



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：「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」  
聽證會作業規劃

附件4：「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」  
使用參數

附件5：「平均資金成本率」使用參數建議

附件6：躉購費率獎勵機制

附件7：「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」草案

**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：107年7月18日上午10時30分

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部曾次長文生

四、出席名單：

林委員全能、林委員良楓、胡委員耀祖、江委員青瓊、張委員添晉、陳委員在相、王委員亞男、張委員安順、鄭委員永銘、黃委員新達、林委員華宇、吳委員榮華、許委員泰文、宋委員聖榮、陳委員鴻文

五、列席名單：經濟部能源局

# 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)委員應遵守利益迴避原則及保密協定。

**後續辦理情形：**依決議，委員業已簽署利益迴避同意書及相關保密原則業已於會議紀錄中載明。

(二)審定會依據再生能源發展條例以執行電能躉購制度作為我國再生能源推廣之措施，並於後續會議補充歷年目標達成情況等資訊。

**後續辦理情形：**依決議，業已於分組會議中呈現資訊。

(三)考量國際躉購費率受該國電力市場結構、市電價格、發展環境、政策措施等影響，未來應就相關背景資訊多加蒐集，據以強化費率比較之合理性。

**後續辦理情形：**依決議，業已於分組會議中呈現資訊。

(四)業者意見請納入分組討論，作為108年度再生能源躉購費率審定參考。

**後續辦理情形：**依決議，業將意見納入各分組討論事項。

# 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108年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則。

### 後續辦理情形：

1. 108年度審定作業期程，原則同意依規劃辦理。
2. 分組會議及召集人：
  - (1) 業依決議分成「太陽光電」、「風力發電」、「生質能及其他再生能源」等3個分組，各分組會議召集人分別為江委員青瓚、胡委員耀祖及林委員全能。
  - (2) 各分組會議增設副召集人分別為陳委員在相、楊委員鏡堂及林委員華宇擔任。
3. 108年度委員名單原則對外公開。
4. 躉購費率審定原則經委員討論後原則同意，但各分組可依能源特性建立適合該能源別之審定原則，取得共同意見後於審定會決議。

(二) 108年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持107年度計算公式不變。另蒐集競標案例之相關資訊，供審定委員於審定費率時之參考依據

### 後續辦理情形：

1. 遵照辦理。另競標案例業已於分組會議中呈現。
2. 各能源別中若需要制定費率以外的配套措施，應於分組會議中進行討論，取得共同意見後於審定會決議。

# 貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

## 二、討論案決議

(三)108年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)，採過去4年(103~106年)國內電業化石燃料發電平均成本計算，計算結果為2.1107元/度。

後續辦理情形：遵照辦理。

(四)考量制度穩定性，離岸風電決議維持現行作法，每年滾動檢討並公告年度躉購費率。

後續辦理情形：遵照辦理。

# 附錄、108年度費率審定會委員名單

類別		姓名	單位	職稱
部會代表	召集人兼委員	曾文生	經濟部	次長
	委員	林全能	經濟部能源局	局長
	委員	鄭永銘	國家發展委員會	簡任技正
	委員	林華宇	經濟部工業局	組長
	委員	黃新達	行政院農業委員會	專門委員
能源經濟	委員	吳榮華	成功大學資源工程學系教授	教授
	委員	王嘉緯	台灣金融研訓院	所長
財務會計	委員	林良楓	政治大學會計系	副教授
法律行政	委員	蔡岳勳	雲林科技大學科技法律研究所	教授兼所長

# 附錄、108年度費率審定會委員名單(續)

類別		姓名	單位	職稱
能源 技術 環境 資源	委員	江青瓚	健行科技大學電資學院	院長
	委員	宋聖榮	台灣大學地質科學系暨研究所	教授
	委員	楊鏡堂	台灣大學機械系	教授
	委員	胡耀祖	工業技術研究院綠能與環境研究所	所長
	委員	張添晉	台北科技大學環境工程與管理研究所	教授
	委員	鄧人豪	中山大學電機系教授	教授
	委員	陳在相	台灣科技大學電機工程系	教授
	委員	許泰文	台灣海洋大學河海工程研究所	教授兼 副校長
	委員	黃柏壽	臺灣大學地質科學系	教授
團體 代表	委員	王亞男	中華民國消費者文教基金會	召集人
	委員	陳鴻文	中華民國全國工業總會	處長
	委員	張安順	中華民國銀行商業同業公會全國聯合會	幹事

**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
第一次 會議時間	7/30上午	8/3上午	8/1下午
出席人員	審定委員、專家學者、產業代表		
討論議題	業界意見陳述並與專家及委員討論交流		
第二次 會議時間	8/14上午	8/13上午	8/14下午
出席人員	審定委員		
討論議題	躉購分類與容量級距檢討、「期初設置成本」使用參數建議		
第三次 會議時間	9/18上午	9/25上午	9/26下午
出席人員	審定委員		
討論議題	「年運轉維護費」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、處理原則及議題確認

## 一、處理原則

基於審定原則應以具公信力且可佐證之資訊進行實質討論，  
故所提意見若無法提出佐證資訊，將不予納入討論。

## 二、議題確認

### (一)政策制度意見

後續將轉由相關單位另案研議。

### (二)審議機制與作業原則等意見

本年度無意見。

### (三)參數數值、級距與獎勵機制訂定等意見

- 1.業已於分組會議形成共同意見，後續討論案中提請確認。
- 2.業已規劃於10月初同時進行聽證及草案預告作業，就審定初步結果廣納社會意見後，續辦理第3次審定會議完成審定作業，12月前公告相關費率。

## 附件3：

「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會作業規劃

# 壹、聽證會法源依據

## ■ 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。」

## ■ 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、聽證會辦理程序說明

依行政程序法第54條至第66條及第156條規定辦理

## 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。」

# 參、聽證會作業規劃

聽證項目：108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：107年11月27日(二)上午9：30(擇一日辦理)

107年11月28日(三)上午9：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-401室(11/27)

臺大醫院國際會議中心-301室(11/28)

## 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 再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明： ➤ 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 聽證終結

# 參、聽證會作業規劃

聽證項目：108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：107年11月27日(二)下午1：30(擇一日辦理)

107年11月28日(三)下午1：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-401室(11/27)

臺大醫院國際會議中心-301室(11/28)

## 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 再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明： ➢ 風力發電 ➢ 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 聽證終結

附圖：聽證會場地示意圖  
臺大醫院國際會議中心-301室  
容納人數：220人



會議廳全景



講台往會議方向

附圖：聽證會場地示意圖  
臺大醫院國際會議中心-401室  
容納人數：220人



會議廳全景



講台往會議方向

## 附件、聽證會相關程序—預備聽證

關於聽證相關程序，108年度審定會維持107年度作法，行政機關裁量不舉行預備聽證而直接辦理正式聽證會議，相關分析說明如下：

- 參照行政程序法第156條及第58條之規定，就108年度審定會相關聽證會和預備聽證，係由行政機關(經濟部)行使裁量權決定相關程序、期程和次數，依法提前通知並公布於行政院公報及經濟部能源局網站，讓業者有充分陳述意見之機會。
- 審酌預備聽證之目的(詳見附件)，108年度審定會無於聽證會期日前舉行預備聽證之必要性，因此逕行辦理正式聽證會議，並於聽證會業者發言結束後，由政府機關與相關學者進行回應。

# 附件、聽證會相關程序—預備聽證

## 一、預備聽證之裁量與目的

### ■ 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，舉行預備聽證。

### ■ 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。

### ■ 綜上所述，行政機關依行政程序法第58條第1項本**有裁量權**衡酌預備聽證之必要性，並依同法第58條第2項預備聽證舉行之目的，作為裁量是否舉行預備聽證之準則，因此在無裁量瑕疵之情況下，行政機關得本於職權作出是否舉行預備聽證之決定。

# 附件、聽證會相關程序—預備聽證

## 二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的(行政程序法§58 II)	裁量內容與處理方式	
議定聽證程序之進行	應由公正第三人擔任主持人	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 依行政程序法§57規定，聽證主持人應由行政機關首長或其指定人員擔任。</li> <li>2. 聽證主持人依行政程序法§60~§63主持聽證，依法已可確保其公正性。</li> <li>3. 陳述意見之時間限制係為會議之順利進行，其異議之准駁亦為聽證主持人之權限。</li> <li>4. 陳述意見之人得於會中確認其發言紀錄，會後亦得以書面補充意見，已可確保意見表達之完整性。</li> </ol>
	應召開預備聽證會	依行政程序法§58 I，行政機關於必要時得召開預備聽證會，若無此必要得不召開。
	公告時間過短	行政程序法並無明文規定預留特定公告期間，得由舉行機關視事件之性質及公告之方式決定之。
	審定委員出席人數過少	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 主管機關歷年皆已邀請審定委員參與聽證會。</li> <li>2. 各分組主要負責委員皆實際參與聽證會。</li> </ol>
<p>綜上所述，聽證程序之進行皆係依法行政，並無疑義。建請委員出席聽證會議，俾利增加與業者面對面討論之機會。</p>		

# 附件、聽證會相關程序—預備聽證

## 二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的 (行政程序法 §58 II)	裁量內容與處理方式
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， <b>爭點已明確無釐清之必要。</b>
提出相關文書及證據	108年度審定會 <b>已廣徵再生能源相關協會與業者之意見：</b> <ul style="list-style-type: none"><li>➢ 函詢相關公、協會蒐集意見：已於5月7日函詢相關公、協會蒐集意見，並於6月26日止收到38個單位回函</li><li>➢ 辦理分區業者座談會：已於5月23、25日召開北、中、南分區業者座談會</li><li>➢ 分組第1次會議：7月30日、8月1日及8月3日邀請各類別再生能源業者出席參加第1次分組會議並提出意見</li></ul>
變更聽證之期日、場所與主持人	<b>聽證之期日、場所係依審定會作業時程進行，無變更之必要；主持人亦已衡酌相關專業領域為適切之選任，因此亦無變更之必要</b>

附件4：  
「108年度再生能源電能躉購費率及其  
計算公式」使用參數

# 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) 為鼓勵再生能源發電設備設置，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、經濟及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氣候及資源條件、用電需求等發展環境之特性。
- (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) 優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量再生能源區域均衡發展效益，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (五) 顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (六) 分組會議討論議題所做之共同意見，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及評估數值，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，若有極端值，則剔除上下至少10%。
- (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、躉購分類與容量級距

### 一、太陽光電分組

#### (一)業者意見

建議新增追日型及漁電共生類別之躉購費率；建議農村社區設置再生能源可提供較優惠之費率；建議儲能系統應納入其他再生能源別。

#### (二)分組會議共同意見

##### 1.分組會議討論結果

太陽光電108年度躉購類別及容量級距維持與107年度相同。

##### 2.討論說明如下

- (1)不新增追日型及漁電共生類別：若因設置環境差異而衍生不同的設備成本或施工費用，才會新增對應之躉購費率類別；但考量追日型設備發電效率(較高之發電量)之發電效益及漁電共生型態多元化之經濟效益後，108年度不新增追日型及漁電共生類別。
- (2)不新增農村社區類別：不同躉購類別之訂定即為反映不同設置型態間設置環境所衍生之成本差異，而農村社區設置再生能源僅是設置地點不同，其設置方式與設備成本與其他區域無太大差異，108年度不新增農村社區類別。
- (3)不新增儲能系統類別：再生能源發展條例係以執行躉購制度為主，目前躉購對象不包含儲能系統，108年度不新增該類別。

# 貳、躉購分類與容量級距

## 二、風力發電分組

### (一)業者意見

無。

### (二)分組會議共同意見

#### 1.分組會議討論結果

原則同意將陸域型改區分為1瓩以上不及20瓩與20瓩以上，共2個容量級距；離岸型則不區分。

#### 2.討論說明如下

(1)群聚設置大量小型風機已衍生土地資源競合問題：

A.今年業者於金門距離民宅100公尺左右區域，承租3~4公頃土地，切割成40多個申請案，安裝263支小型風機，規避環評且適用高費率級距，已有當地居民抗議此案。

B.今年業者於彰化芳苑租下2萬6千多坪的閒置魚塢，設置432支垂直軸小型風機，同樣以分割土地方式來規避容量合併計算，藉以適用高費率。

(2)未來加嚴裝置容量合併計算之規定，雖可增加廠商規避法規之難度，但由於不同級距間的躉購費率尚存有大幅差異，故業者仍可能想出規避法規之方式，亦無法保證爭議案件不再發生。

(3)配合調整級距分界，可讓業者分割土地的程序變得麻煩，並增加分割土地需要付出的時間及成本，達到自動減少爭議案件之效果。

(4)105~106年度陸域風電費率級距以20瓩作為分界時，未有發生爭議案例情況，故建議108年度可將費率級距分界調整至20瓩，藉以減少爭議案件之發生。

## 貳、躉購分類與容量級距

### 三、生質能及其他再生能源分組

#### (一)業者意見

- 1.建議新增草木植物氣化發電於生質能躉購類別，以提升經濟效益。
- 2.考量修法後，將放寬獎勵對象為小水力發電(裝置容量為未達20MW)，為避免大小型水力發電皆適用同一費率，故建議區分躉購級距，以利小水力產業發展。

#### (二)分組會議共同意見

##### 1.分組會議討論結果

生質能及其他再生能源108年度躉購類別與容量級距維持107年度相同方式。

##### 2.討論說明如下

###### (1)生質能

考量草木植物氣化發電可創造其他經濟效益，併同國內無實際運轉案例或評估報告，建議現階段建議不額外新增躉購類別。草木植物氣化發電係屬直接利用草木植物進行發電，且未額外設置厭氧消化設備，故應適用生質能無厭氧消化設備之躉購費率，業者應自行評估相關衍生成本及收入後，再決定是否設置。

###### (2)水力

考量條例修正通過前，依據參數參採原則，近年僅1筆設置案例，且本年度提供之潛力場址成本資料裝置容量較大，因此我國目前較缺乏實際案例或評估資料作為區分小(微)型級距之參考，故建議108年度水力發電不區分躉購級距，待條例修正通過及各部會推動現況，再行調整較為妥適。

## 貳、躉購分類與容量級距

### 三、躉購分類與容量級距彙整表：

107年度			108年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		$\geq 500$			$\geq 500$
	地面型	$\geq 1$		地面型	$\geq 1$
水面型(浮力式)	$\geq 1$	水面型(浮力式)	$\geq 1$		
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 30$			$\geq 20$
	離岸	$\geq 1$		離岸	$\geq 1$
生質能	無厭氧消化設備	$\geq 1$	生質能	無厭氧消化設備	$\geq 1$
	有厭氧消化設備	$\geq 1$		有厭氧消化設備	$\geq 1$
川流式水力	--	$\geq 1$	川流式水力	--	$\geq 1$
地熱能	--	$\geq 1$	地熱能	--	$\geq 1$
廢棄物	--	$\geq 1$	廢棄物	--	$\geq 1$
其他	--	$\geq 1$	其他 (海洋能 <sup>註1</sup> 、氫能 <sup>註2</sup> 或其他經中央主管認定可永續利用之能源)	--	$\geq 1$

註1：海洋能：依再生能源發電設備設置管理辦法第3條第11項之規定：「海洋能發電設備：『指可轉換成海洋溫差能、鹽差能、波浪能、洋流能或潮汐能為電能』」。

註2：氫能：依再生能源發展條例第3條第6項之規定：「氫能：『指以再生能源為能量來源，分解水產生之氫氣，或利用細菌、藻類等生物之分解或發酵作用所產生之氫氣，作為能源之用途者』」。

# 參、太陽光電

## 一、期初設置成本

(一)107年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)108年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	107年度審定會 使用參數值		108年度分組會議 建議數值		成本變動幅度 (%)
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	--	--	58,700	58,700	--
	20瓩以上未達100瓩	51,600	50,500	44,400	44,400	-12.08
	100瓩以上未達500瓩	48,000	47,000	42,700	42,700	-9.15
	500瓩以上	46,600	45,700	41,500	41,500	-9.19
地面型	1瓩以上	52,000	51,000	42,200	42,200	-17.25
水面型	1瓩以上	58,000	57,000	48,200	48,200	-15.44

註：

- 1.屋頂型 $\geq 500\text{kW}$ 之設置成本參考107年 $\geq 100\text{kW} \sim < 500\text{kW}$ 及 $\geq 500\text{kW}$ 之設置成本差距2.77%進行估算。
- 2.因108年國際降幅於上半年全部反映，故第一期與第二期期初設置成本皆相同；上表中之降幅為**108年第二期期初設置成本與107年第二期期初設置成本相比之降幅**。
- 3.地面型**含特高壓系統者**，其期初設置成本為**45,200元/瓩**。
- 4.107年度1-20瓩之躉購費率考量綠能屋頂推動政策後，以相鄰級距費率差距進行調整躉購費率。

# 參、太陽光電

## 一、期初設置成本

### (三)資料參採說明

#### 1.以發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

依據參數資料參採選定原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，為有效反映市場實際成本現況，建議參考106年度與107年1月至5月之設備認定發票資料(共2,809筆)，且剔除過高過低及上下10%極端值後之設置成本並加以平均，各級距說明如下：

(1)**1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩**：設備認定發票資料皆為業者所提之市場實際成交價格，依據參數資料參採原則，皆納入資料參採對象，因此，容量級距**1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩**之第一期期初設置成本皆採納**設備認定發票資料**。

(2)**500瓩以上**：本年度未有新增案例，考量屋頂型500瓩以上與100~500瓩之設置條件、設置方式與規模相似，建議援用106年度審定會估算方式，以前一年度與**100~500瓩之成本差距2.77%**進行調整。

			原始資料				剔除極端值				平均數	
	類型	容量級距	案件	平均值 (元/瓩)	最高值 (元/瓩)	最低值 (元/瓩)	案件	平均值 (元/瓩)	最高值 (元/瓩)	最低值 (元/瓩)	未反映國 際降幅	反映國際降 幅後
106年	屋頂型	1-20瓩	812	55,979	79,412	20,238	650	57,605	71,724	30,350	57,658	57,658
		20-100瓩	489	45,372	77,658	20,004	391	45,601	62,987	23,922	45,299	43,374
		100-500瓩	490	43,621	79,574	20,058	392	43,345	63,018	24,514	43,501	41,652
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--	42,296	40,498
	地面型	1瓩以上	47	45,494	64,615	20,238	37	46,328	60,000	30,896	43,078	41,247
合計			1,838				1,470					
107.1-5	屋頂型	1-20瓩	93	57,122	79,582	20,170	75	58,120	72,372	35,758		
		20-100瓩	23	39,726	64,468	20,513	19	39,085	58,466	23,107		
		100-500瓩	17	49,305	72,652	35,722	13	48,210	60,256	41,764		
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--		
	地面型	1瓩以上	24	38,080	63,613	24,481	20	37,065	59,980	25,025		
合計			157				127					

註1：依據參數資料參採原則，僅就設備登記程序中成本發票提供總建置成本之資訊進行統計。

註2：考量成本合理性，剔除總建置成本低於僅含模組占比價格及2倍模組價格之數據(以107年度下半年各類型各級距期初設置成本之平均模組占比40%估算)。

# 參、太陽光電

## 一、期初設置成本

### (三)資料參採說明

#### (3)地面型：

A.106年度起，地面型期初設置成本係以屋頂型500瓩以上之設置成本為基準，外加整地(用於維護生態環境與景觀設計)、地質鑽探及併網等費用(2,949元/瓩)，108年度參採案例係以設備認定發票資料進行估算，應以包含上述費用，故不再以外加方式進行反映。

B.地面型(無特高壓系統)以認定發票資料進行估算：

地面型(無特高壓系統)：設備認定發票資料皆為業者所提之市場實際成交價格，依據參數資料參採原則，地面型期初設置成本則參採設備認定發票資料(43,078元/瓩)，續考量國際預估未來降幅後(4.25%)，108年度期初設置成本為41,247元/瓩。

C.特高壓系統成本：

(A)大規模設置案件考量電網佈建、工程技術及環境影響等因素，皆有設置升壓設備之可能，而目前已完工之地面型設置案多併接於11.4kV或22.8kV之電壓系統；考量未來配電等級之饋線容量不足時，需設置升壓設備併聯至輸電等級之特高壓系統，另依據資料樣本蒐集內涵及完整性，建議予以反映特高壓系統(161kV)之成本。

(B)特高壓系統(161kV)成本資料蒐集：依據蒐集資料，特高壓系統(161kV)成本占總成本比例介於7.1~10.59%，考量併網實務、工程便利性(自建、共用)及大型案場之規模經濟現象，建議以7.1%為計算基準。

D.地面型(含特高壓系統)：考量一定規模以上大型開發案件若無饋線則需升壓至特高壓系統，建議針對需建置特高壓系統者，可額外加計上述7.1%之成本，故108年度地面型(含特高壓系統)期初設置成本為44,176元/瓩(41,247\*1.071)。

#### (4)水面型(浮力式)：

考量107年度完工之設置案例未有發票得以佐證，故建議援用107年度審定會估算方式，即以地面型期初設置成本為基準，再加計衍生之成本費用6,000元/瓩，108年度期初設置成本為47,247元/瓩。

# 參、太陽光電

## 一、期初設置成本

### (三)資料參採說明

#### (5)其他成本費用

##### A.租金、農業回饋金：

(A)考量租金係於業者在申請設置太陽光電設備時，必須考量且應自行吸收之額外成本，另租金會依各案協商方式而有不同的租金費用，租金成本差異過大，不宜用來作為標竿值進行估算，故建議不考量個案地租金費用。

(B)有關農業回饋金部分係指農業用地進行地目變更，依據農業用地變更回饋金撥繳及分配利用辦法，考量該項費用並非所有設置案件皆會發生且每個區域的土地現值皆有所差異，故難以估算標竿數值，故建議不考量農業回饋金。

##### B.產品認證與開發成本：

產品認證與開發成本是業者在太陽光電設備研發與認證，必須考量且應自行吸收之額外成本，且非所有設置業者皆會產生該項費用，因此，不宜用來作為標竿值進行估算，故建議不考量產品認證與開發成本。

##### C.模組回收費用：

為加速健全太陽光電模組回收管理制度，參考現行日本與法國預估之成本，回收處理成本介於1~1.5元/W；此外，考量我國模組回收機制尚屬初期執行階段，故建議模組回收費用暫以每瓦1,000元進行估算，若未來有相關主責部會明訂回收成本或費率，則以相關規定辦理。

# 參、太陽光電

## 2. 國際預估未來成本發展趨勢

- (1) 蒐集Joint Research Centre of the European Commission、IEA及DECC等國際報告針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，國際預估2019年較2018年設置成本下降幅度介於4.04~4.66%，平均為4.25%。
- (2) 考量「綠能屋頂全民參與」之政策仍處推動階段，併同參酌107年度1-20瓩推動方式及業者意見，針對1-20瓩分散式屋頂級距部分，建議國際降幅不予以反映。
- (3) 考量我國太陽光電過往訂定兩期躉購費率，是為鼓勵業者盡早進入市場，惟此執行方式會造成業者及相關單位在6及12月趕工，進而產生工安意外，併同考量業者意見，建議108年度不區分上下二期反映國際降幅。

機構	年降幅 (%)	未來成本發展趨勢說明
Joint Research Centre of the European Commission(歐盟聯合研究中心)	4.15	依據歐盟聯合研究中心報告，預估住宅型裝置容量小於20瓩者，2015年設置成本每瓩為1,310歐元、2020年每瓩為1,100歐元，年降幅為4.15%。
	4.20	依據歐盟聯合研究中心報告，預估商業型裝置容量介於20至2,000瓩者，2015年設置成本每瓩為1,140歐元、2020年每瓩為920歐元，年降幅為4.20%。
	4.04	依據歐盟聯合研究中心報告，預估公用事業規模裝置容量大於10MW者，2015年設置成本每瓩為1,020歐元、2020年每瓩為830歐元，年降幅為4.04%。
IEA(國際能源總署)	4.36	歐洲2015年屋頂型設置成本每瓩為1,600美元、2020年每瓩為1,280美元，年降幅為4.36%。
	4.66	歐洲2015年大規模設置成本每瓩為1,320美元、2020年每瓩為1,040美元，年降幅為4.66%。
Department of Energy and Climate Change(能源與氣候變遷部)	4.33	依據英國能源與氣候變遷部報告，預估商業型裝置容量介於1,000~5,000瓩者，2015年設置成本每瓩為936歐元、2020年每瓩為750歐元，年降幅為4.33%。
	4.15	依據英國能源與氣候變遷部報告，預估商業型裝置容量大於5,000瓩者，2015年設置成本每瓩為900歐元、2020年每瓩為728歐元，年降幅為4.15%。
	4.12	依據英國能源與氣候變遷部報告，預估地面型裝置容量介於1,000~5,000瓩者，2015年設置成本每瓩為1,007歐元、2020年每瓩為816歐元，年降幅為4.11%。

資料來源：

1. Joint Research Centre of the European Commission (2018), "Cost development of low carbon energy technologies."
2. IEA(2016), World Energy Outlook 2016 - Power Generation Assumptions.
3. Department of Energy and Climate Change(2016), Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions..

# 參、太陽光電

## 一、期初設置成本

### (三)資料參採說明

#### 3.108年度期初設置成本估算

參採樣本為106年至107年5月底之設備登記發票資料，另考量我國推廣政策與推廣目標，另依據國際降幅(4.25%)進行估算後，加計模組回收費用(暫以每瓦1,000元估算)，結果如下：

	裝置容量級距 (瓩)	107年度第二期之 期初設置成本 (元/瓩)	108年度第二期之期 初設置成本 (元/瓩)	變動幅度 (%)
屋頂型	≥1 ~ < 20		58,700	--
	≥ 20 ~ < 100	50,500	44,400	-12.08
	≥ 100 ~ < 500	47,000	42,700	-9.15
	≥ 500	45,700	41,500	-9.19
地面型	≥1	51,000	42,200	-17.25
水面型 (浮力式)	≥1	57,000	48,200	-15.44

註：

- 1.屋頂型≥ 500kW之設置成本參考107年≥ 100kW ~ < 500kW及≥ 500kW之設置成本差距2.77%進行估算。
- 2.因108年國際降幅於上半年全部反映，故第一期與第二期期初設置成本皆相同，因此僅列出第二期期初設置成本；上表中之降幅為108年第二期期初設置成本與107年第二期期初設置成本相比之降幅。
- 3.地面型含特高壓系統者，其期初設置成本為45,200元/瓩。

# 參、太陽光電

## 二、年運轉維護費

(一)107年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)108年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	107年度審定會使用參數值 (%)	108年度分組會議建議數值 (%)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	3.41	3.69
	20瓩以上未達100瓩		
	100瓩以上未達500瓩		
	500瓩以上		
地面型	1瓩以上	2.33	2.98
水面型	1瓩以上	2.09	2.61

### (三)資料參採說明

- 太陽光電系統公會**：考量太陽光電系統公會所提資料為目前運轉維護市場上主要的執行模式(標準作業程序之運轉維護項目)，考量本年度資料蒐集結果，依據參數資料參採原則，建議參考太陽光電系統公會於106年度審定會所提資料及計算方式，另**屋頂型500瓩以上及地面型則以100-500瓩之資料進行估算**。
- 台電資料**：觀察過往蒐集台電設置案場資料，完工時間介於98-103年間，考量近年太陽光電設備技術進步，設備使用效能與市場運維模式的發展與改變，且為能使運維模式與目前市場發展狀況相符，建議**參採台電公司101年以後完工者之資料**，即參採**地面型**案例進行估算。
- 水面型**：考量實際設置業者未有提供相關統計資料或可佐證之資料，故建議維持107年度做法，即以**地面型之運轉維護費用進行估算**。
- 地面型(含特高壓系統)資料參採**：108年度未有實際設置案例與運轉維護費用，考量設置型態與規模，建議該級距108年度之運轉維護費用以**地面型之運轉維護費用進行估算**。

# 參、太陽光電

## 二、年運轉維護費

### (三)資料參採說明

- 5.近年天災颱風導致設備受損嚴重而產生額外的保險費用，故蒐集保險費用資料，採約300元/瓩進行估算。
- 6.108年度運轉維護費用金額採台電公司與太陽光電系統公會所提資料並加計保險費用進行估算，故建議108年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例屋頂型為3.69%、地面型為2.98%及水面型為2.61%。

類型	裝置容量級距(瓩)	108年度期初設置成本(元/瓩)	運轉維護費用(元/瓩)	占比(%)	各類型占比平均值(%)
屋頂型	≥1 ~ <20	58,700	2,286	3.89	3.69
	≥ 20~ < 100	44,400	1,689	3.80	
	≥ 100 ~ < 500	42,700	1,486	3.48	
	≥ 500	41,500	1,486	3.58	
地面型	≥1	42,200	1,256	2.98	2.98
水面型(浮力式)	≥1	48,200	1,256	2.61	2.61

註：地面型含特高壓系統者，其期初設置成本為45,200元/瓩，運轉維護費用占比為2.78%。

# 參、太陽光電

## 三、年售電量

(一)107年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)108年度分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩

(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，為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.觀察台電、工研院及電能補貼104與106年資料，**全臺灣場址**扣除異常值後平均年發電量為**1,215**度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為**1,183**度/瓩；**台中以南場址**扣除異常值後平均年發電量為**1,246**度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為**1,213**度/瓩。

全臺灣									
資料 年度	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採案 件	裝置容量 (kW)
104年	1,303	22	18,237.165	1,233	22	260.088	1,281	5,721	443,822.66
105年	1,186	22	18,236.355	1,090	18	97.101	1,197	8,271	644,276.96
106年	1,222	22	18,236.625	1,187	9	60.8	1,232	11,189	905,402.46
平均	1,237	--	--	1,170	--	--	1,237	--	--
台中以南									
104年	1,321	19	17,503.60	1,314	14	50.4	1,291	5,380	431,707.32
105年	1,199	19	17,503.60	1,158	11	35.00	1,206	7,828	624,503.16
106年	1,240	19	17,503.06	1,245	7	53.46	1,243	10,350	852,105.38
平均	1,253	--	--	1,239	--	--	1,247	--	--

- 3.依據上述計算結果，因與107年度審定會所採之**1,250度/瓩**差異不大，為引導資源有效利用，故建議太陽光電108年度之年售電量仍維持**1,250度/瓩**。

# 肆、風力發電

## 一、陸域型1瓩以上未達20瓩

### (一)期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：14.86萬元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：11.22萬元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)蒐集近3年(105-107年)國內案例資料共3筆，剔除1筆不具有經濟效益的地面型垂直軸樣本後，剩餘2筆資料由於合開相同發票，故將發票金額對半平分，計算期初設置成本為46,778元/瓩，考量成本過低應為發票檢附不全所致，故應視為極端值予以剔除。
- (2)考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(105-107年)海關設備進口資料，再根據進口的品項內涵將樣本分為三類，分別剔除上下極端值後，依國內外水平軸小型風機的成本結構占比資料(註\*)，推估期初設置成本，則三種樣態計算平均期初設置成本為112,228元/瓩。
- (3)根據美國能源部2017年發布之報告，指出美國小型風力機的設置成本在2012-2015年期間呈下降趨勢，但成本在2016年已趨平穩。
- (4)綜上，建議108年度採海關設備進口資料推估之平均期初設置成本，即11.22萬元/瓩。

註\*：依不同出口品項內涵分為3種樣態，出口成本占期初設置成本比例分別為22.95%、29.54%及61.98%，平均計算3種樣態之成本即為112,228元/瓩，詳細計算方式請詳附件。

# 肆、風力發電

## 一、陸域型1瓩以上未達20瓩

### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.43%，即2,122元/瓩。

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.80%，即2,016元/瓩。

### 3.資料參採說明

#### (1)國內資料：

A.經查證A場址103年提供資料，其9kW小型風機的20年維護合約費用為17.1萬元(未含零件更換)，相當於每年維護合約費用為950元/瓩。<sup>註</sup>

B.小風機變流器於20年期間大約需更換2次，故蒐集2018年小風機變流器成本資料8筆，剔除上下極端值共2筆後，計算平均為7,280元/瓩，即平均每年設備更換費用為728元/瓩(7,280×2÷20)。

C.根據業者105年提供產險資料，考量火災險、颱風及洪水險，每年保險費為842元/瓩。

D.綜上，以A場址9kW小型風機的20年維護合約費用950元/瓩為基礎，並考量平均每年設備汰換成本728元/瓩及保險費842元/瓩後，年運轉維護費為2,520元/瓩。

(2)國外資料：蒐集2016-2018年美國資料共4筆，計算小型風機的年運轉維護費平均為1,511元/瓩。

(3)考量國內案例資料數量較少，故將國內外資料平均，則年運轉維護費為2,016元/瓩，按108年度期初設置成本建議數值11.22萬元/瓩計算，則占期初設置成本比例為1.80%。

# 肆、風力發電

## 一、陸域型1瓩以上未達20瓩

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：1,650度/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)蒐集104-106年國內小型風電躉購期間較完整案件共有7件，剔除3件數值過低之極端樣本後，共剩餘4件，計算平均年售電量約1,048度/瓩。
- (2)考量國內樣本數較少，故建議參採國外資料，將日本及美國資料進行平均，做為參數參採基礎，則年發電量約為1,862度/瓩。
- (3)建議應以較高標準引導發電效率提升，若以國外資料計算，年售電量可調整為1,850度/瓩，惟基於鼓勵設置，建議108年度小型風機的年售電量維持1,650度/瓩。

# 肆、風力發電

## 二、陸域型20瓩以上

### (一)期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：**5.57萬元/瓩**(無安裝或具備LVRT者為5.47萬元/瓩)

2.108年度分組會議共同意見建議數值：**4.86萬元/瓩**(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)

### 3.資料參採說明

- (1)國內近3年只有民營業者有設置案，目前尚未提供成本及佐證資料。
- (2)考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(105-107年)海關進口成本資料，並根據108年度第一次審定會決議之躉購費率審定原則，建議選取相對具有經濟效益之樣本，故剔除其中1筆進口1部900kW機組之樣本後，以風力機組占設置成本比例估計期初設置成本，則裝置容量加權平均成本為**50,714元/瓩**。
- (3)根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測，陸域大型風場於2020年商轉之期初設置成本約**46,879元/瓩**，且2016~2020年的年均成本降幅約0.60%。
- (4)考量業者簽約至風場完工的時間通常相隔1~2年，故建議海關資料推估之成本50,714元/瓩，另根據國際成本降幅0.60%，估計2020年商轉之期初設置成本約**50,410元/瓩**。
- (5)綜上，將海關進口成本推估資料與國外預測2020年的成本資料一起平均，則期初設置成本為**4.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)**。

註：自民國97年以後國內多半皆進口配備LVRT(低電壓持續運轉能力設備)功能之風力機組，且該配備之成本約0.1萬元/瓩，故自102年度起，陸域大型風電未安裝或具備LVRT者，期初設置成本將扣除相關成本0.1萬元/瓩。

# 肆、風力發電

## 二、陸域型20瓩以上

### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.23% (無安裝或具備LVRT者為3.29%)，即1,800元/瓩。

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本4.89%(無安裝或具備LVRT者為5.00%)，即2,378元/瓩。

### 3.資料參採說明

(1)蒐集台電公司106年各風場的保修合約及自行負擔運轉維護費資料共20筆，剔除上下極端值共4筆後，以106年發電量資料換算發電量加權運轉維護費為0.9051元/度，於考量物價上漲因素2%下，計算20年均化後之運轉維護費為1.0995元/度。

(2)根據民營業者提供所屬子公司長期保修合約費用及104年運轉維護費相關財報資料，經調整全年平均運轉機組數，重新計算保修費用，並剔除未明確佐證之手寫數值及其他雜費後，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，計算20年均化之運轉維護費為0.8321元/度(包含20年均化之地方回饋金0.0148元/度)。

(3)過往台電公司或民營電廠已有針對電廠周圍居民支付協助金或回饋金，考量電力開發協助金係其法制化之結果，故應避免重複計算類似費用，此外，「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」尚未正式公告，故待提撥比例明確後，業者可依循相關規定辦理。

(4)將台電公司與民營業者資料平均計算20年均化後之運轉維護費為0.9510元/度(已剔除地方回饋金0.0148元/度)，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,378元/瓩，按108年度期初設置成本建議數值4.86萬元/瓩計算，建議108年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為4.89%(無安裝或具備LVRT者為5.00%)。

註：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，據以計算每發一度電所需負擔之運轉維護費。

# 肆、風力發電

## 二、陸域型20瓩以上

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：2,300度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：2,500度/瓩

### 3.資料參採說明

(1)根據國內100年以後商轉之風場資料，104~106年台電公司平均年發電量為2,780度/瓩，民營業者平均年發電量為2,275度/瓩，兩者平均為2,527度/瓩。

(2)民營風場因塔架高度較低的緣故，導致年發電量低於台電風場。

(3)美國能源部(U.S. Department of Energy, 2017)報告指出近年藉由提高風機塔架高度及葉片長度，仍可使風力發電的容量因數持續增加。

資料來源：U.S. Department of Energy (2017), “2016 Wind Technologies Market Report.”

(4)建議108年度陸域大型風力發電的年售電量可調整為2,500度/瓩，藉由設定年售電量標竿值來引導廠商將設備及技術升級。

# 肆、風力發電

## 三、離岸型

### (一) 期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：17.50萬元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：13.57萬元/瓩

#### 3. 資料參採說明：

- (1) 預期遴選場址的風力機規格、設置規模及開發環境條件均與示範風場存有顯著差異，故建議應以國外類似條件的技術規格、成本資料或最新的成本預測資訊作為參數估算基礎。
- (2) 由於國外的風場開發成本及併網成本包含個案的保險費用、土地租金、稅務雜支及規費，基於避免成本重複計算，建議國外成本資料不再加計國產署公告之土地償金及上述成本項目。
- (3) 蒐集英國歷年案例，並參採1筆2017年完工使用8MW風機之樣本資料，其設置成本約153,341元/瓩(包含併網成本)，且根據英國電力市場監管機關(Ofgem)公布的離岸風場輸電系統競價資訊，平均併網成本約28,005元/瓩。
- (4) 另蒐集3筆歐洲預計2019~2021年完工並規劃使用8MW以上風機之樣本資料，目前揭露之專案成本(未含併網成本)介於80,766~103,842元/瓩，若加計英國的平均併網成本28,005元/瓩後，期初設置成本約108,771~131,847元/瓩(包含併網成本)。
- (5) 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測，離岸風場於2020年商轉之期初設置成本約109,862元/瓩(不含併網成本)，加計英國的平均併網成本28,005元/瓩後，期初設置成本約137,867元/瓩(包含併網成本)。此外，依報告預測成本推算2016~2020年的年均成本降幅約3.13%，2021~2030年的年均成本降幅約0.43%。

## 肆、風力發電

(6) 考量部分遴選場址的完工年度比上述樣本更晚，故建議考量國際成本降幅，2016~2020年以國際成本降幅3.13%調整，2021~2030年以國際成本降幅0.43%調整，推估上述樣本在113年以前的各年度完工成本。

年度		106	107	108	109	110	111	112	113
年均成本降幅 (%)		3.13				0.43			
期初設置成本 (元/瓩)	英國：burbo bank extension	153,341	148,541	143,892	139,388	138,789	138,192	137,598	137,006
	德國：Borkum Riffgrund 2	--	--	131,847	127,720	127,171	126,624	126,080	125,538
	丹麥：Horns Rev 3	--	--	--	119,295	118,782	118,271	117,763	117,256
	丹麥：Kriegers Flak	--	--	--	--	108,771	108,303	107,838	107,374
	預測報告成本	--	--	--	137,867	137,274	136,684	136,096	135,511
平均成本 (元/瓩)		153,341	148,541	137,870	131,068	126,157	125,615	125,075	124,537

(7) 近年離岸風電技術及成本變化快速，建議可以目前預估113年完工成本作為遴選案的標竿值，計算5個樣本的平均成本為124,537元/瓩(包含併網成本)，另考量我國離岸風電期初設置成本與國外資料在內涵上的差異，加計新估算之漁業補償成本1,210元/瓩(以105年漁業署年報資料推估)、除役成本4,000元/瓩(國產署公告辦法)及加強電力網成本5,983元/瓩(已核定)後，期初設置成本為13.57萬元/瓩。

# 肆、風力發電

## 三、離岸型

### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.28%，即5,735元/瓩。

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.54%，即4,802元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)考量示範風場的風力機規格、設置規模及開發環境條件均與遴選場址存有顯著差異，且業者財務評估資料的佐證文件亦非實際發生金額，故建議108年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2)由於國外的風場運維成本可能已包含保險費用、土地租金、稅務雜支及規費，基於避免成本重複計算，建議國外成本資料不再加計國產署公告之土地償金及上述成本項目。
- (3)蒐集2015~2018年國外年運轉維護費資料共10筆，其中NREL報告數據已更新，故剔除2筆舊數據，另再剔除上下2筆極端值後，剩餘6筆資料，考量物價上漲率2%下，平均計算20年均化後之年運轉維護費為4,802元/瓩。
- (4)有關「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」尚未正式公告，故待提撥比例明確後，業者可依循相關規定辦理
- (5)建議108年度年運轉維護費維持以國外資料做為參數計算基礎，採4,802元/瓩，按108年度期初設置成本建議數值13.57萬元/瓩計算，建議108年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.54%。

# 肆、風力發電

## 三、離岸型

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：3,600度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：3,600度/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)澎湖風場91~106年的平均年發電量約3,538度/瓩，且離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場，故年售電量參數不應低於3,600度/瓩。
- (2)澎湖風場新建工程之風機需進行「性能輸出」試驗，經空氣密度差異修正後，並以軟體計算年總發電量(發電機輸出端)，當數據比保證年總發電量的97%少時，須繳納設備性能違約金，每少1度扣繳新台幣50元，故其保證年總發電量3,867度/瓩具有參考價值，若另行考量電力線損比例2.859%後，概估年售電量約3,756度/瓩。
- (3)以台電公司海氣象觀測塔的測風數據推估滿發小時數約3,836小時/年，另參考國內2架4MW示範機組於106年2月併聯至107年7月間的實際售電資料，其中21號機組的發電狀況較穩定，年均發電量約3,597度/瓩，故未來遴選場址的年售電量不應低於3,600度/瓩。
- (4)考量風力機大型化趨勢及發電技術之進步，均有助於提高未來風力機的發電效率，故基於現階段國內實際數據及反映未來技術進步及我國風場條件，建議108年度年售電量參數可維持107年度數值採3,600度/瓩，配合設計控管機制，即須以3,600度/瓩計算20年總售電量，當實際售電超過總售電量後，則改以108年度下限費率躉購。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能-無厭氧消化設備

### (一) 期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：5.7萬/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：5.7萬元/瓩

### 3.資料參採說明

(1)本年度國內無新增無厭氧消化設備期初設置成本資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用107年度審定會參採數值。

(2)根據DECC(2016)報告預估生質能無厭氧消化設備期初設置成本變化趨勢為0%，故原則同意108年度期初設置成本援用107年度水準，即為5.7萬元/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能-無厭氧消化設備

### (二) 年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)本年度國內無新增無厭氧消化設備運轉維護資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用107年度審定會參採數值。
- (2)考量援用107年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意108年度生質能無厭氧消化設備年運轉維護費維持107年度水準，即7,395元/瓩，考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之運轉維護費為8,984元/瓩，占108年度審定會建議之期初設置成本5.7萬元/瓩之比例為15.76%。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能-無厭氧消化設備

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：5,300度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：5,300度/瓩

### 3.資料參採說明

(1)本年度國內無新增無厭氧消化設備年售電量資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用107年度審定會之參採數值。

(2)為反映國內實際發展現況，故原則同意108年度生質能無厭氧消化設備年售電量援用107年度水準，即為5,300度/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能-有厭氧消化設備

### (一)有厭氧消化設備-期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：20.83萬元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：22.17萬元/瓩

### 3.資料參採說明

(1)蒐集國內近三年期初設置成本資料共12筆，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」，剔除未提供成本資料且設備登記發票內涵不完整資料4筆及案場仍在建置中資料2筆案例後，參採其餘6筆實際發生之期初設置成本資料，計算平均單位期初設置成本為22.34萬元/瓩，如下表所示：

標號	資料提供年度	總裝置容量(瓩)	厭氧消化設備成本(萬元)	純化系統費用(萬元)	發電機成本費用(萬元)	發電機相關費用(萬元)	其他費用(萬元)	資料來源
1	105	335	3,038	1,450	1,500	805	350	A公司
2	106	195	1,769	558	990	515	10	B公司
3	106	65	623	489	374	88	10	C公司
4	106	65	623	367	374	88	10	C公司
5	107	65	623	295	374	138	9	C公司
6	107	130	276	160	1,989	487	208	D公司
平均單位成本			8.17	4.35	7.02	2.27	0.52	

註1：上述計算之總合與細項和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

註2：標號1及標號2以9.07萬元/瓩乘以裝置容量計算厭氧消化設備成本；標號3、4、5以9.59萬元/瓩乘以裝置容量計算厭氧消化設備成本；標號6厭氧消化設備成本為業者實際提供之資料。

(2)歐盟聯合研究中心及IEA預估生質能發電期初設置成本降幅介於0.40~1.12%間，平均降幅為0.76%。考量目前國內運轉實例逐年增加且市場規模逐漸擴大，基於引導技術進步，建議參考國際趨勢調降，即108年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為22.17萬元/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能-有厭氧消化設備

### (二)有厭氧消化設備-年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本7.34%，即15,283元/吨

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本6.95%，即15,407元/吨

### 3.資料參採說明

- (1)蒐集國內近三年年運轉維護費資料共9筆，剔除觀摩性案場、設備故障頻繁、設備不相容及運轉未滿一年，致無法反映實際運轉狀況等資料後，參採其餘3筆實際發生之年運轉維護費資料。
- (2)經試算，平均年運轉維護費為12,682元/吨，考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為15,407元/吨，占108年度審定會建議之期初設置成本22.17萬元/吨下之比例為6.95%。
- (3)考量國際運轉維護費資料差異甚大，故原則同意以國內資料為主，即108年度生質能有厭氧消化設備年運轉維護費占期初設置成本比例為6.95%。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 一、生質能-有厭氧消化設備

### (三) 年售電量

1.107年度審定會使用參數值：6,450度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：6,600度/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)本年度蒐集國內8筆實際運轉之沼氣發電廠實際年發電時數資料，惟考量因設備問題、料源或沼氣產量不足，併或其他多元利用(如製冷供熱)及運轉時數過低等因素致發電量過低，無法真實反映實際運轉情況。
- (2)參考經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」之補助款領取條件，其中包含單月容量因數達75%，參考申請補助廠商B公司的發電資料，其在104年已達標，106年更達成各月份容量因數均75%以上且全年運轉時數達6,599度/瓩，顯示補助作業要點之作法，對於促使業者提高發電量確有成效。
- (3)為持續引導高效率機組於市場上使用，提升國內案場沼氣發電效率，以6,600度/瓩為年售電量之標竿值，原則同意108年度生質能有厭氧消化設備之年售電量，即為6,600度/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 二、廢棄物

### (一)期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：8.02萬元/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)本年度國內無新增廢棄物發電期初設置成本資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，援用107年度審定會參採數值。
- (2)根據英國DECC預估，廢棄物發電期初設置成本年平均降幅約為0.29%。考量為鼓勵業者設置及推廣目標達成，決議不依國際趨勢調降，即108年度廢棄物發電期初設置成本援用107年度水準，即為8.02萬元/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 二、廢棄物

### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本26.77%，即21,468元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本26.77%，即21,468元/瓩

### 3.資料蒐集及分析

(1)年運轉維護費係由「操作維護費」與「燃料成本」組成，說明如下：

A.操作維護費係根據行政院環保署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」中，第一部份「垃圾焚化場轉型為生質能源中心」規劃之「政策方案三—RDF專燒發電案例」所計算，為5,499元/瓩。

B.燃料成本係根據107年度審定會中，屏東縣A示範廠提供之固態衍生性生質燃料資料所計算，為12,172元/瓩。

C.綜上，將操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,671元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費為21,468元/瓩，占108年度審定會建議之期初設置成本8.02萬元/瓩下之比例為26.77%。

(2)考量為反映國內實際發展現況，故原則同意以國內資料為主，即108年度廢棄物發電年運轉維護費占期初設置成本比例為26.77%。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 二、廢棄物

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：7,200度/瓩

#### 3.資料參採說明

本年度國內無新增案例，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近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」，故原則同意108年度廢棄物發電年售電量援用107年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 三、川流式水力

### (一) 期初設置成本

1. 107年度審定會使用參數值：10.38萬元/瓩

2. 108年度分組會議共同意見建議數值：10.38萬元/瓩

#### 3. 資料參採說明

- (1) 蒐集近三年(105-107)國內資料共4筆，其中民營業者提供之成本數據，包括實驗經驗與估算值、後續申請電廠時會重新報價，以及目前正在施工，業者表示完工後再行提供成本資料，因此建議暫不參採；A電廠\*為國內目前唯一完工運轉之水力電廠，期初設置成本為103,759元/瓩；另台電公司於可行性評估時，成本預估較為寬鬆且與決標金額有顯著差異，為避免高估期初設置成本，故建議暫不參採。
- (2) 根據歐盟聯合研究中心(2018)、IEA(2016)與DECC(2016)之預測，未來水力發電期初設置成本變化趨勢大致保持平穩或無變動。
- (3) 綜上，考量國際機構皆預估水力發電之期初設置成本變化趨勢應屬持平，且A電廠為我國近年實際設置案例，依據參數參採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，故建議108年度期初設置成本為10.38萬元/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 三、川流式水力

### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本 2.59%，即2,689元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.72%，即2,825元/瓩

#### 3.資料蒐集及分析

(1)考量水力發電機組運轉易受水量豐枯、含沙量、設備磨耗等因素影響，為避免參數波動過大，應觀察長期而非單一年度資料，因此建議依循107年度作法，同時考量3年的資料。

(2)蒐集近3年台電公司裝置容量小於2MW之川流式水力各機組產生之運轉維護費用，包含一般定期維修及年度機組大修\*，加總後求得單位年運轉維護費用為2,325元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後年運轉維護費用為2,825元/瓩。

(3)根據IRENA(2018)資料，水力發電年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1~4%之間；蒐集近3年國外資料，年運轉維護費介於1,212~14,688元/瓩，占期初設置成本比例介於0.7~3.58%。

(4)綜上，考量各國水文、地理條件等差異，且我國參採數值介於國際資料範圍內，故建議以國內實際資料為主，即108年度年運轉維護費於期初設置成本10.38萬元/瓩下，占比為2.72%。

\*一般維修除定期更換/清潔零組件外，亦檢視各機組實際運作情況，排定機組大修時程。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 三、川流式水力

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：4,000度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：4,000度/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)考量水力發電易受水量豐枯影響，導致部分機組年淨發電量銳減，為削減枯水年與機組大修等因素對發電量之影響，故建議應觀察長期(約3~5年)年淨發電量變化之資料較為妥適。
- (2)蒐集台電公司及民營電廠之川流式水力年發電量資料(裝置容量不及2MW場址之資料)，並觀察3~5年平均單位運轉時數之變化，其結果分別為3,942度/瓩、3,982度/瓩、4,051度/瓩，長期下平均單位年運轉時數變化略趨於穩定。
- (3)蒐集近三年國際2MW以下之水力發電量資料，其年運轉時數介於2,628-5,230度/瓩之間，惟考量各國水文、地理條件等差異，因此建議以國內資料為主，併同考量3~5年平均發電量估算結果，與107年度審定會參採數值相近，故108年度川流水力發電援用107年度之水準，即4,000度/瓩。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 四、地熱能

### (一) 期初設置成本

1. 107年度審定會使用參數值：27.86萬元/瓩

2. 108年度分組會議共同意見建議數值：27.86萬元/瓩

### 3. 資料參採說明

(1) 本年度無新增資料，依據參採原則「以近3年資料為主要優先」，剔除兩筆資料後，期初設置成本為27.23萬元/瓩，考量國內地熱電廠尚未設置完成，且計算結果與107年度審定會參採數值相近，基於鼓勵業者設置，建議本年度援用107年度之水準\*，其計算方式說明如下：

A. 產能探勘成本：以106年度審定會決議之B評估案為產能探勘成本\*\* 乘上各評估案例之井數進行估算，平均為1.67萬元/瓩。

B. 鑽井成本：以最新鑽井成本\*\*\* 乘上各評估案例之井深、井數進行估算，平均為12.50萬元/瓩。

C. 發電機設備成本：依各評估案提供之數據，平均為13.69萬元/瓩。

D. 綜上，期初設置成本為27.86萬元/瓩。

(2) 根據歐盟聯合研究中心、IEA與DECC報告皆預估地熱發電期初設置成本因技術發展成熟，未來將呈現小幅下降趨勢，但考量國內尚無運轉案例，因此建議不依國際趨勢調降，故108年度期初設置成本仍援用107年度之水準為27.86萬元/瓩。

\*4筆評估案例分別為工研院2筆評估案例(A案、B案)、台電公司C試驗性計畫，以及D公司。

\*\*106年度審定會決議以B案最大開發潛能的10MW方案為當年度產能探勘成本，即每口井產能探勘成本為625萬元。

\*\*\*鑽井成本：1-600公尺平均2.10萬元/公尺；600-1,300公尺平均2.43萬元/公尺；1,300-2,500公尺平均5.37萬元/公尺。其中1-600公尺與600-1,300公尺鑽井成本為工研院B案實際鑽井成本；2,500公尺鑽井成本為E計畫下之報價資訊。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 四、地熱能

### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.74%，即10,431元/瓩

#### 3.資料參採說明

- (1)年運轉維護費用歷年均參採工研院評估資料，本年度亦同樣採用工研院105年度B評估案數據，即8,323元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩。
- (2)溫泉取用費：援用107年度審定會估算方式，係依據溫泉取用費徵收費率及使用辦法第三條—「回注至100公尺範圍內之原地層達90%」的溫泉取用費，且考量該費用屬於規費，因此不隨物價調整，經計算後為每瓩溫泉取用費為320元。(0.5元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩)
- (3)綜上，108年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後共10,431元/瓩，併同考量國內外地質條件與開發潛力差異，故建議以國內最新評估資料為主，即108年度年運轉維護費用於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

# 伍、生質能及其他再生能源發電

## 四、地熱能

### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.108年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩

### 3.資料參採說明

- (1)蒐集近三年(105-107)評估案例，其中本年度新增之E公司於107年3月2日完成併聯，惟目前尚無完整年度發電資料；D公司提供之案件則無年發電量的評估資料，因此建議上述案例暫不參採；另工研院B評估案容量因數為73.6%，年運轉時數為6,447度/瓩。
- (2)蒐集近3年國際資料，其年售電量介於5,782~8,295度/瓩(容量因數介於66~94.7%之間)，平均為7,359度/瓩。
- (3)考量我國尚無實際運轉實績，且各國地質條件及開發潛力不同，建議以國內評估資料為主，且為鼓勵業者投資，故108年度年售電量援用107年度之水準，即6,400度/瓩。

# 陸、108年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

## 一、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)	
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	≥1~<20	<u>58,700</u>	<u>58,700</u>	<u>3.69</u> (3.41)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)	
		≥20~<100	<u>44,400</u> (51,600)	<u>44,400</u> (50,500)				
		≥100~<500	<u>42,700</u> (48,000)	<u>42,700</u> (47,000)				
		≥500	<u>41,500</u> (46,600)	<u>41,500</u> (45,700)				
	地面型	≥1	無建置特高壓系統者	<u>42,200</u> (52,000)	<u>42,200</u> (51,000)			<u>2.98</u> (2.33)
			有建置特高壓系統者	<u>45,200</u>	<u>45,200</u>			<u>2.78</u>
	水面型		≥1	<u>48,200</u> (58,000)	<u>48,200</u> (57,000)			<u>2.61</u> (2.09)

註：1. ()內數字為107年度參採數值。

2.107年度1-20瓩之躉購費率考量綠能屋頂推動政策後，以相鄰級距費率差距進行調整躉購費率。

# 陸、108年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

## 二、再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率計算公式使用參數

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)	
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$	<u>112,200</u> (148,600)	<u>1.80</u> (1.43)	1,650 (1,650)	20 (20)	
		$\geq 20$	有安裝或具備 LVRT者	<u>48,600</u> (55,700)	<u>4.89</u> (3.23)		<u>2,500</u> (2,300)
			無安裝或具備 LVRT者	<u>47,600</u> (54,700)	<u>5.00</u> (3.29)		
	離岸	$\geq 1$	<u>135,700</u> (175,000)	<u>3.54</u> (3.28)	3,600 (3,600)		
生質能	無厭氧消 化設備	$\geq 1$	57,000 (57,000)	15.76 (15.76)	5,300 (5,300)		
	有厭氧消 化設備	$\geq 1$	<u>221,700</u> (208,300)	<u>6.95</u> (7.34)	<u>6,600</u> (6,450)		
川流式 水力	無區分	$\geq 1$	103,800 (103,800)	<u>2.72</u> (2.59)	4,000 (4,000)		
地熱	無區分	$\geq 1$	278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)		
廢棄物	無區分	$\geq 1$	80,200 (80,200)	26.77 (26.77)	7,200 (7,200)		

註1：()內數字為107年度實際數值。

註2：107年度陸域風電的費率級距區分為1瓩以上不及30瓩與30瓩以上。

附件5：  
「平均資金成本率」使用參數建議

# 壹、平均資金成本率

一、107年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；  
離岸風力 6.05%

二、108年度第2次審定會建議數值：一般能源別 5.25%；  
離岸風力：6.05%

## 三、資料參採說明

### (一)公式說明

- 1.平均資金成本率（WACC）係為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，用以反映業者開發案件所需之整體投資資金。
- 2.WACC受四項參數影響，即無風險利率、外借資金及自有資金比例、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬，計算公式如下：

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = (R_f + \alpha) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

其中， $W_0 + W_I = 1$ ； $W_0$ 為外借資金比例； $W_I$ 為自有資金比例； $R_0$ 為外借資金利率（ $R_0 = R_f + \alpha$ ）； $R_I$ 為自有資金報酬率（ $R_I = R_f + \alpha + \beta$ ）； $R_f$ 為無風險利率； $\alpha$ 為銀行信用風險加碼； $\beta$ 為風險溢酬

- (1)無風險利率：係以該國資本市場風險最低之標的為主，為一項沒有風險的投資可得到之投資報酬率。
- (2)外借資金及自有資金比例：根據企業融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估。
- (3)銀行信用風險加碼：根據企業信用評等及利息保障倍數或投資計畫之風險高低等進行評估。
- (4)風險溢酬：風險溢酬的高低與事業經營風險關係密切，惟數值高低為投資者主觀看法，市場上無一定標準，故以與所投資事業經營型態之相似案例為比較基礎，據以評估風險溢酬。

# 壹、平均資金成本率

## (二)參數資料蒐集說明

### 1.無風險利率

#### (1)國內資料

- A.無風險利率變動趨勢與各國經濟環境關係密切，考量躉購年限為20年，建議以長期穩定及避免數值波動過大之中長期利率指標中央銀行10年期政府公債殖利率為參採標的，併考量早年度政經情況與現況差異過大，為適時反映我國當前經濟情勢，建議以近三年數值估算較為合宜。
- B.企業對外投資多會面臨匯率及利率波動等市場風險，而金融市場亦發展出多項金融避險工具，協助企業向銀行貸款時，利用避險工具規避利率與匯率波動風險。
- C.綜上，中央銀行10年期政府公債已反映中長期利率表現，且企業向銀行貸款取得資金時多會加購避險工具規避市場風險，因此建議無風險利率之參採標準與過去審定會一致，以近三年中央銀行10年期政府公債殖利率平均值作為無風險利率之參採數值，即民國105年至107年(1-6)月平均值0.97%。

#### (2)國外資料

蒐集近三年歐元區10年期公債殖利率資料，計算2016年至2018年6月公債殖利率平均數值為2.29%。

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2016年平均	2.04	<a href="http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y">http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y</a>
2017年平均	2.53	
2018年1~6月平均	2.33	
2016年~2018年6月平均	2.29	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，且中央銀行10年期政府公債已反映中長期之經濟情勢，故建議108年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為0.97%。

# 壹、平均資金成本率

## 2.外借資金及自有資金比例

### (1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

#### A.國內資料

根據107年度國內金融機構回函資料顯示，國內投資太陽光電設施的貸款成數多介於70%~80%間；川流式水力貸款成數約70%。

#### B.國外資料

(A)根據Bloomberg(2017)報告，OECD國家投資太陽光電、陸域風力之外借資金比例介於75%~80%之間。

(B)根據Fraunhofer ISE(2018)報告，德國投資太陽光電、陸域風力、生質能(沼氣)之外借資金比例約在80%。

### (2)離岸風力

#### A.國內資料

根據107年國內金融機構回函資料及離岸風力遴選廠商財務規劃資料顯示，投資離岸風電設施的貸款成數介於65%~75%之間。

#### B.國外資料

(A)根據Bloomberg(2017)、Fraunhofer ISE(2018)報告，英國、德國投資離岸風力之外借資金及自有資金比例為70%：30%。

(B)Green Giraffe(2018)針對歷年投資歐洲離岸風電之融資比例進行統計，顯示離岸風電之貸款成數已從65%(2009~2011年)提高至75%(2016~2017年)



**綜合國內外案例，一般再生能源及離岸風力之外借資金比例接近70%，建議108年度一般再生能源及離岸風力之外借與自有資金比例設定為70%：30%。**

# 壹、平均資金成本率

## 3.銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

### (1) 國內資料

A.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，評估方式說明如下：

(A)利息保障倍數：利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，國內外銀行對新興投資計畫會要求利息保障倍數須在2.5倍，約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 $\alpha$ 風險介於1.5%至2.0%。

(B)公司債與政府公債利差：以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差可作為風險加碼的參考範圍，故以105-107年1-6月twBBB公司債利率平均值扣掉105-107年1-6月無風險利率平均值，得風險加碼為1.27%。

(C)國內金融機構與業者回函資料：

a.銀行提供部分太陽光電融資案之信用風險加碼介於1.00-2.50%之間。

b.根據銀行及業者回函太陽光電、川流式水力之融資利率介於1.60-3.50%，扣除無風險利率(0.97%)後，推估信用風險加碼介於0.63-2.53%。

c.銀行回函離岸風電融資利率為3.75%以上，扣除無風險利率(0.97%)後，推估離岸風電信用風險加碼至少大於2.78%。

B.綜合國內資料，一般再生能源銀行融資信用風險加碼介於0.63-2.53%；離岸風電信用風險加碼又較一般再生能源高。

# 壹、平均資金成本率

## 3.銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

### (2) 國外資料

A.一般再生能源：蒐集國外10筆外借資金報酬率資料，剔除上下各1筆極端值後，計算平均外借資金報酬率為5.04%，減去近3年歐元區10年期公債殖利率平均值2.29%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.75%。

國家	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	4.50	Fraunhofer ISE(2016), Electricity cost from renewable energy technologies in Egypt.
比利時	陸域風力	5.90	
芬蘭	陸域風力	5.60	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
丹麥	陸域風力	5.60	
西班牙	陸域風力	8.30 (7.90-8.30)	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
英國	陸域風力	4.00	Glasgow(2017),Onshore wind conference and exhibition.
歐洲	太陽光電	8.00	Lazard(2017),Levelized cost of energy.
英國	太陽光電	2.90	Bloomberg(2017),Global renewables investment.
英國	生質能	3.20	Bloomberg(2017),Global renewables investment.
德國	太陽光電	3.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.



建議108年度一般再生能源的信用風險加碼可以2.75%作為最大值。

# 壹、平均資金成本率

## 3.銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

### (2) 國外資料

B.離岸風力：蒐集國外10筆外借資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均外借資金報酬率為5.16%，減去近3年歐元區10年期公債殖利率平均值2.29%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.87%。

國家	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
荷蘭	離岸風力	6.80	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
-	離岸風力	5.00	IEA(2016),Wind Task 26.
歐洲	離岸風力	5.00	NREL(2016/17),Cost of wind energy reviews.
德國	離岸風力	3.00	Green Giraffe(2017),Project finance for German offshore wind.
歐洲	離岸風力	6.00	Green Giraffe(2017),Financing offshore wind.
西班牙	離岸風力	6.00	OMAE(2017),Evaluation of an offshore floating wind power project on the Galician coast.
英國	離岸風力	9.00	Malardalens(2017),Economic modelling of floating offshore wind power
歐洲	離岸風力	4.00	NREL(2016/17),Cost of wind energy reviews.
荷蘭	離岸風力	2.50	TKI Wind op Zee(2017),Offshore wind cost reduction progress assessment
德國	離岸風力	5.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.



建議108年度離岸風力的信用風險加碼採可以2.87%作為最大值。

# 壹、平均資金成本率

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)

(1)一般再生能源：蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均自有資金報酬率為9.80%，減去國外平均外借資金報酬率5.04%後，推估業者風險溢酬為**4.76%**。

國家	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	9.00	Fraunhofer ISE(2016),Electricity cost from renewable energy technologies in Egypt.
英國	陸域風力	10.40	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
比利時	陸域風力	10.80	
芬蘭	陸域風力	11.00	
丹麥	陸域風力	11.20	
美國	太陽光電	13.40	SERIS(2017),Economic and financial feasibility of PV projects.
英國	太陽光電	12.00 (10.00-14.00)	Glasgow(2017),Onshore wind conference and exhibition.
德國	太陽光電	7.00	UNDP(2017),Derisking Renewable Energy Investment.
德國	太陽光電	6.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.
德國	陸域風力	7.00	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，參考國外相似案例，建議108年度一般再生能源之 $\beta$ 風險採國外數值為**4.76%**。

# 壹、平均資金成本率

## 4.業者風險溢酬( $\beta$ 風險)

(2)離岸風力：蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均自有資金報酬率為12.36%，減去國外平均外借資金報酬率5.16%後，推估業者風險溢酬為**7.20%**。

國家	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
比利時	離岸風力	13.30 (12.80-13.80)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
英國	離岸風力	13 (9.00-17.00)	
-	離岸風力	15.00	IEA (2016), Wind Task 26
歐洲	離岸風力	12.00	NREL(2016), Cost of wind energy reviews
歐洲	離岸風力	13.00	NREL(2016), Annual Technology baseline(ATB)
西班牙	離岸風力	10.80	OMAE(2017)Evaluation of an offshore floating wind power project on the Galician coast.
英國	離岸風力	10.90	PwC(2017), Estimating the cost of capital for H7.
英國	離岸風力	11.20	Malardalens(2017), Economic modelling of floating offshore wind power.
英國	離岸風力	14.70	TRIC(2018),Annual Results Presentation.
德國	離岸風力	6.00	BCG(2018),Will your offshore wind strategy sink or swim.



考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，參考國外相似案例，建議108年度離岸風力 $\beta$ 風險數值為**7.20%**。

# 壹、平均資金成本率

## 5.參採參數彙整

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、再生能源投資計畫
外借資金比例	70%		
無風險利率	0.97%		十年期政府公債殖利率105年至107年(1-6月)三年平均數值
$\alpha$ 風險	一般再生能源	2.75%	參採國內資料及國外(德國、比利時、英國、丹麥、芬蘭、歐洲)等8筆
	離岸風力	2.87%	參採國內資料及國外(荷蘭、歐洲、西班牙、德國)等8筆
$\beta$ 風險	一般再生能源	4.76%	參採德國、比利時、芬蘭、英國、丹麥等8筆資料
	離岸風力	7.20%	參採歐洲、比利時、西班牙、英國等8筆資料
外借資金報酬率 <sup>註</sup>	一般再生能源	3.72%	
	離岸風力	3.84%	
自有資金報酬率 <sup>註</sup>	一般再生能源	8.48%	
	離岸風力	11.04%	

註：外借資金報酬率=無風險利率+ $\alpha$ 風險、自有資金報酬率=無風險利率+ $\alpha$ 風險+ $\beta$ 風險

# 壹、平均資金成本率

## (三)計算結果說明

1. 101年度透過離岸風電示範獎勵辦法，提供獎勵誘因，降低離岸風電開發風險，以引導業者投入，且為掌握離岸風電設置成本內涵，確認我國設置離岸風電技術面、財務面之可行性，遂於104年度審定會，參考國外各類再生能源風險分析及我國當時設置環境，決議訂定差異化平均資金成本率。
2. 根據德國Fraunhofer ISE(2018)研究報告指出，隨著近年風電技術成長快速，在離岸風場規模化、技術優化以及能源開發商營運經驗累積下，預期未來離岸風力融資條件將和其他再生能源趨於一致。
3. 為協助再生能源業者排除投融資障礙，106年11月行政院核定「綠色金融行動方案」，引導資金挹注再生能源產業，預期在綠色金融發展下，未來國內再生能源業者籌資難度將相對減輕。
4. 考量我國離岸風電市場規模尚處建構階段，相關基礎設施、產業供應鏈及綠色金融體制正逐步推動發展，建議108年度平均資金成本率維持107年度作法，區分為一般再生能源與離岸風力2類訂定。
5. 平均資金成本率計算
  - (1)一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)  
 $30%*(0.97%+2.75%+4.76%)+70%*(0.97%+2.75%)= 5.15%$
  - (2)離岸風力  
 $30%*(0.97%+2.87%+7.20%)+70%*(0.97%+2.87%)= 6.00%$
6. 108年度一般再生能源WACC計算數值為5.15%；離岸風力為6.00%，惟考量美國持續升息、歐洲央行量化寬鬆計畫將進入尾聲，相繼採取貨幣緊縮政策，將加速資金流出亞洲區域，可能使業者融資成本提高。故為顧及業者投資穩健性，建議108年度WACC參數援用107年度數值，即一般再生能源為5.25%；離岸風力為6.05%。

## 四、提請討論

# 壹、平均資金成本率

## ※資料參採彙整表

參數	107年度建議數值			108年度建議數值		
	參採數值(%)	參採資料	計算方式	參採數值(%)	參採資料	計算方式
自有資金比例	30	參考國內外典型專案投資計畫案例	參考國內外典型專案投資計畫案例	30	參考國內外典型專案投資計畫案例	參考國內外典型專案投資計畫案例
無風險利率( $R_f$ )	1.12	十年期政府公債殖利率	104年至106年(1-6月)三年平均	0.97	十年期政府公債殖利率	105年至107年(1-6月)三年平均
信用風險加碼( $\alpha$ )	2.64	一般再生能源 德國、英國、法國、丹麥、比利時、奧地利、瑞典等9筆報告資料	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均	2.75	一般再生能源 德國、英國、荷蘭、丹麥、芬蘭、美國等8筆報告資料	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均
	2.75	離岸風力 歐洲、美國、荷蘭等6筆報告資料	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均	2.87	離岸風力 歐洲、荷蘭、美國、德國等8筆報告資料	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均
風險溢酬( $\beta$ )	4.72	一般再生能源 德國、英國、法國、丹麥、比利時、奧地利、瑞典等9筆報告資料	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均	4.76	一般再生能源 德國、荷蘭、芬蘭、英國、丹麥等8筆資料報告資料	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均
	7.27	離岸風力 英國、美國、比利時、荷蘭等8筆報告資料	以國際案例之財務資訊推估並值簡單平均	7.20	離岸風力 歐洲、荷蘭、美國、英國等8筆資料報告資料	以國際案例之財務資訊推估並值簡單平均
WACC	5.25	一般再生能源	自有資金比例*( $R_f+\alpha$ )+外借資金比例*( $R_f+\alpha+\beta$ )	5.25	一般再生能源	根據上列參數計算 自有資金比例*( $R_f+\alpha$ )+外借資金比例*( $R_f+\alpha+\beta$ )
	6.05	離岸風力		6.05	離岸風力	

# 附件7： 躉購費率獎勵機制

## 議題一、離島地區躉購費率加成機制

### (一)機制目的

我國離島地區用電成本較本島高，在考量電力供應穩定條件下，若能發展再生能源，將對降低當地用電成本可能有所助益。

### (二)機制成效

自離島地區躉購費率加成獎勵機制執行後，於離島地區設置再生能源之案件逐年增加，以下彙整近年離島地區再生能源案件同意備案量與裝置容量：

104年度		105年度		106年度		107年1-7月	
案件 (件)	總裝置容量 (瓩)	案件 (件)	總裝置容量 (瓩)	案件 (件)	總裝置容量 (瓩)	案件 (件)	總裝置容量 (瓩)
155	3,795.75	91	4,567.66	154	7,010.36	11	2,488.56

### (三)業者意見與分析

#### 1.業者意見：

離島地區再生能源躉購優惠加碼15%後，與離島迴避電價相距甚遠，無法提供離島發展綠電之誘因。  
(立委辦公室)

#### 2.業者意見分析：

(1)開發案件穩定成長：觀察近年同意備案統計資料發現，近年皆有開發商至離島地區設置再生能源(太陽光電)，表示加成獎勵機制之訂定具有投資誘因。

(2)本島與離島電網連結後之加成給予肯定：業者對於將電網連結後仍需至離島地區進行運維之成本費用(交通費用、人事差旅費等)予以反應表示肯定，此將有助於設備有效利用。

(3)以下彙整台電公司106年度各離島地區發電成本：

發電電廠	尖山(澎湖)	離島電廠 (表列離島以外之離島)	金門	馬祖	珠山(馬祖)
每度發電成本(元)	4.4541	10.7387	5.6894	9.8923	14.2939

(4)綜上，比較離島地區發電成本及躉購費率加成後之躉購費率，不論是對當地用電成本或鼓勵再生能源廠商前往投資設置皆有存在相當誘因。

#### (四)議題分析

- 1.103年度審定會考量離島地區用電成本較高，且於離島地區設置再生能源的設置成本亦會衍生如人事差旅費、運輸成本與併網成本等費用，因此，為鼓勵離島地區發展再生能源，故決議於離島地區設置再生能源者，其躉購費率可加成15%。
- 2.107年度審定會考量離島地區無論是否興建海底電纜與本島聯結，設備運轉後，每年亦需針對發電設備進行維護，即不論海底電纜是否與本島聯結，仍需支付相關差旅費用至離島進行維護工作，故決議自107年度起於離島地區設置再生能源者，若海底電纜與台灣本島電網連結者，其躉購費率可加成4%。
- 3.108年度加成比例檢討

(1)至離島地區進行設備維護所衍生之差旅費用主要包含交通費用(機票或船票)與住宿費用；觀察目前於離島地區設置之案場多位於澎湖或金門，另以往有業者提及希望小琉球亦享有加成獎勵，故針對澎湖、金門、小琉球等地進行交通費用(包含去回程)蒐集；而住宿費用部分，以行政院主計處「國內出差旅費報支要點」規範之每日住宿費上限1,600元進行估算。

機票去回程價格	船票去回程價格	住宿費用
3,700	1,173	1,600

- (2)觀察實際設置案例多為太陽光電，且裝置容量落於1-20瓩、20-100瓩及100-500瓩三個級距，故以上述三類級距為主，並將前述估算之差旅費納入運維費用中，重新估算其占比。
- (3)基於有效引導品質較優之產品於離島設置，且應有效結合監控系統進行系統維護，併考量設備臨時維修之次數不易評估，因此，建議本年度定期前往離島地區維護之次數仍維持以2次進行估算，並反應其所衍生之單位費用，後與本島設置案例之躉購費率進行比較，衍生之費率差距平均約為3.66%，彙整如下表

交通工具	費率差距(%)
搭乘飛機	4.80
搭乘船舶	2.52

## (五)建議作法

離島地區加成之政策目的係以取代離島地區之用電成本，考量離島地區用電成本較台灣本島為高，以費率加成方式提升誘因鼓勵再生能源發電設備至離島地區設置，加成比例說明如下，

### 1.海底電纜未與本島聯結

考量取代離島地區用電成本之政策目的，建議離島地區之電力系統未以海底電纜與台灣本島電網聯結者，維持107年度之作法，即其躉購費率加成比例維持15%。

### 2.海底電纜與本島聯結

考量海底電纜與本島聯結後，再生能源開發商仍需定期前往離島地區進行設備維護已使設備有效維持運轉，108年度估算之費率差距為3.66%，故建議維持107年度做法，即躉購費率加成比例為4%。

	加成比例(%)
無海底電纜連結	15
有海底電纜連結	4

## (六)提請討論

## 議題二、太陽光電高效能模組躉購費率加成機制

### (一)業者意見

建議提高高效能模組加成比例至9%。

### (二)機制目的

為鼓勵國內設置者使用高效能模組以進行區分產品差異及促進產業升級，併同增加單位面積設置容量，故以費率加成方式提升採用高效模組之誘因。

### (三)機制成效

高效能模組加成獎勵機制執行後，採用高效能模組之案件逐年增加，以下彙整近年使用高效能模組之案件數與裝置容量：

105年度		106年度		107年1-7月	
案件(件)	總裝置容量(瓩)	案件(件)	總裝置容量(瓩)	案件(件)	總裝置容量(瓩)
136	26,699.07	2,253	344,515.60	119	12,814.11

註：統計對象為完工時，其模組符合標檢局公告之高效能模組者，則是用躉購費率加成。

### (四)議題分析

- 1.我國近年積極透過政策推動太陽光電設置，且為了避免劣質產品進入市場造成良莠不齊之混亂，宜配合政策之推動，引導高效能產品進入市場，提升國內太陽光電產品水準。
- 2.業者建議提高高效能模組加成比例，但未提供相關報價資訊，故以國內外調查之成本數值進行加成比例檢討。
- 3.參考Solarserver及Energy Trend調查之一般與高效能模組價格，說明如下，

資料來源	模組	統計時間	平均價格	價格差距
Solarserver (晶矽模組)	一般：250-275W 高效：280W以上	2018/01- 2018/07	一般：0.35€/ Wp 高效：0.44€/ Wp	0.09€/ Wp (每瓩差3,221台幣)
Energy Trend	多晶矽 一般：270W 高效：280W	2018/05/02- 2018/08/15	多晶矽 一般：0.297 美元 / Wp 高效：0.311 美元 / Wp	0.014 美元 / Wp (每瓩差414台幣)
	單晶矽 一般：285(290)W 高效：300W		單晶矽 一般：0.337 美元 / Wp 高效：0.363 美元 / Wp	0.026 美元 / Wp (每瓩差768台幣)

#### (四) 議題分析

4. 依據研究機構報價資料，估算一般模組與高效能模組之價差，並以107年上半年的匯率進行換算，並反映置成本進行估算。若以108年度各級距最高(58,700元/瓦)與最低之期初設置成本(41,500元/瓦)進行估算，則採高效能模組之成本與費率差距彙整如下，

資料來源	價格差距	成本差距(%)	費率差距(%)
Solarserver (晶矽模組)	0.09€ / Wp (每瓦差3,221台幣)	5.49~7.76	4.42-6.67
Energy Trend	多晶矽 0.014美元 / Wp (每瓦差414台幣)	0.71~1.0	0.54-0.83
	單晶矽 0.026美元 / Wp (每瓦差768台幣)	1.31~1.85	1.05-1.59

5. 依據Solarserver資料(250W v.s 280W)，費率差距介於4.42-6.67%，平均為5.545%，以目前加成比例已可反映成本差距；另觀察Energy Trend資料(單晶矽，285(290)W v.s 300W)，費率差距介於1.05-1.59%，平均為1.32%，建議仍透過費率加成方式鼓勵使用高效率模組系統，以進行區分產品差異及促進產業升級。

#### (五) 建議作法

為維持投資誘因與政策穩定性，建議維持107年度之作法，即108年度太陽光電發電設備全數採用經濟部標準檢驗局公告臺灣高效能太陽光電模組技術規範之太陽光電模組者，其躉購費率加成6%。

#### (六) 提請討論

## 議題三、躉購費率與區域費率討論之連結

### (一)業者意見

- 1.檢討北部地區加成對象，將台東、中南部山區納入加成對象。
- 2.依照實際日照量調整北部地區加成比例，並依各縣市日照量訂定加成比例。

### (二)機制目的

各地再生能源資源稟賦不同，為廣泛均衡發展及同時鼓勵目前設置案件較少之區域以盡早達成推廣目標，故考量資源開發與設置條件等不同影響因素，進而進行差異化費率之訂定，以提升設置案件較少區域之投資誘因。

### (三)執行成效

依據105至107.07之同意備案核准統計資料，近年於北部地區設置且是用躉購費率加成機制之案件有逐年提高，

	105		106		107.01-07	
	案件數 (件)	總裝置容量 (瓩)	案件數 (件)	總裝置容量 (瓩)	案件數 (件)	總裝置容量 (瓩)
基隆市	-	-	4	465.30	-	-
台北市	14	2,345.02	67	7,850.35	14	5,618.92
新北市	41	2,952.15	53	4,290.89	57	6,382.02
桃園市	206	37,903.18	394	86,869.26	210	49,176.83
新竹縣	84	8,719.10	212	50,306.91	55	10,233.82
新竹市	18	183.66	59	7,783.53	27	4,996.95
苗栗縣	119	12,888.64	307	39,473.15	136	27,148.74
宜蘭縣	54	7,318.77	58	7,805.89	45	5,407.62
花蓮縣	19	666.86	33	4,732.77	16	4,425.67
<b>總計</b>	<b>555</b>	<b>72,977.38</b>	<b>1,187</b>	<b>209,578.05</b>	<b>560</b>	<b>113,390.57</b>

註：上述統計資料為同意備案核准年度上，適用加成之申請案件。

## 議題三、躉購費率與區域費率討論之連結

### (四)議題分析

#### 1. 加成區域檢討

- (1) 考量用電需求、電網強度、缺電風險及尖峰時段的電力供應彈性等電網特性，併同考量太陽光電之設置方式及推廣目標，歷年審定會均採人口或產業密集地區，透過躉購費率加成方式，反映區域性間之費率差異，以吸引設置業者投資再生能源。
- (2) 臺灣於各區域發電量不足以供應用電需求時，必須透過跨區輸電幹線輸送電力支援(如用電尖峰時由中南部輸送電力至北部)，於用電需求區域設置太陽光電，將可減少電力輸送過程中所產生的線路損失比例，95年至106年平均線路損失比率約為4.38%，且近年來有逐漸降低之趨勢；以下彙整95年至106年的線路損失比例：

年度	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105
線損率(%)	4.85	4.75	4.58	4.86	4.66	4.76	4.42	4.25	4.09	3.72	3.85

資料來源：[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-a52.aspx?LinkID=5](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a52.aspx?LinkID=5)

#### (3) 加成區域檢討建議

- A. 加成區域屬人口及產業密集區，用電需求較其他地區高，考量電網強度、缺電風險及提高北部地區尖峰時段的電力供應彈性，因而藉由躉購費率加成，吸引廠商進入該地區設置太陽光電，在考量產業密集度、用電需求後，故建議不將台東及中南部山區納入加成對象。
- B. 綜上，考量機制目的，建議108年度太陽光電躉購費率加成區域仍維持與107年度審定會相同，即台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭、花蓮。

## (四) 議題分析

### 2. 加成比例檢討

- (1) 區域加成之主要目的係考量用電需求、電網強度及缺電風險等因素，而非反映各區域實際日照量之差異，故**建議加成區域之加成比例仍維持單一比例**，可兼顧透過平均標竿數值反映全台之年售電量參數，並以費率加成方式提升加成區域之設置誘因。
- (2) 觀察全臺及加成區域平均發電量發現，**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭、花蓮)年發電量平均為1,070度/年；**非加成區域**之年發電量平均為1,246度/年。
- (3) 加成比例估算：
  - A. 加成區域與審定會公告數值之比較：

**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭、花蓮)之發電量為1,070度/年與審定會公告之參數1,250度/年進行估算，差異約為14.40%。
  - B. 加成區域與非加成區域之比較：

**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭、花蓮)之發電量為1,070度/年，**非加成區域**之發電量1,246度/年，差異約為14.13%。
  - C. 小結：

綜合考量全臺發電量與區域間發電量之差異，差異比例取其平均為14.27%，與107年度加成比例15%相近，鑑於近年線路損失比例平穩降低，並持續鼓勵用電需求區域現地設置再生能源，故**建議108年度區域加成比例維持15%**。

## 附表、不同區域發電量

針對不同對象估算全臺灣、北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)及北區以外之平均發電量如下表：

全臺灣									
資料年度	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採案件	裝置容量 (kW)
104年	1,303	22	18,237.165	1,233	22	260.088	1,281	5,721	443,822.66
105年	1,186	22	18,236.355	1,090	18	97.101	1,197	8,271	644,276.96
106年	1,222	22	18,236.625	1,187	9	60.8	1,232	11,189	905,402.46
平均	1,237	--	--	1,170	--	--	1,237	--	--
加成區域(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)									
104年	1,190	3	1,426.89	1,091	8	23.91	1,077	401	19,504.142
105年	1,101	3	732.76	984	7	24.613	1,005	547	26,737.795
106年	1,112	3	733.57	987	2	7.34	1,084	840	54,295.80
平均	1,134	--	--	1,021	--	--	1,055	--	--
非加成區域									
104年	1,321	19	17,503.60	1,314	14	50.4	1,291	5,380	431,707.32
105年	1,199	19	17,503.60	1,158	11	35.00	1,206	7,828	624,503.16
106年	1,240	19	17,503.06	1,245	7	53.46	1,243	10,350	852,105.38
平均	1,253	--	--	1,239	--	--	1,247	--	--

## (五)建議作法

### 1.加成區域：

(1)考量機制目的，建議台東及中南部山區不納入躉購費率加成區域。

(2)建議108年度太陽光電躉購費率加成區域仍維持與107年度審定會相同，即台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭、花蓮。

### 2.加成比例：

考量全臺發電量與區域間發電量之差異，併同考量近年線損比例平穩降低及持續鼓勵用電需求區域現地設置再生能源之誘因，建議108年度區域加成比例維持15%。

## (六)提請討論

## 議題四、綠能屋頂全民參與政策獎勵對象

### (一)機制目的

107年度起施行「綠能屋頂全民參與」推動計畫，其主要目的係為擴大全民釋出屋頂設置案場、減少對電網穩定度衝擊，透過**地方政府**擔任平台角色，整合資源形成規模經濟，以及遴選之**營運商**提出回饋金，併同**中央政府**透過**躉購費率加成方式**，提高綠能屋頂投資誘因，達成全民參與風潮。

### (二)業者意見與分析

#### 1.業者意見

- (1)所有屋頂型案件皆給予加成獎勵，而非僅針對參與綠能屋頂全民參與推動計畫之設置者；另提供綠能屋頂全民參與政策之設置者設備補助或前高後低費率之獎勵機制。
- (2)綠能屋頂全民參與政策下，應就農村社區設置再生能源發電設備提供獎勵機制。

#### 2.業者意見分析

- (1)考量參與綠能屋頂全民參與推動計畫遴選之營運商需提出3%回饋金予地方政府作為綠電發展基金，因此，透過躉購費率加成獎勵，提高綠能屋頂投資誘因，達成全民參與風潮。
- (2)**設備妥善維護**：若提供設備補助以減輕設置者的資金成本負擔，考量設置者對於**設備產品品質**與案場後續是否妥善維護，建議**不提供**參與綠能屋頂全民參與政策之設置者給予**設備補貼**。
- (3)**太陽光電技術相對成熟，開發風險較低**：太陽光電之開發方式與運維階段所面臨之風險相對較小，且其設置技術相對成熟，因此，建議**不需訂定前高後低躉購費率**。

### (三)議題分析

#### 1. 推動政策與現況

##### (1)屋頂型太陽光電具體推動作法

- A. 「太陽光電2年推動計畫」：目標1.52GW。
- B. 「綠能屋頂全民參與」推動計畫：採「民眾零出資、政府零補助」，由地方政府遴選營運商協助民眾設置綠能屋頂，109年達成2GW目標量。
- C. 「產業園區擴大設置」：推動至109年設置目標為1GW，規劃科技部科學園區、經濟部加工出口區及工業局所屬工業區擴大投入設置。

##### (2)推動現況

##### A.我國屋頂型太陽光電可達成推動目標：

(A)截至107年6月底太陽光電推動已達2,238MW，其中屋頂型推動佔整體目標約8成。

(B)針對「太陽光電2年推動計畫」，統計105年7月至107年6月底，同意備案量約2,160MW。

B.綠能屋頂全民參與計畫：透過示範縣市具體案例積極擴大推廣，已促成5個縣市(含臺中市、雲林縣、嘉義市、臺南市及屏東縣)投入示範執行，積極透過地方縣市之示範案例，精進相關執行作法，推動其他縣市參與；

C.相關法規配合修正：為配合綠能屋頂政策，經濟部與內政部已修正「設置再生能源設施免請領雜項執照標準」相關規定，在符合不影響公共安全之建物屋頂，也能參與計畫。

### (三) 議題分析

#### 2. 農村社區設置再生能源發電設備獎勵探討

- (1) 加成獎勵要件：適用「綠能屋頂全民參與」獎勵對象，應包含行政機關公告方式進行計畫推動、政府機關資源盤點及整合、提供獎勵回饋且非由營運或系統商取得等要件。
- (2) 現階段已有「農村再生條例」進行推動農村永續發展及活化再生相關事項：
  - A. 立法目的：為促進農村永續發展及農村活化再生，改善基礎生產條件，維護農村生態及文化，提升生活品質，建設富麗新農村。
  - B. 農村社區之定義：係指非都市土地既有一定規模集居聚落及其鄰近因整體發展需要而納入之區域，其範圍包括原住民族地區。
- (3) 基於「農村再生條例」已就相關農村計畫給予推動作法及獎勵，若需針對農村社區設置再生能源發電設備給予獎勵，應有別於農業相關之獎勵措施。
- (4) 現行推動作法及獎勵已涵蓋農村社區
  - A. 設置型態已涵蓋：現行太陽光電躉購分類應可涵括農村社區設置太陽光電之設置型態，因此宜以政策措施之角度給予獎勵推動。
  - B. 農村社區屬「綠能屋頂全民參與」推動範疇：現行屋頂型太陽光電推動具體作法中，除產業園區外，其餘皆屬「綠能屋頂全民參與」推動範疇，故於農村社區設置太陽光電，亦符合「綠能屋頂全民參與」之政策獎勵對象。

### (四) 建議作法

1. 農村社區設置再生能源發電設備，係屬「綠能屋頂全民參與」之推動範疇，建議無需另定加成獎勵措施。
2. 考量「綠能屋頂全民參與」之政策仍處推動階段，為提高綠能屋頂投資誘因，達成全民參與風潮，建議延續107年度綠能屋頂獎勵措施，其躉購費率加成3%。

### (五) 提請討論

## 議題五、放寬地面型太陽光電費率適用時點

### (一)業者意見

- 1.考量屋頂型、未達10MW地面型及水面型(浮力式)發電設備，相關台電施工因素影響完工期程，建議檢討放寬躉購費率適用期限。
- 2.考量地面型設置案場(10MW以上)之籌設、施工期長，建議檢討放寬躉購費率適用期限。

### (二)機制目的

- 1.太陽光電發電設備就過往9月以後競標之案件，訂有費率適用寬限規定，而106年暫不執行競標機制下，考量太陽光電目標量擴大之鼓勵政策下，針對屋頂型及10MW以下之地面型及水面型設備，給予延長完工期限(4個、6個月)之獎勵措施，讓設置者在過渡期間得以熟悉相關設置程序及法規，進而規劃未來設置案件。
- 2.自106年度起，考量我國未來將以地面型為主要推廣對象；而地面型土地資源多坐落於農業區或空曠區域，考量業者進行電網布建等會影響其投資規劃期程及其適用之躉購費率，故放寬地面型太陽光電費率適用時點。

### (三)議題分析

- 1.在106年起暫不執行競標機制下，相關延長完工期限之獎勵措施已推行兩年，屋頂型及未達10MW地面型及水面型發電設備設置者，皆可透過延長完工期限之獎勵措施，熟悉相關設置及文件申請流程，進而規劃設備之建置時程。
- 2.太陽光電採完工費率係為使市場之投資、評估、完工符合可預估性，使業者及設置者妥善規畫、設置及投資，於整體設置規劃即應納入相關考量；並基於全國設置案一致公平性，業者因台電施工能力或個案因素導致之工程延宕，非屬常態性延長完工期限之考量因素，避免實務上就延長完工期限之例外規定，當作常態性措施納入其整體規劃，而失去太陽光電完工費率之制度精神。

### (三) 議題分析

- 3.就10MW以上地面型發電設備，依據業者資訊，地面型大規模設置，不論是前期資源整合、中期設備設置及後期完工併聯，其所需之規劃設置時程、申請程序審查或併網工程等，皆較一般中小型設置案件耗工耗時，其中，在申請程序部分，取得地方政府同意函至少需要2個月、地方政府容許文件至少需1.5個月，而在併網工程部分，亦較一般中小型案件工耗時。
- 4.依業者所提開發時程表，重點工程至太陽光電完工所需時程彙整如下：

#### (1) 嘉義縣

電訪B公司由取得籌設許可(107年8月3日)、同意備案(107年8月14日)、施工許可(預計107年9月底)至完工(預計108年5月17日)分別約需**9個半月**、**9個月**、**7個半月**。

#### (2) 彰濱工業區

	1	2	3	4
取得籌設許可至完工	107/12.01~109/01.29 (共計 <b>1年2個月</b> )	107/08~108/12 (共計 <b>1年5個月</b> )	107/06~109/01 (共計 <b>1年8個月</b> )	107/06~109/01 (共計 <b>1年8個月</b> )
取得能源局同意備案至完工	107/08.27~109/01.29 (共計 <b>1年5個月</b> )	107/08~108/12 (共計 <b>1年5個月</b> )	107/10~109/01 (共計 <b>1年4個月</b> )	107/10~109/01 (共計 <b>1年4個月</b> )
取得施工許可至完工	107/12.01~109/01.29 (共計 <b>1年2個月</b> )	107/08~108/12 (共計 <b>1年5個月</b> )	108/01~109/01 (共計 <b>1年1個月</b> )	108/01~109/01 (共計 <b>1年1個月</b> )

#### (3) 台電公司

取得籌設許可至施工結束接受安全調度從107年4月至108年12月，共計**1年9個月**。

#### (4) D公司

就大型地面電站自設計至完成驗收約為24個月，由取得籌設許可、同意備案、施工許可至完工分別需**1年4個月**、**1年3個月**、**1年2個月**。

### (三) 議題分析

5. 依電業登記規則規定，電業籌設許可與施工許可得以同時申請，爾後再申請同意備案，費率公告並已針對裝置容量為10MW以上之地面型及水面型太陽光電設備直接延長其完工期限，最長可有1年9個月之施工時間，若設置者能有效縮短施工前之相關作業時間，則可相對應延長放寬時間之適用完工期程；此外，業者進行大型案場開發規畫時，應已於進入市場前完成相關前、中、後期之評估規劃，且躉購費率及相關規定皆已提前公告，業者亦可盡早進行規劃。

### (四) 執行方式

1. 屋頂型、未達10MW地面型及水面型(浮力式)發電設備：

建議維持107年度之作法，第一型及第二型自取得同意備案之日起給予6個月完工期間，第三型自取得同意備案之日起給予4個月完工期間，未於期間內完工則回歸依完工費率之原則規定適用費率。

2. 10MW以上地面型及水面型(浮力式)發電設備：

建議維持107年度之作法，即自108年起，當年度取得同意備案且符合規定之裝置容量一萬瓩以上之地面型及水面型(浮力式)太陽光電發電設備，於次年1月1日至9月30日間完工者，其躉購費率適用同意備案時之上限費率。

3. 明確期日期間計算方式

因「再生能源電能躉購費率及其計算公式」就期日期間之計算方式並無規定，為使業者就本規定相關費率適用時點及權益保障方式能更明確，增訂依「行政程序法」第48條第2項但書、第48條第3項及第48條第4規定，計算期間始日、末日及例假日期間順延之規定。

### (五) 提請討論

## 議題六、躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計

### 一、離岸風力

#### (一)業者意見

希望離岸風電的前高後低費率機制能夠繼續維持，保持政策穩定性。

#### (二)機制目的

基於解決離岸風力發電的融資困難問題，故自104年起給予業者選擇適用階梯式躉購費率之機會。

#### (三)107年度執行方式

離岸型風力發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率(前10年高費率)擇一適用。

#### (四)議題分析

在國內示範風場的領頭帶動下，未來國內綠色金融將逐步成熟，且風電技術進步亦有助於提高發電效率，預期遴選階段之綠色金融條件將比示範風場階段完備，不會像初期那般困難。

#### (五)建議作法

考量未來國內綠色金融將逐步成熟，並基於年售電量納入控管機制及平均資金成本率維持107年度水準下，建議108年度取消階梯式費率機制。

#### (六)提請討論

## 二、地熱發電

### (一)業者意見

無。

### (二)機制目的

為減輕業者前期承擔之風險與不確定性，及償還銀行貸款之負擔，確保地熱電場正常營運，並同時兼顧降低民眾負擔、確保業者無超額利潤，以及避免產生道德風險與法律問題，因此透過政策引導以階梯式(前高後低)費率設計，促成國內第一座地熱電廠之成立。

### (三)107年度執行方式

地熱發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率(前10年高費率)擇一適用。

### (四)議題分析

目前國內地熱電廠尚未設置完成，基於獎勵政策穩定，建議維持地熱發電之階梯式費率機制

### (五)建議作法

建議108年度仍沿用107年度作法，地熱發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，但選擇適用後即不得變更。

### (六)提請討論

討論案四：

「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」草案

# 中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。
- 二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其電能按附表二費率躉購二十年。
- 三、太陽光電發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：
  - (一)自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其設備曾取得經濟部能源局提供全額設備補助者，電能躉購費率為每度新臺幣二點一零七元。
  - (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零八年度之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零八年一月一日起至一百零八年六月三十日止完工運轉併聯提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。
  - (三)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零八年度之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零八年七月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。
  - (四)自中華民國一百零六年起，屋頂型及不及一萬瓩之地面型與水面型（浮力式）太陽光電發電設備，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型發電設備，且於首次取得同意備案之日起六個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第三型發電設備，且於首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
  - (五)自中華民國一百零七年起，當年度首次取得同意備案之裝置容量一萬瓩以上之地面型及水面型（浮力式）太陽光電發電設備，於次年一月一日至九月三十日止完工者，其躉購費率適用同意備案時之上限費率。

# 中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- (六)太陽光電發電設備全數採用取得經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽、薄膜模組實施自願性產品驗證」證書（符合「台灣高效能太陽光電模組技術規範」中華民國一百零八年度以後之試驗要求），並於該證書有效期間內出廠之太陽光電模組，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之六（如附表四）。
- (七)參與經濟部「綠能屋頂全民參與推動計畫」設置之太陽光電發電設備，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之三（如附表五）。
- (八)中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三或附表四之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。
- 四、再生能源發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」之規定申請暫停電能躉購並停止運轉者，暫停電能躉購期間不計入已躉購期間，躉購期間自暫停期間末日之次日起計算之，其躉購期間應扣除已躉購之期間。
- 五、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第四條規定，申請再生能源發電設備同意備案，裝置容量應與其他設置案合併計算者，自處分生效日起，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。
- 六、已完工之再生能源發電設備，於同意備案失效之日起一年內重新申請同意備案者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
- (一)再生能源（太陽光電除外）發電設備，適用該設備首次完工前最近一次與電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (二)太陽光電發電設備，適用該設備首次完工時之電能躉購費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (三)於前二款情形，該設備曾完成設備登記者，其躉購期間應扣除已躉購之期間。

# 中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 七、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移並於核准期限內完成併聯者，除適用第九點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。
- 八、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併聯者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併聯時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 九、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移前後所在地區適用之電能躉購費率加成不同者，其適用之電能躉購費率，以變更前或變更後取其較低者躉購。
- 十、符合第二點或第三點規定之再生能源發電設備設置於離島地區，且該離島地區電力系統未以海底電纜與臺灣本島電網聯結者，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之四。
- 十一、符合第三點規定之太陽光電發電設備設置於基隆市、臺北市、新北市、桃園市、新竹縣、新竹市、苗栗縣、宜蘭縣及花蓮縣等區域，且躉購費率適用中華民國一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率按第三點規定費率加成百分之十五。
- 十二、符合第二點規定之地熱能發電設備，其電能躉購費率得就附表二固定二十年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後即不得變更。
- 十三、自中華民國一百零七年起，參與中央主管機關遴選或容量分配作業機制之離岸型風力發電設備，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
  - (一)參與之作業機制以費率作為競比條件者，其電能躉購費率適用競比結果之費率，並依實際完工之日起躉購二十年
  - (二)除適用前款規定者外，其電能躉購費率適用該設備與電業簽訂購售電契約時之公告費率，並依實際完工之日起躉購二十年。

# 中華民國108年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

十四、離岸型風力發電設備設置者參與前點作業機制，如違反中央主管機關與設置者所簽定契約之承諾期間者，其所生電能之躉購費率依下列規定辦理：

- (一)自該設備實際完工日起之二十年期間，扣除逾履約保證金總額所擔保期間之日數，適用前點之費率。
- (二)自前款規定期間末日之次日起，至實際完工日起二十年之日，適用該設備與電業簽訂購售電契約時當年度迴避成本或公告費率取其較低者躉購。

十五、自中華民國一百零八年起，離岸型風力發電設備按附表二費率躉購者，依簽約當年度審定會決議之年售電量為上限逐年躉購，就當年度發電設備實際躉售電量逾年售電量之再生能源電能，依簽約當年度迴避成本躉購。

十六、太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百零八年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，其電能躉購費率以公告費率為上限，並依競比結果適用之。

十七、依電業法直供或轉供之再生能源電能，如改依再生能源發展條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，適用再生能源發電設備首次取得電業執照時之公告費率。

十八、本「中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第四款、第五點、第十點、第十三點及第十四點期日期間之計算方式，依下列規定辦理：

- (一)期間之始日，依「行政程序法」第四十八條第二項但書之規定自即日起算；期間之末日，依「行政程序法」第四十八條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。
- (二)期間之末日為星期日、國定假日或其他休息日者，依「行政程序法」第四十八條第四項規定，以該日之次日為期間之末日，期間之末日為星期六者，以其次星期一為期間之末日。

十九、本「中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依「再生能源發展條例」第九條第一項規定，經濟部得視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

# 中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

## 附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

報告完畢



# 國際匯率表

	2015全年平均	2016全年平均	2017全年平均	2018/1~2018/6平均
USD(美元)	31.8983	32.3180	30.4420	29.5530
EUR(歐元)	35.3774	35.7485	34.3751	35.7857
GBP(英鎊)	48.7713	43.8071	39.2093	40.6797
CAD(加幣)	24.9381	24.3835	23.4602	23.1317
AUD(澳幣)	23.9641	24.0244	23.3429	22.8120
CNY(人民幣)	5.1222	4.8639	4.5043	4.6417
MYR(馬來西亞幣)	8.1675	7.7906	7.0787	7.5065
JPY(日圓)	0.2635	0.2971	0.2714	0.2720
KRW(韓圓)	0.0282	0.0278	0.0269	0.0275
DKK(丹麥克朗)*			4.6096	4.8027
INR(印度盧比)*		0.4811	0.4675	0.4502

註1：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>

註2：2017年以1~12月匯率計算全年平均匯率；2018年以1~6月匯率計算上半年平均匯率(查詢時間107/7/4)。

\*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。