

再生能源電能躉購費率 及其計算公式說明

(下午場次：風力、生質能及其他再生能源)

經濟部

105年9月20日

目錄

- 壹、106年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率
 - 一、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算
 - 二、躉購制度獎勵措施
 - 三、躉購分類與容量級距
 - 四、風力發電使用參數
 - 五、生質能發電使用參數
 - 六、廢棄物發電使用參數
 - 七、川流式水力發電使用參數
 - 八、地熱發電使用參數
 - 九、平均資金成本率使用參數
 - 十、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

壹、106年再生能源電能躉購費率計算公式

一、公式說明

依106年度再生能源電能躉購費率審定會會議結論，電能躉購費率計算公式如下：

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

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

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

2

壹、106年再生能源電能躉購費率計算公式

二、公式意義與內涵

- (一)利用躉購合約期間內，再生能源發電業者各年期的淨收入(電費收入減運維費用)以平均資金成本率折現之後，令其各年淨收入現值之和等於期初設置成本。
- (二)公式中的各項參數除期初設置成本之外，在計算公式中皆加以均化處理，以得到均化的躉購費率，因此，公式中之參數皆為長期平均的概念。
- (三)各項參數以長期平均化後，各年之淨收入將成為以平均資金成本率為變數的等比級數，故可以將各年的加總值簡化為平均資金成本率與年數的關係式，稱之為「資本還原因子」。
- (四)資本還原因子中之平均資金成本率並不是指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金的報酬率，所以平均資金成本率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率。

3

壹、106年再生能源電能躉購費率計算公式

三、公式特色

- (一)以固定費率長期躉購方式，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險，符合國際饋網電價(Feed-in Tariff)之精神。
- (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，並給予業者提高發電量之誘因，以提昇再生能源之經濟效益。
- (三)反映資金成本及投資風險溢酬，有助於費率水準可以維持業者合理利潤之訂定目的。

4

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

一、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率試算

再生能源類別	分類	級距 (kW)	106年度躉購費率試算 (元/度)		與上年度比較 (%)	
風力	陸域	≥1~<20	8.5265 (8.5098)		+0.20	
		≥20	有安裝或具備LVRT者	2.8776 (2.8099)	+2.41	
			無安裝或具備LVRT者	2.8395 (2.7763)	+2.28	
	離岸	無區分	5.9838 (5.7405)		+4.24	
			階梯式躉購費率	前10年	7.3103 (7.1085)	+2.84
				後10年	3.5948 (3.4586)	+3.94
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.6000 (2.7174)		-4.32	
	有厭氧消化設備	無區分	5.0087 (3.9211)		+27.74	
川流式水力	無	無區分	2.9512 (2.9078)		+1.47	
地熱	無	無區分	4.7896 (4.9428)		-3.10	
廢棄物	無	無區分	3.9839 (2.9439)		+35.33	

註1：()內數字為105年度公告數值。

註2：106年度下限費率為2.6000元/度。

註3：上述各能源別中，僅生質能有厭氧消化設備以及廢棄物躉購費率年增超過10%，其原因分別為：

1.今年度生質能有厭氧消化設備之年運轉維護費採國內實際商轉案例，且為增加國內生質能沼氣發電設置量，並兼顧國內外狀況，年售電量採國內與國際資料之平均，此乃費率提升之主因。

2.今年度廢棄物年運轉維護費中的燃料成本及年售電量係採國內廠商提供之固態衍生性生質燃料資料所計算，此乃費率提升之主因。

5

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

二、躉購制度獎勵措施

獎勵機制	目的	措施起始年	106年度做法
離島費率獎勵機制	為節省離島地區柴油發電成本，故以費率加成獎勵鼓勵離島地區設置再生能源。	103年度	各類再生能源發電設備設置於離島地區，所適用之106年度躉購費率按實際公告費率加成15%。但其電能躉購費率加成部分自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網連結日起，即停止適用。
陸域20瓩以上風力發電之目標達成獎勵機制	改善我國陸域20瓩以上風力發電的目標達成率，並鼓勵業者在簽約後盡快完工併聯運轉。	103年度	決議106年度取消此制度，改由降低年售電量參數鼓勵業者加速開發次級風場。
陸域20瓩以上風力發電之年售電量檢討機制	考量未來陸域風力將逐漸往以開發風速較低的區域為主，故針對年售電量參數採取檢討機制。	104年度	決議106年度取消此制度，改由降低年售電量參數鼓勵業者加速開發次級風場。
離岸風力發電之階梯式費率機制	基於解決離岸風力發電的融資困難問題，故給予業者選擇適用階梯式躉購費率之機會。	104年度	決議106年度仍沿用105年度作法，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擇一適用，但選擇適用後即不得變更，且後10年費率不得更改為未來年度之下限費率。

6

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

三、躉購分類與容量級距

105年度			106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)
風力發電	陸域	≥1~<20	風力發電	陸域	≥1~<20
		≥20			≥20
	離岸	無區分		離岸	無區分
生質能	無厭氧消化設備	無區分	生質能	無厭氧消化設備	無區分
	有厭氧消化設備	無區分		有厭氧消化設備	無區分
川流式水力	--	無區分	川流式水力	--	無區分
地熱能	--	無區分	地熱能	--	無區分
廢棄物	--	無區分	廢棄物	--	無區分
其他	--	無區分	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

◆ 生質能：

- 考量現行法規限制、合格料源種類認定、混燒發電量計算、稽核方式與獎勵辦法等配套措施尚未完善，故決議不新增混燒分類。
- 考量目前國內實際商轉案例較少，且裝置容量多集中於200~800瓩，故決議106年度不區分躉購容量級距。

◆ 地熱發電：考量國內目前尚無實際商轉案例，且我國地熱推廣策略「由淺入深」，短期仍集中開發淺層地熱，故決議不區分深淺層躉購分類。

◆ 於「其他」躉購類別中，明列適用其他類別之再生能源項目，包含海洋能、氫能或其他經中央主管認定可永續利用之能源。

7

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達20瓩

1.期初設置成本

(1)105年度審定會使用參數值：15.27萬元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：15.30萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.蒐集近3年(103-105年)國內案例資料共4筆，剔除上下極端值共2筆樣本後，期初設置成本平均為157,030元/瓩。

B.考量我國小型風機多以出口為主，故另蒐集近3年(103-105年)海關資料，挑選水平軸發電機樣本共19筆，並根據進出口的商品內涵將樣本分為三類，分別剔除上下極端值後，依國內外水平軸小型風機的成本結構占比資料(註*)，推估期初設置成本，計算平均為148,986元/瓩。

註*：依不同出口品項內涵分為3種樣態，出口成本占期初設置成本比例分別為22.95%、26.24%及29.54%，平均計算3種樣態之成本即為148,986元/瓩。

C.根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2011)預估，陸域小於50瓩規模之風力發電於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2015年下降120英鎊，年平均降幅為0.68%。

D.綜上，基於鼓勵設置，決議106年度不考量國際成本降幅，採國內案例之期初設置成本與海關出口資料推估期初設置成本之平均，即15.30萬元/瓩。

8

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達20瓩

2.年運轉維護費

(1)105年度審定會使用參數值：占期初設置成本1.00%，即1,527元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本1.00%，即1,530元/瓩

(3)資料參採說明

A.考量設備20年運轉期間需更換2次逆變器，且逆變器價格以5,000元/瓩估算下，則平均每年設備更換費用為500元/瓩，另加計A場址9kW小型風機的每年維護合約費用950元/瓩(未含零件更換)後，年運轉維護費為1,450元/瓩。

B.蒐集近3年(2014-2016年)美國能源部資料共4筆，另為符合我國躉購費率級距，故將案件規模11~49kW之樣本予以剔除，則剩餘3筆小型風機的年運轉維護費平均為1,552元/瓩。

C.考量國內案例資料數量較少，故將國內外資料平均，則年運轉維護費為1,501元/瓩，按106年度期初設置成本建議數值153,000元/瓩計算，則占期初設置成本比例為0.98%，取其整數即為1.00%，即1,530元/瓩。

9

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(一)陸域型1瓩以上未達20瓩

3.年售電量

(1)105年度審定會使用參數值：1,650度/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：1,650度/瓩

(3)資料參採說明

- A.根據國內小型風力躉購案件3筆售電資料，計算102、103年平均年售電量分別為818度/瓩、690度/瓩，主要係因設備受損等因素，導致年售電量不如正常運轉，使實際發電效率大幅低於預期。
- B.考量國內樣本數較少，故同步參採國外資料做為參數參採對象，將日本及美國資料進行平均後，年發電量約為1,862度/瓩。
- C.考量目前政策方向、發展定位與經濟效益等因素，建議應以較高標準引導發電效率提升，若參考國外資料，則年售電量可調整為1,850度/瓩，惟基於鼓勵設置，決議106年度小型風機的年售電量維持1,650度/瓩。

資料來源1：<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/index.html>。

資料來源2：Distributed Wind Energy Association(DWEA, 2016), SMART Wind Roadmap, P.26.

資料來源3：<http://smallwindcertification.org/certified-small-turbines/>

10

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

1.期初設置成本

(1)105年度審定會使用參數值：6.10萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為6.00萬元/瓩)

(2)106年度第二次審定會決議數值：5.67萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.57萬元/瓩)

(3)資料參採說明

- A.蒐集近3年(103-105年)國內設置案例資料2筆，分別為台電A風場的契約結算資料，及台電B風場新建工程的契約決標資料，經剔除備品及運轉維護相關費用後，2筆資料計算期初設置成本平均為58,071元/瓩。
- B.考量國內案例資料數量較少，故另蒐集近3年(103-105年)海關進口成本資料，並根據103年以前之國內外各項報告數據，風力機組成本占期初設置成本比例平均為54%，104年更新數據後平均則為52%，以風力機組占設置成本比例估計期初設置成本，則裝置容量加權平均成本為55,346元/瓩。
- C.根據歐盟聯合研究中心(2014)預測，陸域大型風力於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2013年下降50歐元，年平均降幅為0.52%。
- D.綜上，基於鼓勵設置，決議106年度不考量國際成本降幅，採近3年海關進口成本資料與國內設置案件資料平均為5.67萬元/瓩(無安裝或具備LVRT者為5.57萬元/瓩)。

11

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-4 風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

資料來源	National Renewable Energy Laboratory		International Renewable Energy Agency (IRENA)	工研院產經中心	台灣電力公司	
報告名稱	NREL(2012), 2010 Cost of Wind Energy Review (舊)	NREL(2015), 2014 Cost of Wind Energy Review (新)	RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Volume 1: Power Sector Issue 5/5 - Wind Power.(2012)	全球風力發電政策動態與產業趨勢(2011)	蘆竹風力發電機組新建工程結算明細表(2015)	澎湖龍門、講美及大赤崁風力發電機組新建工程決採詳細價目表(2015)
風力機組(含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	68%	71%	64%~84%	75%	68.73%	47.65%
風力機組(不含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	53%	58%	47%~62% (平均54.5%)	55%	53.40%	37.32%

表2-5 103-105年海關進口成本資料彙整

經詢問台電公司，蘆竹風場的風力機結算金額約為32,681元/瓩，故海關進口金額21,461元/瓩應屬不合理現象，並因此將此筆資料視為極端值予以剔除。

資料年度	進口國別	廠牌	機組數	裝置容量(MW)	完稅價格(元)	單位價格(元/瓩)	設置成本推估(元/瓩)
2014	德國	ENERCON	1	2.3	69,323,040	30,140	55,816
2014	德國	ENERCON	2	2.3	147,611,808	32,090	59,425
2014	德國	ENERCON	1	2.3	73,805,904	32,090	59,425
2014	德國	ENERCON	8	0.9	154,518,324	21,461	39,742
2015	德國	ENERCON	1	2.3	61,092,024	26,562	48,294
2015	德國	ENERCON	1	2.3	61,092,024	26,562	48,294
2015	德國	ENERCON	1	2.3	71,059,150	30,895	56,173
2015	德國	ENERCON	1	2.3	66,302,671	28,827	52,413
2015	德國	ENERCON	1	2.3	65,615,580	28,529	51,870
2015	德國	ENERCON	1	2.3	62,137,550	27,016	49,121
2015	德國	ENERCON	1	2.3	60,865,525	26,463	48,115

註1：風力發電機組設備包含葉片、輪殼、發電機、機艙上部、機艙下部與特殊訂製模組。

註2：根據2014年以前之國內外各項報告數據，風力機組成本占期初設置成本比例平均為54%，2015年更新數據後平均則為52%。

註3：2016年截至5月5日止，國內尚無任何大型風力機組進口資料。

12

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

2.年運轉維護費

(1)105年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.86%(無安裝或具備LVRT者為2.91%)，即1,747元/瓩。

(2)106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本2.97%(無安裝或具備LVRT者為3.02%)，即1,683元/瓩。

(3)資料參採說明

A.蒐集台電公司近3年(102-104年)有含括重件更換之保修合約資料共3筆，並利用104年發電量資料換算發電量加權平均保修費用為0.5451元/度，考量物價上漲因素下，計算20年均化之運轉維護費為0.6623元/度，另加計民營業者101年運轉維護費資料估算之20年均化土地租金與地方回饋金後，計算20年均化之年運轉維護費為0.6953元/度。

B.蒐集近3年(2013-2015年)國外年運轉維護費資料共12筆，剔除上下極端值共4筆後，於考量物價上漲因素2%後，20年均化之運轉維護費為0.8345元/度。

C.考量國內案例資料數量較少，故將國內外資料平均，則20年均化之運轉維護費為0.7649元/度，較105年度使用參數值0.7280元/度高。

D.基於因應未來相對次級之設置環境，假設國內年售電量為2,200度/瓩，則年運轉維護費為1,683元/瓩，按106年度期初設置成本決議數值56,700元/瓩計算，則占期初設置成本比例為2.97%(無安裝或具備LVRT者為3.02%)。

13

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(二)陸域型20瓩以上

3.年售電量

(1)105年度審定會使用參數值：2,400度/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：2,200度/瓩

(3)資料參採說明

A.根據國內100年以後商轉之風場資料，台電公司103~104年平均年發電量為2,892度/瓩，民營業者103~104年平均年發電量為2,207度/瓩。

B.根據工研院99年的研究報告，全台年滿發時數超過2,000小時的可開發場址共計27處，潛能總計526MW(已排除不適合以及限制開發之區域)，仍有許多潛力量尚未開發。

C.考量我國114年陸域風電設置目標為1,200MW，且根據工研院99年的研究報告，全台年滿發時數超過2,000小時的場址潛能尚有526MW，基於因應未來相對次級之設置環境，鼓勵業者設置開發，決議106年度陸域型20瓩以上風力發電的年售電量調整為2,200度/瓩。

14

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-6 台電公司100年以後商轉之風場103~104年發電量資料

年度(年)	場址	商轉日期(年/月)	單機裝置容量(kW)	塔架高度(公尺)	葉片直徑(公尺)	總裝置容量(kW)	本年淨發電量(kWh)	平均年發電量(度/瓩)	發電設備容量因數(%)
103	A	100.7	2,300	67	71	4,600	10,907,711	2,371	27.1
	B	100.7	2,000	78	80	6,000	19,718,241	3,286	37.5
	C	100.3	2,000	78	80	6,000	17,029,262	2,838	32.4
	D	100.3	2,300	67	71	23,000	61,939,008	2,693	30.7
104	A	100.7	2,300	67	71	4,600	12,664,780	2,753	31.4
	B	100.7	2,000	78	80	6,000	21,695,634	3,616	41.3
	C	100.3	2,000	78	80	6,000	16,962,210	2,827	32.3
	D	100.3	2,300	67	71	23,000	63,205,377	2,748	31.4

資料來源：台灣電力公司統計年報、台灣電力公司再生能源處。

15

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-7 民營公司100年以後商轉風場103~104年發電量資料

年度(年)	場址	商轉日期(年/月)	抄表期間	單機裝置容量(kW)	塔架高度(公尺)	葉片直徑(公尺)	總裝置容量(kW)	平均年發電量(度/瓩)	發電設備容量因數(%)
103	A	100.9	102.12.12-103.12.10	2,300	64	71	6,900	1,585	18.1
	B	100.12	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	4,600	2,268	25.9
	C	101.3	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	4,600	2,324	26.5
	D	101.3	103.01.01-103.12.31	2,300	64	71	6,900	2,432	27.8
	E	102.4	103.01.01-103.12.31	2,300(14座) 900(2座)	64 45	71 44	34,000	2,170	24.8
	F	103.1	103.01.01-103.12.31	2,300(8座)	64	71	18,400	2,028	23.2
104	A	100.9	103.12.11-104.11.30	2,300	64	71	6,900	1,591	18.2
	B	100.12	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	4,600	2,535	28.9
	C	101.3	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	4,600	2,686	30.7
	D	101.3	104.01.01-104.12.31	2,300	64	71	6,900	2,741	31.3
	E	102.4	104.01.01-104.12.31	2,300(15座) 900(3座)	64 45	71 44	(1/1~11/1 : 34,000) (11/2~12/31 : 37,200)	2,244	25.6
	F	103.1、 103.6、 103.11	104.01.01-104.12.31	2,300(10座)	64	71	(1/1~12/13 : 18,400) (12/14~12/31 : 23,000)	1,877	21.4

註：根據民營業者表示，民營風場與國外廠商簽訂之保修合約，係保證設備可用率達97%以上。
資料來源：台灣電力公司再生能源處。

16

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(三)離岸型

1.期初設置成本

(1)105年度審定會使用參數值：18.01萬元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：17.92萬元/瓩

(3)資料參採說明：

- 根據國內民營示範業者提供示範風場財務評估數據，計算期初設置成本平均金額約182,161元/瓩。
- 蒐集2010-2016年英國及德國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)共29筆，並剔除上下極端值共6筆樣本後，剩餘23筆資料，平均為170,863元/瓩，並考量加計新估算之漁業補償成本1,443元/瓩及除役成本4,000元/瓩後，期初設置成本為176,306元/瓩。
- 根據歐盟聯合研究中心(2014)預測，離岸風力於2020年時，每瓩的期初設置成本會比2013年下降590歐元，年平均降幅為2.63%。
- 綜上，以國內外資料計算期初設置成本平均為17.92萬元/瓩，考量目前國內離岸示範風場尚未設置完成，決議106年度期初設置成本不考量國際成本降幅，採17.92萬元/瓩。(含併網成本、漁業補償成本及除役成本)。

17

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-8 2010-2016年英國及德國離岸風力發電期初設置成本資料(含併網成本)

編號	國別	場址	開發期別	商轉年度(年)	總裝置容量(kW)	期初設置成本(含併網)(NTD/kW)	離岸距離(公里)	水深下限(公尺)	水深上限(公尺)
1	英國	Robin Rigg	Round 1	2010	180,000	120,745	11.5	0	12
2	英國	Gunfleet Sands I + II	Round 1	2010	172,800	140,791	7.4	0	13
3	英國	Thanet	Round 1	2010	300,000	174,115	17.7	14	23
4	英國	Walney Phase 1	Round 1	2011	183,600	181,529	19.4	19	23
5	英國	Walney Phase 2	Round 1	2012	183,600	181,498	22.1	24	30
6	英國	Ormonde	Round 1	2012	152,250	169,993	12.3	17	21
7	英國	Sheringham Shoal	Round 1	2012	316,800	189,125	21.4	14	23
8	英國	Greater Gabbard	Round 1	2013	504,000	183,968	32.5	4	37
9	英國	London Array Phase 1	Round 2	2013	630,000	171,936	27.6	0	23
10	英國	Lincs	Round 2	2013	270,000	229,374	9.1	8	16
11	英國	Teesside	Round 1	2014	62,100	161,124	2.2	6	18
12	英國	West of Duddon Sands	Round 2	2014	388,800	239,612	20.1	17	21
13	英國	Gwynt y Môr	Round 2	2015	576,000	195,636	18	13	32
14	英國	Humber Gateway	Round 3	2015	219,000	202,501	10.1	10	18
15	英國	Westermost Rough	Round 3	2015	210,000	209,511	11.2	12	22
16	英國	Kentish Flats Extension	Round 2.5	2015	49,500	147,792	8.9	1	4
17	德國	Alpha Ventus	/	2010	60,000	174,617	56	28	30
18	德國	ENBW Baltic 1	/	2011	48,300	169,602	17.1	16	19
19	德國	BARD Offshore 1	/	2013	400,000	286,571	111.9	39	41
20	德國	Riffgat	/	2014	108,000	179,067	42.4	18	23
21	德國	Meerwind Ost/Sud	/	2014	288,000	167,875	54.4	24	27
22	德國	DanTysk	/	2015	288,000	122,838	74.3	21	29
23	德國	Amrumbank West	/	2015	288,000	122,838	45	20	25
24	德國	Borkum Riffgrund 1	/	2015	312,000	141,736	55	23	29
25	德國	Butendiek	/	2015	288,000	159,690	35.4	19	21
26	德國	EnBW Baltic 2	/	2015	288,000	153,548	35.4	20	42
27	德國	Global Tech 1	/	2015	400,000	159,198	109.5	38	41
28	德國	Nordsee Ost	/	2015	295,200	155,795	51.4	22	25
29	德國	Trianel Windpark Borkum Phase 1	/	2015	200,000	159,198	65.6	28	33

註：英國Teesside風場及Kentish Flats Extension風場無另外設置海上變電站，設置成本已包含海纜成本。

資料來源：1. <http://www.4coffshore.com/windfarms/>

2. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders>

18

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(三)離岸型

2.年運轉維護費

(1)105年度審定會使用參數值：占期初設置成本3.24%，即5,844元/瓩。

(2)106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本3.26%，即5,844元/瓩。

(3)資料參採說明

- 國內A公司有提供其120MW示範風場的年運轉維護費財務評估數據，惟考量此數據尚不完整明確，且未有佐證資料，故建議不納入參採。
- 蒐集近3年(2013~2015年)國外年運轉維護費資料共11筆，剔除上下極端值共4筆後，剩餘7筆資料(均屬均化後之費用)，年運轉維護費介於3,870元/瓩~7,679元/瓩，平均為5,839元/瓩。
- 基於參數穩定，決議106年度年運轉維護費亦維持105年度使用參數值，採5,844元/瓩，按106年度期初設置成本決議數值179,200元/瓩計算，106年度年運轉維護費占期初設置成本之比例為3.26%。

19

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

表2-9 國外離岸型風力發電年運轉維護費資料

國別	資料年度(年)	幣別	年運轉維護費(元/kW)	年運轉維護費(NTD/kW)	備註	資料來源
美國	2013	USD	72.71	2,165		Energy Information Administration(2013), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2013".
英國	2013	GBP	126	5,864	近岸的風場 - RO機制數據	TNEI(2013), Offshore Wind Generation Cost Variations Review.
英國	2013	GBP	143	6,655	近岸的風場 - 國家電網蒐集數據	
英國	2013	GBP	165	7,679	離岸距離大於50公里或超過45米深度之離岸風場 - RO機制數據	
英國	2013	GBP	206	9,587	離岸距離大於50公里或超過45米深度之離岸風場 - 國家電網蒐集數據	
歐盟	2013	USD	100-160	3,870		World Energy Council(2013), World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies.
美國	2013	USD	74	2,203		EIA(2014), Assumptions to the Annual Energy Outlook 2014.
英國	2013	GBP	49 - 115	4,636	總裝置容量500MW，另外考慮20年物價上漲。	The Crown Estate(2013), A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance.
荷蘭	2014	USD	233	7,076	2014年5月西門子在荷蘭的600MW服務合約，該協議將持續15年，包括專門的船舶和直升機。	Navigant Consulting (2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis - 2014 Annual Market Assessment. P42
美國	2014	USD	138	5,091	另外考慮20年物價上漲。	NREL(2015), 2014 Cost of Wind Energy.
英國	2015	GBP	158.483	7,729	國內A公司提供之國外佐證報告。	Mahmood Shafiee, Feargal Brennan, Inés Armada Espinosa(2015), Whole Life-Cycle Costing of Large-Scale Offshore Wind Farms.

20

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

四、風力發電使用參數

(三)離岸型

3.年售電量

(1)105年度審定會使用參數值：3,700度/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：3,600度/瓩

(3)資料參採說明

- 根據澎湖風場91~104年的平均年發電量為3,622度/瓩，且台電公司104年澎湖A風場新建工程的保證年發電量約為3,867度/瓩，計算平均年售電量為3,745度/瓩。
- 根據國內海氣象觀測塔104~105年(未滿一年)的測風資訊，計算全年滿發時數為3,804小時，於考量風力機的可用率94%(包含排定服務停機時間、惡劣天候停工及潮汐接駁限制)，以及電力線損比例2.859%後，全年發電時數約3,474小時。
- 決議106年度年售電量採台電資料計算的年售電量3,745度/瓩與國內海氣象觀測塔短期測風估計的年售電量3,474度/瓩進行平均，取其整數即為3,600度/瓩。

表2-11 澎湖風力示範系統歷年發電量

澎湖風場年發電量														
運轉記錄	91年	92年	93年	94年	95年	96年	97年	98年	99年	100年	101年	102年	103年	104年
年發電量(度/瓩)	3,299	4,087	3,713	3,559	3,700	4,180	3,711	4,022	3,244	3,974	3,518	3,434	3,181	3,090

註：澎湖風場共設置8架600kW風機(中屯)與6架900kW風機(湖西)。
資料來源：台灣電力公司100~104年統計年報；台電公司再生能源處。

21

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)105年度審定參數值：5.70萬/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：5.70萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.本年度國內並未新增資料，依據參數資料參採原則「參數資料因缺乏近一年實際案例或資訊不足者，以前期公告費率參酌國際成本變化及費率結構進行調整計算」，故援用105年度審定會之期初設置成本。

B.因缺乏國際預估生質能無厭氧消化設備發電之期初設置成本變化趨勢，故決議106年度期初設置成本維持105年度水準，即為5.70萬元/瓩。

22

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

2.年運轉維護費

(1)105年度審定參數值：占期初設置成本11.30%，即6,457元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本15.76%，即8,984元/瓩

(3)資料參採說明

本年度無新增國內無厭氧消化設備之運轉維護資料，依據參數參採原則，蒐集近三年國際案例資料共4筆，平均運轉維護費用約為7,395元/瓩，若考量物價上漲因素2%計算，20年均化後之運轉維護費用為8,984元/瓩，占106年度審定會建議之期初設置成本5.70萬元/瓩之比例為15.76%，故決議106年度之運轉維護費用占期初設置成本比例為15.76%。

23

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(一)無厭氧消化設備

3.年售電量

(1)105年度審定參數值：5,300度/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：5,300度/瓩

(3)資料參採說明

本年度未有新增案例，依據參數資料參採原則，決議106年度審定會援用105年度之數值，即5,300度/瓩。

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)105年度審定參數值：23.27萬元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：20.48萬元/瓩

(3)資料參採說明

A.參採國內近三年期初設置成本資料共8筆，依據參數資料參採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，剔除目前試驗發電階段及尚未提供實際成本資料3筆後，參採其餘5筆實際發生之期初設置成本資料，計算方式說明如下：

(A)沼氣發電機成本

因沼氣發電機組耐用年限為10年，為配合躉購年限20年，故過往發電機成本係以2倍計算，然根據沼氣發電機維修保固契約書中規範，發電機組運轉達79,999小時(約10年)即可更換一次，且於計算運轉維護費時，在大修攤提項目中反映，故106年度發電機成本係以原始金額計算，平均為4.89萬元/瓩。

(B)厭氧消化設備

過往計算厭氧消化設備係以5.57萬元/瓩乘以裝置容量。

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

1.期初設置成本

(1)105年度審定參數值：23.27萬元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：20.48萬元/瓩

(3)資料參採說明

(C)生質能有厭氧消化設備期初設置成本之成本內涵除沼氣發電機成本及厭氧消化設備成本外，還包括純化系統費用、發電機相關費用及其他費用，根據本年度參採5筆資料計算，平均為6.52萬元/瓩。

(D)參採上述5筆資料，計算單位平均期初設置成本為16.98萬元/瓩，然考量自102年公布實施補助作業要點以來，業者係依實際設置成本申請示範補助金，且通過申請之案件多係領取每瓩補助金額之最高上限35,000元，故建議將3.5萬元/瓩納入厭氧消化設備計算中，以補助厭氧消化設備成本之差異，並建議未來取消示範補助作業辦法，故有厭氧消化設備期初設置成本為20.48萬元/瓩。

B.根據歐盟聯合研究中心(2014)及IRENA(2015)預估生質能有厭氧消化設備期初設置成本降幅介於0.32%~2.80%。為鼓勵發展，決議不依國際趨勢調降，故106年度生質能有厭氧消化設備之期初設置成本為20.48萬元/瓩。

26

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

2.年運轉維護費

(1)105年度審定參數值：占期初設置成本3.60%，即8,385元/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本7.58%，即15,522元/瓩

(3)資料參採說明

A.蒐集近三年年運轉維護費資料共6筆，依參數參採原則，剔除運維費用資料非完整年度1筆及上下極端值2筆後，參採其餘3筆實際發生之年運轉維護費資料。

B.經試算，平均年運轉維護費為12,777元/瓩，若考量物價上漲因素2%後，20年均化之年運轉維護費為15,522元/瓩，於期初設置成本20.48萬元/瓩下的占比為7.58%。

27

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

五、生質能發電使用參數

(二)有厭氧消化設備

3.年售電量

(1)105年度審定參數值：7,000度/瓩

(2)106年度第二次審定會決議數值：6,450度/瓩

(3)資料參採說明

- A.本年度蒐集6筆實際運轉之沼氣發電廠實際年發電時數做為參採對象，惟在考量沼氣量不足、發電機組及相關設備故障致發電量過低等因素後，參採3筆資料，其平均年運轉時數為6,878度/瓩。
- B.根據REN21(2016)資料顯示，國際資料之平均數值為6,024度/瓩。
- C.考量為鼓勵業者投資、增加國內生質能沼氣發電設置量，並兼顧國內外狀況，決議將國內外數值平均，即為6,450度/瓩。

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、廢棄物發電使用參數

(一)期初設置成本

1.105年度審定參數值：8.02萬元/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：8.02萬元/瓩

3.資料參採說明

考量國內近年並無商業電廠運轉實績，故決議沿用105年度審定會之期初設置成本，106年度廢棄物發電期初設置成本即為8.02萬元/瓩。

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、廢棄物發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.105年度審定參數值：占期初設置成本17.50%，即14,031元/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本27.57%，即22,111元/瓩

3.資料蒐集及分析

(1)年運轉維護費係由「操作維護費」與「燃料成本」組成，說明如下：

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

B.燃料成本係根據本年度屏東縣A示範廠提供之固態衍生性生質燃料資料所計算，為12,702元/瓩。

C.綜上，將操作維護費用與燃料成本加總後，總計為18,201元/瓩，考量物價上漲率2%後，20年均化後之費用為22,111元/瓩。

(2)考量本年度新增A示範廠案例，可實際反映市場價格，故決議以國內資料為主，年運轉維護費為22,111元/瓩，占期初設置成本8.02萬元/瓩的比例為27.57%。

30

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

六、廢棄物發電使用參數

(三)年售電量

1.105年度審定參數值：7,000度/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：7,200度/瓩

3.資料參採說明

根據屏東縣A示範廠所規劃之第二階段3MW區域生質能汽電共生廠，預估年發電量為7,200度/瓩，為反映國內實際發展現況，故決議以國內評估資料作為106年度之參採數值，即7,200度/瓩。

31

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、川流式水力發電使用參數

(一)期初設置成本

1.105年度審定參數值：9.22萬元/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：11.74萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)蒐集近三年國內資料共3筆，其中B案尚在申請施工許可階段，C案目前遷移至屏東三地門正在與屏東縣政府接洽中，故建議上述兩案均不予以參採，另D案已與台電公司簽約，且進入併聯試運轉，故參採其實際支付金額11.74萬元/瓩。
- (2)根據歐盟聯合研究中心與IEA之預測，預估未來水力發電期初設置成本變化趨勢將呈現持平或小幅成長，故不依國際趨勢調整。
- (3)依據參數參採原則「應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主」，因此本年度以D案實際支付金額為主，故決議106年度川流水力發電期初設置成本為11.74萬元/瓩。

32

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、川流式水力發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.105年度審定參數值：占期初設置成本4.42%，即4,067元/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本1.86%，即2,181元/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量水力發電機組運轉易受氣候變遷、水量豐枯、含沙量、設備磨耗等因素影響，為避免參數波動過大，應觀察長期而非單一年度資料，因此決議依循105年度作法，同時考量3年的資料。
- (2)本年度蒐集102-104年台電公司2MW以下之各機組產生之運轉維護費用之金額，包含一般定期維修及年度機組大修，加總後求得單位年運轉維護費用為1,795元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後之費用為2,181元/瓩。
- (3)根據IRENA、日本審定會等國際資料，其運維費用絕對值為1,215-20,300元/瓩、占期初設置成本比例介於0.45-8.63%，惟考量各國水文、地理條件等差異，故決議以國內資料為主，即106年度年運轉維護費於期初設置成本11.74萬元/瓩下，占比為1.86%。

33

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

七、川流式水力發電使用參數

(三)年售電量

1.105年度審定參數值：4,000度/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：4,000度/瓩

3.資料參採說明

(1)考量水力發電易受氣候變遷及水量豐枯影響，為避免參數波動過大，經詢問台電公司後，建議應以3~5年之發電量估算較為妥適，且因去(104)年適逢枯水年，導致部分機組年淨發電量銳減，為削減枯水年與機組大修等因素對發電量之影響，故建議應觀察長期的年淨發電量變化之資料為準。

(2)蒐集100-104年之台電公司與民營電廠資料，並剔除總裝置容量超過2MW資料後，觀察3~5年平均單位運轉時數之變化，其結果分別為3,745度/瓩、3,971度/瓩、3,969度/瓩，長期下平均單位年運轉時數變化略趨於穩定。

(3)根據WEC、IRENA等國際資料，年運轉時數介於2,520-5,256度/瓩間，惟考量各國水文、地理條件等差異，決議以國內資料為主，併同考量台電公司建議之估算區間後，計算平均發電量與105年度審定會參採數值相近，故決議106年度川流水力發電援用105年度之水準，即4,000度/瓩。

34

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、地熱發電使用參數

(一)期初設置成本

1.105年度審定參數值：24.12萬元/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：24.69萬元/瓩

3.資料參採說明：

(1)本年度參採四筆評估案例，分別為工研院2筆評估案例(E案、F案)、台電公司G試驗計畫，以及H公司，計算方式說明如下：

A.發電機設備成本：依各評估案提供之數據，平均為11.25萬元/瓩。

B.鑽井成本：F案已完成1,300公尺鑽井，故以最新鑽井成本估算，平均為11.44萬元/瓩。

C.產能探勘成本：以F案評估案為本年度產能探勘成本，平均為2萬元/瓩。

D.綜上，期初設置成本為24.69萬元/瓩。

(2)由於IRENA、IEA及歐盟聯合研究中心等報告皆預估地熱發電期初設置成本因技術發展成熟，未來將呈現小幅下降趨勢，但考量國內尚無新設運轉案例，因此為鼓勵業者設置，決議不依國際趨勢調降，故106年度期初設置成本為24.69萬元/瓩。

35

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、地熱發電使用參數

(二)年運轉維護費

1.105年度審定參數值：占期初設置成本4.92%，即11,861元/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：占期初設置成本4.22%，即10,431元/瓩

3.資料參採說明

- (1)年運轉維護費用歷年均參採工研院評估資料，本年度亦同樣採用工研院105年度F案評估數據，即8,323元/瓩，若考量物價上漲率2%，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩。
- (2)溫泉取用費：爰用105年度審定會估算方式，係依據溫泉取用費徵收費率及使用辦法第三條—「回注至100公尺範圍內之原地層達90%」的溫泉取用費，經計算後為每瓩溫泉取用費為320元，且不隨物價調整。
(0.5元/噸×0.1噸/度×6,400度/瓩=320元/瓩)
- (3)綜上，106年度年運轉維護費用加計溫泉取用費後共10,431元/瓩，在期初成本24.69萬元/瓩下，占比為4.22%；另根據EIA等國際資料，年運轉維護費用占期初設置成本比例介於1.03-4.53%之間，本年度數值亦介於國際區間當中。

36

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

八、地熱發電使用參數

(三)年售電量

1.105年度審定參數值：6,400度/瓩

2.106年度第二次審定會決議數值：6,400度/瓩

3.資料參採說明

- (1)本年度新增2筆評估資料，分別為工研院E案、台電公司G試驗性計畫，其容量因數皆為73.6%，年運轉時數為6,447度/瓩。
- (2)根據REN21等國際資料，年售電量介於3,600-8,138度/瓩，本年度數值介於國際區間當中。
- (3)考量上述資料屬評估階段，並無實際發電數據，且因各國地質條件及開發潛力不同，決議仍以國內評估資料為主，此外，新資料數值與105年相近，因此為鼓勵業者投資，故106年度年售電量為6,400度/瓩。

37

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

九、平均資金成本率使用參數

(一)105年度審定會使用參數：一般能源別 5.25%；離岸風力 5.65%

(二)106年度第二次審定會決議數值：

1.一般再生能源 5.25% (陸域風力、生質能、川流式水力、地熱、廢棄物)

2.離岸風力 6.06%

(三)資料參採說明

1.公式說明

(1)資金分為外借及自有資金，故平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金占總資本比例，加權平均所得之平均成本。

(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：

$$\begin{aligned}WACC &= R_o \times W_o + R_I \times W_I \\ &= R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_I \\ &= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I\end{aligned}$$

$$\text{且 } W_o + W_I = 1 \quad R_o = R_f + \alpha \quad R_I = R_f + \alpha + \beta$$

其中 W_o 為外借資金比例 W_I 為自有資金比例

R_o 為外借資金利率 R_I 為自有資金報酬

R_f 為無風險利率 β 為風險溢酬

α 為信用風險加碼

(1)無風險利率：屬於中性之參數，指該國資本市場風險最低之標的。

(2)外借資金及自有資金比例：根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估。

(3)信用風險加碼：根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定進行評估。

(4)風險溢酬：指投資者主觀認為事業經營風險之高低。

38

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

2.外借資金及自有資金比例

(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)

A.國內資料

參考國內各銀行對不同的政策性貸款，最高貸款成數約為80%。

B.國外資料

(A)根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國太陽光電、陸域風力及生質能自有資金比例平均為26.7%。

(B)根據DIA-CORE(2016)報告，歐盟國家陸域大型風力的自有資金比例平均為31.2%。

(C)根據IRENA(2015)報告，再生能源發電專案的借款比例約介於50~80%。

(2)離岸風力

A.國內資料

(A)參考國內典型大型專案投資計畫，以台灣高鐵為例，預算中自有資金比例為24.4%。

(B)國內離岸風力示範獎勵投標廠商所提供之財務規畫資料，各家廠商之自有資金比例介於20~30%。

B.國外資料

(A)根據Fraunhofer ISE(2013)資料，德國離岸風力之自有資金比例為40%。

(B)根據Wind Energy Finance in Practice Forum (2013)，近年離岸風力融資趨勢已從過去自有資金40%轉變為30%。

(C)根據TKI Wind op Zee(2015)資料，目前荷蘭離岸風力外借資金及自有資金比例為70：30。

綜合考量國內外案例，一般再生能源及離岸風力之自有資金比例平均皆接近30%，且由於國內投資貸款情勢今年並無多大變化，故決議106年度外借與自有資金比例建議數值，一般再生能源及離岸風力均設定為70%：30%。

39

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

3.無風險利率

(1)國內資料

- A.基於躉購年限為期20年，應以長期穩定及避免數值波動過大為原則。
- B.參採標準與過去審定會一致，計算過去三年之10年期政府公債殖利率平均值，即民國103年至105年(1-6)月三年平均值計算為1.37%。

(2)國外資料

- A.蒐集歐洲央行歐元區10年期公債殖利率資料，計算2014年至2016年6月三年平均為2.92%。
- B.彙整近3年(2014-2016年)歐元區10年期公債殖利率平均數值如下：

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2014年平均	3.68	http://www.ecb.europa.eu/stats/money/yc/html/index.en.html/statistics@ecb.int
2015年平均	2.50	
2016年1~6月平均	2.24	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，屬該國資本市場風險最低標的，決議106年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為1.37%。

40

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(1)國內資料

- A.銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險議定，評估方式說明如下：
- (A)以利息保障倍數分析，利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫會要求其利息保障倍數須在2.5倍，其約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 α 風險介於1.5%至2.0%。
- (B)以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差亦可作為風險加碼的參考範圍，故以103-105年6月之twBBB公司債平均扣掉103-105年6月無風險利率平均，得值為1.16%。
- (C)本年度發函國內公民營銀行，根據銀行提供太陽光電融資資料，融資利率介於1.68-3.73%，扣除無風險利率(1.37%)後風險加碼約介於0.31-2.36%。
- B.綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.31-2.36%間，故現行採用2%為合理數值。

41

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

(2) 國外資料

A.一般再生能源：蒐集4筆資料，計算平均外借資金報酬率為4.89%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.92%後，推估銀行融資信用風險加碼約**1.97%**。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	4.5	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
德國	太陽光電	4	
德國	生質能	4.5	
歐盟平均	陸域風力	6.55 (5.9 - 7.2)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.

B.離岸風力：蒐集8筆資料，計算平均外借資金報酬率為5.50%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.92%後，推估銀行融資信用風險加碼約**2.58%**。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	離岸風力	7	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
紐約	離岸風力	5.5 (5 - 6)	New York State Energy Research and Development Authority(2015), "New York Offshore Wind Cost Reduction Study"
歐洲	離岸風力	4.5 (4 - 5)	Green Giraffe(2015), Financing offshore wind – the debt market.
歐洲	離岸風力	5	Gemini(2014), Largest European Offshore Wind Financing To Date - Project Gemini Reaches Financial Close.
—	離岸風力	5.5 (5 - 6)	Navigant Consulting(2014), Offshore Wind Market and Economic Analysis.
比利時	離岸風力	6.5 (6 - 7)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
荷蘭	離岸風力	5 (4.5 - 5.5)	NREL(2015), 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report.
歐洲	離岸風力	5 (4.5 - 5.5)	

一般再生能源信用風險加碼採**2%**，離岸風力信用風險加碼採**2.58%**。

42

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

5.業者風險溢酬(β風險)

(1)一般再生能源：蒐集國外6筆自有資金報酬率資料，計算平均為9.20%，減去國外平均外借資金報酬率4.89%後，推估業者風險溢酬約**4.31%**。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	陸域風力	9	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
德國	太陽光電	8	
德國	生質能	9	
英國	太陽光電	7	NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"
英國	陸域風力	9	
歐盟平均	陸域風力	13.2 (12.4-14)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.

(2)離岸風力：蒐集國外12筆自有資金報酬率資料，計算平均為12.53%，減去國外平均外借資金報酬率5.50%後，推估業者風險溢酬約**7.03%**。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	備註	資料來源
德國	離岸風力	14	—	Fraunhofer ISE(2013), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
英國	離岸風力	14	—	NERA, DECC(2013), "Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime"
美國	離岸風力	13 (11-15)	—	
—	離岸風力	11.5 (8-15)	—	New York State Energy Research and Development Authority(2015), "New York Offshore Wind Cost Reduction Study"
比利時	離岸風力	13.3 (12.8-13.8)	—	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
荷蘭	離岸風力	13 (9-17)	—	
歐洲	離岸風力	12.5 (10-15)	基礎設施基金	EWEA(2013), Where's the money coming from? Financing offshore wind farms.
歐洲	離岸風力	9 (6-12)	機構投資者	
歐洲	離岸風力	15 (10-20)	獨立開發者	
歐洲	離岸風力	12.5 (10-15)	石油和天然氣公司	
歐洲	離岸風力	13.5 (12-15)	EPCI承包商	
歐洲	離岸風力	9 (8-10)	電力生產商	

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，決議106年度β風險採國外數值，一般再生能源為**4.31%**，離岸風力為**7.03%**。

43

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

6.參數參採彙總

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	1.37%		十年期政府公債殖利率103年至105年(1-6月)三年平均數值
α風險	一般再生能源	2.00%	以國內資料及國外(以德國、歐盟等4筆)資料為準
	離岸風力	2.58%	以德國、美國、比利時、荷蘭、歐洲等8筆資料
β風險	一般再生能源	4.31%	以德國、英國、歐盟等6筆資料
	離岸風力	7.03%	以德國、英國、美國、比利時、荷蘭歐洲等12筆資料

	無風險利率 + α風險 (外借資金報酬率)	無風險利率 + α風險 + β風險 (自有資金報酬率)
一般再生能源	3.37%	7.68%
離岸風力	3.95%	10.98%

44

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

(四)資料參採說明彙整

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)

(1) α風險為2.00%；β風險為4.31%：

$$30%*(1.37%+2%+4.31%)+70%*(1.37%+2%) = 4.66%$$

(2) 106年度計算數值為4.66%，惟基於鼓勵設置並顧及業者投資評估之穩健性，決議沿用105年度數值5.25%。

2. 離岸風力

(1) α風險為2.58%；β風險為7.03%：

$$30%*(1.37%+2.58%+7.03%)+70%*(1.37%+2.58%) = 6.06%$$

(2) 106年度計算數值為6.06%，決議106年度離岸風力WACC參數調整至6.06%。

45

貳、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

十、106年度各類再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率使用參數彙整

再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	期初設置成本(元/瓩)	運維比例(%)	年售電量(度/瓩)	躉購期間(年)	平均資金成本率(%)	
風力發電	陸域	≥1~<20	153,000 (152,700)	1.00 (1.00)	1,650 (1,650)	20 (20)	5.25 (5.25)	
		≥20	56,700* (61,000)**	2.97* (2.86)**	2,200 (2,400)			
	離岸	無區分	179,200 (180,100)	3.26 (3.24)	3,600 (3,700)		6.06 (5.65)	
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	15.76 (11.30)	5,300 (5,300)		20 (20)	5.25 (5.25)
	有厭氧消化設備	無區分	204,800 (232,700)	7.58 (3.60)	6,450 (7,000)			
川流式水力	--	無區分	117,400 (92,200)	1.86 (4.42)	4,000 (4,000)			
地熱	--	無區分	246,900 (241,200)	4.22 (4.92)	6,400 (6,400)			
廢棄物	--	無區分	80,200 (80,200)	27.57 (17.50)	7,200 (7,000)			

註1：()內數字為105年度參採數值。

註2：*106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5.57萬元/瓩，運維比例為3.02%。

註3：**105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6.00萬元/瓩，運維比例為2.91%。

46

報告完畢

47