

101 年再生能源電能躉購費率審定會--「太陽光電分組」 第 3 次會議紀錄

一、時間：100 年 12 月 1 日(星期四)上午 9 時 30 分

二、地點：經濟部能源局 13 樓第 1 會議室

三、主席：洪委員德生

記錄：藍文宗

四、出(列)席單位及人員：(詳如會議簽名冊)

五、主席致詞：(略)

六、報告事項：(委員發言重點)

報告案：第 1 次分組會議業者(含專家)意見回應情形再確認

(一)建議將折扣率納入考量，但需注意實際完工量是否與目標量一致。

(二)躉購費率之訂定，建議可考量是否採大量採購因素。

(三)99 年 12 月 17 日政策調整，載明申設案以完工費率為主。

(四)躉購費率之訂定，係針對前 1 年度之再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素進行檢討。

(五)建議邀請銀行業者參加聽證會。

(六)因太陽光電設置成本之資訊不透明且其價格下降幅度快，因此採取競標機制，可使躉購費率更合理化。

七、討論事項(委員發言重點)

討論案：太陽光電電能躉購費率計算使用參數建議案

(一)參數資料參採原則

關於參數資料參採原則，建議加入「因競標資料較能反映實際價格，因此可參酌 100 年太陽光電競標資料」。

(二) 期初設置成本

- 1、建議參數參採之資料來源要說明清楚，且需一致。
- 2、建議關於國際太陽光電設置成本降幅趨勢之參採資料需更詳細完整說明。
- 3、原則同意 101 年度太陽光電設備 1kW 以上未達 10kW 之期初設置成本為 13.0 萬元/kW。
- 4、原則同意 101 年度太陽光電設備 10kW 以上未達 100kW 之期初設置成本為 11.7 萬元/kW。
- 5、原則同意 101 年度太陽光電設備 100kW 以上未達 500kW 之期初設置成本為 11.2 萬元/kW。
- 6、原則同意 101 年度太陽光電設備 500kW 以上之期初設置成本為 10.1 萬元/kW。
- 7、原則同意地面型太陽光電設備期初設置成本為 9.5 萬元/kW。

(三) 運轉維護費用

- 1、資料之蒐集，需考量期初設置成本因素。
- 2、原則同意 101 年太陽光電設備運轉維護費用占期初設置成本之 0.7%。

(四) 年淨售電量

- 1、建議年淨售電量依案例計算後，將計算結果提交審定會討論。

2、原則同意 101 年太陽光電設備之年淨售電量仍維持 1,250 度/kW。

八、結論：

(一) 101 年太陽光電電能躉購費率計算使用參數，經討論並獲致共同處理原則，將提交審定會討論。

(二) 101 年太陽光電電能躉購費率計算使用參數，其中年淨售電量可依案例試算，並將試算結果提交審定會確認。

(三) 101 年太陽光電電能躉購費率計算使用參數，初步同意原則如下：

1. 期初設置成本：

(1) 屋頂型(非地面型)：

A. 1kW 以上未達 10kW：13.0 萬元/kW。

B. 10kW 以上未達 100kW：11.7 萬元/kW。

C. 100kW 以上未達 500kW：11.2 萬元/kW。

D. 500kW 以上：10.1 萬元/kW。

(2) 地面型：9.5 萬元/kW

2. 運轉維護費用占期初設置成本比例：0.7%。

3. 年售電量：1,250 度/kW。

(四) 有關本分組所涉相關議題：業者(含專家)意見回應及計算公式使用參數，皆已討論並獲共識。

九、臨時動議及決議

太陽光電電能躉購費率公告作法

- (一) 基於太陽光電期初設置成本下降較其他再生能源類別明顯、施工期相對較短且躉購費率相對較高等相關因素，為鼓勵競標得標者或業者儘早完工，促進推廣目標達成，原則同意可考量修正相關太陽光電電能躉購費率公告等配套作法，以茲因應。

- (二) 依分組委員討論後，同意將該議題提交至審定會討論。

十、散會(下午1時)。

101 年再生能源電能躉購費率審定會--「風力發電分組」 第 3 次會議紀錄

一、時間：100 年 12 月 2 日(星期五)下午 2 時

二、地點：經濟部能源局 13 樓第 1 會議室

三、主席：張委員四立

記錄：藍文宗

四、出(列)席單位及人員：(詳如會議簽名冊)

五、主席致詞：(略)

六、報告事項：(委員發言重點)

報告案：第 1 次分組會議業者(含專家)意見回應情形再確認

- (一) 對於第 1 次分組會議業者意見之回復，建議再檢視文字內容及具體精簡表達。另鑑於業者意見多已提送審定會討論，建議亦於回復說明中陳述清楚。
- (二) 垂直軸小型風機正剛開始起步，且臺灣廠商可掌握小型風機的技術，若可增加小型風機費率，則有助於臺灣小型風機產業開拓市場。
- (三) 國外已針對小型風機之安裝研擬配套法規，例如限制噪音 20 分貝以內才能設置等，若可提高小型風機躉購費率，則有助於臺灣廠商達成噪音小於 20 分貝及縮小體積等技術革新。
- (四) 如增設中型風機費率，可能導致潛力好的風場作沒有效率的使用，且需付出更高躉購價格，將不利整體資源利用，不建議增訂中型費率級距。
- (五) 簽訂契約之買賣行為是建立在雙方同意下的結果，未來再

生能源設置成本下降，是前期社會補貼再生能源發展所生之效益，於後期才回饋到社會，因此不是反補貼的概念。

- (六) 關於計算運轉維護費用考量 20 年通膨之均化處理部分，建議在專業用詞上加以修飾，並完整呈現於意見處理回應中。
- (七) 有關業者意見回復，可引用美國能源部及 IEA 研究報告來佐證回應之論點。
- (八) 關於平均資金成本率之意見回應部分，各分組之回應一致，建議採用太陽光電分組時所決定之回應方式。
- (九) 風場開發尚需考慮環境、技術、經濟、安全及國土規劃等因素，因此臺灣陸域風力開發潛能之相關意見建議提供主管機關參酌。
- (十) 關於業者提供之相關數據資料部分，建議用詞上以佐證、檢視或是查核來取代查證，且資料來源請再次確認並保留業者原始提供之資料來源。

七、討論事項：(委員發言重點)

討論案：風力發電電能躉購費率計算使用參數建議案

(一) 參數資料選擇及參採原則、共通性問題

- 1、若國內的參數資料落在國外資料範圍區間之內，則可僅採用國內資料進行參數試算，若超過國外資料範圍區間，則建議可以考慮參採國外資料。
- 2、對於陸域型 10kW 以上及離岸風力發電將具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者需清楚加註，於後續費率計算參數中之期初設置成本項目方能納入相關成本。

(二) 期初設置成本

- 1、建議國際風力發電設置成本變化近況部分，可參考美國能源部資料，加強趨勢資料的完整性。
- 2、考量國外陸域型 1kW 以上未達 10kW 風力發電之成本數據須與建議結論一致，且國外樣本宜採用更客觀之資料，建議以 AWEA 資料作為國外參考資料。
- 3、原則同意陸域型 1kW 以上未達 10kW 風力發電之期初設置成本維持 16 萬元/kW。
- 4、陸域型 10kW 以上之期初設置成本，是否進一步確認其中所包括成分，例如增加多年保險費用以提高期初設置成本之情形。
- 5、陸域型 10kW 以上風力發電，因台電公司兩筆設置成本資料已超過 3 年，建議不予以參採。
- 6、以海關進口資料及美國能源部資料檢視國內風力發電陸域型 10kW 以上之期初設置成本，則民營電廠設置成本 7 萬元/kW 可能偏高。
- 7、關於陸域型 10kW 以上之期初設置成本部分，建議加註說明所列各場址的成本資料年度，係根據價格發生的時間點來決定。
- 8、當國內的設置成本落在國外成本範圍區間之內，可僅採用國內設置成本資料進行試算，若超過國外成本範圍區間，則建議考慮參採國外資料。
- 9、為避免國內設置成本資料，受到人為刻意提高，建議將海關進口資料所估算之設置成本，作為設置成本資料進行參採，以客觀反映實際之設置成本。

- 10、新型風力機組已不需加裝 LVRT，爰應清楚註明需加裝 LVRT 的舊機型之設置成本才提高 1 千元/KW。
- 11、原則同意陸域型 10kW 以上期初設置成本，納入海關資料作為參採資料，重新計算設置成本，並將試算結果提報審定會討論。
- 12、中國大陸離岸風力發電是蓋在橋墩上，成本明顯過低而不具參考價值，建議把中國大陸 3 筆資料刪除，避免產生誤導。
- 13、建議離岸風力應考量我國設置環境，國外資料應採國內類似之案例做為資料參考基礎。
- 14、原則上不依區域因素訂定差別費率，建議採一致性的標準費率，獎勵優良場址先行進入市場。
- 15、原則同意離岸型風力發電期初設置成本維持 15.9 萬元/kW。

(三) 運轉維護費用

- 1、原則同意陸域型 1kW 以上未達 10kW 風力發電之運轉維護費用占期初設置成本比例為 1%。
- 2、原則同意陸域型 10kW 以上風力發電運轉維護比例之計算邏輯。
- 3、建議未來要針對離岸示範機組蒐集實際運轉資料，作為將來國內實際案例。
- 4、原則同意離岸型風力發電之運轉維護費用占期初設置成本比例為 3%。

(四) 年淨售電量

- 1、原則同意陸域型 1kW 以上未達 10kW 風力發電之年淨售電量為 2,000 度/kW。
- 2、關於陸域型 10kW 以上的民營風力電廠妥善率及可用率應比台電公司好，但年發電量數據卻比台電公司少，可能並不合理，請幕僚單位再行確認。
- 3、原則同意陸域型 10kW 以上風力發電之年淨售電量為 2,400 度/kW。
- 4、原則同意離岸型風力發電之年淨售電量為 3,200 度/kW。

八、結論：

- (一) 請幕僚單位於第 2 次審定會試算 101 年躉購費率，並將 101 年躉購費率與 100 年躉購費率、國外費率進行比較，以供委員參考。
- (二) 同意陸域型 10kW 以上風力發電運轉維護費用之計算邏輯，惟期初設置成本建議數值仍未定，故運維比例尚待期初設置成本確定後方能確認。
- (三) 請依委員建議修正期初設置成本及運轉維護費用占期初設置成本比例，並將修正後結果提交審定會討論。
- (四) 101 年風力發電電能躉購費率計算使用參數，初步同意原則如下：
 1. 期初設置成本：
 - (1) 陸域型 1kW 以上未達 10kW：16 萬元/kW。

(2) 陸域型 10kW 以上：經分組會議委員討論後，原則同意納入海關資料作為參採資料進行重新計算，試算結果提報審定會討論。

(3) 離岸型風力：15.9 萬元/kW。

2. 運轉維護費用占期初設置成本比例：

(1) 陸域型 1kW 以上未達 10kW：1%。

(2) 陸域型 10kW 以上：期初設置成本重新計算後，運轉維護費用占期初設置成本比例將進行調整，並將試算結果提報審定會討論。

(3) 離岸型風力：3%。

3. 年淨售電量：

(1) 陸域型 1kW 以上未達 10kW：2,000 度/kW。

(2) 陸域型 10kW 以上：2,400 度/kW。

(3) 離岸型風力：3,200 度/kW。

(五) 有關本分組所涉議題：業者(含專家)意見回應及計算公式使用參數，皆已討論並獲共識。

九、散會(下午 5 時 10 分)。

101 年再生能源電能躉購費率審定會--「生質能與其他再生能源發電分組」第 3 次會議紀錄

一、時間：100 年 12 月 2 日(星期五)上午 9 時 30 分

二、地點：經濟部能源局 13 樓第 1 會議室

三、主席：歐委員嘉瑞（蘇組長金勝代理）

記錄：藍文宗

四、出(列)席單位及人員：(詳如會議簽名冊)

五、主席致詞：(略)

六、報告事項：(委員發言重點)

報告案：第 1 次分組會議業者(含專家)意見回應情形再確認

(一) 建議加強說明生質能發電與廢棄物發電不依規模大小區分運維比例、年售電量及躉購期間之理由。

(二) 建議加強說明生質能發電不依規模大小區分期初設置成本之理由。

(三) 關於平均資金成本率回應，應比照太陽光電分組討論之決議進行修改，以符合一致性原則。

(四) 建議競標機制之意見回應，於太陽光電分組呈現即可。

七、討論事項：(委員發言重點)

討論案：生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算使用參數建議案

(一) 參數資料參採原則

建議承辦單位應再確認，各分組會議之參數參採原則是否一致。

(二) 生質能發電期初設置成本

- 1、建議期初設置成本依有無設置厭氧消化設備進行試算，並將試算結果提報審定會討論。
- 2、建議應以永續、宏觀角度，思考未來國內生質能發電電能躉購費率之分類及級距，以符合國內實際需求。
- 3、建議考量國內未來實際需求，進一步研擬適當躉購費率分類。
- 4、建議除電能躉購費率之誘因外，應進一步考量國內技術可行性，建立完善配套措施以達到鼓勵目的。
- 5、建議可依單位面積的設置成本，試算不同規模之設置成本。
- 6、建議承辦單位進一步蒐集國內實際設置案例。
- 7、建議依漢寶牧場新機組 90kW 的單位成本換算設置 120 kW(舊機組)所需成本，並與實際期初設置成本做平均計算。

(三) 生質能發電運轉運維護費用

- 1、建議運轉維護費用包含大修費用，並將試算結果提報審定會討論。
- 2、建議文字表達應符合一致性，以免造成外界誤解。
- 3、因電能躉購費率躉購期間為 20 年，建議大修費用納入運轉維護費用中計算。
- 4、建議不計入期初設置成本的設備費用，其維修費用亦不納入計算。

(四) 生質能發電年淨售電量

原則同意生質能發電年淨售電量為 5,500 度/kW。

(五) 川流式水力發電期初設置成本

原則同意川流式水力發電期初設置成本為 6.8 萬元/kW。

(六) 川流式水力發電轉運維護費用

原則同意川流式水力發電轉運維護費用占期初設置成本之 5.6%。

(七) 川流式水力發電年淨售電量

原則同意川流式水力發電年淨售電量為 4,500 度/kW。

(八) 地熱發電期初設置成本

原則同意地熱發電期初設置成本為 23.3 萬元/kW。

(九) 地熱發電轉運維護費用

原則同意地熱發電轉運維護費用占期初設置成本之 5%。

(十) 地熱發電年淨售電量

原則同意地熱發電年淨售電量為 6,400 度/kW。

(十一) 廢棄物發電期初設置成本

原則同意廢棄物發電期初設置成本為 7.86 萬元/kW。

(十二) 廢棄物發電轉運維護費用

原則同意廢棄物發電轉運維護費用占期初設置成本之 17.9%。

1 建議承辦單位未來可蒐集國外資料，釐清 RDF 製造之

費是歸列期初設置成本或運轉維護費用。

- 2 有關對 RDF 專燒發電，應針對 RDF 製造部分之屬性，係與氣化設施合併計算於設置成本或列入運轉維護成本。

(十三) 廢棄物發電年淨售電量

原則同意 101 年廢棄物發電年淨售電量為 7,300 度/kW。

八、結論：

- (一) 101 年生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算使用參數，經討論獲一致共同處理原則，將提交至審定會討論。
- (二) 101 年生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算使用參數，初步同意原則如下：

1. 期初設置成本

- (1) 生質能：期初設置成本依有無設置厭氧消化設備進行試算，並將試算結果提報審定會討論。
- (2) 川流式水力：6.8 萬元/kW。
- (3) 地熱能：23.3 萬元/kW。
- (4) 廢棄物：7.86 萬元/kW。

2. 運轉維護費用占期初設置成本比例

- (1) 生質能：運轉維護費用包含大修費用，並將試算結果提報審定會討論。
- (2) 川流式水力：5.6%。
- (3) 地熱能：5%。

(4) 廢棄物：17.9%。

3.年淨售電量

(1) 生質能：5,500 度/kW。

(2) 川流式水力：4,500 度/kW。

(3) 地熱能：6,400 度/kW。

(4) 廢棄物：7,300 度/kW。

(三) 有關本分組所涉及議題：業者(含專家)意見回應及計算公式使用參數，皆已討論並獲共識。

九、散會（中午 12 時）。



101年再生能源電能躉購費率審定會-- 「太陽光電分組」第1次分組會議業者 及專家意見摘要及回應情形

0



壹、太陽光電分組

一、電能躉購費率及其計算公式之意見

意見摘要	意見處理回應
1.根據100年太陽光電申設案件的數量結果，表示目前的電價缺乏投資誘因，建議進行檢討。(中華民國太陽光電發電系統商業同業公會)	100年太陽光電推廣分配情形分別為1瓩以上不及10瓩為0.3MW、半額或全額補助案為11.5MW、屏東莫拉克養水種電案為23.4MW、第1期競標得標容量為13.5MW，第2期競標得標容量為15MW，第3期競標得標容量為6.487MW，合計設置量為70.187MW，其中100年可完成申設置目標量為70MW，故設置數量與規劃目標尚屬吻合。
2.太陽光電躉購費率之適用以完工日為準，並不合理，採簽約日，並應審酌作業程序所需之時間(如簽約後，若幾個月未完工，則改採完工日為準)。(專家意見)	1.由於整年度推廣目標量及躉購費率透明化，業者在投資申設時，有足夠時間可以進行前置作業準備。 2.從而，因太陽光電設備設置施工期短，採用完工費率可以公平反映業者在施工階段之管理成果，應屬公平合理。

1

壹、太陽光電分組(續)

一、電能躉購費率及其計算公式之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
3.利潤是支持產業發展、廠商投入的最重要因素。利潤好才有更多的資源容許廠商可以在各方面有所投入，使企業得以永續經營、產業可以成長及促進國家經濟成長，以創造榮景。建議思考如何制定一個好的產業、價格政策及產業環境，以協助產業發展並創造就業機會。(台灣能源技術服務產業發展協會、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會)	再生能源電能躉購費率公式特色，在反映資金成本及投資報酬，並有助於費率水準可以維持業者合理利潤，其目的即在創造國內節能減碳再生能源投資與創造就業機會等效益。
4.再生能源電能躉購費率計算公式，應考慮發展再生能源的外部效益，例如節能減碳或促進民眾就業，並據此評估再生能源電能躉購費率。(國際半導體設備材料產業協會)	

2

壹、太陽光電分組(續)

一、電能躉購費率及其計算公式之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
5.建議依太陽光電推廣目標之達成率，訂定可達成政策目標之再生能源電能躉購費率。(中華民國太陽光電發電系統商業同業公會)	依據再生能源發展條例第九條規定，授權審定會每年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，對費率檢討或修正之，本次審定會將檢視上述各項因素訂定合理費率，已達太陽光電推廣目標。
6.聚光型太陽能系統(CPV)之特性技術，使其在土地利用上可與農業利用併存，所以在優惠電價上應與矽晶及薄膜有所區隔。(台灣太陽光電產業協會)	所提相關意見將提交審定會供委員參酌。
7.太陽光電設備及設置成本趨勢是訂定躉購費率之重要因素，爰應參考國際躉購費率發展趨勢，審慎訂定101年躉購費率。	關於國際躉購費率之發展趨勢，持續進行相關資料蒐集，並提交審定會供委員參酌。

3

壹、太陽光電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數意見

意見摘要	意見處理回應
1.平均資金成本率(折現率)應反映通膨因素，給予業者合理利潤，建議應以貸款利率取代存款利率進行平均資金成本率(折現率)計算，反映合理借貸成本，協助帶動產業發展。(專家意見)	1.平均資金成本率本來即非考慮存款利率，是以10年期公債殖利率加計銀行風險貼水加碼，亦即以貸款利率進行平均資金成本率計算。 現行電能躉購費率計算公式中之平均資金成本率參數，係以下列公式計算而得： $WACC = R_o \times W_o + R_f \times W_f = R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_f$ $= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_f, \text{ 且 } W_o + W_f = 1$ 其中 R_o 為外借資金利率 W_o 為外借資金比例 R_f 為自有資金報酬 W_f 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 2.有關業者的利潤是反映在自有資金的成本率，即風險溢酬+無風險利率+信用風險加碼，應能達到給予業者合理利潤之目的，故採用平均資金成本率確能反映業者應有之合理利潤。

4

壹、太陽光電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數意見(續)

意見摘要	意見處理回應
2.關於PV系統之20年整體運轉能力及負擔，在公式中也已考慮運轉維護費用，建議重點在於較合理之費用參數值。(專家意見)	1.有關運維費用及裝置容量、發電量等相關因素，在審定過程中已審慎考量。 2.將邀請銀行業者參加聽證會。
3.太陽光電建置容量並不等於其發電量，若要維持發電量穩定，則需投入相當高之運維成本。(全球光電產業聯盟)	
4.目前銀行皆以100年預估之太陽光電發電量進行核貸試算，業者無法說服銀行給予融資貸款，此為實務上所面臨之困境。(國際半導體設備材料產業協會、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會)	

5



壹、太陽光電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數意見(續)

意見摘要	意見回應
5.建議業者提供可查核之參數資料，予審定委員作為訂定再生能源電能躉購費率之參考。(專家意見)	1.各項計算參數之參採原則，皆以市場實際成交或可佐證數據等資訊為基礎，以計算出公平合理的費率水準。 2.對於業者及相關公協會已提供之資料，將由幕僚單位進行分析，以供審定會參考。
6.請公協會提出大、中、小系統於民間業者的系統成本與成本結構，以增加公信力與說服力；並請提出不贊成競標制度的具體說明，以提供主管機關參考。(專家意見)	

6



壹、太陽光電分組(續)

三、推動執行面意見

意見摘要	意見處理回應
1.為增加銀行融資意願，建議採用一年公告數期費率的方式，讓銀行願意投入資金。(台灣太陽光電產業協會)	101年第一次審定會已針對該項議題進行討論，原則決定由於成本變化趨勢快速且幅度大，一年同時公告未來年數期費率尚非可行。太陽光電設備設置由於施工期短，在年度推廣目標量透明化，且相關競標作業期限在當年度9月底前即已完成，因此採一次發布當年費率當可滿足業者要求。
2.競標機制會增加業者投資風險的不確定性，且目前太陽光電設備價格下降的空間已經接近極限，反對費率繼續採用競標機制。(台灣太陽光電產業協會、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、全球光電產業聯盟)	太陽光電設備因近年技術進步快速造成設置成本下降趨勢明顯，市場變化迅速、成本波動劇烈，競標機制設計即是得以反映此種市場態樣，亦有部分國家(如法國)採行競標機制。

7

壹、太陽光電分組(續)

三、推動執行面意見(續)

意見摘要	意見處理回應
3.競標機制把原本的目標量下限當成上限來使用，恐怕已違背再生能源發展條例最初的立法精神與意旨，建議重新思考。(專家意見)	1.依據再生能源發展條例第六條第一項規定，中央主管機關得考量國內再生能源開發潛力、對國內經驗及電力供應穩定之影響，每二年進行再生能源推廣目標之檢討。 2.再生能源發展是各類技術之組合，且成本最終將反映到電價上，因此，需考量財務可負擔性、技術可及性等因素，使各類發電技術能均衡發展。
4.屋頂建置太陽光電設備，在法令上如何鬆綁才能達到百萬屋頂之目標，讓屋頂違建與太陽光電設備認定應予脫鉤才能推得動。(台灣太陽光電產業協會)	關於達到百萬屋頂推廣目標之相關法規如何鬆綁，非屬審定會之權責，相關意見將轉呈至主管機關參酌。



101年再生能源電能躉購費率審定會-- 「風力發電分組」第1次分組會議業者 及專家意見摘要及回應情形

0



壹、風力發電分組

一、電能躉購費率及其計算公式之意見

意見摘要	意見處理回應
1.躉購費率的訂定應考慮是否具融資可操作性。建議參考德國模式，採「前高後低」方式訂定兩階段電價，讓業者前10年可以回收，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。另建議電價不應低於3.08 NT/度；或前10年不低於3.09 NT/度，後10年以台電迴避成本收購。(台灣新能源產業促進協會、專家意見)	1.101年第一次審定會已針對該項議題進行討論，原則決定，各類再生能源電能躉購費率設計採單一費率。 2.國外採取前高後低之費率訂定作法，係為鼓勵較具風險之新興再生能源發展為目的。 3.基於風險分擔考量下，前高後低費率於後期將增加政策風險及消費者負擔，因此，在考量業者投資風險的同時亦應納入政府及消費者公平分擔之概念；另費率訂定時，皆已考慮業者之成本與報酬，後續將業者意見提交審定會供委員參酌。
2.建議依據台電公司目前發電成本及合理報酬率，計算台電公司合理售電價格及再生能源電能躉購費率。(台灣風能協會)	相關意見將提交至審定會供委員參酌。

壹、風力發電分組(續)

一、電能躉購費率及其計算公式之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
3.離岸風電躉購費率的訂定需與本土性風電產業的建構策略相結合，且躉購費率的訂定需有一致性的政府施政方針做後盾。(台灣風能協會)	審定委員認同本議題之重要性，但亦應就國家整體政策考量進一步評估，相關意見將轉呈政府相關主管機關參酌。
4.有關電價躉購的制度，應考慮同時促進提昇台灣產業的投入，尤其是中小型風力發電產業在台灣已逐漸成形，因此電價的制定應有提昇(鼓勵)產業的機制。(專家意見)	1.依據101年第一次審定會討論決議，基於優先獎勵開發最佳資源場址下，不依區域性條件訂定差異化費率。 2.101年第2次分組會議曾就容量級距議題進行討論，考量中小型風機市場需求以及發展潛力，並基於經濟效益評估，原則上將維持原定之費率級距。
5.因國內中小型風機已逐漸成熟，且設置成本有所不同，建議風力電能躉購費率依不同裝置容量級距訂定，並針對國內中型風機另訂定收購電價。(台灣中小型風力機發展協會)	3.審定委員認同本議題之重要性，但亦應就國家整體政策考量進一步評估，相關意見將轉呈政府相關主管機關參酌。

2

壹、風力發電分組(續)

一、電能躉購費率及其計算公式之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
6.整體而言，風電20年價格補貼的結果為正效益，亦即風電反補貼的金額大於風電實際獲得補貼的金額。合理有誘因的價格讓風電越早進入市場，則社會整體獲得風電反補貼的效益越大。(台灣風能協會)	1.101年第一次審定會討論費率審定原則，已將再生能源業者應有之正當經營合理利潤納入考量，且公式已反映資金成本及投資報酬，有助於費率水準可以維持業者合理之利潤。 2.再生能源技術門檻較高，投資資金相對較大、發電成本較高，故主管機關以「先補貼，後回饋」之觀點，於投資初期給予較高收購費率及合理報酬，以提升再生能源業者進入市場的誘因、降低投資初期之風險，期待再生能源未來可以對社會產生回饋效果。
7.今年(100)陸域風電的目標仍未達成，表示價格太低，不具誘因；建議訂定一個合理的價格以創造市場進而發展台灣的風電產業。(台灣風能協會、台灣新能源產業促進協會)	1.依據再生能源發展條例規定，授權審定會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，對費率檢討或修正之。針對躉購費率水準，101年審定會亦將檢視上述各項因素，以訂定合理費率。 2.101年第一次審定會討論費率審定原則，已將再生能源業者應有之正當經營合理利潤納入考量，且公式已反映資金成本及投資報酬，有助於費率水準可以維持業者合理之利潤。

3



壹、風力發電分組(續)

一、電能躉購費率及其計算公式之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
8.離岸風場之成本，除了期初設置成本與運轉維護成本外，需再加上風機運轉20年後之除役成本；建議將「除役成本」參數納入公式中，於往後每年反應新的資訊，以計算最終價格；若以公式結構與參數不變動之原則下，建議除役成本佔期初設置成本的5%；或考量將除役成本納入運轉維護費用內計算。(台灣風力發電設備產業聯誼會、台灣風能協會)	1.所稱除役成本在不改變計算公式下仍能納入考量，並不需要改變計算公式。 2.審定委員認同本議題之重要性，唯目前國內並無相關數據資料，故已就國外離岸風機除役成本之相關討論持續進行資料蒐集與分析。

4



壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數之意見

意見摘要	意見處理回應
1.依照去年制定期初設置成本之原則，離岸風力業者建議101年期初設置成本為每17.9萬元/kW；其中，包含歐洲成本平均值(15.2萬)、併網成本(2.6萬)及LVRT成本(0.1萬)。(台灣風力發電設備產業聯誼會)	業者所提設置成本相關資料，將會加以查證確認後，提交至審定會供委員參酌。
2.離岸風機岸上預組裝及運送工作相當複雜，台灣目前沒有相關配套的港埠設施，另目前台灣的離岸施工船機均不適合離岸風機的吊裝作業，重新購置或租用國外船機的費用甚高，建議相關費用納入期初設置成本考量。(台灣風能協會)	有關港埠設施之相關意見，將轉呈政府相關主管機關，建請進行通盤檢討並給予適當協助。

5



壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
3.離岸風電受台灣惡劣環境影響，費用比歐洲高，尤其是保險費用，建議將風力發電設備的保險(產險、噪音、安全保險等)，考量納入期初設置成本。(台灣風能協會、專家意見)	1.一般而言，各開發業者申設計畫書中之期初設置成本，除包含土地及改良物、土建工程、機械設備、資本化利息支出外，同時亦含間接費用，例如設計規劃、保險費用、技術引進與開發等前置費用、以及行政管理等成本，因此相關費用已反映其中。 2.相關意見將提交審定會供委員參酌。

6



壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
4.建議年運轉維護費用應提高至7%；歐洲年運轉維護費用可達期初設置成本的5%，但是，為了因應台灣地理環境與考慮其他因素，需加上保險及再保險費用及重置成本，利用物價調整機制，採物價上漲率2%，每年調整一般運轉維護、保險及再保險費用及重置成本；建議年運轉維護費用佔期初設置成本的7%。(台灣風力發電設備產業聯誼會)	1.若每年以2%的通膨率來調整運轉維護費用，則通膨率每年應呈等比率成長，所以不應將通膨率直接附加於運轉維護費中；若將通膨率2%設算20年之平均運轉維護比，於期初運轉維護比為5%之下，則可推算出20年均化運轉維護比為6.07%，約等於原先不考慮通膨下之5%運維比再加上1%；經討論後，委員同意援用去(100)年分組會議處理方式，以及100年審定會討論結論。 2.100年審定會決議如下：有關物價上漲因素，在費率計算公式中，透過成本均化及折現率設定過程皆已納入考量。至於本(101)年度合理之運轉維護成本比例將由審定會討論決定。
5.國內風場環境特殊，風機產生故障與維修受颱風、大雨、地震等有相當影響，所引發的成本也會較高，此應列入考量。(專家意見)	

7

壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
6.風機的運轉維護費用因使用年限逐年提升，在12年後風機必須大修，故建議適度提升運轉維護費用占期初設置成本之比例，建議合理數值應為占期初設置成本的4.5%。(台灣新能源產業促進協會)	1.經討論後，委員同意援用去(100)年分組會議處理方式，以及100年審定會討論結論。 2.100年審定會決議如下：依據國外研究機構資料(詳見下列資料來源)，一般風力機組之經濟壽齡多設為20年。至於台灣實際現狀所反映之運轉維護成本差異有待未來更多實際營運資料來佐證。 3.根據IEA Wind Task 26(2011)資料，顯示歐洲各國陸域型風力機的運維比平均為2.9%，低於業者所提4.5%。

參考資料：

- 1.丹麥風力機協會<http://www.windpower.org/>
2. Schleisner, L., 2000, "Life cycle assessment of a wind farm and related externalities", Renewable Energy, 20:279-88(2008)
3. Raluy, R. G., L. Serra, J. Uche, 2005, "Life cycle assessment of desalination technologies integrated with renewable energies", Desalination, 183:81-93.
4. Hondo, H., 2005, "Life cycle GHG emission analysis of power generation system : Japanese case", Energy, 30:2042-2056.
5. NREL (2011), IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy.

8

壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
7.業者銀行實際談判經驗，銀行有意願給予風電或太陽光電融資者，則其貸款利率應不低於5.25%，因此建議陸域風力平均資金成本率(折現率)調高至6.5%。(台灣新能源產業促進協會)	1.在財務上，折現率指將未來期間預期收益折算成現值的比率，於此恐無法完全表達出業者全部計畫投入資金的報酬率，現行公式即將投資者所面臨之外借資金率與自有資金報酬率之加權平均所計算而得，故以平均資金成本率取代折現率。銀行對於業者之貸款，應已考慮貸款者整體財務、營運狀況及信用風險後，給予合理之貸款利率。經討論後，委員同意援用去(100)年分組會議處理方式，以及100年審定會討論結論。 2.100年審定會討論如下：在費率計算公式中，各項可能發生之風險已於折現率反映，同時考量公平性及效率性，採標竿方式設定合理水準，而非個案逐一檢視。
8.銀行貸款利率是風險越高，信用風險加碼越高，台灣因對產業的陌生，寧願不核貸，也不願賺取較高的信用風險加碼；該業者與銀行實際談判後，其貸款利率不應低於5.25%；若外借資金利率以5.25%計算時，折現率應為6%才合理。(台灣新能源產業促進協會)	
9.國際間離岸風場之折現率在8%以上，且離岸風場聯貸案多由國外銀行主導，須參考國外融資條件，建議離岸風力平均資金成本率(折現率)調高至8%。(台灣風力發電設備產業聯誼會)	

9



壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數意見(續)

意見摘要	意見處理回應
10.平均資金成本率(折現率)應反映通膨因素，給予業者合理利潤，建議應以貸款利率取代存款利率進行平均資金成本率(折現率)計算，反映合理借貸成本，協助帶動產業發展。(專家意見)	1.平均資金成本率本來即非考慮存款利率，是以10年期公債殖利率加計銀行風險貼水加碼，亦即以貸款利率進行平均資金成本率計算。 現行電能躉購費率計算公式中之平均資金成本率參數，係以下列公式計算而得： $WACC = R_o \times W_o + R_I \times W_I = R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_I$ $= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I, \text{ 且 } W_o + W_I = 1$ 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 2.有關業者的利潤是反映在自有資金的成本率，即風險溢酬+無風險利率+信用風險加碼，應能達到給予業者合理利潤之目的，故採用平均資金成本率確能反映業者應有之合理利潤。

10



壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數意見(續)

意見摘要	意見處理回應
11.離岸風場是在海上的計畫，其工程較陸上工程複雜且風險高，風險溢酬勢必較高；因此，在不同再生能源類別中，成本、發電量及風險溢酬皆不同的情況下，其平均資金成本率為何具「共通性原則」？(台灣風力發電設備產業聯誼會)	1.不同再生能源業者所需之風險溢酬會因不同業者的信用狀況、再生能源類別及設置廠址而有所不同，業者面臨未來投資所產生之風險成本，除已藉由不同設置成本中之保險費用反映，並透過設定不同運轉維護費用比例予以反映。 2.基於躉購費率審定原則之一致性，故採用相同之平均資金成本率；相關意見將提交審定會供委員參酌。

11



壹、風力發電分組(續)

二、電能躉購費率計算使用參數之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
12.運轉年限可能因技術進步、運維成本變動而有所不同，因此公式內容應以「運轉年限」取代「躉購期間」；且應以12年計算，較能反映現實。(台灣新能源產業促進協會)	1.經討論後，委員同意援用去(100)年分組會議處理方式，以及100年審定會討論結論。 2.100年審定會決議如下：依據國外研究機構資料(詳見下列資料來源)，一般風力機組之經濟壽齡多設為20年，故風力發電之運轉年限原則上可達20年。

參考資料：

1.丹麥風力機協會<http://www.windpower.org/>

2. Schleisner, L., 2000, "Life cycle assessment of a wind farm and related externalities", Renewable Energy, 20:279-88(2008)

3. Raluy, R. G., L. Serra, J. Uche, 2005, "Life cycle assessment of desalination technologies integrated with renewable energies", Desalination, 183:81-93.

4. Hondo, H., 2005, "Life cycle GHG emission analysis of power generation system : Japanese case", Energy, 30:2042-2056.

12



壹、風力發電分組(續)

三、推動執行面之意見

意見摘要	意見處理回應
1.今年度仍舊召開聽證會。 2.對於審定會運作程序上，希冀政府能提供業者參與審定會議，以增加業者與審定委員交流和溝通之機會。(台灣新能源產業促進協會、台灣風力發電設備產業聯誼會)	1.101年作業時程已規劃舉行聽證會。 2.相關意見將提交審定會供委員參酌。
3.審定會及分組會議之會議紀錄須於兩週內公布於能源局網站上。 4.能於年底前公告電價，否則明年初電價未公告前，台電不接受業者簽訂PPA的申請。(台灣新能源產業促進協會)	1.會議紀錄完成後尚需給委員確認意見是否有忠實陳述，之後會盡速公佈。 2.相關意見將提交審定會供委員參酌。

壹、風力發電分組(續)

三、推動執行面之意見(續)

意見摘要	意見處理回應
5.政府介入發展再生能源是必要的，如德國、韓國、中國、美國等。因為再生能源具有相當高的外部效益，故給予業界合理的利潤率是必要的。(專家意見)	審定會費率審定原則已將再生能源業者應有之正當經營合理利潤納入考量，且公式已反映資金成本及投資報酬，有助於費率水準可以維持業者合理之利潤。
6.風電陸域10kW以上的台灣開發潛能至少有5,000MW。(台灣新能源產業協會)	風場開發尚需考慮環境、技術、經濟、安全及國土規劃等；相關意見將提供能源主管機關參酌。
7.針對審定會訂定價格之精神與方式，希主管機關建立一套穩定的運作模式。(台灣新能源產業促進協會)	審定會運作期程皆於能源局網站預先公告，且每年審定會皆會對躉購費率進行檢討修正，已是一套穩定的運作模式。



101年再生能源電能躉購費率審定會--「生質能及其他再生能源發電分組」第1次分組會議業者及專家意見摘要及回應情形

0



壹、生質能及其他再生能源發電分組

一、電能躉購費率及其計算公式之意見

意見摘要	意見處理回應
1.建議再生能源躉購費率採前高後低方式，使業者前10年即可回收投資成本，而後10年的費率只須比運維成本略高即可。(專家意見)	1.101年第一次審定會已針對該項議題進行討論，原則決定，各類再生能源電能躉購費率設計採單一費率。 2.經101年分組會議委員討論後，相關意見處理回應說明如下： (1)在國外採取前高後低之費率訂定作法，係為鼓勵較具風險之新興再生能源發展為目的。 (2)我國費率訂定依法設有費率下限，若採取前高後低的方式，第二段費率將不能低於下限，使得第一段費率無法較大幅拉高，則故採行意義不大。

一、電能躉購費率及其計算公式之意見

意見摘要	意見處理回應
2.建議將都市垃圾焚化廠發電納入再生能源電能躉購項目。(專家意見)	依據「再生能源發電設備設置管理辦法」第三條第十三項規定，我國廢棄物發電指以一般廢棄物與一般事業廢棄物等，經處理製成較直接燃燒可有效減少汙染及提升熱值之燃料做為料源，由於都市垃圾焚化廠發電為未經過處理而直接燃燒，因此，所產生之電能依法並無法納入現行電能躉購費率收購對象。

二、電能躉購費率計算使用參數之意見

意見摘要	意見處理回應
1.有關審定廢棄物和生質能(沼氣)躉購費率所採用之參數，未符合實際情況，例如年售電量數據過高，建議以其規模大小區分運維比例、年售電量及躉購期限。(專家意見)	1.依據101年第一次審定會討論決議，基於在優先獎勵開發最佳資源場址下，不依區域性條件訂定差異化費率。 2.基於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，應進一步考量國內實際設置情形，相關意見將提交至審定會供委員參酌。
2.請幕僚單位蒐集相關參數資料，使再生能源躉購費率審定結果更具說服力。(專家意見)	幕僚單位已持續蒐集國內外相關資料並納入分析，以提供審定會委員參酌。

二、電能躉購費率計算使用參數之意見

意見摘要	意見處理回應
3.有關計算地熱躉購費率時，建議應包含各項地熱發電所產生的成本，例如外部成本(行政程序)、挖井費用及設備建置成本。(台灣新能源產業促進協會)	1.一般而言，各開發業者申設計畫書中之期初設置成本，除包含土地及改良物、土建工程機械設備、資本化利息支出外，同時亦包含間接費用，例如設計規劃、保險費用、技術引進與開發等前置費用、以及行政管理等成本。
4.建議生質能設置成本，應考量規模、運輸性及地域因素。(專家意見)	2.幕僚單位將持續針對所提及相關成本進行資料蒐集與分析，以反映真實之期初設置成本。
5.建議生質能之設置成本，應考量技術引進與開發成本。(專家意見)	3.另於101年第一次審定會已針對相關議題進行討論，原則決定，基於在優先獎勵開發最佳資源場址下，不依區域性條件訂定差異化費率。
	4.基於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，應進一步考量國內實際設置情形，相關意見將提交至審定會供委員參酌。

4

二、電能躉購費率計算使用參數之意見

意見摘要	意見處理回應
6.平均資金成本率(折現率)應反映通膨因素，給予業者合理利潤，建議應以貸款利率取代存款利率進行平均資金成本率(折現率)計算，反映合理借貸成本，協助帶動產業發展。(專家意見)	1.平均資金成本率本來即非考慮存款利率，是以10年期公債殖利率加計銀行風險貼水加碼，亦即以貸款利率進行平均資金成本率計算。 現行電能躉購費率計算公式中之平均資金成本率參數，係以下列公式計算而得： $WACC = R_o \times W_o + R_f \times W_f = R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_f$ $= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_f, \text{ 且 } W_o + W_f = 1$ 其中 R_o 為外借資金利率 W_o 為外借資金比例 R_f 為自有資金報酬 W_f 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
	2.有關業者的利潤是反映在自有資金的成本率，即風險溢酬+無風險利率+信用風險加碼，應能達到給予業者合理利潤之目的，故採用平均資金成本率確能反映業者應有之合理利潤。

5