



108年度「再生能源電能躉購費率審定會」第4次會議

會議紀錄附件

目錄

附件1：第3次審定會會議結論辦理情形

附件2：離岸風電「期初設置成本」使用參數確認

附件3：離岸風電年售電量控管機制確認

附件4：離岸風電「平均資金成本率」使用參數確認

附件5：「108年度再生能源電能躉購費率」確認

附件6：「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
草案

附件7：「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」
聽證會作業規劃

附件1：
第3次審定會會議結論辦理情形

壹、108年度第3次審定會會議結論

- 一、各類再生能源(除離岸風電外)使用參數已於審定會取得初步共識，**針對離岸風電**相關課題請風力發電分組再行討論：
- (一)原則同意離岸風電的「年運轉維護費」參數採4,802元/瓩、「年售電量」參數採3,600度/瓩並搭配控管機制、「平均資金成本率」參數採6.05%。
 - (二)離岸風電「**期初設置成本**」使用參數，決議再予**釐清國內外成本內涵差異**。
 - (三)建議**增加蒐集成本資料**，並針對各項參數對躉購費率之影響進行敏感度分析。
 - (四)**年售電量控管機制**部分，請再以總量管制及分年管制等**二方案**進行研析，**探討不同方案下之行政成本差異與實務可行性**。
 - (五)決議加開分組會議討論以取得共同意見後，再送審定會形成決議。
- 二、108年度躉購費率及其草案部分，待離岸風電取得共同意見並於審定會取得決議後，再行確認。

貳、108年度審定作業調整

意見蒐集

發函再生能源業者蒐集意見、業者座談會

第1次審定會

確認108年度審定原則、運作方式、費率計算公式與分組會議討論議題

分組會議

- 第1次：再生能源業界專家與審定委員意見交換
- 第2次：業者意見彙整及處理、再生能源容量級距之檢討、期初設置成本資料檢視等
- 第3次：前次會議討論事項再確認、年運轉維護費及年售電量參數討論

第2、3次
審定會

就分組會議共同意見提請審定會形成決議、平均資金成本率參數討論、聽證會議規畫

分組會議

- 意見再徵詢：以發函方式，請業者補充資訊。
- 風力發電分組會議：針對各項參數所蒐集資料再行討論。

第4次審定會

離岸風電參數、年售電量控管機制、108年草案及聽證會規劃再確認。

預告

- 聽證會及草案預告作業及相關行政程序

聽證會議

再生能源電能躉購費率及其計算公式進行聽證說明

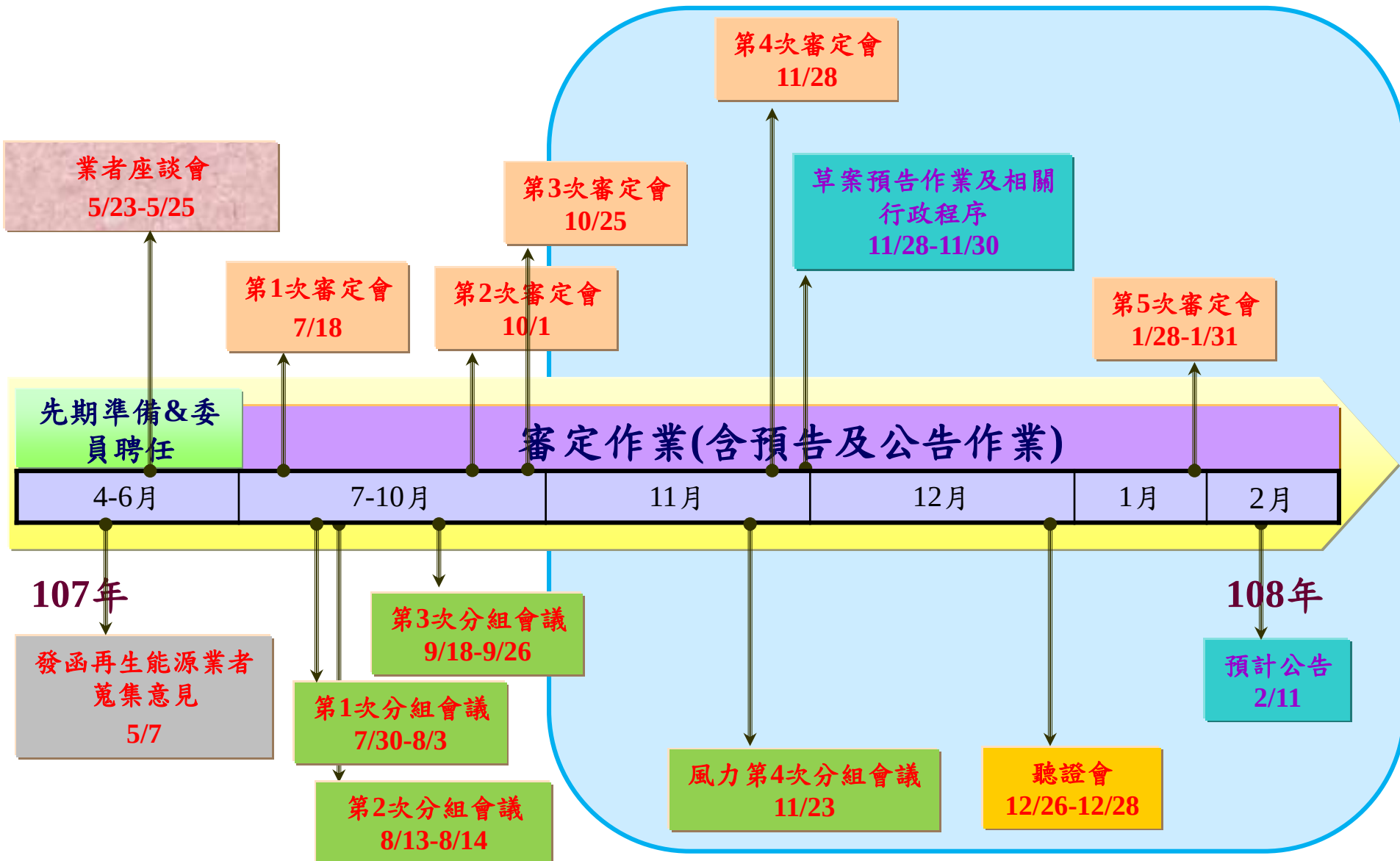
第5次審定會

草案及聽證會意見歸納處理、躉購費率及其計算公式使用參數再確認等

公告

- 公告

參、108年度審定作業期程規劃



肆、躉購費率使用參數審定流程

幕僚單位

政府單位

業者

公開徵詢各界意見

參數資料參採原則

1. 依不同裝置容量級距之設置成本分別計算
2. 參採可佐證資訊
3. 極端值數據剔除上下10%
4. 以近3年資料為主要優先
5. 缺乏近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

審定原則

1. 依技術進步情形檢討躉購類別及級距
2. 技術較成熟、具節能減碳、經濟及產業發展效益者優先推廣
3. 考量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
4. 優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量再生能源區域均衡發展效益，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率
5. 顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊
6. 分組會議討論議題所做之共同意見，提請審定會予以確認參採

資料蒐集與整理

會議規劃

資料蒐集

(北中南業者座談會、函詢、實地調查...)

不符參數
參採原則

符合參數
參採原則

資料整理與分析

業者資訊無法提
供佐證則不參採

參採與否皆提至
會中進行討論

第一次審定會討論

(得視情況加開)

三次分組討論

(得視情況加開分組)

註：太陽光電、風力、生質能及其他分組

第二次審定會討論

(得視情況加開)

各項參數/費率
達成初步共識

聽證會

草案預告

第三次審定會討論

(得視情況加開)

費率公告

資料來源

1. 業者實際成本發票或評估資訊
2. 市場實際成交價格
3. 政府部門統計數據
4. 政府公開招標案件
5. 政府研究計畫/評估資料
6. 政府示範獎勵或補助計畫資料
7. 國內外研究機構評估資料

業者參與第一次分組
陳述意見，或各種公
開管道提供資訊

業者出席陳述意見、
提出證據及發問

經濟部得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，或視情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

附件2：
離岸風電「期初設置成本」使用參數
確認

壹、參數資料參採原則

- 一、各類再生能源躉購費率依不同裝置容量級距之設置成本分別計算之。
- 二、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為主，示範獎勵之發電系統數據為輔，並多元考量具公信力之資訊來源及評估數值，作為費率計算基礎。
- 三、各項參數之援用，依前項參採原則選定之數據，若有極端值，則剔除上下至少10%。
- 四、參數資料之參採以近3年為主要優先。
- 五、參數資料因缺乏近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。

貳、風力分組第4次會議建議

- 一、同意新增1筆歐盟報告數據(使用8MW風機)，採用6筆成本資料計算期初設置成本。
- 二、考量2筆丹麥案例需加計前期規劃調查成本，才能符合我國狀況，故參考3筆國際報告資料，於2筆丹麥案例中加計前期規劃調查成本。
- 三、考量我國遴選場址使用風機的單機規模、水深及離岸距離等條件與英國2017~2018年完工案件較為相近，故改採英國2017~2018年的併網成本資料計算平均為34,310元/瓩。
- 四、考量台灣仍缺乏海事工程施作經驗，且須面對較短開發期程與國產化要求，故未來成本降幅不反應裝配與安裝(海事工程)成本的學習效果。
- 五、有關國內外開發經驗及規模經濟差異之成本差距，請依委員意見修正內容後向各委員確認數值。

參、期初設置成本使用參數修正建議

一、我國離岸風電正處初期開發階段，相關經驗學習及規模經濟效果尚待逐步累積；另基於國內外開發環境及制度設計有所差異，因此引用國際開發成本資訊時，宜進行檢視上述差異調整，據以合理反應我國實際開發成本。

二、上述差異主要可區分三大部分，分述如下：

(一)制度設計差異導致成本內涵不同

1.前期規劃調查成本：

歐洲部分國家係由政府主導風場建置之前期規劃調查作業，與我國做法不同，故引用該國開發成本資料時需加計前期規劃調查成本，方符合我國狀況。

2.併網成本：

(1)歐洲國家係由電網業者承擔海上變電站連接至陸上電網的併網成本，故引用歐洲的成本資料時，需加計併網成本，方符合我國狀況。

(2)因併網成本水準亦受風場之水深及離岸距離不同而有差異，故引用國際併網成本資料時，亦應參採風場條件與我國設置環境近似者之案例。

(二)開發經驗之學習效果尚未累積，無法即時享有成本快速下降成果

我國離岸風電開發商及其相關產業的投資決策點將在近1~2年內發生，至2025年間將配合基礎建設快速布建，除設備購置(例如風機單機容量提升)所獲致技術進步所帶來效率提升的成本下降外，海事工程(裝配及安裝)及運維尚待時間累積經驗產生學習效果，故無法完全享有如國外預測之成本快速下降的成果。

(三)開發之產業規模經濟效益目前尚未產生

1.我國離岸風電風場開發之規模經濟及產業鏈完整性等相較歐洲國家尚未完備，現階段尚無法產生因開發規模所帶動之成本下降效益。

2.故應綜合考量在缺乏上述學習效果及規模經濟效益之成本差距，合理反應我國風場開發初期實質應負擔之學習成本。

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(一)國際案例成本校正

1. 第3次分組會議建議：參採編號1~5號共5筆國際成本資料。

編號	國別	場址	商轉年度 (年)	單機裝置容量 (瓩)	總裝置容量 (瓩)	原始成本 (NTD/瓩)	離岸距離 (公里)	水深下限 (公尺)	水深上限 (公尺)
1	英國	burbo bank extension	2017	8,000	256,000	122,529	11.5	3	14
2	德國	Borkum Riffgrund 2	2019	8,000	448,000	103,842	56.9	25	29
3	丹麥	Horns Rev 3	2020	8,000	392,000	91,290	29.6	11	20
4	丹麥	Kriegers Flak	2021	8,000	576,000	80,766	25.5	18	30

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

編號	地區	資料年度 (年)	商轉年度 (年)	原始成本 (NTD/瓩)	成本降幅 (%)	資料來源	備註
5	歐盟	2018	2015	128,829	--	European Commission, Joint Research Centre Technical Report (2018), Cost development of low carbon energy technologies.	1. jacket, medium distance to shore 2. Baseline情境 3. $1-(109,862/128,829)^{(1/5)} \approx 3.13\%$ 4. $1-(105,210/109,862)^{(1/10)} \approx 0.43\%$
			2020	109,862	3.13 (2016~2020年之年均降幅)		
			2030	105,210	0.43 (2021~2030年之年均降幅)		

資料說明

- 採樣考量因素：透過遴選機制掌握業者設置資訊，參採使用風機單機規模相近之樣本及預測報告。
- 參採樣本：共5筆(1筆英國2017年完工案件、1筆德國預計2019年完工案件、2筆丹麥預計於2020及2021年完工案件、1筆歐盟聯合研究中心報告預測2020年完工成本。
- 參採樣本均符合國際最新現況。

計算說明

- 原始國際案例成本：
- 英國(2017年)：122,529元/瓩
 - 德國(2019年)：103,842元/瓩
 - 丹麥(2020年)：91,290元/瓩
 - 丹麥(2021年)：80,766元/瓩
 - 歐盟聯合研究中心報告(2020年)：109,862元/瓩

參、期初設置成本使用參數修正建議

2. 討論議題

- (1)增加蒐集成本資料。
- (2)釐清國內外成本內涵差異。

3. 議題分析

(1)增加蒐集成本資料

本次會議增加蒐集編號6樣本，並採6筆成本數據進行參數試算。

編號	地區	資料年度 (年)	商轉年度 (年)	原始成本 (NTD/瓩)	資料來源
6	歐盟	2017	2017	117,666 (8MW)	INNWIND.EU (2017), LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines.

(2)釐清國內外成本內涵差異

A.制度面差異比較

國家	台灣	德國	英國	丹麥	荷蘭
前期規劃 調查成本	開發商主導 個案環評/地質調查/量測與監測			政府主導 個案環評/地質調查/量測與監測	
併網成本	開發商負責	電網業者負責			

參、期初設置成本使用參數修正建議

B. 成本差異說明

(A)前期規劃調查成本

a. 丹麥及荷蘭政府分擔該國離岸風場的環評、各項調查及用地協商等成本，故丹麥兩筆成本資料需加計前期規劃調查成本，才能符合我國狀況。

b. 蒐集3筆國際成本結構占比資料，計算前期規劃調查成本占期初設置成本比例平均為2.20%(詳見下表)，故參採之丹麥案例成本可加計2.20%。

資料來源	美國國家再生能源實驗室 National Renewable Energy Laboratory	國際能源總署 International Energy Agency	麥肯錫管理顧問公司 McKinsey & Company
報告名稱	NREL (2017), 2016 Cost of Wind Energy Review	NREL (2016), IEA Wind Task 26 - Offshore Wind Farm Baseline Documentation	McKinsey & Company (2016), Developing offshore wind power in Poland - Outlook and assessment of local economic impact 2016
研究背景資訊 (註：我國遴選場址的水深及離岸距離等條件均與上述報告的背景資訊相近)	風機額定容量：4.71MW 風場總容量：600MW 水深：30公尺 離岸距離：30公里 基樁類型：單樁	風機額定容量：4MW 風場總容量：400MW 水深：25公尺 離岸距離：40公里 基樁類型：單樁	此報告的假設條件係引用文獻：The Crown Estate (2010), A Guide to an Offshore Wind Farm. 風機額定容量：5MW 風場總容量：500MW 英國Round 3風場(原報告未說明水深、離岸距離及基礎類型資訊，故依審定會蒐集英國Round 3風場資訊，研判水深10~22公尺、離岸距離10.1~11.2公里、基樁類型為單樁。
前期規劃調查成本占設置成本(合併網成本)比例	<u>1.47%</u>	<u>3.14%</u>	<u>2.00%</u>
註：上表3份國際報告均未明確指出成本結構資訊中有考量漁業補償成本，且僅NREL(2017)報告中之占比有含扣除役成本，故調整試算未含漁業補償成本及除役成本下，前期規劃調查成本占期初設置成本之比例。			

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(一)國際案例成本校正

4. 修正建議：

資料說明	計算說明
■ 參採樣本(依據第二次審定會決議，新增樣本資料)：共<u>6筆</u>(除原本5筆樣本外，新增1筆歐盟專案計畫報告評估106年完工成本。 ■ 考量制度不同(成本內涵釐清)：2筆丹麥樣本未含前期規劃調查成本，故蒐集3筆國際報告資料(NREL 2017年、IEA 2016年及麥肯錫管理顧問公司 2016年)，計算前期規劃調查成本占設置成本比例平均為2.20%，據以推算包含前期規劃調查之丹麥案例成本。	原始國際案例成本： • 英國(2017年)：122,529元/瓩 • 德國(2019年)：103,842元/瓩 • 丹麥(2020年)：94,115元/瓩 = [(91,290 + 併網成本) / (1 - 2.20%) - 併網成本] • 丹麥(2021年)：83,355元/瓩 = [80,766 + 併網成本) / (1 - 2.20%) - 併網成本] • 歐盟聯合研究中心報告(2020年)：109,862元/瓩 • 歐盟專案計畫報告(2017年)：117,666元/瓩 6筆樣本平均：<u>105,228元/瓩</u>

註1：丹麥樣本加計前期規劃調查成本方式為加計併網成本後，再除以(1-2.20%)計算之。

註2：英國2017~2018年平均併網成本為34,310元/瓩。

註3：丹麥Horns Rev 3風場與 Kriegers Flak風場分別加計前期規劃調查成本2,825元/瓩與2,589元/瓩。

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(二)考量國內外開發之產業規模經濟效益差異之成本差距

1. 第3次分組會議建議

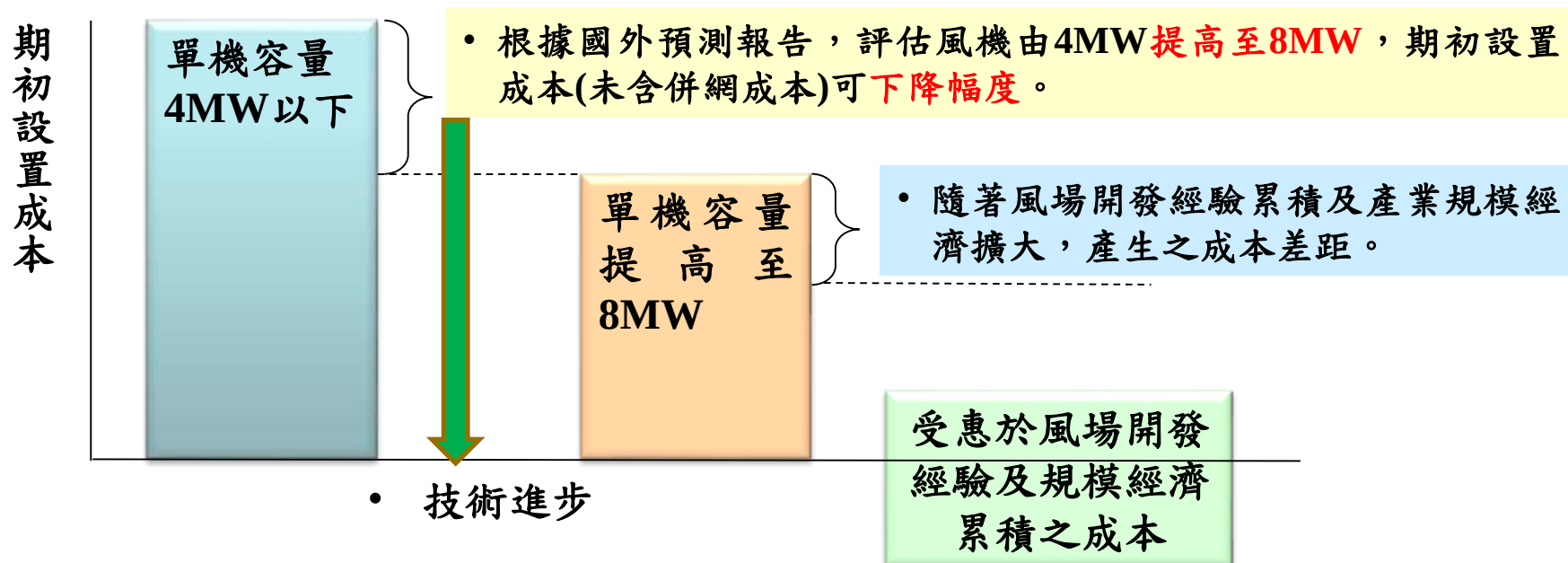
未討論相關成本。

2. 討論議題

我國離岸風電尚處**發展初期階段**，現階段尚**無法產生因開發規模所帶動之成本下降效益**，故需合理反應我國風場開發初期之實際成本。

3. 議題分析

(1)成本差距因素：



參、期初設置成本使用參數修正建議

(2)研析風機由4MW提高至8MW之期初設置成本差異：

蒐集國外2筆成本分析報告，風機單機容量由**4MW提高至8MW**，期初設置成本(未含併網成本)可**下降5.81~6.30%**，平均為**6.06%**。

編號	地區	資料年度(年)	成本降幅(%)	資料來源	研究背景資訊
1 (新增)	英國	2016	5.81 (單機容量4MW提高至8MW)	BVG Associates (2016), Future renewable energy costs: offshore wind, P88.	1. 離岸距離：40公里 2. 水深：25公尺 3. 風速：9公尺/秒 (100公尺高度) 4. 風場總裝置容量：500MW
2	歐盟	2017	6.30 (單機容量4MW提高至8MW)	INNWIND.EU (2017), LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines, P18.	1. 離岸距離：40公里 2. 水深：45公尺 3. 風速：9.7公尺/秒 (100公尺高度) 4. 風場總裝置容量：500MW

註：我國遴選場址的水深及離岸距離等條件均與上述報告的背景資訊相近。

編號	國別	場址	商轉年度(年)	單機裝置容量(kW)	總裝置容量(kW)	離岸距離(公里)	水深下限(公尺)	水深上限(公尺)	原始成本(未含併網成本)(元/瓩)	單機容量提高至8MW成本(元/瓩)
1	英國	Robin Rigg	2010	3,000	180,000	11.5	0	12	103,552	97,276
2	英國	Gunfleet Sands I + II	2010	3,600	172,800	7.4	0	13	127,269	119,556
3	英國	Thanet	2010	3,000	300,000	17.7	14	23	146,766	137,872
4	英國	Walney Phase 1	2011	3,600	183,600	19.4	19	23	154,405	145,048
5	英國	Walney Phase 2	2012	3,600	183,600	22.1	24	30	153,422	144,124
6	英國	Sheringham Shoal	2012	3,600	316,800	21.4	14	23	160,759	151,017
7	英國	Greater Gabbard	2013	3,600	504,000	32.5	4	37	154,698	145,323
8	英國	London Array Phase 1	2013	3,600	630,000	27.6	0	23	138,031	129,666
9	英國	Lincs	2013	3,600	270,000	9.1	8	16	129,269	121,436
10	英國	Teesside	2014	2,300	62,100	2.2	6	18	161,124	151,360
11	英國	West of Duddon Sands	2014	3,600	388,800	20.1	17	21	161,359	151,581
12	英國	Gwynt y Môr	2015	3,600	576,000	18	13	32	165,832	155,782
13	英國	Humber Gateway	2015	3,000	219,000	10.1	10	18	163,907	153,974
14	英國	Kentish Flats Extension	2015	3,300	49,500	8.9	1	4	147,792	138,836
平均									147,727	138,775

風機單機容量由4MW提高至8MW，成本由147,727元/瓩下降6.06%至138,775元/瓩。

參、期初設置成本使用參數修正建議

(3)評估國內外開發經驗差異之成本差距：

A.以學習率理論計算：

(A)根據2筆國際報告資料(11%, JRC, 2018；14%, IRENA, 2018)，平均學習率為**12.5%**。

參考資料：European Commission, Joint Research Centre Technical Report (2018), Cost development of low carbon energy technologies; IRENA (2018), Renewable power generation costs in 2017.

(B)以英國歷年案例推估單機容量提高至8MW之成本約為138,775元/瓩，在發生一次學習率效果的情況下，成本可以下降12.5%，意即學習率12.5%下的開發經驗累積及產業規模經濟差異可產生**成本差距約17,347元/瓩**($= 138,775 \text{元/瓩} \times 12.5\%$)。

B.另可計算歐洲2017年已完工並採用8MW風機之風場平均成本約**120,098元/瓩**。

年度		2017
期初設置成本 (未合併網成本) (元/瓩)	英國：burbo bank extension 風場	122,529
	歐盟專案計畫(2017)預測報告	117,666
	資料來源：INNWind.EU (2017), LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines.	
平均成本 (元/瓩)		120,098

C.以實際案例計算：

= 以英國歷年案例推估單機容量提高至8MW之成本 - 歐洲2017年完工採用8MW風機之成本
= $138,775 \text{元/瓩} - 120,098 \text{元/瓩} = \underline{18,678 \text{元/瓩}}$
≈ 國內外開發經驗累積及產業規模經濟差異下之成本差距

以上述兩種方法計算成本差距分別約為17,347元/瓩及18,678元/瓩，**平均約18,013元/瓩**。

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(二)考量國內外開發經驗差異之成本差距

4. 修正建議

資料說明	計算說明
■ 考量風場開發經驗差距：相較歐洲開發逾10年之久，我國正處與大規模開發初期，尚無學習效果造成之成本下降效益，建議加計國內外開發經驗差異產生之成本差距。 ■ 計算方式： - 以學習率理論計算：國際報告資料(11%, JRC, 2018；14%, IRENA, 2018)平均學習率為12.5%，計算成本差距17,347元/瓩。 - 以實際案例計算：2017年風場開發經驗累積之成本差距18,678元/瓩。 - 上述二種算法平均為18,013元/瓩。	加計我國風場開發初期之學習成本 $105,228 + 18,013 = 123,241 \text{ 元/瓩}$

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(三)考量併網成本 (海上變電站至陸上變電站)

1. 第3次分組會議建議

蒐集英國電力市場監管機關(Ofgem)公布離岸風場輸電系統競價資訊，彙整歷年共19筆併網成本的競價結果，剔除非最終價格共5筆樣本後，再剔除上下極端值2筆樣本，剩餘12筆併網成本之平均為28,005元/瓩。

資料說明	計算說明
■ 考量國內外併網權責差異：歐洲開發案的併網成本由電網業者負擔，但<u>我國由開發商負擔</u>，故針對歐洲的風場設置成本案例資料另加計併網成本。 ■ 採樣考量因素：考量成本資訊的公信力，參考英國政府公布歷年各風場的併網成本。 ■ 參採樣本：除1筆英國設置案例以本身的併網成本計算外，其他則以<u>英國長期</u>(100~107年)資料平均計算為<u>28,005元/瓩</u>。	加計併網成本： • 英國(2017年)：<u>153,341元/瓩</u>(122,529+30,812) • 德國(2019年)：<u>131,847元/瓩</u>(103,842+28,005) • 丹麥(2020年)：<u>119,295元/瓩</u>(91,290+28,005) • 丹麥(2021年)：<u>108,771元/瓩</u>(80,766+28,005) • 歐盟聯合研究中心報告(2020年)：<u>137,867元/瓩</u>(109,862+28,005)

參、期初設置成本使用參數修正建議

2. 討論議題

- (1)歐洲由電網業者承擔海上變電站連接至陸上電網的併網成本。
- (2)參採歐洲案例的期初設置成本資料需加計併網成本，才能符合我國狀況。
- (3)應就水深及離岸距離等資訊分析，選取近似於我國遴選場址之案例。

3. 議題分析

(1)資料年份：

考量參採資料年度之選擇調整，以符合當前併網條件。

(2)場址條件：

A.以適合我國風場條件選取樣本：考量我國遴選場址的水深及離岸距離等條件(以群聚較多之彰化案場為例，水深35~50公尺及離岸距離10~50公里)與英國2017~2018年完工案件(編號18、19)較為相近，併同配合參採使用風機單機規模相近之8MW樣本條件(編號16)，即34,310元/瓩。

B.另以近3年(2016-2018)及近5年(2014-2018)樣本資料估算，併網成本分別為36,009元/瓩及37,157元/瓩。

(3)綜上，考量風場條件影響併網成本，參採與我國風場條件相似之案場較合宜，故採英國2017~2018年的併網成本資料計算平均，即34,310元/瓩。

參、期初設置成本使用參數修正建議

(5)英國離岸風場輸電系統競價資訊

編號	風場名稱	授予牌照年度 (年)	設施投資成本 (百萬英鎊)	設施投資成本 (百萬元新臺幣)	裝置容量 (MW)	單位投資成本 (元/瓩)	離岸距離 (公里)	水深下限 (公尺)	水深上限 (公尺)
1	Barrow	2011	33.6	1,587.5	90.0	17,639	--	--	--
2	Robin Rigg East and West	2011	65.5	3,094.7	180.0	17,193	11.5	0	12
3	Gunfleet Sands 1 and 2	2011	49.5	2,338.8	173.0	13,519	7.4	0	13
4	Thanet	2014	164	8,204.8	300.0	27,349	17.7	14	23
5	Walney 1	2011	105.4	4,979.9	184.0	27,065	19.4	19	23
6	Walney 2	2012	109.8	5,154.8	184.0	28,015	22.1	24	30
7	Ormonde	2012	103.9	4,877.8	150.0	32,519	12.3	17	21
8	Sheringham Shoal	2013	193.1	8,986.3	315.0	28,528	21.4	14	23
9	Greater Gabbard	2013	317	14,752.2	500.0	29,504	32.5	4	37
10	London Array	2013	459	21,360.5	630.0	33,906	27.6	0	23
11	Lincs	2014	307.7	15,393.9	270.0	57,015	9.1	8	16
12	West of Duddon Sands	2015	268.9	13,114.6	388.8	33,731	20.1	17	21
13	Gwynt y Môr	2015	352	17,167.5	576.0	29,805	18	13	32
14	Humber Gateway	2015	173.3	8,452.1	219.0	38,594**	10.1	10	18
15	Westermest Rough	2014	172.3	8,620.0	210.0	41,048**	11.2	12	22
16	Burbo Bank Extension	2018	193.9	7,887.8	256.0	30,812	11.5	3	14
17	Dudgeon	2016	377.2	16,524.0	402.0	41,105*	38.2	12	24
18	Race Bank	2018	500.9	20,376.5	573.3	35,542**	33.2	6	23
19	Gallopier	2017	329.1	12,903.8	352.8	36,575*	37.3	4	50

註1：*Developer's initial transfer value/open key term pop-up (開發者的初始轉移價格)

**Indicative transfer value (非最終價格)

註2：國外離岸風電顧問公司4C offshore 網頁尚無提供Barrow風場的離岸距離及水深資訊。

註3：近3年平均併網成本約36,009元/瓩；近5年平均併網成本約37,157元/瓩。

資料來源：

1. 成本資訊：<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders>

2. 離岸距離及水深資訊：<https://www.4coffshore.com/windfarms/windfarms.aspx?windfarmId=UK36>

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(三)考量併網成本(海上變電站至陸上變電站)

4. 修正建議

資料說明	計算說明
■ 參採樣本： 考量我國遴選場址水深及離岸距離等條件與英國近兩年完工案件較相近，併同配合參採使用風機單機規模相近之8MW樣本條件，故以英國近期(106~107年)資料計算平均為<u>34,310元/瓩</u>。	加計併網成本： $\underline{123,241} + \underline{34,310} = \underline{157,551 \text{元/瓩}}$

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(四)未來成本降幅反應

1. 第3次分組會議建議

(1)根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)預測報告，估計2016~2020年的年均成本降幅約3.13%；2021~2030年的年均成本降幅約0.43%。

(2)反映至2024年之成本降幅：

年度		106	107	108	109	110	111	112	113
國際成本降幅(%)		3.13				0.43			
期初設置成本 (元/瓩)	英國：burbo bank extension	153,341	148,541	143,892	139,388	138,789	138,192	137,598	137,006
	德國：Borkum Riffgrund 2	--	--	131,847	127,720	127,171	126,624	126,080	125,538
	丹麥：Horns Rev 3	--	--	--	119,295	118,782	118,271	117,763	117,256
	丹麥：Kriegers Flak	--	--	--	--	108,771	108,303	107,838	107,374
	歐盟聯合研究中心(JRC, 2018) 預測報告成本(元/瓩)	--	--	--	137,867	137,274	136,684	136,096	135,511
	平均成本(元/瓩)	153,341	148,541	137,870	131,068	126,157	125,615	125,075	124,537

資料說明	計算說明
■ 考量遴選案均在未來完工：遴選案的完工時間介於109~113年，考量未來技術進步，納入國際報告之成本預測，推算成本至113年。 ■ 參採樣本：近年離岸風電成本下降快速，故根據歐盟聯合研究中心於2018年發布之最新報告預測。 • 106~109年為<u>3.13%</u> • 110~113年為<u>0.43%</u>	反映至2024年之成本降幅： • 英國：137,006元/瓩 • 德國：125,538元/瓩 • 丹麥：117,256元/瓩 • 丹麥：107,374元/瓩 • 歐盟報告：135,511元/瓩 ■ 5筆數值平均<u>124,537元/瓩</u>

參、期初設置成本使用參數修正建議

2. 討論議題

我國離岸風電產業的經驗累積及學習時間較短，應探討分析是否有辦法在短時間內完全依照國外報告預測來反應未來成本下降幅度。

3. 議題分析

(1)歐洲離岸風電期初設置成本變化趨勢：先增加後下降

A.根據IRENA (2016)報告，離岸風電在2001~2015年期間，期初設置成本年均增長約2.27%；但其中海事工程(裝配及安裝成本)年均降幅1.84%；預期2015-2030年的期初設置成本年均降幅約1.63%；其中裝配及安裝成本年均降幅4.82%。

B.歐洲離岸風電的裝配及安裝成本降幅由小至大。

C.歐洲離岸風電的期初設置成本在2015年以後開始有下降趨勢。

資料來源：IRENA (2016), Innovation Outlook: Off shore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

(2)現階段我國尚無法產生海事工程之學習效果

A.在風力機組、水下基礎、電氣基礎設施、金融成本等成本項目部分，國外開發商可將其長期經驗與成果直接應用於我國開發案，故未來國內相關技術的學習效果與成本降幅應與國際趨勢一致。

B.在海事工程(裝配及安裝成本)部分，台灣相較歐洲經驗，開發期程較短，至2025年僅有7年發展時間，但目前歐洲的學習效果為15年發展經驗累積之結果。

C.海事工程之施工經驗部分，需要時間與設置實績來累積國內經驗，且國內海事工程產業鏈尚未完備，本國技術人員也需要時間慢慢培植，故即便外商具備豐富海事工程經驗，但短時間內此部分的學習效果所產生之成本降幅將不明顯。

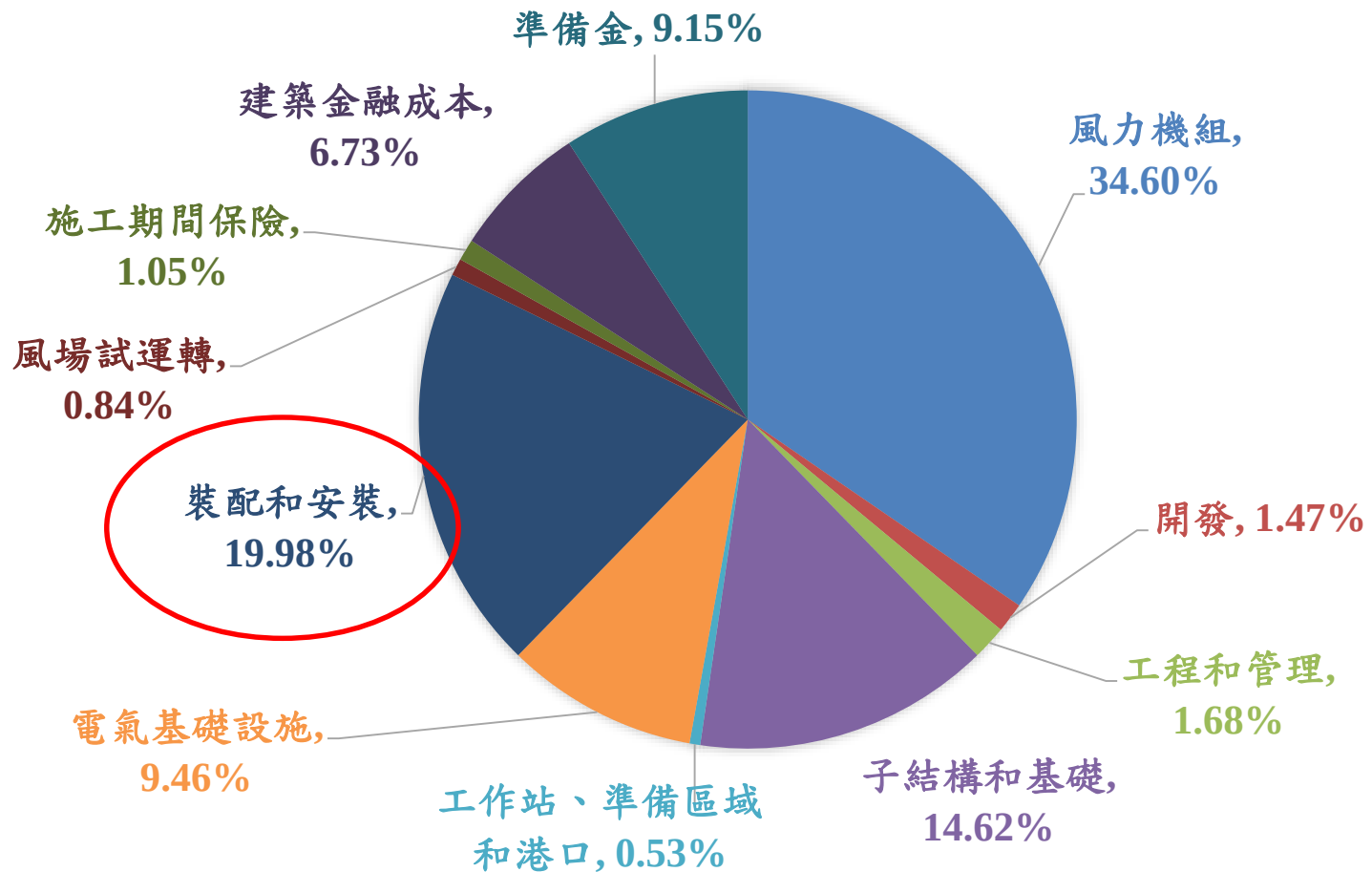


相較於歐洲國家已累積許多風機安裝經驗，台灣尚缺海事工程施作經驗，且須面對較短開發期程與國產化要求，故現階段尚無法產生海事工程之學習效果。

參、期初設置成本使用參數修正建議

(3)離岸風電成本結構：海事工程(裝配及安裝)占19.98%

根據NREL(2017)研究報告，離岸風電發電成本結構中，裝配及安裝(海事工程)占總成本之19.98%。



參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(四)考量年均成本未來降幅反應

4. 修正建議

資料說明	計算說明
■ 考量<u>國內外</u>海事工程<u>經驗差異</u>，降幅反應須有所調整： ➤ 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測： • 105~109年的年均成本降幅約3.13% • 109~119年的年均成本降幅約0.43% ➤ 考量<u>國內外</u>海事工程<u>經驗差異</u>，減少降幅反應： • 根據NREL(2017)報告，裝配與安裝占成本比重約19.98%故將歐盟報告預測之未來成本降幅<u>減少反映19.98%</u>。 • 106~109年為<u>2.50%</u> ($3.13\% * (1-19.98\%)$) • 109~113年為<u>0.34%</u> ($0.43\% * (1-19.98\%)$) • <u>總降幅 = $1 - (1 - 2.50\%)^3 * (1 - 0.34\%)^4 = 8.57\%$</u>	反應至2024年之成本降幅： $\underline{157,551} * \underline{(1 - 8.57\%)} = \underline{144,049 \text{ 元/瓩}}$

參、期初設置成本使用參數修正建議

三、計算說明

(五)台灣開發商其他須負擔成本

1. 漁業補償成本：1,210元/瓩

根據「105年漁業署年報」沿岸漁業及海面養殖漁業年產值數據，並於單機容量8MW之風場面積條件下，計算躉購期間20年內風場影響之漁業補償成本，為1,210元/瓩。

2. 除役成本：4,000元/瓩

根據國產署107年5月公告之「重新核示海域土地提供離岸式風力發電系統使用之處理方式」，規定申請人於申請籌設許可時須繳納保證金(除役成本)，其保證金計算方式為4,000元/瓩。

3. 加強電力網成本：5,983元/瓩

能源局已核定並函復台電公司離岸風場分攤加強電力網之成本採598.25萬元/MW方案(即5,983元/瓩)，但目前台電公司尚未公告計費方式。

4.加計台灣開發商其他尚需負擔成本

資料說明	計算說明
■ 漁業補償成本：1,210元/瓩； ■ 除役成本：4,000元/瓩； ■ 加強電力網成本：5,983元/瓩	加計台灣開發商其他尚需負擔成本 <u>144,049+1,210+4,000+5,983</u> = <u>155,242元/瓩</u>

參、期初設置成本使用參數修正建議

四、本次會議修正數值建議彙整(1/2)：15.52萬元/瓩

期初設置成本	內涵說明		計算結果	與107年度比較
(一)國際案例成本校正	■ 參採樣本：共6筆。 ■ 考量制度不同(成本內涵釐清)：2筆丹麥樣本未含前期規劃調查成本，故蒐集3筆國際報告資料，計算前期規劃調查成本占設置成本比例平均為2.20%，據以推算包含前期規劃調查之丹麥案例成本。	前期規劃調查成本 • 2筆丹麥案例加計前期規劃調查成本(以占比2.20%調整)。 採用6筆樣本平均(皆為採用單機容量8MW) • 英國(2017)：122,529元/瓩 • 德國(2019)：103,842元/瓩 • 丹麥(2020)：94,115元/瓩 • 丹麥(2021)：83,355元/瓩 • 歐盟聯合研究中心報告(2020)：109,862元/瓩 • 歐盟專案計畫報告(2017)：117,666元/瓩	<u>105,228元/瓩</u>	• 海關設備進口成本資料 • 英國2010~2017已完工商轉案例之成本(採用單機容量4MW)
(二)國內外開發經驗差異之成本差距	■ 考量風場開發經驗差距：我國正處與大規模開發初期，尚無歐洲學習效果產生之成本下降效益，建議加計國內外開發經驗差異產生之成本差距。 ■ 計算方式： • 以學習率理論計算：國際報告資料平均學習率為12.5%，計算成本差距17,347元/瓩。 • 以實際案例計算：2017年風場開發經驗累積之成本差距18,678元/瓩。 ■ 上述二種算法平均為<u>18,013元/瓩</u>。		<u>105,228+18,013=123,241元/瓩</u>	• 參採樣本屬長期資訊，包含早期案例，無需加計成本差距
(三)併網成本(海上變電站至陸上變電站)	■ 參採樣本：考量我國遴選場址水深及離岸距離等條件，故以英國近期(106~107年)資料計算平均為<u>34,310元/瓩</u>。		<u>123,241+34,310=157,551元/瓩</u>	• 海關資料回推期初設置成本已含併網成本 • 英國案例已含併網成本
(四)未來成本降幅反應	■ 根據歐盟聯合研究中心(JRC, 2018)最新報告之預測： • 105~109年年均成本降幅約3.13% • 109~119年年均成本降幅約0.43% ■ 考量國內外海事工程經驗差異，減少降幅反應： • 根據NREL(2017)報告，裝配與安裝占成本約19.98%，故減少反應19.98%未來成本降幅 • 106~109年為2.50% (3.13%×(1-19.98%)) • 109~113年為0.34% (0.43%×(1-19.98%)) • 減少未來成本總降幅：1-(1-2.50%)^3×(1-0.34%)^4=8.57%		<u>157,551(1-8.57%)=144,049元/瓩</u>	考量1個年度的國際成本降幅1.79%。
(五)台灣開發商其他須負擔成本	■ 加計台灣開發商其他須負擔成本，包含漁業補償成本：1,210元/瓩；除役成本：4,000元/瓩；加強電力網成本：5,983元/瓩		<u>144,049+1,210+4,000+5,983=155,242元/瓩</u>	加計國內案件須負擔之其他成本：加計漁業補償成本1,407元/瓩及除役成本4,000元/瓩

附件3：
離岸風電年售電量控管機制確認

壹、年售電量控管機制說明

一、機制目的

108年度分組會議共同意見建議108年度年售電量參數可維持107年度數值採3,600度/瓩，惟基於提供合理利潤的基礎上，訂定年售電量管控機制。

二、第三次審定會決議後續處理事項

第三次審定會就年售電量控管機制，決議於會後就總量控管與分年控管兩方案所需之行政成本及其他因素進行更細部分析，以利後續會議進行討論決議。

三、不同方案及建議條文

➤ 方案一(總量控管)

以每年3,600滿發小時計算20年的預算管制量為72,000小時，當累計售電量超過此一時數後，改以108年度迴避成本躉購。

✓ 建議條文

自中華民國一百零八年起，離岸型風力發電設備按附表二費率躉購者，依簽約當年度審定會決議之年售電量為計算單位，計算躉購二十年之總售電量，就發電設備實際躉售電量逾總售電量之再生能源電能，依簽約當年度迴避成本躉購。

壹、年售電量控管機制說明

➤ 方案二(分年控管)

以每年3,600滿發小時作為預算管制量，**每年售電量超過**此一時數後，**改以**108年度**迴避成本**躉購。

✓ 建議條文

自中華民國一百零八年起，離岸型風力發電設備按附表二費率躉購者，依簽約當年度審定會決議之**年售電量為上限逐年躉購**，就**當年度**發電設備**實際躉售電量逾**年售電量之再生能源電能，依簽約當年度**迴避成本**躉購。

參考再生能源發展條例第9條第6項發電設備運轉超過20年及107年度費率公告第13點躉購費率適用之規定，係以**迴避成本為適用及比較對象**，另參考再生能源發展條例修正(草案)中**刪除下限費率**之規定，**避免**將來躉購**費率適用上之歧異**，故以**迴避成本**作為管控制費率適用之**基準**。

四、年售電量控管機制程序差異

(一)依台電公司「風力發電離岸系統電能購售契約」第6條及第8條之**計費期間與計量抄表約定**，必須依約定之期間**提交發電產量紀錄表**，並經台電公司**查核後付款**，相關售電量資訊亦揭露於該公司網站。

(二)在前述契約約定下，經電詢台電公司業務處，上述方案實務面皆可操作，台電公司**業務執行面上**，**分年控管僅需逐年定期告知**已累積之躉售電量並轉換超過年售電量電能之躉購費率，**並無顯著窒礙難行之處**。31

貳、方案比較分析

	機制方式	控管強度	交易規劃	營運風險	道德風險	程序執行
方案一	總量控管 ：就總躉購之躉售電量進行管制。	控管較弱 ：僅管制總量，無時程管制。	長期評估 ：除自由市場優於躉購後，否則躉購量進行自由市場交易。	創造誘因 ：總躉購量內提升當年度售電量，可維持以相同費率收購， 促進業者提升標竿年售電量 。	存有風險 ：業者廢場、轉移經營權等風險，經預估發生於躉購最後2年。	較為簡便 ：僅需累積計躉購量，上達總量上限前告知即可。
方案二	分年控管 ：逐年售電值以量為標準進行管制。	控管較強 ：逐年管控制度較為嚴格。	逐年評估 ：需逐年評估超過年售電量的電能，以自由市場交易。	容許範圍風險 ：雖承擔不同風況條件下， 售電量不如預期 的風險，惟考量躉購費率合理性及 發電效率及技術提升趨勢 下，分年控管標竿值(3,600度/瓩)仍在可容許之營運風險範圍內。	風險較低 ：可促使業者於運轉年限內就發電設備之運轉維護負責。	仍可操作 ：定期告知當年度躉購量並轉換超量躉購費率。

議題分析：

1. 採**方案一**可**提升發電效率誘因**及程序執行簡便；惟以滿發小時預估相關營運維護風險將在最後2年發生，**存有道德風險之疑慮**。
2. 採**方案二**須**考量逐年不同風況條件**的變動因素下，**售電收入的營運風險**，惟參酌**實際發電資料**、躉購費率合理性、未來離岸風**發電效率及技術提升趨勢**，採用3,600度/瓩做為躉購標竿值應在**合理風險規範內**。
3. **方案二**在促使業者**穩定採行躉購制度**、**降低政府風險**及**逐年明確控管**等因素下，並考量**營運風險尚在可評估之容許範圍**，以及**超過年售電量的電能**，仍可**選擇於自由市場交易**下，建議採行方案二。

五、提請討論

附件4：
離岸風電「平均資金成本率」使用
參數確認

壹、離岸風電「平均資金成本率」使用參數確認

一、第二次審定會議決議數值

108年度離岸風電WACC計算數值為6.00%，考量我國離岸風電市場規模尚在建構，相關基礎設施、產業供應鏈及綠色金融體制正逐步推動，顧及業者投資穩健性，決議108年度離岸風電WACC參數援用107年度數值，即6.05%。

二、民間意見

(一)業者關心的是稅後淨利，應將業者融資利息支出的所得稅效果納入考量，建議借款利率宜扣除營利事業所得稅率後，再計算平均資金成本率，即：

$$WACC' = (R_f + \alpha)(1 - 20\%) \times W_0 + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

其中， $W_0 + W_I = 1$ ； W_0 為外借資金比例； W_I 為自有資金比例； R_0 為外借資金利率（ $R_0 = R_f + \alpha$ ）； R_I 為自有資金報酬率（ $R_I = R_f + \alpha + \beta$ ）； R_f 為無風險利率； α 為銀行信用風險加碼； β 為風險溢酬，107年度起營所稅率為20%

(二)離岸風電平均資金成本率計算：

$$(0.97\% + 2.87\%) \times (1 - 20\%) \times 70\% + (0.97\% + 2.87\% + 7.20\%) \times 30\% = 5.46\%$$

壹、離岸風電「平均資金成本率」使用參數確認

三、議題分析

- (一)自再生能源發展條例98年公布施行起，每年依法透過審定會檢討各類再生能源電能躉購費率之各項計算參數，讓參數內涵讓外界能充分了解。
- (二)98年度審定會議，針對各項參數內涵進行討論，考量資本還原因子中之平均資金成本率已涵蓋通貨膨脹率、利率等因素，並考量各企業適用之稅率不相同，決議費率訂定宜定位為稅前之報酬。
- (三)各類再生能源電能躉購費率計算參數，包括期初設置成本、年運轉維護費用，以及平均資金成本率等項目，不宜僅單一參數單獨考慮所得稅效果。
- (四)躉購費率計算公式之設計內涵，資金成本除代表廠商可能需要負擔之利息成本外，亦代表廠商長期投資資本支出的折現率，由於廠商的資金結構及來源並不相同，且其他成本費用及售價皆未計算所得稅影響，考量計算基礎整體一致性，建議不考慮利息成本的所得稅效果。



平均資金成本率之設計基礎，係以事前角度訂定業者投資計畫之合理報酬，考量各企業適用之稅率基礎不同，以及各類再生能源躉購費率計算公式之各項參數計算基礎應一致，建議平均資金成本率之計算方式維持現行作法，即借款利率不扣除營利事業所得稅率。

四、提請討論

附件5：
「108年度再生能源電能躉購費率」
確認

壹、108年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用 參數彙整

一、太陽光電

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

註：1. ()內數字為107年度參採數值。

2.107年度1-20瓩之躉購費率考量綠能屋頂推動政策後，以相鄰級距費率差距進行調整躉購費率。

壹、108年度各類再生能源電能躉購費率計算公式使用 參數彙整

二、太陽光電、離岸風力除外之再生能源

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)
風力發電	陸域	≥1~< <u>20</u>		<u>112,200</u> (148,600)	<u>1.80</u> (1.43)	1,650 (1,650)	20 (20)
		≥ <u>20</u>	有安裝或具備 LVRT者	<u>48,600</u> (55,700)	<u>4.89</u> (3.23)	<u>2,500</u> (2,300)	
			無安裝或具備 LVRT者	<u>47,600</u> (54,700)	<u>5.00</u> (3.29)		
	離岸	≥1		<u>155,200</u> (175,000)	<u>3.09</u> (3.28)	3,600 (3,600)	
生質能	無厭氧 消化設備	≥1		57,000 (57,000)	15.76 (15.76)	5,300 (5,300)	
	有厭氧 消化設備	≥1		<u>221,700</u> (208,300)	<u>6.95</u> (7.34)	<u>6,600</u> (6,450)	
川流式 水力	無區分	≥1		103,800 (103,800)	<u>2.72</u> (2.59)	4,000 (4,000)	
地熱	無區分	≥1		278,600 (278,600)	3.74 (3.74)	6,400 (6,400)	
廢棄物	無區分	≥1		80,200 (80,200)	26.77 (26.77)	7,200 (7,200)	

註1：()內數字為107年度實際數值。

註2：107年度陸域風電的費率級距區分為1瓩以上不及30瓩與30瓩以上。

貳、108年度各類再生能源電能躉購費率彙整

一、太陽光電電能躉購費率

類型	級距 (kW)		108年第一期 躉購費率試算 (元/度)	與107年 第二期比較 (%)	108年第二期 躉購費率試算 (元/度)	與第108年 第一期比較 (%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$		<u>5.5813</u> (5.8744)	-2.92	<u>5.5813</u> (5.7493)	0.00
	$\geq 20 \sim < 100$		<u>4.2216</u> (4.7906)	-9.96	<u>4.2216</u> (4.6885)	0.00
	$\geq 100 \sim < 500$		<u>4.0600</u> (4.4564)	-6.96	<u>4.0600</u> (4.3636)	0.00
	≥ 500		<u>3.9459</u> (4.3264)	-7.00	<u>3.9459</u> (4.2429)	0.00
地面型	≥ 1	無建置 特高壓系統者	<u>3.7728</u> (4.3785)	-12.15	<u>3.7728</u> (4.2943)	0.00
		有建置 特高壓系統者	<u>3.9686</u>	--	<u>3.9686</u>	--
水面型	≥ 1		<u>4.1665</u> (4.7723)	-11.16	<u>4.1665</u> (4.6901)	0.00

註1：()內數字為107年度公告數值。

註2：108年度下限費率為2.1107元/度。

二、再生能源(太陽光電除外)電能躉購費率

註1：()內數字為107年度公告數值。
註2：108年度下限費率為2.1107元/度。

再生能源類別	分類	級距 (kW)	108年度躉購費率試算 (元/度) ¹			與上年度比較 (%)
風力	陸域	$\geq 1 \sim < 20$	6.7968 (8.6685)			-21.59
		≥ 20	有安裝或具備LVRT者		2.5438 (2.7669)	-8.06
			無安裝或具備LVRT者		2.5124 (2.7315)	-8.02
	離岸	≥ 1	固定20年躉購費率 (上限費率)		5.1060 (5.8498)	-12.71
			階段式 躉購費率	前10年	-- (7.1177)	--
				後10年	-- (3.5685)	--
生質能	無厭氧消化設備	≥ 1	2.5765 (2.5765)			0.00
	有厭氧消化設備	≥ 1	5.0874 (5.0161)			+1.42
廢棄物	無區分	≥ 1	3.8945 (3.8945)			0.00
川流式水力	無區分	≥ 1	2.8325 (2.7988)			+1.20
地熱	無區分	≥ 1	5.1956 (5.1956)			0.00
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710 (6.1710)	0.00
				後10年	3.5685 (3.5685)	0.00

附件6：

「108年度再生能源電能躉購費率及
其計算公式」草案

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 一、再生能源電能躉購費率計算公式如附表一。
- 二、再生能源（太陽光電除外）發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其電能按附表二費率躉購二十年。
- 三、太陽光電發電設備之設置，符合「再生能源發展條例」第九條第四項規定，其設備未運轉者，其電能依下列規定費率躉購二十年：
 - (一)自中華民國一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止，與電業簽訂購售電契約，其設備曾取得經濟部能源局提供全額設備補助者，電能躉購費率為每度新臺幣二點一零七元。
 - (二)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零八年度之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零八年一月一日起至一百零八年六月三十日止完工運轉併聯提供電能（以下簡稱完工）者，其電能躉購費率適用附表三之第一期上限費率。
 - (三)中華民國一百零五年度以前屬免競標適用對象者及一百零八年度之太陽光電發電設備，其設備未曾取得經濟部能源局提供設備補助，且於一百零八年七月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率適用附表三之第二期上限費率。
 - (四)自中華民國一百零六年起，屋頂型及不及一萬瓩之地面型與水面型（浮力式）太陽光電發電設備，屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第一型或第二型發電設備，且於首次取得同意備案之日起六個月內完工者；或屬「再生能源發電設備設置管理辦法」之第三型發電設備，且於首次取得同意備案之日起四個月內完工者，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。
 - (五)自中華民國一百零七年起，當年度首次取得同意備案之裝置容量一萬瓩以上之地面型及水面型（浮力式）太陽光電發電設備，於次年一月一日至九月三十日止完工者，其躉購費率適用同意備案時之上限費率。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- (六)太陽光電發電設備全數採用取得經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽、薄膜模組實施自願性產品驗證」證書（符合「台灣高效能太陽光電模組技術規範」中華民國一百零八年度以後之試驗要求），並於該證書有效期間內出廠之太陽光電模組，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之六（如附表四）。
- (七)參與經濟部「綠能屋頂全民參與推動計畫」設置之太陽光電發電設備，且躉購費率適用一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三之第一期或第二期上限費率加成百分之三（如附表五）。
- (八)中華民國一百零五年度以前屬競標適用對象，非適用一百零五年度再生能源電能躉購費率及其計算公式第三點第五款，且於一百零八年一月一日起至一百零八年十二月三十一日止完工者，其電能躉購費率依其情形分別按附表三或附表四之第一期上限費率乘以（1-得標折扣率）。
- 四、再生能源發電設備依「再生能源發電設備設置管理辦法」之規定申請暫停電能躉購並停止運轉者，暫停電能躉購期間不計入已躉購期間，躉購期間自暫停期間末日之次日起計算之，其躉購期間應扣除已躉購之期間。
- 五、依「再生能源發電設備設置管理辦法」第四條規定，申請再生能源發電設備同意備案，裝置容量應與其他設置案合併計算者，自處分生效日起，其電能躉購費率適用合併後裝置容量之級距。
- 六、已完工之再生能源發電設備，於同意備案失效之日起一年內重新申請同意備案者，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
- (一)再生能源（太陽光電除外）發電設備，適用該設備首次完工前最近一次與電業簽訂購售電契約時之公告費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (二)太陽光電發電設備，適用該設備首次完工時之電能躉購費率，其躉購期間自重新併聯日起計算之。
- (三)於前二款情形，該設備曾完成設備登記者，其躉購期間應扣除已躉購之期間。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

- 七、已完工之再生能源發電設備，經主管機關核准遷移並於核准期限內完成併聯者，除適用第九點規定者外，其電能躉購費率適用前點之規定。
- 八、未依前二點規定期限申請同意備案或完成併聯者，其電能躉購費率以前二點規定費率或重新併聯時當年度公告費率，取其較低者躉購。
- 九、已完工之再生能源發電設備，經主管機關變更其分類，或核准遷移前後所在地區適用之電能躉購費率加成不同者，其適用之電能躉購費率，以變更前或變更後取其較低者躉購。
- 十、符合第二點或第三點規定之再生能源發電設備設置於離島地區，且該離島地區電力系統未以海底電纜與臺灣本島電網聯結者，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之十五。但自離島地區以海底電纜與臺灣本島電網聯結日起，其電能躉購費率依其情形分別按第二點或第三點規定費率加成百分之四。
- 十一、符合第三點規定之太陽光電發電設備設置於基隆市、臺北市、新北市、桃園市、新竹縣、新竹市、苗栗縣、宜蘭縣及花蓮縣等區域，且躉購費率適用中華民國一百零八年度之上限費率者，其電能躉購費率按第三點規定費率加成百分之十五。
- 十二、符合第二點規定之地熱能發電設備，其電能躉購費率得就附表二固定二十年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用，且選擇適用後即不得變更。
- 十三、自中華民國一百零七年起，參與中央主管機關遴選或容量分配作業機制之離岸型風力發電設備，其電能躉購費率及躉購期間依下列規定辦理：
 - (一)參與之作業機制以費率作為競比條件者，其電能躉購費率適用競比結果之費率，並依實際完工之日起躉購二十年
 - (二)除適用前款規定者外，其電能躉購費率適用該設備與電業簽訂購售電契約時之公告費率，並依實際完工之日起躉購二十年。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率及其 計算公式草案

十四、離岸型風力發電設備設置者參與前點作業機制，如違反中央主管機關與設置者所簽定契約之承諾期間者，其所生電能之躉購費率依下列規定辦理：

(一)自該設備實際完工日起之二十年期間，扣除逾履約保證金總額所擔保期間之日數，適用前點之費率。

(二)自前款規定期間末日之次日起，至實際完工日起二十年之日，適用該設備與電業簽訂購售電契約時當年度迴避成本或公告費率取其較低者躉購。

十五、自中華民國一百零八年起，離岸型風力發電設備按附表二費率躉購者，依簽約當年度審定會決議之年售電量為上限逐年躉購，就當年度發電設備實際躉售電量逾年售電量之再生能源電能，依簽約當年度迴避成本躉購。

十六、太陽光電發電設備設置於國有土地或政府規劃區域，且參與中華民國一百零八年度中央主管機關之遴選或容量分配作業機制者，其電能躉購費率以公告費率為上限，並依競比結果適用之。

十七、依電業法直供或轉供之再生能源電能，如改依再生能源發展條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，適用再生能源發電設備首次取得電業執照時之公告費率。

十八、本「中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」第三點第四款、第五點、第十點、第十三點及第十四點期日期間之計算方式，依下列規定辦理：

(一)期間之始日，依「行政程序法」第四十八條第二項但書之規定自即日起算；期間之末日，依「行政程序法」第四十八條第三項規定，以起算日相當日之前一日為期間之末日。

(二)期間之末日為星期日、國定假日或其他休息日者，依「行政程序法」第四十八條第四項規定，以該日之次日為期間之末日，期間之末日為星期六者，以其次星期一為期間之末日。。

十九、本「中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」依「再生能源發展條例」第九條第一項規定，經濟部得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，或視情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修正之。

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表一 再生能源電能躉購費率計算公式

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

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

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

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表二 再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量 級距	躉購費率(元/度)		
風力	陸域	1瓩以上未達 20瓩	6.7968		
		20瓩以上	有安裝或具備LVRT者	2.5438	
			無安裝或具備LVRT者	2.5124	
	離岸	1瓩以上	固定20年躉購費率(上限費率)		5.1060
生質能	無厭氧 消化設備	1瓩以上	2.5765		
	有厭氧 消化設備	1瓩以上	5.0874		
廢棄物	無區分	1瓩以上	3.8945		
川流式水力	無區分	1瓩以上	2.8325		
地熱	無區分	1瓩以上	5.1956		
			階段式 躉購費率	前10年	6.1710
				後10年	3.5685
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	1瓩以上	2.1107		

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表三 108年度太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)		第二期上限費率 (元/度)	
太陽光電	屋頂型	1瓩以上未達220瓩	5.5813		5.5813	
		20瓩以上未達100瓩	4.2216		4.2216	
		100瓩以上未達500瓩	4.0600		4.0600	
		500瓩以上	3.9459		3.9459	
	地面型	1瓩以上	無建置特高壓系統者	3.7728	無建置特高壓系統者	3.7728
			有建置特高壓系統者	3.9686	有建置特高壓系統者	3.9686
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.1665		4.1665	

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表四 108年度太陽光電發電設備電能躉購費率(高效能)

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)		第二期上限費率 (元/度)	
太陽光電	屋頂型	1瓩以上未達20瓩	5.9162		5.9162	
		20瓩以上未達100瓩	4.4749		4.4749	
		100瓩以上未達500瓩	4.3036		4.3036	
		500瓩以上	4.1827		4.1827	
	地面型	1瓩以上	無建置特高壓系統者	3.9992	無建置特高壓系統者	3.9992
			有建置特高壓系統者	4.2067	有建置特高壓系統者	4.2067
	水面型 (浮力式)	1瓩以上	4.4165		4.4165	

中華民國108年度再生能源電能躉購費率 及其計算公式草案

附表五 108年度太陽光電發電設備電能躉購費率(綠能屋頂)

再生能源 類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率 (元/度)	第二期上限費率 (元/度)
太陽光電	屋頂型	1瓩以上未達20瓩	5.7487	5.7487
		20瓩以上未達100瓩	4.3482	4.3482
		100瓩以上未達500瓩	4.1818	4.1818
		500瓩以上	4.0643	4.0643

附件7：

「108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會作業規劃

壹、法源依據

一、行政程序法第155條

「行政機關訂定法規命令，得依職權舉行聽證。」

二、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。」

貳、聽證會辦理

一、審定程序

- (一)計算公式使用參數及獎勵機制於分組會議取得共同意見。
- (二)審定會就分組共同意見進行討論，並形成決議。
- (三)就初步決議項目，進行草案預告及辦理聽證會議。

二、第二次審定會決議項目

原則同意聽證會議規劃，並注意聽證會議應以審定委員可多數出席之日舉辦。

貳、聽證會辦理

三、聽證會辦理程序說明

依行政程序法第54條至第66條及第156條規定辦理

聽證通知

第156條：「行政機關為訂定法規命令，依法舉行聽證者，應於政府公報或新聞紙公告...。」

公告：第55條、第156條

- 公告內容應包含：訂定機關之名稱、訂定之依據、草案內容、聽證之日期及場所、聽證之主要程序。

聽證會開始

第60條第1項：「聽證以主持人說明案由為始。」

主持人主要職權：第62條、第63條及第65條

- 許可當事人及其他到場人之發問或發言。
- 為避免延滯程序之進行，禁止當事人或其他到場之人發言；情節重大者，並得命其退場。
- 駁回當事人於聽證程序中之異議。
- 終結聽證。
- 其他為順利進行聽證所必要之措施。

作成聽證紀錄

第64條第1項：「聽證，應作成聽證紀錄」

聽證記錄重點：第64條

- 應載明到場人所為陳述或發問之要旨及其提出之文書、證據，並記明當事人之異議與主持人對異議之處理。
- 聽證紀錄當場製作完成者，由陳述或發問人簽名或蓋章；未當場製作完成者，由主持人指定日期、場所供陳述或發問人閱覽，並由其簽名或蓋章。
- 陳述或發問人拒絕簽名、蓋章或未於指定日期、場所閱覽者，應記明其事由。
- 陳述或發問人對聽證紀錄之記載有異議者，得即時提出。主持人認異議有理由者，應予更正或補充；無理由者，應記明其異議。

聽證終結

第65條：「主持人認當事人意見業經充分陳述，而事件已達可為決定之程度者，應即終結聽證。」

參、聽證會議作業規劃

聽證項目：108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：107年 12月 25日(二) 上午9：30(擇一日辦理)

107年 12月 26日(三) 上午9：30

107年 12月 27日(四) 上午9：30

107年 12月 28日(五) 上午9：30

會議地點：**臺大醫院國際會議中心- 301室**

臺大醫院國際會議中心- 401室

上午場次

時間	min	議程
09：30～09：45	15	發言順序登記
09：45～09：50	5	主持人說明案由
09：50～10：10	20	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
10：10～11：30	80	出席者陳述意見、提出證據及發問
11：30～12：00	30	聽證紀錄確認 聽證終結



考量會議辦理日期及場地便利性，**以12月27日(四)辦理較合宜**，建請委員預留時間參與會議，俾利增加與業者面對面討論之機會。

參、聽證會議作業規劃

聽證項目：108年度再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案)

會議時間：107年 12月 25日(二)下午1：30 (擇一日辦理)

107年 12月 26日(三)下午1：30

107年 12月 27日(四)下午1：30

107年 12月 28日(五)下午1：30

會議地點：**臺大醫院國際會議中心- 301室**

臺大醫院國際會議中心- 401室

下午場次

時間	min	議程
13：30～13：45	15	發言順序登記
13：45～13：50	5	主持人說明案由
13：50～14：20	30	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	出席者陳述意見、提出證據及發問
15：40～16：10	30	聽證紀錄確認 聽證終結



考量會議辦理日期及場地便利性，**以12月27日(四)辦理較合宜**，建請委員預留時間參與會議，俾利增加與業者面對面討論之機會。

附圖：聽證會議場地示意圖

臺大醫院國際會議中心-301室

容納人數：220人



會議廳全景



講台往會議方向

附圖：聽證會議場地示意圖

臺大醫院國際會議中心-401室

容納人數：220人



會議廳全景



講台往會議方向

附件、聽證會議相關程序—預備聽證

關於聽證相關程序，108年度審定會維持107年度作法，行政機關裁量不舉行預備聽證而直接辦理正式聽證會議，相關分析說明如下：

- 參照行政程序法第156條及第58條之規定，就108年度審定會相關聽證會和預備聽證，係由行政機關(經濟部)行使裁量權決定相關程序、期程和次數，依法提前通知並公布於行政院公報及經濟部能源局網站，讓業者有充分陳述意見之機會。
- 審酌預備聽證之目的(詳見附錄)，108年度審定會無於聽證會期日前舉行預備聽證之必要性，因此逕行辦理正式聽證會議，並於聽證會業者發言結束後，由政府機關與相關學者進行回應。

附錄、聽證會議相關程序—預備聽證

一、預備聽證之裁量與目的

■ 行政程序法第58條第1項：

行政機關為使聽證順利進行，認為**必要時**，得於聽證期日前，舉行預備聽證。

■ 行政程序法第58條第2項：

預備聽證**得**為下列事項：一、議定聽證程序之進行；二、釐清爭點；三、提出有關文書及證據；四、變更聽證之期日、場所與主持人。

■ 綜上所述，行政機關依行政程序法第58條第1項本**有裁量權**衡酌預備聽證之必要性，並依同法第58條第2項預備聽證舉行之目的，作為裁量是否舉行預備聽證之準則，因此在無裁量瑕疵之情況下，行政機關得本於職權作出是否舉行預備聽證之決定。

附錄、聽證會議相關程序—預備聽證

二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的(行政程序法§58 II)	裁量內容與處理方式	
議定聽證程序之進行	應由公正第三人擔任主持人	1. 依行政程序法§57規定，聽證主持人應由行政機關首長或其指定人員擔任。 2. 聽證主持人依行政程序法§60~§63主持聽證，依法已可確保其公正性。 3. 陳述意見之時間限制係為會議之順利進行，其異議之准駁亦為聽證主持人之權限。 4. 陳述意見之人得於會中確認其發言紀錄，會後亦得以書面補充意見，已可確保意見表達之完整性。
	應召開預備聽證會	依行政程序法§58 I，行政機關於必要時得召開預備聽證會，若無此必要得不召開。
	公告時間過短	行政程序法並無明文規定預留特定公告期間，得由舉行機關視事件之性質及公告之方式決定之。
	審定委員出席人數過少	1. 主管機關歷年皆已邀請審定委員參與聽證會。 2. 各分組主要負責委員皆實際參與聽證會。
	綜上所述，聽證程序之進行皆係依法行政，並無疑義。建請委員出席聽證會議，俾利增加與業者面對面討論之機會。	

附件、聽證會議相關程序—預備聽證

二、衡酌下列因素，尚無召開預備聽證之必要

預備聽證之目的 (行政程序法 §58 II)	裁量內容與處理方式
釐清爭點	再生能源電能躉購費率及其計算公式(草案) 聽證會自99年開始召開以來，爭議重點皆為公式、參數及費率， 爭點已明確無釐清之必要
提出相關文書及證據	107年度審定會 已廣徵再生能源相關協會與業者之意見 ： ➤ 函詢相關公、協會蒐集意見：已於5月4日函詢相關公、協會蒐集意見，並於7月10日止收到五十四個單位回函 ➤ 辦理分區業者座談會：已於6月28、29、30日召開北、中、南分區業者座談會 ➤ 分組第1次會議：8月3日、8月4日及8月7日邀請各類別再生能源業者出席參加第1次分組會議並提出意見
變更聽證之期日、場所與主持人	聽證之期日、場所係依審定會作業時程進行，無變更之必要；主持人亦已衡酌相關專業領域為適切之選任，因此亦無變更之必要。

國際匯率表

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018/1~2018/6 平均
USD(美元)	31.642	29.464	29.614	29.770	30.368	31.898	32.318	30.442	29.553
EUR(歐元)	41.908	40.959	38.050	39.527	40.290	35.377	35.749	34.375	35.786
GBP(英鎊)	48.922	47.248	46.947	46.537	50.029	48.771	43.807	39.209	40.680
NOK(挪威克朗)*		5.2518	5.0929	5.0681	5.0095	3.9561	3.8477		
DKK(丹麥克朗)*	5.6390	5.5052		5.3017					4.8049

註1：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>

註2：2017年以1~12月匯率計算全年平均匯率；2018年以1~6月匯率計算上半年平均匯率(查詢時間107/7/4)。

*特殊幣別根據下列出處：<http://www.x-rates.com/>

**歐元區國家含德國、法國、西班牙、奧地利、比利時、芬蘭、愛爾蘭、義大利、盧森堡、荷蘭、葡萄牙、希臘、斯洛維尼亞、馬爾他、塞普勒斯、斯洛伐克。

報告完畢

