

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：實習)

(裝訂線)

## 地下配電系統之環路開關應用研習

出國	服務機關：	台灣電力公司
	職稱：	電機工程監
	姓名：	李守東(147431)
	出國地區：	香港、南韓
	出國日期：	91.07.03~91.07.16
	出國計畫：	91年度第41號
	報告日期：	91.08.28

G3/009103>45

## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：地下配電系統之環路開關應用

頁數 15 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

李守東/台灣電力公司/業務處/電機工程監/(02) 23666696

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：91.07.03~91.07.16 出國地區：香港、南韓

報告日期：91年8月29日

分類號/目

關鍵詞：

內容摘要：(二百至三百字)

近年來高科技產業發展迅速，生活品質日趨提昇，對供電品質之要求亦相對提高，為因應此一趨勢，除研究並引進更可靠的供電系統外，各類供電系統之關鍵技術「環路開關」亦為系統改進之重點，因為環路開關之功能、構造、電氣規格、價格、裝置方式、維護方式及維護週期等，均關係到供電系統之可靠度及可行性等，故本次實習即在利用參訪機會，實地瞭解香港及韓國等地配電系統與地下配電系統之環路開關應用情形，俾作為本公司未來改進配電系統供電可靠度及配電環路開關裝置時之參考。

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

# 目 錄

壹、實習任務	1
貳、出國行程	1
參、實習內容	1
一、前言	1
二、香港電燈公司之地下配電系統及環路開	1
三、韓國電力公司之地下配電系統及環路開關	7
肆、心得與建議	13
一、配電系統型態方面	13
二、開關設備方面	13
三、配電饋線自動化方面	14
四、其他	14

## 壹、實習任務

赴香港、南韓等地研習地下配電系統之環路開關應用。

## 貳、出國行程

一、91年7月3日~91年7月9日 香港

赴香港電燈公司及中華電力公司研習

二、91年7月10日~91年7月9日 南韓

赴韓國電力公司 (KEPCO)、PYUNG-IL 公司及 ILJIN 公司研習

## 參、實習內容

### 一、前言

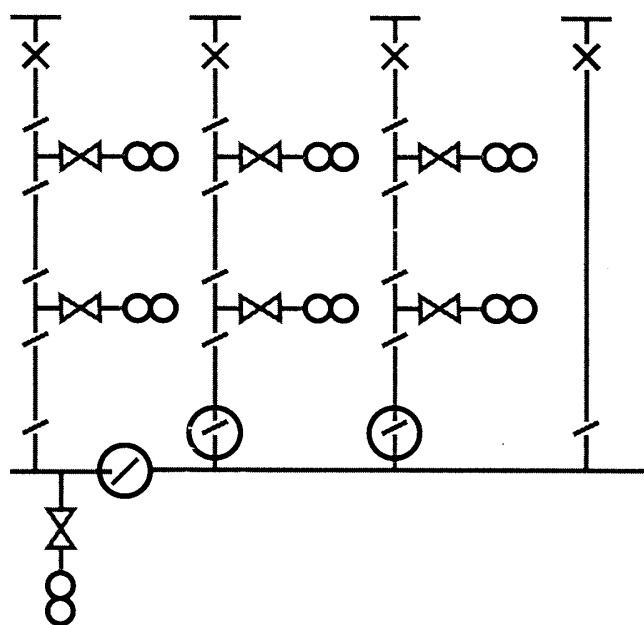
近年來高科技產業發展迅速，生活品質日趨提昇，對供電品質之要求亦相對提高，為因應此一趨勢，除研究並引進更可靠的供電系統外，各類供電系統之關鍵技術「環路開關」亦為系統改進之重點，因為環路開關之功能、構造、電氣規格、價格、裝置方式等，均關係到供電系統之可靠度及可行性等，故本次實習即在利用參訪機會，實地瞭解香港及韓國等地配電系統與地下配電系統之環路開關應用情形，俾作為本公司未來改進配電系統供電可靠度及配電環路開關裝置時之參考。

### 二、香港電燈公司之地下配電系統及環路開關

香港電燈公司（以下簡稱 HEC）的地下配電系統分為 11kV 的常開環路系統與 22kV 的常閉環路系統兩種，茲分別敘述如下：

#### 1.11kV 常開環路系統（Open Ring）

HEC 原有的 11kV 地下電纜大部分為 300mm<sup>2</sup> 三芯鋁電纜，近年則採用 240 mm<sup>2</sup> 三芯銅電纜（為補償因電纜過擠而減低的額定負載功能，變電所出口第一分段之電纜則採用 300mm<sup>2</sup> 三芯銅電纜）；電纜採直埋方式敷設，由於受地理環境限制，每一路段僅能埋設十回路地下電纜，為提高饋線電纜之利用率，其 11kV 常開環路系統中，每一環路饋線組係由 2 至 5 饋線組合而成（通常每一饋線組之饋線數為 4 或 5 回路），詳如附圖一。



圖一. 香港電燈公司的 11kV 常開環路系統

比較 HEC 的常開環路系統與本公現行常開環路系統之差別與優缺點如下：

- (1) 若採用如圖一 5 饋線連絡之常開環路，其饋線電纜利用率可達 80%，亦即正常時饋線之最高負載可達電纜額定電流之 80%，當任一供電

饋線故障時，即可由備用之饋線轉供復電。若採用本公司現行 2 饋線連絡之常開環路（或稱簡單型常開環路），正常時饋線之最高負載僅能達電纜額定電流之 50%，亦即饋線電纜之利用率為 50%，以供應 2400A 負載，且電纜額定電流 600A 而言，HEC 之常開環路需用 5 回路電纜，本公司之常開環路則需用 8 回路電纜，兩者成本有明顯之差異。

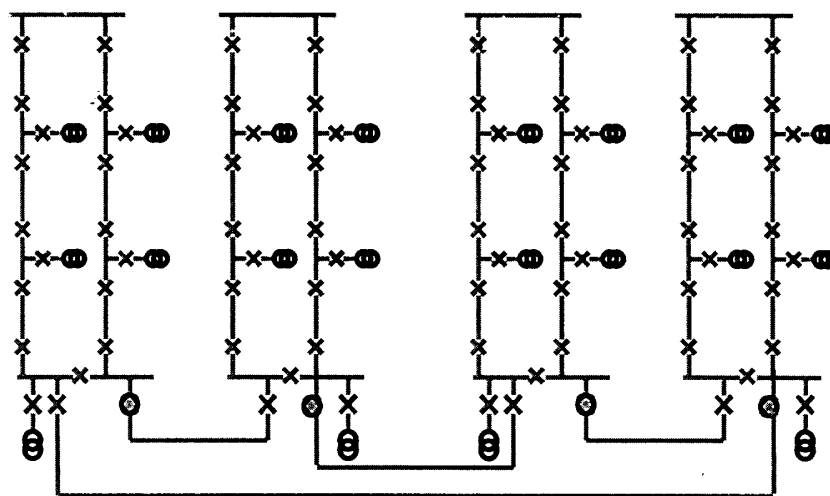
- (2) 若系統中任一饋線發生故障之機率為  $1/F$ ，則本公司現行之 2 饋線連絡常開環路發生二饋線同時故障而無法轉供之機率為  $1/F^2$ ，而採用 N 饋線連絡之常開環路發生二饋線同時故障無法轉供之機率為  $(N-1)/F^2$ ，即採用 N 饋線連絡之常開環路發生二饋線同時故障無法轉供之機率為本公司現行常開環路之  $(N-1)$  倍。
- (3) 綜合前述兩點，HEC 採用 2 至 5 饋線組成之常開環路可提高電纜之利用率，減少敷設之電纜回路數，但也提高發生二饋線同時故障無法轉供之機率，故其應用須由使用者視經濟效益、設備故障率、電纜負載率等因素審慎選擇適用之環路方式。

## 2. 22kV 常閉環路系統 (Closed Ring)

HEC 為配合香港政府「減少每用戶每年停電時間」之要求，近年已逐步以常閉環路系統（詳如圖二）取代原有之常開環路系統，其特點如下：

- (1) 為簡單型常閉環路 (Simple Closed Ring)，即由二饋線組成一環路。

- (2) 四常閉環路間另以電纜構成常開方式連絡，作為變電所主變壓器停止供電時之轉供電源。
- (3) 採用傳統電磁式副線電驛作為線路故障之保護。
- (4) 引至變壓器之斷路器附有過電流電驛作為變壓器之過電流保護。
- (5) 對開關匯流排故障無後衛保護。



圖二. 香港電燈公司的 22kV 常閉環路系統

### 3. 環路開關

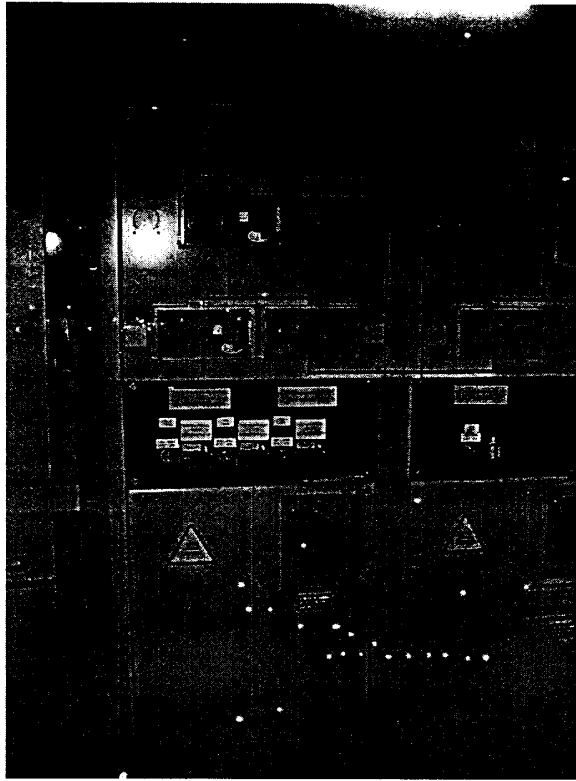
#### (1) 11kV 環路開關

HEC 自 1982 年起逐步將 11kV 配電線路使用之空氣絕緣環路開關更換為六氟化硫絕緣開關，目前線路上約有三分之二以上環路開關採用六氟化硫絕緣。此等開關（如圖三）主要規格如下：

- a. 開關由 2 回路 400A 負載啟斷開關及 1 回路 200A 真空斷路器

（Vacuum Interrupter）組成，其中負載啟斷開關回路係作為環路

電纜引出入用之線路開關，200A 斷路器回路則作為引接至配電變壓器用。



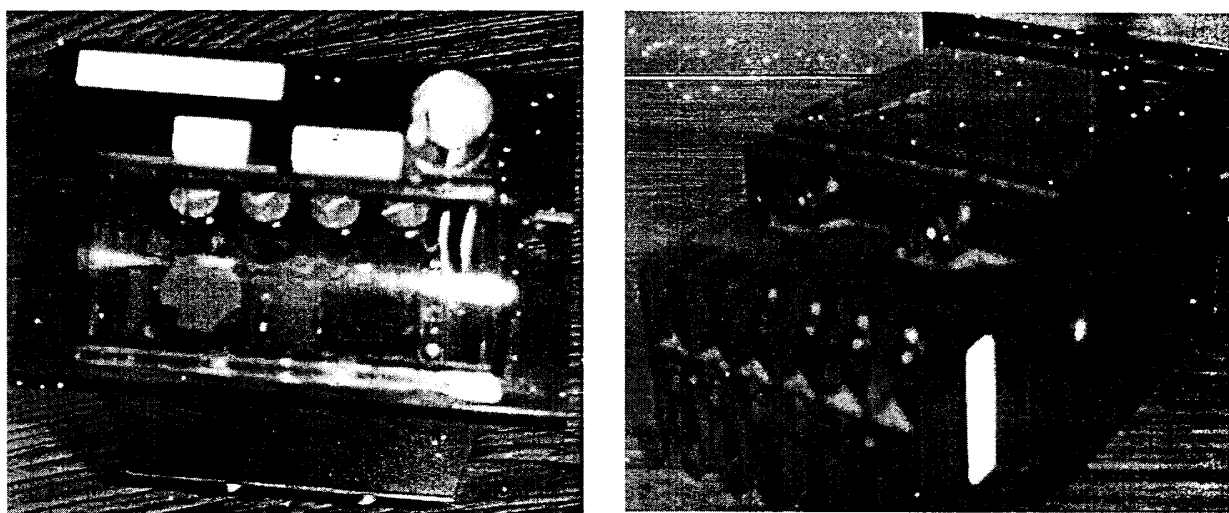
圖三. HEC 11kV 環路開關。

- b. 負載啟斷開關及斷路器均可承受 18kA，3-sec 之 fault-make。
- c. 開關之真空斷路器須搭配一過電流電驛作為配電變壓器之過電流保護用，真空斷路器另串接一組可負載投入之隔離開關。
- d. HEC 為配合變電所不同主變二次母線併聯供電（故障電流較大），開關之真空斷路器啟斷容量均為 25kA。
- e. 環路開關各回路均附有一具接地開關，作為開關電纜側之接地用。



f. 為配合饋線自動化，所有開關均可遙控操作，且開關各回路均裝有附乾接點之故障指示器（如圖四），用以判斷故障種類及故障區間，並經由 RTU 將故障訊息傳回控制中心；其判斷線路故障之設定值分別為：單相接地故障  $\geq 80A$  150ms

相間故障  $\geq 2500A$  150ms



圖三. HEC 環路開關用故障指示器

#### (2) 22kV 環路開關

HEC 之 22kV 環路開關為配合常閉環路使用，除額定電壓改為 22kV

外，與其 11kV 環路開關主要差別如下：

- a. 開關由 3 回路啟斷容量為 25kA 之斷路器組成。
- b. 開關可耐內部電弧故障 25kA 1sec。

#### 4. HEC 之配電饋線自動化

如前所述，HEC 之配電饋線自動化分為常開環路與常閉環路兩

種，且所有配電站之線路、開關及變壓器等均已納入其自動化之監視或控制範圍，項目包括開關之開閉即時狀態、線路電壓及負載狀態、變壓器負載及內部溫度等資訊。

對線路故障時之偵測、隔離與復電方面，在常開環路中係倚賴故障指示器偵測故障區間後，由控制中心調度人員遙控操作環路開關俾隔離事故區域及轉供復電，依照 HEC 之標準，其復電須在 5 分鐘內完成。至於在常閉環路中則係經由副線電驛偵測故障區間後，自動觸發相關斷路器使之跳脫並隔離事故區域，未故障線路之供電則不受影響。

### 三、韓國電力公司之地下配電系統及環路開關

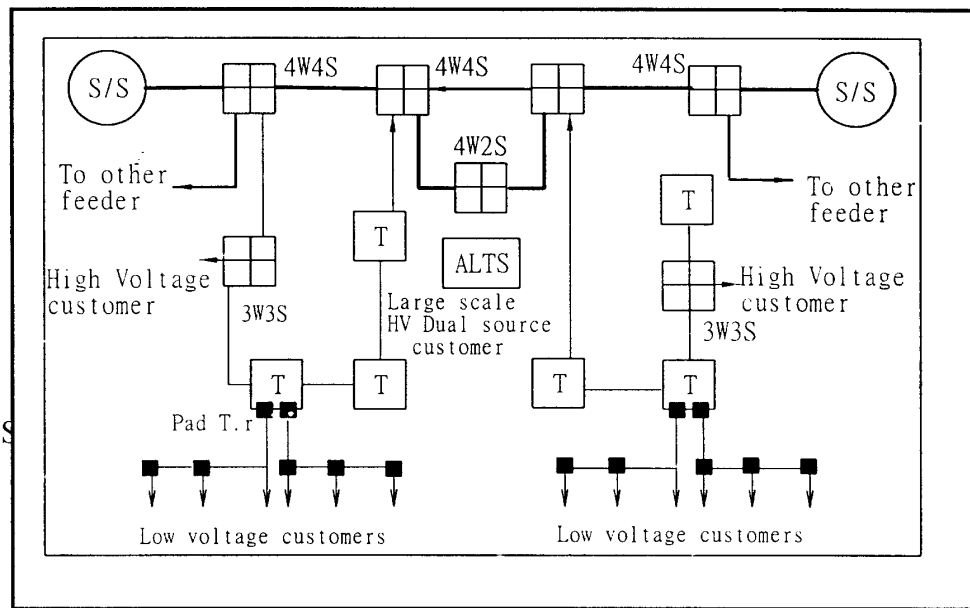
#### 1. 地下配電系統

韓國電力公司（以下簡稱 KEPCO）之地下配電系統目前除少數舊有 6.6kV 系統外，其餘均為 22.9kV 系統。其地下配電系統型態分為常開環路及雙電源系統（Dual-source system，即本公司之一次選擇型系統），一般之配電系統以常開環路為主，雙電源系統係利用自動負載切換開關（ALTS）在正常電源線路故障時將負載自動切換由備用電源供電，多使用在醫院、政府機關等重要用戶。

KEPCO 地下配電系統雖以常開環路為主，但配合所使用之環路開關型式，其架構大致分為下列幾種：

(1)採用四回路 LBS（4W4S）組成之環路開關，其地下配電系統架構大

致如圖四所示。此一架構中分歧環路均未裝設類似電力保險絲之過電流保護裝置，僅倚靠亭置式變壓器內部之保護熔絲（使用與本公司相同之限流熔絲串聯過載保護熔絲）作為變壓器過載及其內部與二次側故障時之過電流保護；除此之外，幹線與分歧線過電流，均須靠變電所之饋線斷路器及其過電流電驛保護。



圖四. KEPCO 之地下配電系統架構

(2)採用二回路 Fault Interrupter、二回路 LBS (4W2B2S) 組成之環路開關，此開關係 KEPCO 於 1998 年開發，其中 Fault Interrupter 之應用方式分為兩種，一種設置於分歧環路之起始點，作為分歧環路之過電流保護；另一種則作為主幹線之區分器 (Sectionalizer)，當下游線路故障時，此 Fault Interrupter 即自動啟斷，俾使上游線路正常供電；除了開關及保護方式不同外，本系統架構大致與圖四相

同。

## 2. KEPCO 之配電自動化

KEPCO 之配電自動化計畫始於 1990 年，1994 年初步設計完成並開始現場測試，隔年開始擴大採用可遙控操作之自動化開關，1997 年開始建立配電自動化系統。

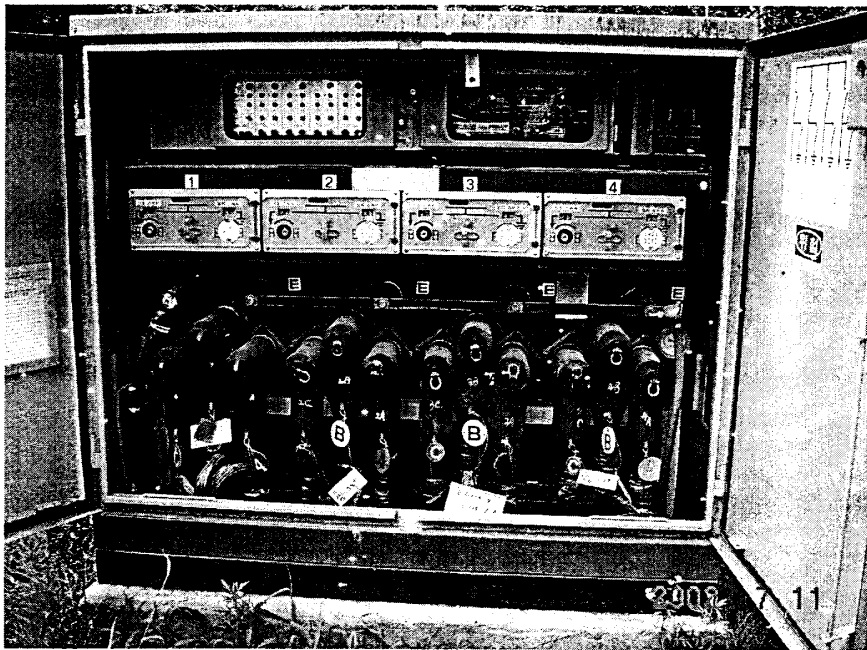
現階段 KEPCO 配電自動化系統功能僅包括自動化開關之遙控與監視、自動故障區段偵測（利用線路故障指示器達成）、電壓及電流等資料量測蒐集。對於故障區段之隔離與轉供復電等，則由調度人員遙控操作現場之開關來達成。

KEPCO 為使配電自動化系統功能更臻完整，正計劃開發自動隔離與轉供復電（類似本公司台中區處自動化系統之 FDIR 功能）之電腦程式及最佳化配電管理系統。

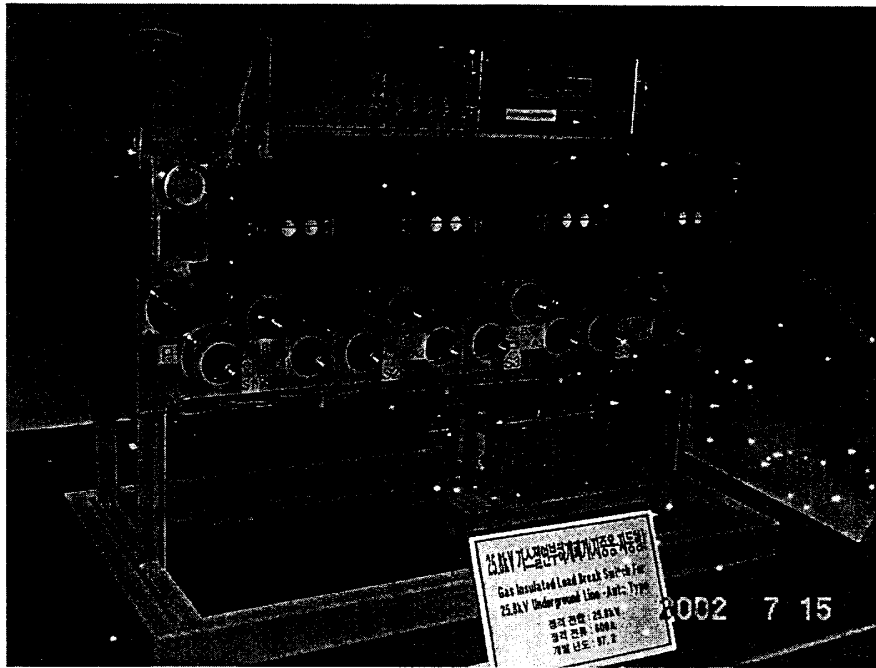
## 3. 環路開關

KEPCO 地下配電用環路開關依照前述系統需要分為 25.8kV 氣體負荷開關、25.8kV 氣體絕緣多路斷路器及 25.8kV 配電自動化用氣體負荷開關等幾種型式。此等開關之主要額定值及特性要求等與本公司目前使用之四路亭置式開關（手動操作）及地下自動線路開關等大致類似，均係依照 ANSI C37.72 及 IEC 60265 等規範訂定，其電氣特性要求亦大部分與本公司目前使用者相同，惟 KEPCO 環路開關在構造上仍有多項可供本公司參考學習之處，茲分述如下：

- (1)KEPCO 環路開關無論何種型式均為 KEPCO 與其國內開關製造廠共同開發，故各廠牌開關及其配件之尺寸、面板安排等，均極為相近，對於材料管理、現場裝置、維護點檢等之作業標準統一有極大之幫助。
- (2)KEPCO 配電饋線自動化用開關之電源設備、控制箱、FTU、接線端板、數據機等配件設備均設置於同一箱體內（如圖五），且不會因此而增加太多整體尺寸（KEPCO 環路開關手動型為 1600mm(W)× 800mm(D)× 1200mm(H)，自動型為 1600mm(W)× 800mm(D)× 1300mm(H)），亦不妨礙開關之操作、接線與觀瞻，極適合屋內外裝置。

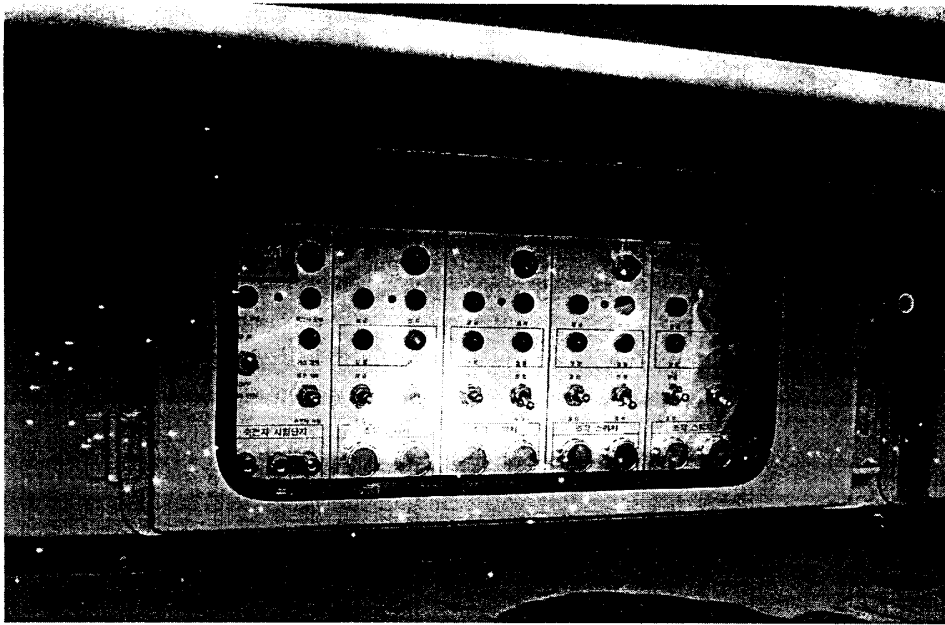


圖五. KEPCO 配電饋線自動化用開關

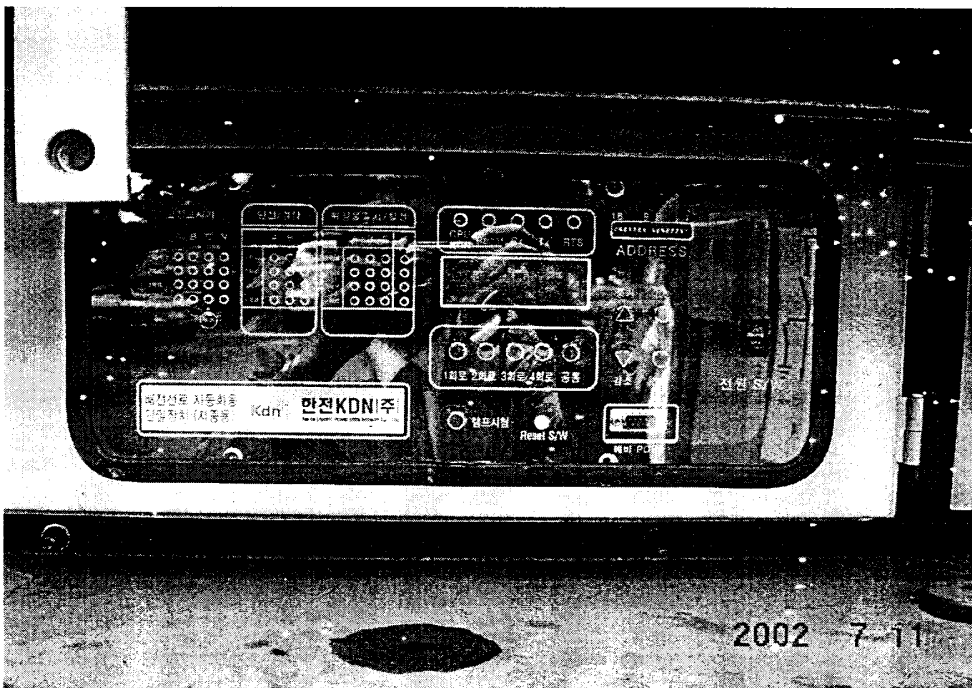


圖六. KEPCO 配電饋線自動化用開關

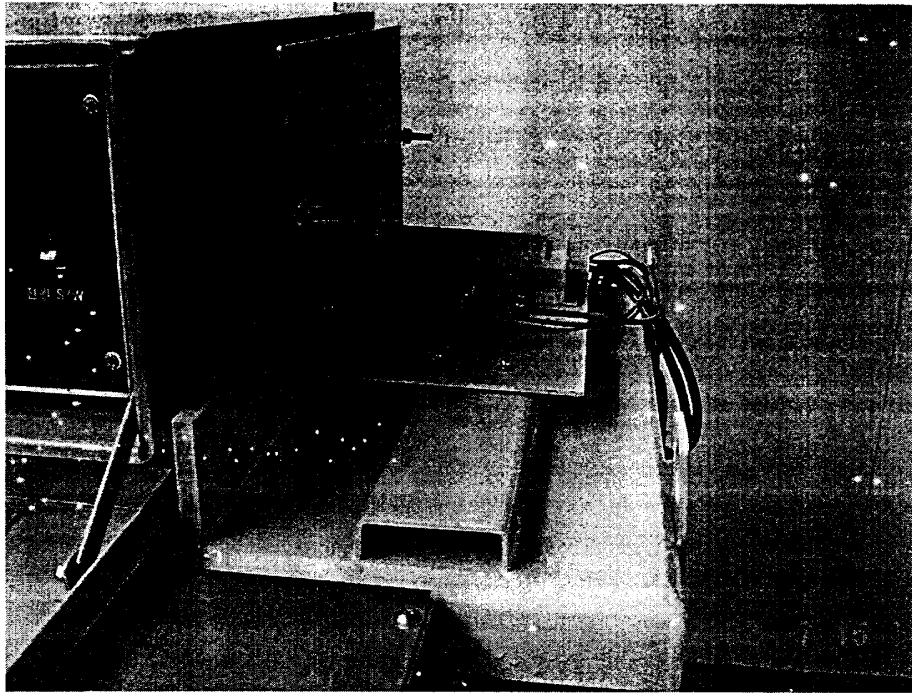
- (3)所有開關接點及高壓套管均採 600A 額定，方便依負載需要引接不同線徑之電纜。
- (4)每具開關均附有接地開關，可供工作停電後之接地，不需另購其他接地工具。
- (5)配電饋線自動化用開關之電源設備、控制箱、FTU、接線端板、數據機等配件設備均為統一化規格（如圖七開關控制箱、圖八開關 FTU 及圖九開關數據機），有利於自動化設備介面連接及未來之擴充。
- (6)KEPCO 之開關設備種類較少，且外形尺寸顏色甚為一致，對道路景觀之影響可減至最低。



圖七. KEPCO 自動化用開關之控制箱



圖八. KEPCO 自動化用開關之 FTU



圖九. KEPCO 自動化用開關之數據機

#### 肆、心得與建議

##### 一、配電系統型態方面

目前本公司地下配電系統係採簡單型常開環路，正常情況下其電纜利用率僅 50%，雖然發生二饋線同時故障無法轉供的機率較低，但以目前本公司部分變電所夏季尖載期間供電容量不足且饋線接近滿載之情況下，類似 HEC 以 2~5 饋線構成之常開環路應可供本公司參考引用。

##### 二、開關設備方面

1. 各電力公司在選用環路開關時大多依循 IEC 或 ANSI 規範訂定其額定值，故在特性需求上大致均相同，但配合部分配件之選用常可為使用



者帶來操作及維護之方便，例如：

- a. 接地開關：可供工作停電後之接地，不需使用其他接地工具。
- b. 開關操作計數器：用以計算開關操作次數，作為定期維護時檢修開關之參考，惟若開關配合自動化已裝有 FTU 等監視設備，則本配件可省略。

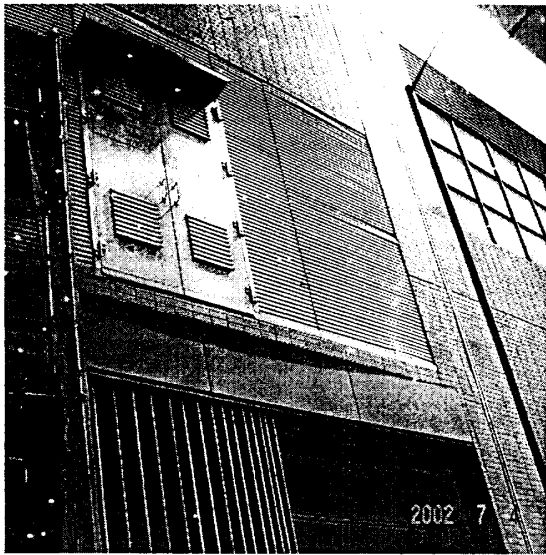
### 三、配電饋線自動化方面

1. 港、韓兩地電力公司推行配電饋線自動化時，其系統功能均係從較簡單之設備狀態監視、人員遙控操作以隔離故障區間與轉供復電等開始，再視系統運轉情形逐步擴充所需功能，此一方式可確保系統穩定運轉，並避免萬一新系統運轉不良時無法以其他系統替代運轉之缺點。
2. 參考 KEPCO 之作法，將配電饋線自動化用開關之電源設備、控制箱、FTU、接線端板、數據機等配件設備均設定統一化規格，俾方便未來配電饋線自動化設備及系統功能之擴充及維護。
3. 建議參考港、韓兩地電力公司作法，尋求本地廠商共開發配電饋線自動化相關設備，一方面可依本公司實際需求開發相關軟硬體設備，另一方面亦可使技術生根及方便未來之設備擴充升級。

### 四、其他

以往本公司配電場所多設置於建築物地下室或地面層，且多因搬運及維護困難而鮮少設置於建築物二樓以上，為考慮地下室淹水及地面層取得

困難情況，似可參考 HEC 之作法，將配電場所設置於面臨道路之建築物二樓（如圖十、十一），不僅解決淹水、搬運及維護困難等，對無法設置於地面層或地下室之用戶而言，可多一種選擇方式。



圖十.HEC 位於二樓之配電室外觀



圖十一.HEC 位於二樓之配電室

# OUTLINE OF DISTRIBUTION

2002. 7

DISTRIBUTION DEPARTMENT



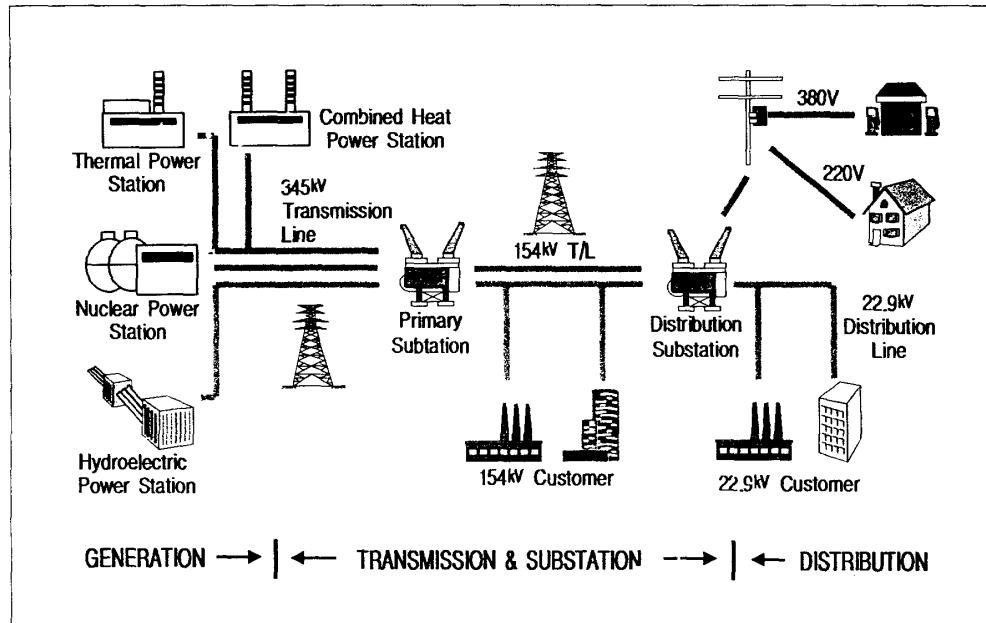
# CONTENTS

I. STATE OF DISTRIBUTION SYSTEM	1
II. STATISTICAL INFORMATION	4
III. POWER LOSS MANAGEMENT	6
IV. VOLTAGE UPGRADING	8
V. DISTRIBUTION AUTOMATION	11
VI. OUTAGE-FREE MAINTENANCE TECH	13
VII. UNDERGROUND SYSTEM	15
VIII. AERIAL BUNDLED CABLE SYSTEM	17
IX. INTERIOR WIRING SYSTEM	19

# I. STATE OF DISTRIBUTION SYSTEM

## ■ POWER SYSTEM CONFIGURATION

### ● POWER SUPPLY SYSTEM IN KOREA



### ● VOLTAGE CLASS

Transmission System	Distribution System	
	Primary	Secondary
(765kV), 345kV, 154kV, 66kV	22.9kV, (6.6kV)	380V, 220V

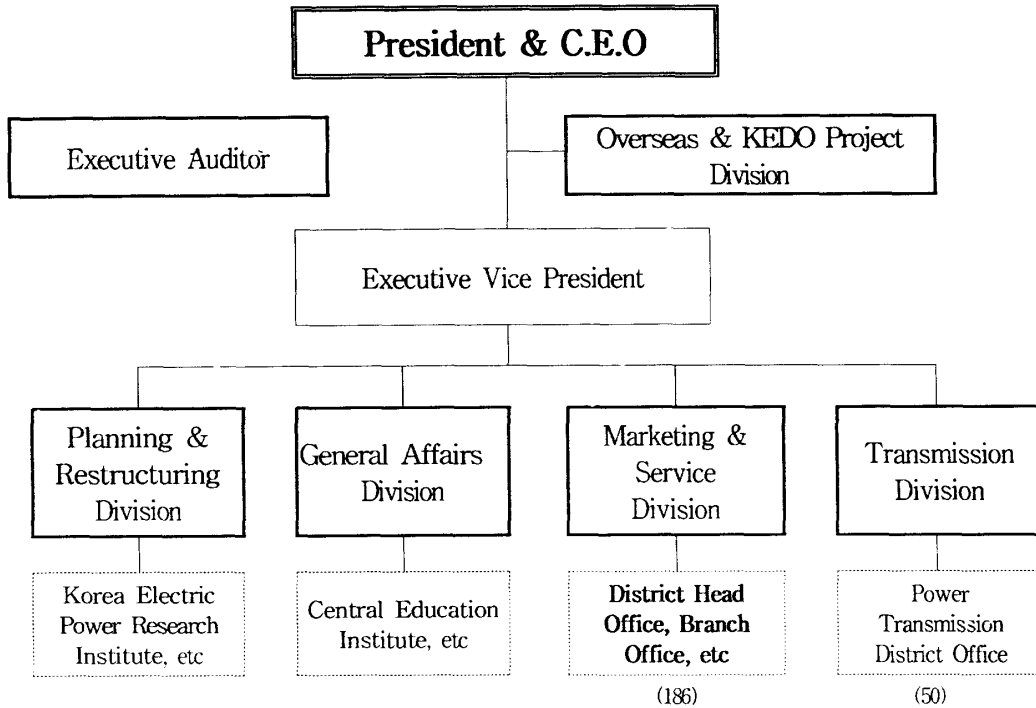
※ 765kV is planned to be operated from 2002

※ A few 6.6kV system is operated in Seoul and Cheju island

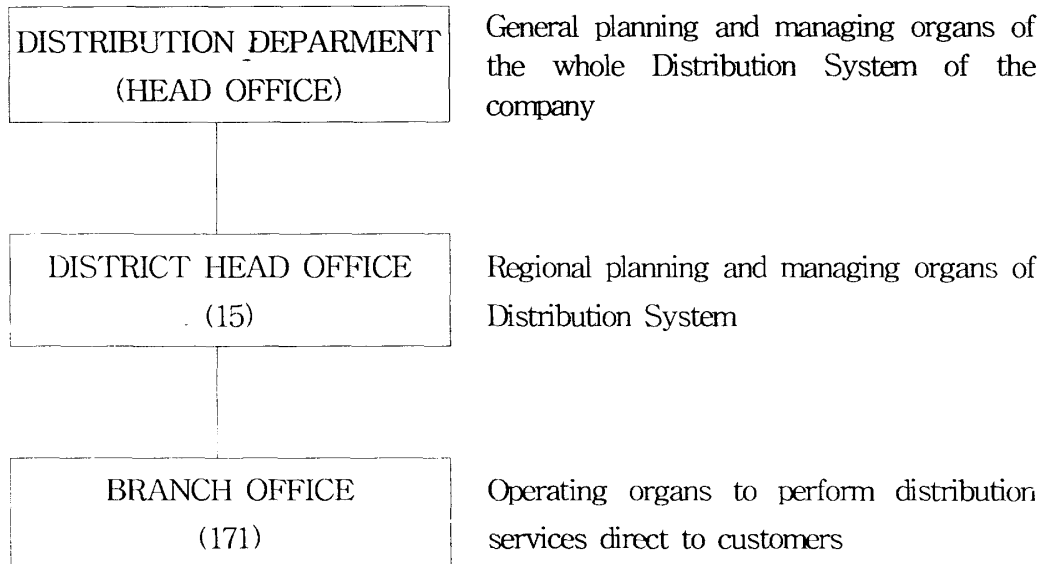
## ■ SCOPE OF DISTRIBUTION VOLTAGE VARIATION

Voltage		Variation Scope
Primary	13,200/22,900V	12,000 ~ 13,800/20,800 ~ 23,800V
	6600V	6,000 ~ 6,900V
Secondary	380V	342 ~ 418V (±10%)
	220V	207 ~ 233V (±6%)

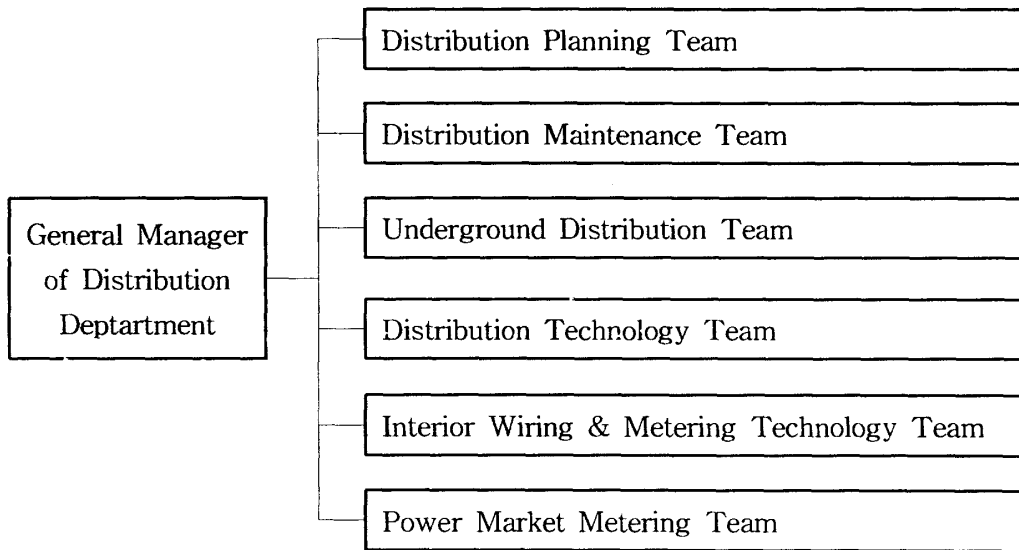
**■ KEPCO's ORGANIZATION**



**■ ORGANIZATION CHART OF DISTRIBUTION DEPARTMENT**



## ■ DISTRIBUTION DEPARTMENT(HEAD OFFICE)



## ■ DUTIES OF DISTRIBUTION DEPARTMENT

- A. Expansion, Operation and Maintenance of Overhead and Underground Distribution System
- B. Reduction of Distribution Losses
- C. Establishment of Overall Planning, Countermeasures and Implementation for Primary & Secondary Distribution Voltage Upgrading
- D. Management for Revenue Meter
- E. Reduction of Electric Service Interruption
- F. Maintenance of Service Voltage within Stipulated Ranges
- G. Management for Hot Line Work
- H. Enhancement of Distribution Equipment & Materials' Quality

## II. STATISTICAL INFORMATION

### ■ SUMMARY OF KEY STATISTICS

Item		Units	2000	2001
Installed Generating Capacity	Hydro	MW	3,149	3,876
	Thermal	MW	31,586	33,268
	Nuclear	MW	13,716	13,716
	Total	MW	48,451	50,859
Gross Generation	Hydro	GWh	5,610	4,151
	Thermal	GWh	151,826	168,940
	Nuclear	GWh	108,964	112,133
	Total	GWh	266,400	285,224
Power Sold		GWh	239,535	257,731
Peak Load		MW	41,007	43,125
Average Load		MW	30,328	32,560
Loss Rate		%	4.71	4.50
Thermal Efficiency		%	39.45	39.57
Number of Customers		Thousand	14,976	15,619
Revenue from Power Sales		bil. Won	17,882	19,861

### ■ DISTRIBUTION FACILITIES

Item		Units	2000	2001
Number of Dist. Feeder		EA	5,303	5,884
Circuit Length of Dist. Line	Overhead	C-km	333,044	338,406
	Underground	C-km	18,220	19,921
	Total	C-km	351,264	358,327
Number of Supporter		EA	6,439,229	6,694,899
Distribution Transformer	Number	EA	1,308,947	1,428,510
	Capacity	MVA	57,178	65,035
Number of Switches		EA	72,331	76,962



## ■ SERVICE RELIABILITY

### ● Duration of Outage(SAIDI)

(min/customer, year)

Cause of Outage		Year			
		1998	1999	2000	2001
Transmission System	System Fault	2	2	1	1
	Planned Outage	1	1	1	1
	Sub-Total	3	3	2	2
Distribution System	System Fault	10	8	8	8
	Planned Outage	9	13	12	10
	Sub-Total	19	22	20	18
Total	System Fault	12	10	9	9
	Planned Outage	10	14	13	11
	Sub-Total	22	24	22	20

※ SAIDI : System Average Interruption Duration Index

### ● Number of outage(SAIFI)

(times /customer, year)

Item	1998	1999	2000	2001
System Fault	0.39	0.47	0.48	0.40
Planned Outage	0.04	0.12	0.16	0.21
Total	0.43	0.59	0.64	0.61

※ SAIFI : System Average Interruption Frequency Index

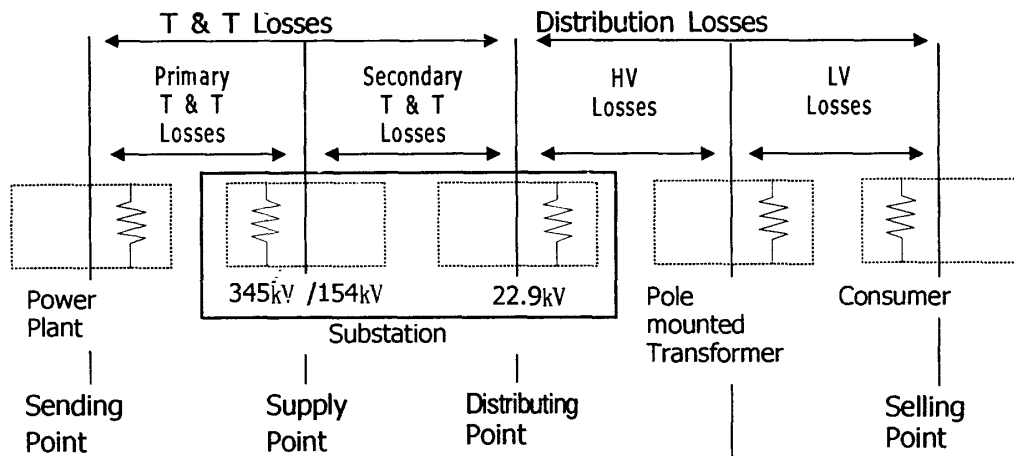
## ■ ENERGY LOSS RATE

(%)

Item	1998	1999	2000	2001
Transmission Loss	3.22	3.23	2.97	2.80
Distribution Loss	1.68	1.83	1.79	1.75
Total	4.91	5.00	4.71	4.50

### III. POWER LOSS MANAGEMENT

#### ■ THE DEFINITION OF T&D LOSS



● T&D Loss Rate = 
$$\frac{\text{Sending Wh} - \text{Sold Wh}}{\text{Sending Wh}}$$

#### ● Trend of T&D Loss in Korea

	'61	'71	'81	'91	2001
Transmission Loss	11.18	5.83	3.95	3.24	2.80
Distribution Loss	18.17	5.59	2.71	2.38	1.75
Total	29.35	11.42	6.66	5.62	4.50

#### ■ FACTORS OF T&D LOSS

Non-Technical Factors	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pilferage</li> <li>■ Fixed-rate customers</li> </ul>
+	
Technical Factors	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Low T&amp;D Voltage</li> <li>■ Inefficient Facility Performance</li> </ul>

## ■ KEPCO'S EXPERIENCE IN NON-TECHNICAL FACTORS

### ● Fighting against Pilferage

- Strict surveillance activities : Monitoring abnormal monthly usage amount
- Harsh Penalty : Chronic or grave pilferage accusable for theft

Penalty Amount	Penalizing Period
3~5 times of projected normal usage	6 months(unless confirmed actual period of pilferage)

### ● Fixed-rate Customers ⇨ Metering-based Service

- Fixed-rate customers(in 1961) : 389,400 (51% of total customers)
- Efforts : Normalization of contract power, Installation of Wh meters

#### ⇨ Initial Success in Non-Technical factors

	1961	1962	1970
Distribution Loss	18.2 %	12.4 %	5.0 %
Non-Tech. Loss	10.9 %	5.9 %	1.9 %

## ■ KEPCO'S EXPERIENCE IN TECHNICAL FACTORS

### ● Voltage Upgrade

Transmission		66kV, 154kV → 154kV, 345kV, 765kV	
Distribution	Primary Volt.	6.6 kV → 22.9 kV,	99.6% complete
	Secondary Volt.	110 V → 220 V	completed

### ● Facility Improvement

- Improvement of Pole-mounted transformers
  - Low loss type and amorphous core type transformers
  - 15% loss reduction than previous type
- Development of low-loss conductors : ACSR → ACSR/AW-OC
  - 2~5% loss reduction and longer life with similar cost than ACSR

## IV. VOLTAGE UPGRADING

### ■ HIGH VOLTAGE

#### ● History

- KEPCO has been faced with the problem of the rapidly increasing demand since 1960's
- As an economical solution, the upgrading of primary distribution voltage was studied
- In 1963, EBASCO recommended the adoption of 22.9kV-y system
- In 1965, the test project of 22.9kV-y upgrading was initiated at Yak-mok, Kyung-buk province
- Since 1966, upgrading project of distribution system has been proceeded continuously. And now we have only a few 6.6kV system in Seoul and Cheju island.

#### ● Effect of voltage upgrading

- Reduction of electrical loss in distribution system
- Increase of supply capacity per feeder
- Saving of construction cost in distribution system
- Simplification of distribution voltage

#### ● Present condition

Upgrading Voltage	Upgrading	Not Upgrading	Upgrading In 2002	Finishing Schedule
6.6kV→22.9kV	5,742 D/L	24 D/L	16 D/L	2003

※ Total upgrading rate of primary dist. voltage is 99.6% in KEPCO

## ■ LOW VOLTAGE

### ● History

- 1967. 3 : Organized 「Distribution System Improvement Committee」  
in the government
- 1968. 3 : Chosen 3 phase 4 wire 220/380V voltage upgrading source
- 1971. 5 : Supplied 220V source to new customer
- 1973. 10 : Initiated upgrading project to existing 110V customer
- 1978. 9 : Noticed 110V only home appliances production prohibition  
by the Industrial department of government
- 1992. 9 : Noticed 110/220V dual home appliances production prohibition
- 1999. 12 : Completed 220V voltage upgrading for lighting customer
- 1996. 5 : Started 220/380V voltage upgrading for power customer

### ● Method of voltage upgrading

- Replacement of WHM and earth leakage breaker, switches
- Replacement of ballaster for fluorescent lamp, bulb, wiring device
- Providing small step-down transformer for customer who have  
lots of 110V home appliances
- Compensation of 110V home appliances by exchanging new one

### ● Result of 220V upgrading

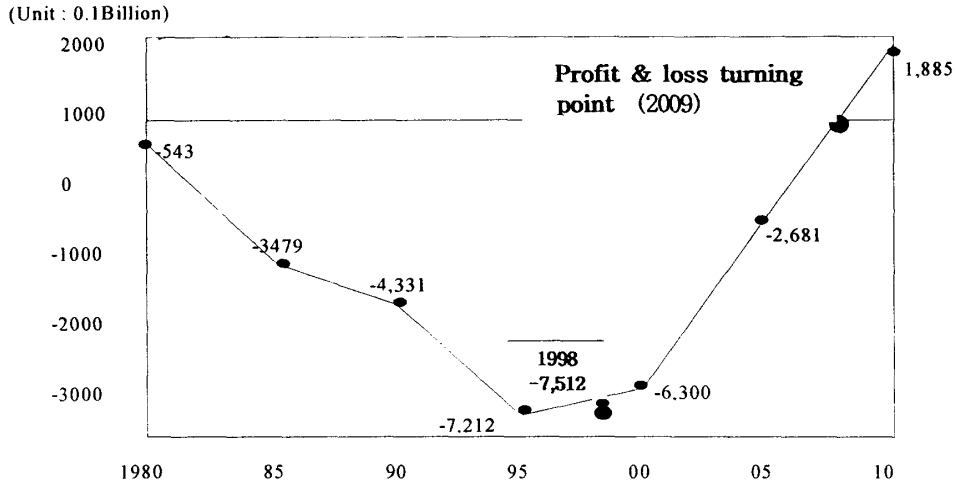
Duration	Number of completed customer	Upgrading ratio (%)
1973~1999	12,267,165	100

### ● Present Condition of 220/380V upgrading

Total number of power customer	Number of completed customer	Upgrading rate (%)
1,131,852	1,116,791	98.7

## ■ ECONOMIC SAVING OF 220V UPGRADING

### ● Analysis Result



### ● Loss & Benefit transition by the year

(unit : 0.1 billion won)

Periods	'73~'80	'81~'90	'91~'00	'01~'10	SUM	2009
Total Expense(A)	1,983	6,989	10,789	-	19,761	19,761
Total Income(B)	1,440	3,201	8,820	8,185	21,646	20,659
Profit (B-A)	-543	-3,787	-1,969	8,185	1,885	898
Accumulated	-543	-4,331	-6,300	1,885	-	-

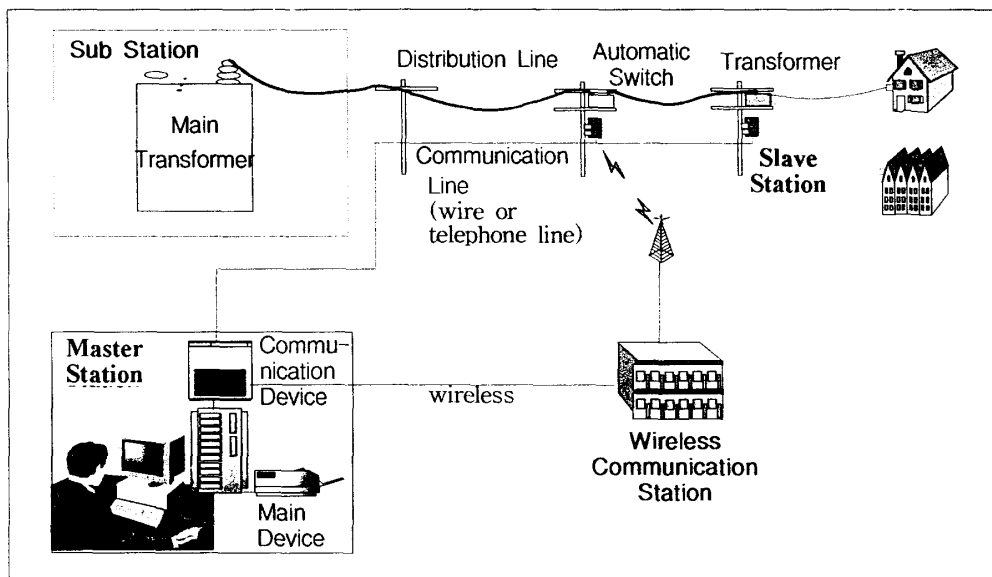
- Calculate Investment Cost (A) : converse investment cost from 1973 to 1999 into current value as of 1998 considering discount rate 9%
- Benefit Effect (B) : presume that one of low-voltage lines is for 110V, the other is for 220v and then calculate each construction cost and loss.
  - construction cost reduction : average customers per transformer, line length
  - loss reduction : voltage upgrade customers, max current, load factor

## V. DISTRIBUTION AUTOMATION SYSTEM

### ■ OUTLINE

#### ● Concept

DAS is the centralized real-time remote monitoring and control of facilities on the distribution lines, and with that means, to modernize the distribution network operation



#### ● System architecture

- Master station : Pentium IV PC with windows NT(2000)
- Slave station : overhead, underground
- Communication media : telephone line, wireless, fiber optic cable, TRS
- Automated switches

#### ● System Function

- Remote control and monitoring of automated switches
- Automatic fault detection, isolation and service restoration
- Data acquisition : current, voltage

● **Operating procedure(In case of fault occurrence)**

- Detecting fault current with the indicator in the switch
- Sending event signals to master station by exceptional report
- Display fault spot on skeleton diagram
- Showing audible/visible alarm/event message to operator
- Operating of switches for fault isolation and service restoration

■ **HISTORY**

- 1990. 12 : Beginning of KODAS project
- 1994. 4 : Field test of KODAS prototype
- 1995. 12 : Expansion of remote control to underground switches
- 1997. 9 : Initiation of small-scale DAS
- 2001. 12 : The implementation of small-scale DAS was completed

■ **PRESENT CONDITION**

172 small-scale and 3 Total DAS have been operated (2001.12)

- Small-scale : 2,180 D/L, 11,648 switches
- Total DAS : 248 D/L, 1,108 switches

9 total DAS will be constructed at 9 branch offices in Seoul this year

☞ The DAS resulted in faster isolation of fault and automatic restoration of service through prompt detection of fault as follows.

<i>Average Switch operating time (min./case)</i>		<i>reduced time (min./case)</i>
<i>Manual operation</i>	<i>Automatic operation</i>	
73	6	67

■ **FUTURE PLAN**

Last year, small-scale DAS was completed in the whole country

From 2002, total DAS will be expanded to big cities and then KEPCO will upgrade the pre-installed small-scale DAS

Now we are developing the auto-restoration program and the function for optimization of the distribution system management.



## VI. OUTAGE-FREE MAINTENANCE TECH

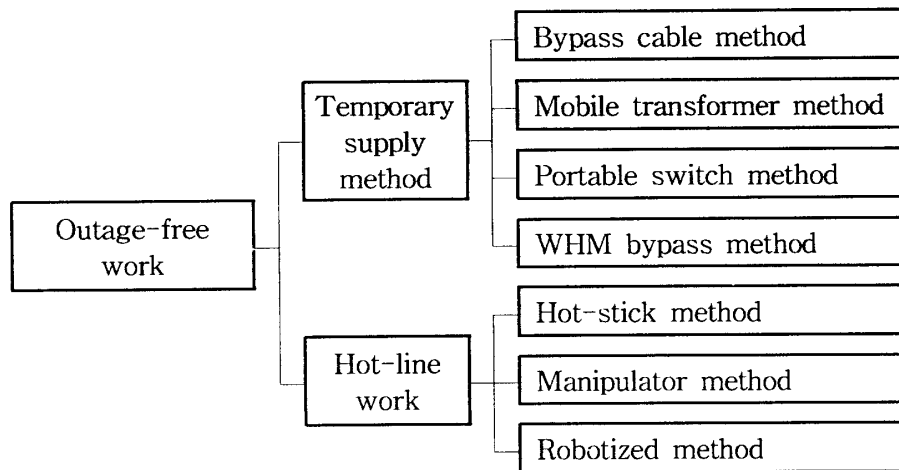
### ■ OUTLINE OF OUTAGE-FREE WORK

#### ● Concept

Outage-free maintenance is a technique to minimize the outage due to maintenance work on high voltage distribution line.

In outage-free maintenance work, we make appropriate combined use of mobile transformer, portable switch and bypass cable according to the specific work site and work contents.

#### ● Outage-free Work methods



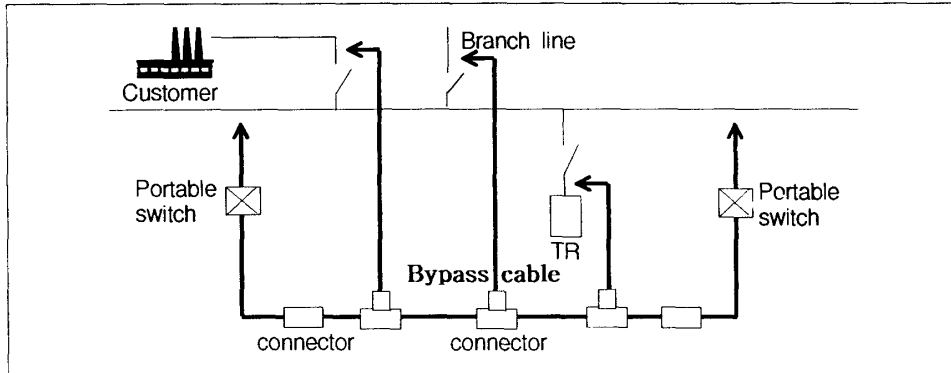
#### ● History and schedule

Year	1981	1987	1991	1995	2004
Work methods	DEAD LINE WORK				
	HOT-STICK				
	DIRECT HOT LINE				
			TEMP. SUPPLY		
					ROBOT
Outage duration (min/customer)	891	390	268	39	9

## ■ CONFIGURATION OF TEMPORARY SUPPLY METHOD

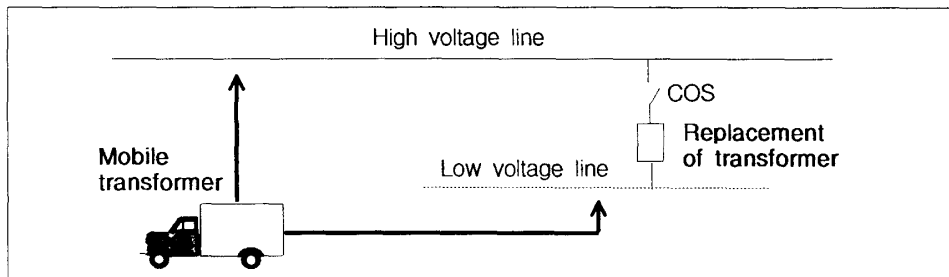
### ● Bypass cable method

Temporary bypass lines are used so as to retain service while allowing the work section to be isolated for safety during work



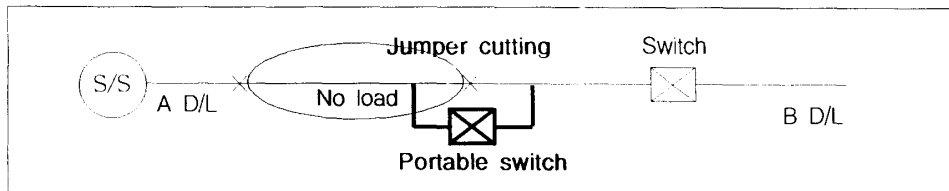
### ● Mobile transformer method

While replacing transformer, we can supply electricity to low voltage customer with mobile transformer



### ● Portable switch method

In case of no load in the working section, to cut the jumper, supplying power to the other section with connected another feeder



## VII. UNDERGROUND DISTRIBUTION SYSTEM

### ■ HISTORY

From 1960's, by the result of high economic growth and downtown redevelopment, the load density of metropolitan areas increased rapidly and stimulated constructing underground distribution lines.

- 1975. 9 : Replaced overhead line with underground line which installed along the main streets in SEOUL under the president decree
- 1982. 1 : Designed 「Underground Dist. Plan for '88 Olympic games & '86 Asian games」
- 1985. 4 : Reported 「Middle & Long-term Underground Dist. Plan」 to the industrial department of government
- 1997.11 : Permission of 10 years underground plan by KEPCO

### ■ PRESENT CONDITION

#### ● Rate of underground distribution lines

Item	Length of H.V distribution line			Rate of U.D line
	Overhead	Underground	Total	
Circuit length <sup>r</sup> (C-km)	157,714	16,301	174,015	9.4

#### ● Rate of U.D lines in 6 major cities

Seoul	Busan	Daegu	Inchon	Daejon	Gwangju
47.7	20.2	14.0	26.4	28.3	12.9

#### ● Facilities of U.D system

Transformers	Switches	Manholes	Handholes	Ducts (km)
21,411	21,243	18,223	14,693	6,406

## ■ U.D SYSTEM CONFIGURATION

There are two typical circuit configurations used in the primary lines of underground power distribution system: Open-loop system and dual source system.

### ● Open-loop configuration

- The open-loop provides facilities to isolate any faulted components, without affecting services to the unfailed section of the system
- The looped-branch circuits provide for service restoration following a branch cable fault or fault in a switch, transformer and customer

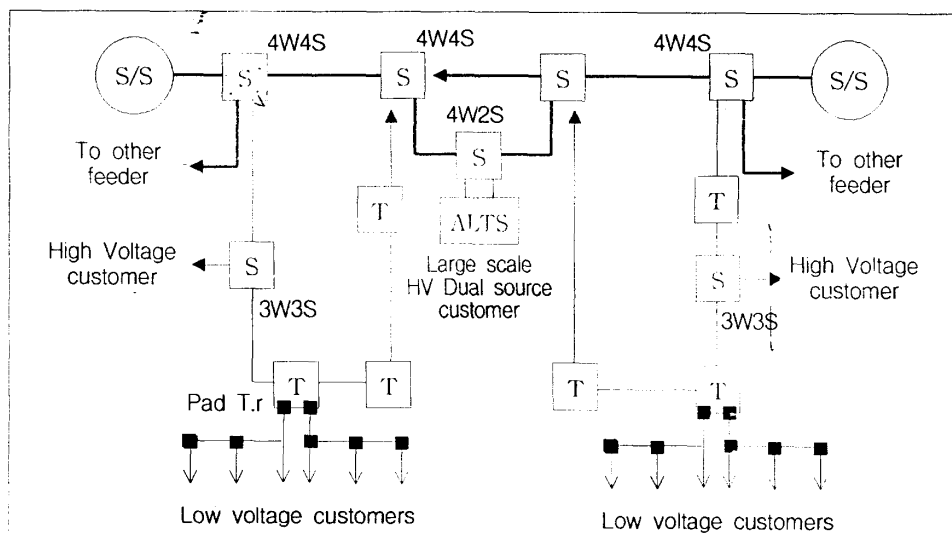
### ● Dual-source configuration

- This system employ two feeders, normal and emergency feeder, at each transformer or substation
- When service interruption occurs on the normal feeder by fault, ALTS transfers loads automatically to emergency feeder

### ● Low voltage system configuration

- Low voltage system is configured as simple radial system.

### ● Diagram of underground system



## VIII. AERIAL BUNDLED CABLE SYSTEM

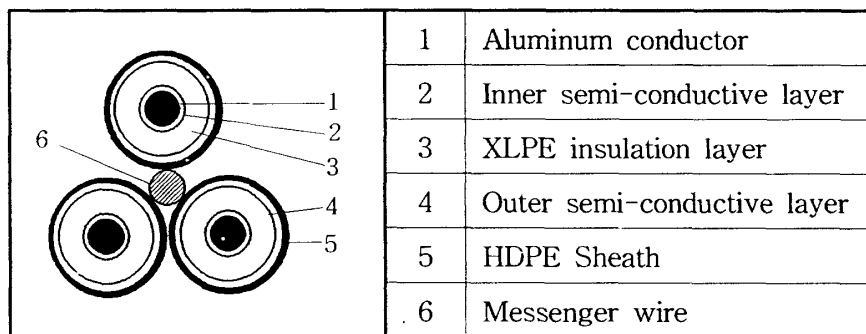
### ■ OUTLINE

#### ● Concept

ABC system is cost effective system which can be used in the route through trees. The cable has highly insulated coat and tensed with messenger wire so that there are no exposed charged parts

#### ● System components

- Cable : Consists of three individual phase cables, each comprising a stranded, compacted aluminum conductor, semi-conductive screen, cross-linked polyethylene insulation layer



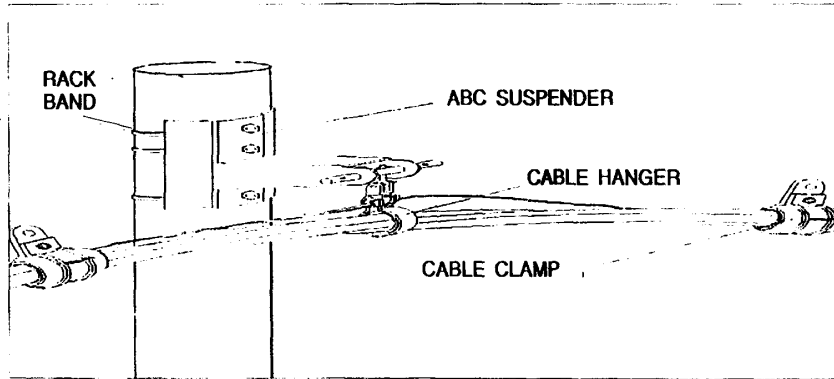
- Combination : The phase cables are twisted around a bare compacted aluminium alloy support conductor to form a bundle
- Transformer : Completely Self-Protective Transformer in which primary breaker, current limit fuse and lightning arrester are equipped
- Materials : Cable suspender, Joint box, Elbow connectors, Sleeves etc.

### ■ HISTORY & PRESENT CONDITION

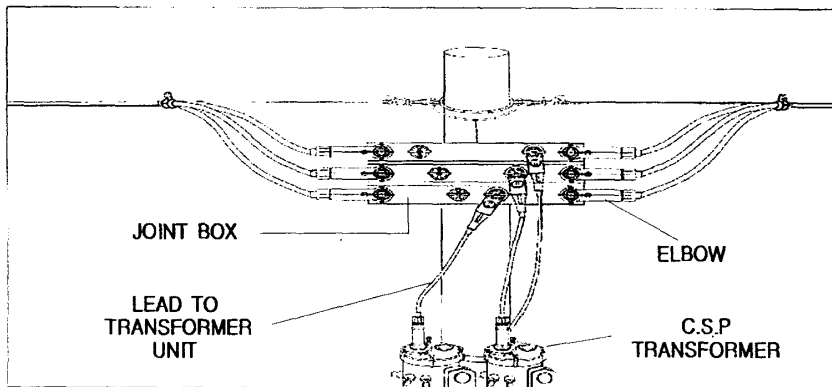
- 1997. 12 ~ 1998. 7 : Development of materials for ABC system
- 1998. 9 ~ 1999. 8 : Construction of test line in national parks
- 1999. 10 : Expansion of joint box type ABC system
- 2001. 10 : Expansion of vertical type ABC system

## ■ ABC FITTINGS

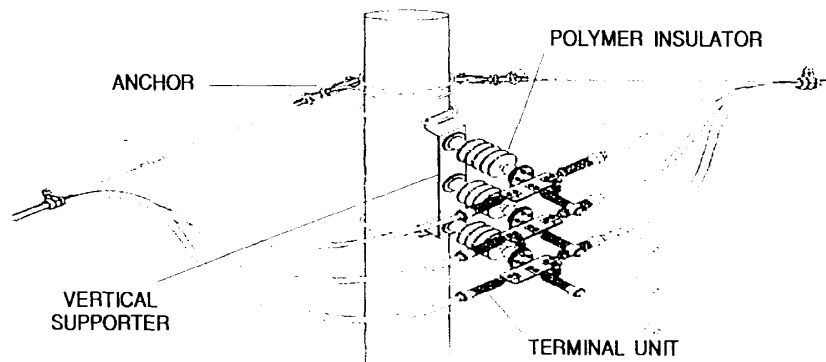
### ● General fitting



### ● Joint box fitting



### ● Vertical fitting



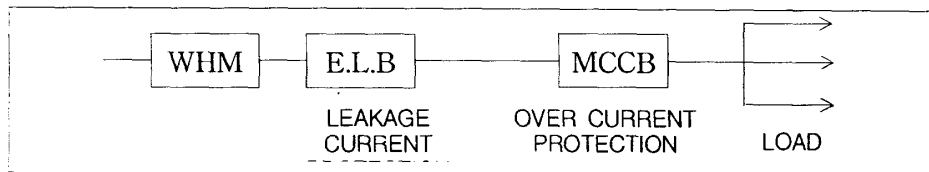
## IX. INTERIOR WIRING SYSTEM

### ■ SAFETY AND MAINTENANCE

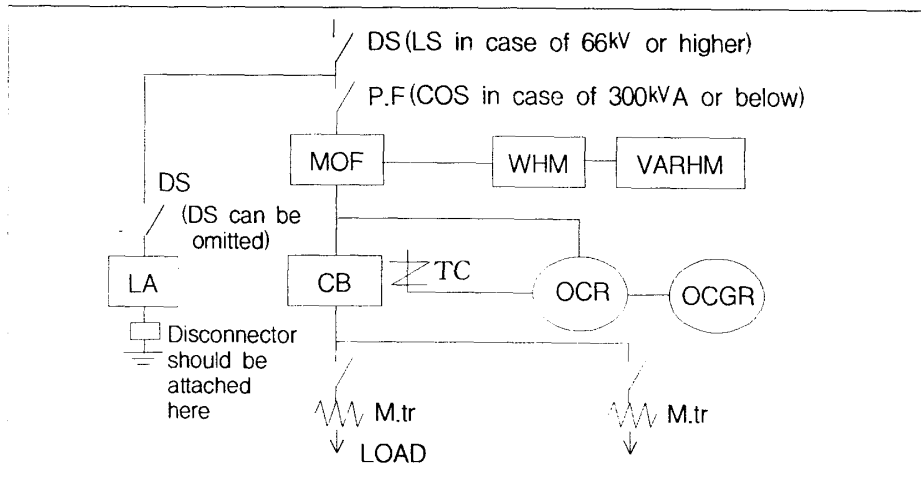
- According to the government law, customers are responsible for safety and maintenance of their own facilities
- But for the facilities having less than 75kW or below 600V, specified as General Electric Facilities, KEPCO is responsible for testing of them
- After newly power supply, KEPCO surveys them every two years and informs the results of tests including their necessary actions
- But KEPCO entrusted the test affairs and the other relevant works to KESCO(Korea Safety Corp) by government's permission

### ■ STANDARD CONNECTION DIAGRAM

#### ● Low voltage customer



#### ● High voltage customer



## (一) 簡述

港燈主要供電給香港島及南丫島。在南丫島發電廠生產的電力，以 275kV 超高壓電纜輸送至香港島。此電壓在大多數情況下會降壓成 132kV，然後輸送給大部份分區電力站。而在 132kV 網絡已經飽和的地區，就設有 275kV 直接降壓成 11kV 的分區電力站。現時港島南區的輸電網絡中，有小部份所用的電壓仍是 66kV，供電予兩所小型分區電力站。在分區電力站中，電壓再降為 11kV，作配電之用。

以容量及開關屏的結構組合來說，現有的分區電力站主要可分為 4 x 40MVA 和 4 x 60MVA 兩大類。前者是那些在 70 年代初期至 80 年代後期建設的分區電力站。近年興建的分區電力站是 4 x 60MVA 的設計。

從分區電力站伸延出來的 11kV 電纜饋線，經由若干用戶配電站以環形方式連接到另一分區電力站的 11kV 饋線上，其間設有一常開點構成 11kV 常開環路系統。用戶配電站內設有 11kV/380V 變壓器，將電壓降至 380V 供電給用戶。港燈也為某些大用戶安排直接由 11kV 供電。

## (二) 4 x 40MVA 分區電力站

這類分區電力站設有四組 11kV 母線，兩組是長母線，兩組是短母線，經由母線分段開關和站內連接電纜，連接成環狀。每組母線與一台分區變壓器連接一起。圖一表示詳細的母線排列和變壓器的連接。分區電力站裝有 11kV 電容器，用以修正功率因數和改善母線電壓控制。

在正常運作中，兩台變壓器是並聯連接一起。若其中一台變壓器發生故障而停機，11kV 母線的電力供應仍可由餘下的一台變壓器提供，令電力供應不受影響。當其中一台變壓器停機後，中央電腦會自動將母線重新構合，從而降低母線和母線分段開關的負荷，並且將所有負荷分配給餘下三台變壓器。

在重新構合母線時，用戶供電不會間斷。在重新構合完成後，其中一台變壓器會獨立運作，供電給一組長母線。餘下兩台變壓器會並聯運作，供電給一組長母線和兩組短母線。

根據圖一，假設當一號變壓器停機，B2 會打開而 I1 會合閘。2 號和 4 號變壓器會以並聯運作供電給 1、2 和 4 號母線。3 號變壓器則供電予 3 號母線。



## 穩固容量及設備額定值

分區變壓器的標稱連續功率是 40MVA，八小時周期性功率是 45MVA（比標稱功率高出 12.5%）。定期負載升溫測試可檢定變壓器額定容量。分區電力站的穩固容量是 135MVA（即 3 x 45MVA）。長母線和短母線的規劃負荷分別是 45MVA 和 22.5MVA，從而達到最佳的負荷分配。

圖一列出了 11kV 母線，母線分段開關和母線內部連接器開關的額定值。從各類裝置的設計額定值來看，在滿負載情況下，4 x 40MVA 分區電力站的允許負載偏差是很有限的。

## 外送電纜饋線排列

大部份的 4 x 40MVA 分區電力站是設有 38 條外送電纜饋線，另外有小數分區電力站則設有 40 條外送電纜饋線。外送饋線線路斷路器的額定電流為 400A。

爲了應付變壓器停機情況，分區電力站內長／短母線的負荷分配應該是 2:1，即是長母線爲 45MVA，短母線爲 22.5MVA。外送電纜線路需相應地負載以達致這個比例。長母線比短母線設有較多的 11kV 外送電纜。在典型的 4 x 40MVA 分區電力站，此負荷比例爲 12:7。在 40 條外送電纜的分區電力站的比例則爲 12:8。

雖然外送電纜數目的真正比例並非是 2:1，但若適當地調配母線上的無負荷及負荷饋線數目，目標負載比例 2:1 就可大致達到。舉例說，一所設有長／短母線各 12 及 7 條外送電纜的分區電力站中，通常每一條長／短母線上會分配 2 組「無負荷」饋線，而餘下外送電纜是通常以 10:5 或 2:1 的比例來負載（有關「無負荷」饋線的詳情見（四）饋線組設計）。藉着這設計，當分區電力站滿載時，可限制母線負載不均情況。亦可經轉移饋線組的常開點，作出負荷微調。

### (三) 4 x 60MVA 分區電力站

4 x 60MVA 分區電力站實際上是由兩個 4 x 30MVA 母線環(“A”環和“B”環)組成。每台 60MVA 變壓器是由 2 組 30MVA 變壓器(一箱二鐵芯)在初級側共同連接而組成。其中一組 30MVA 變壓器的次級側是接到“A”環，餘下一組 30MVA 變壓器的次級側是接到“B”環。兩組 11kV 環形母線是由 8 段母線組成。圖二顯示了 4 x 60MVA 分區電力站的詳細布置。

若初級側斷電，兩組 30MVA 變壓器將停機。除此情況外，每個環可以單獨運作。運作情況和先前提及的 4 x 40MVA 分區電力站一樣。

#### 穩固容量及裝置

計算 4 x 60MVA 分區電力站穩固容量的方法跟 4 x 40MVA 站相似。即是 3 x 60 x 1.25 等如 202.5MVA，比 4 x 40MVA 站容量高出了 50%。在一台變壓器斷電時，長母線和短母線的目標負荷分別是 33.75MVA 和 16.875MVA，用以達到最佳電力分配。

雖然分區電力站的容量增加了，但由於兩組 30MVA 變壓器是在初級側共同連接，故所需電源和初級裝置是與 4 x 40MVA 分區電力站一樣。

4 x 60MVA 站內裝置的額定值在圖二中表示。由於大部分裝置的額定值與 4 x 40MVA 站相同，所以在運行 4 x 60MVA 站時，可以有較大的寬裕度。

#### 外送電纜饋線排列

4 x 60MVA 分區電力站共有 60 條 11kV 外送電纜饋線，“A”和“B”環各有 30 條外送電纜饋線，在長／短母線的輸出饋線負荷比例大概編成 2:1。在長／短母線上的外送電纜饋線數目比例為 9:6。在 4 x 60MVA 分區電力站，每組長／短母線上通常設有兩條「無負荷」饋線，而餘下在長／短母線上的負荷饋線比例為 7:4，和所需的 2:1 比例很接近。

## (四) 饋線組設計

### 應付單一故障設計

11kV 配電系統為一電纜饋線系統以常開環路構成。大部份配電站以兩條或以上 11kV 電纜連接電網。而 11kV 電網設計可於 11kV 電纜或母線發生單一故障情況下，仍然維持供電。港燈現有 11kV 電纜大部份為 300sq. mm 3 芯鋁電纜。近年則採用 240sq. mm 3 芯銅電纜，而 300sq. mm 3 芯銅電纜則用於第一分段，連接分區電力站，以補償因電纜過擠而減低的額定負載功能。

配電站母線發生故障時，需要時間維修以便完全恢復供電。同樣於變壓器發生故障時，亦需時間維修，以恢復供電。

若只有單一電纜饋線故障，電源可在短時間內（平均數分鐘）完全恢復。如在同一饋線組內同時發生多過一個故障，將會導致數所配電站斷電。

11kV 網絡是以常開式環路為主，利用常開點與其他饋線連接。此開關的功能是可以承受故障合閘操作，利用此開關隔離電纜故障段，從而迅速恢復供電。

### 饋線組及開關中心

11kV 線路有不同的排列方式。包括簡單的開放排列及多重饋線組排列。圖三是典型 11kV 饋線組。

在同一饋線組內的常開點一般設置於一所或以上開關中心。而饋線組內各饋線也須連接不同分區電力站的母線電源。而每組饋線有一回路作為「無負荷」饋線。在計劃或緊急斷電發生時，此「無負荷」饋線將反饋在同組的其他饋線。

### 遙距開關

大部份恢復電源操作及計劃斷電開關，是由系統控制中心透過遠動終端機控制常開點進行。（為辨認故障位置，空氣絕緣環迴開關組合之線路掣內裝有接地故障指示器；至於六氟化硫絕緣環迴開關組合，相位及接地故障指示器會同時安裝於線路掣內。）時至今日，百分之百的永久配電站均可遙控操作。

## 饋線電源

如上文提及，同一饋線組內不同的饋線須要連接到不同分區電力站的母線，以應付斷電情況。為求達到更完備的可靠水平及分區電力站間更高負載轉供能力，同組饋線需要分別接連到不同的分區電力站。此舉需要進行大量電纜工程，因此超過 2 條饋線來自同一分區電力站的饋線組非常普遍。

2 條同組饋線連接到相鄰的分區電力站母線（通過母線分段開關）的情況，應該儘量避免，以應付因母線分段開關故障而同時影響兩段相鄰的母線。

## 饋線組大小及饋線使用率

雖然現時並沒有公認最優化的饋線組線路數目，但明顯地，雙重故障發生的機會隨着電纜長度及在饋線組內配電站之數目增多而加大。港燈會因應財政限制及當時分區電力站的數目，將饋線組內的線路數目減至最低。在進行規劃時，在同一饋線組內的饋線數目最多是 5。

饋線使用率與饋線組內線路數目互相關連。由於每一饋線組有一條「無負荷」饋線，故由 2 條，3 條，4 條或 5 條饋線組成的饋線組，饋線使用率分別為 50%，66.7%，75%及 80%。由此可見，當饋線數目由 2 條增加為 5 條時，饋線使用率相應由 50%升至 80%。

為着增加饋線使用率而把饋線數目增至超過 5 條的做法是不可取的。其主要原因如下：

- 會增加雙重故障發生機會。
- 饋線使用率在過多饋線時將產生飽和。（5 條饋線時，饋線使用率為 80%；而 10 條饋線時，比率也只是 90%，只上升 10%。）
- 把不同分區電力站母線接到同一組的所有饋線，存在實際困難。
- 會減低分區電力站的負載轉供能力。

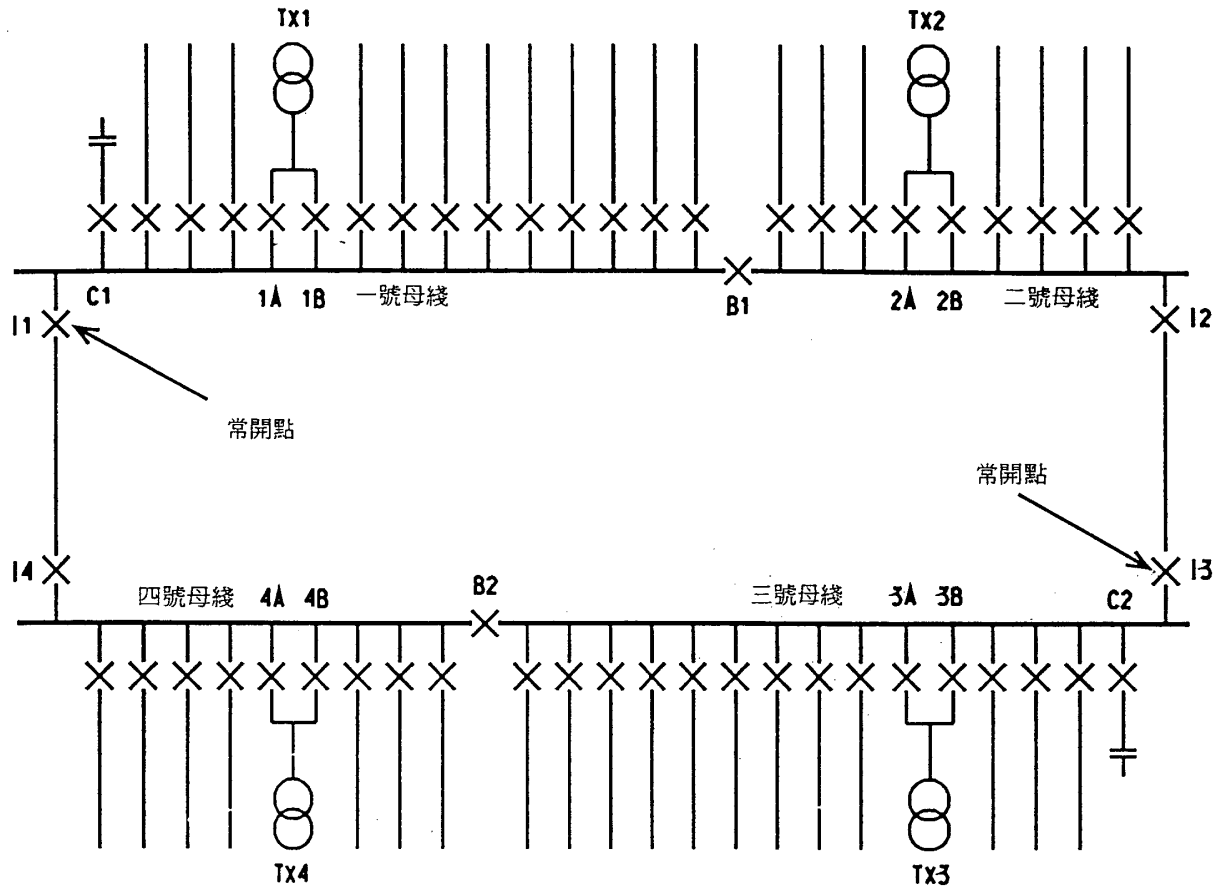
## 饋線負荷百分率

饋線負荷百分率、饋線使用率及輸出分區電力站容量所需的線路數目是相互關連的。以一所擁有 60 條 11kV 外送饋線及其饋線組平均擁有 4 條饋線的分區電力站為例，為求達到總輸出 202.5MVA 的穩固容量，每條饋線負荷將會是 5.625MVA 亦即 295A。

這等同常用的 300sq. mm 3 芯鋁電纜的 80% 額定電流。正因如此，有些饋線無可避免地要負荷更高的百分率。故此，在網絡規劃時，絕對要確定沒有饋線過載或欠載的情況出現。同時，亦要考慮一些來自新建或將建配電站的未連接負荷，進一步提高這類饋線負荷率。

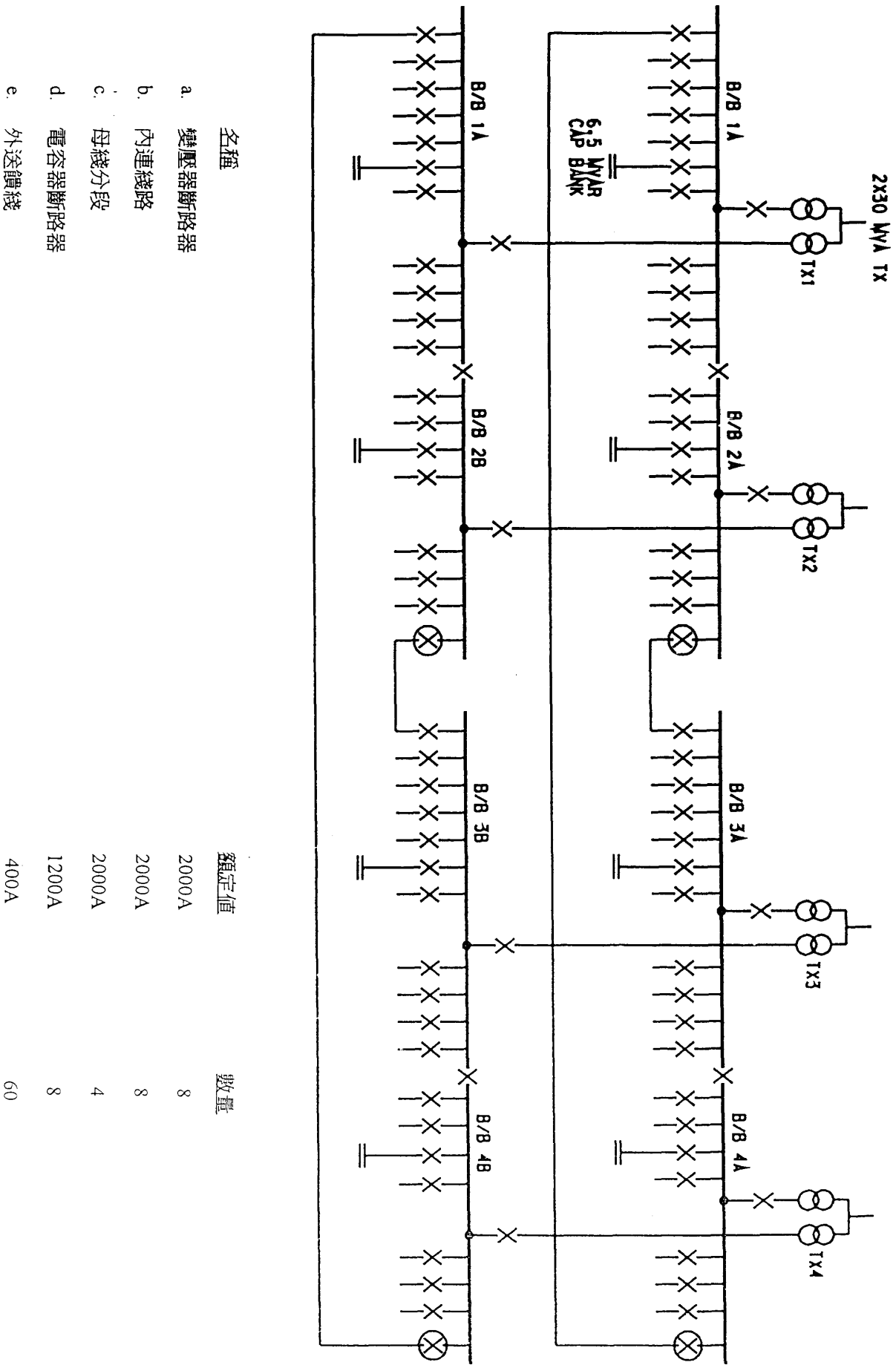
但是，如把饋線組內線路減少於 4 條，就等如將平均饋線負荷推至電纜額定容量。因此，在規劃網絡時，應以建立最少有 4 條饋線的饋線組為目標，使饋線組能配合分區電力站的穩固容量。

一九九八年九月



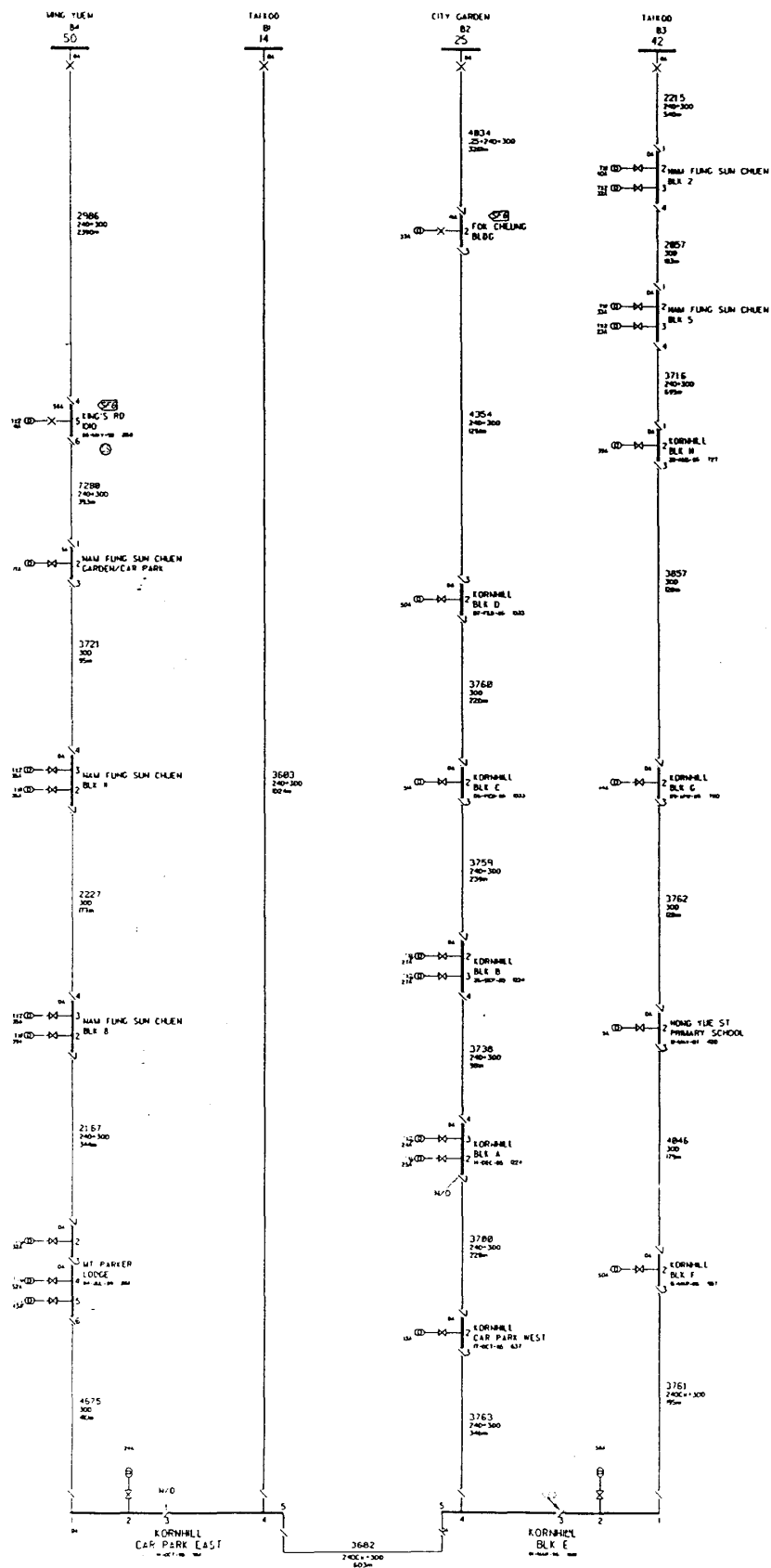
名稱	額定值	數量
a. 變壓器斷路器 ( 1A, 1B, 2A, 2B, 3A, 3B, 4A, 4B )	1200A	8
b. 內連綫路	1200A/2000A	4
c. 母綫分段	1200A/2000A	2
d. 電容器斷路器	800A	2
e. 外送饋綫	400A/800A	38

圖一： 典型 4 x 40MVA 分區電力站配電屏佈置



- | 名稱        | 額定值   | 數量 |
|-----------|-------|----|
| a. 變壓器斷路器 | 2000A | 8  |
| b. 內連線路   | 2000A | 8  |
| c. 母線分段   | 2000A | 4  |
| d. 電容器斷路器 | 1200A | 8  |
| e. 外送饋綫   | 400A  | 60 |

圖二：4 x 60MVA分區電力站配置電屏佈置



圖三： 典型 11kV 饋綫組



THE HONGKONG ELECTRIC CO., LTD.  
**香港電燈有限公司**  
 Distribution Planning Department  
 \*\*\*\*\*

CHOICE OF 11KV DISTRIBUTION EQUIPMENT AND  
 TECHNICAL SPECIFICATIONS FOR MAIN EQUIPMENT

1. INTRODUCTION

The main components of HEC's 11kV distribution system comprise 11kV cables, 11kV ring main units and 11kV/LV distribution transformers. In selection of these components, the major concerns are:-

- a. Compliance with government regulations in Hong Kong, in particular regulations of Fire Services Department.
- b. Compact construction.
- c. Pollution free and oil free
- d. Minimal maintenance
- e. Reliable and safe
- f. Remote control and remote indication
- g. Cost effective.

In view of the above, 11kV cables of aluminium conductor and XLPE insulation, SF6 gas transformers and oil free type 11kV gas ring main units were chosen to be used in the HEC system.

2. 11KV DISTRIBUTION CABLES

Other than the old type of belted paper insulated 11kV cable existed in HEC system, all new 11kV cables are of screen type cross-linked polyethylene (XLPE) insulated with either corrugated aluminium sheath or steel wire armour. Of these new cables, over 90% are 300sqmm, 3/c, copper conductor of circular and compacted stranded construction.

Technical details of 11kV, 300sqmm, 3/c, Cu cable are as follows:-

<u>Standard</u>	Generally conformed to IEC502.
<u>Conductor</u>	Copper, circular, compacted stranded, 300sqmm, maximum continuous operating temperature being 90°C.
<u>Conductor Screen</u>	Extruded semi-conducting thermosetting compound of nominal thickness 0.8mm.

<u>Insulation</u>	Extruded XLPE, dry cured with residual moisture content less than 500ppm, size of void within XLPE to be less than 100um diameter and maximum 5.0 Nos. of contaminants per cubic cm for contaminants of 50um and above.
<u>Insulation Screen</u>	Extruded semi-conducting thermosetting compound of nominal thickness 0.8mm. The insulation screen is strippable and peeling force according to AEIC-CS5-79 is between 2kgf and 8kgf.
<u>Extrusion Process</u>	The conductor screen, XLPE insulation and insulation screen are extruded simultaneously in a single process.
<u>Metallic Screen</u>	Plain annealed copper tape of 0.10mm nominal thickness and with 1/4 overlapping.
<u>Laying Up</u>	Polypropylene strings are used as filler and copper wire woven fabric tape is used as binder.
<u>Metallic Sheath</u> or <u>SWA</u>	Seamless corrugated aluminium sheath of annular construction and nominal thickness 2.3mm; <u>OR</u> 3.15mm diameter steel wire armour with bitumen coating
<u>Outersheath</u>	Extruded PVC or MDPE of 3.4mm nominal thickness and with 0.25% lead naphthenate as anti-termite additive.
<u>Tests</u>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 95kV peak lightning impulse test with conductor at 90°C (Type test).</li> <li>2. 21kVrms power frequency withstand voltage test for 15 minutes (Routine test).</li> <li>3. Partial discharge test at 11.0kV, 20°C and discharge not exceeding 10pC (Routine test).</li> </ol>

There are also other types of 11kV cables used in HEC system, such as,

- i. 185sqmm, 3/c copper/XLPE/CSA/PVC cable for locations of installation requiring smaller bending radius.
- ii. 185sqmm, 1/c aluminium/XLPE/CSA/PVC cable for connecting 11kV ring main unit and 3-phase distribution transformer and 1-phase distribution transformer.

### 3. 11KV DISTRIBUTION SWITCHGEAR

100% of the 11kV and 22kV switchgear in HEC system are of oil free type.

The majority of the 11kV switchgear appear in the form of single (double) ring main units in most cases, in which three (four) switches are connected to a common 11kV busbar. Two of the switches termed as line switch, are connected to feeders in the 11kV ring. One (two) switch(es) termed as feeder switch is (are) used to control the distribution transformer(s) in substation. Sometimes 11kV switchboards comprising a number of line switches, feeder switches and bus-section switches are installed to suit the 11kV feeder group configuration.

The oil free type 11kV switchgear can be divided into 2 types as follows:-

#### 3.1 Air Insulated Ring Main Unit