



113年度再生能源電能躉購費率審定會

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：「113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：「113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：112年7月18日下午3時

二、地點：經濟部第1會議室

三、主席：經濟部林常務次長全能(游署長暨委員振偉代理)

四、出席名單：

鄭委員永銘、江委員青瓚、王委員漢英、許委員泰文、楊委員鏡堂、陳委員映竹、張委員四立、王委員嘉緯、柯委員瓊鳳、陳委員鴻文、陳委員雅萍、徐委員斐瑜

五、列席名單：經濟部能源署

貳、第1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113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1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113年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則。

後續辦理情形：

- 1.113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：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。
 - (1)太陽光電分組：召集人-江委員青瓚、副召集人-陳委員在相。
 - (2)風力發電分組：召集人-王委員漢英、副召集人-楊委員鏡堂。
 - (3)生質能及其他再生能源分組：召集人-許委員泰文、副召集人-黃委員柏壽、陳委員映竹。
- 3.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)113年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持112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、113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	林全能	經濟部	常務次長
	委員	游振偉	經濟部能源署	署長
	委員	鄭永銘	國家發展委員會	簡任技正
	委員	陳佩利	經濟部產業發展署	副署長
	委員	鄭又華	農業部漁業署	科長
	委員	蔡玲儀	環境部氣候變遷署	署長
能源經濟	委員	張四立	臺北大學自然資源與環境管理研究所	名譽教授
	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
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、113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	副教授兼教務長
	委員	王漢英	工業技術研究院綠能與環境研究所	副總兼所長
	委員	許泰文	臺灣海洋大學河海工程學系	教授兼校長
	委員	陳在相	臺灣科技大學電機工程系	教授
	委員	楊鏡堂	臺灣大學機械系	教授
	委員	陳映竹	臺北科技大學土木工程系	教授
	委員	黃柏壽	中央研究院地球科學研究所	特聘研究員
	委員	蘇銘千	東華大學自然資源與環境學系	教授
團體代表	委員	陳雅萍	中華民國消費者文教基金會	秘書長
	委員	陳鴻文	中華民國全國工業總會	處長
	委員	徐斐瑜	中華民國銀行商業同業公會全國聯合會	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	112/6/19上午9時30分	112/6/21下午2時
辦理方式	Microsoft Teams線上會議	
出席人次	118人次	149人次
討論議題	(一) 113年度審定作業期程規劃之建議 (二) 113年度電能躉購費率計算公式及其使用參數之建議 (三) 113年度重要議題之相關建議	
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	112/9/6下午2時	112/9/5上午10時
辦理方式	Microsoft Teams線上會議	
出席人次	88人次	64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	112/8/9下午2時	112/8/10下午2時	112/8/8上午10時
會議地點	Microsoft Teams線上會議		
出席人員	<p>● 線上出席業者共89位</p> <p>● 發言單位共9間(中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、元晶太陽能科技股份有限公司、聯合再生能源股份有限公司、金門縣政府、加州能源科技有限公司、美歐亞綠能股份有限公司、太陽光電產業永續發展協會、微電能源股份有限公司、宏威環球事業股份有限公司)</p>	<p>● 線上出席業者共61位</p> <p>● 發言單位共2間(哥本哈根風能開發股份有限公司、臺灣御風能源股份有限公司)</p>	<p>● 線上出席業者共70位</p> <p>● 發言單位共11間(光宇應用材料股份有限公司、健格科技股份有限公司、永豐餘工業用紙股份有限公司新屋廠、東糖能源服務股份有限公司、社團法人台灣小水力綠能產業聯盟、同德綠能股份有限公司、富連海能源科技有限公司、行政院海洋委員會、行政院環境保護署水保處、台灣糖業股份有限公司、中華民國電機技師公會)</p>
	審定委員	江委員青瓚、鄭委員又華、蔡委員岳勳、柯委員瓊鳳、徐委員斐瑜、楊委員鏡堂、陳委員鴻文、王委員嘉緯、陳委員雅萍、陳委員映竹	王委員漢英、鄭委員永銘、陳委員鴻文、張委員四立、王委員嘉緯、楊委員鏡堂、陳委員佩利、陳委員雅萍、陳委員映竹
討論議題	業界意見陳述並與委員討論交流		

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	112/8/24下午2時	112/8/18上午10時	112/8/15下午2時
會議地點	能源署13樓第1會議室	能源署13樓第1會議室	能源署13樓第1會議室
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、鄭委員又華(曹職代技士雲代理)、柯委員瓊鳳、徐委員斐瑜、楊委員鏡堂、陳委員鴻文、陳委員雅萍、蘇委員銘千	王委員漢英、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、陳委員佩利(陳專委鵬詠代理)、張委員四立、王委員嘉緯、陳委員鴻文、柯委員瓊鳳、陳委員雅萍	黃委員柏壽、游委員振偉(鄭副組長如閔代理)、陳委員映竹、陳委員雅萍、蔡委員玲儀(巫副主任月春代理)、錢委員玉蘭、陳委員鴻文、柯委員瓊鳳
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	112/9/20下午2時	112/9/14下午2時	112/9/15上午10時
會議地點	能源署13樓第1會議室	能源署14樓B棟會議室	能源署14樓B棟會議室
出席人員	江委員青瓚、陳委員在相、鄭委員又華、蔡委員岳勳、徐委員斐瑜、楊委員鏡堂、陳委員鴻文、陳委員映竹	王委員漢英、楊委員鏡堂、鄭委員永銘、陳委員佩利(陳專委鵬詠代理)、張委員四立、王委員嘉緯、陳委員鴻文、陳委員映竹、陳委員雅萍	許委員泰文、游委員振偉(鄭副組長如閔代理)、蔡委員玲儀(鍾科長敏慧代理)、陳委員映竹、陳委員雅萍、楊委員鏡堂、陳委員鴻文、柯委員瓊鳳
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，則以目前蒐集之成本資訊進行討論。

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112年10月進行草案預告作業，11月辦理聽證會，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112年12月底前公告相關費率。

附件3：

「113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：113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**112年11月8日至11月14日**擇日辦理

會議地點：**暫定如下**

臺北場(風力發電、生質能及其他再生能源)-張榮發國際會議中心803室

高雄場(太陽光電)-蓮潭國際會館R102會議室

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

附圖：聽證會場地示意圖
張榮發國際會議中心(803室)
容納人數：100人



會議廳全景



座位區往講台方向

附圖：聽證會場地示意圖

蓮潭國際會館R102會議室

容納人數：100人



講台往座位區方向



座位區往講台方向

附件、聽證會相關程序—預備聽證

關於聽證相關程序，113年度審定會維持112年度作法，行政機關裁量不舉行預備聽證而直接辦理正式聽證會議，相關分析說明如下：

- 參照行政程序法第156條及第58條之規定，就113年度審定會相關聽證會和預備聽證，係由行政機關(經濟部)行使裁量權決定相關程序、期程和次數，依法提前通知並公布於行政院公報及經濟部能源署網站，讓業者有充分陳述意見之機會。
- 審酌預備聽證之目的(詳見附件)，113年度審定會無於聽證會期日前舉行預備聽證之必要性，因此逕行辦理正式聽證會議，並於聽證會業者發言結束後，由政府機關與相關學者進行回應。

附件、聽證會相關程序—預備聽證

一、預備聽證之裁量與目的

- 行政程序法第58條第1項：
行政機關為使聽證順利進行，認為**必要時**，得於聽證期日前，舉行預備聽證。
- 行政程序法第58條第2項：
預備聽證**得**為下列事項：一、議定聽證程序之進行；二、釐清爭點；三、提出有關文書及證據；四、變更聽證之期日、場所與主持人。
- 綜上所述，行政機關依行政程序法第58條第1項本**有裁量權**衡酌預備聽證之必要性，並依同法第58條第2項預備聽證舉行之目的，作為裁量是否舉行預備聽證之準則，因此在無裁量瑕疵之情況下，行政機關得本於職權作出是否舉行預備聽證之決定。

附件、聽證會相關程序—預備聽證

二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

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

附件、聽證會相關程序—預備聽證

二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的 (行政程序法 §58 II)	裁量內容與處理方式
釐清爭點	<p>再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案) 聽證會自99年開始召開以來，爭議重點皆為公式、參數及費率，爭點已明確無釐清之必要</p>
提出相關文書及證據	<p>113年度審定會已廣徵再生能源相關協會與業者之意見：</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 函詢相關公、協會蒐集意見：112年3月、4月分別函詢各相關公協會對於審定作業相關意見，截至112年5月底，已收到36個單位回函 ➤ 辦理業者座談會：第1次業者座談會於6月19日(太陽光電場次)、6月21日(風力發電、生質能及其他再生能源發電場次)召開共2場次；第2次業者座談會於9月5日(風力發電、生質能及其他再生能源發電場次)、9月6日(太陽光電場次)召開共2場次 ➤ 分組第1次會議：8月8日、8月9日及8月10日邀請各類別再生能源業者出席參加各分組第1次會議並提出意見
變更聽證之期日、場所與主持人	<p>聽證之期日、場所係依審定會作業時程進行，無變更之必要；主持人亦已衡酌相關專業領域為適切之選任，因此亦無變更之必要。</p>

附件4：
「113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) **技術成熟者優先**：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) **具公信力之資料及數據**：審議各項參數應考量資料來源及參採數據之**公信力**、客觀性及適用於我國氣候及**資源條件**、用電需求等發展環境之特性。
- (三) **考量再生能源整體發展情形**：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) **優先鼓勵最佳資源場址**：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) **共同決議**：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)按規模計算

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)計算基礎為可佐證之數據

參數資料之參採選定原則，應以**可佐證**之數據、市場實際成交價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)長期資料區間

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)數據合理範圍設定

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)缺乏案例資料處理

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)共同決議

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、113年度審定會第二次會議再予討論確認之議題

因應討論方案，將先於會議中取得同意討論之程序後，續討論方案

■ 議題背景：

本次討論方案之緣起，係因回應業界訴求及持續推升設置量能。

1. 太陽光電：屋頂型中小型級距細分，務實符合推動現況及兼顧規模經濟現象
→ 費率趨勢應符合國際趨勢且兼顧設置誘因，與分組會議共識相同。
2. 陸域大型風電：參採案例之計算應注意結果是否失真，以符合現行市場現況
→ 計算邏輯重新調整，兼顧鼓勵走向自由市場交易，與分組會議共識相同。
3. 生質能無厭氧：基於可參採案件量及兼顧設置誘因
→ 計算邏輯無調整，兼顧參數計算方式及維持誘因，與分組會議共識相同。

■ 程序說明：

1. 上開主題討論內容方向符合分組會議之委員共識，故應無需再開分組會議取得共識，可直接於本次會議進行討論並決議。
2. 綜上，本次會議將於次頁說明上開主題之概要內容，並於該分組內容中說明細節討論方案，進行討論並決議。

貳、113年度審定會第二次會議再予討論確認之議題

能源別	議題緣起說明	第二次審定會討論方案
太陽光電	<ul style="list-style-type: none"> ■ 務實符合推動現況及兼顧規模經濟現象 分組會議原則同意「期初設置成本」參數採有反映國際技術進步趨勢之數值，惟基於兼顧鼓勵小屋頂設置誘因，建議針對有無反映國際成本趨勢部分，採兩案併陳方式於第二次審定會再予討論確認。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 中小型屋頂級距再細分：反映推動現況及成本差異。 ■ 更新成本區間下限：反映國際成本下跌。 ■ 有無反映國際成本趨勢以兩案併陳討論
風力發電	<ul style="list-style-type: none"> ■ 重新檢視計算邏輯避免失真及符合現況 • 依分組會議中委員提醒，針對陸域大型風電規模成本校正，重新檢視計算合宜性。 • 陸域大型風電為成熟技術，費率訂定兼顧鼓勵走向自由市場交易現況。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 陸域大型風電維持112年度費率：期初設置成本、年運轉維護費計算邏輯重新調整。
生質能發電	<ul style="list-style-type: none"> ■ 案件有限並兼顧設置誘因 • 分組會議原則同意生質能無厭氧的運維費用占比略為下降至15.75%(112年度為15.80%)，故試算費率會微幅下調，可能影響設置誘因。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 生質能無厭氧維持112年度費率：維持相同費率誘因，待未來案例增多後再予滾動檢討調整參數。

躉購分類與容量級距彙整表

參、躉購分類與容量級距

112年度			113年度			
再生能源類別	分類	容量級距	再生能源類別	分類	容量級距	
					分組會議共同意見	第二次會議討論
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	1瓩以上不及10瓩
		20瓩以上不及100瓩				10瓩以上不及20瓩
		100瓩以上不及500瓩			20瓩以上不及100瓩	20瓩以上不及50瓩
		500瓩以上				50瓩以上不及100瓩
	地面型	1瓩以上		100瓩以上不及500瓩	100瓩以上不及500瓩	
	水面型(浮力式)	1瓩以上		500瓩以上	500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	
	農林植物	1瓩以上		農林植物	1瓩以上	
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	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		農業廢棄物	1瓩以上	
小水力發電	無區分	1瓩以上不及500瓩	小水力發電	無區分	1瓩以上不及500瓩	
		500瓩以上不及2,000瓩			500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瓩以上不及2,000瓩	地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	
		2,000瓩以上			2,000瓩以上	
海洋能	無區分	1瓩以上	海洋能	無區分	1瓩以上	

參、躉購分類與容量級距

一、太陽光電分組

(一)業者意見

無。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意太陽光電113年度躉購分類區分屋頂型、地面型及水面型(浮力式)，而裝置容量級距維持屋頂型區分4個級距，地面型、水面型(浮力式)不區分。

2.討論說明如下

(1)躉購分類

A.國際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，或者無訂定類型，而是以容量級距進行躉購費率訂定。

B.我國躉購分類以擴大屋頂型設置、提高土地利用價值，並考量資源多元複合利用等推動政策，推動各類太陽光電設置

我國太陽光電除擴大新增屋頂型設置(如公有房舍、工業屋頂、農業設施、學校屋頂及其他)外，且以一地多用之複合利用方式進行地面型案場推動，使土地資源得以充分利用，並考量實務需求及資源複合多元利用，區分出水面型(浮力式)分類，因此，現行分類皆符合國內外之推動現況及趨勢，故113年度躉購分類維持與112年度相同。

(2)躉購級距

我國已逐漸明確未來太陽光電推動政策與設置對象，且設置業者也會依照相關規定進行案場規劃，因此，考量政府推動政策及為使各類級距市場穩定成長，建議維持現行屋頂型區分級距，地面型、水面型(浮力式)不區分級距之做法，以推動各類型案件設置，故113年度各分類之躉購容量級距維持與112年度相同，以推動各類案件設置。

(三)第二次審定會討論內容說明

為鼓勵公民電廠、集合式住宅等微型及中小型屋頂設置，建議屋頂型級距1瓩以上不及20瓩及20瓩以上不及100瓩可再細拆，後續於期初設置成本內容討論。

參、躉購分類與容量級距

二、風力發電分組

(一)業者意見

建議針對浮動式離岸風電另外制定相對應之躉購費率。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意陸域型區分為1瓩以上不及30瓩、30瓩以上，共2個容量級距；離岸型不區分容量級距，未來持續蒐集國內外浮動式離岸風電成本資訊，視資訊滾動檢討。

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。

(2)離岸風電：

蒐集國內業者評估浮動式離岸風電成本尚有許多差異(風機、港口設施等)，且有關國內額外成本部分亦待更多資訊釐清，在國內外浮動式離岸風電成本資訊有限下，建議持續蒐集國內外成本資訊，待資訊釐清後，滾動檢討。

參、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：建議生質能無厭氧消化設備類別納入生物質燃燒、氣化技術之發電設備。
2. 廢棄物：建議管制「農業廢棄物」類別中之廢棄木棧板料源，避免產生環保議題的漏洞。
3. 小水力：建議再細分躉購級距，以鼓勵小規模設置。
4. 海洋能：建議細分級距，並提高小容量費率。
5. 其它：建議訂定氫能費率。

(二)分組會議共同意見

1.分組會議討論結果

原則同意維持112年度公告之躉購分類與躉購容量級距。

2.討論說明如下

- (1) 生質能：現有生質能無厭氧類別已包含生物質燃燒、氣化技術之發電型態；此外，業者亦可於符合認定規範下適用生質能「農林植物」類別、或廢棄物「農業廢棄物」類別。
- (2) 廢棄物：有關木棧板料源議題，可參考111年10月公告之「行政院環境保護署、直轄市、縣（市）政府認定行道路樹、木棧板等木質廢棄物適用農業廢棄物發電設備料源說明」內文，爰已有相關規範*。
- (3) 小水力：規模大小與成本差異受選址條件、設計、併網條件等因素影響，在案例有限及各案尚在開發階段下，過度細分容易造成水資源無法有效利用，且因去年已新增不及500瓩級距，目前費率應具設置誘因，綜上，針對業界關心再細分小規模級距部分，未來將持續鼓勵小規模案例建置以及蒐集成本，滾動調整。
- (4) 海洋能：目前國內波浪能發電處研發階段，尚未達示範與商轉階段，今年相較去年成本參數無變動，建議維持目前級距與費率，未來視國內實際設置情況再行討論。
- (5) 其它：國內氫能產業在推動與發展中，尚未達商轉階段，而燃料電池目前以「經濟部定置型燃料電池發電系統補助要點」補助以鼓勵產業發展，建議未來視國內實際設置情況再行討論。

註：*規定內文：(二)木棧板應且符合下列規定：1、國內公司行號、機關、團體、民眾產出之木棧板，或製造木棧板過程中產生之木質料，未經化學處理、膠合或表面塗裝等程序，經破碎後不得含有塑膠、磚石、金屬物或其他雜質（或物質）。2、符合附件1之成分標準。（成分標準引用「公私場所固定污染源燃料混燒比例及成分標準」附表「初級固體生質燃料」）；(三)前二款環保機關認定之行道路樹、木棧板等木質廢棄物料源，應與農業廢棄物性質相近。

肆、113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-有反映國際技術進步趨勢

分類	裝置容量級距	期初設置成本(元/瓩)		運維比例(%)		年售電量(度/瓩)	平均資金成本率(%)	躉購期間(年)
		第一期	第二期	第一期	第二期			
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	<u>53,200</u> (59,100)[52,700]	<u>52,400</u> (57,500)[52,000]	<u>4.61</u> (4.15)[4.66]	<u>4.68</u> (4.27)[4.72]	1,250 (1,250)	5.25 (5.25)	20 (20)
	10瓩以上不及20瓩	<u>52,300</u> (59,100)[52,700]	<u>51,600</u> (57,500)[52,000]	<u>4.69</u> (4.15)[4.66]	<u>4.76</u> (4.27)[4.72]			
	20瓩以上不及50瓩	<u>46,400</u> (46,000)[45,000]	<u>45,800</u> (44,800)[44,400]	<u>3.68</u> (3.71)[3.79]	<u>3.73</u> (3.81)[3.84]			
	50瓩以上不及100瓩	<u>43,700</u> (46,000)[45,000]	<u>43,000</u> (44,800)[44,400]	<u>3.91</u> (3.71)[3.79]	<u>3.97</u> (3.81)[3.84]			
	100瓩以上不及500瓩	<u>42,000</u> (42,000)[42,500]	<u>41,400</u> (40,900)[41,900]	<u>3.58</u> (3.58)[3.54]	<u>3.63</u> (3.68)[3.59]			
	500瓩以上	<u>40,900</u> (42,700)[41,200]	<u>40,400</u> (41,600)[40,600]	<u>3.68</u> (3.52)[3.65]	<u>3.72</u> (3.62)[3.70]			
地面型	1瓩以上	<u>42,400</u> (44,900)[42,800]	<u>41,800</u> (43,700)[42,200]	<u>2.90</u> (2.74)[2.88]	<u>2.94</u> (2.82)[2.92]			
水面型(浮力式)	1瓩以上	<u>48,400</u> (50,900)[48,800]	<u>47,800</u> (49,700)[48,200]	<u>2.54</u> (2.42)[2.52]	<u>2.58</u> (2.48)[2.55]			

註1：()內數字為112年度公告數值，其中113年度於成本計算時已依個案扣除併網工程費，故112年度屋頂型20-100瓩僅呈現無繳納之公告數值；
[]內數字為113年度分組會議討論數值。

註2：113年度年運轉維護費用絕對數值與112年度相同，僅因期初設置成本調整使運維比例配合變動。考量為避免期初設置成本波動影響不同期數之運轉維護費用比例，建議113年度運轉維護費用比例維持112年度作法，依各期期初設置成本計算。

肆、113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-無反映國際技術進步趨勢

分類	裝置容量級距	期初設置成本(元/瓩)		運維比例(%)		年售電量(度/瓩)	平均資金成本率(%)	躉購期間(年)
		第一期	第二期	第一期	第二期			
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	<u>53,900</u> (59,100)[53,400]	<u>53,900</u> (57,500)[53,400]	<u>4.55</u> (4.15)[4.60]	<u>4.55</u> (4.27)[4.60]	1,250 (1,250)	5.25 (5.25)	20 (20)
	10瓩以上不及20瓩	<u>53,000</u> (59,100)[53,400]	<u>53,000</u> (57,500)[53,400]	<u>4.63</u> (4.15)[4.60]	<u>4.63</u> (4.27)[4.60]			
	20瓩以上不及50瓩	<u>47,100</u> (46,000)[45,700]	<u>47,100</u> (44,800)[45,700]	<u>3.62</u> (3.71)[3.74]	<u>3.62</u> (3.81)[3.74]			
	50瓩以上不及100瓩	<u>44,300</u> (46,000)[45,700]	<u>44,300</u> (44,800)[45,700]	<u>3.85</u> (3.71)[3.74]	<u>3.85</u> (3.81)[3.74]			
	100瓩以上不及500瓩	<u>42,600</u> (42,000)[43,100]	<u>42,600</u> (40,900)[43,100]	<u>3.53</u> (3.58)[3.49]	<u>3.53</u> (3.68)[3.49]			
	500瓩以上	<u>41,500</u> (42,700)[41,800]	<u>41,500</u> (41,600)[41,800]	<u>3.62</u> (3.52)[3.60]	<u>3.62</u> (3.62)[3.60]			
地面型	1瓩以上	<u>43,000</u> (44,900)[43,400]	<u>43,000</u> (43,700)[43,400]	<u>2.86</u> (2.74)[2.84]	<u>2.86</u> (2.82)[2.84]			
水面型(浮力式)	1瓩以上	<u>49,000</u> (50,900)[49,400]	<u>49,000</u> (49,700)[49,400]	<u>2.51</u> (2.42)[2.49]	<u>2.51</u> (2.48)[2.49]			

註1：()內數字為112年度公告數值，其中113年度於成本計算時已依個案扣除併網工程費，故112年度屋頂型20-100瓩僅呈現無繳納之公告數值；
[]內數字為113年度分組會議討論數值。

註2：113年度年運轉維護費用絕對數值與112年度相同，僅因期初設置成本調整使運維比例配合變動。考量為避免期初設置成本波動影響不同期數之運轉維護費用比例，建議113年度運轉維護費用比例維持112年度作法，依各期期初設置成本計算。

肆、113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、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	平均資金 成本率 (%)	躉購 期間 (年)	
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	136,300 (136,300)	1.32 (1.32)	1,750 (1,750)	5.25 (5.25)	20 (20)	
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者	38,800 (38,800) [39,200]	5.52 (5.52) [5.47]			2,500 (2,500)
			無安裝或具備LVRT者	37,800 (37,800) [38,200]	5.66 (5.66) [5.61]			
	離岸	≥ 1	<u>150,700</u> (148,600)	<u>2.62</u> (2.87)	3,750 (3,750)	5.70 (5.70)		

註：()內數字為112年度公告數值；[]內數字為113年度分組會議討論數值。

肆、113年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

三、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	平均資金成本率(%)	躉購期間 (年)
生質能	無厭氧消化設備	≥1	65,500 (65,500)	<u>15.75</u> (15.80)	5,600 (5,600)	5.25 (5.25)	20 (20)
	有厭氧消化設備	≥1	<u>211,100</u> (213,000)	<u>11.09</u> (10.89)	5,800 (5,800)		
	農林植物	≥1	75,300 (75,300)	20.59 (20.59)	6,950 (6,950)		
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	108,000 (108,000)	18.46 (18.46)	5,600 (5,600)		
小水力	無區分	≥1~<500	194,700 (194,700)	1.23 (1.23)	3,750 (3,750)		
		≥500~<2,000	164,400 (164,400)	1.45 (1.45)	3,750 (3,750)		
		≥2,000~<20,000	110,400 (110,400)	2.11 (2.11)	4,050 (4,050)		
地熱	無區分	≥1~<2,000	<u>336,900</u> (336,600)	3.10 (3.10)	6,400 (6,400)		
		≥2,000	278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)		
海洋能	無區分	≥1	267,100 (267,100)	7.70 (7.70)	5,800 (5,800)		

註：()內數字為112年度公告數值

伍、太陽光電

一、期初設置成本

(一)112年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)113年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述(有反映國際技術進步趨勢)

(三)113年度審定會第二次會議討論數值：如下表所述(有反映國際技術進步趨勢)

分類	裝置容量級距	112年度審定會使用參數值		113年度			
				分組會議共同意見		第二次審定會討論數值	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	59,100	57,500	<u>52,700</u> (-8.35)*	<u>52,000</u> (-1.33)**	<u>53,200</u> (-7.48)*	<u>52,400</u> (-1.50)**
	10瓩以上不及20瓩					<u>52,300</u> (-9.04)*	<u>51,600</u> (-1.34)**
	20瓩以上不及50瓩	46,000	44,800	<u>45,000</u> (+0.45)*	<u>44,400</u> (-1.33)**	<u>46,400</u> (+3.57)*	<u>45,800</u> (-1.29)**
	50瓩以上不及100瓩					<u>43,700</u> (-2.46)*	<u>43,000</u> (-1.60)**
	100瓩以上不及500瓩	42,000	40,900	<u>42,500</u> (+3.91)*	<u>41,900</u> (-1.41)**	<u>42,000</u> (+2.69)*	<u>41,400</u> (-1.43)**
	500瓩以上	42,700	41,600	<u>41,200</u> (-0.96)*	<u>40,600</u> (-1.46)**	<u>40,900</u> (-1.68)*	<u>40,400</u> (-1.22)**
地面型	1瓩以上	44,900	43,700	<u>42,800</u> (-2.06)*	<u>42,200</u> (-1.40)**	<u>42,400</u> (-2.97)*	<u>41,800</u> (-1.42)**
水面型 (浮力式)	1瓩以上	50,900	49,700	<u>48,800</u> (-1.81)*	<u>48,200</u> (-1.23)**	<u>48,400</u> (-2.62)*	<u>47,800</u> (-1.24)**

註1：()*為113年度期初設置成本與112年度第二期期初設置成本相比之降幅百分比；()**為113年度第二期期初設置成本與113年度第一期期初設置成本相比之降幅百分比。 36

註2：113年度於成本計算時已依個案扣除併網工程費，故112年度屋頂型20-100瓩僅呈現無繳納之數值。

伍、太陽光電

一、期初設置成本

(一)112年度審定會使用參數值：如下表所述

(二)113年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述(無反映國際技術進步趨勢)

(三)113年度審定會第二次會議討論數值：如下表所述(無反映國際技術進步趨勢)

分類	裝置容量級距	112年度審定會使用參數值		113年度			
				分組會議共同意見		第二次審定會討論數值	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	59,100	57,500	<u>53,400</u> (-7.13)*	<u>53,400</u> (0.00)**	<u>53,900</u> (-6.26)*	<u>53,900</u> (0.00)**
	10瓩以上不及20瓩					<u>53,000</u> (-7.83)*	<u>53,000</u> (0.00)**
	20瓩以上不及50瓩	46,000	44,800	<u>45,700</u> (+2.01)*	<u>45,700</u> (0.00)**	<u>47,100</u> (+5.13)*	<u>47,100</u> (0.00)**
	50瓩以上不及100瓩					<u>44,300</u> (-1.12)*	<u>44,300</u> (0.00)**
	100瓩以上不及500瓩	42,000	40,900	<u>43,100</u> (+5.38)*	<u>43,100</u> (0.00)**	<u>42,600</u> (+4.16)*	<u>42,600</u> (0.00)**
	500瓩以上	42,700	41,600	<u>41,800</u> (+0.48)*	<u>41,800</u> (0.00)**	<u>41,500</u> (-0.24)*	<u>41,500</u> (0.00)**
地面型	1瓩以上	44,900	43,700	<u>43,400</u> (-0.69)*	<u>43,400</u> (0.00)**	<u>43,000</u> (-1.60)*	<u>43,000</u> (0.00)**
水面型 (浮力式)	1瓩以上	50,900	49,700	<u>49,400</u> (-0.60)*	<u>49,400</u> (0.00)**	<u>49,000</u> (-1.41)*	<u>49,000</u> (0.00)**

註1：()*為113年度期初設置成本與112年度第二期期初設置成本相比之降幅百分比；()**為113年度第二期期初設置成本與113年度第一期期初設置成本相比之降幅百分比。 37

註2：113年度於成本計算時已依個案扣除併網工程費，故112年度屋頂型20-100瓩僅呈現無繳納之數值。

一、期初設置成本

伍、太陽光電

(四)計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	蒐集111/1-112/6完工併網案件之 設備登記發票 及 電業成本 資料。	
選取合理性	設備登記發票為案場 實際發生成本 ，並進行 成本校驗 (無發票資料及無法釐清個案成本案件不納入、合併容量設置案件成本校正)及剔除極端樣本，續依個案繳納情形 扣除屋頂型併網工程費及加強電力網費用 。	
成本架構	說明	計算數值
1. 國內案例 成本校正	<p>(1)成本基準值：訂定合理成本區間，再剔除上下10%極端樣本後計算</p> <p>A.區間上限：透過箱型圖，找出各分類級距中屬於離群值的資料並加以剔除後，所剩樣本資料最高成本為區間上限。</p> <p>B.區間下限：參考國際最低成本，另考量模組、變流器、機電設備及規費等為必要費用，故挑選各分類級距下之樣本資料最接近29,000元/瓩的成本資料作為區間下限。</p> <p>C.剔除上下10%：合理成本區間內之樣本剔除上下10%。</p> <p>(2)成本計算值：納入112年度下半年成本預估，完善資料參採區間，並預估113年度物價持平</p> <p>參考營造工程物價指數(CCI)變化幅度並排除其他項目部分，納入112年度下半年成本預估漲幅0.86%，但建議113年度預估物價波動幅度持平。</p> <p>(3)扣除通案成本，避免與重複計算</p> <p>避免重複計算，通案扣除高效能模組(867元/瓩)成本。</p>	53,909元/瓩 (以屋頂型1-10瓩為例)
2. 反映國際 技術進步 趨勢	<p>國際技術進步趨勢下之成本降幅為3.27%，有無反映採兩案併陳</p> <p>■ 有反映：第一期降幅為1.37%、第二期降幅為2.74%(上半年反映50%，下半年反映100%，工程施作成本不反映)</p> <p>■ 無反映國際技術進步趨勢</p>	<p>有反映</p> <p>第一期：53,200元/瓩 第二期：52,400元/瓩</p> <p>無反映</p> <p>第一期：53,900元/瓩 第二期：53,900元/瓩</p>
3. 其他成本	水面型(浮力式)期初設置成本為 地面型成本 外加 6,000元/瓩	--

一、期初設置成本

伍、太陽光電

(五)參數內涵說明

1.111~112年6月期初設置成本基準值

- (1)蒐集111/1-112/6完工併網案件之設備登記發票及電業成本資料(9,529筆)，採合併容量用以反映規模經濟，並設定合理成本區間及依據參數參採原則剔除樣本(4,086筆)。
- (2)基於成本扣除與額外費率反映公平原則，針對加強電力網及屋頂型併網工程費依個案繳納情形扣除，再以額外費率返還。
- (3)更新國際報告資料並細拆中小型屋頂級距

A.更新成本區間下限：根據IRENA今年8月底發布最新報告資料註，國際設置最低成本約為29,000元/瓩。故為反映最新設置情況，將各分類級距合理成本區間下限的設定一致從30,000元/瓩更新成29,000元/瓩。

B.細拆中小型屋頂級距

(A)屋頂型100瓩以下設置量較低：根據最新蒐集資料顯示，行政院自105年核定「太陽光電2年推動計畫」，其中屋頂由公有建物領頭設置建立示範案場供私有建物參考，帶動我國太陽光電設置，至112年6月屋頂型共累積設置約7GW。而進一步觀察可發現，100-500瓩以及500瓩以上設置量占比最高接近7成，反觀100瓩以下設置量較低，可見目前市場機制下，中小型屋頂設置誘因仍相較不足。

一、期初設置成本

伍、太陽光電

(五)參數內涵說明

1.111~112年6月期初設置成本基準值

(3)更新國際報告資料並細拆中小型屋頂級距

B.細拆中小型屋頂級距

(B)屋頂型100瓩以下潛量最高、已設置比例卻最低：另觀察不同大小的建物推估設置潛量及已設置量，100瓩以下及500瓩以上的已設置比例較低。而在用電大戶條款通過後，應可逐漸提升500瓩以上設置量；然針對100瓩以下，不但已設置比例最低，且推估潛量最高，故建議應提升100瓩以下設置誘因，以持續帶動屋頂型設置。

(C)私有屋頂成長幅度不穩且平均較低：私有建物數量及其光電設置量雖遠高於公有建物，然觀察公有及私有屋頂設置量成長幅度，可發現公有屋頂整體而言呈向上成長趨勢，私有屋頂則較不穩定。以平均成長率來看，公有屋頂為44%，而私有屋頂僅18%。

伍、太陽光電

一、期初設置成本

(五)參數內涵說明

1.111~112年6月期初設置成本基準值

(3)更新國際報告資料並細拆中小型屋頂級距

B.細拆中小型屋頂級距

(D)建議針對屋頂型100呎以下調整級距設定，以持續推動：在目前躉購費率及各類相關政策下，已可帶動屋頂型設置，然建議針對屋頂型100呎以下可再研析如何提升設置誘因，並以私有屋頂為優先推動對象，進一步提升家戶設置太陽光電，以持續推動分散式能源設置並舒緩國家整體用電情形。故為鼓勵公民電廠、集合式住宅等微型及中小型家戶屋頂設置，建議依不同級距案件分布情況及適用對象調整級距設定，以利持續推動設置。

(E)屋頂型10-20呎及50-100呎案件數相對較少：依目前案件數分布情形，10-20呎及50-100呎分別約為1-10呎及20-50呎的2倍，顯示現行級距設定下較難鼓勵1-10呎及20-50呎的屋頂進行設置。

(F)屋頂型1-20呎中，優先鼓勵10呎以下獨棟透天屋頂：根據內政部資料註房屋住宅平均約40坪，將頂樓可能有屋突、樓梯、水塔並造成周遭遮蔭等因素納入考量後約可設置10呎。另依目前實務設置情況，1-10呎較多為透天等獨棟住宅，10-20呎則多為設有管委會的公寓大廈，相較之下透天住宅因較無產權複雜、溝通繁瑣等問題，故建議將10呎額外區分，優先鼓勵透天屋頂等獨棟住宅設置。

(G)屋頂型20-100呎中，持續鼓勵50呎以下公寓大廈設置：20-50及50-100呎多為學校或公有屋頂案件，但20-50呎有較多上述提到的公寓大廈類型，故建議將50呎額外區分，以持續推動家戶屋頂設置。

伍、太陽光電

一、期初設置成本

(五)參數內涵說明

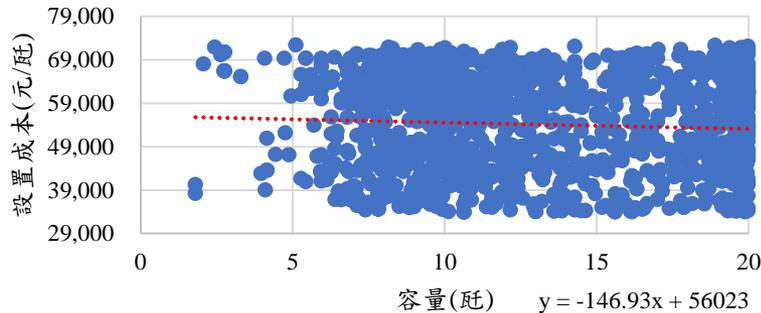
1.111~112年6月期初設置成本基準值

(3)更新國際報告資料並細拆中小型屋頂級距

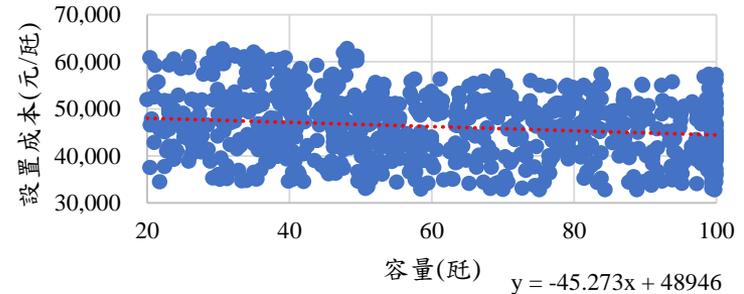
B.細拆中小型屋頂級距

(H)依散布情形，建議細拆級距以反映市場情形：另觀察參採案件設置成本與案場規模散布情形，可發現除斜率為負、有規模經濟趨勢之外，分別於10瓩及20瓩有較明顯的案件集中趨勢，故建議細拆級距，以反映市場實際設置情形。

屋頂型1-10及10-20瓩參採案件成本與規模散布圖



屋頂型20-50及50-100瓩參採案件成本與規模散布圖



C.更新後整體費率符合規模經濟(屋頂型案件因申設程序及設置環境類似，故容量越大、成本越低)且呈下降趨勢，與國際逐年下跌趨勢較符合；另細拆級距後費率確實有所差異，相對較小的級距(1-10及20-50瓩)費率提高，可鼓勵設置且仍符合規模經濟。

D.無反映國際趨勢方案中，屋頂型100-500瓩原更新結果為3.9960元/度，與112年度第二期數值相比上漲0.74%。考量資料可能仍有不足或偏差情形，故建議維持112年度第二期數值，以符合國際趨勢。

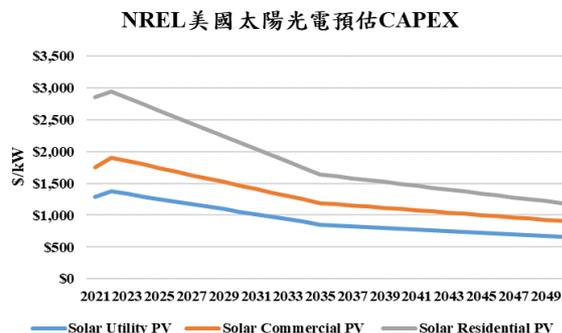
伍、太陽光電

一、期初設置成本

(五)參數內涵說明

1.111~112年6月期初設置成本基準值

(3)更新國際報告資料並細拆中小型屋頂級距



E.另除因級距變動導致比較基準不同外，整體而言小規模費率降幅較大。而根據NREL^註資料顯示，無論規模大小，長期來看光電成本皆下跌至約略相同水準。因此針對小規模案場，短期內降幅相對較大，但長期而言降幅會逐漸趨緩。

2.111~112年度期初設置成本計算值

註：NREL(2023), Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data，採平均值計算。

為提升資料區間完整性，故參考反映整體物價變動之營造工程物價指數(CCI)計算下半年(112/7-12)預估成本為0.86%，續以期數加權方式，計算111~112年度期初設置成本計算值。另預估113年度物價波動持平，但再持續觀察下半年物價變動情形。

3.113年度期初設置成本

- (1)為避免費率外加時重複計算，通案扣除高效能模組867元/瓩。
- (2)水面型(浮力式)以地面型成本加計因設置環境差異所衍生之成本6,000元/瓩。
- (3)配合一年兩期費率公告方式，上半年反映50%，下半年反映100%，且不反映工程施作成本16.23%，國際技術進步趨勢之成本降幅為第一期1.37%、第二期2.74%。除了反映短期物價波動之影響外，費率訂定應兼顧長期產業與國際技術進步趨勢接軌之引導效果，故建議應反映國際技術進步趨勢，但兩案併陳。

伍、太陽光電

二、年運轉維護費

(一)112年度審定會使用參數值：運維比例如下表所述

(二)113度分組會議共同意見建議數值：運維比例如下表所述

	分類	裝置容量級距	112年度審定會使用參數值		113年度			
					分組會議共同意見		第二次審定會討論數值	
			第一期(%)	第二期(%)	第一期(%)	第二期(%)	第一期(%)	第二期(%)
有反映國際技術進步趨勢	屋頂型	1瓩以上不及10瓩	4.15	4.27	4.66	4.72	4.61	4.68
		10瓩以上不及20瓩					4.69	4.76
		20瓩以上不及50瓩	3.71	3.81	3.79	3.84	3.68	3.73
		50瓩以上不及100瓩					3.91	3.97
		100瓩以上不及500瓩	3.58	3.68	3.54	3.59	3.58	3.63
	500瓩以上	3.52	3.62	3.65	3.70	3.68	3.72	
	地面型	1瓩以上	2.74	2.82	2.88	2.92	2.90	2.94
水面型(浮力式)	1瓩以上	2.42	2.48	2.52	2.55	2.54	2.58	
無反映國際技術進步趨勢	屋頂型	1瓩以上不及10瓩	4.15	4.27	4.60	4.60	4.55	4.55
		10瓩以上不及20瓩					4.63	4.63
		20瓩以上不及50瓩	3.71	3.81	3.74	3.74	3.62	3.62
		50瓩以上不及100瓩					3.85	3.85
		100瓩以上不及500瓩	3.58	3.68	3.49	3.49	3.53	3.53
	500瓩以上	3.52	3.62	3.60	3.60	3.62	3.62	
	地面型	1瓩以上	2.74	2.82	2.84	2.84	2.86	2.86
水面型(浮力式)	1瓩以上	2.42	2.48	2.49	2.49	2.51	2.51	

伍、太陽光電

二、年運轉維護費

(三)計算簡要說明

	說明																																			
資料蒐集	以太陽光電系統公會、台電公司、電業書圖及業者回函資料為主要蒐集對象。																																			
選取原則	以近3年資訊作為資料參採。																																			
計算方式	<p>1. 目前市場上各家業者在案場的運轉維護項目大多相同，另依其所提供之運轉維護費用再考量設備更換及保險費用後，與審定會使用數值略有差異。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">分類</th> <th rowspan="2">容量級距</th> <th colspan="3">年運轉維護費用(元/瓩)</th> </tr> <tr> <th>112年度審定會數值</th> <th>111年度併聯電業書圖</th> <th>業者回函111年度資訊</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">屋頂型</td> <td>1瓩以上不及20瓩</td> <td>2,454</td> <td>--</td> <td>1,338(1,373)*</td> </tr> <tr> <td>20瓩以上不及100瓩</td> <td>1,707</td> <td>1,011(1,046)*</td> <td>1,227(1,262)*</td> </tr> <tr> <td>100瓩以上不及500瓩</td> <td>1,504</td> <td>1,097(1,132)*</td> <td>1,269(1,304)*</td> </tr> <tr> <td>500以上</td> <td>1,504</td> <td>1,079(1,114)*</td> <td>1,164(1,199)*</td> </tr> <tr> <td>地面型</td> <td>1以上</td> <td>1,231</td> <td>1,101(1,136)*</td> <td>1,107(1,142)*</td> </tr> <tr> <td>水面型(浮力式)</td> <td>1以上</td> <td>1,231</td> <td>1,068(1,103)*</td> <td>1,202(1,237)*</td> </tr> </tbody> </table> <p>註：變流器以264元/瓩計算；(*)*之數值為變流器以299元/瓩計算後之結果。</p> <p>2. 考量目前太陽光電運維項目皆相似，且專職執行運維項目的廠商也逐漸增加，因此，在兼顧市場發展及為使業者能較具彈性調整其運維項目以維持案場的運轉，建議113年度年運轉維護費用沿用112年度審定會使用數值。</p> <p>3. 以細分中小型屋頂級距以鼓勵公民電廠、集合式住宅等微型及中小型屋頂設置，考量案場運維模式相似，建議細分後級距之運轉維護費用參採原級距之運轉維護費用，未來業者若有提供相關成本資訊後，再調整各級距之使用數值。</p> <p>4. 113年度年運轉維護費絕對數值，屋頂型各級距分別為2,454、2,454、1,707、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；另避免期初設置成本波動影響不同期數之運維比例，建議113年度運維比例依各期期初設置成本計算。</p>	分類	容量級距	年運轉維護費用(元/瓩)			112年度審定會數值	111年度併聯電業書圖	業者回函111年度資訊	屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454	--	1,338(1,373)*	20瓩以上不及100瓩	1,707	1,011(1,046)*	1,227(1,262)*	100瓩以上不及500瓩	1,504	1,097(1,132)*	1,269(1,304)*	500以上	1,504	1,079(1,114)*	1,164(1,199)*	地面型	1以上	1,231	1,101(1,136)*	1,107(1,142)*	水面型(浮力式)	1以上	1,231	1,068(1,103)*	1,202(1,237)*
	分類			容量級距	年運轉維護費用(元/瓩)																															
112年度審定會數值		111年度併聯電業書圖	業者回函111年度資訊																																	
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454	--	1,338(1,373)*																																
	20瓩以上不及100瓩	1,707	1,011(1,046)*	1,227(1,262)*																																
	100瓩以上不及500瓩	1,504	1,097(1,132)*	1,269(1,304)*																																
	500以上	1,504	1,079(1,114)*	1,164(1,199)*																																
地面型	1以上	1,231	1,101(1,136)*	1,107(1,142)*																																
水面型(浮力式)	1以上	1,231	1,068(1,103)*	1,202(1,237)*																																
113年度草案建議	<p>113年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例：</p> <p>➢有反映國際技術進步趨勢</p> <p><u>第一期</u>： 屋頂型各級距分別為4.61、4.69、3.68、3.91、3.58及3.68%、地面型為2.90%及水面型(浮力式)為2.54%。</p> <p><u>第二期</u>： 屋頂型各級距分別為4.68、4.76、3.73、3.97、3.63及3.72%、地面型為2.94%及水面型(浮力式)為2.58%。</p> <p>➢無反映國際技術進步趨勢</p> <p><u>第一期及第二期</u>： 屋頂型各級距分別為4.55、4.63、3.62、3.85、3.53及3.62%、地面型為2.86%及水面型(浮力式)為2.51%。</p>																																			

伍、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

1. 太陽光電整體運轉維護項目包含模組清洗、案場巡檢(包含模組、機電設備、結構支架、外觀檢查等)、系統監控、設備保養、除草及故障排除等項目；另考量年運轉維護費用與案場的設置環境、地理位置及維護方式相關，故建議以國內市場之費用資料為主要計算基準。
2. 現行業者所提運轉維護費用與審定會數值略有差異
目前市場上各家業者在進行案場的運轉維護項目大多相同，另依其所提供之運轉維護費用再考量設備更換及保險費用後，與審定會使用數值略有差異。

分類	容量級距	年運轉維護費用(元/瓩)		
		112年度審定會數值	111年度併聯電業書圖	業者回函111年度資訊
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	2,454	--	1,338(1,373)*
	20瓩以上不及100瓩	1,707	1,011(1,046)*	1,227(1,262)*
	100瓩以上不及500瓩	1,504	1,097(1,132)*	1,269(1,304)*
	500以上	1,504	1,079(1,114)*	1,164(1,199)*
地面型	1以上	1,231	1,101(1,136)*	1,107(1,142)*
水面型(浮力式)	1以上	1,231	1,068(1,103)*	1,202(1,237)*

註1：113年度業者尚無提供相關資訊，故建議保險費用沿用112年度審定會參採數值318元/瓩(包含電子設備險及公共意外責任險)。

註2：變流器價格以業者有提供或有詢問到的費用取平均值計算，為167元/瓩；但依設備登記及電業資料計算，若設備登記+電業資料各半，20年均攤後的成本為264元/瓩；而若是設備登記及電業所有案件一起計算，20年均攤後的成本為299元/瓩。()*之數值為變流器以299元/瓩計算後之結果。

3. 兼顧市場發展及案場運維品質，建議沿用112年度審定會使用數值

考量目前太陽光電運維項目皆相似，且專職執行運維項目的廠商也逐漸增加，因此，在兼顧市場發展及為使業者能較具彈性調整其運維項目以維持案場的運轉，建議113年度年運轉維護費用沿用112年度審定會使用數值。

伍、太陽光電

二、年運轉維護費

(四)參數內涵說明

4. 以細分中小型屋頂級距以鼓勵公民電廠、集合式住宅等微型及中小型屋頂設置，考量案場運維模式相似，建議細分後級距之運轉維護費用參採原級距之運轉維護費用，未來業者若有提供相關成本資訊後，再調整各級距之使用數值。
5. 依據上述，各分類級距之運轉維護費用彙整如下

分類	裝置容量級距	113年度運轉維護費用(元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及10瓩	2,454
	10瓩以上不及20瓩	2,454
	20瓩以上不及50瓩	1,707
	50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：為避免期初設置成本波動影響不同期數之運轉維護費用比例，建議113年度運轉維護費用比例維持112年度作法，依各期期初設置成本計算。

伍、太陽光電

三、年售電量

(一)112年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

(二)113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	台電公司躉購設置案場發電量資料。																						
選取原則	國內近三年(109、110、111年)之發電量資料，案場發電已完整一年之案例，且發電量介於600度/瓩~2,000度/瓩之設置案件進行統計。																						
計算方式	<p>1. 109至111年台電公司躉購設置案場發電量資料。</p> <p>2. 實際躉購案場之發電量資料：109、110及111年實際躉購案場發電量資料分別計29,727、36,162、48,253筆，以發電完整一年之案例為主，並依上述選取原則選取樣本(109、110及111年分別剩餘29,213、35,386及43,546筆)，再依參數資料參採原則，剔除上下至少10%極端值(109、110及111年分別剩餘23,340、28,286及33,952筆)。</p> <p>3. 依據上述，台電109、110及111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。</p> <table border="1" data-bbox="338 982 1846 1219"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">扣除異常及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> </thead> <tbody> <tr> <td>全台場址</td> <td>1,252</td> <td>1,219</td> <td>1,338</td> <td>1,302</td> </tr> <tr> <td>台中以南</td> <td>1,272</td> <td>1,238</td> <td>1,351</td> <td>1,315</td> </tr> </tbody> </table>					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	1,252	1,219	1,338	1,302	台中以南	1,272	1,238	1,351	1,315
	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	1,252	1,219	1,338	1,302																			
台中以南	1,272	1,238	1,351	1,315																			
比較分析	依照目前分析結果，為引導資源有效利用，建議維持112年度年售電量使用參數。																						
113年度草案建議	1,250度/瓩																						

伍、太陽光電

三、年售電量

(四)參數內涵說明

1.全國標竿數值

發電量之訂定應以全國標竿數值為考量，而非反映不同區域之日照條件；另考量自99年至111年之設置案場實際發電量資料，已反映部分發電效率遞減率，故從第11年起開始反映。

2.引導提高產品品質及設備效率提升

觀察長期資料避免氣候因素使發電量波動過大；為引導發電效率較好之產品進入市場，鼓勵產業提高產品品質，且避免市場上產生劣幣驅逐良幣之情形，參考發電量前50%案場之平均發電量數值，作為參數訂定之參考，引導業者提升發電效率。

3.近三年發電實績

觀察109至111年躉購電量資料，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1,219及1,238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1,302及1,315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	1,252	1,219 (1,204)*	1,338	1,302 (1,286)*
台中以南	1,272	1,238 (1,219)*	1,351	1,315 (1,295)*

註：*()內數值為112年度的計算結果。

4.建議113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，同步為引導資源有效利用，故建議太陽光電113年度之年售電量仍維持1,250度/瓩。

陸、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(一)期初設置成本

1.112年度審定會使用參數值：13.63萬元/瓩

2.113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	設備登記檢附之發票資料。	
選取合理性	考量近4年(109-112年)未有任何售電案例完成設備登記，故依參數資料 <u>參採原則</u> ， <u>沿用去年</u> 審定會參採 <u>資料</u> 。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	依參數資料參採原則，沿用去年審定會參採資料，期初設置成本為136,301元/瓩。	13.63 (13.63)
(2)其他成本	<ul style="list-style-type: none">■ 通案性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 (13.63)
(3)未來成本 降幅反應	<u>0%</u>	<u>13.63</u> (13.63)

註：()內數字為112年度審定會參採數值。

陸、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。
- (2)國內案例平均為13.63萬元/瓩：今年新增1筆無售電案場資訊，但建議待該筆案場商轉滿一年度，並掌握相關運維費用及售電量資訊後，再予討論是否納入通案設置態樣。考量近4年(109-112年)未有任何售電案例完成設備登記，故依參數資料參採原則，沿用去年審定會參採資料，即108年案例資料共計13筆，平均期初設置成本為136,301元/瓩。
- (3)建議113年度參採數值：根據國內案例平均，為13.63萬元/瓩。

陸、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(二)年運轉維護費

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.32%，即1,802元/瓩。

2.113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	<p>1.國內資料：由於近年案件資料稀少，故保留112年度審定會討論資訊，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>。</p> <p>(1)保修合約：蒐集A案場9kW設置案場20年維護合約。</p> <p>(2)汰換設備：蒐集變流器成本資料共2筆，以小風機變流器於20年期間需更換2次平均計算。</p> <p>(3)保險：蒐集2筆產險資料，計算保險費平均。</p> <p>2.國外資料：蒐集2020~2022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。</p>
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	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>3.考量國內案例資料數量較少，建議沿用112年度計算方式，將<u>國內外資料平均</u>，年運轉維護費為<u>1,802元/瓩</u>。</p> <p>4.按113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>。</p>
比較分析	沿用112年度計算方式。
113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> 。

陸、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案場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。(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)

B. 汰換設備

(A) 參數計算已考量保修合約費用，概括考量例行保養所需之各項花費，故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公司提供產險報價單，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公司提供保險合約，保險標的物為2支9.8瓩風機，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. 租金係案件選址時因為不同選擇所產生之機會成本，於自有地或自有建物上設置小風機則無此花費，且納入成本參數計算所產生之錨定效果亦可能助漲土地租金行情，故不宜將租金納入考量。

(2) 國外資料：蒐集近3年(2020-2022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113年度參採數值：考量國內案例資料數量較少，建議沿用112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%。

陸、風力發電

一、陸域型1瓩以上未達30瓩

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：1,750度/瓩

2.113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	<p>1.國內資料：蒐集近3年(109~111年)台電公司抄表資料，國內小型風電躉購案件共34件。</p> <p>2.國外資料：</p> <p>(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。</p> <p>(2)美國：參考小型風力認證委員會(SWCC)年發電量測試數據，採用近3年(2020年迄今)資料共2筆，在每秒5公尺風速下之平均年發電量。</p>
選取原則	持續以較高標準引導發電效率提升。
計算方式	<p>1.國內資料：躉購<u>案件</u>的年售電量有<u>明顯差距</u>，年售電量介於<u>12~1,942度/瓩</u>。</p> <p>2.國外資料：平均年發電量約<u>1,761度/瓩</u>。</p> <p>(1)日本：設備利用率20%相當於1,752度/瓩。</p> <p>(2)美國：年發電量平均為1,769度/瓩。</p> <p>3.國內小型風力躉購案件的年售電量有明顯差距，建議<u>持續</u>以較高標準<u>引導</u>發電<u>效率提升</u>。</p>
比較分析	資料更新，沿用112年度計算方式。
113年度草案建議	為持續引導發電量提升，建議年售電量維持 <u>1,750度/瓩</u> 。

陸、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

蒐集近3年(109~111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12~1,942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3年(2020年迄今)資料共2筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,769度/瓩。

C. 日本及美國資料平均：1,761度/瓩。

(3) 建議113年度參採數值：國內小型風力躉購案件的年售電量有明顯差距，建議持續以較高標準引導發電效率提升，即年售電量維持1,750度/瓩。

陸、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(一)期初設置成本

1.112年度審定會使用參數值：3.88萬元/瓩(無LVRT功能者為3.78萬元/瓩)

2.113年度分組會議共同意見建議數值：3.92萬元/瓩(無LVRT功能者為3.82萬元/瓩)

3.113年度審定會第二次會議討論數值：3.88萬元/瓩(無LVRT功能者為3.78萬元/瓩)

4.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1.國內案例資料：海關設備進口案例成本。 2.成本占比結構：美國NREL長期發布之報告。 3.規模成本差距：美國能源部報告。 4.成本趨勢預測：國際能源署報告。	
選取合理性	沿用112年度審定會參採之海關設備進口案例成本。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
(1)國內案例 成本校正	■ 採海關進口成本資料及NREL報告的成本占比資訊進行評估，並考量 <u>國內外設置規模不同</u> 之成本差距，進行 <u>成本校正</u> 。 ■ 以裝置容量加權平均方式計算期初設置成本為 <u>39,002元/瓩</u> 。	3.90 (3.90)
(2)其他成本	透過國內案例成本校正概括考量。	3.90 (3.90)
(3)未來成本 降幅反應	■ 根據國際能源署預測，年均成本降幅為 <u>0.57%</u> 。 ■ 考量國際成本降幅下，成本約 <u>38,780元/瓩</u> 。	3.88 (3.88)

註1：()內數字為112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。

陸、風力發電

5.參數內涵說明

(1)國內資料：

A.台電案例：考量國外風機大型化發展趨勢，不參採台電2MW風機案例。

B.民營案例：沿用112年度審定會參採之海關設備進口案例成本及美國NREL報告的成本占比資訊進行評估。

C.考量國內外設置規模不同之成本差距：委員於第2次分組會議中提醒應注意計算結果是否失真，故重新檢視計算合宜性，考量國內案例亦少有50MW以上規模，故建議調整沿用112年度審定會參採資訊，採20~50MW案例與200MW以上案例之規模成本差距為11.2%。

(2)反應未來成本趨勢：陸域大型風電技術已成熟，建議成本降幅沿用112年度審定會參採數值0.57%。

(3)建議113年度參採數值：3.88萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為3.78萬元/瓩)。

陸、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(二)年運轉維護費

- 1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.52%(無安裝或具備LVRT者為5.66%)，即2,141元/瓩。
- 2.113年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本5.47%(無安裝或具備LVRT者為5.61%)，即2,144元/瓩。
- 3.113年度審定會第二次會議討論數值：占期初設置成本5.52%(無安裝或具備LVRT者為5.66%)，即2,141元/瓩。
- 4.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	<ol style="list-style-type: none">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，故使用台電近3年(109~111年)案例資料進行平均。2. 國外資料：蒐集IRENA最新報告，參採歐美及亞洲國家共4筆資訊進行平均。
選取原則	考量國內多為早年設置案件之運轉維護費資料，故建議納入國外新報告數據，以兼顧國際最新情況，平均計算國內外資料。
計算方式	<ol style="list-style-type: none">1. 國內：考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費為2,331元/瓩。2. 國外：考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費為1,956元/瓩。3. 考量國內多為早年設置案件之運轉維護費資料，故建議納入國外新報告數據，以兼顧國際最新情況，平均計算國內外資料，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,144元/瓩，數值與112年度參採數值2,141元/瓩相近。
比較分析	113年度計算結果與112年度參採數值相近，建議數值維持2,141元/瓩。
113年度草案建議	113年度年運轉維護費為2,141元/瓩，按113年度期初設置成本建議數值3.88萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為5.52%(無安裝或具備LVRT者為5.66%)。

陸、風力發電

5. 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(109~111年)資料計算平均為0.7675元/度，考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費為0.9324元/度，假設年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,331元/瓩。
- (2) 國外資料：蒐集IRENA(2023)最新報告，參採歐美及亞洲國家共4筆資訊，計算平均年運轉維護費為0.6439元/度，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0.7823元/度，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為1,956元/瓩。
- (3) 考量國內多為早年設置案件之運轉維護費資料：建議納入國外新報告數據，以兼顧國際最新情況，平均計算國內外資料，則年運轉維護費為2,144元/瓩，數值與112年度參採數值2,141元/瓩相近，建議維持2,141元/瓩，以貼近國際最新情況。
- (4) 建議113年度參採數值：113年度計算結果與112年度參採數值相近，建議數值維持2,141元/瓩，按113年度期初設置成本建議數值3.88萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為5.52%(無安裝或具備LVRT者為5.66%)。

陸、風力發電

二、陸域型30瓩以上

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：2,500度/瓩

2.113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，使用100年以後商轉之風場資料。
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，109~111年台電公司平均年發電量為2,613度/瓩，民營業者平均年發電量為2,370度/瓩，兩者年發電量平均為2,492度/瓩。
比較分析	資料更新，沿用112年度計算方式。
113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113年度年售電量維持 <u>2,500度/瓩</u> 。

陸、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109~111年平均年發電量達2,613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109~111年平均年發電量僅2,370度/瓩。
- C.民營風場因部分風機的塔架高度較低，導致年發電量低於台電風場。
- D.根據100年以後商轉之風場資料，近3年台電與民營平均年發電量為2,492度/瓩。

(2)國外資料：

- A.根據美國能源部(U.S. Department of Energy, 2022)之研究資訊，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，故建議持續引導民營風場將設備及技術升級，藉以提高發電效率。
- 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113年度參採數值：根據國內100年以後商轉之風場資料，109~111年台電公司平均年發電量為2,613度/瓩，民營業者平均年發電量為2,370度/瓩，兩者平均為2,492度/瓩，基於持續引導民營風場提高發電效率，建議113年度陸域大型風電的年售電量維持2,500度/瓩。

陸、風力發電

三、離岸型

(一)期初設置成本

1.112年度審定會使用參數值：14.86萬元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：15.07萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	根據我國 <u>風場條件</u> ， <u>蒐集國外類似案例14筆</u> 資料。	
選取合理性	成本資料 <u>剔除上下共2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	<ol style="list-style-type: none"> 1. <u>調整</u>計算案例<u>不含併網</u>之成本 2. <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% 3. 成本考量<u>一致化完工時點</u> 4. 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：714元/瓩 	104,994 (104,413)
(2)國內外開發經驗差異之成本差距	<u>13,878元/瓩</u> 。	118,872 (118,291)
(3)併網成本	採國際實際案例平均，併網成本為 <u>32,065元/瓩</u> 。	150,937 (148,754)
(4)未來成本降幅反應	反映技術進步，成本降幅 <u>7.54%</u> 。	139,556 (137,538)
(5)台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本： <u>1,111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>150,650</u> (148,594)

註1：()內數字為112年度審定會參採數值。

註2：屬離岸風電第二階段「潛力場址」階段之離岸風場，加強電力網工程費用收費為每瓩5,983元。

陸、風力發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內資料：

- A. 更新漁業補償成本：根據漁業署最新年報數據(110年漁業統計年報)，重新估算漁業補償成本為**1,111元/瓩**。
- B. 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**。
- C. 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14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2筆極端值樣本，最終參採12筆樣本計算平均成本為**104,994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，並考量在短時間內環境條件相似下，建議成本差距維持112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，以近3年(2021~2023年)資料計算平均併網成本為**32,065元/瓩**。
 - E. 未來成本降幅反應：蒐集美國國家再生能源實驗室(NREL)最新成本預測資訊，預估離岸風電從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**2021年~2024年**成本**總降幅**為**7.54%**。
- (3) 建議113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**15.07萬元/瓩**。

陸、風力發電

三、離岸型

(二)年運轉維護費

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.87%，即4,270元/瓩。

2.113年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.62%，即3,955元/瓩。

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集 <u>國外</u> 近3年(2020~2022年)的年運轉維護費資料共 <u>4筆</u> 。
選取原則	考量示範風場的風機容量、設置規模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113年度 <u>維持以國外資料做為參數計算基礎</u> 。
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>3,955元/瓩</u>
比較分析	資料更新，沿用112年度計算方式。
113年度草案建議	年運轉維護費為 <u>3,955元/瓩</u> ，按113年度期初設置成本建議數值15.07萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為 <u>2.62%</u> 。

陸、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113年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- (2) 國外資料：蒐集2020~2022年國外年運轉維護費資料共4筆，計算平均為3,256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3,955元/瓩。
- (3) 建議113年度參採數值：根據新蒐集資訊計算年運轉維護費為3,955元/瓩，按113年度期初設置成本建議數值15.07萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為2.62%。

陸、風力發電

三、離岸型

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：3,750度/瓩

2.113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	<ol style="list-style-type: none">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>近<u>3年</u>(109-111年)<u>平均</u>年發電量為<u>3,816度/瓩</u>。4. 遴選案尚未有完整一年實際發電數據。5. 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	蒐集國內 <u>1筆示範案</u> 近 <u>3年</u> 的 <u>平均</u> 年發電量為 <u>3,816度/瓩</u> ，惟考量目前僅有1筆案例的實際發電數據，且 <u>遴選案</u> 也尚未有 <u>完整</u> 一年的 <u>實際發電</u> 數據，在實際 <u>資訊有限</u> 情況下，建議參數 <u>計算方式</u> 宜與去年 <u>維持一致</u> 。
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112年度計算方式。
113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> 。

陸、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，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. 國內民營128MW示範案(2*4MW+20*6MW)於109~111年有完整的年發電量資料，計算3年平均為3,816度/瓩。
- (3) 未以示範案數據評估年售電量：考量目前僅有1筆案例的實際發電數據，且遴選案也尚未有完整一年的實際發電數據，在實際資訊有限情況下，建議參數計算方式宜與去年維持一致。
- (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113年度參採數值：維持112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。

柴、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

1.112年度審定會使用參數值：6.55萬/瓩

2.113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 無新增 生質能無厭氧掩埋沼氣 案例 2. 蒐集 近三年 國內無厭氧掩埋沼氣設置案例之 設備登記及成本資料	
選取 合理性	案例名稱	處理方式
	1. 近三年度無新增掩埋沼氣案例，故以 110年度 審定會 參採案例 進行說明。 2. 110年度 費率參數計算 新增納入 掩埋場沼氣發電 2案場 設置成本，並於111、112年度 沿用 。	1. 檢視匯整案例 設備登記 之發票單據 2. 檢視 發票單據 與 驗收證明書項目及金額 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 無新增 生質能無厭氧掩埋沼氣 案例 建議 依參數資料參採原則， 沿用112年度 公告成本 參數 (6.55萬元/瓩)。	6.55
2.其他成本	無	6.55
3.未來成本 降幅反應	國際趨勢未有變動(年降幅為0)，故建議 不予調整 。	<u>6.55</u>

柴、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：

考量本年度無新增生質能無厭氧掩埋沼氣案例，建議沿用112年度公告成本參數，即6.55萬元/瓩。

(2) 國際趨勢無變動，建議維持112年度參數(6.55萬元/瓩)：

另基於國際趨勢未有變動(年降幅為0)，建議不調整期初設置成本，即113年度生質能無厭氧消化設備期初設置成本為6.55萬元/瓩。

柴、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

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本 15.80%，即10,346元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本15.75%，即10,317元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集國內已運轉滿一年之案例資料
選取原則	1. 本年度運轉滿一年之案例資料計有2件，皆隸屬於同一操作維護發包計畫。 2. 其111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	經剔除不屬發電系統操作維護之項目、以及既有應負環保責任費用後，計算案例單位年運轉維費為8,516元/瓩。
比較分析	計算參採案例之平均數值，20年均化後數值為10,317元/瓩，於期初設置成本6.55萬元/瓩下，占比為15.75%。
113年度草案建議	生質能無厭氧運轉維護成本： 10,317元/瓩，於期初設置成本6.55萬元/瓩下，占比為15.75%

柴、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) 建議參採本年度新增2案場，皆已運轉滿一年：

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8,492元/瓩。

(4) 20年均化後運維費為10,317元/瓩，占比為15.75%：

考量物價上漲因素、20年均化後數值為10,317元/瓩，占期初設置成本(6.55萬元/瓩)之15.75%。

柴、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

1.112年度審定會使用參數值：5,600度/瓩

2.113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案場計有 2案
選取原則	匯整上述2案111年度台電抄表資料，並確認其運轉發電狀況
計算方式	<p>彙整2案例之111年實際發電量(即台電抄表資料)如下，此兩案111年度售電量數值因停機維修、系統降載等因素致偏低。</p> <ol style="list-style-type: none">1. A案場因其中一台沼氣發電機組之渦輪設備損壞、至112年上半年方由國外進口零件更換完成，故111年度之發電量不佳。2. B案場則於111年期間配合沼氣量變動，故採系統降載整體發電量較低，但至112年年初已恢復正常運作。
比較分析	本年度案例因 停機維修、系統降載 等因素，致111年度之售電量 明顯偏低 ，建議 不宜參採 其數值，以 維持躉購參數及費率穩定性 。
113年度草案建議	<ol style="list-style-type: none">1. 為避免單一年度發電量偏低導致參數數值大幅變動、並兼顧躉購費率穩定性，建議沿用112年度數值5,600度/瓩，未來待案例正常運轉後再行評估。2. 生質能無厭氧年售電量：5,600度/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 案例因停機維修、系統降載等因素，致111年度之售電量明顯偏低，建議不宜參採其數值，以維持躉購參數及費率穩定性。
- (2) 建議沿用112年度數值5,600度/瓩，未來待案例正常運轉後再依參數資訊檢討調整。

柴、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

1.112年度審定會使用參數值：21.30萬元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：21.11萬元/瓩

3.計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	近三年國內設置案例設備登記及回函資料	
選取合理性	考量設備登記檢附之發票為實際發生費用，故將近三年檢附單據之案例全數納入檢視評估，並檢視參採合宜性。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1.國內案例成本校正	<ol style="list-style-type: none">蒐集近三年設置案，並以完成設備登記、且檢附發票之案例全數納入檢視。經檢視無成本資訊、112年度決議不參採之案例後，將剩餘案例納入評估。以裝置容量加權平均方式計算期初設置成本，即 21.11萬元/瓩。	21.11
2.其他成本	無	21.11
3.未來成本降幅反應	國內沼氣發電設置案場日益增多，故建議依國內實際案場成本計算，即21.11萬元/瓩。	<u>21.11</u>

柒、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 國內案例蒐集：

蒐集近三年完成設備登記、且檢附發票之案例，並全數納入檢視。

(2) 成本資訊檢視：

剔除無主要成本資訊、及112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) 計算期初設置成本：

以裝置容量加權平均方式計算參採案例之期初設置成本，即 21.11萬元/瓩。

柴、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

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本10.89%，即23,205元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本11.09%，即23,407元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集生質能有厭氧消化設備近三年(108-110)運轉資料
選取原則	1. 剔除未規律運轉(如示範案場)等案場： 2. 檢視後參採剩餘案例，後續計算其年運轉維護費用
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23,407元/瓩，占比為11.09%
比較分析	更新案例資料，並包含未全時運轉但發電時間規律案場資訊
113年度草案建議	生質能有厭氧運轉維護成本： 23,407元/瓩，於期初設置成本21.11萬元/瓩下，占比為11.09%

柴、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，並剔除未規律運轉(如示範案場)等案場，參採剩餘案例資料。

(3) 20年均化後運維費為23,407元/瓩，占比為11.09%：

計算參採案例之平均單位年運轉維護費，考量物價上漲因素、20年均化後數值為23,407元/瓩，占期初設置成本(21.11萬元/瓩)之11.09%。

柴、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

1.112年度審定會使用參數值：5,800度/瓩

2.113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	蒐集生質能有厭氧消化設備近三年設置案之去年度售電量 ➤以台電111年度發電量抄表記錄資訊為主
選取原則	<ol style="list-style-type: none">依蒐集案例之發電量結果顯示，整體之發電穩定性仍需加強，包含偶有暫停/發電量低落月份、，單月容量因數變動較大、設備維修/更換導致曾中斷發電、沼氣供應或設備整合問題，致整體發電量偏低：等現象生質能有厭氧案場於111年度期間，因料源/沼氣穩定度、設備維修、暫停運轉等因素導致發電量較低，顯示整體沼氣發電之穩定性仍受諸多因素影響，無法真實反映正常運轉情況。
計算方式	沿用112年度評估方式，即為6,600度/瓩
比較分析	因料源/沼氣穩定度、設備維修等因素導致發電量較低，無法真實反映正常運轉情況
113年度 草案建議	生質能有厭氧年售電量：5,800度/瓩

柴、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 無法真實反映正常運轉情況：

本年度蒐集實際運轉之沼氣發電案場年發電時數資料，然因 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，無法真實反映正常運轉情況。

(2) 建議 沿用112年度年售電量參數 數值，即 5,800度/瓩：

考量前開因素，為持續 引導高效率 沼氣發電於市場上之運用，建議113年度 沿用112年度 年售電量參數數值，即 5,800度/瓩

(3) 未來 持續追蹤、評估年售電量數值參數：

另由於 112年度 審定會已將年售電參數由6,600度/瓩 調整至5,800度/瓩，已一定程度 反映沼氣多元應用 現況，未來將持續追蹤案場實際運作及市場發展，以滾動檢討售電量數值。

柴、生質能及其他再生能源發電

三、生質能 - 農林植物

(一) 期初設置成本

1. 112年度審定會使用參數值：7.53萬元/瓩

2. 113年度分組會議共同意見建議數值：7.53萬元/瓩

3. 計算簡要說明

	說明	
資料蒐集	1. 「農林植物」為112年度 新增類別 ，目前尚 無申請設置案例 2. 去年度審定會係匯整 國際資訊 採「農林植物」料源之發電設備單位設置成本，計算各國/區域平均值為 7.53萬元/瓩 。	
選取合理性	資料來源	處理方式
	於去年度蒐整國際研究報告之國家/區域的「農林植物」設置成本資訊	檢視資訊之 應用料源 ，是否屬「 農林植物 」。
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1. 國內案例成本校正	(1) 「農林植物」係112年度 新增類別 ， 國內無申設案例 。 (2) 112年度國際之發電設備單位期初設置成本平均值為 7.53萬元/瓩 。 (3) 在 國內尚無申設案例 及成本資訊前，建議沿用112年度參數數值，即 7.53萬元/瓩 ，後續再依實際設置案資訊進行滾動檢討。	7.53
2. 其他成本	無	7.53
3. 未來成本降幅反應	鑑於「農林植物」係112年度 新增類別 、目前尚 無申設案場 ，建議沿用 112年度公告成本參數 ，即 7.53萬元/瓩 。	<u>7.53</u>

柒、生質能及其他再生能源發電

4.參數內涵說明

- 「農林植物」為112年度新增類別，國內目前尚無申設案例。
建議沿用112年度公告成本參數，即7.53萬元/瓩，未來年度再依實際設置案成本進行滾動檢討。

柴、生質能及其他再生能源發電

三、生質能 - 農林植物

(二)年運轉維護費

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本 20.59%，即15,502元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本 20.59%，即15,502元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	「農林植物」為本年度開始適用之 新增類別 ，目前國內尚 無申設及運轉滿一年之案例 ，故 無案場之年運轉維護費用 資訊
選取原則	以國際研究報告、及國內政府機關執行計畫等資訊為主
計算方式	■ 運轉維護費用 由「 操作維護費用 」與「 燃料成本 」組成： 1. 操作維護費用 ：參考並計算 國際平均操作維護費用 占比後，數值為設置成本之 3.22% ，即設置成本(75,300元/瓩)×3.22%= 2,425元/瓩 。 2. 燃料成本 ：依相關部會之研究報告及公開資訊計算後，農林植物平均單位熱值為 1,004.78KJ/kg (即 4,207 kcal/kg)、單位成本為 2,182元/公噸 。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為 10,335元/瓩 。 3. 年運轉維護費 ：單位操作維護費與燃料成本加總後，總計為12,760元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費為 15,502元/瓩 ，占比 20.59% 。
比較分析	燃料成本依 國內、國外農林植物料源之熱值/成本 進行計算
113年度 草案建議	農林植物運轉維護成本： 15,502元/瓩 ，於期初設置成本 7.53萬元/瓩 下，占比為 20.59% 。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 「農林植物」為本次審定會規劃新增類別，目前國內尚無案例可參採，故建議依參數資料參採原則，參考國內外運維費用、料源資訊。
- (2) 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：蒐集國際研究機構及政府單位之研究報告，匯整計算後，數值為設置成本之3.22%，即設置成本(75,300元/瓩) × 3.22% = 2,425元/瓩。
- B. 燃料成本：匯整國內相關部會之研究報告及公開資訊計算後，農林植物平均單位熱值為1,004.78KJ/kg(即4,207 kcal/kg)、單位成本為2,182元/公噸。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為10,335元/瓩。
- (2) 20年均化後運維費為15,502元/瓩，占比為20.59%：
- 將操作維護費與燃料成本加總後，總計為12,760元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費15,502元/瓩，占期初期設置成本(7.53萬元/瓩)之20.59%。

柴、生質能及其他再生能源發電

三、生質能 - 農林植物

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：6,950度/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：6,950度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	「農林植物」為本年度開始適用之 新增類別 ，目前國內尚 無申設案例及年售電資訊 。
選取原則	彙整 國際農林植物 料源之發電設備 年售電量數值 以進行評估
計算方式	1. 「農林植物」為本年度開始適用之 新增類別 ，迄今目前國內尚 無申設案例及年售電資訊 可參採。 2. 112年度彙整國際報告資料，「農林植物」發電設備之平均年運轉時數為 6,967度/瓩 。
比較分析	1. 本年度國內尚 無農林植物申設、商轉案例及年售電量資料 。 2. 建議沿用 112年度數值 ，即 6,950度/瓩 ，後續並依實際申設案場及市場發展進行滾動檢討。
113年度 草案建議	農林植物年售電量： 6,950度/瓩 。

柴、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「農林植物」類別之商轉案例及年售電量資料，故建議沿用112年度數值，即6,950度/瓩，後續並依實際申設案場及市場發展進行滾動檢討。

柴、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(一) 期初設置成本

1. 112年度審定會使用參數值：8.02萬元/瓩

2. 113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. 蒐集近三年「廢棄物發電設備」類別中料源採「一般及一般事業廢棄物」案例 2. 本年度計4件新增商轉案例，其餘案場則仍於設置中		
選取合理性	案例來源	處理方式	
	蒐集近三年已商轉或完成同意備案個案	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) 本年度完成設置案計4件：由同一業者於相同場域設置，因內部併聯盤尚未完成，故尚未發電、成本仍有變動可能，建議不參採。 (2) 其餘設置中案例：尚未設置完成、成本資訊尚不明確。 (3) 因案場之設置成本明確性不足等因素，建議沿用112年度成本參數(8.02萬元/瓩)。 (4) 後續將將持續追蹤案場實際成本項目內涵、運維費用及發電量，評估於未來「一般及一般事業廢棄物」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	考量本年度設置完成案例、及設置中個案因成本資訊尚不明確、具變動可能，故建議沿用112年度公告成本參數。		<u>8.02</u>

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 本年度計4件新增商轉案例：成本仍有變動可能，建議不參採
 - ✓ 4案屬同一業者設置，目前因內部併聯盤尚未完成、仍在施作中，故尚未發電、成本具變動可能，建議不參採。
- (2) 其餘設置中案例：尚未設置完成、成本資訊尚不明確，建議不參採。
- (3) 建議沿用112年度公告成本參數：
 - ✓ 考量本年度設置完成案例、及設置中個案因成本資訊尚不明確、具變動可能，故建議沿用112年度公告成本參數(8.02萬元/瓩)。

柒、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(二)年運轉維護費

1.113年度審定會使用參數值：占期初設置成本27.25%，即21,857元/瓩

2.113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	「一般及一般事業廢棄物」本年度 新增4案 設置案例，但 尚未運轉滿一年 、無確切之年度 運維費 資訊。
選取原則	本年度國內未有商轉案例之年運轉費用資訊，故建議 沿用112年度 方式，參採國內研究報告資訊。
計算方式	<p>■ 運轉維護費用由「操作維護費用」與「燃料成本」組成：</p> <ol style="list-style-type: none">1.操作維護費用：依過往審定會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.燃料成本：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，RDF成本為3,000元/噸、RDF熱值為4,958卡/公斤。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為12,492元/瓩。3.年運轉維護費：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21,857元/瓩，占比27.25%。
比較分析	沿用112年度評估方式，即為 21,857元/瓩 。
113年度 草案建議	一般及一般事業廢棄物運轉維護成本： 21,857元/瓩 ，於期初設置成本 8.02萬元/瓩 下，占比為 27.25% 。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 本年度國內新增4案「一般及一般事業廢棄物」完成設置登記，但尚未正式商轉(內部併聯盤施作中)，故無年度運維資訊。
- (2) 建議沿用112年度方式，以國內評估資料及RDF燃料成本資訊為主，並考量物價上漲因素、20年均化後費用為21,857元/瓩，占期初期設置成本(8.02萬元/瓩)之27.25%。

柴、生質能及其他再生能源發電

四、廢棄物 - 一般及一般事業廢棄物

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：7,200度/瓩

2.113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	「一般及一般事業廢棄物」本年度 新增4案 設置案例，但 尚未運轉滿一年 、無確切之年度 售電量 資訊。
選取原則	本年度國內未有商轉案例之年售電量資訊，故建議 沿用112年度 方式，參採國內研究報告資訊。
計算方式	1. 本年度國內之 無新增 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 6,421-7,621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112年度之年售電量 維持111年度 數值，即為 7,200度/瓩 。
112年度 草案建議	一般及一般事業廢棄物年售電量： 7,200度/瓩 。

註：*112年度審定會因國內無新增廢棄物發電設備之年售電量資料，依據參數資料參採原則，為反映國內實際發展現況，因此決議年售電量維持111年度數值，即為7,200度/瓩(係依據屏東縣巨大廢棄物回收再利用廠所規劃之第二階段3MW區域生質能汽電共生廠，預估年發電量為7,200度/瓩。)

柴、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滿一年案例年售電量資訊，建議112年度廢棄物發電年售電量沿用112年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

五、廢棄物 - 農業廢棄物

(一) 期初設置成本

1. 112年度審定會使用參數值：10.80萬元/瓩

2. 113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	蒐集近三年「農業廢棄物」完成設備登記並商轉個案，合計2筆。	
選取合理性	案例來源	處理方式
	完成「農業廢棄物」設備登記者	檢視案例成本內涵，剔除不屬發電相關費用，計算平均設置成本
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1. 國內案例成本校正	<p>(1) 本年度新增商轉之案場計有2筆，因設置業者及地點相同、商轉時間相近、管道設施亦採共用，故視為1案。</p> <p>(2) 該案商轉未滿一年，無年度運維及售電量資訊，建議不宜僅參採單一參數(期初設置成本)，以維繫費率穩定性。</p> <p>(3) 建議沿用112年度期初設置成本參數，即10.80萬元/瓩。</p>	10.80
2. 其他成本	無	10.80
3. 未來成本降幅反應	鑑於「農業廢棄物」設置案例尚少，另本年度新增案例尚無完整年度之運維、售電量，故建議沿用112年度成本數值，即10.80萬元/瓩。	<u>10.80</u>

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(一) 本年度新增2筆「農業廢棄物」案例：

2筆為同一設置業者、地點相同，發電設備屬同一批採購項目，且商轉時間相近，故視為1案。

(二) 案例商轉未滿一年：

案例商轉未滿一年，建議不宜僅參採單一參數(期初設置成本)，以維繫費率穩定性，並待該案商轉滿一年度，具完整年運維費用及售電量資訊後，再予討論是否納入評估。

(三) 112年度建議參採數值：10.80萬元/瓩

因本年度新增案例尚無完整年度運維、售電量，故建議沿用112年度成本數值，即10.80萬元/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

五、廢棄物 - 農業廢棄物

(二)年運轉維護費

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本 18.46%，即19,940元/瓩

2.113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	本年度 新增2筆 「農業廢棄物」設置完成、並商轉案例，且2案為同一設置業者、地點相同、設備共用、且商轉時間相近，故 視為1案 。
選取原則	近三年完成 設備登記 之案例計1案，但 尚未運轉滿一年 ，故參考 國內 相關 評估資料
計算方式	<p>■ 運轉維護費用由「操作維護費用」與「燃料成本」組成：</p> <ol style="list-style-type: none">1.操作維護費用：依過往審定會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.燃料成本：依行政院農委會林業試驗所、林務局、經濟部工業局、工研院報告及台中市政府公開資訊計算後，農業廢棄物平均單位熱值為4,319 kcal/kg、單位成本為2,937元/公噸。依熱值及單位成本計算燃料費用後，年燃料成本為10,914元/瓩。3.年運轉維護費：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19,940元/瓩，占比18.46%。
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
112年度 草案建議	農業廢棄物運轉維護成本： 19,940元/瓩 ，於期初設置成本 10.80萬元/瓩 下，占比為 18.46% 。

柴、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」係111年度新增類別，迄今完成設備登記之案例計1案，但尚未運轉滿一年，故參考國內相關評估資料
- (2) 建議沿用112年度數值，以國內相關評估資料及農業廢棄物燃料成本/熱值資訊為主，並考量物價上漲因素、20年均化後費用為19,940元/瓩，占期初期設置成本(10.80萬元/瓩)之18.46%。

柴、生質能及其他再生能源發電

五、廢棄物- 農業廢棄物

(三)年售電量

- 1.112年度審定會使用參數值：5,600度/瓩
- 2.113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 新增2筆 「農業廢棄物」設置完成、並商轉案例，且2案為同一設置業者、地點相同、商轉時間相近，故 視為1案 。
選取原則	近三年完成 設備登記 之案例計1案，但 尚未運轉滿一年 ，故參考 國內外相關評估資料 。
計算方式	1. 本年度 無新增案場運轉滿一年 之售電量資訊。 2. 依據國際報告資料，農業廢棄物發電設備之年運轉時數介於 4,730-7,866度/瓩 。
比較分析	1. 建議待既有案例 穩定商轉 、具 完整年度 之售電量數值後，再行檢視評估參採合宜性。 2. 建議113年度之年售電量 維持112年度 數值，即為 5,600度/瓩 。
113年度 草案建議	農業廢棄物年售電量： 5,600度/瓩 。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

「農業廢棄物」係111年度新增類別，迄今完成設備登記之案例計1案，但尚未運轉滿一年，故建議沿用112年度數值，即為5,600度/瓩，後續待案例具完整年度之售電量數值後再行檢討評估。

柴、生質能及其他再生能源發電

六、小水力發電

(一) 期初設置成本

1. 112年度審定會使用參數值

1 瓩以上不及 500 瓩：19.47 萬元/瓩；500 瓩以上不及 2,000 瓩：16.44 萬元/瓩；
2,000 瓩以上不及 20,000 瓩：11.04 萬元/瓩

2. 113年度分組會議共同意見建議數值：

1 瓩以上不及 500 瓩：19.47 萬元/瓩；500 瓩以上不及 2,000 瓩：16.44 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	蒐集實際設置案、決標資料、可行性研究報告、設備登記資料。			
選取合理性	以業者提供之 決標資料 、 設備登記 等資料，並剔除建置規劃中、申請設備登記中、發票不全或無意願提供之案例，另有部分案例裝置容量依申請之 同意備案 進行調整。			
成本架構	說明	計算數值(萬元/瓩)		
		1 瓩以上不及 500 瓩	500 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	■ 成本內涵包括土建、機電工程(含併網)、其他等，經試算： 1. >1 瓩~<500 瓩： <u>沿用 112 年度參採數值，即 19.47 萬元/瓩。</u> 2. >500 瓩~<2,000 瓩： <u>沿用 112 年度參採數值，即 16.44 萬元/瓩。</u> 3. >2,000 瓩~<20,000 瓩： <u>沿用 112 年度參採數值，即 11.04 萬元/瓩。</u>	19.47	16.44	11.04
2. 其他成本	無。	19.47	16.44	11.04
3. 未來成本降幅反應	考量國內案例尚在建置，建議 不依國際趨勢調降 。	19.47	16.44	11.04
4. 額外考量因素	無。	19.47	16.44	11.04

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 蒐集國內設置案例：包括國內實際設置案、國營企業可行性研究報告、決標資料與設備登記資料，惟因未有新的成本佐證資訊，故依參數資料參採原則，沿用112年參採數值。
- (2) 考量國內案例尚在建置，建議不依國際降幅調整。
- (3) 113年度建議參採數值：
 - A. 1瓩以上不及500瓩：考量新增案例尚在申請設登、檢附之發票不全，為避免低估設置成本及鼓勵小規模案場持續投入，建議皆不參採，因此，本年度無新增案例，依參數資料參採原則，沿用112年度參採數值，即19.47萬元/瓩。
 - B. 500瓩以上不及2,000瓩：本年度無新增案例，依參數資料參採原則，沿用112年度參採數值，即16.44萬元/瓩。
 - C. 2,000瓩以上不及20,000瓩：本年度無新增案例，依參數資料參採原則，沿用112年度參採數值，即11.04萬元/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

六、小水力發電

(二)年運轉維護費

1.112年度審定會使用參數值：

- (1) 1瓩以上不及500瓩：占期初設置成本1.23%，即2,387元/瓩
- (2) 500瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.45%，即2,387元/瓩
- (3) 2,000瓩以上不及20,000瓩：占期初設置成本2.11%，即2,328元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：

- (1) 1瓩以上不及500瓩：占期初設置成本1.23%，即2,387元/瓩
- (2) 500瓩以上不及2,000瓩：占期初設置成本1.45%，即2,387元/瓩
- (3) 2,000瓩以上不及20,000瓩：占期初設置成本2.11%，即2,328元/瓩

	說明
資料蒐集	蒐集國內各單位與民營業者資料，本年度新增3筆資料。
選取原則	實際設置案檢視發票單據與所提金額是否相符，剔除無佐證與未提供；開發中之案例則依報告評估數據為主。
計算方式	1. 依個案所提運維費用取平均，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。 2. 因本年度1瓩以上不及500瓩新增資料數值差異過大，建議持續觀察歷年變化再行討論，故各級距皆無新增案例，依參數參採原則，沿用112年度參採數值，即1瓩以上不及500瓩： <u>2,387元/瓩</u> ；500瓩以上不及2,000瓩： <u>2,387元/瓩</u> ；2,000瓩以上不及20,000瓩： <u>2,328元/瓩</u> 。
比較分析	沿用112年度計算方式。
113年度草案建議	<ul style="list-style-type: none">• 1瓩以上不及500瓩：2,387元/瓩，於期初設置成本19.47萬元/瓩下，占比為<u>1.23%</u>。• 500瓩以上不及2,000瓩：2,387元/瓩，於期初設置成本16.44萬元/瓩下，占比為<u>1.45%</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>。

柒、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)蒐集國內設置案例：包括實際設置案例、可行性研究報告等資料，剔除未提供與無佐證案例後，以實際設置案與評估案所提之提運維費用取平均，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，惟因本年度1甕以上不及500甕新增資料數值差異過大，建議持續觀察歷年變化再行討論，故各級距皆無新增案例，依參數參採原則，沿用112年參採數值。
- (3)113年度建議參採數值：
- A. 1甕以上不及500甕：本年度無新增資料，依參數資料參採原則，沿用112年度參採數值，即2,387元/甕，於成本19.47萬元/甕下，占比為1.23%。
- B. 1甕以上不及2,000甕：本年度無新增資料，依參數資料參採原則，沿用112年度參採數值，即2,387元/甕，於成本16.44萬元/甕下，占比為1.45%。
- C. 2,000甕以上不及20,000甕：本年度無新增資料，依參數資料參採原則，沿用112年度參採數值，即2,328元/甕，於期初設置成本11.04萬元/甕下，占比為2.11%。

柴、生質能及其他再生能源發電

六、小水力發電

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：

1 瓩以上不及500 瓩：3,750 度/瓩、500 瓩以上不及2,000 瓩：3,750 度/瓩、2,000 瓩以上不及20,000 瓩：4,050 度/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：

1 瓩以上不及500 瓩：3,750 度/瓩、500 瓩以上不及2,000 瓩：3,750 度/瓩、2,000 瓩以上不及20,000 瓩：4,050 度/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	蒐集國內各單位與民營業者資料及台電抄表資料。
選取原則	實際設置案依台電抄表為主，剔除運轉未滿一年、建置中等案例。
計算方式	考量國內評估案例較難完整反映外在因素及枯豐水期影響，故維持112年度決議以近十年的台電與民營電廠實際發電量進行估算，惟考量近年豐枯水期變化，建議沿用112年度參採數值。 • 1 瓩以上不及500 瓩：考量新增案例僅運轉一年，且因小水力發電易受豐枯水期影響，故沿用112年度參採數值，即3,750 度/瓩。 • 500 瓩以上不及2,000 瓩：沿用112年度參採數值，即3,750 度/瓩。 • 2,000 瓩以上不及20,000 瓩：沿用112年度參採數值，即4,050 度/瓩。
比較分析	沿用112年度計算方式。
113年度草案建議	1 瓩以上不及500 瓩：3,750 度/瓩。 500 瓩以上不及2,000 瓩：3,750 度/瓩。 2,000 瓩以上不及20,000 瓩：4,050 度/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 蒐集國內設置案例：考量國內評估案例較難完整反映外在因素及枯豐水期影響，故維持112年度決議以近十年的台電與民營電廠實際發電量進行估算，惟考量近年豐枯水期變化，建議各躉購級距皆沿用112年度參採數值。

(2) 113年度建議參採數值：

- A. 1瓩以上不及500瓩：考量新增案例僅運轉一年，且因小水力發電受豐枯水期影響，故建議沿用112年度參採數值，即3,750度/瓩。
- B. 500瓩以上不及2,000瓩：沿用112年度參採數值，即3,750度/瓩。
- C. 2,000瓩以上不及20,000瓩：沿用112年度參採數值，即4,050度/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

七、地熱能

(一)期初設置成本

1.112年度審定會使用參數值：

1呎以上不及2,000呎：33.66萬元/呎； 2,000呎以上：27.86萬元/呎

2.113年度分組會議共同意見建議數值：

1呎以上不及2,000呎：33.69萬元/呎； 2,000呎以上：27.86萬元/呎

3.計算簡要說明

		說明	
資料蒐集	蒐集國內實際設置案、決標資料、示範獎勵申請案與籌設計畫書評估等資料。		
選取合理性	實際設置案依 <u>設備登記資料</u> 與 <u>發票單據</u> 為主，示範獎勵案、籌設計畫與建置中之案例以 <u>計畫書</u> 中 <u>評估之建廠成本</u> 及 <u>決標資料</u> 為主，並 <u>剔除未提供成本</u> 進行估算。		
成本架構	說明	計算數值(萬元/呎)	
		1呎以上不及 2,000呎	2,000呎以上
1.國內案例 成本校正	藉由 <u>國內實際設置案/評估案提供之成本數據</u> ，並依成本內涵(產能探勘、鑽井、電廠建造(含併聯))，進行估算： • 1呎以上不及2,000呎： <u>33.69萬元/呎</u> 。 • 2,000呎以上：考量目前僅一案 <u>完工商轉</u> ，其餘 <u>案例尚於籌設與建置階段</u> ，未來會根據實際情況調整，故 <u>沿用112年度參採數值</u> ，即 <u>27.86萬元/呎</u> 。	33.69	27.86
2.其他成本	無。	33.69	27.86
3.未來成本 降幅反應	考量 <u>國內尚在開發建置階段</u> ，近年 <u>僅少數設置案完工</u> ，故 <u>不依國際趨勢調降</u> 。	33.69	27.86
4.額外考量 因素	無。	<u>33.69</u>	<u>27.86</u>

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 蒐集國內設置案例：包括國內實際設置案、決標資料、示範獎勵申請案與籌設計畫書評估等資料，剔除無提供成本之案例後，依成本結構(產能探勘、鑽井、電廠建造(含併聯))進行試算。

(2) 113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，成本平均為33.69萬元/瓩。(產能探勘1.08萬元/瓩、鑽井成本21.14萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯) 11.47萬元/瓩)

B. 2,000瓩以上：考量目前僅一案完工商轉，其餘案例尚於籌設與建置階段，未來會根據實際情況調整，故沿用112年度參採數值，即27.86萬元/瓩。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.50萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯) 13.69萬元/瓩)

柴、生質能及其他再生能源發電

七、地熱能

(二)年運轉維護費

1.112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 3.10%，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

2.113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 3.10%，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	蒐集國內實際設置案例、示範獎勵申請案與籌設計畫書等資料。
選取原則	檢視各評估案所提之運維，若無新資料者依報告所提之評估數據；有新資料者檢視佐證資料與所提金額是否相符。
計算方式	1.考量國內完工商轉案例僅4筆，且因本年度未有新增案例，故建議大小規模，沿用112年度數值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，後續待有較多地熱運維資料，再行調整。 2.溫泉取用費：依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%」，經計算後溫泉取用費為320元/瓩，且不隨物價調整。 3.113年度大小規模級距，年運轉維護費皆為10,431元/瓩。(10,111元/瓩+320元/瓩)
比較分析	沿用112年度計算方式。
113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33.69萬元/瓩下，占比為3.10%。 • 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3.74%。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 國內設置案例：考量完工商轉案例僅4筆，且因本年度未有新增案例，故建議沿用112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，後續待有較多地熱運維資料，再行調整，後續待有較多地熱運維資料，再行調整。
- (2) 溫泉取用費：依「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%」，考量該費用屬於規費，因此不隨物價調整，經計算後溫泉取用費為320元/瓩。
- (3) 113年度建議參採數值：大小規模級距皆為10,431元/瓩。(10,111元/瓩+320元/瓩)
 - A. 1瓩以上不及2,000瓩：於期初設置成本33.69萬元/瓩下，占比為3.10%。
 - B. 2,000瓩以上：於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

柴、生質能及其他再生能源發電

七、地熱能

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：

- (1) 1瓩以上不及2,000瓩：6,400度/瓩
- (2) 2,000瓩以上：6,400度/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：

- (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	蒐集國內實際設置案、決標資料、示範獎勵申請案、籌設計畫書與抄表資料。
選取原則	實際設置案依台電抄表為主，並剔除停止運轉、設備調校等案例；示範獎勵申請案、可行性報告、籌設計畫書則依報告書中所提之評估數據為主。
計算方式	以國內實際運轉案例、示範獎勵申請案、決標資料與籌設計畫書所提之評估資料以及台電抄表資料，進行試算： 1. 1瓩以上不及2,000瓩：以國內設置案例資料進行估算，年售電量平均為6,460度/瓩，與112年度參採數值，差異不大，故建議沿用112年度參採數值，即6,400度/瓩。 2. 2,000瓩以上：以目前實際運轉案例抄表資料估算，年售電量為6,579度/瓩，與112年度參採數值，差異不大，故建議沿用112年度參採數值，即6,400度/瓩。
比較分析	沿用112年度計算方式。
113年度草案建議	<ul style="list-style-type: none">• 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。

柒、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) 蒐集實際運轉案例與評估資料：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及台電抄表估算。

(3) 113年度建議參採數值：。

A. 1瓩以上不及2,000瓩：以國內設置案例、評估案例等資料進行估算，年售電量平均為6,460度/瓩，與112年度參採數值，差異不大，故建議沿用112年度參採數值，即6,400度/瓩。

B. 2,000瓩以上：以國內設置案例、評估案例等資料進行估算，年售電量平均為6,936度/瓩。考量目前實際運轉案例抄表資料估算，年售電量為6,579度/瓩，與112年度參採數值，差異不大，故建議沿用112年度參採數值，即6,400度/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

八、海洋能

(一) 期初設置成本

1. 112年度審定會使用參數值：26.71萬元/瓩

2. 113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	蒐集國內成本評估資料，評估資料來自民營業者、工研院研究資料，及海洋委員會研究報告。	
選取合理性	業者提供之成本數據尚無資料佐證，目前以海委會洋流能研究報告的資訊較為多元且成本參數完整性較高，故以海委會洋流能評估報告中30MW之評估資料，作為參數試算基礎，並進行成本參數之調整及校正。	
成本架構	說明	計算數值 (萬元/瓩)
1. 國內案例成本校正	1. 考量海委會報告屬洋流能基地港建置之營運預估，故建議不參採「調查及專案管理費」、「辦公室及倉庫建置工程」及「碼頭及場地租用成本」等項目，強化期初設置成本參數計算之合宜性。 2. 成本校正：洋流能目前尚未有實際案例，考量離岸風力與海洋能建置地點相似，故建議參考離岸風力躉購費率參採之漁業補償費用1,111元/瓩 ^{註1} 、除役成本4,000元/瓩，進行成本參數校正。	26.71
2. 其他成本	無	26.71
3. 未來成本降幅反應	考量目前國內海洋能發電皆處於開發建置階段，故不依國際趨勢調整。	<u>26.71</u>

註1：112年度漁業補償費用為1,073元/瓩、除役成本為4,000元/瓩。

113年度漁業補償費用為1,111元/瓩、除役成本為4,000元/瓩。

柴、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，尚未達示範與商轉階段，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。

(2) 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。

(3) 113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處於研發階段，本年度無新增實際案例，依參數資料參採原則，建議沿用上年度公告期初設置成本參數，即26.71萬元/瓩。

柴、生質能及其他再生能源發電

八、海洋能

(二)年運轉維護費

1.112年度審定會使用參數值：占期初設置成本7.70%，即 20,577元/瓩

2.113年度分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本7.70%，即 20,580元/瓩

3.計算簡要說明

	說明
資料蒐集	本年度海洋能未有新增案例，故蒐集 <u>國內外</u> 年運轉維護費 <u>評估</u> 資訊。
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，於進行期初設置成本 <u>調整及校正</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，總計為 <u>16,940元/瓩</u> 2.考量物價上漲因素下，20年均化後之年運轉維護費為 <u>20,580元/瓩</u> 。
比較分析	沿用112年度計算方式。
113年度草案建議	海洋能年運轉運轉維護費為 <u>20,580元/瓩</u> ，於113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>7.70%</u> 。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

- (1) 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。
- (2) 國內目前無運轉實績，作業和維護費用以期初設置成本5%進行試算，計算年運轉維護費為16,940元/瓩，於物價上漲因素下，20年均化後數值為20,580元/瓩。
- (3) 海洋能年運轉運轉維護費為20,580元/瓩，於113年度期初設置成本建議數值26.71萬元/瓩計算，占比為7.70%。

柴、生質能及其他再生能源發電

八、海洋能

(三)年售電量

1.112年度審定會使用參數值：5,800度/瓩

2.113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平均值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	沿用112年度計算方式。
113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> 。

柴、生質能及其他再生能源發電

4. 參數內涵說明

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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，避免全民負擔過高電價同時促進國內海洋能發展。

捌、平均資金成本率

◆ 今年業界關注議題

疫情後美國與台灣央行升息多次，應將升息狀況納入考量

疫情後受**通貨膨脹**影響，各國央行紛採**升息**之貨幣緊縮政策因應，**公債殖利率**亦連帶**走高**，業界建議應將**通膨與利率走高**情況反應於**平均資金成本率**，以符合**實務市場狀況**。

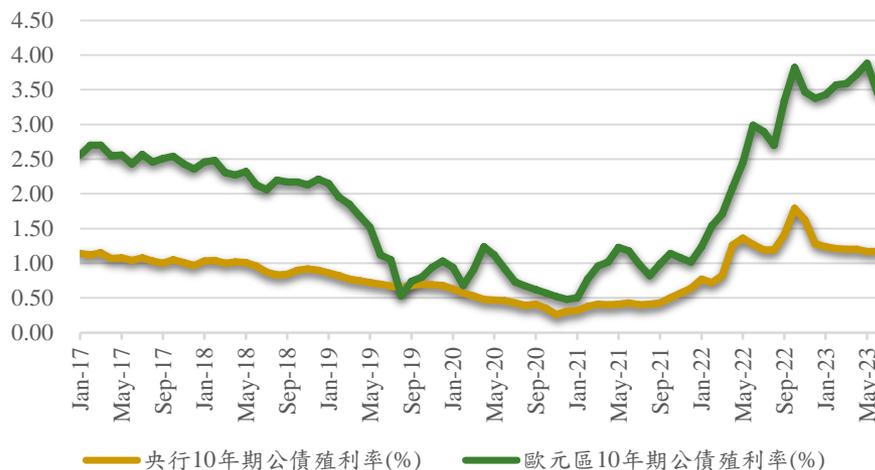
◆ 規劃處理方式

現行公式內涵，已考量利率變動之狀況

在**平均資金成本率**計算參數中，**無風險利率**以**央行10年期公債殖利率**為參採標的，亦即審定會在平均資金成本率之**參數內涵**中已包含**通膨與利率變動**因素，以**反映我國金融市場情況**。

各國金融市場環境不一致，利率調整幅度不一致

台灣與美國**經濟結構與物價水準**不同，且兩國**金融市場環境**有所差異，在貨幣政策不同情況下，**利率調整幅度**不一致。



總計	111年	112年1~8月
美國	升息4.25%	升息1%
台灣	升息0.625%	升息0.125%

資料來源：

中央銀行：<https://www.cbc.gov.tw/tw/cp-523-975-DEE11-1.html>

歐元區10年期公債殖利率：

http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y

捌、平均資金成本率

一、112年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力5.70%

二、113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

捌、平均資金成本率

三、資料參採說明

(二)維持差異化平均資金成本率：104~112年審定會考量離岸風電開發與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、離岸風電兩類。

(三)調整無風險利率參數計算期間，數值較上年度略升：因採納112年新資料，取代疫情前舊資料，故計算數值較上年度微幅上升，即1.21%。

1.參採標的：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113年度無風險利率維持以央行10年期公債殖利率為參採標的。

2.排除受疫情影響最大期間：110年度、111年度與112年度審定會考量參數應維持長期穩定，未參採109年~110年利率資料，將疫情對全球金融市場影響最嚴重期間排除，且未依計算結果調降平均資金成本率。

3.納入111年與112年上半年資料：考量自111年起，美國結束貨幣寬鬆政策，總體經濟環境逐步回歸正常，故納入111年與112年上半年利率資料，並取代疫情前之較久遠資料。

4.113年度無風險利率參採建議：建議113年度無風險利率計算期間調整為111年及112年1~6月平均值，即1.21%。

年度	央行10年期公債殖利率平均數值
107	0.94%
108	0.72%
109	0.44%
110	0.44%
111	1.22%
112/1~112/6	1.20%

參採年度	央行10年期公債殖利率平均數值
107~108 & 111/1~6	0.90% (112年度審定會參採數值)
111 & 112/1~6	1.21% (113年度建議參採數值)

捌、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113年度平均資金成本率之計算方式與112年度相同。
- (二) 113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、國內銀行融資數據及國外再生能源風險反映數值，訂定一般再生能源別及離岸風電平均資金成本率之合理數值。
- (三) 113年度平均資金成本率計算數值，主要反映疫情後通貨膨脹與升息狀況，其升高幅度略高於銀行端對再生能源風險加碼之降幅，以及隨著開發與營運經驗的累積，業者面臨之開發風險隨經驗而下降之降幅，因此最終平均資金成本率較上年度計算數值微幅升高。
- (四) 各項參數彙整及計算

參數		113年度計算數值	112年度計算數值
外借資金比例		70%	70%
無風險利率(R_f)		1.21%	0.90%
信用風險加碼(α)		2.50%	2.67%
風險溢酬(β)	一般再生能源	4.66%	4.69%
	離岸風力	6.43%	6.82%
WACC (計算數值)	一般再生能源	5.11%	4.98%(公告：5.25%)
	離岸風力	5.64%	5.62%(公告：5.70%)

捌、平均資金成本率

五、113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)

1.113年度平均資金成本率計算數值為5.11%，無風險利率延續112年度審定會決議，將新冠疫情對全球影響最嚴重之期間排除，其餘各項參數相較112年度無明顯差異。

2.考量參數訂定應以長期穩定及避免數值受短期利率波動過大影響，並能使業者維持在一定的設置誘因下，促進裝置目標之達成。於政策目標之綜合考量下，建議113年度一般再生能源維持5.25%。

(二)離岸風電

1.113年度平均資金成本率計算數值為5.64%，無風險利率延續112年度審定會決議，將新冠疫情對全球影響最嚴重之期間排除。

2.基於現階段離岸風電費率適用對象設置條件相似，為兼顧財務評估條件一致性，致使費率適用對象之業者能於相同條件下進行財務評估，建議113年度離岸風電維持5.70%。

(三)113年度審定會參採建議

再生能源類別	平均資金成本率(%)
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)	5.25 (5.25)
離岸風力	5.70 (5.70)

註：()內數字為112年度公告數值

捌、平均資金成本率

※資料參採彙整表

參數	112年度計算數值			113年度計算數值		
	參採數值(%)	參採資料		參採數值(%)	參採資料	計算方式
外借資金比例	70	參考國內外典型專案投資計畫案例		70	參考國內外典型專案投資計畫案例	採國內外實際融資比例之平均值
無風險利率(R_f)	0.90	央行十年期政府公債殖利率		1.21	央行十年期政府公債殖利率	111年及112年1~6月央行10年期公債殖利率平均計算
信用風險加碼(α)	一般再生能源	2.67	參採國內銀行融資數據及國外(歐洲、瑞典、德國、丹麥、荷蘭)等18筆資料	2.50	參採國內銀行融資數據及國外(歐洲、德國、美國、丹麥、荷蘭、瑞典)等21筆資料	參考國內銀行融資實務以及國際再生能源投資財務資料簡單平均計算
	離岸風力					
風險溢酬(β)	一般再生能源	4.69	參採國外(荷蘭、歐洲、瑞典、德國、義大利)等9筆資料	4.66	參採國外(歐洲、荷蘭、瑞典、德國、美國)等10筆資料	計算國際案例自有資金報酬率與外借資金報酬率之差額並簡單平均計算
	離岸風力	6.82	參採國外(荷蘭、歐洲、德國、丹麥、瑞典、愛爾蘭)等10筆資料	6.43	參採國外(歐洲、荷蘭、德國、丹麥、瑞典)等12筆資料	
WACC	一般再生能源	4.98	依上述參數值計算	5.11	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	5.62		5.64		

附件5： 躉購費率獎勵機制

壹、113年度重要機制新增(調整)建議

一、太陽光電—併聯特高壓供電線路

(一)分組會議共同意見

1. GIS屋內型升壓站設置型態判定方式調整

為避免費率適用疑慮並兼顧現行設置態樣的多元性，建議GIS屋內型升壓站設置型態判定方式從現行「依建築法請領使用執照」，調整為「依建築法請領使用執照，且非屬建築法第7條所稱雜項工作物」^註，另GIS開關設備亦須位於建築物內。

2. 為判斷輸電線路長度，調整升壓站申設身分區分方式

考量實務上業者投資升壓站的方式可能為數家業者共同出資之共建方式，故在計算輸電線路長度時，建議將升壓站調整區分身分從現行「設置者/租用者」，調整為「設置者/設置者以外」，以廣納各種申設態樣之升壓站。

3. 併聯特高壓供電線路額外費率

(1)升壓站：建議升壓站運維比例維持112年度審定會使用數值(3.53%)，但再持續釐清成本差異原因，以利了解目前額外費率反映方式是否合宜。

(2)輸電線路：建議沿用112年度輸電線路額外費率數值。

註：建築法第7條規定，「本法所稱雜項工作物，為營業爐竈、水塔、瞭望臺、招牌廣告、樹立廣告、散裝倉、廣播塔、煙囪、圍牆、機械遊樂設施、游泳池、地下儲藏庫、建築所需駁坎、挖填土石方等工程及建築物興建完成後增設之中央系統空氣調節設備、昇降設備、機械停車設備、防空避難設備、污物處理設施等」。

壹、113年度重要機制新增(調整)建議

一、太陽光電—併聯特高壓供電線路

(二)議題分析—升壓站額外費率

1. 成本持續釐清後之調整

(1)成本數字調整

- A. 原數字係設備商成本價格，為一般光電業者7-8成，為合宜反映光電業者所負擔成本，故將原數字予以調整。
- B. 經與台電公司及專家學者確認，部分設備非太陽光電升壓站通案所需，故將原數字予以調整。

(2)其他調整

- A. 部分類型之升壓站業者無設置實績，僅提供初估數值，故建議不納入參採。
- B. 一案所提資料為上游廠商成本非最終光電業者整體負擔成本，且該案光電業者負擔之成本過去已納入審定會計算，故不再納入。
- C. 新增一筆實際案例資料。

2. 調整數值並納入近三年資料

(1)參採近三年資料

考量升壓站相對光電案場而言案件數量較少，故建議採近三年審定會蒐集資料，若為同業者提供同類型升壓站資料，則參採最新年度之成本，以合宜反映整體設置成本。

壹、113年度重要機制新增(調整)建議

一、太陽光電—併聯特高壓供電線路

(二)議題分析—升壓站額外費率

2. 調整數值並納入近三年資料

(2)調整後設置成本

依下表計算平均成本，可發現69及161kV的GIS屋內型成本皆下跌，GIS戶外型成本則與112年度審定會參採數值約略相同，表示過去案件數及光電業者實際設置經驗較少，但隨著近年越來越多案場投入設置且設置型態愈趨多元的情況下，屋內型設置成本逐漸降低。

釐清後+參採近三年資料之升壓站設置成本		
	69kV設置成本(元/瓩)	161kV設置成本(元/瓩)
GIS屋內型	約5,500(112年度審定會7,000) 平均5,411(5筆)	約5,000(112年度審定會5,500) 平均5,069(8筆)
GIS戶外型	約5,000(112年度審定會5,000) 平均4,919(5筆)	約3,500(112年度審定會3,500) 平均3,582(8筆)

壹、113年度重要機制新增(調整)建議

一、太陽光電—併聯特高壓供電線路

(三)建議作法—升壓站額外費率

1. 為反映最新升壓站設置情形，建議GIS升壓站設置成本調整如下表。

	69kV設置成本(元/瓩)	161kV設置成本(元/瓩)
GIS屋內型	5,500(7,000)	5,000(5,500)
GIS戶外型	5,000(5,000)	3,500(3,500)

2. 考量GIS為主要推動對象，故建議GIS以外之設置型態沿用112年度審定會作法，適用該電壓等級下之額外費率取低。

3. 綜上，建議113年度特高壓升壓站額外費率如下表。

	GIS(元/度)		GIS以外(元/度)	
	69kV	161kV以上	69kV	161kV以上
屋內型	0.5159 (0.6566)	0.4690 (0.5159)	0.4690 (0.4690)	0.3283 (0.3283)
戶外型	0.4690 (0.4690)	0.3283 (0.3283)		

註：括號內為112年度審定會使用數值。

貳、113年度延續性機制草案建議

一、太陽光電

機制	112年度作法	113年度分組會議共同意見	與112年度差異說明
模組回收費 (108年度迄今)	以 <u>每瓦1,000元</u> 計算外加費率。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
屋頂型併網工程費 (111年度迄今)	依 <u>台電計費方式</u> 繳納併網工程費者，加計額外費率。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
漁業環境友善公積金 (110年度迄今)	所有分類之 <u>漁電共生</u> 案件給予 <u>地面型1%</u> 外加費率。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
綠能屋頂全民參與推動計畫獎勵 (107年度迄今)	參與綠能屋頂全民參與政策之對象，躉購費率 <u>加成3%</u> 。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
太陽光電結合儲能系統採遴選搭配競標機制 (111年度迄今)	參與112年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者， <u>經儲存後釋放之電能</u> ，其電能躉購費率依競比結果適用之。	<u>維持</u> 112年度作法。	無

註：環境部現正針對模組回收費進行檢討，若有公告最新數值，則依其公告數值進行調整。

貳、113年度延續性機制草案建議

一、太陽光電

機制	112年度作法	113年度分組會議共同意見	與112年度差異說明
高效能模組加成機制(106年度迄今)	採用高效能模組者，躉購費率 <u>外加6%</u> 。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
原住民及偏遠地區加成獎勵(109年度迄今)	設置於原住民或偏遠地區者，躉購費率 <u>外加1%</u> 。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
一地兩用獎勵機制(學校光電運動場109年度迄今，其他110年度迄今)	(1)學校光電運動場： <u>地面型</u> 費率外加 <u>10%</u> ，施作金屬浪板再外加 <u>4%</u> 。 (2)農漁電共生：屋頂/地面型費率外加 <u>地面型5%</u> 。 (3)高速公路服務區停車場： <u>地面型</u> 費率外加 <u>6%</u> 。	(1) <u>維持</u> 112年度作法，若業者有提出可 <u>佐證資訊</u> ，則再納入檢討。 (2) <u>維持</u> 112年度作法。 (3) <u>維持</u> 112年度作法。	無
區域加成機制(105年度迄今，台東地區111年度迄今)	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> ；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> 。	<u>維持</u> 112年度作法。	無

貳、113年度延續性機制草案建議

一、太陽光電

機制	112年度作法				113年度分組會議共同意見	與112年度差異說明																					
費率適用寬限期(106年度迄今)	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="282 344 394 429">類型</th> <th data-bbox="397 344 595 429">寬限期起算始點</th> <th data-bbox="598 344 774 429">裝置容量級距</th> <th data-bbox="778 344 1151 429">建議寬限期限</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="282 432 394 658" rowspan="3">第一型</td> <td data-bbox="397 432 595 658" rowspan="3">籌設許可</td> <td data-bbox="598 432 774 515">2MW以下</td> <td data-bbox="778 432 1151 515"> <ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="598 518 774 601">2MW-10MW</td> <td data-bbox="778 518 1151 601"> <ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：8個月 •併聯升壓站：24個月 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="598 604 774 658">10MW以上</td> <td data-bbox="778 604 1151 658">•無論是否併聯升壓站，皆24個月</td> </tr> <tr> <td data-bbox="282 661 394 886" rowspan="3">第二型</td> <td data-bbox="397 661 595 886" rowspan="3">同意備案</td> <td data-bbox="598 661 774 743">2MW以下</td> <td data-bbox="778 661 1151 743"> <ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="598 746 774 829">2MW-10MW</td> <td data-bbox="778 746 1151 829"> <ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="598 832 774 886">10MW以上</td> <td data-bbox="778 832 1151 886">無論是否併聯升壓站，皆24個月</td> </tr> <tr> <td data-bbox="282 889 394 972">第三型</td> <td data-bbox="397 889 595 972">同意備案</td> <td data-bbox="598 889 774 972">2MW以下</td> <td data-bbox="778 889 1151 972"> <ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月 </td> </tr> </tbody> </table>	類型	寬限期起算始點	裝置容量級距	建議寬限期限	第一型	籌設許可	2MW以下	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月 	2MW-10MW	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：8個月 •併聯升壓站：24個月 	10MW以上	•無論是否併聯升壓站，皆24個月	第二型	同意備案	2MW以下	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月 	2MW-10MW	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月 	10MW以上	無論是否併聯升壓站，皆24個月	第三型	同意備案	2MW以下	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月 	<p>維持112年度作法。</p>	<p>無</p>
類型	寬限期起算始點	裝置容量級距	建議寬限期限																								
第一型	籌設許可	2MW以下	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月 																								
		2MW-10MW	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：8個月 •併聯升壓站：24個月 																								
		10MW以上	•無論是否併聯升壓站，皆24個月																								
第二型	同意備案	2MW以下	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月 																								
		2MW-10MW	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：6個月 •併聯升壓站：24個月 																								
		10MW以上	無論是否併聯升壓站，皆24個月																								
第三型	同意備案	2MW以下	<ul style="list-style-type: none"> •無併聯升壓站：4個月 •併聯升壓站：12個月 																								
大型案場加速設置(111年度迄今)	<p>裝置容量10MW以上、5-10MW併聯69kV以上之特高壓供電線路，且有設置或共用升壓站，於取得籌設許可(第一型)/同意備案(第二型)後：</p> <ul style="list-style-type: none"> •21個月內完工，加計額外費率0.0538元/度 •18個月內完工，加計額外費率0.1075元/度 	<p>維持112年度作法，再確認費率計算方式：</p> <ul style="list-style-type: none"> •21個月內完工，加計額外費率0.0541元/度 •18個月內完工，加計額外費率0.1082元/度 	<p>無</p>																								

貳、113年度延續性機制草案建議

二、風力發電

機制	112年度作法	113年度分組會議共同意見	與112年度差異說明
<p><u>離岸風電階梯式</u>費率機制 (104年度迄今)</p>	<p>兼顧開發商財務規劃、國內金融機構參與綠色金融授信意願及減少未來怠於營運之道德風險，將前高後低費率價差縮小至<u>6:4</u>。</p>	<p><u>維持</u>112年度作法，維持<u>離岸風電階梯式</u>費率機制。</p>	<p>無</p>
<p><u>離岸風電財務支出控管</u>機制 (108年度迄今)</p>	<p>兼顧鼓勵技術進步設計二階段財務支出控管機制： (1)第一階段：躉購期間當年度發電設備實際發電量每瓩<u>4,200度以上且不及每瓩4,500度</u>之再生能源電能，依<u>固定20年躉購費率之百分之七十五</u>躉購。 (2)第二階段：躉購期間當年度發電設備實際發電量每瓩<u>4,500度以上</u>之再生能源電能，依<u>固定20年躉購費率之百分之五十</u>躉購。</p>	<p><u>維持</u>112年度作法，維持二階段財務支出控管機制。</p>	<p>無</p>

貳、113年度延續性機制草案建議

三、生質能及其他再生能源

機制	112年度作法	113年度分組會議共同意見	與112年度差異說明
<u>地熱發電</u> <u>階梯式躉購費率</u> 機制 (107年度迄今)	地熱發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率(前10年高費率、後10年低費率)擇一適用，但選擇適用後即不得變更。	<u>維持</u> 112年度作法。	無
<u>地熱與小水力</u> <u>原住民</u> <u>利益共享</u> 機制 (111年度迄今)	參酌原基法第21條促進部落發展及利益共享意旨，針對位於原住民地區之地熱與小水力開發案增訂原住民加成獎勵機制，加成比例為百分之一	<u>維持</u> 112年度作法。	無

貳、113年度延續性機制草案建議

四、其他配套措施

機制	112年度作法	113年度分組會議共同意見	與112年度差異說明
<u>離島</u> 地區躉購費率 加成機制 (103年度迄今)	<ol style="list-style-type: none"> 海底電纜與台灣本島<u>聯結前</u>，躉購費率<u>加成15%</u>。 <u>聯結後</u>加成比例為<u>4%</u>。 	<u>維持</u> 112年度作法，維持離島加成機制(海纜 <u>聯結前</u> 15%，海纜 <u>聯結後</u> 4%)。	無
電力 <u>開發協助金</u> (109年度迄今)	<ol style="list-style-type: none"> 費率公告明列：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。 再生能源發電業電力開發協助金提撥費率 <ol style="list-style-type: none"> 離岸風力：0.018元/度 陸域風力：0.012元/度 20MW以上太陽光電：0.006元/度 	<u>維持</u> 112年度作法。	無
<u>加強電力網費</u> 反映 機制 (111-112年度迄今)	參照台電公司收費規定，依輸電級與配電級均化併網單價費用，分別 <u>計算外加費率</u> 。	<u>維持</u> 112年度作法。	無