



再生能源電能躉購費率  
及其計算公式說明  
(上午場次：太陽光電)

經濟部

107年12月25日

# 目錄

壹、108年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

一、電能躉購費率審定原則

二、108年度太陽光電電能躉購費率試算

三、躉購制度獎勵及配套措施

四、躉購分類與容量級距

五、108年度太陽光電使用參數

六、平均資金成本率使用參數

七、108年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

# 壹、108年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

## 一、公式說明

依108年度再生能源電能躉購費率審定會會議結論，電能躉購費率計算公式如下：

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

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

年運轉維護費 = 期初設置成本 × 年運轉維護費占期初設置成本比例

# 壹、108年度再生能源電能躉購費率計算公式草案

## 二、公式意義與內涵

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

## 三、公式特色

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

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 一、電能躉購費率審定原則

- (一)為鼓勵再生能源發電設備設置，依再生能源發電技術進步情形檢討再生能源躉購類別及級距，並以技術較成熟、具節能減碳、經濟及產業發展效益者優先推廣。
- (二)審議各項參數應考量資料來源及參採數據之公信力、客觀性及適用於我國氣候及資源條件、用電需求等發展環境之特性。
- (三)考量再生能源整體發展及推廣目標達成情形，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量再生能源區域均衡發展效益，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (五)顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (六)分組會議討論議題所做之共同意見，提請審定會予以確認參採。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 二、108年度太陽光電電能躉購費率試算

類型	級距 (kW)	108年第一期 躉購費率試算 (元/度)	與107年 第二期比較 (%)	108年第二期 躉購費率試算 (元/度)	與第108年 第一期比較 (%)
屋頂型	≥1 ~ < 20	<u>5.5813</u> (5.8744)	-2.92	<u>5.5813</u> (5.7493)	0.00
	≥ 20 ~ < 100	<u>4.2216</u> (4.7906)	-9.96	<u>4.2216</u> (4.6885)	0.00
	≥ 100 ~ < 500	<u>4.0600</u> (4.4564)	-6.96	<u>4.0600</u> (4.3636)	0.00
	≥ 500	<u>3.9459</u> (4.3264)	-7.00	<u>3.9459</u> (4.2429)	0.00
地面型	≥ 1	無建置 特高壓系統者	-12.15	<u>3.7728</u> (4.2943)	0.00
		有建置 特高壓系統者	--	<u>3.9686</u>	--
水面型	≥ 1	<u>4.1665</u> (4.7723)	-11.16	<u>4.1665</u> (4.6901)	0.00

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。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 三、躉購制度獎勵及配套措施

機制	目的	措施起始年	108年度做法
離島費率獎勵機制	為取代離島地區發電成本，故以費率加成獎勵鼓勵離島地區設置再生能源	103年度	<p>各類再生能源發電設備設置於離島地區，所適用之108年度躉購費率說明如下：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.若離島地區之電力系統未以海底電纜與台灣本島電網聯結者，其躉購費率加成比例維持15%。</li> <li>2.若離島地區之電力系統以海底電纜與台灣本島電網聯結後，開發商需定期前往離島地區進行設備維護以有效維持運轉(108年度估算之費率差距為3.66%)，因此其躉購費率加成比例維持4%。</li> </ol>
躉購費率與區域費率討論之連結	為廣泛均衡發展並鼓勵設置案件較少之區域以盡早達成推廣目標，故考量資源開發與設置條件等不同影響因素，進而進行差異化費率之訂定，以提升設置案件較少區域之投資誘因。	105年度	<p>考量全臺發電量與區域間發電量之差異，差異比例平均為14.27%，與107年度加成比例15%相近，鑑於近年線路損失比例平穩降低，並鼓勵用電需求區域現地設置再生能源，因此區域加成比例維持15%。</p>

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 三、躉購制度獎勵及配套措施

機制	目的	措施起始年	108年度做法
太陽光電高效能模組躉購費率加成機制	為鼓勵國內設置者使用高效能模組以進行區分產品差異及促進產業升級，併同增加單位面積設置容量，故以費率加成方式提升採用高效模組之誘因。	106	為維持投資誘因與政策穩定性，108年度太陽光電發電設備全數採用經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽薄膜模組實施自願性產品驗證」證書之太陽光電模組者其躉購費率加成比例維持 <u>6%</u> 。
綠能屋頂全民參與政策獎勵機制	為擴大全民釋出屋頂設置案場、減少對電網穩定度衝擊，透過地方政府擔任平台角色，以及遴選之營運商提出回饋金，併同中央政府透過躉購費率加成方式，提高綠能屋頂投資誘因。	107	考量「綠能屋頂全民參與」之政策仍處推動階段，為提高綠能屋頂投資誘因，達成全民參與風潮，108年度綠能屋頂獎勵措施，其躉購費率加成比例維持 <u>3%</u> 。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 三、躉購制度獎勵及配套措施

機制	目的	措施起始年	108年度做法
放寬太陽光電躉購費率適用時點	<p><b>屋頂型：</b>            考量太陽光電<b>目標量擴大</b>之鼓勵政策下，針對屋頂型及10MW以下之地面型及水面型設備，給予延長完工期限之獎勵措施，以兼顧實務<b>作業期程</b>與業者<b>投資誘因</b>。</p>	106	1.屬「 <b>再生能源發電設備設置管理辦法</b> 」之 <b>第一型或第二型</b> 再生能源發電設備，且於 <b>同意備案之日起六個月內完工者</b> ；或 2.屬「 <b>再生能源發電設備設置管理辦法</b> 」之 <b>第三型</b> 再生能源發電設備，且於 <b>同意備案之日起四個月內完工者</b> ，其電能躉購費率適用 <b>同意備案時之上限費率</b> 。
	<p><b>10MW以上地面型：</b>            考量我國未來將以地面型為主要推廣對象；而地面型土地資源多坐落於農業區或空曠區域考量業者進行電網布建等會影響其投資規劃期程及其適用之躉購費率，故放寬地面型太陽光電費率適用時點。</p>	106	考量併聯規範、規劃時程及未來推廣政策，針對裝置容量為 <b>10MW以上之地面型及水面型太陽光電設備</b> ， <b>維持延長9個月完工期限</b> ，即於 <b>次年9月30日前完工者</b> ，其躉購費率 <b>適用同意備案時之上限費率</b> 。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 四、躉購分類與容量級距

107年度			108年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		$\geq 500$			$\geq 500$
	地面型	$\geq 1$		地面型	$\geq 1$
	水面型	$\geq 1$		水面型	$\geq 1$

衡量我國目前推動策略、優先設置場域、資源分布及申設現況，108年度太陽光電躉購容量級距建議仍維持107年度相同，說明如下：

- (1)不新增追日型：我國目前設置場域以屋頂、地面及水域空間為主，且在設置型態與資源有限情況下，不應侷限各場域的設置型態及不應以設置技術來區分躉購分類，故108年度不新增追日型類別。
- (2)光電溫室及架高型：未來於農光合作推廣政策及其設置型態較為明確後，再進一步研議，故108年度不新增光電溫室及架高型類別。
- (3)地面大型電站：考量現行大型電站參採設置案例較少，且為使土地資源達到有效配置與利用，故108年度地面型太陽光電不區分容量級距。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (一) 期初設置成本

1.107年度審定會使用參數值：如下表所述

2.108年度第四次審定會決議數值：如下表所述

類型	級距	107年度審定會 使用參數值		108年度第四次審定 會決議數值		成本變動幅度 (%)
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	--	--	58,700	58,700	--
	20瓩以上未達100瓩	51,600	50,500	44,400	44,400	-12.08
	100瓩以上未達500瓩	48,000	47,000	42,700	42,700	-9.15
	500瓩以上	46,600	45,700	41,500	41,500	-9.19
地面型	1瓩以上	52,000	51,000	42,200	42,200	-17.25
水面型	1瓩以上	58,000	57,000	48,200	48,200	-15.44

註：

- 1.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。
- 2.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；上表中之降幅為108年第二期期初設置成本與107年第二期期初設置成本相比之降幅。
- 3.地面型含特高壓系統者，其期初設置成本為45,200元/瓩。
- 4.107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。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (一) 期初設置成本

#### 3. 資料參採說明

##### (1) 以設備登記階段檢附發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

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，建議參考106年度與107年1月至5月之設備認定發票資料(共2,809筆)並剔除過高、過低及上下10%極端值後之設置成本並加以平均，各級距說明如下：

**A. 1~20瓩、20~100瓩、100~500瓩及地面型**：設備認定發票資料皆為業者所提之市場實際成交價格，依據參數資料參採原則，皆納入資料參採對象，因此，容量級距1~20瓩、20~100瓩、100~500瓩及地面型之第一期期初設置成本皆採納設備認定發票資料。

**B. 500瓩以上**：本年度未有新增案例，考量屋頂型500瓩以上與100~500瓩之設置條件、設置方式與規模相似，建議援用106年度審定會估算方式，以前一年度與100~500瓩之成本差距2.77%進行調整。

			原始資料				剔除極端值				平均數	
	類型	容量級距	案件	平均值 (元/瓩)	最高值 (元/瓩)	最低值 (元/瓩)	案件	平均值 (元/瓩)	最高值 (元/瓩)	最低值 (元/瓩)	未反映國 際降幅	反映國際降 幅後
106年	屋頂型	1-20瓩	812	55,979	79,412	20,238	650	57,605	71,724	30,350	57,658	57,658
		20-100瓩	489	45,372	77,658	20,004	391	45,601	62,987	23,922	45,299	43,374
		100-500瓩	490	43,621	79,574	20,058	392	43,345	63,018	24,514	43,501	41,652
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--	42,296	40,498
	地面型	1瓩以上	47	45,494	64,615	20,238	37	46,328	60,000	30,896	43,078	41,247
合計			1,838			1,470						
107.1-5	屋頂型	1-20瓩	93	57,122	79,582	20,170	75	58,120	72,372	35,758		
		20-100瓩	23	39,726	64,468	20,513	19	39,085	58,466	23,107		
		100-500瓩	17	49,305	72,652	35,722	13	48,210	60,256	41,764		
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--		
	地面型	1瓩以上	24	38,080	63,613	24,481	20	37,065	59,980	25,025		
合計			157			127						

註1：依據參數資料參採原則，僅就設備登記程序中成本發票提供總建置成本之資訊進行統計。

註2：考量成本合理性，剔除總建置成本低於僅含模組占比價格及2倍模組價格之數據(以107年度下半年各類型各級距期初設置成本之平均模組占比40%估算)。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (一) 期初設置成本

#### 3. 資料參採說明

(1) 以設備登記階段檢附發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

##### C. 地面型：

(A) 106年度起，地面型期初設置成本係以屋頂型500瓩以上之設置成本為基準，外加整地(用於維護生態環境與景觀設計)、地質鑽探及併網等費用(2,949元/瓩)，108年度參採案例係以設備認定發票資料進行估算，應以包含上述費用，故不再以外加方式進行反映。

(B) 地面型(無特高壓系統)以認定發票資料進行估算：

設備認定發票資料皆為業者所提之市場實際成交價格，依據參數資料參採原則，地面型期初設置成本則參採設備認定發票資料(43,078元/瓩)，續考量國際預估未來降幅後(4.25%)，108年度期初設置成本為41,247元/瓩。

(C) 特高壓系統成本：

a. 大規模設置案件考量電網佈建、工程技術及環境影響等因素，皆有設置升壓設備之可能，而目前已完工之地面型設置案多併接於11.4kV或22.8kV之電壓系統；考量未來配電等級之饋線容量不足時，需設置升壓設備併聯至輸電等級之特高壓系統，另依據資料樣本蒐集內涵及完整性，建議予以反映特高壓系統(161kV)之成本。

b. 特高壓系統(161kV)成本資料蒐集：依據蒐集資料，特高壓系統(161kV)成本占總成本比例介於7.1~10.59%，考量併網實務、工程便利性(自建、共用)及大型案場之規模經濟現象，建議以7.1%為計算基準。

(D) 地面型(含特高壓系統)：考量一定規模以上大型開發案件若無饋線則需升壓至特高壓系統，建議針對需建置特高壓系統者，可額外加計上述7.1%之成本，故108年度地面型(含特高壓系統)期初設置成本為44,176元/瓩(41,247\*1.071)。

##### D. 水面型(浮力式)：

考量107年度完工之設置案例未有發票得以佐證，故建議援用107年度審定會估算方式，即以地面型期初設置成本為基準，再加計衍生之成本費用6,000元/瓩，108年度期初設置成本為47,247元/瓩。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (一) 期初設置成本

#### 3. 資料參採說明

(1) 以設備登記階段檢附發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

E. 其他成本費用：

##### (A) 租金、農業回饋金：

- a. 考量租金係於業者在申請設置太陽光電設備時，必須考量且應自行吸收之額外成本，另租金會依各案協商方式而有不同的租金費用，租金成本差異過大，不宜用來作為標竿值進行估算，故建議不考量個案地租金費用。
- b. 有關農業回饋金部分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，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。

##### (B) 產品認證與開發成本：

產品認證與開發成本是業者在太陽光電設備研發與認證，必須考量且應自行吸收之額外成本，且非所有設置業者皆會產生該項費用，因此，不宜用來作為標竿值進行估算，故建議不考量產品認證與開發成本。

##### (C) 模組回收費用：

為加速健全太陽光電模組回收管理制度，參考現行日本與法國預估之成本，回收處理成本介於1~1.5元/W；此外，考量我國模組回收機制尚屬初期執行階段，故建議模組回收費用暫以每瓦1,000元進行估算，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。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (一) 期初設置成本

#### 3. 資料參採說明

#### (2) 國際預估未來成本發展趨勢

- A. 蒐集Joint Research Centre of the European Commission、IEA及DECC等國際報告針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，國際預估2019年較2018年設置成本下降幅度介於4.04~4.66%，平均為4.25%。
- B. 考量「綠能屋頂全民參與」之政策仍處推動階段，併同參酌107年度1-20瓩推動方式及業者意見，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。
- C. 考量我國太陽光電過往訂定兩期躉購費率，是為鼓勵業者盡早進入市場，惟此執行方式會造成業者及相關單位在6及12月趕工，進而產生工安意外，併同考量業者意見，建議108年度不區分上下二期反映國際降幅。

機構	年降幅 (%)	未來成本發展趨勢說明
Joint Research Centre of the European Commission(歐盟聯合研究中心)	4.15	依據歐盟聯合研究中心報告，預估住宅型裝置容量小於20瓩者，2015年設置成本每瓩為1,310歐元、2020年每瓩為1,100歐元，年降幅為4.15%。
	4.20	依據歐盟聯合研究中心報告，預估商業型裝置容量介於20至2,000瓩者，2015年設置成本每瓩為1,140歐元、2020年每瓩為920歐元，年降幅為4.20%。
	4.04	依據歐盟聯合研究中心報告，預估公用事業規模裝置容量大於10MW者，2015年設置成本每瓩為1,020歐元、2020年每瓩為830歐元，年降幅為4.04%。
IEA(國際能源總署)	4.36	歐洲2015年屋頂型設置成本每瓩為1,600美元、2020年每瓩為1,280美元，年降幅為4.36%。
	4.66	歐洲2015年大規模設置成本每瓩為1,320美元、2020年每瓩為1,040美元，年降幅為4.66%。
Department of Energy and Climate Change(能源與氣候變遷部)	4.33	依據英國能源與氣候變遷部報告，預估商業型裝置容量介於1,000~5,000瓩者，2015年設置成本每瓩為936歐元、2020年每瓩為750歐元，年降幅為4.33%。
	4.15	依據英國能源與氣候變遷部報告，預估商業型裝置容量大於5,000瓩者，2015年設置成本每瓩為900歐元、2020年每瓩為728歐元，年降幅為4.15%。
	4.12	依據英國能源與氣候變遷部報告，預估地面型裝置容量介於1,000~5,000瓩者，2015年設置成本每瓩為1,007歐元、2020年每瓩為816歐元，年降幅為4.11%。

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..

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (一) 期初設置成本

#### 4. 108年度期初設置成本估算

參採樣本為106年至107年5月底之設備登記發票資料，另考量我國推廣政策與推廣目標，另依據國際降幅(4.25%)進行估算後，加計模組回收費用(暫以每瓩1,000元估算)，結果如下：

	裝置容量級距 (瓩)	107年度 <b>第二期</b> 之 期初設置成本 (元/瓩)	108年度 <b>第二期</b> 之期 初設置成本 (元/瓩)	變動幅度 (%)
屋頂型	≥1 ~ < 20		58,700	--
	≥ 20 ~ < 100	50,500	44,400	-12.08
	≥ 100 ~ < 500	47,000	42,700	-9.15
	≥ 500	45,700	41,500	-9.19
地面型	≥1	51,000	42,200	-17.25
水面型 (浮力式)	≥1	57,000	48,200	-15.44

註：

- 1.屋頂型≥ 500kW之設置成本參考107年≥ 100kW ~ < 500kW及≥ 500kW之設置成本差距2.77%進行估算。
- 2.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，因此僅列出第二期期初設置成本；上表中之降幅為**108年第二期期初設置成本與107年第二期期初設置成本相比之降幅**。
- 3.地面型**含特高壓系統者**，其期初設置成本為**45,200**元/瓩。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (二)年運轉維護費

1.107年度審定會使用參數值：如下表所述

2.108年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	107年度審定會使用參數值 (%)	108年度第四次審定會決議數值 (%)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	3.41	3.69
	20瓩以上未達100瓩		
	100瓩以上未達500瓩		
	500瓩以上		
地面型	1瓩以上	2.33	2.98
水面型	1瓩以上	2.09	2.61

#### 3.資料參採說明

- (1)太陽光電系統公會：考量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。
- (2)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，即參採地面型案例進行估算。
- (3)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。
- (4)地面型(含特高壓系統)資料參採：108年度未有實際設置案例與運轉維護費用，考量設置型態與規模，建議該級距108年度之運轉維護費用以地面型之運轉維護費用進行估算。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (二)年運轉維護費

##### 3.資料參採說明

(5)近年天災颱風導致設備受損嚴重而產生額外的保險費用，故蒐集保險費用資料，採約300元/瓩進行估算。

(6)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，故建議108年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例屋頂型為3.69%、地面型為2.98%及水面型為2.61%。

類型	裝置容量級距(瓩)	108年度期初設置成本(元/瓩)	運轉維護費用(元/瓩)	占比(%)	各類型占比平均值(%)
屋頂型	≥1~<20	58,700	2,286	3.89	3.69
	≥20~<100	44,400	1,689	3.80	
	≥100~<500	42,700	1,486	3.48	
	≥500	41,500	1,486	3.58	
地面型	≥1	42,200	1,256	2.98	2.98
水面型(浮力式)	≥1	48,200	1,256	2.61	2.61

註：地面型含特高壓系統者，其期初設置成本為45,200元/瓩，運轉維護費用占比為2.78%。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 五、108年度太陽光電使用參數

#### (三)年售電量

1.107年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

2.108年度第四次審定會決議數值：1,250度/瓩

#### 3.資料參採說明

- (1)考量優先鼓勵開發優良場址，並引導發電效率較好之產品進入市場，為避免發電量參數波動過大，應觀察長期參數資料而非單一年度資料。
- (2)觀察台電、工研院及電能補貼104與106年資料，**全臺灣場址**扣除異常值後平均年發電量為**1,215**度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為**1,183**度/瓩；**台中以南場址**扣除異常值後平均年發電量為**1,246**度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為**1,213**度/瓩。

全臺灣									
資料年度	台電			工研院			電能補貼		
	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)
104年	1,303	22	18,237.165	1,233	22	260.088	1,281	5,721	443,822.66
105年	1,186	22	18,236.355	1,090	18	97.101	1,197	8,271	644,276.96
106年	1,222	22	18,236.625	1,187	9	60.8	1,232	11,189	905,402.46
平均	1,237	--	--	1,170	--	--	1,237	--	--
台中以南									
104年	1,321	19	17,503.60	1,314	14	50.4	1,291	5,380	431,707.32
105年	1,199	19	17,503.60	1,158	11	35.00	1,206	7,828	624,503.16
106年	1,240	19	17,503.06	1,245	7	53.46	1,243	10,350	852,105.38
平均	1,253	--	--	1,239	--	--	1,247	--	--

- (3)依據上述計算結果，因與107年度審定會所採之**1,250度/瓩**差異不大，為引導資源有效利用，故建議太陽光電108年度之年售電量仍維持**1,250度/瓩**。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 六、平均資金成本率使用參數

- (一)107年度審定會使用參數：5.25%
- (二)108年度第四次審定會決議數值：5.25%
- (三)資料參採說明

#### 1.公式說明

- (1)平均資金成本率（WACC）係為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，用以反映業者開發案件所需之整體投資資金。
- (2)WACC受四項參數影響，即無風險利率、外借資金及自有資金比例、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬，其計算公式如下：

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

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； $\alpha$ 為銀行信用風險加碼； $\beta$ 為風險溢酬

- (1)無風險利率：係以該國資本市場風險最低之標的為主，為一項沒有風險的投資可得到之投資報酬率。
- (2)外借資金及自有資金比例：根據企業融資金額、信用評等，以及還款能力進行評估。
- (3)銀行信用風險加碼：根據企業信用評等及利息保障倍數或投資計畫之風險高低等進行評估。
- (4)風險溢酬：風險溢酬的高低與事業經營風險關係密切，惟數值高低為投資者主觀看法，市場上無一定標準，故與所投資事業經營型態之相似案例為比較基礎，據以評估風險溢酬。

# 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

## 2. 參數資料蒐集說明

### (1) 無風險利率

#### A. 國內資料

- (A) 無風險利率變動趨勢與各國經濟環境關係密切，考量躉購年限為20年，建議以長期穩定及避免數值波動過大之中長期利率指標 中央銀行10年期政府公債殖利率 為參採標的，併考量早年度政經情況與現況差異過大，為適時反映我國當前經濟情勢，建議以 近三年 數值估算較為合宜。
- (B) 企業對外投資多會面臨匯率及利率波動等市場風險，而金融市場亦發展出多項金融避險工具，協助企業向銀行貸款時，利用避險工具規避利率與匯率波動風險。
- (C) 綜上，中央銀行10年期政府公債已反映中長期利率表現，且企業向銀行貸款取得資金時多會加購避險工具規避市場風險，因此建議無風險利率之參採標準與過去審定會一致，以 近三年中央銀行10年期政府公債殖利率平均值 作為無風險利率之參採數值，即民國105年至107年(1-6)月平均值 0.97%。

#### B. 國外資料

蒐集近三年歐元區10年期公債殖利率資料，計算2016年至2018年6月公債殖利率平均數值為 2.29%。

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2016年平均	2.04	<a href="http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4FG_N_C.SV_C_YM.IF_10Y">http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4FG_N_C.SV_C_YM.IF_10Y</a>
2017年平均	2.53	
2018年1~6月平均	2.33	
2016年~2018年6月平均	2.29	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，且中央銀行10年期政府公債已反映中長期之經濟情勢，決議 108年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為0.97%。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 2.參數資料蒐集說明

#### (2)外借資金及自有資金比例

##### A.國內資料

根據107年度國內金融機構回函資料顯示，國內投資太陽光電設施的貸款成數多介於70%~80%間；川流式水力貸款成數約70%。

##### B.國外資料

(A)根據Bloomberg(2017)報告，OECD國家投資太陽光電、陸域風力之外借資金比例介於75%~80%之間。

(B)根據Fraunhofer ISE(2018)報告，德國投資太陽光電、陸域風力、生質能(沼氣)之外借資金比例約在80%。



綜合國內外案例，外借資金比例皆接近70%，決議108年度外借與自有資金比例設定為70%：30%。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 2. 參數資料蒐集說明

#### (3) 銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

##### A. 國內資料

(A) 銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 $\alpha$ 風險， $\alpha$ 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險，評估方式說明如下：

a. 利息保障倍數：利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，國內外銀行對新興投資計畫會要求利息保障倍數須在2.5倍，約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 $\alpha$ 風險介於1.5%至2.0%。

b. 公司債與政府公債利差：以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差可作為風險加碼的參考範圍，故以105-107年1-6月twBBB公司債利率平均值扣掉105-107年1-6月無風險利率平均值，得風險加碼為1.27%。

c. 國內金融機構與業者回函資料：

(a) 銀行提供部分太陽光電融資案之信用風險加碼介於1.00-2.50%之間

(b) 根據銀行及業者回函太陽光電、川流式水力之融資利率介於1.60-3.50%，扣除無風險利率(0.97%)後，推估信用風險加碼介於0.63-2.53%。

(B) 綜合國內資料，一般再生能源銀行融資信用風險加碼介於0.63-2.53%。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 2. 參數資料蒐集說明

#### (3) 銀行融資信用風險加碼( $\alpha$ 風險)

##### B. 國外資料

蒐集國外10筆外借資金報酬率資料，剔除上下各1筆極端值後，計算平均外借資金報酬率為5.04%，減去近3年歐元區10年期公債殖利率平均值2.29%後，推估銀行融資信用風險加碼約**2.75%**。

國家	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	4.50	Fraunhofer ISE(2016), Electricity cost from renewable energy technologies in Egypt.
比利時	陸域風力	5.90	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
芬蘭	陸域風力	5.60	
丹麥	陸域風力	5.60	
西班牙	陸域風力	8.30 (7.90-8.30)	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
英國	陸域風力	4.00	Glasgow(2017),Onshore wind conference and exhibition.
歐洲	太陽光電	8.00	Lazard(2017),Levelized cost of energy.
英國	太陽光電	2.90	Bloomberg(2017),Global renewables investment.
英國	生質能	3.20	Bloomberg(2017),Global renewables investment.
德國	太陽光電	3.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.



決議108年度一般再生能源的信用風險加碼為**2.75%**。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 2.參數資料蒐集說明

#### (4)業者風險溢酬(β風險)

蒐集國外10筆自有資金報酬率資料，剔除上下極端值各1筆後，計算平均自有資金報酬率為9.80%，減去國外平均外借資金報酬率5.04%後，推估業者風險溢酬為4.76%。

國家	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	9.00	Fraunhofer ISE(2016),Electricity cost from renewable energy technologies in Egypt.
英國	陸域風力	10.40	DIA-CORE(2016),The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
比利時	陸域風力	10.80	
芬蘭	陸域風力	11.00	
丹麥	陸域風力	11.20	
美國	太陽光電	13.40	
英國	太陽光電	12.00 (10.00-14.00)	Glasgow(2017),Onshore wind conference and exhibition.
德國	太陽光電	7.00	UNDP(2017),Derisking Renewable Energy Investment.
德國	太陽光電	6.50	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.
德國	陸域風力	7.00	Fraunhofer ISE(2018),Levelized cost of Electricity renewable energy technologies.



考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，參考國外相似案例，決議108年度一般再生能源之β風險採國外數值為4.76%。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 3.參數參採彙總

參數別	參採數值	參採說明
自有資金比例	30%	國內外典型專案、再生能源投資計畫
外借資金比例	70%	
無風險利率	0.97%	十年期政府公債殖利率105年至107年(1-6月)三年平均數值
$\alpha$ 風險	2.75%	參採國內資料及國外(德國、比利時、英國、丹麥、芬蘭、歐洲)等8筆
$\beta$ 風險	4.76%	參採德國、比利時、芬蘭、英國、丹麥等8筆資料
外借資金報酬率 <sup>註</sup>	3.72%	
自有資金報酬率 <sup>註</sup>	8.48%	

註：外借資金報酬率=無風險利率+ $\alpha$ 風險、自有資金報酬率=無風險利率+ $\alpha$ 風險+ $\beta$ 風險

#### (四)計算結果說明

1. 一般再生能源(太陽光電、陸域風力、生質能、廢棄物、川流式水力、地熱)

$$30%*(0.97\%+2.75\%+4.76\%)+70%*(0.97\%+2.75\%)=5.15\%$$

2. 108年度一般再生能源WACC計算數值為5.15%，然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5.25%。

## 貳、108年度太陽光電電能躉購費率草案

### 七、108年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)	
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	≥1~<20	<u>58,700</u>	<u>58,700</u>	<u>3.69</u> (3.41)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)	
		≥20~<100	<u>44,400</u> (51,600)	<u>44,400</u> (50,500)				
		≥100~<500	<u>42,700</u> (48,000)	<u>42,700</u> (47,000)				
		≥500	<u>41,500</u> (46,600)	<u>41,500</u> (45,700)				
	地面型	≥1	無建置 特高壓系統者	<u>42,200</u> (52,000)	<u>42,200</u> (51,000)			<u>2.98</u> (2.33)
			有建置 特高壓系統者	<u>45,200</u>	<u>45,200</u>			<u>2.78</u>
	水面型	≥1	<u>48,200</u> (58,000)	<u>48,200</u> (57,000)	<u>2.61</u> (2.09)			

註：1. ()內數字為107年度參採數值。

2.107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。

報告完畢

