

OOXX 股份有限公司籌備處

再生能源發電系統-風力發電(**OO**MW)

併聯系統衝擊檢討報告

報告撰寫單位：**OO** 事務所電機技師或 **OO** 大學教授

○ 年 **○** 月 **○** 日

目錄

目錄.....	i
圖目錄.....	iii
表目錄.....	iv
第壹章、概述.....	1
一、計畫緣起.....	1
二、廠址.....	1
三、商轉年月.....	1
四、機組或發電設備型式.....	2
五、與台電併聯方式.....	2
六、電源線引接方式.....	2
七、電源線導體種類及回線數.....	2
第貳章、系統衝擊檢討基本資料.....	3
一、台電系統檢討資料.....	3
二、再生能源發電廠設備資料.....	9
三、再生能源發電廠系統圖.....	12
第參章、系統衝擊檢討.....	12
一、電力潮流.....	12
二、故障電流.....	22
三、電壓變動及閃爍.....	24
四、暫態穩定度.....	28
五、功率因數.....	30
六、諧波管制.....	28

七、電壓持續運轉能力	30
第肆章、綜合結論與建議	33
第伍章、附錄	39
一、 OOXX 風力發電機組規格	39
二、暫態穩定度檢討結果	39
三、電力諧波計算公式(IEC 61400-21)	40
四、 現勘紀錄(向轄管供電區營運處申請現勘，確認併接可行性)	81
五、 委託書(說明各公司間之委託關係)	40

圖目錄

圖 1：風電開發場域示意圖	1
圖 2：台電公司電網資料	3
圖 3：110 年尖載時風電加入前電力潮流	18
圖 4：110 年尖載時風電加入後電力潮流	19
圖 5：110 年輕載時風電加入前電力潮流	20
圖 6：110 年輕載時風電加入後電力潮流	21
圖 7：低電壓持續運轉能力曲線圖	1
圖 8：低電壓持續運轉能力曲線(108 年 7 月 1 日起)	3
圖 9：高電壓持續運轉能力曲線(108 年 7 月 1 日起)	18
圖 10：風場加入後責任分界點事故之低電壓能力曲線	19
圖 11：責任分界點事故後之風機實功及虛功出力情形	20
圖 12：風場加入後責任分界點事故之高電壓能力曲線	21
圖 13：責任分界點事故後之風機實功及虛功出力情形	21

表目錄

表 1：風力發電模組及變流器規格.....	2
表 2：停用設備編號說明.....	14
表 3：110 年尖載時風電加入前電壓檢討 (單位：p.u.).....	15
表 4：110 年尖載時風電加入後電壓檢討 (單位：p.u.).....	15
表 5：110 年輕載時風電加入前電壓檢討 (單位：p.u.).....	15
表 6：110 年輕載時風電加入後電壓檢討 (單位：p.u.).....	15
表 7：110 年尖載時風電加入前電力潮流檢討.....	16
表 8：110 年尖載時風電加入後電力潮流檢討.....	16
表 9：110 年輕載時風電加入前電力潮流檢討.....	17
表 10：110 年輕載時風電加入後電力潮流檢討.....	17
表 11：最大短路電流.....	23
表 12：風電加入電壓變動情形.....	25
表 13：暫態穩定度分析結果.....	28
表 14：自備發電設備各次諧波限制規範.....	31
表 15：風電各級諧波檢討結果.....	32
表 16：系衝檢討項目彙整.....	38

第壹章、概述

一、計畫緣起

為解決溫室效應等環境議題，加上民眾環保意識抬頭，再生能源成為國內未來電力來源重要的發展指標，對於風力充沛的台灣中南部地區，風力發電的設置無疑成為能源發展的最佳選項之一。本籌備處將於屏東縣設立 00MW 風力發電，自備變電站將電能升壓至 161kV，以新設一回線併接至東港 D/S 161kV 側匯流排。

二、廠址

本案風力發電廠場址位於屏東縣，開發場址如圖 1 所示。

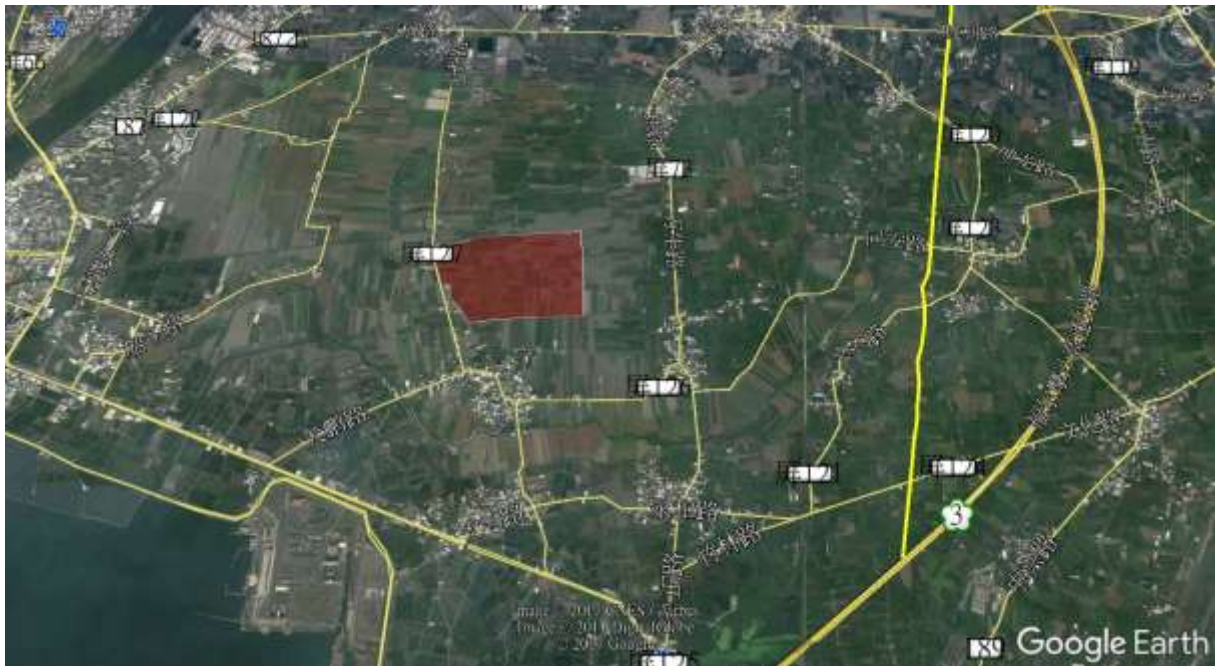


圖 1：風電開發場域示意圖

三、商轉年月

本案之風力發電廠預計商轉日期為 0 年 0 月，躉售電力 00MW。

四、機組或發電設備型式

本案風力發電機組型式預計採用 OO 型式，單機最大輸出功率為 OO W，最終共設置 OO 台，合計總裝置容量為 OOMW，相關規格如表 1 所述，詳細內容請詳附件。

表 1：風力發電機組規格

設備	型號	輸出功率	數量	總裝置容量 (MW)
風電模組				

五、與台電併聯方式

本案風力發電設備裝置容量 OOMW，以新設一回線併接至東港 D/S 161kV 側匯流排。

六、電源線引接方式

本案風力發電設備先升壓至 22.8kV，由 22.8kV 饋線引接至自建 161kV/22.8kV 變電站的 22.8kV 匯流排，自建變電站中設置 1 台 161kV/22.8kV 100MVA 變壓器，將電能升壓至 161kV，以新設一回線併接至東港 D/S 161kV 側匯流排。

七、電源線導體種類及回線數

本案風力發電廠電源線預計採用 161kV 1/C 1200mm² 地下電纜，依台電公司輸電系統規劃準則，此線路正常情況下載流量 250MVA，以一回線併接至東港 D/S 161kV 側匯流排，此線路長度約 2 公里。

第貳章、系統衝擊檢討基本資料

一、台電系統檢討資料

本案風力發電廠已取得併接台電公司電網資料如圖 2 所示，本案電力潮流檢討資料即依台電公司提供之 PSS/E 電力分析軟體 110 年系統尖及輕載分析檔案進行檢討。

圖 2：台電公司電網資料

種 號：
保存年限：

台灣電力股份有限公司系統規劃處 函

地址：10016 臺北市羅斯福路 3 段 242 號
聯 絡 人：
電子信箱：
連絡電話：


受文者：
發文日期：
發文字號：
類別：普通件
密等及解密條件或保密期限：
附件：如文

主旨：有關使用本公司提供之電力系統資訊注意事項，及檢附繳費發票如說明，請 查照。

說明：

- 一、依據貴公司 108 年 1 月 11 日 11001 號函辦理。
- 二、相關電力系統資訊另以 email 寄送，供貴公司太陽光電發電計畫併網檢討使用，禁止他用。
- 三、未來貴公司以本案系統資料提出之系統衝擊檢討報告須依本公司再生能源發電設備併聯審查會議結論為準。於前述審查會議時，若自本案發函日後亦有其他業者申請併聯於該轄區，則將於該會議就系統互斥效應予以討論，必要時本案系統衝擊檢討報告須配合修訂。
- 四、依本案資料分析檢討應於發函日起一年內完成，逾期無效。
- 五、倘貴公司對本公司提供之系統資料有相關技術詢問，請以書面方式一次提出，恕無法接受電話零星詢答。
- 六、本公司開掣三聯式發票如後附。
- 七、本提供資訊函須檢附於系統衝擊檢討報告內，以利本公司辦理後續併聯審查相關事宜。

正本： 公司
副本：

處 長 劉 運 鴻 

依照公文處理分層負責授權單位主管執行

第2頁 共2頁

台電提供資料說明

- 一、 提供本公司 110 年(含)以後新營 P/S 轄區 69kV 三相最大最小短路電流如附件，以供保護協調及電力品質檢討。
- 二、 公司太陽能發電計畫所引接之新營 P/S 轄區 69kV 系統圖如檔案一所示。
- 三、 隆田 S/S、麻豆 S/S 變電所單線圖如檔案二、檔案三。
- 四、 系統衝擊報告格式說明如檔案四。
- 五、 隆田 S/S、麻豆 S/S 目前皆無綠能業者取得籌設，分別尚有 1、0 個拱位，實際情況將視各業者申請狀況而定。
- 六、 倘若原申請函之商轉年度與系統報告之年度不一致，請洽本公司確認是否來函重新申請符合之年度資料。
- 七、 倘若變電所拱位已滿，有 T 接需求，現勘事宜請洽各轄區之供電區營運處辦理。
- 八、 因變電所拱位有限，請業者整合鄰近開發案場一併申請；另為達有效利用輸變電設備，台電公司將依未來開發情境統整調整設備使用規劃。
- 九、 系統衝擊分析時，須將再生能源併轄區之機組(含再生能源)出力調至滿載。
- 十、 本案提供貴公司之資料僅供 公司太陽能發電計畫系統檢討使用，禁止轉作他用，有效期限自發函日期起一年，審查會議時，若自本案發函日後亦有其他業者申請併聯於該轄區，則將於該會議就系統互斥效應與以討論，必要時本案系統衝擊檢討報告需配合修訂。

大鵬 E/S 轄區之三相最大故障電流及斷路器啟斷容量

變電所/ 大用戶	斷路器 額定遮斷能力(kA)	最大故障電流(kA)		最小故障電流(kA)	
		三相	X/R	三相	X/R
大鵬 H	50	37.145	28.251	31.561	26.496
墾丁 H	40	8.097	7.293	6.215	5.963
屏東 H	50	22.875	13.766	20.796	14.155
楓港 H	40	15.154	8.192	13.004	7.770
加一 H	50	10.948	9.505	10.448	9.736
潮東 H	50	19.728	12.344	18.163	12.722
東港 H	50	17.877	14.024	16.566	14.302
大用戶	N/A	10.907	9.498	10.411	9.729

二、再生能源發電廠設備資料

本案風力發電機組型式預計採用 OO 型式，單機最大輸出功率為 OOW，最終共設置 OO 台，合計總裝置容量為 OOMW。由 480V 升壓至 22.8kV，設置 1 台 161kV/22.8kV 容量 100MVA 變壓器，以新設一回線併接至東港 D/S 161kV 側匯流排，風電模組及變流器設備資料詳附件。

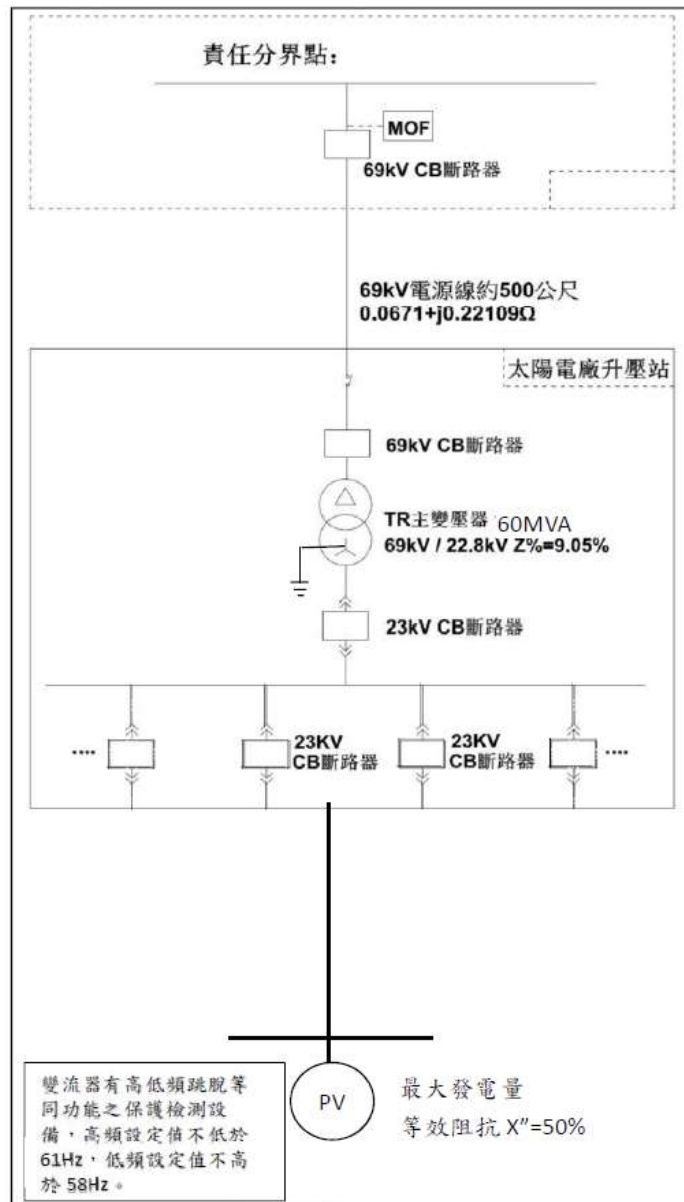
太陽光電案場設備相關參數					
1	發電設備	阻抗(pu) X source	容量		電壓
		9999	模板	49.99964MW	480V
			變流器	50MW	
2	69/22.8kV 變壓器	容量	阻抗		電壓
		40/50MVA	Z=5%		69/22.8kV
3	69kV 輸電線路	規格	容量	阻抗	長度
		3-1/C 795 MCM AAC	104MVA	0.02658 Ω	0.3km

太陽光發電控制系統模型及參數

PVGU			
PV 參 數	TIqCmd	0.0200	TIqCmd, Converter time constant for IQcmd, second
	TIpCmd	0.0200	TIpCmd, Converter time constant for IPcmd, second
	VLVPL1	0.4000	VLVPL1, Low voltage power logic (LVPL) voltage 1, pu
	VLVPL2	0.9000	VLVPL2, LVPL voltage 2, pu
	GLVPL gain	1.1100	GLVPL gain
	VHVR CR	1.2000	VHVR CR, High voltage reactive current (HVRC) logic voltage, pu
	CURHVRCR	2.0000	CURHVRCR, max. reactive current at VHVR CR, pu
	Rip_LVPL	2.0000	Rip_LVPL, Rate of LVACR active current change
	T_LVPL	0.0200	T_LVPL, voltage sensor for LVACR time constants

	PVEU			
PV 參 數	Tw	0.15	Tw - V-regulator filter	
	Kpv	18	Kpv - V-regulator proportional gain	
	Kiv	5	Kiv - V-regulator integrator gain	
	Kpp	0.05	Kpp - T-regulator proportional gain	
	Kip	0.1	Kip - T-regulator integrator gain	
	Kf	0	Kf - Rate feedback gain	
	Tf	0.08	Tf - Rate feedback time constant	
	QMX	0	QMX - V-regulator max limit	
	QMN	0	QMN - V-regulator min limit	
	IPMAX	1.1	IPMAX - Max active current limit	
	TRV	0	TRV - V-sensor	
	dPMX	0.5	dPMX - Max limit in power PI controller (pu)	
	dPMN	-0.5	dPMN - Min limit in power PI controller (pu)	
	T_POWER	0.05	T_POWER - Power filter time constant	
	KQi	0.1	KQi - MVAR/Volt gain	
	VMINCL	0.9	VMINCL	
	VMAXCL	1.1	VMAXCL	
	KVi	120	KVi - Volt/MVAR gain	
		Tv	0.05	Tv - Lag time constant in WindVar controller
	Tp	0.05	Tp - Pelec filter in fast PF controller	
	ImaxTD	1.7	ImaxTD - Converter current limit	
	Iphl	1.11	Iphl - Hard active current limit	
	Iqhl	0.8	Iqhl - Hard reactive current limit	
	PMAX	99.975	PMAX of PV plant	

三、再生能源發電廠系統圖



第參章、系統衝擊檢討

一、電力潮流

電力潮流檢討結果須符合台灣電力公司「輸電系統規劃準則」，當系統穩定運轉時，系統電壓及電流載流量相關規範詳如下述：

- 1.系統正常運轉時電壓應保持在 0.95p.u.至 1.03p.u.之間；發生事故後，系統穩態電壓變動範圍應維持在 0.9p.u.至 1.05p.u.之間。
- 2.系統檢討 N-0 時，輸電線路不得超載，且超高壓變電所、一次變電所、一次配電變電所及二次變電所變壓器不超載。
- 3.系統檢討 N-1 或 N-2 偶發事故時，輸電線容量以「輸電系統規劃準則」附表一及附表二常用輸電線容量為規範，並不得超過線路終端設備之額定電流。超高壓變電所變壓器超載額定值在 10%以內，其餘各電壓等級變電所之變壓器超載在 25%以內，經轉供或採取對策後，不得影響供電安全。如不符合「輸電系統規劃準則」規定，得提出包含特殊保護設備或過載保護電驛等因應措施，以維持供電安全。

本檢討報告之電力潮流檢討主要是使用西門子公司之 Power System Simulator for Engineering(PSS/E)電力系統分析模擬軟體。此套軟體可以協助進行電力潮流、事故分析和動態模擬等。以下將利用 PSS/E 模擬軟體得到的結果說明本案風力發電廠加入前後，系統於正常及非正常情況下的檢討分析情形。

(一)電力潮流電壓檢討

表 2 為停用設備編號說明，表 3~表 6 為本案風力發電廠加入前後，正常運轉時，尖、輕載時段併接點附近相關輸電系統 N-0 及 N-1 電壓，不論何種情況，各匯流電壓仍可系統正常運轉時電壓應保持在 0.95p.u.至 1.03p.u.間；發生事故後，系統穩態電壓變動範圍應維持在 0.9p.u.至 1.05p.u.間。最低電壓為尖載時風電加入前，事故編號 6 佳里 161kV 匯流排的電壓 0.94658p.u.(表 3)，最高電壓為輕載時風電加入後，事故編號 20 南化 161kV 匯流排的 1.0243p.u.(表 6)。

(二)電力潮流設備利用率檢討

表 7~表 10 為本案風力發電廠加入前後，尖、輕載時段 N-0 及 N-1 併接點附近相關輸電線路及變壓器潮流，圖 3~圖 6 為本案加入前後併接點相關 161kV 系統電力潮流圖，以下情況跳脫設備後將有過載情況：

1. 編號 4 案例，新營~大寮一回線跳脫，輕載時，新營~大寮另一回線設備負載率，本案加入前 50%，本案加入後 115.86%。
2. 編號 13 案例，佳里~學甲一回線跳脫，尖載時，佳里~學甲另一回線設備負載率，本案加入前 50%，本案加入後 112.84%；

表 2：停用設備編號說明

編號	停用設備
0	正常運轉
1	核三-墾丁
2	核三-楓港
3	大鵬-屏東
4	大鵬-楓港
5	大鵬-東港
6	墾丁-楓港
7	屏東-加一
8	屏東-潮東
9	楓港-大武
10	大鵬 345kV/161kV 變壓器

表 3：110 年尖載時風電加入前電壓檢討 (單位：p.u.)

匯流排	停用設備										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
風電	0.9904										
大鵬H											
墾丁H											
屏東H											
楓港H											
加一H											
潮東H											
東港H											
大用戶											

表 4：110 年尖載時風電加入後電壓檢討 (單位：p.u.)

匯流排	停用設備										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
風電	0.9904										
大鵬H											
墾丁H											
屏東H											
楓港H											
加一H											
潮東H											
東港H											
大用戶											

表 5：110 年輕載時風電加入前電壓檢討 (單位：p.u.)

匯流排	停用設備										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
光電	0.9904										
大鵬H											
墾丁H											
屏東H											
楓港H											
加一H											
潮東H											
東港H											
大用戶											

表 6：110 年輕載時風電加入後電壓檢討 (單位：p.u.)

匯流排	停用設備										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
光電	0.9904										
大鵬H											
墾丁H											
屏東H											
楓港H											
加一H											
潮東H											
東港H											
大用戶											

表 7：110 年尖載時風電加入前電力潮流檢討

跳脫編號	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		
	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	
光電-東港																							
核三-墾丁																							
核三-楓港																							
大鵬-屏東																							
大鵬-楓港																							
大鵬-東港																							
墾丁-楓港																							
屏東-加一																							
屏東-潮東																							
楓港-大武																							

表 8：110 年尖載時風電加入後電力潮流檢討

跳脫編號	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		
	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	
光電-東港																							
核三-墾丁																							
核三-楓港																							
大鵬-屏東																							
大鵬-楓港																							
大鵬-東港																							
墾丁-楓港																							
屏東-加一																							
屏東-潮東																							
楓港-大武																							

表 9：110 年輕載時風電加入前電力潮流檢討

跳脫編號	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		
	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	
光電-東港																							
核三-墾丁																							
核三-楓港																							
大鵬-屏東																							
大鵬-楓港																							
大鵬-東港																							
墾丁-楓港																							
屏東-加一																							
屏東-潮東																							
楓港-大武																							

表 10：110 年輕載時風電加入後電力潮流檢討

跳脫編號	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		
	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	
光電-東港																							
核三-墾丁																							
核三-楓港																							
大鵬-屏東																							
大鵬-楓港																							
大鵬-東港																							
墾丁-楓港																							
屏東-加一																							
屏東-潮東																							
楓港-大武																							

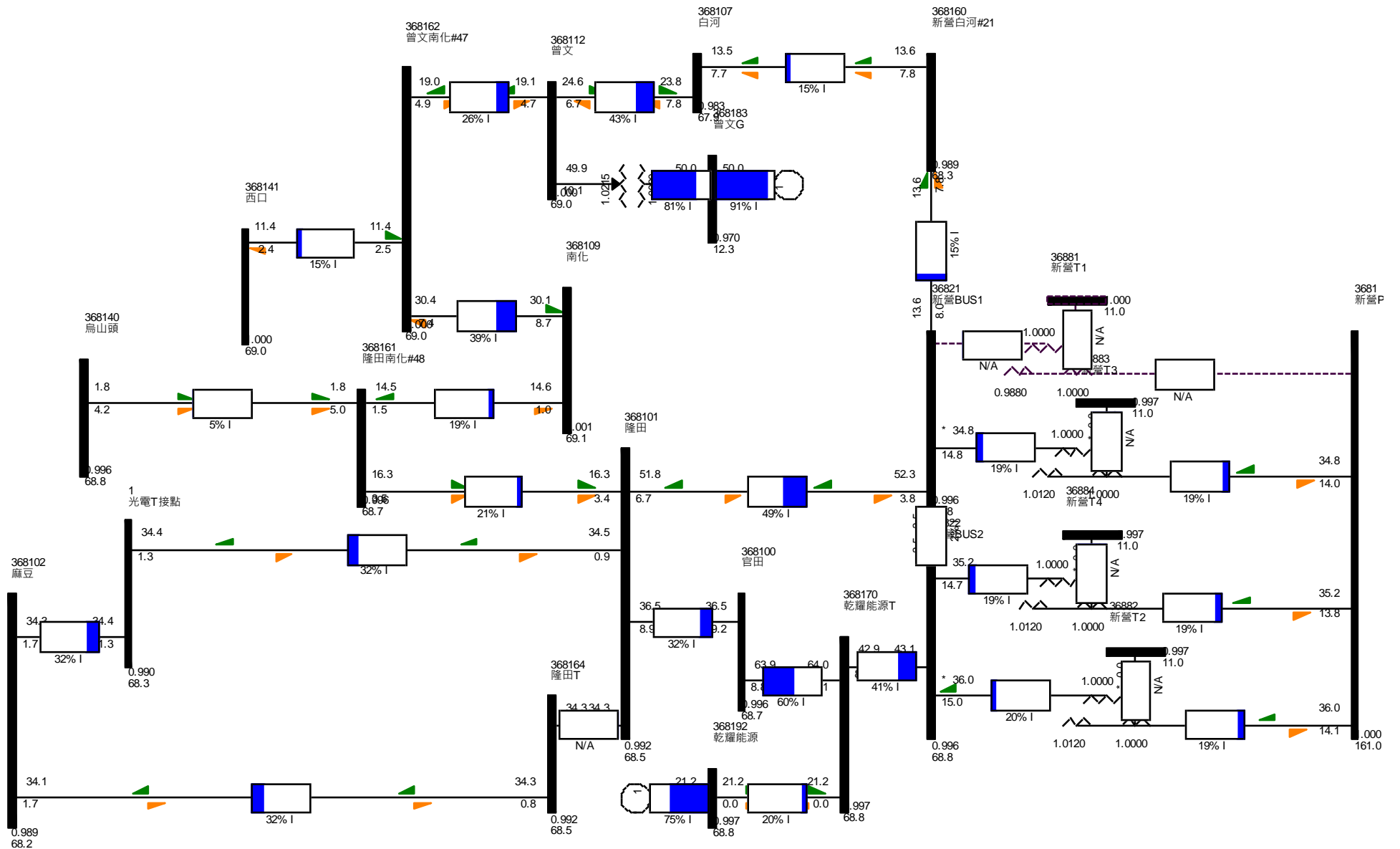


圖 3：110 年尖載時風電加入前電力潮流

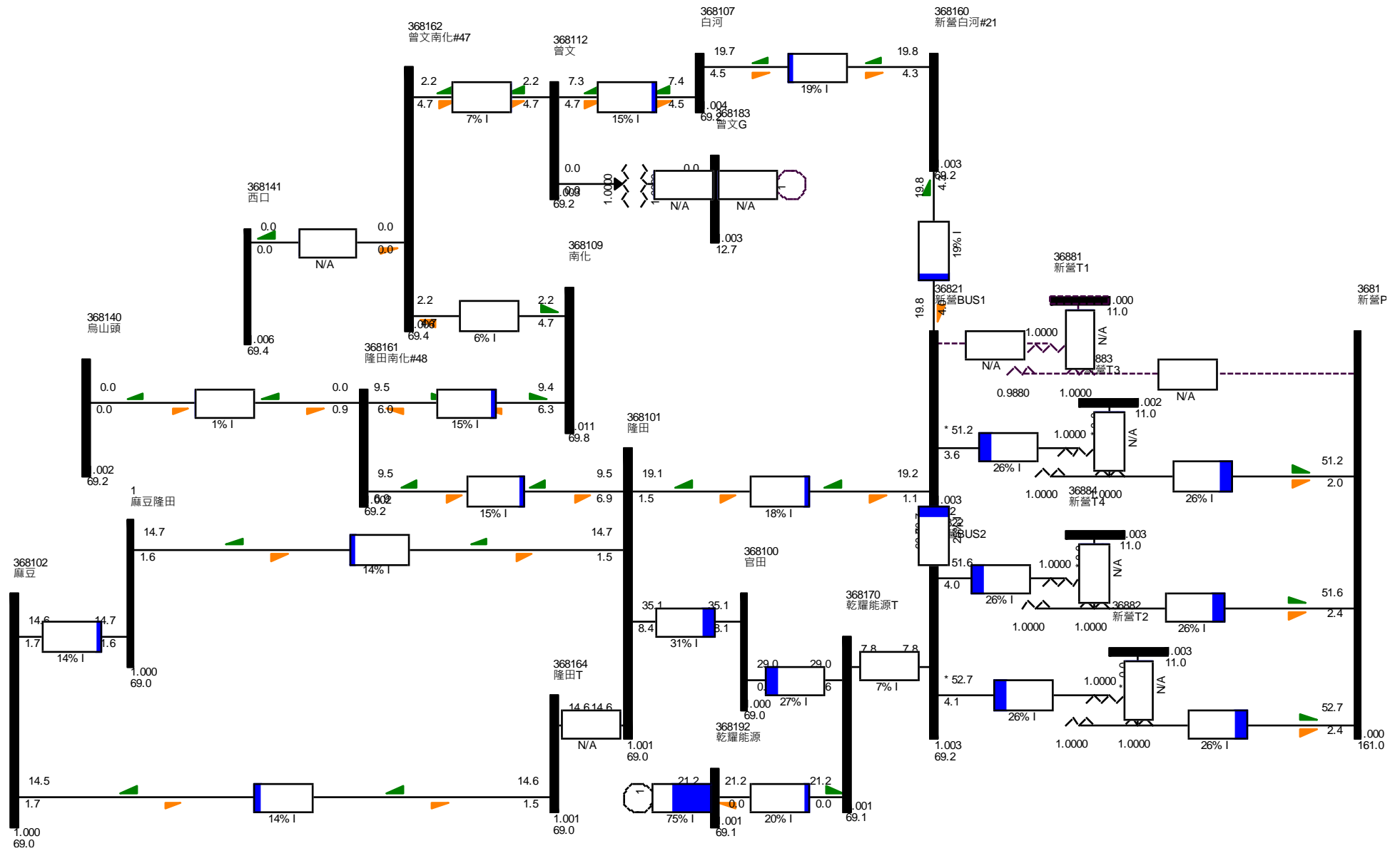


圖 5：110 年輕載時風電加入前電力潮流

二、故障電流

本節將確認本案風力發電廠加入後相關變電所匯流排最大故障電流是否在斷路器額定遮斷容量內。本案之再生能源發電設備為風力發電，根據台電公司提供之 110 年大鵬 E/S 轄區 161kV 三相最大短路電流及 PSS/E 檔案，以 PSS/E 模擬本案風力發電系統提供至高壓側之最大故障電流為 00kA。

本案加入貢獻故障電流為 00kA，併接點相關變電所三相最大故障電流如表 11 所示，當加入後東港 D/S 161kV 側匯流排最大短路電流變為 00kA，本案加入後故障電流皆在本併網區域內各遮斷容量內。

表 11：最大短路電流

單台風機容量(MW)				
風機型號				
風機台數				
採用方案容量(MW)				
短路電流增量(kA)				
變電所/大用戶	斷路器額定遮斷能力(kA)	最大三相短路電流(kA)	考慮本案最大三相短路電流(kA)	是否小於額定遮斷容量
大鵬 H	50	37.145		是
墾丁 H	40	8.097		是
屏東 H	50	22.875		是
楓港 H	40	15.154		是
加一 H	50	10.948		是
潮東 H	50	19.728		是
東港 H	50	17.877		是
大用戶	N/A	10.907		是

三、電壓變動及閃爍

依據台灣電力股份有限公司「再生能源併聯技術要點」第七條第二點：

「1.發電設備併接於台電公司系統造成責任分界點電壓變動率，在加計同一變電所或同一變壓器或同一饋線已核准併網發電設備之影響，及不考慮其他系統背景值，如：負載、儲能系統等下，應在高低各百分之三以內。惟併接於 380 伏特以下低壓系統者，其電壓變動率不考慮其他系統背景值應在高低各百分之三以內。

2.發電設備所造成責任分界點之電壓閃爍應符合「臺灣電力股份有限公司電壓閃爍管制要點」規定。」

本案發電設備為風力發電，風力發電廠計畫一回 161kV 線併接至東港 D/S 161kV 側匯流排，以下將本節分為電壓變動及電壓閃爍兩個部分說明。

(一)電壓變動

使用 PSS/E 分析軟體檢視風力發電加入前後之電壓，依據加入前後之電壓變化計算本案加入後之電壓變動率，對系統之最大變化為本案加入前和本案風力發電加入後，故本報告電壓變動率主要考量本案風力發電加入前後之系統電壓變化，電壓變動率可依下式計算，本案加入前後系統電壓及電壓變動率如表 12 所示，本案加入後最大電壓變動率為 0.5149%，可符合台灣電力股份有限公司再生能源併聯技術要點第七條第二點要求。

$$\text{加入電壓變動率}\Delta V(\%) = \frac{V_{\text{加入PV}} - V_{\text{加入前}}}{V_{\text{加入前}}} \times 100\%$$

$$\text{切離電壓變動率}\Delta V(\%) = \frac{V_{\text{加入前}} - V_{\text{加入PV}}}{V_{\text{加入PV}}} \times 100\%$$

表 12：風電加入電壓變動情形

匯流排	尖載				輕載			
	加入前電壓(p.u.)	加入後電壓(p.u.)	加入電壓變動率(%)	切離電壓變動率(%)	加入前電壓(p.u.)	加入後電壓(p.u.)	加入電壓變動率(%)	切離電壓變動率(%)
光電								
大鵬H								
墾丁H								
屏東H								
楓港H								
加一H								
潮東H								
東港H								
大用戶								

如有原廠風機電力品質測試資料，可採下述方式檢討：

風機併聯電網對於電力品質之衝擊係依據國際標準規範 IEC-61400-21 風機併網之電力品質量測與評估標準。風力發電機併入系統可能影響系統的穩態電壓，故需分析此效應，即確保風力發電機併入系統不會引起系統電壓變化超過規範允許值。

1. 穩態電壓變動

穩態的相對電壓變動在引接點之計算，係依據整個風場之一分鐘平均視

在功率 $S_{A\text{MAX } 1\text{min}}$ ，如下：

(1) Siemens Gamesa SG-8.0-167

$$\begin{aligned}
 S_{A\text{MAX } 1\text{min}} &= n \cdot S_{E\text{MAX } 1\text{min}} & n &= 78 \text{ 部} \\
 &= n \cdot P_{Ng} \cdot p_{1\text{min}} / \lambda \\
 &= 78 \cdot 8 \cdot 1.03 / 1 \\
 &= 642.72
 \end{aligned}$$

其中，

$S_{A\text{MAX } 1\text{min}}$ ：整個風場之一分鐘平均視在功率

$S_{E\text{MAX } 1\text{min}}$ ：單一風機之一分鐘最大視在功率

P_{Ng} ：單一風機的有效功率

$p_{1\text{min}}$ ：一分鐘最大相對有效功率

n ：風機數目

λ ：功率因數

最大電壓變動率(D%)，需採用 PCC 點 161kV 最小三相短路容量計算，

計算式如下式。

2.風機啟停引起之電壓變動

風場因風機啟停時而引起之電壓變動非常小，因為風場中所有的風機不會同時啟停。通常，風場運轉會確保風機一台接著一台依序的啟停，而不會有兩台或更多的風機同時啟停。相對電壓變動 d_k 之計算是依據啟動於額定風速之電壓變動因數 $k_u(\Psi_k)$ 。由於風機於額定風速啟停引起之電壓變動為最高，可以做為風機發生最壞情況時之假設條件。

選擇 $k_u(\Psi_k)$ 之最接近值為當電網阻抗角 $\Psi_k=85^\circ$ 。轉接單一風機所引起之最大電壓變動如下式：

$$\begin{aligned}d_k &= 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \\ &= 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{P_{nG}}{\lambda \cdot S_{kv}}\end{aligned}$$

其中：

S_n ：單一風機的額定容量

S_{kv} ：風機併接點最小短路容量

同樣以彰一開閉所(甲)最小短路電流，及當電網阻抗角 $\Psi_k=85^\circ$ 分析風力機組加入後之機組轉接引起之電壓變動率如下述：

(1)Siemens Gamesa SG-8.0-167

本方案之電壓變動因數 $k_u(\Psi_k)$ 為 0.17

$$dk(\text{單機}) = 100 \times 0.17 \times (8/1 \times 6813.77) = 0.01996\%$$

$$dk(78 \text{ 台}) = 78 \times 100 \times 0.17 \times (8/1 \times 6813.77) = 1.557\%$$

由分析結果可知，當本計畫風場加入系統後，即使全部風機於額定風速同時啟動併入系統引起之電壓變動最壞情形時，總計電壓變動率並不會超出 3% 限制。

$$D = 100 \times \frac{S_{A \max 1 \min}}{S_{kv}} \times |\cos(\varphi_k + \varphi)|$$

其中 S_{kv} 為併網點最小三相短路容量

彰一開閉所(甲)最小短路電流為 24.434kA(6813.77 MVA)，計算風力機組加入後之穩態電壓變動率如下述：

$$\begin{aligned}D &= 100 \times \frac{642.72}{6813.77} \times |\cos(-87.19+0)| \\ &= 0.463\%\end{aligned}$$

由分析結果可知當本計畫風場加入系統後，穩態電壓變動率可滿足在 3% 限制條件內。

(二)電壓閃爍

風場因連續運轉而產生之電壓閃爍可依據單一風機連續運轉於某一電網阻抗角 Ψ_k 及平均風速 U_a 之電壓閃爍係數 $Ci(\Psi_k, U_a)$ 來評估。

長期電壓閃爍是依以下計算評估如下式：

$$\begin{aligned} P_{lt} &= \sqrt{n} \quad Ci(\Psi_k, U_a) \times \frac{Sn}{S_{kv}} \\ &= \sqrt{n} \quad Ci(\Psi_k, U_a) \times \frac{P_{nG}}{\lambda \cdot S_{kv}} \end{aligned}$$

依據量測之經驗，可以將 P_{lt} 轉換成 ΔV_{10} ，則 ΔV_{10} 與 P_{st} 與 P_{lt} 電壓閃爍估算值為下式：

$$\Delta V_{10} \doteq P_{lt} / 3$$

依台電電壓閃爍管制要點第九條非電弧爐遽變負載電壓變動限制值為下式，並依第九條電壓變動限制值採取小於0.83%。

$$\Delta V_{\max} = 3.6 \times (\Delta V_{10})$$

由於電壓閃爍與系統短路容量有關，因此同樣以彰一開閉所(甲)161kV 匯流排最小短路電流及當電網阻抗角 $\Psi_k = 85^\circ$ 、風速8.5m/s~10m/s情況下，本計畫風場加入後之電壓閃爍值如下述：

本方案之閃爍係數 $Ci(\Psi_k)$ 為1.67

$$P_{lt} = \sqrt{n} \quad Ci(\Psi_k, U_a) \times \frac{P_{nG}}{\lambda \cdot S_{kv}} = 0.0173$$

$$\Delta V_{10} = P_{lt} / 3 = 0.0058$$

$$\Delta V_{\max} = 3.6 \times (\Delta V_{10}) = 0.0208$$

由分析結果可知，當本計畫風場加入系統後，風機電壓閃爍值皆可滿足在0.83%限制條件內。

如無原廠風機電力品質測試資料，可出具承諾書先行承諾符合：

四、暫態穩定度

依據台灣電力股份有限公司「再生能源併聯技術要點」第七條第三點：「併接 161,000 伏特以上特高壓系統，其責任分界點所歸屬之變電所匯流排合計發電設備之容量在 100,000 瓩以上者，不得使台電公司系統之暫態穩定度降至規定值以下（345,000 伏特系統三相故障臨界清除時間以 4.5 週波為標準；161,000 伏特系統三相 故障臨界清除時間以 12 週波為標準，若 8 至 12 週波應採用兩套全線段快速主保護電驛）；離島地區為獨立供電系統，併接於離島獨立高壓系統者，其系統穩定度應符合該地區之要求個案檢討。」

本案併接於東港 D/S 161kV 側匯流排，檢討本案併網點相關之 161kV 及 345kV 系統，並觀察北中南發電機轉子角度，分析結果如表 13 所示，各分析情況下，皆可符合再生能源併聯技術要點之要求，各案例檢討結果及暫態分析採用參數詳附件。

表 13：暫態穩定度分析結果

編號	故障端	跳脫線路	臨界清除時間		是否符合規範
			尖載	輕載	
1-1	大鵬變電所 161kV 側	大鵬-東港 161kV 線路	大於 12 週波	大於 12 週波	是
1-2	東港變電所 161kV 側	大鵬-東港 161kV 線路	大於 12 週波	大於 12 週波	是
2-1	大鵬變電所 161kV 側	大鵬-屏東 161kV 線路	大於 12 週波	大於 12 週波	是
2-1	屏東變電所 161kV 側	大鵬-屏東 161kV 線路	大於 12 週波	大於 12 週波	是
3-1	大鵬變電所 161kV 側	大鵬-楓港 161kV 線路	大於 12 週波	大於 12 週波	是

3-2	楓港變電所 161kV 側	大鵬-楓港 161kV 線路	大於 12 週波	大於 12 週波	是
4-1	大鵬變電所 345kV 側	大鵬-核三 345kV 線路	大於 4.5 週波	大於 4.5 週波	是
4-2	核三電廠 345kV 側	大鵬-核三 345kV 線路	大於 4.5 週波	大於 4.5 週波	是
5-1	大鵬變電所 345kV 側	大鵬-高港 345kV 線路	大於 4.5 週波	大於 4.5 週波	是
5-2	高港變電所 345kV 側	大鵬-高港 345kV 線路	大於 4.5 週波	大於 4.5 週波	是
6-1	大鵬變電所 345kV 側	大鵬-瀾力 345kV 線路	大於 4.5 週波	大於 4.5 週波	是
6-2	瀾力變電所 345kV 側	大鵬-瀾力 345kV 線路	大於 4.5 週波	大於 4.5 週波	是

五、功率因數

本案風力發電廠保證可符合「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第(六)款規定：『1. 併接於特高壓系統以上之再生能源發電系統，責任分界點應具備之功率因數調整能力，並配合台電公司季節性負載特性調整設定：(1) 風力發電設備之功率因數應具有百分之九十六滯後至百分之九十八超前運轉能力。(2) 太陽光電發電設備之功率因數應具有百分之九十滯後至百分之九十超前之運轉能力。』之規定。

六、諧波管制

依據台灣電力股份有限公司「再生能源併聯技術要點」第七條第七點：「諧波污染限制應依台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」規定辦理。併接點電壓在 3,300 伏特以下系統，比照 3,300 伏特至 22,800 伏特系統標準辦理。」本案併接於 161kV，須符合台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」規定。本案屬自備發電設備，應採用 I_{sc}/I_L 小於 20 之限制值，各次諧波限制值如表 14 所示。

表 14：自備發電設備各次諧波限制規範

I_{sc}/I_L 小於 20	諧波電流失真率(%)限制值					總諧波 THD%
	<11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 \leq$	
奇次	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
偶次(25%)	0.5	0.25	0.1875	0.075	0.0375	

本案各級諧波保證可符合上述台電公司規範，依本案採用 **OO** 風力發電機組諧波檢討結果如表 15(計算公式如附件)，皆符合上述台電公司諧波規範，電流總合諧波失真率 $ITHD$ (%) 為 0.3394%(計算公式如附件)，亦小於限制值 2.5%，符合規定。

表 15：風電各級諧波檢討結果

級數	諧波電流測試值 (% of In) 單台	諧波電流換算值 (% of In) OO 台	台電公司限制值 (% of In)	符合?
2				✓
3				✓
4				✓
5				✓
6				✓
7				✓
8				✓
9				✓
10				✓
11				✓
12				✓
13				✓
14				✓
15				✓
16				✓
17				✓
18				✓
19				✓
20				✓
21				✓
22				✓
23				✓
24				✓
25				✓
26				✓
27				✓
28				✓
29				✓
30				✓
31				✓
32				✓
33				✓
34				✓
35				✓
36				✓
37				✓
38				✓
39				✓
40				✓
It _{hd} (%)				✓

七、電壓持續運轉能力

「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第四項:「風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)及高電壓持續運轉能力」

1. 低電壓持續運轉能力

(1) 至民國 108 年 6 月 30 日止，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，風力發電設備責任分界點電壓高於圖 7 之實線應持續運轉，電壓降低至額定電壓百分之十五時，應持續運轉至少 0.5 秒以上。

(2) 自民國 108 年 7 月 1 日起，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，風力發電設備責任分界點電壓高於圖 8 之實線應持續運轉，電壓降低至 0p.u.，應持續運轉至少 0.15 秒以上。

2. 高電壓持續運轉能力:自民國 108 年 7 月 1 日起，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟升時，發電設備於責任分界點電壓低於附圖 9 之實線應持續運轉，電壓驟升至 1.2p.u.時，應持續運轉至少 0.25 秒；電壓驟升至 1.15p.u.時，應持續運轉至少 0.75 秒。

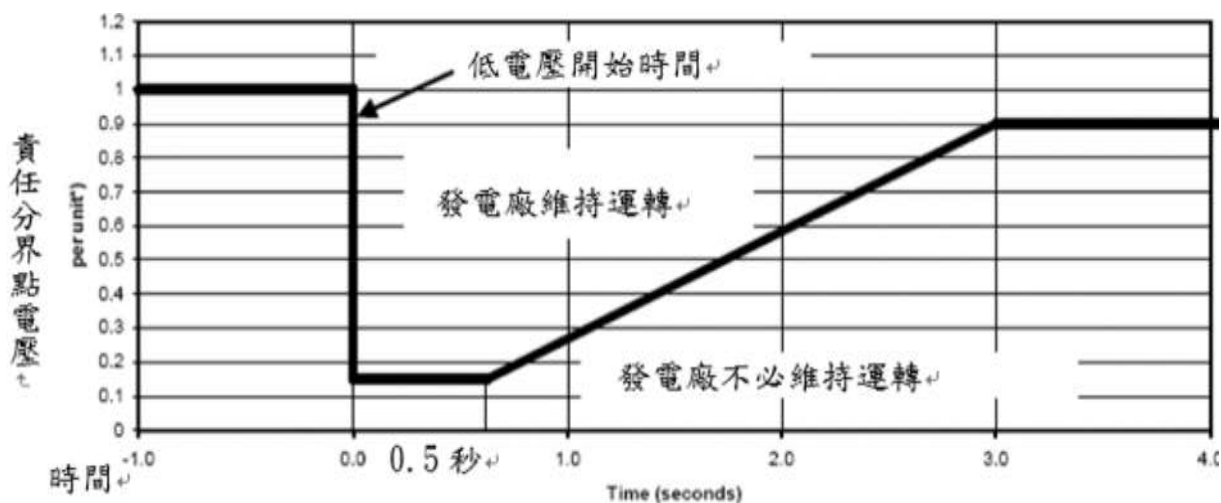


圖 7 低電壓持續運轉能力曲線圖

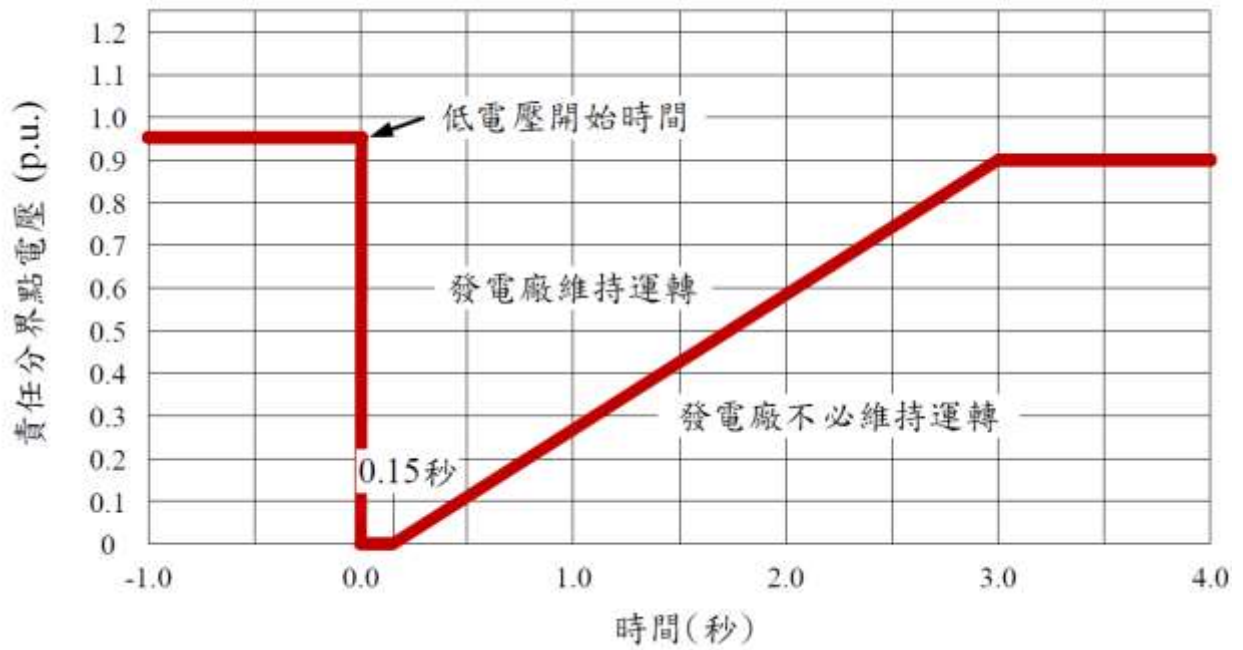


圖 8 低電壓持續運轉能力曲線(108 年 7 月 1 日起)

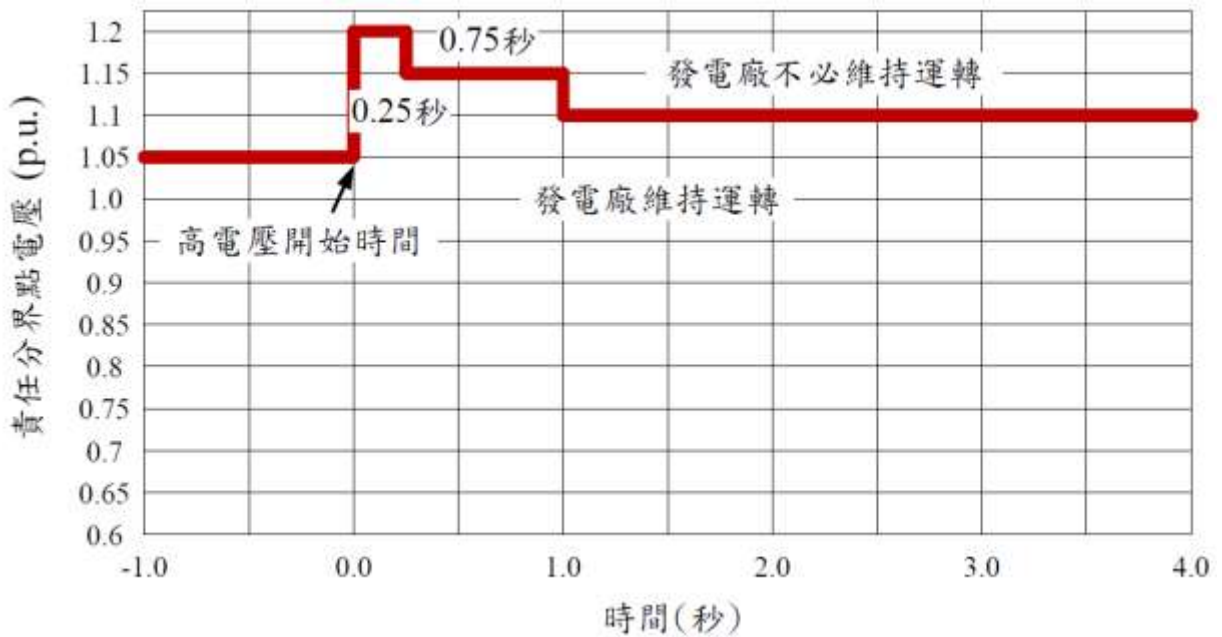


圖 9 高電壓持續運轉能力曲線(108 年 7 月 1 日起)

依據要點規範如圖 8 及圖 9 所示，測試本案風場加入後，責任分界點事故時，風機是否具備滿足上述所需能力，經檢討，如圖 10~13 所示，本案風場採用之風機發電設備 ○○ 機型，於測試 LVRT 能力，將無法維持風機持續出力，本項目尚須進一步探討，故目前將採承諾保證符合。

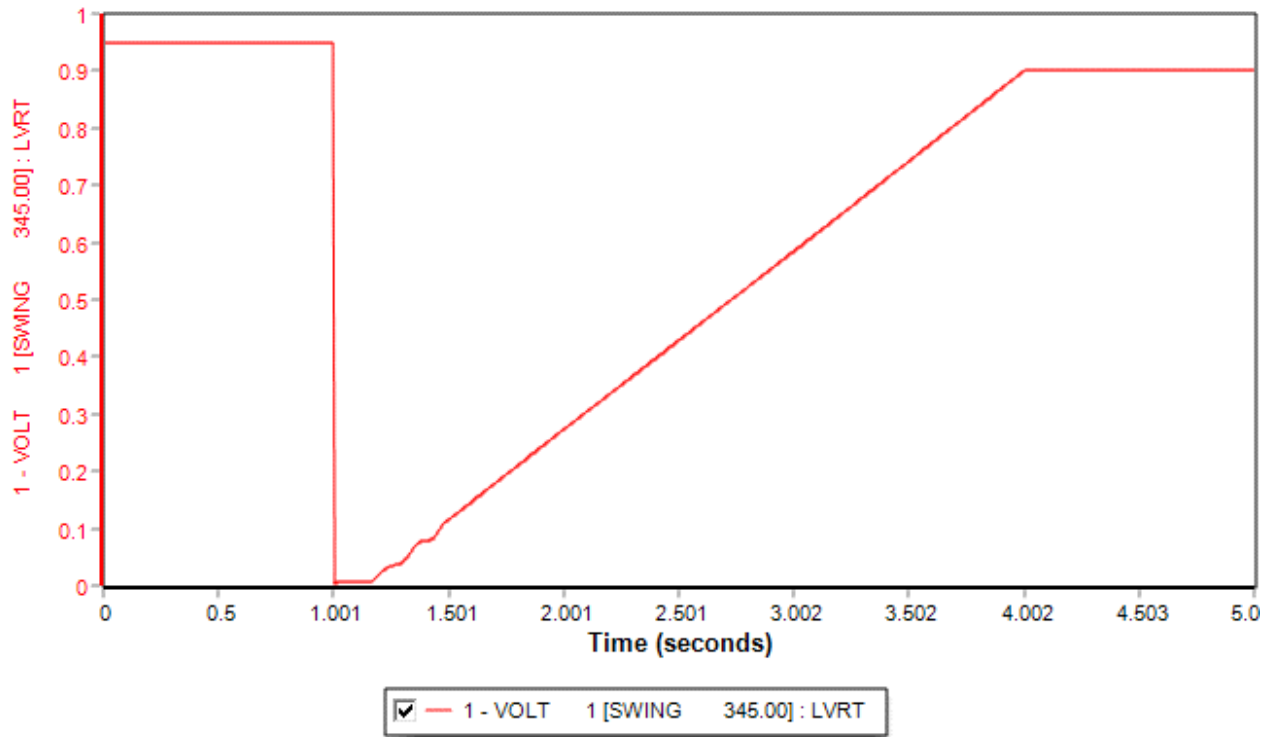


圖 10 風場加入後責任分界點事故之低電壓能力曲線

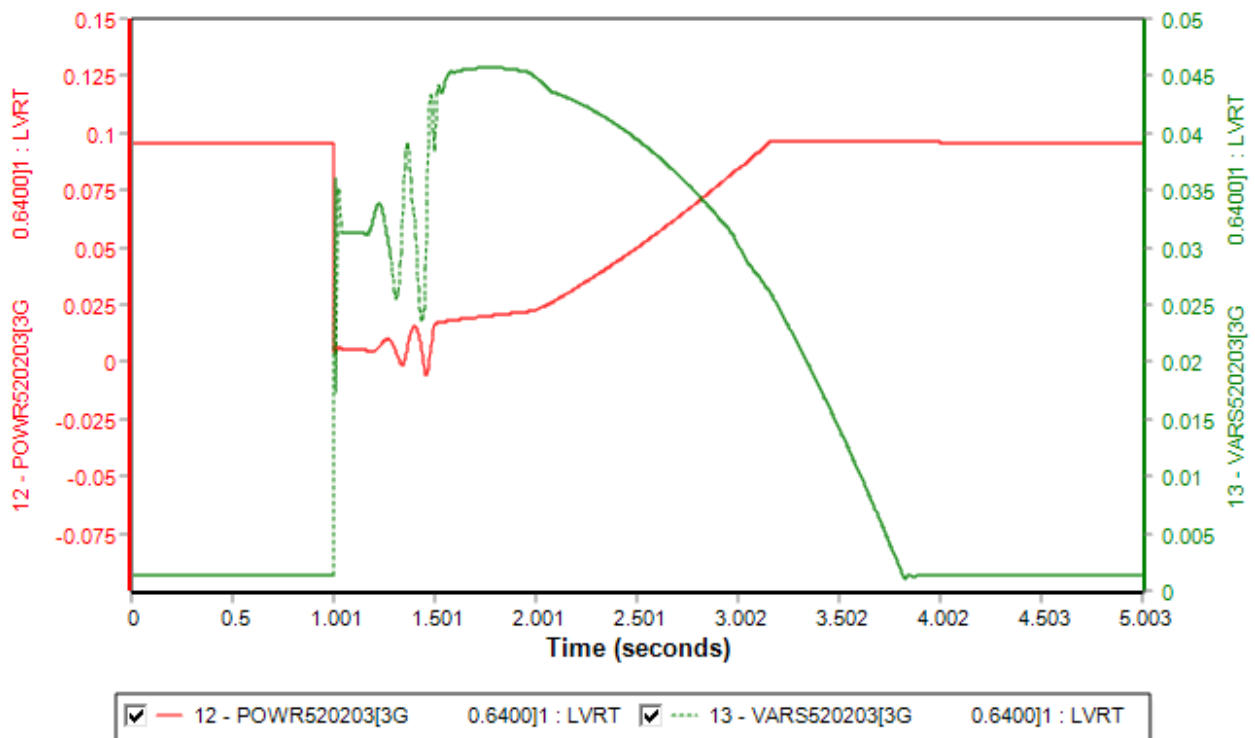


圖 11 責任分界點事故後之風機實功及虛功出力情形

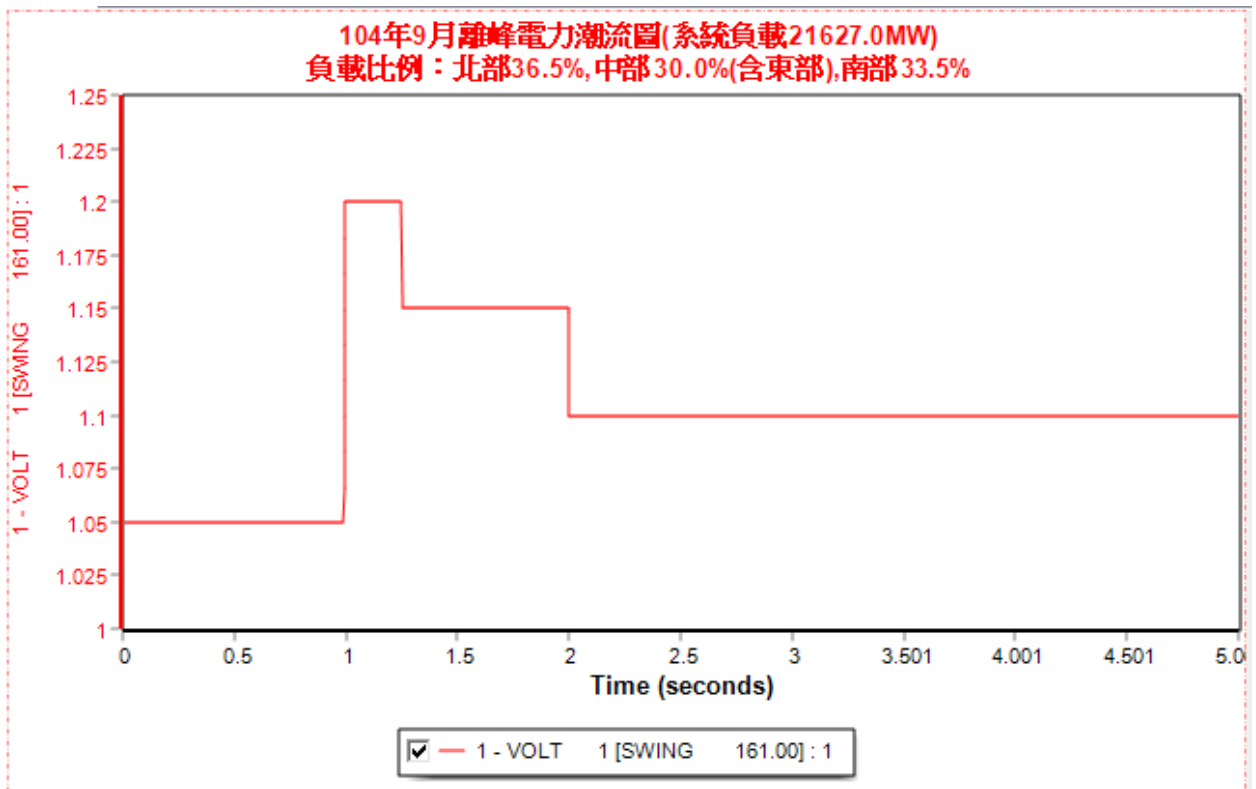


圖 12 風場加入後責任分界點事故之高電壓能力曲線

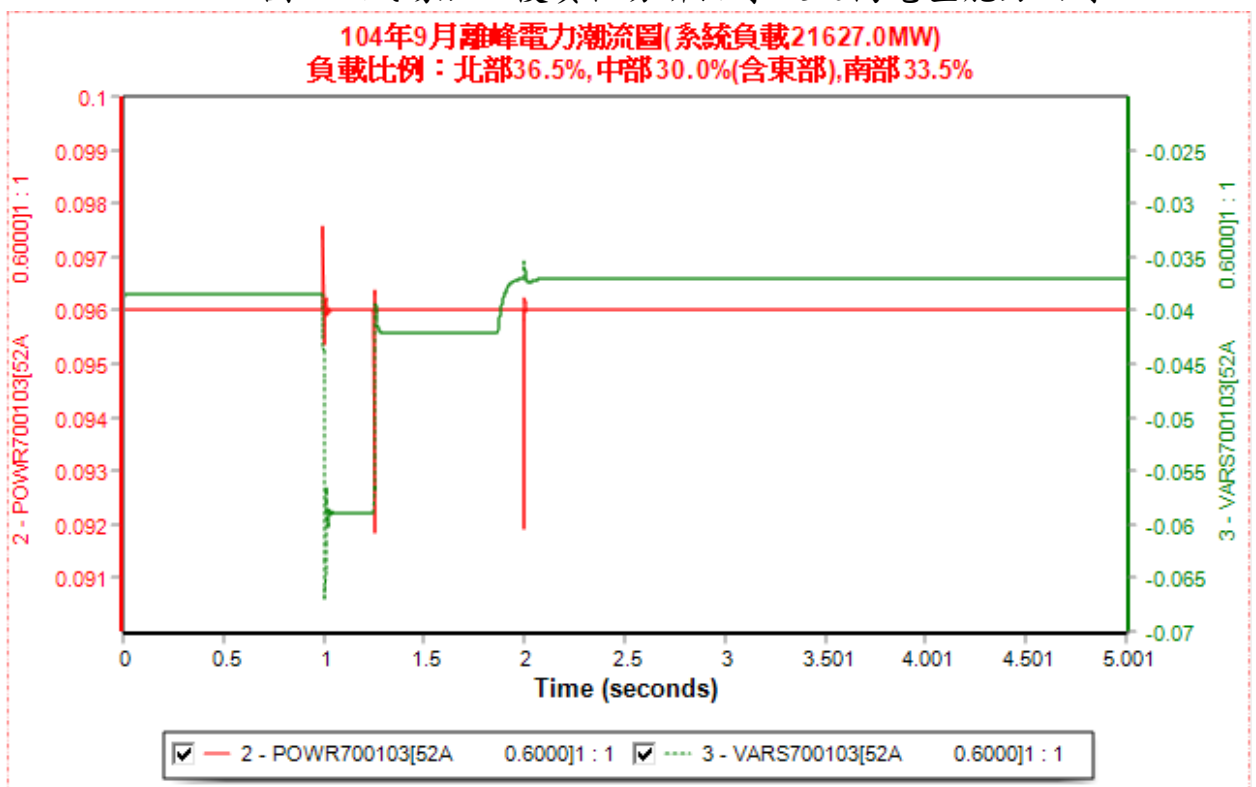


圖 13 責任分界點事故後之風機實功及虛功出力情形

第肆章、綜合結論與建議

本報告已針對本案 110 年併網 00MW 之風力發電加入後對大鵬 161kV 系統之影響進行檢討，其中包含電力潮流、短路電流、電壓閃爍等項目，各分析結論概述如表 16 所述，所有項目均可符合台電公司相關規範，不符合部分本籌備處承諾皆會配合改善。

表 16：系衝檢討項目彙整

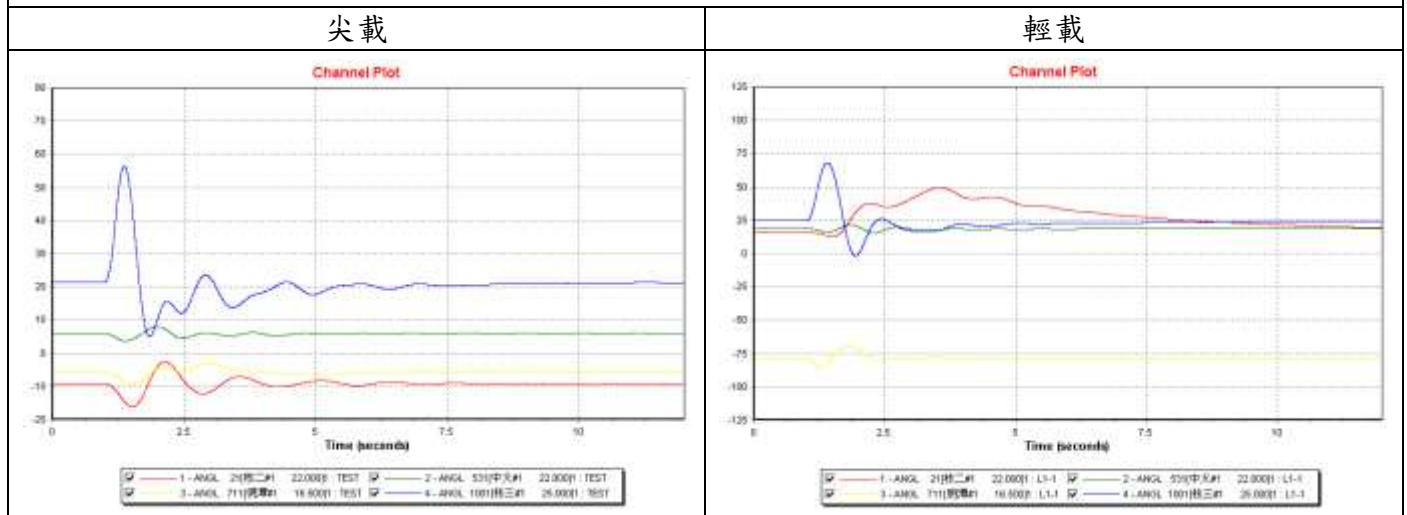
分析項目	分析結果	是否符合
電力潮流	(1)正常運轉時電壓應保持在 0.95p.u.至 1.03p.u.間;發生事故後,系統穩態電壓變動範圍應維持在 0.9p.u.至 1.05p.u.間。 (2)本案併接線路尖輕載時段 N-0 皆無超載現象。 (3)考量本案加入後,於 161kV○○~○○ 線跳脫將導致 161kV○○~○○ 線超載,須加裝過載保護電驛或特殊保護系統,於初步協商時將再依當時電網情境檢討 N-1 需求,細部協商提供初步降載量,後依本公司「輸電系統特殊保護設備及過載保護電驛設置作業要點」每年五月滾動檢討降載量。	是
短路電流	本案加入故障電流最大增量為 ○○kA,東港 D/S 161kV 側匯流排最大短路電流變為 ○○kA,本案加入後故障電流皆在本併網區域內各遮斷容量內。	是
電壓變動	本案加入後穩態電壓變動率最大為 ○○%小於規範之 3%。	是
功率因數	本案承諾加入後可符合台電公司再生能源併聯技術要點之規定。	是
諧波	本案加入後可符合台電公司諧波暫行管制標準。	是
電壓持續運轉能力	經檢討,本案風場採用之風機發電設備 ○○ 機型,於測試 LVRT 能力,將無法維持風機持續出力,尚須進一步探討,故目前本項目將採承諾保證符合。	是

第伍章、附錄

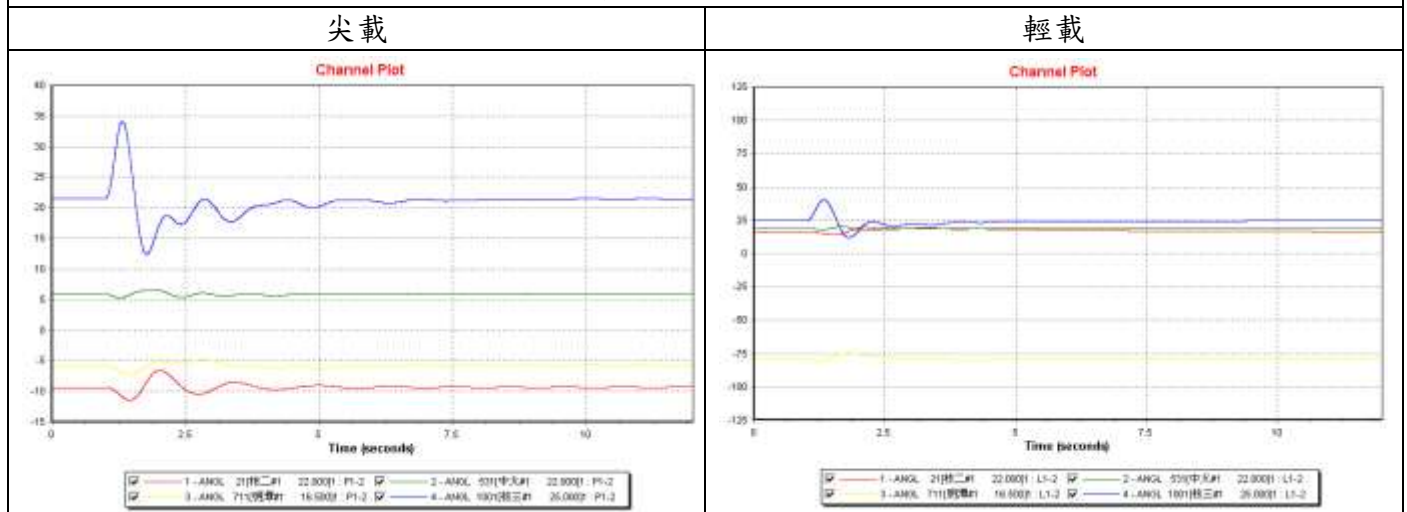
一、**OOXX** 風力發電機組規格

二、暫態穩定度檢討結果

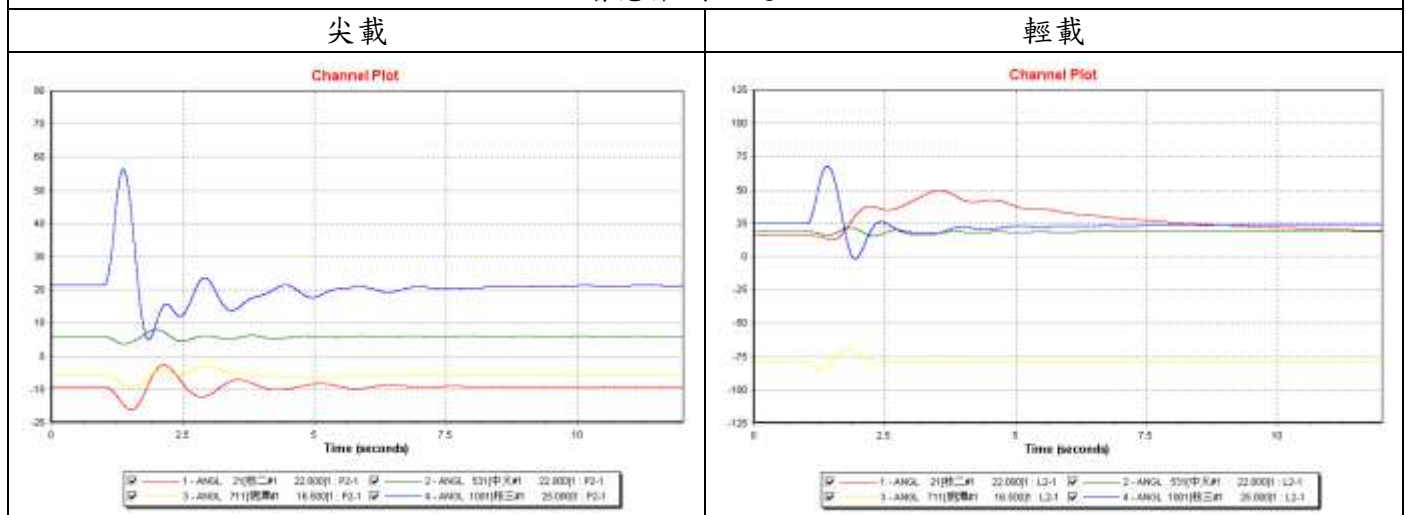
暫態案例編號 1-1



暫態案例編號 1-2



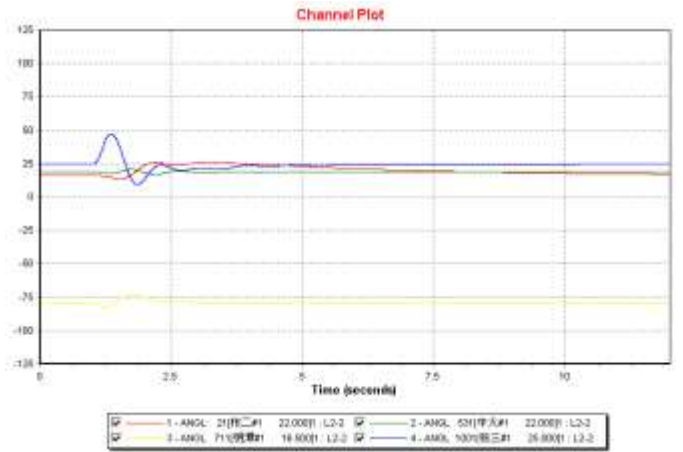
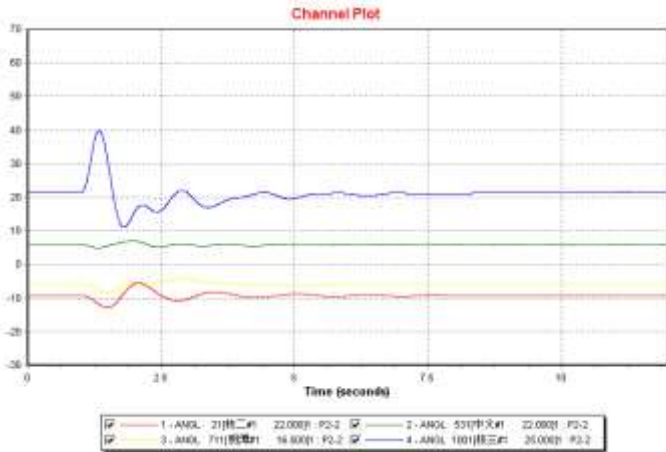
暫態案例編號 2-1



暫態案例編號 2-2

尖載

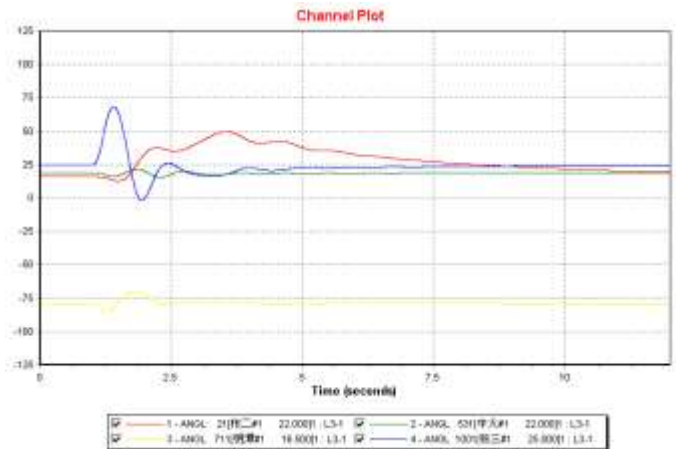
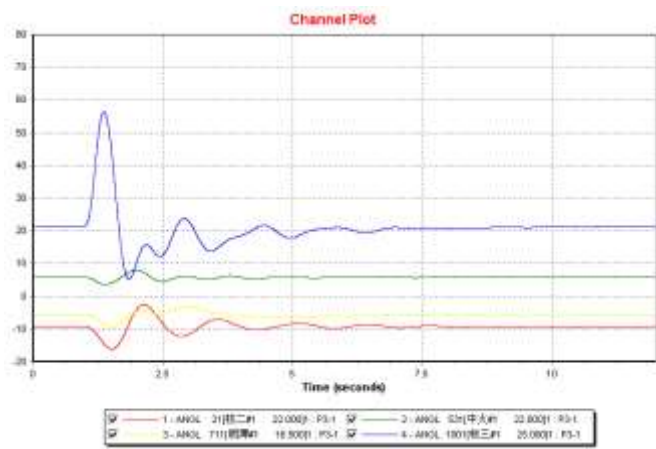
輕載



暫態案例編號 3-1

尖載

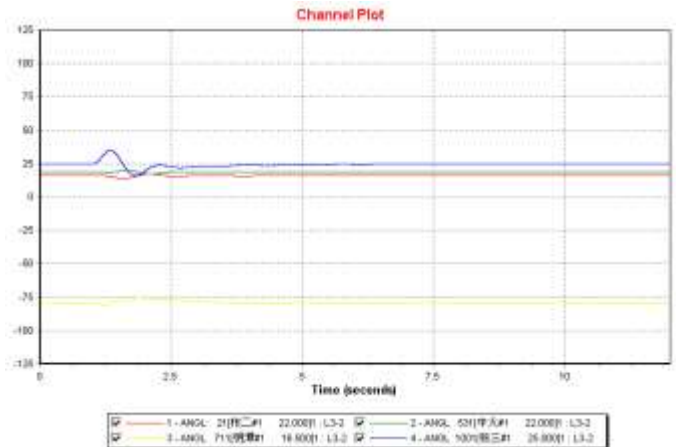
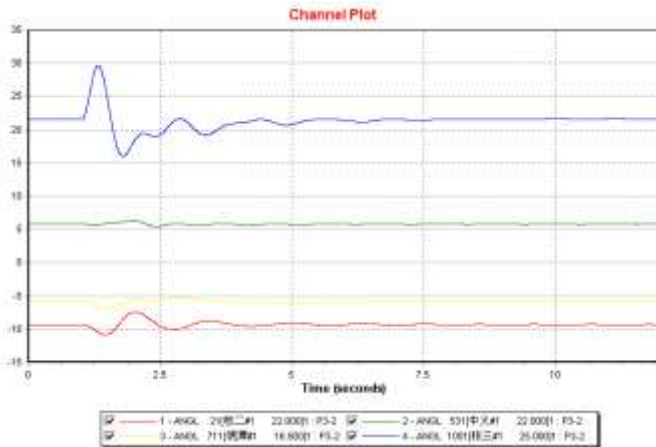
輕載



暫態案例編號 3-2

尖載

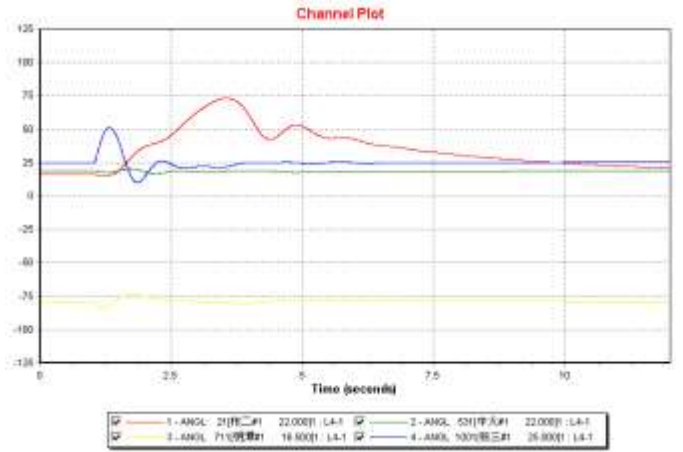
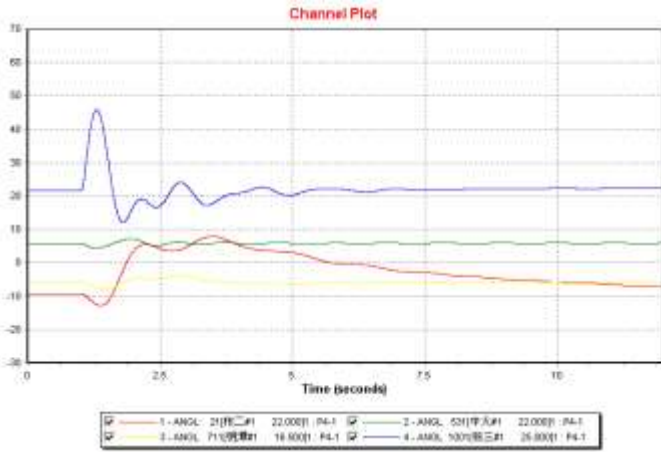
輕載



暫態案例編號 4-1

尖載

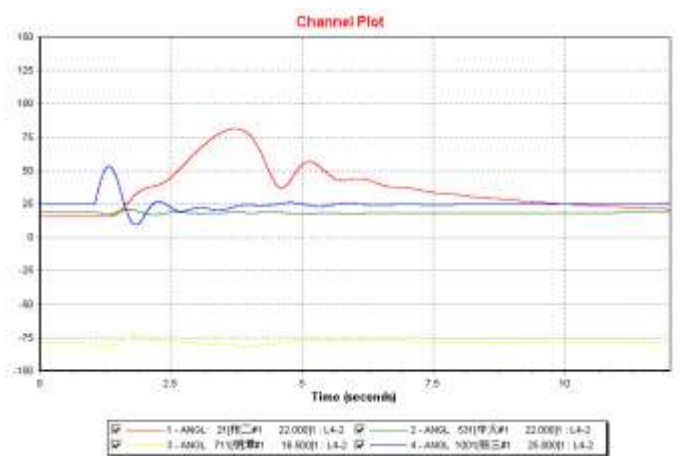
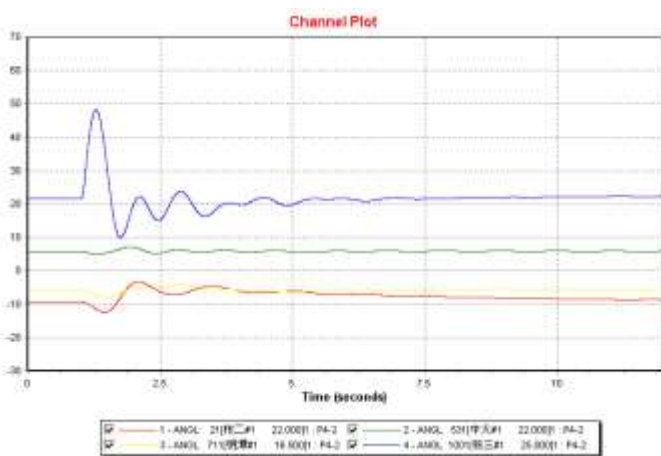
輕載



暫態案例編號 4-2

尖載

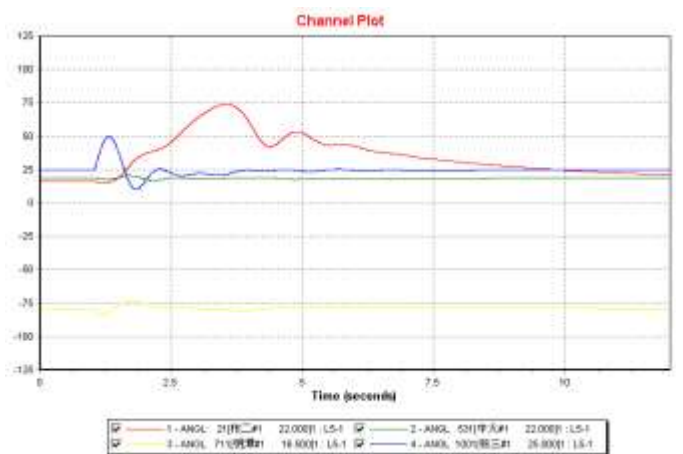
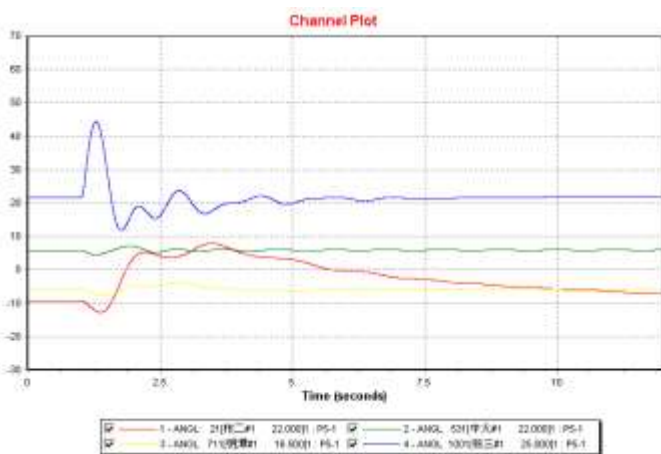
輕載



暫態案例編號 5-1

尖載

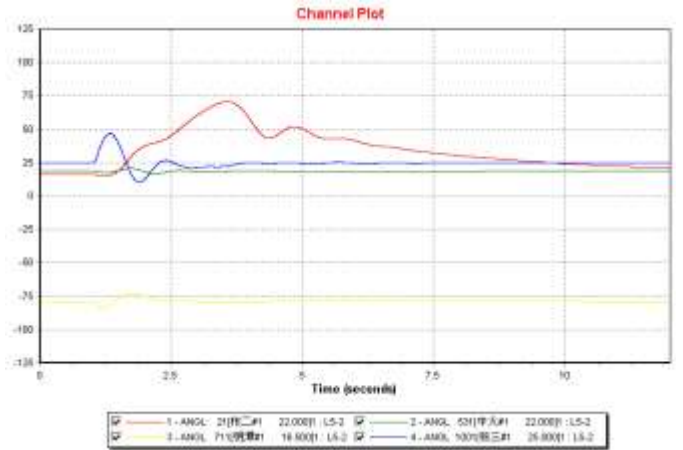
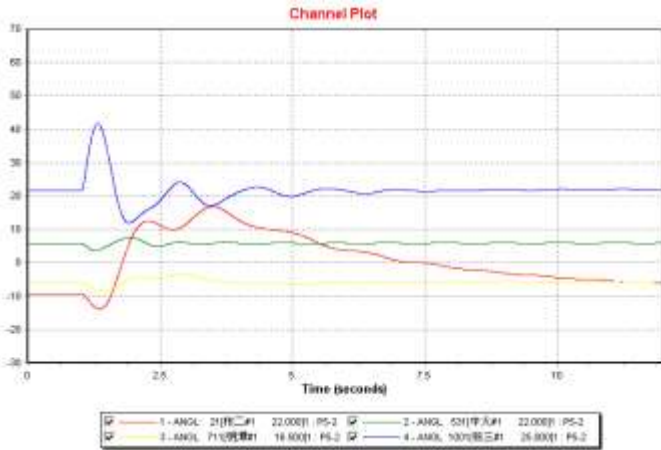
輕載



暫態案例編號 5-2

尖載

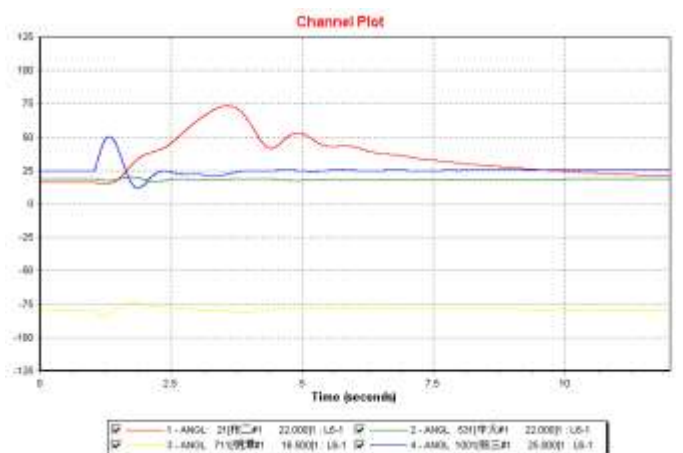
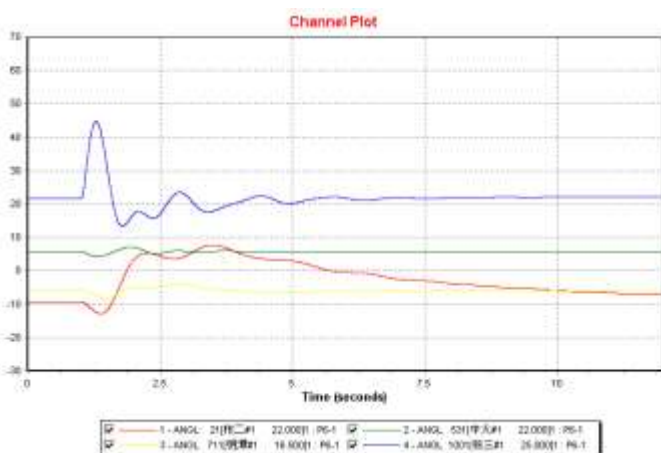
輕載



暫態案例編號 6-1

尖載

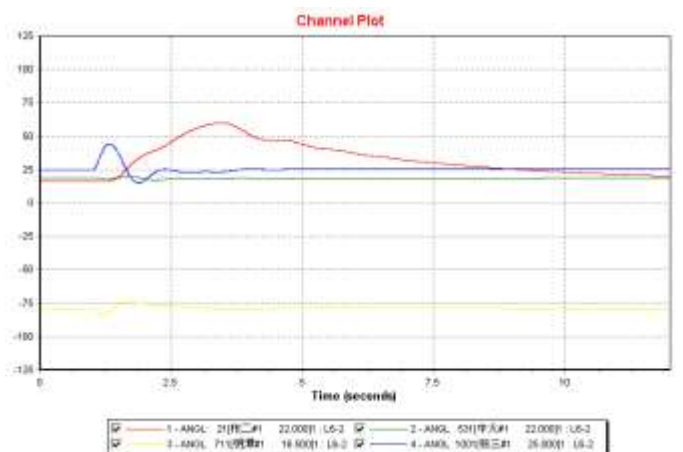
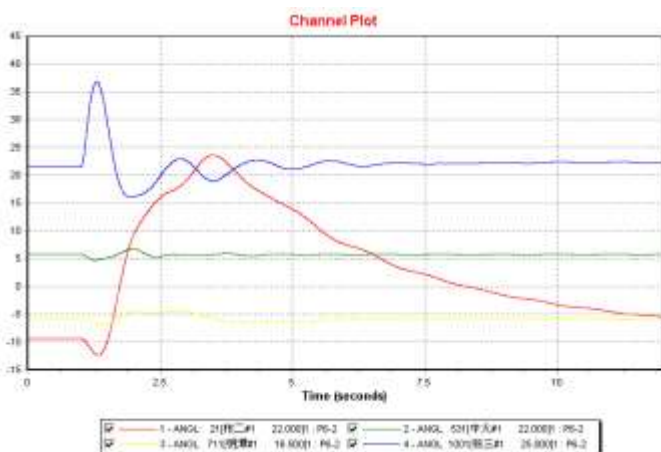
輕載



暫態案例編號 6-2

尖載

輕載



三、電力諧波計算公式(IEC 61400-21)

由數個變流器造成的各次諧波電流：

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i}\right)^\beta} \quad \Rightarrow \quad I_{h\Sigma}(\%) = \frac{\sqrt[\beta]{N}}{N} I_{h,i}(\%)$$

N_{wt} = 拼接點之變流器數目

$I_{h\Sigma}$ = 拼接點之第 h 次諧波電流失真值

$I_{h,i}$ = 第 i 個變流器的第 h 次諧波電流

n_i = 變壓器的匝數比值

β = 依 h 值而有各定值， $h < 5$ 則 $\beta = 1$ ； $5 \leq h \leq 10$ 則 $\beta = 1.4$ ； $h > 10$ 則 $\beta = 2$

電流總合諧波失真率：

$$I_{\text{THD}}(\%) = \frac{\sqrt{(I_2)^2 + (I_3)^2 + (I_4)^2 + \dots}}{I_1}$$

I_1 = 基頻電流， $I_2, I_3, I_4 \dots$ 整數倍諧波電流成份

四、現勘資料



公司地址：
聯絡人：
聯絡電話：
傳真電話：
電子信箱：

受文者：台灣電力股份有限公司嘉南供電區營運處

發文日期：

發文字號：

連 別：普通

密等及解密條件或保密期限：無

附 件：會勘記錄/鐵路禁建辦法/高壓限建範圍/中央管河川區域內申請設施高壓鐵塔注意事項

主旨：本公司受所屬電業公司籌備處委託，與 貴司共同進行 T 接至隆田麻豆南線 69kV 輸電線路之現場會勘及系統引接方式討論會議紀錄，詳如附件，請 查照。

說明：

一、

二、

正本：台灣電力股份有限公司嘉南供電區營運處

副本：台灣電力股份有限公司輸供電事業部系統規劃處、台灣電力股份有限公司輸供電事業部供電處、台灣電力股份有限公司輸變電工程處南區施工處、台灣電力股份有限公司台南區營業處

五、委託書