

○○○○ 股份有限公司(一期)

「再生能源發電系統(太陽能發電-第三型)併聯系統衝擊檢討」報告書

一、概述	
(一) 計畫緣起	P2
(二) 廠址	P2
(三) 商轉年度	P2
(四) 機組或發電設備型式	P3
(五) 電源線引接方式	P3
(六) 電源線導體種類及回線數	P3
二、系統衝擊檢討基本資料	
(一) 台電系統資料(含檢討基本系統說明)	P3~P4
(二) 機組或發電設備資料	P5
(三) 再生能源發電設備系統單線圖	P5
三、系統衝擊檢討	
(一) 電力潮流	P6
(二) 故障電流檢討	P6
(三) 功率因數	P7
(四) 電壓變動	P7~P8
(五) 電壓閃爍	P8
(六) 諧波管制	P9~P10
(七) 系統穩定度檢討(併接161kV且容量 100MW以上需檢討)	P10
(八) LVRT	P10
四、綜合結論與建議	
(一) 綜合結論	P11
(二) 建議	P11

一、概述

(一) 計畫緣起：

○○○○股份有限公司預定在臺南市學甲區○○○○地號新設地面型太陽光電發電設備(一期)，計499.8kWp，以第三型太陽光電發電設備併聯於台灣電力公司之高壓3相3線11.4千伏外線系統，所發電量將全額躉售給台灣電力公司。欲並聯之學甲S/S VD32饋線目前已申設之太陽光電發電系統2320.3kWp，本次申裝499.8kWp，合計2820.1kWp，超過250kWp容量，故本案需執行系統衝擊分析，以檢視其對系統之影響。

(二) 廠址：

本案設置地點位於臺南市學甲區○○○○地號，詳細位置如附圖所示。



(三) 商轉年度：自首次併聯日起20年止。

(四) 機組或發電設備型式

1. 本次新設於地面之光電模組採 ○○○○ 公司製造，型號 ○○○○ 模組，每片模組最大輸出功率 ○ Wp，共 ○○ 片，合計○○○kW，光電模組符合○○○○ 標準認證，證書詳如附件。經電力調節器輸出3相4線220/380伏、頻率60Hz交流電源，平均分配於三相系統，以3相3線11.4千伏併接於台電學甲S/S VD32饋線。
2. 直交流電力調節器採○○，型號 ○○○○ 30KW，額定功率 ○ W，輸出電壓3相4線220/380伏，效率○○%，計○台；符合 ○○○○○ 或 ○○○○○ 認證，規格表、認證書及測試報告，詳如附件。具有以下功能：UVR、OVR、UFR、OFR等（如後附之規格書與認證書）。直交流電力調節器於市電發生過電壓、低電壓、過頻、低頻等情況時，經偵測後自動瞬間切離台電供電系統，並於台電恢復供電，電壓穩定後 ≥ 300 秒自動併聯。電力調節器功率因數大於99以上（落後）自動調整。

(五) 電源引接方式：

本案場之太陽光電設備總設置容量○○○kW，採全額躉售以3相3線11.4千伏併接於台電學甲S/S VD32饋線之新設之責任分界點，併接點及責任分界點另行協商。

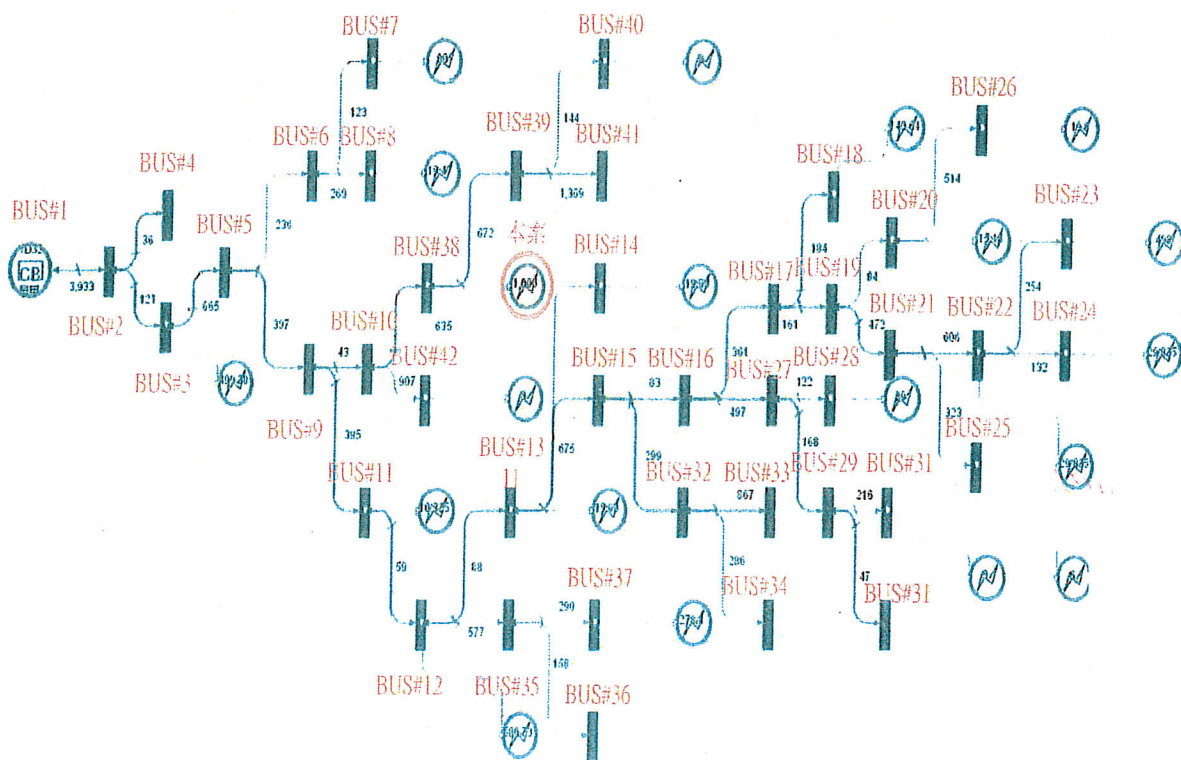
(六) 電源線導體種類及回線數：

電源線採用1/C 25kV XLPE 銅導體 38mm^2 ，每相1條，1回線。

二.系統衝擊檢討基本資料

(一) 台電系統資料：

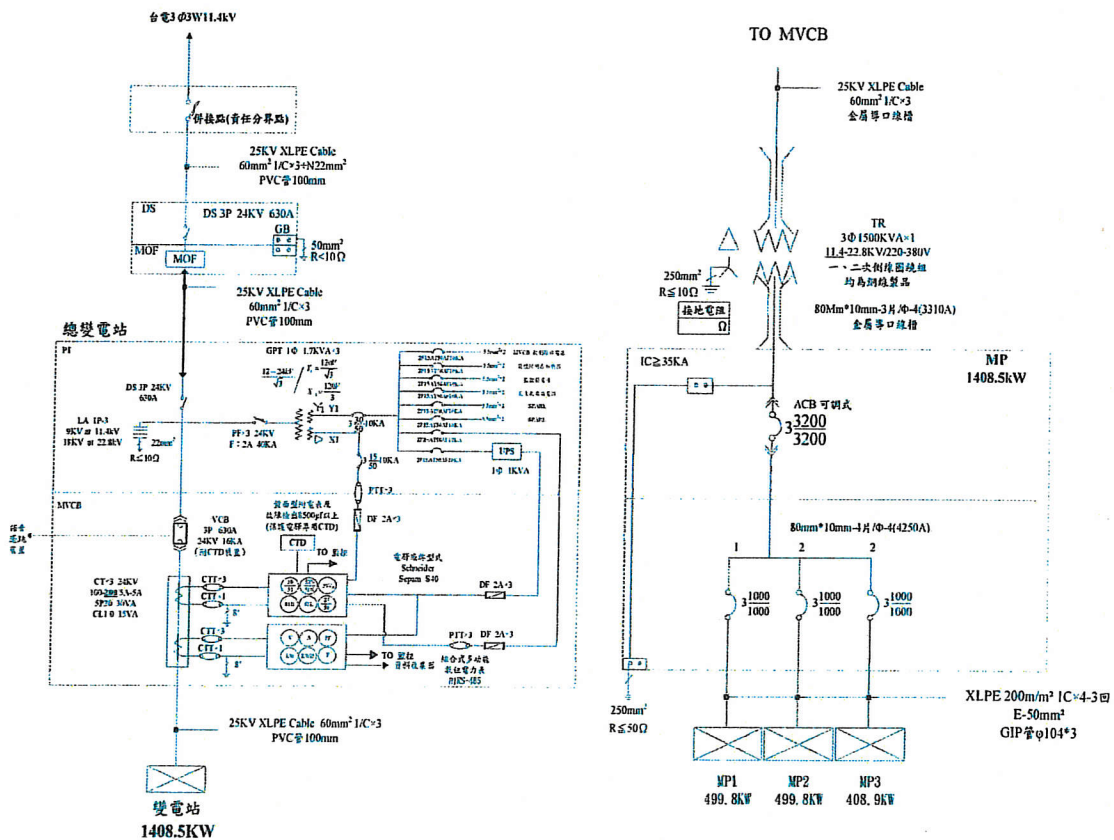
併接於台電學甲S/S VD32饋線之高壓3相3線11.4千伏外線系統新設責任分界點，總裝置容量○○○kWp，台灣電力公司提供之饋線及併接點電網常數如下：



(二) 機組或發電設備

1. 本次新設於地面之光電模組採 ○○○○○ 公司製造，型號 ○○○○ 模組，每片模組最大輸出功率 ○ Wp，共 ○○片，合計 ○○ kW，光電模組符合 ○○○○ 之標準認證，證書詳如附件。經電力調節器輸出3相4線220/380伏、頻率60Hz交流電源，平均分配於三相系統，以3相3線11.4千伏併接於台電學甲S/S VD32饋線。
2. 直交流電力調節器採AEC，型號 ○○○○ ○ KW，額定功率○kW，輸出電壓3相4線220/380伏，效率○○%，計○台；符合 ○○○○○ 或 ○○○○○ 認證，規格表、認證書及測試報告，詳如附件。具有以下功能：UVR、OVR、UFR、OFR等（如後附之規格書與認證書）。直交流電力調節器於市電發生過電壓、低電壓、過頻、低頻等情況時，經偵測後自動瞬間切離台電供電系統，並於台電恢復供電，電壓穩定後≥300秒自動併聯。電力調節器功率因數大於99以上（落後）自動調整。

(三) 再生能源發電設備系統單線圖



三.系統衝擊檢討

(一) 電力潮流：

僅適用於離島及獨立地區之高壓系統，故本案免評估。

(二) 故障電流檢討：依台電提供之網路參數計算檢討。

設以1000KVA為基底，一次系統短路容量為1594.28MVA，X/R=7.5。

一次側短路容量標么阻抗 = $\{ [1 / (X/R)] + j1 \} \times KVA_{bass} \div (MVA_{bass} \times 1000)$

變壓器標么阻抗 = $\{ [R\% + XL\%] \div 100 \} \times KVA_{bass} \div TR_{KVA}$

線路標么阻抗 = $(R + jX) \times (長度M / 1000) / 回数 / Z_{bass}$ ，其中 $Z_{bass} = KV_{bass}^2 / KVA_{bass} \times 1000$

設備	換底前			換底後	
	R _{PU}	X _{PU}	原基底	R _{PU}	X _{PU}
一次短路					
25MVA					

設備	換底前			換底後	
	R _{PU}	X _{PU}	原基底	R _{PU}	X _{PU}

起迄		線路標么阻抗值計算						終點設備標么阻抗值		TPC至終點				
起點	終點	線徑	單位阻抗Ω/KM		回数	長度M	標么阻抗值		設備	標么阻抗值		合計標么阻抗值		
			R	X			R _{PU}	X _{PU}		R _{PU}	X _{PU}	R _{PU}	X _{PU}	Z _{PU}
TPC	一次側								一次短路					
一次側	主變								25MVA					
主變	BUS1													
BUS1	BUS2				1									
BUS2	BUS3				1									
BUS3	BUS5				1									
BUS5	BUS9				1									
BUS9	BUS10				1									
BUS10	BUS38				1									

另考慮太陽光電發電系統產生之故障電流，採用電力調節器最大電流2倍作為其產生之故障電流。

新既設	型號	容量	台數	線電壓(KV)	最大電流	最大電流2倍
新設						
總計以線電壓為0.38KV側之電力調節器最大電流2倍(A)						

$I_{電源系統對稱故障電流} = KVA_{BASS} / (\sqrt{3} \times KV_{BASS} \times |Z_{PU}|) A$

$I_{電源系統非對稱故障電流} = 短路故障非對稱係數K \times I_{對稱故障電流}$

$I_{故障點合計故障電流} = I_{電源系統非對稱故障電流} + I_{太陽光電系統故障電流}$

故障點 *表 併聯點	位置	合計阻抗值		短路故障非對稱係數		電壓 等級 KV _{BASS}	電源系統 對稱 故障電流 A	電源系統 非對稱 故障電流 A	太陽光電 系統 故障電流 A	故障點 合計 故障電流 A
		Z _{PU}	∠Z _{pu} (度)	X _{PU} /R _{PU}	係數K					
*f1	BUS38									

(三) 功率因數：

一般而言，除特別被設計為提供系統虛功率補償之PV電力調節器外，大部分的PV電力調節器被設計為運轉功因 >0.99 ($\text{COS } \phi > 0.99$) 趨近於1.0，運轉時將功因設定在 $\text{COS } \phi = 1.0$ 。詳電力調節器規格書以茲佐證。本案發電之系統只有最低運轉需求之微量電力，其他並無搭載動力設備或旋轉電機而造成影響功因之設備負載。

(四) 電壓變動：以Open DSS分析軟體分析。

以Open DSS分析軟體分析計算結果													
匯流排 BUS#		基值 電壓	併聯前						併聯後				
			A相		B相		C相		A相		B相		C相
			大小	角度	大小	角度	大小	角度	大小	角度	大小	角度	大小
1	學甲S/S VD32	11.4											
2	M9549DA79	11.4											
3	M9549DC91	11.4											
4	M9549DA99	11.4											
5	M9550ED76	11.4											
6	M9550GD81	11.4											
7	M9550HC95	11.4											
8	M9551GA67	11.4											
9	M9551BA98	11.4											
10	MG9551BA49	11.4											
11	M9551FB84	11.4											
12	M9551GB37	11.4											
13	M9551HB29	11.4											
14	M9551HB34	11.4											
15	M9651FD68	11.4											
16	M9651FE00	11.4											
17	M9652EC65	11.4											
18	M9652DB23	11.4											
19	M9652FD77	11.4											
20	M9652GE33	11.4											
21	M9652BE12	11.4											
22	M9552CE98	11.4											
23	M9553AA66	11.4											
24	M9553CB81	11.4											
25	M9653AC95	11.4											
26	M9753BC06	11.4											
27	M9650EE90	11.4											
28	M9650GE20	11.4											
29	M9650EC93	11.4											
30	M9650CC84	11.4											
31	M9650EB98	11.4											
32	M9751AE56	11.4											
33	M9852AB89	11.4											
34	M9651HC38	11.4											
35	M9552GC36	11.4											
36	M9552HB86	11.4											
37	M9552DB48	11.4											
38	M9451DA10	11.4											
39	M9350EE84	11.4											
40	M9351EA89	11.4											
41	M9251CC18	11.4											
42	M9452CA67	11.4											

電壓變動率計算			
匯流排	A相	B相	C相
	1		
	3		
	5		
	7		
	9		
	11		
	13		
	15		
	17		
	19		
	21		
	23		
	25		
	27		
	29		
	31		
	33		
	35		
	37		
	39		
	41		

電壓變動率計算			
匯流排	A相	B相	C相
	2		
	4		
	6		
	8		
	10		
	12		
	14		
	16		
	18		
	20		
	22		
	24		
	26		
	28		
	30		
	32		
	34		
	36		
併聯點	38		
	40		
	42		

(五) 電壓閃爍：

太陽光電發電系統非屬「台灣電力股份有限公司電壓閃爍管制要點」適用對象，故免檢討。

(六) 諧波管制：

本案採用之電力調節器其輸出電流之諧波失真率THD < 5%，符合規定。

太陽光發電使用靜止式電力調節器與電力公司併聯，會產生一定程度之諧波污染，此污染之限制依據台電「電力系統諧波管制暫行標準」辦理。亦即總諧波電流失真百分比需低於5%以下 ($I_{THD}\% < 5\%$)，(Total harmonic distortion of current)，各次諧波電流百分比之限制如下表所示：

諧波電流管制標準			
奇次諧波	限制值	偶次諧波	限制值
3至9次	<4%	2至10次	<1%
11至15次	<2%	12至16次	<0.5%
17至21次	<1.5%	18至22次	<0.375%
23至33次	<0.6%	24至34次	<0.15%
大於33次	<0.3%	大於34次	<0.075%

$$I_{THD}\% = \frac{\sqrt{|I_2|^2 + |I_3|^2 + |I_4|^2 + \dots}}{|I_1|} \times 100\%$$

1. 本案INVERTER大多使用於低電壓等級，PV電力調節器被設計為發電用途，國際認證通過BV認證。且持續追蹤線路上之波形且配合其輸出，其輸出電流之THD < 5%。
2. 全部額定發電量499.8kW之額定電流：759.37A。(Inverter交流側視之)

序號	設置型號	KW，額定容量 kW，計 台，輸出線電壓380伏，每台額定電流 A		標準 %	是否合格		
諧波級數	每台Inverter諧波電流%	每台Inverter諧波電流A	16台Inverter各次	總各次諧波電流/總發電量一次諧波電流(%)	(各次諧波電流/總發電量一次諧波電流) ² %	標準 %	是否合格
1							—
2							是
3							是
4							是
5							是
6							是
7							是
8							是
9							是
10							是
11							是
12							是
13							是
14							是
15							是
16							是
17							是
18							是
19							是
20							是
21							是
22							是
23							是
24							是
25							是
26							是
27							是
28							是

29			是
30			是
31			是
32			是
33			是
34			是
35			是
36			是
37			是
38			是
39			是
40			是
41			是
42			是
43			是
44			是
45			是
46			是
47			是
48			是
49			是
50			是
合計			—
	$I_{THD}\%$	<5%	是

經計算由廠商所提供之諧波測試數據後，總諧波電流失真為 %<5%符合管制標準，各級諧波電流大小百分比亦符合管制標準。

(七) 系統穩定度檢討 (併接於161kV且容量100MW以上需檢討) :
 本案併接於3相3線11.4千伏，且總裝置容量未達檢討標準，故免檢討。

(八) LVRT (低電壓持續運轉) :
 本案設置太陽光電發電系統，免加裝LVRT設備，故免檢討。

四.綜合結論與建議

(一) 綜合結論

綜合以上系統衝擊分析，結論如下：

項目	評估結果			限制標準	是否符合
故障電流	3.503kA (11.4kV)			10kA	是
功率因數	>0.99			依據台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點：併接於高壓系統以下之發電廠，責任分界點運轉元則，不論日間或深夜、例假日、國定假日及春節（除夕至元宵）等期間，得維持在百分之百。	是
電壓變動率	A相	B相	C相	±3%	是
	1.655%	1.668%	1.513%		
諧波管制	3.095%			總諧波電流失真百分比需低於5%以下，各次諧波電流百分比之限制如表3所示	是

表3 台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」

諧波電流失真率(%)限制值						
I_{sc}/I_L	各級諧波個別值(奇次)					總和諧波
	<11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 \leq n$	THD%
* <20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20~50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
60~100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100~1000	12	5.5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2.5	1.4	20

註：偶次諧波為上述限制值之25%
 *：自備發電設備之用戶，一律採用 I_{sc}/I_L 小於20之限制值
 I_{sc} ：用戶責任分界點短路電流
 I_L (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額定電流值。

(二) 建議

經由系統衝擊分析結果皆符合「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」之規定，建議同意本太陽光電發電設備以3相3線11.4千伏併接於學甲S/S VD32饋線。