

台灣澎湖 161kV 海底電纜暫態分析

Transient Analysis of the 161kV Taiwan PengHu Submarine Power Cable System

台灣電力公司系統規劃處 何秉衡 張忠良
台灣科技大學電機工程系 吳啟瑞

摘要

台電公司第一條 58.9 公里長之台灣 161kV 海纜系統計畫 (T-P-Cables) 將於 2012 年商業運轉。因台電公司以往未有類似規模之計畫，實有必要預先瞭解 T-P-cables 運轉時可能產生之各種暫態現象，以提早謀求因應方式。本研究將以電磁暫態程式 (EMTP-ATP) 分析 T-P-cables 運轉之暫態特性，包括(1)正常運轉之開關過電壓 (Switched Over Voltage, SOV)、(2)故障之短時過電壓 (Temporary Over Voltage, TOV)、(3)加壓無載變壓器和並聯電抗器之暫態突入電流 (Transient Inrush Current, TIC) 及(4)解聯並聯電抗器之暫態恢復電壓 (Transient Recovery Voltage, TRV) 等。並探討適當設置突波保護裝置 (Surge Protective Device, SPD)，以避免 SOV 及 TOV 等現象。由模擬結果顯示，在高、低壓側加壓無載變壓器或電抗器，均無 TIC；解聯無 SPD 之並聯電抗器，電抗器 CB 兩接觸子間之耐壓恢復能力仍高於系統 TRV，CB 接觸子間不會發生再襲。本研究以 EMTP-ATP 對 T-P-cables 暫態特性作完整分析，研究結果對無 T-P-cables 運轉經驗之台電公司可提供豐富的運轉前檢驗。

Abstract

The 58.9km long 161-kV Taiwan-PengHu

submarine power cable system (T-P-Cable), the first project of the Taiwan Power Company (Taipower), will be commercially operated in 2012. It is important to analyze the transients of T-P-Cable before operation because the Taipower has no precedent in Taiwan. It is necessary to find the operation strategy to deal with the transients in advance. The EMTP-ATP was used to analyze (1) the switched over voltage (SOV) in normal operation, (2) the temporary over voltage (TOV) in fault contingency, (3) the transient inrush current (TIC) when the no-load transformers and the shunt reactors are energized, and (4) the transient recovery voltage (TRV) when the shunt reactors are de-energized. It was discussed that the appropriate set of the surge protective device (SPD) to avoid the SOV and the TOV. The results showed that there was no TIC in the no-load transformers and the shunt reactors when they are energized. The transient recovery voltage (TRV) on the current breaker (CB) contactors was higher than the system TRV when the shunt reactors are de-energized without SPD. There was no re-strike on the CB contactors. The results of the study provide tremendous prior operation experience and advice for the Taipower which has no experience on the T-P-Cable

before.

關鍵詞 Keywords

電力系統暫態 (Power System Transients)
 電磁暫態程式 (EMTP)
 海底電纜 (Submarine Power Cable)
 開關過電壓 (Switched Over Voltage, SOV)
 短時過電壓 (Temporary Over Voltage, TOV)
 暫態突入電流 (Transient Inrush Current, TIC)
 暫態恢復電壓 (Transient Recovery Voltage, TRV)

I. 簡介

為滿足 2012 年澎湖島居民用電需求，台電公司計畫興建 T-P Cables 計畫，從台灣之口湖一次配電變電所（口湖 D/S），以長達 58.9 公里之 161kV 交流 XLPE 海底電纜 2 回線送澎湖島之澎湖一次變電所（澎湖 P/S），並於海纜兩側之變電所匯流排各設置 2 組 161kV 級 80MVar 並聯電抗器。由於 T-P Cables 計畫為台電公司第一條長達 58.9 公里、中性點直接接地之 161kV 海底電纜計畫，台電公司以往未有類似規模之 project，實有必要瞭解 T-P Cables 運轉時可能產生之各種暫態現象，以提早謀求因應對策。電纜運轉除需考慮系統正常加壓產生之 SOV 及故障清除後之 TOV 等是否超過電纜之 BSL 外。為改善海纜之 Ferranti 現象及因應澎湖尖、離峰負載變化，並聯電抗器需不定時投入或切離。當加壓無載變壓器和電抗器，可能有 5 至 8 倍額定 TIC 致電驛誤動作[1]，有關 TIC 理論及應用可參考[2-3]。當並聯電抗器切離系統時，斷路器須能耐其接觸子打開時之系統 TRV，否則恐形成 reignites 或 restrikes 現象。Electric

Power Research Institute, EPRI 建議採用「電流注入法」作為 TRV 計算方法，如此可避免由 EMTP 之開關模型所導致之數值振盪[4]。有關交流高壓斷路器各項額定值之名詞、推薦值及應用建議，可參考[5-7]，有關中壓電流斷路器應用於 TRV 之注意事項[8]。

文獻[9]分別以 1.5km 及 9.1km 之 115kV 電纜討論暫態行為。[10]為 Modeling system transients 時有關決定 Insulated Cables 參數之注意事項。[11]利用 ATP EMTP Cable Constants program 計算以 2 回線 6.4 公里之 138kV 海纜連接 the Upper and Lower Peninsulas of Michigan 之阻抗。[12]-[15]說明世界上 115kV 至 150kV 不同長度之高壓海纜之規劃、製造及安裝工作。[16]說明世界上特殊區域之陸纜設計、選擇及試驗等現況。至於電纜之未來展望，可參考[17-18]。[19]討論長 400 公里、500kV 之 Chilean Series-Compensated 輸電系統之各種暫態現象。[20]討論日本最長之 54 公里、中性點不接地、66kV 交流海底電纜系統之各種特殊現象。前述研究部份僅為決定海纜參數、或工程規劃及安裝事項、或輸電系統及中壓海纜暫態現象等，本研究之目標為長達 58.9 公里之高壓 161kV 交流海底電纜之各項暫態特性。[21]建議設備之 BSL 保護裕度至少需為 20% 以上。故線路 BSL 值 620kV 之保護裕度 20% 之電壓為 517kV。

本研究參考前述研究及[22-24]，詳細分析 T-P Cables 各項暫態電氣特性，包括 24 種正常加壓產生 SOV 之 Cases 及沿 T-P Cables 之 28 種不同故障清除後加壓產生 TOV 之 Cases 等是否超過海纜之 BSL；以高、低壓加壓變壓器及加壓電抗器之 TIC 是否過大，致電驛誤動作；及解聯並聯電

抗器產生 TRV 與 IEEE 推薦值比較，是否超過斷路器之耐受能力而發生 reignites 或 restrikes 等。分別以 EMTP-ATP 之單次開關找出可能發生最嚴厲之運轉情況，再以統計性開關之 uniform 分佈找出可能發生電壓之峰值。各 case 並探討適當設置 SPD 之情況。由模擬結果，當系統正常運轉之加壓或復閉之 SOV 及線路故障清除後之 TOV 等，均在線路 BSL 保護裕度 20% 之電壓 517kV 範圍內。加壓各項設備之 TIC 很小，不致使電驛誤動作。解聯並聯電抗器，電抗器之 CB 兩接觸子間之耐壓恢復能力仍高於系統 TRV，CB 接觸子間不會發生再襲。本研究之完成，除可提供無海底電纜運轉經驗之台電公司豐富的暫態現象資訊，作為日後運轉維護之參考外，並有利於其他相關海底電纜計畫之推展。其中 1pu 等於各相對地電壓之峰值。

II. 系統說明

本研究之 T-P-Cables 系統簡圖如圖 1 所示。T-P-Cables 包括口湖 D/S 及其附屬設備、兩條 58.9 公里長之 3 相 161kV 級 XLPE 海底電纜、澎湖 P/S 及其附屬設備，口湖 D/S 及澎湖 P/S 分別各設有 2 組 80MVar 之併聯電抗器。

澎湖島上另有 12 部 10MVA 級之備用柴油引擎發電機，平時不運轉，當 T-P-Cables 故障時，啟動供電。

161kV 級 XLPE 海底電纜線路以分佈參數模擬，線路參數詳 A.I。161/69kV 級 200MVA 主變採 Y-Y 接，中性點直接接地，一次側繞組為 161kV，二次側繞組為 69kV。80MVar 電抗器採 Y 接，中性點直接接地。設備參數詳表 A.II。SPD 採 144kV 級 ZnO 無間隙 Surge Arrester，另[25-26]提醒 Modeling system transients 時有關決定 Transformers 及 Surge Arresters 等參數之注意事項。

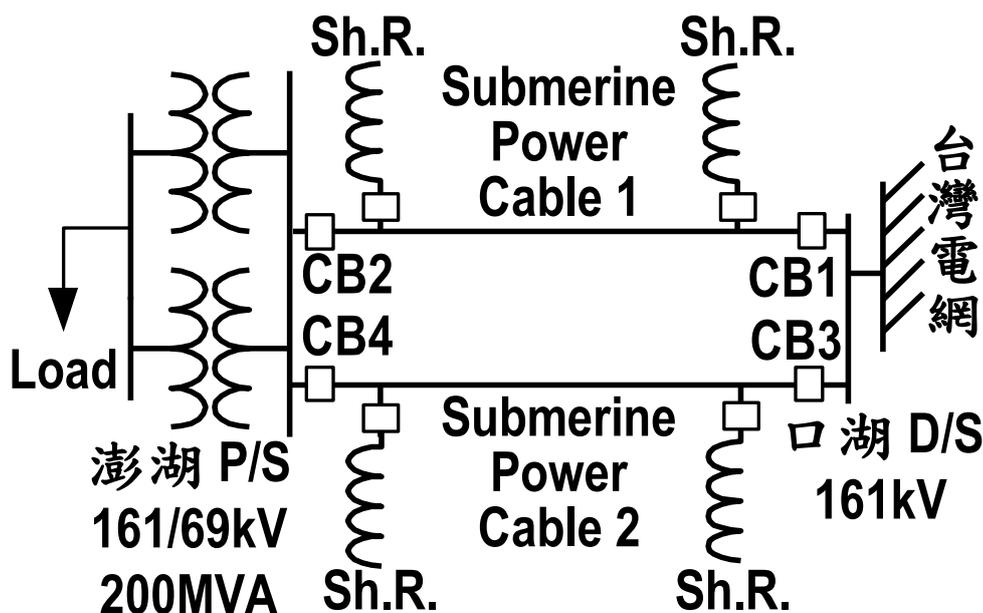


圖 1 T-P-Cables 系統簡圖

III. 開關過電壓 (SOV)

A. 正常操作時之開關過電壓

當 T-P Cables 正常運轉無故障時，澎湖電廠不併入(即 CBG 打開)，由口湖 D/S 加壓設備 (CB1 投入)，觀察澎湖 P/S 之 SOV 波峰。本研究分析 24 種不同情況下之 cases，包括(1) Cable 2 不運轉，加壓 Cable 1 (包括分別將 CB2 打開或關閉，由 CB1 投入)、(2) Cable 2 運轉中，加壓 Cable 1 (包括分別將 CB2 打開或關閉，由 CB1 投入)、(3)加壓 200MVA 變壓器及(4)加壓 80MVAr 併聯電抗器等 4 種設備；配合 With or Without SPD。為得完整情況，以 EMTP-ATP 之 single 及 statistical 開關模擬加壓情況，最後綜合比較分析結果。

i. 單次加壓

單次加壓為斷路器於穩態最大電壓之時間投入，即斷路器於 cosine 波之第 1 週期波峰時間 16.67ms 投入，以得最嚴厲結果。

ii. 統計性加壓

統計性加壓利用 EMTP-ATP 之統計性開關，進行開關突波過電壓分析。每一統計性開關之平均投入時間 16.67ms，而實際投入時間由此平均值呈高斯分佈。隨機高斯分佈之標準差為 1ms，開關投入之次數為 100 次，投入時間在 1 週期 (0°~360°) 內隨機變化。

iii. 正常操作時之開關過電壓之結果

分析結果如表 1 所示。表 1 之 Case 1 至 4 為 Cable 2 不運轉，於澎湖 P/S 之 CB2 打開，由口湖 D/S 之 CB1 投入加壓，由於 Cable 1 末端(澎湖 P/S) 開路，則波峰達澎湖 P/S 時約等於 2pu，符合行進波理論。Case 5 至 8 為 Cable 2 不運轉，於澎湖 P/S 之 CB2 閉合，由口湖 D/S 之 CB1 投入加壓，波峰達澎湖 P/S 時各 Case 之電壓均小於 Case 1 至 4，主因為澎湖 P/S 之 CB2 閉合，Cable 1 末端未開路。Case 9 至 12 為 Cable 2 運轉中，餘與 Case1 至 4 同，當波峰達澎湖 P/S 時各 Case 之電壓均小於 Case1 至 4，主因為 Cable 2 運轉，可減緩 Cable 1 加壓之電磁感應。同理，Case 13 至 16 之電壓均較 Case5 至 8 為小。Case 13, 15 與 Case 14, 16 中，無論有無 SPD，結果相同，主要由於未達 SPD 放電電壓，致 SPD 不動作。Case 17 至 20 為由口湖 D/S 加壓 200MVA 變壓器波峰到達澎湖 P/S 之值，其中無 SPD 之波峰值較有 SPD 之波峰值為高，顯示裝設 SPD 可適當釋放突波能量，減緩設備遭受突波之能量。Case 21 至 24 之電壓峰值均較 Case1 至 4 為低。

由表 1 知，case 4 之 A 相 SOV 最嚴重，即由口湖 D/S 加壓無 SPD 之 Cable 1 (澎湖 P/S 之 CB2 打開，口湖

D/S 之 CB1 投入)，於澎湖 P/S 端之 A 相電壓波形如圖 2 所示。當 CB1 投入後，至 18.3ms 時在澎湖 P/S 達到最高電壓 1.95pu (約 256.33kV)，經 2 週

波後逐漸恢復正常。惟仍遠低於 161kV 系統線路 BSL 保護裕度 20% 之電壓 517kV 範圍內。

表 1 正常運轉時由口湖 D/S 加壓之 SOV 結果分析表

Case	加壓 設備	加壓 型式	SPD	EMTP-ATP 開關模式	在澎湖 P/S 之 SOV		
					pu	kV	
1	Power Cable 1 (CB2 打開中, CB1 投入, 且 Power Cable 2 未加壓)		有	Single	1.69	211.9	
2				Statistical	1.70	223.5	
3				無	Single	1.93	253.3
4					Statistical	1.95	256.3
5	Power Cable 1 (CB2 投入中, CB1 投入, 且 Power Cable 2 未加壓)		有	Single	1.26	165.8	
6				Statistical	1.35	177.5	
7				無	Single	1.36	178.8
8					Statistical	1.50	197.2
9	Power Cable 1 (CB2 打開 中, CB1 投入, 且 Power Cable 2 加壓中)		有	Single	1.37	180.2	
10				Statistical	1.45	190.6	
11				無	Single	1.49	195.9
12					Statistical	1.55	203.8
13	Power Cable 1 (CB2 投入 中, CB1 投入, 且 Power Cable 2 加壓中)		有	Single	1.04	137.3	
14				Statistical	1.10	144.6	
15				無	Single	1.05	138.5
16					Statistical	1.10	144.6
17	200MVA 變壓器		有	Single	1.63	214.3	
18				Statistical	1.65	216.9	
19				無	Single	1.74	228.5
20					Statistical	1.85	243.2
21	80MVar 並聯電抗器		有	Single	1.36	178.4	
22				Statistical	1.40	184.0	
23				無	Single	1.47	193.5
24					Statistical	1.60	210.3

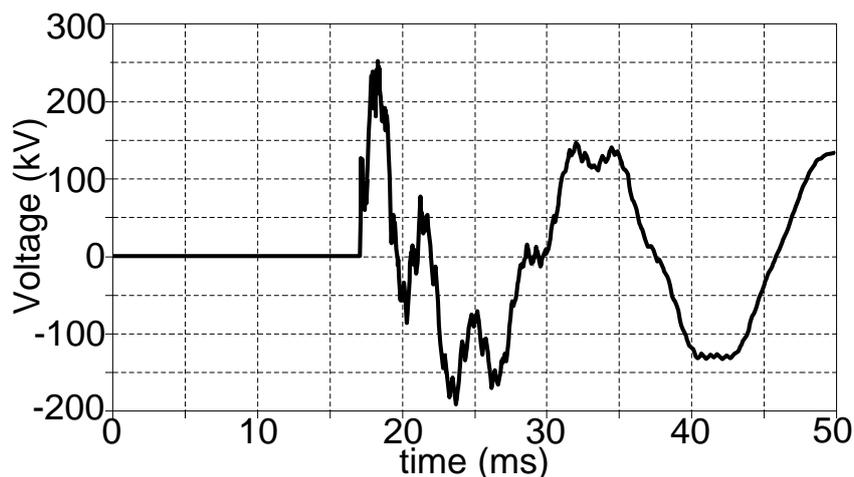


圖 2 case 4 之 A 相電壓波形

B. 維護之開關過電壓

為免澎湖地區用戶因二條海纜同時維護造成停電，本研究研擬 T-P-Cables 僅一回線運轉時（Power Cable 1 運轉、Power Cable 2 停用），仍需海纜停電維護，由台灣電網供應之電源須改切換為澎湖電源供應，且須於澎湖端先併入發電機再切離台灣電網，以避免用戶停電。本研先研擬 T-P-Cables 維護所需之運轉 step、再分別以單次加壓瞭解最可能發生嚴厲情況之運轉 step，最後針對此 step 作統計加壓以瞭解可能發生之最高電壓。

i. 運轉 step

自維護海纜開始至結束，整個運轉步驟可有 4 個步驟，各步驟之 CB 操作時間如表 2。各運轉步驟均不併聯 SPD，以瞭解瞬間 SOV。

步驟 1：澎湖電廠啟動後併入台灣電網，併聯步驟：CBG 投入併入澎湖電廠。

步驟 2：台灣電網與澎湖電廠解聯，開

始維修 Power Cable 1。解聯 Power Cable 1 之 Sub-step 可有 2：Sub-step A：CB2 先打開，再打開 CB1。或 Sub-step B：CB1 先打開，再打開 CB2。

步驟 3：Power Cable 1 維修結束，台灣電網併入澎湖電廠。併聯 Power Cable 1 之 sub-step 可有 2：Sub-step A：CB2 先投入，再投入 CB1。或 Sub-step B：CB1 先投入，再投入 CB2。

步驟 4：澎湖電廠與台灣電網解聯。解聯步驟：CBG 打開，解聯澎湖電廠。發電機併入台電系統時，相角差須於 ± 5 度內，始能併入。若系統於故障清除後復閉，相角差須於 ± 15 度內。因此為分析最嚴厲情況，步驟 1 之相角差設為 5 度，Sub-step 3A, 3B 之相角差設為最大 15 度，以得最嚴厲結果。

ii. 單次加壓

台電系統電壓頻率為 60Hz，每 1 週波為 16.67ms，則第 1 組 CB 投入時間採前半波峰（即 1/4 週波）為 4.17ms，第 2 組 CB 投入時間為第 1 組 CB 投入後 2 週波，即第 2.25 週波，即第 37.5ms。

iii. 統計性加壓

為期瞭解各時點加壓可能產生之最高電壓，每 1 週波為 16.67ms，則第 1 組 CB 平均投入時間採前半波峰

（即 0.25 週波）為 4.17ms，取 4ms 附近作統計加壓；第 2 組 CB 平均投入時間為第 1 組 CB 投入後 2 週波，即第 2.25 週波，即第 37.5ms。為能包括第 1 個及第 3 個週波之前半波各個時段，取 uniform 分佈，標準差為 2.3ms，作 1,000 次統計加壓。第 1 組 CB 及第 2 組 CB 投入統計加壓時間圖如圖 3。

表 2 各步驟 CB 操作時間表

步驟	Sub-Step	說明	CB1	CB2	CBG	Note
1	-	澎湖電廠併聯台灣電網	投入中	投入中	於 4ms 投入	CBG 投入
2	A	台灣電網與澎湖電廠解聯	於 30ms 打開	於 4ms 打開	投入中	CB2 先開 CB1 後開
	B		於 4ms 打開	於 30ms 打開		CB1 先開 CB2 後開
3	A	台灣電網併聯澎湖電廠	於 30ms 投入	於 4ms 投入	投入中	CB2 先關 CB1 後關
	B		於 4ms 投入	於 30ms 投入		CB1 先關 CB2 後關
4	-	台灣電網與澎湖電廠解聯	投入中	投入中	於 4ms 打開	CBG 打開

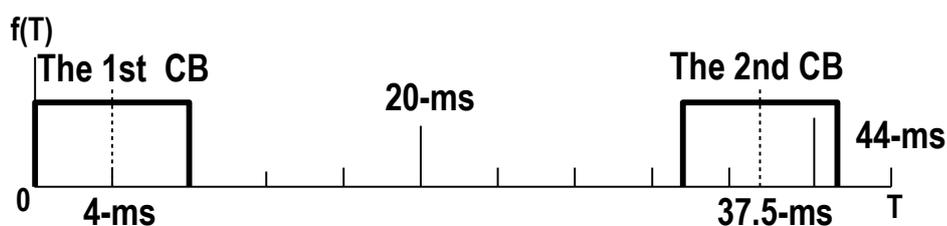


圖 3 第 1 組 CB 及第 2 組 CB 投入統計加壓時間圖

表 3 各 Sub-step SOV 各點波峰極值

步驟	Sub-Step	口湖 D/S		CB1		CB2		澎湖 P/S		CBG	
		$ V _{\max}$ (pu)	t (ms)								
1	-	1.05	0.2	1.05	0.2	1.02	11.3	1.03	6.0	1.02	11.3
2	A	1.03	33.4	1.03	13.8	1.02	3.0	1.04	13.8	1.02	3.0
	B	1.03	28.0	1.02	11.2	1.02	16.8	1.02	16.8	1.02	16.8
3	A	1.89	7.3	1.02	31.0	1.38	7.7	1.38	7.7	1.38	7.7
	B	1.76	7.7	1.76	7.7	1.04	33.4	2.21	7.3	1.04	7.7
4	-	1.03	3.0	1.03	3.0	1.02	3.0	1.02	3.0	1.04	13.9

iv. 維護時之開關過電壓之結果

(i) 單次加壓

各步驟 SOV 各點波峰極值如表 3。

由表 3 知，以 Sub-step 3A (即台灣電網併入澎湖電廠，CB2 於 5ms 投入，CB1 於 30ms 投入) 運轉所產生之波峰極值低於 Sub-step 3B (即台灣系統併入澎湖電源，CB1 於 4ms 投入，CB2 於 30ms 投入)。

有關 Sub-step 3A 於口湖 D/S 之 3 相電壓波形如圖 4，澎湖 P/S 之 3 相電壓波形如圖 5。

由圖 4 知，當 $t=7.3\text{ms}$ 時，口湖 D/S 之 C 相最高電壓約為 1.89pu (247.87kV)，經 1 週波後逐漸恢復正常。由圖 5 知，當 $t=7.7\text{ms}$ 時，澎湖

P/S 之 C 相最高電壓約為 1.38pu (181.4kV)，於 $t=30\text{ms}$ 時，CB2 投入致波形有輕微變化，此由於台灣系統端電壓與澎湖電源端電壓相角相差 15 度，於併聯後所造成之結果，於 0.25 週波後逐漸恢復正常。

由圖 4、5 比較知，當 CB2 投入後且 CB1 投入前，相當於電纜前端(澎湖 P/S 側)加壓且末端(口湖 D/S 側)開路，波峰於 7.3ms 先到達末端，峰值約 1.89pu (247.9kV)，後於 7.7ms 反射回前端，經衰減後之峰值約 1.38pu (181.4kV)，此與波行進方程式相符。有關 Sub-step 3B，於口湖 D/S 之 3 相電壓波形如圖 6、澎湖之 3 相電壓波形如圖 7。

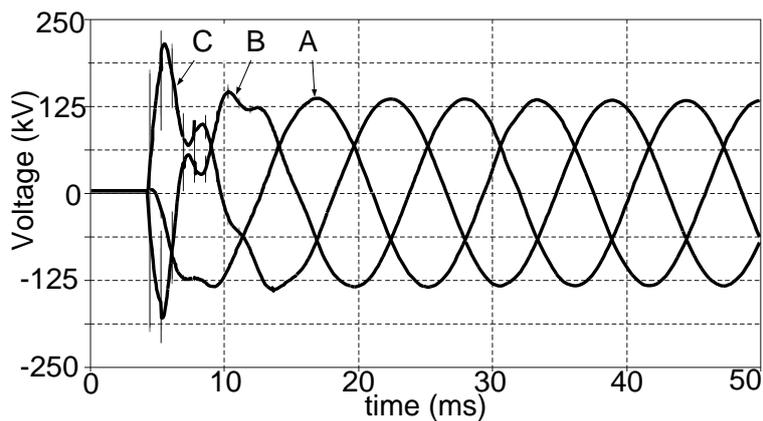


圖 4 Sub-step 3A 於口湖 D/S 之 3 相電壓波形圖

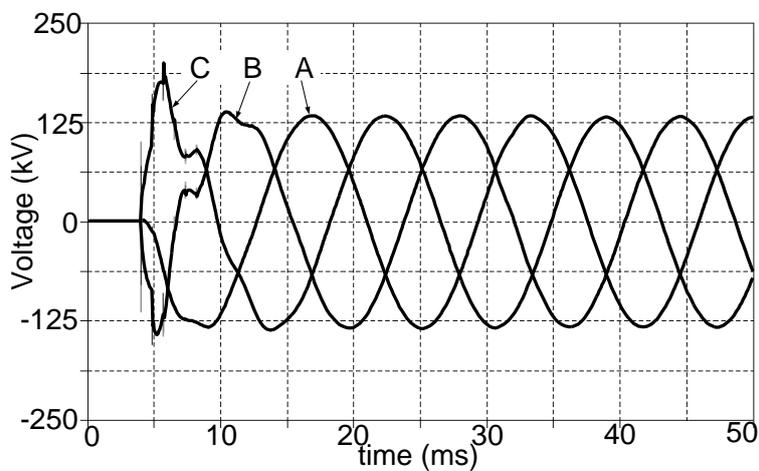


圖 5 Sub-step 3A 於澎湖 P/S 之 3 相電壓波形圖

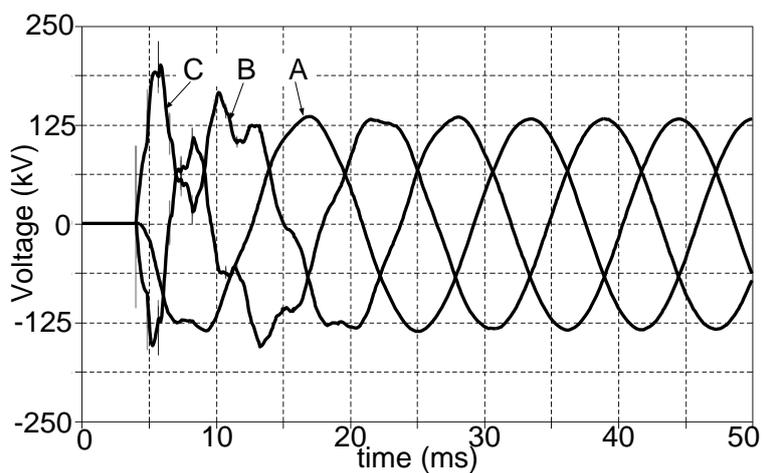


圖 6 Sub-step 3B 於口湖 D/S 之 3 相電壓波形圖

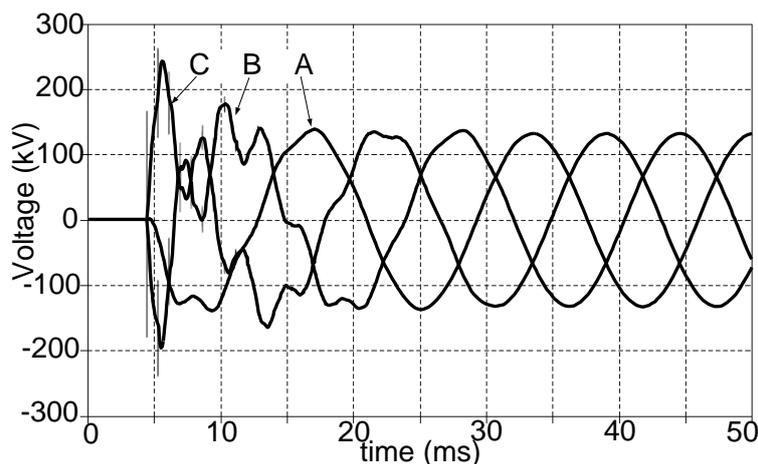


圖 7 Sub-step 3B 於澎湖 P/S 之 3 相電壓波形圖

由圖 6 知，當 $t=7.7\text{ms}$ 時，口湖 D/S 之 C 相最高電壓為 $1.76\text{pu}(231.0\text{kV})$ ，經 1 週波後逐漸恢復正常。由圖 7 知，當 $t=7.3\text{ms}$ 時，澎湖 P/S 之 C 相最高電壓 $2.21\text{pu}(290.4\text{kV})$ ，於 $t=30\text{ms}$ 時，CB2 投入致波形有輕微變化，此由於台灣系統端電壓與澎湖電源端電壓相角相差 15 度，於併聯後所造成之結果，並於 0.25 週波後逐漸恢復正常。

由圖 6、7 比較知，當 CB1 投入後且 CB2 投入前，相當於電纜前端(口湖 D/S 側)加壓且末端(澎湖 P/S 側)開路，波峰於 7.3ms 先到達末端，峰值約 $2.21\text{pu}(290.4\text{kV})$ ，後於 7.7ms 反射回前端，經衰減後之峰值約 $1.76\text{pu}(231.0\text{kV})$ 。

(ii)統計性加壓

以 Sub-step 3A 操作(即 CB2 於 4ms 投入、至 37.5ms 再投入 CB1)作統計加壓，經以 uniform 統計加壓 1,000 次分析結果，瞬間最高電壓發生於口湖 D/S 處，各相電壓超過 $1.85\text{pu}(243.2\text{kV})$ 之機率者，A 相有 17%、B 相有 24.7%、C 相有 22%。

以 Sub-step 3B 操作(CB1 於 4ms 投入、至 37.5ms 再投入 CB2)作統計加壓，經以 uniform 統計加壓 1,000 次分析結果，瞬間最高電壓發生於澎湖 P/S 處，各相電壓超過 $1.85\text{pu}(243.2\text{kV})$ 之機率者，A 相有 33.4%、B 相有 38.7%、C 相有 41.1%。其次為口湖處，A 相有 8.2%、B 相有 7.3%、C 相有 7.5%。

(iii)操作 Sub-step 3A 與 3B 之比較

Sub-step 3A 中，CBG 已先行投入，故 CBG 與 CB2 最高瞬間電壓相同，當 CB2 投入瞬間，CB2 之最高電壓與澎湖 P/S 相同，至於 CB1 約於 37.5ms 投入，由於澎湖電廠與台灣電網相差 15 度且前 CB2 投入後之 SOV 已消失，故 CB1 投入之 SOV 不高。同理，Sub-step 3B 中，CBG 已先行投入，故 CBG 與 CB2 最高瞬間電壓相同。當 CB1 投入瞬間，CB1 最高電壓與口湖 D/S 相同，至於 CB2 約於 37.5ms 投入，由於澎湖電廠與台灣電網相差 15 度且前 CB1 投入後之 SOV 已消失，故 CB2 投入之 SOV 亦不高。有關操作 sub-step 3A 與 3B 沿 Power

Cable 1 各點之 V_{max} 發生機率 (%) 之比較詳見表 4。

由表 4 知，Sub-step 3B 於澎湖 P/S 之 V_{max} 為 2.2~2.25pu、2.0~2.15pu 及 1.8~1.95pu 之發生機率分別為 11.4%、16.0% 及 10.0%；Sub-step 3A 於口湖 D/S 之 V_{max} 為 2.2~2.25pu、2.0~2.15pu 及 1.8~1.95pu 之發生機率分別為 0%、11.6% 及 21.0%。顯示 Sub-step 3B 之 V_{max} 均高於 Sub-step 3A，此主要由於台灣端之短路容量大、系統較強，由台灣端加壓對電纜之 SOV 較由澎湖端加壓為高，故為減少 SOV 對設備之衝擊，應避免以 Sub-step 3B 操作。

IV. 暫態過電壓(TOV)

當 2 回線路正常運轉時，若第 1 回線路發生故障，在故障之初期或清除，可能

在 T-P Cables 導致高 TOV。本研究分析 Power Cable 2 正常運轉、在 Power Cable 1 發生 4 種故障，包括單相接地故障(P-G)、相間故障(2P-UG)、相間接地故障(2P-G) 及三相接地故障(3P-G)。並分析沿 Power Cable 1 平均距離之 7 個故障點(包括澎湖 P/S 及口湖 D/S 端各 1 個)，如圖 8 所示。

分析方式採統計故障配合統計故障清除，以高斯分佈計算 100 次。平均統計故障時間為 16ms 呈高斯分佈。隨機高斯分佈之故障時間標準差為 2.8ms。161kV 系統故障清除時間至少須為 12 週波以上，故平均統計故障清除時間為 220ms，故障清除時間標準差為 10ms。自故障開始 16ms 分析至 260ms 結束，故障從發生至清除之時間順序圖如圖 9。各故障情況及故障點於澎湖 P/S 端之最高 TOV 分析結果表如表 5 所示。

表 4 沿 Power Cable 1 各點之 V_{max} 發生機率 (%)

Sub-step	位置 $V_{max}(pu)$	口湖 D/S	CB1	CB2	澎湖 P/S	CBG
3A	1.0~1.55	55.2	100.0	與澎湖 P/S 同	85.6	與澎湖 P/S 同
	1.6~1.75	12.2	0.0		14.4	
	1.8~1.95	21.0	0.0		0.0	
	2.0~2.15	11.6	0.0		0.0	
	2.2~2.25	0.0	0.0		0.0	
3B	1.0~1.55	69.2	與口湖 D/S 同	100.0	53.7	與 CB2 同
	1.6~1.75	13.9		0.0	8.9	
	1.8~1.95	16.9		0.0	10.0	
	2.0~2.15	0.0		0.0	16.0	
	2.2~2.25	0.0		0.0	11.4	

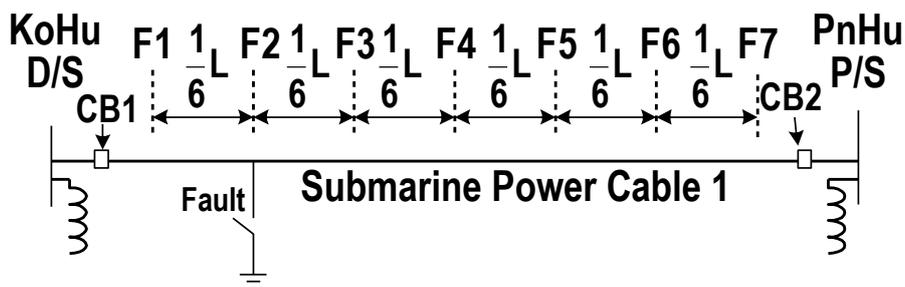


圖 8 T-P Cables 故障點分析

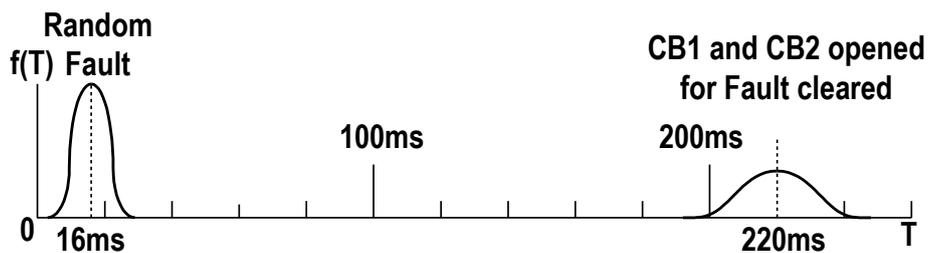


圖 9 故障發生清除時間順序圖

表 5 各故障情況及故障點於澎湖 P/S 端之最高 TOV 分析結果表

故障點	F1		F2		F3		F4		F5		F6		F7	
故障情形	pu	%												
P-G	1.35	41	1.3	55	1.25	8	1.25	35	1.25	62	1.3	25	1.3	17
	1.4	17	1.35	17	1.3	70	1.3	34	1.3	30	1.35	9	1.35	17
2P-UG	1.5	30	1.45	20	1.45	31	1.45	12	1.45	7	1.45	12	1.45	11
	1.55	11	1.5	24	1.5	5	1.5	1	1.5	1	1.5	3	1.5	7
2P-G	1.5	0	1.45	15	1.4	36	1.4	22	1.35	52	1.4	19	1.4	33
	1.55	20	1.5	19	1.45	15	1.45	4	1.4	16	1.45	3	1.45	3
3P-G	1.55	5	1.5	13	1.45	25	1.45	31	1.45	33	1.45	22	1.45	35
	1.6	42	1.55	44	1.5	37	1.5	25	1.5	16	1.5	11	1.5	8

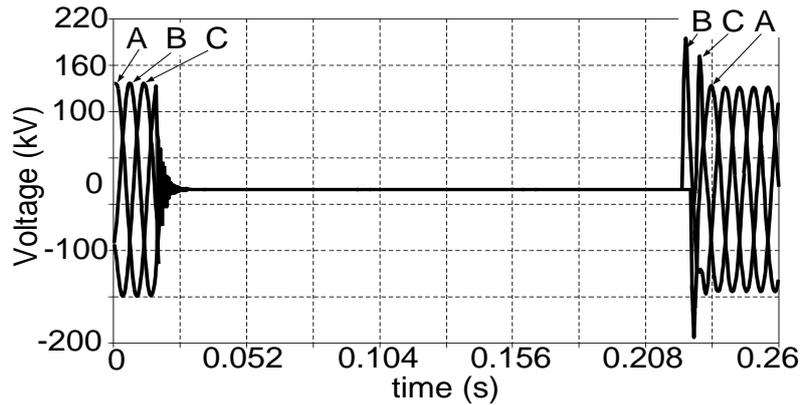


圖 10 口湖 D/S 側(F1 處)發生 3P-G 在澎湖 P/S 端之 3 相電壓波形

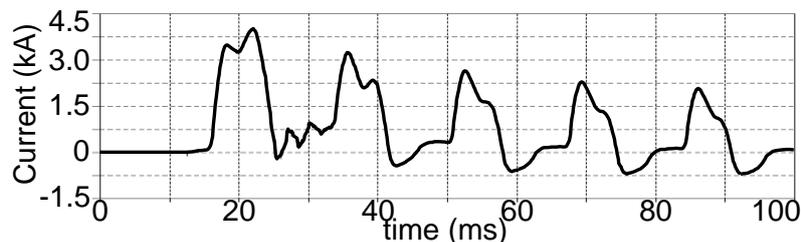
由表 5 知，故障點愈靠近台灣之口湖 D/S 側，故障清除後於澎湖 P/S 端可能發生之最高瞬間電壓愈高，且發生之次數也愈高。故障情形則以 3P-G 最為嚴重：瞬間最高電壓為 1.55pu（約 205kV）之發生率為 5%，1.6pu（約 210kV）之發生率為 42%。圖 10 為在口湖 D/S 側(F1 處)發生 3P-G 在澎湖 P/S 端之 3 相電壓波形。

由圖 10 可看出，於 16.6ms 時在口湖 D/S 第 1 回海底電纜線側(F1 處)發生 3P-G 故障，經 1 週波後系統電壓迅速降至 0，至 220ms 故障清除，復電之 TOV 電壓昇至 1.6pu (210kV)，經 2 週波後回復正常。

V. 暫態突入電流 (TIC)

本研究分析由台灣端 161kV 系統及由澎湖 P/S 端 69kV 系統加壓 200MVA 級之無載電力變壓器及加壓 80MVAR 級電抗器，以瞭解流入設備之突入電流是否會造成電驛的誤動作。

運轉方式：以 69kV 及 161kV 分別加



壓無載變壓器（仍有 83%之剩磁）及加壓電抗器（仍有 83%之剩磁），於瞬間電壓為 0V 且瞬間磁通為最小之時間，即 A、B 及 C 三相之 CB 分別於 12.5ms ($t=270/360$ 週波時)、18.07ms ($t=12.5ms+120/360$ 週波時) 及 23.61ms ($t=12.5ms+240/360$ 週波時) 投入。

A. 由台灣端 161 kV 系統加壓無載變壓器

經分析，由台灣端 161kV 系統加壓 83%剩磁之無載變壓器，流入無載變壓器高壓側之 3 相突入電流圖如圖 11。

由圖 11 知，A 相於 12.5ms 加壓後，突入電流於 21.96ms 達峰值約 4.02kA，B 相於 18.07ms 加壓後，突入電流於 25.17ms 達峰值約 3.24kA，C 相於 23.61ms 加壓後，突入電流於 24.38ms 達峰值約 1.16kA，且各相電流每次達峰值之時間相差約 19ms。

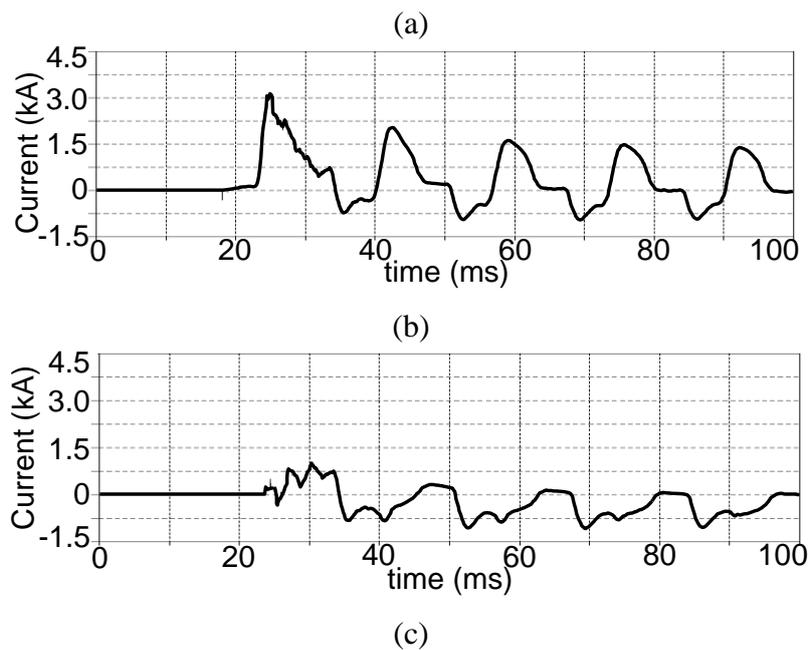


圖 11 流入無載變壓器高壓側之 3 相突入電流圖

(a)為 A 相、(b)為 B 相、(c)為 C 相

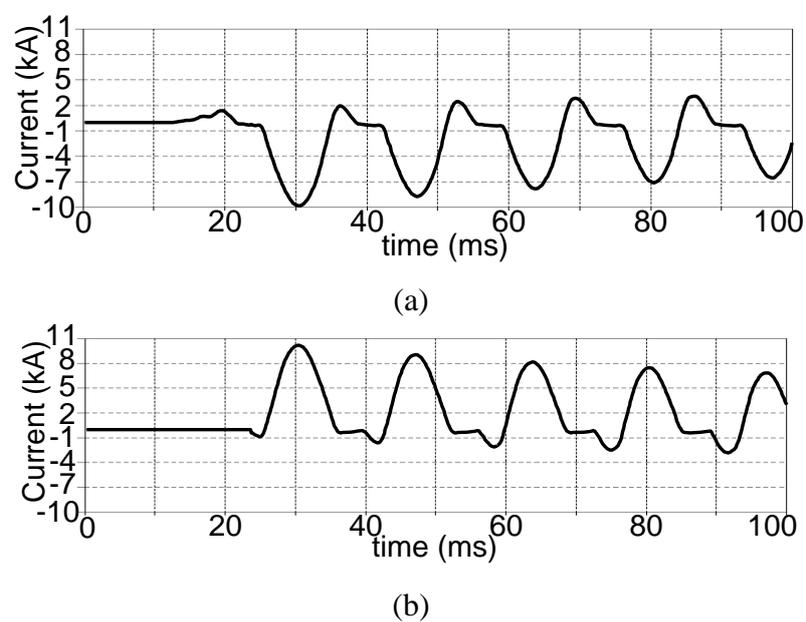


圖 12 流入無載變壓器低壓側之 A、C 相突入電流圖

(a)為 A 相、(b)為 C 相

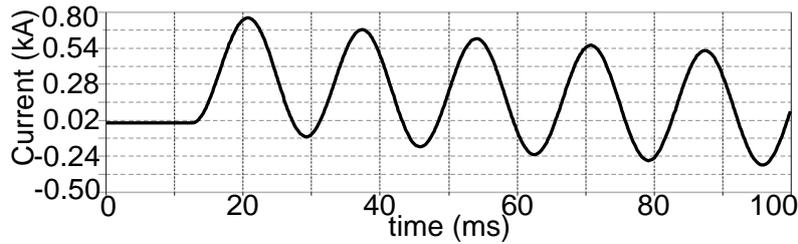


圖 13 流入併聯電抗器之 A 相突入電流圖

表 6 設備加壓之突入電流峰值及發生時間比較表

設備 投入條件		變壓器				電抗器	
		從 161kV 側		從 69kV 側		從 161kV 側	
相	投入時間 (ms)	I_{peak} (kA)	時間 (ms)	I_{peak} (kA)	T (ms)	I_{peak} (kA)	T (ms)
A	12.50	4.02	21.96	9.85	30.37	0.76	20.7
B	18.07	3.24	25.17	漸增		漸增	
C	23.61	1.16	24.38	10.21	30.38	漸增	

B. 由澎湖端 69 kV 系統加壓無載變壓器

經分析，由澎湖端 69kV 系統加壓 83% 剩磁之無載變壓器，流入無載變壓器低壓側之 A、C 相突入電流圖如圖 12，B 相突入電流則逐時增加。

由圖 12 知，A 相於 12.5ms 加壓後，突入電流於 30.37ms 達峰值約 9.85kA，C 相於 23.61ms 加壓後，突入電流於 30.38ms 達峰值約 10.21kA，且 A、C 相電流每次達峰值之時間相差約 19ms。

C. 加壓電抗器

經分析，由 161kV 系統加壓 83% 剩磁之電抗器，流入併聯電抗器之 A 相突入電流圖如圖 13，至於 B、C 相突入電流則逐

時增加。由圖 13 知，A 相於 12.5ms 加壓後，突入電流於 20.7ms 達峰值約 0.76kA，每次電流峰值之時間相差約 19ms。

D. 設備加壓突入電流比較

經模擬於不同時段以 161kV 及 69kV 分別加壓無載變壓器之高、低壓側及以 161kV 加壓併聯電抗器，突入電流峰值及發生時間列如表 6。

當電壓為 cosine 波形，每週波需時 16.67ms，即每 16.67ms 電壓重達峰值，當在 0.75 週波 (12.5ms) 時，電壓為 0V 時，由於磁通落後電壓 0.75 週波，故磁通最低，於此時加壓無載變壓器或併聯電抗器，即可於磁通最低瞬間激磁，並加上原有剩磁，使得總磁通被「墊」高，再 0.5 週波後，總磁通達峰值，此時突入電流即達峰值。故 A、B 及 C 等各相可能發生峰

值電流之時間分別為 20.83ms、26.4ms 及 31.9ms。

200MVA 級無載變壓器之 161kV 及 69kV 側之突入電流峰值分別為 4.65kA 及 10.21kA，分別約為變壓器高低壓側額定電流峰值之 4 倍及 4.3 倍，流入 80MVA 級並聯電抗器之電流峰值約 0.76kA，約為其額定電流峰值之 2.7 倍，故 TIC 很小，不致造成電驛誤動作。

VI. 暫態恢復電壓 (TRV)

經分析台灣澎湖海底電纜於併聯電抗器且無 SPD，於切離併聯電抗器時，跨於 CB 兩側之系統 TRV 變化情形，如圖 14 之 Sim. 實線。

由圖 14 之 Sim. 實線知，延遲時間 T_1

約 $0.025\mu\text{s}$ 、當 T_2 約為 $293.87\mu\text{s}$ 時， E_2 達最高電壓 213.68kV，上昇率 R 約為 $1.1\text{kV}/\mu\text{s}$ 。此符合 ANSI C37.06 中有關 161kV 級屋外式 GIS 斷路器之推薦值(Std. 之 T_1 為 $2\mu\text{s}$ 、 E_2 為 271.1kV、 T_2 為 $72\mu\text{s}$ 、上昇率 R 為 $2\text{kV}/\mu\text{s}$)。

由分析結果 Sim. 實線與推薦值 Std. 虛線比較，CB 兩接觸子間之耐壓恢復能力仍高於系統 TRV，故當啟斷無 SPD 之併聯電抗器時，CB 接觸子間不會發生再襲。依據 IEEE Std C37.015 建議，為保護併聯電抗器，仍須併聯 SPD，並預留 25% 之保護裕度。為能符合併聯電抗器經常啟斷之特性，C37.015 亦建議由使用者依所需另行訂定併聯電抗器專用 CB 之規範，如時間控制機制、預入電阻或更高之上昇率 R 。

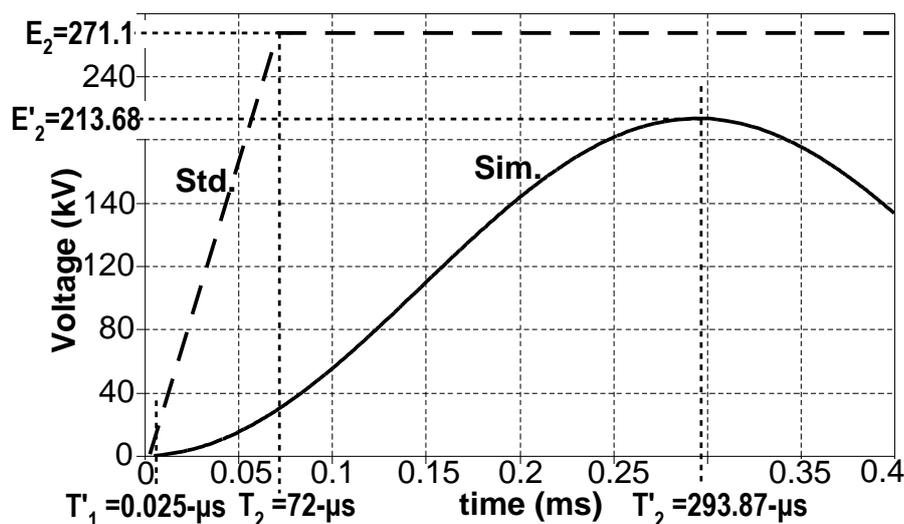


圖 14 啟斷電抗器 CB，跨於 CB 接觸子間之電壓波形

VII. 討論

本研究經以 EMT-P ATP 分析 T-P Cables 運轉時可能發生之暫態現象，可得下列結果：

1. 當系統正常運轉之加壓或復閉時，於

澎湖 P/S 端開路，由口湖 D/S 端加壓，基於加壓不同設備及是否併聯 SPD，並以單次開關及統計開關操作，共計 24 種 cases。經分析結果以 case 4 之 SOV 最嚴重，即當斷路器在 cosine 波第 1 週期波峰 16.67ms 時，由口湖

D/S 加壓無 SPD 之第 1 回線，至 18.3ms 時之澎湖 P/S 電壓達到最高電壓 1.95pu(約 256.33kV)，經 2 週波後逐漸恢復正常。惟仍遠低於 161kV 系統設備保護裕度 20%之電壓 517kV 範圍內。

2. 當系統因維護之需，需暫時改由澎湖電源供電之操作 step 為(1)先投入 CBG、(2)分別依序開啟 CB2、CB1。俟海底電纜維修結束後(3)分別依序投入 CB2、CB1、(4)開啟 CBG。如此運轉產生之 SOV 最小。
3. 當一回線正常、另一回線發生故障時，經分析 4 種故障型式，包括單相接地故障 (P-G)、相間故障 (2P-UG)、相間接地故障 (2P-G) 及三相接地故障 (3P-G)。以統計加壓 100 次之方式分析沿 T-P Cables 平均距離之 7 個故障點，結果以口湖 D/S 側發生 3P-G 並清除後，於澎湖 P/S 產生 TOV 有 42% 達 1.6pu(約 210kV) 為最高，惟仍遠低於 161kV 系統設備保護裕度 20%之電壓 517kV 範圍內。
4. 經分析分別加壓 200MVA 無載變壓器高、低壓側或 80 MVAR 電抗器之突入電流，分別為各設備額定電流峰值之

4 倍、4.3 倍及 2.7 倍，故 TIC 很小，不致使電驛誤動作。

5. 打開無 SPD 之並聯電抗器，電抗器 CB 兩接觸子間之耐壓恢復能力仍高於系統 TRV，CB 接觸子間不會發生再襲。

VII. 結論

本研究以 EMTP-APT 分析長達 58.9 公里之 T-P Cables 運轉時可能產生之暫態現象，包括正常運轉之開關過電壓 (SOV)、故障之短時過電壓 (TOV)、加壓無載變壓器和並聯電抗器之暫態突入電流 (TIC) 及 de-energize 並聯電抗器之暫態恢復電壓 (TRV) 等。

經分析結果，各種運轉暫態電壓、電流均能符合設備規範。

本研究之完成，除以 EMTP 對 T-P-cables 之各種暫態現象作系列完整分析外，研究之結果對無 T-P-cables 運轉經驗之台電公司提供豐富的運轉前所需之資訊，為日後實際設備運轉及維護之重要參考，並有利於其他海底電纜相關計畫之推行。

附 錄

表 A.I XLPE 海底電纜參數表

R0=R1	L0=L2	C0=C1	Length
0.0906Ω/km	0.24987mH/km	0.193μF/km	58.9km

表 A.II 設備參數表

容量	Voltage	R	L	線圈等效電容	中性點
----	---------	---	---	--------	-----

		(kVrms)	(mΩ)	(mH)		
變壓器	200 MVA	161	0.01	0.001	80.4pF	直接接地
		69	7.58	0.0191		
電抗器	80 MAVr	161	1620	859.47	2.1nF	直接接地

參考資料

- [1] Central Station Engineer, Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Westinghouse Electric Corporation, 1950.
- [2] John H. Brunke, and Klaus J. Frohlich, "Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching—Part I: Theoretical Considerations," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, No. 2, pp.276-280, Apr. 2001.
- [3] John H. Brunke, and Klaus J. Frohlich, "Elimination of Transformer Inrush Currents by Controlled Switching—Part II: Theoretical Considerations," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, No. 2, pp.281-285, Apr. 2001.
- [4] Electromagnetic Transients Program (EMTP) Primer, EPRI EL-4202, Electric Power Research Institute, Sep. 1985.
- [5] IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers, IEEE Std. C37.04-1999.
- [6] AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical current Basis-Referred Ratings and Related Required Capabilities, ANSI C37.06-2000.
- [7] IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers, IEEE Std. C37.011-2005.
- [8] David L. Swindler, Paul Schwartz, Paul S. Hamer and Stephen R. Lambert, "Transient Recovery Voltage Considerations in the Application of Medium-Voltage Circuit Breakers," IEEE Trans. Industry Applications, vol. 33, No. 2, pp.383-388, Mar./Apr. 1997.
- [9] E. W. Greenfield, "Transient Behavior of Short and Long Cables," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, No. 11, pp.3193-3203, Nov. 1984.
- [10] B. Gustavsen, J. A. Martinez, and D. Durbak, "Parameter Determination for Modeling System Transients—Part II: Insulated Cables," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, No. 3, pp.2045-2050, Jul. 2005.
- [11] Leonard J. Bohmann, Dennis O. Wiitanen, Jeffery M. Wilson, and John Zipp, "Impedance of a Double Submarine Cable Circuit Using Different Types of Cables within a Single Circuit," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 8, No. 4, pp.1668-1674, Oct. 1993.
- [12] J. Karlstrand, G. Henning, M. Sjoberg, A. Ericsson, "Three-Core HV XLPE Submarine Cables for Offshore Applications," Paper no. B1-110, CIGRE 2006, 21, rue d'Artois, F-75008, Paris-France.
- [13] K. Zbinden, E. Barragan, and R.

- Pederson, "150-kV and 110-kV XLPE Submarine Cable Installations Between Morcote and Brusino, Switzerland," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 4, No. 2, pp.11-14, March/April 1988.
- [14] S. J. Galloway, D. E. Woolmer and B. G. Woodcock, "150kV Java-Madura submarine cable system interconnection," Power Engineering Journal, pp.7-15, Jan. 1990
- [15] J. H. Cooper, and M. J. Polasek, "Planning and Installation of the 138kV South Padre Island Submarine Cable," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 8, No. 4, pp.1675-1681, Oct. 1993.
- [16] H. E. Orton, and R. Samm, "Worldwide Underground Transmission Cable Practices," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, No. 2, pp.533-541, Apr. 1997.
- [17] Kjell Bjorlow-Larsen, "High-Voltage Cables at the Turn of the Century," IEEE Power Engineering Review, pp.4-5, Sep. 2000.
- [18] Brian Gregory, "Cable Technology and Applications in the 21st Century," IEEE Power Engineering Review, pp.6-7, Sep. 2000.
- [19] Q. Bui-Van, E. Portales and V. Gajardo, "Transient Performance of 500kV Equipment for the Chilean Series-Compensated Transmission System," Paper no. 4a-1, International Conference on Power Systems-IPST 2003, New Orleans, USA.
- [20] F. Anan, S. Ikumi, S. Shimada, S. Nishiwaki, Y. Noro, T. Yokota, and K. Yamamoto, "Countermeasures for Substation Equipment Against Various Special Phenomena in Japan's Longest (54km) 66kV AC Cable Transmission System," Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, 6-10 June 2004 Page(s):490 - 495 Vol.1.
- [21] IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, IEEE Std. C62.22-1997.
- [22] A. Greenwood, Electrical Transients in Power Systems. New York: Wiley, 1991.
- [23] L. van der Sluis, Transients in Power Systems. New York: Wiley, 2001.
- [24] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power Systems. New York: Marcel Dekker, 1999.
- [25] J. A. Martinez, R. Walling, B. A. Mork, J. Martin-Arnedo, and D. Durbak, "Parameter Determination for Modeling System Transients—Part III: Transformers," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, No. 3, pp.2051-2062, Jul. 2005.
- [26] J. A. Martinez, and D. W. Durbak, "Parameter Determination for Modeling System Transients—Part V: Surge Arresters," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, No. 3, pp.2073-2078, Jul. 2005.