

# 100 年度「再生能源電能躉購費率審定會」第 5 次會議紀錄

壹、時間：100 年 1 月 5 日（星期三）下午 6 時

貳、地點：經濟部第 1 會議室

參、主席：黃召集人重球

記錄：藍文宗

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：第 4 次審定會結論與辦理情形。

二、討論案

## （一）再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認

1. 太陽光電發電系統在躉購 20 年期間其發電量會有衰減趨勢，建議工研院提供設置超過 5 年之太陽光電系統平均發電量資料以供參考。另若為鼓勵 1kW 以上不及 10kW 太陽光電設置，建議期初設置成本不宜隨國際趨勢調降。
2. 99 年度太陽光電設置審定會參採案例之年發電量都可超過 1,300 度/kW，故建議將年淨售電量修正為 1,300 度/kW。
3. 鑑於前 4 次審定會討論內容，並無對使用參數有異議，但第 5 次審定會會議資料中調整再生能源使用參數數值是否恰當。各再生能源期初設置成本未皆如國際趨勢預估情況；另請說明台中火力發電廠運維費用。
4. 查核太陽光電系統安裝設置 5 年以上年發電量時，建議針對設置者對太陽光電系統之維護行為進行了解。另外，當太陽光電原料矽晶生產規模具 2 倍成長時，費率可調降 20%。

5. 第 4 次審定會僅以台中火力電廠計算之運維費用(含期中更新)為 0.315 元/度，而本次會議將林口、興達及台中等 3 種不同規模及設置期間之電廠機組運維費用(含期中更新)加以平均計算為 0.291 元/度。
6. 以過去一年再生能源系統設置量言，太陽光電設置量最多，但成本較高。以政府推廣立場言，宜以設置成本較低者優先推廣。另由於地面型太陽光電設置影響國家整體土地利用，故 100 年度地面型太陽光電政策上不宜鼓勵。
7. 審定會不宜擇定特定再生能源優先發展；另各類別再生能源 20 年淨現值應予計算供委員參考。

## (二) 再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數

1. 折現率非指業者之自有資金投資報酬率(ROE)，係指計畫全部投入資金報酬率(ROA)，亦即計畫資金報酬率的概念。
2. 建議將「折現率」修正為「全部投入計畫之資金報酬率」。
3. WACC (Weighted-Average Cost of Capital，加權平均資金成本) 計算公式中之  $\beta$  參數 (風險溢酬) 並非為百分比概念。
4. 同意將 WACC 組成因子予以分解，以計算各因子合理數值，即可獲得合理之折現率。
5. 針對折現率部分，除以理論基礎進行計算外，更應清楚對外界說明其計算方式及意義。
6. 建議將簡報「折現率」修正為「全部投入計畫之資金報酬率」。
7. 建議以「淨現值」計算方式代替「全部計畫投入資金報酬率」，宜以淨現值作為調整參數數值之參考。
8. 因各國再生能源環境條件不同，以德國太陽光電及中國風力

發電折現率案例作為計算我國各再生能源折現率之參考，是否妥適。

9. 請工研院提供最近 1 年內屋頂型 1kW 以上不及 10kW 期初設置成本(13~15 萬元/kW)資料，作為說明擬採期初設置成本 14.5 萬元之理由。另風力發電年淨售電量 2,400 度/kW 為合理建議數值。
10. 依太陽光電系統過去一年設置量言，可知躉購費率甚優惠，其因為太陽光電系統設置成本變動甚大。由於審定會無法確知未來再生能源設置成本變化趨勢，建議應確立未來情勢變遷啟動調整機制，以訂定精確電能躉購費率。
11. 若參採案例為實際交易之數值，應訂定一個合理且公平的範圍，作為政策考量依據，而非單一數值。
12. 國內民營風力電廠年淨售電量實績為每年 2,850 度/kW，若以 2,400 度/kW 訂定年淨售電量有鼓勵再生能源產業發展之意義。
13. 建議更改 WACC 公式中之  $\alpha$  (銀行對業者之信用加碼)、 $\beta$  (風險溢酬) 參數名稱，以避免誤解既有模型意義。另建議應注意業者投資策略行為，例如自有資金比例。
14. 為了解業者是否有不當得利情形，建議提供 20 年淨現值及回收年限之試算資料以供參考。
15. 有關再生能源 20 年躉購之淨現值試算，以風力發電業者期初設置成本 6.1 萬元/kW、自有資金 30%、折舊年限 15 年、營利事業所得稅 17% 情況下，淨現值為 3,453 元/kW，回收年限為 16 年。
16. 太陽光電模組因發電效率高低而有不同價格，故難以通案計算淨現值。建議政府宜有配套機制，規範其設備效率。

17. 建議針對各類別再生能源採取相同折現率，而再生能源設置風險應考量不同類別使用參數，例如運維費用占期初設置成本比例。
18. 本次審定會對於第 4 次審定會中所提太陽光電躉購費率擬採之參數變更幅度是否恰當。

### (三) 再生能源電能躉購費率試算及影響

1. 風力發電躉購費率使用參數，業經分組會議討論提出共同意見，建議以鼓勵業者發展原則訂定費率。另建議可提高離岸風力發電躉購費率，以促進國內離岸風力發電發展。
2. 如以 99 年公告太陽光電電能躉購費率計算，業者至第 18 年方回收成本，故建議 100 年太陽光電電能躉購費率不予調降。
3. 由於 98~99 年太陽光電期初設置成本大幅下降，故調降 100 年度太陽光電電能躉購費率尚為合理。另建議風力發電之年淨售電量由 2,400 度/kW 提升至 2,600 度/kW，以優先鼓勵開發較佳資源區域。
4. 目前試算中太陽光電電能躉購費率與 99 年公告數值比較，降幅甚大，恐使民間業者誤認政府僅重視風力發電發展。建議請台電公司試算尖峰用電所需之太陽光電發電量，以消弭誤解。
5. 建議下限費率以最新 1 年資料作計算基礎。另參照國際太陽光電期初設置成本下降迅速，同意太陽光電電能躉購費率調降。
6. 99 年 12 月 17 日前太陽光電發電設備簽約量為 24MW，惟至 99 年 12 月 31 日簽約量已達 54MW，顯示業者雖預知太陽光電費率將調降，但仍持續進行太陽光電設置。

7. 建議政府訂定各類別再生能源之推廣目標量，當業者設置量達到目標量時，躉購費率應調降一定比例。
8. 太陽光電發電最能取代尖峰時間之化石燃料發電，建議不因太陽光電設置成本較高而減緩推動。
9. 針對太陽光電 20 年躉購之淨現值試算，以期初設置成本 14.5 萬元/kW 計算，淨現值為 9,461 元/kW，投資後第 15 年可回收期初總設置成本。
10. 日本政府推廣太陽光電，其中屋頂型約占 8 成。德國政府亦推廣屋頂型太陽光電，故地面型太陽光電電能躉購費率較低。由於台灣外島電價較高，爰可優先鼓勵外島設置地面型太陽光電。
11. 為避免影響國土利用發展，同意優先鼓勵屋頂型太陽光電之政策。
12. 訂定再生能源躉購費率時，除考量「再生能源發展條例」第 9 條規定之技術進步、成本變動、目標達成及相關因素外，亦應考量「再生能源發展條例」第 6 條規定之國家經濟影響及電力供應穩定因素。
13. 離岸風力發電未來 1 年內暫無設置實績，是否應逐年調高躉購費率較合理。
14. 以目前國際上較通用 3.6MW 風機設置成本計算，預估 100 年我國通過環評之離岸風力發電設置案例為零。但訂定 100 年離岸風力發電費率，有利於業者進行籌資。
15. 針對離岸風力發電設置，國防部是否允許發展應予了解。
16. 針對國內離岸風力發電設置，請說明未來規劃之相關因應措施，例如漁民補償。

17. 再生能源發展基金支出除影響家庭電價外，亦影響工業用電電價。
18. 再生能源發展基金支出，平均每家庭用戶每月附加電費為 10 至 19 元，就環境永續發展言，為民眾可接受範圍。
19. 太陽光電系統電池模組會隨使用時間而降低發電效率，以台灣地區每日最大日照相當小時數，中南部 4.2 小時(最大值)，最小值約 3.2 小時。若取其平均 3.7 小時/日，以全年運轉，則  $365 \text{ 日} \times 3.7 \text{ 小時/日} = 1350 \text{ 小時/年}$ 。另考慮一般模組衰減不超過 20% 的發電量，則相當模組使用第 20 年，僅能有  $1350 \text{ 小時/年} \times 0.8 = 1080 \text{ 小時/年}$ ，綜合以上考量並以躉購期 20 年，則取平均  $(1350+1080) \text{ 小時/年} / 2 = 1215 \text{ 小時/年}$ 。因此取年售電量為 1200 度/kW 尚接近實際情況。
20. 建議以政策方向作為電能躉購費率訂定時之決定因素。
21. 建議以漸進方式調整太陽光電電能躉購費率，減少業者投資不確定性。
22. 除太陽光電外，其他各類別再生能源電能躉購費率使用參數及試算費率，同意依會議討論建議數值予以參採。至於太陽光電之年淨售電量，可在優先獎勵開發較佳資源條件原則，採用每年 1250 度/kW 或 1300 度/kW。

#### (四) 太陽光電電能躉購作法

1. 建議明 (101) 年規劃參訪再生能源發電設施，以利訂定躉購費率。
2. 因太陽光電發電成本較傳統化石能源發電成本高出甚多，應限制其獎勵額度。太陽光電除小家戶外，以競標方式來決定得標者應屬適當；惟競標過程應透明公開。為避免廠商低價搶標、得標後棄標，宜確認廠商有能力且會履行契約，建議

先採資格審查，符合一定條件之廠商方可參與競標。

### (五) 100 年度再生能源電能躉購費率公告(草案)

公告部分因屬行政部門作業範圍，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) 再生能源電能躉購費率計算公式維持與 99 年 1 月公告內容相同；除太陽光電躉購費率區分「屋頂型」與「地面型」，「屋頂型」並增列 10 瓩以上不及 100 瓩之裝置容量級距外，其餘再生能源類別與裝置容量級距維持與 99 年相同。有關地面型太陽光電系統設置影響國土資源利用，現階段宜限制其土地使用範圍。
- (二) 各類別再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數，經討論並獲致共識，請據此估算 100 年再生能源電能躉購費率。有關太陽光電使用參數之年售電量部分，99 年係採 1,200 度/瓩，本次審定會建議採每年 1,250 度/瓩或 1,300 度/瓩。如依工研院於 98 年 1-12 月針對全台太陽光電 10 個監測點發電量統計，太陽光電之平均年淨售電量為 1,300 度，惟考量太陽光電設備效率衰減因素（20 年約 20%），如採每年 1,250 度/瓩尚屬合理。
- (三) 為易於外界了解，99 年計算各項再生能源躉購費率所採折現率，建議修正為平均資金成本率。100 年平均資金成本率為 5.25%，並以單一費率躉購 20 年。
- (四) 為避免單一年度化石燃料成本波動過大，影響費率穩定性，援例參採過去 4 年國內電業化石燃料發電成本(95 年至 98

年)為計算基準；100 年度躉購下限費率為 2.1821 元/度。

- (五) 曾取得本部半額補助之太陽光電發電設備，考量受補助後其初期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。
- (六) 曾取得本部全額設備補助之太陽光電發電設備，其電能躉購費率為下限費率。
- (七) 非屬太陽光電之再生能源發電設備，因設備成本波動相對平穩、施工期限較長及躉購費率較低，其電能費率為簽約日公告費率躉購。
- (八) 100 年太陽光電發電設備電能躉購機制：
  - 1. 為鼓勵小家戶裝設太陽光電，並考量小容量具民眾參與、推廣示範效果及競價交易成本較高等因素，建議限由住宅所有權人於其屋頂設置不及 10kW 者，採先到先審適用完工費率（不適用競標機制），其餘類別及級距申設案均採競標作業。
  - 2. 躉購機制以分批競標為主，100 年規劃太陽光電發電設備推廣目標量為 70MW，由本部規劃部分容量進行競標作業。曾取得本部全額或半額補助設置太陽光電示範系統者或全部自用不售電者，不適用競標機制。

捌、臨時動議：無

玖、散會（下午 9 時）

99年度「再生能源電能躉購費率審定會」第5次會議

# 「再生能源電能躉購費率審定會」 報告案

經濟部

100年1月5日



報告案：  
第4次審定會會議結論辦理情形



# 第4次審定會會議結論辦理情形

## 一、報告案決議事項辦理情形

(一)經由各再生能源分組會議討論之共同意見提報審定會中討論後，以形成最終決議。

辦理情形：遵照辦理。



## 第4次審定會會議結論辦理情形(續)

### 二、討論案決議事項辦理情形

(一) 屋頂型100kW以上太陽光電期初設置成本宜多蒐集2010年設置案例，提供後續審定會中討論。

辦理情形：依據決議，已重新搜尋國內公共工程決標資料，並新增屋頂型100kW以上未達500kW，99年12月決標案例1筆為11.3萬元/瓩，及屋頂型500kW以上台電公司決標案例1筆為10.4萬元/瓩，作為躉購費率計算參採案例(詳見討論案一)。

(二) 可多蒐集2~3家火力發電廠運維費用數據資料，作為廢棄物(衍生燃料)發電運維費用占期初設置成本比例訂定之參考。

辦理情形：依據決議，已洽台電公司蒐集國內火力電廠(包括：林口、台中、興達等)之近年運轉維護費用實績數據，並進一步分析其合理占比，結果提報本次審定會討論(詳見討論案一)。

## 第4次審定會會議結論辦理情形(續)

(三) 針對再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數於後續審定會中討論。

辦理情形：遵照辦理。



# 報告完畢



99年度「再生能源電能躉購費率審定會」第5次會議

「再生能源電能躉購費率審定會」  
討論案

經濟部

100年01月05日

# 目 錄

- 議案一：再生能源電能躉購費率計算公式之  
使用參數再確認
- 議案二：再生能源電能躉購費率計算公式折  
現率使用參數
- 議案三：再生能源電能躉購費率試算及影響
- 議案四：太陽光電電能躉購作法

# 議案一：再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認

## 壹、前言

- (一) 依據99年9月24日審定會第1次會議通過之審定原則，以優先獎勵開發最佳資源條件之原則下，訂定各類再生能源電能躉購費率。
- (二) 由於審定會第4次會議對於再生能源電能躉購費率計算所使用參數及參採數值有諸多討論，本次討論議案即針對部分尚待釐清之再生能源類別使用參數，予以進一步分析說明。
- (三) 依據第4次審定會委員討論意見，本次討論議案主要將針對：
  1. 各類型太陽光電期初設置成本及年淨售電量，請再蒐集國內案例及考量國際太陽光電成本趨勢、國內實際年淨售電量，進行不同情境之費率試算；
  2. 陸域型10瓩以上風力發電期初設置成本，考量國際風力發電成本趨勢，進行不同情境之費率試算；
  3. 廢棄物(衍生燃料)之運轉維護費用，參採新增國內火力發電廠之案例資料，確認其合理之占比。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認

### 一、太陽光電

#### (一)年淨售電量

1.98年度審定會使用參數：1,200度/瓩年

2.第4次審定會討論數值：1,200度/瓩年

3.擬採數值：1,300度/瓩

4.資料參採說明：

(1)審定會所訂定優先獎勵開發最佳資源條件原則。

(2)依工研院於2009年1~12月針對全台太陽光電10個監測點發電量統計，太陽光電之平均年淨售電量為1,300度/瓩年。  
(詳見參考表1)

(3)苗栗以南區域年淨售電量大多大於1,300度/瓩，基於優先獎勵開發最佳資源條件原則，100年度之年淨售電量可以列估為1,300度/瓩。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

表1、國內太陽光電併聯型系統2009年1-12月即時監測發電量統計結果

縣市	監測點	日平均發電量 (kWh/d/kWp)	年淨售電量 (度/瓩年)
台北縣	板橋國中	2.59	945.4
苗栗縣	西湖休息站	3.64	1328.6
新竹縣	ITRI14館(系統1)	3.36	1226.4
台中市	中興大學	3.90	1423.5
台中市	東峰國中	3.56	1299.4
嘉義市	志航國小	3.67	1339.6
台南縣	佳里國中	3.96	1445.4
台南縣	佳里國小	3.97	1449.1
高雄市	新民國小	3.76	1372.4
屏東縣	萬巒國中	3.23	1179.0

資料來源:工研院(2010),「國內併聯型系統2009年1-12月即時監測發電量統計結果」。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 一、太陽光電

#### (二) 屋頂型1瓩以上未達10瓩期初設置成本

1. 98年度審定會使用參數：19.7萬元/瓩

2. 第4次審定會討論數值：14.5~15.1萬元/瓩

3. 擬採數值：14.5萬元/瓩

4. 資料參採說明：

- (1) 依據審定會第4次會議討論數值為國內公共工程決標案例，平均為15.1萬元/瓩。
- (2) 若考量國際對太陽光電100年設置成本降幅下限4%之預估，基於鼓勵家戶設置太陽光電，100年度期初設置成本可列估為14.5萬元/瓩。
- (3) 依據公式設計精神係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，以提昇再生能源之經濟效益，故另考量由成本由低至高排序之前50%決標案例及未來下降幅度，進行情境分析。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

	情境一	情境二	情境三
情境	聽證會	平均15.1萬元/瓩，考量未來下降幅度4%	成本由低至高排序之前50%決標案例，且考量未來下降幅度4%
假設	期初設置成本14.5萬元/瓩，年淨售電量1,200度/瓩，運維比例0.5%	期初設置成本14.5萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%	期初設置成本13.6萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%
說明	參採國內公共工程決標案例55筆，平均為15.1萬元/瓩，考量下降幅度4%為14.5萬元/瓩	同左	參採前50%國內公共工程決標案例27筆，平均為14.1萬元/瓩，考量未來下降幅度4%為13.6萬元/瓩
躉購費率* (元/度)	10.5067	9.9216	9.3058

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

## 一、太陽光電 數再確認(續)

## (二) 屋頂型10瓩以上未達100瓩期初設置成本

1.98年度審定會使用參數：17.5萬元/瓩

2.第4次審定會討論數值：13.8~14.1萬元/瓩

3.擬採數值：12.9萬元/瓩

## 4.資料參採說明：

- (1)依據審定會第4次會議討論數值及公式設計精神係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，以提昇再生能源之經濟效益，故另考量由成本由低至高排序之前50%決標案例及未來下降幅度。
- (2)考量經濟效率較高者優先進入市場，採以99年國內公共工程決標案例成本較低之前50%，優先參採，平均為13.4萬元/瓩。
- (3)考量國際對太陽光電100年成本下降幅度下限4%預估，100年度期初設置成本可列估為12.9萬元/瓩。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

情境	情境一	情境二	情境三
	聽證會	成本由低至高排序之前50%決標案例	成本由低至高排序之前50%決標案例，且考量未來下降幅度4%
假設	期初設置成本13.8萬元/瓩，年淨售電量1,200度/瓩，運維比例0.5%	期初設置成本13.4萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%	期初設置成本12.9萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%
說明	參採國內公共工程決標案例22筆，平均為15.0萬元/瓩，考量下降幅度8%為13.8萬元/瓩	參採前50%國內公共工程決標案例11筆，平均為13.4萬元/瓩	參採前50%國內公共工程決標案例11筆，平均為13.4萬元/瓩，考量未來下降幅度4%為12.9萬元/瓩
躉購費率* (元/度)	9.9995	9.1689	8.8268

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 一、太陽光電

#### (三)屋頂型100瓩以上未達500瓩期初設置成本

1.98年度審定會使用參數：17.5萬元/瓩

2.第4次審定會討論數值：13.0~13.3萬元/瓩

3.擬採數值：12.4萬元/瓩

4.資料參採說明：

- (1)依據審定會第4次會議討論數值及委員意見，再蒐集國內公共工程決標案例，新增99年12月22日台南市國立北門高中105kW併聯型太陽光電發電設備系統工程決標案例為11.3萬元/瓩，合計3筆參採案例，平均為13.2萬元/瓩。
- (2)考量國際對太陽光電100年成本下降幅度平均6%預估，100年期初設置成本為12.4萬元/瓩。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

情境	情境一	情境二	情境三
	聽證會	新增國內決標案例1筆， 無下降幅度	新增國內決標案例1筆， 且考量未來下降幅度6%
假設	期初設置成本13.0萬元/瓩，年淨售電量1,200度/瓩，運維比例0.5%	期初設置成本13.2萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%	期初設置成本12.4萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%
說明	採國內台電決標案例2筆，分別為12.9萬元/瓩與15.3萬元/瓩，平均為14.1萬元/瓩，考量下降幅度8%為13.0萬元/瓩	新增國內公共工程決標案例1筆為11.3萬元/瓩，合計3筆參採案例，平均為13.2萬元/瓩。	新增國內公共工程決標案例1筆為11.3萬元/瓩，合計3筆參採案例，平均為13.2萬元/瓩，考量未來下降幅度6%為12.4萬元/瓩
躉購費率* (元/度)	9.4198	9.0321	8.4847

註：新增國內公共工程決標案例為99年12月22日，台南市國立北門高中105kW併聯型太陽光電發電設備系統工程。

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 一、太陽光電

#### (四)屋頂型500瓩以上期初設置成本

1.98年度審定會使用參數：15萬元/瓩

2.第4次審定會討論數值：10.9~12.5萬元/瓩

3.擬採數值：11.2萬元/瓩

4.資料參採說明：

- (1) 依據審定會第4次會議討論數值及委員意見，新增99年10月28日台電公司大潭生水池太陽光電新建工程決標案例為10.4萬元/瓩，合計2筆，平均為11.9萬元/瓩。
- (2) 考量國際對太陽光電100年成本下降幅度平均6%預估，100年期初設置成本為11.2萬元/瓩。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

情境	情境一	情境二	情境三
	聽證會	新增台電決標案例1筆，無下降幅度	新增台電決標案例1筆，且考量未來下降幅度6%
假設	期初設置成本10.9萬元/瓩，年淨售電量1,200度/kW，運維比例0.5%	期初設置成本11.9萬元/瓩，年淨售電量1,300度/kW，運維比例0.7%。	期初設置成本11.2萬元/瓩，年淨售電量1,300度/kW，運維比例0.7%。
說明	採國內台電決標案例2筆，平均為11.9萬元/瓩，考量下降幅度8%為10.9萬元/瓩	採國內台電決標案例2筆，平均為11.9萬元/瓩	採國內台電決標案例2筆，平均為11.9萬元/瓩，考量下降幅度6%為11.2萬元/瓩
躉購費率* (元/度)	7.8982	8.1426	7.6636

註：新增國內台電公司決標案例為99年10月28日，大潭生水池太陽光電新建工程。

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 一、太陽光電

#### (五)地面型(無區分級距)期初設置成本

1. 98年度審定會使用參數：15~19.7萬元/瓩 (98年無地面型分類)

2. 第4次審定會討論數值：10.9~11.2萬元/瓩

3. 擬採數值：10.3萬元/瓩

4. 資料參採說明：

- (1) 考量台灣地少人稠、國土資源有限，基於此一分類並非政策所主要獎勵推廣對象，且國際間地面型太陽光電躉購費率均較屋頂型為低，爰可參採屋頂型500瓩以上級距之設置成本參數水準。
- (2) 依據審定會第4次會議討論數值及委員意見，可參考各國屋頂型容量最大級距與地面型躉購費率之比例(詳見表2)8%，以前述屋頂型500kW以上建議數值11.2萬元/瓩估算下，其結果可列估為10.3萬元/瓩。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

	情境一	情境二	情境三
情境	聽證會	以前述屋頂型500kW以上平均數值11.9萬元/瓩，以國際間屋頂型最大容量級距與地面型費率間之差距8%計算	以前述屋頂型500kW以上建議數值11.2萬元/瓩，採國際間屋頂型最大容量級距與地面型費率間之差距8%計算
假設	期初設置成本10.9萬元/瓩，年淨售電量1,200度/瓩，運維比例0.5%	期初設置成本10.9萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%	期初設置成本10.3萬元/瓩，年淨售電量1,300度/瓩，運維比例0.7%
說明	以前述屋頂型500kW以上平均數值11.9萬元/瓩，考量下降幅度8%為10.9萬元/瓩	採平均設置成本11.9萬元/瓩，輔以國際間屋頂型最大容量級距與地面型費率間之差距約8%，回推設置成本為10.9萬元/瓩	以前述屋頂型500kW以上建議數值11.2萬元/瓩，輔以國際間屋頂型最大容量級距與地面型費率間之差距約8%，回推設置成本為10.3萬元/瓩
躉購費率* (元/度)	7.8982	7.4583	7.0478

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

註\*\*：國際間地面型與屋頂型最大容量級距費率比例平均為92%。

## 表2、各國太陽光電躉購費率比例

類型	英國			西班牙		
類型	級距	躉購費率 (英鎊/kWh)	屋頂型容 量最大級 距與地面 型躉購費 率比例	級距	躉購費率 (歐元 /kWh)	屋頂型容 量最大級 距與地面 型躉購費 率比例
屋頂型	≤4kW	0.361	--	≤ 20 kW	0.34	--
	>4~ 10kW	0.361	--	>20 kW ~2MW	0.32	1.0
	>10~ 100kW	0.314	--			
	>100~ 5000kW	0.293	1.0			
地面型	All SIZES	0.293	1.0	≤10 MW	0.288	0.9

資料來源: Department of Energy and Climate Change (2009), “Feed-in Tariffs Government’s Response to the Sumer 2009 Consultation”, p26. ; EPIA。

表2、各國太陽光電躉購費率比例(續)

類型	韓國			
類型	級距	地面型費率 (韓圓/kWh)	屋頂型 躉購費率 (韓圓/kWh)	屋頂型與地面型躉購費率 比例
屋頂型	≤ 30kW	514.34	550.34	0.93
	>30 kW~ 200 kW	491.17	525.55	0.93
	>200 kW~1MW	463.37	495.81	0.93
	>1MW~3MW	440.20	—	--
地面型	>3MW	370.70	—	--

資料來源：Ministry of Knowledge &amp; Economy(2010)

## 表2、各國太陽光電躉購費率比例(續)

類型	加拿大			德國		
類型	級距	躉購費率 (加幣/kWh)	屋頂型容 量最大級 距與地面 型躉購費 率比例	級距	躉購費率(歐 元/kWh)	屋頂型容 量最大級 距與地面 型躉購費 率比例
屋頂型	≤10kW	0.802	--	≤30 kW	0.3303	--
	>10~ ≤250	0.713	--	>30~ 100 kW	0.3142	--
	>250~ ≤500	0.635	--	>100~ 1,000 kW	0.2973	--
	>500	0.539	1.0	>1,000 kW	0.2479	--
地面 型	≤10	0.588	1.9	All SIZES	0.2426*	0.98
	>10	0.443	0.8		0.2537**	1.02

註\*:商用區域、高速公路      註\*\*:軍事用地轉用

資料來源:EPIA、BSW、工研院綠能所整理(2010/11)

資料來源:EEG(2008)；Ontario Power Authority(2010)，"Feed-in Tariff Program".

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 二、陸域型風力10瓩以上

#### (一) 期初設置成本

1. 98年審定會使用參數：5.9萬元/瓩

2. 第4次審定會討論數值：6.1~6.2萬元/瓩

3. 擬採數值：6.0萬元/瓩；含LVRT者則6.1為萬元/瓩

4. 資料參採說明：

(1) 根據審定會第4次會議討論數值及委員意見，期初設置成本需考量國際成本下降趨勢。

(2) 參採近3年已實際運轉風場與台電決標案例共8筆，剔除極端值後平均為6.1萬元/瓩，另考量國際對風力發電100年成本下降幅度平均1.2%預估，期初設置成本為6.0萬元/瓩，含LVRT者為6.1萬元/瓩。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

情境	情境一	情境二	情境三
	聽證會	第4次審定會 討論數值	依據第4次審定會討論數值，且考量未來下降幅度1.2%
說明	參採國內近3年案例(含給照、竣工、決標及籌設等案件)平均為6.1萬元/瓩，考量世界風能協會對風力發電投資成本下降趨勢1.2%，期初設置成本為6.0萬元/瓩，運維比例為1.9%。	針對業者意見，經與能源局進行案例資料再確認工作後，參採近3年已實際運轉風場與台電決標案例共8筆，剔除極端值後平均為6.1萬元/瓩，運維比例為2.26%。	依據第4次審定會委員意見，參考世界風能協會對風力發電投資成本下降1.2%，期初設置成本為6.0萬元/瓩，運維比例為2.26%。
躉購費率* (元/度)	2.5238	2.6574	2.6138

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

### 表3、陸域10瓩以上國內設置案例資料

年度	場址-公司	裝置容量(瓩)	總期初設置成本(NTD)	單位期初設置成本(NTD/瓩)	資料來源
2009	大安大甲第2期-民營電廠	18,400	925,925,907	50,322	能源局(2010)
2009	大安大甲第1期-民營電廠	27,600	1,388,888,861	50,322	能源局(2010)
2009	彰濱-民營電廠	48,300	2,554,943,005	52,897	能源局(2010)
2009	鹿港-民營電廠	29,900	1,589,492,049	53,160	能源局(2010)
2009	彰濱鹿港2期-民營電廠	16,100	766,500,000	47,609	能源局(2010)
2010	觀音-民營電廠	32,200	2,317,375,454	71,968	觀威公司2010年會計簽證財報資料。
2008	雲麥二期彰工二期-台電	32,000	2,328,291,000	72,759	台電公司(2010)
2008	王功大潭二期-台電	27,600	2,028,362,000	73,491	台電公司(2010)

註1：彰濱與鹿港於98.12.23前陸續完工商轉

註2：資料來源係參考能源局電業登記書圖(核定版)、觀威公司財報資料與台電公司決標資料

註3：彰濱鹿港2期經風力發電分組第4次會議委員討論認定為極端值，不納入計算。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 三、廢棄物(衍生燃料)發電

#### (一)運轉維護費用

1. 98年度審定會使用參數：為期初設置成本之5.0%。

2. 第4次審定會討論數值：7.4%~8.1%

3. 擬採數值：7.5%

4. 資料參採說明：

- (1) 依據審定會第4次會議委員意見，參採國內火力電廠(台電之林口(300MW×2)、台中(550MW×10)、興達(550MW×2+500MW×2)等運轉維護費用資料共計3筆，其98年單位平均運維費用為0.2318元/度，以年淨售電量7,300度/珽年，予以計算應有合理之年運維費用為1,692元，估算運轉維護費用占期初設置成本比例為1.35%，加計期中更新0.35%，合計為1.7%。考量物價上漲因素20年均化運轉維護費用占期初設置成本比例為2.0%。
- (2) 另依據審定會第4次會議委員意見，以淨熱效率30%計算燃料成本費用，考量物價上漲因素20年均化結果為5.5%。
- (3) 兩者合計為7.5%。

註：依據聽證會業者意見，業者同意燃料費用之計算方式。

## 貳、再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數再確認(續)

### 5.不同情境之躉購費率試算結果

情境	情境一	情境二	情境三
	聽證會	第4次審定會	新增國內火力發電廠案例 2筆
假設	運維比例7.3%； 年淨售電量為7,900度/瓩	運維比例7.7%； 年淨售電量為7,300度/瓩	運維比例7.5%； 年淨售電量為7,300度/瓩
說明	採台電台中電廠第1~8號機單位運維費用占期初設置成本比例為2%，以7900度/瓩年計算；以淨熱效率28%估算燃料成本占比為5.3%	採台電台中電廠第1~8號機單位運維成本，以7300度/瓩年計算20年均化運維費用占比為2.2%；以淨熱效率30%估算燃料成本占比為5.5%	參採98年國內火力電廠(台電之林口、台中、興達等)運轉維護費用資料共計3筆，以7300度/瓩年計算20年均化運維費用占比為2.0%；淨熱效率30%估算燃料成本占比為5.5%
躉購費率* (元/度)	2.4518	2.7218	2.6875

註\*：折現率以99年公告使用參數5.25%試算。

# 參、100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

再生能源別	類別	裝置容量 (kW)	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	145,000 (197,000)	0.7 (0.7)	1,300 (1,200)	20 (20)
		≥ 10 ~ < 100	129,000 (175,000)			
		≥ 100 ~ < 500	124,000 (175,000)			
		≥ 500	112,000 (150,000)			
	地面型	無區分	103,000 (150,000~197,000)			
風力	陸域	≥ 1 ~ < 10	160,000 (150,000)	1.0 (1.5)	2,000 (2,000)	
		≥ 10	60,000* (59,000)	2.26 (1.5)	2,400 (2,400)	
風力	離岸	無區分	159,000 (120,000)	3.0 (3.0)	3,200 (3,200)	
川流式水力	--	無區分	68,000 (66,000)	3.0 (3.0)	4,500 (4,800)	
地熱	--	無區分	233,000 (275,000)	5.0 (5.0)	6,400 (7,000)	
廢棄物 (衍生燃料)	--	無區分	125,000 (125,000)	7.5 (5.0)	7,300 (7,900)	
生質能	--	無區分	52,000 (54,000)	6.5 (7.5)	5,500 (5,700)	

註:( )99年公告使用參數

註\*含LVRT者為61,000(元/瓩)

# 參、100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(續)

再生能源別	類別	裝置容量 (kW)	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	100年建議使用參數	145,000 (197,000)	0.7 (0.7) 與審定會第4次會議並無差異	1,300 (1,200) 基於優先獎勵開發最佳資源條件及經營效率較佳之業者優先進入市場之原則，將1200度/瓩，調整為1,300度/瓩	20 (20)
			說明	依據未來成本調降趨勢4%，期初設置成本由15.1萬元/kW調整為14.5萬元/kW			
		≥ 10 ~ < 100	100年建議使用參數	129,000 (175,000)			
			說明	以前50%案例計算，另考量未來成本下降4%，期初設置成本由14.1萬元/kW，調整為12.9萬元/kW			
		≥ 100 ~ < 500	100年建議使用參數	124,000 (175,000)			
			說明	以前50%案例計算，另考量未來成本下降6%，期初設置成本由13.3萬元/kW，調整為12.4萬元/kW			

註：( )99年公告使用參數

## 參、100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(續)

再生能源別	類別	裝置容量 (kW)	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	≥ 500	100年建議使用參數	<b>112,000</b> (150,000)	<b>0.7</b> (0.7) 與審定會第4次會議並無差異	<b>1,300</b> (1,200) 基於優先獎勵開發最佳資源條件及經營效率較佳之業者優先進入市場之原則，將1200度/瓩，調整為1,300度/瓩	<b>20</b> (20)
			說明	新增台電決標案例且考量未來成本下降幅度6%，將期初設置成本由12.5萬元/kW調整為11.2萬元/kW			
	地面型	無區分	100年建議使用參數	<b>103,000</b> (150,000~197,000)			
			說明	以前述屋頂型500kW以上11.2萬元/瓩，採國際間屋頂型容量最大級距與地面型費率間之差距約8%計算，調整為10.3萬元/kW			

註\*\*:( )99年公告使用參數

## 參、100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(續)

再生能源別	類別	裝置容量 (kW)	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例(%)	年售電量 (度/瓩年)	躉購期間(年)
風力	陸域	≥ 1 ~ < 10	100年建議使用參數	160,000 (150,000)	1.0 (1.5)	2,000 (2,000)	20 (20)
			說明	與審定會第4次會議並無差異			
		≥ 10	100年建議使用參數	60,000* (59,000)	2.26 (1.5)	2,400 (2,400)	
			說明	考量國際成本下降趨勢1.2%，期初設置成本由6.1萬元/瓩調整為6.0萬元/瓩 與審定會第4次會議並無差異			
風力	離岸	無區分	100年建議使用參數	159,000 (120,000)	3.0 (3.0)	3,200 (3,200)	
			說明	與審定會第4次會議並無差異			

註:( )99年公告使用參數

註\*含LVRT者為61,000(元/瓩)

## 參、100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(續)

再生能源別	類別	裝置容量 (kW)	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩年)	躉購期間 (年)
川流式水力	--	無區分	100年建議使用參數	<b>68,000</b> (66,000)	<b>3.0</b> (3.0)	<b>4,500</b> (4,800)	<b>20</b> (20)
			說明	與審定會第4次會議並無差異			
地熱	--	無區分	100年建議使用參數	<b>233,000</b> (275,000)	<b>5.0</b> (5.0)	<b>6,400</b> (7,000)	
			說明	與審定會第4次會議並無差異			
廢棄物 (衍生燃料)	--	無區分	100年建議使用參數	<b>125,000</b> (125,000)	<b>7.5</b> (5.0)	<b>7,300</b> (7,900)	
			說明	與審定會第4次會議並無差異	新增國內2家火力發電廠案例，運維比例由8.1%調整為7.5%	與審定會第4次會議並無差異	
生質能	--	無區分	100年建議使用參數	<b>52,000</b> (54,000)	<b>6.5</b> (7.5)	<b>5,500</b> (5,700)	
			說明	與審定會第4次會議並無差異			

## 議案二：再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數

## 一、折現率之意涵

(一)折現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，所以折現率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率，亦即為平均資金成率(WACC)。

(二)因為WACC為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均的加權平均，故其計算公式如下：

$$\begin{aligned}WACC &= R_o \times W_o + R_I \times W_I = R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_I \\ &= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I\end{aligned}$$

$$\text{且 } W_o + W_I = 1$$

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                       $\alpha$  為信用風險加碼

$\beta$  為風險溢酬

(三)折現率等於WACC之下，其自有資金報酬率的部分就是反映業者投資報酬率的部份，根據WACC計算公式可知業者的投資報酬率是「無風險利率+信用風險加碼 $\alpha$ +業者風險溢酬 $\beta$ 」所組成。

二、98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，折現率係受四個變數影響，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，自有資金比例占30%，故一般以30%為標竿。

## (二) 無風險利率

無風險利率以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，99年平均為1.36%(詳見參考資料7，表7-1)。

(三) 銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)1.  $\alpha$ 風險

銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 $\alpha$ 風險，下表為銀行對不同信用評等企業的加碼額度。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倍以上，其約當為信用評等twBB至twBBB之公司，此時 $\alpha$ 風險介於1.5%至2.0%之間。

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%

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

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」。

**(三) 銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)(續)****2. 98至99年市場 $\alpha$ 風險分析**

蒐集國內資本市場公債及公司債利率水準相關資料，發現信用評等twBBB之公司債(即約當利息保障倍數2.5倍)，98年及99年(至99年10月止) $\alpha$ 風險平均為1.72%及1.84%，兩年平均則為1.78%，符合前項分析介於1.5%至2.0%之結果，惟新興投資計畫風險較高， $\alpha$ 風險以2%為標竿。

項目	10年期公債	10年期公司債				$\alpha$ 風險=公司債－公債			
	殖利率	twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA	twBBB
98年平均	1.51%	2.17%	2.36%	2.69%	3.23%	0.66%	0.85%	1.18%	1.72%
99年平均	1.36%	1.94%	2.15%	2.57%	3.21%	0.58%	0.79%	1.20%	1.84%
98~99年平均	1.44%	2.06%	2.27%	2.64%	3.22%	0.62%	0.82%	1.19%	1.78%

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?ctNode=523&CtUnit=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#](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。

(四) 業者風險溢酬( $\beta$ 風險)1.  $\beta$ 風險水準比較標竿之選擇

選擇國內外比較標竿，在一定的資金結構與財務設算條件之下，自有資金報酬率與計畫折現率有一定的關係，可用此四個案例為標竿推估 $\beta$ 風險，進而計算出計畫折現率。

項目	國內案例		國際案例	
利率	瓦斯公司	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	五大銀行1年期定存利率平均(99年0.97%)+3.7%，99年平均為4.67%	10% <sup>1</sup>	德國並不以自有資金報酬率作為費率計算基礎	8%~10% <sup>2</sup>
計畫折現率	既有公司案例不考慮計畫折現率	視投資計畫資金結構與利率水準	8%(太陽光電為5%~8%)(但德國十年期政府公債利率2009年平均3.27%，2010年(至10月止)2.79%較我國高)(詳見參考資料7，表7-2)	中國並不以計畫折現率作為費率計算基礎

資料來源1：胡思聰(2007)，「污水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

資料來源2：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。」

#### (四)業者風險溢酬( $\beta$ 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 $\beta$ 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，做為推估折現率的基礎。

- (1)自有資金比例30%、銀行融資比例70%。
- (2)銀行融資利率為3.36%(99年十年期公債殖利率平均為1.36% +  $\alpha$ 風險2%)。
- (3)融資期間為10年，第11年償還全部貸款本金。
- (4)折舊採直線法，以20年為折舊年限。
- (5)營利事業所得稅率為17%。

(四)業者風險溢酬( $\beta$ 風險)(續)3.  $\beta$ 風險推估

標竿	瓦斯公司	中國風力下限	德國(以計畫折現率為6.5%估算)	中國風力平均	98年審定會	國內BOT案及中國風力上限	德國(以計畫折現率為8%估算)
自有資金報酬率(%)	4.67	8.00	8.58	9.00	9.12	10.00	13.28
計畫折現率(%)	3.78	4.89	5.077	5.212	5.250	5.533	6.577
$\beta$ 風險	1.412	5.097	5.723	6.177	6.300	7.243	10.723

註1：德國太陽光電計畫折現率為5%~8%<sup>1</sup>，10年期政府公債利率2009年平均3.27%，2010年(至10月止)2.786%(2010年台灣平均為1.363%)，若以相同於台灣利率水準，德國計畫折現率=6.5%-兩國利率差(1.423%)=5.077%。

註2：瓦斯公司、中國與國內BOT係給定自有資金報酬率推估計畫折現率後，進而估算 $\beta$ 風險；98年審定會與德國案例係給定折現率後，推估自有資金報酬率。

## 四、資料參採說明(續)

(四)業者風險溢酬( $\beta$ 風險)(續)4.  $\beta$ 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，因此業者的經營風險明顯較高，故瓦斯公司 $\beta$ 風險並不適用。
- (2)國內BOT特許時間往往達30年甚至50年，其營運時間較再生能源躉購期間更長，故國內再生能源之 $\beta$ 風險應低於國內BOT水準，故國內BOT之 $\beta$ 風險7.243%應可視為上限值。
- (3)以德國非太陽光電類為標竿，則計畫折現率為6.577%， $\beta$ 風險將高達10.723%，高於前述上限值，故並不適用。
- (4)以98年審定會為標竿 $\beta$ 風險為6.3%、中國風力平均標竿6.177%，較為一致。
- (5)依前述說明，考量國內外案例，建議以自有資金報酬率9%為標竿，即 $\beta$ 風險為6.177%

#### 四、資料參採說明(續)

##### (五) 折現率數值

1. 依據審定會第3次會議決議，不同類別再生能源原則以相同折現率計算。
2. 依據述分析結果，無風險利率1.36%、 $\alpha$ 風險2%、 $\beta$ 風險6.177%，建議100年度電能躉購費率計算公式使用折現率參數為5.212%。
3. 考量一般利率以0.25%為一碼之作法，建議100年度電能躉購費率計算公式使用折現率參數維持99年度相同水準，即為5.25%。

#### 五、提請討論

## 議案三：再生能源電能躉購費率試算

## 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2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98年作法，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年平均值(95年至98年)為計算基準。
- (五)各家電業99年度提供之近5年火力電廠發電資料與去98年度提供資料略有差異，經差異分析後發現，大體上99年度提供之成本資料皆相對略低，在下限費率之計算擬採從優方式下，仍以98年度提供資料為參採基準。

### 二、計算結果

依前述原則計算結果，100年度躉購下限費率為2.1821元/度

## 貳、躉購費率試算結果

### 一、100年度再生能源電能躉購費率試算

再生能源類別	分類	級距 (kW)	100年度試算費率 (元/度)	99年度公告費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 10$	9.9216	11.1883 * (相當於無設備補助 14.6030)
		$\geq 10 \sim < 100$	8.8268	12.9722
		$\geq 100 \sim < 500$	8.4847	
		$\geq 500$	7.6636	11.1190
	地面型	無區分	7.0478	
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	7.3562	7.2714
		$\geq 10^{**}$	2.6138	2.3834
	離岸	無區分	5.5626	4.1982
川流式水力	--	無區分	2.1821	2.0615
地熱能	--	無區分	4.8039	5.1838
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	2.6875	2.0879
生質能	--	無區分	2.1821	2.0615

註\*:1kW以上未達10kW太陽光電99年公告再生能源躉購費率另提供5萬元/kW設備補助，100年則不另提供5萬元/kW設備補助

註\*\*:依規定須加裝LVRT者，則試算費率為2.6574元/度。

## 二、敏感度分析

### (一) 期初設置成本變動

項目	分類	級距 (kW)	99年度公告費率 (元/度)	建議情境 試算費率 (元/度)	設置成本 +5% 試算費率 (元/度)	設置成本 +10% 試算費率 (元/度)	設置成本 +15% 試算費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	≥1 ~ <10 *	11.1883	9.9216	10.4177	10.9138	11.4098
		≥ 10 ~ < 100	12.9722	8.8268	9.2681	9.7095	10.1508
		≥ 100 ~ < 500		8.4847	8.9089	9.3331	9.7574
	≥ 500	11.1190	7.6636	8.0468	8.4299	8.8131	
地面型	無區分		7.0478	7.4001	7.7525	8.1049	
風力	陸域	≥ 1 ~ < 10	7.2714	7.3562	7.7240	8.0918	8.4596
		≥ 10	2.3834	2.6138	2.7445	2.8752	3.0059
	離岸	無區分	4.1982	5.5626	5.8408	6.1189	6.3970
川流式水力	--	無區分	2.0615	2.1821	1.7763	1.8609	1.9455
地熱能	--	無區分	5.1838	4.8039	5.0441	5.2843	5.5245
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	2.0879	2.6875	2.8219	2.9563	3.0907
生質能	--	無區分	2.0615	2.1821	1.4588	1.5283	1.5978

註\*:1kW以上未達10kW太陽光電99年公告再生能源躉購費率另提供5萬元/kW設備補助，100年則不另提供5萬元/kW設備補助

註：敏感度分析之調整區間乃以業者與擬採數值之差異作均等區間之試算

## 貳、躉購費率試算結果(續)

### 二、敏感度分析(續)

#### (二)年淨售電量變動

項目	分類	級距 (kW)	99年度公告費率 (元/度)	建議情境 試算費率 (元/度)	年淨售電量 -2% 試算費率 (元/度)	年淨售電量 -5% 試算費率 (元/度)	年淨售電量 -8% 試算費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	≥1 ~ <10 *	11.1883	9.9216	10.1241	10.4438	10.7843
		≥ 10 ~ < 100	12.9722	8.8268	9.0069	9.2914	9.5944
		≥ 100 ~ < 500		8.4847	8.6578	8.9312	9.2225
		≥ 500	11.1190	7.6636	7.8200	8.0669	8.3300
	地面型	無區分		7.0478	7.1916	7.4187	7.6606
風力	陸域	≥ 1 ~ < 10	7.2714	7.3562	7.5063	7.7434	7.9959
		≥ 10	2.3834	2.6138	2.6672	2.7514	2.8411
	離岸	無區分	4.1982	5.5626	5.6762	5.8554	6.0463
川流式水力	--	無區分	2.0615	2.1821	2.1821	2.1821	2.1821
地熱能	--	無區分	5.1838	4.8039	4.9019	5.0567	5.2216
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	2.0879	2.6875	2.7424	2.8290	2.9212
生質能	--	無區分	2.0615	2.1821	2.1821	2.1821	2.1821

註\*:1kW以上未達10kW太陽光電99年公告再生能源躉購費率另提供5萬元/kW設備補助，100年則不另提供5萬元/kW設備補助

註：敏感度分析之調整區間乃以業者與擬採數值之差異作均等區間之試算

## 二、敏感度分析(續)

## (三)折現率變動

項目	分類	級距 (kW)	99年度 公告費率 (元/度)	建議情境 試算費率 (元/度)	折現率 +1% 試算費率 (元/度)	折現率 +2% 試算費率 (元/度)	折現率 +3% 試算費率 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 10^*$	11.1883	9.9216	10.7035	11.5147	12.3534
		$\geq 10 \sim < 100$	12.9722	8.8268	9.5224	10.2441	10.9902
		$\geq 100 \sim < 500$		8.4847	9.1533	9.8470	10.5643
		$\geq 500$	11.1190	7.6636	8.2675	8.8941	9.5419
	地面型	無區分		7.0478	7.6032	8.1794	8.7752
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	7.2714	7.3562	7.9170	8.4988	9.1003
		$\geq 10$	2.3834	2.6138	2.7891	2.9709	3.1589
	離岸	無區分	4.1982	5.5626	5.9109	6.2723	6.6459
川流式 水力	--	無區分	2.0615	2.1821	2.1821	2.1821	2.1821
地熱能	--	無區分	5.1838	4.8039	5.0591	5.3239	5.5976
廢棄物(衍生 燃料)	--	無區分	2.0879	2.6875	2.8076	2.9321	3.0609
生質能	--	無區分	2.0615	2.1821	2.1821	2.1821	2.1821

註\*:1kW以上未達10kW太陽光電99年公告再生能源躉購費率另提供5萬元/kW設備補助，100年則不另提供5萬元/kW設備補助

註：敏感度分析之調整區間乃以業者與擬採數值之差異作均等區間之試算

## 貳、躉購費率試算結果(續)

### 二、敏感度分析(續)

#### (四)運維比例變動

項目	分類	級距 (kW)	99年度 公告費率 (元/度)	建議情境 試算費率 (元/度)	運維比例 +1% 試算費率 (元/度)	運維比例 +2% 試算費率 (元/度)	運維比例 +3% 試算費率 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 10^*$	11.1883	9.9216	11.0370	12.1524	13.2678
		$\geq 10 \sim < 100$	12.9722	8.8268	9.8191	10.8114	11.8037
		$\geq 100 \sim < 500$		8.4847	9.4385	10.3924	11.3462
		$\geq 500$	11.1190	7.6636	8.5251	9.3867	10.2482
	地面型	無區分		7.0478	7.8401	8.6324	9.4247
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	7.2714	7.3562	8.1562	8.9562	9.7562
		$\geq 10$	2.3834	2.6138	2.8638	3.1138	3.3638
	離岸	無區分	4.1982	5.5626	6.0595	6.5564	7.0533
川流式 水力	--	無區分	2.0615	2.1821	2.1821	2.1821	2.1821
地熱能	--	無區分	5.1838	4.8039	5.1680	5.5320	5.8961
廢棄物	--	無區分	2.0879	2.6875	2.8588	3.0300	3.2012
生質能	--	無區分	2.0615	2.1821	2.1821	2.1821	2.1821

註\*:1kW以上未達10kW太陽光電99年公告再生能源躉購費率另提供5萬元/kW設備補助，100年則不另提供5萬元/kW設備補助

註：敏感度分析之調整區間乃以業者與擬採數值之差異作均等區間之試算

## 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。

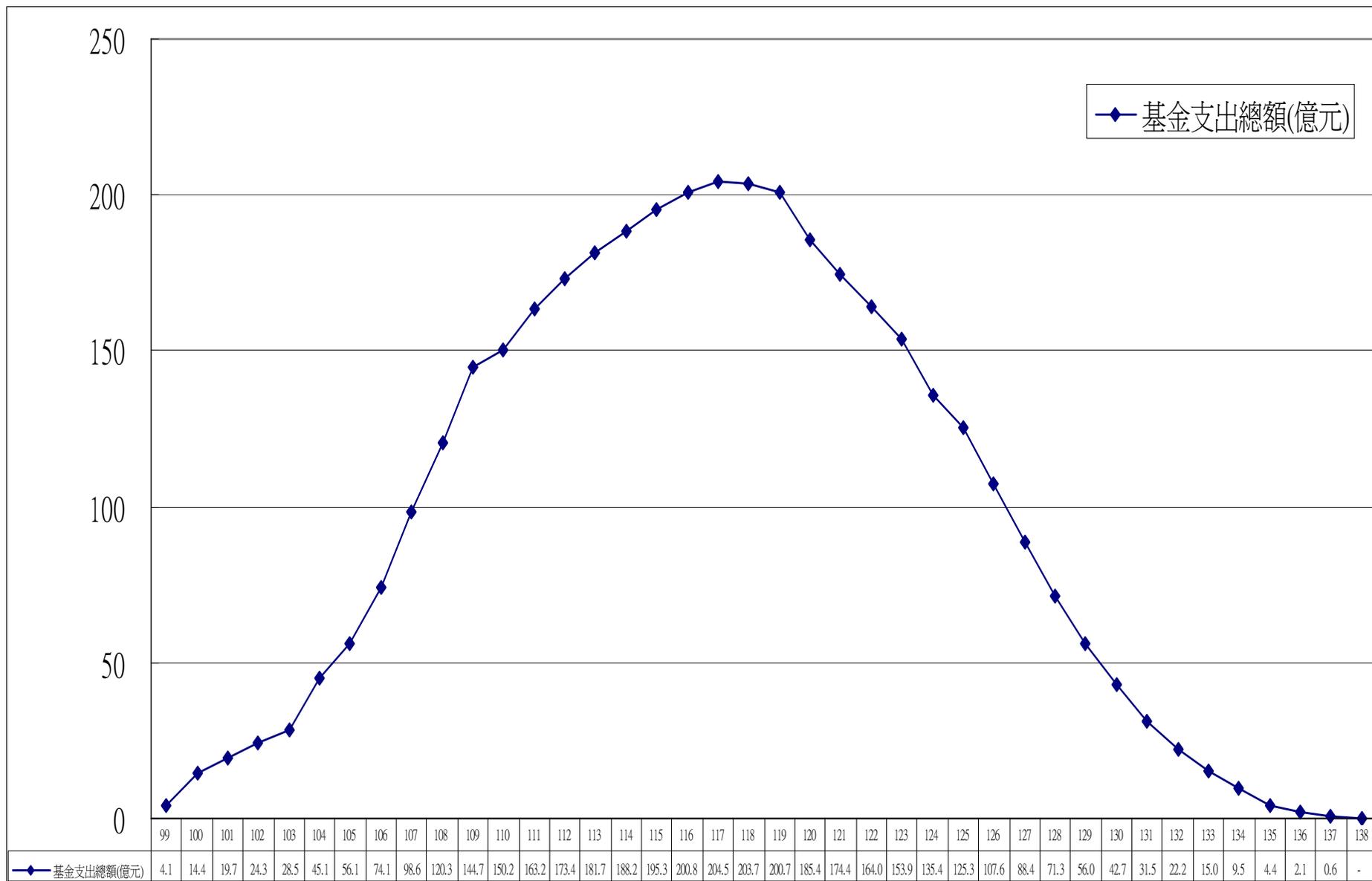
# 參、對電費支出之影響評估(續)

## 二、相關參數設定與假設條件

躉購期間	20年
2010年迴避成本	2.11元/度
2009年台電收入	4,673億元
躉購費率遞減率	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 太陽光電年遞減8%</li> <li>■ 海洋能躉購費率為9元/度，自2020年以後每年遞減10%</li> <li>■ 其他再生能源則遞減1%</li> </ul>
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	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 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</li> <li>■ 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</li> <li>■ 海洋能示範補助15~25萬元/kW，以補助至2020年估算</li> </ul>
電價	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 2009年家庭用戶電價為2.73元，每年成長2%，2010~2049年全程算術平均為4.2元</li> </ul>
家庭用電量	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 每戶全年用電量以4,000度估算</li> </ul>
全國用電量	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 假設全國用電量成長率為0%(即電費收入成長2%)、1.34%(參考台電公司近五年售電量成長率估算，即電費收入成長3.4%)與2.78%(參考台電電源開發9811案，即電費收入成長4.84%)</li> </ul>

# 參、對電費支出之影響評估(續)

## 三、預估40年期間所需基金規模



## 四、100年費率對電費支出影響評估(99年~138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(%)			每月家庭附加電費(元)		
				台電電費收入年成長率			台電電費收入年成長率		
				2%*	3.4%**	4.84%***	2%	3.4%	4.84%
預估40年期間所需基金支出(99年依併聯試運轉量8.5MW計算)	3,881	97	最大值 (年度)	3.01 (2027)	2.37 (2026)	1.92 (2023)	42 (2027)	33 (2026)	27 (2023)
			平均值	1.35	0.97	0.68	19	14	10

在100年費率下，全程40年(99~138年)基金支出總額為3,881億元，在台電電費收入年成長率於2~4.84%，平均每月家庭附加電費約10~19元。

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%。

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%，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%，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。

## 五、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	0.47%	54.50%	0.02%	20.26%	6.14%	0.00%	0.30%	18.32%	0.00%
再生能源發電量占比	7.70%	27.68%	2.23%	15.40%	5.35%	0.16%	32.66%	8.57%	0.25%

- 
1. 再生能源發展基金主要依次用於離岸風力、太陽光電、海洋能、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。

## 議案四：太陽光電電能躉購作法

# 100年太陽光電發電設備電能躉購機制

## 一、對象

為鼓勵小家戶裝設太陽光電，並考量小容量具推廣示範效果，及競價交易成本較高等因素，建議限由住宅所有權人於其屋頂設置未達10kW者，採先到先審適用完工費率（不適用競標機制），其餘類別申設案均採競標作業。

## 二、容量

躉購機制以分批競標為主，100年規劃太陽光電發電設備推廣目標量為70MW，由經濟部規劃部分容量進行競標作業。

## 三、除外

曾獲經濟部全額或半額補助設置太陽光電示範系統者，不適用競標機制。

# 報告完畢

