

「113年第1次電價費率審議會」
審議113年上半年公用售電業電價費率 第2次工作會議

報告及討論事項三

(一)113年上半年電價費率檢討方案 自發及購入電力燃料成本

台電公司

中華民國 113年3月13日

簡 報 大 綱



目錄

壹、發購電結構說明

貳、燃料用量及燃料成本

參、發電燃料採購情形

肆、外購電力燃料成本說明

壹. 發購電結構說明

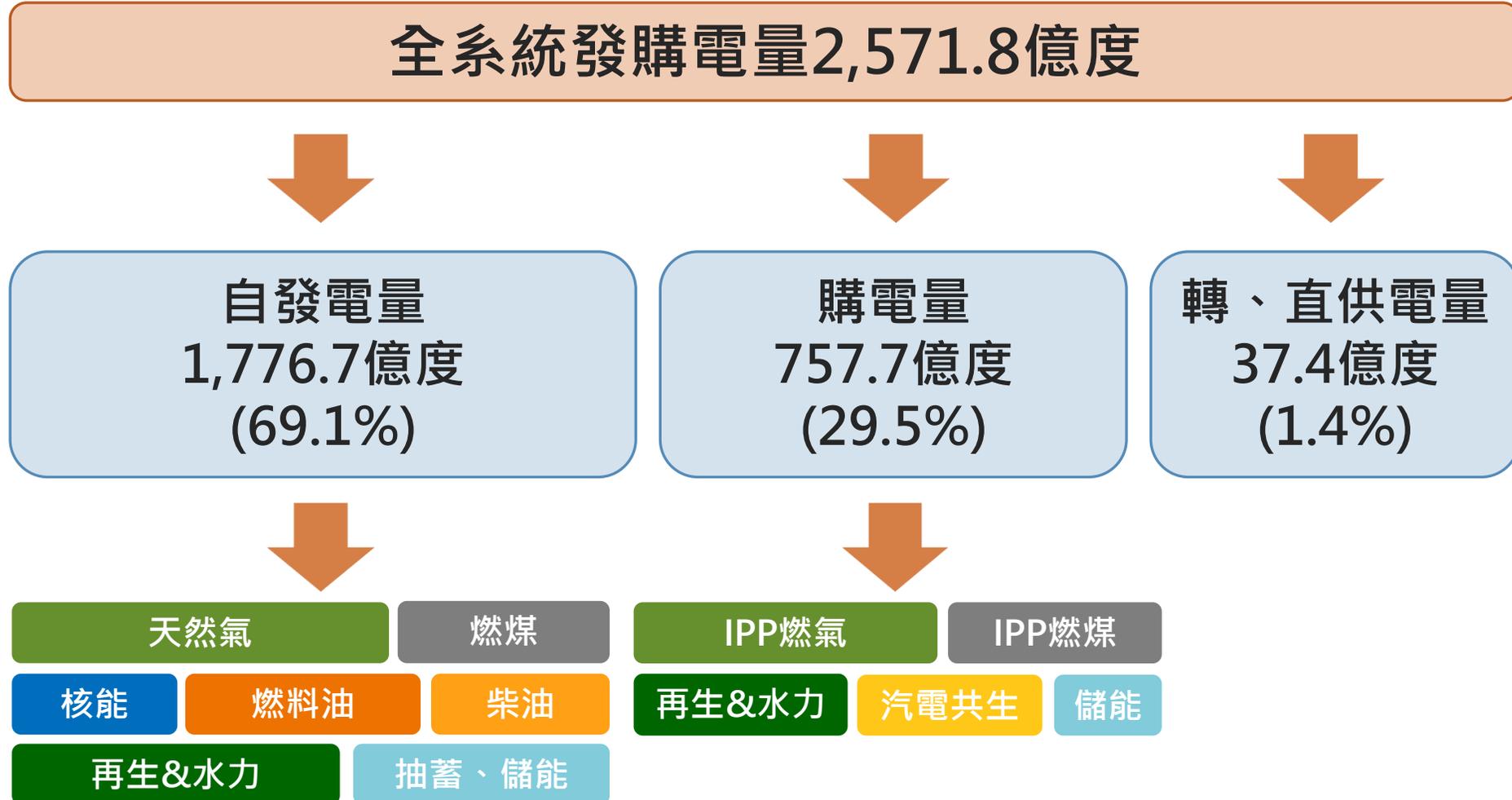
- 一、台電公司電力調度原則
- 二、預估113年全系統發購電量
- 三、發購電結構比較

一、台電公司電力調度原則

在電力系統供電安全之前提下，配合政府增氣、減煤、展綠之能源政策，採再生能源全數發電，且天然氣優先於燃煤發電。



二、預估113年全系統發購電量



三、發購電結構比較

單位：億度

項目	113年 上半年電價案 (A)	112年 實績值 (B)	差異(A)-(B)
自發電	1,776.7	1,744.5	32.1
天然氣	923.3	826.4	96.9
燃煤	617.5	639.6	-22.1
核能	109.0	171.5	-62.5
燃料油	42.4	28.7	13.7
柴油	3.2	1.9	1.3
再生能源	17.3	12.7	4.6
水力	32.4	33.3	-0.9
抽蓄儲能	31.6	30.4	1.2
外購電	757.7	710.0	47.7
IPP燃氣	270.9	256.9	14.0
IPP燃煤	174.9	196.5	-21.6
再生能源	263.0	191.8	71.2
水力	8.2	5.5	2.7
汽電共生-火力	36.5	59.4	-22.9
外購儲能	4.3	0.0	4.3
轉直供電量	37.4	17.3	20.1
總計	2,571.8	2,471.9	99.9

註：細項加、減不等於總計或差異，係因四捨五入之故。

發購電結構差異說明

燃氣(+)

- 較112年實績數增加96.9億度，係因113年**大潭#7~9機**、**興達新CC#1機**陸續上線，及因應**負載成長**

燃煤(-)

- 較112年實績數減少22.1億度，係**興達#1、#2機**除役，且**#3、#4機**因環評承諾減少發電，並配合增氣減煤政策**額外減煤**

核能(-)

- 較112年實績數減少62.5億度，係因113年**核三#1機**7月底**除役**

汽電共生(-)

- 較112年實績數減少22.9億度，係因部分**燃煤業者**配合產程及政府減煤政策，**下修餘電收購量**

IPP燃氣(+)

- 較112年實績數增加14.0億度，係為新建**豐德二期**機組商轉，並配合增氣減煤政策，增加購電量

購電再生能源(+)

- 較112年實績數增加71.2億度，係**配合**政府推動**再生能源政策**，積極增建所致

貳. 燃料用量及燃料成本

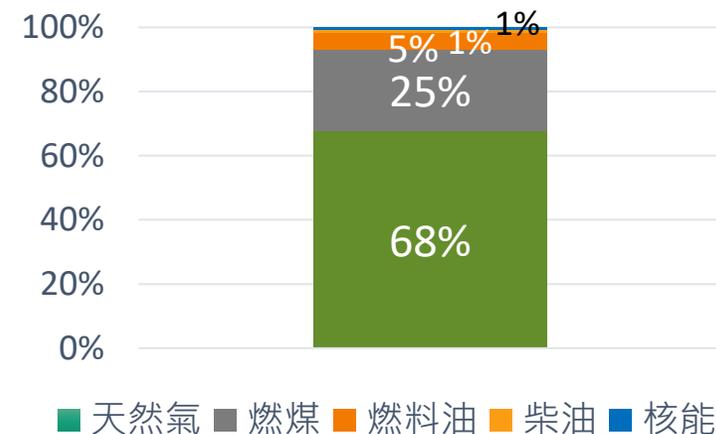
- 一、發購電燃料預估用量與金額
- 二、自發電化石燃料單價編製說明
- 三、核燃料成本估計說明
- 四、113年上半年電價案與112年實績數、過去3年實績數比較
- 五、112年下半年電價案與112年實績數比較

一. 發購電燃料預估用量與金額

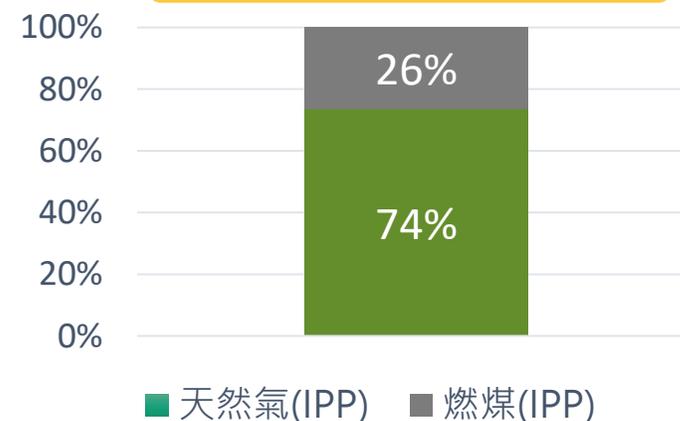
來源別	燃料別	發購電量 (億度)	燃料用量(1)			燃料單價 (2)	燃料金額 (億元)
			發電	生火	合計		
自發電	天然氣	923.3	17,433.6	4.8	17,438.4	16.7965	2,929.0
	燃煤	617.5	25,045.1	1.0	25,046.1	4,341	1,087.2
	燃料油	42.4	1,059.0	0.9	1,059.9	21,447	227.3
	柴油	3.2	118.6	11.7	130.3	26,378	34.4
	化石燃料小計	1,586.4					4,277.9
	核燃料	109.0					41.5
	合計	1,695.4					4,319.5
IPP	天然氣	270.9					906.0
	燃煤	174.9					325.9
	合計	445.8					1,231.9
總計		2,141.2					5,551.4

78% vs. **22%**
 自發電燃料金額 vs. IPP燃料金額

自發電 4,319.5 億元



IPP 1,231.9 億元



(1) 天然氣-百萬立方公尺；燃煤-千公噸；油-千公秉
 (2) 天然氣-元/立方公尺；燃煤-元/公噸；油-元/公秉
 ※ 發電用燃料：指機組運轉供電期間使用的燃料量。
 ※ 生火用燃料：指機組起動(點火至併聯前)但未供電至系統期間使用的燃料量。
 ※ 本表細項加總不等於合計，係因四捨五入之故。

發購電每度燃料成本比較

來源別	燃料別	113上半年電價案			112年實績數		
		金額 (億元)	發購電量 (億度)	燃料成本 (元/度)	金額 (億元)	發購電量 (億度)	燃料成本 (元/度)
自發電	天然氣	2,929.0	923.3	3.2	2,582.3	826.4	3.1
	燃煤	1,087.2	617.5	1.8	1,847.4	639.6	2.9
	燃料油	227.3	42.4	5.4	170.6	28.7	5.9
	柴油	34.4	3.2	10.7	15.0	1.9	8.0
	核燃料	41.5	109.0	0.4	73.1	171.5	0.4
IPP	天然氣	906.0	270.9	3.3	852.1	256.3	3.3
	燃煤	325.9	174.9	1.9	562.2	194.7	2.9

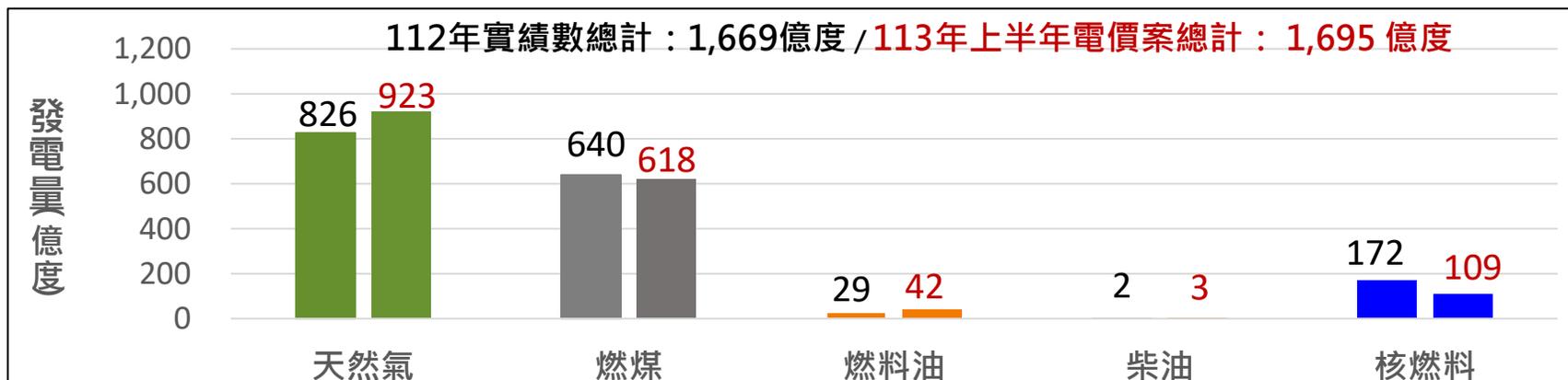
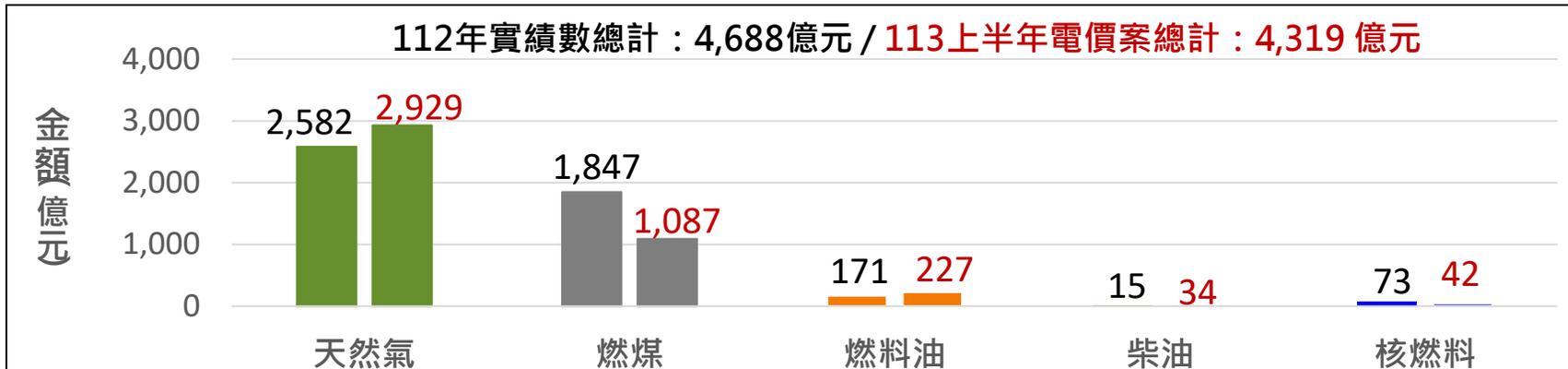
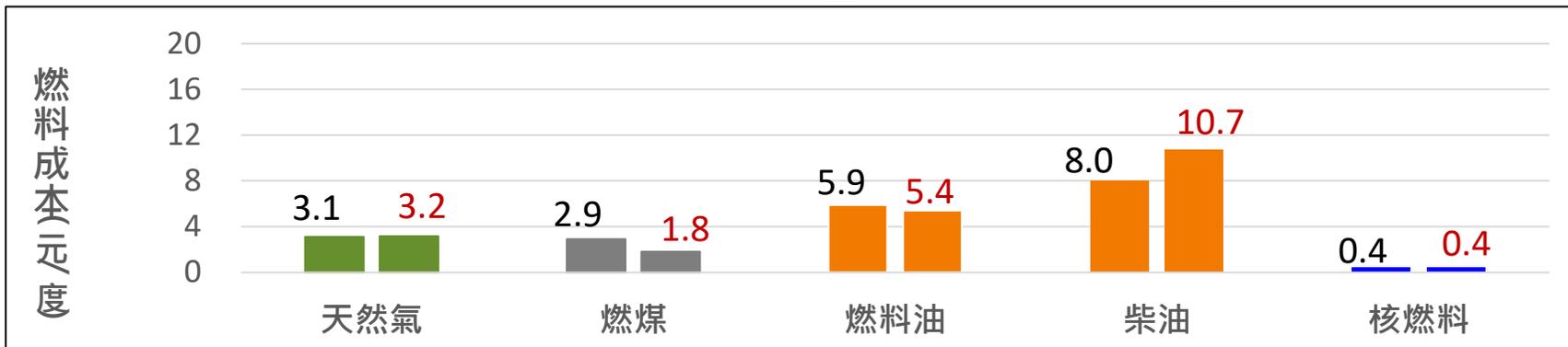
[說明]

1. 燃氣: 113年預估台電每度燃氣成本**3.2**元較IPP電廠**3.3**元略低，係因大潭電廠七~九號新燃氣機組加入發電，發電效率較佳，每度燃氣成本較低
2. 燃煤: 113年預估台電每度燃煤成本**1.8**元較IPP電廠**1.9**元略低，係因台電林口、大林電廠燃煤機組效率較佳，每度燃煤成本較低

1. 自發電每度燃料成本比較

■ 112年實績數

■ 113上半年電價案

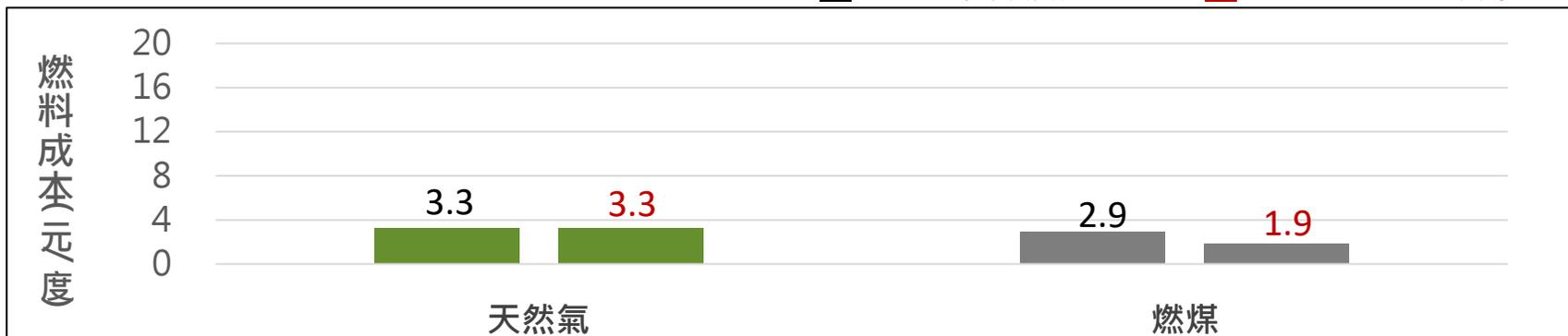


細項加總不等於總計，係因四捨五入之故。

2. IPP每度燃料成本比較

■ 112年實績數

■ 113上半年電價案



細項加總不等於總計，係因四捨五入之故。

二、自發電化石燃料單價編製說明

(一)燃料成本估計參數設定依據

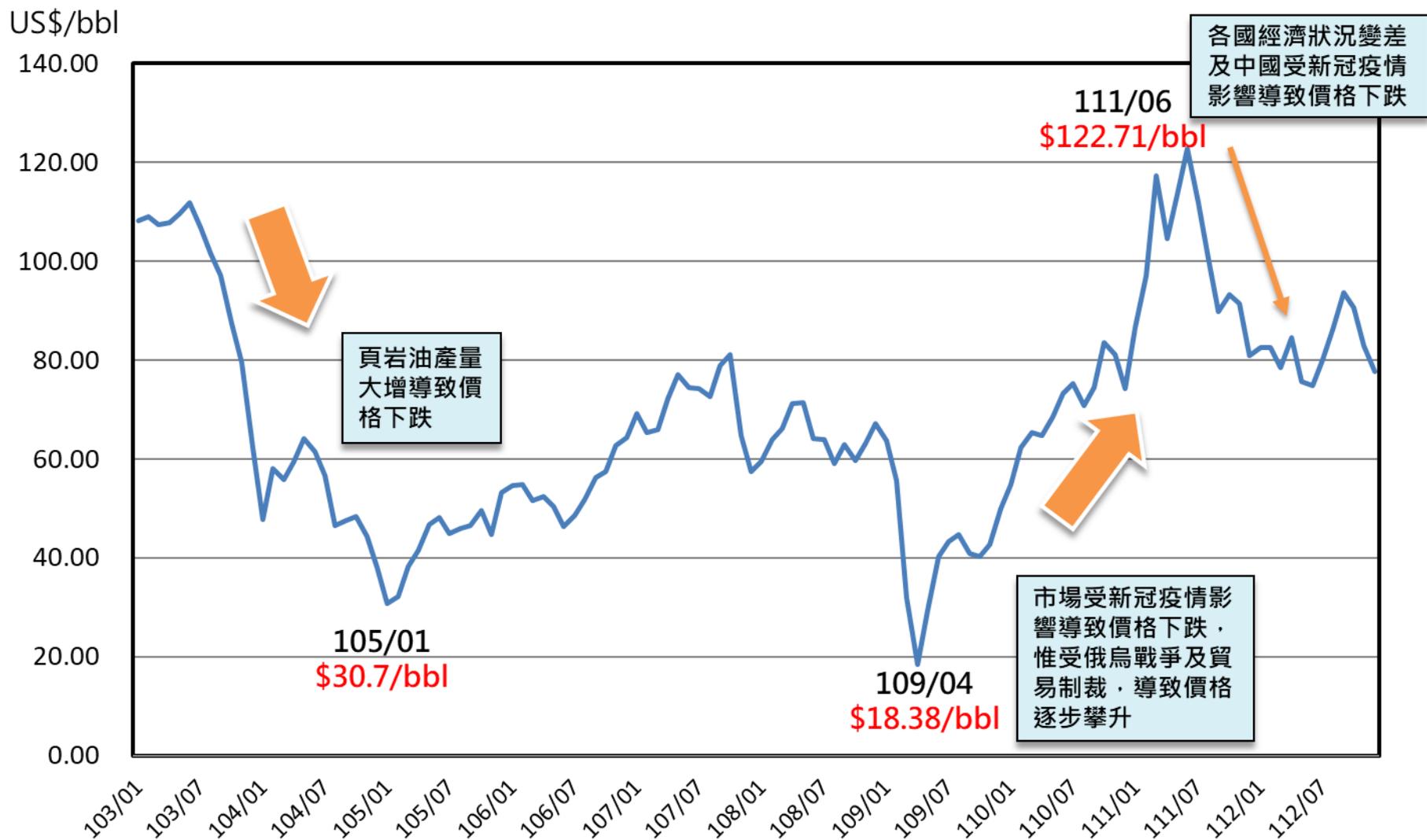
	匯率	Brent國際油價	連動率	煤價
上半年 (每年1月)	中央銀行 12月 平均匯率	美國能源部(DOE) 1月 預測資料	委託之研究機構 提供之過去 5年 連動率資料	預估日澳長約年度 價格(每年 4月 初才 會確定)
下半年 (每年7月)	中央銀行 6月 平均匯率	美國能源部(DOE) 7月 預測資料	委託之研究機構 提供之過去 5年 連動率資料	日澳長約年度價格 (每年 4月 初會確定)

註1：依108年下半年電價案工作會議委員意見統一使用此參數作為估計依據

註2：若因匯率、國際燃料價格波動較大，未依上表原則設定，將提供引用依據說明

(二) 國際燃料價格走勢圖

■ 103~112年 BRENT 歷史油價

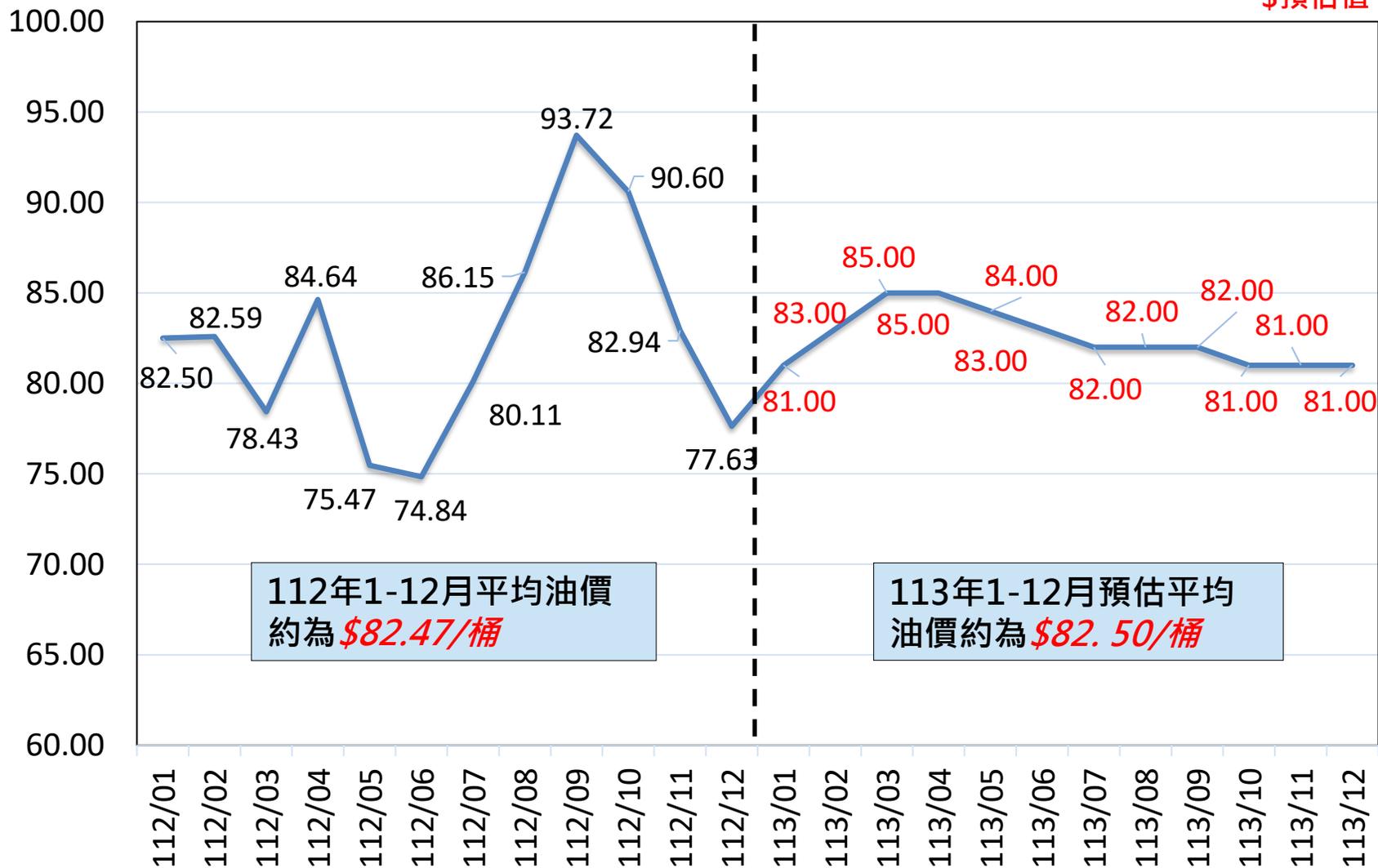


資料來源：美國能源部 (113.1.9)

■ BRENT預測油價趨勢圖

US\$/bbl

\$實績值
\$預估值



波羅的海乾散貨BDI運價指數

波羅的海乾散貨BDI運價指數趨勢圖



(三) 天然氣與燃油單價編製基礎

燃料別	參考價格	編製說明		全年估計單價	
天然氣	1. 美國能源部(DOE)於113年1月9日發布之短期能源展望(STEO)，預測 113年BRENT 平均油價為 82.50 美元/桶 2. 匯率 31.282	統約	1. 依連動率估計公式計算 2. 天然氣牌價與BRENT油價之相關性約 96%	17.5243 元/立方公尺	16.7965 元/立方公尺
		大潭	1. 依大潭合約計價公式計算 2. 大潭合約計算公式有保密義務	12.311 元/立方公尺	
燃料油		中油代進口	1. 依連動率估計公式計算 2. 燃料油委託進口與BRENT油價之相關性約 81% 3. 固定稅費258元/公秉及服務費 1,150 元/公秉	21,547 元/公秉	21,447 元/公秉
		中油自煉	1. 依連動率估計公式計算 2. 燃料油牌價與BRENT油價之相關性約 72% 3. 固定稅費258元/公秉及品質價差 381 元/公秉	20,790 元/公秉	
柴油		柴油	1. 依連動率估計公式計算 2. 柴油浮動油價機制以 80% 連動	26,378 元/公秉	

(四) 燃煤單價編製基礎

項目	參考價格	編製說明	全年估計單價 (元/公噸)
燃煤 FOB 價格	依112年12月11日至113年1月10日globalCOAL 市場報導預估113年平均煤價約136.94美元/公噸(6,000 千卡/公斤, NAR) , 相當於約 138.36 美元/公噸(6,062千卡/公斤, NAR , 即6,322千卡/公斤, GAR) , 作為澳洲長約之估算基礎。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 長約與現貨占比為80:20。 2. 長約澳洲煤價格以138.36美元/公噸估列 , 印尼煤價格以134.21美元/公噸估列 , 現貨價格以131.44美元/公噸估列。 3. 估算FOB平均價格為135.32美元/公噸(6,322千卡/公斤,GAR) , 換算預算熱值 (5,700 千卡 / 公斤 , GAR) 為122.01美元/公噸 , 匯率為31.282。 	3,817
海運費	<ol style="list-style-type: none"> 1. 參考 113 年 1 月 5 日 Clarkson 報導 , 日租金以15,250美元估計 2. 海運燃油654美元/公噸 , 係以BRENT油價每桶82.50美元推估 	自有輪 + 外租輪平均海運價格為 11.65 美元/公噸(換算匯率 31.282 , 約新台幣 364 元/公噸)	364
雜費及 間接費	雜費：保險費、港口相關費用及仲裁化驗與監督費 間接費：卸煤碼頭及儲煤場營運與維護相關費用		160
合計			4,341

(五) 燃煤FOB單價估計說明

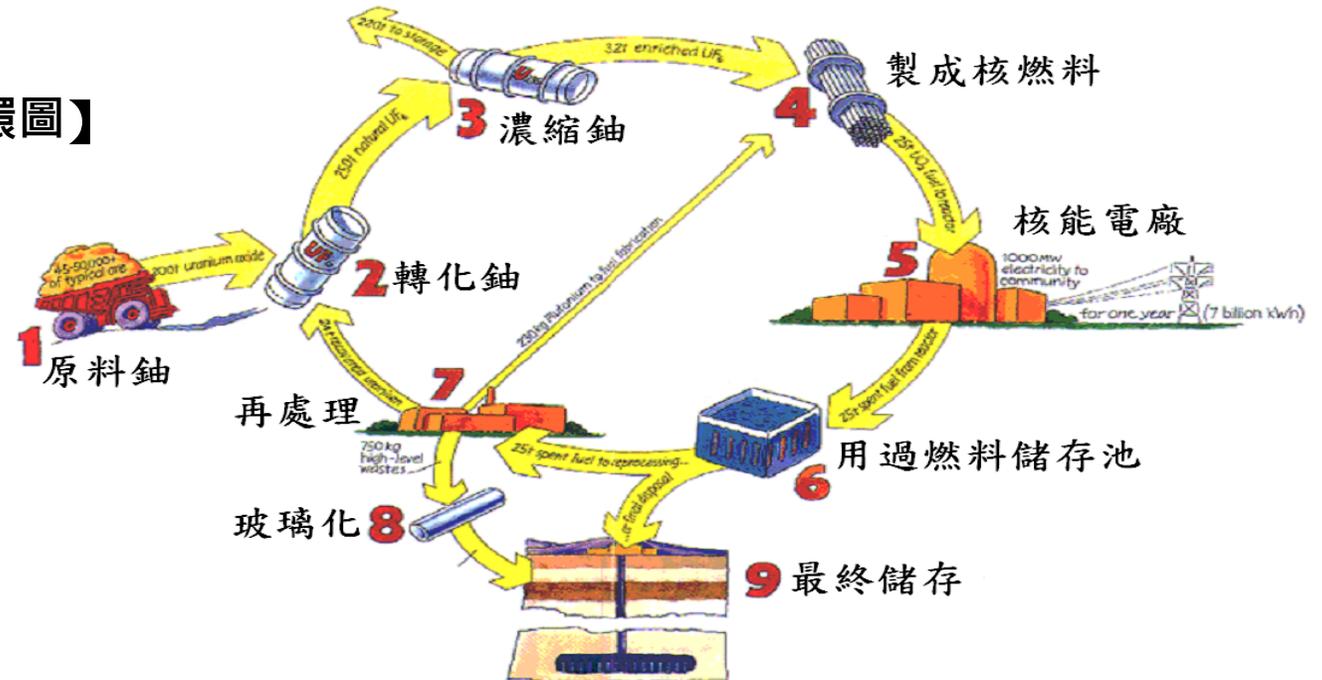
契約別		單價 (美元/公噸)	占比	備註
長約	澳洲	138.36	40%	依globalCOAL 112年12月11日至113年1月10日市場報導預估113年全年平均價格約136.94美元/公噸(6,000千卡/公斤, NAR) , 約相當於138.36美元/公噸(6,062千卡/公斤,NAR , 即6,322千卡/公斤,GAR) , 作為澳洲長約之估算基礎
	印尼	134.21	40%	依近年資料顯示 , 為澳洲長約價格97%
現貨		131.44	20%	依近年資料顯示 , 為澳洲長約價格95%
長約+現貨加權平均		135.32	100%	以上價格熱值基礎6,322千卡/公斤,GAR
預算熱值之單價		122.01		預算熱值基礎5,700千卡/公斤, GAR
換算新台幣(元/公噸)		3,817		美元兌新台幣匯率 : 31.282

三、核燃料成本估計說明

(一)核燃料前端成本

1. 核燃料前端採購包括鈾料以及後續之轉化、濃縮與製造等三階段加工服務
2. 各階段個別採購，故供應商均不同
3. 核燃料製成後，即送回國內供核能電廠發電使用

【核燃料循環圖】

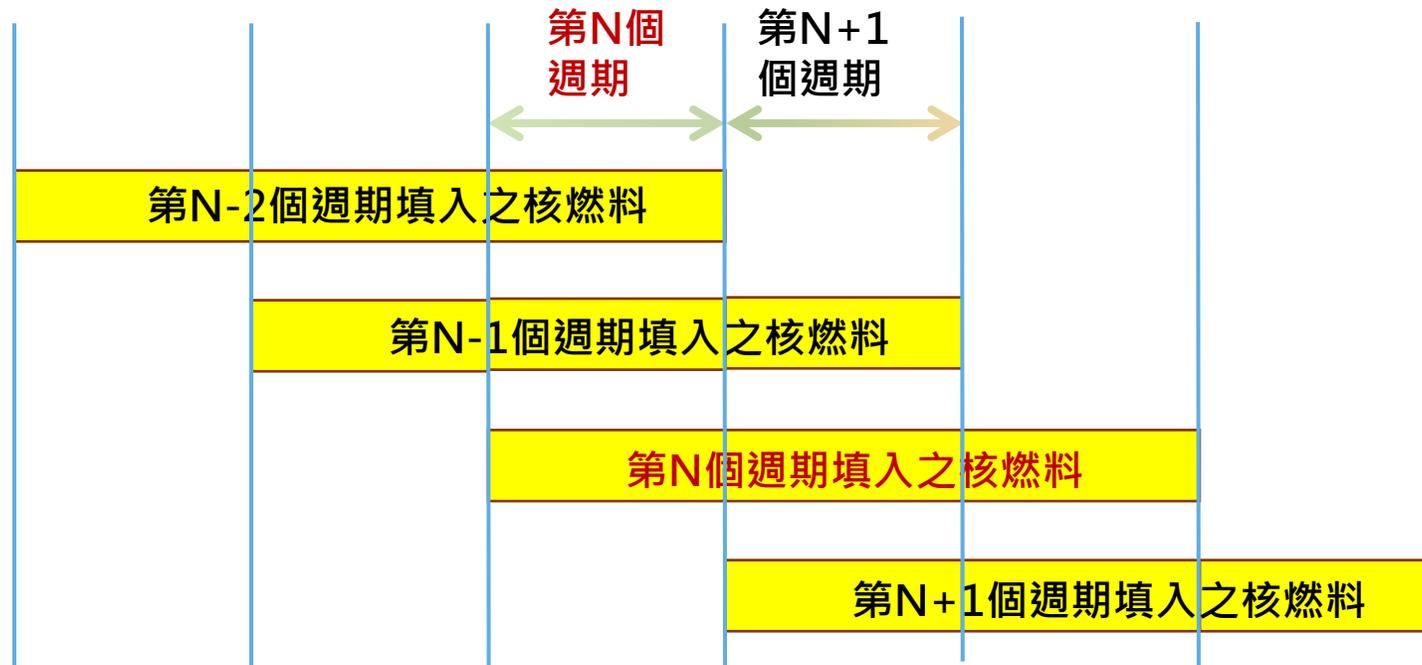


(二)核燃料後端除役成本

核能電廠運轉40年產生之所有廢棄物處理費用及復原核能電廠所需之一切必要費用，分為：

1. 核能電廠除役有關必要費用：資產化後再依使用年限，逐年攤銷，列為核能發電之折舊費用
2. 高放處置有關必要費用(核燃料後端除役成本)：填入反應器時，資產化後依據熱值估算其可發電量，再依據實際發電量逐年攤銷，認列為核能發電之燃料費用
3. 低放處置有關必要費用：依據實際產生之低放廢棄物桶數，逐年認列為核能發電之其他營業費用
4. 廢棄物運輸、貯存/處置回饋金、其它行政費用視實際情形分列

(三)核燃料成本之分攤原則



1. 核燃料置於反應器內產生能量時間長，一批次置於爐心以3~4個週期為原則，每次僅需更換1/3~1/4之燃料。因此，在爐心內之核燃料，將包括3~4個不同時期填入之核燃料。
2. 由於投入燃料成本產生能量時間超過1年。因此，核燃料成本自製成核燃料元件填入反應爐起，即須以攤銷之方式逐年攤提。
3. 除核燃料循環前端營運之相關成本外，尚須計入後端營運中有關高放處置（即用過核燃料）之除役成本。

(四)核燃料之分攤率計算方式

1. 分攤率定義：

同一週期內各批次預計於該週期攤提總成本與該週期產生能量之比值，即為該機組於該週期之分攤率。

2. 週期結束應攤提金額：

(1)以已投入之核燃料成本與預計產出之能量，先計算出分攤率。

(2)當週期結束進行大修填換燃料時，依該週期已實際產生能量，計算應攤提金額。

3. 重新估算分攤率：

已投入之核燃料成本扣除應攤提金額後，可依剩餘未攤成本與預計尚可產生能量，更新分攤率。

$$\text{分攤率 (元/度)} = \text{耗熱量 (卡/度)} \times \frac{\text{爐心內各批次之待攤剩餘成本(元)}}{\text{爐心內各批次之預計可產生能量(百萬卡)}}$$

$$\text{核能發電核燃料成本(元)} = \text{發電量(度)} \times \text{分攤率 (元/度)}$$

4. 每週期適用一個分攤率，惟如遇大修，因有舊燃料退出及新燃料填入爐心，在爐心中之核燃料成本即產生變動，故須更新分攤率。

(五)核燃料成本估計說明

113年預估核燃料總成本41.49億元

(含：前端成本及後端處置成本中之用過核燃料部分)

機組別	預估全年分攤率 (元/度) (A)	預估全年發電量 (億度) (B)	預估全年攤銷金額 (億元) (C)=(A)×(B)
核三廠#1機	0.4345	39.70	17.25
核三廠#2機	0.3496	69.35	24.24
合計		109.05	41.49
預估每度核燃料成本(元/度) (=C/B)			0.3805

註1：核能機組因近三年製造廠家並未變更，燃料設計型式亦相同，致核燃料之燃耗率變化不大。

註2：合計部分採四捨五入取至小數點後第2位，本表合計不等於總計係因四捨五入之故。

註3：核一廠#1機、核一廠#2機、核二廠#1機、核二廠#2機已分別於107年12月、108年7月、110年12月、112年3月進入除役階段。核三廠#1機預定於113年7月進入除役階段。

四、113年上半年電價案與112年 實績數、過去3年實績數比較

(一) 113年上半年電價案與112年實績數比較

項目		113年 上半年電價案	112年 實績數	A-B(億元)			差異百分比 (A-B)/B*100
		A	B	價差	量差	差異	
天然氣	用量(百萬m ³)	17,438.36	15,671.33	55.61	291.18	346.79	13.43%
	單價(元/ m ³)	16.7965	16.4776				
	金額(億元)	2,929.04	2,582.25				
燃煤	用量(千公噸)	25,046.06	26,823.11	-637.67	-122.49	-760.16	-41.15%
	單價(元/公噸)	4,341	6,887				
	金額(億元)	1,087.25	1,847.41				
燃料油	用量(千公秉)	1,059.91	761.71	-10.11	66.80	56.69	33.22%
	單價(元/公秉)	21,447	22,401				
	金額(億元)	227.32	170.63				
柴油	用量(千公秉)	130.26	60.55	2.19	17.22	19.41	129.83%
	單價(元/公秉)	26,378	24,695				
	金額(億元)	34.36	14.95				
核燃料	發電量(億度)	109.05	171.54	-4.99	-26.66	-31.65	-43.27%
	單價(元/度)	0.3805	0.4263				
	金額(億元)	41.49	73.14				
合計		4,319.47	4,688.38	-594.97	226.05	-368.92	-7.87%

註：1. 價差=(A單價-B單價)*A用量。差異=(A金額-B金額)=價差+量差。量差=差異-價差。

2. 本表細項數字加、減不等於合計或差異，係因四捨五入之故。

(一) 113年上半年電價案與112年實績數比較

1.天然氣：

電價案估計單價較112年實績數增加0.3189(元/m³)，估計用量較112年實績增加1,767.03(百萬立方公尺)，支出金額增加346.79(億元)

2.燃煤：

電價案估計單價較112年實績數減少2,546(元/公噸)，估計用量較112年實績減少1,777.05(千公噸)，支出金額減少760.16(億元)

3.燃料油及柴油：

燃料油電價案估計單價較112年實績減少954(元/公秉)，柴油估計單價較112年實績增加1,683(元/公秉)，燃料油和柴油電價案估計用量較112年實績增加367.91(千公秉)，支出金額增加76.1(億元)

4.核能：

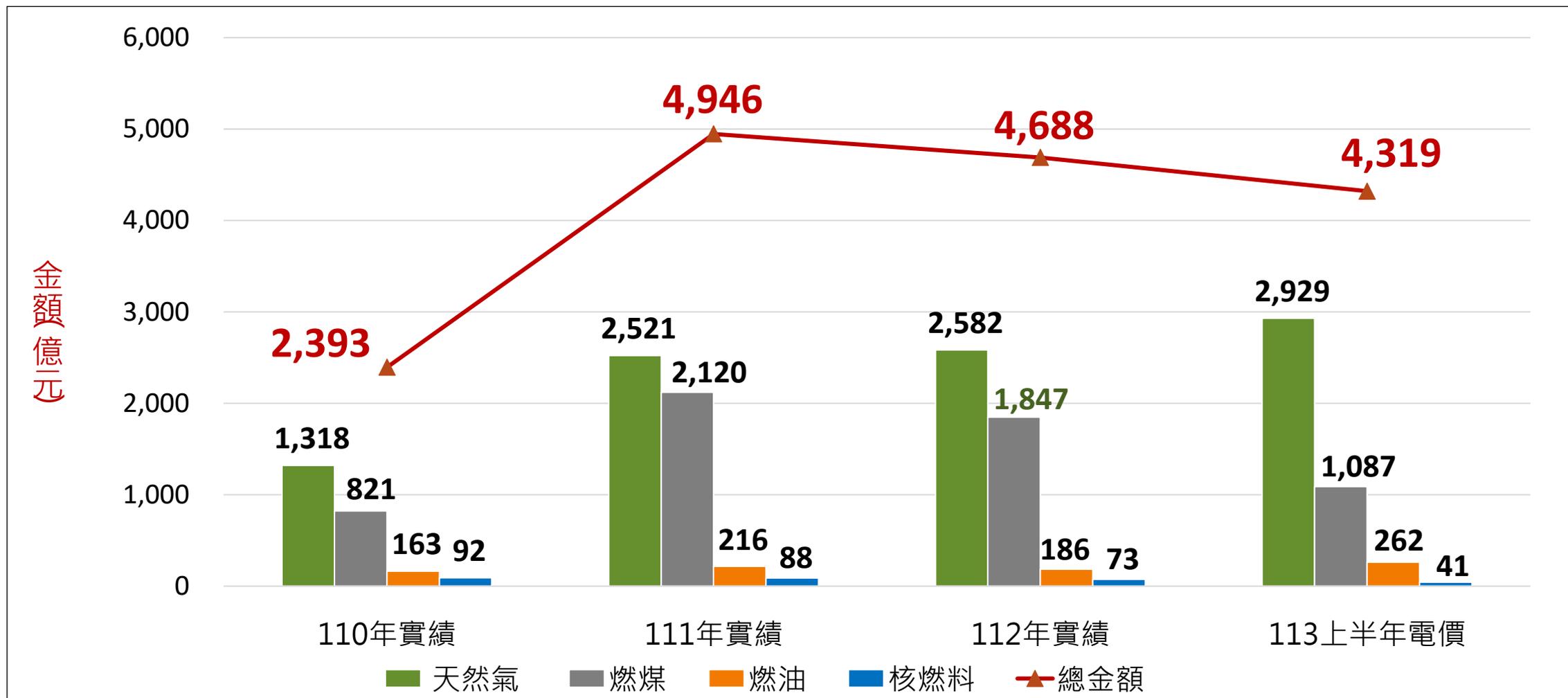
電價案估計分攤率0.3805(元/度)較112年分攤率實績數0.4263(元/度)為低，電價案估計發電量較112年發電量實績減少62.49(億度)，支出金額減少31.65(億元)

(二) 113年上半年電價案與過去3年實績數比較

項目		113年 上半年電價案	112年實績	111年實績	110年實績
天然氣	用量(百萬m ³)	17,438.36	15,671.33	16,394.68	15,846.24
	單價(元/ m ³)	16.7965	16.4776	15.3776	8.3199
	金額(億元)	2,929.04	2,582.25	2,521.11	1,318.39
燃煤	用量(千公噸)	25,046.06	26,823.11	28,115.37	28,295.18
	單價(元/公噸)	4,341	6,887	7,540	2,901
	金額(億元)	1,087.25	1,847.41	2,119.99	820.78
燃料油	用量(千公秉)	1,059.91	761.71	861.16	960.60
	單價(元/公秉)	21,447	22,401	23,188	14,921
	金額(億元)	227.32	170.63	199.69	143.33
柴油	用量(千公秉)	130.26	60.55	71.36	93.81
	單價(元/公秉)	26,378	24,695	23,496	20,605
	金額(億元)	34.36	14.95	16.77	19.33
核燃料	發電量(億度)	109.05	171.54	229.17	268.18
	單價(元/度)	0.3805	0.4263	0.3845	0.3416
	金額(億元)	41.49	73.14	88.11	91.62
合計		4,319.47	4,688.38	4,945.65	2,393.45

註：本表細項加總不等於合計，係因四捨五入之故。

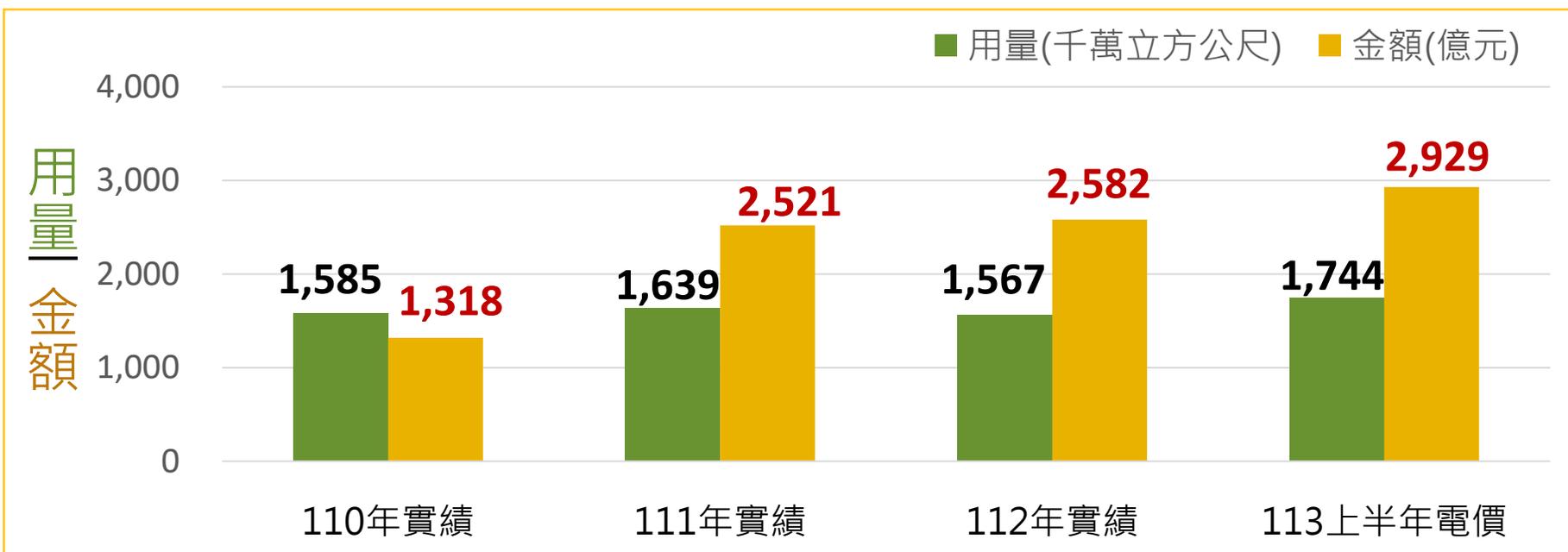
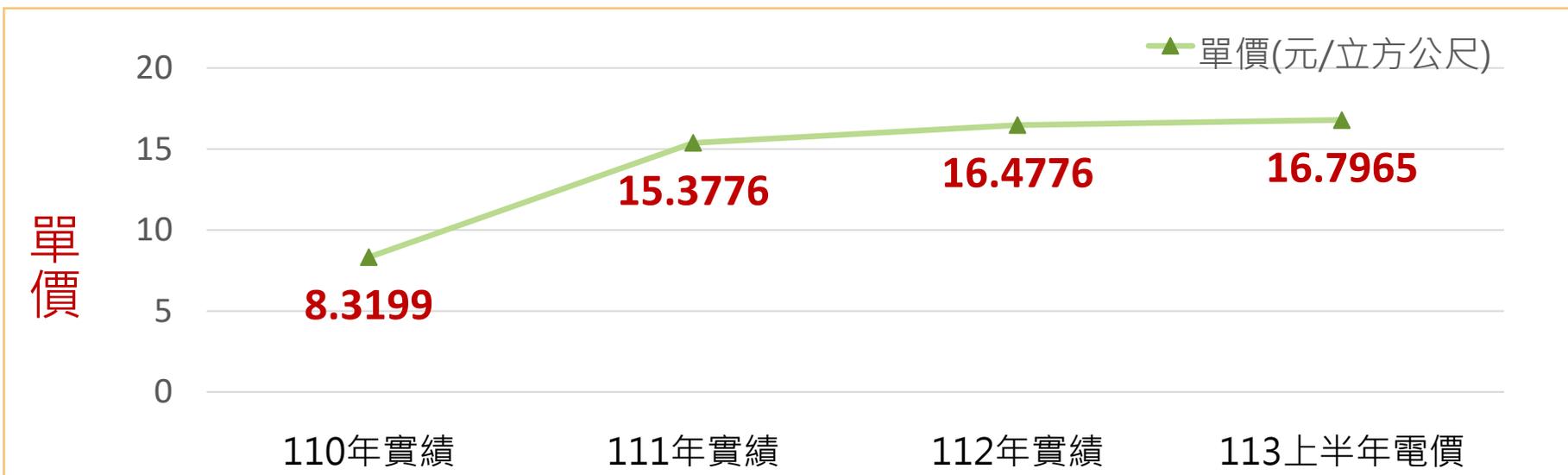
(二) 113年上半年電價案與過去3年實績數比較



年度各燃料支出金額加總不等於年度總支出金額，係因四捨五入之故。

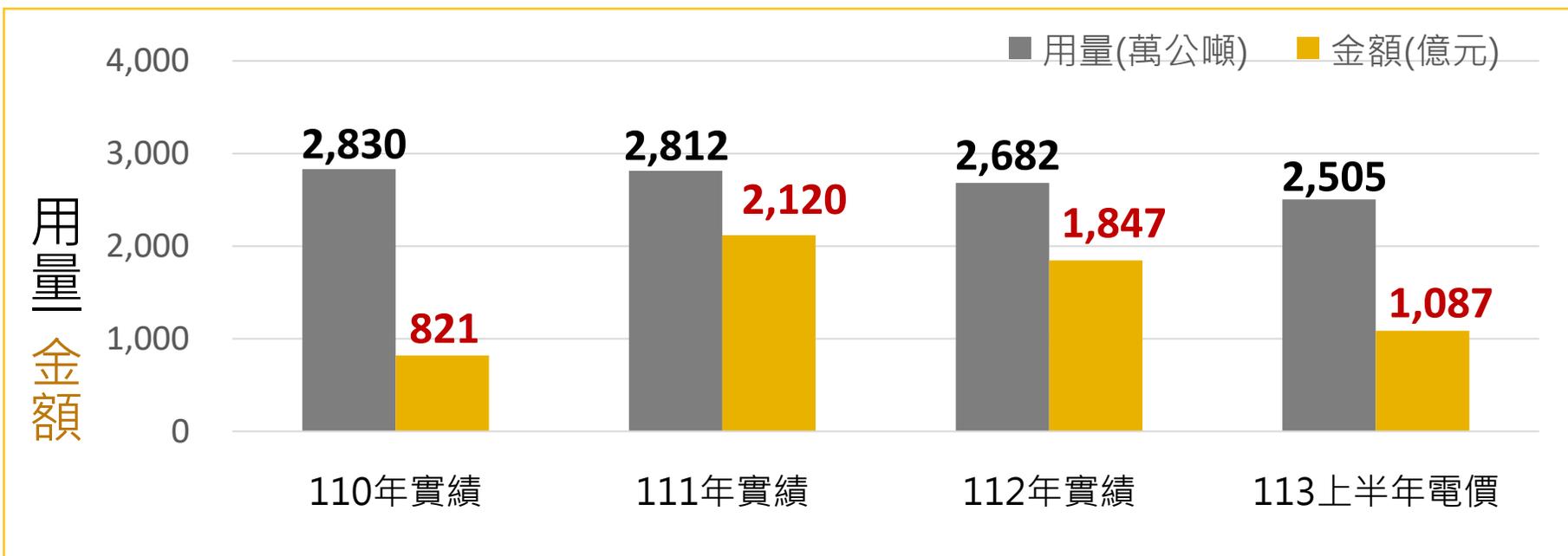
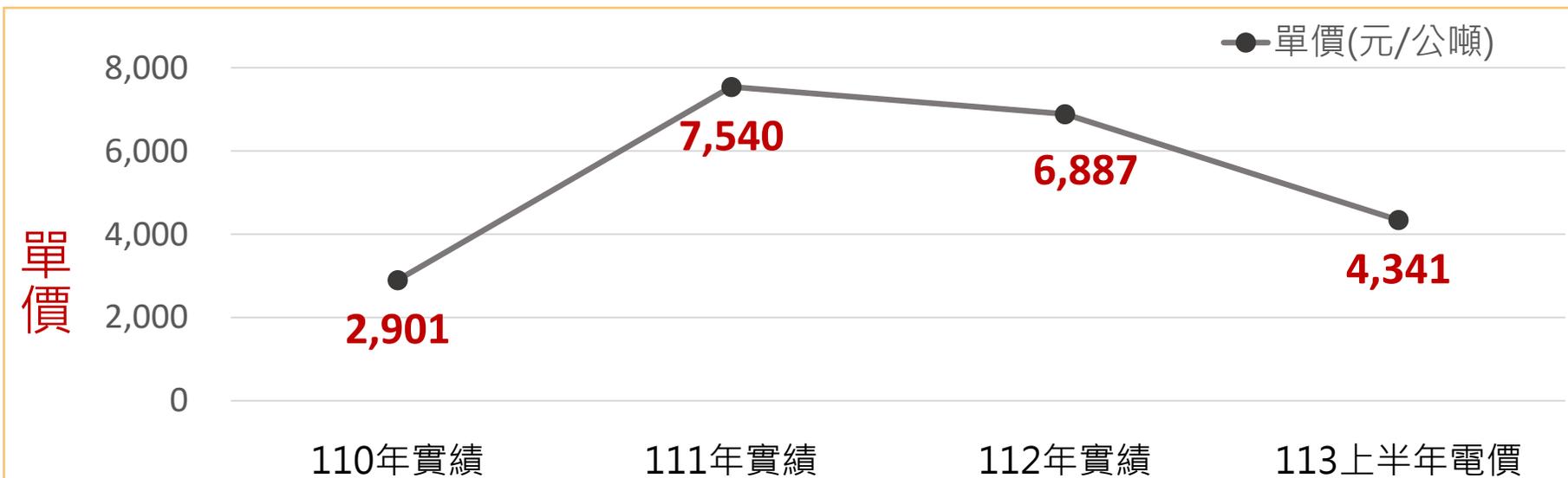
天然氣

歷年單價、用量、金額變動



燃煤

歷年單價、用量、金額變動



五、112年下半年電價案與112年實績數 比較

(一) 112年下半年電價案與112年實績數比較

項目		112年 實績數	112年 下半年電價案	A-B(億元)			差異百分比 (A-B)/B*100
		A	B	價差	量差	差異	
天然氣	用量(百萬m ³)	15,671.33	15,990.82	-7.43	-52.80	-60.23	-2.28%
	單價(元/ m ³)	16.4776	16.5250				
	金額(億元)	2,582.25	2,642.48				
燃煤	用量(千公噸)	26,823.11	26,682.19	9.12	9.68	18.80	1.03%
	單價(元/公噸)	6,887	6,853				
	金額(億元)	1,847.41	1,828.61				
燃料油	用量(千公秉)	761.71	1,107.38	10.95	-72.46	-61.51	-26.50%
	單價(元/公秉)	22,401	20,963				
	金額(億元)	170.63	232.14				
柴油	用量(千公秉)	60.55	113.87	-0.47	-13.59	-14.06	-48.47%
	單價(元/公秉)	24,695	25,477				
	金額(億元)	14.95	29.01				
核燃料	發電量(億度)	171.54	167.97	1.73	1.50	3.23	4.63%
	單價(元/度)	0.4263	0.4162				
	金額(億元)	73.14	69.91				
合計		4,688.38	4,802.14	13.90	-127.66	-113.76	-2.37%

註：1.價差=(A單價-B單價)*A用量。差異=(A金額-B金額)=價差+量差。量差=差異-價差。
2.本表細項數字加、減不等於合計或差異，係因四捨五入之故。

(一) 112年下半年電價案與112年實績數比較

1.天然氣：

單價實績較電價案估計減少0.0474(元/m³)，用量實績較電價案估計減少319.49(百萬立方公尺)，支出金額減少60.23(億元)

2.燃煤：

單價實績較電價案估計增加34(元/公噸)，用量實績較電價案估計增加140.92(千公噸)，支出金額增加18.8(億元)

3.燃料油及柴油：

燃料油單價實績較電價案估計增加1,438(元/公秉)，柴油單價實績較電價案估計減少782(元/公秉)，燃料油和柴油用量實績較電價案估計減少398.99(千公秉)，支出金額減少75.57(億元)

4.核能：

分攤率實績數0.4263(元/度)較電價案估計分攤率0.4162(元/度)為高，發電量實績較電價案估計數增加3.57(億度)，支出金額增加3.23(億元)

參. 發電燃料採購情形

- 一、天然氣與燃油
- 二、燃煤
- 三、核燃料

一、天然氣與燃油

(一)天然氣

1.大潭合約：

與台灣中油公司簽訂25年長期合約供應，年合約量為168±5%萬公噸

2.統約：

大潭合約以外所需之天然氣，由台灣中油公司以統約供應

(二)燃油

1.燃料油

均由台灣中油公司供應

2.柴油

由台灣中油及台塑石化兩家公司競標供應

二、 燃煤

➤ 台電公司燃煤採購策略

1. 確保供應安全

- ✓ 長約為主、現貨為輔
- ✓ 煤源國及供應商多元化
- ✓ 維持妥適庫存

2. 滿足發電需求

- ✓ 符合環保要求下滿載發電
- ✓ 兼顧飛灰去化

3. 重視環境友善

- ✓ 抑低排放
- ✓ 精進燃煤採購品質規範

4. 降低採購成本

- ✓ 增加競爭
- ✓ 適時檢討長約/現貨供應比例
- ✓ 靈活運用長約買方數量選擇(±20%)

1. 前言

(一)長約：

1. 年名目契約量：**50萬公噸**，一個新契約為一個標案
2. 每長約均有**+/-20%買方數量彈性選擇權**，故本公司視需要最高可提運至60萬公噸(=50x(1+20%))，最低須提運至40萬公噸(=50x(1-20%))
3. 買方數量彈性選擇權之決定：每年最晚**8/31**前書面通知
4. 契約年限：**以6年期為原則**，契約不同時間結束，每年簽訂新約8-10個為原則：
 - (1)澳洲：6年
 - (2)印尼：3年(本公司低灰煤主要來自印尼，印尼煤大部分屬亞煙煤，其熱值大多無法在6年內均符合熱值規範，為增加競爭性，故以3年期規劃為原則。惟如有較多供應商可在6年內均符合熱值規範，則仍維持為6年)
5. 價格決定機制
 - (1)議價型契約:
 - 長約第1年：**決標價格**
 - 長約第2年起：依合約規定，買賣雙方參照亞太地區具代表性的長約年度價格(通常為各國國際專業市場報告均會報導之日澳長約年度價格)，逐年洽議
 - (2)與現貨價格指數連動型契約:
 - 為分散價格風險，已透過價格機制多元化，另訂有**指數型契約**：
 - 考量現貨市場波動大，不易如議價型契約可依價格高低執行買方數量選擇權，故本類契約占長約總個數以**不超過10%為原則**

1. 前言

(二)現貨

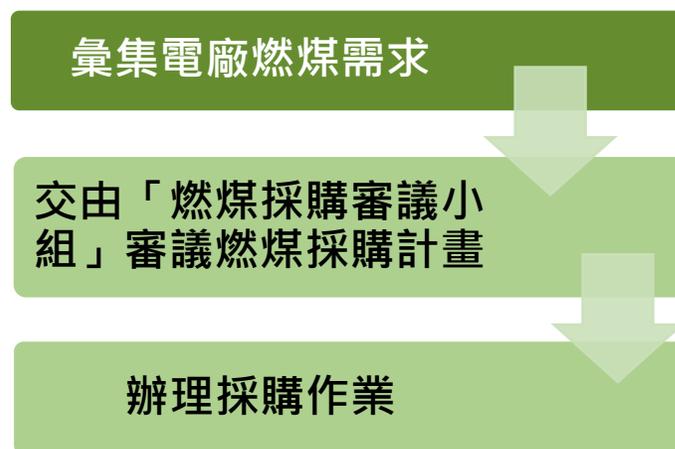
1. 每一標案採購以不超過10船次為原則，分船決標，一船次一契約
2. 每船採購量為80,000公噸+/-10%，實際裝載量係由船長依船型大小及港口條件決定，故實際採購量將介於72,000公噸及88,000公噸間，近來實際每船裝載平均數量約82,000公噸。若實際裝載量未達到船長決定之數量，礦商需支付船方空噸運費；若未達到72,000公噸，礦商另需支付台電短裝費
3. 現貨採購案於決標確定礦商與裝貨港後，台電即再辦理傭船標案：
 - (1) 若台電所租船舶運費**低於**礦商提報運費，則由**台電租船**，即交貨條件為**FOB**
 - (2) 若台電所租船舶運費**高於**礦商提報運費，則由**礦商租船**，即交貨條件為**CFR**

2. 燃煤採購審議小組 監管機制

審議小組審議之事項：

- (一) 燃煤採購處理要點之修正
- (二) **各煤源國**統一適用之每年定期契約量**供應比例上限**
惟政府另有規定煤源國比例上限者毋須審議
- (三) **各供應商**統一適用之每年定期契約量**供應比例上限**
- (四) 燃煤**庫存量目標值**之訂定
- (五) 燃煤採購**定期契約**每年契約量占各該年計劃採購量**百分比**
- (六) 燃煤採購案件(含契約重要項目：價格條款、契約數量、契約年限、契約品質)
惟一年期契約及現貨採購案件，得以書面審議方式為之
- (七) 燃煤採購定期契約**合格廠商供應煤礦評選條件**

【燃煤採購流程】



3. 燃煤採購審議小組 效益



- (一) 就國際能源經濟、市場供需之現況與展望、地緣政治...進行多面向討論，集思廣益以擬定下一年度長約與現貨占比、各煤源國及供應商占比上限、**庫存目標及採購方案**
- (二) 對燃煤採購制度、策略與程序進行檢視並提供改善建議，以確保供應安全，並抑低購煤支出，兼顧保量及抑低價格之採購原則
- (三) 評估前一年度燃煤採購表現

4. 112年燃煤採購 具體措施

長約

較市場行情低廉24.45美元/公噸，減少購煤支出約新臺幣144億元

1. 「新簽議價型長約」均價低於10月份之日、澳長約年度價格

- 1) 超前部屬採購前置作業，順利提前於111年8月辦理112年起開始交貨之新約標案。
- 2) 依採購策略分批辦理，分散煤價持續飆漲之風險，順利於冬季供暖需求致煤價上漲之前，完成新約採購案，採購均價低於10月份(111年10月~112年9月)之日、澳長約年度價格395美元/公噸(6,322GAR)。

2. 「第二年起議價型長約」均價低於4月份日、澳長約年度價格

積極洽議長約煤商降價，所議妥價格低於4月份(112年4月~113年3月)日、澳長約年度價格199.95美元/公噸(6,322GAR)。

現貨

較市場行情低廉36.80美元/公噸，減少購煤支出約新臺幣47億元

1. 密切掌握112年國際市場價格趨勢，適時辦理現貨採購，即在現貨價格低於長約價格下，將大部分長約以下限提運，增加採購較低價之現貨，降低採購成本。
2. 辦理標案時，除邀請傳統亞太地區主要煤源國之印尼與澳洲投標商外，亦積極邀請哈薩克、哥倫比亞、美國、加拿大、南非煤源及新投標商，除成功開拓新煤源及新投標商外，亦透過市場機制相互競價下，成功抑低購煤價格。

5. 112年燃煤採購績效

112年度 契約別	台電 採購價格	採購當時 市場價格	價差	減少購煤支出 (新台幣)
	美元/公噸(6,322kcal/kg)			
長約	220.94	245.39	-24.45	144億
現貨	140.95	177.75	-36.80	47億
總計				191億

採購當時市場價格:

(1)長約:日、澳長約年度價格；(2)現貨:決標時之現貨市場價格

112年採購績效：

辦理採購時機掌握得宜，且靈活運用每一長約數量選擇權，與採購當時市場行情相較，減少支出共約新臺幣191億元

三、核燃料

採購策略**首重供應安全**，除以**長約為主**外，並採行**分散政策與庫存政策**

1. 原料鈾：

- 現有長約加上庫存量已足供所有機組至現行規範運轉年限(40年)除役之需求，台電公司已**停止辦理鈾料採購**

2. 轉化服務：

- 目前轉化鈾庫存已足夠，114年核能機組除役前，無轉化服務需求
- 與美國ConverDyn簽訂之**供應長約包含核物料儲存條款**

3. 濃縮服務：

- 114年核能機組除役前，仍有濃縮服務需求
- 與英國Urenco Enrichment Company簽有 1個長約，至除役前供應無虞

4. 製造服務：

- 114年核能機組除役前，仍有製造服務需求
- 現有核三廠之製造服務供應商為美國之Westinghouse

肆. 外購電力燃料成本說明

- 一、外購電力及購電依據說明
- 二、外購電力燃料成本編製說明
- 三、113年上半年電價案與112年購電實績、
過去3年實績數比較
- 四、112年下半年電價案與112年實績數比較

一、外購電力及購電依據說明

(一)外購電力對象包含民營電廠(IPP)、汽電共生及再生能源三種，購電支出則拆分為「購入電力燃料款」及「購入電力非屬燃料款」，如下：

1.購入電力燃料款：為IPP燃料成本

113年上半年電價案購入電力燃料支出
即民營電廠(IPP)燃料成本為1,231.92億元

2.購入電力非屬燃料款：為IPP燃料以外成本(含資本費、運維費、促協金、空污費)、汽電共生、及再生能源購電成本

一、外購電力及購電依據說明

(二)購電依據：

1. 民營電廠(IPP)：

採購合約類別	民營電廠	購電依據	價格設定
第一、二階段	麥寮、和平、長生、嘉惠 I、新桃	經濟部公告之開放發電業作業要點(84年)	台電公司依避免成本訂定底價，報價低於底價且最低者得標。
現(三)階段	國光、星能、星元、森霸 I	經濟部公告之開放發電業作業要點(88年)	台電公司依避免成本公告價格。
106年後採購	嘉惠 II、森霸 II、	依電業管制機關公告之應備總供電容量數額，評估電源供應狀況並依政府採購法規定辦理。	台電公司依避免成本訂定底價，報價低於底價且最低者得標。

2. 汽電共生：依據「能源管理法」及「汽電共生系統實施辦法」規定負有躉購義務

購電價格	定價方式	113年家數
能源署公告之餘電費率	以公用售電業售電價格扣除輸配電及銷管費用	47家
台電收購措施費率	每月按國際煤價調整	1家

3. 再生能源：依據「再生能源發展條例」負有躉購義務。購電價格依能源署公告費率(條例後)或依合約規定(條例前)

二、外購電力燃料成本編製說明

(一) IPP燃料成本=預估購電量×燃料費率

(二) IPP預估購電量：

台電公司依據電力系統供需狀況、購售電合約約定、環評限制、經濟調度原則、業者提報檢修時程及故障率估編

(三)民營電廠(IPP)燃料費率：

係依台電公司同類型機組之避免成本訂定底價或公告價格，簽約後另依據購售電合約約定之費率調整機制調整：

1. 燃煤IPP：按預估113年台電公司燃煤機組平均熱值成本(每年調整)
2. 燃氣IPP：按中油即時公告天然氣牌價計得熱值成本即時調整，預算編列時，儘量以貼近實績燃料價格預估

三、113年上半年電價案與112年購電 實績、過去3年實績數比較

(一) 113年上半年電價方案編製基礎

燃料別	參考價格	編製說明	單價
IPP-天然氣	按中油天然氣預估牌價(未稅)： 17.5243 元/立方公尺預估	依購售電合約規定之調整機制，按預估 113 年中油公告之天然氣牌價： 17.5243 元/立方公尺(未稅)計得之熱值成本相對於IPP基期年(公告或報價年度)之變動幅度調整	各業者不同，平均單價 3.3447 (元/度)
IPP-燃煤	按台電公司預估 113 年度平均採購價格 4,181 元/公噸預估	依購售電合約規定之調整機制，按 預估113 年台電燃煤機組平均熱值成本相對於IPP基期年(報價年度)之變動幅度調整	各業者不同，平均單價 1.8637 (元/度)

(三)與112年購電實績比較



(四) 與112年購電實績差異說明

113年上半年電價費率檢討方案合計較112年購電實績**減少182.30億元(-12.89%)**

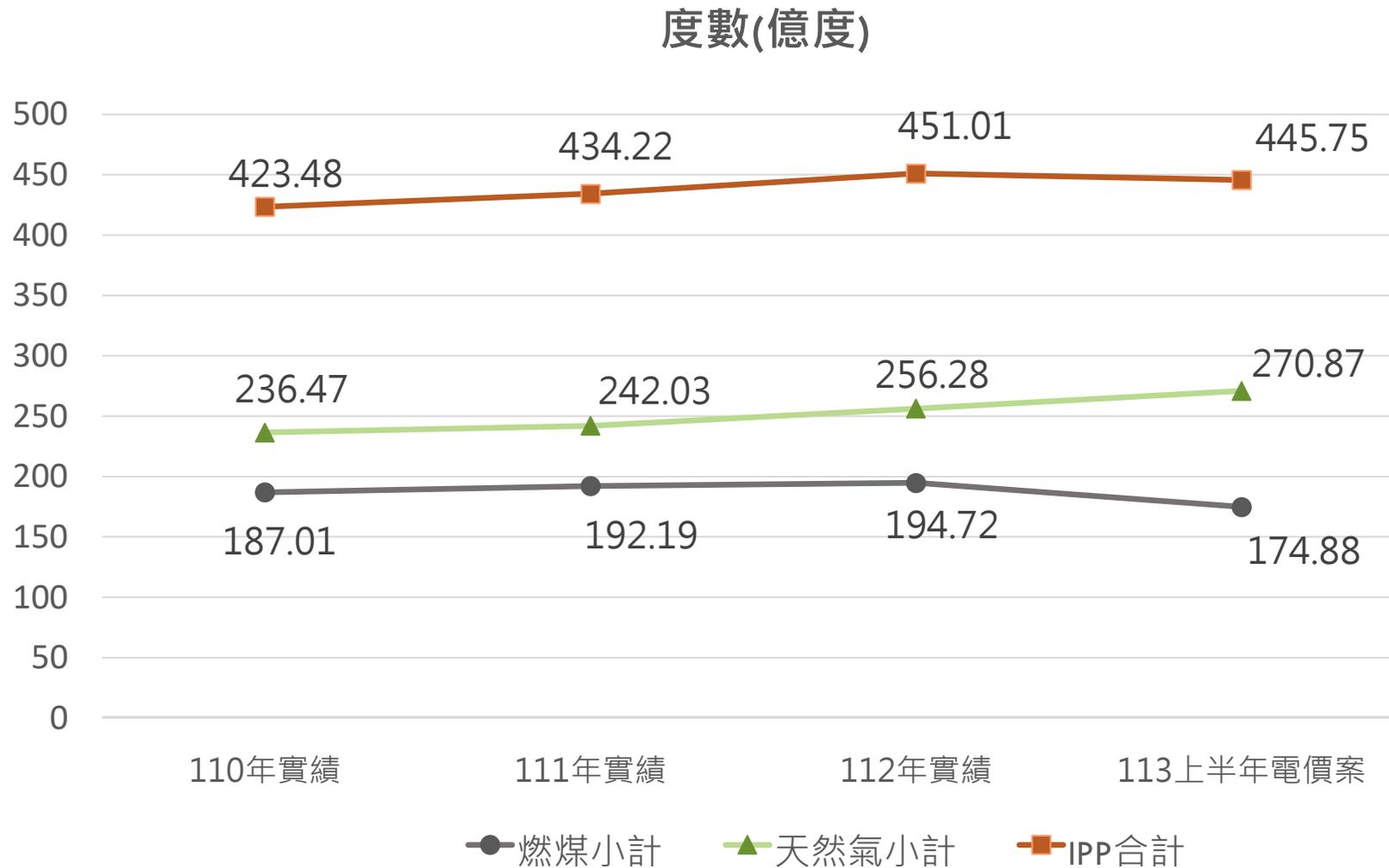
(1) 燃煤：

因購電量**減少19.84億度(-10.19%)**，以及113年上半年電價費率檢討方案之麥寮、和平熱值參數採113年預估熱值成本0.7335元/百萬卡計算，較112年平均熱值成本實績1.1241元/百萬卡降低(-34.75%)，致燃料成本較112年購電實績**減少約236.23億元(-42.02%)**

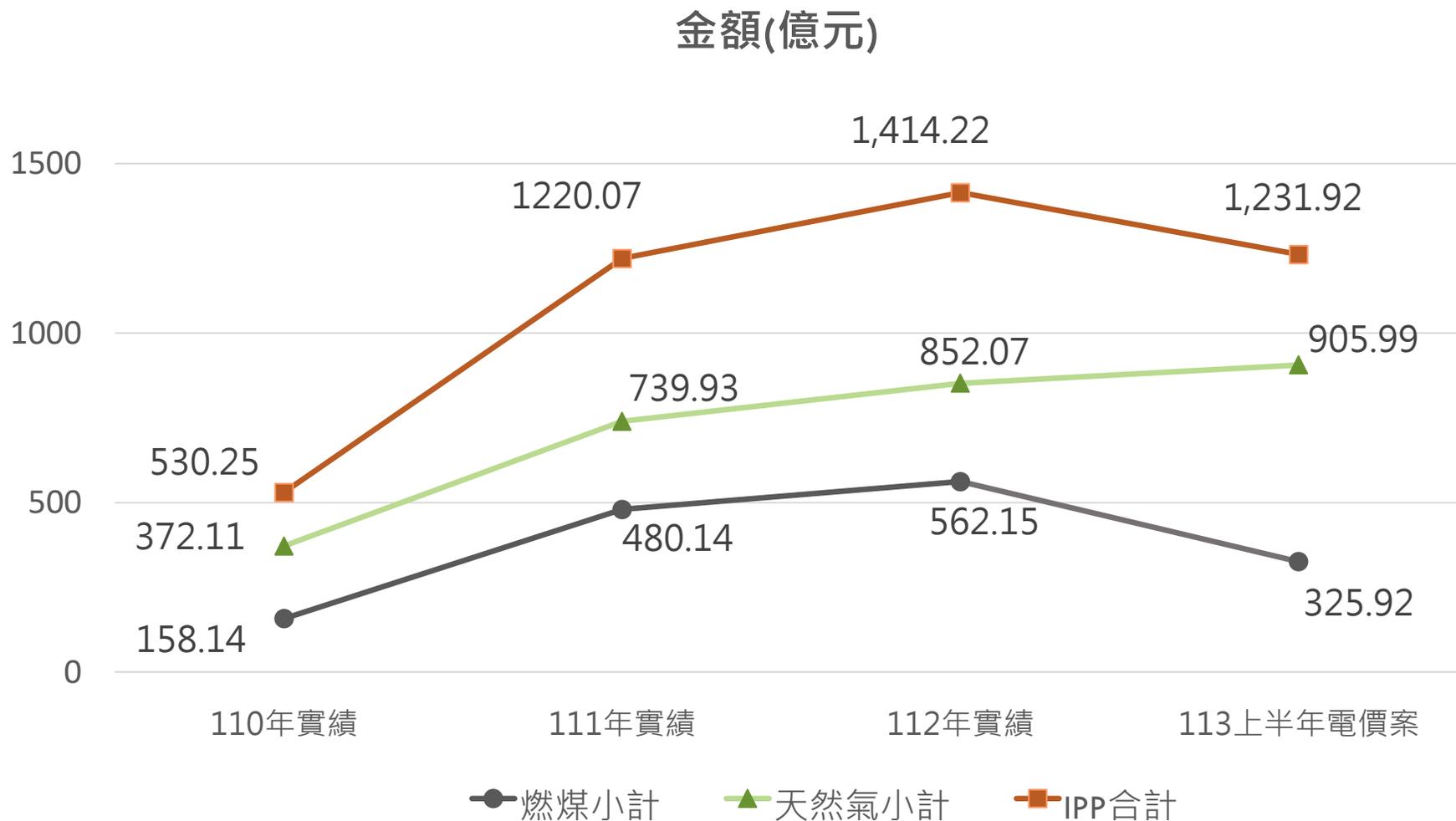
(2) 天然氣：

因購電量增加14.59億度(+5.69%)，以及113年上半年電價費率檢討方案預估天然氣熱值成本1.8066元/百萬卡，較112年平均天然氣熱值成本1.7911元/百萬卡增加(+0.87%)，致燃料成本較112年購電實績**增加約53.92億元(+6.33%)**

(五)與過去3年購電度數實績比較



(六)與過去3年購電燃料成本實績比較



四. 112年下半年電價案與112年實績數比較

項目		112年下半年 電價費率 檢討方案A		112年購電實績 B		差異(B-A)		差異比 (B-A)/Ax100	
		度數 (億度)	金額 (億元)	度數 (億度)	金額 (億元)	度數 (億度)	金額 (億元)	度數 (%)	金額 (%)
IPP	燃煤	198.45	572.04	194.72	562.15	-3.73	-9.89	-1.88%	-1.73%
	天然氣	260.08	876.75	256.28	852.07	-3.80	-24.68	-1.46%	-2.81%
	IPP合計	458.53	1448.79	451.01	1,414.22	-7.52	-34.57	-1.64%	-2.39%

註：112年下半年電價案，1~6月為實績值，7~12月為預估值

- 112年IPP購電量實績，較112年下半年電價案預估值減少7.52億度(-1.64%)
- 112年IPP燃料成本實績，較112年下半年電價案預估值減少34.57億元(-2.39%)

四. 112年下半年電價案與112年實績數比較

(1) 燃煤IPP：購電量實績較電價案預估減少3.73億度(-1.88%)、燃料成本減少9.89億元(-1.73%)

因112年實際負載2,472億度較112年下半年電價案預估2,507億度減少約1.42%，以及配合減煤增氣政策，故購電量減少3.73億度(-1.88%)；另112年平均熱值實績1.1241元/百萬卡較112年下半年電價案預估熱值1.1315元/百萬卡減少約0.65%，致112年燃煤IPP燃料成本實績較112年下半年電價案減少9.89億元(-1.73%)

(2) 燃氣IPP：購電量實績較電價案預估減少3.80億度(-1.46%)、燃料成本減少24.68億元(-2.81%)

因112年實際負載減少致購電量減少3.80億度(-1.46%)，另因112年平均天然氣熱值成本1.7911元/百萬卡較112年下半年電價案預估天然氣熱值成本1.7986元/百萬卡減少約0.42%，致112年燃氣IPP燃料成本實績較112年下半年電價案減少24.68億元(-2.81%)

報告完畢
敬請指教