

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：考察、實習)

## 赴日本島根電廠技術交流訪問及 研習機械、電氣維護技術

服務機關：核二廠  
出國人職稱及姓名：副廠長林世傑  
電氣課長林水泉  
機械課長臧鶴年  
出國地區：日本  
出國日期：91.8.26~91.8.31  
報告日期：91.9.26

93/09103945

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴日本島根電廠技術交流訪問及研習機械、電氣維護技術

頁數 50 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) 2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

林世傑/核二廠/廠長室/副廠長/(02)2498-6783

林水泉/核二廠/電氣課/課長/(02)2498-2630

臧鶴年/核二廠/機械課/課長/(02)2498-2640

出國類別：■1 考察 □2 進修 □3 研究 ■4 實習 □5 其他

出國期間：91.8.26~91.8.31 出國地區：日本

報告日期：91.9.26

分類號/目

關鍵詞：

內容摘要：(二百至三百字)

日本中國電力公司所屬之島根 (Shimane) 核能電廠於 90 年 6 月與核二廠締約為姊妹廠，依據雙方簽訂之每年合作計劃，今年 (91 年) 由核二廠派員 (維護副廠長、機械及電氣課長共三人) 前往島根電廠進行技術交流訪問。

此行最大的收穫是取得島根核能電廠的主要儀電設備壽命週期表、儀電設備的維護管理基準表，以及爐心內部組件檢測、冷凝器銅管、海水管路等維護技術經驗之交流。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

# 目

# 錄

壹、出國任務.....	1
貳、技術交流訪問內容及結果.....	1
一、主要儀電設備壽命更換週期.....	1
二、儀電設備維護管理基準.....	5
三、其他特定議題.....	10
四、主要機械設備維護技術.....	13
參、結論與建議.....	15

## 壹、出國任務

日本中國電力公司所屬之島根(Shimane)核能電廠於90年6月與核二廠締約為姊妹廠，雙方並簽訂每年技術交流合作計劃，90年6月簽約後隨即於核二廠舉行首次技術交流會議。依據雙方簽訂之每年合作計劃，今年(91年)由核二廠派員前往島根電廠進行技術交流訪問。

經奉核定，核二廠由林副廠長世傑，率同機械課長臧鶴年及電氣課長林水泉等三人前往島根電廠進行技術交流訪問，並於行前即將欲討論之議題送對方預作準備。

## 貳、技術交流訪問內容及心得

### 一、主要儀電設備壽命(更換)週期

島根核能發電廠的主要儀電設備壽命週期表如附件一所示，該表主要根據運轉經驗及工業界之經驗綜合而來，實施時仍須參照附件二之電氣計裝設備的維護管理基準表之判斷基準略作修正。

附件一中較重要設備的壽命週期之主要立論根據說明如下：

#### 1. 電解電容器

此種電容器內的電解液會逐漸自其封口部位向外部擴散，擴散速率隨溫度之增高而加快，約10年時會減半，故訂定其壽命週期為8年；非電解電容器之壽命週期尚無

定論。

## 2. 印刷電路板及相關電子類儀器

數位 IC、系統 IC 等之壽命週期約為 10~16 年，類比 IC 之壽命週期約為 16 年；為了配合電解電容器的兩個 8 年壽命，以及考慮印刷電路板因受熱而引起其 Epoxy 樹脂彎曲變形、起麻點及機械性劣化等因素，將數位/類比印刷電路板之壽命週期定為 16 年。其他凡是用到印刷電路板的電子儀器以及放射線偵檢儀器之壽命週期亦訂為 16 年。

## 3. 發電機定子與高壓馬達定子

島根核能發電廠一號機發電機定子依其部分放電試驗之數據推斷其絕緣已開始劣化，故於 1996 年執行發電機定子線圈重繞（該次大修工期為 153 天），並訂定發電機定子線圈之壽命週期為 25 年。高壓馬達方面，該廠自 1991 年至 1996 年間，將一號機 13 台高壓馬達之定子線圈全部重繞，並在重繞前作破壞性的崩潰電壓（VBD）試驗，結果發現殘存破壞電壓平均在 50% 左右，最低的是 25%，最高的是 68%。表示經過 23 年的運轉之後，一般的殘存破壞電壓約僅 50%，故該廠將高壓馬達定子線圈的壽命週期訂為 20 年。

## 4. 變壓器

每 15 年更換冷卻器 (Radiator)，每 30 年視絕緣紙的機械強度劣化情形更換變壓器

#### 5. 電纜

與本廠類似，對使用環境較惡劣地區的電纜檢查其絕緣材料的劣化和彈性的變化而決定是否更換

#### 6. 低壓馬達

於運轉時間達到 16 年時更換 (14 萬小時)，但因其所定判定基準為 100MΩ 以上，不難通過，故實際更換週期仍須視其使用環境而定。例如本廠係以乾井、泵室、及緊急泵室之低壓馬達為優先汰換對象。

#### 7. 中壓斷路器

島根核能發電廠的斷路器並不更換，而是每 25 年交由原廠家日立公司進行細部分解的大修。相較於美國有些電廠每 8~15 年作一次斷路器細部分解的大修，美國人似更為保守，但也許是日立公司的斷路器性能較佳也有可能。本廠正在進行斷路器之細部分解大修 (Refurbish) 計劃，但由於不像美、日等工業先進國家有廠家可就近支援，其難度頗高。

#### 8. 控制開關

視抽樣檢查接點電阻值的情形，原則上每 20 年更換。本廠目前的作法是針對重要系統的操作開關，利用大修檢查其接點電阻值，並視需要加以清潔。

#### 9. 輔助電驛與延時電驛

輔助電驛同樣依接點電阻值的變化狀況而決定是否更換，原則上每 15 年更換。本廠若干系統的輔助電驛之更換週期亦相似，但對西屋、奇異製的大型輔助電驛則依系統之重要性，利用大修檢查其接點電阻值，並視須要加以清潔。至於延時電驛則因有電解電容器的問題，每 8 年更換；若無電解電容器問題應可比照印刷電路板每 16 年更換；本廠則利用大修校正時順便檢查其接點電阻值。

#### 10. 氣動式儀器

每 8 年大修一次，每 16 年更換

#### 11. 蓄電池

每 10 年更換，主要原因為電極之腐蝕；由於蓄電池每 5 年作一次容量試驗，本廠的作法為在第 3 次容量試驗之前汰換電池；由於須配合大修週期，一般約在 11~14 年，與島根相近。

#### 12. 電源供給器

基於半導體的壽命約 10~16 年，該廠每 15 年更換電源供給器

13. 保險絲 (Fuse)

控制用每 5 年更換，功率半導體保護用每 10 年更換

14. 勵磁機整流盤之風扇

每 3 年更換軸承，每 10 年更換馬達

15. IPB 外殼軟性連接環

屋外每 5 年更換

屋內每 10 年更換

16. 保護電驛

每 15 年更換，本廠之保護電驛係每次大修校正，可充分掌握其劣化趨勢，故係依劣化趨勢而採取更換措施

17. 電磁閥

視系統重要性而定，乾井內為每 8 年更換

二、儀電設備維護管理基準

本基準如附件二，以下僅就較重要或較特殊項目加以說明

1. 發電機與高壓馬達

此二類大型迴轉機相當類似，其維護重點均在其定子線圈，因定子線圈幾乎一故障就須重繞，而重繞不但要花大



錢，還須耗費數個月的時間，故須避免非計劃性的重繞。

本公司對大型電機的測試大致包含以下各項：

(1) 絕緣電阻及極化指數 PI 測試，此種測試只能顯示定子  
線圈絕緣材料的乾燥程度，無法預知線圈的壽命週期

(2) 耐壓試驗

只測試線圈是否能承受一定程度的高電壓，且為破壞  
性試驗，一般只在裝機或重繞後才作

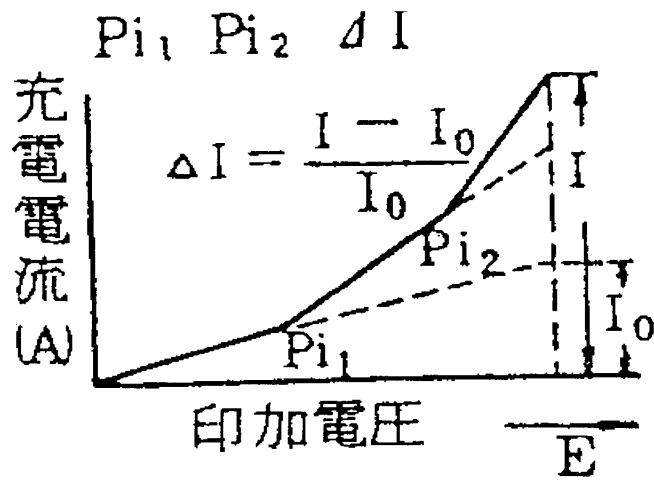
(3) 功率因數試驗

又叫  $\tan \delta$  試驗，依據  $\tan \delta$  的數值來研判絕緣劣化狀  
況，但不是很準確

島根核能發電廠採用的是日本電氣學會 JEC 所建議的方  
法，略述如下：(詳附件三)

(1) 絕緣電阻與極化指數 PI 試驗，本項與本公司所作者相  
同

(2) 交流電流試驗



附圖一

如附圖一，以遞升交流電壓加於發電機端子，量測並記錄其電流之變化。電流第一次突升時之電壓為  $P_{i1}$ ，第二次突升時之電壓為  $P_{i2}$ ，加至額定電壓  $E$  之後的電流為  $I$ （是否加至額定電壓  $E$  或僅加至額定對地電壓  $E / \sqrt{3}$ ，須視線圈狀況而決定，否則將使線圈受損）；自零點向  $P_{i1}$  點之延長線與  $I$  線相交處為  $I_0$ ，

$$\Delta I = \frac{I - I_0}{I_0}$$

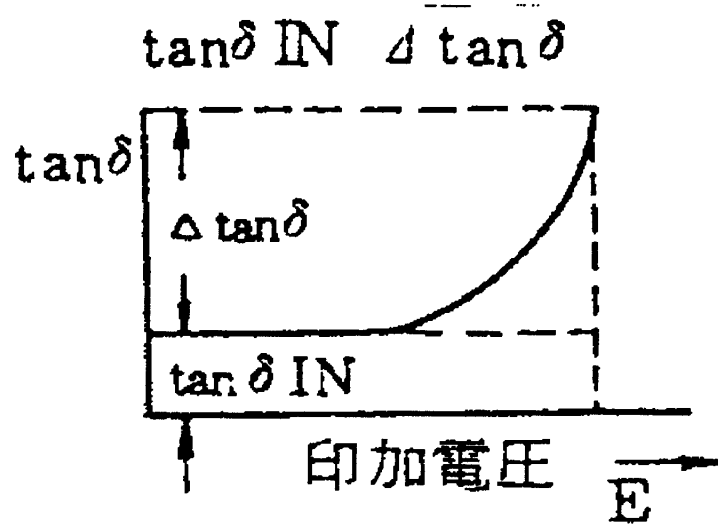
判定基準：

$$P_{i1} > E / \sqrt{3}$$

$\Delta I < 7\%$ （視設備電壓等級可略為提高，但不得高於

15%)

(3)  $\tan \delta$  試驗



附圖二

如附圖二，以  $\tan \delta$  試驗儀器施加交流電壓於發電機端子，直接從儀器上讀出  $\tan \delta$

$\tan \delta_0$  即附圖二之  $\tan \delta IN$

$\tan \delta_0$  在 4 KV 級設備為  $E_0 = 1KV$  時之讀值

$\tan \delta_0$  在 6 KV 級設備為  $E_0 = 2KV$  時之讀值

超過 6 KV 以上時， $\tan \delta_0$  即為在額定電壓  $E$  的 20% 時的  $\tan \delta$  讀值。

在額定電壓  $E$  時之讀值為  $\tan \delta$

(是否加至額定電壓  $E$  或僅加至額定對地電壓  $E/\sqrt{3}$  ,

須視線圈狀況而決定, 否則將使線圈受損)

$$\Delta \tan \delta = \tan \delta - \tan \delta_0$$

判定基準:

$$\tan \delta_0 < 10\%$$

$$\Delta \tan \delta \leq 3\%$$

在(2)(3)的試驗中, 當電壓提高到某一個程度時, 絕緣材料內部的空隙 (void) 會開始放電, 此種現象會造成絕緣材料的實質厚度變薄, 放電損失會造成  $\tan \delta$  加大; 同時實質變薄的絕緣材料會造成導體對地電容加大, 因而充電電流亦會加大; 上述  $\Delta I$  與  $\tan \delta$  兩者可交互參照, 以研判絕緣材料的劣化程度。

#### (4) 部分放電試驗

絕緣材料的劣化機制如下:

- a. 因溫度上升而造成過熱分解、剝離、空隙 (void) 以及裂痕
- b. 運轉中的充電與開關突波造成部分放電侵蝕
- c. 環境中的溼氣、油氣、鹽分、塵埃會造成洩漏電流加大, tracking, 以及絕緣電阻值變低

d. 馬達起動或發電機併聯時的電磁力會造成線圈鬆

動、破斷、剝離、磨耗等

上述劣化機制會造成線圈各部位不同程度的劣化，此種不平均的劣化很難由上述交流電流試驗或  $\tan \delta$  試驗檢測出來，此時就要靠部分放電試驗。

此種試驗係以其專用儀器施加  $E/\sqrt{3}$  的額定對地電壓，並量測其放電量。

判定基準：

$$Q_{\max} < 1 \times 10^{-8} \text{ 庫倫 } (1 \times 10^4 \text{ pC})$$

## 2. 乾式變壓器

(1) 絕緣試驗  $100\text{M}\Omega$  以上

(2)  $\tan \delta$  試驗 3%以內

(3) 部分放電試驗

試驗方法同上，判定基準：

$$\text{部分放電開始電壓} > E/\sqrt{3} \times 1.3$$

$$\text{部分放電消滅電壓} > E/\sqrt{3} \times 1.1$$

## 三、其他特定議題

### 1. 發電機定子鐵心貫穿螺栓 (Through Bolt) 緊鎖問題

島根核能發電廠之發電機為日立公司製造，日立公司並不

認為其貫穿螺栓會有鬆弛問題，而島根是利用 1996 年一號機發電機定子線圈重繞時同時檢查其貫穿螺栓，確認沒有鬆弛。由於發電機的構造大致相同，本廠發電機貫穿螺栓已由西屋公司緊鎖過一次，應無再緊鎖必要。

## 2. 大容量功率二極體與 SCR 之維護問題

### (1) 功率二極體之劣化機制

- a. 矽晶片端部之熔融與缺陷等造成之劣化
- b. 在電場集中的矽晶片端部，矽晶片與其保護用樹脂膜的界面處，因電場之吸引造成帶有正電荷的離子附著；其結果使矽表面附近形成負電荷集中的反轉層，此反轉層的 channel 特性造成洩漏電流的流通而產生劣化
- c. 溫度變化所造成的機械應力

(2) 有關功率二極體與 SCR 之定期檢查，島根之作法為每 3~4 量測其絕緣電阻值與洩漏電流，但 15 年以上者改為每 2 年檢查

(3) 有關此類功率半導體之壽命問題，依日本工業界之研究報告顯示其壽命週期約為 20~25 年，使用年數愈長，則其可靠度會急速下降，故其壽命週期以 20 年為宜，島根

已依壽命週期排定其功率半導體之更新計劃

### 3. 4.16 / 13.8KV 斷路器之功率因數測試問題

島根核能發電廠斷路器的維護方式主要是每 25 年交由廠家日立公司人員作細部分解大修 (Refurbish)，並不作功率因數 ( $\tan \delta$ ) 試驗。

由島根一號機發電機定子線圈  $\tan \delta$  的試驗數據 (附件四) 分析可知  $\tan \delta$  並不能成為絕緣劣化的重要指標，真正讓島根決定重繞的判定基準是部分放電試驗。

此外，根據附件三的論述， $\tan \delta$  增大的主要原因是因為線圈絕緣層中的空隙 (void) 產生放電現象所致，線圈絕緣會產生空隙 (void) 係因線圈是逐層繞製而成，且以手工方式安裝，難免會有空隙。

而斷路器的套管是一體成形，產生空隙 (void) 的機率不高，故斷路器  $\tan \delta$  試驗的效益不若對線圈的效益大，但可作為絕緣材料是否劣化的指標之一。

### 4. 4.16 / 13.8KV 系統突波保護設備問題

島根核能發電廠的 SWGR 是 6.9KV，分成 4 組，每組均裝有突破保護器，運轉以來未曾發生過問題。

### 5. 主變壓器油泵之更換

島根核能發電廠的主變壓器與本廠同為三菱製，油泵亦同為 seal less 式。基於

(1) 軸承有一定的使用年限

(2) 低壓馬達之壽命週期約為 16 年

該廠採取的方式為每 10 年更換油泵。

#### 四、有關主要機械設備的維護技術

##### 1. 反應爐內組件目視檢查(IVVI)維護技術與經驗

島根電廠的 IVVI 計劃是依據日本的核能法規 JEAC 4205 訂定，該法規亦源自 ASME XI，所以檢查要求和本廠類似。該廠的 IVVI 檢查係由其反應爐原製造廠家 HITACHI 公司人員執行。

根據過去的檢查歷史，其爐內組件亦發現 Crack 情形，並作了修理／更換處理，重要修理／更換項目如下：

- (1) 飼水噴嘴熱套管更換(Feedwater Sparger Thermal Sleeve Replacement)：更換原因係為減少熱疲勞引起的 Crack。
- (2) 蒸汽乾燥器更換：由於在 Drain Channel 發現焊道 Crack，予以更換。
- (3) 爐心側板人孔蓋(Access Hole Cover)更換：焊接式改為鎖螺栓方式。



(4) 爐心噴射泵 Hold Down Beam 更換(註：本廠亦已更換)。

除了上述更換／修理項目外，最重大的爐心組件更換當屬其一號機的爐心側板及相關組件更換，此工程係於 2000 年 5 月停機大修時執行，費時 11 個月於 2001 年 4 月完工。此次更換工程係將 Shroud 及部份爐內組件由原來的 S.S 304 材質更換為 S.S 316L 材質，以避免 IGSCC 發生。

## 2. 冷凝器銅管維護技術與經驗

島根電廠冷凝器亦是使用海水冷卻，關於冷凝銅管的維護作業如下：

- (1) 採取海水電解加氯方式，防止海生物滋長，其加氯之濃度控制在進水口處為 0.03~0.04 ppm。
- (2) 除了海水加氯外，另外採取注入硫化鐵方式，使產生離子鐵(Ionized Iron)薄膜附著在銅管的內表面，防止腐蝕，在正常運轉時，每次注入 7 小時，濃度為 0.1 ppm。
- (3) 每次大修時，所有銅管均以渦電流檢測，不合格者，則予以塞管。大修期間，對於已塞管部份再作 Torque 檢查，防止管塞鬆脫。
- (4) 一號機共有 32840 支銅管，目前總共塞管數是 912 支，塞管率為 2.77%，二號機共有 41700 支銅管，目前總共

塞管數是 589 支，塞管率為 1.41%，比率均較本廠為低。

### 3. 海水管路維護技術與經驗

- (1) 循環水管路：80" 碳鋼管，其內部為 Epoxy Coating，局部為橡膠內襯，每次大修時執行目視檢查，若有缺陷，則予以修補。
- (2) 核機冷卻水系統(NCCW)：22" 碳鋼管，內部為 Epoxy Coating，在 NCCW 熱交換器進口管路則為 PE 內襯。部份小管路原為鑄鐵材質，內部為 Epoxy Coating，但是仍有腐蝕現象，正考慮改成 PE 內襯。
- (3) 汽機冷卻水系統(TPCCW)：原來為鑄鐵管路內部 Epoxy Coating，但是由於腐蝕現象，在 1993 年起即改為 PE 內襯，迄今情況良好。

海水管路的腐蝕一向造成維護上的困擾，早期均為 Epoxy Coating 內襯，近年來有逐漸改為 PE 內襯之趨勢，本廠海水泵室的海水沖洗管路，最近亦逐步改為 S.S 材質加 PE 內襯，防蝕效果不錯，島根電廠亦採取同樣方式，逐步更換其海水管路之內部 Coating。

### 參、結論與建議

- 一、由附件一與附件二可知島根電廠與日本其他核能電廠在設備

維護上的作法大致相同，那就是“換”。由於依照維護經驗及工業界一般作法所訂出的設備更換週期相當保守，透過設備的不斷更新，其可靠性自然高。由其一號機在商轉後 22 年內即將主發電機及所有高壓馬達的定子線圈全部重繞即可知其決心與魄力。本廠在設備汰換上已做得不少，但與島根相比，仍有許多可再加強之處。

- 二、島根電廠平時本身人力僅約 350 人（其中兩部機值班人員合計每班只有 13 人），但平時包商即有 500 人（大修更多），且都是長期合作的大包商或廠家人員，切實依照廠家協助定出的設備維護管理基準進行維護，故其績效良好，近七年來不曾跳機。
- 三、本廠編制人員雖較島根為多，但真正維護部門所佔人力有限，又不像日本有大包商及製造廠家的純熟技術人力作為後盾，因而維護人員須付出更多的心力。若能突破政府採購法的限制，與固定的大包商合作，使其能招收較高學力的固定人力，並加以長期培養，應可提升維護水準。
- 四、島根電廠對大型電機測試所採用的交流電流試驗與部分放電試驗對於線圈絕緣狀況的診斷有相當大的效果，可提高趨勢分析的準確性以及早發現設備潛在弱點，應可加以採用。

- 五、島根原#2 機建廠時的辦公室在完工後已改為包商辦公室（酌收租金），係正式建築（而不是工寮），門前有一個大停車場，且在保護區內，離廠房僅有一段樓梯之隔。包商人員與電廠人員打成一片，其合作關係良好，值得本廠借鏡。
- 六、島根早期大修工期很長，近年已穩定在 43~45 天。由於大修時間不長，若臨時集中為數眾多的技術人員，則大修後人力的去處很難安排，故該廠不考慮排三班工作，此點與歐美作法不同。
- 七、島根的有眷宿舍建在電廠所在的鹿島町（町相當我國的鄉鎮）離電廠很近，除工作方便外亦有利於睦鄰。該廠甚至在廠內利用溫排水與海水混合，利用較高溫度的海水養殖鮑魚，約一年半後放入鄰近海域，每年約達 20,000 隻之多，其對睦鄰之用心值得本公司借鏡。
- 八、島根核能發電廠的運轉維護訓練中心（主控室模擬操作設備在他處）由兩棟大型二層樓建築組成，其內主要由 Mock-up 設備組成，有大型吊車。Mock-up 設備包括全廠的許多重要設備，而且都是全套向原廠家訂製，部分機械設備並向廠家訂製解剖模型；電氣開關箱由廠家將部分蓋板做成透明式，以方便教學。訓練中心由專任課長負責管理，並規劃訓練課

程。該訓練中心並開放供包商人員訓練之用。由於此種作法須投入重資（包括建物與設備），宜由林訓中心統籌辦理較符成本效益。（中國電力公司因只有島根一座核能發電廠，故訓練中心設在島根）。

九、島根原子力館（電力展示館）設在島根核能發電廠廠區旁一座山頂，可鳥瞰發電廠、鹿島町及附近海岸、山峰等，風景優美，本身即是一個很好的景點。館內設施別出心裁，相當有教育效果。本公司若要新建展示館，應可加以借鏡。

十、日本中國電力公司對於核能發電訂有明確政策與規劃(包括未來核能發電比率及核能發電裝置容量)，讓我們感受到莫大的鼓舞力量。因為日本和我們一樣都是自產能源缺乏的國家，雖然日本也有反核聲音，但是從實際的發展來看，核能發電並沒有被壓抑，當然核能發電要能夠屹立不搖，必須依靠著「安全」作為最大後盾，再加上良好的運轉績效，才能使社會大眾放心、安心，轉而支持。

十一、此次訪問島根電廠結束之際，在 8 月 31 日的日本主要報紙，都刊登了東京電力公司所屬核能電廠對於反應爐內組件檢查的記錄不實之報導。此事，在日本國內引起軒然大波，甚至東電公司的董事長、總經理都為此辭職，以示負責。這

件事無疑的對於日本，甚至全世界的核能發電又是一個重大打擊，恐怕民眾對於核能發電的安全性又引起質疑。國內包括原能會以及本公司對於此事件亦相當重視，除了原能會要求外，本公司亦奉總經理指示，由核安處組成專案小組，對於三個核能廠的安全檢查及品保體系再作檢討，幸好，本公司對於核能安全一向極重視，對於核能安全文化無論制度面及執行面均嚴謹執行，此次調查結果，並無發現類似東電公司的情形，不過，東電公司事件，實值得本公司及所有核能從業人員引以為鑑。

3. 計測・制御部品の取替について

(1) コンデンサの取替周期 Capacitor

電解コンデンサの寿命は主として温度により大きな影響を受け、静電容量の減少、損失の増大となつて表面化する。これは電解コンデンサの内部電解液が、封口部を通して徐々に外部へ拡散することにより生じる現象で、一般にドライアップ現象と呼ばれている。ドライアップ現象と温度の関係は、アレニウスの化学反応度論により、10年半減則に近似する事が確認されている。当社の場合も、一般の電解コンデンサの場合、取替周期は8年としている。

(2) その他の電気・計装品の取替周期

コンデンサ以外の電子部品については、寿命判定技術が確立されていないため、特に定めていないが、デジタルIC、システムIC等ライフサイクルの短い素子については10~16年を目安にアナログICについては16年を目安にしている。  
また、ダイオード、サイリスタ、IGBT等のパワー半導体素子については10~15年を寿命として考えている。

By experience & Industrial practice

主要機器の寿命についての考え方を下表に示す。

No.	機器名	寿命(年)	保全方法	寿命決定根拠	備考
1	発電機固定子	25	10年毎 精密点検 絶縁診断	固定子巻線の絶縁劣化 電流増加率, 誘電正接 最大放電電荷量	by trend
	回転子	30	10年毎 精密点検	導体の健全性	
2	高圧電動機	20	絶縁診断 コイル巻き替え Rewinding	固定子巻線の絶縁劣化 電流増加率, 誘電正接 最大放電電荷量	by trend
3	変圧器	30	15年毎にラジエタ等の取替 実施 Radiator	絶縁紙の機械的強度劣化	
4	ケーブル類 Cable	30以上	サンプリング劣化調査(使用条件の厳しい部位) sampling	被覆材料の科学的性質の劣化 被覆材料の伸びの低下	
5	低圧電動機	運転時間16	電動機取替 overhaul	絶縁性能低下	by trend
6	遮断器	25	遮断器オーバーホール (By OE)	絶縁性能低下	
7	デジタル基板 digital	16	プリント板取替 printed C.B.	プリント板の機械的寿命	
8	アナログ基板 analog	16	プリント板取替	プリント板の機械的寿命	
9	操作スイッチ switch	20	サンプリング取替を参考とする sampling	接点の接触抵抗増加 酸化, 硫化	
10	補助リレー Relay	15	リレー取替	接点の接触抵抗増加	タイマーは
	タイマー Timer	8	タイマー取替	酸化, 硫化	ケミコン Capacitor
11	電子式計器	16	計器取替 printed C.B.	計器精度劣化 プリント板の機械的寿命	
12	空気式計器	16	8年毎 オーバーホール 計器取替 overhaul	摺動部の摩耗 計器精度劣化	
13	放射線モニタ monitor	16	計器取替 printed C.B.	計器精度劣化 プリント板の機械的寿命	
14	直流電源装置 Battery	10	蓄電池取替	電極の腐食 充電電流の増加	
15	交流電源装置	15	電源装置取替	半導体素子の寿命	

4組Bw  
毎次大修  
作一組

\*プリント基板については、2度目の部品交換時期を寿命とした。熱によるエポキシ樹脂の曲がり、ミーズリングの発生、ランド、モードの劣化等による。

land, mode      capacitor 8年 x 2 = 16年      Epoxy      measing      measing 磨粉

参考に当所において、電気計装設備を保守・維持していくうえで、注目すべき<sup>parameter</sup>パラメータ、また設備の更新を考慮する際に傾向管理を行うべき<sup>mode</sup>パラメータを添付-3に示す。

電気計装設備の更新にあたっては、故障<sup>mode</sup>モード、影響評価、重要機器か否かにより、予防保全、事後保全等の保全方式を選定し、その製品に応じた保守／点検項目・点検周期、取替優先順位を決定している。この際、劣化診断技術が確立している製品については診断結果により、劣化診断が明確にできない製品については取替周期の考え方を整理して(劣化要因を分析して)予防保全策を決定している。当所では、ここに挙げた種々の<sup>parameter</sup>パラメータを継続して<sup>trend</sup>トレンド管理していくことによって、機器の劣化、寿命判断の指標としている。



### 3. Measurement and Control Parts Replacement

#### (1) Capacitor Replacement Cycle

The life of electrolyte capacitors is significantly affected mainly by temperature, coming to the surface as a decrease in capacitance and an increase in losses. This is the phenomenon caused by electrolyte contained in electrolyte capacitor gradually spreading outside through sealing parts, which is generally referred to as dry-up phenomenon. It has been confirmed that the relationship between dry-up phenomenon and temperature parallels the rule of ten-year half-life, according to Arrhenius' theory of chemical reactivity. We make it a rule to replace ordinary capacitors every eight years.

#### (2) Replacement Cycles for Other Electric and Instrumentation Parts

With regard to electronic parts other than capacitors, life determination techniques have not been established. Although there are no specific rules, short life cycle chips, such as digital and system ICs, are replaced every ten to sixteen years, and analog ICs are replaced every sixteen years.

In addition, power semiconductor chips, such as diodes, thyristors, and IGBTs, are considered to have a life cycle of fifteen years.

Life cycles of major equipment are considered as follows:

No.	Name of Equipment	Life (Year)	Maintenance Method	Grounds for Determining Life	Remarks
1	Generator stator	25	Every 10 years: detailed inspection, insulation diagnosis	Insulation degradation of stator wire Current increasing rate, dielectric loss tangent Maximum discharge Soundness of conductors	
	Rotor	30	Every 10 years: detailed inspection		
2	High-voltage motor	20	Insulation diagnosis Coil rewinding	Insulation degradation of stator wire Current increasing rate, dielectric loss tangent Maximum discharge	
3	Transformer	30	Radiators, etc. are replaced every 15 years	Degradation of mechanical strength of insulation paper	
4	Cables	30 or longer	Sampling degradation study (parts at which operating conditions are harsh)	Degradation of chemical properties of coating materials Decline in elongation of coating materials	
5	Low-voltage motor	16 hours of operation <i>(by)</i>	Motor replacement	Decline in insulation performance	
6	Breaker	25	Breaker overhauling <i>(By 日 立)</i>	Decline in insulation performance	
7	Digital board	16	Printed circuit board replacement	Mechanical life of printed circuit boards	
8	Analog board	16	Printed circuit board replacement	Mechanical life of printed circuit boards	
9	Operation switch	20	Referring to sampling replacement	Increase in contact resistance Oxidation, sulfurization	
10	Auxiliary relay Timer	15	Relay replacement	Increase in contact resistance Oxidation, sulfurization	Timers are chemical capacitors
		8	Timer replacement		
11	Electronic instrument	16	Instrument replacement	Degradation of instrument precision Mechanical life of printed circuit boards	
12	Pneumatic instrument	16	Every 8 years: overhauling Instrument replacement	Abrasion of moving parts Degradation of instrument precision	
13	Radiation monitor	16	Instrument replacement	Degradation of instrument precision Mechanical life of printed circuit boards	
14	DC power supply	10	Battery replacement	Electrode corrosion Increase in charging current	
15	AC power supply	15	Power supply replacement	Life of semiconductor chips	

\* With regard to printed circuit boards, the second parts replacement is considered to be the life due to thermal warping and measing of epoxy resins and degradation of lands and modes.

本欄供參考. 主要 By Trend

For your reference, parameters to be observed to maintain electric instrumentation systems as well as parameters with which trend control should be carried out in considering system renewal are shown in Appendix 3.

When renewing electric instrumentation systems, maintenance methods are selected depending on the failure mode, impact evaluation, and whether it is a vital system, thereby deciding maintenance/inspection items, inspection cycles, and replacement priority suitable for the product. In doing so, preventive maintenance measures are decided according to diagnosis results with regard to products for which degradation diagnosis techniques have been established. Regarding products for which clear degradation diagnosis is not available, preventive maintenance measures are decided organizing the idea of replacement cycles (and analyzing degradation factors).

We determine equipment degradation and life cycles by continuing the trend control of various parameters described here.

電気計装設備の保守管理指標(1/3)

設 備	注目すべき劣化特性	測定項目	判定の目安(参考例)	備 考
主発電機	絶縁層の吸湿具合 絶縁体内部の劣化 絶縁層の吸湿・絶縁体内部の劣化	絶縁抵抗 R1 成極指数 PI 第1次電流急増点 P11 最大放電電荷量 Qmax 誘電正接 tan δ	1.5以上 規定電圧以上 1×10 <sup>4</sup> PC以下 5%以下	
励磁装置	励磁変圧器 絶縁劣化 Corona コロナ測定	絶縁抵抗 誘電正接 tan δ 部分放電電荷量	200MΩ以上 3%以内 CSV>Vn/√3×1.3 CEV>Vn/√3×1.1	Vn; 定格電圧 CSV; 部分放電開始電圧 CEV; 部分放電消滅電圧
	サイリスタ盤 SCR 素子洩れ電流の増大 絶縁抵抗 冷却ファン(ベリリング・モータ)使用年数 fan bearing, motor ヒューズ Fuse (素子保護用・制御回路用)使用年数	素子洩れ電流値 絶縁抵抗 冷却ファン交換 Fuse ヒューズ交換	30mA以下 5MΩ以上 ベリリング(約3年/回) bearing モータ用(約10年/回) motor 素子保護用(10年/回) 制御用(5年/回)	定期的交換 定期的交換 第8回定検時交換実施 第8回定検時交換実施
離相母線	IPB PT/SA Surge Arrestor 使用年数 有機絶縁材の絶縁劣化 励磁特性の変化	flexible boots フレキシブルブーツ 絶縁抵抗 誘電正接 tan δ コロナ電圧 Corona 比誤差	交換周期: 屋外5年, 屋内10年 100MΩ以上 3%以内(目安) CSV>Vn/√3×1.3 CEV>Vn/√3×1.1 定格電圧で1%以下	定期的交換 Vn; 定格電圧 CSV; 部分放電開始電圧 CEV; 部分放電消滅電圧
高圧電動機	絶縁層の吸湿具合 絶縁体内部の劣化 絶縁層の吸湿・絶縁体内部の劣化 実力の把握(巻替、取替時)	絶縁抵抗 R1 成極指数 PI 第1次電流急増点 P11 第2次電流急増点 P12 部分放電開始電圧 Vi 最大放電電荷量 Qmax 誘電正接 tan δ 絶縁破壊電圧 VBD	100MΩ以上 1.5以上 定格対地電圧以上 定格対地電圧以上 定格対地電圧以上 1×10 <sup>4</sup> PC以下 10%以下 記録	破壊試験
ディーゼル発電機 diesel	絶縁層の吸湿具合 絶縁体内部の劣化 絶縁層の吸湿・絶縁体内部の劣化 実力の把握(巻替、取替時)	絶縁抵抗 R1 成極指数 PI 第1次電流急増点 P11 第2次電流急増点 P12 部分放電開始電圧 Vi 最大放電電荷量 Qmax 誘電正接 tan δ 絶縁破壊電圧 VBD	100MΩ以上 1.5以上 定格対地電圧以上 定格対地電圧以上 定格対地電圧以上 1×10 <sup>4</sup> PC以下 10%以下 記録	破壊試験
低圧電動機	絶縁層の吸湿具合 運転時間	絶縁抵抗 R1 延べ運転時間	100MΩ以上 16年(14万時間)	
メタクロ(SWGR)	遮断器 VCB真空度(現地測定)	VCB真空度	(5×10 <sup>-4</sup> Torr) 6.6×10 <sup>-2</sup> Pa	Test By H. post
	保護リレー relay 絶縁劣化 使用度合	外観(腐食・変色・破損) 絶縁抵抗 耐電圧 閉路接点 使用年数	腐食・変色・破損等; 無 10MΩ以上 AC2000V/1分間 1000回 15年	
	盤電気品 Coil コイルの絶縁劣化 接点接触不良 動作確認	外観(腐食・変色・破損) 絶縁抵抗 耐電圧 接触抵抗・接点特性 動作特性	腐食・変色・破損等; 無 5MΩ以上 AC2000V/1分間 製品による	

電気計装設備の保守管理指標(2/3)

設 備	注目すべき劣化特性	測定項目	判定の目安(参考例)	備 考
ロードセンター	Load Center			
遮断器	使用年数	使用年数		
保護リレー relay	絶縁劣化  使用度合	外觀(腐食・変色・破損) 絶縁抵抗 耐電圧 閉路接点 使用年数	腐食・変色・破損等; 無 10MΩ以上 AC2000V/1分間 1000回 15年	
盤電気品	コイルの絶縁劣化 Coil  接点接触不良 動作確認	外觀(腐食・変色・破損) 絶縁抵抗 耐電圧 接触抵抗・接点特性 動作特性	腐食・変色・破損等; 無 5MΩ以上 AC2000V/1分間 製品による	
コントロールセンター	MCC			
保護リレー relay	絶縁劣化  使用度合	外觀(腐食・変色・破損) 絶縁抵抗 耐電圧 閉路接点 使用年数	腐食・変色・破損等; 無 10MΩ以上 AC2000V/1分間 1000回 15年	
主回路器具 (FFB, MGS, THRY) NFB Magnetic SW Thermal Relay	コイルの絶縁劣化  接点接触不良 動作確認 (グリス硬化)	外觀(腐食・変色・破損) 絶縁抵抗 耐電圧 接触抵抗・接点特性 動作特性 使用年数	腐食・変色・破損等; 無 5MΩ以上 AC2000V/1分間 製品による 15年	
動力変圧器	絶縁劣化  コロナ測定 Corona	絶縁抵抗 誘電正接 tanδ 部分放電電荷量	200MΩ以上 3%以内(目安) CSV > Vn/√3×1.3 CEV > Vn/√3×1.1	Vn; 定格電圧 CSV; 部分放電開始電圧 CEV; 部分放電消滅電圧
開閉所機器 SWD	(2号機には既納設備無)			
1号機の例	ガス漏れ gas ブッシング絶縁 bushing 接触子	ガス圧力 gas pressure ガスリークデテクタ gas leak detector 絶縁抵抗 損耗量などの寸法	1000MΩ以上 損耗量2mm未満	普通点検 普通点検 細密点検
主要変圧器	(2号機には既納設備無)			
1号機の例 主変圧器 所内変圧器 起動変圧器	油中ガス成分 gas 余寿命	O2, H2, CH4, C2H2, C2H4, C2H6, CO, CO2 CO+CO2生成量 フルフラール量 平均重合度(重合度) 引張り強さ	furfural	(日立所掌外)  実測 実測
ケーブル Cable	sheath			
低圧ケーブル	シース及び絶縁体の物理特性	伸び測定(破壊試験)	絶対値 50%超過	
高圧ケーブル	絶縁低下  漏れ電流	絶縁抵抗測定  直流漏れ測定	シース: 1MΩ以上 絶縁体: 2000MΩ以上 1.0μA未満/km	
OFケーブル	漏油 絶縁油および絶縁紙のガス分析  絶縁油特性	油圧、油量 水分 可燃性ガス gas 誘電正接 絶縁抵抗	通常点検 10ppm以下 総量で1500ppm以下 2%以下 1×10 <sup>13</sup> Ω-cm以上	
ケーブル ペネトレーション penetration	シール部からの漏えい量 Seal	漏えい量	10 <sup>-2</sup> Acc/s以下 [圧力384kPa (gage) 時]	

## 電気計装設備の保守管理指標(3/3)

注意的劣化特性

基準

設 備	注目すべき劣化特性	測定項目	判定の目安(参考例)	備 考
直流電源装置 蓄電池	電圧の低下 比重の低下 自己放電量増加	電池電圧 電解液比重 放電容量	90%以上	放電容量試験
無停電交流電源装置 SCR, Diode シリスタ, ダイオード	使用年数 素子洩れ電流の増大	使用年数 素子洩れ電流値		
FCS制御用 シリスタスイッチ SCR switch	素子洩れ電流の増大 絶縁抵抗 ヒューズ使用年数 fuse (素子保護用・制御回路用)	素子洩れ電流値 絶縁抵抗 ヒューズ交換 fuse	30mA以下 5MΩ以上 素子保護用(10年/回) 制御用(5年/回)	定期交換 定期交換
制御盤 *				
操作スイッチ switch	外観 操作軸の引懸り、固渋 接点接触抵抗の変化  絶縁劣化	外観 操作軸の捻回 接点接触抵抗  絶縁抵抗	破損、亀裂、変形、変色等；無 引懸り、固渋等；無 JIS判定；1000mΩ以下 (JIS C4521、DC6V、1A) 5MΩ以上	maker メーカー；管理 50mΩ  megger case 500Vカ (端子ケース間)
補助リレー relay	動作特性の変化  抵抗値の変化	最少動作電圧 最大復帰電圧 絶縁抵抗 接触抵抗	70%以下(DC)、80%以下(AC) 10%以上(DC)、30%以上(AC) 5MΩ以上 5.0mΩ以下	MM形；カタログ値 MM形；カタログ値 500Vカ Catalog 測定電流10mA、測定電圧20mV
配線用遮断器 「C-100A」	外観 絶縁劣化  動作特性の変化  内部抵抗の変化	外観 絶縁抵抗 耐電圧 動作特性 (限時引外動作) 内部構造・機構検査 温度上昇 導電部内部抵抗	破損、剥れ、汚損、腐食、変色等；無 5MΩ以上 AC2000V/1分間 125%；15~120分 200%；1.5~6分 錆、クラック、断線、変色；無 60℃以下 0.85~1.25mV(mR)	500Vカ megger maker (メーカー管理)  maker 端子部 (メーカー管理) DC48V、1A
電磁接触器 「WPF6-2S」	外観 絶縁劣化  動作特性の変化	外観 絶縁抵抗 耐電圧 動作電圧 積放電圧 温度上昇 励磁電流  コイル抵抗 接触抵抗	破損、剥れ、汚損、腐食、変色等；無 5MΩ以上 AC2000V/1分間 85%以下 10%以下 85℃以下 印加時 3.2A ± 0.48  0.28Ω ± 15% 5.0mΩ以下	定格電圧 AC100V 定格電圧 AC100V  定格電圧 AC100V； (at 75℃) at 75℃
抵抗器 resistor	外観 抵抗値の変化	外観 抵抗値	変色、割れ等；無 ±10%	hollow resistor (中空の) ホロ抵抗(250Ωの場合)
保護継電器 「10-C-B2」 plug in guard プラグガード	外観 絶縁劣化 動作特性の変化	外観 絶縁抵抗 動作	破損、剥れ、汚損、腐食、変色等；無 100MΩ以上 タップ値；±10% tap 変位	JEC-174Aによる 500Vカ megger
工業計器 *	外観 特性の変化  絶縁劣化	外観 入出力特性 電源電圧変動の影響 周囲温度の影響 通電の影響 ハンマリングテスト 絶縁抵抗 hammering test	破損、亀裂、変形、変色等；無 一般的に±0.5% 一般的に±0.5%/DC24V 一般的に±0.5%/10℃ 一般的に±0.5%/通電10分後 異常なし 一般的に100MΩ以上	DC250Vカ megger

\*：制御盤・工業計器の「判定の目安」については、製品により異なることから、特定の型式の場合で例示したものである。

Maintenance Control Parameters for Electric Instrumentation Systems (1/3)

System	Degradation Characteristics to be Observed	Items Measured	Criteria (Reference)	Remarks
Main generator	Moisture absorption of the insulation layer Degradation inside the insulator Moisture absorption of the insulation layer and degradation inside the insulator	1. Insulation resistance R1 2. Polarity index PI 3. Primary current surging point Pi1 4. Maximum electric discharge Qmax 5. Dielectric loss tangent tan δ	1. 1.5 or higher 2. Prescribed voltage or higher 3. $1 \times 10^4$ PC or lower 4. 5% or lower	
Excitation devices				
Excitation transformer	Insulation degradation Corona measurement	Insulation resistance Dielectric loss tangent tan δ Partial electric discharge	200 M Ω or higher Within 3% CSV > $V_n/\sqrt{3} \times 1.3$ CEV > $V_n/\sqrt{3} \times 1.1$	Vn: Rated voltage CSV: Partial discharge starting voltage CEV: Partial discharge ending voltage
Thyristor board	Increase in element leakage current Insulation resistance Years over which the cooling fan (bearing and motor) has been used Years over which (element protection and control circuit) fuses have been used	Element leakage current Insulation resistance Replacing the cooling fan Replacing the fuses	30 mA or lower 5 M Ω or higher Bearing (about every 3 years) Motor (about every 10 years) Element protection (every 10 years) Control (every 5 years)	Periodic replacement Periodic replacement Replaced during the 8 <sup>th</sup> annual inspection Replaced during the 8 <sup>th</sup> annual inspection
Isolated phase bus				
IPB	Years in use	Flexible boots	Replacement cycle: 5 years outdoors, 10 years indoors	Periodic replacement
PT/SA ↑ Surge Arrestor	Insulation degradation of organic insulator Changes in excitation characteristics	Insulation resistance Dielectric loss tangent tan δ Corona voltage Comparable error	100 M Ω or higher Within 3% (standard) CSV > $V_n/\sqrt{3} \times 1.3$ CEV > $V_n/\sqrt{3} \times 1.1$ 1% or lower at rated voltage	Vn: Rated voltage CSV: Partial discharge starting voltage CEV: Partial discharge ending voltage
High-voltage motor	Moisture absorption of the insulation layer Degradation inside the insulator Moisture absorption of the insulation layer and degradation inside the insulator Understanding actual capacity (when rewinding or replacing)	Insulation resistance R1 Polarity index PI Primary current surging point Pi1 Secondary current surging point Pi2 Partial discharge starting voltage Vi Maximum electric discharge Qmax Dielectric loss tangent tan δ Dielectric breakdown voltage VBD	100 M Ω or higher 1.5 or higher Rated ground voltage or higher Rated ground voltage or higher Rated ground voltage or higher $1 \times 10^4$ PC or lower 10% or lower Record	Destructive test
Diesel generator	Moisture absorption of the insulation layer Degradation inside the insulator Moisture absorption of the insulation layer and degradation inside the insulator Understanding actual capacity (when rewinding or replacing)	Insulation resistance R1 Polarity index PI Primary current surging point Pi1 Secondary current surging point Pi2 Partial discharge starting voltage Vi Maximum electric discharge Qmax Dielectric loss tangent tan δ Dielectric breakdown voltage VBD	100 M Ω or higher 1.5 or higher Rated ground voltage or higher Rated ground voltage or higher Rated ground voltage or higher $1 \times 10^4$ PC or lower 10% or lower Record	Destructive test
Low-voltage motor	Moisture absorption of the insulation layer Operating hours	Insulation resistance R1 Total operating hours	100 M Ω or higher 16 years (140,000 hours)	
Metal clad cubicle				
Breaker	VCB vacuum (on-site measurement)	VCB vacuum	( $5 \times 10^{-4}$ Torr) ( $6.6 \times 10^{-2}$ Pa)	Hi-pot Test
Protective relay	Insulation degradation Operation frequency	Appearance (corrosion, discoloration, breakage) Insulation resistance Withstand voltage Closed circuit contact Years in use	Corrosion, discoloration, breakage, etc.: none 10 M Ω or higher AC2000V/min. 1000 times 15 years	
Board electric parts	Coil insulation degradation Contact failure Operation check	Appearance (corrosion, discoloration, breakage) Insulation resistance Withstand voltage Contact resistance, contact characteristics Operation characteristics	Corrosion, discoloration, breakage, etc.: none 5 M Ω or higher AC2000V/min. Depends on the product	

## Maintenance Control Parameters for Electric Instrumentation Systems (2/3)

System	Degradation Characteristics to be Observed	Items Measured	Criteria (Reference)	Remarks
Load center				
Breaker	Years in use	Years in use		
Protective relay	Insulation degradation  Operation frequency	Appearance (corrosion, discoloration, breakage) Insulation resistance Withstand voltage Closed circuit contact Years in use	Corrosion, discoloration, breakage, etc.: none 10 MΩ or higher AC2000V/min. 1000 times 15 years	
Board electric parts	Coil insulation degradation Contact failure Operation check	Appearance (corrosion, discoloration, breakage) Insulation resistance Withstand voltage Contact resistance, contact characteristics Operation characteristics	Corrosion, discoloration, breakage, etc.: none 5 MΩ or higher AC2000V/min. Depends on the product	
Control center	Insulation degradation	Appearance (corrosion, discoloration, breakage)	Corrosion, discoloration, breakage, etc.: none	
Protective relay	Operation frequency	Insulation resistance Withstand voltage Closed circuit contact Years in use	10 MΩ or higher AC2000V/min. 1000 times 15 years	
Main circuit equipment (FFB, MGS, THR y)	Coil insulation degradation Contact failure Operation check (grease hardening)	Appearance (corrosion, discoloration, breakage) Insulation resistance Withstand voltage Contact resistance, contact characteristics Operation characteristics Years in use	Corrosion, discoloration, breakage, etc.: none 5 MΩ or higher AC2000V/min. Depends on the product 15 years	
Power transformer	Insulation degradation  Corona measurement	Insulation resistance Dielectric loss tangent $\tan \delta$ Partial electric discharge	200 MΩ or higher Within 3% (standard) CSV > $V_n/\sqrt{3} \times 1.3$ CEV > $V_n/\sqrt{3} \times 1.1$	Vn: Rated voltage CSV: Partial discharge starting voltage CEV: Partial discharge ending voltage
Switching center equipment	(No such equipment has been delivered to Unit 2)			
Example of Unit 1	Gas Leakage  Bushing Insulation Contact	Gas pressure Gas leakage detector Insulation resistance Dimension of wear-out, etc.	1000 MΩ or higher Wear-out: Less than 2 mm	Ordinary inspection Ordinary inspection Detailed inspection
Major transformers	(No such equipment has been delivered to Unit 2)			
Example of Unit 1 Main transformer In-house transformer Startup transformer	In-oil gas ingredients  Remaining life	O <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , CO, CO <sub>2</sub> CO + CO <sub>2</sub> generation Furfural Average polymerization Tensile strength		(Outside the jurisdiction of Hitachi) <i>(By Mitsubishi)</i> Actual measurement Actual measurement
Cables				
Low-voltage cables	Physical characteristics of the sheaths and insulators	<u>Elongation measurement (destructive test)</u>	Absolute value: exceeding 50%	
High-voltage cables	Insulation degradation  Leaked current	Insulation resistance measurement Direct current leakage measurement	Sheath: 1MΩ or higher Insulator: 2000MΩ or higher Less than 1.0μA/km	
OF cables	Oil leakage Gas analysis of insulation oil and insulation paper  Insulation oil characteristics	Oil pressure and amount Moisture Flammable gas Dielectric loss tangent Insulation resistance	Usual inspection 10 ppm or lower 1500 ppm or lower in total 2% or lower 1 x 10 <sup>13</sup> Ω-cm or higher	
Cable penetration	Leakage from the sealing parts	Amount of leakage	10-2 Acc/S or lower [Pressure 384 kPa (gage)]	

### Maintenance Control Parameters for Electric Instrumentation Systems (3/3)

System	Degradation Characteristics to be Observed	Items Measured	Criteria (Reference)	Remarks
DC power supply system Battery	Voltage decline Specific gravity decline Increase in self-discharge	Battery voltage Specific gravity of electrolyte Service capacity	90% or higher	10 years Service capacity test
Thyristor and diodes in the uninterruptible AC power supply system	Years in use Increase in element leakage current	Years in use Element leakage current		
FCS control thyristor switch	Increase in element leakage current Insulation resistance Years over which (element protection and control circuit) fuses have been used	Element leakage current Insulation resistance Replacing the fuses	30 mA or lower 5 MΩ or higher Element protection (every 10 years) Control (every 5 years)	Periodic replacement Periodic replacement
<b>Control Panel *</b>				
Operation switches	Appearance Stuck or stiff operation axes Changes in contact resistance Insulation degradation	Appearance Twisting the operation axes Contact resistance Insulation resistance	Breakage, cracks, deformation, discoloration, etc.: none (Stuck or stiff axes) JIS criteria: 1000mΩ or lower (JIS C4521, DC 6V, 1A) 5MΩ or higher	Manufacturer control: 50 mΩ 500 V mega (terminal to case)
Auxiliary relays	Changes in operation characteristics Changes in resistance	Minimum operating voltage Maximum return voltage Insulation resistance Contact resistance	70% or lower (DC), 80% or lower (AC) 10% or higher (DC), 30% or higher (AC) 5MΩ or higher 50 mΩ or lower	MM form: catalog value MM form: catalog value 500 V mega Measuring current: 10mA Measuring voltage: 20mV
NFB breaker (C-100A)	Appearance Insulation degradation Changes in operation characteristics Changes in internal resistance	Appearance Insulation resistance Withstand voltage Operation characteristics Internal structure and mechanism inspection Rise in temperature Internal resistance of conductive parts	Breakage, peeling, stain, corrosion, discoloration, etc.: none 5MΩ or higher AC2000V/min. 125%: 15 to 20 minutes 200%: 1.5 to 6 minutes Rust, cracks, disconnection, discoloration: none 60°C or lower 0.85 to 1.25 mV (mΩ)	500 V mega (Manufacturer control) Terminal parts (manufacturer control) DC 48V, 1A
Electromagnetic contact (WPF6-2S)	Appearance Insulation degradation Changes in operation characteristics	Appearance Insulation resistance Withstand voltage Operating voltage Release voltage Rise in temperature Exciting current Coil resistance Contact resistance	Breakage, peeling, stain, corrosion, discoloration, etc.: none 5MΩ or higher AC2000V/min. 85% or lower 10% or lower 85°C or lower When applying: 3.2 A±0.48 50 mΩ or lower	Rated voltage: AC 100V Rated voltage: AC 100V Rated voltage: AC 100V (at 75°C) At 75°C 0.28Ω ±15%
Resisters	Appearance Changes in resistance	Appearance Resistance	Discoloration, cracks, etc.: none ±10%	Hollow resistance (250Ω)
Protective relay (10-C-B2)	Appearance Insulation degradation Changes in operation characteristics	Appearance Insulation resistance Operation	Breakage, peeling, stain, corrosion, discoloration, etc.: none 100 MΩ or higher Tap value: ±10%	According to JEC-174A 500 V mega
Plug-in guard	Appearance	Appearance	Discoloration, burn, warp, rust, cracks, etc.: none	
Industrial measuring equipment *	Appearance Changes in characteristics Insulation degradation	Appearance Input/output characteristics Effects of supply voltage fluctuations Effects of ambient temperature Effects of turning on electricity Hammering test Insulation resistance	Breakage, cracks, deformation, discoloration, etc.: none Generally ±0.5% Generally ±0.5%/DC24V Generally ±0.5%/10°C Generally ±0.5%/10 minutes after turning on electricity No problem Generally 100 MΩ or higher	DC250V mega

\*: Criteria for control panels and industrial measuring equipment vary depending on the product. Those for specific types are exemplified.



# Stator coil 絶縁診断試験

## 8-4 ステーターコイル絶縁診断試験について

絶縁診断試験は、絶縁物に適正な値の電圧（以後の運転に悪影響を与えない電圧値、即寿命を短縮させない）を加えて、ステーターコイル絶縁内のボイドが運転電圧でどの様に変化したかを調べるのが最も重要である。

適正な絶縁試験の内容については下記の通りである。

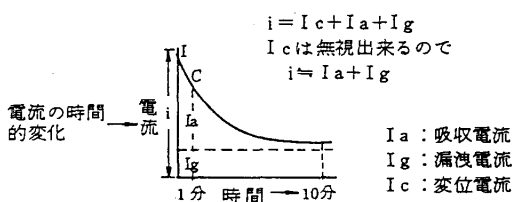
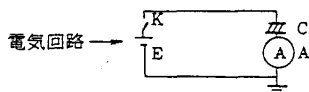
### (1) 絶縁抵抗とPI (成極指数) (直流電圧を印加する試験)

絶縁抵抗(メガ)大きい=PI高いと考<sup>勝</sup>えがちである。例えば300MVAの発電機では絶縁抵抗が300MΩでもPIは“7”位あり300KWの誘導電動機では絶縁抵抗が1,000MΩ以上でもPIが1.5位のこともある(メガーでは1,000MΩ以上の

数値の正確な読み取りは出来ない)。運転に必要な絶縁抵抗を測るにはメガーで絶縁抵抗を測る程度でよい。

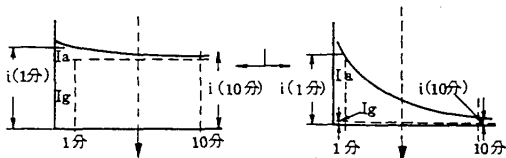
PI (成極指数) 直流印加

E: 直流電源 A: 直流電流計  
C: 試料 K: 開閉器



吸湿した時 乾燥した時

$$PI = \frac{I_a + I_g (1分)}{I_a + I_g (10分)}$$



Igが大きいために  
PI 1.0に近い

Igが小さくIaは時間と共に小さくなり  
PI 2.5~7倍になる

PIは1分時の電流を10分時で除した値であり、巻線が乾燥しておれば極端に少なくなるため、吸収電流の比になりPIは2.5以上で10に近づくわけである。吸湿すればこの反対の現象となり時間に無関係な洩れ電流が大部分でPIは1に近づく。

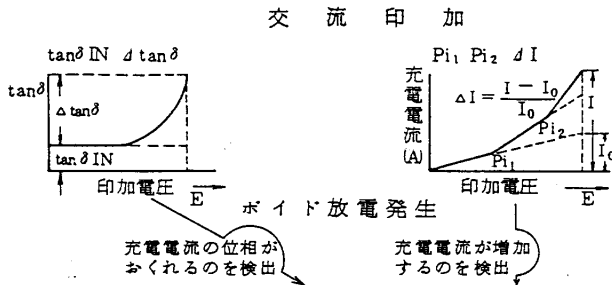
学理



PI だけで絶縁劣化はわからず、また直流電圧を変えた場合の PI およびメグ変化でも劣化の判断は現在無理である。

(2)  $Pi_1$   $\Delta I$  測定 (交流電流試験) これ以後は交流電圧を印加する。 <sup>避ける</sup>

絶縁物は新品の時でも、いかに技術が進んでいても小さいボイドの発生は避けられない。しかも絶縁破壊電圧を低下させるほどの悪影響もないと考えられる小さいボイドについては、製造時の経済性から無視出来る。現実のコイルは以上の理由から、新品でも  $Pi_1$  は E 以上で検出される。  $Pi_1$ ,  $Pi_2$  の検出と  $\Delta I$  の生ずる最大の原因は印加電圧を上昇させると、<sup>if</sup> 导体付近のボイドから放電が生じ (もしボイドが放電しなければ、電圧は  $I_0$  部分だけになる) ( $I - I_0$ ) 部分だけ増加する。  $E/\sqrt{3}$  常規対地電圧以下で  $Pi_1$  が検出されるという事は、均一に劣化しておれば線路側のコイルは常時放電している事になり、対策処置が必要である。



		充電電圧と印加電圧の位相	充電電流の大きさ
ボイド放電電圧以下 (非イオン化)	ボイド内の空気のために誘電率が1の誘電率誘	無損失のコンデンサーを誘電率は低下する。誘電体損が少なくなる。	誘電率の低い静電容量が増えるので充電電流は少なくなる。
ボイド放電電圧以上 (イオン化)	ボイドが放電すると誘電率が厚くなる。	ボイドが増えたり誘電率が大きくなる。誘電体損が増えたり $\tan \delta$ の相は差が増加する。	絶縁容量が厚くなるので充電電流が増える。また、反比例する。放電により電圧が放電する。

圧)  $BDV = Pi_2 \times (1.5 \sim 2.5)$

$Pi_2 = Pi_1$  の約2倍

$\Delta I$  15% 以上は危険

(3)  $\tan \delta$  IN,  $\Delta \tan \delta$  について

$Pi_1$  で説明した如くボイド導体の近傍に出来ると、損失の零のコンデンサーを並列に接いだような等価回路になり、低い電圧の  $\tan \delta$  (非イオン化時の  $\tan \delta$ )  $\tan \delta$  IN は損失が少なくなるため下る。また、 $\tan \delta$  は電圧と電流の位相の事で損失が零の場合  $\tan \delta$  は0である。しかし、<sup>但し</sup> <sup>劣化</sup> <sup>を招く</sup> 優れた固体絶縁物でも多少の損失はあり、

→ 回転機絶縁のように条件のきびしい場合は、実用上支障のない程度で 10% 前後迄

ある。

新しく作った時より下がれば今迄説明した<sup>よう</sup>ように、ボイドが多発している。特に半分以下に低下すれば危険である。ボイドが多く発生すると印加電圧を上げると放電して損失が増える。このため最高試験電圧の  $\tan \delta$  から  $\tan \delta$  IN を差し引いた値  $\Delta \tan \delta$  が増加する。特  $P_{i1}$ ,  $P_{i2}$  が低く、 $\Delta I$  の大きい劣化の優慮された機械では、クロスチェックの意味でも  $\tan \delta$  測定は行った方がよい。

(4) CEV,  $Q_{MAX}-V$ . (部分放電試験) *Electric charge, surge*

経年の絶縁劣化は、熱劣化、課電劣化、損傷が原因での劣化の三つが競合して進行する。このため、巻線のあらゆる位置での劣化の程度は同じではない。絶縁破壊は一番弱い所が起点になり、逐次広がり進行して絶縁破壊する。目視点検で異常の発見されない機械でも、路線側は課電劣化分だけ劣化が大きい。

交流電流試験、 $\tan \delta$  試験は絶縁物の平均的な劣化しか測定出来ない。このため、局所的な劣化を調べる必要がある時は、巻線を細分して各々を比較する。しかし、運転中の機械を短時間の停止で実施する事は困難である。ボイドが放電した時のパルス状電流は、波頭が急なために、巻線内を通る時に減衰が大きく検出端から離れた<sup>給電</sup>に<sup>付</sup>従い急に少なくなる。

この原理を利用して経路側と中性点側の端子分解程度で測定し、両者の比較により課電劣化の差を検討する事が出来る。また、目視点検で発見困難な箇所<sup>の</sup>損傷が原因での劣化にも有効である。一部大容量機を除くとステーターコイルは同一スロットに何層かに巻かれて<sup>居</sup>り、これを<sup>まと</sup>めて<sup>め</sup>て対地絶縁が施されている。回路のサーチ電圧は急峻なために線路側に近いコイルは、普通の運転中の電圧に比べて数十倍以上の電圧を分担する事がある。レヤー絶縁は普通ではコイルを切断しないと検証出来ないが、今迄の原理を利用してある程度<sup>の</sup>見当<sup>付</sup>く事もある。









CEV とは、所定の放電電荷量が消滅する電圧を称している。劣化したコイルの場合は発生<sup>比</sup>より消滅の方が問題である。普通 1,000 PC ~ 10,000 PC が用いられる。新品では発生と消滅の電圧値に差がないが、劣化が進行すると大差が生ずる。

$Q_{MAX}-V$  部分は、一旦放電すると電圧を上げて飽和する。しかし、劣化が進行すると低い電圧で、かなり大きい放電が発生して飽和する。飽和する電圧が劣化に比例するので電圧特性を測定している。印加電圧を最低(高)から徐々に上(下)げながら測定する。この場合 1/Hz 当の最大放電電荷量と電圧の関係を称している。

注. PC ピコクーロン *pico coulomb*

$10^{-12}$  クーロン = 1 ピコクーロン (放電電荷量) と称している。

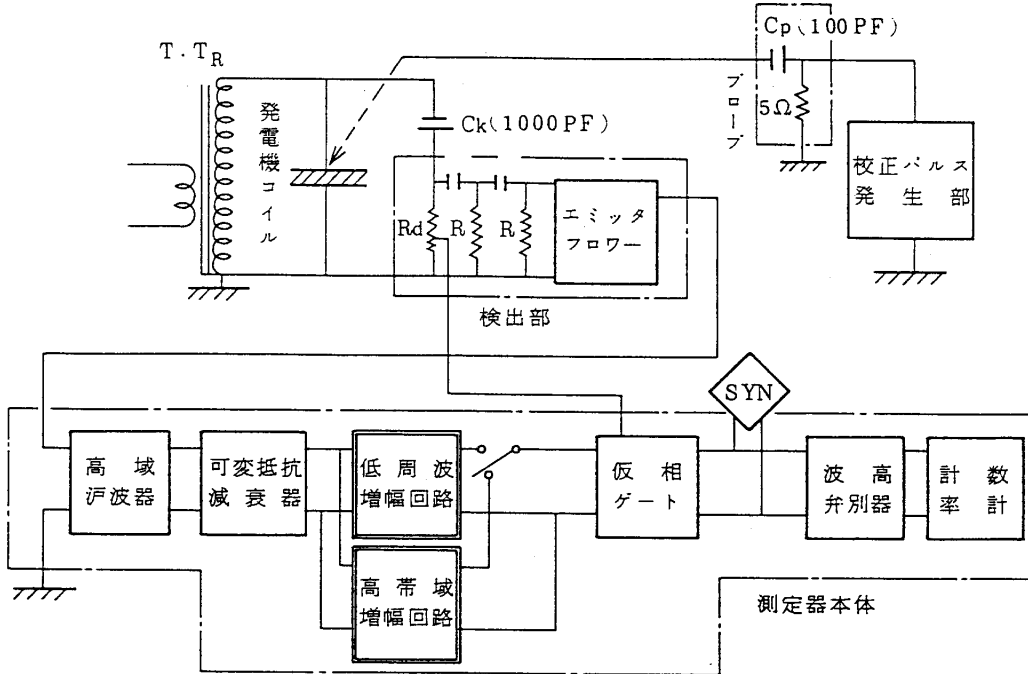
代表的測定方法の比較一覽表

測定方法	広帯域法	低周波法	狭帯域法	中帯域法
検出インピーダンス	抵抗あるいはこれと並列キャパシタンス <i>capacitance</i>	抵抗と並列キャパシタンス	抵抗と並列に変換器結合同調インピーダンス	抵抗と並列に変圧器結合同調インピーダンス
検出回路の波形				
増幅回路の種類	広帯域増幅器	低周波増幅器	狭帯域同調増幅器	中帯域同調増幅器
増幅器の帯域別 (入力回路・フィルターを含む)	数KC~数MC	10KC~100KC	中心 150~2000KC 幅 9~10KC	中心 460KC 幅 90KC
増幅器の出力波形				
高増幅の難易	難	極めて易	極めて易	易
パルス分解能	0.1~10μs	2.0~30μs	200μs	25μs
指示装置	陰極線オシロスコープ パルス計数計	陰極線オシロスコープ 指針形電圧計 パルス計数計	指針形電圧計 陰極線オシロスコープ	パルス計数計 指針形電圧計
基本的な測定量	放電開始電圧 放電電荷重 放電発生頻度 放電波形	放電開始電圧 放電電荷重 放電極性	主として放電開始電圧	放電開始電圧 放電電荷重 放電発生頻度
外部雑音の影響	ラジオ波ノイズあり 突発性ノイズあり	ラジオ波ノイズなし 突発性ノイズあり	ラジオ波ノイズ避けられる 突発性ノイズあり	ラジオ波ノイズなし 突発性ノイズあり

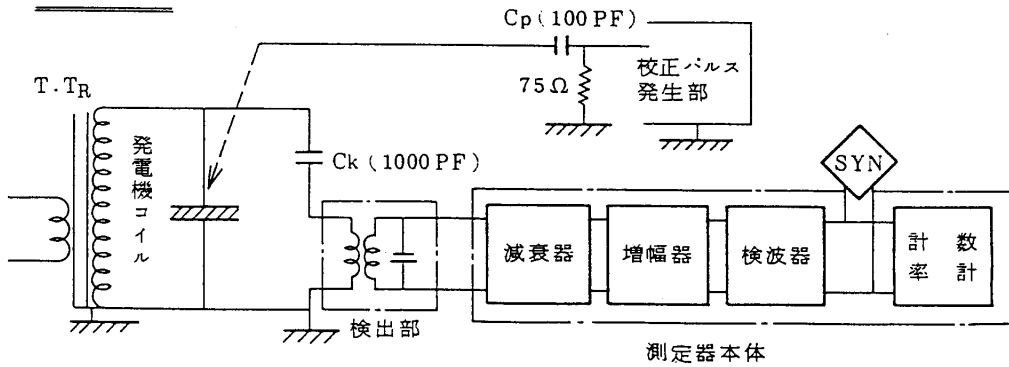
pulse

Block diagram  
測定装置のブロックダイアグラム

広帯域および低周波法



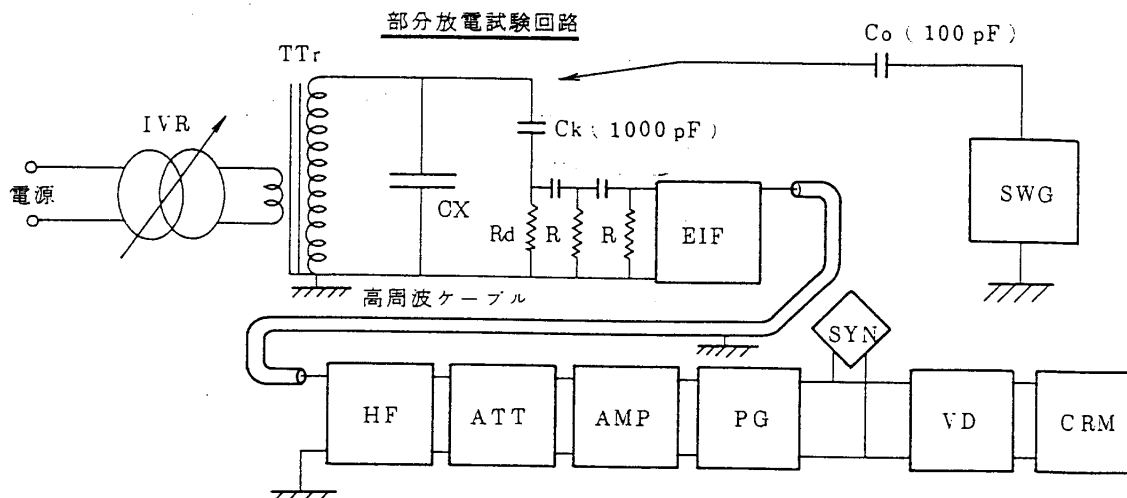
同調式



増幅器の周波数帯域

広帯域増幅器	3 KHz ~ 3 MHz
低周波増幅器	3 KHz ~ 200 KHz
周調式増幅器	400 KHz ± 45 KHz

広帯域法の例を示す。



試料(CX)に発生するコロナ放電は、結合コンデンサー(Ck)を通り検出抵抗(Rd)に現われる。パルス電圧と共にRdに生ずる商用周波電圧はC、Rの高域フィルター回路で減衰され、エミッターフローワー(EF)を経て測定器本体の高域フィルター(HF)に伝達される。信号に含まれる商用周波電圧は除去され、パルス電圧のみが抵抗減衰器(ATT)を通過して広帯域増幅器(AMP)に入ります。増幅された電圧は位相ゲート(PG)を通り必要とする極性のパルスのみが取り出され、位相ゲートの出力パルスは、シンクロスコープ(SYN)で観測されると同時に波高弁別器(VD)を経て計数率計(CRM)により計数される。

\*校正(並列校正法)

短形波発振器(SWG)より $\Delta V$ なる電圧を校正コンデンサー( $C_0$ )を通して放電させると $\Delta V \times C_0 = Q$ クーロンの電荷が放電した事になる。

(例)  $\Delta V = 10V$   $C_0 = 100PF$   $10V \times 100PF = 1,000PC$

この時試験回路は、電圧印加時と同じ回路である(但し電源OFF)。この場合、50/60Hzにおいて毎秒50/60個のパルスを発生するので、 $\Delta V$ を変化させその時のdBと放電電荷量の校正曲線が得られる。

8-5 タービン発電機ステーターコイルの絶縁診断試験方法

派生 (1) asphalt compound アスファルト系コンパウンド絶縁方式

絶縁劣化の程度を非破壊試験によって推定する方法は、従来より決定的な方法が確立されておらず、非常にむずかしい問題である。

アスファルトコンパウンド絶縁方絶縁方式については、多数の実機データの解析結果を基に作成された「発電機巻線絶縁劣化判定基準要綱」(各電力会社と電中研

で構成された同名称の委員会)が公表されている。

以下に述べる例は、実機に対し比較的容易に実施できる非破壊試験—交流電流試験、 $\tan \delta$  試験、部分放電試験(コロナ測定)—の各実測値と基準判定値とを比較し、外れた場合には項目に応じ、適切な減点を設け、その減点の総和により総合的にコイル絶縁の良否を判定する方法である。

この方法はなお充分なものとは言えないが、今後の研究および実機データの集積によって一層精度の高いものに改善してゆく必要がある。

(i) 絶縁試験

絶縁試験はその意義と信頼性を高めるために次の二つの試験が行われ、判定される。

(a) 残存絶縁破壊電圧推定(非破壊絶縁試験による)

この試験は(コロナ)部分放電試験を除いて劣化程度の平均的な値を示す。

(b) 残存絶縁耐力確認(絶縁耐力試験による)

回路に発生する(定格電圧の数倍程度)サーヂ電圧を仮定し残存絶縁耐力を確認する。

(注) この場合、高電圧を印加したのが原因で、以後の寿命が短縮しない事が必要条件である(このためには絶縁破壊電圧の60%以下の電圧である事)。

(ii) 絶縁試験と目視点検の総合判定

タービン発電機のステーターコイル絶縁は、通常経時的に絶縁劣化してゆくが経年劣化以外に次の下記の(a), (b)項が併合した場合

(a) 鉄心長が長い場合(4mm以上)

(b) 電力系統の構成が変り新設時の定負荷用が変動負荷用として運用された場合。

タービン発電機のステーターコイル絶縁は、鉄心内(スロット部)または鉄心出口等でアーマーオープニング及びガースラックを生じやすい事が経験的に確認されている。  
*armour opening*

GE社では、ガースラックの初期で軽微な場合はアーマーオープニング、WH社では、テープセパレーションと称している。  
*tape separation*

このような現象は我国および米国でアスファルトコンパウンド系絶縁に多数発生している。

我国では一部絶縁更新等(合成レンジコイル)対策済の機械もある。

→ ガースラックの生じた固定子巻線の残存絶縁破壊電圧を推定する試験は、現在世界各国でも研究中であるが確定方法は確立されていない。

GE社では、実験の結果により1.5E(E定格端子電圧)の電圧を1分間対地との間に印加して合格すれば、1年半は無事運転出来た実績がある。これは残存絶縁耐力値が一線地絡時に発生するサージ電圧以上であり、保護継電器等の動作時間も限定条件になっている。

当社としてはこれらの点を考慮してガースラックの発生または発生の恐れのある機械に対して次の通り考えている。

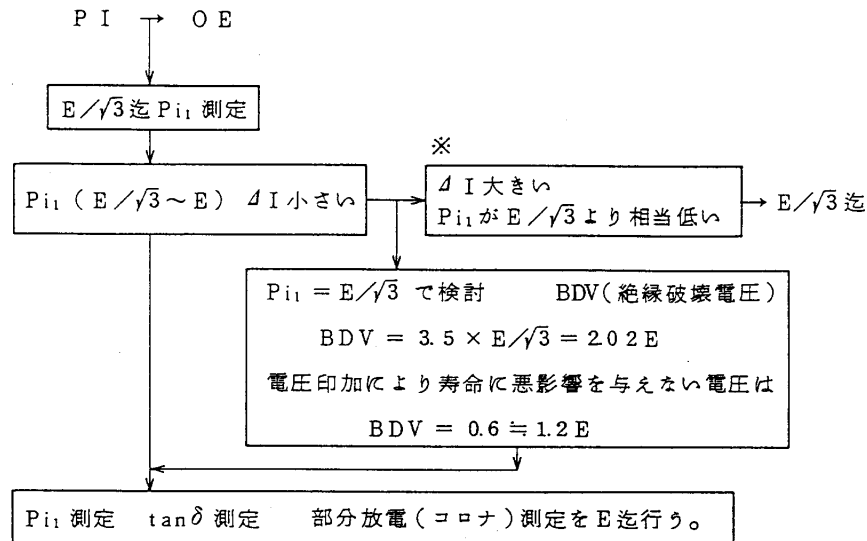
電气的非破壊絶縁試験	目視点検	評 価
OK	OK	運 転 可 能
OK	NG	絶縁診断を定期的に実施し、データを検討する。
NG	OK	
NG	NG	絶 縁 更 新

OK……良好 NG……不良

### (iii) 非破壊絶縁試験要領

- (a) 試験電圧は、発電機ステーターコイル一線接地での短時間運転も考え、絶縁性能実施を把握するため、原則として定格端子電圧とする。
- (b) 中性点が解放可能な場合は、僅少な各相のバラツキを詳細に調査し、機器の絶縁能力を一番必要とする一線接地を考え、各相毎に行い、他相は接地する。
- (c) 直流高圧による印加電圧を変えて特性変化(弱点比)等より得られたデータでは、交流電圧で運転する機械の残存高流破壊電圧の推定は信頼性が若干劣る。
- (d) 経年劣化したステーターコイル絶縁の非破壊試験で重大な誤りを起す原因は吸湿であり、このためにPI測定が必要であり、正確度からは絶縁抵抗計が秀れている。
- (e) 運転開始後15年以上を経た機器で次の通りPIが良好でPi<sub>1</sub>測定を行う場合はE/√3迄行い検討する。





※の場合は異常時には停止させる等の処置が必要である（E：定格端子電圧）。

上記の非破壊試験と目視点検結果を検討し、残存絶縁破壊電圧を推定し、ユーザーと協議の上試験電圧（最高値）を決める場合が殆んどである。

(iv) 絶縁耐力試験（データを検討の上、下記に該当する場合に実施する）

- (a) ガースクラックの発生したコイルが絶縁破壊を生じても予備コイルがあり、取替えて運転が可能な場合。
- (b) 目視点検の結果、ガースクラックまたはアーマーオープニングが認められ、絶縁耐力試験で運転中に絶縁破壊を生じると鉄心熔損迄事故が拡大して復旧に多大の日数を要する場合。
- (c) 営業運転中にステーターコイルの事故が発生し、系統への影響が大きく、無停電が要求されるユニットの場合。
- (d) 送電系統での再開路等の要求があり、高信頼性が必要な場合。

絶縁耐力試験で、絶縁破壊が生じた時は、コイルの取替が必要であるので、予備コイルを準備した上で絶縁耐力試験を行う事を原則とする。試験電圧については、電気試験と目視点検の結果に基づきユーザーと協議の上決定する。

(v) 試験項目および方法

試験項目は成極指数（PI測定）、交流電流試験、 $\tan\delta$ 測定、部分放電測定（コロナパルス）を行う。

試験電圧については、ユーザーと協議の上決める。

準備

-試験装置に試料を接続せずに試験電圧迄印加して装置に異常のない事を確認する。

(a) P I 測定

直流1,000Vを口出し端子と大地間に印加し、絶縁抵抗値を測定し、下記の計算式から算出する。

$$PI = \frac{\text{印加10分後の絶縁抵抗値}}{\text{印加1分後の絶縁抵抗値}}$$

使用機器：超絶縁計，ストップウォッチ

(b) 交流電流試験

図43の如き回路にて交流電流試験を行う。

口出し端子と大地間に  KVより  KVづつ電圧を上昇し、 KVまで電圧を印加し、それぞれ充電電流の関係を求める。その関係をグラフに記し、 $Pi_1$  (交流電流第1急増点)  $\Delta I$  を求めます。

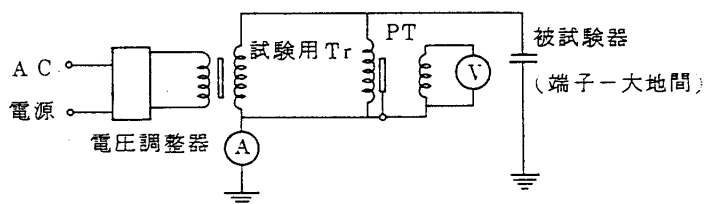


図 43

使用機器：可搬式交流耐圧セット

交流電流計

交流電圧計

(c)  $\tan \delta$  測定

図44の如き回路からなるシェーリングブリッジを使用し、 $\tan \delta$ を測定する。 $\tan \delta$ 値は  $\tan \delta$ 指示計で直読できるように工夫されている。

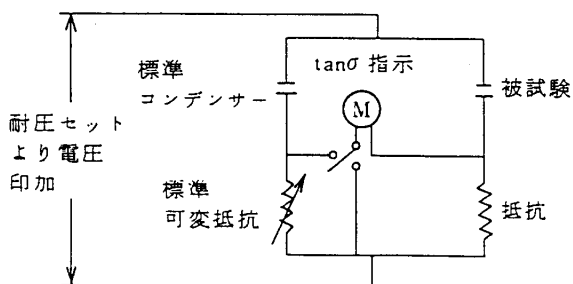


図 44

電圧は耐圧セットを使用して印加します。1.0～2.0KVより

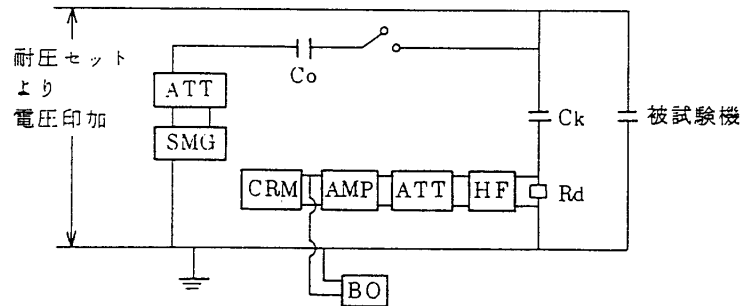
□KV おきに□KV 迄上げ下げして測定する。

使用機器：可搬式交流耐圧セット

シェーリングブリッジ

(d) 部分放電試験（コロナパルス）

図 45 の如き回路により、広帯域コロナ測定器を使用して、印加電圧における最大放電電荷量を測定する。



- |     |              |     |            |
|-----|--------------|-----|------------|
| Co  | : 校正結合コンデンサー | AMP | : 比例増幅器    |
| Ck  | : 結合コンデンサー   | CRM | : 計数率計     |
| Rd  | : 検出用抵抗      | BO  | : シンクロスコープ |
| HF  | : ハイパルスフィルター | SWG | : 短形波発振器   |
| ATT | : 減衰器        |     |            |

図 45

使用器材：可搬式交流耐圧セット

広帯域コロナ測器

シンクロスコープ

(v) 劣化判定法

前項の各試験の判定値合計が“10”未満の時は、以後の運転に支障ないと判定する。“10”以上の場合でも通常の運転には差支えないが異常時の渡電圧（雷サージ、開閉サージ等）により絶縁破壊を起す恐れがある。したがって巻替等の処置を推奨する。

(vi) 破壊試験

現地で破壊試験を行う場合は、相当の高電圧大容量の試験用変圧器が必要であるので、一般的には不可能である。このため、コイルは鉄心よりいねいに抜いて工場へ送り、気中または油中で破壊試験を行う。

(viii) データのまとめ方と判定基準

(電圧 6.6 KV 級以上の発電機で容量 30MVA 以上)

(a) P I

まとめ方は前述の通り P I は 1.5 以上 あればコイルは吸湿していないと判定する ( P I がこれ以下の時はユーザーと協議して決定する )。

(b) P i<sub>1</sub>, P i<sub>2</sub>

図 41 の如く電流-電圧特性において電流増加傾向が最初に変化する点の電圧を P i<sub>1</sub> という。 P i<sub>2</sub> は定格電圧以内では発生してはいけない。

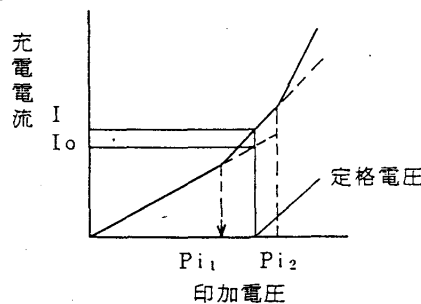


図 46

$$P i_1 < \frac{2}{3} E \text{ の時判定値 "10"}$$

$$P i_2 < E \text{ の時判定値 "10"}$$

(c) Δ I

図 46 において  $\Delta I = \frac{I - I_0}{I_0} \times 100 (\%)$  で示す。

Δ I は 10 % 以上の時判定値 "5"

(d) tan δ

tan δ 測定値より  $\Delta \tan \delta = (\text{定格電圧時の } \tan \delta) - (2 \text{KV 時の } \tan \delta)$  にて δ tan δ を求める。

Δ tan δ は 5.0 % 以上の時判定値 "5" 0.2 E の tan δ が 1.5 % 以下の時判定値 "5"

(e) 部分放電測定

E/√3 KV 時の最大コロナ発生量は 5×10<sup>-9</sup> クーロン以上の時判定値 "5",

E/√3 KV 時の最大コロナ発生量は 1×10<sup>-8</sup> クーロン以上時判定値 "10" (最大コロナ発生量は毎Hz当りの値である)。

→ (2) 合成レジン絶縁方式

絶縁劣化の程度を非破壊試験により推定する方法は、決定的な方法が確立されておらず、非常にむずかしい問題である。エポキシレジン絶縁方式以前の絶縁方式 (例えばアスファルト系コンパウンド絶縁方式など) については、多数の実機データの分析結果を基に作成された「発電機巻線絶縁劣化判定基準要綱」(各電力会社と電中研で構成された同名称の委員会) が公表されているが、レジン絶縁方式については、実機に採用されて以来経年劣化が懸念される対称機が少なく経年劣化に関する実機データはほとんどない。

したがって、次頁以降の絶縁劣化の判定基準は、当社におけるエポキシレジン絶

縁方式の開発時および製品の品質管理試験等により得られた諸実験データを基に作成したものである。

実機に対し比較的容易に実施できる非破壊試験—交流電流試験、 $\tan\delta$ 試験、部分放電試験—の各実測値と基準判定値とを比較し、外れた場合には項目に応じ適当な減点を設け、その減点の総和により総合的にコイル絶縁の良否を判定する方法である。

この判定基準は、データ不足などもあって十分なものとはいえないが、今後の研究および実機データの集積によって、一層精度の高いものに改善してゆく必要がある。

尚、非破壊絶縁試験の試験結果と残存絶縁耐力値の相関の信頼性を向上させる方法として、非破壊絶縁試験を実施した発電機から数本のコイルを抜取り、絶縁破壊試験を行う方法を後述する。

#### (i) 適用範囲

定格電圧 6 KV 以上の マイカとエポキシレジンを主体とした絶縁方式のタービン発電機固定子巻線の主絶縁（対地絶縁）に対して適用する。

#### (ii) 目的

本基準は、タービン発電機固定子巻線がその時点において運転に必要な絶縁耐力を有するか否かを判定する場合に適用する。

##### 〔説明〕

- (a) 本基準における巻線とは固定子に組込まれたコイル全体をさす。
- (b) 巻線が局部的に欠陥を持っている場合、非破壊試験法ではその検出は不能である。たとえ検出が出来てもその場所を推定するのは、現在の技術では不可能に近い。したがって、本基準は巻線が総体的に運転に必要な絶縁耐力を有するか否かを推定する場合に適用する。

#### (iii) 絶縁劣化判定方法

本基準における絶縁劣化判定方法は、現在までに得られた種々の試験結果を参考として定めたものである。

##### (a) 試験の条件

- (i) 測定時の供試物の温度は 常温（ $20\text{C} \pm 15\text{C}$ ）とする。
- (ii) 試験電圧は原則として定格電圧までとする。ただし、詳しい劣化判定を必要とする場合はこの限りではない。
- (iii) 各相毎に試験を行う場合は他相は接地とする。

(b) 試験の順序、種類と判定

(1) 直流試験

直流 1 KV を印加、成極指数 ( P. I. と称する ) を測定する。 P. I が 1.5 以上あれば、次の試験に進んで良い。満足しない時は試験続行範囲に入るまで乾燥を行うかまた協議を行う。



(2) 試験電圧確認

以後の劣化判定の試験を行うに耐える絶縁耐力を有するか否かを確認するため  $E/\sqrt{3}$  迄印加して  $Pi_1$  が検出されるかどうか調べる。  $E/\sqrt{3}$  迄に  $Pi_1$  が検出されない時は、定格電圧 ( E ) 迄印加しても絶縁破壊はしないと考える ( 事前に局部損傷がないか調査する ) 。

(3) 交流電流試験

定格電圧 ( E ) 迄の交流電流試験を行い、電圧-電流曲線より  $Pi_1$ 、 $Pi_2$ 、 $\Delta I$  を求める。次により判定値を定める。

- $Pi_1 < \frac{1}{\sqrt{3}} E$  の時、判定値を “-10”
- $Pi_2 < E$  の時、判定値を “-10”
- $\Delta I > \begin{matrix} 6 \text{ KV 級 } 8.5 \% \\ 11 \text{ KV 級 } 12 \% \end{matrix}$  “-5”

ここで、 $\Delta I$  とは図 47 の電圧-電流曲線において、定格電圧 ( E ) を印加した場合に流れる電流 I と電流が直線的に増加したとみなした時定格電圧 ( E ) に対する電流  $I_0$  とにより、次式によって表わされる。

$$\Delta I = \frac{I - I_0}{I_0} \times 100 (\%)$$

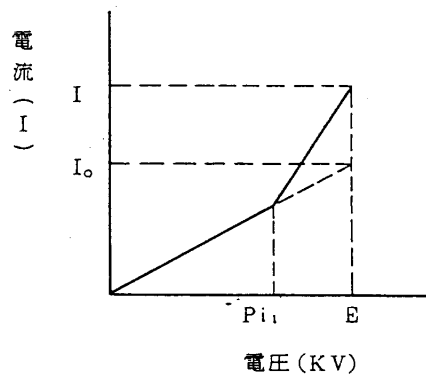


図 47 電圧-電流曲線

(二)  $\tan\delta$  試験

定格電圧 (E) の 20% から定格電圧迄  $\tan\delta$  値を測定, 次により判定値を定める。

○  $0.2E$  の  $\tan\delta$  が 1.0% 以下の時, 判定判を “-5”

○  $4\tan\delta$  (=  $E$  の  $\tan\delta$  -  $0.2E$  の  $\tan\delta$ ) が 6.5% 以上の時, 判定値を “-5”

$\tan\delta$  測定計器はシェーリングブリッジ (横河製) または逆シェーリングブリッジ (日新, 三菱, 安藤製) を用いる。

(ホ) 部分放電試験 (6KV 級以上に適用)

常規対地電圧 ( $E/\sqrt{3}$ ) における最大放電電荷量 (個数は 1Hz に 1 個以上) を測定し, 次により判定値を求める。

○  $5 \times 10^{-9}$  C が発生した時判定値を “-5”

○  $1 \times 10^{-8}$  C が発生した時判定値を “-10”

(c) 劣化判定法

前項の各試験の判定値合計が “-10” 未満の時は以後の運転に支障ないと判定する。 “-10” 以上の場合でも通常の運転には差支えないが, 異常時の過度電圧 (雷サージ, 開閉サージ等) により, 絶縁破壊を起す恐れがある。したがって巻替等の処置を推奨する。

(v) 残存寿命の推定

非破壊絶縁試験の目的は, 残存寿命を推定する事であるが, 真の残存絶縁耐力値は, コイルを実際に絶縁破壊をしてみなければならぬ。

大型タービン発電機の固定子巻線絶縁にエポキシレジンが採用してから, 経年劣化が原因による絶縁破壊の事故例は殆んどない。したがって, 実用機での実用による絶縁の劣化率はオーソライズされておらず, 現状では信頼性の高いデータを集積中という状態である。

実用機からコイルを抜取り残存絶縁破壊値を得る事は経年変化, 寿命推定の判断に重要なポイントになる。

運転開始 15 年前後から非破壊絶縁試験を現地で実施し, この結果をメーカーと協議しコイル抜取が比較的容易な場合は, コイル抜取破壊試験迄実施する事を推奨している。

(v) 実機によるタービン発電機の絶縁劣化判定について

(a) ステーターコイル絶縁

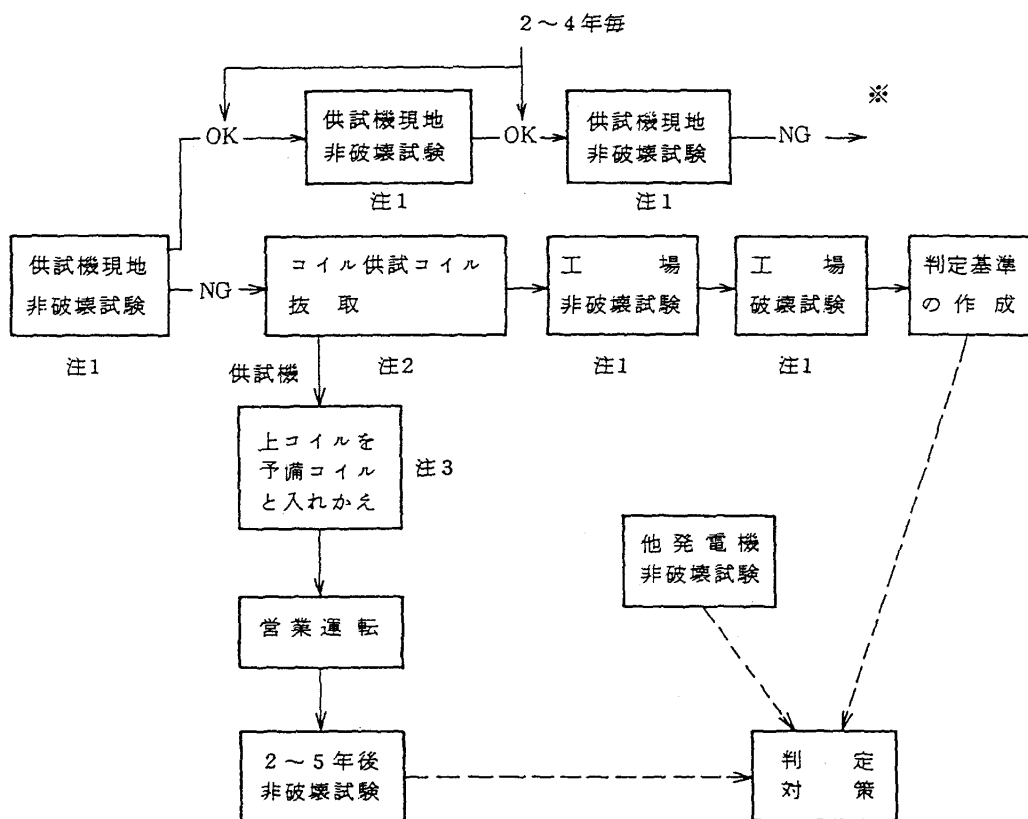
交流高圧ステーターコイルの絶縁劣化は電氣的な非破壊試験と, 熟練した巻

線技術者の目視調査により判定し、更に絶縁耐力試験により安全を確認している。しかし、非破壊試験から残存寿命を推定する方法は、長期間運転した実機絶縁劣化コイルの残存絶縁耐力等を測定した例が少なく、非破壊試験結果との関係が十分に究明されていない。

大容量タービン発電機の絶縁構成に固有の現象もあり、決定的な方法を早期に確立する必要がある。

したがって、既設機コイルを使って残存寿命を非破壊試験から推定する基準を得るため、以下の試験を実施することをユーザー側に推奨している。

(b) 既設機ステーターコイル抜き取り調査



注1) 現地および工場における試験項目および方法は先にご提出しました「タービン発電機固定子巻線の絶縁劣化判定について」をご参照下さい。

注2) コイル抜き取り本数は上コイルで最低3本必要です。

注3) 予備コイルはあらかじめ準備いただいたものとします。



機器別予防保全策

- 1. 主発電機, 高圧電動機, 変圧器
- (1) 主発電機, 高圧電動機

が顕著になる傾向にある。

従って、劣化の兆候が現れる時期に差し加わったところから絶縁診断(電流増加率  $\Delta I$ 、誘電正接  $\tan \delta$ 、最大放電電荷量  $Q_{max}$ )の頻度を上げて、傾向管理を行い適切な対策実施時期を決定する。表1に「固定子巻線の劣化要因」を表2に「1号機発電機固定子コイル絶縁診断結果の推移」を、また、表3に「1号機固定子巻線取替時の残存破壊電圧と稼働年」を、表4に「2号機高圧電動機絶縁診断結果」を示す。

→ これからも、稼働後15年経過時期から経年変化が現れ、20~25年が寿命到達時期であることが推定できる。なお、2号機の、主発電機、高圧電動機絶縁診断の結果、現在のところ劣化の兆候は認められない。

表1 固定子巻線の劣化要因

スロウス	劣化要因	劣化現象	変化しやすい絶縁特性
熱的	運転中の温度上昇 ヒートサイクル	過熱分解, 割離 Vo, 劣化; 割れ	$P_i, P_1$ の低下, $\Delta \tan \delta$ の増加 $\Delta I$ の増加, $Q_{max}$ の増加等
電氣的	運転中の誘電 閉路サージ電圧	部分放電電流 増大	$P_i, P_1$ の低下, $\Delta \tan \delta$ の増加 $\Delta I$ の増加, $Q_{max}$ の増加等
環境的	吸湿・化学薬品 油・塩分・塵埃	漏れ電流増大 劣化電流増大 劣化電流増大	絶縁抵抗の低下, $P_i$ の低下 $\tan \delta$ の増加, 充電電流の増加
機械的	始動時の電磁力	劣化電流増大 劣化電流増大 劣化電流増大	$\tan \delta$ の増加, 充電電流の増加 劣化電流増大

表3 1号機の固定子巻線取替時の残存破壊電圧と稼働年

機種	出力(kW)	電圧(V)	絶縁種別	製作年	更新年	残存破壊電圧(%)
PLR-MG	2610	6600	B種単独注入	1971	1993	68
	2610	6600	B種単独注入	1971	1994	65
CSWP	1300	6600	B種単独注入	1971	1993	25
	1300	6600	B種単独注入	1971	1991	67
CBP	1300	6600	B種単独注入	1971	1992	57
	700	6600	B種一休注入	1971	1992	57
CP	650	6600	B種一休注入	1971	1996	48
	500	6600	F種一休注入	1971	1996	53
RCSF	500	6600	F種一休注入	1971	1994	67
	420	6600	F種一休注入	1971	1996	47
RHRP	420	6600	F種一休注入	1971	1994	68
	420	6600	F種一休注入	1971	1996	54
	420	6600	F種一休注入	1971	1994	67

\* 一般的に残存破壊電圧が50%低下時点を寿命点としている。稼働後23年が寿命点となる。

表2 1号機発電機固定子コイル絶縁診断結果の推移

試験実施年月日	製作時 S47	H3	H5	*H8.2	評価
成健指数 PI	-	-	-	2.59~2.74	良好
$\tan \delta$ (%)	3.68~3.69	1.86~1.90	2.01(各相)	1.71~1.72	良好
$\Delta \tan \delta$ (%)	0.28(各相)	$\pm 1.3 \sim 1.4$	$\pm 1.3 \sim 1.4$	$\pm 1.3$ (各相)	増加
交流電圧 PI (kV)	>18(各相)	>13(各相)	>13(各相)	10.7~11.0	要注意
電流 $\Delta I$ (%)	0	-	-	4.7~4.9	-
部分放電 $Q_{max}$ (nC)	-	1080~1300	1450~2700	4500~5500	増加度大
外部放電 (nC)	-	無	無	有 $\pm 100000$	非常に大

\* 平成8年に1号機は固定子コイル巻線実施 1996年

表4 2号機高圧電動機絶縁診断結果(平成8年度)

項目	A	B	C	D
成健指数 PI	5.50	2.46	5.96	2.86
誘電正接 $\tan \delta$	0.68	1.14	0.57	1.16
交流電圧 PI	>4.6	>4.6	>4.6	>4.6
部分放電 $Q_{max}$	680	600	360	2500

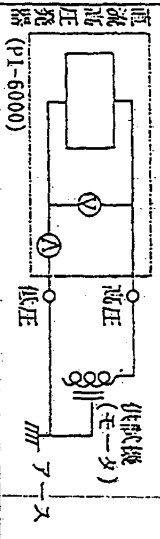
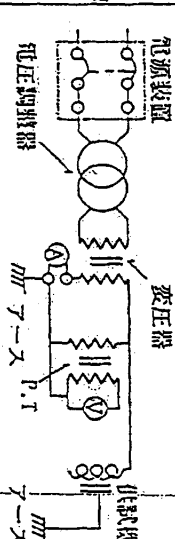
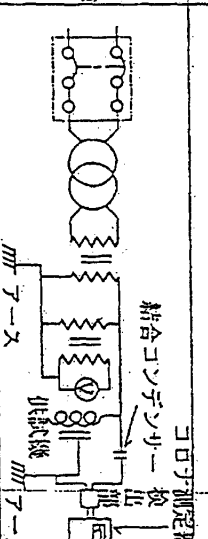
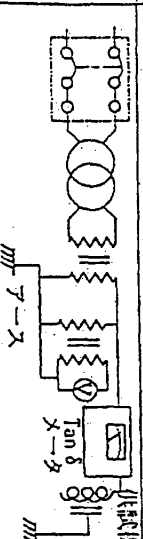
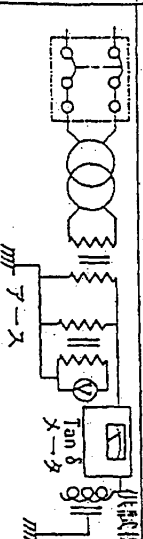
(注)判定基準

- 1.PI :  $\geq 1.5$
- 2. $\tan \delta$  :  $\leq 10\%$
- 3.PI :  $\geq 3$ , 8kV
- 4. $Q_{max}$  :  $\leq 10000nC$

\* 絶縁診断結果からは2号機の高圧電動機について、

では、有意な劣化の兆候は認められていない。


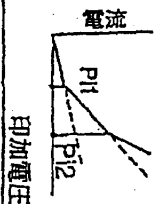
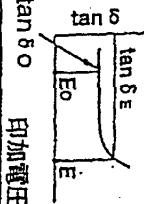
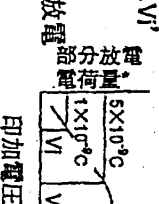
表一三 性能試験内容

No	試験項目	測定回路	試験内容	測定器具
1	格線抵抗試験		電動機端子3相一括で1000V-メータに測定する。(特性試験前後) 電動機端子3相一括で直流電圧1000Vを印加し、10分間の充電電流を測定する。 成極指数(P I)を求める。	1000V メータ 直流試験表座
2	直流試験		電動機端子3相一括で0~定格電圧の交流電圧を印加し、交流電流を測定し第一電流急増点(P I <sub>1</sub> )、電流急増率(ΔI)を求める。 耐電圧試験：定格電圧/1分間	耐電圧試験機
3	交流電流試験 耐電圧試験		電動機端子3相一括でコロナ(部分放電)測定器により1000Vから定格電圧まで測定する。	耐電圧試験機 コロナ測定器
4	部分放電試験		電動機端子3相一括でtan δメータにより2000Vから定格電圧までのtan δを測定する。	耐電圧試験機 tan δ メータ
5	tan δ 試験			

※ 印加電圧は顧客殿と打合せにより決めます。(表中の電圧は日立推奨値)

絶縁診断項目と判定値

E:定格電圧 (V)

NO.	試験項目	目的	測定項目及び定義	試験装置	判定値	
					3kV, 4kV級	6kV級
1	絶縁抵抗試験	絶縁層の吸湿具合	絶縁抵抗、R1 (1分値)	絶縁抵抗計 又はメガー	R1 ≧ 100MΩ	
2	耐電圧試験	絶縁耐力の確認	—	耐電圧試験器	E/1分間	
3	直流試験	絶縁層の吸湿具合	成極指数 $PI = \frac{I_1}{I_{10}} \left( = \frac{R_{10}}{R_1} \right)$ 	直流試験装置 又は 絶縁抵抗計	PI ≧ 1.5 (電気学発行 高電圧試験ハンドブックによる)	
4	交流電流試験	絶縁内部の劣化判定	第一次電流急増点PI1 第二次電流急増点PI2 	耐電圧試験器 交流電流計	PI1 ≧ E/√3 ΔI ≦ 7% (参考値)	PI1 ≧ E/√3 ΔI ≦ 7% (参考値)
5	誘電正接試験 (tan δ 試験)	絶縁層の吸湿具合 絶縁内部の劣化判定	tan δ <sub>0</sub> Atan δ = tan δ E - tan δ <sub>0</sub> 	耐電圧試験器 tan δ マータ	tan δ <sub>0</sub> ≦ 10% (E <sub>0</sub> =1kV) Δtan δ ≦ 3% (参考値)	tan δ <sub>0</sub> ≦ 10% (E <sub>0</sub> =2kV) Δtan δ ≦ 3% (参考値)
6	部分放電試験 (コロナ試験)	絶縁内部の劣化判定	部分放電開始電圧VIまたはVI' 最大放電電荷量Qmax 常規電圧E/√3において 1ヶ/秒発生する最大部分放電 	コロナ測定器 耐電圧試験器	VI' ≧ E/√3 Qmax ≦ 10 <sup>8</sup> C	VI' ≧ E/√3 Qmax ≦ 10 <sup>8</sup> C

\*1.00当り1ヶ発生する部分放電