

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3：106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4：106年度再生能源電能躉購費率及其計算公式使用參數及重要相關議題

附件5：「平均資金成本率」使用參數建議

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：105年7月21日上午9時整

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部沈次長榮津

四、出席名單：

林委員全能、汪委員宗煌、沈委員維正、廖委員惠珠、林委員良楓、林委員誠二、林委員大惠、錢委員建嵩、宋委員聖榮、張委員家春、蔡委員宏明、陳委員偉聖、胡委員耀祖、江委員青瓚、張委員添晉、顧委員洋

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

壹、第一次審定會辦理情形

一、時間：105年7月21日上午9時整

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部沈次長榮津

四、出席名單：

林委員全能、汪委員宗煌、沈委員維正、廖委員惠珠、林委員良楓、林委員誠二、林委員大惠、錢委員建嵩、宋委員聖榮、張委員家春、蔡委員宏明、陳委員偉聖、胡委員耀祖、江委員青瓚、張委員添晉、顧委員洋

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

貳、第一次審定會會議結論與後續辦理情形

一、報告案決議

(一)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會議紀錄。

(三)業者意見請納入分組討論，作為106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)不同設置態樣(水面型、專區)下成本費用之反映方式
- (2)檢討期初設置成本及運轉維護費用內涵，如租金、保險費、線補/饋線費、地價稅、整地費等
- (3)檢討以競標折扣率反映期初設置成本之評估方式
- (4)北部地區躉購費率加成區域及加成比例之檢討
- (5)考量地面型專區申設期間較長，應放寬躉購費率適用時點
- (6)競標機制作業方式檢討與存廢議題

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106年度再生能源躉購費率審定參考。

2.風力發電：

- (1)如何鼓勵陸域次級風場開發
- (2)離岸風電是否採區域差異化費率

3.生質能及其他再生能源：

- (1)釐清生質能設置成本內涵(如沼液、沼渣去化成本)
- (2)生質能運維費用項目及運維方式研析(如維修頻率)
- (3)研析以級距區分生質能躉購費率之可行性
- (4)研析生質能混燒躉購費率計算方式
- (5)地熱發電躉購費率區分深淺層及結構考量階梯式(前高後低)設計
- (6)增訂海洋能躉購類別之檢討

4.歷年獎勵機制：

- (1)北部地區太陽光電躉購費率獎勵機制
- (2)陸域20瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制
- (3)陸域20瓩以上風力發電之年售電量檢討機制
- (4)離岸風力發電之階梯式費率機制
- (5)離島費率獎勵機制

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106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：

- 1.106年度審定作業期程規劃，經委員討論後原則同意。
- 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)106年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持105年度計算公式不變。

後續辦理情形：遵照辦理。

(三)106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(101~104年)國內電業化石燃料發電平均成本計算，計算結果為2.6000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	7/26下午	7/26上午	7/27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	8/11下午	8/9下午	8/10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	8/22下午	8/24上午	8/23上午
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

相關意見後續將函轉相關機關辦理。

二、審議機制與作業原則等意見

本年度業者未提出相關意見。

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：
106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，105年度審定會業已針對法源依據、行政程序及其必要性進行討論，建議106年度審定會維持105年度作法，亦即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：

- 依「再生能源電能躉購費率審定會」相關**業者意見**，係建議落實聽證基本精神，並針對重大問題能舉辦第二次聽證讓參與者充分表達意見。
- 參照行政程序法第156條及第58條之規定，就106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)，106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：106年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：105年9月20日 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：106年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：105年9月20日 下午1：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-301室

下午場次

時間	min	議程
13：30～13：45	15	發言順序登記
13：45～13：50	5	主持人說明案由
13：50～14：20	30	主持人或其指定之人說明事件之內容要旨 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	106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5日函詢相關公、協會蒐集意見，並於7月6日止收到二十個單位回函 ➤ 辦理分區業者座談會：已於6月22、23、24日召開北、中、南分區業者座談會 ➤ 分組第1次會議：7月26日、7月27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：

「106年度再生能源電能躉購費率及其
計算公式」使用參數及重要相關議題

壹、再生能源電能躉購費率審定原則

一、電能躉購費率審定原則

- (一)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、業者意見

(一)太陽光電分組：

- 1.建議區分水面型及地面型專區躉購類別及躉購費率，以鼓勵設置。
- 2.建議地面型躉購費率需區分躉購級距。

(二)風力發電分組：

- 1.建議取消小風機裝置容量合併計算之規定。
- 2.建議離岸風力應依岸距或風況採差異化費率。

(三)生質能及其他再生能源分組：

- 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.考慮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。
- 4.建議將海洋能躉購費率獨立於其他類別，以利業者集資或貸款。

二、躉購分類與容量級距檢討

(一)太陽光電分組：

- 1.新增水面型躉購類別：透過政策工具以鼓勵開發陸域以外其他區域設置太陽光電。
- 2.不區分地面型躉購級距：地面型未來係以大規模區域進行開發，且為使資源有效利用。
- 3.綜上，太陽光電106年度屋頂型及地面型分類與容量級距維持105年度相同方式，水面型則不區分躉購級距。

貳、躉購分類與容量級距

二、躉購分類與容量級距檢討

(二)風力發電分組：

- 1.為避免小型風機裝設於地面與一般陸域大型風機產生土地資源利用之競爭關係，故小型風機有適用裝置容量合併計算之必要性。
- 2.我國規劃設置離岸風電之潛力場址，其水深約介於20~50公尺，成本差異不會太大，且風況均相對優良，故採標竿費率鼓勵優良風場開發應屬合適。
- 3.綜上，風力發電106年度躉購類別與容量級距維持105年度相同方式。

(三)生質能及其他再生能源分組：

- 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106年度暫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200~800瓩，待未來有較多設置案例後，再行檢視較為妥適，故106年度不區分生質能躉購容量級距。
- 3.目前地熱發電因國內技術尚未成熟且無實際商轉案例，且我國地熱推廣策略「由淺入深」，短期仍集中開發淺層地熱，故建議暫不區分。
- 4.綜上，生質能及其他再生能源106年度躉購類別與容量級距維持105年度相同方式。
- 5.另考量海浪能發電在國內尚無大型商轉機組，短期發展受限的情況，且有許多問題尚待克服，以先期計畫、示範獎勵及補助作業協助發展，另為呼應業者之訴求並符合再生能源發展條例之規範，建議106年度起於「其他」躉購類別中，可明列適用其他類別之再生能源項目。

貳、躉購分類與容量級距

三、躉購分類與容量級距彙整表：

105年度			106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	無區分		地面型	無區分
	--	--		水面型	無區分
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$
		≥ 20			≥ 20
	離岸	無區分		離岸	無區分
生質能	無厭氧消化設備	無區分	生質能	無厭氧消化設備	無區分
	有厭氧消化設備	無區分		有厭氧消化設備	無區分
川流式水力	--	無區分	川流式水力	--	無區分
地熱能	--	無區分	地熱能	--	無區分
廢棄物	--	無區分	廢棄物	--	無區分
其他	--	無區分	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

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)105年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)106年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	105年度審定會使用 參數值		106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	79,700	79,700	69,800	69,800	-12.42	0.00
	20瓩以上未達100瓩	64,100	64,100	57,000	57,000	-11.08	0.00
	100瓩以上未達500瓩	59,100	59,100	51,900	51,900	-12.18	0.00
	500瓩以上	57,400	57,400	50,400	50,400	-12.20	0.00
地面型	無區分級距	57,400	57,400	53,200	53,200	-7.32	0.00
水面型	無區分級距	--	--	59,100	59,100	--	0.00

註：第一期成本變動幅度係為106年第一期成本與105年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為106年第二期成本與106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.反映市場實際成本現況

- (1)為有效反映市場實際成本現況，建議同時考量最新一期(第五期)各級距合格投標案件剔除上下10%極端值之平均折扣率所推估之期初設置成本及設備認定發票資料進行估算。
- (2)考量104年度與105年度設置態樣有所差異，為能反映市場實際發展現況，則將折扣率推估之期初設置成本與104年及105年1月至5月設備認定發票資料之設置成本加以平均。

類型	級距	105年第五期競標折扣率反推之期初設置成本(元/瓩)	104年設備登記發票資料(元/瓩)	105年設備登記發票資料(元/瓩)	初始期初設置成本(元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	79,700	65,661	67,512	70,958
	20瓩以上不及100瓩	64,100	55,188	54,520	57,936
	100瓩以上不及500瓩	59,100	49,224	50,060	52,795

2.期初設置成本結構調整

若該級距無設置案件者，則參考105年度該級距與鄰近級距之期初設置成本差異進行調整，即屋頂型500瓩以上之設置成本則參考100瓩以上不及500瓩之設置成本，以2.88%進行調整，為51,275元/瓩。

3.地面型加計土地整理與地質鑽探費用

- (1)該級距104及105年度未有發票資料；另考量地面型之設置條件、設置方式及規模與屋頂型500瓩以上相似，因此，參考屋頂型500瓩以上期初設置成本；地面型於施工前須針對設置地點進行土地整理與地質鑽探，使土地資源有效使用及完善規畫施工方式，故將上述兩項費用共2,949元/瓩納入考量，合計為54,224元/瓩。
- (2)工研院針對地面型(裝置容量500瓩)之設置案件進行市場調查，設置成本約54,000元/瓩(已包含整地費用、地質鑽探費及併網費用)。
- (3)考量上述資料，106年地面型太陽光電期初設置成本為54,112元/瓩。

參、太陽光電

一、期初設置成本

(三)資料參採說明

4.水面型(浮力式)太陽光電以地面型設置成本為準，再加計6,000元/瓩

(1)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(需認屬不汙染水質材質)、浮力基座、水面上方維修走道設施、錨定、纜繩設施等。

(2)考量水面型與地面型設置方式類似，參考地層下陷區地面型設置成本與水面型浮力式系統成本進行比較，以地面型設置成本為準，再加計其衍生之相關設備造成的成本6,000元/瓩，為60,112元/瓩。

5.反映50%國際預估未來成本發展趨勢

(1)觀察Bloomberg及Joint Research Centre of the European Commission等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，2017年較2016年設置成本下降幅度介於2.87~4.38%，平均為3.47%；因模組價格係以美金報價，故將匯率變動幅度反應至未來國際降幅，故國際預估未來成本發展趨勢以平均降幅3.40%進行計算。

(2)觀察國內外2016年上半年設備成本報價趨勢，受中國6月底前搶裝潮影響或國際政治情勢影響(英國脫歐)，另考量國內太陽光電推廣目標量逐步擴大，故為鼓勵業者進入市場，建議106年度國際預估之成本降幅以50%，即1.70%進行調整。

6.106年度期初設置成本估算

類型	容量級距 (瓩)	105年期初設置成本 (元/瓩)	106年度分組會議試算數值			106年度分組會議建議數值		
			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	79,700	0.00	71,000	-10.92	1.70	69,800	-12.42
	≥20~<100	64,100		57,900	-9.67		57,000	-11.08
	≥100~<500	59,100		52,800	-10.66		51,900	-12.18
	≥500	57,400		51,300	-10.63		50,400	-12.20
地面型	≥1	57,400		54,100	-5.75		53,200	-7.32
水面型	≥1	--		60,100	--		59,100	--

參、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)105年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)106年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	105年度審定會使用參數值 (%)	106年度分組會議建議數值 (%)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	1.97	2.60
	20瓩以上未達100瓩		
	100瓩以上未達500瓩		
	500瓩以上		
地面型	無區分級距		2.34
水面型	無區分級距	--	2.11

(三)資料參採說明

- 1.考量屋頂型及地面型設置方式與維護方式有所差異，故106年度屋頂型及地面型之運轉維護費用比例分開估算；另水面型現階段設有維修走道及平台，其維修方式與地面型類似，且現階段水面型未有實際運轉維護實績產生，故採用地面型之運轉維護費用。
- 2.所蒐集的國內資料(台電公司及太陽光電系統公會)為實際發生之數據及市場目前實際執行的模式，故以國內資料進行估算。
- 3.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

4.106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2.60%、地面型為2.34%及水面型為2.11%，故建議106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2.60%、地面型為2.34%及水面型為2.11%。

類型	裝置容量級距 (瓩)	106年期初設置成本 (元/瓩)	運轉維護費用 (元/瓩)	佔比 (%)	參採數值 (%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	69,800	2,286	3.28	2.60
	$\geq 20 \sim < 100$	57,000	1,488	2.61	
	$\geq 100 \sim < 500$	51,900	1,412	2.72	
	≥ 500	50,400	899	1.78	
地面型	≥ 1	53,200	1,247	2.34	2.34
水面型	≥ 1	59,100	1,247	2.11	2.11

參、太陽光電

三、年售電量

(一)105年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)106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102至104年資料，**全臺灣場址**年發電量介於1,218~1,303度/瓩，平均為1,256度/瓩，考量**效率遞減率**後平均為1,222度/瓩；**台中以南**場址年發電量介於1,238~1,348度/瓩，平均為1,292度/瓩，考量**效率遞減率**後平均為1,258度/瓩。(詳如表1)
- 3.依據上述計算結果，因與105年度審定會所採之數值差異不大，故建議太陽光電106年度之年售電量仍維持**1,250度/瓩**。

參、太陽光電

表1 102-104年國內太陽光電年售電量資料

全臺灣									
資料 年度	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (瓩)	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (瓩)	簡單平均 (度/瓩)	參採 案件	裝置容量 (瓩)
102年	1,267	10	9,968.93	1,248	20	198.92	1,222	1,536	138,352.17
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
平均	1,284	--	--	1,233	--	--	1,251	--	--
台中以南									
102年	1,348	6	7,537.97	1,286	16	56.37	1,238	1,404	1356,365.277
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
平均	1,324	--	--	1,290	--	--	1,262	--	--

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達20瓩

(一)期初設置成本

1.105年度審定會使用參數值：15.27萬元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：15.30萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集近3年(103-105年)國內案例資料共4筆，剔除上下極端值共2筆樣本後，期初設置成本平均為157,030元/瓩。
- (2)考量我國小型風機多以出口為主，所以另蒐集近3年(103-105年)海關資料，挑選水平軸發電機樣本共19筆，並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(註*)，推估期初設置成本，計算平均為148,986元/瓩。
- (3)根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2011)預估，陸域小於50瓩規模之風力發電於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106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15.30萬元/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 %、26.24 %及29.54 %，平均計算3種樣態之成本即為148,986元/瓩。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達20瓩

(二)年運轉維護費

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.00%，即1,527元/瓩。

2.106年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.00%，即1,530元/瓩。

3.資料參採說明

- (1)考量設備20年運轉期間需更換2次逆變器，且逆變器價格以5,000元/瓩估算下，則平均每年設備更換費用為500元/瓩，另加計A場址9kW小型風機的每年維護合約費用950元/瓩(未含零件更換)後，年運轉維護費為1,450元/瓩。
- (2)蒐集近3年(2014-2016年)美國能源部資料共4筆，另為符合我國躉購費率級距，故將案件規模11~49kW之樣本予以剔除，則剩餘3筆小型風機的年運轉維護費平均為1,552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1,501元/瓩，按106年度期初設置成本建議數值153,000元/瓩計算，則占期初設置成本比例為0.98%，取其整數即為1.00%，即1,530元/瓩。

肆、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達20瓩

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

2.106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)根據國內小型風力躉購案件3筆售電資料，計算102、103年平均年售電量分別為818度/瓩、690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1,862度/瓩。
- (3)考量目前政策方向、發展定位與經濟效益等因素，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106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

1.105年度審定會使用參數值：6.10萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為6.00萬元/瓩)

2.106年度分組會議共同意見建議數值：5.67萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.57萬元/瓩)

3.資料參採說明

- (1)蒐集近3年(103-105年)國內設置案例資料2筆，分別為台電A風場的契約結算資料，及台電B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(103-105年)海關進口成本資料，並根據103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54%，104年更新數據後平均則為52%，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55,346元/瓩。
- (3)根據歐盟聯合研究中心(2014)預測，陸域大型風力於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2013年下降50歐元，年平均降幅為0.52%。
- (4)綜上，基於鼓勵設置，建議106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5.67萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.57萬元/瓩)。

肆、風力發電

二、陸域型20瓩以上

(二)年運轉維護費

- 1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.86%(無安裝或具備LVRT者為2.91%)，即1,747元/瓩。
- 2.106年度分組會議共同意見建議數值：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。

3.資料參採說明

- (1)蒐集台電公司近3年(102-104年)有含括重件更換之保修合約資料共3筆，並利用104年發電量資料換算發電量加權平均保修費用為0.5451元/度，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0.6623元/度。
- (2)以台電公司有含括重件更換之合約金額為計算基礎，另加計民營業者101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，計算20年均化之年運轉維護費為0.6953元/度。
- (3)蒐集近3年(2013-2015年)國外年運轉維護費資料共12筆，剔除上下極端值共4筆後，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0.8345元/度。
- (4)考量國內案例資料數量較少，故將國內外資料平均，則20年均化之運轉維護費為0.7649元/度，較105年度使用參數值0.7280元/度高。
- (5)基於因應未來相對次級之設置環境，假設國內年售電量為2,200度/瓩，則年運轉維護費為1,683元/瓩，按106年度期初設置成本建議數值56,700元/瓩計算，則占期初設置成本比例為2.97%(無安裝或具備LVRT者為3.02%)。

肆、風力發電

二、陸域型20瓩以上

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：2,400度/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：2,200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103~104年平均年發電量為2,892度/瓩，民營業者103~104年平均年發電量為2,207度/瓩。
- (2)根據工研院99年的研究報告，全台年滿發時數超過2,000小時的可開發場址共計27處，潛能總計526MW(已排除不適合以及限制開發之區域)，仍有許多潛力量尚未開發。
- (3)考量我國114年陸域風電設置目標為1,200MW，且根據工研院99年的研究報告，全台年滿發時數超過2,000小時的場址潛能尚有526MW，基於因應未來相對次級之設置環境，鼓勵業者設置開發，建議106年度陸域型20瓩以上風力發電的年售電量可調整為2,200度/瓩。

肆、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.105年度審定會使用參數值：18.01萬元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：17.92萬元/瓩

3.資料參採說明：

- (1)根據國內民營示範業者提供示範風場財務評估數據，計算期初設置成本平均金額約182,161元/瓩。
- (2)蒐集2010-2016年英國及德國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)共29筆，並剔除上下極端值共6筆樣本後，剩餘23筆資料，平均為170,863元/瓩，並考量加計新估算之漁業補償成本1,443元/瓩及除役成本4,000元/瓩後，期初設置成本為176,306元/瓩。
- (3)根據歐盟聯合研究中心(2014)預測，離岸風力於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2013年下降590歐元，年平均降幅為2.63%。
- (4)綜上，以國內外資料計算期初設置成本平均為17.92萬元/瓩，考量目前國內離岸示範風場尚未設置完成，建議106年度期初設置成本不考量國際成本降幅，採17.92萬元/瓩。(含併網成本、漁業補償成本及除役成本)。

肆、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.24%，即5,844元/瓩。

2.106年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.26%，即5,844元/瓩。

3.資料參採說明

- (1)國內A公司有提供其120MW示範風場的年運轉維護費財務評估數據，惟考量此數據尚不完整明確，且未有佐證資料，故建議不納入參採。
- (2)蒐集近3年(2013~2015年)國外年運轉維護費資料共11筆，剔除上下極端值共4筆後，剩餘7筆資料(均屬均化後之費用)，年運轉維護費介於3,870元/瓩~7,679元/瓩，平均為5,839元/瓩。
- (3)基於參數穩定，建議106年度年運轉維護費亦維持105年度使用參數值，採5,844元/瓩，按106年度期初設置成本建議數值179,200元/瓩計算，建議106年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.26%。

肆、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：3,700度/瓩

2.106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)根據澎湖風場91~104年的平均年發電量為3,622度/瓩，且台電公司104年澎湖A風場新建工程的保證年發電量約為3,867度/瓩，計算平均年售電量為3,745度/瓩。
- (2)根據國內海氣象觀測塔104~105年(未滿一年)的測風資訊，計算全年滿發時數為3,804小時，於考量風力機的可用率94%(包含排定服務停機時間、惡劣天候停工及潮汐接駁限制)，以及電力線損比例2.859%後，全年發電時數約3,474小時。
- (3)建議106年度年售電量採台電資料計算的年售電量3,745度/瓩與國內海氣象觀測塔短期測風估計的年售電量3,474度/瓩進行平均，取其整數即為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

1.105年度審定會使用參數值：5.70萬/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：5.70萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度國內並未新增資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，故援用105年度審定會之期初設置成本。
- (2)因缺乏國際預估生質能無厭氧消化設備發電之期初設置成本變化趨勢，故原則同意106年度期初設置成本維持105年度水準，即為5.70萬元/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

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本11.30%，即6,457元/瓩

2.106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

本年度無新增國內無厭氧消化設備之運轉維護資料，依據參數參採原則，蒐集近三年國際案例資料共4筆，平均運轉維護費用約為7,395元/瓩，若考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之運轉維護費用為8,984元/瓩，占106年度審定會建議之期初設置成本5.70萬元/瓩之比例為15.76%，故建議106年度之運轉維護費用占期初設置成本比例為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

1.105年度審定會使用參數值：5,300度/瓩

2.106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

本年度未有新增案例，依據參數資料參採原則，建議106年度審定會援用105年度之數值，即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

1.105年度審定會使用參數值：23.27萬元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：20.48萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)參採國內近三年期初設置成本資料共8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」，剔除目前試驗發電階段及尚未提供實際成本資料3筆後，參採其餘5筆實際發生之期初設置成本資料，計算方式說明如下：

A.沼氣發電機成本

因沼氣發電機組耐用年限為10年，為配合躉購年限20年，故過往發電機成本係以2倍計算，然根據沼氣發電機維修保固契約書中規範，發電機組運轉達79,999小時(約10年)即可更換一次，且於計算運轉維護費時，在大修攤提項目中反映，故106年度發電機成本係以原始金額計算，即4.89萬元/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

(一)有厭氧消化設備-期初設置成本

1.105年度審定會使用參數值：23.27萬元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：20.48萬元/瓩

3.資料參採說明

B.厭氧消化設備

過往計算厭氧消化設備係以5.57萬元/瓩乘以裝置容量。

C.生質能有厭氧消化設備期初設置成本之成本內涵除沼氣發電機成本及厭氧消化設備成本外，還包括純化系統費用、發電機相關費用及其他費用，根據本年度參採5筆資料計算，為6.52萬元/瓩。

D.綜合上述5筆資料，計算單位平均期初設置成本為16.98萬元/瓩，然考量自102年公布實施補助作業要點以來，業者係依實際設置成本申請示範補助金，且通過申請之五件案例皆係領取每瓩補助金額之最高上限35,000元，故建議將3.5萬元/瓩納入厭氧消化設備計算中，以補助厭氧消化設備成本之差異，並建議未來取消示範補助作業辦法，故106年度有厭氧消化設備期初設置成本為20.48萬元/瓩。

(4)根據歐盟聯合研究中心(2014)及IRENA(2015)預估生質能有厭氧消化設備期初設置成本降幅介於0.32%~2.80%。為鼓勵發展，分組委員建議不依國際趨勢調降，故106年度生質能有厭氧消化設備之期初設置成本為20.48萬元/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

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.60%，即8,385元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本7.58%，即15,522元/瓩

3.資料參採說明

(1)蒐集近三年年運轉維護費資料共6筆，依參數參採原則，剔除運維成本資料非完整年度(1筆)及上下極端值2筆後，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12,777元/瓩，若考量物價上漲因素2%後，20年均化之年運轉維護費為15,522元/瓩，於期初設置成本20.48萬元/瓩下的占比為7.58%。

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

1.105年度審定會使用參數值：7,000度/瓩

2.106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6筆實際運轉之沼氣發電廠實際年發電時數做為參採對象，惟在考量沼氣量不足、發電機組及相關設備故障致發電量過低等因素後，參採3筆資料，其平均年運轉時數為6,878度/瓩。

(2)根據REN21(2016) 資料顯示，國際資料之平均數值為6,024度/瓩。

(3)考量為鼓勵業者投資、增加國內生質能沼氣發電設置量，並兼顧國內外狀況，建議將國內外數值平均，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

1.105年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.106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

考量國內近年並無商業電廠運轉實績，故沿用105年度審定會之期初設置成本，106年度廢棄物發電期初設置成本即為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

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本17.50%，即14,031元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本27.57%，即22,111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」所計算之，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12,702元/瓩。

C.綜上，將操作維護費用與燃料成本加總後，總計為18,201元/瓩，考量物價上漲率2%後，20年均化後之費用為22,111元/瓩。

(2)考量本年度新增屏東縣案例，可實際反映市場價格，故建議以國內資料為主，年運轉維護費為22,111元/瓩，占期初設置成本8.02萬元/瓩的比例為27.57%。

伍、生質能及其他再生能源發電

二、廢棄物

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：7,000度/瓩

2.106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

根據屏東縣A示範廠所規劃之第二階段3MW區域生質能汽電共生廠，預估年發電量為7,200度/瓩，為反映國內實際發展現況，故建議以國內評估資料作為106年度之參採數值，即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

1.105年度審定會使用參數值：9.22萬元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：11.74萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集近三年國內資料共3筆，其中B案尚在申請施工許可階段，C案目前遷移至屏東三地門正在與屏東縣政府接洽中，故建議上述兩案均不予以參採，另D案已與台電公司簽約，且進入併聯試運轉，故參採其實際支付金額11.74萬元/瓩。
- (2)根據歐盟聯合研究中心與IEA之預測，預估未來水力發電期初設置成本變化趨勢將呈現持平或小幅成長。
- (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D案實際支付金額為主，故原則同意106年度川流水力發電期初設置成本為11.74萬元/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

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本4.42%，即4,067元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.86%，即2,181元/瓩

3.資料蒐集及分析

(1)考量水力發電機組運轉易受氣候變遷、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105年度作法，同時考量3年的資料。

(2)本年度蒐集102-104年台電公司2MW以下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1,795元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後之費用為2,181元/瓩。

(3)根據IRENA、日本審定會等國際資料，其運維費用絕對值為1,215-20,300元/瓩、占期初設置成本比例介於0.45-8.63%，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106年度年運轉維護費於期初設置成本11.74萬元/瓩下，占比為1.86 %。

伍、生質能及其他再生能源發電

三、川流式水力

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：4,000度/瓩

2.106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)考量水力發電易受氣候變遷及水量豐枯影響，為避免參數波動過大，經詢問台電公司後，建議應以3~5年之發電量估算較為妥適，且因去(104)年適逢枯水年，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，故建議應觀察長期的年淨發電量變化之資料為準。
- (2)蒐集100-104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3,745度/瓩、3,971度/瓩、3,969度/瓩，長期下平均單位年運轉時數變化略趨於穩定。
- (3)根據WEC、IRENA等國際資料，年運轉時數介於2,520-5,256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，併同考量台電公司建議之3-5年平均發電量估算結果，與105年度審定會參採數值相近，故原則同意106年度川流水力發電援用105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

1.105年度審定會使用參數值：24.12萬元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：24.69萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)本年度參採四筆評估案例，分別為工研院2筆評估案例(E案、F案)、台電公司G試驗計畫，以及H公司，計算方式說明如下：

A.發電機設備成本：依各評估案提供之數據，平均為11.25萬元/瓩。

B.鑽井成本：F案已完成1,300公尺鑽井，故以最新鑽井成本估算，平均為11.44萬元/瓩。

C.產能探勘成本：以F案評估案為本年度產能探勘成本，平均為2萬元/瓩。

D.綜上，期初設置成本為24.69萬元/瓩。

(2)由於IRENA、IEA及歐盟聯合研究中心等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，分組委員建議不依國際趨勢調降，故原則同意106年度期初設置成本為24.69萬元/瓩。

伍、生質能及其他再生能源發電

四、地熱能

(二)年運轉維護費

1.105年度審定會使用參數值：占期初設置成本 4.92%，即11,861元/瓩

2.106年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本4.22%，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F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：爰用105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，經計算後為每瓩溫泉取用費為320元，且不隨物價調整。(0.5元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩)
- (3)綜上，106年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後共10,431元/瓩，在期初成本24.69萬元/瓩下，占比為4.22%；另根據EIA等國際資料，年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1.03-4.53%之間，本年度數值亦介於國際區間當中。

伍、生質能及其他再生能源發電

四、地熱能

(三)年售電量

1.105年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.106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)本年度新增2筆評估資料，分別為工研院E案、台電公司G試驗性計畫，其容量因數皆為73.6%，年運轉時數為6,447度/瓩。
- (2)根據REN21等國際資料，年售電量介於3,600-8,138度/瓩，本年度數值介於國際區間當中。
- (3)考量上述資料屬評估階段，並無實際發電數據，且因各國地質條件及開發潛力不同，建議仍以國內評估資料為主，此外新資料數值與105年相近，因此為鼓勵業者投資，故原則同意106年度年售電量為6,400度/瓩。

陸、躉購費率相關議題

議題一、太陽光電高效能模組躉購費率加成機制

一、機制目的

為鼓勵設置，提高誘因，能源局於「經濟部太陽光電發電設備競標作業要點」規定，採用金能獎或高效率太陽光電模組可免競標，以鼓勵採用高效產品，增加單位面積設置容量。

二、議題分析

- (一)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。
- (二)另依據廠商實際報價資料，一般型模組價格約為0.505美元/瓦、高效型模組價格約為0.585美元/瓦，則每瓩的模組成本增加 $0.08 \times 32.5 \times 1,000 = 2,600$ 元新台幣。若以106年各級距最高(69,800元/瓩)與最低成本(50,400元/瓩)進行估算，則採高效能模組之成本約增加3.7%~5.2%。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2.51%~4.07%。
- (三)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，建議採用高效率模組系統之躉購費率相較一般模組系統之費率可提高3~5%。

三、建議作法

考量我國擴大太陽光電推廣目標量且為引導高品質產品進入市場，提升國內太陽光電產品水準，第三次分組會議共同意見為使用高效能模組或金能獎模組者，其躉購費率可依公告上限費率加成5%。

陸、躉購費率相關議題

四、費率試算

類型	級距 (瓩)	105年公 告費率 (元/度)	公告之上限費率		加成5%	
			106年第一 期躉購費率 (元/度)	106年第二 期躉購費率 (元/度)	106年第一 期躉購費率 (元/度)	106年第二 期躉購費率 (元/度)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	6.4813	6.0281	6.0281	6.3295	6.3295
	$\geq 20 \sim < 100$	5.2127	4.9226	4.9226	5.1688	5.1688
	$\geq 100 \sim < 500$	4.8061	4.4822	4.4822	4.7063	4.7063
	≥ 500	4.6679	4.3526	4.3526	4.5703	4.5703
地面型	≥ 1	4.6679	4.4838	4.4838	4.7080	4.7080
水面型	≥ 1	--	4.8723	4.8723	5.1159	5.1159

陸、躉購費率相關議題

議題二、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，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

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)議題分析

(一)加成區域檢討

- 1.考量太陽光電推廣目標量提高，且鼓勵目前設置案件較少之區域提高設置誘因，故透過躉購費率加成方式，吸引設置業者投資。
- 2.參考電能補貼發電資料，南投103及104年的年發電量分別為1,179與1,248度/瓩，其年發電量與1,250度/瓩相當，因此，建議暫不將南投納入北部地區加成區域。

(二)加成比例檢討

- 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4.5%；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
線損率(%)	4.85	4.75	4.58	4.86	4.66	4.76	4.42	4.25	4.09	3.72

陸、躉購費率相關議題

(三)議題分析

(二)加成比例檢討

- 2.觀察全臺灣及北部區域平均年發電量發現，**北區**(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1,034~1,190度/瓩，平均為**1,098**度/瓩；**北區**(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1,238~1,348度/瓩，平均為**1,292**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)
102年	1,267	10	9,968.93	1,248	20	198.92	1,222	1,536	138,352.17
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
平均	1,284	--	--	1,233	--	--	1,251	--	--
北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)									
102年	1,134	2	693.32	1,096	4	12.01	1,034	131	4,361.98
103年	1,145	3	1,426.89	1,046	6	17.19	1,068	168	5,480.35
104年	1,190	3	1,426.89	1,091	8	23.91	1,074	339	14,614.935
平均	1,156	--	--	1,078	--	--	1,059	--	--
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									
102年	1,348	6	7,537.97	1,286	16	56.37	1,238	1,404	1356,365.277
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
平均	1,324	--	--	1,290	--	--	1,262	--	--

3.加成比例估算：

- (1)若**北區**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)之年發電量**1,098**度/瓩與**審定會**公告之參數**1,250**度/瓩進行估算，則加成比例約為**13**%。
- (2)若以實際日照資源進行躉購費率加成，即**北區**(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)之年發電量**1,098**度/瓩，**北區**(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**1,292**度/瓩，則加成比例約為**17**%。
- (3)北區日照資源(**1,098**度/瓩)與審定會公告(**1,250**度/瓩)之差異為**13%**，北區日照資源(**1,098**度/瓩)與非北區之日照資源(**1,292**度/瓩)之差異為**17%**；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**15**%。

陸、躉購費率相關議題

(四)建議作法

- 1.考量機制目的及南投年發電量與1,250度/瓩相當，故第三次分組會議共同意見為不將南投納入躉購費率加成區域。
- 2.為逐步鼓勵設置量較少之地區開發及反應實際日照資源，同時考量北區(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北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)與北區(台北市、新北市、基隆、桃園、新竹、苗栗、宜蘭及花蓮)以外之實際年售電量差異同時進行估算。
- 3.第三次分組會議共同意見為北部地區(含北北基、桃竹苗及宜花) 106年度電能躉購費率按實際公告之躉購費率加成15%，提高北部地區設置誘因。

(五)費率試算

	類型	級距 (瓩)	106年第一期躉購費率 (元/度)	106年第二期躉購費率 (元/度)
北區	屋頂型	≥1~<20	6.9323	6.9323
		≥20~<100	5.6610	5.6610
		≥100~<500	5.1545	5.1545
		≥500	5.0055	5.0055
	地面型	≥1	5.1564	5.1564
	水面型	≥1	5.6032	5.6032
北區以外	屋頂型	≥1~<20	6.0281	6.0281
		≥20~<100	4.9226	4.9226
		≥100~<500	4.4822	4.4822
		≥500	4.3526	4.3526
	地面型	≥1	4.4838	4.4838
	水面型	≥1	4.8723	4.8723

陸、躉購費率相關議題

議題三、第四季得標業者費率適用時點權益保障方式之延用

一、業者意見

無。

二、機制目的

考量第四季得標者之實務作業期程(台電系衝、設備認定、備料及施工預估)會影響得標者躉購費率適用時點之權益，故放寬9月以後得標者的費率適用寬限期限。

三、106年度執行方式

若太陽光電競標機制依舊執行，則建議可延續105年度的作法，即放寬每年9月至12月競標得標者的費率適用時點。若太陽光電躉購費率適用性與競標機制搭配之作法於106年退場，則該獎勵機制於106年度則不適用。

四、提請討論

陸、躉購費率相關議題

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，為了吸引業者設置，將需要進行電網布建，進而會影響設置者投資規劃期程及其適用之躉購費率，故檢討是否放寬地面型太陽光電費率適用時點。

三、議題分析

- (一)依據台電再生能源發電系統併聯技術要點規定，發電設備總容量在10,000瓩以上未滿20,000瓩，若無22,800伏特配電線路地區者或發電設備總容量在20,000瓩以上者，得併接於特高壓系統，其併接點之系統電壓等級，由台電公司依個案檢討決定之。
- (二)地面型大規模設置，不論是前期探勘規劃、中期設備設置及後期完工併聯，其所需之規劃設置時程或併網工程等，皆較一般中小型設置案件耗工耗時。
- (三)綜上所述，考量併聯規範、規劃時程及未來推廣政策，建議放寬一定容量以上之地面型或水面型太陽光電設備躉購費率適用時點。

四、執行方式

- (一)對象：裝置容量為**10MW以上之地面型及水面型太陽光電設備**。
- (二)作法：考量併聯規範、規劃時程及未來推廣政策，第三次分組會議共同意見為針對上述對象可放寬延長**6個月完工期限**，即於**次年6月30日前完工者**，其躉購費率仍**適用前一年當年度公告之完工上限費率**。

五、提請討論

陸、躉購費率相關議題

議題五、躉購費率之獎勵機制相關議題

一、獎勵機制說明

(一)背景說明

105年度審定會決議採取以下四項獎勵機制，藉以提升風力發電業者設置誘因

獎勵機制	目的	105年度做法
離島費率獎勵機制	為節省離島地區柴油發電成本，故以費率加成獎勵鼓勵離島地區設置再生能源。	離島地區各類再生能源電能躉購費率按公告費率加成15%，但費率加成自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用。
陸域20瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制(103年至今)	改善我國陸域20瓩以上風力發電的目標達成率，並鼓勵業者在簽約後盡快完工併聯運轉。	於109年12月31日前完工者，其電能躉購費率自完工日起至111年12月31日止躉購費率加成3.6%，但獎勵期限以五年為限。
陸域20瓩以上風力發電之年售電量檢討機制(104年至今)	考量未來陸域風力將逐漸往以開發風速較低的區域為主，故針對年售電量參數採取檢討機制。	風場營運自完工日起，以五年為一期調整年售電量，重新計算電能躉購費率，並以2,400度及2,200度為上下限值。
離岸風力發電之階梯式費率機制(104年至今)	基於解決離岸風力發電的融資困難問題，故給予業者選擇適用階梯式躉購費率之機會。	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。

(二)業者意見

陸域大型風電的年售電量參數應採2,200度/瓩。

陸、躉購費率相關議題

二、機制檢討

- (一)考量政策推行須保持一致性和穩定性，且離島地區設置案件皆有逐年增加，顯現其獎勵機制有其誘因，故建議離島費率獎勵機制應維持。
- (二)考量陸域風力因抗爭等因素未能達成推廣目標，且目標達成獎勵機制近1~2年執行未產生明顯成效，故可思考機制調整與檢討。
- (三)國內相對優良之風力資源場址已趨於飽和，基於鼓勵業者設置開發次級風資源場址，爰將目標達成獎勵機制的實質效益納入，建議適度調降年售電量參數數值至2,200度/瓩，做整體性之考量，取代目前「陸域20瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制」及「陸域20瓩以上風力發電之年售電量檢討機制」。
- (四)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。

三、106年度修訂建議

(一)離島費率獎勵機制

建議106年度仍沿用105年度做法，即各類再生能源發電設備設置於離島地區，所適用之106年度躉購費率按實際公告費率加成15%。但其電能躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用。

(二)陸域20瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制

建議106年度取消此制度，改由降低年售電量參數鼓勵業者加速開發次級風場。

(三)陸域20瓩以上風力發電之年售電量檢討機制

建議106年度取消此制度，改由降低年售電量參數鼓勵業者加速開發次級風場。

(四)離岸風力發電之階梯式費率機制

建議106年度仍沿用105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，且後10年費率不得更改為未來年度之下限費率。

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、105年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力 5.65%

二、106年度第2次審定會建議數值：一般能源別 5.25%；離岸風力：6.06%

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：

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

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

其中 W_O 為外借資金比例 W_I 為自有資金比例
 R_O 為外借資金利率 R_I 為自有資金報酬
 R_f 為無風險利率 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。

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
無風險利率	1.37%	根據一年期郵儲定存利率	經查證郵政儲金一年期定期存款利率調整表，調整日期104年1月1日的年息率為1.37%。
外借與自有資金比例	50%：50%	無提供佐證資料	--
銀行融資信用風險加碼	4%	根據國外報告PWC(2012), Offshore wind cost reduction pathways study - Finance work stream。	經查證PWC(2012)內容，英國離岸風電的貸款利率為3.8%。
		根據歐洲風能協會報告，EWEA(2013), Where's the money coming from? Financing offshore wind farms。	經查證EWEA(2013)內容，銀行融資信用風險加碼集中於3~4%
業者風險溢酬	8%	根據國外報告PWC(2012), Offshore wind cost reduction pathways study - Finance work stream。	經查證PWC(2012)內容，英國離岸風電的自有資金報酬率為10.9%，風險溢酬應為7.1%。

壹、平均資金成本率

3. B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	3~4%	根據EWEA(2013), Where's the money coming from? Financing offshore wind farms.	資料引用無誤
貸款利率	4~5%	根據Green Giraffe(2015), Financing offshore wind – the debt market.	資料引用無誤
	趨近 5%	根據Gemini(2014), Largest European Offshore Wind Financing To Date - Project Gemini Reaches Financial Close.	資料引用無誤
股東權益報酬率	依照不同股權提供商： • 基礎設施基金(Infrastructure funds)為10~15%。 • 機構投資者(Institutional investors)為6~12%。 • 獨立開發者(Independent developers)為10~20%。 • 石油和天然氣公司(Oil & gas companies)為10~15%。 • EPCI承包商(Engineering, Procurement, Construction and Installation contractors)為12~15%。 • 電力生產商(Power producers)為8~10%。	根據EWEA(2013), Where's the money coming from? Financing offshore wind farms.	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103年至105年(1-6)月三年平均值計算為1.37%。

(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2014年至2016年6月三年平均為2.92%。

B.彙整近3年(2014-2016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
2014年平均	3.68	http://www.ecb.europa.eu/stats/money/yc/html/index.en.html/statistics@ecb.int
2015年平均	2.50	
2016年1~6月平均	2.24	

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106年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為1.37%。

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

參考國內各銀行對不同的政策性貸款，最高貸款成數約為80%。

B.國外資料

(A)根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國太陽光電、陸域風力及生質能自有資金比例平均為26.7%。

(B)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%。

(C)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)參考國內典型大型專案投資計畫，以台灣高鐵為例，預算中自有資金比例為24.4%。

(B)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.國外資料

(A)根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國離岸風力之自有資金比例為40%。

(B)根據Wind Energy Finance in Practice Forum (2013)，近年離岸風力融資趨勢已從過去自有資金40%轉變為30%。

(C)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%，且由於國內投資貸款情勢今年並無多大變化，故建議106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103-105年6月之twBBB公司債平均扣掉103-105年6月無風險利率平均，得值為1.16%。

(C)本年度發函國內公民營銀行，根據銀行提供太陽光電融資資料，融資利率介於1.68-3.73%，扣除無風險利率(1.37%)後風險加碼約介於0.31-2.36%。

B.綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.31-2.36%間，故現行採用2%為合理數值。

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

A.一般再生能源：蒐集4筆資料，計算平均外借資金報酬率為4.89%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.92%後，推估銀行融資信用風險加碼約1.97%。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	4.5	Fraunhofer ISE(2013), “Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies.
德國	太陽光電	4	
德國	生質能	4.5	
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.

B.離岸風力：蒐集8筆資料，計算平均外借資金報酬率為5.50%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.92%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.58%。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	離岸風力	7	Fraunhofer ISE(2013), “Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies.”
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	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.
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	5 (4.5 - 5.5)	NREL(2015), 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report.

一般再生能源信用風險加碼採2%，離岸風力信用風險加碼採2.58%。

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6筆自有資金報酬率資料，計算平均為9.20%，減去國外平均外借資金報酬率4.89%後，推估業者風險溢酬約4.31%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	9	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
德國	太陽光電	8	
德國	生質能	9	
英國	太陽光電	7	NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"
英國	陸域風力	9	
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.

(2)離岸風力：蒐集國外12筆自有資金報酬率資料，計算平均為12.53%，減去國外平均外借資金報酬率5.50%後，推估業者風險溢酬約7.03%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	備註	資料來源
德國	離岸風力	14	—	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
英國	離岸風力	14	—	NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"
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"
--	離岸風力	11.5 (8-15)	—	Navigant Consulting(2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis.
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)	—	
歐洲	離岸風力	12.5 (10-15)	基礎設施基金	EWEA(2013), Where's the money coming from? Financing offshore wind farms.
歐洲	離岸風力	9 (6-12)	機構投資者	
歐洲	離岸風力	15 (10-20)	獨立開發者	
歐洲	離岸風力	12.5 (10-15)	石油和天然氣公司	
歐洲	離岸風力	13.5 (12-15)	EPCI承包商	
歐洲	離岸風力	9 (8-10)	電力生產商	

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，建議106年度 β 風險採國外數值，一般再生能源為4.31%，離岸風力為7.03%。

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	1.37%		十年期政府公債殖利率103年至105年(1-6月)三年平均數值
α 風險	一般再生能源	2.00%	以國內資料及國外(以德國、歐盟等4筆)資料為準
	離岸風力	2.58%	以德國、美國、比利時、荷蘭、歐洲等8筆資料
β 風險	一般再生能源	4.31%	以德國、英國、歐盟等6筆資料
	離岸風力	7.03%	以德國、英國、美國、比利時、荷蘭歐洲等12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	3.37%		7.68%
離岸風力	3.95%		10.98%

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2.00%； β 風險為4.31%：

$$30\%*(1.37\%+2\%+4.31\%)+70%*(1.37\%+2\%) = 4.66\%$$

B.106年度計算數值為4.66%，惟基於鼓勵設置並顧及業者投資評估之穩健性，建議沿用105年度數值5.25%。

(2)離岸風力

A. α 風險為2.58%； β 風險為7.03%：

$$30\%*(1.37\%+2.58\%+7.03\%)+70%*(1.37\%+2.58\%) = 6.06\%$$

B.106年度計算數值為6.06%，建議106年度離岸風力WACC參數調整至6.06%。

四、提請討論

106年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數及費率彙整

壹、106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)	平均資金成本率(%)
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	<u>69,800</u> (79,700)	<u>69,800</u> (79,700)	<u>2.60</u> (1.97)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)	<u>5.25</u> (5.25)
		$\geq 20 \sim < 100$	<u>57,000</u> (64,100)	<u>57,000</u> (64,100)				
		$\geq 100 \sim < 500$	<u>51,900</u> (59,100)	<u>51,900</u> (59,100)				
		≥ 500	<u>50,400</u> (57,400)	<u>50,400</u> (57,400)				
	地面型	無區分	<u>53,200</u> (57,400)	<u>53,200</u> (57,400)	<u>2.34</u> (1.97)			
	水面型	無區分	<u>59,100</u>	<u>59,100</u>	<u>2.11</u>			

註：()內數字為105年度參採數值。

壹、106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)	平均資金成本率(%)
風力發電	陸域	≥1~<20	153,000 (152,700)	1.00 (1.00)	1,650 (1,650)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥20	56,700* (61,000)**	2.97* (2.86)**	2,200 (2,400)		
	離岸	無區分	179,200 (180,100)	3.26 (3.24)	3,600 (3,700)		6.06 (5.65)
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	15.76 (11.30)	5,300 (5,300)		5.25 (5.25)
	有厭氧消化設備	無區分	204,800 (232,700)	7.58 (3.60)	6,450 (7,000)		
川流式水力	--	無區分	117,400 (92,200)	1.86 (4.42)	4,000 (4,000)		
地熱	--	無區分	246,900 (241,200)	4.22 (4.92)	6,400 (6,400)		
廢棄物	--	無區分	80,200 (80,200)	27.57 (17.50)	7,200 (7,000)		

註1：()內數字為105年度參採數值。

註2：*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%。

註3：**105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6.00萬元/瓩，運維比例為2.91%。

貳、106年度再生能源電能躉購費率試算

一、太陽光電電能躉購費率

類型	級距 (kW)	106年第一期 躉購費率試算 (元/度)	與105年 第二期比較 (%)	106年第二期 躉購費率試算 (元/度)	與第106年 第一期比較 (%)
屋頂型	≥1 ~ <20	<u>6.0281</u> (6.4813)	-6.99	<u>6.0281</u> (6.4813)	0.00
	≥ 20 ~ < 100	<u>4.9226</u> (5.2127)	-5.56	<u>4.9226</u> (5.2127)	0.00
	≥ 100 ~ < 500	<u>4.4822</u> (4.8061)	-6.74	<u>4.4822</u> (4.8061)	0.00
	≥ 500	<u>4.3526</u> (4.6679)	-6.75	<u>4.3526</u> (4.6679)	0.00
地面型	無區分	<u>4.4838</u> (4.6679)	-3.94	<u>4.4838</u> (4.6679)	0.00
水面型	無區分	<u>4.8723</u>	--	<u>4.8723</u>	--

註1：()內數字為105年度公告數值。

註2：106年度下限費率為2.6000元/度。

貳、106年度再生能源電能躉購費率試算

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)	106年度躉購費率試算 (元/度) ¹			與上年度比較 (%)
風力	陸域	≥1 ~ <20	8.5265 (8.5098)			+0.20
		≥ 20	有無安裝或具備LVRT者		2.8776 (2.8099)	+2.41
			無安裝或具備LVRT者		2.8395 (2.7763)	+2.28
	離岸	無區分	5.9838 (5.7405)			+4.24
			階段式躉購費率	前10年	7.3103 (7.1085)	+2.84
				後10年	3.5948 (3.4586)	+3.94
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.6000 (2.7174)			-4.32
	有厭氧消化設備	無區分	5.0087 (3.9211)			+27.74
川流式水力	無	無區分	2.9512 (2.9078)			+1.47
地熱	無	無區分	4.7896 (4.9428)			-3.10
廢棄物	無	無區分	3.9839 (2.9439)			+35.33

註1：()內數字為105年度公告數值。

註2：106年度下限費率為2.6000元/度。

註3：上述各能源別中，僅生質能有厭氧消化設備以及廢棄物躉購費率年增超過10%，其原因分別為：

- 1.今年度生質能有厭氧消化設備之年運轉維護費採國內實際商轉案例，且為增加國內生質能沼氣發電設置量，並兼顧國內外狀況，年售電量採國內與國際資料之平均，此乃費率提升之主因。
- 2.今年度廢棄物年運轉維護費中的燃料成本及年售電量係採國內廠商提供之固態衍生性生質燃料資料所計算，此乃費率提升之主因。

國際匯率表

	2013全年平均	2014全年平均	2015全年平均	2016/1~2016/6平均
USD(美元)	29.7699	30.3678	31.8983	32.8964
EUR(歐元)	39.5267	40.2899	35.3774	36.6957
GBP(英鎊)	46.5740	50.0285	48.7713	47.1289
CAD(加幣)	30.6569	33.5899	40.8011	24.7021
AUD(澳幣)	28.7397	27.3740	23.9641	24.1312
CNY(人民幣)	4.8049	4.9431	5.1222	5.0317
MYR(馬來西亞幣)	9.4480	9.2787	8.1675	8.0074
JPY(日圓)	0.3050	0.2866	0.2635	0.2942
KRW(韓圓)	0.0272	0.0288	0.0282	0.0278
NOK(挪威克朗)*	5.0681	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。

報告完畢

