

偏移系統諧振點以降低諧波失真技術探討

經濟部標準檢驗局 台南分局 技正林昆平

一、前言

諧波抑制策略是整個諧波問題的關鍵點，更事涉百萬元甚至上千萬元的工程造價，尤其在電子廠密集的竹科，一直以來，有相當嚴重的諧波問題。不管是 IC 測試機台、PLC 控制機械手的鑽孔機、12 吋晶元製造廠的晶元機或是變頻器控制的半導體機台，都是產生大量諧波的污染源，除了造成機台本身保護器的跳脫事件，竄出的諧波電流更引起其它回路發燙、電驛誤動作、生產線的停頓、半成品的報廢，造成的供電不穩現象，其損失不可謂不大。諧波事故發生後，解決方式通常只有一種，不是裝主動型濾波器或就是裝被動型濾波器；其實很多諧波負載的跳脫事件並非純然由機台本身造成，有些更是受功因改善電容器放大諧波電流效應所致。本文介紹一實戰案例，以控制電容器數量來達成衰減電容放大效應之技術，其中「評估方案」之計算數據，提供給有興趣的讀者，核算演練用。

二、案例

圖 1. 所示某工廠 11.4kv 供電，廠內共有 29 台 15KVA 220V(滿載電流 39A)諧波負載如圖 2 所示。整廠以三回路供電，其中第一回路功因改善電容器 3 Φ 220V 60 Kvar 五台，第二回路 3 Φ 220V 10 Kvar 三台，均為常掛式；第三回路則採以 APFR 控制五台 3 Φ 220V 70 Kvar。當功因過高時，廠務工程師往往手動第一回路的五台電容器來應對，其投入情形出現過投入二、三、四、五段。近半年機台內部保護器 3P 75AT 100AF 常不明原因跳脫，造成機台停止運轉，產品報廢。圖 3. 為本所人員正在量測情形。表 1 為其中一台機台量測部份數據(量測時全廠電容器 OFF)，表 2 為機台產生之平均諧波電流。底下我們將進行一連串評估分析，以找出問題發生的原因及對應策略。

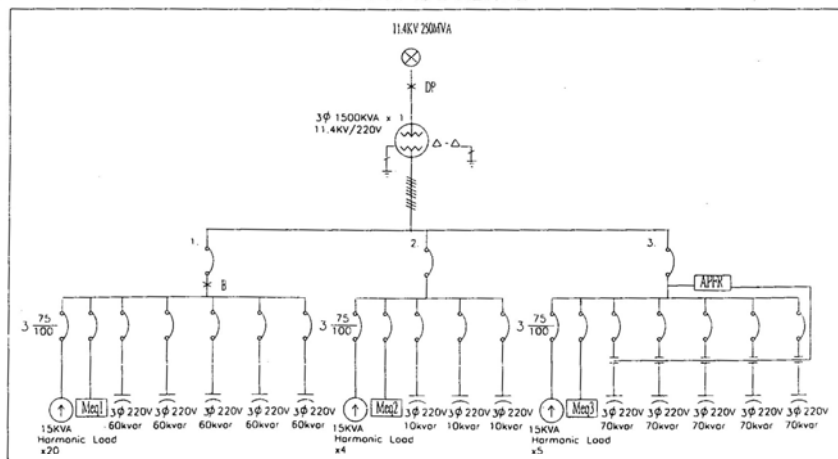


圖 1 系統單線圖

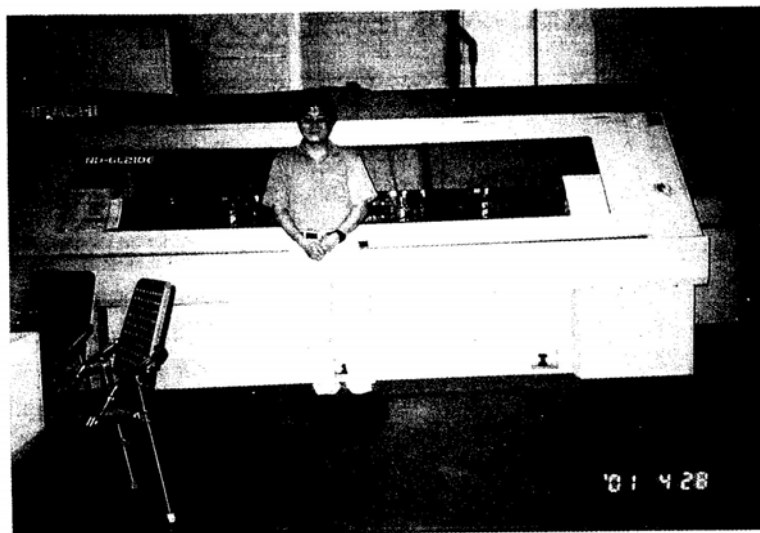


圖 2

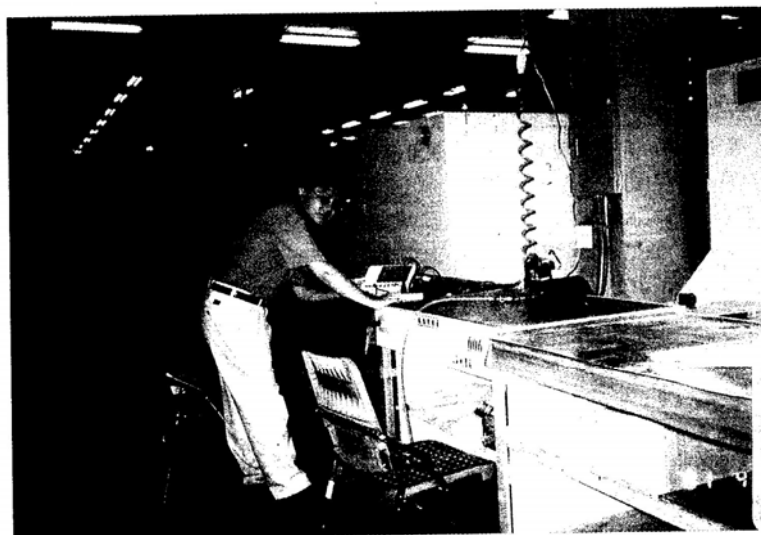


圖 3

表 2

設備名稱：諧波負載，容量：15.0KVA，台數：29
 注入處電壓：0.22KV

諧波次	諧波電流 Ih(A)
3.0	0.46A
5.0	5.14A
7.0	3.11A
9.0	0.51A
11.0	0.78A
13.0	0.36A
17.0	0.55A
19.0	0.23A
21.0	0.18A
23.0	0.30A
25.0	0.23A
29.0	0.22A
31.0	0.19A
33.0	0.26A
37.0	0.20A

三、改善前 DP 點諧波分析[1]~[10]

3.1 基本資料描述

- (1)供電電壓 $V1 = 11.4 \text{ KV}$ ，基準容量 $S_b = 10 \text{ MVA}$ ，主變壓器容量 $ST = 1500 \text{ KVA}$
- (2)台電公司提供責任分界點電源最小短路容量 $SCC_{min} = 250 \text{ MVA}$
 因此短路電流 $I_{sc} = (250 \times 1000) / (\sqrt{3} \times 11.4) = 12661.6 \text{ A}$
- (3)本工程為 [新設/增設] 工程，負載電流取主變壓器一次側或電源側額定電流 $I_L = 38.0 \text{ A}$ (半載運轉)
- (4) $I_{sc}/I_L = 12661.6/38.0 = 333.2$ 應查[諧波管制暫行標準審核表]

第 #4 列 限制值作為審核依據，該審核表描述如下：

台電公司諧波管制暫行標準 (81 年 11 月 26 日暫定/82 年 6 月 4 日修訂)

I _{sc} / I _L	諧波電流失真率 (%) 限制值					綜合諧波 THD %
	各次諧波限制值 (奇次諧波)					
	< 11	11 ≤ N < 17	17 ≤ N < 23	23 ≤ N < 35	35 ≤ N	
#1 < 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
#2 20~50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
#3 50~100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
#4 100~1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
#5 > 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

- 註：a. 偶次諧波為上述限制值之 25%
- b. 自備發電設備用戶，一律採用 I_{sc}/I_L 小於 20 之列的限制值為標準
- c. $I_L(\text{rms})$ ：對既設用戶取 12 個月最大負載電流平均值
 對新設或增設用戶，取主變壓器一次側額定電流值
- d. 若供電系統為 34.5 ~ 161 KV 則為上述限制值之 50%

3.2 相關用電資料

(1) 電源阻抗 X_s 之 PU 值 換算

最小短路容量 = 250 MVA, 系統基準容量 = 10 MVA

$$X_s = (1 \text{ PU}) \times (10 \text{ MVA}) / (250 \text{ MVA}) = j0.0400 \text{ PU}$$

(2) 變壓器阻抗 X_t 之 PU 值 換算PHASE = 3 Φ , 變壓器容量 = 1500 KVA, 個數 = 1 具, 淨容量 = 1500 KVA

系統基準容量 = 10 MVA, 查表知阻抗為: j 0.05000 PU

$$X_t = 0.0500 \text{ PU} \times (10 \text{ MVA} \times 1000) / 1500 \text{ KVA} = j0.3333 \text{ PU}$$

(3) 基準電壓、電流、容量

基準電壓: 11.4KV/220V

基準容量: 10MVA

$$\text{基準電流: } 11.4\text{KV} : 10000 / \sqrt{3} \times 11.4 = 506.5\text{A}$$

$$220\text{V} : 10000000 / \sqrt{3} \times 220 = 26244\text{A}$$

3.3 假設電容器全部未併聯時，DP 點諧波失真計算

根據表 2 之機台諧波電流源，而假設電容器全部未併聯時，即忽略電容器所引起之諧振，DP 點諧波失真計算結果如表 3 所示。

表 3：假設電容器全部未併聯時，DP 點諧波失真計算結果

諧波次	各機台之諧波電流 $I_h(\text{A})(220\text{V})$ [①]	29機台諧波電流 $\Sigma i_h(\text{A})(220\text{V})$ [②]	29機台諧波電流 (PU值) [③]	失真率 (Dm%) [④]	標準 抑制值
3	0.46	13.34	0.00050 PU	0.672%	12.00%
5	5.14	149.06	0.00568 PU	7.570%	12.00%
7	3.11	90.19	0.00344 PU	4.580%	12.00%
9	0.51	14.79	0.00056 PU	0.751%	12.00%
11	0.78	22.62	0.00086 PU	1.149%	5.50%
13	0.36	10.44	0.00040 PU	0.530%	5.50%
17	0.55	15.95	0.00061 PU	0.810%	5.00%
19	0.23	6.67	0.00025 PU	0.339%	5.00%
21	0.18	5.22	0.00020 PU	0.265%	5.00%
23	0.30	8.70	0.00033 PU	0.442%	2.00%
25	0.23	6.67	0.00026 PU	0.345%	2.00%
29	0.33	9.57	0.00036 PU	0.486%	2.00%
31	0.19	5.51	0.00021 PU	0.274%	2.00%
33	0.26	7.54	0.00029 PU	0.383%	2.00%
37	0.20	5.80	0.00022 PU	0.295%	1.00%
THDi				9.088%	15.00%

註: [①]: 量測值, 表 2

[②]: [①] \times 29 台份[③]: [②] / I_b at 220V = [②] / 26244A
$$[④]: \{ [③] / \text{D.P.點基波負載電流 PU 值} \} \times 100$$

$$= 100 \times [③] / (38\text{A} / 506.5\text{A}) = [③] / 0.00075$$

3.4 評論與分析

以量測諧波源資料進行 DP 點諧波失真計算結果，在全廠電容器啟開不併聯時並無發現機台所造成嚴重諧波失真情形，各支路諧波電流放大倍數估算為 $\sqrt{(0.09)^2 + 1^2} = 1.004$ 倍。

四、各種電容器投入狀況下支路電流放大情形分析[1]~[10]

4.1. 併用電容器組合方案

依可能出現之現況，將電容器分成下列 24 組組合方案，加以演算

3Φ 220v 10kvar×3，電容器永久投入

3Φ 220v 60kvar×n，n=2..5, 手動操控電容器 n 段 投入

3Φ 220v 70kvar×m，m=0..5, APFR 操控電容器 m 段 投入

- [評估方案1-1] 30kvar + 60kvar×2 + APFR 70kvar×0→ $\Delta Q_c=150\text{kvar}$
- [評估方案1-2] 30kvar + 60kvar×2 + APFR 70kvar×1→ $\Delta Q_c=220\text{kvar}$
- [評估方案1-3] 30kvar + 60kvar×2 + APFR 70kvar×2→ $\Delta Q_c=290\text{kvar}$
- [評估方案1-4] 30kvar + 60kvar×2 + APFR 70kvar×3→ $\Delta Q_c=360\text{kvar}$
- [評估方案1-5] 30kvar + 60kvar×2 + APFR 70kvar×4→ $\Delta Q_c=430\text{kvar}$
- [評估方案1-6] 30kvar + 60kvar×2 + APFR 70kvar×5→ $\Delta Q_c=500\text{kvar}$

- [評估方案2-1] 30kvar + 60kvar×3 + APFR 70kvar×0→ $\Delta Q_c=210\text{kvar}$
- [評估方案2-2] 30kvar + 60kvar×3 + APFR 70kvar×1→ $\Delta Q_c=280\text{kvar}$
- [評估方案2-3] 30kvar + 60kvar×3 + APFR 70kvar×2→ $\Delta Q_c=350\text{kvar}$
- [評估方案2-4] 30kvar + 60kvar×3 + APFR 70kvar×3→ $\Delta Q_c=420\text{kvar}$
- [評估方案2-5] 30kvar + 60kvar×3 + APFR 70kvar×4→ $\Delta Q_c=490\text{kvar}$
- [評估方案2-6] 30kvar + 60kvar×3 + APFR 70kvar×5→ $\Delta Q_c=560\text{kvar}$

- [評估方案3-1] 30kvar + 60kvar×4 + APFR 70kvar×0→ $\Delta Q_c=270\text{kvar}$
- [評估方案3-2] 30kvar + 60kvar×4 + APFR 70kvar×1→ $\Delta Q_c=340\text{kvar}$
- [評估方案3-3] 30kvar + 60kvar×4 + APFR 70kvar×2→ $\Delta Q_c=410\text{kvar}$
- [評估方案3-4] 30kvar + 60kvar×4 + APFR 70kvar×3→ $\Delta Q_c=480\text{kvar}$
- [評估方案3-5] 30kvar + 60kvar×4 + APFR 70kvar×4→ $\Delta Q_c=550\text{kvar}$
- [評估方案3-6] 30kvar + 60kvar×4 + APFR 70kvar×5→ $\Delta Q_c=620\text{kvar}$

- [評估方案4-1] 30kvar + 60kvar×5 + APFR 70kvar×0→ $\Delta Q_c=330\text{kvar}$
- [評估方案4-2] 30kvar + 60kvar×5 + APFR 70kvar×1→ $\Delta Q_c=400\text{kvar}$
- [評估方案4-3] 30kvar + 60kvar×5 + APFR 70kvar×2→ $\Delta Q_c=470\text{kvar}$
- [評估方案4-4] 30kvar + 60kvar×5 + APFR 70kvar×3→ $\Delta Q_c=540\text{kvar}$
- [評估方案4-5] 30kvar + 60kvar×5 + APFR 70kvar×4→ $\Delta Q_c=610\text{kvar}$
- [評估方案4-6] 30kvar + 60kvar×5 + APFR 70kvar×5→ $\Delta Q_c=680\text{kvar}$

4.2. 檢討方式

- (1) 支路電流放大倍率 = DP 點電流放大倍率
 (2) 各[評估方案] DP 點諧波放大倍率，可由分流定理求得：

$$D_m = I_{hx} X_{ch} / (X_{sh} + X_{th} - X_{ch}) / I_{L1pu}$$

其中 X_c 由投入總電容量換算求得

4.3. 檢討結果

最後檢討計算結果整理如表 4(1/2)、(2/2) 所列示。

該等表中加*符號之數值是失真率超過標準抑制值不合格者。

表 4：不同併用電容器容量下之諧波失真、系統諧波失真與支路電流放大分析(1/2)

評估方案	未併用電容器	1-1	2-1	1-2	3-1	2-2	1-3	4-1	3-2	2-3	1-4	4-2	3-3
併用電容器													
10KVA組	0	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30
60KVA組	0	×2=120	×3=180	×2=120	×4=240	×3=180	×2=120	×5=300	×4=240	×3=180	×2=120	×5=300	×4=240
70KVA組	0	×0	×0	×1=70	×0	×1=70	×2=140	×0	×1=70	×2=140	×3=210	×1=70	×2=140
合計(KVA)	0	150	210	220	270	280	290	330	340	350	360	400	410
諧波(次)失真率(%)													
3	0.67200	0.7077	0.7230	0.7256	0.7390	0.7418	0.7445	0.7558	0.7587	0.7616	0.7645	0.7763	0.7794
5	7.57000	8.8023	9.4154	9.5260	10.1203	10.2482	10.3793	10.9393	11.0889	11.2426	11.4006	*12.0798	*12.2624
7	0.7510	6.3120	7.4370	7.6647	9.0500	9.3894	9.7552	11.5563	*12.1155	*12.7317	*13.4138	*17.0726	*18.3220
9	4.58000	1.3745	2.0578	2.2437	4.0922	4.8995	6.1037	*361.0577	*-26.6690	*-12.8596	-8.4725	-3.5830	*-19.0961
11	1.14900	3.5639	*22.3715	*185.7220	-5.2303	-4.3383	-3.7061	-2.3415	-2.1441	-1.9774	-1.8348	-1.4239	-1.3484
13	0.53000	*9.8881	-1.6310	-1.3658	-0.7534	-0.6914	-0.6388	-0.4898	-0.4628	-0.4386	-0.4169	-0.3478	-0.3340
17	0.81000	-1.1902	-0.6399	-0.5358	-0.4234	-0.3642	-0.3805	-0.3163	-0.3036	-0.2651	-0.2552	-0.2443	-0.2366
19	0.33900	-0.3318	-0.1852	-0.1725	-0.1285	-0.1222	-0.1166	-0.0983	-0.0946	-0.0912	-0.0880	-0.0772	-0.0749
21	0.26500	-0.1803	-0.1078	-0.1011	-0.0769	-0.0734	-0.0702	-0.0598	-0.0576	-0.0556	-0.0538	-0.0474	-0.0461
23	0.44200	-0.2252	-0.1404	-0.1321	-0.1020	-0.0976	-0.0935	-0.0801	-0.0773	-0.0748	-0.0723	-0.0641	-0.0623
25	0.34500	-0.1380	-0.0885	-0.0835	-0.0651	-0.0623	-0.0598	-0.0515	-0.0498	-0.0481	-0.0466	-0.0414	-0.0403
29	0.48600	-0.1310	-0.0869	-0.0823	-0.0650	-0.0624	-0.0600	-0.0519	-0.0502	-0.0487	-0.0472	-0.0420	-0.0409
31	0.27400	-0.0625	-0.0419	-0.0398	-0.0315	-0.0303	-0.0291	-0.0253	-0.0245	-0.0237	-0.0230	-0.0205	-0.0200
33	0.38300	-0.0751	-0.0508	-0.0482	-0.0384	-0.0369	-0.0355	-0.0308	-0.0299	-0.0290	-0.0281	-0.0251	-0.0244
37	0.29500	-0.0443	-0.0303	-0.0288	-0.0230	-0.0222	-0.0213	-0.0186	-0.0180	-0.0175	-0.0170	-0.0152	-0.0148
綜合諧波 電流失真率	9.088%	15.226%	25.541%	186.145%	15.158%	15.402	15.970%	361.417%	31.408%	21.416%	19.644%	21.285%	29.212%
系統諧振點		13.36	11.29	11.03	9.96	9.78	9.61	9.01	8.88	8.75	8.63	8.18	8.08
支路電流 放大率(%)		1.01	1.03	2.11	1.01	1.01	1.01	3.74	1.05	1.05	1.02	1.022	1.04

表 4：不同併用電容器容量下之諧波失真、系統諧波失真與支路電流放大分析(2/2)

評估方案	2-4	1-5	4-3	3-4	2-5	1-6	4-4	3-5	2-6	4-5	3-6	4-6	標準抑制值
併用電容器													
10KVA組	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	×3=30	
60KVA組	×3=180	×2=120	×5=300	×4=240	×3=180	×2=120	×5=300	×4=240	×3=180	×5=300	×4=240	×5=300	
70KVA組	×3=210	×4=280	×2=140	×3=210	×4=280	×5=350	×3=210	×4=280	×5=350	×4=280	×5=350	×5=350	
合計(KVA)	420	430	470	480	490	500	540	550	560	610	620	680	
諧波(次)失真率(%)													
3	0.7824	0.7855	0.7980	0.8012	0.8044	0.8077	0.8210	0.8243	0.8277	0.8452	0.8488	0.8710	12.00
5	*12.4507	*12.6448	*13.4857	*13.7138	*13.9496	*14.1937	*15.2621	*15.5548	*15.8589	*17.5774	*17.9668	*20.7208	12.00
7	*19.7686	*21.4634	*32.6645	*37.5656	*44.1971	*53.6719	*376.6447	*-746.739	*-187.5000	*-39.519	*-34.1316	*-18.7746	12.00
9	-2.7807	-2.5007	-1.7827	-1.6633	-1.5589	-1.4668	-1.1865	-1.1324	-1.0830	-0.8891	-0.8584	-0.7110	12.00
11	-1.2805	-1.2192	-1.0230	-0.9835	-0.9496	-0.9129	-0.7983	-0.7740	-0.7511	-0.6545	-0.6381	-0.5546	5.50
13	-0.3212	-0.3094	-0.2697	-0.2613	-0.2534	-0.2460	-0.2202	-0.2146	-0.2092	-0.1861	-0.1820	-0.1611	5.50
17	-0.2294	-0.2226	-0.1990	-0.1938	-0.1890	-0.1843	-0.1678	-0.1642	-0.1606	-0.1451	-0.1424	-0.1278	5.00
19	-0.0727	-0.0707	-0.0636	-0.0620	-0.0605	-0.0591	-0.0540	-0.0529	-0.0518	-0.0469	-0.0461	-0.0415	5.00
21	-0.0448	-0.0436	-0.0393	-0.0384	-0.0375	-0.0366	-0.0336	-0.0329	-0.0322	-0.0293	-0.0288	-0.0260	5.00
23	-0.0606	-0.0590	-0.0534	-0.0521	-0.0509	-0.0498	-0.0457	-0.0448	-0.0439	-0.0400	-0.0393	-0.0356	2.00
25	-0.0392	-0.0382	-0.0346	-0.0338	-0.0331	-0.0323	-0.0297	-0.0292	-0.0286	-0.0261	-0.0256	-0.0232	2.00
29	-0.0399	-0.0389	-0.0353	-0.0345	-0.0338	-0.0331	-0.0305	-0.0299	-0.0293	-0.0268	-0.0263	-0.0239	2.00
31	-0.0195	-0.0190	-0.0173	-0.0169	-0.0165	-0.0162	-0.0149	-0.0146	-0.0144	-0.0131	-0.0129	-0.0117	2.00
33	-0.0238	-0.0232	-0.0212	-0.0207	-0.0202	-0.0198	-0.0183	-0.0179	-0.0176	-0.0161	-0.0158	-0.0144	2.00
37	-0.0144	-0.0141	-0.0128	-0.0125	-0.0123	-0.0120	-0.0111	-0.0109	-0.0107	-0.0098	-0.0096	-0.0087	1.00
綜合諧波 電流失真率	23.579%	25.082%	35.409%	40.047%	46.390%	55.551%	376.958%	746.903%	188.176%	43.275%	38.597%	27.990%	
系統諧振點	7.99	7.89	7.55	7.47	7.39	7.32	7.04	6.98	6.92	6.63	6.57	6.28	
支路電流 放大率(%)	1.03	1.03	1.06	1.07	1.1	1.15	3.9	7.5	2.13	1.09	1.07	1.038	

五、機台電流放大現象之檢討

由上述分析結果，“可能”出現機台跳電危機，分別是下列狀況。其中“可能”上引號，在指明一件重要的事，這些危險的系統共振點，只是理論值與事實仍會有點差距，譬如計算系統共振點時，電容值製作誤差及溫度誤差及負載阻抗均未考慮進來，加上配電系統還存在一些影響因素。因此它只是一個範圍而不是一點，我們只能儘量避開，如何更精準的抓到這個點，是筆者下一階段研究的課題。

[評估方案 1-2]

電容器投入(手動投入 60kvar×2)+(常掛式 10kvar×3)+(APFR 動作 70kvar×1)

總需功:220kvar,系統諧振點:11.03 次

每台諧波負載電流擴大 2.11 倍,當運轉超過 0.92 載時(39A×0.92)×2.11=76A>ELB 75A 跳脫!!

[評估方案 2-6]

電容器投入(手動投入 60kvar×3)+(常掛式 10kvar×3)+(APFR 動作 70kvar×5)

總需功:560kvar,系統諧振點:6.92 次

每台諧波負載電流擴大 2.13 倍,當運轉在 0.92 載時 (39A×0.92)×2.13=76.4A >ELB 75A 跳脫!!

[評估方案 3-5]

電容器投入(手動投入 60kvar×4)+(常掛式 10kvar×3)+(APFR 動作 70kvar×4)

總需功:550kvar,系統諧振點:6.98 次

每台諧波負載電流擴大 7.5 倍,當運轉超過 0.3 載時(39A×0.3)×7.5=88A >ELB 75A 跳脫!!

[評估方案 4-1]

電容器投入(手動投入 60kvar×5)+(常掛式 10kvar×3)+(APFR 動作 70kvar×0)

總需功:330kvar, 系統諧振點: 9.01 次

每台諧波負載電流擴大 3.74 倍, 當運轉超過 0.55 時 $(39A \times 0.55) \times 3.74 = 80A > ELB 75A$ 跳脫!!

[評估方案 4-4]

電容器投入(手動投入 60kvar $\times 5$) + (常掛式 10kvar $\times 3$) + (APFR 動作 70kvar $\times 3$)

總需功: 540kvar, 系統諧振點: 7.55 次

每台諧波負載電流擴大 3.9 倍, 當運轉超過 0.5 載時 $(39A \times 0.5) \times 3.9 = 76A > ELB 75A$ 跳脫!!

六、解決方案

6.1 模擬演算

為了避開所有可能出現的危險共振範圍及減少共振點出現的機率並考慮功因不致太低因素(0.8 以上), 我們建議採用下列策略:

(1) APFR 拔掉。

(2) 3 Φ 220V 60KVAR $\times 5$ 全部拿掉

(3) 功因電容器只投入 (常掛式 3 Φ 220V 10kvar $\times 3$) + (3 Φ 220V 70kvar $\times 4$) = 310KVAR

(4) 系統諧振點: 9.3 次, 投入後失真率計算如下:

加入功因改善電容器容量 $\Delta Q_c = 0.310MVAR$

可求出容抗值 X_c , 再利用分流定理得失真率 $D_m = (I_h / I_{L1}) \times X_{ch} / (X_{sh} + X_{th} - X_{ch})$

如[後欄所示]: 其中 I_h 為諧波源之各次諧波電流

次	改善前失真率(%)	加入電容器→	次	失真率(Dm%)	標準抑制值
3.0	0.67700 %		3.0	0.7557 %	12.00 %
5.0	7.57000 %		5.0	10.6520 %	12.00 %
7.0	4.58000 %		7.0	10.5796 %	12.00 %
9.0	0.75100 %		* 9.0	12.0045 %	12.00 %
11.0	1.14900 %		11.0	-2.8698 %	5.50 %
13.0	0.53000 %		13.0	-0.5545 %	5.50 %
17.0	0.81000 %		17.0	-0.3455 %	5.00 %
19.0	0.33900 %		19.0	-0.1067 %	5.00 %
21.0	0.26500 %		21.0	-0.0646 %	5.00 %
23.0	0.44200 %		23.0	-0.0863 %	2.00 %
25.0	0.33900 %		25.0	-0.0544 %	2.00 %
29.0	0.48600 %		29.0	-0.0556 %	2.00 %
31.0	0.28000 %		31.0	-0.0277 %	2.00 %
33.0	0.38300 %		33.0	-0.0330 %	2.00 %
37.0	0.29500 %		37.0	-0.0199 %	1.00 %

加入電容器後綜合諧波電流失真率 $THDi = \sqrt{(D_m \times D_m)} = 19.462\%$

註: * 表示不合格

系統諧振點: 9.30 次

各支路諧波電流放大倍數估算為 $\sqrt{(0.19)^2 + 1^2} = 1.017$ 倍

功因之檢討

本用戶之需電為 750KW, 所有之並聯電容器啟開時, 所測到之功因為 0.86。從此, 可推算用之無效電力負載為 $750 \times \tan \angle \cos^{-1}(0.86) = 445KVAR$ 。平常運轉時, 並聯電容器 500KVAR 以上, 即配電盤上儀錶之指示 PF=1。由此可推該用戶之無效電力負載為 500KVAR。依本建議, 310KVAR 電容器併聯後之功因推算如下: 無功電力(Q)為 500-310=190KVAR

$$Q/P = 190/750 = 0.2533$$

$$\tan^{-1}(0.2533) = 14.21^\circ$$

$$\cos(14.21^\circ) = 0.969$$

6.2 現場量測

表 6.1~表 6.3 為(3Φ 220V 10kvar×3) + (3Φ 220V 70kvar×4)現場投入後，在第一回路 B 點量測的數據，其 THD-R(%)介於 14.32%~18.19%，總平均後為 15.726% 跟筆者模擬計算(DP 點)預測的數據 19.462%，差距不大，在建議案提出後至今，跳脫事故已不復發生。

表 6.1

Table with 4 columns of harmonic data. Each column contains a table with headers for 'HARMONICS(INSTANT)' and '1919 Time Func. Freq.' and data rows for orders 1 through 40. The data includes RMS, RATIO, PHASE, and THD-R values for various harmonics.

表 6.2

HARMONICS(INSTANT) Iris Time Fund. Freq. 60.0Hz 01-05-05 17:42:30												HARMONICS(INSTANT) Iris Time Fund. Freq. 60.0Hz 01-05-05 17:43:00												HARMONICS(INSTANT) Iris Time Fund. Freq. 60.0Hz 01-05-05 17:43:30											
N	V	THD-F	THD-R	OC	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	THD-R	N	V	THD-F	THD-R	OC	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	THD-R	N	V	THD-F	THD-R	OC	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	
1	223.4	100.00%	0.0°	149.0	100.00%	0.0°		1	223.3	100.00%	0.0°	138.1	100.00%	0.0°	1	223.4	100.00%	0.0°	137.2	100.00%	0.0°														
2	0.5	0.21%	83.8°	3.5	2.35%	-11.2°		2	0.6	0.25%	106.4°	1.8	1.30%	36.2°	2	0.7	0.30%	82.2°	1.4	1.00%	1.00%	28.5°	2	0.7	0.30%	82.2°	1.4	1.00%	1.00%	28.5°					
3	0.1	0.02%	0.0°	1.5	0.99%	-71.1°		3	0.1	0.05%	-116.5°	0.3	0.24%	-18.4°	3	0.1	0.02%	0.0°	0.8	0.57%	-58.3°		3	0.1	0.02%	0.0°	0.8	0.57%	-58.3°						
4	0.2	0.07%	-161.6°	3.0	2.01%	172.5°		4	0.2	0.07%	-161.6°	3.0	2.01%	172.5°		4	0.2	0.07%	-161.6°	3.0	2.01%	172.5°		4	0.2	0.07%	-161.6°	3.0	2.01%	172.5°					
5	4.5	2.02%	176.4°	19.9	8.44%	100.3°		5	4.4	1.99%	-178.2°	16.1	11.56%	-156.0°		5	4.0	1.80%	176.9°	17.2	12.57%	158.1°		5	4.0	1.80%	176.9°	17.2	12.57%	158.1°					
6	0.0	0.00%	0.0°	0.6	0.44%	100.3°		6	0.0	0.00%	0.0°	0.6	0.44%	100.3°		6	0.0	0.00%	0.0°	0.6	0.44%	100.3°		6	0.0	0.00%	0.0°	0.6	0.44%	100.3°					
7	3.0	1.35%	4.3°	13.4	8.97%	31.9°		7	3.0	1.32%	-0.6°	10.8	7.78%	32.0°		7	2.8	1.26%	4.7°	11.9	8.65%	29.9°		7	2.8	1.26%	4.7°	11.9	8.65%	29.9°					
8	0.1	0.05%	-90.0°	2.0	1.36%	-55.9°		8	0.0	0.00%	0.0°	0.4	0.28%	-4.1°		8	0.1	0.02%	0.0°	0.6	0.42%	-10.2°		8	0.1	0.02%	0.0°	0.6	0.42%	-10.2°					
9	0.0	0.00%	0.0°	1.9	1.29%	-156.5°		9	0.2	0.07%	-76.0°	1.2	0.84%	-167.5°		9	0.0	0.00%	0.0°	1.1	0.79%	-149.7°		9	0.0	0.00%	0.0°	1.1	0.79%	-149.7°					
10	0.0	0.00%	0.0°	1.7	1.11%	96.4°		10	0.0	0.01%	0.0°	0.7	0.49%	113.2°		10	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.19%	100.0°		10	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.19%	100.0°					
11	0.2	0.07%	-90.0°	2.6	1.72%	135.0°		11	0.2	0.11%	-56.3°	3.2	2.27%	157.7°		11	0.2	0.09%	-11.3°	3.6	2.62%	159.2°		11	0.2	0.09%	-11.3°	3.6	2.62%	159.2°					
12	0.0	0.00%	0.0°	0.5	0.33%	-86.6°		12	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.08%	156.9°		12	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.07%	159.4°		12	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.07%	159.4°					
13	0.1	0.05%	0.0°	2.4	1.62%	-86.6°		13	0.1	0.05%	0.0°	1.8	1.29%	-57.3°		13	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.14%	159.4°		13	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.14%	159.4°					
14	0.1	0.02%	0.0°	0.6	0.42%	-171.5°		14	0.0	0.00%	0.0°	0.4	0.27%	-138.7°		14	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.21%	-130.9°		14	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.21%	-130.9°					
15	0.0	0.01%	0.0°	0.7	0.56%	-23.5°		15	0.0	0.00%	0.0°	0.6	0.46%	24.2°		15	0.0	0.01%	0.0°	0.6	0.45%	46.0°		15	0.0	0.01%	0.0°	0.6	0.45%	46.0°					
16	0.0	0.01%	0.0°	0.8	0.56%	-23.5°		16	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.24%	-2.6°		16	0.0	0.01%	0.0°	0.3	0.25%	-7.4°		16	0.0	0.01%	0.0°	0.3	0.25%	-7.4°					
17	0.0	0.00%	0.0°	1.8	1.19%	45.7°		17	0.1	0.05%	0.0°	1.7	1.22%	57.4°		17	0.1	0.02%	0.0°	2.0	1.46%	59.7°		17	0.1	0.02%	0.0°	2.0	1.46%	59.7°					
18	0.0	0.01%	0.0°	2.4	1.62%	-86.6°		18	0.0	0.01%	0.0°	0.2	0.14%	67.4°		18	0.0	0.00%	0.0°	0.4	0.30%	37.7°		18	0.0	0.00%	0.0°	0.4	0.30%	37.7°					
19	0.0	0.00%	0.0°	1.4	0.92%	144.8°		19	0.2	0.10%	89.5°	1.1	0.81%	179.3°		19	0.3	0.12%	110.6°	1.6	1.19%	174.0°		19	0.3	0.12%	110.6°	1.6	1.19%	174.0°					
20	0.1	0.02%	0.0°	1.0	0.68%	46.7°		20	0.0	0.01%	0.0°	0.4	0.30%	100.5°		20	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.22%	64.7°		20	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.22%	64.7°					
21	0.0	0.01%	0.0°	0.3	0.19%	149.5°		21	0.0	0.01%	0.0°	0.6	0.47%	146.0°		21	0.0	0.00%	0.0°	0.9	0.66%	137.5°		21	0.0	0.00%	0.0°	0.9	0.66%	137.5°					
22	0.1	0.02%	-90.0°	0.4	0.24%	172.9°		22	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.22%	180.0°		22	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.19%	-63.3°		22	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.19%	-63.3°					
23	0.2	0.11%	-105.9°	0.6	0.37%	-154.1°		23	0.1	0.02%	0.0°	1.0	0.69%	-101.3°		23	0.4	0.17%	-52.1°	0.6	0.43%	155.3°		23	0.4	0.17%	-52.1°	0.6	0.43%	155.3°					
24	0.0	0.00%	0.0°	2.4	1.62%	21.8°		24	0.0	0.00%	0.0°	1.0	0.69%	-101.3°		24	0.0	0.01%	0.0°	0.2	0.15%	94.8°		24	0.0	0.01%	0.0°	0.2	0.15%	94.8°					
25	0.1	0.04%	90.0°	0.0	0.01%	0.0°		25	0.1	0.02%	0.0°	0.2	0.14%	51.8°		25	0.1	0.02%	104.0°	0.4	0.30%	106.5°		25	0.1	0.02%	104.0°	0.4	0.30%	106.5°					
26	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.01%	0.0°		26	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.01%	0.0°		26	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.06%	126.9°		26	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.06%	126.9°					
27	0.0	0.01%	0.0°	0.2	0.15%	-31.6°		27	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.15%	-57.5°		27	0.1	0.02%	0.0°	0.2	0.11%	-58.0°		27	0.1	0.02%	0.0°	0.2	0.11%	-58.0°					
28	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.20%	123.0°		28	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	116.6°		28	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.07%	101.3°		28	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.07%	101.3°					
29	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.20%	123.0°		29	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.03%	-90.0°		29	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.11%	139.4°		29	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.11%	139.4°					
30	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	0.0°		30	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.05%	-166.0°		30	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	153.4°		30	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	153.4°					
31	0.1	0.02%	0.0°	0.6	0.43%	-55.2°		31	0.0	0.00%	0.0°	0.4	0.30%	-58.0°		31	0.1	0.04%	63.4°	0.4	0.30%	-80.0°		31	0.1	0.04%	63.4°	0.4	0.30%	-80.0°					
32	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.12%	-138.8°		32	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.05%	-104.0°		32	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	153.4°		32	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	153.4°					
33	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.14%	22.6°		33	0.1	0.02%	-90.0°	0.1	0.04%	63.4°		33	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	-153.4°		33	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	-153.4°					
34	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	-90.0°		34	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	0.0°		34	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.21%	168.1°		34	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.21%	168.1°					
35	0.0	0.00%	0.0°	0.3	0.20%	177.1°		35	0.0	0.01%	0.0°	0.3	0.20%	177.1°		35	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	-116.6°		35	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	-116.6°					
36	0.0	0.01%	0.0°	0.2	0.16%	18.4°		36	0.0	0.01%	0.0°	0.0	0.02%	0.0°		36	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.18%	-3.6°		36	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.18%	-3.6°					
37	0.0	0.01%	0.0°	0.3	0.20%	35.8°		37	0.0	0.00%	0.0°	0.2	0.11%	-28.7°		37	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.08%	161.6°		37	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.08%	161.6°					
38	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	0.0°		38	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.08%	180.0°		38	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.08%	161.6°		38	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.08%	161.6°					
39	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	90.0°		39	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	90.0°		39	0.1	0.04%	-45.0°	0.1	0.08%	-141.3°		39	0.1	0.04%	-45.0°	0.1	0.08%	-141.3°					
40	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	0.0°		40	0.0	0.00%	0.0°	0.1	0.04%	90.0°		40	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	0.0°		40	0.0	0.00%	0.0°	0.0	0.00%	0.0°					

HARMONICS(INSTANT) Iris Time Fund. Freq. 60.0Hz 01-05-05 17:44:00												HARMONICS(INSTANT) Iris Time Fund. Freq. 60.0Hz 01-05-05 17:44:30												HARMONICS(INSTANT) Iris Time Fund. Freq. 60.0Hz 01-05-05 17:45:00											
N	V	THD-F	THD-R	OC	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	THD-R	N	V	THD-F	THD-R	OC	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	THD-R	N	V	THD-F	THD-R	OC	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	
1	223.5	100.00%	0.0°	135.9	100.00%	0.0°		1	223.1	100.00%	-0.0°	137.3	100.00%	0.0°	1	223.3	100.00%	0.0°	131.2	100.00%	0.0°														
2	1.0	0.45%	83.3°	1.0	0.76%	23.1°		2	0.6	0.28%	87.3°	3.7	2.67%	45.2°	2	0.4	0.19%	76.0°	1.6	1.21%	8.9°	2	0.4	0.19%	76.0°	1.6	1.21%	8.9°							
3	0.1	0.04%	180.0°	0.8	0.62%	-48.4°		3	0.1	0.02%	0.0°	2.0	1.47%	-53.1°	3	0.1	0.02%	0.0°	0.6	0.48%	-94.0°	3	0.1	0.02%	0.0°	0.6	0.48%	-94.0°							
4	0.1	0.02%	0.0°	0.8	0.60%	148.5°		4	0.1	0.02%	0.0°	1.7	1.22%	121.4°	4	0.1	0.04%	136.0°	1.4	1.05%	142.5°	4	0.1	0.04%	136.0°	1.4	1.05%	142.5°							
5	4.9	2.20%	178.4°	18.3	13.56%	-165.0°																													

表 6.3

HARMONICS(INSTANT)							HARMONICS(INSTANT)							HARMONICS(INSTANT)						
17:45:30							17:46:00							17:46:30						
1719 Time	Fund	Phase	Mag	Mag	Mag	Mag	1719 Time	Fund	Phase	Mag	Mag	Mag	Mag	1719 Time	Fund	Phase	Mag	Mag	Mag	Mag
01-05-05	60.0Hz		223.8 V	2.64t	136.4 A	15.30t	01-05-05	60.0Hz		223.5 V	2.24t	133.2 A	15.36t	01-05-05	60.0Hz		222.9 V	2.34t	143.5 A	16.50t
N	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	N	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE	N	RMS	RATIO	PHASE	RMS	RATIO	PHASE
1	223.7 V	100.00%	0.0°	134.7 A	100.00%	0.0°	1	223.4 V	100.00%	-0.0°	131.7 A	100.00%	0.0°	1	222.8 V	100.00%	-0.0°	141.1 A	100.00%	-0.0°
2	0.6 V	0.25%	107.4°	1.3 A	0.94%	6.5°	2	0.8 V	0.35%	105.1°	1.9 A	1.47%	41.8°	2	0.7 V	0.32%	64.5°	1.7 A	1.23%	-40.3°
3	0.2 V	0.07%	-123.7°	0.5 A	0.60%	-50.1°	3	0.1 V	0.05%	180.0°	0.8 A	0.60%	37.7°	3	0.2 V	0.07%	-153.4°	0.3 A	0.22%	-70.7°
4	0.0 V	0.01%	0.0°	1.2 A	0.82%	159.5°	4	0.1 V	0.05%	-116.6°	1.0 A	0.77%	152.7°	4	0.0 V	0.01%	0.0°	1.3 A	0.88%	-131.2°
5	5.1 V	2.26%	-179.4°	17.6 A	13.04%	-167.5°	5	4.1 V	1.84%	-176.9°	16.5 A	12.52%	-163.3°	5	4.4 V	1.97%	-175.2°	21.3 A	15.12%	-169.8°
6	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.07%	-36.9°	6	0.0 V	0.01%	0.0°	0.5 A	0.41%	-76.3°	6	0.0 V	0.01%	0.0°	1.2 A	0.85%	62.8°
7	3.0 V	1.32%	6.1°	11.4 A	8.44%	18.0°	7	2.7 V	1.21%	-1.2°	10.5 A	7.95%	21.0°	7	2.7 V	1.21%	-2.4°	13.6 A	9.65%	13.2°
8	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.30%	-37.3°	8	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.32%	39.4°	8	0.0 V	0.01%	0.0°	0.3 A	0.21%	-117.9°
9	0.1 V	0.02%	0.0°	1.0 A	0.73%	-167.4°	9	0.0 V	0.00%	0.0°	0.7 A	0.52%	-171.7°	9	0.0 V	0.00%	0.0°	0.7 A	0.48%	-166.6°
10	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.30%	83.7°	10	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.06%	116.6°	10	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.27%	141.3°
11	0.1 V	0.05%	-135.0°	3.7 A	2.76%	126.5°	11	0.1 V	0.05%	-26.6°	3.5 A	2.63%	150.7°	11	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.28%	136.0°
12	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.11%	-126.9°	12	0.0 V	0.00%	0.0°	0.3 A	0.21%	156.4°	12	0.0 V	0.01%	0.0°	0.5 A	0.32%	-75.1°
13	0.2 V	0.10%	0.0°	2.1 A	1.55%	-95.7°	13	0.1 V	0.02%	0.0°	1.6 A	1.25%	-74.4°	13	0.1 V	0.05%	-26.6°	2.2 A	1.56%	-95.9°
14	0.0 V	0.00%	0.0°	0.2 A	0.16%	172.9°	14	0.1 V	0.05%	63.4°	0.2 A	0.13%	-128.9°	14	0.0 V	0.01%	0.0°	0.3 A	0.22%	136.7°
15	0.0 V	0.00%	0.0°	0.7 A	0.55%	9.1°	15	0.0 V	0.01%	0.0°	0.4 A	0.34%	-19.6°	15	0.0 V	0.00%	0.0°	0.6 A	0.41%	-111.6°
16	0.0 V	0.00%	0.0°	0.2 A	0.15%	-30.3°	16	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.03%	0.0°	16	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.10%	54.5°
17	0.1 V	0.04%	-45.0°	2.3 A	1.70%	24.7°	17	0.1 V	0.04%	-45.0°	1.5 A	1.16%	42.8°	17	0.1 V	0.02%	0.0°	2.1 A	1.48%	30.0°
18	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.03%	90.0°	18	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.07%	18.4°	18	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.28%	146.9°
19	0.4 V	0.16%	65.6°	1.1 A	0.82%	118.2°	19	0.2 V	0.07%	104.0°	0.9 A	0.63%	165.5°	19	0.3 V	0.15%	100.3°	1.5 A	1.05%	131.9°
20	0.0 V	0.00%	0.0°	0.4 A	0.28%	17.7°	20	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.03%	90.0°	20	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.12%	-111.3°
21	0.0 V	0.01%	0.0°	1.0 A	0.71%	84.8°	21	0.0 V	0.00%	0.0°	0.7 A	0.50%	128.6°	21	0.1 V	0.05%	56.3°	1.2 A	0.87%	31.3°
22	0.0 V	0.00%	0.0°	0.6 A	0.44%	180.0°	22	0.0 V	0.00%	0.0°	0.5 A	0.35%	153.9°	22	0.1 V	0.05%	-123.7°	0.5 A	0.36%	-143.6°
23	0.3 V	0.14%	-105.5°	1.4 A	1.04%	148.9°	23	0.0 V	0.01%	0.0°	1.1 A	0.82%	-96.3°	23	0.1 V	0.06%	-33.7°	1.7 A	1.23%	-153.3°
24	0.0 V	0.00%	0.0°	0.2 A	0.15%	-102.1°	24	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.10%	-119.7°	24	0.0 V	0.01%	0.0°	0.4 A	0.25%	-26.6°
25	0.1 V	0.06%	126.0°	0.1 A	0.07%	53.1°	25	0.1 V	0.02%	0.0°	0.0 A	0.02%	0.0°	25	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.06%	-14.0°
26	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.00%	0.0°	26	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	26	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°
27	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.12%	-106.7°	27	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.07%	-30.0°	27	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.18%	-90.0°
28	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	28	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	28	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.04%	35.6°
29	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.12%	127.9°	29	0.1 V	0.02%	0.0°	0.1 A	0.10%	35.5°	29	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.00%	30.0°
30	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.02%	0.0°	30	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.04%	-26.6°	30	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.00%	0.0°
31	0.0 V	0.00%	0.0°	0.6 A	0.43%	-32.3°	31	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.24%	127.4°	31	0.0 V	0.00%	0.0°	0.3 A	0.22%	-117.7°
32	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	32	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.10%	-6.3°	32	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°
33	0.0 V	0.00%	0.0°	0.2 A	0.15%	46.9°	33	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.14%	21.8°	33	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.01%	-5.1°
34	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	34	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.05%	-45.0°	34	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°
35	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.10%	110.6°	35	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	35	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.00%	0.0°
36	0.0 V	0.01%	0.0°	0.0 A	0.01%	0.0°	36	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.03%	180.0°	36	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.13%	163.6°
37	0.0 V	0.01%	0.0°	0.3 A	0.22%	12.5°	37	0.0 V	0.01%	0.0°	0.2 A	0.18%	-96.4°	37	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.07%	11.3°
38	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.00%	0.0°	38	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.04%	153.4°	38	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.00%	0.0°
39	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.05%	-105.4°	39	0.0 V	0.01%	0.0°	0.1 A	0.05%	166.0°	39	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.10%	104.0°
40	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.0%		40	0.0 V	0.00%	0.0°	0.0 A	0.02%	0.0°	40	0.0 V	0.00%	0.0°	0.1 A	0.07%	-135.0°

七、結論

這個諧波案若裝設主動型濾波器組約需 600 萬元，若採用設計抑制 2,3,5 次單調式濾波器各一組約需 250 萬元，但一個簡單的諧振點偏移建議案，只花業主 20 萬元，一樣可解決問題。諧波抑制有許多對策，並非只有設計昂貴濾波器一途；何況 161KV、69KV、22.8KV 及 11.4KV 系統，本身已具備吸納分解諧波電流的能力，大部份諧波案幾乎是電容器共振造成。不裝電容器無法改善功因，裝了可能發生並聯共振，若想以更便宜的方式解決，本文所提系統諧振點變更，似乎是一個可採行的方式，惟有得有失，功因改善電容器需作部份的犧牲。

過去，筆者已詳細介紹過被動式濾波器的設計程序，也曾公開過不少免裝濾波器之諧波抑制技術，這包括：

- (1)相移操作技術
- (2)三繞組變壓器法
- (3)抗諧波電容器模組設計
- (4)串 6%電抗功因改善電容器規格品製作
- (5)電容器耐壓分析法
- (6)本文所提變更系統諧振點分析技術。

目的只有一個：「維護台灣供電品質，減少外匯損失，提升國家競爭力，肅立電機技師形象」。

八、對台電現行諧波管制政策再度建言

8.1 請台電提供諧波源清單量測數據予設計單位，較為客觀

諧波管制政策既是台電推動，供需之間應共同負擔責任，應免費租借設計單位簡便型諧波分析儀(至少可量 25 個諧波)，以進行諧波量測；或由設計單位去函台電索取量測數據。資料包括諧波源各次諧波電流、責任分界點 Dh、THDi。諧波源同類者只需量取一台，不同類者各別量測，量測時間 45 分，每 5 分取樣一次並記錄在幾載狀況下量測到，以便依比例推算滿載時的諧波電流(取最糟狀況)。

8.2 台電試驗所人員會同區處檢驗股人員前往並請定期輪調

試驗所人員要找到電錶箱 MOF 並不困難，量測亦為其專長，但對於現場所有設備擺設位置，錯縱複雜的線路，一個接一個的盤面，絕對沒有區處檢驗股人員熟，何況最後完成送電及檢驗現場亦為該員。因此最好有各區處檢驗股人員在場供詢問及監督整個量測及諧波負載出力狀況。由於事涉上千萬元工程費用，試驗所諧波量測人員並得定期輪調，以避免弊端。

8.3 評判合格標準不應死抱胡同

評判的標準，IEEE 每四年就會有所更動，抑制表本身已爭議很久。IEEE 工業應用協會(IEEE IAS)更是年年舉辦 HARMONIC PANNEL(頂尖諧波會議)，定期探討得失，因此在全世界都還將 IEEE-519 當作抑制參考值時，台電率先訂下 2~50 次諧波電流失真需符合 IEEE-519 標準，頗不合理。筆者主張從務實的觀點出發，改善後，DP 點改善前各次諧波失真前三名及 THD 能過關且在功因改善元件投入後無並聯共振現象發生及造成臨近正常運轉工廠跳電事故，即可予以放行。

8.4 含諧波負載之功因改善方式，應將電容器改以低壓濾波器組 或 以其它抑制對策可證明加入電容器絕無擴大諧波之嫌並符合抑制標準

所有今天電力系統上的諧波問題，均是由低壓系統諧波負載產生，因此杜絕源頭才是根本的解決之道。放眼世界均是採用低壓濾波器組或主動型濾波器組，但因設計本身即是一項艱深的技術，更事涉千萬元的工程造價，若硬性規定恐有圖利廠商之嫌。故若以其它廉價技術並證明電容器加入後，仍然在管制範圍內，此方式亦可採納。

九、附錄

IEEE FELLOW，LOUISIANA STATE UNIVERSITY，Lesezk 教授，對於安裝主動型或被動型濾波器之國際觀點，一併提供給讀者參考。

Panel Discussion

On

A Quest for Effective Methods of Harmonics Suppression

In Distribution Systems

Economic benefits from using power electronics equipment are much more direct and visible than losses caused by harmonics produced by this equipment. Consequently, we enter the New Millenium with sources of harmonic distortion more and more distributed over distribution systems. We have to confess that we are much more effective in generating harmonics than in their elimination. This situation should not propagate into the Next Century. Effective methods of harmonics suppression are needed.

A quest for effective methods of harmonics suppression may go into existing technology to improve it. This quest may look for new methods as well. Also, education on the properties of distribution systems with harmonics, on a proper implementation of various methods of their suppression and on instrumentation and measurement for that purpose may contribute substantially to reduction of harmonic distortion in distribution systems.

Resonant harmonic filters, the most common devices for reducing harmonic distortion, increasingly more often compete with active harmonic filters. The old technology competes with the new one. This old technology still has however, a capacity for a further development, while active harmonic filters do not occur to be an absolute and economic remedy for harmonic distortion. Moreover, the interaction of resonant harmonic filters with the distribution system plays a key role in the filter effectiveness, but it seems this interaction is often not well comprehended.

The Panel Discussion should contribute to the improvement of existing methods of harmonic suppression, to the development of new methods, to education on properties of distribution systems with harmonic distortion, and consequently it should contribute to the supply quality in distribution systems.

【編者註】

在第 4.2 節列述：(機台)支路放大倍率約等於 DP 點(電源回路)之放大率，並列出 DP 點諧波放大率計算公式。然後在第五節之機台電流放大現象之檢討裡，每機台諧波負載電流擴大計算即直接沿用該 DP 點諧波放大率計算式而來判斷機台保護器跳脫之原因，似尚有商榷之處。但以本文所建議以減少併聯電容器容量偏移系統諧振點以後機台保護器不再跳脫是實際成果。歡迎有趣讀者有機會再參與共同討論。