



107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3：107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4：107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7：107年度再生能源電能躉購費率公告草案

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：106年7月25日上午11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：經濟部沈部長榮津(時任政務次長)

四、出席名單：

林委員全能(蘇主任秘書金勝代理)、汪委員宗煌、黃委員裕峯、吳委員珮瑛、林委員良楓、蔡委員岳勳、鄧委員人豪、錢委員建嵩、楊委員鏡堂、胡委員耀祖、江委員青瓚、張委員添晉、陳委員在相、王委員亞男、張委員順安

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)每次會議之重要進展及決議事項，可以新聞稿或會議紀錄等適當方式公開，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及會議紀錄。

(三)業者意見請納入分組討論，作為107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，主要包含：

1.太陽光電：

- (1)確認設備認定發票資料之估算方式
- (2)自設昇壓站設備及土地租金是否納入期初設置成本
- (3)保險費及其自負額是否納入運轉維護費用
- (4)北部地區躉購費率加成區域及加成比例之檢討
- (5)大型地面型設置，應放寬躉購費率適用時點

貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

一、報告案決議

(三)業者意見請納入分組討論，作為107年度再生能源躉購費率審定參考。

2.風力發電：

- (1)小型風機躉購容量級距放寬之檢討
- (2)如何反映實際風況及鼓勵陸域次級風場開發
- (3)如何估算離岸風電的漁業補償及回饋金

3.生質能及其他再生能源：

- (1)生質能躉購費率新增混燒類別及區分級距之必要性
- (2)地熱發電區分深淺層分類之必要性
- (3)地熱發電躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計之必要性

4.歷年獎勵機制：

- (1)北部地區太陽光電躉購費率加成獎勵機制
- (2)太陽光電高效能模組躉購費率加成獎勵機制
- (3)離岸風力發電階梯式費率設計
- (4)離島地區躉購費率加成獎勵機制

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107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：

- 1.107年度審定作業期程規劃，經委員討論後原則同意依規劃辦理。
- 2.分組會議業依決議分成「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由江委員青瓚、胡委員耀祖及林委員全能擔任。
- 3.各分組業已辦理3場次分組會議，針對躉購費率之容量級距、計算公式使用參數及重要相關議題進行討論。
- 4.委員名單原則對外公開。
- 5.躉購費率審定原則經委員討論後原則同意，並依此審定躉購費率計算公式之使用參數。

(二)107年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持106年度計算公式不變。

後續辦理情形：遵照辦理。

(三)107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(102~105年)國內電業化石燃料發電平均成本計算，計算結果為2.3226元/度。

後續辦理情形：遵照辦理。

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	8/7下午	8/4上午	8/3上午
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	8/15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	9/1上午	9/5上午	8/29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、議題確認方式

一、政策制度意見

後續將函轉相關機關辦理或相關單位另案研議。

二、審議機制與作業原則等意見

(一)業已規劃於9月底前同時進行聽證及草案預告作業，預計於10月底完成初步審定作業，12月上旬公告相關費率。

(二)費率審定原則無相關意見。

三、各類再生能源之參數數值、級距與獎勵機制訂定等意見

納入後續討論案中提請確認。

附件3：
107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、聽證會程序處理方式

關於聽證相關程序，107年度審定會維持106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107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)，107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。

參、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。」

肆、聽證會作業規劃

聽證項目：107年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：106年11月1日(三) 上午9：30

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 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

肆、聽證會作業規劃

聽證項目：107年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：106年11月1日(三) 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 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	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。 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。 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。 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。
	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	1. 主管機關歷年皆已邀請審定委員參與聽證會。 2. 各分組主要負責委員皆實際參與聽證會。
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。		

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， 爭點已明確無釐清之必要
提出相關文書及證據	107年度審定會 已廣徵再生能源相關協會與業者之意見 ： ➤ 函詢相關公、協會蒐集意見：已於5月4日函詢相關公、協會蒐集意見，並於7月10日止收到五十四個單位回函 ➤ 辦理分區業者座談會：已於6月28、29、30日召開北、中、南分區業者座談會 ➤ 分組第1次會議：8月3日、8月4日及8月7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
變更聽證之期日、場所與主持人	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。

附件4：
「107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、光電溫室及架高型類別之躉購費率。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果：太陽光電107年度躉購類別及容量級距維持與106年度相同。

2.業者意見分析討論說明如下：

(1)不新增追日型：我國目前設置場域以屋頂、地面及水域空間為主，且在設置型態與資源有限情況下，不應侷限各場域的設置型態及不應以設置技術來區分躉購分類，故107年度不新增追日型類別。

(2)光電溫室及架高型：未來於農光合作推廣政策及其設置型態較為明確後，再進一步研議，爰107年度不新增光電溫室及架高型類別。

貳、躉購分類與容量級距

二、風力發電分組

(一)業者意見

為使小風機佈建不受地域範圍限制而能夠達到規模量，俾利產業經濟發展，建議取消單一地號裝置容量合併計算20瓩之限制。

(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30瓩與30瓩以上，共2個容量級距；離岸型則不區分。

2.業者意見討論說明如下

- (1)為避免再生能源發電設備設置者將土地過度分割，將設置容量拆分成數件設置案密集設置大量小型風機，並適用費率較高之級距，導致小型風機與陸域大型風機產生土地資源競合，爰建議107年度宜維持現行合併容量計算之規定。
- (2)設置1座2,300瓩陸域大型風機的點狀使用面積至少約400平方公尺，為避免大小型風機產生土地資源競合，設置小型風機的點狀使用面積宜保持在400平方公尺以內，若以國內常見3瓩小型風機的平均裝設面積(約42.5平方公尺)試算，約可裝設9組3瓩小型風機，爰建議將費率級距調整至30瓩以提升小型風機的規模經濟效益，但未來仍應視風資源有效利用、安全性等構面之影響進行檢討。

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.建議新增混燒發電於生質能躉購類別，以提升經濟效益。
- 2.建議區分生質能躉購容量級距，以鼓勵設置。
- 3.考量深淺層地熱發電成本差異及風險不同，建議區分深淺層躉購費率。

(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107年度躉購類別與容量級距維持106年度相同方式。

2.業者意見討論結果說明如下

- (1)考量現行法規限制、合格料源種類認定、混燒發電量計算、稽核方式與獎勵辦法等配套措施尚未完善，故107年度不納入混燒中生質能所發電能為躉購對象。
- (2)目前國內實際商轉案例偏低，且裝置容量多集中於190~800瓩，待未來有較多設置案例後，再行檢視較為妥適，故107年度不區分生質能躉購容量級距。
- (3)我國目前尚無地熱實際商轉案例，且地熱推廣策略「由淺入深」，短期集中開發淺層地熱，因此為避免區分容量級距或井深產生無資料及案例可供參採之問題發生，故107年度地熱發電不依容量或井深區分躉購級距。

貳、躉購分類與容量級距

三、躉購分類與容量級距彙整表：

106年度			107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	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		≥ 500			≥ 500
	地面型	1瓩以上		地面型	1瓩以上
	水面型	1瓩以上		水面型	1瓩以上
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$
		≥ 20			≥ 30
	離岸	≥ 1		離岸	≥ 1
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	生質能	無厭氧消化設備	≥ 1
	有厭氧消化設備	≥ 1		有厭氧消化設備	≥ 1
川流式水力	--	≥ 1	川流式水力	--	≥ 1
地熱能	--	≥ 1	地熱能	--	≥ 1
廢棄物	--	≥ 1	廢棄物	--	≥ 1
其他	--	≥ 1	其他 (海洋能 ^{註1} 、氫能 ^{註2} 或其他經中央主管認定可永續利用之能源)	--	≥ 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)106年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)107年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	106年度審定會 使用參數值		107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)	第一期	第二期
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	71,000	71,000	58,000	56,900	-18.31	-1.90
	20瓩以上未達100瓩	57,900	57,900	51,600	50,500	-10.88	-2.13
	100瓩以上未達500瓩	52,800	52,800	48,000	47,000	-9.09	-2.08
	500瓩以上	51,300	51,300	46,600	45,700	-9.16	-1.93
地面型	1瓩以上	54,100	54,100	52,000	51,000	-3.88	-1.92
水面型	1瓩以上	60,100	60,100	58,000	57,000	-3.49	-1.72

註：第一期成本變動幅度係為107年第一期成本與106年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為107年第二期成本與107年第一期成本之比較。

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，建議考量105年與106年1月至5月之設備認定發票資料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2.84%**進行調整。

			原始資料				剔除極端值			
	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)
105年	屋頂型	1-20瓩	83	62,655	95,509	32,007	67	63,058	75,949	42,105
		20-100瓩	88	55,454	92,271	31,200	70	55,658	63,710	43,740
		100-500瓩	92	49,782	68,681	31,886	74	49,883	62,741	36,721
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--
	地面型	1瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--
106年	屋頂型	1-20瓩	35	51,880	82,353	31,047	27	53,693	63,718	35,026
		20-100瓩	30	51,419	70,175	36,991	24	51,633	62,987	33,600
		100-500瓩	22	49,657	63,604	32,299	18	50,000	63,595	39,373
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--
	地面型	1瓩以上	1	60,000	60,000	60,000	1	60,000	60,000	60,000

參、太陽光電

一、期初設置成本

(三)資料參採說明

(3)地面型：

- A.設備認定發票：106年度新增1筆資料，總裝置容量為69.6瓩，單位期初設置成本為60,000元/瓩；考量我國未來推廣主軸以電業設置為主，因此，建議該案例不納入參採。
- B.106年度審定會使用資料：參考106年度審定會使用工研院訪廠的成本資料，設置成本約54,000元/瓩(已包含整地費用(用於維護生態環境與景觀設計)、地質鑽探費及併網費用)。
- C.依據參數資料參採原則，建議107年度地面型成本援用106年度審定會使用數值為54,100元/瓩，再依國際預估未來成本降幅進行調整。

(4)水面型(浮力式)：

- A.因設置於水上，其所衍生之成本項目包含浮台及其上方之支撐架(需認屬不污染水質材質)、浮力基座、水面上方維修走道設施、錨定、纜繩設施等。
- B.考量106年度完工之設置案例未有發票得以佐證，故建議援用106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。

(5)其他成本費用

A.自設昇壓站設備成本：

- (A)自設昇壓站之需求產生於電網饋線較不足之設置區域，目前鹽業用地、嚴重地層下陷區、掩埋場及水域空間等區域之設置案件規模較大，應具有相對之經濟規模可涵括該項成本。
- (B)業者進行大型案場設置規劃時，應已針對併網容量或相關設備費用進行評估；此外，昇壓站之成本費用較高，需釐清其在總設置成本中之比例後再做考量，故建議107年度不外加該項成本。

B.土地租金：

- (A)依據本年度經濟部能源局辦理「嘉義縣鹽業用地設置太陽光電發電設備標租公告」中規範土地年租金1公頃20萬元為基準，考量20年之物價上漲率後，每瓩20年的土地租金7,289元。
- (B)觀察台灣石門農田水利會實際執行後，每公頃每年的土地使用費最高達90萬，推估業者在現行躉購費率與土地租金規範下，該市場仍具誘因而進行案場設置，故建議不考量土地租金。

- C.依據上述，建議107年度期初設置成本不額外納入自設昇壓站設備成本與土地租金成本。

參、太陽光電

2. 分兩期反映國際預估未來成本發展趨勢

- (1) 考量模組價格以美金報價，故考量105年全年與106年1-7月美元對新臺幣兌換匯率分別為1:32.325與1:30.649，並以模組占總設置成本40%估算，匯率變動幅度約-2.00%。
- (2) 蒐集Joint Research Centre of the European Commission、IEA及DECC等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，國際預估未來每年成本發展趨勢以平均降幅3.89%進行計算。
- (3) 考量我國太陽光電2年期計畫將於2018年6月截止，為鼓勵業者盡早進入市場，投資設置太陽光電，以達成我國太陽光電推廣目標，故建議國際降幅分兩期進行調整，即上半年反映50%、下半年反映100%。

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)	2.87	依據歐盟聯合研究中心報告，預估住宅型裝置容量小於100瓩者，2014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2.87%。
	3.29	依據歐盟聯合研究中心報告，預估商業型裝置容量介於100至2,000瓩者，2014年設置成本每瓩為1,100歐元、2020年每瓩為900歐元，年降幅為3.29%。
	3.33	依據歐盟聯合研究中心報告，預估商業型裝置容量大於2,000瓩者，2014年設置成本每瓩為980歐元、2020年每瓩為800歐元，年降幅為3.33%。
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 (2014), "ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050."

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

3.107年度期初設置成本估算

類型	容量級距 (瓩)	106年期初 設置成本 (元/瓩)	107年度分組會議建議數值					
			第一期			第二期		
			國際降幅 (%)	期初設置成本 (元/瓩)	降幅 (%)	國際降幅 (%)	期初設置成本 (元/瓩)	降幅 (%)
屋頂型	≥1 ~ <20	71,000	1.95	58,000	-18.31	3.89	56,900	-1.90
	≥ 20 ~ < 100	57,900		51,600	-10.88		50,500	-2.13
	≥ 100 ~ < 500	52,800		48,000	-9.09		47,000	-2.08
	≥ 500	51,300		46,600	-9.16		45,700	-1.93
地面型	≥ 1	54,100		52,000	-3.88		51,000	-1.92
水面型	≥ 1	60,100		58,000	-3.49		57,000	-1.72

註：第一期成本變動幅度係為107年第一期成本與106年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為107年第二期成本與107年第一期成本之比較。

參、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)106年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)107年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	106年度審定會使用參數值 (%)	107年度分組會議建議數值 (%)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	2.55	3.41
	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	2.31	2.33
水面型	1瓩以上	2.08	2.09

(三)資料參採說明

1. **太陽光電系統公會**：考量太陽光電系統公會於106年度所提資料為實際發生，且為目前市場上運轉維護工作實際執行之模式，考量本年度資料蒐集結果，依據參數料參採原則，建議參考太陽光電系統公會106年資料及計算方式，即**屋頂型500瓩以上及地面型則以100-500瓩之資料進行估算**。
2. **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，考量近年市場運維模式的發展與改變，為能使運維模式能與目前市場發展狀況相符，建議**參採台電公司101年以後完工之資料，即參採地面型案例進行估算**。
3. **水面型(L公司)**：考量所提運轉維護費用次數為業者評估之數值，且場址運轉未滿一年，故建議援用106年度審定會做法，與地面型使用相同維護費用進行估算。
4. 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(含電子設備及公共意外責任險)，採約**300元/瓩**進行估算。

參、太陽光電

二、年運轉維護費

(三)資料參採說明

5.107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，進行估算後之屋頂型比例為3.41%、地面型為2.33%及水面型為2.09%，故建議107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3.41%、地面型為2.33%及水面型為2.09%。

類型	裝置容量級距 (瓩)	107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	$\geq 1 \sim < 20$	57,450	2,286	3.98	3.41
	$\geq 20 \sim < 100$	51,050	1,689	3.31	
	$\geq 100 \sim < 500$	47,500	1,486	3.13	
	≥ 500	46,150	1,486	3.22	
地面型	≥ 1	51,500	1,200	2.33	2.33
水面型	≥ 1	57,500	1,200	2.09	2.09

參、太陽光電

三、年售電量

(一)106年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)107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103與105年資料，**全臺灣場址**年發電量介於1,090~1,303度/瓩，平均為1,226度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為1,172度/瓩；**台中以南**場址年發電量介於1,158~1,321度/瓩，平均為1,258度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為1,203度/瓩。(詳如表1)
- 3.依據上述計算結果，因與106年度審定會所採之數值差異不大，故建議太陽光電107年度之年售電量仍維持**1,250度/瓩**。

參、太陽光電

表1 103-105年國內太陽光電年售電量資料

歷年 估算 數值	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)
	103年	1,281	21	15,516.825	1,218	23	252.433	1,249	2,349	207,982.04
	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	
	平均	1,257	--	--	1,180	--	--	1,242	--	--
	台中以南									
	103年	1,304	18	14,783.255	1,269	18	62.58	1,256	2,238	205,573.36
	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	17503.595	1,158	11	35.00	1,206	7,828		
平均	1,275	--	--	1,247	--	--	1,251	--	--	

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(一)期初設置成本

1.106年度審定會使用參數值：15.30萬元/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：14.86萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集近3年(104-106年)國內案例資料共5筆，剔除上下極端值共2筆樣本後，期初設置成本平均為166,667元/瓩。
- (2)考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(104-106年)海關資料，並配合水平軸小風機相對適合設置於空曠地面之特性，及依據107年度躉購費率考量經濟效益之審定原則，選取水平軸小型風機樣本共31筆，再根據進出口的商品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，推估期初設置成本，則三種樣態計算平均期初設置成本為130,487元/瓩。
- (3)根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2011)預估，陸域風電規模小於50瓩者於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2015年下降120英鎊，年平均降幅為0.68%。
- (4)綜上，基於鼓勵設置，建議107年度不考量國際成本降幅，採國內案例之期初設置成本與海關出口資料推估期初設置成本之平均，即14.86萬元/瓩。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(二)年運轉維護費

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.48%，即2,260元/瓩。

2.107年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.43%，即2,122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。

B.小風機變流器於20年期間大約需更換2次，故蒐集2014-2017年小風機變流器成本資料15筆，剔除上下極端值共4筆後，計算平均為11,225元/瓩，即平均每年設備更換費用為1,123元/瓩 ($11,225 \times 2 \div 20$)。

C.根據業者105年提供產險報價單資料，若只考量火災險、颱風及洪水險，則每年保險費為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1,123元/瓩及保險費842元/瓩後，年運轉維護費為2,915元/瓩。

(2)國外資料：蒐集2015-2017年美國能源部資料共4筆，計算小型風機之年運轉維護費平均為1,329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2,122元/瓩，按107年度期初設置成本建議數值14.86萬元/瓩計算，則占期初設置成本比例為1.43%。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(三)年售電量

1.106年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

2.107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)根據國內小型風力4筆躉購案件售電資料，計算103、104年及105年平均年售電量分別為690度/瓩、493度/瓩及103度/瓩，實際發電效率大幅低於預期，經查證主要係因設備受損等因素，導致年售電量不如正常運轉。
- (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1,873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107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30瓩以上

(一)期初設置成本

1.106年度審定會使用參數值：5.67萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.57萬元/瓩)

2.107年度分組會議共同意見建議數值：5.57萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.47萬元/瓩)

3.資料參採說明

- (1)蒐集近3年(104-106年)國內設置案例資料3筆，考量其中民營A場址新設置機組之成本可能未含前期開發及風場共用設施而予以剔除後，剩餘兩筆資料，分別為台電B風場的契約結算資料，及台電「C風場新建工程」的契約決標資料，經剔除備品及運轉維護相關費用後，2筆資料計算期初設置成本平均為58,071元/瓩。
- (2)考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(104-106年)海關進口成本資料，並根據104年以前之國內外各項報告數據，風力機組成本占期初設置成本比例平均為52%，106年更新數據後平均則為51%，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53,289元/瓩。
- (3)根據國際能源總署(IEA, 2016)預測，陸域大型風電的期初設置成本年均降幅為0.69%；另根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2016)預測，期初設置成本年均降幅則為0.84%，將上述2筆預測資料平均，則成本降幅為0.77%。
- (4)綜上，基於鼓勵設置，建議107年度不考量國際成本降幅，採近3年海關進口成本資料與國內設置案件資料平均為5.57萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.47萬元/瓩)。

肆、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(二)年運轉維護費

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.97% (無安裝或具備LVRT者為3.02%)，即1,683元/瓩。

2.107年度分組會議共同意見建議數值：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。

3.資料參採說明

(1)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(交際費、植栽、郵電費、稅捐、匯費)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，其中20年均化之土地租金與地方回饋金為0.0351元/度。

(2)蒐集台電公司近3年(103-105年)有含括重件更換之保修合約資料共4筆，並利用105年發電量資料換算發電量加權平均保修費用為0.5748元/度，考量物價上漲率2%下，並加計民營業者104年運轉維護費資料估算之20年均化土地租金與地方回饋金後，年運轉維護費為0.7333元/度。

(3)將台電與民營風場資料平均，則20年均化之運轉維護費為0.7827元/度，並基於引導廠商提高風機塔架高度及葉片長度，假設國內年售電量提高為2,300度/瓩，則年運轉維護費為1,800元/瓩，按107年度期初設置成本建議數值55,700元/瓩計算，則占期初設置成本比例為3.23%(無安裝或具備LVRT者為3.29%)。

肆、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(三)年售電量

1.106年度審定會使用參數值：2,200度/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：2,300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，台電公司105年平均年發電量為2,524度/瓩，民營業者105年平均年發電量為2,124度/瓩，兩者平均為2,324度/瓩。

(2)美國能源部(U.S. Department of Energy, 2016)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 (2016), “2015 Wind Technologies Market Report.”

(3)基於引導廠商提高風機塔架高度及葉片長度，建議107年度陸域大型風力發電的年售電量可調整為2,300度/瓩。

肆、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.106年度審定會使用參數值：18.16萬元/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：17.35萬元/瓩

3.資料參採說明：

- (1)根據國內兩家示範業者提供之財務評估數據，計算期初設置成本平均約178,817元/瓩，惟考量佐證文件仍非實際發生之金額，建議107年度暫不納入參採。
- (2)考量國內資料量較少，故另蒐集近3年(104-106年)海關進口成本資料，105年進口2架4MW風機之成本為64,050元/瓩，另蒐集國際報告數據，離岸固定式風力機組成本(含塔架與其他機電設備)占期初設置成本比例平均約37.09%，配合海關資料推估期初設置成本約172,688元/瓩，數值與示範業者的財務評估數據相近。
- (3)蒐集2010-2017年英國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)共17筆，並剔除上下極端值共4筆樣本後，平均為175,324元/瓩，另加計新估算之漁業補償成本1,407元/瓩及除役成本4,000元/瓩後，期初設置成本為180,731元/瓩。
- (4)根據國際能源總署(IEA, 2016)預測之成本年均降幅為3.29%；英國能源與氣候變遷部(DECC, 2016)預測之成本年均降幅為1.30%；另歐盟新創公司(KIC InnoEnergy, 2016)預測之成本年均降幅為0.79%，3筆資料平均降幅為1.79%。
- (5)綜上，將海關資料推估之期初設置成本與國外資料平均，計算期初設置成本為17.67萬元/瓩，並考量未來離岸風電開發商多為國際具豐富經驗之廠商，爰建議107年度可考量國際成本降幅1.79%，採17.35萬元/瓩。

肆、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.22%，即5,844元/瓩。

2.107年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.31%，即5,735元/瓩。

3.資料參採說明

- (1)國內示範案業者提供之年運轉維護費財務評估數據約介於5,470元/瓩~7,339元/瓩，惟考量佐證文件仍非實際發生之金額，建議107年度暫不納入參採，維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2)蒐集近3年(2014~2016年)國外年運轉維護費資料共8筆，剔除上下極端值共2筆後，剩餘6筆資料(均屬均化後之費用)，計算年運轉維護費平均為5,735元/瓩。
- (3)建議107年度年運轉維護費維持以國外資料做為參數計算基礎，採5,735元/瓩，按107年度期初設置成本建議數值17.35萬元/瓩計算，建議107年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.31%。

三、離岸型

(三)年售電量

1.106年度審定會使用參數值：3,600度/瓩

2.107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)澎湖風場新建工程的保證年總發電量具有參考價值：

A.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。

B.將澎湖風場新建工程的保證年發電量3,867度/瓩，另行考量電力線損比例2.859%後，概估年售電量約3,756度/瓩，與澎湖風場91~105年的平均年發電量3,553度/瓩平均後，估計年售電量約3,655度/瓩。

(2)海氣象觀測塔測風資料：

業者提供DNV GL所做的風場發電量評估摘要只有一頁內容，無法檢視其計算原理、條件及過程，且考量目前國內3座海氣象觀測塔的測風期間尚短，資料代表性均不夠充足，爰建議107年度暫不將測風塔評估數據納入參採。

(3)目前國內測風數據及售電資料的期間尚短，難以評估標竿數值，且年售電量的估計誤差有可能會使業者獲得超額報酬，故未來需導入調整費率機制以合理評估躉購期間之發電量。考量目前離岸風電前高後低費率機制難以同時結合費率調整機制，爰建議107年度離岸風電暫無須導入費率調整機制。

(4)綜上，建議107年度年售電量參數可維持106年度數值採3,600度/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

(一) 期初設置成本

1.106年度審定會使用參數值：5.7萬/瓩

2.107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106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107年度期初設置成本援用106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

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

2.107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106年度審定會參採數值。
- (2)考量援用106年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意107年度生質能無厭氧消化設備年運轉維護費維持106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107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

1.106年度審定會使用參數值：5,300度/瓩

2.107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106年度審定會參採數值。
- (2)考量援用106年度審定會數值亦介於國際資料區間，故原則同意107年度生質能無厭氧消化設備年售電量援用106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

1.106年度審定會使用參數值：20.48萬元/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：20.83萬元/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」，剔除未提供實際可佐證資訊5筆及佐證資訊無法釐清期初設置成本項目3筆案例後，參採其餘4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20.83萬元/瓩。
- (2)根據歐盟聯合研究中心及IEA預估生質能有厭氧消化設備期初設置成本降幅介於0.40~2.80%。惟為鼓勵發展，建議不依國際趨勢調降，即107年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為20.83萬元/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

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本7.58%，即15,522元/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本7.34%，即15,283元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集國內近三年年運轉維護費資料共8筆，剔除因料源不足、設備故障頻繁及未提供實際可佐證資訊，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12,580元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為15,283元/瓩，占107年度審定會建議之期初設置成本20.83萬元/瓩下之比例為7.34%。
- (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107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7.34%。

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

1.106年度審定會使用參數值：6,450度/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：6,450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，惟考量因設備故障、料源或沼氣量不足，併或其他多元利用等因素致發電量過低，無法反映實際運轉情況，為引導高效率機組於市場使用，建議應參考經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」第四點規範月容量因數達75%(年運轉時數為6,570度/瓩)以上之要求作為標竿值。
- (2)為鼓勵業者投資，提升國內生質能沼氣發電設置誘因，故原則同意107年度生質能有厭氧消化設備年售電量援用106年度水準，即為6,450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

1.106年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.107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106年度審定會參採數值。
- (2)根據歐盟聯合研究中心及DECC預估廢棄物發電期初設置成本介於0.29~1.09%。惟為鼓勵發展，分組委員建議不依國際趨勢調降，即107年度廢棄物發電期初設置成本援用106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

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本27.57%，即22,111元/瓩

2.107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.燃料成本係根據本年度屏東縣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107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107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

1.106年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.107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

本年度蒐集1筆國內案例，惟業者未提供可佐證之資訊，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107年度廢棄物發電年售電量援用106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

1.106年度審定會使用參數值：11.74萬元/瓩

2.107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)蒐集近三年國內資料共3筆，其中A案尚在申請施工許可階段，B案業者表示目前正在與縣政府接洽中，故建議上述兩案均不予以參採，C案已進入併聯運轉，故參採其提供之數據為10.38萬元/瓩。
- (2)根據歐盟聯合研究中心、IEA與DECC報告之預測，未來水力發電期初設置成本呈現持平或小幅成長，平均每年漲幅介於0%~0.26%。
- (3)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」，因此本年度以C案提供之數據為主，且考量該案為國內近年來唯一完工運轉之水力電廠，因此建議不依國際趨勢調整，故107年度川流式水力發電期初設置成本為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

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.86%，即2,181元/瓩

2.107年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.59%，即2,689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106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之各機組產生之運轉維護費用之金額，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2,213元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後年運轉維護費用為2,689元/瓩。

(3)蒐集近3年國外資料，年運轉維護費介於1,518~15,294元/瓩，占期初設置成本比例介於0.5-4.03%之間，惟考量各國水文、地理條件等差異，故建議以國內資料為主，即107年度年運轉維護費於期初設置成本10.38萬元/瓩下，占比為2.59%。

伍、生質能及其他再生能源發電

三、川流式水力

(三)年售電量

1.106年度審定會使用參數值：4,000度/瓩

2.107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101-105年之台電公司與民營電廠資料，並剔除總裝置容量超過2MW資料後，觀察3~5年平均單位運轉時數之變化，其結果分別為3,781度/瓩、3,830度/瓩、3,994度/瓩，長期下平均單位年運轉時數變化略趨於穩定。
- (3)蒐集近年國外資料，其年運轉時數介於2,719~5,230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106年度審定會參採數值相近，故107年度川流水力發電援用106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

1.106年度審定會使用參數值：25.66萬元/瓩

2.107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)本年度參採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試驗計畫，以及D公司，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，但考量國內尚無新設運轉案例，因此為鼓勵業者設置，建議不依國際趨勢調降，故107年度期初設置成本為27.86萬元/瓩。

*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1-1,300公尺鑽井成本為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

1.106年度審定會使用參數值：占期初設置成本 4.07%，即10,431元/瓩

2.107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案評估數據，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106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，107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107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

1.106年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.107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)本年度無新增評估案例，105年度蒐集工研院B案、台電公司C試驗計畫，其容量因數皆為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5,782-8,000度/瓩(容量因數介於66%-91%之間)，平均為7,039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107年度年售電量援用106年度之水準，即6,400度/瓩。

陸、107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	$\geq 1 \sim < 20$	<u>58,000</u> (71,000)	<u>56,900</u> (71,000)	<u>3.41</u> (2.55)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)
		$\geq 20 \sim < 100$	<u>51,600</u> (57,900)	<u>50,500</u> (57,900)			
		$\geq 100 \sim < 500$	<u>48,000</u> (52,800)	<u>47,000</u> (52,800)			
		≥ 500	<u>46,600</u> (51,300)	<u>45,700</u> (51,300)			
	地面型	≥ 1	<u>52,000</u> (54,100)	<u>51,000</u> (54,100)	<u>2.33</u> (2.31)		
	水面型	≥ 1	<u>58,000</u> (60,100)	<u>57,000</u> (60,100)	<u>2.09</u> (2.08)		

註：()內數字為106年度參採數值。

陸、107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	$\geq 1 \sim < 30$	<u>148,600</u> (153,000)	<u>1.43</u> (1.48)	1,650 (1,650)	20 (20)
		≥ 30	<u>55,700</u> * (56,700) **	<u>3.23</u> * (2.97) **	<u>2,300</u> (2,200)	
	離岸	≥ 1	<u>173,500</u> (181,600)	<u>3.31</u> (3.22)	3,600 (3,600)	
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	57,000 (57,000)	15.76 (15.76)	5,300 (5,300)	
	有厭氧消化設備	≥ 1	<u>208,300</u> (204,800)	<u>7.34</u> (7.58)	6,450 (6,450)	
川流式水力	無區分	≥ 1	<u>103,800</u> (117,400)	<u>2.59</u> (1.86)	4,000 (4,000)	
地熱	無區分	≥ 1	<u>278,600</u> (256,600)	<u>3.74</u> (4.07)	6,400 (6,400)	
廢棄物	無區分	≥ 1	80,200 (80,200)	<u>26.77</u> (27.57)	7,200 (7,200)	

註1：()內數字為106年度參採數值。

註2：*107年度無安裝或具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.47萬元/瓩，運維比例為3.29%。

註3：**106年度無安裝或具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.57萬元/瓩，運維比例為3.02%。

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、106年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；

離岸風力 6.06%

二、107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. 資金分為外借及自有資金，故平均資金成本率(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. 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，其計算公式如下：

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

且 $W_O + W_I = 1$ $R_O = R_f + \alpha$ $R_I = R_f + \alpha + \beta$

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 β 為風險溢酬

α 為信用風險加碼

(1) 無風險利率：屬於中性之參數，指該國資本市場風險最低之標的。

(2) 外借資金及自有資金比例：根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估。

(3) 信用風險加碼：根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定進行評估。

(4) 風險溢酬：指投資者主觀認為事業經營風險之高低。

註：自105年度開始，審定會討論認定離岸風力案場因設置於海域，所承受之財務、技術及經營風險均較其他陸域場址之再生能源高，故決議平均資金成本率應區分為一般再生能源與離岸風力兩類分別訂定。

壹、平均資金成本率

(二)業者反映意見與分析

1.離岸風力業者提出因各類再生能源特性不同，應分別訂定平均資金成本率方能合理反映風險。

2.A公司意見：

參數	數值	業者佐證說明	資料查證說明
銀行融資信用風險加碼	3.5~4%	無追索專案融資之信用風險加碼建議考慮出口信貸機構之擔保成本。 13~18年之無追索專案融資若需出口信貸擔保，根據EKF網站提供之擔保申請與擔保費用試算，年化成本約增加0.8~1.2%，建議信用風險加碼提高至3.5~4%。	根據丹麥出口信貸機構(EKF)網站提供的簡易試算標準普爾評級(S&P rating)介於BB~BBB的年化出口信貸擔保費用約0.8~1.2%，但無法直接說明信用風險加碼需提高至3.5~4%。
股東權益報酬率	依照不同股權提供商： • 私募股權(Private Equity)為15~20%。 • 專案開發商(Project developer)為12~15%。 • 獨立發電業者(Independent Power Producer)為12~14%。 • 風機製造商(Turbine manufacturers)為10~14%。 • 公用事業(Utility)為8~10%。 • 養老保險基金(Pension Fund)為7~12%。	1.開發階段之主要投資者為Independent Developer 與Private Equity，其要求之投資報酬率分別為12%~15%與15~20%，未來產業發展成熟後，自有資金報酬率也不應低於歐洲風場，建議自有資金報酬率提高至12~15%。 2. UK Trade & Investment (2015), UK Offshore Wind：Opportunities for trade and investment.	資料引用無誤

壹、平均資金成本率

(三)參數資料蒐集說明

1.無風險利率

(1)國內資料

A.基於躉購年限為期20年，應以長期穩定及避免數值波動過大為原則。

B.參採標準與過去審定會一致，計算過去三年之10年期政府公債殖利率平均值，即民國104年至106年(1-6)月三年平均值計算為1.12%。

(2)國外資料

A.蒐集歐洲央行歐元區10年期公債殖利率資料，計算2015年至2017年6月三年平均為2.33%。

B.彙整近3年(2015-2017年)歐元區10年期公債殖利率平均數值如下：

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2015年平均	2.50	http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y&start=01-01-2015&end=30-06-2017&trans=N&submitOptions.x=0&submitOptions.y=0
2016年平均	2.04	
2017年1~6月平均	2.58	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，屬該國資本市場風險最低標的，建議107年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為1.12%。

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106年發函國內金融機構的回函資料，國內投資太陽光電設施的貸款成數多半介於60~80%。

B.國外資料

(A)根據DIA-CORE(2016)報告，歐盟國家陸域大型風力的自有資金比例平均為31.2%。

(B)根據IRENA(2015)報告，再生能源發電專案的借款比例約介於50~80%。

(2)離岸風力

A.國內資料

(A)國內離岸風力示範獎勵投標廠商所提供之財務規畫資料，各家廠商之自有資金比例介於20~30%。

(B)根據106年發函國內金融機構的回函資料，國內投資離岸風電設施的貸款成數約70%。

B.國外資料

(A)根據Green Giraffe(2017)報告，近年離岸風力的外借資金及自有資金比例介於65：35~75：25。

(B)根據TKI Wind op Zee(2015)資料，目前荷蘭離岸風力外借資金及自有資金比例為70：30。

綜合考量國內外案例，一般再生能源及離岸風力之自有資金比例平均皆接近30%，建議107年度外借與自有資金比例建議數值，一般再生能源及離岸風力均設定為70%：30%。

壹、平均資金成本率

3.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(1) 國內資料

A.銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險議定，評估方式說明如下：

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

(B)以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差亦可作為風險加碼的參考範圍，故以104-106年6月之twBBB公司債平均扣掉104-106年6月無風險利率平均，得值為1.26%。

(C)本年度發函國內金融機構，其中太陽光電的融資利率介於1.88 - 3.67%，扣除無風險利率(1.12%)後信用風險加碼約介於0.76-2.55%；至於離岸風電的融資利率則為3.75%以上，扣除無風險利率(1.12%)後信用風險加碼為2.63%以上。

B.綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.76-2.63%間，且離岸風電的信用風險加碼相對較高。

壹、平均資金成本率

3.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(2) 國外資料

A.一般再生能源：蒐集11筆資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均外借資金報酬率為4.97%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.33%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.64%。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	太陽光電	4	TUNISIA: Derisking Renewable Energy Investment - UNDP(2015)
德國	太陽光電	4	Reid, Gerard; Wynn, Gerard. 2015. "The Future of Solar Power in the United Kingdom." Energies 8, no. 8: 7818-7832.
歐盟平均	陸域風力	6.55 (5.9 - 7.2)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. Energy & Environment (2016)Risk and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries
比利時	太陽光電	5.25 (5 - 5.5)	
奧地利	陸域風力	5 (4.5-5.5)	
比利時	陸域風力	5.25 (5-5.5)	
丹麥	陸域風力	5 (4.5-5.5)	
法國	陸域風力	5.7	
德國	陸域風力	2.5 (1.8-3.2)	
瑞典	陸域風力	5.25 (4.5-6)	
英國	陸域風力	5.25 (5-5.5)	

建議107年度一般再生能源的信用風險加碼可以2.64%作為最大值。

壹、平均資金成本率

3.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(2) 國外資料

B.離岸風力：蒐集8筆資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均外借資金報酬率為5.08%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.33%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.75 %。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
歐洲	離岸風力	5	Gemini(2014), Largest European Offshore Wind Financing To Date - Project Gemini Reaches Financial Close.
--	離岸風力	5.5 (5 - 6)	Navigant Consulting(2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis.
紐約	離岸風力	5.5 (5 - 6)	New York State Energy Research and Development Authority(2015), “New York Offshore Wind Cost Reduction Study”
歐洲	離岸風力	4.5 (4 - 5)	Green Giraffe(2015), Financing offshore wind – the debt market.
歐洲	離岸風力	5 (4.5 - 5.5)	NREL(2015), 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report.
比利時	離岸風力	6.5 (6 - 7)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
荷蘭	離岸風力	5 (4.5 - 5.5)	
歐洲	離岸風力	3 (< 3)	Green Giraffe(2017), Project finance for German offshore wind

建議107年度離岸風力的信用風險加碼可以2.75%作為最大值。

壹、平均資金成本率

4.業者風險溢酬(β 風險)

(1)一般再生能源：蒐集國外11筆自有資金報酬率資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均為9.69%，減去國外平均外借資金報酬率4.97%後，推估業者風險溢酬約4.72%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	太陽光電	8	TUNISIA: Derisking Renewable Energy Investment - UNDP(2015)
德國	太陽光電	6	Reid, Gerard; Wynn, Gerard. 2015. "The Future of Solar Power in the United Kingdom." Energies 8, no. 8: 7818-7832.
歐盟平均	陸域風力	13.2 (12.4-14)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
比利時	太陽光電	8.3 (7.8-8.8)	
奧地利	陸域風力	9 (8-10)	Energy & Environment (2016)Risk and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries
比利時	陸域風力	10.8	
丹麥	陸域風力	10.6 (10-11.2)	
法國	陸域風力	11 (10.5-11.5)	
德國	陸域風力	7.5 (6-9)	
瑞典	陸域風力	11 (10-12)	
英國	陸域風力	11 (7-15)	

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，建議107年度 β 風險採國外數值，一般再生能源為4.72%。

壹、平均資金成本率

4.業者風險溢酬(β 風險)

(2)離岸風力：蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均為12.35%，減去國外平均外借資金報酬率5.08%後，推估業者風險溢酬約7.27%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	備註	資料來源
--	離岸風力	11.5 (8-15)		Navigant Consulting(2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis.
美國	離岸風力	13 (11-15)		New York State Energy Research and Development Authority(2015), "New York Offshore Wind Cost Reduction Study"
英國	離岸風力	17.5 (15-20)	私募股權 (Private Equity)	UK Trade & Investment (2015), UK Offshore Wind : Opportunities for trade and investment.
英國	離岸風力	13.5 (12-15)	專案開發商 (Project developer)	
英國	離岸風力	13 (12-14)	獨立發電業者 (Independent Power Producer)	
英國	離岸風力	12 (10-14)	風機製造商 (Turbine manufacturers)	
英國	離岸風力	9 (8-10)	公用事業 (Utility)	
英國	離岸風力	9.5 (7-12)	養老保險基金 (Pension Fund)	
比利時	離岸風力	13.3 (12.8-13.8)		DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
荷蘭	離岸風力	13 (9-17)		

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，建議107年度 β 風險採國外數值，離岸風力為7.27%。

壹、平均資金成本率

5.參數參採彙總

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	1.12%		十年期政府公債殖利率104年至106年(1-6月)三年平均數值
α風險	一般再生能源	2.64%	以國內資料及國外(德國、英國、法國丹麥、比利時、奧地利、瑞典等9筆)資料為準
	離岸風力	2.75%	以國內資料及國外(歐洲、美國、荷蘭等6筆)資料為準
β風險	一般再生能源	4.72%	以德國、英國、法國、丹麥、比利時奧地利、瑞典等9筆資料
	離岸風力	7.27%	以英國、美國、比利時、荷蘭等8筆資料

	無風險利率 + α 風險 (外借資金報酬率)	無風險利率 + α 風險 + β 風險 (自有資金報酬率)
一般再生能源	3.76%	8.48%
離岸風力	3.87%	11.14%

壹、平均資金成本率

(四)資料參採說明彙整

1.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)

A. α 風險為2.64%； β 風險為4.72%：

$$30\%*(1.12\%+2.64\%+4.72\%)+70%*(1.12\%+2.64\%) = 5.17\%$$

B.107年度計算數值為5.17%，基於鼓勵設置並顧及業者投資評估之穩健性，建議107年度一般再生能源的WACC參數可援用106年度數值5.25%。

(2)離岸風力

A. α 風險為2.75%； β 風險為7.27%：

$$30\%*(1.12\%+2.75\%+7.27\%)+70%*(1.12\%+2.75\%) = 6.05\%$$

B.106年度計算數值為6.05%，建議107年度離岸風力的WACC參數可調整至6.05%。

四、提請討論

107年度各類再生能源電能躉購費率彙整

一、太陽光電電能躉購費率

類型	級距 (kW)	107年第一期 躉購費率試算 (元/度)	與106年 第二期比較 (%)	107年第二期 躉購費率試算 (元/度)	與第107年 第一期比較 (%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	<u>5.3848</u> (6.1033)	-11.77	<u>5.2827</u> (6.1033)	-1.90
	$\geq 20 \sim < 100$	<u>4.7906</u> (4.9772)	-3.75	<u>4.6885</u> (4.9772)	-2.13
	$\geq 100 \sim < 500$	<u>4.4564</u> (4.5388)	-1.82	<u>4.3636</u> (4.5388)	-2.08
	≥ 500	<u>4.3264</u> (4.4098)	-1.89	<u>4.2429</u> (4.4098)	-1.93
地面型	≥ 1	<u>4.3785</u> (4.5467)	-3.70	<u>4.2943</u> (4.5467)	-1.92
水面型	≥ 1	<u>4.7723</u> (4.9403)	-3.40	<u>4.6901</u> (4.9403)	-1.72

註1：()內數字為106年度公告數值。

註2：107年度下限費率為2.3226元/度。

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 (kW)	107年度躉購費率試算 (元/度) ¹			與上年度比較 (%)
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	<u>8.6685</u> (8.9716)			-3.38
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者		<u>2.7669</u> (2.8776)	-3.85
			無安裝或具備LVRT者		<u>2.7315</u> (2.8395)	-3.80
	離岸	≥ 1	固定20年躉購費率 (上限費率)		<u>5.8141</u> (6.0437)	-3.80
			階段式 躉購費率	前10年	<u>7.0622</u> (7.4034)	-4.61
				後10年	<u>3.5685</u> (3.5948)	-0.73
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	<u>2.5765</u> (2.6000)			-0.91
	有厭氧消化設備	≥ 1	<u>5.0161</u> (5.0087)			+0.15
廢棄物	無區分	≥ 1	<u>3.8945</u> (3.9839)			-2.24
川流式水力	無區分	≥ 1	<u>2.7988</u> (2.9512)			-5.17
地熱	無區分	≥ 1	固定20年躉購費率		<u>5.1956</u> (4.9428)	+5.11
			階段式 躉購費率	前10年	<u>5.6447</u>	--
				後10年	<u>4.4465</u>	--
其他	無區分	≥ 1	2.3226			-10.67

註1：()內數字為106年度公告數值。

註2：107年度下限費率為2.3226元/度。

附件6： 躉購費率獎勵機制

議題一、離島地區躉購費率加成機制

(一)業者意見

建議維持離島地區加成獎勵機制，且將小琉球納入離島加成對象。

(二)機制目的

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

(三)各分組意見彙整

1.離島加成但書規定

(1)太陽光電分組

考量期初設置成本於設置當下已經發生，若因海底電網聯結而取消加成機制，雖發電成本並無差異但將會部分成本費用無法回收，因此，**建議107年度應取消但書規定**。

(2)風力發電分組

考量電網聯結後已可解決離島地區發電成本與本島並無差異，且離島地區風資源相對優良，應無需持續給予高達15%的費率加成，故但書規定應予保留。

(3)生質能及其他：同意參考太陽光電分組討論結果，並於第二次審定會討論後再確認。

2.加成比例規定

(1)太陽光電分組

為鼓勵離島地區廣設再生能源，以降低發電成本，**建議107年度維持106年度離島地區躉購費率加成獎勵機制與加成比例15%**。

(2)風力發電分組

A.海底電網未與本島聯結：加成比例**維持15%**。

B.海底電網已與本島聯結：考量仍應至離島地區進行設備維運，建議考量至離島地區差旅支出，其**加成比例建議改為4%**。

(3)生質能及其他：同意參考太陽光電分組討論結果，並於第二次審定會討論後再確認。

(四)加成比例分析

- 1.103年度審定會考量離島地區發電成本較高，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、裝置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，藉以降低發電成本，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.離島地區無論是否興建海底電纜與本島聯結，於設備運轉後，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。
- 3.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；另觀察目前於離島地區設置之案場多位於澎湖或金門，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，考量每晚住宿費用差異過大(900-5,000)，因此，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。

		台北-馬公	台中-馬公	嘉義-馬公	台南-馬公	高雄-馬公	台北-金門	台中-金門	嘉義-金門	台南-金門	高雄-金門	東港-小琉球	平均票價	機票去回程價格
華信航空	去	2,110	1,584			1,805	2,276	2,150					1,985	3,481
	回	2,110	1,584			1,805	2,276	2,150					1,985	船票去回程價格
遠東航空	去	1,689	1,431			1,471	1,871	1,748			1,773		1,642	1,173
	回	1,609	1,363			1,401	1,782	1,665			1,689		1,564	
立榮航空	去	2,098	1,640	1,621	1,590	1,748	2,298	2,038	2,031	2,039	2,174		1,883	
	回	2,098	1,640	1,621	1,590	1,748	2,298	2,038	2,031	2,039	2,174		1,883	
船票	去回			1,950								395	1,173	

4.加成比例估算：

- (1)觀察實際設置案例多以太陽光電為主，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。
- (2)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，建議本年度僅先考量定期前往離島地區維護之次數以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4%，彙整如右表：

交通工具	費率差距(%)
搭乘飛機	5.51
搭乘船舶	3.02

(五)建議作法

1.離島加成但書規定

離島地區加成之政策目的係以取代離島地區之發電成本，考量離島地區發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，降低柴油發電機組發電，當海底電纜與本島聯結後，本島與離島之發電成本將會一致，故但書規定仍應維持。

2.加成比例規定

(1)海底電纜未與本島聯結

考量取代離島地區發電成本之政策目的，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106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，故建議可適度給予一定加成比例以因應衍生之差旅費用，建議加成比例為4%。

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

建議維持高效能模組加成獎勵機制。

(二)機制目的

為鼓勵國內設置者使用高效率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)議題分析

- 1.我國105年擴大太陽光電推廣目標量，預期國內設置案例將與日俱增，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.依據106年度廠商實際報價資料，一般型模組價格約為0.448美元/瓦、高效型模組價格約為0.543美元/瓦，則每瓩的模組成本增加 $0.095 \times 30.6847 \times 1,000 = 2,915$ 元新台幣。若以107年度各級距最高(58,000元/瓩)與最低之期初設置成本(46,600元/瓩)進行估算，則採高效能模組之成本約增加5.03%~6.26%。若直接反應至期初設置成本進行躉購費率估算，則較一般型模組之躉購費率提高4.12%~5.34%，平均為4.73%。
- 3.為鼓勵國內設置者使用高效率模組以進行區分產品差異及促進產業升級，建議仍採用費率加成方式以鼓勵使用高效率模組系統。

(四)建議作法

為維持投資誘因與政策穩定性，建議維持106年度之作法，即107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%。

(五)費率試算

類型	級距 (瓩)	106年 度高效能 躉購費率	加成 6%			
			107年 第一期 高效能躉 購費率	與106年 高效能費 率比較 (%)	107年 第二期 高效能躉 購費率	與106年 高效能費 率比較 (%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	6.4695	5.7079	-11.77	5.5997	-13.45
	$\geq 20 \sim < 100$	5.2758	5.0781	-3.75	4.9698	-5.80
	$\geq 100 \sim < 500$	4.8111	4.7238	-1.81	4.6254	-3.86
	≥ 500	4.6744	4.5860	-1.89	4.4974	-3.79
地面型	≥ 1	4.8195	4.6412	-3.70	4.5520	-5.55
水面型	≥ 1	5.2367	5.0587	-3.40	4.9715	-5.06

議題三、躉購費率與區域費率討論之連結

(一)業者意見

- (一)建議檢討北部地區加成對象，台東、南投亦應納入加成對象。
- (二)建議檢討北部地區加成比例。

(二)機制目的

考量北部地區加成目的應以考量用電需求及電網特性，併同鼓勵北部地區設置太陽光電，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)議題分析

1.加成區域檢討

- (1)臺灣若各區域(北區、中區及南區)內發電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，考量我國目前北部用電尖峰時須由中南部輸送電力至北部，惟若是於北部區域設置太陽光電，將可減少電力輸送過程中所產生的線路損失比例，近10年平均線路損失比率約為4.44%；以下彙整近10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

- (2)考量太陽光電推廣目標量提高，且併同提升北部地區之設置誘因，故透過躉購費率加成方式，吸引設置業者投資。
- (3)加成區域檢討建議
- A.北部地區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，在考量發電量資料、產業密集度、用電需求、電網特性後，建議不將南投及台東納入加成對象。
 - B.綜上所述，建議北部地區加成區域仍維持包含台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮。

(三)議題分析

2. 加成比例檢討

(1) 觀察全臺灣及北部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、宜蘭及花蓮)年發電量介於984~1,190度/瓩年，平均為**1,079**度/瓩年；**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)**以外**之年發電量介於1,158~1,321度/瓩年，平均為**1,258**度/瓩年。

(2) 加成比例估算：

A. 若**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)之發電量**1,079**度/瓩年與**審定會**公告之參數**1,250**度/瓩年進行估算，則加成比例約為**13.68%**。

B. 若以實際日照資源進行躉購費率加成，即**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)之發電量**1,079**度/瓩年，**加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)**以外**之發電量**1,258**度/瓩年，則加成比例約為**14.23%**。

C. 加成區域日照資源(**1,079**度/瓩年)與審定會公告(**1,250**度/瓩年)之差異為**13.68%**，加成區域日照資源(**1,079**度/瓩年)與非加成區域之日照資源(**1,258**度/瓩年)之差異為**14.23%**；綜合考量全台發電量與區域實際差異，加成比例就兩值取平均為**14%**，與106年度加成比例15%相近，故**建議107年度加成區域之加成比例維持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：

資料 年度	全臺灣								
	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)
103年	1,281	21	15,516.825	1,218	23	252.433	1,249	2,349	207,982.04
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	
平均	1,257	--	--	1,180	--	--	1,242	--	--
北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)									
103年	1,145	3	1,426.89	1,046	6	17.19	1,066	181	5,492.14
104年	1,190	3	1,426.89	1,091	8	23.91	1,077	401	19,504.142
105年	1,101	3		984	7		1,005	547	26,737.795
平均	1,156	--	--	1,078	--	--	1,049	--	--
北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)以外區域									
103年	1,304	18	14,783.255	1,269	18	62.58	1,257	2,225	205,082
104年	1,321	19	17,503.60	1,314	14	50.4	1,293	5,320	428,785.90
105年	1,199	19	17503.595	1,158	11	35.00	1,209	7,723	618,108.714
平均	1,275	--	--	1,247	--	--	1,253	--	--

(四)建議作法

1.考量加成區域加成目的應以考量用電需求及電網特性，故建議加成區域維持與106年度相同，即台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮。

2.加成比例：

(1)為逐步鼓勵設置量較少之地區開發及反應實際日照資源，**同時考量加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)**與審定會所採之年售電量差異及加成區域**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)**與非加成區域之實際年售電量差異**同時進行估算。

(2)建議**加成區域**(含北北基、桃竹苗及宜花)107年度電能躉購費率按實際公告之躉購費率加成**15%**，提高設置誘因。

(五)費率試算

	類型	級距 (瓩)	107年第一期躉購費率 (元/度)	107年第二期躉購費率 (元/度)
北部以外區域	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	5.3848	5.2827
		$\geq 20 \sim < 100$	4.7906	4.6885
		$\geq 100 \sim < 500$	4.4564	4.3636
		≥ 500	4.3264	4.2429
	地面型	≥ 1	4.3785	4.2943
	水面型	≥ 1	4.7723	4.6901
北部區域	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	6.1925	6.0751
		$\geq 20 \sim < 100$	5.5092	5.3918
		$\geq 100 \sim < 500$	5.1249	5.0181
		≥ 500	4.9754	4.8793
	地面型	≥ 1	5.0353	4.9384
	水面型	≥ 1	5.4882	5.3936

議題四、放寬地面型太陽光電費率適用時點

(一)業者意見

地面型太陽光電發包建置期長，建議躉購電價適用時，能考量放寬時效性問題。

(二)機制目的

考量我國擴大太陽光電推廣目標量且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，電網強度較不足；因此，考量業者進行電網布建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.依據業者所提開發時程表，重點工程至太陽光電竣工所需時程分述如下：

(1)取得地方政府同意函(2017.3.15)至太陽光電竣工：1年3個月

(2)取得能源局同意備案(2017.9.15)至太陽光電竣工：9個月

(3)取得施工許可(2017.11.30)至太陽光電竣工：7個月

目前，現行機制針對裝置容量為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，自同意備案取得後最長可有1年6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。

2.另依電業登記規則規定，原申請程序為取得電業籌設許可後，送件申請同意備案，之後再取得施工許可，為簡化電業申請流程，105年修正後為電業籌設許可與施工許可方能同時申請，爾後在申請同意備案，此應可節省部分行政流程時間。

(四)執行方式

建議維持106年度之作法；即自107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6月30日間完工者，其躉購費率適用同意備案時之上限費率。

(五)提請討論

議題五、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

無

(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)106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

目前國內離岸示範風場尚未設置完成，基於獎勵政策穩定，應繼續維持離岸風力發電之階梯式費率機制。

(五)建議作法

建議107年度仍沿用106年度作法，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擇一適用，但選擇適用後即不得變更。

(六)提請討論

二、地熱發電

(一)業者意見

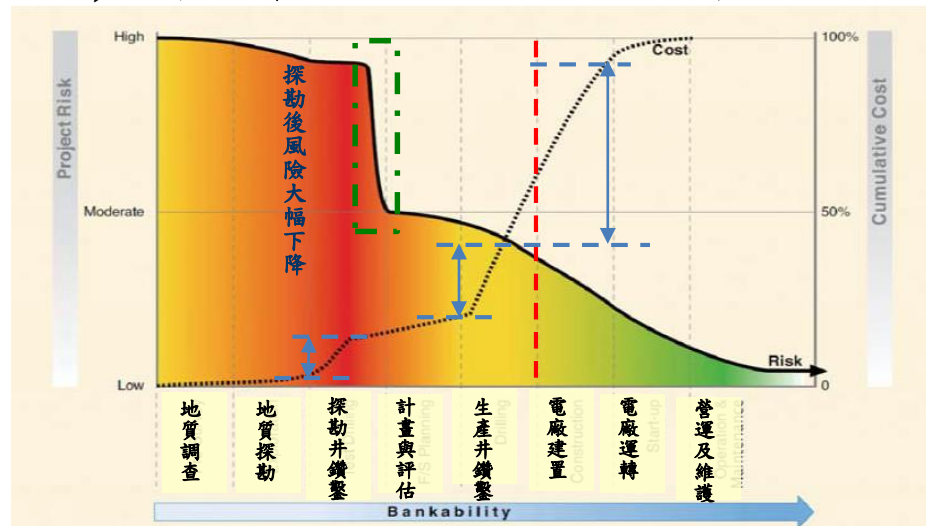
地熱發電初期風險(鑽探、鑽井)高，後期風險低，建議應比照離岸風電採階梯式(前高後低)躉購費率。

(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)議題分析

- 1.地熱發電主要風險來自前期探勘鑽井階段(如下圖)，因此，為有效減輕業者前期高風險與高成本之困難，除提供「地熱能發電系統示範獎勵辦法」外，並透過階梯式(前高後低)費率，希冀在高風險高報酬情況下吸引業者投入。



(三)議題分析

- 2.考量未來地熱電廠營運期間(一般為30年以上)，可能影響之因素包括生產率下降幅度超過預期、溫度不足、酸腐蝕問題等，導致後續運維部分可能因設置地點而有不同差異，因此建議前後期費率差異不宜過大，以利確保後期電廠正常營運。

(四)建議作法

- 1.基於鼓勵地熱發電發展透過政策引導，促成國內第一座地熱電廠之成立，且為減輕業者前期承擔之風險與不確定性，及償還銀行貸款，建議107年度地熱可採階梯式躉購費率。
- 2.建議地熱發電於107年度簽約者，可依意願與公用售電業就「平均躉購費率」、「階梯式躉購費率」擇一簽訂購售電合約。107年度地熱發電「平均躉購費率」為5.1956元/度；「階梯式躉購費率」為前10年為5.6447元/度，後10年為4.4465元/度。

(五)提請討論

議題六、離岸風力發電設備政策目標外所增加之容量採行競標機制

(一)機制目的

為鼓勵離岸風力發電設備之設置，考量除參與現行政策目標下遴選作業機制者外，考量未來推廣目標再擴大之情況下，應就現行政策目標外所規劃增加之設置量，結合市場競爭機制，以適度調整躉購費率及平衡國家財政支出。

(二)議題分析

1. 為達成2025年再生能源占比20%之政策目標，針對風力部分依行政院核定「風力發電四年推動計畫」，離岸風力之設置目標規劃於2025年達成3,000MW，並刻正規劃相關場址遴選之開發分配機制。
2. 考量現階段規劃之離岸風力發電設備遴選作業機制，其鼓勵國產化以將相關技術深植國內，並預估相關開發案於所定完工期程間，其所投入之設置成本並未有顯著變動，爰此針對參與現階段規劃之遴選作業機制者，不採行競標機制。
3. 另就現階段規劃遴選作業機制之分配設置量外，考量未來推廣目標量再擴大之可能情況下，應就現行政策目標外所規劃增加之設置量(如遴選作業機制剩餘或額外新規劃之設置量)，基於考量相關作業和完工期程，並參考國外海事工程、競標機制及價格，於國內整體開發環境完備後，相關設置成本將顯著下降，開發商若規劃參與設置離岸風力發電設備，勢有必要採行競標之市場競爭機制，以適度調整躉購費率。

(三)執行方式

1. 針對離岸風力發電設備設置者參與遴選作業機制以外的設置案件，於「中華民國一百零七年度再生能源躉購費率及其計算公式」中訂定於107年度起離岸風力發電設備參與競標機制者，依競比結果適用其費率，由設置者競標承諾一定期間完工之簽約費率，並從承諾完工之時起以其競標價格躉購20年。
2. 為促使離岸風力競標業者於所承諾一定期間內完工，在不違反「再生能源發展條例」第9條第1項審定會之職權下，離岸風力發電設備參與競標作業機制者，以其競標承諾完工之日為躉購期間之始日。

(三)執行方式

3.若離岸風力競標業者未於競標承諾完工之日完工時，考量離岸風力之開發案所需耗費之人力及金費甚鉅，爰此允其繼續完工，並從其實際完工之日起逕行躉購，然其購售電契約費率之適用，分述如下：

(1)競標之簽約費率仍適用至承諾完工之日起計算20年之日。

(2)剩餘超過原定躉購期間之購售電契約期間(自設備完工之日起算尚未滿二十年之期間)將以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。

(四)建議條文

自中華民國一百零七年起，設置離岸型風力發電設備，且參與中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：

(一)以費率作為競比條件者，適用競比結果之費率，其躉購期間自承諾完工之日起躉購二十年。但於承諾完工之日前已完工者，自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，其躉購期間自承諾完工之日起躉購二十年。但於承諾完工之日前已完工者，自實際完工之日起躉購二十年。

參與前點作業機制且於承諾完工之日後完工者，其自設備完工之日起算二十年內超過前點第三款期間適用之躉購費率，以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。

(五)提請討論

國際匯率表

	2014全年平均	2015全年平均	2016全年平均	2017/1~2017/6平均
USD(美元)	30.3678	31.8983	32.3180	30.6847
EUR(歐元)	40.2899	35.3774	35.7485	33.2183
GBP(英鎊)	50.0285	48.7713	43.8071	38.6278
CAD(加幣)	33.5899	40.8011	24.3835	22.9994
AUD(澳幣)	27.3740	23.9641	24.0244	23.1465
CNY(人民幣)	4.9431	5.1222	4.8639	4.4624
MYR(馬來西亞幣)	9.2787	8.1675	7.7906	6.9887
JPY(日圓)	0.2866	0.2635	0.2971	0.2731
KRW(韓圓)	0.0288	0.0282	0.0278	0.0269
NOK(挪威克朗)*	4.8807	3.9561	3.8477	

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。

附件7：

107年度再生能源電能躉購費率公告草案

中華民國107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，自中華民國一百零七年一月一日起至一百零七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)自中華民國一百零七年一月一日起至一百零七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，其電能躉購費率為每度新臺幣二點三二二六元。
 - (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零七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，且於一百零七年一月一日起至一百零七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一百零七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，且於一百零七年七月一日起至一百零七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)自中華民國一百零六年起，當年度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，於次年一月一日至六月三十日止完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

中華民國107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」中華民國一百零七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，且躉購費率適用一百零七年度之上限費率者，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)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，且於一百零七年一月一日起至一百零七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、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。

五、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。

六、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，除適用第八點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。

七、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。

中華民國107年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 八、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。
- 九、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、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，且躉購費率適用中華民國一百零七年度之上限費率者，其電能躉購費率按第三點規定費率加成百分之十五。
- 十一、符合第二點規定之離岸型風力及地熱能發電設備，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。
- 十二、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)以費率作為競比條件者，電能躉購費率適用競比結果之費率，其躉購期間自承諾完工之日起躉購二十年。但於承諾完工之日前已完工者，自實際完工之日起躉購二十年。
- (二)除前款規定情形外，電能躉購費率適用離岸型風力發電設備與電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自承諾完工之日起躉購二十年。但於承諾完工之日前已完工者，自實際完工之日起躉購二十年。
- 十三、參與前點作業機制且於承諾完工之日後完工者，其自設備完工之日起算二十年內超過前點期間適用之躉購費率，以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。

中華民國107年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 十四、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。
- 十五、屬中華民國一百零七年下半年參與前點作業機制，且於一百零八年十二月三十一日前完工者，其電能躉購費率適用前點規定；於一百零九年一月一日後完工者，其電能躉購費率以前點適用費率或完工當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 十六、本「中華民國一百零七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107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

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

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

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

中華民國107年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表二 再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	躉購費率(元/度)		
風力	陸域	1瓩以上不及30瓩	8.6685		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者		2.7669
			無安裝或具備LVRT者		2.7315
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.8141
			階段式 躉購費率	前10年	7.0622
				後10年	3.5685
生質能	無厭氧 消化設備	1瓩以上	2.5765		
	有厭氧 消化設備	1瓩以上	5.0161		
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.8945		
川流式水力	無區分	1瓩以上	2.7988		
地熱	無區分	1瓩以上	固定20年躉購費率		5.1956
			階段式 躉購費率	前10年	5.6447
				後10年	4.4465
其他 (海洋能 ^{註1} 、氫 能 ^{註2} 或其他經中 央主管認定可永 續利用之能源)	無區分	1瓩以上	2.3226		

中華民國107年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 107年度太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.3848	5.2827
		20瓩以上不及100瓩	4.7906	4.6885
		100瓩以上不及500瓩	4.4564	4.3636
		500瓩以上	4.3264	4.2429
	地面型	1瓩以上	4.3785	4.2943
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.7723	4.6901

中華民國107年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表四 107年度太陽光電發電設備電能躉購費率(高效能)

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.7079	5.5997
		20瓩以上不及100瓩	5.0781	4.9698
		100瓩以上不及500瓩	4.7238	4.6254
		500瓩以上	4.5860	4.4974
	地面型	1瓩以上	4.6412	4.5520
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	5.0587	4.9715

報告完畢

