



會議紀錄附件

目錄

附件1：第2次審定會會議結論辦理情形

附件2：「111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」業者意見歸納報告

附件3：111年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

附件4：111年度再生能源電能躉購費率試算

附件5：111年度再生能源電能躉購費率公告草案

附件1：
第2次審定會會議結論辦理情形

111年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次 會議結論辦理情形

一、時間：110年12月27日下午2時

二、地點：經濟部第一會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部曾政務次長文生

四、出席名單：

鄭委員永銘、鄭委員又華、游委員振偉、溫委員麗琪、
王委員嘉緯、陳委員映竹、江委員青瓚、鄭委員名山、
楊委員鏡堂、許委員泰文、黃委員柏壽、陳委員雅萍、
陳委員鴻文、張委員安順

五、列席名單：經濟部能源局

111年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次 會議結論辦理情形

六、會議結論辦理情形

會議結論	後續辦理情形
(一)有關聽證會公告期程，建議預留充分日數讓業者報名，另請遵循相關法源依據並妥為辦理聽證會議。	遵照辦理，有關聽證會業已於111年1月7日公告，並於111年1月11日、111年1月13日辦理。
(二)有關再生能源電能躉購費率計算公式使用參數以及躉購費率相關議題中所規劃之各項獎勵措施，請依據審定會委員討論結果，於上開所提聽證會進行說明，聽取各界意見後，再提送審定會討論。	遵照辦理，有關業者意見歸納報告說明，納入本次報告案二中進行說明。
(三)有關111年度再生能源電能躉購費率公告草案，屬行政部門權責範圍，請經濟部依權責辦理預告程序，俾利業者充分表達意見。	遵照辦理，預告程序自110年12月30日刊登行政院公報起，預告期間為110年12月31日至111年1月13日，業者於上開期間表達之意見，納入本次討論案一中進行說明。

111年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次 會議結論辦理情形

會議結論	後續辦理情形
(四)各類再生能源躉購費率 1. 太陽光電：考量<u>國際能源價格</u>趨勢，且<u>鼓勵</u>業者<u>儘早完工</u>及<u>維持費率穩定性</u>，訂定<u>一年三期躉購費率</u>， (1)第一期躉購費率每度介於3.9418元至5.8620元 (2)第二期躉購費率每度介於3.8896元至5.7911元 (3)第三期躉購費率每度介於3.7436元至5.6068元 2. 陸域風電：躉購費率較110年度<u>調降</u>，考量發展現況及以市場可公開驗證之成本資訊進行計算，小型風電每度7.4110元，大型風電每度2.1223元。 3. 離岸風電：基於<u>反映技術</u>持續<u>進步</u>及<u>成本下降</u>，進行同步調整，每度4.5024元。 4. 小水力發電：考量豐枯水期對小水力電影響甚鉅，故以近五年各台電及民營電廠發電量降幅調整試算結果，<u>費率提高</u>至每度3.8943元，另<u>大規模</u>水力以政策獎勵，費率不因計算結果調降，<u>維持</u>110年度公告數值，即每度2.8599元。 5. 地熱發電：<u>首度區分躉購容量級距</u>，增訂不及2MW容量級距，躉購費率每度5.7736元，2MW以上部分，維持110年度費率水準，即每度5.1956元。 6. 生質能發電：無厭氧消化設備類別之躉購費率<u>提高</u>為每度2.8066元；生質能有厭氧消化設備部分，提高為每度5.1842元。 7. 廢棄物發電：<u>新增「農業廢棄物」</u>躉購費率類別，躉購費率每度5.1407元；<u>一般及一般事業廢棄物</u>，<u>維持</u>110年度費率水準，即每度3.9482元。 8. 海洋能發電：<u>新增</u>海洋能發電躉購費率，每度7.3200元。	已於1月11日、1月13日聽證會向各界說明。

111年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次會議結論辦理情形

會議結論

後續辦理情形

(五)躉購制度之獎勵及配套機制相關議題

1.太陽光電

(1)太陽光電結合儲能系統之費率適用條文。

(2)111年度加強電力網：輸電級(屋頂型+地面型+水面型)加計額外費率0.0811元/度、配電級(地面型+水面型)加計額外費率0.1240元/度。

(3)特高壓升壓站：依電壓等級及設置型態分別反映不同GIS特高壓升壓站外加費率；GIS以外則適用該電壓等級下之外加費率取低。

(4)特高壓升壓站輸電線路：以1.5公里作為費率反映起始點，反映總線路長度與1.5公里相差線路長度之成本。

(5)離島地區加成機制：維持110年度作法，海底電纜聯結前加成比例為15%；聯結後4%。

(6)綠能屋頂全民參與獎勵機制：維持110年度作法，加成比例為3%。

(7)區域費率加成機制：維持110年度作法，設置於北北基、桃竹苗及宜花之太陽光電發電設備，加成比例為15%；111年度以政策因素將台東納入加成對象，加成比例為8%。

(8)模組回收費：維持110年度作法，加計額外費率0.0656元/度

(9)高效能模組加成機制：維持110年度作法，加計額外費率6%。

(10)設置於原住民或偏遠地區者：維持110年度作法，加計額外費率1%。

(11)一地兩用型態：

A.風雨球場：維持110年度作法，以地面型費率加計額外費率10%，有裝設金屬浪板者，再加計額外費率4%。

B.農漁電共生：維持110年度作法，以地面型費率加計額外費率5%。

C.高速公路服務區停車場：維持110年度作法，以地面型費率加計額外費率6%。

(12)漁業環境友善公積金：維持110年度作法，以地面型費率加計額外費率1%。

(13)費率寬限期：

A.109年度併聯69kV以上，且有設置或共用升壓者及110年度所有設置型態：通案展延3個月之完工寬限期。

B.111年度：維持110年度作法，以設備型別及有無建置升壓站區分標準

(A)無併聯、建置或共用69kV升壓站

•第一、二型：自取得同意備案之日起6個月完工。

•第三型：自取得同意備案之日起4個月完工。

(B)10MW以上或併聯、建置或共用69kV升壓站

•自取得同意備案之日起24個月內完工。

•第三型發電設備自取得同意備案之日起12個月內完工。

已於1月11日、
1月13日聽證會
向各界說明。

111年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次 會議結論辦理情形

會議結論	後續辦理情形
(五)躉購制度之獎勵及配套機制相關議題 2.階梯式躉購費率：離岸風電、地熱發電<u>維持110年度作法</u>，採行固定或階梯式躉購費率，並針對適用階梯式費率案例，建立「費率適用轉換措施」。 3.離岸風電財務支出控管機制：<u>維持110年度作法</u>，第一階段為年售電量達到4,200度/瓩以上時，躉購費率打75折；第二階段為年售電量達到4,500度/瓩以上時，躉購費率打5折。 4.原民利益共享機制：設置於<u>原住民族地區</u>之<u>地熱</u>與<u>小水力發電</u>設備，提供躉購費率加成<u>1%</u>。	已於1月11日、1月13日聽證會向各界說明。
(六)111年度平均資金成本率區分為一般再生能源5.25%，離岸風力5.70%	

附件2：
「111年度再生能源電能躉購費率及
其計算公式聽證會」業者意見歸納
報告

壹、聽證會辦理情形

一、臺北場次-風力、生質能及其他再生能源

(一)地點：張榮發基金會國際會議中心802室

(二)會議時間：111年1月13日上午10時整

(三)主席：經濟部曾政務次長文生

(四)列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

(五)出席人數：74人

(六)出席者：

1.委員：楊委員鏡堂、王委員嘉緯、陳委員映竹、柯委員瓊鳳、陳委員鴻文。

2.業者：

九歲電力(股)公司、森歲能源(股)公司、微電能源(股)公司、天宇工業(股)公司、台灣奇異電力(股)公司、美商傑明工程顧問(股)台灣分公司、八方電力(股)公司、臺灣御風能源(股)公司、西門子歌美颯離岸風力再生能源(股)公司、亞福儲能(股)公司、結緣能源開發(股)公司、台普威能源(股)公司、倍速羅得(股)公司、奇岩綠能(股)公司、大乃綠循環科技(股)公司、海可納新能源有限公司、主典興業(股)公司、盈松環保(股)公司、韋峰能源(股)公司、Minesto Taiwan、伯威海事 荷蘭商波斯卡利斯台灣股)公司及其他等共計30家。

3.公協會：

財團法人主婦聯盟環境保護基金會、社團法人臺灣環境公義協會、社團法人台灣小水力綠能產業聯盟、拆核四促進會。

4.政府單位：無。

5.新聞媒體：WindTAIWAN離岸風電雜誌、匯流傳媒有限公司、工商時報、Money DJ、科技新報、台灣時報、經濟日報、天下雜誌、環境資訊中心、蘋果日報。

6.其他：無。

(七)議題討論：

風力發電、生質能及其他再生能源發電躉購費率計算公式及使用參數說明

壹、聽證會辦理情形

二、高雄場次-太陽光電

(一)地點：蓮潭國際會館 R402會議室

(二)會議時間：111年1月11日下午2時整

(三)主席：能源局李副局長君禮

(四)列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

(五)出席人數：50人

(六)出席者：

1.委員：陳委員在相。

2.業者：

迅捷電光電有限公司、大同永旭能源(股)公司、加州能源科技(股)公司、茂迪(股)公司、禾鑫高科(股)公司、友達光電(股)公司、力暘能源(股)公司、天欣綠能有限公司、天泰管顧、寶島陽光再生能源(股)公司、寶晶能源(股)公司、立達大展再生能源(股)公司、艾比伏能源、統益機電工程(股)公司、慶曄科技有限公司、中租能源開發(股)公司、亞福儲能(股)公司、元晶太陽能科技(股)公司及其他等共計26家。

3.公協會：

SEMI (國際半導體產業協會)太陽光電委員會、太陽光電產業協會、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會。

4.政府單位：無。

5.新聞媒體：焦點事件。

6.其他：財團法人農業科技研究院。

(七)議題討論：

太陽光電電能躉購費率計算公式及使用參數說明

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

一、太陽光電

類別		業者主要意見
類別級距		屋頂型 <u>100瓩-500瓩</u> 調整成 <u>100瓩-2MW</u> ，將原本 <u>500瓩以上</u> 調整為 <u>2MW以上</u> 。
參數	期初設置成本	1. <u>建議思考採用發票數據原則之合理性</u>。 2. <u>建議將尾款納入成本考量</u>，且 <u>應將</u> 原物料 <u>波動</u> 幅度 <u>如實反映</u>，並 <u>避免</u> 以 <u>落後資訊預估</u> 未來成本。 3. 建議 <u>地面型空汙防制費</u> 按混凝土基礎座的總金額計算，非工程總造價。 4. 建議公告方式 <u>調整為一年兩期後</u>，<u>國際降幅不應</u> 以 <u>第一期反映50%</u> <u>第二期100%</u> 之方式進行反映。
	年運轉維護費	無
	年售電量	無
	平均資金成本率	建議 <u>提高</u> 躉購費率計算之 <u>平均資金成本率5.25%</u> ，鼓勵業者投入開發
	費率	1. 不論是 <u>工業區</u> 或 <u>台糖</u> 土地至少會 <u>產生</u> 一公頃15萬元的 <u>租金</u>，建議真實 <u>反映至</u> 躉購 <u>費率</u> 上。 2. 建議屋頂型 <u>100-500瓩</u> 及 <u>500瓩以上</u> 與 <u>地面型費率</u> 不應 <u>降幅過大</u>。 3. <u>建議費率應實際反應成本</u>，並 <u>適時調高</u> 費率數值。 4. <u>建議配合產業特性</u>、將 <u>交貨期</u> 及 相關 <u>行政流程所耗時程</u> <u>納入</u> 考量，以 <u>評估</u> 費率 <u>公告期數</u>，避免供需失衡之情況，並 <u>建議維持以一年兩期</u> 之費率公告方式。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

一、太陽光電

類別	業者主要意見
機制	1. 太陽 <u>光電結合儲能</u> 系統應 <u>取消依競比</u> 結果， <u>改依公告費率</u> 來執行。
	2. <u>加強電力網重複收費</u> 且 <u>加成不足</u> ，建議由 <u>費率扣抵</u> 、將 <u>屋頂型配電級納入</u> 、費率 <u>有反映才能收取</u> 加強電力網費用，並 <u>明列適用範圍</u> 。
	3. 69kV升壓站價格逼近9,000元/瓩，建議 <u>GIS以外</u> 特高壓升壓站之 <u>161kV</u> 仍 <u>維持110年度之費率</u> 或以容量 <u>階段式差別費率</u> 、新增升壓站 <u>T接態樣</u> 、以 <u>首件或併聯</u> 時當期 <u>費率擇一適用</u> 。
	4. 輸電線路加成偏低，建議改為「 <u>電源線</u> 」、 <u>納入22.8kV線路</u> 、 <u>取消1.5公里限制</u> 並界定 <u>長度計算方式</u> ；升壓站及輸電線路費率 <u>161kV</u> 皆比 <u>69kV</u> 低，難以反映建置成本。
	5. 太陽能模組 <u>VPC</u> 加成，建議應 <u>以當期費率加成</u> 。
	6. 建議應先 <u>提出漁業環境友善公積金實施辦法</u> ； <u>模組回收費回歸權責主管機關</u> 採「 <u>就源扣繳</u> 」方式執行；離島(<u>澎湖</u>)加成 <u>維持15%</u> 。
	7. 建議 <u>農漁電共生</u> 比照 <u>風雨球場</u> 費率；並 <u>放寬</u> 一地兩用 <u>使用執照認定標準</u> 。
	8. 建議 <u>風雨球場</u> 納入其他 <u>衍生成本</u> ，並 <u>擴大風雨球場與高速公路服務區停車場</u> 加成 <u>適用對象</u> 。
	9. 建議109與110年度案件 <u>仍給予110年度第4季外加費率</u> ，或將外加費率 <u>延至111年第1季</u> 。
	10. 建議 <u>第三型</u> 太陽光電發電設備之寬限期由 <u>4個月</u> 修正為 <u>6個月</u> 。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

二、風力發電

類別		業者主要意見
參數	期初設置成本	1.陸域30瓩以上： (1)陸域風力發電設備占總建置成本約50%，目前國外<u>進口</u>的<u>運輸成本</u>居<u>高</u>不下<u>風力發電機組總價已上漲將近20%</u>。 (2)業者除面臨交貨期加長外，<u>材料及人工費用</u>也<u>因疫情</u>關係持續<u>上漲</u>。 (3)最新發布之<u>加強電網</u>計算方式<u>調漲</u>，而非調降。 2.離岸風力： (1)受<u>疫情</u>影響，成本大幅增加，且同時有<u>通膨</u>、<u>升息</u>情況發生，<u>未來成本降幅</u>反應<u>7.54%</u>不符合實情及現況，<u>建議取消</u>。 (2)<u>漁業補償</u>實際成本<u>高於</u>漁業署<u>年報數據</u>所<u>計算</u>出之<u>數值</u>，以<u>A離岸風場</u>為例最終漁業補償數字已<u>超過1,500元/瓩</u>。
	年運轉維護費	無
	年售電量	無
	平均資金成本率	離岸風力：目前無法排除疫情影響期間，且風機大型化(12~20MW)在設置技術與經驗上都是新的創舉，仍有新風險存在，故銀行融資風險仍較保守， <u>建議維持110年度5.75%</u> 。
	費率	無
其他		陸域30瓩以上：地方政府未如同中央政府支持綠能發展，申請及審查作業時間需增加一倍以上作業時間。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

三、生質能及其他再生能源

類別		業者主要意見
分類級距		建議參考日本 <u>提高小水力發電躉購費率</u> ，待有足夠案例再逐年檢討，並 <u>增加分級分類</u> 訂定。
		建議「 <u>農業廢棄物</u> 」類別納入稻桿、玉米桿、廢竹、廢木、果樹殘枝等，並配合 <u>調整名稱</u> 為「 <u>農林廢棄物發電</u> 」。
		建議「農業廢棄物」項目修正為「 <u>農業及木質廢棄物</u> 」：因 <u>木質廢棄物</u> 其性質與農業廢棄物較相近，如行道 <u>路樹</u> 及 <u>木棧板</u> 等，且鼓勵木質廢棄物能投入再生能源發電，同時符合淨零碳排政策方向，建議 <u>併入農業廢棄物</u> 項下或 <u>新增木質廢棄物</u> 分項。
參數	期初設置成本	目前地熱能發電的躉購費率期初設置成本參數， <u>鑽井成本未完整納入風險因子</u> (期初鑽井成功率35%)。
		配合 <u>友善併網</u> 方案，必須安裝較大的發電機組，較大的儲存量， <u>成本</u> 因此 <u>上升</u> ，現行架構無法反映友善併網方案。
		反映實際建置成本，應考量參考 <u>集中式廢水廠</u> 的實際 <u>成本</u> ，比如業興花蓮廠。
		建議再行研議以 <u>30MW案例</u> 為參考數據估算海洋能躉購費率之 <u>合理性</u> ，並建議將 <u>天然災害</u> (如颱風)可能造成之成本 <u>納入</u> 考量。
	年運轉維護費	由於山區野溪式小水力，每逢颱風侵襲，需進行清淤及管線維護，<200kW之維運維費用建議為設置成本之 <u>6%</u> 。
		發電機以 <u>20年</u> 大修2次並不合理，應以引擎壽命4,500小時計算， <u>因此大修至少3~4次</u> 。
	年售電量	<u>地熱</u> 發電躉購費率計算公式應將 <u>廠用電納入考量</u> 。
		業者採用 <u>友善併網</u> 方案，一天僅能發電16小時， <u>容量因子</u> 只能運轉66%，現行75% <u>不合理</u> 。
	平均資金成本率	銀行承作小水力案件之融資意願低，建議<200kW案場， <u>貸款成數以0%採計</u> 。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

三、生質能及其他再生能源

類別	業者主要意見
費率	<u>山區施工困難度高</u> ，建議參考太陽能發電鼓勵加成「區域費率加成機制」 <u>加成 15%</u> 。
	建議原住民山區(<200kW)小水力發電廠 <u>至少能補助 1 名原住民地區任職薪資</u> ，約 2.5 萬 x14 個月=35 萬/年。
	建議 <u>納入回饋金 3%</u> 。
	建議 <u>原住民族地區</u> 地熱發電躉購費率，比照太陽光電發電設備設置於苗栗以北地區， <u>加成</u> 比例為 <u>15~20%</u> 。
	建議將 <u>有厭氧</u> 物理裂解 <u>氣化</u> 發電設備同列為 <u>有厭氧消化</u> 設備之躉購費率 5.1842 元/度內。
	過去能源政策綱領及能源政策白皮書僅強調核廢料難以處理，卻無強調核災所致衝擊。若考量 <u>核廢料</u> 的 <u>處理</u> 成本及 <u>核災成本</u> ，顯得躉購費率不該如此計較。
機制	建議比照風光電及沼氣發電，增設 <u>生質能</u> 與 <u>廢棄物</u> 發電之 <u>獎勵機制</u> (如外加費率、原民共享機制)。
其他	- 建議<u>一般事業廢棄物</u>(生物性廢棄物)發電與<u>農業廢棄物</u>發電可同於<u>農地上</u>設發電廠。 - 建議政府機關合理<u>規範</u>各項可再利用為<u>生質能發電</u>之<u>廢棄物</u>(含一般事業廢棄物)。 - 建議<u>建立</u>農業縣市推動<u>回收與再利用機制</u>，再加強回收<u>補貼措施</u>，妥善規劃<u>清運系統</u>及<u>路線</u>，提高廢棄物產生者再利用之意願。 - 今年度<u>新增農業廢棄物</u>類別，本公司在籌備資金的過程中因銀行業對該產業的不熟悉，且業者對於類生質物發電<u>是否屬於再生能源設備</u>有很大的疑慮，該疑慮在躉購費率上是否可提供附註，俾利業者說明。 - 波浪發電適合於東北角設置，涉及環評、設置變電站、海域規畫等問題，<u>建議</u>經濟部<u>協調</u>觀光局及海巡署，於龜山島建立<u>波浪發電示範區域</u>。 - 建議針對<u>新興產業</u>得訂定每年發電量目標並以<u>競標</u>方式推動。 - 波浪發電也可以減少<u>國土侵蝕</u>，應予以納入政策推動考量。

參、業者意見處理方式

- 一、業者於聽證會中，針對再生能源電能躉購費率之計算公式無意見，維持第一次審定會決議內容，本次會議不再討論。
- 二、針對業者所提對於各能源別之類別級距與使用參數之意見，若無表示意見及無提供佐證資訊者，不予以討論，維持第二次審定會決議數值；有提供或有建議政策鼓勵意涵者，本次討論案一將逐項進行分析及試算，供審定委員卓參。
- 三、業者直接針對「躉購費率」水準值之意見，考量應依使用參數合理性加以討論，據以訂定合理躉購費率，故不予討論；若具政策鼓勵意涵者，則予以討論。
- 四、非審定委員權責部分之意見，後續將函轉相關機關參酌辦理。

附件3：
111年度再生能源電能躉購費率計
算公式使用參數

壹、111年度聽證會意見處理

一、會議辦理說明

- (一)本年度增開二次業者座談會廣徵意見及討論，已提前進行資訊揭露及廣泛討論。
- (二)有關111年度再生能源電能躉購費率及其相關議題，已分別於1月11日、1月13日辦理2場次聽證會對外說明。

二、意見處理方式

- (一)意見回應：有關業者提出與過往相同之意見，其處理方式彙整至討論案一後方表格進行說明。
- (二)處理原則：針對業者所提可佐證資訊及具推廣政策意涵等意見，就以下數點重要議題，進行討論。

三、重要議題彙整

- (一)加強電力網及特高壓相關調整
- (二)太陽光電躉購費率調整
- (三)太陽光電第三型設備寬限期調整
- (四)陸域大型風電費率合宜性
- (五)離岸風電費率降幅合宜性
- (六)農業廢棄物名稱調整及增設獎勵機制之合宜性
- (七)生質能有厭氧費率參數之合宜性
- (八)小水力費率合宜性
- (九)地熱廠內用電是否納入考量說明

貳、111年度聽證會後重要議題說明

一、加強電力網及特高壓相關調整

(一)業者意見

1. 加強電力網加成不足，並建議將屋頂型配電級納入。
2. 為避免造成誤會混淆，建議依電業法規定，將輸電線路改為「電源線」。
3. 建議取消輸電線路1.5公里限制。

(二)意見分析

1.調整加強電力網費率計算方式及加成對象

(1)調整加強電力網費率計算方式

- A.原計算方式區分設置成本與運維：考量台電公告之均化加強電力網費用，其中包含28%之20年運維費用，故將設置成本扣除運維後，再計算額外費率。
- B.調整後不再區分設置成本與運維：考量業者係一次性支付角度計算，故不再區分設置成本與運維，即以台電公告數值配上0%運維占比計算額外費率。

第二次審定會決議數值(設置成本扣除28%運維)		
加強電力網費用	輸電級	配電級
設置成本(元/瓩)	$1,352/1.28=1,056$	$2,068/1.28=1,616$
年運維費用(元/瓩) (運維占比)	$(1,352-1,056)/20=14.8$ (1.40%)	$(2,068-1,616)/20=22.6$ (1.40%)
額外費率	0.0811元/度	0.1240元/度

以業者支付角度計算額外費率(設置成本不扣除28%運維)		
加強電力網費用	輸電級	配電級
設置成本(元/瓩)	1,352	2,068
年運維費用(元/瓩) (運維占比)	0 (0%)	0 (0%)
額外費率	0.0866元/度	0.1356元/度

(2)調整加強電力網費率加成對象

經與台電公司再次確認，屋頂型配電級2MW以下依「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式(業者稱線補費)」收費，而2MW以上則回歸加強電力網規範，故建議屋頂型配電級亦納入加成對象。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

一、加強電力網及特高壓相關調整

(二)意見分析

2.維持「特高壓升壓站輸電線路」，但於釐清後對外說明清楚

(1)電業法「電源線」之定義非僅指線路，建議維持使用輸電線路

電業法中之電源線係指「聯結主要發電設備至該設備與輸配電業之分界點或用戶間，屬於同一組合之導線本身、支持設施及變電設備。」，非僅指線路，故建議不予以採納，並維持使用「特高壓升壓站輸電線路」。

(2)釐清後對外說明清楚輸電線路涵義

為避免造成誤會混淆並配合實務，經與台電公司討論釐清後，建議於對外說明清楚特高壓升壓站輸電線路係指「特高壓升壓站之特高壓側至輸配電業併網責任分界點之連接線路」。

3.調整輸電線路長度反映起始點

考量111年度參採資料已可區分升壓站及輸電線路成本，故在可釐清個別成本後，建議調整為實際線路長度，以反映業者設置/共用特高壓升壓站至輸配電業特高壓供電線路間之成本，而非以1.5公里作為費率反映起始點。

4.屋頂型太陽光電併網工程費是否比照加強電力網採獨立計項反映

(1)屋頂型太陽光電併網工程費建議比照加強電力網獨立計項之作法

太陽光電併網相關費用占期初設置成本比例逐漸提高並朝向通案收取，而此二項費用均為光電案件需繳交之併網費用。為合理並一致反映業者需負擔之併網費用並考量併網費用之歧異性，建議可比照加強電力網獨立計項之作法，於屋頂型期初設置成本扣除過往平均繳交費用(624元/瓩)，再參考台電計費方式計算屋頂型太陽光電併網工程費額外費率，如次頁表格。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

一、加強電力網及特高壓相關調整

(二)意見分析

4.屋頂型太陽光電併網工程費是否比照加強電力網採獨立計項反映

	屋頂型			
	≥1~<20瓩	≥20~<100瓩	≥100~<500瓩	≥500瓩
設置成本(元/瓩)	--*	1,050	1,470	630
年運維費用(元/瓩) (運維占比)	--	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
額外費率	無	0.0688元/度	0.0964元/度	0.0413元/度

*屋頂型太陽光電併網工程費係指「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」中之併網工程費。

*50瓩以下免收屋頂型併網工程費，故屋頂型1-20瓩建議維持現行作法，即不扣除，亦無再外加。

(2)僅於期初期設置成本扣除624元/瓩，其他計算方式維持相同

比照加強電力網計算方式，僅於期初設置成本扣除624元/瓩，其他基礎成本計算、國際降幅、預估漲幅等計算方式皆維持相同。

(3)基於費率級距目前設計方式及外加機制可操作性，111年度屋頂型併網太陽光電工程費依原費率級距採外加方式反映，並於未來滾動檢討機制合宜性。

(三)建議作法

- 1.建議調整加強電力網額外費率為輸電級0.0866元/度，配電級0.1356元/度。
- 2.建議將屋頂型配電級納入加強電力網加成適用對象。
- 3.建議維持使用「特高壓升壓站輸電線路」，但對外說明清楚輸電線路涵義。
- 4.建議反映輸電線路實際長度，而非以1.5公里作為費率反映起始點。
- 5.建議扣除過往屋頂型太陽光電併網工程費(624元/瓩)，再依原費率級距分別計算額外費率。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

二、太陽光電躉購費率調整

(一)業者意見

- 1.建議屋頂型100-500瓩、500瓩以上與地面型費率降幅不應過大。
- 2.考量原物料成本居高不下且缺工問題嚴重，建議躉購費率應適時調高。
- 3.考量原物料之交貨期及相關行政流程均至少需三個月以上，恐導致第一期費率無人適用，故建議維持一年兩期之費率公告方式。

(二)意見分析

1. 整體原則

(1)實質適用費率應納入屋頂型併網工程費

- A.**通案性**：本年度考量屋頂型併網工程費有其通案性，故應採額外加計方式反映。另基於通案性繳納條件下，111年度業者**實質適用費率應納入屋頂型併網工程費**。
- B.**公平性**：考量上述新機制「屋頂型併網工程費」之繳納級距(50-100瓩、100-500瓩、500瓩以上)與**現行級距設定方式**(20-100瓩、100-500瓩、500瓩以上)**不同**，為避免造成無繳納併網工程費之對象(20-50瓩)其公告費率數值少約1.51%，**建議將20-100瓩級距下，區分有無繳納併網工程費兩分類**，並分別計算其公告數值。

(2)針對分散式及小型屋頂，上半年給予政策鼓勵，渡過疫情持續影響階段，下半年回歸正常調整

- A.屋頂型為目前政策推動主要對象，尤以鼓勵分散式及小型屋頂設置，故考量本年度獨立新增之屋頂型併網工程費、費率穩健性以及第一期仍受疫情物價波動影響，**屋頂型1-20瓩與20-100瓩第一期費率+屋頂型併網工程費**，政策調整成**與110年度第四季相同**，但**第二期此二級距仍回歸原費率計算方式，並與其餘類別級距進行下頁調整**。
- B.於第二期回歸原費率計算方式後，20-50瓩之費率數值將依原級距(即20-100瓩)之相同降幅比例(即111年度上下半年降幅比例-2.22%)回推計算之。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

二、太陽光電躉購費率調整

(二)意見分析

2. 111年度費率調整項目

參考業者意見，針對合理成本區間下限值、費率公告方式、原物料預估漲幅、國際降幅反映方式及一致性加計施作成本等五大項目進行調整與校正，而其餘計算項目(包括基礎設備登記資料、110年度下半年及111年度全年預估漲幅)均未變動，並說明如下。

(1)校正合理成本區間下限值

A.調整(校正)目的

合理成本區間下限之訂定係採國際設置最低成本為基礎，以引導國內廠商提供優於國際之設備，而目前最新的國際報告為2020年之資訊，考量目前已為2022年，原物料上漲問題亦尚未趨緩，故建議予以校正成最新的資訊。

B.計算方法說明

以反映兩年度物價上漲率各2%(即 $28,000 \times 1.02 \times 1.02 = 29,131$ 元/瓩)之方式校正為2022年的資訊，取整數後以29,000元/瓩作為111年度合理成本區間之下限數值。

(2)調整費率公告方式

參酌業者對草案表達之意見，且基於系統商及模組商之共識，故簡化費率表，回歸與110年度相同，以一年兩期作為費率公告方式。

(3)調整111年度全年預估漲幅

A.調整(校正)目的

配合費率公告方式，將一年三期之預估漲幅調整為一年二期。

B.計算方法說明

以相同基期水準，分別計算基期區間(109/1-110/6)與110/1-6月、7-12月之價格變動比例，作為111年度二期預估漲幅之趨勢計算(111/1-6月：7.40%；7-12月：2.55%)。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

二、太陽光電躉購費率調整

(二)意見分析

2. 111年度費率調整項目

(4)調整整體國際降幅反映方式

A.調整(校正)目的

考量屋頂型為目前政策推動主要對象，故國際降幅反映方式調整為所有屋頂型不反映國際降幅，以利政策推動。

B.計算方法說明

(A)屋頂型全年均無反映國際降幅。

(B)另配合上、下兩期及兼顧業者意見，地面型及水面型(浮力式)上、下半年均僅反映50%，故於成本降幅3.12%結構中，不反映工程施作成本16.11%，111年度地面型及水面型(浮力式)全年反映成本降幅為1.31%。

(5)一致性加計衍生施作成本

A.調整(校正)目的

考量太陽光電多為輸入型成本且目前在疫情警戒持續二級下仍有復工排擠及進場施工困難之現象，使整體施作成本較高。為持續鼓勵加速設置並兼顧政府與業者共同承擔施作成本漲幅，故一致加計施作成本。

B.計算方法說明

以110年度第四季外加費率人工成本之50%(0.0562元/度)，作為一致性加計之成本。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

二、太陽光電躉購費率調整

(三)建議作法

1.建議費率公告期數由一年三期調整回一年兩期。

2.111年度第三次審定會躉購費率建議數值如下。

期數	分類	裝置容量 級距(瓩)		110年度費率		111年度費率 [公告費率]	與110基礎費 率比較(%)	與110+Q4比 較(%)	(實質費率) 公告費率+屋頂型 併網工程費
				110年度基礎費率	110年度+Q4				
第一期 (1-6月)	屋頂型	≥1~<20		5.6707	5.8952	5.8952	3.96%	0.00%	5.8952 (0.00%)
		≥20~<100	無繳納併網 工程費	4.3304	4.5549	4.5549	5.18%	0.00%	4.5549 (0.00%)
			有繳納併網 工程費	4.3304	4.5549	4.4861	3.60%	-1.51%	4.5549 (0.00%)
		≥100~<500		3.9975	4.2220	4.0970	2.49%	-2.96%	4.1934 (-0.68%)
		≥500		3.9449	4.1694	4.1122	4.24%	-1.37%	4.1535 (-0.38%)
	地面型	≥1		3.7994	4.0239	4.0031	5.36%	-0.52%	4.0031 (-0.52%)
	水面型 (浮力式)	≥1		4.1957	4.4202	4.3960	4.77%	-0.55%	4.3960 (-0.55%)
第一期費率平均				4.3241	4.5486	4.5064	4.22%	-0.93%	4.5359 (-0.28%)
第二期 (7-12月)	屋頂型	≥1~<20		5.6707	5.8952	5.7848	2.01%		5.7848 [2.01%]
		≥20~<100	無需繳納併 網工程費	4.3304	4.5549	4.4538	2.85%		4.4538 [2.85%]
			需繳納併網 工程費	4.3304	4.5549	4.3864	1.29%		4.4552 [2.88%]
		≥100~<500		3.9975	4.2220	3.9666	-0.77%		4.0630 [1.64%]
		≥500		3.9449	4.1694	3.9727	0.70%		4.0140 [1.75%]
	地面型	≥1		3.7994	4.0239	3.8680	1.81%		3.8680 [1.81%]
	水面型 (浮力式)	≥1		4.1957	4.4202	4.2612	1.56%		4.2612 [1.56%]
第二期費率平均				4.3241	4.5486	4.3848	1.40%		4.4143 [2.09%]

註1：屋頂型併網工程費加計方式：1-20瓩加計0元/度；20-100瓩加計0.0688元/度；100-500瓩加計0.0964元/度；500瓩以上加計0.0413元/度。

註2：()為與110年度+Q4費率之變動幅度；[]為與110年度基礎費率之變動幅度。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

三、太陽光電第三型設備寬限期調整

(一)業者意見

建議第三型太陽光電發電設備之寬限期由4個月修正為6個月：

鑒於COVID-19疫情嚴峻仍未見明顯趨緩趨勢，不論係因邊境管制或是人員管制，乃至於貨物塞港等人力或貨物流動性、工班人力短缺等因素，爰建議第三型再生能源發電設備之寬限期應從草案之4個月修改為6個月。

(二)意見分析

1.檢討109、110年度寬限期機制是否合宜：

- (1)經彙整109年第三型案場期程資訊並排除數據資料不齊全之案場，共計6,961筆案場，其中因新冠肺炎疫情影響，於109年已通案展延2個月，經計算，如期完工之案場共計5,696筆案場，即80%之案場如期於展延後之寬限期內完工。
- (2)考量110年度原則上適用第一期上限費率，全年費率一致，為實質上展延半年，經彙整110年第三型案場期程資訊並排除數據資料不齊全之案場，共計3,401筆案場，如期完工之案場共計2,872筆案場，即84%之案場如期於寬限期內完工。

2.建議應視情況調整111年度寬限期：

依受疫情影響之業者提供案場整體申設資訊，分析其所受影響之因素、時程為何，業者得提出證明文件，於原規劃費率適用寬限期屆至前一個月提出申請，未來因應類似情況且無法規適用過渡期之情況，亦以相同方式辦理。

3.建議維持目前作法：

於111年審定會中動態檢討並視實際情況做調整及決定是否展延，由於情事變更因素無法事先預知，法規為通案一體適用，故不得針對個案先行訂立預防規範。

(三)提請討論：太陽光電寬限期機制維持與第二次審定會相同。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

四、陸域大型風電費率合宜性

(一)業者意見

- 1.陸域風力發電設備占總建置成本約50%，目前國外進口的運輸成本居高不下，風力發電機組總價已上漲將近20%。
- 2.業者除面臨交貨期加長外，材料及人工費用也因疫情關係持續上漲。
- 3.最新發布之加強電網計算方式調漲，而非調降。

(二)意見分析

- 1.陸域大型風電的期初設置成本係以近三年台電完工案件與海關設備進口成本進行評估，其中風力發電機組成本占比係根據美國NREL報告進行計算，最後以裝置容量加權平均方式計算期初設置成本。
- 2.根據英國顧問公司Wood Mackenzie的一項分析顯示，疫情導致的國際原物料價格與物流成本增加將持續四到五個季度，預計風機價格到2022年底將恢復至正常水平。

資料來源：<https://www.offshorewind.biz/2021/08/17/wind-turbine-prices-poised-to-go-up-wood-mackenzie/>

- 3.111年度期初設置成本係以海關進口資料作為基礎，成本結構占比已包含併網成本，其中台電案例則採實際成本數值，且該案已含併聯161kV線路相關成本。

(三)建議作法：費率維持與第二次審定會相同。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

五、離岸風電費率降幅合宜性

(一)業者意見

- 1.受疫情影響，成本大幅增加，且同時有通膨、升息情況發生，未來成本降幅反應7.54%不符合實情及現況，建議取消。
- 2.漁業補償實際成本高於漁業署年報數據所計算出之數值，以A離岸風場為例，最終漁業補償數字已超過1,500元/瓩(業者於聽證會後提供財報佐證資料)。
- 3.目前無法排除疫情影響期間，且風機大型化(12~20MW)在設置技術與經驗上都是新的創舉，仍有新風險存在，故銀行融資風險仍較保守，建議維持110年度5.75%。

(二)意見分析

- 1.未來成本降幅係反映技術持續進步：成本參數係以技術進步、基礎設施等相關成本資訊來審定，故111年度完整反應未來成本降幅，以兼顧合理投資誘因。
- 2.個案協商結果難以作為客觀標準：個案補償金額視各實際風場影響範圍及對象有其不同協商結果，建議宜以合理及官方統計之漁獲影響範圍、漁獲影響金額，根據計算公式及最新漁業年報，進行補償金額計算。
- 3.平均資金成本率：111年度平均資金成本率之計算，已考量金融市場長期趨勢，根據國內銀行融資數據及國外再生能源風險反映數值訂定，並將離岸風電專案融資衍生其他額外成本納入考量。

(三)建議作法：費率維持與第二次審定會相同。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

六、農業廢棄物名稱調整及增設獎勵機制之合宜性

(一)業者意見

1. 建議「農業廢棄物」類別納入稻桿、玉米桿、廢竹、廢木、果樹殘枝等，並配合調整名稱為「農林廢棄物發電」。
2. 建議「農業廢棄物」項目修正為「農業及木質廢棄物」：因木質廢棄物其性質與農業廢棄物較相近，如行道路樹及木棧板等，且鼓勵木質廢棄物能投入再生能源發電，同時符合淨零碳排政策方向，建議併入農業廢棄物項下或新增木質廢棄物分項。
3. 建議比照風光電及沼氣發電，增設生質能與廢棄物發電之獎勵機制(如外加費率、原民共享機制)。

(二)意見分析

1. 「農業廢棄物」類別名稱係依農委會《農業廢棄物共同清除處理機構管理辦法》(下稱管理辦法)第二條：「指從事農作、森林、水產、畜牧等動植物產銷所產出之廢棄物」。
 - 後續配合農政單位認定，如符合前開定義、且經再生能源發電設備認定者可適用相關費率，未排除業者所提之“稻桿、玉米桿、廢竹、廢木、果樹殘枝”等料源。
2. 本年度新增「農業廢棄物」類別旨在促進農林產業生物質廢棄物燃料化發展、提供友善去化管道，併同考量前開管理辦法係依環保署《廢棄物清理法》第二十八條規定訂定，故配合規劃由農政單位及環保單位協助認定料源是否適用「農業廢棄物」躉購類別；惟推動初期不宜於類別名稱內指定特定材質，以免降低料源適用性，故建議維持「農業廢棄物」名稱。
 - 行道路樹及木棧板等廢棄物屬環保體系，建議可由環保單位認定。
3. 各項獎勵機制應考量整體產業及技術發展成熟度、可產生的經濟效益、政策法規環境等相關因素後，綜合判斷適切之政策獎勵。例如太陽光電之加成/外加費率，係考量因設置型態/環境不同而造成設置費用有所差異(如一地兩用)。
 - 目前尚無設置者就造成其設置項目、成本內涵變動提供佐證資訊，亦未提供實際案場資訊，無法檢視設備與發電之相關性，故不建議納入評估。

(三)建議作法：類別名稱及獎勵機制與第二次審定會相同，增加適用料源認定單位。 29

貳、111年度聽證會後重要議題說明

七、生質能有厭氧費率參數之合宜性

(一)業者意見：

- 1.期初設置成本：配合友善併網方案，必須安裝較大的發電機組，較大的儲存量，成本因此上升，現行架構無法反映友善併網方案。
- 2.年運轉維護費：發電機以20年大修2次並不合理，應以引擎壽命4,500小時計算，因此大修至少3~4次。
- 3.年售電量：業者採用友善併網方案，一天僅能發電16小時，容量因子只能運轉66%，現行75%不合理。

(二)意見分析：

- 1.期初設置成本：目前並無設置者就其配合友善併網方案，造成設置項目、成本內涵之變動提供佐證資訊，亦未有提供實際案場資訊、無法檢視設備與發電之相關性，故不建議納入評估。
- 2.年運轉維護費：該意見已於本年度審定會第三組分組中討論說明，生質能有厭氧消化設備目前參採之年運轉維護成本係以近三年業者提供資訊為主，已包含實際業者提供之大修成本及週期，非採固定大修次數計算。
- 3.年售電量：目前並無設置者就其配合友善併網方案，造成年售電量實際變動數值提供佐證資訊，故不建議納入評估。
- 4.台電沼氣友善併網方案係屬個案辦理(饋線容量不足區域可優先併網)，非通案性質，在案例資訊不明確下，不建議納入評估。

(三)建議作法：費率維持與第二次審定會相同。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

八、小水力費率合宜性

(一)業者意見

建議參考日本提高小水力發電躉購費率，待有足夠案例再逐年檢討，並增加分級分類訂定。

(二)意見分析

1.躉購級距及類別

- (1)日本根據土建與機電設備耐用年限，區分類別，另在實際案例成本有顯著差異下區分級距。
- (2)現行躉購級距下已經有潛在案例持續投入，2MW以下案例成本資料相對較少，故建議維持以2MW為分界，未來將持續追蹤實際設置情形，進行討論與調整。

2.再提高小規模水力發電躉購費率

(1)小規模水力年售電量參數調降至3,750度/瓩：

- 參考日本以實際案例調整方式，在考量國內評估案例較難完整反映外在因素(如水資源調度、水權分配等)及枯豐水期影響，且目前參數資料相對稀少，併同參考業者意見，因此111年度小水力發電年售電量以近十年(100~110)台電與民營電廠實際發電量進行估算。

A. 1瓩以上不及2,000瓩：平均3,752度/瓩，故年售電量為3,750度/瓩。(原4,000度/瓩)

B. 2,000瓩以上不及20,000瓩：平均4,114度/瓩，故年售電量為4,100度/瓩。(原4,000度/瓩)

- (2)小規模水力費率相較110年度提高31.11%，大規模水力以政策獎勵，費率不因計算結果調降，維持110年度公告數值，予以鼓勵設置。

(三)建議作法

1. 1瓩以上不及2,000瓩：4.1539元/度。(草案公告數值：3.8943元/度)

2. 2,000瓩以上不及20,000瓩：維持第二次審定會決議，2.8599元/度。

貳、111年度聽證會後重要議題說明

九、地熱廠內用電是否納入考量說明

(一)業者意見

地熱發電躉購費率計算公式應將廠用電納入考量。

(二)意見分析

- 1.依再生能源發展條例規定，必須有「售電」行為，其所售電能應由公用售電業(台電公司)躉購，故非以所產出電能計算。
- 2.納入廠內用電計算，反不利業者投資：台電公司定義廠內用電為「發電廠因運轉發電機所消耗於各項附屬設備之電能」，即無法售出，故以「年售電量」參數計算符合躉購費率計算公式意涵；且若納入廠內用電反而提高年售電量數值，降低躉購費率，減少投資誘因。
- 3.審定會並無針對個案廠內用電多寡進行估算，惟參採之案例，已有將廠內用電納入評估，因目前僅2筆案例商轉，故除以國內實際運轉案例外，亦納入業者所提之評估資料進行估算：
 - (1)1瓩以上不及2,000瓩：年售電量介於5,576~8,059度/瓩，平均6,730度/瓩(容量因數約76.8%)。
 - (2)2,000瓩以上：年售電量7,253度/瓩(容量因數約82.8%)。
- 4.目前國內案例多在開發建置，建議在鼓勵業者投資下，大小規模維持110年度水準，即6,400度/瓩(容量因數約73%)，待有較多地熱電廠發電量相關資料，再行調整較為妥適。

(三)建議作法

維持第二次審定會決議。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別		業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
類別級距		建議將屋頂型 <u>100瓩-500瓩</u> 調整成 <u>100瓩-2MW</u> ，且將原本 <u>500瓩以上</u> 調整為 <u>2MW以上</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> - 躉購費率級距之訂定係為反映市場設置現況及不同規模之成本差異，若特定規模下<u>有特殊集中趨勢</u>或<u>成本有顯著差異才具區分之意義</u>。 - 觀察<u>目前屋頂型各容量級距</u>之散佈圖，<u>無特別集中</u>在某特定容量上之<u>趨勢</u>，顯現目前的分類皆有其市場，故現行級距之設定並無不妥。
參數	期初設置成本	1. 原物料上漲將導致許多案場因建置困難而無發票， <u>建議思考採用發票數據原則之合理性</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議：</u> - 躉購費率訂定係以設備設置成本價格為計算基礎，而成本<u>發票及憑證</u>資料皆為業者自行檢視後所檢附之資訊，符合市場<u>實際發生費用</u>，<u>宜</u>以設備登記發票資料作為參採樣本。 - 此外，<u>設備登記發票</u>為<u>能源局</u>自行<u>透過法規規定</u>而<u>蒐集</u>之成本資訊，躉購費率計算應使用該項資料較為合宜。 - 業者於設備登記時所提交之設置費用項目，<u>若</u>所填列之<u>尚未支出</u>金額<u>可佐證</u>，<u>已</u>將該金額<u>納入</u>期初設置<u>成本</u>計算。
		2. 考量 <u>尾款</u> 發票尚未提供，恐會有部分比例之成本未納入計算，導致期初設置成本下降， <u>建議</u> 應予以 <u>納入成本考量</u> 。		
		3. 物料 <u>採買</u> 與 <u>實際設置完成</u> 時會有4-6個月之 <u>落差</u> ， <u>建議</u> 將波動幅度 <u>如實反映</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議：</u> <u>為避免</u>計算結果均來自<u>落後資料</u>，進而<u>導致</u>公告成本與市場<u>實際情況出現落差</u>，於既有資料計算上，已<u>額外納入預估漲幅</u>作為考量，以<u>因應</u>近期<u>短期</u>原物料波動之<u>突發狀況</u>。 - 審定會<u>已將當前</u>(110年度下半年)及<u>次年</u>(111年度全年)原物料<u>預估漲幅納入</u>計算，而當前原物料實際漲幅7.40%；次年原物料預估漲幅，上下半年分別為7.40%及2.55%。
		4. 國際降幅資料為2020年，但目前為2022年，相關原物料均上漲，建議 <u>應避免以落後資訊預估未來成本</u> 。		

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別		業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
參數	期初設置成本	5. 建議 <u>地面型空汙防制費</u> 按混凝土基礎座的總金額計算，非工程總造價。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> <u>空汙費</u> 計算方式 <u>非審定會權責</u> ，將轉呈相關主管機關。
		6. 目前原物料上漲嚴重，建議公告方式 <u>調整為一年兩期後</u> ， <u>國際降幅不應以第一期反映50%、第二期100%</u> 之方式進行反映。	是	<u>參採業者意見進行調整：</u> 考量屋頂型為目前政策推動主要對象，故國際降幅反映方式調整為所有屋頂型 <u>不反映國際降幅</u> ，以利政策推動。
	年運轉維護費	無	--	<u>維持第二次審定會決議</u>
	年售電量	無	--	<u>維持第二次審定會決議</u>
	平均資金成本率	建議 <u>提高</u> 躉購費率計算之 <u>平均資金成本率5.25%</u> ，鼓勵業者投入開發，並有足夠的利潤空間，得以配合各部門與團體的要求加速光電設置進度。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1. 111年度一般再生能源平均資金成本率，根據 <u>金融機構實際融資數據</u> 與 <u>國外</u> 再生能源投資 <u>案例</u> 資料 <u>訂定</u> 標竿合理數值。其中，貸款成數70%、自有資金成數30%、借款利率3.62%、自有資金報酬率8.32%。 2. 計算數值為5.03%，審定會 <u>從優考量採5.25%</u> 。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
費率	1. 不論是 <u>工業區</u> 或 <u>台糖土地</u> 至少會產生一公頃15萬元的 <u>租金</u> ，建議真實 <u>反映至躉購費率</u> 上。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 有關<u>工業區</u>或<u>台糖土地</u><u>租金</u>說明如下： 1) <u>工業區</u>：於工業區設置太陽光電需支付租金及回饋金，其中， A. <u>租金</u>為只要使用<u>工業區土地</u>作其他用途(包含設置太陽光電、建廠等)之<u>廠商</u>皆需繳交，而非僅針對太陽光電業者進行收取；此外，在公告文件中則會載明該土地每平方公尺之價格。 B. <u>回饋金</u>為業者自行填寫之金額，格式包含售電收入比例或固定金額。 C. <u>上述所提</u>租金及回饋金皆會在招標公告文件中說明，為業者於評估投資規劃時，<u>已可納入</u>評估之金額。 2) <u>台糖</u>：於台糖不適耕作地施作太陽光電需<u>支付開發權利金</u>及<u>經營權利金</u>，其中： A. <u>開發權利金</u>：即<u>土地租金</u>，每年每公頃開發權利金以新臺幣15萬元計(如低於應繳交地價稅以地價稅計收)。 B. <u>經營權利金</u>：即<u>回饋金</u>，以業者承諾之售電收入百分比計算。 C. <u>上述所提</u>開發權利金及經營權利金於<u>投標須知</u>中載明，為業者進行<u>投標時</u>，<u>即可納入</u>評估之金額。 2. 綜合上述，不論是<u>租金</u>或<u>回饋金</u>為業者與場地提供者利潤共享的概念，宜由開發商考量從案場開發至完工所涉及之風險，及綜合考量相關因素後，決定分潤給場地提供者之金額，現行平均資金成本率使用參數數值已對太陽光電採偏優角度進行考量，相對已可涵括相關費用，現行躉購費率可支付租金或回饋金，故不再納入租金/回饋金費用

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
費率	2. 建議屋頂型 <u>100-500 瓩</u> 、 <u>500 瓩以上</u> 與 <u>地面型費率降幅</u> 不應過大。	是	<u>關於111年度太陽光電躉購費率之調整已參考業者意見並分析於簡報P.22-25。</u>
	3. 考量原物料成本居高不下且缺工問題嚴重， <u>建議躉購費率應適時調高</u> 。	是	
	4. 考量市場需求與製造業產能有時無法相互搭配，故 <u>建議配合產業特性</u> ，審慎 <u>思考費率公告期數</u> ， <u>避免供需失衡</u> 之情況。	否	
	5. 針對費率公告期數， <u>考量</u> 目前 <u>原物料</u> (如模組、變流器等)之 <u>交貨期</u> 及 <u>相關行政流程</u> (如第一型要申請籌設許可；第三型要辦土地容許或興辦) <u>均至少需三個月以上</u> ， <u>恐導致第一期費率無人適用</u> ，故 <u>建議維持一年兩期之費率公告方式</u> 。	是	

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
費率	6. 目前審定會針對 <u>110年下半年</u> 預估漲幅反映 <u>6.40%</u> ，但110年全年躉售物價總指數(WPI)平均值較去年上漲9.42%， <u>建議費率應實際反應成本，比去年多9%</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> - 躉購費率之計算參數除成本外，尚須有運維及發電量，故<u>物價漲幅不全等於費率漲幅</u>，而111年度審定會已將當前及<u>次年</u>原物料<u>預估漲幅納入</u>期初設置成本計算。 - 目前審定會初步計算之110年度<u>下半年預估漲幅</u>係納入疫情供應鏈重組等相關因素考量，<u>為完善資料區間之完整性</u>，且<u>避免</u>公告數值<u>偏離市場當下之突發狀況</u>，<u>挑選</u>模組、H型鋼、鋁、基樁、銅及薪資等項目為主要影響整體建置成本之<u>關鍵要素</u>，以公開資訊平台所蒐集之原物料成本波動資訊<u>進行</u>原物料<u>漲幅計算</u>，<u>續搭配</u>各要素之成本<u>結構占比還原對</u>整體建置<u>成本之影響</u>。 - 為使110年度下半年預估漲幅更貼近市場實際波動現況，現亦已針對<u>時間區間</u>部分<u>更新</u>至目前公開資料之最新月份資訊，重新計算後，<u>110年度下半年預估漲幅為7.40%</u>。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	1. 太陽 <u>光電結合儲能</u> 系統應 <u>取消</u> 依 <u>競比</u> 結果， <u>改依公告費率</u> 來執行。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1. 利用太陽<u>光電發電搭配儲能系統</u>，以<u>擴大建置量</u>配合太陽光電目標量推動，且藉由搭配儲能設備之功能性，<u>可擴大建置量</u>，<u>並將太陽光電發電尖峰之電量儲存至儲能系統</u>作為備載容量。 2. 儲能系統<u>成本未臻明確</u>，<u>故採遴選搭配競標之推動模式</u> 目前<u>儲能系統之成本數據未臻明確</u>，故太陽光電結合儲能系統採用<u>遴選搭配競標之推動模式</u>，以發現真實<u>市場價格</u>；而於第二尖峰時段<u>經儲存後釋放之電能</u>以<u>競標費率進行躉購</u>。
	2. <u>加強電力網加成不足</u> ，並建議將 <u>屋頂型配電級納入</u> 、且費率 <u>有反映才能收取</u> 加強電力網費用。	是	<u>參採業者建議：</u> 1. 以業者一次性支付角度計算，不再區分設置成本與運維，<u>重新計算輸電級為0.0866元/度</u>，<u>配電級為0.1356元/度</u>。 2. 經與台電公司再次確認，<u>屋頂型配電級</u>(2MW以上)亦有可能被收取均化加強電力網費用，故將<u>納入加成對象</u>。 3. 目前加強電力網適用對象為有繳納均化併網單價費用者，故<u>已給予費率適用保障</u>。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	3. 分期併網之大型案場已於110年前繳納全案使用之加強電力網工程費用，但少數未併網期別仍需繳交均化 <u>加強電力網</u> ，有 <u>重複收費</u> 問題。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 過往台電加強電力網係針對個案收取相關費用，與均化全國併網單價 <u>性質不同</u> ，且加強電力網收取方式 <u>非審定會權責</u> ，將轉呈相關主管機關。
	4. 建議加強電力網 <u>明列適用範圍</u> (如輸電級：因應政府各部門盤點再生能源潛力案場熱區所規劃新建延伸電網(芳興、宜梧、布袋、北門及佳源變電所與將軍、北門及高樹開閉所)所在地區，包括後續公告加強電力網工程地區)，並由 <u>費率扣抵</u> ，否則業者實難一次給付。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1. 加強電力網適用範圍 <u>非審定會權責</u> ，費率公告僅針對繳納者予以反映額外費率，故 <u>不再明列適用範圍</u> 。 2. 躉購費率之精神係反映發電設備之成本予設置者，與費率扣抵方式概念不同，且恐延伸其他成本反映方式一致性問題。考量加強電力網為 <u>通案適用</u> 費用，宜 <u>維持由費率反映</u> 。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	5. 69kV升壓站價格逼近9,000元/瓩；建議 <u>GIS以外</u> 特高壓升壓站之 <u>161kV仍維持110年度之費率</u> 或以容量 <u>階段式差別費率</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1. 考量不同電壓等級、設置型態與輸電線路長度會使整體特高壓相關成本不同，故111年度已進行區分。有關69kV升壓站逼近9,000元/瓩之公會意見，經檢視公會所提資料中包含輸配電線路、租金、運維等其他成本，<u>純升壓站成本約5,000元/瓩</u>，故<u>建議維持現行作法</u>。 2. 基於案例多寡及設備穩定性，建議<u>加成對象以GIS設置態樣為主</u>，然考量可能仍有其他非GIS設置型態之升壓站案例，故GIS以外之升壓站以該電壓等級下之外加費率取低；而為鼓勵有效利用升壓站，故建議不以容量大小訂定差別費率。
	6. 數件太陽光電併聯同一特高壓升壓站時，首件與最後一件中間可能時隔多年。然整體市場環境有顯著差異，若全部使用首件的額外費率將無法反應市場的變化，因此建議適用的額外費率，以 <u>首件或</u> 該機組併聯時 <u>當期費率擇一適用</u> 。	是	<u>部分參採業者建議：</u> 考量<u>成本分攤公平性</u>及一致性，故數件太陽光電設備併聯至同一特高壓升壓站宜<u>維持適用</u>相同額外費率。然為兼顧所有加成機制及配套措施之費率適用精神，故建議特高壓<u>升壓站及輸電線路</u>之額外費率與基礎及其他額外費率<u>適用年份一致</u>，即<u>非以取得同意備案時點為判別標準</u>；針對共用升壓站或有擴充容量之情形，亦同。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	7. 為避免造成誤會混淆，建議依電業法規定，將輸電線路改為「 <u>電源線</u> 」。	是	<u>部分參採業者建議：</u> 考量電業法中電源線之定義非僅指線路，故為避免造成誤會並配合實務，經與台電討論釐清後，建議維持「特高壓升壓站輸電線路」，但於對外說明清楚係指「特高壓升壓站之特高壓側至輸配電業併網責任分界點之連接線路」。
	8. 考量T接態樣 <u>租地分散</u> 、土地未確定、饋線系統及模組佈設經常異動，導致風險及時間成本較高，而各案場集結升壓之 <u>22.8kV高壓饋線距離冗長</u> 且預算估算差距大，若無額外補助，形同土地不明確，無法預估工程費用，無法加惠農民，影響銀行聯貸及融資意願，不符合邏輯性並影響業主開發意願，故建議增設 <u>22.8kV高壓配電系統額外補助</u> ，或增列T接態樣。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 考量配電線路為輸電/配電級案場皆需要之通案成本，因此若於設備登記時提交相關發票，皆已納入期初設置成本計算，故宜維持現行作法，即不再另外反映22.8kV配電線路或增列T接態樣。
	9. 建議取消輸電線路1.5公里限制，並界定計算方式是否從業者開關設備開始至台電鐵塔開始計算。	是	<u>參採業者建議：</u> 考量111年度參採資料已可區分升壓站及輸電線路成本，故在可釐清個別成本後，建議調整為實際線路長度，以反映業者設置/共用特高壓升壓站至輸配電業特高壓供電線路間之成本。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	10. 輸電線路加成偏低，且升壓站及輸電線路費率 <u>161kV</u> (升壓站以250-500MW計算，但實務上建置會受土地、饋線等因素影響，僅達50-100MW) <u>皆比69kV低</u> ，難以反映建置成本。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1. 考量輸電線路會因個案情形、施工工法、不同設置型態等原因使成本有所差異，故<u>參考台電</u>提供成本資料，計算不同電壓等級與設置態樣之額外費率，若<u>未來</u>有更多相關資訊，可<u>再納入審定會討論</u>。 2. <u>161kV</u>升壓站與輸電線路整體建置成本雖然較高，但承載之<u>裝置容量亦較大</u>。目前161kV升壓站係以200-250MW為計算基礎，配合政策推動共同升壓站設置，<u>鼓勵納入更多案場</u>以做有效利用。
	11. 太陽能模組 <u>VPC</u> 加成，建議應 <u>以當期費率加成</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> <u>各項加成</u>機制為<u>反映設備技術</u>或設置<u>環境</u>衍生之<u>成本差異</u>；近年模組<u>技術</u>日益<u>提升</u>，產品<u>成本差異</u>逐漸<u>減少</u>，但為<u>引導國內廠商</u>逐步<u>提高產業競爭力</u>並<u>進入國外市場</u>，且同步已調整111年度<u>基礎費率</u>，及<u>考量行政執行效率</u>，建議宜<u>維持以最後一期躉購費率</u>依比例計算加計額外費率，未來視產品技術及市場成本檢討加成計算方式。
	12. <u>漁業環境友善公積金實施辦法</u> 應先提出供相關單位參考，並提出意見。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> <u>漁業環境友善公積金</u>收取機制訂定<u>非審定會權責</u>，收取對象及管理方式宜由「再生能源發電設備設置管理辦法」明定，將轉呈相關主管機關。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	13. 建議 <u>模組回收費回歸權責主管機關</u> (環保署)，採「就源扣繳」方式執行。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 躉購費率之精神係反映發電設備之成本予設置者，故考量模組回收費為 <u>通案適用</u> 費用，宜 <u>維持現行作法</u> ，由躉購費率反映。
	14. 建議離島(<u>澎湖</u>)地區躉售費率 <u>維持15%</u> 加成，理由是因為設置環境嚴苛，需投入高耐候型結構與模組成本相對偏高許多。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 離島加成機制係為鼓勵離島地區發展再生能源，以降低當地用電成本，故在海底電纜 <u>連結前</u> ，費率 <u>加成15%</u> ；而考量在海底電纜 <u>連結後</u> (如：澎湖)，仍需支付至離島地區進行維護之差旅費用，故維持 <u>加成4%</u> 。
	15. 建議將球場地面復原成本、土地成本及安全照明等相關成本均納入 <u>風雨球場建置衍生成本</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 若屬風雨球場施作上所 <u>衍生的通案性成本項目</u> ，均會納入審定會議進行檢討。目前係以 <u>反映支架</u> 和 <u>金屬浪板</u> 產生 <u>衍生成本</u> 差異，而所提成本項目 <u>非屬通案</u> 且與 <u>發電設備較無關聯</u> ，故宜 <u>維持現行加成機制</u> ，並逐年就市場及設備登記資料檢討。
	16. 建議 <u>擴大風雨球場</u> (運動公園、國防部、法務部等)與 <u>高速公路服務區停車場</u> (高鐵與台鐵)加成 <u>適用對象</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議：</u> 現行風雨球場與高速公路服務區停車場加成機制係 <u>配合目的事業主管機關</u> ，由該機關統籌辦理施作態樣及完工認定。針對校園外之風雨球場與其他交通運輸服務區停車場，應待相關 <u>目的事業主管機關提出建議</u> ，並有一定 <u>施作態樣標準規範</u> 後， <u>再納入審定會</u> 討論。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	17. <u>農漁電共生費率</u> 應 <u>比照風雨球場</u> 型態，理由是其建置成本相當。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 考量農漁電共生及其加成機制屬推動初期，且目前尚無實際設置案例，相關 <u>衍生成本</u> 尚待實際成本再行釐清。為持續引導業者設置且帶動規模經濟，並反映相關規範所減損土地利用效率，故宜 <u>維持加成機制</u> ，並 <u>持續蒐集</u> 不同設置型態所 <u>衍生之成本</u> 差異資訊。
	18. 因目前許多農畜舍地主配合新建或擴建增加可建置光電面積，故建議應配合政策， <u>放寬</u> 一地兩用 <u>使用執照認定</u> 標準。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 一地兩用加成目的係為 <u>鼓勵非附屬於既有建築物</u> 或設施結合綠能設置，故宜 <u>維持110年度起取得建築物使用執照</u> 為認定標準。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	19.考量109與110年度之案件面臨較大斷貨壓力，且貨物塞港等人力貨物流動性均較108年度嚴苛，再加上一級海岸防護計畫影響；另受疫情影響，供應鏈和物流經正受到延遲，無法達成疫情前竣工速度，故建議109與110年度案件 <u>仍給予110年度第4季外加費率</u> ，或將外加費率 <u>延至111年第1季</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 針對 <u>109年度</u> 之案件，受COVID-19疫情影響 <u>通案展延2個月</u> ，而特高壓案場受海岸管理法影響 <u>再展延6個月</u> 。另於110年度第四次審定會決議，109年度9月1日起取得同意備案(未建置升壓站)之第一型和第二型案件，以及11月1日起取得同意備案之第三型案件，考量受110年度疫情影響，得 <u>再展延3個月</u> ；另考量案場建置進度及完工壓力，故於111年度第二次審定會決議， <u>109年度併聯69kV以上</u> ，且有設置或共用升壓者及 <u>110年度所有設置型態通案展延3個月</u> 之完工寬限期。綜合以上，針對109與110年度之案件 <u>已給予合理寬限期展延</u> ，故有關110年度第4季外加費率(0.2245元/度)，宜 <u>維持現行機制作法</u> 。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

一、太陽光電

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
機制	20. 鑒於 COVID-19 疫情嚴峻 仍未見明顯趨緩趨勢，不論係因 邊境管制 或是 人員管制 ，乃至於 貨物塞港 等人力或貨物流動性、工班 人力短缺 等因素，爰建議第三型再生能源發電設備之寬限期應從草案之 4個月修改為6個月 。	是	維持第二次審定會決議： - 統計 109年度第三型 設置案場資料共 6,961筆，其中，在通案展延2個月的機制下，如期完工之案場共計5,696筆，即80%於展延後之寬限期內完工。 110年度原則上適用第一期上限費率，全年費率一致，為實質上展延半年；統計110年度第三型設置案場資料共3,401筆，其中，如期完工之案場共計2,872筆，即84%於寬限期內完工。 - 依受疫情影響之業者提供案場整體申設資訊，分析其所受影響之因素、時程為何，業者得提出證明文件，於原規劃費率適用寬限期屆至前一個月提出申請，未來因應類似情況且無法規適用過渡期之情況，亦以相同方式辦理。 111年審定會中動態檢討並視實際情況做調整及決定是否展延，由於情事變更因素無法事先預知，法規為通案一體適用，故不得針對個案先行訂立預防規範。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

二、風力發電

類別		業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
參數	期初設置成本	1.陸域30瓩以上： (1)陸域風力發電設備占總建置成本約50%。目前國外<u>進口</u>的<u>運輸成本</u>居高不下，<u>風力發電機組總價</u>已<u>上漲</u>將近<u>20%</u>。 (2)業者除面臨交貨期加長外，<u>材料</u>及<u>人工費用</u>也因<u>疫情</u>關係持續<u>上漲</u>。 (3)最新發布之<u>加強電網</u>計算方式<u>調漲</u>，而非調降。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1.成本係以<u>近三年</u>台電完工<u>案件</u>與海關設備<u>進口成本</u>進行<u>評估</u>。 2.<u>預計風機價格</u>到<u>2022年底</u>將<u>恢復</u>至<u>正常</u>水平。 3.成本計算<u>已包含合理併網成本</u>。
		2.離岸風力： (1)受<u>疫情</u>影響，成本大幅增加，且同時有<u>通膨</u>、<u>升息</u>情況發生，<u>未來</u>成本<u>降幅</u>反應<u>7.54%</u>不符合實情及現況，<u>建議取消</u>。 (2)<u>漁業補償</u>實際成本<u>高於</u>漁業署<u>年報數據</u>所<u>計算</u>出之<u>數值</u>，以<u>A離岸風場</u>為例，最終漁業補償數字已<u>超過1,500元/瓩</u>。	是	<u>維持第二次審定會決議：</u> 1.未來成本降幅係<u>反映技術</u>持續<u>進步</u>，以兼顧合理投資誘因。 2.<u>個案協商</u>結果<u>難以</u>作為<u>客觀</u>標準，<u>故</u>維持<u>根據</u>計算<u>公式</u>與最新<u>漁業年報</u>進行參數檢討。
	年運轉維護費	無	--	<u>維持第二次審定會決議</u>

參、業者意見及建議處理方向彙整表

二、風力發電

類別		業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
參數	年售電量	無	--	<u>維持第二次審定會決議</u>
	平均資金成本率	離岸風力：疫情影響期間，風機大型化在設置技術與經驗上都是新的創舉，銀行融資風險仍較保守，建議維持110年度5.75%	是	<u>維持第二次審定會決議</u> ： 根據 <u>國內銀行融資數據</u> 及 <u>國外</u> 再生能源 <u>風險</u> 反映數值訂定，且將離岸風電專案融資衍生其他額外 <u>成本納入</u> 考量。
費率		無	--	<u>維持第二次審定會決議</u>
其他		陸域30瓩以上：地方政府未如同中央政府支持綠能發展，申請及審查作業時間需增加一倍以上作業時間。	是	陸域 <u>空間競合</u> 大， <u>需協處</u> 不同意見：能源局將持續積極研議可能的解決方案。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

三、生質能及其他再生能源

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
分類級距	建議「 <u>農業廢棄物</u> 」類別納入稻桿、玉米桿、廢竹、廢木、果樹殘枝等，並配合 <u>調整名稱</u> 為「 <u>農林廢棄物發電</u> 」。	是	<u>維持第二次審定會決議</u> 「 <u>農業廢棄物</u> 」類別名稱係依《農業廢棄物共同清除處理機構管理辦法》第二條，「指從事農作、森林、水產、畜牧等動植物產銷所產出之廢棄物」，後續 <u>配合農政單位認定</u> ，如符合前開定義、且 <u>經再生能源發電設備認定</u> 者可適用相關費率，符合前開定義者可適用， <u>未排除</u> 業者所提之「 <u>稻桿</u> 、 <u>玉米桿</u> 、 <u>廢竹</u> 、 <u>廢木</u> 、 <u>果樹殘枝</u> 」等料源。
	建議「 <u>農業廢棄物</u> 」項目修正為「 <u>農業及木質廢棄物</u> 」：因 <u>木質廢棄物</u> 其性質與農業廢棄物較相近，如行道 <u>路樹</u> 及 <u>木棧板</u> 等，且鼓勵木質廢棄物能投入再生能源發電，同時符合淨零碳排政策方向，建議 <u>併入農業廢棄物</u> 項下或 <u>新增木質廢棄物</u> 分項。	是	<u>躉購類別名稱未更動，但增加認定單位</u> 1. 本年度新增「 <u>農業廢棄物</u> 」類別旨在促進農林產業 <u>生物質廢棄物燃料化</u> 發展、提供友善 <u>去化管道</u> ，併同考量 <u>農委會</u> 《農業廢棄物共同清除處理機構管理辦法》係依 <u>環保署</u> 《廢棄物清理法》第二十八條規定訂定，故配合規劃由 <u>農政單位</u> 及 <u>環保單位</u> 協助認定料源是否適用「 <u>農業廢棄物</u> 」躉購類別；如行道 <u>路樹</u> 及 <u>木棧板</u> 等廢棄物屬 <u>環保體系</u> ，建議可由 <u>環保單位認定</u> 。 2. 惟推動初期 <u>不宜</u> 於類別名稱內 <u>指定特定材質</u> ，以免降低料源適用性，故建議維持「 <u>農業廢棄物</u> 」名稱。
	建議參考日本 <u>提高小水力發電躉購費率</u> ，待有足夠案例再逐年檢討，並 <u>增加分級分類</u> 訂定。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 日本根據設備與 <u>土木設備耐用年限</u> 區分類別， <u>實際案例成本</u> 有 <u>明顯差異</u> 下區分距級。 2. <u>現行躉購級距下已有潛在案例持續投入</u> ，建議 <u>維持以2MW為分界</u> ，未來 <u>持續追蹤</u> ， <u>滾動檢討</u> 。 <u>小規模水力費率再提高，大規模水力費率維持110年度水準</u> 1. 考量國內 <u>評估案例較難完整反映外在因素及枯豐水期影響</u> ，且目前 <u>參數資料相對稀少</u> ，併同 <u>參考業者意見</u> ，因此111年度小水力發電年售電量以 <u>近十年台電與民營實際發電量</u> ， <u>小規模水力年售電量參數調降至3,950度/瓩</u> 。 2. <u>提高小規模水力費率至4.1539元/度</u> ，大規模水力費率以政策獎勵，費率 <u>不因計算結果調降</u> ， <u>維持110年度公告數值2.8599元/度</u> 。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

三、生質能及其他再生能源

類別		業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
參數	期初設置成本	配合 <u>友善併網</u> 方案，必須安裝較大的發電機組，較大的儲存量， <u>成本</u> 因此 <u>上升</u> ，現行架構無法反映友善併網方案。	是	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 目前並無設置者就其配合<u>友善併網</u>方案，造成設置項目、<u>成本內涵</u>之變動提供佐證資訊，亦未有提供實際案場資訊、無法檢視設備與發電之相關性，故<u>不建議納入評估</u>。 2. 台電沼氣友善併網方案係屬個案辦理(饋線容量不足區域可優先併網)，<u>非通案</u>性質，在案例資訊不明確下，<u>不建議納入評估</u>。
		反映實際建置成本，應考量 <u>參考集中式廢水廠</u> 的實際成本，比如業興花蓮廠	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 目前未有業興花蓮廠之<u>成本</u>資訊可參採；另考量<u>廢水處理</u>屬業者本業須負擔之<u>環保費用</u>，仍需檢視設置內容與發電之相關性方可進行評估參採。
		地熱能發電的躉購費率期初設置成本參數， <u>鑽井成本未完整納入風險因子</u> (期初鑽井成功率35%)。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 經濟部訂定「<u>地熱能發電示範獎勵辦法</u>」，<u>分攤業者前期開發風險</u>。 2. <u>成本</u>結構內涵估算係以業者所提之<u>可佐證之評估資料</u>為主，其中<u>鑽井成本</u>個案<u>差異甚大</u>，故除<u>中油</u>外，亦納入目前個案鑽井成本，取其<u>平均</u>，<u>期能反映實際設置現況</u>。
		建議再行研議以 <u>30MW案例</u> 為參考數據估算海洋能躉購費率之 <u>合理性</u> ，並建議將 <u>天然災害</u> (如颱風)可能造成之成本 <u>納入</u> 考量。	是	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 現行<u>國內外</u>海洋能多為成本評估案例，依據審定原則，為<u>避免</u>全民負擔<u>過高</u>電價及<u>促進</u>國內海洋能發展，並考量評估參數之<u>一致性</u>，建議以達<u>成熟商轉</u>之假設情境數值，納入使用參數評估。 2. 國內尚無運轉實績，現行已有相關<u>研發補助計畫</u>得申請未來將依案場實際設置情況及<u>成本</u>資訊，再行評估成本參數內涵之<u>合宜性</u>。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

三、生質能及其他再生能源

類別		業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
參數	年運轉維護費	發電機以 <u>20年</u> 大修2次並不合理，應以引擎壽命4,500小時計算，因此 <u>大修至少3~4次</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 該意見已於本年度審定會第三組分組中討論說明，生質能有厭氧消化設備目前參採之年運轉維護成本係以近三年業者提供資訊為主，已包含實際業者提供之 <u>大修成本</u> 及 <u>週期</u> ，非採固定大修次數計算。
		由於山區野溪式小水力，每逢颱風侵襲，需進行清淤及管線維護，<200kW之維運維費用建議為設置成本之 <u>6%</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 運轉維護費用，含一般定期維修及大修，考量目前案場多再開發建置，民營案例因無佐證、未提供、極端值，因此以台電公司可行性研究報告為主。 2. 建議業者提供案場實際運維，以利審定會納入討論。
	年售電量	業者採用友善併網方案，一天僅能發電16小時，容量因子只能運轉66%，現行75% <u>不合理</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 目前並無設置者就其配合友善併網方案，造成年售電量實際變動數值提供佐證資訊，故不建議納入評估。 2. 台電沼氣友善併網方案係屬個案申請(饋線容量不足區域可優先併網)，非通案性質，在案例資訊不明確下，不建議納入評估。
		地熱發電躉購費率計算公式應將廠用電納入考量。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 依再生能源發展條例規定，必須有「售電」行為，其所售電能應由公用售電業躉購，故非以所產出電能計算。 2. 納入廠內用電計算，反不利業者投資設置，廠內用電即代表再生能源發電設備運轉所耗電能，自然無法再售出，若將電量重新計算納入躉購費率中，除不符條例精神，也不符合躉購費率計算公式年售電量意涵。 3. 審定會並無針對個案廠內用電多寡進行估算，惟參採之案例(工業技術研究院研究報告、各評估案與實際設置案之台電公司抄表等資料)，已有將廠內用電納入評估，建議待有較多發電量相關資料，再行調整較為妥適。
	平均資金成本率	銀行承作小水力案件之融資意願低，建議<200kW案場， <u>貸款成數以0%採計</u> 。	是	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 111年度一般再生能源平均資金成本率，根據金融機構實際融資數據與國外再生能源投資案例資料訂定標竿合理數值。其中，貸款成數70%、自有資金成數30%、借款利率3.62%、自有資金報酬率8.32%。 2. 計算數值為5.03%，審定會決議採 <u>5.25%</u> ，以 <u>提高</u> 業者投資量能及意願，促進推廣目標量達成。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

三、生質能及其他再生能源

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
費率	山區施工困難度高，建議參考太陽能發電鼓勵加成「區域費率加成機制」 <u>加成 15%</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 太陽光電 <u>區域加成</u> 係考量我國南電北送之 <u>電網特性</u> 進而透過提升區域性設置量， <u>鼓勵該區域設置</u> 。 2. <u>建議業者提供案場實際成本</u> ，以利審定會納入討論。
	建議原住民山區(<200kW)小水力發電廠 <u>至少能補助 1 名原住民地區任職薪資</u> ，約 2.5 萬 x14 個月=35 萬/年。	是	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 能源局擬維持「 <u>原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法</u> 」，鼓勵於原住民區域設置。 2. 111年度增訂 <u>原民利益共享機制1%</u> ，促進開發，未來有較多 <u>實際數據</u> 再行滾動檢討。 3. <u>建議業者提供案場實際運維(含薪資)</u> ，以利審定會納入討論。
	建議 <u>納入回饋金 3%</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> <u>回饋金屬雙方協議價格</u> ， <u>個案都有不同</u> ， <u>審定會討論決議不予以考量</u> 。
	建議 <u>原住民族地區</u> 地熱發電躉購費率，比照太陽光電發電設備設置於苗栗以北地區， <u>加成</u> 比例為 <u>15~20%</u> 。	否	<u>維持第二次審定會決議</u> 1. 太陽光電 <u>區域加成</u> 係考量我國南電北送之 <u>電網特性</u> 進而透過提升區域性設置量， <u>鼓勵該區域設置</u> 。 2. 111年度增訂 <u>原民利益共享機制</u> ，係考量地熱電廠開發對原民區域帶來之影響，故參考 <u>現有案例</u> 提供 <u>加成1%</u> ，促進開發， <u>未來有實際數據</u> 再行滾動檢討。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

三、生質能及其他再生能源

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
費率	建議將有厭氧物理裂解氣化發電設備同列為有厭氧消化設備之躉購費率 5.1842元/度內。	否	維持第二次審定會決議 1. 110年度審定會已就「厭氧消化」與「厭氧氣化」差異進行討論，前者為生物降解之專用生化名詞、後者為厭氧環境下之氣化反應，兩者有相當程度差異。 2. 「氣化發電」與「有厭氧消化設備」(沼氣發電)之設備成本內涵、運維費用、年售電量因技術特性不同，有根本上之差異，不宜以「厭氧氣化」適用「有厭氧消化設備」費率。
	過去政府能源政策綱領及能源政策白皮書僅強調核廢料難以處理，卻無強調核災可怕。若考量核廢料的處理成本及核災成本，顯得躉購費率不該如此計較。	是	維持第二次審定會決議 1. 各再生能源類別之躉購費率係依再生能源發展條例組成審定會每年檢討躉購費率，綜合考量發電設備之期初設置成本、年運轉維護費、年發電量、平均資金成本率等相關因素，依再生能源類別分別定之。 2. 核廢料的處理成本及核災成本議題轉由相關單位研析。
機制	建議比照風光電及沼氣發電，增設生質能與廢棄物發電之獎勵機制(如外加費率、原民共享機制)。	是	維持第二次審定會決議 1. 各項獎勵機制應考量整體產業及技術發展成熟度、可產生的經濟效益、政策法規環境等相關因素後，綜合判斷適切之政策獎勵。例如太陽光電之加成/外加費率，係考量因設置型態/環境不同而造成設置費用有所差異(如一地兩用)。 2. 目前尚無設置者就造成其設置項目、成本內涵變動提供佐證資訊，亦未提供實際案場資訊，無法檢視設備與發電之相關性，故不建議納入評估。

參、業者意見及建議處理方向彙整表

三、生質能及其他再生能源

類別	業者主要意見	是否為新議題	111年度處理建議
其它	建議 <u>一般事業廢棄物</u> （生物性廢棄物）發電與 <u>農業廢棄物發電</u> 可同於 <u>農地</u> 上設 <u>發電廠</u> 。	否	<u>政策制度意見將作為未來政策推動之參考</u> 1. 「再生能源發展條例」第15條規定：「 <u>燃燒型</u> 生質能電廠之設置，應 <u>限制</u> 於 <u>工業區內</u> 。」其立法目的在於燃燒型生質能電廠僅能設置於工業區內，以 <u>降低</u> 對 <u>環境</u> 之 <u>影響</u> 。 2. 其規範對象 <u>主要針對第一型</u> 再生能源發電設備(裝置容量2,000瓩以上)，係考量其設置容量大對環境影響也大，亦需經相關環境影響之評估規劃，故限制設置於工業區如屬 <u>第三型</u> 再生能源發電設備(未達2,000瓩)，且 <u>經農政機關同意</u> 容許使用附屬於農業設施，則 <u>無此限制</u> 。
	建議政府機關合理 <u>規範</u> 各項可再利用為 <u>生質能發電之廢棄物</u> (含一般事業廢棄物)。	--	政策制度意見將作為未來政策推動之參考
	建議 <u>建立</u> 農業縣市推動 <u>回收與再利用機制</u> ，再加強回收 <u>補貼措施</u> ，妥善規劃 <u>清運系統</u> 及 <u>路線</u> ，提高廢棄物產生者再利用之意願。	--	政策制度意見將作為未來政策推動之參考
	今年度 <u>新增農業廢棄物</u> 類別，本公司在籌備資金的過程中因銀行業對該產業的不熟悉，且業者對於類生質物發電 <u>是否屬於再生能源設備</u> 有很大的疑慮，該疑慮在躉購費率上是否可提供附註，俾利業者說明。	--	政策制度意見將作為未來政策推動之參考
	波浪發電適合於東北角設置，涉及環評、設置變電站、海域規畫等問題， <u>建議</u> 經濟部 <u>協調</u> 觀光局及海巡署，於龜山島建立 <u>波浪發電示範區域</u> 。	--	政策制度意見將作為未來政策推動之參考
	建議針對 <u>新興產業</u> 得訂定每年發電量目標並以 <u>競標</u> 方式推動。	--	政策制度意見將作為未來政策推動之參考
	<u>波浪發電</u> 也可以減少國土侵蝕，應予以納入政策推動考量。	--	政策制度意見將作為未來政策推動之參考

伍、111年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

一、太陽光電使用參數彙整表

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)
			第一期	第二期	第一期	第二期			
屋頂型	1瓩以上不及20瓩		<u>60,200</u> (55,900)	<u>57,400</u> (55,900)	<u>4.08</u> (4.39)	<u>4.28</u> (4.39)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>5.25</u> (5.25)	<u>20</u> (20)
	20瓩以上 不及100瓩	無繳納 併網工程費	--	--	--	--	--	--	--
		有繳納 併網工程費	<u>47,400</u> (44,600)	<u>45,200</u> (44,600)	<u>3.60</u> (3.83)	<u>3.78</u> (3.83)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>5.25</u> (5.25)	<u>20</u> (20)
	100瓩以上不及500瓩		<u>43,300</u> (41,500)	<u>41,300</u> (41,500)	<u>3.47</u> (3.62)	<u>3.64</u> (3.62)			
	500瓩以上		<u>43,500</u> (41,100)	<u>41,400</u> (41,100)	<u>3.46</u> (3.66)	<u>3.63</u> (3.66)			
地面型	1瓩以上		<u>45,200</u> (41,800)	<u>43,100</u> (41,800)	<u>2.72</u> (2.94)	<u>2.86</u> (2.94)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>5.25</u> (5.25)	<u>20</u> (20)
水面型 (浮力式)	1瓩以上		<u>51,200</u> (47,800)	<u>49,100</u> (47,800)	<u>2.40</u> (2.58)	<u>2.51</u> (2.58)			

註：20瓩以上不及100瓩無繳納併網工程費之躉購費率，非使用上述參數數值計算，而透過政策獎勵方式，第一期躉購費率為110年第四季20瓩以上不及100瓩級距之費率，第二期則依原級距降幅(-2.22%)進行調整。

伍、111年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、風力、生質能及其他再生能源類別使用參數彙整表

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

註：()內數字為110年度公告數值，[]內數字為111年度草案公告數值。

111年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數提請討論及確認

附件4：
111年度再生能源電能躉購費率試算

壹、111年度太陽光電電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距		第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽 光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩		5.8952	5.7848
		20瓩以上不及100瓩	無繳納併網工程費	4.5549	4.4538
			有繳納併網工程費	4.4861	4.3864
		100瓩以上不及500瓩		4.0970	3.9666
		500瓩以上		4.1122	3.9727
	地面型	1瓩以上		4.0031	3.8680
	水面型 (浮力式)	1瓩以上		4.3960	4.2612

貳、111年度太陽光電電能躉購費率-與110年度比較說明

期數	分類	裝置容量 級距(瓩)		110年度費率		111年度費率 [公告費率]	(實質費率) 公告費率+屋頂型併 網工程費
				110年度基礎費率	110年度+Q4		
第一期 (1-6月)	屋頂型	≥1~<20		5.6707	5.8952	5.8952	5.8952 (0.00%)
		≥20~<100	無需繳納併 網工程費	4.3304	4.5549	4.5549	4.5549 (0.00%)
			需繳納併網 工程費	4.3304	4.5549	4.4861	4.5549 (0.00%)
		≥100~<500		3.9975	4.2220	4.0970	4.1934 (-0.68%)
		≥500		3.9449	4.1694	4.1122	4.1535 (-0.38%)
	地面型	≥1	3.7994	4.0239	4.0031	4.0031 (-0.52%)	
	水面型 (浮力式)	≥1	4.1957	4.4202	4.3960	4.3960 (-0.55%)	
第一期費率平均				4.3241	4.5486	4.5064	4.5359 (-0.28%)
第二期 (7-12月)	屋頂型	≥1~<20		5.6707	5.8952	5.7848	5.7848 [2.01%]
		≥20~<100	無需繳納併 網工程費	4.3304	4.5549	4.4538	4.4538 [2.85%]
			需繳納併網 工程費	4.3304	4.5549	4.3864	4.4552 [2.88%]
		≥100~<500		3.9975	4.2220	3.9666	4.0630 [1.64%]
		≥500		3.9449	4.1694	3.9727	4.0140 [1.75%]
	地面型	≥1	3.7994	4.0239	3.8680	3.8680 [1.81%]	
	水面型 (浮力式)	≥1	4.1957	4.4202	4.2612	4.2612 [1.56%]	
第二期費率平均				4.3241	4.5486	4.3848	4.4143 [2.09%]

註1：屋頂型併網工程費加計方式：1-20瓩加計0元/度；20-100瓩加計0.0688元/度；100-500瓩加計0.0964元/度；500瓩以上加計0.0413元/度。

註2：()為與110年度+Q4費率之變動幅度；[]為與110年度基礎費率之變動幅度。

- A. 考量110年度基礎費率計算中已內涵屋頂型併網工程費，故為使費率比較具一致性，建議於111年度基礎費率比較時，應以加計屋頂型併網工程費用後之實質費率與110年度基礎費率相比較為合宜。故111年度第一期實質費率與110+第4季外加費率相比，平均降幅約0.28%；111年度第二期實質費率與110年度基礎費率相比，平均漲幅約2.09%。
- B. 111年度全年呈現持續下降，且110+第4季與111年度第一期費率相比亦皆有降幅或維持；而111年度第二期與110年度基礎費率相比雖整體呈現漲幅，可能使109年度有拖延完工以適用111第二期費率之情形，但若配合109年度公告展延修正(3個月)，改以「得」適用，則不會發生前述情形。

參、111年度再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距(瓩)	111年度躉購費率試算 (元/度) ^{註1}			與上年度比較(%)
風力	陸域	≥1 ~ < 30	7.4110 (7.7725)			-4.65
		≥ 30	有安裝或具備LVRT者		2.1223 (2.3041)	-7.89
			無安裝或具備LVRT者		2.0883 (2.2721)	-8.09
	離岸	≥1	固定20年躉購費率(上限費率)		4.5024 (4.6568)	-3.32
			階梯式躉購費率	前10年	5.1356 (5.3064)	-3.22
				後10年	3.4001 (3.5206)	-3.42
生質能	無厭氧消化設備	≥1	2.8066 (2.6884)			+ 4.40
	有厭氧消化設備	≥1	5.1842 (5.1176)			+ 1.30
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	≥1	3.9482 (3.9482)			0.00
	農業廢棄物	≥1	5.1407			--
小水力發電	無區分	≥1~<2,000	4.1539 [3.8943] (3.1683)			+31.11 [+22.91]
		≥2,000~<20,000	2.8599 ^{註2} (2.8599)			0.00
地熱	無區分	≥1~<2,000	固定20年躉購費率(上限費率)		5.7736	--
			階梯式躉購費率	前10年	7.0731	--
				後10年	3.6012	--
		≥2,000	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1956 (5.1956)	0.00
			階梯式躉購費率	前10年	6.1710 (6.1710)	0.00
				後10年	3.5685 (3.5685)	0.00
海洋能	無區分	≥1	7.3200			--

註1：()內數字為110年度公告數值。註2：2MW以上小水力發電設置案例較少，以政策獎勵鼓勵業者，111年度躉購費率不依費率計算結果調降，仍維持110年度費率水準。註3：[]內數字為111年度草案預告數值。

肆、109-110年度太陽光電費率公告配合事宜

109年度、110年度展延寬限期三個月說明

- (一)第二次審定會決議項目：考量**COVID-19**疫情持續影響及政策之**一致性**及公平性，**第二次審定會**已決議**109年度大型案場**（併聯69kV以上且有設置或共用升壓站者）及**110年度各類型**太陽光電案場皆**通案展延**寬限期**三個月**。
- (二)第三次審定會決議項目：為配合111年度躉購費率之適用，故建議於109年度費率公告中修正為「**得**」**適用**，使業者**得選擇**適用同意備案時之費率或完工費率，並可同時避免廠商拖延完工。
- (三)建議條文

1.109年度費率公告：預計新增**第大型案場**展延寬限期**三個月**之文字如下：

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

4.為因應嚴重特殊傳染性肺炎（**COVID-19**）疫情影響，於本款前述完工期間末日之次日起三個月內完工者，其電能躉購費率**得**放寬適用同意備案時之上限費率。」

2.110年度費率公告：**各類型**案場皆通案展延寬限期**三個月**，預計新增文字如下：

「但為因應一百十年度起嚴重特殊傳染性肺炎（**COVID-19**）疫情影響，於本款前述完工期間末日之次日起三個月內完工者，其電能躉購費率得適用附表三之第一期上限費率。」

附件5：
111年度再生能源電能躉購費率
公告草案

壹、111年度再生能源電能躉購費率法制作業

- 一、111年度費率業已完成法定預告程序，自110年12月30日刊登於行政院公報起，**預告期間為110年12月31日至111年1月13日**，並於110年**1月11日**及**1月13日**舉辦**聽證會**。
- 二、參酌聽證會**業者**對草案之**意見**，故**簡化費率表**回歸與110年度相同，以**一年二期**之方式進行公告，爰修正**第3點第1款及第2款**，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第三點第一款及第二款 三、太陽光電發電設備之設置，符合本條例第九條第六項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年： (一)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百一十一年一月一日起至一百一十一年六月三十日止完工運轉併網提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。 (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百一十一年七月一日起至一百一十一年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。	第三點第一款至三款 三、太陽光電發電設備之設置，符合本條例第九條第六項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年： (一)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百一十一年一月一日起至一百一十一年三月三十一日止完工運轉併網提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。 (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百一十一年四月一日起至一百一十一年六月三十日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。 (三)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百一十一年七月一日起至一百一十一年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第三期上限費率。

壹、111年度再生能源電能躉購費率法制作業

三、預告草案中**第3點第7款**基於條文用字一致性故新增「中華民國」，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第三點第七款 中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用 中華民國 一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百十一年一月一日起至一百十一年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。	第三點第七款 中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百十一年一月一日起至一百十一年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。

四、預告草案中**第4點第2款第9目**係針對位於原住民地區之地熱、小水力**整體加成**，故調整第4點第2款第9目次序，並新增**第4點第1款第4目**，以符合躉購費率公告之**條文體系**，並修改部分法條文字，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第四點第一款 4、 地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之 原住民 地區者，其電能躉購費率加成百分之一，作為 原住民 地區發展之用。	第四點第二款 9、 地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之原住民族地區者，其電能躉購費率加成百分之一，作為原住民族地區發展之用。

壹、111年度再生能源電能躉購費率法制作業

五、為避免草案公告中**第4點第2款第2目**繳納**模組回收費**加成獎勵對象者，得否適用第4點第2款第2目外加費率產生疑慮，故修正第4點第2款第2目以明確化法條之文字，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第四點第二款 2、太陽光電發電設備 符合 「再生能源發電設備設置管理辦法」繳納模組回收費用 之規定 者依附表四加計額外費率。	第四點第二款 2、太陽光電發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」繳納模組回收費用者，依附表四加計額外費率。

六、為避免草案公告中，條文用字不一致，故修正**第4點第2款第5目**中「原住民族地區」為「**原住民族地區**」，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第四點第二款 5、太陽光電發電設備設置於符合「原住民族地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」或「推動民間團體於偏遠地區設置綠能發電設備示範補助作業要點」所定義之 原住民族地區 或偏遠地區者，依附表四加計額外費率。但同時符合 原住民族地區 及偏遠地區者，不累積加計額外費率。	第四點第二款 5、太陽光電發電設備設置於符合「原住民族地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」或「推動民間團體於偏遠地區設置綠能發電設備示範補助作業要點」所定義之原住民族地區或偏遠地區者依附表四加計額外費率。但同時符合原住民族地區及偏遠地區者，不累積加計額外費率。

壹、111年度再生能源電能躉購費率法制作業

七、為避免草案公告中，**併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率**適用上不明確，故將**適用年度及費率適用基準**明確化於法條中，故修正**第4點第2款第3目**之文字，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第四點第二款 3、太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路（以下簡稱特高壓供電線路），且有設置或共用特高壓升壓站者，依附表五加計額外費率。惟符合下列情形者，依下列規定適用額外費率： (1)數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站者，適用首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率；首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路，如係適用中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式之規定者，其額外費率依一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式之附表三有併聯特高壓供電線路及無併聯特高壓供電線路之電能躉購費率差額計算之。 (2)數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站，且該特高壓升壓站有擴充容量之情形者，併聯擴充容量部分之太陽光電發電設備，適用擴充後首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率。	第四點第二款 3、太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路，且有設置或共用特高壓升壓站者，適用同意備案時之額外費率；於中華民國一百十一年度取得同意備案之太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路，且有設置或共用特高壓升壓站者，依附表五加計額外費率。數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站者，適用首件太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路之額外費率；特高壓升壓站有擴充容量之情形，適用擴充後首件太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路之額外費率。

壹、111年度再生能源電能躉購費率法制作業

八、修正第4點第2款第6目之1所引用之辦法，調整前後對照如下：

公告草案(修正預告文字)	原預告內容
第四點第二款第六目 (1)經中央或地方農業主管機關認定，符合「申請農業用地 作農業 設施容許使用審查辦法」規定以農業或漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備，適用附表三之費率加計一地兩用型態及其他依附表四之額外費率。	第四點第二款第六目 (1)經中央或地方農業主管機關認定，符合「申請農業用地設施容許使用審查辦法」規定，以農業或漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備適用附表三之費率加計一地兩用型態及其他依附表四之額外費率。

九、有關本次審定結果，均將納入公告內容，而公告作業係經濟部權責，後續將加速辦理，經法務相關單位確認用字無誤以免外界誤解後，於**1月底**對外正式公告。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。

二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」（以下簡稱本條例）第九條第六項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百十一年一月一日起至一百十一年十二月三十一日止，與公用售電業簽訂購售電契約，其電能按附表二費率躉購二十年。

三、太陽光電發電設備之設置，符合本條例第九條第六項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：

(一)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百十一年一月一日起至一百十一年六月三十日止完工運轉併網提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。

(二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零六年度以後之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百十一年七月一日起至一百十一年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

(三) 太陽光電發電設備屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型再生能源發電設備，且於中華民國一百十一年度首次取得同意備案之日起六個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第三型再生能源發電設備，且於一百十一年度首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率得適用同意備案時之上限費率。

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

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

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

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

(六) 中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用中華民國一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百十一年一月一日起至一百十一年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

- (七)太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百十一年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，其電能躉購費率以公告費率為上限，並依競比結果適用之。
- (八)太陽光電發電設備結合儲能系統，且參與中華民國一百十一年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，經儲存後釋放之電能，其電能躉購費率依競比結果適用之。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

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

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

- 1、再生能源發電設備設置於離島地區，且該離島地區電力系統未以海底電纜與臺灣本島電網聯結者，其加成比例為百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其加成比例為百分之四。
- 2、參與經濟部「綠能屋頂全民參與推動計畫」設置之太陽光電發電設備，其加成比例為百分之三。
- 3、太陽光電發電設備設置於基隆市、臺北市、新北市、桃園市、新竹縣、新竹市、苗栗縣、宜蘭縣及花蓮縣等區域，其加成比例為百分之十五；設置於臺東縣者，其加成比例為百分之八。
- 4、地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之原住民地區者，其電能躉購費率加成百分之一。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

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

- 1、再生能源發電設備依「電業法」提撥電力開發協助金者，其額外費率依「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」規定之提撥費率。
- 2、太陽光電發電設備符合「再生能源發電設備設置管理辦法」繳納模組回收費用之規定者，依附表四加計額外費率。
- 3、太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路（以下簡稱特高壓供電線路），且有設置或共用特高壓升壓站者，依附表五加計額外費率。惟符合下列情形者，依下列規定適用額外費率：
 - (1)數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站者，適用首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率；首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路，如係適用中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式之規定者，其額外費率依一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式之附表三有併聯特高壓供電線路及無併聯特高壓供電線路之電能躉購費率差額計算之。
 - (2)數件太陽光電發電設備併聯同一特高壓升壓站，且該特高壓升壓站有擴充容量之情形者，併聯擴充容量部分之太陽光電發電設備，適用擴充後首件太陽光電發電設備併聯特高壓供電線路之額外費率。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

- 4、太陽光電發電設備全數採用取得經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽、薄膜模組實施自願性產品驗證」證書（符合「台灣高效能太陽光電模組技術規範」中華民國一百十一年度以後之試驗要求），並於該證書有效期間內出廠之太陽光電模組，依附表四加計額外費率。
- 5、太陽光電發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」或「推動民間團體於偏遠地區設置綠能發電設備示範補助作業要點」所定義之原住民地區或偏遠地區者，依附表四加計額外費率。但同時符合原住民地區及偏遠地區者，不累積加計額外費率。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

6、經相關目的事業主管機關認定，結合土地使用目的，非附屬於既有建築物或設施，依相關法規免請領雜項執照或於中華民國一百一十年度起依建築法領得使用執照，且符合以下情形之屋頂型或地面型太陽光電發電設備，依附表四加計額外費率：

(1)經中央或地方農業主管機關認定，符合「申請農業用地作農業設施容許使用審查辦法」規定，以農業或漁業經營結合綠能設置太陽光電發電設備，適用附表三之費率加計一地兩用型態及其他依附表四之額外費率。

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

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

7、適用第六目之1規定，以漁業經營結合綠能設置之屋頂型、地面型太陽光電發電設備或以漁業經營結合綠能設置之水面型（浮力式）太陽光電發電設備者，依附表四加計漁業環境友善公積金費率。

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

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

9、太陽光電發電設備依「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，依附表四加計額外費率。

- 五、再生能源發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」之規定暫停電能躉購並停止運轉者，暫停電能躉購期間不計入已躉購期間，躉購期間自暫停期間末日之次日起計算之，其躉購期間應扣除已躉購之期間。
- 六、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第六條規定，申請再生能源發電設備同意備案，裝置容量應與其他設置案合併計算者，自處分生效日起，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。
- 七、自中華民國一百零七年起，參與中央主管機關遴選或容量分配作業機制之離岸風力發電設備，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
 - (一)參與之作業機制以費率作為競比條件者，其電能躉購費率適用競比結果之費率，並依實際完工之日起躉購二十年。
 - (二)除適用前款規定者外，其電能躉購費率適用該設備與公用售電業簽訂購售電契約時之公告費率，並依實際完工之日起躉購二十年。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

- 八、離岸風力發電設備設置者參與前點作業機制，如違反中央主管機關與設置者所簽定契約之承諾期間者，其所生電能之躉購費率依所簽定契約規定辦理。
- 九、中華民國一百十一年度離岸風力發電設備按附表二費率躉購者，躉購期間當年度發電設備之實際發電量，依下列規定躉購：
- (一)實際發電量不及每瓩四千二百度之再生能源電能，依附表二費率躉購。
 - (二)實際發電量每瓩四千二百度以上且不及每瓩四千五百度之再生能源電能，依附表二固定二十年躉購費率之百分之七十五躉購。
 - (三)實際發電量每瓩四千五百度以上之再生能源電能，依附表二固定二十年躉購費率之百分之五十躉購。
- 十、依「電業法」直供或轉供之再生能源電能，如改依本條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，適用再生能源發電設備首次提供電能時之公告費率。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

- 十一、符合第二點規定之離岸風力及地熱能發電設備，其電能躉購費率得就附表二固定二十年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後於躉購期間不得變更。但選擇適用階梯式躉購費率者，如終止契約改依電業法直供或轉供者，須依已躉購期間實際發電量計算固定二十年躉購費率與階梯式躉購費率之電能躉購成本差額，返還予公用售電業。公用售電業應反映於中央主管機關依電業法第四十九條第一項所定電價及各種收費費率之計算公式。如再改依本條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，依首次提供電能時之固定二十年躉購費率躉售。
- 十二、已完工之再生能源發電設備，於同意備案失效之日起一年內重新申請同意備案者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
- (一)再生能源（太陽光電除外）發電設備，適用該設備首次完工前最近一次與公用售電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併網日起計算之。
 - (二)太陽光電發電設備，適用該設備首次完工時之電能躉購費率，其躉購期間自重新併網日起計算之。
 - (三)於前二款情形，該設備曾完成設備登記者，其躉購期間應扣除已躉購之期間。
- 十三、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移設置場址並於核准期限內完成併網者，除適用第十五點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

十四、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併網者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併網時當年度公告費率，取其較低者躉購。

十五、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移設置場址前後所在地區適用之電能躉購費率加成不同者，其適用之電能躉購費率，以變更前或變更後取其較低者躉購。

十六、本「中華民國一百十一年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第三款至第五款、第四點第一款第一目、第五點至第八點及第十二點期日期間之計算方式，依下列規定辦理：

(一)期間之始日，依「行政程序法」第四十八條第二項但書之規定自即日起算；期間之末日，依「行政程序法」第四十八條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。如以月或年定期間，而於最後之月無相當日者，以其月之末日為期間之末日。

(二)期間之末日為星期日、國定假日或其他休息日者，依「行政程序法」第四十八條第四項規定，以該日之次日為期間之末日，期間之末日為星期六者，以其次星期一為期間之末日。

十七、本「中華民國一百十一年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依本條例第九條第一項規定，經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

貳、110年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

附表二 再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	躉購費率(元/度)		
風力	陸域	1瓩以上不及30瓩	7.4110		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.1223	
			無安裝或具備LVRT者	2.0883	
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		4.5024
			階段式躉購費率	前10年	5.1356
				後10年	3.4001
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.8066		
	有厭氧消化設備	1瓩以上	5.1842		
廢棄物	一般及一般事業廢棄物	1瓩以上	3.9482		
	農業廢棄物	1瓩以上	5.1407		
小水力發電	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	4.1539		
		2,000瓩以上不及20,000瓩	2.8599		
地熱能	無區分	1瓩以上不及2,000瓩	固定20年躉購費率(上限費率)		5.7736
			階段式躉購費率	前10年	7.0731
				後10年	3.6012
		2,000瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1956
			階段式躉購費率	前10年	6.1710
				後10年	3.5685
海洋能	無區分	1瓩以上	7.3200		

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

附表三 111年度太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距		第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上不及20瓩		5.8952	5.7848
		20瓩以上不及100瓩	無繳納併網工程費	4.5549	4.4538
			有繳納併網工程費	4.4861	4.3864
		100瓩以上不及500瓩		4.0970	3.9666
		500瓩以上		4.1122	3.9727
	地面型	1瓩以上		4.0031	3.8680
	水面型 (浮力式)	1瓩以上		4.3960	4.2612

貳、111年度再生能源電能躉購費率及其計算公式

附表四 111年度太陽光電發電設備額外費率

分類	裝置容量級距		模組回收費 (元/度)	加強電力網 (元/度)		屋頂型太陽光電發 電設備併 網工程費 (元/度)	高效能 模組 (元/度)	原住民 地區或 偏遠地 區 (元/度)	漁業環 境友善 公積金 (元/度)	一地兩用型態(元/度)			
				輸電級	配電級					以農業 或漁業 經營結 合綠能 設置	高速公 路服務 區停車 場土地 設置	風雨球 場型態	風雨球 場施作 金屬浪 板型態
屋頂型	1瓩以上不及20瓩		0.0656	0.0866	0.1356	--	0.3471	0.0578	0.0387	0.1934	--	--	--
	20瓩以上不及 100瓩	無繳納併網 工程費				--	0.2672	0.0445					
		有繳納併網 工程費				0.0688	0.2632	0.0439					
	100瓩以上不及500瓩					0.0964	0.2380	0.0397					
	500瓩以上					0.0413	0.2384	0.0397					
	地面型	1瓩以上				--	0.2321	0.0387					
水面型 (浮力式)	1瓩以上		0.2557	0.0426									
										--	--	--	--

中華民國111年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表五 111年度太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率

分類	裝置容量級距		特高壓升壓站輸電線路 輸電線路長度公里數*額外費率 (元/度)		GIS特高壓升壓站 (元/度)		GIS以外特高壓升壓站 (元/度)	
			69kV	161kV以上	69kV	161kV以上	69kV	161kV以上
屋頂型	1瓩以上不及20瓩		架空線：0.0260 地下電纜：0.0474	架空線： 0.0084 地下電纜： 0.0289	屋內型：0.6566 戶外型：0.4690	屋內型： 0.5159 戶外型： 0.3283	0.4690	0.3283
	20瓩以上不及100瓩	無繳納併網工程費						
		有繳納併網工程費						
	100瓩以上不及500瓩							
	500瓩以上							
地面型	1瓩以上							
水面型 (浮力式)	1瓩以上							

報告完畢

