

會議紀錄附件

目錄

附件1：第1次審定會會議結論辦理情形

附件2：各再生能源分組會議共同意見歸納報告

附件3：「102年度再生能源電能躉購費率聽證會」作業規劃

附件4：102年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數



附件一： 第1次審定會會議結論辦理情形

2



壹、第一次審定會辦理情形

- 一、時間：101年7月30日上午9時
- 二、地點：經濟部第1會議室（臺北市福州街15號）
- 三、主席：經濟部杜次長紫軍
- 四、出席名單：林委員旭佳、歐委員嘉瑞、沈委員維正、
王委員淑慧、張委員四立、洪委員德生、周委員麗芳、
林委員誠二、陳委員斌魁、林委員大惠、江委員青瓚、
宋委員聖榮、顧委員洋、雷委員立芬、張委員祖恩
- 五、列席名單：經濟部能源局、台灣經濟研究院

3

一、報告案決議

- (一)相關成員對於會議內容，請遵守保密原則。

後續辦理情形：依決議，已於會議紀錄中載明。

- (二)每次會議之重要進展及決議事項，可以新聞稿或記者會等適當方式公開，讓外界瞭解。

後續辦理情形：依決議，已於會議結束後發布新聞稿。

- (三)業者意見請納入分組討論，以為102年度再生能源躉購費率審定參考。

後續辦理情形：依決議，業已將業者意見納入各分組討論事項中。

- (四)我國再生能源推廣成果及各類再生能源裝置容量占比等資料，請於會後逕提供委員參考。

後續辦理情形：依決議，業已將相關資料提供予委員卓參。

二、討論案決議

- (一)本次會議確認102年度審定會議運作方式，同意辦理分組會議，以增進業者與審定會委員溝通機會。

後續辦理情形：業依決議完成3個分組，並於8/13、8/14召開第1次分組會議，會中由各分組委員與業者直接進行意見溝通，另於8/23、8/29、8/30及9/4、9/5、9/6分別召開第2次及第3次分組會議，就躉購費率之分類、級距及計算公式使用參數進行討論。

- (二)分組會議分成太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源3個分組，各分組會議召集人分別由洪委員德生、張委員四立及歐委員嘉瑞擔任。

後續辦理情形：依決議，已獲三位委員同意擔任各分組召集人，並主持分組會議。

- (三)102年度審定作業規劃及分組會議方式獲得委員同意，請再檢視並妥為規劃作業。

後續辦理情形：遵照辦理。

二、討論案決議(續)

- (四)本次會議建議意見請納入分組會議議題進行討論；分組會議之共同意見、個別意見將提報審定會討論及審定。
後續辦理情形：後續將各次分組會議意見歸納為共同意見與個別意見，並經各分組會議認可後提報審定會討論。
- (五)102年度再生能源電能躉購下限費率以97年至100年國內電業化石燃料4年發電平均成本為基礎，計算結果為2.4652元/度。
後續辦理情形：遵照辦理。
- (六)102年度再生能源電能躉購費率計算公式，維持101年度計算方式及內容。
後續辦理情形：遵照辦理。

二、討論案決議(續)

- (七)有關再生能源電能躉購費率其他相關議題如下述，原則決定援用101年度審定會決定方式。
後續辦理情形：依決議辦理，即：
- 1.太陽光電電能躉購費率之適用以完工日為準，其餘風力發電、生質能及其他再生能源類別以簽約日為準。
 - 2.各類再生能源電能躉購費率採單一費率。
 - 3.各類別再生能源風險溢酬參數不個別訂定。
 - 4.基於優先獎勵開發最佳資源，不依區域性考量訂定差異化費率。
 - 5.太陽光電費率一年發布兩期，其餘風力發電、生質能及其他再生能源類別維持一年發布一期。



附件二： 各再生能源分組會議共同意見歸納報告

8



壹、第1、第2及第3次分組會議辦理情形

組別	太陽光電	風力發電	生質能及其他再生能源發電
第一次 會議時間	8/13上午	8/14上午	8/13下午
出席人員	各分組委員、列席委員、專家、業者及公協會代表		
討論議題	業界意見陳述並與專家及委員討論交流		
第二次 會議時間	8/29下午	8/30上午	8/23上午
出席人員	各分組委員、列席委員		
討論議題	分類與容量級距建議、「期初設置成本」使用參數建議		
第三次 會議時間	9/5下午	9/4下午	9/6上午
出席人員	各分組委員、列席委員		
討論議題	「年運轉維護費用」及「年售電量」使用參數建議		

一、太陽光電分組

(一)共同意見

1.躉購費率分類與容量級距

建議102年度太陽光電發電類別分類及容量級距與101年度公告內容一致。

2.期初設置成本

102年度期初設置成本，建議先以101年市場實際成交價格，即101年最新一期競標平均折扣率作為計算基礎，續參考國際主要機構預估之未來設置成本降幅及國際主要國家太陽光電躉購費率各級距間之費率(成本)水準結構差距，藉以合理反映各級距之期初設置成本。

3.運轉維護費用

太陽光電發電設備之運轉維護費用與其產品品質呈反比，爰建議102年度運轉維護費用應以經過認證之合格產品為參數參採基礎。

4.年淨售電量

針對年淨售電量之計算，考量優先鼓勵開發優良場址，並引導發電效率較佳之產品進入市場，以避免市場上出現劣幣除良幣之現象，建議年淨售電量參數應觀察參採長期資料而非單一年度資料。

10

一、太陽光電分組

(二)分組會議建議級距及參數數值

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/瓩年)
			第一期	第二期		
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 10$	118,000	115,000	0.7	1,250
		$\geq 10 \sim < 100$	105,000	103,000		
		$\geq 100 \sim < 500$	100,000	97,000		
		≥ 500	89,000	84,000		
	地面型	無區分	83,000	79,000		

二、風力發電分組

(一)共同意見

1.躉購費率分類與容量級距

- (1)考量10至300瓩中小型風機在發展定位上較不明確，地面型10瓩以上中小型風機與陸域大型風機於土地資源利用有競爭關係，基於優先獎勵開發最佳資源場址原則下，建議不增訂10至300瓩之躉購費率級距。
- (2)建議102年度風力發電類別分類及容量級距與101年度公告內容一致。

2.期初設置成本

- (1)有鑑於目前陸域大型風力發電實際設置案件集中於國內少數業者，依據審定費率計算原則，參數資料之參採應綜合考量海關進口資料、風場規模、設備裝置品質與電業登記等資訊，以客觀反映實際成本。
- (2)民國97年以後進口之風力機組多半皆已具備LVRT(低電壓持續運轉能力)功能，故期初設置成本係以含LVRT為計算基礎。另就少數未加裝LVRT者，須扣除相關成本另採計其適用費率。
- (3)關於環評與漁業權補償等議題，綜合考量可能衍生之相關成本及收益，已包括於期初設置成本中(不個別單獨列計)，建議102年度離岸風力期初設置成本仍維持101年度之水準。

12

二、風力發電分組

3.運轉維護費用

- (1)基於引導國內設置案例營運效率提升之考量，建議陸域大型風力運轉維護費用資料參採，不考量容量因數25%以下或可用率80%以下場址案例資料。
- (2)針對年運轉維護費用之估算，應以長期穩定觀察為基準。

4.年淨售電量

- (1)基於引導國內設置案例營運效率提升之考量，建議陸域大型風力年淨售電量之資料參採，不考量容量因數25%以下場址案例資料。
- (2)目前外島設置之大型風力發電機組仍被歸類於陸域型風力，因風場開發並不限於本島，建議台電公司澎湖風場發電量資料仍應納入參採。
- (3)觀察歷年國內風場運轉容量因數有上升趨勢，近年新增設機組容量因數普遍較早期高，顯示近年風力發電機技術明顯提升，建議未來年淨售電量參數應予以評估分析並據以合理反映。

13

二、風力發電分組

(二)分組會議建議級距及參數數值

再生能源類別	分類	級距 (kW)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年淨售電量 (度/瓩年)
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	160,000	1.0	2,000
		≥ 10	56,000*	2.71	2,400
	離岸	無區分	159,000	3.0	3,200

註：* 102年度期初設置成本所採數值為5.6萬元/瓩；未加裝低電壓持續運轉能力 (LVRT)者，期初設置成本為5.5萬元/瓩。

三、生質能及其他再生能源發電分組

(一)共同意見

1.躉購費率分類與容量級距

- (1)建議102年度生質能、地熱、廢棄物發電等類別分類及容量級距與101年度公告內容一致。
- (2)基於「優先獎勵開發最佳資源場址」及國際多數國家並未針對5MW以下之水力發電再予區分級距，建議102年度川流式水力發電類別分類及容量級距與101年度公告內容一致。

2.期初設置成本

- (1)考量今年度國內尚無新設運轉案例之類別，為鼓勵業者投資，建議生質能、地熱、廢棄物發電等類別，102年度期初設置成本不依未來成本下降趨勢進行調整。
- (2)川流式水力建議依國際成本上升趨勢上調0.1%。

3.運轉維護費用及年淨售電量

- (1)建議生質能、川流式水力、地熱及廢棄物發電等4項類別之年運轉維護費用及年淨售電量估算，應以長期穩定資料為參採基準。
- (2)地熱發電業者建議於運轉維護費用中增加採計溫泉取用費，惟考量溫泉取用費與地熱發電運轉維護費之關聯性尚待進一步釐清，建議102年度暫不考量納入溫泉取用費。

三、生質能及其他再生能源發電分組

(二)分組會議建議級距及參數數值

再生能源類別	分類	級距 (kW)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年淨售電量 (度/瓩年)
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000	11.2	5,300
	有厭氧消化設備	無區分	94,000	7.6	5,300
川流式水力	無	無區分	68,000	6.6	4,200
地熱	無	無區分	233,000	5.0	6,400
廢棄物	無	無區分	79,000	17.9	7,300



附件三：

「102年度再生能源電能躉購費率聽證會」作業規劃

壹、聽證會法源依據

一、聽證會目的

針對審定會第二次會議決定之再生能源電能躉購費率分類、級距及參數數值，聽取業者意見，並進行討論與溝通。

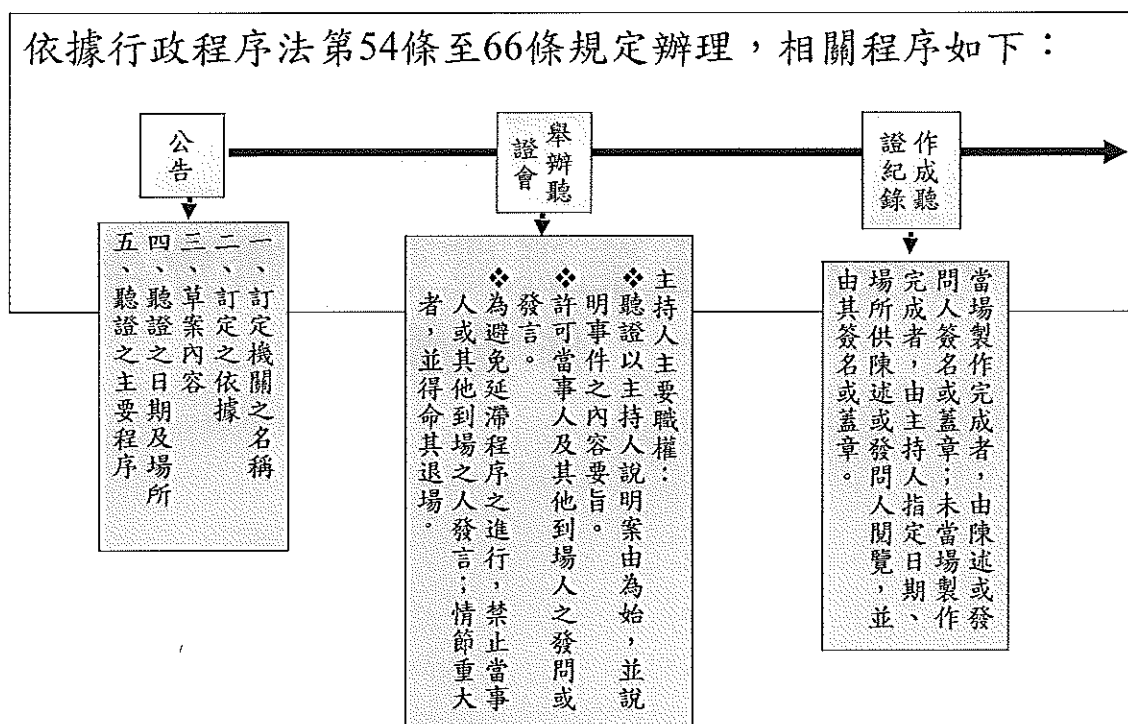
二、法源依據「再生能源發展條例」第9條第1項

「中央主管機關應邀集相關各部會、學者專家、團體組成委員會，審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之」。

18

貳、聽證會辦理程序說明

依據行政程序法第54條至66條規定辦理，相關程序如下：



19



參、聽證會作業規劃

會議主題：再生能源電能躉購費率及其計算公式

會議時間：101年10月1日 上午09：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-401廳

上午場次

時間	min	議程
09：30～09：45	15	發言順序登記
09：45～10：10	25	主持人或其指定之人說明事件之內容要旨 再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明： ➢ 太陽光電
10：10～11：10	60	出席者意見陳述
11：10～11：40	30	聽證結論 紀錄事項說明

20



參、聽證會作業規劃(續)

會議主題：再生能源電能躉購費率及其計算公式

會議時間：101年10月1日 下午1：30

會議地點：臺大醫院國際會議中心-401廳

下午場次

時間	min	議程
13：30～13：45	15	發言順序登記
13：45～14：20	35	主持人或其指定之人說明事件之內容要旨 再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明： ➢ 風力發電 ➢ 生質能及其他再生能源發電
14：20～15：40	80	出席者意見陳述
15：40～16：10	30	聽證結論 紀錄事項說明

21



附件四： 102年度再生能源電能躉購費率計算 公式使用參數

22



壹、再生能源電能躉購費率審定原則

一、電能躉購費率審定原則

101年7月30日第1次審定會通過之電能躉購費率審定原則，如下：

- (一) 費率訂定以實際設置成本為計算基準。
- (二) 再生能源業者應有正當經營之合理利潤。
- (三) 顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (四) 符合我國環境保護政策、國土利用政策或相關政策者優先鼓勵，另應考量整體再生能源發展政策及推廣目標達成做適當調整。
- (五) 能帶動我國再生能源產業發展之再生能源優先鼓勵。
- (六) 基於在優先獎勵開發最佳資源場址下，不依區域性條件訂定差異化費率。
- (七) 分組會議之共同意見，提請審定會予以確認參採。

23



二、參數資料參採原則

- (一) 參數資料之參採選定原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格，並多元考量具公信力之資訊來源，作為公式計算基礎。
- (二) 各項參數之援用，依前項參採原則選定之數據，剔除上下10%之極端值。
- (三) 參數資料之參採以近3年為主要優先。
- (四) 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。



一、期初設置成本

(一) 101年度審定會使用參數值：

類型	級距	101年度審定會使用參數值	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上未達10瓩	133,000	130,000
	10瓩以上未達100瓩	120,000	117,000
	100瓩以上未達500瓩	115,000	112,000
	500瓩以上	103,000	101,000
地面型	無區分級距	97,000	95,000

(二) 分組會議共同意見建議數值：

類型	級距	102年第三次分組會議建議數值	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上未達10瓩	118,000	115,000
	10瓩以上未達100瓩	105,000	103,000
	100瓩以上未達500瓩	100,000	97,000
	500瓩以上	89,000	84,000
地面型	無區分級距	83,000	79,000



貳、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本(續)

(三)資料參採說明

- 1.國內公共工程採購決標案件，因成本不易區分及設備類型不同，建議不予以參採。
- 2.競標折扣率係業者申設之自行報價，為業者自行評估至完工時所能接受之成本降幅，其反映市場採購成本與101年公告期初設置成本參數之差距。
- 3.101年度係以各級距最後1期(即第3期，於100年10/13、10/26、11/3開標)各階段競標得標平均折扣率搭配相同國際降幅(採用最低)，以反映各級距成本差距。102年度之期初設置成本，先以101年市場實際成交價格(即101年最後1期(即第7期，於101年9/12開標)競標平均折扣率)作為計算基礎，續參考國際主要機構預估之未來設置成本變化趨勢，藉以合理反映各容量級距之期初設置成本。
- 4.102年若依相同參採原則，即採最後1期競標得標平均折扣率12.74%，因得標案件較少，無法反映市場一般情形；經審定會委員討論後，102年度躉購費率期初設置成本改採101年第7期競標合格投標件數(計87件)之投標平均折扣率7.68%進行計算，以鼓勵業者投入設置。
- 5.蒐集國際針對太陽光電設置成本降幅之預估，2013年較2012年設置成本下降幅度介於3.95%~9.67%。

26



貳、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本(續)

(三)資料參採說明

- 6.另觀察國際主要國家(英國及德國)費率結構，級距越大，費率水準差距幅度亦越大，為合理反映各級距間之成本差距，故102年度躉購費率各級距成本參數係依據最新一期得標平均折扣率調整後，各級距再以不同幅度之國際降幅進行調整。
- 7.我國太陽光電發展政策係鼓勵屋頂型及小容量裝置為主，故容量級距 $\geq 1 \sim < 10\text{kW}$ 之調降幅度為最低降幅3.95%，而地面型與大容量裝置之調降幅度為最高降幅9.67%，其餘級距則參考英國、德國各級距費率差距之平均值依比例進行分配。
- 8.調整後各級距未來成本降幅表

類型	級距	調整後國際降幅
屋頂型	1瓩以上未達10瓩	3.95%
	10瓩以上未達100瓩	4.88%
	100瓩以上未達500瓩	6.54%
	500瓩以上	9.67%
地面型	無區分級距	9.67%

註1：以3.95%~9.67%為國際降幅調整區間，各級距降幅百分比係參考英國、德國各級距差距之平均值進行分配；各級距降幅皆落於國際水準間。

註2：因英、德國地面型費率與屋頂型最大級距之費率相同，故地面型與屋頂型最大級距之國際降幅相同。

27



貳、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本(續)

(三)資料參採說明

9.102年度審定會使用參數值

- (1)考量第7期投標平均折扣率及各級距國際未來成本下降幅度後，1瓩以上未達10瓩第一期參數值為 $130,000 \times (1-7.68\%) \times (1-1.98\%) = 117,640$ ，四捨五入後為約118,000、第二期參數值為 $130,000 \times (1-7.68\%) \times (1-3.95\%) = 115,275$ ，四捨五入後為約115,000；各級距成本參數值皆依上述計算方式以此類推。

- (2)102年度審定會決議參數數值如表3所示：

表3 102年度審定會使用參數值

類型	級距	102年度審定會使用參數值	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)
屋頂型	1瓩以上未達10瓩	118,000	115,000
	10瓩以上未達100瓩	105,000	103,000
	100瓩以上未達500瓩	100,000	97,000
	500瓩以上	89,000	84,000
地面型	無區分級距	83,000	79,000



貳、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

二、運轉維護費用

- (一)101年度審定會使用參數值：占期初設置成本0.7%

- (二)分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本0.7%

(三)資料參採說明

- 1.因國內多數設置案件之設備尚在保固期限內，無法完整記錄實際發生之運轉維護費用，則運轉維護費用恐低估，故仍以國外資料為主。
- 2.綜合蒐集之國際EIA(2012)、Lazard(2011)、BREE(2012)及DECC(2012)資料顯示，國際間之運轉維護比例介於0.4~1.2%之間。
- 3.綜上所述，101年度運轉維護費用占比0.7%介於國際資料區間內，顯示去年之運轉維護費用占比與國際符合。
- 4.為推廣我國再生能源發展及鼓勵太陽光電業者投資設置，且避免因數據波動過大影響參數穩健性，建議102年度太陽光電運轉維護費用占期初設置成本比例仍維持0.7%。



三、年淨售電量

- (一)101年度審定會使用參數值：1,250度/瓩年
- (二)分組會議共同意見建議數值：1,250度/瓩年
- (三)資料參採說明

- 1.因躉購年限為期20年，針對年淨售電量之估算，應以長期穩定觀察為基準。我國年淨售電量資料仍需持續累積，逐步建立長期實績數據，以提升資料參考價值。
- 2.綜合台電公司99年平均發電量為1,240度/瓩年及100年平均發電量為1,198度/瓩年，平均為1,219度/瓩年；另基於鼓勵「優先獎勵開發最佳資源場址」原則下，參採工研院98、99及100年太陽光電即時監測台中以南設置點之發電量統計資料，98年1,358度/瓩年、99年1,304度/瓩年及100年1,279度/瓩年，平均為1,314度/瓩年；綜合上述資料，平均年淨售電量為1,267度/瓩年。
- 3.依據上述計算結果，因與101年度審定會所採之數值差異不大，由長期觀察下，近三年之年平均發電量落在1,198度/瓩年~1,358度/瓩年之區間，基於鼓勵「優先獎勵開發最佳資源場址」原則下，建議太陽光電102年度之年淨售電量仍維持1,250度/瓩年。



一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(一)期初設置成本

- 1.101年度審定會使用參數值：16萬元/瓩
- 2.分組會議共同意見建議數值：16萬元/瓩
- 3.資料參採說明

考量近一年實際設置案例未有明顯增加，基於鼓勵產業發展，建議102年度陸域型1瓩以上未達10瓩之風力發電設置成本不依國際成本下降，維持16萬元/瓩。



一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本1%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本1%

3.資料參採說明

考量近一年僅有少數實際設置案例，建議102年度陸域型1瓩以上未達10瓩小型風機，年運轉維護費用仍為期初設置成本之1%，即1,600元/瓩。



一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：2,000度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值：2,000度/瓩年

3.資料參採說明

4.分組會議共同意見

依據工研院取西海岸台中縣梧棲氣象站10公尺高風測資訊，年售電量估列2,000度/瓩年，故建議102年度風力發電陸域型1瓩以上未達10瓩年淨售電量仍維持2,000度/瓩年。



二、陸域型10瓩以上

(一)期初設置成本

1.101年度審定會使用參數值：5.7萬元/瓩(含LVRT者為5.8萬元/瓩)

2.分組會議共同意見建議數值：5.6萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)觀察國際成本與費率變動趨勢，並考量下列兩點因素下，建議只採用海關資料，並以裝置容量加權平均計算期初設置成本，則期初設置成本為5.6萬元/瓩，未加裝LVRT(低電壓持續運轉能力設備)者，扣除相關成本0.1萬元/瓩，為5.5萬元/瓩。

A.近年海關進口風力發電機成本確實有下降趨勢，而國內案例設置成本卻於102年度大幅上升，若參採今年國內案例資料，除影響參數穩定性外，資料數值亦不盡合理。

B.國內案例的設置成本7.2萬元/瓩已大幅超出國外設置成本平均值6.1萬元/瓩，且國外設置成本有下降趨勢，即顯示國內設置案例數據存有不合理處。

(2)基於推廣國內陸域風力發電之設置，並考量推廣目標量達成狀況後，建議可不依國際成本未來下降趨勢調整期初設置成本，則102年度期初設置成本所採數值為5.6萬元/瓩，未加裝LVRT(低電壓持續運轉能力設備)者為5.5萬元/瓩。



二、陸域型10瓩以上

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本2.74%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本2.71%

3.資料參採說明

(1)國外數據均與國內資料差異不大，故建議優先採用國內資料作為運轉維護費用參數計算之基礎。

(2)建議102年度陸域型10瓩以上風力發電，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，20年均化後之運轉維護費用為期初設置成本2.71%，即1,520元/瓩。



二、陸域型10瓩以上

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：2,400度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值：2,400度/瓩年

3.資料參採說明

觀察歷年國內風場容量因數有上升趨勢，且新設風場容量因數普遍較早期風場高，顯示近年風力發電機技術明顯提升，故建議102年度風力發電陸域型10瓩以上年淨售電量仍維持2,400度/瓩年。



三、離岸型

(一)期初設置成本

1.101年度審定會使用參數值：15.9萬元/瓩

2.分組會議共同意見建議數值：15.9萬元/瓩

3.資料參採說明：

考量我國目前尚無實際設置經驗，故以國外設置案例為優先參採基礎，即12.9萬/瓩(已包含LVRT成本)，考量併網成本2.4萬元/瓩，以及業者建議之漁業補償成本試算結果0.15萬元/瓩，共計15.5萬元/瓩，亦低於101年度參採數值15.9萬元/瓩(已綜合考量併網、環評與漁業等相關議題所衍生之相關成本及收益)。為鼓勵業者投資意願，國際設置成本雖有下降趨勢，建議今年度期初設置成本仍維持101年度之水準，即15.9萬元/瓩。



三、離岸型

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本3%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本3%

3.資料參採說明

(1)考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)，計算20年均化後之運轉維護費用為期初設置成本之2.88%，若加計除役成本占期初設置成本比例0.12%，則為3.00%。

(2)考量我國尚無實際設置經驗，為保持參數參採之穩定性，故建議102年度仍維持3.00%，即4,770元/瓩。



三、離岸型

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：3,200度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值：3,200度/瓩年

3.資料參採說明

(1)根據國際經驗，離岸式風力發電的歲修期間較長且線損率較高，基於國內無相關設置實績，根據工研院估計係按澎湖風力85%計算，年淨售電量估計為3,219度/瓩年。

(2)基於鼓勵離岸風力發電產業之發展，建議102年度離岸型年淨售電量仍維持為3,200度/瓩年。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數

一、生質能

(一)期初設置成本

1.101年度審定會使用參數值

(1)無厭氧消化設備：5.7萬元/瓩

(2)有厭氧消化設備：9.4萬元/瓩

2.分組會議共同意見建議數值

(1)無厭氧消化設備：5.7萬元/瓩

(2)有厭氧消化設備：9.4萬元/瓩

3.資料參採說明

(1)因成本參數資料缺乏近一年實際案例，依參數資料參採原則「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。」，故以前期公告費率參酌國際成本變化進行調整計算。

(2)國際主要機構預估未來生質能期初設置成本將小幅下降，考量今年度國內尚無新設運轉案例，為鼓勵業者投資，建議今年度期初設置成本仍維持101年度之水準，即：

A.無厭氧消化設備5.7萬元/瓩。

B.有厭氧消化設備9.4萬元/瓩。

40



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

一、生質能

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值

(1)無厭氧消化設備：占期初設置成本6.0%

(2)有厭氧消化設備：占期初設置成本7.6%

2.分組會議共同意見建議數值

(1)無厭氧消化設備：占期初設置成本11.2%

(2)有厭氧消化設備：占期初設置成本7.6%

41



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

一、生質能(續)

(二)運轉維護費用(續)

3.資料參採說明

A.無厭氧消化設備

(A)A公司、B公司資料受限於運轉狀況未能真實反應實際運維費用，依據參數資料參採原則，建議不予參採；考量國內近兩年無可供參之案例，參酌國際再生能源協會IRENA(2012)資料，取國外期初設置成本暨運維費用占期初設置成本比例區間之中間值為參採值，估算年運轉維護費為5,244元/瓩，依我國102年度期初設置成本建議參採值5.7萬元/瓩估計，運轉維護費用占期初設置成本之比例為9.2%。

(B)若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為6,371元/瓩，依102年建議期初設置成本5.7萬元/瓩計算，102年度生質能發電(無厭氧消化設備)之運轉維護費用占期初設置成本之比例為11.2%。

B.有厭氧消化設備

(A)依C公司資料，平均運轉維護費用5,739元/瓩，依102年度建議期初設置成本9.4萬元/瓩計算，運轉維護費用占期初設置成本之比例為6.1%。

(B)若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為6,972元/瓩，依102年建議期初設置成本9.4萬元/瓩計算，102年度生質能發電(有厭氧消化設備)之運轉維護費用占期初設置成本之比例為7.4%。

(C)併同考量今年度新增案例較少，鼓勵業者投資，建議102年度生質能發電(有厭氧消化設備)之運轉維護費用占期初設置成本之比例宜維持101年度公告參數值，即7.6%。

42



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

一、生質能

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值

(1)無厭氧消化設備：5,500度/瓩年

(2)有厭氧消化設備：5,500度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值

(1)無厭氧消化設備：5,300度/瓩年

(2)有厭氧消化設備：5,300度/瓩年

3.資料參採說明

(1)依參數資料參採原則「參數資料之參採以近3年為主要優先」，爰以100年度、101年度審定會公告參數5,500度/瓩年及C公司101年運轉時數資料5,025度/瓩年共同納入計算，求得平均年淨售電量為5,342度/瓩年。

(2)經計算後，求得平均年淨售電量為5,342度/瓩年。併同考量設置量較少，為鼓勵業者，建議102年度生質能發電年淨售電量為5,300度/瓩年。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

二、川流式水力

(一)期初設置成本

1.101年度審定會使用參數值：6.8萬元/瓩

2.分組會議共同意見建議數值：6.8萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)因設置成本資料缺乏近一年實際案例，依參數資料參採原則「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。」，以前期公告費率參酌國際成本變化進行調整計算。
- (2)考量國際趨勢約微幅上漲，且國內無設置案例，102年度川流式水力發電期初設置成本依101年度實際運轉資料上調0.1%，即為6.8068萬元/瓩，四捨五入取6.8萬元/瓩。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

二、川流式水力(續)

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.6%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本6.6%

3.資料蒐集及分析

- (1)根據台電公司提供之2009年至2011年川流式水力年發電運轉維護費用資料，並剔除具水庫性質且發電量較大之電廠(A、B、C與D電廠)後，2009年至2011年川流式水力平均運轉維護費用分別為2,669元/瓩、4,489元/瓩與3,618元/瓩，總平均運轉維護費用則為3,678元/瓩，依102年度建議期初設置成本6.8萬元/瓩計算，102年度川流式水力發電之運轉維護費用占期初設置成本之比例為5.4%。
- (2)若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為4,468元/瓩，依102年度建議期初設置成本6.8萬元/瓩計算，102年度川流式水力發電之運轉維護費用占期初設置成本之比例為6.6%。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

二、川流式水力(續)

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：4,500度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值：4,200度/瓩年

3.資料參採說明

(1)考量水力發電易受水量豐枯期差異影響，不應以單一年度之數值為參採依據，須觀察長期資料之變化。

(2)以台電公司公告之2009、2010與2011年川流式水力年發電量資料，並剔除運轉尚未滿一年(E、F電廠)及具水庫性質且發電量較大之電廠(A、B、C與D電廠)，平均年發電量分別為4,216度/瓩年、4,155度/瓩年與4,235度/瓩年，總平均年發電量為4,206度/瓩年。

(3)考量川流式水力發電今年度尚無新申設量，基於鼓勵業者投資，建議102年度審定會公告年淨售電量參數值由4,500度/瓩年調整為4,200度/瓩年。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

三、地熱能

(一)期初設置成本

1.101年度審定會使用參數值：23.3萬元/瓩

2.分組會議共同意見建議數值：23.3萬元/瓩

3.資料參採說明

地熱發電國內今年度並無新增案例，根據DECC(2011)預估，期初設置成本2010至2015年平均每年下降5.71%；另EREC(2010)預測趨勢亦與DECC一致，均為下降趨勢，惟併同考量國內近年尚無商業電廠運轉實績，為鼓勵業者投資，不依成本趨勢調降，102年度地熱發電期初設置成本維持101年度參採數值，即為23.3萬元/瓩。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

三、地熱能(續)

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本5.0%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本5.0%

3.資料參採說明

由於國內近年並無商業電廠運轉實績，故建議102年度地熱發電運轉維護費用占期初設置成本比例仍維持5.0%，即11,881元/瓩。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

三、地熱能(續)

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：6,400度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值：6,400度/瓩年

3.資料參採說明

因國內無商業電廠運轉實績，依據參數資料參採原則，建議爰用101年度審定會公告參數值6,400度/瓩年。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

四、廢棄物

(一)期初設置成本

1.101年度審定會使用參數值：7.9萬元/瓩

2.分組會議共同意見建議數值：7.9萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)因國內無新增設置案例資料，參考行政院環保署101年4月垃圾處理政策評估說明書之期初設置成本為7.9萬元/瓩。
- (2)觀察DECC預估廢棄物發電之期初設置成本將微幅下降，至2015年之年平均降幅為0.41%，惟併同考量國內近年並無商業電廠運轉實績，為鼓勵業者投資，不依成本趨勢調降，102年度廢棄物發電期初設置成本維持101年度數值，即為7.9萬元/瓩。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

四、廢棄物(續)

(二)運轉維護費用

1.101年度審定會使用參數值：占期初設置成本17.9%

2.分組會議共同意見建議數值：占期初設置成本17.9%

3.資料蒐集及分析

國內近年尚無商業電廠運轉實績，依據參數資料參採原則，以環保署資料為參採對象，爰用101年度審定會公告參數值17.9%。



肆、生質能及其他再生能源發電電能躉購費率計算公式使用參數(續)

四、廢棄物(續)

(三)年淨售電量

1.101年度審定會使用參數值：7,300度/瓩年

2.分組會議共同意見建議數值：7,300度/瓩年

3.資料參採說明

因國內尚無商業電廠運轉實績，依據參數資料參採原則，爰用101年度審定會公告參數值7,300度/瓩年。

52



伍、平均資金成本率使用參數

一、101年度審定會使用參數：5.25%

二、102年度第2次審定會決議數值：5.25%

三、資料參採說明

(一)公式說明

1.平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金佔總資本比例，加權平均所得之平均成本。

2.資金分為外借及自有資金，故WACC為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均。

3.WACC受四項變數影響，即外借資金及自有資金比例、無風險利率、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：

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

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

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

53

一、101年度審定會使用參數：5.25%

二、102年度第2次審定會決議數值：5.25%

三、資料參採說明

(二)參數資料蒐集分析

1.外借資金及自有資金比例

依據典型專案投資計畫，自有資金比例佔30%，此情勢今年亦無多大變化，故102年度維持自有資金為30%，外借資金為70%為標竿數值。

2.無風險利率

(1)無風險利率係指該國資本市場風險最低之標的為主，因計畫投資屬於長期投資，融資期限在7~10年，故一般以10年期政府公債殖利率為標竿。

(2)101年度參採100年(1-10月)平均值為1.4%，102年度若依同樣參採原則，即採101年(1-6月)平均值1.26%，此將致使業者自有資金報酬率下降，進而使投資意願降低。

(3)因躉購年限為期20年，針對無風險利率之估算，應以長期穩定觀察及避免數值波動過大為原則。經審定會委員討論後，102年度參採99年~101年6月平均值，即為1.34%(詳見表1)。

54

表1 99-101年十年期政府公債殖利率與公司債利率

民國 年月	政府公債 10年期殖利率(%)	公司債市場參考利率(%)				利差=公司債利率-公債殖利率(%)			
		twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA	twBBB
100年01月	1.45	1.78	1.95	2.36	3.06	0.33	0.50	0.91	1.61
100年02月	1.40	1.79	1.95	2.37	3.08	0.39	0.55	0.97	1.68
100年03月	1.38	1.77	1.95	2.35	3.07	0.39	0.57	0.97	1.69
100年04月	1.36	1.76	1.93	2.30	3.05	0.40	0.57	0.94	1.69
100年05月	1.44	1.73	1.90	2.26	3.00	0.29	0.46	0.82	1.56
100年06月	1.49	1.74	1.90	2.25	2.98	0.25	0.41	0.76	1.49
100年07月	1.51	1.73	1.89	2.21	2.89	0.22	0.38	0.70	1.38
100年08月	1.40	1.71	1.88	2.18	2.88	0.31	0.48	0.78	1.48
100年09月	1.26	1.69	1.85	2.15	2.87	0.43	0.59	0.89	1.61
100年10月	1.29	1.67	1.83	2.12	2.85	0.38	0.54	0.83	1.56
100年11月	1.32	1.66	1.83	2.09	2.83	0.34	0.51	0.77	1.51
100年12月	1.27	1.64	1.82	2.07	2.82	0.37	0.55	0.80	1.55
101年01月	1.29	1.65	1.83	2.08	2.78	0.36	0.54	0.79	1.49
101年02月	1.27	1.61	1.80	2.06	2.78	0.34	0.53	0.79	1.51
101年03月	1.27	1.60	1.78	2.04	2.74	0.33	0.51	0.77	1.47
101年04月	1.28	1.57	1.76	2.02	2.70	0.29	0.48	0.74	1.42
101年05月	1.23	1.57	1.76	2.03	2.74	0.34	0.53	0.80	1.51
101年06月	1.20	1.54	1.72	2.01	2.71	0.34	0.52	0.81	1.51
99年平均	1.37	1.91	2.12	2.53	3.18	0.54	0.75	1.16	1.81
100年平均	1.38	1.72	1.89	2.23	2.95	0.34	0.51	0.85	1.57
101年平均(1-6月)	1.26	1.59	1.77	2.04	2.74	0.33	0.52	0.78	1.48
平均(99年-101年6月)	1.34	1.74	1.93	2.27	2.96	0.40	0.59	0.93	1.62

1.政府公債10年期殖利率：中央銀行網站統計資料之金融統計「重要金融指標之歷史檔案」。

網址：<http://www.cbc.gov.tw/ct.asp?xItem=995&ctNode=523&mp=1>。

2.公司債市場參考利率：證券櫃檯買賣中心網站(債券交易資訊>公司債/金融債/受益證券/外國債券/分割債券>公司債參考利率)

網址：http://www.gretai.org.tw/ch/bond_trading_info/division_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php

公司債參考利率為花旗銀行、澳盛銀行、台北富邦銀行、匯豐(台灣)銀行、日盛證券、中國信託銀行、台新銀行、兆豐證券、中華證券、國際證券、永豐金證券、大華證券、統一證券、元富證券、兆豐證券、群益金鼎證券、凱基證券、元大實業證券等18家之報價。

55



伍、平均資金成本率使用參數(續)

三、資料參採說明

(二)參數資料蒐集分析(續)

3.銀行融資信用風險加碼

(1)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利息保障倍數加以評定，然為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫皆會要求其利息保障倍數須在2.5倍，故其約當為信用評等twBB至twBBB之公司。此時 α 風險介於1.5%至2.0%之間。

(2)由於銀行資料限制，無法蒐集銀行對新興投資計畫之 α 風險值，故蒐集國內資本市場公債及公司債利率水準相關資料加以分析，發現信用評等twBBB之公司債(即約當利息保障倍數2.5倍)，2010年、2011年及2012年(1-6月) α 風險各年平均為1.81%、1.57%及1.48%，三年平均則為1.62%，平均值符合前項分析介於1.5%至2.0%之結果。然基於新興投資計畫風險較高，其 α 風險應略高於市場水準，因此 α 風險設定為2.00%。

項目	10年期公債	10年期公司債				α 風險=公司債-公債			
利率	殖利率	twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA	twBBB
2010年平均	1.37%	1.91%	2.12%	2.53%	3.18%	0.54%	0.75%	1.16%	1.81%
2011年平均	1.38%	1.72%	1.89%	2.23%	2.95%	0.34%	0.51%	0.85%	1.57%
2012年(1-6月)平均	1.26%	1.59%	1.77%	2.04%	2.74%	0.33%	0.52%	0.78%	1.48%
2010-2012年平均	1.34%	1.74%	1.93%	2.27%	2.96%	0.40%	0.59%	0.93%	1.62%

註：1.政府公債10年期殖利率：中央銀行網站統計資料之金融統計「重要金融指標之歷史檔案」。

網址：<http://www.cbc.gov.tw/ct.asp?xItem=995&ctNode=523&mp=1>。

2.公司債市場參考利率：證券櫃檯買賣中心網站(債券交易資訊>公司債/金融債/受益證券/外國債券/分割債券>公司債參考利率)

網址：http://www.gretail.org.tw/ch/bond_trading_info/division_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php

56



伍、平均資金成本率使用參數(續)

三、資料參採說明

(二)參數資料蒐集分析(續)

4.業者風險溢酬

(1)業者風險溢酬，一般稱為 β 風險， β 風險水準與事業經營風險高低有關，是投資者主觀的看法，同時市場上也無一定的數值標準。此時必須選擇與所投資事業經營型態相似的案例作為比較標竿，據以進行 β 風險，且在一定的資金結構與財務設算條件之下，自有資金報酬率與WACC有一定的關係，故可選用相似案例做為標竿以推估 β 風險，進而推算出平均資金成本率(WACC)。

(2)為利用國內外案例標竿設算出各種再生能源的 β 風險水準，並依照專案融資投資計畫設出以下之典型計畫案例，做為推估WACC的基礎。

A.自有資金比例30%、銀行融資比例70%。

B.銀行融資利率為3.34%(101年十年期公債殖利率平均為1.34%+ α 風險2%)。

C.折舊採直線法，以20年為折舊年限。

D.營利事業所得稅率為17%。

E.國內外案例如下

(A)國內案例：瓦斯公司、工程建設BOT案例、汙水下水道BOT案例

(B)國外案例：德國、中國

57



伍、平均資金成本率使用參數(續)

三、資料參採說明

(二)參數資料蒐集分析(續)

4.業者風險溢酬(續)

標竿	瓦斯公司 ²	德國 (以WACC為 5.0%估算) ¹	工程建設 BOT案例 ²	中國風力 下限 ²	中國風力 中間值 ²	汙水下水道 BOT案及 中國風力上 限 ²	德國 (以WACC為 6.5%估算) ¹	德國 (以WACC為 8.0%估算) ¹
自有資金報酬率(%)	5.06	7.387	7.96	8.00	9.00	10.00	12.387	17.387
WACC(%)	3.856	4.554	4.726	4.738	5.038	5.338	6.054	7.554
β風險	1.720	4.047	4.620	4.660	5.660	6.660	9.047	14.047

說明：

1.自有資金報酬率：

(1)瓦斯公司：以五大銀行1年期定期存款利率平均(2012年1-6月1.36%)加3.70%，2012年平均為5.06%。

(2)工程建設BOT案例：參考賴文魁(2009)，「應用時間序列預測BOT案興建期風險之研究」。

(3)汙水下水道BOT案例：參考胡恩聰(2007)，「汙水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

(4)德國：視投資計畫資金結構與利率水準而定，德國十年期政府公債利率2010年平均2.782%，2011年平均2.655%，2012年平均(1-6月)1.706%。

(5)中國：參閱國家發展改革委能源研究所(2010)，「可再生能源電力價格和費用分攤機制研究」。

2.WACC：

(1)瓦斯公司：既有公司不考慮WACC。

(2)工程建設BOT案例：視投資計畫資金結構與利率水準。

(3)汙水下水道BOT案例：視投資計畫資金結構與利率水準。

(4)德國：採政策訂定非以自有資金報酬率為計算基準，目前為5-8%。

(5)中國：視投資計畫資金結構與利率水準。

註1：德國太陽光電之WACC為5%-8%⁴，10年期政府公債利率2011年平均2.655%，2012年(1-6月)平均1.706% (2012年1-6月台灣平均為1.260%)。若以相同於台灣利率水準，當德國之WACC=5.0%-兩國利率差(0.446%)=4.554%；當德國之WACC=6.5%-兩國利率差(0.446%)=6.054%；當德國之WACC=8.0%-兩國利率差(0.446%)=7.554%。

註2：瓦斯公司、中國、工程建設BOT及汙水下水道BOT係給定自有資金報酬率推估WACC後，進而估算β風險。

註3：依據101年度分析結果，無風險利率1.40%、α風險2%、β風險6.177%，101年度電能躉購費率計算公式平均資金成本率參數為5.253%，考量一般利率以0.25%為一碼之作法，101年度電能躉購費率計算公式使用平均資金成本率參數為5.250%。

資料來源A：Miguel Mendonca, David Jacobs, Benjamin Sovacool(2010): "Powering the Green Economy: The Feed-In Tariff Handbook."

58



伍、平均資金成本率使用參數(續)

三、資料參採說明

(二)參數資料蒐集分析(續)

4.業者風險溢酬(續)

(3) β風險參採研析

A. 瓦斯公司報酬率的高低係隨利率變化訂定，因此氣價將可隨利率之變化而調整；但再生能源係固定價格20年，即使利率有所變化亦無法調整價格，因此再生能源業者的經營風險明顯較瓦斯公司高，瓦斯公司β風險值並不適用。

B. 國內BOT特許時間往往達30年甚至50年，其營運特性與強制躉購下之再生能源相似，故國內再生能源之β風險應參考國內BOT水準。針對國內二件BOT案例，分析如下：

(A) 工程建設BOT案例為大學興建宿舍之建造案，當學校驗收完成後即可立即使用，因此並無市場風險，僅有營造風險，故其值可以視為國內之下限值。

(B) 汙水下水道BOT係當某區域需重新翻修或佈線汙水下水道時，建設工程之需求才會產生市場風險相對較高，且營造風險隨管線佈線複雜程度而增加，因此其營運風險較高，加以特許時間長達30年以上，因此自有資金報酬率亦需較高，故可以視為國內之上限值。

C. 綜上，說明如下：

(A) 再生能源投資受政府以FIT制度保障下，自有資金報酬率應介於工程建設BOT案例及汙水下水道BOT案例，即7.96~10.00%應為較為合理之水準區間。建議自有資金報酬率及β風險之參採以略低於汙水下水道BOT案例為基準，β風險水準值以6.177%計算之自有資金報酬率9.577%係介於7.96~10%區間內為合理。

(B) β風險參數為反映企業經營投資風險，其數值受產業特性變化及政策制度變動影響，我國再生能源產業及躉購費率制度近年變化不大，故建議102年度援用101年度使用參數值，即以6.177%為β風險參採值。

59



伍、平均資金成本率使用參數(續)

三、資料參採說明

(三)參數資料說明彙整

1. 無風險利率：以十年期政府公債殖利率99年至101年(1-6月)三年平均為準，即1.34%。

2. α 風險：以利息保障倍數2.5倍為採用數值，即2%。

3. β 風險：以略低汙水下水道BOT案例水準為參採數值，即6.177%。

4. WACC：

(1)依據審定會決議，不同類別再生能源原則以相同WACC計算。

(2)依據前述分析結果，102年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數為5.193%，與101年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數5.250%相當接近，加以考量一般利率以0.25%為一碼之作法，102年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數維持101年度相同水準，即為5.250%。

(3)102年度審定會所採之WACC為5.250%，其 β 風險為6.177%，高於中國大陸風力平均之5.660%，但低於德國再生能源平均之9.047%

表2 101年度與102年度參採數值比較表

參採值	自有資金比例 (W_L)	外借資金比例 (W_O)	無風險利率 (R_f)	信用風險加碼 (α)	風險溢酬 (β)
101年度	30%	70%	1.40%	2.00%	6.177%
102年度	30%	70%	1.34%	2.00%	6.177%



陸、102年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整

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/瓩年)	躉購 期間 (年)	平均資金成 本率 (%)
			第一期	第二期				
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 10$	118,000	115,000	0.7	1,250	20	5.25
		$\geq 10 \sim < 100$	105,000	103,000				
		$\geq 100 \sim < 500$	100,000	97,000				
		≥ 500	89,000	84,000				
	地面型	無區分	83,000	79,000				

陸、102年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整(續)

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/瓩年)	躉購期間(年)	平均資金成本率(%)
風力發電	陸域	$\geq 1 \sim < 10$	160,000	1.0	2,000	20	5.25
		≥ 10	56,000*	2.71	2,400		
	離岸	無區分	159,000	3.0	3,200		
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000	11.2	5,300		
	有厭氧消化設備	無區分	94,000	7.6	5,300		
川流式水力	--	無區分	68,000	6.6	4,200		
地熱	--	無區分	233,000	5.0	6,400		
廢棄物	--	無區分	79,000	17.9	7,300		

註：*102年度期初設置成本所採數值為5.6萬元/瓩；未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.5萬元/瓩。

柒、102年度再生能源電能躉購費率試算

一、太陽光電電能躉購費率

分類	級距	102年度 第一期躉購費率試算 (元/度)	102年度 第二期躉購費率試算 (元/度)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 10$	8.3971	8.1836
	$\geq 10 \sim < 100$	7.4720	7.3297
	$\geq 100 \sim < 500$	7.1162	6.9027
	≥ 500	6.3334	5.9776
地面型	無區分	5.9064	5.6218



柒、102年度再生能源電能躉購費率試算(續)

二、再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距 (kW)	102年度躉購費率試算 (元/度)
風力	陸域	≥1 ~ <10	7.3562
		≥ 10	2.5446 *
	離岸	無區分	5.5626
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.4652
	有厭氧消化設備	無區分	2.8014
川流式水力	無	無區分	2.4652
地熱	無	無區分	4.8039
廢棄物	無	無區分	2.8240

註：*未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，躉購費率為2.4991元/度。



捌、102年度再生能源電能躉購費率國際比較

國家	台灣					英國			德國		
分類	級距 (kW)	102年度 第一期費率 (元/度)	變動 幅度 (%)	102年度 第二期費率 (元/度)	變動 幅度 (%)	級距 (kW)	101.11~102.01費率 (元/度)	變動幅 度(%)	級距 (kW)	101.10費率 (元/度)	變動幅 度(%)
屋頂型	≥1 ~ 10	8.3971 (9.2510)*	-9.23	8.1836	-2.54	≤4(新建案)	7.2264 (17.6915)	-59.15	≤10	7.0225 (10.9928)	-36.12
						≤4(舊建案)	7.2264 (20.2657)	-64.34			
						>4~10	6.5477 (17.6915)	-62.99			
	≥10 ~ 100	7.4720 (8.3259)*	-10.26	7.3297	-1.90	>10~50	6.0984 (15.3982)	-60.40	>10~40	6.6630 (10.4535)	-36.26
						>50~100	5.3823 (8.8926)	-39.47			
	≥100 ~ 500	7.1162 (7.9701)*	-10.71	6.9027	-3.00	>100~150	5.3823 (8.8926)	-39.47	>40~1MW	5.9401 (9.8912)	-39.95
						>150~250	5.1483 (7.0205)	-26.67			
	≥500	6.3334 (7.1873)*	-11.88	5.9776	-5.62	>250	3.3230 (3.9783)	-16.47	>1~10MW	4.8614 (8.2465)	-41.05
地面型	無區分	5.9064 (6.7604)*	-12.63	5.6218	-4.82	無區分	3.3230 (3.9783)	-16.47	<10MW	4.8614 (8.0744)	-39.79

註：

- 1.*：()內數字為101年度第二期實際數值。
- 2.台灣102年度第一期費率變動幅度為102年度第一期費率與101年度第二期費率相比；102年度第二期費率變動幅度為102年度第二期費率與102年度第一期費率相比。
- 3.英國、德國()內數字為101.01費率。



國家	台灣					加拿大			西班牙			日本	
分類	級距 (kW)	102年 第一期 費率	變動 幅度 (%)	102年第二 期費率	變動 幅度 (%)	級距 (kW)	101.10費 率	變動 幅度 (%)	級距 (kW)	101年費 率	變動幅 度(%)	級距 (kW)	102.07 費率
屋 頂 型	≥1~10	8.3971 (9.2510)*	-9.23	8.1836	-2.54	<10	16.2059 (21.0471)	-23.00	≤20	10.1742 (12.3544)	-17.65	<10	15.6828
	≥10~100	7.4720 (8.3259)*	-10.26	7.3297	-1.90	>10~100	16.1764 (21.0471)	-23.03				≥10	15.6828
	≥100~500	7.1162 (7.9701)*	-10.71	6.9027	-3.00	>100~500	15.9107 (18.7446)	-15.12	>20 ~2,000	7.3821 (8.9120)	-17.17	--	
	≥500	6.3334 (7.1873)*	-11.88	5.9776	-5.62	>500	14.3758 (15.9107)	-9.65					
地 面 型	無區分	5.9064 (6.7604)*	-12.63	5.6218	-4.82	<10	13.1360 (13.0769)	0.45	≤10,000	4.6663 (6.7318)	-30.68	--	
						>10~500	11.4534 (13.0769)	-12.42					
						>500~5,000	10.3317 (13.0769)	-20.99					
						>5,000	10.2431 (13.0769)	-21.67					

註：

1.*：()內數字為101年度第二期實際數值。

2.台灣102年度第一期費率變動幅度為102年度第一期費率與101年度第二期費率相比；102年度第二期費率變動幅度為102年度第二期費率與102年度第一期費率相比。

3.加拿大()內數字為101.01費率；西班牙()內數字為100.01費率。

4.日本於101年7月開始執行FIT，故僅呈現一年度之費率。

66



一、風力發電

(一)陸域小型風力

	台灣	英國	英國	德國
級距 (kW)	≥1~<10	≤1.5	>1.5~15	≤50
躉購費率 (元/度)	7.3562 (7.3562)	16.7555 ^{註2} (17.7383)	13.1048 ^{註2} (13.7133)	3.3659 ^{註3} (3.4156)
變動幅度 (%)	0.00	-5.54	-4.44	-1.46

註：1.()內數字為101.01費率。

2.英國101.04.1~102.03.31費率。

3.德國102.01.01~102.12.31費率。

67



一、風力發電

(二)陸域大型風力

	台灣	英國	德國		法國			加拿大
級距 (kW)	≥10	>1,500	>50		前10年	後5年下 限	後5年上 限	無區分
			前5年	第6年起				
躉購費率 (元/度)	2.5446 (2.6427)	2.2933 ^{註2} (2.2933)	3.3659 ^{註3} (3.4156)	1.8360 ^{註3} (1.8627)	3.1364 ^{註4} (3.1364)	1.0710 ^{註4} (1.0710)	3.1364 ^{註4} (3.1364)	3.3947 ^{註5} (3.9851)
變動幅度 (%)	-3.71	0.00	-1.46	-1.44	0.00	0.00	0.00	-14.81

註：1. ()內數字為101.01費率。

2. 英國101.04.1~102.03.31費率。

3. 德國102.01.01~102.12.31費率。

4. 法國97.11.17公告迄今未調整費率，後5年上限費率適用於滿發時數未超過2400小時者，後5年下限費率適用於滿發時數3600小時以上者，滿發時數介於2400~3600小時者所適用之費率以線性差補計算。

5. 加拿大101.10.01開始適用之費率。



一、風力發電

(三)離岸風力

	台灣	英國	德國		法國		
級距 (kW)	無區分	>1,500	前12年	第13年起	前10年	後10年下 限	後10年上 限
躉購費率 (元/度)	5.5626 (5.5626)	2.2933 ^{註2} (2.2933)	5.7374 ^{註3} (5.7374)	1.3387 ^{註3} (1.3387)	4.9724 ^{註4} (4.9724)	1.1475 ^{註4} (1.1475)	4.9724 ^{註4} (4.9724)
變動幅度 (%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

註：1. ()內數字為101.01費率。

2. 英國101.04.1~102.03.31費率。

3. 德國102.01.01~102.12.31費率。

4. 法國97.11.17公告迄今未調整費率，後10年上限費率適用於滿發時數未超過2800小時者，後10年下限費率適用於滿發時數3900小時以上者，滿發時數介於2800~3900小時者所適用之費率以線性差補計算。



二、生質能及其他再生能源

能源別	國家	台灣	德國	英國	西班牙*	義大利
生質能	級距(kW)	無區分	>150~500kW	>250~500kW	≤2MW	垃圾掩埋沼氣
	躉購費率 (元/度)	2.8014 (2.6995)	4.6090 (4.7046)	6.3652 (6.3652)	6.4295 (6.4295)	6.8848 (6.8848)
	變動幅度 (%)	+3.78	-2.04	0	0	0
水力	級距(kW)	無區分	>500kW~2MW	>100kW~2MW	≤10MW	1~1000kW
	躉購費率 (元/度)	2.4652 (2.3302)	3.1441 (3.1747)	5.6632 (5.6632)	3.2220 (3.2220)	8.4148 (8.4148)
	變動幅度 (%)	+5.8	-1.0	0	0	0
地熱	級距(kW)	無區分	<10MW	-	≤2MW	1~1000kW
	躉購費率 (元/度)	4.8039 (4.8039)	9.5623 (9.5623)	-	2.8461 (2.8461)	7.6498 (7.6498)
	變動幅度 (%)	0	0	-	0	0

註：1.()內數字為101年1月1日數值。

2.*比較區間為101年1月1日至102年1月1日；惟西班牙已宣布102年起暫停躉購再生能源，故西班牙比較區間為101年1月1日至101年12月31日。

70



國際匯率表

	2008	2009	2010	2011	2012/1/2~2012/7/31平均
USD(美元)	31.517	33.049	31.642	29.464	29.728
EUR(歐元)	46.167	45.912	41.908	40.959	38.249
GBP(英鎊)	58.408	51.705	48.922	47.248	46.803
CAD(加幣)	29.537	28.912	30.716	29.775	29.519
AUD(澳幣)	26.436	25.776	29.025	30.392	30.660
CNY(人民幣)	4.5357	4.8379	4.6737	4.5599	4.6976
JPY(日圓)	0.3049	0.3532	0.3605	0.3692	0.3734
KRW(韓國)	0.0286	0.0259	0.0274	0.0266	0.0260
SEK(瑞典克朗)			4.3790		
NOK(挪威克朗)				5.2518	

註：採用我國中央銀行公告之「台灣時間當日16:00各通貨當地或全球外匯市場銀行間即期交易的即時匯率」。

<http://www.cbc.gov.tw/content.asp?mp=1&CuItem=36599>

71



報告完畢



