



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

108年12月12日

目錄

壹、109年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

貳、109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、109年度各類再生能源(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、平均資金成本率使用參數

十一、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

壹、109年再生能源電能躉購費率計算公式草案

一、公式說明

依109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、109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、109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躉購類別及級距，並以技術較成熟、具節能減碳、經濟及產業發展效益者優先推廣。
- (二)審議各項參數應考量資料來源及參採數據之公信力、客觀性及適用於我國氣候及資源條件、用電需求等發展環境之特性。
- (三)考量再生能源整體發展及推廣目標達成情形，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量再生能源區域均衡發展效益，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (五)顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (六)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、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

二、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算

再生能源類別	分類	級距 (kW)	109年度躉購費率試算 (元/度)		
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 30$	<u>7.7916</u>		
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者	<u>2.3219</u>	
			無安裝或具備LVRT者	<u>2.2888</u>	
	離岸	≥ 1	固定20年躉購費率 (上限費率)		<u>5.0946</u>
			階段式 躉購費率	前10年	<u>5.8015</u>
				後10年	<u>3.8227</u>
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	<u>2.6871</u>		
	有厭氧消化設備	≥ 1	<u>5.1176</u>		
廢棄物	無區分	≥ 1	<u>3.9482</u>		
小水力發電	無區分	≥ 1	<u>2.8599</u>		
地熱	無區分	≥ 1	5.1956		
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710
				後10年	3.5685

貳、109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

獎勵與相關機制	適用能源類別	目的	措施起始年	109年度作法
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	為鼓勵離島地區發展再生能源，以降低當地用電成本。	103年	<u>維持</u> 108年度機制： 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> 。
階梯式躉購費率機制	離岸風電及地熱發電	基於解決離岸風力發電的融資困難以及減輕地熱業者之前期承擔分險。	離岸風電：104年 地熱發電：107年	<u>維持</u> 108年度機制： 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。
離岸風電財務支出控管機制	離岸風電	為避免年售電量參數與實際售電量產生落差，導致政府購電支出超過合理數值	108年	<u>維持</u> 108年度機制： 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。

貳、109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

獎勵與相關機制	適用能源類別	目的	措施起始年	109年度作法
原住民與偏遠區域加成獎勵	太陽光電	依108年5月1日總統公布「再生能源發展條例」修正條文第9條第2項及第3項之規定，躉購費率之訂定應納入偏遠地區及原住民族地區之因素，進行綜合考量。	109年	109年度 <u>新增</u> 機制： <u>屋頂型太陽光電</u> 發電設備設置於臺灣本島，且符合「原住民族地區參與再生能源設置補助作業要點」或「推動民間團體於偏遠地區設置綠能發電設備示範補助作業要點」所定義之原住民族地區或偏遠地區者，躉購費率加成1%。
	風力		--	國內風電設置案例集中在本島西部、澎湖、金門沿海及其外海，一般不會位於原住民族及偏遠地區，建議待國內有相關案例成本後，再進行討論，因此建議 <u>不訂定</u> 風力能源類別之加成獎勵機制。
	生質能及其他再生能源		--	目前2筆地熱實際設置案件皆位於原住民與偏遠地區，然無法分辨與非原住民及偏遠地區之成本差異，為避免可能無法反映真實狀況，建議待國內有比較案例後，再進行討論，因此建議 <u>不訂定</u> 生質能及其他再生能源之加成獎勵機制。

貳、109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

獎勵與相關機制	適用能源類別	目的	109年度作法
地熱自主化設備或技術額外獎勵	地熱	業者建議參考國外案例，針對自主化設備或技術給予額外獎勵。	對於研發自主化設備或技術，在初期可由國內現有 <u>業界能專計畫協助技術研發</u> ，因此建議 <u>不訂定</u> 此項獎勵機制。
公民電廠給予費率加成	太陽光電、風力、生質能及其他再生能源別	業者建議將公民電廠納入給予費率加成，以利政策推動。	費率加成應以 <u>成本基礎</u> 進行評估，考量目前仍 <u>缺少</u> 公民電廠成本資訊，建議待業者提供成本資訊後，再進行討論，因此建議 <u>不訂定</u> 此項獎勵機制。
群眾溝通與能源教育納入費率計算公式		業者建議將群眾溝通與能源教育納入費率計算公式，以利政策推動。	目前政府已有辦理 <u>相關政策宣導</u> 與金融人才培訓，且 <u>能源教育</u> 也已投入推動多年，因此建議 <u>不訂定</u> 此項獎勵機制。

貳、109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

109年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 30$
		≥ 30
	離岸	≥ 1
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1
	有厭氧消化設備	≥ 1
小水力發電 ^{註1}	無區分	≥ 1
地熱能	無區分	≥ 1
廢棄物	無區分	≥ 1

註1：再生能源發展條例自108年5月1日修正通過，擴大獎勵對象從「川流式水力」修改為「小水力發電」。

註2：第1次審定會決議，基於適法性及合理性，建議由中央主管機關擬定可永續利用能源之認定程序，逐年受理並依實際申設情況動態召開審定會訂定其所適用之費率。

- ◆陸域風電：為顧及本土業者發展，躉購容量級距保持穩定，未來視設置情形滾動式檢討。
- ◆生質能：考量草木植物氣化發電可創造其他經濟效益，併同國內無實際運轉案例或評估報告，故現階段不新增躉購類別。
- ◆小水力發電：目前缺乏實際成本資訊，將持續關注發展情況，以作為未來級距調整參考。
- ◆地熱：地底資源分布未能充分確認，且缺乏實際成本資訊，故不區分躉購級距。
- ◆海洋能：技術未成熟下，先透過業界能專計畫予以協助技術研發，故不新增海洋能類別。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：14.27萬元/瓩

(2)資料參採說明

- A.國內實際案例比往年增加許多，故依審定原則採國內實際案例資料計算成本，主要參採設備登記檢附之發票資料，並以業者回函佐證作為補充資訊。
- B.蒐集近3年(106-108年)國內案例資料，以業者回函檢具佐證之成本將設備登記發票補全，剔除使用中國大陸設備、上下極端值樣本後，參採15筆資料計算案例平均期初設置成本為14.27萬元/瓩。
- C.特定額外成本(例如：土地容許使用、回饋金、加強電網)會依個案條件不同而有差異，以及考量各能源別額外成本參採一致性，因此不納入考量。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：1,946元/瓩，占期初設置成本比例1.36%

(2)資料參採說明

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.蒐集業者9kW案例20年維護合約費用為17.1萬元(未含零件更換)，均攤後每年維護合約費用為950元/瓩，此資料於103年提供，在保修年限內均可參採。
- b.蒐集業者提供的設備維護合約(新北市個案於105年簽訂之1年期合約)，考量簽約之案件尚未取得設備登記，建議待完成設備登記，且經交叉比對檢附之發票資訊後，再予以討論。

(B)汰換設備

- a.小風機變流器於20年期間需更換2次，蒐集107年小風機業者提供變流器成本資料共3筆，計算平均為6,361元/瓩，則每年設備更換費用平均為636元/瓩 ($6,361 \times 2 \div 20$)。
- b.有關業者提供的電控器和控制箱發票，均應屬於期初設置成本內涵，且考量業者發票對應之案例(彰化個案於108年之發票)尚未取得設備登記，建議待完成設備登記後，交叉比對設置及其檢附之發票資訊後，再予以討論。

(C)保險

- a.蒐集業者108年提供105年產險報價單，保險標的物為6支3瓩風機，1年保險費為21,862元(火災險1,613元+爆炸險77元+地震險6,627元+颱風及洪水險13,545元)，若只考量火災險、颱風及洪水險，則每年保險費為842元/瓩。
- b.蒐集業者108年產物機械保險要保書內容不全(未填列保險標的物等資訊)，建議不予參採。

貳、109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

(D)綜上，以9kW案例的20年維護合約費用950元/瓩為基礎，並考量平均每年設備汰換成本636元/瓩及保險費842元/瓩後，三者相加之年運轉維護費為2,428元/瓩。

B.國外資料

蒐集2016-2018年美國資料共6筆，其中美國能源部(U.S. DOE)報告數據已更新，故剔除4筆舊數據，剩餘兩筆資料，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1,463元/瓩。

C.考量國內案例資料數量較少，建議沿用108年度計算方式，將國內外資料平均，年運轉維護費為1,946元/瓩；按109年度期初設置成本建議數值14.27萬元/瓩計算，則占期初設置成本比例為1.36%。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：1,750度/瓩

(2)資料參採說明

A.國內資料

蒐集近三年(105~107年)台電公司抄表資料，國內小型風電躉購期間較完整案件共8件，計算平均年售電量約828度/瓩，不過其中有近4成案例發生機組故障與運轉異常問題。

B.國外資料

(A)蒐集日本2016年躉購費率所使用之參數為設備利用率20%(相當於1,752度/瓩)，但日本自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。

(B)蒐集美國小型風力認證委員會(Small Wind Certification Council, SWCC)的年發電量測試數據共7筆，剔除其中2筆2011年檢測的舊機型資料後，採用近三年(2017~2019年)資料共5筆，在每秒5公尺風速下，年發電量平均為1,836度/瓩。

(C)國內小型風力躉購案件因其風機發電設備未充分利用導致年售電量偏低，且國內樣本數較少，建議應以國外較高標準引導發電效率提升，將日本1,752度/瓩及美國1,836度/瓩資料平均，據以作為參採基礎，則年發電量約1,794度/瓩。

C.109年度期初設置成本參採案例的單機裝置容量已提高至3~25瓩，引導設置發電效率較佳之小型風機，且考量107年躉購級距調整至30瓩後，小型風機容量逐步擴大，應合理反映年售電量適度提升，建議調整年售電量介於國際數值(1,794度/瓩)和108年度審定會使用參數值(1,650度/瓩)之間，即1,750度/瓩。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：4.34萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.24萬元/瓩)

(2)資料參採說明

A.國內資料

(A)近3年台電公司未有新設置案，民營業者僅有規劃零星設置案，無法提供成本及佐證資料，因此使用海關進口成本及占比資料進行推估。

(B)104年以前之國內外報告數據，陸域大型風力機組成本占期初設置成本比例平均為52%；106年更新為51%，不含葉片、塔架與其他機電設備的風力機成本占比為42.8%；108年更新為48%。

(C)蒐集近3年(106-108年)海關進口成本資料，以風力機組占設置成本比例估計期初設置成本，則裝置容量加權平均成本為40,269元/瓩。

(D)根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)與國際能源署(IEA, 2019)預測，國際成本降幅平均為0.48%，校正後的海關期初設置成本推估為40,076元/瓩。

B.國外資料

根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)報告，預測2020年商轉之期初設置成本約46,629元/瓩。

C.將「校正後的海關期初設置成本推估」與「國外預測2020年成本」一起平均，則期初設置成本為4.34萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.24萬元/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、109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)109年度第二次審定會決議數值：2,246元/瓩，占期初設置成本比例5.18%(無安裝或具備LVRT者為5.30%)

(2)資料參採說明

A.國內資料

(A)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。

(B)台電公司提供106年運轉維護費資料完整，可參採之樣本數相較105年大幅增加，且107年延續106年資料完整性並持續更新，故使用106、107年資料，可提升計算資料完整性。

(C)根據台電風場資訊，106年發電量加權平均運轉維護費為0.9051元/度；107年發電量加權平均運轉維護費為0.5737元/度，平均為0.7394元/度，考量物價上漲率2%下，計算20年均化後之運轉維護費為0.8983元/度。

B.國外資料

蒐集2016-2018年國外年運轉維護費資料，計算20年均化後之運轉維護費為0.8350元/度，數值與國內資料計算結果相近，故以國內資料為主。

C.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，外加於躉購費率上。

D.綜上，根據國內資料計算20年均化後之運轉維護費為0.8983元/度，假設國內年售電量為2,500度/瓩，則年運轉維護費為2,246元/瓩，按109年度期初設置成本建議數值4.34萬元/瓩計算，建議109年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為5.18%(無安裝或具備LVRT者為5.30%)。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：2,500度/瓩

(2)資料參採說明

A.國內資料

(A)將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105~107年平均年發電量達2,685度/瓩，其中107年平均發電量則為2,703度/瓩。

(B)將民營風場依商轉時間分為99年以前商轉及100年以後商轉兩類，可發現100年以後商轉之風場其年發電量相對較低，且105~107年平均年發電量僅2,256度/瓩，其中107年平均發電量則為2,234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

(A)美國能源部報告指出近年風資源品質下降，但藉由提高風機塔架高度及葉片長度，仍可使風力發電的容量因數持續增加，且期初設置成本同時呈現下降趨勢。

(B)我國持續引導民營風場提高發電效率，符合國際發展趨勢。

C.根據國內100年以後商轉之風場資料，105~107年台電公司平均年發電量為2,685度/瓩，民營業者平均年發電量為2,256度/瓩，兩者平均為2,471度/瓩，基於持續引導民營風場提高發電效率，建議109年度陸域大型風電的年售電量維持2,500度/瓩。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：16.45萬元/瓩

(2)資料參採說明

A.國際案例成本校正

(A)根據我國遴選場址的離岸距離(0.2~50.1公里)、水深範圍(1~53公尺)及風力機規格(8MW以上)，蒐集國外類似案例，資料含括近3年案例、未來預計完工案例及報告預測資訊，綜整共計14筆資料。

(B)依國內設置環境進行國際案例成本校正，剔除上下共4筆極端值樣本後，參採10筆樣本計算平均成本為116,217元/瓩。

B.國內外開發經驗差異之成本差距

引用108年度審定會討論資訊，參考歐盟學習率理論及英國實際案例，計算成本差距約18,013元/瓩。

C.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2017~2019年資料計算平均為33,995元/瓩。

D.未來成本降幅反應：

(A)根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測。

(B)考量國內外海事工程經驗差異，減少降幅反應。

(C)反應成本降幅至110年：遴選案在110~113年完工的國產化責任會逐年增加，故成本降幅反應至110年，未來成本總降幅8.90%。

貳、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

E.台灣開發商其他須負擔成本

(A)更新漁業補償成本：根據漁業署最新年報數據，重新估算為1,277元/瓩。

(B)除役成本：根據國產署107年5月公告之保證金(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。

成本架構	說明	計算數值 (元/瓩)
A.國際案例成本校正	(A)根據我國 <u>遴選場址</u> 條件， <u>蒐集國外類似案例</u> ，參採 <u>10筆樣本</u> 計算平均。 a.隨著國際資訊更新， <u>案例</u> 資料已 <u>增加</u> 。(108年度參採5筆) b.隨著風機 <u>大型化</u> 發展 <u>趨勢</u> ，除8MW案例外，也納入8.3MW、8.4MW與9.5MW之單機規模風場案例。 (B) <u>調整</u> 計算案例 <u>不含併網</u> 之成本 (C) <u>水下基礎</u> 態樣 <u>校正</u> ：單樁式基樁案例校正成套筒式加計成本差距12.7% (D)成本考量 <u>一致化完工時點</u> ：推算至2017年完工之成本 (E)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：538元/瓩	116,217
B.國內外開發經驗差異之成本差距	<u>18,013元/瓩</u>	134,230
C.併網成本	<u>33,995元/瓩</u>	168,225
D.未來成本降幅反應	<u>8.90%</u>	153,253
E.台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本： <u>1,277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>164,513</u>

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：4,712元/瓩，占期初設置成本比例2.86%

(2)資料參採說明

- A.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109年度維持以國外資料做為參數計算基礎。
- B.蒐集2016~2018年國外年運轉維護費資料共8筆，基於資料參採一致性，選取歐洲資料，標準與期初設置成本參採案例一致，剩餘4筆資料，考量物價上漲率2%下，平均計算20年均化後之年運轉維護費為4,712元/瓩。
- C.考量國外風場運維成本應已包含保險費用、土地租金、稅務雜支及規費，基於避免成本重複計算，故國外成本資料不再加計上述成本項目。
- D.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，外加於躉購費率上。
- E.109年度維持108年度計算方式進行資訊更新，年運轉維護費為4,712元/瓩，以109年度期初設置成本建議數值16.45萬元/瓩計算，則占期初設置成本之比例為2.86%。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：3,750度/瓩

(2)資料參採說明

- A.澎湖風場91~107年的平均年發電量約3,524度/瓩，且離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場，故年售電量參數不應低於3,600度/瓩。
- B.遴選案將使用單機容量8MW以上風機，故未以示範機組數據評估年售電量。
- C.建議維持108年度考量方式，以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算，維持年售電量3,750度/瓩，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：5.7萬元/瓩

(2)資料參採說明

- A. 本年度國內無新增無厭氧消化設備期初設置成本資料，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」。
- B. 根據英國能源與氣候變遷部(DECC)報告預估生質能無厭氧消化設備期初設置成本變化趨勢為0%，且在國內近年無設置案情況下，為反應國內實際狀、提昇業者設置意願，故不採國際成本下限值(4.57萬/瓩)，建議109年度期初設置成本沿用108年度數值，即為5.7萬元/瓩。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：9,568元/瓩，占期初設置成本比例16.79%

(2)資料參採說明

- A. 本年度國內無新增無厭氧發電設備之運轉維護費資料，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」。
- B. 因國內近年無新設置案例，為鼓勵國內業者投資、增加設置誘因及促進目標量之達成，在參酌國際運轉維護費用後，因目前數值低於國際平均，建議採用前期公告數值(7,395元/瓩)與國際運維費用(8,357元/瓩)之平均值，即7,876元/瓩。
- C. 考量物價上漲因素2%，20年均化後之運轉維護費用為9,568元/瓩，於期初設置成本為5.7萬元/瓩下，占比為16.79%。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：5,300度/瓩

(2)資料參採說明

- A. 本年度國內無新增無厭氧消化設備年售電量資料，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」。
- B. 為反映國內實際發展現況，故建議109年度生質能無厭氧消化設備年售電量沿用108年度數值，即為5,300度/瓩。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：22.42萬元/瓩

(2)資料參採說明

- A. 蒐集國內近三年(106年~108年)業者提供之資料、沼氣發電系統推廣計畫書及設備登記成本發票等資訊。
- B. 剔除蒐集案例中無法提供成本資訊、無佐證資料以釐清內涵，尚處設置階段、成本費用尚待評估者。參採其餘實際已商轉案例之成本資料，平均單位期初設置成本為22.56萬元/瓩。
- C. 歐盟聯合研究中心(JRC)及IEA預估生質能發電期初設置成本降幅介於0.14~1.12%間，平均降幅為0.63%。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109年度生質能有厭氧消化設備期初設置成本為22.42萬元/瓩。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：15,407元/瓩，占期初設置成本比例6.87%

(2)資料參採說明

- A. 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。蒐集國內近三年年運轉維護費資料後，剔除未提供運維成本資訊、無法反應一般商業電廠運轉狀況者，參採國內近三年已商轉一年之案例資料。
- B. 平均單位年運轉維護費在考量物價上漲因素2%，20年均化後之數值為15,406元/瓩。
- C. 考量計算數值雖低於108年度年運轉維護費，但差距甚小，故為鼓勵業者投資及推廣目標之達成，建議沿用108年度數值，即15,407元/瓩，於期初設置成本22.42萬元/瓩下，運轉維護費占比為6.87%。

貳、109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)109年度第二次審定會決議數值：6,600度/瓩

(2)資料參採說明

- A. 本年度蒐集設置完成運轉滿一年之沼氣發電廠案例資訊，然實際運轉之沼氣發電廠年發電時數，係因設備故障、料源或沼氣產量不足，併或其他多元利用(如製冷供熱)等因素致發電量過低，無法真實反映實際運轉情況。
- B. 考量經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」之補助款領取條件包含單月容量因數達75%，並參考數家申請補助廠商的107年發電資料，單月容量因數已達75%以上，顯示補助作業辦法中，將容量因數納入補助款領取條件之作法，可促使業者於一定期間內持續提升發電量。
- C. 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109年度生質能有厭氧消化設備之年售電量，維持108年度數值，即為6,600度/瓩。

貳、109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)期初設置成本

1.109年度第二次審定會決議數值：8.02萬元/瓩

2.資料參採說明

- (1) 本年度國內無新增廢棄物發電期初設置成本資料，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」。
- (2) 澳洲聯邦科學與工業研究組織(CSIRO)報告預估，廢棄物發電期初設置成本年平均降幅為0.16%，國際趨勢呈微幅下降走勢。考量國內近年無新設置案例，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109年度廢棄物發電期初設置成本沿用108年度數值，即為8.02萬元/瓩。

貳、109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)年運轉維護費

1.109年度第二次審定會決議數值：21,857元/瓩，占期初設置成本27.25%

2.資料參採說明

(1)年運轉維護費係由「操作維護費」與「燃料成本」組成，說明如下：

A.操作維護費係根據行政院環保署「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.燃料成本係根據工業局「生質能暨環保產業推動計畫(2/4)」執行報告中實廠盤查數據之RDF相關資料計算，為12,492元/瓩。

C.綜上，將操作維護費與燃料成本加總後，總計為17,671元/瓩，考量物價上漲因素2%，20年均化後之年運轉維護費21,857元/瓩，占期初期設置成本(8.02萬元/瓩)之27.25%。

D.國際資料之年運轉維護費占期初設置成本比例介於5.5-6.32%，然其數值計算未納入「燃料費用」，與我國運轉維護費組成(包含「操作維護費用」與「燃料成本」)不同。

(2)為反映國內實際發展現況，故建議以國內資料為主，即109年度廢棄物發電年運轉維護費占期初設置成本比例為27.25%。

貳、109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

(三)年售電量

1.109年度第二次審定會決議數值：7,200度/瓩

2.資料參採說明

本年度國內無新增案例，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109年度廢棄物發電年售電量沿用108年度審定會參採數值，即為7,200度/瓩。

貳、109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

1.109年度第二次審定會決議數值：10.38萬元/瓩

2.資料參採說明

(1)108年5月1日再生能源發展條例通過後，放寬獎勵對象為小水力發電，故各項參數蒐集應朝向小水力設置案，惟目前尚無實際設置案例，因此以既有設置案進行估算，待有實際小水力設置案例，再予以討論。

(2)蒐集近三年國內設置案例，說明如下：

A.本年度蒐集案例資料：

因正在施工、初步詢價、屬實驗經驗與估算值、評估報告中對成本預估較為寬鬆、不願提供成本資訊、未完成設備登記與不符資料參數參採原則(近3年)，故建議不予以參採。

B.參採案例：

國內目前唯一完工運轉之水力電廠，提供發票單據與工程結算表中核定總價，成本內涵包括電儀與機械工程、土建工程、併聯費用、設計監工及其他等，期初設置成本為10.38萬元/瓩。

(3)特定額外成本(例如：回饋金)會依個案協商不同而有差異，考量各能源別額外成本參採一致性，因此不納入考量。

(4)根據歐盟聯合研究中心(2018)與IEA(2018)預測，未來水力發電期初設置成本變化保持平穩或小幅下降，每年降幅介於0~0.03%之間。

(5)綜上，考量國內近年僅1實際設置案例，故不依國際趨勢調整降幅，另依據參數採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，故建議109年度小水力發電期初設置成本為10.38萬元/瓩。

貳、109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

1.109年度第二次審定會決議數值：2,644元/瓩，占期初設置成本比例 2.55%

2.資料參採說明

- (1)考量水力發電機組運轉易受水量豐枯、含沙量、設備磨耗等因素影響，為避免參數波動過大，應觀察長期而非單一年度資料，因此建議依循108年度作法，同時考量3年的資料。
- (2)蒐集近三年裝置容量不及2MW台電公司與民營業者年運轉維護費用，其中民營業者所提數據因無佐證資料、屬實驗階段或評估資料，建議不參採。以台電公司實際運轉案例，平均單位年運轉維護費用為2,176元/瓩，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為2,644元/瓩。
- (3)根據IRENA(2019)資料，水力發電年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1~3%之間；蒐集近3年國外資料，年運轉維護費占期初設置成本比例介於1.98~3.32%。
- (4)綜上，考量各國水文、地理條件之差異，決議以國內實際資料為主，即109年度年運轉維護費2,644元/瓩於期初設置成本10.38萬元/瓩下，占比為2.55%。

貳、109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

1.109年度第二次審定會決議數值：3,900度/瓩

2.資料參採說明

- (1)考量水力發電易受水量豐枯影響，導致部分機組年淨發電量銳減，為削減枯水年與機組大修等因素對發電量之影響，故建議應觀察長期(約3~5年)的發電量變化資料較為妥適。
- (2)蒐集近三年不及2MW台電公司與民營電廠裝置容量資料，並剔除1筆數值過低之極端樣本後，觀察3~5年平均年發電量之變化，其結果分別為3,895度/瓩、3,776度/瓩、3,789度/瓩。
- (3)蒐集近三年國際不及2MW水力發電量資料，年運轉時數介於3,613-5,230度/瓩之間，惟考量各國水文、地理條件等差異，建議仍以國內資料為主，併同考量台電公司與民營電廠發電之差異，建議109年度年售電量調整為3,900度/瓩。

貳、109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

1.109年度第二次審定會決議數值：27.86萬元/瓩

2.資料參採說明

(1)期初設置成本經剔除3筆不符近三年案例、新增5筆示範獎勵申請案後，剩餘6筆評估案，試算結果為26.91萬元/瓩。考量前期開發風險較大，成功開發後可作為基載能源，為鼓勵業者能於穩定的能源政策下持續投入開發，且因目前參採案例多屬評估資訊，建議維持108年度參採數值，待引導實際設置案例產生後，再行滾動檢討。

A.產能探勘成本：以106年度審定會決議之四礮子坪評估案為產能探勘成本乘上評估案之井數，平均為1.67萬元/瓩。

B.鑽井成本：國內實際鑽井成本乘上評估案之井深、井數，平均12.50萬元/瓩。

C.發電機設備/工程成本：依各評估案提供之數據，平均為13.69萬元/瓩。

D.綜上，期初設置成本為27.86萬元/瓩。

(2)以「地熱能發電系統示範獎勵辦法」，協助降低業者地熱探勘風險，並鼓勵業者積極投入地熱探勘，且若探勘失敗亦可於封井後請領獎勵補助。

(3)根據歐盟聯合研究中心與IEA報告皆預估地熱發電期初設置成本因技術發展成熟，未來呈現小幅下降趨勢，但考量國內目前僅2筆設置案，因此建議不依國際趨勢調降，故109年度期初設置成本沿用108年度數值，即27.86萬元/瓩。

貳、109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

(二)年運轉維護費

1.109年度第二次審定會決議數值：10,431元/瓩，占期初設置成本比例3.74%

2.資料參採說明

- (1)考量目前尚無實際運維費用，109年度採用B案評估數據，即8,323元/瓩，考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩。
- (2)溫泉取用費：沿用108年度審定會估算方式，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%」的溫泉取用費，且考量該費用屬於規費，因此不隨物價調整，經計算後為每瓩溫泉取用費為320元。(0.5元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩)
- (3)考量國內外地質條件與開發潛力差異，建議以國內評估資料為主，故109年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後為10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

貳、109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

1.109年度第二次審定會決議數值：6,400度/瓩

2.資料參採說明

- (1)蒐集近3年實際設置與評估案例，A案107年8月因設備異常，無法輸出；B案107年11月底併聯，考量上述2筆設置案例皆無完整年度的發電資料，因此建議上述2案皆不參採。另剔除評估案例中，無提供年發電量及產能評估後會變動之案例後，年售電量介於6,447~7,008度/瓩，平均為6,833度/瓩。
- (2)蒐集近3年國際資料，其年售電量介於6,482-8,041度/瓩(容量因數介於74%-91.7%之間)，平均為7,276度/瓩。
- (3)考量各國地質條件及開發潛力不同，建議仍以國內評估資料為主，且因地熱前期開發風險較大，成功開發後可作為基載能源，為鼓勵業者能於穩定的能源政策下，持續投入開發，且目前參採案例多屬評估資訊，建議109年度維持108年度數值，即6,400度/瓩。

貳、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十、平均資金成本率使用參數

(一)109年度第二次審定會決議數值：一般能源別 5.25%；離岸風力 6.05%

(二)資料參採說明

1.公式說明

平均資金成本率(WACC)為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，用以反映業者開發案件所需之整體投資資金，其受四項參數影響，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：

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

2.參數內涵

- (1)平均資金成本率區分兩類訂定：考量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，建議109年度平均資金成本率與108年度相同，區分一般再生能源別、離岸風電兩類訂定。
- (2)參採國內外案例訂定稅前合理數值：109年度平均資金成本率計算方式與過去審定會一致，參考中央銀行10年期公債殖利率、國內銀行融資實務，以及國外再生能源投資財務資料，訂定稅前平均資金成本率合理數值：
- A. 外借資金及自有資金比例：近3年(106~108)國內金融機構及民營業者回函資料，一般再生能源、離岸風電之外借資金皆接近70%，建議外借與自有資金比例皆設定為70%：30%。
 - B. 銀行融資信用風險加碼(α)：綜合近3年國內金融機構回函及國外投資案資料，一般再生能源 α 風險介於0.31~2.74%，離岸風電介於1.74~2.90%，考量 α 風險受企業信用評等、還款能力，以及債權保障條件不同而有差異，建議採最大值計算。
 - C. 風險溢酬(β)：蒐集國外投資財務資料，計算一般再生能源及離岸風電之風險溢酬分別為4.72%、7.03%。

貳、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十、平均資金成本率使用參數

3.平均資金成本率計算

(1)各項參數彙整

參數別	目前參數數值		參採說明
自有資金比例	30%		國內外典型專案、再生能源投資計畫
外借資金比例	70%		
無風險利率	0.96%		十年期政府公債殖利率106年至108年(1-6月)三年平均數值
α風險	一般再生能源	2.74%	參採國內資料及國外(德國、英國、荷蘭、歐洲)等9筆
	離岸風力	2.90%	參採國內資料及國外(英國、德國、比利時、丹麥、歐洲)等8筆
β風險	一般再生能源	4.72%	參採歐洲、德國、英國、荷蘭等9筆資料
	離岸風力	7.03%	參採英國、荷蘭、比利時、丹麥等8筆資料

(2) 計算結果說明

A. 一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、小水力、地熱)

$$30\% * (0.96\% + 2.74\% + 4.72\%) + 70\% * (0.96\% + 2.74\%) = 5.12\%$$

B. 離岸風力

$$30\% * (0.96\% + 2.90\% + 7.03\%) + 70\% * (0.96\% + 2.90\%) = 5.97\%$$

C. 109年度一般再生能源WACC計算數值為5.12%；離岸風力為5.97%，考量政策推動之持續穩定，並鼓勵業者參與再生能源設置，建議109年度WACC參數維持108年度數值，即一般再生能源為5.25%；離岸風力為6.05%。

貳、109年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率草案

十一、109年度各類再生能源(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	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	≥1~<30		142,700	1.36	1,750	5.25	20
		≥30	有安裝或具備LVRT者	43,400	5.18	2,500		
			無安裝或具備LVRT者	42,400	5.30			
	離岸	≥1		164,500	2.86	3,750	6.05	
生質能	無厭氧消化設備	≥1		57,000	16.79	5,300	5.25	
	有厭氧消化設備	≥1		224,200	6.87	6,600		
廢棄物	無區分	≥1		80,200	27.25	7,200		
小水力發電	無區分	≥1		103,800	2.55	3,900		
地熱	無區分	≥1		278,600	3.74	6,400		

報告完畢

