



# 103年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次會議

## 會議紀錄附件





# 目錄

附件1：第1次審定會會議結論辦理情形

附件2：各再生能源分組會議辦理情形

附件3：「103年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)聽證會」作業規劃

附件4：「103年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」使用參數及重要相關議題

附件5：「103年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」之平均資金成本率使用參數



**附件1：**  
**第1次審定會會議結論辦理情形**

# 壹、第一次審定會辦理情形

一、時間：102年7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：經濟部杜次長紫軍

四、出席名單：汪委員宗煌、歐委員嘉瑞、沈委員維正、  
張委員四立、洪委員德生、林委員良楓、陳委員斌魁、  
林委員大惠、錢委員建嵩、江委員青瓚、宋委員聖榮、  
蔡委員政翰、童委員遷祥、顧委員洋、雷委員立芬、  
蔡委員宏明、張委員祖恩

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

# 貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

## 一、報告案決議

(一)相關成員對於會議內容，請遵守保密原則。

**後續辦理情形：**依決議，已於會議紀錄中載明。

(二)每次會議之重要進展及決議事項，可以新聞稿或記者會等適當方式公開，讓外界瞭解。

**後續辦理情形：**依決議，已於會議結束後發布新聞稿。

(三)業者意見請納入分組討論，以為103年度再生能源躉購費率審定參考。

**後續辦理情形：**依決議，業已將業者意見納入各分組討論事項中。

# 貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

## 二、討論案決議

(一)本次會議確認103年度審定會議運作方式，同意辦理分組會議，以增進業者與審定會委員溝通機會。

**後續辦理情形：**業依決議完成3個分組，並於8/6、8/7、8/8召開第1次分組會議，會中由各分組委員與業者直接進行意見溝通，另於8/20、8/23及9/3、9/4、9/12分別召開第2次及第3次分組會議，就躉購費率之分類、級距、計算公式使用參數及重要相關議題進行討論。

(二)分組會議分成太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源3個分組，各分組會議召集人分別由洪委員德生、張委員四立及歐委員嘉瑞擔任。

**後續辦理情形：**依決議，已獲三位委員同意擔任各分組召集人，並主持分組會議。

(三)103年度審定作業規劃及分組會議方式獲得委員同意，請依規劃辦理審定作業。

**後續辦理情形：**遵照辦理。

# 貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

## 二、討論案決議(續)

(四)本次會議建議意見請納入分組會議議題進行討論；分組會議之共同意見、個別意見將提報審定會討論及審定。

**後續辦理情形：**後續將各次分組會議意見歸納為共同意見與個別意見，並經各分組會議認可後提報審定會討論。

(五)103年度再生能源電能躉購下限費率以98年至101年國內電業化石燃料4年發電平均成本為基礎，計算結果為2.5053元/度。

**後續辦理情形：**遵照辦理。

(六)103年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持102年度計算方式及內容。

**後續辦理情形：**遵照辦理。

# 貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

## 二、討論案決議(續)

(七)有關再生能源電能躉購費率其他4項相關議題，說明如下述。

1.議題一：費率水準是否考量區域性訂定差異化費率

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

**後續辦理情形：**考量各類再生能源之技術與設置條件不同，此議題業已於各分組第3次分組會議討論，討論結果將於第二次審定會提請決議。

2.議題二：目標達成率與躉購費率連結機制之研析

**決議：**按各類別再生能源目標達成率進行政策調整議題納入後續分組會議討論。

**後續辦理情形：**此議題業已於各分組第3次分組會議進行討論，討論結果將於第二次審定會提請決議。



# 貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

## 二、討論案決議(續)

(七)有關再生能源電能躉購費率其他4項相關議題，說明如下述。(續)

3.議題三：費率結構是否採前高後低方式

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

**後續辦理情形：**此議題業已於風力發電分組第3次分組會議進行討論，討論結果將於第二次審定會提請決議。

4.議題四：風險溢酬參數是否考量各類再生能源特性採各別訂定數值

**決議：**各類別再生能源風險溢酬參數不各別訂定。

**後續辦理情形：**此議題業已納入第二次審定會之討論案進行說明。

**附件2：**  
**各再生能源分組會議辦理情形**

# 壹、第1、第2及第3次分組會議辦理情形

| 組別          | 太陽光電                                    | 風力發電   | 生質能及其他再生能源發電 |
|-------------|-----------------------------------------|--------|--------------|
| 第一次<br>會議時間 | 8/6下午                                   | 8/8下午  | 8/7上午        |
| 出席人員        | 各分組委員、列席委員、專家、業者及公協會代表                  |        |              |
| 討論議題        | 業界意見陳述並與專家及委員討論交流                       |        |              |
| 第二次<br>會議時間 | 8/23上午                                  | 8/20上午 | 8/20下午       |
| 出席人員        | 各分組委員、列席委員                              |        |              |
| 討論議題        | 分類與容量級距建議、「期初設置成本」使用參數建議                |        |              |
| 第三次<br>會議時間 | 9/12下午                                  | 9/4上午  | 9/3下午        |
| 出席人員        | 各分組委員、列席委員                              |        |              |
| 討論議題        | 「年運轉維護費用」及「年售電量」使用參數建議、再生能源電能躉購費率其他相關議題 |        |              |

# 貳、共同意見歸納報告

## 一、共同意見歸納

### (一) 躉購費率分類與容量級距

建議103年度各類別再生能源電能躉購費率分類與容量級距與102年度公告內容一致。

### (二) 計算公式使用參數

#### 1. 期初設置成本

過去「期初設置成本」參數係以四捨五入方式計算至千位數，103年度為使參數更精確，並減少數值計算上之誤差，原則同意103年度資料參採數值以四捨五入方式計算至百位數。

#### 2. 運轉維護費用

過去「運轉維護費用」參數係以四捨五入方式計算至小數點後第一位數，103年度為使參數更精確，並減少數值計算上之誤差，原則同意103年度資料參採數值以四捨五入方式計算至小數點後第二位數。

#### 3. 年淨售電量

建議年淨售電量參數應觀察參採長期資料而非單一年度資料。

## 二、有關各再生能源類別計算公式使用參數之參數資料參採說明，納入後續討論案中提請確認。

附件3：

103年度「再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)」聽證會作業規劃

# 壹、聽證會法源依據

## 一、「行政程序法」第155條

「行政機關訂定法規命令，得依職權舉行聽證。」

## 二、「再生能源發展條例」第9條第1項

「中央主管機關應邀集相關各部會、學者專家、團體組成委員會，審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之。」

# 貳、聽證會相關程序—預備聽證

依據「行政程序法」第58條之規定，行政機關**得**舉行預備聽證。

## 舉行「預備聽證」之必要性

### 一、「預備聽證」規定

#### (一)聽證之舉行：

行政程序法第58條第1項：「行政機關為使聽證順利進行，**認為必要時，得**於聽證期日前，舉行預備聽。」，故行政機關可以行政裁量是否舉行「預備聽證」。

#### (二)聽證之目的：

行政程序法第58條第2項：「預備聽證得為下列事項：一、議定聽證程序之進行；**二、釐清爭點。**；**三、提出有關文書及證據。**；四、變更聽證之期日、場所與主持人」

### 二、「預備聽證」之重點

#### 擬定聽證題目、釐清爭點

「再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)」聽證會自99年開始召開以來，爭議重點皆為公式、參數及費率，故爭點已明確。

#### 廣納意見、使業者具有提出有關文書及證據等公開陳述之機會

關於給予業者提出有關文書及證據，本年審定會已完成：

- 1、4月中旬發函給業者請求就躉購費率、計算公式、成本資料與各項參數提供建議。
- 2、6月17日上午召開「103年度再生能源電能躉購費率計算公式之使用參數」業者座談會，供業者分享寶貴的經驗與資訊。
- 3、8月1日至2日辦理審定委員現場勘查作業，除使審定委員了解國內各類再生能源的發展現況，並請系統設置者就目前營運情形進行簡報並進行Q&A，增加面對面之交流機會。
- 4、8/6~8/8邀請各類別再生能源業者出席參加第1次分組會議，並於會議上供業者提出資料及增加與委員直接面對面之溝通機會。

- 1.行政機關對於是否舉行預備聽證具有**裁量權限，得進行行政裁量。**
- 2.經上述分析，認為已達到預備聽證之目的，**故建議無需舉行「預備聽證」。**



# 參、聽證會辦理程序說明

依據「行政程序法」第54條至66條及第155至156條之規定辦理

## 聽證通知

第156條：「行政機關為訂定法規命令，依法舉行聽證者，應於政府公報或新聞紙公告...。」

## 公告：第55條、第156條

❖公告內容應包含：訂定機關之名稱、訂定之依據、草案內容、聽證之日期及場所、聽證之主要程序。

## 聽證會開始

第60條第1項：「聽證以主持人說明案由為始。」

## 主持人主要職權：第62條、第63條及第65條

- ❖許可當事人及其他到場人之發問或發言。
- ❖為避免延滯程序之進行，禁止當事人或其他到場之人發言；情節重大者，並得命其退場。
- ❖駁回當事人於聽證程序中之異議。
- ❖終結聽證。
- ❖其他為順利進行聽證所必要之措施。

## 作成聽證紀錄

第64條第1項：「聽證，應作成聽證紀錄」

## 聽證記錄重點：第64條

- ❖應載明到場人所為陳述或發問之要旨及其提出之文書、證據，並記明當事人之異議與主持人對異議之處理。
- ❖聽證紀錄當場製作完成者，由陳述或發問人簽名或蓋章；未當場製作完成者，由主持人指定日期、場所供陳述或發問人閱覽，並由其簽名或蓋章。
- ❖陳述或發問人拒絕簽名、蓋章或未於指定日期、場所閱覽者，應記明其事由。
- ❖陳述或發問人對聽證紀錄之記載有異議者，得即時提出。主持人認異議有理由者，應予更正或補充；無理由者，應記明其異議。

## 聽證終結

第65條：「主持人認當事人意見業經充分陳述，而事件已達可為決定之程度者，應即終結聽證。」



# 肆、聽證會作業規劃

聽證項目：103年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：102年10月22日 上午09：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-301室

## 上午場次

| 時間          | min | 議程                                                     |
|-------------|-----|--------------------------------------------------------|
| 09：30～09：45 | 15  | 發言順序登記                                                 |
| 09：45～09：50 | 5   | 主持人說明案由                                                |
| 09：50～10：10 | 20  | 主持人或其指定之人說明事件之內容要旨<br>再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明：<br>➤ 太陽光電 |
| 10：10～11：30 | 80  | 出席者陳述意見、提出證據及發問                                        |
| 11：30～12：00 | 30  | 聽證紀錄確認<br>聽證終結                                         |

# 肆、聽證會作業規劃(續)

聽證項目：103年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：102年10月22日 下午1：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-301室

## 下午場次

| 時間          | min | 議程                                                                       |
|-------------|-----|--------------------------------------------------------------------------|
| 13：30～13：45 | 15  | 發言順序登記                                                                   |
| 13：45～13：50 | 5   | 主持人說明案由                                                                  |
| 13：50～14：20 | 30  | 主持人或其指定之人說明事件之內容要旨<br>再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明：<br>➤ 風力發電<br>➤ 生質能及其他再生能源發電 |
| 14：20～15：40 | 80  | 出席者陳述意見、提出證據及發問                                                          |
| 15：40～16：10 | 30  | 聽證紀錄確認<br>聽證終結                                                           |

## 附件4：

「103年度再生能源電能躉購費率及其  
計算公式」使用參數及重要相關議題

# 壹、再生能源電能躉購費率審定原則

## 一、電能躉購費率審定原則

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

# 壹、再生能源電能躉購費率審定原則

## 二、參數資料參採原則

- (一)各類再生能源躉購費率依不同裝置容量級距之設置成本分別計算之。
- (二)參數資料之參採選定原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，示範獎勵之發電系統數據為輔，並多元考量具公信力之資訊來源，作為費率計算基礎。
- (三)各項參數之援用，依前項參採原則選定之數據，剔除上下至少10%之極端值。
- (四)參數資料之參採以近3年為主要優先。
- (五)參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算。

# 貳、太陽光電

## 一、期初設置成本

| 類型  | 級距           | 102年度審定會使用<br>參數值 |              | 103年度分組會議<br>建議數值 |              | 成本變動幅度         |                |
|-----|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|----------------|----------------|
|     |              | 第一期<br>(元/瓩)      | 第二期<br>(元/瓩) | 第一期<br>(元/瓩)      | 第二期<br>(元/瓩) | 第一期變動<br>幅度(%) | 第二期變動<br>幅度(%) |
| 屋頂型 | 1瓩以上未達10瓩    | 118,000           | 115,000      | 98,300            | 97,100       | -14.52         | -1.22          |
|     | 10瓩以上未達100瓩  | 106,000           | 103,000      | 88,100            | 87,000       | -14.47         | -1.25          |
|     | 100瓩以上未達500瓩 | 100,000           | 97,000       | 82,300            | 80,600       | -15.15         | -2.07          |
|     | 500瓩以上       | 89,000            | 84,000       | 71,300            | 69,800       | -15.12         | -2.10          |
| 地面型 | 無區分級距        | 84,000            | 79,000       | 67,000            | 65,700       | -15.19         | -1.94          |

註：第一期成本變動幅度係為103年第一期成本與102年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為103年第二期成本與103年第一期成本之比較。

## 貳、太陽光電(續)

### 一、期初設置成本(續)

#### (三)資料參採說明

- 1.為反映市場實際成本狀況，建議仍延用102年度方式，103年度以102年**第四期合格投標案件**折扣率剔除上下10%極端值(總案件數為370件，剔除極端值後為296件)後之**平均折扣率13.44%**作為計算基礎，續參考國際主要機構預估之**103年度設置成本降幅**，藉以合理反映各級距之期初設置成本。
- 2.觀察國際主要國家(德、英)費率結構，級距越大，費率水準差距幅度亦越大(100kW以上級距費率價差較大)，另觀察我國費率結構，102年競標結果顯示100瓩以上不及500瓩之競標平均折扣率為最高，且裝置容量亦集中在該級距中。**考量經濟規模及為導正各級距之費率結構**，大容量級距之未來國際成本降幅調整幅度較大，且為鼓勵小容量案件設置，小容量級距之未來國際成本降幅調整幅度較小。
- 3.考量近期太陽光電設置成本下降幅度較快，且觀察102年模組價格趨勢後，建議未來國際成本降幅資料應以較新之資料為參採對象，另因模組價格有趨緩之趨勢，亦將降幅偏高之資料予以剔除，故建議世界銀行及Clean Edge兩機構預估之未來國際成本降幅資料不納入參採。
- 4.參考國際主要國家費率結構及成本未來下降趨勢資料，並考量政策推廣方向，1瓩以上不及10瓩及10瓩以上不及100瓩之未來國際降幅為**2.42%**，100瓩以上不及500瓩、500瓩以上及地面型之未來國際降幅為**3.96%(3.69%及4.23%之平均值)**。
- 5.以國際機構預估之未來成本降幅反映至103年年底之期初設置成本(即第二期成本)；另為鼓勵業者儘早完工，**103年度第一期期初設置成本僅反映50%國際降幅**。
- 6.103年度參採之平均折扣率及國際預估未來成本降幅如下表所示。

| 類型  | 級距           | 第四期合格投標案件折扣率剔除上下10%<br>極端值後之平均折扣率(%) | 國際預估未來成本降幅(%) |
|-----|--------------|--------------------------------------|---------------|
| 屋頂型 | 1瓩以上不及10瓩    | 13.44                                | 2.42          |
|     | 10瓩以上不及100瓩  |                                      |               |
|     | 100瓩以上不及500瓩 |                                      | 3.96          |
|     | 500瓩以上       |                                      |               |
| 地面型 | 無區分級距        |                                      |               |

# 貳、太陽光電(續)

## 二、運轉維護費用

(一)102年度審定會使用參數值：占期初設置成本0.7%

(二)分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本0.8%

(三)資料參採說明

- 1.綜合蒐集之國際EIA(2013)、Lazard(2012)、BREE(2012)及DECC(2012)資料顯示，國際間之運轉維護比例介於0.4~1.38%之間，平均為0.78%。
- 2.因國內設置案例運轉年限較短，且多數設備尚在保固期限內，故尚未產生運轉維護費用或其費用可能低估，建議仍以國外資料為主。
- 3.考量近年太陽光電設置成本大幅下降，運轉維護費用並未以相同幅度下降，另比較103年度與102年度成本且為使運轉維護費用之占比能合理反映市場實際狀況，參考國際資料後，建議103年度太陽光電運轉維護費用占期初設置成本比例酌以小幅調整為**0.8%**。

資料來源：

- 1.Energy Information Administration (EIA,2013), “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2013.”
- 2.Energy Information Administration (EIA,2013), “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants.”
- 3.LAZARD (2012), “LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS-VERSION 6.0.”
- 4.Bureau of Resources and Energy Economics (BREE,2012), “Australian Energy Technology Assessment.”
- 5.Department of Energy & Climate Change (DECC,2012), “Solar PV cost update.”



## 貳、太陽光電(續)

### 三、年淨售電量

(一)102年度審定會使用參數值：1,250度/瓩年

(二)分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩年

(三)資料參採說明

- 1.考量優先鼓勵開發優良場址，並引導發電效率較好之產品進入市場，以避免市場上出現劣幣除良幣之現象，且避免發電量參數波動過大，應觀察長期參數資料而非單一年度資料。
- 2.綜合台電公司99年~101年發電量資料、工研院99年~101年太陽光電即時監測發電量統計資料及101年電能費用補貼申報發電量資料，彙整如下表所示，上述7筆資料平均(簡單平均)年淨售電量為**1,243度/瓩年**；若以上述各類資料來源台中以南場址進行估算，則平均(簡單平均)年淨售電量為**1,286度/瓩年**。
- 3.依據上述計算結果，因與102年度審定會所採之數值差異不大，故建議太陽光電103年度之年淨售電量仍維持**1,250度/瓩年**。

| 資料年度 | 全省             |                     |          |           |                |                 |          |        |                |                 |          |            |
|------|----------------|---------------------|----------|-----------|----------------|-----------------|----------|--------|----------------|-----------------|----------|------------|
|      | 台電             |                     |          |           | 工研院            |                 |          |        | 電能補貼           |                 |          |            |
|      | 簡單平均<br>(度/瓩年) | 裝置量<br>加權<br>(度/瓩年) | 參採<br>案件 | 裝置容量      | 簡單平均<br>(度/瓩年) | 裝置量加權<br>(度/瓩年) | 參採<br>案件 | 裝置容量   | 簡單平均<br>(度/瓩年) | 裝置量加權<br>(度/瓩年) | 參採<br>案件 | 裝置容量       |
| 99年  | 1,240          | 1,287               | 3        | 2,989.83  | 1,283          | 1,312           | 8        | 43.366 | --             | --              | --       | --         |
| 100年 | 1,198          | 1,247               | 6        | 3,257.43  | 1,271          | 1,314           | 8        | 43.366 | --             | --              | --       | --         |
| 101年 | 1,267          | 1,353               | 7        | 7,816.520 | 1,220          | 1,221           | 13       | 63.99  | 1,222          | 1,249           | 242      | 28,955.251 |
| 平均   | 1,235          | 1,296               | --       | --        | 1,258          | 1,282           | --       | --     | 1,222          | 1,249           | --       | --         |
| 台中以南 |                |                     |          |           |                |                 |          |        |                |                 |          |            |
| 99年  | 1,324          | 1,334               | 2        | 2,461.83  | 1,329          | 1,339           | 6        | 36.226 | --             | --              | --       | --         |
| 100年 | 1,208          | 1,266               | 5        | 2,729.43  | 1,315          | 1,343           | 6        | 36.226 | --             | --              | --       | --         |
| 101年 | 1,340          | 1,355               | 5        | 7,734.360 | 1,242          | 1,233           | 11       | 56.85  | 1,244          | 1,258           | 206      | 27,301.994 |
| 平均   | 1,291          | 1,318               | --       | --        | 1,295          | 1,305           | --       | --     | 1,244          | 1,258           | --       | --         |

註：103年度平均年淨售電量之計算方式為參採台電、工研院及電能補貼各年簡單平均等7筆資料之簡單平均值。

# 參、風力發電

## 一、陸域型1瓩以上未達10瓩

### (一)期初設置成本

1.102年度審定會使用參數值：16萬元/瓩

2.103年度分組會議共同意見建議數值：16萬元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)考量我國小型風機多以外銷為主，故同時參採國內外資料，經剔除國內地面型小型風機資料、國外重複數據及中國偏低數據資料後，其設置成本介於13.3~19.4萬元/瓩，102年度參採數值介於前述成本區間內。
- (2)根據英國DECC(2011)預估，規模小於50瓩之陸域風力發電設置成本，其2015年較2010年成本降幅約為4.5%、年平均降幅約0.9%。
- (3)綜上，考量近一年實際設置案例未有明顯增加，基於鼓勵產業發展，並配合主管機關規劃，現階段國內小型風機之推廣應考量應用方式與效益，選擇合適地點設置為宜，建議103年度小型風機期初設置成本維持102年度參採數值，即**16萬元/瓩**。

# 參、風力發電(續)

## 一、陸域型1瓩以上未達10瓩

### (二)運轉維護費用

1.102年度審定會使用參數值：占期初設置成本1%

2.103年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1%

### 3.資料參採說明

- (1)蒐集2009-2011年美國風能協會資料，以其運轉維護費用數據計算平均後，數值為1,379元/瓩。
- (2)台灣中小型風力機發展協會所建議之維護費用占設置成本比例為6%，若以期初設置成本16萬/瓩設算下，相當於年運轉維護費用為9,600元/瓩，大幅高於國外平均水準1,379元/瓩，且其建議數值並非市場實際成交價格，不符參數資料參採原則，故建議不採用。
- (3)考量近一年僅有少數實際設置案例，建議103年度陸域型1瓩以上未達10瓩小型風機，年運轉維護費用仍為期初設置成本之**1%**，即**1,600元/瓩**。

# 參、風力發電(續)

## 一、陸域型1瓩以上未達10瓩 (三)年淨售電量

1.102年度審定會使用參數值：2,000度/瓩年

2.103年度分組會議共同意見建議數值：1,800度/瓩年

### 3.資料參採說明

- (1)根據國內小型風力躉購案件之售電資料，計算平均年淨售電量為966度/瓩年，實際發電效率大幅低於預期，惟考量目前政策方向、發展定位與經濟效益等因素，建議剔除地面型小型風機資料。
- (2)蒐集日本躉購費率所使用之參數為設備利用率20%(相當於1,752度/瓩年)，且根據國外資料顯示小風機容量因數可達20%，故建議採較高標準藉以引導發電效率較佳之設備進入市場，以提升經濟效益。
- (3)現階段國內小型風機之推廣應考量應用方式與效益，選擇合適地點設置，惟考量國內政策推廣方向、國外資料，以及第1次分組會議中小型風機協會陳述之意見，建議酌以小幅調整，故建議103年度小型風機年淨售電量調整為**1,800度/瓩年**。

# 參、風力發電(續)

## 二、陸域型10瓩以上

### (一)期初設置成本

1.102年度審定會使用參數值：5.8萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.7萬元/瓩)

2.103年度分組會議共同意見建議數值：5.77萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.67萬元/瓩)

### 3.資料參採說明

- (1)海關進口成本資料具有指標性意涵，其資料可靠度高，並考量國內設置成本案例資料均出於自國內少數業者之申報數據，為避免參數資料參採受到個別營運差異之影響，故建議103年度陸域型10瓩以上風力發電之期初設置成本，維持採用海關資料推估之期初設置成本。
- (2)風力機組(不含塔架)占期初設置成本比例54%，與國內外各項報告數據一致，建議103年度審定會維持採用**風力機組占設置成本54%**估計期初設置成本。(詳見表1)
- (3)根據英國DECC(2013)預測，裝置容量5MW以上之陸域風力於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%。
- (4)考量參數參採穩定性，以**近3年海關進口成本**資料計算期初設置成本，相對不易受單一年度變化之影響，故建議以裝置容量加權平均計算近3年(100-102年)海關資料，考量國際降幅下，期初設置成本為5.74萬元/瓩，惟基於推廣國內海陸風力發電之設置，建議103年度期初設置成本不另依國際成本下降趨勢調整，則期初設置成本為**5.77萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.67萬元/瓩)**。(詳見表2)

# 參、風力發電(續)

## 3.資料參採說明

表1 風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

| 資料來源                            | NREL                               |                                                      | IRENA(2012)                                                                                                            | 工研院產經中心<br>(2011)       | 台電公司(2011)               |
|---------------------------------|------------------------------------|------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------------------|
| 報告名稱                            | NREL(2011),<br>IEA Wind Task<br>26 | NREL(2012),<br>2010 Cost of<br>Wind Energy<br>Review | RENEWABLE<br>ENERGY<br>TECHNOLOGIES:<br>COST ANALYSIS<br>SERIES - Volume 1:<br>Power Sector<br>Issue 5/5 - Wind Power. | 全球風力發電政<br>策動態與產業趨<br>勢 | 風力發電第4期<br>計畫可行性研<br>究報告 |
| 風力機組(含塔架與<br>其他機電設備)占設<br>置成本比例 | 68%~84%<br>(平均75%)                 | 68%                                                  | 64%~84%                                                                                                                | 75%                     | 77%                      |
| 風力機組(不含塔架)<br>占設置成本比例           | 53%                                |                                                      | 47%~62%                                                                                                                | 55%                     | 54%                      |

表2 100至102年海關資料推估期初設置成本變動趨勢表

|        | 100年<br>(元/瓩) | 101年<br>(元/瓩) | 102年<br>(元/瓩) |
|--------|---------------|---------------|---------------|
| 期初設置成本 | 59,993        | 54,201*       | 59,753        |
| 變動率(%) | -             | -9.65         | +10.24        |

註：\*102年度審定會參採數值係依101年1月1日至101年6月8日共7筆進口資料計算，然103年度審定會則已新增101年下半年資料，即101年全年共有14筆進口資料納入計算。



# 參、風力發電(續)

## 二、陸域型10瓩以上

### (二)運轉維護費用

- 1.102年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.67%(無加裝LVRT者為2.72%)
- 2.103年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.76%(無加裝LVRT者為2.81)

### 3.資料參採說明

- (1)基於引導國內設置案例營運效率提升之考量，**剔除容量因數25%以下**場址案例資料，另考量台電公司及民營業者與維修業者所簽訂之**保修合約**多已對設備可用率進行保證，故103年度不採「可用率80%以下」做為資料剔除標準。
- (2)發電狀況的差異將會影響風力機組零件的磨損情形，故國外許多研究報告均以風場相對應之發電量來評估風力發電的運轉維護費用，據以**計算每發一度電所需負擔之運轉維護費用**。
- (3)根據**台電公司**近期簽訂之保修合約，契約總金額為579,118,203元，合約期總發電量據評估為1,253,450,216度電，加權計算每度電運轉維護費用為0.4620元，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，20年均化後之每度電運轉維護費用為**0.5376元**。
- (4)根據**民營業者**提供所屬子公司99-101年運轉維護費用資料(含長期保修合約)，經調整匯率重新計算業者長期保修合約相關費用，並剔除EIA費用後，計算每度電運轉維護費用為0.7391元，基於營運費用尚須考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，20年均化後之每度電運轉維護費用為**0.7730元**。

# 參、風力發電(續)

## 3. 資料參採說明

- (5)參採台電公司保修合約與民營業者99-101年運轉維護費用資料(含長期保修合約)，以發電量加權計算運轉維護費用為每度電0.6102元，20年均化運轉維護費用為**每度電0.6635元**(已考量每年物價上漲率2%)。
- (6)假設國內年淨售電量為2,400度/瓩年，且期初設置成本為57,700元/瓩下，則年運轉維護費用為**1,592元/瓩**，運轉維護費用占期初設置成本比率為**2.76%(無加裝LVRT者為2.81%)**。
- (7)國外數據均與國內資料差異不大，故建議優先採用國內資料作為運轉維護費用參數計算之基礎。
- (8)建議103年度陸域型10瓩以上風力發電，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，20年均化後之運轉維護費用為期初設置成本**2.76%(無加裝LVRT者為2.81%)**，即**1,592元/瓩**。



# 參、風力發電(續)

## 二、陸域型10瓩以上

### (三)年淨售電量

1.102年度審定會使用參數值：2,400度/瓩年

2.103年度分組會議共同意見建議數值：2,400度/瓩年

### 3.資料參採說明

- (1)依據台電公司99年~101年統計年報資料，扣除多數機組商轉未滿一年之風場後，計算3年平均年發電量為**2,476度/瓩年**，若剔除容量因數25%以下之風場後，3年平均年發電量為**2,779度/瓩年**。
- (2)蒐集99~101年陸域型10瓩以上風力躉購案件共有8件，計算平均年淨售電量為**2,700度/瓩年**。
- (3)根據美國能源部2013年最新報告，自2002年起美國風力發電的**容量因數平均值均高於30% (相當於2,628度/瓩年)**，與我國實際發電數據差異不大。
- (4)考量發電機組會隨時間老化使發電效率逐漸降低，進而產生發電量衰減情形，亦可能隨氣候異常使發電量產生變化，且我國推廣目標量達成狀況未如預期，基於鼓勵風力發電產業之發展，建議103年度風力發電陸域型10瓩以上年淨售電量仍維持**2,400度/瓩年**。

# 參、風力發電(續)

## 三、離岸型

### (一)期初設置成本

1.102年度審定會使用參數值：15.9萬元/瓩

2.103年度分組會議共同意見建議數值：15.85萬元/瓩

#### 3.資料參採說明：

- (1)國外離岸風力逐漸往離岸距離遠與水深較深的海域發展，使新場址的海事工程造價升高，考量我國係規劃由離岸距離近且水深較淺的海域開始設置，故將國外2010年完工(與我國目前發展條件較相近)場址之樣本納入參採。
- (2)經確認英國的投資成本案例均不包含併網成本(海上變電站、海底電纜、陸上電纜與陸上變電站)，且英國亦為國外發展離岸風電最成功的國家，故以英國成本案例作為參採對象。
- (3)英國以外其他國家案例均因無法確認是否包含併網成本，故建議不予採用。
- (4)考量我國目前尚無實際設置經驗，故以國外(英國)7筆設置案例為優先參採基礎，即13.3萬/瓩，考量英國的併網成本2.4萬元/瓩，以及業者建議之漁業補償成本試算結果0.15萬元/瓩，共計**15.85萬元/瓩(已包含LVRT並綜合考量併網、環評與漁業權補償等議題所衍生之相關成本費用)**。
- (5)根據英國DECC(2013)預測，英國第二期離岸風力於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0.4%**。
- (6)國內目前已有示範獎勵辦法協助離岸風電設置，且廠商投資意願亦相當高，考量國際降幅下，期初設置成本為15.79萬元/瓩，但為鼓勵業者投資意願，建議103年度期初設置成本不另依國際成本趨勢調整，則期初設置成本為**15.85萬元/瓩**。

# 參、風力發電(續)

## 三、離岸型

### (二)運轉維護費用

1.102年度審定會使用參數值：占期初設置成本3%

2.103年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.48%

### 3.資料參採說明

- (1)考量我國並無離岸設置經驗，故以國外案例經驗為主，蒐集2011~2013年國際運維費用資料共7筆，剔除極端值與評估報告數據後，共剩餘3筆資料，運轉維護費用平均為4,387元/瓩，若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)，20年均化後之運轉維護費用為**5,330元/瓩**。
- (2)根據國外2011年最新研究，**除役成本約3,683元/瓩**，以20年平均分攤方式計算，即**每年每瓩分擔184元**，經加計除役成本後為**5,514元/瓩**，依103年度建議期初設置成本15.85萬元/瓩計算，103年度運轉維護費用占期初設置成本之比例為**3.48%**。
- (3)建議103年度運轉維護費用占期初設置成本比例可採**3.48%**，即**5,514元/瓩**。

# 參、風力發電(續)

## 三、離岸型

### (三)年淨售電量

1.102年度審定會使用參數值：3,200度/瓩年

2.103年度分組會議共同意見建議數值：3,300度/瓩年

### 3.資料參採說明

(1)審定會歷年參採之澎湖「中屯風力發電示範系統」近11年平均風速為9.64公尺/秒，「年淨售電量」係按歷年滿發時數平均值的85%估計為3,200度/瓩年。另依據國外顧問公司(4c offshore)調查資料，全球前15名優良離岸場址中，台灣西部海域含括13個，且其平均風速約為12公尺/秒，皆高於審定會原引用「中屯風力發電示範系統」之參數，爰建議103年度採澎湖風力年滿發時數之90%估計，則「年淨售電量」為3,354度/瓩年。

(2)惟考量台灣西邊海域風況相當優良，為趨近真實發電狀況，建議103年度離岸型年淨售電量調整為3,300度/瓩年。

| 91年~101年中屯風力發電示範系統運轉統計 |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 運轉記錄                   | 91年   | 92年   | 93年   | 94年   | 95年   | 96年   | 97年   | 98年   | 99年   | 100年  | 101年  |
| 平均風速<br>(m/s)          | 8.9   | 9.8   | 9.3   | 9.7   | 10    | 9.8   | 9.8   | 9.7   | 8.7   | 10.7  | 9.6   |
| 年發電量<br>(萬度)           | 792   | 981   | 891   | 854   | 888   | 1003  | 891   | 965   | 779   | 1,045 | 751   |
| 滿發時數<br>(小時)           | 3,299 | 4,087 | 3,713 | 3,559 | 3,700 | 4,180 | 3,711 | 4,022 | 3,244 | 4,355 | 3,130 |

# 肆、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能

### (一)期初設置成本

#### 1.102年度審定會使用參數值

(1)無厭氧消化設備：5.7萬元/瓩；(2)有厭氧消化設備：9.4萬元/瓩

#### 2.103年度分組會議共同意見建議數值

(1)無厭氧消化設備：5.7萬元/瓩；(2)有厭氧消化設備：22.48萬元/瓩

#### 3.資料參採說明

##### (1)無厭氧消化設備

A.102年生質能無厭氧消化設備更新A公司資料1筆，惟因屬報價資料故予以剔除。

B.根據DECC、IRENA與EREC之資料，生質能發電無論有無厭氧趨勢一致，皆預估成本持續下降，至2019年之年平均降幅則在0.48~2.80%之間。

C.依參數資料參採原則，「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算。」，考量國內尚未有新增案例，為鼓勵發展建議不依國際趨勢調降。故建議103年度期初設置成本仍維持102年度之水準，即**5.7萬元/瓩**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 一、生質能(續)

### (一)期初設置成本(續)

#### (2)有厭氧消化設備

- A.102年有厭氧消化設備國內新增案例普遍採用渦輪發電機組，渦輪機組運轉效率較佳(可高達9成、年發電8,000小時)且維修費用亦較少，為鼓勵推廣高效率之生質能發電設備，建議有厭氧消化設備之期初設置成本採用渦輪發電機組進行估算，且年運轉維護費用與年淨售電量(滿發時數)等參數亦參採渦輪發電機組對應數據。
- B.依據參數資料參採原則，「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，示範獎勵之發電系統數據為輔」，故參採B公司、C公司及D公司等3筆資料。
- C.根據DECC、IRENA與EREC之資料，預估有厭氧消化設備生質能設置成本持續下降，至2019年之年平均降幅則在0.48~2.80%之間。
- D.雖國際主要機構預估未來生質能期初設置成本將小幅下降，為鼓勵發展，建議不依國際趨勢調降，故建議103年度期初設置成本數值為**22.48萬元/瓩**。



# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 一、生質能

### (二)運轉維護費用

#### 1.102年度審定會使用參數值

無厭氧消化設備：占期初設置成本11.2%；有厭氧消化設備：占期初設置成本7.6%

#### 2.103年度分組會議共同意見建議數值

無厭氧消化設備：占期初設置成本11.2%；有厭氧消化設備：占期初設置成本3.23%

#### 3.資料參採說明

##### (1)無厭氧消化設備

- A.考量102年新增案例數據因受限於運轉狀況未能真實反應實際運維費用，依據參數資料參採原則，建議不予參採。
- B.另參酌IRENA(2013)資料，取國外期初設置成本中間值為116,601元/瓩，按其運轉維護費用占期初設置成本之平均比例4.5%，估算期初設置成本為5,247元/瓩，與102年度審定會公告數值5,244元/瓩計算方式相同，僅因年度匯率不同所致。故建議沿用102年度審定會公告數值，即5,244元/瓩，若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為6,371元/瓩。
- C.依103年度建議期初設置成本5.7萬元/瓩計算，故建議103年度生質能發電無厭氧消化設備之運轉維護費用占期初設置成本比例為**11.2%**。



# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 一、生質能(續)

## (二)運轉維護費用(續)

### 3.資料參採說明(續)

#### (2)有厭氧消化設備

A.102年新增案例中，因資料產生脫硫量不足使資料偏誤、維修費用僅為報價資訊、維修費用僅預編人事費用、尚未編列費用等情形，故皆使單位維修成本產生偏誤，建議相關皆不予以參採。

B.102年建議參採B公司資料，蒐集B公司100、101及102年新增資料，單位運轉維護費用分別為5,910元/瓩、5,567元/瓩及6,475元/瓩，平均單位運轉維護費用為5,984元/瓩，若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為7,270元/瓩。

C.依103年度建議期初設置成本22.48萬元/瓩計算，103年度生質能發電(有厭氧消化設備)之運轉維護費用占期初設置成本之比例為3.23%，其比例介於國際區間內。故建議103年度生質能發電有厭氧消化設備之運轉維護費用占期初設置成本比例為**3.23%**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 一、生質能(續)

### (三)年淨售電量

#### 1.102年度審定會使用參數值

無厭氧消化設備：5,300度/瓩年；有厭氧消化設備：5,300度/瓩年

#### 2. 103年度分組會議共同意見建議數值

無厭氧消化設備：5,300度/瓩年；有厭氧消化設備：7,900度/瓩年

#### 3.資料參採說明

##### (1)無厭氧消化設備

因102年新增案例數據因受限於運轉狀況未能真實反應實際運轉情形，故依參數資料參採原則「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，故建議103年度無厭氧消化設備年淨售電量仍維持102年度之水準，即**5,300度/瓩年**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 一、生質能(續)

### (三)年淨售電量(續)

#### (2)有厭氧消化設備

A.102年年發電量參數新增案例資料中，均因未能真實反映實際運轉情形，故建議不予以參採。

B.因103年度參採「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」得標之B公司195kW機組、C公司共2案件，其設備皆為渦輪發電機組，目前雖未實際運轉，惟參考計畫書中相關評估結果，預估發電機組年運轉日皆為330日以上，故建議以容量因數90%估算年發電時數，即有厭氧消化設備年淨售電量取整數為**7,900度/瓩年**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 二、川流式水力

### (一)期初設置成本

1.102年度審定會使用參數值：6.8萬元/瓩

2. 103年度分組會議共同意見建議數值：6.8萬元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)蒐集101~102年台電及E公司之資料，E公司之資料因該場尚在建造中故未採用，僅以台電資料計算之。另本年度新增F公司之評估資料，惟該資料經評估後並未執行，依據參數資料參採原則，故未參採。
- (2)DECC、IRENA與EREC資料趨勢一致，皆預估水力發電期初設置成本持平或是小幅微升。
- (3)依參數資料參採原則，「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，且國內實際設置案例設置成本皆落在國際設置案例設置成本區間，故建議103年度期初設置成本仍維持102年度之水準，即**6.8萬元/瓩**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 二、川流式水力(續)

### (二)運轉維護費用

1.102年度審定會使用參數值：占期初設置成本6.6%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本6.6%

### 3.資料蒐集及分析

(1)根據台電公司提供之99年至101年川流式水力年發電運轉維護費用資料，並剔除具水庫性質(總裝置容量超過10MW)之場址運維資料後，99年至101年川流式水力平均運轉維護費用分別為4,489元/瓩、3,618元/瓩與2,428元/瓩，3年度簡單平均3,512元/瓩，另考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為4,267元/瓩。

(2)依103年建議期初設置成本6.8萬元/瓩計算，103年川流式水力發電之運轉維護費用占期初設置成本之比例為6.3%；惟考量目前國內民間尚無申設量，為鼓勵業者投資，建議維持102年度之水準，即運轉維護費用占期初設置成本比例為**6.6%**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 二、川流式水力(續)

### (三)年淨售電量

1.102年度審定會使用參數值：4,200度/瓩年

2.103年度分組會議共同意見建議數值：4,200度/瓩年

#### 3.資料參採說明

- (1)考量水力發電易受水量豐枯期差異影響，不應以單一年度之數值為參採依據，須觀察長期資料之變化。
- (2)以台電公司公告之99年至101川流式水力年發電量資料，並剔除資料參採時運轉尚未滿1年之機組及具水庫性質(總裝置容量超過10MW)之場址發電量資料後，平均年發電量分別為4,155度/瓩年、4,235度/瓩年以及4,204度/瓩年，3年度之單位平均年發電量為4,198度/瓩年。
- (3)考量川流式水力發電今年度尚無新申設量、基於鼓勵業者投資且上述3年度資料與102年度公告水準值差異不大，建議103年度審定會公告年淨售電量參數值維持102年度公告水準值，即**4,200度/瓩年**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 三、地熱能

### (一)期初設置成本

1.102年度審定會使用參數值：23.3萬元/瓩

2.103年度分組會議共同意見建議數值：24.12萬元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)102新增工研院「地熱能源永續利用極深層地熱發電技術開發計畫」(100)、G公司ROT案以及H公司評估資料，共計3筆案例，考量我國地熱發展政策係「由淺入深」，故單孔井深度統一以1,500公尺為開發深度進行評估，做為期初設置成本之計算基礎。
- (2)地熱發電技術屬成熟階段，故若無鑽井或探勘技術大幅進步，預估成本降幅相較其他再生能源類別較小。又DECC、IRENA與GEA資料趨勢方向一致，皆預估地熱發電之期初設置成本因技術發展成熟及再生能源普及而呈小幅下降趨勢，根據DECC(2013年)預估，每度電負擔設置成本(LCOE)2013~2019年等差計算後平均每年微幅下降0.5%。
- (3)因各國設置環境、熱田蘊涵量及開採難易度皆不同，而使得數據缺乏一致性，且102年新增資料達3筆，故建議以國內評估資料為準。經拆解成本內涵為「發電設備成本」、「鑽井成本」及「產能探勘成本」，分別簡單平均後加總後，建議103年度地熱發電期初設置成本為**24.12萬元/瓩**。
- (4)另102年1月實施之『地熱能發電系統示範獎勵辦法』，針對地熱能探勘鑽鑿以專案補助，以每瓩5萬元、上限5,000萬為補助方式，且不需返還，應可降低業者探勘鑽鑿之風險，以鼓勵業者投資與推廣目標達成。



# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 三、地熱能(續)

### (二)運轉維護費用

1.102年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.0%

2.103年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本4.89%

### 3.資料參採說明

- (1)針對溫泉取用費之收取業已公告實施，另宜蘭縣政府之收取方式預計以「回注水量差額計費」方式收取，建議耗水率以工研院3.2%及美國能源部3.9%~6.5%估算平均耗水率為4.2%計算，溫泉取用費為246元/瓩年，且因「溫泉取用費徵收費率及使用辦法」第3條第1項明定每立方公尺新台幣9元，故設定不隨物價調整。
- (2)有關地熱發電之運轉維護費用歷年皆參採工研院評估報告，100年工研院更新運轉維護費用相關評估數據，故建議以最新數據9,500元/瓩為準，考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為11,541元/瓩。
- (3)經加計溫泉取用費後為11,787元/瓩，以103年度建議之期初設置成本24.12萬元/瓩估算，運轉維護費用占期初設置成本比例為4.89%，故建議103年度審定會運轉維護費用占期初設置成本比例即為**4.89%**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 三、地熱能(續)

### (三)年淨售電量

1.102年度審定會使用參數值：6,400度/趺年

2.103年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/趺年

#### 3.資料參採說明

(1)102年新增工研院「地熱能源永續利用極深層地熱發電技術開發計畫(100)」及D公司評估資料，滿發時數各為6,077小時、7,008小時，故平均為6,543小時。

(2)考量國內尚無商業電廠運轉實績，且為鼓勵業者投資，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，建議103年度仍維持102年度審定會公告參數值**6,400度/趺年**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 四、廢棄物

### (一)期初設置成本

1.102年度審定會使用參數值：7.9萬元/瓩

2.103年度分組會議共同意見建議數值：7.9萬元/瓩

#### 3.資料參採說明

(1)因國內無新增設置案例資料，參考行政院環保署101年4月垃圾處理政策評估說明書之期初設置成本為7.9萬元/瓩。

(2)根據DECC(2013年)趨勢預估，廢棄物發電設置成本2019年較2013年成本降幅達2.67%，等比計算後平均每年降幅增為0.44%，惟併同考量國內近年並無商業電廠運轉實績，為鼓勵業者投資，不依成本趨勢調降。建議103年度廢棄物發電期初設置成本維持102年度數值，即為**7.9萬元/瓩**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 四、廢棄物(續)

### (二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本17.9%

2.103年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本17.9%

#### 3.資料蒐集及分析

國內近年尚無商業電廠運轉實績，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，建議103年度爰用102年度審定會公告參數值，即**17.9%**。

# 肆、生質能及其他再生能源發電(續)

## 四、廢棄物(續)

### (三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：7,300度/厝年

2.103年度分組會議共同意見建議數值：7,300度/厝年

#### 3.資料參採說明

因國內尚無商業電廠運轉實績，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，建議103年度爰用102年度審定會公告參數值，即7,300度/厝年。

## 伍、躉購費率相關議題

### 議題一：費率水準是否考量區域性訂定差異化費率

#### 一、緣起

- (一)第一次審定會業已針對該議題討論，惟考量各類再生能源之技術與設置條件不同，為求完整性，此議題仍納入各分組會議討論，討論結果將於第二次審定會提請決議。
- (二)參考國際發展經驗，部分國家(如法國)，為鼓勵離島地區設置再生能源設備，以滿足當地部分用電及降低發電成本，而訂定較高之躉購費率，以鼓勵離島地區設置再生能源設備。
- (三)依據「再生能源發展條例」第九條第一項及第二項之規定，區分離島電價係提升業者赴離島裝設發電設備之意願，根據上述規定應屬審定會權限範圍之內。
- (四)綜上，本議題業於各分組第3次分組會議中，就離島地區躉購費率之加成率進行討論。

## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 二、議題分析

- (一)離島訂定差異化躉購費率之範圍，係定義其電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結之島嶼。
- (二)參採台電公司於本島及離島實際設置案例(同一裝設時點)之設置成本進行比較，太陽光電成本差異比例落於11.19%~18.25%區間(平均15%)，風力發電成本差異比例為2.38%。

表1 國內本島及離島實際案例設置成本比較

|          | 標案名稱 | 裝置容量(kW) | 單位設置成本  | 離島本島設置<br>成本差異比例 | 決標日期     |
|----------|------|----------|---------|------------------|----------|
|          |      |          | (元/kW)  |                  |          |
| 太陽<br>光電 | 標案1  | 1,508.64 | 184,192 | 18.25%           | 97.11.27 |
|          | 標案2  | 953.19   | 195,890 | 11.19%           | 97.12.16 |
|          | 標案3  | 528      | 217,803 | --               | 97.12.18 |
| 風力       | 台電工程 | 16,000   | 72,001  | 2.38%            | 97.01.29 |
|          | 台電工程 | 4,000    | 73,714  | --               | 97.01.29 |



## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 二、議題分析(續)

(三)根據成本替代效益分析，依103年度各項參數建議數值試算，以目前費率最高的陸域型1瓩以上未達10瓩風力發電進行評估，將費率加成15%後，仍較101年度各離島單位發電成本為低，顯示在離島費率加成下，離島地區設置再生能源亦能節省台電離島發電成本。

表2 國內發電成本與躉購費率之比較

| 再生能源類別 | 分類  | 裝置容量級距 | 103年度<br>躉購費率<br>試算 <sup>1</sup><br>(元/度) | 離島躉購<br>費率<br>(元/度) | 與101年度各離島之台電單位發電成本差異 <sup>2</sup> |                  |                  |                  |
|--------|-----|--------|-------------------------------------------|---------------------|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|
|        |     |        |                                           |                     | 金門<br>(12.0004元)                  | 馬祖<br>(18.4014元) | 蘭嶼<br>(14.1970元) | 綠島<br>(16.4269元) |
| 風力     | 陸域  | 1~10kW | 8.1735                                    | 9.3995              | 2.6009                            | 9.0019           | 4.7975           | 7.0273           |
| 太陽光電   | 屋頂型 | 1~10kW | 7.0738                                    | 8.1349              | 3.8655                            | 10.2665          | 6.0621           | 8.2920           |

註1：暫以102年度平均資金成本率(WACC)5.25%試算

註2：()內為台灣電力公司民國101年度於該離島地區之發電成本。

(四)本島與離島之單位設置成本差異來源為人事差旅費、裝置運輸成本與併網成本，在未能細拆實際案例之設置成本組成下，此處係採本島與離島單位設置成本之差異比例進行試算。

(五)根據我國躉購費率訂定公式，躉購費率之變動幅度將小於設置成本之變動幅度，然基於鼓勵業者與離島定價可操作性之考量，以及成本細項不易區分，建議直接採費率加成以符合離島定價之必要條件。

### 三、各分組共同意見

#### (一)太陽光電分組

原則同意太陽光電發電設備設置於離島地區，且其電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結者，所適用之躉購費率可按實際公告費率加成15%，即躉購費率按實際公告費率加成15%。

#### (二)風力發電分組

考量目前同一時段實際設置於本島及離島可供參採案例較少，且為提升離島設置再生能源發電設備之誘因，原則同意風力發電設備設置於離島地區，且其電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結者，所適用之躉購費率可參採太陽光電分組之加成率15%，即躉購費率按實際公告費率加成15%。

#### (三)生質能及其他再生能源發電分組

考量目前同一時段實際設置於本島及離島可供參採案例較少，且為提升離島設置再生能源發電設備之誘因，原則同意離島生質能、川流式水力、地熱及廢棄物發電設備設置於離島地區，且其電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結者，所適用之躉購費率可參採太陽光電分組之加成率15%，即躉購費率按實際公告費率加成15%。

## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 議題二：目標達成率與躉購費率連結機制之研析

#### 一、緣起

- (一)依「再生能源發展條例」第9條第1項略以：「中央主管機關應邀集...每年並應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、**目標達成**及相關因素，檢討或修正之」。
- (二)依據審定原則，應考量再生能源整體發展及**推廣目標達成情形**，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (三)103年度第一次審定會業已針對該議題討論，決議各分組會議「**得**」根據目標達成率考量費率是否調整。
- (四)目前僅風力發電業者103年度第一次分組會議表達躉購費率應視目標達成情形進行調整。
- (五)綜上，本議題業於各分組第3次分組會議中，針對**未達推廣目標時之獎勵比例**進行討論。

## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 二、議題分析

(一)觀察國際發展經驗(德國、法國、義大利及英國)，針對實際設置情況未達推廣目標之措施，可分為減緩費率下降幅度與費率不下降二種做法。

表1 主要國家設置情況未達推廣目標之措施

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

(二)針對太陽光電部分，歷年目標達成情形皆良好，且藉由「太陽光電發電設備競標作業機制」已具備價量連結之調整作法。

表2 太陽光電目標達成情形

| 太陽光電    | 100年 | 101年 | 102年 |
|---------|------|------|------|
| 目標量(MW) | 70   | 100  | 175  |
| 設置量(MW) | 65   | 104  | 164  |
| 達成率(%)  | 93   | 104  | 94   |

# 伍、躉購費率相關議題(續)

## 二、議題分析

### (三)針對風力發電部分：

- 1.陸域型 $\geq 1 \sim < 10\text{kW}$ ：考量推廣政策方向、土地資源利用與競合、發展定位等因素，併同103年度已針對躉購費率進行調整，藉以鼓勵小型風機設置發展，故暫不需討論目標達成率與躉購費率之連結機制。
- 2.陸域型 $\geq 10\text{kW}$ ：考量目標達成率逐年遞減，併同考量該類別國際成本逐年下降與台電迴避成本每年逐步成長之假設下，基金負擔相對較小，建議可討論目標達成率與躉購費率之連結機制，以刺激業者加速設置。
- 3.離岸風力：該類按分期規劃於104及109年累計設置量分別為15MW及320MW，並於119年總設置容量累計達3,000MW，故應於各分期規劃年時再進行檢視，建議尚不需討論其目標達成率與躉購費率之連結機制。

表3 風力發電目標達成情形

| 類別   | 項目      | 100年 | 101年 | 102年 |
|------|---------|------|------|------|
| 陸域風力 | 目標量(MW) | 100  | 100  | 100  |
|      | 設置量(MW) | 105  | 65   | 8    |
|      | 達成率(%)  | 105  | 65   | 8    |
| 離岸風力 | 目標量(MW) | --   | --   | --   |
|      | 設置量(MW) | --   | --   | --   |
|      | 達成率(%)  | --   | --   | --   |

我國100年度陸域風力發電的目標量全數達成，顯示100年度的躉購費率應已充分具有投資誘因。

## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 二、議題分析(續)

#### (三)針對風力發電部分：

#### 4.陸域型10瓩以上風力目標達成率與費率連結之建議作法

##### (1)建議採行措施

| 項次   | 說明                                                                                                                                                |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 目的   | 鼓勵陸域型10瓩以上風力加速發展，使業者在簽約後盡快完工併聯運轉，以達成政策目標。                                                                                                         |
| 適用條件 | 業者必須於103年度簽約且於107年12月31日以前完工併聯運轉者才可適用此機制。                                                                                                         |
| 優惠機制 | 觀察前述目標達成與費率變動之關係，顯示100年陸域型10瓩以上風力的躉購費率水準對業者充分具有投資誘因，故建議以100年度費率高於103年度費率之百分比做為一固定加成數值，搭配有條件限制之前高費率做法，將未來20年每年提高之固定加成數值攤提至前5年(即103~107年)反映，做為獎勵比例。 |
| 優惠期間 | 至107年12月31日止，亦即愈晚完工者可適用優惠費率之年數愈短。                                                                                                                 |
| 檢討方式 | 103年度先行試辦1年，並於104年度審定會視推動成效進行檢討。                                                                                                                  |

註：假設100年度費率高於103年度費率1%，則20年每年提高1%，20年共提高20%，攤提至前5年即為4% (20%/5)。



## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 二、議題分析(續)

#### (三)針對風力發電部分：

#### 4.陸域型10瓩以上風力目標達成率與費率連結之建議作法(續)

##### (2)範例說明

假設103年度陸域型10瓩以上風力發電的躉購費率為2.6338元/度(已加裝LVRT者)，則100年度躉購費率2.6574元/度將高於103年度費率0.9%，則20年每年提高0.9%，20年共提高18%，攤提至前5年即為3.6%(18%/5)，即**獎勵比例為3.6%**。

| 項次  | 說明                                                                                                          |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 情況一 | A業者於103年度簽約，並且於103年度完工，則其103至107年間，共計5年適用費率為2.7286元/度(原費率2.6338元/度再加成3.6%)，108年至122年間，共計15年適用費率為2.6338元/度。  |
| 情況二 | B業者於103年度簽約，並且於104年度完工，則其104至107年間，共計4年適用費率為2.7286元/度(原費率2.6338元/度再加成3.6%)，108年至123年間，共計16年所適用費率為2.6338元/度。 |



## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 二、議題分析(續)

(三)針對生質能及其他再生能源發電部分：

- 1.生質能(沼氣)：於今年已達到推廣目標量，且亦可透過「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」達到鼓勵設置之效果。
- 2.川流式水力：該類別發電成本較低，皆以下限費率為躉購費率，爰無須透過與躉購費率連結來達成目標量。
- 3.地熱發電：該類別尚無目標量，但可透過「地熱能發電系統示範獎勵辦法」達到鼓勵設置之效果。
- 4.廢棄物發電：該類別尚無目標量，且近年廢棄物燃料之料源供給缺乏，故不須透過躉購費率連結以達成目標量。

表4 生質能發電目標達成情形

| 生質能(沼氣) | 100年 | 101年 | 102年 |
|---------|------|------|------|
| 目標量(MW) | --   | 0.5  | 0.5  |
| 設置量(MW) | --   | 0.6  | 0.5  |
| 達成率(%)  | --   | 120  | 100  |

表5 水力發電目標達成情形

| 水力      | 100年 | 101年 | 102年 |
|---------|------|------|------|
| 目標量(MW) | --   | 41   | --   |
| 設置量(MW) | --   | 40.6 | --   |
| 達成率(%)  | --   | 99   | --   |

地熱及廢棄物100年至102年皆無設定目標量，亦無設置量

## 伍、躉購費率相關議題(續)

### 三、各分組共同意見

#### (一)太陽光電分組

有鑑於太陽光電歷年推廣目標量達成情形皆良好，原則同意103年度太陽光電躉購費率不考量目標達成率連結機制。

#### (二)風力發電分組

原則同意僅針對陸域型10瓩以上風力發電考量目標達成率與躉購費率之連結機制，該機制適用於於103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機制，即躉購費率按實際公告費率加成3.6%。

#### (三)生質能及其他再生能源發電分組

原則同意103年度生質能、川流式水力、地熱及廢棄物發電，不考量目標達成率與躉購費率之連結機制。

## 附件5：

「103年度再生能源電能躉購費率及其  
計算公式」之平均資金成本率使用參數

# 壹、平均資金成本率

一、102年度審定會使用參數：5.25%

二、103年度第2次審定會建議數值：5.25%

三、資料參採說明

## (一)公式說明

- 1.平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金占總資本比例，加權平均所得之平均成本。
- 2.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。
- 3.WACC受四項變數影響，即外借資金及自有資金比例、無風險利率、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬，其計算公式如下：

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

$$\text{且 } W_O + W_I = 1 \quad R_O = R_f + \alpha \quad R_I = R_f + \alpha + \beta$$

其中  $W_O$  為外借資金比例       $W_I$  為自有資金比例

$R_O$  為外借資金利率       $R_I$  為自有資金報酬

$R_f$  為無風險利率       $\beta$  為風險溢酬

$\alpha$  為信用風險加碼

# 壹、平均資金成本率(續)

## 三、資料參採說明

### (二)參數資料蒐集分析

#### 1.外借資金及自有資金比例

參考國內外典型專案投資計畫，國內部分以台灣高鐵為例，預算自有資金比例為24.4%；國外資料方面，NREL(2010)對德國、比利時、荷蘭等國共7件風力發電設置案例調查，自有資金比例平均為33.3%，另NREL於2010年同樣針對87件地熱發電設置案例進行調查，自有資金比例約為30%。另綜觀國內投資貸款情勢，今年並無多大變化，故103年度維持以自有資金比例佔30%為標竿數值，應屬合理。

#### 2.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，基於躉購年限為期20年，針對無風險利率之估算，應以長期穩定觀察及避免數值波動過大為原則，故103年度無風險利率採民國100年度至102年(1-6月)三年平均值，即為1.29%。

資料來源：

1.NREL(2012),2010 Cost of Wind Energy Review.

2.NREL(2012),Renewable Energy Finance Tracking Initiative (REFTI): Snapshot of Recent Geothermal Financing Terms.

# 壹、平均資金成本率(續)

## 3. 銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

### (1) $\alpha$ 風險水準意涵說明

銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 $\alpha$ 風險， $\alpha$ 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險議定，以下以兩種方式分析。

### (2) 以利息保障倍數分析 $\alpha$ 風險

A. 利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，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

# 壹、平均資金成本率(續)

## 3.銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)(續)

### (2)以利息保障倍數分析 $\alpha$ 風險(續)

#### B.100年至102年台灣市場 $\alpha$ 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 $\alpha$ 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)，100年、101年及102年(1-6月) $\alpha$ 風險各年平均為1.57%、1.48%及1.32%，三年平均則為1.48%。然基於新興投資計畫風險較高，其 $\alpha$ 風險應略高於市場水準，故 $\alpha$ 值應介於1.5%至2.0%之結果。

| 項目           | 10年期公債<br>(%) | 10年期公司債<br>(%) |      |      |       | $\alpha$ 風險=公司債－公債<br>(%) |      |      |       |
|--------------|---------------|----------------|------|------|-------|---------------------------|------|------|-------|
| 利率           | 殖利率           | twAAA          | twAA | twA  | twBBB | twAAA                     | twAA | twA  | twBBB |
| 100年平均       | 1.38          | 1.72           | 1.89 | 2.23 | 2.95  | 0.34                      | 0.51 | 0.85 | 1.57  |
| 101年平均       | 1.21          | 1.54           | 1.72 | 1.99 | 2.68  | 0.33                      | 0.51 | 0.78 | 1.48  |
| 102年(1-6月)平均 | 1.26          | 1.48           | 1.60 | 1.86 | 2.57  | 0.22                      | 0.34 | 0.61 | 1.32  |
| 100~102年平均   | 1.29          | 1.60           | 1.76 | 2.06 | 2.77  | 0.32                      | 0.48 | 0.77 | 1.48  |

資料來源：

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「重要金融指標之歷史檔案」。

網址：<http://www.cbc.gov.tw/ct.asp?xItem=995&ctNode=523&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.gretai.org.tw/ch/bond\\_trading\\_info/division\\_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php](http://www.gretai.org.tw/ch/bond_trading_info/division_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php)

公司債參考利率為花旗銀行,澳盛銀行,台北富邦銀,匯豐(台灣)銀,日盛證券,中國信託銀,台新銀行,兆豐票券,中華票券,國際票券,永豐金證券,大華證券,統一證券,元富證券,兆豐證券,群益金鼎證,凱基證券,元大寶來證券等18家之報價等18家之報價。



# 壹、平均資金成本率(續)

## 3.銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)(續)

### (3)標準普爾評等分析 $\alpha$ 風險

A.本公式 $\alpha$ 風險之討論係以中華信評公司之信用評等之發行之10年期公司債做參考依據，中華信評為標準普爾（Standard & Poor's）的子公司，主要使用標準普爾評等準則，並以中華信評工作所屬之客觀環境做必要之修改，彙整中華信評與標準普爾間大致對應關係，如下表所示：

| 中華信評信用評等與標準普爾全球等級對應表 |                |
|----------------------|----------------|
| 標準普爾全球等級             | 中華信評           |
| AAA                  | twAAA          |
| AA                   | twAAA          |
| A+                   | twAAA          |
| A                    | twAAA          |
| A-                   | twAA ~ twAA+   |
| BBB                  | twA+ ~ twAA-   |
| BB+                  | twA- ~ twA     |
| BB                   | twBBB ~ twBBB+ |
| B+                   | twBB+ ~ twBBB- |
| B                    | twBB- ~ twBB   |
| B-                   | twB ~ twB-     |
| CCC                  | twCCC          |
| CC                   | twCC           |
| C                    | twC            |
| D                    | D              |

# 壹、平均資金成本率(續)

## 3.銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)(續)

### (3)標準普爾評等分析 $\alpha$ 風險(續)

B.若依據標準普爾之評等準則主要以「營運風險(Business Risk)與「財務風險(Financial Risk)兩項分析，分析評等對應表如下：

| Business and Financial Risk Profile Matrix |                        |        |              |             |            |                  |
|--------------------------------------------|------------------------|--------|--------------|-------------|------------|------------------|
| Business Risk Profile                      | Financial Risk Profile |        |              |             |            |                  |
|                                            | Minimal                | Modest | Intermediate | Significant | Aggressive | Highly Leveraged |
| Excellent(最佳)                              | AAA/AA+                | AA     | A            | A-          | BBB        | -                |
| Strong(強勢)                                 | AA                     | A      | A-           | BBB         | BBB        | BB-              |
| Satisfactory(滿意)                           | A-                     | BBB+   | BBB          | BB+         | BB-        | B+               |
| Fair(一般)                                   | -                      | BBB-   | BB+          | BB          | BB-        | B                |
| Weak(弱)                                    | -                      | -      | BB           | BB-         | B+         | B-               |
| Vulnerable(最弱)                             | -                      | -      | -            | B+          | B          | B- or below      |

C.財務風險方面，由於外借資金比例設定為70%，根據標準普爾Financial Risk Indicative Ratio<sup>1</sup>指出，財務風險屬高度槓桿(Highly Leveraged)。

D.營運風險方面，再生能源雖屬新興投資計畫，但在躉購制度實施下，相較一般企業經營已降低了產業波動、同業競爭、市場銷售等風險，因此營運風險應在Fair(一般)以上水準，惟業者仍須面對發電效能、建置、運維成本波動、營運管理...等風險且屬高度財務槓桿經營，營運風險應未達Strong(強勢)水準，故再生能源之營運風險位於一般(Fair)至滿意(Satisfactory)等級應屬合理。

E.綜上所述，根據上表應屬於S&P B ~ B+，中華信評傾向於twBB等級，對應之加碼額度為2.0%，此結果與以利息保障倍數分析之 $\alpha$ 風險結論大致一致。

(4)在利息保障倍數分析及標準普爾評等分析結果一致下， $\alpha$ 值設定為2.0%，應屬合理。

# 壹、平均資金成本率(續)

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)

- (1) $\beta$ 風險水準與事業經營風險高低有關，是投資者主觀的看法，在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 $\beta$ 風險分析。
- (2)依據103年度第一次審定會結論，根據風險規模、風險機率分析及技術成熟度，離岸風力業者所承受之投資風險高於其他再生能源別，故在參數計算上應可以較高 $\beta$ 值反應風險。此外，目前僅離岸風力發電業者於103年度第一次分組會議表達應針對WACC反映離岸風力之風險，綜上， $\beta$ 風險分為一般能源別與離岸風力兩部分分析。
- (3)一般能源別之 $\beta$ 風險分析

### A.國內案例分析

選擇比較之標竿可如下表所示，以個案例評估之自有資金報酬(投資者評估之報酬率)，減去個案當時之外借資金成本，進而推估 $\beta$ 風險值。

|               | 高雄第六貨櫃碼頭BOT財務可行性分析 <sup>1</sup> | BOT案例(大學宿舍工程建設) <sup>2</sup> | 桃園航空客貨運園區(興建年度民國87年平均銀行牌告之基準放款利率7.9估算) <sup>3</sup> | 宜蘭縣政府清水地熱發電ROT案 <sup>4</sup> | 102年度審定會 | 汙水下水道BOT案例 <sup>5</sup> | 台灣高鐵 <sup>6</sup> |
|---------------|---------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------|----------|-------------------------|-------------------|
| 自有資金報酬率(%)    | 10.93                           | 7.96                         | 13.68                                               | 10                           | 9.53     | 10.00                   | 24                |
| $\beta$ 風險(%) | 3.93                            | 4.67                         | 5.78                                                | 6.267                        | 6.177    | 6.710                   | 15                |

資料來源

1.嚴順利(2004)，「運用風險價值的概念於BOT專案評估與風險分析-以高雄港第六貨櫃中心為例」。

2.賴文魁(2009)，「應用時間序列預測BOT案興建期風險之研究」。

3.黃明聖，「交通建設BOT之財務融資與財務調整」。

4.宜蘭縣政府、Mott MacDonald(2011)，「宜蘭縣清水地熱發電BOT案前置規劃計畫委託案」。

5.胡思聰(2007)，「污水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

6.陳博亮(2006)，「專案融資計畫案財務可行性及風險評估模式之建構-以台灣高鐵計畫為例」。

# 壹、平均資金成本率(續)

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)

### (3)一般能源別之 $\beta$ 風險分析(續)

#### B.國內案例 $\beta$ 值風險分析

##### (A)低度風險

- a.高雄第六貨櫃碼頭BOT：特許權長達50年，高雄港為台灣最大的貨物吞吐港，本案目的在解決高雄港貨櫃碼頭不足問題，營運量能應可穩定。
- b.大學宿舍BOT案：收入來源明確，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。

##### (B)中度風險

- a.汙水下水道BOT案：係當某區域需重新翻修或佈線汙水下水道時，建設工程之需求才會產生，市場風險相對較高，且城市管線佈線複雜，施工難度高，因此其營運風險較高。
- b.桃園航空客貨運園區：因包含周邊土地發開發，開發規模較大且航空運輸業受景氣影響較大，營運風險相對較高。
- c.宜蘭縣清水地熱ROT案：雖台灣地熱環境尚未成熟，發電效率風險甚大，其開發成本較難掌握，惟本案為ROT案使用既有井設備，且在政府示範獎勵實行下，協助業者降低風險至可接受範圍內。

##### (C)高度風險

台灣高鐵因投資金額龐大，興建難度高，且未來收益性不明確情況下，應屬高風險。

# 壹、平均資金成本率(續)

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)

### (3)一般能源別之 $\beta$ 風險分析(續)

#### C.國際案例分析

參採案例係以發展環境及經驗較成熟之國家為主，下表國外案例以該國的自有資金報酬(自有資金的成本)減去該國當時的外借資金利率水準，推導出 $\beta$ 風險。

| 標竿                | 德國<br>2010年<br>陸域風力 <sup>1</sup> | 中國風力<br>陸域<br>(下限) <sup>2</sup> | 西班牙2011<br>PV電廠 <sup>3</sup> | 中國風力<br>陸域<br>(中間值) <sup>2</sup> | 日本2012再生能源能<br>源收購價格等估算委<br>員會 <sup>4</sup> | 中國風力<br>陸域<br>(上限) <sup>2</sup> |
|-------------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------|
| 自有資金<br>報酬率(%)    | 9                                | 8                               | 11.41                        | 9                                | n/a                                         | 10                              |
| $\beta$ 風險<br>(%) | 4.5                              | 4.71                            | 5.365                        | 5.71                             | 5.3~6.3                                     | 6.71                            |

註：日本再生能源收購價格等估算委員會表示，具中度風險的發電設施，最初三年 $\beta$ 設定為7~-8%，三年後追加措施取消調回5~6%，故5.3~6.3%做為本研究以躉購期間20年之平均水準。

資料來源

1.Fraunhofer ISE(2012), “Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies.”

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.”

3.Gerog Simon Ohm University of Applied sciences Nuremberg(2011), “Photovoltaic Solar Energy in Spain”

4.日本再生能源收購價格等估算委員會(2012), “2012年度收購價格及收購期間相關意見.”

# 壹、平均資金成本率(續)

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)

### (3)一般能源別之 $\beta$ 風險分析(續)

#### D.國際案例 $\beta$ 值風險分析

綜觀國際，中國大陸風力之中間值至上限範圍為5.71~6.71%；西班牙PV電廠為5.365%；日本方面，再生能源能源收購價格等估算委員會所採用之 $\beta$ 風險為5.3~6.3%，由於日本鄰近我國，其產業發展及用電型態，與我國相似，應可為我國參考範圍。整體而言，再生能源之 $\beta$ 風險大致介於5~7%之間。

#### E.綜合國內外案例資料，說明如下

- (A)再生能源投資雖受政府以躉購制度保障，但仍承擔其發電效益、建置、營運管理...等風險，其投資者應以中度風險衡量較為合宜，國內案例部分剔除低度風險案例(如：高雄第六碼頭、大學宿舍)及高風險的台灣高鐵案後，故本國案例之 $\beta$ 值為5.78%~6.71%區間，加上102年度審定會之 $\beta$ 值6.177%，以四案例取平均值約為6.234%。
- (B)  $\beta$ 風險參數為反映企業經營投資風險，我國再生能源產業及躉購費率制度近年變化不大，政經環境尚稱穩定，同時參考國際經驗， $\beta=6.234\%$ 尚介於國際合理範圍內。故建議103年度使用參數值為6.234%，做為一般再生能源 $\beta$ 風險之參採值。



# 壹、平均資金成本率(續)

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)(續)

### (4)離岸風力之 $\beta$ 風險分析

- A.根據風險規模、風險機率分析及技術成熟度，離岸風力業者所承受之投資風險高於其他再生能源別，故在參數計算上應可以較高 $\beta$ 值反應風險。
- B.由於國內離岸風力尚未商轉， $\beta$ 值之應可參考國際經驗，本研究新增四筆離岸風力國際研究資料。

| 標竿             | 荷蘭2007年<br>Prinses Amalia <sup>1</sup> | 德國2010年<br>離岸風力 <sup>2</sup> | 英國2011年離岸<br>風力PWC評估<br>報告 <sup>3</sup> | 歐洲<br>2008~2009<br>離岸風力離<br>岸風力 <sup>4</sup> |
|----------------|----------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------|
| 自有資金報<br>酬率(%) | 12                                     | 14                           | 10.9                                    | 15                                           |
| $\beta$ 風險(%)  | 7                                      | 7                            | 7.1                                     | 9                                            |

資料來源：

1. NREL Technical Report (2011), "IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy"
2. Fraunhofer ISE (2012), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
3. PWC (2012), "Offshore wind cost reduction pathways study."
4. Levitt, A.C et al. (2011), "Pricing offshore wind power. Energy Policy."



# 壹、平均資金成本率(續)

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)(續)

### (4)離岸風力之 $\beta$ 風險分析(續)

#### C.分析上述四筆資料

(A)德國因對離岸風力之利息成本相對較高，比較我國公式，銀行融資風險溢酬是以 $\alpha$ 風險表示整體再生能源之銀行融資風險溢酬，故本國計算之外借資金成本應尚未完全包含離岸風力所增加的風險，因此 $\beta$ 值應可高於德國7%。

(B)英國2011年離岸風力PWC評估報告之 $\beta=7.1$ ，荷蘭2007年 Prinses Amalia之 $\beta=7.0$ ，英、荷兩國在風力發電領域發展甚早，在技術及資源上是相對領先國家，故其 $\beta$ 風險應低於我國。

(C)歐洲2008~2009離岸風力設置案例分析，係以2008~2009年歐洲實際案例及設置環境、技術、國家經濟條件等做為分析依據，由於2008~2009正值全球金融風暴，結構性風險較高，故 $\beta=9\%$ ，然以目前環境評估， $\beta$ 值應低於9%較為合理。

D.離岸風力發電在國際發展十餘年，技術穩定成熟，綜合上述國際經驗，建議以德國、荷蘭、英國、歐洲等四案例之平均，即 $\beta=7.525\%$ ，為離岸風力 $\beta$ 之參採依據。

# 壹、平均資金成本率(續)

## (三)資料參採說明彙整：

### 1.參數參採彙總表：

| 參數別         | 參採數值   |        | 參採說明                                                          |
|-------------|--------|--------|---------------------------------------------------------------|
| 自有資金比例      | 30%    |        | 國內外典型專案投資計畫                                                   |
| 銀行融資比例      | 70%    |        | 國內外典型專案投資計畫                                                   |
| 無風險利率       | 1.29%  |        | 十年期政府公債殖利率100年至102年(1-6月)三年平均為準                               |
| $\alpha$ 風險 | 2%     |        | 以利息保障倍數2.5倍為採用數值                                              |
| $\beta$ 風險  | 一般再生能源 | 6.234% | 以國內桃園航空貨櫃園區、宜蘭清水地熱ROT、汙水下水道BOT及102年度審定會等案例之 $\beta$ 數據，計算平均數值 |
|             | 離岸風力   | 7.525% | 以德國、荷蘭、英國、歐洲等四案例之 $\beta$ 值平均                                 |

2.目前國內兩家離岸風力業者皆已透過「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」申請補助，預計適用103年度躉購費率，惟該獎勵辦法已達降低業者風險之目的，故在離岸風力之 $\beta$ 風險計算上，應將示範獎勵辦法之效果計入，以免有重複補貼之疑慮。

# 壹、平均資金成本率(續)

## (三)資料參採說明彙整：

### 3.平均資金成本率計算：

WACC=自有資金比例\*(無風險利率+ $\alpha$ + $\beta$ )+外借資金比例\*(無風險利率+ $\alpha$ )

#### (1)一般能源別WACC：

A. $\beta$ 風險為6.234%時，其WACC為5.160%，計算公式如下：

$$5.160\% = 30\% * (1.29\% + 2\% + 6.234\%) + 70\% * (1.29\% + 2\%)$$

B.本年度計算數值為5.160%與102年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數5.25%接近，加以考量一般利率以0.25%為一碼之作法，建議103年度一般再生能源別之WACC參數維持102年度相同水準，即為5.25%。

#### (2)離岸風力WACC：

A. $\beta$ 風險為7.525%時，其WACC為5.548%，計算公式如下：

$$5.548\% = 30\% * (1.29\% + 2\% + 7.525\%) + 70\% * (1.29\% + 2\%)$$

B.離岸風力若加計示範獎勵補助效果，經試算，若以一般能源別之WACC(5.25%)為折算基礎下，獎勵補助效果將使WACC上升至5.594%， $\beta$ 值提高至7.680%，如下表所示，加計示範獎勵效果下， $\beta$ 風險及WACC皆與反映離岸風力風險之數值相當，示範獎勵補助應可滿足降低離岸風力之風險，故建議離岸風力之WACC仍維持5.25%。

|                | 103年度審定會 | 反映離岸風力風險 | 示範獎勵效果下 |
|----------------|----------|----------|---------|
| $\beta$ 風險值(%) | 6.234    | 7.525    | 7.680   |
| WACC(%)        | 5.250    | 5.548    | 5.594   |

(四)綜上，建議103年度一般再生能源及離岸風力之WACC參數數值皆為5.25%。

## 貳、103年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

| 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 | $\geq 1 \sim < 10$    | 98,300<br>(118,000) | 97,100<br>(115,000) | 0.8<br>(0.7) | 1,250<br>(1,250) | 20<br>(20) | 5.25<br>(5.25) |
|        |     | $\geq 10 \sim < 100$  | 88,100<br>(106,000) | 87,000<br>(103,000) |              |                  |            |                |
|        |     | $\geq 100 \sim < 500$ | 82,300<br>(100,000) | 80,600<br>(97,000)  |              |                  |            |                |
|        |     | $\geq 500$            | 71,300<br>(89,000)  | 69,800<br>(84,000)  |              |                  |            |                |
|        | 地面型 | 無區分                   | 67,000<br>(84,000)  | 65,700<br>(79,000)  |              |                  |            |                |

註1：()內數字為102年度實際數值。

註2：1瓩以上不及10瓩及10瓩以上不及100瓩之未來國際降幅為2.42%；100瓩以上不及500瓩、500瓩以上及地面型之未來國際降幅為3.96%。

## 貳、103年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整(續)

| 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(%)     |
|--------|---------|--------------------|-----------------------|-------------------|------------------|------------|----------------|
| 風力發電   | 陸域      | $\geq 1 \sim < 10$ | 160,000<br>(160,000)  | 1.0<br>(1.0)      | 1,800<br>(2,000) | 20<br>(20) | 5.25<br>(5.25) |
|        |         | $\geq 10$          | 57,700*<br>(58,000)** | 2.76*<br>(2.67)** | 2,400<br>(2,400) |            |                |
|        | 離岸      | 無區分                | 158,500<br>(159,000)  | 3.48<br>(3.0)     | 3,300<br>(3,200) |            |                |
| 生質能    | 無厭氧消化設備 | 無區分                | 57,000<br>(57,000)    | 11.2<br>(11.2)    | 5,300<br>(5,300) |            |                |
|        | 有厭氧消化設備 | 無區分                | 224,800<br>(94,000)   | 3.23<br>(7.6)     | 7,900<br>(5,300) |            |                |
| 川流式水力  | --      | 無區分                | 68,000<br>(68,000)    | 6.6<br>(6.6)      | 4,200<br>(4,200) |            |                |
| 地熱     | --      | 無區分                | 241,200<br>(233,000)  | 4.89<br>(5.0)     | 6,400<br>(6,400) |            |                |
| 廢棄物    | --      | 無區分                | 79,000<br>(79,000)    | 17.9<br>(17.9)    | 7,300<br>(7,300) |            |                |

註1：()內數字為102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：\*\*102年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.7萬元/瓩，運維比例為2.72%。

# 參、103年度再生能源電能躉購費率試算

## 一、太陽光電電能躉購費率

| 類型  | 級距<br>(kW)            | 103年第一期<br>躉購費率試算<br>(元/度) | 與102年第<br>二期比較<br>(%) | 103年第二期<br>躉購費率試算<br>(元/度) | 與第103年第<br>一期比較<br>(%) | 各級距<br>費率水<br>準差距<br>(%) |
|-----|-----------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------------|--------------------------|
| 屋頂型 | $\geq 1 \sim < 10$    | 7.0738<br>(8.3971)         | -13.56                | 6.9875<br>(8.1836)         | -1.22                  | --                       |
|     | $\geq 10 \sim < 100$  | 6.3398<br>(7.5432)         | -13.50                | 6.2607<br>(7.3297)         | -1.25                  | -10.40                   |
|     | $\geq 100 \sim < 500$ | 5.9225<br>(7.1162)         | -14.20                | 5.8001<br>(6.9027)         | -2.07                  | -7.36                    |
|     | $\geq 500$            | 5.1309<br>(6.3334)         | -14.16                | 5.0229<br>(5.9776)         | -2.10                  | -13.40                   |
| 地面型 | 無區分                   | 4.8214<br>(5.9776)         | -14.24                | 4.7279<br>(5.6218)         | -1.94                  | -5.87                    |

註1：()內數字為102年度實際數值。

註2：103年度下限費率為2.5053元/度。

# 參、103年度再生能源電能躉購費率試算(續)

## 二、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<br>(kW)         | 103年度躉購費率試算<br>(元/度)  | 與上年度比較<br>(%) |
|--------|---------|--------------------|-----------------------|---------------|
| 風力     | 陸域      | $\geq 1 \sim < 10$ | 8.1735<br>(7.3562)    | +11.11        |
|        |         | $\geq 10$          | 2.6338*<br>(2.6258)** | +0.31         |
|        | 離岸      | 無區分                | 5.6076<br>(5.5626)    | +0.81         |
| 生質能    | 無厭氧消化設備 | 無區分                | 2.5053<br>(2.4652)    | +1.63         |
|        | 有厭氧消化設備 | 無區分                | 3.2511<br>(2.8014)    | +16.05        |
| 川流式水力  | 無       | 無區分                | 2.5053<br>(2.4652)    | +1.63         |
| 地熱     | 無       | 無區分                | 4.9315<br>(4.8039)    | +2.66         |
| 廢棄物    | 無       | 無區分                | 2.8240<br>(2.8240)    | 0             |

註1：()內數字為102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：\*\*102年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，躉購費率為2.5924元/度。

註4：103年度下限費率為2.5053元/度。



# 國際匯率表

|            | 2010     | 2011   | 2012    | 2013/1/2~2013/6/28<br>平均 |
|------------|----------|--------|---------|--------------------------|
| USD(美元)    | 31.642   | 29.464 | 29.614  | 29.745                   |
| EUR(歐元)    | 41.908   | 40.959 | 38.050  | 39.030                   |
| GBP(英鎊)    | 48.922   | 47.248 | 46.947  | 45.911                   |
| CAD(加幣)    | 30.716   | 29.775 | 29.638  | 29.268                   |
| AUD(澳幣)    | 29.025   | 30.392 | 30.663  | 30.179                   |
| CNY(人民幣)   | 4.6737   | 4.5599 | 4.6914  | 4.8077                   |
| MYR(馬來西亞幣) | 9.8250   | 9.6303 | 9.5881  | 9.6708                   |
| JPY(日圓)    | 0.3605   | 0.3692 | 0.3711  | 0.3111                   |
| KRW(韓圓)    | 0.0274   | 0.0266 | 0.0263  | 0.0269                   |
| SEK(瑞典克朗)* | 4.3790   |        |         |                          |
| NOK(挪威克朗)* |          | 5.2518 | 5.09285 |                          |
| NZD(紐西蘭幣)* | 22.8318  |        |         |                          |
| CHF(瑞士法郎)* | 30.41532 |        |         |                          |

註：採用我國中央銀行公告之「台灣時間當日16:00各通貨當地或全球外匯市場銀行間即期交易的即時匯率」。

<http://www.cbc.gov.tw/content.asp?mp=1&CuItem=36599>

\*特殊幣別根據下列出處：<http://www.x-rates.com/>

\*\*歐元區國家含德國、法國、西班牙、奧地利、比利時、芬蘭、愛爾蘭、義大利、盧森堡、荷蘭、葡萄牙、希臘、斯洛維尼亞、馬爾他、塞普勒斯、斯洛伐克。

報告完畢



附錄：

103年度再生能源電能躉購費率國際比較

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較

## 一、太陽光電

| 國家  | 台灣         |                         |                 |                         |                 | 英國         |                          |             | 德國         |                    |             |
|-----|------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|-----------------|------------|--------------------------|-------------|------------|--------------------|-------------|
| 分類  | 級距<br>(kW) | 103年度<br>第一期費率<br>(元/度) | 變動<br>幅度<br>(%) | 103年度<br>第二期費率<br>(元/度) | 變動<br>幅度<br>(%) | 級距<br>(kW) | 102.10~102.12費率<br>(元/度) | 變動幅<br>度(%) | 級距<br>(kW) | 102.10費率<br>(元/度)  | 變動幅<br>度(%) |
| 屋頂型 | ≥1~10      | 7.0738<br>(8.1836)*     | -13.56          | 6.9875                  | -1.22           | ≤4(新建案)    | 6.1567<br>(6.3816)       | -3.53       | ≤10        | 5.5696<br>(6.6429) | -16.16      |
|     |            |                         |                 |                         |                 | ≤4(舊建案)    | 6.1567<br>(6.3816)       | -3.53       |            |                    |             |
|     |            |                         |                 |                         |                 | >4~10      | 5.5782<br>(5.7802)       | -3.49       |            |                    |             |
|     | ≥10~100    | 6.3398<br>(7.3297)*     | -13.50          | 6.2607                  | -1.25           | >10~50     | 5.1925<br>(5.3854)       | -3.58       | >10~40     | 5.2847<br>(6.2994) | -16.11      |
|     |            |                         |                 |                         |                 | >50~100    | 4.5865<br>(4.7518)       | -3.48       |            |                    |             |
|     | ≥100~500   | 5.9225<br>(6.9027)*     | -14.20          | 5.8001                  | -2.07           | >100~150   | 4.5865<br>(4.7518)       | -3.48       | >40~1MW    | 4.7148<br>(5.2603) | -16.11      |
|     |            |                         |                 |                         |                 | >150~250   | 4.3891<br>(4.5452)       | -3.43       |            |                    |             |
|     | ≥500       | 5.1309<br>(5.9776)*     | -14.16          | 5.0229                  | -2.10           | >250       | 3.1449<br>(3.2597)       | -3.52       | >1~10MW    | 3.8562<br>(4.5977) | -16.13      |
| 地面型 | 無區分        | 4.8214<br>(5.6218)*     | -14.24          | 4.7279                  | -1.94           | 無區分        | 3.1449<br>(3.2597)       | -3.52       | <10MW      | 3.8562<br>(4.5977) | -16.13      |

註：

1.\*：()內數字為102年度第二期實際數值。

2.台灣103年度第一期費率變動幅度為103年度第一期費率與102年度第二期費率相比；103年度第二期費率變動幅度為103年度第二期費率與103年度第一期費率相比。

3.英國、德國()內數字為102.01費率。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

| 國家  | 台灣          |                         |                 |                        |             | 加拿大        |                      |             | 日本         |                      |             |
|-----|-------------|-------------------------|-----------------|------------------------|-------------|------------|----------------------|-------------|------------|----------------------|-------------|
| 分類  | 級距<br>(kW)  | 103年度<br>第一期費率<br>(元/度) | 變動<br>幅度<br>(%) | 103年第<br>二期費率<br>(元/度) | 變動幅<br>度(%) | 級距<br>(kW) | 102.10費率             | 變動幅<br>度(%) | 級距<br>(kW) | 103.01費率             | 變動幅<br>度(%) |
| 屋頂型 | ≥1 ~ 10     | 7.0738<br>(8.1836)*     | -13.56          | 6.9875                 | -1.22       | <10        | 16.2059<br>(16.2059) | 0.00        | <10        | 11.8218<br>(13.0662) | -9.52       |
|     | ≥ 10 ~ 100  | 6.3398<br>(7.3297)*     | -13.50          | 6.2607                 | -1.25       | >10~100    | 16.1764<br>(16.1764) | 0.00        | ≥10        | 11.7596<br>(13.0662) | -10.00      |
|     | ≥ 100 ~ 500 | 5.9225<br>(6.9027)*     | -14.20          | 5.8001                 | -2.07       | >100~500   | 15.9107<br>(15.9107) | 0.00        | --         |                      |             |
|     | ≥ 500       | 5.1309<br>(5.9776)*     | -14.16          | 5.0229                 | -2.10       | >500       | 14.3758<br>(14.3758) | 0.00        |            |                      |             |
| 地面型 | 無區分         | 4.8214<br>(5.6218)*     | -14.24          | 4.7279                 | -1.94       | <10        | 13.1360<br>(13.1360) | 0.00        | --         |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |             | >10~500    | 11.4534<br>(11.4534) | 0.00        |            |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |             | >500~5,000 | 10.3317<br>(10.3317) | 0.00        |            |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |             | >5,000     | 10.2431<br>(10.2431) | 0.00        |            |                      |             |

註：

1.\*：()內數字為102年度第二期實際數值。

2.台灣103年度第一期費率變動幅度為103年度第一期費率與102年度第二期費率相比；103年度第二期費率變動幅度為103年度第二期費率與103年度第一期費率相比。

3.加拿大()內數字為101.01費率。

4.日本()內數字為102年度費率。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

| 國家  | 台灣          |                         |                 |                        |                 | 義大利               |                    |                 | 馬來西亞          |                      |             |
|-----|-------------|-------------------------|-----------------|------------------------|-----------------|-------------------|--------------------|-----------------|---------------|----------------------|-------------|
| 分類  | 級距<br>(kW)  | 103年度<br>第一期費率<br>(元/度) | 變動<br>幅度<br>(%) | 103年第<br>二期費<br>率(元/度) | 變動<br>幅度<br>(%) | 級距<br>(kW)        | 103.1費<br>率        | 變動<br>幅度<br>(%) |               | 103.1費率              | 變動幅度<br>(%) |
| 屋頂型 | ≥1 ~ 10     | 7.0738<br>(8.1836)*     | -13.56          | 6.9875                 | -1.22           | 1 ≤ P ≤ 3         | 6.1277<br>(8.1182) | -24.52          | ≤ 4kW         | 10.0683<br>(10.9435) | -8.00       |
|     | ≥ 10 ~ 100  | 6.3398<br>(7.3297)*     | -13.50          | 6.2607                 | -1.25           | 3 < P ≤ 20        | 5.8155<br>(7.6499) | -23.98          | 4kW ~ ≤ 24kW  | 9.8226<br>(10.6766)  | -8.00       |
|     |             |                         |                 |                        |                 | 20 < P ≤ 200      | 5.5032<br>(6.8303) | -19.43          | 24kW ~ ≤ 72kW | 7.3034<br>(9.1292)   | -20.00      |
|     | ≥ 100 ~ 500 | 5.9225<br>(6.9027)*     | -14.20          | 5.8001                 | -2.07           | 200 < P ≤ 1,000   | 4.6055<br>(5.5423) | -16.90          | 72kW ~ ≤ 1MW  | 7.0558<br>(8.8198)   | -20.00      |
|     | ≥ 500       | 5.1309<br>(5.9776)*     | -14.16          | 5.0229                 | -2.10           | 1,000 < P ≤ 5,000 | 4.2933<br>(4.9178) | -12.70          | 1MW ~ ≤ 10MW  | 5.8798<br>(7.3498)   | -20.00      |
|     |             |                         |                 |                        |                 | P > 5,000         | 4.0591<br>(4.6446) | -12.61          | 10MW ~ ≤ 30MW | 5.2609<br>(6.5761)   | -20.00      |
| 地面型 | 無區分         | 4.8214<br>(5.6218)*     | -14.24          | 4.7279                 | -1.94           | 1 ≤ P ≤ 3         | 5.9326<br>(7.8450) | -24.38          | --            | --                   | --          |
|     |             |                         |                 |                        |                 | 3 < P ≤ 20        | 5.6203<br>(7.3767) | -23.81          |               |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |                 | 20 < P ≤ 200      | 5.3081<br>(6.5570) | -19.05          |               |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |                 | 200 < P ≤ 1,000   | 4.4104<br>(5.2691) | -16.30          |               |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |                 | 1,000 < P ≤ 5,000 | 4.1372<br>(4.6836) | -11.67          |               |                      |             |
|     |             |                         |                 |                        |                 | P > 5,000         | 3.8640<br>(4.4104) | -12.39          |               |                      |             |

註：1.\*：()內數字為102年度第二期實際數值。

2.台灣103年度第一期費率變動幅度為103年度第一期費率與102年度第二期費率相比；103年度第二期費率變動幅度為103年度第二期費率與103年度第一期費率相比。

3.義大利()內數字為102.01費率。

4.馬來西亞()內數字為102年費率。

1.103年各國屋頂型太陽光電躉購費率介於3.1449~16.2059NTD/度之間，我國費率水準介於各國水準值之間。  
 2.103年各國地面型太陽光電躉購費率介於3.1449~13.1360NTD/度之間，我國費率水準介於各國水準值之間。  
 3.加拿大因地理位置及日照強調，故以較高之躉購費率鼓勵其發展；日本則因福島核災大力推廣FIT制度，故使收購費率較高；馬來西亞為推廣FIT之初期，故同樣以較高之躉購費率鼓勵其發展。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

## 二、風力發電

### (一)陸域小型風力

單位:NTD/度

| 國別                          | 102年1月1日費率 | 103年1月1日費率 | 變動幅度 (%)* |
|-----------------------------|------------|------------|-----------|
| 日本(<20kW)                   | 17.9660    | 17.9660    | 0         |
| 義大利( $\geq 1 \sim < 20$ kW) | 11.3577    | 11.1306    | -2.00     |
| 英國(>1.5~15kW)               | 9.9397     | 9.9397     | 0         |
| 台灣( $\geq 1 \sim < 10$ kW)  | 7.3562     | 8.1735     | +11.11    |
| 德國( $\leq 50$ kW)           | 3.4346     | 3.3800     | -1.59     |
| 加拿大                         | 3.3658     | —          | —         |

\*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

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

103年各國陸域小型風力發電躉購費率介於3.3800~17.966NTD/度之間，變動幅度則介於0%~-2%，我國費率水準介於各國水準值之間。



# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

## 二、風力發電

### (二)陸域大型風力

單位:NTD/度

| 國別                       | 102年1月1日 費率 | 103年1月1日 費率 | 變動幅度 (%)* |
|--------------------------|-------------|-------------|-----------|
| 日本( $\geq 20\text{kW}$ ) | 7.1864      | 7.1864      | 0         |
| 義大利( $>5\text{MW}$ )     | 4.9568      | 4.8577      | -2.00     |
| 德國( $>50\text{kW}$ 前五年)  | 3.4346      | 3.3800      | -1.59     |
| 加拿大                      | 3.3658      | —           | —         |
| 台灣( $\geq 10\text{kW}$ ) | 2.6258      | 2.6338      | +0.31     |
| 英國( $>1.5\text{MW}$ )    | 2.1211      | 1.9053      | -10.17    |
| 德國( $>50\text{kW}$ 第六年起) | 1.8734      | 1.8422      | -1.67     |

\*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

註：

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

2.台灣102年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率為2.5924元/度，103年度費率則為2.6000元/度。

103年各國陸域大型風力發電躉購費率介於1.8422~7.1864NTD/度之間，變動幅度則介於0%~-10.17%，我國費率水準介於各國水準值之間。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

## 二、風力發電

### (三)離岸風力

單位:NTD/度

| 國別        | 102年1月1日 費率 | 103年1月1日 費率 | 變動幅度 (%)* |
|-----------|-------------|-------------|-----------|
| 義大利(>5MW) | 6.4400      | 6.3112      | -2.00     |
| 德國(前12年)  | 5.8545      | 5.8545      | 0         |
| 台灣        | 5.5626      | 5.6076      | +0.81     |
| 德國(第13年起) | 1.3661      | 1.3661      | 0         |

\*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

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



103年各國離岸風力發電躉購費率介於1.3661~6.3112NTD/度之間，變動幅度則介於0%~-2%，我國費率水準介於各國中上水準。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

## 三、生質能及其他再生能源發電

### (一)生質能

單位:NTD/度

| 國別                | 102年1月1日費率 | 103年1月1日費率 | 變動幅度 (%)* |
|-------------------|------------|------------|-----------|
| 日本                | 12.7395    | 12.7395    | 0         |
| 義大利(>1 kW~300 kW) | 9.2111     | 9.0269     | -2.00     |
| 英國(250~500kW)     | 6.4367     | 6.4367     | 0         |
| 德國(>150~500kW)    | 4.7031     | 4.6094     | -2.00     |
| 加拿大(≤10 MW)       | 4.0390     | --         | --        |
| 馬來西亞(≤ 10MW)      | 2.9834     | 2.9680     | -0.52     |
| 台灣(有厭氧)           | 2.8014     | 3.2511     | +16.05    |

\*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

- 1.德國生質能每年固定下降2%
- 2.英國躉購年度為102.04.01-103.03.31
- 3.義大利各能源別設有目標量，當年度目標量達到80%時固定下降2%

- 1.我國生質能躉購費率區分有無「厭氧消化設備」級距，費率介於2.5053NTD/度~3.2511NTD/度，變動幅度介於+1.63%~+16.05%。
- 2.103年各國生質能發電躉購費率介於2.9680~12.7395元之間、變動率介於0%~-2%，我國費率水準介於各國水準值之間。
- 3.英、德及我國為推廣生質能發電，以調高費率為主要推動措施；日本因福島核災後於101年開始大力推廣FIT制度使費率較高。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

## 三、生質能及其他再生能源發電

### (二) 水力發電

單位:NTD/度

| 國別                  | 102年1月1日費率 | 103年1月1日費率 | 變動幅度(%)* |
|---------------------|------------|------------|----------|
| 日本(200kW~1MW)       | 9.4730     | 9.4730     | 0        |
| 英國(100kW~500kW)     | 7.3366     | 7.3366     | 0        |
| 義大利(500kW~1MW)      | 6.0497     | 5.9286     | -2.00    |
| 加拿大( $\leq 10$ MW)  | 3.8341     | --         | --       |
| 德國(500kW~2MW)       | 3.2083     | 3.1731     | -1.09    |
| 台灣                  | 2.4652     | 2.5053     | +1.63    |
| 馬來西亞( $\leq 10$ MW) | 2.3210     | 2.3210     | 0        |

\*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

1.德國水力每年固定下降1%

2.英國躉購年度為102.04.01-103.03.31

3.義大利各能源別設有目標量，當年度目標量達到80%時固定下降2%

1.103年各國水力發電躉購費率介於2.3210~9.4730元/度，變動幅度介於0%~-2%，我國費率水準介於各國水準值之間。

2.我國103年度費率較102年度提升為1.63%，已逐步上調趨近國際水準。

# 壹、103年度再生能源電能躉購費率國際比較(續)

## 三、生質能及其他再生能源發電

### (三) 地熱發電

單位:NTD/度

| 國別                 | 102年1月1日 費率 | 103年1月1日 費率 | 變動幅度 (%)* |
|--------------------|-------------|-------------|-----------|
| 日本<br>(<15MW)      | 13.0662     | 13.0662     | 0         |
| 德國                 | 9.7575      | 9.7575      | 0         |
| 台灣                 | 4.8039      | 4.9315      | +2.66     |
| 義大利<br>(>1MW~20MW) | 3.8640      | 3.7867      | -2.00     |

\*變動幅度係比較102.01/103.01之年度變動情形

- 1.英國、馬來西亞地熱未納入躉購
- 2.德國鼓勵地熱發電，故躉購費率未如其他能源別遞減。
- 3.義大利各能源別設有目標量，當年度目標量達到80%時固定下降2%

1.103年各國地熱發電躉購費率介於3.7867元/度~13.0662元/度之間，變動幅度為0~-2%，我國費率水準介於各國水準值之間。

2.德國因將 $\leq 10\text{MW}$ 及 $> 10\text{MW}$ 兩級距予以合併，躉購費率統一取高者，故費率調高較多；日本則因福島核災大力推廣FIT制度，故使收購費率較高。