



再生能源電能躉購費率 計算公式及使用參數說明

(下午場次：風力、生質能及其他再生能源)

經濟部

102年10月22日



目錄

- 壹、103年度再生能源電能躉購費率計算公式
- 貳、風力發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 參、生質能發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 肆、川流式水力發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 伍、地熱發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 陸、廢棄物發電電能躉購費率計算公式使用參數
- 柒、平均資金成本率使用參數
- 捌、躉購制度獎勵措施
- 玖、103年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用參數彙整
- 拾、103年度各類再生能源電能躉購費率試算

一、公式說明

依103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：

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

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

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

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，令其淨收入各年現值之和等於期初投資成本所計算出之躉購費率。
- (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) 因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。

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、投資風險溢酬及物價上漲因素，有助於費率水準可以維持業者合理利潤之訂定目的。

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(一)期初設置成本

1.102年度審定參數值：16萬元/瓩

2.103年度審定會決議數值：16萬元/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量我國小型風機多以外銷為主，故同時參採國內外資料，經剔除國內地面型小型風機資料、國外重復數據及中國偏低數據資料後，共剩餘8筆資料(詳見表1)，其設置成本介於13.3~19.4萬元/瓩，102年度參採數值介於前述成本區間內。
- (2)根據英國DECC(2011)預估，規模小於50瓩之陸域風力發電設置成本，其2015年較2010年成本降幅約為4.5%、年平均降幅約0.9%。
- (3)綜上，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，並配合主管機關規劃，現階段國內小型風機之推廣應考量應用方式與效益，選擇合適地點設置為宜，決議103年度小型風機期初設置成本維持102年度參採數值，即16萬元/瓩。

表1 99-101年國內中小型風力期初設置成本資料

1.國內小型風力期初設置成本資料

編號	案名	類型	資料發生年度(年)	單機裝置容量(瓩)	機組數量(組)	總裝置容量(瓩)	期初設置成本(千元)	單位期初設置成本(元/瓩)	備註
1	-	垂直軸	99	3	1	3	500	167,000	100~102年度審定會引用數據。
2	-	垂直軸	99	3	1	3	550	183,000	100~102年度審定會引用數據。
3	-	水平軸	99	2	1	2	300	150,000	100~102年度審定會引用數據。
4	A	地面型水平軸	100	3.5	1	3.5	840	240,000	3.5kW風機單價400,000元；6kW變流器150,000元；塔柱150,000元；基礎水泥100,000元，其他支出40,000元。
5	B	地面型水平軸	100	3.5	2	7	1,680	240,000	
6	C	地面型水平軸	101	3.5	2	7	1,900	271,429	-
7	D	屋頂型水平軸	101	3.5	1	3.5	680	194,286	現勘時設置者簡報指出風機採購成本為647,620元，雜照申請花費為150,000元，與支出憑證數據稍有出入。
8	E	屋頂型水平軸	101	3	3	9	1,692.83	188,092	設置成本含水平軸風力發電設備、太陽能發電設備(7.68kW)及系統監控設備。

2.國外小型風力發電機設置成本資料

國別	資料發生年度(年)	幣別	單位期初設置成本(元/kW)	單位期初設置成本(NTD/kW)	備註	資料來源
美國	2011	USD	5,800	170,891	2011年美國製造商的加權平均設置成本	AWEA(2011), 2011 U.S. Small Wind Turbine Market Report.
美國	2011	USD	6,040	177,963	2011年美國安裝的小型風力發電機平均成本	AWEA(2011), 2011 U.S. Small Wind Turbine Market Report.
美國	2012	USD	3,000~6,000	133,263		WWEA(2012), 2012 Small Wind World Report.
中國	2012	USD	1,580	46,790		WWEA(2012), 2012 Small Wind World Report.
美國	2011	USD	6,040	177,963		WWEA(2013), 2013 Small Wind World Report Update.
中國	2011	CNY	12,000	54,719		WWEA(2013), 2013 Small Wind World Report Update.

6

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(二)運轉維護費用

1.102年度審定參數值：占期初設置成本1%

2.103年度審定會決議數值：占期初設置成本1%

3.資料參採說明

- (1)蒐集2009-2011年美國風能協會資料，以其運轉維護費用數據計算平均後，數值為1,379元/瓩(詳見表2)。
- (2)台灣中小型風力機發展協會所建議之維護費用占設置成本比例為6%，若以期初設置成本16萬/瓩設算下，相當於年運轉維護費用為9,600元/瓩，大幅高於國外平均水平1,379元/瓩，且其建議數值並非市場實際成交價格，不符參數資料參採原則，故不採用。
- (3)考量近一年僅有少數實際設置案例，決議103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。

表2 2009-2011年國外小型風力發電運轉維護費用

資料來源	運轉維護費用	說明
美國風能協會 (AWEA, 2009)	營運維護費用約台幣990元~1,980元/瓩，平均為1,485元/瓩。	根據AWEA(2009)報告，以小型風力機平均設置成本約為3000~6000美元/瓩之間，運轉維護費用約為設置成本之 1% 。
美國風能協會 (AWEA, 2010)	每度電營運維護費用約台幣0.589~1.473元，若以每瓩年滿發時數2,000小時計算，則相當於年運轉維護費用介於1,178~2,946元/每瓩，平均為2,062元/每瓩。	在AWEA(2010)市場調查指出，開發商估計每度電營運維護費用約介於0.02~0.05美元之間。
美國風能協會 (AWEA, 2011)	營運維護費用約為台幣589元/瓩。	AWEA(2011)市場調查指出，小型風力機的年運轉維護費用平均約為20美元/每瓩。

資料來源: 1.AWEA(2009), "AWEA Small Wind Turbine Global Market Study."
 2.AWEA(2010), "2010 U.S. Small Wind Turbine Market Report."
 3.AWEA(2011), "2011 U.S. Small Wind Turbine Market Report."

蒐集美國風能協會2009~2011年報告，發現各年報告中對運轉維護費用的探討角度均不相同，2009年的報告係呈現運轉維護費用占設置成本比例，2010年為開發商估計每度電營運維護費用，而2011年則為每瓩年運轉維護費用，故導致各年數據有所差異。

8

一、陸域型1瓩以上未達10瓩 (三)年淨售電量

1.102年度審定參數值：2,000度/瓩年

2.103年度審定會決議數值：1,800度/瓩年

3.資料參採說明

- (1)根據國內小型風力躉購案件之售電資料，計算平均年淨售電量為966度/瓩年，實際發電效率大幅低於預期，惟考量目前政策方向、發展定位與經濟效益等因素，故未予參採。
- (2)蒐集日本躉購費率所使用之參數為設備利用率20%(相當於1,752度/瓩年)，且根據國外資料顯示小風機容量因數可達20%，故採較高標準藉以引導發電效率較佳之設備進入市場，以提升經濟效益。
- (3)現階段國內小型風機之推廣應考量應用方式與效益，選擇合適地點設置，惟考量國內政策推廣方向、國外資料，以及第1次分組會議中小型風機協會陳述之意見，酌以小幅調整，故決議103年度小型風機年淨售電量調整為**1,800度/瓩年**。

9

二、陸域型10瓩以上

(一)期初設置成本

1.102年度審定參數值：5.8萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.7萬元/瓩)

2.103年度審定會決議數值：5.77萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.67萬元/瓩)

3.資料參採說明

- (1)海關進口成本資料具有指標性意涵，其資料可靠度高，並考量國內設置成本案例資料均出於自國內少數業者之申報數據，為避免參數資料參採受到個別營運差異之影響，故103年度陸域型10瓩以上風力發電之期初設置成本，決議維持採用海關資料推估之期初設置成本。
- (2)風力機組(不含塔架)占期初設置成本比例54%，與國內外各項報告數據一致，故103年度審定會維持採用**風力機組占設置成本54%**估計期初設置成本。(詳見表3)
- (3)根據英國DECC(2013)預測，裝置容量5MW以上之陸域風力於2019年每度電負擔設置成本會比2013年下降0.002元英鎊，年平均降幅為0.5%。
- (4)考量參數參採穩定性，以**近3年海關進口成本**資料計算期初設置成本，相對不易受單一年度變化之影響，故以裝置容量加權平均計算近3年(100-102年)海關資料，考量國際降幅下，期初設置成本為5.74萬元/瓩，惟基於推廣國內海陸風力發電之設置，決議103年度期初設置成本不另依國際成本下降趨勢調整，則期初設置成本為**5.77萬元/瓩(無加裝LVRT者為5.67萬元/瓩)**。(詳見表4)

3.資料參採說明

表3 風力機組成本占期初設置成本比例彙整表

資料來源	NREL		IRENA(2012)	工研院產經中心(2011)	台電公司(2011)
報告名稱	NREL(2011), IEA Wind Task 26	NREL(2012), 2010 Cost of Wind Energy Review	RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES - Volume 1: Power Sector Issue 5/5 - Wind Power.	全球風力發電政策動態與產業趨勢	風力發電第4期計畫可行性研究報告
風力機組(含塔架與其他機電設備)占設置成本比例	68%~84% (平均75%)	68%	64%~84%	75%	77%
風力機組(不含塔架)占設置成本比例	53%		47%~62%	55%	54%

註：台電公司風力發電第4期計畫投資總額包含直接工程成本、間接工程成本、工程預備費、物價調整費、施工期間利息及促進電力開發協助金。

表4 100至102年海關資料推估期初設置成本變動趨勢表

	100年 (元/瓩)	101年 (元/瓩)	102年 (元/瓩)
期初設置成本	59,993	54,201*	59,753
變動率(%)	-	-9.65	+10.24

註：*102年度審定會參採數值係依101年1月1日至101年6月8日共7筆進口資料計算，然103年度審定會則已新增101年下半年資料，即101年全年共有14筆進口資料納入計算。



二、陸域型10瓩以上

(二)運轉維護費用

1.102年度審定參數值：占期初設置成本2.67%(無加裝LVRT者為2.72%)

2.103年度審定會決議數值：占期初設置成本2.76%(無加裝LVRT者為2.81%)

3.資料參採說明

- (1)基於引導國內設置案例營運效率提升之考量，**剔除容量因數25%以下**場址案例資料，另考量台電公司及民營業者與維修業者所簽訂之**保修合約**多已對設備可用率進行保證，故103年度不將「可用率80%以下」做為資料剔除標準。
- (2)發電狀況的差異將會影響風力機組零件的磨損情形，故國外許多研究報告均以風場相對應之發電量來評估風力發電的運轉維護費用，據以**計算每發一度電所需負擔之運轉維護費用**。
- (3)參採台電公司保修合約與民營業者99-101年運轉維護費用資料(含長期保修合約)，以發電量加權計算運轉維護費用為每度電0.6102元，20年均化運轉維護費用為**每度電0.6635元(已考量每年物價上漲率2%)**。
- (4)假設國內年淨售電量為2,400度/瓩年，且期初設置成本為57,700元/瓩下，則年運轉維護費用為**1,592元/瓩**，運轉維護費用占期初設置成本比率為**2.76%(無加裝LVRT者為2.81%)**。
- (5)決議103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**2.76%(無加裝LVRT者為2.81%)**，即**1,592元/瓩**。



二、陸域型10瓩以上

(三)年淨售電量

1.102年度審定參數值：2,400度/瓩年

2.103年度審定會決議數值：2,400度/瓩年

3.資料參採說明

- (1)依據台電公司99年~101年統計年報資料，扣除多數機組商轉未滿一年之風場後，計算3年平均年發電量為**2,476度/瓩年**，若剔除容量因數25%以下之風場後，3年平均年發電量為**2,779度/瓩年**。(參見表5)
- (2)蒐集99~101年陸域型10瓩以上風力躉購案件共有8件，計算平均年淨售電量為**2,700度/瓩年**。(參見表6)
- (3)根據美國能源部2013年最新報告，自2002年起美國風力發電的**容量因數平均值均高於30%**(相當於**2,628度/瓩年**)(詳見圖1)，與我國實際發電數據差異不大。
- (4)考量發電機組會隨時間老化使發電效率逐漸降低，進而產生發電量衰減情形，亦可能隨氣候異常使發電量產生變化，且我國推廣目標量達成狀況未如預期，基於鼓勵風力發電產業之發展，決議103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**。

3. 資料參採說明

表5 台電公司99~101年統計年報資料

情境試算	99~101三年平均年發電量 (度/瓩年)
扣除多數機組商轉未滿一年 或容量因數低於25%之風場	2,779
扣除多數機組商轉未滿一年 之風場	2,476

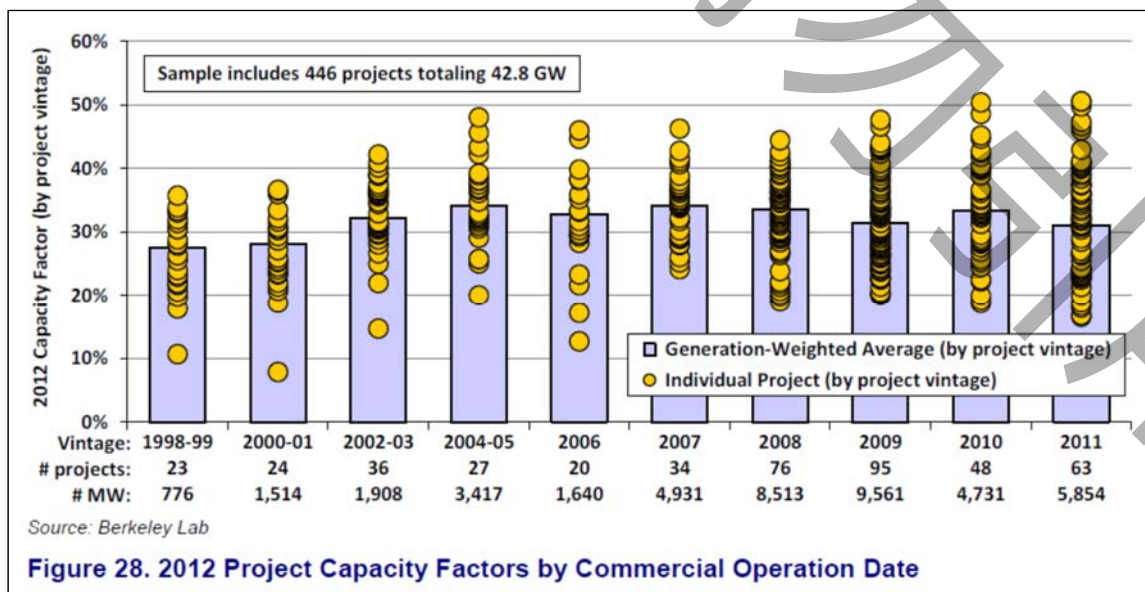
註：先平均單年各場址資料，再平均3年資料。

表6 99~101年陸域型10瓩以上風力躉購案件

場址	平均年發電量 (度/瓩年)
A	3,253
B	3,672
C	2,426
D	2,516
E	1,636
F	2,582
G	2,276
H	3,241
平均	2,700

註：根據按月抄表資料，先平均該案件歷史資料，再平均各案件資料。

圖1 美國風力發電容量因數趨勢圖



根據美國能源部2013年最新報告，風力發電隨著時間推移產生技術進步，使風力發電的容量因數有逐年上升趨勢，且自2002年起風力發電的容量因數平均值均高於30%。

三、離岸型

(一) 期初設置成本

1.102年度審定參數值：15.9萬元/瓩

2.103年度審定會決議數值：15.85萬元/瓩

3. 資料參採說明：

- (1) 國外離岸風力逐漸往離岸距離遠與水深較深的海域發展，使新場址的海事工程造價升高，考量我國係規劃由離岸距離近且水深較淺的海域開始設置，故將國外2010年完工(與我國目前發展條件較相近)場址之樣本納入參採。
- (2) 經確認英國的投資成本案例均不包含併網成本(海上變電站、海底電纜、陸上電纜與陸上變電站)，且英國亦為國外發展離岸風電最成功的國家，故以英國成本案例作為參採對象，其他國家案例則因無法確認是否包含併網成本，故不予採用。
- (3) 考量我國目前尚無實際設置經驗，故以國外(英國)7筆設置案例為優先參採基礎，即13.3萬/瓩(詳見表7)，考量英國的併網成本2.4萬元/瓩(詳見表8)，以及業者建議之漁業補償成本試算結果0.15萬元/瓩，共計**15.85萬元/瓩(已包含LVRT，並綜合考量併網、環評與漁業權補償等議題所衍生之相關成本費用)**。
- (4) 根據英國DECC(2013)預測，英國第二期離岸風力於2019年每度電負擔設置成本會比2013年下降0.002元英鎊，**年平均降幅為0.4%**。
- (5) 國內目前已有示範獎勵辦法協助離岸風電設置，且廠商投資意願亦相當高，考量國際降幅下，期初設置成本為15.79萬元/瓩，但為鼓勵業者投資意願，決議103年度期初設置成本不另依國際成本趨勢調整，則期初設置成本為**15.85萬元/瓩**。

16

3. 資料參採說明：

表7 2010-2013年英國離岸風力發電設置成本

編碼	場址	商轉年度(年)	總裝置容量(kW)	單位期初設置成本(NTD/kW)	離岸距離(公里)	水深下限(公尺)	水深上限(公尺)
1	Robin Rigg	2010	180,000	107,629	11.5		12
2	Gunfleet Sands I + II	2010	172,800	118,909	7.4		13
3	Thanet	2010	300,000	146,767	17.7	14	23
4	Walney Phase 1	2011	183,600	128,672	19.6	19	23
5	Greater Gabbard	2012	504,000	121,093	32.5	4	37
6	Walney Phase 2	2012	183,600	127,851	22.3	24	30
7	Ormonde	2012	152,400	154,026	12.3	17	21
8	Sheringham Shoal	2012	316,800	160,759	21.4	14	23
9	London Array Phase 1	2013	630,000	136,295	27.6	0	23

資料來源：http://www.4coffshore.com/

17



3. 資料參採說明：

表8 英國離岸風力併網成本

風場名稱	設施投資成本 (Estimated Transfer Value) (百萬英鎊)	設施投資成本 (Estimated Transfer Value) (百萬元新台幣)	裝置容量 (MW)	單位投資成本 (元/瓩)
Barrow	33.6	1,587.5	90	17,639
Robin Rigg	65.5	3,094.7	180	17,193
Gunfleet Sands	49.5	2,338.8	164	14,261
Sheringham Shoal	182.2	8,608.6	315	27,329
Ormonde	101.1	4,776.8	150	31,845
Greater Gabbard	316.6	14,958.7	504	29,680
Thanet	163.1	7,706.1	300	25,687
Walney 1	105.4	4,979.9	178	27,977
Walney 2	104.4	4,932.7	183	26,955

Ofgem(2011).” Offshore Transmission: Industry Briefing.” Retrieved from
http://www.ofgem.gov.uk/Networks/offtrans/edc/Documents1/Industry_Briefing_Presentation.pdf

18



三、離岸型

(二) 運轉維護費用

1. 102年度審定參數值：占期初設置成本3%

2. 103年度審定會決議數值：占期初設置成本3.48%

3. 資料參採說明

- (1) 考量我國並無離岸設置經驗，故以國外案例經驗為主，蒐集2011~2013年國際運轉維護費用資料共7筆(詳見表9)，剔除極端值與評估報告數據後，共剩餘3筆資料，運轉維護費用平均為4,387元/瓩，若考量物價上漲因素(以物價上漲率2%)，20年均化後之運轉維護費用為5,330元/瓩。
- (2) 根據國外2011年最新研究，除役成本平均約3,683元/瓩，以20年平均分攤方式計算，即每年每瓩分擔184元，經加計除役成本後為5,514元/瓩，依103年度決議期初設置成本為15.85萬元/瓩計算下，決議103年度運轉維護費用占期初設置成本之比例為3.48%，即5,514元/瓩。

19

表9 國外離岸型風力發電運轉維護費用資料

國別	資料年度(年)	幣別	單位運維成本(元/kW)	單位運維成本(NTD/kW)	資料來源
	2011	USD	122.4~178 (平均為150.2)	4,425	IEA-Deploying Renewables 2011- Best and Future Policy Practice. P.45
德國	2011	EUR	122.1	5,001	NREL(2011), IEA Wind Task 26 - Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy
丹麥	2011	EUR	91.2	3,735	
荷蘭	2011	EUR	147.4	6,037	
美國	2011	USD	86.98	2,563	Energy Information Administration(2011), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011".
美國	2012	USD	53.33	1,579	Energy Information Administration(2012), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2012".
美國	2013	USD	72.71	2,163	Energy Information Administration(2013), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2013".

三、離岸型

(三)年淨售電量

1.102年度審定參數值：3,200度/瓩年

2.103年度審定會決議數值：3,300度/瓩年

3.資料參採說明

(1)審定會歷年參採之澎湖「中屯風力發電示範系統」近11年平均風速為9.64公尺/秒，「年淨售電量」係按歷年滿發時數平均值的85%估計為3,200度/瓩年。另依據國外顧問公司(4c offshore)調查資料，全球前15名優良離岸場址中，台灣西部海域含括13個，且其平均風速約為12公尺/秒，皆高於審定會原引用「中屯風力發電示範系統」之參數，故**103年度採澎湖風力年滿發時數之90%估計**，則「年淨售電量」為**3,354度/瓩年**。

(2)考量台灣西邊海域風況相當優良，為趨近真實發電狀況，決議103年度離岸型年淨售電量調整為**3,300度/瓩年**。

91年~101年中屯風力發電示範系統運轉統計											
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
平均風速(m/s)	8.9	9.8	9.3	9.7	10	9.8	9.8	9.7	8.7	10.7	9.6
年發電量(萬度)	792	981	891	854	888	1003	891	965	779	1,045	751
滿發時數(小時)	3,299	4,087	3,713	3,559	3,700	4,180	3,711	4,022	3,244	4,355	3,130

一、期初設置成本

(一)102年度審定參數值

- 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

(二)103年度審定會決議數值

- 1.無厭氧消化設備：5.7萬元/瓩；
- 2.有厭氧消化設備：22.48萬元/瓩

(三)資料參採說明

1.無厭氧消化設備

- (1)102年生質能無厭氧消化設備更新A公司資料1筆，惟因屬報價資料故予以剔除。
- (2)根據DECC、IRENA與EREC之資料，生質能發電無論有無厭氧消化設備趨勢一致，皆預估成本持續下降，至2019年之年平均降幅則在0.48~2.80%之間。
- (3)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。」，考量國內尚未有新增案例，為鼓勵發展故不依國際趨勢調降。故決議103年度期初設置成本仍維持102年度之水準，即**5.7萬元/瓩**。

22

一、期初設置成本(續)

2.有厭氧消化設備

- (1)102年有厭氧消化設備國內新增案例普遍採用渦輪發電機組，渦輪機組運轉效率較佳(可高達9成、年發電7,900小時)且維修費用亦較少，為鼓勵推廣高效率之生質能發電設備，故有厭氧消化設備之期初設置成本採用渦輪發電機組進行估算，且年運轉維護費用與年淨售電量(滿發時數)等參數亦參採渦輪發電機組相對應數據。
- (2)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，示範獎勵之發電系統數據為輔」，故參採B公司、C公司及D公司等3筆資料。(詳見表1)
- (3)根據DECC、IRENA與EREC之資料，預估有厭氧消化設備生質能設置成本持續下降，至2019年之年平均降幅則在0.48~2.80%之間。
- (4)雖國際主要機構預估未來生質能期初設置成本將小幅下降，為鼓勵發展不依國際趨勢調降，故決議103年度期初設置成本數值為**22.48萬元/瓩**。

23

表1 有厭氧消化設備(渦輪發電機組)期初設置成本成本計算

標號	年度	總裝置容量(kW)	厭氧消化設備費用** (萬元)	純化系統費用 (萬元)	發電機成本費用(2倍計算)* (萬元)	發電機相關費用 (萬元)	其他費用 (萬元)	調整後單位期初設置成本 (元/瓩)	資料來源
1	102	30	167	147	412	56	--	260,667	D公司
2	102	195	1,086	473	2,040	465	40	210,462	B公司
3	102	195	1,086	330	2,100	435	10	203,128	C公司
平均								224,752(元/瓩)	

註：

*發電機耐用年限為10年，故單位發電成本需以2倍計算。調整後的期初設置成本計算方式為(厭氧消化設備+純化系統成本+發電設備成本×2+發電機相關費用+其他費用)/總裝置容量。

**厭氧消化設備費用以原應符合放流水標準所設立設備的改建成本差額為準，若為新設或是原即存在之設備，厭氧消化槽之費用即以102年度審定會所認定的改建費用1,169萬/195瓩=5.57萬/瓩按比例計算之。

二、運轉維護費用

(一)102年度審定參數值

- 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%

(二)103年度審定會決議數值

- 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3.23%

(三)資料參採說明

1.無厭氧消化設備

- (1)考量102年新增案例數據因該場仍受限於料源不足、無專門脫硫設備且該廠機電維護人員為自雇，無需額外機電維護費用或大修費用，故使單位維修成本偏低且與通常情形有悖，依據參數資料參採原則，故不予參採。
- (2)另參酌IRENA(2013)資料，取國外期初設置成本中間值為116,601元/瓩，按其運轉維護費用占期初設置成本之平均比例4.5%，估算期初設置成本為5,247元/瓩，與102年度審定會公告數值5,244元/瓩計算方式相同，僅因年度匯率不同所致。故延用102年度審定會公告數值，即5,244元/瓩，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。
- (3)依103年度決議期初設置成本5.7萬元/瓩計算，決議103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比例為**11.2%**。

二、運轉維護費用(續)

(三)資料參採說明(續)

2.有厭氧消化設備

- (1)102年新增案例中，觀察案例資料，有產生脫硫量不足使數據偏誤、維修費用僅為報價資訊、維修費用僅預編人事費用、尚未編列費用等情形，故皆使單位維修成本產生偏誤，故相關案例資料皆不予以參採。
- (2)102年參採B公司資料，蒐集B公司100、101及102年新增資料，單位運轉維護費用分別為5,910元/瓩、5,567元/瓩及6,475元/瓩，平均單位運轉維護費用為5,984元/瓩，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7,270元/瓩。(詳參表2)
- (3)依103年度決議期初設置成本22.48萬元/瓩計算，103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3.23%，其比例介於國際區間內。故決議103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比例為**3.23%**。

表2 有厭氧消化設備運轉維護費用參採案例

年度	案例	裝裝置容(kW)	人事費用(萬元)	大修攤提(萬元)	機組維修費用(萬元)	純化系統電費(萬元)	單位運轉維護費用(元/瓩)	發電機類型
100	B公司	120	709,200				5,910	柴油
101	B公司	120	24	10	10.9	21.9	5,567	柴油
102	B公司	120	24	12.5	16.6	24.6	6,475	柴油
102	D公司	120+30	744,000				4,960	柴油+渦輪
102	B公司	195	未編列費用					渦輪
102	C公司	195	350,000	--	--	--	--	渦輪
102	A公司報價資料	30	--	24.75		--	--	渦輪
		65	--	37.13		--	--	渦輪
參採資料平均單位運轉維護費用							5,984(元/瓩)	

三、年淨售電量

(一)102年度審定參數值

- 1.無厭氧消化設備：5,300度/厝年；
- 2.有厭氧消化設備：5,300度/厝年

(二)103年度審定會決議數值

- 1.無厭氧消化設備：5,300度/厝年；
- 2.有厭氧消化設備：7,900度/厝年

(三)資料參採說明

(1)無厭氧消化設備

因102年新增之案例仍受限於料源不足且設備維修之問題故不予以參採，復依照參數資料參採原則「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」，故決議103年度無厭氧消化設備年淨售電量仍維持102年度之水準，即**5,300度/厝年**。

三、年淨售電量(續)

2.有厭氧消化設備

- (1)102年年發電量參數新增D公司、B公司120kW機組資料，均因未能真實反映實際運轉情形，故不予以參採。
- (2)因103年度參採「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」得標之B公司195kW、C公司共2案件(詳見表3)，其設備皆為渦輪發電機組，目前雖未實際運轉，惟參考計畫書中相關評估結果，預估發電機組年運轉天數皆為330日以上，故決議以容量因數90%估算年發電時數，即有厭氧消化設備年淨售電量取整數為**7,900度/厝年**。

表3 有厭氧消化設備年運轉時數資料

年度	案例	總裝置容量(kW)	年運轉時數(小時)	年發電量(度)	發電機類型
102	B公司	195	7,920	1,544,400	渦輪
102	C公司	195	7,920	1,544,400	渦輪
102	D公司	30	7,884	236,520	渦輪+柴油
101	B公司	120	5,025	326,625	柴油
102	B公司	120	5,475	766,500	柴油

一、期初設置成本

(一)102年度審定參數值：6.8萬元/瓩

(二)103年度審定會決議數值：6.8萬元/瓩

(三)資料參採說明

- 1.蒐集台電及E公司之資料，E公司之資料因該場尚在建造中故未採用，僅以台電資料計算之。另本年度新增之F公司評估資料，惟該資料經評估後並未執行，依據參數資料參採原則，故未參採。
- 2.DECC、IRENA與EREC資料趨勢一致，皆預估水力發電期初設置成本持平或是小幅微升。
- 3.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」，且國內實際設置案例設置成本皆落在國際設置案例設置成本區間，故決議103年度期初設置成本仍維持102年度之水準，即**6.8萬元/瓩**。

二、運轉維護費用

(一)102年度審定參數值：占期初設置成本6.6%

(二)103年度審定會決議數值：占期初設置成本6.6%

(三)資料蒐集及分析

- 1.根據台電公司提供之99年至101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(總裝置容量超過10MW)之c、f、g及i場址運維資料後，99年至101年川流式水力平均運轉維護費用分別為4,489元/瓩、3,618元/瓩與2,428元/瓩，3年度簡單平均3,512元/瓩，另考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計)，20年均化後之運轉維護費用為4,267元/瓩。
- 2.依103年決議期初設置成本6.8萬元/瓩計算，103年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6.3%；惟考量目前國內民間尚無申設量，為鼓勵業者投資，決議維持102年度之水準，即運轉維護費用占期初設置成本比例為**6.6%**。

年度	總裝置容量(瓩)	總運轉維護費用(千元)	單位運轉維護費用(元/瓩)
99	24,692	110,854	4,489
100	24,692	89,347	3,618
101	24,692	59,942	2,428
參採資料平均			3,512

三、年淨售電量

(一)102年度審定參數值：4,200度/氈年

(二)103年度審定會決議數值：4,200度/氈年

(三)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99年至101川流式水力年發電量資料，並剔除資料參採時運轉尚未滿1年(h電廠)之機組及具水庫性質(總裝置容量超過10MW)之c、f、g及i場址發電量資料後，平均年發電量分別為4,155度/氈年、4,235度/氈年以及4,204度/氈年，3年度之單位平均年發電量為4,198度/氈年。
- 3.考量川流式水力發電今年度尚無新申設量、基於鼓勵業者投資且上述3年度資料與102年度公告水準值差異不大，決議103年度審定會公告年淨售電量參數值維持102年度公告水準值，即**4,200度/氈年**。

年度	總裝置容量(氈)	總年發電量(千度)	單位年發電量(度/氈年)
99	17,522	72,809	4,155
100	24,692	104,571	4,235
101	24,692	103,804	4,204

32

一、期初設置成本

(一)102年度審定參數值：23.3萬元/氈

(二)103年度審定會決議數值：24.12萬元/氈

(三)資料參採說明

- 1.102新增工研院「地熱能源永續利用極深層地熱發電技術開發計畫」(100)、G公司ROT案以及H公司評估資料，共計3筆案例，考量我國地熱發展政策係「由淺入深」，故單孔井深度統一以1,500公尺為開發深度進行評估，做為期初設置成本之計算基礎。
- 2.地熱發電技術屬成熟階段，故若無鑽井或探勘技術大幅進步，預估成本降幅相較其他再生能源類別較小。又DECC、IRENA與GEA資料趨勢方向一致，皆預估地熱發電之期初設置成本因技術發展成熟及再生能源普及而呈小幅下降趨勢，根據DECC(2013年)預估，每度電負擔設置成本(LCOE)2013~2019年等差計算後平均每年微幅下降0.5%。
- 3.因各國設置環境、熱田蘊涵量及開採難易度皆不同，而使得數據缺乏一致性，且102年新增資料達3筆，故以國內評估資料為準。經拆解成本內涵為「發電設備成本」、「鑽井成本」及「產能探勘成本」，分別簡單平均後加總後，決議103年度地熱發電期初設置成本為**24.12萬元/氈**。(詳見表4)
- 4.另102年1月實施之『地熱能發電系統示範獎勵辦法』，針對地熱能探勘鑽鑿以專案補助，以每氈5萬元、上限5,000萬為補助方式，且不需返還，應可降低業者探勘鑽鑿之風險，以鼓勵業者投資與推廣目標達成。

33

表4 地熱發電期初設置成本計算

案名	103年度地熱發電蒐集案例						成本項目 加總平均 (萬元/瓩)
	地熱能源永續利用極深層地 熱發電技術開發計畫(100)		G公司ROT案		H公司評估資料		
	裝置容量：3,000瓩		裝置容量：1,000瓩		裝置容量：1,320瓩		
	期初設置成 本(萬元)	單位成本 (萬元/瓩)	期初設置成 本(萬元)	單位成本 (萬元/瓩)	期初設置成 本(萬元)	單位成本 (萬元/瓩)	
發電設備成本	33,400	11.1	15,530	15.5	13,473	10.2	12.27
鑽井成本	35,600	11.9	-	-	12,375	9.4	10.65
產能探勘成本	2,800	0.9	-	-	2,000	1.5	1.20
平均值加總	71,800	23.9	--	--	27,848	21.1	24.12

二、運轉維護費用

(一)102年度審定參數值：占期初設置成本5.0%

(二)103年度審定會決議數值：占期初設置成本4.89%

(三)資料參採說明

- 1.有關地熱發電之運轉維護費用歷年皆參採工研院評估報告，100年工研院更新運轉維護費用相關評估數據，故以最新數據9,500元/瓩為準，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11,541元/瓩。
- 2.針對溫泉取用費之收取業已公告實施，另宜蘭縣政府之收取方式預計以「回注水量差額計費」方式收取，耗水率若以工研院3.2%及美國能源部3.9%~6.5%估算平均耗水率為4.2%計算，則溫泉取用費為246元/瓩年，且因「溫泉取用費徵收費率及使用辦法」第3條第1項明定每立方公尺新台幣9元，故設定不隨物價調整。
- 3.經加計溫泉取用費後為11,787元/瓩，以103年度決議之期初設置成本24.12萬元/瓩估算，運轉維護費用占期初設置成本比例為4.89%，故決議103年度審定會運轉維護費用占期初設置成本比例即為**4.89%**。

註1：當平均耗水率為4.2%時，則溫泉取用費為246元/瓩年(9元/噸×0.1噸/度×4.2%×6,500度/瓩年)。

註2：工研院「地熱能源永續利用極深層地熱發電技術開發計畫(100)」評估，雙循環系統耗水率約3.2%(生產井出水為310tph，回注量300tph)、美國能源部下之實驗室Argonne national Laboratory則指出雙循環機組耗水率約3.9%~6.5%，平均耗損率為5.2%。故綜合採納工研院與Argonne實驗室之資料之平均值為4.2%，並以其做為採計標準值



三、年淨售電量

(一)102年度審定參數值：6,400度/瓩年

(二)103年度審定會決議數值：6,400度/瓩年

(三)資料參採說明

- 1.102年新增工研院「地熱能源永續利用極深層地熱發電技術開發計畫(100)」及B公司評估案例等案例，其滿發時數各為6,077小時、7,008小時，故平均為6,543小時。
- 2.考量國內尚無商業電廠運轉實績，且為鼓勵業者投資，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」，決議103年度仍維持102年度審定會公告參數值**6,400度/瓩年**。



一、期初設置成本

(一)102年度審定參數值：7.9萬元/瓩

(二)103年度審定會決議數值：7.9萬元/瓩

(三)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.根據DECC(2013年)趨勢預估，廢棄物發電設置成本2019年較2013年成本降幅達2.67%，等比計算後平均每年降幅增為0.44%，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。決議103年度廢棄物發電期初設置成本維持102年度數值，即為**7.9萬元/瓩**。

二、運轉維護費用

(一)102年度審定參數值：占期初設置成本17.9%

(二)103年度審定會決議數值：占期初設置成本17.9%

(三)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「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」，決議103年度爰用102年度審定會公告參數值，即**17.9%**。

三、年淨售電量

(一)102年度審定參數值：7,300度/瓩年

(二)103年度審定會決議數值：7,300度/瓩年

(三)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「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103年度爰用102年度審定會公告參數值，即**7,300度/瓩年**。



一、102年度審定參數值：5.25%

二、103年度審定會決議數值：5.25%

三、資料參採說明

(一)內涵說明

- 1.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.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：

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

$$\text{且 } W_o + W_l = 1 \quad R_o = R_f + \alpha \quad R_l = R_f + \alpha + \beta$$

其中 W_o 為外借資金比例 W_l 為自有資金比例

R_o 為外借資金利率 R_l 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



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

參考國內外典型專案投資計畫，國內部分以台灣高鐵為例，預算自有資金比例為24.4%；國外資料方面，NREL(2010)對德國、比利時、荷蘭等國共7件風力發電設置案例調查，自有資金比例平均為33.3%，另NREL於2010年同樣針對87件地熱發電設置案例進行調查，自有資金比例約為30%。另綜觀國內投資貸款情勢，今年並無多大變化，故103年度維持以自有資金比例占30%為標竿數值，應屬合理。

2.無風險利率

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。準此，基於躉購年限為期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，故103年度無風險利率採100年至102年(1-6月)三年平均值，即為1.29%(詳見附表1)。

資料來源：

1.NREL(2012),2010 Cost of Wind Energy Review.

2.NREL(2012),Renewable Energy Finance Tracking Initiative (REFTI): Snapshot of Recent Geothermal Financing Terms.

3. 銀行融資信用風險加碼(α 風險)(1) α 風險水準意涵說明

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。

(2) 以利息保障倍數分析 α 風險

A. 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twBBB至twBBB之公司。此時 α 風險介於1.5%至2.0%之間。

B. 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，100年、101年及102年(1-6月) α 風險各年平均為1.57%、1.48%及1.32%，三年平均則為1.48%。然基於政策鼓勵，其 α 風險應略高於市場水準，故採 α 值為2.0%。

項目	10年期公債(%)	10年期公司債(%)				α 風險=公司債-公債(%)			
		殖利率	twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA
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	1.21	1.54	1.72	1.99	2.68	0.33	0.51	0.78	1.48
102年(1-6月)平均	1.26	1.48	1.60	1.86	2.57	0.22	0.34	0.61	1.32
100-102年平均	1.29	1.60	1.76	2.06	2.77	0.32	0.48	0.77	1.48

資料來源：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、匯豐(台灣)銀、日盛證券、中國信託銀、台新銀行、兆豐證券、中華證券、國泰證券、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、凱基證券、元大寶來證券等18家之報價等18家之報價。

42

4. 業者風險溢酬(β 風險)

(1) 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，在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 風險分析。

(2) 依據103年度第一次審定會結論，根據風險規模、風險機率分析及技術成熟度，離岸風力業者所承受之投資風險高於其他再生能源別，故在參數計算上應可以較高 β 值反應風險。此外，目前僅離岸風力發電業者於103年度第一次分組會議表達應針對WACC反映離岸風力之風險，綜上， β 風險分為一般能源別與離岸風力兩部分分析。

(3) 一般能源別之 β 風險分析

A. 國內案例分析

選擇比較之標竿可如下表所示，以個案例評估之自有資金報酬(投資者評估之報酬率)，減去個案當時之外借資金成本，進而推估 β 風險值。

	高雄第六貨櫃碼頭BOT財務可行性分析 ¹	BOT案例(大學宿舍工程建設) ²	桃園航空客貨運園區(興建年度民國87年平均銀行牌告之基準放款利率7.9估算) ³	宜蘭縣政府清水地熱發電ROT案 ⁴	102年度審定會	汙水下水道BOT案例 ⁵	台灣高鐵 ⁶
自有資金報酬率(%)	10.93	7.96	13.68	10	9.53	10.00	24
β 風險(%)	3.93	4.67	5.78	6.267	6.177	6.710	15

資料來源

1. 嚴順利(2004)，「運用風險價值的概念於BOT專案評估與風險分析-以高雄港第六貨櫃中心為例」。

2. 賴文魁(2009)，「應用時間序列預測BOT案興建期風險之研究」。

3. 黃明聖，「交通建設BOT之財務融資與財務調整」。

4. 宜蘭縣政府、Mott MacDonald(2011)，「宜蘭縣清水地熱發電BOT案前置規劃計畫委託案」。

5. 胡思聰(2007)，「污水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

6. 陳博亮(2006)，「專案融資計畫案財務可行性及風險評估模式之建構-以台灣高鐵計畫為例」。

43

4.業者風險溢酬(β 風險)(3)一般能源別之 β 風險分析(續)

B.國際案例分析

參採案例係以發展環境及經驗較成熟之國家為主，下表為國外案例以該國的自有資金報酬(自有資金的成本)減去該國當時的外借資金利率水準，推导出 β 風險。

標竿	德國 2010年 陸域風力 ¹	中國風力 陸域 (下限) ²	西班牙2011 PV電廠 ³	中國風力 陸域 (中間值) ²	日本2012再生能源 收購價格等估算委 員會 ⁴	中國風力 陸域 (上限) ²
自有資金 報酬率(%)	9	8	11.41	9	n/a	10
β 風險 (%)	4.5	4.71	5.365	5.71	5.3~6.3	6.71

註：日本再生能源收購價格等估算委員會表示，具中度風險的發電設施，最初三年 β 設定為7~8%，三年後追加措施取消調回5~6%，故5.3~6.3%做為本研究以躉購期間20年之平均水準。

資料來源

- 1.Fraunhofer ISE(2012), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
- 2.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."
- 3.Gerog Simon Ohm University of Applied sciences Nuremberg(2011), "Photovoltaic Solar Energy in Spain"
- 4.日本再生能源收購價格等估算委員會(2012), "2012年度收購價格及收購期間相關意見."

44

4.業者風險溢酬(β 風險)(3)一般能源別之 β 風險分析(續)C.國際案例 β 值風險分析

綜觀國際，中國大陸風力之中間值至上限範圍為5.71~6.71%；西班牙PV電廠為5.365%；日本方面，再生能源收購價格等估算委員會所採用之 β 風險為5.3~6.3%，由於日本鄰近我國，其產業發展及用電型態，與我國相似，應可為我國參考範圍。整體而言，再生能源之 β 風險大致介於5~7%之間。

D.綜合國內外案例資料，說明如下

- (A)再生能源投資雖受政府以躉購制度保障，但仍承擔其發電效益、建置、營運管理...等風險，其投資者應以中度風險衡量較為合宜，國內案例部分剔除低度風險案例(如：高雄第六碼頭、大學宿舍)及高度風險的台灣高鐵案後，故本國案例之 β 值為5.78%~6.71%區間，加上102年度審定會之 β 值6.177%，以四案例取平均值約為6.234%。
- (B) β 風險參數為反映企業經營投資風險，我國再生能源產業及躉購費率制度近年變化不大，政經環境尚稱穩定，同時參考國際經驗， $\beta=6.234\%$ 尚介於國際合理範圍內。故決議103年度使用參數值為6.234%，做為一般再生能源 β 風險之參採值。

45

4.業者風險溢酬(β 風險)(續)(4)離岸風力之 β 風險分析

- A.根據風險規模、風險機率分析及技術成熟度，離岸風力業者所承受之投資風險高於其他再生能源別，故在參數計算上應可以較高 β 值反應風險。
- B.由於國內離岸風力尚未商轉， β 值之應可參考國際經驗，本研究新增四筆離岸風力國際研究資料。

標竿	荷蘭2007年 Prinses Amalia ¹	德國2010年離岸風力 ²	英國2011年離岸風力PWC評估報告 ³	歐洲2008~2009離岸風力離岸風力 ⁴
自有資金報酬率(%)	12	14	10.9	15
β 風險(%)	7	7	7.1	9

- C.分析上述四筆資料，離岸風力發電在國際發展十餘年，技術穩定成熟，綜合上述國際經驗，決議以德國、荷蘭、英國、歐洲等四案例之平均，即 $\beta=7.525\%$ ，為離岸風力 β 之參採依據。

資料來源:

1. NREL Technical Report (2011), "IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of wind Energy"
2. Fraunhofer ISE(2012), "Study Levelized Cost of Electricity Renewable Energies."
3. PWC(2012), "Offshore wind cost reduction pathways study."
4. Levitt, A.C et al.(2011), " Pricing offshore wind power. Energy Policy."

46

(三)資料參採說明彙整

1.參數說明彙整

參數別	參採數值	參採說明
自有資金比例	30%	國內外典型專案投資計畫
銀行融資比例	70%	國內外典型專案投資計畫
無風險利率	1.29%	十年期政府公債殖利率100年至102年(1-6月)三年平均為準
α 風險	2%	以利息保障倍數2.5倍為採用數值
β 風險	一般再生能源	6.234% 以國內桃園航空貨櫃園區、宜蘭清水地熱ROT、汙水下水道BOT及102年度審定會等案例之 β 數據，計算平均數值
	離岸風力	7.525% 以德國、荷蘭、英國、歐洲等四案例之 β 值平均

- 2.目前國內兩家離岸風力業者皆已透過「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」申請補助，預計適用103年度躉購費率，惟該獎勵辦法已達降低業者風險之目的，故在離岸風力之 β 風險計算上，應將示範獎勵辦法之效果計入，以免有重複補貼之疑慮。

47

(三)資料參採說明彙整

3.平均資金成本率計算

$$WACC = \text{自有資金比例} * (\text{無風險利率} + \alpha + \beta) + \text{外借資金比例} * (\text{無風險利率} + \alpha)$$

(1)一般能源別WACC：

經計算，一般能源別之WACC數值為5.160%，與102年度電能躉購費率計算公式使用WACC參數 5.25%接近，加以考量一般利率以0.25%為一碼之作法，決議103年度一般再生能源別之WACC參數維持102年度相同水準，即為5.25%。

(2)離岸風力WACC：

經計算，若加計示範獎勵補助效果下，獎勵補助效果將使WACC上升至5.594%，β值提高至7.680%，應可滿足降低離岸風力之風險，故決議離岸風力之WACC仍維持5.25%。

4.綜上，103年度一般再生能源及離岸風力之WACC參數數值決議皆為5.25%。

5.資料參採彙總表

參採值	自有資金比例 (W_I)	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)
102年度	30%	70%	1.34%	2%	6.177%
103年度	30%	70%	1.29%	2%	6.234%

附表1

100-102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
101年07月	1.17	1.52	1.70	1.98	2.63	0.35	0.53	0.81	1.46
101年08月	1.18	1.50	1.67	1.96	2.63	0.32	0.49	0.78	1.45
101年09月	1.18	1.49	1.66	1.93	2.62	0.31	0.48	0.75	1.44
101年10月	1.14	1.49	1.65	1.93	2.65	0.35	0.51	0.79	1.51
101年11月	1.13	1.48	1.64	1.92	2.61	0.35	0.51	0.79	1.48
101年12月	1.15	1.48	1.64	1.91	2.61	0.33	0.49	0.76	1.46
102年01月	1.17	1.47	1.61	1.89	2.59	0.30	0.44	0.72	1.42
102年02月	1.21	1.47	1.60	1.87	2.59	0.26	0.39	0.66	1.38
102年03月	1.28	1.47	1.60	1.85	2.59	0.19	0.32	0.57	1.31
102年04月	1.26	1.48	1.60	1.86	2.58	0.22	0.34	0.60	1.32
102年05月	1.25	1.49	1.60	1.86	2.55	0.24	0.35	0.61	1.30
102年06月	1.37	1.50	1.59	1.85	2.53	0.13	0.22	0.48	1.16
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	1.21	1.54	1.72	1.99	2.68	0.33	0.51	0.78	1.48
102年1-6月平均	1.26	1.48	1.60	1.86	2.57	0.22	0.34	0.61	1.32
100-102年1-6月平均	1.29	1.60	1.76	2.06	2.77	0.32	0.48	0.77	1.48

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、匯豐(台灣)銀、日盛證券、中國信託銀、台新銀行、兆豐票券、中華票券、國際票券、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、凱基證券、元大寶來證券等18家之報價等18家之報價。

一、離島採費率加成獎勵措施

(一)緣起

參考國際發展經驗，部分國家(如法國)，為鼓勵離島地區設置再生能源設備，以滿足當地部分用電及降低發電成本，而訂定較高之躉購費率，以鼓勵離島地區設置再生能源設備，故本議題業於第3次分組會議中進行討論，並將共同意見提報至第二次審定會形成決議。

(二)獎勵措施說明

- 1.離島訂定差異化躉購費率之範圍，係定義其電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結之島嶼。
- 2.參採台電公司於本島及離島實際設置案例(同一裝設時點)之設置成本進行比較，太陽光電成本差異比例落於11.19%~18.25%區間(平均15%)。(詳如表1)

表1 國內本島及離島實際案例設置成本比較

	標案名稱	裝置容量(kW)	單位設置成本	離島本島設置	決標日期
			(元/kW)	成本差異比例	
太陽光電	標案1：本島案例	1,508.64	184,192	18.25%	97.11.27
	標案2：本島案例	953.19	195,890	11.19%	97.12.16
	標案3：離島案例	528	217,803	--	97.12.18
風力	台電工程1	16,000	72,001	2.38%	97.01.29
	台電工程2	4,000	73,714	--	97.01.29

(二)獎勵措施說明(續)

- 3.根據成本替代效益分析，依103年度各項參數數值試算，以目前費率最高的陸域型1呎以上未達10呎風力發電進行評估，將費率加成15%後，仍較101年度各離島單位發電成本為低，顯示在離島費率加成下，離島地區設置再生能源亦能節省台電離島發電成本。(詳如表2)

表2 國內發電成本與躉購費率之比較

再生能源類別	分類	裝置容量級距	103年度躉購費率試算 ¹ (元/度)	離島躉購費率(元/度)	與101年度各離島之台電單位發電成本差異 ²			
					金門(12.0004元)	馬祖(18.4014元)	蘭嶼(14.1970元)	綠島(16.4269元)
風力	陸域	1~10kW	8.1735	9.3995	2.6009	9.0019	4.7975	7.0273
太陽光電	屋頂型	1~10kW	7.0738	8.1349	3.8655	10.2665	6.0621	8.2920

註1：103年度平均資金成本率(WACC)以5.25%計算。

註2：()內為台灣電力公司民國101年度於該離島地區之發電成本。

(三)103年度審定會決議

考量目前同一時段實際設置於本島及離島可供參採案例較少，原則同意風力、生質能、川流式水力、地熱及廢棄物發電設備設置於離島地區，且其電力系統未有以海底電纜與本島電網聯結者，所適用之躉購費率可參採太陽光電分組之加成率，即加成率為15%。

二、大型陸域風力納入目標達成獎勵措施

(一)依據

- 1.依「再生能源發展條例」第9條第1項略以：「中央主管機關應邀集...每年並應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，檢討或修正之」。
- 2.依據審定原則，應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。

52

(二)各類別再生能源目標達成情形說明

1.風力發電

- (1)陸域型 $\geq 1 \sim < 10\text{kW}$ ：考量推廣政策方向、土地資源利用與競合、發展定位等因素，併同103年度已針對躉購費率進行調整，藉以鼓勵小型風機設置發展，故暫不需討論目標達成率與躉購費率之連結機制。
- (2)陸域型 $\geq 10\text{kW}$ ：考量目標達成率逐年遞減，併同考量該類別國際成本逐年下降與台電迴避成本每年逐步成長之假設下，基金負擔相對較小，故可討論目標達成率與躉購費率之連結機制，以刺激業者加速設置。
- (3)離岸風力：該類按分期規劃於104及109年累計設置量分別為15MW及320MW，並於119年總設置容量累計達3,000MW，故應於各分期規劃年時再進行檢視，議尚不需討論其目標達成率與躉購費率之連結機制。

表1 風力發電目標達成情形

類別	項目	100年	101年	102年
陸域風力	目標量(MW)	100	100	100
	設置量(MW)	105	65	8
	達成率(%)	105	65	8
離岸風力	目標量(MW)	--	--	--
	設置量(MW)	--	--	--
	達成率(%)	--	--	--

我國100年度陸域風力發電的目標量全數達成，顯示100年度的躉購費率應已充分具有投資誘因。

為鼓勵陸域風力加速開發，審定會決議將大型陸域風力納入目標達成獎勵措施。

53

(二)各類別再生能源目標達成情形說明(續)

2.生質能及其他再生能源發電

- (1)生質能(沼氣)：於今年已達到推廣目標量，且亦可透過「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」達到鼓勵設置之效果。
- (2)川流式水力：該類別發電成本較低，皆以下限費率為躉購費率，爰無須透過與躉購費率連結來達成目標量。
- (3)地熱發電：該類別尚無目標量，但可透過「地熱能發電系統示範獎勵辦法」達到鼓勵設置之效果。
- (4)廢棄物發電：該類別尚無目標量，且近年廢棄物燃料之料源供給缺乏，故不須透過躉購費率連結以達成目標量。

表2 生質能發電目標達成情形

生質能(沼氣)	100年	101年	102年
目標量(MW)	--	0.5	0.5
設置量(MW)	--	0.6	0.5
達成率(%)	--	120	100

表3 水力發電目標達成情形

水力	100年	101年	102年
目標量(MW)	--	41	--
設置量(MW)	--	40.6	--
達成率(%)	--	99	--

54

(三)獎勵措施說明

- 1.針對陸域型10瓩以上風力發電考量目標達成率與躉購費率之連結機制，該機制適用於於103年度簽約，且於107年12月31日以前完工併聯運轉者，可於107年12月31日前適用躉購費率加成3.6%。
- 2.上開加成3.6%，說明如下：
 假設103年度陸域型10瓩以上風力發電的躉購費率為2.6338元/度(已加裝LVRT者)，則100年度躉購費率2.6574元/度將高於103年度費率0.9%，20年每年提高0.9%，20年共提高18%，攤提至前5年即為3.6%(18%/5)，即加成率為**3.6%**。

55

玖、103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(%)
風力發電	陸域	≥1~<10	160,000 (160,000)	1.0 (1.0)	1,800 (2,000)	20 (20)	5.25 (5.25)
		≥10	57,700* (58,000)**	2.76* (2.67)**	2,400 (2,400)		
	離岸	無區分	158,500 (159,000)	3.48 (3.0)	3,300 (3,200)		
生質能	無厭氧消化設備	無區分	57,000 (57,000)	11.2 (11.2)	5,300 (5,300)		
	有厭氧消化設備	無區分	224,800 (94,000)	3.23 (7.6)	7,900 (5,300)		
川流式水力	--	無區分	68,000 (68,000)	6.6 (6.6)	4,200 (4,200)		
地熱	--	無區分	241,200 (233,000)	4.89 (5.0)	6,400 (6,400)		
廢棄物	--	無區分	79,000 (79,000)	17.9 (17.9)	7,300 (7,300)		

註1：()內數字為102年度實際數值。

註2：*103年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.67萬元/瓩，運維比例為2.81%。

註3：**102年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，期初設置成本為5.7萬元/瓩，運維比例為2.72%。

拾、103年度再生能源電能躉購費率試算

再生能源類別	分類	級距(kW)	103年度躉購費率試算(元/度)	與上年度比較(%)
風力	陸域	≥1~<10	8.1735 (7.3562)	+11.11
		≥10	2.6338* (2.6258)**	+0.31
	離岸	無區分	5.6076 (5.5626)	+0.81
生質能	無厭氧消化設備	無區分	2.5053 (2.4652)	+1.63
	有厭氧消化設備	無區分	3.2511 (2.8014)	+16.05
川流式水力	無	無區分	2.5053 (2.4652)	+1.63
地熱	無	無區分	4.9315 (4.8039)	+2.66
廢棄物	無	無區分	2.8240 (2.8240)	0

註1：()內數字為102年度實際數值。

註2：*103年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，躉購費率為2.6000元/度。

註3：**102年度未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，躉購費率為2.5924元/度。

註4：103年度下限費率為2.5053元/度。

報告完畢

世界貿易中心

請勿用