



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：「111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：「111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：躉購費率獎勵機制

附件6：「111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：110年7月30日上午10時00分

二、地點：Teams線上會議

三、主席：經濟部曾政務次長文生

四、出席名單：

游委員振偉(李副局長君禮代理)、鄭委員永明、林委員華宇、鄭委員又華、張委員四立、溫委員麗琪、王委員嘉緯、柯委員瓊鳳、蔡委員岳勳、陳委員映竹、江委員青瓚、陳委員在相、鄭委員名山、楊委員鏡堂、許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員雅萍、陳委員鴻文、張委員安順

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)依「再生能源發展條例」規定，持續積極擴大推廣再生能源設置。

後續辦理情形：依決議，業將遵循法規規定，積極擴大推廣再生能源設置。

(三)業者意見請納入分組討論，作為111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111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：

1.111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、鄭委員名山及游委員振偉。

(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。

3.111年度委員名單原則對外公開，未來於徵詢委員意願時可讓委員先知悉名單後續原則公開，無須列入討論案。

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)111年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持110年度計算公式不變。另使用參數、加成獎勵機制及配套措施，於分組會議中進行討論，取得共同意見，續於審定會討論並決議。

後續辦理情形：

1.遵照辦理。

2.躉購費率使用參數(含平均資金成本率)、各項加成獎勵機制及配套措施等，皆已於分組會議中進行討論，取得共同意見後於審定會決議。

附錄、111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	政務次長
	委員	游振偉	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	鄭又華	行政院農業委員會	科長
	委員	蔡玲儀	行政院環境保護署	處長
能源經濟	委員	張四立	國立臺北大學自然資源與環境管理研究所	教授
	委員	溫麗琪	中華經濟研究院綠色經濟研究中心	研究員兼主任
	委員	王嘉緯	台灣金融研訓院	首席研究員
財務會計	委員	柯瓊鳳	東吳大學會計學系	副教授

附錄、111年度費率審定會委員名單

類別		姓名	單 位	職稱
法律 行政	委員	蔡岳勳	雲林科技大學科技法律研究所	教授
能源 技術 與環境 資源	委員	江青瓚	健行科技大學電機工程系	副教授
	委員	陳映竹	國立臺北科技大學土木工程系	副教授
	委員	楊鏡堂	臺灣大學機械工程學系	教授
	委員	鄭名山	工業技術研究院綠能與環境研究所	副所長
	委員	陳在相	臺灣科技大學電機工程系	教授
	委員	許泰文	臺灣海洋大學河海工程研究所	教授兼校長
	委員	黃柏壽	中央研究院地球科學研究所	教授
團體 代表	委員	陳雅萍	中華民國消費者文教基金會	董事
	委員	陳鴻文	中華民國全國工業總會業務處	處長
	委員	張安順	中華民國銀行商業同業公會全國聯合會 授信業務委員會	幹事

附表：第1、第2次業者座談會辦理情形

組別	太陽光電場次	風力發電、生質能及其他再生能源場次
第一次 座談會時間	6/8上午10時	6/8下午2時
辦理方式	Microsoft Teams線上會議	
出席人次	54人次	40人次
討論議題	(一) 111年度審定作業期程規劃之建議 (二) 111年度電能躉購費率計算公式及其使用參數之建議 (三) 其他有關費率審定之相關建議	
組別	太陽光電場次	風力發電、生質能及其他再生能源場次
第二次 座談會時間	9/29下午3時	10/5上午10時
辦理方式	Microsoft Teams線上會議	
出席人次	48人次	62人次
討論議題	太陽光電期初設置成本參數之建議	風力發電、生質能及其他再生能源分組期初設置成本參數之建議

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1次會議時間		8/13下午2時	8/12下午2時	8/12上午10時
出席人員	專家學者 產業代表	● 業者發言單位共6間(中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、中華民國全國商業總會、永豐餘新屋廠、台灣太陽光電產業協會、迅捷光電有限公司、聯合再生能源股份有限公司) ● 未發言單位共17間	● 專家學者：風力發電單一服務窗口胡主任斯遠、明道大學財務金融學系張副教授鼎煥 ● 業者發言單位共3間(新高能源科技股份有限公司、安能亞太有限公司、上緯新能源股份有限公司) ● 未發言單位共20間	● 專家學者：工研院柳技術副組長志錫、工研院陳工程師文杰 ● 業者發言單位共8間(長新能源股份有限公司、台以還能(股)公司、亞氫動力股份有限公司、業興環境科技股份有限公司、永豐餘新屋廠、行政院環保署環境督察總隊、結元能源開發、秣昶綠能) ● 未發言單位共23間
	審定委員	江委員青瓚、陳委員在相、蔡委員岳勳、柯委員瓊鳳、張委員安順、楊委員鏡堂、王委員嘉緯、陳委員鴻文、陳委員雅萍、陳委員映竹	鄭委員名山、鄭委員永銘、楊委員鏡堂、王委員嘉緯、陳委員鴻文、陳委員雅萍、柯委員瓊鳳	游委員振偉、林委員華宇、蔡委員玲儀(王高級環境技術師俊勝代理)王委員嘉緯、柯委員瓊鳳、黃委員柏壽、陳委員鴻文、陳委員雅萍
辦理方式		Microsoft Teams線上會議		
討論議題		業界意見陳述並與專家及委員討論交流		

壹、第1、第2及第3次分組會議辦理情形

組別	太陽光電	風力發電	生質能及其他再生能源發電
第2次 會議時間	8/25下午2時	8/18下午2時30分	9/24上午9時30分
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、 鄭委員又華、溫委員麗琪、 蔡委員岳勳、柯委員瓊鳳、 張委員安順、楊委員鏡堂、 陳委員鴻文、陳委員映竹、 陳委員雅萍、黃委員柏壽	鄭委員名山、楊委員鏡堂、 鄭委員永銘、王委員嘉緯、 張委員四立、陳委員鴻文、 溫委員麗琪、蔡委員岳勳、 柯委員瓊鳳、陳委員映竹、 陳委員雅萍	游委員振偉(李副局長君禮 代理)、林委員華宇、陳委 員映竹、許委員泰文、黃委 員柏壽、陳委員雅萍、陳委 員鴻文、柯委員瓊鳳
辦理方式	Microsoft Teams線上會議		
討論議題	躉購容量級距之檢討、期初設置成本使用參數建議		
第3次 會議時間	12/15上午10時	10/14上午10時	11/24下午4時30分
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、 鄭委員又華、溫委員麗琪、 蔡委員岳勳、柯委員瓊鳳、 張委員安順、王委員嘉緯、 楊委員鏡堂、陳委員鴻文、 陳委員映竹、陳委員雅萍、 黃委員柏壽	鄭委員名山、楊委員鏡堂、 鄭委員永銘、王委員嘉緯、 張委員四立、陳委員鴻文、 溫委員麗琪、柯委員瓊鳳、 陳委員映竹、陳委員雅萍	游委員振偉(李副局長君禮 代理)、林委員華宇、陳委 員映竹、許委員泰文、黃委 員柏壽、陳委員雅萍、楊委 員鏡堂、陳委員鴻文、鄭委 員名山、柯委員瓊鳳、陳委 員在相
辦理方式	Microsoft Teams線上會議		
討論議題	(一)第2次分組會議「期初設置成本」使用參數確認 (二)「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議 (三)「平均資金成本率」使用參數建議 (四)躉購制度之獎勵機制相關議題		

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.規劃於111年1月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，規劃111年1月底前公告相關費率。

附件3：

「111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：111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)-**兩場次**

會議時間：規劃於**111年1月10日至1月12日**擇日辦理

會議地點：Microsoft Teams視訊軟體&YouTube直播平台/實體會議

➤ 上午場：太陽光電場次

➤ 下午場：風力發電、生質能及其他再生能源發電場次

上午場時間	下午場時間	min	議程
09：00~09：15	14：00~14：15	15	發言順序登記
09：15~09：20	14：15~14：20	5	主持人說明案由
09：20~09：50	14：20~14：50	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： ➤ 上午場：太陽光電場次 ➤ 下午場：風力發電、生質能及其他再生能源發電場次
09：50~11：10	14：50~16：10	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
11：10~11：40	16：10~16：40	30	聽證紀錄確認 聽證終結

附件4：

「111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之躉購類別、級距及躉購費率，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)考量再生能源技術進步、推廣目標達成及電力市場發展，在兼顧環境保護、國土利用、調合電力市場交易、社會公平性或相關政策下，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)除優先鼓勵開發最佳資源場址外，但為兼顧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)其他經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、市場實際成交价格及示範獎勵之發電系統數據為主，並參酌多元具公信力之資訊來源及評估數值，作為費率計算基礎。
- (三)參數資料之參採以近3年為主要優先，並得視資料數量動態調整參採年份區間。
- (四)各項參數數據之選用，依前述參採原則選定之數據為準，若因樣本數據離散程度過大，並得以剔除上下10%樣本為原則，亦得設定數據合理範圍區間。
- (五)參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不充分者，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。
- (六)其他經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。

貳、躉購分類與容量級距

躉購分類與容量級距彙整表

110年度			111年度		
再生能源類別	分類	裝置容量級距	再生能源類別	分類	裝置容量級距
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩
		20瓩以上不及100瓩			20瓩以上不及100瓩
		100瓩以上不及500瓩			100瓩以上不及500瓩
		500瓩以上			500瓩以上
	地面型	1瓩以上		地面型	1瓩以上
	水面型(浮力式)	1瓩以上		水面型(浮力式)	1瓩以上
風力發電	陸域	1瓩以上不及30瓩	風力發電	陸域	1瓩以上不及30瓩
		30瓩以上			30瓩以上
	離岸	1瓩以上		離岸	1瓩以上
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上
	有厭氧消化設備	1瓩以上		有厭氧消化設備	1瓩以上
廢棄物	無區分	1瓩以上	廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上
				農業廢棄物	1瓩以上
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩
		2,000瓩以上不及20,000瓩			2,000瓩以上不及20,000瓩
地熱能	無區分	1瓩以上	地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩
					2,000瓩以上
海洋能	-	-	海洋能	無區分	1瓩以上

貳、躉購分類與容量級距

一、太陽光電分組

(一)業者意見

- 1.考量材料價格上漲，建置成本及發電效率，建議將追日型系統納入躉購對象。
- 2.建議提高屋頂型級距1-20瓩至1-30瓩，且於30-99瓩間新增一級距。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意太陽光電111年度躉購類別及容量級距維持區分為屋頂型、地面型及水面型(浮力式)，容量級距方面，屋頂型區分4個容量級距，地面型、水面型(浮力式)不區分容量級距。

2.討論說明如下

(1)將追日型納入躉購對象：

- A.尚無明確政策方向及規範：考量追日型設置種類、發電效益及土地面積使用效率等皆有差異，待未來有其明確之政策方向及規範後再討論追日型類別之訂定。
- B.透過與農業經營結合進行推動：目前國內追日型系統，多藉由搭配與農業經營相互結合進行推動，惟目前主責機關尚無開放農地設置太陽光電(地面型)，故設置案例資訊較少而無法評估其相關使用數值。
- C.111年度太陽光電不增訂追日型躉購類別。

(2)提高屋頂型1-20瓩級距，及於30-99瓩間新增一級距

- A.躉購費率級距之訂定係為反映市場設置現況及不同規模之成本差異，若特定規模下有特殊集中趨勢或成本有顯著差異才具區分之意義。
- B.觀察目前屋頂型各容量級距之散佈圖，無特別集中在某特定容量上之趨勢，另觀察各規模之成本，1-20kW成本約55,000元/瓩，而20-100kW成本約44,000元/瓩，表示20-30kW規模案件之成本應與30-100kW相當，現行級距之設定並無不妥。
- C.考量上述案件分佈及成本差異，111年度屋頂型級距維持與110年度相同。

貳、躉購分類與容量級距

二、風力發電分組

(一)業者意見

希望陸域小型風電躉購級距由30瓩提高到50瓩，以提高經濟效益。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意將陸域型維持區分為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.討論說明如下

(1)陸域風電：

A.現行級距係根據土地容許點狀660平方米容許使用：根據電能躉購費率審定原則及相關法規，考量國內小型風機的裝置容量多介於3~10瓩，在現行30瓩的級距規定下，已可讓個別案件裝設3~10架小風機。

B.考量分布集中程度：小風機群聚設置在地方可能有不同意見，故宜維持現行躉購容量級距，區分為1瓩以上不及30瓩與30瓩以上，共2個容量級距。

(2)離岸風電：

目前各國均無針對離岸風電區分躉購容量級距，故離岸風電不區分躉購容量級距係符合國際作法。

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. 生質能：建議增訂苗木果樹等木質材料或氣化發電的費率。
2. 廢棄物：(1) 建議增訂生質能氣化發電躉購費率，以有效解決農業廢棄物問題。
(2) 建議廢棄物與煤炭混燒建議可適用或增訂費率。
1. 小水力：比照日本分四級或依水流量比例增加費率級距並提高躉購費率。
2. 地熱能：建議依電廠規模區分級距，如以2~3MW區分。
3. 海洋能：建議增訂海洋能躉購費率，並依技術型態區分類別及級距。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

- (1) 原則同意廢棄物發電區分一般及一般事業廢棄物與農業廢棄物；地熱區分1瓩以上不及2,000瓩與2,000瓩以上；生質能無厭氧消化設備、生質能有厭氧消化設備、小水力發電則維持與110年度相同方式。
- (2) 海洋能現行成本資訊未臻明確，國內外多數為評估資料，建議強化參採資料完整性及廣納各界意見，並邀集專家學者召開座談會，就海洋能躉購費率議題進行討論，將相關建議納入審定會審議。

2.討論說明如下

- (1) 生質能：110年度審定會已就氣化發電議題討論，並決議不依發電方式新增躉購類別及費率，且現階段已有相關補助計畫可供業者申請，建議未來可納入此類申請補助案及後續新設置案場之成本資訊，再行評估氣化發電適切之獎勵方式。
- (2) 廢棄物發電：
 - A. 第二次分組會議已討論，原則同意廢棄物發電類別下增訂「農業廢棄物」分類。
 - B. 混燒化石燃料為熱利用的一種，非屬再生能源電能躉購議題；且目前國內尚無完整管控機制以判斷混燒比例，待有完整相關檢核機制及環保法規，可再透過熱利用獎勵補助方式處理。
- (3) 小水力發電：現行躉購級距下已經有潛在案例持續投入，2MW以下案例成本資料相對較少，故建議維持以2MW為分界，未來將持續追蹤實際設置情形，進行討論與調整。
- (4) 地熱：依國內現有案例設置規模與資料完整性，併同考量業者建議後，111年度地熱發電躉購級距以2MW為分界，適度反映不同規模成本合理性。
- (5) 海洋能：考量躉購制度之精神及國內發展現況，第二次分組會議建議以補助及示範計畫為推動方向，惟基於國內目前研究成果及業者進行投資規畫之需求，第三次分組會議共同意見建議另召開海洋能專家學者座談會，以廣納各界意見，並以較保守數值為擬定方向，後續將相關意見納入審定會審議。

參、111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

分類	裝置容量級距 (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 (1-3月)	第二期 (4-6月)	第三期 (7-12月)	第一期 (1-3月)	第二期 (4-6月)	第三期 (7-12月)		
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	<u>59,500</u> (55,900)	<u>58,400</u> (55,900)	<u>55,600</u> (55,900)	<u>4.12</u> (4.39)	<u>4.20</u> (4.39)	<u>4.41</u> (4.39)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)
	20瓩以上不及100瓩	<u>47,300</u> (44,600)	<u>46,400</u> (44,600)	<u>44,100</u> (44,600)	<u>3.61</u> (3.90)	<u>3.68</u> (3.90)	<u>3.87</u> (3.90)		
	100瓩以上不及500瓩	<u>43,300</u> (41,500)	<u>42,500</u> (41,500)	<u>40,400</u> (41,500)	<u>3.47</u> (3.69)	<u>3.54</u> (3.69)	<u>3.72</u> (3.69)		
	500瓩以上	<u>43,300</u> (41,100)	<u>42,400</u> (41,100)	<u>40,400</u> (41,100)	<u>3.47</u> (3.73)	<u>3.55</u> (3.73)	<u>3.72</u> (3.73)		
地面型	1瓩以上	<u>45,100</u> (41,800)	<u>44,300</u> (41,800)	<u>42,100</u> (41,800)	<u>2.73</u> (3.00)	<u>2.78</u> (3.00)	<u>2.92</u> (3.00)		
水面型 (浮力式)	1瓩以上	<u>51,100</u> (47,800)	<u>50,300</u> (47,800)	<u>48,100</u> (47,800)	<u>2.41</u> (2.62)	<u>2.45</u> (2.62)	<u>2.56</u> (2.62)		

註1：()內數字為110年度公告數值。

註2：考量審定會公告之躉購費率使用參數與實際計算數值可能因四捨五入產生差異，故統一以審定會公告之躉購費率參數進行計算。

註3：建議111年度運轉維護費用比例依各期期初設置成本計算。

註4：111年度平均資金成本率維持110年度水準，即5.25%

參、111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	裝置容量級距 (瓩)		期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	平均資金成 本率(%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)
風力發電	陸域	≥1~<30		<u>136,300</u> (143,400)	<u>1.32</u> (1.29)	5.25 (5.25)	1,750 (1,750)	20 (20)
		≥30	有安裝或具備 LVRT者	<u>38,600</u> (41,100)	<u>5.55</u> (5.82)		2,500 (2,500)	
			無安裝或具備 LVRT者	<u>37,600</u> (40,100)	<u>5.69</u> (5.97)			
	離岸	≥1		<u>148,400</u> (154,100)	<u>2.87</u> (2.79)	5.70 (5.75)	3,750 (3,750)	
生質能	無厭氧消化 設備	≥1		65,500 (65,500)	<u>15.80</u> (15.20)	5.25 (5.25)	<u>5,600</u> (5,700)	
	有厭氧消化 設備	≥1		<u>211,400</u> (206,400)	<u>7.99</u> (8.06)		6,600 (6,600)	
廢棄物	一般及一般 事業廢棄物	≥1		80,200 (80,200)	27.25 (27.25)		7,200 (7,200)	
	農業廢棄物	≥1		<u>108,000</u>	<u>18.46</u>		<u>5,600</u>	
小水力 發電	無區分	≥1~<2,000		<u>161,000</u> (133,400)	<u>1.48</u> (1.78)		<u>4,000</u> (4,200)	
		≥2,000~<20,000		110,400 (110,400)	2.11 (2.11)		<u>4,000</u> (4,350)	
地熱	無區分	≥1~<2,000		<u>323,700</u>	<u>3.22</u>		<u>6,400</u>	
		≥2,000		278,600 (278,600)	3.74 (3.74)		6,400 (6,400)	
海洋能	無區分	≥1		<u>267,100</u>	<u>7.7</u>	<u>5.25</u>	<u>5,800</u>	<u>20</u>

註：()內數字為110年度公告數值

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(一)110年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)111度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

分類	容量級距 (瓩)	110年度審定會使用參數值		111年度分組會議建議數值		
		第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)	第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)	第三期成本 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	<u>55,900</u>	<u>55,900</u>	<u>59,500</u> (+6.44)	<u>58,400</u> (-1.85)*	<u>55,600</u> (-4.79)**
	20瓩以上不及100瓩	<u>44,600</u>	<u>44,600</u>	<u>47,300</u> (+6.05)	<u>46,400</u> (-1.90)	<u>44,100</u> (-4.96)
	100瓩以上不及500瓩	<u>41,500</u>	<u>41,500</u>	<u>43,300</u> (+4.34)	<u>42,500</u> (-1.85)	<u>40,400</u> (-4.94)
	500瓩以上	<u>41,100</u>	<u>41,100</u>	<u>43,300</u> (+5.35)	<u>42,400</u> (-2.08)	<u>40,400</u> (-4.72)
地面型	1瓩以上	<u>41,800</u>	<u>41,800</u>	<u>45,100</u> (+7.89)	<u>44,300</u> (-1.77)	<u>42,100</u> (-4.97)
水面型 (浮力式)	1瓩以上	<u>47,800</u>	<u>47,800</u>	<u>51,100</u> (+6.90)	<u>50,300</u> (-1.57)	<u>48,100</u> (-4.37)

註1：()為111年度第一期期初設置成本與110年度第二期期初設置成本相比之降幅百分比；()*為111年度第二期期初設置成本與111年度第一期期初設置成本相比之降幅百分比；()**為111年度第三期期初設置成本與111年度第二期期初設置成本相比之降幅百分比。

註2：國際預估未來成本發展趨勢以平均降幅3.12%進行計算，配合一年三期，第一期反映25%，第二期反映50%，第三期反映100%，不反映工程施作成本16.11%，故一年三期反映成本降幅分別為0.65%、1.31%及2.62%。

註3：第一期費率適用月份為1月至3月完工者，第二期為4月至6月，而第三期為7月至12月。

一、期初設置成本

(三)計算簡要說明



一、 期初設置成本

(三)計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	併聯日期在109年1月至110年6月之案件。	
選取合理性	蒐集國內實際設置案例，參採實際建置發票資料。	
成本架構	說明	計算數值
1. 資料參採及處理說明	■ 合理成本區間訂定：計算成本基礎值 (1)區間上限：透過繪製箱型圖之方式，找出各類型中屬於不合理成本的資料，加以剔除後，挑選所剩資料的最高成本作為區間上限。 (2)區間下限：挑選各類型級距下最接近國際最低成本的資料作為區間下限。 (3)剔除極端值：剔除上下10%。 ■ 納入110年度下半年預估漲幅，校正既有資料 將110年度下半年漲幅納入考量，並估算110年度下半年成本，改善資料區間之完整性，校正既有資料。 ■ 納入111年度預估漲幅，改善近期短期物料波動狀況 為避免計算結果均來自落後資料，故於既有資料計算之111年度期初設置成本數值上，再額外納入未來預估漲幅之設計，以因應近期短期物料波動狀況。 ■ 扣除通案已包含於設登發票之外加成本 高效能模組及加強電力網費用為市場通案使用或法規通案規定之設置成本，且設登發票已包含，故建議先予以扣除再外加。	第一期：48,478元/瓩 第二期：47,878元/瓩 第三期：46,228元/瓩 (以屋頂型20-100瓩為例)
2. 未來成本趨勢分析	■ 反映國際降幅：計算111年度各類型級距期初設置成本 (1)考量近期原物料價格波動顯著，建議將公告期數細分，緩衝費率降幅，以舒緩物料波動所帶來之影響並鼓勵業者提早完工。 (2)以一年三期方式反映未來成本降幅，扣除人力施作成本16.11%後，第一期降幅為0.65%、第二期為1.31%、第三期則為2.62%。	第一期：47,300元/瓩 第二期：46,400元/瓩 第三期：44,100元/瓩 (以屋頂型20-100瓩為例)
3. 其他成本費用	■ 水面型(浮力式)：地面型外加6,000元/瓩。 ■ 費率外加：以費率外加反映其他應負擔設置成本，或反映為鼓勵特定技術及設置區位之衍生設置成本。	— (以屋頂型20-100瓩為例)

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

1.因應國際物料價格波動，111年度太陽光電躉購費率公告方式調整為一年三期

為兼顧模組商穩健出貨，減少商業條件爭議與系統商營運及投資風險，且為避免商業競爭並減緩物料波動之問題，**建議維持一年兩期費率基準，但於上半年設計兩期差異化費率**(亦即上半年2期、下半年1期，合計**3期**)，以緩衝費率降幅，舒緩上半年於物料波動尚未趨於穩定下所帶來之影響，以鼓勵業者儘早進入市場，達成推動政策與目標。

2.以實際建置發票資料(設備登記發票資料)為主，強化資料完整性並如實反映建置成本

(1) 111年度國內成本資料蒐集對象主要以實際建置發票資料為主

蒐集109年1月至110年6月完成設備登記之案件發票資料(共**6,707筆**)，扣除無發票及無法釐清之個案成本案件，接續針對合併容量之設置案件進行成本校正，並依統計方法剔除不合理成本資料及接續剔除合理成本區間內上下10%樣本後，案件數剩**2,355筆**。

(2)水面型(浮力式)資料案件較少，援用110年度計算方式：考量**水面型(浮力式)**案件資料較少(4筆)，且避免個案影響通案，太陽光電水面型(浮力式)期初設置成本以**地面型**成本**外加6,000元/瓩**。

(3)強化發票資料完整性及校正既有資料之精進作法

A.調整合併容量計算反映大型案場成本

B.電業書圖成本資訊雖僅為前期規劃之評估資料，但已將可佐證之資料納入計算

C.針對尚未撥付之尾款，已納入期初設置成本計算

D.納入110年度下半年預估漲幅，校正既有資料，完善資料參採區間

(A)參考國內產業資訊，挑選關鍵要素，並以**審定會**資料**參採區間作為**時間區間**基準**，並**搭配最新的公開資訊資料**(110/7-110/9或110/7-110/10)進行110年度**下半年漲幅估算**，續搭配成本結構占比，將原物料漲幅還原對整體建置成本之總影響**幅度約6.40%**。

(B)為強化數值之合理性，透過實際建置發票成本(109/1-110/6)與110年度下半年預估成本，以**期數加權**方式計算111年度期初設置成本初始值。

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

3. 納入111年度預估漲幅，達成落後資料之精進改善，以因應近期短期物料波動狀況

- (1) 為避免計算結果均來自落後資料，導致公告成本與市場實際情況出現落差，故於既有資料計算上，建議再額外納入111年度預估漲幅作為考量。
- (2) 基於目前費率公告係以一年三期呈現，為兼顧費率穩定性及避免拖延完工，以相同基期(111年度審定會參採區間)水準，分別計算基期區間(109/1-110/6)與110/1-6月、7-9月及10-12月之價格變動比例，作為111/7-12月、4-6月及1-3月的預估漲幅，分別為分別為2.55%、6.21%及7.54%。透過參考110年度物價波動狀況且等比例緩降之趨勢計算111年度三期期初設置成本初始值，以因應短期原物料價格波動急速之現象。

4. 為使期初設置成本趨於合宜並避免產生疊加之疑慮，建議扣除通案成本項目

- (1) 高效能模組成本：建議於所有設置類別級距扣除901元/瓩。
- (2) 過往加強電力網：建議於地面型及水面型(浮力式)扣除148元/瓩。

5. 國際預估未來成本發展趨勢

- (1) 國際未來成本趨勢預測：蒐集ITRPV(2020)及NREL(2020)等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，將國際預估未來成本發展趨勢以平均降幅3.12%進行計算。
- (2) 不反映工程施作之未來成本降幅：考量從業人員需有一定安裝專業技術，故援用110年度考量方式，國際降幅不予以反映工程施作成本比例16.11%。
- (3) 兼顧長期發展趨勢，納入未來成本走向：參考一年兩期躉購費率原則，並配合上半年分兩期之政策作法，以第一期反映25%、第二期50%及第三期100%之方式進行反映，111年度三期期初設置成本降幅分別為0.65%、1.31%及2.62%。

肆、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)110年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)111年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	110年度審定會使用參數值(%)	111年度分組會議建議數值		
			第一期(%)	第二期(%)	第三期(%)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	4.39	4.12	4.20	4.41
	20瓩以上不及100瓩	3.83	3.61	3.68	3.87
	100瓩以上不及500瓩	3.62	3.47	3.54	3.72
	500瓩以上	3.66	3.47	3.55	3.72
地面型	1瓩以上	2.94	2.73	2.78	2.92
水面型	1瓩以上	2.58	2.41	2.45	2.56

(三)計算簡要說明

	說明
資料蒐集	主要以 太陽光電系統公會 及 台電公司 為主要資料蒐集對象。
選取原則	以近3年資訊作為資料參採。
計算方式	1.屋頂型以目前運轉維護市場上主要執行模式合約為主要計算基準(亦即公會所提數值)。 2.基於今年度台電資料筆數少，為避免個案影響通案，建議地面型援用110年度使用數值。 3.水面型(浮力式)以地面型之運轉維護費用進行計算。 4.額外加計保險費用：本年度業者並無提供相關資料，故援用110年度審定會決議數值，費用為318元。 5.有併聯特高壓系統者之運維比例採無特高壓系統之運維比例進行計算。 6.依據上述並加計保險費後，彙整111年度年運維絕對數值，屋頂型各級距分別為2,454、1,707、1,504及1,504元/瓩、地面型及水面型(浮力式)皆為1,231元/瓩。 7.為避免因期初設置成本波動影響不同期數之運維比例，建議111年度運維比例依各期期初設置成本計算。
111年度草案建議	111年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例 第一期 ： 屋頂型 各級距分別為 4.12、3.61、3.47及3.47% 、 地面型 為 2.73% 及 水面型 為 2.41% 。 第二期 ： 屋頂型 各級距分別為 4.20、3.68、3.54及3.55% 、 地面型 為 2.78% 及 水面型 為 2.45% 。 第三期 ： 屋頂型 各級距分別為 4.41、3.87、3.72及3.72% 、 地面型 為 2.92% 及 水面型 為 2.56% 。

肆、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

1.屋頂型

公會所提維護合約資料為目前運轉維護市場上主要的執行模式，**考量**資料使用之**合理性**，**且為**能有效**反映當前運轉模式**，故**建議屋頂型以公會所提數值為主要計算基準**。**另屋頂型500瓩以上則以100-500瓩之資料進行計算。**

2.地面型

由於**公會無提供地面型運維資訊**，而**其餘業者所提之運維費用皆低於當年度審定會參採絕對數值**，為持續鼓勵推動設置，故**地面型建議採台電運維資料進行計算**。**但基於今年度台電資料筆數少**，為避免個案影響通案，故建議地面型援用110年度使用數值。

3.水面型(浮力式)

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110年度做法，即**以地面型之運轉維護費用進行計算**。

4.有併聯特高壓系統者之運維比例採無特高壓系統之運維比例進行計算

5.依據上述並加計保險費318元/瓩後，各類型級距之運轉維護費用彙整如下

類型	裝置容量級距(瓩)	111年度運轉維護費用(元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454
	20瓩以上不及100瓩	1,707
	100瓩以上不及500瓩	1,504
	500瓩以上	1,504
地面型	1瓩以上	1,231
水面型 (浮力式)	1瓩以上	1,231

6.運維比例依各期期初設置成本計算：考量**短期**市場**供需失衡**導致期初設置**成本明顯波動**，但**運轉維護費用**是以簽定**中長期合約**方式進行，為**避免**因期初設置**成本波動影響**不同期數之**運轉維護費用比例**，故建議**111年度運轉維護費用比例依各期期初設置成本計算**。

肆、太陽光電

三、年售電量

(一)110年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)111度分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩

(三)計算簡要說明

	說明																						
資料蒐集	台電公司實際躉購之案場發電量資料。																						
選取原則	國內近三年(107、108、109年)之發電量資料，挑選 完整併聯一年之 案例，再剔除年發電量0或異常(小於600度/瓩或大於2,000度/瓩)之設置案件進行統計。																						
計算方式	1. 以107、108及109年台電公司實際躉購案場之發電量資料進行估算。 2. 實際躉購案場之發電量資料：107、108、109年實際躉購案場發電量資料分別共17,465、21,648及29,727筆，以發滿完整一年之案例為主，並依上述選取原則選取樣本(107、108及109年分別剩餘17,146、21,213及29,213筆)後，在依參數資料參採原則，剔除上下至少10%極端值((107、108及109年分別剩餘13,716、16,971及23,371筆))。 3. 依據上述，觀察台電107、108及109年躉購發電量資料，扣除異常案場及極端樣本，計算全國及前50%設置案場之平均發電量，並考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，結果彙整如下表： <table><tr><th rowspan="2"></th><th colspan="2">扣除異常及上下10%極端案場後之發電量</th><th colspan="2">發電量為前50%的案場</th></tr><tr><th>平均發電量(度/瓩)</th><th>考量效率遞減後(度/瓩)</th><th>平均發電量(度/瓩)</th><th>考量效率遞減後(度/瓩)</th></tr><tr><td>全台場址</td><td>1,238</td><td>1,205</td><td>1,323</td><td>1,288</td></tr><tr><td>台中以南</td><td>1,252</td><td>1,219</td><td>1,332</td><td>1,296</td></tr></table>					扣除異常及上下10%極端案場後之發電量		發電量為前50%的案場		平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	全台場址	1,238	1,205	1,323	1,288	台中以南	1,252	1,219	1,332	1,296
	扣除異常及上下10%極端案場後之發電量		發電量為前50%的案場																				
	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)																			
全台場址	1,238	1,205	1,323	1,288																			
台中以南	1,252	1,219	1,332	1,296																			
比較分析	依照目前分析結果，為鼓勵引導廠商提升發電量及資源有效利用，建議維持110年度年發電量使用參數。																						
111年度草案建議	1,250度/瓩																						

肆、太陽光電

三、年售電量

(四)參數內涵說明

1.訂定全國標竿數值：

考量蒐集資料為99年至108年設置案件之設置案場發電量資料，已反映部分效率遞減率，故從第11年起開始反映尚屬合理；另發電量之訂定係以訂定標竿值為考量，而非反映單一區域之日照條件。

2.觀察長期資料，避免參數波動過大：

為引導發電效率較好之產品進入市場，且避免發電量參數波動過大，建議觀察長期資料而非單一年度資料；且為避免市場上出現劣幣除良幣之現象，且為鼓勵產業可以提高產品品質，故同步計算前50%設置案場之平均發電量。

3.計算近三年發電量實績值：

觀察107至109年實際躉購案件資料，考量未來模組技術進步及發電效率提升，故以發電量為前50%之設置案場，並考量效率遞減(第11年起每年遞減1%)計算後，全台灣場址及台中以南場址之估算結果為1,288及1,296度/瓩。

	扣除異常及上下10%極端案場後之發電量		發電量為前50%的案場	
	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)	平均發電量(度/瓩)	考量效率遞減後(度/瓩)
全台場址	1,238	1,205	1,323	1,288
台中以南	1,252	1,219	1,332	1,296

4.建議111年度參採數值：

觀察實際躉購之發電量且依據上述計算結果，與110年度審定會所採之1,250度/瓩差異不大，基於引導發電效率提升及資源有效利用，故建議太陽光電111年度之年售電量仍維持1,250度/瓩。

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：14.34萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：13.63萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	■ 考量<u>國內實際案例</u>相對具備代表性，故依審定原則採國內實際案例資料計算成本，主要參採設備登記檢附之發票資料，並以業者回函佐證作為補充資訊。 1.蒐集近三年(108-110年)國內設置案例，參採設備登記檢附之發票資料。 2.業者提供案場成本佐證資訊，並以檢具佐證之成本將發票內涵補全。	
選取合理性	依據參數參採原則，參採 <u>設備登記資料</u> 和 <u>業者回函佐證</u> 之實際案例資料。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	蒐集近3年(108-110年)設備登記資料，國內案例資料共計13筆，平均期初設置成本為136,301元/瓩。	13.63
(2)其他成本	■ 屬法律規定且通案性之成本：以設備登記檢附合約發票之統包成本予以考量。 ■ 個案成本：不特別納入計算。	13.63
(3)未來成本 降幅反應	<u>0%</u>	<u>13.63</u> (14.34)

註：()內數字為110年度審定會公告數值。

伍、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)主要參採設備登記檢附之發票：考量國內實際案例相對具備代表性，故依審定原則採國內實際案例資料計算成本，參採設備登記檢附之發票資料，並以業者回函佐證作為補充資訊，將發票內涵補全。
- (2)考量通案成本：屬法律規定且通案性之成本，以設備登記檢附合約發票之統包成本予以考量。
- (3)個案成本不特別納入計算：
- A.業者有彈性可選擇其他合宜之設置地點，故未將土地變更回饋金特別納入計算：個案選址未限定於農業用地，且業者有彈性可選擇其他合宜之設置地點，考量設置於建築用地、交通用地、鹽業用地、礦業用地、窯業用地、遊憩用地等情況下，無須繳納土地變更回饋金，屬個案選址因素，故不特別納入計算。
- B.不加計線路補助費：此費用不是通案會產生之成本。
- (4)國內案例平均為13.63萬元/瓩：蒐集近3年(108-110年)設備登記資料，國內案例資料共計13筆，平均期初設置成本為136,301元/瓩。
- (5)建議111年度參採數值：根據國內案例平均，為13.63萬元/瓩。

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.29%，即1,850元/瓩。

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.32%，即1,802元/瓩。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.國內資料：年運轉維護費主要內涵為<u>保修合約</u>、<u>汰換設備</u>和<u>保險</u>。 (1)保修合約：蒐集A公司9kW設置案場20年維護合約，雖此資料於103年提供，但在保修年限內故可參採。 (2)汰換設備：蒐集107~109年變流器成本資料共2筆，以小風機變流器於20年期間需更換2次平均計算。 (3)保險：蒐集2筆產險資料，計算保險費平均。 2.國外資料：蒐集2018~2020年資料共2筆，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費。
選取原則	考量國內案例資料量較少，故 <u>國內外資料一併參採</u> 。
計算方式	1.國內保修合約、汰換設備和保險加總計算後年運轉維護費為2,269元/瓩。 2.國外最新案例於考量物價上漲率且20年均化後年運轉維護費為1,335元/瓩。 3.考量國內案例資料數量較少，建議沿用110年度計算方式，將<u>國內外資料平均</u>，國內年運轉維護費為<u>1,802元/瓩</u>。 4.按111年度期初設置成本建議數值13.63萬元/瓩計算，占期初設置成本比例為<u>1.32%</u>。
比較分析	資料更新，沿用110年度計算方式。
111年度 草案建議	年運轉維護費占期初設置成本之比例為 <u>1.32%</u> ，即 <u>1,802元/瓩</u> 。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：年運轉維護費的主要內涵為保修合約、汰換設備和保險。

A. 保修合約

A公司9kW案例20年維護合約費用為17.1萬元(未含零件更換)，均攤後每年維護合約費用為950元/瓩，此資料於103年提供，在保修年限內均可參採。

註：維護合約費用平攤至每一年，故無需額外考量物價上漲因素，且該合約目前仍具效力且為實際發生數值。

B. 汰換設備

(A) 考量小型風機採內置微型控制器者，可由小型風機的保修合約來負擔其維護費用，故建議設備汰換品項維持以變流器為主要考量。

(B) 市面上變流器原廠皆提供5年以上產品保固，且設計壽命通常可達20年，故建議汰換頻率可維持以往審定會考量方式，採20年更換2次來計算。

(C) 蒐集近3年(107~109年)小風機業者提供變流器成本發票共2筆，計算平均為4,613元/瓩，則每年設備更換費用平均為461元/瓩 ($4,613 \times 2 \div 20$)。

C. 保險：平均為858元/瓩

(A) B公司108年提供105年產險報價單，保險標的物為6支3瓩風機，若只考量火災險、颱風及洪水險，則每年保險費為842元/瓩。

(B) C公司109年提供107年保險合約，其中財物損失保險之內容為風機遭受天災之理賠，每年保險費為874元/瓩。

D. 綜上，保修合約、汰換設備和保險三者相加之年運轉維護費為2,269元/瓩。

E. 考量於自有地或自有建物上設置小型風機者，不需繳付租金，且租金計算缺乏客觀標準，故建議待有合宜之佐證資訊後，再予以討論。

(2) 國外資料：蒐集近3年(2018-2020年)資料共2筆，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費平均為1,335元/瓩。

(3) 建議111年度參採數值：考量國內案例資料數量較少，建議沿用110年度計算方式，將國內外資料平均，年運轉維護費為1,802元/瓩，占期初設置成本1.32%。 38

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：1,750度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：1,750度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.國內資料：蒐集近三年(107~109年)台電公司抄表資料，躉購期間較完整共34件案例。 2.國外資料： (1)日本：2016年躉購費率所使用之參數為設備利用率20%，但自2018年4月1日起，取消陸域小型風電費率級距，改與陸域大型風電使用相同費率。 (2)美國：參考小型風力認證委員會(SWCC)年發電量測試數據，使用近三年(2019~2021年)資料共3筆，在每秒5公尺風速下，平均年發電量。
選取原則	持續以較高標準引導發電效率提升。
計算方式	1.國內資料：躉購案件近3年<u>最高</u>年售電量為<u>1,739度/瓩</u>。 2.國外資料：平均年發電量約<u>1,774度/瓩</u>。 (1)日本：設備利用率20%相當於1,752度/瓩。 (2)美國：年發電量平均為1,796度/瓩。 3.<u>國內</u>小型風力躉購案件近3年<u>最高</u>年售電量為<u>1,739度/瓩</u>，顯示費率參數引導新案件提升發電效率已有初步成效，故<u>持續</u>以較高標準<u>引導發電效率提升</u>。
比較分析	資料更新，沿用110年度計算方式。
111年度草案建議	為持續引導發電量提升，建議年售電量以國際數值作為目標，維持 <u>1,750度/瓩</u> 。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

蒐集近三年(107~109年)台電公司抄表資料，國內小型風電躉購案件共34件，發現各案件的年售電量有明顯差距，年售電量介於10~1,739度/瓩，其中近3年最高年售電量為1,739度/瓩。

(2) 國外資料：

A. 蒐集日本2016年躉購費率使用參數：設備利用率20%(相當於1,752度/瓩)，但自2018年4月1日起，陸域小型風電改與陸域大型風電使用相同費率。

B. 蒐集美國小型風力認證委員會(SWCC)測試數據：採用近三年(2019~2021年)資料共3筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,796度/瓩。

C. 日本及美國資料平均：1,774度/瓩。

(3) 建議111年度參採數值：國內小型風力躉購案件近3年最高年售電量為1,739度/瓩，顯示費率參數引導新案件提升發電效率已有初步成效，為持續引導發電量提升，建議年售電量以國際數值(1,774度/瓩)作為目標，維持1,750度/瓩。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：4.11萬元/瓩(無LVRT功能者為4.01萬元/瓩)

2.111年度分組會議共同意見建議數值：3.86萬元/瓩(無LVRT功能者為3.76萬元/瓩)

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.國內案例資料：近三年台電完工案件成本、近三年(108-110年)海關進口成本資料 2.成本占比結構：美國NREL長期發布之報告 3.成本趨勢預測：國際能源署(IEA, 2019)預測報告。	
選取合理性	民營業者無法提供成本及佐證資料，故根據近三年 <u>台電</u> 新設置案成本，以及 <u>海關進口成本</u> 進行計算。	
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
(1)國內案例成本校正	台電案例採完工結算金額，民營案例採海關進口成本資料及NREL報告的成本占比資訊進行評估，再以裝置容量加權平均方式計算期初設置成本為 <u>38,805元/瓩</u> 。	3.88
(2)其他成本	透過國內案例成本校正概括考量。	3.88
(3)未來成本降幅反應	■ 根據國際能源署(IEA, 2019)預測，年均成本降幅為 <u>0.42%</u> 。 ■ 考量國際成本降幅下，成本約 <u>38,642元/瓩</u> 。	<u>3.86</u> (4.11)

註1：()內數字為110年度審定會公告數值。

註2：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，審定會決議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。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

A. 台電案例：採近3年(108-110年)完工的A場址及B場址風力發電機組新建工程完工結算金額。

B. 民營案例：由於民營業者未提供成本資料，故民營案例採近3年(108-110年)海關設備進口成本資料及NREL(2020)報告的成本占比資訊進行評估。

C. 以裝置容量加權平均計算成本：台電案例與民營案例以裝置容量加權平均方式計算期初設置成本為38,805元/瓩。

(2) 國外資料：根據國際能源署(IEA, 2019)預測，年均成本降幅為0.42%。

(3) 反應未來成本趨勢：國內資料考量國際成本降幅下，期初設置成本為38,642元/瓩(無安裝或具備LVRT者為37,642元/瓩)。

(4) 建議111年度參採數值：根據近三年台電新設置案成本，以及海關進口成本進行計算，考量國際成本降幅下，期初設置成本為3.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為3.76萬元/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，審定會決議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。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.82%(無安裝或具備LVRT者為5.97%)，即2,393元/瓩。

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本5.55%(無安裝或具備LVRT者為5.69%)，即2,141元/瓩。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.國內資料：民營成本資料超過3年且民營業者今年對函詢無任何回覆，故 <u>使用台電近三年(107~109年)</u> 案例資料進行平均。 2.國外資料：蒐集2018~2020年國外年運轉維護費資料共13筆，剔除上下4筆極端值。
選取原則	為避免國內數據波動影響，將 <u>國內外資料一併參採</u> 。
計算方式	1.國內：考量物價上漲率2%後，計算20年均化後之運轉維護費為 <u>0.8969元/度</u> 。 2.國外：考量物價上漲因素2%後，計算20年均化之運轉維護費為 <u>0.8157元/度</u> 。 3.為避免國內數據波動影響， <u>平均</u> 計算 <u>國內外</u> 資料，則年運轉維護費為 <u>0.8563元/度</u> ，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為 <u>2,141元/瓩</u> 。 4.在期初設置成本3.86萬元/瓩(有LVRT)與3.76萬元/瓩(無LVRT)下，運維比例各為 <u>5.55%</u> 和 <u>5.69%</u> 。
比較分析	資料更新，沿用110年度計算方式。
111年度草案建議	111年度年運轉維護費為 <u>2,141元/瓩</u> ，按111年度期初設置成本建議數值3.86萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>5.55%</u> (無安裝或具備LVRT者為5.69%)。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

- (1) 國內資料：民營業者提供之運維費用會計佐證資料已超過3年，且今年函詢業者提供資訊，截至開會前業者尚未提供，因此僅參採台電公司的風場運轉維護費資料。以台電風場近3年(107~109年)資料平均，考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.8969元/度。
- (2) 國外資料：蒐集近3年(2018-2020年)國外年運轉維護費資料共13筆，剔除上下4筆極端值後，運轉維護費平均為0.6715元/度，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.8157元/度。
- (3) 避免國內數據波動影響：平均計算國內外資料，則年運轉維護費為0.8563元/度。
- (4) 建議111年度參採數值：假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,141元/瓩，按111年度期初設置成本建議數值3.86萬元/瓩計算，建議111年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為5.55%(無安裝或具備LVRT者為5.69%)。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：2,500度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：2,500度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1.台電風場：依商轉時間分為99年以前及100年以後商轉兩類，後者年發電量較高。 2.民營風場：依商轉時間分為99年以前及100年以後商轉兩類，後者年發電量較高。
選取原則	以較新風場為優先參採，故使用100年以後商轉風場。
計算方式	同去年方式使用3年資料平均，國內100年以後商轉之風場，107~109年台電公司平均年發電量為2,698度/瓩，民營業者平均年發電量為2,343度/瓩，兩者平均為2,521度/瓩
比較分析	資料更新，沿用110年度計算方式。
111年度 草案建議	1.建議藉由設定年售電量來引導廠商設備及技術升級。 2.持續引導民營風場提高發電效率，建議111年度年售電量維持 <u>2,500度/瓩</u> 。

伍、風力發電

4.參數內涵說明

(1)國內資料：

- A.台電風場：依商轉時間分為99年以前商轉及100年以後商轉兩類，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較高，且107~109年平均年發電量達2,698度/瓩。
- B.民營風場：依商轉時間分為99年以前商轉及100年以後商轉兩類，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較高，且107~109年平均年發電量僅2,343度/瓩。
- C.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。

(2)國外資料：

- A.容量因數持續增加且期初設置成本同時呈現下降：根據美國勞倫斯伯克利國家實驗室(Berkeley Lab, 2020)的研究資訊，指出美國近年藉由增加風機塔架高度、葉片長度及裝置容量，仍可使風力發電的容量因數持續增加，且期初設置成本同時呈現下降趨勢。
- B.我國持續引導民營風場提高發電效率，符合國際發展趨勢。

- (3)建議111年度參採數值：根據國內100年以後商轉之風場資料，107~109年台電公司平均年發電量為2,698度/瓩，民營業者平均年發電量為2,343度/瓩，兩者平均為2,521度/瓩，基於持續引導民營風場提高發電效率，建議111年度陸域大型風電的年售電量維持2,500度/瓩。

伍、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：15.41萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：14.84萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	根據我國 <u>遴選場址</u> 的離岸 <u>距離</u> 、 <u>水深</u> 範圍與 <u>風機容量</u> ， <u>蒐集國外類似案例15筆</u> 資料。	
選取合理性	國外成本資料 <u>剔除上下共4筆極端值</u> 後， <u>採11筆</u> 樣本計算平均。	
成本架構	說明	計算數值 (元/瓩)
(1)國際案例成本校正	<u>1.調整</u> 計算案例 <u>不含併網</u> 之成本 <u>2.水下基礎</u> 態樣 <u>校正</u> ：單樁式基樁案例校正成套筒式加計成本差距12.7% <u>3.成本考量一致化完工時點</u> ：推算至 <u>2019年</u> 完工之成本 <u>4.以全年平均可工作天數差異反映國內外海氣象差異</u> 成本： 379元/瓩	106,547
(2)國內外開發經驗差異之成本差距	<u>13,878元/瓩</u> 。	120,425
(3)併網成本	將英國實際案例與預測數值平均，併網成本為 <u>28,109元/瓩</u> 。	148,534
(4)未來成本降幅反應	完整反應2019年~2022年國際成本降幅 <u>7.54%</u> 。	137,335
(5)台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本： <u>1,052元/瓩</u> 除役成本： <u>4,000元/瓩</u> 加強電力網成本： <u>5,983元/瓩</u>	<u>148,370</u> (154,130)

註：()內數字為110年度審定會公告數值。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

- A. 不參採示範案的成本資料：我國示範風場的風機容量、設置規模及開發環境均與遴選場址存有顯著差異，故以國外類似條件的成本資料作為參數估算基礎。
- B. 更新漁業補償成本：根據漁業署最新年報數據(108年漁業統計年報)，重新估算漁業補償成本為1,052元/瓩。
- C. 除役成本：根據國產署107年5月公告之「重新核示海域土地提供離岸式風力發電系統使用之處理方式」，保證金(除役成本)為4,000元/瓩。
- D. 加強電力網成本：核定成本為598.25萬元/MW(即5,983元/瓩)。

(2) 國外資料：

- A. 根據我國遴選場址條件蒐集國外類似案例：蒐集離岸距離(0.2~50.1公里)、水深範圍(1~53公尺)及風力機規格(8MW以上)資料共計15筆資料。
 - B. 依國內設置環境進行國際案例成本校正：資料校正後，剔除上下共4筆極端值樣本，最終參採11筆樣本計算平均成本為106,547元/瓩。
 - C. 國內外開發經驗差異之成本差距：以學習率理論推估成本差距，並考量國內現況尚無法在短時間內將經驗差距縮小，故成本差距維持110年度決議數值為13,878元/瓩。
 - D. 併網成本(海上變電站至陸上變電站)：蒐集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，以及英國BVG(2019)報告，其預測英國2022年完工風場的併網成本，將實際案例與預測數值一起平均，調整併網成本為28,109元/瓩。
 - E. 未來成本降幅反應：根據美國國家再生能源實驗室(NREL, 2020)預測，從2019年起至2030年，裝置容量加權平均設置成本(CapEx)將下降約25%，換算年均成本降幅為2.58%，以年均成本降幅2.58%計算2019年~2022年成本總降幅為7.54%。
- (3) 建議111年度參採數值：維持以5項成本組成構面進行資訊更新，建議期初設置成本調整為14.84萬元/瓩。

伍、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.79%，即4,294元/瓩。

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.87%，即4,255元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
	蒐集 <u>國外</u> 近3年(<u>2018~2020年</u>)的年運轉維護費資料共 <u>8筆</u> 。
選取原則	剔除上下2筆極端值後，剩餘 <u>6筆</u> 資料。
計算方式	考量物價上漲率2%下，平均 <u>計算20年均化</u> 後之年運轉維護費為 <u>4,255元/瓩</u>
比較分析	資料更新，沿用110年度計算方式。
111年度 草案建議	年運轉維護費為 <u>4,255元/瓩</u> ，按111年度期初設置成本建議數值14.84萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>2.87%</u> 。

伍、風力發電

4. 參數內涵說明

- (1) 國內資料：考量示範風場的風機容量、設置規模及開發環境條件均與遴選場址存有顯著差異，且財務評估資料的佐證文件亦非實際發生金額，故建議111年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2) 國外資料：蒐集2018~2020年國外年運轉維護費資料共8筆，剔除上下2筆極端值後，以6筆資料計算平均為3,503元/瓩，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費為4,255元/瓩。
- (3) 建議111年度參採數值：根據新蒐集資訊計算年運轉維護費為4,255元/瓩，按111年度期初設置成本建議數值14.84萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為2.87%。

伍、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：3,750度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：3,750度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	1. 蒐集國內2架4MW<u>示範機組</u>於106年併聯至108年5月31日的實際售電資料年均發電量<u>最高</u>為<u>3,594度/瓩</u>。 2. 國內民營120MW示範風場於108年6月至12月期間進行施工併聯，連帶影響2架4MW示範機組運轉發電，導致該期間的發電量資訊不具備參考性 3. 蒐集國內<u>128MW示範案</u>於<u>109年</u>的年發電量為<u>4,023度/瓩</u>。 4. 蒐集<u>遴選及競價</u>獲選廠商<u>評估8MW</u>風機的年發電量共<u>14筆</u>資料。
選取原則	目前國內示範案只有一個年度的實際發電資訊，且單一個案的代表性可能相對不足，故<u>以遴選及競價</u>獲選廠商評估8MW風機的年發電量<u>計算</u>，<u>剔除上下10%極端值</u>後，參採<u>12筆</u>資料。
計算方式	根據<u>遴選</u>及<u>競價</u>案資料，計算容量加權<u>平均</u>之年發電量約<u>3,731度/瓩</u>。
比較分析	資料更新，沿用110年度計算方式。
111年度草案建議	年售電量採<u>3,750度/瓩</u>，並<u>搭配</u>財務支出<u>控管機制</u>。

伍、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)示範機組實際售電資料：蒐集國內2架4MW示範機組於106年併聯至108年5月31日的實際售電資料，其中A機組因為進行性能調整，故年均發電量最高為3,594度/瓩。
- (2)示範風場實際售電資料：
- A.國內民營120MW示範風場於108年6月至12月期間進行施工併聯，連帶影響2架4MW示範機組運轉發電，導致該期間的發電量資訊不具備參考性。
 - B.蒐集國內128MW示範案(2*4MW+120MW)於109年的年發電量為4,023度/瓩。
- (3)未以示範案數據評估年售電量：目前國內示範案只有一個年度的實際發電資訊，且單一個案的代表性可能相對不足，故維持以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算。
- (4)以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算：14筆資料剔除上下10%極端值後，參採12筆資料，計算容量加權平均之年發電量約3,731度/瓩。
- (5)建議111年度參採數值：維持110年度計算方式，年售電量採3,750度/瓩，並搭配財務支出控管機制。

陸、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

1.110年度審定會使用參數值：6.55萬/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：6.55萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 本年度 <u>無新增</u> 生質能無厭氧掩埋沼氣 <u>案例</u> 2. 蒐集 <u>近三年</u> 國內無厭氧掩埋沼氣設置 <u>案例</u> 之 <u>設備登記</u> 及 <u>回函資料</u>	
選取合理性	案例名稱	處理方式
	1. 以去年度(<u>110年度</u>)審定會 <u>參採案例</u> 進行評估。 2. <u>110年度</u> 費率參數計算 <u>已納入</u> 近年掩埋場沼氣發電設置成本。	1. 檢視匯整案例 <u>設備登記</u> 之發票單據 2. 檢視 <u>發票單據</u> 與驗收證明書 <u>項目</u> 及 <u>金額</u> 是否相符
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	考量本年度 <u>無新增</u> 生質能無厭氧掩埋沼氣 <u>案例</u> ， <u>建議</u> 依參數資料參採原則， <u>沿用110年度</u> 公告成本 <u>參數</u> (6.55萬元/瓩)	6.55
2.其他成本	無	6.55
3.未來成本降幅反應	國際年平均 <u>降幅</u> 為 <u>0%</u> ，故 <u>不予調整</u>	<u>6.55</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 本年度無新增生質能無厭氧掩埋沼氣案例：

另去年度新增掩埋沼氣案例已納入110年度參採案例，故建議依參數資料參採原則，沿用110年度公告成本參數(6.55萬元/瓩)。

(2) 國際趨勢無變動，建議維持110年度參數(6.55萬元/瓩)：

根據英國商業、能源及產業策略部 (DBIS)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%，故建議111年度期初設置成本維持國內案例平均成本，即6.55萬元/瓩。

陸、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

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本 15.20%，即9,957元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本15.80%，即10,346元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>蒐集國內已運轉滿一年</u> 之案例資料
選取原則	1. 本年度 <u>運轉滿一年</u> 之案例，皆隸屬於 <u>同一操作維護發包計畫</u> 2. 其109年之運轉項目項目已亦確實區分、載明並支用完成。
計算方式	經 <u>剔除不屬發電系統操作維護</u> 之項目、以及既有 <u>應負環保責任</u> 費用後，計算案例單位年運轉維護費為 <u>8,516元/瓩</u> 。
比較分析	於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為 <u>10,346元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>6.55萬元/瓩</u> 下，占比為 <u>15.80%</u> 。
111年度草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 運轉維護成本： <u>10,346元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>6.55萬元/瓩</u> 下，占比為 <u>15.80%</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)建議以國內資料為主：

鑑於國際運轉維護費易因設置型態及發電系統組成不同有顯著差異，故建議以國內資料為主。

(2)建議參採本年度已運轉滿一年之案場資料：

其維護項目費用亦確實區分、載明及支用完成，具資料可佐證性，故建議參採；另因皆隸屬於同一操作維護發包計畫，故視為1案例計算。

(3)檢視並計算案例運維費用：

經剔除不屬發電系統操作維護之項目(如滲出水抽取系統耗材、抽水用空壓機房耗材費用等)、以及既有應負環保責任費用(如固定污染源空氣污染物排放檢測)，案例年運轉維費為8,516元/瓩。

(4) 20年均化後運維費為10,346元/瓩，占比為15.80%：

於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為10,346元/瓩，於期初設置成本6.55萬元/瓩下，占比為15.80%。

陸、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

1.110年度審定會使用參數值：5,700度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：5,600度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度運轉滿一年之 <u>案場計之2案</u>
選取原則	匯整上述2案109年度台電抄表資料，並確認其運轉發電正常
計算方式	1.彙整案例於109年實際 <u>發電量</u> (台電抄表資料) 2.案例 <u>平均</u> 年售電量：平均為 5,627度/瓩，進位後即 <u>5,600度/瓩</u>
比較分析	計算運轉滿一年案場之年售電量，即 <u>5,600度/瓩</u>
111年度 草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 發電量： <u>5,600度/瓩</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)建議以國內資料為主：

考量年售電量會因場址規模、掩埋沼氣收集井數量與類型及發電技術的不同而造成差異，建議仍以國內案例資料為主。

(2)參採國內運轉滿一年案例，計算其平均年售電量。

(3)建議參採案例平均年售電量：平均5,627度/瓩，進位後即5,600度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

二、生質能-有厭氧消化設備

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：20.64萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：21.14萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	<u>近三年</u> 國內設置案例設備登記及回函資料	
選取 合理性	考量 <u>設備登記</u> 檢附之 <u>發票</u> 為 <u>實際</u> 發生 <u>費用</u> ，故將本年度檢附單據之新案例 <u>全數納入</u> 檢視評估，後續再行 <u>校正補全</u> 成本缺漏資訊、並 <u>剔除極端值</u>	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例 成本校正	1. 蒐集 <u>近三年</u> 設置案，並以完成設備登記、且 <u>檢附發票</u> 之 <u>新案例</u> 全數 <u>納入檢視</u> 2. 檢視無成本資訊、110年度決議不參採之案例，剩餘案例納入評估 3. 就剩餘案例中之 <u>缺漏</u> 發電設備 <u>項目</u> 進行 <u>成本校正補充</u> 後續再行 <u>剔除</u> 10%之 <u>極端值</u> 案例，計算其平均單位設置成本為 <u>21.20萬元/瓩</u>	21.20
2.其他成本	無	21.20
3.未來成本 降幅反應	根據歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA預估，期初設置成本持續小幅下降，故配合國際年平均 <u>降幅(0.26%)</u> 進行調整	<u>21.14</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)蒐集近三年完成設備登記案例資料：

包含本年度新增案例，考量設備登記檢附之發票為實際發生費用，故將完成設備登記、且檢附發票之新案例全數納入評估。

(2)剔除“無成本資訊、110年度決議不參採”之案例：

經剔除後，剩餘案例納入後續成本評估。

(3)就剩餘案例中缺漏發電設備項目進行成本校正補充：

如就「純化系統」、「其他費用」等項目進行校正補充。

(4)剔除10%之極端值案例：

即刪除最高及最低值各10%案例數，計算其平均單位設置成本為21.20萬元/瓩。

(5)建議依國際趨勢調整，調整後期初設置成本為21.14萬元/瓩：

A.歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA預估生質能發電期初設置成本降幅介於0.18~0.34%間，平均降幅為0.26%。

B.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111年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為21.14萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

二、生質能-有厭氧消化設備

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本 8.06%，即16,630元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本7.99%，即16,888元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集生質能 <u>有厭氧消化設備</u> 近三年(108-110)運轉資料
選取原則	1. <u>剔除</u>因<u>停機檢修/停止發電/未規律運轉</u>(示範案場)等案場： (1)例如因水權問題已停止畜牧場運作及沼氣發電 (2)例如因脫硫設備故障頻繁問題，不提供運維費用 (3)例如因停機檢修，無運維及發電資料 (4)例如屬示範案場，視沼氣量隔數日進行運轉，無規律運轉時間 2. 檢視後<u>參採剩餘</u>案例，後續<u>計算</u>其年運轉維護費用
計算方式	1.運維成本內涵包含人事費、大修攤提、機組維修、脫硫費用等五大類 2.參採案例中如屬未全時運轉、但<u>發電時間規律</u>案場，其運維費計算如下： ➢ 依每日運轉<u>時數</u>、每週運轉<u>天數</u>，<u>換算全年全時運轉維護費用</u> 3.計算參採案例之平均數值，20年均化後之年運轉維護費為<u>16,888元/瓩</u>，占比為<u>7.99%</u>
比較分析	更新案例資料，並 <u>納入</u> 未全時運轉但 <u>發電時間規律</u> 案場資訊
111年度 草案建議	生質能 <u>有厭氧</u> 運轉維護成本： <u>16,888元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>21.14萬元/瓩</u> 下，占比為 <u>7.99%</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1) 建議以國內資料為主：

由於國際運轉維護費用易因設置場址、發電系統組成不同之影響，建議以國內資料為主。

(2) 蒐整後參採國內近三年資料：

蒐集國內近三年年運轉維護費資料，並剔除停機檢修/停止發電/未規律運轉(示範案場)者，參採剩餘案例資料。

(3) 納入運作時間規律案例：

本年度除更新案例運維資料外，並考量部份案場雖非全日全時運轉，但其設備運作時間規律，故依每日運轉時數、每週運轉天數，換算全年全時運轉維護費用

(4) 20年均化後運維費為16,888元/瓩，占比為7.99 %：

計算參採案例之平均單位年運轉維護費為13,901元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為16,888元/瓩，於期初設置成本21.14萬元/瓩下，占比為7.99%。

陸、生質能及其他再生能源發電

二、生質能-有厭氧消化設備

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：6,600度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：6,600度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集生質能 <u>有厭氧消化設備</u> 近三年(107-109)設置案之去年度售電量共 <u>33筆</u> ➤以台電109年度發電量抄表記錄資訊為主
選取原則	1.本年度案例絕大多數 <u>無法真實反應</u> 沼氣發電設備運轉現況： (1)發電 <u>機組故障</u> 維修頻繁 (2) <u>無法反應一般</u> 電廠 <u>運轉狀況</u> (如沼氣多元運用、示範案場) (3) <u>停止發電</u> 或月發電量 <u>起伏過大</u> (4)設置 <u>未滿一年</u> 2.考量多數案例因 <u>沼氣多元運用/產量不足</u> 、 <u>設備故障整改問題</u> 、 <u>暫停發電</u> 等因素致發電量過低， <u>無法真實反映</u> 實際運轉情況，故本年度生質能有厭氧 <u>未參採</u> 案例資訊
計算方式	參考沼氣發電系統推廣計畫 <u>補助作業要點</u> ，補助條件包括「 <u>月容量因數達百分之七十五</u> 以上」，換算年售電量為6,570度/瓩以上，即 <u>6,600度/瓩</u>
比較分析	沿用110年度評估方式，即為 <u>6,600度/瓩</u>
111年度草案建議	生質能 <u>有厭氧</u> 年售電量： <u>6,600度/瓩</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 本年度蒐集案例大多 無法真實反映實際運轉情況：

本年度蒐集近三年實際運轉之沼氣發電廠年發電時數資料，然絕大多數案例因 沼氣多元運用/產量不足、設備故障整改問題、停止發電等因素致發電量過低，無法真實反映實際運轉情況。

(2) 檢視現行「沼氣發電推廣補助作業要點」：

為合理訂定年售電量基礎，故檢視現行「沼氣發電推廣補助作業要點」之補助款領取條件，即單月容量因數達75%，換算後即年發電量6,570度/瓩，進位後為6,600度/瓩。

(3) 建議111年度有厭氧消化設備之年售電量6,600度/瓩：

考量沼氣發電推廣補助作業要點之補助款領取條件包含單月容量因數達75%(年發電量6,570度/瓩)，為持續引導高效率機組於市場上使用，以提升國內案場沼氣發電效率，故建議111年度生質能有厭氧消化設備之年售電量，維持110年度數值，即為6,600度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：8.02萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 因國內尚 未有 完成設備登記之 商轉案例 ，故以 完成同意備案 、料源採「一般及一般事業廢棄物」案例者作為資料來源 2. 近三年完成同意備案個案皆 設置中	
選取合理性	案例	處理方式
	蒐集近三年完成同意備案個案	1. 篩選可 提供 設置 成本資訊 及內涵者 2. 就申請案參採合宜性進行分析
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	(1) 本年度 無設置 完成 案例 ，故以 完成同意備案 者進行評估。 (2) 已申請備案之設置案多於規劃或設置中，其中可提供成本資訊者屬 生質能中心 ，設置型態與一般案場有所差異， 設置成本 應與後續 運維費、發電量一併考量 ， 不宜參採單一參數 。 (3) 建議 依參數資料參採原則 ，沿用 110年度廢棄物成本參數(8.02萬元/瓩) 。 (4) 後續依個案完工進度，將 持續追蹤 其實際成本項目內涵、運維費用及發電量， 評估 於未來廢棄物發電類別費率參數的 參採合宜性 。	8.02
2.其他成本	無	8.02
3.未來成本降幅反應	歐盟聯合研究中心(JRC) IEA 報告預估， 年 平均 降幅 為 0.26% ，然鑑於國內案例仍少，建議不依國際趨勢調整。	8.02

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)本年度無新增商轉案例，另因型態差異建議不參採單一成本參數：

A. 本年度無新增設置完成案例

B. 部份案例因型態特性不宜僅參採單一成本參數，應與後續運維費、發電量一併考量；另部份案例尚於初期規劃中、尚未備案，未提供成本資訊。

(2)建議沿用110年度參數：

即依參數資料參採原則，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，沿用110年度公告成本參數(8.02萬元/瓩)。

(3)建議不依國際趨勢調降：

A. 依歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA報告預估，廢棄物發電期初設置成本年平均降幅為0.26%，國際趨勢呈微幅下降走勢。

B. 考量國內近年無新完成設置案例，為反應國內現況及鼓勵業者設置，建議不依國際趨勢調降，即111年度廢棄物發電期初設置成本沿用110年度數值，即為8.02萬元/瓩。

(4)後續持續追蹤案例設置及運維狀況：

因應本年度新申設案件型態，未來將持續觀察此類案例之設置及年運轉維護費用、發電量參數，以進行相對應之評估。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本27.25%，即21,857元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本27.25%，即21,857元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	■ <u>廢棄物</u> 發電設備近年 <u>無新增</u> 設置案例及轉維成本資訊。
選取原則	本年度國內之新增設置案例資料，故建議沿用110年度方式，參採國內 <u>環保署</u> <u>工業局</u> 計畫報告。
計算方式	■ <u>運轉維護費用</u> 由「 <u>操作維護費用</u> 」與「 <u>燃料成本</u> 」組成： 1. <u>操作維護</u> 費用：依 <u>過往審定會</u> 參採之行政院環境保護署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」，為 <u>5,499元/瓩</u> 。 2. <u>燃料</u> 成本：依 <u>工業局</u> 107年度「生質能暨環保產業推動計畫(2/4)」執行報告中之 <u>實廠盤查數據</u> ，RDF成本為3,000元/噸、RDF熱值為4,958卡/公斤，計算後燃料成本為 <u>12,492元/瓩</u> 。 3. <u>年運轉維護費</u> ：單位操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,991元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費為 <u>21,857元/瓩</u> ，占比 <u>27.25%</u> 。
比較分析	沿用110年度評估方式，即為 <u>21,857元/瓩</u> 。
111年度 草案建議	廢棄物運轉維護成本： <u>21,857元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>8.02萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>27.25%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(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. 燃料成本係根據依工業局107年度「生質能暨環保產業推動計畫(2/4)」執行報告中之實廠盤查數據資料計算，為12,492元/瓩。

(2) 20年均化後運維費為21,857元/瓩，占比為27.25%：

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21,857元/瓩，占期初期設置成本(8.02萬元/瓩)之27.25%。

(3) 國際運轉維護費組成與我國不同：

國際資料之年運轉維護費占期初設置成本比例介於1.30-8.88%，然其數值計算未納入「燃料費用」，與我國運轉維護費組成(包含「操作維護費用」與「燃料成本」)不同。

(2) 為反映國內實際發展現況，故建議以國內資料為主：

即沿用110年度評估方式，即111年度廢棄物發電年運轉維護費為21,857元/瓩，占期初設置成本比例為27.25%。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：7,200度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>廢棄物</u> 發電設備近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊。
選取原則	近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊。
計算方式	1. 本年度國內之 <u>無新增</u> 設置案例資料。 2. 依據國際報告資料，廢棄物發電設備之年運轉時數介於 <u>6,421-7,621</u> 度/瓩
比較分析	依據參數資料參採原則，為反映國內實際發展現況，建議111年度廢棄物發電設備之年售電量維持110年度數值，即為 <u>7,200度/瓩</u> 。
111年度 草案建議	廢棄物發電量： <u>7,200度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

國內無新增商轉案例，建議沿用110年度參數7,200度/瓩：

- 本年度國內無新增商轉案例，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」，故建議111年度廢棄物發電年售電量沿用110年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 農業廢棄物

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：10.80萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 因「農業廢棄物」為本年度 <u>新增類別</u> ，尚 <u>無設置案例</u> 2. 近三年「廢棄物發電設備」 <u>完成同意備案</u> 個案，料源採「農業廢棄物」案例者，合計 <u>1筆</u> 。 3. 蒐集政府補助研究計畫及採購資訊、各界提供之成本資訊	
選取合理性	案例名稱	處理方式
	1. 已申請同意備案者 2. 國內示範案場資料	檢視案例規劃 <u>應用料源</u> ，是否屬 <u>百分之百</u> 生物性「農業廢棄物」。
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	(1) 「農業廢棄物」係本年度 <u>新增類別</u> ， <u>故無</u> 設置完成 <u>案例</u> 。 (2) 迄今 <u>僅1筆</u> 廢棄物發電申請案之 <u>應用料源</u> 初步判定屬「 <u>農業廢棄物</u> 」，但尚未設置完成，缺乏成本資訊。 (3) 政府資訊中，部份 <u>政府單位</u> 補助之 <u>示範案場</u> 為實際設置之案例，並已達業界 <u>推廣洽談</u> 階段，具 <u>商轉發電可行性</u> 。 (4) <u>各界提供</u> 之設置成本資訊，皆屬未申請備案、或未實際設置之規劃評估資訊， <u>成本佐證不足</u> 。 (5) 綜上，建議以 <u>政府單位補助計畫</u> 之案例成本，做為期初設置成本參數，即 <u>10.80萬元/瓩</u> 。	10.80
2.其他成本	無	10.80
3.未來成本降幅反應	<u>歐盟聯合研究中心(JRC)</u> 及 <u>IEA</u> 報告預估， <u>年平均降幅</u> 為 <u>0.30%</u> ，然鑑於「農業廢棄物」係新增類別，基於鼓勵業界發展投入，建議 <u>不依國際趨勢調整</u> 。	<u>10.80</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

(1)農業廢棄物為本年度新增類別，尚無新增設置完成案例：

目前僅1筆廢棄物發電案例料源採廢農業廢棄物、完成備案並設置中，但缺乏成本資訊、無法參採。

(2)故匯整檢視國內資訊，如政府補助計畫、採購資訊、業者提供資訊：

A. 建議以政府單位補助計畫之案例成本，做為期初設置成本參數，即10.80萬元/瓩。

(A)考量政府補助案場為實際設置案例，並已達實際測試運作及推廣階段，具商轉發電可行性，且已剔除不屬發電設備之項目費用，故建議參採。

(B)政府單位採購資訊因主要設備屬中國進口、或非完整發電系統，故建議不參採。

B. 另各界亦提供設置成本資訊，惟皆屬未申請備案、尚未實際設置之規劃評估資訊，成本佐證不足，故不參採。

(3)建議不依國際趨勢調降：

A. 依歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA報告預估，期初設置成本年平均降幅為0.30%，國際趨勢呈微幅下降走勢。

B. 考量「農業廢棄物」係新增類別，基於鼓勵業界發展投入，建議不依國際趨勢調整。

(4)建議參採政府補助計畫之案例成本，即10.80萬元/瓩

陸、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 農業廢棄物

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：無此類別

2.111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本 18.46%，即19,940元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>農業廢棄物</u> 為 <u>新增類別</u> 、未有完成案場，故蒐匯國內相關 <u>評估資料</u> 及農業廢棄物 <u>燃料成本/熱值</u> 資訊。
選取原則	以政府機關資訊及相關執行計畫等公開資訊為主
計算方式	■ <u>運轉維護費用</u>由「<u>操作維護費用</u>」與「<u>燃料成本</u>」組成： 1.<u>操作維護</u>費用：依<u>過往審定會</u>參採之行政院環境保護署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」，為<u>5,499元/瓩</u>。 2.<u>燃料</u>成本：參考行政院<u>農委會</u>、經濟部<u>工業局</u>相關計畫、及<u>地方政府</u>公開資訊，農業廢棄物平均單位熱值為4,319kcal/kg、單位成本為2,937元/公噸，計算後燃料成本為<u>10,914元/瓩</u>。 3.<u>年運轉維護費</u>：單位操作維護費與燃料成本加總後，總計為16,413元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費為<u>19,940元/瓩</u>，占比<u>18.46%</u>。
比較分析	燃料成本依國內農業廢棄物之熱值/成本進行計算
111年度 草案建議	農業廢棄物運轉維護成本： <u>19,940元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>10.80萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>18.46%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (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. 燃料成本係匯整參考行政院農委會、經濟部工業局相關計畫、及地方政府公開資訊，計算後燃料成本為10,914元/瓩。
- (2) 20年均化後運維費為19,940元/瓩，占比為7.99 %：
- 將操作維護費與燃料成本加總後，總計為16,413元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費19,940元/瓩，占期初期設置成本(10.80萬元/瓩)之18.46%。
- (3) 國際運轉維護費組成與我國不同：
- 國際資料之年運轉維護費占期初設置成本比例介於0.92-18.74%，然其數值計算未納入「燃料費用」，與我國運轉維護費組成(包含「操作維護費用」與「燃料成本」)不同。
- (4) 為反映國內實際發展現況，故建議以國內資料為主：
- 即111年度農業廢棄物之年運轉維護費為19,940元/瓩，占期初設置成本比例為18.46%。

陸、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物- 農業廢棄物

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：無此類別

2.111年度分組會議共同意見建議數值：5,600度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>農業廢棄物</u> 近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊。
選取原則	彙整國際 <u>農廢料源之發電設備年售電量數值</u> 以進行評估
計算方式	1. 本年度國內之 <u>無新增</u> 設置案例資料，故依參數參採原則，參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算。 2. 依據國際報告資料，農業廢棄物年運轉時數介於 <u>5,615-7,271</u> 度/瓩。
比較分析	1. 考量「農業廢棄物」為新增類別，建議初期之 <u>年售電量數值</u> 採 <u>從優</u> 方式以促進新案例設置。 2. 即年售電量採 <u>國際區間下限值5,600度/瓩</u> ，後續再視新設置案例實際售電量及國際趨勢滾動檢討調整。
111年度 草案建議	廢棄物發電量： <u>5,600度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

本年度國內尚無農業廢棄物之設置案例及年售電量資料，建議從優採國際下限 5,600度/瓩：

- 因尚無設置案例，故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」，建議111年度農業廢棄物類別之年售電量從優採國際售電量區間下限，即為5,600度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

五、小水力發電

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值

1瓩以上不及2,000瓩：13.34萬元/瓩；2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：

1瓩以上不及2,000瓩：16.10萬元/瓩；2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明		
資料蒐集	蒐集近三年國內設置案例資料，考量民營案例尚在建置，無完整成本資料，仍以台電居多，為避免台電與民營實際開發有差異，故納入109年度參採完工運轉之民營電廠一案。		
選取合理性	1.實際設置案例：檢視 <u>發票單據</u> 與所提金額是否相符； <u>剔除建置中或無意願提供成本</u> 。 2.可行性報告： <u>以決標詳細價目表取代先期評估建廠成本</u> 、 <u>以申請同意備案</u> 之總裝置容量取代先期評估資料，另基於參採一致性，應統一考量所有參數(成本、運維、年售電量)，避免有高估/低估之疑。 3.試辦案成果報告： <u>依評估數據</u> ， <u>剔除測試與調校</u> 案例。		
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)	
		1瓩以上不及2,000瓩	2,000瓩以上不及20,000瓩
1.國內案例成本校正	選址具特定性，易導致 <u>成本結構差異</u> ，故依 <u>工程佈建</u> 方式區分取平均，其成本內涵包括土建成本、機電工程(含併網)、其他等。 • 1瓩以上不及2,000瓩： <u>160,957元/瓩</u> 。 • 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>110,200元/瓩</u> 。	16.10	11.02
2.應負擔成本	無。	16.10	11.02
3.未來成本降幅反應	每年降幅介於0~0.03%之間，平均為0.15%，考量 <u>國內目前多為開發建置階段與潛在案例盤點</u> ，故 <u>不依國際趨勢調降</u> 。	16.10	11.02
4.額外考量因素	因 <u>枯水期</u> 及 <u>疫情</u> 影響，致使 <u>工程延宕</u> 、無充足水源測試，且 <u>目前國內案例多在開發建置</u> ，建議2,000瓩以上不及20,000瓩 <u>維持110年度參採</u> 之水準，俾利業者能於穩定政策下持續開發。	<u>16.10</u>	<u>11.04</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 蒐集近三年國內設置案例：考量參採案例尚在開發建置，故除實際設置案例外，亦納入決標資料、可行性研究報告與試辦案成果報告。
- (2) 評估案例應考量所有參數，實際設置案取決於發票單據：評估案應於財務可行下進行投資，故應同時考量所有參數；實際設置案因已完成設置，各項參數取決發票單據等佐證資料，剔除無佐證、發票不全、測試調校等案例後，進行試算。
- (3) 國際資料預估未來成本保持平穩或小幅下降：根據歐盟聯合研究中心與IEA預測，未來水力發電期初設置成本每年降幅介於0~0.03%之間。
- (4) 以申請同意備案之總裝置容量取代先期評估資料：本年度期初設置成本計算結果略微下降，係因部分案例所提之可行性研究報告與申請同意備案之裝置容量不同，進行調整所致。
- (5) 111年度建議參採數值：考量國內小水力尚在開發建置，故不依國際降幅調整，且因枯水期及疫情影響，致使工程延宕，故建議2MW以上小水力不依計算結果調降，維持110年度參採水準，俾利業者能於穩定政策下持續開發：
 - A. 1瓩以上不及2,000瓩：16.10萬元/瓩。
 - B. 2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩。(原11.02萬元/瓩)

陸、生質能及其他再生能源發電

五、小水力發電

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.78%，即2,375元/瓩

(2) 2,000瓩以上不及20,000瓩：占期初設置成本2.11%，即2,328元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.48%，即2,375元/瓩

(2) 2,000瓩以上不及20,000瓩：占期初設置成本2.11%，即2,328元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度 <u>無新增案例</u> ，蒐集近三年國內各單位與民營業者資料，包括 <u>實際設置案例</u> 、 <u>決標資料</u> 、 <u>可行性研究報告</u> 與 <u>試辦案成果報告書</u> 。
選取原則	1. 實際設置案： <u>發票單據</u> 與所提金額是否相符； <u>剔除建置中</u> 、 <u>無佐證</u> 與 <u>未提供</u> 。 2. 可行性報告： <u>依報告評估數據</u> ，並以 <u>申請同意備案之總裝置容量取代先期評估資料</u> 。 3. 試辦案成果報告： <u>依報告評估數據</u> ， <u>剔除測試</u> 與 <u>調校案例</u> 。
計算方式	剔除 <u>建置中</u> 、 <u>測試調校</u> 、 <u>無佐證</u> 、 <u>未提供</u> 運維費用與 <u>極端值</u> 後，以 <u>各評估案</u> 所提之 <u>評估資料</u> ，依 <u>工程佈建</u> 方式區分取平均，考量物價上漲率2%，20年均化後運轉維護費用： • 1瓩以上不及2,000瓩： <u>2,375元度/瓩</u> 。 • 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>2,328元/瓩</u> 。
比較分析	本年度建議數值與110年度審定會相同。
111年度 草案建議	• 1瓩以上不及2,000瓩：2,375元/瓩，於期初設置成本16.10萬元/瓩下，占比為 <u>1.48%</u> 。 • 2,000瓩以上不及20,000瓩：2,328元/瓩，於期初設置成本11.04萬元/瓩下，占比為 <u>2.11%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)個案運維頻率、費用略有不同：因管理模式、設置地點的水質條件(含沙量)、天災(如乾旱、颱風)等，皆會影響運維頻率。
- (2)蒐集近三年國內設置案例：剔除建置中、無意願提供、無佐證、測試調校等案例後，以各評估案所提之評估資料，並依工程佈建方式先行區分取平均，再考量物價上漲率2%，平均計算20年均化後之年運轉維護費。
- (3)111年度建議參採數值：
- A. 1瓩以上不及2,000瓩：2,375元/瓩，於期初設置成本16.10萬元/瓩下，占比為1.48%。
 - B. 2,000瓩以上不及20,000瓩：2,328元/瓩，於期初設置成本11.04萬元/瓩下，占比為2.11%。

陸、生質能及其他再生能源發電

五、小水力發電

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：4,200度/瓩

(2) 2,000瓩以上不及20,000瓩：4,350度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：4,000度/瓩

(2) 2,000瓩以上不及20,000瓩：4,000度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度 <u>無新增案例</u> ，蒐集近三年國內各單位與民營業者資料，包括 <u>實際設置案例</u> 、 <u>決標資料</u> 、 <u>可行性研究報告</u> 與 <u>試辦案成果報告書</u> 。
選取原則	1. 實際設置案： <u>依台電抄表</u> ，剔除預估與實際容量不同、運轉未滿一年、建置中等案例。 2. 可行性報告： <u>依評估數據及以申請同意備案之總裝置容量取代先期評估資料</u> 。 3. 試辦案成果報告： <u>依報告評估數據</u> ， <u>剔除測試與調校案例</u> 。
計算方式	1. 剔除 <u>預估與實際容量不同</u> 、 <u>運轉未滿一年</u> 、 <u>測試調校與建置中</u> 案例，以 <u>各評估案所提評估資料及實際設置案運轉實績</u> ，並依 <u>工程佈建</u> 方式區分取平均，估算年售電量。 2. 近年適逢 <u>枯水期</u> 嚴重影響發電效益，參考近五年(105~109)國內台電與民營電廠發電變化趨勢進行調整，其中1瓩以上不及2,000瓩平均 <u>降幅為7.89%</u> ；2,000瓩以上不及20,000瓩平均 <u>降幅為8.55%</u> 。 3. 綜上，依工程佈建先行區分取平均後，再根據近五年發電量降幅調整： • 1瓩以上不及2,000瓩： <u>4,000度/瓩</u> 。〔4,310度/瓩×(1-7.89%)=3,970度/瓩〕 • 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>4,000度/瓩</u> 。〔4,366度/瓩×(1-8.55%)=3,993度/瓩〕
比較分析	考量 <u>豐枯水期</u> 對水力發電之影響，以 <u>近五年</u> 各台電及民營電廠 <u>發電量降幅調整</u> 試算結果。
111年度 草案建議	1瓩以上不及2,000瓩： <u>4,000度/瓩</u> 。 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>4,000度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 蒐集近三年國內設置案例：剔除預估與實際容量不同、運轉未滿一年、測試調校與建置中案例，以各評估案所提之評估資料及實際設置案運轉實績，並依工程佈建方式區分取平均，估算年售電量。
- (2) 以各評估案所提之評估資料及實際設置案運轉實績為主：1瓩以上不及2,000瓩年售電量為4,310度/瓩；2,000瓩以上不及20,000瓩年售電量為4,366度/瓩。
- (3) 納入近五年台電與民營實際設置案場發電變化趨勢進行調整：近年適逢枯水期嚴重影響發電效益，參考近五年(105~109)國內台電與民營電廠發電變化趨勢進行調整，其中，1瓩以上不及2,000瓩平均降幅為7.89%；2,000瓩以上不及20,000瓩平均降幅為8.55%。
- (4) 111年度建議參採數值：
- A. 1瓩以上不及2,000瓩：4,000度/瓩。〔4,310度/瓩 $\times$ (1-7.89%)=3,970度/瓩〕
- B. 2,000瓩以上不及20,000瓩：4,000度/瓩。〔4,366度/瓩 $\times$ (1-8.55%)=3,993度/瓩〕

陸、生質能及其他再生能源發電

六、地熱能

(一)期初設置成本

1.110年度審定會使用參數值：27.86萬元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：

1瓩以上不及2,000瓩：32.37萬元/瓩； 2,000瓩以上：27.86萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明		
資料蒐集	蒐集近三年 <u>國內實際設置案例</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 、 <u>示範獎勵申請案</u> 與 <u>籌設計畫書</u> 評估資料。		
選取合理性	案例名稱	處理方式	
	1.實際設置案：檢視 <u>發票單據</u> 與所提金額是否相符。 2.示範獎勵申請案、籌設計畫書： <u>無</u> 提供或更新成本 <u>依計畫書</u> 、 <u>籌設計畫書</u> 中 <u>評估之投入成本</u> ； <u>有</u> 提供或更新成本檢視 <u>佐證資料</u> 與所提金額是否相符。 3.建置中：依 <u>回函資料所提之數據</u> ，並 <u>剔除未提供成本</u> 資料。		
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)	
		1瓩以上不及2,000瓩	2,000瓩以上
1.國內案例成本校正	1. <u>成本參數以各評估案提供數據為主</u> ，應已涵蓋各案採用機組種類及價格，符合實務所需費用。 2.納入 <u>各評估案提供之可佐證資料</u> ，並依成本結構(產能探勘、鑽井成本、電廠建造成本(含併聯)進行估算： • 1瓩以上不及2,000瓩： <u>32.37萬元/瓩</u> 。(產能探勘：1.13萬元/瓩、鑽井：19.27萬元/瓩、電廠建造(含併聯)：11.97萬元/瓩) • 2,000瓩以上： <u>19.97萬元/瓩</u> 。(產能探勘0.42萬元/瓩、鑽井10.86萬元/瓩、電廠建造(含併聯)：8.69萬元/瓩)	32.37	19.97
2.其他成本	無。	32.37	19.97
3.未來成本降幅反應	每年降幅為 <u>0.27~0.52%</u> ，平均為 <u>0.40%</u> ，考量 <u>國內目前尚在開發建置</u> ，近年 <u>僅少數設置案完工</u> ，故 <u>不依國際趨勢調降</u> 。	32.37	19.97
4.額外考量因素	考量 <u>國內案例尚在開發建置</u> ，建議仍以鼓勵開發為原則，故 <u>2,000瓩以上不依計算結果調降</u> ， <u>維持110年度參採數值27.86萬元/瓩</u> (產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.5萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)13.69萬元/瓩)，俾利業者能 <u>持續投入</u> 。	<u>32.37</u>	<u>27.86</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 以2MW為分界，區分躉購級距：依國內現有案例設置規模與資料完整性，併同考量業者建議，111年度地熱發電躉購級距以2MW為分界，適度反映不同規模成本合理性。
- (2) 維持110年度決議，成本結構內涵估算方式以各評估案提供數據為主，期能反映實際設置現況。
- (3) 蒐集近三年國內設置案例：包括國內實際設置案、可行性評估報告、示範獎勵申請案與籌設計畫書等評估資料，剔除無佐證、無提供成本之案例，依成本結構進行試算。
- (4) 111年度建議參採數值：
 - A. 1瓩以上不及2,000瓩：以實際設置案、示範獎勵申請案、台電開發案估算，成本32.37萬元/瓩。(產能探勘1.13萬元/瓩、鑽井19.27萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)11.97萬元/瓩)
 - B. 2,000瓩以上：
 - 以實際設置案、中油開發案與籌設計畫書估算，成本為19.97萬元/瓩。
 - 現階段2,000瓩以上多採籌設階段之概估成本，基於國內案例尚在開發建置，為誘使業者於穩定之能源政策下持續投入，建議不依計算結果調降，維持110年度參採數值27.86萬元/瓩。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.5萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)13.69萬元/瓩)

陸、生質能及其他再生能源發電

六、地熱能

(二)年運轉維護費

1.110年度審定會使用參數值：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本 3.22%，即10,431元/瓩

(2) 2,000瓩以上：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集近三年國內 <u>實際設置案例</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 、 <u>示範獎勵申請案</u> 與 <u>籌設計畫書</u> 等資料。
選取原則	1.實際設置案： <u>發票單據</u> 與所提金額是否相符。 2.示範獎勵申請案、可行性報告、籌設計畫書： <u>無</u> 新資料者 <u>依報告</u> 所提之 <u>評估數據</u> ； <u>有</u> 新資料者檢視 <u>佐證資料</u> 與所提金額是否相符。
計算方式	1.蒐集近年 <u>國內實際設置案</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 、 <u>示範獎勵申請案</u> 與 <u>籌設計畫書</u> 等資料，並 <u>剔除未提供及無佐證</u> 案例後，進行試算。 2.考量 <u>國內實際案例</u> ， <u>業者自提運維雖無佐證</u> ，但 <u>不同規模下運維費用差異不大</u> ，亦相當於 <u>110年度參採參數</u> ，故 <u>建議大小規模適用8,323元/瓩</u> ，再考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為 <u>10,111元/瓩</u> 。 3.溫泉取用費：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%」，經計算後為 <u>320元/瓩</u> ，且不隨物價調整。 $(0.5\text{元/噸} \times 0.1\text{噸/度} \times 6,400\text{度/瓩} = 320\text{元/瓩})$ 4.111年度大小規模為 <u>10,431元/瓩</u> 。 $(10,111\text{元/瓩} + 320\text{元/瓩})$
比較分析	本年度建議數值與110年度審定會相同。
111年度草案建議	• 1瓩以上不及2,000瓩：10,431元/瓩，於期初設置成本32.37萬元/瓩下，占比為 <u>3.22%</u> 。 • 2,000瓩以上：10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為 <u>3.74%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)蒐集近三年國內設置案例：國內實際運轉案例所提金額因無佐證資料，故本年度以評估案例所提之評估資料，進行估算。
- (2)考量大小規模實際設置案例與110年度參採數值差異不大，建議大小規模適用同一運維費用：國內實際案例，業者自提運維雖無佐證，但不同規模下運維費用差異不大，亦相當於110年度參採參數，故建議大小規模維持110年度運維費用8,323元/瓩，再考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩。
- (3)溫泉取用費：依「溫泉取用費徵收費率及使用辦法」第三條一「回注至100公尺範圍內之原地層達90%」，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。 $(0.5\text{元/噸} \times 0.1\text{噸/度} \times 6,400\text{度/瓩} = 320\text{元/瓩})$
- (4)111年度建議參採數值：大小規模年運轉維護費皆為10,431元/瓩。 $(10,111\text{元/瓩} + 320\text{元/瓩})$
- 1瓩以上不及2,000瓩：年運轉維護費為10,431元/瓩，於期初設置成本32.37萬元/瓩下，占比為3.22%。
 - 2,000瓩以上：年運轉維護費為10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

陸、生質能及其他再生能源發電

六、地熱能

(三)年售電量

1.110年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.111年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩

(1) 1瓩以上不及2,000瓩：6,400度/瓩

(2) 2,000瓩以上：6,400度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集近三年國內各單位與民營業者 <u>實際設置案例</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 、 <u>示範獎勵申請案與籌設計畫書</u> 等資料。
選取原則	1.實際設置案： <u>依台電抄表</u> ，並剔除停止運轉、設備調校等案例。 2.示範獎勵申請案、可行性報告、籌設計畫書：依 <u>報告評估數據</u>
計算方式	1. <u>剔除未提供及待招標</u> 案例後，本年度以 <u>國內實際運轉案例</u> 、 <u>示範獎勵申請案與籌設計畫書</u> 所提之 <u>評估資料</u> ，進行估算。 • 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量介於5,576~8,059度/瓩， <u>平均為6,730度/瓩</u> 。 • 2,000瓩以上：年售電量為 <u>7,253度/瓩</u> 。 2.考量 <u>目前國內案例多在開發建置</u> ，建議在 <u>鼓勵業者投資</u> 下， <u>大小規模維持110年度水準</u> 即 <u>6,400度/瓩</u> ，待有較多地熱電廠發電量相關資料，再行調整較為妥適。
比較分析	本年度建議數值與110年度審定會相同。
111年度 草案建議	• 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量為 <u>6,400度/瓩</u> 。 • 2,000瓩以上：年售電量為 <u>6,400度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)機組運轉效率除機組本身外，亦受外在環境因素影響：轉換效率變化較大是因為系統設計、設備造成熱損、設置地點與環境溫度的季節性變化極大的影響。
- (2)蒐集近三年實際運轉與評估資料：剔除未提供之案例後，本年度以國內實際運轉案例、示範獎勵申請案與籌設計畫書所提之評估資料估算。
- 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量介於5,576~8,059度/瓩，平均為6,730度/瓩。
 - 2,000瓩以上：年售電量為7,253度/瓩。
- (3)111年度建議參採數值：考量目前國內案例多在開發建置，建議在鼓勵業者投資下，111年度年售電量大小規模均維持110年度水準，即6,400度/瓩，待有較多地熱電廠發電量相關資料，再行調整較為妥適。
- 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量為6,400度/瓩。
 - 2,000瓩以上：年售電量為6,400度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(一)會議共同意見及決議

1.分組會議共同意見

- (1)第二次分組會議：**躉購制度**係以技術發展較**成熟**者，為優先推廣對象，國內技術尚處**研發及示範**階段，建議先行以**科技研發補助**計畫促進海洋能發展。
- (2)第三次分組會議：建議**強化**參採資料完整性及**廣納各界意見**，並召開相關**座談會議**，納入多元資訊**探討**訂定躉購費率之**合宜性**，後續將相關意見納入審定會審議。

2.海洋能躉購費率專家學者座談會議意見

- (1)海洋能影響構面**廣泛**：需綜合評估**環境保護**、**法規限制**及**利害關係人權益**等議題。
- (2)海洋能發展尚**未成熟**，成本結構未臻明確：現行國內外海洋能預估建置**成本高昂**，建議得透過**技術研發補助**計畫，鼓勵業者投入，待後續蒐集案場**實際成本**數據，動態檢討訂定躉購費率之**合宜性**。
- (3)開發風險不明，缺乏設置誘因：現行**無**躉購費率使業者據以進行**財務評估規劃**，故訂定費率亦為增加業者**投入**之方式。

3.決議：111年度訂定海洋能躉購費率，建議數值為7.3200元/度。

- (1)考量國內**技術**及發展現況，為鼓勵海洋能**推動**及提高設置**誘因**，基於**鼓勵**性質，決議**增訂**躉購費率並以**較保守**數值，並以第三次分組會議中討論方案之數值為準，即以**7.3200元/度**為適用費率，且**各類型**海洋能皆得以適用，俾利**業者**及**投融資機構****規劃及評估**，促進國內海洋能發展。
- (2)建議未來持續**蒐集國內外**成本資訊，檢討海洋能成本參數並依**技術類型**區分躉購**類別**，並將**法規面、海域環境、氣候變遷及利害關係人**等因素納入考量，以檢討成本內涵之妥適性，細緻化各項使用參數之審議，強化訂定躉購費率之**合宜性**。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(二)使用參數

1.期初設置成本

(1)110年度審定會使用參數值：無此類別

(2)111年度分組會議共同意見建議數值：26.71萬元/瓩

(3)計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	■ 國內外現行多為成本 <u>評估</u> 資訊，考量資料 <u>有限性</u> 及計算參數 <u>一致性</u> ，以成本評估資料各項參數 <u>較完整</u> 者為參採對象。 1. 「海洋能」為本年度 <u>新增類別</u> ，現行尚 <u>無設置案例</u> 。 2. 蒐集國內外成本評估研究報告等 <u>3筆</u> 、各界提供之成本評估資訊 <u>4筆</u> 。	
選取合理性	評估案例	處理方式
	海委會「洋流發電配套方案與基地港規劃」研究報告(2020)中關於洋流能營運成本之預估	考量 <u>應用實益</u> 及 <u>發展現況</u> ，不參採部分案場資訊(50kW、400kW及950MW)，並檢視 <u>2MW</u> 及 <u>30MW(併網)</u> 成本評估資訊，進行躉購費率試算及比較。
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	(1)參採案例考量因素：國內外評估資料中，僅 <u>海委會</u> 評估資訊，其成本構面及假設情境較為完整，其他 <u>各界提供</u> 之評估資訊，僅有約略數值，其成本結構不明。 (2)參數調整及校正：不參採辦公室建置工程、碼頭及場地租用成本及調查及專案費用，並參考離岸風力 <u>除役成本</u> 跟 <u>漁業補償</u> 費用進行成本 <u>校正</u> 。 (3)綜上，建議以 <u>海委會</u> 之「洋流能基地港建置研究報告」案例評估成本，作為期初設置成本參數，計算其平均單位設置成本，即 <u>26.71萬元/瓩</u> 。	<u>26.71</u>
2.其他成本	無	26.71
3.未來成本降幅反應	無	26.71

陸、生質能及其他再生能源發電

(4)參數內涵說明

A.建議以國內較具完整性之評估資料為主：

考量國內外海洋能仍於研發及測試階段，多數為成本評估資訊，且因其設置型態繁多，其成本結構及內涵差異甚鉅，併同考量國內應用實益及資料有限性，建議以國內評估資料為主。

B.參採案例考量因素：

考量躉購制度係以併網售電為運作模式，故以併網評估資料為參採對象，且衡量躉購制度之核心精神及避免全民負擔過高電價，建議以發展達商轉階段且規模較大者(30MW)之評估數值，進行試算。

C.參數調整及校正：

評估案例應同時考量所有參數，海委會評估案包含整體洋流能基地港建置，為強化期初設置成本使用參數合宜性，建議剔除不適宜成本項目(如碼頭及場地租用成本、辦公室建置工程及調查及專案管理費用等)，並參考離岸風力除役成本及漁業補償費用，進行成本校正。

D.111年度建議參採數值：26.71萬元/瓩。

於進行成本調整及校正後，試算期初設置成本為26.71萬元/瓩，並考量國內海洋能尚於研發階段，涉及場址盤點、法規申設及環評等議題，為鼓勵各類海洋能逐步進展，俾利業者進行投資規劃，增加投入誘因，將持續觀察各類海洋能期初設置成本參數，以進行完善評估。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(二)使用參數

2.年運轉維護費

(1)110年度審定會使用參數值：無此類別

(2)111年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本7.7%，即20,576元/瓩

(3)計算簡要說明

	說明
資料蒐集	海洋能為新增類別，本年度 <u>未</u> 有新增案例，故蒐集 <u>國內外</u> 年運轉維護費 <u>評估</u> 資訊及業者自提評估資料共 <u>5筆</u> 。
選取原則	考量國內外報告及業者所提資訊皆為預估比例，基於 <u>設置型態差異</u> 及參數計算上之 <u>一致性</u> ，建議參採 <u>海委會洋流能</u> 評估資料，進行試算。
計算方式	1.年運轉維護費包含 <u>作業和維護</u> 費用、 <u>借款利息</u> 及 <u>稅</u> ，於進行期初設置成本 <u>調整</u> 及 <u>校正</u> 後，作業和維護費用係以期初設置成本之 <u>5%</u> 進行估算，再加總借款利息及稅費，總計為 <u>16,937元/瓩</u> 。 2.考量物價上漲因素2%下，20年均化後之年運轉維護費為 <u>20,576元/瓩</u> 。
比較分析	無。
111年度草案建議	海洋能年運轉運轉維護費為 <u>20,576元/瓩</u> ，於111年度期初設置成本建議數值 <u>26,71萬元/瓩</u> 計算，占比為 <u>7.7%</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

(4)參數內涵說明

A.考量設置型態及兼顧參數計算一致性，建議以國內評估資料為主：

考量國內外海洋能發展現況及運轉實績，多以期初設置成本之一定比例進行年運維費用預估，且亦須考量機組運轉條件、氣候及海域環境等因素，併同考量國內應用實益及資料有限性，建議以國內評估資料為主，進行試算。

B.年運轉維護費係由「作業和維護費」與「利息」及「稅」組成：

國內無運轉實績，作業和維護費用以期初設置成本5%進行試算，為20,576元/瓩，並考量貸款期間支付之利息，再加總預估稅捐費用，計算年運轉維護費為16,937元/瓩。

C. 20年均化後年運轉維護費為20,576元/瓩，占比為7.7%：

於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為20,576元/瓩，於期初設置成本26.71萬元/瓩下，占比為7.7%。

陸、生質能及其他再生能源發電

七、海洋能

(二)使用參數

3.年售電量

(1)110年度審定會使用參數值：無此類別

(2)111年度分組會議共同意見建議數值：5,800度/瓩

(3)計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<u>海洋能</u> 發電設備近年 <u>無新增</u> 設置案例及發電量資訊，故蒐集 <u>國內外</u> 海洋能年發電量各項參數 <u>預估</u> 數值資訊。
選取原則	考量計算參數之 <u>一致性</u> 及國內 <u>應用實益</u> ，故參酌 <u>海委會洋流能</u> 預估資訊，輔以 <u>國際</u> 評估資訊進行年售電量試算。
計算方式	1.參考 <u>國際</u> 評估資訊及海委會 <u>洋流能</u> 營運成本評估報告。 2.以國內外洋流能評估資訊進行調整計算，以 <u>海委會</u> 評估設備可利用率80%為計算基準；並參考 <u>瑞典</u> 開發商之預估容量因數取平均值為82.5%，進行試算 3.考量國內 <u>應用實益</u> 及躉購制度之核心 <u>精神</u> ，以整體洋流能發展 <u>達成熟商轉</u> 階段且具 <u>一定規模</u> 為假設情境，輔以國際預估容量因數為使用參數，計算結果為 <u>5,800度/瓩</u> 。
比較分析	考量「海洋能」為新增類別，後續再視未來運轉實績動態檢討年售電量，以進行完善評估。
111年度草案建議	1.建議以 <u>成熟商轉</u> 且具 <u>一定規模</u> 型態試算年發電量，以維持使用參數之 <u>合宜性</u> 。 2.海洋能年售電量： <u>5,800度/瓩</u> 。

陸、生質能及其他再生能源發電

(4)參數內涵說明

A.海洋能年售電量影響因素：

海洋能年發電量受設備可利用率及容量因數影響，需考量機組自身運轉效率及條件、設置海域環境及氣候因素等因素，而致各類型海洋能預估年發電量差異甚鉅。

B.考量設置型態及兼顧參數計算一致性，建議以國內洋流能評估資料為主：

國內外海洋能仍於發展階段，年發電量仍具高度不確定性，且因國內無設置案例，考量計算參數之一致性及國內應用實益，故參酌海委會洋流能預估資訊，輔以國際評估資訊進行年售電量試算。

C.考量國內無設置實績，故以國內外洋流能評估資訊進行調整計算，以海委會評估設備可利用率80%、瑞典開發商預估容量因數區間之平均值82.5%為計算基準，進行年售電量試算。

D.考量躉購制度之核心精神，建議以達成熟商轉階段且具一定規模之發電機組預估數值為參採對象，依據上述建議數值，計算結果為5,800度/瓩。

柒、平均資金成本率

一、110年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力5.75%

二、111年度分組會議共同意見建議數值：

分組	共同意見數值
太陽光電	5.25%
風力發電	陸域風電5.25%、離岸風電5.70%
生質能及其他再生能源	5.25%

三、資料參採說明

(一)公式說明

- 1.平均資金成本率(WACC)為自有資金報酬率與外借資金報酬率之加權平均數值，反映業者開發案件所需之整體投資資金成本。
- 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，計算公式如下：

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = (R_f + \alpha) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$
$$W_0 + W_I = 1$$

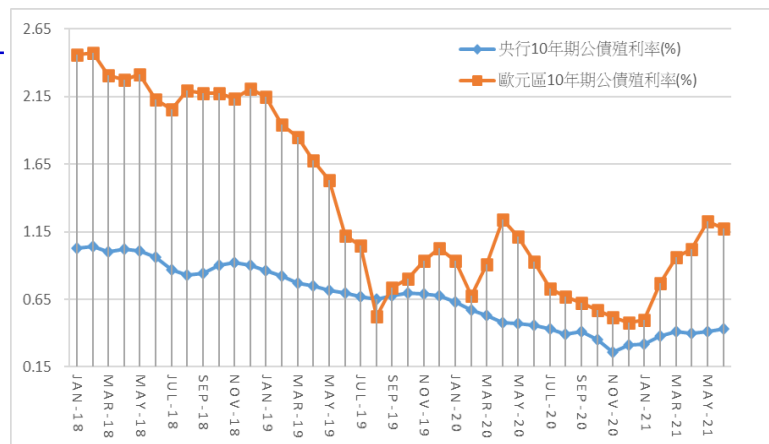
參數	無風險利率 (R_f)	外借資金及自有資金比例(W_0 、 W_I)	銀行信用風險加碼(α)	業者風險溢酬 (β)	外借資金報酬率 ($R_f + \alpha$)	自有資金報酬 ($R_f + \alpha + \beta$)
說明	投資於沒有風險之投資項目可獲得之報酬	根據企業融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估	銀行根據企業信用評等、資金用途、還款來源、投資計畫風險高低等評估其放款風險及相對之報酬	風險溢酬高低與事業經營風險有關，為投資者主觀看法	為無風險利率與銀行信用風險加碼之加總	為無風險利率、銀行信用風險加碼，以及業者風險溢酬之加總

柒、平均資金成本率

三、資料參採說明

- (一)維持差異化平均資金成本率：歷年審定會考量離岸風電開發/維運風險較陸域再生能源高，融資金額相對龐大，參考國外各類再生能源風險反映方式，決議區分一般再生能源、離岸風電2類。
- (二)銀行信用風險加碼參數不區分：根據國內銀行融資實際數據，隨再生能源發展愈趨成熟與綠色金融帶動，銀行端對各類再生能源信用風險加碼逐步趨近，延續110年度審定會作法，銀行信用風險加碼參數不區分能源別訂定。
- (三)無風險利率排除新冠肺炎疫情影響期間

- 為舒緩新冠肺炎短期間對經濟造成之影響，央行以降息/不調整方式支應金融體系流動性，舒緩企業資金壓力、緩和疫情衝擊。
- 考量各國利率水準值高低，受資本市場開放程度、通膨壓力與預期等有所差異，為反映各國金融市場情況，建議111年度無風險利率以央行10年期公債殖利率為參採標的。
- 自109年度起，受疫情影響我國公債利率呈下跌趨勢，為避免參數訂定受疫情對金融市場波動之影響，建議延續110年度審定會作法，將疫情影響期間排除，即109/1~資料不納入計算。



年度	中央銀行10年期公債殖利率平均數值
105	0.87%
106	1.06%
107	0.94%
108	0.72%
109	0.44%
110/1~110/6	0.39%
105~107/6	0.97%(108年度審定會參採數值)
106~108/6	0.96%(109年度審定會參採數值)
106~108	0.91%(110年度審定會參採數值)

註：0.73%(107~109/6)、0.52%(108~110/6)

柒、平均資金成本率

四、參數計算結果說明

- (一)費率計算公式應儘量維持一致性與延續性，使前後期設置者於相同費率計算基礎與考量因子下，有一致之費率水準，建議111年度平均資金成本率之計算方式與110年度相同。
- (二)111年度平均資金成本率區分一般再生能源別、離岸風電兩類訂定，參考中央銀行10年期公債殖利率、國內銀行融資數據及國外再生能源風險反映數值，訂定一般再生能源別、離岸風電平均資金成本率合理數值。
- (三)111年度平均資金成本率計算數值，主要反映銀行端對再生能源之風險加碼(α)逐步下降，以及隨著開發與營運經驗的累積，業者開發風險隨經驗下降，致平均資金成本率較上年度計算數值微幅降低。
- (四)各項參數彙整及計算

參數		111年度計算數值	110年度審定會
外借資金比例		70%	70%
無風險利率(R_f)		0.91%	0.91%
信用風險加碼(α)		<u>2.71%</u>	2.73%
風險溢酬(β)	一般再生能源	<u>4.70%</u>	4.71%
	離岸風力	<u>6.89%</u>	6.97%
WACC (計算數值)	一般再生能源	<u>5.03%</u>	5.05%(公告：5.25%)
	離岸風力	<u>5.69%</u>	5.73%(公告：5.75%)

柒、平均資金成本率

五、111年度平均資金成本參採建議

(一)一般再生能源(太陽光電、陸域風電、生質能、廢棄物、小水力、地熱、海洋能)

- 1.111年度平均資金成本率計算數值為5.03%，無風險利率延續110年度審定會決議，排除新冠肺炎疫情對金融市場波動影響，其餘各項參數相較110年度無明顯差異。
- 2.為提高業者投資量能及意願，促進推廣目標量之達成，在考量前後期參與者有相同之合理報酬基礎下，建議111年度一般再生能源維持5.25%。

再生能源類別	分類	平均資金成本率(%)
風力發電	陸域	5.25 (5.25)
生質能	無厭氧消化設備	5.25 (5.25)
	有厭氧消化設備	
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	5.25 (5.25)
	農業廢棄物	
小水力發電	無區分	5.25 (5.25)
地熱	無區分	5.25 (5.25)
海洋能	無區分	<u>5.25</u>

註：()內數字為110年度公告數值

柒、平均資金成本率

五、111年度平均資金成本參採建議

(二)離岸風電

1.離岸風電融資方式及其衍生成本

(1)離岸風電多以專案融資方式：離岸風電之籌資方式，除了傳統企業融資(母公司擔保)外，多以專案融資方式進行風場開發，專案融資的特點包括資本支出高、融資期長。

(2)專案融資衍生其他額外成本：離岸風電專案融資利率不同於傳統企業融資銀行借款報價利率，因以無擔保方式融資，金融機構因風險考量會要求額外費用(如利率避險)。換言之，開發商除了借款利率外，尚需額外負擔因專案融資而產生之額外費用。

註：利率避險係指，為了避免利率上升的風險，開發商與銀行簽訂利率交換契約，將浮動的借款利率轉變為固定借款利率。

2.111年度平均資金成本率計算數值為5.69%，無風險利率延續110年度審定會決議，排除新冠肺炎疫情對金融市場波動之影響，並反映離岸風電在開發營運經驗累積，面臨之設置風險降低，風險溢酬相對逐步遞減，建議採用5.70%。

再生能源類別	分類	平均資金成本率(%)
風力發電	離岸	<u>5.70</u> (5.75)

註：()內數字為110年度公告數值

柒、平均資金成本率

※資料參採彙整表

參數		110年度計算數值	111年度計算數值		
		參採數值(%)	參採數值(%)	參數內涵說明	計算方式
外借資金比例		70	70	業者開發案件所需資金中，向銀行借款的比例	
外借資金報酬率 (借款利率)		3.64	3.62	借款利率由基準利率、銀行信用風險加碼、其他(銀行借款動撥作業手續費、帳戶管理費以及利率避險等)組成	基準利率(無風險利率0.91%)+銀行信用風險加碼2.71%=3.62%
自有資金報酬率	一般再生能源	8.35	8.32	■ 為開發商對該投資案承受風險所要求的風險回報(風險溢酬)。 ■ 自有資金報酬率=借款利率+業者風險溢酬	借款利率3.62%+業者風險溢酬(一般再生能源4.70%、離岸風電6.89%)
	離岸風電	10.61	10.51		
平均資金成本率	一般再生能源	5.05	5.03		外借資金比例×借款利率+(1-外借資金比例)×自有資金報酬率
	離岸風電	5.73	5.69		

111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

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)	第三期上限費率 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.8620	5.7911	5.6068
		20瓩以上不及100瓩	4.4671	4.4081	4.2566
		100瓩以上不及500瓩	4.0408	3.9900	3.8510
		500瓩以上	4.0408	3.9840	3.8510
	地面型	1瓩以上	3.9418	3.8896	3.7436
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.3354	4.2836	4.1386

太陽光電電能躉購費率之計算方式，係先將各期上限費率乘以(1+加成比例)計算後，最後再加計額外費率。

一、太陽光電電能躉購費率-與110年度比較說明

期數	分類	裝置容量級距 (瓩)	111躉購費率試算 (元/度)	110基礎費率+Q4 (元/度)	與110+Q4 比較(%)	110基礎費率 (元/度)	與110基礎 費率比較(%)
第一期 (1-3月)	屋頂型	≥1~<20	5.8620	5.8952	-0.56	5.6707	3.37
		≥20~<100	4.4671	4.5549	-1.93	4.3304	3.16
		≥100~<500	4.0408	4.2220	-4.29	3.9975	1.08
		≥500	4.0408	4.1694	-3.08	3.9449	2.43
	地面型	≥1	3.9418	4.0239	-2.04	3.7994	3.75
	水面型 (浮力式)	≥1	4.3354	4.4202	-1.92	4.1957	3.33
第一期費率平均			4.4480	4.5476	-2.19	4.3231	2.89
第二期 (4-6月)	屋頂型	≥1~<20	5.7911	5.8952	-1.77	5.6707	2.12
		≥20~<100	4.4081	4.5549	-3.22	4.3304	1.79
		≥100~<500	3.9900	4.2220	-5.50	3.9975	-0.19
		≥500	3.9840	4.1694	-4.45	3.9449	0.99
	地面型	≥1	3.8896	4.0239	-3.34	3.7994	2.37
	水面型 (浮力式)	≥1	4.2836	4.4202	-3.09	4.1957	2.10
第二期費率平均			4.3911	4.5476	-3.44	4.3231	1.57
第三期 (7-12月)	屋頂型	≥1~<20	5.6068	5.8952	-4.89	5.6707	-1.13
		≥20~<100	4.2566	4.5549	-6.55	4.3304	-1.70
		≥100~<500	3.8510	4.2220	-8.79	3.9975	-3.66
		≥500	3.8510	4.1694	-7.64	3.9449	-2.38
	地面型	≥1	3.7436	4.0239	-6.97	3.7994	-1.47
	水面型 (浮力式)	≥1	4.1386	4.4202	-6.37	4.1957	-1.36
第三期費率平均			4.2413	4.5476	-6.74	4.3231	-1.89
全年角度費率平均			4.3601	4.5476	-4.12	4.3231	0.86

■ 費率設計不應造成拖延完工

若111年度費率呈**反轉趨勢**，並**搭配現行**太陽光電**寬限期制度**，恐造成目前建置中之案場本來能於**原規劃**期程下**完工**併聯，但為適用111年度費率，而**刻意拖延完工**，反不利推廣目標達成。

■ 配合一年三期費率呈遞減趨勢

建議以**110年度+第4季**配套機制外加費率為**最高**，**111年度**後以**一年三期逐漸遞減**之方式，鼓勵業者儘早完工並同步維持整體費率穩定性。

■ 全年度費率仍呈現遞減趨勢

全年角度下，各期「111年度基礎費率」與「110年度+第4季配套機制外加費率(0.2245)」相比，均呈下降趨勢，**降幅**約**4.12%**。

註：110年度+Q4費率係為因應太陽光電原物料價格及國內人工成本等上漲，致使整體建置成本上漲幅度超出預期，故於10/21召開臨時會增訂配套機制，以加計費率(每度電外加0.2245元)反映建置成本上漲。

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	裝置容量級距(瓩)	111年度躉購費率試算 (元/度) ^註			與上年度比較(%)
風力	陸域	≥1 ~ < 30	7.4110 (7.7725)			-4.65
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者		2.1223 (2.3041)	-7.89
			無安裝或具備LVRT者		2.0883 (2.2721)	-8.09
	離岸	≥1	固定20年躉購費率(上限費率)		4.5024 (4.6568)	-3.32
			階段式躉購費率	前10年	5.1356 (5.3064)	-3.22
				後10年	3.4001 (3.5206)	-3.42
生質能	無厭氧消化設備	≥1	2.8066 (2.6884)			+ 4.40
	有厭氧消化設備	≥1	5.1842 (5.1176)			+ 1.30
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	≥1	3.9482 (3.9482)			0.00
	農業廢棄物	≥1	5.1407			--
小水力發電	無區分	≥1~<2,000	3.8943 (3.1683)			+22.91
		≥2,000~<20,000	2.8599 ^{註2} (2.8599)			0.00
地熱	無區分	≥1~<2,000	固定20年躉購費率(上限費率)		5.7736	--
			階段式躉購費率	前10年	7.0731	--
				後10年	3.6012	--
		≥2,000	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1956 (5.1956)	0.00
			階段式躉購費率	前10年	6.1710 (6.1710)	0.00
				後10年	3.5685 (3.5685)	0.00
海洋能	無區分	≥1	7.3200			--

註1：()內數字為110年度公告數值。註2：2MW以上小水力發電設置案例較少，以政策獎勵鼓勵業者，111年度躉購費率不依費率計算結果調降，仍維持110年度費率水準。

附件5： 躉購費率獎勵機制

壹、111年度重要機制新增(調整)建議

一、太陽光電結合儲能系統-費率適用條文

(一)課題緣起

基於有限饋線容量下，**規劃**以**儲能系統搭配太陽光電**的方法以解決**原饋線容量之有效利用**及並擴增裝置容量，並可幫助**夜間第二尖峰用電**需求等問題。

(二)機制說明

能源局刻正研議太陽光電結合儲能系統之運行機制，考量儲能系統成本**未臻明確**，為探求真實成本及促進市場競爭，**規劃**採用**遴選**搭配**競標**之模式進行推動，機制目的簡要說明如下：

- 1.太陽光電搭配儲能系統，降低第二尖峰用電不足風險。
- 2.此機制下之儲能設備為其必要及輔助設備，可採躉購制度推動。
- 3.配合運行模式，應於費率公告擬訂條文以解決費率適用問題。

(三)第三次分組會議共同意見

新增條文：「**太陽光電發電設備結合儲能系統**，且參與中華民國一百十一年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，**經儲存後釋放之電能**，其電能躉購費率**依競比結果適用**之。」

壹、111年度重要機制新增(調整)建議

二、特高壓升壓站外加費率

(一)課題緣起

現行以5,000元/瓩計算特高壓升壓站設置成本，然業者表示**不同電壓等級與設置態樣**之升壓站有其**成本差異**，故建議檢討升壓站外加費率反映方式。

(二)機制說明

1. 費率反映方式：基於案例多寡及設備穩定性，建議**加成對象**以**GIS**設置態樣為主，並以不同**電壓等級**及建築物**蔽體**(有無取得建造執照)設計外加費率適用對象。

2. GIS設置態樣期初設置成本相關資料蒐集

	69kV(星能+公會屋內+A公司戶外+B公司屋內)	161kV(台電+星能+A公司戶外+B公司屋內+C公司戶外)
GIS屋內型	約7,000元/瓩(9,345+4,987+6,221)/3=6,851	約5,500元/瓩(4,167+4,718+7,143)/3=5,343
GIS戶外型	約5,000元/瓩(7,030+3,400)/2=5,215	約3,500元/瓩(2,708+3,518+4,085+3,278)/4=3,397

(三)第三次分組會議共同意見

*基於不同設置態樣成本之一致性與可比較性，以500元/瓩為單位進行進位。

**本機制併聯電業特高壓供電線路之電業係指輸配電業，故將於公告條文中加以明確。

原則**同意**GIS設置型態以電壓等級及設置態樣**區分費率**，並**持續蒐集相關資訊**以明確成本；**GIS以外**之型態以該電壓等級下之最高費率與原5,000元/瓩之費率**取其低**。

(四)機制建議

1. 考量目前於實務設置情形下，小規模案場亦可能須共用特高壓升壓站，故建議將加成適用對象**放寬為所有太陽光電發電設備(輸電線路亦同)**；另因升壓站單位成本較不會因光電案場規模大小而有所差異，故建議以原發電設備下之**平均運維比例**，計算**不分類別級距之外加費率**。
2. 考量升壓站成本分攤公平性及一致性，並兼顧共用升壓站或分年併網等情形，故建議太陽光電案件**無論是否於寬限期內完工**，皆**適用同意備案時**之升壓站外加費率。另建議併聯至同一特高壓升壓站之**所有太陽光電案件**，一致**適用首案**特高壓升壓站外加費率；若升壓站有**擴充之情形**，則擴充後併聯之案件**適用擴充後首案**特高壓升壓站外加費率(輸電線路亦同)。

3. **GIS以外**之設置型態則適用**該電壓等級下**之外加費率**取低**。

4. 依上述設置成本表格數值，計算外加費率。

類型	級距(瓩)	GIS 69kV(元/度)		GIS 161kV(元/度)		GIS以外(元/度)	
		屋內型	戶外型	屋內型	戶外型	69kV	161kV
所有太陽光電	≥ 500	0.6566	0.4690	0.5159	0.3283	0.4690	0.3283

壹、111年度重要機制新增(調整)建議

三、111年度太陽光電區域費率加成機制—台東納入與否

(一)課題緣起

基於地方政府積極爭取態度及為提升東部地區設置太陽光電，遂討論台東納入加成區域與否。

(二)分組會議共同意見

原則同意維持現行區域費率加成對象，但台東是否納入，建議再強化論述合理性及數據資訊，於第二次審定會進行討論。

(三)議題分析

1.政策因素

近年台東設置量少及地方政府積極提出相關意見。

2.地域條件

(1)台東地理位置與南部相當，但日照條件並不如南部

參考107-109年發電量資料，台東之年發電量為1,153度/瓩，與南部鄰近地區(高雄年發電量為1,204度/瓩；台南為1,277度/瓩；屏東為1,166度/瓩)相比，發電量明顯偏低。

(2)台東地處偏遠地區，建置及交通費用偏高

考量台東地處偏遠，導致建置及運維上將衍生相關成本費用，目前雖有偏遠地區給予1%加成獎勵，但比例是否足夠尚待更多案例後予以檢討或同步以不同加成機制提升誘因。

3.用電特性

北部及東部用電大於供電，與原機制減少南電北送之加成目的相同。

(四)機制建議：加成區域納入台東地區、加成比例8%

1.為配合擴大再生能源推動，促進發展目標之達成，建議以政策因素將台東地區納入區域加成獎勵對象，鼓勵台東地區在地設置再生能源，同時亦可減緩電力供需失衡及線路損失。

2.考量台東地區近三年發電量(1,153度/瓩)未達平均，為有效鼓勵並提升設置誘因，建議從售電收入之角度評估其加成比例，以趨於審定會建議數值(1,250度/瓩)下之售電收入水平。

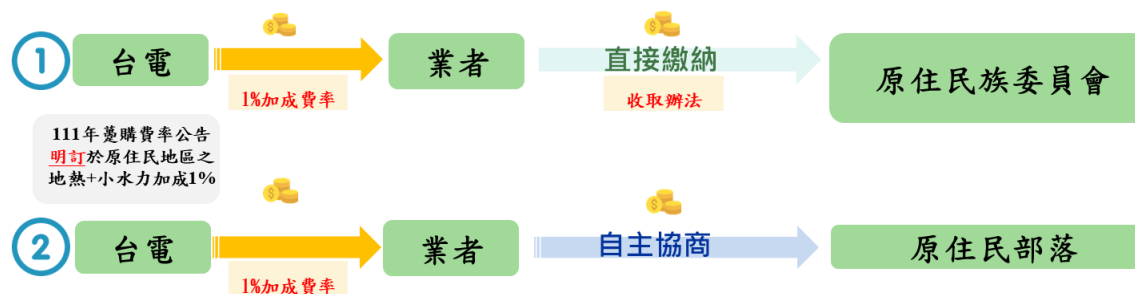
3.台東地區之加成比例建議為8%。

壹、111年度重要機制新增(調整)建議

四、原民利益共享機制

(一)機制說明及運作模式

- 1.機制目的：地熱與小水力資源潛能多位於原住民族地區，為擴大再生能源設置量，強化原住民認同，減少溝通及申設障礙，故規劃訂定原住民族地區躉購費率加成機制。
- 2.適用對象：設置於原住民族地區之地熱與小水力發電設備。
- 3.加成比例：參考現有案例，提供躉購費率加成1%。
- 4.執行建議：宜由原住民族委員會及台灣電力公司協助該利益共享機制之執行。



(二)分組會議共同意見

111年度新增地熱及小水力原民利益共享機制，提供躉購費率加成1%，後續執行細節已於12月16日召開研商會議，請原民會及台電協助提供相關意見並形成準則，以利後續規劃。

(三)研商會議結論及方向

原民會原則贊同原民利益共享機制運作模式之方案一及方案二，台電公司亦將配合機制之辦理，然就方案之採擇及後續執行方式，將儘速與原民會首長報告並確認，以利機制之推動。

(四)機制建議

建議維持分組會議共同意見，後續執行細節將儘速與原民會及台電確認。

貳、111年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用 能源類別	110年度機制目的與作法	111年度 機制草案建議
綠能屋頂全民參與政策獎勵對象	太陽光電	目的：「綠能屋頂全民參與」方案之目的為擴大全民釋出屋頂設置案場、減少對電網穩定度衝擊，達成全民參與風潮。 作法：參與綠能屋頂全民參與政策之對象，躉購費率 <u>加</u> <u>成3%</u> 。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法
漁業環境友善公積金		目的：由於 <u>漁業經營結合</u> 綠能設置有產生 <u>環境影響</u> 及生態累積效應之虞，故業者應提撥一定金額，並由政府建立相關環境友善措施。 作法：所有類別之 <u>漁電共生</u> 案件給予 <u>地面型1%</u> 外加。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法
模組回收費		目的：加速健全太陽光電模組回收管理制度，以協助未來太陽光電案場除役後之模組回收處理。 作法：所有設置案件以 <u>每瓦1,000元</u> 計算外加費率。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法
原住民族或偏遠地區加成獎勵		目的：配合再生能源發展條例修正，躉購費率之訂定應納入偏遠地區及原住民族地區之因素，進行綜合考量。 作法：設置於原住民族及偏遠地區之太陽光電，躉購費率 <u>外加1%</u> 。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法
區域費率加成機制		目的：為反映我國電網特性與提升區域性設置量。 作法：於加成區域(含北北基桃竹苗及宜花)者，躉購費率 <u>加成15%</u> 。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法
太陽光電高效能模組躉購費率加成機制		目的：為鼓勵國內設置者進行產業升級並增加單位面積設置容量。 作法：採用高效能模組者，躉購費率 <u>外加6%</u> 。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法

貳、111年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	110年度機制目的與作法	111年度機制草案建議
一地兩用獎勵機制	太陽光電	目的：配合各目的事業主管機關推動土地結合太陽光電的多元化利用型態，透過獎勵機制帶動設置。 作法： 1.經中央或地方教育主管機關認定之太陽能光電<u>風雨球場</u>(一般戶外球場增建或空地設置施作類型)，適用<u>地面型費率</u>，並給予<u>地面型10%</u>外加；若有裝設<u>金屬浪板</u>，躉購費率再外加<u>地面型4%</u>。 2.經中央農業主管機關認定之屋頂型與地面型<u>農漁電共生</u>設置型態，適用原基礎型態費率，並給予<u>地面型5%</u>外加。 3.經中央交通主管機關認定，符合其要求規範之<u>高速公路服務區停車場</u>土地設置太陽光電發電設備者，適用地面型費率費率，並給予<u>地面型6%</u>外加。	1.建議所有型態之<u>加成比例維持110年度之</u>作法。 2.考量部分地方政府為確保養殖實績，規定須於建築使用執照取得一定期間(如：1年)後方能申請綠能容許並接續進行設備登記。為使<u>寬限期</u>機制與<u>實務</u>作法配合，故建議111年度公告文字仍<u>維持以110年度起取得使用執照</u>。 3.有關<u>農漁電共生</u>之<u>認定單位</u>，考量實務推動作法，且避免法規適用疑義並保留適用彈性，將原<u>經中央農業主管機關認定</u>，<u>調整為經中央或地方</u>農業主管機關認定。
費率適用寬限期機制檢討		目的：太陽光電採行完工費率為原則並搭配費率適用寬限期，讓設置者妥善規劃並促進目標量穩健達成。 作法： 1. <u>無併聯、建置或共用69kV升壓站</u> • <u>第一、二型</u>：自取得同意備案之日起<u>6個月</u>完工 • <u>第三型</u>：自取得同意備案之日起<u>4個月</u>完工 2. <u>10MW以上或併聯、建置或共用69kV升壓站</u> • 自取得同意備案之日起<u>24個月</u>內完工。 • <u>第三型</u>發電設備自取得同意備案之日起<u>12個月</u>內完工。	建議 <u>維持110年度</u> 機制作法

貳、111年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	110年度機制目的與作法	111年度機制草案建議
階梯式躉購費率機制	離岸風電及地熱	目的：基於解決離岸風力發電的融資困難以及減輕地熱業者之前期承擔分險。 作法：固定20年躉購費率或<u>階梯式躉購費率</u>(前10年高費率、後10年低費率)擇一適用，但選擇適用後即不得變更。	建議 <u>維持 110 年度</u> 機制作法
離岸風電財務支出控管機制	離岸風電	目的：為避免年售電量參數與實際售電量產生落差，導致政府購電支出超過合理數值。 作法：採 <u>二階段控管</u> 機制， 1.第一階段：年售電量達4,200度/瓩以上，費率打75折； 2.第二階段：年售電量達4,500度/瓩以上，費率打5折。	建議 <u>維持 110 年度</u> 機制作法
離島地區躉購費率加成機制	太陽光電、風力、生質能及其他再生能源別	目的：為鼓勵離島地區發展再生能源，以降低當地用電成本。 作法：劃分為與海底電纜聯結前、後： 1.海底電纜與台灣本島<u>聯結前</u>，躉購費率 <u>加成15%</u>； 2.於<u>聯結後</u> 加成比例為 <u>4%</u>。	建議 <u>維持 110 年度</u> 機制作法
電力開發協助金	太陽光電、風力、生質能及其他再生能源別	目的：有關電力開發協助金部分，依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」公告提撥費率，<u>外加</u>於躉購費率上。 作法：再生能源發電業電力開發協助金提撥費率 1.陸域風力：0.012元/度 2.20MW以上太陽光電：0.006元/度	建議 <u>維持 110 年度</u> 機制作法

參、111年度增訂(調整)機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度增訂機制目的與作法	111年度機制草案建議
太陽光電結合儲能系統採遴選搭配競標機制	太陽光電	目的：考量國內經濟發展之用電需求，及太陽光電大量設置後之饋線有效利用，規劃以儲能系統搭配太陽光電之作法予以推動；惟經儲存後釋放之電能以競標費率進行躉購，將與現行躉購費率之適用發生競合，故擬定相關條文以解決費率適用之問題。 作法：於111年度躉購費率公告中新增條文，以利費率適用。	於111年度躉購費率公告中新增條文。
111年度加強電力網	太陽光電	目的：台電公司已公告111年度加強電力網計費方式，考量其為通案適用之費用，故建議躉購費率以外加費率作反映。 作法：依台電加強電力網費用分攤原則繳納均化併網單價者，躉購費率針對輸電級與配電級分別計算外加費率。	依台電加強電力網費用分攤原則繳納均化併網單價者，躉購費率針對輸電級(屋頂型+地面型+水面型)與配電級(地面型+水面型)分別計算外加費率， 輸電級為0.0811元/度，配電級為0.1240元/度。

參、111年度增訂(調整)機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度增訂機制目的與作法	111年度機制草案建議
特高壓升壓站輸電線路費用	太陽光電	目的：考量升壓站線路成本，因個案有所不同，另為解決因台電引接點距離較遠使業者負擔較高輸電線路成本，故建議計算線路單位成本，並以費率外加反映。 作法：以1.5公里為費率反映起點，依不同電壓等級(69或161kV)及線路設置型態(架空線或地下電纜)反映實際輸電線路長度之成本。	- 以1.5公里作為費率反映起點，依不同電壓等級及線路設置型態反映總線路長度與1.5公里相差線路長度之成本。 - 自建升壓站以竣工查驗時確認之實際線路長度為基準；共用升壓站以原升壓站設置案件於竣工查驗時確認之實際長度為基準，若原升壓站尚未竣工查驗，則在原升壓站案件竣工且可證明線路長度後，再予以追溯反映。 - 建議加成適用對象為有自建/共用特高壓升壓站之不分類別級距太陽光電發電設備。 - 考量升壓站成本分攤公平性及一致性，並兼顧共用升壓站或分年併網等情形，故建議太陽光電案件無論是是否於寬限期內完工，皆適用同意備案時之輸電線路外加費率。另建議併聯至同一特高壓升壓站之所有太陽光電案件，一致適用首案特高壓升壓站輸電線路外加費率；若升壓站有擴充之情形，則擴充後併聯之案件適用擴充後首案特高壓升壓站輸電線路外加費率。
特高壓升壓站外加費率	太陽光電	目的：配合政策推動方向並考量實務設置情形，越來越多光電案場位不足或偏僻或需設置特高壓升壓站，故建議以GIS設置型態為主，反映特高壓升壓站外加費率。 作法：依不同電壓等級(69或161kV)及設置型態(GIS屋內型、GIS戶外型或GIS以外)反映特高壓升壓站成本。	- 依電壓等級及設置型態分別反映不同GIS特高壓升壓站外加費率；GIS以外之其他設置型態，則適用該電壓等級下之外加費率取低。 - 建議加成適用對象調整為有自建/共用特高壓升壓站之不分類別級距太陽光電發電設備，並以原發電設備下之平均運維比例，計算不分類別級距之外加費率。 - 考量升壓站成本分攤公平性及一致性，並兼顧共用升壓站或分年併網等情形，故建議太陽光電案件無論是是否於寬限期內完工，皆適用同意備案時之升壓站外加費率。另建議併聯至同一特高壓升壓站之所有太陽光電案件，一致適用首案特高壓升壓站外加費率；若升壓站有擴充之情形，則擴充後併聯之案件適用擴充後首案特高壓升壓站外加費率。

參、111年度增訂(調整)機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	111年度增訂機制目的與作法	111年度機制草案建議
區域費率加成機制－台東納入與否	太陽光電	目的：為配合擴大再生能源推動，促進發展目標之達成，建議以政策因素將台東地區納入區域加成獎勵對象，鼓勵台東地區在地設置再生能源。 作法：於台東地區設置再生能源發電設備者，躉購費率<u>加成8%</u>。	區域費率加成機制新增台東為區域加成對象且其加成比例為 <u>8%</u> 。
109年度併聯69kV以上，且有設置或共用升壓者及110年度所有設置型態	太陽光電	目的：減緩因國內疫情、國際能源價格趨勢、物料價格波動及復工衍生之人力成本等因素所造成的案場建置進度及完工壓力。 作法：109年度併聯69kV以上，且有設置或共用升壓者及110年度所有設置型態通案展延3個月之完工寬限期。	修正109年度及110年度躉購費率公告。
原民利益共享機制	小水力、地熱	目的：地熱與小水力資源潛能多位於原住民族地區，為擴大再生能源設置量，強化原住民認同，減少溝通及申設障礙，故規劃訂定原住民地區躉購費率加成機制。 作法：<u>位於原住民地區之地熱與小水力</u>加成<u>1%</u>	相關執行細節事項將持續與原民會討論及確認。

附件6：
111年度再生能源電能躉購費率
公告草案

111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」（以下簡稱本條例）第九條第六項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百十一年一月一日起至一百十一年十二月三十一日止，與公用售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，符合本條例第九條第六項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：

(一)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後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，且於一百十一年一月一日起至一百十一年三月三十一日止完工運轉併網提供電能（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。

(二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後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，且於一百十一年四月一日起至一百十一年六月三十日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。

(三)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後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，且於一百十一年七月一日起至一百十一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三期上限費率。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(四)太陽光電發電設備屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型再生能源發電設備，且於中華民國一百十一年度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」之第三型再生能源發電設備，且於一百十一年度首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率得適用同意備案時之上限費率。

(五)裝置容量一萬瓩以上之太陽光電發電設備，於中華民國一百十一年度首次取得同意備案之日起二十四個月內完工者，其電能躉購費率得適用同意備案時之上限費率。

(六)除適用前款規定者外，太陽光電發電設備併聯六十九千伏以上之供電線路，且有設置或共用升壓站者，依下列規定辦理：

1、屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型再生能源發電設備，於中華民國一百十一年度首次取得同意備案之日起二十四個月內完工者；或第三型再生能源發電設備，於中華民國一百十年度首次取得同意備案之日起十二個月內完工者，其電能躉購費率得適用同意備案時之上限費率。

2、設置或共用之升壓站已於中華民國一百十一年一月一日前完工者，不適用本款之規定。

(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，且於一百十一年一月一日起至一百十一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一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(八)太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百十一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。

(九)太陽光電發電設備結合儲能系統，且參與中華民國一百十一年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，經儲存後釋放之電能，其電能躉購費率依競比結果適用之。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

四、再生能源發電設備適用中華民國一百十一年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第二點或第三點規定者：

(一)倘其設置符合下列情形，其電能躉購費率應分別按下列各目規定加成計算（1+加成比例），以四捨五入取小數點至第四位計算之：

- 1、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台灣本島電網聯結者，其加成比例為百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其加成比例為百分之四。
- 2、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，其加成比例為百分之三。
- 3、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，其加成比例為百分之十五；設置於臺東縣者，其加成比例為百分之八。

(二)依附表二、附表三或前款規定計算之電能躉購費率，應依下列情形再加計額外費率：

- 1、再生能源發電設備依「電業法」提撥電力開發協助金者，其額外費率依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」規定之提撥費率。
- 2、太陽光電發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」繳納模組回收費用者，依附表四加計額外費率。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 3、太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路，且有設置或共用特高壓升壓站者，依附表五加計額外費率。數太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站者，適用首件太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路同意備案時之額外費率；特高壓升壓站有擴充容量之情形，適用擴充後首件太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路同意備案時之額外費率。
- 4、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」中華民國一百十一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，依附表四加計額外費率。
- 5、太陽光電發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」或「推動民間團體於偏遠地區設置綠能發電設備示範補助作業要點」所定義之原住民族地區或偏遠地區者，依附表四加計額外費率。但同時符合原住民族地區及偏遠地區者，不累積加計額外費率。
- 6、經相關目的事業主管機關認定，結合土地使用目的，非附屬於既有建築物或設施，依相關法規免請領雜項執照或於中華民國一百一十年度起依建築法領得使用執照，且符合以下情形之屋頂型或地面型太陽光電發電設備，依附表四加計額外費率：
 - (1)經中央或地方農業主管機關認定，符合「申請農業用地設施容許使用審查辦法」規定，以農業或漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備，適用附表三之費率加計一地兩用型態及其他依附表四之額外費率。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

(2)經中央交通主管機關認定，符合其要求規範於高速公路服務區停車場土地設置太陽光電發電設備者，適用附表三之地面型費率加計一地兩用型態及其他地面型之額外費率。

(3)經中央或地方教育主管機關認定，符合「學校設置太陽能光電風雨球場作業參考模式」規範之「一般戶外球場增建太陽能光電風雨球場」或「空地設置太陽能光電風雨球場」施作類型，於學校設置太陽能光電風雨球場者，適用附表三之地面型費率加計風雨球場型態及其他地面型之額外費率；太陽能光電風雨球場符合前開規定並施作金屬浪板者，再加計金屬浪板額外費率。

7、適用第六目之一規定之屋頂型、地面型太陽光電發電設備及以漁業經營結合綠能設置水面型（浮力式）太陽光電發電設備者，依附表四加計漁業環境友善公積金費率。

8、太陽光電發電設備依「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」繳納均化併網單價費用者，依附表四加計額外費率。

9、地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民族地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之原住民族地區者，其電能躉購費率加成百分之一，作為原住民族地區發展之用。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 五、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。
- 六、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第六條規定，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。
- 七、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公用售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。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 八、離岸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所簽定契約規定辦理。
- 九、中華民國一百十一年度離岸風力發電設備按附表二費率躉購者，躉購期間當年度發電設備之實際發電量，依下列規定躉購：
- (一)實際發電量不及每瓩四千二百度之再生能源電能，依附表二費率躉購。
 - (二)實際發電量每瓩四千二百度以上且不及每瓩四千五百度之再生能源電能，依附表二固定二十年躉購費率之百分之七十五躉購。
 - (三)實際發電量每瓩四千五百度以上之再生能源電能，依附表二固定二十年躉購費率之百分之五十躉購。
- 十、依「電業法」直供或轉供之再生能源電能，如改依本條例躉售，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提供電能時之公告費率。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 十一、符合第二點規定之離岸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，且選擇適用後於躉購期間不得變更。但選擇適用階梯式躉購費率者，如終止契約改依電業法直供或轉供者，須依已躉購期間實際發電量計算固定二十年躉購費率與階梯式躉購費率之電能躉購成本差額，返還予公用售電業。公用售電業應反映於中央主管機關依電業法第四十九條第一項所定電價及各種收費費率之計算公式；如再改依本條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，依首次提供電能時之固定二十年躉購費率躉售。
- 十二、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公用售電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併網日起計算之。
 - (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網日起計算之。
 - (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。
- 十三、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移設置場址並於核准期限內完成併網者，除適用第十五點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。

111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式草案

- 十四、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併網者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併網時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 十五、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移設置場址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。
- 十六、本「中華民國一百十一年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第四款至第六款、第四點第一款第一目、第五點至第八點及第十二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。如以月或年定期間，而於最後之月無相當日者，以其月之末日為期間之末日。
- (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。
- 十七、本「中華民國一百十一年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依本條例第九條第一項規定，經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

中華民國111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111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	7.4110		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者		2.1223
			無安裝或具備LVRT者		2.0883
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		4.5024
			階段式 躉購費率	前10年	5.1356
				後10年	3.4001
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.8066		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	5.1842		
廢棄物	一般及一般事業 廢棄物	1瓩以上	3.9482		
	農業廢棄物	1瓩以上	5.1407		
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	3.8943		
		2,000瓩以上不及20,000 瓩	2.8599		
地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	固定20年躉購費率 (上限費率)		5.7736
			階段式 躉購費率	前10年	7.0731
				後10年	3.6012
		2,000瓩以上	固定20年躉購費率 (上限費率)		5.1956
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710
				後10年	3.5685
海洋能	無區分	1瓩以上	7.3200		

中華民國111年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 111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)	第三期上限費率 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.8620	5.7911	5.6068
		20瓩以上不及100瓩	4.4671	4.4081	4.2566
		100瓩以上不及500瓩	4.0408	3.9900	3.8510
		500瓩以上	4.0408	3.9840	3.8510
	地面型	1瓩以上	3.9418	3.8896	3.7436
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.3354	4.2836	4.1386

中華民國111年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表四 111年度太陽光電發電設備額外費率

分類	裝置容量 級距	模組回 收費 (元/度)	加強電力網 (元/度)		高效能 模組 (元/度)	原住民族 地區或偏 遠地區 (元/度)	漁業環 境友善 公積金 (元/度)	一地兩用型態(元/度)			
			輸電級	配電級				以農業或漁 業經營結合 綠能設置	高速公路服 務區停車場 土地設置	風雨球場 型態	風雨球 場施作 金屬浪 板型態
屋頂型	1瓩以上不 及20瓩	0.0656	0.0811	--	0.3364	0.0561	0.0374	0.1872	--	--	--
	20瓩以上 不及100瓩				0.2554	0.0426					
	100瓩以上 不及500瓩				0.2311	0.0385					
	500瓩以上				0.2311	0.0385					
地面型	1瓩以上	0.0656	0.0811	0.1240	0.2246	0.0374	0.0374	--	0.2246	0.3744	0.1497
水面型 (浮力式)	1瓩以上				0.2483	0.0414			--	--	--

中華民國111年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表五 111年度太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率

分類	裝置容量級距	併聯輸配電業特高壓供電線路					
		特高壓升壓站輸電線路 [輸電線路長度(公里)*元/(度*公里)]		GIS特高壓升壓站 (元/度)		GIS以外特高壓升壓站 (元/度)	
		69kV	161kV	69kV	161kV	69kV	161kV
屋頂型	1瓩以上不 及20瓩	架空線：0.0260 地下電纜：0.0474	架空線：0.0084 地下電纜：0.0289	屋內型：0.6566 戶外型：0.4690	屋內型：0.5159 戶外型：0.3283	0.4690	0.3283
	20瓩以上不 及100瓩						
	100瓩以上 不及500瓩						
	500瓩以上						
地面型	1瓩以上						
水面型 (浮力式)	1瓩以上						

報告完畢

