

104 年度再生能源電能躉購費率審定會第 3 次會議紀錄

壹、時間：103 年 10 月 31 日(星期五)上午 9 時

貳、地點：經濟部第 1 會議室

參、主席：沈召集人榮津

記錄：陳技士柏儒

肆、出(列)席單位及人員：(詳如會議簽名冊)

伍、主席致詞：(略)

陸、報告事項：(委員發言重點)

一、報告案

(一)第 2 次審定會會議結論辦理情形(詳如附件 1)

決議：洽悉。

(二)「104 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」業者意見歸納報告(詳如附件 2)

決議：洽悉。

二、討論案

(一)104 年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數(詳如附件 3)

1. 太陽光電發電設備

委員發言重點：

- (1) 考量太陽光電模組技術進步，為鼓勵民眾設置及充分利用住宅型屋頂面積，建議放寬屋頂型 1-10 呎級距為 1-20 呎，且放寬後對於基金支出及申設量之變化應與目前差異不大。

- (2) 觀察 103 年新設案例，1-10 瓩與 10-20 瓩之設置成本差異不大，建議 1-20 瓩之計算基礎仍可參考聽證會 1-10 瓩之計算原則，僅反映相鄰級距(20-100 瓩)之平均折扣率的 50%，即 6.28%。
- (3) 建議 105 年度審定會將期初設置成本及年運轉維護費內涵做更細緻之釐清，藉此引導業者進行長期投資，鼓勵維持 20 年發電義務。
- (4) 基於優先獎勵開發最佳資源場址，目前本島未實施分區定價，惟考量國家整體經濟發展，南電北送會產生部分耗損，故建議明年可針對太陽光電年售電量進行分析。
- (5) 離島獎勵加成機制之目的係為考量離島發電成本替代效益，因此鼓勵設置再生能源以替代離島高昂之發電成本，惟海底電纜完成後其替代效益則將消失，應將加成機制予以取消。

決議：

- (1) 屋頂型容量級距調整為 1-20 瓩及 20-100 瓩，其他級距則維持聽證會對外說明之作法。
- (2) 屋頂型容量級距 1-20 瓩期初設置成本之計算基礎，僅反映相鄰級距(20-100 瓩)之平均折扣率的 50%，即 6.28%。
- (3) 經參酌業界訴求及模組價格變化趨勢，並為鼓勵業者投資，104 年度太陽光電第二期期初設置成本僅反映國際未來預估之成本下降趨勢之 50%，即 2.76%。
- (4) 經綜合考量國內設置案例運轉現況、投資貸款及政策制度情勢等，年運轉維護費、年售電量及平均資金成本率等使用參數，維持 104 年度聽證會對外說明之參數值。

- (5) 104 年度延續 103 年度離島費率獎勵機制費率加成之作法，且躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用。

2. 風力發電設備

委員發言重點：

- (1) 目前先以「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」進行小型風力發電推廣，並對示範案例予以放寬適用 1-10 瓩陸域風力之費率，不受合併容量規定之限制，待有更多實績案例後再行考量級距調整之適切性。
- (2) 根據民營陸域大型風力業者所提供之財報資料，僅不動產及設備科目與累計折舊兩個部分可納入期初設置成本，原則同意期初設置成本為 6.02 萬元/瓩。
- (3) 台電公司因屬國營事業，旗下風場均以示範角度進行開發，在埋管配線等方面均以較高標準施工下，期初設置成本理應高於民間開發案，然決標金額與民營業者的財報資料比對下似有不符，故建議仍應以海關進口成本作為參數計算之標準。
- (4) 國內陸域風力與車用油品市場同屬寡占市場，根據油品市場的經驗，民營業者面對國營事業的消極競爭下，相對不易做出有利於消費者的行為，並常藉此獲取較多利益，故陸域風力亦須考量此一課題。
- (5) 開發陸域大型風力雖會受到地理條件限制，惟考量技術進步、塔架高度增加、葉片直徑增加等國外經驗，容量因數並非完全受制於風況，故調降年售電量參數值可能對國內陸域風力提升技術產生不良影響。

- (6) 考量台電公司與 ENERCON 廠牌所簽署之保修合約有含括重件更換，若加計民營業者 20 年均化之土地租金與地方回饋金後，與民營業者 20 年均化運轉維護費計算平均為 0.6673 元/度，配合年售電量 2,400 度/瓩計算年運轉維護費為 1,602 元/瓩，占期初設置成本 6.02 萬元/瓩之比例為 2.66%。
- (7) 陸域 10 瓩以上風力發電採每 5 年為一期，第一期以年售電量 2,400 度/瓩計算躉購費率，至於「年售電量」使用參數考量次級風場的調整方式則維持 104 年度聽證會對外說明之作法。
- (8) 基於引導業者於簽約後盡速完成設置，規定陸域 10 瓩以上風力發電適用躉購費率加成的期限尚有其必要性，建議可維持 103 年度以 5 年作為獎勵期間，於 108 年 12 月 31 日前適用躉購費率加成 3.6%。
- (9) 基於鼓勵業者引進相對高效率之風機設備，若業者可提出證明其為較高效率機型，建議 105 年度可據以研析差別費率的可行性。

決議：

- (1) 依「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」規定申請獎勵之再生能源發電設備，其電能躉購費率適用陸域型 1 瓩以上不及 10 瓩裝置容量級距之電能躉購費率。
- (2) 104 年度陸域 10 瓩以上風力發電電能躉購費率計算公式使用參數，決議數值如下：
 - A. 期初設置成本：6.02 萬元/瓩。
 - B. 年運轉維護費占期初設置成本比例：2.66%。

C. 年售電量：2,400 度/瓩，調整機制維持 104 年度聽證會對外說明之作法，即每 5 年為一期，第二期至第四期各期電能躉購費率，以前一期實際平均年售電量調整電能躉購費率，並以 2,400 度/瓩及 2,200 度/瓩為其上下限值，其餘計算公式使用參數則仍按 104 年度審定會決議數值。

D. 平均資金成本率：5.25%。

(3) 陸域 10 瓩以上風力發電目標達成獎勵機制維持於 104 年度簽約，且於 108 年 12 月 31 日以前完工併聯運轉者，其電能躉購費率自完工日起至 108 年 12 月 31 日前，躉購費率加成 3.6%。

(4) 陸域型 1 瓩以上未達 10 瓩風力發電及離岸型風力發電之各項計算公式參數，維持 104 年度聽證會對外說明之參數值。

3. 生質能及其他再生能源發電設備

決議：生質能、川流式水力、地熱及廢棄物等再生能源發電設備之各項計算公式使用參數，維持 104 年度聽證會對外說明之參數值。

4. 104 年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式及其使用參數

決議：彙整如下表 1 及表 2。

表 1 104 年度再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

表 2 104 年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數表

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	平均資金成本率 (%)	躉購期間 (年)
太陽光電第一期 (上半年)	屋頂型	≥1~<20	93,300	1.00	1,250	5.25	20
		≥20~<100	78,000				
		≥100~<500	72,900				
		≥500	70,600				
地面型	無區分	66,400					
太陽光電第二期 (下半年)	屋頂型	≥1~<20	90,700				
		≥20~<100	75,800				
		≥100~<500	70,900				
		≥500	68,700				
地面型	無區分	64,600					
風力發電	陸域	≥1~<10	160,000	1.00	1,750		
		≥10	60,200	2.66	2,400		
	離岸	無區分	169,200	3.34	3,400		
川流式水力	無區分	無區分	68,000	6.60	4,200		
地熱	無區分	無區分	241,200	4.89	6,400		
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000	11.20	5,300		
	有厭氧消化設備	無區分	232,700	2.99	7,700		
廢棄物	無區分	無區分	79,000	17.90	7,300		

(二) 104 年度再生能源電能躉購費率試算(詳如附件 4)

以表 1「再生能源電能躉購費率計算公式」為計算基準，將本(第 3)次審定會所決議之各項參數代入試算後，結果如表 3。

表 3 104 年度再生能源電能躉購費率試算表

再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)	104 年度費率試算(元/度)		103 年度公告費率(元/度)	
太陽光電第一期(上半年)	屋頂型	≥1~<20	6.8633		7.1602	
		≥20~<100	5.7378		6.4190	
		≥100~<500	5.3627		6.0448	
		≥500	5.1935		5.2316	
	地面型	1 瓩以上	4.8845		4.9222	
太陽光電第二期(下半年)	屋頂型	≥1~<20	6.6721		7.1602	
		≥20~<100	5.5760		6.4190	
		≥100~<500	5.2155		6.0448	
		≥500	5.0537		5.2316	
	地面型	無區分	4.7521		4.9222	
風力發電	陸域	≥1~<10	8.4071		8.1735	
		≥10 ^{註1}	加裝 LVRT 者	2.7229	2.6338	
			未加裝 LVRT 者	2.6900	2.6000	
	離岸	無區分	固定 20 年躉購費率 ^{註2}		5.7405	5.6076
			階段式躉購費率 ^{註3}	前 10 年	7.1085	
			後 10 年	3.4586		
川流式水力	無區分	無區分	2.6338		2.5053	
地熱	無區分	無區分	4.9315		4.9315	
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.6338		2.5053	
	有厭氧消化設備	無區分	3.3803		3.2511	
廢棄物	無區分	無區分	2.8240		2.8240	
其他	無區分	無區分	2.6338		2.5053	

註1：屬符合第 9 點規定之陸域型 10 瓩以上風力發電設備，有加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率加成 3.6%後為 2.8209 元/度；未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率加成 3.6%後為 2.7868 元/度。

註2：屬離岸型風力發電設備，選擇適用固定 20 年躉購費率者，躉購費率為 5.7405 元/度。

註3：屬離岸型風力發電設備，選擇適用階段式躉購費率者，前 10 年適用費率為 7.1085 元/度，後 10 年起適用費率為 3.4586 元/度。

決議：

1. 觀察 103 年每期太陽光電競標折扣率可發現折扣率逐期提高，應已涵蓋原預估之當年度成本降幅，併同考量業者施工風險，決議太陽光電競標對象費率適用皆以第一期上限費率為準。

2.依表 3 之 104 年度再生能源電能躉購費率，進行後續公告
相關事宜。

(三)104 年度再生能源電能躉購費率公告草案(詳如附件 5)

決議：

1.104 年度「太陽光電發電設備競標作業要點」中之競標與免
競標適用對象及其容量，由經濟部另定之。

2.請經濟部依決議辦理後續公告相關事宜。

柒、臨時動議：無

捌、散會(下午 12 時 20 分)



104年度「再生能源電能躉購費率審定會」第3次會議

會議紀錄附件

目錄

- 附件1：104年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次會議結論辦理情形
- 附件2：「104年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」業者意見歸納報告
- 附件3：104年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數
- 附件4：104年度再生能源電能躉購費率試算
- 附件5：104年度再生能源電能躉購費率公告草案

附件1：
104年度「再生能源電能躉購費率審
定會」第2次會議結論辦理情形

104年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次 會議結論辦理情形

一、時間：103年9月26日上午9時30分

二、地點：經濟部第1會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部沈次長榮津

四、出席名單：

王委員運銘(陳主任秘書玲慧代)、汪委員宗煌、沈委員維正(楊副組長志清代)、張委員四立、洪委員德生、林委員良楓、林委員大惠、蔡委員政翰、雷委員立芬、蔡委員宏明、胡委員耀祖、張委員添晉、陳委員斌魁、江委員青瓊、顧委員洋

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

104年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次 會議結論辦理情形

六、會議結論辦理情形

(一)再生能源電能躉購費率計算公式使用參數，請依據審定會委員意見修正，並於103年10月9日聽證會中聽取各界意見後，再提送審定會討論

後續辦理情形：遵照辦理，有關業者意見歸納報告說明，納入本次報告案二中進行說明。

(二)躉購費率相關議題

- 1.陸域10瓩以上風力發電目標達成獎勵機制。
- 2.陸域10瓩以上風力發電「年售電量」使用參數考量次級風場。
- 3.離岸風力躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計。

後續辦理情形：各項議題業依委員意見修正，並於10月9日聽證會中向各界說明。

(三)原則同意各類別再生能源採相同平均資金成本率，經討論獲致共識採5.25%

後續辦理情形：遵照辦理，業於10月9日聽證會中向各界說明，本次討論案二並說明104年度再生能源電能躉購費率試算結果。

附件2：
「104年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」業者意見歸納
報告

壹、聽證會辦理情形

一、上午場次-太陽光電

(一)地點：臺大醫院國際會議中心301室

(二)會議時間：10月9日上午9時30分

(三)主席：經濟部能源局吳副局長玉珍

(四)列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

(五)出席人數：102人(不含工作人員)

(六)出席者：

1.委員：林委員誠二、江委員青瓚、陳委員斌魁。

2.業者：崇越科技、台邦科技、昕暘能源、東君能源、寶聯通綠能、鑫盈能源、力緯能源、台灣傳鑫能源、長生能源、能達新能源、全利能源、台灣百壽堂高新科技、星歲(股)公司、翰可國際、統益機電、博達綠能、元晶太陽能、沅基科技、嘉陽能源、歲華能源、實用環境能源、綠源科技、加州能源、科風(股)公司、科鳴(股)公司、時代新能源、新望(股)公司、日山能源、國碩科技、全面性系統、禾鑫高科技、安格爾能源、映發科技、恩雋(股)公司、普詮電子、力瑪科技、威鋒光電、金陽機電、僑鼎金屬、睿庭國際、中租迪和、承毅科技、真美晶、瑞愷實業、宏禧電機、友士(股)公司、東元電機、晶泰國科。

3.公協會：太陽光電系統商業同業公會、台灣太陽光電協會、台灣綠社區規劃協會。

4.新聞媒體：台灣醒報、法訊時報。

5.其他：田秋堃立法委員辦公室、陳節如立法委員辦公室、台大財金系李OO、海洋大學應用經濟研究所洪OO、海洋大學應用經濟研究所張OO、台大風險中心李OO、永然律師事務所、陽光屋頂百萬座辦公室。

(七)議題討論：太陽光電電能躉購費率計算公式及使用參數說明。

壹、聽證會辦理情形

二、下午場次-風力、生質能及其他再生能源

(一)地點：臺大醫院國際會議中心301室

(二)會議時間：10月9日下午1時30分

(三)主席：經濟部能源局吳副局長玉珍

(四)列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

(五)出席人數：30人(不含工作人員)

(六)出席者：

1.委員：張委員四立、林委員良楓、陳委員斌魁、沈委員維政(黃科長裕峯代)。

2.業者：崇越科技、歲華能源、能達新能源、真美晶、凱達國際、英華威公司、億昇能源。

3.公協會：台灣中小型風力機發展協會。

4.新聞媒體：台灣醒報、法訊時報。

5.其他：台大動科系陳OO、台大財金系李OO、海洋大學應用經濟研究所洪OO、海洋大學應用經濟研究所張OO。

(七)議題討論：風力發電、生質能及其他再生能源發電躉購費率計算公式及使用參數說明。

貳、業者意見歸納

一、聽證會程序問題

103年10月9日舉辦再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會，太陽光電業者於會中當場提出程序問題，並於會後發函主張該次聽證會不合法，需召開第2次聽證會議。因程序問題屬前提問題，故先將業者意見與回復一併陳列，之後簡報涉及實質內容部分則不再討論。

業者疑義	回復說明
1.10月3日下午公告至10月9日召開聽證會僅7天公告期間，並不保障人民參與權利	<ol style="list-style-type: none">1.按「行政程序法」第55條第3項之規定：「聽證期日及場所之決定，應視事件之性質，預留<u>相當期間</u>，便利當事人或其代理人參與。」2.<u>法務部102年6月7日法律字第10203505190號函</u>：『若行政行為涉及多數利害關係人，而有使其知悉參與之必要，亦得公告周知。至通知或公告與聽證期日間應預留多少時間供參與者準備，<u>本法並無明文，而宜由舉行機關視事件之性質及公告之方式決之。</u>』3.本年度已有數次如「函詢相關公、協會意見」、「辦理北中南分區業者座談會」、「審定委員現場勘查」、「分組第1次會議邀請業者參與表達意見」等業者已有充分溝通及表示意見之機會。故<u>本次聽證會主要係討論電能躉購費率及其計算公式等內容，係屬業者早已知悉之事項，依職權裁量預留約1週之公告期間，係依法行使裁量權限，於法並無不符。</u>4.<u>本次聽證會係依行政程序法第155條以下有關訂定『法規命令』之聽證程序辦理。</u>鑑於法規命令並無明確之『當事人』概念，故本次聽證<u>並非採取『通知』個別『當事人』方式處理，而是採取『公告』方式辦理，要無疑義。</u>
2.本次出席之聽證會之審定會委員人數僅3人係違法	觀諸相關法規命令，再生能源電能躉購費率審定會審定委員並無出席聽證會之義務（再生能源發展條例第9條第1項及再生能源電能躉購費率審定會作業要點第5點規定參照），故本次聽證會中， <u>審定會委員之出席情形，核與聽證程序合法性無涉。</u>

貳、業者意見歸納

一、聽證會程序問題

業者疑義	回復說明
3. 本次聽證會之進行，主持人之主持係違法	<ol style="list-style-type: none">1. 當日聽證會會議程序之進行及主持人之權限範圍，<u>均係按「行政程序法」第61-63條之規定依法行政</u>，而主席本即有裁駁及終結聽證之權。2. 當日主席為掌控會議順利進行，就總共登記14人所設之每人3分鐘之限制屬其裁量權限，<u>皆公正公平且屬其裁量權限，最後亦與業者確認會議紀錄後簽名彙編在冊，亦決定會後讓相關人士，於10月18日前(約聽證會議後2週內左右時間)仍能提供書面意見，係為使與會者得以補充其言詞報告之完整性</u>，並『額外』提供當事人、利害關係人及關心本次聽證會討論議題之相關人士提出意見之管道，<u>與本次聽證會程序無涉，更不影響本次聽證會係屬「公開」且以「言詞」進行之事實。</u>
4. 本次聽證會議之召開具有瑕疵，請召開第二次聽證會議	<ol style="list-style-type: none">1. 本次聽證會當日登記發言者，<u>均已完成發言並經紀錄在案</u>，且於會議結束前，<u>主持人並邀請當日到場之永然聯合法律代表人至台前進行發言</u>，並無『匆促終結該次聽證會議』。2. <u>本次聽證會之程序均合乎規範，並無違法之處</u>，且已蒐集與會者之言詞及書面意見，並均將隨聽證會紀錄完整提交主管機關，供所有委員審定時參考。3. 另按再生能源發展條例第9條第1項之規定，聽證會之舉辦非屬「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」之必要條件，則<u>本次聽證會既已合法舉行，應無再行召開聽證之必要。</u>

貳、業者意見歸納

二、太陽光電

	級距	建議容量級距修改為1-30瓩、30-100瓩、100-500瓩。
參數	期初設置成本	1.線路補助費、租金費用(10%)、加強電網費用、引接費及未滿三年之線路工程費等相關費用，是否有納入計算。 2.參採103年第三期競標合格投標案件剔除上下10%極端值後之平均折扣率為計算基礎是否合宜，需多方考量。
	年運轉維護費	22MW的設置案，運維委外每kW-800元(1.3%)，不含保固外成本及行政成本，第五年以後維運2%，十年以後2.5%，因此，建議提高運轉維護費用占比。
	年售電量	1.設備遞減率與線損率是否納入考量，1,250度/瓩年是否合理。 2.建議區分南北區電價，且參考離島獎勵機制辦法給予額外加成。
	平均資金成本率	10瓩以下大部分為自有資金，以比例40%計算不合理。
	費率	1.太陽光電成本國際預估平均降幅約5%，業者調查則為3-4%，但為何費率要調降16%，建議不應大幅度調降躉購費率。 2.建議取消一年兩期費率，否則將影響業者施工時間與安全問題及提高台電人力調度困難問題，且申請設備認定時程恐過於倉促。

貳、業者意見歸納

二、太陽光電

其他	<ol style="list-style-type: none">1. 競標機制<ol style="list-style-type: none">(1) 建議增加免競標對象。(2) 建議免競標對象容量由30瓩修改至100瓩。2. 總體國家能源政策 核電廠除役後限電問題、環保問題、鐵皮增建，法令應修補等相關問題。3. 躉購費率獎勵機制<ol style="list-style-type: none">(1) 建議離島費率獎勵機制，不可因海底電纜完成後廢除。(2) 建議離島獎勵機制以饋線容量(例如10MW)為加成基礎。4. 再生能源發展基金<ol style="list-style-type: none">(1) 基金不會無法支付再生能源永續發展。(2) 監督能源基金電費徵收。5. 適法性問題<ol style="list-style-type: none">(1) 請確認聽證會標準程序(含委員出席義務、是否符合公告之相當期間及給予業者提出證據之機會)及目的，並請於15天後再進行第二次聽證會。(2) 上限費率、推廣容量、採用完工費率及競標機制是否違反再生能源發展條例。
----	---

貳、業者意見歸納

三、風力發電

級距		陸域1瓩以上未達10瓩：建議應將1~10kW躉購費率級距放大至1~30kW，或是另外增訂10kW~30kW躉購費率級距。
參數	期初設置成本	1.陸域1瓩以上未達10瓩：應把線路補助費及雜照申請費用納入計算。 2.陸域10瓩以上：(1)風力機占設置成本比例應以34.984%計算。 (2)業者財報中尚有部分科目之金額應納入參採。
	年運轉維護費	陸域10瓩以上：台電公司的保修合約不含設備大修費用、土地租金、人事費用、利息費用、地方回饋金等費用，不應當作參數計算基礎。
	年售電量	陸域10瓩以上：應以「未來能設置」而非「過去已設置」之風場資料當作計算基礎，建議「年售電量」前5年採2,200度/瓩計算。
	平均資金成本率	無
費率		無
其他		陸域10瓩以上：建議107年以前完成併聯運轉者可適用費率加成獎勵機制(3.6%)20年。

貳、業者意見歸納

四、生質能及其他再生能源

	級距	無
參數	期初設置成本	無
	年運轉維護費	無
	年售電量	無
	平均資金成本率	無
費率	為落實金門低碳島計畫政策目標、降低離島售電虧損及減輕政府撥補離島供電營運虧損負擔，建請適度提高離島生質能發電收購費率。	
其他	無	

參、業者意見處理方式

- 一、業者於聽證會中，針對再生能源電能躉購費率之計算公式無意見，維持聽證會說明內容，本次會議不再討論。
- 二、針對各能源別級距及參數無意見的部分，討論案不再予以贅述，維持聽證會數值，說明如下：
 - (一)風力發電：
 - 1.陸域型1瓩以上未達10瓩風力發電的年運轉維護費、年售電量及平均資金成本率
 - 2.陸域型10瓩以上風力發電的平均資金成本率
 - 3.離岸型風力發電之各項參數
 - (二)生質能及其他再生能源級距與各項參數
- 三、與審定會權責無關之意見(如目標量訂定)，將轉呈主管機關參酌。
- 四、針對計算公式使用參數之意見，本次討論案一將針對各項意見進行分析及試算，供審定委員卓參。
- 五、業者直接針對「躉購費率」水準值之意見，考量應依使用參數合理性加以討論，據以訂定合理躉購費率，故不予討論。



報告完畢

附件3：
104年度再生能源電能躉購費率計
算公式使用參數

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

一、級距

(一)104年度聽證會使用分類及容量級距

分類	容量級距(kW)			
屋頂型	1瓩以上 不及10瓩	10瓩以上 不及100瓩	100瓩以上 不及500瓩	500瓩以上
地面型	1瓩以上			

(二)業者意見摘要

建議容量級距修改為1-30瓩、30-100瓩、100-500瓩。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

一、級距

(三)業者意見分析

1.2014年國際現況

國家 分類	德國	英國	義大利	加拿大 (安大略省)	日本	馬來西亞
屋頂型	≤ 10kW	≤ 4kW(新設)	≤ 1kW~3kW	≤ 10kW	無分屋頂型或地面型 < 10kW	≤ 4kW
		≤ 4kW(即設)	> 3~20kW			> 4~24kW
	> 10~40kW	> 4~10kW	> 20~200kW	> 10~100kW		> 24~72kW
		> 10~50kW				> 72kW~1MW
	> 40kW~1MW	> 50~100kW	> 200kW~1MW	> 100~500kW	> 1~10MW	
		> 100~150kW			> 10~30MW	
	> 1MW~10MW	> 150~250kW	> 1MW~5MW		複合式(例如:風光共桿)無分屋頂型或地面型 < 10kW	> 10~30MW
		> 250kW<5MW	> 5MW			≤ 4kW
地面型	≤ 10MW	無區分級距	≤ 1kW~3kW	≤ 10kW	無分屋頂型或地面型 > 10kW	≤ 4kW
			> 3~20kW			> 4~24kW
			> 20~200kW			> 24~72kW
			> 200kW~1MW	> 10kW~500kW	> 72kW~1MW	
			> 1MW~5MW		> 1~10MW	
			> 5MW		> 10~30MW	

- ▶ 觀察主要國家，除日本外，主要區分為屋頂型與地面型兩類。
- ▶ 容量級距變化，2010年前變化趨勢較穩定，2011年後則針對小容量級距有愈區分愈細之趨勢，一般而言，20~30kW以下級距範圍為基礎容量，其次為20~30kW~250kW之中型容量，250kW以上則為大型容量。相較屋頂型分類，地面型太陽光電之容量距級區分較少，顯現推廣主要方向傾向於屋頂型。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

(三)業者意見分析

2.我國申設現況

觀察102年全年及103年1月1日至9月30日為止，太陽光電新設案件(同意備案核準案件)各級距案件數及占比，在免競標容量級距(30瓩以下)部分，10瓩以上不及20瓩之案件數相對少於1瓩以上不及10瓩及20瓩以上不及30瓩。

太陽光電新增裝置容量類別					
		102年		103年	
級距		同意備案核準案件		同意備案核準案件	
		件數 (件)	百分比 (%)	件數	百分比 (%)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	1,413	49.01	950	41.67
	10瓩以上不及20瓩	218	7.56	135	5.92
	20瓩以上不及30瓩	532	18.45	290	12.72
	30瓩以上不及100瓩	322	11.17	432	18.95
	100瓩以上不及500瓩	367	12.73	465	20.39
	500瓩以上	2	0.07	5	0.22
地面型	1瓩以上	29	1.01	3	0.13
合計		2,883	100	2,280	100

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

一、級距

(三)業者意見分析

- 3.觀察主要國家，各國太陽光電均區分屋頂型與地面型兩類，在容量級距部分，針對小容量級距部分，一般而言，20~30kW以下級距範圍為基礎容量。
- 4.觀察我國太陽光電102年全年及103年上半年新設案件(同意備案核準案件)可發現，在小容量級距部分，10瓩以上不及20瓩之新增案件數相對少於1瓩以上不及10瓩與20瓩以上不及30瓩兩級距，推估其因，或因可能同屬免競標對象，而躉購費率則相對較1瓩以上不及10瓩低，進而降低該級距設置者投資誘因。
- 5.考量太陽光電模組技術進步，效率逐年增加，單位面積設置容量提高，為鼓勵民眾設置及充分利用住宅型屋頂面積，提升屋頂發電量，建議調整費率級距，以提高小容量級距投資者設置誘因。
- 6.綜上所述，建議針對小容量級距1瓩以上不及10瓩部分調整為1瓩以上不及20瓩，而10瓩以上不及100瓩調整為20瓩以上不及100瓩，其餘級距則維持不變。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

一、級距

(四)擬採建議

借鏡國際經驗，並衡量我國目前政策發展、資源分布及申設現況等，建議針對屋頂型小容量級距進行調整，即調整為1瓩以上不及20瓩、20瓩以上不及100瓩、100瓩以上不及500瓩及500瓩以上，地面型則維持不變。

- 分類建議：區分為屋頂型與地面型二類；
- 容量級距建議：容量級距方面，屋頂型區分為4個容量級距，地面型之容量級距不區分。

分類	裝置容量級距(kW)			
屋頂型	1瓩以上 不及20瓩	20瓩以上 不及100瓩	100瓩以上 不及500瓩	500瓩以上
地面型	1瓩以上			

(五)提請討論

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一) 期初設置成本

1.104年度聽證會使用參數值：

類型	級距	平均折扣率 (%)	第一期 (元/瓩) (元/瓩)	第二期 (元/瓩) (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	6.28	93,300 (99,500)	88,100 (99,500)
	10瓩以上不及100瓩	12.56	78,000 (89,200)	73,700 (89,200)
	100瓩以上不及500瓩	13.24	72,900 (84,000)	68,900 (84,000)
	500瓩以上	2.88	70,600 (72,700)	66,700 (72,700)
地面型	1瓩以上	2.88	66,400 (68,400)	62,800 (68,400)

註：()為103年度使用參數值。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

2.業者意見摘要

- (1)線路補助費、租金費用(10%)、加強電網費用、引接費及未滿三年之線路工程費等相關費用，是否有納入計算。
- (2)參採103年第三期競標合格投標案件剔除上下10%極端值後之平均折扣率為計算基礎是否合宜，需多方考量。

3.業者意見分析

- (1)期初設置成本包含土建及設置工程、機械設備、資本化利息支出，並含間接費用，如設計規劃、保險費用與前置作業(如併聯審查費)等建置太陽光電系統所需負擔之所有成本，其中設置工程包含併網成本(如引接線工程費、加強電網費、線路補助費)等費用，故相關費用已納入期初設置成本中考量。
- (2)104年度審定會業已針對國內公共工程採購決標資料是否參採進行討論，基於決標案件之設備成本不易區分、設備類型不同且新增樣本不多，較無法合理反映真實設置成本，故決議公共工程採購決標案件資料不納入參採。
- (3)104年度審定會決議仍沿用103年度之計算原則與方式，且為有效反映市場全部參與者實際成交價格，104年度以103年第三期競標各級距合格投標案件(非參採得標案件)剔除上下10%極端值之平均折扣率作為計算基礎，若該容量級距無投標案件時，則以參採相鄰級距之平均折扣率為準。
- (4)觀察103年新設案例中1瓩以上不及10瓩與10瓩以上不及20瓩之設置成本差異不大，故建議1瓩以上不及20瓩之計算基礎仍參考聽證會1瓩以上不及10瓩之計算原則，即參採20瓩以上不及100瓩級距平均折扣率之50%，即6.28%。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

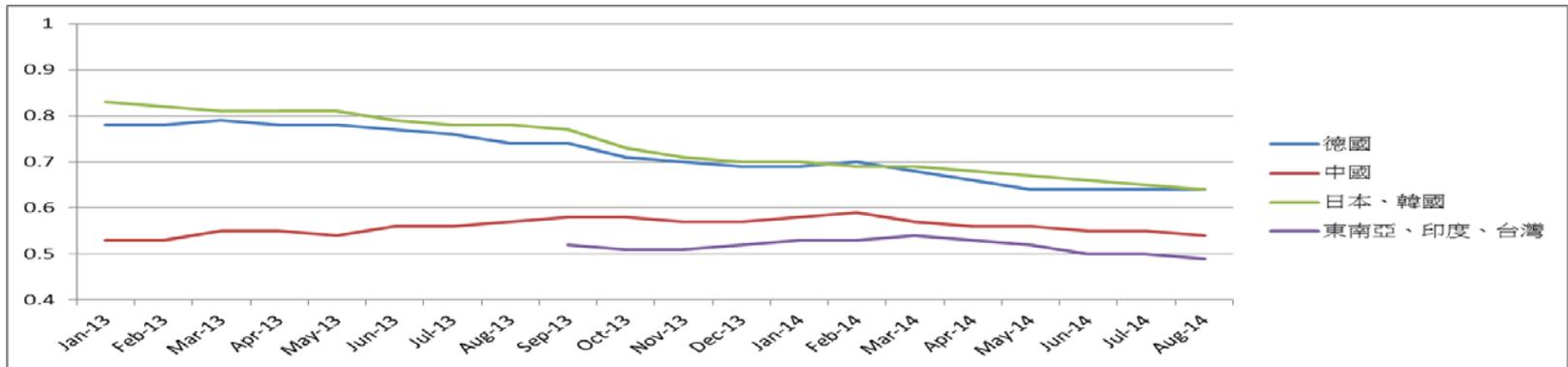
二、參數

(一) 期初設置成本

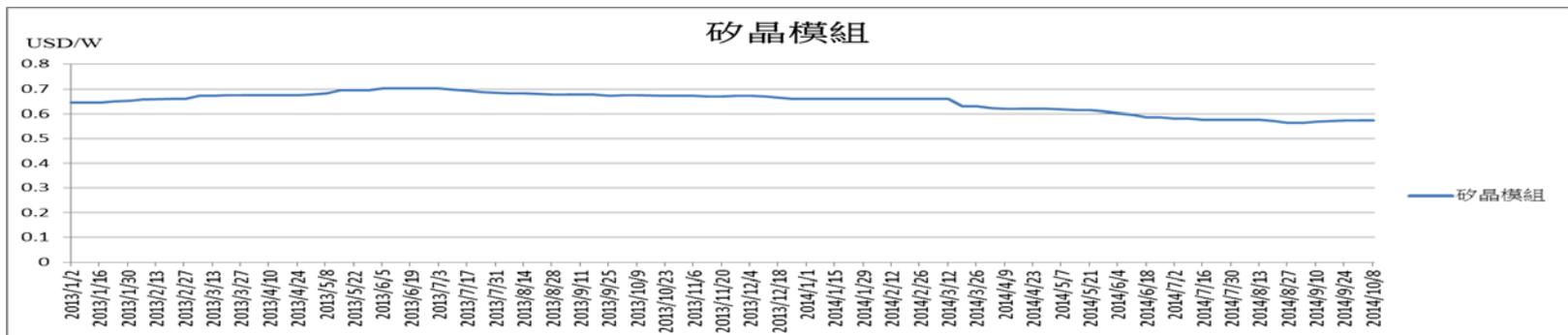
(5) 參考國際主要機構預估之 104年度設置成本降幅3.44%~7.30%，平均降幅為5.52%，藉以合理反映各級距之期初設置成本。

(6) 觀察近期Solarserver及Energy trend 模組價格資料，發現 模組價格雖呈下降趨勢，但是，變動幅度則有趨緩，且價格變動不明顯，如下圖所示：

A. Solarserver 模組價格



B. Energy Trend 模組價格



觀察Solarserver及Energy Trend 模組價格資料發現，2014年上半年價格雖緩慢下跌，惟至第3季時，模組價格呈現震盪起伏之情形，未有明顯變動。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一) 期初設置成本

(7) 參酌業者意見、模組價格變化趨勢後，基於鼓勵業者投資意願，104年度太陽光電第二期期初設置成本以反映50%(即2.76%)國際未來預估之成本下降趨勢進行試算。

4. 擬採數值

綜上所述，試算結果如下所示：

		104年度聽證會使用參數值		試算方案： 第二期國際降幅反映50%		
類型	級距	第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)	級距	第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	93,300	88,100	1瓩以上不及20瓩	93,300 (0.00%)	90,700 (2.95%)
	10瓩以上不及100瓩	78,000	73,700	20瓩以上不及100瓩	78,000 (0.00%)	75,800 (2.85%)
	100瓩以上不及500瓩	72,900	68,900	100瓩以上不及500瓩	72,900 (0.00%)	70,900 (2.90%)
	500瓩以上	70,600	66,700	500瓩以上	70,600 (0.00%)	68,700 (3.00%)
地面型	1瓩以上	66,400	62,800	1瓩以上	66,400 (0.00%)	64,600 (2.87%)

註：()表示試算方案與聽證會使用參數增加之幅度，其數值受4捨5入影響有部分差距。

5. 提請討論

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)年運轉維護費

1.104年度聽證會使用參數值：占期初設置成本1.0%

2.業者意見摘要

22MW的設置案，運維委外每kW-800元(1.3%)，不含保固外成本及行政成本，第五年以後維運2%，十年以後2.5%，因此，建議提高運轉維護費用占比。

3.業者意見分析

- (1)考量不同運營狀況會產生不同之運維費用，且設備運轉效能與設置環境、設備品質及後續維護情形有關。
- (2)鑑於國內案例設置年限較短、費用內涵不全及計算方式差異較大等因素，且國內資料為業者報價資訊而非實際值，另考量國內運轉維護費用(介於393~1,112元/瓩)與國外相當(介於399~1,258元/瓩)，故104年度仍以國外資料為主要參考依據。
- (3)進一步考量物價上漲因素(年物價上漲率為2%)，20年均化後，104年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例已由0.8%提高為1.0%。

4.擬採數值：占期初設置成本1.0%

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)年售電量

1.104年度聽證會使用參數值：1,250度/瓩年

2.業者意見摘要

- (1)設備遞減率與線損率是否納入考量，1,250度/瓩年是否合理。
- (2)建議區分南北區電價，且參考離島獎勵機制辦法給予額外加成。

3.業者意見分析

- (1)設備遞減率主要受設置環境、設備品質及後續維護情況影響，目前我國產品品質控管皆訂有相關規範；此外，為有效反應設備運轉率且避免參數波動過大，故年售電量應觀察長期資料且以平均值做為參採基準較為合宜。
- (2)基於優先獎勵開發最佳資源場址之審定原則，另考量區域性再生能源發展淨效益，經審定會討論後，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。未來當年目標量或是競標案件北部設置案件數目有逐漸增加之趨勢時，除檢討原因外，並同考量是否於下一年度執行區域定價。
- (3)綜合台電、工研院100~102年及電能補貼101~102年資料，年發電量介於1,198~1,348度/瓩；全臺灣場址年發電量介於1,222~1,246度/瓩，平均為1,237度/瓩；台中以南場址年發電量介於1,240~1,299度/瓩，平均為1,277度/瓩。
- (4)發電效率會隨使用時間而產生遞減情形，歷年審定會皆已考量新設設備運轉後之效率遞減情形，考量效率遞減因素亦受設備品質影響，且目前資料參採樣本應已發生效率遞減情形，其發電量數值與1,250度/瓩相差不遠，故採1,250度/瓩尚屬合理。
- (5)綜上所述，基於優先鼓勵開發優良場址且為引導發電效率較好之產品進入市場，建議維持聽證會使用參數值1,250度/瓩年。

4.擬採數值：1,250度/瓩年

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(四)平均資金成本率

1.104年度聽證會使用參數值：5.25%

2.業者意見摘要

10瓩以下大部分為自有資金，以比例40%計算不合理。

3.業者意見分析

- (1)平均資金成本率(WACC)中包含四項參數(自有與外借資金比例、無風險利率、銀行加碼風險、業者風險溢酬)，除無風險利率外，各項參數都會受到不同的再生能源而有所變動，故不採個案逐一檢視，而以共通性原則進行整體考量。
- (2)針對太陽光電之自有資金比例部分，根據國外案例比例介於26.7%~32%之間，國內則參考各銀行對不同的政策性貸款，最高貸款成數約為80%，基於國內投資貸款情勢變動不大，自有資金比例數值設定為30%尚屬合理。
- (3)綜上，WACC中各項參數均維持聽證會之公告結果，經計算，104年度之WACC為5.2544%，與103年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數5.25%接近，建議104年度太陽光電之WACC參數維持103年度相同水準，即為5.25%。

4.擬採數值：5.25%

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

三、其他

(一)競標機制

1.業者意見摘要

- (1)建議增加免競標對象。
- (2)建議免競標對象容量由30瓩修改至100瓩。

2.業者意見分析

- (1)考量太陽光電設置成本下降趨勢及太陽光電現行推動政策，因此，建議仍維持競標機制；另免競標對象部分，103年度擴大適用至10種類別，包含屋頂型1~30kW、公家機關、國營事業、離島地區等，截至9月30日前，免競標核准量核准之總裝置容量已達52.72MW，103年度免競標推廣目標量僅剩7.28MW。
- (2)針對擴大免競標適用對象及放寬容量上限部分，本部能源局刻正檢討中，除持續規畫免競標對象增加之可行外，參考法國免競標裝置容量為100瓩，另觀察我國不及30瓩累計裝置容量占年度目標量比例不高(8.66MW，約占16.4%)，適度提高可鼓勵設置亦不影響目標量規畫，惟針對競標作業相關執行措施、競標對象及競標容量將由經濟部檢討後，另定之。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

三、其他

(二) 躉購費率獎勵機制

1. 業者意見摘要

- (1) 建議離島費率獎勵機制，不可因海底電纜完成後廢除。
- (2) 建議離島獎勵機制以饋線容量(例如10MW)為加成基礎。

2. 業者意見分析

- (1) 有關離島費率加成獎勵機制業於104年度第一次審定會進行討論，審定會決議104年度延續103年度離島費率加成獎勵機制之作法，且躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用；但若未有以海底電纜與臺灣本島電網連結者，仍持續沿用離島費率加成機制之作法。
- (2) 訂定離島費率獎勵加成機制係以成本替代效益為考量基礎，除鼓勵離島地區設置再生能源外，亦希冀能進而降低離島地區發電成本，因此，若以饋線容量為加成基礎，待海底電纜與臺灣本島電網連結後，將不具有成本替代效益之功能。
- (3) 綜上，離島費率獎勵機制主要係考量本島與離島發電成本之替代效益，故加成本例仍維持原估算方式較為合宜。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、級距

(一)104年度聽證會使用分類及容量級距

分類	容量級距(瓩)	
陸域	1瓩以上不及10瓩	10瓩以上
離岸	無區分	

(二)業者意見摘要

目前11瓩需適用大型風力躉購費率，降低小風機設置意願，建議應將1~10瓩躉購費率級距放大至1~30瓩，或是另外增訂10瓩~30瓩躉購費率級距。

(三)業者意見分析

經104年度審定會風力發電第二次分組會議討論，建議目前先以小型風力機發電系統示範獎勵辦法進行小型風力推廣(總裝置容量在20瓩以上未達50瓩)，並對示範獎勵辦法予以放寬適用1-10瓩陸域風力之費率，不受合併容量規定之限制，待有更多實績案例後，再行考量級距調整之適切性。

(四)擬採建議

衡量我國目前政策發展、資源分布及申設現況，建議維持聽證會使用之分類方式與容量級距，另建議於104年度費率公告條文中增列對申請示範計畫之設備放寬適用1-10瓩陸域風力之費率。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)陸域型1瓩以上未達10瓩

1.期初設置成本

(1)104年度聽證會使用參數值：16萬元/瓩

(2)業者意見摘要

應把線路補助費及雜照申請費用納入計算。

(3)業者意見分析

A.104年度參採案例包括政府決標資料以及售電登記案件的支出憑證資料，原則已考量線路補助費及雜照申請成本。

B.台電公司核發併聯審查同意書時，業者可要求先行了解其併網之成本，且台電公司目前業已提出預審制度，供業者進行建廠可行性評估，故不採個案逐一檢視。

C.建議維持聽證會使用參數值16萬元/瓩。

(4)擬採數值：16萬元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)陸域型1瓩以上未達10瓩

2.年運轉維護費、年售電量及平均資金成本率

此三項參數業者於聽證會並無表示意見，故維持聽證會數值，說明如下：

分類	容量級距 (瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	平均資金成 本率(%)
陸域	≥1~<10	1.0 (1.0)	<u>1,750</u> (1,800)	5.25 (5.25)

註：()內數字為103年度實際數值。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)陸域型10瓩以上

1.期初設置成本

(1)104年度聽證會使用參數值：5.98萬元/瓩

(2)業者意見摘要

A.風力機占期初設置成本比例應以34.984%計算

台電「風力發電第4期計畫」蘆竹風場的海關進口金額為154,518,323元，占契約決標金額441,683,706元之比例為34.984%。

B.業者財報中尚有部分科目之金額應納入參採

業者的前期開發費用、銀行借款備償金及機器設備折舊均應列入計算。

(3)業者意見分析

A.風力機占期初設置成本比例

(A)根據台電公司蘆竹風場決標金額的詳細價目表資料，8部風力機的成本為235,300,032元，占決標金額之比例為53.27%。

(B)海關實際進口金額應待最終工程結算總價確定後，配合結算金額計算成本占比才具一致標準，不應與決標金額混同處理。

(C)考量以國內單筆案例資料計算成本占比相對容易產生偏誤，建議104年度風力機組(不含塔架)占期初設置成本比例維持103年度作法，採用國內外各項報告數據平均，以54%估計期初設置成本。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

資料來源	National Renewable Energy Laboratory (NREL)		International Renewable Energy Agency (IRENA)	工研院產經中心
報告名稱	NREL(2011), IEA Wind Task 26	NREL(2012), 2010 Cost of Wind Energy Review	RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Volume 1: Power Sector Issue 5/5 - Wind Power.(2012)	全球風力發電政策動態與產業趨勢(2011)
風力機組(含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	68%~84% (平均75%)	68%	64%~84%	75%
風力機組(不含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	--	53%	47%~62% (平均54.5%)	55%

民營業者財報資料

編號	會計科目名稱	業者使用名稱	豐威公司 (元)	龍威公司 (元)
1	不動產及設備(property and equipment)	機械設備	696,878,134	2,171,730,396
2	存出保證金(refundable rental deposits)	土地履約保證金	220,000	4,046,531
3	應收帳款-關係人(receivables from related parties)	開發費用	4,618,094	47,829,283
4	其他流動資產(other current assets)	其他資產	1,906,124	5,481,562
5	預付款項(prepayments) ^{註1}	預付土地租金	57,558	5,522,862
6	應收帳款(accounts receivable)	應收台電帳款	7,278,975	79,324,568
7	現金與銀行存款(cash on hand and in banks)	銀行借款備償金額	104,564,739	102,563,967
8	折舊(Depreciation) ^{註2} - 根據現金流量表	機械設備折舊	42,242,773 (2011、2012年累計)	38,372,067

註1：土地租金會依照給付年度與方式的不同而產生大幅差異，104年度審定會係以年運轉維護費參數進行考量。

註2：業者財報的第8項(折舊)為新增加項目。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

B. 業者財報科目內涵

- (A) 業者於聽證會指出上表編號第1、3、7及8項應列入期初設置成本。
- (B) 上表第1項金額若業者誠實列帳(目前業者未提供明細資料)並出具會計師簽證之前提下，則可納入期初設置成本。
- (C) 上表第3項係關係人交易科目，除內涵未必屬於開發費用外，且容易有隱匿資訊等問題。
- (D) 上表第7項為現金科目，且尚未支用於風場設置，不應歸屬於期初設置成本。
- (E) 經查證，上表第1項金額係以淨值方式列帳，故第8項的累計折舊亦屬期初設置成本。
- (F) 綜上，併同考量合理參數水準對於政策引導之效果，可將上表第1項及第8項列入期初設置成本。

C. 國際成本變化趨勢

(A) 設置成本

美國能源部(U.S. Department of Energy, 2014)資料指出，陸域大型風力的設置成本自2004年上升至2010年達到高峰後即逐年下降，2013年陸域大型風力發電裝置量加權平均設置成本約為1,630美元/瓩，相較於2012年的平均成本下跌將近300美元/瓩(降幅約15.54%)。

(B) 發電機成本

美國能源部(U.S. Department of Energy, 2014)資料指出，自2008年以來風力發電機的價格已經大幅下降，2013年平均價格區間介於900美元~1,300美元/瓩，相較於2008年的平均成本下跌將近20~40%，變化趨勢與設置成本一致。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

C. 國際成本變化趨勢

(C) 趨勢預估

根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2013)預測，裝置容量5MW以上陸域風力於2019年每度電負擔設置成本會比2013年下降0.002元英鎊，年平均降幅為0.5%。

資料來源：Department of Energy and Climate Change (2013), "Electricity generation costs 2013."

(4) 擬採數值：

- A. 風力機占期初設置成本比例採國內外各項報告數據平均，以54%計算 期初設置成本為5.68萬元/瓩。
- B. 重新試算國內近3年設置案件的期初設置成本，平均為6.35萬元/瓩。
- C. 期初設置成本採近3年海關進口成本資料與國內設置案件資料平均，即為6.02萬元/瓩。
- D. 參考國外設置成本水準及變化趨勢，顯示上述數值高於國外水準，基於推廣國內風力發電之設置，仍建議以6.02萬元/瓩做為陸域型10瓩以上風力發電期初設置成本之建議數值。

(5) 提請討論

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)陸域型10瓩以上

2.年售電量

(1)104年度聽證會使用參數值：2,400度/瓩

(2)業者意見摘要

應以「未來能設置」而非「過去已設置」之風場資料當作計算基礎，建議「年售電量」前5年採2,200度/瓩計算。

(3)業者意見分析

A.美國能源部(U.S. Department of Energy, 2014)資料指出，風力發電隨著時間推移產生技術進步，使風力發電的容量因數有逐年上升趨勢，且自2002年起開始商轉之風力發電場，其容量因數平均值均高於30%(相當於2,628度/瓩年)；若根據歷年累計資料，2000~2005年容量因數為30.3%(2,654度/瓩年)，2006~2013年容量因數為32.1%(2,812度/瓩年)。

B.美國能源部資料指出，2012年風力發電設置案的風力資源比1988~1999年開發的早期風場差了約15%，但容量因數並未減少，係因為政策引導設置高效能機組，報告中同時說明，塔架愈高、葉片愈長，均使風機出力更大，進而提升容量因數，且伴隨時間推移，能使次級風場之容量因數仍在30%以上。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

C. 蒐集國內100年以後開始商轉之新風場資料，其中101年平均年售電量為2,680度/瓩，102年平均年售電量為2,634度/瓩，2年平均年售電量為2,657度/瓩，與美國美國能源部2014年報告數值相當。

D. 次級風場年售電量上下限部分：

(A) 考量目前仍有優良風場，故建議次級風場的年售電量上限值可採103年度審定會使用參數值2,400度/瓩。

(B) 根據工研院99年的研究報告，全台年滿發時數超過2,000小時的可開發場址共計27處，潛能總計526MW(已排除不適合以及限制開發之區域)，仍有許多潛力量尚未開發。基於鼓勵優良場址先行開發，併同考量業者訴求，建議次級風場的年售電量下限值可採2,000度/瓩與103年度審定會使用參數值2,400度/瓩的平均，即2,200度/瓩。

E. 次級風場檢討機制部分，仍維持每5年為一期，作法維持聽證會之說明。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

F. 方案一：

- (A) 若根據國內100年以後開始商轉之民營風場資料，計算近2年的平均年售電量約為2,300度/瓩。^註
- (B) 考量業者訴求，基於鼓勵推廣目標量如期達成，將年售電量調降至2,300度/瓩，可引導風況介於2,300~2,400度/瓩的場址開始進行設置規劃，漸進推展次級風場之開發，故「年售電量」參數可採2,300度/瓩。

G. 方案二：

根據美國能源部2014年最新報告，風力發電因技術持續進步，即使風況變差，容量因數仍有上升趨勢，基於政策引導高效能機組進行設置，避免次等機組進入市場，故「年售電量」參數可採2,400度/瓩。

實際年售電量	前5年「年售電量」以2,300度/瓩計算	前5年「年售電量」以2,400度/瓩計算
≥2,400	可開發，但前5年恐有圖利疑慮。	可開發，並基於目標達成，較無圖利疑慮。
≥2,300~2,400	可開發，並基於目標達成，較無圖利疑慮。	不易開發，故無圖利疑慮。
<2,300	不易開發，故無圖利疑慮。	不易開發，故無圖利疑慮。

- (4) 擬採數值：方案一：2,300度/瓩，其餘作法維持聽證會之說明。
方案二：2,400度/瓩，其餘作法維持聽證會之說明。

(5) 提請討論

註：考量民營崎威風場的平均年售電量約1,600度/瓩，與其他風場的風況差異甚大，若將崎威風場視為極端個案予以剔除後，計算國內100年以後開始商轉之民營風場資料，其近2年的平均年售電量則為2,521度/瓩。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)陸域型10瓩以上

3.年運轉維護費

(1)104年度聽證會使用參數值：占期初設置成本2.52%

(2)業者意見摘要

台電公司的保修合約不含設備大修費用、土地租金、人事費用、利息費用、地方回饋金等費用，不應當作參數計算基礎。

(3)業者意見分析

A.經查證，台電公司各廠牌風力機的保修合約中，僅ENERCON廠牌所簽署之合約有含括重件更換，且合約金額不含土地租金與地方回饋金，至於利息費用則應以平均資金成本率參數獨立考量。

B.考量業者訴求，根據台電公司ENERCON廠牌風機所簽署之合約，加計民營業者20年均化之土地租金與地方回饋金後為0.6010元/度，並與民營業者20年均化運轉維護費0.7336元/度計算平均為0.6673元/度。

C.方案一：假設國內年售電量為2,300度/瓩，則年運轉維護費為1,535元/瓩，占期初設置成本6.02萬元/瓩之比例為2.55%。

D.方案二：假設國內年售電量為2,400度/瓩，則年運轉維護費為1,602元/瓩，占期初設置成本6.02萬元/瓩之比例為2.66%。

(4)擬採數值：方案一：2.55%；方案二：2.66%

(5)提請討論

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)陸域型10瓩以上

4.平均資金成本率

業者於聽證會對於此參數並無表示意見，故維持聽證會數值，採5.25%計算。

(三)離岸型

離岸型風力發電業者於聽證會對於再生能源電能躉購費率計算公式使用參數並無表示意見，故維持聽證會數值，說明如下：

分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	平均資金成 本率(%)
離岸	無區分	<u>169,200</u> (158,500)	<u>3.34</u> (3.48)	<u>3,400</u> (3,300)	5.25 (5.25)

註：()內數字為103年度實際數值。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、其他

陸域10瓩以上風力發電目標達成獎勵機制

(一)104年度聽證會對外說明：於104年度簽約，且於107年12月31日以前完工併聯運轉者，可於107年12月31日前適用躉購費率加成3.6%。

(二)業者意見摘要

建議107年以前完工者均可適用費率加成獎勵機制(3.6%)20年。

(三)業者意見分析

	方案一	方案二
年售電量(度/瓩)	2,300	2,400
躉購費率(元/度)	<u>2.8124</u>	2.7229
加成3.6%之費率(元/度)	2.9136	<u>2.8209</u>

1.方案一：年售電量以2,300度/瓩計算下，躉購費率將提高為2.8124元/度，已大幅高於100年度目標量全數達成時的躉購費率2.6574元/度，具有相當充分之投資誘因且含費率加成效果，故建議取消目標達成獎勵機制。

2.方案二：基於政策引導業者於簽約後盡速完成設置，建議維持103年度以5年作為獎勵期間，於108年12月31日前適用躉購費率加成3.6%。

(四)擬採建議：方案一：取消目標達成獎勵機制。

方案二：於108年12月31日前適用躉購費率加成3.6%。

(五)提請討論

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

生質能、川流式水力、地熱及廢棄物等業者於聽證會對於再生能源電能躉購費率計算公式使用參數並無表示意見，故維持聽證會數值，說明如下：

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	平均資金成本率(%)
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	11.2 (11.2)	5,300 (5,300)	5.25 (5.25)
	有厭氧消化設備	無區分	<u>232,700</u> (224,800)	<u>2.99</u> (3.23)	<u>7,700</u> (7,900)	
川流式水力	--	無區分	68,000 (68,000)	6.6 (6.6)	4,200 (4,200)	
地熱	--	無區分	241,200 (241,200)	4.89 (4.89)	6,400 (6,400)	
廢棄物	--	無區分	79,000 (79,000)	17.9 (17.9)	7,300 (7,300)	

註：()內數字為103年度實際數值。

肆、104年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

一、太陽光電使用參數彙整表

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)		運維 比例 (%)	年售電量 (度/瓩年)	躉購 期間 (年)	平均資金 成本率 (%)
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	≥1~<20	<u>93,300</u> (99,500)	<u>90,700</u> (99,500)	<u>1.0</u> (0.8)	1,250 (1,250)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥20~<100	<u>78,000</u> (89,200)	<u>75,800</u> (89,200)				
		≥100~<500	<u>72,900</u> (84,000)	<u>70,900</u> (84,000)				
		≥500	<u>70,600</u> (72,700)	<u>68,700</u> (72,700)				
	地面型	1瓩以上	<u>66,400</u> (68,400)	<u>64,600</u> (68,400)				

註：()內數字為103年度實際數值。

肆、104年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、風力、生質能及其他再生能源類別使用參數彙整表

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)	平均資金成 本率(%)
風力發電	陸域	≥1~<10	160,000 (160,000)	1.0 (1.0)	<u>1,750</u> (1,800)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥10	<u>60,200</u> (57,700)*	<u>方案一：2.55</u> <u>方案二：2.66</u> (2.76)*	<u>方案一：2,300</u> <u>方案二：2,400</u> (2,400)		
	離岸	無區分	<u>169,200</u> (158,500)	<u>3.34</u> (3.48)	<u>3,400</u> (3,300)		
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	11.2 (11.2)	5,300 (5,300)		
	有厭氧消化設備	無區分	<u>232,700</u> (224,800)	<u>2.99</u> (3.23)	<u>7,700</u> (7,900)		
川流式水力	--	無區分	68,000 (68,000)	6.6 (6.6)	4,200 (4,200)		
地熱	--	無區分	241,200 (241,200)	4.89 (4.89)	6,400 (6,400)		
廢棄物	--	無區分	79,000 (79,000)	17.9 (17.9)	7,300 (7,300)		

註1：()內數字為103年度實際數值。

註2：*103年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.67萬元/瓩，運維比例為2.81%。

註3：根據「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」之規定，風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)，並自民國100年1月1日起施行，故104年度審定會不再另訂無加裝LVRT者適用之參數及費率。

註4：目前相關法規尚未規範風力發電設備必須併接於特高壓系統，故未能排除業者設置不具LVRT能力風機之可能。

104年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數提請討論及確認

附件4：
104年度再生能源電能躉購費率試算

壹、104年度再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距 (kW)	104年度躉購費率試算 (元/度)	與上年度比較 (%)
風力	陸域	≥1 ~ <10	<u>8.4071</u> (8.1735)	+2.86
		≥ 10	<u>方案一：2.8124</u> <u>方案二：2.7229</u> (2.6338)*	方案一：+6.78 方案二：+3.38
	離岸	無區分	<u>5.7405</u> (5.6076)	+2.37
生質能	無厭氧消化設備	無區分	<u>2.6338</u> (2.5053)	+5.13
	有厭氧消化設備	無區分	<u>3.3803</u> (3.2511)	+3.97
川流式水力	無	無區分	<u>2.6338</u> (2.5053)	+5.13
地熱	無	無區分	4.9315 (4.9315)	0
廢棄物	無	無區分	2.8240 (2.8240)	0

註1：()內數字為103年度實際數值。

註2：*103年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，躉購費率為2.6000元/度。

註3：根據「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」之規定，風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)，並自民國100年1月1日起施行，故104年度審定會不再另訂無加裝LVRT者適用之參數及費率。

註4：目前相關法規尚未規範風力發電設備必須併接於特高壓系統，故未能排除業者設置不具LVRT能力風機之可能。

註5：104年度下限費率2.6338元/度。

註6：依「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」規定申請獎勵之再生能源發電設備，其電能躉購費率為陸域型一瓩以上不及十瓩裝置容量級距之電能躉購費率。

貳、104年度年度太陽光電電能躉購費率

- 一、觀察103年每期競標折扣率，可發現折扣率逐期提高，應已涵蓋原先預估之當年度成本降幅，併同考量業者施工風險，建議競標對象費率適用皆以第一期上限費率為準。
- 二、屬免競標適用對象者，躉購費率適用下表之各期上限費率；屬競標適用對象，以下表第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。

類型	級距 (kW)	104年度第一期 上限費率 試算 (元/度)	與103年度 第二期比較 (%)	104年度第 二期上限費 率試算 (元/度)	免競標對象	競標對象
					與104年度 第一期比較 (%)	與104年度 第一期比較 (%)
屋頂型	≥ 1 ~ < 20	<u>6.8633</u> (7.1602)	-4.15	<u>6.6721</u> (7.1602)	-2.79	0.00
	≥ 20 ~ < 100	<u>5.7378</u> (6.4190)	-10.61	<u>5.5760</u> (6.4190)	-2.82	0.00
	≥ 100 ~ < 500	<u>5.3627</u> (6.0448)	-11.28	<u>5.2155</u> (6.0448)	-2.74	0.00
	≥ 500	<u>5.1935</u> (5.2316)	-0.73	<u>5.0537</u> (5.2316)	-2.69	0.00
地面型	1瓩以上	<u>4.8845</u> (4.9222)	-0.77	<u>4.7521</u> (4.9222)	-2.71	0.00

註：

1.()內數字為103年度實際數值。

2.104年度第一期費率變動幅度為104年度第一期費率與103年度第二期費率相比；104年度第二期費率變動幅度為104年度第二期費率與104年度第一期費率相比。

附件5：
104年度再生能源電能躉購費率
公告草案

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

- 一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。
- 二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百零四年一月一日起至中華民國一百零四年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其電能按附表二費率躉購二十年。
- 三、太陽光電發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：
 - (一) 自中華民國一百零四年一月一日起至中華民國一百零四年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其設備曾取得經濟部能源局提供全額設備補助者，電能躉購費率為每度二.六三三八元。
 - (二) 屬免競標適用對象，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於中華民國一百零四年一月一日起至中華民國一百零四年六月三十日止完工運轉併聯提供電能（以下簡稱完工）者，電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。
 - (三) 屬免競標適用對象，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於中華民國一百零四年七月一日起至中華民國一百零四年十二月三十一日止完工者，電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。
 - (四) 屬競標適用對象，以其得標折扣率及容量與電業簽訂購售電契約，且於中華民國一百零四年一月一日起至中華民國一百零四年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率為附表四之上限費率乘以（1-得標折扣率）。
 - (五) 免競標與競標之適用對象及其容量由經濟部另定之。

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

- 四、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第四條規定，申請再生能源發電設備同意備案，裝置容量應與其他設置案合併計算者，自處分生效日起，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。
- 五、已完工之再生能源發電設備，未依「再生能源發電設備設置管理辦法」規定完成設備登記，須重新申請同意備案者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
- (一) 再生能源（太陽光電除外）發電設備，適用該設備首次完工前最近一次與電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
 - (二) 太陽光電發電設備，適用該設備首次完工時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- 六、已完成設備登記之再生能源發電設備，因遷移或其他原因須重新申請同意備案且其發電設備與原設備登記相同者，其電能躉購費率適用第五點之規定，但躉購期間應扣除已躉購之期間。
- 七、符合第二點或第三點規定之再生能源發電設備設置於離島地區，且該離島地區電力系統未以海底電纜與臺灣本島電網聯結者，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之十五。但其電能躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，即停止適用。

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

- 八、依「小型風力機發電系統示範獎勵辦法」規定申請獎勵之再生能源發電設備，自中華民國一百零四年一月一日起至中華民國一百零四年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約者，其電能躉購費率適用附表二陸域型一瓩以上不及十瓩裝置容量級距之電能躉購費率。
- 九、符合第二點規定之陸域型十瓩以上風力發電設備，且於中華民國一百零八年十二月三十一日以前完工者，其電能躉購費率自完工日起至中華民國一百零八年十二月三十一日止，依其情形分別按第二點或第七點規定之費率加成百分之三點六。
- 十、符合第二點規定之陸域型十瓩以上風力發電設備，其風場營運自完工日起，每五年為一期計算電能躉購費率。第二期至第四期各期電能躉購費率，以前一期實際平均年售電量調整電能躉購費率，並以二四零零度/瓩及二二零零度/瓩為其上下限值，其餘計算公式使用參數則仍按一百零四年度審定會決議數值。
- 十一、符合第二點規定之離岸型風力發電設備，其電能躉購費率得就附表二固定二十年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，但選擇適用後即不得變更。
- 十二、本「中華民國一百零四年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依「再生能源發展條例」第九條第一項規定，經濟部得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，或視情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

附表一 104年度再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

附表二 104年度再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	躉購費率(元/度)	
風力	陸域	1瓩以上不及10瓩	8.4071	
		10瓩以上 ^{註1}	加裝LVRT者	2.7229
	離岸	無區分	未加裝LVRT者	2.6900
			固定20年躉購費率 ^{註2}	5.7405
			階段式躉購費率 ^{註3}	前10年
後10年	3.4586			
川流式水力	無區分	無區分	2.6338	
地熱能	無區分	無區分	4.9315	
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.6338	
	有厭氧消化設備		3.3803	
廢棄物	無區分	無區分	2.8240	
其他	無區分	無區分	2.6338	

註1：屬符合第9點規定之陸域型10瓩以上風力發電設備，有加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率加成3.6%後為2.8209元/度；未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率加成3.6%後為2.7868元/度。

註2：屬離岸型風力發電設備，選擇適用固定20年躉購費率者，躉購費率為5.7405元/度。

註3：屬離岸型風力發電設備，選擇適用階段式躉購費率者，前10年適用費率為7.1085元/度，後10年起適用費率為3.4586元/度。

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

附表三 104年度太陽光電發電設備免競標對象電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	6.8633	6.6721
		20瓩以上不及100瓩	5.7378	5.5760
		100瓩以上不及500瓩	5.3627	5.2155
		500瓩以上	5.1935	5.0537
	地面型	1瓩以上	4.8845	4.7521

註：屬免競標適用對象者，躉購費率適用附表三上限費率：第一期上限費率適用對象為中華民國一百零四年一月一日起至中華民國一百零四年六月三十日止完工者；第二期上限費率適用對象為中華民國一百零四年七月一日起至中華民國一百零四年十二月三十一日止完工者。

中華民國104年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

附表四 104年度太陽光電發電設備競標對象電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	上限費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	6.8633
		20瓩以上不及100瓩	5.7378
		100瓩以上不及500瓩	5.3627
		500瓩以上	5.1935
	地面型	1瓩以上	4.8845
註：屬競標適用對象者，躉購費率為附表四之上限費率乘以（1-得標折扣率）。			

報告完畢

