154.51	1 632.40	发电量/ (亿 kW·h)	488.72	145.81	138.92	53.73
	116.28	100.58	115.30	118.11	123.09	134.63	140.63	143.65	141.16	143.84	133.11	148.47	1 558.84	上网电量/ (亿 kW·h)	468.64	140.01	133.10	51.16
	78.09	70.04	73.82	74.53	75.77	94.24	98.44	100.55	98.81	100.69	93.17	103.93	1 062.10	出口电量/ (亿 kW·h)	-	-	-	-
能 耗	38.19	30.54	41.47	43.58	47.31	40.39	42.19	43.09	42.35	43.15	39.93	44.54	496.74	内销电量/ (亿 kW·h)	462.46	144.37	133.10	44.98
	365.39	363.08	362.63	364.90	367.04	364.68	362.00	362.51	360.93	362.05	361.41	360.35	-	发电标准煤耗率/ (g/kW·h)	-	361.41	362.95	365.58
	385.40	383.15	381.01	383.30	385.80	381.29	378.43	378.53	377.08	377.62	377.41	374.99	-	供电标准煤耗率/ (g/kW·h)	-	376.13	378.83	380.19
	5.19	5.24	4.82	4.80	4.78	4.36	4.34	4.04	4.01	3.85	3.81	3.64	-	发电厂用 电率/%	-	3.74	4.04	3.84

注:1) 大亚湾核电站的统计始自1994年,岭澳核电站的统计始自2002年。

2) 2001年起发电厂用电率的统计已不包括大修期间厂用设备用电量。

3) 大亚湾核电站1994年的电量为测试电量和商业运行电量之和,如扣除测试电量,仅统计1994年商业运行期间的发电量、上网电量、出口电量、内销电量,分别为113.13亿kW·h、107.67亿kW·h、71.90亿kW·h、35.77亿kW·h。仅统计1994年至2005年商业运行期间的累计发电量、上网电量、出口电量、内销电量分别为1 622.89亿kW·h、1 550.23亿kW·h、1 055.92亿kW·h、494.31亿kW·h。

4) 岭澳核电站2002年的电量为测试电量和商业运行电量之和,如扣除测试电量,仅统计2002年商业运行期间的发电量、上网电量,分别为47.67亿kW·h、45.84亿kW·h。仅统计2002年至2005年商业运行期间的累计发电量、上网电量分别为482.66亿kW·h、463.32亿kW·h。

7.3 安全性能指标

分 类	大亚湾核电站														岭澳核电站				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	指标名称	1号机组	2号机组	全厂		
	6	3	5	0	0	1	1	1	2	3	0	0	0					18	
核	-	-	-	0.0070	0.0030	0.0000	0.0030	0.0010	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-	反应堆临界运行非计划自动停堆次数	1号机组	2号机组	全厂		
	-	-	-	0.0010	0.0240	0.0000	0.0030	0.0000	0.0000	0.0000	0.0010	0.0000	-	专设安全系统高压安全注入系统性能	1号机组	2号机组	全厂		
	-	-	-	0.0040	0.0135	0.0000	0.0030	0.0005	0.0000	0.0000	0.0005	0.0001	0.0000	-	专设安全系统辅助给水系统性能	1号机组	2号机组	全厂	
安	-	-	-	0.0010	0.0130	0.0020	0.0150	0.0010	0.0010	0.0020	0.0002	0.0002	-	专设安全系统应急响应电系统性能	1号机组	2号机组	全厂		
	-	-	-	0.0010	0.0000	0.0010	0.0030	0.0010	0.0000	0.0010	0.0002	0.0002	-	专设安全系统应急响应电系统性能	1号机组	2号机组	全厂		
	-	-	-	0.0010	0.0065	0.0015	0.0090	0.0010	0.0005	0.0015	0.0002	0.0002	-	专设安全系统应急响应电系统性能	1号机组	2号机组	全厂		
全	96.20	498.60	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.40	0.04	0.04	0.04	0.07	-	燃料可靠性 (Bq/g)	1号机组	2号机组	全厂		
	0.04	72.90	572.20	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.80	1.01	0.08	0.10	-	燃料可靠性 (Bq/g)	1号机组	2号机组	全厂		
	48.12	285.75	286.12	0.04	0.04	0.04	0.04	0.22	0.42	0.53	0.06	0.09	-	燃料可靠性 (Bq/g)	1号机组	2号机组	全厂		
27	17	12	7	10	8	7	9	7	7	5	3	2	114	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂		
2	18	14	7	5	8	9	6	4	4	6	7	2	88	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂		
29	35	26	14	15	16	16	15	11	11	11	10	4	202	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂		
累计	2	1	1	1	2	3	0	1	0	0	0	0	0	26	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂	
2002年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂	
2003年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂	
2004年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂	
2005年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	电厂运行事件数	1号机组	2号机组	全厂	

13.49	6.11	12.63	4.47	7.03	8.21	7.40	3.85	7.39	8.13	10.64	9.14	-	1号机组	第一组安全	-	2.20	3.99	9.89	2.88
9.58	13.69	16.28	8.18	7.28	8.62	9.44	6.74	4.41	6.63	8.39	9.15	-	2号机组	相关设备	-	2.58	3.12	11.00	-
23.07	19.80	28.91	12.65	14.31	16.83	16.84	10.59	11.80	14.76	19.03	18.29	-	全厂	不可用总	-	4.78	7.11	20.89	2.88
-	-	-	99.30	99.78	99.40	99.10	98.90	99.17	99.60	99.50	99.46	-	1号机组	GOR定期试	-	98.53	98.70	99.20	100.00
-	-	-	99.20	99.47	100.00	99.03	99.30	99.35	99.50	99.50	99.74	-	2号机组	验一次成功	-	99.27	99.80	99.20	-
-	-	-	99.25	99.63	99.70	99.07	99.10	99.26	99.55	99.50	99.60	-	全厂	率/%	-	98.90	99.25	99.20	100.00
12	4	6	2	4	1	2	3	2	1	0	0	37	1号机组	机组与电网	5	1	3	1	0
0	8	5	5	1	1	2	3	3	0	0	0	28	2号机组	非计划解列	1	1	0	0	-
12	12	11	7	5	2	4	6	5	1	0	0	65	全厂	次数 ¹⁾	6	2	3	1	0
6	2	3	0	2	0	1	1	2	0	0	0	17	1号机组	机组与电网	1	0	1	0	0
0	5	2	3	0	0	0	1	1	0	0	0	12	2号机组	非计划自动	1	1	0	0	-
6	7	5	3	2	0	1	2	3	0	0	0	29	全厂	解列次数	2	1	1	0	0
6	2	4	5	2	1	2	2	2	3	1	2	32	全厂	工业安全	0	0	0	0	0
7	40	34	42	30	23	24	16	13	13	13	10	265	全厂	工业安全未	43	6	10	14	13
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	全厂	遂事件次数	0	0	0	0	0
2	2	14	12	15	7	12	8	4	15	0	3	94	全厂	火灾事故次数 ²⁾	19	3	5	7	4
0.432	0.157	0.319	0.368	0.132	0.066	0.137	0.129	0.124	0.216	0.074	0.144	-	全厂	20万小时工	-	0	0	0	0
													全厂	业安全事故率					

续表

分 类	大亚湾核电站												岭澳核电站								
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	核电站	承包商	合计	核电站	承包商	合计	指标名称	
辐 射 防 护	0.1173	0.3086	0.2858	0.4278	0.4205	0.3786	0.3116	0.2841	0.1706	0.2678	0.2430	0.1947	3.4104	核电站		0.5028	0.1505	0.1535	0.1871	0.0117	2002年
	0.2845	1.6736	1.3690	1.0796	0.9176	0.9535	0.8188	1.0817	0.5642	1.5809	1.5744	1.1118	13.0096	承包商		3.1392	0.9379	0.8525	1.3344	0.0144	2003年
	0.4018	1.9822	1.6548	1.5074	1.3381	1.3321	1.1304	1.3657	0.7348	1.8488	1.8174	1.3065	16.4200	合计		3.6420	1.0884	1.0060	1.5215	0.0261	2004年
	-	68.703	62.932	75.112	55.054	55.335	64.476	57.320	42.317	58.035	61.246	55.772	656.302	核电站		204.408	54.947	47.689	54.808	46.964	2005年
	-	192.514	160.431	166.198	96.103	5120.254	99.061	157.244	135.950	263.452	265.740	223.519	1880.467	承包商		708.550	181.650	187.612	202.960	136.328	2002年
	-	261.217	223.363	241.310	151.157	175.589	163.537	214.564	178.267	321.487	326.986	279.291	2.536.768	合计		912.958	236.597	235.301	257.768	183.292	2003年
	3.15	4.38	3.83	10.64	8.36	7.97	7.07	17.32	4.22	5.686	4.32	2.819	-	核电站		-	2.72	3.54	5.072	0.261	2004年
	4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.350	8.150	35.84	6.52	8.098	12.14	8.15	-	承包商		-	8.91	8.05	11.331	0.213	2005年
	4.37	18.73	12.13	15.27	9.80	10.35	8.15	35.84	6.52	8.10	12.14	8.15	-	所有现场人员		-	8.91	8.05	11.331	0.261	2002年

注:1) 大亚湾核电站的统计始自1994年,岭澳核电站的统计始自2002年。

- 2) 所有累计值均为白机组投入商业运行以来的累计值,其中大亚湾核电站的累计值始自1994年,岭澳核电站的累计值始自2002年。
- 3) 自2004年起,原第一组安全相关设备不可用总消耗比改为第一组安全相关设备随机不可用总消耗比。
- 4) 自2003年起,原机组与电网解列总次数改为机组与电网非计划解列次数。
- 5) 自2003年起称为火灾事件,包括零级火灾事件和一级火灾事件。
- 6) 个人受照射量仅包含 γ 照射剂量。

7.4 生产运行指标

分 类	大亚湾核电站												岭澳核电站				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	2005年	2004年	2003年	2002年
西	77.90	48.99	77.38	82.45	81.03	86.60	86.07	88.02	89.74	90.13	87.77	99.95	-	83.10	88.54	80.68	99.92
	99.40	81.47	67.75	70.60	84.21	86.10	88.00	90.89	82.02	84.79	73.91	79.76	-	91.22	80.43	90.44	-
	86.84	65.23	72.57	76.53	82.62	86.35	87.04	89.46	85.88	87.46	80.84	89.86	-	87.16	84.49	85.56	99.92
子	17.20	35.68	3.95	0.20	4.61	0.40	2.18	1.18	0.24	0.06	0.00	0.03	-	1.05	1.32	5.46	0.00
	0.50	2.03	8.18	1.50	1.32	0.40	0.18	2.91	14.84	1.13	16.56	0.02	-	0.82	1.72	0.07	-
	10.24	18.86	6.07	0.85	2.97	0.40	1.18	2.05	7.54	0.60	8.28	0.03	-	0.94	1.52	2.77	0.00
子	4.90	16.50	18.67	17.35	14.36	13.00	12.00	10.80	10.01	9.81	12.23	0.01	-	15.85	10.14	13.86	0.08
	0.10	18.70	24.07	27.90	14.47	13.50	11.71	6.20	3.14	14.09	9.53	20.22	-	7.96	17.85	9.48	-
	2.92	17.60	21.37	22.63	14.42	13.25	11.86	8.50	6.58	11.95	10.88	10.12	-	11.91	14.00	11.67	0.08
子	77.20	45.20	76.10	75.30	73.76	81.17	85.18	84.92	89.55	89.57	87.24	99.80	-	82.69	87.76	76.83	92.03
	92.50	77.92	64.10	68.60	76.36	82.42	84.91	89.11	81.55	84.48	73.57	79.44	-	90.56	79.92	85.00	-
	84.85	61.56	70.10	71.95	75.06	81.80	85.05	87.02	85.55	87.03	80.41	89.62	-	86.63	83.84	80.92	92.03
子	79.60	47.70	78.00	83.20	83.84	87.28	86.99	88.98	90.46	91.29	88.67	100.00	83.83	84.76	89.75	82.88	100.00
	100.00	81.90	65.30	71.80	83.36	86.69	89.38	91.23	82.72	85.94	74.90	80.78	82.83	92.18	81.30	87.21	-
	89.80	64.80	71.65	77.50	83.60	86.99	88.19	90.11	86.59	88.62	81.79	90.39	83.33	86.63	83.84	80.92	100.00
子	81.00	49.80	79.50	84.10	84.76	88.41	87.17	89.72	91.56	91.26	89.26	100.00	84.71	85.54	90.78	82.95	100.00
	100.00	83.30	66.90	74.40	85.80	88.36	90.15	91.38	84.38	86.54	75.81	81.97	84.08	93.23	82.61	87.21	-
	90.50	66.55	73.20	79.25	85.28	88.38	88.66	90.55	87.97	88.90	82.54	90.99	84.40	88.47	85.53	85.05	100.00
子	4.80	6.30	4.60	4.90	4.80	4.42	4.34	4.44	4.21	4.23	4.34	4.05	4.62	4.04	4.04	4.43	4.40
	4.10	4.50	5.00	4.60	4.90	4.22	4.33	4.11	4.38	4.13	4.35	4.16	4.40	4.22	4.37	4.34	-
	4.45	5.40	4.80	4.75	4.85	4.32	4.34	4.28	4.30	4.18	4.35	4.11	4.51	4.13	4.21	4.39	4.40

续表

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站				
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	指标名称	2005年	2004年	2003年	2002年
能	600.95	3 877.53	6 577.46	6 491.23	6 356.77	6 996.42	7 302.42	7 319.64	7 718.72	7 730.50	7 540.90	8 602.75	82 675.27	1号机组	712.38	763.37	6 662.61	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	7 282.18	6 338.88	6 847.85	79 613.35	2号机组	78 540.94	6 948.79	7 229.76	-
	11 313.33	10 614.34	12 113.89	12 406.07	12 937.71	14 100.52	14 701.41	15 001.37	14 747.94	15 012.68	13 879.77	15 450.59	162 288.63	全厂	183 494.06	14 581.16	13 922.37	4 767.02
量	293.91	245.33	303.35	317.13	304.25	326.00	319.64	324.74	324.94	326.86	326.92	348.30	3 788.36	1号机组	289.88	308.30	294.77	209.68
	213.12	301.78	278.35	269.83	325.70	315.51	318.02	315.49	307.90	303.63	276.56	284.78	3 507.68	2号机组	331.05	303.34	313.91	-
	507.02	547.11	578.70	586.96	629.95	641.52	637.66	640.23	632.84	627.49	603.48	633.08	7 266.05	全厂	2 080.93	611.64	608.68	209.68
能	18 011.86	11 588.25	19 447.20	19 270.22	19 105.35	20 786.17	21 667.34	21 688.05	22 684.08	22 165.60	25 189.68	24 267.85	1号机组	7 680.81	21 205.23	22 519.08	19 789.08	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	20 640.88	21 535.82	18 729.92	20 136.93	235 081.96	2号机组	64 697.65	23 003.86	20 423.57	21 270.21
	33 410.35	31 431.81	35 761.85	36 854.27	38 658.89	41 861.61	43 326.23	44 299.05	43 324.76	44 219.87	40 865.52	45 326.61	479 349.81	全厂	142 378.46	23 039.09	42 942.65	41 039.30
量	293.24	166.83	279.92	277.35	274.98	299.17	311.85	311.71	326.63	326.48	319.02	362.55	3 515.72	1号机组	305.20	324.11	284.53	204.19
	221.63	265.66	234.80	253.08	281.43	303.33	311.73	325.44	297.04	309.96	269.57	289.82	3 383.48	2号机组	331.09	293.95	306.13	-
	480.86	432.49	514.71	530.43	556.41	602.50	623.58	637.15	623.66	636.44	588.59	652.37	6 899.20	全厂	2 049.20	618.06	590.66	204.19
量	6 144.35	4 222.79	6 688.07	7 106.67	6 984.94	7 467.50	7 489.84	7 586.82	7 735.80	7 769.39	7 586.45	8 615.73	85 348.54	1号机组	7 206.55	7 699.76	6 996.98	5 175.72
	5 610.36	7 022.58	5 855.64	6 085.72	7 238.34	7 419.85	7 605.19	7 834.52	7 089.75	7 338.55	6 388.57	6 875.56	82 335.63	2号机组	7 911.18	6 994.54	7 683.30	-
	11 754.91	11 245.37	12 543.71	13 192.39	14 243.28	14 887.35	15 046.03	15 421.34	14 826.55	15 077.94	13 975.02	15 491.29	167 684.17	全厂	49 678.02	14 694.30	14 680.27	5 175.72
量	365.50	1 422.27	1 613.71	1 495.61	1 237.50	1 121.34	1 014.02	931.08	863.09	845.54	1 056.90	1.23	11 988.80	1号机组	1 374.46	881.53	1 201.59	3.96
	5.64	1 611.91	2 081.05	2 405.25	1 247.41	1 161.44	1 021.45	534.34	270.92	1 214.29	823.15	1 742.58	14 119.43	2号机组	689.92	1 552.47	806.60	-
	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	2 059.83	1 881.05	1 743.81	26 108.24	全厂	6 510.53	2 434.00	2 008.19	3.96
量	1 356.69	3 075.26	341.68	17.56	397.19	31.00	18.96	101.94	20.95	49.09	0.11	2.88	5 413.30	1号机组	91.39	114.88	473.84	0.00
	28.22	174.98	705.76	128.87	114.08	38.55	15.82	281.98	1 279.18	971.03	1 431.74	1.70	5 140.91	2号机组	71.30	149.15	6.19	-
	1 384.91	3 250.24	1 048.44	146.43	511.27	69.55	34.77	382.92	1 303.13	1 019.12	1 431.85	4.58	10 554.21	全厂	162.69	264.03	480.02	0.00

6 384.20	4 177.00	6 882.90	7 284.30	7 344.40	7 646.00	7 641.00	7 794.80	7 924.00	7 974.00	7 789.20	8 760.00	87 571.80	1 号机组	机组总运行时间/h	1 号机组 27 801.20	7 424.9	7 883.80	7 200.5	5 232
5 736.00	7 171.30	5 739.00	6 289.70	7 302.00	7 594.00	7 881.50	7 992.00	7 246.70	7 528.10	6 579.50	7 076.30	84 106.10	2 号机组		2 号机组 22 709.10	8 074.60	7 141.00	7 483.5	-
12 100.20	11 348.30	12 591.90	13 574.00	14 646.40	15 240.00	15 482.50	15 786.80	15 170.70	15 502.10	14 368.70	15 836.30	171 677.90	全厂		全厂 50 510.30	15 499.50	15 024.80	14 754.00	5 232
6 492.50	4 366.20	6 979.90	7 366.20	7 424.50	7 744.50	7 667.00	7 859.80	8 021.10	8 006.00	7 841.00	8 760.00	88 516.70	1 号机组	反应堆临界时间/h	1 号机组 27 966.50	7 483.7	7 974.30	7 266.5	5 232
5 726.00	7 295.10	5 879.40	6 518.10	7 518.00	7 740.00	7 919.00	8 004.50	7 392.70	7 581.30	6 669.50	7 181.00	85 424.60	2 号机组		2 号机组 22 961.00	8 166.8	7 256.20	7 538	-
12 228.50	11 661.30	12 889.30	13 883.30	14 942.50	15 484.50	15 576.00	15 864.30	15 413.80	15 586.30	14 500.50	15 941.00	173 941.30	全厂		全厂 50 927.50	15 660.50	15 230.50	14 804.50	5 232
359.90	1 303.00	1 582.80	1 464.70	1 197.00	1 104.00	975.00	906.20	826.50	763.60	994.80	0.00	11 476.90	1 号机组	计划全部	1 号机组 3 229.40	1 335.1	839.30	1 065.0	0.0
0.00	1 391.30	2 016.00	2 380.50	1 224.00	1 038.00	914.50	504.00	228.00	1 171.20	768.00	1 683.70	13 379.20	2 号机组	不可用停	2 号机组 3 039.20	685.4	1 510.80	813.0	-
359.90	2 694.30	3 598.80	3 845.20	2 421.00	2 202.00	1 889.50	1 410.20	1 054.50	1 994.20	1 762.80	1 683.70	24 856.10	全厂	运行时间/h	全厂 6 248.60	2 020.50	2 350.10	1 878.00	0.0
1 271.90	3 042.50	328.30	10.50	218.60	0.00	198.00	34.50	9.50	0.00	0.00	0.00	5 113.80	1 号机组	非计划全	1 号机组 515.20	19.8	60.90	434.5	0.00
0.00	76.40	641.00	89.80	115.00	7.50	0.00	32.00	1 265.30	60.70	1 436.50	0.00	3 744.20	2 号机组	部不可用	2 号机组 177.82	45.7	132.12	0.0	-
1 271.90	3 118.90	969.30	100.30	333.60	7.50	198.00	66.50	1 254.80	60.70	1 436.50	0.00	8 888.00	全厂	时间/h	全厂 683.02	65.50	193.02	434.50	0.00
1 211.50	332.10	541.40	40.80	103.00	0.00	198.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2 426.80	1 号机组	反应堆在可	1 号机组 428.50	0.00	0.00	428.50	0.00
0.00	212.30	1 153.50	142.80	102.00	23.00	0.00	0.00	1 196.80	0.00	0.00	0.00	2 830.40	2 号机组	用状态下的	2 号机组 394.30	39.30	333.50	21.5	-
1 211.50	544.40	1 694.90	183.60	205.00	23.00	198.00	0.00	1 196.80	0.00	0.00	0.00	5 257.20	全厂	停运时间/h	全厂 822.80	39.30	333.50	480.00	0.00

注:1)大亚湾核电站的统计始自 1994 年,岭澳核电站的统计始自 2002 年。

7.5 三废排放与环境监测

分 类	大亚湾核电站												岭澳核电站					
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	指标名称	2005年	2004年	2003年	2002年
	22.72	80.20	43.63	31.06	23.49	23.73	19.43	15.51	13.90	11.29	12.60	2.29	-		情性气体 排放量/TBq	1.80	11.10	5.49
气 体	1.99	7.04	3.83	2.72	2.07	2.26	1.70	1.36	1.22	0.99	1.10	0.20	-	占年限值/%	0.16	0.97	0.48	0.58
	424.00	720.40	228.70	115.65	100.37	91.93	102.20	68.77	86.34	95.70	124.00	12.50	-	卤素气态流出物 排放量 ⁽¹⁾ /MBq	7.39	65.90	49.10	39.15
	1.12	1.90	0.60	0.30	0.27	0.24	0.27	0.18	0.23	0.25	0.36	0.04	-	占年限值/%	0.02	0.19	0.13	0.10
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.18	5.48	-	气溶胶气态流 出物排放量/MBq	7.55	1.35	-	-
液 体	89.20	26.94	10.24	11.29	2.49	4.69	2.59	2.18	2.29	1.43	1.47	1.27	-	非氚核素废 液排放量/CBq	0.26	0.32	1.02	0.14
	12.70	3.85	1.46	1.61	0.35	0.67	0.37	0.31	0.33	0.20	0.21	0.18	-	占年限值/%	0.04	0.05	0.15	0.02
	41	100	78	78	66	66	62	44	47	36	31	47	696	水泥桶桶数	23	31	17	4
固 体	134	328	266	287	257	281	320	242	176	386	503	322	3502	金属桶桶数	287	220	219	37
	175	428	344	365	323	347	382	286	223	422	534	369	4198	桶数合计	310	251	236	41
	72	183	138	146	124	126	119	82	90	64	51.6	90.8	1287.4	水泥桶体积/m ³	38.8	51.6	23.6	4.8
	28	69	56	60	54	59	67	51	36.96	81.06	105.63	67.62	735.39	金属桶体积/m ³	60.27	46.20	45.99	7.77
	100.00	252.00	194.26	206.66	177.97	184.61	186.40	133.22	126.96	145.06	157.23	158.42	2022.79	体积合计/m ³	99.07	97.80	69.59	12.57

AS1	0.146 ±0.015	0.151 ±0.004	0.127 ±0.005	0.127 ±0.004	0.127 ±0.004	0.128 ±0.003	0.128 ±0.003	0.128 ±0.005	0.131 ±0.006	0.129 ±0.004	0.130 ±0.004	0.130 ±0.004	0.131 ±0.005	-	-	-	-	-	-
AS2	0.171 ±0.014	0.178 ±0.010	0.148 ±0.006	0.147 ±0.005	0.146 ±0.004	0.144 ±0.006	0.148 ±0.006	0.148 ±0.006	0.148 ±0.006	0.147 ±0.005	0.149 ±0.004	0.150 ±0.005	0.148 ±0.005	-	-	-	-	-	-
AS3		新 增 站	点						0.154 ±0.005	0.153 ±0.005	0.152 ±0.005	0.154 ±0.005	0.153 ±0.007	-	-	-	-	-	-
AS4	0.110 ±0.004	0.110 ±0.005	0.117 ±0.006	0.119 ±0.007	0.117 ±0.006	0.117 ±0.003	0.117 ±0.003	0.117 ±0.006	0.120 ±0.004	0.121 ±0.004	0.119 ±0.004	0.116 ±0.004	0.113 ±0.004	-	-	-	-	-	-
AS5	0.139 ±0.011	0.137 ±0.006	0.128 ±0.010	0.146 ±0.013	0.166 ±0.008	0.164 ±0.010	0.153 ±0.007	0.153 ±0.007	0.152 ±0.005	0.148 ±0.005	0.150 ±0.007	0.143 ±0.009	0.144 ±0.011	-	-	-	-	-	-
BS1	0.157 ±0.010	0.157 ±0.011	0.117 ±0.004	0.113 ±0.007	0.114 ±0.005	0.115 ±0.005	0.116 ±0.004	0.116 ±0.004	0.118 ±0.004	0.123 ±0.006	0.115 ±0.006	0.113 ±0.005	0.110 ±0.005	-	-	-	-	-	-
BS2		新 增 站	点						0.116 ±0.005	0.109 ±0.005	0.107 ±0.004	0.108 ±0.005	0.105 ±0.004	-	-	-	-	-	-
BS3		新 增 站	点						0.138 ±0.005	0.140 ±0.007	0.143 ±0.006	0.132 ±0.009	0.128 ±0.013	-	-	-	-	-	-
BS4	0.139 ±0.004	0.128 ±0.005	0.105 ±0.010	0.095 ±0.004	0.092 ±0.006	0.094 ±0.005	0.100 ±0.005	0.100 ±0.005	0.110 ±0.004	0.113 ±0.005	0.114 ±0.004	0.113 ±0.005	0.111 ±0.004	-	-	-	-	-	-
BS5	0.187 ±0.019	0.169 ±0.009	0.126 ±0.007	0.124 ±0.009	0.113 ±0.011	0.107 ±0.005	0.113 ±0.005	0.113 ±0.007	0.120 ±0.005	0.121 ±0.005	0.120 ±0.005	0.119 ±0.005	0.120 ±0.007	-	-	-	-	-	-

注:1) 大亚湾核电站的统计始自1994年,岭澳核电站的统计始自2002年。

2) 自2004年起,放射性气体排放的卤素气态流出物与气溶胶气态流出物排放分开统计。2004年以前的卤素气态流出物统计数据包含了气溶胶气态流出物的统计值。

3) 大亚湾核电站与岭澳核电站采用统一的环境监测系统。

4) 从2002年以后运行的是10个监测站,在原7个站点的基础上做了些调整,如原BS2已更名为AS4,原AS3已更名为AS5,原BS3已更名为BS4,原BS4已更名为BS5。

7.6 维修、改进与质量保证

分 类	大亚湾核电站													岭澳核电站						
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	累计	指标名称	累计	2005年	2004年	2003年	2002年	
	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005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	6 802	6 556	6 359	55 904	预防性 维修工作票数	24 007	5 992	5 821	8 903	3 291	
	11 687	8 682	6 584	5 699	5 994	7 088	7 195	7 548	8 910	6 322	4 092	3 964	83 765	纠正性 维修工作票数	25 487	4 768	4 713	9 213	6 793	
	13 400	10 211	8 694	8 120	9 998	12 255	12 914	14 321	15 661	13 124	10 648	10 323	139 669	合 计	49 494	10 760	10 534	18 116	10 084	
工 程 改 进	386	421	87	40	80	127	99	289	262	391	500	242	2 924	年末维修 周转工作票	-	68	179	85	103	
	294	411	84	75	50	85	66	118	178	234	278	348	2 221	NCR 发出数	1 371	237	547	489	98	
	62	68	63	30	45	54	173	296	300	444	686	432	-	NCR 已关闭数	846	382	263	162	39	
	-	-	42	198	270	287	417	472	356	453	645	528	3 668	NCR 未关闭数	-	472	737	335	81	
	-	-	4	94	200	345	392	422	338	556	542	562	3 455	ESR 收到数	2 177	542	627	731	277	
	-	-	38	142	98	154	168	197	194	338	556	542	562	3 455	ESR 关闭数	2 008	624	586	664	134
	229	153	106	49	48	67	67	67	77	194	91	194	140	-	ESR 未关闭数	-	154	213	172	174
21	70	72	62	34	40	40	46	29	21	24	34	30	483	MR 收到数	123	23	29	25	46	
-	-	150	26	30	49	30	30	11	6	16	18	8	344	MR 完成数	39	14	16	5	4	
208	291	175	136	120	96	93	103	113	113	136	153	228	-	MR 撤销数	6	4	2	0	0	
265	134	178	94	55	70	40	40	50	111	83	84	68	1 232	MR 未关闭数	-	75	53	38	42	
185	138	185	127	61	77	55	52	109	74	77	77	56	1 196	CAR 签发数	-	-	-	-	-	
80	74	64	50	30	29	7	8	10	13	20	20	32	-	CAR 关闭数	-	-	-	-	-	
															CAR 未关闭数	-	-	-	-	-

注:1)大亚湾核电站的统计始自1994年,岭澳核电站的统计始自2002年。

2)CAR的数据反映两个电站的状态。

3)因2004年改进了NCR管理,今后不再统计“NCR有条件释放数”,故自2004年起取消该指标。

7.7 换料大修主要指标

大修代号 ¹⁾		D101	D201	D202	D102	D203	D103	D204	D104	D205	D105	D206	D106	D207
大修工期	解列日期	94-12-17	95-04-04	95-12-15 ²⁾	96-03-31	96-12-10 ³⁾	97-03-11	97-11-22	98-01-24	98-11-16	99-01-26	99-11-16	00-01-14	00-11-22
	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
	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
	解列至并网/d	69.2	46.9	111	56	65	59.6	54.5	55.4	48.6	45	45	41	36.5
	解列至满功率/d	203	52.2	116	61	71	64.1	59.6	60.5	56.1	51	51	45	41.9
核电站事件 (LOE)	人因	5	6	7	3	4	3	0	2	3	1	2	2	3
	设备	0	1	0	1	2	0	0	1	0	0	2	1	1
核安全	设计	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数	8	7	8	5	6	3	0	3	3	1	4	3	4
	其中:1级事件	2	3	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	1
内部运行事件 ³⁾ (IOE)	人因	15	7	9	8	13	12	14	12	26	5	8	9	19
	设备	4	1	2	1	8	2	10	15	8	5	14	6	9
工业安全	设计	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数	20	8	11	9	21	14	24	27	34	10	22	15	28
人身安全	人身轻伤	0	1	1	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0
	未遂事件	16	8	13	12	6	10	3	4	6	4	8	0	4
辐射防护	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾事件 ⁴⁾	6	2	2	2	1	2	1	2	2	0	0	1	1
集体剂量/(人·mSv)	集体剂量/(人·mSv)	1 018	534	829	807	511	551	474	544	573	603	572.5	491	489
	个人剂量大于5 mSv的人数 ⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
体表面积污/(人·次)	体表面积污/(人·次)	5	4	3	2	3	6	3	1	3	3	2	3	2

续表

大修代号 ¹⁾		D107	D208	D108	D209	D109	L101	L201	L102	D210	D110	L202	L103	D211
大修工期	解列日期	01-01-14	01-12-10	02-01-24	03-01-26	03-03-21	03-04-21	03-11-28	04-02-17	04-04-24	04-09-30	04-12-10	05-02-01	05-09-26
	并网日期	01-02-21	02-01-10	02-02-27	03-03-18	03-04-21	03-06-07	04-02-13	04-03-24	04-07-24	04-11-10	05-01-12	05-03-27	05-12-05
	达满功率日期	01-02-26	02-01-15	02-03-04	03-03-22	03-04-26	03-07-15	04-02-19	04-03-31	04-07-29	04-11-16	05-01-17	05-04-02	05-12-12
	解列至并网/d	38	31.4	34.4	51.4	31.23	46.3	77.4	36.6	91.85	41.5	33.8	54.8	70.15
	解列至满功率/d	43	36	39	55.7	35.88	84.5	82.9	43.85	96.35	47.26	38.53	60.41	76.85
核电站	人因	2	3	1	5	1	1	3	0	5	1	0	1	0
	设备	4	0	0	0	0	1	4	0	1	0	0	1	0
	设计	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
安全	事件总数 (LOE)	6	3	1	5	1	2	7	0	6	1	0	2	0
	其中:1级事件	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
工业安全	人因	15	8	12	21	10	20	19	9	17	10	7	6	12
	设备	11	8	12	12	7	10	12	8	4	14	9	13	6
	设计	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	事件总数 (IOE)	26	16	24	33	17	30	31	17	17	24	16	19	18
辐射防护	人身轻伤	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	3
	未遂事件	3	3	2	5	2	6	3	1	5	3	1	2	3
	火灾事故	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾事件 ⁵⁾	2	1	1	4	1	0	2	0	0	1	0	0	1
集体剂量/个人剂量	集体剂量/(人·mSv)	555.2	712.3	548.3	1 011.57	677.576	579.343	1 105.3	324.6	705.232	978.639	503.86	668.665	1 187.702
	个人剂量大于5 mSv的人数 ⁵⁾	0	10	0	2	0	8	37	0	3	1	0	4	11
	体表沾污/(人·次)	4	2	1	0	3	8	4	1	3	2	3	4	1

注:1)大修代号中D代表大亚湾核电站,L代表岭澳核电站。D101表示为大亚湾核电站1号机组第一次大修,以此类推。

2)根据电网安排,D202大修提前5天解列,D203大修提前12天解列;两次大修的实际开工日期分别为D202:1995-12-20;D203:1996-12-22。

3)D203大修前称为安全事件,自D203大修起称为内部运行事件,其界定范围有所扩大,包括了辐射防护、工业安全等方面事件。

4)D209大修前称为火灾未遂,自D209大修起称为火灾事件,它细分为零级火灾和一级火灾两级。

5)D208大修前称为个人剂量在7~20 mSv之间的人数与参与大修人员总数之比%,自D208大修更改为个人剂量大于5 mSv的人数。

7.8 机组停堆解列统计表

序号	日期	原因	机组
1	9月26日	2号机组与电网解列,开始第十一次换料大修	大亚湾核电站2号机组
2	1月25日	1号机组由于岭深乙线重合闸诱发机组快速降功率,操纵员将汽轮机手动停运。故障处理完毕后,机组于1月26日1:45并网	岭澳核电站1号机组
3	2月1日	1号机组与电网解列,开始第三次换料大修	
4	3月26日	1号机组处于换料后临界状态,正在做零功率物理实验,16:13为消除控制棒R棒异常报警,在提升R棒过程中,RPN中间量程注量率高保护动作,反应堆自动停堆	
5	8月21日	2号机组由于3号蒸汽发生器的主给水调节阀(L2ARE033VL)驱动机构连接螺栓全部脱落造成自动停堆,故障处理完毕后,于8月23日9:13重新并网成功	岭澳核电站2号机组
6	12月17日	2号机组与电网解列,开始第三次换料大修	

注:大亚湾核电站1号机组2005年全年保持连续安全稳定运行,无停堆解列事件发生。

7.9 电站运行事件列表

7.9.1 大亚湾核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
LOER-1-20050001 2005-1-22	0级	DOSF1002RA 在失去放射性连续监测下排放	<p>2004年6月1日,准备排放05EL002BA的常规岛废水,因排放管里残留水的液位低于取样口,OKRT904MA不能投入正常运行,为此在原操作指令上增加“在启动OKRT904MA前打开9SEP061VE给OKRT904MA取样回路补水”和“05EL排放结束后,关闭9SEP061VE”两项操作。</p> <p>在2004年6月2日实施中,发现第二项操作会使得OKRT904MA取样管被9SEP的水阻断,取不到05EL的排放水样,从而导致失去了连续监测。</p> <p>因此,在2004年6月3日,废除此错误操作指令单,但是在进行现场文件清理时,一份存放在《KRT隔离与解除隔离记录本》中的错误操作指令单的复印件没有被及时清理并且一点留到本事件的发生,现场所使用的KRT操作单都没有文件生效的过程(校核、审查、生效等)</p> <p>2005年1月22日上午,05EL002BA中的废水化验合格,后准备排放,辐射防护值班人员带着《KRT隔离与解除隔离记录本》去了现场并且使用了留在其中的错误操作单,在投入OKRT904MA前,打开了9SEP061VE(对OKRT904MA取样回路冲洗时使用)之后没有关闭,直至废水排完才被发现。由于05EL002BA中废水排放前已化验合格,因此本次事件没有产生污染后果</p>	<p>现场操作单的编制和管理不规范</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 全面清理辐射防护现场使用的操作单等工作文件,所有操作单必须经过审核和批准签字; 2. 将KRT系统的现场操作单制作成逐项打钩的可执行文件并在操作单上标明打钩操作等要求; 3. 所有KRT系统操作单必须有确认通道可用的步骤和操作人员的签字; 4. 所有KRT系统操作单必须保存并且具有可追溯性; 5. 辐射防护科指定专人对科内的文件进行管理; 6. 由OPH牵头,组织OPD/IDP等单位开会界定与KRT相关的非KRT设备的操作边界; 7. 辐射防护人员对此事件就冗余监测的重要程度、文件的有效性以及现场操作行为规范等进行经验反馈,并组织学习新版的KRT操作指令单

<p>LOER-1-20050002 2005-11-14</p>	<p>0级</p>	<p>D9KRT501MA 放射性高信 号自动停运 DIRPE023PO/ D2RPE024PO 功能长期不 可用</p>	<p>大亚湾核电站《安全相关系统和设备定期试验监督要求》(原GOR9)历年版本中均要求每年一次执行定期试验验证DIRPE023PO/D2RPE024PO在D9KRT501MA高放射性信号时自动停运功能是否正常,以便在事故工况下,确保有关厂房地坑内放射性物质屏蔽。</p> <p>1995年以前,由于大亚湾核电站该试验办法、条件不完善,未执行自动停策试验。1996年执行PTIRPE002时,发现D9KRT501MA放射性高信号没有自动停运DIRPE023PO/D2RPE024PO,经仪控人员检查,确认D9KRT501MA至DIRPE023PO/D2RPE024PO没有接线(调试验收遗漏了D9KRT501MA至DIRPE023PO/D2RPE024PO接线),</p> <p>在未对照《系统设计手册》和《安全相关系统和设备定期试验监督要求》进行检查的情况下,认为定期试验PTI/2RPE002规程中D9KRT501MA放射性高自动停运DIRPE023PO和D2RPE024PO要求有误,将其删除。</p> <p>2005年11月14日,根据岭澳核电站的PT2RPE002定期试验执行反馈,检查大亚湾核电站,发现D9KRT501MA放射性高信号自动停运DIRPE023PO和D2RPE024PO信号调试以来没有验证</p>	<p>1. 升级规程时质疑态度不够,没有对照系统设计手册进行检查; 2. 调试验收遗漏了D9KRT501MA至DIRPE023PO/D2RPE024PO接线</p>	<p>1. 修改PTI/2RPE002规程,增加D9KRT501MA放射性高动作时触发DIRPE023PO和D2RPE024PO自动停运功能的验证; 2. 安排定期试验验证D9KRT501MA放射性高动作时触发DIRPE023PO和D2RPE024PO自动停运功能已恢复正常; 3. 执行TCA恢复D9KRT501MA至DIRPE023PO/D2RPE024PO接线; 4. 通过工程改造恢复原设计; 5. 将D9KRT501MA放射性高动作时触发DIRPE023PO和D2RPE024PO自动停运接线验证反馈到岭澳核电站(二期)</p>
---------------------------------------	-----------	---	---	--	---

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
IOER-2-20050001 2004-11-11	0级	D2JPL1301 消防设备故障时间超过技术规范要求的维修期限	<p>2004年10月13日MIC人员在首次执行D2JPL卤代烷1301气体灭火系统气瓶五年度更换瓶头时电爆管工作时,发现现场部件的外形尺寸及电阻值与备件明显不符,测得现场全部三个电爆管阻值均为无穷大,而备件阻值为欧姆级。此时MIC不知1301气体灭火系统不可用,但作为设备异常, MIC未按管理要求发事件通知 OPO, STA, OPH 进行可用性评价。MIC 准备人员推測现场部件的设计与 EOMM 不一致, 试图通过网上与厂家联系确认未果。</p> <p>MIC 在 11 月 11 日试图将现场部件拆下验证时发现部件松动时漏气, 随即恢复紧固, 并向 OPH/Hi 反映了漏气情况而未反映电爆管阻值均为无穷大的问题, OPH 并不知道此灭火系统不可用, 于是 OPH 只反馈了 EOMM 信息。MIC 于 12 月 21 日才提出 NCR, 反映现场电爆管拆卸时漏气无法更换和阻值为无穷大两个与 EOMM 不符的问题, 12 月 28 日 OPE 根据其 NCR 管理程序以“属于正常维修活动”为由拒绝。</p> <p>2005 年 3 月 15 日 MIC 为推动 OPE 接受 NCR 而向工业安全科报告了有关情况, 此时 OPH 才知电爆管阻值无穷大并考虑电爆管可能已不可用, 遂在 3 月 17 日早上报告。3 月 18 日 OPH 召集专题会议, 确定采取 TOI 管理, 制定人员入室逐一拉销启动的缓解措施和加快相关改造的原则要求。在 OPO/SNS 推动下, MIC 于 3 月 24 日确认电爆管不可用, 开始记第 2 组 lo (2 号机组追溯至 2004 年 11 月 11 日)。3 月 30 日在完成专题会议规定的缓解措施并经评价确认后, 关闭相关 lo, 此时的 lo 消耗比为: 1 号机组 0.915, 2 号机组 9.906</p>	1. 没有及时报告核安全相关消防系统的异常; 2. JPL1301 气瓶电爆管电阻可能失效	1. MIC 就此事件作经验反馈, 强调在处理消防、特别是核安全相关相关的消防问题时, 应及码发事件单通报异常; 2. 加依 MR TEN3001GJLXX (L609/649 的 1301 灭火系统改造), 争取在下次大修结束前完成

<p>LOER-2-20050002 2005-10-12</p>	<p>I 级</p>	<p>柴油发电 机 200/700FL 软管安装 导致电机 差超标致 安全可靠性 降低</p>	<p>1997年4月,大亚湾核电站曾发生应急柴油发电机冷却水回路软管断裂导致柴油机自动停运的内部事件,根本原因是软管质量不合格。1997年5月,维修处转机科对所有软管进行检查,发现部分软管存在拉伸、压缩、偏心、扭转、错位等问题,提出了工程服务申请(ESR),要求检查和纠正。由于ESR内容较笼统,技术处同转机商量后,在第四次大修中对现场安装困难的二根软管法二进行了错位纠正,而未展开全面调查。又由于当时ESR程序不完善,而未能为工程改进(MR)或者小工程改进(SMR)做进一步处理。2001年12月,转机处对D2LHQ200/700FL进行更换(3年周期预防性维修),由于维修程序只给出安装标准,没有测量方法和记录要求,以及检修人员未完全按照规程中软管长度标准进行检查,而未发现软管安装缺陷。</p> <p>2002年7月17日,岭澳核电站L1LHQ206FL断裂,经电站和柴油发电机厂家各自分析,认为根本原因是软管质量问题,厂家提供软管对所有类似软管进行更换,同时接产部门对所有DN50和DN40软管的安装问题也进行了普查,并督促当时的工程部进行了纠正。但因当时认识不足,未能对其他的软管进行检查。</p> <p>2005年10月12日,第十一次换料大修D2LHQ六年检查工作中,转机处按计划更换冷却水管上的连接软管D2LHP200/700FL。发现管道法兰间距为355mm左右,不满足《运行维修手册》对该软管的安装要求;软管标准长度为331mm,其安装后长度偏差应该是-5%~+1%。对其他柴油发电机组同设备位置软管进行普查发现D1LHP200FL/D1LHQ700FL/D2LHP200FL/D2LHP700FL等四根软管也存在不同程度的安装偏差。进一步检查D2LHQ、D2LHP、D1LHP、D1LHQ其他型号的软管(包括油回路),发现大亚湾核电站共有40根软管不合格。检查岭澳核电站也有38根软管存在安装偏差问题。</p> <p>对D2LHQ、2LHP所有水回路上的管道进行了重新切割、焊接或者调整,使其恢复到FOMM要求的安装标准。对于燃油系统上的软管,采取了重新加工管道法兰的方式。同时联系厂家,要求提供更长的软管,到货后立即更换</p>	<p>1. 设计、安装、验收失误; 2. 维修规程操作性差; 3. 维修规程执行不完全</p>	<p>1. 修改等轴图法兰间距值; 2. 对大亚湾核电站1号机组上的软管进行重新切割、焊接或者调整; 3. 重新采购更长的管道后更换(大亚湾核电站两台机组001/002FL); 4. 将报告反馈给岭澳核电站(二期); 5. 修改维修程序,标明对各个参数的测量方法和计算方法,并增加记录表格; 6. 组织柴油发电机相关人员学习修改后的程序,在全处反馈本事件</p>
---------------------------------------	------------	---	--	---	---

7.9.2 岭澳核电站运行事件列表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20050001 2005-02-05	0 级	LIRCL 控制棒驱动机构 (CRDM 装置) 顶部焊缝泄漏	<p>2005 年 2 月 5 日上午, 1 号机组第三次大修机组处于换料冷停堆状态, MSM 在执行反应堆开盖工作时检查发现 LIRCL 系统的 P10 套筒顶部有大量硼结晶并将有关信息通报给电站有关单位。通过将 CRDM 系统的 P10 套筒顶部吊环拆除确认该 CRDM 的排气塞无泄漏。2 月 6 日, 对清除了表面硼结晶后的 P10 套筒上部进行液体渗透探伤发现, 在 P10 套筒第三道“Canopy”密封焊缝收弧区内存在 4 个较为明显的点状显示并最终确认为一回路硼水泄漏点。该事件导致一回路硼水轻微泄漏, 其对环境剂量无影响。</p> <p>该泄漏焊缝采用 WSI 公司的堆焊技术修复后, 现场目视检查和液体渗透检查结果合格, 所采用的验收标准满足 RCC-M 的要求</p>	<p>1. CRDM 制造过程中焊缝焊接质量存在缺陷; 2. CRDM 的“Canopy”密封焊缝由于应力腐蚀开裂导致焊缝失效</p>	<p>1. 对存在问题的焊缝进行堆焊修补; 2. 根据 RSE-M 规范的规定以及现场的实际情况, 在两电站大修期间对所有的 CRDM 进行一次完整的检查; 3. 参考已经处理的问题焊缝建立维修预案。要求收集、整理并归档已经完成以及将来可能进行的堆焊维修过程中涉及的资料以建立一套完整的文件体系; 4. 将该事件反馈给岭澳核电站 (二期)。建议其在今后 CRDM 制造的过程中加强现场制造质量的控制, 同时在设备采购中要求设备制造厂商改变并完善 CRDM 的设计, 消除 CRDM 密封焊缝的设计和焊接缺陷</p>

<p>L-LOER-1-20050002 2005-03-26</p>	<p>0级</p>	<p>1号机组第二次大修零功率物理试验期间RPN中间量高保护动作导致反应堆自动停堆</p>	<p>技术规范规定：零功率物理试验期间，反应堆控制棒R棒可以插到任意位置。又根据R棒插入限制：功率为零时R棒就必须提到最低限（197步）以上，所以零功率物理试验结束前必须将R棒提到197步以上。如此零功率物理试验结束标志要有明确规定，2号机组第九次大修中2003年3月17日发生了试验结束2.5小时后OPO将R棒提出（TTS宣布试验结束后通知MIC修改RPN系统保护定值，OPO等RPN定值后才提R棒）。此事件定IOE，报告分析认为原因在于OPO不知试验结束时间。制定措施有：（1）在《零功率物理试验》最后增加一条“通知OPO试验结束”；（2）修改标准工作包，将工作票改为PT票（原为PI），这样还票时可使运行知道到零功率试验已结束；但未要求将提棒放在试验内容内。</p> <p>后来的《启动物理试验质量屋安全计划》最后3项规定是：（5）通知MIC调整RPN保护定值；（6）调整机组到运行要求状态；（7）归还达临界和零功率试验票上述操作全部结束后，宣布零功率物理试验结束并签字。</p> <p>2005年3月26日1号机组第三次大修，TTS试验负责人做零功率物理试验，在未执行后3项规定就宣布试验结束并拆除反应性仪，并同大亚湾核电站2号机组第九次大修一样通知MIC人员调整RPN中间量程序停堆保护定值。此时因R棒处于最低棒位（168步）不满足技术规范要求，主控制室操纵员向负责人提出将R棒提至调节带中部（同时下插G棒或加硼以确保功率为零维持不变），负责人同意并要求MIC先让操纵员提棒；运行提R棒操作过快使反应性快速上升触发了RPN中间量程序高保护阈值，反应堆自动停堆</p>	<p>1. 培训及技能不足； 2. 零功率试验程序对试验结束的“运行要求状态”定义不清</p>	<p>1. 组织并安排操纵员进行物理启动原理和过程的强化培训； 2. 对全体持照人员进行物理启动原理和过程的强化培训； 3. 进行模拟机专项培训； 4. 明确将零功率物理试验结束时TTS试验负责人将反应堆恢复至技术规范要求的具体状态和试验结束后交给值长的要求写入《启动物理试验质量屋安全计划》进行修改； 5. 运行处明确管理规定：物理试验结束，主控制室操纵员必须检查与试验相关的所有文件均已签署，并报告值长予以确认，获得值长的指令后方可进行后续工作，同时明确任何机组上的活动，相应的值长的状态控制责任和权力； 6. 修改D14程序，明确当班运行活动与其他部门工作的接口关系</p>
---	-----------	---	--	---	--

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-1-20050003 2005-11-09	0级	L9KRT501MA 放射性高信 号自动停运 L1RPE023PO/ L2RPE024PO 功能长期不 可用	<p>2003年3月25日LPO执行1号机组第一次大修前的试验,在进行L-T-1RPE002年度试验时,发现当L9KRT501MA阈值高动作时不能触发L1RPE023PO和L2RPE024PO自动停运,LPO填写工作申请,经查原因为:逻辑图中有此功能,而现场与接线图没有此功能的接线。4月4日仪表处发出NCR。根据技术规范有关此功能的检修必须在14天内完成。7月4日该NCR责任工程师(设备管理处)发出NCR措施单:决定先向FRA发文确认,并建议将L1RPE023PO/L2RPE024PO的控制继电器202UR上的4改为205UR上的3,来恢复此功能,等FRA确认后之再发ESR修改图纸。向FRA发文于当日完成。</p> <p>7月22日TND收到FRA的回文,但只做存档,未传递给责任工程师。从7月24日至9月12日,此NCR经STA、运行工程师审核,OPE处长签发后进入实施阶段,从此进入等回文状态,在每季度和大修前NCR的清理中,对该NCR未采取有效跟踪措施。</p> <p>此后,在2003年至2005年的大修期间做L-T-2RPE002年度试验时,均被大修运行经理、大修安全工程师评价为满意有缺陷(因该问题有NCR跟踪);在此期间LPO多次重发WR,但均因有NCR跟踪而被MIC退回和关闭。2005年11月10日,STA检查2号机组第三次大修前LPO执行年度试验L-T-2RPE002结果,发现此问题从2003年至2005年仍未获纠正,致使《安全相关系统和设备定期试验监督要求》中所要求定期验证的L1RPE023PO/L2RPE024PO在L9KRT501MA高放射性信号时自动停运的功能长期不可用</p>	<p>1. RPE系统接线图错误,接线图与设计不一致;</p> <p>2. NCR进展状态控制执行不力;</p> <p>3. 回文分发流程不严密;</p> <p>4. 定期试验结果运行安全监督不严密;</p>	<p>1. 执行TCA恢复L9KRT501MA至L1RPE023PO/L2RPE024PO接线;</p> <p>2. 通过工程改造,恢复原设计,关闭NCR;</p> <p>3. 严格按照《不符合项的报告和处理》中的跟踪要求进行NCR管理。比如:按季度将NCR分类(如涉及ESR/备件/文件/实施窗口等)清理出需要采取行动的NCR,并落实到NCR定期清理报告的纠正行动中跟踪等;</p> <p>4. 全面清理未关闭的NCR状态出报告并签发NCR的各处;</p> <p>5. MIC内部对所提出的NCR进行定期(至少每季度)状态跟踪;</p> <p>6. 在现有做法(信函电子分发跟踪;经理批示;给信函编写人反馈)基础上,改进《信函处理工作细则》,加入经理批示时间要求,信函分发记录跟踪要求。另外将信函纳入电子文件生成系统,对分发接收进行全过程跟踪;</p> <p>7. 每月跟踪发回文状态并留记录;</p> <p>8. 学习《安全相关系统和定期试验监督大纲的管理》,以及技术规范关于L9KRT501MA的相关功能要求,提高对定期试验的审查和监督能力</p>

	I-LOER-1-20050004 2005-11-01	1 级	LNPS 四台 柴油发电机 部分冷却水 和燃油软管 不符合技术 安装要求	<p>2002年7月17日, 岭澳核电站 L1LHQ206FL 断裂, 经电站和柴油发电机厂家各自分析, 认为根本原因是软管质量问题, 厂家提供软管对所有类似软管进行更换, 同时接产部门对所有 DNSO 和 DN40 软管的安装问题也进行了普查, 并督促当时的工程部进行了纠正。但因当时认识不足, 未能对其他的软管进行检查。2005年10月12日, 大亚湾核电站2号机组第十一次大修 D2LHQ 六年检查工作中, 转机处发现管道法兰间距为 355 mm 左右, 不满足《运行维修手册》对该软管的安装要求; 软管标准长度为 331 mm, 其安装后长度偏差应该是 $-5\% \sim +1\%$。对大亚湾核电站4台应急柴油发电机组检查发现共有40根软管不合格。</p> <p>作为反馈, 检查岭澳核电站也有38根软管存在安装偏差问题。这次检查虽然发现 DN50 和 DN40 也有不合格的, 但是偏差值很小, 属热膨胀的结果。如果在冷态下测量, 上述不合格的数量应该下降</p>	<p>1. 设计、安装、验收失误; 2. 维修规程操作性差; 3. 维修规程执行不完全</p>	<p>1. 修改等轴图法兰间距值; 2. 对岭澳核电站所有不合格的软管进行重新切割、焊接或者调整; 3. 修改维修程序, 标明对各个参数的测量方法和计算方法, 并增加记录表格; 4. 组织柴油发电机相关人员学习修改后的程序, 在全处反馈本事件</p>
--	---------------------------------	-----	---	--	---	---

续表

事件编号及发生日期	事件分级	事件名称	事件简述	事件原因	主要纠正行动
L-LOER-2-20050001 2005-08-21	0 级	L2ARE033VL 机械故障全开导致反应堆因 3 号蒸汽发生器高位高信号自动停堆	<p>2005 年 8 月 21 日, 蒸汽发生器给水流量大幅上升, 3 号蒸汽发生器水位快速上升, 主控室出现蒸汽发生器给水流量大于蒸汽流量报警, 主控制室操纵员手动控制无效, 终因蒸汽发生器水位高高与核功率大于 10% RP 信号叠加而反应堆自动停堆。仪表人员现场检查发现 L2ARE033VL 的蜗轮蜗杆箱下部与桥架连接的 6 个连接螺栓全部脱落, 造成 ARE033VL 在系统压力的作用下全开, 无法根据控制信号进行控制。检修人员目视检查脱落的螺栓及螺孔内部未见异常, 回装阀门螺栓, 再鉴定合格后恢复阀门运行。</p> <p>事发后, 对岭澳核电站两台机组该系统全部调节阀门该位置连接螺栓进行了检查, 发现 L2ARE031VL 上部有 3 个螺栓松动, L2ARE032VL 下部有 1 个螺栓松动。回顾历史, 2004 年 7 月, 运行人员巡检发现 L2ARE032VL 气动头上部有轻微摇晃, 经机械人员检查发现连接螺栓松动, 当时因对此类有停机停堆风险的设备故障不够敏感, 而对此只紧固螺栓, 作个案处理。2003 年 12 月, 2 号机组第一次大修中曾解体 L2ARE032VL 气动头, 更换过隔膜; 同月, 静机人员解体检修过 L2ARE033VL, 工作人员称并未拆卸蜗轮蜗杆箱下部与桥架的连接螺栓; 检修规程中对该连接螺栓无解体及安装力矩要求, 因此推测螺栓安装力矩可能不足及管线振动导致了此次事件。</p> <p>长期以来岭澳核电站的振动明显高于大亚湾核电站, 尤其是 2 号机组已高出一个数量级。2 号机组调节阀发生过定值漂移、供气管线松动等仪表故障现象。虽然 ARE 管线震动列入长期遗留问题管理, 但没有有效的巡视手段来发现、预防此类事件的发生</p>	<p>1. 螺栓安装力矩可能不足及管线振动影响导致螺栓松动上部 6 个连接螺栓脱落;</p> <p>2. 经验反馈不足, 将 2004 年岭澳核电站 L2ARE032VL 主给水调节阀发生过螺栓松动的事件当作个案处理;</p> <p>3. 现有的巡视手段不能发现该故障;</p> <p>4. ARE 管线震动已列入长期遗留问题管理, 但不能控制机组现有风险</p>	<p>1. 对 ARE 管线震动实施减缓震动改造;</p> <p>2. 普查两电站管线震动状况, 制定针对性改造行动;</p> <p>3. 完成螺栓脱落的根本原因分析报告;</p> <p>4. 研究制定如何管理直接紧急停机紧急停堆关键敏感设备 (CCM) 缺陷管理的有效性;</p> <p>5. 针对汽水系统关键敏感设备, 补充现场巡视清单, 明确巡视要求;</p> <p>6. 中期遗留问题在转入长期遗留问题管理前, 现场风险要得到评估、控制并设置应急预案</p>

7.10 工业安全和消防统计

7.10.1 工业安全事件汇总

序号	事件时间	事件描述	责任单位	电站
1	7月12日	NPIC 现场人员在进行 AC 东大厅 MIS 机检查标定池防腐脚手架搭制准备工作过程中, 在下水池时碰落 MIS 机支撑架上的一平衡铁块, 铁块下落时蹭伤右小腿内侧靠踝关节, 该事件属于承包商相关事件, 不纳入 WANO 指标统计	NPIC	大亚湾核电站
2	9月24日	运行现场操作人员从 N392 爬梯上 N496 时, 没注意到已提起来的竖梯拉手卡销与销孔位置情况。攀爬中, 竖梯振动导致拉手突然落下压伤右小指, 诊断为右小指末节皮肤裂伤并开放性骨折	OPO	
3	10月17日	进行环吊齿轮箱更换工作的 FRAMATOME 公司人员在用手锤敲击的方式冲出环吊大卷筒齿环的“C”形销时, 手锤砸偏, 砸伤了自己左手的大拇指, 定为一起轻伤。该事件属于承包商相关事件, 不纳入 WANO 指标统计	FRAMATOME 公司	
4	10月31日	MRM 大修支持人员在拆 D2RRA001MO 靠背轮时, 所使用的专用工具断裂, 导致操作千斤顶的两名 SNE 劳务人员被弹出的拉马丝杆击伤, 一人员左膝盖外部青肿, 另一人员腹部击伤, 缝合三针。该事件属于承包商相关事件, 不纳入 WANO 指标统计	MRM	
5	11月21日	换料主管准备上换料机小车检查, 此时恰好换料机自动启动小车运行, 结果换料机小车挤到了主管的右脚, 装料工作暂停。将受伤人员送往医院	MCS	
6	7月1日	凯利公司一名清洁员工进入岭澳核电站 EU 塔 0 m, 由于地面有雨水而滑倒摔伤, 无法站立, 左大腿髌关节处骨折, 记为一起轻伤事件。该事件属于承包商相关事件, 不纳入 WANO 指标统计	凯利公司	岭澳核电站

7.10.2 工业安全未遂事件汇总

序号	事件时间	事件描述	电站
1	3月3日	主控室出现 2CRF 系列 B 集水坑水位高高报警。2SEO408PO 应该自启动运行排水, 但泵坑水位未见下降, 管道未见运行的振动声音, 检查同时发现现场已部分解体的 2SEO406PO 在运行	大亚湾核电站
2	4月1日	隔离经理以左手中指、食指与拇指夹合的手位合闸 2GSY029FU 熔断器开关时, 误将中指、食指与开关顶部两相接端子带电表面接触, 两手指受到 380 V 的电击	
3	5月5日	罗保盛公司员工在 PX 厂房南墙防腐工作时误将 2PX 厂房西南角墙外的供电插座电源线几乎锯断, 此电源线带电压 380 V, 有较大人身触电风险	

续表

序号	事件时间	事件描述	电站	
4	5月21日	OPC人员在MB203通过链条手轮对高约5m的D2ATE007VL进行操作时,手轮(约十多斤)从阀体脱落掉下,被下方电缆支架挡住,幸未对下方人员造成伤害。主要原因是设计问题,手轮与阀杆上的定位销脱落所致	大亚湾核电站	
5	6月14日	BA楼装修工地一楼约3m高处一水泥“假梁”掉落,幸好下方无人。坠落是发生在支撑它的砖墙墙体被拆除之后,估计该过梁及窗子是后来改造增加的		
6	8月1日	四通公司工作人员在机房作业过程中,误将门外的1301气体释放按钮当作开关按下,导致该灭火系统迅速启动,向机房内释放灭火气体。施工人员立即全部紧急撤离		
7	10月8日	搬运SAS杆材料的现场服务人员在8m气闸门内等电梯时,一根长1.5m,直径2~3cm,重约1kg的空心SAS杆从手中脱落,经栅格孔滑落到RX厂房4.65m外环廊		
8	11月4日	东北电建公司员工在冷凝器上方9.8m平台挂接手拉葫芦时,一长80mm的卸扣螺杆掉落冷凝器工作区域0m,离静机工作人员约2m远		
9	11月9日	淮南电力检修公司人员在用内六角扳手拆卸气动阀GCT119VV顶部的调节螺栓(直径18mm,长90mm)时,螺栓脱离丝扣后掉到气动阀上弹起后飞出安全网落至0m		
10	12月6日	执行DISE0420PO年检工作的MRM人员在开工前确认隔离边界情况时,发现1LKH406上没有挂OPO隔离锁且开关处在合闸位置,2张隔离牌被插在开关柜的缝里		
1	1月29日	用1MA1D5隔音间的电话与主控制室操纵员联系后,在关闭该电话的隔音间隔的门时,该电话的隔音间隔整体坠落,压到现场工作人员的头上。工作人员没有受伤		岭澳核电站
2	2月7日	清河检修公司员工对LIGPV210膨胀节进行仰视打磨时,大的铁屑被磨光机打飞而强行突破打磨眼镜鼻梁边缘的密封物而撞击鼻梁上方。经医院处理后无碍,第二天下午恢复现场工作		
3	2月23日	工作负责人对隔离关键点进行开工前确认,发现励磁机加热器电源L11.MD047JA本应要求为断开上锁,而被设置成闭合上锁,实际上加热器仍通电,存在人身触电风险		
4	8月21日	L2APA泵上方的管道膨胀节102JD处突然破裂,大量高温高压水蒸气泄漏飞溅,可能对附近人员造成伤害。蒸汽泄漏还导致APA泵处探测玻璃破裂,消防喷淋启动		
5	11月9日	LPO人员使用NE260房间外的电话时,电话亭忽然倒塌险些压到电话使用者,现场勘察是电话亭底座钢结构腐蚀断裂		
6	11月10日	MEF人员在危险品库房领用蓄电池电解液时,因盛装电解液塑料桶老化,搬抬时塑料桶把手至塑料桶上部破碎,造成电解液洒在地上。部分溅到一人的腿上。所幸穿着防弱酸防静电服,并及时用清水冲洗,没有造成伤害		

7.10.3 一级火险事件汇总

2005 年两核电站无一级火险事件发生。

7.10.4 零级火险事件汇总

序号	事件时间	事件描述	电站
1	2005-06-22	中间控制室火警总盘出现 114-708 区火警, 一级火警干预队检查发现 D1DAI004AC 的 19 m 层有明显焦糊味, 维修检查发现, 电梯牵引电动机局部有碰伤, 碰伤处的绝缘漆炭化造成电动机绕组匝间短路, 电流过大, 电动机有烟冒出, 引发报警	大亚湾核电站
2	2005-10-15	SA 餐厅 3 号电子炉的电源接线盒被从烟道缝隙串出的火焰烧焦, 餐厅工作人员动用一只二氧化碳灭火器将火焰扑灭, 此次电子炉起火, 引发 SA 餐厅火灾报警系统报警, 电源自动跳闸断电	
3	2005-11-28	K256 房间火灾探测系统报出火警, 现场核实火警人员发现 D2PTR001PO 轴承过热、冒烟, 运行值当即对故障泵进行了停运处理, 并按照火警响应流程启动了灭火组织, 故障泵自停运后, 异常自动消失, 整个火警响应过程中未采取实质性灭火行动	
1	2005-02-01	控制区洗衣房值班人员发现一台运行着的烘干机内部隐约出现火星亮点, 当事人立即断开烘干机加热器电源, 并停运烘干机风机, 使事态得到了控制, 事后发现加热器脱落的高温焊渣致使烘干物中的一只鞋和两只鞋套出现烧焦现象	岭澳核电站
2	2005-02-17	OPC 人员在启动 LOSHY002RD 时发现 SHY002BA 的正极中心打和负极板之间出现电火花, 表明正负极间存在放电打火现象, 打火花的地方在电解槽外部下方 (氢气罐在电解槽上方, 此房间有氧气探头)	
3	2005-04-12	LOSBE003WW 烘干机在运行 10 min 时, 操作人员发现滚筒内雾气很大, 于是停机检查烘干机内部情况, 当打开烘干机滚筒门时, 闻到胶皮味, 且看到烘干机内部上方的加热器有过热发红现象	

7.11 辐射防护事件汇总

序号	发生时间	事件性质	事件描述	电站
1	2005-10-16	人员污染	SNE 公司一员工在 RX 厂房 20 m 平台 PMC 改造现场整理气管时, 不慎造成下颌沾污, 污染面积为 4 cm ² , 污染程度 220 Bq/cm ²	大亚湾核电站
2	2005-02-09		凯利公司一名服务人员在控制区现场搬运物品过程中不慎造成头部有一个点沾污, 污染水平 156 Bq/cm ²	岭澳核电站
3	2005-02-17		纽科利公司一名员工在 LAC 厂房吊运螺栓清洗机时造成左下巴沾污, 污染水平 240 Bq/cm ² , 污染面积 10 cm ²	

续表

序号	发生时间	事件性质	事件描述	电站
4	2005-03-07	人员污染	一名外方人员在 RX 厂房 20 m 污染区内组装 MIS 机工具架时左额头沾污, 污染水平 8 Bq/cm^2 , 污染面积 15 cm^2	岭澳核电站
5	2005-03-17		MSM 一工作人员在反应堆水池底部安装导向柱造成右眼角有一个点沾污, 污染水平 210 Bq/cm^2	
6	2005-11-10	人因地面污染	从 0 m 气闸门到 RX281 的外环廊地面均发现有污染, 污染水平为 $5 \sim 300 \text{ Bq/cm}^2$, 污染面积达 15 m^2	大亚湾核电站
7	2005-01-12		凯利公司核清洁人员使用有污染的地拖进行常规核清洁工作而造成 1/2KX 厂房大面积污染	岭澳核电站
8	2005-01-11	违反辐射防护规定事件	核动力运行研究所将一装有强放射源的车辆违章停放在承包商宿舍区	大亚湾核电站
9	2005-06-21		NPIC 一名员工在 N270 房间大厅的辐射风险咨询系统计算机上自行操作进入其他系统, 导致辐射风险咨询系统不能正常运行	
10	2005-09-29		OPC 一员工从控制区拿出一批放射性的化学水样去 AL 实验室分析时, 将其中一个水样不慎丢失于 NX 南门外的非控制区。后由 RP 人员发现并及时处理, 没有造成不良后果	
11	2005-11-04		SNE 给 TEN 提供大修支持的一名人员, 在辐射控制区内从事 PMC 遗留项处理工作中, 约 20 min 没有佩戴个人电子剂量计 DM91 (将个人电子剂量计交给了同一工作组的其他人员到更衣间取物品)	
12	2005-12-29		SNE 负责的 RIS006VP 检修现场, 因不良工作习惯, 造成 2 名工作人员头部污染、1 名员工短裤污染的后果, 对该现场进行停工整顿	

7.12 特许申请汇总

序号	标题	申请内容	实施状态	技术规范	申请号	NNSA 批准号	批准日期	电站
1	关于大亚湾核电站延长 DYN 纠正性维修工作的通用特许申请	<p>有 6 类随机故障须 DYN 风机全停 (DYN 风速小于 7 m/s) 进行维修, 不能满足《运行技术规范》要求 1 小时内恢复的要求, 从而导致部分 DYN 系统的纠正性维修不能实施。</p> <p>因此申请在进行 DYN 系统送风机或排风机出口逆止风门的维修工作等 6 种纠正性维修情况下, 允许在 8 小时内恢复 DYN 正常风速, 否则要求在 1 小时内使 DYN 烟囱排气速度恢复到大于或等于 7 m/s。</p> <p>2004 年 4 月大亚湾核电站已就上述内容向 NNSA 申请了特许 (DNO-100096-LIC), NNSA 批准有效期为 1 年 (LIC-100066-DNO)。在该有效期内, 因随机不可用事件中使用特许申请的情况共 8 次, 累积持续时间 14.134 小时, 每次时间均大于 1 小时。</p> <p>鉴于上述情况, 再次提出该特许申请并将其改为通用特许申请</p>	所有运行模式	大亚湾核电站《运行技术规范》在所有运行模式中均要求: DYN 风速小于 7 m/s 时, 其维修期限仅为 1 小时	DNO-100197-LIC	2005 年未完成情况评审工作		大亚湾核电站

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
2	关于大亚湾核电站 2 号机组安全壳打压期间在 0.1 MPa 进行检查时停运 RRI 泵和 PTR 泵的特申请	安全壳打压试验是在堆芯完全卸料的模式下进行的。这时堆芯的所有燃料储存在乏燃料水池中。 这一特申请的内容是：当安全壳压力升至 0.1 MPa，性能试验人员需要进入 RX 厂房进行听音检查，以便检查安全壳四周的泄漏情况（1 小时以内），停运安全壳周围所有的电动机，包括 PTR 泵和 RRI 泵等，从而导致乏燃料水池的冷却暂时中断	堆芯完全卸料模式 (RCD)	大亚湾核电站《运行技术规范》(反应堆完全卸料模式中 2.4 节冷源) 要求：两列 PTR 必须可用，至少有一列 PTR 必须在运行，用于冷却乏燃料水池。相应地，也要求有一列 RRI/SEC 可用	DNO-100210-IIC	LIC-100133-DNO	2005-09-19	大亚湾核电站
3	关于把大亚湾核电站 D2PTR021VB 改造工作造成的一列 PTR 不可用时间延长至 78 小时的特申请	D2PTR021VB 由手动阀改为电动阀的工作是防误稀释或进项目的重要内容之一，须进行的工作总计约需 78 小时，这项工作是在堆芯完全卸料的模式下进行的。这时堆芯的所有燃料储存在乏燃料水池中。 因此申请把 D2PTR021VB 改造工作造成的一列 PTR 不可用时间延长至 78 小时	堆芯完全卸料模式 (RCD)	大亚湾核电站《运行技术规范》(反应堆完全卸料模式中 2.4 节冷源) 要求：两列 PTR 必须可用，至少有一列 PTR 必须在运行，用于冷却乏燃料水池。当一列 PTR 不可用时，机组记 PTR6 的第二组 I ₀ ，要求 3 天内恢复到符合技术规范要求的状态	DNO-100211-LIC	LIC-100132-DNO	2005-09-19	大亚湾核电站

<p>4</p>	<p>关于岭澳核电站2号机组RCP环路一冷端温度探头故障维修期限延长的特申请</p>	<p>2005年4月份开始,岭澳核电站2号机组RCP环路一的冷端温度指示(L2RCP029MT)出现瞬时故障,且故障频度在逐渐增加。检查确认L2RCP029MT探头存在间断性随机故障。根据运行技术规范要求记录第二组lo。 L2RCP029MT用于事故后监测(PAMS)。由于L2RCP029MT探头位于RCP主泵房,机组正常运行期间禁止进入,只有机组处于冷停堆状态方可处理探头故障。而岭澳核电站2号机组近期没有计划性停堆安排,且其下次换料大修(2号机组第三次大修)计划在2005年12月底才实施,因此“1个月内完成或维修”的规定执行困难。 因此申请将L2RCP029MT的探头故障修复时间延期到2号机组下次停堆窗口进行</p>	<p>反应堆功率运行模式(RP)</p>	<p>岭澳核电站《运行技术规范》(反应堆功率运行模式中4.4节反应堆保护通道和安全停堆盘)要求:反应堆功率运行期间,L2RCP029MT故障,检修必须在1个月内完成,无后备状态</p>	<p>DNO-200144-LIC</p>	<p>2005年未完成 成审评工作</p>	<p>岭澳核电站</p>
<p>5</p>	<p>关于岭澳核电站在装料期间SEC/RRI系统允许单列运行的通用特申请的申请</p>	<p>由于装料期间,乏燃料水池衰变热降低,在一定的海水温度条件下,PTR单列运行可以满足乏燃料水池温度低于50℃的要求,另外也可以通过设置PTR(B)来备用RRA保证一种冗余的冷却方式。 因此申请在装料期间,在满足特定条件的情况下,允许隔离一列RRI/SEC,进行必要的维修工作 大亚湾核电站已于2004年4月7日提出了类似的特许(DNO-100095-LIC),并已得到NNSA的批准(LIC-100067-DNO)</p>	<p>换料停堆模式(RCS)</p>	<p>岭澳核电站《运行技术规范》(换料停堆模式中2.4节冷源)要求:两列SEC可用(每列要求两台泵可用),两列RRI可用(每列要求两台泵可用),两列PTR可用,且至少一列PTR(一台泵、一台热交换器)必须在运行,以冷却乏燃料水池</p>	<p>DNO-200156-LIC</p>	<p>LIC-200075-DNO</p>	<p>2005-12-02</p>

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
6	关于 DYN 纠正性维修工作的通用特许申请	<p>有 6 类随机故障, 均属于需 DYN 风机全停 (DYN 风速小于 7 m/s) 的维修工作, 与大亚湾核电站一样, 这些维修工作不能满足《运行技术规范》要求的 1 小时维修期限要求。</p> <p>因此申请在进行 DYN 系统送风机或排风机出口逆止风门的维修工作等 6 种纠正性维修情况下, 允许在 8 小时内恢复 DYN 正常风速, 否则要求在 1 小时内使 DYN 烟囱排气速度恢复到大于或等于 7 m/s</p>	所有运行模式	岭澳核电站《运行技术规范》在所有运行模式中均要求: DYN 风速小于 7 m/s 时, 其维修期限仅为 1 小时	DNO-200157-LIC	2005 年未完成审评工作		岭澳核电站

7.13 改造项目汇总

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
1	MR MTS000042	大亚湾	X	RPA	停堆短路器换型改造
2	MR MTS000043	大亚湾	X	CRF	CRF 减速齿轮提高安全因子改进
3	MR OPM960013	大亚湾	X	JDT	主泵房火警探测系统改造
4	MR OPM960018	大亚湾	X	LG *	6.6 kV 开关柜报警信号回路改进
5	MR TEN010001	大亚湾	X	PMC	换料机升版改造
6	MR TEN010002	大亚湾	0	JDF	4700 火警系统改进
7	MR TEN010011	大亚湾	X	APG	APG001RF 非再生式热交换器改造
8	MR TEN010022	大亚湾	0	MIS	ED1 污水站油水分离装置改造
9	MR TEN010037	大亚湾	X	RIS/EAS	事故后再循环工况下 EAS/RIS 到 PTR001RA 管线密封性改进
10	MR TEN010042	大亚湾	X	RCP/RRA	冷停堆期间防止堆芯裸露改进
11	MR TEN010045	大亚湾	0	SEO	05F0402BA 活化槽改造
12	MR TEN010052	大亚湾	X	RRA/RCV/ TEP/RPN/ RGL	防误稀释改进
13	MR TEN020004	大亚湾	X	LRT	大修期间再供电改进
14	MR TEN020027	岭澳	X	LG *	6.6 kV 配电盘加装报警连片改进
15	MR TEN020036	两电站	X	SAR	仪用压缩空气品质改造
16	MR TEN020042	岭澳	X	REN	稳压器汽相排气至 TEP 前置罐
17	MR TEN020055	大亚湾	X	RCP	K1 级测量传感器测量通道改造 (AIR-IB)
18	MR TEN020058	两电站	X	RRM	反应堆顶盖上 CRDM 风管支撑法兰侧面升检查窗 II
19	MR TEN020060	大亚湾	9	SGZ	ZAI 区 CO ₂ 贮气瓶改造
20	MR TEN020061	大亚湾	X	KRT	KRT008MA 进行换型改造
21	MR TEN030005	大亚湾	X	VVP	用 K1 类别变送器更换 VVP007 ~ 015MP
22	MR TEN030009	大亚湾	X	ASC	火灾事故规程 I4D 实施现场改造
23	MR TEN030017	岭澳	X	RPE	RPE001BA 连接管线改进
24	MR TEN030018	大亚湾	X	SIR	SIR 加药系统自动化改进
25	MR TEN030026	大亚湾	9	KME	KME 系统更新改造
26	MR TEN030030	大亚湾	X	RRA	鉴定设备使用的电源 UP 与反应堆厂房内非鉴定设备分开
27	MR TEN030045	大亚湾	X	GME	GME 系统汽轮机高压缸转子胀差定值修改改进
28	MR TEN030053	大亚湾	X	DSL	DSL 系统主控制室安全照明电池改进
29	MR TEN030058	大亚湾	X	LAB	常规岛充电器升级换型改造
30	MR TEN030060	大亚湾	X	AGR	AGR 离心式净油机改造
31	MR TEN030061	两电站	X	PTR	PTR335 管线增加疏水截止阀

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
32	MR TEN030062	岭澳	9	LGR	岭澳核电站 LGR 电磁锁改造
33	MR TEN030072	两电站	X	APG	APG013/014VE 调节阀盘根压盖加装碟簧改进
34	MR TEN030075	岭澳	0	SEP	增加 OSEP401/402BA 备用水源
35	MR TEN030079	岭澳	0	MIS	LAF 车间加装一台 5/20t 行车
36	MR TEN040005	大亚湾	X	GEV	主变压器低压套管改造
37	MR TEN040008	岭澳	X	LBJ	增加 LBJ 系统蓄电池组容量
38	MR TEN040016	大亚湾	X	LGC	D9LGR 至 DI/2LGC 中压电缆扩容改造
39	MR TEN040023	大亚湾	0	GEW	更换运动 RTU 装置
40	MR TEN040031	大亚湾	X	EPP	安全壳泄漏率在线监测系统改造
41	MR TEN040038	大亚湾	X	CFI	旋转滤网内条冲洗喷嘴移位
42	MR TEN040043	两电站	X	CEX	CEX006~008SP 差压表改绝对压力表换型改造
43	MR TEN040044	两电站	X	SAR	GCT131/132/133VV 供气管道更换材质
44	MR TEN040060	两电站	X	LHP/LHQ	柴油机 (LHP/LHQ) 冷却水管道支架改进
45	MR TEN040063	大亚湾	0	DMP	PX 厂房吊车 0DMP002PR 控制回路改造
46	MR TEN040068	岭澳	0	GEV	新建主变压器备用相平台
47	MR TEN040074	大亚湾	X	GSY	GSY002AB 控制电源改造
48	MR TEN040079	两电站	0	LTR	岗亭增加防雷措施
49	MR TEN040084	大亚湾	2	CEX	凝汽器水室防腐衬胶改进
50	MR TEN040085	大亚湾	X	LHQ/LHP	应急柴油机涡轮增压机支撑改进
51	MR TEN050016	大亚湾	X	LBA	LBA/LCA/LCC/LDA 蓄电池组改造
52	MR TEN050019	大亚湾	2	GEX	发电机励磁机转子对轮副螺栓孔加装衬套
53	MR TEN050020	岭澳	X	LAB	LAB/LBM 蓄电池组改造
54	MR TEN050023	大亚湾	X	LNE	更换 LNE406 开关
55	MR TEN050025	大亚湾	2	AHP	AHP 系统部分疏水管线改造
56	MR TEN050027	两电站	9	LLS	更换 9LLS001AR 中电流继电器 001X1/002X1 的电流档位
57	MR TEN050039	岭澳	X	PTR	按新技术规范要求修改部分系统的报警定值
58	SMR TEN010054	大亚湾	X	GRV	取消 GRV007LP/S
59	SMR TEN020009	大亚湾	X	ATE	ATE200AR 配电柜抽屉开关电源指示灯运行方式改造
60	SMR TEN020016	大亚湾	X	GSS	GSS 系统浮筒液位计堵头隔离阀改造
61	SMR TEN020022	大亚湾	X	SEN	SEN 泵轴封改造
62	SMR TEN020058	岭澳	0	SDA	SDA 自吸泵增加充水管线
63	SMR TEN030017	岭澳	X	GFR	GFR028VIL/025VH 加装取样阀
64	SMR TEN030025	大亚湾	X	SEP	SEP 系统常规岛部分加装隔离阀
65	SMR TEN030029	岭澳	1	APU	1APU301/502/601/602PO 压力表盘, 冷却水管道位置变更

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
66	SMR TEN030044	大亚湾	X	PTR	PTR050/051CC 报警复位功能改进
67	SMR TEN030048	岭澳	X	CRF	CRF 进入凝汽器的入口母管 (A 列和 B 列) 加装取样管
68	SMR TEN030077	两电站	9	JPD	9JPD001/002PO 吸入口加装水过滤器
69	SMR TEN030079	大亚湾	X	AGR	AGR101/201ZV 排风与排油管线改造
70	SMR TEN030100	大亚湾	0	SDA	SDA 树脂清洗塔引入除盐水
71	SMR TEN030131	岭澳	X	CTE	CTE001/002PO 出口逆止阀与出口压力表间加装排气阀
72	SMR TEN030140	岭澳	0	SER	除盐水取样管改造
73	SMR TEN030156	两电站	9	ASG	9ASG 补水管线加装在线氧表
74	SMR TEN030160	岭澳	X	REA	9REA 增加氧表
75	SMR TEN030164	岭澳	X	EAS	EAS908VR 所在管线加设支架
76	SMR TEN030178	大亚湾	X	SEN	SEN001FI 壳体仿制
77	SMR TEN030189	两电站	X	RCV	RCV006LP 换型
78	SMR TEN030191	岭澳	9	DVN	9DVN002/004LP 取样点移位
79	SMR TEN030196	岭澳	0	JPT	JPT/JPD 消防雨淋阀疏水管线增加检漏装置
80	SMR TEN030206	岭澳	X	ASG	ASG001TC 排汽口通道改造
81	SMR TEN030208	两电站	X	RAM	RAM 系统开关位置指示灯改造
82	SMR TEN030212	岭澳	0	MIS	EL 厂房 101 配电通风改造
83	SMR TEN030222	岭澳	0	DNB	AC 厂房电梯机房增加检修电源插座
84	SMR TEN030223	岭澳	9	DVN	DVN 系统送排风机逆止风门连锁机构改进
85	SMR TEN030224	岭澳	0	SDA	OSDA201/202MG 取样管线改造
86	SMR TEN040002	两电站	X	RPE	加快大修 回路排水改造
87	SMR TEN040004	两电站	X	SAR	SAR 系统中直径为 10 cm 的管道加装支架
88	SMR TEN040009	岭澳	0	SAP	增设手动疏水阀改造
89	SMR TEN040023	岭澳	0	MIS	档案馆缩微片库空调改造
90	SMR TEN040029	岭澳	1	JPT	备用变压器消防水改造
91	SMR TEN040037	岭澳	X	KRG	KRG203/204/205AR 机柜照明改造
92	SMR TEN040052	岭澳	X	CFI	CFI001 ~ 004CF 加氟框加药结构改造
93	SMR TEN040053	岭澳	X	CFI	CFI311/313/322/324BA 油箱更换为较大的油箱
94	SMR TEN040056	岭澳	X	DMR	将 57 钩提升电动机保护继电器换成与额定电流相匹配的继电器
95	SMR TEN040058	岭澳	X	AGR	AGR 净油机前 AGR166VH 的进油管重新布置
96	SMR TEN040060	两电站	X	GGR	GGR 取样阀改造
97	SMR TEN040061	岭澳	X	CVI	CVI116/216/316VL 阀门及管道安装标高改造
98	SMR TEN040075	岭澳	2	RPE	纠正 2RPE2133 疏水管线排向的改造
99	SMR TEN040078	岭澳	2	RIC	R181 房间增加 220 V 交流电源和 24 V 直流电源
100	SMR TEN040084	岭澳	X	STR	STR001DZ 排汽阀 006VV/054VV 下游的管段出口调整

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
101	SMR TEN040089	岭澳	0	LKZ	将 LAF239 网络机房电源改为独立电源
102	SMR TEN040090	大亚湾	X	APP	APP101/201UA 供电回路增加开关
103	SMR TEN040098	岭澳	X	LMA	LMA232 开关换型改造
104	SMR TEN040102	大亚湾	X	SIT	SIT 系统联氨表换型
105	SMR TEN040107	岭澳	X	CEX	CEX001F1 反洗驱动轴盘根加装引漏管
106	SMR TEN040110	岭澳	X	MIS	主变压器检修电源改进
107	SMR TEN040112	两电站	X	PTR	KX 厂房传输池安装水位标尺
108	SMR TEN040118	大亚湾	X	SER	在 MX 厂房 16 m 平台加装 SER 隔离阀
109	SMR TEN040119	岭澳	0	LKX	OLKX103/302 上下级漏电保护设计不合理
110	SMR TEN040121	岭澳	0	SAT	将 SAT 压缩空气引至 9LGR101/201TA 附近
111	SMR TEN040134	岭澳	1	DVM	1 号机组汽轮机厂房风机 SF002 供风管路改造
112	SMR TEN040135	岭澳	X	GEX	1 号和 2 号机组过激磁继电器一段时间定值的修改
113	SMR TEN040136	岭澳	X	CTE	修改整流器上限定值停机报警定值和槽压高报警定值
114	SMR TEN040138	岭澳	X	DVP	将 DVP007/008ZV 风机换成防腐风机
115	SMR TEN040141	岭澳	X	CGR	CGR 系统齿轮箱主油泵出口加装排气阀
116	SMR TEN040149	岭澳	9	TEP	加长 TEP007BA 排气阀 9TEP70VD 排气管道
117	SMR TEN040152	两电站	9	DNN	NC176 房间增加照明和电源
118	SMR TEN040154	两电站	X	GRE	GRE001HV 换型
119	SMR TEN040155	大亚湾	9	LK1	9LK1006/007AA 接线修改
120	SMR TEN040165	岭澳	0	LLX	取消 OLLX2105 上游开关状态信号的联锁
121	SMR TEN040166	两电站	X	SLT	SLT001GF 的 48 V 电源指示回路改进
122	SMR TEN040167	岭澳	0	DVQ	DVQ001GF 的 48 V 电源指示回路改进
123	SMR TEN040173	岭澳	X	APP	APP101/201 机柜空调改造
124	SMR TEN040174	岭澳	9	SEO	主控制室疏水管线 9SEO326 改造
125	SMR TEN040175	大亚湾	X	DVM	常规岛空调 DVM008~011 改造
126	SMR TEN040178	两电站	0	MIS	给新岗亭 (UG、LUG、LTB/TC) 增加电源
127	SMR TEN040179	岭澳	0	LKM	LAC 厂房检修接线盒的改造
128	SMR TEN040180	岭澳	0	SEL	QB 厂房废液储存罐呼吸管道改造
129	SMR TEN040186	两电站	X	DVC	将 DVC119VA 阀门反转 180° 安装
130	SMR TEN040187	大亚湾	X	DVM	DVM901~910RA 风门的接触器换型改造
131	SMR TEN040188	岭澳	X	DWL/TEU/ PTR/DEG	DWL/TEU/PTR/DEG 系统取样点改造
132	SMR TEN040190	大亚湾	0	PSS	北龙处置场柴油发电机排气管更换
133	SMR TEN040191	岭澳	0	KKK	LUG 车道手动控制改造
134	SMR TEN040192	两电站	X	LHP/LHQ	柴油发电机渗油收集排放管加长
135	SMR TEN040193	岭澳	2	LKH	ODWY004 电源开关改造
136	SMR TEN040195	大亚湾	X	GCR	GGR002/003ZV 控制回路改造

续表

序号	项目编号	核电站	机组	系统	项目描述
137	SMR TEN040197	岭澳	X	CFI	CFI 盘柜室改造
138	SMR TEN040200	两电站	X	REN	REN 软管增加取样三通阀
139	SMR TEN040202	岭澳	X	SAP	SAP001/002DS 干燥器进出口过滤器改进
140	SMR TEN040203	岭澳	X	DMW	消除 DMW001AA 报警故障
141	SMR TEN040205	大亚湾	X	GEV	主变压器6号和7号冷却器热继电器换型改进
142	SMR TEN040206	岭澳	X	SEK	SEK005/006PO 泵的吸入口管加装改造
143	SMR TEN040207	岭澳	9	RPE	N102 J 1房 L9RPE0574 管线加装逆止阀
144	SMR TEN050003	大亚湾	X	DVK	DVK 系统碘吸附器空气吹扫调节阀改造
145	SMR TEN050004	两电站	X	LNP	取消 LNPO01TB 配电盘内电阻和插座
146	SMR TEN050005	大亚湾	X	DVK	在 DVK001/002VA 阀门上方加装滑轮
147	SMR TEN050010	岭澳	X	STR	STR001MP/005/006EP 接线和图纸不符合
148	SMR TEN050024	岭澳	0	LKJ	0LKJ205 漏电定值更改
149	SMR TEN050025	岭澳	X	SEN	SEN001F1 增加引漏管
150	SMR TEN050026	大亚湾	X	CVI	CVI101/201/301 PO 电动机过电流保护定值修改
151	SMR TEN050027	岭澳	0	LKL	LMG 厂房门前岗亭增加电源
152	SMR TEN050029	大亚湾	2	DVM	2DVM911~917RA 天窗电动机接线修改
153	SMR TEN050040	大亚湾	0	LKQ	通讯用 UPS 电源改造
154	SMR TEN050041	大亚湾	0	SEN	DWN010/020SD 取样点移位
155	SMR TEN050042	岭澳	0	LKY	LAR 1 1房仓库照明及照明控制改造
156	SMR TEN050043	岭澳	0	LKZ	LAF 1 1房仓库照明控制改造
157	SMR TEN050044	岭澳	X	DVC	DVC 主送风管路加热器保护熔丝增容改进
158	SMR TEN050047	岭澳	X	DMH	DMH/DMN/DMW 的电源回路改造
159	SMR TEN050048	岭澳	X	LRT	修改再供电开关的漏电保护定值
160	SMR TEN050050	大亚湾	X	ACO	ACO001/0031P 更换
161	SMR TEN050055	岭澳	0	KLP	岭东甲、乙线线路保护定值更改
162	SMR TEN050058	大亚湾	9	SEP	核岛连接厂房 SEP 系统增加取水点
163	SMR TEN050062	岭澳	0	LKL	LMG 增加供电电源
164	SMR TEN050082	大亚湾	X	ATE	ATE 酸碱泵出口排空阀出口管线改造
165	SMR TEN050093	大亚湾	X	JPH	常规岛厂房内 16 m 消防水的试验排放管与警铃管排
166	SMR TEN050095	大亚湾	X	RPE	RPE538 管线延长到 RPE015PS 地坑水面以下
167	SMR TEN050099	大亚湾	X	GST	GST039-40-SD94 管线增设支架
168	SMR TEN050107	岭澳	0	LKU	L110 检定室增加电源插座
169	SMR TEN050108	岭澳	0	LKZ	LAF 二楼仓库增加电源

第八章 专题报告

WANO 和 NOAC 组织对大亚湾核电站和岭澳核电站进行合同同行评审

符祥群

应大亚湾核电站和岭澳核电站的邀请,世界核营运者协会(World Association of Nuclear Operators, WANO)和中国核电厂运行评估委员会(Nuclear Operation Assessment Committee, NOAC)联合在2005年9月5日至23日进行了为期三周的同行评审活动。评审队由WANO巴黎中心派出的同行评审项目经理Serge Blond先生担任队长,NOAC派出的秦山核电站二期副总经理蒋国元先生担任副队长,共有来自国际同行领域的专家14人,来自国内同行领域的专家11人参加了本次同行评审活动。

WANO和NOAC同行评审以“WANO业绩目标和标准”及各评审队同行专家丰富的知识和经验为基准,通过对评审电站现场厂房、系统、设备等硬件状况以及人员的表现情况进行深入细致的观察,从现场到管理,从基层到领导,找出被评审电站与业绩目标和标准(即世界先进水平)之间的差距,形成待改进领域(Area For Improvement, AFI),是同行评审最主要的任务。

本次同行评审活动是第一次国际同行评审组织和国内同行评审组织联合进行的评审,并且同时对两个核电站的四台机组进行同行评审活动。评审的专项领域有:组织管理、运行、维修、技术支持、经验反馈、辐射防护、化学、培训与授权、消防并覆盖安全文化、工业安全和人员绩效等公共领域。大亚湾核电站在2000年的9月份曾经接受过一次WANO对9大领域的评审活动,对电站安全可靠性的提高起了很大的促进作用。岭澳核电站是首次接受WANO的同行评审。

运营管理公司十分重视本次联合评审活动,把它看作是一次提高电站安全可靠水平,提高营运业绩的良好机会。与2000年进行的同行评审一样,评审活动同样提前一年开始准备工作。准备工作大约在2004年的12月份开始,成立了由公司刘达民副总经理、生产部郭利民经理负责,每个专项评审领域配备两个对口人的电站对口人组织,开始了各项准备工作。同行评审准备工作主要包括电站状况检查与纠正、后勤准备、预访问和文件准备。

在2005年的3月8日至21日,WANO和NOAC在大亚湾核电站和岭澳核电站现场安排

了一次为9月份全方位同行评审准备的预访问并开展了一次对岭澳核电站大修现场的专项评审。预访问小组由WANO巴黎中心同行评审项目经理 Serge Blond 先生和国防科工委系统二司丁云峰处长带队,三名外方专家及四名中方专家组成。在预访问期间对现场的观察结果没有单独交给核电站,所写出的观察报告仅作为9月份的评审活动的一部分。预访问期间,双方就现场评审的后勤准备如评审队办公设施、居住地、交通等进行了讨论;在文件准备方面就事件报告提出了专门的要求,列明了必须提供的事件报告清单。

文件准备是以文件形式向评审队成员介绍电站各方面的情况,时间上要求介绍电站各领域的文件包必须提前一个月到达各评审队成员手中。该工作是WANO同行评审准备工作的重要内容之一。对此,WANO巴黎中心提前一年给出了文件准备的要求纲要,并且在预访问期间对纲要进行了讨论、修改和补充。电站十分重视文件准备工作,将文件准备作为单项目管理,指派项目负责人和各个领域的文件准备负责人,由电站同行评审对口人小组负责领导。

本次同行评审文件准备与2000年大亚湾核电站的同行评审活动相同,文件准备以英语进行。按照WANO文件准备要求大纲的要求,文件准备主要从两方面就GENERAL INFORMATION和FUNCTIONAL AREA来着手进行。GENERAL INFORMATION包括:对口人信息、公司情况一般介绍、周边地理环境介绍、人厂培训要求内容、组织结构与标准、重要会议、压水堆核电站技术、电站运作流程等。FUNCTIONAL AREA包括各个评审领域各方面的情况如组织结构与管理要求、程序、指标、运作流程等介绍。与2000年大亚湾核电站同行评审提供书面文件不同之处是本次同行评审提供电子文件,文字量达130 MB,通过光盘形式邮寄至各评审队成员手中。

本次中外联合进行的同行评审活动,由于有接近一半的中方同行专家参与,减少了与现场人员沟通过程中不少的语言障碍,保证了对现场文件内容的了解和掌握,提高了评审的准确性和效率。同行评审经过三周现场的评审活动,对9个专项评审领域和几个公共领域开展了深入细致的评审工作,冒着酷暑深入现场的每一个角落,检查系统设备状况,观察各项现场生产活动,访谈了各岗位的电站相关人员,查阅了电站有关的文件资料,编写了上百份的观察报告,汇成了三个强项和26个待改进领域(AFI),并分析了导致各个AFI存在的原因且提出了改进建议。

大亚湾核电站和岭澳核电站在2005年9月WANO和NOAC同行评审完成后,组织电站各个评审领域的有关人员,在公司管理层的指导下,分析了导致所有AFI存在的原因,并参考了WANO和NOAC评审队所作的原因分析和改进建议,制定了相对应的纠正行动。

在所制定的纠正行动中,虽然有部分纠正行动会以年度工作计划的形式来落实,但整个与本次评审所有AFI有关的纠正行动将会作为独立的项目,由专人负责跟踪管理。同行评审对口人小组将继续存在,并将定期评价其纠正行动执行的状态。纠正行动的实施状态将定期向高层管理团队汇报,以评估其进展状态并及时采取必要的调整,确保纠正行动的有效性。

公司和电站管理层高度关注同行评审报告概要(Executive Summary)部分提到的四个问题:Overconfidence or complacency, Effective presence of managers in the field, Complete use of the training process, Event analysis and complete corrective actions。电站同时还注意到,本次大亚湾核电站和岭澳核电站同行评审部分AFI与2000年大亚湾核电站同行评审所给出的AFI有相同之处,如工业安全,说明了问题的深度和解决问题的难度。两电站对上述关键和疑难问题进行了深入的根本原因分析,确保纠正行动是针对根本原因而制订的,并将其放在中国

核电快速发展的背景之下来加以考虑。重要的纠正行动都进入了 DNMC 2006—2010 年新版五年发展计划，并将采用 PDCA 管理循环的方式来加以推进。

为全面评估大亚湾核电站和岭澳核电站对本次同行评审所有 AFI 所采取的纠正行动的有效性，电站还特别邀请 WANO 巴黎中心和 NOAC 在 2007 年第二季度对大亚湾核电站和岭澳核电站进行跟踪回访。

大亚湾核电站十年安全评审组织与实施

秦余新

1. 十年安全评审背景及目的

1999年3月,国家核安全局发布了核安全法规《运行核电站的定期安全审查(征求意见稿)》(HAF0312),十年安全审查(Periodic Safety Review, PSR)已经成为国家核安全局(National Nuclear Safety Authority, NNSA)对运行核电站实施核安全管理的一种要求。它是对常规审查和专门审查的补充,是一种综合性和系统性的安全重新评估过程。该审查涉及已经进行过的改造、运行经验反馈、电站积累的老化效应、组织机构的变化以及安全标准和核安全技术的发展。

根据NNSA的要求,大亚湾核电站于2001年初成立了以生产部经理为负责人的“三个十年”(十年安全评审、十年改造、十年大修)工作协调委员会和以生产部核安全处处长为组长的十年安全评审领导小组,开始进行PSR初期的调研和评审大纲准备工作。在此期间,审查小组成员参加了国际原子能机构(IAEA)在秦山核电站举办的研讨班、访问EDF以及就PSR专题在大亚湾核电站现场与EDF举行研讨会,从而有效地了解国际上在PSR方面的经验,为进一步领会安全法规(HAF0312)精神、理解PSR工作的内容、范围和方法提供了帮助。为了进一步加强PSR工作的领导和有效开展工作,广东核电合营有限公司于2001年7月正式成立了以公司总经理部为“三个十年”领导小组和以技术部经理领导下的十年安全审查和十年改造(GuangDong Ten-years Modification, GTM)中长期工作。由此开始,PSR项目正式全方位启动。

十年安全审查的目的在于全面了解核电站的实际安全状况,检查核电站与最新的核安全标准和国际实践的符合(遵从)性,并针对发现的缺陷提出并实施切实可行的纠正措施,确保核电站在后续的运行寿期内始终保持高的安全水平。

2. 十年安全评审组织和管理

大亚湾核电站十年安全审查按照专题项目管理方式进行,首先由总经理部指定十年安全审查项目总负责人,并由总负责人负责成立项目领导小组,指定各审查专题的负责人,制定十年安全审查方法、范围、策略与大纲,以推动相关专题的审查。通过建立的项目组,明确了责任和分工。组织机构如图1。

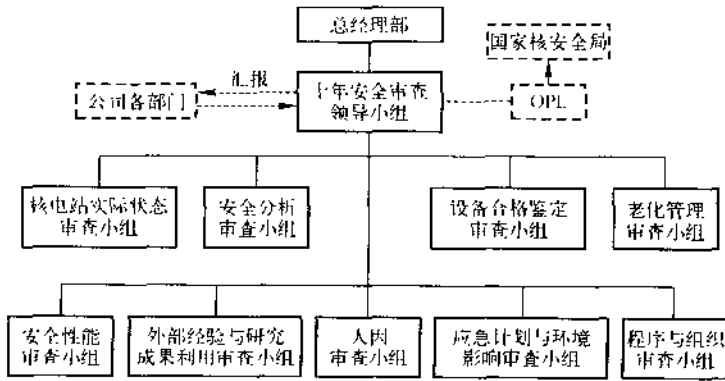


图1 十年安全评审的组织机构图

3. 安全审查策略

大亚湾核电站主要依据国家核安全局安全法规草案《运行核电站的十年安全审评》(HAF0312)、参考了IAEA和法国同类核电站十年安全评审的有关参考文件的基础上,编写了《大亚湾核电站十年安全审查大纲》。在该大纲获得国家核安全局的审查认可后,按照《大亚湾核电站十年安全审评大纲》制定的评审计划,大亚湾核电站在2003年年底完成首次十年安全审查工作。

大亚湾核电站十年安全审查在质量保证体系下,按法规要求审评11个安全因素,并在确定论的基础上,充分利用PSA方法,对相关的安全问题进行审查。十年安全审查还充分利用国内外特别是法国同类核电站有关的研究成果,以及常规安全审查和专门安全审查的结果,以便最大限度地减少重复性工作。

4. 安全审查方法

大亚湾核电站以最新安全标准和安全实践对11个安全因素进行审评。对电站实际状态、安全分析、设备鉴定等安全因素,大亚湾核电站首先对比当今应用的安全参考文件,考虑到运行经验反馈、已经进行过的工程改进、可能的维修影响、老化效应以及相关的核安全分析的结果,审查核电站现实状态是否符合当今应用安全基准的要求找出偏差。同时将对电站当今应用安全基准与最新安全标准和安全实践进行比较,找出偏差。

对真正影响运行安全的偏差,利用确定论与概率论方法进行分析,对确实影响安全运行的安全缺陷,提出纠正行动,并论证采取纠正行动后电站运行的安全水平能满足新的法规、标准要求。

对其他安全因素的审查,大亚湾核电站将充分利用国际上的良好实践进行审查。例如,法国EDF核电站,IAEA, FROG, WANO的同行评审等。

图2为十年安全审查对各安全因素的一般性审查方法。

5. 安全审查文件

为了规范十年安全审查活动,在开始PSR审查活动之前,经过研究国内外经验反馈,在充分研讨的基础上,制定了《大亚湾核电站十年安全审查大纲》,在国家核安全局批准后正式实施。同时获得国家核安全局批准并实施的程序还包括《大亚湾核电站十年安全审评(PSR)之安全参考文件及应用的标准、法规、实践和知识》。

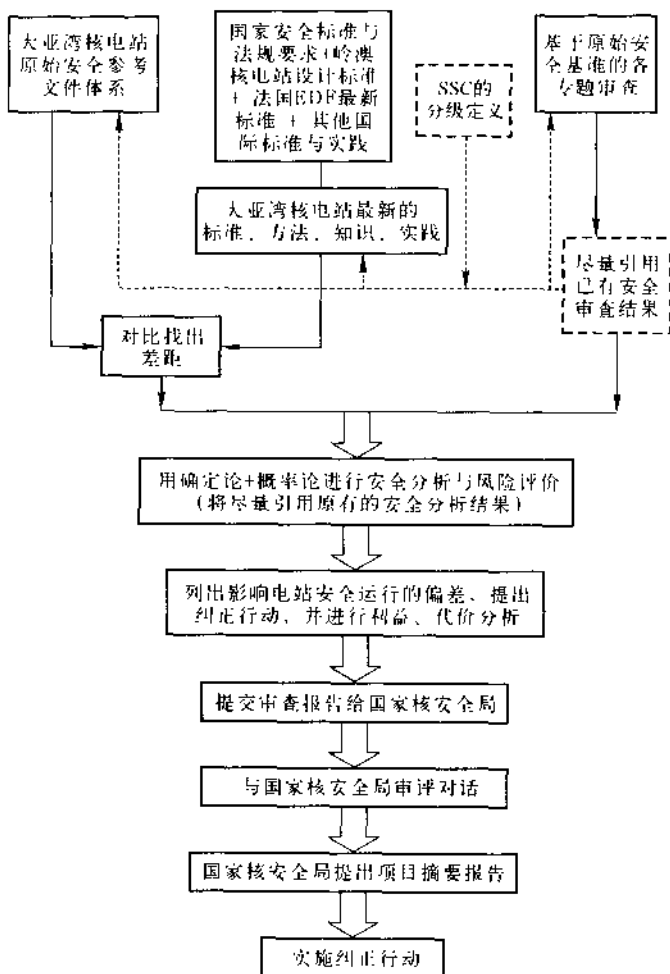


图2 安全因素的一般性审查方法

按照电站质保要求，针对十年安全审查活动，制定了由质保部经理和公司总经理签发的《大亚湾核电站十年安全审查质保程序》以及《十年安全评审项目组织与管理程序》。

在《大亚湾核电站十年安全审查大纲》和《大亚湾核电站十年安全审查质保程序》的指引下，各专题审查小组制定了各自的专题审查程序和专项审查细则，用以指导和规范审查活动。专题审查程序共 11 份，专项审查细则共 37 份。

通过对《大亚湾核电站十年安全审查大纲》中规定的 11 个安全因素各审查专项的审查，形成审查报告草稿，向电站核安全委员会（Plant Nuclear Safety Committee, PNSC）报告所有审查结论。如果涉及到电站工程改造项目，在报告 PNSC 之前，还报告电站工程技术委员会（Plant Engineering Committee, PEC）。在获得 PNSC 和 PEC 两个委员会批准之后，形成最终审查结论，由此产生各安全因素 11 份专题审查报告、25 份专项审查报告和《十年安全审查总体报告》。

按照《大亚湾核电站十年安全审查大纲》的规定，在 PSR 活动期间，分阶段提交以下审查文件（报告）：

- (1) 大亚湾核电站十年安全审查大纲;
- (2) 大亚湾核电站十年安全审评 (PSR) 之安全参考文件及应用的标准、法规、实践和知识;
- (3) 十年安全审查的安全系统设备 (SSC) 清单 (FSAR 审查阶段已经提交 NNSA 并获得批准);
- (4) 十年安全审查之各安全因素专题审查报告;
- (5) 十年安全审查之各安全因素之各专项审查报告;
- (6) 十年安全审查总体报告;
- (7) 十年安全审查综合纠正行动计划。

通过规范化的审查过程, 及阶段性的文件提交, 确保了审查结果和过程的可追溯性和完整性, 使安全审查的结论和质量得到了保证。

6. 总体审查结论

对影响安全的 11 个因素的审查表明, 大亚湾核电站对安全文化有着深刻认识和持续改进不懈追求, 而且有一套较成熟的改进管理文件体系及外部经验反馈和研究机制。通过采纳和跟踪相关的重要外部经验反馈, 实施了或正在实施安全相关的重要改进项目。经过十年的运行, 大亚湾核电站不但维持了原始安全水平, 符合 FSAR 要求, 而且与同类型机组的当今安全水平差距不大。

由于大亚湾核电站自身的发展, 已经过渡到群堆管理模式, 经过 NNSA 及 IAEA 的相关审查, 认为群堆管理模式可以保障电站安全稳定的运行。

由于大亚湾核电站在运行技术规范遵守、定期试验监督大纲执行、事故规程管理、预防性维修大纲与在役检查大纲执行、瞬态管理等方面有完善的管理机制, 核安全相关重要系统与设备得到有效管理, 性能指标良好。

通过十年安全审查, 大亚湾核电站已经关注到建立设备鉴定管理体系和老化管理体系的重要性, 并且设立了负责部门和专门人员研究与实施有效管理。

通过与最新的安全标准和安全实践的比较, 大亚湾核电站在某些领域仍有一定差距。电站认真分析了这些偏差, 并对偏差进行了分类, 将对偏差进行分析论证, 并制定纠正措施。

特别值得指出的是: 大亚湾核电站通过参考外部经验反馈, 开创性地审查了以下内容和专题。其中的安全实践非常值得推广, 对核安全的提高具有重要意义。

(1) 实际状态专题审查: 抗震支撑 (设备和高能管道)、小支管振动疲劳、管道热疲劳、地震作为初因事件专题审查代表了当今最新的安全实践, 是对电站正常的检查、维修活动的重要补充, 也填补了国内核电站在此方面的空白。对完善电站的运行、维修活动具有重要的指导意义。

(2) 安全分析专题审查: 设备分级、防火、电站的系统和屏障专题审查代表了最新的安全实践, 通过本次审查, 大亚湾核电站既论证和纠正了偏差, 同时又锻炼了技术队伍, 掌握了最新的实践。

(3) 设备合格鉴定专题审查: 大亚湾核电站不但完善了原设备鉴定清单, 而且开创性地提出设备鉴定的维护手段 (要求), 并且准备建立相关的维修要求导则。通过本导则的建立, 必将大大提高鉴定设备的安全状态。

(4) 老化管理审查: 电站已确立了以技术部副经理领导下的由设备管理专业部门牵头、专职工程师负责的专项工作小组负责电站老化管理活动。

(5) 环境影响专题审查：通过本次审查增加了航运事故补充分析，这是对环境影响评价的重要的扩展。

审查组认为，经过十年的运行，通过业主和营运者的共同努力，大亚湾核电站原始安全水平得以保持，并在各方面皆有不同程度的提高。实施本审查提出的纠正措施后，安全水平将符合最新法规、新技术发展和安全实践的变化，能够保证电站下个十年的安全稳定运行。

审查组认为，本次审查，策略合理，方法得当，结论清楚，纠正措施适当。特别是通过审查，开创性地进行了某些领域的检查，建立了科学的方法，对电站的安全稳定运行，具有重要的指导意义。

大亚湾核电站 GTM1 改造项目准备与实施

秦余新

大亚湾核电站自 1994 年投入商业运行以来, 大大小小的工程改进项目一直没有间断地进行, 但这些改造项目主要是针对现场运行和维修存在的问题和异常, 很零散和具有突发性。为了使工程改造工程有计划、有目标地进行, 1999 年工程处根据电站的统一部署, 启动了十年改造研究和规划工作。

大亚湾核电站在启动 GTM1 (GuangDong Ten-years Modification) 改造计划以前的改进状况跟 EDF 的 CPY 机组早期 (1977—1986 年) 的改进情况极其相似, 这些的弊端是很明显的: 很难对改进后各个电站安全水平逐次评价; 很难保证现场运行文件的一致性; 很难确定适合电站执行的安全标准或运行技术规范。

1986 年开始, EDF 决定通过拟定一个标准来推行电站改进的标准化进程, 对于 CPY 机组是在“系列结束状态 EFP”的基础上推行改进的标准化。1990 年初, EDF 引入一种新的手段来推行核电站改进的集成工作, 以期获得更好的进度控制和文件升版控制, 同时避免单项改进简单集成造成难以推广的问题。根据新的集成手段, EDF 逐一分析了截止到 1990 年 6 月 30 日前的改进, 将其中适合共享的改进项目鉴别筛选出来, 为每个电站列出了一个要求改进的项目清单, 这一改进清单称之为 LOT90。

1991 年 EDF 提出了“成批改进 LOT”策略, 最初“成批改进”计划为 3 年一次现场实施, 称之为 LOT93。1994 年又将“成批改进 LOT”的 3 年一次改为 10 年一次现场实施, 即 LOT VD2。LOT93 于 1994 年首先在 Blayais 核电站 3 号机组上实施, 1996 年已在所有的其他 CPY 机组上完成实施。LOT VD2 于 1998 年首先在 Tricastin 核电站 1 号机组上实施, 2008 年将在所有的其他 CPY 机组上完成实施。“成批改进 LOT”策略的实行至少有以下 3 个好处: 机组改造前后所执行的安全标准和技术规范是明确的; 文件修改较统一, 文件的一致性可得到较好的保证; 相关标准的使用比较稳定。

基于大亚湾核电站的改进现状以及 EDF 的“成批改进”策略, 1999 年 7 月, 维修部技术支持处成立了中长期改进工作小组, 开始着手研究和制定大亚湾核电站的中长期改进的政策和策略。在 EDF 的成批改进 LOT93 和 LOT VD2 中改进项目的基础上研究和制定第一个十年改进项目 (GTM1) 的选择、分析论证和实施计划。中长期改进的总方针就是遵守安全法

规、确保安全水平和提高电站的经济效益。改进信息来源主要来自大亚湾核电站的运行经验反馈、CPY 机组的运行经验反馈、岭澳核电站与参考电站的技术设计不同点、岭澳核电站的设计变更、EDF 的成批改进项目、大亚湾核电站十年安全评审 (PSR) 建议的改进行动、核安全与环境保护监督管理部门的要求等。通过在大亚湾核电站的第一个十年大修中实施 GTMI 改进, 实现以下目标:

(1) 消除系统和设备在设计、制造和安装等方面的缺陷, 确保电站满足原设计的安全标准;

(2) 参考岭澳核电站的改进项目、EDF 的 CPY 机组 LOT93 和 LOT VD2 两个成批改进项目, 使大亚湾核电站的水平接近甚至达到岭澳核电站和 EDF 的 CPY 机组当前的水平;

(3) 提高大型关键设备的可靠性和电站的可用率, 使电站的能力因子接近或达到世界先进水平;

(4) 对故障率高、技术明显落后等系统和设备进行更新换代。

经过分析最终确定了第一个十年改进 (GTMI) 共包括 13 个改进项目:

(1) 提高电站安全水平的改进

防误稀释改进、冷停堆情况下防止堆芯裸露改进、K1 级 AIR-LB 模块改进、第三道屏障的延伸改进、RCV061VP 和 ASG135VP 控制电缆防火和加装声力电话。

(2) 提高电站经济性的改进

PMC 燃料装卸设施改进、RCP 主泵泵房火警探测改进、大修期间再供电 LRT 改进。

(3) 消除设计缺陷的改进

RPR 停堆开关更换、K1/K3 级设备 UP 电源与 NC 级设备 UP 电源分开改进、更换反应堆压力容器顶盖、VVP-BUNKER 蒸汽隔间 VVP007 ~ 015MP 改进、更换 APG001RF 热交换器改进。

GTMI 改造项目已经在大亚湾核电站第十一次大修中顺利实施, 整个施工过程质量和风险得到了很好的控制。

大亚湾核电站2号机组 首次十年大修成功实施总结与反馈

于海峰

大亚湾核电站2号机组第十一次换料大修为大亚湾核电站首次十年大修，本次大修有如下特点：

(1) 本次大修是新一轮跨年度连续四个大修中的第一个大修，工期长达两个月，对大修人员是一个极大的挑战，其成功与否将对后续大修产生重大影响；

(2) 本次大修综合性项目多，活动交叉作业多，接口复杂、风险高。改造项目多，且多为首次实施，不确定因素多，工作量大、技术复杂。

(3) 本次大修参与大修的单位多、人员多、现场管理难度大，大修期间适逢台风多雨季节，对大修的影响难以预计。

1. 大修准备与实施

大修准备工作于2004年9月13日开始启动。自2005年4月开始，根据十年大修大纲(TYS)制订出大修年度预防性维修大纲初稿，通过与各专业深入细致地讨论，结合设备实际情况和经验反馈，于2005年6月28日出版了《十年大修大纲》和《大修年度预防性维修大纲》，确定了主要的预防性维修项目。

大修外包项目准备工作于2005年1月开始，首先编写外包项目合同技术规范，明确外包的项目内容和条件，之后开始立项进入商务处理流程，外包项目共计92项，在大修实施开始前基本完成合同签约工作。

大修劳务人员的调配是大修资源准备的重要工作之一，大修实施前3个月由各需求部门提出劳务需求，包括：人员数量、人员技术条件、人员工作经历、人员单位、工作时间等，人力资源部门按照需求与相关单位落实人员并办理相关手续，安排人员在大修实施开始前陆续入场配备到各部门。大修劳务人员调配的进度、人员的素质和数量满足了大修需要，为大修各项工作的顺利开展提供了有力的保障。

2号机组于2005年9月26日5:30与电网解列，开始大修。整个大修历时70.15天，于2005年12月5日9:12机组一次并网成功。

2. 大修管理总结与反馈

此次大修提出了和谐大修的理念：大修是电站生产活动的主要战场，活动多，风险高，

压力大,也是各种矛盾的集中释放点,需要大团队的合作精神,需要互相理解和支持,需要互相补台而不是拆台,创造一个和谐的气氛是大修管理层的重点工作。

对于大修中的重大技术问题抓大不忘细,刨根问底。本次大修指挥部对待技术问题高度关注,不仅关注重大技术问题,对问题的解决方案等细节问题同样关注。

推行星级现场管理。提出大修现场管理的标准,推动大修现场管理向干净、整洁、规范化的管理方向努力。

为保持大修政策的连续性,继续坚持以前大修管理的良好实践,以保证大修的平稳顺利,主要措施有:

(1) 落实大修责任制和大修活动奖励办法:签订大修责任承诺书和各级责任制,使各级参与大修人员明显感觉到责任和压力,工作更加认真。人员做事时的随意性减少,按程序做事,行为更加规范;

(2) 坚持大修管理日会:大修期间,公司主管大修总经理部成员、各部门经理和负责大修的处长每日开碰头会,了解大修每天发生的人因24小时事件以及大修的进展,讨论大修中的突出问题,有力地推动了问题的及时和高质量的解决。本次大修的管理日会与生产早会合二为一,确保处级及以上管理层关注本单位的大修工作,同时又减轻其工作负担;

(3) 加强大修计划管理:大修COMIS工作票的管理,通过对所有周转票细致的工作,保证了大修没有一张工作申请错过机组状态,保证了每项新增工作都得到了及时地跟踪、处理;对于接口复杂、风险高的项目,及时编制逻辑框图,如安全壳打压试验后系统恢复逻辑图、RPR送电后冷态试验逻辑图等,以指导各相关专业按计划、按要求开展工作;在计划受突发事件影响变化较大时,及时出版临时计划,利于运行人员进行机组状态控制和计划执行。

根据十年大修的特点和形势的变化,同时对大修管理进行优化:

(1) 管理协调会:根据窗口、机组状态等情况适时召开管理协调会,做到重点突出、张弛有道,充分利用管理层的支持和帮助来推动大修重点和疑难问题的解决;

(2) 强有力的指挥和协调机构(大修指挥部):以大修经理为领导的大修指挥部,对于突发问题,本着解决问题的思路出发,积极探索并推动问题的解决,形成了一种良好的氛围,并适时启动重大技术问题小组,调动电站资源及技术支持加快技术问题的处理和评价,对解决设备问题起到关键的作用;

(3) 高度重视项目风险分析及预案:大修前重点审查了26个可能对大修整体造成影响的重要项目,分析了风险并针对性地制定了应对措施。强调重大设备操作必须有电站员工监护;

(4) 建立承包商人员资格审查制度,将大修关键要素之一的“人”字关守好,对工艺复杂和技术难度大的工作来说技能和经验尤其重要,建立承包商考核制度,调动承包商的积极性,控制和稳定承包商队伍;

(5) 成立由大修经理牵头的大修防异物小组,重点抓防异物工作的落实,做到有制度、有检查、有记录,为大修防异物管理开辟了一条新路;

(6) 建立大修经验反馈组织,做到经验反馈及时有效,效果良好;

(7) 推动和落实工前会制度:作业前检查确认开工条件,工作前必须召开工前会或现场碰头会,交待作业风险和安全措施、要求等,每位工作组成员签名,并留底备查;

(8) 保驾组织规范化:完善了大修保驾组织,不仅在启停机阶段保驾,对重要的试验、关键路径的活动、高风险的活动都建立了相应的保驾组织。

大亚湾核电站严重事故管理导则的 研制和实施

孙吉良

1. 概述

为了提高大亚湾核电站应对可能发生的严重事故的能力,进一步提高电站的核安全水平,大亚湾核电站于1999年就开始了严重事故管理可行性研究,并随后提出了严重事故管理计划。大亚湾核电站的严重事故管理计划分为两大任务:建立严重事故管理导则体系,实施缓解严重事故的工程评价和改造。严重事故管理导则(SAMG)是在严重事故下用于主控制室和技术支持中心的可执行文件,是较为完整的、一体化的针对严重事故处理的指导性管理文件。SAMG的使用可使电站事故管理范围和能力得到扩展,是在管理上对严重事故缓解能力的一个改进。大亚湾核电站于2001年底正式开展了SAMG的研制项目。项目的技术路线是以西屋公司通用SAMG作为参考蓝本的,结合大亚湾核电站系统和设备的特点,研制出适合于大亚湾核电站的SAMG。采用西屋公司通用SAMG作为参考,是基于对国际运行核电站采用SAMG经验的广泛调研后决定的。西屋公司通用SAMG是在结合国外较新的压水堆核电站严重事故研究成果的基础上,产生的一套适用于各类压水堆核电站的通用指导性、框架性文件,具有技术先进、逻辑性强、功能体系完整、症状导向等优点。

2. 大亚湾核电站的严重事故管理导则

2.1 大亚湾严重事故管理导则的框架和内容

大亚湾核电站严重事故管理导则采用西屋SAMG的导则结构和主要逻辑,导则包括主控制室使用部分和技术支持中心(TSC)使用部分。主控制室使用部分包括TSC人员未到时的初始响应导则和TSC人员到位后的处理导则。TSC使用部分则包括初始阶段严重事故的诊断和处理导则、安全屏障受到严重威胁时的诊断和处理导则、严重事故缓解后的长期监督和出口导则三个部分。

大亚湾核电站SAMG包括如下导则内容:

(1) 主控制室严重事故导则(SACRG)

主控制室严重事故导则有两个:主控制室严重事故初始响应导则(SACRG-1)、技术支持中心正常运作后的主控制室严重事故瞬态处理导则(SACRG-2)。

SACRG-1是TSC技术人员尚未到达岗位时的处理导则,导则采取的主要行动仍是应急

运行规程 (EOP) 中的主要对策 (例如主系统的注入和排放对策)。SACRG-2 是 TSC 技术人员到达岗位后的处理导则, 主要行动是帮助 TSC 监视电厂参数、执行 TSC 下达的各项行动指令。

(2) 初始阶段严重事故诊断流程图及处理导则 (DFC 及 SAG)

DFC 是用于诊断的流程图, 根据参数是否超出设定阈值决定进入哪个 SAG 处理导则。初始阶段严重事故的处理导则系列 SAG 包括以下八个: 向蒸汽发生器注水 (SAG-1)、反应堆冷却剂系统泄压 (SAG-2)、向反应堆冷却剂系统注水 (SAG-3)、向安全壳注水 (SAG-4)、减少裂变产物的释放 (SAG-5)、安全壳工况的控制 (SAG-6)、减少安全壳氢浓度 (SAG-7)、对安全壳地坑的淹没 (SAG-8)。

这八个处理导则诊断和入口先后是按导则号为顺序的, 是根据严重事故的发展过程和对电站可能造成的后果程度为依据的。八个导则的启动有先后顺序, 但又可以同时执行几个导则的相关对策和行动。

(3) 安全屏障受到严重威胁的状态诊断及处理导则 (SCST 及 SCG)

SCST 及 SCG 是用于核电站安全屏障受到严重威胁和挑战时的诊断和处理导则。该系列导则的优先级别高于 DFC 和 SAG 系列。当严重事故发生并且 TSC 技术人员到达岗位后, 应同时执行 DFC 和 SCST 诊断图, 如果 SCST 中有关参数超出阈值, 则先执行 SCG 系列的导则。安全屏障严重威胁处理导则应包括以下四个: 缓解裂变产物的释放 (SCG-1)、安全壳泄压 (SCG-2)、控制安全壳氢的可燃性 (SCG-3)、控制安全壳的真空度 (SCG-4)。

SCG 系列导则主要完成四个功能, 其诊断和启动也是有一定顺序的。首要的诊断步骤和对策是缓解和减少裂变产物对公众和环境的释放。其次, 如果安全壳压力已经高于设计压力且接近安全壳 5% 的失效概率压力阈值, 而且其他对策和行动没有效果, 则要考虑安全壳针对环境的控制排放的对策。否则, 如果安全壳压力继续升高, 安全壳发生大的破损, 将造成大量放射性的释放。控制安全壳氢气的浓度, 避免发生氢气爆炸, 是该系列导则的第三个目标。在电站没有安装安全壳内的氢气复合器时, 导则对喷淋导热、减压过程中的氢气浓度的控制作出技术要求规定, 可以避免减压过程中出现氢气爆炸的可能。该系列导则的第四个目标是控制安全壳的真空度, 避免安全壳受到由外向内的超出设计基准的压力。

(4) 严重事故出口导则 (SAEG)

严重事故出口导则应包括以下两个: 技术支持中心长期监视 (SAEG-1)、严重事故管理导则的中止 (SAEG-2)。

SAEG-1 导则是监督和确认采取的对策是否得到持续; 评价可能的恢复行动和已经恢复功能的设备是否需要重新投入。SAEG-2 导则是确认和评价发生严重事故后的电站, 在经过采取 SAMG 对策和行动后, 是否已回到非应急状态。需要确认的方面包括堆芯、热量导出方式、安全壳状况、正在使用的严重事故管理对策、控制裂变产物释放对策的有效性、对策是否得到持续、失效的系统是否得到恢复等。

(5) 导则中的辅助计算 (CA)

导则中的辅助计算是通过查阅和计算相关参数, 明确需要采取的相应对策, 以及相关对策和行动是否有效。大亚湾核电站的 CA 共有六个: 向主系统注水恢复堆芯冷却注入流量评价 (CA-1)、长期余热导出需要的注入流量 (CA-2)、安全壳氢气燃烧和氢气爆炸的判断 (CA-3)、安全壳容积排放流量的计算 (CA-4)、安全壳水位和容积计算 (CA-5)、安全壳泄压时对氢浓度的影响 (CA-7)。

其中 CA-6 因不适应于大亚湾核电站而被取消,原因是大亚湾核电站设计中没有换料水箱的重力排放功能。辅助计算的使用可以大大提高 TSC 技术人员的判断能力和分析能力,提高事故恢复行动的有效性。

2.2 严重事故管理导则与应急运行规程的接口

严重事故管理导则的入口条件是:当堆芯出口温度大于 650℃且执行相应的应急运行规程(EOP)时其堆芯冷却的操作不能成功或不起作用。大亚湾核电站 SAMG 与 EOP 的接口是针对大亚湾核电站目前使用的 EOP 的特征,经充分分析后决定的。接口的确定的原则是,接口尽可能少且在 SAMG 进入以前尽可能考虑使用现有的 EOP 来恢复电厂可能发生的严重事故。

大亚湾核电站的 EOP 是事件导向和症状导向相结合的应急运行规程。其中 I 系列规程(异常规程)、A 系列规程(事故规程)、H 系列规程(超设计基准事故)、U 系列规程(极限事故规程)属于事件导向规程,而 SPI 规程(使用 I, A, H 规程时的事故连续监督规程)和 SPU 程序(使用 U 规程时的监督程序)则是症状导向规程。根据大亚湾核电站 EOP 的特点,在操纵员使用 I, A, H 规程的同时,安全工程师使用 SPI 规程;操纵员使用 U 规程时,安全工程师使用 SPU 规程。由此可以发现,EOP 与 SAMG 的接口安排在 SPI 和 SPU 规程中,可以使接口简单明了,减少接口数量和规程的修改数量,且由安全工程师来判断,可以使安全工程师的功能得到延续。由于堆芯出口温度大于 330℃时,SPI 的执行将转入到 SPU 程序,因此,EOP 与 SAMG 的接口最终选择在 SPU 程序的执行过程中。

2.3 系统设备的评价及在 SAMG 中的考虑

大亚湾核电站 SAMG 是针对电站特色的 SAMG, SAMG 研制过程中需要考虑电站基本设施和安全设施(包括系统运行、设备特点和仪表功能等)的使用和响应。为此,项目组首先对大亚湾核电站系统、设备的设计和设置进行了广泛的调研,并形成了电站特色的严重事故管理基础资料,这些基础资料都在大亚湾核电站的 SAMG 中得到采用和考虑。项目还开展了对 SAMG 有重大影响的评价工作,这些系统和设备影响到严重事故主要对策的使用。此外系统设备的评价结果和结论,为电站缓解严重事故的工程改进提供了需要改进的项目内容。

2.4 电站应急计划的修改

严重事故管理导则与电站应急计划有着紧密的联系, SAMG 实施之前,需要对电站应急计划进行相应修改。现有的大亚湾核电站应急计划已经覆盖了电站可能发生的严重事故,严重事故管理导则的使用,要求电站应急计划对严重事故管理范围的描述更加细化。一方面,严重事故管理导则的进入条件、导则中重大决策的采用、导则的终止等,需要应急组织中相关岗位人员的决策,因此,需要增加或修改决策人的责任和授权。其次, SAMG 将对电站正在发生的和可能发生的事故后果进行评价,帮助电站应急指挥确定需要采取的措施,相关细节需要在电站应急计划中作出规定。此外,大部分 SAMG 由应急计划组织中的技术支持组(TSC)相关人员来执行,技术支持组组织机构需要重新确定和授权。最后,相关的文件需要修改,所有应急组织包括 TSC 人员需要重新培训和授权。

3. 结束语

在运行核电站实施严重事故管理,这是近年来国际上提高运行核电站核安全水平的一个重要步骤。但由于各国核电站设计不同以及对严重事故的现象尚有不完全了解之处,国外核电站在严重事故管理的实施方法和手段上也有各自的特点,其优缺点很难有定性结

论。然而，尽快研制适合自己电站的严重事故管理导则，并根据电站实际情况进行适当的系统改造，使电站的核安全和对公众的放射性释放管理覆盖到电站可能发生的严重事故范围，使电站的总体核安全水平得到进一步的提高，这是目前运行核电站迫切需要解决的问题。

大亚湾核电站通过多年的努力，在2004年完成了严重事故管理导则的研制，2005年4月获得国家核安全局的实施批准，并于2005年9月正式实施。大亚湾核电站是国内第一个实施严重事故管理导则的核电站，导则的实施进一步提高了大亚湾核电站的安全水平。

大亚湾核电站和岭澳核电站机组大修启动过程 一回路硫酸根污染机制及控制研究

方 军 汪长春 沈 星 杨茂春 吴义兵 洪锦从等 15 人

1. 概述

2004 年, 在大亚湾核电站和岭澳核电站的四次机组大修启动过程中都发生了一回路硫酸根污染的问题, 给电站带来了巨大的经济损失。详细数据见表 1。

表 1 大修启动阶段一回路硫酸根数据汇总

大修	时间	大修路径延误原因	延误时间 h	SO ₄ ²⁻ 浓度最大值 μg/L
岭澳核电站 2 号机组 第一次换料大修	2004-01-23	一回路 SO ₄ ²⁻ 含量偏高, 超出了机组升温至 120 °C 以上的规范限值	43	293
岭澳核电站 1 号机组 第二次换料大修	2004-03-14	没有超出机组升温至 120 °C 以上的规范限值, 但等候趋势判断	6	99
大亚湾核电站 2 号机 组第十次换料大修	2004-06-30	一回路 SO ₄ ²⁻ 含量偏高, 超出了机组升温至 120 °C 以上的规范限值	41	278
大亚湾核电站 1 号机 组第十次换料大修	2004-11-03	一回路 SO ₄ ²⁻ 含量偏高, 超出了机组升温至 120 °C 以上的规范限值	31	270.3

根据美国 EPRI 出版的《PWR - 一回路水化学导则》(第四版) 的介绍: “在实验研究条件下, SO₄²⁻ 引起不锈钢应力腐蚀破裂 (SCC) 的危险性不亚于 Cl⁻。正是由于 SO₄²⁻ 的这种危害, 本导则第三版将 SO₄²⁻ 正式纳入控制指标”。

大亚湾核电站《化学与放射化学技术规范》中对于反应堆冷却剂系统 (或 RRA 系统) 给予了严格规定:

——当温度 ≤ 120 °C, SO₄²⁻ (质量) 浓度没限值。

——当温度 > 120 °C, SO₄²⁻ (质量) 浓度正常运行限值小于 150 μg/L, 限时运行限值小于 1500 μg/L。

——正常功率运行时, SO_4^{2-} 期望值小于 $50 \mu\text{g/L}$, 限值小于 $150 \mu\text{g/L}$ 。

EDF 对过去 10 年 (1994—2003 年) 的硫酸根异常情况进行统计显示: 30% 机组在机组大修再启动阶段发生过一回路 SO_4^{2-} 污染且其质量浓度超规范限值现象。超规范限值时间最长达 7 天, 平均为 2 天。而且大多数机组大修再启动阶段发生的一回路 SO_4^{2-} 污染事件的原因未调查清楚。这表明硫酸根在机组启动阶段污染一回路的问题在同类型电站普遍存在。

2. 对化学品的调查

调查工作先排除了取样管线导致的异常, 再排除了仪器可能对 SO_4^{2-} 的误识别和判断。查找近期主回路相关设备的分析报告, 未发现异常。对除盐床出口进行监督, 因硫酸根含量低排除了树脂漏硫酸根的可能。

经过对全厂化学品筛选和试验排出了含硫有机物污染的可能性。通过燃料表面擦拭试验和清洗加热模拟试验, 排除了使用的化学品和燃料组件可能产生 RCP 系统污染的可能。

3. 换料大修停堆和再启动过程一回路硫酸根污染的调查和分析

3.1 氧化过程中硫酸根的异常

2004 年 12 月 12 日岭澳核电站 2 号机组第二次大修一回路中达到 80°C 加入 H_2O_2 进入氧化阶段。在氧化过程中发现了硫酸根含量的变化趋势异常, 其趋势见图 1。

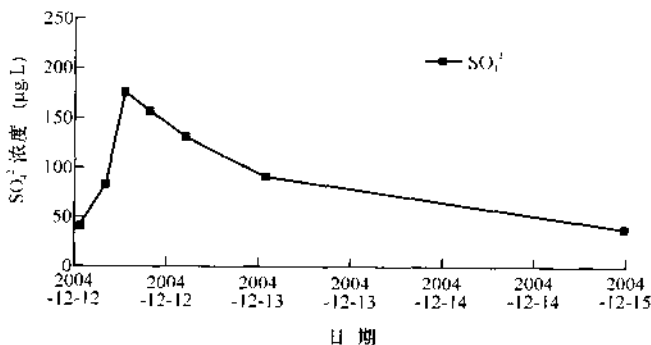


图 1 岭澳核电站 2 号机组第二次大修一回路氧化阶段硫酸根含量变化趋势

实验室测量加热条件下 H_2O_2 中仅含有少量的硫酸根。因此 H_2O_2 中含有硫酸根被排除。对除盐床出口水样中硫酸根的分析表明硫酸根浓度低, 与高浓度的硫酸根释放的假设不吻合。因此流量变化导致除盐床泄漏硫酸根被排除。化学人员决定检验 H_2O_2 的强氧化性是否会对树脂产生影响。

3.2 停堆氧化过程与再启动过程中硫酸根异常现象相互关联分析

调查先从 H_2O_2 的存在入手。对大亚湾核电站 1 号机组第十次大修中启动阶段的保留样品进行了 H_2O_2 分析。数据见图 2。

大亚湾核电站 2 号机组第十次大修保留样品分析数据见图 3。

两次大修再启动阶段存在 H_2O_2 非常相似的现象, 比较氧化停堆阶段的现象, 3 个事件中都有 H_2O_2 , 而且都存在硫酸根异常升高现象。

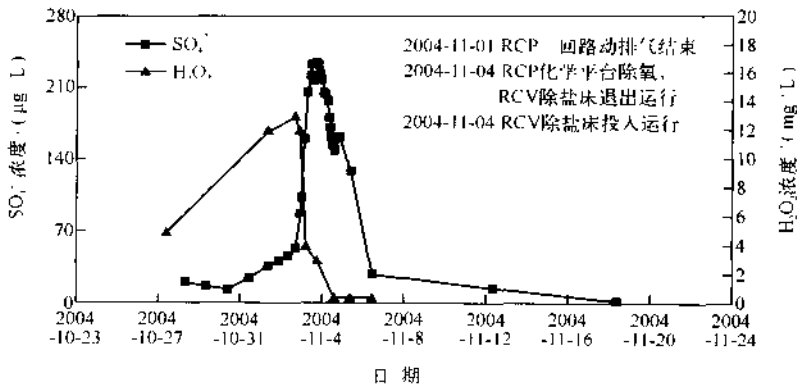


图2 大亚湾核电站1号机组第十次大修启动阶段一回路冷却剂硫酸根与H₂O₂浓度变化趋势

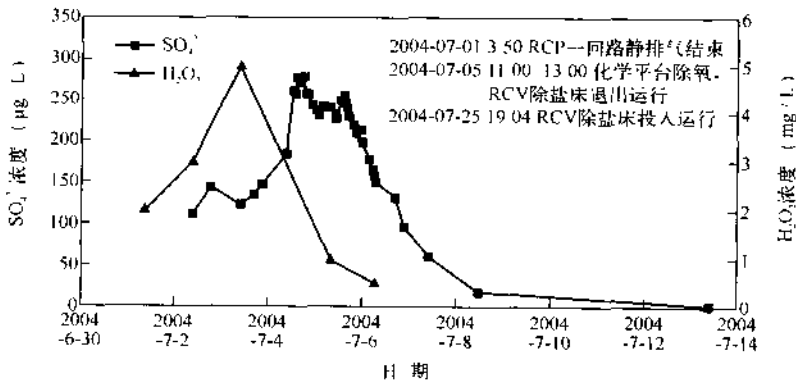


图3 大亚湾核电站2号机组第十次大修启动阶段一回路冷却剂硫酸根与H₂O₂浓度变化趋势
注：由于H₂O₂浓度数据为补测，故该组数据中H₂O₂浓度偏低

3.3 试验研究

导致了一回路硫酸根异常的物质极有可能是阳离子交换树脂。电站使用的阳离子交换树脂是带有磺酸基团的含硫物质。为了确定“H₂O₂对除盐床中阳离子交换树脂影响”是大修启动过程一回路硫酸根污染根本原因，电站进行了一系列试验。

(1) 大修启动过程中一回路冷却剂里H₂O₂的来源

普查所有一回路和相连接系统H₂O₂分布情况，对普查数据进行归纳和分类。对数据进行分析 and 解读，发现规律。分别对大亚湾核电站和岭澳核电站一回路和PTR系统不同地点和状态下的H₂O₂（包括以往大修中的留样）浓度进行了普查和分析，汇总这些试验的数据详见表2。

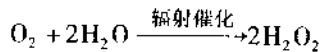
一般情况下，O₂和H₂O不能发生化学反应产生H₂O₂。表2反映出以下特征：出现H₂O₂的系统状态都共同存在富氧条件和放射性；水中放射性水平度高的不一定会出现H₂O₂；富氧条件下放射性水平高时产生的H₂O₂浓度比放射性水平低时产生的H₂O₂浓度高。

表2 一回路冷却剂以及乏燃料水池 H₂O₂ 浓度分析数据

系 统	状 态	H ₂ O ₂ / (mg/L)
RCP 一回路	功率运行期间: 放射性水平高, 贫氧	<0.5
RCP 一回路	一回路打压试验期间: 放射性水平低, 富氧	2.0
RCP 一回路	一回路启动期间: 强放射性, 富氧	14~20
D1PTR 系统过滤器	乏燃料多, 放射性水平较高, 富氧	7.0
D2PTR 系统过滤器	乏燃料多, 放射性水平较高, 富氧	7.0
L1PTR 系统过滤器	乏燃料少, 放射性水平较低, 富氧	5.0
L2PTR 系统过滤器	乏燃料少, 放射性水平较低, 富氧	5.0

根据大亚湾核电站对乏燃料辐射水平的测量结果, 燃料组件在其附近能够产生超过 10 Gy/h 以上的辐射水平。根据大亚湾核电站进行的理论计算, 一根燃料组件在其附近产生的辐射剂量率在 1 000 Gy/h 左右, FRAMATOME 公司估算的数据约在 200 Gy/h 量级。在燃料不在堆芯的情况下, 压力容器中也存在辐射场, 辐射主要来自堆内构件、辐体、围板和支撑材料受到中子辐射活化的活化产物。大亚湾核电站对压力容器辐射水平进行了测量, 大部分构件的辐射水平大致在 0.5~0.6 Gy/h 水平。

推导出下面反应:



(2) H₂O₂ 氧化阳离子交换树脂的实验室模拟试验

H₂O₂ 氧化阳树脂后能产生硫酸根, 研究不同 H₂O₂ 浓度对阳离子交换树脂的影响和规律。

试验方法:

- 1) 在实验室里, 将 10 mL 阳离子交换树脂浸泡在温度为 45 ℃, 质量浓度分别为 0, 2, 4, 6, 10, 100 mg/L 的 H₂O₂ 中, 经恒温 96 小时进行氧化模拟试验。
- 2) 再将氧化模拟试验后的清水样加热到 120 ℃, 恒温 24 小时进行水样的分解模拟试验。
- 3) 用离子色谱分析各水样中的硫酸根浓度。
- 4) 数据处理上将 45 ℃ 条件下样品硫酸根浓度扣除无 H₂O₂ 样品浓度后的增长量定为 A, 将水样从 45 ℃ 加热到 120 ℃ 后的各样品硫酸根浓度相比 45 ℃ 时再增长量定为 B。
- 5) 实验室模拟试验的数据趋势分析见图 4。

(3) 一回路系统试验

试验过程: 在岭澳核电站 2 号机组第二次大修初期对一回路系统进行的硫酸根和 H₂O₂ 浓度测量跟踪, 数据见图 5。

同样对岭澳核电站 1 号机组第三次大修一回路氧化净化硫酸根进行跟踪, 数据详见图 6。

硫酸根和 H₂O₂ 的变化与大亚湾核电站大修机组启动阶段出现的情况类似。

对 TEP006DE 口水样进行了硫酸根监测并且在放置一个月后再次分析, 结果表 3 所示。

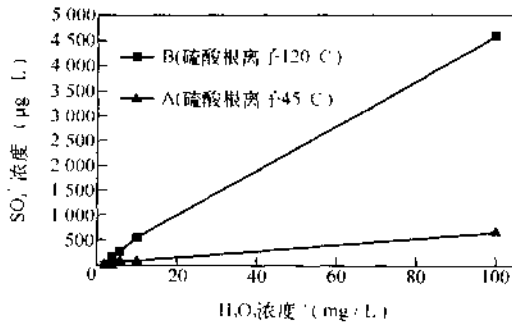


图4 树脂浸出物氧化分解试验数据趋势

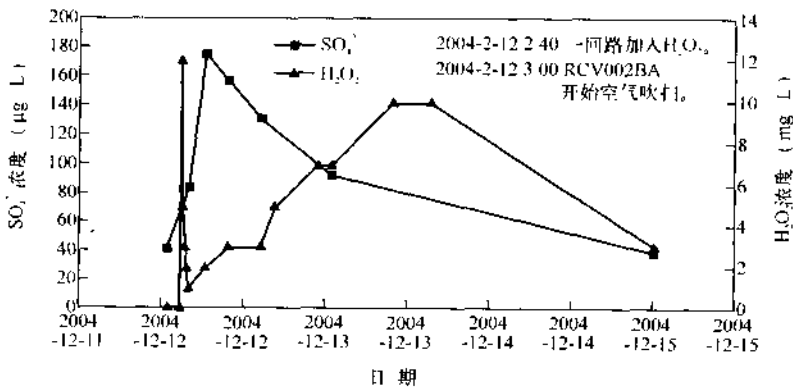


图5 岭澳核电站2号机组第二次大修氧化停堆期间硫酸根和H₂O₂浓度趋势跟踪

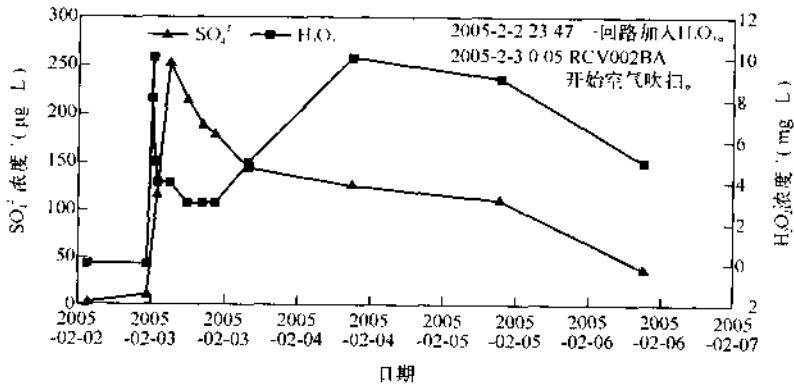


图6 岭澳核电站1号机组第二次大修氧化停堆期间硫酸根和H₂O₂浓度趋势跟踪

表3 TEP006DE 除盐床出口样品硫酸根浓度分析

分析时间	2005-02-07	2005-03-08
硫酸根浓度/(µg/L)	4	173

对历史样品清理后找到大亚湾核电站 1 号机组第十次大修启动阶段 D1RCV002DE 出口的保留样品进行测量数据如表 4:

表 4 D1RCV002DE 除盐床出口样品硫酸根浓度分析

分析时间	2004-11-03	2005-03-08
硫酸根浓度/($\mu\text{g/L}$)	4	227

4. H_2O_2 导致一回路硫酸根异常结论的验证

上节推导出强辐射场、含氧和存在磺酸基团的阳树脂存在的情况下水中会出现硫酸根异常情况的结论。按照推理, PTR 系统应该也存在硫酸根异常。

(1) 乏燃料水池及其净化回路的试验

对 D1PTR001DE 除盐床进行了隔离、静止、投运系统的在线试验, 并停止一切其他系统操作。

D1PTR001DE 除盐床 3 次试验的相关硫酸根变化趋势详见图 7:

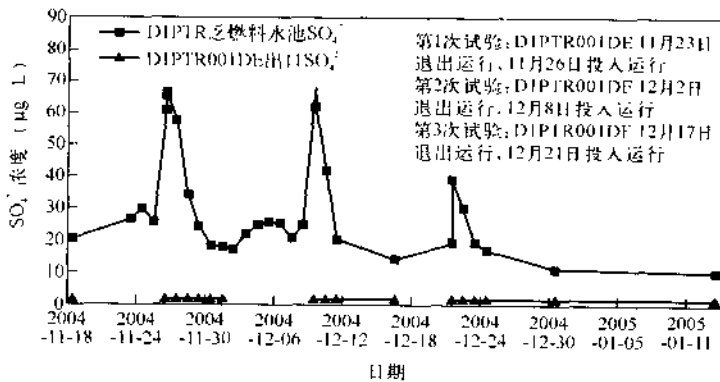


图 7 D1PTR 乏燃料水池和 D1PTR001DE 硫酸根浓度变化趋势

在岭澳核电站进行了试验, 得到完全相同的试验结果。同时除盐床出口样品在放置一段时间后硫酸根浓度从 $30 \sim 40 \mu\text{g/L}$ 逐步上升超过 $100 \mu\text{g/L}$ 。试验验证了 H_2O_2 能引起树脂氧化导致硫酸根异常的机理。

(2) 大修启动期间一回路化学控制的变化

根据大修启动期间一回路硫酸根污染影响机理, 确定了《机组大修启动过程一回路冷却剂硫酸根控制工艺流程》, 如图 8。

岭澳核电站 2 号机组第二次大修、1 号机组第三次大修中一回路冷却剂硫酸根浓度变化趋势详见图 9 和图 10。

该两次大修启动阶段峰值硫酸根在 $30 \sim 50 \mu\text{g/L}$ 之间。这标志着机组大修启动阶段硫酸根污染问题得到控制和解决。

该两次大修化学平台结束时一回路冷却剂的主要化学参数结果见表 5。

控制工艺的实施未对化学平台一回路冷却剂化学参数产生明显的影响。

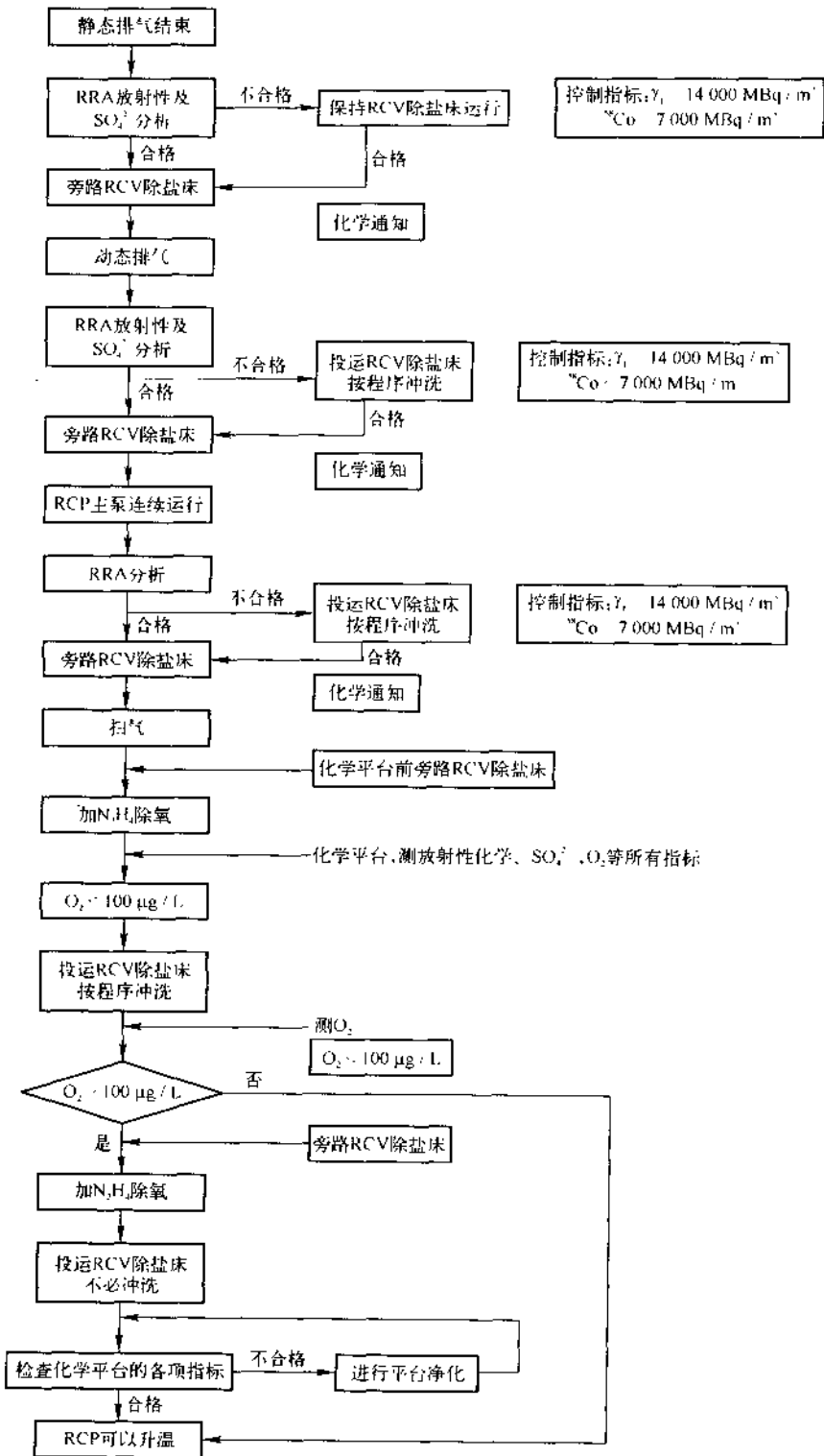


图8 机组大修启动过程一回路冷却剂硫酸根控制工艺流程

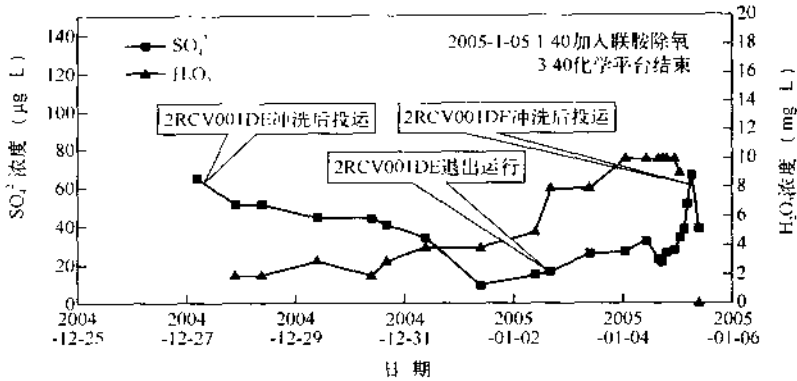
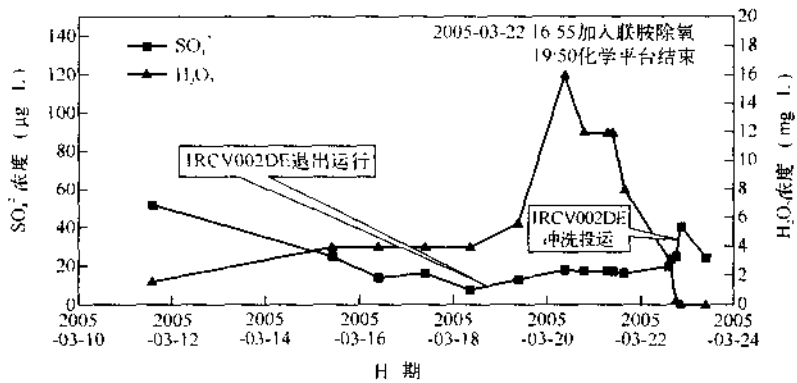
图9 岭澳核电站2号机组第二次大修启动过程硫酸根和H₂O₂浓度趋势跟踪图10 岭澳核电站1号机组第三次大修启动过程硫酸根和H₂O₂浓度趋势跟踪

表5 大修中化学平台结束时一回路冷却剂的主要化学参数

大修次序	SO ₄ ²⁻ 浓度/ (µg/L)	Fe ²⁺ 浓度/ (µg/L)	Cl ⁻ 浓度/ (µg/L)	Na ⁺ 浓度/ (µg/L)
岭澳核电站2号机组 第二次大修	33.5	2.6	<2	<20
岭澳核电站1号机组 第三次大修	25	3	<2	<20
控制规范	<150	<150	<150	<200

岭澳核电站2号机组第二次大修、1号机组第三次大修启动阶段化学平台结束时一回路冷却剂的主要放射化学参数结果见表6。

表6 大修中化学平台结束时一回路冷却剂的主要放射化学参数

大修次序	⁵⁸ Co 放射性浓度/ (MBq/m ³)	⁵⁸ Co 的净化效率/%	γ _r 放射性浓度/ (MBq/m ³)
岭澳核电站2号机组 第二次大修	4 498	50 ~ 96	8 521
岭澳核电站1号机组 第三次大修	985	60 ~ 98	2 954
控制规范	<7 000	--	<14 000

控制工艺的实施未对一回路冷却剂的放射化学参数的控制产生明显的影响。

在岭澳核电站1号机组第三次大修启动阶段对一回路冷却剂中 Fe, Ni 含量进行的监测, 结果见表7。

表7 大修启动阶段一回路冷却剂铁、镍净化效率及浓度

源项	Fe	Ni
净化效率	100%	54% ~ 79%
一回路主泵启动期间	30 μg/L	35 μg/L
一回路化学平台期间	18 μg/L	8 μg/L
一回路热停堆期间	<4 μg/L	<4 μg/L
机组临界前	<4 μg/L	<4 μg/L
机组临界前参考值	<25 μg/L	<10 μg/L

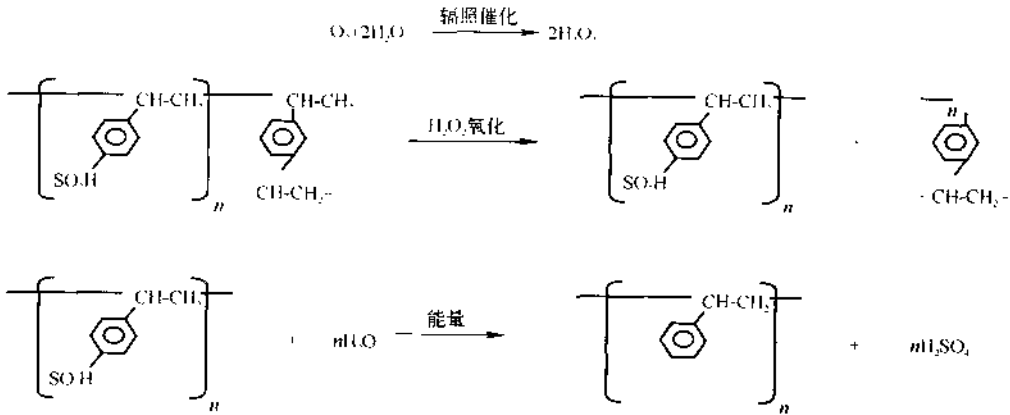
控制工艺的实施未对以后一回路源项控制及反应堆的中子注量率畸变产生负面的影响。

5. 结论

通过大量的实验室模拟试验、系统试验、外部反馈、机组大修启动阶段硫酸根控制工艺的验证, 可以确定在压水堆核电站:

(1) 机组大修启动过程一回路冷却剂硫酸根污染的影响机理为: “三要素”原则, 即在富氧和高强 γ 辐照作用下, 水和氧作用产生 H₂O₂。含有磺酸基团的阳离子交换树脂在 H₂O₂ 作用下产生聚苯乙烯磺酸或聚苯乙烯磺酸盐, 在进入一回路后转化为硫酸根, 导致一回路硫酸根污染。

机理如下:



(2) 在目前使用的树脂状态情况下, 当一回路 H₂O₂ 浓度降低到 4 ~ 5 mg/L 以下时, 一回路冷却剂中硫酸根的产生速率接近或低于除盐床的净化速率。

(3) 在机组大修启动过程实施的一回路硫酸根污染控制工艺不会对一回路冷却剂的其他化学参数及源项控制产生影响。

核电站防抗超强台风准备

赵 明

1. 防抗超强台风的背景

2005年4月13日中华电力在与核电站交流会议上第一次提出超强台风的概念。气象资料显示香港约40年周期遭遇一次超强台风,上一次为1962年,台风“温黛”,平均风速每小时133 km (37 m/s)或最高阵风每小时260 km (72 m/s),香港死亡130人,失踪53人,遇事越洋船舶36艘,受到毁坏或翻沉的小艇1297艘。

核电站将平均风速每小时133 km (37 m/s)或最高阵风每小时260 km (72 m/s)作为判断超强台风的参考依据。伴随超强台风往往会同时出现潮位的异常上涨和大量的降雨。

为进一步核实超强台风可能性,应急科联系广东国际专业气象台,专家通过资料分析认为可能性较大,最可能发生的时间为9月中下旬。

2005年9月1日2:30,台风“泰利”在福建莆田平海登陆,登陆时台风最大风力超过12级,风速每秒35米以上。受台风“泰利”影响,浙江、安徽、福建、江西、湖北等5省部分地区先后发生严重暴雨、洪涝、滑坡和泥石流灾害。据不完全统计,此次灾害过程因灾死亡95人,失踪30人,直接经济损失121.9亿元。其中安徽受灾较为严重,死亡59人,失踪12人,直接经济损失27.5亿元。

“卡特里娜”飓风8月25日袭击了美国佛罗里达州沿岸地区,29日在美国登陆时风速达每小时145英里(约232 km)。飓风导致新奥尔良的防洪大堤被冲垮,该市80%的区域已经被淹没,导致100多万户家庭停电。飓风来临之前新奥尔良市政府对近50万名市民进行了疏散。这场飓风带来的洪水,几乎完全淹没了美国南方城市新奥尔良,造成惨重的生命财产损失。据估计,飓风和洪水造成的经济损失可能达到创纪录的千亿美元,总死亡人数有可能达到数千。

2. 核电站防抗超强台风的策略

核电站防抗超强台风的总目标是不发生核安全事故,不发生人员死亡事故。

核电站防抗超强台风的总目标总策略:及时准确地接收和传递超强台风信息;预防准备工作由专项小组负责,抗击台风工作由当班应急组织和专项组负责;人员及时安全疏散、隐蔽到安全建筑内;机组后撤至安全状态;有效、快速地组织灾后恢复。

(1) 人员安全防护组策略

1) 非值班 D, AD, I 层和专项组人员及其他 PED 批准的留守人员, 台风登陆前撤离至深圳市安全位置;

2) 值班 D, AD, I 层和专项组人员及其他 PED 批准的留守人员, 台风登陆前撤离至电站指定避难点。

(2) 运行安全组策略

1) 根据规程(正常或事故)控制机组状态, 使其置于安全模式;

2) 保持与电网的联系, 密切注意外电源的状态;

3) 密切监视冷源的状态;

4) 密切监视关键设备系统的状态;

5) 保证应急柴油发电机的可靠启动和运行及第五台柴油发电机及时接入, 作为应付外电源全部丧失的措施;

6) 随时保持与电站应急指挥联系, 汇报机组状况, 接受指令。

(3) 线路防护组策略

1) 如果 400/500 kV 倒塔, 隔离进入检修状态, 待台风后紧急抢修;

2) 如果 220 kV 任一条线路停电, 通过倒电, 进行互供电;

3) 如果任一电站外电源全部丧失, 执行黑启动方案。

(4) 冷源保障组策略

1) 台风到达前用水泥将 SEC 泵坑吊装孔和人孔封堵起来;

2) 台风到达前关闭、加固泵房边界门, 用沙袋围堵泵房和 SEC 泵坑入口;

3) 在 SEC 每个泵坑布置一台临时抽水泵;

4) 在 CRF 泵坑布置大功率的临时柴油发电机和临时抽水泵;

5) 在 GA/CB 管廊提前安装临时抽水泵;

6) 设人监视泵房和 SEC 泵坑遭水淹和漏雨的情况。

(5) 电力设施防护组策略

1) 全面检查户外电气设备的稳固性能、密封性能, 必要时进行加固和捆绑;

2) 全面检查继电保护定值, 确保各保护定值符合整定书规定值要求;

3) 全面清理电气设备周边放置的物质, 进行入库处理。

3. 人员在超强台风期间的行动指南

运行处运行值、辐射防护科运行值按照预先制订的《交接班预案》组织相关人员的行动。超强台风登陆前, 由各处按照《核电站防、抗超强台风预案》中的《第一责任区人员撤离预案》组织本处人员的撤离行动。主要行动如下:

(1) 值班 D, AD, I 层人员, DNMC 防抗超强台风专项组成员及经 PED 批准留守电站的人员

1) 工地发出启动人员撤离行动指令后, 以处为单位统计本处留守工地人员信息, 填报《留守工地人员信息填报表》;

2) 8 号风球前, 按照预案或当时的具体安排开展防抗超强台风的准备工作;

3) 在收到《基地留守人员撤离至电站指定避难点》指令(8 号风球后通过广播、传呼机发布)后, 迅速撤离至电站指定避难点, 进行人员清查。

(2) 其他人员

1) 工地发出启动人员撤离行动指令后, 以处为单位, 统计本处撤离至深圳市区人员信息, 填报《撤离至市区人员信息填报表》;

2) 工地发布了《第一阶段人员撤离行动令》(1号风球后, 大概台风登陆两天前, 通过广播、传呼机发布)后, 第一阶段撤离人员在最近的撤离点乘车撤至市区;

3) 工地发布了《第二阶段人员撤离行动令》(3号风球后, 大概台风登陆一天前, 通过广播、传呼机发布)后, 第二阶段撤离人员在最近的撤离点乘车撤至市区。

防抗超强台风预案形成的行动清单如表1。

表1 防抗超强台风行动清单

序号	项目名称	责任部门	完成时间
1	台风期间运行机组后撤到何种状态(减载方案)	OPP/OPO/1PO	2006-04-30
2	牵头核实和确定在大亚湾核电站的黑启动方案中从联络变压器向主变压器充电的路径的可靠性	OPO	2006-04-30
3	牵头解决第五台柴油发电机接入岭澳核电站的分工问题	LPO	2006-04-30
4	协调、确定与气象部门、中华电力联系的渠道(台风到来前气象信息的获取)	OPH	2006-04-30
5	明确指挥部人员分工职责	OPH	2006-04-30
6	厂区危险气体(氢气、氮气、二氧化碳)瓶处理方案	OPH	2006-04-30
7	4部卫星电话的维护和管理	OPH	2006-04-30
8	人员撤离演习问题跟踪、去向安排、升版撤离预案	CAB	2006-04-30
9	确定大修人员撤离方式	CAB	2006-04-30
10	防台物资管理(行政用品)	CAB	2006-04-30
11	推动华兴仓库和风雨剧场(电网下方的临时建筑物)的拆除	CAB	2006-04-30
12	编制厂区集装箱抗风方案	MCS	2005-12-15
13	防台专用物资的验收和维护(泵、管、油、发电机)	MCS	2006-04-30
14	建筑物(第三责任区公关中心以外的地点)评估	TCW	2006-04-30
15	编制风后建筑物修复的预案	TCW	2006-04-30
16	拆除01楼微波站的临时加固	TCW	2005-12-15
17	调研国内外相关反馈信息, 完善应急柴油发电机应急预案	OPE	2006-04-30
18	组织研究分析应急柴油发电机超设计运行能力问题	OPE	2006-04-30
19	与中石化讨论签订相关紧急供油协议, 保障特殊条件下核电站的燃油供应	TCS	2006-04-30
20	组织评价和实施 LTR、北区变电站玻璃窗户的改造	MEE	2006-04-30
21	确认通讯电源由两路以上不同的电源供给, 满足通信电源可靠性的需求	MEE	2005-12-30
22	完善人员撤离时, 基地保安、保卫部分的预案内容	OPA	2006-04-30
23	保证防抗超强台风期间, 电站有一台油罐车可用	CVC	2006-04-30
24	第五台柴油机房装设声力电话接口	CIT	2006-04-30
25	01楼微波站永久加固的改造	CIT	2006-04-30
26	45部对讲机的维护和管理	CIT	2006-04-30

核电站生产活动计划风险控制改进

刘 东

针对在工作过程中发现的问题，以及根据核电站内外的经验反馈，生产计划部门 2005 年在生产活动计划的风险控制方面进行了多项改进。

1. 突出控制高风险、Io 作业

在 2004 年至 2005 年，大亚湾核电站和岭澳核电站先后完成了运行技术规范的切换，新技术规范对 Io 工作的控制比旧规范更为复杂。此外通过这两年的使用，相关各方对日滚动计划也有了新的要求，并希望两电站的计划格式能够统一。为此，OPG 多次组织相关部门，对日计划的编制方式进行充分的讨论，在以下方面进行了改进：

(1) 突出 Io 工作的逻辑关系，在日计划中专门设置 Io 工作的窗口；并在计划中明确 Io 的种类，为主控制室操纵员提供了一个直观的信息平台。

(2) 强化 A、B 类生产活动的控制，有效地控制了生产活动安排的风险。

(3) 利用彩色版计划的特点，突出运行活动，提高了主控制室操纵员使用计划的效率。

(4) 增加了协调工程师的通讯信息，为使用计划的工作人员提供了方便。

(5) 两电站使用完全一致的计划格式，方便了负责两电站日常生产相关人员的交流。

2. 规范等状态工作票管理

生产活动等状态工作票管理一直没有一份完整、全面的程序来规定，从暴露出的问题来看，主要存在三个方面的问题：

一是工作票等状态的审批、决策过程不规范。没有明确什么情况下可以等状态，以及需要哪些部门审批后才可以等状态。

二是工作票等状态后，缺陷发展趋势的跟踪不规范。没有明确由谁来跟踪缺陷的发展趋势，以及跟踪的方式、重新激活的标准、反馈的渠道等。

三是工作票等状态后，窗口和机组状态的跟踪有待完善。所等状态究竟有哪些？没有明确系统运行经理的跟踪频度和反馈，也没有明确计划人员对机组状态的跟踪管理。

针对上述问题，OPG 制定了等状态管理细则，通过管理手段来达到相应的三个目的：

一是做到等状态的审批过程合理、有效，做与不做的风险能够在一定的时间内，得到较为充分的分析。

二是做到等状态的缺陷发展是可控的,在其恶化之前能得到及时的处理。

三是做到当合适的机组状态和检修窗口出现时,能及时安排相应的等状态工作票,避免重复维修或遗漏。

具体的改进有以下几点:

(1) 规定等状态的启动条件

满足以下任何一条,即启动等状态的审查:

1) OPG/OPO/LPO/系统运行经理/STA/OPH 在审查申请文件包时认为需要等状态。

2) OPO/LPO 在实施隔离时(前)发现须等状态。

3) 其他部门在工作过程中发现须等状态(一般须重新申请工作票,准备好后将文件包送 OPG)。

4) 工作票所需状态项目在四周内不具备工作条件,四周内具备条件的项目列入周计划跟踪。

(2) 规定等状态工作票的审批流程和各部门职责

1) OPG 负责优化检修窗口,避免重复隔离,确认不会违反技术规范、没有超期,符合相关规定。

2) OPO/LPO 负责从运行角度判断是否需要立即处理?处理的风险是否可以接受?如果等状态,执行部门的跟踪措施是否可以接受?

3) 运行经理负责从系统运行角度确认是否需要立即处理。

4) 执行处负责根据缺陷的性质,判断是否一定要立即处理,若可以等状态,则提出缺陷跟踪的频度、标准等要求。

5) STA 负责从核安全角度判断是否可以等状态。

6) OPH 负责从职业安全角度判断是否可以等状态。

若上述部门在五个工作日达成一致意见,则完成《等状态工作审查单》的签字。若不能达成一致,则在两个工作日内提交上级决策。

(3) 等状态缺陷的跟踪在审查同意等状态时,执行部门必须确定对该缺陷的跟踪要求,如:检查频度、等状态重新激活标准等。缺陷跟踪部门按“跟踪要求”跟踪缺陷的发展,并将结果报告给 OPG。OPG 更新等状态清单中的“现场最新状态”。若发现缺陷发展到超过或接近标准,应立即报告相关专业主管,由其与计划、运行经理等讨论处理方案。

(4) 等状态和窗口的管理

1) 规定等状态的类型,等状态工作票归类管理。

2) 在签署等状态审查单时明确跟踪部门,凡是等设备预防性维修、定期试验、定期切换的工作要列入双周计划跟踪。

3) 状态跟踪部门每周检查清单,并在周计划会上报告情况。

4) 大修前 6 个月开始,每月进行一次等状态票由日常转大修会议。OPG 对于已转交的项目,继续跟踪状态。

5) 等状态工作票分两大类:Ⅰ类为只能在停机、停堆、降功率情况下才能处理的工作票,其余的均为Ⅱ类的工作票。

6) 所等状态分 8 类:大修、NS/RRA、NS/SG、停机、降功率、系统设备停运、预防性维修/定期试验优化或设备切换、其他。电站等状态工作管理细则的实施,有效地减少了等状态工作票量,并加强了等状态缺陷的现场跟踪。

3. 规范保电工作管理

核电机组有装机容量大、启动速度慢的特点。因此每到重要的节假日，为确保机组的安全运行，都要提前对机组缺陷进行清理，并对有风险的生产活动的计划进行调整。对计划和执行部门而言，最大的困难就是要在较短的时间内完成对大量缺陷的处理，以及做好较长一段时间内（2~4周）的工作安排，但这些工作并没有一个指导性的文件来进行规范。工作方法随意性较大，不利用工作的顺利开展。针对这个问题，OPG对保电相关的活动管理进行了规范：

明确保电工作的全过程：

- (1) 提前两周发布保电工作安排的通知；
- (2) 提前两周完成保电相关的预防性维修、定期试验的调整；
- (3) 保电期前两周开始，每天滚动发布需要在保电前处理的缺陷清单；
- (4) 保电期前两天，发布保电期间需要跟踪关注的问题清单；
- (5) 规定保电期间，不允许主动安排A类高风险的生产活动，非计划性工作，必须得到当班值班长或值班维修队长当同意，否则不允许在保电期安排；
- (6) 保电结束后，由OPG和运行白班值甄别出保电期产生的机组重要缺陷，并督促执行部门处理。

4. 建立计划QC制度

(1) 不定期对日常生产三天滚动计划进行抽查。对其与周计划、定期试验计划的项目一致性进行检查。对纠正性维修项目是否及时纳入计划管理、计划编制是否合理进行检查。

(2) 不定期对日常生产的工作票管理进行检查。检查等状态、等大修等工作票是否得到及时的清理，其计划的执行窗口是否已纳入周计划或大修计划；检查COMIS中的工作票是否得到及时的清理，是否及时审批，是否进行良好的跟踪。

(3) 不定期对日常生产的许可票审批进行检查，检查许可票是否按照计划进行审批，计算机辅助隔离系统（CBA）中的许可票是否得到及时清理等。

(4) 对于日常预防性维修数据库、大修预防性维修数据库、定期试验项目数据库的维护情况，进行不定期的抽查；对于预防性维修大纲（或定期试验监督大纲）的生效、升版，预防性维修数据库（或定期试验项目数据库）是否得到相应的更新；对于项目变更（增加或取消）、项目等效等，预防性维修数据库是否得到及时处理。

(5) 对于年度预防性维修计划，在计划编制完成后，必须对其进行审查，检查项目的完整性、项目安排的正确性和合理性：

1) 检查确认GOR要求的预防性维修和定期试验项目都已完整地纳入计划进行管理。

2) 对于预防性维修大纲的生效或升版情况已进行清理、检查，日常预防性维修数据库已得到相应的修改并体现到计划中。

3) 对项目变更情况（包括项目增加或取消）、项目等效等情况已进行清理、检查，日常预防性维修数据库已得到相应的修改并体现到计划中。

4) 对定期试验项目进行清理、检查，确认所有项目均已纳入计划管理。

5) 不定期对定期试验数据库的维护情况进行抽查，对数据库与定期试验大纲的一致性进行检查。

(6) 对于季度预防性维修计划，在计划编制完成后，不定期对其进行抽查：

1) 检查确认GOR要求的预防性维修和定期试验项目都已完整地纳入计划进行管理。

2) 对于预防性维修大纲的生效或升版情况已进行清理、检查,日常预防性维修数据库已得到相应的修改并体现到计划中。

3) 对项目变更情况(包括项目增加或取消)、项目等效等情况已进行清理、检查,日常预防性维修数据库已得到相应的修改并体现到计划中。

4) 对定期试验项目已进行清理、检查,确认所有项目均已纳入计划管理。

5) 对定期试验数据库的维护情况进行抽查:对数据库与定期试验大纲的一致性进行检查,对定期试验的统计报告进行检查。

(7) 对于周计划,进行不定期抽查:

1) 对季度预防性维修计划的执行情况已进行检查,并及时地进行了反馈、修改。

2) 对定期试验的执行情况已进行清理检查,并及时地进行了反馈、修改。

3) 对项目变更情况、项目等效情况已进行清理检查,日常预防性维修数据库已得到相应的修改并体现到计划中。

4) 对等状态项目已进行清理检查,在周预防性维修计划编制时已统筹考虑。

5. 优化标牌处理过程

大亚湾核电站和岭澳核电站原标牌处理流程如图1,其中三个环节存在问题。

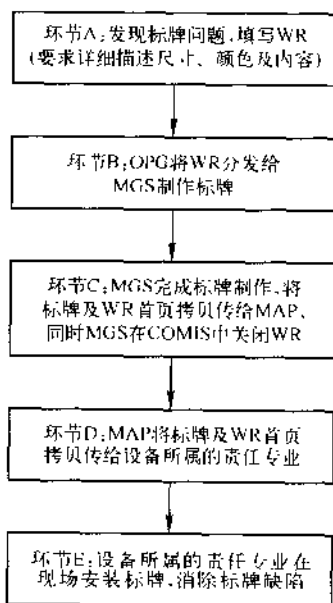


图1 大亚湾核电站和岭澳核电站原标牌处理流程

(1) 环节 C

WR 在 COMIS 中关闭后,标牌安装工作在 COMIS 中失去跟踪,缺陷处理流程未形成闭环,并会导致“现场标牌已安装”的误解。

(2) 环节 D

MGS/OPG/设备所属专业接口间没有有效跟踪 (COMIS 中无记录),可能造成标牌遗失和标牌安装工作的遗忘;各环节响应时间无法控制和跟踪;出现问题时无法追溯。

(3) 环节 E

响应时间无法控制和跟踪，且现场标牌是否安装没有记录。

改进后的流程（图 2）解决了原来存在的问题，具备下面几个优点：

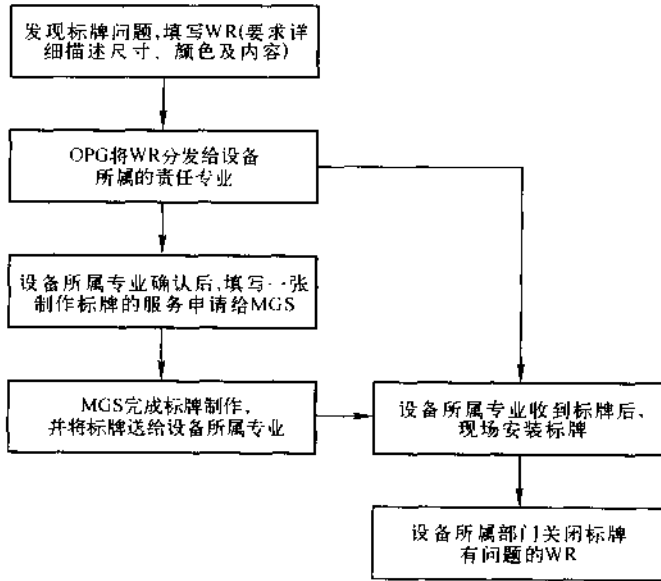


图 2 经改进后的标牌处理流程

- 1) 管理标牌制作、安装流程全程得到跟踪和控制，形成闭环；
- 2) 不会存在误解，标牌安装后才关闭有问题 WR；
- 3) 各环节响应时间得到跟踪和记录，出现问题时可追溯；
- 4) 整个流程只新增一张标牌制作的服务申请。

大亚湾核电站2号机组第十一次大修 启动期间汽轮机振动高分析与处理

黄前进

1. 概况

2005年12月3日,大亚湾核电站2号机组第十一次大修之后再启动,当汽轮发电机组首次冲转到3000 r/min时,10号瓦水平振动幅值为61 μm ,然后缓慢上升。加励磁电流达400 A后10号瓦水平振动继续上涨,当达到97 μm 后手动停机,决定进行动平衡处理。

为处理10号瓦振动问题,在发电机后端轴颈加重孔加重1175 g \angle 340°;同时为适当降低2号轴振动(停机之前2号轴振动为82 μm),在高压缸与1号低压缸连接的对轮加重740 g \angle 100°。12月4号机组再次冲转,到达3000 r/min空载时,2号轴振动已降低为45 μm ,9号瓦水平振动为27 μm ,10号瓦水平振动为22 μm ,11号轴振动为80 μm 。但是,加励磁电流后,10号瓦水平振动快速增加,最高达到87 μm ,超过报警值64 μm 。

经分析认为,机组在3000 r/min空载时振动水平良好,表明转子的质量平衡问题得到解决,加励磁后振动水平显著变化,可能是由于转子线棒局部膨胀受阻造成的,于是决定通过手动停机、快速降速、在2400 r/min带励磁运转等方式,缓解转子线棒局部膨胀受阻问题。

经过反复多次,达到预期目的,在12月5号机组并网前,10号轴瓦水平振动为37 μm ,9号轴瓦水平振动为39 μm 。随着功率和励磁电流的增加,10号轴瓦水平振动逐渐增大,最高到达72 μm ,随后缓慢降低至62 μm 左右。从150~980 MW升功率过程中,10号轴瓦水平振动在52~62 μm 之间波动。

满功率运行2个月之后,10号瓦水平振动为48 μm ,10号轴振动为89 μm ,低于报警值64 μm 和135 μm ,振动水平合格。

图1为汽轮发电机组轴系结构,图2为机组并网前后以及功率运行时10号瓦水平振动的趋势图。

2. 情况介绍与分析

机组大修之前,10号瓦水平振动为20 μm 左右,10号轴振动为40 μm ,长期处于较低水平。本次大修中更换了发电机转子。该转子原在大亚湾核电站1号机组使用,在1号机组第九次大修时被换下并返修作备件。2004年大亚湾核电站第十次大修时该转子被更换至2号

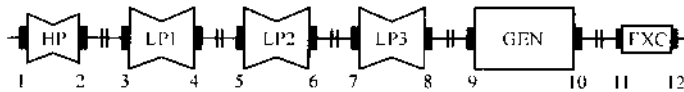


图1 汽轮发电机组轴系结构示意图

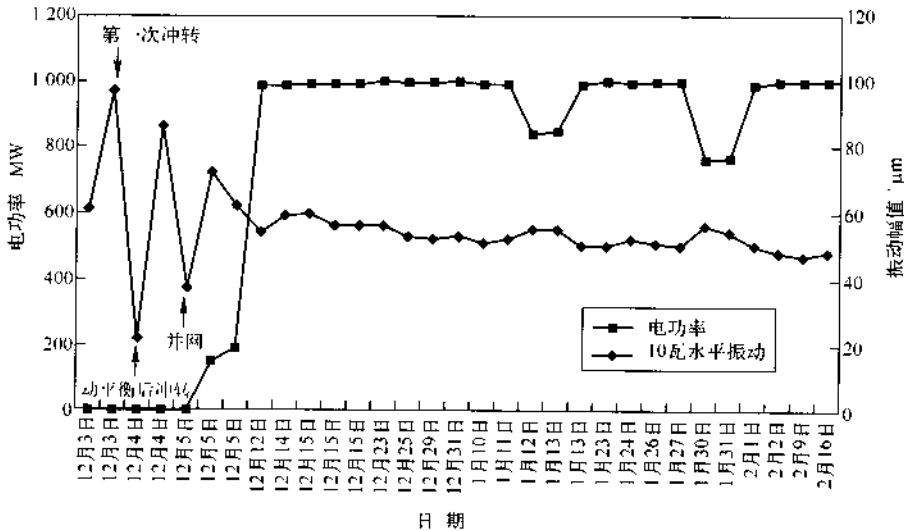


图2 10号瓦水平振动趋势图

机组，后因“7·10”事件受损被换下并返厂检修，本次大修中再次被更换到2号机组使用。

从历史上看，该转子在1号机组运行时，10号轴和轴瓦振动都曾处于较高水平，这是因为10号瓦坐落在发电机大端盖上，支承刚度不够，使其振动易受多种因素影响。在机组升功率和氢温波动时发电机转子易产生热变形，从而对发电机振动，尤其是支承刚度不够的10号轴振和瓦振，产生较大影响。历次大修的情况也说明了这一点。

1999年1号机组第五次大修升功率过程中，10号轴瓦水平振动随功率变化有较大起伏，机组刚冲转到3000 r/min时10号瓦振动为19 μm，升功率至30%功率过程中振动持续上升，一度接近60 μm，然后又渐渐回落至31 μm，整个循环振动稳定。

2000年1号机组第六次大修后，刚并网时10号轴瓦水平振动57 μm，但随着功率的增加而逐渐降低，其后由于发电机氢温异常升高导致10、11、12号轴振动全部增大，在170 MW台阶时10号轴振甚至超过了200 μm，在增大氢冷器给水流量降低氢温之后轴振随之下降，满功率之后10号轴振动为80 μm，10号瓦振动为33 μm，整个循环振动稳定。

2001年1号机组第七次大修之后机组升功率过程中，发生氢温不平衡，升功率至30% FP过程中振动持续上升，10号瓦振动为72 μm，轴振动为122 μm，之后振动稳定，满功率时10号瓦振动为57 μm，轴振动为116 μm。运行约半年之后，9月19日彻底处理了氢温波动问题之后，10号瓦振动从54 μm降低到35 μm，并稳定运行一个循环。

2002年1号机组第八次大修，升功率至430 MW时，10号瓦振动和轴振动持续偏高，

但低于第七次大修同期水平,其中10号瓦振动为 $55\ \mu\text{m}$,轴振动为 $101\ \mu\text{m}$,满功率后10号瓦振动为 $35\ \mu\text{m}$,轴振动为 $120\ \mu\text{m}$,整个循环振动基本稳定,并在第九次大修之前略有回落。

本次大修中汽轮发电机组的主要检修情况为:汽轮机部分LP1,LP2,LP3三个低压缸解体大修,同时对三个转子的末级叶片均进行了拆卸检查、中心孔探伤检查、叶片测频等工作。发电机部分更换转子,并对新转子前后对轮磨孔、铰孔与配置螺栓套,以及汽机侧和励磁侧对轮检查调整同心度和中心。大修后虽存在的部分数据超标,但结果均优于往年。

通过前述的情况介绍,可以看出该转子存在一定的振动特点,即由于10号瓦坐落在发电机大端盖上,支承刚度不够,导致10号瓦振动和轴振动在升功率过程中容易受各种因素影响,经初步分析,认为造成10号瓦振动波动的具体原因主要有以下两点:

(1) 发电机转子存在热变形,导致功率变化时振动比定速时高。在升功率过程中,转子因励磁电流逐渐增加而受热膨胀,若膨胀不均,在应力的作用下转子会产生类似“弯曲”的细微变形,从而直接导致转子及轴瓦振动变化。当膨胀得到有效释放、应力逐渐减小时振动便会稳定,并逐渐恢复正常。这种特性从该转子以往大修的振动特性中同样得到体现。

(2) 氢温及氢冷器温度不均衡对振动存在一定影响。在升功率过程中,由于氢温不均衡,10号瓦振动和轴振动均发生过较大波动,当氢温恢复均衡之后,又逐渐恢复到原振动水平。类似的情况在以往大修中都曾经出现过,并且氢气温度的变化同样会对振动产生影响。

3. 振动状况评价

(1) 大修之后10号瓦振动确实比以前有所增加,但在该转子以往的循环周期当中都曾出现过类似的振动波动和振动高现象,并且都长期稳定运行,所以机组目前的振动水平可以接受。

(2) 经过两个多月的运行之后,10号瓦振动表现出稳中有降的趋势,期间经历了外部电网扰动及快速降功率试验的考验。长期而言,如果上述影响10号瓦振动的各参数(转子电流、发电机氢温等)保持稳定而不发生显著变化,10号轴瓦振动基本也不会产生显著的变化,机组可以长期运行。

(3) 目前10号瓦振动距报警值 $64\ \mu\text{m}$ 较近,相关部门将继续密切跟踪变化趋势,并对其振动变化机制做进一步观察和总结。

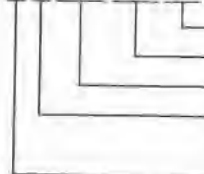
(4) 相关部门已做好动平衡预案及相关技术准备工作,一旦出现异常将根据情况及时处理。

附录一 基本系统名称

Elementary System Codification

系统设备代码示意

D | APA | 100 | VL



大亚湾核电站1号机组电动主给水泵系统阀门

设备类型, VL代表凝结水和主给水阀门, 可参阅附录五;





设备编号, 通常为三位数字;

设备所属系统名称简写, 可参阅附录一;

设备所属机组号, 其中9号机组代表1, 2号机组公用的系统设备, 非1, 2, 9号机组的系统设备归为0号机组;

电站代码简写, D代表大亚湾核电站, L代表岭澳核电站。

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
ASC	Auxiliary Feedwater 辅助给水系统
C	Condenser (Condensation-Vacuum-Circulating Water) 凝汽器 (冷凝-真空-循环水)

LAR	Turbine Exhaust Water Spraying 汽轮机排汽口喷淋系统
GET	Turbine Cland. 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

DEC	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

DIV	Communication 厂区通信系统
DVA	Cold Workshop and Warehouse Ventilation 冷机修车间和仓库通风系统
DVB	Administration Building Ventilation 办公楼通风系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVD	Diesel Buildings Ventilation 柴油机房通风系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统
DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统

DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳外贯穿件房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation 餐厅通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWG	Miscellaneous BOP Buildings Ventilation System (UA Building) 其他BOP厂房通风系统(UA厂房)
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWN	Site Laboratory Ventilation 厂区实验室通风系统
DWR	Security Building Ventilation 应急保安楼通风系统
DW5	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) 油及润滑油贮存区通风系统(FC厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统
E	Containment 安全壳

EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
EBA	Containment Sweeping Ventilation 安全壳换气通风系统
EIK	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
EVE	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
GEN	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 Lacking 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
I	Fire Protection (detection-fire fighting) 消防(探测-火警)
JDT	Fire Detection 火警探测系统
JPD	Fire Fighting Water Distribution 消防水分配系统

JPH	Turbine Oil Tank Fire Protection 汽轮机油箱消防系统
JPI	Nuclear Island Fire Protection 核岛消防系统
JPL	Electrical Building Fire Protection 电气厂房消防系统
JPP	Fire Fighting Water Production 消防水生产系统
JPS	Mobile & Portable Fire Fighting Equipment 移动式 and 便携式消防设备
JPT	Transformers Fire Protection 变压器灭火系统
JPU	Site Fire Fighting Water Distribution 厂区消防水分配系统
JPV	Diesel Generator Fire Protection 柴油发电机灭火系统
K	Instrumentation and Control 仪表和控制
KBS	Thermocouple Cold Junction Boxes 热电偶冷端盒系统
KCO	Common Control Cabinets for Conventional Island 常规岛共用控制机柜
KDO	Test Data Acquisition 试验数据采集系统
KIR	Loose Parts and Vibration Monitoring 松动部件和振动监测系统
KIS	Seismic Instrumentation 地震仪表系统
KIT	Centralized Data Processing 集中数据处理系统
KKK	Site and Building Access Control 厂区和办公楼出入监督系统
KKO	Energy Metering and Perturbography 电能表和故障录波仪
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统

KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂区辐射气象监测系统
KRT	Plant Radiation Monitoring 电站辐射监测系统
KSA	Alarm Processing 警报处理系统
KSC	Main Control Room 主控制室系统
KSN	Nuclear Auxiliary Building-Local Control Panels and Boards 核辅助厂房——就地控制屏和控制盘
KSU	Security Building Control Desk 应急保安楼控制台系统
KZC	Controlled Area Access Monitoring 控制区出入监测系统
L	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230 V 不间断直流电流系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125 V DC Power Supply—Train A 125 V 直流电源系统——系列 A
LBB	125 V DC Power Supply—Train B 125 V 直流电源系统——系列 B
LBC	Inverters Power Supply for Protection Group I 第一保护组逆变电源系统
LBD	Inverters Power Supply for Protection Group II 第二保护组逆变电源系统

LRE	Inverters Power Supply for Protection Group III 第三保护组逆变电源系统
LRF	Inverters Power Supply for Protection Group IV 第四保护组逆变电源系统
LRC	125 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125 V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125 V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
OLBK	125 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LBI	125 V DC Power Supply (EG Building) 125 V 直流电源系统 (EG 厂房)
LBM	125 V DC Power Supply (Switchgear Control) 125 V 直流电源系统 (开关控制)
OLBM	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (主开关站)
OLBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (主开关站)
LBP	125 V DC Power Source and Distribution System 125 V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48 V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48 V 直流电源系统——系列 B
LCC	48 V DC Power Source and Distribution System Decoupling 48 V 直流电源和配电去耦系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
OLCK	48 V DC Power Supply (Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LCL	48 V DC Power Supply (EC Building) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
OLCM	48 V DC Power Supply (Main Switchyard) 48 V 直流电源系统 (主开关站)
LDA	30 V DC Power Supply (Analog Control) 30 V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGB	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGC	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGD	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6 kV Switchboard 机组 6.6 kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6 kV Switchboard 公用和厂区 6.6 kV 配电盘系统
LGM	6.6 kV Switchboard-Preoperational Boiler 6.6 kV 配电盘系统-调试锅炉
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——系列 B
LHT	Changeover Interconnection Devices 6.6 kV 交流应急电源切换系统
LHZ	Low Voltage 380 V AC Generating Set (EC Building) 低压 380 V 交流发电机组 (EC 厂房)
LK	LV AC Network-380 V 低压交流电源 (380 V 系统)

LL	LV AC Emergency Network-380 V 低压交流应急电源 (380 V 系统)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮机发电机组
LMA	220 V AC Normal Power Source and Distribution System 220 V 交流电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (CI 仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (CI 仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第三保护组)
LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220 V 重要负荷交流电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220 V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B.) 220 V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Demineralization and Auxiliary Boilers) 220 V 交流不间断电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
OLNL	Uninterrupted 220 V AC Power (EC Building) (Included In OLNL S. D. M.) 220 V 交流不间断电源系统 (EC 厂房)
OLNM	Uninterrupted 220 V AC Power (TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC 厂房)
LNP	Uninterrupted 220 V AC Power for Train B KIT&KPS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KIT&KPS)

LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LTR	Grounding 接地系统
LYS	Batteries Test Loops 蓄电池试验回路
P	Pits 各种坑、池
PMC	Fuel Handling and Storage 核燃料装卸贮存
PTR	Reactor Cavity and Spent Fuel Pit Cooling and Treatment 反应堆和乏燃料水池冷却和处理系统
R	Reactor 反应堆
RAM	CRDM Power Supply 控制棒驱动机构电源系统
BAZ	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
RR1	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
SFA	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
SEB	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
SIB	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
SCT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统

SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换器系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVE	Preoperational Test Steam Distribution 运行前试验用蒸汽分配系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统
TEP	Boron Recycle 硼回收系统

TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统
XCE	Preoperational Test Steam Production 运行前试验用蒸汽生产系统
XPA	Auxiliary Boiler Fuel Oil 辅助锅炉燃料油系统

2. 岭澳核电站基本系统名称

	Quality and nuclear safety related system 完全与质量和核安全相关系统
	Partially quality and nuclear safety related system 部分与质量和核安全相关系统
	Quality related system 与质量相关系统
	Non quality related system 与质量无关系统
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
ADC	Feedwater Deaerating Tank and Gas Stripper 给水除气器系统
ADS	LV AC Network 380 V (ET Building) 低压交流电源 380 V 系统 (ET 厂房)
AET	Feedwater Pump Turbine Gland 主给水泵汽轮机轴封系统
AGM	Motor-Driven Feedwater Pump Lubrication 电动主给水泵润滑油系统

AGR	Feedwater Pump Turbine Lubrication Control Fluid 主给水泵汽轮机润滑油及调节油系统
AHP	High Pressure Feedwater Heater 高压给水加热器系统
APA	Motor-Driven Feedwater Pump 电动主给水泵系统
APD	Start-up Feedwater System 启动给水系统
APG	Steam Generator Blowdown 蒸汽发生器排污系统
APP	Turbine-Driven Feedwater Pump 汽轮机主给水泵系统
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
CCR	Circulating Water Pump Lubrication 循环水泵润滑系统
EPA	Cathodic Protection 阴极保护系统
CRF	Circulating Water 循环水系统

CTE	Circulating Water Treatment 循环水处理系统
CVI	Condenser Vacuum 凝汽器真空系统
D	Ventilation-Handling Equipment-Communications-Lighting 通风-吊装设备-通信-照明
DAA	BOP Elevator System BOP 电梯系统
DAI	Nuclear Island Building Elevators 核岛厂房电梯
DAM	Turbine Hall Elevators 汽轮机厂房电梯
DEG	Nuclear Island Chilled Water 核岛冷冻水系统
DEL	Electrical Building Chilled Water 电气厂房冷冻水系统
DMA	BOP Hot workshop and Warehouse Handling Equipment (AC Building) BOP 热机修间及仓库吊装设备 (AC 厂房)
DME	Main Switchyard Handling Equipment (TB Building) 主开关站吊装设备 (TB 厂房)
DMH	Miscellaneous Hoists and Lifting Equipment in BOP Buildings and Areas BOP 厂房和 BOP 区域内的各种吊装设备
DMK	Fuel Building Handling Equipment 核燃料厂房吊装设备
DMM	Turbine Hall Mechanical Handling Equipment 汽轮机厂房机械吊装设备
DMN	Nuclear Auxiliary Building Handling Equipment 核辅助厂房吊装设备
DMP	Circulating Water Pumping Station Handling Equipment 循环水泵站吊装设备
DMR	Reactor Building Handling Equipment 反应堆厂房吊装设备
DMS	Digital Monitor System 视频监控系統

DMW	Handling Equipment for Reactor Building External Gantry, Peripheral Rooms, Diesel Buildings, Waste Auxiliary Building 反应堆厂房外部龙门架及其外围厂房吊装设备
DNB	BOP Buildings & Area Normal Lighting BOP厂房和区域内正常照明系统
DNK	Fuel Buildings Normal Lighting 核燃料厂房正常照明系统
DNL	Electrical Building Normal Lighting 电气厂房正常照明系统
DNM	Turbine Hall Normal Lighting 汽轮机厂房正常照明系统
DNN	Nuclear Auxiliary Building Normal Lighting 核辅助厂房正常照明系统
DNP	Circulating Water Pumping Station Normal Lighting 循环水泵房正常照明系统
DNQ	Waste Auxiliary Building Normal Lighting 废物辅助厂房正常照明系统
DNR	Reactor Building Normal Lighting 反应堆厂房正常照明系统
DSB	BOP Buildings & Area Emergency Lighting BOP厂房和区域应急照明系统
DSI	Site Security System 厂区保安系统
DSK	Fuel Building Emergency Lighting 核燃料厂房应急照明系统
DSL	Electrical Building Emergency Lighting 电气厂房应急照明系统
DSM	Turbine Hall Emergency Lighting 汽轮机厂房应急照明系统
DSN	Nuclear Auxiliary Building Emergency Lighting 核辅助厂房应急照明系统
DSP	Circulating Water Pumping Station Emergency Lighting 循环水泵站应急照明系统

DSQ	Waste Auxiliary Building Emergency Lighting 废物辅助厂房应急照明系统
DSR	Reactor Building Emergency Lighting 反应堆厂房应急照明系统
DTK	500 kV Switchyard Communication System 500 kV 开关站载波通信系统
DTL	Closed-Circuit Television 闭路电视系统
DTV	Site Communication 厂区通信系统
DVA	AA/AF Building Ventilation AA/AF厂房通风空调系统
DVC	Control Room Air Conditioning 主控制室空调系统
DVE	Cable Floor Ventilation 电缆层通风系统
DVF	Electrical Building Smoke Exhaust 电气厂房排烟系统
DVG	Auxiliary Feedwater Pump Room Ventilation 辅助给水泵房通风系统
DVH	Charging Pump Room Emergency Ventilation 上充泵房应急通风系统
DVI	Component Cooling Room Ventilation 设备冷却水房间通风系统
DVK	Fuel Building Ventilation 核燃料厂房通风系统
DVL	Electrical Building Main Ventilation 电气厂房主通风系统
DVM	Turbine Hall Ventilation 汽轮机厂房通风系统
DVN	Nuclear Auxiliary Building Ventilation 核辅助厂房通风系统
DVP	Circulating Water Pumping Station Ventilation 循环水泵站通风系统
DVQ	Waste Auxiliary Building Ventilation 废物辅助厂房通风系统

DVS	Safety Injection and Containment Spray Pump Motor Room Ventilation 安全注入和安全壳喷淋泵电机房通风系统
DVT	Demineralization Plant Ventilation 除盐水车间通风系统
DVV	Auxiliary Boiler and Compressor Building Ventilation 辅助锅炉和空压机厂房通风系统
DVW	Peripheral Rooms Ventilation 安全壳环廊房间通风系统
DVX	Lubrication Oil Transfer Plant Building Ventilation 润滑油输送装置厂房通风系统
DWA	Hot Workshop and Warehouse Ventilation 热机修车间和仓库通风系统
DWB	Restaurant Ventilation SA 餐厅通风系统
DWC	Training Center Ventilation (EA Building) 培训中心通风系统
DWD	Security Building Ventilation 保安楼通风系统
DWE	Main Switchyard Ventilation 主开关站通风系统
DWH	EC Building Ventilation System EC 厂房暖通空调系统
DWL	Hot Laundry Ventilation 热洗衣房通风系统
DWM	Emergency Center Ventilation System 应急中心通风系统 (EM 楼)
DWN	Site Laboratory Ventilation (AL Building) 厂区实验室通风系统 (AL 实验室)
DWQ	Garage & Laundry Ventilation 车库和洗衣房通风系统 (AG/EL 厂房)
DWR	Cold Warehouses Ventilation (AB Building) 冷机修仓库通风系统 (AB 厂房)

DWS	Essential Service Water Pumping Station Ventilation (PX Building) 重要厂用水泵站通风系统 (PX 泵站)
DWT	Archive & Documentation Center Ventilation (AD Building) 档案馆通风系统 (AD 楼)
DWU	Fire Fighting Training Center Ventilation (EB Building) 消防培训中心通风系统 (EB 楼)
DWV	Oil Storage Area Ventilation (FC Building) 油料仓库通风系统 (FC 厂房)
DWW	Laboratory Office Ventilation (XL Building) 性能实验室办公间通风系统 (XL 厂房)
DWX	Compressors Building Ventilation (ZC Building) 空压机房通风系统 (ZC 厂房)
DWY	Electrochlorination Plant Ventilation 制氯站通风系统 (HX 厂房)
DWZ	Hydrogen Production Plant Ventilation 制氢站通风系统 (ZB 厂房)
E	Containment 安全壳
EAS	Containment Spray 安全壳喷淋系统
EAU	Containment Instrumentation 安全壳仪表系统
ERA	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
EVE	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 主开关站一超高压配电装置
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	500 kV Line Protection 500 kV 线路保护系统
KME	Test Instrumentation 试验仪表系统
KPR	Remote Shutdown Panel 应急停堆盘系统
KPS	Safety Panel 安全监督盘系统
KRG	General Control Analog Cabinets 集中控制模拟量机柜
KRS	Site Radiation and Meteorological Monitoring 厂址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
J	Electrical Systems 电气系统
LAA	Uninterrupted 230 V DC Power System (LNE) Inverter Power Supply 230 V 不间断直流电源系统、逆变电源系统 (电气厂房 LNE)
LAB	Turbine Generator Continuous Lubrication Pump Power Supply 汽轮发电机不间断润滑油泵电源系统 (汽轮机厂房)
LBA	125 V DC Power Supply—Train A 125 V 直流电源系统—系列 A
LBB	125 V DC Power Supply—Train B 125 V 直流电源系统—系列 B
LBC	Protection Group I Inverters Power Supply 第一保护组逆变电源系统
LBD	Protection Group II Inverters Power Supply 第二保护组逆变电源系统
LBE	Protection Group III Inverters Power Supply 第三保护组逆变电源系统
LBF	Protection Group IV Inverters Power Supply 第四保护组逆变电源系统
LBG	125 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 125 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LBJ	125 V DC Power Supply (6.6 kV Breakers) 125 V 直流电源系统 (6.6 kV 断路器)
LBK	125 V DC Power Supply (Demincralization Plant and Auxiliary Boilers) 125 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)

LBI	125 V DC Power Supply (UA/UD Building) 125 V 直流电源系统 (UA/UD 厂房)
LBM	125 V DC Power Supply (Switchgear Control-Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (开关控制、主开关站)
LBN	125 V DC Power Supply (Main Switchyard) 125 V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LBO	125 V DC Power Supply (Auxiliary Switchyard) 125 V 直流电源系统 (TC 厂房辅助开关站)
LBP	125 V DC Power Source and Distribution System 125 V 直流电源和分配系统
LCA	Unit 48 V DC Power Supply—Train A 机组 48 V 直流电源系统——系列 A
LCB	Unit 48 V DC Power Supply—Train B 机组 48 V 直流电源系统——系列 B
LCC	Unit Disconnection 48 V DC Power Supply 机组解列用 48 V 直流电源系统
LCD	Common 48 V DC Power Supply (Nuclear Auxiliary Building) 公用 48 V 直流电源系统 (核辅助厂房)
LCE	Unit 48 V Power Supply System (Train A for CI) 48 V 电源系统 (常规岛 A 列)
LCK	48 V DC Power Supply (YA Demineralization Plant and Auxiliary Boilers) 48 V 直流电源系统 (除盐水车间和辅助锅炉)
LCL	48 V DC Power Supply (UA Building) 48 V 直流电源系统 (UA 厂房)
LCM	48 V DC Power Supply (Main Switchyard) 48 V 直流电源系统 (TC 厂房主开关站)
LDA	30 V DC Power Supply (Analog Control) 30 V 直流电源系统 (模拟控制)
LGA	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGB	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统

LGC	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGD	6.6 kV Switchboard 6.6 kV 配电盘系统
LGE	Unit 6.6 kV Switchboard 机组 6.6 kV 配电盘系统
LGI	Common and Site 6.6 kV Switchboard 公用和厂区 6.6 kV 配电盘系统
LGJ	Auxiliary Transformer 6.6 kV Switchboard 辅助变压器 6.6 kV 配电盘系统
LGR	Auxiliary Power Supply 辅助厂用电源系统
LHA	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train A 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 A
LHB	6.6 kV AC Emergency Power Distribution—Train B 6.6 kV 交流应急配电系统——系列 B
LHP	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Diesel—Train A 6.6 kV 交流应急电源系统——柴油机系列 A
LHQ	6.6 kV AC Emergency Power Supply—Diesel—Train B 6.6 kV 交流应急电源系统——柴油机系列 B
LHT	Change Over Interconnection Devices—Site Emergency Power Distribution System 转换连接装置、现场应急电源配电系统
LHX	Low Voltage 380 V AC Generating Set (TB Building) 低压 380 V 交流发电机组 (TB 厂房)
LHY	Low Voltage 380 V AC Generating Set (EM/EC Building) 低压 380 V 交流发电机组 (EM/EC 厂房)
LHZ	Low Voltage 380 V AC Generating Set (UA Building) 低压 380 V 交流发电机组 (UA 厂房)
LKA	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)
LKB	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)
LKC	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备)

LKD	LV AC Network 380 V (BA Building-Electrical Building) 低压交流电源 380 V 系统 (BA 楼、电气厂房)
LKE	LV AC Network 380 V (NI Auxiliaries - BX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (核岛辅助设备, BX 楼)
LKF	LV AC Network 380 V (CI Auxiliaries - TC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛辅助设备, TC 厂房)
LKG	LV AC Network 380 V (CI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛辅助设备)
LKH	380 V AC Power Supply System (PX Building) 380 V 交流电源系统 (PX 泵房)
LKI	LV AC Network 380 V (NX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (NX 厂房)
LKJ	LV AC Network 380 V (EL Building - NX Building) 低压交流电源 380 V 系统 (EL 厂房、NX 厂房)
LKK	LV AC Network 380 V (Common Services) 低压交流电源 380 V 系统 (公用设施)
LKL	LV AC Network 380 V (Fuel Auxiliary Building - UA Building) 低压交流电源 380 V (燃料厂房、UA 厂房)
LKM	LV AC Network 380 V (AC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (AC 厂房)
LKN	LV AC Network 380 V (Common Services - AI Building) 低压交流电源 380 V 系统 (公用设施、AI 厂房)
LKO	LV AC Network 380 V (SA Restaurant) 低压交流电源 380 V 系统 (SA 餐厅)
LKP	LV AC Network 380 V (Turbine Hall - Hot Laundry) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房, 热洗衣房)

LKQ	LV AC Network 380 V (BOP Auxiliary - TC Building - CI Auxiliaries) 低压交流电源 380 V 系统 (BOP 附属设备, TC 厂房、常规岛辅助设备)
LKR	LV AC Network 380 V (Unit Auxiliaries 1B) 低压交流电源 380 V 系统 (机组辅助设备 1B)
LKS	LV AC Network 380 V (Turbine Hall Ventilation - Waste Auxiliary Building) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房通风装置、废物辅助厂房)
LKT	LV AC Network 380 V (Unit Auxiliaries 1C) 低压交流电源 380 V 系统 (机组辅助设备 1C)
LKU	LV AC Network 380 V (Turbine Hall Ventilation - YA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (汽轮机厂房通风装置, YA 厂房)
LKV	LV AC Network 380 V (YA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (YA 厂房)
LKW	LV AC Network 380 V (VA/ZC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (VA/ZC 厂房)
LKX	LV AC Network 380 V (CI Condensate Polishing - VA/ZC Building) 低压交流电源 380 V 系统 (常规岛凝结水净化系统, VA/ZC 厂房)
LKY	LV AC Network 380 V (AA Building - CI Condensate Polishing) 低压交流电源 380 V 系统 (AA 厂房, 常规岛凝结水净化系统)
LKZ	LV AC Network 380 V (AA Building) 低压交流电源 380 V 系统 (AA 厂房)
LLA	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLB	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLC	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLD	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B

LLF	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLF	LV AC Emergency Network 380 V (N. A. B. Lighting—Train A) 低压交流应急电源 380 V 系统 (核岛辅助厂房照明——系列 A)
LLG	LV AC Emergency Network 380 V System (Diesel A Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统 (柴油机 A 辅助设备)
LLH	LV AC Emergency Network 380 V System (N. A. B. Lighting—Train B) 低压交流应急电源——380 V 系统 (核辅助厂房照明——系列 B)
LLI	LV AC Emergency Network 380 V—Train A 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 A
LLJ	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLM	LV AC Emergency Network 380 V System (NI Lighting) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源 380 V 系统 (核岛照明) 和应急配电盘 (TC 厂房)
LLN	LV AC Emergency Network 380 V System (Train A) and Emergency Distribution Panel (TC Building) 低压交流应急电源 380 V 系统 (系列 A) 和应急配电盘 (TC 厂房)
LLO	LV AC Emergency Network 380 V—Train B 低压交流应急电源 380 V 系统——系列 B
LLP	LV AC Emergency Network 380 V—(Turbine Generator Emergency Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统——(汽轮发电机辅助设备)
LLR	LV AC Emergency Network 380 V—(CI Lighting) 低压交流应急电源 380 V 系统——(常规岛照明)
LLS	Hydrotest Pump Turbine Generator Set 水压试验泵汽轮发电机组

LLW	LV AC Emergency Network 380 V—(Diesel B Auxiliaries) 低压交流应急电源 380 V 系统——(柴油机 B 辅助设备)
LLY	LV 380 V AC Distribution Emergency Panel (EM Building) 低压交流应急配电屏 380 V 系统 (EM 厂房)
LLZ	LV 380 V AC Distribution Emergency Panel (UA Building) 低压交流应急配电屏 380 V 系统 (UA 厂房)
LMA	220 V AC Normal Power Source and Distribution System 220 V 交流正常电源和配电系统
LMC	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LMD	220 V AC Power Supply (CI Instrumentation) 220 V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LNA	Vital 220 V AC Power (Protection Group I) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第一保护组)
LNB	Vital 220 V AC Power (Protection Group II) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第二保护组)
LNC	Vital 220 V AC Power (Protection Group III) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第三保护组)
LND	Vital 220 V AC Power (Protection Group IV) 220 V 交流重要负荷电源系统 (第四保护组)
LNE	Uninterrupted 220 V AC Power 220 V 交流不间断电源系统
LNF	Common Uninterrupted 220 V AC Power (N. A. B) 220 V 交流公用不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNK	Uninterrupted 220 V AC Power (Demineralization-Auxiliary Boilers) 220 V 交流不间断电源系统 (除盐水车间、辅助锅炉)

LNL	Uninterrupted 220 V AC Power (UA/UD Building) 220 V 交流不间断电源系统 (UA/UD厂房)
LNM	Uninterrupted 220 V AC Power (Main Switchyard TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC厂房主开关站)
LNN	Uninterrupted 220 V AC Power (Auxiliary Switchyard TC Building) 220 V 交流不间断电源系统 (TC厂房辅助开关站)
LNP	Uninterrupted 220 V AC Power for Train B KIT&KPS 220 V 交流不间断电源系统 (系列 B KIT&KPS)
LRT	Electrical Power Resupply in Outage 大修期间再供电系统
LSA	Test Loops 试验回路系统
LSI	Site Lighting 厂区照明系统
LSM	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 Basin 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
RRL	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

RVLWM	Reactor Vessel Water Level Monitoring System 反应堆压力容器水位监测系统
S	General Services 公用系统
SAP	Compressed Air Production 压缩空气生产系统
SAR	Instrument Compressed Air Distribution 仪表用压缩空气分配系统
SAT	Service Compressed Air Distribution 公用压缩空气分配系统
SBE	Hot Laundry System 热洗衣房系统
SDA	Demineralized Water Production 除盐水生产系统
SEA	Raw Water 生水系统
SEC	Essential Service Water 重要厂用水系统
SED	Nuclear Island Demineralized Water Distribution 核岛除盐水分配系统
SEH	Waste Oil and Inactive Water Drain 废油和非放射性水排放系统
SEK	Conventional Island Liquid Waste Collection 常规岛废液收集系统
SEL	Conventional Island Liquid Waste Discharge (QA Building) 常规岛废液排放系统 (QA 厂房)
SEN	Auxiliary Cooling Water 辅助冷却水系统
SEO	Station Sewer System 电站污水系统
SEP	Potable Water 饮用水系统

SER	Conventional Island Demineralized Water Distribution 常规岛除盐水分配系统
SES	Hot Water Production and Distribution 热水生产和分配系统
SGZ	General Gas Storage and Distribution 厂用气体贮存和分配系统
SHY	Hydrogen Production and Distribution 氢气生产与分配系统
SIP	Process Instrumentation System 过程仪表系统
SIR	Chemical Reagents Injection 化学试剂注射系统
SIT	Feedwater Chemical Sampling 给水化学取样系统
SKH	Lubrication Oil Transfer System 润滑油传输系统
SLT	Transit Changing Room Ventilation 更衣室通风系统
SRE	Sewage Recovery (NI-Workshop-Site Laboratory) 放射性废水回收系统 (核岛-机修车间-厂 区实验室)
SRI	Conventional Island Closed Cooling Water 常规岛闭路冷却水系统
STR	Steam Transformer 蒸汽转换系统
SVA	Auxiliary Steam Distribution 辅助蒸汽分配系统
SVC	Auxiliary Steam Connection Pipe System 辅助蒸汽联网管道系统
T	Waste Treatment 三废处理
TEG	Gaseous Waste Treatment 废气处理系统

TEP	Boron Recycle 硼回收系统
TER	Liquid Waste Discharge 废液排放系统
TES	Solid Waste Treatment 固体废物处理系统
TEU	Liquid Waste Treatment 废液处理系统
V	Main Steam 主蒸汽
VVP	Main Steam 主蒸汽系统
X	Auxiliary Steam 辅助蒸汽
XCA	Auxiliary Steam Production 辅助蒸汽生产系统

附录二 组织机构和相关术语缩写

英文	说明
AD	Administrative Procedure 行政程序
ALARA	As Low As Reasonably Achievable 可以合理达到的尽量低的水平(或译:合理可行尽量低)(辐射防护用语)
ALSTOM	阿尔斯通公司,由通用电气-阿尔斯通公司(GEC-ALSTHOM)1998年公开上市后更名而成
AOM	Assistant Operations Manager 电站经理助理
ASSET	Assessment of Safety Significant Event Team 安全重要事件评价团
ATR	Authorization Training Requirements 授权培训要求
ATWS	Anticipated Transient Without Scram 未能紧急停堆的预期瞬态
ATWT	Anticipated Transient Without Trip 未能紧急停机的预期瞬态
AUD	Audit Department 审计部
BOD	Board 董事会
BOP	Balance of the Plant 电站配套设施
CAB	Administration Branch 行政处
CAP-Team	Corrective Action Program Team 电站内外部事件及纠正行动审查评议小组
CAR	Corrective Action Request 纠正措施要求(质保用语)
CARB	Corrective Action Review Board 电站纠正行动评审委员会
CBO	Company Beijing Office 公司北京办事处
CCTV	Closed Circuit Television 闭路电视
CCW	Infrastructure Branch 基建处
CI	Conventional Island 常规岛
CIS	Corporate Information System 电站综合信息系统
CIT	Computer Center 信息技术中心
CLP	China Light & Power Co. Ltd. 中华电力有限公司
CNEIC	China Nuclear Energy Industrial Company 中国原子能工业公司
CNNC	China National Nuclear Corporation 中国核工业总公司(中核总)
COMIS	Company Operation & Maintenance Information System 公司生产管理信息系统
CPC	Communist Party Committee (Daya Bay) 党委(大亚湾)
CPR	Public Relations Branch 公关宣传中心
CQOM	Company Quality Organization Manual 公司质量管理程序手册
CRO	Computer Request to Order 自动采购申请
CSD	Corporate Services Department 行政管理部
CSE	Secretarial Branch 秘书处

CST	Science & Technology Committee of Company	公司科技委
CT	Containment Test	安全壳密封性试验
CTC	Communication Center	通信中心
CUW	Call Up on Warranty	要求(供货商)履行保证条款
CVC	Transportation Center	运输中心
CYL	Communist Youth League Committee (Daya Bay)	团委(大亚湾)
DHP	Dynamic Hold Point Procedure	动态控制点程序
DOM	Deputy Operations Manager (OPS)	电站副经理
DNMC	Daya Bay Nuclear Power Operations & Management Company, Limited	大亚湾核电运营管理有限责任公司
DPH	Health Physics and Safety Branch	职业安全处(岭澳核电站二期生产准备机构)
DPL	Planning & Liaison Branch	计划联络处(岭澳核电站二期生产准备机构)
DPO	Operation Branch Three (LingDong)	运行三处(岭澳核电站二期生产准备机构)
DPT	Polytechnic Branch	综合技术处(岭澳核电站二期生产准备机构)
EESR	End of Erection Status Report	安装竣工状态报告
EFPD	Equivalent Full Power Days	等效满功率天
EOMM	Equipment Operation and Maintenance Manual	设备运行维修手册
EP	Emergency Preparedness	应急准备
EQAV	Equivalent Average	当量(平均)
ERA	Europe Representative Agency	驻欧办事处
ESP		物资技术数据库
FAC	Accounting Branch	会计处
FAC	Final Acceptance Certificate	最终验收证书
FMX		同 Framex
FND	Finance Department	财务部
FP	Full Power	满功率
FPC	Cost Control Branch	成本处
FRA		同 FRAMATOME
FRAMATOME		法马通公司(法)
FRAMEX		法马通海外检修公司
FROG	Framatome Owners Group	法马通业主协会
FSAR	Final Safety Analysis Report	最终安全分析报告
FSS	Full Scope Simulator	全范围模拟机
FTS	Treasury Branch	资金处
F_{ν}	Radial Peaking Factor	径向功率峰因子
GEC-A	General Electrical-ALSTHOM Corp.	通用电气-阿尔斯通公司(英、法)
GEPB	Guangdong Environmental Protection Bureau	广东省环保局
GMC	General Management	总经理部
GNIC	Guangdong Nuclear Power Investment Co. Ltd.	广东核电投资有限公司

GNPJVC	Guangdong Nuclear Power Joint Venture Co. Ltd. 广东核电合营有限公司
GNPS	Guangdong Nuclear Power Station 广东大亚湾核电站
CNRB	General Nuclear Review Board 核安全评审委员会
GOR	General Operating Rules 运行总则
GPHC	Guangdong Electric power Holding Co. 广东省电力集团公司
GRO	Guangdong Regional Office (NNSA) 国家核安全局广东监督站
GT	反应堆控制棒束导向管更换
HAF	核安全法规(中国发布)
HKNIC	Hong Kong Nuclear Power Investment Co. Ltd. 香港核电投资有限公司
HNMC	Huainan Nuclear Maintenance Company 淮南核电检修公司
HP	High Pressure cylinder 高压缸
HPB	Public Security Branch of Daya Bay 大亚湾公安分局
HRD	Human Resources Department 人力资源部
HSB	Personnel Branch 人事处
HWB	Salary & Wages Branch 劳资处
IAEA	International Atomic Energy Agency 国际原子能机构
ICRP	International Committee of Radiation Protection 国际放射防护委员会
In-Core	堆内
INES	International Nuclear Event Scale 国际核事件分级(IAEA用语)
INPO	International Nuclear Power Operation 核电运行研究所(美)
Io	Inoperability (系统设备)不可用
IOE	Internal Operation Event 内部运行事件
IP	Implementation Procedure 执行程序
IS	Industrial Safety 工业安全
ISI	In-Service Inspection 在役检查
ISO	International Standard Organization 国际标准组织
ITP	Individual Training Programme 个人培训计划
ITV	Inspection of Television 电视检查
KEPCO	Korea Electric Power Corp. 韩国电力公司
LANPC	LingAo Nuclear Power Company, Ltd. 岭澳核电有限公司
LNPS	Guangdong LingAo Nuclear Power Station 岭澳核电站
LOE	Licensing Operational Event 电站运行事件
LOI	Low Operation Interval (RRA) RRA 低水位运行间隔
LP	Low Pressure cylinder 低压缸
LPO	Operation Branch of LNPS 运行二处
MAP	Mean Assembly Power 反应堆组件平均功率
MCR	Main Control Room 主控制室
MDT	Maintenance Team for GNPS 大亚湾核电站维修队
MEE	Electrical Equipment Branch 电气处
MGS	General Service Branch 现场服务处

MIC	Instrument & Control Branch 仪表控制处
MIS	用于反应堆压力容器无损探伤的装置名称, 法国产品
MIT	Maintenance Team for LNPS 岭澳核电站维修队
MOT	Outage Branch 大修处
MPT	Procedure Writing Group 规程编写组
MR	Modification Request 改造申请
MRM	Rotating Machine Branch 转动机械处
MRO	Manual Request to Order 手动采购申请
MSM	Static Machine Branch 静止机械处
MTD	Maintenance Department 维修部
NCR	Non Conformance Report 不符合项报告
NDE	Non Destructive Examination 无损检验
NDT	Non Destructive Test 无损探伤
NEPA	National Environment Protection Administration 国家环境保护总局
NEPC	Northeast Electric Power Construction Co. 东北核电建设公司
NI	Nuclear Island 核岛
NNSA	National Nuclear Safety Administration 国家核安全局
NQR	Non Quality Related 与质量无关的
NS	Nuclear Safety 核安全
NSSS	Nuclear Steam Supply System 核蒸汽供应系统
OBN	Observation Note 观察通知单 (质量保证用语)
OJT	On-the-Job Training 在岗培训
OPA	Administration Branch 综合管理处
OPC	Chemical Branch 化学环保处
OPE	Equipment Management Branch 设备管理处
OPG	Operation Planning Branch 生产计划处
OPH	Health Physics Branch 保健物理处
OPL	License Branch 执照申请处
OPO	Operation Branch of GNPS 运行处
OPP	Generation Planning Branch 发电规划处
OPS	Operations Department 生产部
OQAP	Operations Quality Assurance Programme 运行质保大纲
OS (contract)	Operation Service Contract 生产服务合同 (GNPJVC 与 EDF 之间)
OSART	Operational Safety Assessment Review Team 运行安全评审团 (IAEA)
OTC	Operations Training Committee 核电生产教育培训委员会
P7	Permissive Signal P7 允许信号 P7 (反应堆功率大于 10%)
PCI	Pellet Cladding Interaction 芯块与包壳的相互作用
P_e	Power (Electricity) 电功率
PEC	Plant Engineering Committee 电站工程技术委员会
PI (法)	Intervention Permit 介入票

PICC	People's Insurance Co. of China 中国人民保险公司
PISRC	Plant Industrial Safety & Radiation Protection Committee 电站工业安全和辐射防护委员会
P_n	Power (nuclear) 核功率
PNSC	Plant Nuclear Safety Committee 电站核安全委员会
PO	Interface Procedure 接口程序
PQOM	Production Quality Organization Manual 生产质量管理手册 (1998 年以前: Plant Quality Organization Manual 电站质量管理手册)
PQTR	Personnel Qualification Training Requirements 专业技术和技能培训要求
PRA	Probability Risk Analysis 概率风险分析
Pre-OSART	Pre-Operational Safety Assessment Review Team 运行前安全评审团 (IAEA)
PSI	Pre-Service Inspection 役前检查
PT	Periodic Test 定期试验
PT	Power Tilt 堆芯象限功率倾斜因子
PTS	Periodic Test System 定期试验系统
PWR	Pressurized Water Reactor 压水反应堆
PX	Exceptional Work Permit 特殊作业许可票
QA	Quality Assurance 质量保证
QC	Quality Control 质量控制
QR	Quality Related 与质量有关的
QSR	Quality And Safety Related 与质量及 (核) 安全有关的
RCCA	Rod Cluster Control Assemblies 控制棒束
RCC-M	(法国) 核设备制造规范
RCM	Reliability-Centered Maintenance 以可靠性为中心的维修
RINPO	Research Institute of Nuclear Power Operation 核动力运行研究所 (武汉)
RO	Reactor Operator 反应堆操纵员
RP	Radiation Protection 辐射防护
SCAR	Significant Corrective Action Request 重大纠正行动要求 (质保用语)
SDM	System Design Manual 系统设计手册
SG	Steam Generator 蒸汽发生器
SNS	Nuclear Safety Branch 核安全处
SPSB	Shenzhen Power Supply Bureau 深圳供电局
SQA	Quality Assurance Branch 质保处
SQD	Safety and Quality Assurance Department 安全质保部
SRO	Senior Reactor Operator 高级反应堆操纵员
STA	Safety Technical Advisor 安全技术顾问 (安全工程师)
TCA	Temporary Control Alterations 临时控制变更
TCS	Contract & Supplier Branch 合同供应处
TCW	土建处
TDA	Documentation Archives Branch 文档资料处

TEF	日常生产管理项目组 (译自法文)
TEN	Engineering Branch 工程处
TLD	Thermoluminescent Dosimeter 热释光剂量计
TND	Technical Department 技术部
TOB	Take Over for Blocking 隔离责任移交生产部
TOI	Temporary Operation Instruction 临时运行指令
TOM	Take Over for Maintenance 维修责任移交生产部门
TOTO	Turned Over for Temporary Operations 临时运行责任移交生产部门
TSD	Temporary Special Device 临时专用设施 (临时系统装置)
TSI	Temporary Surveillance Instruction 临时监督指令
TTC	Training Center 培训中心 (培训处)
TTS	Technical Support Branch 技术支持处
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
WR	Work Request 工作申请

附录三 计量单位符号中英文对照

英文	中文	英文	中文
Bq	贝可	m	米
Bq/g	贝可/克	GW·h	吉瓦·时
Bq/kg	贝可/千克	kV	千伏
Bq/m ³	贝可/米 ³	kW·h	千瓦·时
MBq/m ³	兆贝可/米 ³	μg/g	微克/克
MW	兆瓦	g/L	克/升
MW·h	兆瓦·时	mm	毫米
MW·d/t	兆瓦·日/吨	cm	厘米
EFPD	等效满功率天	g/cm ³	克/厘米 ³
h	小时	Ci/ m ³	居里/米 ³
m ³	米 ³	mCi/ m ³	毫居里/米 ³
mSv/h	毫希 [沃特] /时	m ³ /h	米 ³ /时
μSv/h	微希 [沃特] /时	MPa	兆帕斯卡
Sv/h	希 [沃特] /时	mbar	毫巴
man·Sv	人·希[沃特]	MBq/t	兆贝可/吨
man·mSv	人·毫希[沃特]	L/h	升/时
μGy/h	微戈 [瑞] /时	Hz	赫 [兹]
μCy/month	微戈 [瑞] /月	t/h	吨/时
d	天		

附录四 厂房和构筑物——代号和名称

厂房和构筑物可分为三大类

- 辅助厂房和构筑物
- 核动力区
- 汽轮机厂房

I. 辅助厂房和构筑物

辅助厂房和构筑物可分为 BOP、NI 和 CI 三大部分。

BOP:

- AA Cold Workshops
冷机修间
- AB Cold Warehouses
冷仓库
- AC Hot Workshop and Warehouses
热机修间和仓库
- AD Archive and Documentation Building
档案资料馆
- AF Workshop and Warehouse
车间和仓库
- AG Garage
汽车库
- AH Garage-Petrol Station and Fire Station (Cancelled)
汽车库—加油站和消防站 (取消)
- AL Site Laboratory
厂区实验室
- AM Radiation Measuring Devices Calibration Laboratory
辐射测量仪标定室
- AN Oil and Grease Analysis Laboratory
润滑油和油脂分析实验室
- AO Open Warehouse or Shed
露天仓库或棚库
- AP Permanent Access-Roads-parking Lots-Tracks on Site
永久出入口—道路—停车场—厂区便道
- AX Dangerous Products Warehouse
危险品库

- BA Site Management Office
工程部办公楼 (已改为生产部办公楼)
- BX Administration Building
办公楼
- CA Water Intake Structure
取水构筑物
- CB Water Inlet Channel
进水渠
- CC Outfall Structures
排水构筑物
- CD Water Discharge Channel
排水渠
- CE Breakwaters
防波堤
- EA Training Centre
培训中心
- EB Fire Fighting Training Building
消防培训站
- EC Meteorological and Site Radiation Monitoring Station
气象和厂区辐射监测站
- ED Waste Water Treatment Building
废水处理厂房
- EF Iron Storage
钢材贮存库
- EG Security Building
应急保安楼
- EH Contractors' Building (Cancelled)
承包商办公楼 (取消)
- EI Information Centre (Cancelled)
接待中心 (取消)
- EL Laundry and Changing Building
洗衣更衣房
- FC Oil and Grease Storage Area
润滑油和油脂贮存场地
- FD Washing Area (Cancelled)
清洗场地 (取消)
- FF Fire Emergency Storage of Oil and Water
汽轮机事故排油坑
- FS Sewage System Oil Separator
污水系统油分离器

- GB Technical Galleries and Gutters
技术管廊和管沟
- GD Circulating Water Inlet and Discharge Culverts (Outside Turbine Building)
循环水进水管和排水管 (汽轮机厂房外)
- GE Yard Storm-Foul Sewage System and Buried Piping
雨水—污水系统和地下管理
- GS Essential Service Water Discharge Structure (Non-Safety Related)
重要厂用水排放构筑物 (非安全有关的)
- HX Chlorination Plant
制氯站
- JX Auxiliary Transformer Area (220/6.6 kV)
辅助变压器平台
- OF Raw Water Filtration Plant
生水过滤装置
- OP Drinking Water Storage Tanks
饮用水贮存罐
- PS Pumping Station Annex
泵站附属建筑
- PX Combined Pumping Station
联合泵站
A further distinction is made for a specific subarea of the Pumping Station
联合泵站的某一特定部分可进一步用代号区分为·PA SEC-Well Area
表示重要厂用水系统的竖井区 PA
- QF Concrete Drum Fabrication Building (Cancelled)
混凝土桶制作厂房 (取消)
- QT Solid Radwaste Long-term Storage
固体废物长期贮存区
- SA Restaurant
餐厅
- TB Main Switchyard Building (500 kV and 400 kV)
主开关站 (500 kV 和 400 kV)
- TC Switchyard Control Building
开关站控制厂房
- TD Auxiliary Switchyard Area (220 kV)
辅助开关站 (220 kV)
- TX Spare Transformer Compound Housing, 1TX (400 kV), 2TX (500 kV)
备用变压器平台
- UA Guardhouse
警卫检查站

- UB Fencing
围墙
- UC Unloading Quay with Mooring Equipment
设备码头
- UD Access Control Post
出入控制口
- UE Provisional Guardhouse
临时警卫室
- UF Access Control Post
出入控制口
- VA Auxiliary Boilers Building
辅助锅炉厂房
- VB Fuel Oil Storage Tank
燃油贮存罐
- XC Site Concrete Laboratory
现场混凝土实验室
- YA Demineralized Water Production Plant
除盐水生产车间
- YB Demineralized Water Storage Tanks
除盐水贮存罐
- ZA General Gas Storage Area
厂用气体贮存区
- ZB Hydrogen and Oxygen Production and Storage Plant
制氢站
- ZC Compressor House
空压机房
- NI:
- ET Transit Changing Rooms for Reactor Shutdown
停堆用更衣室
- EU Connecting Tower
连接塔
- GA Essential Service Water Intake Galleries
重要厂用水取水管廊
- GC Liquid Waste Discharge Galleries (Safety-related Sections)
废液排放管廊 (安全有关部分)
- QA Liquid Waste Holdup Tanks
废液存留罐
- QS Waste Auxiliary Building
废物辅助厂房

—CI:	
—GD	Circulating Water Inlet and Discharge Culverts (inside Turbine Building) 循环水进水管和排水管 (汽轮机厂房内)
—MO	Lubricating Oil Transfer Annex 润滑油传送间
—MP	Resin Regeneration Annex 树脂再生间
—MV	Turbine Ventilation Annex 汽轮机通风间
—TA	Main and Step-down Transformer Platform 主变压器和厂用变压器平台
—VC	Test Boiler Platform 试验锅炉平台

II. 核动力区 (NUCLEAR POWER BLOCK)

核动力区包括下列厂房:

—DX	Diesel Generator Building 柴油发电机房 必要时可将柴油发电机房区分为: · DA Diesel Building A 柴油机房 A · DB Diesel Building B 柴油机房 B
—KX	Fuel Building and Refuelling Water Storage 燃料厂房和换料水池
—LX	Electrical Building 电气厂房
—NX	Nuclear Auxiliary Building 核辅助厂房 核辅助厂房可用一列代号进一步分区: · NA NAB sub-area A NA 表示 NAB 中的 A 区 · NB NAB sub-area B NB 表示 NAB 中的 B 区 · NC NAB sub-area C NC 表示 NAB 中的 C 区 · ND NAB sub-area D ND 表示 NAB 中的 D 区 · NE NAB sub-area E NE 表示 NAB 中的 E 区

- NF NAB sub-area F
NF 表示 NAB 中的 F 区
and when necessary, in particular for civil documentation,
必要时,尤其在土建文件中可用:

- NL NAB sub-area common to NA and NB, also including 9LX
NL 表示 NAB 中的包括 9LX 在内的 NA + NB 区
- NR NAB sub-area common to NC + NE + NF
NR 表示 NAB 中的 NC + ND + NE + NF 区

—WX

Connecting Building

连接厂房

—RE

Auxiliary Feedwater Storage

辅助给水贮存罐

—RX

Reactor Building

反应堆厂房

Specific structures of the Reactor Building are distinguished by use of the following codes:

采用一系列代号进一步区分反应堆厂房内的不同构筑物:

- RC Containment
RC 安全壳
- RF Cylindrical Part
RF 圆柱部分
- RG Reactor Pool and Cavity
RG 反应堆堆换料腔
- RP Reactor Building Gantry
RP 反应堆厂房龙门架
- RS Reactor Building Internal Structures (other than RF, RG, RV)
RS 反应堆厂房 (RF, RG, RV 除外的) 内部构筑物
- RV Reactor Pit
RV 反应堆堆坑

III. 汽轮机厂房 (TURBINE BUILDING)

—MX

Turbine Building

汽轮机厂房

Geographical sub-arcas 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-振动器	BC	气体钢瓶	CG	控制棒驱动	DG	拦污栅
AH		BH		CH	锅炉	DH	除油器
AI	消防柜	BI	消防栓	CI		DI	膜片-隔膜
AJ		BJ		CJ		DJ	
AK		BK	控制棒启动装置	CK	色谱	DK	爆破膜或爆破盘
AL	电源	BL	喷嘴、接管	CL	照明开关	DL	逆变器
AM	放大器模块	BM	试验箱	CM		DM	屏蔽容器-运输容器
AN	稳压电源	BN	端子板	CN	(液、水)柱	DN	去离子器
AO	阳极-正极	BO	插头	CO	压缩机或增压器	DO	
AP	发电机	BP		CP	(水力或机械) 联轴器	DP	控制棒束换位架
AQ	安注罐	BQ	应急照明	CQ	机架	DQ	
AR	控制柜	BR	控制棒或停堆棒	CR	箱子-编组箱	DR	错油阀(用于油 动机)
AS	燃料组件	BS	冷端盒	CS	凝汽器	DS	脱水器-干燥器
AT	自动化学监测和 控制装置	BT	蓄电池	CT	印刷电路板	DT	检测器
AU		BU	防水堰水闸	CU	(水池)衬里	DU	
AV	雨水排放管的集 水口	BV	灯具箱	CV	键锁机构	DV	
AW		BW		CW	容器	DW	
AX		BX		CX	搬运小车	DX	
AY		BY		CY		DY	二极管
AZ		BZ		CZ		DZ	除氧器

E		F		G		H	
EA	电磁铁	FA	高效(通风)过滤器	GA	交流发电机	HA	
EB		FB		GB		HB	
EC	屏蔽-计算机逻辑输入	FC	链式过滤器	GC	直流发电机	HC	
ED	杂项设备	FD	启动器过滤器	GD	函数发生器	HD	(数据贮存用) 硬盘装置
EE	啮合电磁铁	FE		GE	功率发生器	HE	
EF	常闭式先导电磁阀	FF	(细)过滤器	GF	冷冻机组	HF	
EG	混合器	FG		GG	粗滤栅	HG	
EH		FH		CH		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		CW		HW	
EX	热交换器	FX		GX		HX	
EY	发往控制柜的通/断信号	FY		GY		IY	
EZ	灭火器	FZ	化粪池	GZ	贮气瓶	HZ	

I		J		K		L	
IA	报警信息	JA	断路器	KA		LA	就地核测量(中子注量率或放射性)、照明灯
IB	插接式指示器	JB	母线	KB		LB	
IC	(机械式)流量指示器	JC		KC	计算机输出继电器	LC	就地速度测量
ID	电气指示器	JD	膨胀节	KD	一次流量测量元件-限流器	LD	就地流量测量
IE		JE		KE	排汽缸(汽轮机)	LE	就地声频测量
IF		JF		KF		LF	就地频率-相位测量
IG		JG		KG		LG	就地物理-化学分析
IH		JH		KH		LH	就地时间测量
II		JI		KI	粗滤器	LI	就地电流测量
IU		JJ		KJ		IJ	火警探测
IK	计数率计	JK		KK	手动断路器	LK	就地应力测量
IL		JL		KL	喇叭-音响报警器	LL	就地亮度(不透明度)测量
IM		JM		KM		LM	就地位置-位移测量
IN	内部通信(电话)设施	JN		KN		LN	就地标高测量
IO		JO		KO	汽轮机汽缸	LO	
IP		JP	盲板	KP		LP	就地压力测量
IQ	放射性废物焚烧炉	JQ		KQ		lQ	就地无功功率测量
IR		JR		KR	冷冻器	LR	就地阻抗-电阻率或电阻-导电率测量
IS	隔离组件	JS	电源分区开关	KS		LS	就地保健测量
IT		JT		KT	一次测温元件	LT	就地温度测量
IU		JU		KU		LU	就地电压测量
IV		JV		KV		LV	就地振动-推力-胀差测量
IW		JW		KW		LW	就地有功功率测量
IX		JX		KX	与反应堆压力容器有关的设备	IX	其他机械数据的就地测量
IY		JY		KY		LY	其他物理数据的就地测量
IZ		JZ		KZ		LZ	其他物理数据的就地测量

M		N		P		Q	
MA	核测量(中子注 量率或放射性)	NA		PA	绞盘车-卷扬机	QA	放射性计数器
MB		NB		PB		QB	
MC	速度测量	NC		PC	(凸轮式)机械 程序执行机构	QC	转数计
MD	流量测量	ND		PD		QD	容积计数器
ME	声频测量	NE		PE	模拟燃料元件	QE	
MF	频率-相位测量	NF		PF	冷阱	QF	
MG	物理-化学分析	NG		PG	电磁泵	QG	
MH	时间测量	NH		PH	话筒	QH	时间计数器
MI	电流测量	NI		PI	碘捕集器	QI	
MJ	火警探测器	NJ		PJ	插座-插头-连接器	QJ	
MK	应力测量	NK		PK	故障记录示波仪	QK	
ML	亮度(不透明 度)测量	NL		PL	轴承	QL	
MM	位置-位移测量	NM		PM	测量用电位计	QM	操作计数器
MN	标高测量	NN	成套设备(总承包)	PN	活塞-千斤顶	QN	
MO	电动机	NO		PO	泵	QO	
MP	压力测量	NP		PP	控制台或仪表盘	QP	
MQ	无功功率测量	NQ		PQ	压实机	QQ	无功能量计数器
MR	电阻-电阻率或阻 抗-导电率测量	NR		PR	吊车-单梁吊车- 旋臂吊车	QR	
MS	保健测量	NS		PS	坑	QS	
MT	温度测量	NT		PT	吊车-桥式吊车- 环行吊车	QT	
MU	电压测量	NU		PU	蒸汽疏水器	QU	
MV	推力-胀差-振动 测量	NV		PV		QV	
MW	有功功率测量	NW		PW	避雷器	QW	有功能量计数器
MX	其他机械测量	NX		PX	核燃料组件检验 设施	QX	
MY	其他电气测量	NY		PY	预热元件	QY	
MZ	其他物理(如湿 度等)测量	NZ		PZ	灌浆部件	QZ	

R	
RA	空气调节风门
RB	气瓶架
RC	自动控制、遥控、中间控制或整定值控制站
RD	整流器
RE	加热器
RF	冷却器
RG	模拟计算机模块
RH	
RI	莫里斯消防接头
RJ	消防水龙带
RK	继电器架
RL	储存架
RM	
RN	
RO	转子
RP	疏水冷却器
RQ	
RR	减速或半速齿轮箱
RS	电阻器-电加热器
RT	电抗器-电感器
RU	(废水排放沟上的) 栅格盖板
RV	
RW	
RX	
RY	
RZ	

S	
SA	核测量(放射性或中子注量率)通/断信号
SB	
SC	速度测量通/断信号
SD	流量测量通/断信号
SE	声频测量通/断信号
SF	频率-相位测量通/断信号
SG	物理-化学分析通/断信号
SH	相对湿度测量通/断信号
SI	
SJ	火警探测通/断信号
SK	应力测量通/断信号
SL	亮度测量通/断信号
SM	位置-位移测量通/断信号
SN	标高测量通/断信号
SO	支架(不包括标准管道支架)
SP	压力测量通/断信号
SQ	
SR	电阻-导电率-阻抗测量通/断信号
SS	保健测量通/断信号
ST	温度测量通/断信号
SU	48 V 直流电压测量通/断信号
SV	推力-胀差-振动通/断信号
SW	
SX	其他机械测量通/断信号
SY	来自控制柜的其他电气测量通/断信号
SZ	其他物理测量通/断信号

T	
TA	辅助厂用变压器
TB	开关板-配电盘
TC	汽轮机
TD	连续式机械输送装置(螺杆输送、皮带输送等)
TT	遥控式断路器
TF	旋转滤网或滤筛
TG	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(RF3000)
UO	凸轮式程序执行机构
UP	电源通/断组件
UQ	
UR	继电装置
US	简化的控制器
UT	计时器
UU	
UV	显示器
UW	
UX	二极管矩阵器
UY	
UZ	

V	
VA	空气阀门
VB	(不同于一回路冷却剂阀门的)含硼水阀门
VC	循环水阀门
VD	除盐水阀门
VE	生水阀门
VF	燃料油阀门
VG	二氧化碳阀门
VH	油阀门
VI	
VJ	废气阀门
VK	废液阀门
VL	凝结水和给水阀门
VM	点火燃料阀门(丙烷重油)
VN	常规岛闭路冷却水阀门
VO	
VP	一回路冷却剂阀门
VQ	有机液体阀门
VR	试剂阀门
VS	排渣阀
VT	饮用水阀门
VU	
VV	蒸汽阀门
VW	
VX	SF ₆ 阀门
VY	氢气阀门
VZ	氮气阀门

W	
WA	
WB	振动器
WC	
WD	贯穿件
WE	
WF	
WG	
WH	
WI	
WJ	
WK	
WL	
WM	(洗衣房用)洗衣机
WN	
WO	
WP	
WQ	
WR	
WS	
WT	
WU	
WV	快卸式接头
WW	(洗衣房用)烘干机
WX	
WY	
WZ	

X	
XA	止动继电器
XB	闭锁继电器
XC	脉冲接触继电器
XD	瞬时脱扣继电器
XE	瞬时动作继电器
XF	闭合继电器
XG	闭合继电器
XH	频率继电器
XI	电流继电器
XJ	
XK	故障继电器
XL	
XM	启动继电器
XN	
XO	断开继电器
XP	抗震继电器或压力继电器
XQ	
XR	(本表所列瞬时继电器以外的)其他瞬时继电器
XS	过载继电器
XT	辅助延时继电器
XU	电压检测继电器-整定值继电器-比较器
XV	
XW	功率继电器
XX	模拟试验继电器
XY	
XZ	接地检测继电器

Y	
YA	核测试(放射性-中子注量率)
YB	
YC	速度测试
YD	流量测试
YE	声频测试
YF	频率-相位测试
YG	物理-化学分析测试
YH	时间测试
YI	电流测量
YJ	
YK	应力测试
YL	亮度(不透明度)测试
YM	位置-位移测试
YN	标高测试
YO	
YP	压力测试
YQ	无功功率测试
YR	阻抗-电阻率-导电率测试
YS	保健测试
YT	温度测试
YU	电压测试
YV	推力-胀差-振动测试
YW	有功功率测试
YX	其他机械测试
YY	其他电气测试
YZ	其他物理测试

Z	
ZA	
ZB	
ZC	扫描器
ZD	
ZE	分离器
ZF	加热器-再热器
ZG	
ZH	
ZI	消音器
ZJ	
ZK	同步器-连接器
ZL	选择器
ZM	伺服机或油动机
ZN	
ZO	电焊机
ZP	
ZQ	
ZR	干燥器
ZS	出入气闸-设备闸门
ZT	分流器
ZU	
ZV	风机
ZW	
ZX	
ZY	
ZZ	汽水分离器-再热器

《年鉴》各章节供稿人名单

翟 睿	(1.1) (1.2)
朱 洁	(1.3)
郭海静	(2.1.1)
徐光明	(2.1.2) (6.1.1~2)
曾哲峰 郑成山	(2.1.3) (3.1.3)
张大勇	(2.1.4)
李志军	(2.1.5)
夏子世	(2.1.6.1)
江业丰	(2.1.6.2)
严海德	(2.1.7.1) (3.1.7.1)
罗卡联	(2.1.7.2)
段贤稳	(2.1.8) (3.1.8)
潘 央	(2.1.9) (2.1.10) (3.1.9) (3.1.10)
汪世清	(2.1.11)
梁 薇 尹佳林 徐慧波	(2.1.12)
郭建兵	(2.2.1) (3.2.1)
吴坚军	(2.2.2)
龚礼贤	(2.2.3) (3.2.3)
吴澄宇	(2.2.4) (3.2.4)
张晓峰	(2.2.5)
汪德伟	(2.2.6) (3.2.6)
劳 毅	(2.2.7.1)
陈传令	(2.2.7.2) (5.7.3.3)
石玉明	(2.2.7.3)
高柯夫	(2.2.8)
陈捷飞	(2.2.9)
赵 明	(2.3.1) (2.3.2) (3.3.1) (3.3.2) (7.10.1) (7.10.2)
任 历	(2.4.1) (2.4.2) (3.4.1) (3.4.2) (7.10.3) (7.10.4)
夏 彤	(2.5) (3.5) (7.11)
蒋兴华	(3.1.1)
黄永建	(3.1.2)
吴瀚华	(3.1.4)
廉志坤	(3.1.5)

- 姚雪鸿 (3.1.6.1)
- 聂士杰 (3.1.6.2)
- 蔡勇军 (3.1.7.2)
- 刘永昌 (3.1.11)
- 梁 薇 尹佳林 (3.1.12)
- 张兰岐 (3.2.2)
- 宋世霞 (3.2.5)
- 史建国 (3.2.7.1)
- 李金光 (3.6)
- 张水华 (4.1.1) (4.1.2.1) (4.1.2.2)
- 苏章原 (4.1.2.3) (4.2.5)
- 徐 川 任世军 (4.1.2.4)
- 张宇宏 (4.2.1)
- 陈 泰 (4.2.2)
- 张泰来 (4.2.3)
- 隆贤良 (4.2.4)
- 易少群 (4.3) (5.7.1.2)
- 于海峰 (4.4.1) (4.4.2.1) (4.3.1)
- (4.3.2) (4.4.4.1) (4.4.5)
- (4.4.6)
- 俞跃江 (4.4.6)
- 卢文跃 (5.1.1)
- 陈世均 (5.1.2) (5.1.3)
- 吕群贤 (5.1.4) (6.2.1) (6.2.2)
- 刘 鹏 (5.1.5)
- 邹先明 (5.1.6) (5.2.2)
- 黄文有 (5.2.1)
- 林杰东 (5.2.3)
- 王成铭 (5.2.4) (7.13)
- 杨 帆 (5.2.5)
- 冀天才 (5.2.6)
- 唐西明 梁瞻翔 林 芳 (5.2.7)
- 陈祖书 (5.3)
- 欧阳俊杰 (5.4.1) (5.4.2)
- 赵 滢 (5.4.3)
- 徐 川 (5.4.4)
- 姜丽丽 (5.4.5)
- 曹春圣 (5.4.6)
- 洪 蔚 (5.5.1) (5.5.2) (5.5.3)
- 陈克非 (5.6)
- 曾哲峰 (5.7.1.1)

田 瑜	(5.7.1.3)
关 蕾	(5.7.1.4)
余 萌	(5.7.1.5)
焦 萍	(5.7.2.1)
苏林森	(5.7.2.2) (5.9.6)
秦卫东	(5.7.2.3)
陆秀生	(5.7.2.4)
樊陪都	(5.7.2.5)
陈 强	(5.7.2.6)
陈海斌	(5.7.2.7)
龙三强	(5.7.2.8)
顾晔艺	(5.7.3.1) (5.7.3.2) (7.12)
武颖颖	(5.7.4)
吴虹霞	(5.8.1) (5.8.2)
李红军	(5.8.3)
徐功义	(5.8.4)
唐扬洋	(5.8.5) (5.8.6)
王浩宇	(5.9.1) (5.9.2) (5.9.3) (5.9.7)
张仕为	(5.9.4)
杨新春	(5.9.5)
汪红梅	(5.10)
杨 光	(5.11)
王展展	(5.12.1~3)
张熙军 张凤斌 王佳峰	(5.12.4)
刘泽林	(5.13.1~2)
周 庆	(5.14)
杨自军	(6.1.3) (6.1.4)
王利峰	(6.3)
王周莉	(7.1~7.7)
黄 怡	(7.8)
汪德伟	(7.9.1) (7.9.2)



GNPS & LNPS OPERATION YEARBOOK

ISBN 7-5022-3710-0



9 787502 237103 >

ISBN 7-5022-3710-0 定价: 120.00 元