



附件

目錄

附件1：第4次審定會會議結論辦理情形

附件2：「108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3：108年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

附件4：108年度再生能源電能躉購費率試算

附件5：108年度再生能源電能躉購費率公告草案

附件1：
第4次審定會會議結論辦理情形

108年度「再生能源電能躉購費率審定會」 第4次會議結論辦理情形

一、時間：107年11月28日(二)上午10時

二、地點：經濟部簡報會議室（臺北市福州街15號）

三、主席：經濟部曾次長文生

四、出席名單：

林委員全能、林委員華宇、黃委員新達、鄭委員永銘、胡委員耀祖、蔡委員岳勳、楊委員鏡堂、林委員良楓、許委員泰文、陳委員鴻文、張委員安順、張委員添晉、黃委員柏壽、王委員亞男、陳委員在相、王委員嘉緯

五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

108年度第4次審定會會議結論

一、離岸型風力發電「期初設置成本」使用參數確認：

- (一) 原則同意採用6筆樣本資料計算期初設置成本，其中2筆丹麥案例加計前期規劃調查成本校正，計算6筆樣本資料之平均成本為105,228元/瓩。
- (二) 原則同意分別以學習率理論及實際案例計算風場開發及規模經濟擴大下經驗累積之成本差距，上述二種算法之平均值為18,013元/瓩。
- (三) 原則同意採用英國106~107年單機規模8MW及與我國遴選場址相似水深及岸距案例之併網成本平均值34,310元/瓩，加計於成本參數中。
- (四) 原則同意考量國內外海事工程經驗差異，未來成本降幅減少反映19.98%，計算成本總降幅為8.57% (106~109年為2.5%、109~113年為0.34%)，推算至113年完工時之成本為144,049元/瓩。
- (五) 原則同意加計國內案件須負擔之漁業補償成本1,210元/瓩、除役成本4,000元/瓩與加強電力網成本5,983元/瓩於成本參數中。
- (六) 108年度離岸型風力發電期初設置成本使用參數原則同意15.52萬元/瓩。

108年度第4次審定會會議結論

二、離岸型風力發電售電量控管機制確認：

促使躉購制度穩定運行，併同考量自由市場交易及發電設備持續營運維護下，決議以每年3,600滿發小時作為預算管制量，每年售電量超過此一時數後，改以簽約當年度之迴避成本躉購。

三、離岸型風力發電「平均資金成本率」使用參數確認：

- (一) 108年度平均資金成本率之設計基礎，係以事前角度訂定業者投資計畫之合理報酬，考量各企業適用之稅率基礎不同，以及各類再生能源躉購費率計算公式之各項參數計算基礎應一致，原則同意平均資金成本率之計算方式維持現行作法，即借款利率不扣除營利事業所得稅率。
- (二) 原則同意108年度離岸風電平均資金成本率參數維持107年數值，即6.05%。

108年度第4次審定會會議結論

四、「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」草案：

- (一) 建議太陽光電發電設備延長完工期限獎勵措施，考量業者相關意見研擬是否納入不可抗力因素。
- (二) 費率草案公告相關行政程序為行政部門權責範圍，請經濟部依權責辦理預告作業。

五、臨時動議：「108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

建議聽證會規劃期程增列107年12月25日為選項，於12月25日至12月28日擇一日辦理，並以審定委員多數得出席日為主。

附件2：
「108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、上午場次-太陽光電

(一)地點：臺大醫院國際會議中心301室

(二)會議時間：107年12月25日上午9時30分

(三)主席：經濟部曾次長文生

(四)列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

(五)出席人數：220人

(六)出席者：

1.委員：楊委員鏡堂、陳委員鴻文、王委員嘉緯、吳委員榮華、陳委員在相、張委員添晉、王委員亞男。

2.業者：美菲德股份有限公司、寶德能源科技股份有限公司、常在國際法律事務所、台灣德國萊因技術監護股份有限公司、國際銅業協會、真美晶能源股份有限公司、國泰投信、亞新能源有限公司、亞鼎能源有限公司、厚聚能源開發股份有限公司、聯發新能源有限公司、旭鑫能源(股)份有限公司、辰亞能源股份有限公司、台灣九紅股份有限公司/九紅亞洲電力新加坡有限公司、荃寶能源科技有限公司、台灣電力公司、新加坡商韋能能源有限公司台灣分公司、盛力能源(股)公司籌備處、中租能源開發股份有限公司、資誠聯合會計師事務所、NEP-II離岸風力及海洋能源主軸中心、台灣三菱商事股份有限公司、嘉益能源股份有限公司、台灣歐力士股份有限公司、玖暉能源開發有限公司、達德能源股份有限公司、金華成金屬工程有限公司、昱鼎能源科技開發股份有限公司、創揚科技股份有限公司、恆映能源股份有限公司、天泰能源集團、台灣三住建股份有限公司、齊碩科技股份有限公司、信邦電子股份有限公司、友達光電股份有限公司、大同永旭能源(股)公司、大同永旭能源股份有限公司、聯合再生能源股份有限公司、全利能源實業股份有限公司、太登太陽能股份有限公司、熙力綠能股份有限公司、夏爾特拉太陽能科技有限公司、雲豹能源、力瑪科技、禾鑫高精密科技股份有限公司、恆隆油漆、華城電機、台灣康育、新旺機電、日煬科技有限公司、禾盈國際、優齊電業、台灣達亨、元創能源、統益機電、台達電子、億昇能源、鳳凰能源、永陽能源、沅基光電、永基新能源、遠傳電信、奇異能源、台達集團、新望 PrimeVOLT、綠能科技股份有限公司、久照能源有限公司、生燦能源公司、X-ELIO、TSEC元晶太陽能科技股份有限公司、恆利能源股份有限公司、HAMAK SOLAR、宏威環球事業有限公司、KIWI NEW ENERGY、台泥綠能、裕生商行、東協光能、凱銳光電、高光綠能、寶豐能源、盛育綠能、盛齊綠能、全面性能源、萬兆能源、加國陽光能源、東陽能源、日興光電、泓裕工程、台灣銅業股份有限公司、銓泰環能、法國巴黎銀行、慧景科技、台灣德國萊因、泓笙科技、高光綠能、宏禧電機技師事務所、紹洲興業股份有限公司、泰豐貿易股份有限公司、歡朋科技及其他等19家。

3.公協會：SEMI、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、主婦聯盟環境保護基金會、台灣太陽光電產業協會、台灣產業服務基金會、綠能科技產業推動中心、台西村綠能社區促進會、環境法律人協會、台灣再生能源推動聯盟。

4.政府單位：屏東縣政府縣長室、屏東縣政府綠能專案推動辦公室、台北市政府。

5.新聞媒體：東森財經、舊視界、台灣環境資訊協會、遠見雜誌。

6.其他：工業技術研究院、財團法人農業科技研究院、財團法人台灣經濟研究院。

(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。

壹、聽證會辦理情形

二、下午場次-風力、生質能及其他再生能源

(一)地點：臺大醫院國際會議中心301室

(二)會議時間：107年12月25日下午1時30分

(三)主席：經濟部曾次長文生

(四)列席單位：經濟部能源局、台灣經濟研究院

(五)出席人數：154人

(六)出席者：

1.委員：林委員良楓、楊委員鏡堂、陳委員鴻文、吳委員榮華、張委員添晉、王委員亞男、陳委員在相。

2.業者：東元電機股份有限公司、世紀離岸風電設備股份有限公司、美菲德股份有限公司、邑曾工程有限公司、世紀奧美公關顧問、利愛電氣股份有限公司、晶元綠能股份有限公司、先進複材科技股份有限公司、永業海洋船舶科技有限公司(世紀風電委託顧問)、新加坡商艾貴核心服務有限公司台灣分公司、常在國際法律事務所、玉山商業銀行、風電光能源科技股份有限公司、綠十字生態科技有限公司、台北富邦銀行、Diamond Generating Asia, Limited、台灣三菱商事股份有限公司、達德能源股份有限公司、允能風力發電股份有限公司(籌備處)、麗威風力發電股份有限公司(籌備處)、台灣九紅股份有限公司/九紅亞洲電力新加坡有限公司、風朋國際有限公司、台灣第二電電股份有限公司、竹風電力股份有限公司籌備處、台灣電力公司、訊昌有限公司、華立企業、NEP-II離岸風力及海洋能源主軸中心、台北富邦銀行、八方能源科技股份有限公司、三井物產株式會社、玉山能源股份有限公司、台灣北陸能源發展股份有限公司、泰豐貿易股份有限公司、台灣歐力士股份有限公司、一帆能源股份有限公司、安能亞太有限公司、西門子歌美颯再生能源股份有限公司、喬集偉思特股份有限公司、伍吉創意股份有限公司(走走行銷)、中租能源開發股份有限公司、台灣美達王股份有限公司、國際通商法律事務所、國泰世華銀行、新高能源科技股份有限公司、中國鋼鐵股份有限公司(代表中能發電籌備處)、法商法國興業銀行、ABB、比利時商楊德諾有限公司、法商東方匯理銀行、凱基銀行、台灣菱重維特斯離岸風電股份有限公司、法國巴黎銀行、中國信託商業銀行、日商三菱日聯銀行台北分行、綠色和平、匯豐(台灣)商業銀行股份有限公司、新加坡商新加坡華僑銀行、台新銀行、漢能綠電公司、沃旭能源、大彰化東南、楷越科技股份有限公司、華城電機、茵康國際、CIP哥本哈根風能開發、彰芳離岸風力籌辦處、人民頭家、鹽寮反核自救會、台灣綠色電力、荷商安智銀行、中租能源、奇異能源、荃寶能源科技、蘭陽地熱股份有限公司、結元能源開發股份有限公司、台泥綠能、兆映丰企業有限公司、台灣智慧綠能產業聯盟、大地生質能股份有限公司、安侯建業聯合會計師事務所、三井住友銀行、慧景科技、第一創投及其他等6家。

3.政府單位：經濟部標檢局。

4.公協會：SEMI、主婦聯盟環境保護基金會、台灣中小型風力機發展協會、臺灣地熱資源發展協會、台灣再生能源推動聯盟、工商協進會。

5.新聞媒體：蘋果日報、台灣環境資訊協會。

6.其他：財團法人台灣經濟研究院、立法委員吳玉琴國會辦公室、臺灣大學海洋中心、金融研訓院金融研究所、丹麥商務辦事處、國立臺灣海洋大學 海洋工程科技中心、怡安風險管理顧問集團、財團法人農業科技研究院、德國在台協會、台科大、金屬工業研究發展中心。

(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。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

一、太陽光電

類別		業者意見
分類級距		1.建議109年度可增列一地兩用設置態樣之躉購費率。
		2.建議可考慮新增鹽灘地設置型態。
參數	期初設置成本	1.建議以上半年度不反應、下半年度反應2.125%成本降幅方式訂定上下兩期之躉購費率。
		2.躉購費率降幅不宜高於國際降幅4.25%。
		3.除地面型外，建議針對屋頂型及水面型亦應反映特高壓系統成本費用。
		4.再生能源發電設備設備登記時所繳交之發票資料會有一定比例之尾款尚未發生，無法反映整體設置成本。
		5.成本單據樣本篩選方式不合理。
		6.請將台電公司於政府採購網決標之案件納入期初設置成本進行估算。
		7.建議特高壓成本應參考台電公司方案，每kW為11,375元。
		8.建議將人力成本增加部分、案場取得仲介費、物價指數、建置成本衍生之時間成本、空汙費、土地變更編定費用等費用納入期初設置成本考量。
		9.建議將變流器VPC認證費用納入考量。
		10.土地整合、民眾陳抗、地方公共關係建立等無法反映成本。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

一、太陽光電

類別		業者意見
參數	年運轉維護費	1.建議將屋頂租金或回饋金納入運轉維護費用考量，或者由政府直接補貼。
	年售電量	1.建議應從第一年就開始反應效率遞減。
		2.建議年發電量應以1,125度/kW進行估算。
		3.年發電量1,250度/kW不合理；能源局七年平均為821度、台電公司七年平均為1,104度。
參數	平均資金成本率	1.投資者面對的是20年的利率風險，無風險利率應使用20年之十年期公債平均值。
		2.近年美國十年期公債殖利率一直在上升，建議應納入無風險利率之考量。
		3.考量美國累計升息1%之情況，建議108年度銀行信用風險加碼、業者風險溢酬引用106參數再加計1%。
		4.外借與自有資金比例不能僅以銀行貸款成數來看，因各年度會還本還息，故應以各年度之自有與外借資金比例計算，建議外借與自有資金比例為33.9%：66.1%。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

一、太陽光電

類別	業者意見
費率	1.歷年太陽光電費率皆下跌，希望108年可以反轉。
	2.針對屋頂型小級距之躉購費率不宜調降太多，得以讓公民參與再生能源之設置可以減少使用傳統能源，有助於能源轉型政策成功。
	3.建議地面型含11.4kV或22.8kV電網建置之案件，給予躉購費率3%加成，而地面型含69kV電網建置與變電站者，躉購費率加成6%。
	4.建議高效能模組(VPC)加成比例應由6%提高至9%。
	5.建議台東地區及中南部山城鄉鎮納入費率加成區域，且提高加成比例至20%。
	6.依日照條件及建置成本，建議宜花東地區之躉購費率加成比例提高至20%。
	7.升壓站採分期開發，故升壓站系統之躉購費率對象應為使用該升壓站，而非以建置升壓站進行規範。
其他	1.建議10MW以上設置案件躉購費率寬限期應延長至兩年。
	2.建議10MW以上之屋頂型設置案，與地面型及水面型適用相同費率展延期間。
	3.建議太陽光電躉購費率應修正為簽約費率。
	4.建議高效能模組加成適用標準進行調整，修正為取得同意備案時即保有高效能模組6%加成，且得以個案考量溯及既往。
	5.審定會委員組成建議加入業界及統計學代表。
	6.太陽光電之設置，會面臨抗爭、環保、違建、土地取得等困難，建議政府予以協助。
	7.建議一次公告3年的躉購電價，以支持大型案件的開發，並讓產業及早做因應。
	8.建議應改採申請籌設之時點作為費率準據，並將台電受理報竣視為完工併聯。
	9.建議放寬農業容許廢止案例重新申請同意備案之期限。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

二、風力發電

類別	業者意見
分類級距	陸域1-30瓩： <u>國內廠商已投入25~29.8瓩風力機研製及測試</u> ，建議陸域級距維持 ≥ 1 瓩 $\sim < 30$ 瓩與 ≥ 30 瓩。
參數	1.陸域1-30瓩： (1)業者A：平均個案報價約168,176元/瓩，並建議加計加強電力網費、線路補助費及回饋金。 (2)業者B：2件個案合約總價分別為166,667元/瓩、186,667元/瓩，另1件設備買賣合約為108,500元/瓩，並建議加計加強電力網費、線路補助費及農業用地變更回饋金，且海關資料應<u>剔除1.5瓩以下較低效率機種及中國設備進口成本</u>。 (3)業者C：個案合約價為245,833元/瓩，並建議加計特定整地成本、線路補助費、農業用地變更使用回饋金、農業用地變更使用審查規費。 (4)業者D：個案合約價為328,283元/瓩，其中設備進口金額占188,212元/瓩，並建議海關資料<u>剔除中國設備進口成本</u>。 (5)業者E：報價約255,276元/瓩，並建議加計回饋金。
	2.陸域30瓩以上： (1)增加風機的塔高及葉片長度，使發電量提升，則期初設置成本勢必會跟著提高。 (2)海關設備進口成本實際占比40~46%，以此推估才符合實情。 (3)不應納入國外預測成本，且不應採國際降幅。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

二、風力發電

類別	業者意見
參數 期 初 設 置 成 本	3.離岸風力： (1)業者A：A.<u>歐洲</u>風場樣本為<u>單樁基礎</u>，但<u>台灣使用套筒式基礎</u>，成本增加13,700元/瓩。B.<u>建立在地供應鏈</u>增加成本10,300元/瓩。C.台灣申設程序冗長增加成本1,900元/瓩。D.台灣<u>海事工程可作業天數較歐洲少</u>，會使成本增加。E.因本土化要求<u>提前採購</u>，故無成本下降。 (2)業者B：A.應考量臺灣特有成本，使用<u>套筒式水下基礎</u>、颱風、<u>作業時間短</u>、移動沙波、額外船隻動員及保險差異，成本增加18,116元/瓩。B.<u>沒有時間導入學習機制</u>，無學習成本降低。 (3)業者C：A.<u>歐洲</u> burbo bank extension 風場及 Borkum Riffgrund 2 風場供應鏈成熟，且為擴張風場，<u>條件與技術(單樁VS套筒)與遴選風場不同</u>。B.台灣是第一次建造大型離岸風場，同時面對國產化要求，應考量整體供應鏈加總之學習成本。C.台灣尚無海上變電站設置經驗，額外運輸及供應鏈投資成本都應考量。D.陸上變電站統包工程目前報價及合約都遠高於歐洲及台灣本地價格。E.本計畫將於<u>2021~2022年完工</u>，且相較於國際參考案例並無新型風機，<u>成本降幅不應計算至2024年</u>。F.目前已經簽署多項合約，不會有成本降低情形。G.應考量地理環境差異、本地採購成本增加20~120%、電網延遲等風險。 (4)業者D：A.桃園受民航高度限制需<u>使用4MW風機</u>，建議分別定4MW及8MW費率，依審定會資料，英國單機容量4MW以下歷史案例平均成本為147,727元/瓩。B.許多案件在<u>2021年就會完工</u>，<u>成本降幅不應計算至2024年</u>。C.預計2019年決定所有海事工程船機，不應反映成本降幅。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

二、風力發電

類別	業者意見
參數	年運轉維護費 1.陸域1-30瓩： (1)業者A：7,549元/瓩。 (2)業者B：6,852元/瓩。 (3)業者C：7,396元/瓩。 (4)業者D：8,575元/瓩。 (5)業者E：4,400元/瓩。
	2.離岸風力： (1)<u>船隻在地化要求、維運設施建造</u>、較高租賃成本、本地人員訓練均提高成本。 (2)應考量電力協助金。
	年售電量 1.陸域1-30瓩：根據美國能源部2018年發布之報告，小風機的容量因數為16%，不是委員會認定之15-35%。
	2.陸域30瓩以上：發電量為2,200~2,300度/瓩，升級設備及技術，最多也只能提高至2,400度/瓩。 3.離岸風力： (1)年售電量<u>控管機制違背鼓勵採用更佳技術</u>，會限制風力資源的運用。 (2)<u>超過 3,600 小時之部分以迴避成本躉購</u>，<u>違反母法</u>所規定之躉購<u>費率下限</u>。 (3)降低遠海離岸風場的效益，導致無法建設。

貳、業者意見歸納(含草案預告蒐集意見)

二、風力發電

類別		業者意見
參數	平均資金成本率	離岸風力： (1)國內銀行尚未有離岸風電專案融資的經驗，國內銀行會要求國外長天期的利率避險，依不同外借資金報酬率應加計<u>資金避險成本</u> 1%~2%。 (2)借款利率宜扣除營所稅率，建議平均資金成本率<u>改稅後方式計算</u>。
	費率	1.陸域1-30瓩：建議<u>費率保持穩定</u>，每隔3~5年再檢討一次。 2.離岸風力： (1)基於政策穩定，建議不應調降費率。 (2)維持<u>階梯式費率為國內金融機構參與之關鍵</u>。 (3)<u>階梯式費率</u>能確保專案加速還款，<u>降低銀行融資風險</u>，並<u>提高授信誘因</u>，建議機制維持。
	其他	陸域1-30瓩：建議取消相鄰地號裝置容量合併計算，增加投資效益。

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

分類級距		1.生質能： (1)建請於生質能發電躉購類別，增列草木植物氣化發電。 (2)整合有無厭氧消化設備類別，改為單一費率。 2.廢棄物：建議依不同能源轉換率而區分不同費率類別。
參數	期初設置成本	1.生質能： (1)國外案例中，生質能(無厭氧)之成本係高於生質能(有厭氧)。 (2)目前台中及桃園皆有生質能營運中心案場之規劃，應蒐集資料並了解開發現況。 2.川流式水力：建議增列水利建造物使用費。 3.地熱： (1)建議應參採國外鑽井成本，即以3,000標準地熱井，每口井鑽井成本上標值介於700萬美元至1,000萬美元，平均為每口井850萬美元(台幣約88,000元/公尺)。 (2)建議納入併網成本(含台電加強電力網、自設升壓站及電源線等)。 (3)是否有納入台電公司綠島地熱發電機組試驗性計畫之兩口1,000m之鑽井案。 (4)因水土保持面積範圍所增加的興建成本建議應予以考量。
	年運轉維護費	1.生質能：生質能(無厭氧)計算費率時，應參考廢棄物將燃料成本納入年運轉維護費中進行計算。 2.川流式水力：水源保育與回饋費應依發電收入比例計收；另為增加地方帶動民眾參與費用，願建議加計該項費用，並依發電收益的3%計之。
	年售電量	無
	平均資金成本率	1.預估未來升息幅度，建議借款利率為4.5%、平均資金成本率為6.30%。 2.目前沒有金融機構承攬地熱發電投資，幾乎需全數以100%自有資金籌措，平均資金成本率為10%。
費率		1.若先行設置氣化發電設備，其發電成本需5元，故躉購費率應有5元以上。 2.建議提升生質能(無厭氧)之費率。
其他		1.政府應審慎思考再生能源推動政策，尤其在生質能部分，錯誤的政策將對我國能源整體發展不利。 2.發展生物質氣化發電技術有助於應用農業廢棄物。 3.廢棄物發電設備之認定建議建立預審機制，以利於業者投資評估。

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，則不予以討論，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。
- 五、本次會議亦邀請相關業者進行補充意見陳述，供審定委員參酌。

報告完畢

附件3：
108年度再生能源電能躉購費率計
算公式使用參數

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

一、分類級距

(一) 108年度聽證會使用參數值

分類	裝置容量級距(瓩)			
屋頂型	1瓩以上 不及20瓩	20瓩以上 不及100瓩	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			

(二) 業者意見摘要

- 1.建議109年度可增列一地兩用設置態樣之躉購費率。
- 2.建議可考慮新增鹽灘地設置型態。

(三) 業者意見分析

- 1.108年度將針對一地兩用之設置案例進行蒐集，並分析其期初設置成本項目是否因設置型態不同而有衍生額外費用，並提交至109年度審定會中進行討論。
- 2.不同躉購類別之訂定即為反映不同設置型態間設置環境所衍生之成本差異；考量大型地面型案場設置存在規模經濟效益，併同參考現階段市場參與程度，建議不新增鹽灘地設置型態。

(四) 擬採建議：維持第4次審定會決議。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

1.108年度聽證會使用參數值：

類型	級距	106年設備登記發票資料 (元/瓩)	107年設備登記發票資料 (元/瓩)	108年第一期 期初設置成本 (元/瓩)	108年第二期 期初設置成本 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上不及20瓩	57,605 (650)*	58,120 (75)*	<u>58,700</u>	<u>58,700</u>
	20瓩以上不及100瓩	45,601 (391)*	39,085 (19)*	<u>44,400</u> (51,600)**	<u>44,400</u> (50,500)**
	100瓩以上不及500瓩	43,345 (392)*	48,210 (13)*	<u>42,700</u> (48,000)**	<u>42,700</u> (47,000)**
	1瓩以上	--	--	<u>41,500</u> (46,600)**	<u>41,500</u> (45,700)**
地面型	1瓩以上	46,328 (37)*	37,065 (20)*	<u>42,200</u> (52,000)**	<u>42,200</u> (51,000)**
水面型 (浮力式)	1瓩以上	--	--	<u>48,200</u> (58,000)**	<u>48,200</u> (57,000)**

註：

1.()內為參採筆數；()**內為107年度使用數值。

2.屋頂型 $\geq 500\text{kW}$ 之設置成本參考107年 $\geq 100\text{kW} \sim < 500\text{kW}$ 及 $\geq 500\text{kW}$ 之設置成本差距2.77%進行估算。

3.因108年國際降幅於上半年全部反映，故第一期與第二期期初設置成本皆相同。

4.地面型含特高壓系統者，其期初設置成本為45,200元/瓩。

5.107年度1-20瓩之躉購費率考量綠能屋頂推動政策後，以相鄰級距費率差距進行調整躉購費率。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

2.業者意見摘要及分析

意見摘要	意見分析
(1)建議以上半年度不反應、下半年度反應2.125%成本降幅方式訂定上下兩期之躉購費率。	1.考量兩期躉購費率有助於鼓勵業者盡早進入市場，並帶動整體產業永續發展，建議納入參採。 2.針對兩期成本降幅反映方式，可以不同反應程度進行試算。
(2)除地面型外，建議針對屋頂型及水面型亦應反映特高壓系統成本費用。	1.考量未來電業設置案件，皆有併聯特高壓系統之可能，故建議屬屋頂型、地面型及水面型電業需併聯特高壓系統，皆予以反映。 2.特高壓系統成本費用原以成本加成比例反應，唯避免受成本調整而影響絕對金額，故該項成本改以單位固定建置成本予以直接加計於總成本中。
(3)再生能源發電設備設備登記時所繳交之發票資料會有一定比例之尾款尚未發生無法反映整體設置成本。	1.參考業者所提成本發票資料，工程款項確有分期給付之可能，故針對設備登記發票資料之成本篩選方式予以校正。 2.校正方式將於後續建議處理方式詳細說明。
(4)成本單據樣本篩選方式不合理。	
(5)請將台電公司於政府採購網決標之案件納入期初設置成本進行估算。	政府採購網之決標案件僅為決標價格，而非最後之決算價格，且業者所提台電案件目前處驗收或施工階段，依據參數資料參採原則，建議不納入參採。
(6)建議特高壓成本應參考台電公司方案，每kW為11,375元。	台電資訊僅為內部初步評估結果，依據參數資料參採原則，建議不納入參採。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

2.業者意見摘要及分析

意見摘要	意見分析
(7)建議將人力成本增加部分、案場取得仲介費、物價指數、建置成本衍生之時間成本、空汙費、土地變更編定費用等費用納入期初設置成本考量。	1.有關業者所提需考量之相關費用，目前發票資料多以一式統包價格為主，尚已反映整體建置成本，在相關費用明確之前，尚難以參採估算。
(8)建議將變流器VPC認證費用納入考量。	2.費率審定係以 通案性 設備 實際發生 成本，作為成本反映之參數資料，就 個案性衍伸 因素(時間、空汙、土地變更)成本或業者整體 經營成本 (人力成本、仲介費用)等，尚難納入考量。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

3.建議處理方式

(1)第四次分組共同意見：

- A.以設備登記檢附之發票資訊為計算基礎，並納入草案預告截止(108/1/29)前業者所提供具發票佐證之案例進入原始樣本中，但對成本篩選方式予以校正：
- B.考量成本資料選取估算之合理性與正當性，太陽光電第4次分組會議建議可以設備認定檢附之發票資料為基準，但透過平均數加減二倍標準差內及以107年度下半年各級距平均成本各加減平均成本之50%(模組與inverter成本佔總成本之比例)兩種評估方式選取估算樣本，並提請第五次審定會討論，說明如下：
 - (A)依據參數資料參採選定原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，為有效反映市場實際成本現況，仍以設備登記程序中業者提交之發票資訊做為成本資料選取基準。考量業者具發票佐證之案例亦為市場實際發生成本，於草案預告截止(108/1/29)前提供之資訊，納入原始樣本。
 - (B)以平均數加減二倍標準差做為樣本篩選之上下界，惟原始樣本分布情形，樣本過於分散導致標準差過大，上下界涵蓋區間過廣；且整體分配非呈現傳統常態分配之鐘形，不建議採用此方式篩選樣本。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

3.建議處理方式

(1)第四次分組共同意見：

(C)107年度下半年各級距平均成本各加減50%(模組與變流器成本佔總成本之比例)

a.成本選取基準：

(a)以模組及inverter之成本為最低取樣標準

考量太陽光電案場建置之主要設備為模組與變流器，以107年度下半年各級距平均成本(51,350元/瓩)為基準，其中，主要設備中，模組成本以占總成本之40%與變流器以 4,000元/瓩進行估算，兩項主要設備之成本約佔平均成本之50%(25,675元/瓩)，故最低取樣標準則以26,000元/瓩為最低取樣標準。

(b)將施工案場環境衍生之成本納入，作為高成本之取樣標準

考量太陽光電設置情形與環境各有所不同，且可能會因施工品質、難易度或案場環境而有部分成本衍生，參考低成本取樣方法，高成本取樣標準則以107年度下半年各級距平均成本(51,350元/瓩)為基準，再加計50%之主要設備(模組及變流器)費用，故最高取樣標準則以77,000元/瓩為最低取樣標準。

(c)以26,000元/瓩及77,000元/瓩為選樣區間

依據上述，審定會成本校正選樣，建議以廠商於設備認定階段所檢附之發票資料為基準，並以26,000元/瓩及77,000元/瓩為選樣區間，後並依據參數資料參採選定原則，進行上下10%極端值剔除。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

(2)參採成本資料說明：

- (A)業者成本資訊採用標準：個別案件成本總額為發票金額與台電公司線補費(需檢附繳費憑證)之和；裝置容量資訊以發票內容所載、設備認定及業者提供內容為主。因欠缺上述資訊而致無法計算期初設置成本(元/瓩)者，即不納入原始樣本中。
- (B)原始樣本包含設備認定檢附之發票金額，以及草案預告截止(108/1/29)前業者所提供具發票佐證之案例，並如前點所述，需同時具有發票與裝置容量可供辨別期初設置成本(元/瓩)者。
- (C)原始樣本以26,000元/瓩及77,000元/瓩為合理成本選取區間，剔除上下10%極端值得計算平均期初設置成本。下表分別以僅有設備認定發票成本與納入業者成本後分別表示：

類型	容量級距	設備認定與業者發票成本(元/瓩) (案件數)		
		106年	107年	平均值 (案件數)
屋頂型	1-20瓩	59,491 (580)	59,060 (82)	59,429 (662)
	20-100瓩	49,055 (347)	48,286 (19)	49,015 (366)
	100-500瓩	47,043 (346)	49,216 (38)	47,258 (384)
	500瓩以上	--	--	45,949
地面型	1瓩以上	48,041 (35)	41,310 (17)	45,841 (52)
水面型	1瓩以上	--	--	--

註：屋頂型500瓩以上之成本以上年度(107年度)500瓩與100~500瓩之成本差距2.77%進行調整。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

3.建議處理方式

(4)訂定兩期躉購費率，鼓勵業者盡早進入市場，及推動產業永續發展：

A. 預告階段採**一年一期**躉購費率**進行**係為減少工安事故外，亦鼓勵業者整年度皆能妥適安排與規劃設置期程。

B. **分兩期反映國際降幅**：

考量太陽光電推動**目標量逐年擴大**，為**提高設置業者盡早進入市場之投資誘因**，且使製造業維持全年之**產業動能及永續發展**，建議修正為**一年兩期躉購費率之公告方式**。

C. **屋頂型1-20瓩不反映國際降幅**：為鼓勵民眾於自有屋頂設置太陽光電發電設備，針對**1-20瓩**分散式屋頂級距部分，建議**國際降幅不予以反映**。

D. 考量從業人員需有一定安裝專業技術，故工程施作成本不予以反映國際降幅；根據NREL(2017)報告，**安裝勞工與施工設備之費用佔成本14.41%**，故參採國際預估之未來成本降幅中，建議**此部分不須反應在我國的開發成本未來下降趨勢**。

E. 針對國際預估未來成本降幅(**4.25%**)反映幅度，經**太陽光電第4次分組會議**決議，降幅內涵若已包含安裝勞工與施工設備時，得不反映該部分降幅(**降幅減少反應14.41%**)。

F. 綜上，配合上下二期，**上半年反應50%，下半年反應100%**，其中成本降幅4.25%結構中，**不反應工程施作成本14.41%**，一年二期反映成本降幅如下：

第一期	第二期
$2.125\% \times 85.59\% = \underline{\underline{1.82\%}}$	$4.25\% \times 85.59\% = \underline{\underline{3.64\%}}$

資料來源：

1. Joint Research Centre of the European Commission (2018), "Cost development of low carbon energy technologies."

2. IEA(2016), World Energy Outlook 2016 - Power Generation Assumptions.

3. Department of Energy and Climate Change(2016), Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

3.建議處理方式

(5)加計額外成本

- A. **水面型設備**：維持第二次審定會決議。相較於地面型，衍生之成本項目包含浮台及其上方之支撐架、浮力基座、水面上方維修走道設施、錨定、纜繩設施等，故**以地面型成本加計衍生之相關設備造成的成本差距為6,000元/瓩**。
- B. **模組回收費用**：維持第二次審定會決議。採**1,000元/瓩**進行估算，若未來有相關主責部會明訂回收成本或費率，則以相關規定辦理。
- C. **特高壓系統**：
 - (A) **特高壓系統(69kV或161kV)**需在饋線容量較為不足區域進型設置，且較容易發生在**電業**等級之設置案場，故建議未來**各設置類型之電業案場**等需要進行併聯特高壓系統者，**予以反映該成本**。
 - (B) **以固定金額予以反映**：預告階段係以**成本加成**一定比例進行**估算**，惟若以成本比例加成進行反映，則所**反映之成本較易受成本高低影響**；考量特高壓系統為**機電設備**，**價格波動較為有限**，故建議以**固定價格**予以**反映**。此外，為配合台電公司實務併網作業方式及**充分利用饋線容量**，故特高壓系統反映之成本應以**最大饋線容量進行攤提**。
 - (C) **函詢及拜訪**太陽光電開發商，共**7家**開發商**提供**相關成本資訊，其中特高壓系統成本為4,607元/瓩、**5,000-6,000元/瓩**、及12,000元/瓩，考量我國目前屬開發初期，建議採保守原則以**固定金額5,000元/瓩予以反映**。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)期初設置成本

4.擬採數值

			107 年度 審 定會使用參 數值	第一期期初設置成本		第二期期初設置成本	
				108 年第五次 審定會議建 議數值	108 年度聽 證會使用參 數值	108 年第五 次審定會議 建議數值	108 年度聽 證會使用參 數值
類型	級距		第二期成本 (元/瓩)	第一期成本 (元/瓩)	第一期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)	第二期成本 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩		--	60,400	58,700	60,400	58,700
	20瓩以上未達100瓩		50,500	49,100 (-2.77%)*	44,400	48,200 (-4.55%)*	44,400
	100瓩以上未達500瓩		47,000	47,400 (+0.85%)*	42,700	46,500 (-1.06%)*	42,700
	500瓩 以上	無併聯電業特高 壓供電線路者	45,700	46,100 (+0.88%)*	41,500	45,300 (-0.88%)*	41,500
		有併聯電業特高 壓供電線路者	--	51,100	--	50,300	--
地面型	≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	51,000	46,000 (-9.80%)*	42,200	45,200 (-11.37%)*	42,200
		有併聯電業特高 壓供電線路者	--	51,000	45,200	50,200	45,200
水面型 (浮力式)	≥ 1	無併聯電業特高 壓供電線路者	57,000	52,000 (-8.77%)*	48,200	51,200 (-10.18%)*	48,200
		有併聯電業特高 壓供電線路者	--	57,000	--	56,200	--

註：(*)表示試算方案與107年度審定會第二期使用參數變動之幅度，其數值受4捨5入影響有部分差距。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)年運轉維護費

1.108年度聽證會使用參數值：

類型	參採數值(%)
屋頂型	3.69
地面型	2.98
水面型	2.61

2.業者意見摘要

建議將租金或回饋金納入運轉維護費用考量，或者由政府直接補貼。

3.業者意見分析

- (1)考量租金係於業者在申請設置時，必須考量且吸收之額外成本，此外，**租金會依個案協商方式不同而產生不同的費用**，另在未有標竿租金作為計算基礎而估算該費用，恐會使目前市場資源取得成本產生波動；租金成本差異過大，不宜用來作為標竿值進行估算，**故建議不考量租金**。
- (2)有關農業回饋金係指農業用地進行地目變更，依據農業用地變更回饋金撥繳及分配利用辦法之規定進行繳交，考量**該項費用並非所有設置案件皆會發生且每個區域的土地現值皆有所差異**，故難以估算標竿數值，**故建議不考量農業回饋金**。
- (3)**太陽光電系統公會**：太陽光電系統公會所提資料為目前**運轉維護市場上主要的執行模式(標準作業程序之運轉維護項目)**，考量本年度資料蒐集結果，依據參數資料參採原則，建議參考太陽光電系統公會於106年度審定會所提資料及計算方式，另**屋頂型500瓩以上及地面型則以100-500瓩之資料進行估算**。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

3.業者意見分析

- (4)台電資料：觀察過往蒐集台電設置案場資料，完工時間介於98-103年間，考量近年太陽光電設備技術進步，設備使用效能與市場運維模式的發展與改變，且為能使運維模式與目前市場發展狀況相符，建議參採台電公司101年以後完工者之資料，作為地面型案例進行估算；另台電資料為106年實際發生成本，故先校正為107年之資料後，另考量物價上漲因素(2%)進行估算。
- (5)水面型：考量實際設置業者未有提供相關統計資料或可佐證之資料，故建議維持107年度做法，即以地面型之運轉維護費用進行估算。
- (6)屋頂型各級距依實際成本資料估算各級距運維比例：考量屋頂型500瓩以上級距新增有無併聯特高壓系統類別，為避免低估特高壓系統之運維費用，故108年度屋頂型各級距之運維比例以各級距之實際運維費用估算運維比例。
- (7)各類型有併聯特高壓系統之運維比例採無特高壓系統之運維比例：考量特高壓系統亦需要進行固定檢修與維護，因此，為適度反映特高壓系統之運轉維護費用，故以運維比例估算之。
- (8)保險費：考量保險費為雙方協議且在無出險時，保費變動不大，惟資料為106年度提供，故針對該項費用進行兩年物價上漲因素校正，以符合市場現況。
- (9)108年度運轉維護費用金額採台電公司與太陽光電系統公會所提資料並加計保險費用進行估算。

4.擬採數值：

類型	裝置容量級距(瓩)	108年度平均期初設置成本(元/瓩)	運轉維護費用(元/瓩)	占比(%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	60,400	2,298	3.80
	$\geq 20 \sim < 100$	48,650	1,701	3.50
	$\geq 100 \sim < 500$	46,950	1,498	3.19
	≥ 500	45,700	1,498	3.28
地面型	≥ 1	45,600	1,355	2.97
水面型	≥ 1	51,600	1,355	2.63

註：有併聯特高壓系統者之運維比例採無特高壓系統之運維比例進行估算。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)年售電量

1.108年度聽證會使用參數值：1,250度/瓩

2.業者意見摘要

- (1)建議應從第一年就開始反應效率遞減。
- (2)建議年發電量應以1,125度/瓩進行估算。
- (3)年發電量1,250度/kW不合理；能源局七年平均為821度、台電公司七年平均為1,104度。

3.業者意見分析

- (1)發電效率會隨使用時間而產生遞減情形，100年度審定會已將太陽光電設備效率遞減因素(20年約20%)納入考量；此外，目前參採案例部分案場已運轉約10年，以反映部分效率遞減情形，且考量各地設置環境因素後，審定會決議年售電量之效率遞減係從第11年開始，每年遞減1%進行估算，且參採資料係以全台各縣市之設置案件為參採對象。
- (2)審定會估算年售電量之設置案件皆為完整發電滿一年之設置案件，若其發電量為非完整一年之案例則予以刪除，不納入計算；而業者所提能源局與台電之發電量資料(當年設置之案例皆會納入)，與審定會參採(完整一年才納入)估算之樣本有所差異，因此，每瓩之年發電量會有所差異。
- (3)綜上所述，建議估算年售電量參數時，應以完整滿發一年之設置案件進行估算較為合宜。基於優先鼓勵開發優良場址且為引導發電效率較好之產品進入市場，參考台電、工研院及電能補貼103至105年資料並考慮效率遞減因素後，建議維持聽證會使用參數值1,250度/瓩年。

4.擬採數值：1,250度/瓩

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

三、費率

(一)業者意見摘要

1. 歷年太陽光電費率皆下跌，希望108年可以反轉。
2. 針對屋頂型小級距之躉購費率不宜調降太多，得以讓公民參與再生能源之設置可以減少使用傳統能源，有助於能源轉型政策成功。
3. 建議地面型含11.4kV或22.8kV電網建置之案件，給予躉購費率3%加成，而地面型含69kV電網建置與變電站者，躉購費率加成6%。
4. 建議高效能模組(VPC)加成比例應提高至9%。
5. 建議將台東地區及中南部山城鄉鎮納入費率加成區域，且提高加成比例至20%。
6. 考量日照條件及建置成本，建議將宜花東地區之躉購費率加成比例提高至20%。
7. 升壓站採分期開發，故躉購費率適用對象應為使用該升壓站而非建置升壓站。

(二)業者意見分析

1. 躉購費率之訂定係每年由審定會依再生能源發展條例規定進行檢討或修正，經由考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素後，依各類再生能源分別訂之，因此，所訂定之躉購費率足以反映市場實際成本與發展現況。
2. 考量「**綠能屋頂全民參與**」之政策仍處推動階段，另針對**1-20瓩**分散式屋頂級距部分，**國際降幅不予以反映**；各級距依參數資料參採原則，進行參數資料及躉購費率估算。
3. 業者所提11.4、22.8、及69kV之電網建置或變電站屬建置階段中之期初設置成本，相關成本已於期初設置成本中進行考量，另業者未針對所提建議提出相關佐證資料，故建議不額外提供躉購費率加成比例獎勵。
4. **高效能模組加成意見**：依據廠商提供高效能模組(300W)資料，平均價格為0.527美元/ Wp(每瓩差5,615台幣)；觀察國際研究機構調查結果，費率差異區間介於1.055~4.41%之間，若以業者提供資料與國際相比，費率差異為7.695%；為提高我國產業全球競爭力，綜合考量國內外(Solarserver、**廠商與Energy Trend差距**)模組價格差異導致費率產生差距之平均為6.0525%，計算結果與107年度差異不大，建議高效能模組加成比例維持6%，以進行區分產品差異及促進產業升級。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

三、費率

(二)業者意見分析

5.加成區域躉購費率加成意見：

- (1)加成區域屬人口及產業密集區，用電需求較其他地區高，考量電網強度、缺電風險及提高北部地區尖峰時段的電力供應彈性，因而藉由躉購費率加成，吸引廠商進入該地區設置太陽光電，在考量發電量資料、產業密集度、用電需求、電網特性後，建議不將台東及中南部山城鄉鎮納入加成對象。
- (2)惟年售電量估算應觀察長期參數資料而非單一年度資料，且應將各區域之所有縣市納入考量。因此，考量加成地區與審定會使用參數(14.40%)及實際發電量(14.13%)差距之平均，加成地區(含北北基、桃竹苗及宜花)108年度電能躉購費率按實際公告之躉購費率加成15%。

6.升壓站躉購費率適用對象：

- (1)考量未來電業設置案件，皆有併聯特高壓系統之可能，為能反映市場實際設置現況，故建議屬屋頂型、地面型及水面型電業需併聯特高壓系統，皆適用升壓站躉購費率。
- (2)經函詢台電公司實務作法，進行併聯審查時即對併聯電壓等級進行實質審查，且併聯審查同意書將載明是否建置升壓設備併接特高壓系統。其認同設置升壓設備給予差別費率以解決太陽光電併網容量不足問題，並建議大規模開發案採分期建置時，分期併聯不論前後期開發案，凡併聯於特高壓系統應一律給予優惠費率；但特高壓用戶併內線時，因升壓設備為既有設備應予排除。故建議修正現行草案文字「有無建置特高壓系統者」為「有無併聯電業特高壓供電線路者」，以解決前述費率適用疑慮及排除併內線用戶。
- (3)若升壓站採分期建置時，成本計算將以案場實際規模進行攤提。舉例而言，若案場規模為20MW而升壓站規模為40MW，僅會以20MW成本進行攤提，另20MW成本將在有實際案場建置時方進行攤提，業者建置超過案場規模升壓站時風險應由業者自行評估，其可選擇後期繼續開發或是租給其他開發商。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

三、費率

(三)建議方案：

1. 目前已完工之地面型設置案多併接於11.4kV或22.8kV之變壓系統，故期初設置成本中所參採之發票成本中已含該項成本，建議躉購費率不再提供加成獎勵。
2. 高效能模組加成意見：
 - (1) 採用經濟部標準檢驗局公告臺灣高效能太陽光電模組技術規範之太陽光電模組者之設備者，且其躉購費率適用108年度完工上限費率者，其108年躉購費率可依公告上限費率加成6%。
 - (2) 針對業者建議高效能模組中納入國產電池將加成比例提升至9%部分，考量目前成本佐證資訊之完整度，建議待未來市場資訊及相關機制更為完善後，再行研議。
3. 建議加成區域(含北北基、桃竹苗及宜花)維持與聽證會同，且108年度躉購費率按實際公告之躉購費率加成15%。
4. 針對需併接至特高壓系統之成本費用反應5,000元/瓩，並配合台電併網工程實務做法，調整現行草案文字為「有無併聯電業特高壓供電線路者」，以解決費率適用疑慮並利於台電公司實務執行。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

四、太陽光電費率適用寬限期

(一)業者意見摘要

1. 建議10MW以上地面型設置案件躉購費率寬限期應延長至兩年。
2. 建議10MW以上之屋頂型設置案，得與地面型與水面型適用相同之費率展延期間。

(二)業者意見分析

1. 地面型大案場(10MW以上)完工寬限期獎勵機制及躉購費率適用，相關說明如下：

- (1) 現行太陽光電發電設備以完工費率為原則，搭配延長完工期限獎勵措施，其目的在鼓勵業者於未來轉向大面積地面型案場之建置下，熟悉整體建置時程及相關法規。
- (2) 考量業者所提建議、聽證會及草案預告期間至今所提期程資料，地面型案場在土地整合長達1年，取得電業籌設許可後6個月完成土地變更或容許使用後方取得施工許可，相關建置升壓站及外管線輸配電網等，整體建置時程長達18-24個月以上。
- (3) 考量大面積地面型案場整體建置時程較長，在台電公司近年外線工程建置及梅雨颱風等氣候因素影響，以及未來模組價格變動難以精確掌控等因素，在107年獎勵機制延續下，研擬再適度延長完工期限至次年12月底，給予從取得同意備案起12-24個月之完工期限。

2. 屋頂型大案場(10MW以上)完工寬限期獎勵機制及躉購費率適用，相關說明如下：

- (1) 依107年度費率公告之規定，第一型太陽光電發電設備，從取得同意備案之日起6個月完工，得適用取得同意備案時之上限費率。
- (2) 依業者所提期程資料，規劃從取得籌設許可至完工約9個月，從取得同意備案至完工約8個月，依107年度費率公告之規定，難在6個月內完工。
- (3) 建議以裝置容量10MW作為一致性屋頂型、地面型及水面型(浮力式)延長完工期限獎勵機制之基準，給予延長完工期限至次年12月底。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

(三)建議方案：

- 1.自中華民國一百零八年起，不及一萬瓩之太陽光電發電設備，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，且於首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
- 2.自中華民國一百零八年起，當年度首次取得同意備案之裝置容量一萬瓩以上之太陽光電發電設備，於次年一月一日至十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

五、農業容許廢止案例重新申請同意備案期限放寬

(一)業者意見摘要

建議放寬農業容許廢止案例重新申請同意備案之期限。

(二)業者意見分析

1.背景說明

- (1)農委會為響應政府能源政策，於102年10月9日修正「申請農業用地作農業設施容許使用審查辦法」增訂綠能設施專章，促使太陽光電同意備案大幅攀升，但也衍生農地種電等相關疑慮。104年2月農委會公告「農業設施附屬設置綠能設施之行政實務審查流程」，本於農地農用之原則，陸續清查農業設施附屬設置綠能設施之案場。
- (2)惟農業設施附屬設置綠能設施之投資者多半不具農業施作經驗，且早期農業相關單位亦未有適度的輔導投資者應如何將農業設施與綠能設施相互結合，故造成部分設置者短期間無法因應。本於現存農業設施具恢復農作之可能，農委會106年10月20日函知各地方政府「農業設施屋頂附屬設置綠能設施專案輔導機制」，倘設置者具改善意願並參與輔導機制，農委會將視各案場之需求召集相關單位協助設置者完成案場改善。
- (3)複合式太陽光電設置型態相對過往單純設置發電設備較為複雜且新穎，另各案場因農業設施種類、違規情狀等皆不同，由於政府及設置者皆缺乏相關經驗，造成設置者進行輔導改善或轉型所耗費之時程較長。
- (4)考量多數農業容許遭廢止案例均有配合輔導改善之意願，但可能因欠缺經驗而無法妥善完成時程規劃或是受輔導改善之時程較晚，面臨改善期滿後已超過費率公告法定期間(1年)之情況。基於推行複合式太陽光電為未來政策方向，於業者積極配合下，爰考慮將輔導改善期間自法定重新申請同意備案之期間內扣除。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

五、農業容許廢止案例重新申請同意備案期限放寬

(二)業者意見分析

2.放寬期限衍生爭議

- (1)本議題係希望解決實務執行面之困境，擬就程序事項(重新申請同意備案期間計算方式)為特別規定，與「再生能源發展條例」第9條第1項係授權委員會得制定躉購費率及其計算方式之內涵有所差異，應考慮規範於費率公告中是否妥適，同時有無超出審定委員審議費率權責範圍之虞。
- (2)業者遭遇之困境係由於其違法在先所致，若扣除輔導改善期間而放寬重新申請同意備案之期限，可能被外界誤解替特定個案解套。
- (3)在無法釐清所有個案情況下，若統一就農業容許廢止案例而放寬期限，可能衍生其他態樣之設置者，亦要求放寬重新申請同意備案期限。

(三)建議方案：

考量放寬期限可能會使外界認為替違法案例解套，在無法釐清所有個案情況下，今年度為避免產生法律爭議，建議於適法性完全釐清前維持草案預告條文，未來審定會就此議題可待有更完整資料後再行討論。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

六、其他

(一)業者意見摘要

1. 審定會委員組成建議加入業界及統計學代表。
2. 建議太陽光電躉購費率應修正為簽約費率。
3. 建議將台電受理報竣視為完工併聯。
4. 建議高效能模組加成適用標準進行調整，修正為取得同意備案時即保有高效能模組6%加成，且得以個案考量溯及既往。
5. 建議一次公告3年的躉購電價，以支持大型案件的開發，並讓產業及早做因應。

(二)業者意見分析

1. 依據再生能源電能躉購費率審定作業要點，審定會委員應遵守利益迴避規定，切結本人及三等親內之親屬並未及不得任職電業或再生能源相關產業，或擔任顧問，因此在利益迴避下尚難納入業界代表；若欲納入產業代表，宜思考較中立之公協會代表，歷年審定委員已有中華民國全國工業總會參與躉購費率之審定。
2. 太陽光電發電設備仍採行完工費率：
 - (1) 為有效控管設置者與台電公司簽訂購售電契約至實際完工之時程，有助太陽光電產業之整體發展及再生能源發展目標之達成，並達到政策延續及穩定性，因此太陽光電發電設備仍採行完工費率。
 - (2) 在採行完工費率下，係以設備完工併聯提供電能，作為完工時點適用費率，因台電人力影響併聯時程非通案性因素，仍以客觀上之完工併聯時間點認定。
3. 在前述完工費率之原則下，係以設備之完工作為費率適用認定之基礎，亦在完工費率之基礎上適用高效能模組加成獎勵機制，因此在事實認定上係以完工時該模組證書有效並適用當年度完工費率(包括因獎勵機制適用)之太陽光電發電設備，方給予高效能模組加成獎勵。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

(二)業者意見分析

- 4.依「再生能源發展條例」第9條第1項之規定，中央主管機關逐年組成審定委員會，決議並公告躉購費率及其計算公式，因此在法律授權審定委員之權限內，逐年檢討訂定躉購費率。
- 5.逐年滾動式檢討可達到即時因應市場產業變化進行修正檢討，因此審定委員在法定權限內，僅決議次年度再生能源電能躉購費率，並無權限檢討訂定多年期躉購費率，避免因多年期費率產生信賴保護下，僭越次年度審定委員逐年檢討權限。

(三)建議方案：

- 1.審定委員在利益迴避下尚難納入業界代表。
- 2.維持現行太陽光電完工費率躉購機制。
- 3.維持太陽光電躉購費率逐年檢討訂定機制。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

七、業者意見及建議處理方向彙整表

類別		業者意見	建議處理方向
分類級距		1.建議109年度可增列一地兩用設置態樣之躉購費率。 2.建議可考慮新增鹽灘地設置型態。	分類級距維持第4次審定會決議。
參數	期初設置成本	1.成本單據樣本篩選方式不合理；再生能源發電設備設備登記時所繳交之發票資料會有一定比例之尾款尚未發生，無法反映整體設置成本。	1.仍以設備登記階段業者檢附之發票資料為主；此外，納入業者於聽證會後所提之可佐證成本資訊。 2.校正成本選取之上下界，以107年度下半年平均成本加減50%為選樣基準，即 26,000元/瓩及77,000元/瓩為上下界，樣本挑選後剔除上下10%極端值。
		2.請將台電公司於政府採購網決標之案件納入期初設置成本進行估算。	決標金額非決算金額，且案場處於驗收或施工階段，不納入參採。
		3.除地面型外，建議針對屋頂型及水面型亦應反映特高壓系統成本費用；另建議特高壓成本應參考台電公司方案，每kW為11,375元。	1.台電成本資訊為內部初步評估結果，不納入參採。 2.屬屋頂型、地面型及水面型電業，需建置特高壓系統者，以固定金額 5,000元/瓩 予以反映。
		4.建議以上半年度不反應、下半年度反應2.125%成本降幅方式訂定上下兩期之躉購費率。	區分上下二期費率，1-20瓩級距不考慮國際預估未來成本降幅。其餘類型級距部分，配合上下二期，上半年反應50%，下半年反應100%，其中成本降幅4.25%結構中，不反應工程施作成本14.41%。
		5.建議將人力成本增加部分、案場取得仲介費、物價指數、建置成本衍生之時間成本空汙費、土地變更編定費用、變流器VPC認證費用等費用納入期初設置成本考量。	1.有關業者所提需考量之相關費用，在各項成本費用明確前，尚難以參採。 2.費率審定係以 通案性設備實際發生成本 ，作為成本反映之參數資料，就個案性衍伸因素(時間、空汙、土地變更)成本或業者整體經營成本(人力成本、仲介費用)等，尚難納入考量。
		6.土地整合、民眾陳抗、地方公共關係建立等無法反映成本。	

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

七、業者意見及建議處理方向彙整表

類別		業者意見	建議處理方向
	年運轉維護費	建議將租金或回饋金納入運轉維護費用考量或者由政府直接補貼。	1.租金與回饋金維持第4次審定會決議，不予以參採。 2.年運轉維護因應增設特高壓系統類別，區分各類型級距反應其費用外，並適度反應特高壓系統之運維費用。
	年售電量	建議應從第一年就開始反應效率遞減。 年售電量應調整，不應以1,250度/瓩進行估算。	維持第4次審定會決議，年售電量為1,250度/瓩，另效率遞減係從第11年開始，每年遞減1%進行估算。

壹、太陽光電電能躉購費率計算公式使用參數

七、業者意見及建議處理方向彙整表

類別	業者意見	建議處理方向
費率	1. 歷年太陽光電費率皆下跌，希望108年可以反轉。 2. 針對屋頂型小級距之躉購費率不宜調降太多。 3. 建議地面型需建置11.4kV、22.8kV及69kV者，給予躉購費率加成。 4. 建議高效能模組(VPC)加成比例應提高至9%。 5. 建議將台東地區及中南部山城鄉鎮納入費率加成區域，且提高加成比例至20%。	1. 維持與第四次審定會相同，1-20瓩不反應國價降幅。 2. 11.4、22.8及69kV之設備成本屬期初設置成本，尚難以再提供躉購費率加成。 3. 維持與第四次審定會相同，高效能模組加成6%。 4. 北部地區加成獎勵區域及比例維持與第二次審定會相同。
費率適用	1. 建議10MW以上設置案件應改採申請籌設之時點作為費率準據，且躉購費率寬限期應延長至兩年。 2. 建議10MW以上之屋頂型設置案，得與地面型與水面型適用相同之費率展延期間。 3. 建議放寬農業容許廢止案例重新申請同意備案及費率適用之期限。 4. 升壓站採分期開發，故躉購費率適用對象應為使用該升壓站而非建置升壓站。	1. 考量大型案場建置時程較長，以及近年台電外線工程、氣候及模組價格變動等因素，再適度延長完工期限從取得同意備案至次年12月底。 2. 將10MW以上屋頂型納入大型案場完工期限機制，讓屋頂型、地面型、水面型一致以裝置容量10MW作為延長完工期限寬限期之基準。 3. 就是否放寬重新申請同意備案及費率適用之期限由委員進行決議。 4. 調整文字為「有無併聯電業特高壓供電線路者」，以解決費率適用疑慮並利於台電公司實務執行。
其他	1. 審定會委員組成加入業界及統計學代表。 2. 建議太陽光電躉購費率應修正為簽約費率。 3. 建議將台電受理報竣視為完工併聯。 4. 建議高效能模組加成適用標準進行調整，修正為取得同意備案時即保有高效能模組6%加成，且得以個案考量溯及既往。 5. 建議一次公告3年的躉購電價，以支持大型案件的開發，並讓產業及早做因應。	1. 依審定會作業要點，在利益迴避下尚難納入業界代表；若欲納入宜思考較中立之公協會代表，歷年已有中華民國全國工業總會參與躉購費率之審定。 2. 太陽光電發電設備以完工費率搭配延長完工期限獎勵措施，有效控管簽約至完工之時程，有助產業發展及目標之達成，並達到政策延續及穩定性，因此仍採行完工費率。 3. 依條例逐年滾動檢討可即時因應市場產業變化；審定委員並無權限檢討訂定多年期費率，避免產生信賴保護及僭越次年度審定委員權限。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、分類級距

(一) 108年度聽證會對外說明：

再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 20$
		≥ 20
	離岸	≥ 1

(二) 業者意見摘要

國內小風機廠商已投入25~29.8瓩風力機研製及測試，建議陸域級距維持 ≥ 1 瓩~<30瓩與 ≥ 30 瓩。

(三) 業者意見分析

1. 廠商已提供小風機測試的佐證公文，考量投入相關設備研製及測試需要時間回收，故建議級距先維持107年度方式，陸域風電區分為 ≥ 1 瓩~<30瓩與 ≥ 30 瓩，未來再視設置情形滾動式檢討。
2. 為避免小型風力發電設備群聚設置衍生爭議問題，108年1月3日已預告「再生能源發電設備設置管理辦法」部分條文修正草案，增訂風力發電設備應比照太陽光電設備，當所設置之土地地號於同一小段或無小段之同一段，且土地所有權人同一時，裝置容量應合併計算，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。

(四) 擬採建議：分類級距維持與107年度相同。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)陸域型1瓩以上不及30瓩

1.期初設置成本

(1)108年度聽證會使用參數值：11.22萬元/瓩

(2)業者意見摘要

- A.建議加計特定整地成本、線路補助費、農業用地變更使用回饋金、農業用地變更使用審查規費。
- B.海關資料應剔除1.5瓩以下較低效率機種及中國大陸設備進口成本。
- C.參採業者提供之佐證資訊。

(3)業者意見分析

- A.業者於申設前即可得知是否需負擔「特定整地(沙地)成本」、「線路補助費」、「加強電力網費」或「農業用地變更回饋金」，應自行評估設置案的經濟效益，再決定是否開發投資，故建議不考量上述成本。
- B.考量業者提供之佐證資料多有包含一定期間之保固，且部分佐證亦未完整，並發現有合約金流關係複雜及報價資訊難以驗證等情形，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。
- C.由於國內近3年設置案例的成本資料均不適合做為標竿樣本，故參採海關資料，並基於鼓勵本國品質較佳設備，剔除中國大陸設備進口成本後，推估平均期初設置成本約13.39萬元/瓩。

(4)擬採數值：13.39萬元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)陸域型1瓩以上不及30瓩

2.年運轉維護費

(1)108年度聽證會使用參數值：占期初設置成本1.80%，即2,016元/瓩

(2)業者意見摘要

參採業者提供之資訊。

(3)業者意見分析

A.考量業者未有提供佐證資料，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。

B.根據108年度審定會第四次會議討論，考量國內案例資料量較少，故將國內外資料平均，則年運轉維護費為2,016元/瓩，按期初設置成本建議數值13.39萬元/瓩計算，則占期初設置成本1.51%。

(4)擬採數值：占期初設置成本1.51%，即2,016元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)陸域型1瓩以上不及30瓩

3.年售電量

(1)108年度聽證會使用參數值：1,650度/瓩

(2)業者意見摘要

根據美國能源部2018年發布之報告，小風機的容量因數為16%，不是委員會認定之15-35%。

(3)業者意見分析

A.美國能源部2018年報告指出平均容量因數為16%，但樣本分布區間與草案預告版本相近。

資料來源：U.S. Department of Energy (2018), 2017 Distributed Wind Market Report.

B.108年度已綜合考量各國資料，並基於鼓勵設置，建議108年度小型風機的年售電量維持1,650度/瓩(容量因數約18.8%)。

(4)擬採數值：1,650度/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)陸域型30瓩以上

1.期初設置成本

(1)108年度聽證會使用參數值：4.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)

(2)業者意見摘要

- A.增加風機的塔高及葉片長度，使發電量提升，則期初設置成本勢必會跟著提高。
- B.海關設備進口成本實際占比40~46%，以此推估才符合實情。
- C.不應納入國外預測成本，且不應採國際降幅。

(3)業者意見分析

A.美國能源部(U.S. Department of Energy, 2017)報告指出，陸域大型風電的設置成本在2009~2010年時達到高峰後即逐年下降，2016年陸域大型風力發電裝置量加權平均設置成本約為1,590美元/瓩，比2009~2010年時的平均成本下跌780美元/瓩，約下跌33%。

資料來源：U.S. Department of Energy (2017), “2016 Wind Technologies Market Report.”

- B.參考美國發展趨勢，近年陸域大型風電不僅成本下降且容量因數仍能提升。
- C.業者提出之成本佐證均為超過3年的國內舊有案例資訊，未有反映技術進步所帶來之成本下降及成本占比變化。
- D.考量業者簽約至風場完工的時間通常相隔1~2年，建議仍應納入國外最新報告之預測成本，並考量國際成本降幅。
- E.建議維持採海關進口成本推估資料與國外預測2020年的成本資料一起平均，則期初設置成本為4.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)。

(4)擬採數值：4.86萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為4.76萬元/瓩)

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)陸域型30瓩以上

2.年售電量

(1)108年度聽證會使用參數值：2,500度/瓩

(2)業者意見摘要

民營風場的發電量為2,200~2,300度/瓩，即使升級設備及技術，最多也只能提高至2,400度/瓩。

(3)業者意見分析

A.根據國內100年以後商轉之風場資料，104~106年台電公司平均年發電量為2,780度/瓩，民營業者平均年發電量為2,275度/瓩，兩者平均為2,527度/瓩。

B.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。

C.美國能源部(U.S. Department of Energy, 2017)報告指出近年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。

資料來源：U.S. Department of Energy (2017), “2016 Wind Technologies Market Report.”

D.建議108年度陸域大型風力發電的年售電量可調整為2,500度/瓩，藉由設定年售電量標竿值來引導廠商將設備及技術升級。

(4)擬採數值：2,500度/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)離岸型

1.期初設置成本

(1)108年度聽證會使用參數值：15.52萬元/瓩

(2)業者意見摘要

- A.國內風場的水深條件需使用套筒式基礎，與歐洲風場樣本為單樁基礎不同，成本相對較高。
- B.應考量颱風與東北季風使海上可工作天數減少所導致的成本增加。
- C.許多案件在2021~2022年就會完工，成本降幅不應計算至2024年。
- D.桃園受民航高度限制需使用4MW風機，期初設置成本應與8MW風機差異化。

(3)業者意見分析

- A.108年度審定會為利外界了解國內外成本差異，已將期初設置成本參數架構化，由以下5個成本組成構面進行討論。
 - (A)國際案例成本校正
 - (B)國內外開發經驗差異之成本差距
 - (C)併網成本(海上變電站至陸上變電站)
 - (D)未來成本降幅反應
 - (E)台灣開發商其他須負擔成本
- B.業者意見均集中在「國際案例成本校正」及「未來成本降幅反應」這兩個部分，故以下將先表列建議處理方式，再依序詳細說明意見分析結果。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

期初設置成本	內涵說明	審定結果	計算數值
(一)國際案例成本校正	前期規劃調查成本 2筆<u>丹麥案例加計前期規劃調查成本</u>(以占比2.20%調整)。 採用5筆樣本平均(皆為採用單機容量8MW) <u>水下基礎態樣校正</u> - 英國(2017, 單樁): 由122,529元/瓩提高至138,090元/瓩($122,529 \times (1+12.7\%)$) - 德國(2019, 36座單樁; 20座套筒): 由103,842元/瓩提高至112,320元/瓩($103,842 \times (1+36/56 \times 12.7\%)$) - 丹麥(2020, 單樁): 由94,115元/瓩提高至106,068元/瓩($94,115 \times (1+12.7\%)$) - 歐盟聯合研究中心報告(2020, 套筒): 109,862元/瓩 - 歐盟專案計畫報告(2017, 套筒): 117,666元/瓩	<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% <u>成本考量一致化完工時點</u>: 推算至2017年完工之成本 <u>以全年平均可工作天數差異反映海氣象差異成本</u>: 1,830元/瓩	124,429 (105,228)
	<u>成本考量一致化完工時點</u> - 英國(2017): 138,090元/瓩 - 德國(2019): 由112,320元/瓩提高至119,696元/瓩($112,320 / (1-3.13\%)^2$) - 丹麥(2020): 由106,068元/瓩提高至116,685元/瓩($106,068 / (1-3.13\%)^3$) - 歐盟聯合研究中心報告(2020): 由109,862元/瓩提高至120,859元/瓩($109,862 / (1-3.13\%)^3$) - 歐盟專案計畫報告(2017): 117,666元/瓩		
	<u>加計海上工作天數差異衍生成本</u> - 差異月份為10月~2月(5個月): 比較北每9個離岸風場及彰外航道內外, 在連續12小時, 有義波高1.5公尺及2.5公尺下可施工天數之差異, 其中10月~2月(5個月)為主要差異月份。 - 考量10月~2月(5個月)為歐洲與台灣海氣象主要差異影響期間, 故以<u>5個月為計算基準</u>, 併考量海氣象資料<u>觀測期間不一致</u>(歐洲觀測期間: 1979年~2009年、台灣觀測期間航道內: 2005年~2013年; 航道外: 2017年~2018年)與實際狀況可能存在差異, 故以<u>全年平均</u>天數差異3.56天, 據以反映海氣象差異衍生之成本約1,830元/瓩		

註1: () 內數值為預告草案的討論結果。

註2: 所有遴選案件之設置環境僅桃園地區受到民航高度限制需使用容量較小的風力發電機, 且由於該地區設置案的離岸最近距離只有0.2公里, 且平均水深為29.3公尺, 工程難度相對較低, 故期初設置成本應無必要針對該個案進行區分, 應以遴選案件通案之設置環境作為考量基準。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

期初設置成本	預告草案內涵說明	審定結果	計算數值
(二)國內外開發經驗差異之成本差距	■ 國內外開發經驗差異之成本差距：我國離岸風電尚處發展初期階段，現階段尚無法產生因開發規模所帶動之成本下降效益，需合理反應我國風場開發初期之實際成本 ■ 參考歐盟學習率理論及英國實際案例，計算國內外開發經驗累積及產業規模經濟差異下之成本差距18,013元/瓩(17,347元/瓩+18,678元/瓩)/2。 • 根據歐盟報告學習率在12.5%下，開發經驗累積及產業規模經濟差異產生成本差距約17,347元/瓩 • 英國單機容量8MW成本約138,775元/瓩與歐洲2017年完工風場平均成本120,098元/瓩差異為18,678元/瓩		142,442 (123,241)
(三)併網成本 (海上至陸上)	以英國近期(106~107年)資料計算平均為34,310元/瓩		176,752 (157,551)
(四)未來成本降幅反應	■ 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測： • 105~109年年均成本降幅約3.13% • 110~119年年均成本降幅約0.43% ■ 考量國內外海事工程經驗差異，減少降幅反應： • 根據NREL(2017)報告，裝配與安裝占成本約19.98%，故減少反應19.98%未來成本降幅 • 106~109年為2.50% (3.13%× (1-19.98%)) • 110~113年為0.34% (0.43%× (1-19.98%)) • 未來成本總降幅：8.57%=1-(1-2.50%)^3×(1-0.34%)^4	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，故國際成本降幅調整反應至110年。 ➤ 未來成本 總降幅：7.63% $=1-(1-2.50\%)^3 \times (1-0.34\%)$	163,266 (144,049)
(五)台灣開發商其他須負擔成本	漁業補償成本：1,210元/瓩 除役成本：4,000元/瓩 加強電力網成本：5,983元/瓩		174,459 (155,242)

註1：() 內數值為預告草案的討論結果。

註2：所有遴選案件之設置環境僅桃園地區受到民航高度限制需使用容量較小的風力發電機，且由於該地區設置案的離岸最近距離只有0.2公里，且平均水深為29.3公尺，工程難度相對較低，故期初設置成本應無必要針對該個案進行區分，應以遴選案件通案之設置環境作為考量基準。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

C.國際案例成本校正

(A)水下基礎態樣校正

- 根據NREL(2016)報告，水下基礎成本區分成4種構件，並表列各種構件的每公噸成本。
- 報告中分別就單樁式基礎及套筒式基礎在不同水深所使用的構件及重量繪圖。

10MW單樁式基礎使用的構件及重量

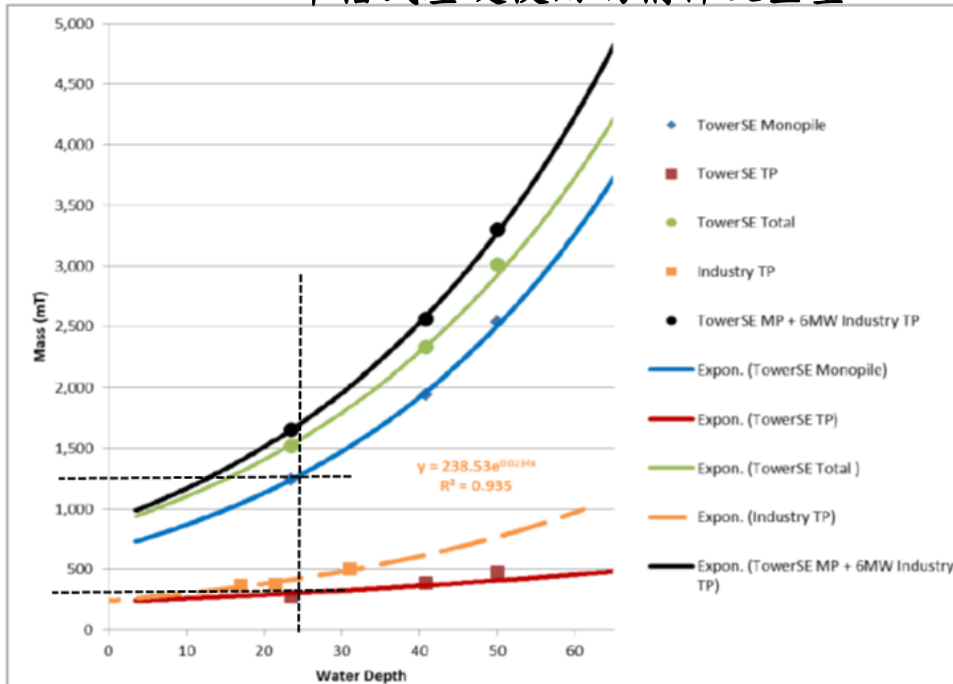


Figure 20. Mass results in metric tons for 10-MW monopile-based systems

Table 8. Fixed Component Cost

Component	Cost/t (USD)
Pile	\$2,250
Monopile Transition Piece	\$3,230
Jacket Main Lattice Structure	\$4,680
Jacket Transition Piece	\$4,599

- 歐洲基本上為單樁式20~30公尺水深。
- 報告中10MW單樁式基礎在25公尺水深下，需使用約1,250公噸的基樁 (Pile) 及 300 公噸的單樁轉接段 (Monopile Transition Piece)，據以估計每座成本為3,781,500美元。

Typical Europe MP @25m					
MP	1250	t	\$ 2,250	/t =>	\$ 2,812,500
TP	300		\$ 3,230	/t =>	\$ 969,000
					\$ 3,781,500

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

e. 臺灣基本上為套筒式45公尺水深左右。

f. 報告中10MW套筒式基礎在45公尺水深下，需使用約1,250公噸的套筒結構(Jacket Main Lattice Structure)及550公噸的針樁(pin piles)，據以估計每座成本為7,087,500美元。

註：87% = $(7,087,500 - 3,781,500) / 3,781,500$

Typical Taiwan jacket @45m					
Jacket	1250	t	\$ 4,680	/t =>	\$ 5,850,000
pinpiles	550	t	\$ 2,250	/t =>	\$ 1,237,500
					\$ 7,087,500

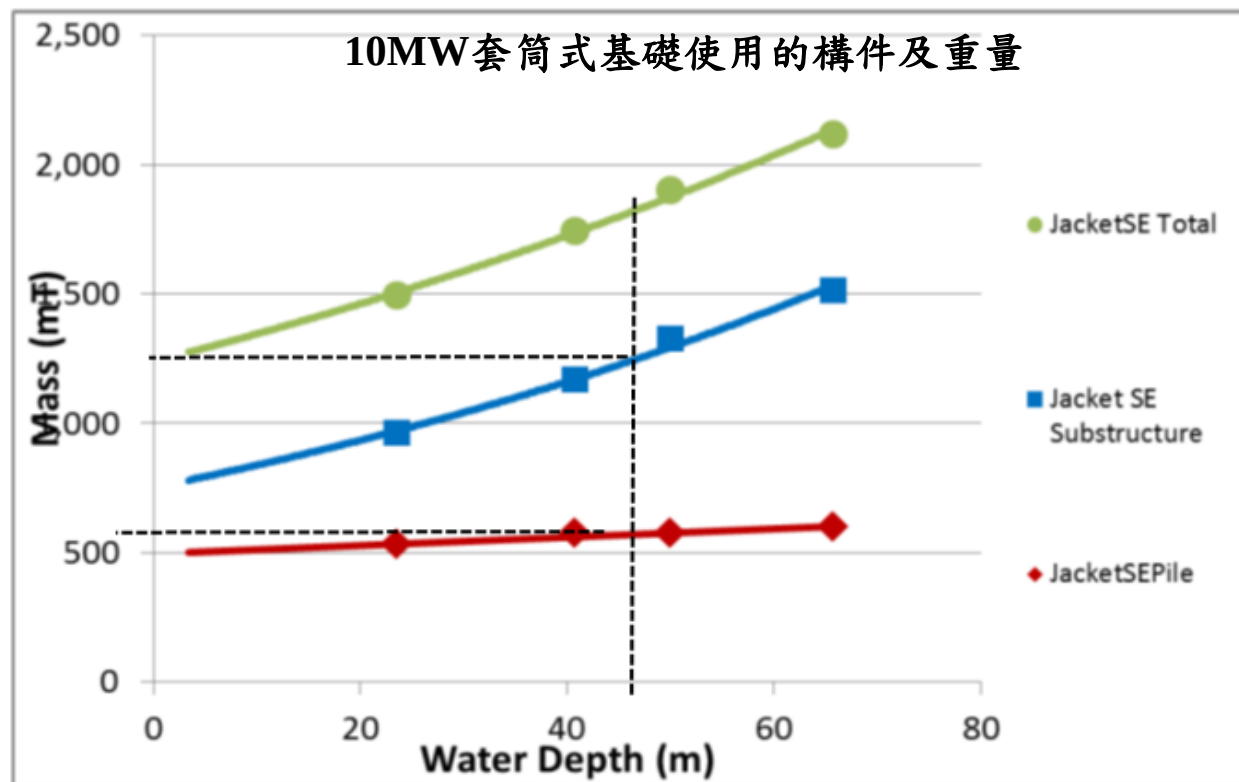


Figure 23. Mass results for the 10-MW jacket-based systems

g. 估計我國採用套筒式基礎的成本會高出歐洲單樁式基礎87%。

資料來源：NREL (2016), A Spatial-Economic Cost Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030.

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

h. 考量台灣需採套筒式水下基礎，成本較高

根據NREL(2016)研究報告，套筒式水下基礎相較單樁式水下基礎，成本將增加約87%，另根據108年度審定會引用之NREL(2017)研究報告，水下基礎約占期初設置成本14.62%，故我國使用套筒式水下基礎將比歐洲採單樁式基礎，提高期初設置成本約12.7% ($14.62\% \times 87\%$)。

資料來源1：NREL (2016), A Spatial-Economic Cost Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030.

資料來源2：NREL (2017), 2016 Cost of Wind Energy Review.

i. 費率草案參採6筆樣本中，屬單樁式基礎之樣本應加計成本差距12.7%。

(a) 英國(2017，單樁)：由122,529元/瓩提高至138,090元/瓩
($122,529 \times (1 + 12.7\%)$)

(b) 德國(2019，36座單樁；20座套筒)：由103,842元/瓩提高至112,320元/瓩
($103,842 \times (1 + 36/56 \times 12.7\%)$)

(c) 丹麥(2020，單樁)：由94,115元/瓩提高至106,068元/瓩 ($94,115 \times (1 + 12.7\%)$)

(d) 丹麥(2021，重力式基礎)：83,355元/瓩

(e) 歐盟聯合研究中心報告(2020，套筒)：109,862元/瓩

(f) 歐盟專案計畫報告(2017，套筒)：117,666元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

(B)成本考量一致化完工時點

a.國外樣本的完工時間不一致，成本應考量一致化完工時點

- (a)費率草案參採6筆樣本中，只有2筆是2017年完工的成本，另外4筆的完工時間則介於2019~2021年，期初設置成本已隨國際成本降幅趨勢下降。
- (b)根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測：2016~2020年年均成本降幅約3.13%；2021~2030年年均成本降幅約0.43%。

資料來源：European Commission, Joint Research Centre Technical Report (2018), Cost development of low carbon energy technologies.

b.根據國際成本降幅預測，推算6筆樣本於2017年完工之成本

- (a)英國(2017)：138,090元/瓩
- (b)德國(2019)：由112,320元/瓩提高至**119,696元/瓩** ($112,320/(1-3.13\%)^2$)
- (c)丹麥(2020)：由106,068元/瓩提高至**116,685元/瓩** ($106,068/(1-3.13\%)^3$)
- (d)丹麥(2021，重力式基礎)：由83,355元/瓩提高至**92,095元/瓩** ($83,355/((1-0.43\%)*(1-3.13\%)^3)$)
- (e)歐盟聯合研究中心報告(2020)：由109,862元/瓩提高至**120,859元/瓩** ($109,862/(1-3.13\%)^3$)
- (f)歐盟專案計畫報告(2017)：117,666元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

(C)加計海氣象成本差異

- a.業者提出台灣海峽與歐洲因海氣象條件差異，施工天期僅為歐洲北海的一半，因而衍生出額外成本，下表彙整業者提出歐洲與台灣適合海事工程作業天數之差異。
- b.根據業者提供之資料顯示，台灣適合進行海事工程施工天數平均較歐洲少4~5個月。惟未提供可驗證之佐證資料，且評估條件基礎不一致、部分資料未說明採用之評估期間，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。

業者	區域	一年適合海事工程施工天數		評估期間	評估條件	備註
		天數	差異			
A	歐洲 (Veja Mate風場)	9.8個月 (294天)	5.4個月 (163天)	1994/2/1~2014/1/1	- 連續12小時，有義波高$H_s \leq 2.5m$ - 以P50評估	—
	台灣 (a場址)	4.4個月 (約131天)		2005/2/1~2014/2/1	- 打樁$H_s \leq 1.5 \sim 2m$、基礎安裝$H_s \leq 1.5 \sim 2m$；風機安裝$H_s \leq 2.5m$ - 台灣離岸風場開發於起步階段，對於投資者而言風險相對較高，以P90評估，並假設7個工作天中保留1天應急時間(即1週工作6天)，避免開發時程延遲。	一年內適合進行海上作業天數：打樁115天；基礎安裝147天；風機安裝147天
B	歐洲	—	(9.5個月) 285天	—	$H_s \leq 2.5m$ 、風速10m/s	船隻動員時程差異45天、氣候限制導致施工天數差異240天
	台灣 (彰化地區)					
C	歐洲	10~12個月 (約330天)	4個月 (120天)	—	—	—
	台灣	7個月 (210天)		—	—	—

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

- c.根據「離岸風電海域作業安全指引」所載，風機安裝船(WTIV)適合操作 $H_s \leq 1.5 \sim 2.5$ 公尺、營運維護採用之服務操作船(SOV)為 $H_s \leq 2 \sim 3$ 公尺，並參酌業者實務經驗，以滿足特定海氣象限制條件(連續12小時有義波高 $H_s \leq 1.5m$ 與 $H_s \leq 2.5m$)的可工作時段，分析歐洲與台灣海事工程作業天數差異。

註：參考業者經驗，適合打樁和基礎安裝操作之 $H_s \leq 1.5 \sim 2$ 公尺；風機安裝 $H_s \leq 2.5$ 公尺。

資料來源：勞動部職業安全衛生署(108/1)，離岸風電海域作業安全指引

d.資料採樣與分析(請詳見附件)

(a)歐洲資料

- 挑選9個位於北海水深介於20~50m、岸距20~253km之離岸風場，並參採美國NOAA MMAB分析上述9個離岸風場之波浪資料，再根據海氣象限制條件，統計各月份適合進行海事工程施工天數之平均數值。
- 資料期間涵蓋1979年~2009年，共30年。

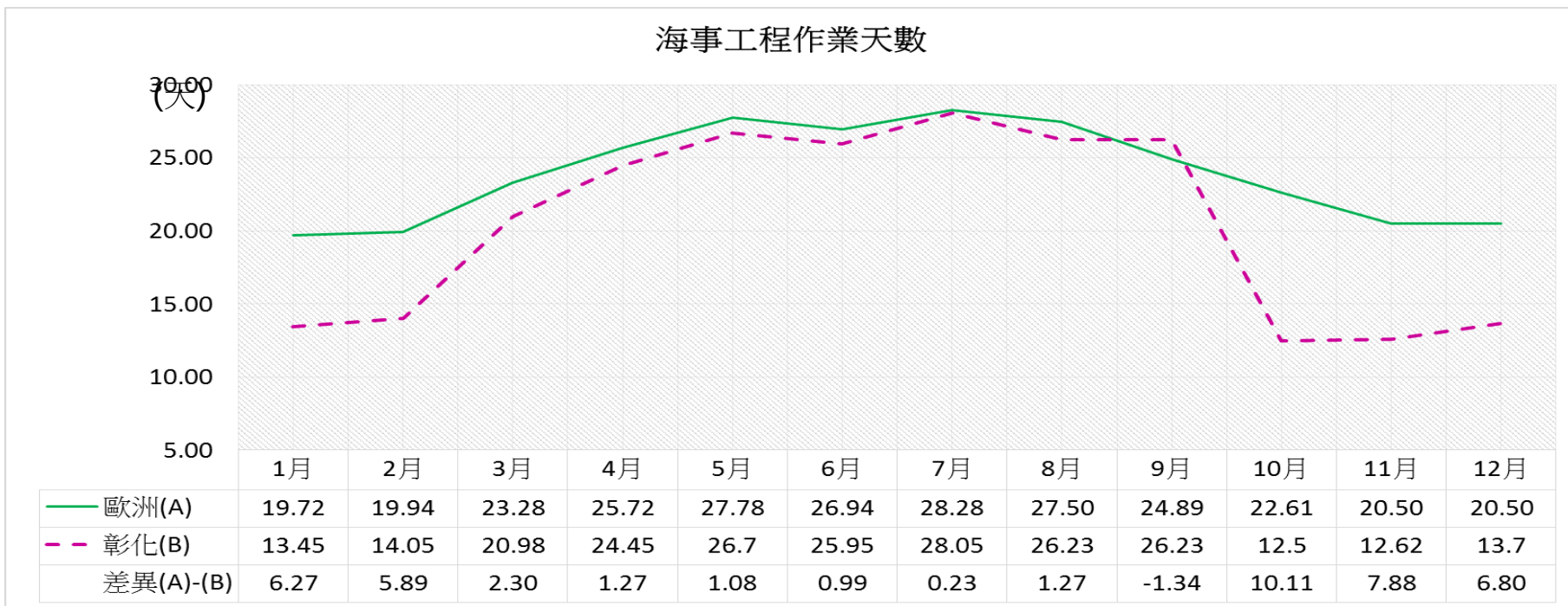
(b)彰化

- 參採工研院WAVEWATCH III模式模擬(hindcast)航道內、航道外之波浪資料，並根據氣象局新竹、澎湖浮標長期實測資料進行校驗，再依海氣象限制條件，統計各月份適合進行海事工程施工天數之平均數值。
- 資料期間：航道內(2005年~2013年)；航道外(2017年~2018年)。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

(c)分析結果

- 歐洲平均每月適合海事工程作業天數為23.97天，相較台灣多3.56天(台灣平均每月適合作業天數為20.41天)。
- 歐洲與台灣3月~9月(7個月)適合海事工程作業天數相當，僅較台灣多0.83天(歐洲平均26.34天，台灣25.51天)。
- 歐洲與台灣10月~2月(5個月)，同樣受氣候因素影響，適合海事工程作業天數皆低於平均天數，同時也是造成作業天數主要差異之月份。



貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

- e.開發商在投資評估時針對台灣海氣象條件進行觀測，以確定技術可行性，進行施工作業之工期規劃，惟在海氣象觀測評估時，皆是以歷史資訊作為未來海氣象預測，相較實際結果存在不確定性。

註：2015~2017年平均颱風警報發佈天數為17天，但2018年颱風警報發佈天數僅5天，若以2015~2017年歷史資訊預測2018年颱風影響天數，便會產生偏誤之情況。

- f.考量10月~2月(5個月)為歐洲與台灣海氣象主要差異影響期間，故以5個月為計算基準。

- g.針對平均作業天數差異部分，若僅以10月~2月平均差異天數估算海氣象差異衍生之成本，係假設該區間皆無法出海工作，且考量海氣象資料觀測期間不一致(歐洲觀測期間：1979年~2009年、台灣觀測期間航道內：2005年~2013年；航道外：2017年~2018年)與實際狀況可能存在差異，故以全年平均天數差異3.56天估算較為合宜，據以反映海氣象差異衍生之成本，經估算，約1,830元/瓩。

方案說明	海氣象成本(元/瓩)	計算說明
以 <u>全年平均</u> 可工作天數差異反映海氣象差異成本	<u>1,830</u>	● 參考NREL(2017)離岸風電設置成本(4,579美元/瓩)及結構，假設裝配和安裝占比19.98%均為海上工程下，推估海事工程成本為29,567元/瓩(4,579美元/瓩×32.318×19.98%) ● 衍生成本為1,830元/瓩 {29,567元/瓩[(3.56天×5)÷(23.97天×12月)]}

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

h. 歐洲樣本加計海氣象成本差異

- (a)英國：由138,090元/瓩提高至**139,920元/瓩**(138,090+1,830)
- (b)德國：由119,696元/瓩提高至**121,526元/瓩**(119,696+1,830)
- (c)丹麥：由116,685元/瓩提高至**118,515元/瓩**(116,685+1,830)
- (d)丹麥(**重力式基礎**)：由92,095元/瓩提高至**93,925元/瓩**(92,095+1,830)
- (e)歐盟聯合研究中心報告：由120,859元/瓩提高至**122,689元/瓩**
(120,859+1,830)
- (f)歐盟專案計畫報告：由117,666元/瓩提高至**119,496元/瓩**(117,666+1,830)

(D)剔除重力式基礎

國內沒有開發案採重力式基礎，故應剔除上述1筆重力式基礎樣本，改為參採5筆樣本平均為**124,429元/瓩**。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

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：

a.105~109年年均成本降幅約3.13%

b.110~119年年均成本降幅約0.43%

資料來源：European Commission, Joint Research Centre Technical Report (2018), Cost development of low carbon energy technologies.

(B)考量國內外海事工程經驗差異，減少降幅反應：

根據NREL(2017)報告，裝配與安裝占成本約19.98%，故減少反應19.98%未來成本降幅。

資料來源：NREL (2017), 2016 Cost of Wind Energy Review.

(C)配合實際完工及國產化責任程度，可調整反應至110年：

a.遴選案簽立採購合約集中在108~110年，成本在簽約後即已確立。

b.遴選案在110~113年完工的國產化責任會逐年增加，故國際成本降幅調整反應至110年，尚屬合理。

c.106~109年的年均成本降幅約2.50% ($3.13\% \times (1-19.98\%)$)

d.110年的年均成本降幅約0.34% ($0.43\% \times (1-19.98\%)$)

e.未來成本總降幅：7.63% = $1-(1-2.50\%)^3 \times (1-0.34\%)$

E.考量我國設置環境與條件，調整「國際案例成本校正」及「未來成本降幅反應」兩部分後，期初設置成本為174,459元/瓩。

(4)擬採數值：17.45萬元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)離岸型

2.年運轉維護費

(1)108年度聽證會使用參數值：占期初設置成本3.09%，即4,802元/瓩

(2)業者意見摘要

- A.船隻在地化要求、維運設施建造、較高租賃成本、本地人員訓練均提高成本。
- B.應考量電力協助金。

(3)業者意見分析

- A.蒐集2015~2018年國外年運轉維護費資料共10筆，其中NREL報告數據已更新，故剔除2筆舊數據，續剔除上下2筆極端值後，剩餘6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4,802元/瓩。
- B.我國離岸風電尚處初期，船隻在地化要求、維運設施建造、本地人員訓練均會提高成本，故建議增加納入107年度審定會蒐集資料。
- C.基於資料參採一致性，建議選取歐洲資料，標準與期初設置成本參採案例一致，剔除上下10%極端值後，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5,410元/瓩，按期初設置成本建議數值17.45萬元/瓩計算，則占期初設置成本3.10%。
- D.電力開發協助金應依循「電業法」相關立法意旨及規定辦理，躉購費率計算參數不予納入考量。

(4)擬採數值：占期初設置成本3.10%，即5,410元/瓩

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)離岸型

3.年售電量及財務支出控管機制

(1)108年度聽證會使用參數值：3,600度/瓩，每年多發之度數以簽約時的迴避成本躉購

(2)業者意見摘要

- A.年售電量控管機制違背鼓勵採用更佳技術，會限制風力資源的運用。
- B.超過 3,600 小時之部分以迴避成本躉購，違反母法所規定之躉購費率下限。
- C.降低遠海離岸風場的效益，導致無法建設。

(3)分組委員共同意見

- A.適法性問題應該要回應清楚，以減少外界誤解產生。
- B.同意年售電量參數根據遴選及競價獲選廠商的預估資料計算，由3,600度/瓩提高至3,750度/瓩，並建議依實際年售電量設定財務支出控管機制，但控管上限值與年售電量參數脫鉤。
- C.為兼顧鼓勵技術進步、充分運用風資源與避免廠商暴利，有關控管上限值及超過上限後之費率設定，於分析開發案之現金流差異後，研提方案至審定會討論。

(4)意見分析

A.適法性探討

- (A)依「再生能源發展條例」(以下簡稱條例)第9條第3項之規定，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本，因此於通案性躉購費率之訂定不得違反下限費率之規定。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

- (B)實際年售電量超過控管上限值後之費率應避免違反母法的下限費率規定，故調整後之費率不宜低於108年度下限費率2.1107元/度。
- (C)根據本次會議簡報之參數建議值，計算躉購費率為5.5160元/度，打5折後為2.7580元/度，仍符合母法規定，故可將2.7580元/度設定為打折後最低費率。
- (D)另顧及固定式及階梯式費率在年售電量超過控管上限後宜維持相同報酬水準，故調整後費率應設定一致費率水準。

B.政策意涵探討

- (A)若改以遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量計算，剔除上下10%極端值後，計算平均約3,731度/瓩，故可據以將年售電量由3,600度/瓩提高至3,750度/瓩，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期。
- (B)在能源政策角度上，應鼓勵提升硬體設備及發電技術，藉由提升發電技術與效率，讓臺灣的風資源潛能完全發揮，做最大化運用。
- (C)為兼顧鼓勵技術進步、充分運用風資源與避免廠商暴利，仍可適度依實際年售電量設計財務支出控管機制，但控管上限值應與年售電量參數脫鉤，且控管上限值宜在不會限制我國風資源運用的原則下，以較高標準分二階段設定。
- (D)根據遴選及競價獲選廠商評估之年發電量，其中數值最高的前兩名平均約4,140度/瓩，比起3,750度/瓩高出約10.4%，故可將第一階段控管上限值取整數設定在4,200度/瓩，達到4,200度/瓩以上時躉購費率打75折為4.1370元/度。
- (E)另蒐集歐洲各國官方預測，其中丹麥能源署有公開模擬技術進步預期下，離岸風力發電成本之試算檔，年發電量目標設定為4,500度/瓩，故可將第二階段控管上限值設定在4,500度/瓩，達到4,500度/瓩以上時費率打5折為2.7580元/度。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)離岸型

3.年售電量及財務支出控管機制

(5)提請討論

A.控管階段

(A)年售電量參數以**3,750度/瓩**為基準，並搭配財務支出控管機制

(B)第一階段：實際年售電量達**4,200度/瓩**以上，不及**4,500度/瓩**

(C)第二階段：實際年售電量達**4,500度/瓩**以上

B.費率調整

(A)實際年售電量不及**4,200度/瓩**時，適用原費率

(B)第一階段：實際年售電量達**4,200度/瓩**以上，不及**4,500度/瓩**，依固定式躉購費率打**75折**為**4.1370元/度**

(C)第二階段：實際年售電量達**4,500度/瓩**以上，依固定式躉購費率打**5折**為**2.7580元/度**

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

三、其他

(一)離岸風力發電之階梯式費率機制議題

1.業者意見摘要

(1)維持階梯式費率為國內金融機構參與之關鍵。

(2)階梯式費率能確保專案加速還款，降低銀行融資風險，並提高授信誘因，建議機制維持。

2.業者意見分析

(1)108年度第二次審定會討論，考量避免階梯式費率機制與年售電量管控機制互相干擾，並減少衍生後期怠於維持良好維運之道德風險，決議取消階梯式費率機制。

(2)費率草案預告期間函詢國內金融機構相關意見，回函主要意見列點如下：

A.階梯式費率能確保專案加速還款、縮短償債期間，將提高授信誘因，對銀行債權較具保障。

B.除階梯式費率外，投融資評估尚須針對專案發起人、興建及營運風險、投融資架構、授信其他條件等進行分析，始得作出最終判斷。

(3)條例躉購費率訂定及費率調整機制架構：

A.依條例第9條第1項規定，電能躉購費率審定委員會逐年檢討訂定「再生能源電能躉購費率及其計算公式」(以下簡稱費率公告)。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

- B.依條例第9條第3項訂有下限費率之保障；另於第9條第6項訂有條例施行前已運轉未簽約、運轉超過20年、超過獎勵總量上限後設置者等三種以迴避成本或公告費率取低之費率調整機制。
- C.因此通案性費率訂定及適用屬於審定委員之權限，另上述三種非屬一般躉購或獎勵態樣則依條例第9條第6項規定適用費率。
- D.因此在前述下限費率及費率調整機機制下，於不違反條例前述規定之情況，得由審定委員依條例第9條第1項，於每年度費率公告中，訂定躉購費率、費率適用及獎勵機制等。
- E.離岸風力階梯式躉購費率適用機制，係通案性躉購制度20年內之費率適用機制，屬審定委員依條例第9條第1項得於費率公告中訂定事項，並無適法性問題。
- (4)考量國內金融機構多偏好維持前高後低費率機制，為保持金融機構參與意願，建議此機制宜保留。
- (5)為避免前高後低費率價差過大可能產生外界質疑開發商道德風險(後期怠於維持良好維運)，建議縮小前高後低費率價差，可同步產生前期費率降低、後期費率提升(較迴避成本差距拉大)下之降低外界疑慮及提升開發商後期持續維運之效果。
- 3.擬採建議：108年度離岸風力發電維持階梯式費率機制，並將前高後低費率價差由7：3縮小至6：4，未來再視設置情形滾動式檢討。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

四、業者意見及擬採建議彙整表

類別	業者意見	建議處理方向
分類 級距	陸域1-30瓩： <u>國內廠商已投入25~29.8瓩風力機研製及測試</u> ，建議陸域級距維持107年度方式，區分為 ≥ 1 瓩 $\sim < 30$ 瓩與 ≥ 30 瓩。	1.級距 <u>維持107年度</u> 方式 2.已預告「再生能源發電設備設置管理辦法」部分條文修正草案因應群聚設置衍生之爭議。
參數 期初設置成本	1.陸域1-30瓩： (1)建議加計特定 <u>整地成本</u> 、 <u>線路補助費</u> 、農業用地變更使用 <u>回饋金</u> 、農業用地變更使用審查規費。 (2)海關資料應 <u>剔除</u> 1.5瓩以下較 <u>低效率機種</u> 及 <u>中國設備</u> 進口成本。 (3) <u>參採業者</u> 提供之佐證 <u>資訊</u> 。	1.業者佐證資料有諸多問題，難以直接參採。 2. <u>剔除中國大陸設備</u> 進口成本後，提高期初設置成本至 <u>13.39萬元/瓩</u> 。
	2.陸域30瓩以上： (1)增加風機的塔高及葉片長度，使 <u>發電量提升</u> ，則期初設置 <u>成本</u> 勢必會 <u>跟著提高</u> 。 (2)海關設備進口成本實際占比40~46%，以此推估才符合實情。 (3) <u>不應納入國外預測成本</u> ，且不應採 <u>國際降幅</u> 。	維持與第四次審定會相同。
	3.離岸風力： (1) <u>國內</u> 風場的水深條件需使用 <u>套筒式基礎</u> ，與歐洲風場樣本為單樁基礎不同， <u>成本相對較高</u> 。 (2)應考量颱風與東北季風使 <u>海上可工作天數減少</u> 所導致的成本增加。 (3)許多案件在 <u>2021~2022年就會完工</u> ，成本 <u>降幅不應</u> 計算 <u>至2024年</u> 。 (4) <u>桃園</u> 受民航高度限制需使用 <u>4MW風機</u> ，期初設置成本應與8MW風機差異化。	1.單樁式基礎樣本加計成本差距12.7%、加計臺灣與歐洲海上工作天數差異之成本、成本考量一致化完工時點、剔除重力式基礎樣本(採5筆樣本)、反應成本降幅至110年，期初設置 <u>成本調整至17.45萬元/瓩</u> 。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

四、業者意見及擬採建議彙整表

類別		業者意見	建議處理方向
參數	年運轉維護費	1.陸域1-30瓩：參採業者提供之資訊。	維持與第四次審定會相同。
		2.離岸風力： (1) <u>船隻在地化要求</u> 、 <u>維運設施建造</u> 、較高租賃成本、本地人員訓練均提高成本。 (2)應 <u>考量電力協助金</u> 。	1. <u>選取歐洲資料</u> 與期初設置成本參採案例一致。 2. <u>調整計算為5,410元/瓩</u> 。
	年售電量	1.陸域1-30瓩：根據美國能源部2018年發布之報告，小風機的容量因數為16%，不是委員會認定之15-35%。	維持與第四次審定會相同。
		2.陸域30瓩以上：發電量為2,200~2,300度/瓩，升級設備及技術，最多也只能提高至2,400度/瓩。	維持與第四次審定會相同。
		3.離岸風力： (1)年售電量 <u>控管機制違背鼓勵採用更佳技術</u> ，會限制風力資源的運用。 (2)超過 3,600 小時之部分 <u>以迴避成本躉購，違反母法所規定之躉購費率下限</u> 。 (3)降低 <u>遠海</u> 離岸風場的效益，導致 <u>無法建設</u> 。	1.根據遴選及競價獲選廠商評估8MW風機的年發電量資料， <u>提高年售電量至3,750度/瓩，反應對未來風機大型化提升發電效率之預期</u> 。 2.為兼顧鼓勵技術進步、充分運用風資源與避免廠商暴利，仍可適度設定財務支出控管機制，但 <u>控管上限值應與年售電量參數脫鉤</u> ，且控管上限值原則不宜限制我國風資源運用。 3.財務支出 <u>控管機制</u> ： (1)實際年售電量 <u>不及4,200度/瓩</u> 時，適用 <u>原費率</u> 。 (2)第一階段：實際年售電量達 <u>4,200度/瓩以上，不及4,500度/瓩</u> ，依固定式躉購費率打75折。 (3)第二階段：實際年售電量達 <u>4,500度/瓩以上</u> ，依固定式躉購費率打5折。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

四、業者意見及擬採建議彙整表

類別	業者意見	建議處理方向
費率	1.陸域1-30瓩：建議 <u>費率保持穩定</u> ，每隔3~5年再檢討一次。	躉購費率依法應每年檢討。
	2.離岸風力： (1)基於政策穩定，建議不應調降費率。 (2)維持 <u>階梯式費率為國內金融機構參與之關鍵</u> 。 (3) <u>階梯式費率</u> 能確保專案加速還款， <u>降低銀行融資風險</u> ，並 <u>提高授信誘因</u> ，建議機制維持。	兼顧開發商財務規劃、國內參與專案融資及減少未來怠於營運之道德風險， <u>恢復階梯式費率，但縮小高低價差</u> 。
其他	陸域1-30瓩：建議取消相鄰地號裝置容量合併計算，增加投資效益。	已預告「再生能源發電設備設置管理辦法」部分條文修正草案因應群聚設置衍生之爭議。

貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數

五、風力發電獎勵及配套措施

108年度決議採取以下2項機制，藉以提升再生能源設置誘因

機制	108年度作法	與107年度差異
離島費率獎勵機制 (103年至今)	為取代離島地區發電成本，故以費率加成 <u>15%</u> 作為獎勵；海底電纜與台灣本島電網 <u>聯結後</u> 加成 <u>4%</u> ，	維持
離岸風力發電之階梯式費率機制 (104年至今)	離岸型風力發電得就固定20年躉購費率或階梯式躉購費率(前10年高費率)擇一適用。	<u>前高後低費率價差</u> <u>由7：3縮小至6：4</u>

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

一、分類級距

(一)生質能

1. 108年度聽證會對外說明：

再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1
	有厭氧消化設備	≥ 1
廢棄物	無區分	≥ 1

2.業者意見摘要

建議於生質能發電躉購類別，增列草木植物氣化發電類。

3.業者意見分析

- A.經濟效益應由業者自行評估：利用農林植物發電相較現行躉購類別，可額外產出數種具有良好經濟價值之副產品(如生物炭、木醋液、焦油等)，業者應綜合評估相關衍生成本及收入後，再決定是否設置。
- B.費率相關參數需符合參數資料參採原則：因國內尚無運轉案例或評估報告，而躉購費率之訂定應依循具公信力之參數，建議透過業界能專等相關補助計畫，先行設置小型示範案廠，以實際運作案例累積設置經驗，未來視市場需求再調整躉購類別。
- C.現已有費率適用：考量利用草木植物氣化發電並未設置厭氧消化設備，應適用生質能無厭氧消化設備之躉購費率。

(四)擬採建議：分類級距維持與第二次審定會相同。

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(一)生質能無厭氧消化設備

1.年運轉維護費

(1)108年度聽證會使用參數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

(2)業者意見摘要

建議生質能無厭氧消化設備年運轉維護費中納入燃料成本計算。

(3)業者意見分析

- A.考量國內現無生質能無厭氧消化設備運轉案例，故無可參考數據可將燃料成本納入年運轉維護費計算。
- B.廢棄物計算年運轉維護費時納入燃料成本，係參考屏東縣A示範廠提供之評估資料及實際發票資訊，其數據來源具有佐證。
- C.躉購費率之訂定應依循具公信力之參數，建議設置者可透過業界能專等相關補助計畫，先行設置小規模示範性案廠，以實際運作案例累積設置經驗，並有助於參數資料蒐集，未來視市場需求再調整計算參數，現階段建議維持審定會決議數值。

(4)擬採數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩。

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)川流式水力

1.期初設置成本

(1)108年度聽證會使用參數值：10.38萬元/瓩

(2)業者意見摘要

建議增列水利建造物使用費。

(3)業者意見分析

- A.考量業者提供之案例設置成本(含設備、機電及土木工程、逆變器、技士簽證、線補費及各項規費)未有提供佐證資料及成本細項，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。
- B.投標須知已載明依農田水利會費用徵收辦法§7規定徵收建造物使用費，故業者申設前應自行評估該案是否符合經濟效益，再決定是否開發投資。
- C.考量目前水力發電設置案例較少，可供參採樣本不足以判別水利建造物使用費對各案例之影響，因此建議待有較多樣本時，再行考量較為妥適，故維持審定會決議，即108年度期初設置成本為10.38萬元/瓩。

(4)擬採數值：10.38萬元/瓩。

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(二)川流式水力

2.年運轉維護費

(1)108年度聽證會使用參數值：占期初設置成本 2.72%，即2,825元/瓩

(2)業者意見摘要

水源保育與回饋費應依發電收入比例計收；另為增加地方帶動民眾參與費用，願建議加計該項費用，並依發電收益的3%計之。

(3)業者意見分析

A.水源保育與回饋費收費辦法§3明文規定繳費金額之計算方式，且考量業者並未提供建議依發電收入比例計收之評估資料或計算方式，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。

B.考量目前水力發電設置案例較少，可供參採樣本不足以判別水源保育與回饋費對各案例之影響，因此建議待有較多樣本，再行考量較為妥適，故維持審定會決議，即108年度年運轉維護費占期初設置成本比例為2.72%。

(4)擬採數值：占期初設置成本 2.72%，即2,825元/瓩。

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)地熱能

1.期初設置成本

(1)108年度聽證會使用參數值：27.86萬元/呔

(2)業者意見摘要

- A.建議以目前世界上3,000m標準地熱井每口鑽井費介於7,000,000~10,000,000USD，平均每口井約850萬美元(台幣約88,000元/公尺)進行估算。
- B.是否有納入台電公司綠島地熱發電機組試驗性計畫之兩口1,000m之鑽井案。
- C.建議納入水保、併聯成本(含台電加強電力網、自設升壓站及電源線等)計算。

(3)業者意見分析

A.鑽井成本分析：

- (A)鑽井成本會因井深不同而有不同的價格，業者建議直接引用國外鑽井成本，惟考量國內外地質條件及開發潛力差異，建議仍以國內實際鑽井成本乘上各評估案例之井深、井數進行估算。
- (B)台電綠島地熱發電機組試驗性計畫-試驗井鑽鑿工程：預計鑽鑿兩口1,000公尺地熱井，台電公司提供詳細價目表金額為9,200萬元，經詢問，綠島鑽井費用較高的原因主要是來自運費(含施工設備、動員費、設備機具等)，攤提在井體施工中。
- (C)綠島地熱鑽井成本與本島在相同井深下平均每公尺約增加一倍，考量鑽井成本現有「地熱能發電系統示範獎勵辦法」分攤業者風險及補助，因此維持107年度審定會決議之以實際鑽井成本數據估算。

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、參數

(三)地熱能

1.期初設置成本

(3)業者意見分析

B.期初設置成本包括產能探勘成本、鑽井成本與發電機設備/工程成本，其中水保與併網成本部分就評估之案例有提供者，業已納入發電機設備/工程成本計算。

C.併網成本：考量業者未提供詳細案場評估及併網成本評估依據及各項目估算方式等佐證資料，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。

D.水保成本分析：

(A)納入業者提供A案之水保報價資訊後，經計算該案期初設置成本為32.63萬元/瓩(原31.68萬元/瓩)。

(B)本年度無新增資料，依參採原則「以近3年資料為優先」，剔除兩筆評估資料後，剩餘兩筆評估資料期初設置成本平均為27.70萬元/瓩 (未納入水保前期初設置成本平均為27.23萬元/瓩)。

E.考量目前我國地熱發電尚無正式開發完成案例，現階段仍以鼓勵開發為原則，且計算結果與107年度審定會參採數值相近，故維持審定會決議，即本年度沿用107年度數值27.86萬元/瓩。

(4)擬採數值：27.86萬元/瓩。(產能探勘成本平均1.67萬元/瓩、鑽井成本平均12.5萬元/瓩、發電機設備/工程成本平均13.69萬元/瓩)

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

三、業者意見及擬採建議彙整表

類別		業者意見	建議處理方向
分類級距		1.生質能： (1)建請於生質能發電躉購類別，增列草木植物氣化發電。 (2)整合有無厭氧消化設備類別，改為單一費率。	維持與第二次審定會相同
		2.廢棄物：建議依不同能源轉換率而區分不同費率類別。	
參數	期初設置成本	1.生質能： (1)國外案例中，生質能(無厭氧)成本高於生質能(有厭氧)。	未提供佐證資料及成本細項，維持與第四次審定會相同
		(2)目前台中及桃園皆有生質能營運中心案場之規劃，應蒐集資料並了解開發現況。	目前未完成設備設置，後續將持續追蹤案場設置情形
		2.川流式水力：建議增列水利建造物使用費。	維持與第四次審定會相同
		3.地熱： (1)建議應參採國外鑽井成本，即以3,000標準地熱井，每口井鑽井成本上標值介於700萬美元至1,000萬美元，平均為每口井850萬美元(台幣約88,000元/公尺)。 (2)建議納入併網成本(含台電加強電力網、自設升壓站及電源線等)。 (3)因水土保持面積範圍所增加的興建成本建議應予以考量。	維持與第四次審定會相同

參、生質能及其他再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

三、業者意見及擬採建議彙整表

類別		業者意見	建議處理方向
參數	年運轉維護費	1.生質能：生質能(無厭氧)於計算費率時，應參考廢棄物將燃料成本納入年運轉維護費中進行計算。	維持與第四次審定會相同
		2.川流式水力：水源保育與回饋費應依發電收入比例計收；另為增加地方帶動民眾參與費用，願建議加計該項費用，並依發電收益的3%計之。	維持與第四次審定會相同
	年售電量	無	無
費率		1.若先行設置氣化發電設備，其發電成本需5元，故躉購費率應有5元以上。	未提供佐證資料及成本細項，維持與第四次審定會相同
		2.建議提升生質能(無厭氧)之費率。	
其他		1.政府應審慎思考再生能源推動政策，尤其在生質能部分，錯誤的政策將對我國能源整體發展不利。 2.發展生物質氣化發電技術有助於應用農業廢棄物。 3.廢棄物發電設備之認定建議建立預審機制，以利於業者投資評估。	政策制度意見將作為未來政策推動之參考

肆、太陽光電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 (%)
			第一期	第二期			
屋頂型	1瓩以上不及20瓩		<u>60,400</u>	<u>60,400</u>	<u>3.80</u> (3.41)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>5.25</u> (5.25)
	20瓩以上不及100瓩		<u>49,100</u> (51,600)	<u>48,200</u> (50,500)	<u>3.50</u> (3.41)		
	100瓩以上不及500瓩		<u>47,400</u> (48,000)	<u>46,500</u> (47,000)	<u>3.19</u> (3.41)		
	500瓩 以上	無併聯電業 特高壓供電線路者	<u>46,100</u> (46,600)	<u>45,300</u> (45,700)	<u>3.28</u> (3.41)		
		有併聯電業 特高壓供電線路者	<u>51,100</u>	<u>50,300</u>			
地面型	1瓩 以上	無併聯電業 特高壓供電線路者	<u>46,000</u> (52,000)	<u>45,200</u> (51,000)	<u>2.97</u> (2.33)		
		有併聯電業 特高壓供電線路者	<u>51,000</u>	<u>50,200</u>			
水面型	1瓩 以上	無併聯電業 特高壓供電線路者	<u>52,000</u> (58,000)	<u>51,200</u> (57,000)	<u>2.63</u> (2.09)		
		有併聯電業 特高壓供電線路者	<u>57,000</u>	<u>56,200</u>			

註1：考量屋頂型500以上反映特高壓系統成本，故屋頂型以各級距之實際運維費用估算運維比例。

註2：為適度反映特高壓系統之運轉維護費用，故有併聯電業特高壓供電線路者之運維比例採無併聯電業特高壓供電線路者之運維比例進行估算。

註3：()內為107年度參採數值。

肆、108年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

二、風力發電使用參數彙整表

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)	躉購期間 (年)	平均資金成本率 (%)
陸域	<u>$\geq 1 \sim < 30$</u> $\geq 1 \sim < 30$ <u>$[\geq 1 \sim < 20]$</u>	<u>133,900</u> (148,600) <u>[112,200]</u>	<u>1.51</u> (1.43) <u>[1.80]</u>	1,650 (1,650)	20 (20)	5.25 (5.25)
	<u>≥ 30</u> ≥ 30 <u>$[\geq 20]$</u>	<u>48,600*</u> (55,700)**	<u>4.89*</u> (3.23)**	<u>2,500</u> (2,300)		
離岸	≥ 1	<u>174,500</u> (175,000) <u>[155,200]</u>	<u>3.10</u> (3.28) <u>[3.09]</u>	<u>3,750</u> (3,600) <u>[3,600]</u>		6.05 (6.05)

註1：()內數字為107年度參採數值；〔〕內數值為108年度聽證會數值(未註明者即表示與聽證會數值相同)。

註2：107年度離岸風電參採之年運轉維護費為5,735元/瓩；108年度參採之年運轉維護費為5,410元/瓩。

註3：*108年度無安裝或具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為4.76萬元/瓩，運維比例為5.00%。

註4：**107年度無安裝或具備低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.47萬元/瓩，運維比例為3.29%。

離岸風電在方案設計上，須同步兼顧107年度與108年度成本的差距，若108年成本比107年成本高，外界會有明明技術都已提升下，成本怎麼可能不降反升的疑慮。

肆、108年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數

三、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	容量級距(瓩)	期初設置成本(元/瓩)	運維比例(%)	年售電量(度/瓩)	躉購期間(年)	平均資金成本率(%)
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	57,000 (57,000)	15.76 (15.76)	5,300 (5,300)	20 (20)	5.25 (5.25)
	有厭氧消化設備	1瓩以上	<u>221,700</u> (208,300)	<u>6.95</u> (7.34)	<u>6,600</u> (6,450)		
川流式水力	無區分	1瓩以上	103,800 (103,800)	<u>2.72</u> (2.59)	4,000 (4,000)		
地熱	無區分	1瓩以上	278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)		
廢棄物	無區分	1瓩以上	80,200 (80,200)	26.77 (26.77)	7,200 (7,200)		

註：()內數字為107年度參採數值。

伍、平均資金成本率計算公式使用參數

一、公式

(一)業者意見摘要

業者關心的是稅後淨利，應將業者融資利息支出的所得稅效果納入考量，建議借款利率宜扣除營利事業所得稅率後，再計算平均資金成本率，即：

$$WACC' = (R_f + \alpha)(1 - 20\%) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

其中， $W_0 + W_I = 1$ ； W_0 為外借資金比例； W_I 為自有資金比例； R_0 為外借資金利率（ $R_0 = R_f + \alpha$ ）； R_I 為自有資金報酬率（ $R_I = R_f + \alpha + \beta$ ）； R_f 為無風險利率； α 為銀行信用風險加碼； β 為風險溢酬，107年度起營所稅率為20%

(二)業者意見分析

費率公式之平均資金成本採稅前方式計算，滿足政策需求亦符合國際作法：

1. 各項參數皆採稅前基礎，計算結果客觀正確：以稅前或稅後方式計算皆屬可行，惟公式中所有參數皆採相同基礎，根據國際會計準則第36號所載，現金流量與折現率(WACC)之決定方式應一致，否則將有重複計算或忽略之情況。
2. 再生能源設置者適用之有效稅率皆不相同，平均資金成本率採稅後，須訂定單一有效稅率標準，惟會受政府稅率調整之影響：設置者涉及一般民眾、開發商，適用之有效稅率皆不相同，若以稅後方式訂定，須針對各設置者訂定單一稅率標準，惟會受政府有效稅率變動影響。
3. 平均資金成本率以稅前方式訂定，可避免消費者承擔業者應負稅費之疑慮：費率計算公式是以稅前WACC反映業者於躉購期間內應有之合理利潤。若改以稅後基礎，在維持既有合理利潤下，應相對調高稅前WACC，進而使躉購費率提高，形同把業者應負擔之稅費轉嫁給消費者承擔。

(三)參採建議

綜上，我國自98年度起，各類再生能源躉購費率之計算參數皆以稅前方式訂定，為避免計算方式不一致而衍生不公平，建議平均資金成本率之計算方式維持現行作法，以稅前方式訂定之。

伍、平均資金成本率使用參數

二、參數

(一)外借與自有資金比例

1.108年度聽證會使用參數值：70%：30%

2.業者意見摘要

(1)外借與自有資金比例不能僅以銀行貸款成數來看，每年會償還本金，因此各年度外借與自有資金比例皆會不同，故應計算業者20年期之外借與自有資金比例，求出20年期之平均資金成本率後，回推業者外借與自有資金比例為33.9%：66.1%。

年度	1	2	3	4	5	...	15	16	17	18	19	20	20年平均資金成本率
自有資金	30	30	30	30	30	...	30	30	24	18	12	6	
銀行借款	70	65	61	56	51	...	5	0	0	0	0	0	
合計(元)	100	95	91	86	81	...	35	30	24	18	12	6	
自有資金比例(%)	30	31	33	35	37	...	87	100	100	100	100	100	
外借資金比例(%)	70	69	67	65	63	...	13	0	0	0	0	0	
平均資金成本率(%)	5.15	5.22	5.30	5.38	5.48	...	7.84	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	6.87%

註：業者以期初投資100元估算，並假設借款年限為15年、參考108年度審定會外借資金報酬率3.72%、自有資金報酬率8.48%

(2)自有資金比例計算： $6.87\% = \text{自有資金比例}(x) * 8.48\% + \text{外借資金比例}(1-x) * 3.72\%$ ，求出自有資金比例為66.1%

3.業者意見分析

(1)費率公式中平均資金成本率之設計，係以年均化成本方式，計算躉購期間20年內，各年度期初設置成本攤提數值。因此，在評估外借與自有資金比例參數時，係以發電設備營運商轉前，業者投入期初設置成本中，向銀行融資與自有資金比例為評估依據，並非以業者各年度現金流量之外借與自有資金占比衡量。

(2)108年度各再生能源之外借與自有資金比例參數，係綜合國內銀行融資實務、歐洲再生能源投資案財務資料，一般再生能源之外借資金比例皆在70%左右，故維持審定會決議，108年度一般再生能源之外借與自有資金比例設定為70%：30%。

4.擬採數值：70%：30%

伍、平均資金成本率使用參數

二、參數

(二)無風險利率

1.108年度聽證會使用參數值：0.97%

2.業者意見摘要

- (1)投資者面對的是 20 年的利率風險，為避免投資者未考量到長天期之融資利率走升的風險，無風險利率應使用20 年之十年期公債平均值，即2.37%。
- (2)近年美國十年期公債殖利率一直在上升，建議應納入無風險利率之考量。

3.業者意見分析

- (1)無風險利與各國經濟環境關係密切，且躉購期間為20年，參考我國政府長期公債，以發行量最大且受市場波動影響較緩和之十年期公債殖利率為採樣標的。
- (2)考量早年度政經情況與現況差異過大，因此無風險利率之參採標準與過去審定會一致，各類再生能源皆採近三年(105年~107年6月)中央銀行10年期政府公債殖利率平均值0.97%計算。

4.擬採數值：0.97%

伍、平均資金成本率使用參數

二、參數

(三)銀行信用風險加碼

1.108年度聽證會使用參數值：2.75%(一般再生能源)

2.業者意見摘要

考量美國累計升息1%之情況，建議108年度之銀行信用風險加碼參數引用106年度參數值2%再加計1%計算，即3%。

3.業者意見分析

- (1)考量業者未有提供佐證資料，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。
- (2)根據108年度審定會第四次會議討論，考量國內銀行提供再生能源投資計畫之銀行融資信用風險加碼資料有限，併參考歐洲一般再生能源之外借資金報酬率資料8筆，計算平均外借資金報酬率為5.04%，減去近三年歐元區十年期公債殖利率平均值2.29%，推估銀行信用風險加碼2.75%。

4.擬採數值：2.75%

伍、平均資金成本率使用參數

二、參數

(四)業者風險溢酬

1.108年度聽證會使用參數值：4.76%(一般再生能源)

2.業者意見摘要

考量美國累計升息1%之情況，建議108年度之業者風險溢酬參數引用106年度參數值4.31%再加計1%計算，即5.31%。

3.業者意見分析

(1)考量業者未有提供佐證資料，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。

(2)根據108年度審定會第二次會議討論，考量風險溢酬高低與企業經營風險關係密切，為投資者主觀看法，故參考歐洲投資一般再生能源8筆資料，計算其平均自有資金報酬率平均值為9.80%，再減去平均外借資金報酬率5.04%，推估風險溢酬為4.76%。

4.擬採數值：4.76%

伍、平均資金成本率使用參數

二、參數

(五)外借資金報酬率

1.108年度聽證會使用參數值：3.84% (=0.97%+2.87%，離岸風電)

2.業者意見摘要

國內銀行未有離岸風電專案融資經驗，為降低融資風險，國內銀行會要求國外出口信貸擔保，而國外出口信貸會要求長天期利率避險，建議外借資金報酬率依不同避險成數加計避險成本1%~2%。

3.業者意見分析

(1)108年度審定會第二次會議已針對是否額外加計離岸風電專案融資避險成本進行討論，考量企業對外投資多會面臨匯率及利率波動等市場風險，企業向銀行貸款取得資金時多會加購避險工具，且平均資金成本率中外借資金報酬率參數係已概括考量所有資金成本之內涵，故決議不額外加計。

(2)108年度離岸風電之外借資金報酬率係綜合參考國內銀行回函與國外投資案財務資料，國內銀行回函承作離岸風電融資之放款利率在3.75%以上，另蒐集8筆歐洲離岸風電外借資金報酬率資料，減去近三年歐元區十年期公債殖利率平均值2.29%，推估離岸風電銀行信用風險加碼為2.87%，再加計近三年中央銀行十年期公債殖利率平均值0.97%，計算離岸風電外借資金報酬率為3.84%。

(3)綜上，108年度離岸風電之外借資金報酬率參數維持審定會決議為3.84%。

4.擬採數值：3.84%

伍、平均資金成本率使用參數

三、平均資金成本率

(一)108年度聽證會使用參數值：5.25% (一般再生能源)

(二)業者意見摘要

- 1.地熱能幾乎無金融機構承攬，須全數以100%自有資金籌措，平均資金成本率為10%。
- 2.川流式水力之平均資金成本率為6.30%。

(三)業者意見分析

- 1.考量業者未有提供佐證資料，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。
- 2.根據108年度審定會第四次會議討論，一般再生能源WACC計算數值為5.15%，其中，無風險利率0.97%、銀行信用風險加碼2.75%、業者風險溢酬4.76%、外借與自有資金比例70%:30%。然而，基於政策穩定性與業者投資評估穩健性，決議108年度一般再生能源的WACC參數維持107年度數值，即5.25%。

(四)擬採數值：5.25%

伍、平均資金成本率使用參數

三、業者意見及建議處理方向彙整表

能源別	業者意見	建議處理方向
一般再生能源(太陽光電、陸域風電、生質能及其他)	- 投資者面對的是 20 年的利率風險，無風險利率應使用 20 年之十年期公債平均值。 - 近年美國十年期公債殖利率一直在上升，建議應納入無風險利率之考量。 - 考量美國累計升息 1% 之情況，建議 108 年度銀行信用風險加碼、業者風險溢酬引用 106 參數再加計 1%。 - 外借與自有資金比例不能僅以銀行貸款成數來看，因各年度會還本還息，故應以各年度之自有與外借資金比例計算，建議外借與自有資金比例為 33.9%：66.1%。 - 地熱能幾乎無金融機構承攬，須全數以 100% 自有資金籌措，平均資金成本率為 10%。 - 建議川流式水力平均資金成本率為 6.3%。	- 考量業者未有提供佐證資料，依參數資料參採原則，難以直接參採意見數值。 - 一般再生能源平均資金成本率<u>維持第四次審定會相同</u>，即<u>5.25%</u>，各項參數說明如下： - 外借與自有資金比例：以業者投入期初設置成本，向銀行融資與自有資金比例為評估依據，綜合國內銀行、歐洲投資案資料訂定 70%：30%。 - 無風險利：考量躉購期間為 20 年，且中央銀行 10 年期政府公債已反映中長期利率表現，參採標準與過去審定會一致，以近三年央行 10 年期公債殖利率平均值計算，即 0.97%。 - 銀行融資信用風險加碼：國內銀行資料有限，參考歐洲投資案資料，訂定銀行信用風險加碼 2.75%。 - 風險溢酬：與企業經營風險關係密切，參考歐洲投資案資料，訂定風險溢酬為 4.76%
離岸風電	- 國內銀行未有離岸風電專案融資經驗，為降低融資風險，國內銀行會要求國外出口信貸擔保，而國外出口信貸會要求長天期利率避險，建議外借資金報酬率，依不同避險成數加計避險成本 1%~2%。 - 外借資金報酬率宜扣除營所稅率，建議平均資金成本率改稅後方式訂定。	- 考量各類再生能源躉購費率計算公式之各項參數計算基礎應一致，以及各設置者適用之稅率基礎不同，建議<u>維持稅前方式訂定</u>。 - 第二次審定會討論之外借資金報酬率<u>已概括考量所有資金成本之內涵</u>，故不再額外加計資金避險成本。 <u>維持與第四次審定會相同</u>： - 外借與自有資金比例 70%：30% - 無風險利率 0.97% - 銀行信用風險加碼 2.87% - 業者風險溢酬 7.20% - 平均資金成本率 <u>6.05%</u>

108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：
108年度再生能源電能躉購費率試算

壹、108年度太陽光電電能躉購費率

類型	級距 (kW)		107年第二期 躉購費率 (元/度)	108年第一期躉 購費率試算 (元/度)	變動幅度* (%)	108年第二期躉 購費率試算 (元/度)	變動幅度** (%)
屋 頂 型	1瓩以上不及20瓩		5.7493	<u>5.7983</u>	+0.85	<u>5.7983</u>	0.00
	20瓩以上不及100瓩		4.6885	<u>4.5925</u>	-2.05	<u>4.5083</u>	-1.83
	100瓩以上不及500瓩		4.3636	<u>4.3175</u>	-1.06	<u>4.2355</u>	-1.90
	500瓩 以上	無併聯電業特高 壓供電線路者	4.2429	<u>4.2313</u>	-0.27	<u>4.1579</u>	-1.74
		有併聯電業特高 壓供電線路者	--	<u>4.6902</u>	--	<u>4.6168</u>	-1.57
地 面 型	1瓩 以上	無併聯電業特高 壓供電線路者	4.2943	<u>4.1094</u>	-4.31	<u>4.0379</u>	-1.74
		有併聯電業特高 壓供電線路者	--	<u>4.5560</u>	--	<u>4.4846</u>	-1.57
水 面 型	1瓩 以上	無併聯電業特高 壓供電線路者	4.6901	<u>4.5016</u>	-4.02	<u>4.4324</u>	-1.54
		有併聯電業特高 壓供電線路者	--	<u>4.9345</u>	--	<u>4.8652</u>	-1.40

註1：()內數字為107年度公告數值。

註2：108年度下限費率為2.1107元/度。

註3：*表示108年第一期與107年第二期之變動幅度；**表示108年第二期與108年第一期之變動幅度。

貳、108年度風力發電電能躉購費率

分類	108年度			與上年度比較(%)	
	級距(kW)	躉購費率(元/度)			
陸域	1瓩以上不及30瓩	<u>7.8759</u>		-9.14	
	30瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.5438	-8.06	
		無安裝或具備LVRT者	2.5124	-8.02	
離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率		<u>5.5160</u>	-5.71
		階段式躉購費率	前10年	<u>6.2795</u>	-11.78
			後10年	<u>4.1422</u>	16.08

註：108年度下限費率為2.1107元/度。

參、108年度生質能及其他再生能源躉購費率

再生能源類別	分類	級距(kW)	108年度躉購費率(元/度)			與上年度比較(%)
生質能	無厭氧消化設備	1瓩以上	2.5765			0.00
	有厭氧消化設備	1瓩以上	<u>5.0874</u>			+1.42
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.8945			0.00
川流式水力	無區分	1瓩以上	<u>2.8325</u>			+1.20
地熱	無區分	1瓩以上	固定20年躉購費率		5.1956	0.00
			階段式躉購費率	前10年	6.1710	0.00
				後10年	3.5685	0.00
其他	無區分	1瓩以上	<u>2.1107</u>			-9.12

註：108年度下限費率為2.1107元/度。

附件5：
108年度再生能源電能躉購費率
公告草案

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。
- 二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與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「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：
 - (一)自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其設備曾取得經濟部能源局提供全額設備補助者，電能躉購費率為每度新臺幣二點一零七元。
 - (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，且於一百零八年一月一日起至一百零八年六月三十日止完工運轉併聯提供電能（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。
 - (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，且於一百零八年七月一日起至一百零八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。
 - (四)自中華民國一百零八年起，**不及一萬瓩之太陽光電發電設備**，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，且於首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
 - (五)自中華民國**一百零八年**起，當年度首次取得同意備案之裝置容量**一萬瓩以上之太陽光電發電設備**，於次年一月一日至**十二月三十一日**止完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- (六)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」中華民國一百零八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，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之六（如附表四）。
- (七)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，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之三（如附表五）。
- (八)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，且於一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三或附表四之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。
- 四、再生能源發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」之規定申請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。
- 五、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第四條規定，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。
- 六、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電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (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聯日起計算之。
- (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。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 七、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移並於核准期限內完成併聯者，除適用第九點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。
- 八、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併聯者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併聯時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 九、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、符合第二點或第三點規定之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，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之四。
- 十一、符合第三點規定之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，且躉購費率適用中華民國一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率按第三點規定費率加成百分之十五。
- 十二、符合第二點規定之**離岸型風力及地熱能**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，且選擇適用後即不得變更。
- 十三、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型風力發電設備，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。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

- 十四、離岸型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。
- 十五、中華民國一百零八年度離岸型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，依附表二固定費率之百分之五十躉購。
- 十六、太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百零八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。
- 十七、依電業法直供或轉供之再生能源電能，如改依再生能源發展條例躉售，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取得電業執照時之公告費率。
- 十八、本「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」第三點第四款、第六點、第十點、第十三點及第十四點期日期間之計算方式，依下列規定辦理：
- (一)期間之始日，依「行政程序法」第四十八條第二項但書之規定自即日起算；期間之末日，依「行政程序法」第四十八條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。
 - (二)期間之末日為星期日、國定假日或其他休息日者，依「行政程序法」第四十八條第四項規定，以該日之次日為期間之末日，期間之末日為星期六者，以其次星期一為期間之末日。
- 十九、本「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」依「再生能源發展條例」第九條第一項規定，經濟部得視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表二 再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量 級距	躉購費率(元/度)		
風力	陸域	1瓩以上不及 30瓩	7.8759		
		30瓩以上	有安裝或具備LVRT者		2.5438
			無安裝或具備LVRT者		2.5124
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.5160
			階段式 躉購費率	前10年	6.2795
				後10年	4.1422
生質能	無厭氧 消化設備	1瓩以上	2.5765		
	有厭氧 消化設備	1瓩以上	5.0874		
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.8945		
川流式水力	無區分	1瓩以上	2.8325		
地熱	無區分	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1956
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710
				後10年	3.5685
其他 (海洋能、氫能或其他經中央 主管認定可永續利用之能源)	無區分	1瓩以上	2.1107		

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 108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		5.7983	5.7983
		20瓩以上不及100瓩		4.5925	4.5083
		100瓩以上不及500瓩		4.3175	4.2355
		500瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.2313	4.1579
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.6902	4.6168
	地面型	1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.1094	4.0379
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.5560	4.4846
		1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.5016	4.4324
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.9345	4.8652
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.5016	4.4324
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.9345	4.8652

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表四 108年度太陽光電發電設備電能躉購費率(高效能)

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	6.1462	6.1462
		20瓩以上不及100瓩	4.8681	4.7788
		100瓩以上不及500瓩	4.5766	4.4896
		500瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.4852
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.9716
	地面型	1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.3560
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.8294
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.7717
			有併聯電業特 高壓供電線路	5.2306

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表五 108年度太陽光電發電設備電能躉購費率(綠能屋頂)

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	5.9722	5.9722
		20瓩以上不及100瓩	4.7303	4.6435
		100瓩以上不及500瓩	4.4470	4.3626
		500瓩以上	無併聯電業特 高壓供電線路	4.3582
			有併聯電業特 高壓供電線路	4.8309
				4.2826
				4.7553

報告完畢

