

103年度躉購費率審定會太陽光電 分組第一次會議



台灣新能源產業促進協會

102年8月6日

台灣太陽光電產業的關鍵時刻

- 近年來，中國大陸的太陽能面板與美國及歐洲之間，在貿易上衝突層出不窮。
- 因此現在這幾年，是台灣太陽光電產業的關鍵時刻，是讓太陽光電可以再繼續提昇的大好機會。
- 政府可以用最小的力量，取得最大的利益。

一：建議取消容量上限限制，帶動產業起飛，進軍國際市場

- 在歐洲及美國對中國進行太陽能面板反傾銷制裁的同時，正是台灣太陽光電產業取代中國的好時機；
- 透過大量設置太陽光電廠，國內廠商可在國內有練兵的機會，促使廠商投入技術研發、提升設備品質，以利進軍國際市場。
- 因此建議在未來二年，取消太陽光電容量上限的限制，才能把握最關鍵的時刻，搶下國際市場份額！

二：建議取消競標機制，讓費率恢復正常的市場水準，提昇產業技術

- 再生能源發展條例第九條規定：躉購費率由中央主管機關考量各項因素後訂定，理應為適用於該發電類別的固定費率，不應特別要求太陽光電以競標折扣率方式調降費率。
- 除了太陽光電之外的再生能源發電類別皆未採用競標機制，競標機制容易產生削價競爭，導致費率背離市場行情，結果就是設備或施工品質下降，無助於台灣光電產業升級！
- 因此建議取消競標機制，恢復合理的費率。

三、每年實際用於補助再生能源電費皆遠遠低於基金收入

台灣電力公司執行重大政策影響金額明細表

102年4月17日更新

執行項目名稱		影響金額(千元)		
		100年度決算	99年度決算	98年度決算
1	配合政府政策，實施週六電價改按半尖峰計費，致電費減收部份	2,691,824	3,216,760	2,536,538
2	各類用電優待(不含員工用電優待)	4,581,879	4,728,024	5,050,521
3	離島虧損未獲政府依法補償(含資金成本及共同費用)	5,328,652	4,947,625	4,383,751
4	吸收天然氣購電之售電成本高於售電價格之虧損	18,411,096	18,547,917	17,547,120
5	配合政策實施獎勵住宅、國中小學及公設用戶節電措施之損失	7,905,440	8,717,340	6,109,809
6	配合政府政策，電價無法合理反映成本上漲	55,008,090	29,035,680	14,502,356
7	配合政府政策辦理之捐贈或分攤經費	99,600	300	300
8	執行政策性任務增加利息費用負擔	1,152,723	763,547	1,320,804
9	98年莫拉克颱風八八水災受災戶用電優惠	6,005	11,534	94,968
10	配合政府短期促進就業措施，辦理勞務性人力外包作業支出數	28,591	31,967	39,416
11	繳交再生能源發展基金規費，配合政府政策未附加於售電價格	517,916	203,149	
12	配合政策，台水公司移用日月潭水力用水補償費減收數	1,031		
13	配合政策，提前結算之久任獎金補償數	1,220,935		
14	古蹟及歷史建築管理維護相關經費支出	7,764		
15	吸收「鯉魚潭水庫士林水力發電計劃」經濟部水利署應負擔引水工程配合款		47,050	47,050
16	製造業電力用戶實施暫停部分契約容量優惠措施		51,211	393,324
17	配合政府政策，98年9月夏月電價改採非夏月電價			6,062,508
合計總影響數		96,961,546	70,302,104	58,088,465

5億 Vs 970億!

103年風電躉購費率參數說明



新能源產業促進協會
英華威風力發電集團

2013/8/8

重要事項建議

- 1.訂定風電躉購費率要參考政府目標是否達成做為電價訂定的主要考量。
- 2.應開始向民眾收取「再生能源發展基金」，否則再生能源業者永遠得不到合理價格的對待。
- 3.應參考德國「前高後低」的經驗，給前**5**年一個較高的價格，以符合融資及現實要求及提高業者投入的誘因。

一、期初設置成本參數引用原則不應任意變更

- 去年選定5.6萬/kW主要來源為「海關資料**推估**」，然而「海關資料**推估**」並非業者實際設置成本，**不符**歷年審定會「建議費率審定原則應先考量實際設置成本」的原則；也和過去歷年「採計近3年「已實際運轉」風場的成本資料」的原則不一致。
- 審查原則不得任意變更，除非確認之前原則有所錯誤。**
- 為避免外界對審查過程的質疑，今年期初設置成本仍應延續前幾年一貫的參數參採原則——「採計近3年「已實際運轉」風場的成本資料」

三、風力發電躉購費率訂定原則

98年第四及
第五次審定會

問題一：10瓩以上期初設置成本及維運費用，以市場實際價格或可佐證之數據為主

說明：

1. 依第一次審定會資料

(1) MOEA

(2)

2. 參照

(1)

(2)

3. 將參

證資

三、風力發電計算參數

(一) 期初設置成本

2. 陸域型10瓩以上：5.9萬元/瓩

(1) 9月9日第一次審定會議提出數值：5.5萬元/瓩

(2) 聽證會及會後業者所提資料：英華威7.2萬元/瓩(單一風場)，
星能電力(台電風力發電計畫承包商之一)建議8.5萬元/瓩

(3) 擬採數值：5.9萬元/瓩

(4) 說明：

- A. 為反映近期風力發電之實際成本，採納97~98年市場可供實際佐證之資料
- B. 台電公司於期間內在臺灣本島有二處風場決標，扣除備品、特殊工具、耗材及保固期間O&M等歸屬運維之費用後，其平均建造成本為7.3萬元/瓩(詳表8)，惟該二案需配合工業合作計畫，一般認知增加3%~5%成本，取4%，調整後之平均成本為7萬元/瓩
- C. 民間廠商於期間內竣工者有二案，依業者申請成立給照時所提供資料平均建造成本為4.8萬元/瓩(詳表8)
- D. 上述4案之平均成本為5.9萬元/瓩。本次會議之數據與第一次審定會議之差異為，第一次審定會議取較多過去年度之數據，且多為申請籌設計畫書之資料；本次會議數據為近二年資料，並以可驗證之資料為主

表1、聽證會陸域10瓩以上案例資料確認與處理情形

年度	場址-公司	裝置容量(瓩)	總期初設置成本(NTD)	單位期初設置成本(NTD/瓩)	資料確認	是否仍採用
2009	大安大甲第2期-民營電廠	18,400	888,680,000	48,298	設置成本應修正為925,925,907元	經確認經確屬於近3年數據，且資料無誤，故列入參採範圍。
2008	大安大甲第1期-民營電廠	27,600	1,333,090,000	48,300	設置成本應修正為1,388,888,861元，核准日期為2009年	經確認經確屬於近3年數據，且資料無誤，故列入參採範圍。
2009	龍港-民營電廠	10,000	493,495,000	49,350	設置成本應修正為6.2億元，年度為2007年。	經確認非近3年數據，故不列入資料參採範圍。
2010	溪海-民營電廠	4,600	230,000,000	50,000	無誤	經確認非已商轉風場，故不列入資料參採範圍。
2010	竹北-民營電廠	11,500	575,000,000	50,000	裝置容量為9,200kW，設置成本為4.6億元。	經確認非已商轉風場，故不列入資料參採範圍。

裝置容量(瓩)	總期初設置成本(NTD)	單位期初設置成本(NTD/瓩)	資料來源
18,400	925,925,907	50,322	能源局電力組(2010)
27,600	1,388,888,861	50,322	能源局電力組(2010)
48,300	2,554,943,005	52,897	能源局電力組(2010)
29,900	1,589,492,049	53,160	能源局電力組(2010)
	5,500,000	47,609	能源局電力組(2010)
	7,375,454	71,968	觀成公司2010年會計簽證財報資料。
	8,291,000	72,759	台電公司(2010)
	8,362,000	73,491	台電公司(2010)

(核定版)、觀成公司財報資料與台電公司決標

討論認定為極端值，不納入計算。

18

肆、風力發電費率計算公式使用參數(續)

二、陸域型10瓩以上

(一) 期初設置成本

1. 98年審定會使用參數：5.9萬元/瓩
2. 第3次審定會討論數值：6.0~6.1萬元/瓩
3. 擬採數值：6.1萬元/瓩；含LVRT者則為6.2萬元/瓩
4. 資料參採說明：

- (1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採6.0萬元/瓩對外說明。
- (2) 業者提出聽證會所列期初設置成本案例資料中有諸多數據須加以修正，且提出部分案例資料尚屬計畫籌設階段並不適合列為參採案例之意見。
- (3) 針對業者意見，經與能源局進行案例資料再確認工作後(詳見表1)，考量風場籌設階段與實際完工階段後續投資成本仍有相當變化，故僅參採近3年已實際運轉風場與台電決標案例共8筆，剔除極端值後平均為6.1萬元/瓩(詳見表2)。
- (4) 依據風力發電分組第4次會議共同意見，100年期初設置成本為6.1萬元/瓩，含LVRT者為6.2萬元/瓩。

99年第四次
審定會



表4-1、國內陸域型10瓩以上期初設置成本比較表

場址	年度	總裝置容量(瓩)	單位期初設置成本(元/瓩)
大安大甲第2期-民營電廠	2009	18,400	50,322
大安大甲第1期-民營電廠	2009	27,600	50,322
彰濱-民營電廠	2009	48,300	52,897
鹿港-民營電廠	2009	29,900	53,160
彰濱鹿港2期-民營電廠	2009 & 2011	18,400	53,060
觀音-民營電廠	2010	32,200	71,968
崎威-民營電廠	2011	6,900	71,784
新屋-民營電廠	*	4,600	72,054
新豐-民營電廠	*	11,500	71,741
海關資料	2011	34,500	59,754

註1：根據英華威公司提供資料，已將彰濱、鹿港與彰濱鹿港2期三筆資料併為鹿威公司資料提供，但因為各風場係屬不同申設計畫，故仍依能源局列案方式呈現。

註2：台電各場址的參採年度係根據決標日期，而民營電廠則根據電業登記日期。

註3：新屋風場及新豐風場皆尚未取得電業執照。

2010年進口國別	廠牌	裝置容量(MW)	完稅價格(元)	單位價格(元/瓩)	設置成本推估(元/瓩)
德國	ENERCON	2.3	87,012,640	37,832	66,372
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	78,516,384	34,138	59,891
德國	ENERCON	2.3	78,512,175	34,136	59,888
德國	ENERCON	2.3	81,338,400	35,365	62,044
德國	ENERCON	2.3	83,791,350	36,431	63,914
德國	ENERCON	2.3	83,791,350	36,431	63,914
德國	ENERCON	2.3	85,871,025	37,335	65,500
德國	ENERCON	2.3	85,871,025	37,335	65,500
德國	ENERCON	2.3	85,871,025	37,335	65,500

2011年進口國別	廠牌	裝置容量(MW)	完稅價格(元)	單位價格(元/瓩)	設置成本推估(元/瓩)
德國	ENERCON	2.3 × 1	74,068,425	32,204	59,637
德國	ENERCON	2.3 × 2	148,595,220	32,303	59,820
德國	ENERCON			62	58,448
德國	ENERCON			49	59,906
德國	ENERCON			11	59,094
德國	ENERCON			28	60,607

100年第三次
審定會

以海關資料推估設置成本所採用的54% 明顯高估，台電實際比率為47%

- 54%來自台電可行性研究報告，然而以台電進口機電的海關資料除以實際設置成本(雲麥二期採用丹麥Vestas 2.0MW風機)，其比率只有**47%**。
- 台電有實際海關進口數據，也有審計部決算的投資總額，為何不實際比對數據，而要用無理論基礎的可行性評估報告中的「推估數據」呢？

2010	新豐-民營電廠	13,800	993,600,000	72,000
2010	芳興-民營電廠	35,000	2,520,000,000	72,000
2008	雲麥二期彰工二期-台電	32,000	2,328,291,000	72,759
2008	王功大潭二期-台電	27,000	2,028,362,000	73,491
2010	通苑-民營電廠	34,500	2,554,500,000	74,043

99年聽證會
資料

表4、風力發電設備海關進口統計資料

編號	年度	進口類別	裝置容量(MW)	完稅機電設備價格(元)	單位機電設備價格(元/MW)	單位期初設置成本推估(元/MW)
1	2009	丹麥	2.0	67,729,913	33,865	59,412
2	2009	丹麥	2.0	70,199,670	35,100	61,579
3	2009	德國	2.3	87,812,040	37,832	66,372
4	2009	德國	2.3	81,338,400	35,365	62,044
5	2009	德國	2.3	81,338,400	35,365	62,044
6	2009	德國	2.3	81,338,400	35,365	62,044
7	2009	德國	2.3	81,338,400	35,365	62,044
8	2009	德國	2.3	81,338,400	35,365	62,044
9	2009	德國	2.3	81,338,400	35,365	62,044
10	2009	德國	2.3	78,516,384	34,138	59,891
11	2010	德國	2.3	78,512,175	34,136	59,888
12	2009	德國	2.3	81,338,400		
13	2009	德國	2.3	83,791,350		
14	2009	德國	2.3	83,791,350		
15	2009	德國	2.3	85,871,025		
16	2009	德國	2.3	85,871,025	37,335	65,500
17	2009	德國	2.3	85,871,025	37,335	65,500

不含塔架!

編號1-2：機組機電設備，包括風力機、輪軸(ROTOR)、3葉片、機艙、軸殼(hub)。
編號3：機組機電設備包含葉片、齒輪、發電機、機艙上部、機艙下部與特種訂製機艙與遠端監控系統
編號4-17：機組機電設備包含葉片、齒輪、發電機、機艙上部、機艙下部與特種訂製機組

民間業者資料顯示風機不含塔架等設施的成本佔總成本僅有44~46%

- 102年聽證會中的海關資料，2011年度前7筆為民間業者資料，以此海關進口數據除以業者實際竣工查驗總投資成本，**風機不含塔架等設施的成本佔比僅有44~46%**(請見下表)
- **民間業者資料(44~46%)**與**台電實際資料(47%)**結果相近，但與台電可研報告有8%~10%以上的差距。因此台電第四期可行性研究數據存有很大的爭議性！

資料年度	海關進口資料(附表7)	竣工查驗總投資成本	風機不含塔架等設施佔比
2011	74,068,425	165,490,000	44.76%
2011	148,595,220	330,007,600	45.03%
2011	145,186,200	330,980,000	43.87%
2011	148,803,570	331,449,120	44.89%
2011	220,188,860	495,011,400	44.48%
2011	376,377,356	825,400,000	45.60%
2011	227,979,000	495,750,000	45.99%

應依慣例引用過去前三年已實際運轉風場的數據做為期初設置成本參數

場址	年度	總裝置容量(瓩)	期初設置成本(元)	單位設置成本(元/瓩)	備註
雲麥、彰工二期-台電	2010	32,000	2,328,291,000	72,759	過去審定會已確認並採用
王功大潭二期-台電	2010	27,600	2,028,362,000	73,491	過去審定會已確認並採用
鹿威(彰濱鹿港2期)-民營電廠	2009 & 2011	18,400	976,303,346	53,060	所有機組皆於2009年完工，唯#34號機組因民眾抗爭於2011年才取得電業執照，因此不應列入計算
觀威(觀音1期)-民營電廠	2010	32,200	2,312,034,842	71,802	過去審定會已確認並採用
觀威(觀音2期)-民營電廠	2012	6,900	493,960,000	71,588	過去審定會已確認並採用
中威(台中大豐)-民營電廠	2012	18,400	1,321,150,000	71,802	
崎威(竹南風場)-民營電廠	2011	6,900	495,309,600	71,784	過去審定會已確認並採用
桃威(新屋風場)-民營電廠	2011	4,600	331,449,120	72,054	過去審定會已確認並採用
豐威(新豐風場)-民營電廠	2012	11,500	825,019,000	71,741	過去審定會已確認並採用
中威(台中三期及大豐)-民營電廠	2012	9,200	662,500,000	72,011	2012/8/20已向能源局申請，並已取得電業執照
平均期初設置成本 (不含LVRT)				72,115	

業者前三年實際設置的成本數據合不合理？

1. 台電公司2007年之後風場興建成本介於5萬/kW~9.0萬/kW之間

台電風力發電計畫成本表----台電預算書

年度	96		97				98			
計畫名稱	風力發電第二期計畫	澎湖湖西風力發電計畫	風力發電第二期計畫	澎湖湖西風力發電計畫	金門金沙風力發電計畫	風力發電第三期計畫	風力發電第二期計畫	澎湖湖西風力發電計畫	金門金沙風力發電計畫	風力發電第三期計畫
總投資金額(千元)	6,352,570	304,677	7,526,559	271,610	258,714	5,676,900	7,526,559	594,000	398,044	5,055,900
總裝置容量(MW)	126	5.1	116	5.1	4	104	116	5.1	4	56
平均裝置成本(元/kW)	50,417	59,741	64,884	53,257	64,679	54,586	64,884	116,471	99,511	90,284

台電竣工的實際成本約為72,500元~73,500元/kW，都較可行性研究報告的成本數據來得高！

2.台電公司實際興建成本都不少於72,500元/kW，遠比可行性研究報告來的高，因此民間業者竣工文件上的期初設置成本皆低於72,115元/kW，已屬合理數據。

經濟部能源局審定會資料			台電風力發電第三期計畫可行性研究報告		
年度	97.1(竣工)	97.12(竣工)	年度	94.8	94.8
計畫名稱	雲麥二期、彰工二期	王功大潭二期	計畫名稱	雲麥二期、彰工二期	王功
總投資金額(千元)	2,328,291	2,028,362	總投資金額(千元)	1,737,900	761,160
總裝置容量(MW)	32	27.6	總裝置容量(MW)	34	16
平均裝置成本(元/kW)	72,759	73,491	平均裝置成本(元/kW)	51,114	47,572.5

註：台電可行性研究中的成本被嚴重低估，可能就是研究報告「推估」出54%的主因

二、運轉維護費用應計算20年均化成本

- 台電公司最近和GE公司簽訂最新合約中，維運成本為45歐元/kW，約為新台幣1,800元/kW(約佔總維運成本的80%)，但這僅僅是風機本身的運維費用，不包括變電站、線路...等其它發電設施的維護費用，也不含重置費用，更不包括其他如土地租金、人事費用、地方回饋金...等應列入運維費用的內容，推算台電的總維運成本應為2,250元/kW。
- 本公司集團維運成本約為新台幣2,030元~2,380元/kW。
- 台電去年所提供的運維費用應為當年度的運維費用，應非公式中所強調的「20年均化成本」(包含重置費用及逐年上漲的運維費用)，如此逕與民間業者20年均化成本做計算平均，恐有錯誤。

所謂「20年均化成本」的維運費用應加計因年久老舊的「風機重置費用」以及逐年上漲的維運費用。

資料來源: windpower monthly, May 2013

value around €800/kW, or lower.

SERVICING

Maintenance costs remain low

US wind turbine maker GE has announced an agreement with the Taiwan Power Company to provide maintenance, repairs and spare parts for 26 turbines of 1.5MW in Taiwan. The agreement, worth \$11.4 million, corresponds to €45/kW/year, which is a cost consistent with prices elsewhere. This figure represents a useful benchmark,

Cold weather pushes up cost of gas

A severe cold spell affecting much of Europe pushed gas prices towards €40/MWh, making current gas-fired generation costs around €90/MWh. This is more expensive than the current generation cost of onshore wind. While gas prices are unlikely to remain at this level into spring and summer, it illustrates one of the drawbacks of relying on fossil fuels — that the price is subject to fluctuation. Once a wind farm is built, on the other hand, the

非20年均化成本

	場址	年度資料	單機裝置容 量(瓩)	機組數量 (座)	總裝置容量 (瓩)	運維成本(千 元)	單位運維成本 (元/瓩)
台電公司	恆春	2010	1,500	3	4,500	18,928	4,206
	大潭	2010	1,500	3	4,500	11,755	2,612
	澎湖中屯	2010	600	8	4,800	33,483	6,976
	麥寮	2010	2,000	23	46,000	9,488	206
	彰工	2010	2,000	23	46,000	63,156	1,373
	四湖	2011	2,000	14	28,000	2,654	95
	金沙	2011	2,000	2	4,000	2,702	696
	澎湖湖西	2011	900	6	5,400	9,129	1,691
	澎湖中屯	2011	600	8	4,800	69,069	14,389
	恆春	2011	1,500	3	4,500	14,249	3,167
	麥寮	2011	2,000	23	46,000	11,620	253
	彰工	2011	2,000	31	62,000	66,425	1,071
	石門	2011	660	6	3,960	3,946	996
民營電廠	中威	2011	2,300	20	46,000	93,957	2,043
	鹿威	2011	2,300	42	96,600	204,283	2,115
	觀威	2011	2,300	14	32,200	71,821	2,230
	桃威	2011	2,300	2	4,600	9,430	2,050
	崎威	2011	2,300	3	6,900	14,004	2,030
	豐威	2011	2,300	5	11,500	27,370	2,380
平均運維費用						2,662	

運轉維護費用佔總投資金額3.7%

- 即便如此，綜合台電及民間業者運維數據，平均運維費用仍達**2,662元/kW**，佔總投資金額比率應為**3.7%**（以總投資金額為**\$72,115**計算，若總投資金額有所變動，則比率將隨之變動）。

三、年淨售電量：台灣一級風場已開發完畢，次級風場僅有滿發2,000小時

- 經濟部及能源局一再對外表示，台灣陸域只有1,200MW的裝置容量，目前已裝置超過一半(621MW)，遠超過千架海陸風力機計畫推動辦公室在「我國陸域風電推動政策」的簡報中所指的一級風場潛能418MW，代表一流風場已被開發完畢。
- 同一份簡報也指出，台灣優良風場土地趨緊，次級風場經濟誘因不足，且次級風場僅有滿發2,000小時，潛能約526MW。
- 去年幕僚單位所提美國風機進步其容量因數已由25%進步到33%，只代表在同樣風資源的場址，其風機性能提高了8%，並非代表所有風場的容量因數可以到達**33%**(約為2,890度/kW年)

行政院風力發電產業論證會議簡報

- 能源局向行政院新能源發展推動會報告的簡報內容指出，「優良風場漸趨飽和...，未來朝次級風場開發，並提高設置誘因...」，因此今年年淨售電量的參數必須考量次級風場的情況來訂定。

- 優良風場漸趨飽和，且可開發土地有限，未來朝次級風場開發，並提高設置誘因，研擬加速推動方案。

經濟部

參、我國風力發電產業現況 (2/4)

■ 陸域風電推動現況

- 自民國89年啟動陸域風電示範計畫開始，截至102年6月底，國內共設置314部大型風力機，總裝置容量為621MW。
- 優良風場漸趨飽和，且可開發土地有限，未來朝次級風場開發，並提高設置誘因，研擬加速推動方案。

我國風力發電累積安裝量



我國陸域風力電廠設置現況



民間業者實際上已在開發次級風場，但費率卻以一級風場計算，已明顯太低

- 目前已運轉風場的年淨售電量已經不滿2,000小時(下表分別為崎威公司竹南風場2011、2012年淨售電量)。

月份 /2011年	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
滿發小時 (hr)	86	65	166	87	70	81	188	165	292
總計: 1,200(9個月)									

僅有目前年淨
售電量**2,400度**
/kW的**65%**！

月份 /2012年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
滿發小時 (hr)	195.9	131	158.8	80	111.3	133.3	105.5	143.8	63.8	216.8	93.9	135.7
總計: 1,569.8												

- 假設在年淨發電量2,000小時的場址，採用最佳性能之風機，如美國風機可將容量因素提高8%，則**年淨售電量應為2,160小時**。

四、台電風場發電成本遠高於躉購費率

- 台電2012年各風場的發電成本幾乎都高於躉購費率，顯示費率已經太低，且公式無法反映實際成本情況。

風站名稱	風機台數	裝置容量(KW)	101年1-12月	
			淨發電量(KWH)	發電成本(元/KWH)
石門風力	6	3,960	9,615,503	3.2821
林口風力	3	6,000	18,530,887	5.1987
觀園風力	20	30,000	81,787,161	2.3081
大潭風力	3	4,500	10,677,994	4.6070
大潭二風力	2	4,600	12,387,167	
大潭二之二風力	3	6,000	21,511,079	
香山風力	6	12,000	17,375,039	5.1516
中港風力	18	36,000	57,429,793	4.5706
中火風力	3	6,000	6,187,154	
彰工風力	31	62,000	189,200,833	
王功風力	10	23,000	69,764,700	3.6223
麥寮風力	23	46,000	114,117,194	5.8255
四湖風力	14	28,000	70,694,534	6.7674
恆春風力	3	4,500	10,729,665	2.8655
中屯風力	8	4,800	16,060,970	3.9956
湖西風力	6	5,400	19,823,233	5.0577
金沙風力	2	4,000	10,652,082	4.7072
全公司	161	286,760	736,544,988	4.0717

註：

資料來源：能源統計年報台電預算書整理

平均發電成本
高達\$4.289/
度，遠超過費
率\$2.5924/度

五、過去幾年陸域風電電價實在太低，甚至已經在反補貼台電

- 台電每度售電成本節節上升，今年已達3.06元/度，而陸域風電躉購費率居然才2.5924元/度，電價實在太低！

電價及單位成本結構比較

102年7月15日更新

單位：元/度

項 目	92年度決算		99年度決算		100年度決算		101年度決算		102年6月底止	
	單價	%	單價	%	單價	%	單價	%	單價	%
1. 燃料	0.70	37	1.59	58	1.71	60	1.92	63	1.90	62
自發電燃料支出	0.59	31	1.20	44	1.30	46	1.49	49	1.48	48
購電中燃料支出	0.11	6	0.39	14	0.41	14	0.43	14	0.42	14
2. 利息及折舊	0.51	27	0.48	18	0.47	17	0.50	16	0.55	18
利息	0.06	3	0.05	2	0.05	2	0.06	2	0.10	3
折舊	0.45	24	0.43	16	0.42	15	0.44	14	0.45	15
3. 運維費	0.72	39	0.69	26	0.69	25	0.67	23	0.67	22
用人費	0.21	11	0.18	6	0.18	6	0.17	6	0.19	6
維護費	0.08	4	0.10	4	0.09	3	0.08	3	0.08	3
購電(非屬燃料支出)	0.26	14	0.30	11	0.30	11	0.29	10	0.31	10
其他	0.17	10	0.11	5	0.12	5	0.13	4	0.09	3
合計	1.93	103	2.76	102	2.87	102	3.09	102	3.12	102
減：每度其他收入	-0.06	-3	-0.05	-2	-0.05	-2	-0.05	-2	-0.06	-2
每度售電成本(A)	1.87	100	2.71	100	2.82	100	3.04	100	3.06	100
平均每度售電單價(B)	2.07		2.61		2.60		2.72		2.68	
每度售電稅前盈虧(B-A)	0.20		-0.10		-0.22		-0.32		-0.38	
稅前盈虧	318		-181		-433		-616		-359	

德國躉購價格試算：滿發小時2400的風場， 20年平均躉購價格在台幣2.9元/度以上。

- 以Gamesa G80(2000kW,塔高67m及78m)在site A為例：
 - 塔高67m的reference yield 為2353(可參附件一)，則其可較高價收購展延期長的計算過程如下：
 $2353 \times 150\% = 3529.5$ ，若當地該台風機滿發小時為2400，則：
 $3529.5 - 2400 / 3529.5 = 32\%$
 $32\% / 0.75\% = 42$
 $42 \times 2(\text{month}) = \mathbf{84}$
 $84 / 12 = 7\text{years}$
 $5 + 7 = \mathbf{12\text{years}}$
 - 塔高78m的reference yield 為2465，則其可展延期長的計算過程如下：
 $2465 \times 150\% = 3697.5$ ，若當地該台風機滿發小時為2400，則：
 $3697.5 - 2400 / 3697.5 = 35\%$
 $35\% / 0.75\% = 46.6$
 $46.6 \times 2(\text{month}) = \mathbf{93.3}$
 $\mathbf{93.3 / 12 = 7.77\text{years}}$
 $\mathbf{5 + 7.77 = 12.77\text{years}}$
- 由上計算式可知，若是同樣機型但不同塔高，但最後發電量一樣(2400滿發小時)的情況下：
67m的Gamesa風機以較高價8.93歐分/度購買的期間為12年，則其20年平均售電價格為7.3歐分/度，**相當於新台幣2.92元/度(不含LVRT)**
74m的Gamesa風機以較高價8.93歐分/度購買的期間為12.77年，則其20年平均售電價格為7.46歐分/度，**相當於新台幣2.98元/度(不含LVRT)**
由此可知，德國政府也鼓勵業者採用性能較好風機的立場。

六、費率訂定應檢討陸域風電目標達成率(政策因子)

- 連續3年皆未達成陸域風電的目標(如下表)，且費率年年都是全球最低價，究竟要何時才可調整價格？何時才能完成馬總統的承諾？

年	100	101	102
政府目標(增量MW)	100	100	100
實際裝置量(增量MW)	46.8	48.3	50 (7月底)
不足比率	53.2%	51.7%	50%

馬總統的承諾：收購價格高一點； 風能是一定要大力發展的！

馬總統：...希望收購價格高一點...這是我們的政策！



馬總統：...風能是一定要大力發展的...我們可以在這裡向大家承諾，絕對不會放鬆！



七、建議採前高後低的費率

- 德國為施行躉購費率相當成功的國家，且機電設備多來自於德國，因此建議以德國經驗制定陸域風電前高後低的費率。
- 前高後低費率建議：
 - 前5年：與德國相同為8.93歐分/度，相當於新台幣**3.57元/度**。
 - 後15年：為鼓勵次級風場開發，應以**2,160滿發小時計算躉購費率**。

八、行政程序建議應讓業者有充分表達意見的機會

- 分組會議及審定會都必須至少讓業者再參加一次，以充分表達及回應委員問題。
- 比照往年需舉辦公聽會。
- 每次開會的會議紀錄應於開會完一週內上網公告。



103年再生能源躉購費率 審定會議建言

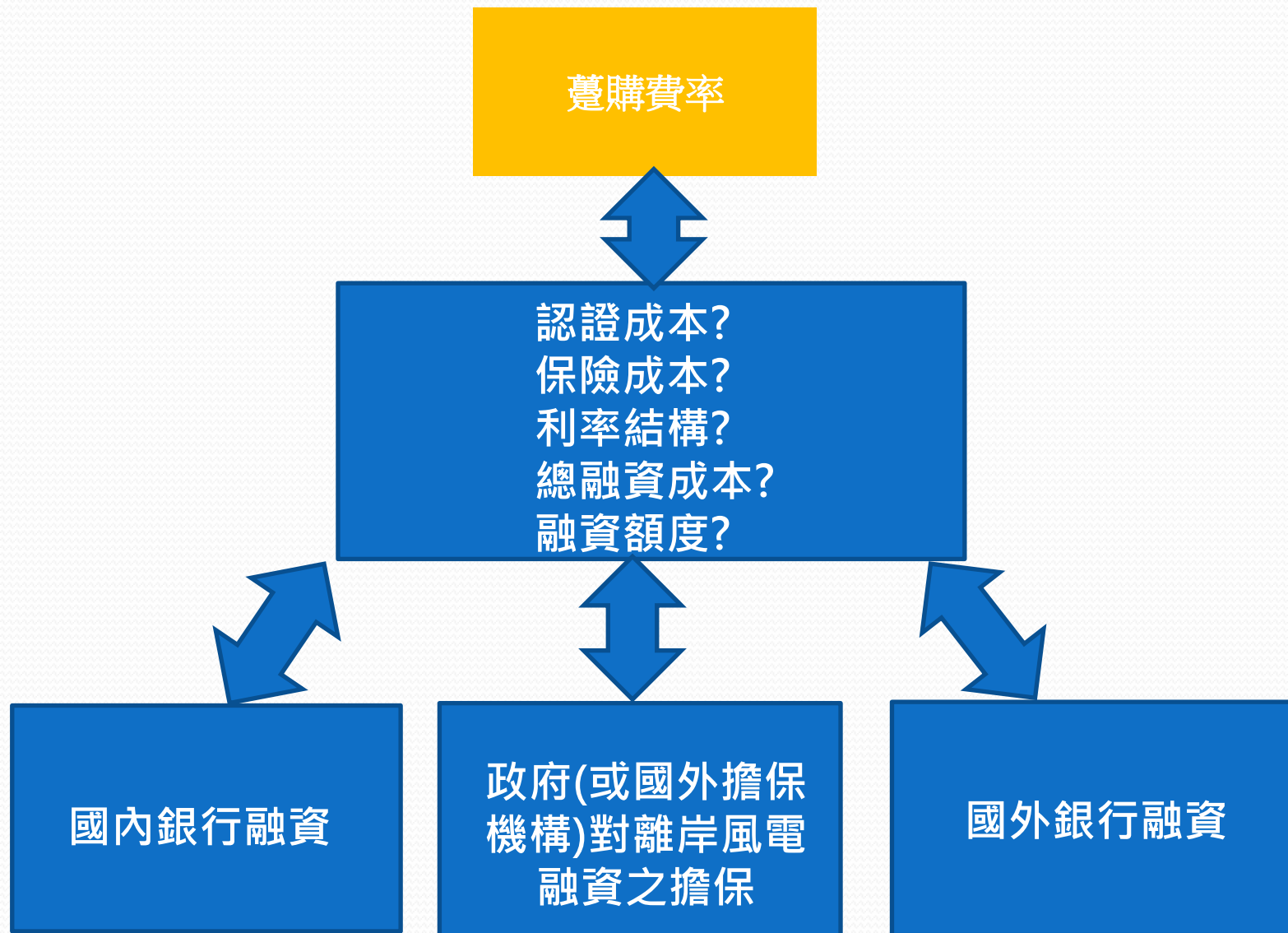
海洋風力發電(股)籌備處

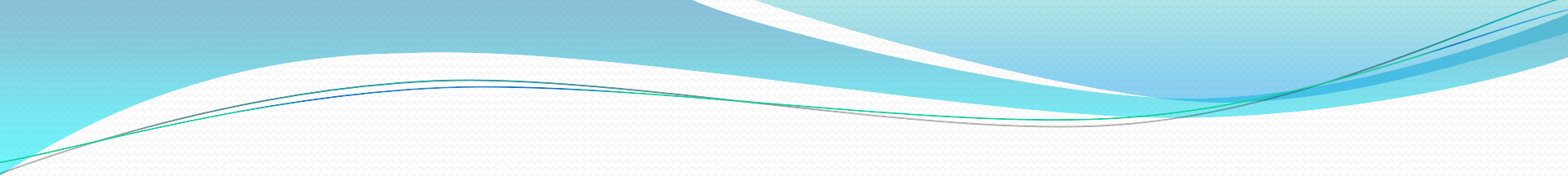
簡報大綱

- 離岸風電擔保融資與躉購費率之關係
- 台灣離岸風電開發風險對融資擔保與躉購費率之關係
- 產業鏈國產化與躉購費率之關係
- 躉購費率的關鍵平衡點
- 海洋風電開發過程問題分享
- 影響躉購費率參數主要建議

離岸風電擔保融資 與躉購費率之關係

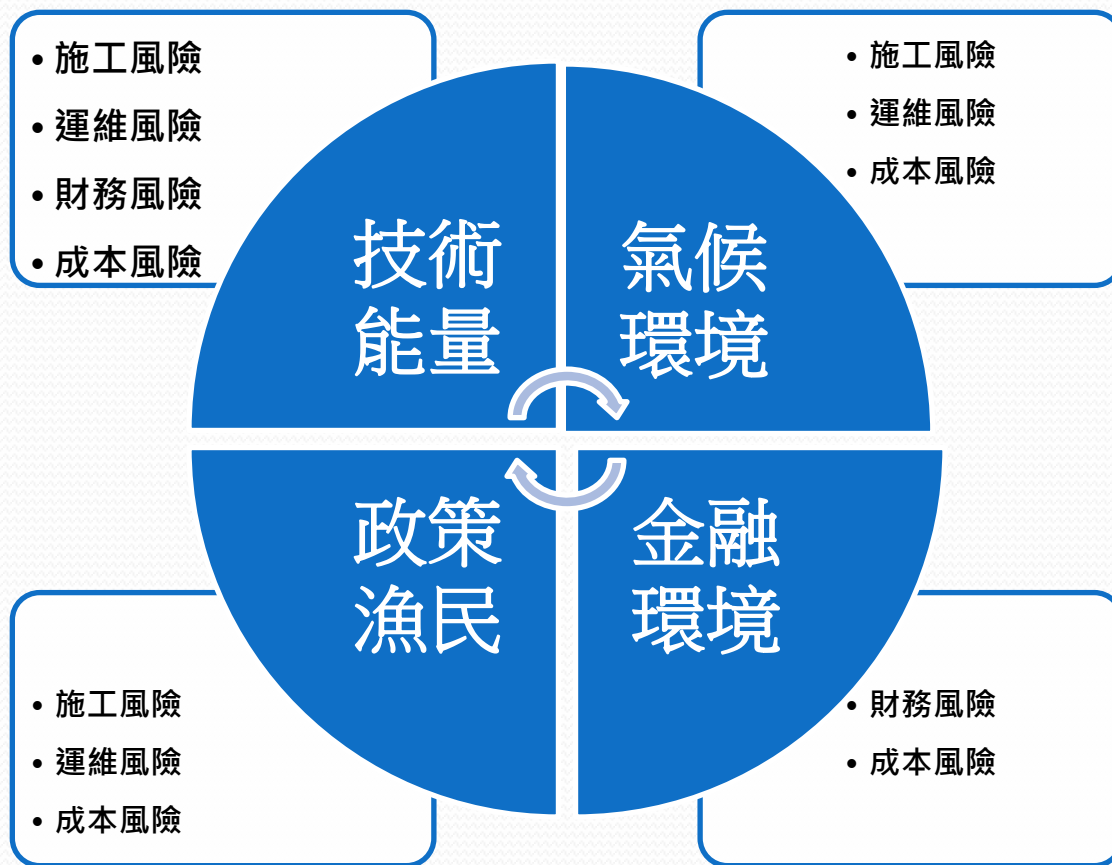
躉購費率-擔保與銀行融資影響議題





台灣離岸風電開發風險對擔保 融資與躉購費率之關係

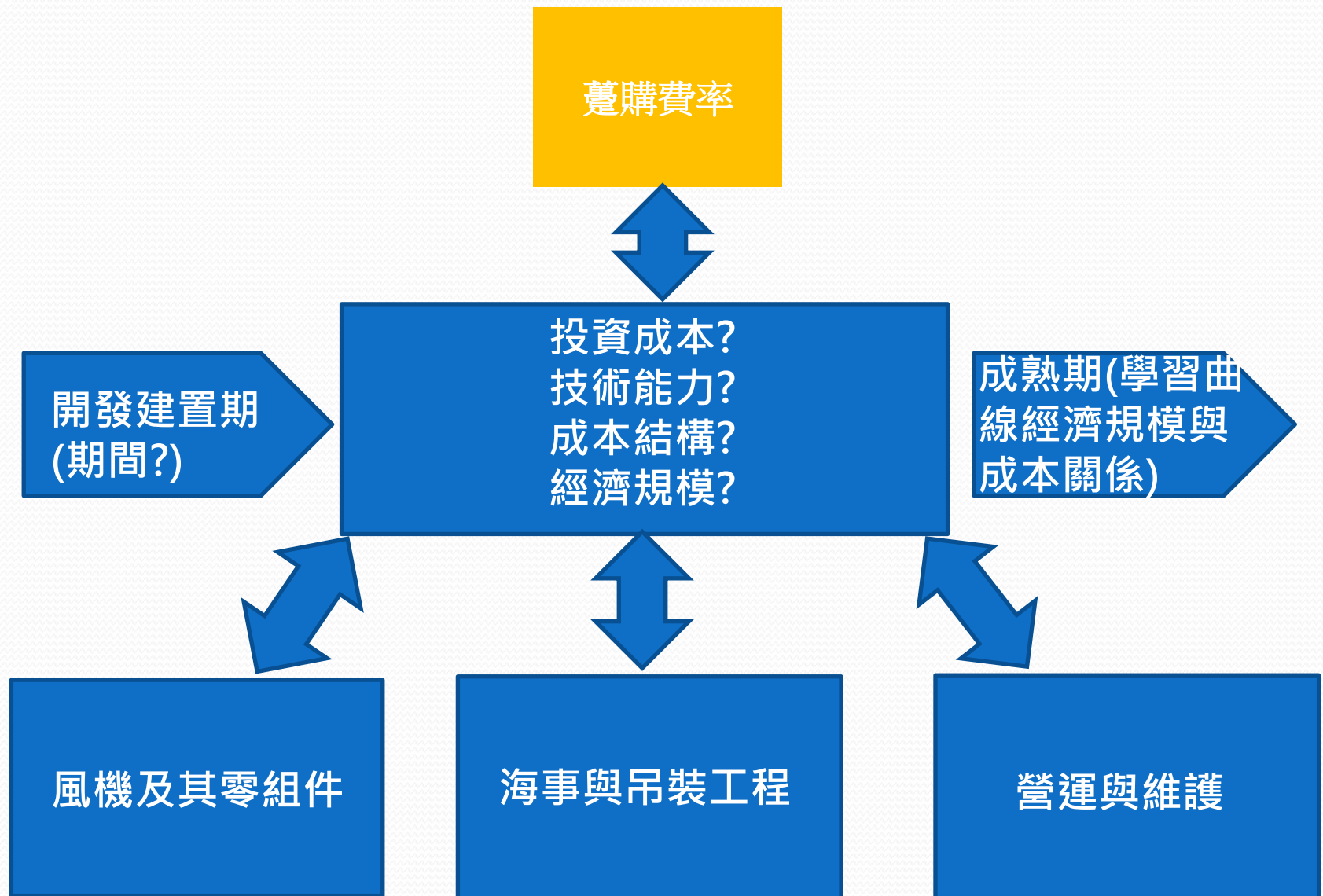
台灣離岸風電開發風險



開發風險對初置運維成本與財務參數之影響??

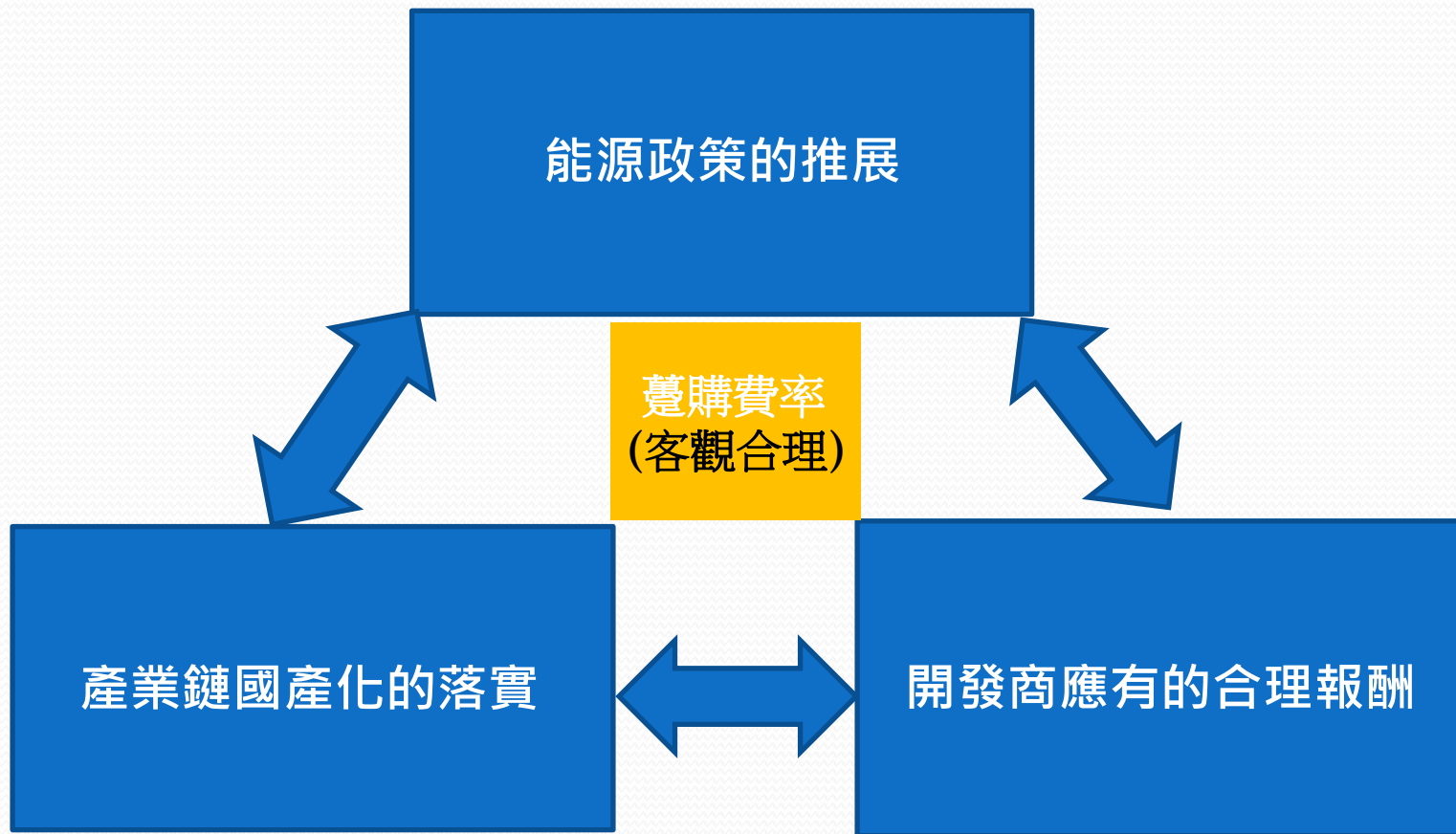
產業鏈國產化與躉購費率之關係

躉購費率-國產化成本趨勢影響議題



躉購費率的關鍵平衡點

躉購費率的關鍵平衡點



海洋風電開發過程問題分享

海洋風電開發專所面對之重要問題

台灣缺乏海事及吊裝工程技術
與資源
配合國產化與成本負擔之衝突
漁民補償金

國外風機成本與吊裝運維成本
運維合約與availability之保證
風機國產化初期合理成本
運維國產化之能量與成本

海事

風機

投資

銀行

風場風能與風效
標竿企業之投資
風場投資風險與躉購費率
投資者對離岸風電風險之疑慮
資金規劃與財務效益

缺乏政府機構之擔保
銀行對離岸風電專案融資之保守
認證與保險深度與成本負擔
風場風能風效
風場投資風險與躉購費率
資金規劃與財務效益

影響躉購費率參數主要建言

2012年離岸風電躉購費率實際參數

■ 躉購費率計算公式：

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

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{折現率} \times (1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

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

- 期初設置成本：新台幣**159,000**元/瓩
- 折現率(由折現率可推得資本還原因子)：**5.25%**
- 年運轉維護費用(佔期初設置成本比例)：**3%**
- 年售電量：**3,200**小時
- **2012年離岸風電躉購費率**：新台幣**5.5626**元/度

2013年離岸風電躉購費率參數建議

● 提高期初設置成本($15.9\text{萬元} \times 1.1 = 17.5\text{萬元}$)

-high risk on offshore W.F. in Taiwan

-引用歐洲近三年之初置成本及2010-2015成本下降趨勢在台灣現階段離岸風場初置成本似乎不當(因為歐洲為成熟市場台灣現在是零)

-參考歐洲風機初置及運維成本並未考慮進口成本，似乎低估台灣離岸風場初期開發之初置成本。

-國產化成本趨勢、學習曲線及經濟規模必須仔細考量，

-初期需考量為支持離岸風電行業中初始發展必要的基礎設施成本，例如製造了無數的船隻，港口升級，建立生產設施，以及相關的管理培訓課程費用。

-認證及保險成本相對歐洲風場相對提高。

2013年離岸風電躉購費率參數建議

● 提高年運轉維護費用-佔期初設置成本比例

(由3%提升至5%)

-台灣目前沒有任何離岸風電運轉維護的技術，初期包括人員、零部件及相關耗材均需自歐洲進口。

-台灣沒有任何符合運轉維護所需的船隻設備，初期投入成本高

-台灣東北季風強烈，海象狀況差，且時間長達半年，增加運轉維護的難度及成本

2013年離岸風電躉購費率參數建議(續)

● 提高折現率(由折現率可推得資本還原因子)

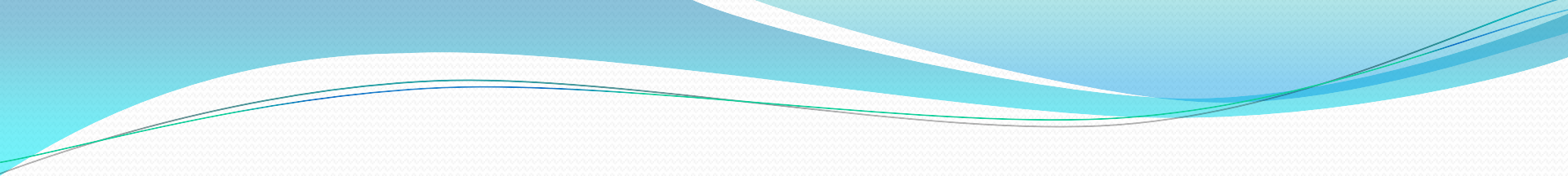
- 台灣離岸風場的高風險環境(包括特殊氣候、地震、產業鏈及金融保險與政府政策等)，因此折現率之相關參數，都有檢討之必要。

--如 β 風險溢酬(以BOT兩個案例推算 β 風險溢酬是不妥的，台灣離岸風險高於此兩BOT案之風險，應採歐洲離岸風場平均風險係數介於7%-9%)。

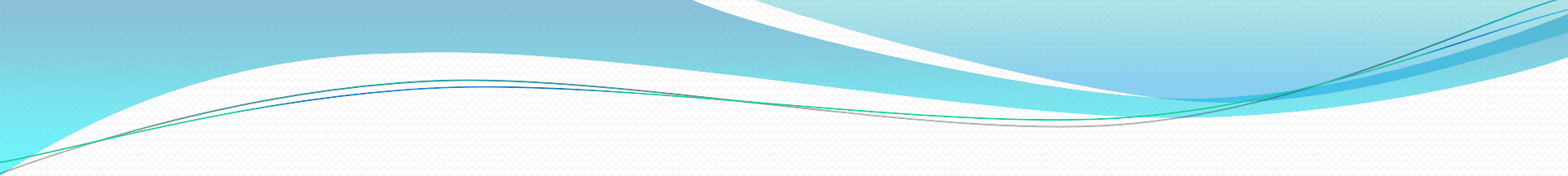
-- α 信用風險加碼過於保守(由於高風險環境影響銀行融資率利，另70%融資成數實際上必須包函國內外融資，保守估計利率應在5.5%以上)。

--自有資金報酬率，歐洲陸域風場介於9%-11%，離岸風場應更高。

因此5.25%的折現率有必要重新檢討之必要，建議介於7%-8%之間。



敬請指教



Reference

Reference 1

- 1. Risk premium**
- 2. The CAPEX of offshore wind farm (per Kilowatt)
from 2009 through 2013**
- 3. The cost of decommissioning / CAPEX (%)**
- 4. The annual cost of O&M / CAPEX (%)**

Reference 2

Risk premium We are seeing ~7% added to the cost of equity for the market / technology with up to a further 2% for project specific factors. In total, WACC is typically in the 9-12% range.

Reference 3

The CAPEX of offshore wind farm (per Kilowatt), from 2009 through 2013

	Number of projects commissioned	Total MW commissioned	Average CAPEX (weighted by MW project size) [2012 prices]	Number of projects where CAPEX is reported
2009	8	743	€2.81m/MW	6 (75%)
2010	4	774	€3.37m/MW	4 (100%)
2011	4	517	€2.93m/MW	3 (75%)
2012	4	1189	€3.65m/MW	4 (100%)
2013	2	642	€3.34m/MW	1 (50%)

Reference 10

**e CAPEX of offshore wind farm (per Kilowatt)
Estimated life-cycle cost breakdown for a typical offshore wind project [Musial, 2010]**

Estimated life-cycle cost breakdown for a typical offshore wind project		
\$4,250/kW based on market surveys, 2010 [W. Musial 2010]		
Turbine	\$1200	28.3%
Electrical Infrastructure	\$463	10.9%
Support Structure	\$565	13.3%
Logistics and Installation	\$442	10.4%
Development and Permits	\$187	4.4%
Other Capital costs	\$51	1.2%
Operation & Maintenance	\$870	20.5%
Other Variable Costs	\$472	11.1%
W. Musial, R. Thresher, B. Ram. Large-Scale Offshore Wind Energy for the United States: Assessment of Opportunities and Barriers. CO, Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2010. E		

Reference 4

The cost of decommissioning / CAPEX (%)
Calculating decommissioning costs is a highly uncertain process due to lack of industry experience (only a single 220kW turbine has previously been decommissioned) – hence costs may be estimated based on a bottom-up approach, but they cannot be benchmarked against real-life experience. As part of a major study, GLGH calculated **decommissioning at ~\$190k/MW or ~5% of CAPEX.** BOEMRE (2010) estimated decommissioning at ~\$140k/MW.

Reference 5

The annual cost of O&M / CAPEX (%) O&M costs are a major component of OPEX (Operational Expenditure). Neither are routinely made publically available. Using in-house cost models, which have been verified against industry knowledge, GLGH have calculated operational costs for all future UK projects.

Average annual OPEX costs equal 1.9% of total CAPEX (1.5% for O&M costs alone)

Reference 6

Regarding risk premium, we are not qualified to provide opinion on this subject and it is good for Formosa/Swancor to seek independent advice. However, we have been informed from sources we have in the market that the answer is it **depends but a ball park figure is that at finance closure (FC) with a proven technology in a proven area you are looking at 5% return.**

An equity rate of between 9 and 11% is normal for new onshore projects in Denmark. This allows for a risk premium of between 5 and 7%. This again represents the relatively low risk in onshore power projects when compared to the average risk premium on the OMX 20 on the Danish stock exchange, from 1983 to 2002, which was 7.2% (Saabye, 2003).

Page 29 of the reference: IEA Wind Task 26-Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy, March 2011.

Reference 7

風險溢酬 –

是一個概念性的說法，通用的解釋是對於風險所有人(Risk Owner)-相當於風險所增加的費用。沒有特定的對象;換言之，對於保險、施工、設計、營運等都會有不同的考量方法。例如施工廠商在接案時需要考慮到財務面可能因為潛在的不確定因素可能衍生的額外費用，例如海上施工項目每年估計氣候海象因素條件下可施工日期是150天,但是當年因為颱風數量多,而造成可施工日期減少為130天。則這20天的不可抗拒的工程延宕可能可以藉由趕工或申請延長供期加以彌補，但都會在行政與其它項目增加額外的費用。這些損失就是工程上的Risk Premium。對於開發商而言，如果遇到不可抗拒的因素迫使施工期延宕，進而造成無法符合契約規定如期啟動風場營運供電而造成供電量減少甚至牽涉違約賠償等額外費用也是Risk Premium.

Some reference collected.

Reference 8

The CAPEX of offshore wind farm (per Kilowatt), from 2009 through 2013

Current CAPEX for offshore wind ranges between **€ 3m – €4m/MW**

In general, up to 2008 CAPEX was approximately €1.5m-€2m/MW

I have attached a slide with a rough indication of CAPEX over the past years (MM source)

The cost **of decommissioning / CAPEX (%)**

1-3% of CAPEX

annual cost **of O&M / CAPEX (%)**

Range of €c 1.7-4.5/kWh, average 2.64 ct/kwh.

3-5% of the CAPEX

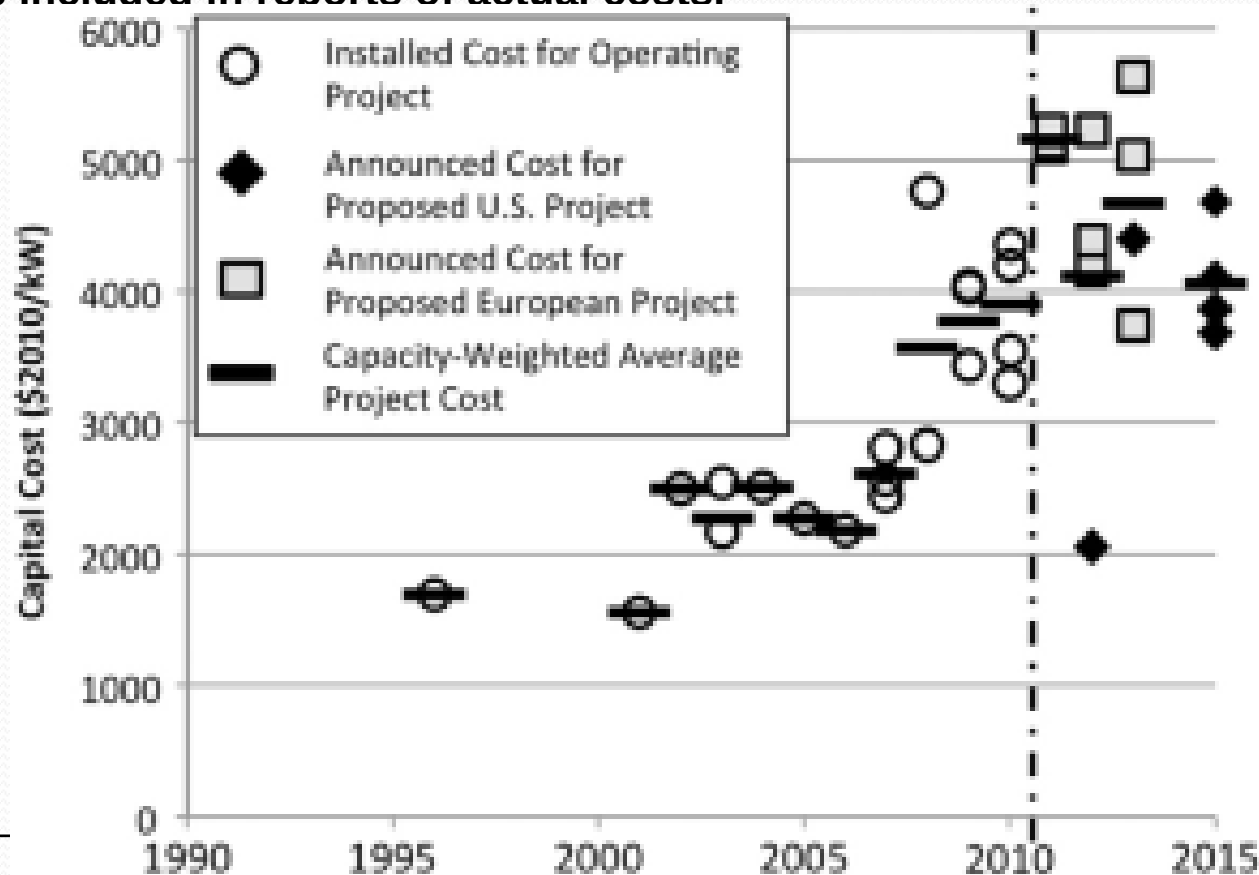
[depends on a number of things such as No. of WTG, distance from shore etc.,]

Reference 9

OPEX projections from different sources	
Source	Value
Ernst and Young (2009)	\$50
KPMG (2010)	\$27-\$48
ECN (Lako, 2010)	\$40-\$66
EWEA (Krohn et al., 2009)	\$17
EWEA (Morthorst et al., 2009)	\$21
Germany (IEA)	\$46
Netherlands (IEA)	\$11
Belgium (IEA)	\$54
Eurelectric (IEA)	\$43
China (IEA)	\$20
Reference: Levitt, A.C., et al., Pricing offshore wind power. Energy Policy (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.07.044	

Reference 11

Capital Expenditures (or CAPEX) mostly comprise material and labor costs for turbines, foundations, and inter-array cabling, but also include construction financing, development costs, and operating capital. Substation and high-voltage export cable costs, which equate to less than 20% of CAPEX (Krohn et al., 2009), are generally but not always included in reports of actual costs.



CAPEX/kw for European and US projects. Points to the right of the dotted line are planned. CAPEX shows a marked increase from 2007 through 2010.

Ref: Levitt, A.C., et al., Pricing offshore wind power. Energy Policy (2011),
oi:10.1016/j.enpol.2011.07.044

Reference 12

CAPEX values for completed and running commercial-scale plants have ranged between \$1500 and \$4750/kW, though contracted future costs and recent actual costs are in a narrower band between \$3500 and \$5750 per kW, as shown in above figure.

CAPEX projections for Offshore wind power plants by source.	
Source	CAPEX (USD2010/kw)
BWEA and Garrad-Hassan (2009)	\$3450-\$5850/KW
Greenacre et al. (2010)	\$4500-\$5250/kW
Ernst and Young (2009)	\$4500/kW
KPGM (2010)	\$4400-\$5000/kW
Krohn et al.	\$2000-\$2700/kW

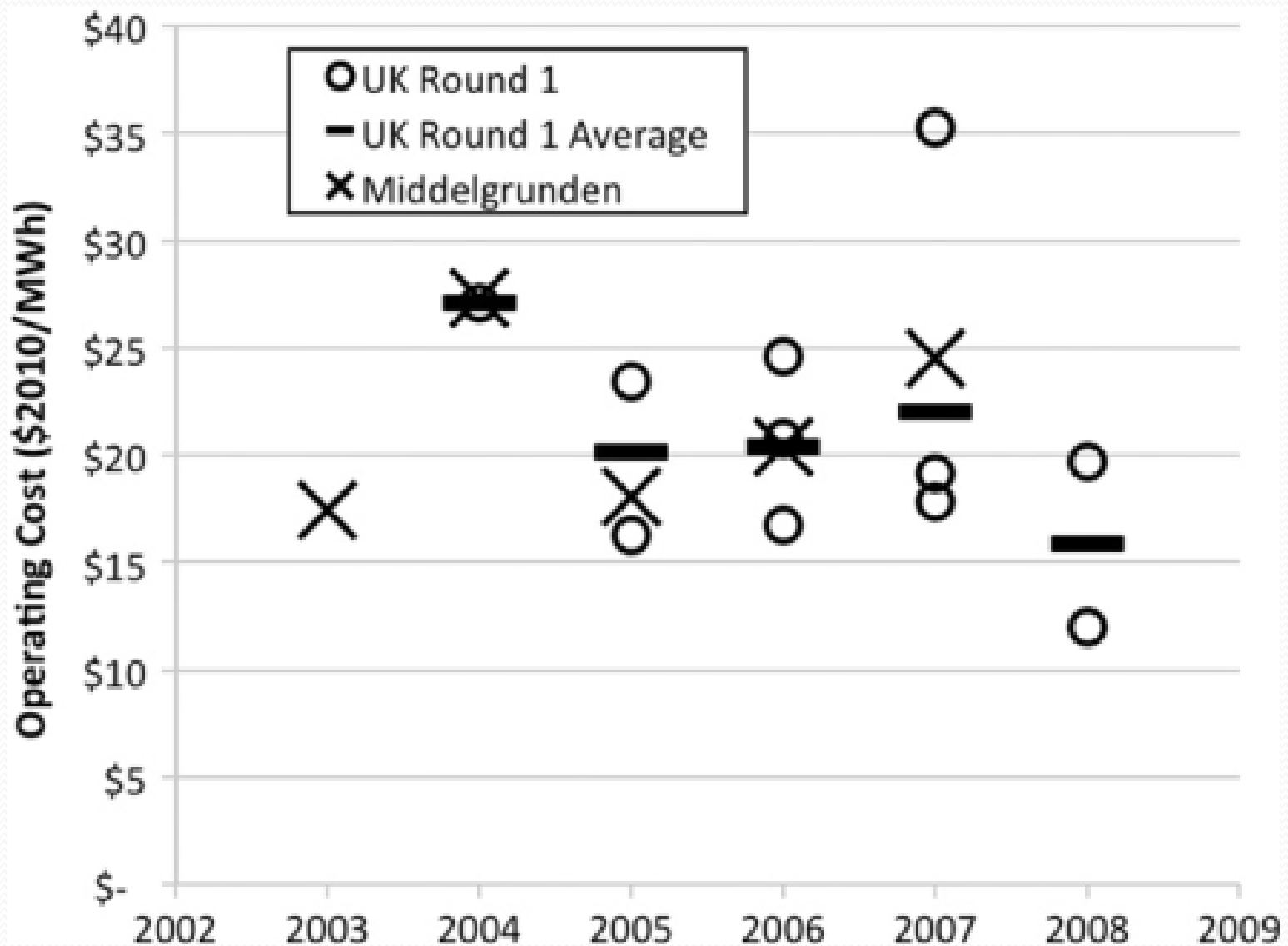
Reference 13

OPEX - Operating Expenditures (or OPEX) apply to both the wind farm and the interconnection infrastructure, and includes administrative costs, operations and maintenance costs (“O&M”), insurance, taxes, and payments for rent, royalties, and rights of way. OPEX does not generally include warranted capital repair costs, such as those used to remedy the serial design defects common in the middle 2000s. OPEX values have a high uncertainty due to lack of published data, and will tend to increase as equipment ages.

Data from Round 1 UK projects, which were required to disclose such costs. They report values ranging from \$12 to \$36/MWh, with an overall capacity-weighted average of \$19/MWh. Another source of data is from the pioneering project Middelgrunden, with reports of actual O&M in a range **\$17–\$27/MWh**

(Svenson and Larsen, 2008 - Svenson, J., Larsen, J.H., 2008. 8 years O&M experience from Middelgrunden Offshore Wind Farm, Brussels ed. In: Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEA,).

Reference 14



Reference 15

Long-term operations and maintenance costs are relatively uncertain by comparison with CAPEX; to minimize the risk of underestimating the cost of offshore wind power, it was recommended to use the relatively higher range of OPEX estimates.

OPEX projections from different sources	
Source	Value
Ernst and Young (2009)	\$50
KPMG (2010)	\$27-\$48
ECN (Lako, 2010)	\$40-\$66
EWEA (Krohn et al., 2009)	\$17
EWEA (Morthorst et al., 2009)	\$21
Germany (IEA)	\$46
Netherlands (IEA)	\$11
Belgium (IEA)	\$54
Eurelectric (IEA)	\$43
China (IEA)	\$20
Reference: Levitt, A.C., et al., Pricing offshore wind power. Energy Policy (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.07.044	

Reference 16

Decommissioning Cost Estimation –

From the operator's point of view, decommissioning activities represent a cost to be incurred in the future, while from the government's perspective, decommissioning represents an uncertain event and financial risk if the operator becomes insolvent or cannot meet its financial obligations under the lease. According to Dan Mccue on Jul 27, 2012, Developers can estimate that offshore installation costs are typically 5% to 15% of overall capital costs, and decommissioning costs would usually be half of that, or roughly US\$100,000 to US\$160,000 per MW, according to projections by the Energy Research Group of Baton Rouge, La. A typical wind farm's life cycle is believed to be around 26 years, but the longevity of wind turbines operating offshore is still an unknown because limited working examples exist. The United States' first offshore wind farm likely won't be operating until 2015, and Europe's oldest offshore turbines of 20-plus years still have life ahead of them.

Reference 17

Estimated cost of removing a wind turbine and associated foundation (including safe disposal of environmentally sensitive materials) is just under £365k. For the 75 turbines of the Lincs windfarm, this implies a total cost of £27,322k. Costs are based on 2009 rates.

For Thanet Offshore Wind Farm, These costs will typically involve a mobilisation fee of around £1,000,000 and then a charge for each day of operation of typically £50,000 to £75,000 per day at 2008 prices. The net decommissioning costs is around **£40,000 per MW** indicating a net decommissioning cost for the Thanet project of £12m at 2008 prices.

Gwynt y Môr Offshore Wind Farm Ltd proposes a decommissioning budget in the region of £400,000 per turbine or approximately £64m (for 160 turbines).

Reference:

LINCS Offshore Wind Fram Decommissioning Plan-Dec. 2010

Thanet Offshore Wind Decommissioning Plan, May 2008

GWYNT Y Mor Offshore Wind Farm Decommissioning Strategy-Feb. 2011

Reference 13

千瓩和發電廠規模之間的關係

電力是以「瓦特」作為計算單位的。然而，要敘述一座發電廠的電力輸出量，用瓦特是不夠的。所以用來衡量發電廠的電量要用「千瓩」，瓦特的好幾倍，來表達這樣的數字。一「千瓩」就相當於一百萬的「瓦特」，或者點亮一萬個100瓦特燈泡所需要的電力。在台灣大部份的大型發電廠都在近千個「千瓩」的範圍之內，但是幾家最大型的發電廠在全力運作的狀況下，可以生產出超過1,000個「千瓩」的電力。