



111年度「再生能源電能躉購費率及其計算公式」 聽證會

再生能源電能躉購費率 及其計算公式說明

(北區場次：風力、生質能及其他再生能源)

經濟部

111年1月13日

目錄

壹、111年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

一、電能躉購費率審定原則

二、各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算

三、躉購制度獎勵及配套措施

四、躉購分類與容量級距

五、風力發電使用參數

六、生質能發電使用參數

七、廢棄物發電使用參數

八、小水力發電使用參數

九、地熱發電使用參數

十、海洋能發電使用參數

十一、平均資金成本率使用參數

十二、各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

壹、111年再生能源電能躉購費率計算公式草案

一、公式說明

依111年度再生能源電能躉購費率審定會會議結論，電能躉購費率計算公式如下：

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

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

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

壹、111年再生能源電能躉購費率計算公式草案

二、公式意義與內涵

- (一) 躉購合約期間，各年淨收入現值之和等於期初設置成本。
- (二) 均化之躉購費率，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- (三) 平均資金成本率等於自有資金與外借資金的平均報酬率。

三、公式特色

- (一) 固定費率長期躉購，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險。
- (二) 鼓勵經營效率較佳之業者優先進入市場。
- (三) 反映資金成本及投資風險溢酬。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

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。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

二、各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算

再生能源類別	分類	裝置容量級距	111年度躉購費率試算 (元/度)		
風力	陸域	1瓩以上不及30瓩	7.4110		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者		2.1223
	無安裝或具備LVRT者		2.0883		
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		4.5024
			階段式躉購費率	前10年	5.1356
後10年				3.4001	
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.8066		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	5.1842		
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	3.9482		
	農業廢棄物	1瓩以上	5.1407		
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	3.8943		
		2,000瓩以上不及20,000瓩	2.8599		
地熱	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	固定20年躉購費率(上限費率)		5.7736
			階段式躉購費率	前10年	7.0731
		後10年		3.6012	
	2,000瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1956	
		階段式躉購費率	前10年	6.1710	
後10年	3.5685				
海洋能	無區分	1瓩以上	7.3200		

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(一)新增(調整)機制：原民利益共享機制

1. 課題說明

地熱與小水力資源潛能多位於原住民族地區，為擴大再生能源設置量，促進溝通及強化原住民族認同，故規劃訂定原住民族地區躉購費率加成機制。

2. 運作模式

(1)適用對象：設置於原住民族地區之地熱與小水力發電設備。

(2)加成比例：參考現有案例，提供躉購費率加成1%。

(3)111年度躉購費率公告將新增加成費率條文：

將於111年度新增地熱及小水力設置於原住民族地區者，給予1%之加成費率。



111年躉購費率公告明訂於原住民族地區之地熱+小水力加成1%

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

三、躉購制度獎勵及配套措施

(二)延續性躉購制度獎勵及配套措施

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

四、躉購分類與容量級距

再生能源類別	分類	111年度裝置容量級距
風力發電	陸域	1瓩以上不及30瓩
	離岸	30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
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上
	農業廢棄物	1瓩以上
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩
		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
		2,000瓩以上
海洋能	無區分	1瓩以上

- ◆陸域風電：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，故維持現行躉購容量級距。
- ◆離岸風電：不區分躉購容量級距係符合國際作法。
- ◆生質能：考量發電技術多元化，不侷限技術類別以促進發電方式進步，故不就特定發電技術新增躉購分類。
- ◆廢棄物：新增農業廢棄物分類，以促進農林業生質產業發展，提升農民處理農業廢棄物作為發電燃料，有利農業循環經濟目標，並可促進農村經濟多元化方向發展。
- ◆小水力發電：目前已有潛在案例持續投入，故維持以2MW為分界，未來將持續追蹤實際設置情形，進行討論與調整。
- ◆地熱：依國內現有案例設置規模與資料完整性，以2MW為分界，適度反映不同規模成本合理性。
- ◆海洋能：新增海洋能類別，另考量國內發展現況及現行成本資料有限，鼓勵各類海洋能皆得適用躉購費率，故111年度不區分分類及級距，待未來持續蒐集實際案場資料，再行分析並進行適當調整。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達30瓩

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：13.63萬元/瓩

(2)參數內涵說明

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達30瓩

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：1,802元/瓩，占期初設置成本比例1.32%

(2)參數內涵說明

A.國內資料：年運轉維護費的主要內涵為保修合約、汰換設備和保險。

(A)保修合約：A公司9kW案例20年維護合約費用為17.1萬元(未含零件更換)，均攤後每年維護合約費用為950元/瓩。

(B)汰換設備：以變流器為主要考量。

a.市面上變流器原廠皆提供5年以上產品保固，並考量設備使用年限可達20年，故建議汰換頻率維持採20年更換2次來計算。

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

(C)保險：平均為858元/瓩

a.蒐集B公司產險報價單，若只考量火災險、颱風及洪水險，每年為842元/瓩。

b.蒐集C公司保險合約，每年保險費為874元/瓩。

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

(E)考量於自有空間設置小型風機者，不涉及租金，且租金為市場議定，無一定標準，故建議蒐集個案佐證資訊後，再予以討論。

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

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達30瓩

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：1,750度/瓩

(2)參數內涵說明

A.國內資料：

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

B.國外資料：

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

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

(C)日本及美國資料**平均**：**1,774度/瓩**。

C.建議111年度參採數值：

國內小型風力躉購案件近三年最高年售電量為1,739度/瓩，為持續引導發電量提升，建議維持**1,750度/瓩**。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(二)陸域型30瓩以上

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：**3.86萬元/瓩**(無安裝或具備LVRT者為3.76萬元/瓩)

(2)參數內涵說明

A.國內資料：

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

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

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

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

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

D.建議111年度參採數值：

根據近三年台電新設置案成本，以及海關進口成本進行計算，考量國際成本降幅下，期初設置成本為**3.86萬元/瓩**(無安裝或具備LVRT者為**3.76萬元/瓩**)。

註：自民國97年以後國內多半皆進口配備LVRT(低電壓持續運轉能力設備)功能之風力機組，且該配備之成本約0.1萬元/瓩，故自102年度起，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。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(二)陸域型30瓩以上

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：2,141元/瓩，占期初設置成本比例

5.55%(無安裝或具備LVRT者為5.69%)

(2)參數內涵說明

A.國內資料：民營業者提供之運維費用佐證資料已超過3年，且尚未提供新增資料，因此採台電公司的風場運轉維護費資料。以台電風場近3年(107~109年)資料平均，考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.8969元/度。

B.國外資料：蒐集近3年(2018-2020年)國外年運轉維護費資料共13筆，剔除上下4筆極端值後，運轉維護費平均為0.6715元/度，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.8157元/度。

C.避免國內數據波動影響：平均計算國內外資料，則年運轉維護費為0.8563元/度。

D.建議111年度參採數值：

假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,141元/瓩，按111年度期初設置成本建議數值3.86萬元/瓩計算，111年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為5.55%(無安裝或具備LVRT者為5.69%)。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(二)陸域型30瓩以上

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：2,500度/瓩

(2)參數內涵說明

A.國內資料：

(A)台電風場：依商轉時間觀察，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較高，且107~109年平均年發電量達2,698度/瓩。

(B)民營風場：依商轉時間觀察，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較高，且107~109年平均年發電量為2,343度/瓩。

(C)民營風場因塔架高度較低的緣故，導致年發電量低於台電風場。

B.國外資料：容量因數持續增加且期初設置成本同時呈現下降

根據美國勞倫斯伯克利國家實驗室(Berkeley Lab, 2020)的研究資訊，指出美國近年藉由增加風機塔架高度、葉片長度及裝置容量，仍可使風力發電的容量因數持續增加，且期初設置成本同時呈現下降趨勢。

C.建議111年度參採數值：

根據國內100年以後商轉之風場資料，107~109年台電公司平均年發電量為2,698度/瓩，民營業者平均年發電量為2,343度/瓩，兩者平均為2,521度/瓩，基於持續引導民營風場提高發電效率，年售電量維持2,500度/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：**14.84萬元/瓩**

(2)參數內涵說明

A.國內資料：

- (A)不參採示範案的成本資料：我國示範風場的風機容量、設置規模及開發環境均與遴選場址存有顯著差異，故以國外類似條件的成本資料作為參數估算基礎。
- (B)更新漁業補償成本：根據漁業署最新年報數據(108年漁業統計年報)計算為**1,052元/瓩**。
- (C)除役成本：根據國產署公告之保證金(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**)。

B.國外資料：

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

C.建議111年度參採數值：**維持以5項成本組成構面進行資訊更新為14.84萬元/瓩**。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：4,255元/瓩，占期初設置成本比例2.87%

(2)參數內涵說明

- A.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111年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- B.國外資料：蒐集2018~2020年國外年運轉維護費資料共8筆，剔除上下2筆極端值後，以6筆資料計算平均為3,503元/瓩，於考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之年運轉維護費為4,255元/瓩。
- C.建議111年度參採數值：根據新蒐集資訊計算年運轉維護費為4,255元/瓩，按111年度期初設置成本建議數值14.84萬元/瓩計算，占期初設置成本之比例為2.87%。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

五、風力發電使用參數

(三)離岸型

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：3,750度/瓩

(2)參數內涵說明

- A.未以示範案數據評估年售電量：目前國內示範案只有一個年度的實際發電資訊，且單一個案的代表性可能相對不足，故維持以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算。
- B.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。
- C.建議111年度參採數值：維持110年度計算方式，年售電量採3,750度/瓩，並搭配財務支出控管機制。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：6.55萬元/瓩

(2)參數內涵說明

A. 本年度無新增生質能無厭氧掩埋沼氣案例：

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

B. 國際趨勢無變動，建議沿用110年度使用參數(6.55萬元/瓩)：

根據英國商業、能源及產業策略部 (DBIS)報告預估生質能無厭氧消化設備期初設置成本變化趨勢為0%，故建議111年度期初設置成本維持國內案例平均成本，即6.55萬元/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：10,346元/瓩，占期初設置成本比例15.80%

(2)參數內涵說明

A.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。

B.參採本年度已運轉滿一年之案場資料：

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

C.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)，案例年運轉維護費為8,516元/瓩。

D.20年均化後運維費為10,346元/瓩，占比為15.80%：

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：5,600度/瓩

(2)參數內涵說明

A.建議以國內資料為主：

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

B.參採國內運轉滿一年案例，計算其平均年售電量。

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：21.14萬元/瓩

(2)參數內涵說明

A.蒐集近三年完成設備登記案例資料：

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

B.剔除“無成本資訊、110年度決議不參採”之案例：

經剔除後，剩餘案例納入後續成本評估。

C.就剩餘案例中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」等項目進行校正補充。

D.剔除10%之極端值案例：

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

E.建議依國際趨勢調整，調整後期初設置成本為21.14萬元/瓩：

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

(B)考量目前國內運轉實例逐年增加且市場規模逐漸擴大，基於引導技術進步，建議參考國際趨勢調降，即111年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為21.14萬元/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：16,888元/瓩，占期初設置成本比例7.99%

(2)參數內涵說明

A.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。

B.蒐整後參採國內近三年資料：

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

C.納入運作時間規律案例：

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

D.20年均化後運維費為16,888元/瓩，占比為7.99%：

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

六、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：6,600度/瓩

(2)參數內涵說明

A.本年度蒐集案例大多無法真實反映實際運轉情況：

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

B.檢視現行「沼氣發電推廣補助作業要點」：

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

C.建議111年度有厭氧消化設備之年售電量採6,600度/瓩：

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(一)一般及一般事業廢棄物

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：8.02萬元/瓩

(2)參數內涵說明

A.本年度無新增商轉案例，另因型態差異建議不參採單一成本參數：

(A)本年度無新增設置完成案例

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

B.建議沿用110年度參數：

即依參數資料參採原則，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算，沿用110年度公告成本參數(8.02萬元/瓩)。

C.建議不依國際趨勢調降：

(A)依歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA報告預估，一般及一般事業廢棄物之發電設備期初設置成本年平均降幅為0.26%，國際趨勢呈微幅下降走勢。

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(一)一般及一般事業廢棄物

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：21,857元/瓩，占期初設置成本比例27.25%

(2)參數內涵說明

A.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。

B.20年均化後運維費為21,857元/瓩，占比為27.25%：

將操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,671元/瓩，考量物價上漲因素、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%。

C.國際運轉維護費組成與我國不同：

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

D.為反映國內實際發展現況，故建議以國內資料為主：

即沿用110年度評估方式，111年度之年運轉維護費為21,857元/瓩，占期初設置成本比例為27.25%。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(一)一般及一般事業廢棄物

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：7,200度/瓩

(2)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111年度之年售電量沿用110年度參採數值，即為7,200度/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(二)農業廢棄物

1.期初設置成本

(1)111年度第二次審定會決議數值：10.80萬元/瓩

(2)參數內涵說明

A.農業廢棄物為本年度新增類別，尚無新增設置完成案例：

目前暫無採用農業廢棄物發電案例，缺乏案例成本資訊。

B.故彙整檢視國內資訊，如政府補助計畫、採購資訊、業者提供資訊：

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

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

(B)其它屬中國進口、未申請備案、未實際設置之規劃評估資訊，因成本佐證不足，故不參採。

C.不依國際趨勢調降：

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

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

D.建議參採政府補助計畫之案例成本，即10.80萬元/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(二)農業廢棄物

2.年運轉維護費

(1)111年度第二次審定會決議數值：19,940元/瓩，占期初設置成本比例18.46%

(2)參數內涵說明

A.年運轉維護費係由「操作維護費」與「燃料成本」組成，說明如下：

(A)操作維護費係根據行政院環保署101年4月「垃圾處理政策評估說明書(定稿)」中，第一部份「垃圾焚化場轉型為生質能源中心」規劃之「政策方案三—RDF專燒發電案例」所計算，為5,499元/瓩。

(B)燃料成本係匯整參考行政院農委會、經濟部工業局相關計畫、及地方政府公開資訊，計算後燃料成本為10,914元/瓩。

B.20年均化後運維費為19,940元/瓩，占比為7.99%：

將操作維護費與燃料成本加總後，總計為16,413元/瓩，考量物價上漲因素、20年均化後之年運轉維護費19,940元/瓩，占初期設置成本(10.80萬元/瓩)之18.46%。

C.國際運轉維護費組成與我國不同：

國際資料之年運轉維護費占期初設置成本比例介於0.92-18.74%，然其數值計算未納入「燃料費用」，與我國運轉維護費組成(包含「操作維護費用」與「燃料成本」)不同。

D.為反映國內實際發展現況，故建議以國內資料為主：

即111年度農業廢棄物之年運轉維護費為19,940元/瓩，占期初設置成本比例為18.46%。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

七、廢棄物發電使用參數

(二)農業廢棄物

3.年售電量

(1)111年度第二次審定會決議數值：5,600度/瓩

(2)參數內涵說明

因本年度國內尚無農業廢棄物之設置案例及年售電量資料，故依據參數資料參採原則，「參數資料因缺乏近年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，建議111年度農業廢棄物類別之年售電量從優採國際售電量區間下限值，即為5,600度/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

八、小水力發電使用參數

(一)期初設置成本

1.111年度第二次審定會決議數值：

1. 1呎以上不及2,000呎：16.10萬元/呎

2,000呎以上不及20,000呎：11.04萬元/呎

2.參數內涵說明

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

八、小水力發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.111年度第二次審定會決議數值：

1. 1呎以上不及2,000呎：2,375元/呎，占期初設置成本比例 1.48%

2,000呎以上不及20,000呎：2,328元/呎，占期初設置成本比例2.11%

2.參數內涵說明

(1)個案運維頻率、費用略有不同：因管理模式、設置地點的水質條件(含沙量)、天災(如乾旱、颱風)等，皆會影響運維頻率。

(2)蒐集近三年國內設置案例：剔除建置中、無意願提供、無佐證、測試調校等案例後，以各評估案所提之評估資料，並依工程佈建方式先行區分取平均，

(3)111年度建議參採數值：

A. 1呎以上不及2,000呎：2,375元/呎，於期初設置成本16.10萬元/呎下，占比為1.48%。

B. 2,000呎以上不及20,000呎：2,328元/呎，於期初設置成本11.04萬元/呎下，占比為2.11%。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

八、小水力發電使用參數

(三)年售電量

1.111年度第二次審定會決議數值：

1. 1呎以上不及2,000呎：4,000度/呎

2. 2,000呎以上不及20,000呎：4,000度/呎

2.參數內涵說明

(1) 蒐集近三年國內設置案例：剔除預估與實際容量不同、運轉未滿一年、測試調校與建置中案例，以各評估案所提之評估資料及實際設置案運轉實績，並依工程佈建方式區分取平均，估算年售電量。

(2) 以各評估案所提之評估資料及實際設置案運轉實績為主：1呎以上不及2,000呎年售電量為4,310度/呎；2,000呎以上不及20,000呎年售電量為4,366度/呎。

(3) 納入近五年台電與民營實際設置案場發電變化趨勢進行調整：近年適逢枯水期嚴重影響發電效益，參考近五年(105~109)國內台電與民營電廠發電變化趨勢進行調整，其中，1呎以上不及2,000呎平均降幅為7.89%；2,000呎以上不及20,000呎平均降幅為8.55%。

(4) 111年度建議參採數值：

A. 1呎以上不及2,000呎：4,000度/呎。〔4,310度/呎×(1-7.89%)=3,970度/呎〕

B. 2,000呎以上不及20,000呎：4,000度/呎。〔4,366度/呎×(1-8.55%)=3,993度/呎〕

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

九、地熱發電使用參數

(一)期初設置成本

1.111年度第二次審定會決議數值：

1. 1 瓩以上不及2,000瓩：32.37萬元/瓩

2,000瓩以上：27.86萬元/瓩

2.參數內涵說明

(1)以2MW為分界，區分躉購級距：依國內現有案例設置規模與資料完整性，併同考量業者建議，111年度地熱發電躉購級距以2MW為分界，適度反映不同規模成本合理性。

(2)蒐集近三年國內設置案例：以各評估案提供數據為主(包括國內實際設置案、可行性評估報告、示範獎勵申請案與籌設計畫書等評估資料)，並剔除無佐證、無提供成本之案例，依成本結構進行試算，期能反映實際設置現況。

(3)111年度建議參採數值：

A.1 瓩以上不及2,000瓩：以實際設置案、示範獎勵申請案與台電開發案估算，成本32.37萬元/瓩。(產能探勘1.13萬元/瓩、鑽井19.27萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)11.97萬元/瓩)

B. 2,000瓩以上：

(A)以實際設置案、中油開發案與籌設計畫書估算，成本為19.97萬元/瓩。

(B)現階段2,000瓩以上多採籌設階段之概估成本，基於國內案例尚在開發建置，為誘使業者於穩定之能源政策下持續投入，故建議不依計算結果調降，維持110年度參採數值27.86萬元/瓩。(產能探勘1.67萬元/瓩、鑽井成本12.5萬元/瓩、電廠建造成本(含併聯)13.69萬元/瓩)

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

九、地熱發電使用參數

(三)年售電量

1.111年度第二次審定會決議數值：

1瓩以上不及2,000瓩：6,400度/瓩

2,000瓩以上：6,400度/瓩

2.參數內涵說明

(1)機組運轉效率除機組本身外，亦受外在環境因素影響：轉換效率變化較大是因為系統設計、設備造成熱損、設置地點與環境溫度的季節性變化極大的影響。

(2)蒐集近三年實際運轉與評估資料：剔除未提供之案例後，本年度以國內實際運轉案例、示範獎勵申請案與籌設計畫書所提之評估資料估算。

A. 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量介於5,576~8,059度/瓩，平均為6,730度/瓩。

B. 2,000瓩以上：年售電量為7,253度/瓩。

(3)111年度建議參採數值：考量目前國內案例多在開發建置，建議在鼓勵業者投資下，111年度年售電量大小規模均維持110年度水準，即6,400度/瓩，待有較多地熱電廠發電量相關資料，再行調整較為妥適。

A. 1瓩以上不及2,000瓩：年售電量為6,400度/瓩。

B. 2,000瓩以上：年售電量為6,400度/瓩。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十、海洋能發電使用參數

(一)期初設置成本

1.111年度第二次審定會決議數值：26.71萬元/瓩

2.參數內涵說明

(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，多數為成本評估資訊，且設置類型多元，其成本結構及內涵差異甚鉅，併同考量國內應用實益及現行資料有限性，建議以國內評估資料為主。

(2)參採案例考量因素：

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

(3)參數調整及校正：評估案例應考量所有參數，海委會評估報告涵蓋洋流能基地港建置，為強化期初設置成本使用參數合宜性，故剔除不適宜成本項目(如辦公室建置工程及調查與專案管理費用等)，並參考離岸風力參採之除役成本及漁業補償費用，進行成本校正。

(4)111年度建議參採數值：26.71萬元/瓩。

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十、海洋能發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.111年度第二次審定會決議數值：20,576元/瓩，占期初設置成本比例7.7%

2.參數內涵說明

(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缺乏運轉實績資料，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，併同衡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)年運轉維護費係由「作業和維護費」、「利息」及「稅」組成：

因國內無運轉實績，基於使用參數計算之一致性，作業和維護費以海委會評估報告建議比例，即以期初設置成本5%進行估算，並考量貸款期間支付利息，再加總預估稅捐費用，計算年運轉維護費為16,937元/瓩。

(3) 111年度建議參採數值：20,576元/瓩。

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

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十、海洋能發電使用參數

(三)年售電量

1.111年度第二次審定會決議數值：5,800度/瓩

2.參數內涵說明

(1)海洋能年售電量影響因素：

海洋能年售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，而導致各類型海洋能預估年售電量差異甚鉅。

(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評估報告，輔以國際評估資訊進行年售電量估算。

(3)因國內無設置實績，故以國內外洋流能評估資訊進行調整計算：以海委會評估洋流能設備可利用率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) 111年度建議參採數值：5,800元/瓩。

考量躉購制度之核心精神，建議以達成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。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十一、平均資金成本率使用參數

(一)111年度第二次審定會決議數值：一般再生能源 5.25%；離岸風電 5.70%

(二)資料參採及計算結果說明

1.公式說明

平均資金成本率(WACC)為借款利率與自有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。

$$WACC = R_0 \times W_0 + R_I \times W_I = \underbrace{(R_f + \alpha)}_{\text{借款利率}} \times W_0 + \underbrace{(R_f + \alpha + \beta)}_{\text{自有資金報酬率}} \times W_I$$

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)	借款利率($R_f + \alpha$)	自有資金報酬率($R_f + \alpha + \beta$)
說明	投資於沒有風險之投資項目可獲得之報酬	外借資金比例為業者開發案件所需資金中，向銀行借款的比例	銀行評估其放款風險所要求之相對風險回報	為開發商對該投資案承受風險所要求的風險回報	借款利率由基準利率(R_f)、銀行信用風險加碼(α)、其他組成	自有資金報酬率=借款利率+業者風險溢酬

2.訂定方式

- (1)維持區分一般再生能源、離岸風電2類訂定：反映離岸風電與陸域再生能源之風險差異，協助開發商降低風險並提高金融機構承貸意願。
- (2)銀行信用風險加碼不區分：根據國內銀行融資實際數據，銀行端對各類再生能源信用風險加碼趨於一致，延續110年度審定會作法，銀行信用風險加碼參數不區分訂定。
- (3)無風險利率排除金融市場非理性波動：受疫情影響我國公債利率呈下跌趨勢，避免參數訂定受疫情對金融市場波動之影響，延續110年度審定會作法，將疫情影響期間排除，即以106年至108年中央銀行十年期公債殖利率平均值計算。

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十一、平均資金成本率使用參數

(一)111年度第二次審定會決議數值：一般再生能源 5.25%；離岸風電 5.70%

(二)資料參採及計算結果說明

3.計算結果說明

- (1)111年度平均資金成本計算方式與110年度相同：費率計算公式應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。
- (2)參採央行10年期公債殖率及國內外融資實務數據訂定：111年度平均資金成本率參考中央銀行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例訂定一般再生能源別、離岸風電平均資金成本率合理數值。
- (3)考量離岸風電專案融資衍生之其他額外成本：離岸風電多以專案融資方式籌資與傳統企業融資不同，因而衍生其他額外成本(如利率避險等)，致資金成本較一般再生能源來得高。
- (4)建議111年度一般再生能源平均資金成本率5.25%、離岸風電為5.70%：
 - A. 一般再生能源：計算數值為5.03%，建議維持5.25%，提高業者投資量能及意願，促進推廣目標量之達成。
 - B. 離岸風電：計算數值為5.69%，建議採用5.70%。

參數		111年度計算數值
外借資金比例		70%
無風險利率(R_f)		0.91%
信用風險加碼(α)	一般再生能源	2.71%
	離岸風電	
風險溢酬(β)	一般再生能源	4.70%
	離岸風電	6.89%
WACC(計算數值)	一般再生能源	5.03%
	離岸風電	5.69%

貳、111年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十二、各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

再生能源類別	分類	裝置容量級距	期初設置成本(元/瓩)	運維比例(%)	平均資金成本率(%)	年售電量(度/瓩)	躉購期間(年)	
風力發電	陸域	1瓩以上不及30瓩	136,300	1.32	5.25	1,750	20	
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	38,600		5.55		2,500
			無安裝或具備LVRT者	37,600		5.69		
	離岸	1瓩以上	148,400	2.87	5.70	3,750		
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	65,500	15.80	5.25	5,600		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	211,400	7.99		6,600		
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	80,200	27.25		7,200		
	農業廢棄物	1瓩以上	108,000	18.46		5,600		
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	161,000	1.48		4,000		
		2,000瓩以上不及20,000瓩	110,400	2.11				4,000
地熱	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	323,700	3.22		6,400		
		2,000瓩以上	278,600	3.74		6,400		
海洋能	無區分	1瓩以上	267,100	7.70		5,800		

報告完畢

