

103 年度再生能源電能躉購費率審定會第 1 次會議紀錄

壹、時間：102 年 7 月 26 日（星期五）上午 9 時 30 分

貳、地點：經濟部第 1 會議室

參、主席：杜召集人紫軍

記錄：魏科員智群

肆、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

伍、主席致詞：（略）

陸、綜合討論：（委員發言重點）

一、報告案

（一）「再生能源電能躉購費率審定會」作業要點與委員組成（簡報詳如附件 1）

1. 委員應遵守利益迴避原則，切結本人及三等親內之親屬並未及不得任職電業或再生能源相關產業，或擔任顧問職。
2. 請參與 103 年「再生能源電能躉購費率審定會」之所有成員遵守保密協定。

（二）再生能源規劃目標及推動現況（簡報詳如附件 2）

1. 推廣再生能源除規劃目標量外，亦應一併考量電網容量及穩定度，以減少併網爭議。
2. 再生能源推廣目標量與躉購費率具有直接之價量關係，建議審定會可於分組會議時，提供再生能源目標量之規劃建議。

3. 針對再生能源推廣目標量之規劃，建議於分組會議時，邀請各類再生能源專家學者、台電公司、公協會代表及地方政府等，共同參與討論。
4. 簡報中有關年份的呈現，建議應予統一。
5. 再生能源推廣目標量具有政策意涵，而躉購費率之訂定則屬客觀計算，兩項均可單獨訂定，故建議可分開討論。
6. 依據簡報資料，目前太陽光電躉購費率尚屬合理且推廣成效良好，建議審定費率時可考量避免因調降費率產生業者經營風險。

（三）國際再生能源電能躉購費率發展趨勢（簡報詳如附件 3）

1. 分析國際躉購費率發展趨勢有助瞭解其他國家目標量及費率間之調整作法，建議將國際躉購費率發展趨勢資料回溯至發展初期年份。
2. 離岸風力之期初設置成本與離岸距離、水深、規模及場址狀況等因素有關，除訂定躉購費率外，建議可納入競標機制，另應考量帶動國內相關產業發展及增加就業機會。
3. 我國現階段推動再生能源設置係以太陽光電及陸域風力為主，而就設置量較低之再生能源類別如地熱、離岸風力、沼氣及小型風機等，均另訂有相關示範獎勵辦法，以鼓勵業者投入設置。

（四）再生能源業界意見蒐集彙整說明（簡報詳如附件 4）

1. 請將再生能源業界意見納入各分組會議討論，分組會議結論請於第 2 次審定會議說明。

2. 請持續蒐集再生能源業界意見。

二、討論案

(一) 103 年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則

(簡報詳如附件 5)

1. 為使各業者能充分發表意見，建議援例採分組會議方式進行。分組會議之共同意見及個別意見再提至審定會討論及審定。
2. 建議太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源等 3 個分組會議之召集人分別由洪委員德生、張委員四立及歐委員嘉瑞擔任。
3. 103 年度費率審定主要原則，包括參採資料之公信力、再生能源整體發展、目標達成情形及優先獎勵開發最佳資源場址等，並應顧及社會公平性，以降低電費上漲衍生之衝擊。

(二) 103 年度再生能源電能躉購費率計算公式(簡報詳如附件 6)

1. 再生能源業界對於現行再生能源電能躉購費率計算公式均已瞭解，建議 103 年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持 102 年度計算方式及內容。
2. 前開電能躉購費率計算公式將依「行政程序法」提送「103 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」，踐行聽證程序。
3. 應合理解釋再生能源電能躉購費率計算公式內涵及是否考量物價上漲，俾利業者、消費者團體及一般民眾皆能

瞭解。

(三) 103 年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)(簡報詳如附件 7)

1. 建議 103 年度下限費率採過去 4 年化石燃料發電平均成本計算，計算結果為 2.5053 元/度。
2. 因應有關下限費率所衍生之問題，建議短期作法為修訂化石燃料發電平均成本計算方式，長期則應修訂「再生能源發展條例」第 9 條第 3 項規定。

(四) 103 年度再生能源電能躉購費率其他相關議題（簡報詳如附件 8）

1. 建議 103 年度可先針對離島地區進行差異化費率。
2. 各類別再生能源之目標達成率建議於分組會議中納入討論，並視目標達成率，討論費率參數是否調整。
3. 考量階梯式費率有助於國內陸域大型風電推廣，可於分組會議對此議題進行詳細討論，惟道德風險之問題仍應持續蒐集國外作法，以為分組會議討論之參考。
4. 建議就再生能源推廣目標未達成之原因進行研議，除躉購費率外，是否有其他因素。
5. 參考德國階梯式費率之作法，係考量依個別設置案過去年度實際發電量做為調整當年度躉購費率之參考，故我國可考量將躉購全期總發電量做為調整指標。
6. 台電公司規劃於澎湖與本島間建置海底電纜，未來將可改善電網容量不足問題。

柒、決議事項：

一、報告案

- (一) 各委員對於會議內容，請遵守保密原則。
- (二) 每次會議之重要進展及決議事項，可以新聞稿或記者會等適當方式公開，讓外界瞭解。
- (三) 業者意見請納入分組討論，以為 103 年度再生能源躉購費率審定參考。

二、討論案

- (一) 本次會議確認 103 年度審定會議運作方式，同意辦理分組會議，以提供業者與審定會委員溝通平台。分組會議分成「太陽光電」、「風力發電」、「生質能及其他再生能源」等 3 個分組，各分組會議召集人分別請洪委員德生、張委員四立及歐委員嘉瑞擔任。
- (二) 103 年度審定會作業規劃及分組會議方式已獲委員同意，請依規劃辦理審定作業。
- (三) 本次會議中討論之意見請納入分組會議議題進行討論；分組會議之共同意見及個別意見提至審定會討論及審定。
- (四) 103 年度再生能源電能躉購下限費率以 98 年至 101 年國內電業化石燃料 4 年發電平均成本為基礎，計算結果為 2.5053 元/度。
- (五) 103 年度再生能源電能躉購費率計算公式與參數項目，維持 102 年度計算方式及內容。
- (六) 有關再生能源電能躉購費率其他 4 項相關議題決議如下：

1. 議題一：費率水準是否考量區域性訂定差異化費率。

決議：基於優先獎勵開發最佳資源場址，各類別再生能源於臺灣本島不依區域性考量訂定差異化費率；至於太陽光電(不含其他再生能源)於離島則納入後續分組會議討論。

2. 議題二：目標達成率與躉購費率連結機制之研析。

決議：按各類別再生能源目標達成率進行政策調整議題納入後續分組會議討論。

3. 議題三：費率結構是否採前高後低方式。

決議：有關審定陸域 10 瓩以上風機之前高後低費率議題納入後續分組會議討論。

4. 議題四：風險溢酬參數是否考量各類再生能源特性採各別訂定數值。

決議：各類別再生能源風險溢酬參數不各別訂定。

捌、臨時動議：無

玖、散會（上午 12 時 20 分）

會議紀錄附件

目錄

- 附件1：「再生能源電能躉購費率審定會」作業要點與委員組成
- 附件2：再生能源規劃目標及推動現況
- 附件3：國際再生能源電能躉購費率發展趨勢
- 附件4：再生能源業界主要意見蒐集彙整說明
- 附件5：103年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則
- 附件6：103年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 附件7：103年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)
- 附件8：103年度再生能源電能躉購費率其他相關議題



附件1： 「再生能源電能躉購費率審定會」 作業要點與委員組成



壹、「再生能源發展條例」相關規定

一、「再生能源電能躉購費率審定會」之設置

- (一)第9條第1項規定：中央主管機關應邀集相關各部會、學者專家、團體組成委員會，審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之，每年並視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之

二、再生能源電能躉購費率及其計算公式審定原則

- (一)第9條第1項規定：審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之，每年並應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之
- (二)第9條第2項規定：費率計算公式由中央主管機關綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，依再生能源類別分別定之
- (三)第9條第3項規定：為鼓勵與推廣無污染之綠色能源，提升再生能源設置者投資意願，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。

一、「再生能源電能躉購費率審定會」之任務

- (一)審議各類別再生能源電能躉購費率計算公式(第2點)
- (二)依據前款計算公式決定再生能源電能躉購費率(第2點)

二、「再生能源電能躉購費率審定會」之組成

- (一)本會置召集人一人，由本部部長或派員兼任；委員十七人至二十一人，除召集人為當然委員外，其餘委員由本部就相關部會代表、學者、專家及團體派（聘）兼之；委員均為無給職，任期一年(第3點)
- (二)本會委員應遵守利益迴避規定，切結本人及三等親內之親屬並未及不得任職電業或再生能源相關產業，或擔任顧問職(第4點)

三、「再生能源電能躉購費率審定會」之議事規則

- (一)本會委員會議由召集人擔任主席；召集人因故不能出席時，得指定委員一人代理之；會議應有二分之一以上委員出席，始得召開。(第5點)
- (二)本會委員應親自出席會議。但由部會代表兼任之委員未能親自出席時，得指定代理人出席，列入出席人數，並得參與會議發言及表決(第6點)
- (三)本會委員會議討論事項，以出席委員過半數同意決議之；議決事項代表本會審定結果(第7點)
- (四)本會委員會議得邀請有關人員列席(第8點)
- (五)本會委員會議應作成紀錄(第9點)
- (六)本會委員會議出席、列席及紀錄人員對委員會議之內容，應遵守保密原則；非經本部同意，不得洩漏或公開(第10點)



附件2： 再生能源規劃目標及推動現況



壹、再生能源規劃目標

一、法令依據

- (一)「再生能源發展條例」第6條第1項規定，中央主管機關得考量國內再生能源開發潛力、對國內經濟及電力供應穩定之影響，自本條例施行之日起20年內，每2年訂定再生能源推廣目標及各類別所占比率。
- (二)「再生能源發展條例」第6條第2項規定，本條例再生能源發電設備獎勵總量為總裝置容量650萬瓩至1,000萬瓩；其獎勵之總裝置容量達500萬瓩時，中央主管機關應視各類別再生能源之經濟效益、技術發展及相關因素，檢討依第4條第3項所定辦法中規定之再生能源類別。
- (三)「再生能源發展條例」第4條第1項規定，中央主管機關為推廣設置再生能源發電設備，應考量我國氣候環境、用電需求特性與各類別再生能源之經濟效益、技術發展及其他因素。



壹、再生能源規劃目標(續)

二、推廣原則

(一) 技術成熟度

各項再生能源發展目標應考量技術可行性，宜將技術可行之能源優先發展，較前瞻性且尚未商業化技術延後導入。

(二) 分期均衡發展

各項再生能源導入宜分期均衡發展，避免特定期間數量大幅波動，造成電力供應風險，影響整體目標達成。

(三) 經濟效益

發電成本接近或低於迴避成本之再生能源類別，其目標設定以最大可設置潛力發展為原則。

(四) 社會接受度

電費調漲之幅度是否在社會大眾可接受範圍內，並以較小的影響幅度為佳。

本部按上述各原則每2年訂定再生能源推廣目標及各類別所占比率。



壹、再生能源規劃目標(續)

三、再生能源推廣目標辦理情形

期程

行政院新能源發展推動會決議

99年

- 1.訂定各項再生能源之短、中、長期(2010、2015、2020、2025、2030年)推廣目標
- 2.近期推動以太陽光電及陸域風力為主

101年
再生能源
推廣目標

太陽光電
75MW
100MW



陸域風力
100MW



沼氣
0.15MW



175.15MW
200.15MW

102年
再生能源
推廣目標

太陽光電
80MW
130MW
175MW



陸域風力
100MW



沼氣
0.15MW



180.15MW
230.15MW
275.15MW



貳、再生能源推廣成效及現況

一、各類再生能源推廣成效及現況

項目		簽約		完工併聯運轉	
		案件數 (件)	裝置容量 (kW)	案件數 (件)	裝置容量 (kW)
太陽光電	101年以前	2,171	197,198	1,945	177,353
	102年1~6月	879	88,082	772	58,864
風力	101年以前	18	206,521	11	116,821
	102年1~6月	0	0	4	4,612
水力	101年以前	1	225	0	0
	102年1~6月	0	0	0	0
生質能	101年以前	0	0	0	0
	102年1~6月	0	0	0	0
合計	101年以前	2,190	403,944	1,956	294,174
	102年1~6月	18	88,082	776	63,476

註1：101年以前係指再生能源發展條例通過後至101年12月31日止，再生能源發電設備簽約併聯案件累計成果。

註2：102年1~6月係指102年1月1日至101年6月30日止，再生能源發電設備簽約併聯案件累計成果。

- 截至6月底前太陽光電設置情形良好，應能於下半年度達成規劃推廣目標量。
- 其餘再生能源類別則尚無簽約案件。



貳、再生能源推廣成效及現況(續)

二、太陽光電推廣成果及現況 (一)101年推廣成果

101年競標作業執行成果					
類型	級距	競標執行成果		已併聯運轉案件	
		件數	總裝置容量(kW)	件數	總裝置容量(kW)
屋頂型	30瓩以上不及100瓩	141	10,731	137	10,451
	100瓩以上不及500瓩	190	62,509	183	60,496
	500瓩以上	2	9,899	1	4,900
地面型	1瓩以上	6	1,077	6	1,077
小計		339	84,216	327	76,924
101年免競標作業執行成果					
對象		件數	總裝置容量(kW)	件數	總裝置容量(kW)
30瓩以下屋頂型		893	14,408	847	13,577
政府機關		32	1,097	32	1,097
國營事業		9	4,839	8	4,340
經濟部半額補助案		35	1,407	34	1,321
無售電		119	1,687	96	1,353
小計		1,088	23,438	1,017	21,688
總計		1,427	107,654	1,344	98,612

1.101年各期競標目標容量規劃為十期，每期上限為10MW，實際競標作業共執行七期，競標得標總容量共計為84MW。

2.101年規劃全年推廣目標量為100 MW，其中，須競標對象為70MW、免競標對象容量為30 MW，全年實際推廣量為107MW，已超過原規劃推廣容量，顯示推廣成效良好。

二、太陽光電推廣成果及現況

(二) 101年競標作業效益

分類	裝置容量級距	上限費率(A)		得標容量(kW)		平均得標折扣率		完工費率(B)		費率差距(A-B)		20年基金節省金額(新台幣萬元)
		第一期	第二期	第一期	第二期	第一期	第二期	第一期	第二期	第一期	第二期	
屋頂型	30kW以上 不及100kW	8.5394	8.3259	3,651	7,080	2.09%	3.33%	8.3608	8.0488	0.1786	0.2771	6,535
	100kW以上 不及500kW	8.1836	7.9701	19,780	42,729	3.25%	3.73%	7.9178	7.6732	0.2658	0.2969	44,860
	500kW以上	7.3297	7.1873	9,899	-	2.28%	-	7.1626	7.1873	0.1671	0	4,136
	小計(不分級距)			33,330	49,809		-		-		-	55,530
地面型	無區分級距	6.9027	6.7604	168	909	3.01%	3.41%	6.6949	6.5299	0.2078	0.2305	611
總計				33,498	50,718		-		-		-	56,141

101年太陽光電競標機制執行下，預估20年總基金支出較未採競標機制節省約5億6,141萬元，平均每年節省約2,807萬元。

二、太陽光電推廣成果及現況

(三) 102年(上半年)競標作業成果

設置類型	容量級距	件數	總容量(kW)	平均折扣率(%)
屋頂型	30瓩以上不及100瓩各期合計	142	11,227	6.98
	100瓩以上不及500瓩各期合計	229	78,711	8.07
	500瓩以上各期合計	0	0	0
地面型	1瓩以上各期合計	2	105	8.93
各期各級距合計	第一期	135	29,608	6.00
	第二期	130	31,856	6.95
	第三期	108	28,579	10.59
總計		373	90,043	7.66

102年競標至第三期止，競標得標容量總計達90MW，占總競標量之100%。

二、太陽光電推廣成果及現況

(四) 102年(上半年)競標作業效益

分類	裝置容量級距	上限費率 (A)	得標容量 (kW)	平均得標 折扣率	完工費率 (B)	費率差距 (A-B)	20年基金節省金額 (新台幣萬元)
屋頂型	30kW以上 不及100kW	7.5432	11,227	6.98%	7.0169	0.5263	14,772
	100kW以上 不及500kW	7.1162	78,711	8.07%	6.5418	0.5744	113,032
	500kW以上	6.3334	0	0.00%	6.3334	0.0000	0.00
	小計(不分級距)		89,938	-	-	-	127,804
地面型	無區分級距	5.9776	105	8.93%	5.4441	0.5335	140
總計		-	90,043	-	-	-	127,944

註：102年僅以1~6月之執行成果計算

➡ 102年太陽光電競標機制執行下，預估20年總基金支出較未採競標機制節省約12億7,944萬元，平均每年節省約6,397萬元。

二、太陽光電推廣成果及現況

(五) 102年(上半年)免競標案件

截至6月30日止，共747件申請案，總容量為18.56MW。

分類項目	件數	總容量(kW)
30kW以下	649	8,101
各縣市3千瓩	57	4,616
政府機關	10	243
國營企業	3	5,000
廢止後重備案	1	46
無售電	27	554
合計	747	18,560

➡ 免競標部分，免競標案件截至6月30日，共747件申請案，免競標容量總計為18.56MW，占免競標總量之46.4%，剩餘21.44MW。

一、99年至119年再生能源規劃目標及時程

單位：MW

年度 類別		99		100		101		102		104		109		114		119	
		新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計
水力		41	1,977	64	2,041	40	2,081	0	2,081	8	2,089	49	2,138	364	2,502	0	2,502
風力發電	陸域	102	476	47	523	48	571	100	671	200	871	329	1,200	0	1,200	0	1,200
	離岸	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	585	600	1,200	1,800	1200	3,000
太陽光電		13	22	96	118	104	222	175	397	350	747	875	1,622	1,430	3,052	48	3,100
生質能發電	廢棄物	0	800	3	803	0	803	0	803	45	848	77	925	444	1,369	0	1,369
	沼氣	0	25	-6	19	0	19	0.5	19.5	9.5	29	0	29	2	31	0	31
海洋能		-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	29	30	170	200	400	600
地熱能		-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	62	66	84	150	50	200
氫能燃料電池		0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	53	60	140	200	300	500
合計		156	3,300	204	3,504	192	3,696	275.5	3,971.5	639.5	4,611	2,059	6,670	3,834	10,504	1,998	12,502

資料來源：行政院新能源推動會102年度第1次會議，2013年5月7日

註：2010-2012為實際推廣量

16

二、103年至104年再生能源規劃推動量

單位：MW

年度 類別		103		104	
		新增	累計	新增	累計
水力		0	2,081	8	2,089
風力發電	陸域	100	771	100	871
	離岸	-	-	15	15
太陽光電		175	572	175	747
生質能發電	廢棄物	18	821	27	848
	沼氣	4.5	24	5	29
海洋能		-	-	1	1
地熱能		-	-	4	4
氫能燃料電池		0	0	7	7
合計		297.5	4,270	342	4,611

1. 太陽光電及陸域風力部分，暫以去年度目標量規劃。
2. 其餘類別暫規劃如上表。
3. 實際規劃量將於分組會議中討論。

17



三、小結

- (一) 101年目標達成情況如后：太陽光電已達成、風力達成率為65.1%、生質能已達成。太陽光電與生質能實際設置量符合規劃；而風力則略微落後。
- (二) 按長期目標規劃結果，至119年總推廣量為12,502MW。針對各類別再生能源推廣目標量之檢討方式，經濟部按推廣規劃五大原則，採滾動式每兩年調整1次，並適時調整長期推廣目標及各類別所占比率。
- (三) 有關長期規劃目標之調整方式，在未來將依成本變動趨勢、國際費率變化、技術進步情形及其他相關因素等，於分組會議中討論，討論後之共同意見將在審定會中進行諮詢與討論，最終結論再綜合彙整提報至行政院新能源發展推動會。



附件3：

國際再生能源電能躉購費率發展趨勢



壹、102年度公告費率

一、再生能源(太陽光電除外)發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距(kW)	101年費率(元/度)	102年費率(元/度)	變化率(%)
風力	陸域	≥1~<10	7.3562	7.3562	0.00
		≥10*	2.6427	2.6258	-0.64
	離岸	無區分	5.5626	5.5626	0.00
川流式水力	--	無區分	2.3302	2.4652	+5.79
地熱能	--	無區分	4.8039	4.8039	0.00
生質能	無厭氧消化	無區分	2.3302	2.4652	+5.79
	有厭氧消化		2.6995	2.8014	+3.77
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	2.8240	2.8240	0.00
其他	--	無區分	2.3302	2.4652	+5.79

註*：未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，則費率為2.5924元/度(101年度為2.5971元/度)。

二、太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距(kW)	101年第一期 上限費率 (元/度)	101年第二期 上限費率 (元/度)	102年第一期 上限費率 (元/度)	102年第二期 上限費率 (元/度)	第一期 變化率 (%)	第二期 變化率 (%)
太陽光電	屋頂型	≥1~<10	9.4645	9.2510	8.3971	8.1836	-9.23	-2.54
		≥10~<100	8.5394	8.3259	7.5432	7.3297	-9.40	-2.83
		≥100~<500	8.1836	7.9701	7.1162	6.9027	-10.71	-3.00
		≥500	7.3297	7.1873	6.3334	5.9776	-11.88	-5.62
	地面型	無區分	6.9027	6.7604	5.9776	5.6218	-11.58	-5.95

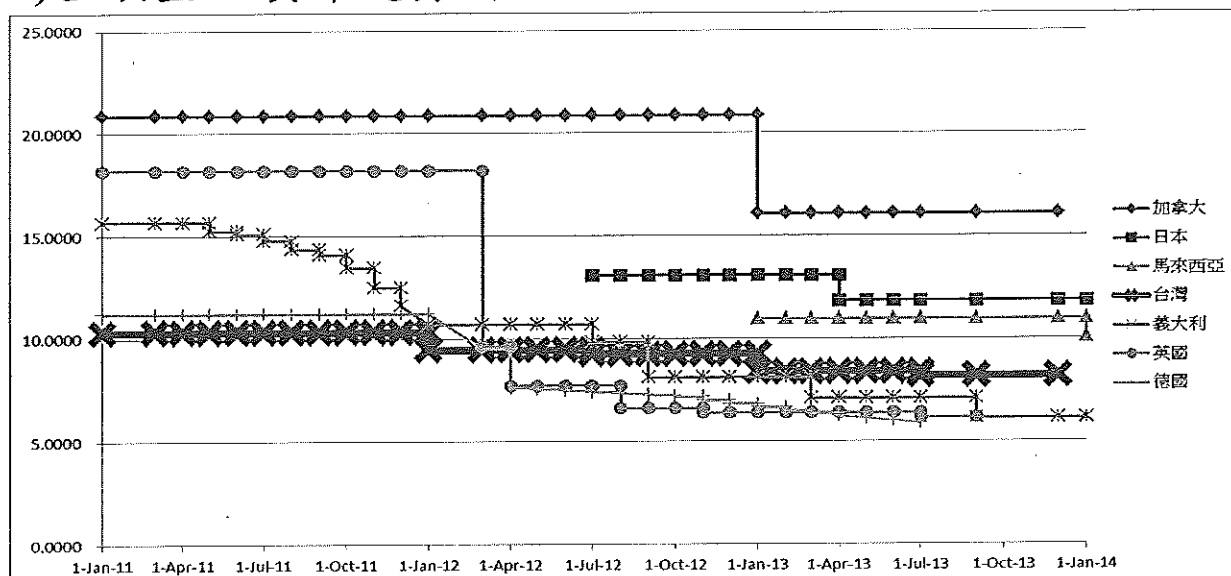
20



貳、國際躉購費率發展趨勢

一、太陽光電

(一)屋頂型 1.費率趨勢圖



註：屋頂型太陽光電設備以鼓勵家庭屋頂設置為主，故以各國屋頂型最小級距之躉購費率進行比較。

- 1.各國躉購費率調整期間大致相同，多以一季或半年調整一次，以即時反應市場設備成本變化。
- 2.我國屋頂型太陽光電費率介於各國水準值之間。



一、太陽光電

(一)屋頂型 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
加拿大(<10kW)	16.0681	--	--
日本(<10kW)	13.0662	11.8218	-9.52
馬來西亞(≤ 4 kW)	10.9435	10.0683	-8.00
台灣(1~10kW)	8.3971	--	--
義大利(1~3kW)	8.1182	6.1277	-24.52
德國(≤ 10 kW)	6.6429	--	--
英國(≤ 4 (新建案))	6.3816	--	--

*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

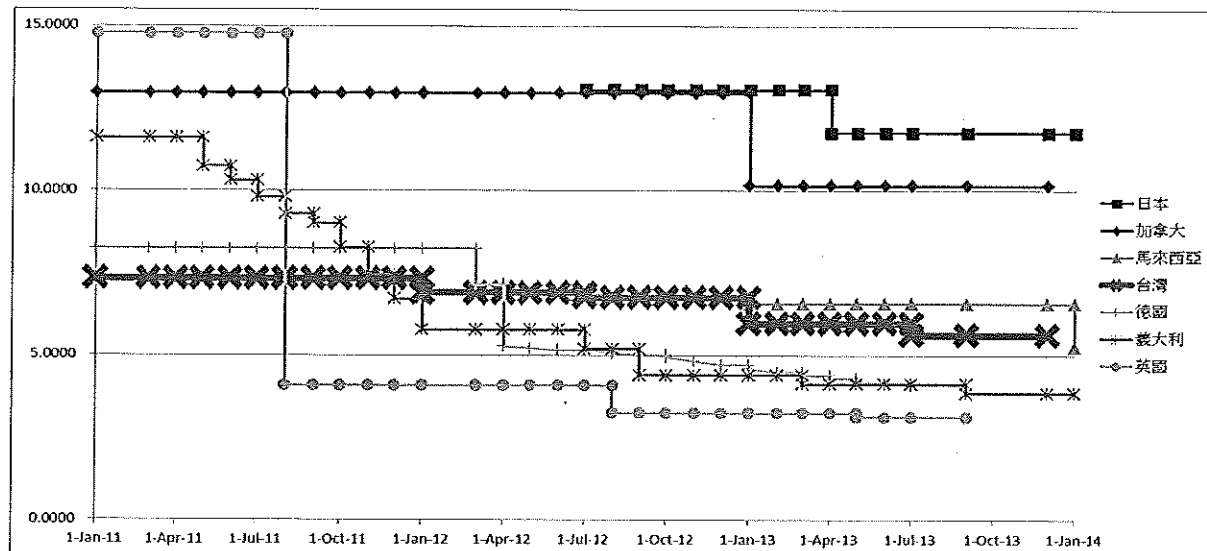
註：各國屋頂型躉購費率係以現行最小級距之躉購費率進行比較。

比較國際102年1月1日與103年1月1日躉購費率，費率年度變動幅度介於-8.00%~-24.52%之間，推估國際未來仍調降躉購費率。



一、太陽光電

(二)地面型 1.費率趨勢圖



註：因地面型太陽光電設備多建設電廠，故以地面型最大級距之躉購費率進行比較；若無區分設備類型(屋頂型或地面型)之國家，則以最大級距之躉購費率進行比較。

- 1.各國費率調整期間大致相同，大致為一季或半年調整一次，以即時反應市場設備成本變化。
- 2.我國地面型太陽光電費率介於各國水準值之間。



一、太陽光電

(二)地面型 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(>10kW)	13.0662	11.7596	-10.00
加拿大(>5MW)	10.1560	--	--
馬來西亞(10MW~≤30MW)	6.5761	5.2609	-20.00
台灣(無區分)	5.9776	--	--
德國(≤10,000kW)	4.5977	--	--
義大利(>5MW)	4.4104	3.8640	-12.39
英國(無區分)	3.2597	--	--

*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

註：各國地面型躉購費率係以現行最大級距之躉購費率進行比較。

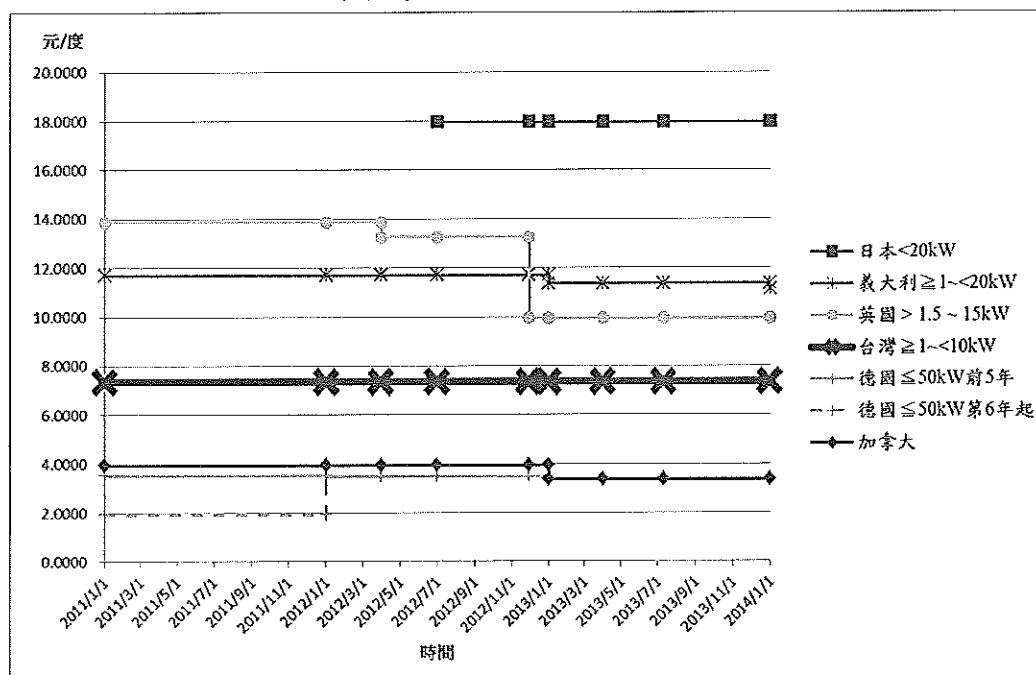


比較國際102年1月1日與103年1月1日躉購費率，費率年度變動幅度介於-10.00%~20.00%之間，推估國際未來仍調降躉購費率。



二、風力發電

(一)陸域小型風力 1.費率趨勢圖



- 1.各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值或調降水準值為主。
- 2.我國陸域小型風力費率介於各國水準值之間。

二、風力發電

(一)陸域小型風力 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(<20kW)	17.9660	17.9660	0
義大利($\geq 1 \sim < 20$ kW)	11.3577	11.1306	-2
英國(>1.5~15kW)	9.9397	9.9397	0
台灣($\geq 1 \sim < 10$ kW)	7.3562		
德國(≤ 50 kW)	3.4346	3.3800	-1.59
加拿大	3.3658		

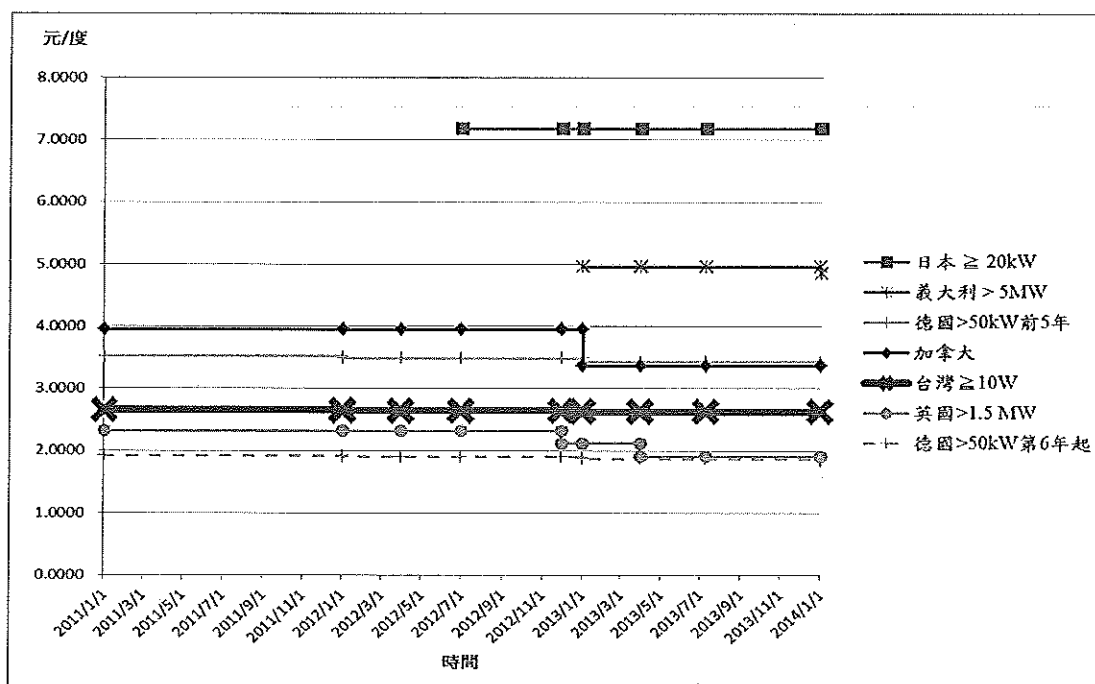
*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

註：義大利各能源別均設有目標量，當年度目標量達到80%時費率將固定下降2%。

102年各國小型陸域風力發電躉購費率介於3.3658~17.966NTD/度之間，變動幅度則介於0.00%~-2%，我國費率水準介於各國水準值之間，變動幅度則屬低。整體而言，各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值或調降水準值為主。

二、風力發電

(二)陸域風力 1.費率趨勢圖



- 1.各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值或調降水準值為主。
- 2.我國陸域風力費率介於各國水準值之間。

二、風力發電

(二)陸域風力 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本($\geq 20kW$)	7.1864	7.1864	0
義大利($>5MW$)	4.9568	4.8577	-2
德國($>50kW$ 前五年)	3.4346	3.3800	-1.59
加拿大	3.3658		
台灣($\geq 10kW$)	2.6258		
英國($>1.5MW$)	2.1211	1.9053	-10.17
德國($>50kW$ 第六年起)	1.8734	1.8422	-1.67

*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

註:

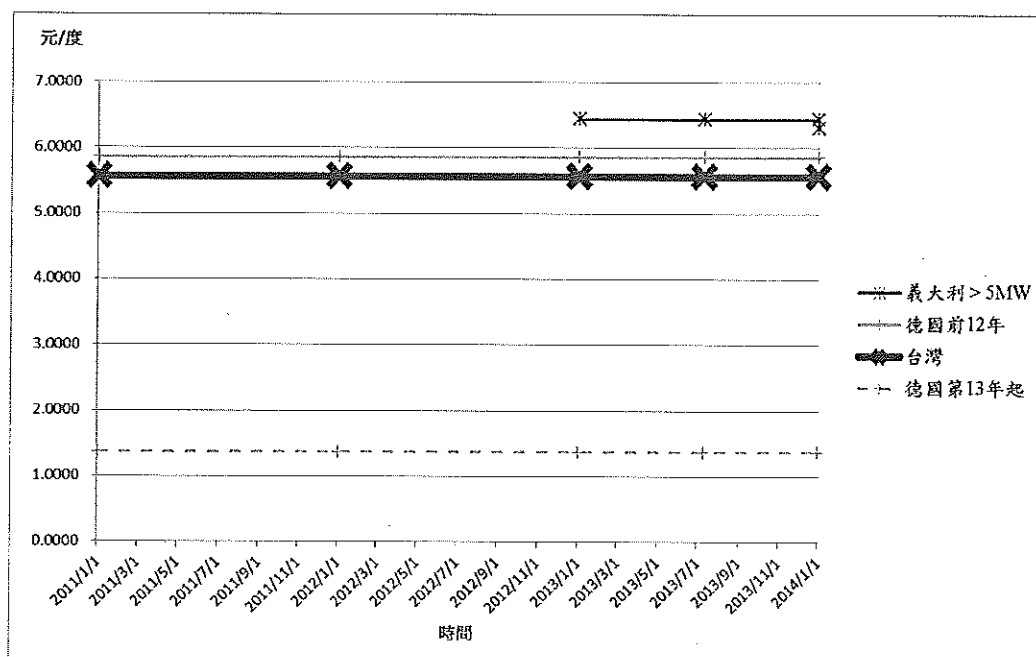
1.義大利各能源別均設有目標量,當年度目標量達到80%時費率將固定下降2%。

2.台灣2013年未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者,則費率為2.5924元/度。

各國費率介於1.8734~7.1864NTD/度之間,變動幅度則介於0%~-10.17%,我國費率水準介於各國水準值之間。整體而言,各國費率調整幅度趨於一致,呈固定水準值或調降水準值為主。

二、風力發電

(三)離岸風力 1.費率趨勢圖



1.各國費率調整幅度趨於一致,呈固定水準值為主。

2.我國離岸風力費率介於各國中上水準。

二、風力發電

(三)離岸風力 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
義大利(>5MW)	6.4400	6.3112	-2
德國(前12年)	5.8545	5.8545	0
台灣	5.5626		
德國(第13年起)	1.3661	1.3661	0

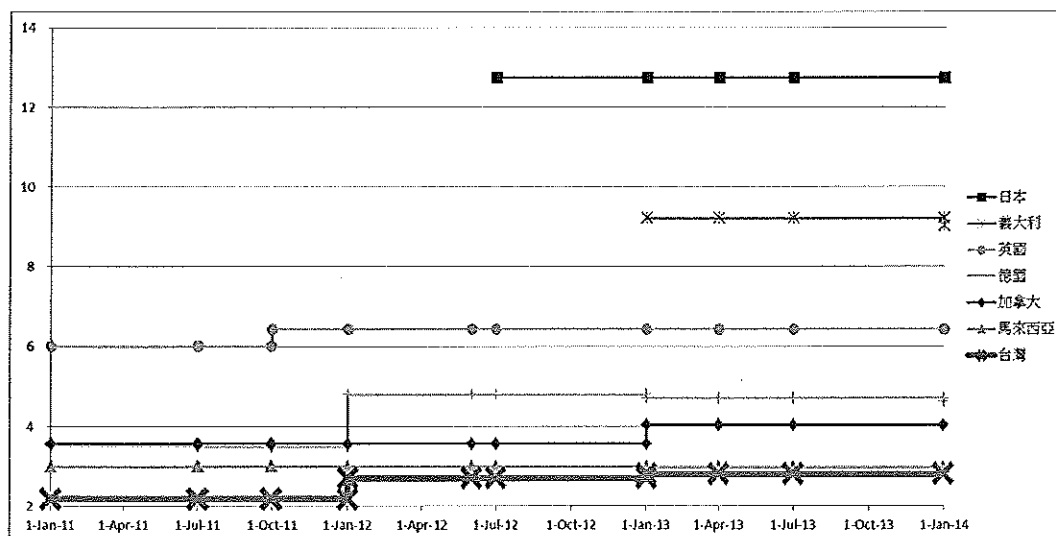
*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

註：義大利各能源別均設有目標量，當年度目標量達到80%時費率將固定下降2%。

各國躉購費率介於1.3661~6.44NTD/度之間，變動幅度則介於0%~-2%，我國費率水準介於各國中上水準。整體而言，各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值或調降水準值為主。

三、生質能及其他再生能源

(一)生質能 1.費率趨勢圖



- 1.各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值為主。
- 2.英、德及我國為推廣生質能發電，以調高費率為主要推動措施。
- 3.日本因福島核災後於101年開始大力推廣FIT制度，故使收購費率大幅高於國際費率水準。



三、生質能及其他再生能源

(一)生質能 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本	12.7395	12.7395	0
義大利(>1 kW~300 kW)	9.2111	9.0269	-2
英國(250~500kW)	6.4367	6.4367	0
德國(>150~500kW)	4.7031	4.6094	-2
加拿大(≤10 MW)	4.0390	--	--
馬來西亞(≤ 10MW)	2.9834	2.9680	-0.52
台灣(有厭氧)	2.8014	--	--

*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

1.德國生質能每年固定下降2%

2.英國躉購年度為102.04.01-103.03.31

3.義大利各能源別設有目標量，當年度目標量達到80%時固定下降2%

1.我國生質能躉購費率區分有無「厭氧消化設備」級距，費率介於2.4652NTD/度~2.8014NTD/度，變動幅度介於+3.77%~+5.79%。

2.國外費率部分，新增馬來西亞及日本生質能費率，費率水準介於2.9680~12.7395元之間，變動率介於0.52%~2%。

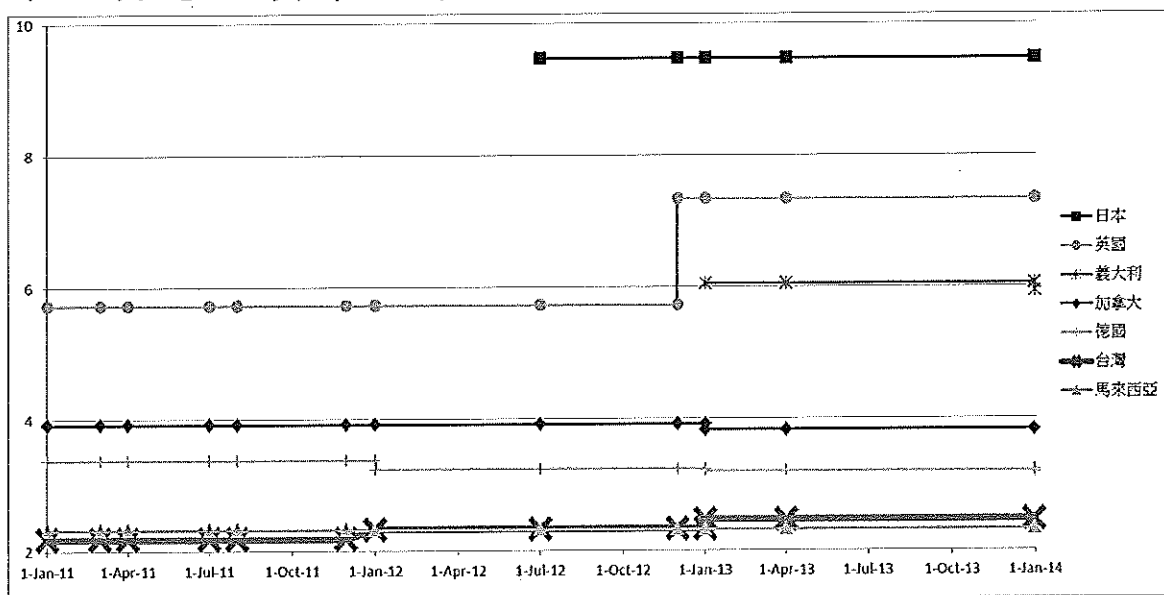
3.我國變動幅度介於各國水準值之間。除英、德及我國為推廣生質能發電，以調高費率為主要推動措施；日本因福島核災後於101年開始大力推廣FIT制度使費率較高外，整體而言，各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值為主。

32



三、生質能及其他再生能源

(二)水力發電 1.費率趨勢圖



1.各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值為主。

2.日本因福島核災後於101年開始大力推廣FIT制度，收購費率大幅高於國際費率水準。



三、生質能及其他再生能源

(二)水力發電 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(200kW~1MW)	9.4730	9.4730	0
英國(100kW~500kW)	7.3366	7.3366	0
義大利(500kW~1MW)	6.0497	5.9286	-2
加拿大(≤ 10 MW)	3.8341	--	--
德國(500kW~2MW)	3.2083	3.1731	-1.09
台灣	2.4652	--	--
馬來西亞(≤ 10 MW)	2.3210	2.3210	0

*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

1.德國水力每年固定下降1%

2.英國躉購年度為102.04.01-103.03.31

3.義大利各能源別設有目標量，當年度目標量達到80%時固定下降2%

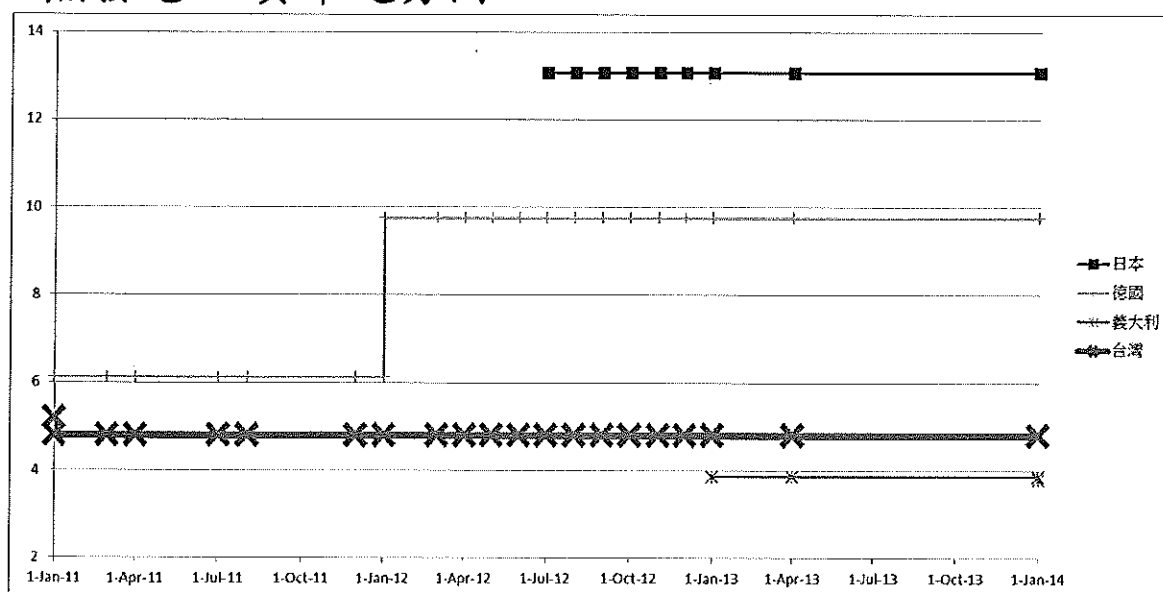
4.因我國台電川流式水力裝置容量介於230kW~22,500kW間，故費率比較選擇上亦以各國最接近之級距為準。

- 1.國際費率水準呈現平穩維持之趨勢，介於2.3210~9.4730元/度，變動幅度介於0%~2%。
- 2.我國費率幅度為5.79%，與國際相較差異不大且已逐步上調趨近國際水準。



三、生質能及其他再生能源

(二)地熱發電 1.費率趨勢圖



1.各國費率調整幅度趨於一致，呈固定水準值為主。

2.德國費率較高之主因為將原 ≤ 10 MW及 > 10 MW兩級距予以合併，躉購費率統一取高者所造成。

3.日本因福島核災後於101年開始大力推廣FIT制度，故使收購費率大幅高於國際費率水準。

三、生質能及其他再生能源

(三)地熱發電 2.費率比較表

單位:NTD/度

國別	102年1月1日費率	103年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本 (<15MW)	13.0662	13.0662	0
德國	9.7575	9.7575	0
台灣	4.8039	--	--
義大利 (>1MW~20MW)	3.8640	3.7867	-2

*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

1.英國、馬來西亞地熱未納入躉購

2.德國鼓勵地熱發電，故躉購費率未如其他能源別遞減。

- 1.國際費率水準介於3.7867元/度~13.0662元/度之間，變動幅度為0~2%，我國費率變動幅度與國際相同，呈現平穩維持之趨勢。
- 2.整體而言，各國費率調整幅度趨於一致，僅德國因將 $\leq 10\text{MW}$ 及 $>10\text{MW}$ 兩級距予以合併，躉購費率統一取高者，故費率調高較多。
- 3.日本則因福島核災大力推廣FIT制度，故使收購費率較高。

附件4：

再生能源業界主要意見蒐集彙整說明



壹、意見蒐集彙整說明

一、意見蒐集辦法

- (一)本部委託台經院辦理103年度「再生能源電能躉購費率審定會」作業，故於102年5月17日發函各相關公、協會函詢對於審定作業相關意見，截至102年07月14日，已收到台灣中小型風力機發展協會(102/06/21)、台灣風能協會(102/06/28)等二家業者之回函。
- (二)幕僚單位於102年6月17日辦理「103年度再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數」業者座談會，與業界專家深入座談，廣泛聽取各界意見，彙整重要意見如後述。

二、業者所提意見

(一)太陽光電

1. 期初設置成本應考慮有認證的直流保護組件，並扶持本土廠商之自有品牌，以提升外銷實力。
2. 由於BIPV目前之設置成本難以評估，使投資報酬具有高度不確定性，導致設置意願低落，建議改採個案實際期初設置成本為補貼之依據。



壹、意見蒐集彙整說明

二、業者所提意見

(一)太陽光電(續)

3. 半年一次的躉購費率變動造成太陽光電業者諸多困擾，建議不區分上、下半年躉購費率。
4. 今年太陽光電競標每月招標以10MW為上限，超過10MW之部分，設定為一半裝置容量得標；建議無須設定得標上限，全年各月皆有開標，可避免得標集中於部分大廠。
5. 免競標級距建議由30kW提高到60~100kW，可提高業者裝設該級距的意願。



壹、意見蒐集彙整說明

二、業者所提意見

(二)風力發電

1. 建議風力發電躉購費率計算公式融入「社區居民參與投資之獎勵機制」。
2. 可參考德國「再生能源法」(EEG)訂定參考發電量與固定之躉購費率來配套使用。
3. 應參考德國「前高後低」的經驗，給前5年一個較高的價格，以符合融資及現實要求提高業者投入的誘因。
4. 針對離岸風力，考量國產化成本趨勢、學習曲線及經濟規模必須仔細考量，建議提高期初設置成本為17.5萬元、運轉維護費用占期初設置成本比例為5%、平均資金成本率介於7%~9%之間。
5. 機組設備資料應用三年平均成本。
6. 針對陸域風力，考量未來風場風況較差，建議調降年發電量。
7. 不同再生能源類別應有其實際反映風險之平均資金成本率，該參數之參採不應有齊頭式平等的情況。



壹、意見蒐集彙整說明

二、業者所提意見

(二)風力發電(續)

8. 台灣離岸風力發展環境與產業鏈上不如其他歐洲國家成熟，在目標達成前不宜以不符合台灣現實情況的預估結果(如DECC)來調降躉購價格，應待示範計畫建置及市場較成熟的階段後，以其相關成本如漁業補償、期初設置成本、運維成本、相關開發成本等數據配合透明、合理且一致的參採機制，審定符合台灣現實情況的離岸風力躉購費率。
9. 訂定風力發電躉購費率要參考政府目標是否達成做為調整躉購費率的主要考量。
10. 建議調整小風機(1~10kW)躉購費率計算參數，平均裝置價格約16.7~20萬元/kW、運維占比5%~7%及年售電量1,250度。
11. 目前對於太陽光電屋頂型已放寬裝置容量合併計算限制，建議針對小風機亦應開放，不受裝置容量合併計算限制。
12. 離岸風力的期初設置成本高是因經濟規模與成本結構所導致，目前僅參考海關設備成本資料並不準確；另102年引用歐美成本資訊也不適用在台灣離岸風場的躉購費率，因該資訊為成熟市場的成本。
13. DECC為歐洲成熟市場不適用在台灣風力發電的期初設置成本、風險溢酬及平均資金成本率都應是能源別不同即有所不同，離岸風場風險會較高。



壹、意見蒐集彙整說明

二、業者所提意見

(三)生質能及其他再生能源

1. 生質能費率不應只考量其成本，而應考量其多元效益(含循環利用)之加值來提列躉購價格及補貼原料收購成本，以提升投資意願。另農場廢棄物亦是重要原料來源，應增加跨部會合作如農委會與經濟部。
2. 建議水力發電級距可參考日本經濟產業省區分容量等級。
3. 我國海域目前僅有離岸風力訂定躉購費率，由於海洋波浪能源目前技術已相當成熟，建議今年制定躉購費率。

(四)其他共同項目

1. 購費率計算公式融入「物價指數調整機制」。
2. 應向民眾收取附加電價充作「再生能源發展基金」，否則再生能源無法獲得合理價格。
3. 再生能源發展條例第九條第一項目標達成率如何計算?並無清楚的說明。
4. 我國自主能源比例目標為何?建議提出完整的能源發展政策。



貳、意見後續處理方式

一、原則性意見

有關業者所提關於審定費率之計算原則、審定原則與計算公式等原則性意見後續將由審定會時共同討論，並作出決議。

二、參數數值與級距訂定等意見

有關各類別再生能源業者所提關於費率審定時，計算公式各參數水準值之訂定與級距訂定等計算意見，後續將提交至各分組會議討論。

三、其他意見

其他非屬於審定會之任務及權責等意見，後續將由本部能源局另案研議辦理。

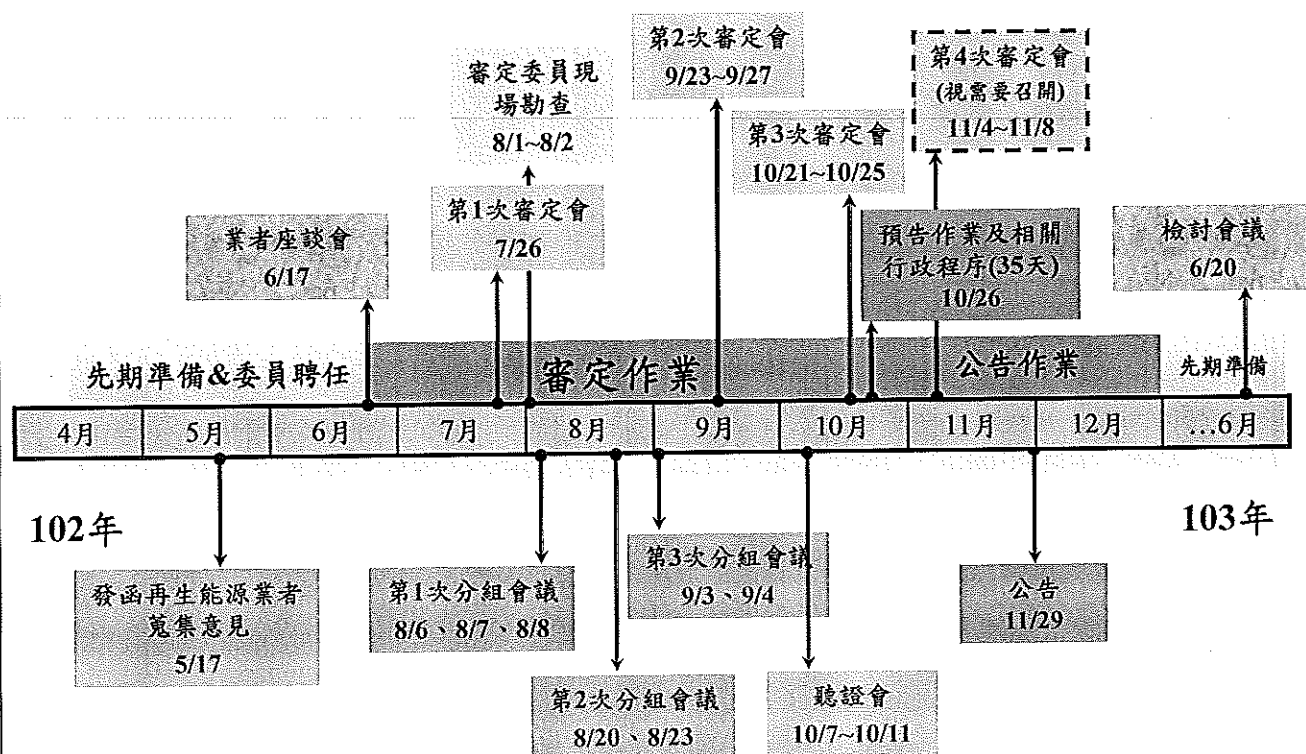


附件5： 103年度再生能源電能躉購費率審定 作業期程與審定原則



壹、審定作業規劃(續)

一、審定作業時程規劃

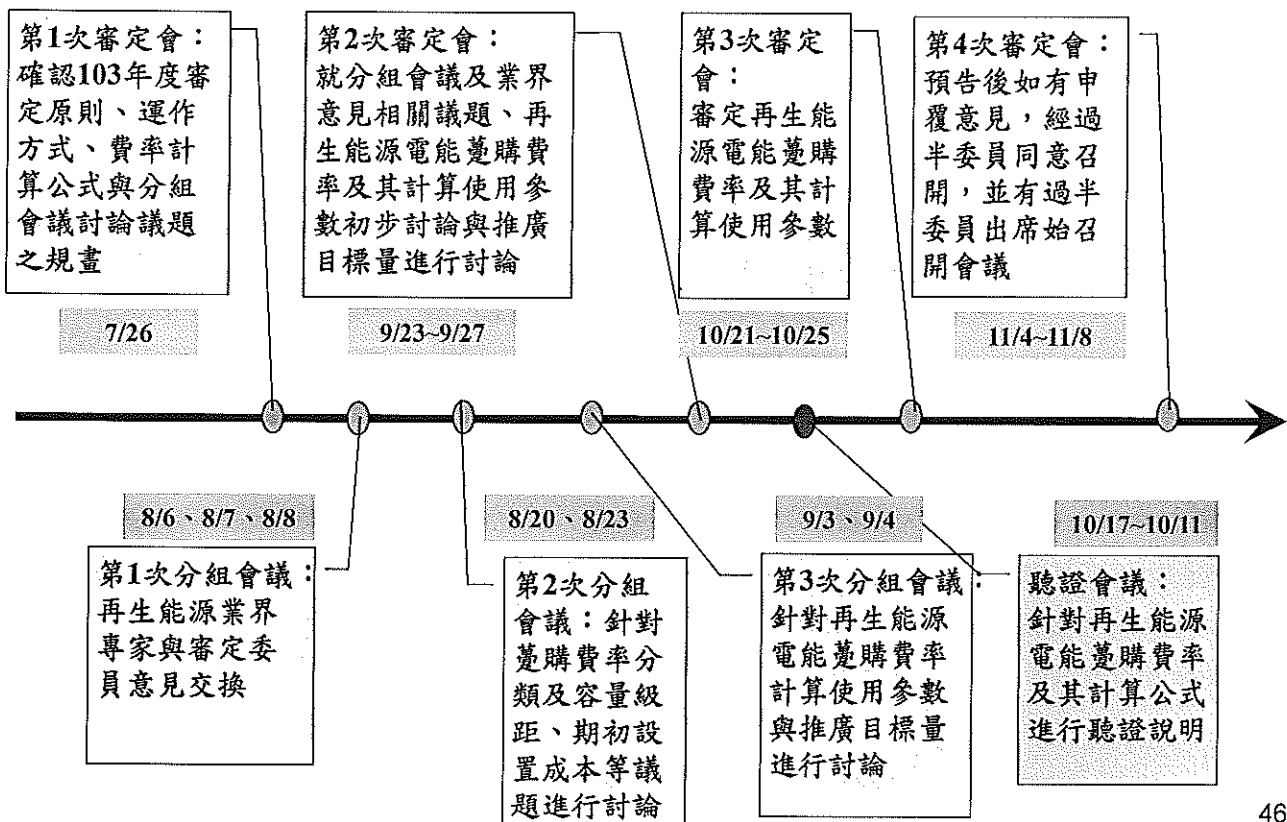


原則上審定作業（審定會議、分組會議）之前置作業準備時間為7天~14天。



壹、審定作業規劃

二、各次審定會議事由



壹、審定作業規劃(續)

三、分組會議說明

(一)整體規劃

- 1.分3個分組：太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源。
- 2.每分組於8月6日至9月4日期間進行3次分組會議，並作成共同意見提報審定會討論。

(二)議題規劃

組別	目的	討論內容
第1次會議	再生能源業界專家與審定委員意見交換	1.102年度審定會執行情形說明 2.產業公協會代表陳述意見 3.專家學者意見諮詢 4.綜合討論與意見交換
第2次會議	躉購費率分類及容量級距與期初設置成本使用參數進行討論	1.第1次分組會議意見彙整與處理情形 2.再生能源推廣目標達成情形 3.再生能源發電設備成本變化趨勢 4.再生能源分類與容量級距 5.期初設置成本使用參數討論
第3次會議	再生能源電能躉購費率計算使用參數進行討論	1.第1次分組會議業者(含專家)意見回應情形確認 2.再生能源電能躉購費率計算使用參數分析 3.審定會相關議題討論

壹、審定作業規劃(續)

四、再生能源場址勘查說明

(一) 勘查規劃

1. 勘查目的

為使審定委員了解國內各類再生能源的發展現況，規劃藉由再生能源發電設備之現場勘查作業，請系統設置者就目前營運情形進行簡報並進行Q&A，隨後安排參觀發電設備，使審定委員能實地了解再生能源發電設備之運作情形。

2. 預計時間：102年8月1日(週四)～102年8月2日(週五)

壹、審定作業規劃(續)

四、再生能源場址勘查說明(續)

(二) 勘查地點

場址一

嘉義民間設置

1：裝置容量7kW(兩部3.5kW)

2：裝置容量7kW(兩部3.5kW)

3：裝置容量3.5kW

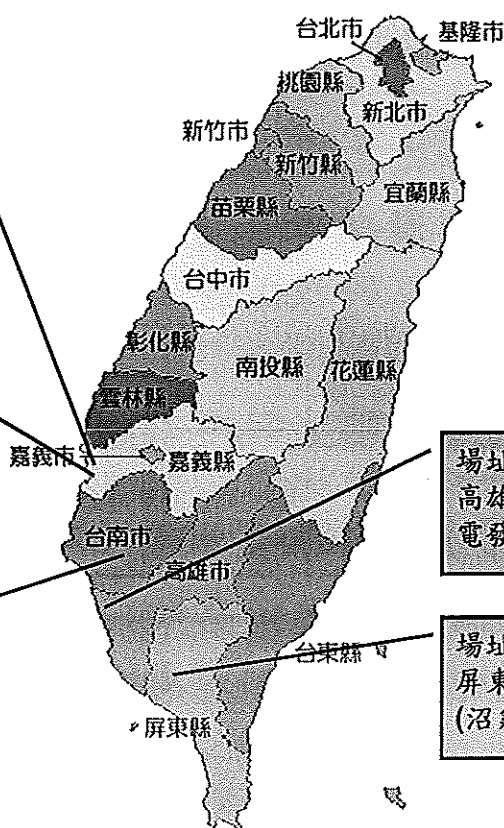
(小型風力發電)

場址二

嘉義台糖公司海埔畜
殖場(沼氣發電)

場址三

台南陽光社區
(屋頂型太陽光電)



場址四

高雄台電永安鹽灘地太陽光
電發電場(地面型太陽光電)

場址五

屏東中央畜牧場
(沼氣發電)



壹、審定作業規劃(續)

四、再生能源場址勘查說明(續)

(三)行程規劃

日期	時間	場址	地點	設備型態	選址理由
第一天	上午	一	嘉義民間小型風機	1.裝置容量7kW(兩部3.5kW) 2.裝置容量7kW(兩部3.5kW) 3.裝置容量3.5kW	為國內首批1-10kW風力發電躉購案件，值得審定委員實地了解當地風況與風機運作情形。
	下午	二	台糖公司海埔畜殖場	沼氣發電(裝置容量 120kW)	於101年7月5日完成複驗後，即進行沼氣發電，為台糖公司最早設置的沼氣發電機組，其維運現況值得審定委員實地了解。
		三	台南陽光社區	屋頂型太陽光電機組(裝置容量kW)	此場址係屬中大規模屋頂光電系統，亦為我國陽光屋頂百萬座政策成果之一。
第二天	上午	四	台電永安鹽灘地太陽光電發電場	地面大型太陽光電機組(裝置容量4,636 kW)	此場址為國內大規模地面型太陽光電之代表，了解該場址實際運作情形，將有助於政府推廣地面型太陽光電設置。
	下午	五	屏東中央畜牧場	沼氣發電(三台65kW沼氣發電機組，總裝置容量 195kW)	屏東縣政府近年大力推廣豬糞尿沼氣發電，其中位於屏東縣麟洛鄉的中央畜牧場即為當地率先設置沼氣發電設備之代表。



貳、審定原則

- 一、依再生能源發電技術進步情形檢討再生能源躉購類別及級距，並以技術較成熟、具節能減碳與產業發展效益者優先推廣。
- 二、審議各項參數應考量資料來源及參採數據之公信力、客觀性及適用於我國發展環境之特性。
- 三、考量再生能源整體發展及推廣目標達成情形，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- 四、優先獎勵開發最佳資源場址，並得考量區域性再生能源發展淨效益，必要時得訂定差異化費率。
- 五、顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- 六、分組會議之共同意見，提請審定會予以確認參採。



參、討論事項

- 一、審定會議作業規劃是否合宜
- 二、分組會議委員是否需調整
- 三、躉購費率審定原則是否合理



附件6： 103年度再生能源電能躉購費率 計算公式



壹、背景說明

- 一、依「再生能源發展條例」第9條第2項規定：費率計算公式由中央主管機關綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，依再生能源類別分別定之。
- 二、102年審定之計算公式業依前述各項因素並納入平均資金成本率訂定之，使費率水準可以維持業者之合理利潤，同時透過分組會議邀請業者交換意見與聽證會和各界充分溝通，訂定出費率計算公式。



壹、背景說明(續)

- 三、102年度再生能源電能躉購費率計算公式，如下所示：

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費用}}{\text{年售電量}}$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{平均資金成本率} \times (1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

$$\text{年運轉維護費用} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費用占期初設置成本比例}$$



貳、公式意義與內涵

- 一、利用躉購合約期間內，再生能源發電業者各年期的淨收入(電費收入減運維費用)以平均資金成本率折現之後，令其淨收入各年現值之和等於期初投資成本所計算出之躉購費率。
- 二、公式中的各項參數除期初設置成本之外，在計算公式中皆加以均化處理，以得到均化的躉購費率，因此，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- 三、因各項參數以長期平均化後，各年之淨收入將成為以平均資金成本率為變數的等比級數，故可以將各年的加總值簡化為平均資金成本率與年數的關係式，稱之為「資本還原因子」。
- 四、資本還原因子中之平均資金成本率並不是指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金的報酬率，所以平均資金成本率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率。



貳、公式意義與內涵(續)

- 五、因平均資金成本率為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，故其計算公式如下：

$$WACC = R_o \times W_o + R_I \times W_I = R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_I$$

$$= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

$$\text{且 } W_o + W_I = 1$$

其中 R_o 為外借資金利率 W_o 為外借資金比例

R_I 為自有資金報酬 W_I 為自有資金比例

R_f 為無風險利率 α 為信用風險加碼

β 為風險溢酬



- 一、以固定費率長期躉購方式，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險，符合國際饋網電價(Feed-in Tariff)之精神。
- 二、鼓勵再生能源資源較優之區域及經營效率較佳之業者優先進入市場，並給予業者提高發電量之誘因，以提昇再生能源之經濟效益。
- 三、反映資金成本、投資風險溢酬及物價上漲因素，有助於費率水準可以維持業者合理利潤之訂定目的。



肆、103年度再生能源電能躉購費率計算公式

- 一、費率計算公式應儘量維持一致性與延續性，使前後期設置者於相同費率計算基礎與考量因子下，有一致的費率水準。
- 二、各界對於計算公式的意義與內涵已有充分了解，業者亦表示認同與接受102年度審定之計算公式。
- 三、因此，建議103年度躉購費率計算公式尚無變更之需要。

肆、103年度再生能源電能躉購費率計算公式(續)

四、103年度再生能源電能躉購費率計算公式，如下所示：

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費用}}{\text{年售電量}}$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{平均資金成本率} \times (1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

$$\text{年運轉維護費用} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費用占期初設置成本比例}$$

伍、討論事項

一、103年度躉購費率計算公式訂定是否合宜



附件7： 103年度國內電業化石燃料發電 平均成本(下限費率)

62



壹、計算原則

一、法源依據

根據再生能源發展條例第9條第3項規定：「為鼓勵與推廣無污染之綠色能源，提升再生能源設置者投資意願，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。」

二、執行狀況

- (一)國內電業化石燃料發電平均成本係以台電及9家民營火力電廠之燃煤、燃油與燃氣發電機組發電量為權數，並以過去4年之加權平均計算。
- (二)99年度、100年度、101年度及102年度的下限費率分別為2.0615元/度、2.1821元/度、2.3302元/度及2.4652元/度，下限費率伴隨化石燃料發電成本變化而有明顯上升趨勢。

63

貳、103年度下限費率計算結果

一、計算分析

(一)國內電業化石燃料發電平均成本係以台電及9家民營火力電廠之燃煤、燃油與燃氣發電機組發電量為權數加權平均計算之。

(二)為避免單一年度化石燃料成本波動過大，影響費率穩定性，故以過去4年度平均值為計算基準。

101年國內電業化石燃料發電平均成本計算

電廠	發電總成本(千元) (A)	發電量(千度) (B)	國內電業化石燃料發電平均成本(元/度) (A)/(B)
台電	328,389,587	118,074,783	2.7812
9家民營火力電廠合計	106,877,181	37,025,397	2.8866
總計	435,266,768	155,100,180	2.8064

64

貳、103年度下限費率計算結果(續)

二、計算結果

103年度躉購下限費率計算結果為2.5053元/度

年度	93	94	95	96	97	98	99	100	101
國內電業化石燃料發電平均成本(元/度)	1.5498	1.6867	1.8134	2.0370	2.6685	2.1977	2.4042	2.5659	2.8064

年度	99	100	101	102	103
參採資料年度	94-97 (共計4年)	95-98 (共計4年)	96-99 (共計4年)	97-100 (共計4年)	98-101 (共計4年)
國內電業化石燃料發電平均成本(元/度)	2.0615	2.1821	2.3302	2.4652	2.5053

	(99-100年度)	(100-101年度)	(101-102年度)	(102-103年度)
變動率	5.85%	6.79%	5.79%	1.63%

65



肆、討論事項

- 一、**103年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)**，提請討論。



附件8： 103年度再生能源電能躉購費率 其他相關議題



案由

- 一、自再生能源發展條例立法通過迄今已4年，審定會已累積許多費率審定之相關經驗，如何精進目前實行之再生能源電能躉購制度，應可重新檢視歷年審定過程衍生之相關意見，重新加以檢視研析。
- 二、依據102年推動再生能源發展業務之執行經驗，整理歸納出4項重要議題，分別為：
 - (一)費率水準是否考量區域性訂定差異化費率
 - (二)目標達成率與躉購費率連結機制之研析
 - (三)費率結構是否採前高後低方式
 - (四)險溢酬參數是否考量各類再生能源特性採各別訂定數值
- 三、擬就幕僚單位所歸納之討論議題，提請討論。



議題一：費率水準是否考量區域性訂定差異化費率

一、課題說明

- (一)再生能源業者反映，各類再生能源資源稟賦不同，且為及早達成推廣目標及鼓勵目前設置容量較少之區域，考量資源條件不同，進而進行差異化費率之訂定，以提升投資誘因。
- (二)考量不同地區之資源條件將有助於費率訂定之公平性，另再生能源業者應有正當經營之合理利潤，可促進我國再生能源資源開發，故可針對我國各類再生能源是否採行區域訂價進行探討，以鼓勵資源較次佳之地區發展。

二、國內外現況說明

(一)國際發展

能源類別	國家	訂定差異化費率之目的	差異化費率訂定方式
太陽光電	中國	為促進太陽光電多元發展，針對大型太陽光電廠訂定差異性電價	依據各地太陽能資源狀況和工程建設條件，將全國分為四類太陽能資源區。
	印尼	促進印尼偏遠地區太陽光電設備的設置	--
	法國	鼓勵離島地區開發設置	將都市及離島區域分別訂定不同收購費率
風力發電	中國	為規範風力發電價格管理，促進風力發電產業持續發展，針對陸域風力部分依資源區制定陸域風電標竿上網電價	風資源狀況與工程建設條件，將全國分為四類風能資源區。

目前國際上進行差異化費率訂定之再生能源特性為分布範圍較為廣泛之能源類別，且多以再生能源之資源條件為衡量基礎。

(二)國內現況

- 1.我國受到環境資源及能源自主技術的限制，另考量再生能源業者應有正當經營之合理利潤及帶動我國再生能源產業發展；在優先獎勵開發最佳資源條件下，目前未考量依區域性訂定差異化費率。
- 2.依據中央氣象局台灣各地日照時數統計資料發現，我國中南部日照時數較高、北部及東部日照時數較低，顯示我國太陽資源分佈不均，因此，以下將探討我國各類再生能源是否採行區域訂價，以鼓勵資源較次佳之地區發展。

70

三、議題分析

(一)區域訂價之必要條件

區域訂價後將可能使資源條件明顯的區隔出來，惟若要執行區域訂價，將需具備以下條件：

- 1.資源分布需範圍廣泛。
- 2.區域間之資源條件需存在明顯的差異性。
- 3.區域訂價之執行需簡單易懂及可操作。

(二)可行性評估

- 1.依各類再生能源技術成熟度、資源條件分布範圍及執行難易度等因素進行評估，僅太陽光電與風力發電較可考量進行區域定價；太陽光電日照資源分布與緯度相關，且易與行政區域相連結；而風力發電之風況資源較容易受四周環境與地形高度影響，和行政區域及緯度較不易連結，區域內存在資源條件及稟賦的問題，增加區域訂價之執行困難度，故僅就太陽光電討論區域訂價之可行性。
- 2.觀察我國101年之目標達成率為107.7%，顯示目前太陽光電之躉購費率與推廣政策具有足夠誘因；另太陽光電設有目標總量管制及競標機制，建議可於未來目標量無法達成時，考量採行區域定價。
- 3.考量目前太陽光電市場活絡，且需求量大於目標量，當未來資源較佳場址電網併網容量愈來愈多、電網負荷愈來愈大時，將提高其設置成本，因此，資源較佳與次佳區域之獲利差距將逐漸所小，市場將引導廠商開發資源次佳區域。
- 4.參酌國際推廣政策，考量併網成本與鼓勵設置開發下，未來可考量是否針對離島地區採行區域定價。

71

四、建議做法

(一)103年度採行做法

觀察101年目標達成率及102年度上半年競標結果，我國目前太陽光電躉購費率與推廣政策仍具誘因，考量政策穩定性及優先獎勵開發最佳資源，建議103年度暫不執行區域訂價。

(二)未來建議

- 1.未來當年目標量或競標容量於年度結束仍有剩餘時，可掌握市場產生供需失衡之情形，除檢討其原因外，可同時考量是否於下一年度執行區域訂價。
- 2.另考量離島之發電成本較本島高，故設置再生能源之外部效益也較本島高，然離島設置太陽光電所需成本亦較高，基於鼓勵其投入設置，未來離島應可考量採行區域訂價方式，以降低設置成本並鼓勵業者投資設置。

五、提請討論

一、課題說明

- (一)風力發電業者於101及102年度皆曾建請審定會應考量推廣目標量達成情形後，再評估躉購價格調降與否。今年業者再度表達同樣的意見。
- (二)依「再生能源發展條例」第9條第1項略以：「中央主管機關應邀集...每年並應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之」。
- (三)依據審定原則，應考量再生能源整體發展及推廣目標達成情形，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)綜上所述，就我國再生能源目標達成率與躉購費率連結機制進行研析。

二、國內外現況說明

(一)國際發展

1.德國

德國維持太陽光電的裝置量在目標區間中，因此費率每月根據前12個月之裝置量進行調整。

前12個月裝置量(MW)	低於1000	1000-1500	1500-2000	2000-2500	2500-3500	3500-4500	4500-5500	5500-6500	6500-7500	7500以上
每月遞減率	-0.5%	0%	0.5%	0.75%	1%	1.4%	1.8%	2.2%	2.5%	2.8%

2.法國

為反應PV成本快速下降，法國實施季度調整機制，根據上一季的設置量進行調整費率，每季目標為50MW。

提交數量(MW)	低於10	10-30	30-46	46-54	54-70	70-90	90-110	110-130	>130
費率下降率(季)	-	1.5%	2%	2.6%	3.5%	4.5%	6%	7.5%	9.5%

3.義大利

法令明訂躉購費率、再生能源種類及級距，為了確保再生能源發展量獲得控制，因此引入目標與費率連結機制也就是費率每年將下降2%直到2015年，但競標及未達年目標量之80%者除外。

74

二、國內外現況說明

(一)國際發展

4.英國

為讓再生能源之裝設平穩上升及控制預算，因此英國的PV在2012.11開始根據過去三個月的裝置量調整躉購費率，非PV之降幅則根據去年度之目標達成率調整。(以上各國介紹詳見附件一)

	0-10kW	10-50kW	>50kW及獨立型	遞減率
PV各級距總容量(MW)	100	50	50	0%
	200	100	100	3.5%
	250	150	150	7%
	300	200	200	14%
	>300	>200	>200	28%

		費率遞減率(單位: MW)			
		2.5%	5%	10%	20%
水力(MW)		≤12.5	>12.5~25	>25~50.1	>50.1
風力(MW)	≤100kW	≤3.3	>3.3~6.5	>6.5~13.1	>13.1
	>0.1~≤5MW	n/a	>0~36.7	>36.7~73.4	>73.4
厭氧消化(MW)	≤500kW	≤2.3	2.3~4.5	>4.5~9	>9
	>0.5~≤5MW	≤19.2	19.2~38.4	>38.4~76.9	>76.9

5.各國比較

	目的	適用能源別	作法(未達目標)	作法(超過目標)
德國	維持設置量在目標區間	太陽光電	減緩費率下降(可能上升)	加速下降
法國	反應成本快速下降	太陽光電	減緩費率下降	加速下降
義大利	控制再生能源發展	所有再生能源	費率不下降	設置量不得超過目標
英國	控制再生能源發展及預算	所有再生能源	減緩費率下降	加速下降

75

二、國內外現況說明

(二)國內現況

1.價量制訂

我國目前太陽光電、陸域風力、川流式水力、生質能等四種再生能源訂有推廣目標量。

2.目標達成情形

(1)太陽光電：100-101年目標已達成。

(2)陸域風力：100年目標已達成；101年目標達成率為65.1%。

(3)水力發電：101年目標達成率為99%。

(4)沼氣發電：101年目標已達成。

3.目前慣例

歷次審定會均有不同再生能源別因其設置案例少甚或沒有設置案例，故不依國際成本趨勢調降期初設置成本或採前一年度成本資料來計算躉購費率。

三、議題分析

(一)可行性分析

根據「再生能源發展條例」第9條第1項：「每年應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正躉購費率。故審定會可根據目標達成率修正躉購費率。」

(二)制度設計

再生能源設置量除受費率水準影響外，尚受資源競爭、資源稟賦、行政程序等因素影響。建議分審費率組會議討論目標是否達成，再行決定是否將使費率持平或下降，則不進行調整；各參數未來趨勢將使費率上升，則調整之。

四、建議做法

- (一)建議於103年度風力發電分組與生質能及其他再生能源分組會議中向委員說明該類再生能源之目標量達成情形，再進行討論參數是否調整。另太陽光電已有競標機制連結價量關係，故建議不採本機制。
- (二)前述調整仍應兼顧業者正當經營之合理利潤、社會公平性及降低電費上漲衍生之衝擊等因素。
- (三)於審定會分組會議視目標達成率研討是否調整參數以訂出費率，作成共同意見提報審定會討論。

五、提請討論

一、課題說明

- (一)於101年審定會期間，台灣新能源產業促進協會曾提議躉購費率的訂定應考慮融資可操作性。並建議參考德國模式，採「前高後低」方式訂定兩階段費率，讓業者前10年可以回收設置成本，而後10年的費率只需比運轉維護費用多一點即可，以符合業者實施融資需求。
- (二)台灣風能協會亦於今年建議，陸域風力發電應參考德國「前高後低」費率的經驗，於設置前5年給予一個較高的價格，以符合融資現狀並提供業者投入之誘因。
- (三)考量大型風力發電係屬鉅額投資計畫，具有融資還款壓力較大之特性，故德法兩國即單獨針對風力發電設計階梯式躉購費率，並且推展成效均佳，亦可供我國借鏡。



二、國內外現況說明

(一)國際發展

1. 國際上採行階梯式躉購費率之國家並不普遍，其中德國與法國是此種費率設計的主要代表國家。
2. 德國自2000年通過「再生能源法」時，即針對風力發電躉購作階梯式費率設計，據以降低業者投資初期的融資還款壓力，並依據風機型號與實際發電狀況延長前高費率期間，藉以鼓勵次級風場之開發。
3. 法國自2001年推行FIT制度開始，基於考量發電合理利潤與降低電力消費成本，針對風力發電設計階梯式躉購費率制度，並依據風場前期實際發電狀況調降後期費率，達成降低成本之目的。

(二)國內現況

1. 單一費率下，風場於投資初期財務負擔壓力較大，而後期回收利潤較高可能使社會觀感不佳，若透過階梯式費率設計調整現金流，即可確保風場營運期間資金回收趨於穩定，將有助於國內風力發電的社會形象與推展。
2. 我國陸域風資源相當優良，相關技術已較成熟，惟國內風場開發逐漸面臨瓶頸，考量改善業者財務規劃下，可導入階梯式費率設計，增加業者設置誘因。
3. 考量「再生能源發展條例」第9條第3項有關下限費率之規定，為避免費率設計產生爭議，躉購費率水準應以不低於下限費率為宜。

資料來源：

1. BMU (2000), Act on granting priority to renewable energy sources. (Renewable Energy Sources Act).
2. Fraunhofer (2010), Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation. 3rd edition, update by December 2010.

80



三、議題分析

(一)適法性

1. 單一躉購費率與階梯式躉購費率皆符合再生能源電能躉購制度之『保證收購、合理利潤』精神，符合「再生能源發展條例」規定。
2. 階梯式費率設計仍維持相同費率計算基礎與考量因子，並不會改變費率計算公式，符合「再生能源發展條例」規定。
3. 「再生能源發展條例」第9條第3項有關下限費率之規定，可能會對後期費率產生限制或衍生爭議，故後期費率建議以不低於下限費率為宜。

(二)設計原則

1. 我國離岸風力係因處於獎勵階段，目前已有設置獎勵辦法提供協助，故建議可先以陸域風力作為階梯式躉購費率機制試辦對象。
2. 期間維持20年，惟前期期間長度之決定，可於分組會議中，與確保風場正常營運及避免道德風險等因素一併考量。
3. 後期費率不可低於下限費率。
4. 同時公告平均躉購費率與階梯式費率供廠商選擇，並維持計畫整體躉購期間之報酬水準相同。

81



四、建議做法

- (一)經檢視德國陸域大型風電發展經驗，階梯式費率設計的確可鼓勵風場之開發，亦可做為我國躉購費率設計之參考範本。
- (二)建議103年度可先以試辦方式，採同時公告單一躉購費率與階梯式躉購費率供業者選擇，且無論業者選擇為何，計畫整體躉購期間之報酬水準均相同。
- (三)前後期費率採行期間建議可於分組會議中，與確保風場正常營運及避免道德風險等因素一併考量。

五、提請討論



一、課題說明

- (一)歷年來離岸風力業者提出因各類再生能源特性及營運方式不同，應依據其特性而分別訂定風險溢酬方能合理反映不同類別再生能源之風險。
- (二)由於歷年離岸風力業者皆提出此議題，且今年配合「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」之施行，故就此議題進行探討。



二、國內外現況說明

(一) 國際發展

國際間少數國家有考量不同能源特性來各別制定其報酬率，如德國即按不同再生能源類別設定其報酬率以反映不同再生能源技術之差異化，進而達到不同風險溢酬水準。

(二) 國內現況

考量整體公平性原則，再生能源投資受政府以FIT制度保障，自有資金報酬率應介於工程建設BOT及汙水下水道BOT間，且其數值受產業特性及政策制度變化影響，然近年我國再生能源產業與躉購費率制度變化不大，故現行以平均資金成本率5.25%做為合理報酬率，進而推估出相對應之風險溢酬為6.177%。



三、議題分析

(一) 風險發生規模

- 1.為探討風險溢酬參數是否考量各類再生能源特性各別訂定數值，本研究參考IEA委託ALTRAN和Arthur D. Little公司就各類再生能源技術特性及其風險發生原因之具體分析報告，及聯合國環境規劃署出版之再生能源財務風險管理報告，歸納出各類再生能源發生風險之來源、風險發生規模及風險發生機率之對應關係。
- 2.根據IEA委託ALTRAN和Arthur D. Little公司就各類再生能源技術特性及其風險發生原因之分析報告將各類再生能源風險發生規模程度如下表

太陽光電	生質能	陸域風力	離岸風力	地熱	海洋能
3	2	1	8	3	5

歸納而言，風險發生規模相對較小之能源別為太陽光電、生質能、陸域風力和地熱；風險發生規模相對較大之能源別為離岸風力和海洋能。



三、議題分析

(二)風險發生機率

根據聯合國環境規劃署出版之再生能源財務風險管理報告將各類再生能源風險發生機率程度如下表

再生能源別	施工建設風險	資源供給/探勘	資產設備損壞	機器故障淘汰	營運困境	延遲動工	技術不足/缺陷	承包商風險	第三方責任	風險發生機率
陸域風力	1	4	1	2	2	1	5	1	1	18
離岸風力	3	4	2	3	3	2	5	2	2	26
PV	2	4	3	n/a	2	4	3	3	3	24
海洋能	2	4	3	3	2	4	4	3	3	28
地熱	2	3	2	2	3	4	5	2	2	25
生質能	3	5	4	4	4	4	4	4	3	35

歸納而言，風險發生機率相對較低之能源別為太陽光電、陸域風力和地熱；風險發生機率相對較高之能源別為生質能、離岸風力和海洋能。



三、議題分析

(三)風險發生之規模與機率比較

根據前述風險發生規模與機率之大小高低排序如下表

風險發生情形	太陽光電	生質能	陸域風力	離岸風力	地熱	海洋能
發生規模	小	小	小	大	小	大
發生機率	低	高	低	高	低	高

註：

風險發生規模等級區分二類，區分為規模相對較小之風險及規模相對較大之風險
風險發生機率等級區分二類，區分為機率相對較低之風險及機率相對較高之風險



議題四：風險溢酬參數是否考量各類再生能源特性 採各別訂定數值

三、議題分析

(四)風險發生狀況歸納

參考銀行授信之慣常做法，在其他條件(如投資類別、還款能力、產業前景等)皆相近之情況下，並根據前述風險發生規模與機率之歸納與銀行授信慣例綜合整理，可得下列風險狀況彙整表

風險發生機率 風險發生規模	機率低	機率高
規模小	1.符合風險特性能源類別 太陽光電、陸域風力、地熱 2.技術與風險特性 技術與財務風險程度上應較低 3.風險反映方式 風險溢酬應足夠反映其風險	1.符合風險特性能源類別 生質能 2.技術與風險特性 多為原料供應不足或品質不穩定，故技術風險較高 3.風險反映方式 以運轉維護費用參數反映
規模大	—	1.符合風險特性能源類別 離岸風力、海洋能 2.技術與風險特性 投資規模大且技術較複雜，因此技術與財務風險程度上均較高 3.風險反映方式 除可透過期初設置成本反映保險費用外，恐需進一步探討是否再透過風險溢酬之調整來達到足夠風險貼水。

綜上，海洋能目前全球可參考之設置案例少且我國尚未訂定海洋能費率，因此暫不予討論，故僅離岸風力需在未來進行討論。



議題四：風險溢酬參數是否考量各類再生能源特性 採各別訂定數值

四、建議做法

(一)考量到整體公平性，在離岸風力目前缺乏國內實際設置相關資料不應貿然調整風險溢酬，建議透過示範獎勵階段建構我國離岸風力設置資訊與相關數據，未來方能逐步訂定合宜之風險溢酬參數，或討論其他反映風險之方式。

(二)目前陸域風力部分已開始討論採行前高後低費率，待未來離岸風力資訊充足後，亦可移植陸域風力成功採行前高後低費率之經驗，做為反映風險或減低初期融資壓力之方式。

(三)綜上，建議103年度各類別再生能源風險溢酬參數不各別訂定。

五、提請討論

