

101 年再生能源電能躉購費率審定會第 3 次會議紀錄

壹、時間：100 年 12 月 26 日（星期一）下午 1 時 30 分

貳、地點：經濟部簡報會議室

參、主席：黃召集人重球

記錄：藍文宗、魏智群

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、報告事項：

（一）第 2 次審定會會議結論辦理情形

1. 101 年再生能源電能躉購下限費率以 96 年至 99 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 2.3302 元/度。
2. 同意參採海關進口風力發電設備之成本資料，藉以合理反映實際成本。
3. 風力發電躉購費率援用 100 年度審定會之作法，對於具備低電壓持續運轉能力(LVRT)之陸域風力發電設備裝置容量 10 瓩以上及離岸風力發電設備相關成本納入考量。
4. 生質能躉購費率增列設置厭氧消化設備之生質能發電類別，以鼓勵設置豬糞尿發電設備。
5. 不同類別再生能源原則採相同平均資金成本率，各類別再生能源電能躉購費率計算公式之相同平均資金成本率使用參數，經討論並獲致共識，請據此估算 101 年再生能源電能躉購費率。
6. 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因素，並鼓勵業者儘早完工，以達成推廣目標，101 年度太陽光電躉購費率採一次公告兩期(上半年及下半年)不同躉購費率之作法。

(二)「再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數」聽證會業者意見歸納報告

洽悉。

二、討論案

(一) 101 年再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

1. 英國離岸風力設置成本因不含併網成本，故採用英國設置成本案例與英國併網成本資料估算期初設置成本，尚屬合宜。
2. 根據美國 EIA 資料，離岸風力考量通膨與每年分攤 0.15%除役成本後，運維比例為 2.35%，仍低於第二次審定會建議數值 3%，因此建議離岸風力運維比例維持 3%。
3. 建議台電公司應考慮電價能合理上漲，以有效推動再生能源。
4. 建議補充 10 瓩以上陸域風力發電設備期初設置成本參數之說明，並採 100 年度海關資料。
5. 建議補充說明陸域型 10 瓩以上風力發電設備之運轉維護費用占期初設置成本比例為 2.74%之理由。
6. 建議比照太陽光電發電設備之補助方式，估算 101 年離岸風力示範補助躉購費率。
7. 建議在採用資料上須訂定一套原則，保持一致性及穩定性，並配合具體論述做後盾，以避免往後於資料參採上產生爭議。
8. 審定會討論再生能源電能躉購費率時，應考慮社會公益而非依據業者自益的意見做討論。
9. 建議未來可針對各類再生能源電能躉購費率計算使用參數之

期初設置成本，可依不同國際趨勢下降幅度調整。

10. 針對太陽光電發電設備之期初設置成本參考競標得標折扣率進行調整時，建議剔除折扣率極端值。
11. 太陽光電發電設備年發電量採裝置容量加權計算尚需多加研析，並應考量 20 年效能衰減情況。
12. 建議參考美國能源部報告，其中陸域風力電價約 8 分美元/瓩，且 2004 年~2007 年設置的風力機容量因素皆可達 32~33%，隨技術進步逐年提高，年發電量可達 2,600 度，爰我國 10kW 以上陸域風力年發電量採 2,400 度可能偏低。
13. 建議離岸風力發電設備設置成本資料以年度區分，以比較岸距及水深與成本之關聯性，並說明離岸風力技術進步情形。
14. 建議離岸風力發電設備目前暫不考慮除役成本，待國內有更多實績數據時再行考量。
15. 目前離岸風力於躉購費率制度與「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」下仍具投資誘因。建議維持目前費率，且可透過風力發電離岸示範系統機組之相關運轉實績，作為訂定躉購費率之參考基礎。
16. 太陽光電發電設備年發電量採加權平均計算可反映不同區域、日照情況及周遭環境等實際現況，且目前發電技術尚有進步空間，故以 20 年長期躉購觀點，建議維持目前 1,250 度。
17. 太陽光電業者提出之發電量資料係為 100 年 1~9 月之統計數值，而統計年報之數值為全年發電資料。
18. 陸域型 10 瓩以上風力發電設備在考量業者聽證會之意見後，研判業者運轉維護費用採用之匯率以及 EIA 費用納入計算屬不合理估算方式，故僅對以上兩點進行修正，並與台電資料加權計算，得出運維比例 2.74%。

19. 因台電 99 年川流式水力運轉維護費用較 98 年高，故反映於 101 年之運轉維護占比參數上。
20. 廢棄物發電之運維費用比例，係根據環保署資料計算，由於設置成本降低，故運維比例提高。
21. 台中電廠 100 年 1~10 月的日平均發電仍有 3.8 度，顯示年發電量以 1,250 度估算仍屬合理。
22. 民間消費團體表示願意以較高價格使用較清潔的能源，倘若業者是在有利可圖的前提下要求提高躉購費率，則不需再因此增加費率水準，只需加強論述說服業者接受。
23. 太陽光電躉購費率公告方式採一年兩期對業者較為有利，惟發電量部分，應再加強太陽光電是在較佳日照條件下考量衰減後，發電量為 1,250 度之論述。

(二) 101 年再生能源電能躉購費率試算

建議幕僚試算 101 年躉購費率 20 年下之基金支出總額與電價影響程度，並做系統性的資料累積，以作為 101 年電價調整及政策規劃之依據。

(三) 101 年再生能源電能躉購費率公告草案

公告事項因屬行政部門權責範圍，請依決議進行後續作業。

柒、決議事項：

一、報告案：

洽悉。

二、討論案：

- (一) 101 年再生能源電能躉購費率計算公式維持與 100 年相同，各類再生能源類別與裝置容量級距維持與 100 年相同。

- (二) 101 年計算各項再生能源躉購費率採相同平均資金成本率 5.25%，並以單一費率躉購 20 年。
- (三) 101 年再生能源電能躉購下限費率以 96 年至 99 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 2.3302 元/度。
- (四) 有關太陽光電躉購費率使用參數之年淨售電量，為鼓勵優良區域發展及考量太陽光電設備效率衰減因素(10 年約減少 10%)，仍維持年淨售電量採 1,250 度/kW。
- (五) 納入海關進口風力發電設備之成本作為參採資料，藉以合理反映實際成本。
- (六) 風力發電部分，援用 100 年審定會之作法，對於陸域型 10 瓩以上及離岸風力發電將具備低電壓持續運轉能力下之相關成本納入考量。
- (七) 生質能發電部分，增列設置厭氧消化設備之生質能發電類別，以鼓勵設置豬糞尿發電設備。
- (八) 基於鼓勵業者儘早完工並考量太陽光電發電設備成本下降趨勢及有效達成 101 年度再生能源發電設備設置推廣目標量，爰 101 年度太陽光電躉購費率採一次公告兩期(上半年及下半年)不同躉購費率之作法。
- (九) 曾取得經濟部能源局依據「太陽光電發電系統設置補助作業要點」提供半額補助之太陽光電發電設備，考量受補助後其期初設置成本及利率負擔皆減輕，爰期初設置成本參數扣除其補助金額，並以平均資金成本率 4.25%計算其躉購費率。
- (十) 曾取得經濟部能源局依據「太陽光電發電系統設置補助作業要點」提供全額補助之太陽光電發電設備，其電能躉購費率

為下限費率。

(十一) 「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，由經濟部另訂之。

捌、臨時動議：無

玖、散會（下午 6 時 15 分）

「再生能源電能躉購費率審定會」 報告案

經濟部

100年12月26日

0

目 錄

報告案一：第2次審定會會議結論辦理情形

報告案二：「再生能源電能躉購費率計算公式
及使用參數」聽證會業者意見歸納
及處理說明

1



報告案一： 第2次審定會會議結論辦理情形

2



壹、第二次審定會辦理情形

- 一、時間：100年12月13日上午9時
- 二、地點：經濟部簡報會議室（臺北市福州街15號）
- 三、主席：經濟部黃次長重球
- 四、出席委員：歐委員嘉瑞、邱委員求慧、林委員旭佳
（鄭永銘代）、張委員四立、林委員誠二、陳委員斌
魁、江委員青瓚、蔡委員娟娟、蔡委員宏明、顧委員
洋、張委員祖恩、雷委員立芬
- 五、列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

3



一、報告案決議

- (一)經由各再生能源分組會議討論之共同意見已提報審定會討論，將於討論案形成最終決議。

辦理情形：遵照辦理。

- (二)101年再生能源電能躉購下限費率以96年至99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2.3302元/度。

辦理情形：依決議辦理。

- (三)各分組會議所提報之計算使用參數建議值洽悉，將於後續討論案進行實質討論。

辦理情形：遵照辦理。

- (四)原則同意規劃召開101年再生能源電能躉購費率聽證會之作業方式，各委員亦可參與聽證會聽取業者意見。

辦理情形：業依決議，於12月20日召開「再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數」聽證會，並將開會訊息通知所有委員。會議辦理情形與業者意見歸納及處理說明，請詳見報告案二。⁴



二、討論案決議

- (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，並提交12月20日聽證會聽取各界意見後，再提送審定會討論。

辦理情形：依決議辦理。

- (二)原則同意本次審定會討論之各類再生能源躉購費率計算公式使用參數建議值，惟各類再生能源電能躉購費率計算使用參數之期初設置成本參採國際趨勢下降幅度，請再檢視並酌予調整，並於聽證會以適當設置成本降幅進行說明。

辦理情形：業依決議，已針對太陽光電期初設置成本依不同國際趨勢下降幅度進行調整，並於聽證會中進行說明。

- (三)原則同意納入海關進口風力發電設備之成本資料作為參採資料，藉以合理反映真實成本。

辦理情形：依決議辦理。



二、討論案決議(續)

(四)有關風力發電費率，原則援用去(100)年審定會之作法，對於陸域型10瓩以上及離岸風力發電將具備低電壓持續運轉能力(LVRT)下之相關成本納入考量。

辦理情形：依決議辦理。

(五)生質能發電部分，將增列設置厭氧消化設備之生質能發電類別，以鼓勵設置豬糞尿發電設備。

辦理情形：業依決議，已針對設置厭氧消化設備之相關成本資訊進行資料蒐集，並區分是否設置厭氧消化設備進行費率試算，請詳見討論案二。

(六)不同類別再生能源原則採相同平均資金成本率，各類別再生能源電能躉購費率計算公式之相同平均資金成本率使用參數，經討論並獲致共識，請據此估算101年再生能源電能躉購費率。

辦理情形：依決議辦理，並於討論案二予以說明。



二、討論案決議(續)

(七)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，初步同意太陽光電費率公告方式可採一年兩期之作法。

辦理情形：業依決議，進行相關分析並試算一年兩期之躉購費率，請詳見討論案二。



報告案二：

「再生能源電能躉購費率計算公式 及使用參數」聽證會 業者意見歸納及處理說明

8



壹、聽證會辦理情形

場次	上午場	下午場
地點	台灣師範大學圖書館國際會議廳B1	
會議時間	12/20上午	12/20下午
出席人員	各類再生能源公協會、業者及新聞媒體	
討論議題	再生能源電能躉購費率計 算公式及使用參數說明： 1.太陽光電 2.川流式水力 3.地熱能	再生能源電能躉購費率計 算公式及使用參數說明： 1.風力發電 2.生質能 3.廢棄物

9

一、電能躉購費率計算公式

發言摘要	意見處理說明
太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源發電業者針對公式無發表意見。	無。

一、期初設置成本

發言摘要	意見處理說明
1. 太陽光電業者 (1) 民國100年的競標折扣率遊戲規則不公平，不宜用在101年的計算基礎。 (2) 民國101年之躉購費率經長官說明係依100年業者競標之折扣率參考，應為不足，認為應再加上政府公布之物價指數會較合理。因為倘100年之競標業者如營造廠商因競標倒閉者比比皆是，這樣合理嗎？	1. 競標折扣率係於既定獎勵目標量下，於競標機制中，業者願以不虧本的價格進行施工作業，101年期初設置成本僅考慮國際降幅予以調整。 2. 即101年第一期所參採之期初設置成本係考量業者100年第三期競標作業階段中反映對100年第3季、第4季合理可接受期初設置成本，並僅針對101年期初設置成本考慮國際降幅。此看法已於第2次審定會獲委員原則同意。 3. 需將物價指數納入考量者，係為運轉維護費用，已加計於內。

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者 (1)風電目標今年未達成，且未有明確資料顯示明年風機成本將下跌；幕僚單位所提出2015年陸域風力發電期初設置成本應下降4.5%的預估並引申為每年下降0.9%，這樣的計算方式並不合理。	1.依據海關進口統計之德國風機成本資料顯示，2010年平均機組成本為35,902元/kW，2011年平均機組成本為32,267元/kW，降幅為10%，顯示成本確有下降情形。 2.對未來設置成本下降預估，係參採英國能源與氣候變遷部(DECC)預測資料，該資料每年定期發布，具有國際公信力。陸域風力10kW以上，設置成本下降幅度係依2015年相較於2010年成本下降幅度4.5%，假設每年下降幅度均相等，採等比級數方式求得年均降幅為0.9%，此種計算方式並無不妥。

12

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者(續) (2)新豐及新屋二風場已於今年投入生產，並已與台電取得併聯，何以不採用？若以電業執照取得作為要件，應無道理，竣工給照之程序冗長，不在業者可控制的範圍之列，若非得以電業執照取得作為採用之標準，將因主管機關作業延宕，嚴重影響人民之權益，且審定會未決議「已實際運轉」是指「電業登記日期」。 (3)期初設置成本之參數應以2011年的案例作為主要參考，不應以前兩年的歷史價格做平均來當做使用參數。	1.依據審定會費率審定原則，各類再生能源費率計算使用參數之參採係採標準方式設定合理水準，而非就個案逐一檢視。 2.101年期初設置成本參數已將業者所提新屋及新豐兩風場之案例納入，惟業者所提供之成本數據包含項目龐雜較過去偏高，且未經過會計師簽證或實質成本審核，無法確認是否合理，故以海關進口統計之業者實際申報成本資料加以估算。 3.依據審定會費率計算原則，參數資料參採除因設置成本變動快速之類別外，一般以近三年之參數資料為採計基礎。

13

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者(續) (4)去年海關資料未納入今年何以納入，何況其占比以台電可行性研究報告，不具有權威性。	1.經第二次分組會議討論，考量100年新增設置成本案例太少，為避免期初設置成本參數資料參採受到個別業者營運費用差異的影響，建議依據海關進口統計資料所估算之設置成本，作為期初設置成本資料參採基礎，以客觀反映實際設置成本水準，並已於第二次審定會獲委員原則同意。 2.根據IEA Wind Task 26 (2011)報告指出，陸域型風力機組成本占設置成本比例介於68%~84%，平均約為75%；根據工研院(2011)報告指出，陸域型風場之風力機組成本占設置成本比重為75%；而台電公司風力發電第4期計畫可行性研究報告(2011)為54%，故採用國內台電最新資料，亦有利於業者。

資料來源:

- 1.工研院產經中心(2011), 全球風力發電政策動態與產業趨勢
2. NREL(2011), IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy.
- 3.台灣電力公司(2011), 台電風力發電第4期計畫可行性研究報告

14

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者(續) (5)風機海關資料有錯誤，幕僚單位計算海關價格時，未將低壓電纜、控制電纜及周邊器材等未取得「無產製證明」項目之成本納入，惟上述設備仍舊實際進口，只是未符國內法規「無產製證明」，不應將其扣除在進口海關價格之外。	1.風力機組占設置成本比重為54%，係根據台電公司前三期風力發電計畫實際資料加以估算，並不包含風力機塔架、變壓器及附屬設備、高低壓開關設備、監控及通訊系統、雜項設備、電源線等。所以，業者所提低壓電纜、控制電纜及周邊器材等項目成本原本就不應納入。

15

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
3.離岸風力發電業者 (1)去年採英國併網成本時，都採用英國、德國、丹麥等國家的期初設置成本，今年同樣用英國併網成本數據，卻只採英國期初設置成本，但歐洲各國的開發商都不用負擔併網成本，為何獨採英國資料？ (2)2010年制定2011年適用之期初設置成本時，係參考國際上2008~2012年之離岸型風力發電期初設置成本，因此2011年制定2012年適用之期初設置成本時，應參考2009~2013年之期初設置成本資訊。	1.如採計蒐集國外離岸風機案例共23筆(含英國、德國、丹麥、比利時及中國)，扣除極端值4筆(中國3筆、比利時1筆)，期初設置成本為13.9萬元/kW，低於101年採計之14.1萬元/kW。 2.另考量幕僚單位蒐集及業者所提供之國外案例成本資料中，因部分國家資料(德國、丹麥、比利時)無法確認是否已包括併網成本，為確保資料參採一致性，應以不含併網成本之設置成本案例為主，其中英國設置成本案例(共計12筆)經確認不含併網成本(海上變電站、海底電纜、陸上電纜與陸上變電站)，故以之為參數參採對象。 3.100年審定會參採資料係2008~2010年之案例資料，非如業者所言2008~2012年；另依據審定會費率計算原則第3點：「參數資料之參採選定原則，應以市場實際成交價格或可佐證之數據資訊，作為公式計算基礎」，而2012及2013年設置成本資料只屬計畫推估數值，故不宜納入做為計算基礎。

16

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
3.離岸風力發電業者(續) (3)DECC是“預估”英國未來各再生能源的成本降幅，但前提是英國為離岸風力第一名，才能有learning rate達到成本降幅10~11%，但台灣現在是0 MW，試問台灣有何地位能要求成本下降？更何況那只是“預估”的不正確數字。	1.考量我國未來發展離岸風力發電也將採用外國離岸風力發電設備，並導入國外經驗進行離岸風場之開發，因此國外因經驗累積及技術成熟所降低的成本，也會反映在國內未來離岸風力發電的設置成本上，故參採英國能源與氣候變遷部(DECC)預估之成本降幅，應屬公平合理。 2.英國能源與氣候變遷部(DECC)是屬於部會層級的政府部門，其所發布對再生能源設置成本趨勢推估資料亦為該國計算費率所參採使用，具有相對權威性，且資料每年定期更新，可信度高。

17

二、運轉維護費用

發言摘要	意見處理說明
1.太陽光電業者 (1)保固維修成本未計算到20年。 (2)貸款利息、保險(產險/營運中斷險)及所得稅未計算。	1.再生能源躉購期間以20年為期限，已將20年之維修成本均化納入於每年之運轉維護費用。 2.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，大抵亦含間接費用，如設計規劃、保險費用與前置作業等成本，因此相關費用皆已考量。 3.另營運期間之利息費用已由平均資金成本率反映。 4.運轉維護費用包含保固維修、營運費用及人員薪資等。另所得稅涉及個別業者經營獲利差異，因此所得稅不宜納入成本中考量，故躉購費率計算公式採稅前計價。

18

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
1.太陽光電業者(續) (3)目前業界大多保固5年，但系統壽命是大於20年，為保護使用者可順利使用超過20年，因此建議年運轉維護費用占期初設置成本0.7%應重新計算，理應高於0.7%，或者是請提供更明確的計算值。	1.由於國內太陽光電設置案例尚無完整運轉維護費用數據，故以國外案例作為參考。 2.根據蒐集資料，EIA (2011)資料顯示之運維費用占比為0.5%，Lazard公司資料顯示之運維費用占比為0.5~0.6%、平均為0.55%，英國DECC (2011)資料顯示之運維費用占比為0.6~0.9%，平均為0.75%，綜合前述三種國際資料來源之平均占比為0.6%；若另加計物價上漲因素(年物價上漲率為2%)均化20年後之運轉維護費用占比為0.7%。(已剔除EPRI (2010)資料之運維費用占比1%~5%、EIA (2010)資料之運維費用占比0.2%及英國(2011)資料級距≤4kW(含新建築與舊建築)之運轉維護費用占比1.43%~1.7%等三項極端值)

資料來源:

1. EPRI (2010), "Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges"

2. EIA (2010), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010"

3. EIA (2011), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"

4. LAZARD (2009), "LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS-VERSION 3.0"

5. DECC (2011), "Cambridge Economic Policy Associate Ltd and Parsons Brinckerhoff (2011), "Updates to the Feed-in Tariffs model documentation of changes for solar PV consultation."

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者 (1)陸域風電的年運轉維護費應將物價上漲因素與除役因素納入考量，保險亦應納入，年運轉維護占期初設置成本比例則應將上列因素納入（應以20年均化成本計算）建議為3%~4%。	1.目前運轉維護費用之計算已考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)計算20年均化後數值。至於保險費用，一般皆已納入期初設置成本中。 2.陸域風機運轉20年後，可能尚有殘值或仍能持續運轉，故經第二次分組會議討論，不考量納入除役成本，此亦符合國際一般情形。

20

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者(續) (2)主管機關及審定會要求提供的參數資料應有憑證，我們已提出經KPMG審核的年報做為參考，後來我們也針對大修的重置費及15年以後的風機維運成本的劇增皆一一給了憑證，亦請能予參考。且我們提供是4.5%，政府卻要2.44%。另幕僚單位「推理」風機經過大修後，往後期間的維運費用應與前幾年一樣，此無任何資料做佐證，應予以改正。 (3)業者所提供的維運（陸域10kW以上）所占期初成本的比例介於3~5.4%之間，聽證會所呈現的2.44%是非常低的數字不知是如何計算出來的，應該要詳細說明。	1.業者所提供運維費用之參數資料只屬反映該單一廠商營運狀況，仍須檢視其計算方式合理性及數值正確性，決定是否參採或加以修正，然後再納入所有案例中平均計算。 2.依據審定會費率審定原則，各類再生能源費率計算使用參數之參採係採標竿方式設定合理水準，而非就個案逐一檢視。為避免受到個別單一業者營運費用差異影響及計算基礎一致性，故需加以調整。包括：匯率改採2011年數值換算；第3~12年運維費用所採物價上漲率應採2%；第13~20年運維費用參照運轉第3~10年之水準值(亦考量物價上漲率2%)；同時，並剔除非屬運維性質之EIA費用。 3.經前述調整步驟後，將台電公司及民營業者之運轉維護費用資料，加權平均計算每度電運維費用，並以年發電量2,400度估算年運轉維護費用及其占比。 4.參考業者於聽證會後所提意見，針對運轉維護費用資料再加以檢視，尊重業者所提部分意見，唯仍有不合理之處，包括：(1)採用過去年度匯率(1:44)，未反映現行趨勢；(2)維運成本包含EIA費用。為避免受到個別單一業者營運費用差異影響及計算基礎一致性，故需加以調整。包括：匯率改採2011年數值(1€=41.161 NTD)換算，並剔除非屬運維性質之EIA費用。

21

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者(續) (4)維運成本所占期初成本的比例在公式上是20年均化成本的概念，而幕僚單位所引用的台電或IEA的數據都並非是20年長期均化的數字，應該要有所調整。 (5)維運費用第13年應考慮通膨因素，而且第13年的運維費用不應與第3年相同。 (6)台電公司每度電0.33元維運成本的數據來源不清，且不含重置費用及20年內運維費用逐年上升的比率，應予以剔除。	1.運轉維護費用參數計算最終係參採台電公司及民營業者所提供資料，並已同時考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)計算20年均化後數值。 2.參考業者於聽證會後所提意見，針對運轉維護費用資料再加以檢視，尊重業者所提部分意見，唯仍有不合理之處，包括：(1)採用過去年度匯率(1:44)，未反映現行趨勢；(2)維運成本包含EIA費用。故最終僅對以上2點進行調整。 3.台電公司及民營業者所提供資料的數據皆是其所認可資訊，並經幕僚單位檢視其計算方式合理性及數值正確性，且考量物價上漲因素後予以參採估算，故沒有理由加以臆測質疑。

22

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者(續) (7)計算維運成本的匯率不能採單一年度的費率，應至少為10年的平均匯率較合理。 (8)聽證會簡報中，有關民營A風場及B風場之運轉維護費用、單位運維費用及99年度總發電量有誤，應予以修正。 (9)現行幾乎所有的風場開發案(包括台電)都被要求進行環評以及實行環評承諾，EIA的費用不可排除在外。	1.業者提供的運維費用報價資料本即屬以單一年度匯率數值方式換算所得，至於未來實際是否有匯率變動風險，並非所有業者皆會面臨相同狀況，屬個別業者經營狀況差異，故應由個別業者採取適當措施予以因應。 2.業者所指該集團風場相關資料有誤部分，運轉維護費用部分已如前述處理說明；至於，發電量部分則參見後續說明。 3.EIA費用係屬期初設置成本，已包含於其中間接成本之前置作業費用，至於環評審查業者之承諾事項，各開發案均不同，無法以個案逐一檢視，不宜納入運轉維護費用。經第三次分組會議討論，已原則同意不予納入。

23

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
3.離岸風力發電業者 (1)成本項目除了包含年運轉維護成本以及期初設置成本之外，也應納入「除役成本」，且除役成本分攤20年，約當於期初設置成本的0.25%，可與年運轉維護成本合併計算。 (2)2006年“Climate change capital”報告採除役成本佔期初設置成本2%、Cape Wind預估除役成本將佔期初設置成本2.5-7.5%、英國離岸風場 Gwynt y Môr 預估其除役成本約佔總成本3-4%，且能源成本研究專家 Mark J Kaiser 也認為除役成本佔總成本3-4%。	業者於聽證會指出運轉維護費應納入風機除役成本，建議運維比至少要7%。雖第三次分組會議已針對除役成本討論，由於資料尚非完整故原則決定暫不考量除役成本，惟業者於聽證會提出相關國際案例，指出除役成本占期初設置成本約2%~4%，若考量加以納入，則建議可以3%以20年平均分攤方式，每年為0.15%，若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)，計算20年均化後之運轉維護費用為期初設置成本之2.2%，若加計除役成本占期初設置成本比例0.15%，則為2.35%。

資料來源：1.Climate change capital (2006), “More smoke than fire.”

2. Kaiser, M.J. and Snyder, B. (2010), Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf, Energy Research Group, LLC.

3.Drew, J.(2011), Decommission Strategy, GWYNT Y MÔR OFFSHORE WIND FARM LTD.

24

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
3.離岸風力發電業者(續) (3)離岸風力的年維護運轉成本參數3%與現實不符，依照DECC 統計為5%~7%，美國能源部預測數據為9%，而台灣特有的地震及颱風將增加風場運轉維護的風險，勢必增加運轉維護的費用，故應採7%。 (4)離岸風力的年運轉維護費應加入保險費(期初設置成本之3~5%)與除役成本(期初設置成本之0.25~0.3%)，考量台灣位處高強度颱風及地震區，20年均化之年運轉維護費用占期初設置成本比例建議為7~9%。 (5)根據IEA陸岸風力的維運比為2.9%，且海上風場的維運至少是陸岸的兩倍，再加上台灣僅有的地震、颱風等天災險，再考慮2%通膨後，年運轉維護成本占期初設置成本7%。	1.經查證，業者所述英國DECC報告資料數據，其運維費用內涵其實尚包含電網使用費(grid charge)，惟現行我國躉購費率制定所參採計算之期初設置成本已合併網成本在內，故不應重複計算。若將DECC報告中之期初設置成本加計併網成本，且於運維費用扣除電網使用費，則運維費用占比將會降至約3.5%。 2.至於美國能源部(2010)預測資料表2-5數據，離岸風力年運維費為53.33美元/瓩，設置成本為5,975美元/瓩，故運維費用占比應為0.9%才正確。 3.另依據EIA(2011)資料，運維費用占比為2.5%，若以我國期初設置成本參數換算則只為1.8%而已。 4.綜上，我國採計3%介於英國DECC與美國EIA之間，尚屬適當。

資料來源：1. DECC (2011), “Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK.”

2. U.S. Department of Energy Information Administration-Office of Energy Analysis (2010), Updated Cost Capital Cost Estimates of Electricity Generation Plan, EIA(2011), “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011”.

3. EIA(2010), “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010”.

25

三、年淨售電量

發言摘要	意見處理說明
1.太陽光電業者 (1)由台電所提供給田立委資料，台電真正的發電量98年1,050度、99年975度。	1.99年之年發電量，依據台電公司99年統計年報及致電洽詢該公司再生能源處後，台電公司太陽光電一期計畫99年運轉之場址包括台中電廠、金門金沙、興達電廠及民雄電廠等4處場址，其99年運轉實績之平均發電量為990度/瓩年；其中民雄電廠實際發電始於99年7月，因運轉未滿一年，若不納入計算，則99年平均發電量為1,240度/瓩年。 2.業者所稱台電公司98年發電量為1,050度、99年發電量為975度，經多次與業者、立委辦公室及台電公司三方查證後，仍無法確認資料正確性。綜上，幕僚單位已善盡資料查證的責任，但經由上述資料查證的過程，仍無法確認資料之來源以及正確性，故仍採用台電公司定期出版之統計年報書面資料，做為最終參數參採之依據，即建議仍維持第二次審定會之結論。

26

三、年淨售電量

發言摘要	意見處理說明
1.太陽光電業者 (2)模組的效率每十年會減少10%、20年平均效率為88%。	1.關於太陽光電使用參數之年淨售電量的部分，太陽光電設備效率衰減因素，已納入考量。惟基於鼓勵優良區域發展及考量太陽光電設備效率衰減因素(10年約減少10%)，採1,250度/瓩年尚屬合理。故建議仍維持第二次審定會之結論。

27

三、年淨售電量(續)

發言摘要	意見處理說明
2.陸域風力發電業者 (1)目前陸域最佳風場平均年售電量為2,400小時/年，尚可開發的次級風場已無此條件，建議以2,200小時/年~2,300小時/年計。 (2)99年、98年、97年三年的風力發電年售電量應調整為2,370、2,264、以及2,208。若要達成明年度的風電裝置量目標，因此，風力發電年淨售電量應至少調整為2,160。 (3)台電99年統計年報上的數字是將「超過一年以外之試運轉期間」的發電量併入一年內計算，才使年發電量增加，應予以修正。	1.國內仍有部分規畫待開發之優良風場(如雲威、漢威、義威等)，尚因環評、民眾抗爭、期待投資誘因等因素尚未完成籌設許可，因此未來幾年尚無所謂次級風場開發情形。 2.陸域風力發電年淨售電量之參數計算，相關建議將於討論案說明。 3.由於業者所指該集團風場，均屬已運轉滿一年，審定會參採之運轉資料並無將試運轉機組發電量跨年計算之情形，為維持參採資料之一致性及穩定性，故應仍採用台電公司統計年報數據。

28

四、平均資金成本率

發言摘要	意見處理說明
1.太陽光電業者 (1)利息部分，必須考量自然人借款利息，好一點的目前約4~5%並非大型企業的借款利率(1~3%)，或者說應提議將太陽能系統視為不動產，則銀行利率可大幅下降，且還款年限可由7~10年延長至15~20年，可大幅提升裝置意願。	1.100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平均資金成本率反映，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。 2.基於前項理由，不同信用狀況之再生能源設置者自然有部分較為有利，部分較為不利。100審定會採用WACC作為折現率，所參採之外借資金利率為3.36%(1.36%+2.00%)顯已足以反映市場之借款利率水準。 3.101年平均資金成本率之參數計算，相關建議將於討論案說明。

29

四、平均資金成本率(續)

發言摘要	意見處理說明
2.風力發電業者 (1)目前採WACC，但所使用的參數(包括α及β)皆無法反映離岸風力產業之風險及成本。目前α採一般新興產業做為標竿，即為2%，但實際上與國內外銀行及參考第一次風電分組會議本土銀行業者說貸款利率至少要4.25~5.25%，換算成α至少需3.5%。目前β採中國風力平均值6%案例中皆為陸域風力，明顯無法反映離岸風電風險，建議採用100年審定會亦採用之德國再生能源所計算出之$\beta=10\%$。	1.100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平均資金成本率反映，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。 2.銀行針對不同再生能源業者給予之利率水平與該業者之信用狀況有關，且計算公式所採用之參數值係屬各類再生能源皆適用之標竿值。 3.在前項理由下，100年審定會所參採之α採一般新興產業做為標竿，即為2%，以適用於各類再生能源。 4.100年審定會基於國內下水道工程BOT之風險應高於固定費率躉購之再生能源發電，以國內下水道工程BOT自有資金報酬率10%為各類再生能源發電業者自有資金報酬率之上限，故以此所計算而得之β值(6.177%)做為參採依據。德國非太陽光電再生能源發電自有資金成本率達14%，已超過前述上限值，故無法參採。 5.101年平均資金成本率之參數計算，相關建議將於討論案說明。

30

四、平均資金成本率(續)

發言摘要	意見處理說明
2.風力發電業者(續) (2)若以$\alpha=3.5\%$，$\beta=10\%$，則WACC=8.07%；另外，亦援引國外有離岸風電實績之國家，包括英國、德國、丹麥之折現率，亦為8~9%。因此，無論是以實際WACC公式計算，亦或援引國外有離岸風電之實例，皆得出折現率至少需8%。因此，在此建議離岸風電之折現率至少需8%， (3)陸域與海域的平均金資金成本率(折現率)皆用5.25%並不合理，應以銀行實際融資利率為標準。	1.業者所提折現率8%之要求，將遠高於前題說明100年審定會訂定之水準。 2.WACC之理論即是要反映投資國家之利率水準與市場風險，以我國與德國相較，我國政府公債殖利率明顯低於德國，故所採用之WACC參數值理應較低。 3.各類別再生能源採行相同之WACC參數值係審定會之審定原則，參數值係依標竿值並非個別業者的實際數值。 4.101年平均資金成本率之參數計算，相關建議將於討論案說明。

31



報告完畢

「再生能源電能躉購費率審定會」 討論案

經濟部

100年12月26日

0

目 錄

討論案一：101年再生能源電能躉購費率計算
公式使用參數

討論案二：101年再生能源電能躉購費率試算

1



議案一： 101年再生能源電能躉購費率計算 公式使用參數

2



壹、再生能源電能躉購費率審定原則

10月17日第一次審定會通過之電能躉購費率審定原則：

- 一、再生能源業者應有正當經營之合理利潤。
- 二、顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- 三、符合我國環境保護政策、國土利用政策或相關政策者優先鼓勵。
- 四、能帶動我國再生能源產業發展之再生能源優先鼓勵。
- 五、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。
- 六、費率訂定可考量金融機構對業界融資之一般商業習慣及風險保障要求。
- 七、分組會議之共同意見，提請審定會予以確認參採。

3

依101年再生能源電能躉購費率審定會第一次會議結論，電能躉購費率計算公式維持100年審定會採用決議之計算公式。

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

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

年運轉維護費用 = 期初設置成本 × 年運轉維護費用占期初設置成本比例

參、討論案架構說明

- 一、太陽光電部分，業者於聽證會中，僅對年發電量參數提出意見，經查證後，僅計算方式不同，建議仍維持第二次審定會之結論。至於其餘參數，業者均無提出意見說明，故仍維持與第二次審定會相同之結論。
- 二、陸域型1瓩以上未達10瓩風力發電部分，業者於聽證會上，均對各項參數無表示意見，故各項參數仍維持與第二次審定會相同之結論。
- 三、生質能及其他再生能源發電部分，業者於聽證會上，均對各項參數無表示意見，故各項參數仍維持與第二次審定會相同之結論。



參、討論案架構說明

四、風力發電部分，針對業者所提之相關意見，經確認、討論及計算後，說明如下：

(一)陸域型10瓩以上陸域風力部分：

- 1.期初設置成本：經納入新豐及新屋二風場之資料，經試算後，與納入海關資料下計算之期初設置成本差異不大，建議仍維持第二次審定會之結論。相關說明及討論內容將於後續簡報中陳述。
- 2.運轉維護費用：第2次審定會運轉維護費用占期初設置成本比例原採2.44%，國外平均數據為2.76%，參酌業者意見為2.74%，基於鼓勵陸域風力設置，達成新能源政策「千架海陸風力機」推廣目標，建議101年運轉維護費用占期初設置成本比例可採2.74%。相關說明及討論內容將於後續簡報中陳述。
- 3.年售電量：建議仍維持第二次審定會之結論。

(二)離岸風力部分：

- 1.期初設置成本：如採計蒐集國外離岸風機案例共23筆(含英國、德國、丹麥、比利時及中國)，扣除極端值4筆(中國3筆、比利時1筆)，期初設置成本為13.9萬元/kW，低於101年採計之14.1萬元/kW。故仍維持與第二次審定會相同之結論。
- 2.運轉維護費用：針對業者所提意見，已充分進行驗證，除建議除役成本應納入考量外，其餘參數無需變動，仍可維持第二次審定會討論數值，除役成本經納入後，運維費用占比由2.2%提升至2.35%，仍低於第二次審定會建議數值3%。故建議仍維持與第二次審定會相同之結論。
- 3.年售電量：業者無表示意見，故建議仍維持第二次審定會之結論。

6



肆、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

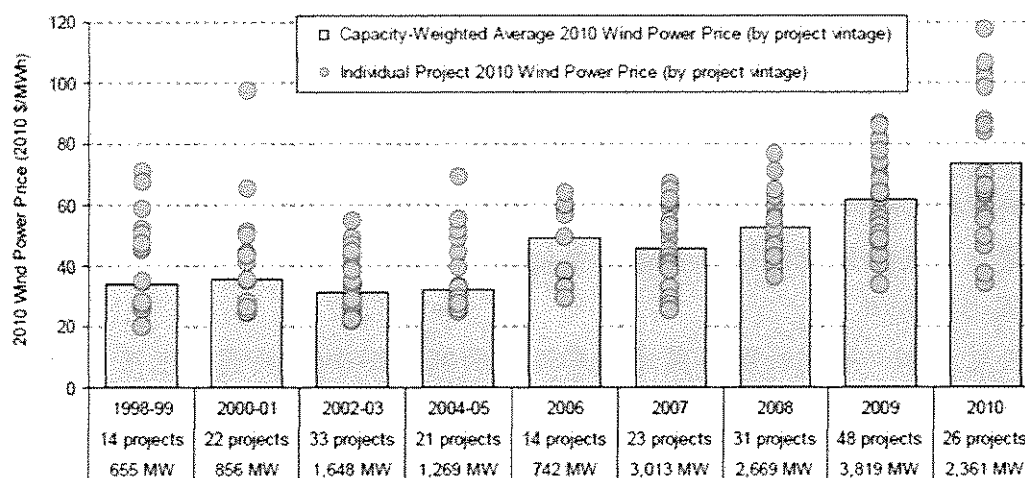
一、陸域型10瓩以上

(一)期初設置成本

- 1.100年審定會使用參數：6萬元/瓩(含LVRT者為6.1萬元/瓩)
- 2.第2次審定會討論數值：5.7萬元/瓩(含LVRT者為5.8萬元/瓩)
- 3.擬採數值：5.7萬元/瓩(含LVRT者為5.8萬元/瓩)
- 4.資料參採說明：
 - (1)依據審定會第2次會議授權，聽證會報告資料採5.7萬元/瓩對外說明。
 - (2)根據美國能源部(2011)資料，美國2010年陸域風力電價約80美元/MWh，折合台幣約2.4元/瓩(詳見圖4-1)，顯示台灣目前躉購費率已屬優渥，此外美國2009年至2010年的風力設置成本約6萬元台幣/瓩，且規模越小成本越高(詳見圖4-2)。
 - (3)尊重業者於聽證會所提意見，若將其提供之A風場及B風場資料納入參採，並剔除海關資料，基於A風場及B風場之裝置容量分別只有4,600瓩和11,500瓩，故採用加權平均方式計算期初設置成本為57,658元/瓩，比第二次審定會參採海關資料所計算之數值為57,908元/瓩略低，反而對業者不利，因此仍維持第二次審定會參採海關資料之作法(詳見表4-1)。
 - (4)建議仍維持第二次審定會建議參採數值，101年期初設置成本可列估為5.7萬元/瓩；若另需加計安裝LVRT下，期初設置成本初步可列估為5.8萬元/瓩。



圖4-1、美國能源部(U.S. Department of Energy, 2011)
陸域風力電價



Source: Berkeley Lab database

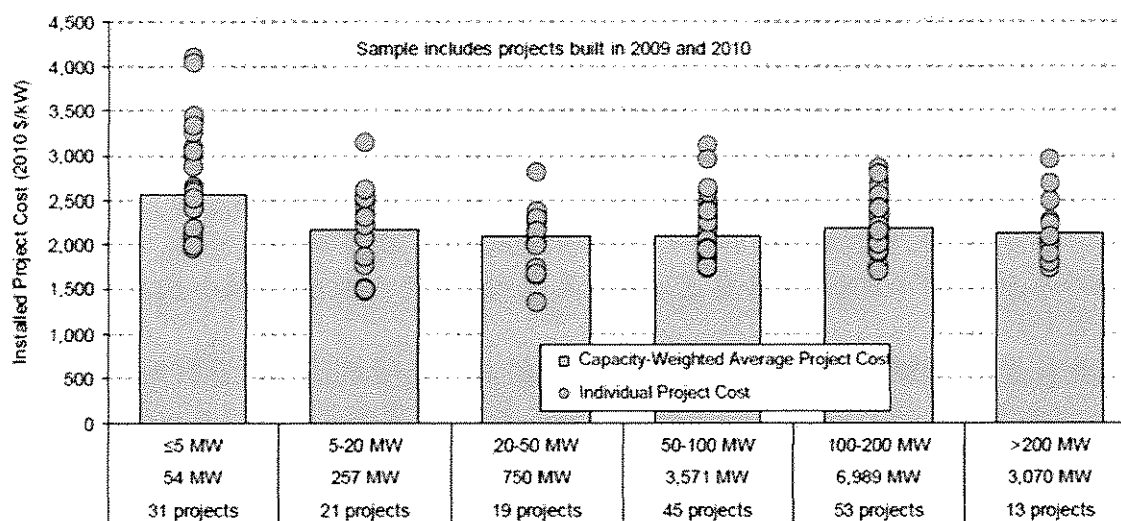
Figure 21. 2010 Wind Power Prices by Project Commercial Operation Date

資料來源：U.S. Department of Energy (2011), "2010 Wind Technologies Market Report."

8



圖4-2、美國能源部(U.S. Department of Energy, 2011)
陸域風力期初設置成本



Source: Berkeley Lab

Figure 29. Installed Wind Power Project Costs by Project Size: 2009-2010 Projects

資料來源：U.S. Department of Energy (2011), "2010 Wind Technologies Market Report."

9



表4-1、國內陸域型10瓩以上期初設置成本比較表

場址	年度	總裝置容量(瓩)	單位期初設置成本(元/瓩)	2010年進口國別	廠牌	裝置容量(MW)	完稅價格(元)	單位價格(元/瓩)	設置成本推估(元/瓩)
大安大甲第2期-民營電廠	2009	18,400	50,322	德國	ENERCON	2.3	87,012,640	37,832	66,372
大安大甲第1期-民營電廠	2009	27,600	50,322	德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
彰濱-民營電廠	2009	48,300	52,897	德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
鹿港-民營電廠	2009	29,900	53,160	德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
彰濱鹿港2期-民營電廠	2009 & 2011	18,400	53,060	德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
觀音-民營電廠	2010	32,200	71,968	德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
崎威-民營電廠	2011	6,900	71,784	德國	ENERCON	2.3	83,791,350	36,431	63,914
新屋-民營電廠	*	4,600	72,054	德國	ENERCON	2.3	83,791,350	36,431	63,914
新豐-民營電廠	*	11,500	71,741	德國	ENERCON	2.3	85,871,025	37,335	65,500
海關資料	2011	34,500	59,754	德國	ENERCON	2.3	85,871,025	37,335	65,500
				2011年進口國別	廠牌	裝置容量(MW)	完稅價格(元)	單位價格(元/瓩)	設置成本推估(元/瓩)
				德國	ENERCON	2.3 × 1	74,068,425	32,204	59,637
				德國	ENERCON	2.3 × 2	148,595,220	32,303	59,820
				德國	ENERCON	2.3 × 2	145,186,200	31,562	58,448
				德國	ENERCON	2.3 × 2	148,803,570	32,349	59,906
				德國	ENERCON	2.3 × 3	220,188,860	31,911	59,094
				德國	ENERCON	2.3 × 5	376,377,356	32,728	60,607

註1：根據英華威公司提供資料，已將彰濱、鹿港與彰濱鹿港2期三筆資料併為鹿威公司資料提供，但因為各風場係屬不同申設計畫，故仍依能源局列案方式呈現。

註2：台電各場址的參採年度係根據決標日期，而民營電廠則根據電業登記日期。

註3：新屋風場及新豐風場皆尚未取得電業執照。

10



一、陸域型10瓩以上

(二)運轉維護費用

1.100年審定會使用參數：2.26%

2.第2次審定會討論數值：2.44%

3.擬採數值：2.74%

4.資料參採說明：

(1)依據審定會第2次會議授權，聽證會報告資料採2.44%對外說明。

(2)針對業者於聽證會提出之意見，依據審定會費率審定原則，各類再生能源費率計算使用參數之參採係採標準方式設定合理水準，而非就個案逐一檢視。為避免受到個別單一業者營運費用差異影響及計算基礎一致性，故需加以調整。包括：匯率改採2011年數值(1 €=41.161 NTD)換算，並剔除非屬運維性質之EIA費用。

(3)依據第2次審定會參採數值，計算運轉維護費用占期初設置成本比例為2.44%，考量業者於聽證會所提之意見，僅扣除EIA費用及匯率調整，並參採台電公司資料，計算運轉維護費用占期初設置成本比例結果為2.74%(詳見表4-2)。

(4)另蒐集2008~2011年國外陸域型風力運轉維護費用資料共14筆(英國、美國、歐盟)，運維比例介於0.8%~4%，平均為2.71%，扣除極端值共2筆，平均為2.76%，故可將2.76%作為運維比例之上限參考值。

一、陸域型10瓩以上

(二)運轉維護費用

4.資料參採說明(續)

(5)綜上，第2次審定會運轉維護費用占期初設置成本比例原採2.44%，國外平均數據為2.76%，參酌業者意見為2.74%，基於鼓勵陸域風力設置，達成新能源政策「千架海陸風力機」推廣目標，建議101年運轉維護費用占期初設置成本比例可採2.74%。

表4-2、陸域型10瓩以上風力發電運轉維護費用

公司名稱	20年均化每度電 運維費用(元)	99年發電量(度)
台灣電力公司	0.405	317,647,576
A公司-民營電廠	0.935	102,524,324
B公司-民營電廠	0.876	225,278,309

註：1.台灣電力公司採用第二次審定會最終參採5個場址之運維費用及發電量資料。

2.民營B公司99年共有41座風力機，故以41座風力機配合99年發電量資料進行運維費用計算。

資料來源：台灣電力公司再生能源處(2011)、民營中威公司、民營鹿威公司、台灣電力公司99年統計年報。



一、陸域型10瓩以上

(三)年淨售電量

1.100年審定會使用參數：2,400度/瓩年

2.第2次審定會討論數值：2,400度/瓩年

3.擬採數值：2,400度/瓩年

4.資料參採說明：

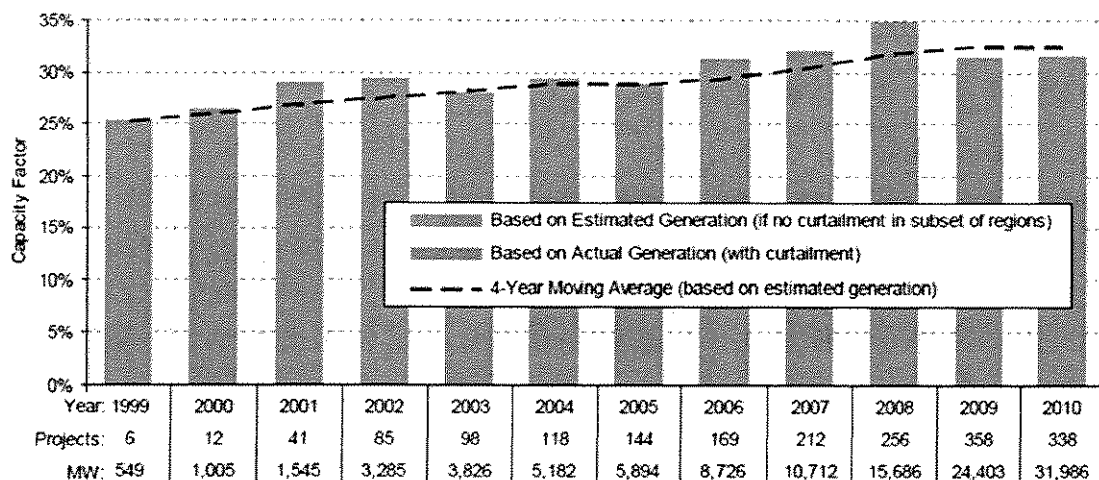
(1)依據審定會第二次會議授權，聽證會報告資料採2,400度/瓩年對外說明。

(2)根據美國能源部(2011)資料，美國2004年至2007年設置的陸域風機容量因素已可達32~33%，可見國內年淨售電量採2400度已屬寬鬆(詳見圖4-3)。

(3)97~99年年發電量均與100年審定會公告值2,400度/瓩年差異不大，建議101年風力發電陸域型10瓩以上之年淨售電量可列估為2,400度/瓩年。

資料來源：U.S. Department of Energy (2011), "2010 Wind Technologies Market Report."

14

圖4-3、美國能源部(U.S. Department of Energy, 2011)
陸域風力容量因素

Source: Berkeley Lab

Figure 33. Average Cumulative Sample-Wide Capacity Factor by Calendar Year

資料來源：U.S. Department of Energy (2011), "2010 Wind Technologies Market Report."

15



二、離岸型

(一) 期初設置成本

1. 100年審定會使用參數：15.9萬元/瓩
2. 第2次審定會討論數值：15.9萬元/瓩
3. 擬採數值：15.9萬元/瓩
4. 資料參採說明：
 - (1) 依據審定會第2次會議授權，聽證會報告資料採15.9萬元/瓩對外說明。
 - (2) 參酌業者於聽證會所提意見，如採計蒐集國外離岸風機案例共23筆(含英國、德國、丹麥、比利時及中國)，扣除極端值4筆(中國3筆、比利時1筆)，期初設置成本為13.9萬/kW。
 - (3) 考量我國目前尚無實際設置經驗，故以國外設置案例為優先參採基礎，採英國12筆案例資料，即14.1萬/瓩，考量併網成本2.4萬元/瓩，以及LVRT成本0.1萬元/瓩，共計16.6萬元/瓩。
 - (4) 離岸風力設置成本與水深、離岸距離，及風況密切相關，在蒐集國外資料中，水深及離岸距離條件相近下，2011年設置成本相較於2009年有下降趨勢。
 - (5) 綜合檢視前述參採說明，考量未來離岸風力發電成本變化趨勢，採用英國能源與氣候變遷部(DECC)之成本變化趨勢調降4.1%後為15.9萬元/瓩，與100年期初設置成本一致，建議101年離岸期初設置成本宜維持15.9萬元/瓩。

資料來源: Department of Energy and Climate Change (2011), "Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK."

16



二、離岸型

(二) 運轉維護費用

1. 100年審定會使用參數：3%
2. 第2次審定會討論數值：3%
3. 擬採數值：3%
4. 資料參採說明：
 - (1) 依據審定會第2次會議授權，聽證會報告資料採3%對外說明。
 - (2) 業者於聽證會指出運轉維護費應納入風機除役成本，建議運維比至少要7%。雖第三次分組會議已針對除役成本討論，由於資料尚非完整故原則決定暫不考量除役成本，惟業者於聽證會提出相關國際案例，指出除役成本占期初設置成本約2%~4%，若考量加以納入，則建議可以3%以20年平均分攤方式，每年為0.15%。
 - (3) 若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)，計算20年均化後之運轉維護費用為期初設置成本之2.2%，若加計除役成本占期初設置成本比例0.15%，則為2.35%。
 - (4) 考量我國尚無實際設置經驗，加以台灣颱風、地震等天然災害因素使得投資風險較高，基於示範獎勵，建議101年運轉維護費用宜維持期初設置成本之3%。

17



二、離岸型

(三)年淨售電量

1.100年審定會使用參數：3,200度/瓩年

2.第2次審定會討論數值：3,200度/瓩年

3.擬採數值：3,200度/瓩年

4.資料參採說明：

(1)依據審定會第2次會議授權，聽證會報告資料採3,200度/瓩年對外說明。

(2)依據審定會第二次會議討論，101年之年淨售電量仍為3,200度/瓩年。



再生能源類別	分類	容量級距	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例(%)	年售電量 (度/瓩年)	躉購期間 (年)
太陽光電	屋頂型	≥1~<10	130,000 (145,000)	0.7 (0.7)	1,250 (1,250)	20 (20)
		≥10~<100	117,000 (129,000)			
		≥100~<500	112,000 (124,000)			
		≥500	101,000 (112,000)			
	地面型	無區分	95,000 (103,000)			
風力發電	陸域	≥1~<10	160,000 (160,000)	1.0 (1.0)	2,000 (2,000)	
		≥10	57,000* (60,000)	2.74 (2.26)	2,400 (2,400)	
	離岸	無區分	159,000 (159,000)	3.0 (3.0)	3,200 (3,200)	
川流式水力	--	無區分	68,000 (68,000)	5.6 (3.0)	4,500 (4,500)	
地熱	--	無區分	233,000 (233,000)	5.0 (5.0)	6,400 (6,400)	
廢棄物	--	無區分	79,000 (125,000)	17.9 (7.5)	7,300 (7,300)	
生質能	--	無區分	57,000** (52,000)	6.0*** (6.5)	5,500 (5,500)	

註：() 為100年再生能源電能躉購費率計算公式公告使用參數值

註*：依規定加裝LVRT者，則為58,000元/瓩

註**：設置厭氧消化設備者，則為94,000元/瓩

註***：設置厭氧消化設備者，則為7.6%

一、平均資金成本率之意涵

(一)平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金佔總資本比例，加權平均所得之平均成本。

(二)資金分為外借及自有資金，故WACC為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，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

二、100年審定會使用參數：5.25%

三、擬採數值：5.25%

四、資料參採說明

依據WACC計算公式可知，其受四個變數影響，即自有資金比例、無風險利率、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬。

(一)自有資金比例

依據典型專案投資計畫，自有資金比例佔30%，故一般以30%為標竿。

(二)無風險利率

無風險利率係指該國資本市場風險最低之標的為主，因計畫投資屬於長期投資，融資期限在7~10年，故一般以10年期政府公債殖利率為標竿，準此，2011年1月至10月平均為1.40%。

(三)銀行融資信用風險加碼(α 風險)1. α 風險水準意涵說明

銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是利息保障倍數加以評定，下表為銀行對不同信用評等企業的加碼額度。然為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫皆會要求其利息保障倍數須在2.5倍，故其約當為信用評等twBBB至twBBB之公司。此時 α 風險介於1.5%至2.0%之間。

銀行對於新興投資計畫要求利息保障倍數維持在2.5倍水準

利息保障倍數上下限		評等	加碼額度
-10000000	0.199999	D	10.00%
0.2	0.649999	C	7.50%
0.65	0.799999	CC	6.00%
0.8	1.249999	CCC	5.00%
1.25	1.499999	B-	4.25%
1.5	1.749999	B	3.25%
1.75	1.999999	B+	2.50%
2	2.499999	BB	2.00%
2.5	2.999999	BBB	1.50%
3	4.249999	A-	1.25%
4.25	5.499999	A	1.00%
5.5	6.499999	A+	0.80%
6.5	8.499999	AA	0.50%
8.5	10000000	AAA	0.20%

資料來源：台電公司，「因應多角化經營台電公司資本成本率之研訂」。

22

(三)銀行融資信用風險加碼(α 風險)(續)2. 2009至2011年台灣市場 α 風險水準分析

由於銀行資料限制無法蒐集銀行對新興投資計畫之 α 風險值，故蒐集國內資本市場公債及公司債利率水準相關資料加以分析，發現信用評等twBBB之公司債(即約當利息保障倍數2.5倍)，2009年、2010年及2011年(至2011年10月止) α 風險各年平均為1.72%、1.81%及1.58%，三年平均則為1.70%，各年平均皆符合前項分析介於1.5%至2.0%之結果。然基於新興投資計畫風險較高，其 α 風險應略高於市場水準，因此 α 風險設定為2.00%。

項目	10年期公債	10年期公司債				α 風險=公司債-公債			
利率	殖利率	twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA	twBBB
2009年平均	1.51%	2.17%	2.36%	2.69%	3.23%	0.66%	0.85%	1.18%	1.72%
2010年平均	1.37%	1.91%	2.12%	2.53%	3.18%	0.54%	0.75%	1.16%	1.81%
2011年平均	1.40%	1.74%	1.90%	2.26%	2.97%	0.33%	0.51%	0.86%	1.58%
2009~2011年平均	1.43%	1.94%	2.13%	2.49%	3.13%	0.51%	0.70%	1.07%	1.70%

1.政府公債10年期殖利率：中央銀行網站統計資料之金融統計「重要金融指標之指標最新資料」。

網址：<http://www.cbc.gov.tw/lp.asp?etNode=523&CUUnit=234&BaseDSD=7&mp=1>。

2.公司債市場參考利率：證券櫃檯買賣中心網站(債券交易資訊>公司債/金融債/受益證券/外國債券/分割債券>公司債參考利率)

網址：http://www.otc.org.tw/ch/bond_trading_info/division_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php#

公司債參考利率為花旗銀行、荷銀台北、台北富邦銀、匯豐銀行、日盛證券、中國信託銀、兆豐票券、中華票券、國際票券、永豐金證券、凱基證券、大華證券、統一證券、元富證券、兆豐證券、寶來證券、元大證券等17家之報價。

23

(四)業者風險溢酬(β 風險)1. β 風險水準比較標竿之選擇

β 風險水準與事業經營風險高低有關，是投資者主觀的看法，同時市場上也無一定的數值標準。此時必須選擇與所投資事業經營型態相似的案例作為比較標竿，據以進行 β 風險，選擇比較之標竿可如下表所示。由於在一定的資金結構與財務設算條件之下，自有資金報酬率與WACC有一定的關係，所以可用此五個案例做為標竿以推估 β 風險，進而推算出平均資金成本率(WACC)。

項目	國內案例			國際案例	
利率	瓦斯公司	工程建設BOT案例	汙水下水道BOT案例	德國再生能源電能躉購費率	中國風力發電電能躉購費率
自有資金報酬率	以五大銀行1年期定期利率平均(1.29%)加3.70%，2011年(1月-10月)平均為4.99%。	7.96% ²	10% ¹	視投資計畫資金結構與利率水準而定，德國十年期政府公債利率2010年平均2.780%，2011年(至10月止)2.792%。	8%~10% ³
WACC	既有公司不考慮WACC	視投資計畫資金結構與利率水準	視投資計畫資金結構與利率水準	採政策訂定非以自有資金報酬率為設算基準，目前為5-8%	視投資計畫資金結構與利率水準

資料來源1：胡思聰(2007)，「汙水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

資料來源2：賴文魁(2009)，「應用時間序列預測BOT案興建期風險之研究」。

資料來源3：國家發展改革委能源研究所(2010)，「可再生能源電力價格和費用分攤機制研究」。

24

(四)業者風險溢酬(β 風險)(續)

2. 典型計畫案例的設計

為利用國內外案例標竿設算出各種再生能源的 β 風險水準，並依照專案融資投資計畫設出以下之典型計畫案例，做為推估WACC的基礎。

- (1)自有資金比例30%、銀行融資比例70%。
- (2)銀行融資利率為3.40%(100年十年期公債殖利率平均為1.40%+ α 風險2%)。
- (3)折舊採直線法，以20年為折舊年限。
- (4)營利事業所得稅率為17%。

25

(四)業者風險溢酬(β 風險)(續)3. β 風險推估

標竿	瓦斯公司	工程建設BOT案例	中國風力下限	中國風力中間值	德國(以WACC為6.5%估算)	100年審定會	汙水下水道的BOT案及中國風力上限	德國(以WACC為8%估算)
自有資金報酬率(%)	4.99	7.96	8.00	9.00	9.09	9.537	10.00	14.09
WACC(%)	3.877	4.768	4.780	5.080	5.108	5.250*	5.380	6.608
β 風險	1.590	4.560	4.600	5.600	5.690	6.177	6.600	10.690

註1：德國太陽光電之WACC為5%~8%¹，10年期政府公債利率2010年平均2.782%，2011年(至10月止)2.792%(2011年台灣平均為1.40%)，若以相同於台灣利率水準，德國之WACC=6.5%-兩國利率差(1.392%)=5.108%。

註2：瓦斯公司、中國、工程建設BOT及汙水下水道的BOT係給定自有資金報酬率推估WACC後，進而估算 β 風險；100年審定會與德國係給定WACC後，推估自有資金報酬率。

註*：依據100年分析結果，無風險利率1.36%、 α 風險2%、 β 風險6.177%，100年電能躉購費率計算公式平均資金成本率參數為5.213%，考量一般利率以0.25%為一碼之作法，100年電能躉購費率計算公式使用平均資金成本率參數為5.25%。

資料來源1: Miguel Mendonca, David Jacobs, Benjamin Sovacool(2010): "Powering the Green Economy: The Feed-In Tariff Handbook."

26

(四)業者風險溢酬(β 風險)(續)4. β 風險參採研析

- (1) 瓦斯公司報酬率的高低係隨利率變化訂定，因此氣價將可隨利率之變化而調整；但再生能源係固定價格20年，即使利率有所變化亦無法調整價格，因此再生能源業者的經營風險明顯較瓦斯公司高，瓦斯公司 β 風險值並不適用。
- (2) 國內BOT特許時間往往達30年甚至50年，其營運特性與強制躉購下之再生能源相似，故國內再生能源之 β 風險應參考國內BOT水準。針對國內二件BOT案例，分析如下：
 - A. 工程建設BOT案例為大學興建宿舍之建造案，當學校驗收完成後即可立即使用，因此並無市場風險，僅有營造風險，故其值可以視為國內之下限值。
 - B. 汙水下水道的BOT係當某區域需重新翻修或佈線汙水下水道的時，建設工程之需求才會產生市場風險相對較高，且營造風險隨管線佈線複雜程度而增加，因此其營運風險較高，加以特許時間長達30年以上，因此自有資金報酬率亦需較高，故可以視為國內之上限值。
- (3) 100年審定會所採之WACC為5.25%，其 β 風險為6.177%，已高於中國大陸風力平均之5.60%，亦高於德國太陽光電類平均之5.95%，可見100年審定會所採用之 β 風險水準值已經高於國際平均水準。
- (4) 綜合前述說明，再生能源投資受政府以FIT制度保障下，自有資金報酬率應介於工程建設BOT案例及汙水下水道的BOT案例，即7.96~10%應為較為合理之水準區間。建議自有資金報酬率及 β 風險之參採以略低於汙水下水道的BOT案例為基準，去年 β 風險水準值6.177%所計算之自有資金報酬率9.537%係介於7.96~10%合理區間內，故建議101年仍以6.177%為 β 風險參採值。

五、資料參採說明彙整

(一)無風險利率：以十年期政府公債殖利率100年平均為準，即1.4%。

(二) α 風險：以利息保障倍數2.5倍為採用數值，即2%。

(三) β 風險：以略低汙水下水道BOT水準為參採數值，即6.177%。

(四)WACC：

1.依據審定會第1次會議決議，不同類別再生能源原則以相同WACC計算。

2.依據前述分析結果，101年電能躉購費率計算公式使用WACC參數為5.253%，與100年電能躉購費率計算公式使用WACC參數5.25%相當接近，加以考量一般利率以0.25%為一碼之作法，建議101年電能躉購費率計算公式使用WACC參數維持100年相同水準，即為5.25%。

六、提請討論

28

101年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

29

議案二：101年再生能源電能躉購費率 試算

30

壹、國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

依據審定會第一次會議決議，國內電業化石燃料發電平均成本計算原則與結果如下

一、計算原則

- (一)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，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。
- (二)國內電業係指台電及9家民營火力電廠。
- (三)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。
- (四)躉購下限費率參採99年度作法，為避免單一年度化石燃料成本波動過大，影響費率穩定性，仍以過去4年度平均值(96年度至99年度)為計算基準。

二、計算結果

依前述計算結果，101年下限費率計算結果為2.3302元/度。

31

一、試算原則

- (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及施工期相對較短等因素，經審定會第2次會議獲多數委員認可，太陽光電電能躉購費率可採一年兩期之作法，以鼓勵業者儘早完工，促進太陽光電推廣目標達成。
- (二)太陽光電除外之各類再生能源電能躉購費率則依據審定會第1次會議討論結論，維持費率公告不採取同時發布數期費率，即一年發布一期費率之作法。
- (三)根據上述，太陽光電電能躉購費率一年發布2期上限費率，各期上限費率適用區間為6個月，第一期費率適用月份分別為1月至6月完工者，第二期費率適用月份為7月至12月完工者。
- (四)第二期上限費率(P_2)係依前述期初設置成本及預估下降幅度(r)之計算結果。
- (五)為鼓勵業者及早設置，第一期上限費率(P_1)所參採期初設置成本之降幅為第二期降幅(r)之50%，其公式為 $P_1 = P_2 \div (1-r) \times (1-r/2)$ 。

32

二、試算結果

(一)101年再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距	101年試算費率 (元/度)	100年公告費率 (元/度)	費率變動幅度 (%)
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	7.3562	7.3562	0
		≥ 10	2.5971*	2.6138	-0.64
	離岸	無區分	5.5626	5.5626	0
川流式水力	--	無區分	2.3302	2.1821	6.79
地熱	--	無區分	4.8039	4.8039	0
廢棄物	--	無區分	2.8240	2.6875	5.08
生質能	--	無區分	2.3302**	2.1821	6.79

註*：依規定加裝LVRT者，躉購費率為2.6427元/度(100年為2.6574元/度)。

註**：設置厭氧消化設備者，躉購費率為2.6995元/度。

33

二、試算結果

(二)101年太陽光電電能躉購費率

分類	級距	101年 第一期*試算 上限費率 (元/度)	101年 第二期**試算 上限費率 (元/度)	100年 公告費率 (元/度)	101年 第一期費率 變動幅度 (%)	101年 第二期費率 變動幅度 (%)
屋頂型	≥1~<10	9.4645	9.2510	10.3185	-8.28	-10.35
	≥10~<100	8.5394	8.3259	9.1799	-6.98	-9.30
	≥100~<500	8.1836	7.9701	8.8241	-7.26	-9.68
	≥500	7.3297	7.1873	7.9701	-8.04	-9.82
地面型	無區分	6.9027	6.7604	7.3297	-5.83	-7.77

註*：第一期上限費率適用月份為101年1月1日起至101年6月30日止完工者。

註**：第二期上限費率適用月份為101年7月1日起至101年12月31日止完工者。

參、對電費支出之影響評估

一、背景說明

- (一)再生能源發展條例第7條要求電業及設置自用發電設備達一定裝置容量以上者，應每年按其不含再生能源發電部分之總發電量，繳交一定金額充作基金，作為再生能源發展之用，第一項基金主要用途為再生能源電價之補貼、再生能源設備之補貼、再生能源之示範補助及推廣利用、以及其他經中央主管機關核准再生能源發展之相關用途。
- (二)針對電業及設置自用發電設備達一定裝置容量以上者其所繳交基金之費用，在經報請中央主管機關核定後，得附加於其售電價格上。



參、對電費支出之影響評估(續)

二、再生能源獎勵目標規劃

單位：MW

年度類別	2010		2011		2012		2013		2014	
	新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計	新增	累計
水力	33.3 26.14%	1,972 59.26%	34 17.79%	2,006 57.01%	41 22.59%	2,047 55.32%	0 0.00%	2,047 53.23%	0 0.00%	2,047 51.23%
風力發電	陸域 83 65.16%	519 15.60%	87 45.51%	606 17.22%	65 35.81%	671 18.14%	65 44.67%	736 19.14%	65 43.33%	801 20.05%
	離岸 -	-	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光電	11 8.64%	22 0.66%	70 36.62%	92 2.61%	75 41.32%	167 4.51%	80 54.98%	247 6.42%	85 56.67%	332 8.31%
生質能發電	廢棄物 0	790 (23.74%)	0	790 (22.45%)	0 (0.00%)	790 (21.35%)	0 (0.00%)	790 (20.54%)	0 (0.00%)	790 (19.77%)
	沼氣 0	24.5 (0.74%)	0	24.5 (0.70%)	0.5 (0.28%)	25.0 (0.68%)	0.5 (0.34%)	25.5 (0.66%)	0 (0.00%)	25.5 (0.64%)
海洋能	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
地熱能	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
氢能燃料電池	0.07 (0.05%)	0.07 (0.00%)	0.15 (0.08%)	0.22 (0.01%)	0 (0.00%)	0 (0.00%)	0 (0.00%)	0 (0.00%)	0 (0.00%)	0 (0.00%)
合計	127	3,328	191	3,519	182	3,700	146	3,846	150	3,996

註：()表各類別數據占合計之百分比

36



參、對電費支出之影響評估(續)

二、再生能源獎勵目標規劃

單位：MW

年度類別	2015		2020		2025		2030		2040		2050	
	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	5 (2.03%)	2,052 (48.37%)	60 (3.33%)	2,112 (34.96%)	390 (9.97%)	2,502 (25.14%)	0 (0.00%)	2,502 (20.01%)	248 (4.73%)	2,750 (15.50%)	250 (5.99%)	3,000 (13.69%)
風力發電	陸域 65 (26.37%)	866 (20.41%)	334 (18.56%)	1,200 (19.86%)	0 (0.00%)	1,200 (12.06%)	0 (0.00%)	1,200 (9.60%)	0 (0.00%)	1,200 (6.76%)	0 (0.00%)	1,200 (5.48%)
	離岸 15 (6.09%)	15 (0.35%)	585 (32.50%)	600 (9.93%)	1,200 (30.69%)	1,800 (18.09%)	1,200 (47.06%)	3,000 (24.00%)	2,200 (41.96%)	5,200 (29.30%)	1,000 (23.98%)	6,200 (28.29%)
太陽光電	88 (35.70%)	420 (9.90%)	600 (33.33%)	1,020 (16.88%)	1,480 (37.85%)	2,500 (25.12%)	600 (23.53%)	3,100 (24.80%)	900 (17.17%)	4,000 (22.54%)	1,000 (23.98%)	5,000 (22.81%)
生質能發電	廢棄物 58 (23.53%)	848 (19.99%)	77 (4.28%)	925 (15.31%)	444 (11.36%)	1,369 (13.76%)	0 (0.00%)	1,369 (10.95%)	191 (3.64%)	1,560 (8.79%)	206 (4.94%)	1,766 (8.06%)
	沼氣 4 (1.42%)	29 (0.68%)	0 (0.00%)	29 (0.48%)	2 (0.05%)	31 (0.31%)	0 (0.00%)	31 (0.25%)	34 (0.65%)	65 (0.37%)	35 (0.84%)	100 (0.46%)
海洋能	1 (0.41%)	1 (0.02%)	29 (1.61%)	30 (0.50%)	170 (4.35%)	200 (2.01%)	400 (15.69%)	600 (4.80%)	1,200 (22.89%)	1,800 (10.14%)	1,200 (28.77%)	3,000 (13.69%)
地熱能	4 (1.62%)	4 (0.09%)	62 (3.44%)	66 (1.09%)	84 (2.15%)	150 (1.51%)	50 (1.96%)	200 (1.60%)	220 (4.20%)	420 (2.37%)	230 (5.51%)	650 (2.97%)
氢能燃料電池	7 (2.84%)	7 (0.17%)	53 (2.94%)	60 (0.99%)	140 (3.58%)	200 (2.01%)	300 (11.76%)	500 (4.00%)	250 (4.77%)	750 (4.23%)	250 (5.99%)	1,000 (4.56%)
合計	247	4,242	1,800	6,042	3,910	9,952	2,550	12,502	5,243	17,745	3,271	21,916

註：()表各類別數據占合計之百分比

37



參、對電費支出之影響評估(續)

三、相關參數設定與假設條件

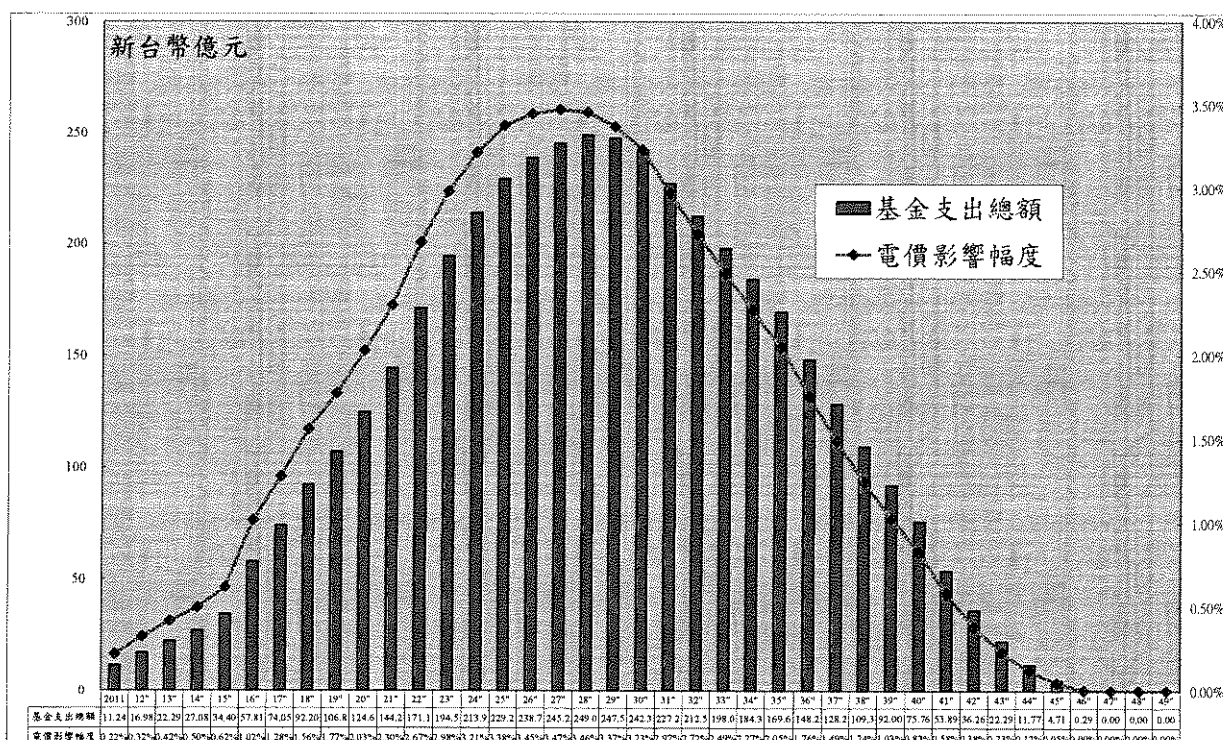
躉購期間	20年
2010年迴避成本	2.14元/度
2010年台電收入	5,045億元，假設每年2%成長
躉購費率遞減率	※ 太陽光電年遞減10% ※ 海洋能躉購費率為9元/度，自2020年以後每年遞減10% ※ 離岸風力2015年完成國內首座風場試運轉，2012~2015年躉購費率為5.5626元/度，2016年~2030年每年遞減2%，預估至2020年為5元/度，2030年為4元/度 ※ 其他再生能源則遞減1%
行政成本	以每年基金支出2%估列
下限費率成長率	同迴避成本年成長率2%
補助金額	※ 1-10 kW太陽光電占設置量10%；設備補助5萬元/kW於2010年截止 ※ 2010年起太陽光電(BIPV)示範補助每年補助上限2億元，以5年估算 ※ 海洋能示範補助15~25萬元/kW，以補助至2020年估算
電價	2010年家庭用戶電價為2.76元，每年成長2%，2010~2049年全程算術平均為4.17元
家庭用電量	每戶全年用電量以4,000度估算

38



參、對電費支出之影響評估(續)

四、預估40年期間所需基金規模



39



參、對電費支出之影響評估(續)

五、101年費率對電費支出影響評估(2010年~2049年)

情境	基金支出總額 (億元)	平均基金支出 (億元)	項目	電費支出影響		
				電費支出影響幅度(%)		
				台電電費收入年成長率		
				2%*	3.4%**	4.84%***
預估40年期間所需基金支出	4,418	113	最大值 (年度)	3.47 (2027)	2.77 (2026)	2.24 (2025)
			平均值	1.47	1.07	0.76

➡ 依據前一年度之計算基礎，加計2011年費率計算對電費之影響結果，2010年至2049年40年間，基金支出總額為4,418億元，影響最大年度在2027年為3.47%。

註*：假設電價年成長2%，用電零成長下，台電電費收入成長率為2% $(1.02 \times 1.00 = 1.02)$ 。

註**：假設電價年成長2%，用電成長1.37%下，台電電費收入成長率為3.4% (1.02×1.0137) ，其中1.37%係參考台電公司近五年售電量成長率估算。

註***：假設電價年成長2%，用電成長2.78%下，台電電費收入成長率為4.84% (1.02×1.0278) ，其中2.78%係參考台電電源開發9811案，推估98年至117年台電系統電力用電年平均成長率估算。

40



參、對電費支出之影響評估(續)

六、各類再生能源基金支出占比

項目	陸域風力	離岸風力	小水力	太陽光電	地熱	沼氣	農工廢棄物	海洋能	燃料電池
基金支出占比	0.48%	54.59%	0.05%	22.21%	5.60%	0.00%	1.04%	16.08%	0.00%
再生能源發電量占比	6.99%	35.11%	1.91%	15.82%	4.57%	0.14%	27.92%	7.33%	0.21%

1. 再生能源發展基金主要依次用於離岸風力、海洋能、太陽光電、地熱、農工廢棄物與陸域風力發電。

➡ 2. 小水力與沼氣，因Grid Parity，故無電價補貼。

3. 燃料電池尚未決定獎勵方式。

4. 離岸風力預估自2015年起始有設置實績。

41



報告完畢

