

出國報告（出國類別：考察）

考察太陽能光電應用發展
及
併聯配電系統技術

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：王耀村(十等電機工程監)

派赴國家：美國、日本

出國期間：96年10月14日至10月27日

報告日期：97年2月15日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：考察太陽能光電應用發展及併聯配電系統技術

頁數 58 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話 台灣電力公司人事處/陳德隆/0223667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

王耀村/台灣電力公司/業務處/十等電機工程監/0223666704

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：96年10月14日至10月27日

出國地區：美國、日本

報告日期：97年2月15日

分類號/目 G3/電力工程(能源)

關鍵詞：太陽能發電(PV)，太陽能發電系統，再生能源，配電系統，併聯技術要點

內容摘要：(二百至三百字)

- 一. 加州州政府非常積極的推動太陽能發電(PV)計畫，並提供相當優渥之補貼獎勵措施，但由於目前透過合格之變流器(inverter)連結至低壓配電網路，且每戶所能提供之發電量約為 2kW 至 5kW，其發電量容易受到天候變化之影響而較不穩定。但對於群眾式之太陽能發電，一般得由新社區之開發商配合州政府之獎勵措施提供其整體發電量，納入配電系統規畫之考量。
- 二. 當太陽能發電、風力發電等併聯至配電系統時，由於其對系統之衝擊如壓降、線路容量、斷路器啟斷容量，造成配電系統必須配合加以調整，如增加線路容量、CB 啟斷容量、更新保護系統等，其衍生之設備費用分攤，加州亦根據再生能源發電種類，而有不同之規定。例如太陽能發電則先由電力公司投資，再報請加州電力公用事業委員會(CPUC)列為電價調整，而其他種之分散式發電，原則由再生能源發電商全部負責，此部份可供國內台電公司及能源局參考。
- 三. 日本太田市陽光社區計畫執行期間，由 2002/12~2008/3，並於 2003/12 陽光社區建置展開，至 2006/07 共已建置 553 戶，總設置容量共 2,130kWp，平均每戶為 3.85kWp，投資經費共約 91 日圓，經費主要來源為 NEDO 所資助，所裝設之模組與 Inverter 在計劃結束是歸屬於太田市政府；其計畫之主要目的為「建置陽光社區實證太陽光電系統技術與探討實際發生之問題，並提出解決之對策」。

出國報告審核表

出國報告名稱：考察太陽能光電應用發展及併聯配電系統技術		
出國人姓名	職稱	服務單位
王耀村	十等電機工程監	台電公司業務處
出國期間：96年10月14日至96年10月27日		報告繳交日期：96年12月15日
出國計畫主辦機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input type="checkbox"/> 2.格式完整（本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」） <input type="checkbox"/> 3.內容充實完備。 <input type="checkbox"/> 4.建議具參考價值 <input type="checkbox"/> 5.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 6.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 7.退回補正，原因： <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容以 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 8.本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表： <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會（說明會），與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 9.其他處理意見及方式：出國人員返國後因於96年11月6日上班時發生意外住院治療，傷及腦部動眼神經，須做後續調養及復健，致出國報告延後提送。	
層轉機關審核意見	<input type="checkbox"/> 1. 同意主辦機關審核意見 <input type="checkbox"/> 全部 <input type="checkbox"/> 部分_____（填寫審核意見編號） <input type="checkbox"/> 2.退回補正，原因：_____ <input type="checkbox"/> 3.其他處理意見：_____	

說明：

- 一、出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。
- 二、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 三、審核作業應於報告提出後二個月內完成。

報告人：	單位 主管：	主管處 主管：	總經理 副總經理：
------	-----------	------------	--------------

出國報告目錄

壹、出國目的	1
貳、出國過程	
一、出國行程(含參訪單位).....	2
二、訪問過程內容綜述	2
參、出國考察心得	37
肆、出國考察對台電公司之建議.....	40

壹、出國目的

主題：

考察太陽能光電應用發展及併聯配電系統技術

緣起：

- 一、配合政府推動再生能源政策，台電公司亦積極促進再生能源之發展，其中太陽能發電為政府積極發展之重點項目，鑑於業者申請併聯配電系統之數量漸多，配電系統所受衝擊漸增，如何透過適當管理機制加以管控，又不影響其發展，實乃重要之課題。
- 二、派員前往美國及日本等先進國家考察其發展太陽能發電及併聯配電系統經驗，以探討國外先進國家太陽能發電系統最新技術之發展及應用，並進一步瞭解太陽能發電系統併聯配電系統之衝擊及因應對策，以利台電公司太陽能發電系統併網之健全發展。

目標：

- 一、考察美、日等國之電力公司，瞭解其對太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗，及太陽能發電系統併聯配電系統之衝擊及因應策略，增進台電公司因應太陽能發電系統併入配電系統之實務處理經驗。
- 二、考察美、日等國之電力公司經驗，探討台電公司既有配電系統為配合太陽光電【含群聚式】併入，必須在規劃、設計準則及軟硬體設施與管理制度上做那些具體變更。

實施要領：

- 一、前往美國及日本等地之電力公司，考察各電力公司對太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗，瞭解其對太陽能發電系統併聯配電系統之衝擊及因應策略，增進台電公司因應太陽能發電系統併入配電系統之實務處理經驗。
- 二、藉由美、日等國之電力公司經驗，探討台電公司既有配電系統為配合太陽光電【含群聚式】併入，必須在規劃、設計準則及軟硬體設施與管理制度上做那些具體變更。

預期成果：

- 一、目前台電公司正對再生能源發電系統併聯技術要點進行檢討修訂，可藉由本次出國考察機會，提供台電公司再生能源發電系統併聯技術要點之修訂

參考。

二、獲取國外先進國家太陽能光電系統最新發展技術及應用經驗，增進太陽能光電系統併聯配電系統之實務經驗及最新技術。

三、拓展國際化交流建立技術交流管道。

貳、出國過程

一、出國行程(含參訪單位)

(一)96年10月14日~10月14日

往程 (台北 — 美國洛杉磯)

(二)96年10月15日~10月16日 美國 洛杉磯

赴南加州愛迪生電力公司(SCE)參訪考察

(三)96年10月17日~10月20日 美國 舊金山

赴北加州太平洋瓦斯與電力公司(PG&E)、加州能源委員會(CEC)、加州電力公用事業委員會(CPUC)及KEMA電業工程顧問公司參訪考察

(四)96年10月21日~10月21日 美國 波特蘭

赴奧勒岡州太平洋電力公司(PGE)公司參訪考察

(五)96年10月22日~10月24日

前往日本 (美國舊金山—日本名古屋)

(六)96年10月25日~10月26日 日本 名古屋

赴日本中部電力公司參訪考察

(七)96年10月27日~10月27日

返程 (日本名古屋 — 台北)

二、訪問過程內容綜述

(一)配合加州州長阿諾史瓦欣格推動的百萬太陽能屋頂發電計畫(California Solar Initiative,以下簡稱CSI)，預計至2017年加州可以新建300萬kWp的太陽能發電，其中PG&E有3,349個住宅用戶與372個商業用戶申請安裝，安裝容量8.4萬

kWp(商業用戶6.9萬kWp，住宅用戶1.5萬kWp)，SCE有878住宅用戶與212個商業用戶申請安裝，安裝容量7.2萬kWp(商業用戶6.7萬kWp，住宅用戶0.5萬kWp)，SDG&E有337住宅用戶與82個商業用戶申請安裝，安裝容量2萬kWp(商業用戶1.8萬kWp，住宅用戶0.2萬kWp)。

(二)加州各電力公司從用戶申請到補貼付款平均需費時117至135天：申請案件審查8至49天、安排現場檢測1至3星期、現場檢測時間0.5至2小時(非住宅用戶0.5至4小時)、太陽能光電系統併連申請到授權併連(PG&E需12天、SCE需39天、SDG&E需36天)。

(三)加州州政府非常積極的推動太陽能發電(PV)計畫，並提供相當優渥之補貼獎勵措施，但由於目前透過合格之變流器(inverter)連結至低壓配電網路，且每戶所能提供之發電量約為2kW至5kW，其發電量容易受到天候變化之影響而較不穩定。因此配電系統之中長期擴充計畫，並未將PV裝置普及率納入考量。但對於群聚式之太陽能發電，一般得由新社區之開發商配合加州政府之獎勵措施提供其整體發電量，納入配電系統規畫之考量。

(四)當太陽能發電、風力發電等併聯至配電系統時，由於其對系統之衝擊如壓降、線路容量、斷路器啓斷容量，造成配電系統必須配合加以調整，如增加線路容量、CB 啓斷容量、更新保護系統等，其衍生之設備費用分攤，加州亦根據再生能源發電種類，而有不同之規定。例如太陽能發電則先由電力公司投資，再報請加州電力公用事業委員會(CPUC)列為電價調整，而其他種之分散式發電，原則由再生能源發電商全部負責，此部份可供國內台電公司及能源局參考。

(五)南加州愛迪生電力公司(SCE)對每條饋線所併接之分散式電源容量，若小於此饋線離峰負載之15%，則不須作審查，若超過此容量，則必須由電力公司就系統衝擊分析加以審查。為符合配電系統供電品質之要求，而所作之投資，如濾波器、虛功補償等，則由再生能源業者全部負責。

(六)配合加州州長阿諾史瓦欣格推動的百萬太陽能屋頂發電計畫，其中CPUC從配電費率的電費收入中徵收21.67億美元作為推動CSI的補貼基金，2007年1月開

始至2016年預計興建太陽能發電系統目標為194萬kWp，適用對象為投資者擁有的電業IOU(如PG&E、SCE、SDG&E)轄區的住宅用戶翻修計畫、非住宅用戶翻修計畫、非住宅用戶新建計畫，太陽屋系統發電容量最小為1kWp，最大容量為5,000kWp。加州能源委員會(CEC)的新太陽屋夥伴計畫New Solar Homes Partnership Program，適用對象為投資者擁有的電業IOU(如PG&E、SCE、SDG&E)轄區的新建住宅,預算為4億美元，2007年1月開始至2016年預計新建太陽光發電系統目標為36萬kWp。

(七)加州公營電業(Public Owned Utilities, POU)適用對象為POU所有用戶新建住宅,預算為7.84億美元，2008年1月開始至2016年預計新建太陽光發電系統目標為70萬kWp。百萬太陽能屋頂發電計畫CSI從2007年1月開始正式推動以來，年初需求較慢，但隨後需求變強，從2007年1月1日至9月18日為止，加州已接受5,230個用戶申請安裝，實用裝置容量已達16萬kWp，實際補貼費用為3.2億美元，在這僅僅9個月短期內新建太陽能屋頂發電容量已接近於過去26年全加州裝置太陽能系統總容量19.8萬kWp(其中1981年至1999年共計安裝0.7228萬kWp、2000年安裝0.1701萬kWp、2001年安裝0.625萬kWp、2002年安裝1.464萬kWp、2003年安裝2.864萬kWp、2004年安裝3.7525萬kWp、2005年安裝4.35萬kWp、2006年安裝5.8714萬kWp)。

(八)其中PG&E獲得9.46億美元CSI補貼基金預算，SCE獲得9.96億美元CSI補貼基金預算，加州永續能源中心(包括聖地牙哥電力公司SDG&E轄區)獲得2.23億美元CSI補貼基金預算。從2001年1月開始至2007年10月19日止共計有18821個PG&E用戶已經安裝太陽屋發電系統，太陽屋系統發電安裝容量已達135,900kWp。PG&E住宅及非住宅用戶用戶在2001年有597戶安裝太陽屋頂發電系統、2002年有1,277戶安裝、2003年有1,984戶安裝、2004年有3,098戶安裝、2005年有2,816戶安裝、2006年有4,316戶安裝、2007年9月底止有4,734戶安裝。

(九)加州CSI獎勵機制:

1. 預估績效買回獎勵機制(Expected Performance-Based Buydown Incentives, 以下簡稱EPBB)：EPBB適用於100kWp以下太陽屋頂發電系統，電力公司根據建築物安裝太陽能板現場實際量測的屋頂傾斜度(tilt)、面向方位(azimuth)、太陽光遮蔽率(Shading value)等設計係數(Design Factor)來支付用戶補貼金額，一般用戶每安裝1Wp可獲得2.5美元的現金補貼以及可以30%報稅減免優惠；例如方位向南、太陽光遮蔽率5%、及屋頂傾斜度為20度的太陽屋頂發電系統，其設計係數參考系統(屋頂傾斜度為17度、方位向南、太陽光遮蔽率5%)的96.9%，則此3.8kWp太陽屋頂發電系統可獲得9,200美元的補貼(2.50美元/Wp×3,794Wp×96.9%)。政府及非營利機構則可獲得3.25美元的現金補貼。EPBB計畫的現金補貼明細表(如表1，Small System Incentive Schedule)，EPBB計畫現金補貼分成10個階段實施，至第5階段全加州PV系統總裝置容量達16萬kWp後補貼金額降低一半至1.1美元，至第10階段全加州PV系統總裝置容量達35萬KW後補貼金額降低至0.2美元。

表1 EPBB計畫的現金補貼明細表(Small System Incentive Schedule)

(per CEC-AC watt; initially for systems less than 100kWp)

Step	Megawatts Per Step	Residential	Commercial	Non-Taxable
1	50	n/a	n/a	n/a
2	70	\$2.50	\$2.50	\$3.25
3	100	\$2.20	\$2.20	\$2.95
4	130	\$1.90	\$1.90	\$2.65
5	160	\$1.55	\$1.55	\$2.30
6	190	\$1.10	\$1.10	\$1.85
7	215	\$0.65	\$0.65	\$1.40
8	250	\$0.35	\$0.35	\$1.10
9	285	\$0.25	\$0.25	\$0.90
10	350	\$0.20	\$0.20	\$0.70

2. 實測績效獎勵機制(Performance-Based Incentives，以下簡稱PBI)：PBI適用於100kWp以上太陽屋頂發電系統，根據未來5年每月實際量測太陽能發電輸出之發電量KWH每月給予補貼獎勵，每1kWh發電量給予0.39美元的現金補貼。PBI計畫的現金補貼明細表(如表2 Large System Performance-Based Incentive Schedule)，計畫現金補貼分成10個階段實施，至第5階段全加州太陽能發電系統總裝置容量達16萬kWp後補貼金額降低一半至每1kWh發電量補貼0.15美元，至第10階段全加州太陽能發電系統總裝置容量達35萬kWp後補貼金額降低至0.03美元。在PBI計畫初期第1至第3階段全加州太陽能發電系統總裝置容量達10萬kWp前，太陽能發電系統的容量係數CF(capacity factor)設定為0.18，在PBI計畫中期第4至第10階段全加州太陽能發電系統總裝置容量達10萬kWp至35萬kWp間，太陽能發電系統的容量係數設定為0.2。PBI計畫的現金補貼每月付款8%貼現率，解釋表如表3(PBI Levelized Payment Explanation)。

表2 PBI計畫的現金補貼明細表

(Large System Performance-Based Incentive Schedule*

(per kilowatt-hour, initially for systems 100kW or larger in size)

Step	Megawatts Per Step	Residential	Commercial	Non-Taxable
1	50	n/a	n/a	n/a
2	70	\$0.39	\$0.39	\$0.50
3	100	\$0.34	\$0.34	\$0.46
4	130	\$0.26	\$0.26	\$0.37
5	160	\$0.22	\$0.22	\$0.32
6	190	\$0.15	\$0.15	\$0.26
7	215	\$0.09	\$0.09	\$0.19
8	250	\$0.05	\$0.05	\$0.15

9	285	\$0.03	\$0.03	\$0.12
10	350	\$0.03	\$0.03	\$0.10

Smaller systems may also opt-in to this schedule to receive greater incentives for high performance.

表 3 PBI 計畫的現金補貼每月付款 8%貼現率解釋表

PBI Levelized Payment Explanation

Levelized PBI Monthly Payment Amounts at 8% discount rate

Step	Statewide MW in Step	EPBB Payments (per watt)			PBI Payments (per kWh)		
		Res	Non-Res	Non-Tax	Res	Non-Res	Non-Tax
1	50	\$2.80	\$2.80	\$2.80	**	**	**
2	70	\$2.50	\$2.50	\$3.25	\$0.39	\$0.39	\$0.50
3*	100	\$2.20	\$2.20	\$2.95	\$0.34	\$0.34	\$0.46
4	130	\$1.90	\$1.90	\$2.65	\$0.26	\$0.26	\$0.37
5	170	\$1.55	\$1.55	\$2.30	\$0.22	\$0.22	\$0.32
6	190	\$1.10	\$1.10	\$1.85	\$0.15	\$0.15	\$0.26
7	215	\$0.65	\$0.65	\$1.40	\$0.09	\$0.09	\$0.19
8	250	\$0.35	\$0.35	\$1.10	\$0.05	\$0.05	\$0.15
9	285	\$0.25	\$0.25	\$0.90	\$0.03	\$0.03	\$0.12
10	350	\$0.20	\$0.20	\$0.70	\$0.03	\$0.03	\$0.10

*For PBI Calculations, the first three steps assume a capacity factor (CF)

of 0.18; Steps 4-10 assume a CF of 0.20.

**The first 50 MW incentives are disbursed under the 2006 SGIP program; PBI payments do not apply.

(十)日本太陽能發電，由於每戶發電容量約僅為 3~4kW／戶，且發電量隨日照變化而較不穩定，因此目前並未將之納入區域性負載預測。且日本目前針對太陽能發電(PV)、風力發電並無政府之補貼，風力發電收購價格 11 yen/kWh，太陽能發電收購價格為電力公司售電價格 25 yen/kWh。

(十一)日本太田市群聚式太陽能發電系統(陽光社區)乃日本 NEDO 所支持的實證研究計畫，計畫期間預定為 2002-2008(原訂 2007 結束)，總經費約 91 億日元。該計畫相關資訊如下：

地點：new “Pal Town Josai-no-mori” residential complex in Ota City, Gunma Prefecture

戶數：553 戶(即該社區有安裝太陽光電發電系統之房屋數)

總設置容量：約 2.129MWp

設置期間：2002-2006

計畫目的：

1. 避免輸出抑制之技術開發
2. 防止非蓄意性孤島效應之功能的分析與開發
3. 高次諧波失真的分析與評估
4. 應用模擬技術的開發

<i>Schedule of Activities</i>						
FY	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Development of technology to avoid restriction of PV output	Development of prototype			Field test	Comprehensive evaluation	
Development of function to prevent unintentional islanding	Study of test method			Field test and simulation	Comprehensive evaluation	
Analysis and Evaluation of Higher Harmonics	Study of test method		Field test and simulation			Comprehensive evaluation
Development of applied simulation			Development of applied simulation			
Number of installed PV system (accumulated)	0 (0)	130 (130)	198 (328)	167 (495)	58 (553)	0 (553)

計畫成員公司：

主承包商：關電工公司(Kandenko Co., Ltd.)

共同承包商：MEIDENSHA Corporation, Electric Power Engineering Systems Co., Ltd., Shin-Kobe Electric Machinery Co., Ltd., Matsushita Ecology Systems Co., Ltd., OMRON Corporation, Tokyo University of Agriculture and Technology, Nihon University, Ota City Office.



(十二)太田市陽光社區(Clustered PV)計畫執行期間，由 2002/12~2008/3，並於 2003/12 陽光社區建置展開，至 2006/07 共已建置 553 戶，總設置容量共 2,130kWp，平均每戶為 3.85kWp，投資經費共約 91 日圓，經費主要來源為 NEDO 所資助，所裝設之模組與 Inverter 在計劃結束是歸屬於太田市政府；其計畫之主要目的為「建置陽光社區實證太陽光電系統技術與探討實際發生之問題，並提出解決之對策」。

Demonstrative test site

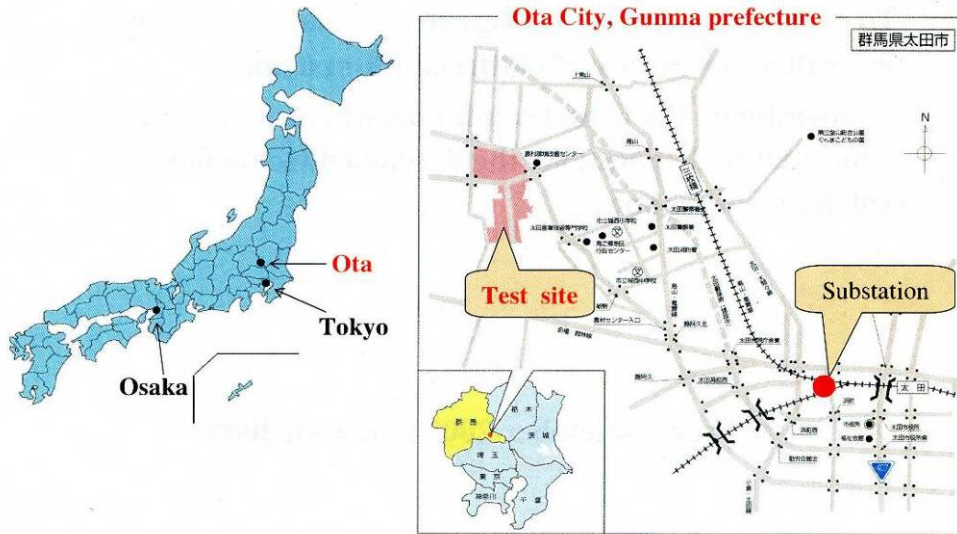


圖 1 日本太田市陽光社區實證測試位置圖

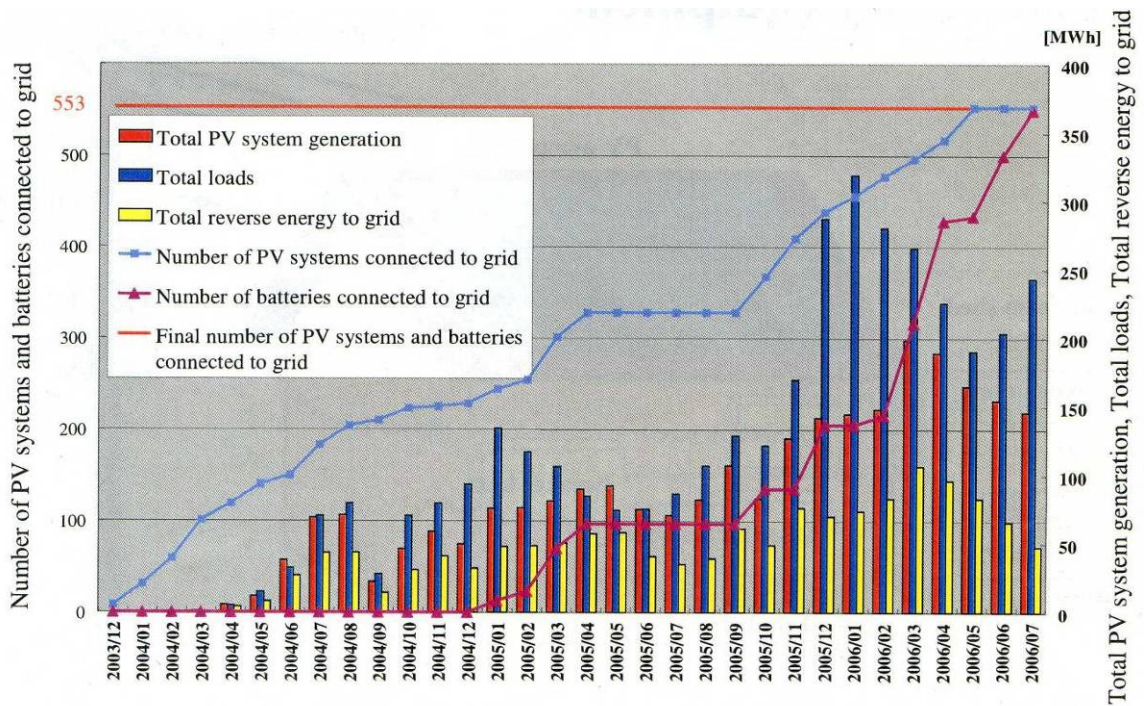


圖 2 陽光社區逐年建設之圖表

(十三)太田市起初裝設約 230 戶太陽能發電系統，在電力饋線上無電壓升的問題，但在陸續增設後其研究團隊發現在電力饋線的末端有電壓升的問題，此問題影響 Inverter 的孤導效應的偵測，以及因市電電壓過高而 Inverter 停機，減少了太陽能的發電量，在大氣溫度低、晴朗的天氣且家庭用電少的情況下，此現象更容

易發生。

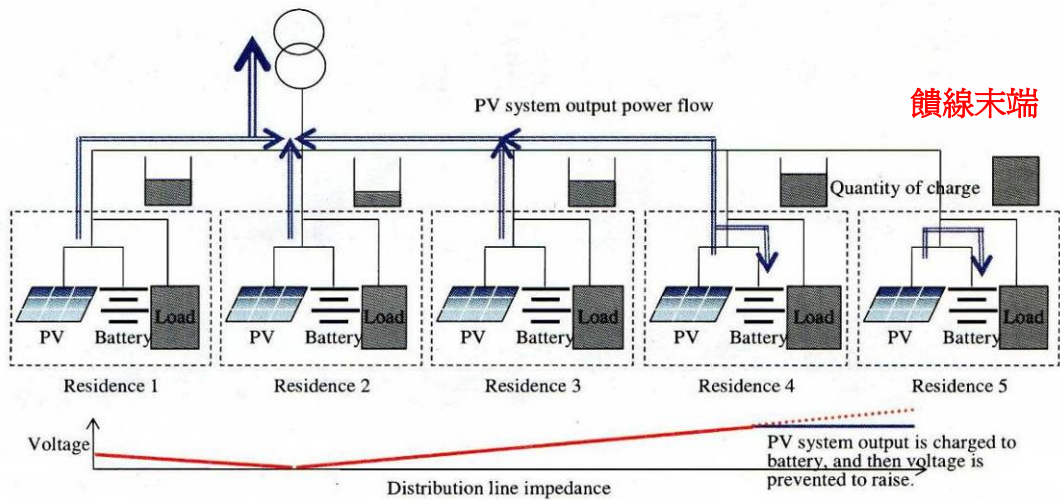
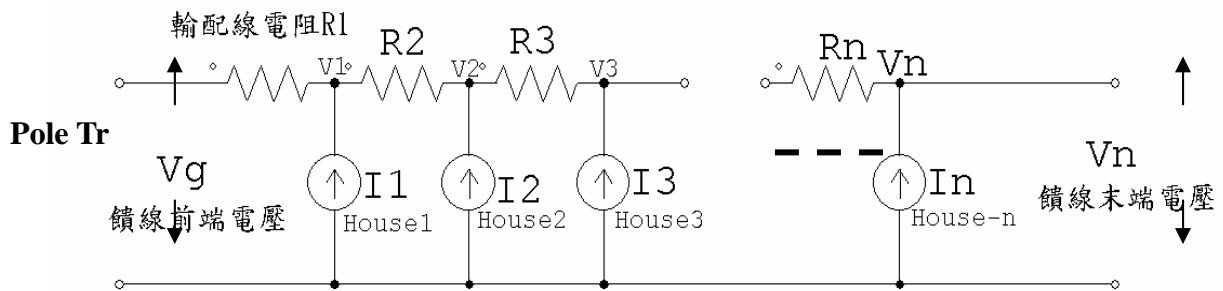


圖 3 PV 系統與市電併聯電力輸出示意圖



$$(1) V_1 = V_g + R_1 (I_1 + I_2 + I_3 + \dots I_n)$$

$$(2) V_2 = V_1 + R_2 (I_2 + I_3 + \dots I_n)$$

$$(3) V_3 = V_2 + R_2 (I_3 + \dots I_n)$$

$$(4) V_n = V_{n-1} + R_n \cdot I_n$$

$$\Rightarrow V_n > V_g$$

饋線末端電壓會大於前端的電壓,"壓升現象".

(十四)研究團隊為了解決因電力饋線壓升,而造成孤導效應偵測誤判與 Inverter(PCS)

停機的問題,其在 2004 年 12 月開始逐戶加裝蓄電池來改善其問題,而於 2007

年 7 月既有與新設之系統共 553 戶,均裝有"鉛酸"蓄電池。

(十五)在陽光社區裡的太陽能發電系統一共有三種型式，分別為：

1. Additional Type
2. Integrated Type
3. Collective Type

(十六) Additional Type 的架構是傳統的太陽能發電系統加上 Additional 系統，Additional 系統具有儲能功能，放電時透過 PCS(非 PV 用的 PCS)將蓄電池電力轉成 AC，以逆送於市電供負載使用，充電時亦透過此 PCS 來作 AC → DC 的能量轉換，充放電的時機皆可透過中央控制系統來控制；此型式的工作模式為，白天太陽能發電的原則是屋內負載先使用，若有剩餘的電力再回送於市電，但若市電電壓超過監測設備所設定的電壓值 104.5V(日本法規是 107V)，太陽能所發的電將轉儲存於蓄電池，不再回送於市電，避免掉因”壓升現象”而 PCS 停機的問題；陽光社區在”壓升現象”的解決對策，一共有規劃四種型式，上述的 Voltage Control Mode 是其中一種方法，另有 Controlling Reverse Power Mode、Schedule Mode 與 Peak Shift Mode，項次(二十)接續說明之。

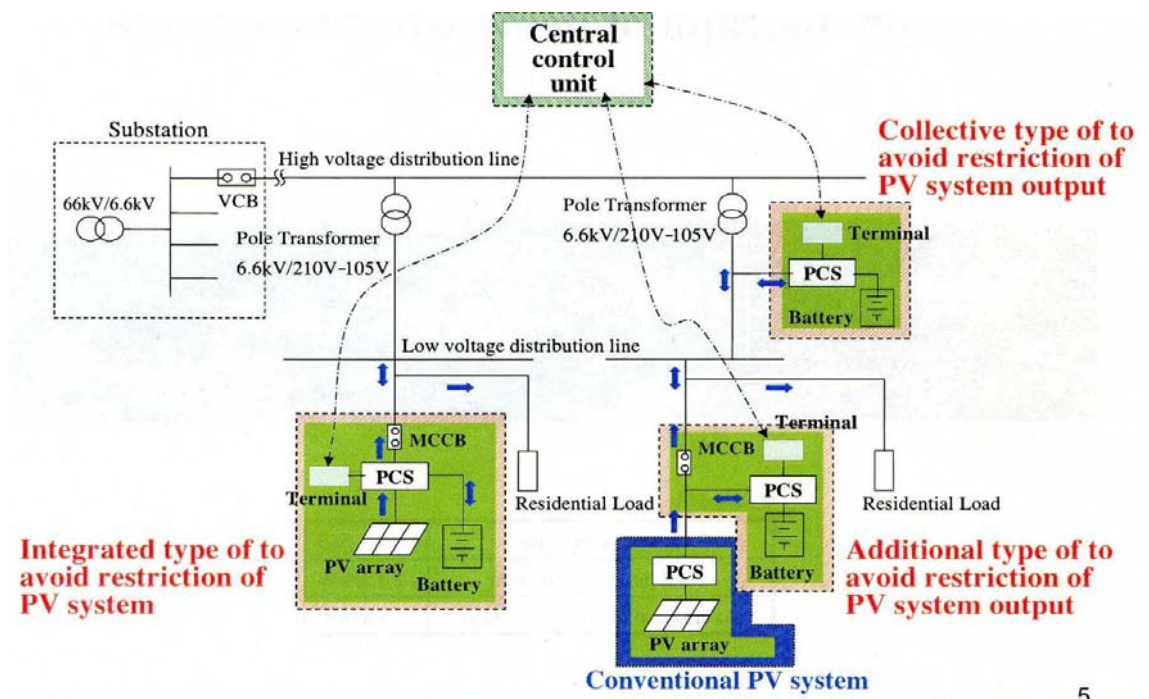


圖 4 陽光社區裡的 PV 系統架構型式

(十七)Integrated Type

此型稱之為 Integrated 就是太陽能發電之 Inverter 整合了對蓄電池充放電的功能，此 Inverter 的品牌為松下電工，其功能是專為陽光社區所開發，且目前尚未在市場上販賣，僅裝在太田市作現場測試，而上述 Additional Type 的太陽能發電 Inverter，則皆為市售產品，同樣的其亦可由中央控制系統來控制。

(十八)Collective Type 的架構則僅有 PCS 與蓄電池，並無太陽能發電系統，主要的功能就是要避免壓升現象發生，這個架構是連接在桿上變壓器(Polo Tr.)的二次側，由於時間緊湊並未能深入交流此議題，筆者認為應該是作為預防壓升現象的最後防線，避免因二次側電壓過高導致變壓器一次側電壓也跟著升高。

(十九)圖 5~圖 19 即為 Additional Type 的架構實體內容(含內部)提供參考。

Contents of equipment shed

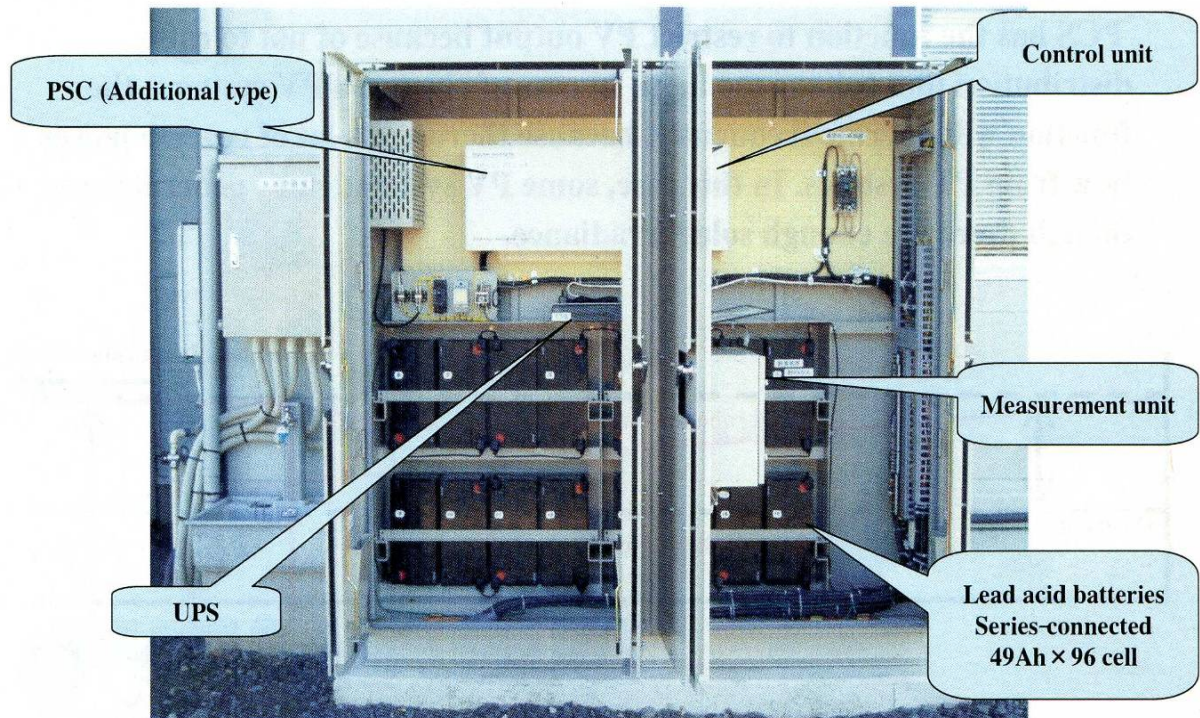


圖 5 PV 系統電氣設備架構圖



圖 6 PV 系統電氣設備之箱體



圖 7 向下設計之散熱通風口



圖 8 Additional Type 箱體左邊
之設備內容



圖 9 Additional Type 箱體右邊
之設備內容



圖 10 Additional Type 之充放電用 PCS

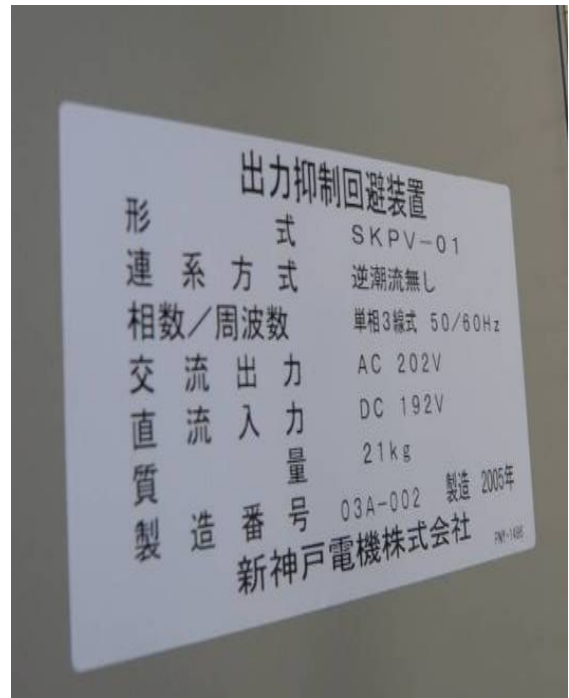


圖 11 充放電用 PCS 之規格說明



圖 12 孤島效應偵測器



圖 13 孤島效應偵測器規格



圖 14 三菱公司之 PV Inverter



圖 15 明電舎之 Measurement Unit



圖 16 歐姆龍不斷電系統(UPS)

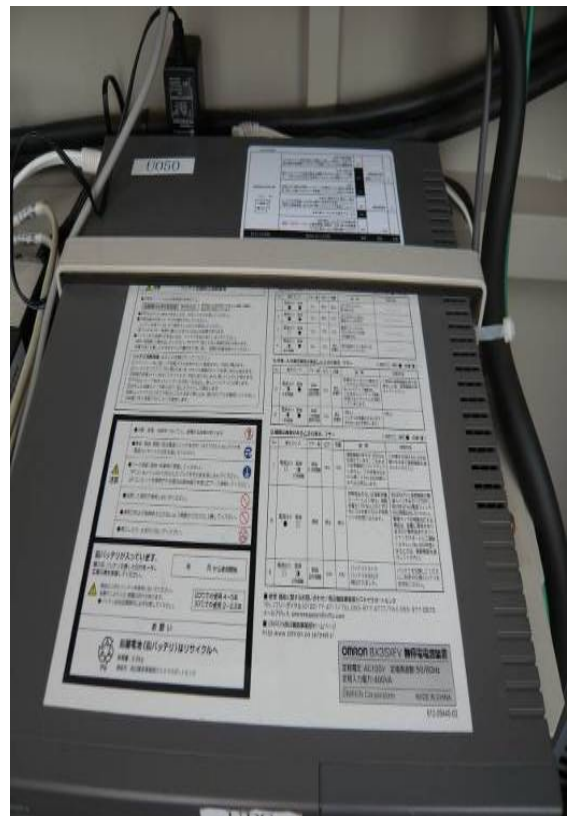


圖 17 不斷電系統(UPS)之規格



圖 18 通訊模組



圖 19 NEDO 財產編號

(二十)太田市太陽能發電之電力調度策略，一共有 Voltage Control Mode、Controlling Reverse Power Mode、Schedule Mode 與 Peak Shift Mode 等 4 種：

1.Voltage Control Mode 的基本控制方式是，在程式中預設一 Setting Voltage =104.5V，若超過此值，太陽能所發的電力不會再回送至市電網，僅提供給負載使用，並與電池蓄電；若低於 Setting Voltage，則扣除負載使用的電力，剩餘的再回送於電力網；其主要缺點是因每個併聯點的阻抗大小都不樣，所以併聯點的電壓也會隨之不同，在 Setting Voltage 的設定需因其要而有所調整，圖 20 即為 Voltage Control Mode 實際監測曲線供參考。

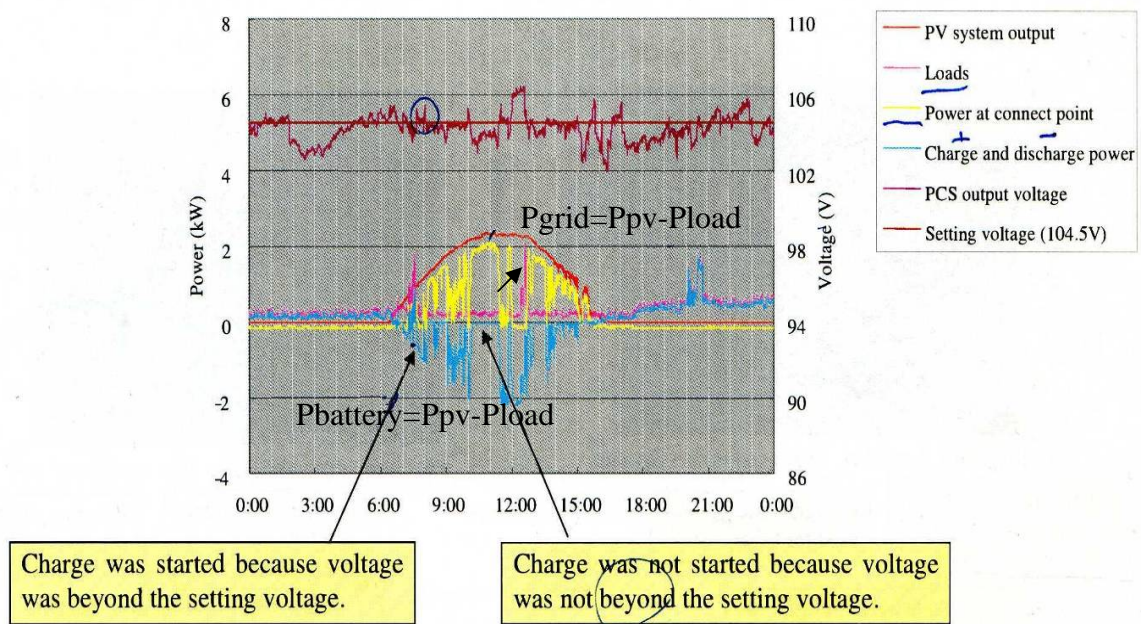


圖 20 Voltage Control Mode 實際監測曲線

2. Controlling Reverse Power Mode 的基本控制方式為，太陽能所發的電直接先給負載來使用，若有剩餘再給蓄電池儲存電力；當蓄電池充飽後，扣除負載的使用電力，其餘的再回送於市電，此方法的缺點在於，若電池提早在中午左右就充滿，其抑制饋線電壓上升的效果就變得很差，圖 21 即為 Controlling Reverse Power Mode 實際監測曲線供參考。
3. Schedule Mode 的基本控制方式為，太陽能所發的電力經由程式的預設充電時間，來作電力調度，如圖 23 所示在 10:00 AM 前，太陽能所發的電力扣除負載使用的電力，剩餘的回送於市電網，在此時間點之前並不會對蓄電池充電，10 點之後再以大於 0.2CA 的充電電流對蓄電池充電，如此再扣除負載的用電，能回送於市電網的電力就相對很少，在充電的機制動作期間，即能有效的抑制饋線電壓上升；而在下午 2 點截止充電後，即無抑制饋線電壓上升的效果，但此時間點之後的發生”壓升現象”的機會也已相對低很多。

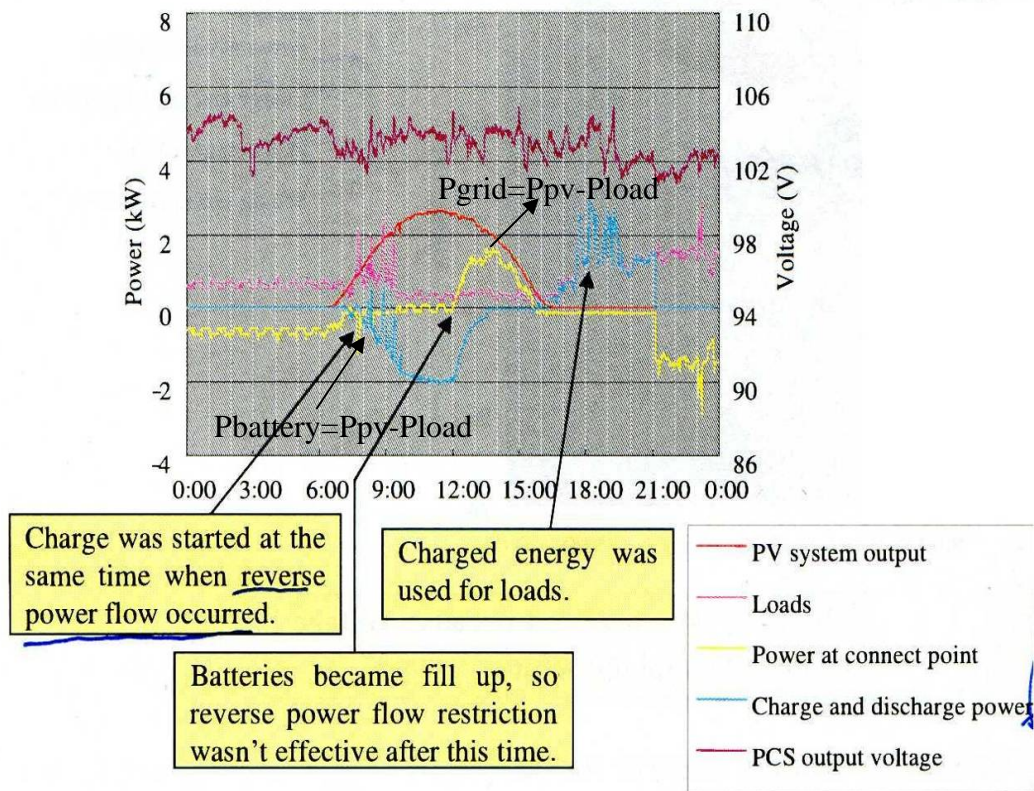


圖 21 Controlling Reverse Power Mode 實際監測曲線

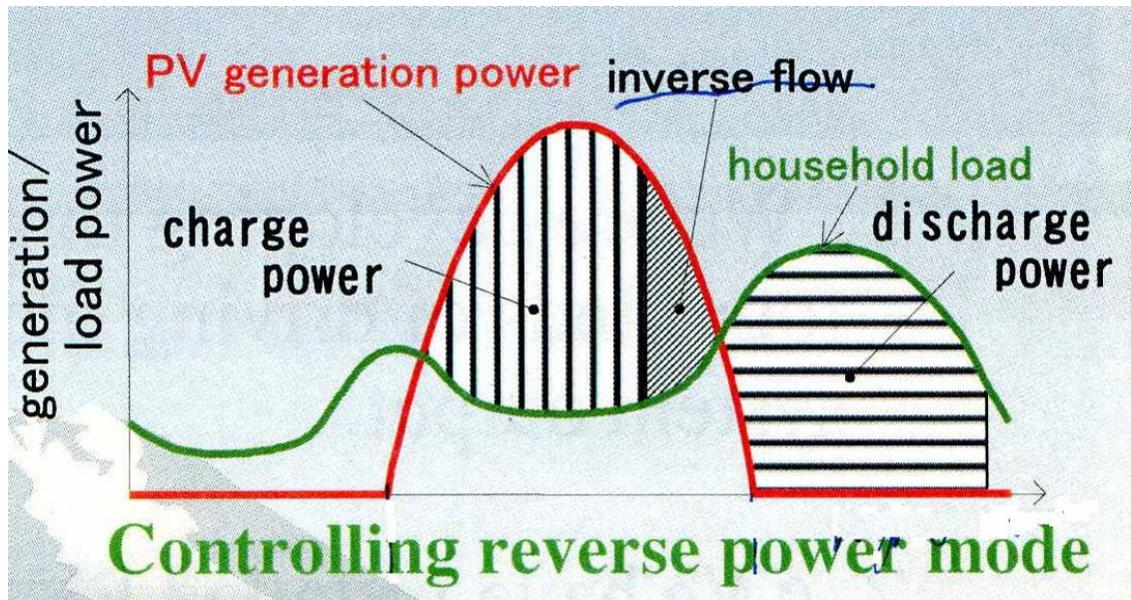


圖 22 Controlling Reverse Power Mode 示意說明圖

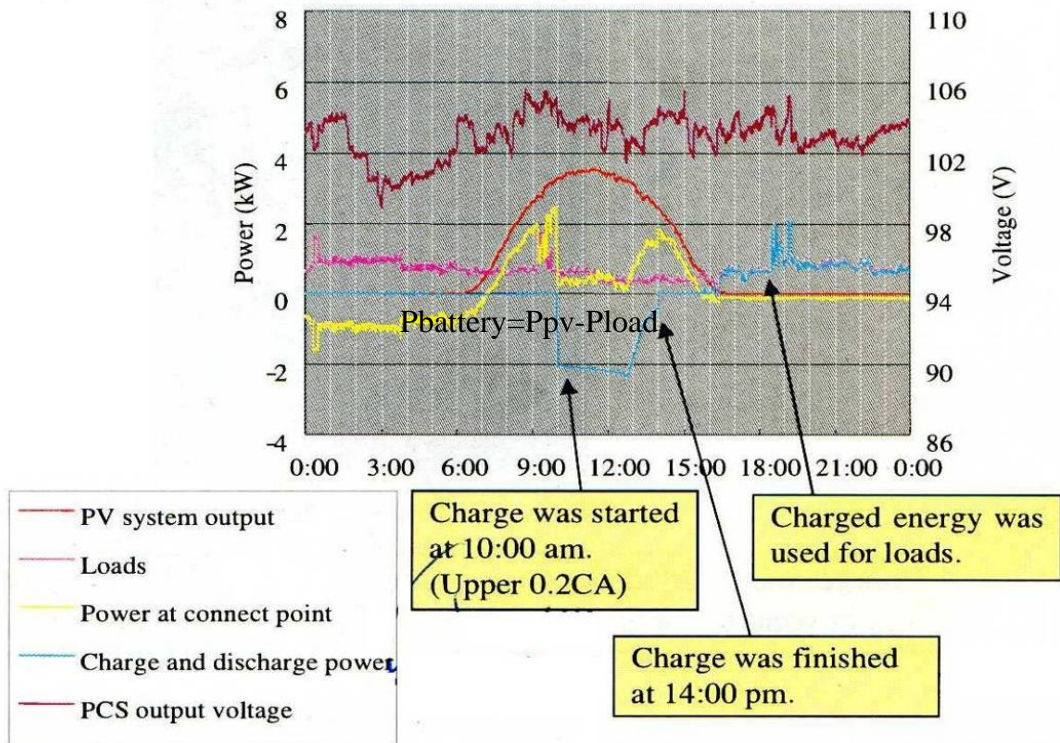


圖 23 Schedule Mode 實際監測曲線

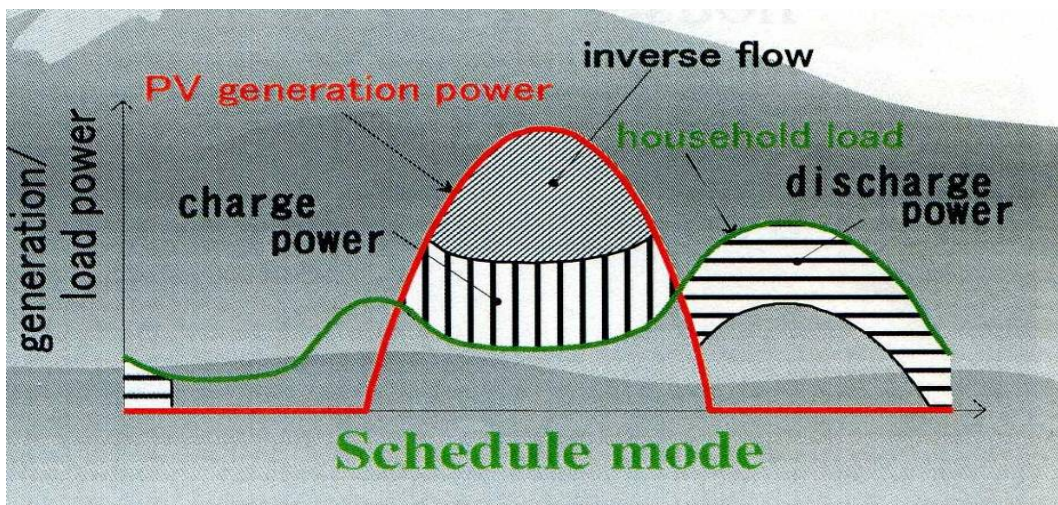


圖 24 Schedule Mode 示意說明圖

(廿一)上述四種抑制饋線電壓上升策略，在太田市之陽光社區中大部份是採用 Controlling Reverse Power Mode，此工作模式平均有 30%的太陽能發電之電力是對蓄電池來充電，而放電深度設定在 30%，充放電電流設定在 0.2CA，每顆電池 12V、294Ah，每個系統為 16 顆電池、192V、4,704 Ah、56.448kWh。

(廿二)太田市陽光社區計畫的系統性能比(Performance Ratio ,PR)部分，在裝設蓄電池前，PR 為 78.6%，裝設後 PR 下降為 71.2%，PR 下降即表示系統損失增加，其增加的原因在於蓄電池充放電時所產生的能量損失，而且是大於沒有裝蓄電池之 PV 系統的電力被限制輸出損失。

(廿三)太田市陽光社區計畫在孤島效應偵測研究方面，研究單位採用了新的策略，主動與被動兩種偵測方式並行；主動方式是採用 PQ 法來運算判斷，以送出一訊號，再回授回來判斷是否有異常現象，而被動方式即一般的市電電壓、電流與頻率的偵測，其新策略主要的特色有：

- 1.主動與被動兩種偵測方式並行，提升偵測準確性以避免誤判。
- 2.在多組系統併聯運轉的情況下，亦可快速偵測孤島現象。

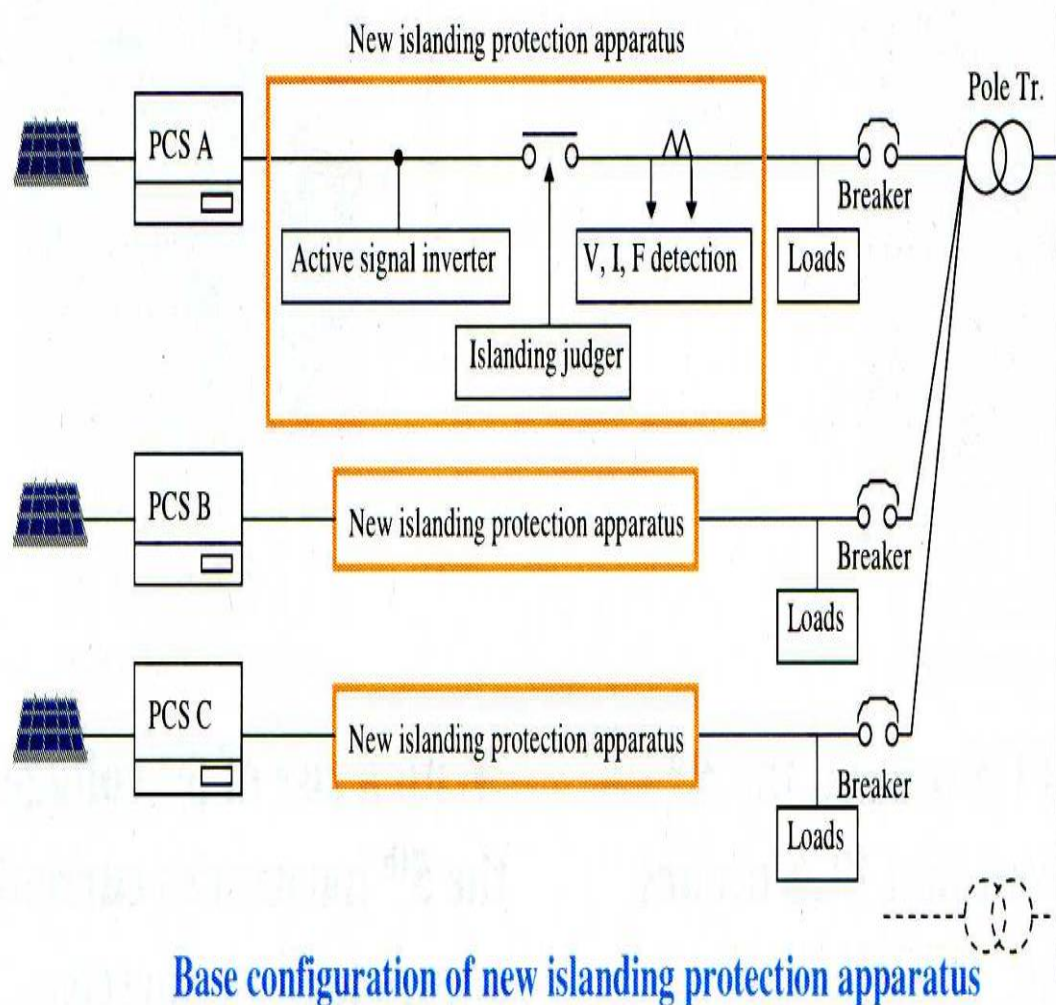
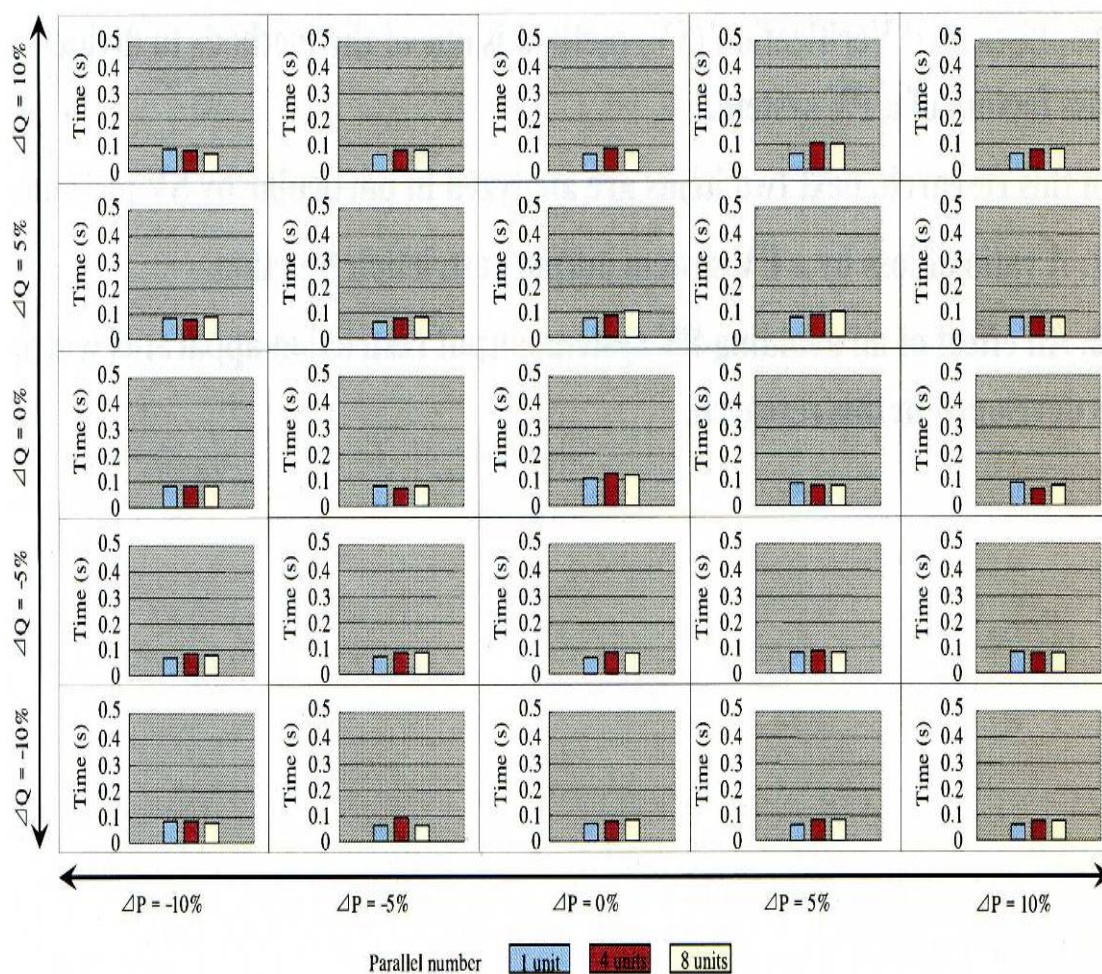


圖 25 新型式之孤島效應偵測架構

Even if parallel number increases, it is possible to detect islanding fast.



An example of detection time of new islanding protection apparatus

95

圖 26 多組 PV 系統併聯之孤島效應偵測響應時間

(廿四)太田市陽光社區計畫在諧波失真研究方面，此問題的影響並不嚴重，太陽能發電之電力輸出諧波處理能力，是與所採用的 inverter 有直接關係，每一家廠牌均不一樣，以研究團隊的簡單結論來判斷，其所使用的日本機種 inverter 在諧波抑制能力應該都相當不錯。

(廿五)太田市陽光社區的監測部分是由日本明電舍公司所負責，監測方式是採用 DC Current Shunt、CT、PT、...等感測元件，而非直接讀取 Inverter 的發電資料，有趣的是監測的即時資料只有在太田市的中控室與明電舍公司才看得到，在關電工本部則是無法讀取到的。

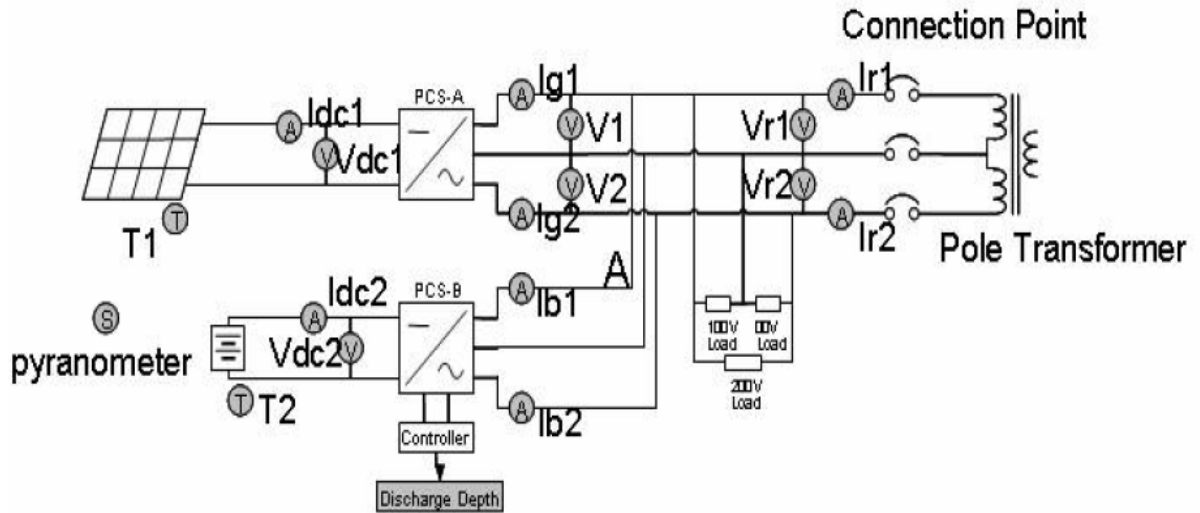


圖 27 PV 系統監測點

Items	Measurement
Connection point Current (Ir1,Ir2)	AC Current (rms), Phase
Connection point Voltage (Vr1,Vr2)	AC Voltage (rms), Phase
PCS-A Current (PV array) (Ig1,Ig2)	AC Current (rms), Phase
PCS-A Voltage (PV array) (V1,V2)	AC Voltage (rms), Phase
PCS-B Current (Battery) (Ib1,Ib2)	AC Current (rms), Phase
PV array current (Idc1)	DC Current
PV array Voltage (Vdc1)	DC Voltage
Battery Current (Idc2)	DC Current
Battery Voltage (Vdc2)	DC Voltage
PV temperature T1	Temperature
Battery temperature T2	Temperature

圖 28 Measurement Items

(廿六)太田市陽光社區內架設至少兩處以上之氣象站，其日射計是採用 EKO 的 First Class Normal Incidence Pyrheliometer MS-54 與熱電原理 Second Stander Global Solar Radiation Pyranometer MS-802 等兩款，在特定住戶頂樓安裝的則是光電原理(Silicon Sensor)的 PV Sensor ML-020VM；日射計的原理有熱電與光電兩種方式，基本的分別方法，熱電原理是在日射計外圈有像飛碟的白色金屬，係以黑色金屬與白色金屬兩熱電位差，來判斷日照強度，而光電原理則沒有外圈的白

色金屬，因其是用 Silicon Diode 的電流大小來作判斷的。



圖 29 中控室上的小型氣象站

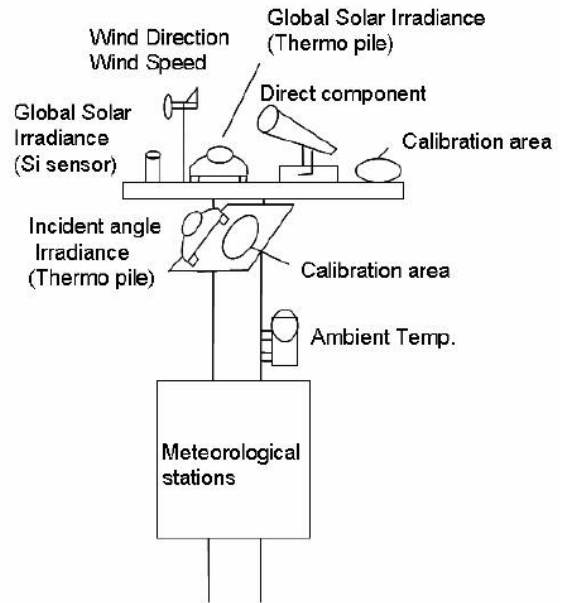


圖 30 氣象站架構圖

(廿七)太田市陽光社區的中控室，一共有 6 個工作人員在駐守，只有上白天班，並非 24 小時都有人在，而陽光社區所有的研究與技術開發，均屬於 NEDO 所有，因此像 Integrated type 的松下電工 Inverter、歐姆龍的孤導效應偵測儀器與明電舍的 Measurement Unit 等等，以及所使用的電力系統模擬軟體(開發驗證中)，這些都尚未對外販售，且因受限於 NEDO 計畫的關係，陽光社區系統之設計與評估等技術均無對外轉移。圖 31~圖 41 即為太田市陽光社區計畫之相關相片。



圖 31 中控室監控螢幕



圖 32 斜屋頂的太陽光電組列



圖 33 家家戶戶的標準配備



圖 34 都是透天獨立的房子



圖 35 建造中的房子



圖 36 幾乎每戶都一樣的停車棚
(非 PV)



圖 37 多角度的系統會採用
Multi-string Inverter



圖 38 非屋瓦整合型的 PV 模組，
只是 Mount 上去。



圖 39 住戶屋頂上的日射計



圖 40 非地下化的電力系統



圖 41 瓦時計，左數位錶買電，
右機械錶賣電

(廿八)其他考察交流議題：

- 1.南加州愛迪生電力公司(SCE)具有 IntelliGrid 功能及先進讀表基礎建設 AMI 的智慧型電網規劃建置技術，包括從 2005 年開始進行總投資金額高達 13 億美元的三階段先進讀表基礎建設計畫（SCE's Edison SmartConnect Program），第一階段為觀念部署，共計投資 1426 萬美元，已於 2006 年 8 月完成功能需求、概念架構與可行性評估以及測試用的電表與通訊設備採購作業；第二階段為 2007 年 1 月至 2008 年 7 月的前期部署階段，已於 2007 年 7 月完成測試用的電表與通訊設備及電表資料管理系統的安裝測試，並於 2007 年 7 月 26 日核准 13 億 5620 萬美元的第三期 AMI 投資計畫，將針對裝置容量低於 200kW 的 SCE 全部 530 萬住宅及小型商業用戶安裝自動讀表，此第三階段為實際部署階段，預計從 2009 年 1 月開始全系統大規模自動讀表安裝至 2012 年 6 月完成。南加州愛迪生電力公司 SCE 因為推動全美最大規模的先進讀表基礎建設而在 2007 年 4 月獲得美國能源部 DOE 主辦的第一屆「GridWeek 研討會」頒發「智慧型電網執行部署領導獎」，預計可降低用電及抑低系統尖峰需量達 100 萬 kW。
- 2.SCE 的 SmartConnect 先進讀表計畫採用 Itron 標準化開放架構式的智慧型讀表：這種 Openway(即 AMI) 的智慧型讀表使用雙向式(two-way)無線電通訊與最先進的單相與三相電子式電表進行通訊，可以滿足用戶能源管理的需求包括能夠與應用 ZigBee 短距無線電通訊的空調溫度控制器(thermostats)、用電資訊顯示、電能智慧型家電進行雙向無線電通訊之即時電能通訊。SCE 採用 Openway 智慧型讀表除了可將全部 530 萬住宅及小型商業用戶的單相及三相電表自動讀表外，亦可將用戶停電訊息自動回報電力公司，SCE 智慧型讀表系統亦為目前全球已實際開使安裝之最大 AMI 系統。
- 3.SCE 成立先進讀表基礎建設 AMI 系統設計部門，並專設一位 AMI 系統設計經理，SCE 作法可供台電推動自動讀表計畫之參考。SCE 並與汽車業合作積極幫助企業更有效率的使用充電混合型電動車 PHEV(Plug-in Hybrid Electric

Vehicles)，以及將電動車電池充電時間轉移至離峰時段，此先進儲能電池亦能在白天尖峰時段更有效率的儲存屋頂上的太陽能光電板吸收的太陽能，有效發揮發電及輸配電設備應用效率，以及提供用戶智慧型電能管理服務，有效改善用戶服務關係、增加營運收益的作法確實亦值得台電效法。

4.太平洋電力公司(PG&E)具有IntelliGrid功能及先進讀表基礎建設AMI的智慧型電網規劃建置技術及太陽能發電系統之最新發展技術應用經驗。從2002年開始規劃長達4年且投資金額高達17.4億美元的先進讀表基礎建設計畫(PG&ESmartMeter Program)，並於2006年7月20日獲得加州公用事業委員會(CPUC)審查通過。這項AMI SmartMeter計畫預計6年內安裝完成510萬戶裝置容量低於200kW的全部530萬住宅及小型商業用戶安裝自動讀表電表及420萬戶瓦斯用戶安裝自動讀表，PG&E從2006年11月開始在Bakersfield市安裝自動讀表電表，2007年預計安裝24萬戶自動讀表電表，預定於2012年完成930萬戶電表及瓦斯用戶之自動讀表安裝。SmartMeter Program除了能夠進一步改善用戶服務及提高營運效率外，而且提供用戶更多的電價方案選擇，讓用戶節約用電及節省電費支出。例如：CPUC核准PG&E推出緊急尖峰電價方案(Critical Peak Pricing Option, 簡稱CPP)；住宅用戶參加CPP在6月1日至9月31日期間之非緊急尖峰時段可享有每度電減收3cent美金的補貼，但在緊急尖峰時段期間的下午2點至7點用電則需多付每度電60cent美金的附加罰款；參加CPP的營業用戶在緊急尖峰時段期間的下午2點至6點用電則需多付每度電75cent美金的附加罰款；但CPP實施次數每年限制在15次以下，而且實施期間為5月1日至10月31日止，即使在夏季4個月的CPP時段只能降低25%用電亦能節省10%電費支出；2007年12月將推出另一項。SmartMeter Program亦創造了強力的需量反應計畫協助PG&E得以在緊急時段有效降低尖峰用電以及能即時偵測停電，2007年加州公用事業委員會(CPUC)訂定需量反應目標為250萬KW,可抑低5%系統尖載；PG&E並且在2007年12月修改增加住宅用戶的SmartMeter電表功能，此新版SmartMeter電表可容納更多的數據通訊功能包括內建式遙控負載限制(Load-limiting)、斷電與復電開關以及可

控制家用電器的家庭區域網路通路裝置，因此新版SmartMeter電表將進一步擴充節約用電與需量反應的功能，包括最新推出的另一項尖峰時間補貼電價(Peak Time Rebate Program)計畫，此新型電表可以將用戶在尖峰當日的降低用電量自動計算補貼電費金額，此新型電表亦可提供用戶即時用電資訊供用戶強化其能源資訊工具。

5. PG&E推動節約用電與需量反應的作法值得台電效法與學習，2002年CPUC訂定更進一步發展需量反應及先進讀表的政策：(1)把需量反應當作是一項彈性的資源。(2)對大用戶採自願的價格反應計畫。(3)CPUC及加州能源委員會(CEC)推動為期兩年的全加州價格先導計畫(Statewide Pricing Pilot,SPP)，以確定住家及小型工商用戶在時間區隔費率的需量反應潛能。加州電業提出的AMI計畫必須針對每項功能需求作詳細的投資成本與效益分項分析，而且必須先有成本效益才能被CPUC核准其AMI計畫。AMI系統需達到最基本的功能需求準則有下列5項：(1)需能支援各種不同價格反應的費率，如緊急尖峰電價方案CPP、時間電價、即時電價。(2)能記錄能源使用效率而支援用戶瞭解每小時用電型態及能源成本之相關性。(3)與提供用戶教育及能源管理資訊、開製電費單、及申訴的解決等應用能相容。(4)與提升系統運轉效率及改進供電可靠度的電業系統運用能相容。(5)能提供負載控制通訊技術界面功能。全加州價格先導計畫SPP執行的實證成果：(1)SPP包括代表性的2500戶住家及小型工商用戶採行試辦之時間分別費率(如時間電價TOU、固定時間緊急尖峰電價CPP-Fixed、可變動時間緊急尖峰電價CPP-Variable)。(2)選用CPP-Fixed費率之住戶平均減少13.1%(7.6%至15.8%之間)。(3)住宅用戶選用TOU費率之結果未產生明顯效益。(4)住戶有中央空調而有較高用電量之住戶選用CPP-Variable後其尖載用電減少16%至27%之間。
- 6.赴KEMA電業工程顧問公司考察交流智慧型電網規劃建置技術。
 - (1)智慧型電網三大驅動要素：

- a.供電可靠度與供電品質的社會要求議題不斷提高

由於輸配電網路的基礎建設持續老化而威脅到供電的安全、可靠度、與品質，

因此唯有透過改善監控、自動化、資訊管理的改善才能達成供電可靠度的明顯改善。

b. 溫室氣體與氣候變遷的環境問題

環境問題已推向電業營運面臨的前線，因此如何解決溫室氣體與氣候變遷的環境問題就會有許多假想偏重於再生能源、較接近於終端耗電、偏重於依賴需求面管理與分散型發電及再生能源及儲能裝置構成的微型電網(micro-grid)管理。

c. 營運的卓越

針對營運效率改善計畫每家電業普遍面臨的問題為必須處理工作人力老化與基礎建設持續老化問題，此時解決之道必須將傳統上純粹依賴以工作義務倫理為基礎的營業實務知識傳承來營運電力網路，轉變成以系統化的知識管理 (Systems-based Knowledge Management) 來解決人力老化與基礎建設資產管理的難題。

(2) 智慧型電網的致能積架(Smart-Grid Enabling Stacks)：

結合致能技術與業務積木(business building blocks)建立智慧型電網的致能積架，以達成智慧型電網的的遠見：

智慧型電網的致能積架可分成三層：技術層、人力及處理能力層、政策層。

a. 技術層為第三層，技術層的最底層由需求面自動化能力與分散式發電技術構成；需求面自動化包括可控制家用電器的家庭區域網路與室內能源管理系統，分散式發電技術包括太陽能光電、充電混合型電動車PHEV(Plug-in Hybrid Electric Vehicles)及其他儲能裝置。支撐此積架底層的技術為智慧型裝置ID(Intelligent Devices)：包括智慧型電表、智慧型監測、智慧型開關與保護控制設備，作為智慧型配電網路完整的一部份。再上一層則為資料通訊及電網設計與電網架構技術層；透過全公司層級的資料通訊網路將智慧型電表與智慧型監測保護控制設備互相連結，以提供企業應用所需資訊，以及支援具有自我痊癒(Self-healing)功能的電網運作。再上一層則為資料處理及資料分析與

智慧型軟體應用層；為強化配電網路設計與架構，亦需要能夠完全的支援逐漸擴大發電佔有率的分散式發電資源，以及能夠提供電網自動化。因此唯有藉由無數的資料處理分析與軟體應用能提供上述支援功能，以提供必要的智慧以及支援電業與用戶面對智慧型電網(Smart-Grid,SG)可能發生的各種不同營運項目。智慧型電網致能積架的重要關鍵為資訊及系統整合與互通技術層；藉由資訊及不同系統的整合技術能夠協調決策與運轉間的不同意見,以及能夠加強整體的運轉效率與系統可靠度。

b.人力及處理能力層為第二層，欲達成技術層的智慧型電網運作功能，需要借助於有組織化的人力與加強知識管理技術傳承的業務處理能力，由於目前電業的業務處理程序一般都是10幾年前設計的，受限於以往可用的資訊與自動化相當有限，導致所設計的業務處理程序大部份依賴人工檢查與手動操作。

c.政策層為第一層，由於北美電業的管制特色，電業管制政策與獎勵政策為這個區域開始推動智慧型電網的主要關鍵，而市場力與股東的感情亦在推動電網現代化與智慧型電網上扮演愈加重要的角色。

(3)智慧型電網的互通能力(System Interoperability)：

電業已經執行智慧型電網應用各種不同的先導型計畫及有限範圍部署，而且對現有運轉與系統的影響最小為前提。然而大規模的智慧型電網推動計畫將對許多電業系統與運轉程序造成衝擊。因此不同系統間的互通性與資訊整合就成為智慧型電網目標能否達成的關鍵需求。圖42為由先進讀表基礎建設AMI致動的智慧型電網框架的典型技術元素與系統組成要件，而智慧型電網的互通能力(System Interoperability)為整合的關鍵，包括停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求、與大規模分散式資源及需求面資源的系統互通性需求、以及資產管理的系統互通性需求。

Enterprise Level Integration

Timely access to information critical for Planning, Engineering, and Operations

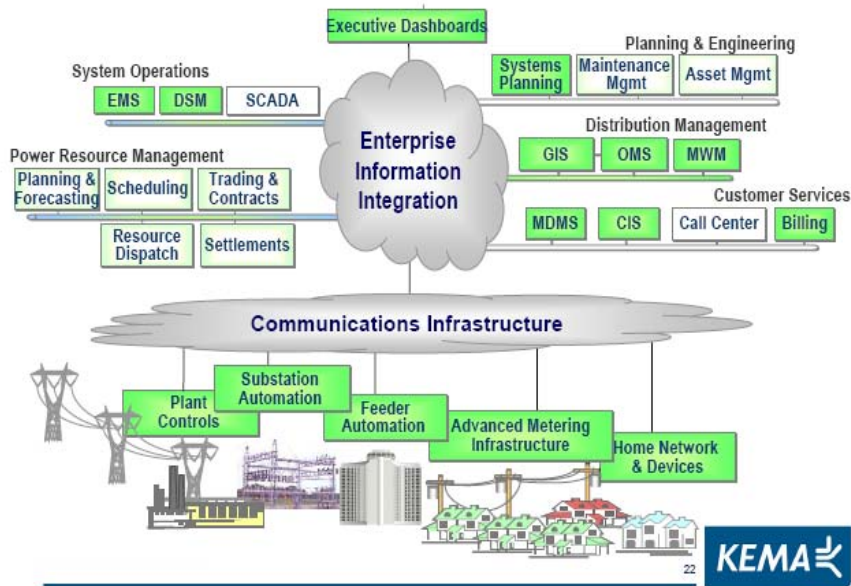


圖42 以AMI致動的智慧型電網框架

另有些電業已經透過部署完全整合的停電管理系統而明顯的改善系統可靠度，此停電管理系統將停電故障電話通知資訊(Trouble call information)與配電網路運轉現場資料及幾何空間資訊(Geo-spatial information)連結。若能透過AMI的通訊基礎建設，利用AMI電表的最即時資料(Last gasp data)而有能力自動確認停電與復電，將能夠更進一步的降低停電偵需求與停電時間，停電管理系統(OMS)必須能夠與AMI/MDMS、GIS、CIS、SCADA/DMS及工作管理系統之間互通，才能整合成一套功能完整的停電管理資訊系統如圖43所示。CAIDI(Customer Average Interruption Duration Index)為用戶平均停電期間指標。

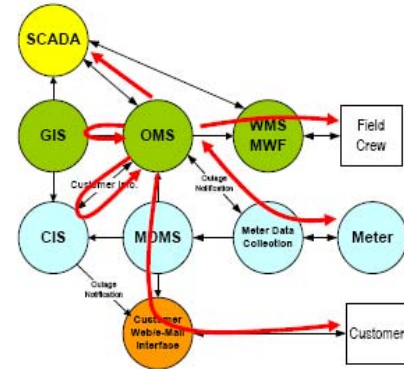
部份由傳統大型電廠產生的電力將由分散式發電、再生能源、需量反應、需求面管理資源、及儲能系統的資源取代，因此未來的智慧型電網將須要容納更多的間歇性分散式發電，以及支援雙向電力流通。智慧型電網亦因而需要額外的備用容量以應付這類間歇性分散式發電資源隨時可能停止發電的緊急情況。圖44即為配電系統層級的智慧型電網應用說明。

Enhanced outage management process through data integration

- Integrating AMI and Outage Management Process

- Lower CAIDI and Improve Customer Satisfaction

- Outage Detection and Verification
 - Last Gasp Signal, Automated Verification
- Outage Location / Extent Determination
- Customer and Workforce Notification
- Outage Restoration
- Customer Notification



23



圖 43 與其他資訊系統整合以強化停電管理功能

Smart Grid Applications at Distribution System Level (cont'd)

- Distribution SCADA or DMS
- Substation Automation
 - Data concentrators
 - Use of IEDs and Data Concentrators
 - Equipment Condition Monitoring with non-operational data
- Customer Portal System for energy management
- Micro-grid management of DGs and Renewable

10



圖 44 配電系統層級的智慧型電網應用

智慧型電網另一項重要關鍵為如何管理與維護輸配電資產，達成運轉與維護作業最佳化以確保高度的系統可靠度。因此協調資產管理、設備使用狀況監測(Equipment Condition monitoring)、以設備使用狀況為基礎的檢查與維護(Condition-Based Inspection/Maintenance)、運轉限制條件的動態調整、以及根據設備狀況動態調整，其額定容量，皆是現代化電網運轉必須部署的策略。全系統級資產管理策略的部署將需要整合SCADA、電表資料管理、GIS、供應鏈(ERP/AM)、協調工作管理與行動人力(Mobile Workforce)以及EMS、DMS與OMS的應用，如圖45所示。

Equipment Condition Monitoring

- Condition-Based Asset Management Strategy
 - Asset-specific algorithm (substation & distribution line asset)
 - Substation-wide integration-based algorithm
 - Enterprise-wide integration-based algorithm
- Two levels of data availability:
 - Available: ready for immediate implementation (mainly at asset level) – data and algorithms
 - New: high ROI, leveraging DA and data integration
- Strategic alliance with DA equipment vendors and integrators (substation and company level) for implementation



圖45 設備使用狀況監測(Equipment Condition monitoring)

(4)企業層級整合的資料資產(Data Assets)：

- a. 摒除各自為政(Silo)的資訊管理心態：絕大部份的電力公司在系統規劃、電力傳輸、用戶面對業務之間相關的應用上,其資料互通能力是相當有限

的。幾乎每個事業單位的資訊管理皆各自為政(Silo)，其單位資訊也不容易被其他單位使用者存取應用,這種資訊獨島(Island of Information)造就了為人詬病的孤島式獨立作業方式。智慧型電網的策略則將這些資訊獨島進行企業層級的整合，以改善全電業組織的資訊流通與資訊工作。在企業層級的資訊整合上重要的工作為在全公司組織內能提供一套單一且一致性的資訊視窗，確保企業資料可被安全的存取而且由經授權的使用者定時更新企業資料。

b. 將資訊視為企業的一項資產：資訊資產必須適當的管理控制，讓全公司不同部門的業務應用及使用者皆能利用。例如網路連結(network connectivity)資料及GIS的幾何空間資料就常被其他業務應用上需要，諸如停電管理資訊系統OMS、行動人力管理(Mobile Workforce Management, MWM)、用戶服務資訊系統CIS，以用來進行用戶圖資(Customer Mapping)、系統規劃、以及支援資產管理與網路分析的工程上，皆須利用網路連結(network connectivity)資料及GIS的幾何空間資料。

c. 資料管理的五大要素：

(1) **資料管家 (Data Stewardship)**：定義資料擁有者及其管理鏈(Chain-of-Custody)。

(2) **資料組織**：建立資料模型、訂定標準、定義企業資料資產的紀錄系統(System of Records)。

(3) **資料控制管理**：建立資料更新、維護、以及品質管理的程序與權責任。

(4) **資料存取**：建立資料存取的方法與工具，資料存取包含資料安全與資料可用性。

(5) **資料展示**：包括將資料轉變成有利用價值資訊所需要的視覺化、資料轉換、以及業務智慧需求項目。

d. 企業層級整合的藍圖(Roadmap)：(1)策略性規劃、(2)管制策略、(3)整體性方法(Holistic Approach)：由以往各自為政(Silo)轉變成各部門集體創作方

式、(4)業務個案的成本效益正當性認定、(5)致動者及創設能力。(6)建立智慧型電網資料、系統及技術整合的互通標準。(7)投資需求的務實性與槓桿平衡式解決。

How to Implement this Smart Grid Vision?

- Embrace this vision
 - Long term lifecycle business case
- Establish ownership within the utility and without (regulatory support mechanism) to build the financial
- Deploy the enabling technologies - communications infrastructure, the enterprise IT system, and process change; phased manner
- Install the applications
- Fine tune the operations
- Reap the benefits!!

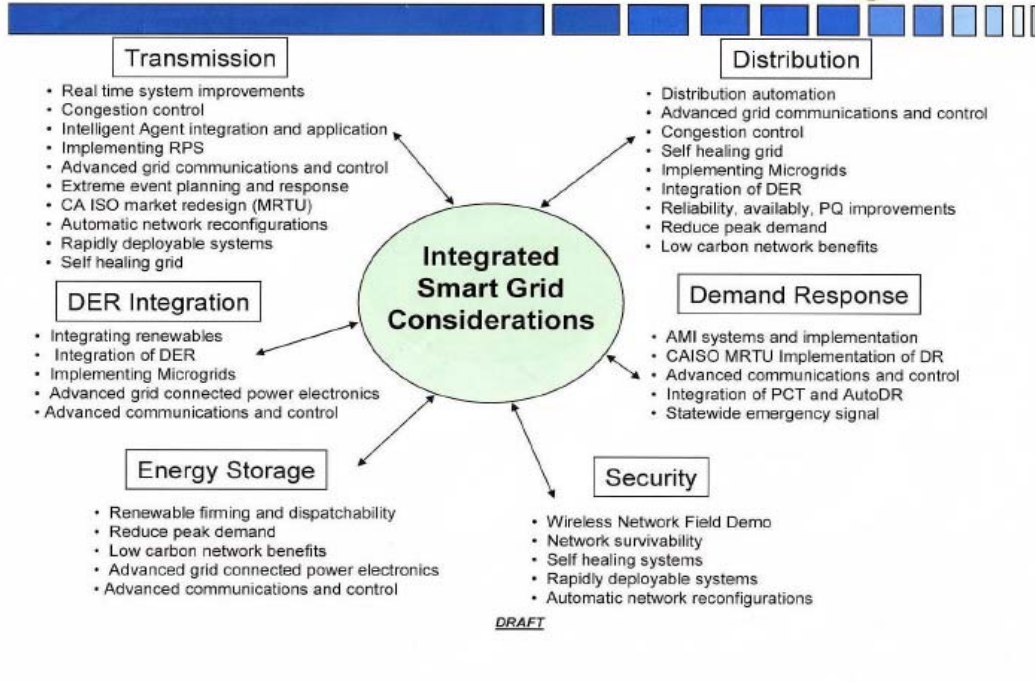


The Smart Grid of The Future¹

20th Century Grid	21st Century Smart Grid
Electromechanical	Digital
One-way communications (if any)	Two-way communications
Built for centralized generation	Integrates distributed generation & renewables and supports EVs or hybrids
Radial topology	Network topology; bidirectional power flow
Few sensors	Monitors and sensors throughout; High visibility
Manual restoration	Semi-automated restoration & decision-support systems, and, eventually, self-healing
Prone to failures and blackouts	Adaptive protection and islanding
Scheduled equipment maintenance	Condition-based maintenance
Limited control over power flows	Pervasive control systems; state estimator
Not much sustainability concern	Sustainability and Global Warming concern
Limited price information	Full price information to customers – RTP, CPP, etc.

¹ Modified from the Emerging Smart Grid: Investment And Entrepreneurial Potential in the Electric Power Grid of the Future, Global Environment Fund, October 2005





參、出國考察心得

一、美國加州當太陽能發電、風力發電等併聯至配電系統時，由於其對系統之衝擊如壓降、線路容量、斷路器啓斷容量，造成配電系統必須配合加以調整，如增加線路容量、CB 啓斷容量、更新保護系統等，其衍生之設備費用分攤，加州亦根據再生能源發電種類，而有不同之規定。例如太陽能發電則先由電力公司投資，再報請加州電力公用事業委員會(CPUC)列為電價調整，而其他種之分散式發電，原則由再生能源發電商全部負責，此部份可供國內台電公司及能源局參考。

二、依國內最新 9701 版之「再生能源發展條例」草案條文內容，第七條「再生能源發電設備及其所產生之電能，應由所在地經營電力網之電業在技術上合適之最近處予以併聯、躉購及提供該發電設備停機維修期間所需之電力；電業非有正當理由，並經中央主管機關許可，不得拒絕；必要時，中央主管機關得指定其他電業為之。前項併聯技術上合適者，以其成本負擔經濟合理者為限；其加

強電力網之成本，由電業及再生能源發電設備設置者分攤。電業依本條例規定躉購再生能源電能，應與再生能源發電設備設置者簽訂契約，並報中央主管機關備查。」其中第二項「……；其加強電力網之成本，由電業及再生能源發備設備設置者分攤」。為免造成電業及再生能源發備設備設置者之爭議，**有關分攤比例條文宜明定，或由中央主管機關定之，分攤費用或由「再生能源發展條例」草案條文第六條之基金支應。**

三、有關台電公司加強電力網之成本說明：

(一)依再生能源發電系統併聯技術要點規定

發電系統併聯配電系統時需作系統衝擊分析(太陽光電 100 kW 以下除外)，若相關電壓管理、保護協調、功率因數、諧波、運轉安全及防孤島等條件均符合併聯技術要點規定時，則同意併聯。

(二)若系統衝擊初步審查不符合併聯技術要點規定，應業者之要求且在技術可行條件下加強電網以利併聯，產生之加強電網所增加之成本，應由業者或雙方合理分攤，可能增加成本之情形如下：

- 1.若電壓變動超過規定值，則為改善電壓降可能新設饋線或增加連絡線以分擔原饋線之負載，所涉及新、改、增設之饋線成本。
- 2.再生能源設備併入配電系統，當系統發生短路故障時電流會增加，若因此導致配電系統之保護設備必須更新或提高遮斷容量等級，所涉及設備更新所增加之成本。
- 3.引接配電饋線無合適之開關組可供再生能源設備引接，所涉及開關組新、改、擴建所增加之成本。
- 4.若再生能源設備併接在地下配電系統，當需新擴建地下饋線所涉及之新、改、擴建之管路成本。
- 5.發電設備併接配電系統，若電流超過饋線容許電流值，所涉及之換粗導線或新、改、增建電網所增加之成本。
- 6.投資電壓改善控制設備(例如 SVC、SVR、STATCOM)及納入饋線自動化之

相關成本。

四、南加州愛迪生電力公司(SCE)對每條饋線所併接之分散式電源容量，若小於此饋線離峰負載之 15%，則不須作審查，若超過此容量，則必須由電力公司就系統衝擊分析加以審查，此部份亦可供國內台電公司參考。

五、日本太田市陽光社區研究團隊為了解決因電力饋線壓升，而造成孤導效應偵測誤判與 Inverter(PCS)停機的問題，其在 2004 年 12 月開始逐戶加裝蓄電池來改善其問題，而於 2007 年 7 月既有與新設之系統共 553 戶，均裝有”鉛酸”蓄電池。而有關太陽能發電之電力調度策略，共有 Voltage Control Mode、Controlling Reverse Power Mode、Schedule Mode 與 Peak Shift Mode 等 4 種方式，其作法亦可供國內參考。

六、SCE 成立先進讀表基礎建設 AMI 系統設計部門，並專設一位 AMI 系統設計經理，SCE 作法可供台電公司推動自動讀表計畫之參考。同時 SCE 並與汽車業合作積極幫助企業更有效率的使用充電混合型電動車 PHEV(Plug-in Hybrid Electric Vehicles)，以及將電動車電池充電時間轉移至離峰時段，此先進儲能電池亦能在白天尖峰時段更有效率的儲存屋頂上的太陽能光電板吸收的太陽能，有效發揮發電及輸配電設備應用效率，以及提供用戶智慧型電能管理服務，有效改善用戶服務關係、增加營運收益的作法確實亦值得台電公司效法。

七、KEMA 電業工程顧問公司智慧型電網規劃建置技術，做法值得台電參考。KEMA 電業工程顧問公司智慧型電網規劃建置技術包括建立智慧型電網的致能積架，致能積架包括三層，最底層的第三層為技術層，第二層為人力及處理能力層，最上層的第一層為政策層。而智慧型電網的互通能力(System Interoperability)為整合的關鍵，包括停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求、與大規模分散式資源及需求面資源的系統互通性需求、以及資產管理的系統互通性需求。企業將資訊視為企業的一項資產，企業層級整合的資料資產(Data Assets)，包括(1)摒除各自為政(Silo)的資訊管理心態、(2)資料管理的五大要素：資料管家、資料組織、資料控制管理、資料存取與資料

展示。企業層級整合的藍圖（Roadmap）共有 7 項：(1)策略性規劃、(2)管制策略、(3)整體性方法(Holistic Approach)：由以往各自為政(Silo)轉變成各部門集體創作方式、(4)業務個案的成本效益正當性認定、(5)致動者及創設能力。(6)建立智慧型電網資料，系統及技術整合的互通標準、(7)投資需求的務實性與槓桿平衡式解決。

肆、出國考察對台電公司之建議

- 一、參考國外電業及研究機構之太陽能發電、風力發電等再生能源最新發展狀況及經驗，適時檢討修正台電公司再生能源發電系統併聯技術要點，以建置優質配電網路。
- 二、有關台電公司再生能源發電系統併聯技術要點修正草案，已參酌本次出國考察交流見聞與心得納入，表 4 即為目前技術要點修正要點草案對照表。

表 4 台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點修正草案條文對照表

97.02.15

修正條文	現行條文	說明
一、訂定目的		條名新增。
為利於再生能源發電設備(包括太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力能及總裝置容量未滿二萬瓩之水力發電系統或其他經中央主管機關認定之天然資源發電系統)與台灣電力股份有限公司(以下簡稱台電公司)電力系統併聯，共同維持電力系統之品質、供電可靠性、穩定性、公共安全等相關事宜，特訂定本要點。	為利於再生能源發電(包括太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力能及總裝置容量未滿二萬瓩之水力發電系統或其他經中央主管機關認定之天然資源發電系統)與本公司電力系統併聯，共同維持電力系統之品質、供電可靠性、穩定性、公共安全等相關事宜，特訂定本要點。	本條修訂。
二、名詞定義		本條新增。
(一) 責任分界點：再生能源發電系統與台電公司系統之產權分界		本項新增。

<p>點。</p> <p>(二) <u>低壓系統：電壓等級小於 750V600V 之電力系統。</u></p> <p>(三) <u>高壓系統：電壓等級在 750V600V 以上 25 kV 以下之電力系統。</u></p> <p>(四) <u>特高壓系統：電壓等級超過 25kV 之電力系統。</u></p> <p>(五) <u>發電設備總容量：同一發電計畫或同一籌設許可之發電設備容量合計。</u></p>		<p>本項新增。</p> <p>本項新增。</p> <p>本項新增。</p> <p>一、本項新增。 二、參考台電公司 93 年 7 月 23 日解釋函增訂。</p>
<p><u>三、併聯系統之分類：</u></p>	<p>一、再生能源發電設備（以下簡稱發電設備）併聯系統之分類</p>	<p>條名修訂。</p>
<p>(一) 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 110V/220V 或三相三線 220V <u>或三相四線 220V/380V</u> 之配電系統。</p> <p>(二) 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，<u>最大躉售電力不得超過 5,000kW</u>；未滿 20,000kW 且技術無困難者，得併接於 22.8kV 之高壓配電系統，<u>最大躉售電力不得超過 10,000kW</u>；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。</p> <p>(三) 發電設備總容量在</p>	<p>(一) 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 110V/220V 或三相三線 220V 之配電系統。</p> <p>(二) 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；未滿 20,000KW 且技術無困難者，得併接於 22.8KV 之高壓配電系統；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。</p> <p>(三) 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</p>	<p>一、本項修訂。 二、參考台電公司 92 年 12 月 18 日有關「發電設備總容量」之解釋函修訂。</p> <p>一、項次變更。 二、現行條文一、(四) 2 納入本項。</p>

<p>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。</p> <p>(四) 併接於高壓配電系統者之限制：</p> <p>1. <u>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：</u></p> <p>(1) <u>科學園區。</u></p> <p>(2) <u>加工出口區。</u></p> <p>(3) <u>高科技園區。</u></p> <p>(4) <u>其他經由中央主管機關認定之地區。</u></p> <p>2. <u>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額定容量之 30%為限：</u></p> <p>(1) <u>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。</u></p> <p>(2) <u>再生能源發電系統其責任分界點之電壓變</u></p>	<p>上者，得併接於特高壓系統，其併聯之電壓依個案檢討決定。</p> <p>(四) 併接於高壓配電系統者之限制：</p> <p>1. 併接於高壓配電系統者，不得產生逆送電力至輸電系統。</p> <p>2. 併接於 11.4KV 者，最大躉售電力不得超過 5,000KW；併接於 22.8KV 者，最大躉售電力不得超過 10,000KW。</p>	<p>一、本項新增。</p> <p>二、參考台電公司 95 年 7 月 4 日之補充說明及「分散型電源併入配電系統之電壓控制與防止單獨運轉研究」完成報告增訂。</p>
---	--	---

<p>動率應不超過±2.5% (含同一變電所已併網電源之影響)。</p> <p>(3) 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，並提出相關防止單獨運轉之有效驗證報告。</p>		
<p><u>四、責任分界點：</u></p>	<p>二、再生能源發電設備與本公司間之責任分界點：</p>	<p>條名修訂。</p>
<p>(一) 再生能源發電設備與台電公司系統連接之線路應由再生能源發電業者興建及維護。</p> <p>(二) 若再生能源自用發電設備與台電公司系統連接之線路由台電公司負責興建及維護者，所需線路工程費按台電公司營業規則施行細則第一百三條規定辦理；惟如該發電設備業者並未向台電公司購電，僅申請其發電設備與台電公司併聯躉售電力，則連接之線路由發電設備業者負責興建及維護。</p> <p>(三) 線路之設計、施工應按經濟部核定之「屋外供電線路裝置規則」及「屋內線路裝</p>	<p>(一) 再生能源發電設備與本公司系統連接之線路應由再生能源發電業者興建及維護。</p> <p>(二) 若再生能源自用發電設備與本公司系統連接之線路由本公司負責興建及維護者，所需線路工程費按本公司營業規則施行細則第一一三條規定辦理；惟如該發電設備業者並未向本公司購電，僅申請其發電設備與本公司併聯躉售電力，則連接之線路由發電設備業者負責興建及維護。</p> <p>(三) 線路之設計、施工應按經濟部核定之「屋外供電線路裝置規則」及「屋內線路裝置規則」之規定辦</p>	

置規則」之規定辦理。	理。 (四) 以雙方產權分界點為責任分界點。	一、本項刪除。 二、現行條文「二、(四)」刪除。 三、責任分界點於新條文「二、名詞定義」已有規範，故不再重覆規定。
五、保護協調之規劃、設計安裝規範。	三、再生能源發電設備(以下簡稱發電設備)與本公司設備間保護協調之規劃、設計安裝規範。	條名修訂。
<p>(一) 保護協調須考慮之一般事項：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 發電設備與台電公司設備責任分界點之保護設備由業者配合台電公司系統之需求自行規劃設計安裝。 2. 再生能源發電系統，不得產生非計畫性的單獨運轉(islanding)，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公司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，應於台電公司之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裝置。 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 	<p>(一) 保護協調須考慮之一般事項：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 發電設備與本公司設備責任分界點之保護設備由業者配合本公司系統之需求自行規劃設計安裝。 2. 發電設備與本公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故或本公司系統停電或設備發生故障時能解聯(倘本公司裝置有復閉電驛者，應在本公司之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裝置。 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(感應發電機或靜止型換流器除外)及保護設備，發電設備設置者應配合本公司系統作適當之標置，保護若有困難應與本公司 	<p>一、本款修訂。 二、參考「分散型電源併入配電系統之電壓控制與防止單獨運轉研究」完成報告修訂。</p> <p>一、本款修訂。 二、刪除靜止型換流器。</p>

<p>合台電公司系統作適當之標置，保護若有困難應與台電公司協調。</p> <p>4. <u>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。</u></p> <p>5. <u>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啓狀態下可上鎖之功能。</u></p> <p>6. <u>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。</u></p> <p>7. <u>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</u></p>	<p>協調。</p> <p>(二) 發電設備併接於本公司之低壓配電系統者，其責任分界點至少應具有下列同等保護功能，其跳脫時間須與本公司系統協調。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 過電流電驛(50/51) (太陽光發電系統免裝)。 2. 過電壓電驛(59)。 3. 低電壓電驛(27)。 4. 低頻電驛(81L)。 5. 高頻電驛(81H)。 6. 接地過電壓電驛(59Vo)(使用靜止型換流器者免裝)。 7. 逆送電力電驛(32)：附延時特性，無逆送電力者須裝設，有逆送電力者免裝。 8. 發電設備使用靜止型換流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。 9. 發電設備輸出直流成分不得高於 0.5%，否則需裝設隔離設備。 <p>(三) 發電設備併接於本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，並須與本公司之系統保護設備協調：</p> <ol style="list-style-type: none"> 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， 	<p>一、本款新增。</p> <p>二、參考美國加州 rule 21 增訂。</p> <p>一、本款新增。</p> <p>二、參考美國加州 rule 21 增訂。</p> <p>本款新增。</p> <p>一、本款新增。</p> <p>二、參考美國加州 rule 21 增訂。</p>
--	--	---

<p>上者，其過電流保護設備，應採用<u>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試驗合格，並附有試驗報告者始得安裝。經中央政府檢驗機構試驗合格或審查定型試驗合格者。</u></p>	<p>三相須各裝置一具、電驛。</p>	
<p>(二) 發電設備併接於台電公司之低壓配電系統者，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。</p>	<p>2. 接地過電流電驛(50N/51N): 附瞬時及具 Extremely Inverse 特性，個別獨立安裝者須裝設一具。</p> <p>3. 接地過電壓電驛(59Vo): 附延時特性。</p> <p>4. 低電壓電驛(27): 附延時特性。</p> <p>5. 過電壓電驛(59): 附延時特性。</p> <p>6. 相間方向性過流電驛(67) (使用靜止型換流器者免裝): 須具 Extremely Inverse 特性。</p>	<p>一、本款修訂。 二、電力調節器產生之故障電流較小，持續時間短。</p>
<p>1. 過電流電驛(50/51) <u>使用電力調節器者免裝。</u></p> <p>2. 過電壓電驛(59)。</p> <p>3. 低電壓電驛(27)。</p> <p>4. 低頻電驛(81L)。</p> <p>5. 高頻電驛(81H)。</p>	<p>7. 高低頻電驛(81H/81L): 附延時特性。</p> <p>8. 逆送電力電驛(32): 附延時特性，無逆送電力者須裝設，有逆送電力者免裝。</p>	<p>一、本款修訂。 二、電力調節器產生之故障電流較小，持續時間短。</p>
<p>6. 接地過電壓電驛(59Vo)(使用電力調節器者免裝)。</p> <p>7. <u>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。</u></p>	<p>9. 發電設備經高壓系統與本公司設備併接者，在電源引出點應裝設隔離設備。</p>	<p>一、本款修訂。 二、本款新增。 三、參考台電公司 96 年 4 月 25 日發電設備併接於低壓系統補充說明增訂。</p>
<p>8. 發電設備使用電力調節器且有逆送電力者必須加裝主動</p>	<p>(四) 發電設備併接於電業特高壓輸電系統者，其責任分界點至少應有下列保護電驛，並須與本公司系統之保護設備協調：</p> <p>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</p>	<p>一、本款修訂。</p>

<p>及被動防止單獨運轉檢出裝置各一套。</p> <p>9. 發電設備輸出直流成分不得高於0.5%，否則應裝設隔離設備。</p> <p>10. <u>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。</u></p> <p>(三) 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：</p> <ol style="list-style-type: none"> 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，個別獨立安裝者須裝設一具。 3. 接地過電壓電驛(59Vo): 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. 相間方向性過流電驛(67) (使用電力調節器者免裝): 須 	<p>置一具電驛。</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. 接地過電流電驛(50N/51N): 附瞬時及具 Normal Inverse 特性，個別獨立安裝者須裝設一具。 3. 接地過電壓電驛(59Vo): 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) (使用靜止型換流器者免裝): 須具 Normal Inverse 之特性。 7. 高低頻電驛(81H/81L): 附延時特性。 8. 快速及後衛保護電驛: 如系統保護需要時應裝設。 9. 匯流排電驛(87B): (1)69KV系統採用 GIS 設備者應裝設。(2)161KV系統(含)以上者應裝設。 10. 逆送電力電驛(32): 附延時特性(非定時性)，無逆送電力者須裝設，有逆送電力者免裝。 11. 保護電驛用之 PT/GPT 應裝於匯流排。 12. 發電設備經特高壓系統與本公司設備 	<p>一、本款新增。</p> <p>二、參考日本 JEAG 9701 增訂。</p> <p>本款修訂。</p>
---	--	---

<p>具 Extremely Inverse 特性。</p> <p>7. 高低頻電驛 (8H/8L): 附延時特性。</p> <p>8. <u>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。若發電設備皆為低壓發電設備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。</u></p> <p>9. 發電設備經高壓系統與台電公司設備併接者，在電源引出點應裝設隔離設備。</p> <p>(四) 發電設備併接於台電公司特高壓輸電系統者，其責任分界點至少應有下列保護電驛，並須與台電公司系統之保護設備協調：</p> <p>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。</p>	<p>備。</p> <p>(五) 保護電驛應考慮再生能源發電設備之系統與本公司系統連結之電源線發生故障時，責任分界點之斷路器應快速自行跳脫（主保護電驛）。再生能源發電設備之系統內最好能維持自立運轉特性之負載管理設備。</p> <p>(六) 發電設備之保護設備應請製造廠家或顧問公司、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。</p>	<p>一、本款新增。</p> <p>二、參考台電公司 96 年 4 月 25 日發電設備併接於低壓系統補充說明增訂。</p>
--	---	--

<p>2. 接地過電流電驛 (50N/51N): 附瞬時及具 Normal Inverse 特性, 個別獨立安裝者須裝設一具。</p> <p>3. 接地過電壓電驛 (59Vo): 附延時特性。</p> <p>4. 低電壓電驛 (27): 附延時特性。</p> <p>5. 過電壓電驛 (59): 附延時特性。</p> <p>6. 相間方向性過電流電驛 (67) (使用電力調節器者免裝; 業者須提供足夠之證明資料及說明): 須具 Normal Inverse 之特性。</p> <p>7. 高低頻電驛 (81H/81L): 附延時特性。</p> <p>8. 快速及後衛保護電驛: 如系統保護需要時應裝設。</p> <p>9. 匯流排電驛 (87B): (1)69kV 系統採用 GIS 設備者應裝設。(2)161kV 系統(含)以上者應裝設。</p> <p>10. <u>逆送電力電驛 (32): 附延時特性(非定時性), 無躉售電力者須裝設, 有躉售電力者免裝。若發電設備皆為低壓發電設備, 台電公司特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</u></p>		<p>本款修訂。</p> <p>一、本款新增。</p> <p>二、參考台電公司 96 年 4 月 25 日發電設備併接於低壓系統補充說明增訂。</p>
--	--	---

<p><u>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。</u></p> <p>11. 保護電驛用之 PT/GPT 應裝於匯流排。</p> <p>12. 發電設備經特高壓系統與台電公司設備併接者，在電源引出點應裝設隔離設備。</p> <p>(五) 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。必須具備自動延時併聯裝置，於台電公司系統電壓及頻率穩定後 5 分鐘，始能併聯台電公司系統。</p> <p>(六) 發電設備之保護設備應請製造廠家提供或顧問公司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。</p>		<p>本項修訂。</p>
<p>六、發電設備與台電公司併聯者，台電公司得因供電技術或系統需要，請其提供相關檢討資料，並得個案檢討決定其與台電公司系統之引接方式及保護電</p>	<p>四、發電設備與本公司併聯者，本公司得因供電技術或系統需要，請其提供相關檢討資料，並得個案檢討決定其與本公司系統之引接方式及保護電驛方</p>	

<p>驛方式，倘因發電設備業者要求個案檢討與台電公司系統之引接方式及保護電驛方式時，業者應提供足夠之證明資料及說明（含相關技術資料及檢討數據），在不影響台電公司系統安全與穩定度及其他用戶用電品質下，由雙方協商檢討。</p>	<p>式，倘因發電設備業者要求個案檢討與本公司系統之引接方式及保護電驛方式時，業者需提供足夠之證明資料及說明（含相關技術資料及檢討數據），在不影響本公司系統安全與穩定度及其他用戶用電品質下，由雙方協商檢討。</p>	
<p>七、運轉規範。</p>	<p>五、再生能源發電設備運轉規範。</p>	<p>條名修訂。</p>
<p>(一) 故障電流：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 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啓斷容量，否則應裝置限流電抗器或負擔因此而更換之斷路器費用。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，否則應裝置限流設備或改接其他線路。 2. <u>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。</u> 3. 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。 <p>(二) 電壓變動：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 發電設備併接台電公司系統，其平時電壓變動率應維持在± 	<p>(一) 故障電流：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 發電機組送至本公司系統之故障電流，不得影響本公司及其他用戶斷路器之啓斷容量，否則需裝置限流電抗器或負擔因此而更換之斷路器費用。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，否則需裝置限流設備或改接其他線路。 2. 發電設備設有主變壓器者，其接地方式須與本公司之系統配合。 3. 再生能源發電設備業者之發電機組零相電流應與本公司系統隔離。 <p>(二) 電壓變動：</p> <p>發電廠併接於 69KV (含) 以上輸電系統者，其正常電壓變動率應維持在± 2.5%以內。發電廠併接於 22.8KV (含) 以下配電系統者，其正常電壓變動率應維持在±5%以內，若為感應發電機型者，併聯時</p>	<p>一、本款新增。 二、參考美國加州 rule 21 增訂。</p> <p>本款修訂。</p>

<p>2.5%以內(合同一變電所已併網電源之影響)。</p> <p>2. 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。」</p> <p>(三) 系統穩定度： 一、併接於161kV 以上特高壓之同一匯流排發電設備總容量合計輸電系統且發電設備總容量在95MW 以上者，暫態穩定度應符合台電公司輸電系統規劃準則之要求 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)；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。</p> <p>(四) 併接於 161kV 以上特高壓系統且總裝置容量 95MW 以上之風力發電廠，應具備低電壓持續運轉能力：(如附圖)</p> <p>1. 發電設備於責任分界點電壓降低至額定 15%時，應能持續運轉 0.625 秒。</p> <p>2. 發電設備於責任分</p>	<p>電壓瞬間突降不得超過 10%。</p> <p>(三) 系統穩定度： 接於 161KV 特高壓輸電系統者，暫態穩定度需符合本公司輸電系統規劃準則之要求。</p> <p>(四) 功率因數： 發電廠與本公司責任分界點之功率因數運轉原則： 1. 日間 (8:00-21:00) (1) 同步發電機者：應保持在 85%滯後至 100% 之間。 (2) 感應發電機型者：應保持在 85%滯後至 95% 超前之間。 2. 深夜期間 (21:00-次日 8:00) 及例假日、國定假日、春節期間 (除夕至元宵) 應儘量維持 100% (亦即不逆送無效電力至本公司系統)。</p> <p>(五) 諧波管制： 諧波污染限制應依照本公司「電力系統諧波管制暫行標準」辦理。</p> <p>(六) 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 小時與本公司有關調度員保持聯繫，並應依本公司編訂之「電力系統運轉操作章則彙編」操作運轉。</p> <p>(七) 有下列情況之一者，本公司得以電話或書</p>	<p>一、本項新增。</p> <p>二、依據汽電共生併聯技術要點訂定。</p> <p>一、本項修訂。</p> <p>二、現行條文無考慮系統穩定度，增訂離島系統穩定度之規定。</p> <p>本項新增。</p>
---	--	---

<p>界點額定電壓 90% 時，應能持續運轉。</p> <p>(五) 功率因數：</p> <p>1. 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：</p> <p>(1) 同步發電機： (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)</p> <p>A. 日間 (8:00-21:00)，應保持在 95% 滯後至 100% 之間。</p> <p>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。</p> <p>(2) 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。</p> <p>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。</p> <p>2. 併接於 22.8kV 以</p>	<p>面通知再生能源發電設備業者系統與本公司系統解聯：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 本公司與該業者相關之設備維修時。 2. 本公司相關設備工作停電時。 3. 再生能源發電設備業者之保護協調不週全時。 4. 影響其他供電安全需要時。 	<p>本項修訂。</p>
---	---	--------------

<p><u>下配電系統之發電廠，責任分界點運轉原則：同步發電機與感應發電機不論日間或深夜、例假日、國定假日及春節（除夕至元宵）等期間，得維持在 100%。</u></p> <p>（六）諧波管制： 諧波污染限制應依照<u>台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」</u>規定辦理。</p> <p>（七）正常電壓運轉範圍：<u>再生能源發電系統的電壓運轉範圍，應作為反應電力系統異常運轉狀態的保護功能，而非電壓調整用。</u></p> <p>1. <u>小型系統(等於或小於 30kVA)：總裝置容量等於或小於 30kVA 的再生能源發電系統，須運轉在電力系統正常運轉範圍內。機組運轉電壓範圍須選擇在減低不必要的跳脫範圍內，且基準電壓為 110V 時，限制在 97V-121V 之間。責任分界點電壓偏離允許的運轉範圍時，發電系統須自台電公司系統切離。</u></p> <p>2. <u>大型系統（大於 30kVA)：對於大型的發電系統，台電公司得要求合理的特定運轉電壓範圍，並得要求運轉電壓範圍為可調。如無此要</u></p>		<p>一、本項新增。</p> <p>二、參考美國加州 rule 21 增訂。</p>
---	--	--

<p>求，<u>運轉電壓須在併接系統電壓的 88%~110%間。</u></p> <p>3. <u>電壓跳脫設定值：</u> <u>(責任分界點電壓，最大跳脫時間)(電壓小於 50%，10 週波；風力發電機依第四款規定辦理)、(電壓大於或等於 50%及小於 88%之間，120 週波；風力發電機依第四款規定辦理)、(電壓大於或等於 88%及小於或等於 110%之間，正常運轉)、(電壓大於 110%及小於或等於 120%之間，60 週波；系統大於 30kVA 則是 30 週波)、(電壓大於 120%，10 週波)</u></p> <p>(八) <u>調度與通訊</u></p> <p>1. <u>發電設備調度通訊設施：</u> <u>發電設備為接受台電電力調度與指令，須裝設電力調度專線電話或專用電話，24 小時與台電公司調度員保持聯繫，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，以利調度迅速安全。「調度專線電話」與「調度專用電話」之區分：</u></p> <p>(1) <u>調度專線電話係指發電設備與台電相關調度單位之間，由發電業者裝設不需撥號之直通電話。</u></p> <p>(2) <u>調度專用電話</u></p>		<p>一、本項新增。</p> <p>二、增訂調度電話規定、發電設備接受安全調度規定、增訂發電設備即時運轉資料傳送規定。</p>
--	--	---

<p>係指電信公司專用按鍵式電話不經總機轉接，並具有話中插接功能者。</p> <p>(3) <u>發電設備裝設專線電話或專用電話至台電公司調度單位規定如下：</u></p> <p>A. <u>發電設備併接於345kV系統者，須於控制室裝設專線電話至台電公司中央調度中心及專用電話，接受中央調度中心指令操作。</u></p> <p>B. <u>發電設備併接於161kV、69kV系統者，須於控制室裝設專用電話，接受區域調度中心指令操作。</u></p> <p>C. <u>發電設備併接於11.4kV、22.8kV系統者，須於控制室裝設專用電話，接受配電</u></p>		
---	--	--

<p style="text-align: center;"><u>調度中心 指令操作。</u></p> <p>(4) <u>電廠於竣工後線路加壓前,須依照前目規定辦理完成並經試話良好後,方可加入台電系統。</u></p> <p>2. <u>引接於特高壓系統且裝置容量大於100MW者,應裝設遙控監視設備並接受台電公司安全調度。</u></p> <p>3. <u>裝置容量1MW以上且併接於11.4kV以上系統,且有躉售電力時,應依台電公司「再生能源發電系統即時運轉資料提供及傳送方式原則」規定將即時運轉資料傳送至台電公司。</u></p> <p>(九) <u>併接於低壓系統各相間不平衡容量</u></p> <p>1. <u>併接於低壓三相之配電系統,發電設備各相間不平衡容量不得大於5kVA。</u></p> <p>2. <u>採單相連接時,其最大裝置容量不得超過20 kVA。</u></p> <p>(十) <u>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公司系統解聯:</u></p> <p>1. <u>台電公司與該業者相關之設備維修時。</u></p> <p>2. <u>台電公司相關設備工作停電時。</u></p> <p>3. <u>再生能源發電設備業者之保護協調不</u></p>		<p>一、本項新增。</p> <p>二、參考美國加州 rule 21 增訂。</p>
---	--	--

週全時。 4. 影響其他供電安全 需要時。		
<u>八、本要點之施行</u>	六、其他未盡事宜依雙方協 議辦理。	條名新增。
<u>本要點未盡事宜者，由台電 公司與再生能源發電業者協 商辦理。台電公司與業者協 商有爭議時，應由電業主管 機關調處之。</u>		本條修訂。

三、建議台電公司規劃及推動智慧型電網之前，先進行相關資訊系統整合以滿足智慧型電網對系統互通性的需求。

智慧型電網的互通能力（System Interoperability）為整合的關鍵，包括停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求、大規模分散式資源及需求面資源的系統互通性需求以及資產管理的系統互通性需求。建議台電公司將資訊視為企業的一項資產，進行企業層級資料資產的整合，摒除各業務系統及各單位各自為政(Silo)的資訊管理心態。台電公司在系統規劃、電力傳輸、用戶面對業務之間相關的應用上，其資料互通能力是相當有限的，幾乎每個事業單位的資訊管理皆各自為政(Silo)，每個單位資訊也不容易被其他單位使用者存取應用，這種資訊獨島 (Island of Information)造就了為人詬病的孤島式獨立作業方式。智慧型電網的策略則將這些資訊獨島進行企業層級的整合，以改善全電業組織的資訊流通與資訊工作。在企業層級的資訊整合上重要的工作是在全公司組織內能提供一套單一且一致性的資訊視窗，確保企業資料可被安全的存取而且由經授權的使用者定時更新企業資料。將資訊視為企業的一項資產：資訊資產必須適當的管理控制，讓全公司不同部門的業務應用及使用者皆能利用。例如網路連結資料及GIS的幾何空間資料就常被其他業務應用上需要，諸如停電管理資訊系統OMS、行動人力管理、CIS，以用來進行用戶圖資(Customer Mapping)、系統規劃以及支援資產管理與網路分析的工程上，皆須利用網路連結(network connectivity)資料及GIS的幾何空間資料。