

混合架空與地下電力電纜傳輸線數位測距保護

台電供電處電驛標置課主管標置 許文興
國立臺灣科技大學電機系教授 辜志承

一、前言

隨著電力負載逐年增加，為求電力供電的穩定，其電力傳輸線路之事故已不容忽視；因此，為能快速判定傳輸線路故障點之相關數據，並提昇其準確性，本文利用數位式電驛保護與故障定位演算法，在各種不同故障狀態下，使用全週期離散傅立葉轉換 (Full Cycle Discrete Fourier Transform, FCDFT) 數位濾波演算法，求出電壓、電流的基本波相量值，利用基本波相量做故障偵測、判別故障種類及計算故障距離。其次，採用電磁暫態程式 (Electromagnetic Transient Program, EMT) 嘉民-南科線路故障案例進行模擬；最後，其線路故障電壓與電流數據利用 FORTRAN 程式語言模擬輸電線路濾波演算，其模擬結果顯示，對故障偵測、故障類別判定、故障距離計算及故障後之跳脫時間判別等，均能正確計算實現。

輸電線路因工商業蓬勃發展而快速增建，是傳送電力之主要設備，架空輸電線路大部份曝露在外，地下電纜使用是因市區高樓大廈，空間有限為顧及安全距離則改向地下化，故地下電纜將成為都會區輸送電力之主要媒介。輸電線路很長，每當故障均需保線人員迅速趕赴可能故障地點實地勘查，同時有可能也無法確定故障地點，為快速復電則以試送電方式來確定故障區間，隔離故障，往往會造成二次故障傷害，甚至使故障範圍急遽擴大，易減短

設備使用壽命，更增長復電時間，使用故障定位演算找到故障點，對縮短復電時間確保供電品質是有其必要的。

為使電力系統正常運轉並正確偵測故障，對輸電線路發生短路或接地故障所產生之電壓與電流信號中所含有大量的直流偏移成份與諧波成份，以及比流器飽和在二次側感應之諧波電流，將會影響保護電驛之偵測判斷，所以數位濾波演算法是數位電驛的心臟。數位式電驛可與遠端及控制中心相連結，可以遠端遙控變更電驛標置設定，收到故障信號，可以快速得到故障位址資料，對節省人力、縮短工時有相當助益。同時對電驛特性、線路參數計算、接線試驗及有載校驗缺一不可，否則將造成電驛偵測誤判，導致誤動作，造成損失，使系統運轉不安全、保護不可靠。

二、輸電線測距保護電驛

保護電驛是當線路故障時，適時抑制、隔離故障區間，動作要快速正確，並應擔負供電系統持續運轉之電力品質，同時也要維持系統良好的暫態穩定度。所以輸電線路發生故障時，故障電流均會由兩端流入故障點，使電驛偵測到故障信號而正確動作，如圖 1 所示。

電力系統因事故所發生的故障，少部份發生在設備，大部份發生在輸電線路上，而這些故障可分為三相短路故障、相間短路故障、兩相接地故障及單相接地故障等。由於發生的故障種類不同，所產生

的特性也有差異。因此輸電線路因線路特性、長度、架構及電壓等級不同對考慮輸電線路的保護模式也會更加嚴謹且周全。所以在重要且複雜的輸電線路使用過電流電驛是難能滿足輸電系統保護之需求，因為過電流電驛無法在任一區間做方向性之判斷，所以僅用電流來判斷距離是不準確的，而故障點之遠近，電源容量之變更，對電流電壓均會不相同，所以應利用電流

電壓來判斷故障距離比單用電流元素來得準確，如圖 2 所示。

數位式電驛特性良否，會影響輸電線故障偵測誤判，雖具強大運算與偵測功能，而標置設定是依線路常數及電壓電流來做計算，所以線路常數正確與否，是確保故障發生時能正確動作跳脫，使系統運轉更加安全可靠，保護會更加完善。

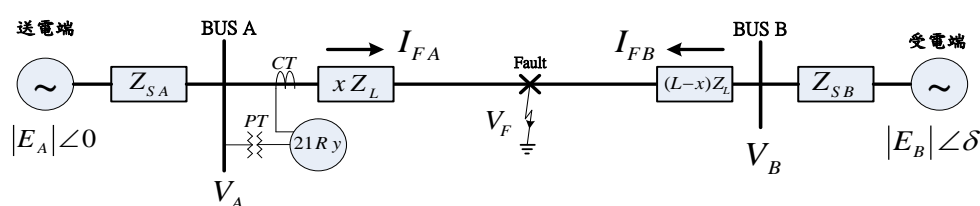


圖 1 兩端故障電流流入故障點示意圖

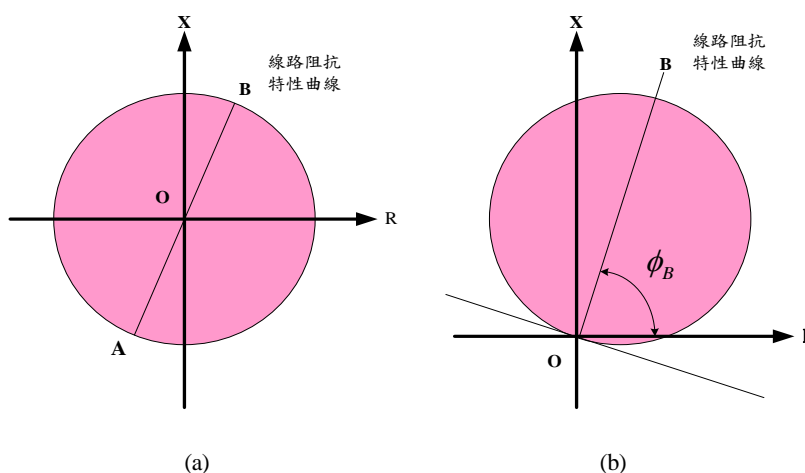


圖 2 電驛不同動作特性圖(a)無方向性(b)姆歐型

(一) 345 kV 超高壓輸電線路保護

『電』的輸送要靠輸電線路，輸電線路要能可靠安全輸送電力對輸電線路之保護就顯得更加重要。若因設備不良而故障影響停電，對供電能力與經濟發展將造成更大損失。所以台電公司依電力系統不同電壓等級、供電模式及線路長短等特性，分別採用

不同的保護模式。

1. 輸電線路保護模式

(1) 非載波系統(Non-Pilot System)：

非載波系統保護是針對過流電驛、方向性過流電驛及後衛測距電驛等。因輸電網路複雜，發生系統故障時在電壓等級高的系統，將造成系統不穩定或產生供

電品質之影響，所以過流電驛在保護協調需求上較難滿足複雜輸電線路系統快速清除故障之保護目的。

- (2) 載波系統(Pilot System)：載波系統保護是針對非載波系統保護無法滿足系統快速清除故障之保護目的，目前台電公司以方向比較允許越區轉移跳脫式載波保護電驛系統(POTT)使用最多；此種載波系統之通信媒介為微波、音頻或光纖，一般採用頻率偏移(Frequency Shift Keying)的方式來傳送監視頻率(Guard Frequency)或允許對方跳脫的跳脫頻率(Permissive Trip Frequency)。當無故障時，A、B 兩端利用監視頻率互相傳送信號，以目前之通信頻道，若有異常時，會發出警報信號，去閉鎖電驛快速跳脫之功能。當內部故障時，將會由監視頻率偏移為允許對方跳脫的跳脫頻率，以允許對方快速跳脫。方向比較允許越區轉移跳脫式載波電驛系統特點為設定在 150%，若載波電驛動作元件(Z_p)動作，則會同時起動音頻機組將監視頻率偏移為允許對方跳脫之頻率，同時不需要反向載波起動電驛，而需要傳送監視或跳脫頻率之通信媒介。

依正常送電動作情形，A、B 兩端之電驛均不動作，音頻機組仍持續發射監視頻率，以確認雙方之通信良好，若有異常則會發出警報，且閉鎖電驛之快速跳脫功能。依外部故障情形時，當外部故障發生在 A 端附近，如圖 3 所示，則 A 端的電驛

(Z_p)不會動作，此時 A 端仍發射監視信號至 B 端，同時 B 端的電驛(Z_p)會動作，且 B 端將會監視信號偏移成允許 A 端電驛跳脫之信號。依內部故障情形時，當內部故障發生在保護線路上在任何地點時，A、B 兩端之電驛(Z_p)均會動作，則兩端同時會將監視信號偏移成允許對方跳脫之信號，此時 A、B 兩端電驛(Z_p)接點閉合且收到對方之允許跳脫信號後載波元件之接點閉合，斷路器快速動作隔離故障，可達到 100%保護線路快速跳脫保護之要求。

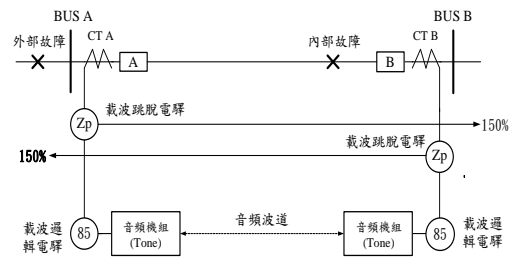


圖 3 方向比較允許越區轉移跳脫式載波電驛基本架構圖

- (3) 副線保護電驛系統(Pilot-Wire Relaying System)

副線保護電驛系統應用於短程距離輸電線路，利用光纖通訊傳遞可達全區段間 100%之快速保護，在 69 kV、161 kV 系統為短程輸電線路之主要保護設備，在 345 kV 超高壓輸電線路系統則以數位式差電流電驛(87L)為主保護設備。

- (二) 超高壓輸電線路保護電驛系統

超高壓輸電線路保護電驛方式是針對線路保護之重要性，線路不能有任何故障，否則將造成對保護系統安

全運轉上至巨影響，為使得在 N-1(線路解聯 1 條)或 N-2(線路解聯 2 條)之運轉狀況下不會有安全上之顧慮，所以對超高壓輸電線路保護電驛設計採用雙重保護方式，也就是使用兩套獨立保護電驛、比流器、比壓器、直流電源、控制迴路與跳脫線圈。我國地理位置為特殊長島型獨立電力系統需求下，在每套保護電驛均使用失步閉鎖電驛功能，當系統發生因故障、負載變動、線路切換導致系統失步，將會影響系統電壓、電流及相角變動，此時測距電驛將會看到阻抗值漂移進入保護區間內而誤判為線路故障，為避免線路擾動、防止系統發生電力搖擺現象，能夠快速偵測閉鎖相間測距電驛，使系統維持最佳安全運轉狀態。第一套保護電驛，採用方向比較閉鎖方式為原則，由於科技迅速發展與研發，輸電線路保護使用智慧型數位式差電流電驛並附加遙跳功能，以光纖系統為信號傳輸之主要通訊媒體。第二套保護電驛，採用允許越區轉移跳脫系統方式為原則，以智慧型數位式保護電驛為主保護並配合音頻機組使用，如 345 kV 典型一個半匯流排 CT 保護方式，如圖 4 所示。

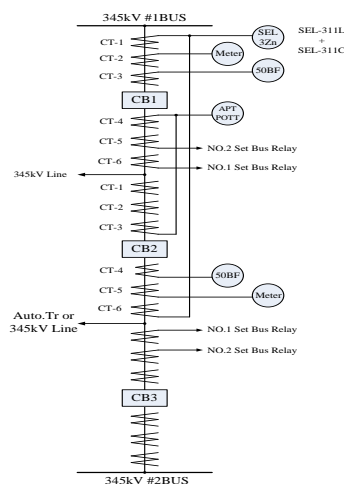


圖 4 345 kV 典型一個半匯流排六組 CT 保護方式單線圖

(三) 超高壓輸電線路主保護與後衛保護

超高壓輸電線路保護系統採用以主保護及後衛保護為架構，如表 1 所示，主保護以差電流電驛(87L)及測距電驛(21/21N, POTT)為主，同時配合光纖通訊頻道或數位通訊系統，後衛保護使用測距電驛(21/21N, 3Z)為輔，構成一個可靠度極高且百分之百之重疊保護系統。因此當主保護通訊媒介發生不良或故障時，後衛保護系統應能發揮保護功能確保電力系統正常運轉。

表 1 保護電驛設備動作區分表

功能原因	主保護電驛 (87L 21 21N)	後衛保護電驛 (21 21N)
正常情況	保護電驛不動作監視中	保護電驛不動作監視中
故障發生	發送跳脫信號，保護電驛應優先動作。	待主保護電驛未動作，依協調時間適時動作。
設備功能	電力設備故障時，最靠近故障點之電驛應優先動作。	電力設備故障時，主保護電驛動作以外之相關電驛動作。
動作協調時間	1.5 週波內快速動作	依設定時間快速動作
結果	保護電驛正常動作	保護電驛無誤動作

(四) 測距保護電驛基本原理

測距電驛偵測判斷事故信號來源是取自於比流器與比壓器之二次側電流及電壓，當輸電線路故障時，其電壓將瞬間下降，電流將瞬間提高；若離故障點越近，則故障電流越大，故障電壓越低，如圖 5 所示。故障點發生在 F 點，則電壓 $V_F \cong 0$ ，流經母線之電驛處的電流為 I_{FA} ，在電驛處比壓器所產生的電壓為 $V_R = I_{FA} \times (x Z_L)$ ，

所以 V_R 為電驛至故障點的電壓降落。則 $xZ_L = V_R / I_{FA}$ ， xZ_L 即代表線路長度，由 V_R 及 I_{FA} 判斷出來的 xZ_L 經轉換至比流器與比壓器之二次側電流及電壓之等效阻抗為 Z_{set} ，如果小於一定數值，即表示故障在保護範圍之內，測距電驛偵測到動作信號，即偵測到電驛到故障點間的距離；否則即不會動作沒有偵測到動作信號，其情況，如圖 6 及表 2 所示。

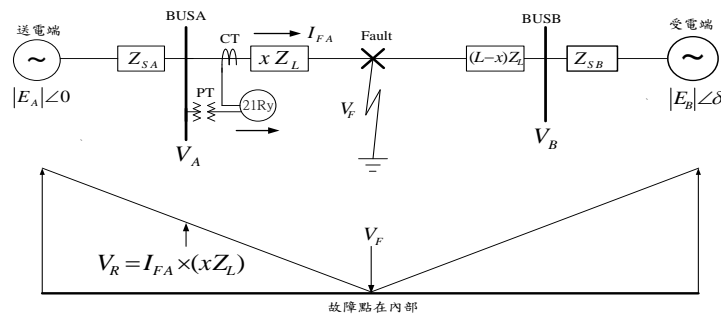


圖 5 輸電線保護區間內故障示意圖

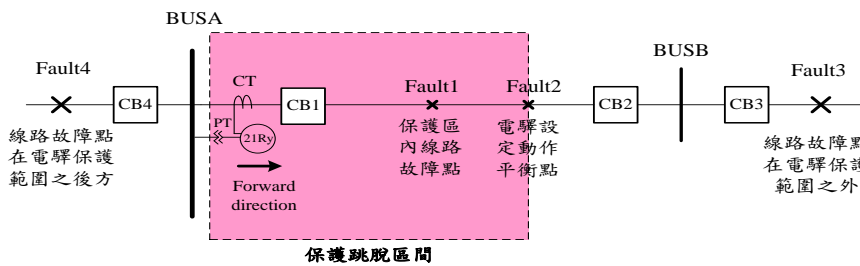


圖 6 測距電驛故障保護區間圖

表 2 測距電驛動作情況區分表

功能原因	若本線段內發生故障時(Fault 1)	若本線段臨界點發生故障時(Fault 2)	若本線段外發生故障時(Fault 3)
模擬信號	$V_{RY} / I_{RY} = Z_{Fault} < Z_{Set}$ $V_{RY} < I_{RY} * Z_{Set}$	$V_{RY} / I_{RY} = Z_{Fault} = Z_{Set}$ $V_{RY} = I_{RY} * Z_{Set}$	$V_{RY} / I_{RY} = Z_{Fault} > Z_{Set}$ $V_{RY} > I_{RY} * Z_{Set}$
情況	內部故障	平衡點故障	外部故障
結果	保護電驛動作	保護電驛動作或保護電驛不動作	保護電驛不動作

(五) 測距保護電驛基本區間特性

測距電驛區間動作，可分為正向三個區間保護，電驛區間有三個各別的測距電驛元件來執行故障清除任務，同時是互為重疊的。第一區間保護是本線段長度之 80%~90% 間且為瞬時動作；第二區間保護是本線段長度加第二線段最長之 50%，且為延時

20 週波動作；第三區間保護是本線段長度加第二線段最長再加第三線段最長之 25%，且為延時 30 週波動作；由圖 7 所示，若本線段百分長度內故障，第一區間保護電驛應瞬時快速動作；若沒有動作，應由第二區間延遲 20 週波動作(或更長時間 30 週波)之第三區間保護電驛動作。

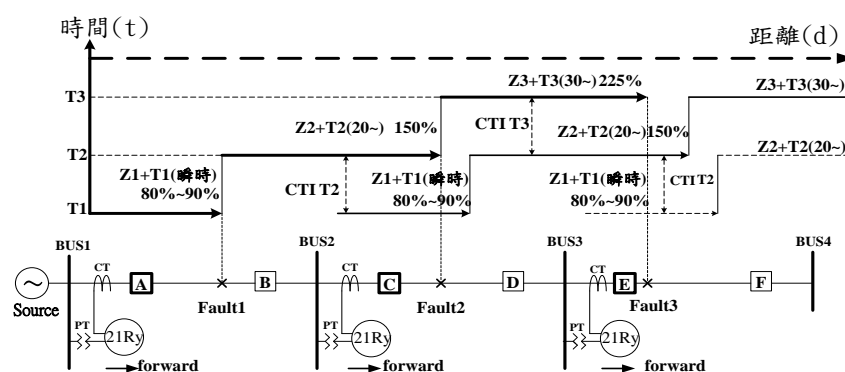


圖 7 測距電驛區間動作示意圖

(六) 345 kV 線路測距電驛標置設定應用

1. 345 kV 輸電線路保護標置原則

第一區間相間標置=第一段線路阻抗 * 80% (本線段線路阻抗 < 5Ω) 或 = 第一段線路阻抗 * 85% (本線段線路阻抗 ≥ 5Ω)

第一區間接地標置=第一段線路阻抗 * 70% (本線段線路阻抗 < 5Ω) 或 = 第一段線路阻抗 * 75% (本線段線路阻抗 ≥ 5Ω)

第二區間標置=本線段線路阻抗 + 遠端匯流排上最小線路阻抗值 * 50%，動作延時跳脫為 T2=20~。

第三區間標置=本線段線路阻抗 + 遠端匯流排上最大線路阻抗值 + 第二遠端匯流排上最小線

路阻抗值 * 25%，動作延時跳脫為 T3=30~。

第四區間設定為背後區段信號啟動，即是往後看第一段最大線路阻抗值與再往後看第二段最大線路阻抗值之和。

2. 345 kV 超高壓輸電線路系統

本文針對台電 345 kV 超高壓輸電線路系統，如圖 8 所示，嘉民超高壓變電所對南科超高壓變電所線路及其相關線路之長度與系統線路常數。

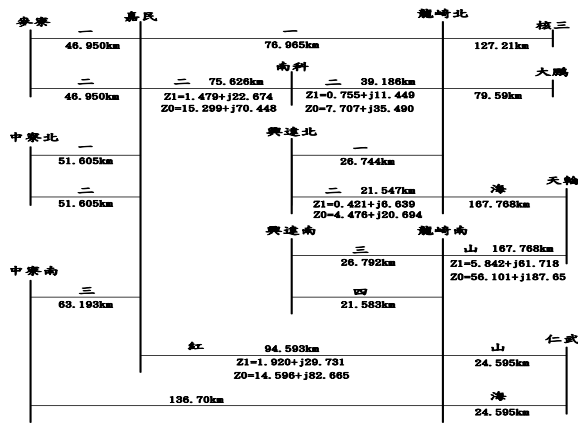


圖 8 345 kV 超高壓輸電線單線圖

3. 345 kV 超高壓輸電線線路常數與電驛標置阻抗計算

電力系統輸電線線路常數，如表 3 所示。提供輸電線路故障時，兩端保護電驛有效保護與偵測計算故障點，為使測距電驛偵測準確，輸入之線路常數之數據要正確，保護電驛性能要良好，確保測距電驛偵測故障動作無誤。電驛標置阻抗計算依據線路常數之數據，電驛標置設定以各元件所要保護的範圍來設定，依每一段保護的範圍之線路常數來計算，其計算結果，如表 4 所示。

表 3 345 kV 超高壓輸電線線路常數表

線路名稱 No.	線路名稱 來端 from 去端 to	導體規範 線徑 conductor	單回線 長度 km	正相阻抗		零相阻抗		正相導納		零相導納		零相 互耦阻抗		零相 互耦導納	
				R1+jX1	Ro+jXo	jB1	jBo	Rmo-jXmo	Bmo						
1	嘉民 - 南科	ACSR795Q	73.045	1.4536	22.5052	15.2007	70.1524	390.119	211.195	13.6375	39.7657	-69.057			
		XLPE2500mm ² D	2.581	0.0253	0.1685	0.0981	0.2958	475.771	475.771	0.0155	0.1512	0.000			
		TOTAL(Ω, μMHO)=	75.626	1.479	22.674	15.299	70.448	885.89	686.97	13.653	39.917	-69.06			
		線路容量2182.28MVA (PU)=	75.626	0.0012	0.0190	0.0129	0.0592	1.0306	0.8177	0.0115	0.0395	-0.0822			
2	龍崎(北) - 南科二路	ACSR795Q	36.605	0.7284	11.2780	7.6175	35.1554	195.500	105.836	6.8342	19.9278	-34.606			
		XLPE2500mm ² D	2.582	0.0263	0.1706	0.0893	0.3348	475.771	475.771	0.0041	0.1577	0.000			
		TOTAL(Ω, μMHO)=	39.186	0.755	11.499	7.707	35.490	671.27	581.61	6.838	20.085	-34.61			
		線路容量2182.28MVA (PU)=	39.186	0.0006	0.0096	0.0065	0.0298	0.7990	0.6923	0.0057	0.0169	-0.0412			
3	龍崎(北) - 興達(北)	ACSR795Q/AV	9.235	0.1764	2.8453	1.9135	8.8693	49.322	26.701	1.7343	5.0275	-8.732			
		ACSR795Q	12.312	0.2450	3.7933	2.5621	11.8244	65.756	35.598	2.2987	6.7027	-11.640			
		TOTAL(Ω, μMHO)=	21.547	0.421	6.639	4.476	20.694	115.08	62.30	4.033	11.730	-12.37			
		線路容量2141.85MVA (PU)=	21.547	0.0004	0.0056	0.0038	0.0174	0.1370	0.0742	0.0034	0.0099	-0.0242			
4	龍崎(南) - 嘉民(紅)	ACSR795Q	94.593	1.9202	29.7306	14.5957	82.6648	396.799	0.000	11.5687	40.4385	0.000			
		XLPE2500mm ² D	2.582	0.0263	0.1706	0.0893	0.3348	475.771	475.771	0.0041	0.1577	0.000			
		TOTAL(Ω, μMHO)=	94.593	1.920	29.731	14.596	82.665	396.80	0.000	11.569	40.439	0.000			
		線路容量2182.28MVA (PU)=	94.593	0.0016	0.0250	0.0123	0.0695	0.4723	0.0000	0.0097	0.0340	0.0000			
5	天輪 - 龍崎(山)	ACSR954Q	163.870	5.7518	60.5992	55.33891	84.1898	715.046	391.207	49.5871106	106.8958	0.000			
		ACSR795Q	3.513	0.0699	1.0823	0.731	3.3739	18.763	10.157	0.6558	1.9125	-2.909			
		XLPE2500mm ² D	0.385	0.0240	0.0463	0.0486	0.1245	62.320	62.320	0.0093	0.0124	0.000			
		TOTAL(Ω, μMHO)=	167.768	5.846	61.728	56.119	187.688	796.13	463.68	50.246	108.621	-3.32			
線路容量	MVA (PU)=	167.768	0.0049	0.0519	0.0471	0.1577	0.9476	0.5519	0.0422	0.0913	-0.0040				

表 4 測距電驛標置阻抗計算表

動作 區間 ZONE	第一線段 第二線段 第三線段			第一區間 第二區間 第三區間			一次側阻抗 Z(PRI)	二次側阻抗 Z(SEC)	相角 ANGLE
	1' ST	2' ND	3' RD	1' ST	2' ND	3' RD			
Z1	嘉民 - 南科			22.722 X 0.85			= 19.314	5.150	86
				22.722 X 0.75			= 17.005	4.535	
Z2	嘉民 - 南科 - 龍崎北			22.722 + 11.474 X 0.50			= 28.459	7.589	86
				22.674 + 11.449 X 0.50			= 28.398	7.573	
ZTR	嘉民 - 南科 - TR(L.T.)			22.722 + 7.225			= 29.941	7.984	87
Z3	嘉民 - 南科 - 龍崎北 - 興達北			22.722 + 11.474 + 6.652 X 0.25			= 35.895	9.562	86
				22.674 + 11.449 + 6.639 X 0.25			= 35.783	9.542	
ZS	嘉民 - 龍崎南 - 天輪			29.793 + 61.994			= 91.778	24.474	85
				29.731 + 61.718			= 91.449	24.386	

4. 測距電驛標置計算流程

輸電線測距電驛之標置計算，依輸入之電壓電流、線路常數、比流器比值為計算電驛標置設定之參數，本文應用 FORTRAN 程式語言，使用電腦來計算繁雜之數學運算，比其人工計算更精確，速度又快之模擬計算程式。

(七) 測距電驛加入系統性能測試

輸電線保護電驛能安全運用於電力系統上，對保護電驛的性能要做特性試驗、接線試驗、跳脫試驗。如未檢測以上之試驗，發生故障時，對輸電線之保護電驛將產生不動作或誤動作，將造成故障定位之不準或偏差，要使電驛正確動作，相關之保護設備應做相關試驗。1. 特性試驗，用電設備在加入系統運轉前，電驛須先做特性試驗，是否符合電驛特性圓，以利加入系統。2. 跳脫試驗，保護電驛加入系統前一定要做跳脫試驗，要確定跳脫回路接線無誤，故障時才能正確動作。3. 取載試驗及對相試驗，當線路要加入系統時，先確認線路的電流、頻率、電壓及相角是否與系統同步，要經同步檢定電驛測試，若系統測試確定同步方能將此線路加入系統送電。

三、數位濾波演算法

輸電線路之保護採用數位式測距保護電驛，輸電線路長度均為數十公里長，為使輸電線路正常運轉，輸送電力能順暢或外物碰觸及環境因素引起之故障時，能確保輸電線路正常輸送電力不致毀損的保護

設備即是『保護電驛』。保護電驛為使電力系統正常運轉並準確偵測故障，其動作要正確與快速，對輸電線路發生短路或接地故障所產生之電壓與電流信號中會含有大量的直流偏移與諧波成份，這些雜訊在判斷故障是否進入保護區內，對利用電壓與電流的比值來計算故障阻抗的大小，比流器產生飽和在二次側感應之諧波電流，將會影響電驛之偵測判斷。

數位濾波演算法是數位電驛的重要心臟，由於傳統電磁式電驛有慣性關係，對故障電壓與電流波形所含之諧波成份均給與忽略。但對數位測距保護電驛利用數位濾波演算法來快速地濾除信號中的直流暫態及高階諧波成份，能快速獲取計算所需之電壓及電流信號中之基本波相量成份，所以數位電驛會比傳統電磁式電驛精確可靠。

本文以傳統的離散傅立葉轉換為基礎，分別針對直流偏移成份與高階諧波成份，以全週期離散傅立葉轉換適當的代數運算後可將直流衰減分量及高階諧波成份給與濾除，可快速、精確的得到電壓與電流信號中的基本波相量。

(一) 前置濾波器

取樣頻率若為連續信號成份中最大頻率的兩倍以上，離散信號能被重建成正確的連續信號，而此取樣頻率稱為取樣定理之尼奎士頻率(Nyquist Frequency)。當取樣頻率小於尼奎士頻率時，則離散信號能被重建成連續信號時會有假訊現象(Aliasing)。因此理論上數位濾波器所能處理的最高頻率就會受到限制，當連續信號在被取樣之前，必須先經由反假訊濾波器(Anti-Aliasing Filter)濾除連續信號中超過二分之一取樣頻率的高頻成份。

前置濾波器屬於類比低通濾波器的一種，其功用除了扮演反假訊濾波器之角色外，最主要的目的是要將輸入信號中的雜訊濾除，也就是頻率可能低於二分之一尼奎士頻率，使輸入信號儘可能只含基本波、直流信號、整數倍諧波與直流衰減成份或次同步共振分量，以滿足全週期傅立葉濾波演算法計算，在計算推導公式均假設這些雜訊為零，但實際上這些雜訊均含有直流衰減成份或次同步共振分量，直接影響到基本波相量估測的準確性與收斂速度。

類比低通濾波器可以改善雜訊濾除效果，但也會增加濾波器的延遲時間，所以輸電線保護系統之測距電驛要能快速清除事故，對濾波器的雜訊濾除效果與延遲時間應適當的選擇類比低通濾波器的階數與截止頻率，確保類比低通濾波器的延遲時間不予太長。

(二) 直流偏移消除演算法

輸電線路因事故發生故障，其所產生之電壓、電流分量除基本波外，還含有大量各次諧波、高頻雜訊及直流偏移量，而高階諧波及雜訊可由低通濾波器來濾除，對衰減直流偏移成份，低通濾波器無法加以濾除，此時為濾除較低階諧波，將低通濾波器之截止頻率設得太低，將造成信號嚴重延遲，對電驛跳脫決策時間會延後，因此會造成相量計算誤差，使數位測距電驛在偵測上產生誤差，以下方法是經由一類比電路及一數位濾波器來抑制衰減直流偏移成分。

1. 消除直流偏移量之 R-L 類比電路

輸電線故障中之雜訊，應經

一濾波器快速濾除，首先考慮用一類比電路來推導可行之運算公式，如圖 9 所示。

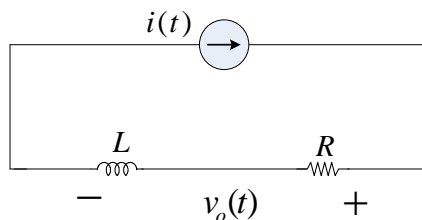


圖 9 電阻電感串聯之類比電路示意圖

由圖 9 之類比電路可得下列時域方程式：

$$v_o(t) = R i(t) + L \frac{d}{dt} i(t) \dots\dots\dots (1)$$

取拉式轉換 (Laplace Transform) 得：

$$V_o(s) = (sL + R) I(s) \dots\dots\dots (2)$$

假設圖 9 之電流源為一衰減直流成份，其初始振幅為 1，則可表示為

$$i(t) = e^{-\frac{t}{\tau}} \dots\dots\dots (3)$$

其中 τ 為衰減直流成份之時間常數，當電路之 $\tau = L/R$ 時，才可消除指數衰減直流成份。對(3)式做拉式轉換得：

$$I(s) = \frac{1}{s + (1/\tau)} \dots\dots\dots (4)$$

將(4)式代入(2)式得：

$$V_o(s) = (sL + R) \left[\frac{1}{s + (1/\tau)} \right] \dots\dots\dots (5)$$

取拉式轉換(5)得：

$$L^{-1}[V_o(s)] = L^{-1} \left[\frac{sL + R}{s + (1/\tau)} \right] \dots\dots\dots (6)$$

整理後可得電壓為：

$$v_o(t) = Lu(t) \dots\dots\dots (7)$$

由(7)式知，衰減直流偏移成份經一電阻串聯電感之電路後，輸出電壓並不含有指數衰減偏移成份。

2. 數位模擬(Mimic)濾波器

由於數位信號處理器之進步，可將類比偏移量消除，以數位方式來計算實現，此方法為數位模擬濾波器，其方法如下所示。由(1)式經取樣後以數位方式表示可寫成：

$$V_0[n] = RI[n] + L \frac{I[n] - I[n-1]}{T_s} \quad \text{..(8)}$$

$$\text{Gain}(60\text{Hz}) = |K[(1 + \tau f_s) - \tau f_s e^{-j\omega T_s}]| = 1 \quad \text{.....(11)}$$

$$|K(1 + \tau f_s) - K\tau f_s e^{-j\omega T_s}| = 1$$

$$|K(1 + \tau f_s) - K\tau f_s \cos \omega T_s + jK\tau f_s \sin \omega T_s| = 1 \quad \text{.....(12)}$$

$$\therefore K^2 = \frac{1}{[(1 + \tau f_s) - \tau f_s \cos(\frac{2 * \pi * 60}{f_s})]^2 + [\tau f_s \sin(\frac{2 * \pi * 60}{f_s})]^2} \quad \text{.....(13)}$$

經數位模擬濾波器模擬結果，如圖 10 所示。假設一時間常數為 $\tau = L/R$ 必須等於實際具指數衰減直流成份之時間常數，才可以完全消除指數衰減直流成份，所以對輸電線故障電流而言，時間常數 τ 會隨著不同故障情況會有所改變，對 60 Hz 之基頻相量振幅為 1，在不同模擬情況下可確保信號不會因放大或縮小產生失真之影響，達到指數衰減直流偏移成份之效果。

n 表取樣次數， $V_0[n]$ 表 n 次之輸出電壓， $I[n]$ 表 n 次之電流。

取 Z 轉換(Z Transform)運算後得：

$$V_0(z) = RI(z) + L \frac{I(z) - z^{-1}I(z)}{T_s} \quad \text{..(9)}$$

$$\frac{V_0(z)}{I(z)} = R + L \frac{1 - z^{-1}}{T_s} = K[(1 + \tau f_s) - \tau f_s z^{-1}] \quad \text{.....(10)}$$

其中時間常數為 $\tau = L/R$ ，取樣頻率為 $f_s = 1/T_s$ ， K 為一常數。為使得 60 Hz 之基頻相量增益為 1，則須滿足下列公式：

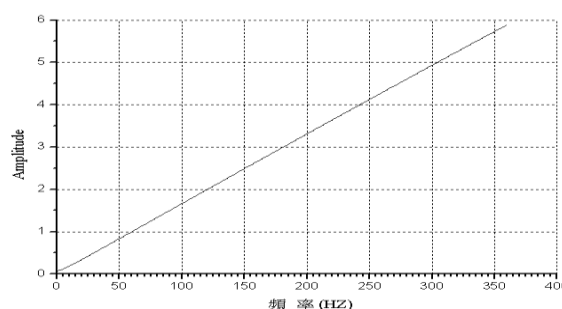


圖 10 數位模擬濾波器之振幅響應圖

(三) 傅立葉轉換遞迴運算信號檢測

傅立葉複數相量轉換計算量相當大，由移動性資料視窗配合傅立葉相量轉換計算公式，可得到簡易之遞迴計算，由如圖 11 所示為移動性視窗概念，每次加一點新資料後，即可去

除一點舊資料，利用此種計算方式，可將運算量漸次減少。

在進行穩態相量運算前，輸電線發生故障時，其電壓電流成份含有直流偏移成份，檢測出直流偏移成份應事先將其濾除外，並應偵測出故障時點，以避免故障時點之信號影響故障前後之相量計算，利用移動性視窗為三個資料點的方式，可從移動視窗檢測到變化資料，由變化資料中判斷是否發生故障或是正常情況。

傅立葉轉換濾波器資料視窗大小將影響相量計算，其結果將影響準確

性及相量收斂之暫態反應速度，資料視窗長度越長，計算精確度就越佳，但反應時間慢。如圖 12 為全週期傅立葉轉換濾波器相量計算，其相量計算時間約一週波才會收斂，反之如圖 13 為半週期傅立葉轉換濾波器相量計算，其相量計算時間約半週波收斂，收斂速度快，但計算結果可能不準確，將會影響電驛性能造成誤動作，其頻率響應無法抑制偶次諧波。圖 14 為全週期傅立葉濾波器和數位模擬濾波器之頻率響應具有整數諧波之濾除能力。

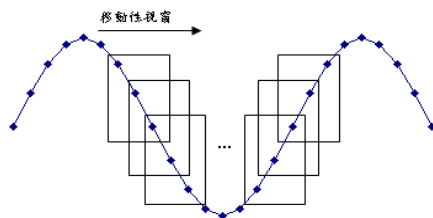


圖 11 移動性視窗為三個資料點示意圖

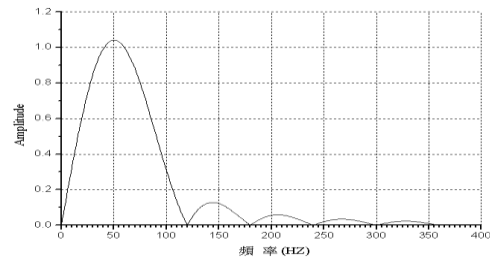


圖 12 全週期傅立葉濾波器之頻率響應圖

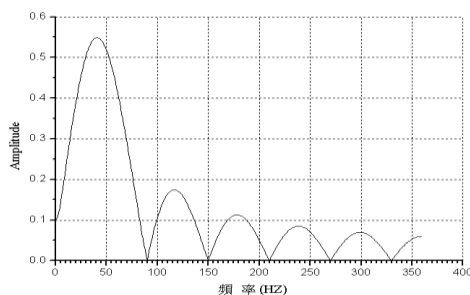


圖 13 半週期傅立葉濾波器之頻率響應圖

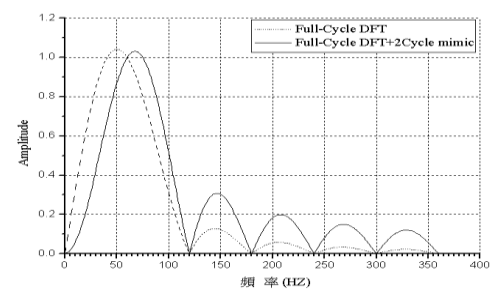


圖 14 全週期傅立葉濾波器和數位模擬濾波器之頻率響應圖

(四) 全週期(Full Cycle)離散傅立葉轉換濾波演算法

電力系統輸電線故障除基頻波外，還有許多直流及諧波成份，這些

成份會影響電驛之動作性能，所以輸入之三相電流、電壓經 A/D 轉換，數位濾波，以濾除直流及諧波成份，求得基頻信號之複數相量形式的實部

和虛部，由實部和虛部求解基頻成份 (Fourier Series) 表示連續信號 $z(t)$ 為之有效值及相角。傅立葉級數

$$z(t) = A_0 + A_1 \cos(\omega t + \theta_1) + A_2 \cos(2\omega t + \theta_2) + \cdots + A_n \cos(n\omega t + \theta_n) \cdots \cdots (14)$$

$$= A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(n\omega t) - b_n \sin(n\omega t)] \cdots \cdots (15)$$

其中

$a_n = A_n \cos \theta_n$, 第 n 次諧波成份複數相量的實部

$b_n = A_n \sin \theta_n$, 第 n 次諧波成份複數相量的虛部

A_0 : 信號之直流成份 A_n : 第 n 次諧波振幅

θ_n : 第 n 次諧波相角 n : 諧波階數

由傅立葉分析可推得

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T z(t) \cos(n\omega t) dt \dots\dots\dots(16)$$

$$b_n = -\frac{2}{T} \int_0^T z(t) \sin(n\omega t) dt \dots\dots\dots(17)$$

其中 T : 信號 $z(t)$ 之週期

若連續信號 $z(t)$ 在第 k 個取樣值為 $z_{(k)}$ ，取樣頻率為每個週期取樣 N 點，則(16)及(17)式可以離散傅立葉

形式表示，基頻成份複數相量的實部 $Z_{c(k)}$ 與虛部 $Z_{s(k)}$ 分別為

$$Z_{c(k)} = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{(k-r)} \cos \frac{2\pi}{N} (k-r) \dots\dots\dots(18)$$

$$Z_{s(k)} = -\frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{(k-r)} \sin \frac{2\pi}{N} (k-r) \dots\dots\dots(19)$$

第 n 次諧波成份複數相量的實部 $Z_{c(k)}^{(n)}$ 與虛部 $Z_{s(k)}^{(n)}$ 分別為

$$Z_{c(k)}^{(n)} = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{(k-r)} \cos \left[n \cdot \frac{2\pi}{N} (k-r) \right] \dots\dots\dots(20)$$

$$Z_{s(k)}^{(n)} = -\frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} z_{(k-r)} \sin \left[n \cdot \frac{2\pi}{N} (k-r) \right] \dots\dots\dots(21)$$

其中 $n = 2, 3, 4, \dots$ 且 $z_{(-1)}, z_{(-2)}, \dots, z_{(-N)} = 0$

k =取樣順序， N =數據取樣率， n =諧波次數

(18)及(19)式稱為全週期離散傅立葉轉換，此種方法為非遞迴式(Non-Recursive)的演算法，每得到一個新的取樣值，便需要計算整個週期的所有資料點，且要 2 個乘法才能計算出實部 $Z_{c(k)}$ 與虛部 $Z_{s(k)}$ ，在計算上較為麻煩。因此將(18)及(19)式之非遞迴式改寫為遞迴式(22)及(23)式， $z_{(k)}$ 表示最新的取樣值， $z_{(k-N)}$ 為前一週期相對於 $z_{(k)}$ 的取樣值。

$$Z_{c(k)} = Z_{c(k-1)} + \frac{2}{N} [z_{(k)} - z_{(k-N)}] \cos \frac{2\pi k}{N} \dots\dots\dots(22)$$

$$Z_{s(k)} = Z_{s(k-1)} - \frac{2}{N} [z_{(k)} - z_{(k-N)}] \sin \frac{2\pi k}{N} \dots\dots\dots(23)$$

第 n 次諧波成份複數相量的實部 $Z_{c(k)}^{(n)}$ 與虛部 $Z_{s(k)}^{(n)}$ 分別為

$$Z_{c(k)}^{(n)} = Z_{c(k-1)}^{(n)} + \frac{2}{N} [z_{(k)} - z_{(k-N)}] \cos \left(n \cdot \frac{2\pi k}{N} \right) \dots\dots\dots(24)$$

$$Z_{s(k)}^{(n)} = Z_{s(k-1)}^{(n)} - \frac{2}{N} [z_{(k)} - z_{(k-N)}] \sin \left(n \cdot \frac{2\pi k}{N} \right) \dots\dots\dots(25)$$

其中 $z_{(-1)}, z_{(-2)}, \dots, z_{(-N)} = 0$

$Z_{c(-1)}, Z_{s(-1)}, Z_{c(-1)}^{(n)}, Z_{s(-1)}^{(n)} = 0$

基頻成份複數相量之有效值及相角分別為(26)及(27)式

$$Z_1 = Z_c + jZ_s$$

$$Z_{1RMS}^2 = \frac{Z_c^2 + Z_s^2}{2} \dots\dots\dots(26)$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{Z_s}{Z_c} \dots\dots\dots(27)$$

(五) 傅立葉濾波模擬結果

輸電線故障是不可預測的，當有故障發生時，其電壓及電流信號將會含有雜訊及諧波成份，而這些成份將影響電驛的迅速收斂或造成延遲跳脫時間，對穩定系統運轉將造成極大影響。本節針對快速收斂時間及快速偵測到故障點由前節之濾波演算法來印証以下之實際模擬是可以實現的。首

先利用電磁暫態模擬程式 EMT/ATP，產生基本波及各次諧波之波形後，轉換成資料檔經撰寫的 FORTRAN 程式語言，濾除直流及諧波成份，得以下之模擬圖形結果。(1)未故障前全週期離散傅立葉之基波相量估測，如圖 15~17 所示。(2)

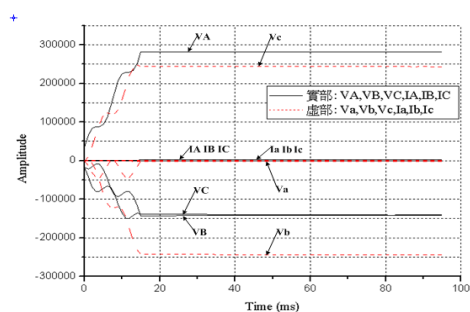


圖 15 全週期離散傅立葉實部與虛部之基波相量大小估測值

三相短路故障前、後全週期離散傅立葉之基波相量估測，如圖 18~20 所示。(3)相間短路故障前、後全週期離散傅立葉之基波相量估測，如圖 21~23 所示。(4)單相接地故障前、後全週期離散傅立葉之基波相量估測，如圖 24~26 所示。

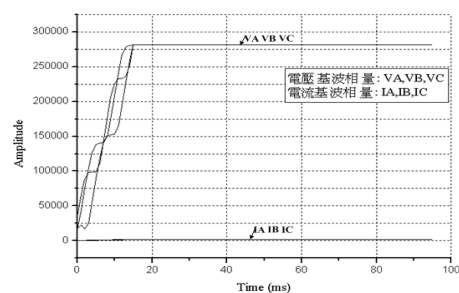


圖 16 全週期離散傅立葉基波相量大小

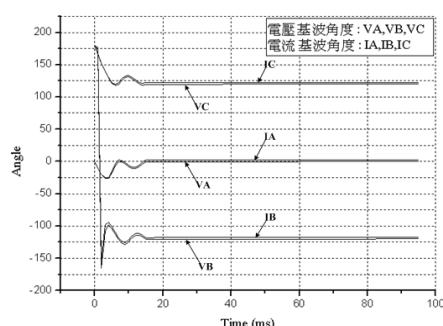


圖 17 全週期離散傅立葉基波角度收斂大小

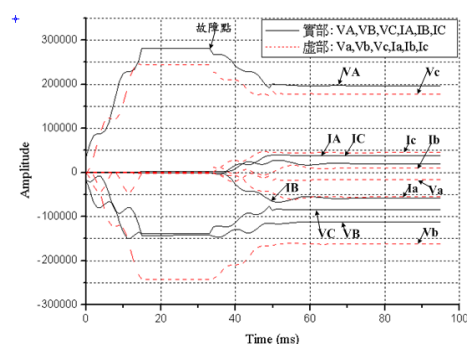


圖 18 三相短路故障全週期離散傅立葉實部與虛部之基波相量大小估測值

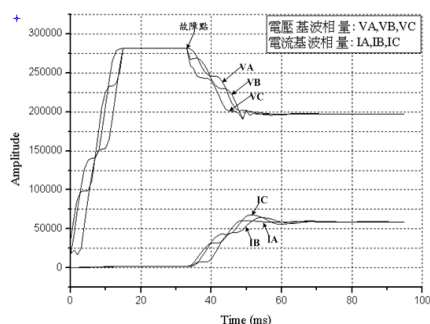


圖 19 三相短路故障全週期離散傅立葉

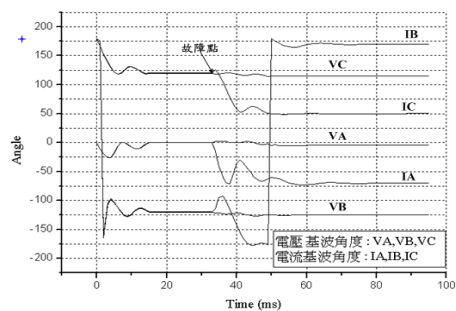


圖 20 三短路相故障全週期離散傅立葉

基波相量大小

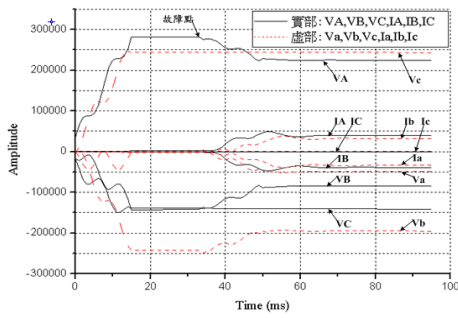


圖 21 相間短路故障全週期離散傅立葉
實部與虛部之基波相量大小估測值

基波角度收斂大小

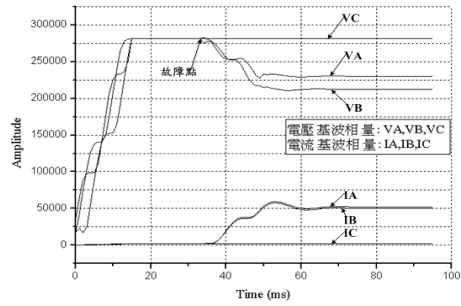


圖 22 相間短路故障全週期離散傅立葉
基波相量大小

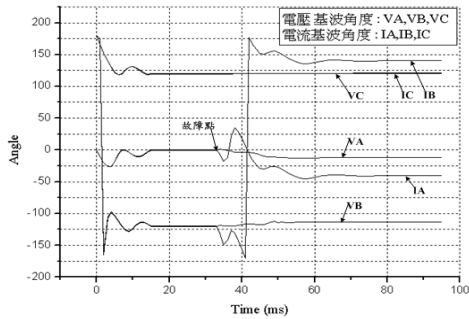


圖 23 相間短路故障全週期離散傅立葉
基波角度收斂大小

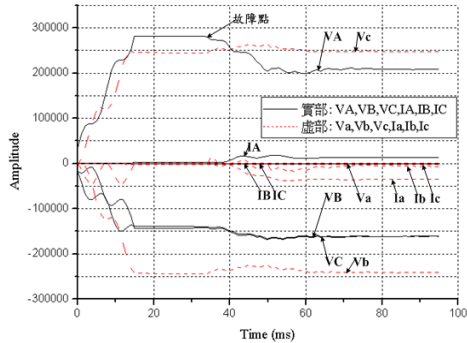


圖 24 單相接地故障全週期離散傅立葉實部
與虛部之基波相量大小估測值

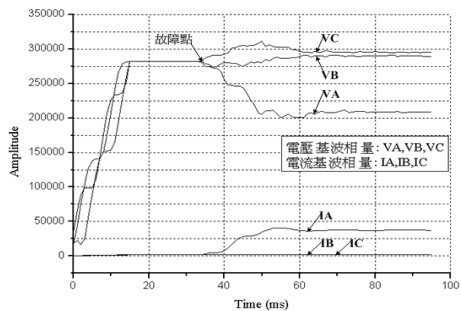


圖 25 單相接地故障全週期離散傅立葉
基波相量大小

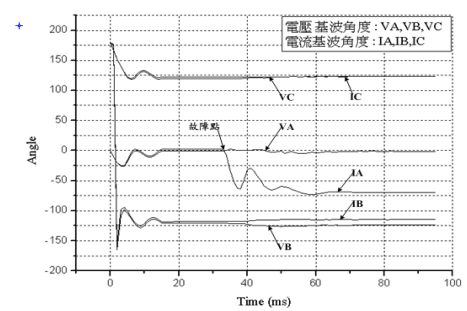


圖 26 單相接地故障全週期離散傅立葉基波
角度收斂大小

四、345 kV 超高壓輸電線故障定位

輸電線路依功能分類有好幾種，通常超高壓輸電線路很長，每當輸電線故障均

需保線人員迅速趕赴可能故障位址實地勘查，同時有可能也無法確定故障地點，為快速復電則以試送電方式來確定故障區間，隔離故障，往往會造成二次故障傷

害，而使故障範圍急遽擴大，易減短設備使用壽命，更增長復電時間，故本文研究方向是使用輸電線故障定位快速找到確定故障點，對縮短復電時間確保供電品質是有其必要的。

故障定位的目的是每當故障發生後，應迅速隔離故障區域，並完成健全區域的轉供，同時迅速找出故障位址進行搶修，縮短故障區間之停電時間及減少設備損害與人員傷亡，確保偵測輸電線故障位址無誤。

為使輸電線故障定位準確，應能事故發生時，由電流電壓信號檢測，經由數位濾波器判斷故障類別，由故障類別信號計算顯示故障距離。若發生高阻抗故障時，故障電流很小，雖然不會造成設備損害，但對人命會有極大危險，因為高阻抗故障的故障電流偏低，過電流電驛偵測很難正確檢出，會造成長時間停電，為確保檢出故障，應設計高阻抗數位電驛，為使高阻抗故障位址能快速獲得判斷，使用全週期傅立葉快速濾波演算法來計算分析，更能準確判斷故障位址。

(一) 電力系統輸電線採用測距電驛之理由

輸電線路之網路很複雜，為提昇供電品質及可靠度，在電驛之標置技術上，要力求簡單，所以使用測距電驛不須考慮負載電流及故障時電力潮流分佈之影響；在保護技術上，可以依架構不同採用不同保護方式，尤其在台電 345 kV 超高壓輸電線路上採用兩套保護電驛，一套 POTT 另一套採差電流保護，另外還有一套後衛保護電驛。

1. 使用測距電驛保護方式

線路保護可區分為輸電線路保護、二次輸電線路保護、配電

線路保護，而輸電線路保護又分為超高壓輸電線路保護及一次輸電線路保護。各等級電壓的保護對象不同，則使用不同之保護電驛，如超高壓輸電線路保護，對電力系統供電穩定度及電力品質的提昇要求更嚴，若僅用過電流電驛保護，對複雜的輸電網路上有極大的困難與挑戰，因此，應使用能偵測判斷故障點及其方向外，同時能計算故障距離，來決定應在延時多久時間才能快速動作之數位測距電驛保護方式。

2. 使用測距電驛之優點

電力系統測距保護電驛被使用於輸電線保護，確實對輸電線之保護提供快速簡單之保護協調，對故障之快速偵測及故障位址之計算具有強大功能，使系統穩定供電品質提昇，其優點如下。

- (1) 因為過流電驛是以故障電流大小來判斷事故動作之電驛，所以故障定位僅以電流大小來計算距離是不準確的，應以測距電驛做為輸電線的保護。
- (2) 對複雜的輸電網路之保護協調較容易。
- (3) 測距電驛的靈敏度較過電流電驛為高，最主要的是在設定標置時不需要考慮負載電流及故障時電力潮流分佈之影響。
- (4) 被保護線路的線段約 80%~90%，可獲得瞬時快速保護。
- (5) 測距電驛的動作特性對電源阻抗及系統構造之改變而不會有

太大的影響。

(二) 數位測距電驛檢測

數位測距電驛具備安全可靠的保護功能外，並附有故障測距、故障記錄、自我偵測、表計、可程式邏輯規劃、數位通訊介面等功能。可程式邏輯規劃具備有多種機電式電驛的功能，而數位通訊介面可與外界傳遞交換資料，達到遠方存取、設定、監控之目的。因製造廠家不同在設計上會有所差異，但其基本硬體架構是相同的；而數位測距電驛在偵測到故障後，除信號取樣、數位濾波外，在基本波相量之電流及電壓要快速計算並正確來做故障判斷、故障種類判別、故障距離計算，如此，能準確判別到故障相及故障距離，並快速打開斷路器，隔離故障點。

1. 數位測距電驛硬體架構

數位測距電驛主要的基本硬體架構，如圖 27 所示，是由系統三相電壓及三相電流經比壓器及比流器轉換為電驛所需之電壓及電流信號，在經反假訊濾波器，其作用如一低通濾波器，濾除暫態高頻雜訊，根據取樣定理 (Nyquist Theorem) 數位訊號處理所允許的輸入信號最高頻率是取樣頻率的一半，可濾得所要之頻率成份，而得到含基本波及諧波成份。再經由取樣與保持電路及多工器對三相電壓及三相電流作取樣與處理，轉換器將連續時間訊號轉換為相對應之數位離散時間訊號值，送由微處理機處理，微處理機除執行保護功能外，並執

行自我功能偵測，當系統故障時，數位電驛判斷出故障落於保護區內或保護區外，若為保護區內時，電驛即時送出跳脫信號，打開斷路器，隔離故障信號；若為保護區外時，電驛不可以產生誤動作。通訊介面可與外界傳遞交換擷取資料，達到遠方存取、設定、監控之功能。人機介面是鍵盤及顯示器可提供電驛變更設定之輸出與輸入的介面使用。微處理機及記憶體是用來實現電驛的邏輯演算及儲存程式之資料庫。

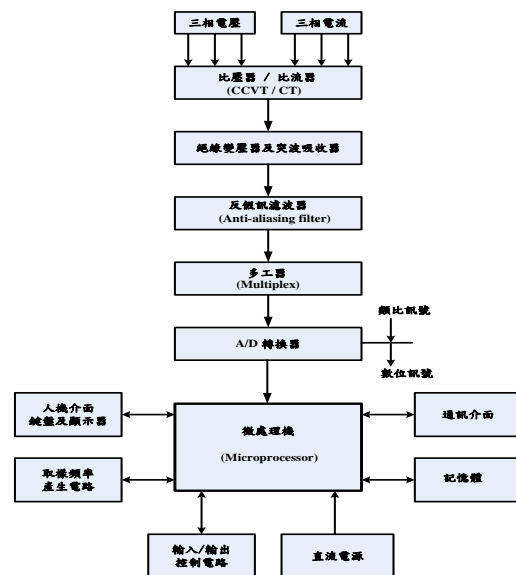


圖 27 數位測距電驛硬體架構示意圖

2. 數位測距電驛演算邏輯流程

數位測距電驛演算邏輯流程如，圖 28 所示，包含信號取樣、數位濾波、故障判斷、故障種類判別、故障距離判定等。

數位測距電驛故障偵測是用來確知系統是否故障，當系統發生故障，此時電流變化量遠比電

壓變化量大，若發生高阻抗故障時，雖電壓變動微小，但故障相的電流變化通常仍有較高的變化量，所以本文採用電流變化量來做為判別是否發生故障之指標。

數位測距電驛使用相量演算法來做故障定位，對數位濾波演算法的收斂速度快慢與準確度對故障定位的精準有很大的影響，所以本論文採用全週期離散傅立葉轉換來克服系統發生故障時電流電壓信號含有大量的諧波及伴隨著之直流衰減分量，因此數位濾波演算是數位測距電驛的主要核心。

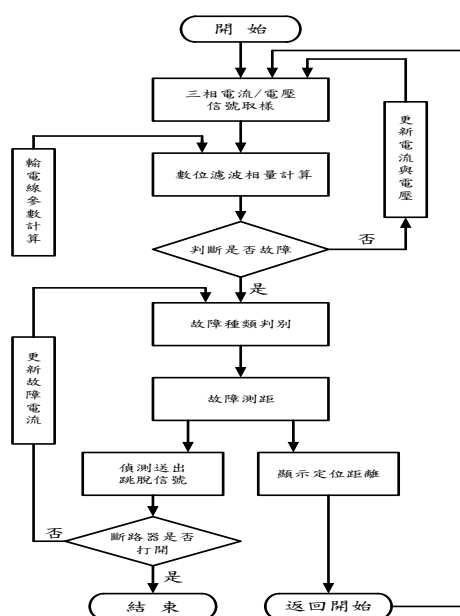


圖 28 數位測距電驛演算邏輯流程圖

3. 數位測距電驛故障檢測類別判定

系統發生事故時，其故障種類判別流程，如圖 29 所示，依故障種類可概分為三相短路故障、相間短路故障、兩相接地故障、單相接地故障等。其中 I_a 、 I_b 、

I_c 分別表示故障後的各相線電流基波相量； I_a^0 、 I_b^0 、 I_c^0 分別表示故障前的各相線電流基波相量； ΔI_a 、 ΔI_b 、 ΔI_c 分別表示故障後的各相線電流變化基波相量； ΔI 為其中的最大電流變化量，只要該相的線電流變化量大於故障前正常電流的 $K2$ 倍時 ($K2 > 0$ ，此處設 $K2 = 0.2$) 且是最大電流變化量 ΔI 的 $K1$ ($0 < K1 < 1$ ，此處設 $K1 = 0.5$) 倍以上，則可確定該相為故障相，因為發生單相接地故障時除了故障相的線電流大增之外，其他兩正常相當中的一相線電流亦有可能感應變大，但增幅就小很多。 $K1$ 設定是避免選到線電流變大的正常相。 $K2$ 設定是避免將負載變動所引起的電流增加誤看成故障；同時 $K2$ 也不能設太大，否則對於高阻抗故障將無法偵測。

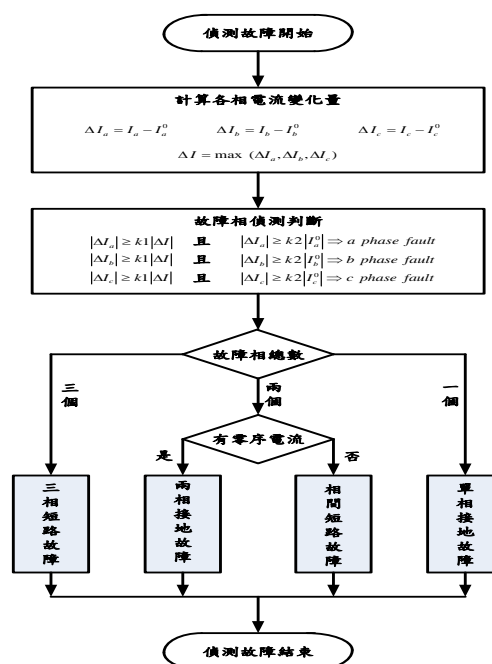


圖 29 數位測距電驛故障種類判別流程圖

4. 電力系統輸電線等效模型

超高壓輸電線路一般以架空為主，主要是電壓等級及架設在輸電鐵塔很高，不易被人或外物觸及，所以在供電品質上是穩定可靠。由於經濟快速成長，而精密產品的科學園區也相繼陸續營運，為確保安全供電及市區用電

安全距離，連接地下電力電纜線是唯一選擇。本文採用嘉民-南科線路做為本文模擬範例，是架空線與電纜線之組合，本線段有架空線 73.045 km 及電纜線 2.581 km，總共長度為 75.626 km，其輸電線路等效之系統單線圖，如圖 30 所示。

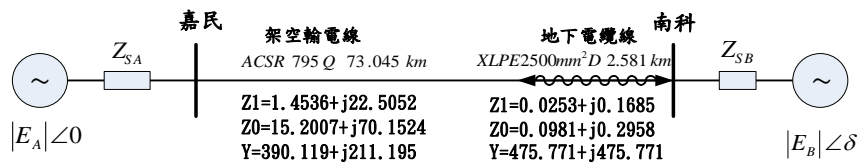


圖 30 電力系統等效電路模型圖

(四) 輸電線故障定位

輸電線故障時，數位測距電驛必先確認故障時所產生之故障種類，判定那一種類故障，於 2.3 節中詳述，本節針對輸電線的故障定位做求解等效電路。

1. 一般輸電線的故障定位

輸電線的故障定位，利用基波相量來求解故障序網路之等效電路，其中輸電線是以輸電線路 π 型電路來代替，用集總參數表示輸電線路等效電路，精確計算輸電線故障點位址，如圖 30 所示。

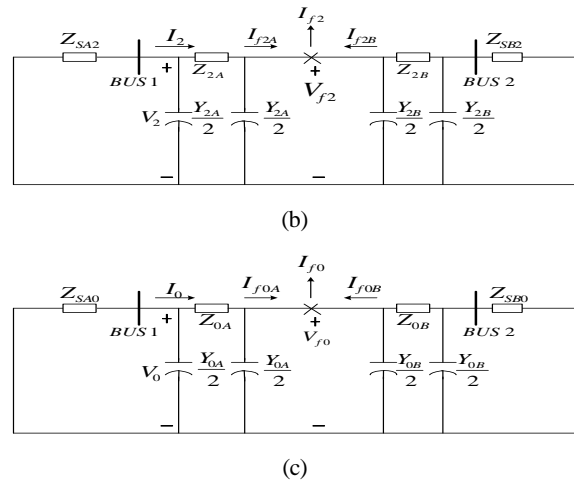
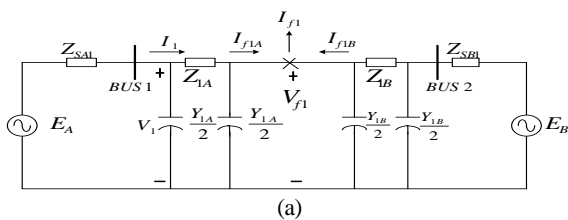


圖 30 輸電線故障之電力系統等效相序網路模型圖(a)正相序網路(b)負正相序網路(c)零相序網路



2. 輸電線故障序網路等效電路

輸電線故障等效 π 型電路，其串聯阻抗或並聯導納都與故障點位置有關，當故障時電驛測得

之電壓與線電流信號經由濾波器處理後可得正相序、負相序及零相序之電壓與電流，如圖 31~34 所示。

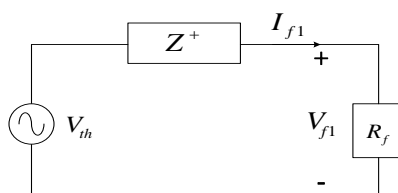


圖 31 三相短路故障之序網路等效電路圖

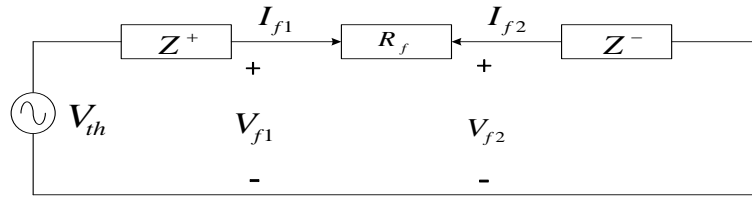


圖 32 相間短路故障之序網路等效電路圖

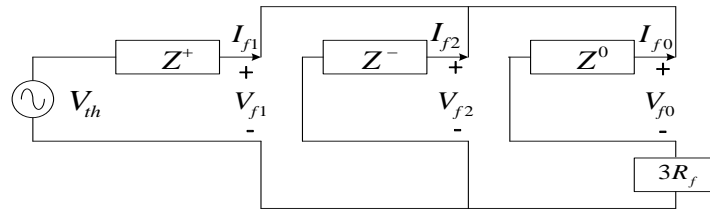


圖 33 兩相短路接地故障之序網路等效電路圖

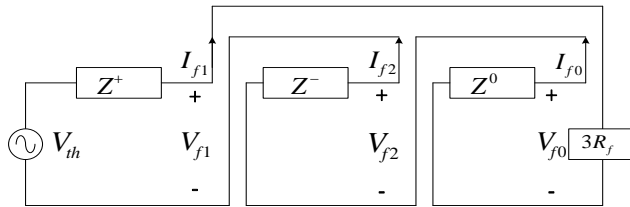


圖 34 單相接地故障之序網路等效電路圖

(五) 輸電線故障定位演算

輸電線路很長，故障時無法用人工來快速檢測及判定故障位置，耗費太多搶救黃金時間，造成故障範圍擴大，易減短設備壽命，增長復電時間，所以輸電線故障定位偵測有賴數位保護測距電驛。所以輸電線發生故障時系統等效模型可以用等效電路模型來表示，如圖 35 所示。故障後系統等效模型可以用等效網路來表示，如圖 36 所示。

圖 35 一般輸電線故障等效電路模型

故障前 A 端正相序電壓
 $(V_{1A})_L = V_F + I_{LA}(xZ_L) \dots\dots\dots(28)$
 故障後 A 端相電流

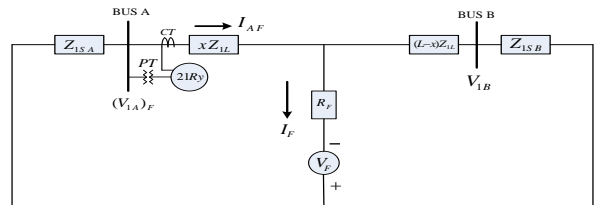
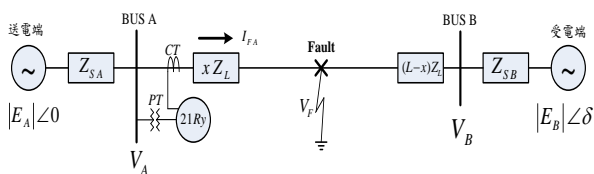


圖 36 一般輸電線故障後等效網路



利用重疊定理及戴維寧定理求解：

$$I_F = \frac{V_F}{\frac{(Z_{1SA} + xZ_{1L})[(L-x)Z_{1L} + Z_{1SB}] + R_F}{Z_{1SA} + xZ_{1L} + (L-x)Z_{1L} + Z_{1SB}}} \dots\dots\dots(29)$$

$$V_F = I_F \left[\frac{(Z_{1SA} + xZ_{1L})[(L-x)Z_{1L} + Z_{1SB}]}{Z_{1SA} + xZ_{1L} + (L-x)Z_{1L} + Z_{1SB}} \right] + I_F R_F \dots\dots\dots(30)$$

$$I_{AF} = I_F \left[\frac{(L-x)Z_{1L} + Z_{1SB}}{Z_{1SA} + xZ_{1L} + (L-x)Z_{1L} + Z_{1SB}} \right] \dots\dots\dots(31)$$

$$(V_{1A})_F = I_{AF}(xZ_{1L}) + I_F R_F - V_F \dots\dots\dots(32)$$

$$D_A = \frac{Z_{1SB} + (L-x)Z_{1L}}{Z_{1SA} + Z_{1SB} + LZ_{1L}} \dots\dots\dots(33)$$

D_A : 電流分佈因數

故障後 A 端正相序電壓的改變量

$$(V_{1A})_F = I_{1AF}(xZ_{1L}) + I_{1F} R_F - V_F$$

故障後電驛實際 A 端正相序電壓

$$\begin{aligned} V_{1A} &= (V_{1A})_L + (V_{1A})_F \\ &= I_{1A}(xZ_{1L}) + \left(\frac{I_{1AF}}{D_A} \right) R_F \dots\dots\dots(34) \end{aligned}$$

各故障後之通用公式

$$V_A = I_A(xZ_L) + \left(\frac{I_{AF}}{D_A} \right) R_F \dots\dots\dots(35)$$

利用輸電線單相接地故障等效網路，推導求解相關單相接地故障時之不同電流與電壓。

$$I_{OF} = I_{1F} = I_{2F}$$

由(33)式代入(35)式得

$$\begin{aligned} V_A &= I_A(xZ_L) + \left[I_{AF} \left(\frac{Z_{1SB} + (L-x)Z_{1L}}{Z_{1SA} + Z_{1SB} + LZ_{1L}} \right) \right] R_F \\ x^2 - x \left(L + \frac{V_A}{I_A Z_L} + \frac{Z_{1SB}}{Z_{1L}} \right) + \left[\frac{V_A}{I_A} \left(\frac{L}{Z_L} + \frac{Z_{1SB}}{Z_L Z_{1L}} \right) - \frac{I_{AF}}{I_A} \left(\frac{L}{Z_L} + \frac{Z_{1SA} + Z_{1SB}}{Z_L Z_{1L}} \right) R_F \right] &= 0 \\ x^2 - K_1 x + (K_2 - K_3 R_F) &= 0 \dots\dots\dots(38) \end{aligned}$$

其中：

$$K_1 = L + \frac{V_A}{I_A Z_L} + \frac{Z_{1SB}}{Z_{1L}} = a_1 + jb_1 \dots\dots\dots(39)$$

$$K_2 = \frac{V_A}{I_A} \left(\frac{L}{Z_L} + \frac{Z_{1SB}}{Z_L Z_{1L}} \right) = a_2 + jb_2 \dots\dots\dots(40)$$

$$K_3 = \frac{I_{AF}}{I_A} \left(\frac{L}{Z_L} + \frac{Z_{1SA} + Z_{1SB}}{Z_L Z_{1L}} \right) = a_3 + jb_3 \dots\dots\dots(41)$$

由(39)、(40)及(41)式代入(38)式得：

$$I_F = I_{OF} + I_{1F} + I_{2F}$$

$$= \frac{3}{2} \left(\frac{\Delta I_A - \Delta I_{OA}}{D_{1A}} \right) = \frac{I_{AF}}{D_{1A}}$$

$$I_{AF} = \frac{3}{2} (\Delta I_A - \Delta I_{OA}) \dots\dots\dots(36)$$

$$V_A = V_{OA} + V_{1A} + V_{2A}$$

$$= Z_{1L} \left[I_A + 3I_{OA} \left(\frac{Z_{OL} - Z_{1L}}{3Z_{1L}} \right) \right]$$

$$= Z_{1L} (I_A + 3I_{OA} K_n) \dots\dots\dots(37)$$

$$K_n = \frac{Z_{OL} - Z_{1L}}{3Z_{1L}}$$

K_n : 零序網路電流補償

$$x^2 - x(a_1 + jb_1) + (a_2 + jb_2) - (a_3 + jb_3)R_F = 0$$

$$x^2 - x\left(a_1 - \frac{a_3}{b_3}b_1\right) + \left(a_2 - \frac{a_3}{b_3}b_2\right) = 0 \dots\dots\dots(42)$$

整理後得一元二次方程式，可解得故障點之位置，並可求出不同故障型態產生不同信號電流與電壓之關係，如表 5 所示。

表 5 不同故障型態產生不同信號電流與電壓

故障類別 [⊖]	A 端電壓 [⊖]	A 端電流 [⊖]	故障後 A 端補償電流 [⊖]
AG [⊖]	V_A^{\ominus}	$I_A + 3K_n I_{OA}^{\ominus}$	$\frac{3}{2}(\Delta I_A - I_{OA}^{\ominus})^{\ominus}$
BG [⊖]	V_B^{\ominus}	$I_B + 3K_n I_{OB}^{\ominus}$	$\frac{3}{2}(\Delta I_B - I_{OB}^{\ominus})^{\ominus}$
CG [⊖]	V_C^{\ominus}	$I_C + 3K_n I_{OC}^{\ominus}$	$\frac{3}{2}(\Delta I_C - I_{OC}^{\ominus})^{\ominus}$
AB or ABG [⊖]	$V_A - V_B^{\ominus}$	$I_A - I_B^{\ominus}$	$(\Delta I_A - \Delta I_B)^{\ominus}$
BC or BCG [⊖]	$V_B - V_C^{\ominus}$	$I_B - I_C^{\ominus}$	$(\Delta I_B - \Delta I_C)^{\ominus}$
CA or CAG [⊖]	$V_C - V_A^{\ominus}$	$I_C - I_A^{\ominus}$	$(\Delta I_C - \Delta I_A)^{\ominus}$
ABCG [⊖]	$V_A - V_B^{\ominus}$	$I_A - I_B^{\ominus}$	$(\Delta I_A - \Delta I_B)^{\ominus}$

(六) 輸電線故障定位電力電纜線有效長度計算

超高壓輸電線是由架空輸電線與地下電力電纜線組成，如圖 37 所示，為使輸電線故障偵測地點正確，在輸電線混合長度上應有效精確的計算，所以地下電力電纜線要考慮換算的有效長度，以下是地下電力電纜線有效長度計算。

超高壓輸電線有效總長度=輸電架空線總長度+地下電力電纜線有效長度。

$$X = X_{Line} + X'_{Cable} \dots\dots\dots(43)$$

地下電力電纜線有效長度=地下電力電纜線正序阻抗/輸電線每公里架空線長度。

$$X'_{Cable} = \frac{Z_{1C}}{Z_{Line}} \dots\dots\dots(44)$$

$$X = X_{Line} + \frac{Z_{1C}}{Z_{Line}} \dots\dots\dots(45)$$

即超高壓輸電線有效正序阻抗

$$Z_1 = Z_{Line} * X \dots\dots\dots(46)$$

其中

- X 超高壓輸電線有效總長度(km)
- Z₁ 超高壓輸電線有效正序阻抗
- X_{Line} 輸電架空線總長度(km)
- Z_{Line} 輸電線每公里架空線長度(Ω/km)
- Z_{1L} 輸電架空線正序阻抗(Ω)
- X_{Cable} 地下電力電纜線總長度(km)
- Z_{Cable} 地下電力電纜線每公里長度(Ω/km)
- Z_{1C} 地下電力電纜線正序阻抗(Ω)

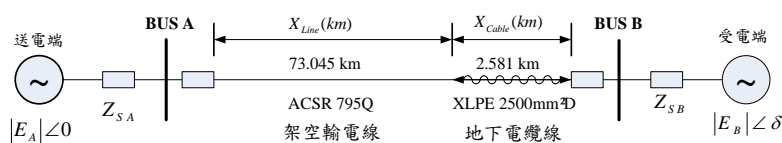


圖 37 超高壓輸電線混合長度圖

(七) 輸電線故障信號模擬結果與分析

輸電線發生故障包含有三相短路故障、相間短路故障、兩相短路接地故障及單相接地故障。故障位置分別在 10 km、30 km、50 km 及 73.3 km 處，故障電阻分別設為 0.1 Ω、1 Ω、5 Ω 及 10 Ω，因此模擬結果共有 64

個不同的故障模擬，而模擬的故障發生時間均設在 0.035 ms，取樣間隔時間是 $\Delta t = 1/f_s$ ， f_s 為取樣頻率 960 Hz (一週期 16 點)，取樣間隔時間 1.042 ms，以下是各種故障模擬結果。

1. 三相短路故障信號波形及距離估測模擬

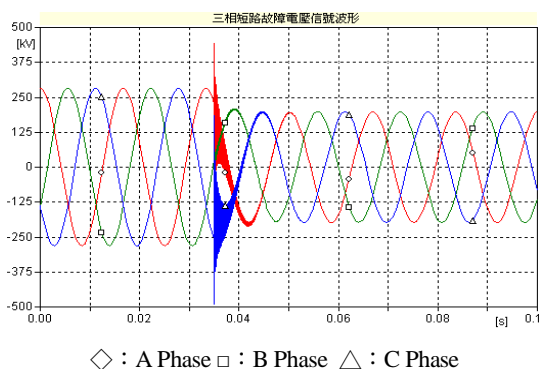


圖 38 三相短路故障電壓信號波形

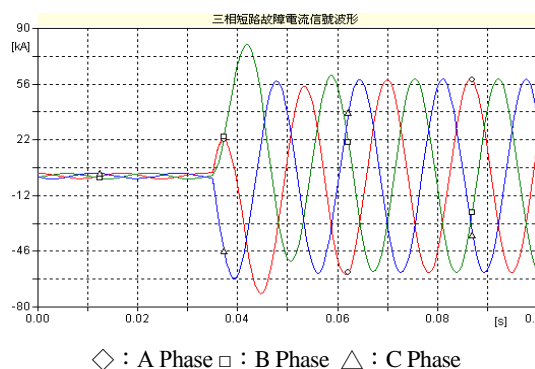


圖 39 三相短路故障電流信號波形

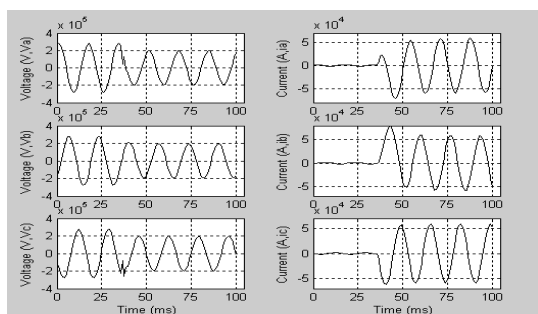


圖 40 三相短路故障 10 km 處故障電壓與電流取樣信號波形

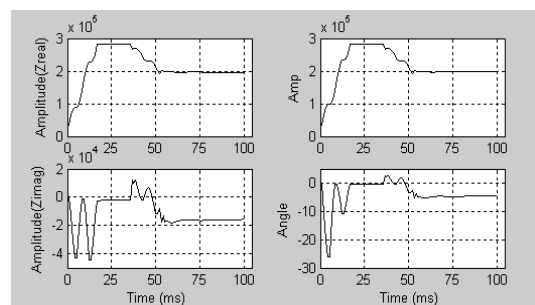


圖 41 三相短路故障 10 km 處基波相量及角度大小取樣波形

2. 相間短路故障信號波形及距離估測模擬

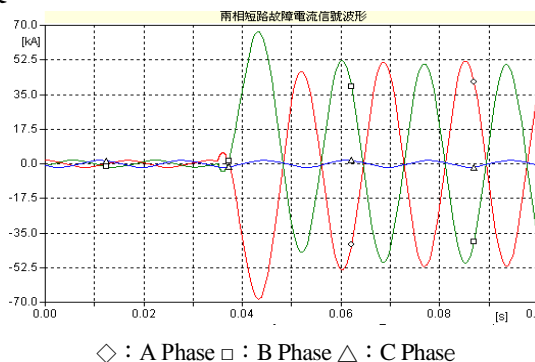
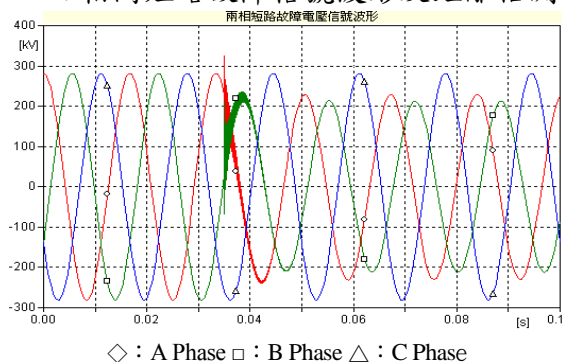
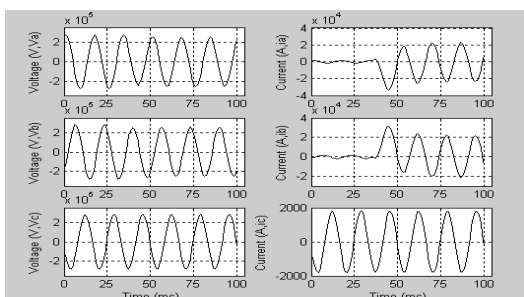


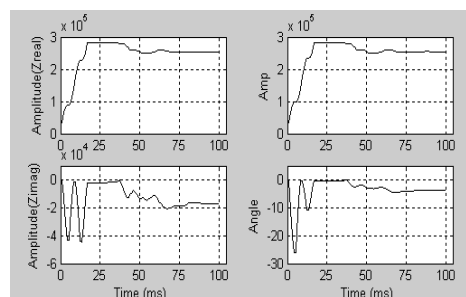
圖 42 相間短路故障電壓信號波形

圖 43 相間短路故障電流信號波形



◇ : A Phase □ : B Phase △ : C Phase

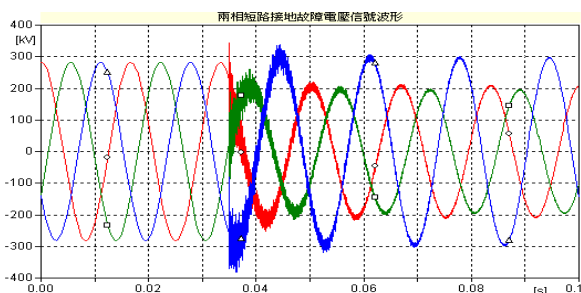
圖 44 相間短路故障 30 km 處故障電壓與電流取樣信號波形



◇ : A Phase □ : B Phase △ : C Phase

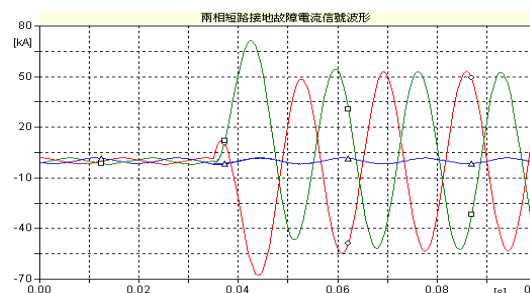
圖 45 相間短路故障 30 km 處基波相量及角度大小取樣波形

3. 兩相短路接地故障信號波形及距離估測模擬



◇ : A Phase □ : B Phase △ : C Phase

圖 46 兩相短路接地故障電壓信號波形



◇ : A Phase □ : B Phase △ : C Phase

圖 47 兩相短路接地故障電流信號波形

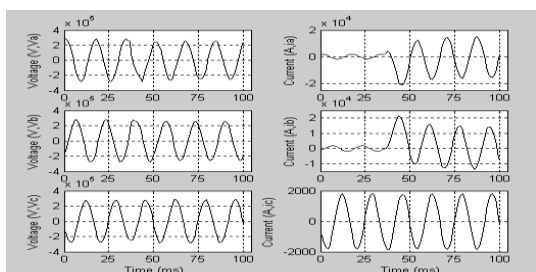


圖 48 兩相短路接地故障 50 km 處故障電壓與電流取樣信號波形

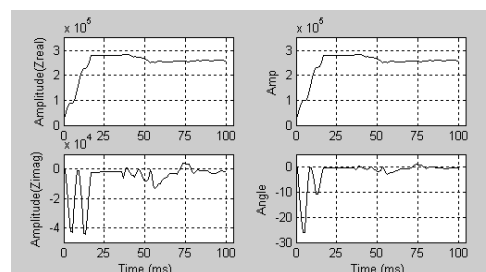
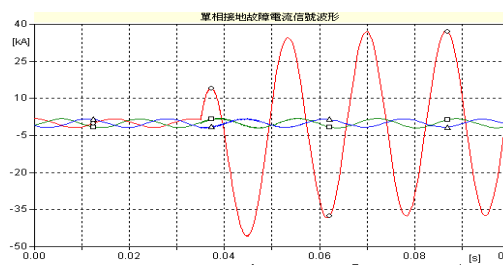
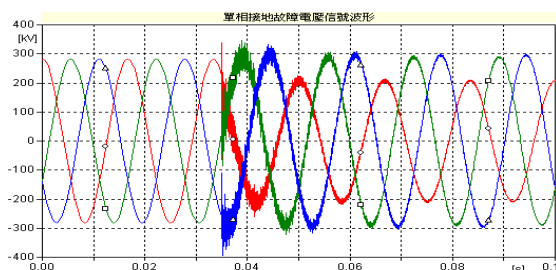


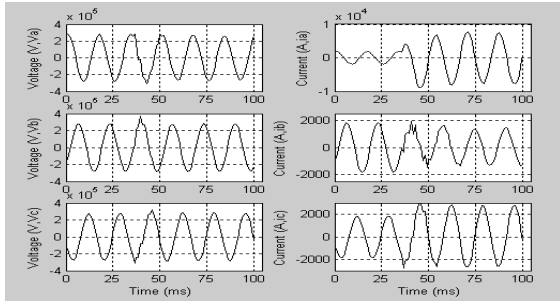
圖 49 兩相短路接地故障 50 km 處故障基波相量及角度大小取樣波形

4. 單相接地故障信號波形及距離估測模擬



◇ : A Phase □ : B Phase △ : C Phase

圖 50 單相接地故障電壓信號波形



◇ : A Phase □ : B Phase △ : C Phase

圖 51 單相接地故障電流信號波形

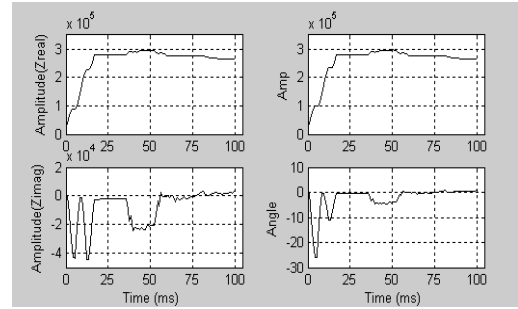
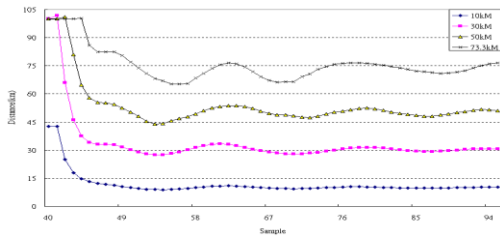


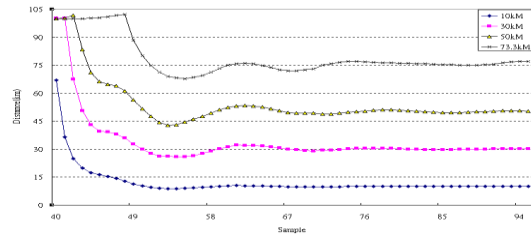
圖 52 單相接地故障 73.3 km 處故障電壓與電流取樣信號波形圖

圖 53 單相接地故障 73.3 km 處基波相量及角度大小取樣波形

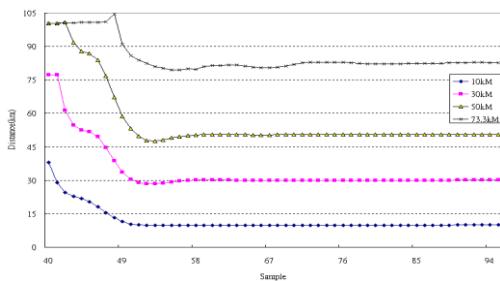
5. 四種故障型態之距離估測模擬



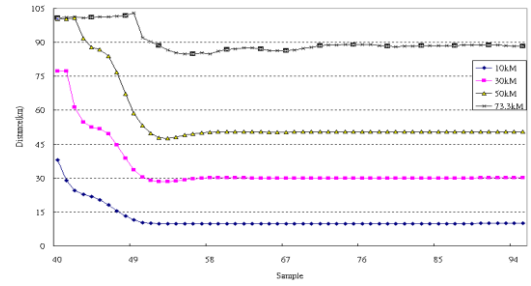
(a) 接地電阻 0.1Ω



(b) 接地電阻 1Ω



(c) 接地電阻 5Ω



(d) 接地電阻 10Ω

圖 54 四種故障型態 10 km, 30 km, 50 km, 73.3 km 距離估測

表 6 四種故障型態故障距離估測模擬結果

故障電阻 Ω	故障距離							
	三相 短路 故障 10km	誤差 百分 比 %	相間 短路 故障 30km	誤差 百分 比 %	兩相 短路 接地 故障 50km	誤差 百分 比 %	單相 接地 故障 73.3km	誤差 百分 比 %
0.1	9.996	0.04	30.071	0.24	49.973	0.05	73.815	0.70
1.0	9.999	0.01	29.984	0.05	50.027	0.05	74.947	2.25
5.0	9.995	0.05	30.033	0.11	50.480	0.96	82.177	12.11
10	9.994	0.06	30.006	0.02	50.504	0.82	84.842	15.75

五、結論

輸電線路是輸送電力之主要設備，要安全、可靠，所以對輸電線路之保護就很重要。因環境因素所造成之故障外，對保護電驛的規劃、性能運用及功能測試更應確實來檢測，並搭配通訊技術始能發揮最大功能，達到最佳保護。數位式測距電驛運用於輸電線路保護及利用單端量測數位測距電驛演算邏輯，當輸電系統發生短路或接地故障時電驛確實能偵測到故障信號，使斷路器正確動作。故障所產生之電壓、電流暫態變化，利用全週期遞迴傅立葉轉換數位濾波器濾除故障中所含的雜訊成份，再使用相量法配合輸電線弦波穩態方程式來計算求解故障距離。本文針對嘉民-南科線路，輸電線路長度為 75.626 km，地下電力電纜轉換後有效總長度為 73.5968 km，採用 EMTP/ATP 模擬軟體，再經由 FORTRAN 程式語言進行濾波演算，對故障偵測、故障類別判定、故障距離計算及故障後之跳脫時間判別等，均能正確計算實現，但輸電線路為集中式模型，未考慮線路充電電容效應，所以在地下電纜故障偵測誤差達 15%，架空線路平均誤差在 1.0% 範圍內。

六、參考文獻

- [1] J. L. Blackburn, "Protective Relaying : Principle and Application", 2nd edition Marcel Dekker Inc, 1998.
- [2] 臺灣電力公司供電處網站 <http://www.taipower.com.tw> 「345 kV 系統輸電線保護電驛規劃準則」。
- [3] S. H. Horowitz, A. G. Phadke and J. S. Thorp, "Adaptive Transmission System Relaying", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, pp. 1436-1445, 1988.
- [4] J.-C. Gu, and S.-L. Yu, "Removal of DC Offset in Current and Voltage Signals Using a Novel Fourier Filter Algorithm", IEEE Transactions on Power Delivery Vol, 15, No. 1, pp. 73-79, 2000.
- [5] G. Benmouyal, "Removal of DC-Offset in Current Waveforms Using Digital Mimic Filtering", IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 10, No. 2, pp. 621-630, 1995.
- [6] T. S. Sidhu, X. Zhang, F. Albasri and M. S. Sachdev, "Discrete-Fourier-Transform-Based Technique for Removal of Decaying DC Offset from Phasor Estimates", IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., Vol. 150, No. 6, pp. 745-752, 2003.
- [7] H. O. Pascual and J. A. Rapallini, "Behaviour of Fourier, Cosine and Sine Filtering Algorithms for Distance Protection, Under Severe Saturation of the Current Magnetic Transformer", IEEE Porto Power Tech Conference 10th-13th, Porto, Portugal, 2001.
- [8] L. Eriksson, "An Accurate Fault Locator With Compensation for Apparent Reactance in The Fault Resistance Resulting from Remote-End Infeed", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No. 2, pp. 424-436, 1985.
- [9] C.- H. Kim, M.- H. Lee, and A. T. Johns, "Educational Use of a EMTP Models for The Study of A Distance Relaying Algorithm for Protecting

- Transmission Lines”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 9-15, 2000.
- [10] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, Jr., “Power System Analysis”, McGraw-Hill, 1994.
- [11] J. B. Lee, C. W. Ha and C. H. Jung, “Development of Digital Distance Relaying Algorithm in Combined Transmission Lines with Underground Power Cables,” IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, No. 15, pp. 611-616, 2001.
- [12] T. T. Nguyen and H. Y. Chan, “Evaluation of Modal Transformation Matrices for Overhead Transmission Lines and Underground Cables by Optimization Method”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 1, pp. 200-209, 2002.