

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：考察)

配合“EPRI「歐洲國際風力發展合作」專案考察”
(分散型電源併聯技術交流)

(裝訂線)

服務機關： 台灣電力公司
出國人職稱： 企業管理監 電機工程師
姓名： 唐明紹 林明民
出國地區： 英國、比利時、德國、荷蘭
出國日期： 94年6月4日至94年6月18日
報告日期： 94年8月11日

行政院所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：配合 EPRI 「歐洲國際風力發展合作」專案考察

(分散型電源併聯技術交流)

頁數 51 頁 (是 否含附件)

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/陳德隆/(02) 2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

唐明紹/台灣電力公司/業務處/企業管理監/(02) 2366-6708

林明民/台灣電力公司/業務處/電機工程師/(02) 2366-6704

出國類別：1. 考察 2. 進修 3. 研究 4. 實習 5. 其他

出國期間：94 年 6 月 4 日至 94 年 6 月 18 日

出國地區：英國、比利時、德國、荷蘭

報告日期：94 年 7 月 31 日

分類號/目

關鍵辭：分散型電源、風力發電、併聯作業要點、併聯審查程序

內容摘要：(二百至三百字)

本報告內容，主要是配合美國電力研究機構 EPRI 赴英國、比利時、德國及荷蘭等歐洲電力國際組織、電業及顧問公司考察，並在風力發電及分散型電源(主要為風力發電)併入配電系統作雙向的技術交流以了解歐洲風力及再生能源的發展狀況。

本報告對參訪國家及歐洲部分國家之風力發電及再生能源發展作技術性的探討，並考察有關分散型電源併入配電系統歐洲相關國家之作法及措施，提供綜合結論與建議，以利配電系統再生能源併聯技術之提升，並促進併聯審查作業程序之發展。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

行政院及所屬各機關出國報告審核表

出國報告名稱：配合 EPRI「歐洲國際風力發展合作」專案考察(分散型電源併聯技術交流)	
出國計畫主辦機關名稱：台灣電力公司業務處	
出國人姓名/職稱/服務單位：唐明紹/企業管理監/台灣電力公司業務處 出國人姓名/職稱/服務單位：林明民/電機工程師/台灣電力公司業務處	
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 <input checked="" 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"/> (1) 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> (2) 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容以 <input type="checkbox"/> (3) 內容空洞簡略容 <input type="checkbox"/> (4) 未依行政院所屬各機關出國報告規格辦理 <input type="checkbox"/> (5) 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. 其他處理意見
層轉機關 審核意見	<input type="checkbox"/> 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"/> 退回補正，原因： _____ (填寫審核意見編號) <input type="checkbox"/> 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。

	單位	主管處	總經理
報告人：	主管：	主管：	副總經理：

配合 EPRI 「歐洲國際風力發展合作」專案考察

(分散型電源併聯技術交流)

目錄

壹、 考察目的	1
貳、 行程安排	2
參、 考察心得	3
一、 歐盟電力市場風力發電狀況.....	3
二、 歐盟分散型電源併聯規範及電力品質標準.....	11
三、 英國分散型電源發展及其併聯規範.....	16
四、 比利時分散型電源發展及其併聯規範.....	26
五、 德國分散型電源發展及其併聯規範.....	32
六、 荷蘭分散型電源發展及其併聯規範.....	39
七、 歐盟分散型電源重要措施比較.....	45
肆、 結論與建議	49
一、 結論.....	49
二、 建議.....	51

圖目錄

圖 1	歐洲之輸電系統聯結圖	4
圖 2	UCTE 歐洲輸電聯盟會員組織架構.....	5
圖 3	歐洲國家 2004 年風力裝置容量統計	7
圖 4	英國地域性配電電力公司分佈圖	16
圖 5	比利時位置圖	26
圖 6	德國輸電公司分佈圖	32
圖 7	德國電壓等級結構圖	33
圖 8	德國七段式電價	36
圖 9	荷蘭電力系統圖及中壓等級電力網架構圖	39
圖 10	分散型電源政策重要措施比較	45

表目錄

表 1	歐盟 25 國 2010 年再生能源預定達成目標值	3
表 2	風力未來發展的趨勢 2020 年裝置容量約總電力裝容量之 12%	6
表 3	1990 年至 2004 年歐盟風力發電裝置容量累計值	7
表 4	2001 年至 2010 年歐盟 15 國風力發電裝置容量預估	8
表 5	歐洲國家之電費結構及其類別	9
表 6	歐洲國家之電價比較	9
表 7	歐洲 17 國階段 1 (年用電量 < 2000 KWH) 之電價比較	10
表 8	EN 50160 及 EN 61000 電壓品質規範值比較表	11
表 9	IEC 61400 有關風機之規範	12
表 10	英國再生能源現況 (藍色) 及未來發展潛力 (紅色)	18
表 11	英國之再生能源政策之評估	19
表 12	英國併聯審查之主要階段	20
表 13	英國再生能源併聯之詳細審查程序	23
表 14	比利時再生能源之現況 (藍色) 及未來發展潛力 (紅色)	27
表 15	比利時再生能源政策之評估	28
表 16	比利時再生能源的執行情形統計彙總表	29
表 17	比利時分散型電源併聯電壓品質引用標準	31
表 18	德國再生能源之現況 (藍色) 及未來發展潛力 (紅色)	34
表 19	德國之再生能源政策之評估	36
表 20	VDEW 計算穩態電壓變動及快速電壓變動計算公式	37
表 21	德國中壓等級之諧波管制	38
表 22	荷蘭再生能源之現況 (藍色) 及未來發展潛力 (紅色)	41
表 23	荷蘭再生能源獎勵措施及稅務免除一覽表	41
表 24	荷蘭再生能源政策之評估	42

表 25	荷蘭分散型電源併聯容量及其電壓等級.....	43
表 26	荷蘭分散型電源併聯過壓及欠壓電驛設定標準.....	43
表 27	歐洲國家再生能源固定費率比較.....	46
表 28	風機併聯容量及併聯壓等級.....	46
表 29	風機併聯電網穩態電壓變動限制.....	47
表 30	風機併聯電網電壓閃爍管制.....	48
表 31	風機併聯電網中壓保護電驛設定.....	48

附件

附件一

Technical Guide To The Connexion Of Generation To The Distribution
Network

by

DTI

附件二

Guidelines for the Parallel Operation of Ownenergy Generation Systems
With the Middle voltage Grid of the Utility Company

by

VDEW

壹、考察目的

由於傳統能源之儲存有限，石化能源百年之後將可能大量減少，再生能的發展可為未來能源的短缺提供另一條出路，雖然目前再生能源的發展已商業化者以水力及風力為主，惟其他如燃料電池、生質能、地熱及海洋潮汐等再生能源的發展則有無窮的潛力，歐洲再生能源的發展現況和未來的發展趨勢，尤其風力發電及其併聯電力系統的技術及實務已有豐富的經驗可資借鏡，故本次出國係配合國際電力組織 EPRI 考察歐洲之再生能源發展狀況。

本次出國的主要目的係配合 EPRI 至歐洲作國際風力發展考察，並對再生能源併聯配電系統作雙向技術交流，由於歐洲再生能源發電(尤其在風力發電方面)已有多年的經驗，是故本次之考察主要以風力發電為主，並前往英國、比利時、德國及荷蘭了解目前風力及再生能源發展的經驗及所面臨的問題，以作為本公司發展風力發電及再生能源併聯配電系統的參考。

再生能源之併聯技術要點及併聯審查程序於北美係由州（省）政府頒佈法令，再由各電力公司依州政府的法令各自發展其併聯技術要點及併聯審查程序，而在歐洲則由歐盟訂定 2010 年再生能源發電佔所有電力容量 21% 的目標，各國併聯作業要點和併聯審查程序則無統一的標準，其中英國之作法和北美類似，已有分散型電源併聯規範和併聯審查作業程序可供遵行；而德國之作法則由德國風能協會訂有中壓及低壓之分散型電併聯規範，但一般配電級之電業則無統一併聯審查程序（英文版）可供參考。歐盟 25 國之分散型電源併聯有關電力品質之標準有部分採用 IEC 61400-21 之標準，然而統一之標準尚待進一步的發展整合。

本次之考察並探討參訪國家對分散型電源發展之目標及併聯技術形成的背景原因，並對併聯所面臨的主要問題作更深入的了解，希望藉由他國的經驗提供本公司在發展再生能源併聯技術時之參考。

貳、行程安排

6/4-5 去程 台北-倫敦

6/6-7 倫敦(英國)

參訪英國電業 Powergen

6/8 倫敦-布魯塞爾(比利時)

6/9 布魯塞爾(比利時)

參訪歐洲風能協會

Europe Wind Energy Association (EWEA)

6/10 布魯塞爾(比利時)

參訪 Eurlectric

6/12 布魯塞爾-漢堡(德國)

6/13 漢堡(德國)

參訪德國電業 EON

6/14 漢堡-阿姆斯特丹(荷蘭)

6/15-16 阿姆斯特丹(荷蘭)

參訪荷蘭電業顧問 KEMA

6/17-18 返程 阿姆斯特丹-台北

參、考察心得

一、歐盟電力市場風力發電狀況

(一) 歐盟風力發電概述

1. 再生能源發展

歐盟 EU(europe union)原由 15 個主要會員國組成，後來又有 10 個國家加入，目前計有 25 個會員國，在歐洲共同市場扮演經濟主導的角色，並足以和美國為首之經濟體相互抗衡，在歐盟的體制下成立歐盟委員會 EC (europe commission) 負責主導歐盟共同體之發展。電力市場的未來發展亦在歐盟委員會的監督指引下設定各項目標，其中有關能源方面為發展能源多元化及呼應京都議定書以防範溫室效應之擴大，故對再生能源之綠色能源在電力裝置容量設有目標值，並要求各會員國致力達成目標，歐盟設定 2010 年之目標值為 21%，即在 2010 年時歐盟在電力之裝置容量中必需有 21% 的電力裝置容量來自綠色能源，此亦為京都議定書之承諾提出具體的回應。

表 1：歐盟 25 國 2010 年再生能源預定達成目標值

National indicative RES-E targets 2010 for Member States ⁵		
	RES-E % in 1997	RES-E % 2010
Austria	70	78
Belgium	1.1	6
Denmark	8.7	29
Finland	24.7	31.5
France	15	21
Germany	4.5	12.5
Greece	8.6	20.1
Ireland	3.6	13.2
Italy	16	25
Luxembourg	2.1	5.7
Netherlands	3.5	9
Portugal	38.5	39
Spain	19.9	29.4
Sweden	49.1	60
UK	1.7	10
Cyprus	0.05	6.0
Czech Republic	3.8	8.0
Estonia	0.2	5.1
Hungary	0.7	3.6
Latvia	42.4	49.3
Lithuania	3.3	7.0
Malta	0.0	5.0
Poland	1.6	7.5
Slovakia	17.9	31.0
Slovenia	29.9	33.6
EU 25	12.9	21.0

歐盟 25 國 2010 年之綠色能源各國必須達成的佔比如表一，於 1997 綠色能源之佔比為 12.9%，而 2010 年之目標則設定為 21%，其中奧地利佔比為 78%、丹麥 29%、芬蘭 31.5%、葡萄牙 39%、西班牙 29.4%、瑞典 60%其佔比均高於歐盟 2010 年之平均值。

2. 歐洲電力系統之特色

歐洲之電力系統之特色是多國電力系統相互聯結，其電壓等級依 IEC 之定義在 35KV 以上屬高壓，1KV 至 35KV 之間屬中壓，1KV 以下屬低壓，歐洲各國之輸電系統電壓等級從 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的相互支援的功能，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集中式大型陸上風場及離岸風場發展的舞台，今日歐洲風力之發展



圖 1：歐洲之輸電系統聯結圖

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，歐洲輸電系統電力網路如圖 1 所示。

歐洲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 個國家為副會員，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，圖 2 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國際間電力輸送的角色，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 (SCOTLAND 除外) 電壓等級在 132KV 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差異。

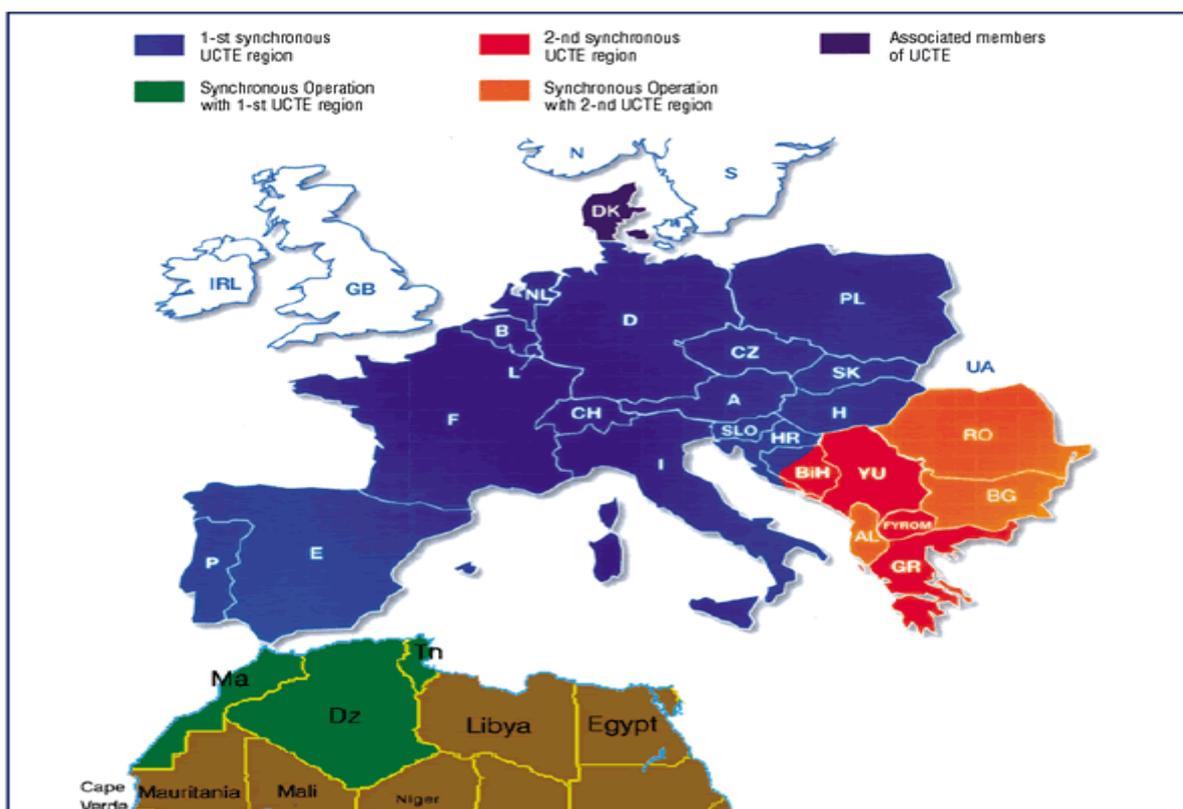


圖 2 為 UCTE 歐洲輸電聯盟會員組織架構

3. 歐洲電力系統之裝置容量

近年來歐洲風力之發展快速，於 2002 年時其風力裝置容量之佔比為 0.4%，2005 年佔比為 0.8% 成長一倍，預估 2010 年佔比為 2.26%，2020 年佔比為 11.81%，歐盟 25 國風力裝置容量在 2004 年達 34,205MW，約佔 2004 年全世界風力發電容量總量 52,363MW 之 6 成以上，其中德國、丹麥和西班牙 2003 年之裝置容量約佔歐盟 15 國裝置容量之 84% 左右，是歐洲風力發展最快速的主要國家，而英國於近年大量積極發展大型離岸風場，預計幾年內其風機之裝置容量將大量增加。

表 2 為評估 2002 年至 2040 年之全世界風力發展之年成長率、容量預估、電力供應、電力需求及風力發電未來佔比，當未來風力發電之佔比相對高時，其對整個電力系統之穩定度影響則逐步加大，各風力發展快速及佔比高之國家其電力系統架構及強度正面臨嚴厲之考驗。

表 2：風力未來發展的趨勢其裝置容量於 2020 年約達總電力裝容量之 12%

Year	Average annual growth rate %	Annual new capacity MW	Cumulative new capacity MW	Annual wind electricity production TWh	Projected world electricity demand TWh	Wind power penetration of world electricity %
2002	25	7,227	32,037	64.5	16,233	0.40
2003	25	9,034	41,071	86.3	16,666	0.52
2004	25	11,292	52,363	110.1	17,110	0.64
2005	25	14,115	66,478	139.8	17,567	0.80
2006	25	17,644	84,122	184.2	18,035	1.02
2007	25	22,055	106,177	232.5	18,156	1.26
2008	25	27,569	133,746	292.9	19,010	1.54
2009	20	33,083	166,829	365.4	19,517	1.87
2010	20	39,699	206,528	452.3	20,037	2.26
2011	20	47,639	254,167	556.6	20,532	2.71
2012	20	57,167	311,333	763.6	21,040	3.63
2013	20	68,600	379,933	931.9	21,560	4.32
2014	20	82,320	462,253	1133.8	22,093	5.13
2015	15	94,668	556,922	1366.0	22,639	6.03
2016	15	108,868	665,790	1633.0	23,198	7.04
2017	15	125,199	790,988	1940.1	23,771	8.16
2018	10	137,718	928,707	2277.9	24,359	9.35
2019	10	151,490	1,080,197	2649.5	24,961	10.61
2020	0	151,490	1,231,687	3021.1	25,578	11.81
2030	0	151,490	2,592,424	6358.7	31,524	20.17
2040	0	151,490	3,082,167	8099.9	36,585	22.14

歐盟各國至 2004 年之風力裝置容量如圖 3 所示，其風力累計裝置容量總計為 34,205MW，其中德國累計裝置容量 16,629MW 高居第一位其裝置容量幾乎達歐盟總裝置容量的一半，西班牙累計裝置容量 8,263MW 居第二位，丹麥累計裝

置容量 3,117MW 居第三位，荷蘭及義大利則約有 1,000MW 左右，其他國家則在 1,000MW 以下，表 3 為 1990 年至 2004 年歐盟風力發電裝置容量之累計統計圖，呈現逐年高度成長的趨勢。

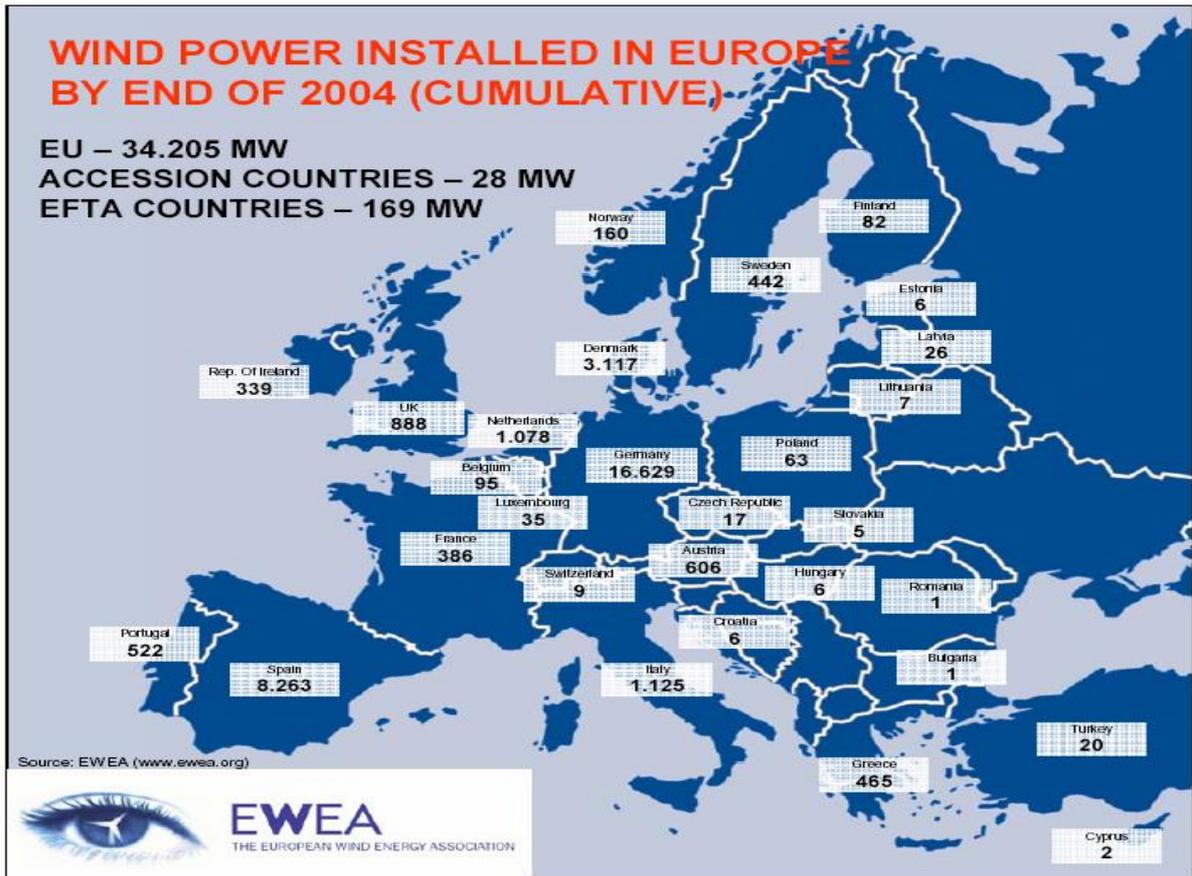


圖 3 歐洲國家 2004 年風力裝置容量統計

表 3：1990 年至 2004 年歐盟風力發電裝置容量累計值

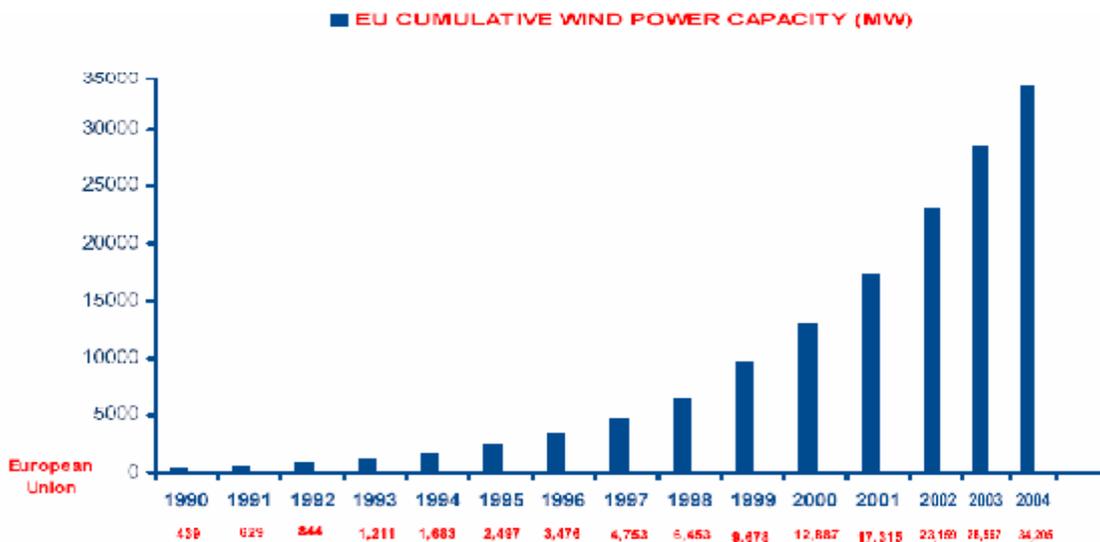
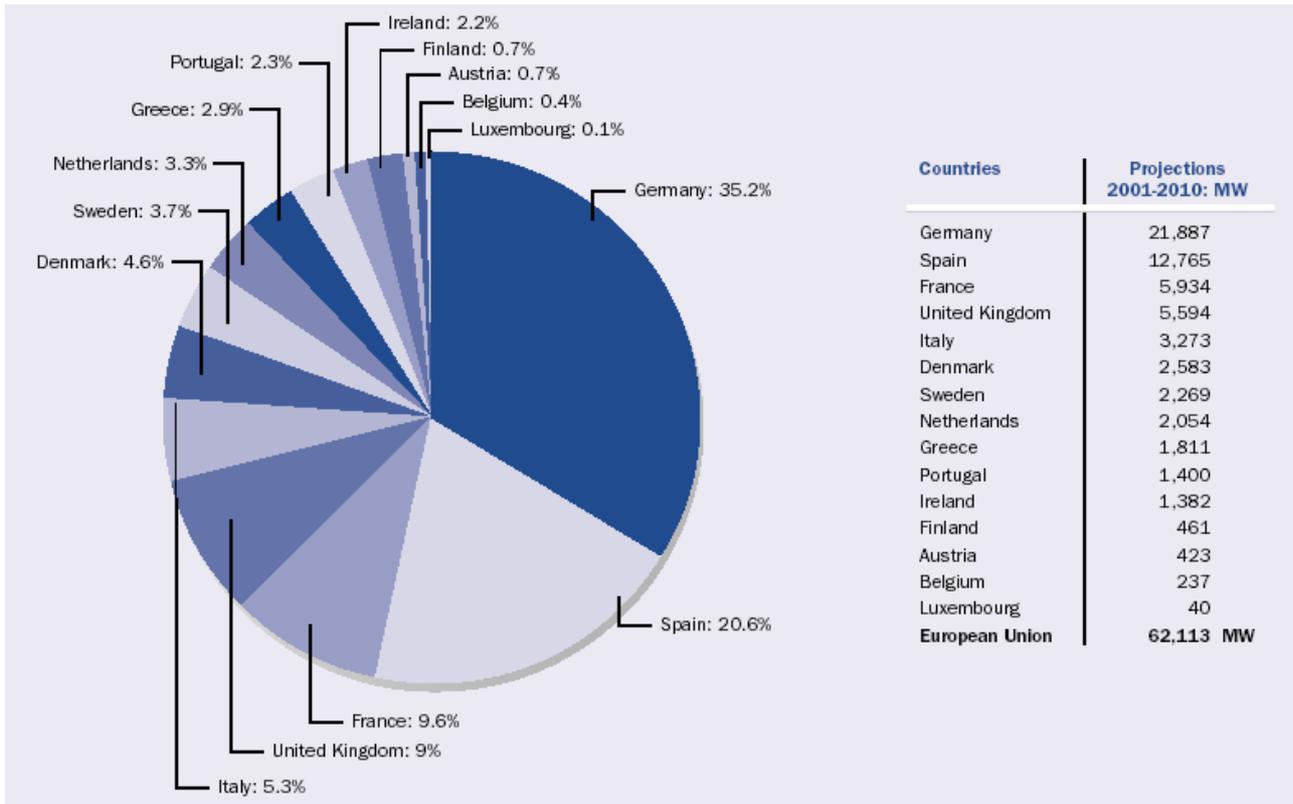


表 4 則為 2001 年至 2010 年歐盟各國風力發電裝置容量預估累計值之佔比，惟至 2004 年止已有部分國家其裝置容量已超過原先設定之預估值，由此可見歐盟風力發電發展之快速。

表 4：2001 年至 2010 年歐盟 15 國風力發電裝置容量預估



(二) 歐盟電力市場電價結構

歐洲國家之電價結構分析可用二大類 7 階段來區分如表 5 所示，階段區分方式為：住家用電階段 1-為用電量 2000 KWH 以下，階段 2-為用電量 2000 KWH 以上 7000 KWH 以下，階段 3-為用電量 7000 KWH 以上；非住家用電階段 4-為用電量 0.1 GWH 以下，階段 5-為用電量 0.1 GWH 以上 1 GWH 以下，階段 6-為用電量 1GWH 以上 9 GWH 以下，階段 7 為用電量 9GWH 以上 50 GWH 以下。其中階段 1 至 3 住家用電之電價包含電費、消費稅和增值稅，階段 4 至 7 非住家用電之電價包含電費、消費稅而無增值稅，詳細項目如表 5 所示，其中並再依階段詳細區分為年度消費電力度數、需量契約用電、夜間及離峰用電，另非住家用電再

增列年度負載因數。

表 5：歐洲國家之電費結構及其類別

	Band Number	Annual Consumption Volume Range	Annual Consumption	Demand In kW	Night/Off Peak Consumption	Annual Load factor	Voltage Level
Residential Consumers	1	X <= 2 000 kWh	600 kWh	3 kW	0		
			1 200 kWh	3-4 kW	0		
	2	2 000 kWh < X <= 7 000 kWh	3 500 kWh	4-9 kW	1 300 kWh		
3	X > 7 000 kWh	7 500 kWh	6-9 kW	2 500 kWh			
		20 000 kWh	9 kW	15 000 kWh			
Non-residential Consumers	4	X <= 0.1 GWh	30 MWh	30 kW	0	1000 hours	Country Specific
			50 MWh	50 kW	0	1000 hours	
	5	0.1 GWh < X <= 1 GWh	160 MWh	100 kW	11-25 MWh	1600 hours	
			800 MWh	500 kW	81-162 MWh	1600 hours	
	6	1 GWh < X <= 9 GWh	1250 MWh	500 kW	197-375 MWh	2500 Hours	
			2000 MWh	500 kW	438-820 MWh	4000 Hours	
	7	9 GWh < X <= 50 GWh	10000 MWh	2500 kW	2190-4100 MWh	4000 Hours	

表 6：歐洲國家之電價比較

Prices /kWh in EUROcents	Residential prices (electricity + consumers taxes + VAT)			Non Residential prices (electricity + consumers taxes)			
	Band 1 X <= 2 MWh	Band 2 2 < X <= 7 MWh	Band 3 X > 7 MWh	Band 4 X <= 0.1 GWh	Band 5 0.1 GWh < X <= 1 GWh	Band 6 1 GWh < X <= 9 GWh	Band 7 9 GWh < X <= 50 GWh
Austria	16.97	15.10	13.26	12.46	9.91	8.10	
Belgium	17.78	13.79	11.07	13.17	10.95	7.05	5.10
Czech Republic	12.93	10.10	7.27	9.78	7.26	5.40	4.64
Denmark	31.59	22.44	20.46	17.33	16.26	14.07	13.51
France	15.32	11.63	10.33	9.11	7.69	6.04	3.99
Germany	19.27	15.80	13.29	12.95	8.67	6.55	4.98
Greece	7.93	6.54	6.42	8.87	7.13	6.14	5.01
Hungary	10.14	8.12	7.20	9.07	8.23	6.56	5.96
Ireland	16.62	11.33	8.29	16.57	11.60		
Italy	10.40	15.61	18.40	12.89	11.37	9.30	7.19
Luxembourg	18.24	11.85	9.58	12.87	11.13	8.38	7.39
Netherlands	25.12	18.45	16.04	11.39	8.66	6.33	
Portugal	14.21	12.86	8.84	10.27	8.03	7.12	5.29
Spain	14.39	10.94	8.39	10.37	7.69	5.95	4.72
Sweden	14.18	10.50	7.67	6.68	4.89	4.04	3.26
Switzerland	25.20	14.90	11.82	14.96	12.44	10.33	9.79
UK		10.38	8.53	8.75			

Due to the fact that in **Italy** 96% of residential consumers falling in **band 2** have subscribed a 3 kW contract, Italian price in this band has been calculated using a 3 kW contract tariff

The residential prices, in UK, do not take into account pre-payment customers

The average per band is calculated as follows :

tariff survey : arithmetic average of the prices

field survey : arithmetic average of all observations in the band

Prices include transport & distribution costs and other (fixed charges)

Residential prices include consumers taxes and VAT

Non Residential prices include consumers taxes

Tariff survey

Field survey

No survey

Too few observations

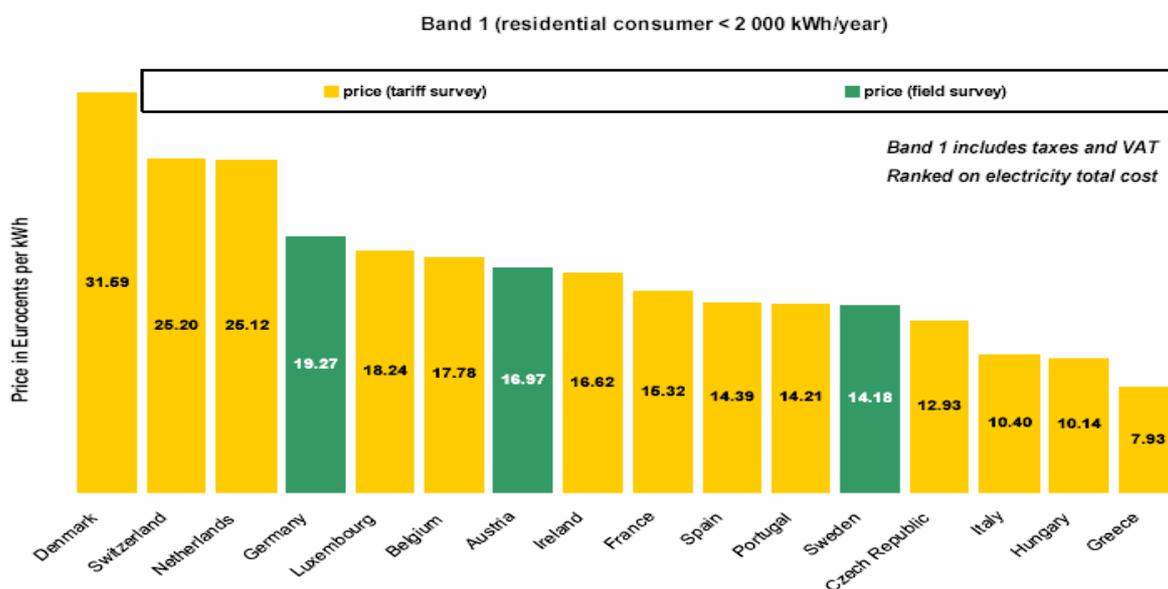
觀察表 6 歐洲國家 (計 17 國) 2003 年之電價分析，可了解歐洲各國之電價

有相當大的差異，電價採階段電價，基本電價階段 1 即 2000KWH 以下之電價最高，階段 2、3 則隨著用電量增加而價格逐步遞減。以住家用電分析，丹麥之電價在階段 1 (2000KWH) 之電價最高每度 31.59€C (台幣約 12 元/KWH)，荷蘭及瑞士約每度約 25€C(台幣約 10 元/KWH)，德國每度 19.27€C(台幣約 8 元/KWH)，希臘最低每度約 7.93€C(台幣約 3.2 元/KWH)和台灣的電價(夏季 330 度以上)相當，由上表之分析可見丹麥、荷蘭和德國等風力發電裝置容量高的國家，其電費普遍較高。

觀察非住家用電其電費較住家用電為低，其電價結構和住家用電類似，用電量愈高則其電價相對較低，符合市場供需之原則，由此可見歐洲之電力並不短缺；和台灣電價相較之下，台灣之電價結構用電量高則電費並不降低和歐洲之電費結構不同，主要原因可能是台灣屬海島能源原料均從國外輸入，和政府提倡節能之政策有關。

從表 7 之電價結構可看出採用固定費率價格收購風力發電之國家如丹麥、荷蘭及德國其電費均相對偏高，這和全民均攤風力發電之輸電及配電線路興建(更新強化)成本有重大直接的關係，而丹麥和德國因政府發展風力發電工業及再生能源的政策明確，且由全民分攤線路建設成本導致電價相對偏高。

表 7：歐洲 17 國階段 1 (年用電量 < 2000 KWH) 之電價比較



二、歐盟分散型電源併聯規範及電力品質標準

(一) EN 50160 及 EN 61000

EN 50160 主要由供應面規範配電系統之電壓品質，因屬通則一般均以最低之標準制定，各國之電壓品質視電力系統之特性而有所不同，一般均比 EN 50160 規範值嚴格許多，EN 50160 主要規範中、低壓（35KV 以下）電壓品質之最低標準，規範項目包括頻率、電壓大小幅度、電壓閃爍、電壓不平衡、諧波電壓、電壓驟降、短時斷電及長時斷電等。而 EN 61000 則針對低壓電壓品質給予規範（除了無短時斷電及長時斷電等二項）。

表 8：EN 50160 及 EN 61000 電壓品質規範值比較表

Voltage Characteristics of Public Distribution Systems

No	Parameter	Supply voltage characteristics according to EN 50160	Low voltage characteristics according to EMC standard EN 61000	
			EN 61000-2-2	Other parts
1	Power frequency	LV, MV: mean value of fundamental measured over 10 s $\pm 1\%$ (49.5 - 50.5 Hz) for 99.5% of week $-6\%/+4\%$ (47 - 52 Hz) for 100% of week	2%	
2	Voltage magnitude variations	LV, MV: $\pm 10\%$ for 95% of week, mean 10 minutes rms values (Figure 1)		$\pm 10\%$ applied for 15 minutes
3	Rapid voltage changes	LV: 5% normal 10% infrequently $P_{It} \leq 1$ for 95% of week MV: 4% normal 6% infrequently $P_{It} \leq 1$ for 95% of week	3% normal 8% infrequently $P_{st} < 1.0$ $P_{It} < 0.8$	3% normal 4% maximum $P_{st} < 1.0$ $P_{It} < 0.65$ (EN 61000-3-3) 3% (IEC 61000-2-12)
4	Supply voltage dips	Majority: duration < 1 s, depth $< 60\%$. Locally limited dips caused by load switching on: LV: 10 - 50%, MV: 10 - 15% (Figure 1)	urban: 1 - 4 months	up to 30% for 10 ms up to 60% for 100 ms (EN 61000-6-1, 6-2) up to 60% for 1000 ms (EN 61000-6-2)
5	Short interruptions of supply voltage	LV, MV: (up to 3 minutes) few tens - few hundreds/year Duration 70% of them < 1 s		95% reduction for 5 s (EN 61000-6-1, 6-2)
6	Long interruption of supply voltage	LV, MV: (longer than 3 minutes) $< 10 - 50$ /year		
7	Temporary, power frequency overvoltages	LV: < 1.5 kV rms MV: $1.7 U_c$ (solid or impedance earth) $2.0 U_c$ (unearthed or resonant earth)		
8	Transient overvoltages	LV: generally < 6 kV, occasionally higher; rise time: ms - μ s. MV: not defined		± 2 kV, line-to-earth ± 1 kV, line-to-line $1.2/50(8/20)$ Tr/Th μ s (EN 61000-6-1, 6-2)
9	Supply voltage unbalance	LV, MV: up to 2% for 95% of week, mean 10 minutes rms values, up to 3% in some locations	2%	2% (IEC 61000-2-12)
10	Harmonic voltage	LV, MV: see Table 2	6%-5 th , 5%-7 th , 3.5%-11 th , 3%-13 th , THD $< 8\%$	5% 3 rd , 6% 5 th , 5% 7 th , 1.5% 9 th , 3.5% 11 th , 3% 13 th , 0.3% 15 th , 2% 17 th (EN 61000-3-2)
11	Interharmonic voltage	LV, MV: under consideration	0.2%	

表 8 主要提供 EN 50160 及 EN 61000 電壓品質之比較及規範，其中對電壓介於 1KV 和 35KV 之間的中壓等級而言 EN 50160 對電壓幅度變動之規定為一星期的量測週期 95% 準度十分鐘有效值須在正負 10% 的範圍之內，頻率則規定一星期的量測週期 99.5% 準度十秒鐘有效值須在正負 1% 的範圍之內，電壓閃爍則規定一星期的量測週期 95% 準度之 $P_{lt} \leq 1$ ，電壓變動值在正常運作下變動限制在 4% 以下，異常之運作情況下則變動限制在 6% 以下。

(二) IEC 61400 系列：

IEC 61400 系列是歐洲評估風力之性能及品質重要依據，詳如表 9 所示。

表 9：IEC 61400 有關風機之規範

IEC beteckning	Titel	Datum	CENELEC
IEC 61400-1 Ed. 2	Safety Requirements	1999-02	
IEC 61400-2 Ed. 1	Safety of Small Wind Turbines	1996-04	EN 61400-2:1996
IEC 61400-11 Ed. 2	Acoustic noise measurement techniques	2002-12	
IEC 61400-12 Ed. 1	Wind turbine power performance testing	1998-02	
IEC 61400-13 TS Ed. 1	Measurement of Mechanical Loads	2001-06	
IEC 61400-14 TS	Declaration of sound power level and tonality values	Under tryckning	prEN 50376:2001
IEC 61400-21 Ed. 1	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	2001-12	EN 61400-21:2002
IEC 61400-23 TS Ed. 1	Full scale structural testing of wind turbine blades	2001-04	
IEC 61400-24 TR Ed. 1	Lightning protection for wind turbine systems	2002-07	
IEC WT 01	System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines Rules and Procedures	2001-04	
IEC 60050-415	International Electrotechnical Vocabulary - Wind turbine generator systems	1999-04	

其中 IEC 61400-21 主要評估及量測風機併聯電網電力品質之特性，測量點以在併聯連接點 (PCC) 量測，中壓及高壓 (依 IEC 之規定電壓在 1KV 以上) 其頻率限制在正負 1HZ 內。其他相關之規定因公司目前無此規範，本課已提出請購中，暫無法細述。

IEC 有關風機併聯及其他相關規範有 10 多種如表 9 所述，其中 61400-1 規

範風機安全需求、61400-2 規範小型風機安全需求、61400-11 規範風機雜訊量測技術、61400-12 規範風機性能測試、61400-13 規範風機機械負載量測、61400-14 規範風機聲音準位、61400-21 規範風機併聯電網之電力品質特性量測及評估、61400-23 規範風機之整體結構及風葉測試、61400-24 規範風機之雷擊保護、WT-01 規範風機之系統性能測試、認證之規則和程序、60050-415 規範國際電機機械-風機詞彙等。

(三) 其他併聯標準及規範：

除了歐盟之標準外，歐洲國家亦各有國內之電力品質標準及併聯規範：

1. 英國規範：

(1) Engineering Recommendation G. 59/1—Recommendations For The Connection Of Embedded Generating Plants To The Regional Electricity Companies' Distribution Systems.

主要規範分散型電源併聯至區域性電力系統之規定，電壓等級小於 20KV 或輸出容量小於 5MW 之配電系統。

(2) Engineering Recommendation G83/1, Relating To The Connection Of Small-Scale Embedded Generators (Up To 16A Per Phase) In Parallel With Public LV Distribution Networks.

主要規範小型分散型電源併聯至區域性低壓配電系統。

(3) Engineering Recommendation G. 75—Recommendations For The Connection Of Embedded Generating Plant, To public Electricity supplies' system above 20KV or with output over 5MW.

主要規範分散型電源併聯至電壓等級大於 20KV 或輸出容量大於 5MW 之配電系統。

(4) Engineering Recommendation P. 28—Planning Limits For Voltage

Fluctuations Caused By Industrial , Commercial Ans Domestic Equipment In The United Kingdom.

主要規範工商業和英國當地電力設備電壓變動之規劃限制。。

(5) Engineering Recommendation P. 2/5、P. 29、G. 5. 3

P. 2/5 主要規範電力供應之安全， P. 29 主要規範電壓平衡、G. 5. 3 主要規範諧波之限制。

(6) Engineering Technical Report No.113 Note Of Guidance For The Protection Of Embeded Generating Plant Up To 5MW For Operation In Parallel With Public Electricity Suppliers' Distribution System .

主要規範 5MW 以上之分散型電源併入電力系統之保護指導方針。

2. 法國規範：

(1) EDF Energy networks (SPN) plc Basis and methodology of charges for connection to its distribution system.

主要規範分散型電源併聯及其費用計費方式。

(2) Convention d' exploitation pour un site de production raccordé au Réseau Public de Distribution HTA Conditions générales. (The Convention of connection, the Contract of access to the Network and the Convention of Exploitation constitute the contractual device between distributor EDF and the user for an installation connected to the Public Network of Distribution.)

主要規範法國分散型電源併聯之條款、電網使用契約及電力品質標準等。

3. 德國規範：

(1) Guidelines for the Parallel Operation of own Energy Generation

Systems With the Middle Voltage Grid of the Utility Company. (VDEW)
主要規範德國分散型電源（風力發電）併聯中壓等級電網之指導原則及電力品質標準。

(2) Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen E.ON

(Supplementing mains connection rules for wind energy plants E.ON)

德國E.ON 電力公司規範風力發電併聯之補充規定。

(3) Mains connection rules - generally technical and organizational rules for the mains connection within the rule zone of the E.ON net GmbH within the range of the former PreussenElektra net GmbH & CO. KG

德國 E.ON net GmbH 電力公司網路併聯之技術規則和電力品質規範。

4. 丹麥規範：

(1) Wind Turbine Connected To The Grid With The Voltage Below 100

KV - Technical Regulation For The Properties and The Control Of Wind Turbine. (ELTRA)

主要規範丹麥風力發電併聯在 100 kv 以下電壓等級電網之技術規範和電力品質之標準。

(2) Connection of wind turbines to low and medium voltage networks (defu)

主要規範丹麥風力發電併聯在中低電壓等級電網之技術規範。

(3) specifications for connecting wind farms to the transmission network by Eltra

主要規範丹麥風力發電併聯在輸電電壓等級電網（100 KV 以上）之技術規範。

三、英國分散型電源發展及其併聯規範

（一）英國電力概況

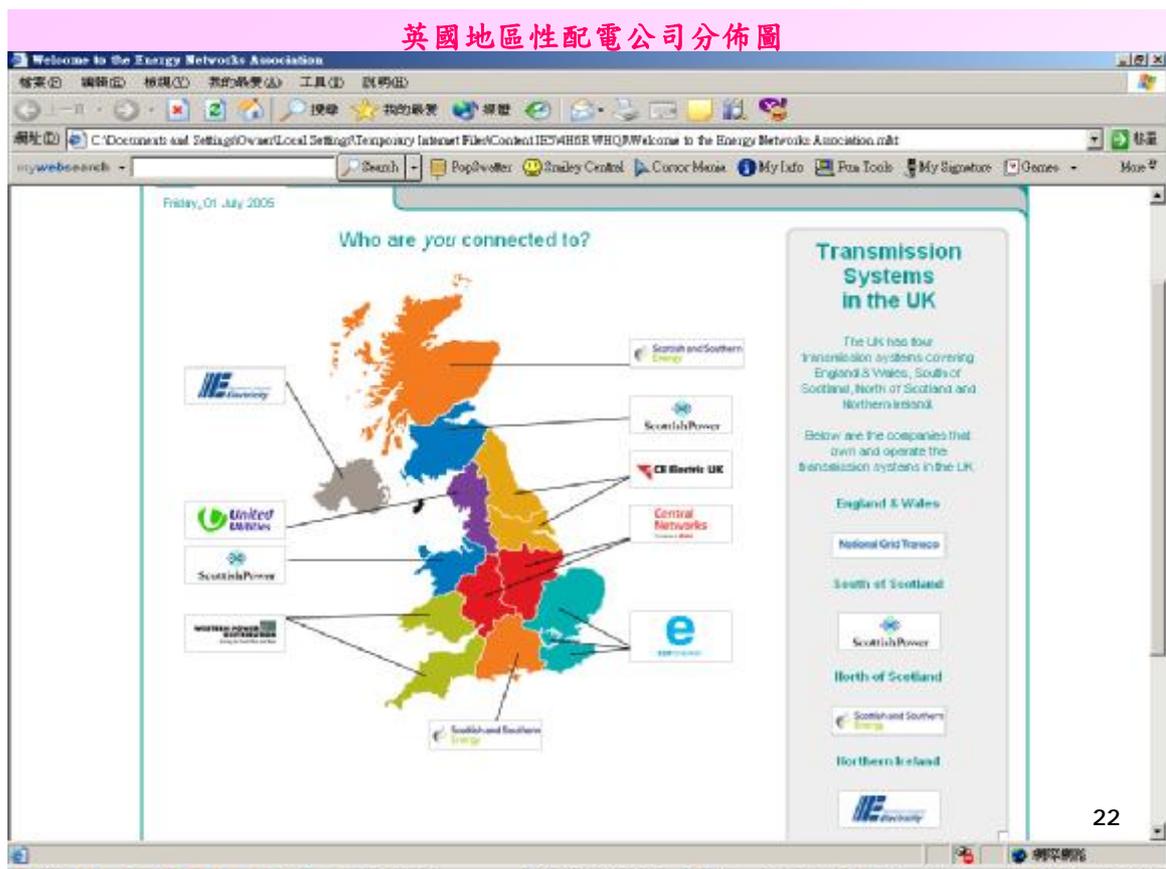


圖 4：英國地域性電力公司分佈圖

英國電力系統由四大輸電公司及八大配電公司經營，其中配電公司分別由 Northern Ireland Electricity、United Utilities、Scottish Power、Scottish And Southern Energy、Western Power Distribution、EDF Energy、Central Network、CE Electric UK 等八大配電電力公司劃分區域經營，2002 年統計總裝置容量為 79,562 MW，其中再生能源之裝置容量 2,775 MW。售電量約 3,858 億度，再生能源佔 96 億度主要來源為：水力、掩埋場沼氣及風力發電等。

（二）英國再生能源之發展及採行措施

英國再生能源之發展主要受強制性再生能源需量及補助措施所引導，再生能源之發展成為緩和溫室效應及氣候改變的重要策略，故在英國再生能源用電可免除氣候變化稅捐，英國並已建立能源配比制度，加上補助措施之施行，再生能源未來發展有相當大的空間。

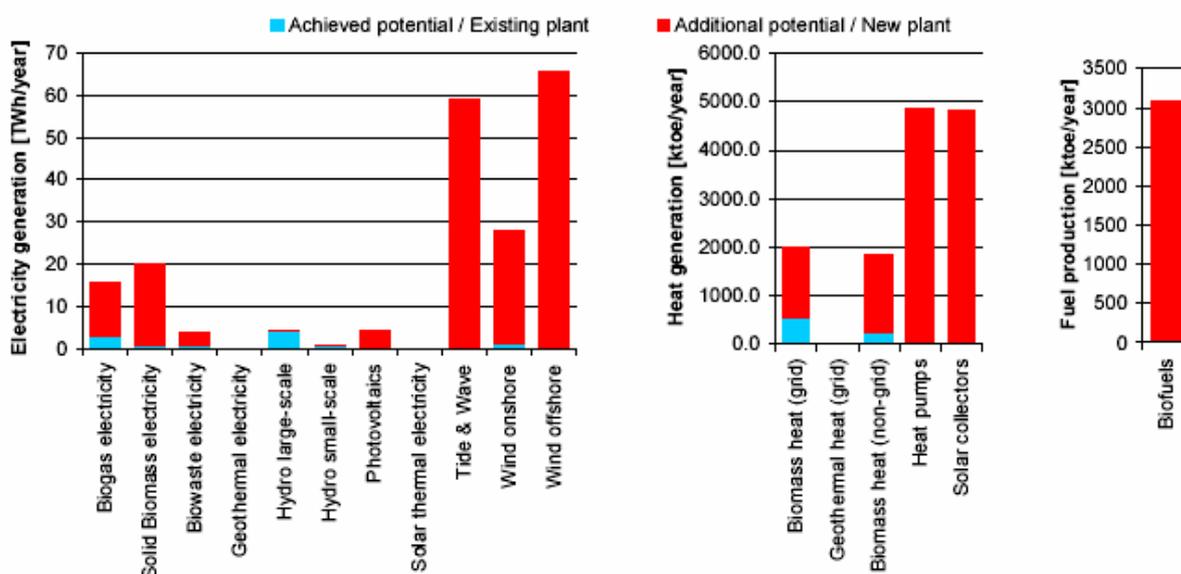
歐盟設定英國再生能源電力之配比在 2010 年之目標為 10%，在 2020 年之配比則提高至 20%，英國政府主要達成此目標的主要政策包括：

1. 設定至 2027 年強制性再生能源需求量。
2. 設定高的能源配比。
3. 對不同技術層面的再生能源提供差異性大的預算補助或提供城鄉地區大範圍的推動各類激勵措施。

目前再生能源的市場交易狀況：

1. 買斷的年度綠色能源交易憑證可依比例回賣給原供應者，惟市場的交易以日為準，故此回賣機制的不穩定性也因此提高了交易憑證的價格。價位雖高但英國的可交易綠色能源憑證制度也在邊做邊修的方式下開始運作，惟至 2027 年強制性再生能源需求量及高的能源配比，提供英國再生能源較長期發展的安全投資環境。
2. 網路併聯的議題及劇烈的自由化電力市場競爭，導致再生能源的發展具有潛在阻力。
3. 離岸風場的發展已有許多規劃興建案，數案大型風場總裝置容量均高達數 GW 以上的規模，和傳統大型電廠規模已相當。
4. 英國再生能源未來中程發展在離岸風場、潮汐、波浪發電、太陽能運用的發展空間均很有潛力，詳如歐盟之評估報告如表 10 所示。表 10 除對前述再生能源有所評估外，亦對生質能、地熱、水力及生質燃油均有評估，紅色部分表未來中程的發展潛力。

表 10：英國再生能源現況（藍色）及未來發展潛力（紅色）



（三）英國再生能源交易憑證制度、稅務優惠及電價獎勵措施

1. 責任能源配比目標：非承諾性可交易綠色能源憑證於 2003-2004 年之買斷價格為 £30.51/MWh（折合 €4.5/KWh），此買斷價格配合零售電價每年調整，以反應市場價格，此交易憑證制度於 2001 年時並未施行，直至 2003 年度才施行，效益正在持續評估中，而能源配比之可交易綠色能源憑證，若未能達成目標其罰則訂為 0.35 £/kWh，而可交易綠色能源之執行可由供給面之能源業者直接規定其配比，或者由需求面之消費者用電中規定一定比率之用電量須為綠色能源。
2. 氣候變化稅捐：再生能源可免除氣候變化稅捐 0.43 £/kWh（折合 €0.63/KWh）。
3. 補助措施：補助再生質能源稻稈稻穀之廢棄物質發電廠 £33 million 為期三年，（折合 €53 m），或補助投資小型混合型生質能汽電共生廠 £3 million 為期三年，（折合 €5 m）及生質能稻穀廢棄物質發電廠 £29 m 為期七年，（折合 €46m）。
4. 英國並未採取固定費率之再生能源收購電價、主要以前述三種方式作為再生能源發展之政策，其電價每度約新台幣 4 元，比採用固定費率收

購再生能源之國家（如丹麥每度 12 元、德國每度 9 元）明顯偏低。

5. 英國再生能源政策之評估彙總如表 11 所示，各種措施均自 2002 年開始執行，風力發展則列為政府大力支持之項目。

表 11：英國之再生能源政策之評估

RES-type	Wind onshore	Wind offshore	PV	Biomass electricity	Hydro - large	Hydro - small	Geoth. electr.	Wave & Tidal	Biomass heat	Solar thermal	Geot h. heat	Biofuels
Dominant instrument	Climate change levy and renewables obligation	As wind onshore plus capital grants	Govt promotion funds (plus see wind onshore)	As wind onshore plus govt funds for energy crops		As wind onshore	As wind onshore	As wind onshore	Govt funds for energy crops	Clear Skies Scheme		Tax exemption
Type of instrument	Tax incentive and green certificates	Inv. compensation scheme plus see wind onshore	Rebates plus see wind onshore	Rebates plus see wind onshore		As wind onshore	As wind onshore	As wind onshore		Investment compensation scheme		Tax incentive
When implemented	2002	2002	2002	2002		2002	2002	2002		2002		2004
Key factors	Only the currently cost-efficient technologies are stimulated; fluctuating prices Long-term certainty, high targets and prices For off-shore: possible locations already identified and secured; extra grants available		Programmes too small to result in lowering of production costs for PV. Political willingness assumed to be stable factor to stimulate success of programmes.	See hydro-small			Only the currently cost-efficient technologies are stimulated. Long term certainty, high targets and prices	See hydro-small	High investment grants	Grants are less than 50% of installation costs for communities. Direct financial support for households and small-scale levels		
Degree and duration of support	*****	*****	*	**		****	***	***	***	****		
Non-economic factors	****	****	***	****		****	***	****	****	***		

Elaboration of support

•	Insufficient support or very	**	Little support or significant	***	Moderate support or acceptable market	****	High support or good market	*****	Very high support or very good
---	------------------------------	----	-------------------------------	-----	---------------------------------------	------	-----------------------------	-------	--------------------------------

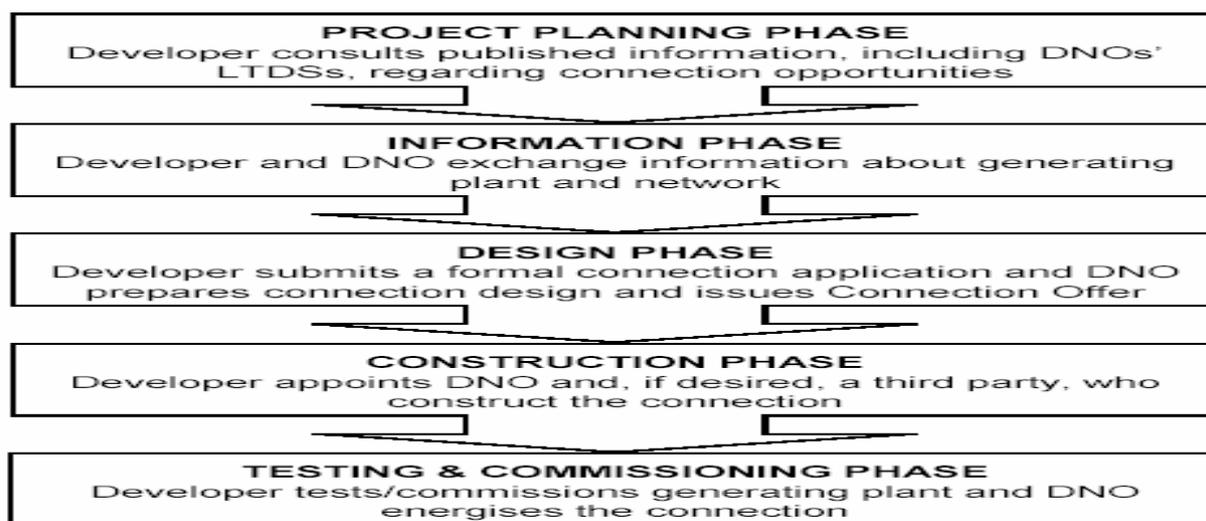
(四) 英國之風力併聯審查及併聯電力品質管制

1. 再生能源併聯容量不足 5MW 或電壓等級低於 20KV，則併聯技術依 G59/1 及 TR113 規定辦理。
2. 再生能源併聯容量超過 5MW 或電壓等級超過 20KV，則併聯技術依 G75/1 規定辦理。
3. 小型再生能源併聯容量每相在 16A 以下，併聯在低壓側者，則併聯技術規範依 G83/1 規定辦理。

※ 英國之分型電源併聯配電系統之審查程序可歸納為四大階段，概述如下：

1. 專案規劃階段：開發業者向電業索取長期發展計劃，並估評適當的開發方案，並藉以事先了解機組和電業可能的併聯地點。
2. 資訊溝通階段：開發業者和電業之間作雙向溝通，開發業者向電業提供擬開發之地點及相關資訊，電業則給予初步的網路併聯資訊及所需之初步評估費用和併聯之可能地點等。
3. 設計階段：開發業者正式向電業提出併聯申請，電業則提供詳細的併聯設計及費用評估，並告知業者併聯線路新擴建完成的期限包含經由第三者建造及電業自行建造之部分。
4. 工程建造階段：開發業者正式和電業簽約，也可經由第三團體建造併聯線路及相關的硬體設施。
5. 測試及性能試驗階段：電業和開發業者完成線路連接和系統使用同意書，業者測試及確認並由電業作必要的測試後加入系統。

表 12：英國併聯審查之主要階段：



英國再生能源併聯之詳細審查程序如表 13 所示，由資訊交流及評估階段、設計階段、工程建造階段及性能測試及加入系統階段等四大部分組成，分別敘述如下：

審查之方式以容量區格——發電機輸出電流 $\leq 16\text{A}$ /每相 或者裝置容量 $\leq 50\text{MW}$ 則視為中小容量之審查， $>50\text{MW}$ 則視為大容量之審查，整個審查範圍包括電業、開發業者、第三團體等三方面的權利義務：

※ 發電裝置容量 $\leq 16\text{A}$ /每相 或者 $\leq 50\text{MW}$ 之審查方式：

1. 專案規劃階段：

業者應利用既有電業已公開的資訊去評估適當的投資地點，並和電業洽詢電網可併接容量及該地區之分散型電源併聯情況。

在此階段可由電業或者第三團體評估併聯的方式和費用，並把併聯後系統安全考量納入，且須符合配電業之規定或依工程類規範 P2/5 之規定。

2. 資訊溝通階段：

業者應及早和電業溝通並且在規劃和建造階段保持密切的連繫，以確定未來的併聯作業能順利完成，業者應在起始階段送交以下資料：

- (1) 業者有關開發案的設計資料。
- (2) 配合電業進行併聯之各項必須事項。
- (3) 向電業徵詢併聯之評估費用及如何進行線路擴充或新建之建議，有關工程部分其中一種方式為競標性併網作業，可由業者指定第三團體辦理線路建造的招標及施工；另一種為非競標性併網作業，則僅可由電業負責施作建造，工作性質可包括規劃、設計、鄰近線路無法負荷之其他替代線路規劃、分散型電源之運轉、修理、維護及併聯之測試及檢測等。
- (4) 若採競標性併網作業部分，業者必須指定第三團體負責配合電業的各種併網工程必需作業。

3. 設計階段：

業者必需依電業的規定程序向電業提出併網申請，業者所提供的併聯資料

必需詳盡，以利電業進行線路相關併聯作業之設計，電業並應指明必要的送件資料，電業必須在收到完整資料 3 個月內提交業者整個併聯工程的估價費用。當電業接受業者的非競標性併網工程委託作業，則電業應列出明確的工程估價，並準備施行相關非競標性併網工程施工作業。

基礎設備細部設計圖依個別電業的政策不同，亦可採用競標性的作業方式。若電業指定併網設計屬非競標性的方式，則業者可從電業取得設計圖交由第三團體辦理相關招標作業；若併網設計作業採用競標性的方式，則在整個併聯作業開始施工前，業者之設計圖應先送交電業先行核准。

併聯作業採非競標性的部分，業者會收到由 DNO（區域性配電公司）送交之併聯建議方案包含技術和商業條款，業者應仔細的檢視所提方案，若雙方均同意併聯方案，則進行併聯同意書之簽訂，若有爭議則由 OFGEM（瓦斯和電力市場機構）作判定。

併聯作業設計階段的同時，業者亦可委由契約商進行工程估價，並決定採取非競標性的方式或（及）競標性的方式進行工程施作，若採競標性的方式進行工程施作時，業者可委由第三團體來進行相關工程施作作業。

4. 建造階段：

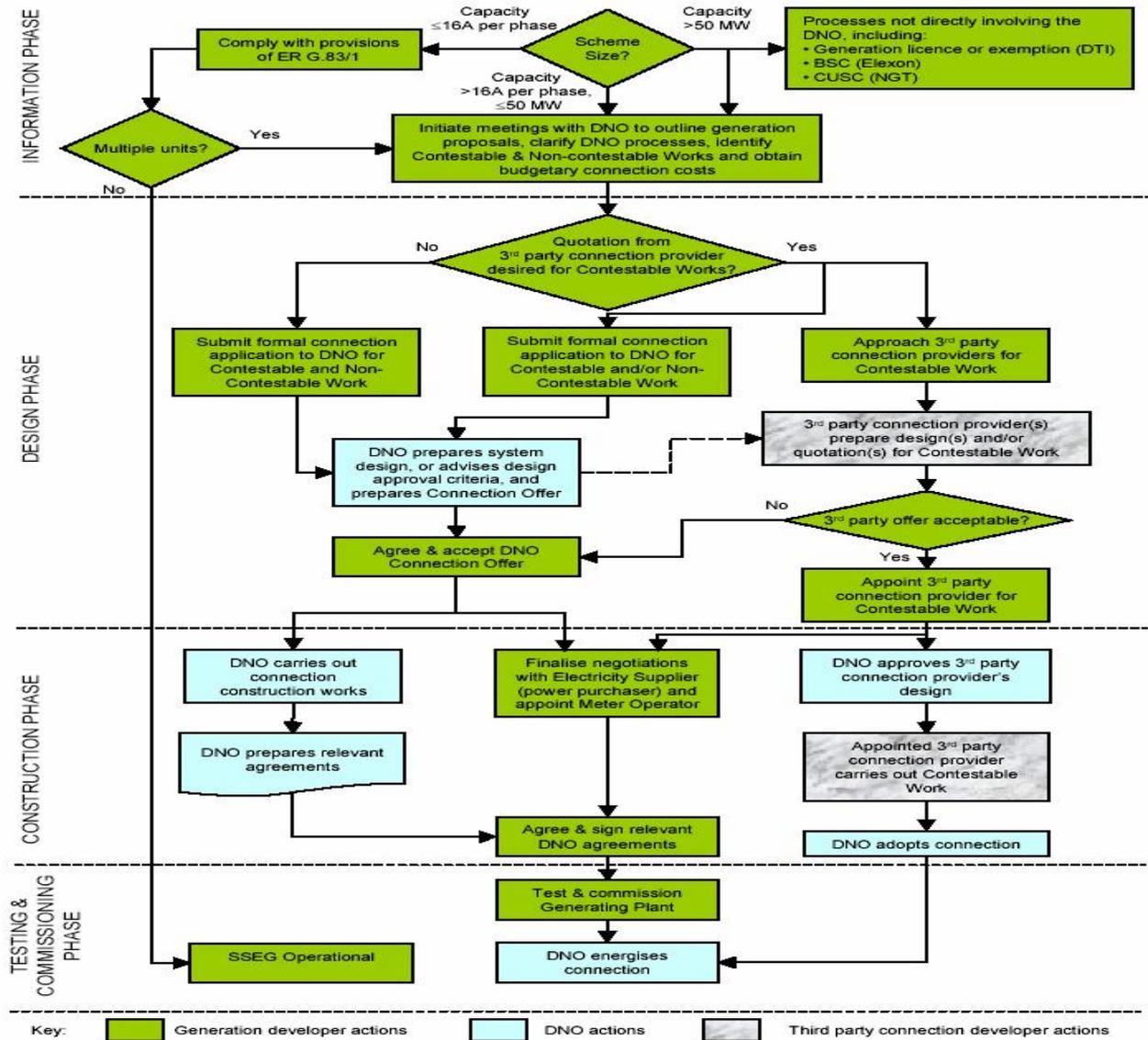
當電業及第三團體在併網工程施作期間應相互溝通，並確認工程依標準規範施作，並且確認各施工界面均能整合，同時確保工程建造完成後業者之設備性能和一些需強化的部分均可符電業之規定

當併網工程進行中，業者應特別注意風場的各项工程狀況，下列列舉一些應特別留意的事項：

- (1) 確定風場能完成。
- (2) 土地的產權和風場的位置應清楚，以確保電業併聯時線路可到達無阻礙。
- (3) 指定表計的位置和讀表及資料收集的相關事項。
- (4) 和風場購電者作最後協商，並申請可能的備用電力。

表 13 英國再生能源併聯之詳細審查程序

Figure 2.2: Main Tasks in the Connection Process



在風場真正實際運作之前，業者和電業須進行同意書的簽訂，應辦事項列舉如下：

1. 併聯同意書及使用電網同意書之簽訂，同意書之簽訂由電業提供制式之表格供業者填列，相關併聯權利義務須載明並由雙方具名。
2. 業者委由第三團體建造之相關併聯線路所有權歸電業所有，同時併聯方案在設計階段時即應送交電業，採競標性之方式時併聯同意書應包括業者、電業和第三團體之權利義務。
3. 併網同意書包含業者和電業電網界面的連接和安排，連接時程的條款應納入

聯合操作同意書中並由雙方各自持有。

5. 性能測試階段：

電業和業者風場線路連接訂有責任分界點，業者和電業界面之測試(指 pcc 點) 在併聯之前應施行並確認安全無虞。

併網性能測試前業者和電業間應密切的保持連絡，業者必須確認在風場併聯連接點所有的相關設備和附件均已備齊，以利加入系統前能順利進行測試。

併聯同意書及系統使用同意書於簽署前，業者必須依配電法提送相關的設備參數給電業。

在業者購售電契約生效前，業者有責任確認所生產之電力能售給購電業，而電業應告知業者何處是較佳的售電處，同時業者應確認電表裝置的位置和功能均正確無誤。

※ 發電裝置容量 $\geq 50\text{MW}$ 之審查方式：

因裝置容量較大，併聯作業所須考量的因素較複雜，資訊溝通階段和前述容量 $\leq 50\text{MW}$ 之審查方式類似，惟業者必須更深入的和電業加強溝通，以利併聯作業能順利進行。惟因容量大必須考慮的特別因素簡述如下：

1. 可能需要發電業執照，目前在英國裝置容量 $\geq 50\text{MW}$ 但 $\leq 100\text{MW}$ 之電(風)廠可向商業工業部申請免稅，而裝置容量 $\geq 100\text{MW}$ 則需向 OFGEM 請領發電業執照。
2. 業者若有售電的行為則應為平衡及清算條款 (BSC-balancing and settlement code) 會簽署成員，在新電力交易協定法 (NETA) 下，業者若要經由電力交易所或者平衡機制售電，就必須 BSC 會員。
3. 業者若申請同意使用國家輸電網路，就必須為系統使用及連接條款的會員，且應簽署 BSC。

※電業併聯審查作業之時程及收費

1. 併聯作業由分型電源開發業者、DNO 或加入第三團體（可有可無）共同協商辦理，業者提出之相關資料的諮詢及初步的審查費用，DNO（配電公司）在 10 天內應予回覆。
2. 業者付費後 28 天，DNO（配電公司）應提出相關併聯作業所需之技術資料(含電力潮流、電路容量及負載狀況等)給業者。業者亦可委由第三團體評估 DNO 所提費用的合理性。
6. 業者若決定提出併聯要求，則應依配電法提供相關併聯所需資料，並填報 DNO 制式表格。
7. 英國收費規定和北美之作業方式相近。
8. 業者提出併聯要求，DNO 需於 28 天(可延長至 3 個月)完成併聯同意書之簽訂，併聯費用則由 DNO 評估提出，業者亦可透過第三團體提出評估費用，並評估 DNO 所提併聯費用的合理性並可要求 DNO 提供細目。
9. 業者競標性工程併聯線路之施作可委由 DNO 施作，業者亦可透過公開招標的方式由民間業者施作，因由民間施作市場已成熟，故大都業者均採用此方式辦理。
10. 配電線路新建或擴建之初始成本費用，由申請之業者負擔，另外 DNO 操作維護費用（約設備資產價值之 10-30%）亦另外加計（包含在併聯費用或以年度收費）。
11. 業者已支付之線路建造費用，若日後有其他業者再申請加入同線路時，則可由再加入線路之業者均攤原線路建造成本，惟是否有業者再加入則屬不可控因素。

四、比利時分散型電源發展及其併聯規範

(一) 比利時電力概況

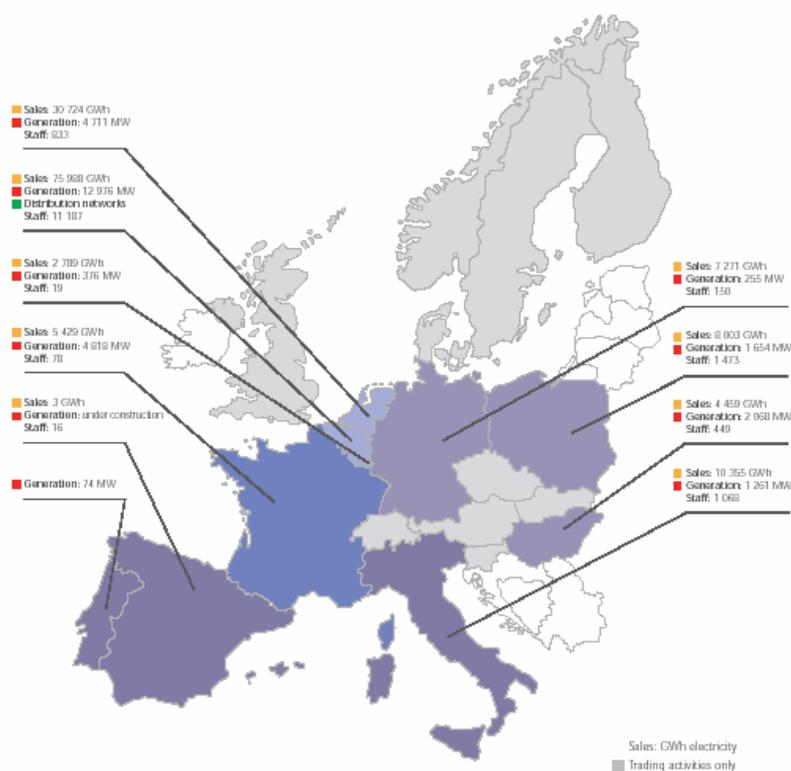


圖 5：比利時位置圖

比利時基本上可劃分為三大區域即 Flanders、Wallon、及 Brussels，發電市場由 Electrabel Nederland、Essent Energie、E. On Benelux、Epz、Elsta、Nuon、Rijnmond Energie 等七家發電公司所經營、輸電系統則由 elia 主導，配電系統則由 electrabel 佔大部分，比利時 2003 年統計總電力裝置容量為 20,772 MW，其中再生能源之裝置容量 200 MW，售電量約 925 億度，再生能源約佔 120 億度，主要來源為：水力、生質能發電及風力等。

(二) 比時再生能源之發展及採行措施

比利時再生能源之發展主要受固定費率收購及綠色能源交易憑證二種政策所主導，Flanders 地區電力市場已完全自由化並開放競爭，在 Wallon 地區只有住宅用電可自由的選擇售電公司，但用戶所購的電力則規定必須有 50

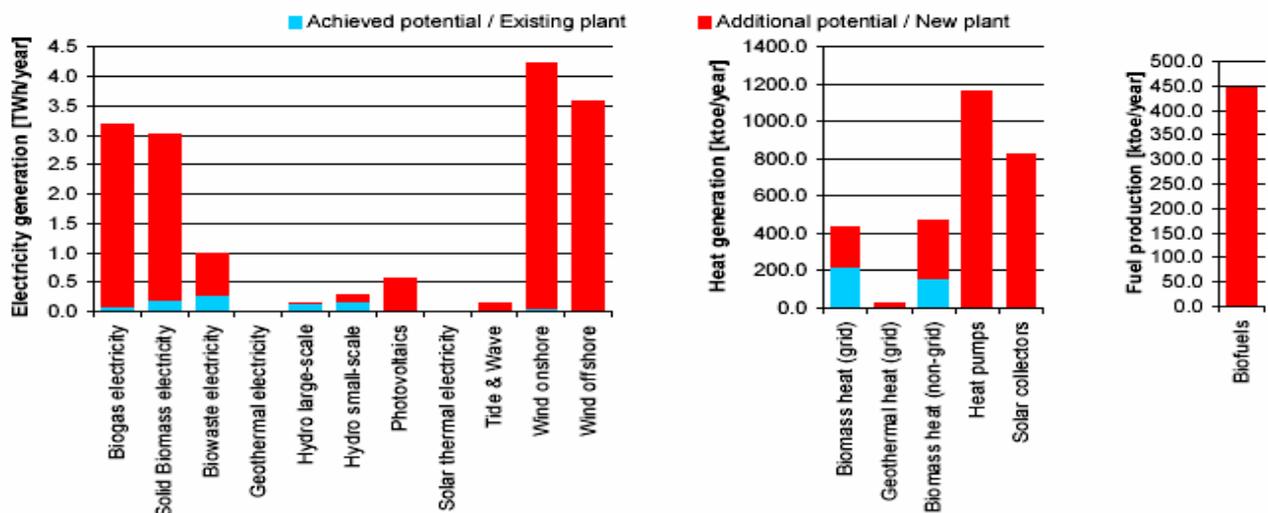
%來自綠色能源。

歐盟設定比利時再生能源電力之配比在 2010 年之目標為 6%，比利時政府實現此目標的主要政策包括綠色能源交易憑證和固定費率電價收購，其中綠色能源交易憑證若未達成目標則依罰則處罰，未達成之配額亦向其他擁有綠色能源者購買配額；另一鼓勵措施則採固定費率電價收購作為激勵，固定費率收購價格簡述如下：

1. 離岸風力：每度收購價格為：9 c€/kWh（折合新台幣：3.6 元/度）。
2. 陸上風力：每度收購價格為：5 c€/kWh（折合新台幣：2 元/度）。
3. 太陽能發電：每度收購價格為：15c€/kWh（折合新台幣：6 元/度）。
4. 生質能及其他再生能源：每度收購價格為：2 c€/kWh（折合新台幣：0.8 元/度）。
5. 水力：每度收購價格為：5 c€/kWh（折合新台幣：2 元/度）。

除了固定費率收購之外，Flanders 和 Wallon 二地區已實施綠色能源交易憑證，惟因制度設計在初始階段故成效有待觀察。比利時再生能源未來中程發展在離岸及陸上風場、固態生質能及生質瓦斯等發展空間均很有潛力，詳如歐盟之評估報告如表 14 所示。表 14 除對前述再生能源有所評估外，亦對太陽能光電、地熱及水力等均有評估，紅色部分表未來發展之潛力。

表 14：比利時再生能源之現況（藍色）及未來發展潛力（紅色）



(三) 比利時再生能源交易憑證制度、稅務優惠及電價獎勵措施

1. 能源交易憑證制度：不同的綠色能源交易憑證已在 Flanders、Wallon 及 Brussels 等三區域執行，由於銀行保證的機率、交易憑證罰則的增加及綠色交易憑證的不足，已造成此一制度實行的阻礙。故起初實行此一制度時若未達成配額，一般均以繳交罰款為主，隨後再改變為購買色能源交易憑證補足。
2. 補助措施：聯邦政府對採用再生能源、生質瓦斯及有機廢棄物在運作前十年均給 €0.025/kWh 的補助款，如果風力發電或者水力發電其裝置容量在 10 MW 以下，則可收到 €0.025/kWh 的補助款，而太陽光電在裝置容量小於 3KW 則可在運作期間可得到全程的補助。各項補助款總計約為 €0.15/kWh。
3. 比利時再生能源政策之評估彙總如表 15 所示，各種措施均自 2002 年開始執行，表 15 則統計比利時 flanders、wallon 及 brussels 等三區域的再生能源的執行情形統計彙總如表 16，其中對此再生能源的支持機制、交易憑證的對象、負責機關、交易註冊單位、配額責任、罰則、市場情況、再生能源基金、綠色交易憑證的內容均有規定。

表 15：比利時再生能源政策之評估

Belgium is divided in three regions Flanders (F), Wallonie (W) & Brussels (B). Federal supports can be recognized by Fed

RES-type	Wind onshore	Wind offshore	PV	Hydro - small	Hydro - large	Wave & Tidal	Biomass electricity	Geoth. electr.	Waste Incin.	Biomass heat	Solar thermal	Geoth. heat	Bio-fuels
Dominating instrument	Green certificate with guaranteed minimum price plus tax compensation scheme.	As wind onshore	F: Subsidy Scheme	As wind onshore		As wind	As wind	As wind	Fed: company tax deduction W: investment subsidy scheme	W: investment subsidy scheme	W: Solar thermal support programme	Investment subsidy scheme and company tax deduction scheme	
Type of instrument	Green certs, fiscal instrument and investment compensation scheme		Investment compensation scheme	As wind		As wind	As wind	As wind	Fiscal instrument and investment compensation	Investment compensation scheme	Investment compensation scheme		
When implemented	Since 1995, updates 1998, 2003		(see wind)	(see wind)		(see wind)	(see wind)	(see wind)	(see wind)	(see wind)	(see wind)	(see wind)	
Major issues	Certificate market is rather small due too regional implementation, only cost-efficient technologies profit from this support High targets & penalties plus minimum tariffs generate favourable and reliable revenue		Uncertainty over duration program and capacity limits Simple & transparent system	See wind		See wind	See wind	Although in principle this technology is eligible, it is not expected to develop	Allowable rate of deductions can vary annually. Uncertainty factors linked to eligibility.	Uncertainty in duration of program, strict eligibility requirements for certain technologies	Subsidies are paid after installation, causing high administrative costs plus uncertainty		
Degree and duration of support	***	****	**	***		***	***	***	**	**	***	**	**
Non-economic factors	***	***	**	**		**	**	**	**	**	***	**	*

Elaboration of support	• Insufficient support or very strong barriers	** Little support or significant constraints	*** Moderate support or acceptable market conditions	**** High support or good market conditions	***** Very high support or very good conditions
------------------------	--	--	--	---	---

表 16：比利時再生能源的執行情形統計彙總表

Characteristic	Flemish Region (FR)	Walloon Region (WR)	Brussels Region (BR)	Federal State (FS)
Legal basis	Decree 17 July 2000 Besluit 28/09/2001	Decree 12 April 2002	Ordinance 19/07/01	Federal Law April 29 th Article 7
Entry into force	01/01/2002	2002	2002	
Market competence level	≤ 70 kv, Flemish territory	≤ 70 kv, Walloon territory	≤ 70 kv, Brussels territory	>70 kv Belgian territory and in Belgian territorial sea
Definitions				
- Renewable energy	All energy excluded that generated from fossil or nuclear, which can be applied in a sustainable way. Electricity produced from RES.	All energy excluded that generated from fossil or nuclear.		
- Green electricity		Electricity produced from RES, with installed capacity below 20 MW, excluding combustion of MSW not certified EMAS.		
- Green certificate	A tradable immaterial good expressing the amount of green electricity produced in a specific year.	A tradable immaterial good issued to producers of green electricity.		
Renewables	Solar, wind, biomass, sewage sludge, etc. Not organic waste	Solar, wind, biomass, etc. Not organic waste	Solar, wind, biomass, etc. Not organic waste	Off-shore and renewables as defined by the regions
Support mechanisms	Green certificate + Free transport of green electricity on distribution grid	Green certificate + Direct subsidy system during depreciation (max. 10 years).	Green certificate + Buy-back system for excess electricity	Green certificate + Buy-back system for certificates ⁽¹⁾
Certificate burden on	Suppliers and distribution system operators	Suppliers and distribution system operators	Suppliers	Suppliers
Issuing				
- Issuing body	VREG (regional regulator)	CWAP (Commission Wallonne pour l'Electricite, i.e. the regional Regulator)		
- Origin	VREG issues certificates for green electricity produced in the FR or in the Belgian territorial sea	CWAP issues certificates for green electricity produced in the WR		
Trade registration				
- liberalized	ANRE (Energy administration) in the test phase, VREG in later phase			
- registered information	Finally, dedicated trade offices might be appointed content certificate, identity of owner			
Quota obligation				
- subject	Licensed suppliers and system operators	Licensed suppliers and system operators		
- level	$C-G*(E_v-E_{okk}-E_g)$ with: E_v =Electricity supplied to final users; E_{okk} = CHP generated electricity; E_g = green electricity produced 2000: 0,96% 2002: growth factor 1,40% 2003: 2,05% 2004: 3% 2010: 5% upward adaptation if quota more quickly reached settled by decree will be evaluated by Flemish gov. in 2020; possibility to increase the growth factor 2002-2004 and to propose objective post-2010	3% in 2001, increase of 1% /year (to be confirmed) 12% in 2010 (of which 4 to 6% consisting of CHP for which an equivalent renewable kWh is calculated) 2002: 2,90% 2003: 3,40% 2004: 4,10% 2010: 12%	2002: 2% 2003: 2,5% 2004: 3% 2010: 6%	
- automatic upward adaptation				
- flexibility				
- evaluation				
Penalties				
- authority	Fixed by Decree	2002: €75 /MWh 2003: €100 /MWh 2004: €99,16 /MWh 2010: €123,95/MWh	2003: to be defined 2004: to be defined 2010: to be defined	
- level	2001: €50 /MWh 2002: €74,37 /MWh 2003: €99,16 /MWh 2004: €123,95/MWh 2010: €123,95/MWh			
Open/closed	Closed	Closed except for reciprocity	Closed except for reciprocity	Open on a national level
Unit size of certificate	1000 kW	Not yet defined		
Banking	Allowed for lifetime of certificate (3 years)	Not yet defined		
Auditing and control	Not yet foreseen	Not yet foreseen		
Lifetime of certificate	Production year + subsequent years	Not yet defined		
Additional principle	Contributions from voluntary purchase of green electricity by final clients cannot be accounted for in the obligation			
Redemption procedure				
Additionality principle	Contributions from voluntary purchase of green electricity by final clients cannot be accounted for the obligation			
Contents of green certificates	Minimum content foreseen			
- earmarked for state aid				
- unique number	Yes			
- originator	Yes			
- production period	Yes			
- quantity of energy	Yes			
- country and region	Yes			
- resource classification	Yes			
- technology	Yes			
- installed capacity	Yes			
- issuing body	Yes			
- date of issuing	Yes			
International trade	Flemish gov. can decide upon acceptance of foreign certificates; not foreseen at the moment Voluntary demand can be met by foreign certificates	The Walloon government can define conditions to extend the systems for electricity produced outside the WR		
Renewable energy fund				
- origin of funds	Income from concessions, and penalties from certificate system			
- objective	Renewable energy policy - not yet detailed			
Co-existence with subsidy on production		Attributed for depreciation period, maximum for 10 years. Not cumulative in general, except for promising emerging technologies	Subsidy on production is phasing out	Subsidy on production is continued

由表 16 可知 Flemish Region (FR) 地區，其綠色能源交易憑證責任額訂有未達成目標之罰則，且依政府法令採固定費率方式計罰，罰則如下：

1. 2001 年未達目標罰款標準：€ 50/MWh
2. 2002 年未達目標罰款標準：€ 74.37/MWh
3. 2003 年未達目標罰款標準：€ 99.16/MWh
4. 2004 年未達目標罰款標準：€ 123.95/MWh
5. 2010 年未達目標罰款標準：€ 123.95/MWh

而 Wallon region (WR) 地區訂定之罰則如下：

2. 2002 年未達目標罰款標準：€ 75/MWh
3. 2003 年未達目標罰款標準：€ 100/MWh
4. 2004 年未達目標罰款標準：€ 100/MWh
5. 2010 年未達目標罰款標準：€ 100/MWh

因地域性的差別罰則也有所不同，同時在 Brussels Region (BR) 則尚未訂定標準，由於步驟不一故施行之後成效尚待進一步觀察，因實行綠色能源責任配額制度，且可獲得電費補助及未達目標之罰款，故形成綠色能源產量不足因應而向國外洽購，惟此方式並無法增加比利時綠色能源之裝置容量，而政府卻因此補助大量金額，此制度行一段時間（至 2004 年）即停止國外購買綠色能源的補助而改以固定費率購的方式，以鼓勵開發綠色能源，比利時至目前為止已同時實行綠色能源責任配額，綠色能源交易憑證及固定費率收購的國家，可見其對綠色能源推動之積極。

（四）比利時分散型電源併聯電力品質標準：

比利時之電力品質係依照 EN 50160（詳如表 8 所示）和 IEC61000-3-7 之標準訂定（如表 17），主要內容包括頻率、電壓、諧波、停電、電壓閃爍、電壓不平衡及三相短路電流值等。

表 17：比利時分散型電源併聯電壓品質引用標準

	Frequency	Voltage	Harmonics	Outage	Voltage dip
Belgium	UCTE(1998) EN 50160(MV distribution networks)	EN50160 (MV distribution networks)	IEC61000-3-6 (MV and HV networks) EN50160 (MV distribution networks)	EN50160 (MV distribution networks)	EN50160 (MV distribution networks)

	Voltage flicker	Voltage imbalance	3-phase short circuit current
Belgium	EN50160 (MV distribution networks) IEC61000-3-7 (MV and HV networks)	EN50610 (MV distribution networks) CC02 'assessing voltage quality with relation to harmonics, flicker and unbalance' (1992)	380kV: 50, kA (or 63kA) 220kV: 40kA 150kV: 40kA (or 50kA) 70kV: 20kA (some regions 31.5kA) 30-36kV: 31.5kA

目前比利時分散型電源併聯配電系統之容量限制並無明確單一原則，一般而言併聯在低壓的容量限制在 200KVA 以下，併聯在 6 KV 電壓等級之容量限制在 1.75MVA 以下，併聯 11.5 KV 電壓等級之容量限制在 5 MVA 以下，併聯 15 KV 電壓等級之容量限制在 6.55 MVA 以下。

在功因方面若虛功超過實功 33% 以上則訂有罰則，電壓異常防制則裝置過壓電驛或者欠壓電驛並設定動作臨界值作為跳脫保護；系統電壓驟降限制在 6 % 以下，惟不可因而造成電壓閃爍的情形發生；在責任分界點處裝置之保護設備基本電驛包括：

1. 過壓電驛及欠壓電驛 (59/27)。
2. 過頻電驛及低頻電驛 (81H/81L)
3. 過流電驛及接地過流電驛 (50/51N)
4. 零序電壓偵測電驛。
5. 喪失主電源孤島運轉保護並無明確的規定，惟建議採用向量跳脫電驛作為保護，但並不能得到百分之百的效果；線路之斷路器配合裝設自動復閉電驛作為跳脫保護，惟若有分型電源連接在線路上則延遲 2.5 秒。
6. 欠相之保護則採用 IEC 909 之標準。

五、德國分散型電源發展及其併聯規範

(一) 德國電力概況



TSO Mergers in Germany 2000-2002

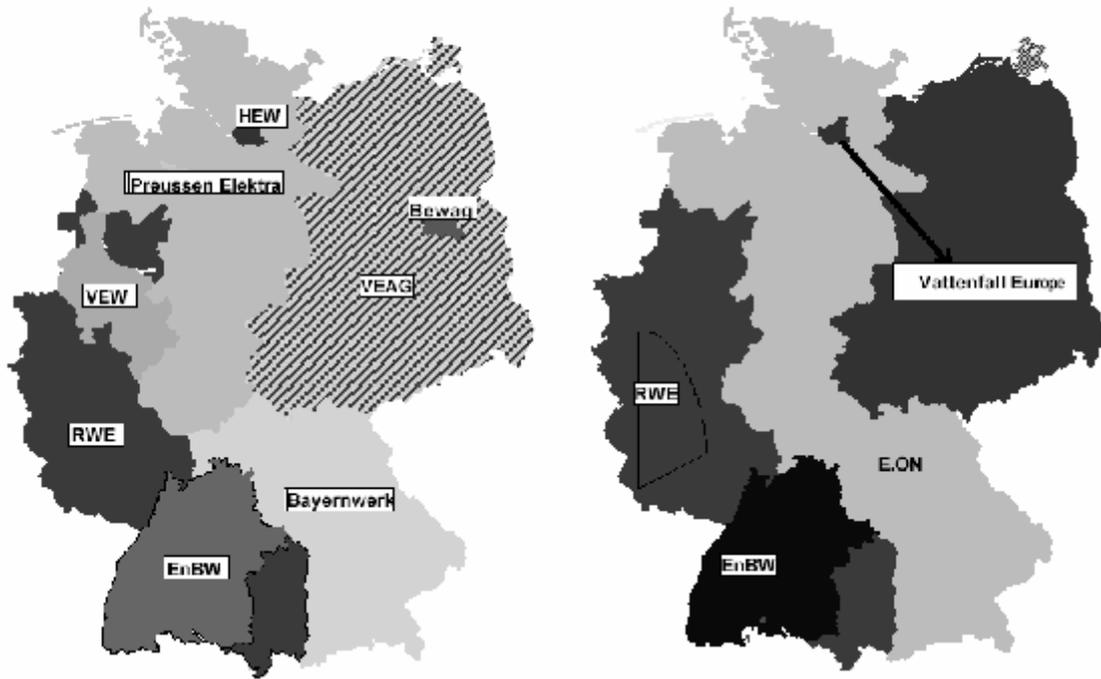


圖 6：德國輸電公司分佈圖

德國電力系統由四大輸電公司及數百配電公司經營，其中輸電公司於 2002 年由八家輸電公司合併為四家輸公司分別由 REW、EnBW、E.ON、Vattenfall Europe 劃分區域經營，詳如圖 6 右，2002 年統計總裝置容量為 100,400 MW，其中再生能源之裝置容量 17,500MW。售電量約 5,412 億度，再生能源佔 450 億度，主要來源為：固態生質能發電、陸上及海上風力等。

(二) 德國電力系統圖：

德國電力系統低壓電壓為 400V，中壓等級為 10KV 及 20KV，高壓等級為 110KV、特高壓級為 220KV 及 380KV 詳如圖 7 所示，依 IEC 電壓等級劃分原則，1KV 以下為低壓，1KV 至 35KV 之間為中壓，35KV 以上者為高壓，德國電力系統亦依此原則劃分，風場大都併接在 10KV -20KV 之中壓配電

線路上，在此等級電壓線路應加裝電壓調整器以調整電壓。

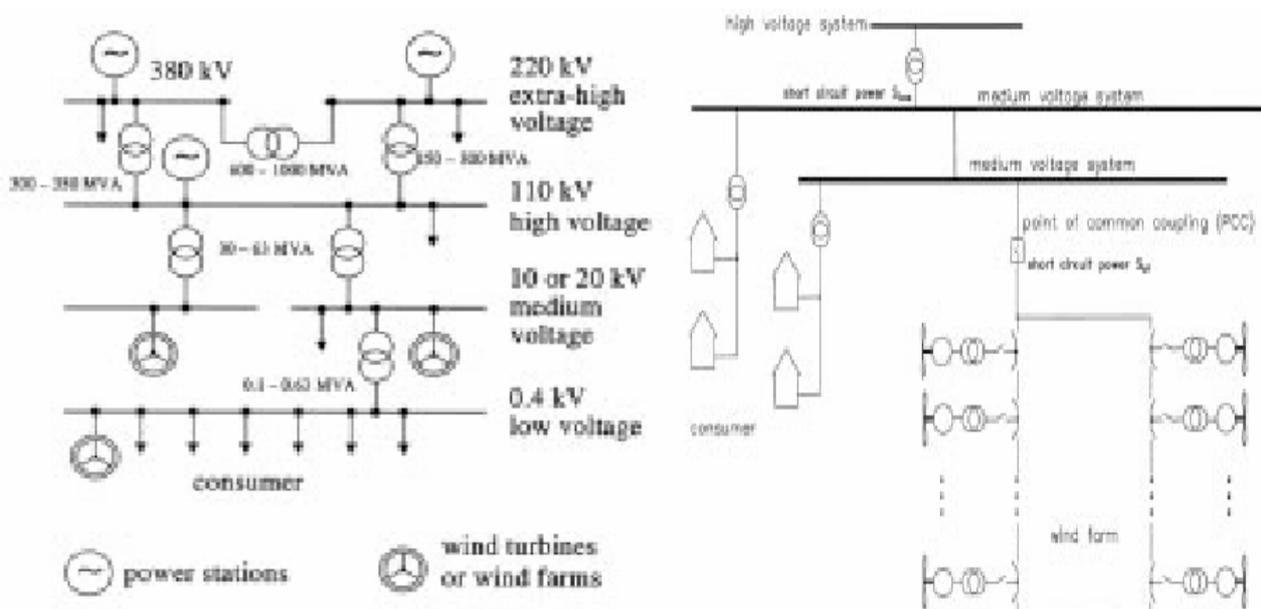


圖 7. 德國電壓等級結構圖

(三) 德國再生能源之發展及採行措施

德國再生能源之發展主要得力於政府的強力支持並採用固定費收購為鼓勵策施，因政策方向穩定且採取措施發揮功效，並由全民均攤新擴建配電線路的成本，致使德國的風力發電工業迅速發展，然而由於風力之快速發展對德國之輸電系統造成線路容量不足的問題，故阻礙了風場的發展，另外離岸風場的開發也面臨困難，主要原因係開發成本高及海纜佈設長度過長及埋設深度等技術問題尚待克服。

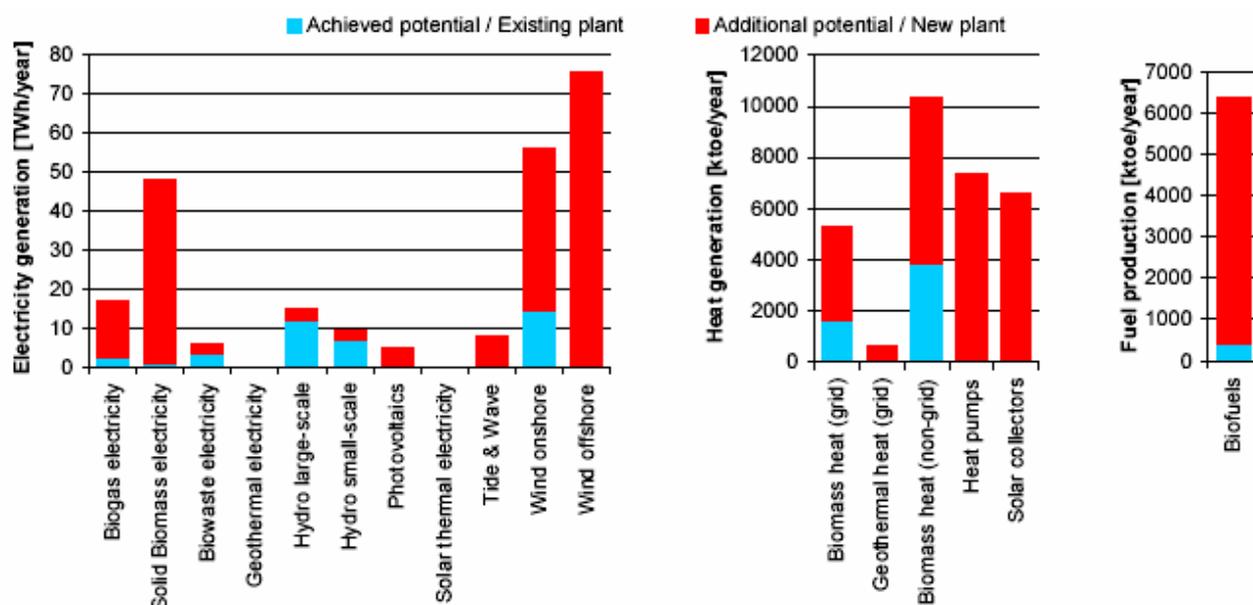
其他在生質能的發展則受油價的不確定影響及高建造成本，發展不如預期，且大部分可利用的固態生質材已幾乎用盡。惟新的再生能源法提供生質能、風力及大水力的新收購費率，投資補助及貸款，預期將促使生質能發展的新契機，另外執行中目標 10,000 戶的太陽能裝置方案對太陽能光電的發展有很大的助益，輔以 2004 年 1 月起採高固定費率價格收購太陽光電所生產的電力，使太陽能光電發展更加快速。

德國除風力發電成果良好外，在太陽光電、太陽能熱能系統也有不錯

的成長，然而生質燃油、生質能發電、燃料電池之發展則不如預期，故德國政府於 2004 年起對固定費率的收購價格之對象已有所調整，其策略是採降低陸上風場的收購費率提高海上風場的收購費率，同時亦提高生質能發電、地熱發電及大型水力廠的重修等收購費率，以激勵業者朝此方向發展以均衡綠色能源的開發。

歐盟設定德國再生能源電力之配比（以電力用電為基準）在 2010 年之目標為 12.5%，在 2020 年之配比則提高至 20%。德國之再生能源未來中程發展在離岸風場、陸上風場、固態生質能發電之發展空間均很有潛力，詳如歐盟之評估報告如表 18 所示。表 18 除對前述再生能源有所評估外，亦對生質熱能、地熱、水力及生質燃油均有評估，紅色部分表未來中程發展之潛力。

表 18：德國再生能源之現況（藍色）及未來發展潛力（紅色）



（四）德國再生能源交易憑證制度、稅務優惠及電價獎勵措施

採用固定費率促使綠色能源快速的發展，固定費率執行情形簡述如下：

1. 離岸風力：在 2006 年新建完成之風場，前 9 年每度收購價格為：9.0 c€/kWh（折合新台幣：3.6 元/度）。爾後以每年減少 1.5 c€/kWh（折合新台幣：0.6 元/度）的方式降低收購價格，直到每度收購價格為：6.17

c€/kWh (折合新台幣：2.5 元/度) 的底限為止。

2. 陸上風力：前 5 年每度收購價格為 9.1 c€/kWh (折合新台幣：3.6 元/度)。爾後以每年減少 1.5 c€/kWh (折合新台幣：0.6 元/度) 的方式降低收購價格，直到每度收購價格為：6.17 c€/kWh (折合新台幣：2.5 元/度) 的底限為止。
3. 小於 500 KW 的小型小水力、填土沼氣、礦場、污水處理廠：每度收購價格為：7.67 c€/kWh (折合新台幣：3 元/度)。
4. 小於 500 KW 生質能：每度收購價格為：10.10 c€/kWh (折合新台幣：4.4 元/度)；500 KW-5 MW 之生質能：每度收購價格為 9.2 c€/kWh (折合新台幣：3.6 元/度)；5 MW 以上之生質能：每度收購價格為 8.6 c€/kWh (折合新台幣：3.5 元/度)。
5. 小於 20 MW 地熱發電：每度收購價格為 8.95c€/kWh (折合新台幣：3.6 元/度)；20 MW 以上：每度收購價格為 7.16 c€/kWh (折合新台幣：2.8 元/度)。
6. 太陽能發電：自 2004 年 1 月起每度收購價格為 59c€/kWh (折合新台幣：24 元/度)，爾後以每年減少 5% 的方式降低收購價格，直到每度收購價格為：48 c€/kWh (折合新台幣：19.2 元/度) 的底限為止。

德國再生能源政策之評估彙總如表 19 所示，各種措施均自 2000 年 (部分 1999 年起) 開始執行，而風力發展則列為政府則大力支持的項目。

德國風力發電的收購價約為零售市價的 66% (含稅) 左右，故收購價格雖高，但是電業仍有利潤可圖，一般以歐盟國家之電價水準而言，德國之電價屬中間偏高，若以第一階段的電價 19.27 c€/kWh (折合新台幣：8 元/度) 扣除成本約 12 c€/kWh (含稅)，則每度售電尚 7.29c€/kWh 之利潤 (折合新台幣：2.9 元/度)。

台電目前之電價平均成本約新台幣 2.1 元左右 (含產銷費用)，但風力

之收購價格則為 2.5 元左右，收購價已高出成本即收購愈多則虧損愈多，德國風力發展成功之經驗雖佳，惟基本環境及配套措施和台灣不同，若引用不當則可能成為電業沉重的負擔，圖 8 為德國七段電價和歐盟其他國家的電價比較

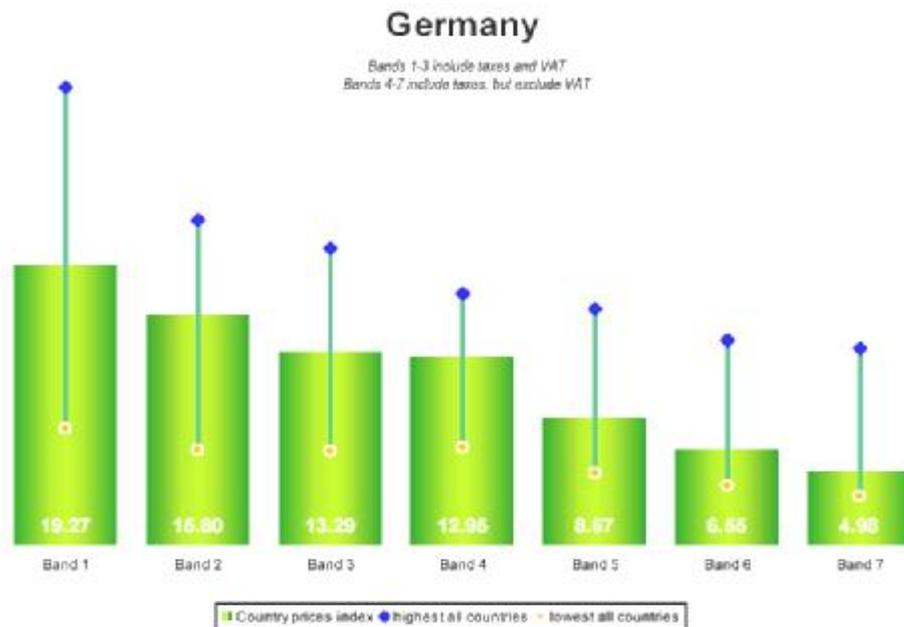


圖 8：德國七段電價

表 19：德國之再生能源政策之評估

RES-type	Wind onshore	Wind offshore	PV	Hydro - small	Hydro - large	Wave & Tidal	Geoth. electr.	Biomass electricity	Biomass heat	Solar thermal	Geoth. heat	Biofuels
Dominant instrument	Renewable Energy Act	Renewable Energy Act	Renewable Energy Act	Renewable Energy Act	Renewable Energy Act (New proposal Dec 03)	n.a.	Renewable Energy Act	Renewable Energy Act	Market Incentive Program	Market Incentive Program	Market Incentive Program	Tax exemption
Type of instrument	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs	n.a.	Feed-in tariffs	Feed-in tariffs	Investment compensation schemes	Investment compensation schemes	Investment compensation schemes	Tax incentives
Time of implementation	2000	2000	2000	2000	2004	n.a.	2000	2000	1999	1999	1999	1993
Key factors	Saturation of potential Long-term guaranteed tariff	Technical feasibility Long-term guaranteed tariff	Price Long-term guaranteed tariff	Saturation of potential	Refurbishment for plants up to 150 MW in new FIT	n.a.	Price	Security of feedstock supply is a problem Long-term guaranteed tariff		Price High Social acceptance		Infrastructure Price High tax incentive
Degree and duration of support	*****	*****	****	****	n.a.	n.a.	***	****	***	****	***	*****
Non-economic factors	*****	****	*****	***	n.a.	n.a.	**	****	***	****	***	*****

* Environment and Energy Efficiency Programme of "Deutsche Ausgleichsbank"

	Elaboration of support
*	Insufficient support
**	Little support
***	Reasonably sufficient support
****	High support
*****	Very high support

(五) 德國之風力併聯審查及併聯電力品質管制

1. 風機併聯之電壓品質穩態電壓變動限制在 2% 以下，暫態電壓變動限制在 ±3% 以下（中壓），一般以德國風力協會 (VDEW) 之規範 “Guidelines for the Parallel Operation of Ownenergy Generation Systems With the Middle voltage Grid of the Utility Company” 為依循標準。
2. 責任分界點處裝置之保護設備最基本的電驛包括
 - (1) 過壓電驛及欠壓電驛 (59/27)。
 - (2) 過頻電驛及低頻電驛 (81H/81L)
 - (3) 過流電驛及接地過流電驛 (50/51N)
 - (4) 喪失主電源孤島運轉保護。
 - (5) 線路之斷路器配合裝設自動復閉電驛作為跳脫保護。
3. 德國 VDEW 計算穩態電壓變動及快速電壓變動的公式如表 20 所示，其中穩態電壓變動限制在 2% 以下。

表 20：VDEW 計算穩態電壓變動及快速電壓變動計算公式

VDEW (Germany)		
項目	德國 VDEW	IEC 61400-21
穩態電壓變動 Voltage boost	$\Delta U_n = \frac{S_{A \max}^{\text{I-min}}}{S_{kV \max}} \cdot \cos(\psi_k + \varphi) $	Load flow analysis
快速電壓變動 Switching operation	$\Delta U_{\max} = K_{i \max} \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kV}}$	$d' = 100 \cdot \lambda_U(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}$

其中 K_i 由製造商提供，若未提供則假設：
 同步發電機 $K_i=1$
 非同步發電機 $K_i=4$ 或 I_a/I_{nc} ;
 不知機型 $K_i=8$

4. 諧波管標準：

諧波之管制 10 kV 及 20 kV 之中壓等級之管制值，依 A/MVA 之數值管制非三倍次之奇次諧波，在 25 次以下均明列數值管制，詳如表 21 VDEW 規範值所示。

表 21：德國中壓等級之諧波管制

Ordinal numbers v, μ	Valid Harmonics $i_{v, \mu \text{ zul}}$ in A/MVA	
	10 kV-grid	20 kV-grid
5	0.115	0.058
7	0.082	0.041
11	0.052	0.026
13	0.038	0.019
17	0.022	0.011
19	0.018	0.009
23	0.012	0.006
25	0.010	0.005
> 25 or even numbered	$0.06/v$	$0.03/v$
$\mu < 40$	$0.06/\mu$	$0.03/\mu$
$\mu > 40$ *)	$0.18/\mu$	$0.09/\mu$

*) Integer and non-integer within a bandwidth of 200Hz.

六、荷蘭分散型電源發展及其併聯規範

(6) 荷蘭電力概況

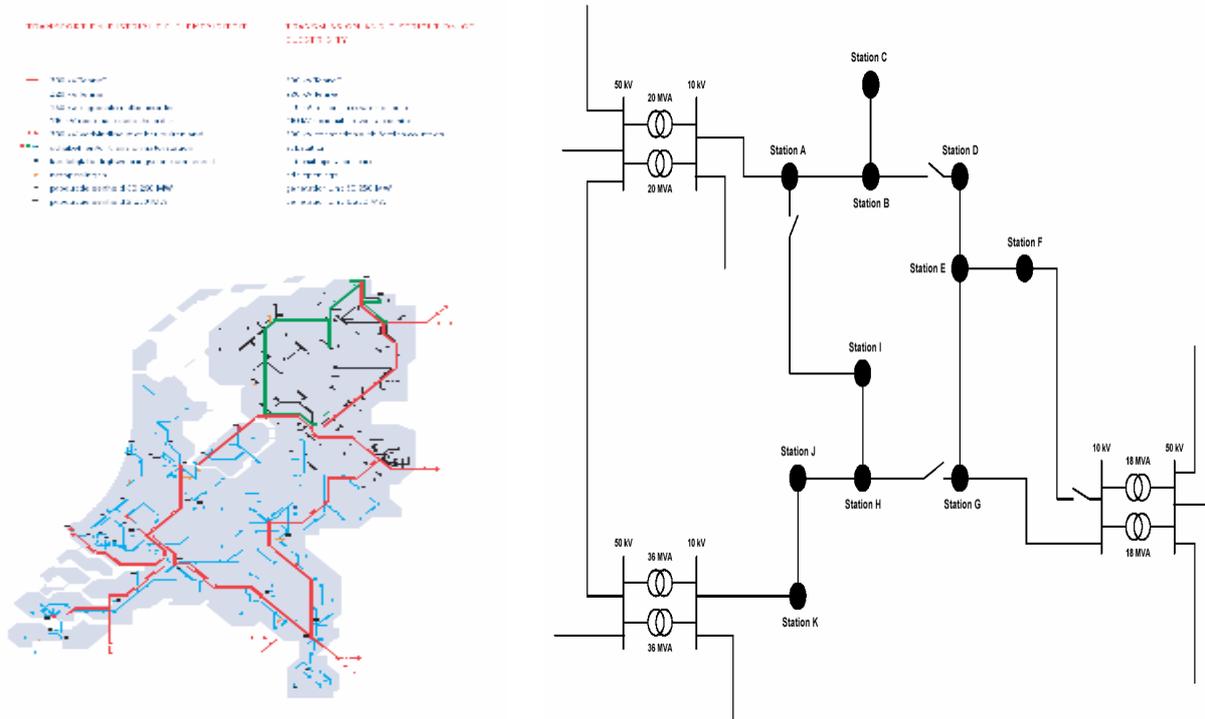


圖 8：荷蘭電力系統圖及中壓等級電力網架構圖

荷蘭電力輸電系統主要 Tennet 負責運作，配電系統則主要由 Electrabel 電力公司經營，2003 年統計總裝置容量為 25,000 MW，其中再生能源之裝置容量 500 MW，年度總售電量約 1,006 億度，再生能源約佔 50 億度主要來源為：生質能發電，其次為水力及風力等。

(二) 荷蘭再生能源之發展及採行措施

荷蘭再生能源之發展主要受固定費率收購、綠色能源交易憑證及財務補助指施等三種政策所主導，在稅務方面則採取優惠措施，例如購買綠色能源電力則可免除課徵能源稅，由於對綠色能源的獎勵措施生效，造成荷蘭本地之綠色能源產量不足以供應市場之需求，故有部分之綠色能源需由鄰近之國家購入，惟由外部購入綠色能源並不能增加荷蘭綠色能源之裝置容量，本項措施因有此項缺失故目前已修訂，新法規定除荷蘭本身生產之綠色能源外，外購之綠色能

源則不以固定費率收購。

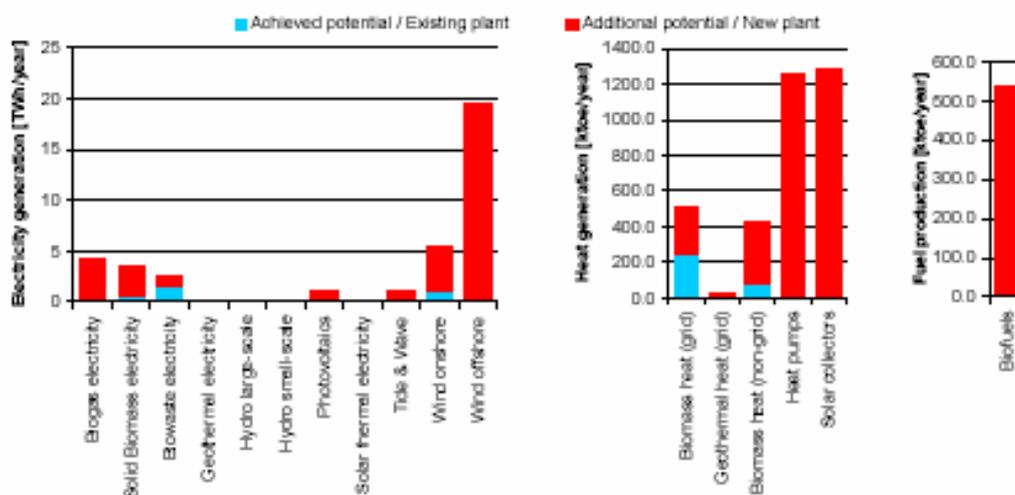
歐盟設定荷蘭再生能源於電力之配比在 2010 年之目標為 9%，2020 年再生能源目標比為 10%，荷蘭政府實現此目標的主要政策包括綠色能源交易憑證和財務補助措施，固定費率電價收購則於近期加入，荷蘭自 2001 年 7 月開放綠色能源市場自由競爭，到 2004 年早期購買綠色能源之用戶達 240 萬戶，然而由於政府之補助措施支出龐大，財務負擔沉重，故政策常有變動，致使再生能源之發展因政策不明確而發展受阻。

為鼓勵再生能源發展，荷蘭政府施行 MEP（再生能源法案）為期二年（2004 及 2005 年）的補助方案，以鼓勵再生能源的發展，其中 2005 年的補助金額高於 2004 年，主要是因為環境生態稅至 2004 年停止課徵，MEP 為期（2004 及 2005 年）的補助方案簡述如下：

1. 混合型生質能及廢棄物發電：2004 年補助 2.9 c€/kWh（折合新台幣：1.2 元/度）、2005 年補助維持 2.9 c€/kWh（折合新台幣：1.2 元/度）。
 2. 陸上風力：2004 年補助 6.3 c€/kWh（折合新台幣：2.5 元/度）、2005 年補助 7.7 c€/kWh（折合新台幣：3.1 元/度）。
 3. 離岸風力：2004 年補助 8.2 c€/kWh（折合新台幣：3.3 元/度）、2005 年補助 9.7 c€/kWh（折合新台幣：3.9 元/度）。
 4. 大型純生質能發電（>50MW）：2004 年補助 5.5 c€/kWh（折合新台幣：2.7 元/度）、2005 年補助 7 c€/kWh（折合新台幣：2.8 元/度）。
 5. 小型生質能發電（<50MW）：2004 年補助 8.2 c€/kWh（折合新台幣：3.3 元/度）、2005 年補助 9.7 c€/kWh（折合新台幣：3.9 元/度）。
 6. 太陽光電、潮汐、波浪及水力發電：2004 年補助 8.2 c€/kWh（折合新台幣：3.3 元/度）、2005 年補助 9.7 c€/kWh（折合新台幣：3.9 元/度）。
- 其中 2004 年 MEP 補助自 2004 年 7 月 1 日生效。

綠色能源交易憑證在 MEP 方案執行後仍然適用，仍可免除能源稅之課徵，惟從他國購入之綠色能源不適用於 MEP 補助方案。比利時再生能源未來中程發展在離岸及陸上風場、固態生質能及生質瓦斯等發展空間均很有潛力，詳如歐盟之評估報告如表 22 所示。表 22 除對前述再生能源有所評估外，亦對太陽能光電、地熱及水力等均有評估，紅色部分表未來發展之潛力。

表 22：荷蘭再生能源之現況（藍色）及未來發展潛力（紅色）



（三）荷蘭再生能源交易憑證制度、稅務優惠及電價獎勵措施

1. 能源交易憑證制度：可免除能源稅。
2. 補助措施：為期二年補助（2004 及 2005 年）。
3. 荷蘭再生能源獎勵措施及稅務免除如表 23 所示

表 23：荷蘭再生能源獎勵措施及稅務免除一覽表

Technology-energy source	MEP tariff	feed-in	Ecotax exemption	Total support
Landfill gas and digestion	0		2.9	2.9
Pure biomass	4.8		2.9	7.7
Mixed streams	2.9		0	2.9
Onshore wind	4.9		2.9	7.8
Offshore wind	6.8		2.9	9.7
Stand alone bio-energy installations < 50 Mwe	6.8		2.9	9.7
Solar photovoltaic	6.8		2.9	9.7
Wave energy, tidal energy	6.8		2.9	9.7
Hydropower	6.8		0	6.8

4. 荷蘭再生能源政策之評估彙總如表 24 所示，各種措施均自 2003 年開始

執行，包含風力發電、太陽光電、生質能發電、水力發電、垃圾發電、地熱發電及生質燃油等。

表 24：荷蘭再生能源政策之評估

RES-type	Wind onshore	Wind offshore	PV	Biomass electricity	Hydro - small	Wave & Tidal	Waste incin.	Geoth. electr.	Biomass heat	Solar thermal	Geoth. heat	Bio-fish
Dominant instrument	Environmental Quality of Power Generation (MEP), tax deduction for renewable energy investments (EIA)	Environmental Quality of Power Generation (MEP), tax deduction for renewable energy investments (EIA)	Energy Bonus Regulation (fitnes uncertain), Environmental Quality of Power Generation (MEP)	Environmental Quality of Power Generation (MEP)	Environmental Quality of Power Generation (MEP)	Environmental Quality of Power Generation (MEP)	Environmental Quality of Power Generation (MEP)	(c)	EIA, CO ₂ reduction plan (a)	Energy Bonus Regulation for solar thermal systems, Regulating energy tax	(c)	(b)
Type of instrument	Feed-in tariff, Fiscal instruments	Feed-in tariff, Fiscal instruments	Investment compensation scheme, Feed-in tariff	Feed-in tariff	Feed-in tariff	Feed-in tariff	Feed-in tariff	Na	Investment compensation scheme	Energy or environmental tax incentive, Investment compensation scheme	N.a.	None
When implemented	2003	2003	2003	2003	2003	2003	2003	Na	2003	1997	Na	Na
Key factors	Instability of political environment Formerly: high tax exemption	Instability of political environment Long-term guaranteed tariff	Low price Attractive-ness of technology	Instability of political environment Formerly: high tax exemption	(see wind)	Tariffs too low	(see wind)	Na	No uniformity of policies, Intransparent, Uncertainty of future policies	Low price Support programmes	Na	Na
Degree and duration of support	****	****	**	***	***	**	**		**	**		
Non-economic factors	***	***	**	**	**	**	**		**	**		

(四) 荷蘭分散型電源併聯電網容量及電壓等級

荷蘭分型電源併聯容量和其電壓等級如表 25 所示，其中：

1. 單相低壓負載容量小於 5.5KVA 者，同意併聯於 230V 配電網。
2. 三相低壓負載容量介於 5.5KVA 至 60KVA 之間者，同意併聯於 400V 電壓等級之配電網。
3. 負載容量介於 60KVA 至 300KVA 之間標稱電壓 400V 者，同意直接併聯於變壓器低壓側或者併聯於 1KV 以上 25KV 以下之配電網。
4. 負載容量介於 3 MVA 至 100 MVA 之間者，同意併聯於 25KV 以上 50KV 以下之電網，惟該地區若無此電壓等級則可個案檢討併聯於最近較低或較高電壓等級之電網。

5. 容量大於 100 MVA 者同意併聯於 50KV 以上電網。

表 25: 荷蘭分散型電源併聯容量及其電壓等級

Connection capacity	Nominal connection voltage	Remarks
<5.5 kVA	0.23kV	Single phase, low voltage
>5.5kV to 60kVA	0.4kV	Three phase, low Voltage
>60kVA to 0.3MVA	0.4kV	Directly connected to low voltage side of distribution transformer
>60kVA to 0.3MVA	>1kV and < 25 kV	
>3MVA to 100MVA	25kV to 50kV	For grid operators not operating between 25kV to 50kV, will connect to the nearest higher of lower voltage.
>100MVA	>50kV	

(五) 荷蘭分散型電源併聯過壓及欠壓電驛設定及相關電力品質標準：

1. 荷蘭之分散型電源併聯過壓及欠壓電驛設定如表 26 所示，其中電壓等級 100 KV 以上之系統電壓動規定在-10% 以內不可跳脫應維持正常運作，電壓低於 15 % 則在 10 秒內跳脫；電壓等級 100KV 以下之系統電壓變動在 -5% 以內者不可跳脫應維持正常運作，電壓低於 15% 則在 10 秒內跳脫。

表 26：荷蘭分散型電源併聯過壓及欠壓電驛設定標準

Nominal voltage	Voltage drop	Time
110kV and above	$U_n \geq U \geq 0.9 U_n$	Unlimited
	$0.9 \geq U \geq 0.85 U_n$	15 min
	$0.85 \geq U \geq 0.7 U_n$	10 seconds
Below 110kV	$U_n \geq U \geq 0.95 U_n$	Unlimited
	$0.95 U_n \geq U \geq 0.85 U_n$	15 minutes
	$0.85 U_n \geq U \geq 0.8 U_n$	10 seconds

Note: U_n Nominal voltage U actual voltage

2. 功率因數之設定則要求 0.95 落後至 1 之間。
3. 責任分界點處裝置之保護設備最基本的電驛包括
 - (1) 過壓電驛及欠壓電驛 (59/27)。
 - (2) 過頻電驛及低頻電驛 (81H/81L)
 - (3) 過流電驛及接地過流電驛 (50/51N)
 - (4) 建議裝設之電驛：過速及欠速電驛，相不平衡電驛及單相逆送電力主保護跳脫電驛。
 - (5) 電網主電源喪失保護電驛 (LOSS OF MAIN) 採向量相位移 (VECTOR JUMP PHASE SHIFT) 偵測電驛。
 - (6) 異常之欠相依 IEC 909 之規定辦理。

七、歐盟分散型電源重要措施比較

(一) 能源配比，稅務優惠及固定費率措施

分散型電之推展成功與否和政府推行之措施有很大的關係，其中有強制性的責任能源配比，鼓勵性的稅務優惠及固定費率收購，及招標制度，各國採用之方式如圖 9 所示，簡述如下：

1. 採用固定費率收購者：計有德國、丹麥、法國、荷蘭、奧地利、西班牙、葡萄牙及希臘等國，其中荷蘭及奧地利同時又施行綠色能源交易憑證制度。
2. 採用強制性能源配比及綠色能源交易憑證制度者：計有英國、比利時、瑞典和義大利等四國，其中英國又加採用稅務優惠措施。
3. 採用稅務優惠措施者：計有芬蘭、荷蘭及英國，其中芬蘭、荷蘭又加採綠色能源交易憑證制度。
4. 採用公開競標制度者計有愛爾蘭及綠色能源交易憑證制度。

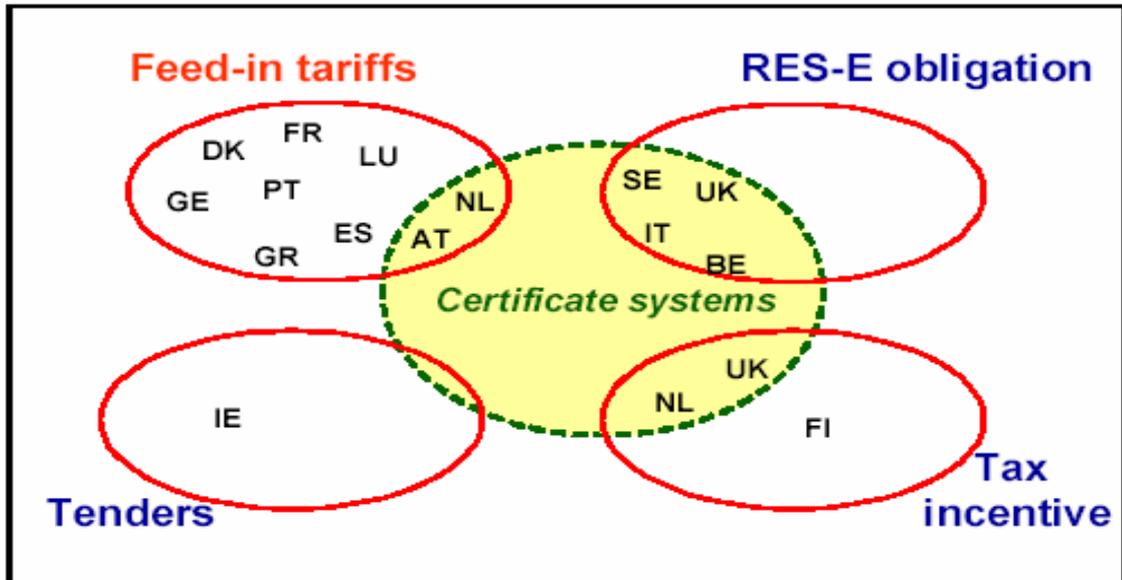


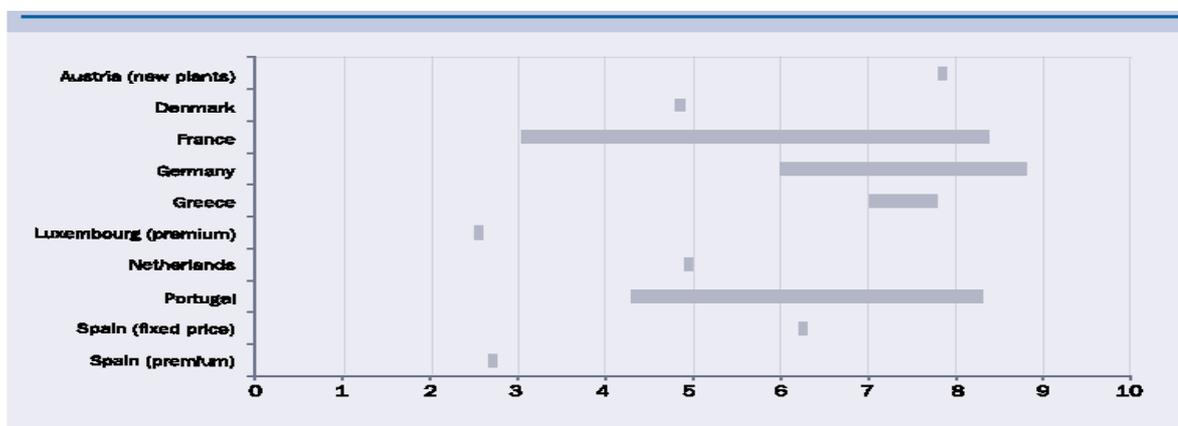
圖 9：分散型電源重要措施比較

由圖 9 可看出目前風力工業發展最快速的國家德國、丹麥及西班牙均採固定費率收購，惟其電價在歐洲亦屬偏高。

(二) 固定費率執行情形

目前歐洲採用固定費率的國家，如表 27 所示。從表 27 可知固定費率的價格並非固定不變，主要的原因係併聯地區不同所致，由於併聯所在地區之
 用電需求及風場之分佈不同，若用電需求高且風場數量有限，則收購價位
 則較高，反之收購價位則較低。其中奧地利平均費率約為 7.8 c€/kWh (折
 合新台幣：3.1 元/度)、丹麥及荷蘭約為 4.8 c€/kWh (折合新台幣：1.9
 元/度)、法國約為 3-8.3 c€/kWh (折合新台幣：1.2-3.3 元/度)、德
 國約為 6-8.8 c€/kWh (折合新台幣：2.4-3.7 元/度)、希臘約為 7-7.8
 c€/kWh (折合新台幣：2.8-3.1 元/度)、西班牙約為 4.3-8.3 c€/kWh
 (折合新台幣：1.7-3.3 元/度)。

表 27：歐洲國家再生能源固定費率比較



(三) 分散型電源併聯容量及併聯壓等級：

歐盟分散型電源併聯電網之容量及壓等級原則如表 28 所示，惟各國之電

表 28：風機併聯容量及併聯壓等級

Voltage system	Size of wind turbine or wind farm	Transmittable power
Low Voltage System	Small to medium wind turbines	Up to ~ 300 kW
Feeder of the medium voltage system	Medium to large wind turbines and small wind farms	Up to ~ 2-5 MW
Medium voltage system, at transformer substation to high voltage	Medium to large onshore wind farms	Up to ~ 10-40 MW
High voltage system	Clusters of large onshore wind farms	Up to ~ 100 MW
Extra high voltage system	Large offshore wind farms	> 0.5 GW

網情況各不相同，故各有不同之併聯原則，且一般皆比表 28 所示嚴格；檢視各國之特殊情形歸納一般之通則如表 28，簡述如下：

1. 低壓小中型風機：300 kv 以下原則上同意併聯在低壓側(1KV 以下)。
2. 中、大型風機或小型風場：2-5MW 原則上同意併聯在中壓等級配電饋線 (1KV-35KV 間)。
3. 中、大型陸上風場：10-40 MW 原則上同意併聯在中壓等級變電所 (1KV-35KV 間)。
4. 群集之陸上風場：100 MW 以下原則上同意併聯在高壓等級電網 (35KV-110KV 間)。
5. 大型離岸風場：500 MW 以下原則上同意併聯在特高壓等級電網 (> 110KV)。

(四) 風機併聯電網穩態電壓變動：

歐盟分散型電源併聯電網之穩態電壓變動如表 29 所示，其中低壓係指 <1KV 之電壓等級，中壓係指 >1KV 但 <35 KV 之電壓等級，高壓係指 >35KV 之電壓等級，部分國家之穩態電壓變動簡述如下：

表 29：風機併聯電網穩態電壓變動限制

steady state voltage	EN 50160 [9]	B	D [12]	DK	E	GB	NL [13]
Max. ΔU_{lt} in LV	$\pm 10\%$		3%	-			-
Max. ΔU_{lt} in MV	$\pm 10\%$		2%	1% (5%)	5% (2%)		-
Max. ΔU_{lt} in HV	-		-	-	5% (2%)		-
Max. U_{lt} in LV	110%		106%	106%	-		106%
Max. U_{lt} in MV	110%		-	-	-		105%
Max. U_{lt} in HV	-		-	-	-		110%
min. U_{lt} in LV	90%		90%	90%	-		90%
min. U_{lt} in MV	90%		-	-	-		95%
min. U_{lt} in HV	-		-	-	-		90%

1. 德國：中壓等級 (10KV/20KV) 之穩態電壓變動限制在 2% 以下。
2. 丹麥：中壓等級 (10KV/20KV) 之穩態電壓變動限制在 1% 以下 (指饋線)，若在變電所內含背景值則限制在 5% 以下。
3. 英國：中壓等級 (11KV) 變電所之穩態電壓變動限制在 2% 以下。

(五) 分散型電源併聯電網電壓閃爍管制：

歐盟分散型電源併聯電網之電壓閃爍管制如表 30 所示，其中：

表 30：風機併聯電網電壓閃爍管制

Flicker Severity factor	Planning level	Planning level	Emission level
	MV	HV	MV and HV
Pst	0.9	0.8	0.35
Plt	0.7	0.6	0.25

1. Pst 低壓規劃值限制在 0.9 以下，中壓之規劃值限制在 0.8 以下，低、中壓之實際散逸值限制在 0.35 以下。
2. Plt 低壓規劃值限制在 0.7 以下，中壓之規劃值限制在 0.6 以下，低、中壓之實際散逸值限制在 0.25 以下。

(六) 分散型電源併聯電網中壓保護電驛設定：

歐盟分散型電源併聯電網之中壓保護電驛設定如表 31 所示，其中：

表 31：風機併聯電網中壓保護電驛設定

protective relaying in MV	EN 50160	B	D	DK	E	GB	NL [13]
limitation of SCC over current			Yes -	yes yes	- coordinated	yes -	Yes
over voltage / %			0-15	6-10	10	10	
under voltage / %			0-30	10-30	15	10	70
over frequency / Hz			0-2	1-3	1	1	1
under frequency / Hz			0-2	2.5-3	1	6	2
Other			-	-	yes	-	

1. 德國：中壓過壓電驛範圍設定在電壓超過 0-15% 之間，欠壓電驛範圍設定在電壓低於 0-15% 之間，跳脫時間則依 % 調整；過頻/低頻設定在 0-2 HZ 動作，跳脫時間則依頻率變化而定調整。
2. 丹麥：中壓過壓電驛設定在電壓超過 6-10% 之間，欠壓電驛設定在電壓低於 10-30% 之間，跳脫時間則依 % 調整；過頻設定在 1-3 HZ 動作，低頻設定在 2.5-3 HZ 動作，跳脫時間則依頻率變化而定調整。
3. 英國：中壓過/欠壓電驛範圍設定在電壓超過 10% 以下，跳脫時間則依 % 調整；過頻設定在 1 HZ 動作，低頻設定在 6 HZ 動作，跳脫時間則依頻率變化而定調整。

肆、結論與建議

一、結論：

1. 歐洲風機併聯電網因輸電網路均相互聯結，國際間電力可互相支援，電網強度足，故風機併聯後對系統之衝擊比獨立電網小許多，故歐洲獨立電網風機併聯之電壓品質標準比輸電網路互聯之系統要求嚴格，本公司之電網屬獨立海島型之電網結構，故對風機併聯配電系統標準應以較朝高標準訂定為宜。
2. 歐洲風機發展較成熟之國家對穩態電壓變動之標準要求均高，如德國限制在 2% 以下，丹麥配電線路（10KV 及 20KV）限制在 1% 以下，丹麥變電所內（10KV 及 20KV）含背景值限制在 5% 以下，英國變電所（33/22/11KV）限制在 $\pm 1.75\%$ 以下，而本公司電網屬獨立系統型態，配電等級之電壓變動限制在 5% 以下（未表明是否含背景值）和歐洲先進國家比較結果似有偏高之現象。
3. 本公司再生能源發電系統併聯技術要點之保護電驛在低壓、高壓及特高壓對異常電壓變動、過頻/低頻現象、逆送電力均有規定要設置電驛，惟對電壓、頻率、逆送電力發生異常時，電驛跳脫時間並無明確規範，相較於歐、美先進國家之作法似有不足。
4. 歐洲國家中有關逆送電力的規定在英國之併聯技術手冊中，談及可逆送電力至輸電系統，但並未規定多少量較適當，惟對逆送電力可能干擾主變 OLTC 對配電線路之電壓調整的正常功能應多考慮，除英國外雖東京電力於台經院訪談中曾談及可逆送電力至輸電系統，但無文件載明之資料可資證明，中高壓逆送電力之比例若要開放限制現今並無任一國家有明確的比例規定，本公司應保守因應為宜。
5. 歐洲國家風力發展成熟之國家如德國、丹麥、西班牙等，因政府大力推展風力工業且再生能源發展政策明確，故風機之裝置容量成長快速，其中

德國和丹麥因考慮未來傳統能源可能枯竭，並鑑於 911 事件後傳統能源價格飆漲不易掌控，並有心推展風力工業成為世界領先國家，並輸出風力工業產品及技術以提昇經濟競爭力，故成為世界風力裝置容量前三名的國家，值得學習。另西班牙之風力發展，主要為解決國內高失業率之問題而大量發展風力工業，由於政府大力支持故近年之發展速度有直追德國之勢，其作法也為國內創造許多的就業機會。

6. 英國之併聯技術要點及併聯審查程序和北美較為相近，推行再生能源之主要政策係採強制性的再生能源責任配比、綠色能源交易憑證及稅務減免等優惠措施，惟並未採取固定費率方式保證收購再生能源發電，故其電價在歐洲國家中屬電價相對偏低之國家約新台幣 4 元/度（只為丹麥之 1/3，德國之 1/2），因電價較低故在併聯不同的階段均收取費用包括初期的資料提供諮詢費用、併聯審查費用、非競標性（電業配合風機加入所作系統改善）設計及工程費用等，主要觀念採使用者付費的方式設計。
7. 德國及丹麥等國採固定費率政策以保證收購再生能源發電，雖成果豐碩惟電費也是歐洲中屬相對偏高的國家，由於德國之業者只需負責雙方責任分界點（PCC）以下之建造成本費用，而輸配線路之改善或新建則由電業負責，電業再向環保自然保護及核安聯邦部（2002 年前向經濟部）申報貨款線路建造更新費用，日後再由電費中予以扣除，由於德國和丹麥之電費已包含電業更新建造線路之費用，是故業者風機併聯只要技術上沒問題則同意併聯。

二、建議：

1. 綜觀分散型電源發展較為成熟之國家，如丹麥、英國、美國、加拿大等國均有明確的併聯要點規範和併聯審查程序，對併聯之技術要點及併聯審查程序政府均立法作明確原則性之規定，其作法係由政府立法並明訂原則後要求各電業遵行，電業則依政府頒定之法律制定電業版之詳細併聯技術要點及併審查作業程序。政府立法明定業者保險、理賠責任、爭議之處理、仲裁、第三公證團體之指定、產品認證等始具公正性，否則若由電業規定上述事項則有球員兼裁判之嫌易招質疑，建議上述事項能由電業主管機關主導制訂。
2. 本公司之電價和歐洲國家比較相對偏低，同時電價中並未納入分散型電源併聯之新建線路或線路更新費用，故分散型電源併聯之收費方式應比照英國及北美之作法，採使用者付費之方式採收取設計費、審查費、個案研究費、及工程費用；若比照德國、丹麥之作法(因其電價中已納入上述各項成本且採由全民均攤費用)對本公司之財務將造成沉重之負擔。
3. 本公司再生能源收購價格目前採固定費率收購方式每度新台幣 2.0 元，收購價格約同成本(含產銷費用)，雖和歐洲國家如德國每度新台幣 3.6 元比較為低，惟德國之電價每度約新台幣 8 元左右，電業收購之後仍有利潤，惟本公司雖以每度新台幣 2.0 元收購，收購之後即造成虧損，建議若採固定費率收購再生能源，電價應能反應成本。
4. 再生能源發電系統技術併聯要點之電壓變動標準為維持 5% 以下，相較於歐洲國家如德國 2%、丹麥 1%、英國 1.75% 均屬偏高，本公司之電網屬孤島型獨立系統，電壓變動應較歐陸嚴格較為合理，建議穩態電變動應設定在 2% 以下較為合理。
5. 本公司再生能源發電系統併聯技術要點之電壓、頻率及逆送電驛，並未於要點中設定跳脫範圍及跳脫時間，建議應予訂定。