

行政院及所屬各機關因公出國報告書

(出國類別：實習)

配電系統高再生能源占比之調節管控技術

出國報告

服務機關：台灣電力公司台北南區營業處

姓名職稱：

姓名	職稱	單位	姓名代號	出國計畫
林明民	設計經理	台灣電力公司 台北南區營業處	863629	EE103118

派赴國家：德國、芬蘭、瑞典

出國期間：103年9月28日至103年10月11日

報告日期：103年11月11日

行政院及所屬各機關出國報告審核表

出國報告名稱：配電系統高再生能源占比之調節管控技術實習		
出國人姓名	職稱	服務單位
林明民	設計經理	台灣電力公司 台北南區營業處
出國期間：103年9月28日至103年10月11日		報告繳交日期： 103年11月11日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input checked="" type="checkbox"/> 3.內容充實完備. <input checked="" type="checkbox"/> 4.建議具參考價值 <input checked="" 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"/> 不符原核定出國計畫 <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"/> 內容空洞簡略 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <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：	
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	主管處	總經理
	主管	主管	副總經理

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：配電系統高再生能源占比之調節管控技術實習

頁數 89 含附件 是 否

出國計畫主辦機關／聯絡人／電話：臺灣電力公司／陳德隆／23667685

出國人員姓名／服務機關／單位／職稱／電話：

林明民	台灣電力公司	台北南區營業處	設計經理	02-29595111 分機 2701
-----	--------	---------	------	------------------------

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：

出國期間：103 年 9 月 28 日至 10 月 11 日 出國地區：德國、芬蘭、瑞典

報告日期：103 年 11 月 11 日

分類號／目

關鍵詞：DG、DER、DERMS、MGMS、EEG、DRMS、DNP3.0、IEC
61850、IEC 60870、SIEMENS、ABB、ADMS、MicroScada
Pro、DMS 600、Microgrid 600

內容摘要：

- 一、拜會 SIEMENS 談德國再生能源發展成功的經驗
- 二、拜會芬蘭及瑞典 ABB 談電力發展政策
- 三、歐洲電力系統簡介
- 四、歐洲太陽光電之發展概況
- 五、歐洲高占比太陽光電電業及用戶應對措施
- 六、SIEMENS 及 ABB 公司配電管理及再生能源發展技術
- 七、高再生能源占比之調節管控技術案例

本文電子檔已傳至出國報告資訊網

(<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

配電系統高再生能源占比之調節管控技術

目 錄

出國報告書審核表	II
出國報告提要	III
目錄	IV
附件	V
圖目錄	VI
表目錄	VII
壹、考察目的	1
一、目的	1
二、緣起	1
三、實施要領	1
四、預期成果	1
貳、考察過程	2
一、工作期程	2
二、拜會 SIEMENS 談德國再生能源發展成功的經驗	3
三、拜會芬蘭及瑞典 ABB 艾波比公司談電力發展政策	10
參、考察心得	13
一、前言：再生能源占比(penetration)之探討序論	13
二、歐洲電力系統簡介	15
三、歐洲太陽光電之發展概況	31
四、歐洲高占比太陽光電電業及用戶應對措施	33
五、SIEMENS 及 ABB 公司配電管理及再生能源發展技術	36
六、高再生能源占比之調節管控技術案例	47
肆、結論與建議	74
伍、參考資料	78

附件

附件 1、SIEMENS Spectrum Power™ADMS 簡報

附件 2、DEMS – Decentralized Energy Management System

附件 3、ABB Distributed Generation Network Effects 簡報

附件 4、Renewable Microgrid Controller MGC600

附件 5、Impact of Reductions and Exemptions in Energy Taxes and
Levies on German Industry CPI Brief

附件 6、德國能源部落格 Overview Renewable Energy Sources Act

圖目錄

圖 1	網路營運者可將提升電網成本轉嫁至輸配電費用	8
圖 2	歐洲之輸電系統聯結圖	16
圖 3	UCTE 歐洲輸電聯盟組織架構	17
圖 4	歐洲 TSO 及 DSO 在電力系統的角色	17
圖 5	歐盟 DSO 之家數及服務用戶的家數排序圖	19
圖 6	歐盟 DSO 配電電壓等級之分布	19
圖 7	太陽光電至 2012 年底併聯電網之容量及比例	20
圖 8	德國再生能源至 2012 年底併聯電網電壓等級統計	20
圖 9	歐盟家庭用戶之未稅平均電價分布	23
圖 10	歐盟國家含稅(排除增值稅)住家用電之電價排序圖	24
圖 11	歐盟家庭用戶之含稅(排除增值稅)平均電價分布圖	24
圖 12	歐洲各國工業用戶之未稅平均電價分布	25
圖 13	歐洲各國家庭用戶之含稅(排除增值稅)平均電價分布	25
圖 14	虛擬電廠的設計機制及躉售的流程	28
圖 15	虛擬電廠的設計機制及躉售流程	29
圖 16	虛擬電廠可提供批發市場輔助服務	29
圖 17	虛擬電廠應用需量反應負載控制及結合 DER 示意圖	30
圖 18	1992 至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量	31
圖 19	依區域別 1992 至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量	31
圖 20	依國家別劃分至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量	32
圖 21	2013 年底太陽光電供應電力占總需求量之比率	32
圖 22	Spectrum Power™ ADMS 之系統架構	36
圖 23	SIEMENS 所發展之再生能源管理系統(DEMS)	37
圖 24	SIEMENS 所發展之再生能源管理系統(DEMS)	37

圖 25	SIEMENS 開發之 DRMS 系統	38
圖 26	SIEMENS 之 DEMS 及 DRMS 系統關聯性.....	39
圖 27	SIEMENS 開發之 MGMS 系統.....	39
圖 28	SIEMENS 之 DEMS/MGMS 系統整合單線圖	40
圖 29	DEMS 設備示意圖及其監控通訊架構	40
圖 30	DEMS/VPP 通訊架構及電力交易示意圖	41
圖 31	ABB 公司之 MicroSCADA Pro DMS 600.....	42
圖 32	ABB DMS 600 可顯示實功和虛功數值	42
圖 33	ABB DMS 600 顯示再生能源之資訊	43
圖 34	ABB 再生能源管理系統架構圖	44
圖 35	ABB MicroSCADA Pro DMS 600 再生能源建置介面.....	46
圖 36	Plant-J 太陽光電場域	48
圖 37	併接之配電饋線及變電所之分布圖	49
圖 38	併接點電壓變動的情形部分大於 1.05pu	50
圖 39	併接點電壓變動的情形小於 1.05pu	51
圖 40	Blue Wing PV 太陽光電場域的空照圖	52
圖 41	太陽光電模組、電力站、電業饋線設備	53
圖 42	2013 年 9 月 22 日饋線 1 之負載及 PV 輸出	55
圖 43	線路電壓調整器應用在雙向電力潮流之電壓反應.....	55
圖 44	分接頭切換調整器在 2012 年 4 月 20 日晴天之操作.....	57
圖 45	分接頭切換調整器在 2012 年 5 月 27 日陰天之操作.....	57
圖 46	APS 公司 CPP 專案的執行區域.....	62
圖 47	CPP 專案太陽光電之布設區域.....	62
圖 48	Cromer Elementary school 太陽光電場域	63
圖 49	Doney Park 太陽光電場域	64

圖 50	SunIQ 變流器內視圖及外觀正面圖	64
圖 51	APS 公司 CPP 案設備裝置布設連接情形	66
圖 52	SV04 饋線 PV 發電、饋線負載及日照資料.....	67
圖 53	PV 併網電腦模組化程序流程圖	68
圖 54	變流器以電壓控制的模式下運作電壓及功率反應.....	71
圖 55	變流器以虛功控制的模式下運作.....	72
圖 56	變流器在虛功控制及電壓控制模式下的運作	72

表目錄

表 1	出國行程及詳細工作內容	2
表 2	再生能源業者及網路營運者責任及成本劃分	8
表 3	歐洲電力系統電壓等級劃分(IEC 60038)	15
表 4	歐盟 23 國 TSO 及 DSO 的家數統計	18
表 5	歐盟太陽光電至 2012 年底併聯電網之戶數統計	20
表 6	德國 2012 年底以電壓等級歸類之太陽光電併聯分析	21
表 7	德國 2013 年底以容量歸類之太陽光電數量分析	21
表 8	德國 2012 年以電壓併聯歸類之太陽光電數量分析	22
表 9	捷克 2012 年以電壓併聯歸類之太陽光電數量分析	22
表 10	以燃料別為基礎能源稅及電力稅計收及減免幅度	26
表 11	以工業用戶用電量為基礎分析能源稅及電力稅減免	27
表 12	以工業電價為基礎分析各附加稅率減免的幅度	27
表 13	依工業分類及用電量分析不同產業電價附加稅率	28
表 14	高效能、中效能及低效能三種技術方案	33
表 15	低壓(1kV 以下)配電網改善高、中、低效益方案	34
表 16	壓配電網路改善高、中、低效益技術方案	35
表 17	DMS 600 含再生能源饋線電壓及設備異常數據	44
表 18	ABB MGC600 再生能源管理系統軟體及控制器	45
表 19	Plant J 太光電場電力設備總表	48
表 20	Plant J 併接之配電系統饋線特性	49
表 21	降低穩態電壓各項方案之成本比較	51
表 22	饋線設備及各項參數之布設情形	53
表 23	線路電壓調整器分接頭切換器操作次數比較	58

表 24	CPS 能源公司因太陽光電併網新增之成本	58
表 25	CPP 探討太陽光電併聯議題之排序	61
表 26	申請太陽光電合格與否的條件	63
表 27	SV04 配電饋線特性及相關設備	65
表 28	CPP 案 PV、饋線負載及環境資料參數	67

壹、考察目的

一、主題

「配電系統高再生能源占比之調節管控技術」實習

二、緣起

再生能源大量加入配電系統後，對電力品質及可靠度的影響加大，本次研習主要目的係探討高再生能源占比下配電系統之調節管控技術，並以太陽光電為探討主題，因太陽光電大部分容量較小且以併入配電系統為主，當其占比高時對配電系統的維護運轉會產生影響，故必須對配電系統之調節管控技術深入研究，藉以確保配電系統之電力品質及維護運轉正常運作。

三、實施要領

本報告以高占比太陽光電併入配電系統之實例為主軸，由高占比的太陽光電併聯實例中，探討配電系統電力品質及可靠度受影響的主要變數及因素，再由法規面及技術面，發展印證高占比再生能源所必須具備的併聯調節管控技術，繼而比較本公司的併聯技術要點，針對需補充的部分提供國外的作法及建議。

四、預期成果

- (一) 蒐集及探討高占比再生能源在配電系統調節管控技術之最新發展及資料，以利評估其對配電系統可能之影響。
- (二) 蒐集及探討國外高占比再生能源之案例，參考國外實證的案例，以利本公司掌握相關資訊及發展技術，作為評估修訂本公司配電系統併聯技術要點之參考。
- (三) 獲取高占比再生能源在配電系統發展趨勢之資訊，獲取國外電業之實際運作及發展經驗，探討電業在自由化的趨勢下，如何結合再生能源建構智慧配電網。

貳、考察過程

一、工作期程

本出國計畫自 103 年 9 月 28 日至 103 年 10 月 11 日止，為期 14 天，行程如表 1 示。

表 1 出國行程及詳細工作內容

起 始 日	迄 止 日	機 構 名 稱	城 市 名 稱	詳 細 工 作 內 容
1030928	1030929			往程 台北→法蘭克福
1030929	1031001	SIMENS German	Frankfurt	配電系統高再生能源占比 之調節管控技術
1031002	1031002			行程 法蘭克福→瓦薩
1031003	1031005	ABB Finland	Vasa	配電系統高再生能源占比 之調節管控技術
1031005	1031006			行程 瓦薩→韋斯特羅斯
1031006	1031009	ABB Sweden	Vsteras	配電系統高再生能源占比 之調節管控技術
1031010	1031011			回程 韋斯特羅斯→台北

本次參訪係藉由世界知名公司西門子(SIEMENS)及艾波比(ABB)台灣區代理的安排，參訪西門子(SIEMENS)位於德國的配電自動化據點法蘭克福及紐倫堡，及艾波比(ABB)位於芬蘭的配電自動化據點瓦薩，及其位於瑞典的實驗及製造中心韋斯特羅斯。此行的主要目的係在了解高占比再生能源的調節管控技術，透過事先相互的溝通及以 EMAIL 傳達參訪的主要目的、需求及所要談論的主題和相關的議題，故參訪時雙方可切入重點詳細討論，是此行能有收獲的主要因素。

二、拜會德國SIEMENS談德國再生能源發展成功的經驗

(一) 政策面

1. 能源政策訂定採克服限制，著重電力系統穩定性與民生電價之上漲等衝擊為主軸。
2. 2050年溫室氣體減量較1990年減少80%，再生能源占比達80%。德國之所以訂定如此積極的目標，很重要的因素在於歐洲電網相互聯結輸送及發展綠能策略性工業相關，同時亦符合歐盟所訂之目標。
3. 制定德國能源工業法(Energy Industry Act)作為電業自由化的法源，使德國於1998年起實施電業自由化，電力市場進入自由競爭時代。
4. 德國於1997年12月完成電業自由化，1998年1月開始進行電信及郵政管制，2005年始對於電力及天然氣進行管制，並開啟電業競爭的序幕。
5. 對再生能源系統公司而言，政策穩定性與FIT條件為影響公司投資及業務決策的要點。
6. 歐洲電力單一市場法令(European Single Electricity Market Directive)的建立，使德國可以和歐洲大陸國家聯網共用輸變電網路，電力傳輸無國界。
7. 2000年4月1日起正式實施「再生能源法」課予輸配電業優先併聯並躉購再生能源電能義務。德國屬內閣制國家，法令修改較快。
8. ETS: 再生能源法案(EEG)與碳排放交易(ETS)之間雖不從屬，但相互配套，故將再生能源使用納入排放額度分配法案(the Allocation Act)中，如此可將再生能源的使用列入碳減量的額度，並調整國家碳排放分配計畫，

使 ETS 之配額調整與再生能源結合。

(二) 財務面

1. 德國實施能源稅制與排放交易制度，並輔以 FIT 制度大幅提昇再生能源之應用，並免除工業用戶用電附加稅 (VAT-1997 年後稅率為 19%)。
2. 再生能源躉購費率之制定方式，係由 BMU(德國環境保護部)委託數個智庫機構調查分析再生能源躉購費率計算所需參數資料。並將前述分析結果與再生能源業者討論與交流，之後送交國會討論。
3. 德國針對高耗能產業政府會要求其節能減碳目標，並給予補貼(包括租稅遞減、碳排放權、較低附加費)，對於產業給予稅率較優渥之條件以維持其競爭力，在 2012 年前能源產業褐煤僅核配 50%免費排放權、黑煤核配 82%、汽電共生天然氣核配 92%，一般工業產業則可獲得最高 98.75%的免費排放權。2012 年後氣體管制除了二氧化碳外亦新增管制二氧化氮，目標值每年更新檢討，條例日趨嚴格。
4. 「再生能源法」規定電業收購再生能源電能及併網費用之財務報表必須公開。
5. 鼓勵再生能源產業發展上，費率訂定採取「成本保證回收制度」，採固定價格保證收購機制(FIT)、躉購費率逐年遞減、再生能源優先併網，以及對於偏遠地區與小型再生能源給予再生能源設置補助。2014 年新增之 Premium FIT 制度使再生能源可直接在電力現貨市場交易，和現貨市場之價差則附加於電費由消費者承擔。
6. 電力躉售之流程係由配電業者(DSO)向再生能源設置者

收購電力，並以費率支付價差。DSO 傳送電力至輸電業者(TSO)，由 TSO 支付價差予 DSO。TSO 將電力銷售至電力交易所，在電力市場交易自由化情況下，電力交易所交易之負電價有可能發生，輸電業者必須彌補(recover)未能於電力交易所交易之數量，消費者需負擔 FIT 躉購費率與市場價格之價差。

7. 德國政府讓電網營運者獲得保證報酬，因此再生能源併網造成的輸配線路擴充或電網改善成本，電網營運者可反應在輸配電費用，並藉由裝設 EEG box 監控電網實際負載及運轉狀況，藉以作為 FNA 是否核准新擴建輸配線路以支付費用之依據。
8. 德國聯邦網路局 Federal Network Agency(FNA): 德國四大電網公司目前開始面臨再生能源併網而需改善電網及擴充電網之需求，電網業者(TSO)經 FNA(Federal Network Agency)同意後，可將新增升級電網及擴大電網(如輸電線)之成本，以提高輸電費用方式因應。

(三) 法規面

1. 德國聯邦自然保護法案(Federal Nature Conservation Act--BNatSchG)制定線下補償及環境保護法規，使電力的開發對自然環境的破壞降到最低。
2. 德國聯邦網路局(Federal Network Agency--BNetzA)設置於德國經濟技術部下，聯邦網路局同時負責全國電力、電信、通訊、郵政及鐵路等網路規劃，統一事權同時負責電力網路發展計畫之核准。
3. 德國再生能源法(Renewable Energy Sources Act--EEG)於 2000 年取代固定費率收購法，是提供再生能源發展最

有力的法案，除採固定費率收購外，2014年8月最新修訂版規定再生能源需於現貨市場以固定費率直接在電力現貨市場交易(管理利潤及價差)，然500kW以下在2016年底前仍適用於固定費率收購，不需在現貨市場交易；2017年後除100kW以下(10年契約期保障，視情況修訂)則採公開招標或拍賣的方式進行交易。

4. 德國電源擴展法(Power Grid Expansion Act--EnLAG) 主要係為建立輸電線路含架空線路及地下電纜所創立的法律，首度以政府立法的方式推動電力網路建設，以確保再生能源新建後有足夠之電力傳輸容量。輸配電線路興建專案由FNA在電源擴展法下制訂審查程序，並得以依正常的程序收集資訊監督其線路興建的必要性。
5. 德國基礎設施規劃加速法(Infrastructure Planning Acceleration Act)主要規範離岸風場電力網路興建聯網等相關的規定，旨在加速離岸風力的開發及加速併網。
6. 德國擴大電網加速法(Grid Expansion Acceleration Act--NABEG)主要係採包套的方式以減少跨國界或州界電力網路興建冗長的審查程序，以提升興建效率。
7. 德國區域發展法案(Regional Development Act--ROG) 提供區域性架空網路及地下電纜興建的法源依據及作業程序規定。
8. 德國聯邦線路擴建法(Energy Line Extension Act)主要係授以各州加速地下電纜興建的法源。德國於2020年前仍需3,600km的輸電線路待興建。
9. 輸、配電業前一年度收購再生能源電力高於全國再生能源電力配電比率時，得將超出部分之電力轉售，以使全

國電力公司收購之再生能源電力皆達到同樣的比率。

10. 再生能源設置爭議調處機構 (Clearingstelle EEG)，受 Federal Ministry for the Environment, Nature and Nuclear Safety 委任，及提供經費來源，依據” Energy Industry Act” 及 “EEG” 條文而成立。其功能類似本國公共工程委員會。

11. 常見的爭議為再生能源併接點，如兩方對於併接點各有偏好或併網業者拒絕併聯時，可向法院或 Clearingstelle EEG 反應，若不服結果，可進一步向法院提出訴訟。再生能源設置者可提出希望併接點，但若電網業者可提出更經濟的併接點則可商議。目前遇到較多爭議的再生能源技術為 P V，約占爭議案件的 2/3。

Clearingstelle EEG 提供兩種方式調解爭議，說明如下：

A. 表決方案(vote action)

B. 調解方案(conciliation action)

由 Clearingstelle EEG 派專人進行爭議調解。爭議問題提交至經認證通過之協會與註冊機構可區分為：

建議方案(recommendation action)及表示方案(indication action)

C. 由 Clearingstelle EEG 相關之資料中，整理出再生能源申設者與 Grid Operator 之責任與成本負擔歸屬整理如表 2，Grid Operator 可將提升電網之成本轉嫁至輸電費用（需經 Federal Network Agency 核可）如圖 1 所示。

表 2：再生能源業者及網路營運者責任及成本劃分

項目	再生能源設置者	Grid Operator
責任	<ul style="list-style-type: none"> 確認併網再生能源種類與大小 提出偏好的併接點 設置規劃時間 	<ul style="list-style-type: none"> 評估併接點合適性 確認系統容量 在權衡提升電網成本考量下提出更經濟的併接點
負擔成本	<ul style="list-style-type: none"> 從再生能源設置位址至電網之電線 變電設備 補償設備 電網保護設備（需要時） 	<ul style="list-style-type: none"> 電網提升費用，包含更換現有設備或因設置再生能源所需之新設備

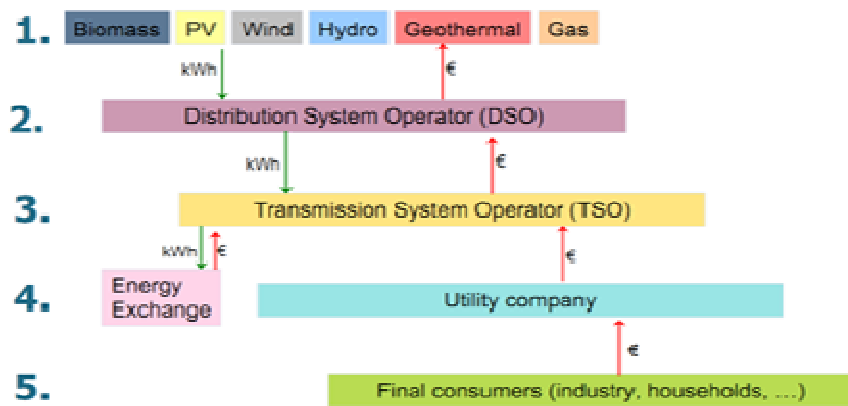


圖 1：網路營運者可將提升電網成本轉嫁至輸配電費用

(四) 社會面

- 2022 年廢除核能發電，面對核能除役所產生的能源缺口，將以再生能源與石化能源來填補。缺口主要由三部分來填補，分別為提升能源效率、能源進口及非再生能源發電。
- 95%德國人認同再生能源重要性，並願意支應其發展所需之財政支出。再生能源局曾經針對民眾願意支付再生能源附加電費進行調查，調查結果平均每戶願意支付價格為 3.5~4 歐分/度，目前電價已達 3 歐分/度(家庭年用電 2,500~5,000kWh 區間為例)，未來的發展空間受限。

(五) 技術面

1. 再生能源不穩定之周期性對電力系統平衡產生衝擊，造成維持電力供需平衡需支付昂貴的備用及備轉成本，及電力調度困難之挑戰，亦對傳統電廠造成擱淺成本，因而需在電費中支應其損失。
2. 再生能源持續成長，電網業者必須擴充輸電容量，增加備用、備轉容量及輔助電力，以及提供充分有效的短、中、長期儲能容量，並依 Grid Expansion Act、Grid Expansion Acceleration Act、Energy Line Extension Act 由德國 FNA 核准興建及取得預算。
3. 再生能源業者則必須自行準備相關輔助服務，目前再生能源法(EEG)並沒有提供相關技術發展的誘因，故再生能源業者設備必需具有電壓維持如虛功調整，及較大型場域風機或太陽光電需具備 LVRT 之能力。
4. 未來若再生能源佔比達 80%，因為再生能源之不穩定性，電力公司可能因應方法為需求面管理(DSM)與研發儲能設備及開發抽蓄水力因應。
5. RWE Innogy 的推估，在 2050 年德國再生能源之目標設定下，假設冬天遇到 10 天風力減弱，為維持相當之電力需求下，必須擴大儲能設備較 2010 年設置數量達 313 倍。
6. 太陽光電設置平均需 6 個月~2 年時間，遇到最大問題在於電網併聯，主要透過地方政府協調；投資於每個國家政策不同，投資風險策略規劃亦不盡相同。

(六) DG 高占比調節管控技術於參、考察心得另章討論。

三、拜會芬蘭及瑞典ABB艾波比公司談電力發展政策

此次拜會位於芬蘭及瑞典之 ABB 公司，該公司之總部雖設在瑞士，而其發源地卻在芬蘭及瑞典，由 ASEA 及 BBC 二家公司合併而成，數百個據點分布全世界，員工人數約 17 萬人，在電力市場的地位及技術和 SIEMENS 一樣均居世界領導地位。本公司無人化二次配電變電所(DS)即有多所採用該公司之 Microscada 系統，和本公司在技術互有交流。本次訪問經和 ABB 人員針對芬蘭及瑞典的電力發展及政策進行交流討論，內容簡述如下：

(一)政策面

1. 芬蘭是以核能發電(2,750MW-2012 年數據)及水力發電(3,003MW -2012 年數據)為主的國家，除水力資源豐富之外，因森林資源亦相當豐足，故再生能源於生質能方面發展有成。為達歐盟之減碳及降低溫室效應之目標，亦發展核能發電，除原先二座核能發電廠外(四座反應爐)，近期積極計畫新建一座核能發電廠(二座反應爐)。2013 年發電比例核能發電約 30%、石化類(含汽電共生及生質能)約 30%、水力發電 15%及向外購電約 18%。
2. 瑞典亦是以水力發電(16,411MW-2012 年數據)及核能發電(9,436MW-2012 年數據)為主的國家，供電比例水力發電約 47%、核能發電約 42%、石化類約 9.7%。除水力資源豐富之外，為達歐盟之減碳及降低溫室效應之目標，核能發電扮演非常重要的角色，具有 10 座核能發電機組，核廢料的處理亦是各國學習的對象。

(二)社會面

1. 芬蘭近期擬新建之核能發電雖受到部分民眾的反對，惟政府興建的決心不變，民眾雖有抗議但終歸沒有非理性

的抗爭，核電廠的新建仍持續進行，是電價能夠維持在較低價格的主因。

2. 瑞典國會同意延長現有 10 座發電機組的服役任務，惟對核能發電課以較重的稅率即 0.67 歐分/度，約為核能發電每度電成本的 1/3，而對太陽能及生質能的發展則採補助的措施約為 2 歐分/度，目的即在鼓勵再生能源的發展，惟事實上核能及水力發電約占發電容量的 90%，足以供應該國電力所需，冬季期間因北海地區深水並未結冰，民眾對此發電組合提供較低的電價接受度亦高。
3. 瑞典在智慧城市部分著力甚多，所提之瑞典斯德哥爾摩皇家港(Stockholm Royal Seaport)獲 C40(City Climate Leadership Awards) 評定入選為 2014 年之智慧城市，並以皇家港的建設經驗作為智慧城開發之模範。在電力部分包含 AMI 智慧電表、線路地下化、饋線自動化、智慧家庭、電動車、太陽光電等結合資通訊系統，並整合在其整個專案中。由皇家港的先導系統作為整個斯德哥爾摩城逐步開發的典範，預計於 2030 年完成整個專案的開發。值得一提的是台北市亦以「市民選擇-潔淨空氣」當選為 2014 年優質潔淨城市，成為氣候環境領導先驅（計有 10 項申請主題，每一主題選出一代表城市）。

(三) 經濟面

芬蘭和瑞典的電價含稅僅約德國的 1/2，而發展風力發電非常積極的丹麥，雖有風力發電惟無水力及核能發電，其電價約為芬蘭、瑞典及挪威的 2-2.5 倍，其中丹麥能源稅率(含再生能源補助及研究費)及增殖稅占電費之比例之 65%，由此可知發展再生能源必需付出較高的稅率以輔助其發展。除

了。在政策上考量發展再生能源工業外可獲得好處外，相反的也導致其他產業電價成本較高，民眾之電價負擔亦相對高出其他國家甚多，此亦導致德國及丹麥民眾雖支持再生能源產業，但對高漲的電價亦頗有怨言。

(四) 技術面

1. 芬蘭、瑞典、丹麥及挪威等四國之北歐電網相互聯結，彼此間購售電行為非常頻繁，北歐電網也同時和其他歐亞國家電網互聯，對電力之穩定運轉提供很好的利基。
2. 再生能源的發展在丹麥係積極發展風力，而芬蘭除發展生質能外，亦和瑞典、挪威相同具有豐沛的水力資源，整體而言並未如德國一般，具有全面性再生能源長遠發展策劃。
3. 在高占比再生能源的調控技術方面，在芬蘭及瑞典應用的例子並不多，因為水力及核能為其發電主力。惟 ABB 是國際整合的企業，在 DERMS(Decentralized Energy Resource Management System)、DRMS(Demand Response Management System)及 MGC(Micro Grid Controller)等均為其技術發展主題，其主要的內容留待參、考察心得另章討論。

參、考察心得

一、前言：再生能源占比(penetration)之探討序論

國際能源總署(IEA)任務小組 14 對配電系統太陽光電(PV) 占比有如下的陳述：太陽光電在配電系統的占比基本上可分為低占比、中占比及高占比等 3 種情況。低占比表示 PV 併聯配電系統沒有明顯的影響；中占比表示 PV 併聯對配電系統的電壓已有影響，且新增的 PV 在併聯時必須依併聯技術要點予於評估審查。高占比表示 PV 對饋線甚至整個配電系統已有重大的影響，配電系統的規劃、調節管控技術及併聯技術要點均需要進一步檢視評估。於高占比時各項法規趨於完備。

IEA 任務小組 14 對高占比之太陽光電現象有如下的論述：PV 併聯量已影響電業饋線及配電網之平衡、必須整合配電系統規劃及管控調節技術、PV 功率變動率需有效的控制、適時修訂併聯技術要點允許低電壓持續運轉能力(LVRT)。針對大量 PV 併入電網時必須考慮併聯的實務面，其主要內容可約略簡述如下：

- ◆ 有效的保護協調、變壓器連接整合、有效接地、PV 轉換器界接。
- ◆ 依負載潮流及短路故障電流分析，在併聯點及饋線考慮 PV 的電壓變動、電壓閃爍及諧波對併聯饋線及系統的影響。
- ◆ 通訊系統建構及配電系統調節控制的能力。
- ◆ 雙向負載潮流管理及電壓調整設備、設定及調整。
- ◆ 納進 DER 時過電流保護設備的設定。
- ◆ 配電設備開關的復原及操作需考慮逆向電流及電壓。

當 PV 的併網量不大時，上述的問題較容易解決，惟大量的 PV 併網形成高占比時，配電系統的供電可靠度、安全性、電力品質及設備相關的問題則益加複雜，主要影響的原因及理由可從下列 3 大主軸來說明：

- ◆ 系統操作及電力品質議題：如穩態電壓調整，增加開關操作包括饋線電壓調整器、主變壓器電壓調整分接頭、可切換電容器、電容器切換的暫態電壓，變流器的諧波、新的 PV 容量增加線路及設備的負載容量等。
- ◆ 保護協調議題：應考量防止住家相連接 PV 孤島運轉、逆向

實功及虛功電流、保護電驛設定及操作、新增 DER 短路電流之影響、PV 併網中自動復閉器之操作，適當之接地系統。

- ◆ 非意願性的孤島運轉：應防範線巡人員及民眾的感電事故，鐵磁共振及故障電流引起的暫態過電壓、欠相所引起的電業設備及用戶器具設備的損壞、因復電時間增加降低系統的可靠度。

電業對高占比 PV 併網的主要考量二大重點為電壓變動及導線耐電流能力。在審查階段或裝置後之運轉階段，均要維持 PV 與電業電網穩定安全的運作。其中有些事項屬用戶配合事項，有些屬電業的事項，但不論是電業或用戶均需以維護系統穩定安全的運作為前提。目前所採用減緩電壓及電流影響的措施，及面對的問題可約略概括敘述如下：

- ◆ 額外的電壓調整及控制方式的修改，如主變壓器電壓調整負載分接頭、電容器組的設定。
- ◆ 變壓器器的更新或升級。
- ◆ 三相負載平衡。
- ◆ 配電系統保護協調的修正，如熔絲的更換、電驛的設定，或在併接點裝設復閉器等。
- ◆ 配電線路的重新配置，如單線或二線變更為三線等。
- ◆ 新建饋線。
- ◆ 採用具有下列功能的先進變流器之時機：
 - 電壓/虛功控制
 - 固定功因控制
 - 電壓/實功控制
 - 低電壓持續運轉能力(LVRT)
 - 動態虛功電流控制
 - 具通訊功能
- ◆ 裝置能源儲存系統
- ◆ 1MW-2MW 的 PV 系統裝置直接轉換跳脫設備
- ◆ 2MW 以上的 PV 系統裝置現場監控及通訊設備，以觀察電壓、電流、功率及斷路器的狀態。

二、歐洲電力系統簡介

(一) 歐洲電壓等級

歐洲具有多國電力系統相互聯結的特點，其電壓等級依 IEC 60038 之定義可劃分為：特高壓為 230kV 以上，高壓為 35kV 以上至 230kV，中壓為 1kV 至 35kV，低壓為 1kV 以下，電壓等級劃分如表 3 所示。

表 3：歐洲電力系統電壓等級劃分(IEC 60038)

<i>System</i>	<i>Nominal voltage (V_r) kV</i>
LV	$V_r \leq 1$
MV	$1 < V_r \leq 35$
HV	$35 < V_r \leq 230$
EHV	$230 < V_r \leq 800$
UHV	$V_m = 1050$ or 1200 kV (practised in USA)

Note
For all voltages above LV we have used the nomenclature as HV unless where the voltage range is specific such as for motors and generators we have used MV. Similarly we have identified,
Transformer voltages as: Lower voltage side – LV
Higher voltage side – HV

(二) 歐洲輸電聯盟及電網互聯概況

歐洲各國之輸電系統電壓等級約從 132kV 至 750kV 不盡相同，惟並不影響輸電系統之互聯，此輸電系統型態提供歐洲電力網強大備援的能力，如圖 2 所示。各國網路可發揮聯結強化的效能，是故大大的提昇了電力系統的可靠度，此種架構亦創造歐洲電力代輸的重大利基，各國之間電力之躉售行為頻繁，同時廣大的歐洲電力市場及電網更提供太陽光電、集中式大型陸上風場及離岸風場發展的舞台，現今歐洲再生能源發展如此快速，歐洲輸電系統之互聯及歐洲共同市場之建立，提供先天有利的條件。

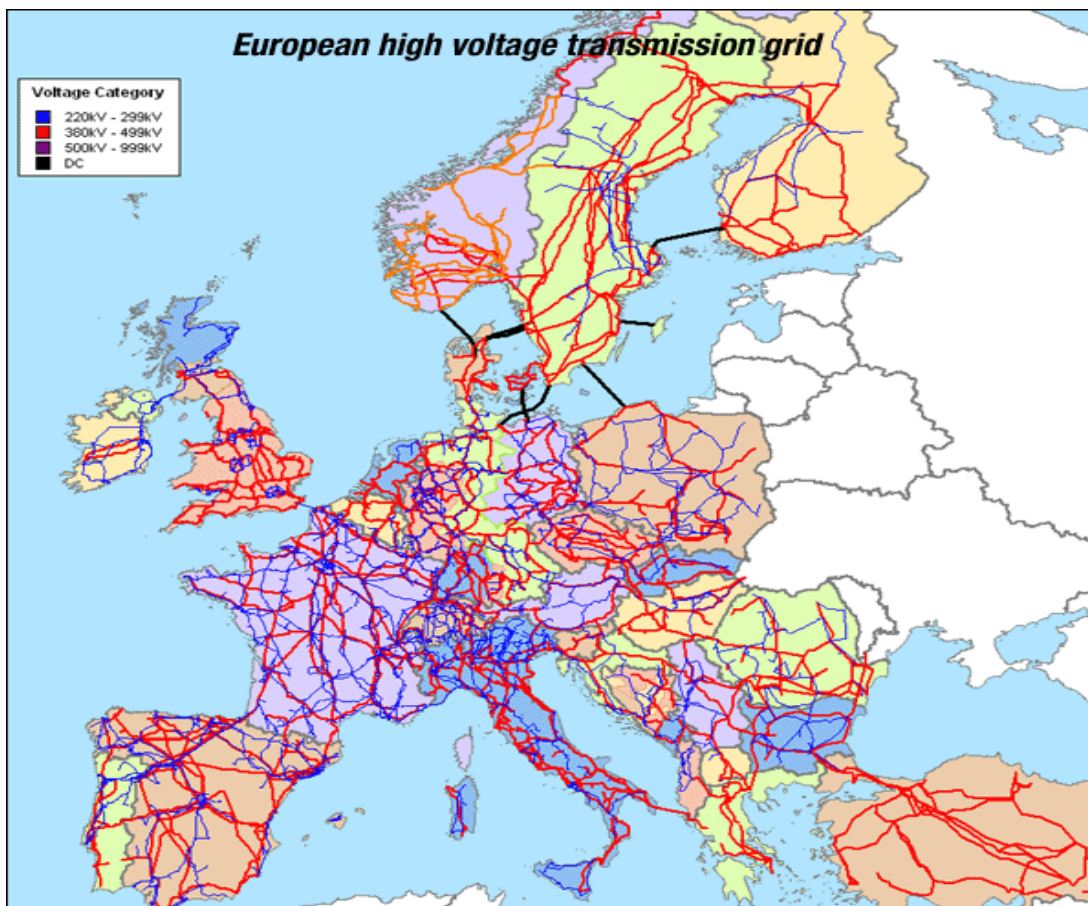


圖 2：歐洲之輸電系統聯結圖

歐洲大陸輸電系統之互聯主要由 UCTE (Union of Co-Ordination Transmission of Electricity) 歐洲輸電聯盟主導，目前有 22 個國家為其會員，5 個國家為準會員，整個輸電系統之運作依據 UCTE 操作準則及 UCTE 操作手冊作為各會員國遵循之標準，同時結合 NORDEL、UKTSOA、ATSOI、BALTIC 等週遭國家輸電同盟，輸電聯盟跨越歐、亞、非等三大洲，形成一強大的的電力互聯網，對再生能源之發展提供強大的平台。

圖 3 為 UCTE 之會員組織架構，其會員以歐洲大陸為主，北歐和英國等雖未加入會員惟其輸電系統已和歐洲大陸相聯結，其中輸電系統海底電纜在北海、波羅地海及地中海等國提供跨國界電力輸送，這也為歐洲海底電纜製造及施工業提供廣大的發展空間，歐洲之輸電系統一般而言其電壓在 100 kV 以上，但部分地區如英國(SCOLAND 除外)電壓等級在 132 kV 以下歸為配電系統，故一般而言輸電系統和配電系統之劃分必須以各國之定義為主，以免因定義之不同而有所偏差，比如多少容量之分散型電源可併聯至配電系統，就會因對配電系統電壓等級的認知不同而產生很大的認知差異。

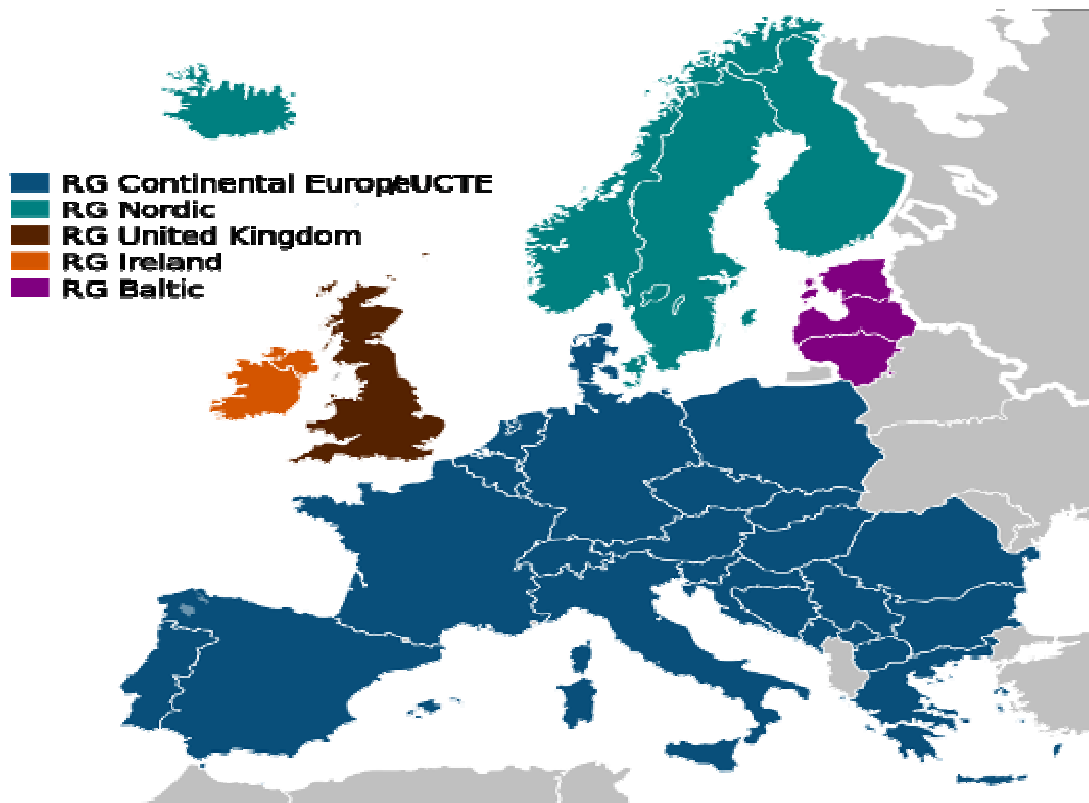


圖 3 為 UCTE 歐洲輸電聯盟組織架構

(三) 歐洲輸電系統業者及配電系統業者

歐洲電力網路系統主要由二大系統組成，即輸電系統業者 (TSO) 及配電系統業者 (DSO)，輸電系統業者主要負責輸電系統運作安全、均衡電力供需、發展與維護營運。而配電系統業者主要負責配電系統運作安全、均衡電力供需、發展與維護營運。電力網路是聯絡發電與用電的通路，如圖 4 所示。

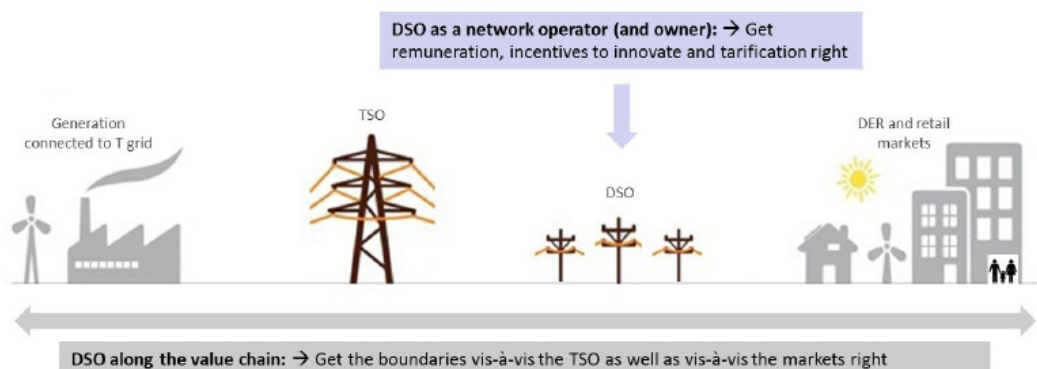


圖 4 歐洲 TSO 及 DSO 在電力系統的角色

觀察歐洲 23 個國家之輸電系統業者 (TSO)，除了義大利較

為特殊有 11 家、德國 4 家、奧地利、葡萄牙及英國有 3 家、荷蘭 2 家外，其餘 17 國均為 1 家，具有自然獨占的特性。而配電系統業者(DSO)差異很大，最多的德國有 869 家、西班牙有 351 家、100-200 家之間的有 4 個國家、10-100 家之間的有 8 國、個位數的有 9 國，可見各國之配電系統業者之開放及競爭程度有很大的差別，DSO 服務的用戶亦有很大的差異，用戶不到 10 萬戶的 DSO 在如德國有 794 家、西班牙有 117 家、100-200 家之間有 4 國、10-100 家之間的有 7 國、個位數的有 5 國，政府對輸配電系統業者經營均採開放的方式不加管制(電價除外)，詳如表 4 所示。故德國、西班牙、奧地利等太陽光電大部分併聯在 DSO 的配電系統，即可得到合理的解釋。

表 4 歐盟 23 國 TSO 及 DSO 的家數統計

Country	Total number TSOs	Ownership unbundled	Total number DSOs	Ownership unbundled	Legally unbundled	Less than 100,000 cust.	Exemption
Austria	3	-	128	-	11	117	yes
Belgium	1	1	27	11	27	12	no
Bulgaria	1	-	4	4	4	1	no
Czech R.	1	1	3	-	3	NA	yes
Denmark	1	1	77	-	77	71	no
Estonia	1	1	37	NA	1	36	yes
Finland	1	1	85	-	51	82	no
France	1	-	148	-	5	143	yes
Germany	4	2	869	-	146	794	yes
Hungary	1	-	6	-	6	-	no
Italy	11	1	144	119	10	134	yes
Lithuania	1	-	2	-	2	4	yes
Luxembourg	1	-	6	-	1	5	yes
Malta	-	-	1	-	-	-	no
Poland	1	1	22	-	7	15	yes
Portugal	3	1	13	10	11	10	yes
Romania	1	1	37	5	8	29	yes
Slovak R.	1	1	3	-	3	162	yes
Slovenia	1	1	1	-	1	-	no
Spain	1	1	351	-	351	345	yes
Sweden	1	1	173	-	173	167	yes
The Netherl.	2	2	7	5	7	3	no
UK	3	1	19	13	6	5	no

Source: EC (2012) - SWD(2012) 368 - Accompanying document to Communication on IEM

歐盟 23 國之配電系統業者(DSO)之家數及服務用戶的家數排序圖詳如圖 5 所示。一般而言民營化程度愈高及電業愈開放的

國家其配電系統業者(DSO)的家數愈多也具有高度的競爭。

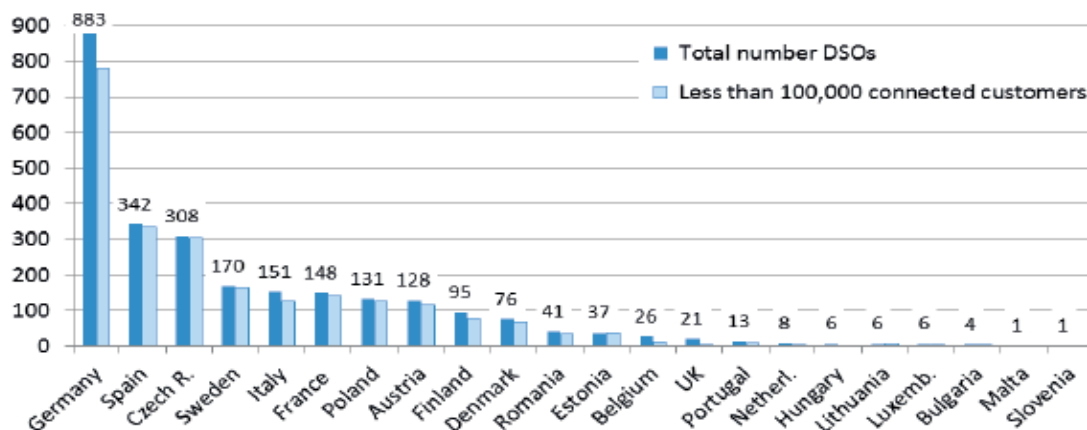


圖 5 歐盟 DSO 之家數及服務用戶的家數排序圖

歐盟各國配電系統業者(DSO)在操作電壓等級上有很大的差異，最高配電電壓等級可往上至 200 kV 如義大利，132 kV 如西班牙、丹麥、英國及瑞典等，110 kV 如德國、奧地利、芬蘭及愛爾蘭等，比利時則為 70 kV、盧森堡為 65 kV、葡萄牙為 30 kV、法國則為 20 kV，詳如圖 6 所示。

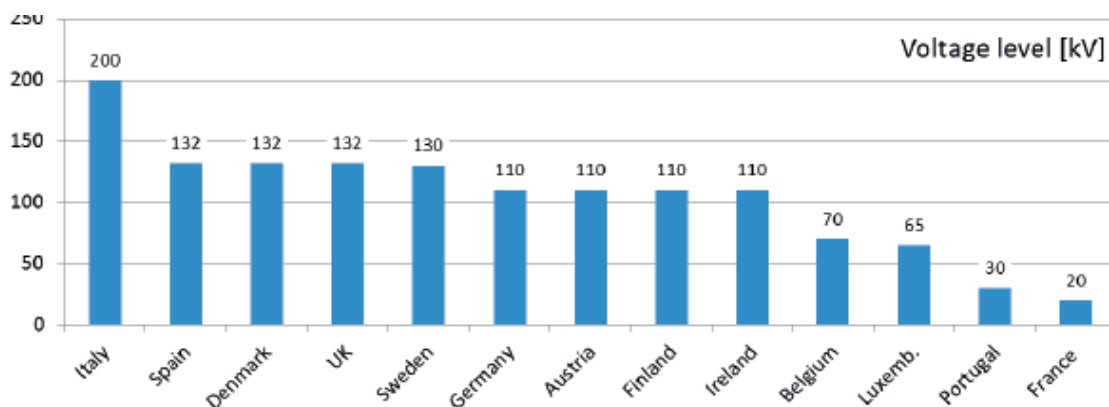


圖 6 歐盟 DSO 配電電壓等級之分布

以 2012 年底歐洲太陽光電裝置容量(合計在 92%)之國家，分析其併聯電網電壓的層級，顯示其中有 49% 容量、34,197 MWP 及 2,000,000 戶之太陽光電用戶併聯在低壓側；有 45%、容量 31,851 MWP 約 9 萬戶併聯在中壓側；有 6% 容量 3,940 MWP 約 7,200 戶併聯在高壓側，詳如圖 7 及表 5 所示。

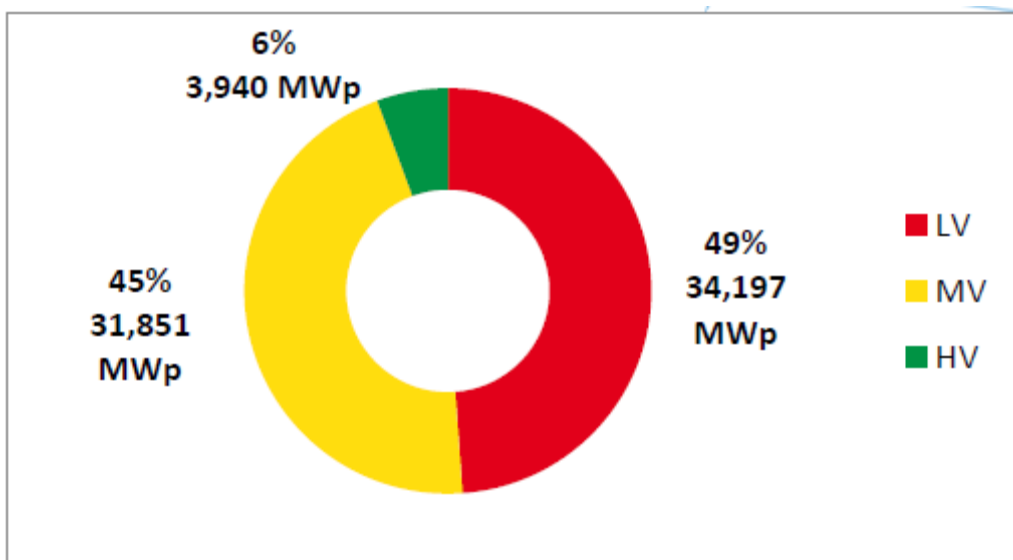


圖 7 太陽光電至 2012 年底併聯電網之容量及比例

表 5 歐盟太陽光電至 2012 年底併聯電網之戶數統計

Low voltage	Medium voltage	High voltage
≈2,000,000	≈90,000	≈7,200

以德國 2012 年底再生能源併聯為例，亦可以觀察到太陽光電以併網低壓側為主，而風力發電一般容量較大，以併網中壓及高壓側為主。詳如圖 8 所示。

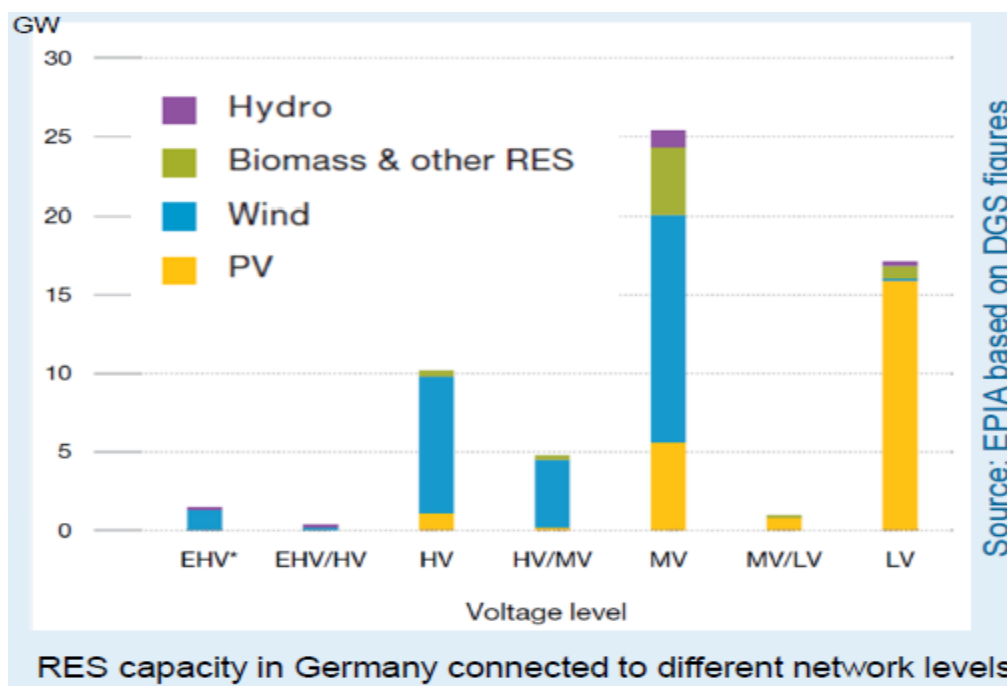


圖 8 德國再生能源至 2012 年底併聯電網電壓等級統計

德國 2012 年底太陽光電併聯電網以電壓等級分類，其裝設戶數、容量及其比例如表 6 所示。其中併聯低壓戶數的占比高達 96.84% 占絕大部分的戶數、併聯中壓為 3.11% 居次。

表 6 德國 2012 年底以電壓等級歸類之太陽光電併聯分析

	Nº Installations	Proportion of installations	Installed power (MW)	Proportion of installed power
LV	1.270.000	96,84%	19.851	63,39%
MV	28.000	3,11%	9.538	30,46%
HV	513	0,05%	1.928	6,16%
EHV	1	0,00%	3,7	0,00%
Total	1.298.513	100,00%	31.317	100,00%

Table 7.1.1 - Photovoltaic installations by voltage level in Germany 2012
(Source: BSW own calculations based on data from German TSOs)

若依併聯容量分析於 2013 年 10 月底統計結果，容量位於 3~20 kW 之間最多約 31 萬多處，位於 1~3 kW 居次約 17 萬多處，20~200 kW 約 5 萬處，200~1,000 kW 約 11 萬處，由資料分析小容量佔大部分，且以併聯配電系統為主，詳如表 7 所示。

表 7 德國 2013 年底以容量歸類之太陽光電數量分析

Year	Voltage range	Installed power (MW)	Installations (No.)
31.10.2013	1<=KW<=3	490	176.543
	3<KW<=20	2.421,	312.867
	20<KW<=200	3.747	48.067
	200<KW<=1.000	7.193	10.986
	1.000<KW<=5.000	2.157	949
	kW>5.000	1.484	164
Total 31.10.2013		17.492	549.576

Table 7.2.1 - Photovoltaic installations by size (Source: GSE)

西班牙 PV 併聯情況，若依電壓等級分析併聯現況於 2012 年底統計結果，該年度併聯電壓等級在 1 kV 以下最多約 3.4 萬多

處，中壓 1~36kV 之間約 1.9 萬多處，高壓 36~145kV 之間約 4 千 4 百多處，高壓 36~72.5kV 之間約 4 千 4 百多處，特高壓 72.5kV 以上約 1 千 6 百多處，由資料分析以併聯中、低壓佔大部分，且以併聯配電系統為主，詳如表 8 所示。

表 8 德國 2012 年以電壓併聯歸類之太陽光電數量分析

Year	Voltage range	Energy produced (GWh)	Installed power (MW)	Nº Installations
2012	0≤KV<1	2.854	1.608	34.158
	1≤KV<36	3.855	2.138	19.570
	36≤KV<72,5	1.004	523	4.411
	72,5≤KV<145	271	142	855
	145≤KV≤400	147	81	771
Total 2012		8.130	4.492	59.765

Table 7.4.1 - PV installations in Spain by voltage level (Source: CNE)

捷克 PV 併聯情況，若依電壓等級分析併聯現況於 2012 年底統計結果，併聯電壓等級在 0.4 kV 低壓最多約 2 萬多處，中壓 22~35kV 之間約 1 千 5 百多處，高壓以上僅有 4 處，由資料分析以併聯中、低壓佔大部分，且以併聯配電系統為主，詳如表 9 所示。

表 9 捷克 2012 年以電壓併聯歸類之太陽光電數量分析

Year	Voltage range	Energy produced (GWh)	Installed power (MWp)	Nº Installations
2012	0,4 kV (LV)	237,1	241,9	20376
	22-35kV (MV)	1827	1693,1	1548
	+110 kV (HV)	143,5	131,5	4
Cumulative total, 2012		2.207,6	2.066,5	21.926

Table 7.3.1 - Photovoltaic installations, Source: Czech Regulatory office ERU

(四) 歐洲各國電價概況

歐洲家庭用電電價分布，取樣係以電價 2013 年 1 月 1 日為基準日，以不含各項稅率且年用電量由 2,500kWh 至 5,000kWh 區段具多數家庭用戶用電區作為比較的基礎，評估用電量每月約為 400 kWh 之一般庭用電平均水準。經分析歐洲各國家庭用戶之電價分布如圖 9 所示。

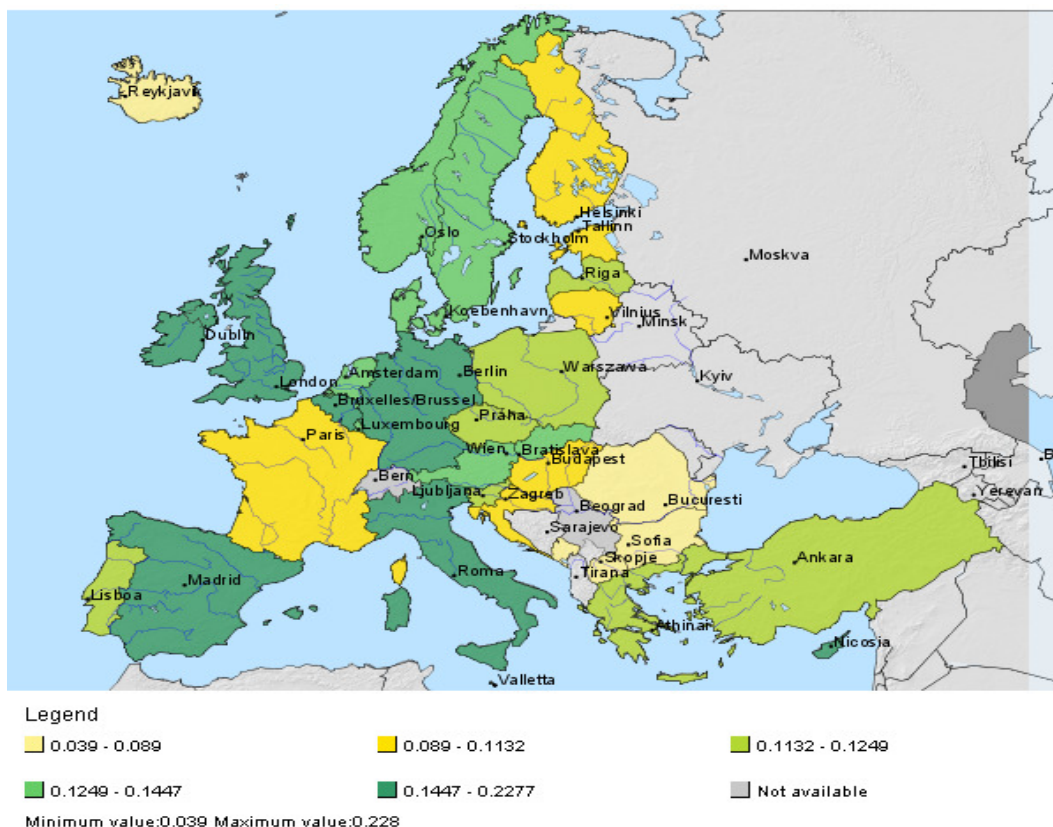


圖 9 歐盟家庭用戶之未稅平均電價分布

由圖 9 可知德國、義大利、西班牙、英國及愛爾蘭之電價較高(€0.1447→0.2277)，丹麥、芬蘭、挪威及比利時居次(€0.1249→0.1447)，法國及瑞典之電價相較為低(€0.089→0.1132)，主要係瑞典水力及核能發電多，而法國則核能發電多。

歐洲主要國家電價中稅率的部分有很大的差異，除了增值稅外亦包含其他能源稅、電力稅、再生能源稅、汽電共生稅等，圖 10 及圖 11 呈現歐洲主要國家含稅後之電價分布，稅率的價格部分有時高過電能本身的價格如丹麥及德國等國，丹麥及德國因發展再生能源而加重了稅率，故電價高居歐洲家庭用電之第一位(€0.2940)及第二位(€0.2920)；故發展再生能源必須政府在前引導，民眾在後支持，始能竟其功。

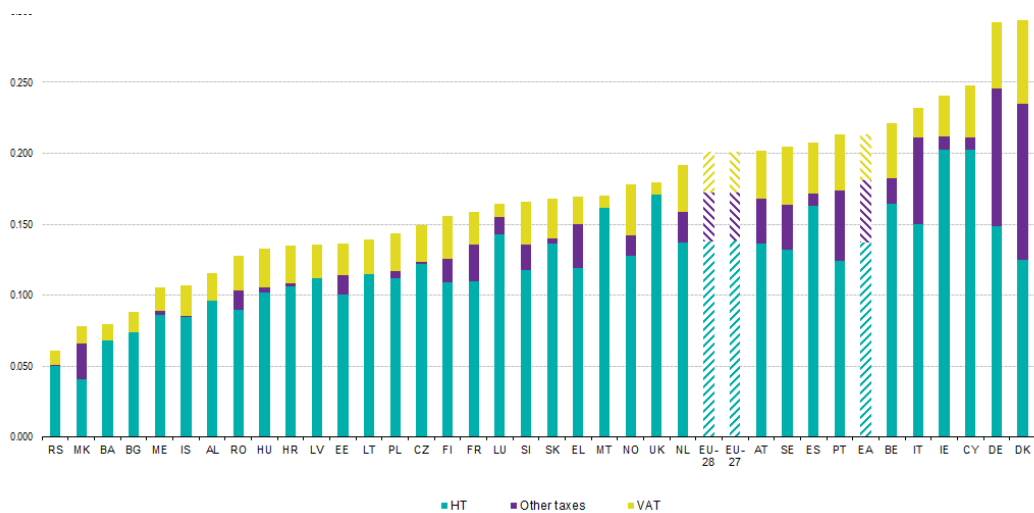


圖 10 歐洲國家含稅(排除增值稅)住家用電之電價排序圖

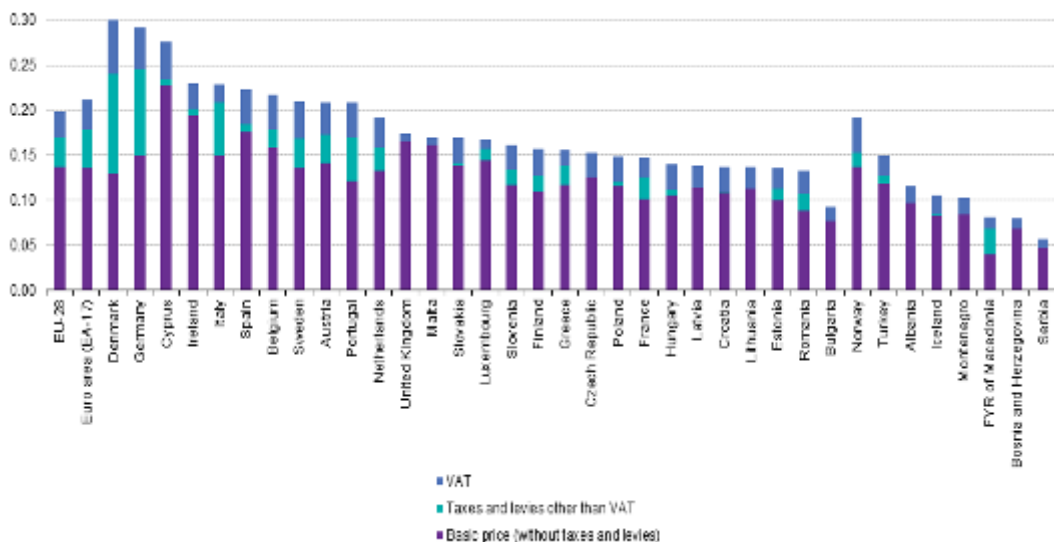


圖 11 歐盟家庭用戶之含稅(排除增值稅)平均電價分布圖

歐洲主要國家工業用電電價，取樣係以電價 2013 年 1 月 1 日為基準日，以不含稅且年用電量由 500MWh 至 2,000MWh 區段具多數工業用戶用電區段作為比較的基礎，經分析歐洲各國工業用電之電價分布如圖 12 所示。

由圖 12 可知西班牙及愛爾蘭之電價較高(€ 0.1125→0.2002)，英國、義大利、葡萄牙居次(€ 0.094→0.1125)，德國(稅務減免)、芬蘭、挪威相對較低(€ 0.0799→0.0971)，比利時及法國最低(€ 0.0391→0.0799)，主要係法國核能發電多。

主產國家電價中稅率的部分差異亦很大，為了產品進出口的競爭，工業用電電價比較排除了增值稅(VAT)，因為各國對工業用電增值稅的稅率有很大的差異，有的不收、有的降低稅率故不納入，其他包含能源稅、綠能稅、環境稅等等則納入電價中。

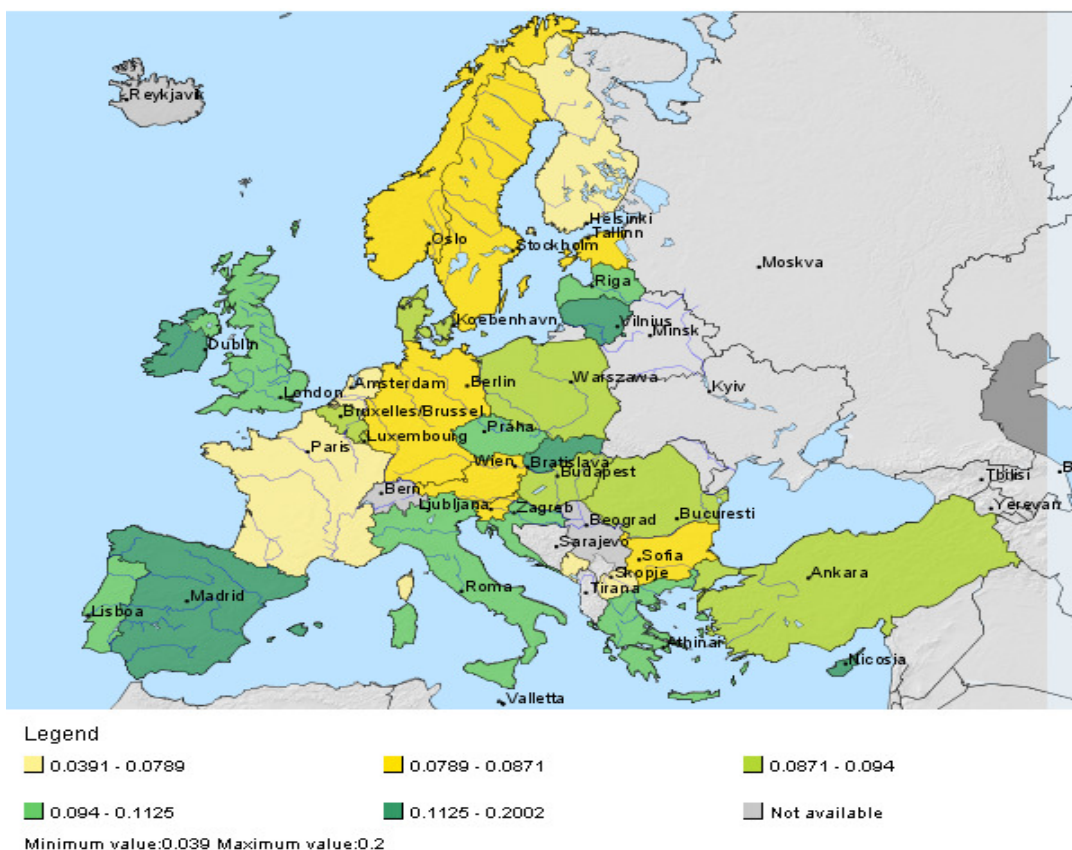


圖 12 歐洲各國工業用戶之未稅平均電價分布

圖 13 顯示歐洲主要國家含稅後(排除增值稅)之工業電價分布，稅率的價金部分排除了增值稅後影響的比率即降低很多，不若家庭用電稅率影響明顯，主要的因數乃為政府考量產業競爭。

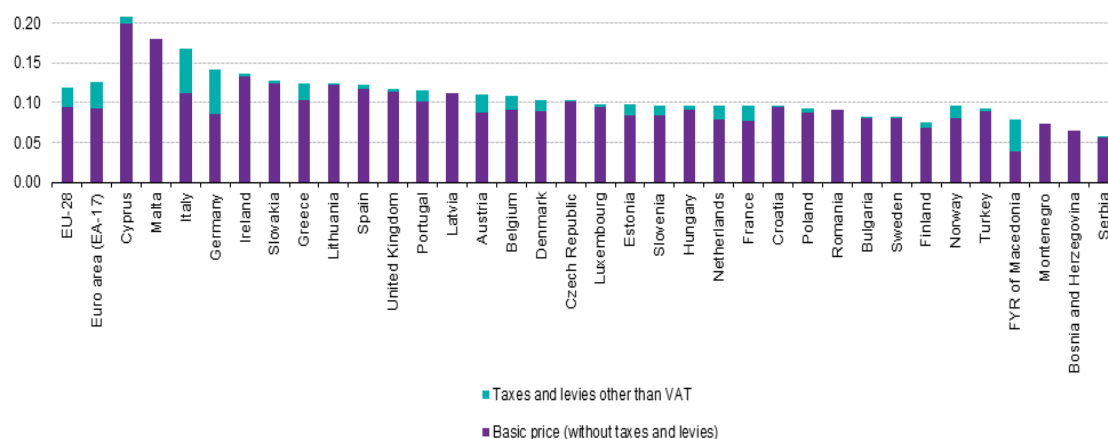


圖 13 歐洲各國家庭用戶之含稅(排除增值稅)平均電價分布

(五) 德國工業電價及稅務減免概況

德國因大力發展再生能源(以太陽光電及風力發電為主軸)，相關的費用最後需回歸到消費者身上，惟電價加收再生能源稅、環境稅(含能源稅及電力稅)及汽電共生稅後，電價已高居全歐高電價之前段區，德國政府考慮工業產業之競爭力，故在工業電價中設計稅務減免的機制，以降低產業電價成本的負擔。

工業電價稅務減免視工業產業類別而有不小的差異，一般對用電量大的用戶而言，稅務負擔隨著年用電量的增加而減少，即年用電量在 25 GWh 以上的用戶，稅務減免的幅度大。經統計結果稅務減免的幅度一般可降低至 71%，若符合全部減免的條件最高可免除 96% 的稅賦，可有效的減低大用戶的用電成本，提升產業競爭力。

表 10 係以燃料別為基礎，列出能源稅及電力稅減免的幅度，由表中可看出純油燃料部分的稅賦，沒有採取稅賦減免的標準稅賦為 56 €/MWh，採取稅賦減免的最大減免額度達 96%(如 56 €/MWh 降至 2 €/MWh)。

表 10 以燃料別為基礎能源稅及電力稅計收及減免幅度

Figure 2.1: Summary of electricity and energy tax rate reductions by fuel type

(EUR/MWh)	Fossil fuels	Fossil fuels used for heating and electricity					
		1 Stand. tax and levy rate	2 Stand. tax and levy rate	Δ 1 and 2	3 Reduc. tax and levy rate	Δ 2 and 3	4 Min. tax and levy rate
Electricity*	-	56	0%	16	-71%	2	-96%
Fuel oil (light)	49	6	-87%	5	-25%	4	-33%
Fuel oil (heavy)	12	2	-81%	2	0%	2	0%
Natural gas	14	6	-60%	4	-25%	2	-62%
LPG	32	5	-83%	4	-25%	2	-55%
Coal/ Petrol coke	1	1	0%	1	0%	1	0%

* Includes Environmental Tax Reform, Renewable Energy Act and Combined Heat and Power Act

表 11 係以工業用戶用電量為基礎，列出能源稅及電力稅減免的幅度，由表中可看出用電量愈大的用戶，稅務減免的幅度愈大，如用電量在 1 MWh 以下之用戶，並沒有享受到稅務減免的優惠，相對的用電量在 600 GWh 以上之用戶稅賦減免的幅度可達到 75%、平均亦可達到 45% 減免。故德國推展再生能源在工業用電方面有稅務減免的配套措施，而住宅用電則需負擔相關的稅務。

表 11 以工業用戶用電量為基礎分析能源稅及電力稅減免

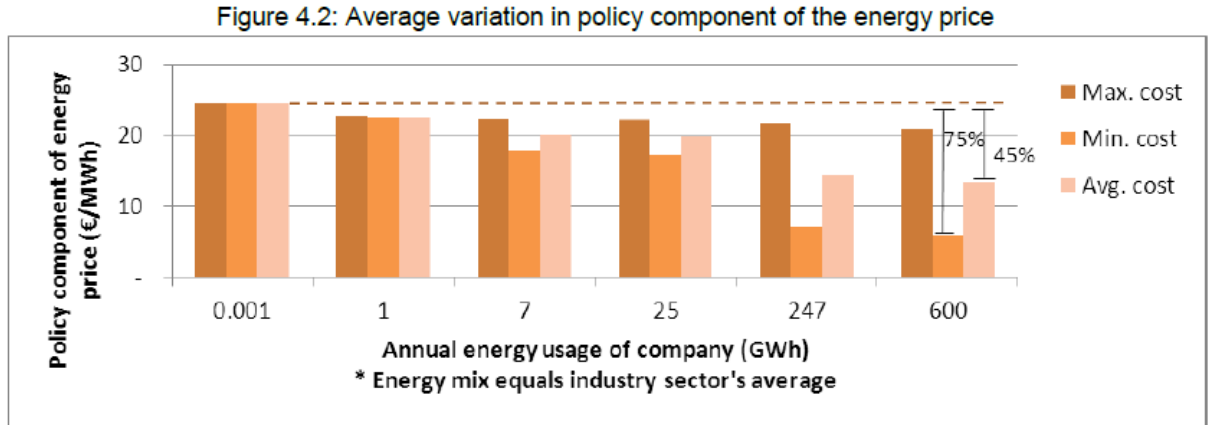


表 12 係以工業電價為基礎，分析電價中附加的各種稅務，並以工業用戶為分析的標的，列出電價中所含的環境能源稅、電力稅、汽電共生稅及其最終可減免的電價幅度，由表中可知工業用電中可減免的稅務最高可達 96%，若免除電力稅減收之適用，可減免的稅務亦可達 71%。

表 12 以工業電價為基礎分析各附加稅率減免的幅度

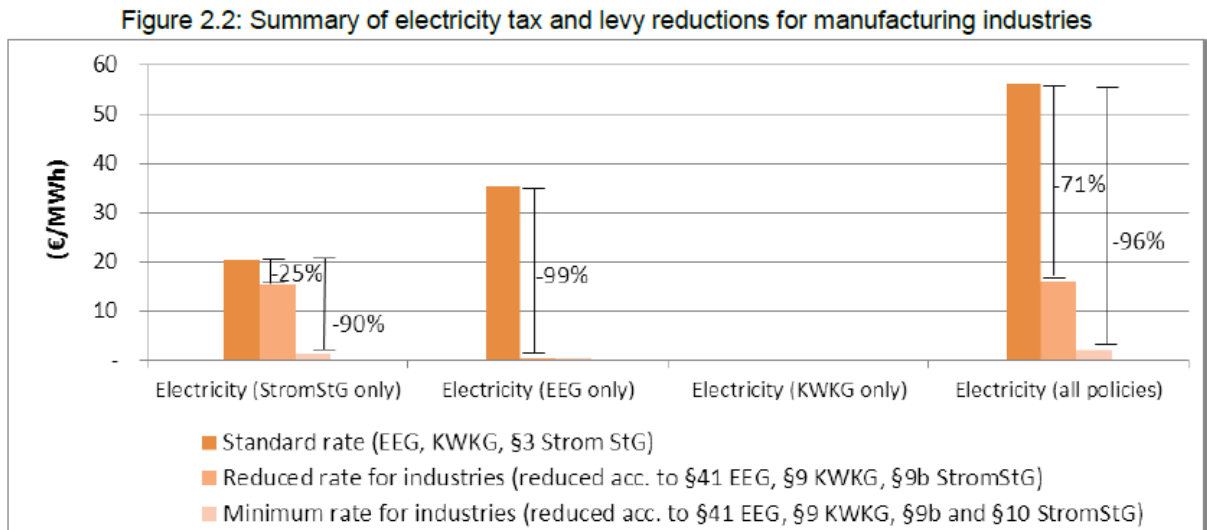
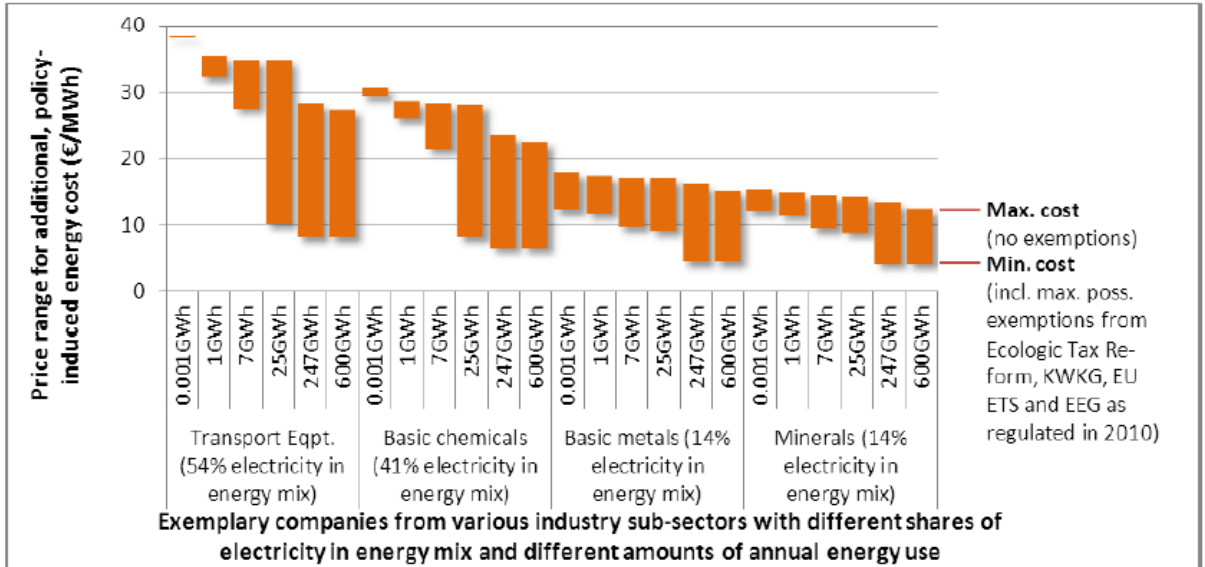


表 13 係以德國工業分類標準，及各工業用電量之大小為基礎，分析不同產業電價中附加的各種稅務，由表中可知交通設施工業的電價負擔稅務的稅率最高(其中電力稅占比 54%)、其次為基本化學工業(其中電力稅占比 41%)、第三為基本金屬工業(其中電力稅占比 14%)，最後為礦業(其中電力稅占比 14%)。由表中可知各不同用電量用戶的最高及最低稅率差異。

表 13 依工業分類及用電量分析不同產業電價附加稅率

Figure 4.1: Variation in policy component of the energy price by company scale and industry sub-sector



(六) 德國虛擬電廠(含再生能源需量反應)電力躉售機制

德國因再生能源法於 2014 年 8 月正式生效後，即啟動了再生能源現貨市場交易序幕。為了有效整合再生能源及結合需量反應，故發展虛擬電廠以符合現行的設計機制，詳如圖 14 所示。

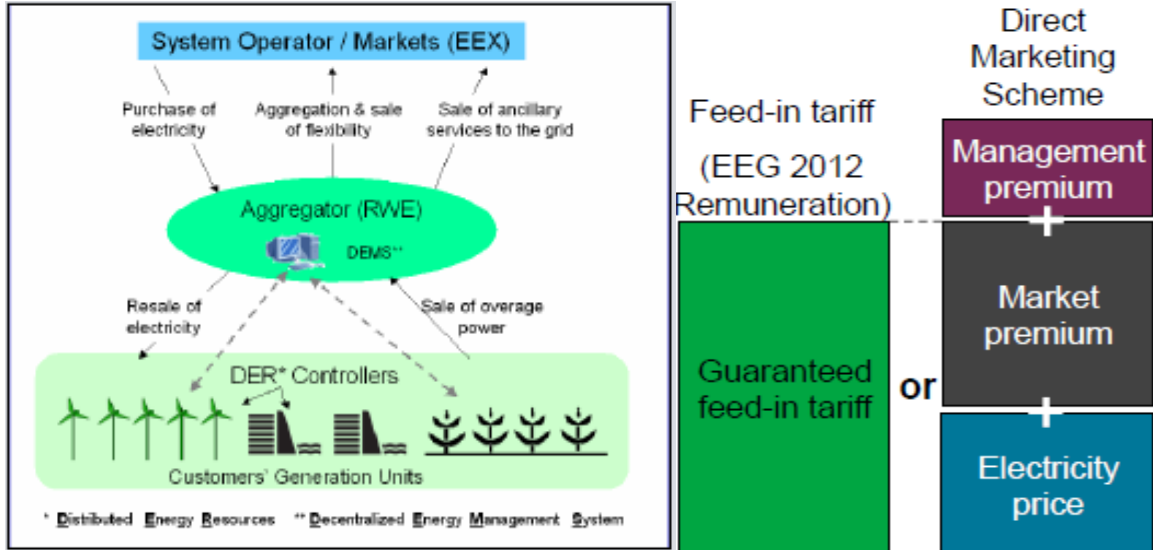


圖 14 虛擬電廠的設計機制及躉售的流程

德國電業 RWE 已建立虛擬電廠先導系統，在 2012 年初期之規模為 20MW 推估至 2015 年為 200 MW，並採西門子之 DEMS 作為再生能源管理系統之核心，結合風力、水力、生質能、太陽光電設備形成微電網，並將 DER Controller 裝置於各現場發電設

備，DER Controller 和 DEMS 之間採 IEC 60870-5-104 通訊協定透過 GPRS 雙向通訊溝通。RWE 即可以虛擬電廠在現貨市場進行電力交易，躉售之流程係以電力現貨市場價格再加上再生能源補助(Market Premium)即固定費率之保證收購價格為基礎，再加上自行交易後所獲取之管理收入，整體而言採市場直接交易的模式，其交易價格已高於保證收購之價格，在交易市場上具有競爭優勢。圖 15(左)顯示躉售流程之電量流及財務流，圖 15(右)則顯示 VPP 提供即時和次位備載容量給 TSO/DSO，並獲得現金流之流程。

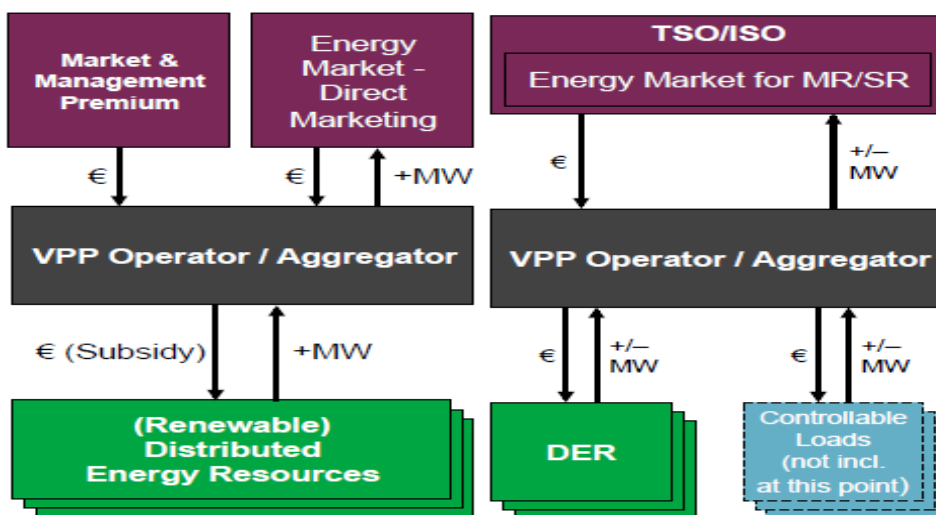


圖 15 虛擬電廠的設計機制及躉售流程

因再生能源具不穩定性，故批發市場除一般電力躉售外，亦需有輔助服務，經多樣性再生能源和傳統電廠整合後，藉虛擬電廠運作亦可提供批發市場之輔助服務獲取利潤，詳如圖 16 所示。

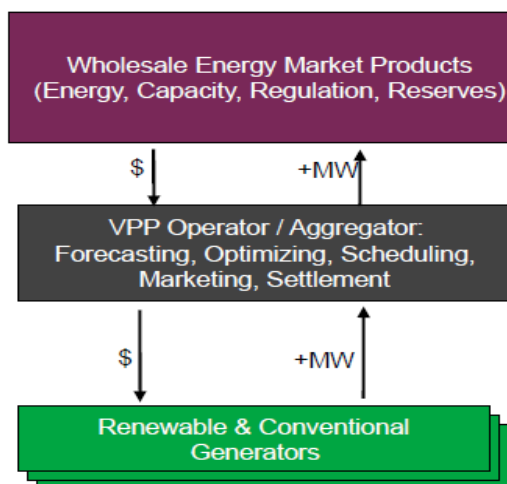


圖 16 虛擬電廠可提供批發市場輔助服務

為求電業經營虛擬電廠獲取利潤最大化，電業 DR/DER 管理系統和配電控制中心，需整合再生能源搭配需量反應，並和所屬電廠及民間電廠有效的組合及排程，以提供批發市場所需的能源、容量、輔助服務及必要的技術管控支援，電力流及財務流如圖 17(左)所示。更進一步，可將電動車電池管理納入選項，需量反應亦可包括時間電價(TOU)、臨界尖峰電價(CPP)及即時電價(RTP)之設計，而負載管理則可納入直接負載控制(DLC)、緊急需量反應(EDR)、需量競標(DBP)及容量競標(CBP)機制，其電力流及財務流如圖 17(右)所示。

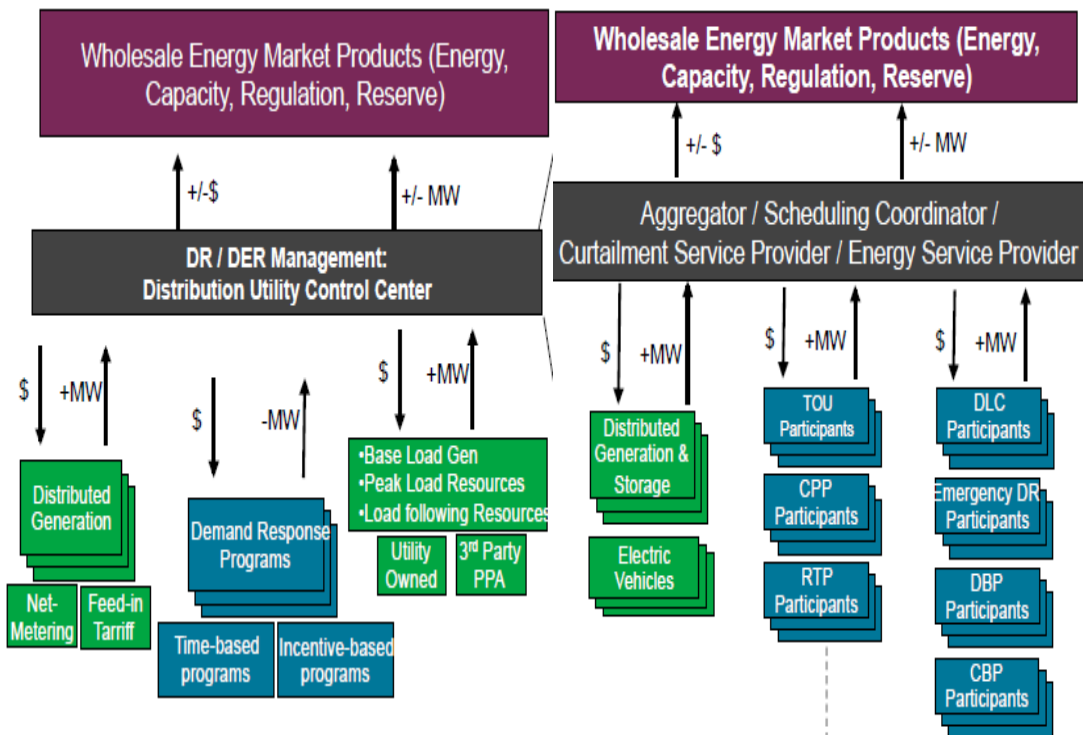


圖 17 虛擬電廠應用需量反應負載控制及結合 DER 示意圖

三、歐洲太陽光電之發展概況

IEA-PVPS 聯盟包括 24 個會員國及 5 個國際組織，包含 12 個歐洲國家及美國、日本、大陸、韓國、澳洲等，至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量達 123.2 GW，達全世界累計總裝置容量 134 GW 之 92%，詳如圖 18 所示。

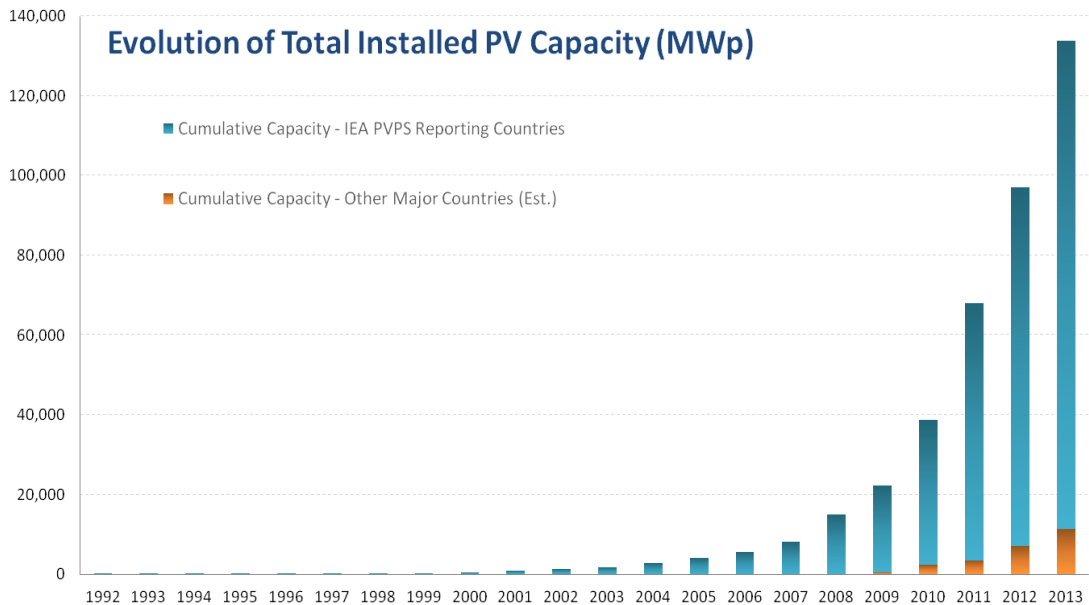


圖 18 1992 至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量

若依區域別劃分則以歐洲 IEA-PVPS 國家占比最高約占 59%的比率，亞太地區居次，美洲地區最三，詳如圖 19 所示。

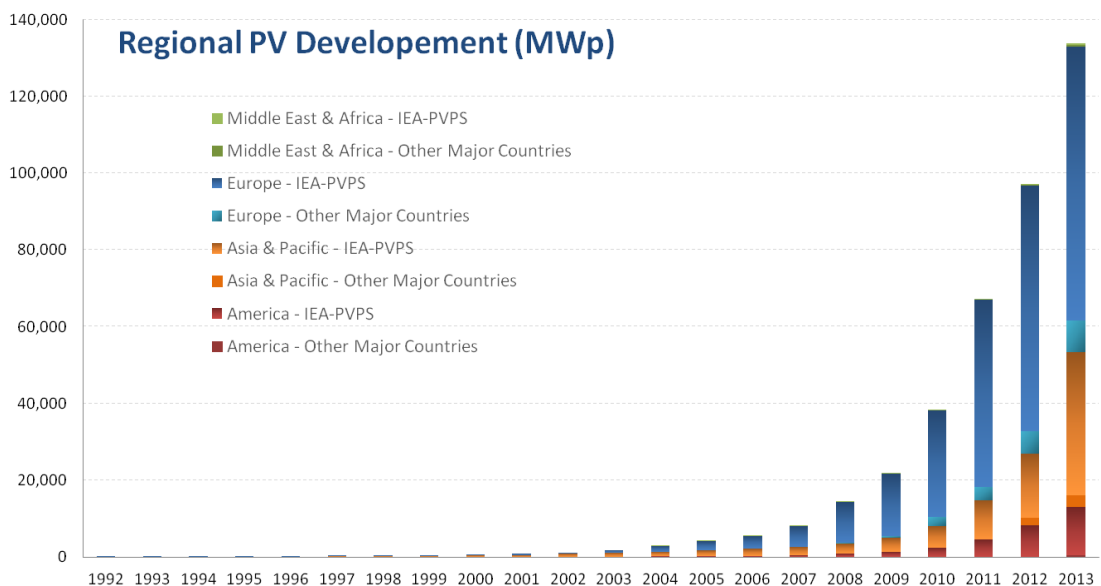


圖 19 依區域別 1992 至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量

若以國家別觀察，並以累計裝置容量統計，容量最高者依序為德國 (35.5GW)、中國 (18.3GW)、義大利 (17.6GW)、日本 (13.6GW)、美國 (12GW)，詳如圖 20 所示，其中有 7 個國家裝置容量達 1GW 以上，特別是中國之裝置容量急起直追，2013 年度即裝置 11.3 GW，成長驚人。惟電業面臨高占比再生能源的挑戰亦最大。

Installations -GW			Total Installed Capacity -GW	
1	CHINA	11.3	GERMANY	35.5
2	JAPAN**	6.9	CHINA	18.3
3	USA	4.8	ITALY	17.6
4	GERMANY	3.3	JAPAN**	13.6
5	ITALY	1.5	USA	12.0
6	INDIA*	1.1	SPAIN**	5.6
7	ROMANIA*	1.1	FRANCE	4.6
8	GREECE*	1.0	AUSTRALIA	3.3
9	UK	1.0	BELGIUM	3.0
10	AUSTRALIA	0.9	UK	2.9

9 "GW COUNTRIES"
17 "GW COUNTRIES"

圖 20 依國家別劃分至 2013 年底太陽光電累計總裝置容量

太陽光電供應電力占比大於該國總電力需求量 1%者，排序如圖 21 所示，其中義大利、德國及希臘均高於 5%。

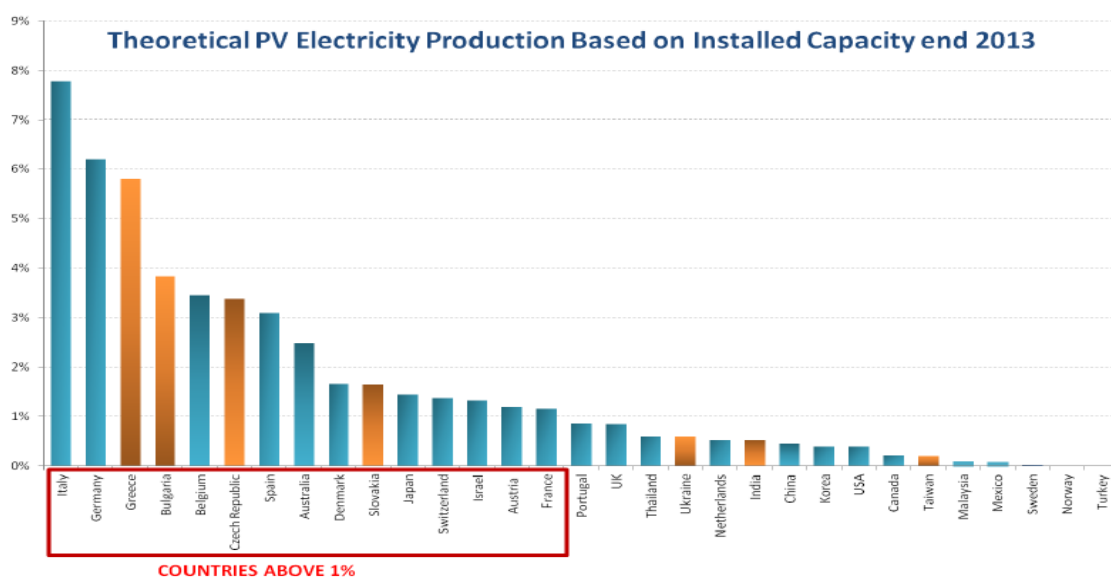


Figure 4 – Theoretical PV Electricity Production Based on Installed Capacity in 2013

圖 21 2013 年底太陽光電供應電力占總需求量之比率

四、歐洲高占比太陽光電電業及用戶應對措施

由歐盟(EU)16 個國家 21 個團隊所組成的 PVGRID 專案團隊，對高占比之太陽光電的議題，由電壓管理及線路壅塞二大主軸，尋求提升電業網路可併聯再生能源容量的技術方案。並從配電系統業者(DSO)、用戶端之消費者兼生產者(PROSUMER)、及介於二者之間具通訊功能的中介者(INTERMEDIATE)著手，尋求解決方案如表 14 所示。

表 14 高效能、中效能及低效能三種技術方案

Category	#	Technical solution
DSO	1	Network Reinforcement
	2	On Load Tap Changer for MV/LV transformer
	3	Advanced voltage control for HV/MV transformer
	4	Static VAr Control
	5	DSO storage
	6	Booster Transformer
	7	Network Reconfiguration
	8	Advanced Closed-Loop Operation
PROSUMER	9	Prosumer storage
	10	Self-consumption by tariff incentives
	11	Curtailment of power feed-in at PCC
	12	Active power control by PV inverter P(U)
	13	Reactive power control by PV inverter Q(U) Q(P)
INTERACTIVE	14	Demand response by local price signals
	15	Demand response by market price signals
	16	SCADA + load control
	17	SCADA + PV inverter control (Q and P)
	18	Wide area voltage control

Table 6 - List of technical solutions

其中針對 DSO 的方案計有 8 項，即網路強化、有載分接頭的配電變壓器、先進電壓調整功能的配電變壓器、靜態虛功補償器、線路調壓器、網路重組、先進閉迴路系統。用戶端計有 5 項，即電池組儲存設備、電價機制、功率輸出限制、變流器實功控制、變流器虛功控制等。中介者計有 5 項，即依當地電價之需量反應、依市場電價之需量反應、SCADA 及負載控制、SCADA 及變流器功率控制、寬域電壓控制等。

基於上述之 18 種強化配電網的技術方案，在中壓及低壓的

配電網路上，適用的技術方案具有不同的效益，可以依投資成本、電壓的影響、壅塞的影響、技術可及性、符合既有法規可用性，區分高效益、中效益、低效益等三種選項。

在低壓側方面，採德國、義大利、西班牙及捷克等太陽光電高占比國家的經驗分析，最有效益的技術方案包括下列 6 種，即併聯點之輸出電力限制、配電網路強化、變流器虛功控制、變流器實功控制、用戶端電池組、有載分接頭配電變壓器。中效益方案有 8 項，低效益則有 4 項，詳如表 15 所示。

表 15 低壓(1kV 以下)配電網改善高效益、中效益、低效益方案

Effectiveness of solutions	Technical solution	CZ	DE	ES	IT
HIGH EFFECTIVENESS	Curtaiment of power feed-in at PCC	Red	Red	Red	Red
	Network Reinforcement	Green	Green	Green	Green
	Reactive power control by PV inverter Q(U) Q(P)	Red	Green	Red	Red
	Active power control by PV inverter P(U)	Red	Red	Red	Red
	Prosumer storage	Red	Green	Red	Green
	On Load Tap Changer for MV/LV transformer	Green	Green	Green	Green
NORMAL EFFECTIVENESS	SCADA + direct load control	Red	Red	Red	Red
	Network Reconfiguration	Green	Green	Green	Green
	Self-consumption by tariff incentives	Green	Green	Red	Red
	Wide area voltage control	Yellow	Yellow	Green	Yellow
	Static VAr Control	Green	Green	Green	Green
	Booster Transformer	Green	Green	Green	Green
	SCADA + PV inverter control (Q and P)	Yellow	Red	Yellow	Yellow
	DSO storage	Red	Red	Red	Red
LOW EFFECTIVENESS	Demand response by local price signals	Red	Red	Red	Red
	Advanced voltage control for HV/MV transformer	Green	Green	Green	Green
	Demand response by market price signals	Yellow	Yellow	Yellow	Red
	Advanced Closed-Loop Operation	Grey	Green	Yellow	Grey

Regulatory priority index - Legend
Adoption of solution requires regulatory development
Adoption of solution requires regulatory and technology developments
Technology is not mature
Can be applied where problems occur

在中壓側方面，仍採德國、義大利、西班牙及捷克等太陽光電高占比國家的經驗分析，最有效益的技術方案包括下列 7 種，即配電網路強化、變流器虛功控制、限制併聯點輸出電力、變流器實功控制、配電網路重組、SCADA 變流器功率控制、及先進電壓調整功能的配電變壓器。中效益方案有 6 項，低效益則有 5

項詳如表 16 所示。

表 16 中壓配電網路改善高效益、中效益、低效益技術方案

Effectiveness of Solutions	Technical solution	CZ	DE	ES	IT
HIGH EFFECTIVENESS	Network Reinforcement				
	Reactive power control by PV inverter Q(U) Q(P)				
	Curtailment of power feed-in at PCC				
	Active power control by PV inverter P(U)				
	Network Reconfiguration				
	SCADA + PV inverter control (Q and P)				
	Advanced voltage control for HV/MV transformer				
NORMAL EFFECTIVENESS	Static VAr Control				
	SCADA + direct load control				
	Self-consumption by tariff incentives				
	Wide area voltage control				
	DSO storage				
	Prosumer storage				
LOW EFFECTIVENESS	On Load Tap Changer for MV/LV transformer				
	Booster Transformer				
	Demand response by local price signals				
	Demand response by market price signals				
	Advanced Closed-Loop Operation				

Regulatory priority index - Legend
Adoption of solution requires regulatory development
Adoption of solution requires regulatory and technology developments
Technology is not mature
Can be applied where problems occur

五、SIEMENS 及 ABB 公司配電管理及再生能源發展技術

(一) 德國 SIEMENS 公司先進配電管理系統

SIEMENS 之先進配電管理系統 Spectrum Power™ ADMS，系統除包含原先第 4 版(Spectrum Power™ 4-本公司採用)之功能外，亦將再生能源之監控管理納入系統中，功能如下：

- 線路故障偵測、隔離及復電(FDIR-DNA)
- 饋線監視遙控及資料收集(SCADA)
- 線路電容器組自動控制(VVO)
- 自動讀表(MDMS)
- 負載管理(LMS)
- 配電變壓器負載量測(U、I、P、Q)
- 天然災害停電管理(OMS)
- 用電來電話處理系統(Trouble call)
- 適用單相及三相之配電系統分析(Optimal)
- 調度員訓練模擬器(Simulation)
- 再生能源監控(U、I、P、Q)含電流方向
- 工作排程及預估復電時間功能(ETR)
- 易於和企業資源整合(CIM IEC61968 及 IEC61970)

Spectrum Power™ ADMS 之系統架構如圖 22 所示，新增再生能源監控功能，提供電壓、電流、方向、實功、虛功等資訊，但並不提供短路電流計算及系統穩定性分析之功能。

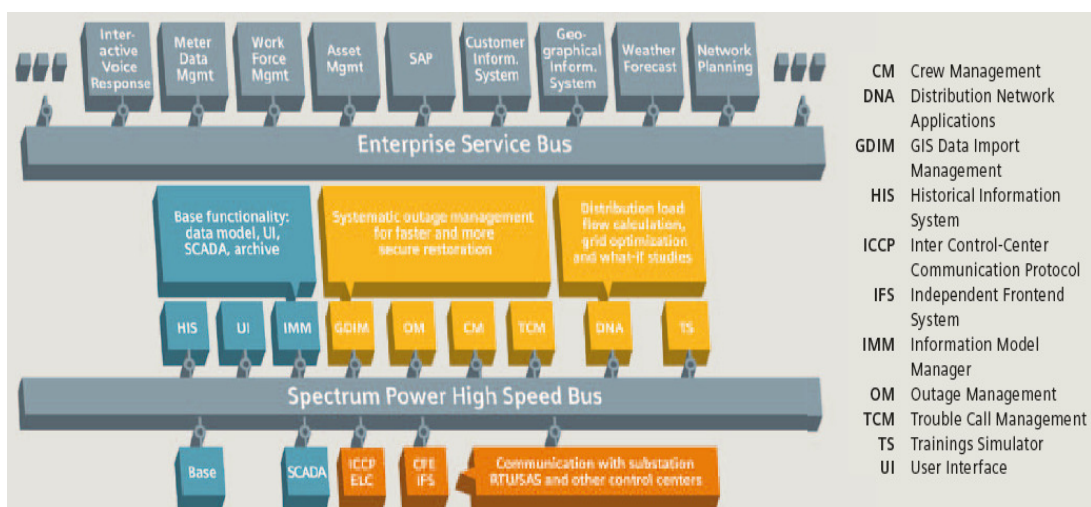


圖 22 Spectrum Power™ ADMS 之系統架構

SIEMENS 所發展之再生能源管理系統(DEMS)具預測、排程及最佳化流程如圖 23 示，外部支援系統及內架構如圖 24 所示，將用戶端的需量反應(DRMS)機制導入如圖 25，採 Microgrid 技術架構及管理系統(MGMS)為基礎如圖 26，結合風力、太陽光電、生質能、汽電共生、燃油機組、電池組儲能等分散式能源，整合電力市場面及技術面以虛擬電廠(VPP)的概念在電力市場交易，除穩定自身特殊用電需求外，主要的功能是在電力市場進行電力交易。



圖 23 SIEMENS 所發展之再生能源管理系統(DEMS)

DEMS 之基本設計，較傾向如何整合再生能源及分散式電源，應用微電網管理(MGCS)技術提供穩定的電力，並將用戶端需量反應(DRMS)的功能加入並作負載管理，以虛擬電廠的方式統合電力供需，評估成本效益在電力市場上進行交易，並獲最大的利潤為目標。

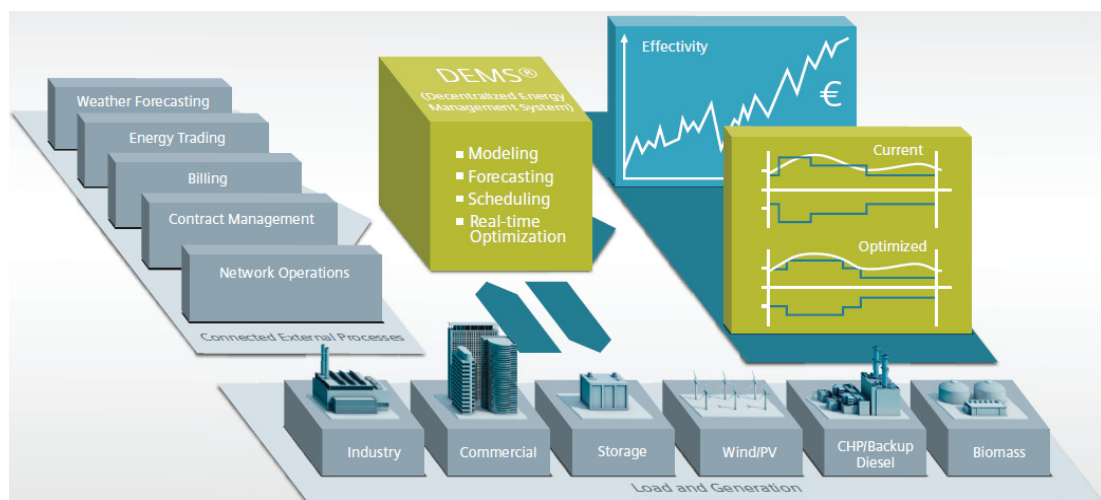


圖 24 SIEMENS 所發展之再生能源管理系統(DEMS)

本系統適用在德國再生能源可直接在電力現貨市場交易之機制，其中 DEMS designer 具有最佳化的電力組合設計功能，可依市場負載的需求事先或即時執行規劃及預測的功能，以利快速的提供躉售電方案。在技術上此系統亦藉由(MGCS)提供再生能源的調度監控的機制，可和配電先進管理系統(ADMS)之再生能源併網監控調度功能相結合。

SIEMENS 開發之 DRMS 系統如圖 25，係以需量反應為主軸，除了相關外部支援系統的處理程序如電力市場、天氣預測、能源交易、電價制度、用戶合約簽訂及電力網路操作等和 DEMS 相同外，另對工業用戶、商業用戶、住家用戶及電動車的電池組電力儲存管理，組合有效的需量反應。其核心功能具有多樣性的需量反應程式、預測及評估、自動化調度及負載轉移等功能。以利再生能源作為虛擬電廠組合最佳化的方案，DRMS 是虛擬電廠用戶端管理重要之元素。

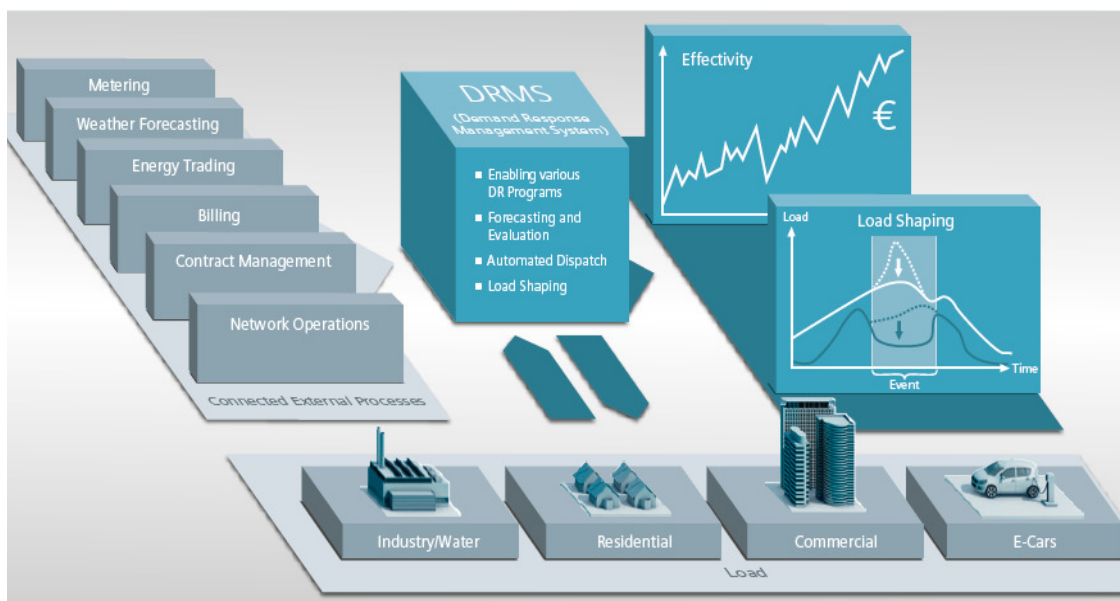
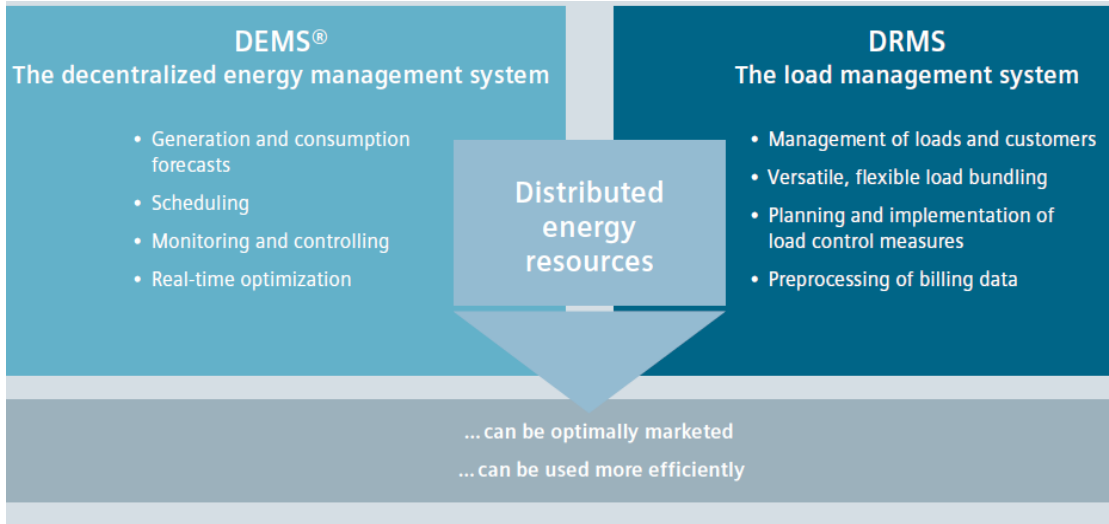


圖 25 SIEMENS 開發之 DRMS 系統

DEMS 及 DRMS 之關聯性及整合，如圖 26 所示，係以最佳化及高效率為手段，於 DEMS 側執行發售電預測、進行排程、監督及控制，和及時的最佳化。並於 DRMS 側執行負載及顧客管理、多樣性及富彈性的負載組合、規劃及負載控制措施，以及電費資料的處理。此系統因應德國 2014 所發布的再生能源法，規定再生能源可直接在電力現貨市場交易，故市場需求性高，惟在臺灣電力市場目前並未開放電力直接售電，惟其再生能源的管

理機制，則可作為 DERMS 規劃之參考。



DEMS® and DRMS – for optimum, flexible energy management

圖 26 SIEMENS 之 DEMS 及 DRMS 系統關聯性

SIEMENS 開發之 MGMS 系統如圖 27 所示，是以 SICAM Microgrid Manager 為中心，整合再生能源及分散式電源為主軸，相關外部支援系統的處理程序包含天氣預測、能源交易、用戶合約簽訂及資產管理，MGMS 具有模組化、操作、預測、排程和及時最佳化的功能。並和電業電網連接但亦可獨立運轉，係整合風力、太陽光電、汽電共生、柴油或燃氣機組、電池組儲能等分散式電源及建物內之能源管理，作有效的電力供應運轉管理，此系統除可作 DEMS 之一環外。亦可作為對電力可靠度有特殊需求之用戶之電力備援方案，如研究機構、無法忍受停電之工業用戶、醫院、消防或供電成本高之遙遠地區小用電量用戶，是電力自主供應的一項解決方案。

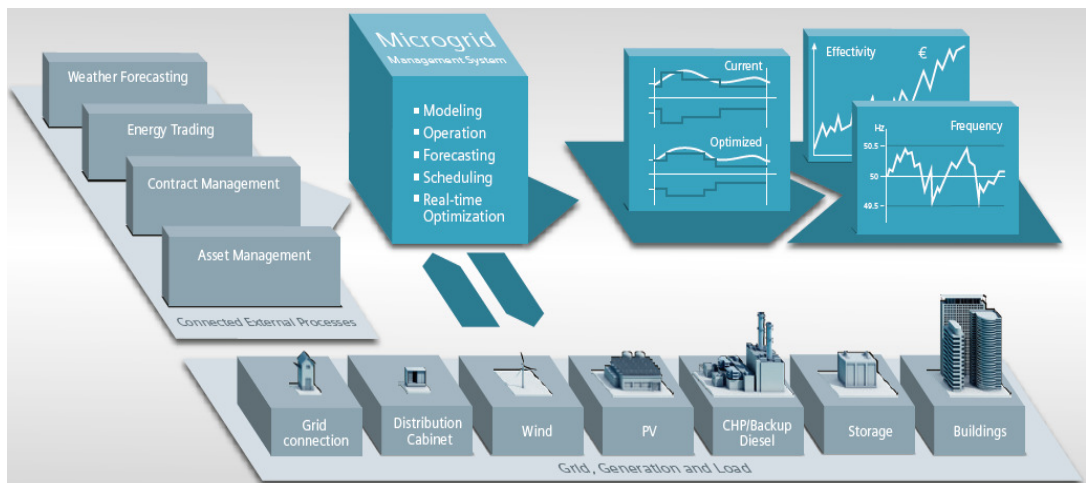
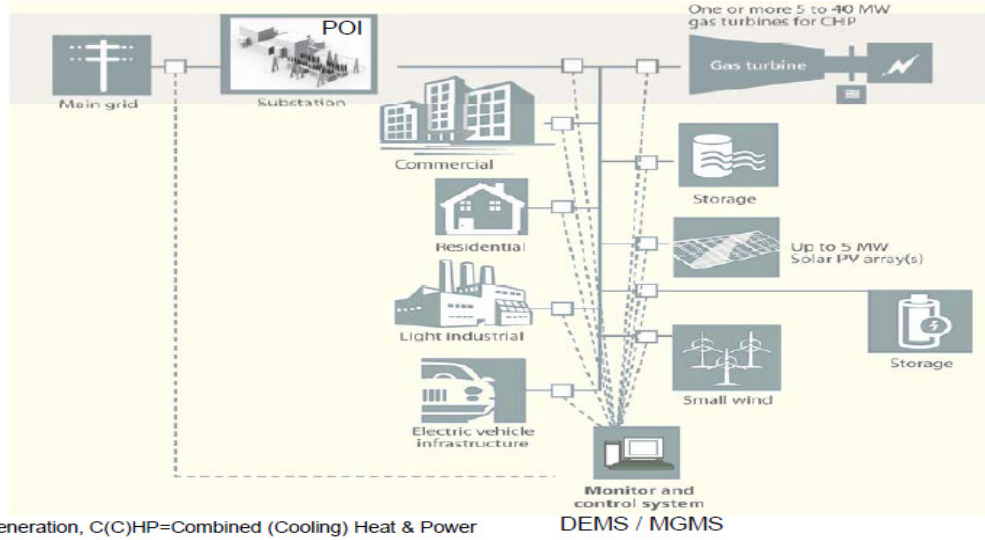


圖 27 SIEMENS 開發之 MGMS 系統

SIEMENS 之 DEMS/MGMS 系統之整合單線圖如圖 28 所示，在責任分界點(POI)後端用戶，先行整合再生能源及分散式電源，再結合各類用戶需量管理的措施，並於 POI 點裝置計量設備，將 DEMS/MGMS 當作虛擬電廠(VPP)運作，德國再生能源可在現貨市場交易，事實上已具備再生能源管理調控運作的相關技術。



DG=Distributed generation, C(C)HP=Combined (Cooling) Heat & Power
 DEMS = Siemens' Decentralized Energy Management System
 POI = Point of Interconnection

圖 28 SIEMENS 之 DEMS/MGMS 系統整合單線圖

相關再生能源管理系統的示意圖及其監控設備和通訊的架構如圖 29 所示，監控設備(EEG Box)於德國 2014 年版再生能源法公布實施後，可作為再生能源現場監控量測設備，適用於一般管理計費及電力市場現貨交易統計之用，同時可取得各種電壓、電流、功率因數及功率等各項參數。

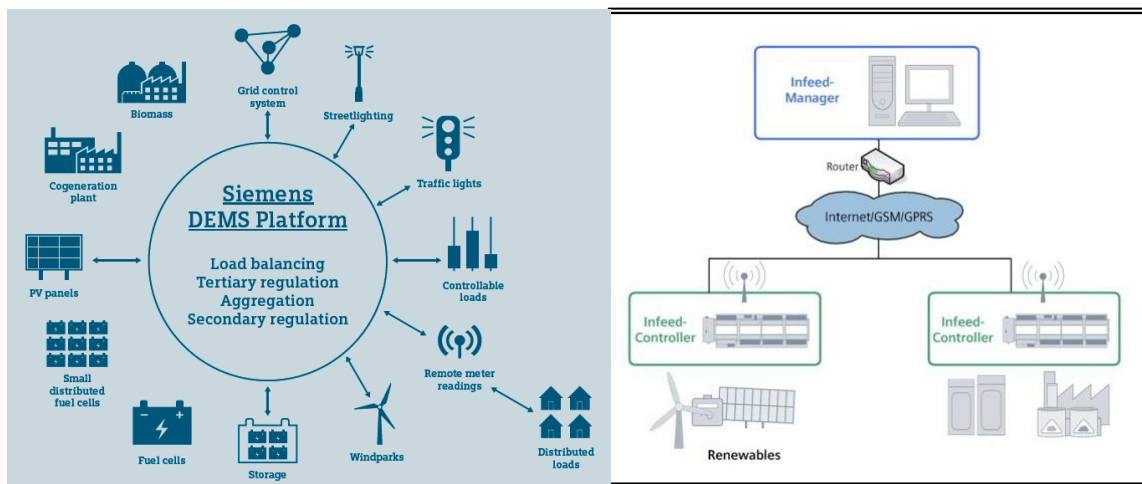


圖 29 DEMS 設備示意圖及其監控通訊架構

DEMS 和其現場發電設備的通訊，可透過 IEC60870-5-104 通訊協定(選項之一)作通訊及控制計量，結合 DRMS 後形成虛擬電廠透過交易系統在現貨市場交易，詳如圖 30 所示。

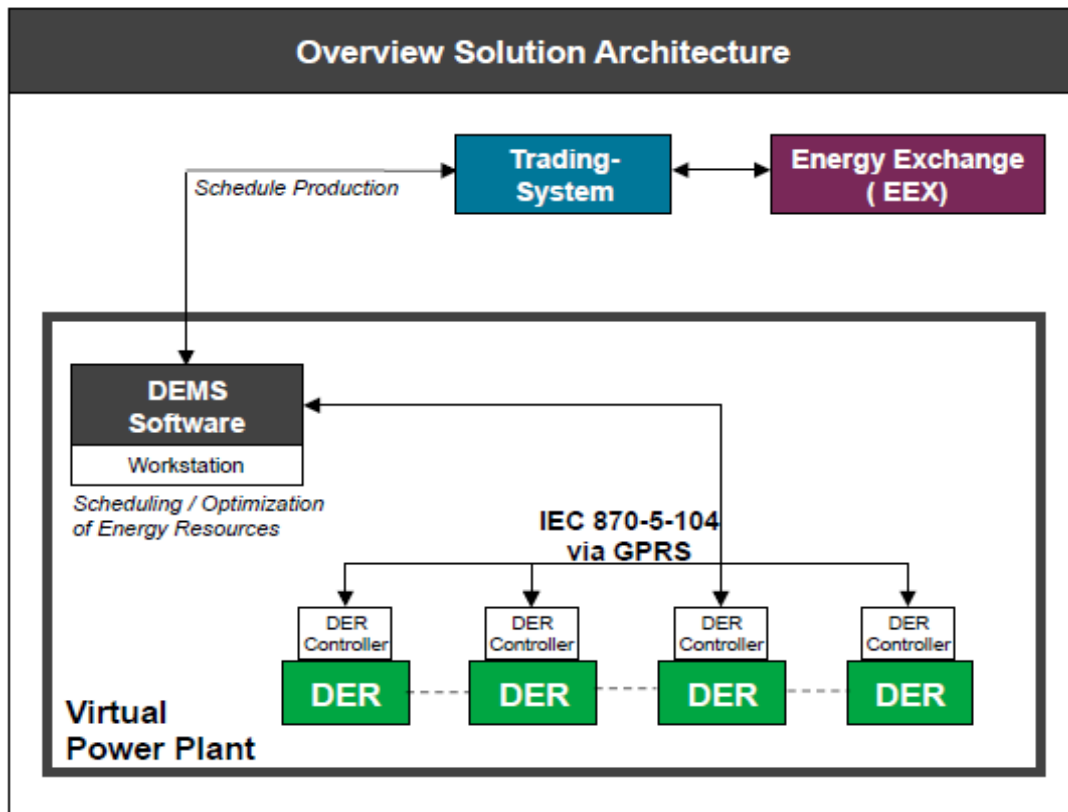


圖 30 DEMS/VPP 通訊架構及電力交易示意圖

(二) ABB 配電管理系統 MicroSCADA Pro DMS 600

ABB 公司發展之 MicroSCADA Pro DMS 600 已具有整合再生能源的功能，包括顯示電壓、電流、實功、虛功數值及電流的方向，具有執行負載潮流的功能。圖 31 顯示太陽光電、生質能發電及風力發電等再生能源納入 DMS 600 的單線圖中管理，系統可自動定期執行負載潮流，獲得相關數值以利檢視相關再生能源發電設備是否正常的運作。

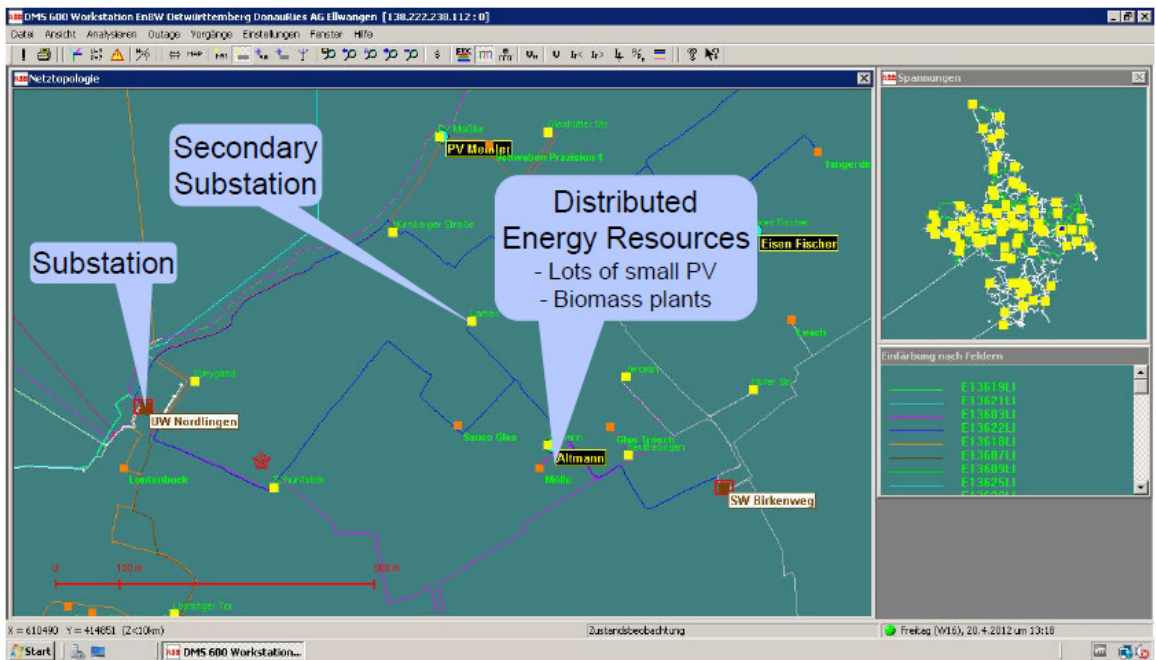


圖 31 ABB 公司之 MicroSCADA Pro DMS 600

MicroSCADA Pro DMS 600 可點選再生能源之圖像或線段，即可顯示實功及虛功的數值如圖 32 所示。

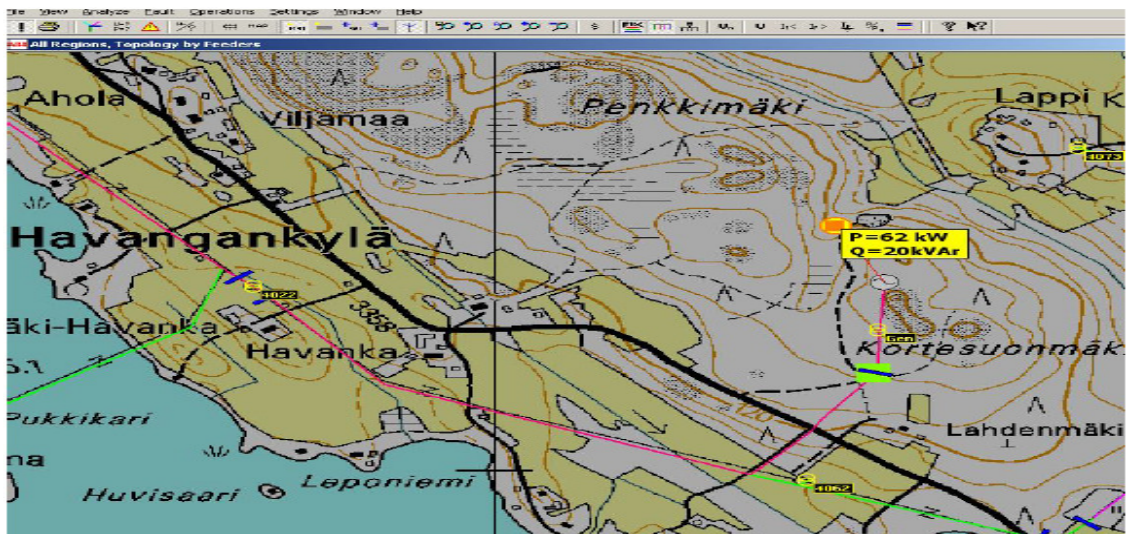


圖 32 ABB DMS 600 可顯示實功和虛功數值

再生能源併接饋線後，可點選節點顯示再生能源併接饋線後相關的數值，如饋線名稱、區域別、電壓、電流、實功值、虛功值及其方向(負值表示反方向)，詳如圖 33 所示，由圖面上即可獲知再生能源併網後節點之各項基本數據，本系統可執行負載潮流的功能，以利預測饋線線路容量和饋線變壓器容量是否足夠及管理饋線電壓。其中饋線容量管理，可由轉換改變開關點位置作初步調整，電壓管理也可經由電容器之投切作初步的操作。

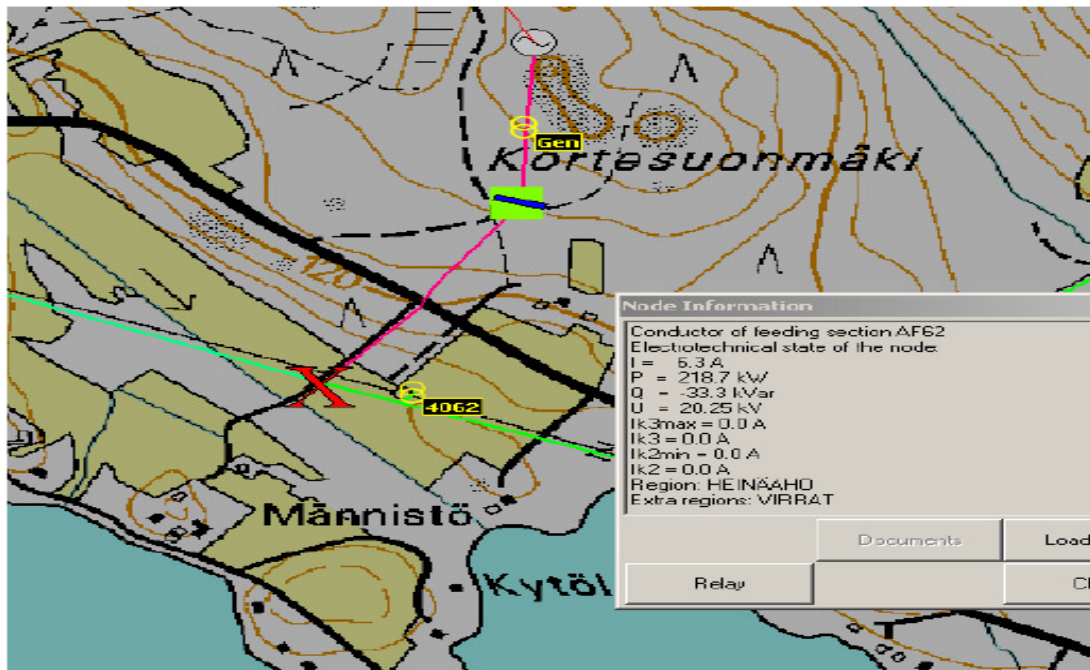


圖 33 ABB DMS 600 顯示再生能源之資訊

MicroSCADA Pro DMS 600 具有電壓異常管理及變壓器過載管理的功能，執行電力潮流的時間間隔可以設定，例如 1 小時(或 5 分、10 分)執行 1 次，執行後將變壓器過載或者饋線電壓超過標準的部分，以表格自動列出，選擇項目包括量測時間、測量項目、量測點、饋線別、區域別、量測值及裝置或導線。表 17 中選定含有再生能源饋線之電壓異常部分並以列表，同時對變壓器過載部分亦列表顯示其數值，此部分屬饋線之異常管理，可排選日尖載、月尖載或季、年尖載或特定時間點作測量，以利檢討異常並作改善，此功能提供饋線再生能源線上數值異常之管理，對再生能源之管控助益甚大。

DMS 600 系統除作異常管理外，亦具有預測功能，配合相關氣象資料、用戶負載情況及可應用之再生能電源或分散型

電源預測饋線電壓或者變壓器等設備是否過載，此功能可提供配電資產預防性之管理。

表 17 DMS 600 含再生能源饋線電壓及設備異常數據

Time	Violation	Node/Section	Feeder	Region	Value	Device/Conductor
2014-05-21 18:00:00	Overvoltage	520903875425M1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 18:00:00	Transformer overload	488910846607M1	10 Winniford	VIRPAT	104 %	3102
2014-05-21 18:00:00	Transformer overload	493953634364M1	3_12 KITULA	ÄHTÄRI	125 %	8010
2014-05-21 18:00:00	Transformer overload	510916858594M1	4_3 PIHLAJAVESI	INHA	103 %	2005
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	357911354571E1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	107 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	357908542574M1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	512903541576M1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	512904329932E1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	512904329932M1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	512909823733M1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	105 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	514907942512E1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	515907073420E1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	514907943512M1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	357908753677K1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	514907941512X1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	
2014-05-21 19:00:00	Overvoltage	51490856543E1	7_8 PIHLAJAVESI	KILLINKOSKI	106 %	

Renewable Microgrid Controller MGC600 係 ABB 公司針對再生能源整合所發展出來的系統，其具有整合再生能源的功能，且各再生能源控制器係採分散式的架構，即在再生能源發電設備裝設控制器作量測與控制的功能。整體再生能源的架構詳如圖 34 所示，其韌體及控制器可裝設在風力發電機、太陽光電、柴油或燃氣機組、電力儲存系統、控制室、控制中心及饋線併接點，對整體再生能源、需量管理及虛擬電廠已有一完整的系統。

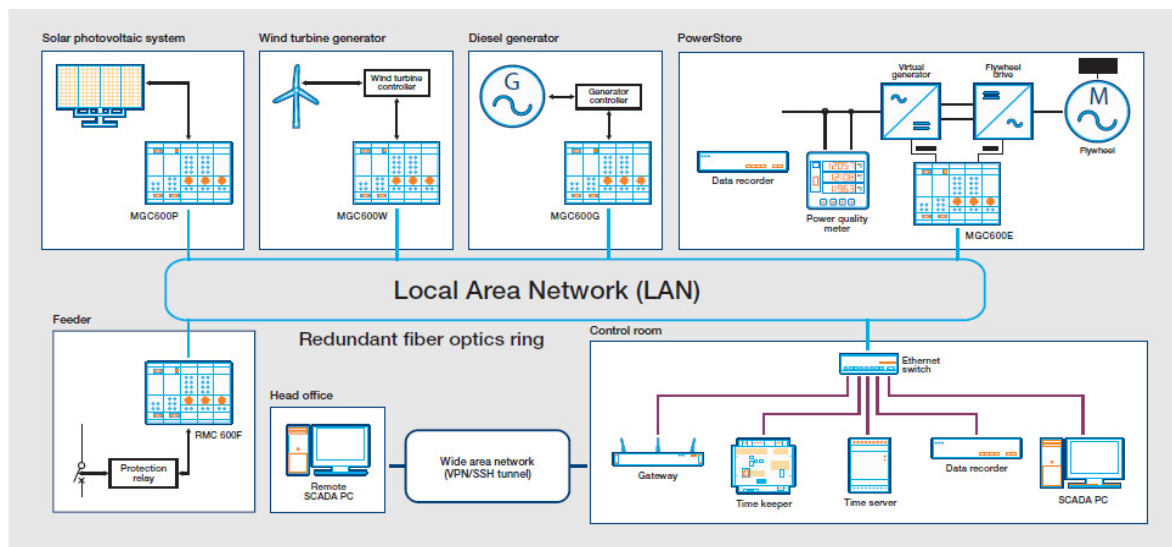


圖 34 ABB 再生能源管理系統架構圖

ABB 公司 Renewable Microgrid Controller MGC600 系列之再生能源管理系統其韌體及控制器有 8 大類別，採用模組化的設計，介面單純、易於維護操作及除錯、通訊系統和未來趨勢結合、適用智慧電網介面相容性、具有執行電力潮流的功能、可適用於 MATLAB/SIMULINK 等模擬系統、有可擴充性等特性，適用對象及功能，詳如表 18 所列，簡述如下：

表 18 ABB MGC600 再生能源管理系統韌體及控制器

Firmware / Controller	Description
Diesel/Gas generator (MGC600G)	To control, monitor and interface to diesel generators
Distribution Feeder (MGC600F)	To control, monitor and interface to feeders and their protection relays
Photovoltaic Solar (MGC600P)	To control, monitor and interface to solar array inverters
Single/Multiple Load (MGC600L)	To control, monitor and interface to large loads like crushers, boilers, etc.
Hydro generator (MGC600H)	To control, monitor and interface to hydro plants
Energy Storage System (MGC600E)	To control, monitor and interface to the ABB PowerStore™ or other energy storage devices like flywheels and batteries
Network connection of Microgrid (MGC600N)	To control, monitor and interface to other microgrids or larger grids
Wind Turbine (MGC600W)	To control, monitor and interface to wind turbines

- **MGC600G**：柴油/燃氣發電機韌體及控制器
主要的功能是監視及控制柴油/燃氣發電機之排程。
- **MGC600F**：配電饋線併聯韌體及控制器
主要的功能是監視及控制和電業饋線併聯點之保護電驛的狀態。
- **MGC600P**：太陽光電發電韌體及控制器
主要的功能是監視及控制太陽能陣列之變流器運作。
- **MGC600L**：單一或複合負載之韌體及控制器
主要的功能是監視及控制大型負載如碎煤機及鍋爐。
- **MGC600H**：水力發電機韌體及控制器
主要的功能是監視及控制水力電廠介面運作。
- **MGC600E**：能源儲存韌體及控制器
主要的功能是監視及控制能源儲存設備如飛輪、電池設備或作為 ABB PowerStore™ 之介面。

- **MGC600N**：微電網併聯配路電網管理軟體及控制器
主要的功能是監視及控制再生能源群組或微電網和配電系統併聯之介面管理。
- **MGC600W**：風力發電機軟體及控制器
主要的功能是監視及控制風力發電機介面運作。

ABB 公司 Renewable Microgrid Controller MGC600 針對上述各式發電機或者設備提供圖面的加入/移除及修正的功能如圖 35 所示。低壓圖層若因系統限制未納入則亦可以變壓器聯接太陽光電顯示在配電高壓系統圖面上。

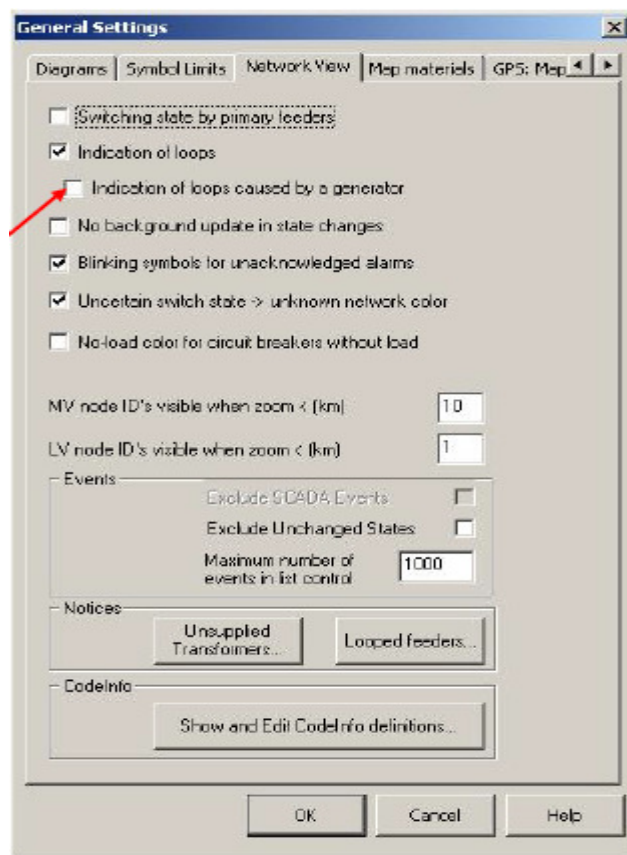


圖 35 ABB MicroSCADA Pro DMS 600 再生能源建置介面

ABB MicroSCADA Pro DMS 600 控制中心進行配電管理系統運轉及調度，已將再生能源納入監控。而 ABB Renewable Microgrid Controller MGC600 系列則提供軟體及控制器針對再生能源作遙控或現場操作及設定。而具虛功電壓自動調整功能之智慧型變流器，則須和控制器整合並由 DERMS 作整體的調控管理，此部分的發展各先進電業或機構已列為發展重點。

六、高再生能源占比之調節管控技術案例

本報告以高占比太陽光電併網為主軸，除以理論先行探討高占比再生能源所面臨的併網問題外，亦配合介紹一些國外的案例，以實際的經驗深入瞭解國外的作法，並探討理論和實務間如何作配合及其克服困難的過程及採取的措施。

- ◆ 第一個案例係介紹位於鄉村地區的特定用戶，擁有 1.7MW 的太陽光電因過電壓，在併聯時所遭遇的困難及解決的實務作法。
- ◆ 第二個案例係介紹 14.4MW 的太陽光電開發專案，在併聯時所遭遇的困難及如何克服解決的實務作法。
- ◆ 第三個案例係介紹 1.5MW 的太陽光電用戶，容量超過饋線總負載的 30%，併聯時所遭遇的困難及如何克服解決的實務作法。

(一) 案例一：郊區 1.7MW PV 併聯 PHI 配電系統過電壓案例

PHI 在太陽光電併聯時依併聯技術要點審查，對大於 250kW 的 PV 併聯案均需初步併聯審查。項目包括電壓調節、配電自動化協調、保護、對配電線的影響、增加電容器組的操作評估、增加線路調節器的操作頻率評估，同時亦執行電力潮流分析、短路電流作為保護協調分析。

本案(Plant-J)因併聯當時依併聯技術要點審查時，忽略了 PV 電壓變動因素的潛在影響，惟併聯運轉後發現過電壓及電壓變動的問題。之後 PHI 依成本效益評估各種改善方法，最後選擇採用智慧型變流器解決過電壓及電壓變動的難題，本案例因裝設之 PV 達饋線總負載之 28%，符合本報告高占比再生能源調控技術探討之主題。故有深入說明之必要，以從中學習相關之經驗及技術。

1. Plant-J 基本資料簡介

Plant-J 太陽光電場於 2010 年併聯運轉，整個場域分為二區，其中一區裝設容量為 1,235kW，另一區裝設容量為 475kW，合計 1.7MW。併入配電系統饋線，同時供電給饋線沿線之非敏感負載之農業用戶用電，現場裝置情形如圖 36 所示。



圖 36 Plant-J 太陽光電場域

相關設備如下：7,967 具太陽光電模組、18 組換流備布署在 4 個電力站，如表 19 所示。

表 19 Plant J 太陽光電場電力設備總表

Plant J Power Station	Inverters	AC Rating (kW)
1	3	285
2	2	190
3	5	475
4	8	760

併聯電力公司配電系統之饋線特性，相關供電設備及各項參數和饋線之布設情形如表 20 所示。配電饋線額定電壓 12.5kV、尖峰負載 6MW、PV 占比率約 28%、PV 場域離變電所約 7.6 公里、配電線全長約 56 公里、配電主變配置 OLTC(±10%)、饋線裝設 3 具線路電壓調整器、2 具固定式及 3 電壓控制式電容器組、供電用戶 1,265 戶。

配電饋線及變電所分布如圖 37 所示，為傳統架空配電線路，除了 Plant J 之 1.7MW 外，另外亦有 10 組左右 10-15kV 之小型太光電併接饋線上，為了方便測試，PHI 亦裝置 6 組 180W 的太陽光電模組，以利資訊之收集、測試及比對之用。

表 20 Plant J 併接之配電系統饋線特性

Characteristic	Circuit
Total Circuit Miles	35 mi, rural
Circuit Footprint	35 mi ²
Distance to PV Plant J	4.7 mi
Nominal Voltage	12.5 kV
Peak Load	6 MW
PV Penetration	28% of peak load
Minimum Daytime Load	0.7 MW
Substation Load Tap Changer	Yes
Voltage Regulators	3
Capacitor Banks	2 Fixed, 3 voltage controlled
Number of Customers	1,265



圖 37 併接之配電饋線及變電所之分布圖

2. Plant-J 併聯配電網遭遇之電力品質議題及改善措施

本案用戶申請併聯配電線時，規劃部門並未留意到電壓變動潛在的影響並進行合適的審查，以致於電壓超過 ANSI 120V±5% 的上限，當 PV 併網之後，維護部門反應饋線過電壓的情形，同時過電壓影響饋線電壓調整及變電所主變有載電壓調整器的操作次數頻繁，對電力品質及系統運作的效率均有不良的影響。

本案在 2012 年 5 月時在併聯點進行 10 秒為週期的平均電壓量測，其中有 3% 的電壓超過 5% 的上限值，同時亦超過電業 124.8V 的限制值。如圖 38 所示，當 Plant J 輸出電力達 1% 的額定時，饋線電壓即超過額定達 5.5% (ANSI < 5%)。

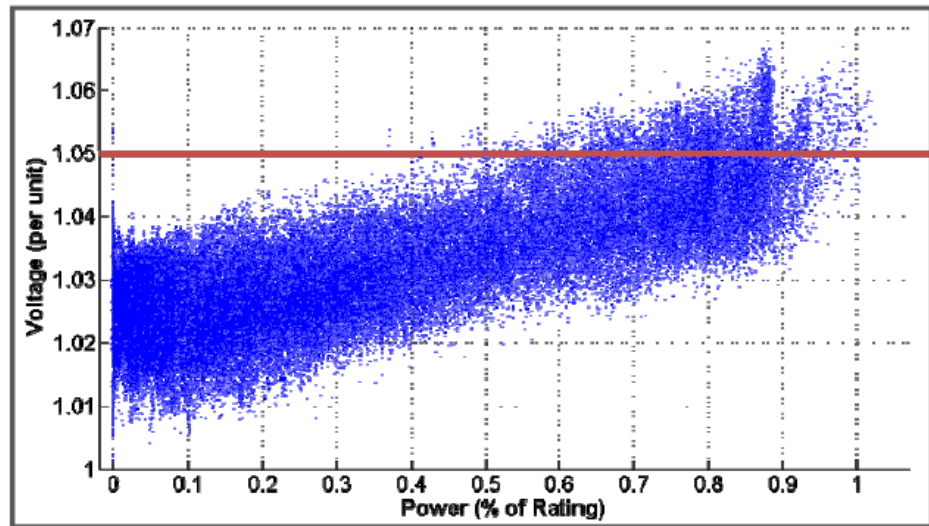


圖 38 併接點電壓變動的情形部分大於 1.05pu

針對上述的問題，PHI 即依成本效益原則進行數項技術改善評估方案，方案包括：

- ◆ 不做改善，保持原狀，並允許嚴重性不太的過電壓現狀存在。
- ◆ 調整用戶變流器之功率因數設定，即使用變流器吸收虛功以降低電壓。
- ◆ 由電業裝置電池組以儲存電力並吸收虛功，穩定電壓。
- ◆ 電業進行配電饋線重組，即採用換粗或換新導線的方式以降低阻抗值，降低壓降以符合電壓的限制規定。

PHI 以饋線最低負載的時間點評估太陽光電場域及饋線出口最大穩態電壓的狀態，並評估所需成本。其中評估電池組採 500kVA/1500kWh 設備一套設置於 PV 場域，此方式可有效降低 PV 併接點出口電壓及和緩上游電壓調整器的變動，但仍無法有效控制穩態電壓在規定值內。若要有效的限制穩態電壓在規定值內，則需要更大的電池組 500kVA/1500kWh 設備一套，但費用亦高達美金 2 百萬元。

因為電池組的費用過高，故 PHI 另慮另一方案，即試著把導線更新為 477 架空全鋁線，此方案雖較電池組成本低，但是確僅能稍為降低穩定電壓，此方式在太陽場域併接點之最大電壓雖降低，然而相對在上游的電壓調整器之電壓確升高。

PHI 嘗試了上述二方案後，一因成本太高，另因效果不大，故選擇第 3 個方案，由調整用戶的變流器的功率因數來吸收虛功，此方案可將穩態電壓限制在 ANSI 及 ICE 的規定值之內。可使太陽光電場域及電壓調整器之影響最小，同時成本亦遠低於前述二方案，是最適之選項。此項方案可以執行是因為變流器本身也有此項功能可資配合，同時 PHI 和用戶簽訂的併聯同意書中，有給予 PHI 調整變流器功率因數的權利。

各項方案的穩態電壓、場域電壓、上游電壓調整器電壓及成本之比較如表 21 所示，以大電池組成本最高、小電池組次之、再則為線路更新、最低成本則為調整變流器之功率因數，僅為更換最大變流器成本之 1/10 左右，由此可見達到相同的功能需求，但成本卻有很大的差異。

表 21 降低穩態電壓各項方案之成本比較

Option	Maximum Steady State Voltage (V)	Maximum Voltage Change at PV site (V)	Maximum Voltage Change at Upstream Regulator (V)	Cost
Without Mitigation	125.3	2.3	1.0	\$0
Absorbing Power Factor	124.0	1.2	0.2	\$2,200
500 KVA/1500 kWh Battery	125.0	0.5	0.1	\$1,115,014
750 KVA/3000 kWh Battery	124.7	0.0	0.0	\$2,189,390
477 AAC Reconductor	124.9	1.3	1.1	\$266,000

經過調整用戶之變流器功率因數為 0.965 leading 的設定後，穩態電壓得到良好的控制如圖 39 所示。

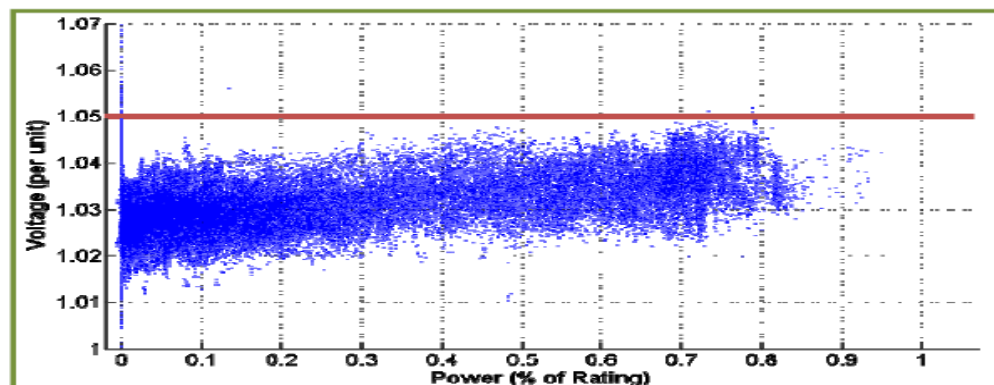


圖 39 併接點電壓變動的情形小於 1.05pu

PHI 在 Plant J 案饋線過電壓之處理經驗，有可作為借鏡的主要重點為：

- ◆ 健全再生能源併聯作業審查程序，且確定參與審查人員，確實瞭解對併聯作業要點之技術規範要求。
- ◆ 併聯同意書應保有適度的彈性，給予電業在用戶太陽場域及電網操作及管理上具有彈性及空間。因 PHI 事先在併聯同意書中具有修訂調整用戶變流器的約定，才使得利用調整用戶變流器功率因數之作法得以執行。
- ◆ 本案之最大的啟示是調整變流器之功率因數，對調整饋線之過電壓具有很好的效果且深具成本效益。

(二) 案例二：Blue Wing PV Plant 具電業規模之太陽光電場

CPS 能源公司向 DEGC 簽訂 30 年的購售電合約，本場域之規模為 14.4MWac (16.6MWdc) 由 13.9MWac 的主太陽光電場及 0.5MWac 的展示場所組成。共使用 214,500 組的太陽光電模組，均採用固定式的裝置，及 22 組集中式變流器組合為 11 處電力站，二組變流器併接後接至電力站的變壓器。

Blue Wing PV 太陽光電場域的空照圖如圖 40 所示，離 San Antonio 市鎮 17.7 公里，模組占地 11,300 平方公里，總面積達 140,000 平方公里。



圖 40 Blue Wing PV 太陽光電場域的空照圖

部分太陽光電模組、電力站、電業併接饋線設備的進出口如圖 41 所示，以一戶外變壓器組搭配一屋內式二變流器組的方式組合。



圖 41 太陽光電模組、電力站、電業饋線設備

本案併聯電力公司配電系統之饋線計有 2 條，約略引接一半的太陽光電輸出量，2 條配電饋線分別引入不同的變電所，饋線上均有用戶並非採用專線引接，相關供電設備及各項參數和饋線之布設情形，如表 22 所示。

表 22 饋線設備及各項參數之布設情形

Characteristic	Circuit 1	Circuit 2
Distance to Blue Wing (km)	11.4	8.9
Nominal voltage (kV)	13.2	13.2
Load tap changer	Yes	Yes
Voltage regulators	2	1
Peak Load (MW)	8.0	5.1
Minimum Daytime Load (MW)	5.0	3.3
Number of Customers	1755	997
Sample power flow: September 2013, midday (MW)		
Distributed generation sources	7.0	6.2
Customer loads	-4.6	-3.0
Penetration Level	152%	207%
Net (reverse into substation)	2.4	3.2

配電饋線 1：額定電壓 13.2kV、引接太陽光電負載 7MW、尖峰負載 8MW、最低日間負載 5MW、PV 占比率約 152%、PV 場域離變電所約 11.4 公里、配電主變配置 LTC、饋線裝設 2 具線路電壓調整器、供電用戶 1,755 戶。

配電饋線 2：額定電壓 13.2kV、引接太陽光電負載 6.2MW、尖峰負載 5.1MW、最低日間負載 3.3MW、PV 占比率約 207%、PV 場域離變電所約 8.9 公里、配電主變配置 LTC、饋線裝設 1 具線路電壓調整器、供電用戶 997 戶。

其中 LTC 裝置在變電站內，線路電壓調整器則裝置在饋線上，二條饋線均有逆送電流流入變電所內，故 PV 在饋線占比均大於 100%，因在購售電合約中沒有約定電業可調整用戶變流器功率因數作虛功備援的條款，故 CPS 必需從變電所沿著洲際公路架設直徑 22 公里的配電饋線路到 Blue Wing PV 太陽光電場域西北角作引接，以容納大量的饋線逆送電流及維持電壓的穩定，此項線路投資達美金 885,000 元。

在饋線新建後，CPS 能源公司進行數種作為，以整合 Blue Wing 14.4MW 的電源併聯電業之配電系統，有 3 項的議題值得重視，因為在其他的電業亦可能會面臨此項議題：

- ◆ 處理逆向電力潮流
- ◆ 維持電壓在規定值內
- ◆ 管理操作次數更頻繁的電壓調整器

1. 處理逆向電力潮流

以併聯 PV 量較大的饋線 1 為例，CPS 不希望有逆送電流流入輸電線，尤其在晴天又逢用戶用電量小時可能性更高，因為原變電所之設計並未有此逆送電力的設計，故會增加營運的風險。

此饋線在白天時負載約為 8-10MW，而太陽光電輸出亦有 7.5MW 左右，故逆送電流有流入變電所內的機會，但因變電所的匯流排另有其他的配電饋線聯接，故逆送電流不會進入輸電系統而流向其他配電饋線。反方向的逆送電力有別於傳統的方向，形成運轉維護的隱憂。

於 2013 年 9 月 22 日在早上 10-11 點間，PV 饋線占比約 100%，下午 2 點，饋線 PV 占比高達 152%(7/4.6)如圖 42，在此極端情形下，配電饋線並無遭遇運轉上的困難。



圖 42 2013 年 9 月 22 日饋線 1 之負載及 PV 輸出

因為逆送電力的存在使得線路電壓調整器必須設定在共同發電的模式下運作，有別於傳統單向電力潮流時的設定，2010 年秋天(約 20 天左右)，當 Blue Wing PV 場域在測試時，因線路電壓調整器沒有設定在共同發電的模式下(有逆向電流時)，故電壓的變動較大如圖 43 的區間 A，由於逆送電力的電流方向和傳統的相反，故造成線路電壓調整器操作不正確(因只依單方向的電壓作調整)，使得電壓低至 0.94pu 亦低於 CPS 的規定值(上限為 1.03pu、下限為 0.97pu)，故知可容許適合雙向電力潮流的線路電壓調整器是必要的，目的是為了維持電壓穩定。

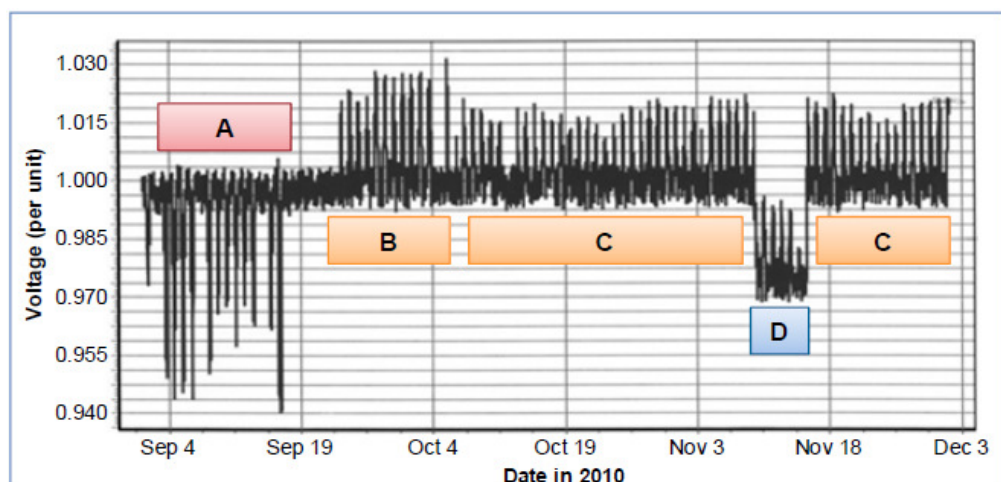


圖 43 線路電壓調整器應用在雙向電力潮流之電壓反應

2. 電壓維持-線路電壓調整器

在電壓 B 區間 2010 年 9 月至 10 月初之電壓量測和電壓區間 A 有很大的差異，在區間 B 電壓有高於 1.03pu 的現象，造成過電壓警報時常響起，為了解決此一困擾，故技術人員將過電壓警報設定在高於上限 1.03pu、及低於下限 0.97pu，惟較佳的作法乃是設定好電壓調整器以為因應，以符合電壓在 1.03pu 至 0.97pu 之間如圖 43 區間 C。如此，惱人的過電壓警報可獲得很大的舒解。區間 D 則因為工作命令的傳達有誤使得有一星期的時間電壓設定過低，隨後即修正回區間 C 之設定後，電壓的控制得到穩定的結果。

一般在沒有再生能源併網的情形下，傳統的電網的運轉均相當的穩定，線路電壓調整器一般可設定在較狹小的範圍內，而能有效的運作。惟在太陽光電加入饋線後，技術人員並沒有足夠的經驗處理調整器電壓的設定，故通常會先調大電壓上下的範圍，以增加電壓變動的容忍度。

觀察本場域電壓變動的結果，太陽場域的電壓變動斜率約有 50%左右的機會大於線路電壓調整器（約 30 秒）的反應速度，CPS 公司因操作運轉經驗尚未足夠，故採嘗試錯誤法且拉大電壓調整的上下限，進行電壓測試設定以累積經驗。期間因工程師必須去設定線路電壓調整器在共同發電的模式，進行 8 處偵測器的電壓變化之研究，同時要將警報器解除警報及重新設定等之人力，多支出了 1,200 美元的費用（22 人時、\$53/hr）。

3. 電壓維持-分接頭切換調整器

因為太陽光電等再生能源的加入，使得分接頭切換調整器的切換更加頻繁，目前的分接頭切換調整器約可以在 20 年的期間內，設定有 100 萬次的操作次數壽命，但舊有的分接頭切換調整器大約只有 10 萬次的操作次數壽命。

在 Blue Wing PV 場域 CPS 能源公司評估分接頭切換調整器的使用次數，有如下的結果。在 2012 年 4 月 20 日的晴天，該太陽光電場域的發電從早上太陽上升至晚上太陽下山，天候均非常穩定。該饋線的二具線路電壓調整器 VR100 及 VR1001，分別操作 10 次及 13 次，和一般晴天的

操作的情況類似，在如此的天候下分接頭切換調整器受影響的程度最小如圖 44 所示。

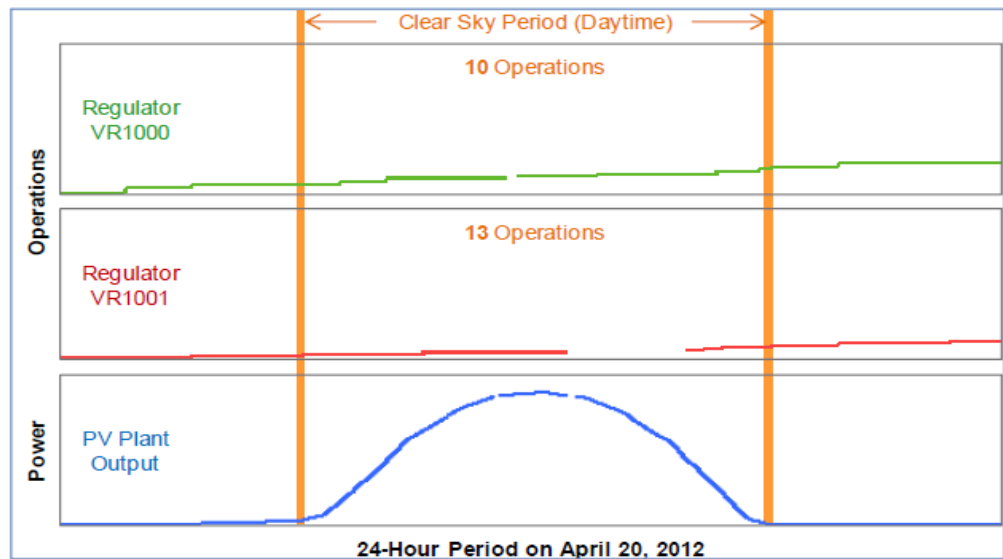


圖 44 分接頭切換調整器在 2012 年 4 月 20 日晴天之操作

惟在另一多雲的天候情況下，分接頭切換調整器變化的情況就相當的頻繁，在 2012 年 5 月 27 日即是一例，該饋線的二具線路電壓調整器 VR100 及 VR1001，分別操作 115 次及 135 次，和晴天相比約多出 10 倍，如圖 45 所示。

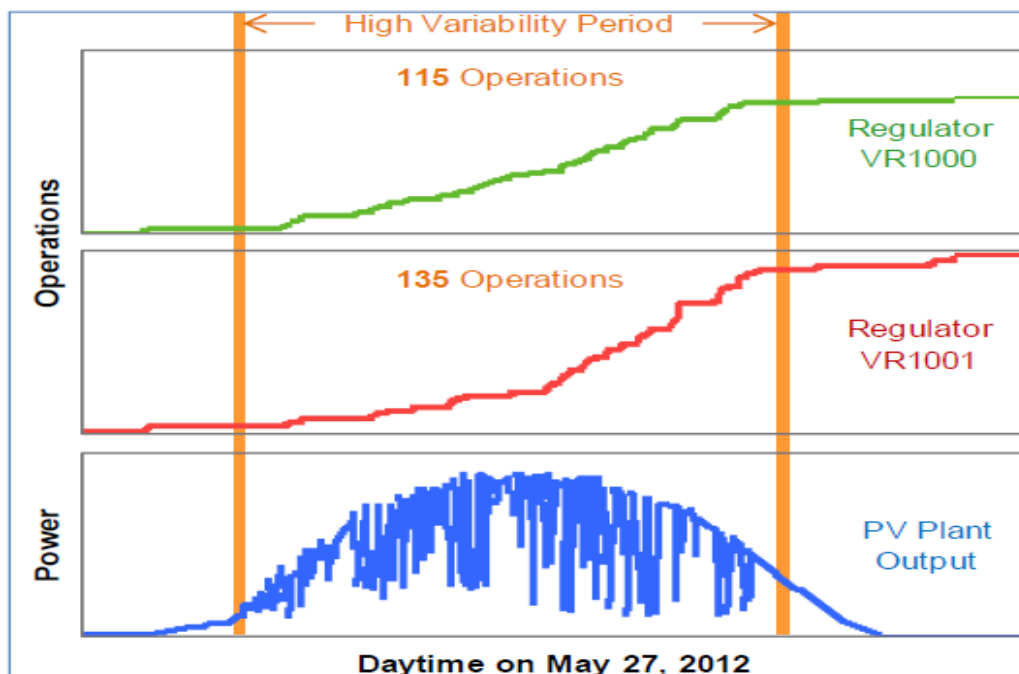


圖 45：分接頭切換調整器在 2012 年 5 月 27 日陰天之操作

由此可見天候的變化對 PV 場域及配電饋線的電壓變動有很直接的影響。表 23 說明饋線 1 線路電壓調整器分接

頭切換器，在不同極端天候之操作情況，在假設 PV 在高變化天候約 10%的條件下，VR1000 之分接頭切換調整器約從傳統的 27 年降低至 13 年，VR1001 之分接頭切換調整器約從傳統的 21 年降低至 11 年，分接頭切換調整器操作次數約下降一半，對機械的壽命影響很大。

表 23 線路電壓調整器分接頭切換器操作次數比較

Assumptions	Regulator VR1000	Regulator VR1001
Number of Tap Changes (Normal Operation)	10	13
Number of Tap Changes (High PV Variability)	115	135
Percentage of High Variability Days (%)	10%	10%
Design Limit for Tap Changes (#)	100,000	100,000
Potential Outcome		
Lifetime for Normal Operation (yrs) ¹	27	21
Lifetime Accounting for PV Variability (yrs) ²	13	11

1 Assumes 365 days of normal operation

2 Assumes 330 days of normal operation and 35 days (10%) of “high variability” operation

電壓調整器傳統上的維護及運轉，一般而言均會到故障不能再使用及修理時，就會予以報廢，通常不會統計其使用的次數。所以 CPS 能源公司雖想向光電廠收取額外的電壓調整器損耗費，亦因無實際統計數計而放棄。表 24 示為費用之統計合計約 1 百萬美元。

表 24 CPS 能源公司因太陽光電併網新增之成本

PV Integration Issue	Mitigation Method	Cost of Mitigation	Cost Incurred By
Physical Interconnection	<ul style="list-style-type: none"> Circuit Extension (2 miles) Increase conductor size (3 miles) 	\$885,000	PV Owner (Blue Wing)
Unintentional Reverse Power Flow into Sub-Transmission	<ul style="list-style-type: none"> No action taken. Monitoring as needed 	-	-
Maintaining Desired Voltage Levels	<ul style="list-style-type: none"> Reconfigure regulators for co-generation Relax alarm limits 	\$1,300 (24.5 man-hours [*])	CPS Energy
Increased Voltage Tap Change Operations	<ul style="list-style-type: none"> Replacement at Failure 	\$14,000 / 24 yr cycle ^{**}	CPS Energy

*Unloaded labor rate for specialist (overhead not included)

**Additional cost beyond the normal replacement cycle

本案 CPS 能源公司和 DEGC 簽訂之購電合約，在實體電力的新增設計發費了 885,000 美元，為維持電壓調整器之正常運轉計發費了 1,300 美元，增加分接頭切換器之操

作次數造成之耗損約美元 14,000 元。而逆送電力則無造成不利的影響。

4. PV 併網商業實務面的啟示

太陽光電場域之變流器，功率因數的調整，不可固定設定為 1，而是要依配電系統的現況及饋線的負載特性及其聯接之變電所之運轉情況而作調整。依 CPS 的案例觀察，PV 大於 50kW 就應該提出可行性研究，然後再依研究的結果再決定是否需更進一步的審查。

併聯電業饋線的 PV 若容量大於 1MW，則必須考慮到併聯後饋線情況最差的情況，即在 PV 將近滿載而突然跳離饋線的個案。是故在考慮電壓穩定的條件下，必須將太陽光電場域變流器功率因數調整至最佳的情況，電業應將設定功率因數的權利列入購售電合約中。若是 PV 的容量大則應將變電所的電壓限制併同靜態功率因數一併納入審查。

CPS 因本案的經驗即將動態功率因數控制的需求列入併聯審查中。同時在本案例之後陸續幾個併聯案件 CPS 已經要求對變流器有調整功率因數的權利，執行上並沒有多大的阻力。

此外在配電線路維護或設備更新時，若有 PV 併接在饋線上，則因為停電的安排會有數個不同的選項，若原供有 PV 的饋線因轉供之需要而將 PV 切由另一饋線供電，則因新的饋線之參數和特性和原有的饋線有差異，導致 PV 或者電壓調整設備之原設定不能匹配，致發生用戶電壓閃爍或不穩定的現象，是故 CPS 在實務上可能會多準備數個方案以應付不確定的情況發生。

5. 本案例結論及值得學習的課程

接近太陽光電場域的過電壓警報器，若 PV 在饋線之占比高，可予適度的調高電壓設定的上下限設定值，以避免因已知及可控制的過電壓情形，觸動警報器而造成困擾。

太陽光電併接饋線後造成線路電壓調整器分接頭切

換器之操作次數增加許多，電壓調整設備的更新年限縮短，造成配電系統維護運轉成本的增加，相關成本的分擔應列入考慮。

PV 的容量大時變流器的靜態功率因數調整對配電饋線的電壓穩定影響很大，其功率因數的調整應視各饋線的特性及變電所的運轉情形而作最佳的設定，以確保電壓的變動不會超過規定值。

為利饋線維護運轉之需，若有大量 PV 的饋線可能需作轉供，屆時因電力潮流的關係，有可能會造成電壓的不穩定現象，是故在轉供時能事先多備數個方案，以利轉供後若用戶供電品質受影響時能及時的因應。

當 PV 的運轉訊息未呈現在饋線運轉圖資上時，警告系統的建立就有必要性，以提供系統調度或操作者不會因忽略 PV 等再生能源的存在而作錯誤的判斷。

(三) 案例三：Flagstaff Community Power Project (CPP) 併聯饋線案

APS 電力公司為了再生能源高占比的議題，於是在 Flagstaff 進行了一項 CPP (Community Power Project) 的專案研究計畫，以實例探索及尋求高占比再生能源(30%)併入配電饋線應具備的技術。本案主要為 1.5MW 的太陽光電併入配電系統饋線 SV04 (Sandvig 4)，此案例因有政府 300 萬美元的補助，為期 45 個月，故所探討的議題除了再生能源高占比外，亦包含其他和電力品質及電力可靠度相關議題及參數的設定。包括了 PV 併聯、電業供電能力、資產配置、使用策略、長期的計畫及擴展應用等。

APS 公司因太陽光電的占比日高，為了建立模組化的技術以提升管理再生能源的能力，故參與了 CPP 案的研究計畫，在本案例中增加了許多的監視及量測設備，以進一步的收集及探討高占比的議題以利建立模組化的技術。APS 預估至 2025 年太陽光電的占比約佔整體發電量的 15%，於 2013 年屋頂式太陽光電的裝置已超前甚多，再加上裝置成本逐年下降，故 2025 年目標的達成應是樂觀的。並預估太陽光電裝置的容量大小及規模會逐步增大，即由目前 5kW

至 290 kW 提升到從 10-12kW 至 1MW，故 PV 裝置效益將會提升，惟對配電系統供電可靠及運作安全之挑戰及衝擊將更大。

1. CPP 探討太陽光電併聯議題重要性之排序

表 22 之結論是經過向 APS 之電力專家及技術人員所作的調查，針對再生能源(太陽光電)併聯配電系統關注的議題所作之排序。結果顯示配電系統保護協調列第一位，其次是電壓調節、虛功控制、逆送電力、非計畫性的孤島運轉、線路電壓調整器等議題，最後為平衡供電及需量、變流器的穩定性、電壓閃爍、諧波、電容器切換次數增加、線路暫態影響變流器跳脫、保護設備的保護、故障時之短暫過電壓及天候之多變性，詳如表 25 所示。

表 25 CPP 探討太陽光電併聯議題之排序

Issue	Concern Level	Issue	Concern Level
Protection System Coordination	High	Multiple Inverter stability	Low
Increased duty on line regulation devices	Medium	Flicker	Low
Reactive power control	Medium	Harmonics (UL certification is checked)	Low
Reverse power flow	Medium	Increased Capacitor switching	Low
Unintentional Islanding	Medium	Inverter trips due to line transients	Low
Voltage regulation	Medium	Protection of network protectors	Low
Balancing resources and demand response	Low	Temporary overvoltage due to faults	Low
		Variability due to clouds, weather	Low

2. CPP 之廠址及饋線選擇

CPP 太陽光電併入 APS SV04 饋線，主要考量該饋線亦是 APS 公司執行自動化及 AMI 的區域，可利用 AMI 收集用戶負載及 PV 的運轉資訊，有利於分析高占比 PV 配電饋線的反應。整個 CPP 專案的執行地區如圖 46 所示，沿著洲際公路 40 北上經由 Flagstaff Mall 再經由高速公路 80 延伸至 Sandvig 變電所，再北上供電至 Dony Park 等住宅區及商業區的用戶。目前許多 APS 所擁有、操作和維護的太陽光電系統，均被納入 CPP 的專案中，CPP 專案用戶的組成約有 1/3 的住宅用戶及 2/3 的工業用戶，在執行的區域內裝設了許多的監視及控制的設備，同時該區域裝設有

SCADA 的設備，可結合 AMI 的先導計畫，能有效的分析高占比 PV 對變電所內變壓器、饋線、用戶負載、及配電系統裝置如電容器組、復閉器等的影响，以利研訂有效的對策建立模組。



圖 46 APS 公司 CPP 專案的執行區域已

3. CPP 之廠址及饋線選擇

CPP 案之設備及裝置包括 125 組的 2kW 至 4kW 的住宅區屋頂式太陽能組，400kW 位於國小校區的系統，500kW/700 kVA 電業等級的系統位於 Doney Park，整體而言其 PV 容量占比已達 SV04 饋線的 30%，太陽光電的布設點如圖 47 之藍色標示。

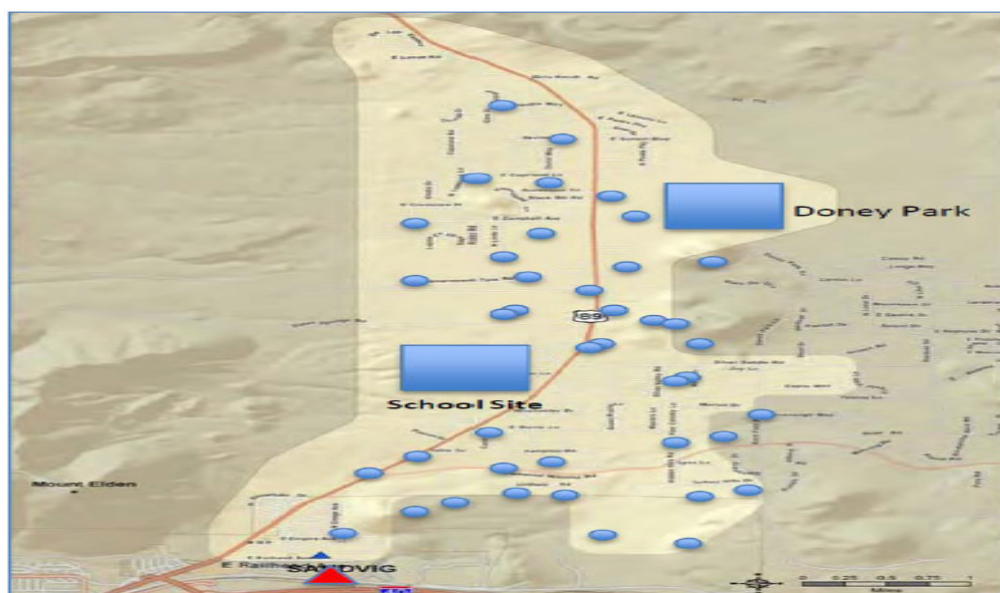


圖 47 CPP 專案太陽光電之布設區域

4. CPP 之 PV 用戶地點選擇評估原則

為了具有成本效益，APS 在選擇 CPP 的加入用戶時，會對用戶的廠址先做評估，設定評選的規則，表 26 即是評估合格與否的條件。包含年用電量在 4,800 度以上、屋頂空間至少可容納 3 組預鑄式 2、3 或 4 kW 的太陽光電組、至少屋齡可用 10 年、屋頂的方向、允許 APS 人員進出維修、獨立屋、至少一年內有 6 個月有人居住等條件。

表 26 申請太陽光電合格與否的條件

CPP Residential Rooftop Eligibility Requirements	
Annual average usage	Minimum 4,800 kWh, in excess of an average of 40-kWh/month;
Roof space	Contiguous space for 1 of 3 pre-designed, standardized 2-, 3- or 4-kW PV units
Roof age	Minimum 10 years remaining, with sound and structural engineering integrity
Roof orientation*	South, southwest, or southeast orientation with little to no shading
Roof accessibility	Unrestricted to APS for periodic maintenance
Home type	Single family, detached
Full-time resident	Minimum Property occupation of 6 months

Note: * based on field survey results, rooftops with east and west exposures were eventually allowed.

5. CPP 之 PV 裝置場域-學校及公園

Cromer 光電系統於 2012 年 3 月裝置於國小，是 400 kW 的太陽光電組直接併入電業的低壓線，如圖 48 所示。



圖 48 Cromer Elementary school 太陽光電場域

Doney Park PV 系統於 2012 年 3 月裝置於 Doney 公園內，是 500 kW 的太陽光電組直接引入電業的配電變壓

器，如圖 49 所示。



圖 49 Doney Park 太陽光電場域

6. CPP 之 PV 變流器選用原則

為了測試不同廠牌的變流器如 Fronius、SMA、PV Power/Advance Energy、GE/Brilliance 等，故 APS 選擇了不同的廠牌產品以增加測試的多樣性。

圖 50 GE/Brilliance SunIQ 變流器，因具有功率因數及電壓變動調整的功能，故可支持先進配電網路特性的需求，其功能可支持饋線因某些原因造成電壓驟降或者電壓崩潰時維持電壓穩定能力。同時可配合傳統電壓調整的設備，以實功及虛功調整的功能，協助維持整條饋線的電壓調整。

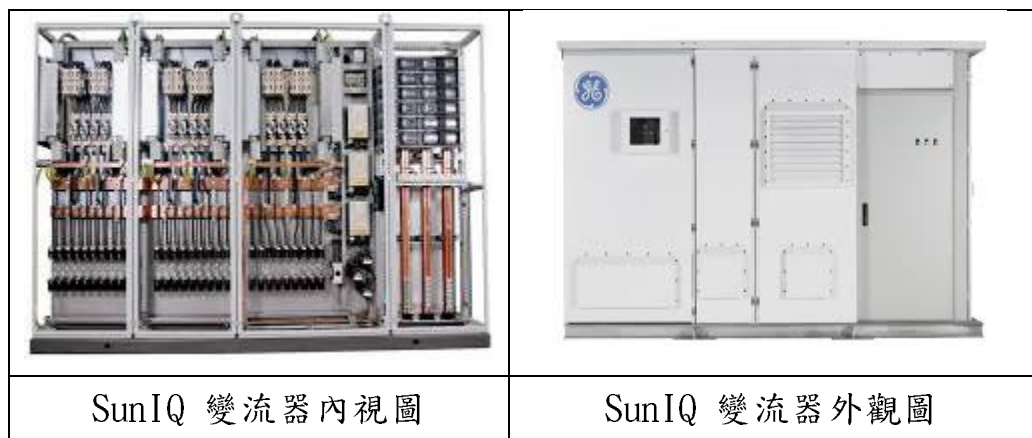


圖 50 SunIQ 變流器內視圖及外觀正面圖

7. CPP 之 SV04 饋線特性概述

SV04 配電饋線：額定電壓 12.47kV、引接太陽光電負載 1.5MW、尖峰負載 10-11MW、最低日間負載 3MW、PV 占比率約 30%、饋線長度 15 公里、饋線區段 1,810 處、變電所配電主變壓器 1 具、配電變壓器 921 具、饋線沒裝設線路電壓調整器、電容器 3 組、供電用戶 3,000 戶、熔絲 186 具、開關 18 具、過電流觸發裝置 2 具及開關箱 66 具。詳細如表 27 所示。

表 27 SV04 配電饋線特性及相關設備

Characteristic	Circuit
Total Circuit Miles	9 mi
Feeder Segments	1,810
Nominal Voltage	12.47 kV
Peak Load	10 – 11 MW
Minimum Daytime Load	3 MW
Substation Transformer	1
Distribution Transformers	921
Voltage Regulators	0
Capacitor Banks	3
Existing PV	1.5 MW
Number of Customers	3,000
Fuses	186
Switches	18
Over-current trip devices (OCRs)	2
Switching Cabinets	66

8. APS 公司 CPP 案設備裝置布設連接情形

APS 公司 CPP 案設備裝置布設聯接情形詳如圖 51 所示，CPP 的資料存取控制收集由 APS 既有的 AMI 系統運作。通訊系統係經由無線網路組成，用電資訊經由 DAS (Data Acquisition System) 系統收集資料分析，資料包括太陽光電的用戶、饋線的運作情況，而位於變電所的資料儲存設備，則應用 OSISoft 資料存取系統，內容包括了 PV 系統對饋線的影響資料、分散型屋頂式 PV 運轉資料、系統可用性的資料收集及環境因素的影響。

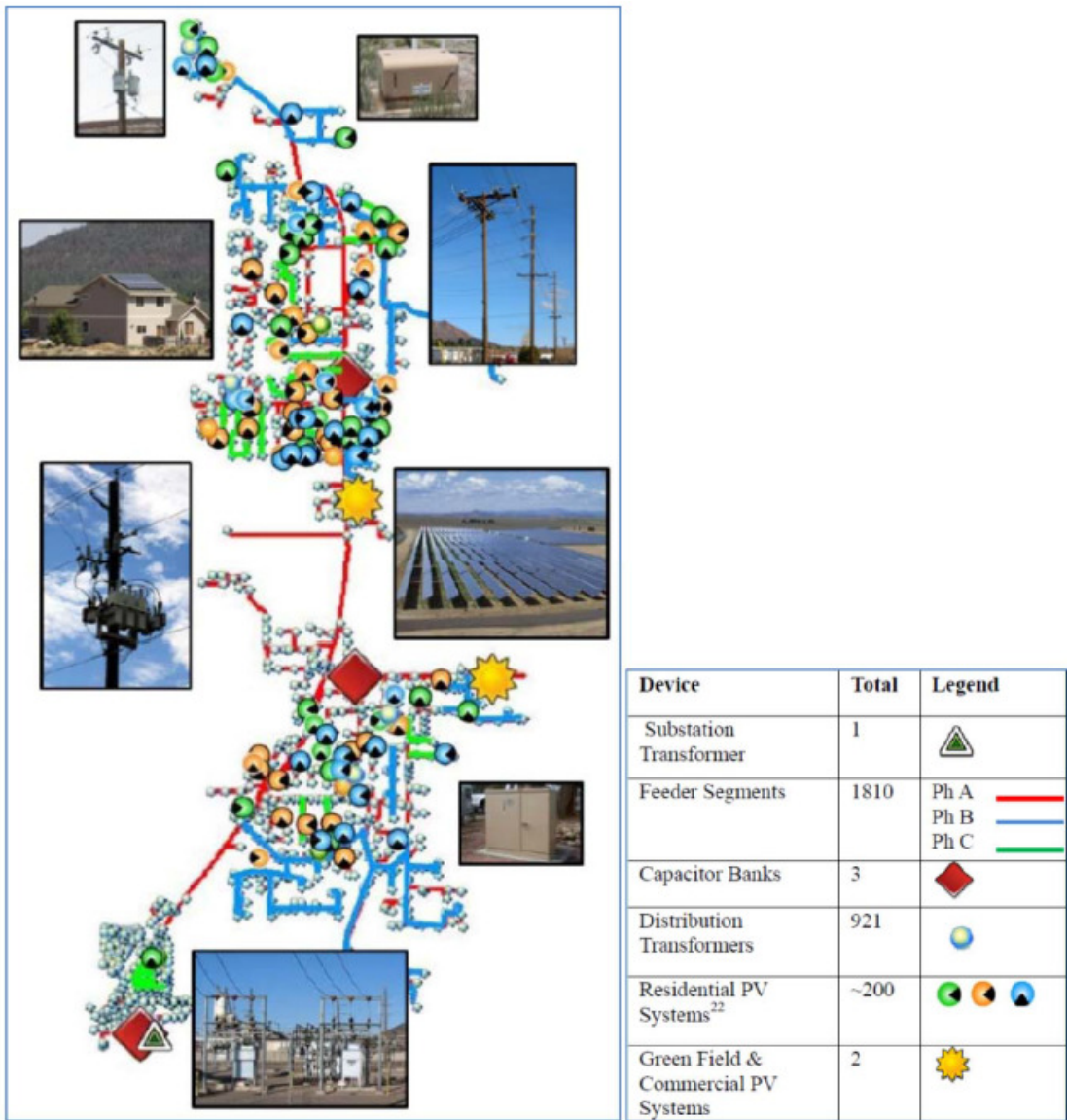


圖 51 APS 公司 CPP 案設備裝置布設連接情形

9. CPP 案 PV、負載及環境資料收集

資料收集主要的應用在高占比 PV 對保護協調的影響、防止孤島運轉、預測電壓變化及調節、三相平衡及虛功控制等方面。表 25 對 PV、用戶負載及環境等量測項目、量測裝置及偵測器、資料收集的位置點、資料擷取的期間，及設備及裝置的數量均有詳細的說明。其中用戶負載智慧電表裝設 2,950 具，PV 發電獨立電表 125 具、PV 發電及電力品質監測器 13 具、環境參數偵測器 7 具、饋線負載電力品質監測器於變電所側 1 具及裝置桿上者計 6 具，詳如表 28 之各項數據所示。

表 28 CPP 案 PV、饋線負載及環境資料參數

Measurement	Device / Sensor	Data Collection Location	Time Interval	Total
Customer Load	Elster AMI meter	All customers on feeder	60m (energy consumption), 15m (PV generation)	2,950
PV Generation	Elster AMI meter	CPP rooftop PV sites	15m	125
PV Generation / Power Quality	SEL-734p Power Quality Meter	CPP rooftop PV sites and 500-kW Doney Park plant	1s, 70 measured parameters	13
Environmental Parameters	Campbell Scientific CR1000	Sites along the feeder (3), area substations (4)	1s, 10 measured parameters	7
Feeder Load / Power Quality	SEL-351 Relay	Feeder's originating substation	10s, 9 measured parameters	1
	SEL-735 Power Quality Meter	Pole-mounted sites along feeder	1s, 70 measured parameters	6

10. CPP 案 PV 發電、饋線負載及日照資料

CPP 併聯 SV04 饋線後，於 2012 年 11 月 29 日至 12 月 1 日期間，其饋線負載、太陽光電發電量及日照量，如圖 52 所示。饋線負載電流隨著 PV 的發電量約成反比的方式變化，符合原系統設計的期待。

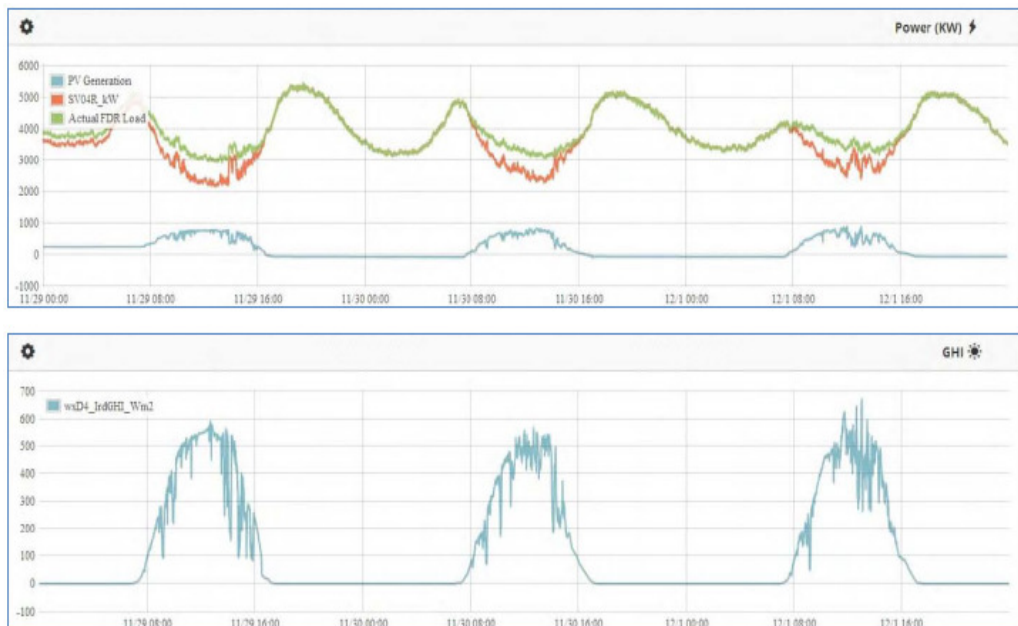


圖 52 SV04 饋線 PV 發電、饋線負載及日照資料

11. CPP 案 PV 併網主要結果及發現

(1) 主要結果

資料的收集足夠供 APS 人員觀察分析高占比 PV 對饋線及用戶的影響結果，供發展及確認電腦模組化的功

能且可反應描述 PV、饋線設備及天候之間的關聯性。目前正進行現場及模組之實際印證，以供未來高占比 PV 併網之有利電腦化模組分析的工具。

饋線模組化是一個重要的指標，因本案例之資料已較其他饋線齊全，是故所發展的電腦化應用模組已具有較高的信度，可供高占比 PV 併網模擬分析用，此軟體工具可供電業評估饋線的容量是否足夠及提供 PV 的併聯位置建議。

模組化的方法：圖 53 為 PV 併網電腦模組化的流程圖，最終的產出結果是電力潮流分析、應用 OpenDSS(此軟體為美國 EPRI 所開發供免費下載使用)計算之時序負載潮流分析、及保護協調分析。此結果係應用 Copper 公司發展之 CYMDIST Model 運算，係由 MATLAB 及以 CYMDIST 定義妥之資料設備為來源鍵入後所得之結果。資料參數輸入由 APS 人員負責，包含導線及保護設備參數資料、線路阻抗，GIS 相關之線路及設備位置參數資料，負載及 AMI 及電表參數資料，PV 資料及 15 分鐘為週期之可用最低解析度的參數資料。

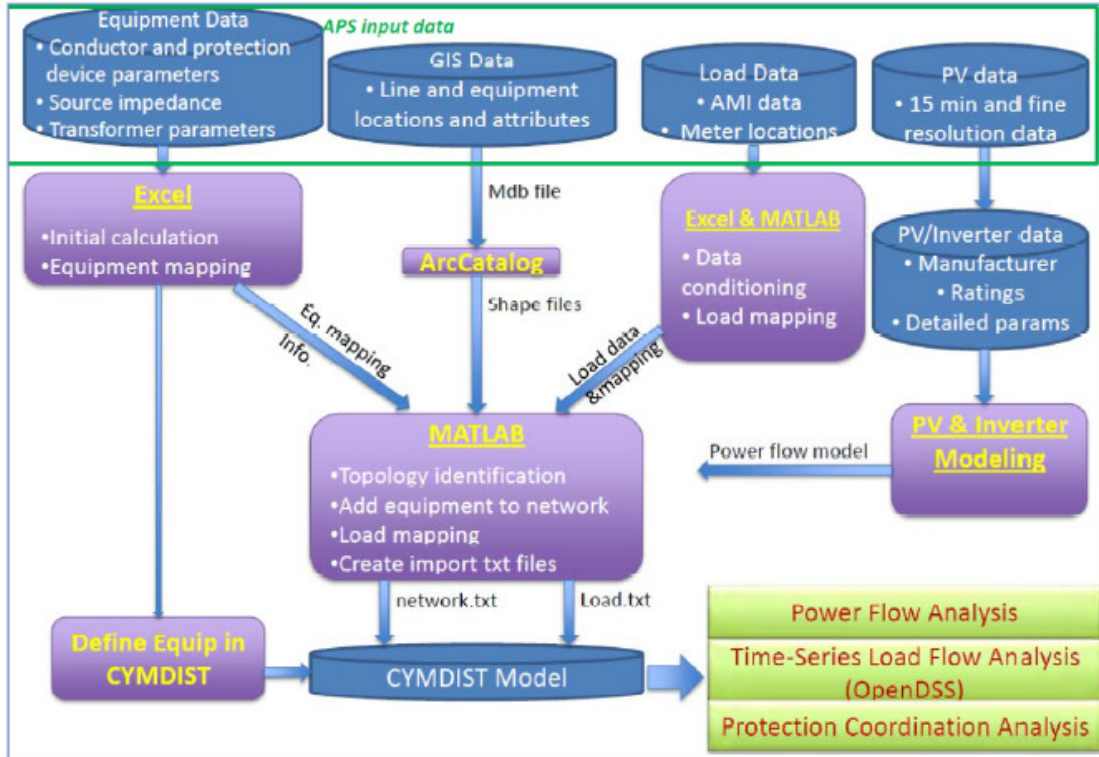


圖 53 PV 併網電腦模組化程序流程圖

(2) 主要發現-有關饋線

經由 APS 之 CPP 高占比 PV 實務案例的運轉及實證，觀察併聯饋線 SV04(Sandvig)的影響，有許多具價值的發現，分別簡述如下：

◆ PV 高占比的影響評估

SV04 饋線 PV 之占比已達 40%，超過原先 APS 公司所設定的 30%之臨界點，因為饋線負載經過調查整合，及事先評估饋線供電的容量並適當的安排 PV 裝設容量及地點後，縱然在如此高的 PV 占比下，實務上饋線並沒有發生特別的異狀。

◆ PV 模組裝置方向的效應

裝置在 SV04 饋線的太陽光電模組，事先已考慮易於維修及調整的方式設置，採用小型模組(2kW、4kW)易於調整方向(南、東南、西南、東、西等)及組合數量，是故 APS 人具有調整 PV 裝置、方向及數量的彈性。例如西向和南向的裝置會有一個小時的日照差異，故小容量可調方向的裝置比大容量固定式的裝置更具效益及彈性。

◆ 相平衡的影響

PV 的裝設若非 3 相系統，有可能造成負載的不平衡更為劇烈，本案例中因採小容量模組及可調整方向及位置的太陽光電模組裝置，故未有嚴重相不平衡的現象發生。

◆ 保護協調功能的影響

當太陽光電有逆向電力進入電業饋線時，太陽光電系統有內建復閉器的功能，可以隨時監控電壓的水準是否超過限制，而必須啟動切離的動作，以保護用戶及電業的設備不損壞，本案例中縱使在高占比的運作期間，復閉器仍能保持正常的運作並無跳脫情況發生。

◆ 過電壓的評估

雖然運轉中之饋線電壓有升高至上限值之情形發生，惟 APS 人員尚未發現饋線運轉電壓有大幅超過

上限的情況發生，由於平均分布的太陽光電裝置就近供給用戶用電，已部分抵消電壓上升的機會，例如 Cromer 小學的太陽光電場域之電力輸出大都由就近之商業用電吸收掉。若有電壓升較高之弱點區段，則由調整 PV 之容量及方向即可獲解不錯的解決效果。

◆ 電壓閃爍的影響

PV 受雲層變化影響而有電壓變動過大產生電燈閃爍的情況，在本案例高佔比 PV 中並未發生。APS 技術人員在實際的監測數據中並未有電壓閃爍及不平衡的現象出現。

◆ 諧波的影響

本饋線未加入 PV 專案前，經量測已經發現有較高的諧波的成分，其原因可能是由於負載的因素的影響，如饋線負載含有許多的螢光燈和電漿電視等負載，APS 技術人員計畫於晚上無日光及及白天有日光分別測試，以了解諧波和太陽光電之間的關聯性高低。

(3) 主要發現-有關變流器

至目前為止位於 Doney 公園之太陽光電系統採用了 GE 製 700 kVA 的智慧型變流器已經運作約 1 年 10 個月，研究人員發現若是變流器設定在電壓模組，則變流器可以調節主電路線路電壓達 2%，同時可以減小電容器組的操作次數。

◆ 具電壓調節及虛功補償之變流器可舒緩電壓變化

PV 研究人員發現在具有電壓調節電流器的太陽光電場域，其併聯線路之週遭的電壓調整設備如電容器組、變壓器之分接頭、及虛功補償開關等，可以較不受 PV 併聯之影響。主要是因為電容器組並沒有均設置遙控通訊設備，若依傳統統的設定方式，設備被磨損的機會相對高出許多。

在電業的併聯點裝設具有電壓調節能力的變流器，意味著電子設備具有和緩及調節線路電壓的能力，

是故已被應用在許多商業實例中。圖 54、圖 55 及圖 56 將予進一步說明變流器在不同的控制模組設定下，其運作的情況。

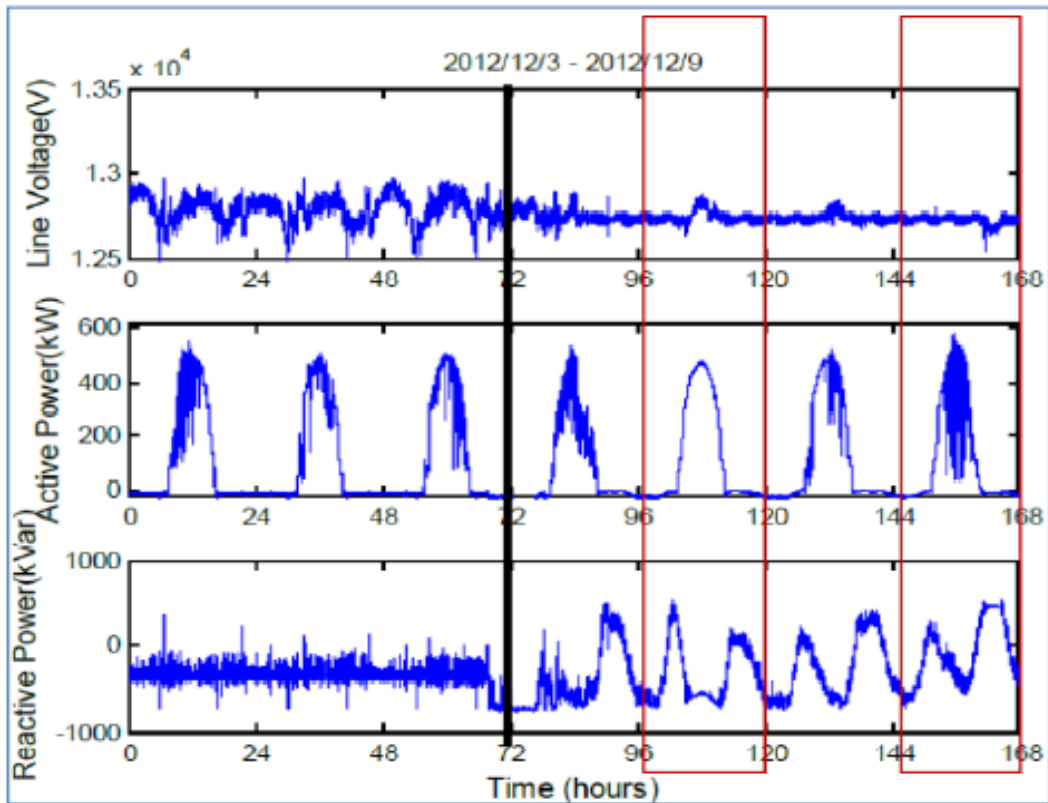


圖 54 變流器以電壓控制的模式下運作電壓及功率反應

在 2012 年 11 月 19 日至 25 日及 2012 年 12 月 3 日至 9 日間，針對變流器模組在併聯點以電壓模式及虛功模式下，觀察線路電壓、視在功率及虛功率之反應。圖 54 係變流器以電壓控制的模式下運作，可由波形觀察到在電壓調節模式下線路電壓可以得到較佳的控制，然而虛功則有較大幅度的上下波動。此即意味著若要得到較佳的線路電壓控制，則必須要由變流器支援虛功的補償。

圖 55 係變流器以虛功控制的模式下運作，可由波形觀察到電壓變動主要受到視在功率變化的影響，故變流器在虛功控制模式下，當視在功率變化大時，可將電壓向下調節，此即意味著視在功率的變化，可由變流器作虛功補償。故在虛功率控制模式下，線電壓的上限值得到適當的控制，惟控制幅度不如電壓控制模式下明顯，故變流器模式的設定，需視系統的需求而設定不同

的模式。

觀察圖 56 由變電所引出的四條饋線，具有不同的饋線及負載特性，饋線 1 及饋線 2 具有穩定的負載，饋線 5 之負載變化性較大，故其電壓的變化亦大。饋線 4 則為本案太陽光電併網的饋線，雖有太陽光電場域併聯但是線路電壓亦獲得控制。

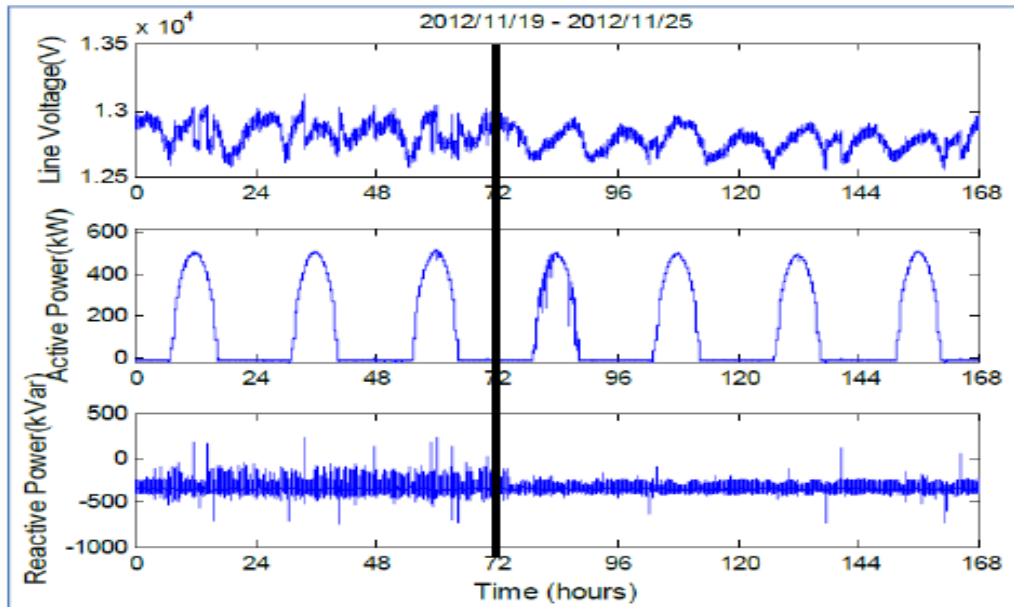


圖 55 係變流器以虛功控制的模式下運作

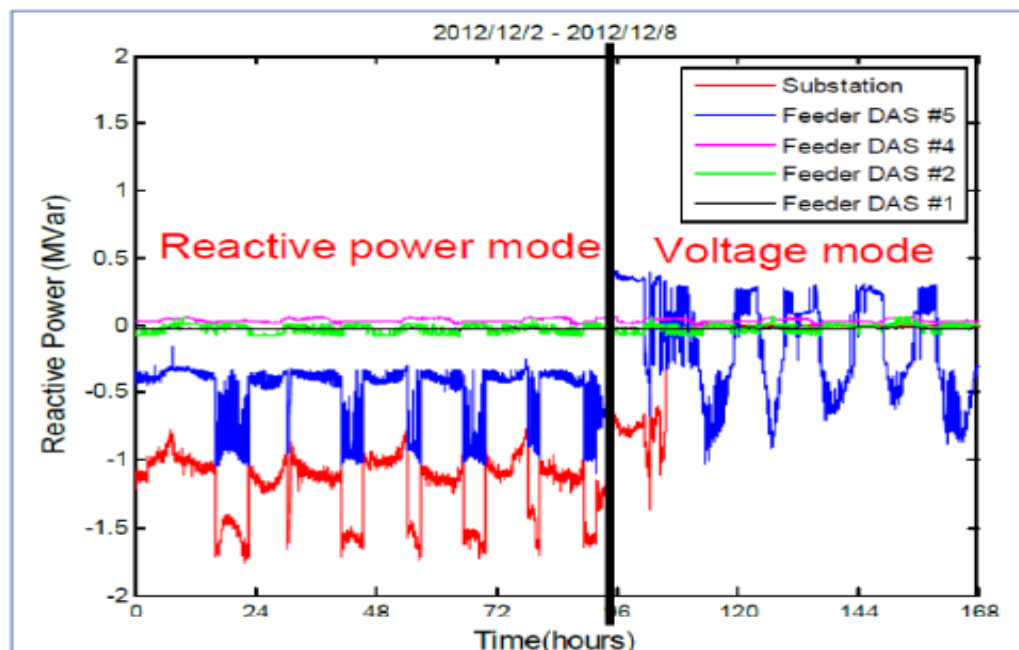


圖 56 變流器在虛功控制及電壓控制模式下的運作

圖 56 亦說明變流器及線路電壓調整設備間之互動關係，當 Doney 公園設置之變流器電壓調整之先進技術

被啟用時，線路電容器組之調整次數即降低甚至沒有動作。同時電壓閃爍的情況經監測結果，發現和變流器的關聯性不高，但和負載的變化性較有關聯。

伍、結論與建議

一、結論：再生能源管理系統之發展

- (一) SIEMENS 公司發展之產品 ADMS(Advanced Distribution Management System)已將再生能源之監控納入先進配電管理系統，可在線上查詢其電壓、電流、實功、虛功及電流方向，具有執行負載潮流的功能。
- (二) SIEMENS 公司虛擬電廠 VPP(Virtue Power Plant)係發展分散能源管理系統 DEMS(Decentralized Energy Management System)的核心，給合需量反應管理系統 DRMS(Demand Response Management System)可在電力現貨市場交易，而技術的核心則為 MGMS(Micro Grid Management System)，可對再生能源管理進行技術的整合及管理控制。當和電業解聯可作為計畫性之微電網，而併聯電業電網則可成為系統電源的來源，在歐洲已形成電源供需的重要機制。
- (三) ABB 公司發展之產品配電管理系統 MicroSCADA Pro DMS 600 亦已將再生能源之監控納入先進配電管理系統，和 SIEMENS 的系統一樣，亦可在線上查詢其電壓、電流、實功、虛功及電流方向，具有執行負載潮流的功能。
- (四) ABB 公司發展再生能源微電網控制系統 Renewable Microgrid Controller MGC600 係 ABB 公司針對再生能源整合所發展出來的系統，具有整合再生能源調控及管理的功能，且各再生能源控制器係採分散式的架構，即在再生能源發電設備裝設控制器作量測、控制及管理的功能。其軟體及控制器有 8 大類別適用於各類再生能源/分散型電源，採用模組化的設計，介面單純、易於維護操作及除錯、通訊系統和未來趨勢結合、適用智慧電網介面具相容性、具有執行電力潮流的功能、可適用於 MATLAB/SIMULINK 等模擬系統，具有可擴充性等特性。
- (五) 歐洲再生能源之通訊系統，係以 IEC 為主軸，SIEMENS 和

ABB 通訊架構係採 IEC 60870 及 IEC 61850，和北美採用之 CDC Type 2 及 DNP 3.0 不同，惟近期有朝向採 CIM 的方式以 IEC 61970(EMS) 及 IEC 61958(DMS) 共通資訊模組發展之趨勢，例如美國 EPRI 現階段發展中 DERMS 即朝向 DNP3.0 和 IEC 60870 可資料交換的方式進行通訊協定整合，符合共通資訊模組世界趨勢。

- (六) 本公司委由 EPRI 研究中之 DERMS 系統，正規劃未來的通訊架構及智慧型變流器的功能選項及系統電壓維持的能力。歐洲如德國之太陽光電及風力發電均已成熟，除在通訊協定朝向整合的方向進行外，對太陽光電變流器及風機之 LVRT/LFRT 維持系統電壓/頻率之功能，應視 DER 發電設備裝置容量的規模及併聯電壓的等級，並以產業發展、電網運轉維護安全及經濟效益為考量重點，階段性逐步發展為佳。

二、結論：歐洲發展再生能源之成功因素

- (一) 以德國為例再生能源需由政治面、經濟財務面、社會面、技術面、環境面及法務面，全面性整合始能創造成功的契機。
- (二) 政治面需考量世界的趨勢，朝向減緩溫室效應及節能減碳朝向綠能永續發展的方向邁進，歐盟要求成員國需執行所設定之能源配比目標。
- (三) 經濟財務面則應建立再生能源發展的利基，如德國採固定費率收購、成本保證回收機制、收購費率逐年下降設計、住宅用戶電價附加費、工業用電稅務減免設計、再生能源現貨市場交易制度等的配合。並視政府能源發展的方向，調整各種再生能源收購的費率。
- (四) 社會面則需民眾支持綠能發展政策，亦即要有高電價的意識，歐洲高電價國家如德國及丹麥均是高度發展再生能源的國家，惟再生能源並非價廉的產品，民眾必須接受發展再生能源所必須付出的各項能源稅費，並附加於電費中，如環境稅、電力稅、再生能源稅、汽電共生稅及碳交易稅等等，此等稅

金之總和往往高過電價本身的價格，現階段在台灣是否能比照辦理，乃有很大的努力空間。

- (五) 技術面在產品的發展上現今風力及太陽光電發電均已步向成熟的階段，惟應評估是否具有發展再生能源天然資源的條件。若條件具備則電網之建構是否符合所需、是否穩健可靠是技術面應努力的重點。德國之電網擴建由 FNA 審核，技術上可裝置 EEG Box 於電業網路上，以確認網路新擴建的必要性，審核通過則可將電網新擴建的成本附加於電費中。
- (六) 環境面則將碳交易和再生能源法案聯結，以發展再生能源取得碳交易配額，並於電價中加入能源稅，主要的目的乃在鼓勵發展再生能源，並工業電價中設計稅務減免機制。
- (七) 法務面則建立完備的法源以利再生能源的發展，如電價制度及電網新擴建制度，以德國為例有關電網新擴建的法規包含跨國界、跨洲界及區域性的法規，為電網之新擴建取得有利的法源利基，以支持再生能源電力可跨國界傳輸的機制，此亦是歐洲國家再生能源能快速發展的主要因數。

三、建議：有關再生能源之調控技術

- (一) 建立再生能源管理系統以利再生能源之監控調節有其必要性，惟其功能選項需具有前瞻性及可擴充性，向上應和現今運作之系統配電調度中心及饋線調度中心相結合。長期可發展自動偵測電壓異常及電壓自動調整功能。變流器可依設定自行選擇之內部設定曲線執行電壓補償的功能，當和配電系統解聯則應可獨立執行微電網的功能。
- (二) 再生能源管理系統之通訊協定應和世界主流趨勢相結合，現今本公司係以北美之通訊系統為主幹，惟委由 EPRI 研究建構之系統應朝向和國際整合的方向發展以 CIM 為基礎，即 IEC 和 DNP 相互間能有效的進行資料交換。
- (三) 有關智慧型變流器之功能，歐洲國家如德國現階段小容量之太陽光電變流器並未全具備協助電業於系統異常時維持電壓

的功能，而大容量之變流器(1MW 或 500kW 以上)則具備 LVRT 或 LFRT 功能，可協助系統維持電壓穩定。具備 LVRT 主要的考量是該國太陽光電及風力裝置容量高達系統裝置容量之 40%左右，且併聯 35kV 以上之風場多，為協助異常期間維持系統電壓穩定，故要求風機具備 LVRT 之功能。本公司配電系統尚無此情形，太陽光電變流器應以協助系統正常運轉，維持饋線電壓穩定運轉之能力為重點

- (四) 本公司再生能源併聯法規對風機併聯超高壓系統已要求具備 LVRT 的能力。惟在太陽光電變流器部分則尚未有相關規定，因再生能源併接配電系統而衍生穩定度的問題，須和配電系統保護協調作整體考量，此部分建議應視再生能源併聯配電網的總量而作階段性的調整，即再生能源於系統異常期間跳脫，不足以造成配電系統崩潰時，LVRT 之能力並未有其必要性，當 DER 占比仍小時，建議正常運轉期間以能維持電壓穩定之功率因數、虛功或實功調整設定列為要項。
- (五) 目前本公司之配電調度及饋線調度中心，尚未將再生能源線上監控管理的功能納入，此部分 SIEMENS 及 ABB 之系統已具備此項功能，本公司可參考其系統模式將此功能納入。
- (六) 本公司再生能源之系統衝擊分析係採 EPRI 開發之 OPEN DSS 可計算故障電流以利保護協調之設定。惟為更進一步改善其輸入界面之容易度，Copper 公司亦發展 CYMDIST Model 軟體，係由 MATLAB 為數學計算模組並採用符合 CYMDIST 定義妥之設備資料格式為來源，經運算後可執行負載潮流運算並計算出故障電流，可作為系統保護協調設定之另一選項。
- (七) 太陽光電變流器對饋線電壓維持具關鍵性的角色，經評估係最具成本效益的電壓改善方法，智慧型變流器之電壓維持曲線及其通訊與控制方式，電業應具有設定之權利，應將設定功率因數及虛功調整之權利列入購售電合約中，以利後續電壓維持之需。

伍、參考資料

- 一、SIMENS 公司網站
<http://www.siemens.com/entry/cc/en/>
- 二、ABB 公司網站
<http://www.abb.com//>
- 三、EPRI 網站
<http://www.epri.com/>
- 四、瑞典官方網站
<https://sweden.se/society/energy-use-in-sweden/>
- 五、瑞典皇家港智慧城市網站
<http://cityclimateleadershipawards.com/2014-project-stockholm-seaport/>
- 六、歐盟 eurostat 網站
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
- 七、IEA 國際再生能源網站
<http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Germany>
- 八、PVGrid 網站
<http://www.pvgrid.eu/en/database.html>
- 九、eurelectric 網站
<http://www.eurelectric.org/interactive-maps/>
- 十、ren21 網站
<http://www.ren21.net/>
- 十一、der-lab 網站
<http://www.der-lab.net/>
- 十二、eia 網站
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=7>
- 十三、sma 網站
<http://www.sma.de/en/products/monitoring-control/power-reducer-box.html>
- 十四、germanenergyblog 德國能源部落格
http://www.germanenergyblog.de/?page_id=283
- 十五、iea-pvps 網站
<http://iea-pvps.org/>

十六、vde 網站

<http://www.vde.com/en/Pages/Homepage.aspx>

十七、world-nuclear 網站

<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-O-S/Sweden/en/>

十八、energia 網站

<http://energia.fi/en/energy-and-environment/electricity-generation>

十九、entsoe 網站

<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx>

二十、clearingstelle-eeg 網站

<https://www.clearingstelle-eeg.de/english>

二十一、nordREG 網站

<http://www.nordicenergyregulators.org/publications/>

二十二、nordicenergyregulators 網站

<http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf>