

出國報告（出國類別：考察）

第 15 屆赴日本中國電力公司 幹部考察團報告

服務機關：台灣電力公司

總經理：李漢申

主任秘書：黃守鳴

處長：郭繁陽

廠長：陳楨南

副處長：王耀庭

派赴國家：日本

出國期間：自 100 年 11 月 28 日

至 100 年 12 月 7 日

報告日期：101 年 1 月 20 日

出國報告審核表

出國報告名稱： 第15屆赴日本中國電力公司幹部考察團報告		
出國人姓名 (2人以上，以1人為代表)	職稱	服務單位
李漢申 等 5 人	總經理	台灣電力公司總經理辦公室
出國類別	<input checked="" type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input type="checkbox"/> 實習 <input type="checkbox"/> 其他_____ (例如國際會議、國際比賽、業務接洽等)	
出國期間：100年11月28日至100年12月7日		報告繳交日期： 年 月 日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input checked="" type="checkbox"/> 3.無抄襲相關出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 4.內容充實完備. <input checked="" type="checkbox"/> 5.建議具參考價值 <input checked="" type="checkbox"/> 6.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 7.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 8.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 <input type="checkbox"/> 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 9.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會(說明會)，與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 其他_____ <input type="checkbox"/> 10.其他處理意見及方式：	

說明：

- 一、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 二、審核作業應儘速完成，以不影響出國人員上傳出國報告至「政府出版資料回應網公務出國報告專區」為原則。

	報告人 李漢申 黃守鳴 郭繁陽 陳禎南 王耀庭	   	審核人 李漢申 1/18	
--	--	---	-----------------	---

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：第 15 屆赴日本中國電力公司幹部考察團報告

頁數 75 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話 台灣電力公司 /陳德隆

(02)23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

姓名	服務機關	單位	職稱	電話
李漢申	台灣電力公司	總經理辦公室	總經理	(02)2366-6220
黃守鳴	台灣電力公司	董事會秘書室	主任秘書	(02)2366-6210
郭繁陽	台灣電力公司	台北供電區營運處	處長	(02)2367-9310
陳禎南	台灣電力公司	南部發電廠	廠長	(07)3342923
王耀庭	台灣電力公司	業務處	副處長	(02)2366-6708

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：100 年 11 月 28 日至 100 年 12 月 7 日

出國地區：日本

報告日期：101 年 1 月 16 日

分類號/目

關鍵詞：

電業營運(Electrical Power utilities Operating and Management)、董事會(Board of Directors)、電力電纜(Power Cable)、變壓器(Transformer)、風險設備管理(Risk facility Management)

內容摘要：

考察後福島時代之電業營運、公司治理及董事會運作、電力電纜與變壓器等高風險設備之資產管理、火力發電營運及配電系統智慧電網架構及發展策略，並實地參觀廣島電力所、營業所、島根核能電廠等，以瞭解福島核災後中電經營策略重點，及島根核能電廠之因應補強措施，並就相關管理及技術充分交換意見，吸取寶貴經驗，俾作為本公司未來營運之參考。

目 錄

壹、	出國目的.....	1
貳、	出國行程.....	2
參、	考察內容與感想建議.....	3
一、	前言.....	3
二、	後福島時代之電業營運.....	4
	(一)、 中國電力公司概要.....	4
	(二)、 福島核災後中電經營策略重點.....	6
	(三)、 福島核災後中電島根核電廠因應之防範補強措施概述.....	7
	(四)、 感想與建議.....	9
三、	公司治理及董事會運作.....	10
	(一)、 前言.....	10
	(二)、 日本中電之公司治理體制.....	11
	(三)、 董事會及經營會議.....	11
	(四)、 監察人會.....	13
	(五)、 考查部門.....	14
	(六)、 風險管理.....	15
	(七)、 資訊揭露.....	18
	(八)、 感想與建議.....	18
四、	電力電纜與變壓器等高風險設備之資產管理.....	19
	(一)、 中電輸電設備管理組織及概要.....	19
	(二)、 中電與台電輸電設備建設可靠度比較.....	19
	(三)、 大崎火力線跨海鐵塔建設工程.....	22
	(四)、 廣島電力所.....	24
	(五)、 輸電線路資產管理.....	25
	(六)、 北松江變電所.....	37
	(七)、 感想與建議.....	39
五、	火力發電營運.....	41
	(一)、 中電複循環機組之運轉管理狀況.....	41
	(二)、 複循環機組脫硝 SCR 運維技術.....	43
	(三)、 煤炭氣化複循環(IGCC)發電技術.....	48
	(四)、 超臨界燒煤機組運轉情況.....	52
	(五)、 日本中國電力之木質 BIOMASS 發電導入情況.....	53
	(六)、 感想與建議.....	55
六、	因應再生能源併網之配電網規劃及維護.....	56
	(一)、 本項業務考察目的.....	56
	(二)、 營業所組織概要.....	56

(三)、	配電系統架構.....	57
(四)、	架空線路設備及裝置	60
(五)、	地下線路設備及裝置	64
(六)、	線路運轉維護.....	67
(七)、	用戶電氣設備定期檢驗	69
(八)、	再生能源.....	69
(九)、	感想與建議.....	70

壹、出國目的

一、台灣電力公司與日本中國電力株式會社，自民國 72 年起每隔兩年各自選派副處長級以上人員五名赴對方考察各類業務。本（100）年度輪由本公司選派幹部組團赴日考察，並藉此交換彼此對於電業管理及經營技術經驗之心得，以作為本公司改進電業經營方針之重要參考。

二、本團組成之人員如下：

團 長：李漢申（總經理）

副團長：黃守鳴（董事會 主任秘書）

團 員：郭繁陽（台北供電區營運處 處長）

團 員：陳禎南（南部發電廠 處長）

團 員：王耀庭（業務處 副處長）

三、本團考察主題項目如下：

（一）後福島時代之電業營運

（二）公司治理及董事會運作

（三）電力電纜與變壓器等高風險設備之資產管理

（四）火力發電營運

（五）配電系統智慧電網架構及發展策略

四、本團考察日期為民國100年11月28日至12月7日，共計10天。

貳、出國行程

本團參觀考察之行程自100年11月28日下午20時05分抵達日本廣島國際機場，即告開始，參觀訪問地點包括廣島、宮島、松江、島根、奈良、京都、大阪等地。其間除考察中國電力株式會社總部外，尚訪問廣島營業所、廣島電力所、島根原子力發電所等單位，一路行程順暢，收穫頗多，於12月7日上午10時30分由大阪關西國際機場塔機返國，圓滿完成任務，結束此次考察行程。

日期	行程
11/28(一)	台北---廣島 華航 CI-112 (台北 16:55--廣島 20:15)
11/29(二)	歡迎會 中電概要說明 個別考察
11/30(三)	個別考察 參觀廣島營業所 參觀廣島電力所
12/1(四)	廣島---宮島 參觀
12/2(五)	參觀島根原子力發電所
12/3(六)	島根---大阪 (出雲機場--尹丹機場)
12/4(日)	奈良、大阪 參觀
12/5(一)	京都 參觀
12/6(二)	京都、大阪 參觀
12/7(三)	返國準備 華航 CI-157 (大阪 13:10—台北 15:20)

參、考察內容與感想建議

一、前言

日本中國電力株式會社在1966年桜內社長任內大力促成下和本公司締結為姊妹公司，1967年簽訂雙方觀摩備忘錄，每年固定派遣人員互訪。臺灣電力公司和日本中國電力公司本公司締結姐妹公司協議以來，在長達半個世紀的時期，雙方的友好親善和技術交流，經久不衰，扎扎實實地不斷推進。

中電會長山下先生於歡迎會代表致辭表示，幹部觀摩團的交流，自1982年開始以來，這次已經是第15屆了，但是台電公司總經理親自帶隊前來，還是第一次，對此感到無比的榮幸。2011年的3月11日在東日本發生劇烈地震災害，日本東北地方約500公里的海岸線遭受巨大海嘯的襲擊，大範圍的城市陷入癱瘓毀滅狀態。目前日本舉國上下正在同舟共濟，齊心協力地進行災後重建，然而，每當想起眾多寶貴的生命被奪去，眾多民眾失去賴以生存的生活基盤，悲痛之情，仍然難以言表。但是，在此患難期間，本公司陳董事長貴明和李總經理漢申隨即垂函慰問，這種超越國界，不分彼此，共同分擔悲苦的善意和溫情，令山下先生等倍感鼓舞和欣慰，從內心表示誠摯的感激。而且在3月11日災難發生後，我國即派遣了救援隊，臺灣民間也紛紛捐助物資，募集善款，對於日本的災後重建給予了莫大的幫助，借此機會，山下會長再次表示衷心的感謝。

此次總經理率團前往日本中電考察，承蒙山下會長與 苅田社長親自主持歡迎會並盛宴款待，顯示日本中電對本公司幹部級考察團之重視，以及雙方友情之深厚與可貴。中電對本團行程安排與接待照料，處處可見其用心與熱忱，令人感動。本公司與日本中電應在多年來既有良好的基礎上，進一步加強合作交流，以促進雙方經營永續發展。

二、後福島時代之電業營運

(一)、中國電力公司概要

1. 中電公司 2010 年售電量佔日本全國售電量 6.7%，在 10 家電力公司當中落後東電的 32.5%、關西 15.7%、中部 14.5%、九州 9.7%及東北的 9.2%。
2. 2010 年售電量 624 億度，尚未回復金融海嘯前 2007 年 636 億度之水準，由於日本經濟未見起色，加上 311 福島事件及燃料成本仍居高不下等之影響，2011 年售電量將低於 2010 年水準，估計 2015 年或許可達 2007 年水準(平均年成長率 1.1%)。
3. 2010 年由於燃料成本上漲、核能機組停機之故，本業呈虧損 30 億日元。雖有燃料調整機制，但因電源結構不允許改變，核能少發、其他替代能源增加之費用不能反映調整。2011 年期中決算(4~9 月)盈餘 48 億元，希全年有盈餘，但 2012 年情況不樂觀。由於島根核能 1 號機於 2010 年 3 月 30 日停機大修時，發現過去有應檢修未檢修之項目需改進，迄今仍未獲地方政府及原子力安全保安院同意啓動運轉，其間又因福島核災要求壓力測試，中電期望 2011 年 12 月能大修完成，獲准重新啓動，但希望不高。2 號機 2012 年 1 月將停機大修，同樣受限政策不明朗，是否能大修畢即獲啓動運轉仍屬未知，屆時無核能機組作為基載，燃料費用增加，且需支援負擔東京電力原子能損害賠償分攤款項(2011 年 3 億 3,100 萬元，往後年度分攤金額未定，而 2012 年部分需於 2012 年 6 月底前支付)，財務情況大受影響，虧損難以避免。
4. 2009 年發電量之能源配比為核能 15%、煤 50%、石油 7%、天然氣 21%、水力 6%及新能源 1%。由於核能比率低於國內其他電力公司，2010 年除沖繩電力(0.935Kg/KWH)外，CO₂ 排放居次高量，為 0.728Kg/KWH。每 KWH CO₂ 排放最低排序分別為：關西電力 0.311Kg、四國電力 0.326 Kg、北海道電力 0.353 Kg、東京電力 0.375 Kg。為達到

1990 年基準年減量 20% (0.614 Kg×0.8, 即 0.491Kg) 之目標, 需購買碳權解決。

5. 原本規劃開發新核能發電, 增設島根 3 號機 (137 萬 KW) 於 2012 年 3 月運轉, 另於上關地區新建 2 部機組 (1 號機 137 萬 KW) 分別於 2018、2022 年運轉, 使發電量結構配比 (%) 改變如下:

	核能	煤	油	天燃氣	水力	新能源
2009	15	50	7	21	6	1
2015	27	45	4	17	6	1
2020	40	36	3	13	6	2

但由於 2011 年發生 311 福島核災, 菅直人首相宣布廢核, 新首相野田佳彥似有調整能源政策之可能, 但情勢發展要等 2012 年夏天才會明朗, 屆時才能決定核能電廠擴充計畫是否需檢討, 致使藉增建核能機組來減低 CO2 排放之效果亦隨之落空。

6. 自 2000 年逐步開放電力自由化市場, 提供用戶選擇供應者, 允許代輸, 但由於公司加強用戶服務、推動電氣化等, 迄今脫離之量僅 29 萬 KW, 1,071 件, 所占比率極少, 約 1%。
7. 再生能源開發: 雖屬自產能源對 CO2 減量有利, 且 311 震災後社會期待高, 但由於受限於供電穩定性差及地域性限制、成本高等因素, 中電在這方面並未積極追求。目前中電風力發電為 1,500KW×1 (位於山口縣), 太陽光電則預定 2011 年 12 月位於廣島縣福山市裝置 3,000 KW 併聯發電, 2020 年預估總量約 10,000 KW。中電轄內民間風力發電亦僅 30 萬 KW, 今後預估總量約 62 萬 KW。
8. 311 福島核災後日本全國 54 部核能機組目前只有 10 部仍運轉中, 造成 2011 年夏東京電力、東北電力大規模限電。為了因應冬季可能之用

電需求，各公司均積極推動負載管理，加強宣導以節約用電，但仍有東北電力、關西電力、九州電力等三公司備轉容量不足，可能限電，中國電力則尚有餘裕可供融通。且由於部分公司因核電停機，必須以高成本電源替代，燃料費大增，2011 年期中決算計有 6 家與 2010 年同期相較盈餘大幅減少，其他東京(-6,384 億元)、東北(-1,084 億元)、中部(-222 億元)、九州(-184 億元)呈巨幅虧損。

9. 島根 3 號機：

- (1) 島根 3 號機與本公司龍門電廠同樣屬 135 萬級 ABWR 日立公司製造之反應爐。
- (2) 島根 3 號機為 137 萬 KW ABWR，發電機及反應爐均日立製，2000 年 10 月提出申請核子反應爐設置，2005 年 12 月動土，目前填裝燃料前之全系統測試均已完成，但因應福島核災所採取之改善工程正在進行，包括防海嘯牆加高至 15m 於 2011 年 6 月動工，預定 2011 年底完成、緊急海水泵加設圍牆、發電機等廠房及其內重要房間加裝水密門（內外共 60 個），還要進行壓力測試及專家評估後獲地方及中央政府同意，希望 2012 年 3 月能填裝燃料試運轉。
- (3) 參觀 3 號機，其廠房佈置及清潔（house keeping）、安全管制與龍門比較，令人敬佩，值得學習。

(二)、福島核災後中電經營策略重點

1. 加強核電安全，提升可靠度：對島根核能電廠進行各項緊急安全對策，防範複合式災害發生時，確保電源供應、反應爐餘熱移除、注水功能不喪失。
2. 再生能源擴大導入以減少 CO2 排放量：除風力、太陽光電外，對小水力開發（於廣島縣庄原市高野町開發 140KW 小水力，預定 2012 年 12 月運轉）及於 2 座火力電廠之 3 部機組混燒生質能木屑，添加比率 2

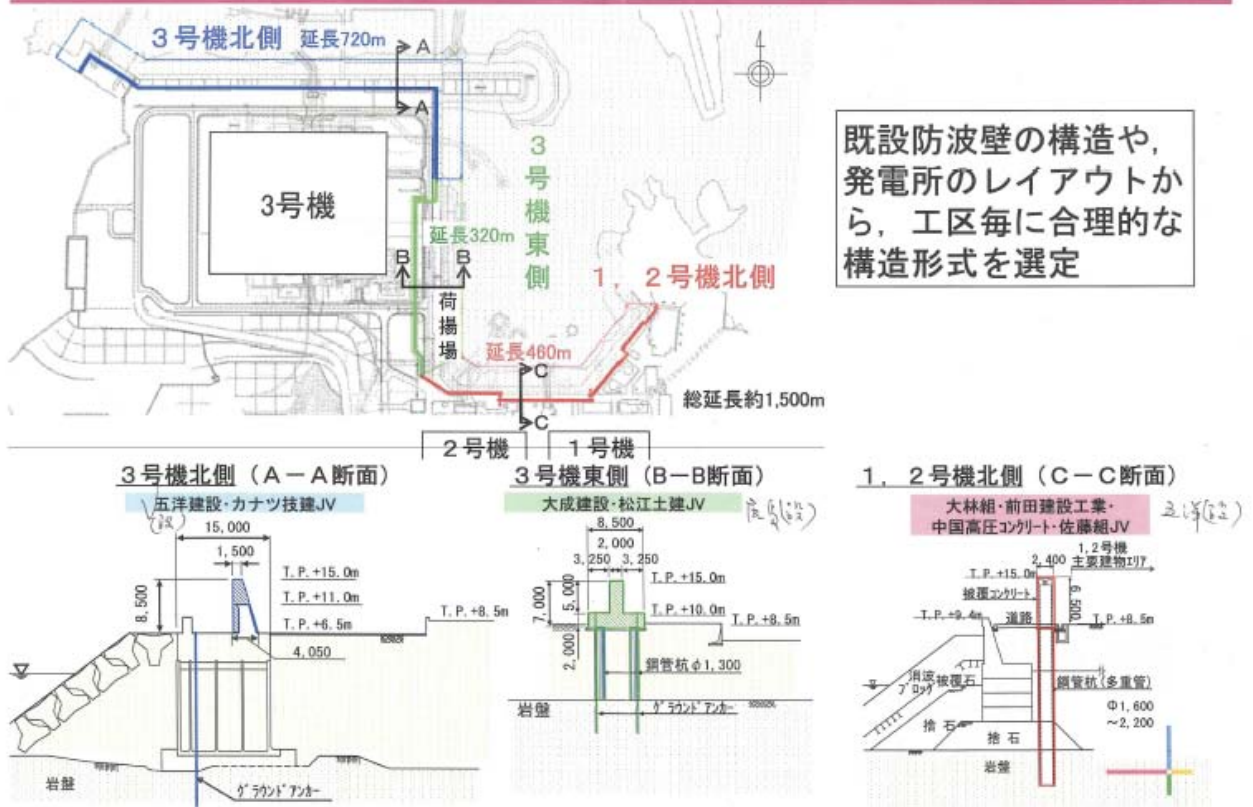
%-3%。

3. 加強火力機組更新：正進行柳井電廠 6 部 GT 更新，提高燃燒溫度（由 1104°C → 1250°C）、發電效率由 43.3% 增為 47.4%，並增加出力，6 部機每部 12.5 萬 KW。另於大崎發電廠內與 J-Power 合作，預定於 2013 年著手進行 IGCC 大型 17 萬 KW 級電廠實證試驗。
4. 加強人才培育、技術技能傳承及確保施工能力。
5. 積極推動節能、高效率電熱水器普及，及提高全電化住宅普及率。並加強宣導提供節能資訊，訪視用戶用電設備、用電情形，提供改善對策。
6. 加強推動多角化經營：包括通訊事業，2010 年盈餘 47 億元，較前 1 年增加 7 億元，擴大 LNG 銷售量，2010 年除發電自用外，銷售 49 萬噸，較前 1 年增加 6 萬噸。另有煤灰再利用、電氣工程、老人安養等。
7. 拓展海外事業：目前正進行協助波蘭提高火力電廠效率之改善工程以取得碳權，並投資中國「核盟國際能源公司」3% 股權，出資 3 億人民幣。

(三)、福島核災後中電島根核電廠因應之防範補強措施概述

1. 加高防海嘯牆高度：於 311 福島海嘯後為加強防護能力及民眾信心，主動將防海嘯牆頂加高至 E.L. 15 m，全長 1.5 公里（如附圖表一-1）。

津波防波壁工事概要



2. 緊急海水泵装設於地面下，加建防水牆及採購海水泵備品。
3. 機房建物内外加裝水密門：以3號機為例，内外共加裝60個水密門。
4. 於40m高程處新裝2台西門子製15,000KVA緊急輕柴油發電機及油槽，可供一週運轉所需。
5. 於15m高程處增設1台(共3台)500KVA電源車(高壓發電車)以提供全系統交流電喪失仍能維持中央控制中心運轉所需電源，另購置2台重機械鏟土機。
6. 強化外部電源之可靠度：3號機可同時取得500KV(2回線)、220KV(2回線)及66KV(1回線)電源。1號、2號機有220KV及66KV電源。
7. 加強外部電源鐵塔之耐震度，包括鐵塔基礎及支持碍子之強度，避免搖擺、碰觸、折損。

- 8.另加裝 2 次圍阻體內之氫氣偵測器，加強廠內通信設備及高計量防護衣等安全配備。

(四)、感想與建議

- 1.此次率團前往日本中電考察，承蒙山下會長與荊田社長親自主持歡迎會並盛宴款待，顯示日本中電對本公司幹部級考察團之重視，以及雙方友情之深厚與可貴。中電對本團行程安排與接待照料，處處可見其用心與熱忱，令人感動。
本公司與日本中電應在多年來既有良好的基礎上，進一步加強合作交流，以促進雙方經營永續發展。
- 2.福島核災後日本中電之經營策略及島根原子力發電所之因應防範補強措施，均可作為本公司之重要借鏡。尤其島根 3 號機與本公司龍門電廠機組同屬 135 萬瓩級 ABWR 反應爐，其廠房佈置及清潔(house keeping)、安全管制等，與龍門比較，令人敬佩，值得學習。

三、公司治理及董事會運作

(一)、前言

公司治理 (corporate governance) 係指公司之管理與監控方法，1997 年亞洲金融危機發生後，「強化公司治理機制」被認為是企業對抗危機的良方，認為企業無法提昇國際競爭力之關鍵因素之一，即是公司治理運作不上軌道。2001 年美國安隆案 (Enron) 後陸續引發的金融危機，促使美國針對企業管控問題採取積極作為，遂有沙賓法案

(Sarbanes-Oxley Act) 之公布。我國於 1998 年起為促進證券市場之健全發展，陸續推動獨立董事及審計委員會制度，制定「上市上櫃公司治理實務守則」，引導國內企業強化公司治理，提昇國際競爭力。2006 年更進一步將公司治理原則法制化，分別修正公司法、證券交易法及其相關法規，以期推動良好之公司治理制度。

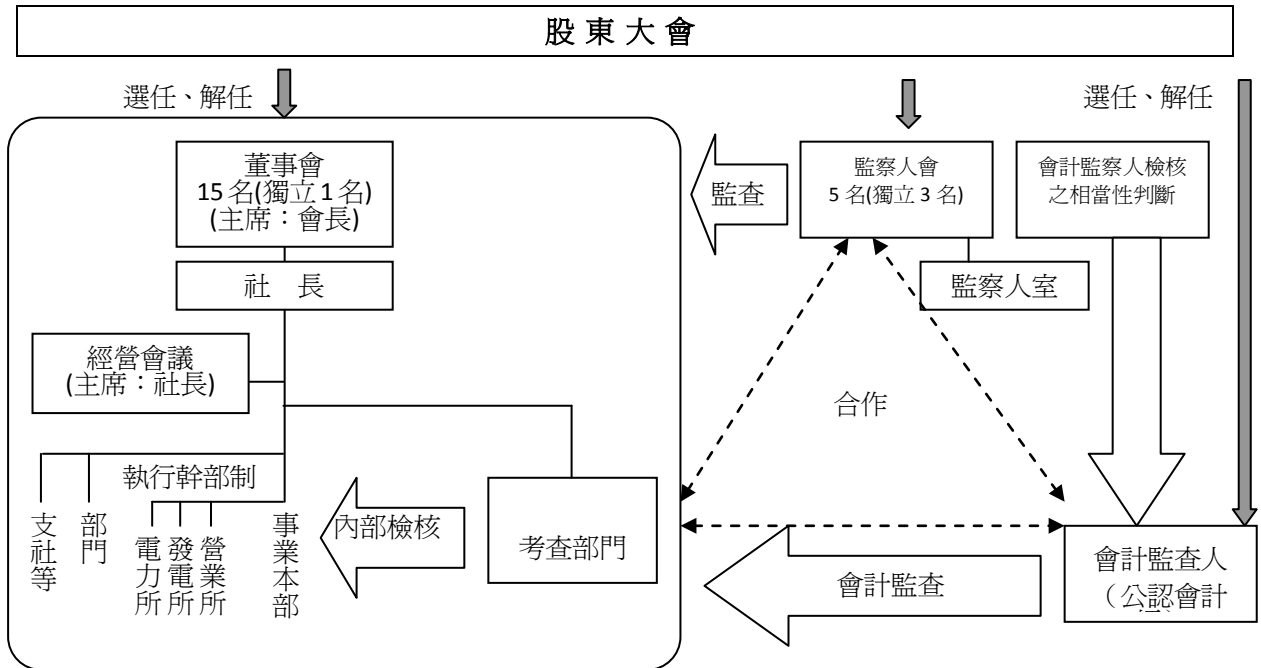
故公司治理是一種指導與管理的機制，以落實公司經營者責任為目的，在兼顧其他利害關係人利益下，藉由加強提升公司經營績效，保障股東權益。

本公司為經濟部所屬國營事業，亦係公開發行公司，為推動公司治理制度，遵照主管機關經濟部之指示，於 2007 年開始實施獨立董事制度，於 2010 年 11 月 4 日發布「台灣電力公司公司治理守則」，建立有效之公司治理制度，並將於 2013 年董事、監察人任期屆滿後開始實施審計委員會替代監察人。依本公司「公司治理守則」規定，除依法令及公司章程辦理外，應依下列原則為之：「建置有效的公司治理架構、保障股東權益、強化董事會職能、發揮監察人功能、尊重利害關係人權益，提升資訊透明度、加強風險管理、建立內部控制制度」等措施。以下謹就「公司治理與董事會運作」有關之重要議題：「強化董事會職能、發揮監察人功能、提升資訊透明度、加強風險管理、建立內部控制制度」與日本中電交換意見。

(二)、日本中電之公司治理體制

日本中電係以電力事業為中心之營運下，考量經營決策與業務執行應為有效運作之整體，而採行設有監察人之公司形態。為確立公司值得信賴以及為永續經營創造價值，以善盡企業對社會之責任，必須建置完善之公司治理體制，以達成此一目標。

圖表 三-1 中電公司治理體制圖



(三)、董事會及經營會議

1. 董事會

日本中電董事會置董事 15 名，任期一年，其中 14 名為內部董事，並實際執行公司業務（詳如附件一），另 1 名為外部之獨立董事，該名獨立董事係由鄰近之山口縣企業界人士擔任。山口縣政府為中電之最大股東，佔股權 13%，其餘的大股東多為相關銀行及保險公司。董事會每月召開一次為原則，由會長擔任主席，討論並決議經營方針、計畫及重要業務之執行決策。因 14 名內部董事均由公司高階主管升任，並實際負責重要業務，對公司營運非常瞭解，並對公司有極高之向心力與忠誠

度，而外部之獨立董事僅 1 名，職權與內部董事並無不同，應屬象徵性質，故董事會運作相當順暢，2010 年董事出席率高達 96%。董事會的幕僚單位為經理部門「法令遵循推進部門」下之秘書室，編制 14 人。

董事會下設的功能委員會為報酬委員會，由會長、社長、獨立董事、2 名外部監察人等 5 人組成。每年 3 月及 11 月召開委員會，由會長擔任主席，審議董事及監察人之薪給與獎金，據告中電 2010 年因經營虧損，董事及監察人獎金減發 30%。

董 事 擔 任 職 務 表

職稱・姓名	主管・委任職務
會長 *山下 隆	
董事社長 *苅田 知英	上關核能用地專案長
董事副社長 *松井 三生	電源事業本部長
董事副社長 *岩崎 恭久	人才培育 考查部門長 核能強化專案長
董事副社長 *小畑 博文	販賣事業本部長
董事副社長 *清水 希茂	法令遵循推進部門長 Energia 綜合研究所所長
常務董事 福本 和久	電源事業本部副本部長 管財部門長
常務董事 熊野 義夫	資訊通信部門長
常務董事 熊谷 銳	流通(輸電)事業本部長
常務董事 小野 雅樹	電源事業本部副本部長 上關核能用地專案 副專案長
常務董事 迫谷 章	公共關係・環境部門長

常務董事 古林 行雄	電源事業本部副本部長 電源事業本部島根核能本部長
常務董事 信末 一之	經營企劃部門長
常務董事 渡部 伸夫	集團經營推進部門長
董事 林 孝介	(獨立董事)

註：職稱・姓名標註「*」者，表示具有公司代表權之董事。

2.經營會議

中電須送陳董事會審議之議案，以及經營上之重大事項，於董事會開議前，先召開經營會議充分討論。經營會議以每週召開為原則，由社長擔任主席，固定成員尚包括會長及 4 位副社長，上述 6 人為具有公司代表權之董事，實際決定公司之重要決策。除固定成員外，社長得視業務需要請常務董事（常務取締役）及 1 名常任監察人列席會議。經營會議的幕僚單位為經營企劃部門。

(四)、監察人會

日本中電置監察人 5 名，任期 4 年，其中 2 名為內部監察人，另 3 名依據法令由外部專家擔任。監察人主要係依據監察人會議制定之監察方針及計畫進行審查，藉由出席董事會、經營會議及各種委員會，聽取各董事執行業務情形，並經由審閱重要決議文件資料，以及對總公司及各外屬單位之調查，確實監督查核董事執行業務狀況。監察人並與會計監查人（公認會計師）及考查（檢核）部門互通在查核過程中所得到的資訊，三方密切合作，並分別行使職權，以防範事故發生，或即時採取改善措施。

監察人會議每月召開一次，2010 年監察人出席率高達 100%。每年並安排至 20 個單位實地視察，充分發揮監察人功能。監察人會的幕僚單位為監察人室，編制 10 人。

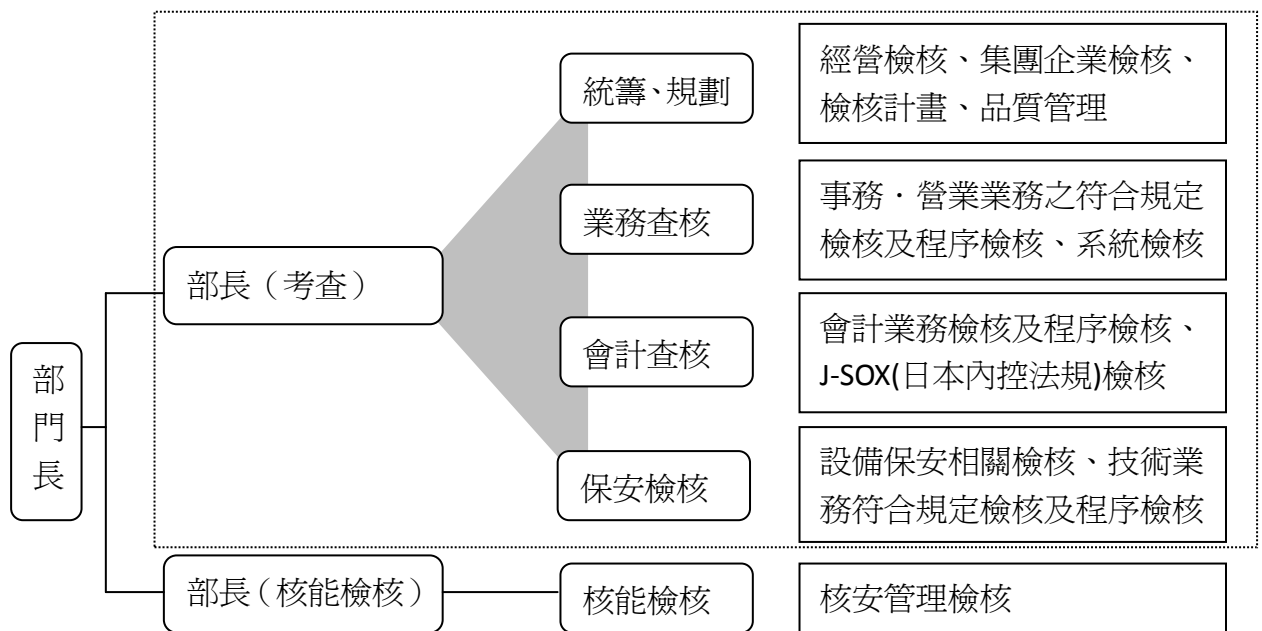
(五)、考查部門

日本中電之考查部門，相當於本公司董事會檢核室、會計處稽核室及核安處稽查室之整合，其部門長由副社長專任，下置兩位部長（相當於副部門長）及五位經理，組織完整分工明確，顯示中電對檢核業務之重視。

1.考查部門任務

- (1). 輔佐董事執行及監督業務，以達成全集團之經營目標。
- (2). 促進集團內各組織內部控制及業務品質之提昇。
- (3). 促進核能發電整體安全性、信賴性之確保及提昇。

2.考查部門組織圖



3.考查部門體制、報告

- (1). 每年 2 次於經營會議（社長主持）報告檢核結果（不含核安管理檢核）
- (2). 巡迴檢核期間，每月向社長及監察人報告檢核狀況
- (3). 每季向董事會報告業務執行情形概要

4.內部檢核之角色及功能

按照「關於受僱者之業務執行，以內部控制為重點、重視程序檢核」之方針，依下列思維、方法實施：

分類	思維	檢核方法
經營檢核	▪ 扮演經營者之參謀，解析經營問題點，提供興革建言	▪ 因應個案派員檢核
程序檢核	▪ 業務中安排必要之管制機制，確認運用合宜 ▪	▪ 針對特定程序派員檢核
保安檢核	▪ 依據保安規程執行之電氣設備工程、維修、運用等事項之檢核	▪ 2年1次巡迴檢核
守法檢核	▪ 確認法令規範之遵守情形 ▪ 包含總處部門及外屬單位	▪ 外屬單位2年1次巡迴檢核 ▪ 總處以部長為單位每3年1次巡迴檢核 ▪ 集團企業每年1次巡迴檢核
違失調查	▪ 調查事實	▪ 必要時實施

(六)、風險管理

日本中電之「風險管理基本方針」呈現風險管理之基本思維，依據該方針建構全公司之風險管理機制，俾使必要措施能貫徹執行。其集團企業（子公司）亦採取相同的制度與措施，使中電及其集團企業成爲一體，共同推動風險管理。

1.風險管理基本方針（2001年11月訂定）

爲增進全體員工共同體認公司所面臨必須克服之風險，制定「風險管理基本方針」。在此基本方針之下，除對預防未然所採取措施之檢討及執行外，並建構危機處理架構，以期事件發生時得以迅速並順利圓滿解決。

風險管理基本方針概要

【風險之定義】

- 經濟損失導致將來的不確定性或減損社會對公司信賴程度等因素

【風險對策】

- 各事業主管處、各部門就其業務相關之風險進行評估，並制定預防措拖、事後因應之道及執行策略，以自主地實踐風險管理。
- 法令遵循推進部門於各主管處及各部門所實施之風險管理因應對策，在考量公司整體性後，通盤調整並完備其制度，統籌風險管理業務。
- 預期發生可能性高之風險，其風險管理重點放在如何避免其發生。
- 較難預測其發生與否之風險，則將風險管理重點放在如何使損失降至最低。
- 具體之風險管理，在優先考量遵循法律規範後，再就各別風險事件發生所產生之影響、頻率、成本效果等順序，決定其策略。

2.風險管理專責單位

在「法令遵循推進部門」之下，設置一個風險管理之專責單位，推動並支援集團全體之風險管理。

3.風險管理規程（2004年4月訂定）

- (1).在維持穩定獲利，財務體質健全，以及獲得地方社會信賴下，為達成經營目標，制定「風險管理規程」。
- (2).該規程除訂定經營風險管理之體制及處理程序外，另外亦規範衍生性金融商品交易之相關基本事項。

4.危機管理規程（2007年6月訂定）

為建立危機管理體制與營運相關基本事項，俾使危機處理方針及措施得以客觀及透明化，並且迅速、順利實施，特制定「危機管理規程」。

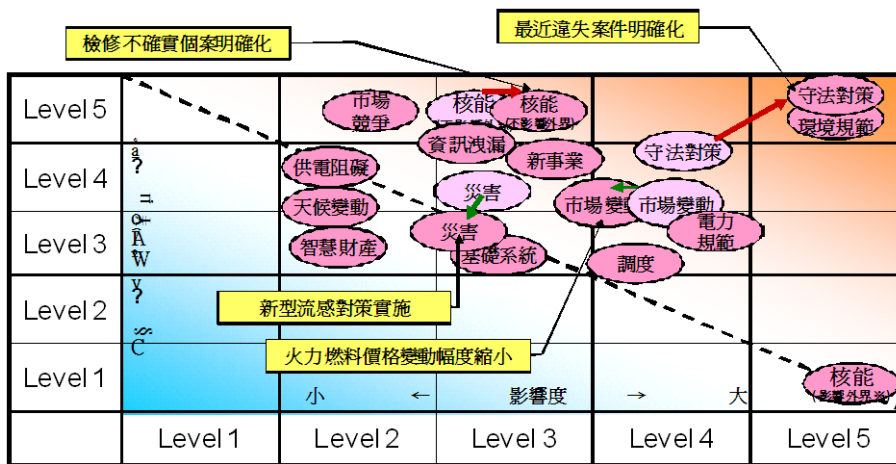
該規程規範危機發生時，輔佐身為危機管理最高負責人之社長，設置危機管理負責人統籌公司內部各單位，及建立經營風險相關資訊之整合通報機制。

另該規程並規範包括經營階層對危機處理因應策略所召開之「風險戰略會議」，以及危機發生時對具體因應措施檢討之「緊急對策本部」之設置事宜。

5.檢附中電風險圖像供參考

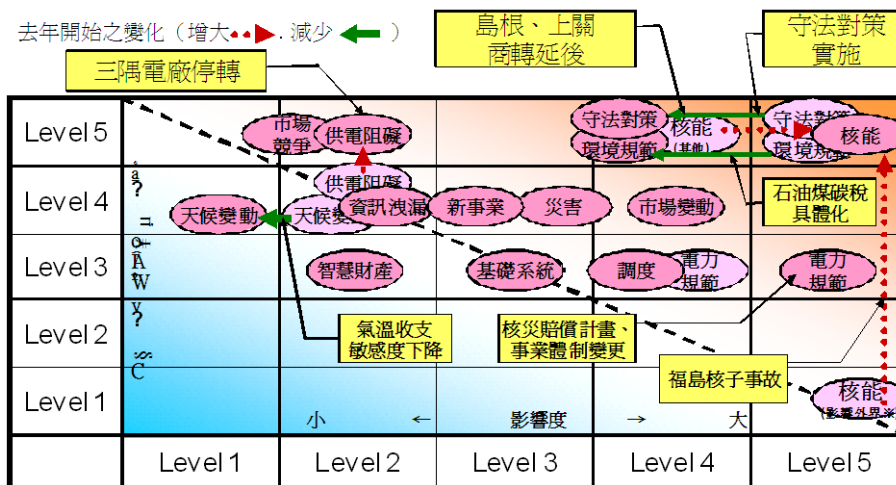
圖表 三-2 中電風險圖

2010 年全公司風險圖像



去年開始之變化 (增大 →, 減少 ←)
 ※「守法對策」係指島根核能一號機於2010年3月30日停機大修時，發現過去有應檢修項目而未檢修之違失需予改進。

2011 年全公司風險圖像



註：依據修正之評估，未以箭號標示部分也有較前一年度若干變更者。
 ※ 核能發電廠事故 (輻射物質外洩等對外界有影響)

(七)、資訊揭露

日本中電為民營企業，故對資訊透明化之要求較少，中電未建立公司發言人制度，且未設置監察人信箱，其董事會紀錄亦無需對外公開揭露。惟遇有重大事件發生時，召開記者招待會對外說明，其中年度預決算情形由社長親自主持。另將公司重要資訊，以電子郵件通知 452 名重要用戶，包括政府機關、媒體及大用戶等。

(八)、感想與建議

1. 本公司將自 102 年董事、監察人任期屆滿改選時，選任 3 名獨立董事組成審計委員會，替代監察人。日本中電監察人制度完善，充分發揮監察人功能，可作為本公司實施審計委員會之參考。
2. 日本中電考查部門（檢核部門）組織完整，分工明確，並由副社長專任部門長，除辦理一般單位業務及會計查核外，並依法令專門對核能部門辦理核安檢核，其檢核思維及檢核方法均有值得本公司參考之處。
3. 此次個別考察間安排兩個半天合計 4 小時，因須透過翻譯，致時間受到排擠而明顯不足，無法深入請教及充分交換意見，殊為可惜。建議主辦單位與日本中電洽商，嗣後雙方個別考察時間至少增為 6 小時，以達實質考察效果。

四、電力電纜與變壓器等高風險設備之資產管理

(一)、中電輸電設備管理組織及概要

日本中電「流通事業本部」業務含括電網系統計畫、運轉。其設備的設計、建設、維持包括水力發電廠、變電所、輸電線、保護電驛、及控制設備。對應於本公司單位別，範圍廣泛，含括電力通信處、輸變電工程處、系統規劃處、調度處、供電處及 22KV 高壓配電線電網系統、水利電廠等，統合於「流通事業本部」。日本中國電力之送電系統電壓等級分為 500kV-220kV-110kV-66kV-22kV，6.6kV-400,200,100V。6.6kV 以下電壓等級系統屬販賣事業本部轄下營業所經營。22kV 以上電壓等級系統由流通事業部負責。

其供電系統與本公司比較，較為特殊之處有：

1. 新山口變電所：(與九州電力北九州變電所接續)
2. 本州-與四國地區超高压電線(50 万 V)「本四連系線」
3. 佐久間 周波数変換所
4. 與本州鄰近各島間以海底電纜連接供電。

(二)、中電與台電輸電設備建設可靠度比較

1. 輸電線路：如圖表四-1，中電架空輸電線路超高壓線路 500kV 828km；110~220kV 線路，架空 3,743km、地下電纜 221km。鐵塔 110kV 以上 13,078 座；水泥桿等 39 座。

圖表 四-1 中電輸電線路概要 (2011.3.3)

電壓 kV	架空線路 km	地下電纜 km	合計 km	鐵塔	水泥桿等
500	828	--	828	1983	--
220	1,010	12	1022	2657	3
110	2,733	209	2942	8438	36
66	1,917	77	1994	7212	41
合計	6,488	298	6,786	20,290	80

圖表 四-2 台電輸電線路概要(2011.06)

電壓 kV	架空 km	地下 km	合計 km	鐵塔	其它
345	2,547	10	2,558	5,350	3
161	3,057	1,388	4,444	7,263	77
69	4,348	1,221	5,569	6,753	15,142
合計	9,953	2,619	12,571	19,366	15,222

2.比較分析：比較分析可發現，中電輸電線路建設可靠度較高。

- (1). 對照其售電量 62,395 百萬度，年度尖峰負載 12,290 MW，分別為本公司售電度數 1933.1 億度之 32%、年度尖峰負載 33,020 MW 之 37.2%，但輸電線路長度約略為本公司之 66%。足見其輸電線路建設密度比本公司充足，停電維護相對容易可預測排程，停電事故允受程度高。
- (2). 66kV(對比本公司為 69kV)系統，本公司電桿數量較高，達 1 萬 5 千支，但 66kV 級以上線路支持物均為鐵塔，電桿僅 80 支，可見其輸電線路建設強度較為可靠。
- (3). 地下電纜部份，本公司達 2,619km，中電輸電網電纜僅 298km，且多用於與離島供電海底電纜。足見雙方國情不同。台電都會區之地下輸電電纜線路比重較高，維護問題未來長期需求須注意。

3. 變電所：中電變電所概要如圖表四-3。

圖表 四-3 中電變電所概要(2011.3)

電壓 kV	變電所數	變壓器數	主要裝置容量 MVA
500	10	47	18,500
220	13	41	10,950
110	237	500	16,966
66	119	254	3,834
合計	379	842	50,250

4. 本公司變電所對應概要如圖表四-4

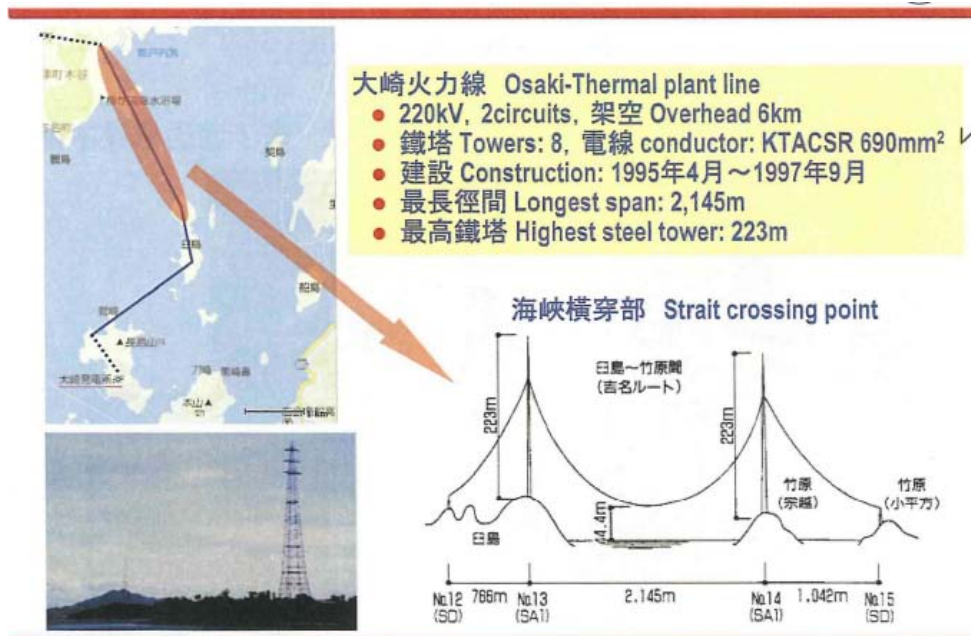
圖表 四-4 台電變電所概要(2011.06)

電壓	變電所數	變壓器台數	主變容量 KVA
345kV	28	257	52,500
161kV P/S	47	160	29,890
161kV D/S	219	628	37,000
69kV S/S	296	872	21,593
合計	590	1,103	140,983

5. 比較分析：中電變電所(不計 66kV 以下)為 379 所，為本公司之 64%。而其變壓器容量約為本公司 36%。參照負載為本公司百分之 30 幾之對照，本公司輸電線太少，變電所集中負載，相對未能接近負載中心增加變電所數量，以分散供電風險。變電所集中設備集中負載，故營運上需要加倍注入資源加強操作、運轉、維護，以維供電安全。

(三)、大崎火力線跨海鐵塔建設工程

圖表 四-5 大崎火力線建設工程海峽橫斷部分



1. 中國電力爲了擴增電力需求，因應大崎發電廠 1-1 號機 25 萬 KW 及 1-2 號機 25 萬 KW 運轉，配合電力輸送至賀茂郡黑瀨變電所，建設 220KV 輸電線「大崎火力線」。該工程爲日本國內最大的海峽橫跨工程，導入最新技術完成送電目標。
2. 特徵：本線路建設上有幾個特殊的方面值得探究。(1)支持物：採用中空鋼管鐵塔。(2)電線：KTACSR 690mm²。(3)爲克服海鹽腐蝕，導體表層塗抹油膏。(4)徑間長：達到 2145M。(5)鐵塔高：高達 223M，爲日本目前最高輸電鐵塔。(6)電線最大工作張力：34,500KG。(7)基礎型式：採用深基礎，四腳用連樑連結。
3. 弛度抑制型導體：中國電力公司在架空線路大容量導線使用約在 20 年前，大多在既設容量不足還有鐵塔改建不易及經濟評估便宜情況下採用。本區間線路採用 KTACSR 爲弛度抑制型導體，除了抑制弛度外，其送電容量較一般 TACSR 者大 1.8 倍，價格亦高出 7~8 倍。大容量導線爲能輸送大電流，故正常工作溫度較一般 ACSR 導線高出甚多，所以在

使用之前應檢討導線之弛度與線下保持安全距離，若無法滿足要求，則須評估改建鐵塔或者採用弛度抑制型導體。本案跨海鐵塔距離 2145 公尺，鐵塔高度 223 公尺，因此必須改用 KTACSR 以提高張力並減少弛度。結構應力強度超過台灣現有架空輸電線路設備等級，鐵塔構造及基礎均須特別設計製造。

(四)、廣島電力所

1. 廣島電力所負責廣島市、吳市東、廣島市、廿日市、大竹市江田島市等之水力發電廠，變電所，輸電線，通信線之運轉、維護、施工及監控，佔廣島縣全部用電量之 44%，計有 5 個水力電廠，61 所變電所，架空線長 528KM(1642 座支持物)地下電纜 128KM。
2. 共設有企劃、發變電、監控、通信、輸電等五課及吳大竹分支及廣島監控中心。
3. 廣島中央線建設工程
 - (1). 220KV 廣島中央線約 12KM 長，係中電最長之 220KV 地下電纜線路，其中共同管道約 8.3KM(佐東及祇園)容納電力線、電話線及通信線等，廣島中央潛遁洞道約 2.2KM，潛遁洞道深約 40 公尺，主要是考量將來廣島市路面電車地下化之構想。
 - (2). 全長 12KM 共有 14 處接續點通常約 0.8KM，一處接續最長區間為 1.3KM。過河段採橋梁附掛管路。
 - (3). 概要：
 - 220kV 2 回路 12km。
 - 輸電容量 740MW。
 - 使用 2000mm²XLPE。
 - 電纜,接續點 84 處。
 - 2004 年 6 月完工。
 - 包含共同管道、明挖、TBM 潛盾等三個線路區段。
 - (4). 其工程特色其工程特色有：
 - ◆ 中電第一條超高壓地下輸電線。
 - ◆ 採用 TBM 隧道鑽掘機施工。
 - ◆ 深入地下 40 公尺。
 - ◆ 採用預製接續匣
 - ◆ 採用長徑間電纜(1300m)

(5). 檢討及建議：由其工程特色可知其洞道深度達 40 公尺相當於地下十幾層樓，地下水因素等結構設計非一般輸電電纜專用洞道可比擬。廣島地區尙未興建地下捷運系統，共同管道是由政府興建，其中預留未來捷運用洞道空間設施。另採用長徑間電纜達 1300 公尺，不論電纜布放、施工應力、感應電壓等問題均有相當技術難度，值得研究學習。

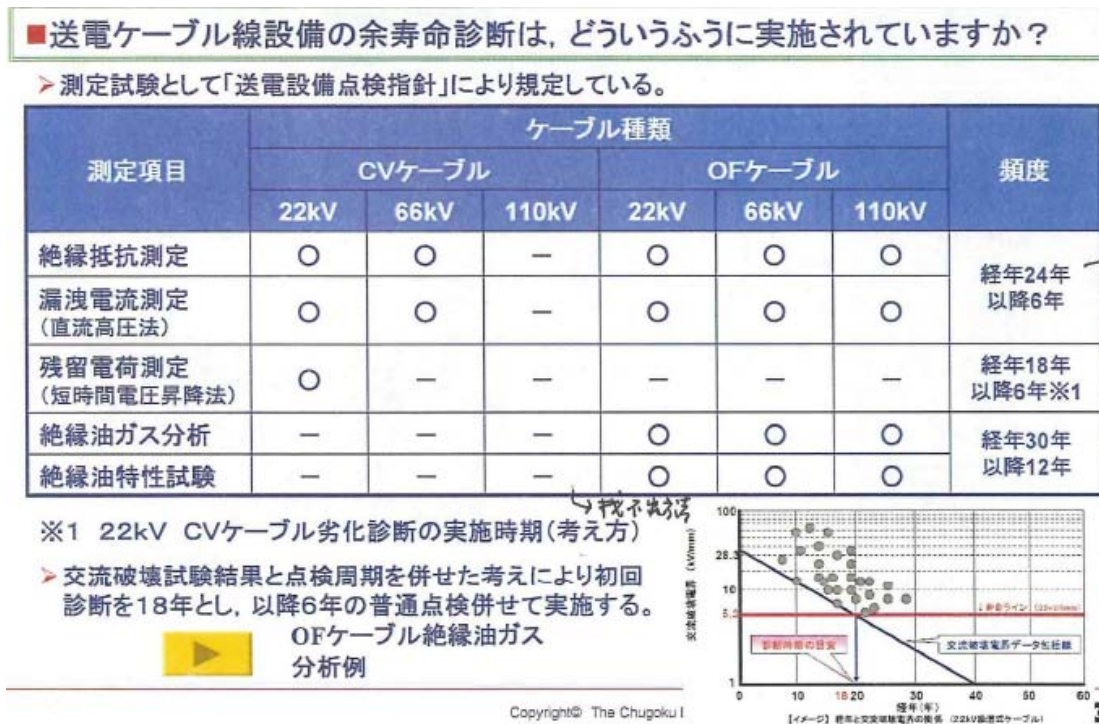
(五)、輸電線路資產管理

(1). 詢問有關地下電纜壽命診斷預估 Q&A

本公司 69kV 輸電地下電纜比例高達 20% 以上，較日本中電 4.6% 為高。地下電纜故名思義建造於地下，凡人工構造物均會面臨老化損壞課題，尤其管路結構及電纜建設完成位於地底，基本上對於老化損壞可採行維護措施極其有限。管路老化損壞補強技術困難，電纜老化尙可更新。在高比例地下電纜又非人員可巡視洞道多為一般道路埋設管路的台灣，要如何加強電纜線路老化對策，確實是一項未來性重點課題。

I 日本中電對電纜設備剩餘壽命診斷施行性形

圖表 四-6 電纜設備剩餘壽命診斷

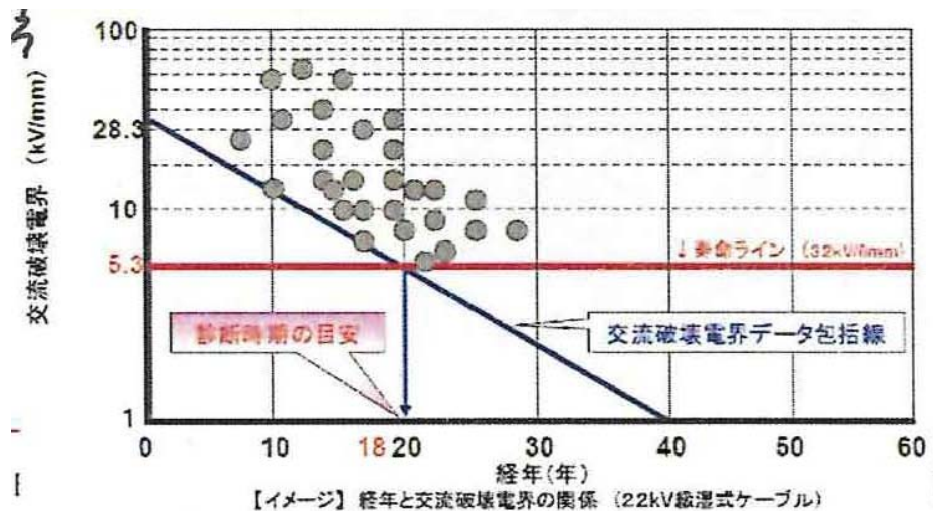


日本中電根據「送電設備點檢指針」規定，對電纜依運轉年數，(運轉 18,24 或 30 年後開始評估，以後每 6 或 12 年)施行下列項目測定：

- ◆(1)絕緣阻抗測定
- ◆(2)漏洩電流測定
- ◆(3)殘留電荷測定
- ◆(4)絕緣油中氣體分析
- ◆(5)絕緣油特性試驗等

II 22kV 電纜交流耐電壓試驗例

圖表 四-7 22kV 電纜交流加壓破壞試驗推估壽命



以 22kV 電纜交流加壓破壞試驗為例，其安全運轉 絕緣介質耐電場強度須達 5.3kV/mm 以上。試驗表如圖所示。統計試驗結果，可以畫得電纜絕緣強度破壞趨勢線，降至 5.3kV/mm 臨界電場強度，保守估計約 18 年運轉壽命屆至。故運轉 18 年後進行壽命評估，以後每 6 年評估。

III 檢討及建議：

本公司於建構設備管理時，可全盤整體檢討規劃出地下電纜壽命評估方法，據以參考訂定地下電纜汰換或另行規劃新設管路重建對策，(因為電纜老化時常是管路老化造成電纜設備腐蝕劣化所致)。

(2). 海底電纜：

I 海底電纜的運轉維護管理

依照「維持要則」訂定之點檢週期及方法進行維護管理

圖表 四-8 電纜設備點檢週期及方法

	內 容	週 期
巡視	<p>○普通巡視 電纜線路設備狀況及鄰近線路旁 工程施工情形狀況等巡視。</p> <p>○特定巡視 鄰近電纜線路路徑附近狀況明顯 變化處（新增工程施工）等特定 區間巡視。</p> <p>○預防巡視 電纜線路附近之工程，作業場所 為預防事故發生之巡視。</p>	<p>每 6 個月 1 次（步行、直升機） 全線</p> <p>每 1 個月 1 次（車輛、直升機） 普通巡視執行月除外</p> <p>必要時執行</p>
點檢	<p>○電纜 每 6 年 1 次外觀點檢（表面、接 續處、移動量） 每 1 年 1 次外觀點檢（海底電纜 的移動）※</p> <p>○管路 每 6 年 1 次外觀點檢（a.地表下 陷、龜裂 b.其它施工異物靠近）</p> <p>○人孔及人孔蓋、電纜室 （每 6 年 1 次） 1.外觀點檢(a.人孔蓋 b.進出孔口) 2.內部點檢（a.人孔內部結構 b.電 纜支撐裝置鐵配件）</p>	<p>※必要時以水中照相機觀察海 底部份埋設情形及鎧裝腐蝕等</p>

II 海底電纜的接地裝置系統

- (1). 海底電纜因長度互長，非接地端被覆感應電壓過高會發生危險，故採兩端接地。
- (2). 被覆感應電壓容許安全值 50 伏特以下(依照日本勞動安全規則 50V)，該值為舊規定目前本公司定為 65 伏特以下。

	單端接地	兩端接地	改善方法
被覆(回路、渦流損)	0	發生循環電流	三芯電纜、交錯 接地(Cross Bonding)
被覆感應電壓	非接地端發生	0	
用途	短距離電纜線路	長距離電纜線路	

III 海底電纜設備

- (1). 以 110kV 向島~因島線為例，1980 年 4 月開始運轉供電。在海底電纜連接兩側陸地設置類似屋內式連接站，為架空線路以引接礙管連接電纜線路。
- (2). 電纜結構：110kV 1X600mm² OFZEWWA。
- (3). 電纜斷面及監控：XLPE 鎧裝海底電纜構造包括各層絕緣、防蝕、強化、半導體等電場控制各層結構外，附加監控光纜，監控包括油壓、溫度等即時運轉數據。
- (4). 地下電纜多分布於本州與相關離島間輸電線海底布放，架空輸電線無法於此等海峽間建設。
- (5). OF 充油電纜自 1950 年代開始採用，至 1970 年前後期間大部份採用建設，使用超過 30 年之 OF 充油電纜約佔全部 OF 充油電纜 7 成。
- (6). GIS 地理資訊輔助管理。於管理電纜系統時，將其地理位置等資料建置於輸電線路 GIS 情報資訊系統內，利於管理。

IV 充油電纜檢測參數

- (1). 海底電纜事故損壞，有可能是航海活動船隻引起，為涉及海底電纜修復時漏油對環境的保護，有時會採用另行布纜方式修復。
- (2). 充油電纜標準的風險管理作業之一是檢測電纜絕緣油之品質，檢測可燃氣體總量過高時，進行換油後，再監測回復正常，達成維護電纜目標，延長電纜壽命。

V 油壓警報與事故預防：

- (1). 日本中電對充油電纜油壓監控，與台電比較，有進一步的作法。台電油壓異常時，於監控低壓警報出現，通知維護部門巡視檢查，緊急處理。但日本中電於此一階段，設計上，對油壓分段設定警報及跳脫裝置，可進一步保護系統供電安全，降低線路維護部門巡檢維修作業不確定因素，於事故前，先行檢出將線路隔離，避免擴大影響供電品質，並保護電纜損害擴大。

(3). 變壓器資產管理

中國電力株式會社對於供電設備的維護管理系統，可大致由下圖簡單扼要的表示，主要有「設備資料管理」、「巡視管理」、「點檢管理」、「維護計畫」、「維護結果評估」及「事故損壞情形管理」等 6 大項目。

(3).1 變壓器資產管理項目的設定

於 6 年前開始導入變壓器資產管理，針對「絕緣試驗」、「變壓器使用壽命」、「變壓器運轉時間」、「變壓器運轉環境」、「變壓器的故障歷史資料」、「變壓器絕緣油障氣分析」等項目作有系統的一元化管理；其詳細的資料管理內容如圖表 四-9 所示。

圖表 四-9 流通(供電)設備管理系統項目【變壓器類】

項目	管理內容
設備資料	A.製造者、型式、製造編號、製造年月 B.繞組接線方式、冷卻方式、油量、變壓器重量 C.定型試驗資料(電壓、電流、容量、實功率損失、虛功率損失、噪音值) D.運轉環境(污染條件、噪音管制標準、震動標準規定)
巡視、點檢	A.巡視及點檢結果資料 B.點檢計畫
事故損壞	A.全面性針對「事故損壞」及「懸案」的發生狀況的實績擬訂對應計畫 B.同種事故損壞實施的計畫及實績

(3).2 變壓器線上監測目前的實施情形(平常一般試驗以外)

目前，中國電力株式會社尚未對變壓器實施即時線上外部診斷的監控，而是定期進行日常的巡視、點檢，同時依變壓器狀態進行維修、汰換、巡視及點檢，其內容詳如圖表 四-10 所示。

圖表 四-10 變壓器維護點檢項目及週期

項目(種類)	內容	週期
巡視	設備的狀態監視及設備附近的狀態簡易的調查、診斷及保養 項目:外觀、變壓器本體溫度、油位	2次/月
點檢	爲了維持設備機能的定期性或臨時性維護項目: A.外部點檢:從外部目視設備 B.量測試驗:使用儀器量測相關數據 C.內部點檢:分解機器點檢內部	(普通) 1次/年 (臨時) 必要時
設備診斷及巡視	定期進行調查能夠有把握維持設備狀態，並且輕易診斷及維護 A.外部點檢(變壓器本體、有載切換開關) B.量測試驗(有載切換開關) a.驅動電力或驅動扭力量測	1次/年

(3).3 充油式變壓器之點檢項目及週期

目前，中國電力株式會社對於衝油式變壓器的維護仍採週期性點檢，其對於充油式變壓器的點檢項目及週期，如下表所示。

圖表 四-11 中電充油式變壓器點檢週期及項目

設備	項目	週期	點檢內容
本體	普通點檢	1 次/6 年	1.外部點檢 2.測定試驗 A.絕緣電阻強度測定(主迴路、低壓回路) B.保護電驛測試 C.氮氣純度測定(三室氮封型)
	臨時點檢	必要時 變壓器事故發生時，或絕緣油送試結果對變壓器內部故障有所疑慮時	1.內部點檢 2.測定試驗 A.介質功率因數測試 B.匝比測定 C.絕緣電阻測定 D.氮氣純度測定 E.線圈絕緣紙平均聚合度測定
絕緣油	普通點檢	1 次/6 年	1.測定試驗 A.油耐壓測試 B.酸價檢測 C.體積抵抗率測定 D.含水量分析 E.色澤目視及味道檢查
		設置 9 年以後 1 次/3 年	1.測定試驗(油中氣體分析) A.可燃性氣體分析
	臨時點檢	必要時	1.外部點檢 A.真空濾油處理或換油

(3).4 有載切換開關之點檢週期及項目

目前，中國電力株式會社對於有載切換開關的維護仍採週期性點檢，其點檢週期及項目，如下表所示。

圖表 四-12 中電有載切換開關檢週期及項目

設備	項目	週期	點檢內容
本體	普通點檢	1 次/6 年	1.外部點檢 2.測定試驗 A.驅動電力測定馬達測定 B.低壓回路絕緣電阻量測 C.保護電驛裝置試驗
	臨時點檢	適當時間 1.220kV 以下(不含) 動作次數 10 萬次 或每 12 年 2.220kV 以上(含) 動作次數 6 萬次或 每 12 年	1.內部點檢 2.測定試驗 A.接點損耗量測定 a.弧接觸子消耗厚度量測 b.檢視主、輔助短路接點間是否有極端地參差不齊
絕緣油	普通點檢	1 次/6 年 絕緣油注入時	1.測定試驗 A.油耐壓測試 B.酸價檢測 C.體積抵抗率測定 D.含水量分析 E.色澤目視及味道檢查
	臨時點檢	必要時	1.外部點檢 A.真空濾油處理或換油

(3).5 變壓器殘餘壽命之診斷

目前，中國電力株式會社對於變壓器殘餘壽命診斷，係根據線圈絕緣紙之平均聚合度來判斷，目前針對 110kV 以下油浸式變壓器採下表所示之方法檢視。

圖表 四-13 中電 110kV 以下油浸式變壓器殘餘壽命判斷方式

名稱	診斷時期	說明
以類神經演算法(NN)推斷	針對運轉 45 年以上之變壓器作診斷	依據糠醛指標、 $CO_2 + CO$ 、油中含水量、運轉年份、負載率、絕緣紙的質量等等因素推測計算 20 次，採線圈最高溫度絕緣紙平均聚合度推測的方法
絕緣紙採樣診斷方法	運轉 30 年以上，利用大修真空換油的機會診斷	採取絕緣紙的的樣本(銅線絕緣紙)採平均聚合度測定，採線圈最高溫度的平均聚合度溫度差的推測方法

(3).6 油浸式變壓器壽命之定義

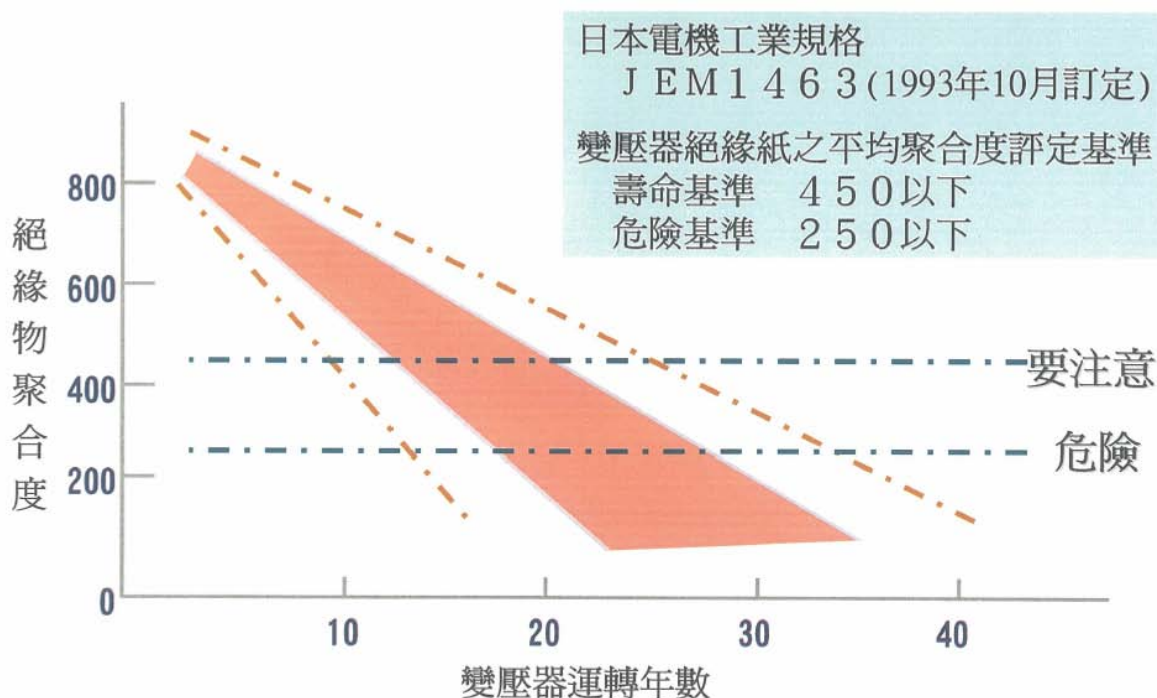
中國電力株式會社對於油浸式變壓器壽命，係依據變壓器內部線圈絕緣紙的機械強度作為判斷指標，推論當聚合度低於 450(相當絕緣紙破壞率 5%)時，鄰近系統發生外部短路事故時，其電磁機械力將使絕緣紙破損，詳細的變壓器用絕緣紙之平均聚合度判斷標準如下表所示。

圖表 四-14 變壓器用絕緣紙之平均聚合度判斷標準(JEM1463-1993)

	平均聚合度	劣化情形
達使用壽命程度	450 以下	變壓器之絕緣紙劣化，運轉可靠度低，有必要更新
危險程度	250 以下	絕緣紙的機械強度已消失，變壓器絕緣紙已達無法保持形狀的程度

依據日本電機工業規格(JEM1463-1993)的標準，我們將其對於變壓器壽命的評定標準以下圖表示之。

圖表 四-15 變壓器壽命與聚合度的關係圖



(3).7 油浸式變壓器之劣化診斷

1.傳統方法

中國電力株式會社對於油浸式變壓器的劣化診斷，傳統的方式是採油中糠醛量與平均聚合度的關係，但其精準度並不高。

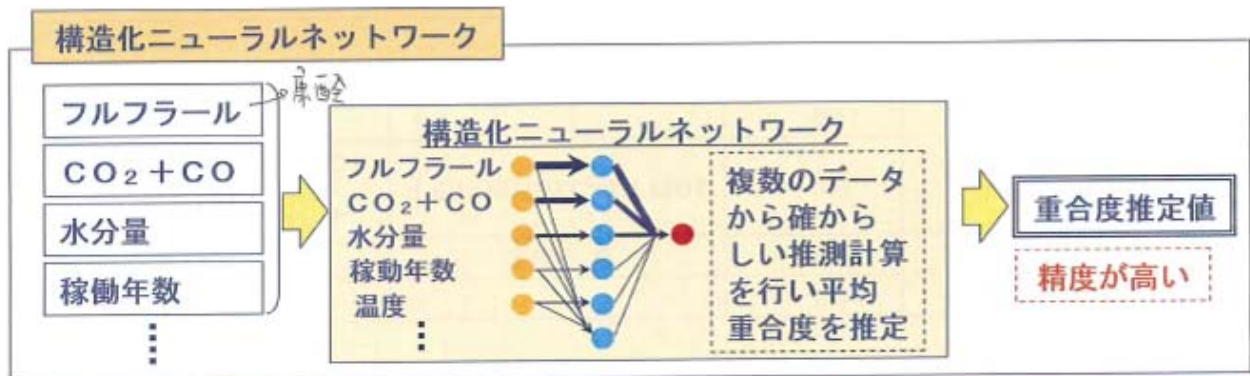
中國電力株式會社所提供的資料較不明確，我們可下圖更清楚的表示糠醛量與平均聚合度的關係，其較不精準的原因在於採取油中的糠醛量來推測變壓器絕緣紙的平均聚合度，僅能粗略的估算，其意思就是，偵測油中的糠醛量為某個數值，僅能推估「變壓器絕緣紙的平均聚合度」在某一範圍，無法精確得之相對的聚合度數值，故其精準度並不高。

2.類神經網路法 Neural Network

依據糠醛指標、 $CO_2 + CO$ 、油中含水量、運轉年份、負載率、絕緣紙的質量等等因素指標，以類神經網路運算法推測變壓器絕緣紙的平均聚合

度，其所推測得到「變壓器絕緣紙的平均聚合度」的精準度較高，其流程如下圖表示。

圖表 四-16 類神經網路法推測「變壓器絕緣紙平均聚合度」流程



(3).8 油浸式變壓器之可燃性氣體檢測

目前，中國電力株式會社對於變壓器內部絕緣油的可燃性氣體(TCG, Total Combustible Gas)並未採線上監測方式，仍採傳統定期現場取樣後送至試驗單位進行分析，其有關絕緣油的可燃性氣體的管理措施，詳如下表所示。

圖表 四-17 中電變壓器絕緣油的可燃性氣體的管理措施

判斷項目	判斷分析		
	要注意 I	要注意 II	異常
可燃性氣體總量(TCG)	500 以上		
H ₂	400 以上		
CH ₄	100 以上		
C ₂ H ₆	150 以上		
C ₂ H ₄	10 以上	10 以上 且 TCG500 以上	100 以上 TCG700 以上 及 TCG 增加量 70/月以上
C ₂ H ₂	0.5 以上	0.5 以上	
CO	300 以上		

相較目前本公司的需注意(暫訂)標準如下表所示。

圖表 四-18 台電變壓器絕緣油的可燃性氣體須注意標準(暫訂)


變壓器 電壓	氣體含量 (ppm)							TCG
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	TCG	增加量 (ppm/年)
≤69KV	125	350	250	150	1	350	1,000	300
161KV	100	150	150	100	1	300	650	250
345KV	75	100	100	150	1	200	400	200

再者，目前本公司的異常(暫訂)標準如下表所示。

圖表 四-19 台電變壓器絕緣油的可燃性氣體異常標準(暫訂)

變壓器 電壓	氣體含量 (ppm)							TCG
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	TCG	增加量 (ppm/月)
≤69KV	250	700	500	300	20	700	2,000	75
161KV	200	300	300	200	15	600	1,300	60
345KV	150	200	200	200	10	400	800	50

註：1. TCG Total Combustible Gases 可燃性氣體總量。

2. 氣體 0.0100 ml/100 ml 油  100 ppm

3. 當 C₂H₂ 含量出現即列入「須注意」狀況

(六)、北松江變電所

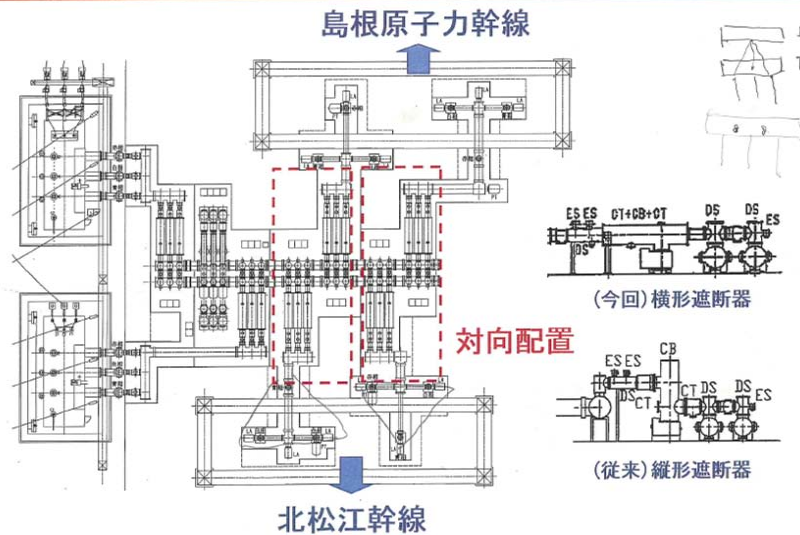
中國電力株式會社對於對於輸變電工程的建設，在近期完成連接島根核電廠的輸變電設施的建設，該建設係新建一條 500kV 超高壓輸電線路連接北松江變電所，然後再連接日野變電所，因北松江變電所施作工程艱鉅，中國電力特別將其定為一個參觀點。

1. 北松江變電所主要設備分別有裝置兩台 1000MVA 變壓器及四回 500kV 輸電線路的引入及引出。

引出線採對向配置及橫型斷路器，以減低匯流排長度，詳圖下圖所示。

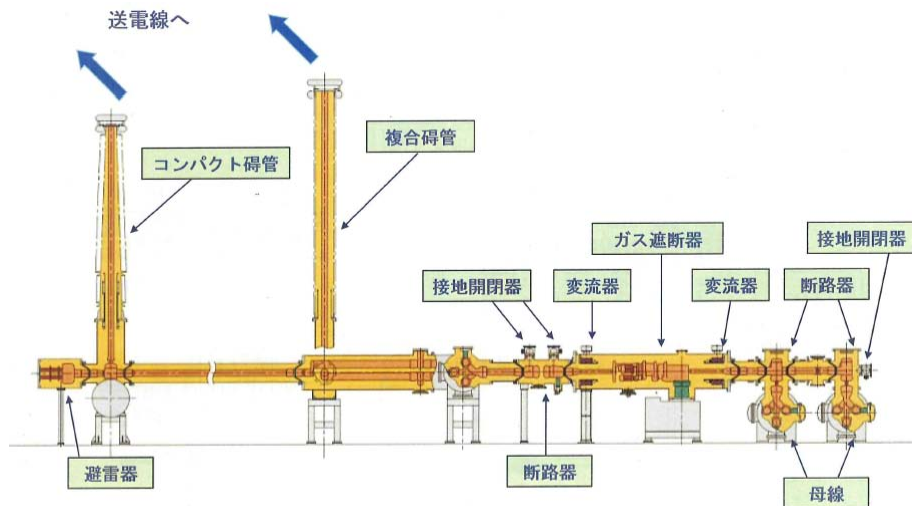
圖表 四-20 北松江變電所減低匯流排長度

6. 北松江(変)500kVガス絶縁開閉装置の配置⁽⁶⁾

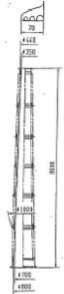
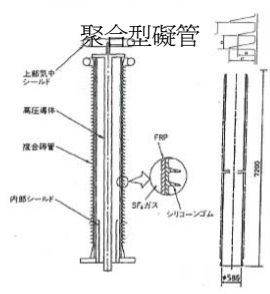



2.500kV GIS 套管分別採用聚合型套管及縮小型套管，除成本能夠降低外，其耐震性亦相對提高，其構造圖如下。

圖表 四-21 500kV GIS 套管分別採用聚合型套管及縮小型套管



圖表 四-22 500kV GIS 套管分別採用聚合型套管及縮小型套管-2

	従来碍管	ポリマー碍管	コンパクト碍管
構造図			
耐震性能	1 (基準)	3.3倍	1.6倍
固有周波数	5.5Hz	3.3Hz	8.3Hz

3. 三項變壓器採分解輸送仍後於現場組裝以降工程費用，其施工程序三
相變壓器採分解輸送仍後於現場組裝。主變壓在現場組裝是在於屋內
進行，以防止工程進度的落後。

(七)、感想與建議

1. 日本中電輸電網路建設回線備載回線多，且變電所數量依地區用電負
載中心施設數量充足。其輸電線路建設密度比本公司充足，停電維護
相對容易可預測排程，停電事故允受程度高。
2. 地下電纜壽命須及早規劃評估，以中電 22kV 電纜交流加壓破壞試驗為
例，其安全運轉絕緣介質耐電場強度須達 5.3kV/mm 以上。試驗表如
圖所示。統計試驗結果，可以畫得電纜絕緣強度破壞趨勢線，降至
5.3kV/mm 臨界電場強度，保守估計約 18 年運轉壽命屆至開始進行壽
命評估。本公司於建構設備管理時，可全盤整體檢討規劃出地下電纜
壽命評估方法，據以參考訂定地下電纜汰換或另行規劃新設管路重建
對策。
3. 日本中電公司對於變壓器劣化診斷依據糠醛指標、 $CO_2 + CO$ 、油中含
水量、運轉年份、負載率、絕緣紙的質量等等因素指標，以類神經網
路運算法推測變壓器絕緣紙的平均聚合度，估計變壓器老化程度精準
度較高，值得台電公司進一步的了解及學習。

4. 北松江變電所增設工程，引出線採對向配置及橫型斷路器以減低匯流排長度。500kV GIS 套管分別採用聚合型及縮小型套管，以降低成本及提升耐震性。變壓器採分解輸送、現場防塵室組裝之施工法，以降低工程費及縮短工期。以上均值得本公司研究學習。

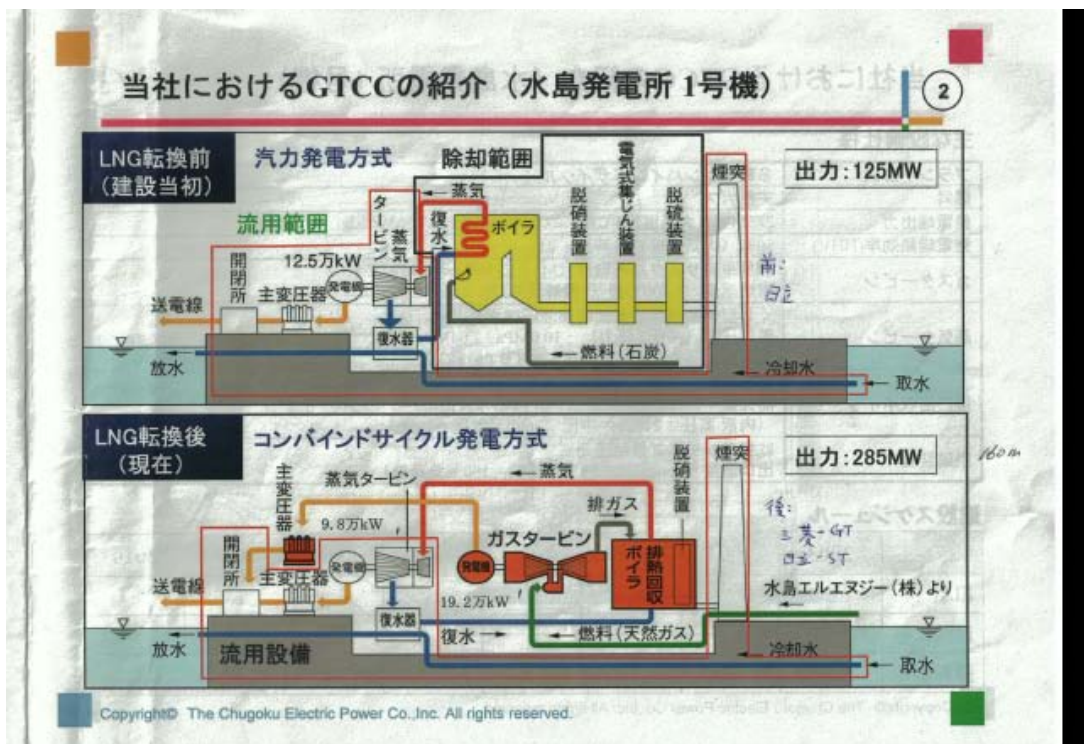
五、火力發電營運

(一)、中電複循環機組之運轉管理狀況

目前日本中電有二個發電廠採用複循環方式發電。一為水島發電所（1 號機 285 MW），另一為柳井發電所（1 號機系列：700 MW、2 號機系列：700 MW）採用燃料為天然氣。水島發電所 1 號機原為燒煤之汽力機組，後來改為燒 LNG 複循環機組其效率可達 50.4%（HHV）。

当社におけるGTCCの紹介（水島発電所 1号機）

主な設備仕様	
プラント形式	多軸型コンバインドサイクル
燃料	天然ガス
発電端出力	285MW（大気温度5℃時）（内訳 GT：187.2MW，ST：97.8MW）
発電端熱効率(HHV)	50%（大気温度15℃時）
ガスタービン	開放単純サイクル一軸形（M501E3） 燃焼温度：1,400℃級（1段静翼入口）
蒸気タービン	くし型衝動複流排気式再熱混圧復水形 蒸気圧力（高圧/圧力）：10.0MPa/2.04MPa 主蒸気温度/再熱蒸気温度：538℃/538℃
排熱回収ボイラ	縦型再熱三重圧自然循環形（屋外式） 蒸発量：262t/h（大気温度5℃，100%負荷時） （内訳 高圧：216t/h，中圧：36t/h，低圧：10t/h）
脱硝装置	乾式アンモニア接触還元法 出口濃度：5ppm（O2 16%換算値，100%負荷時）



柳井發電所 1 號及 2 號系列係使用單軸式複循環發電，其設備規範如下圖所示，1 號系列燃燒溫度 1104℃ 級、2 號系列燃燒溫度 1260℃ 級，均使用排煙脫硝裝置出口 NOx 濃度為 12.5 PPM 以下。1 號系列計劃更新為 1250℃ 級，效率可由 43.3% 提升為 47.4%（增加+4.1%）

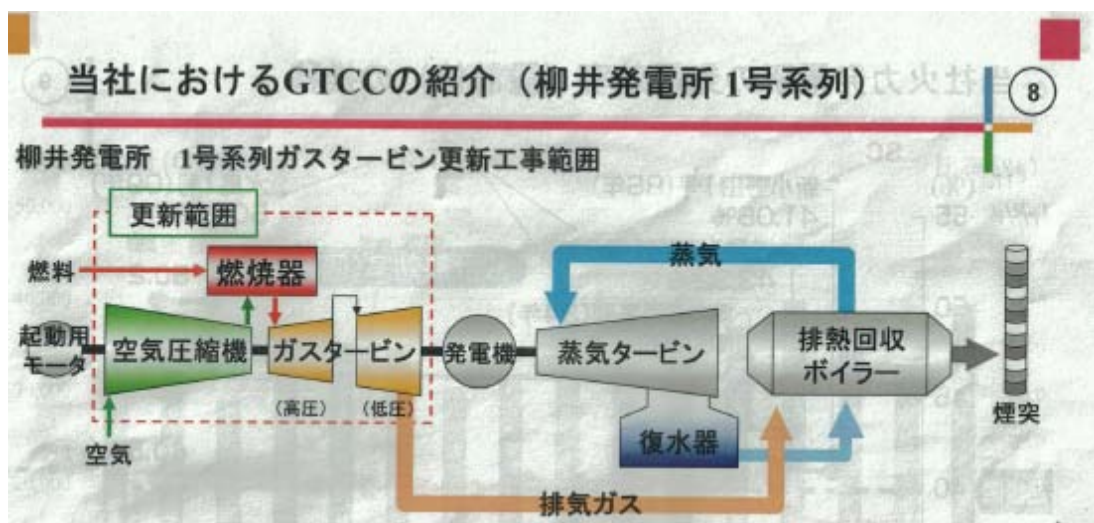
当社におけるGTCCの紹介（柳井發電所 1号・2号系列）

5

主な設備仕様

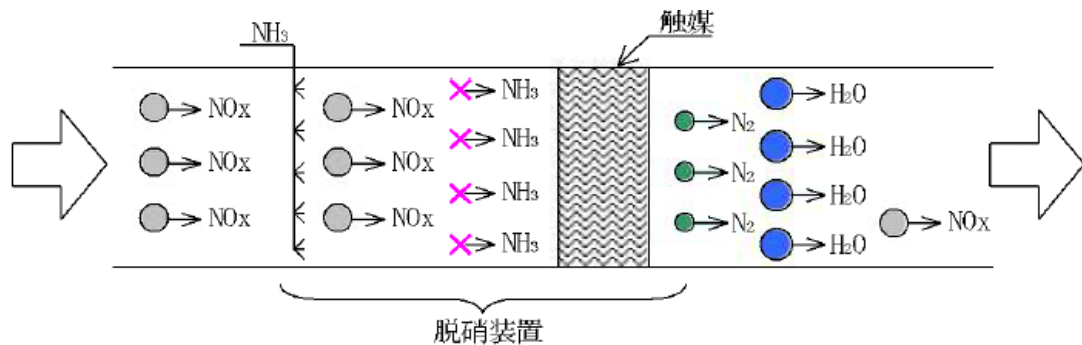
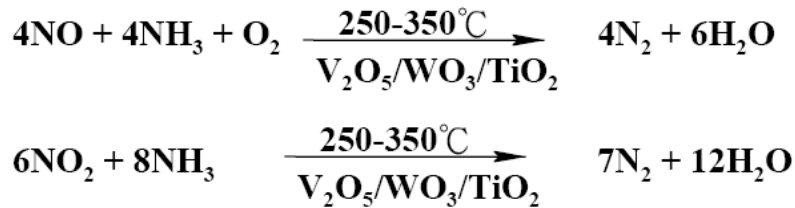
		1号系列	2号系列
プラント形式		一軸型コンバインドサイクル	同左
燃料		天然ガス	同左
発電端出力	系列認可出力	700MW (117MW×6台) (大気温度20℃時)	700MW (175MW×4台) (大気温度35℃時)
	単機認可出力	125MW (大気温度5℃時) (内訳 GT: 83MW, ST: 42MW)	198MW (大気温度5℃時) (内訳 GT: 125MW, ST: 73MW)
発電端熱効率(HHV)		43.3% (大気温度20℃時)	46.1% (大気温度20℃時)
ガスタービン		開放単純サイクル一軸型 (MS-7001EA) <small>GE</small> 燃焼温度: 1,104℃級 (1段動翼入口)	同左 (MS-7001F) <small>GE</small> 燃焼温度: 1,260℃ (1段動翼入口)
蒸気タービン		混圧単流排気復水式 蒸気圧力 (高圧/低圧): 56.9atg / 5.6atg 主蒸気温度/最熱蒸気温度: 520℃ / 162℃	同左 蒸気圧力 (高圧/低圧): 70.1atg / 5.0atg 主蒸気温度/最熱蒸気温度: 557℃ / 158℃
排熱回収ボイラ		排熱回収自然循環型 蒸発量: 158.8t/h (内訳 高圧: 130.4t/h, 低圧: 28.4t/h)	同左 蒸発量: 231.6t/h (内訳 高圧: 216.7t/h, 低圧: 14.9t/h)
脱硝装置		乾式アンモニア接触還元法 (処理ガス量: 全量, 脱硝率: 80%) 出口濃度: 12.5ppm以下 (O2 16%換算値, 100%負荷時)	同左 同左

Copyright© The Chugoku Electric Power Co., Inc. All rights reserved.



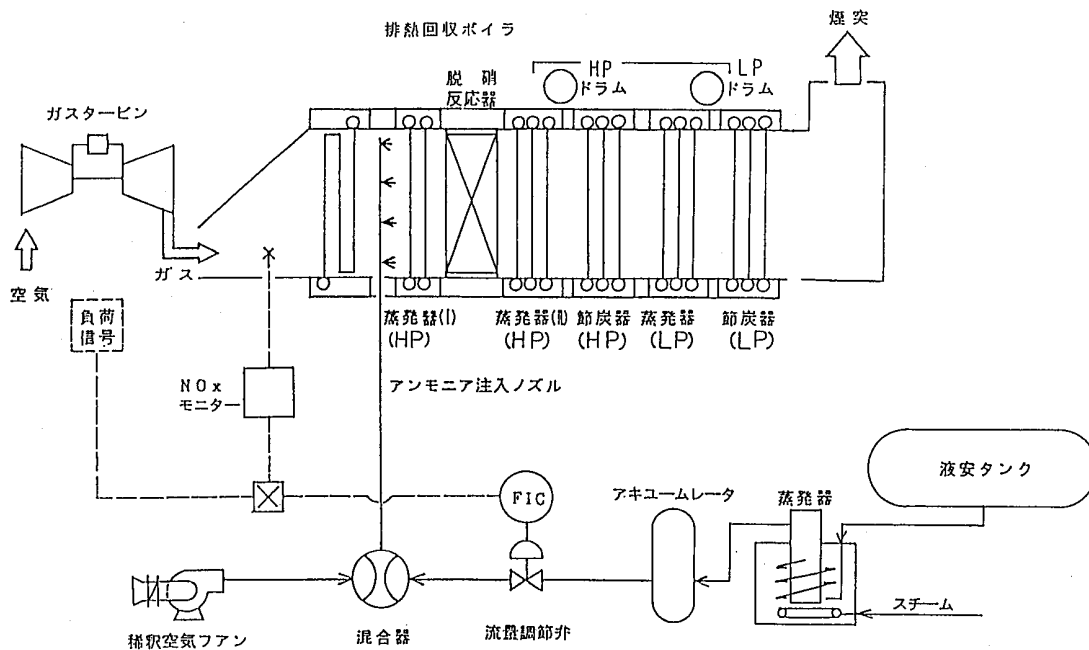
(二)、複循環機組脫硝 SCR 運維技術

1. 日本中電分別於 1979 年及 1980 年於下松發電所及下關發電所啓用全球第一部燃油鍋爐及燃煤鍋爐 SCR 後，單位發電量之 NO_x 排放由大於 0.6 g/kWh 降至小於 0.4 g/kWh。
2. 日本中電共 30 部火力發電機組，除玉島與下關發電所中三座燃油機組外，其餘均已設置排煙脫硝設備，選用選擇性觸媒還原(Selective Catalytic Reduction, SCR)脫硝及非選擇性觸媒還原(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)脫硝技術二種，燃氣複循環發電機組則全部採用高脫硝率、可靠度及經濟性之 SCR 脫硝技術。
3. SCR 脫硝原理：如下圖所示，煙氣中 NO_x 在適當的觸媒存在下，與注入之還原劑 NH₃ 反應後，生成氮氣與水。



SCR 排煙脫硝示意圖

4. 複循環發電機組之典型 SCR 脫硝系統如下圖所示。液氨經蒸發與空氣混合後注入煙氣中，與煙氣中 NO_x 混合再接觸後進行脫硝反應。中電複循環發電機組 SCR 之設計概要如下表所示。



複循環發電機組之典型 SCR 脫硝系統

中電複循環發電機組 SCR 之設計概要

機組	出力 (MW)	脫硝裝置							
		構造	入口溫度 (°C)	入口 NOx (ppm)	出口 NOx (ppm)	脫硝效率 (%)	觸媒	還原劑	NH ₃ Slip (ppm)
柳井 #1	125	板狀	350	62.5	12.5	80	V ₂ O ₅ / TiO ₂	NH ₃	10
柳井 #2	198		354						10
水島 #1	285	蜂巢狀	331	25	5.0				5

5.SCR 運轉時，可依據 GT 排出之煙氣流量、NO_x 濃度及所要求煙氣排放 NO_x 濃度，可計算得要求脫硝率及應削減量，據此控制合理注氨量。一般燃氣複循環機組 SCR 之運轉應注意事項僅需注意觸媒長時間使用後，是否因熱劣化所引起之結晶粒子 TiO₂ 成長，使觸媒細孔減少。

複循環發電機組 SCR 之維護，主要依運轉數據(脫硝效率、氨洩漏濃度等)

進行管理，以維護脫硝裝置之性能，並於定期點檢時實施觸媒樣品的磨損調查以及目視點檢(破損等)、NH₃ 注入噴嘴之點檢和清理及 NO_x 計和 O₂ 計等計測器之點檢各維修。依中電約 20 年之運轉實績經驗，燃氣複循環發電機組 SCR 並無觸媒之更換、補修及其他特別異常等情形。

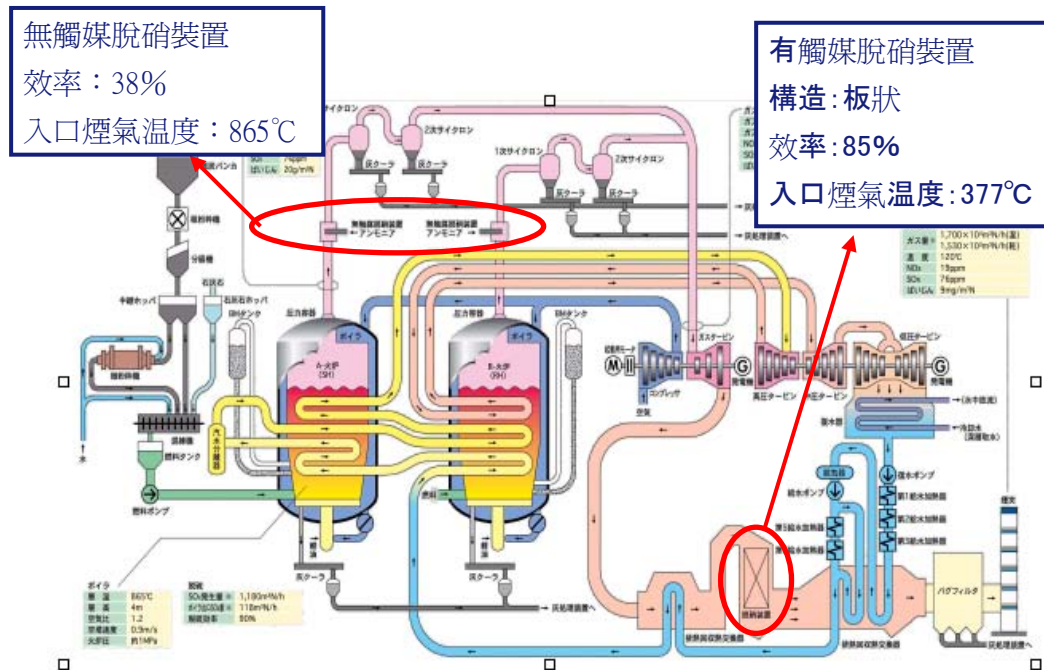
6. 日本中電柳井發電所為全燃天然氣之電廠，天然氣主要來源為澳洲，熱值與目前大潭發電廠之天然氣相近，其機組資料摘要如下表。

柳井發電所機組資料摘要

項目	Group 1	Group 2
裝置容量	單軸式 125×6= 750MW	單軸式 198×4= 792MW
GT	HITACHI F7EA 1104°C	HITACHI MS-7001F 1260°C
Low NO _x combustor	Two-stage combustion system	Two-stage combustion system
集合式煙囪高度, m	200	200
SCR 入口 NO _x , ppm	62.5	62.5
SCR 出口 NO _x , ppm	12.5	12.5
起停期間 NO _x 偏高現象	無	無
天然氣主要來源	澳洲	
天然氣熱值	約 10,500 kcal/m ³	
起動期間黃煙現象	無	

7. 高溫觸媒型 SCR 之應用情形

中電至目前為止所採用之 SCR 脫硝設備均屬中溫觸媒(250~400 °C)，並無使用高溫觸媒 SCR 實績，但在大崎發電所加壓流動床複循環(Pressurized Fluidized Bed Combustion combined power generation system, PFBC)有使用非選擇性觸媒還原(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)脫硝技術(如下圖)，反應溫度為 700~1100°C，惟煙氣溫度 865°C 時僅達 38%之脫硝率。



加壓流動床複循環 (PFBC) 發電系統示意圖

8. 溫室氣體盤查及查證方式

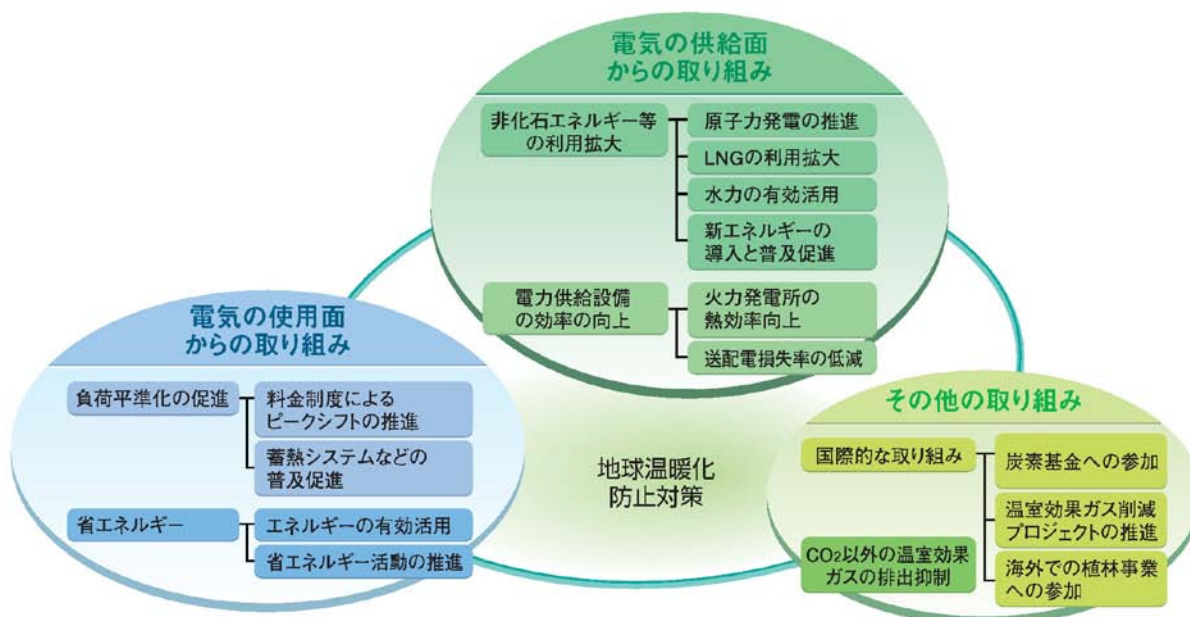
人類大量使用石化燃料，大氣中二氧化碳(CO₂)、甲烷(CH₄)、氧化亞氮(N₂O)、六氟化硫(SF₆)、全氟碳化物(PFCs)、氫氟碳化物(HFCs)等易吸收長波輻射氣體(即「溫室氣體(Greenhouse Gas, GHG)」)濃度急速增加，造成全球氣候暖化及氣候變遷加劇。為落實溫室氣體管制工作，1997年12月於日本京都舉行聯合國氣候變化綱要第三次締約國大會，通過京都議定書，並於2005/2/16正式生效，附件一國家(工業已開發國家等共37會員國)應於2008至2012年間達成減量目標(基準年1990)，同時採差異性削減目標之方式：歐洲聯盟及東歐各國8%、美國7%、日本、加拿大、匈牙利、波蘭6%。

日本政府法規規定一定規模以上之事業單位，應依規定盤查及向政府申報溫室氣體排放量。申報資料經政府審查核可後進行統計，向國民及事業單位公開，溫室氣體盤查報告書並不需要另由查證單位進行查證(如ISO 14064查證)。

9. 溫室氣體減量之策略及查證方式

日本之京都協議削減義務為 6%，2006 年實際總排放量較 1990 年高出 6.2%，因此共須減量 12.2% 才能達成減量目標。

日本 CO₂ 排放量中電力業約占 30%，而中國電力約占 3%。日本中電之地球暖化防止對策可分為電力供給、電力使用及其他等三方面。電力供給方面包含非石化燃料之擴大使用及電力設備效率提昇，電力使用方面包含電力負荷平均化及節約能源，其他方面則包括透過京都議定書之彈性機制如清潔發展機制(CDM)及共同執行(JI)等進行 CO₂ 減量，如下圖。



日本中電之地球暖化防止對策

由於核能發電之 CO₂ 排放係數僅 0.022 CO₂ Kg/kwh，因此日本中電以增設核能機組作為 CO₂ 排放減量之主要策略，2012 年以前將較 1990 年減量 20%。

10. 中電發電廠之溫室氣體減量策略：

1. CO₂ 排出抑制

採用高效率新機組或更新部分設備

高效率汽輪機葉片之更新

高熱效率複循環發電機組之改造

燃油機組改為燃氣機組

2. 使用生質燃料

廢木材及污泥與煤混燒，以減少燃煤使用

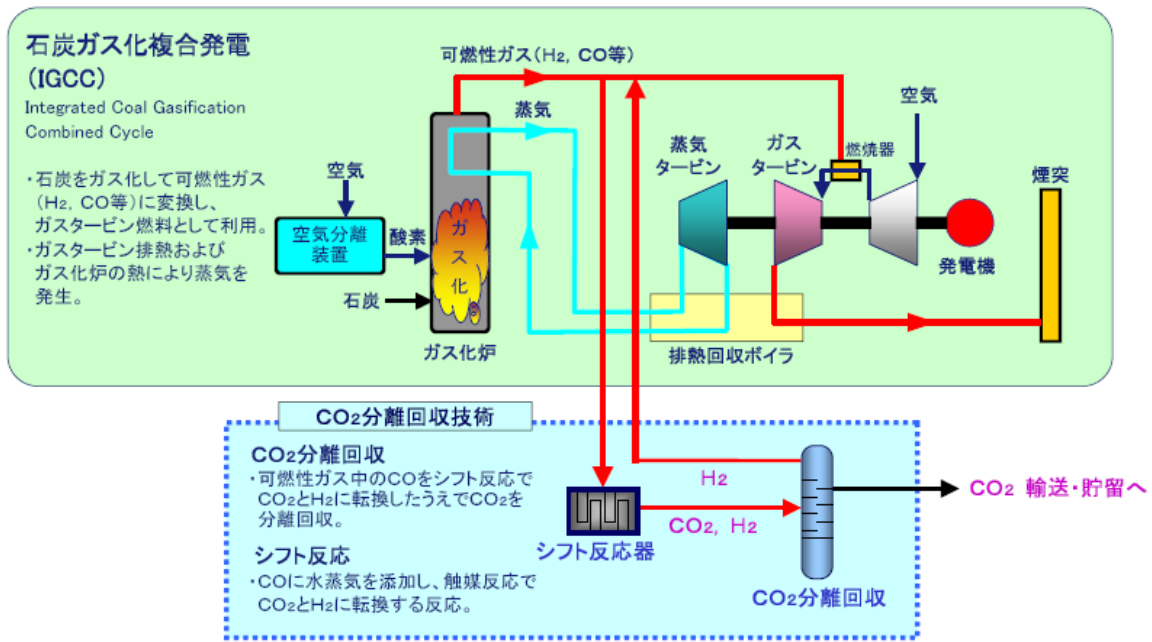
3. 煤炭有效利用技術之應用

煤炭氣化複循環發電 (I G C C)

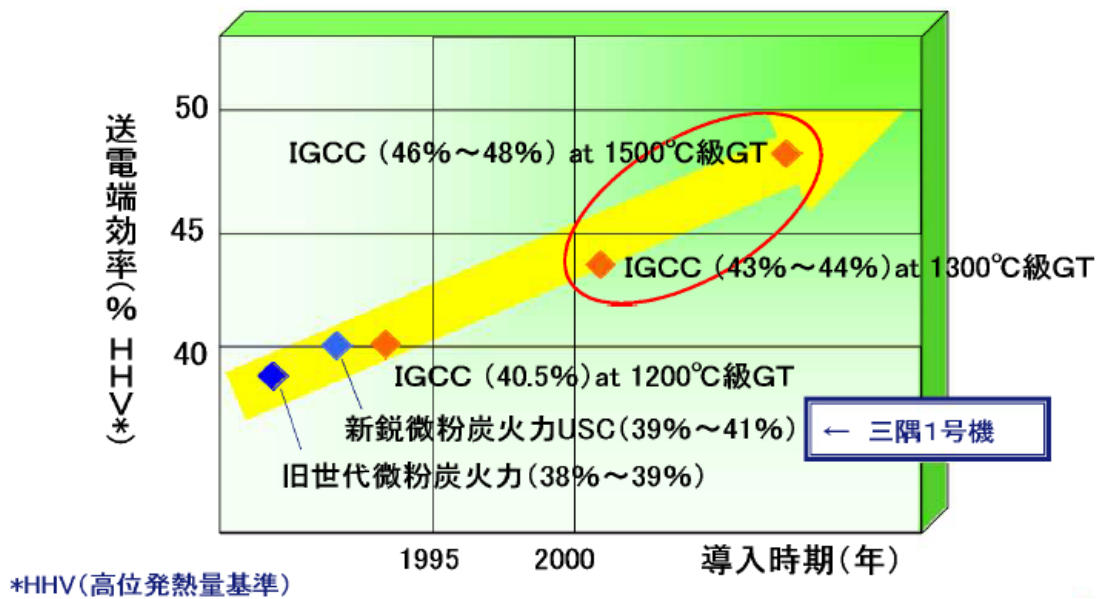
(三)、煤炭氣化複循環(IGCC)發電技術

全球煤炭之蘊藏量源豐富，且全球分佈區域廣，至少可再供人類使用 150 年以上，其安定性及經濟性均優於石油及天然氣等能源。然而燃煤發電單位發電量所排出之 CO₂ 居各種燃料之冠，為有效抑制地球暖化現象，如何提昇燃煤發效率實為當今非常重要議題。

煤炭氣化複循環發電技術是先將煤經粉煤機磨成粉狀後送入氣化爐內，與氧氣在高溫高壓下進行不完全燃燒，將固態煤轉化為合成氣體(主成份為 H₂、CO、CO₂ 等)，再經燃氣淨化系統除塵及除硫後，送至氣渦輪機發電，排出煙氣送至熱回收鍋爐加熱爐水產生蒸汽，再推動汽輪機發電，流程如下圖所示。IGCC 發電可將機組發電效率提昇至 44%(HHV, 1300 °C 級 GT)，未來更可再提昇至 48%(HHV, 1500 °C 級 GT)，對於減少溫室氣體排放有相當大的優勢。



煤炭氣化複循環發電系統示意圖



IGCC 與其他燃煤發電機組效率之比較

氣化爐依提供氧氣濃度之不同可分為空氣吹(Air blown)及氧吹(Oxygen blown)二種型式。二者之比較如下表。

不同氣化爐型式之比較

項目	氧吹	空氣吹
氧濃度	95%	25%
空氣分離設備	大(所需動力大)	小(所需動力小)
氣化爐	小	大
合成氣體淨化設備	小	大
用途	IGCC/IGFC(氣化燃料電池複循環) CO 及 H ₂ 多元化用途(燃料、化學、燃料電池...等等)	IGCC
日本研發計畫	EAGLE 計畫 Coal Energy Application for Gas, Liquid and Electricity	CCP 實證機計畫 Clean Coal Power
製造商	日立製作所	三菱重工
用煤量	150 t/day	1700 t/day
計畫期間	1995~2006	1986~2009
實施地點	福岡縣	福島縣
出資	電源開發	日本 9 家電力業、電源開發、電力綜合研究所
電力輸出	只供內部用電	250 MW

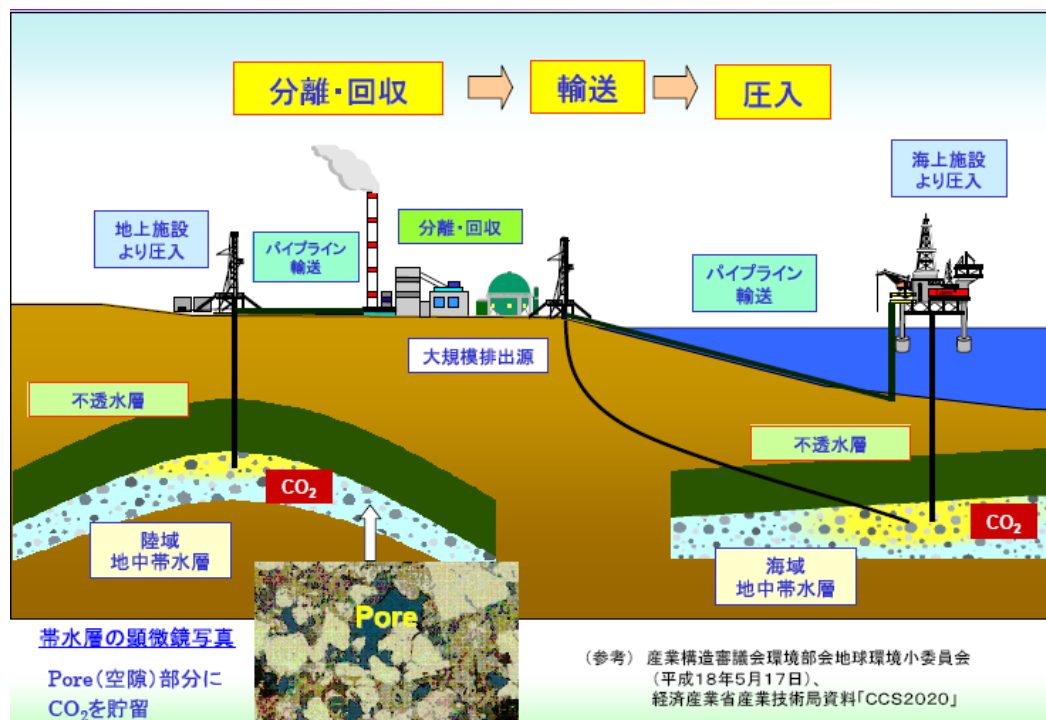
日本中電對於空氣吹與氧吹型 IGCC 均有設廠計畫。氧吹型 IGCC 預定設置地點為大崎發電所，裝置容量 150 MW，2016 年裝機完成；空氣吹型 IGCC 預定設置地點為三隅發電所，裝置容量 400 MW，2017 年裝機完成。

二氧化碳捕捉與封存(CCS)技術

為了降低二氧化碳的排放對大氣的影響，除了提升能源效率、發展再生能源及淨煤技術(如 IGCC)外，碳捕捉與封存(Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS)亦為各先進國家積極研發的技術。

CCS 技術主要包括捕捉、輸送與封存三部份(如下圖)：

- 1.捕捉：將二氧化碳分離後予以暫存。捕捉方法有吸附法、吸收法、冷凍法、膜濾法、以及菌藻消化法。
- 2.輸送：將暫存之二氧化碳運送至封存地點。
- 3.封存：將二氧化碳以高壓灌至地層或海底特定深度的區域，使其永久存放於該處，以控制大氣中溫室氣體含量，避免環境惡化。

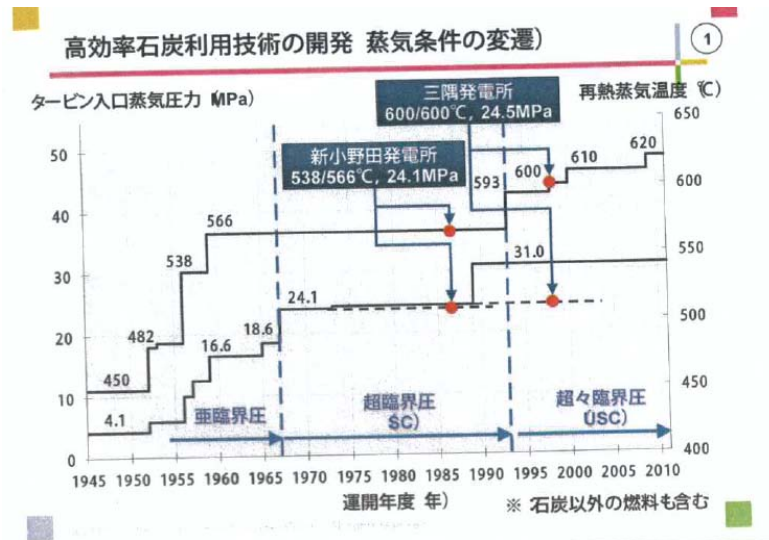


二氧化碳捕捉與封存

日本中電在 CCS 方面之相關努力,包括參與 CCS 調查(共 24 家公司合資)、進行 CO2 捕捉技術研究(冷凍法)及溶融碳酸鹽燃料電池(Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)之研發試驗等。MCFC 燃料電池,可提高煙氣中 CO2 濃度,有利於 CO2 之捕捉分離,其發電效率最高可達 60%以上。

(四)、超臨界燒煤機組運轉情況

目前中電有二個電廠使用超臨界（SC）或超超臨界（USC）機組，新小野田發電所在 1986 年使用 538/566℃、24.1 MPa 超臨界鍋爐，效率為 41.06 % 裝置容量為 500 MW；三隅發電所於 1998 年超超臨界機組開始正式運轉至今，其主蒸氣溫度為 600/600℃，壓力 24.5MPa，裝置容量為 1000 MW，效率達 43% 採用低 NOX 燃燒器，並具有排煙脫硫、脫硝及電氣式靜電集塵器以符合排煙環保要求。



② 三隅（USC）と新小野田（SC）との設備仕様比較（1/2）

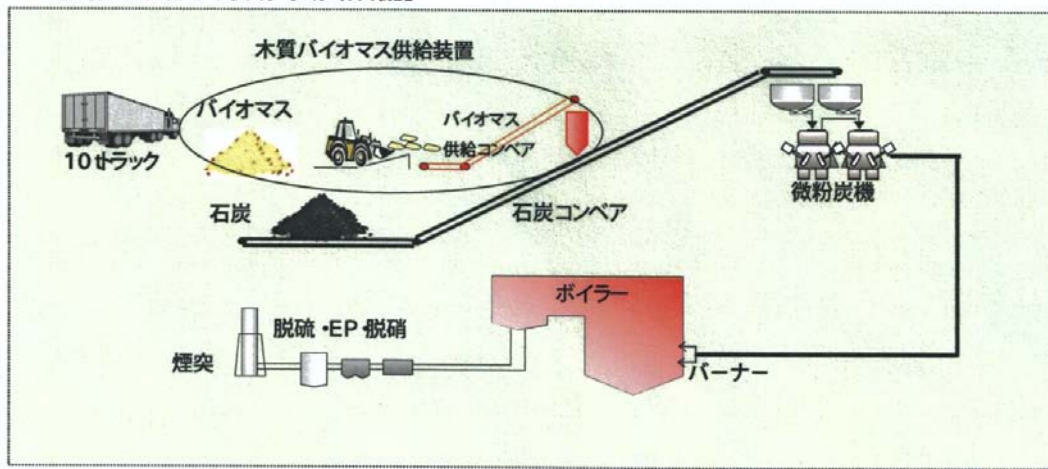
		三隅発電所 1号機 (USC)	新小野田発電所 2号機 (SC)
タービン	種類	二軸4流排気再熱復水形 (CC4F-46)	くし形再熱再生復水式
	容量	1,000,000 kW	500,000 kW
	回転数	3,600 / 1,800 rpm	3,600 rpm
	蒸気条件	タービン入口蒸気圧力：24.5 MPa タービン入口蒸気温度：600 / 600 °C	タービン入口蒸気圧力：24.1 MPa タービン入口蒸気温度：538 / 660 °C
ボイラ	種類	放射再熱式変圧貫流形	貫流変圧型再熱式
	蒸気量	2,900 t/h	1,670 t/h
発電機	種類	回転磁形交流同期発電機	円筒回転磁形同期発電機
	容量	1,131,000 kVA	560,000 kVA
主変圧器	容量	1,050,000 kVA	5,300,000 kVA
	電圧	21.4 / 220kV	17.6 / 220

(五)、日本中國電力之木質 BIOMASS 發電導入情況

2008 年新小野田電所開始混燒規劃至 2011 年三隅發電所（新設）與新小野田發電所開始混燒之實證試驗，預定 2013 年開始正使用，木質比率最高為百分之三。



既存の受入 貯蔵 払出設備]



新小野田發電所木質 BIOMASS 混燒試驗

中國電力於 2011 年 2 月至 2012 年進行實證試驗其試驗相關數據如下：可提供本公司參考。

実証試験の概要

項目	新小野田発電所 (50万kW × 2基)	三隅発電所 (100万kW × 1基)
バイオマス使用量	約3.5万t/年	約3万t/年
CO ₂ 削減効果 (見込量)	約2.9万t-CO ₂ /年	約2.3万t-CO ₂ /年
バイオマス発電電力量 (見込量)	約3,500万kWh/年	約3,200万kWh/年
実証試験	平成24年度まで (2012)	
本格運用	平成25年度以降 (2013)	

(六)、感想與建議

1. 中電有二個電廠採用複循環 LNG 機組，其中水島 1 號機為傳統火力機組更新而成，最高效率可為 50% (HHV)。氣渦輪機之燃燒溫度為 1400 °C 級。另外柳井 1、2 號機為氣渦輪機更新為複循環機組效率由 43.3 % 提升為 47.4% (HHV)。複循機組皆使用脫硝設備，排氣出口之 NOX 其水島電廠煙氣 NOX 在 5 PPM 以下，柳井 1、2 號機在 12.5 PPM 以下，均比本公司相似機組為佳。中電所屬三發電所採用之超臨界鍋爐蒸汽溫度達 600°C，主蒸汽壓力 24.5 MPa，自 1998.6 開始營運。出力為 1000 MW 具有脫硫、脫硝、靜電集塵器設施，效率可達 43.0% (HHV)。，提升效率做法值得參酌。
2. 中電公司在大崎發電所正在規劃煤氣複合發電 (IGCC) 之試驗計劃目前為環評階段預定 2013 年開始建造試驗設備，可追蹤其進展。
3. 日本中電之新設天然氣複循環機組 SCR 之出口設為 NOX 5 PPM，為避免造成環境異味及日益嚴苛之環保需求建議本公司新機組亦應參考比照為宜。
4. 日本中電有二個電廠進行燒煤電廠混燒生質木料，可以降低 CO2 排放，木質生質材料來自日本國內其經驗亦可提供本公司參考，評估其效、成本及可行性。
5. 本公司為減少發電對環境衝擊，採用發電成本較高之天然氣燃料，也合政府推動溫室氣體減量方案，申請溫室氣體排放減量及查證，可取得更得排放減量額度，作為未來增設發電機組或進行碳排放交易之用。

六、因應再生能源併網之配電網規劃及維護

(一)、本項業務考察目的

1.強化配電系統，以順利併接分散型電源

配合國家推動智慧電網及再生能源政策，及電力系統發展重心由傳統發輸電(上游電源端)轉移至配電系統(下游用戶端)之趨勢，近年各電業均以發展智慧配電及智慧用戶為重點工作項目，面臨配電系統將廣泛併接分散型電源趨勢，本公司近年以強化配電系統，建立優質電網為努力方針。

2.配合配電設備發展趨勢，解決設置不易問題

配電設備需裝置於道路上(接近用戶)或相關建物之建築線內(用戶提供之配電場所)，隨社會發展型態變化，民眾及地方政府抗拒設置逐漸成為供電問題，配合環境變異，發展新配電設備，提高民眾接受度，可創造電業及用戶雙贏局面。

3.檢討維護巡檢制度，有效運用維護運轉人力

為加強設備可靠度，有效降低配電線路事故，本公司加強配電設備維護巡檢週期，雖已具成效，惟相關人力及成本之提升已加重本公司財務負擔，藉由參考其他電業做法，以取得設備可靠及人力運用作最佳規劃。

4.日本中國電力公司（以下簡稱中電）在日本本土之九大電力公司中雖僅排名第六，規模雖不及本公司二分之一，惟該公司相關營運措施及相關技術均承襲日本優良企業一貫嚴謹及追求新管理及新技術精神，期藉由此次參訪，進一步了解配電系統(含設備)之設計、裝置及維護運轉技術，作為本公司強化配電系統參考。

(二)、營業所組織概要

中電服務範圍計設置 9 個總括營業所，每個總括營業所下設 3~5 個

營業所；廣島市區為中電總部所在地，本區隸屬廣島總括營業所之廣島營業所服務範圍，廣島總括營業所下分廣島、廣島北、廿日市及矢野等四個營業所，本區配電系統已涵蓋中電所有型態及服務項目，故中電安排參訪行程均於本區進行，廣島總括營業所至 2010 年底總用戶數約 95 萬戶，與本公司台南區營業處相近，相關比較如下圖表六-1：

圖表六-1. 中電廣島總括營業所與台電台南區營業處服務轄區比較表

營業所名稱		戶數(戶)	轄區面積(km ²)
廣島總括 營業所 (中電)	廣島營業所	415,733	116.48
	廣島北營業所	252,594	1458.65
	廿日市營業所	169,360	792
	矢野營業所	111,450	167.56
	合計	949,137	2534.69
區營業處(台電)		930,736	1321.80

【註】本公司單位面積用戶數高於中電公司。

(三)、配電系統架構

1. 中電之配電系統規劃接線及電壓

(1). 配電變電所系統接線方式：

- A. 一次側△、二次側 Y 接線且中心線不引出、不接地，線間電壓 6.6kV。
- B. 一次側△、二次側△接線，線間電壓 22kV。

(2). 中電除架空變壓器一次側用熔絲鏈保護外，線路上無其他保護設備，線路若故障，變電所內饋線 CB 跳脫，另藉由饋線自動化系統提供故障區間訊息、故障隔離及派員搶修，故沒有本公司現行保護協調不易之情況。

2. 中電之配電系統規劃主要考量因素

(1). 大小街道密集、用戶集中：致使配電線路必須從主幹線不斷分歧線路，並一再分歧至窄小巷弄，才可滿足用戶用電需求。

(2).連接接戶線施工困難：每一家戶房型落差大，只能採低壓配電線路直接連接用戶責任分界點之方式施工。

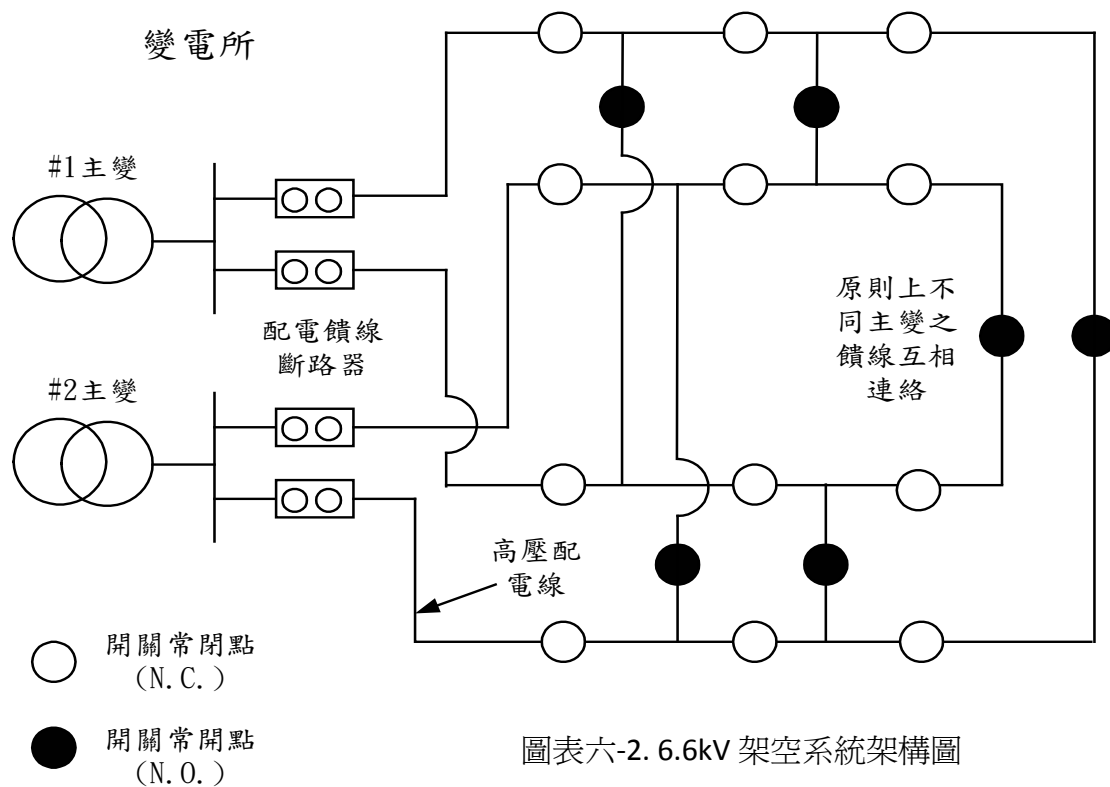
3. 中電之配電系統型態可分 6.6kV 架空系統、22kV 架空系統及 6.6kV 地下系統三方面說明：

(1).6.6kV 架空系統

A. 架空系統為中電配電線路之主要系統，採 1 饋線對多(通常為 3)饋線方式之不同變電所及主變相互連絡，確保系統緊急轉供能力，系統架構如圖表六-2 所示，圖示為幹線系統，其中幹線系統會分出許多線路較短之分歧線路，以利高壓供電線路送至用戶端，透過架空變壓器及接戶線，順利供電予用戶。

B. 饋線 CB 出口至配電變壓器間僅有熔絲鏈開關一層保護設備，倘線路有事故，則藉由 SCADA 遙控自動線路開關隔離事故區間，縮小停電範圍。

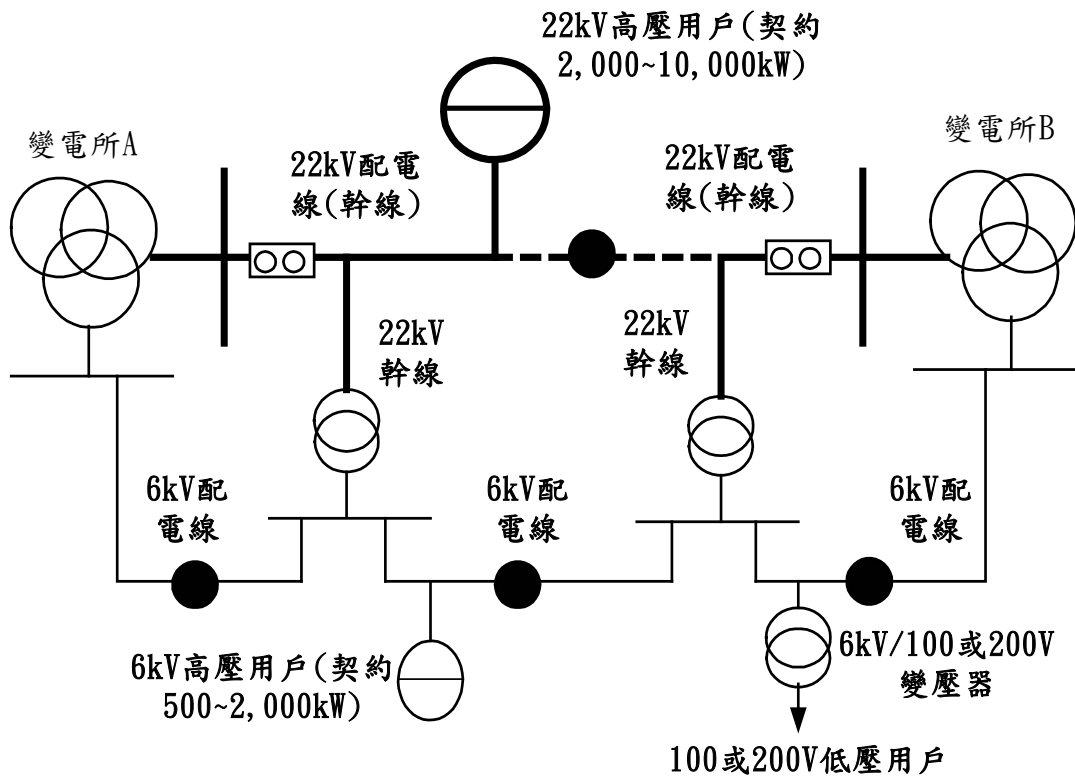
C. 架空系統大量採用小型變壓器(30kVA 以下變壓器安裝高達 91%)，使連接用戶之接戶線盡量減少及縮短傳送距離。



圖表六-2. 6.6kV 架空系統架構圖

(2).(2).22kV 架空系統

- A.中電規劃之配電系統中，高壓部分主要以 22kV 及 6.6kV 為主，變電所內主變採 AB 繞組型態，同時輸出 22kV 及 6.6kV 兩層級電壓，其中 22kV 屬長距離供電線路，線路輸送至區域負載處，始降壓為 6.6kV(以變台式設計置放 22/6.6 kV 變壓器)，若線路較短之饋線則以 6.6kV 直接饋供。系統架構如圖表六-3 所示。
- B.若高壓用戶契約容量介於 2,000~10,000kW 時，由 22kV 直接饋供，另高壓用戶契約容量介於 500~2,000kW 時，由 6.6kV 直接饋供。

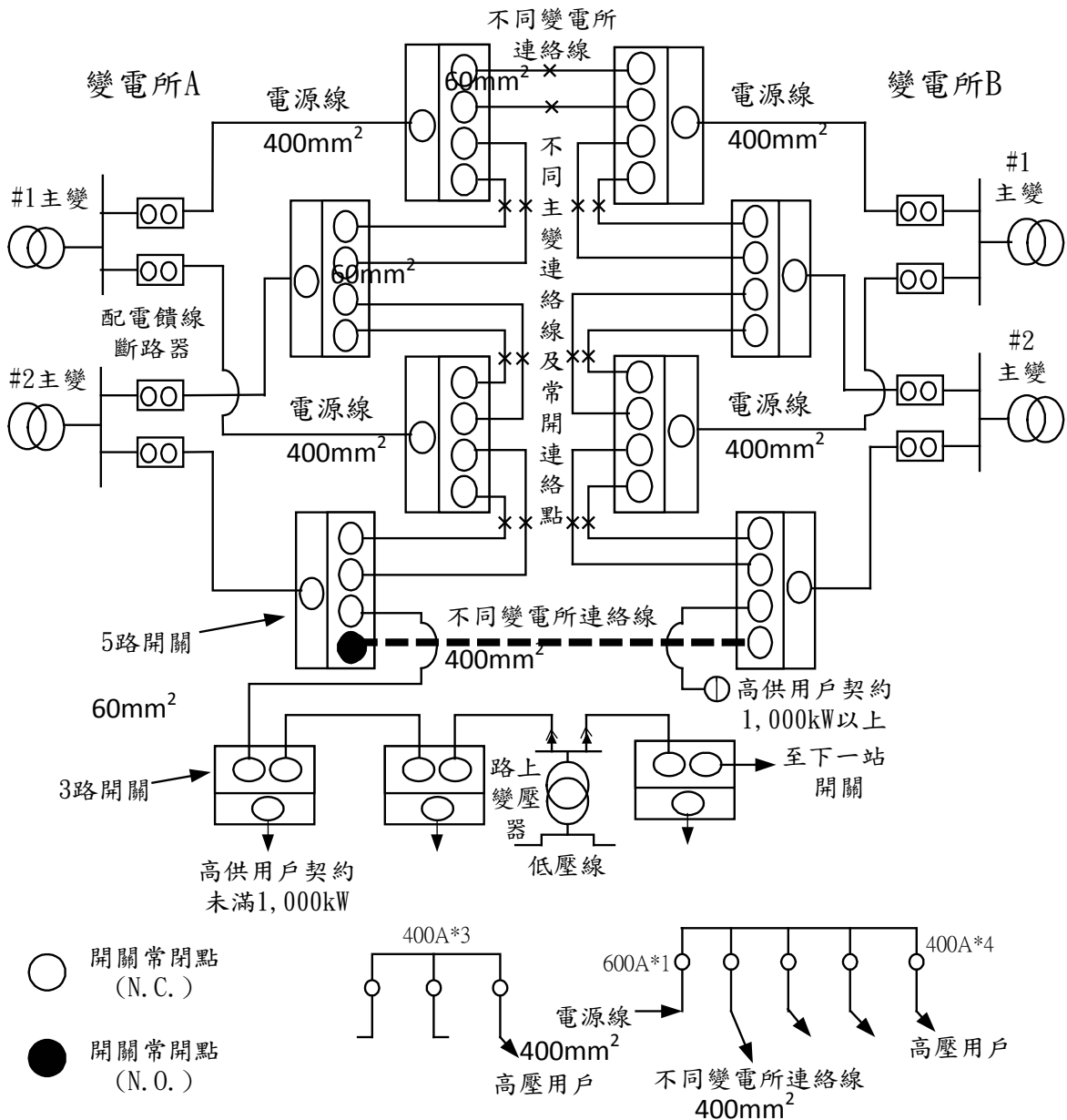


圖表六-3. 22kV 架空系統架構圖

(3).6.6kV 地下系統

- A.採變電所饋線 CB—五路開關—三路開關—分歧線—小分歧線—配電變壓器—低壓線路連接支持線至用戶責任分界點方式供電。
- B.地下系統 1 饋線亦是採不同主變或不同變電所之饋線(通常為 2 饋線)連絡方式，且五路開關功能較廣，其中電源回路及變電所聯絡回路之線路線徑達 400mm²，與一般常用之 60 mm² 不同，系統架構如

圖表六-4 所示。



圖表六-4. 6.6kV 地下系統架構圖

(四)、架空線路設備及裝置

中電服務範圍以架空線路為主體，本次參訪，有關架空線路之設備器材部分，中電介紹架空變壓器及自動電壓調整器(SVR，Step Voltage Regulator)等兩項主要器材：

1. 架空變壓器

(1).中電統計目前裝置現場之架空變壓器計 81.2 萬台，各規格數量表如圖表六-5 所示，誠如前項次(三)2.(1)C.所述，30kVA 以下之小型架空變壓器安裝數量占比高達 91%(=74.5 萬台/(81.2+0.3)萬台)，主要係中電之配電線路設計觀念為每 1 用戶之接戶線直接由變壓器接供，電桿間以不設置低壓線連接為原則，裝桿簡單，查修方便，低壓線路故障亦隨之降低。

圖表六-5. 中電之配電變壓器統計表

變壓器別	容量	台數	容量	台數
架空變壓器	5kVA	16.2 萬台	50kVA	5.0 萬台
	10kVA	20.1 萬台	100kVA	1.5 萬台
	20kVA	24.7 萬台	100kVA 以上	0.2 萬台
	30kVA	13.5 萬台		
	小計	74.5 萬台	小計	6.7 萬台
	合計	81.2 萬台		
路上變壓器 (亭置式)	0.3 萬台			

(2).上述變壓器數量統計中，包含中電為配合裝置環境需求，簡化桿上裝置，而製造之 6.6kV 環境調和型(子母型)架空變壓器，採 V 結線作燈力併供，相關特性說明如圖表六-6，架空變壓器均直接吊掛於電桿上(另 22/6.6kV 連絡變壓器設計變台裝設)，另因應多樣現場環境，電桿裝置採束緊帶方式固定，俾提供各式安裝彈性。

圖表六-6. 6.6kV 環境調和型(子母型)架空變壓器特性說明表

項目	特性	項目	特性
相數、 結線	三相變壓器(燈 力併供 V 結線)	額定二次 電壓	單相 210/105V、三相 210V
額定 頻率	60Hz	一次保護 開關	額定電壓 7,200V、額定電流 30A、啓閉能力 (1.30A 負載、PF0.7~0.8 時，可 50 回 2.無負載時 300 回)
額定 容量	10+20、 20+30、 30+50、 50+100 kVA	一次限流 熔絲	額定電壓 7,200V、遮斷容量 150MVA、額定 電流 10A(10+20kVA)、10A(20+30kVA，共用燈 及力相)、25A(20+30kVA，共用力相)、 25A(30+50、50+100kVA)
額定一 次電壓	6,600V	低壓配 電箱	電燈用單相三線式及動力用三相三線式各 5 回線

(3). 架空變壓器一般型及防鹽型(絕緣礙子亦同)

- A. 一般型及防鹽型變壓器外觀之最大差異在於防鹽型出廠前，已將變壓器之高低壓引接線接妥並處理好，工作現場人員只要作電線接續作業即可。
- B. 通常使用一般型，沿海鹽害較嚴重地區才使用防鹽型，防鹽型出廠前須通過污損試驗測試。

(4). 架空變壓器之套管及連接線路、端子等設計均未採浸入絕緣油做法，其與絕緣油間僅以適當絕緣紙隔離，不會發生絕緣油從套管處洩漏問題，相關設計觀念可作為本公司參考；中電及本公司變壓器套管目前做法如圖表六-7 所示。

中身の写真



中電之套管位於油面上

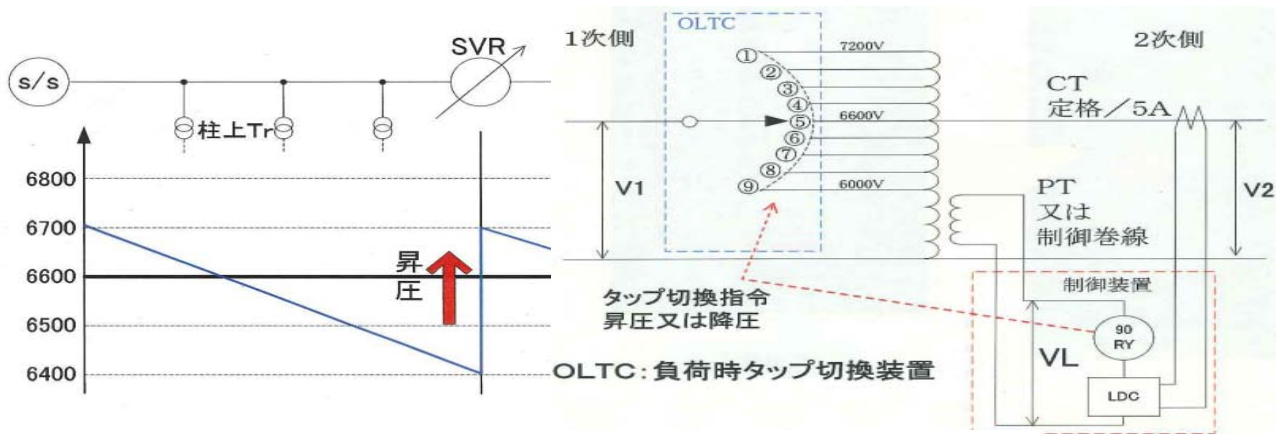
台電之套管位於油面下

圖表六-7. 中電及本公司變壓器套管不同設計比較圖

2. 自動電壓調整器(SVR, Step Voltage Regulator)

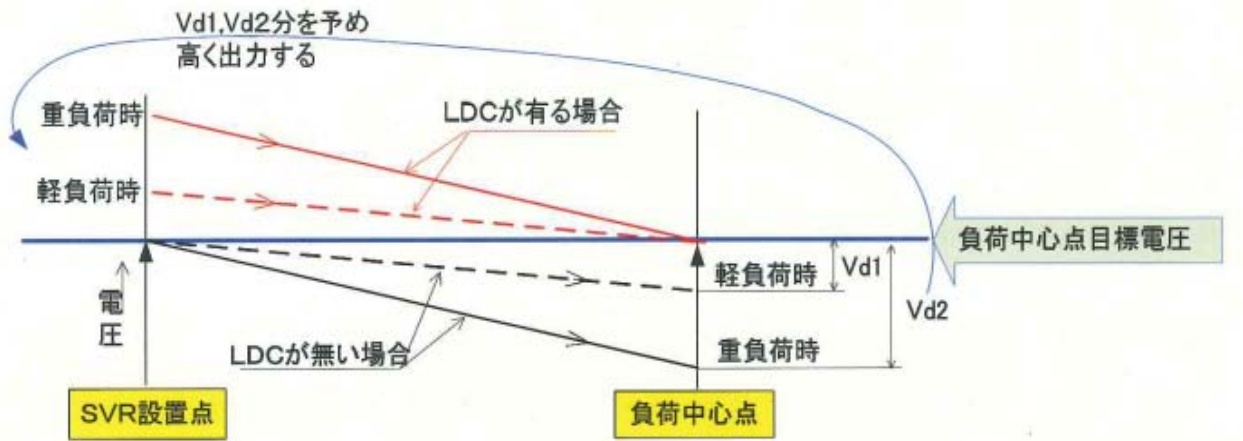
(1). 中電之供電品質上特別注重電壓控制，配電線路上廣泛設置 SVR 以控制高壓線路電壓值。

(2). SVR 內建 PT、CT 自動檢出配電線路電壓變動，利用 OLTC(On Line Tap Changer)調整至指定輸出電壓範圍，相關架構如圖表六-8 所示。



圖表六-8. SVR 裝置線路圖及電壓調整曲線

(3). SVR 內附線路電壓下降補償器：模擬負載中心點壓降，回饋補償，動作曲線如圖表六-9 所示。



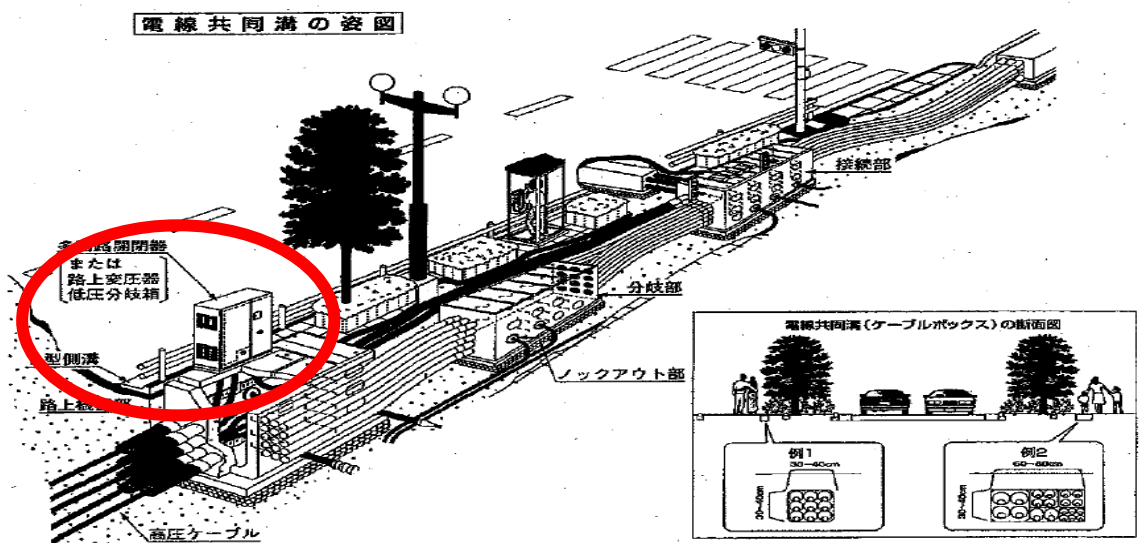
圖表六-9. SVR 電壓下降補償曲線圖

(五)、地下線路設備及裝置

本次參訪，有關地下線路之設備器材部分，中電介紹地下變壓器及地下開關等兩項主要器材：

1. 地下變壓器

(1). 中電公司僅裝設 3,000 台地下變壓器(詳圖表六-5)，本變壓器為亭置式，安裝於重要道路區域，且大部分採扁長型設計，以利裝設於人行道(如圖表六-10. 地方政府規劃下地之共同管溝建設示意圖，電力公司不主動)或用戶提供之地面配電場。



圖表六-10. 地方政府規劃下地之共同管溝建設示意圖

(2). 中電對於用戶提供之屋內配電室，亦裝設架空變壓器，不採用地下

變壓器。

- (3).目前中電開發之地下變壓器數量較少，型式以單相 50 kVA 及 V 結線作燈力併供之 30+50、50+100 kVA 子母型變壓器為主，相關特性與同型式架空變壓器類似。

2. 地下開關

地下開關可分為手動開關及自動開關兩種：

(1).手動開關

手動開關有三路及五路開關兩種：

A.三路手動開關

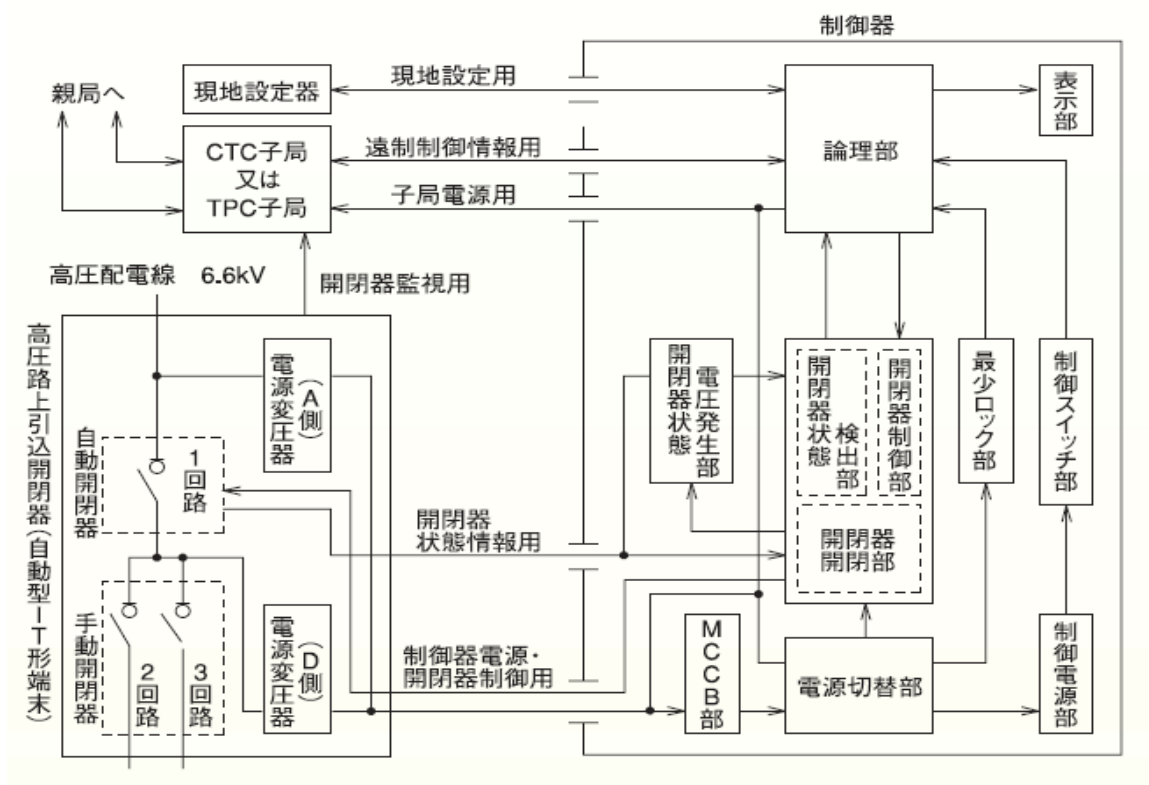
三路手動開關主要用於 6.6kV 線路上，除了兩回路為電力公司供電線路 1 進 1 出外，另有 1 回路為連接用戶之供電線路。且開關箱體內預留 1 路可作為擴充用，若同用電大樓同時申請高壓及低壓供電，就必須使用預留回路，才能順利供電。

B.五路手動開關

五路開關功能較廣，常裝設於變電所出口之第一主開關站，其中電源回路及變電所聯絡回路之線路線徑達 400mm²，另有其他回路(線徑 60 mm²)可作為連接用戶及不同饋線相互聯絡用，確保系統穩定。

(2).自動開關

中電之自動開關為三路地下一路自動開關(控制線路如圖表六-11)，僅設計電源端 1 路為自動化開關，且資訊末端設備(FTU)置於開關箱內，與開關整合，因只有 1 路可電動及遙控操作，設計相對簡單，惟此設計方式須注意自動開關裝置不足時，有可能發生故障時，無法全部轉供，致故障無法隔離而正常用戶亦必須長時間停電情形。



圖表六-11. 三路地下一路自動開關控制線路圖

- (3).自動開關因無保護設備(如電力熔絲 PF)，可減少相關保護設備維護工作量及故障點，惟需藉由自動化系統功能確實正常發揮，才可找出故障點，且當分歧線路故障時，因無保護設備，故障電流將通過每一主開關站，對於供電設備損傷亦較大。

3.管路防水裝置

中電對於地下管路防水裝置，設計已穿設供電電纜及空管兩種防水裝置，做法簡易且整齊清潔，與本公司採用發泡劑材質防水效果及美觀有差異(兩者比較如圖表六-12 所示)。



中電之配電室內管路防水

台電之配電室內管路防水

圖表六-12. 中電及台電管路防水比較圖

(六)、線路運轉維護

1. 線路搶修人力配置

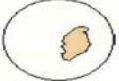




- (1). 中電對於搶修人力培訓均以建立事故發生所有配電人員都有責任之基本概念為最優先。
- (2). 專責搶修：擔負搶修任務人員為專責搶修，不負責巡檢工作，巡檢另派專責人員，以確保搶修成效。
- (3). 中電統計事故並不多，每一營業所編制 10 位搶修人力組成應變小組負責處理事故，搶修人力須 24 小時待命且住公司附近，若營業所應變小組編制不足 10 人，則公司需找人替補並提供住宿，應變小組亦配置一位管理人員，且管理人員應住公司附近，以協助處理一般事務。
- (4). 平日在營業所內，須留有對應客戶反應之適當值班人員在公司待命（通常 1~6 人，視營業所大小）。

2. 中電配電系統巡檢制度之建立基礎

- (1). 配電器材品質穩定可靠：巡檢時只須考量器材老化，訂定檢出機制。
- (2). 配電施工步驟確實：中電巡檢均採人工作業，且工程施工過程管控嚴謹，作業者責任心強，故中電認為巡檢過程不必預設可能發生施工草率，而訂定肇事預防檢測機制(如：採紅外線檢測相關措施)。

3. 中電配電系統巡檢機制

- (1).巡檢員不負擔搶修責任，僅專責現場設備巡檢，每根電桿 2 年巡視一次，巡檢約 100 種項目，平均每人每日約可巡檢 40 根電桿。
- (2).巡檢員須進行電桿接地電阻值的量測，並每 5~10 年更換接地銅棒，俾避免接地電阻升高，造成配電設備事故；或防止用戶線路異常電壓燒損器具。
- (3).變壓器採試溫貼紙檢測是否過載，不檢測負載電壓、電流等數值。
- (4).變壓器安裝、運轉使用至達鏽蝕汰換程度前，不進行任何定期調檢作業；每 2 年巡檢目視一旦達鏽蝕汰換程度(變壓器更換標準如圖表六-13 所示)，即辦理拆退報廢作業。
- (5).配電室每 2 年巡視一次，每 6 年點檢一次，另日本消防法規規定每 6 個月檢查一次配電室內消防設備，桌檢時量接地電阻為必檢項目，相關檢查表如圖表六-14 所示。
- (6).巡檢員必須利用中電提供智慧型手機來傳送巡檢資料(含發現不良待修設備拍照後，立即影像傳輸回巡檢管理部門)，除有效掌握巡檢進度外，亦可對不良設備做立即處理。

底部の発錆割合	底部の状態	錆の色
赤錆が 50%未満		○底部全体の約 50%未満に塗装が浮いて盛り上がり、塗装の剥がれたところが錆びているもの。 ・うす茶色
赤錆が 50%以上～80%未満		○底部全体の約 50%以上～80%未満に錆があるもの。 ・うす茶色と茶色が混在
赤錆が 80%以上		○底部全体の殆どに錆があり、底部表面の錆が雲母状(地層のように段差がある)のもの。 ・うす茶色、茶色、こげ茶色が混在
赤錆が 黒色化したもの等		○底部全体の殆どに錆があり、底部表面の錆が雲母状(地層のように段差がある)のもの、錆が剥がれ落ちて錆が黒色化しているもの。 ・こげ茶色が大半 ・局部的に赤錆が黒色化したもの
		○底部の一部であっても、局部的に板厚が薄くなり、錆が剥がれ落ちて錆が黒色化しているもの。

更換時機

配合施工

一年內

6 個月內

3 個月內
(緊急時儘
早更換)

圖表六-13. 中電之變壓器更換標準

信室供給情報

ファイル(F) 編集(E)

設備情報 | 設備内部・契約情報 | 点検 | 新規情報 | 点検 | 履歴情報

ID:41 保守区:08 借室ｺｰﾄﾞ:I008400 建物名: 建物名ｶﾀ

点検日(西暦) 2010年08月03日 点検者 保安協

一 般		制 御 器	
施設の状態	良	消火設備	良
雨もり・浸水・留水	良	フレーム・金網・柵	良
鳥獣の侵入	良	表示標識・札類	良
照明・換気設備	良	機材搬入経路	良
		開閉器の破損・汚損	良
		がいし類の破損・汚損	良
		変圧器の汚損・漏油	良
		変圧器2次側接続状況	良
		配線	良
		接地線	良
			不良無 クリア

接 地 抵 抗

A種 0.4 Ω B種 1.9 Ω D種 0.4 Ω

予備1 予備2 予備3

不良状況 端子カバー外れ

処置 直営で改修

次回点検日 2018年08月

履歴ｺｰﾄﾞ: 1/4

入力取消 設備ｺｰﾄﾞ: 1/1 登録 閉じる

圖表六-14. 中電之配電室巡檢表

(七)、用戶電氣設備定期檢驗

1. 用戶定檢依電氣事業法規定辦理。
2. 高壓(600V)以上用戶由客戶自己委託電機相關專業機構辦理。
3. 低壓每4年檢查一次，檢查絕緣良窳，若用戶不在家則切離分電盤，從電表量測絕緣，每一工作人員每天可做20戶用戶。
4. 電氣事業法之定期調查實施要點中，有關檢查人員相關規定如下：
 - (1). 過去(昭和時代)規定檢查人員為中電公司人員。
 - (2). 現在已修訂為政府許可之財團法人(如：中國保安協會)。
5. 中電配合法令修改，找領有合法許可公司(如：中國保安協會)辦理，中電付費。

(八)、再生能源

1. 太陽能：新建房屋加裝太陽能板由政府補助，目前累計約有20%新建房屋申請補助裝設太陽能板。

2. 中電考量再生能源易造成電壓不穩定，由用戶付費安裝調整器或專用變壓器，以免影響其他用戶。
3. 目前累計共 8 萬戶裝設太陽光電用戶躉售電力予中電。
4. 風力發電擴大導入系統中，至 2010 年底契約件數 33 件、契約容量 30.1 萬 kW。
5. 目前中電正積極研究有關再生能源大量裝設對配電系統造成衝擊之問題，且已擬訂相關因應措施，惟須待未來現場安裝實測後確認。

(九)、感想與建議

1. 中電實施配電饋線自動化之饋線數占比約 30%（本公司占比已超過 65%），惟自動化開關數量超過 35,000 具，主要係該公司基於成本及效益考量，評估重要且有實施自動化必要之饋線始辦理自動化，平均一自動化饋線之自動化開關數量約 10 具。

相關饋線自動化建置方式與本公司未來推動構想一致，自 100 年起將依能源局擬定之「智慧電網總體規劃」，每年增設約 500 具自動化開關，以加強自動化饋線效益。

2. 妥適通訊傳輸方案係推動配電饋線自動化（智慧配電）及 AMI（智慧用戶）成功關鍵，中電實施 AMI 主要通訊方式係以自建無線或電力線通訊（PLC）系統（用戶端~自動化資訊末端設備 FTU）連接既有自動化通訊線路（如光纖或金屬通訊電纜）傳回區營業處控制中心作資料彙集與計算。

本公司規劃 AMI 推廣方案以配電饋線自動化建立之光纖電纜為傳輸骨幹，目前地下線路規劃之用戶電表至自動化資訊末端設備 FTU 則以電力線通訊（PLC）傳輸為主，另架空線路用戶 AMI 之通訊方式有租用 GPRS 無線、寬頻電力線通訊（PLC）傳輸、自建無線（例如 WiFi 及 ZigBee）…等不同方案，或可參考中電作法，研討架空線路用戶 AMI 之通訊與自動化線路資訊末端設備 FTU 無線通訊整併，以共享通訊資

源。

3. 中電公司自動化監控中心人員登錄自動化系統採用與員工識別證結合之刷卡方式，可有效解決資安及系統交接班管理，可作為本公司未來監控系統規劃之參考。
4. 中電架空線路採 22kV 作幹線傳輸，接近用戶負載區域再降壓至 6.6kV，再由配電變壓器降壓提供低壓電源給用戶，配電變壓器可小型化，裝桿容易，相關作法可作為本公司發展 22kV 架空線路參考。
5. 中電地下管路進入配電室之防水裝置簡易牢固且兼具美觀，相關裝置可作為本公司開發新器材參考。
6. 考量配電設備遷移案爭議日益嚴重及為減化設置爭議，可檢討本公司變壓器容量(目前為 25、50、100 及 167 kVA (架空少用))縮小化、採用子母型(20+50、50+100 或 100+167 kVA)或於道路上設置扁長型路上(亭置式)變壓器之可行性。
7. 為避免變壓器高壓套管漏油缺失，可參考中電做法，檢討架空變壓器內高壓套管及接線設置於油面上之可行性。