

# 行政院原子能委員會

## 委託研究計畫報告

分散式發電系統市電併網品質分析

### **A Quality Study of Grid-connected Power Systems**

計畫編號：972001INER051

受委託機關(構)：國立交通大學電機與控制工程學系

計畫主持人：廖德誠 教授

核研所參與人員：晏子中 博士

聯絡電話：03-5725809

E-mail address：ldc@cn.nctu.edu.tw

報告日期：中華民國 97 年 12 月 9 日

## 目錄

中文摘要 .....	III
ABSTRACT .....	IV
壹、計畫緣起與目的 .....	5
一、研究構想與動機 .....	5
二、研究項目與進度 .....	6
貳、研究方法與過程 .....	9
一、現有太陽光電發電系統(PV)型式及各廠牌PV INVERTER之性能 分析 .....	9
(一)現有PV系統型式分析優缺點及適用範圍 .....	9
(二)瞭解現有市場各廠牌PV Inverter之性能分析 .....	14
二、研究與市電併網之相關法規、連接機制與市場信息 .....	20
(一)瞭解現有太陽光電發電系統設置及併聯技術相關法規 .....	20
(二)太陽光電發電系統併聯技術送審相關資訊 .....	32
(三)現有太陽光電發電示範系統及太陽光電發電系統設置補助 措施(經濟部) .....	35
(四)現有太陽光電發電示範系統台電收購電價要點 .....	40
(五)瞭解現有台電諧波管制及電壓閃爍管制要點之標準 .....	44
三、建立與模擬PV、INVERTER與電力系統三者之間的電路模型 .....	47
(一)分別建立PV、Inverter、Load及市電之電路模型 .....	47
(二)建立以Grid-connected併網型PV系統作為分析電路模型 .....	49
(三)分析太陽能電力轉換器、充電控制器及蓄電池組之電路模型 及充放電特性 .....	55
(四)以PSIM軟體分析PV和Inverter電路模型 .....	58
(五)分析PV系統對電力系統電壓之變動 .....	63
四、太陽光電系統(PV)與市電併網相關品質問題及對電力系統衝 擊評估 .....	67
(一)分析PV系統電力諧波對電力系統電力品質之影響 .....	67

(二)以PV系統輸出實際量測電力系統端電力諧波.....	72
參、主要發現與結論.....	74
肆、參考文獻.....	77

## 中文摘要

為響應政府因應聯合國「氣候變化綱要公約」，配合國際減少溫室氣體排放行動以及兼顧國家整體經濟發展與社會環境保護之前提下，加速推廣再生能源政策及研究太陽光發電之特性，本計畫擬研發太陽光發電及與市電併聯等相關技術，以實現能源、經濟、生態三者永續發展境界。針對太陽光電系統與市電併網相關品質分析等課題，在本計畫中，我們以電路系統理論及 MATLAB/ PSIM 模擬軟體方法進行研究，建立適當分析模型達到先期瞭解未來 PV Plant(太陽能發電廠)對區域電力系統衝擊評估與對電力品質及穩定性影響之分析。

## **Abstract**

In order to respond to the government's policy for following the United Nations' "The weather variety the outline convention," to match with international reduction of the Glasshouse-Air exhaustion and looking after the national economy development exhibition, in this project, we have studied the related technologies of Photovoltaic (PV) such as the power quality analysis of the PV system parallel connected with the utility power. In addition, we have also applied electric circuit theories to the dynamical analysis of the PV system. The simulation codes MATLAB/PSIM were used to support the analytical results. Moreover, we have studied the possible factor of system parameters to influence the performance of the electric power system comprising the PV-power and the utility power. Those results might provide a guide to the practical applications in the future.

## 壹、計畫緣起與目的

### 一、研究構想與動機

近年來由於溫室效應而造成之天災時有所聞，而「全球暖化」更成為這些全球問題當中，最困難、也最具威脅性的問題；不過也有好消息：有許多科技與政策的可能性可以因應全球暖化的挑戰，新的「能源模式」就是其中之一。因應全球暖化，除了限制溫室氣體排放量，全世界必須轉向不同的能源模式，這可以藉由全世界的能源系統都「去碳化」來做到。「去碳化」意謂著大幅改用太陽光電、太陽熱能、風力發電、水力發電、生質能利用等再生能源，而這其中最令人驚豔的科技，就是乍看薄得像張壁紙般的太陽光電，也是 21 世紀最有可能列入環保時尚潮流的再生潔淨新能源「太陽光電發電(Photovoltaic，簡稱 PV)」。

目前國內外關於太陽能相關技術研究相當的多，從上游的太陽能電池組列(Solar Array)與太陽能電池的材料研究、中游的各種電力架構配置與電力轉換器的研究，乃至於下游的系統設計配置等方面皆可發現其蹤跡。但綜觀國內研究趨勢，我們發現在太陽光電系統發展過程，目前仍以上游的太陽電池組列(Solar Array)及太陽能電池的材料研究與生產為現階段主軸，因此包括工研院太陽光電科技中心、茂迪、益通等皆為其中佼佼者；而至於在中下游太陽光電系統實際使用方面，目前仍屬政府機關與少數民營企業建築物採示範性

質居多，真正能達到工商業願意投資使用及家庭普及化目標仍有相當大的距離。

## 二、研究項目與進度

為配合政府「再生能源應用」推廣目標，減少溫室氣體排放，促使再生能源於西元 2020 年達成整體能源供給 3%之目標。本計畫將針對太陽光電系統與市電併網相關品質分析，以電路系統理論及 MABLAB / PSIM 模擬軟體方法進行研究，以建構適當之太陽光電系統之非線性理論分析模型與特性分析及其與市電交流電源併聯技術之分析與研究模型，達到先期瞭解未來 PV Plant(太陽能發電廠)對區域電力系統衝擊評估與對電力品質及穩定性影響分析。

目前台灣的太陽光電板的架設，大多是以朝南傾斜 23.5 度的方位為佳，可獲得最大發電效率。而太陽光電系統由於無需使用燃料、無廢棄物與污染且具節能環保效益的優點，不但能夠降低建築物的熱效應，還兼具救災的功能。因此，目前包括總統府在內，國內已有 259 處建立太陽光電發電示範系統，總核准補助裝置容量已達 3,318 峰瓩 (至 97 年 11 月 20 日)。

誠如上述，雖然目前國內有不少太陽能發電示範系統。然而，這些太陽能系統幾乎都是由國外進口，在國內組裝。因此如何擁有自己的技術與可信賴的商用化產品，仍有待產官學界努力與研究。此外與市電併聯型系統有關的電力品質與穩定性問題也是目前電力

轉換系統研究領域中極重要的研究課題之一。

在關於太陽光電系統相關的研究，國內外已有相當的發展，這些研究包括新型電路架構的發展、轉換效率的改善、最大轉換能量追蹤控制、數位式併網控制技術、輸出功率因數控制、市電並聯控制技術、孤島效應偵測與保護技術及檢測技術等等。這些研究對於併網型太陽光變頻器的商品化已奠定了相當的基礎。

然而根據美國 NREL 的研究，目前銷售的光伏變頻器仍然有相當多的技術問題有待改善。這些問題可分為三個層面來看，其一是關於太陽能光電池效率與可靠度的改善，其二是關於光伏變頻器系統效率與單位成本(US\$/Watt)的改善，其三則是關於量產技術的改善與法規的建立。為了因應未來分散式電源供應網路的發展趨勢，美日歐洲等先進國家，已開始制訂太陽能發電系統的安裝法規，同時也著手修改相關的電力法規。

本計劃之研究工作主要在理論探討及法規之分析，針對下列項目進行研究：

- (一) 研究現有太陽光電發電系統(PV)型式及各廠牌 PV Inverter 之性能分析。
- (二) 研究與市電併網之相關法規、連接機制與市場信息。
- (三) 建立與模擬 PV、Inverter 與電力系統三者之間的電路模型。
- (四) 研究太陽光電系統(PV)與市電併網相關品質問題及對電力

系統衝擊評估。

## 貳、研究方法與過程

對於此次研究計畫本實驗室針對下列重要項目進行研究：

### 一、現有太陽光電發電系統(PV)型式及各廠牌 PV Inverter 之性能分析

#### (一)現有 PV 系統型式分析優缺點及適用範圍

太陽光電發電系統 (PV system) 主要是由太陽電池組列、電力調節器 (Power Conditioner, 即包括直/交流轉換器 (Inverter)、系統控制器及併聯保護裝置等)、配線箱、蓄電池等所構成。



圖(2-1) 太陽能發電系統

#### 1. 設置特色：

- (1)與建築物結合的應用方式，是未來的主流。具彈性設計空間：可因負載型式不同，作不同設計應用，亦不受地理地形的限制，而應用廣泛(小至消費性產品--如計算機，大至發電廠皆實用)。
- (2)環保、節能：無需燃料、無廢棄物與污染，具節能效益。若裝置在建築物上，同時可避免太陽對建築物的直射，間接可降低建築物的熱效應。
- (3)安靜沒有噪音：無轉動組件與噪音，安全性高、操作簡單。
- (4)系統設備使用年限久：太陽電池壽命長久，可達二十年以上。
- (5)電力輔助：發電量大小隨日光強度而變，可以輔助尖峰電力之不足(併聯型)。
- (6)與建築物結合：設計為阻隔輻射熱或半透光型模板，將可與建築物結合。

## 2. 太陽光電發電系統可分為以下的型式：

### (1)獨立型(Stand-Alone)太陽光電系統

使用蓄電池，白天太陽光電系統發電，並供負載及充電，夜間由電池供電，可以自給自足。

A. 定義：使用蓄電池且換流器(Inverter)無逆送電功能之太陽光電發電系統。

B. 適用地點：高山、離島、基地台...等市電無法到達處。

C. 工作方式：白天 PV 發電供負載並充電、夜間由電池供電，可以自給自足(必需搭配蓄電池)。

D. 考慮點：

(A) 系統設計考慮因素多(組列、蓄電池容量、負載與陰天日數等安全係數，最佳化設計複雜)。

(B) 一般充電控制器無 MPPT，搭配蓄電池使發電效能較差。

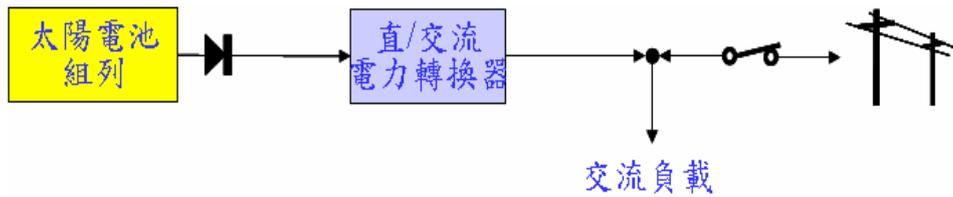
(C) 蓄電池每日 $>50\%$ DOD 深度放電、 $>0.2C$  充電，壽命短。

(D) 太陽光發電量與負載需求量不搭配時、太陽光之發電能量利用率偏低 (負載需求搭配與安全係數為互相矛盾之設計)。

(E) PV-柴油發電機，PV-風力...等混合系統為改善之方法。

## (2) 市電併聯型(Grid- Connected)太陽光電系統

市電負載併聯，平時與太陽光電系統併聯發電，並供負載，不夠的電由台電供電。好比將市電電力系統當作一個無限大、無窮壽命的免費蓄電池。圖(2-2)為其系統架構圖。



圖(2-2) 市電併聯型(Grid- Connected System)太陽光電系統架構圖

A. 定義：換流器(Inverter)具有逆送電功能，可操作於併聯模式之太陽光電發電系統。

B. 適用地點：電力正常送達之任何地點。

C. 工作方式：白天 PV 系統併聯發電、夜間由台電供電。將市電電力系統當作一個無限大、無窮壽命的免費蓄電池。

D. 優點：

(A) 系統簡單、不需安全係數設計、維護容易。

(B) 具最大功率追蹤(MPPT)，發電效率高。

(C) 太陽光之發電能量利用率高。

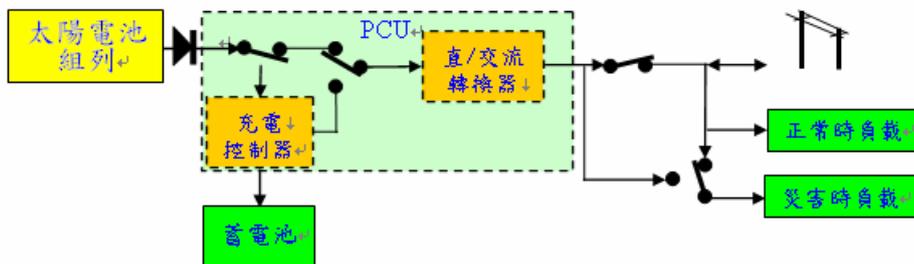
E. 缺點：

(A)市電停電時，此系統會自動關機，因而無電可用，無防災功能。

(B)一般併聯型 Inverter 無法直接搭配蓄電池使用 (具特殊功能者例外)。

### (3) 緊急防災型(獨立/併聯混合型)太陽光電系統

此種光電系統通常和市電及蓄電池搭配。平時太陽光電系統併聯發電，並供負載及充電，夜間由台電供電。刮颱風、下大雨，電力中斷時，仍有足夠的蓄電池可以安排救災，待市電回復時就沒有問題。圖(2-3)為其系統架構圖。



圖(2-3) 緊急防災型併聯系統(Hybrid System)太陽光電系統架構圖

A. 定義：換流器(Inverter)具有逆送電功能，同時裝置蓄電池，可操作於併聯模式或獨立模式之太陽光電發電系統。

B. 適用地點：有防災需求(照明、汲水、通信....)之公共設施。

C. 工作方式：

(A)平時 PV 併聯發電，其效率高，利用率也高，夜間時由台電供電。

(B)視需要建置足夠之防災用電池，長時間停電時白天 PV 發電供負載並充電、夜間由電池供電，適合作為救災用電力來源。

(C)蓄電池平時(或定時)浮充保養，不需每日深度充放電，

壽命可以延長。

D. 缺點：包含兩種系統建置成本較高，系統較複雜。

## (二)瞭解現有市場各廠牌 PV Inverter 之性能分析

現在市場上的 SOLAR INVERTER 仍以市電併聯型為大宗，目前國內主要的廠商有台達、飛瑞、科風等三家。這三家廠商主要的共同點皆為原本是開發 UPS 的廠商，進而跨入 SOLAR INVERTER 的市場。以下將針對 SOLAR INVERTER 的主要規格做說明。

### 1. DC INPUT：

Maximum Input Power：SOLAR INVERTER可接受的最大  
輸入功率

Nominal DC Voltage：正常輸入電壓

Max. input voltage：最大輸入電壓，即太陽能電池陣列的  
開路電壓

MPPT voltage range：最大功率點的動作範圍

System start-up voltage：SOLAR INVERTER的啟動電壓

Working voltage range：SOLAR INVERTER可將功率回饋  
至市電的電壓範圍

Max. input current：最大輸入電流

Shutdown voltage : 關機電壓

DC voltage ripple : 直流電壓漣波

DC insulation resistance : 直流絕緣阻抗

DC Switch : 直流輸入開關

DC Connector : 直流輸入連接器

## 2. AC OUTPUT :

Nominal output power : 輸出功率

Maximum output power : 最大輸出功率

Operational Voltage range : 交流工作電壓範圍

Operational Normal voltage : 交流工作電壓

Operational frequency range : 工作頻率範圍

Nominal output current : 交流輸出電流

O/P current distortion : 輸出電流失真

Power Factor : 功率因數

## 3. GENERAL DATA :

Internal power consumption : 內部消耗功率

Standby power (at night) : 待機消耗功率

Maximum Conversion Efficiency : 最大轉換效率

GFCI threshold : 接地故障電路中斷器動作點

Protection degree：保護等級

Operation temperature：工作溫度

Humidity：工作溼度

Heat Dissipation：散熱方式

Acoustic noise level：音頻雜訊等級

由表 2-1 中，國內三家廠商規格分析可知，目前市電併網型的 SOLAR INVERTER 主流規格為：輸入電壓範圍介於 100V~540V 之間，最大功率追蹤範圍介於 150V~500V 之間，輸出的交流電壓範圍介於 198V~253V 之間。各家廠商的規格並未有較大的差異，但以規格的完整性而言以 PCM SLK-3000，這個機種最為詳細。

表(2-1) SOLAR INVERTER 規格比較表

Model	PCM SLK-3000	DELTA SI-3300	PHOENIXTEC 2800
			
<b>Input Data</b>			
Maximum Input Power	3750W	3180W	3100W
Nominal DC Voltage	360V~400V	360V	
Max. input voltage / Maximum PV open voltage	500VDC	500VDC	
MPPT voltage range	150V to 500V +/-5%	150V to 450V	150V to 450V
System start-up voltage	100 +/-5%		
Working voltage range *	100 +/-5% ~ 500-5%+0%V	100V to 500V	120V to 540V
Initial feeding voltage	150V +/-5%		
Full rating working range	250V to 500V		
Max. input current	14ADC	13ADC	18.3ADC
Shutdown voltage	80V typical		
DC voltage ripple	< 10%		
DC insulation resistance	> 8M ohm		
DC Switch	On/Off 20A		
DC Connector	Tyco-contract (1-pair)		
Attachd DC Connector	Tyco-contract (1-pair) cable type		

Output data			
Nominal output power	3000W	2800W	2500W
Maximum output power (The time is limited to 10 minutes @ 50°C ambient)	3300W	3000W	2620W
Operational Voltage range	198V minimum , 256V maximum	196 - 253 Vac	196 - 253 Vac
Operational Normal voltage	230 Vac		
Operational frequency range	50/60Hz, auto selection 47.5<f50<50.2 for 50Hz 59.3<f60<60.5 for 60Hz	50/60Hz	47.5 to 50.2Hz
Nominal output current	12.1A		10.9A
O/P current distortion	THD<5%, each harmonics <3%	3%	
Power Factor	> 0.99%	~1	
DC current injection	<0.5% of rated inverter output current		
General Data			
Internal power consumption	< 7W	~7W	
Standby power (at night)	< 0.1W		<0.2W
Minimum conversion efficiency (DC/AC)	>90% Under input voltage>210V, load >20%		
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	>96%	>96%	>95.6%
European Efficiency	>95%	>94%	>94.6%
GFCI threshold	See ground fault current detection		
Ground current detection range	0~500mA		
Ground current detection frequency	0~700Hz		
DC input impedance	>2M Omega		

requirement			
Protection degree	IP 65 or IP43	IP43	
Operation temperature	-25 to 50 °C	-20 to 55 °C	-25 to 60 °C
Humidity	0 to 95%, non-condensing	0 to 95%, non-condensing	0 to 95%, non-condensing
Heat Dissipation	Convection		Convection
Acoustic noise level	<40dB, A-weighted, frequency up to 20kHz	<35dB	
Altitude	Up to 3000m without power derating, 5°C derated for each additional 500m		
Physical: W*D*H (mm)	380*300*133	350*302*135	335*443*150
Physical: Weight (kg)	14	12.5	14

## 二、研究與市電併網之相關法規、連接機制與市場信息

### (一)瞭解現有太陽光電發電系統設置及併聯技術相關法規

太陽光電發電系統(PV 系統)在申請設置時，需參考以下相關的辦法和規定，其內容如以下法規及相關解釋令：

- 1.內政部 92 年 3 月 31 日研商再生能源推動事宜會議紀錄
- 2.太陽光電發電系統非屬「電業法」之自用發電設備，毋須申請自用發電設備登記解釋令
- 3.農發條例第八條之一
- 4.非都市土地使用管制規則
- 5.「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」
- 6.「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」補充說明
- 7.「台灣電力股份有限公司再生能源電能收購作業要點」
- 8.太陽光電發電系統電能購售契約
- 9.經濟部函電業法
- 10.經濟部令電業法
- 11.內政部營建署函建築物雜項執照
- 12.防火避難設施及消防設備
- 13.相關建築物屋頂法規
- 14.公司購置節約能源或利用新及淨潔能源設備或技術適用投

## 資抵減辦法

太陽光電發電系統(PV 系統)在申請併聯至台電公司電力系統時，需參考以下相關的規定，分別如下：

1. 「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」
2. 「電力系統諧波管制暫行標準」
3. 「台灣電力股份有限公司電壓閃爍管制要點」
4. 「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」發電設備併

接於低壓系統補充說明

5. 「台灣電力公司併聯同意文件申請注意事項」
6. 「電器承裝業管理規則」
7. 「太陽光電發電示範系統設置補助要點」
8. 「太陽光電發電示範系統設置補助申請須知」
9. 「太陽光電發電系統設置補助作業要點」

依據「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」規定，PV 系統併聯至台電系統之電壓等級(電壓高低)，係以 PV 系統發電設備（以下稱發電設備）併聯至電力系統容量之大小決定，分類如下：

1. 發電設備總容量未滿 100KW 且技術無困難者，得併接於低壓單相三線 110/220V 或三相三線 220V 或三相四線 220V/380V 之配電系統。

- 2.發電設備總容量在 100KW 以上未滿 10,000KW 且技術無困難者，得併接於 11.4kV 之高壓配電系統，最大躉售電力不得超過 5,000kW；未滿 20,000kW 且技術無困難者，得併接於 22.8kV 之高壓配電系統，最大躉售電力不得超過 10,000kW；若總容量在 100kW 以上而未滿 500kW 且技術無困難者，得併接於三相四線 220V/380V 之配電系統。
- 3.發電設備總容量在 10,000KW 以上而未滿 20,000kW 且無 22.8kV 之高壓配電系統者或發電設備總容量在 20,000kW 以上者，得併接於特高壓系統，其併聯之電壓依個案檢討決定。
- 4.併接於高壓配電系統者之限制：
  - (1)為確保供電品質與安全，供應下列供電品質敏感地區之變電所，再生能源發電系統併接至高壓配電系統不得產生逆送電力至輸電系統：
    - A.科學園區。
    - B.加工出口區。
    - C.高科技園區。
    - D.其他經由中央主管機關認定之地區。
  - (2)除前目地區外，再生能源發電系統併接於台電公司高壓配電系統符合下列全部規定時，允許總計最大逆送至輸電系統電力容量以不超過併接於主變壓器個別繞組額定容量之 30% 為限：
    - A.再生能源發電業者應以專線併接於主變壓器二次側

(11.4kV 或 22.8kV) 匯流排。

B. 再生能源發電系統其責任分界點之電壓變動率應不超過  $\pm 2.5\%$  (含同一變電所已併網電源之影響)。

C. 再生能源發電業者應於責任分界點裝設遙控跳脫裝置及其發電機出口加裝頻率變化率電驛 (ROCOF) 及相位跳動電驛 (VSR) 保護功能等防止單獨運轉之電驛。

另依據「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」發電設備併接於低壓系統補充說明所述，有逆送電力(經台電公司審查同意其逆送，並簽訂購售電契約)者免裝逆送電力電驛(32)，無逆送電力者須具備下列防止逆送電力功能之一：

1. 裝設逆送電力電驛(32)，附延時性，延時設定最大不得超過 2 秒。

2. 發電設備總裝置容量不超過接戶開關額定電流(或用戶主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流)之 25%，且裝設防止單獨運轉(islanding)裝置。

而高壓以上(含)之供電用戶，其再生能源發電設備併接於用戶之低壓內線系統時準用前述規定。

再生能源發電設備(包含 PV 系統)(以下簡稱發電設備)與台電公司系統併接時，在 PV 系統之設備間保護協調之規劃、設計安裝規範如下：

1. 保護協調須考慮之一般事項：

- (1)發電設備與台電公司設備責任分界點之保護由業者配合台電公司系統之需求自行規劃設計安裝。
- (2)發電設備與台電公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故或台電系統停電或設備發生故障時能解聯(倘台電公司裝置有復閉電驛者，應在復閉電驛未動作前即能自動解聯並隔離)，並在發電設備業者系統之線路側設置線路無電壓之確認位置。
- (3)發電設備之輸出端至責任分界點間，應設置自動同步併聯(感應發電機除外)及保護設備，發電設備設置者應配合台電系統作適當之標置，保護若有困難者應與台電協調。
- (4)再生能源發電系統與台電公司責任分界點間的保護功能，須包含自動防止加壓於已斷電的電網並可確認電力系統線路已斷電的功能。
- (5)再生能源發電業者應於計量電錶附近安裝可見的(Visible)三相連動型手動開關設備，以隔離再生能源發電系統與台電公司電網。該設備應具備可操作且在開啟狀態下可上鎖之功能。
- (6)發電機組應裝設高、低頻電驛(81H/81L)，高頻電驛跳脫設定值不得低於 61Hz，低頻電驛跳脫設定值不得高於 58Hz，但總發電容量在 100kW 以下者不適用上述頻率跳脫設定值

之規定；併接於離島獨立系統者，其發電機組高、低頻電驛設定須符合該地區之要求。

(7)責任分界點裝置之斷路器或其他遮斷設備，須經主管機關或其認可之檢驗機構檢驗合格，責任分界點係高壓以上者，其過電流保護設備，應採用中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構或經認可之原製造廠家依有關標準試驗合格，並附有試驗報告者始得裝用。

2.發電設備併接於台電公司低壓配電系統者，其責任分界點至少應具有下列同等保護功能，其跳脫時間須與台電公司系統協調。

(1)過電流電驛（50/51）（使用電力調節器者免裝）

(2)過電壓電驛（59）

(3)低電壓電驛（27）

(4)接地過電壓電驛（59Vo）（使用電力調節器者免裝）

(5)逆送電力電驛(32)：附延時特性，延時設定最大不得超過 2 秒，無逆送電力者須裝設，有逆送電力者免裝。若發電設備總裝置容量不超過接戶開關額定電流之 25%，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。

(6)發電設備使用電力調節器且有逆送電力者必須加裝主動及被動防止單獨運轉檢出裝置各一套。

(7)發電設備輸出直流成分不得高於額定輸出電流之 0.5%，否

則應裝設隔離設備。

(8) 併接於低壓系統之轉子型發電設備應具備單獨 (islanding)

效應檢出裝置或功能，否則不得逆送電力至台電公司系統。

3. 發電設備併接於台電公司高壓配電系統者，其責任分界點至少應具有下列保護電驛，並須與台電公司之系統保護設備協調。

(1) 相間過電流電驛 (50/51)：附瞬時及具 Extremely Inverse 特

性，三相個別獨立裝設者，三相須各裝置一具電驛。

(2) 接地過電流電驛 (50N/51N)：附瞬時及具 Extremely Inverse

特性，個別獨立裝設者須裝設一具。

(3) 接地過電壓電驛 (59 Vo)：附延時特性

(4) 低電壓電驛 (27)：附延時特性

(5) 過電壓電驛 (59)：附延時特性

(6) 相間方向性過電流電驛 (67) (使用電力調節器者免裝)：須具 Extremely Inverse 特性

(7) 逆送電力電驛(32)：附延時特性，延時設定最大不得超過 2

秒，無逆送電力者須裝設，有逆送電力者免裝。台電公司高

壓之供電用戶其再生能源發電設備併接於用戶之低壓內線

系統，總裝置容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電

驛始動電流或主保護熔絲額定電流之 25%，且裝設防止單獨

運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。

(8)發電設備經高壓系統與台電公司設備拼接者，在電源引出點應裝設隔離設備。

4.發電設備拼接於電業特高壓輸電系統者，其責任分界點至少應具有下列保護電驛，並須與台電公司系統之保護設備協調。

(1)相間過電流電驛(50/51)：附瞬時及具 Normal Inverse 特性，三相個別獨立裝設者，須各裝置一具電驛。

(2)接地過電流電驛(50N/51N)：附瞬時及具 Normal Inverse 特性，個別獨立裝設者須裝設一具。

(3)接地過電壓電驛(59 Vo)：附延時特性

(4)低電壓電驛(27)：附延時特性

(5)過電壓電驛(59)：附延時特性

(6)相間方向性過電流電驛(67)(使用電力調節器者免裝)：須具 Normal Inverse 特性

(7)高低頻電驛(81H/81L)：附延時特性

(8)外速及後衛保護電驛：如系統保護需要時應裝設。

(9)逆送電力電驛(32)：附延時特性(非定時性)，無逆送躉售電力者須裝設，有逆送躉售電力者免裝。台電公司特高壓之供電用戶其再生能源發電設備拼接於用戶之低壓內線系統，總裝置容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流之 25%，且裝設防止單獨運轉裝

置者，視為具備防止逆送電力功能。

(10)保護電驛用之 PT/GPT 應裝於匯流排。

(11)發電設備經特高壓系統與台電公司設備拼接者，在電源引出點應裝設隔離設備

另外 PV 系統之保護電驛應考慮再生能源發電設備之系統與台電公司系統連結之線路發生故障時，責任分界點之斷路器應快速自行跳脫（主保護電驛），且不得恢復自動併聯。另外發電設備之保護設備應請製造廠家提供由設計之電機技師參照 IEC、ANSI、IEEE 或 UL 等標準，視其系統運轉之安全需要辦理，並提供有關發電設備之保護設備設計資料。

而 PV 系統運轉規範應符合「台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」之規定，應考量包含故障電流、電壓變動、系統穩定度、功率因數、諧波管制及調度與通訊等方面，以下分別說明：

(1)故障電流：

A.發電機組送至台電公司系統之故障電流，不得影響台電公司及其他用戶斷路器之啟斷容量，否則須裝置限流電抗器或負擔因此而更換之斷路器之斷路器費用。惟與配電系統併聯者，其發電機組加入後，系統三相短路電流應小於 10KA，否則須裝置限流設備或改接其他線路。PV 系統（併聯型）一般為電流源輸出之型式，因此故障電流為 PV 系統

當時的最大輸出電流值。

B.再生能源發電系統的接地方式須與台電公司之電網配合。

所造成的過電壓，不得超過與電力系統連接的設備額定值，且不得干擾區域電力系統接地故障的保護協調。

C.再生能源發電設備業者之發電機組零相序電流應與台電公司系統隔離。

(2)電壓變動：

A.發電設備併接台電公司系統，其平時電壓變動率應維持在 $\pm 2.5\%$ 以內（含同一變電所已併網電源之影響）。

B.電壓閃爍限制應依照台電公司「電壓閃爍管制要點」規定辦理。

(3)系統穩定度：

併接 161kV 以上特高壓輸電系統，其責任分界點所歸屬之變電所匯流排合計發電設備總容量在 100MW 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(345kV 系統三相故障臨界清除時間以 4.5 週波為標準；161kV 系統三相故障臨界清除時間以 12 週波為標準，若 8 至 12 週波須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，其系統穩定度須符合該地區之要求個案檢討。

(4)發電機組電壓運轉規定如下：

- A. 併接 22.8kV 以下者：其發電設備於責任分界點額定電壓之 88%~110%時，應能持續運轉，若責任分界點電壓偏離發電設備運轉能力時，發電設備可跳脫。但總發電容量在 100kW 以下者不適用上述電壓跳脫設定值之規定
- B. 併接 69kV 以上者：其發電設備於責任分界點額定電壓之 90%~110%時，應能持續運轉，若責任分界點電壓偏離發電設備運轉能力時，發電設備可跳脫。
- C. 為避免發電設備因責任分界點發生電壓驟降事故而跳脫，故發電設備應具備本條第(七)項規定之低電壓持續運轉能力。
- D. 併接於離島獨立高壓系統者，須符合該地區之要求個案檢討。

(5)功率因數：

- A. 併接於 69kV 以上特高壓系統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及運轉原則：(發電機組之功率因數應具有 90%滯後至 95%超前運轉能力、風力發電廠於責任分界點功率因數應具有 95%滯後至 95%超前運轉能力)

(A) 同步發電機：

- a. 日間 (8:00-21:00)，應保持在 95%滯後至 100% 之間。
- b. 深夜 (21:00-次日 8:00) 及例假日、國定假日及春節 (除

夕至元宵)等期間，以不逆送無效電力為原則。

(B) 感應發電機：

a. 日間 (8:00-21:00)，以不吸收本公司系統無效電力為原則。

b. 深夜 (21:00-次日 8:00) 及例假日、國定假日及春節 (除夕至元宵) 等期間，應維持在 95% 超前至 100% 之間。

B. 併接於 22.8kV 以下配電系統之發電廠，責任分界點運轉原

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 100% 。

(6) 諧波管制：

諧波污染限制應依照台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」規定辦理。併接點電壓 3.3kV 以下系統比照 3.3kV 至 22.8kV 系統標準辦理。

(7) 風力發電設備應具備低電壓持續運轉能力：併接於 11.4kV

以上系統之風力發電設備應具備低電壓持續運轉能力：

A. 發電設備於責任分界點電壓自低電壓開始時間 (0.0 秒) 降低至額定電壓 15% 時，應持續運轉至少 0.5 秒以上。

B. 發電設備於責任分界點電壓恢復至額定電壓 90% 以上時，應持續運轉。

C. 風力發電設備於責任分界點電壓高於附圖之實線，風力發電設備應持續運轉。

## (8)調度與通訊

引接於高壓及特高壓系統之再生能源發電設備業者，應設置專線電話或附插話功能之調度電話，24 小時與台電公司有關調度員保持聯繫，並應依台電公司編訂之「電力系統運轉操作章則彙編」操作運轉。

(9)有下列情況之一者，台電公司得以電話或書面通知再生能源

發電設備業者系統與台電系統解聯：

- A.台電公司與該業者相關之設備維修時。
- B.台電公司相關設備工作停電時。
- C.再生能源發電設備業者系統之保護協調不周全時。
- D.影響其他供電安全需要時。

## (二)太陽光電發電系統併聯技術送審相關資訊

依據「台灣電力公司併聯同意文件申請注意事項」規定，PV 系統在確認型式及設置承包商時，即可先向台電公司提出申請，以利台電公司人員先行書面審核相關資料，而後續 PV 系統完工後可順利併聯至台電公司之電力網。

PV 系統電器施工之廠商必須為政府核准之甲級或乙級電器承裝業，依據「電器承裝業管理規則」第 4 條規定，甲級承裝業為承裝所有電業供電設備及用戶用電設備裝設維修工程。而乙級承裝業為承裝電業低壓供電設備及用戶低壓用電設備裝設維修工程。而申

請單位之既有用電設備在電壓 600V 以下，契約容量 100KVA 以上，則為高壓供電設備，必須由甲級承裝業負責施工；電壓 600V 以下，契約容量 100KVA 以下，則為低壓供電設備，可由甲級或乙級承裝業負責施工。

PV 系統在向台電公司申請併聯作業程序上可分為二個階段，第一階段為 PV 系統確認後施工前之事先書面審查，審查時間約需兩週，準備以下文件向 PV 系統裝設所在地之台電公司各區營業處窗口提出申請，並由該區營業處檢驗課負責書面審查，審查結果由該區營業處營業課發文通知申請單位，若審查合格，文內會表示自發文日起一年內有效，並於有效其內提出用電申請。

1. 新增設用電及躉售電力計畫書
2. PV 系統線路設計圖影本
3. 電力調節器或直/交流轉換器（以下簡稱 Inverter）產品規格書影本
4. 建議檢附 inverter 國內外相關單位認證之證明或影本

第二階段為 PV 系統施工後之審查，審查時間約需兩週，準備以下竣工文件向該區營業處窗口提出「高壓或低壓需量電力/綜合用電登記單」用電申請，並由該區營業處檢驗課進行書面及現場審查，審查合格後送電結案。

1. 竣工報告單，並出具台灣區電氣工程工業同業工會會員證明條。

- 2.建物室內配線圖或單線系統圖（從責任分界點至 PV 系統併接點之單線圖），應標示清楚線徑大小、保護元件及發電設備之容量與規格，並加蓋承裝業及用戶之印章。
- 3.PV 系統併聯分界點之配電盤平面圖及配電盤內開關之配置圖，需說明其併接點之位置，並加蓋承裝業及用戶之印章。
- 4.PV 系統線路系統圖，應標示清楚線徑大小、保護元件及發電設備之容量與規格，建議說明停電時 PV 系統解聯時間與復電時 PV 系統併聯時間等功能，並加蓋承裝業及用戶之印章。

上述申請文件應注意以下事項：

- 1.系統線路設計圖應明顯標示併聯相關保護開關電路與機能；若 Inverter 具有併聯相關保護開關電路與機能時，應註明相關參考資料（Inverter 產品規格書）之頁數。
- 2.若 Inverter 具有附加獨立（自立）運轉功能時，建議以手動方式隔離市電且負載需為獨立負載（沒有其他電源供電）。
- 3.確認 Inverter 是否有孤島效應（Islanding）之保護裝置或獨立運轉檢出機能，即主動與被動保護裝置，若無此保護裝置，請增加設計市電斷電時 PV 系統能自動與市電隔離之保護電路，若有此防止孤島效應（Islanding）保護裝置，應註明相關參考資料之頁數。

待上述程序完成後，申請單位必須發文台電公司回復申請案是否

已完成送電程序結案，並以台電公司之回覆函作為併聯同意文件，據以辦理請撥補助款相關事宜。

(三)現有太陽光電發電示範系統及太陽光電發電系統設置補助措施(經濟部)

經濟部能源局為推動臺灣地區太陽光電發電示範利用，規劃於全國各地建立太陽光電發電系統，以進行展示與教育宣導，分別訂定「太陽光電發電示範系統設置補助要點」、「太陽光電發電示範系統設置補助申請須知」及「太陽光電發電系統設置補助作業要點」，以補助民眾、法人或各機關設置太陽光電發電系統。上述兩項補助要點的內容大致相同，皆以補助新設置且其裝置容量應達一峰瓩以上的太陽光電發電系統，補助標準為每峰瓩裝置容量以新臺幣十五萬元為上限，且補助最高不得逾該發電系統總設置費用百分之五十。而偏遠及離島地區(表 2-2)內之各政府機關、學校及公立醫院，得經推薦後申請太陽光電緊急防災發電系統之設置補助，最高得予全額補助，每縣轄市、鄉、鎮及區全額補助之裝置容量以六峰瓩為限。其補助型式及標準如下：

- 1.獨立型系統每峰瓩裝置容量新臺幣三十五萬元為上限。
- 2.緊急防災(混合型)系統每峰瓩裝置容量新臺幣四十萬元為上限。

表(2-2) 偏遠離島地區設置太陽光電緊急防災發電系統工作補助區域範圍

(一) 山地鄉地區	
臺北縣	烏來鄉
桃園鄉	復興鄉
新竹縣	五峰鄉、尖石鄉
苗栗縣	泰安鄉
臺中縣	和平鄉
南投縣	仁愛鄉、信義鄉
嘉義縣	阿里山鄉
高雄縣	桃源鄉、三民鄉、茂林鄉
屏東縣	泰武鄉、獅子鄉、牡丹鄉、瑪家鄉、霧台鄉、春日鄉、來義鄉、三地門鄉
宜蘭縣	大同鄉、南澳鄉
花蓮縣	秀林鄉、萬榮鄉、卓溪鄉
臺東縣	海端鄉、蘭嶼鄉、達仁鄉、延平鄉、金峰鄉
(二) 離島地區：指台灣本島以外之各地區：	
澎湖縣	馬公市、湖西鄉、白沙鄉、西嶼鄉、望安鄉、七美鄉

金門縣	烏坵鄉、金沙鎮、金湖鎮、金寧鄉、金城鎮、烈嶼鄉
連江縣	馬祖列島（含北竿鄉、南竿鄉、東引鄉、莒光鄉等地區）
宜蘭縣	頭城鎮（含龜山島、龜卵島、釣魚臺列嶼等地區）
屏東縣	琉球鄉
臺東縣	綠島鄉、蘭嶼鄉
基隆市	中正區（含和平島、中山仔嶼、桶盤嶼、基隆嶼、彭佳嶼、棉花嶼、花瓶嶼等地區）
高雄市	東沙島、南沙太平島
其餘離島地區	指其餘未於前列範圍，但以內政部統計有案，屬於中華民國領土且於其上有住居民或實際使用之離島地區。

設置太陽光電發電系統，若要申請獲得政府經費補助，須經能源局遴聘政府相關機關（構）代表及專家學者為審查委員，以書面或評選會議方式審查申請補助案件。申請補助案件採書面審查方式者，由委員三人至五人為之；採評選會議審查者，由委員七人至九人組成。委員審議補助案件，應依申請設置計畫書內容、計畫執行

能力、示範效果及實際使用效益等項目進行審查。審查作業程序(表2-3)說明如下：

表(2-3) 太陽光電發電系統審查作業程序

(一)一般對象之半額補助申請案		
程序 作業	初 審	複 審
負責單位	承辦機構	由三到五位評選委員書面審查
審查內容	1.申請者資格是否符合。 2.申請書文件內容是否齊全。 3.計畫書內容是否妥善。	委員審議補助案件，應依申請設置計畫書內容、計畫執行能力、教育示範及推廣效益等項目，進行審查。
評選原則	初審通過者，由承辦機構送交評選委員書面複審。	1.原則採書面審查，若有必要，得採評選會議方式審查之。 2.書面審查以委員人數 1/2 以上同意視為複審通過。 3.由承辦機構彙整評審結果並檢附相關資料送經濟部能源局核定。

(二)偏遠及離島緊急防災系統設置補助之申請案			
	推薦或申請	初 審	複 審
負責單位	1.依「補助要點」附表一內規定補助區域內之各直轄市、縣(市)政府。 2.依「補助要點」第七點第四項所定之中央政府設施，其管理或使用機關。	承辦機構	經濟部能源局遴聘七至九位專家學者組成評選委員會評選。
審查內容	建議考量緊急救災使用效益、該地點遇災害是否安全並可發揮災害救助或收容效益、能源教育與示範效果等項目。	1.申請者資格是否符合。 2.申請書文件內容是否齊全。 3.計畫書內容是否妥善。	委員審議補助案件，應依申請設置計畫書內容、計畫執行能力、示範效果及實際使用效益等項目進行審查。

<p>評選原則</p>	<p>1.各直轄市、縣(市)政府依據執行單位函請內容推薦設置容量。</p> <p>2.依「補助要點」第七點第四項所定設施之管理或使用機關，依實際需求提出申請。</p>	<p>初審後認確可推薦者，由承辦機構函請執行單位送交評選委員會複審。</p>	<p>1.召開評選會議。</p> <p>2.需有委員 1/2 以上出席。</p> <p>3.評分標準</p> <p>申請設置計畫書內容(40%)</p> <p>計畫執行能力(20%)。</p> <p>示範效果及實際使用效益(40%)</p> <p>4.依評選會議評審結果排序，並於年度預算額度內擇優補助。</p>
-------------	---	--	--

#### (四)現有太陽光電發電示範系統台電收購電價要點

政府為推動再生能源政策及鼓勵國內再生能源發電應用發展，鼓勵用戶設置太陽能等的再生能源發電系統，除自用外，可將多餘之電力售予台電公司，因而台電公司訂定「台灣電力股份有限公司再生能源電能收購作業要點」及太陽光電發電系統電能購售契約，並保障其收購電價，說明如下：新設自用再生能源發電系統依本要點申請電能躉售，躉售容量以其總裝置容量之百分之五十為上限，但總裝置容量 100 瓩(含)以下者，不受前述百分之五十上限規定限制。對已獲得政府其他相關電價或設備補助之新設再生能源發電設

備設置者，不適用之，惟其餘電得依台電公司之迴避成本售予台電公司。而購電費率訂為每度新台幣二元，其適用期限至下列情形之一發生時為止。

1. 再生能源發展條例公布施行。
2. 與台電公司簽訂「再生能源發電系統電能購售契約」之發電設備機組總裝置容量達六十萬瓩。
3. 電業法修正公布施行且台電公司完成民營化時。

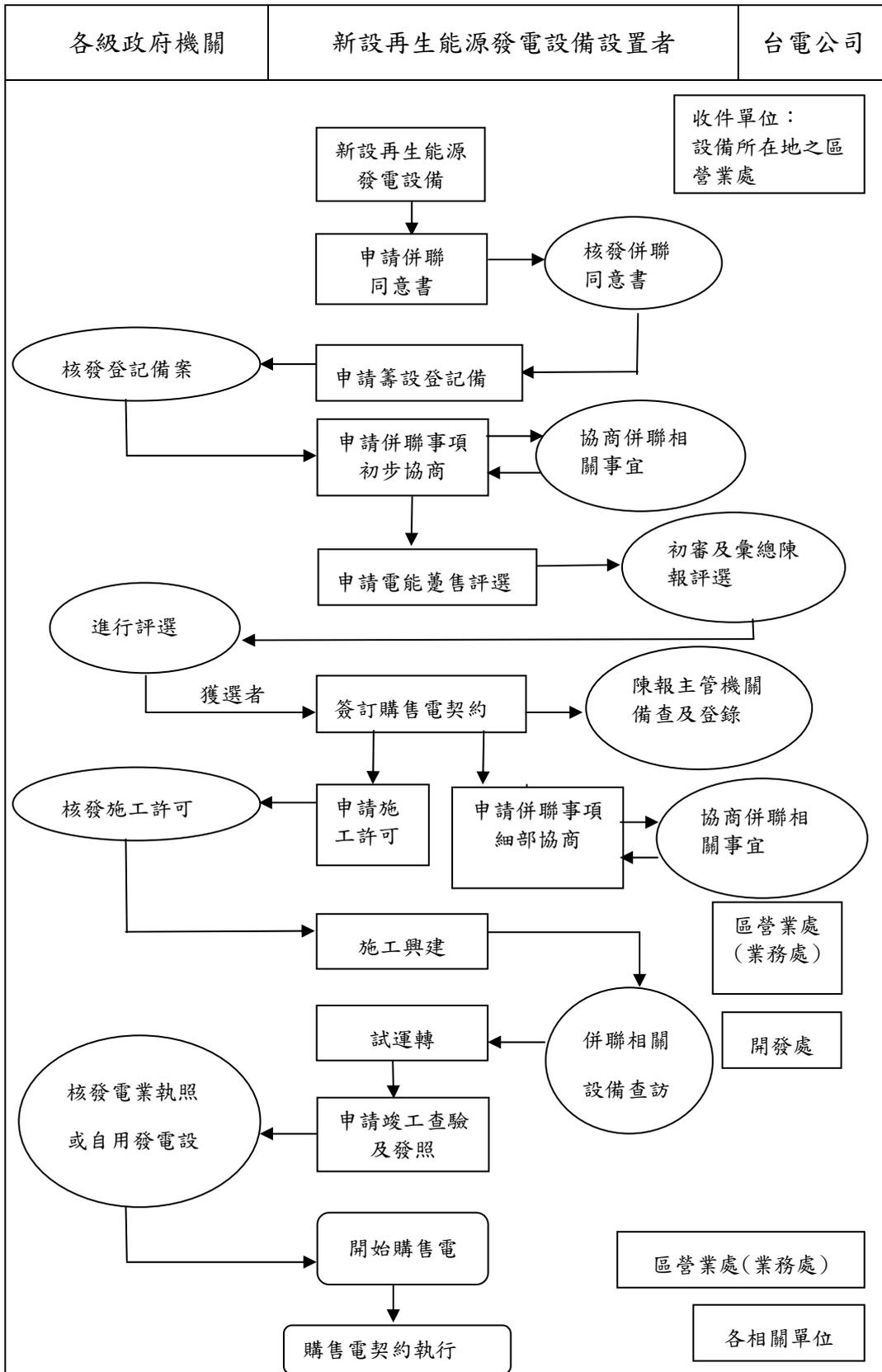
而其適用期限屆至時，其購電費率依下列情形調整：

1. 再生能源發展條例公布施行後，已依本要點與台電公司簽約者，其購電費率一律改依該條例規定辦理。
2. 簽約數量超過六十萬瓩時，已簽約之六十萬瓩仍依購電費率每度新台幣二元核計，但超過六十萬瓩部分之購電費率改依本公司之迴避成本（自 97 年 10 月 1 日起，修正為每度新台幣 1.79 元，每年修正其購電價格）購電。
3. 迴避成本係按上年度本公司奉審計部審定不含再生能源發購電之每度年平均成本決算數核計，並於每年十月一日按上年度審計部審定決算數調整。
4. 再生能源發展條例公布施行前，如電業法先行修正公布施行且本公司完成民營化時，已依本要點與本公司簽約者，其購電費率與前款本公司迴避成本間之差額部份，由中央主管機關依電

業法相關規定辦理。

「再生能源發電系統電能購售契約」自簽約日起生效，延續至開始躉售電能日起十五年，屆期前雙方如無異議，視為續約一年，嗣後亦同。收購期間自開始躉售電能起，最長以二十年為限。再生能源電能收購作業流程如表 2-4 所示。

表(2-4) 再生能源電能收購作業流程



#### (五)瞭解現有台電諧波管制及電壓閃爍管制要點之標準

PV 系統一般而言，很少直接將太陽電池與負載直接連接，因為兩者無法直接匹配。通常必須透過轉換器，將電力經過適當的轉換後再供應給負載。轉換器必須根據太陽電池與負載的特性設計，因此不同的負載都有其專屬的轉換器。大部分的用電設備都是使用 110V 或 220V 的交流電，因此大部分的轉換器也是根據這樣的特性而設計，由 inverter 內部電子電路之 PWM（脈波寬度調變，Pulse Width Modulation）將太陽電池的直流電轉換為 110V 或 220V 的交流電。inverter 在電力電子領域泛指將直流電轉換為交流電的電路，而太陽光電的原文為 photovoltaic 簡稱 PV，因此應用於太陽光電的 inverter 可以稱之為 PV inverter。然而隨著功能越來越複雜，某些轉換器已不再是單純的 inverter，而改以電力調節器作為專有名詞。電力調節器的基本架構係由一個全橋式功率級再搭配一個 LC 濾波電路，其輸出為交流電，若是獨立型系統其輸出為電壓源，若是併聯型系統其輸出為電流源。所有電力調節器都會標示其輸入電壓範圍、輸出電壓的規格與獨立型或併聯型。PV 系統的輸出是否會對電力系統造成影響及相關法規之規定，說明如下。

##### 1.在諧波方面：

PV 系統之電力調節器由直流電轉換成交流電時會產生諧波，當 PV 系統之電力調節器將電流饋入市電之後，若饋入電流的電力品質

太差將可能使市電之電力品質變差。為確保電力調節器之輸出電流不會使市電之電力品質變差，因此對電力調節器之輸出電流有嚴格的電力品質要求。國際規範一般將總電流諧波失真定在 5% 以下，而台電公司於民國 82 年 11 月 25 日訂定之「電力系統諧波管制暫行標準」，諧波標準係以用戶注入其責任分界點之諧波電流做標準，並以用戶端電壓之高低區分諧波成分之大小，分述如下：

(1) 3.3KV ~ 22.8KV 系統

表(2-5) 諧波電流失真率 (%) 限制值

諧波電流失真率 (%) 限制值						
Isc/IL	各次諧波個別值(奇次)					總合諧波
	n < 11	11 ≤ n < 17	17 ≤ n < 23	23 ≤ n < 35	35 ≤ n	THD%
※ < 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 ~ 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 ~ 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 ~ 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

註：偶次諧波為上述限制值之 25%。

※ 自備發電機設備之用戶，一律採用 Isc/IL 小於 20 之限制值。

Isc：用戶責任分界點短路電流。

IL (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。

(2) 對於 34.5KV ~ 161KV 系統為上述限制值之 50%。

## 2.在電壓閃爍方面：

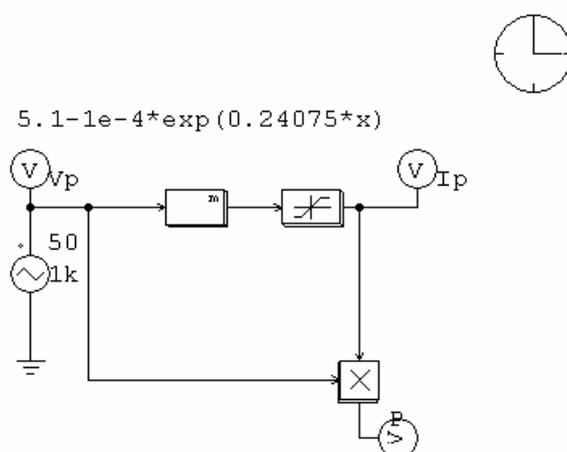
PV 系統的輸出為電流形式，而其輸出電壓係隨引接之電力系統端電壓而變動，參考台電公司所訂定之「電壓閃爍管制要點」，該要點目前僅針對設置電弧爐、軋鋼機、風力機組或其他劇變負載之用戶，因此 PV 系統並未列入該要點之管制對象內。

### 三、建立與模擬 PV、Inverter 與電力系統三者之間的電路模型

#### (一)分別建立 PV、Inverter、Load 及市電之電路模型

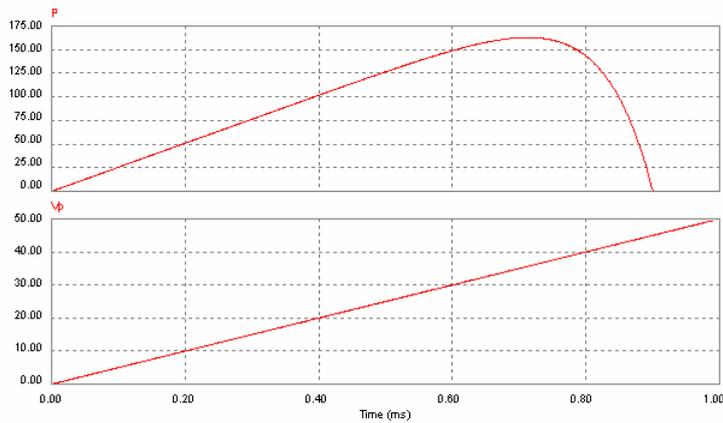
##### 1.PV 模型：

利用 PSIM 模擬 150W 太陽能電池模型，如下圖(2-4)所示：



圖(2-4) 太陽能電池模型

由圖(2-4)之太陽能電池模型，其 P-V 特性如下圖(2-5)所示。由圖(2-5)中可得最大功率點約在 160W 左右，雖然與實際的 150W 太陽能模組有些許的誤差，因此後續之模擬將探討與在實際上 PV INVERTER 的太陽能電池模組的特性差異。



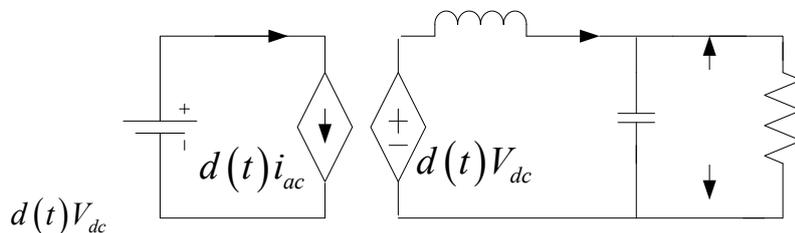
圖(2-5) 太陽能電池 P-V 特性曲線

2.INVERTER 模型：由於切換頻率遠大於輸出的頻率，因此採用

平均模式模型，如圖(2-6)所示。相關的方程式推導如下：

$$G_{vd}(s) = \frac{v_o(s)}{d(s)} = \frac{1}{1 + s(L/R) + s^2 LC} V_{dc}$$

$$\Rightarrow G_{vd}(s) = \frac{V_{dc}}{1 + s/(Q\omega_0) + s^2/\omega_0^2}$$

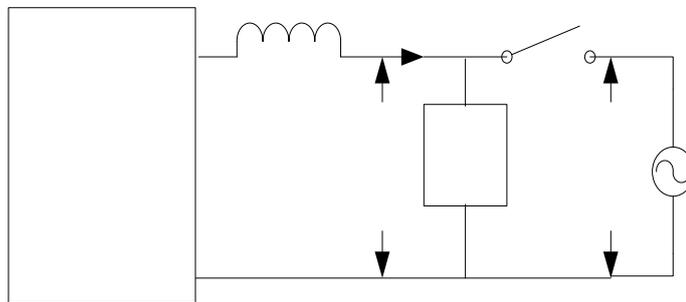


圖(2-6) Average Inverter Model

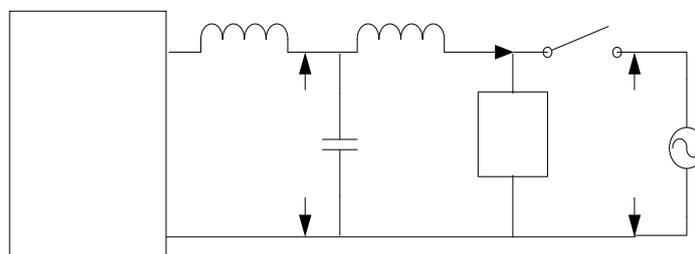
(二)建立以 Grid-connected 併網型 PV 系統作為分析電路模型

市電併聯型電力轉換器電路架構主要可分為：

1. 僅有電感直接與市電連接式，如圖(2-7)所示。主要的偵測及控制參數僅有  $v_{ac}$  及  $i_{ac}$ ， $v_{ac}$  提供控制電路偵測市電併聯時的電壓及相位， $i_{ac}$  則是電流控制器的回授信號。
2. 使用 LCL 型式與市電連接式，如圖(2-8)所示。主要的偵測及控制參數有  $v_{ac}$ 、 $v_g$  及  $i_{ac}$ 、 $i_g$  等四個信號，主要作用為  $v_g$  做市電同步偵側用， $v_{ac}$  信號為系統操作在獨立運轉模式時的輸出電壓回授信號，利用  $i_g$  及  $i_{ac}$  系統可確認輸出的電流流向及控制 PV 系統的供電模式。



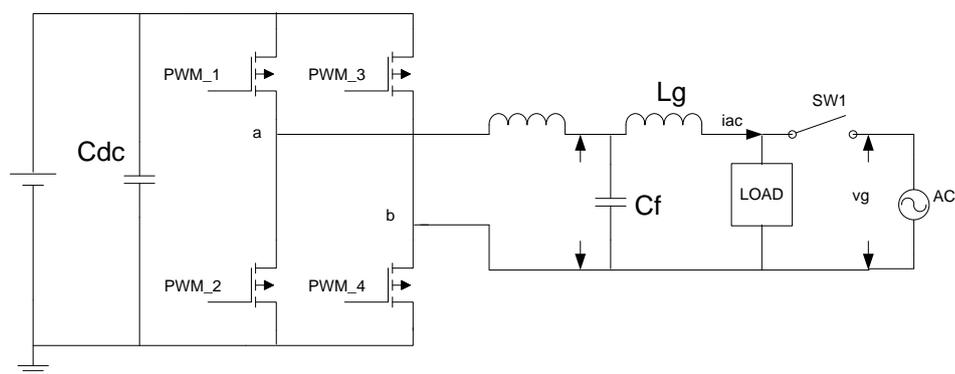
圖(2-7) L TYPE 輸出濾波器



圖(2-8) LCL TYPE 輸出濾波器

本計畫主要的電路架構模型如下所述：全橋式逆變器部份，主要由四個功率開關成 H 型連接，與輸出端電感電容濾波器所組成。它

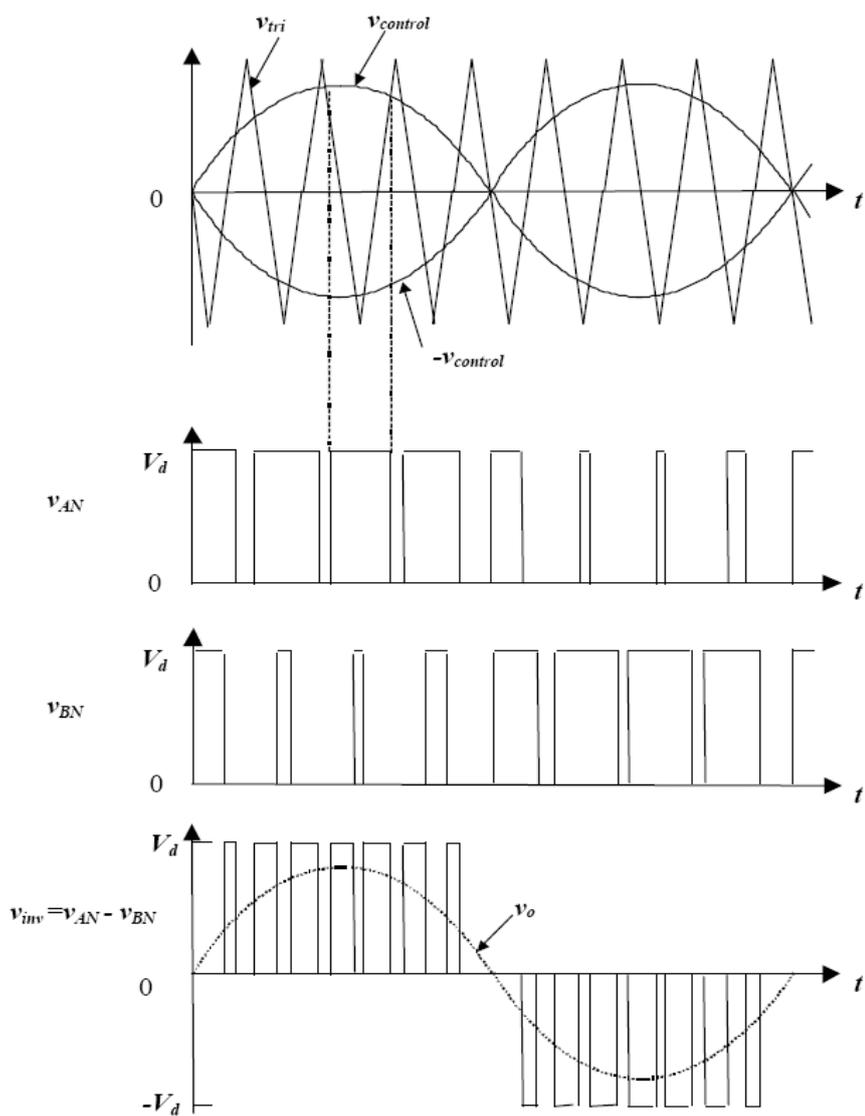
的主要功能是将輸入端直流電壓源藉由高頻切换4個功率晶體再經由輸出濾波電路轉換為交流電源輸出。由於此太陽能電力轉換器的設計是将太陽光能以交流電流的形式輸出至市電網路，若將市電視為一理想交流電壓源，則逆變器的電路設計是以兩串接電感做為輸入端直流電壓與輸出端交流電壓源之間的緩衝元件。如圖(2-9)所示，功率開關切换的目的在於控制電感上電流波形為一與市電電壓同相之正弦波，使得輸出電流功率因數接近一。換流器輸出端電容的作用在於吸收因開關切换所造成的高頻電感電流漣波，使輸出至市電網路的電流為線頻電感電流，降低輸出電流諧波。



圖(2-9) 全橋逆變器功率電路

功率開關的切换方式亦為波寬調變控制。但是橋接式的四顆功率開關之波寬調變一般又可分為單極性切换(Unipolar switching)或雙極性切换(Bipolar switching)兩種。以正弦波波寬調變(Sine-wave pulse width modulation)為例，若欲在逆變器濾波後輸出得到一正弦波電壓波形，則四顆功率開關之閘極驅動訊號可藉由比較一正弦波

與三角載波而得。同一橋之上下兩顆開關之間極訊號為互補。若是單極性切換則A、B 兩橋分別使用相位相差180度之正弦波比較訊號，如圖(2-10)所示。



圖(2-10) 單極性切換波寬調變

在此，定義電壓調變比  $m_a$  及頻率調變比  $m_f$ ，其關係式如下所示：

$$m_a = \frac{V_{control}}{V_{tri}}$$

$V_{control}$  : 正弦波比較之控制值

$V_{tri}$  : 三角波之峯值

$$m_f = \frac{f_s}{f_1}$$

$f_s$  : 正弦波比較信號之頻率

$f_1$  : 三角波之頻率

由於兩橋中點電壓差在輸出弦波電壓正半週時於正電壓+Vd 和 0之間變化，而負半週時於負電壓 -Vd和0之間變化，於是在每個切換週期下的電壓只有單一極性，故稱為單極性切換。以下是單極性切換方式的一些特性：

單極性切換輸出電壓基頻成分的振幅為式子所示：

$$v_o = m_a \times V_d$$

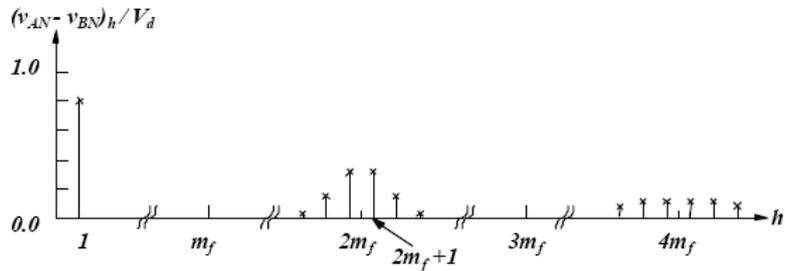
$$m_a \leq 1$$

頻率調變比  $m_f$  若為偶數則兩橋中點電壓差波形無偶次諧波，電壓頻譜如圖(2-11)。因此時VAN、VBN 波形相同而基本波相差180度，故偶次諧波相差0度而互相抵消。此時諧波頻率以  $j \times 2m_f \times f_1$  為中心，兩諧波之間頻率相差  $f_1$ ，諧波頻率可表示為下列式子。

$$f_h = j \times 2m_f \times f_1 \pm k \times f_1 \quad , \text{其中 } j, k \text{ 為正整數}$$

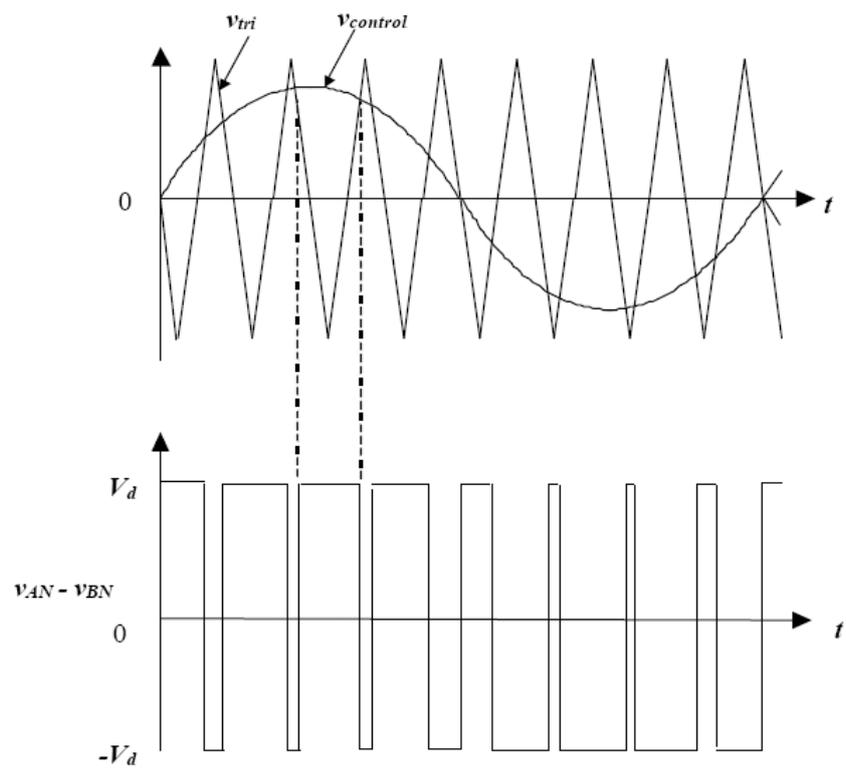
在單極性切換中，由於消除了  $m_f \times f_1$  為中心的諧波項而明顯降低了輸出電壓的諧波成分，換言之，單極性切換方式其濾波器所見

之等效切換頻率為功率開關切換頻率的兩倍，濾波器也較易設計。



圖(2-11)單極性波寬調變兩橋中點電壓差頻譜

反之，若為雙極性切換，則A、B兩橋共用一正弦波比較訊號。同一橋上下兩顆開關閘極訊號互補，對角開關同時導通、同時截止，相關電壓波形如圖(2-12)所示。A、B中點電壓差在輸出弦波電壓正負半週均於正負電壓 $+V_d$ 與 $-V_d$ 之間切換，在每個開關切換週期內的電壓有兩種極性，故稱為雙極性切換。其好處是只需一個正弦波比較訊號，控制電路簡單，但卻喪失了兩倍等效切換頻率的優點。



圖(2-12) 雙極性切換波寬調變

(三)分析太陽能電力轉換器、充電控制器及蓄電池組之電路模型  
及充放電特性

本計畫主要的研究的重點在於太陽能發電系統採最大功率追蹤控制，其輸出功率大小由當時日照量所決定，因此可採用調節蓄電池的功率流向及大小，來平衡系統的輸入與輸出功率。當太陽能發電系統輸出功率大於系統負載時，可將多餘的能量傳送至蓄電池儲存或併聯至電力網路。相反的，當太陽能發電系統輸出功率小於負載時，則可由蓄電池經由電力網路供電給負載使用。針對太陽能系統可分獨立供電模式與市電併聯模式，以下將針對此兩種模式做說明。

1. 太陽能發電系統獨立供電模式

本文獨立供電模式如圖 2-13 所示，太陽能發電系統直接供電子負載使用，未與其它電網連結。變流器需操作在電壓控制模式，輸出可視為一電壓源提供穩定電壓給負載，為了維持輸出電壓穩定，系統間的功率需達到平衡，分析其功率分配情形如表 1 所示。

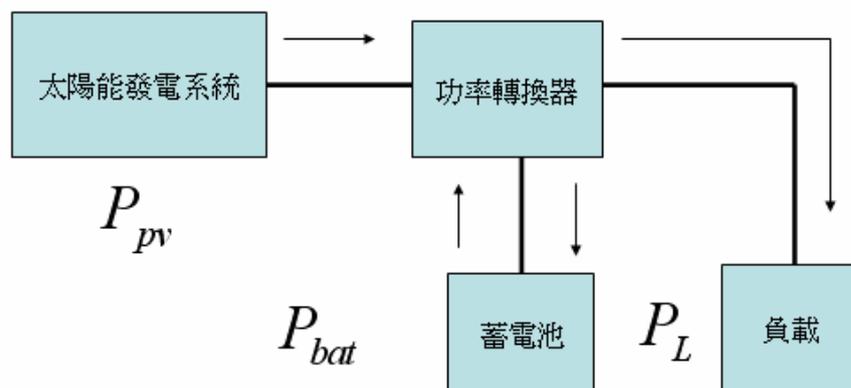


圖 (2-13) 太陽能發電系統獨立供電模式功率平衡示意圖

表(2-6) 太陽能發電系統獨立供電模式下功率分配情形

狀態	太陽能發電系統能量	蓄電池充放電能量
1	$P_{pv} = P_L$	0
2	$P_{pv} > P_L$	$P_{bat} = P_L - P_{pv} < 0$ 蓄電池充電中
3	$P_{pv} < P_L$	$P_{bat} = P_L - P_{pv} > 0$ 蓄電池放電中

## 2. 太陽能發電系統市電併聯模式

太陽能系統市電併聯模式如圖 2-14 所示，為太陽能發電系統與電力網路連結，因此可視為電力網路中的一個小型發電設備。市電併聯運轉模式下之功率分配情況與獨立運轉模式類似，由於市電併聯使得蓄電池的功率平衡角色轉移至電力網路上，此時功率分配情形如表 2-7 所示。

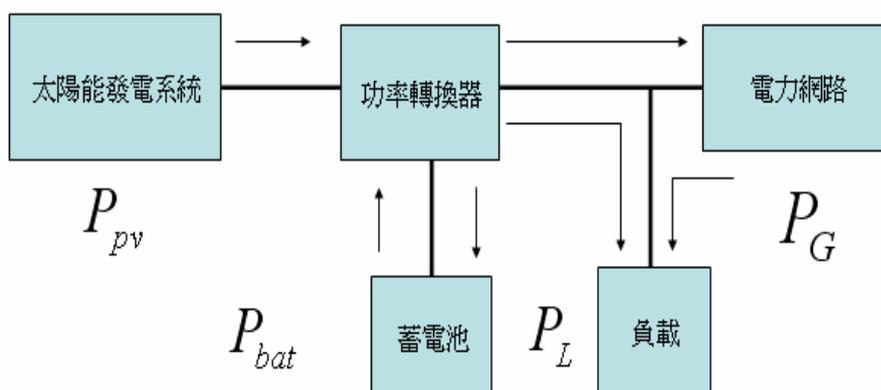


圖 (2-14) 太陽能發電系統市電併聯模式功率平衡示意圖

表 (2-7) 太陽能發電系統市電併聯模式下功率分配情形

狀態	太陽能發電系統能量	電力網路能量
1	$P_{pv} = P_L$	0
2	$P_{pv} > P_L$	$P_G = P_L - P_{pv} < 0$ 提供電力至電力網路
3	$P_{pv} < P_L$	$P_G = P_L - P_{pv} > 0$ 電力網路供應電力

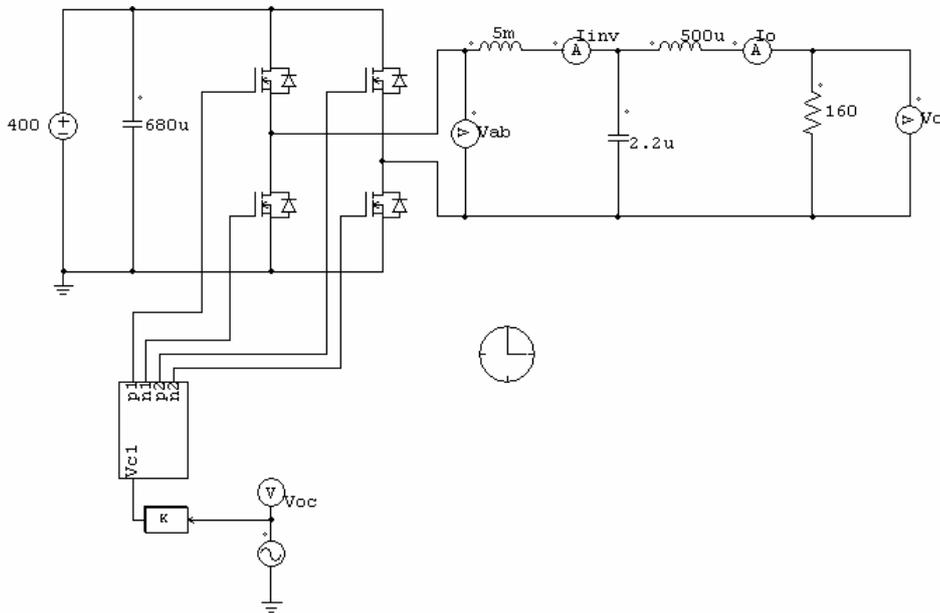
(四)以 PSIM 軟體分析 PV 和 Inverter 電路模型

根據前面所提 DC/AC 變流器的四顆功率開關之波寬調變方式可分為單極性切換與雙極性切換，接下來將利用 PSIM 模擬雙極性切換 DC/AC 變流器的開迴路模型，模擬模型如圖(2-15)所示。輸入 BUS 電壓設計為 400V，輸出為 220V，輸出功率 1KW。接著利用下列方程式，可得開迴路如式子所示。

$$v_o = m_a \times V_d \Rightarrow 220 = m_a \times 400$$

$$m_a = 0.55$$

$$v_{control} = v_{tri} \times m_a \Rightarrow v_{control} = 0.55 \times 3.2 = 1.76$$



圖(2-15) 開迴路模擬電路圖

LCL Filter 設計：

$$R_b = \frac{V^2}{P} = \frac{110^2}{1KW} = 12.1 \Omega$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_o R_b} = \frac{1}{2 \times 3.14 \times 60 \times 12.1} = 219.3 \mu F$$

$$C_f = x C_b = 0.01 \times 219.3 = 2.193 \mu F$$

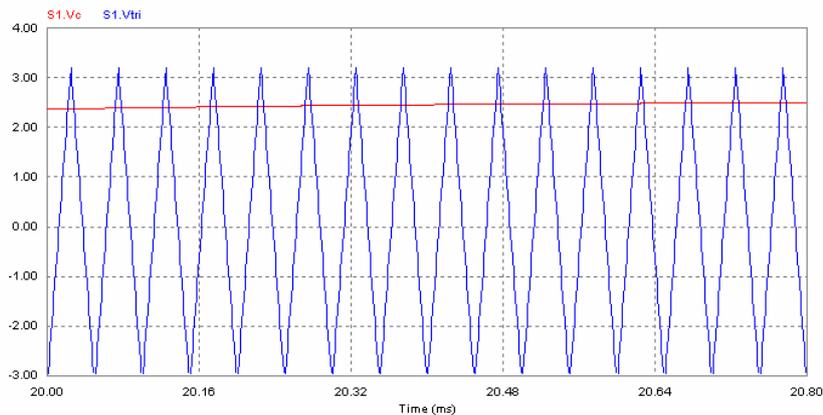
$$L_T = \frac{1}{C_f} \left( \frac{1}{2\pi f_r} \right)^2 = \frac{1}{2.193 \mu F} \left( \frac{1}{2 \times 3.14 \times 1.5K} \right)^2 = 5.14 mH$$

$$\frac{I_{Lg}(h_{sw})}{I_{LT}(h_{sw})} = \frac{1}{\left| 1 + L_g \left( \frac{1}{L_T} - C_b \omega_{sw}^2 \right) \right|} = 20\%$$

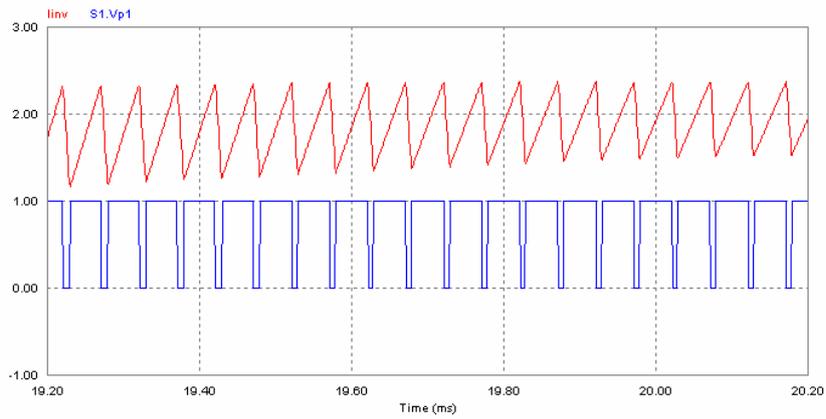
$$\Rightarrow L_g = 570.6 \mu H$$

$$\Rightarrow L_f = 4.57 mH$$

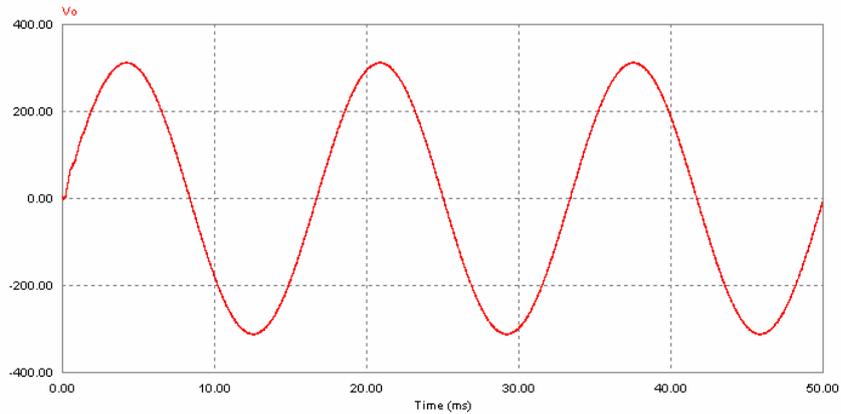
開迴路的模擬結果如下圖所示，圖(2-16) 為 sine ref 電壓及三角波的圖形，切換頻率為 20kHz，圖(2-17)為 Vpwm1 及輸出濾波電感的波形，圖(2-18)為輸出 220V 的波形。



圖(2-16) sine ref 電壓及三角波的圖形



圖(2-17) Vpwm1 及輸出濾波電感的波形



圖(2-18) 輸出 220V 的波形

INVERTER閉迴路系統模擬：

INVERTER電壓迴路控制方塊圖，如下圖所示。  $H(s)$  為電壓取樣比率，  $G_c(s)$  為控制器，將採傳統常用的PI控制器，其方程式如下：

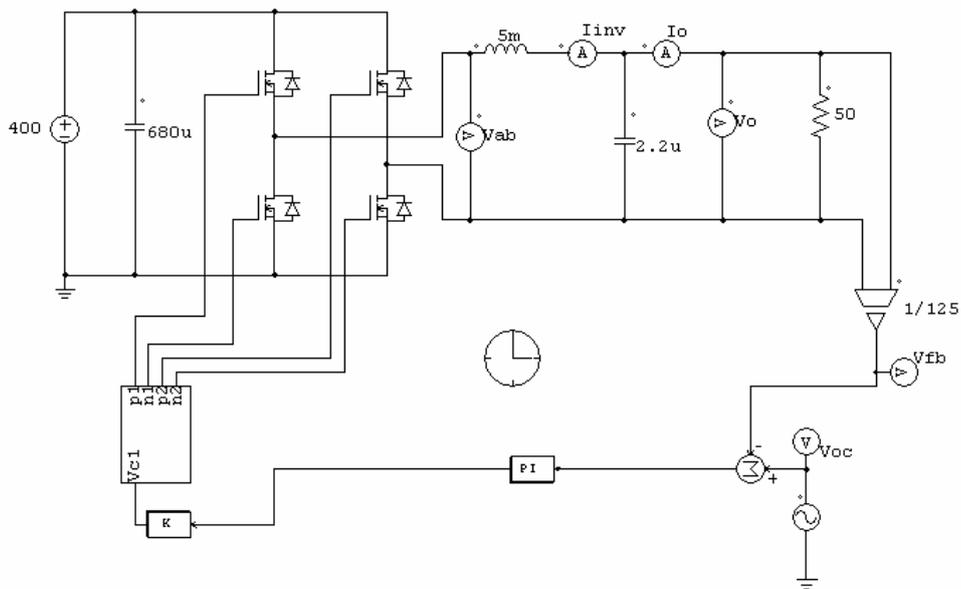
$$G_c(s) = k \cdot \frac{1 + sT}{sT} ,$$

其中

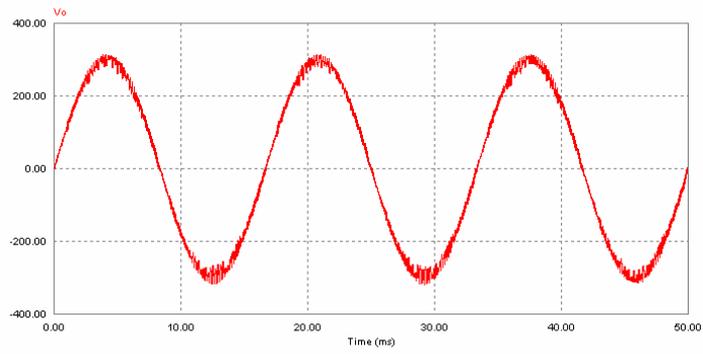
$k$  為PI控制器的增益

$T$  為PI控制器的時間常數

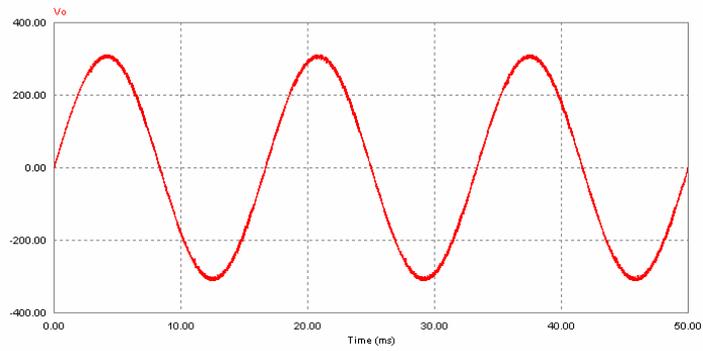
如圖(2-19)為利用PSIM模擬INVERTER 閉迴路系統，圖(2-20)為  $k = 100$ ， $T = 0.05$  時的輸出電壓模擬波形，此時輸出電壓為210V，因此可知系統的load regulation並不好，且電壓波形並不平滑。圖(2-21)為將  $k = 500$ ， $T = 0.05$  時的輸出電壓模擬波形，從圖形可發現輸出電壓提高為215V了，且波形較為平滑。圖(2-22)為將  $k = 500$ ， $T = 0.0005$  時的輸出電壓模擬波形，從圖形可發現輸出電壓為220V，已達到我們需求的目標。



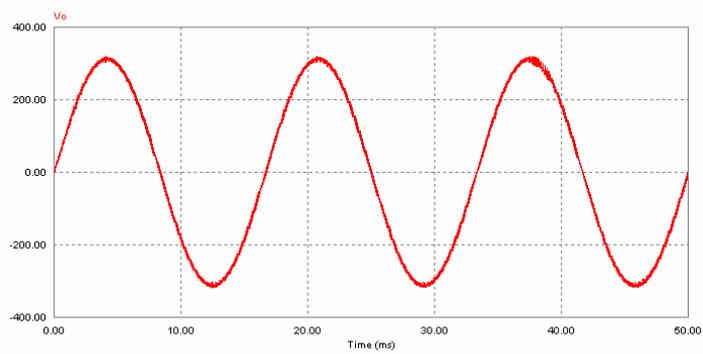
圖(2-19) 模擬 INVERTER 閉迴路系統



圖(2-20)  $k = 100$  ,  $T = 0.05$  時輸出電壓波形



圖(2-21)  $k = 500$  ,  $T = 0.05$  時輸出電壓波形



圖(2-22)  $k = 500$  ,  $T = 0.0005$  時輸出電壓波形

## (五)分析 PV 系統對電力系統電壓之變動

依據電工法規第 9 條所述「供應電燈、電力、電熱或該等混合負載之低壓分路，其電壓降不得超過該分路標稱電壓之百分之三，分路前尚有幹線者，幹線電壓降不得超過百分之二。」，因此，PV 系統的供應電力多寡對電力系統電壓的變化是需要探討的。

### (1)電壓降計算法

在電路負載中，輸出功率  $P=V^2/R$ ，電動機的啟動及運轉轉矩( $T$ )與電壓的平方( $V^2$ )成正比；若電壓低於標稱電壓 10%時，則輸出功率及電動機轉矩皆會降低 19%，對電動機的影響甚鉅。而電壓降的計算法分述如下：

#### 1.單相二線(1Φ2W)式之電壓降

$$E = 2IL(R \cos \theta + X \sin \theta)$$

#### 2.單相三線(1Φ3W)式及三相四線(3Φ4W)式相對中性線之電壓降

$$E = IL(R \cos \theta + X \sin \theta)$$

#### 3.三相三線(3Φ3W)式之電壓降

$$E = \sqrt{3}IL(R \cos \theta + X \sin \theta)$$

其中

$E$ ：電壓降

$I$ ：負載線路電流

$L$ ：負載線路長度

$R$ ：該線路之單位長度之電阻值

$X$ ：該線路之單位長度之電抗值

$\theta$ ：功率因數角

### (2) PV 系統對與台電責任分界點穩態電壓變動計算法

PV 系統加入電力系統供電時，在責任分界點的穩態電壓相對變動之計算公式，是引用自德國 VDEW 併聯要點之估算公式變動率，只要先將主變壓器阻抗、線路阻抗在同一 KVA 基準下化成 pu 值，再將以上阻抗加總，可求得三相短路容量( $S_{SCmin}$ )，系統阻抗角( $\psi_k$ )。利用公式計算電壓變動率，作為是否符合法規之規定之參考：

$$d = 100 \cdot \frac{S_{PV}}{S_{sc\ min}} \cdot |\cos(\psi_k + \varphi)|$$

其中

$\psi_k$ ：電網阻抗角

$\varphi$ ：PV 出力功因角

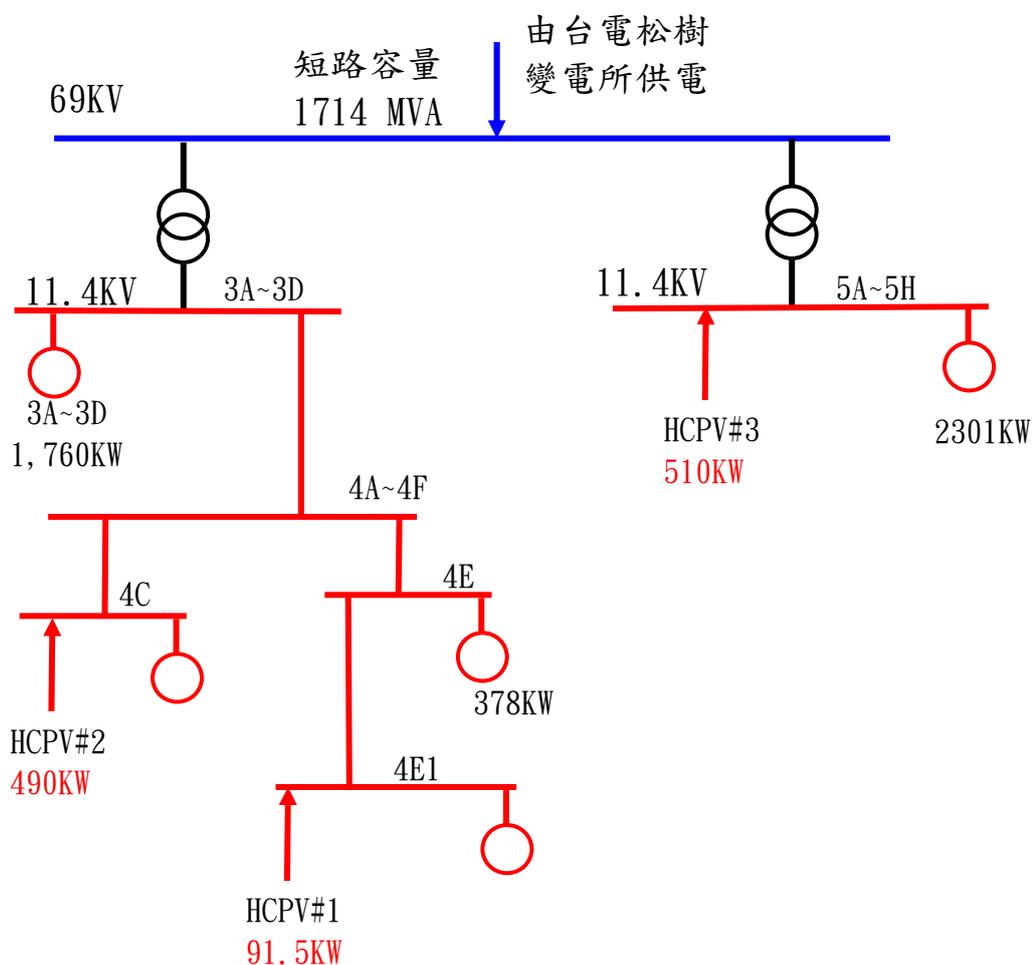
$S_{PV}$ ：PV 之最大出力

$S_{sc\ min}$ ：系統最小三相短路容量

### (3) 以核研所為例探討其穩態電壓變動率

由圖(2-23) 為核研所電力系統簡圖可知，目前擁有 PV 系統

輸出功率大小為 91.5 KW，再加上即將加入系統的 PV 系統分別為 490 KW 和 510 KW 的 PV 系統，其 PV 系統容量大小共 1091.5 KW，而台電公司所提供之電力系統的三相短路容量為 1,714MVA，經計算由表(2-8)可知電壓變動率為 0.004%，符合法規規定。



圖(2-23) 核研所電力系統簡圖

表(2-8) PV 系統穩態電壓變動率計算表

責任分界點 穩態電壓變動							
單機最大 Pmc(W)	單機最大 Qmc(kVAR)	台數	PV總額定 Pmax(kW)	PV總額定 Qmax(kVAR)	最大出力時 可能最小負 載P(kW)	最大出力時 可能最小負 載Q(kVAR)	
			1091.5	0	0	0	
短路容量Ssc (MVA)	電網阻抗之 X/R	電網阻抗角 $\psi_k(^{\circ})$	最大淨出力 (kW)	最大淨虛功 負載(kVAR)	最大淨出力 視在功率 S <sub>DG</sub> (kVA)	功因角 $\phi(^{\circ})$	穩態電壓變動 d (%)
1714.00		86.00	1091.50	0.00	1091.50	0.00	0.004

#### 四、太陽光電系統(PV)與市電併網相關品質問題及對電力系統衝擊評估

##### (一)分析 PV 系統電力諧波對電力系統電力品質之影響

以下將針對 IEEE 分散式能源系統併聯標準 (IEEE Std 1547) 中電力品質之相關規定，分別敘述。

##### (1)諧波失真 (Waveform Distortion)

當一部分散式發電系統(DG)供應平衡線性負載時，諧波電流注入區域電力系統 (Area Electric Power System, Area EPS) 之責任分界點 (PCC) 應在 IEEE 標準 519-1992 之限制值內，如表 2-9 所列。

表(2-9) IEEE-519，1992 之電流諧波失真限制

諧波次數	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD
%	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
偶次諧波限制在上述奇次諧波限制值的 25%						

IEEE Std 1547 亦提供 DG 系統之「型態試驗」(type testing) 指南，以驗證諧波注入量。諧波試驗的意圖是在一個控制組條件下，瞭解 DG 遵守 IEEE519-1992「電力系統中諧波控制之推薦實務及要求」之諧波限制。代表性試驗條件選擇為 DG 輸出電流之最大諧波成份相對於 IEEE519-1992 內容中之限制值。

為測試 DG 是否符合規定，測試時該 DG 應與具有 20 倍的 DG 額定輸出電流大小之短路電流容量之電壓源並聯運轉。該電壓源之電壓及頻率應相當於 DG 之額定電壓及頻率。由該電壓源產生的無載電壓波形之總諧波失真（Total demand distortion, THD）應不超過 3%。該 DG 應在幾個輸出電流下運轉，分別為 25%、50%、75%之額定輸出電流。若該電機不是設計在 50%以下的額定輸出下運轉，則 25%及 50%等級不必試驗。根據 IEEE 519-1992 應用指南規範，DG 輸出電流的各級諧波失真以及 THD 應量測至少至 40 次諧波。當 DG 輸出電流的各次諧波失真及總諧波失真皆在 IEEE519-1992 對發電設備之適當限制值內時(這些限制值相當於  $I_{sc}/I_L$  小於 20 的情況)，則該 DG 通過諧波型態試驗。波形失真的另一方面是直流電流注入量，根據 IEEE Std1547 所設定的限制值，使用以換流器為基礎的電力轉換技術之 DG 系統，其注入至責任分界點（PCC）的 DC 電流不應大於換流器滿載輸出電器的 0.5%。確認 DG 注入直流電流不大於指定限制之試驗應予完成，該試驗可以在機組所連接之輸出變壓器端連接一直流電阻值不超過電線電壓平方除以功率  $(V^2/P)$  1%之電阻下來進行。該輸出變壓器可以是一個隔離變壓器，連接一個負載箱（可以是純電阻）接至變壓器之二次側。量測 DG 設備輸出電流的直流成份，以確認該電流小於 0.5%之滿載額定換接器輸出電流。該試驗僅針對以換流器為基礎之 DG 來進行。由

DG 所感應的電壓閃爍之限制相關之參考標準含 IEEE 519，IEC 61000-3-7，IEC 61000-4-15，IEC 61400-21。根據 IEEE Std1547，DG 產生之電壓閃爍等級不應超過  $P_{st}=1.0$ ，其中  $P_{st}$  為 IEC 61000-4-15 所要求之短期閃爍嚴重性指標。電力系統運轉也允許較高的電壓閃爍位準。一部 DG 對電壓閃爍之影響應在 DG 與系統的責任分界點（PCC）分析。該標準推薦風力驅動之 DG 其閃爍試驗應根據 IEC 61000-4-15 完成。

## (2) 穩態電壓調整率

除非電力系統運轉員同意，DG 之輸出電壓不應影響或改變在責任分界點（PCC）之標準電壓準位。DG 安裝在電網電壓調整器之下游時，DG 不得影響用戶供電電壓使其超越 ANSI C84.1，A 範圍標準。

## (3) 對電壓驟降及瞬間斷電之響應

DG 互連元件應在表 2-10 所列之跳脫時間內使 DG 停止對電力系統供電，跳脫時間是指介在不正常條件開始到互連元件停止對網路送之間隔的時間，DG 峰值容量小於或等於 10kW 處，或在 DG 總合容量小於用戶總設備需量的 50%且無預期會對系統輸出功率之場所，電壓應在互連點（PCC）量測。

表(2-10) DG 之不正常電壓響應

電壓範圍 (標稱電壓的百分比)	跳脫時間
$V < 50$	0.16 秒
$50 \leq V < 88$	2 秒
$88 \leq V < 110$	正常運轉
$110 \leq V < 120$	1 秒
$V \geq 120$	0.16 秒

#### (4)設備保護

DG 在任何可容忍的傳導電氣暫態以及放射磁場的干擾下應能正常運轉且不產生額外的干擾。也就是在上述各種限制下的情況，DG 的保護設備不應有不正常的反應，除非當 DG 必須停止運轉的情況，保護設備應停止在安全的模式上，DG 併聯前需進行測試以確認互連系統效能不受電磁干擾 (EMI) 響應所影響。

#### (5)突波忍受能力 (Surge Withstand Capability, SWC)

根據 IEEE/AVSI C62.41 IEEE 對低壓交流電力電路及種類 B3 情況之突波電壓指南 (IEEE Guide for Surge Voltages in Low-Voltage AC Power Circuits and Category B3)，互連設備同時具有振盪及快速暫態之突波耐受容量。種類 B3 代表在主要饋線、短支路電路以及負載

中心的突波環境。在快速暫態下，種類 B3 環境之突破電壓及電流分別為 6kV 及 3kA，6kV 代表一個  $1.2 \times 50\mu\text{s}$  開路電壓波形，3kA 代表一個  $8 \times 20\mu\text{s}$  短路電流波形。而代表種類 B3 環境的振盪暫態電壓及電流是以開路電壓為 6kV 的 0.5us-100kHz 波以及一個 500A 的短路電流來表示。

#### (6) 暫時及暫態過電壓 (Temporary and Transient Overvoltage)

IEEE Std 1547 並不是提供暫時或暫態過電壓的直接限制，這些議題被包括在電力系統接地及孤島效應項目下，因為這些情況是 DG 系統可能導致暫時及暫態過電壓的主要原因。

#### (7) 部分在接地指南中所推薦之實務如下：

對於 DG 直接或經由變壓器互連至多重接地、四線式架構之主要饋線或連接至這些主要饋線的分支線時，在無線路電源的情路下單線接地故障時，在主饋線非故障相（線至大地）之最高電壓，不應超過在有線電源且無 DG 發電時單相接地後可能之最大電壓。”

在非預期之孤島運轉下，即一個 DG 及一部分的網路經由責任分界點 (PCC) 而維持電壓，IEEE 標準推薦該部 DG 應該在形成孤島的 2 秒內停止對系統供電。

(二)以 PV 系統輸出實際量測電力系統端電力諧波

目前 PV 系統中的電力轉換器 (INVERTER) 大多使用在 100~380V 低電壓等級，一般 PV 電力轉換器被設計為輸出電流之 THD<5%。此次計劃並未針對實際系統進行量測，而是以一般 PV 轉換器在額定功率時產生之各級諧波電流百分比做為計算之方式求得，公式如下：

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

其中：

$I_1$ ：基頻電流成份

$I_2, I_3, I_4 \dots$ ：整數倍諧波電流成份

經計算可由表知道，以 PV 電力轉換器額定電流為基準，THD=1.13%，即使全部都流向責任分界點，仍可符合諧波管制要點。

表(2-11) PV 轉換器在額定功率時產生之各級諧波電流百分比

諧波級數	諧波電流(%)
1	100
2	0.30
3	0.39
5	0.43
7	0.60
9	0.56
11	0.26
13	0.34

THD	1.13
-----	------

當天候變化而使 PV 電力轉換器無法以額定電流輸出時，有可能造成輸出電流的諧波成分大於現有諧波管制要點的法規規定，為改善此現象，提供以下方法：

(1)增加隔離變壓器：利用變壓器 Y 與 $\Delta$ 接線，讓諧波電流僅在變壓器接線迴路內流動，可降低或消除部分諧波成份。

(2)增加被動式濾波器：針對較大成份之奇次諧波（5、7 次諧波）安裝 LC 濾波器，並配合功率因數改善電容器，裝置適量之濾波器。

(3)增加主動式濾波器：於諧波源側注入與諧波源大小相等，相位相反之諧波電流，以確保電源測不被污染，為主動式濾波器之基本原理。

## 參、主要發現與結論

本計畫旨在研究分散式發電系統與市電併網品質等問題。計畫研究成果包含分散型電源建立及與市電併聯運轉之國內法規及相關規定蒐集與整理、分散型電源併聯造成電壓變動之分析與評估以及併網式(Grid-Connected)太陽光電系統相關保護設計概念方法探討等。各項研究成果之數據、圖形以及相關之分析與論述均已詳述於前列報告中。以下針對此次計畫整體研究成果，做一綜合性之結論與建議：

1. 由本計畫之分析，再生能源與市電併聯之主要關鍵考量為電壓之等級與系統容量大小。

再生能源發電設備總容量如果不大，例如未滿 100KW，可以併聯至低壓單相三線 110/220V 或三相三線 220V 或三相四線 220V/380V 之配電系統，而發電設備總容量愈高，例如在 10,000KW 以上，應考量輸出電流及線路電壓壓降等損失，則必需併接到 22.8kV 之高壓配電系統或是 69kV 或 161kV 等特高壓系統，而須併接何種電壓等級，需事先向台電公司提出，再由台電公司依個案檢討決定其併聯之電壓等級。

2. 由本計畫之分析，再生能源與市電併聯之相關法規會因環境、需求及政府政策而有所變動。

全球分散型發電之發展持續增長與進步，而世界各國之分散型發電政策與規範亦隨時因應其最新情況而修正或重訂，因此，應

持續地蒐集與整理世界各國分散型發電發展情況、相關的規範與標準以及因應分散型電源併網運轉問題之技術與策略等相關技術資料與文獻，以掌握時下全球分散型發電之現況、配電饋線電壓控制與孤島運轉防止之技術與軟硬體設備之功能、實際應用案例及其未來之發展趨勢等。

3. 由本計畫之分析，再生能源容量比實際總需求小，並不會在與市電併聯時，與相關法規有所衝突。

在分散型電源併網造成電壓變動方面，本計畫係針對核研所的電力系統做分析。研究結果顯示，PV 系統的加入對核研所本身的穩態電壓變動率並不大，僅為 0.004%，符合法規 2.5% 的規定。又因為核研所 PV 系統的全部發電容量，與核研所所內用電不成比例，核研所所內用電遠大於核研所 PV 系統的全部發電容量，其分散型電源並不會因併入配電系統對電壓造成衝擊，以及不會產生逆送電力至其他變壓器以上，更不會逆送電力至台電電力系統，對整體電力系統之衝擊不大。

4. 由本計畫之分析，如再生能源容量比實際總需求大，在與市電併聯時，應考量對配電變壓器之影響。

一般而言，若有配電變壓器逆送電力的發生，可能會使固定分接頭變壓器之抽頭位置選擇產生問題，也會對用來達成低壓側電壓調整的有載分接頭變壓器的自動調整發生問題，因為，有些變壓器有載分接頭的設計，是考量逆送電力不可能超過或被限制在變壓器額定以下，或在某些配電系統，其變壓器的分接頭和標稱匝比的選擇，是用來提供低壓側的電壓提升，因此在逆

送電力的情況下，變壓器的分接頭範圍可能無法保證低壓側負載可以維持在規範電壓範圍內，這是在設置分散型電源時，應考量的因素。

5. 由本計畫之分析，如區域內的負載呈現劇烈的變化時，負載端電壓會因而震盪，若原設計之電容功因補償器等無效功率之補償過低，導致無效功率無法即時補償，可能會造成電壓崩潰的現象，進而導致電力系統跳脫而停電。

目前電力系統無效功率的提供，都是在變電所及用戶側內裝設固定值的電容器，以調整系統電壓，然而該電容器容量（C）的大小，若未充分考量夏季尖載或是冬季輕載時所需之無效功率的需求量，在夏季尖載時，無效功率提供不足，將會導致系統電壓崩潰的提早發生，而在冬季輕載時，卻又會因無效功率提供過多，將會導致系統電壓過高，而燒損用戶器具。首先利用 Dobson 與 Chiang 在 1990 年所提出一個四階電力系統的非線性數學模型做為分析對象，以分叉理論為基礎，探討電力系統所可能存在的非線性現象。藉由改變不同的系統參數如有效功率（P）和系統供應之電容器容量（C）條件情況下，探討對電力系統穩定度的影響程度。

本計畫已提供現有政府機關有關再生能源的法規及規範，以使在建制發電系統時，可依本計畫之順序依次執行，以縮短分散式電源之電廠的評估時程，儘早完成建立太陽能發電廠電力系統。大致上，本計畫之研究成果符合預期之目標。

## 肆、參考文獻

1. M. Carpita and S. Teconi, "A novel multilevel structure for voltage source inverter," Proc. EPE, 1991, pp. 90-94.
2. F. Z. Peng, J. W. McKeever, and D. J. Adams, "Cascade multilevel inverters for utility applications," IEEE IECON Conf. Rec., pp. 437-442, Nov. 1997.
3. Peng, F.Z., McKeever, J.W., and Adams, D.J., "A power line conditioner using cascade multilevel inverters for distribution systems," IEEE IAS Annual Meeting, pp. 1316 - 1321, 1997.
4. Alan Wang, Bruce Chen, and Ying-Yu Tzou, "Development of High-Frequency Transformer Inverter Topologies for Small-Power Grid-Connected PV Inverters", ISES 2005 Solar World Congress, Orlando, USA, Aug. 6-12, 2005
5. Tomas Markvart, 1994, Solar Electricity. John Wiley & Sons, New York.
6. F. Lasnier, T.G. Ang, 1990, Photovoltaic Engineering Handbook, A. Hilger, New York.

7. K. P. Gokhale, A. Kawamura, and R. G. Hoft, "Dead beat microprocessor control of PWM inverter for sinusoidal output waveform synthesis," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-23, no. 5, pp. 901-910, Sept./Oct., 1987.
8. A. Kawamura, T. Haneyoshi, and R. G. Hoft, "Deadbeat controlled PWM inverter with parameter estimation using only voltage sensor," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 3, no. 2, pp. 118-125, Apr. 1988.
9. R. Wu, S. B. Dewan, and G. R. Slemon, "A PWM ac-to-dc converter with fixed switching frequency," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 26, no. 5, pp. 880-885, Sept./Oct., 1990.
10. L. Malesani and P. Tomasin, "PWM current control techniques of voltage source converters - A survey," *IEEE International Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation*, 1993, vol. 2, pp.670-675.
11. D. C. Lee, S. K. Sul, and M. H. Park, "Comparison of ac current regulators for IGBT inverter," *IEEE Power Conversion Conference* 1993, pp. 206-212.
12. T. G. Habetler, "A space vector-based rectifier regulator for ac/dc/ac converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 8, no. 1, pp. 30-136 Jan. 1993.

13. 洪國強，「住宅用市電並聯型太陽能電力轉換器」，國立臺灣大學電機工程學研究所博士論文，民國91年
14. 施信民，「再生能源與其相關產業之發展策略研究」，行政院經濟建設委員會委託研究計畫，民國91年
15. 王耀諄，吳明璋，黃文良，1998，”獨立太陽能發電系統之可靠度分析”，八十七年節約能源論文發表會論文專輯，台灣電力公司主辦，5月14日
16. 羅天賜、陳清山、劉志文，「市電併聯型太陽光電發電於配電系統可行配比之研究」，經濟部能源委員會委託研究計畫，民國九十三年六月.
17. 台灣電力公司網頁：再生能源開發，網址為：  
<http://www.taipower.com.tw>。
18. 太陽光電資訊網網頁：網址為：  
<http://solarpv.itri.org.tw/memb/main.aspx>。
19. 江榮城，”電力品質實務”，全華科技圖書，民國八十九年。
20. 蔡宗志，「以數位信號處理器為基礎之太陽能與風力複合發電系統之研製」，國立台灣科技大學電機工程研究所碩士論文，民國

九十四年。

21. 黃韻華，「電力系統加入電容器之分叉特性分析」，國立交通大學電機與控制研究所碩士論文，民國九十七年。