



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：「110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：「110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：「110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：109年8月12日上午10時00分

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部曾政務次長文生

四、出席名單：

游委員振偉（李副局長君禮代理）、鄭委員永銘、施委員愛燕、林委員華宇、王委員嘉緯、黃委員柏壽、鄧委員人豪、許委員泰文、江委員青瓚、楊委員鏡堂、林委員良楓、鄭委員名山、陳委員汝吟、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)業者意見請納入分組討論，作為110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。

(三)專家座談會涉及躉購制度研析課題部分，納入110年度躉購費率分組會議進行討論，再送審定會決議。

後續辦理情形：依決議，按能源類別提送各分組會議供委員討論。

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110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：

1.110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。

3.110年度委員名單原則對外公開。

4.躉購費率審定原則經委員討論後原則同意，但各分組可依能源特性建立適合該能源別之審定原則，取得共同意見後於審定會決議。

(二)110年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持109年度計算公式不變。另費率使用參數、加成獎勵機制及配套措施，於分組會議中進行討論，取得共同意見後，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、110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	施愛燕	行政院農業委員會	科長
能源經濟	委員	吳榮華	成功大學資源工程學系	教授
	委員	王嘉緯	台灣金融研訓院	所長
	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
財務會計	委員	林良楓	政治大學會計系	兼任副教授
法律行政	委員	蔡岳勳	雲林科技大學科技法律研究所	教授

附錄、110年度費率審定會委員名單

類別		姓名	單 位	職稱
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	江康鈺	中央大學環境工程研究所	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	鄧人豪	中山大學電機系	教授
	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	陳汝吟	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	北區	中區	南區
第一次 座談會時間	6/18上午	6/18下午	6/19下午
出席人次	38人次	20人次	19人次
會議地點	張榮發基金會 -602會議室	集思台中新烏日會議中心 -401富蘭克林廳	集思高雄亞灣會議中心 -302會議室
討論議題	(一) 110年度審定作業期程規劃之建議 (二) 110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	風力發電、生質能及其他再生能源分組	太陽光電分組	
第二次 座談會時間	9/16上午	9/21上午	
出席人次	36人次	30人次	
會議地點	張榮發國際會議中心-1002會議室	張榮發國際會議中心-1003會議室	
討論議題	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	太陽光電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
第一次會議時間		9/1下午	9/1上午	8/27上午
出席人員	專家學者產業代表	- 業者發言單位共11間(中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、加州能源科技有限公司、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、旭鑫能源股份有限公司、友達光電股份有限公司、茂迪股份有限公司、台灣再生能源推動聯盟、加州能源科技有限公司、辰亞能源股份有限公司、永鑫能源股份有限公司、中興電工機械股份有限公司) - 未發言單位共16間	- 業者發言單位共2間(晶元綠能股份有限公司、新高能源股份有限公司) - 未發言單位共17間	台電公司電源開發處水利電源組張組長膺燦、台電公司電源開發處水利電源組吳課長思緯、工研院綠能與環境研究所柳副組長志錫、工研院綠能與環境研究所戴文達、工研院綠能與環境研究所陳資深工程師文杰， - 業者發言單位共4間(結元能源開發股份有限公司、台灣地熱資源發展協會、漢能綠電股份有限公司、結元能源開發股份有限公司) - 未發言單位共9間
	審定委員	江委員青瓚、陳委員在相、施委員愛燕(林技正宜孜代理)、吳委員榮華、蔡委員岳勳、張委員安順、王委員嘉緯、楊委員鏡堂、溫委員麗琪、陳委員鴻文、林委員良楓	鄭委員名山、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、林委員良楓、王委員嘉緯、陳委員汝吟、溫委員麗琪、陳委員鴻文	游委員振偉、林委員華宇、溫委員麗琪、黃委員柏壽、陳委員鴻文、楊委員鏡堂、鄭委員名山
會議地點		台泥德惠大樓T401會議室	集思北科大會議中心-艾爾法廳301會議室	集思北科大會議中心-貝塔廳201會議室
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
第二次 會議時間	9/14上午	9/8下午	9/7下午
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、施委員愛燕(陳技正宜孜代理)、蔡委員岳勳、張委員安順、溫委員麗琪、陳委員鴻文、楊委員鏡堂、林委員良楓	鄭委員名山、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、林委員良楓、王委員嘉緯、許委員泰文、陳委員汝吟、溫委員麗琪、陳委員鴻文、陳委員在相	游委員振偉(李副局長君禮代理)、林委員華宇、溫委員麗琪、黃委員柏壽、江委員康鈺、陳委員鴻文、林委員良楓
會議地點	經濟部能源局13樓第1會議室	經濟部能源局13樓第1會議室	經濟部能源局13樓第1會議室
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		
第三次 會議時間	9/25下午	9/22下午	9/21下午
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、吳委員榮華、蔡委員岳勳、鄧委員人豪、張委員安順、溫委員麗琪、陳委員鴻文、楊委員鏡堂	鄭委員名山、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、林委員良楓、王委員嘉緯、許委員泰文、陳委員汝吟、溫委員麗琪、陳委員鴻文	游委員振偉(李副局長君禮代理)、林委員華宇、溫委員麗琪、黃委員柏壽、陳委員鴻文
會議地點	經濟部能源局13樓第1會議室	經濟部能源局13樓第1會議室	經濟部能源局13樓第1會議室
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12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，12月底前公告相關費率。

附件3：

「110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：110年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)-臺北場
會議時間：規劃於11月23日至11月27日擇日辦理
會議地點：張榮發國際會議中心803室(暫訂)

臺北場次-風力發電、生質能及其他再生能源發電

時間	min	議程
02：00～02：15	15	發言順序登記
02：15～02：20	5	主持人說明案由
02：20～02：50	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： ➤ 風力發電 ➤ 生質能及其他再生能源發電
02：50～04：10	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
04：10～04：40	30	聽證紀錄確認 聽證終結

參、聽證會作業規劃

聽證項目：110年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)-臺南場
會議時間：規劃於11月23日至11月27日擇日辦理
會議地點：臺南場-外貿協會台南辦事處會議室(一+二)(暫訂)

臺南場次-太陽光電

時間	min	議程
02：00～02：15	15	發言順序登記
02：15～02：20	5	主持人說明案由
02：20～02：40	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
02：40～04：00	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
04：00～04：30	30	聽證紀錄確認 聽證終結

附件4：
「110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

109年度			110年度		
再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		≥ 500			≥ 500
	地面型	≥ 1		地面型	≥ 1
	水面型(浮力式)	≥ 1		水面型(浮力式)	≥ 1
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$
		≥ 30			≥ 30
	離岸	≥ 1		離岸	≥ 1
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	生質能	無厭氧消化設備	≥ 1
	有厭氧消化設備	≥ 1		有厭氧消化設備	≥ 1
小水力發電	無區分	≥ 1	小水力發電	無區分	$\geq 1 \sim < 2,000$
					$\geq 2,000 \sim < 20,000$
地熱能	無區分	≥ 1	地熱能	無區分	≥ 1
廢棄物	無區分	≥ 1	廢棄物	無區分	≥ 1

貳、躉購分類與容量級距

一、太陽光電分組

(一)業者意見

建議新增一地兩用躉購費率類型或提供費率加成獎勵。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果：

- (1)太陽光電110年度躉購類別及容量級距維持與109年度相同。
- (2)太陽光電發電設備經中央目的事業主管機關認定屬利用土地空間新建之一地兩用設置型態者，以地面型躉購費率給予一定加成比例，以提供設置誘因。

2.業者意見分析討論說明如下：

- (1)躉購費率以屋頂型及地面型為主要型態：觀察國際上主要國家，太陽光電主要類型區分為屋頂型與地面型兩類，並無特別針對一地兩用訂定躉購類別。
- (2)一地兩用設備與施工工法明顯差異產生於支架架高：一地兩用使用之設備及施工方式與地面型設置態樣無太大差異，主要差別在於設備架高導致需使用較多的支架而提高成本。
- (3)以加成獎勵機制帶動投資設置：現階段尚無較多實際完工案例，於推動初期且成本尚不明確下，可透過躉購費率加成獎勵，給予廠商設置誘因。
- (4)維持現階段推動態樣：一地兩用設置型態多屬有限的特殊場域、鼓勵資源有效利用、目標量較明確的階段性推動對象，建議以獎勵機制之誘因，帶動多元設置型態；考量太陽光電推動策略就屋頂型、地面型與水面型均持續推動，為反映不同裝置容量成本差異，及各類級距市場穩定成長，建議維持現行之容量和級距。

貳、躉購分類與容量級距

二、風力發電分組

(一)業者意見

陸域3瓩小風機的單位年發電量一定少於30瓩小風機，建議細分級距。

(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.國外陸域風電有合併級距的趨勢：觀察英國、德國與日本的費率分級趨勢，均從原本細分容量級距轉變為單一級距或取消躉購，且只保留大型風電之費率。
- B.國外可轉由成熟的電力市場銜接：英國、德國與日本的電力市場交易環境較為成熟，當制度或躉購級距改變時，設置者可轉換為市場售電，減緩影響。
- C.國內廠商已投入25~29.8瓩風力機研製及測試：為顧及本土業者發展，躉購容量級距宜先保持穩定，未來再視設置情形滾動式檢討。
- D.細分容量級距的統計代表性將可能不足：在國內廠商與案例樣本數有限情況下，細分容量級距將可能產生統計代表性不足問題，故躉購容量級距不宜再細分。

(2)離岸風電：

- A.國際無區分容量級距：離岸風電不區分躉購容量級距係符合國際趨勢。
- B.計算基礎維持延續性及合理性：目前離岸風電正處於潛力場址開發階段，遴選案的費率計算基礎與考量因子宜維持延續性及合理性。

貳、躉購分類與容量級距

三、生質能及其他再生能源分組

(一)業者意見

- 1.建議於生質能類別中新增氣化發電，或將現有「有厭氧消化設備」類別修正為「有厭氧」以利費率適用。
- 2.建議考量業界(如造紙業)設置廢棄物發電設置之發電效率，可評估開放混燒。
- 3.建議小水力躉購費率區分類別與級距，短期先區分設置型態(落差型、流速型)，長期待有足夠案例再細分級距反映成本合理性，鼓勵業者投入。
- 4.國內地熱開發案裝置容量約500~1,000瓩，因此建議小規模開發案裝置容量區分躉購級距，小規模(不及1,000瓩)能有較高費率。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意小水力發電區分為1瓩以上不及2,000瓩與2,000瓩以上不及20,000瓩；生質能無厭氧消化設備、生質能有厭氧消化設備、廢棄物與地熱則維持與109年度相同方式。

2.討論說明如下

- (1)生質能：新增/修訂躉購類別需考量料源穩定性，應以國內料源可於躉購期間穩定供應、有益於國內環境及經濟者，並非有料源或發電類別即有躉購類別；且因國內尚無實際運轉案例及成本資訊，故建議技術初期可先申請相關補助計畫(如「能源局業界能源科技專案」)。
- (2)廢棄物發電：混燒係為熱利用的一種使用方式，應回歸熱能利用範疇討論，而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，故如未來混燒比例檢核機制及相關環保法規配套完整時，可再透過相關熱利用獎勵補助方式處理。
- (3)小水力發電：考量案例有限與參數資料完整性，短期不宜區分過多或過小的級距，避免造成水資源無法有效利用，故依現有案例設置規模，以2MW為分界，期在經濟可行下，妥善利用各區水資源。
- (4)地熱：開發初期容量規畫相對保守，待資源確認可行會進行擴充，目前國內有完整成本資料者，皆為示範獎勵申請案，裝置容量介於500~1,000瓩，業已符合業者所提小規模開發案，故無區分躉購級距之必要。

參、110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)		以費率外加之成本費用		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)
			第一期	第二期	模組回收費 (元/瓩)	併聯電業特高 壓費用 (元/瓩)			
屋頂型	≥ 1~<20		<u>55,900</u> (57,200)	<u>55,900</u> (57,200)	1,000	--	<u>4.39</u> (4.29)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)
	≥ 20~<100		<u>44,600</u> (46,700)	<u>44,600</u> (46,000)		--	<u>3.83</u> (3.68)		
	≥ 100~<500		<u>41,500</u> (44,600)	<u>41,500</u> (43,900)		--	<u>3.62</u> (3.40)		
	≥ 500	無併聯電業特高 壓供電線路者	<u>41,100</u> (43,400)	<u>41,100</u> (42,700)		--	<u>3.66</u> (3.49)		
		有併聯電業特高 壓供電線路者	<u>46,100</u> (48,400)	<u>46,100</u> (47,700)		5,000			
	地面型	≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	<u>41,800</u> (43,700)		<u>41,800</u> (43,000)	--		
有併聯電業特高 壓供電線路者			<u>46,800</u> (48,700)	<u>46,800</u> (48,000)		5,000			
水面型		≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	<u>47,800</u> (49,700)		<u>47,800</u> (49,000)	--		
	有併聯電業特高 壓供電線路者		<u>52,800</u> (54,700)	<u>52,800</u> (54,000)		5,000			

註1：()內數字為109年度實際數值。

註2：模組回收、升壓站成本反映方式：針對模組回收(1,000元/瓩)及特高壓設備(5,000元/瓩)等成本，採費率外加方式反映。

參、110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	$\geq 1 \sim < 30$		<u>143,400</u> (142,700)	<u>1.29</u> (1.37)	5.25 <u>[5.05]</u> (5.25)	1,750 (1,750)	20 (20)
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者	<u>41,100</u> (43,400)	<u>5.82</u> (5.18)		2,500 (2,500)	
			無安裝或具備LVRT者	<u>40,100</u> (42,400)	<u>5.97</u> (5.30)			
	離岸	≥ 1		<u>154,100</u> (164,500)	<u>2.79</u> (2.86)	<u>5.75</u> <u>[5.73]</u> (6.05)	3,750 (3,750)	
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1		<u>65,500</u> (57,000)	<u>15.20</u> (16.79)	5.25 (5.25)	<u>5,700</u> (5,300)	
	有厭氧消化設備	≥ 1		<u>206,400</u> (224,200)	<u>8.06</u> (6.87)		6,600 (6,600)	
廢棄物	無區分	≥ 1		80,200 (80,200)	27.25 (27.25)		7,200 (7,200)	
小水力發電	無區分	$\geq 1 \sim < 2,000$		<u>133,400</u> (103,800)	<u>1.78</u> (2.55)		<u>4,200</u> (3,900)	
		$\geq 2,000 \sim < 20,000$		<u>110,400</u> (103,800)	<u>2.11</u> (2.55)		<u>4,350</u> (3,900)	
地熱	無區分	≥ 1		278,600 (278,600)	3.74 (3.74)		6,400 (6,400)	

註1：()內數字為109年度實際數值。

註2：[]內數字為110年度風電分組針對平均資金成本率參數的共同意見。

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(一)109年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)110年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

分類	裝置容量級距(瓩)		109年度審定會 使用參數值		110年度分組會議 建議數值		變動 幅度 (%)
			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)	
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$		57,200	57,200	55,900	55,900	-2.27
	$\geq 20 \sim < 100$		46,700	46,000	44,000	43,500	-5.43
	$\geq 100 \sim < 500$		44,600	43,900	41,000	40,500	-7.74
	≥ 500	無併聯電業特高壓 供電線路者	43,400	42,700	40,600	40,000	-6.32
		有併聯電業特高壓 供電線路者	48,400	47,700	45,600	45,000	-5.66
地面型	≥ 1	無併聯電業特高壓 供電線路者	43,700	43,000	41,300	40,700	-5.35
		有併聯電業特高壓 供電線路者	48,700	48,000	46,300	45,700	-4.79
水面型 (浮力式)	≥ 1	無併聯電業特高壓 供電線路者	49,700	49,000	47,300	46,700	-4.69
		有併聯電業特高壓 供電線路者	54,700	54,000	52,300	51,700	-4.26

註1：變動幅度為110年度第二期期初設置成本與109年度第二期期初設置成本相比之降幅。

註2：模組回收、升壓站成本反映方式：針對模組回收(1,000元/瓩)及特高壓設備(5,000元/瓩)等成本，採費率外加方式反映。

註3：一年發布2期上限費率，各期上限費率適用區間為6個月，第一期費率適用月份分別為1月至6月完工者，第二期費率適用月份為7月至12月完工者。

肆、太陽光電

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108年1月至109年6月之案件。	
選取合理性	蒐集國內實際設置案例，參採申請設備登記檢附之發票資料。	
成本架構	說明	計算數值(元/瓩)
(1)資料參採及處理說明	1. 資料使用處理： (1)考量部分大型設置案場為分期開發設置，經釐清設置案場總裝置容量及期初設置成本後，重新計算其單位期初設置成本。 (2)無成本發票及發票合開之設置案例，不納入計算；並考量設備登記發票會有成本不完整之問題，因而透過統計方法，訂定合理成本區間。 2. 合理成本區間設定： (1)區間上限：為使合理成本區間更符合實際設置現況，並配合設備登記發票內涵特性，以箱型圖之統計方法，分析並剔除不合理之資料樣本以最高成本作為區間上限。 (2)區間下限：以國際最低成本為資料基礎，引導國內廠商提供優於國際之設備。 3. 剔除上下10%樣本。	44,635 (以屋頂型20-100瓩為例進行說明)
(2)未來成本降幅	1. 鼓勵家戶屋頂設置太陽光電，屋頂型1-20瓩級距不反映未來成本降幅。 2. 其餘屋頂型級距及類型，不反映成本結構中之施作成本未來降幅(占15.31%)，並分上下半年兩期反映未來成本趨勢，第一期反映1.32%；第二期反映2.64%。	第一期：44,046 第二期：43,457
(3)其他須負擔成本	■ 水面型(浮力式)：地面型外加6,000元/瓩。 ■ 以費率外加方式反映： 1. 必要成本：模組回收費，每瓩1,000元。 2. 特殊成本：特高壓設備，每瓩5,000元。	--

肆、太陽光電

一、 期初設置成本

(三)計算簡要說明

一般設置型態期初設置成本計算

設備登記發票

各類型級距樣本下，

- 以統計方法剔除不合理成本並訂定合理成本區間上下限。
- 剔除上下10%樣本

各類型級距，依合理成本區間內剔除上下10%樣本後之參採樣本計算109年底期初設置成本。

反映國際預估未來成本降幅。

110年度各類型級距期初設置成本

- 加計不同設置空間之衍生成本。
- 以費率外加反映應負擔成本。

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

1.以發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

參考108年1月1日至109年6月30日申請設備登記開發業者檢附之發票資料(共**6,726筆**)，在扣除無成本資訊(21筆)及發票合開案件(927筆)，接續調整大型合併容量案場(1,089筆)後，剩下4,689筆。並依統計方法剔除不合理成本資料後剩**2,295筆**，按參數資料參採原則，續**剔除合理成本區間內上下10%樣本**後剩**1,837筆**，進行期初設置**成本初始值計算**。各級距說明如下：

(1)屋頂型：

A.1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩：容量級距**1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩**之第一期期初設置成本皆採納**設備認定發票資料**。

B.500瓩以上：考量部分**大型設置案場**為**分期開發**設置，為反映大規模設置案場市場成本現況，針對屋頂型**合併容量**後之裝置容量為**500瓩以上**之設置案件進行成本校正。

類型	容量級距 (瓩)	區間下限 (元/瓩)	區間上限 (元/瓩)
屋頂型	1-20	27,037	130,520
	20-100	27,000	86,392
	100-500	27,027	74,391
	500以上	28,351	61,385
地面型	1以上	27,476	80,461
水面型 (浮力式)	1以上	27,655	49,350

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

(2)地面型：

- A.反映大型設置案場規模經濟，若地面型案件為分期開發者，則以合併容量後之裝置容量進行成本校正，以合併容量後之裝置容量進行評估單位期初設置成本。
- B.若非屬合併容量設置案件者，則以原**設備登記發票**及裝置容量進行評估其單位期初設置成本。

(3)水面型(浮力式)：

110年度設備登記發票資料中，水面型(浮力式)設置案件多為合併容量案件，在**刪除不合理**成本之案件後，**下限成本**27,000元/瓩**以上者僅4筆**。基於樣本資料較少、且**避免個案影響通案的情況下**，建議**援用109年度審定會決議計算方式**，**水面型(浮力式)期初設置成本以地面型設置成本為基準再加計6,000元/瓩**。

(4)其他成本費用

A.法令規定且通案適用之固定成本費用，予以反映：

- (A)其他成本費用若屬**法令規定**且**不受**地理位置或環境因素**影響**之**通案性特定**成本費用，則予以適度反映該項成本費用。
- (B)躉購費率之訂定已考量相關報酬及開發費用，且租金非建置必要費用，為業者在已知費率下評估後的選擇，故租金不以外加方式反映。

B.加強電力網成本分攤

目前尚屬台電公司**內部評估**資料，以有直接關聯、併網及涉及轄區者等三種對象進行方案研擬，但**尚未正式公告**，建議**待未來有明確方案**且經正式公告後，**視其是否屬通案性負擔**相關成本，再行**討論費用附加合宜性**。

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

(4)其他成本費用

C.出流管制及海岸管理法規定衍生成本

- (A)土地開發利用達一定規模以上者，才受土地使用管制規定影響：受土地使用管制規定需提出出流管制計畫或申請海岸防護區位許可者，多屬達一定規模以上案件，因地面型案件並未區分級距，觀察登記案件共469筆，申請電業籌設之大型案件共22筆同意備案，目前10筆正在申請海岸防護區位許可，9筆有申請出流管制，若以地面型案件來看，並非全面性的影響。
- (B)透過跨部會協調予以協助，縮短審查時間及減少時間成本：經濟部與水利署等單位亦進行跨部會協商，就目前受影響之案件以簡化申請速度、放寬受影響對象、減少費用支出、提出上位計劃(漁電共生專區)等方式，減少法規要求造成之設置規劃和時間成本的影響。
- (C)因相關法規要求而衍生之成本費用屬開發計畫所需負擔成本：因相關法規要求所衍伸的規劃評估和行政申請費用，屬大型案件前期開發計畫所需負擔的間接成本，依目前審定會所參採的地面型資料中尚不宜列為今年度的通案成本，待未來整體法規、申請程序和支出費用明確後，於審定會中進行滾動式檢討。

肆、太陽光電

一、期初設置成本

(四)參數內涵說明

(4)其他成本費用

D.模組回收及升壓站成本

(A)**模組回收費用**為未來環保署模組回收之用所課予設置者繳交之費用，主責機關尚未公布新年度費用時，建議援用109年度決議成本，即1,000元/瓩。

(B)**升壓站費用**：未來大規模電業為推動主軸，考量設置案場區域與饋線容量，且業者所提台電資訊僅為內部初步評估結果，故在業者未提出相關佐證資料前，依據參數資料參採原則，建議援用109年度決議成本，即5,000元/瓩。

2.鼓勵業者盡早進入市場，及推動產業永續發展

太陽光電推動**目標量**逐年**擴大**，為**提高**設置業者**盡早進入市場**之投資**誘因**；此外，一年兩期躉購費率可讓市場參與者分批進入市場，避免設置案件集中於年底申請，故建議維持**一年兩期**躉購費率公告方式。

3.第三場次太陽光電業者意見交流會說明

(1)躉購制度為推動再生能源設置之主要政策工具，於當前開發環境中，亦應同步思考配套機制之完善以及是否需再納入更多元考量因素，故於109年10月13日召開本次會議，就躉購費率配套機制邀請業界先進針對太陽光電多元利用型態提供建言，使再生能源電能躉購制度更臻完善。

(2)會議意見及說明於簡報P100-101進行說明。

肆、太陽光電

4.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JRC(2018)、IEA(2018)及ITRP(2019)等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，考量我國未來屋頂型1-20瓩不考慮國際降幅，因而國際降幅中，屋頂型20瓩以下之成本降幅不納入計算，故國際預估未來成本發展趨勢以平均**降幅3.12%**進行計算。
- (2) **屋頂型1-20瓩不反映國際降幅**：考量小型屋頂型設置規模較小，且在COVID-19疫情過後，材料費用不似大型案場具有規模經濟效果，因而為鼓勵分散式家戶屋頂設置，針對**屋頂型1-20瓩**級距，建議**國際降幅不予以反映**。
- (3) **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109年度考量方式，國際降幅不予以反映工程施作成本比例15.31%；因此，在參採國際預估之未來成本降幅中，建議**此部分不須反映在我國的開發成本未來下降趨勢**。
- (4) 綜上，配合上下二期，**上半年反應50%，下半年反應100%**，其中成本降幅3.12%結構中，**不反應工程施作成本15.31%**，一年二期反映成本降幅如下：

第一期	第二期
$1.56\% \times 84.69\% = \underline{1.32\%}$	$3.12\% \times 84.69\% = \underline{2.64\%}$

5.因應市場現況、時空背景及未來推動政策

考量COVID-19(武漢肺炎)疫情未來變化尚未明朗，使得零組件物料供需及價格變化無法掌握，且併同考量我國太陽光電推動政策，故未來國際降幅反映比例以兩方案進行討論。

肆、太陽光電

6. 方案試算結果與擬採數值

			109年度使用 數值	第三次分組會議決議數值		第二次審定會建議數值	
類型	級距		第二期成本 (元/瓩)	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)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩		57,200	55,900 (-2.27)	55,900 (0.00)	55,900 (-2.27)	55,900 (0.00)
	20瓩以上未達100瓩		46,000	44,000 (-4.35)	43,500 (-1.14)	44,600 (-3.04)	44,600 (0.00)
	100瓩以上未達500瓩		43,900	41,000 (-6.61)	40,500 (-1.22)	41,500 (-5.47)	41,500 (0.00)
	500瓩 以上	無併聯電業特高 壓供電線路者	42,700	40,600 (-4.92)	40,000 (-1.48)	41,100 (-3.75)	41,100 (0.00)
		有併聯電業特高 壓供電線路者	47,700	45,600 (-4.40)	45,000 (-1.32)	46,100 (-3.35)	46,100 (0.00)
地面型	≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	43,000	41,300 (-3.95)	40,700 (-1.45)	41,800 (-2.79)	41,800 (0.00)
		有併聯電業特高 壓供電線路者	48,000	46,300 (-3.54)	45,700 (-1.30)	46,800 (-2.50)	46,800 (0.00)
水面型 (浮力式)	≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	49,000	47,300 (-3.47)	46,700 (-1.27)	47,800 (-2.45)	47,800 (0.00)
		有併聯電業特高 壓供電線路者	54,000	52,300 (-3.15)	51,700 (-1.15)	52,800 (-2.22)	52,800 (0.00)

註1：()*降幅為110年度第一期期初設置成本與109年度第二期期初設置成本相比之降幅；()***降幅為110年度第二期期初設置成本與110年度第一期期初設置成本相比之降幅。以20-100瓩為例， $[(44,000-46,000)/46,000]*100\%=-4.35\%$ 、 $[(43,500-44,000)/44,000]*100\%=-1.14\%$ ，其他類型級距以此類推。

註2：水面型(浮力式)期初設置成本以地面型成本加6,000元/瓩

註3：模組回收、升壓站成本反映方式：針對模組回收(1,000元/瓩)及特高壓設備(5,000元/瓩)等成本，採費率外加方式反映。

肆、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)109年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)110年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	109年度審定會使用參數值(%)	第三次分組共同意見數值(%)	第二次審定會建議數值
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	4.29	4.39	4.39
	20瓩以上未達100瓩	3.68	3.90	3.83
	100瓩以上未達500瓩	3.40	3.69	3.62
	500瓩以上	3.49	3.73	3.66
地面型	1瓩以上	3.07	3.00	2.94
水面型	1瓩以上	2.70	2.62	2.58

(三)計算簡要說明

	說明		
資料蒐集	屋頂型援用109年度審定會使用數值，地面型以台電公司為資料為主。		
選取原則	系統公會資料以過三年，台電公司資料為近年實際發生之成本資訊作為資料參採。		
計算方式	1.屋頂型：考量太陽光電系統公會所提資料已超過3年，建議不納入參採；另依據參數資料參採原則，建議110年度屋頂型運轉維護費用援用109年度審定會所採數值進行計算。		
	2.地面型：台電公司所提運維資料為設置案場實際現況，建議地面型採台電公司完工案場之運維資料進行計算。		
	3.水面型：考量實際設置業者未有提供相關統計資料或可佐證之資料，故建議維持109年度做法，即以地面型之運轉維護費用進行估算。		
	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109年審定會決議數值，費用為318元。		
	5.考量特高壓系統亦需進行維護，故有併聯電業特高壓系統者之運維比例建議維持109年度做法，採無併聯電業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，彙整如表：		
		類型	裝置容量級距(瓩)
	屋頂型	≥ 1 ~ < 20	2,454
		≥ 20 ~ < 100	1,707
		≥ 100 ~ < 500	1,504
		≥ 500	1,504
	地面型	≥ 1	1,231
	水面型(浮力式)	≥ 1	1,231
比較分析	依照目前分析結果，運轉維護費用近年變化不大。		
110年度草案建議	110年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例屋頂型各級距分別為4.39、3.90(3.83)、3.69(3.62)及3.73(3.66)%、地面型為3.00(2.94)%及水面型為2.62(2.58)%。(註：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估算。)		

肆、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

- 1.屋頂型：考量太陽光電系統公會所提資料已超過3年，建議不納入參採；另依據參數資料參採原則，建議110年度屋頂型運轉維護費用援用109年度審定會所採數值進行計算。
- 2.地面型：台電公司所提運維資料為設置案場實際現況，建議地面型採台電公司完工案場之運維資料進行計算。
- 3.水面型：考量實際設置業者未有提供相關統計資料或可佐證之資料，故建議維持109年度做法，即以地面型之運轉維護費用進行估算。
- 4.考量特高壓系統亦需進行維護，故有併聯電業特高壓系統者之運維比例建議維持109年度做法，採無併聯電業特高壓系統之運維比例進行計算。
- 5.110年度運轉維護費用參採系統公會與台電公司所提資料並加計保險費用318元/瓩進行估算，各類型及級距之運轉維護費用彙整如下，

類型	裝置容量級距 (瓩)	運轉維護費用 (元/瓩)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	2,454
	$\geq 20 \sim < 100$	1,707
	$\geq 100 \sim < 500$	1,504
	≥ 500	1,504
地面型	≥ 1	1,231
水面型 (浮力式)	≥ 1	1,231

註：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估算。

肆、太陽光電

三、年售電量

(一)109年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)110年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	以電能補貼發電量資訊。			
選取原則	以國內實際躉購案例且107年12月31日以前完成併聯之案例進行統計，剔除年發電量異常及暫停躉購之設置案件。			
計算方式	1. 以長期(3年)實際躉購案場之電能費用補貼申報發電量資料進行估算。 2. 電能補貼申報發電量資訊：以發滿完整一年之案例為主，並依上述選取原則選取樣本(剩餘21,623筆)後，在依參數資料參採原則，剔除上下至少10%極端值(剩餘17,299筆)。 3. 依據上述，觀察台電及電能補貼106至108年資料，扣除異常案場及極端樣本，計算全國及發電量為前50%之設置案場，考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，結果彙整如下，			
	扣除異常及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	1,216	1,304	1,269
	台中以南	1,227	1,312	1,277
比較分析	依照目前分析結果，年發電量近年變化不大。			
110年度草案建議	1,250度/瓩			

參、太陽光電

三、年售電量

(四)參數內涵說明

- 1.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。
- 2.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.觀察電能費用補貼106至108年資料，考量效率遞減率(第11年起每年遞減1%)後，全台灣場址及台中以南場址之估算結果為1,184及1,194度/瓩；若以發電量為前50%之設置案場，其考量效率遞減後，全台灣場址及台中以南場址之估算結果為1,269及1,277度/瓩。

	扣除異常及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	1,216	1,184	1,304	1,269
台中以南	1,227	1,194	1,312	1,277

- 4.觀察實際躉購之發電量且依據上述計算結果，與109年度審定會所採之1,250度/瓩差異不大，為引導資源有效利用，故建議太陽光電110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

1.109年度審定會使用參數值：14.27萬元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：14.34萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.蒐集近三年(107-109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	■ 國內案例資料共計26筆，其中22筆案例為設置於相鄰地號之分割案件，且該案共開立兩種發票金額，10筆金額高、12筆金額低。 1.引導提升成本競爭力， <u>剔除該案</u> 其中 <u>10筆</u> 成本較 <u>高</u> 樣本。 2.另 <u>剔除</u> 明顯 <u>成本偏低</u> 樣本 <u>1筆</u> 。 3.以剩餘15筆資料計算平均期初設置成本為 <u>143,440元/瓩</u> 。	14.34
(2)其他成本	1.不加計土地變更回饋金：設置於建築用地、交通用地等，無須進行用地變更，建議維持不納入計算。 2.不加計線路補助費：此費用不是通案會產生之成本。	14.34
(3)未來成本 降幅反應	<u>0%</u>	<u>14.34</u> (14.27)

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：國內實際案例比往年增加許多，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。
- (2)國內案例平均為14.34萬元/瓩：國內案例資料共計26筆，根據品項內涵分析，考量同樣設置條件下，應引導提升成本競爭力，故建議剔除經濟效益較低之樣本(共10筆案例)；另根據過往資訊，剔除成本明顯偏低樣本(1筆案例)後，衡酌參數穩定性，以剩餘15筆資料計算平均期初設置成本為143,440元/瓩。
- (3)不考量土地變更回饋金：案件設置於建築用地、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，考量屬個案選址因素，建議不納入計算。
- (4)建議110年度參採數值：根據國內案例平均，為14.34萬元/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

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.37%，即1,954元/瓩。

2.110年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1.29%，即1,850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場址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106~108年變流器成本資料共5筆，剔除上下2筆極端值後，採3筆發票，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2017~2019年資料共5筆，僅美國能源部繼續更新報告數據，故以該單位最新1筆資料計算，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2,344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1,356元/瓩。 3.考量國內案例資料數量較少，建議沿用109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>1,850元/瓩</u>。 4.按110年度期初設置成本建議數值14.34萬元/瓩計算，占期初設置成本比例為<u>1.29%</u>。
比較分析	資料更新，沿用109年度計算方式。
110年度 草案建議	年運轉維護費占期初設置成本之比例為 <u>1.29%</u> ，即 <u>1,850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場址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) 小風機變流器於20年期間需更換2次，蒐集近三年(106~108年)小風機業者提供變流器成本資料共5筆，剔除上下2筆極端值後，採3筆發票計算平均為5,364元/瓩，則每年設備更換費用平均為536元/瓩 ($5,364 \times 2 \div 20$)。

(B) B公司提供的電控設備發票，無法查證該發票所對應之案例與裝置容量；C公司提供控制器與電阻器的進口報單資料(中國貨)，案例尚未取得設備登記，另提供UPS與變壓器發票資料，惟相關設備並非通案使用，建議均待更多案例交叉比對後，再予以討論。

C. 保險：平均為858元/瓩

(A) D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，1年保險費為21,862元(火災險1,613元+爆炸險77元+地震險6,627元+颱風及洪水險13,545元)，若只考量火災險、颱風及洪水險，則每年保險費為842元/瓩。

(B) E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2,344元/瓩。

(2) 國外資料：蒐集近三年(2017-2019年)資料共5筆，僅美國能源部繼續更新報告數據，故以該單位最新1筆資料計算，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1,356元/瓩。

(3) 建議110年度參採數值：考量國內案例資料數量較少，建議沿用109年度計算方式，將國內外資料平均，年運轉維護費為1,850元/瓩，占期初設置成本1.29%。 43

伍、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(三)年售電量

1.109年度審定會使用參數值：1,750度/瓩

2.110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(106~108年)台電公司抄表資料，躉購期間較完整共9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：小型風力認證委員會(SWCC)年發電量測試數據共6筆，使用近三年(2017~2019年)資料共4筆，在每秒5公尺風速下，平均年發電量。
選取原則	考量國內躉購案件風機發電設備未充分利用，年售電量偏低，故 <u>參採國外資料</u> ，將日本及美國資料進行平均，以較高標準引導發電效率提升。
計算方式	1.國內資料：近三年最高年售電量案例仍未高於1,400度/瓩。(設備查核近4成案例運轉異常) 2.國外資料： (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>國內樣本數較少</u>且發電設備未充分利用，建議<u>以國外較高標準引導發電效率提升</u>，將日本及美國資料進行平均，年發電量約為1,774度/瓩。
比較分析	資料更新，沿用109年度計算方式。
110年度草案建議	考量成本案例容量提高與引導發電量提升，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：

- A.蒐集近三年(106~108年)台電公司抄表資料：躉購期間較完整案件共9件，近三年最高年售電量案例仍未高於1,400度/瓩。
- B.建議以國外較高標準引導發電效率提升：國內目前實際案場運轉案例較少，且因設備未充分利用導致年售電量偏低(例如根據設備查核紀錄，近4成案例發生機組故障與運轉異常問題)。

(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(2017~2019年)資料共4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作為參採基礎：1,774度/瓩。
- (3)建議110年度參採數值：考量成本案例容量提高與引導發電量提升，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

1.109年度審定會使用參數值：4.34萬元/瓩(無LVRT功能者為4.24萬元/瓩)

2.110年度分組會議共同意見建議數值：4.11萬元/瓩(無LVRT功能者為4.01萬元/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(107-109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：歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(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	由海關進口資料計算裝置容量加權平均成本為 <u>41,233元/瓩</u> 。(已併入台電新建風場)	4.12
(2)其他成本	透過國內案例成本校正概括考量。	4.12
(3)未來成本降幅反應	■ 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(IEA, 2019)預測，國際成本降幅平均為 <u>0.41%</u> 。 ■ 考量國際成本降幅下，成本約 <u>41,064元/瓩</u> 。	<u>4.11</u> (4.34)

註1：()內數字為109年度審定會參採數值。

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. 使用台電新設置案與海關進口成本：民營業者無法提供成本及佐證資料，故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。

B. 配合成本結構占比資料進行計算：國內市場90%以上案例均採用1MW以上風機，故剔除225瓩風機樣本，其餘資料則依進口品項差異，以對應之成本占比計算期初設置成本。

C. 以裝置容量加權平均計算成本：將海關進口資料作為基礎，其中台電案例則採實際數值，並以裝置容量加權平均計算成本為41,233元/瓩。

(2) 國外資料：根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(IEA, 2019)預測，國際成本降幅平均為0.41%。

(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41,064元/瓩(無安裝或具備LVRT者為40,064元/瓩)。

(4) 建議110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4.11萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.01萬元/瓩)。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(二)年運轉維護費

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.18%(無安裝或具備LVRT者為5.30%)，即2,246元/瓩。

2.110年度分組會議共同意見建議數值：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。

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(106~108年)</u> 案例資料進行平均。 2.國外資料：蒐集2017-2019年國外年運轉維護費資料共13筆，剔除上下2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>1.0793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>0.8350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>0.9572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>2,393元/瓩</u> 。 4.在期初設置成本41,100元/瓩(有LVRT)與40,100(無LVRT)下，運維比例各為 <u>5.82%</u> 和 <u>5.97%</u> 。
比較分析	為避免國內數據波動影響，採3年資料平均，並且平均計算國內外資料。
110年度草案建議	110年度年運轉維護費為 <u>2,393元/瓩</u> ，按110年度期初設置成本建議數值4.11萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>5.82%</u> (無安裝或具備LVRT者為 <u>5.97%</u>)。

伍、風力發電

4.參數內涵說明

(1)國內資料：

A.僅參採台電公司的風場運轉維護費資料：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。

B.提升計算資料完整性：台電提供106年運轉維護費資料完整包含風場保修合約費及台電自付費用，可參採之樣本數相較105年大幅增加，且107年、108年均延續106年資料完整性並持續更新，故使用106~108年資料。

C.考量物價上漲率：將台電公司三年(106~108年)資料平均，考量物價上漲率2%後，計算20年均化後之運轉維護費為1.0793元/度。

(2)國外資料：蒐集2017-2019年國外年運轉維護費資料共13筆，剔除上下2筆極端值後，平均為0.6873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0.8350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0.9572元/度。

(4)建議110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2,393元/瓩，按110年度期初設置成本建議數值4.11萬元/瓩計算，建議110年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為5.82%(無安裝或具備LVRT者為5.97%)。

伍、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(三)年售電量

1.109年度審定會使用參數值：2,500度/瓩

2.110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，後者年發電量較低。
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，106~108年台電公司平均年發電量為2,733度/瓩，民營業者平均年發電量為2,348度/瓩，兩者平均為2,541度/瓩
比較分析	資料更新，沿用109年度計算方式。
110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110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106~108年平均年發電量達2,733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低，且106~108年平均年發電量僅2,348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：美國能源部報告(2019)指出近年風資源品質下降，但藉由提高風機塔架高度及葉片長度，仍可使風力發電的容量因數持續增加，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110年度參採數值：根據國內100年以後商轉之風場資料，106~108年台電公司平均年發電量為2,733度/瓩，民營業者平均年發電量為2,348度/瓩，兩者平均為2,541度/瓩，建議110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

1.109年度審定會使用參數值：16.45萬元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：15.41萬元/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>水深範圍</u> 與 <u>風機容量</u> ， <u>蒐集國外類似</u> 案例，資料含括 <u>近三年案例</u> 、未來 <u>預計完工案例</u> 及 <u>報告預測</u> 資訊，綜整共計 <u>16筆</u> 資料。	
選取合理性	1. 遴選案將使用單機容量8MW以上風機，故未以國內4MW示範機組的成本計算。 2. 依遴選場址條件選取國外成本資料， <u>剔除上下共4筆極端值</u> 後， <u>採12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	1. 根據我國 <u>遴選場址</u> 條件， <u>蒐集國外類似案例</u> ，參採 <u>12筆樣本</u> 計算平均。 2. <u>調整</u> 計算案例 <u>不含併網</u> 之成本 3. <u>水下基礎態樣校正</u> ：單樁式基樁案例校正成套筒式加計成本差距12.7% 4. 成本考量 <u>一致化完工時點</u> ：推算至2017年完工之成本 5. 以全年平均可工作天數差異反映國內外 <u>海氣象差異</u> 成本：630元/瓩	<u>115,766</u>
(2)國內外開發經驗差異之成本差距	若未來啟動遴選案遞補作業，則遞補個案所處之開發環境應相對成熟，故遞減成本差距為 <u>13,878元/瓩</u> 。	<u>129,644</u>
(3)併網成本	未來風機大型化與風場規模擴大趨勢，併網成本亦可能逐步降低，故將實際案例與預測數值一起平均，調整為 <u>28,288元/瓩</u> 。	<u>157,932</u>
(4)未來成本降幅反應	完整反應成本降幅至110年，總降幅 <u>9.49%</u> 。	<u>142,944</u>
(5)台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本： <u>1,203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>154,130</u> (164,513)

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(107年漁業統計年報)，重新估算漁業補償成本為1,203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16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12筆樣本計算平均成本為115,766元/瓩。
 - C. 國內外開發經驗差異之成本差距：參考學習率理論，計算國內外開發經驗累積及產業規模經濟差異下之成本差距約17,347元/瓩，並考量2021~2025年，在5年內以線性等差方式遞減成本差距17,347元/瓩，則110年度成本差距調整為13,878元/瓩。 $[13,878 = (4/5) \times 17,347]$ 。
 - 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28,288元/瓩。
 - E. 未來成本降幅反應：根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)報告之預測，計算106~110年成本總降幅為9.49%。
- (3) 建議110年度參採數值：維持以5項成本組成構面進行資訊更新，並適度縮減國內外成本差距、併網成本，以及完整反應未來成本降幅，建議期初設置成本調整為15.41萬元/瓩。

註：105~109年年均成本降幅約3.13%；110~119年年均成本降幅約0.43%，據以計算106~110年成本總降幅為9.49% $= 1 - (1 - 3.13\%)^5 \times (1 - 0.43\%)$ 53

伍、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.86%，即4,712元/瓩。

2.110年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.79%，即4,294元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
	蒐集 <u>2017~2019年國外</u> 年運轉維護費資料共 <u>10筆</u> 。
選取原則	基於資料參採一致性，建議 <u>選取歐洲資料</u> ，標準與期初設置成本參採案例一致，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>4,294元/瓩</u>
比較分析	資料更新，沿用109年度計算方式。
110年度 草案建議	年運轉維護費為 <u>4,294元/瓩</u> ，按110年度期初設置成本建議數值15.41萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>2.79%</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110年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2) 國外資料：蒐集2017~2019年國外年運轉維護費資料共10筆，基於資料參採一致性，建議選取歐洲資料，標準與期初設置成本參採案例一致，以6筆歐洲資料計算平均為3,535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4,294元/瓩。
- (3) 建議110年度參採數值：維持109年度計算方式，進行資訊更新，則年運轉維護費為4,294元/瓩，按110年度期初設置成本建議數值15.41萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為2.79%。

伍、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.109年度審定會使用參數值：3,750度/瓩

2.110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. 蒐集陸域<u>澎湖</u>風場<u>91~108年</u>的平均年發電量約<u>3,507度/瓩</u>。 2. 蒐集國內2架4MW<u>示範機組</u>於106年併聯至108年5月31日的實際售電資料其中28號機組因為進行性能調整，故年均發電量最高為<u>3,594度/瓩</u>。 3. 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	1. 離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。 2. 遴選案將使用單機容量8MW以上風機，故未以示範機組數據評估發電量 3. <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109年度計算方式。
110年度 草案建議	年售電量採 <u>3,750度/瓩</u> ，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。

伍、風力發電

4.參數內涵說明

- (1)年售電量參數不應低於3,600度/瓩：蒐集陸域澎湖風場91~108年的平均年發電量約3,507度/瓩，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。
- (2)未以示範機組數據評估年售電量：遴選案將使用單機容量8MW以上風機，與示範機組的單機容量4MW有顯著差異。
- (3)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。
- (4)建議110年度參採數值：維持109年度計算方式，年售電量採3,750度/瓩，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。

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

1.109年度審定會使用參數值：5.7萬/瓩

2.110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	蒐集近三年國內新增設置案例之設備登記及回函資料	
選取合理性	1. 檢視案例 <u>驗收證明書</u> 之採購價格組成表 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	1. <u>剔除</u> 案例中 <u>不屬發電設備</u> 之項目費用 進行個案 <u>成本計算</u> 2. 考量迄今案例尚不多，為兼顧國內案 態樣及發展，將本年 <u>新增之案例</u> 、及 <u>過往</u> 參採 <u>案例</u> 成本進行 <u>平均</u>	6.55
2.其他成本	無	<u>6.55</u>
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) 經檢視本年度案例設置費用決算資料，剔除不屬發電設備之項目費用（如綠美化、電子告示看版、抽水井等），接續拆分成本結構及費用，計算本年度案例平均單位期初設置成本。
- (2) 考量迄今設置案例尚不多，為兼顧國內案例態樣及發展，將本年度案例與過往審定會參採案例之設置成本進行平均，即6.55萬元/瓩。
- (3) 根據英國能源與氣候變遷部(DECC)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110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

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本16.79%，即9,568元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本15.20%，即9,957元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	納入本年度 <u>新增案場之操作維護決標計畫</u>
選取原則	<u>剔除</u> 案例運維項目中 <u>不屬發電系統操作維護</u> 項目、以及既有 <u>應負環保責任費用</u>
計算方式	採用 <u>前期</u> 公告數值與本年度案例運轉維護費用之 <u>平均值</u> ，經20年均化後之運轉維護費用為 <u>9,957元/瓩</u>
比較分析	本年度新增案例資料，並將案例運維成本與 <u>109年度參數平均</u> 之，即 <u>9,957元/瓩</u>
110年度草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 運轉維護成本： <u>9,957元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>6.55萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>15.20%</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)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)本年度新增案場運轉雖尚未滿一年，但考量其屬運維契約已簽訂完成，且維護項目費用亦確實區分及載明，具資料可佐證性，建議納入參採
- (3)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)，計算後本年度案例之年運轉維費。
- (4)考量未來國內非僅本年度案例型態，建議採緩步調整方式、將本年度案例運維成本與前期數值平均，計算後運轉維護費用為9,957元/瓩，略高於109年度審定會數值(9,568元/瓩)。
- (5)於物價上漲因素以2%下，20年均化後數值為9,957元/瓩，於期初設置成本6.55萬元/瓩下，占比為15.20%

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

1.109年度審定會使用參數值：5,300度/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：5,700度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度 <u>新增案場</u> 之運轉皆尚未滿一年
選取原則	參考新增案場設置時之 <u>驗收要求</u> (容量因數 $\geq$ <u>70%</u>)及案場 <u>售電現況</u> (台電抄表資料)
計算方式	- 參考案場驗收要求之月容量因數及案場售電現況，以容量因數<u>70%換算</u>即年售電量標準，即<u>6,132度/瓩</u> - 考量未來國內<u>非僅本年度案例型態</u>，故建議將<u>本年度</u>數值與<u>109年</u>參數值(<u>5,300度/瓩</u>)平均，即年售電量為<u>5,700度/瓩</u>
比較分析	本年度新增案例資料，並將案場 <u>預估售電量</u> 與 <u>109年度參數平均</u> 之，即 <u>5,700度/瓩</u>
110年度 草案建議	生質能 <u>無厭氧</u> 發電量： <u>5,700度/瓩</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1)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)因本年度國內新增案例尚未運轉滿一年，然為反應案界實際狀況，參考以下資訊，以容量因數70%換算年售電量標準：
 - A.本年度案場驗收要求為發電量月容量因數 $\geq 70\%$ ，經換算即年發電量6,132度/瓩。
 - B.參考案場實際發電量(台電抄表資料)：本年度新增案例迄今平均月容量因數皆高於70%。
- (3)考量未來國內非僅本年度案例型態，亦或有一般民間業者設置案，故建議將本年度數值(6,132度/瓩)與109年參數值(5,300度/瓩)平均，即年售電量為5,700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)有厭氧消化設備-期初設置成本

1.109年度審定會使用參數值：22.42萬元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：20.64萬元/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	考量設備 <u>登記</u> 檢附之 <u>發票</u> 為 <u>實際</u> 發生 <u>費用</u> ，故將本年度設登含單據之新案例 <u>全數納入</u> 評估，後續再進行 <u>成本校正補充</u> 資料、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，並將完成設備登記、且 <u>檢附發票</u> 之 <u>新案例</u> 全數 <u>納入評估</u> 2. 檢視並剔除無成本資訊、108-109年度決議不參採之案例，剩餘案例納入評估 3. 剩餘中例中 <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>20.68萬元/瓩</u>	20.68
2.其他成本	無	20.68
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(0.21 %)</u> 進行調整	<u>20.64</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) 案例中剔除過往審定會決議不參採、且未更新成本資訊者；亦剔除無/不需提供發票成本資訊者，剩餘案例納入評估。
- (3) 就剩餘案例缺漏發電設備項目進行成本校正補充：如「純化系統」、「其他費用」等項目。
- (4) 於成本校正後，再行剔除10%之極端值案例，計算其平均單位設置成本為20.68萬元/瓩。
- (5) 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0.14~0.28%間，平均降幅為0.21%。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110年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為20.64萬元/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)有厭氧消化設備-年運轉維護費

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本6.95%，即15,407元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本8.06%，即16,630元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	生質能 有厭氧 蒐集近三年(107-109)案例，包含本年度新增案例回函資訊、108-109年度案例
選取原則	1. 剔除 因停機檢修/停止發電/未規律運轉(示範案場)等案場，並 參採 案例類別如下 (1) 108年度審定會參採案例 (2) 109年度審定會參採案例 (3) 本年度新增案例資訊中，屬全日全時運轉者 (4) 本年度新增案例資訊中， 非全日全時 運轉，但屬發電時間規律案場
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 2.參採案例中之屬未全時運轉、但發電時間規律案場，其運維費計算如下： ➢ 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 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16,630元/瓩，占比為8.06%，
比較分析	更新案例資料，並納入未全時運轉至發電時間規律案場資訊
110年度草案建議	生質能 有厭氧 運轉維護成本： <u>16,630元/瓩</u> ，於期初設置成本 <u>20.64萬元/瓩下</u> ，占比為 <u>8.06%</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- (1) 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) 蒐集國內近三年年運轉維護費資料，剔除停機檢修/停止發電/未規律運轉(示範案場)者，參採並計算其年運轉維護費用。
- (3) 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) 國內近三年參採案例之平均單位年運轉維護費為13,689元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費為16,630元/瓩，於期初設置成本20.64萬元/瓩下，占比為8.06%。

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

1.109年度審定會使用參數值：6,600度/瓩

2.110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	生質能 <u>有厭氧(沼氣)</u> 蒐集近三年(106-108)案例 ➢以台電公司提供之108年度發電量抄表記錄資訊為主
選取原則	1.生質能有厭氧(沼氣)案例發電現況說明如下： (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> (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>停止發電</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109年度評估方式，即為 <u>6,600度/瓩</u>
110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) 本年度蒐集近三年實際運轉之沼氣發電廠年發電時數資料，然實際運轉之沼氣發電廠年發電時數，係因沼氣多元運用/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) 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110年度生質能有厭氧消化設備之年售電量，維持109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)期初設置成本

1.109年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2.110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	因國內 <u>尚未有</u> 完成設備登記之 <u>商轉案例</u> ，故以 <u>完成同意備案</u> 者作為資料來源	
選取合理性	1. 篩選可 <u>提供</u> 設置 <u>成本資訊</u> 及內涵者，其中僅1案可提供成本項目費用 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 <u>無設置</u> 完成 <u>案例</u> ，故以 <u>完成同意備案</u> 者進行評估 (2) 已申請之設置案多於規劃或設置中，僅1筆可提供成本相關資訊，但考量其 <u>屬生質能中心</u> ，設置型態與一般案場有所差異， <u>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</u> (3) 建議 <u>依參數</u> 資料 <u>參採原則</u> ， <u>沿用109年度</u> 公告成本參數(<u>8.02萬元/瓩</u>)。 (4) 後續依個案完工進度，將 <u>持續追蹤</u> 其實際成本項目內涵、運維費用及發電量， <u>評估</u> 於未來廢棄物發電類別費率參數的 <u>參採合宜性</u>	8.02
2.其他成本	無	8.02
3.未來成本降幅反應	<u>歐盟聯合研究中心(JRC)</u> 報告預估， <u>年平均降幅</u> 為 <u>0.27%</u> ，然鑑於國內案例仍少，建議不依國際趨勢調整。	<u>8.02</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 本年度國內無新增廢棄物發電期初設置成本資料，且設置中之生質能中心成本資料恐難以與後續運維費、發電量一併考量，故建議依參數資料參採原則「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」，沿用109年度公告成本參數(8.02萬元/瓩)。
- (2) 依歐盟聯合研究中心(JRC)報告預估，廢棄物發電期初設置成本年平均降幅為0.27%，國際趨勢呈微幅下降走勢。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110年度廢棄物發電期初設置成本沿用109年度數值，即為8.02萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

三、廢棄物

(二)年運轉維護費

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本27.25%，即21,857元/瓩

2.110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> 設置案例及運維成本資訊。
選取原則	本年度國內之新增設置案例資料，故建議沿用109年度方式，參採國內 <u>環保署工業局</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5,499元/瓩。 2. <u>燃料</u> 成本：依 <u>工業局107</u> 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，調整RDF成本由2,300元/噸至3,000元/噸、RDF熱值由3,900仟卡/公斤至4,958卡/公斤，計算後燃料成本為12,492元/瓩。 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109年度評估方式，即為 <u>21,857元/瓩</u> 。
110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。
 - C.綜上，將操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,671元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費21,857元/瓩，占期初期設置成本(8.02萬元/瓩)之27.25%。
 - D.國際資料之年運轉維護費占期初設置成本比例介於5.5-5.92%，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、沿用109年度評估方式，即110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

(三)年售電量

1.109年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.110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	■ 本年度國內之 <u>無新增</u> 設置案例資料 ■ 依據國際報告資料，廢棄物發電設備之年運轉時數介於 <u>6,421-8,322</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110年度廢棄物發電設備之年售電量維持109年度數值，即為 <u>7,200度/瓩</u> 。
110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

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110年度廢棄物發電年售電量沿用109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、小水力發電

(一)期初設置成本

1.109年度審定會使用參數值：10.38萬元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：

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

3.計算簡要說明

	說明		
資料蒐集	蒐集近三年國內設置案，考量目前多為開發建置階段與潛在案例盤點，故除 <u>實際設置案例</u> 外，亦納入 <u>決標資料</u> 、 <u>可行性研究報告</u> 與 <u>試辦案成果報告</u> 。另因本年度新增案例以台電居多，為避免台電案例與民營實際開發之差異，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 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> ；基於參採一致性，應統一考量所有參數(成本、運維、年售電量)，避免有高估或低估之疑慮 3.試辦案成果報告：依 <u>評估數據</u> ，並 <u>剔除測試</u> 與 <u>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，並 <u>決定裝置容量與工程布置</u> ，進而導致 <u>成本結構差異</u> ，故 <u>依工程佈建</u> (加裝壓力鋼管、bypass)方式 <u>區分取平均</u> ： • 1瓩以上不及2,000瓩： <u>133,375元/瓩</u> 。 • 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>110,395元/瓩</u> 。	13.34	11.04
2.應負擔成本	無	13.34	11.04
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> 。	13.34	11.04

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：以國內實際設置案例、決標資料、可行性研究報告與試辦案成果報告為主。
- (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，故剔除無佐證、發票不全、測試調校等案例。
- (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(2018)與IEA(2018)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)110年度建議參採數值：考量國內小水力目前正在開發建置，故不依國際降幅調整，依工程佈建(加裝壓力鋼管、bypass)方式區分取平均，經計算期初設置成本為：
A.1瓩以上不及2,000瓩：13.34萬元/瓩；
B.2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

四、小水力發電

(二)年運轉維護費

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.55%，即2,644元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：

1瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.78%，即2,375元/瓩

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	蒐集近三年國內相關單位與民營業者回函資料，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 2. 可行性報告： <u>依報告評估數據</u> 3. 試辦案成果報告：依 <u>評估數據</u> ，並 <u>剔除測試與調校</u> 案例
計算方式	<u>剔除無佐證</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 <u>區分取平均</u> ，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/瓩</u> 。 • 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>2,328元/瓩</u> 。
比較分析	110年度審定會納入各評估資料，計算方式與期初設置成本一致，依工程佈建區分取平均。
110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13.34萬元/瓩下，占比為 <u>1.78%</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：剔除無佐證、未提供、極端值運維費用案例後，以各評估案所提可佐證評估資料，依工程佈建方式區分取平均，並考量物價上漲率2%，計算20年均化後運轉維護費用。
- (3) 110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13.34萬元/瓩下，占比為1.78%。
 - 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

四、小水力發電

(三)年售電量

1.109年度審定會使用參數值：3,900度/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：

1瓩以上不及2,000瓩：4,200度/瓩

2,000瓩以上不及20,000瓩：4,350度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集近三年國內相關單位與民營業者回函資料，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 2.可行性報告： <u>依報告評估數據</u> 3.試辦案成果報告：依 <u>評估數據</u> ，並 <u>剔除測試與調校</u> 案例
計算方式	1. <u>剔除預估與實際容量不同、運轉未滿一年、測試調校與極端值</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 <u>先行區分取平均</u> ，進行估算。 2.考量本年度不及2,000瓩皆為評估資料，為避免 <u>預估值與實際發電差異甚大</u> ，納入109年度審定會參採數值，即 <u>3,900度/瓩</u> ，取兩者之平均。 3.1瓩以上不及2,000瓩： <u>4,200度/瓩</u> ；2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>4,350度/瓩</u> 。
比較分析	避免評估與實際發電產生差異，故不及2,000瓩之級距納入109年度參採數值，取其平均。
110年度 草案建議	1瓩以上不及2,000瓩： <u>4,200度/瓩</u> 2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>4,350度/瓩</u>

陸、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 發電量多寡視設置地點流量穩定度而有差異：下游如需配合耕作、水資源調度，恐有豐枯水期問題；反之，如為一般民生用水、生態放流量，流量較為穩定。
- (2) 預估發電量恐因外在因素影響而有不同：各開發案皆會觀察歷年長期流量變化，預估發電量，但可能因外在因素影響水資源調度，改變水流區域、水權分配，進而影響預估之發電量。
- (3) 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：
- (4) 110年度建議參採數值：
 - A. 1瓩以上不及2,000瓩：本年度參採案例均為評估資料，因此為削減評估資料與實際案例之差異，故納入109年度審定會參採參數(3,900度/瓩)，取其平均為4,200度/瓩。
 - B. 2,000瓩以上不及20,000瓩：本年度參採案例業已涵蓋實際案例，其平均為4,350度/瓩。

陸、生質能及其他再生能源發電

五、地熱能

(一)期初設置成本

1.109年度審定會使用參數值：27.86萬元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：27.86萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	蒐集近三年國內相關單位與民營業者 <u>實際設置案例</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 與 <u>示範獎勵申請案</u> 評估資料。	
選取合理性	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： (1) <u>無</u> 提供或更新成本： <u>依計畫書中評估之建廠成本</u> (2) <u>有</u> 提供或更新成本： <u>發票單據等佐證資料</u> 與所提金額是否相符 3.可行性報告： <u>依報告評估數據</u> ，並剔除刻正招標案	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	1.考量 <u>評估案應於財務效益可行下進行投資</u> ， <u>已納入鑽井失敗率</u> ，且過往參採 <u>實際鑽井數據年代久遠</u> ，故本年度 <u>鑽井成本改以各評估案提供可佐證數據為主</u> 。 2.電廠建造成本(含併聯)為各案提供之可佐證數據，業已涵蓋開發欲採用之機組種類及價格。 3.綜上，110年度調整成本結構內涵將 <u>產能探勘、鑽井成本、電廠建造成本(含併聯)</u> ，全數 <u>依各評估案提供之可佐證資料</u> 為主，再 <u>剔除無佐證、待招標</u> 等案例後，進行估算： • 產能探勘： <u>1.14萬元/瓩</u> ；鑽井成本： <u>14.37萬元/瓩</u> ；電廠建造成本(含併聯)： <u>11.41萬元/瓩</u> 。	26.92
2.其他成本	無	26.92
3.未來成本降幅反應	■ 每年降幅 <u>0.27~0.52%</u> ，平均為 <u>0.40%</u> ，考量國內近年 <u>僅1筆設置案</u> ，故 <u>不依國際趨勢調降</u> 。	26.92
4.額外考量因素	考量目前國內案例多在開發建置，現階段以鼓勵開發為原則，俾利業者能於 <u>穩定能源政策</u> 下 <u>持續投入</u> ，爰此， <u>建議維持109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)	<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)調整成本結構估算方式：考量外界反映參採實際數值恐與實際情況有所差異，110年度調整成本結構內涵估算方式，爰鑽井成本調整依各評估案提供可佐證數據為主，期能反映實際現況。
- (2)110年度產能探勘、鑽井與電廠建造成本(含併聯)以各評估案提供可佐證數據為主：蒐集國內實際設置案、可行性評估報告與示範獎勵申請案等資料，剔除無佐證、待招標案後，依成本結構估算期初設置成本為26.92萬元/瓩。
- (3)110年度建議參採數值：考量目前國內案例多在開發建置，現階段宜以鼓勵開發為原則，俾利業者能於穩定能源政策下持續投入，爰此，建議維持109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

五、地熱能

(二)年運轉維護費

1.109年度審定會使用參數值：占期初設置成本 3.74%，即10,431元/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3.74%，即10,431元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集近三年國內相關單位與民營業者 <u>實際設置案例</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 與 <u>示範獎勵申請案</u> 評估資料。
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： (1) <u>無</u> 新資料： <u>依報告評估數據</u> (2) <u>有</u> 新資料： <u>發票單據等佐證資料</u> 與所提金額是否相符 3.可行性報告： <u>依報告評估數據</u> ，並剔除刻正招標案
計算方式	1.本年度 <u>剔除未提供</u> 及 <u>無佐證</u> 資料案例後，剩餘 <u>示範獎勵申請案</u> 之平均為5,302元/瓩，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為6,441元/瓩。然考量 <u>國內實際設置案例</u> ， <u>業者自提運維雖無佐證</u> ，但 <u>與109年度審定會8,323元/瓩參數差異不大</u> ，故建議維持109年度參採數值，即 <u>8,323元/瓩</u> ，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> 。 2.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> 。(0.5元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩) 3.110年度運轉維護費用為 <u>10,431元/瓩</u> 。(10,111元/瓩+320元/瓩)
比較分析	本年度建議數值與109年度審定會相同。
110年度草案建議	110年度年運轉維護費為10,431元/瓩，占期初設置成本 <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，故本年度以剩餘示範獎勵申請案提供之評估資料估算，平均為5,302元/瓩，並考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為6,441元/瓩。
- (2) 國內實際設置案例雖無佐證但與109年度參採數值差異不大：國內實際設置案例，業者自提運維雖無佐證資料，但與109年度審定會參數差異不大，故建議維持109年度參採數值，即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) 110年度建議參採數值：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

五、地熱能

(三)年售電量

1.109年度審定會使用參數值：6,400度/瓩

2.110年度分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集近三年國內相關單位與民營業者 <u>實際設置案例</u> 、 <u>可行性評估報告</u> 與 <u>示範獎勵申請案</u> 評估資料。
選取原則	1.實際設置案：依 <u>台電抄表</u> ，並剔除停止運轉、設備調校 2.示範獎勵申請案：依 <u>報告評估數據</u> 3.可行性報告：依 <u>報告評估數據</u> ，並剔除刻正招標案
計算方式	1. <u>國內實際運轉案例</u> ，因 <u>維修頻率高</u> ， <u>機組</u> 尚在 <u>調校</u> 或 <u>終止契約</u> ，故本年度仍以 <u>示範獎勵申請案</u> 所提之 <u>評估資料</u> 估算，年售電量介於 <u>6,570~7,008度/瓩</u> ， <u>平均</u> 為 <u>6,833度/瓩</u> 。 2.考量我國目前 <u>僅一筆實際運轉案例</u> ，且該案目前仍在進行 <u>機組調校</u> ，故建議在 <u>無實際運轉年售電量參數</u> 及 <u>鼓勵業者投資</u> 下，建議維持 <u>109年度之水準</u> ，即 <u>6,400度/瓩</u>
比較分析	本年度建議數值與109年度審定會相同
110年度草案建議	110年度年售電量，維持109年度水準，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：業者建議依實際發電情況進行調整，然考量國內唯一實際商轉案例採用實驗機組，維修頻率高，目前仍在進行調校，且該案為減緩水垢，增加二次熱交換系統，因此效率較差。換言之，運轉效率除機組本身外，亦受環境因素影響，故不依單一個案調整。
- (2) 蒐集近三年實際運轉與評估資料：剔除未提供、待招標及尚在進行調校案例後，本年度仍以示範獎勵申請案所提之評估資料估算，年售電量介於6,570~7,008度/瓩，平均為6,833度/瓩。
- (3) 110年度建議參採數值：考量我國目前僅一筆實際運轉案例，且該案目前仍在進行機組調校，故建議在無實際運轉年售電量參數及鼓勵業者投資下，建議110年度年售電量維持109年度水準，即6,400度/瓩，待有地熱電廠實際完整年度發電資料，再行調整較為妥適。

柒、平均資金成本率

一、109年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力 6.05%

二、110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	先以計算結果呈現(陸域風電5.05%、離岸風電5.73%)，建議政策加碼於第二次審定會討論
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）係為權益成本和債務成本的加權平均值，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：

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

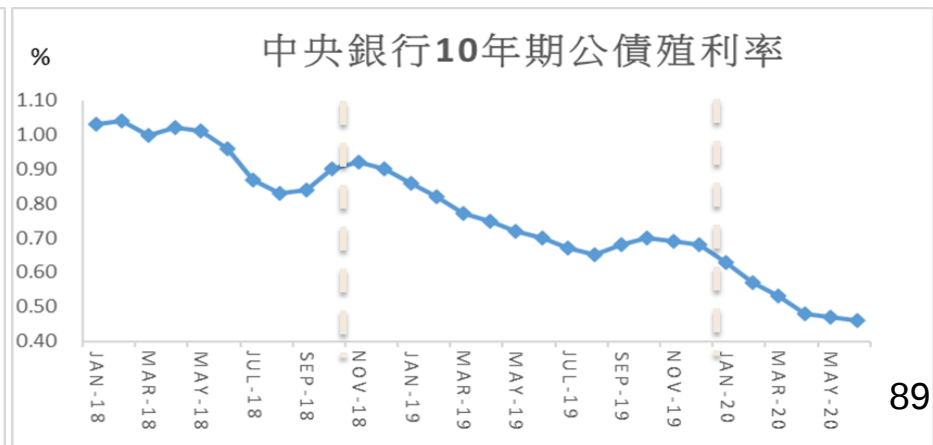
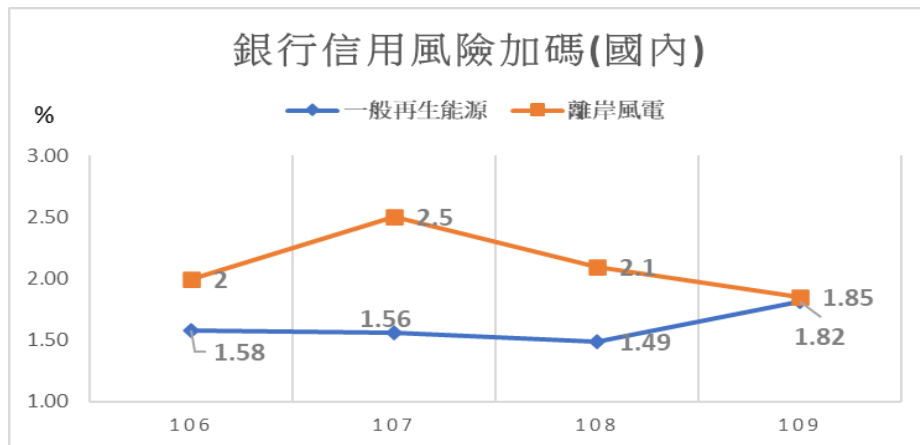
參數	無風險利率 (R_f)	外借資金及自有資金比例(W_0 、 W_I)	銀行信用風險加碼 (α)	業者風險溢酬 (β)	債務成本 (cost of debt)	權益成本 (cost of equity)
說明	投資於沒有風險之投資項目可獲得之報酬	根據企業融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估	銀行根據企業信用評等、資金用途、還款來源、投資計畫風險高低等評估其放款風險及相對之報酬	風險溢酬高低與事業經營風險有關，無一定標準，為投資者主觀看法	為無風險利率與銀行信用風險加碼之加總	為無風險利率、銀行信用風險加碼，以及業者風險溢酬之加總

柒、平均資金成本率

三、資料參採說明

(二)訂定方式

1. 維持訂定差異化平均資金成本率：**104~109年度審定會**，考量離岸風電開發風險較陸域再生能源高且融資困難，審定會參考國外各類再生能源風險分析及我國當時設置環境，為降低離岸風電開發風險及提高金融機構承貸意願，決議**訂定差異化平均資金成本率**。
2. 銀行信用風險加碼不區分：離岸風電在遴選及綠色金融推動下，**融資管道更加多元**，得以較**具競爭力之條件**獲取銀行**融資**，根據銀行融資實際例顯示，離岸風電與一般再生能源之融資條件逐步趨近，建議**110年度**平均資金成本率中**銀行信用風險加碼參數不區分**兩類訂定。
3. 無風險利率排除金融市場非理性波動：避免參數訂定受新冠肺炎疫情造成金融市場大幅波動之影響，建議無風險利率之參採標的以**106年~108年**央行**10年期公債殖利率**計算，即**0.91%**。後續持續觀察疫情對金融市場之影響程度與時間長短，俾利後續樣本估算與調整。



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110年度平均資金成本率之計算方式與109年度相同**。
- (二)**110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，係參考中央銀行**10年期公債殖利率**、國內銀行**融資實務**數據及**國外**再生能源投資案**報告**，以標竿方式訂定一般再生能源別、離岸風電之稅前平均資金成本率合理數值。
- (三)近年受全球貨幣寬鬆政策與新冠肺炎疫情影響，各國紛透過降息政策刺激經濟，致110年度**10年期公債殖利率**與**平均資金成本率**呈現**下滑**。
- (四)各項參數彙整及計算

參數		109年度審定會	110年度計算數值
外借資金比例		30%	30%
無風險利率(R_f)		0.96%	0.91%
信用風險加碼(α)	一般再生能源	2.74%	2.73%
	離岸風力	2.90%	
風險溢酬(β)	一般再生能源	4.72%	4.71%
	離岸風力	7.03%	6.97%
WACC (計算數值)	一般再生能源	5.12%(公告：5.25%)	5.05%
	離岸風力	5.97%(公告：6.05%)	5.73%

柒、平均資金成本率

五、110平均資金成本參採建議

(一)一般再生能源

- 1.110年度平均資金成本率計算數值為5.05%，除無風險利率受全球貨幣寬鬆政策與新冠肺炎疫情影響呈現下跌外，其餘各項參數相較109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110年度一般再生能源維持5.25%。

(二)離岸風電

- 1.根據國內實際融資案例及國外報告顯示，離岸風電的銀行授信風險(α)與業者風險溢酬(β)仍與一般再生能源有差異，但已有逐步下降趨勢。
 - (1)根據國內實際融資案例顯示，在綠色金融方案與高比例出口信貸機構保證下，銀行要求離岸風電之風險加碼(α)逐步下降，已與一般再生能源相當。
 - (2)根據Fraunhofer ISE顯示，離岸風電在技術創新、風場規模化，以及開發商營運經驗累積下，面臨之設置風險降低，相對要求之風險溢酬亦逐步遞減。
- 2.考量利率一般以0.25%為一碼之作法，建議採用5.75%。

(三)建議風力發電平均資金成本率參採上述數值訂定

針對第三次風力發電分組之共同意見，考量陸域風電與其他一般再生能源別應有相同之合理報酬基礎，且離岸風電在金融方案及遴選風場帶動下，融資管道更加多元，相對更能分散投融資風險，故建議風力發電平均資金成本率參採上述數值訂定。

柒、平均資金成本率

※資料參採彙整表

參數	109年度審定會數值		110度計算數值		
	參採數值(%)	參採資料	參採數值(%)	參採資料	計算方式
自有資金比例	30	參考國內外再生能源實際融資案例	30	參考國內外典型專案投資計畫案例	
無風險利率(R_f)	$0.96^{\text{註1}}$	央行十年期政府公債殖利率	$0.91^{\text{註2}}$	央行十年期政府公債殖利率	註1：106年至108年(1-6月)平均 註2：106年至108年平均
信用風險加碼(α)	一般再生能源	2.74	2.73	參採國內資料及國外(德國、英國、北歐、西班牙、荷蘭、比利時、全球)等15筆	以國內銀行融資實務及國外再生能源投資財務資料推估並簡單平均
	離岸風力	2.90			以國內銀行融資實務及國外再生能源投資財務資料推估並簡單平均
風險溢酬(β)	一般再生能源	4.72	4.71	採國外資料(英國、荷蘭歐洲、西班牙)10筆	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均
	離岸風力	7.03	6.97	採國外資料(德國、荷蘭丹麥、西班牙)9筆	以國際案例之財務資訊推估並簡單平均
WACC	一般再生能源	5.12	5.05	依上述參數值計算	外借資金比例 $\times (R_f + \alpha) +$ 自有資金比例 $\times (R_f + \alpha + \beta)$
	離岸風力	5.97	5.73		

110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-公告附表-上下半年兩期

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率(元/度)	第二期上限費率(元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.6281	5.6281
		20瓩以上不及100瓩	4.2575	4.2091
		100瓩以上不及500瓩	3.8984	3.8508
		500瓩以上	3.8733	3.8161
	地面型	1瓩以上	3.6989	3.6452
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.0925	4.0406

一、太陽光電電能躉購費率-公告附表-全年一樣

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率(元/度)	第二期上限費率(元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.6281	5.6281
		20瓩以上不及100瓩	4.2906	4.2906
		100瓩以上不及500瓩	3.9227	3.9227
		500瓩以上	3.8980	3.8980
	地面型	1瓩以上	3.7236	3.7236
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.1204	4.1204

一、太陽光電電能躉購費率-與109年度比較說明(國際降幅分兩期)

類型	裝置容量級距 (瓩)		109年第一期躉購費率(元/度)	109年第二期躉購費率(元/度)	110年第一期躉購費率試算(元/度)	110年第二期躉購費率試算(元/度)	110第一期與109第二期比較(%)	110年第二期與第一期比較(%)
屋頂型	≥1 ~ <20		5.7132	5.7132	5.6281	5.6281	-1.49	0.00
	≥ 20 ~ < 100		4.4366	4.3701	4.2575	4.2091	-2.58	-1.14
	≥ 100 ~ < 500		4.1372	4.0722	3.8984	3.8508	-4.27	-1.22
	≥ 500	無併聯電業特高壓供電線路者	4.0571	3.9917	3.8733	3.8161	-2.97	-1.48
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.5245	4.4591	4.3503	4.2931	-2.44	-1.31
地面型	≥ 1	無併聯電業特高壓供電線路者	3.9383	3.8752	3.6989	3.6452	-4.55	-1.45
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.3889	4.3258	4.1467	4.0930	-4.14	-1.30
水面型 (浮力式)	≥ 1	無併聯電業特高壓供電線路者	4.3319	4.2709	4.0925	4.0406	-4.18	-1.27
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.7677	4.7067	4.5251	4.4732	-3.86	-1.15

註1：模組回收、升壓站成本反映方式：採費率外加方式反映，(1)模組回收1,000元/瓩者，躉購費率外加0.0656元/度(2)屋頂型500瓩以上、地面型及水面型併聯電業特高壓供電線路者(5,000元/瓩)，躉購費率分別外加0.4770、0.4478、及0.4326元/度。

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。

一、太陽光電電能躉購費率-與109年度比較說明(無國際降幅)

類型	裝置容量級距 (瓩)		109年第一期躉購費率(元/度)	109年第二期躉購費率(元/度)	110年第一期躉購費率試算(元/度)	110年第二期躉購費率試算(元/度)	110第一期與109第二期比較(%)	110年第二期與第一期比較(%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$		5.7132	5.7132	5.6281	5.6281	-1.49	0.00
	$\geq 20 \sim < 100$		4.4366	4.3701	4.2906	4.2906	-1.82	0.00
	$\geq 100 \sim < 500$		4.1372	4.0722	3.9227	3.9227	-3.67	0.00
	≥ 500	無併聯電業特高壓供電線路者	4.0571	3.9917	3.8980	3.8980	-2.35	0.00
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.5245	4.4591	4.3722	4.3722	-1.95	0.00
地面型	≥ 1	無併聯電業特高壓供電線路者	3.9383	3.8752	3.7236	3.7236	-3.91	0.00
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.3889	4.3258	4.1690	4.1690	-3.62	0.00
水面型 (浮力式)	≥ 1	無併聯電業特高壓供電線路者	4.3319	4.2709	4.1204	4.1204	-3.52	0.00
		有併聯電業特高壓供電線路者	4.7677	4.7067	4.5514	4.5514	-3.30	0.00

註1：模組回收、升壓站成本反映方式：採費率外加方式反映，(1)模組回收1,000元/瓩者，躉購費率外加0.0656元/度(2)屋頂型500瓩以上、地面型及水面型併聯電業特高壓供電線路者(5,000元/瓩)，躉購費率分別外加0.4742、0.4454、及0.4310元/度。

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。

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)	110年度躉購費率試算(元/度) ^註			與上年度比較(%)
風力	陸域	≥1 ~ <30	7.7725 (7.7998)			-0.35
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者		2.3041 (2.3219)	-0.77
			無安裝或具備LVRT者		2.2721 (2.2888)	-0.73
	離岸	≥1	固定20年躉購費率(上限費率)		4.6568 (5.0946)	-8.59
			階段式躉購費率	前10年	5.3064 (5.8015)	-8.53
				後10年	3.5206 (3.8227)	-7.90
生質能	無厭氧消化設備	≥1	2.6884 (2.6871)			+0.05
	有厭氧消化設備	≥1	5.1176 [5.0835] (5.1176)			0.00 [-0.67]
廢棄物	無區分	≥1	3.9482 (3.9482)			0.00
小水力發電	無區分	≥1~<2,000	3.1683 (2.8599)			+10.78
		≥2,000~<20,000	2.8599 [2.6154] (2.8599)			0.00 [-8.55]
地熱	無區分	≥1	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

註1：()內數字為109年度公告數值。

註2：[]內數字為分組共同意見，第二次審定會考量生質能(有厭氧消化設備)係相關部會推動重點及小水力發電(大於2MW不及20MW)之實際商轉案例較少，建議以政策鼓勵方式支持業者投入開發，維持109年度費率水準。

附件5： 躉購費率獎勵機制

壹、110年度重要機制新增(調整)建議

一、第三場次太陽光電業者意見交流會議意見說明

於當前開發環境中，除了以躉購制度為主要推動政策工具外，亦需同步思考配套機制之完善及多元利用型態之推動，故於109年10月13日邀請公協會召開此次會議，使再生能源電能躉購制度更臻完善。會中意見及後續處理作法說明如下：

議題	是否有 新意見	會中意見	後續處理作法
完工費率調整為簽約費率之必要性	否	1.無論是 簽約日 或 完工日 ，皆會 適度規範完工期限 。 2.以 同意備案 為 費率適用時點 尚 早於簽約日 和 取得施工許可日 ，且業者可視期程 彈性規劃取得 。 3.綜合上述，不討論簽約日或完工日，但針對 寬限期限 做討論。	1.仍維持完工費率為主。 2.針對 寬限期限 時間進行 檢討 。
費率寬限期18個月再延長之必要性	否	1. 明確 寬限期限 起算時點 ，比較同意備案及施工許可時間，同意備案時間較施工許可早，業者可視期程 彈性規劃取得 ，因此，會中意見為 以同意備案日 為起算點。 2.將 出流管制 、 海岸管理法 、 環社檢核 等行政要求 所需之時間 納入考量。	
因不可歸責或不可抗力因素影響完工期	否	無	依 第三次分組 會議決議，依108年度費率公告第19點規定，屬 情勢變遷之必要 ，於 審定會中 依 佐證資料決議 處理機制。

壹、110年度重要機制新增(調整)建議

一、第三場次太陽光電業者意見交流會議意見說明

於當前開發環境中，除了以躉購制度為主要推動政策工具外，亦需同步思考配套機制之完善及多元利用型態之推動，故於109年10月13日邀請公協會召開此次會議，使再生能源電能躉購制度更臻完善。其它意見及後續處理作法說明如下：

議題	業者意見		後續處理作法
	意見說明	是否為新意見	
其它	1.建議提高風雨球場加成比例。	否	維持 第三次分組 會議決議，以 地面型 費率 加成 比例由6%提高至10%；另有裝設金屬浪板者，再外加4%。
	2.建議一地兩用設置態樣應給予加成獎勵機制。	否	維持 第三次分組 會議決議；經 目的事業主管機關認定之一地兩用 設置型態，躉購費率以 地面型費率加成6% 。
	3.建議租金費用應納入考量。	否	維持 第三次分組 會議決議， 躉購費率 之訂定已 考量 相關 報酬 及 開發費用 ，且 租金 非建置必要費用為業者在 已知費率 下評估後的 選擇 ，故租金 不 以 外加 方式反映。

壹、110年度重要機制新增(調整)建議

二、一地兩用設置型態加成獎勵檢討

(一)業者意見

- 1.建議研議一地兩用加成獎勵機制(如農電共生、漁電共生或風雨球場)。
- 2.風雨球場加成獎勵對象不應侷限於校園設置案，建議**公共使用的球場空間**(如社區公園、體育館、軍事營區)也應**納入加成對象**。

(二)議題分析

- 1.經主管機關認定之一地兩用利用型態-反映**案場規模及支架成本**
 - (1)一地兩用利用型態因**用地法規要求**，相較於一般地面型案場，因**遮蔽率**導致**無法反映設置100%裝置容量帶來的規模經濟**，且同時衍生**較高支架成本**。
 - (2)因此經中央目的事業主管機關認定屬於**利用土地空間新建且有衍生支架成本之農電共生、漁電共生、高速公路停車棚等**，**通案性**給予加成**6%**之方式，藉此帶動一地兩用案場設置。
- 2.校園風雨球場-以**實際案例計算支架衍生成本**
支架衍生成本計算加成比例為**10%**；施作**金屬浪板**再外加費率**4%**。
- 3.以**地面型費率**外加衍生成本費率
因一地兩用係以**地面型施作方式為基礎**，因此不以請領建照或雜照為費率適用區分標準，**一致適用地面型躉購費率**外加衍生成本費率。

壹、110年度重要機制新增(調整)建議

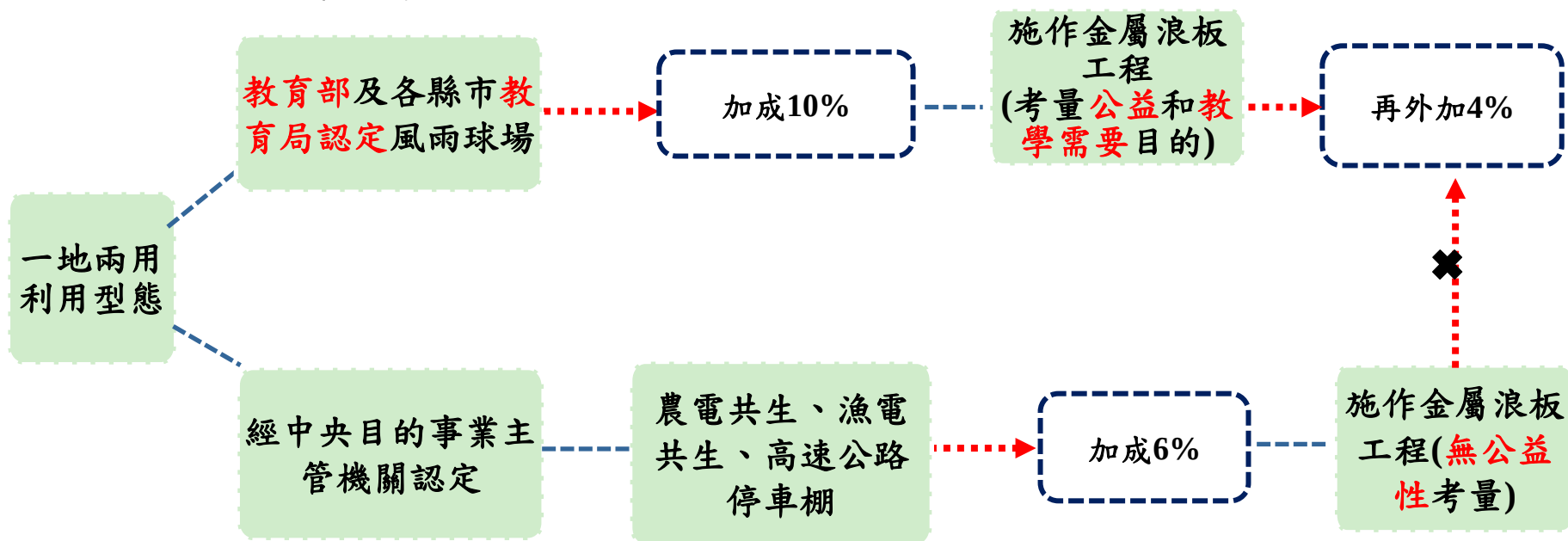
二、一地兩用設置型態加成獎勵檢討

(三)機制建議

1.各型態加成比例

方案	成本反映方式	加成比例
中央目的事業主管機關 認定一地兩用利用型態	反映案場規模及支架成本	地面型+6%
風雨球場	反映7公尺以上支架衍生成本	地面型+10%
風雨球場施作頂蓋	反映施作金屬浪板工程費用	風雨球場費率+4%

2.各型態加成方式



壹、110年度重要機制新增(調整)建議

三、108年及109年度完工期限展延機制

(一)業者意見

- 1.建議**大型案場比照**不及10MW之案場，給予因COVID-19(武漢肺炎)展延機制。
- 2.建議109年4月1日公布之展延對象(**不及10MW案場**)，尚在施工中案件第一型**再通案展延6個月**，第三型**再通案展延2個月**。
- 3.受海岸管理法「一級海岸防護區位」劃設通過影響，須補申請海岸防護特定區位許可，將影響於109年底完工期程，建議給予展延機制。

(二)議題分析

- 1.屬原規劃期程中不可預期之因素
COVID-19(武漢肺炎)及「一級海岸防護區位」劃設屬設置者在原規劃中**無法預期的天災及法規變動**。
- 2.因**情勢變遷**組成審定會決議
依108年度費率公告第19點規定，**第三次分組會議**共同意見認屬**情勢變遷之必要**，於第二次審定會中決議授權處理機制。
- 3.個案授權處理有適法性疑慮
依「再生能源發展條例」第9條第1項規定，僅**授權審定會**針對**通案事項**決議後**公告法規命令(費率公告)**，而**無授權主管機關**得就**個案**為**展延處分**。
- 4.業者座談會及工會所提資訊
於第三次分組會議後召開**業者座談會**及**公會來函**意見，提出**目前未完工案場**受COVID-19疫情和「海岸管理法」影響屬**通案因素**，但尚須補充案場佐證資訊。

(三)機制建議

依目前業者所提意見，因案場受影響**資訊尚不充分**，因此持續蒐集相關資訊後，於**第三次審定會**進行決議。

壹、110年度重要機制新增(調整)建議

四、太陽光電生態累積效應公積金費率反映

(一)課題說明

目前農委會公告漁電共生專區內2MW以上之案件須通過環社檢核機制，方可提交專區計畫。因應未來環社檢核涉及對象增加，為兼顧太陽光電設置效率與環境生態保育，對於所產生之群體案場生態累積效應，需建立生態累積效應公積金機制，藉以因應群體案場生態累積效應產生之相關成本。

(二)資訊蒐集

當案場設置量增加，群體生態累積效應也隨之放大。目前僅蒐集到少數單一案場相關資訊，亦尚未釐清單一與群體案場之生態累積效應相關性。故建議持續蒐集相關資訊，以了解市場狀況。

(三)機制建議

1. 考量生態累積效應公積金為太陽光電設置所產生，為專款專用且無業者額外獲利之疑慮。故繳納生態累積效應公積金者，再生能源電能躉購費率則予以額外反映。
2. 由於尚屬制度推動初期，建議未來待蒐集足夠相關資訊後，再行研議費率反映方式，並逐年滾動檢討。

壹、110年度重要機制新增(調整)建議

五、階梯式費率與綠電直、轉供市場調和措施

(一)課題說明

- 1.已簽訂階梯式費率之業者，若改為轉供售電，並於適用後10年費率期間再改回躉售，依目前公告文字適用「首次提供電能」時的前高費率顯不合理。
- 2.業者於後10年低費率期間，可選擇直、轉供售電，導致失去原本制度後期低費率回饋之目的。

(二)因應作法分析

市場調和因應作法	作法說明	優點	缺點
解釋公告條文：將「首次提供電能時之公告費率」解釋為完整公告內容	簽訂階梯式費率者，轉換契約後，於 <u>後10年</u> 費率期間再 <u>改回躉售</u> ，依公告內容 <u>適用後10年費率</u> 。	1. <u>兼顧市場交易</u> 與費率合理 2. 容易說明	業者前10年賺到高費率，但後10年卻不適用低費率
針對提前終止合約者，增訂公告條文： 1. 返還費率差額 2. 變更躉購契約為固定費率	1. 前高費率是預付部分躉購費率，故應 <u>要求返還</u> 與 <u>固定費率</u> 之 <u>差額</u> 。 2. <u>改回躉售</u> ，適用 <u>固定費率</u> 。	1. <u>避免</u> 外界質疑 <u>不公平</u> 2. 保障一般電力消費者權益	可能對市場交易形成障礙

(三)適法性分析

- 1.適用前高後低費率者依「電業法」直(轉)供後若再次簽訂躉購契約，應以條文明文規定所適用費率，避免業者策略性終止契約。
- 2.新增費率適用措施之條文，建議於110年度之後生效，過往年度簽訂之契約由台電公司依私法契約處理(亦可納入費率公告措施作為終止契約條件)。

(四)機制調整建議

針對110年度起簽約而提前終止者，增訂公告條文返還費用差額並適用固定費率，過往契約台電公司可參考相關機制與業者協商終止契約條件。

貳、110年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用 能源類別	109年度機制目的與作法	110年度 機制草案建議
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109年度</u> 機制作法
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>加成3%</u> 。	建議 <u>維持109年度</u> 獎勵作法。
高效能模組躉購費率加成機制	太陽光電	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>加成6%</u> 。	1.建議 <u>維持109年度</u> 機制作法。 2.費率外加方式反映
區域費率加成機制	太陽光電	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109年度</u> 機制作法。

貳、110年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用 能源類別	109年度機制目的與作法	110年度 機制草案建議
風雨球場躉購 費率加成機制	太陽光電	目的：配合教育部推動校園設置太陽能光電風雨球場，透過躉購費率加成獎勵帶動設置。 作法：符合教育部作業參考模式的風雨球場，躉購費率<u>加成6%</u>	1. <u>維持109年度機制</u>，但以<u>地面型費率外加</u>加成本比例費率。 2. 經計算支架衍生成本後，<u>提高加成</u>比例<u>至10%</u>。 3. 考量部分實務需有浪板工程，故有<u>施作金屬浪板</u>工程者，躉購費率<u>再外加4%</u>。
原住民與偏遠 區域加成獎勵	太陽光電	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：設置於原住民及偏遠地區之屋頂型太陽光電，躉購費率加成1%。	1. <u>維持109年度加成本比例</u>，但以費率外加方式反映加成獎勵。 2. 考量109年度除屋頂型外，其餘類型亦開始於原住民地區有新設案例；故<u>110年度</u>設置於偏鄉或原住民區域之<u>太陽光電</u>，<u>皆可加成1%</u>。

貳、110年度延續性機制草案建議

獎勵與相關機制	適用 能源類別	109年度機制目的與作法	110年度 機制草案建議
費率適用寬限期	太陽光電	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：併聯特高壓且建置或共用升壓站者，從取得同意備案至<u>次年底完工</u>或<u>18個月內完工</u>，適用取得同意備案時費率。	1.<u>第三型(無併聯、建置或共用69kV升壓站)</u>：費率用寬限期<u>4個月</u> 2.<u>第一、二型(無併聯、建置或共用69kV升壓站)</u>：費率用寬限期6個月 3.新增對象並延長費率寬限期限：<u>10MW以上</u>或<u>併聯69kV</u>且有<u>建置或共用升壓站者</u>，自取得同意備案之日起，<u>24個月</u>內完工者，適用同意備案時之躉購費率。 4.新增第三型併聯且有建置或共用升壓站之規範：<u>第三型發電設備需併聯69kV</u>且有<u>建置或共用升壓站者</u>，自取得同意備案之日起<u>12個月</u>內完工者，適用同意備案時之躉購費率。

貳、110年度延續性機制草案建議

獎勵與相關 機制	適用 能源類別	109年度機制目的與作法	110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。	1. 建議<u>維持109年度</u>機制作法 2. 針對<u>提前終止合約</u>者，<u>增訂</u>配套之公告<u>條文</u>。
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109年度</u> 機制作法

參、110年度增訂機制草案建議

獎勵與相關機制	適用能源類別	110年度增訂機制目的與作法	110年度機制草案建議
一地兩用設置型態費率外加機制	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。 執行作法：經中央目的事業主管機關認定之一地兩用設置型態，以<u>地面型躉購費率</u>加成<u>6%</u>，計算<u>外加費率</u>。	110年 <u>增訂機制</u> ，以費率外加方式反映加成獎勵。
受海岸防護特定區位許可影響完工案件	太陽光電	目的：108年度取得同意備案者，受申請海岸防護許可或COVID-19疫情，以致無法於109年底完工。 執行作法：基於情勢變遷，蒐集佐證資料後決議處理機制。	--
108年度10MW以上設置案場因COVID-19疫情影響完工案件	太陽光電	說明： 1.嚴重特殊傳染性肺炎及「一級海岸防護區位」劃設屬無法預期的因素。 2.依108年度費率公告第19點規定，屬情勢變遷之必要，由審定會決議處理機制。	

附件6：
110年度再生能源電能躉購費率
公告草案

中華民國110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，自中華民國一百十年一月一日起至一百十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，且於一百十年一月一日起至一百十年六月三十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，且於一百十年七月一日起至一百十年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。
 - (三)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，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

中華民國110年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- (四)裝置容量一萬瓩以上之太陽光電發電設備，於中華民國一百一十年度首次取得同意備案之日起二十四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
- (五)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，於中華民國一百一十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，於中華民國一百一十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一百一十一年一月一日前完工者，不適用本款之規定。
- (六)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，且於一百一十一年一月一日起至一百一十二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）。
- (七)太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百一十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。

中華民國110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。

(二)依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。

中華民國110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電業特高壓供電線路，且有設置或共用升壓站者，依附表四加計額外費率。
- 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臺灣本島，且符合「原住民地區參與再生能源設置補助作業要點」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，且符合以下情形之太陽光電系統，適用附表三之地面型費率加計附表四額外費率：
 - (1)經中央農業主管機關認定，符合「申請農業用地設施容許使用辦法」規定，以農業或漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備，加計一地兩用型態之額外費率。

中華民國110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，加計一地兩用型態之額外費率。

(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，加計風雨球場型態之額外費率；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。

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。

中華民國110年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

(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。

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。

中華民國110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。

中華民國110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「中華民國一百十年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第三款、第三點第四款、第三點第五款、第四點第一款第一目、第五點、第六點、第七點、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。
 - (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110年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

中華民國110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	7.7725		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.3041	
			無安裝或具備LVRT者	2.2721	
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		4.6568
			階段式 躉購費率	前10年	5.3064
				後10年	3.5206
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.6884		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	5.1176		
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.9482		
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	3.1683		
		2,000瓩以上不及20,000瓩	2.8599		
地熱能	無區分	1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

中華民國110年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 110年度太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率(元/度)	第二期上限費率(元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	5.6281	5.6281
		20瓩以上不及100瓩	4.2906	4.2906
		100瓩以上不及500瓩	3.9227	3.9227
		500瓩以上	3.8980	3.8980
	地面型	1瓩以上	3.7236	3.7236
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.1204	4.1204

中華民國110年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表四 110年度太陽光電發電設備外加費率

分類	裝置容量 級距	模組回 收費 (元/度)	併聯電 業特高 壓供電 線路費 (元/度)	高效能模組 外加6%		原住民族地區或偏 遠地區 外加1%		一地兩用型態 外加6%		風雨球場型態 外加10%		風雨球場 施作金屬浪板型態 外加4%	
				第一期 (元/度)	第二期 (元/度)	第一期 (元/度)	第二期 (元/度)	第一期 (元/度)	第二期 (元/度)	第一期 (元/度)	第二期 (元/度)	第一期 (元/度)	第二期 (元/度)
屋頂型	1瓩以上不及 20瓩	0.0656	-	0.3377	0.3377	0.0563	0.0563	0.2234	0.2234	0.3724	0.3724	0.1490	0.1490
	20瓩以上不 及100瓩		-	0.2574	0.2574	0.0429	0.0429						
	100瓩以上 不及500瓩		-	0.2354	0.2354	0.0392	0.0392						
	500瓩以上		0.4742	0.2339	0.2339	0.0390	0.0390						
地面型	1瓩以上		0.4454	0.2234	0.2234	0.0372	0.0372						
水面型 (浮力式)	1瓩以上		0.4310	0.2472	0.2472	0.0412	0.0412	---	---	---	---	---	---

報告完畢



附件表、國際匯率表

	2017全年平均	2018全年平均	2019全年平均	2020/1~2020/6平均
USD(美元)	30.4420	30.156	30.925	30.040
EUR(歐元)	34.3751	35.595	34.621	33.089
GBP(英鎊)	39.2093	40.230	39.478	37.882
CAD(加幣)	23.4602	23.273	23.310	22.010
AUD(澳幣)	23.3429	22.531	21.503	19.764
CNY(人民幣)	4.5043	4.5580	4.4777	4.2702
MYR(馬來西亞幣)	7.0787	7.4732	7.4659	7.0647
JPY(日圓)	0.2714	0.2731	0.2837	0.2776
KRW(韓圓)	0.0269	0.0274	0.0265	0.0249
DKK(丹麥克朗)		4.7800		4.4486

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」。

<https://www.cbc.gov.tw/tw/cp-520-36599-75987-1.html>

*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。