

調 查 報 告

壹、案由：台灣電力股份有限公司(下稱台電公司)民國(下同)111年度鉅額虧損新臺幣(下同)2,265億元，累積虧損達到2,063億元。電費涉及民生物價，然政府多年來，習於讓國營事業吸收進口物價上漲，雖照顧民生穩定物價，惟導致相關單位對市場反應遲緩，更有資源錯置和效率低下的惡果。如今台電公司面對國際燃料上漲之際，發生鉅額虧損，而後又以編列預算增資、補貼等方式彌補，引發政府補貼用電大戶，不符合使用者付費原則之訾議。面對巨大的財務風險，有無相應財務改善措施？實有深入瞭解之必要案。

貳、調查意見：

台灣電力股份有限公司(下稱台電公司)民國(下同)111年度鉅額虧損新臺幣(下同)2,265億元，累積虧損達到2,063億元。電費涉及民生物價，然政府多年來，習於讓國營事業吸收進口物價上漲，雖照顧民生穩定物價，惟導致相關單位對市場反應遲緩，更有資源錯置和效率低下的惡果。如今台電公司面對國際燃料上漲之際，發生鉅額虧損，而後又以編列預算增資、補貼等方式彌補，引發政府補貼用電大戶，不符合使用者付費原則之訾議。面對巨大的財務風險，有無相應財務改善措施？實有深入瞭解之必要案，經調閱台電公司、經濟部、審計部、台灣中油股份有限公司(下稱中油公司)等機關卷證資料，嗣於112年10月24日詢問經濟部國營司胡代理司長文中、台電公司王總經理耀庭及經濟部、台電公司相關主管及承辦人員，復於113年4月22日詢問台電公司曾董事

長文生、王總經理耀庭及相關主管及承辦人員以釐清案情癥結。茲臚列調查意見如下：

一、台電公司111年度鉅額虧損2,265億元，累積虧損高達2,063億元，究其主因係8成電源為火力，又97.3%發電燃料仰賴進口，受111年初俄烏戰爭爆發國際燃料價格急遽飆升影響，致當年度發購電燃料成本大增為6,166億元，是前(110)年2,924億元兩倍以上。然該公司遲未實施標準成本制，未能透過標準之設立與差異分析，公開損失之所在、並追究差異之原因，以致難以有效向社會大眾反映供電成本及鉅額虧損主因，實有怠失，亟待經濟部及台電公司改善並妥慎研謀有效配套方案：

- (一)因111年初俄烏戰爭影響，國際原物料價格急遽飆升，據經濟部能源署能源統計月報顯示，原油、進口液化天然氣、燃料煤110年度價格分別為每桶68.67美元、每公噸574.88美元及119.32美元，至111年度上升至每桶101.05美元、每公噸988.84美元及270.55美元，漲幅分別為47.15%、72.01%、126.74%。我國能源資源匱乏，111年進口燃料占全國能源供應來源約97.3%，發電燃料幾全數仰賴進口，燃料價格受國際政經情勢影響甚鉅，迭發生短期內劇烈波動，進而影響台電公司火力發電成本劇烈起伏。
- (二)據台電公司說明，燃煤採購透過買方數量彈性選擇權做法，分為長約及現貨採購，其中長約第一年價格及現貨採國際標，並以到岸價格之最低標為決標價格。長約第二年起價格逐年參酌亞太地區長約年度價格與供應商洽議，並未與指數連動。每一長約年供應量均為50萬公噸，並均訂有±20%買方數量彈性選擇權。若市場現貨價格低於長約價格，則每一

長約可減少提運(至多可減20%，即40萬公噸)，俾採購低廉的現貨煤；反之，則每一長約可增加提運(至多可加20%，即60萬公噸)，可避免採購高價的現貨煤。另天然氣與燃油均向中油公司採購，依公告牌價計費。然而上開避險操作對於國際燃料價格劇幅波動之成效有限。

(三)查台電公司111年度總支出為9,558億元，其中發購電燃料支出為6,166億元，是前(110)年2,924億元兩倍以上。據台電公司資料，107至112年度該公司系統火力電源(含燃油、燃氣及燃煤)配比各為80.2%、77.4%、78.5%、79.5%、79.6%、79.4%，大約維持在八成左右。核能占比各為11.4%、13.4%、12.7%、10.8%、9.1%、7.0%，隨著核能發電機組陸續屆齡除役，自108年度起逐年下降，核能發電量占比僅約在1成左右，近年核能機組除役對整體發購電量占比並無太大影響。再生能源占比各為4.9%、6.0%、5.8%、6.3%、8.6%、9.9%，則因相關計畫陸續完工併聯發電而呈現穩定上升趨勢(詳表6)。

表6 106至112年度台電系統電源配比及營運結果一覽表

項目 \ 年度	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年
電源占比(%)							
抽蓄水力	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.3
火力	82.6	80.2	77.4	78.5	79.5	79.6	79.4
核能	9.3	11.4	13.4	12.7	10.8	9.1	7.0
再生能源	4.9	4.9	6.0	5.8	6.3	8.6	9.9
汽電共生	1.8	2.0	1.8	1.7	2.1	1.4	2.4

項目 \ 年度	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年
電源占比合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
每度發購電燃料成本(元)	1.32	1.46	1.45	1.10	1.19	2.50	2.52
平均每度發購電成本(元)	2.00	2.16	2.23	2.02	2.01	3.39	3.59
本期淨利(損) (百萬元)	19,838	30,546	16,095	24,096	22,504	-226,528	-199,914
收回(提存)電價穩定準備 (百萬元)	3,883	37,299	30,943	-13,653	-15,911	40,314	-
扣除電價穩定準備因素之 損益(百萬元)	15,955	-6,753	-14,848	37,749	38,415	-266,842	-199,914

說明：111年度以前為審定決算數，112年度為自編決算數。

資料來源：台電公司提供。

揆以該公司107至112年度火力發電成本結構，其中燃料成本占比各為83.64%、80.63%、76.61%、80.00%、88.86%、87.50%，107至112年度以109年度每度燃料成本1.31元為最低，111年度每度燃料成本3.11元為最高。同期間火力發電成本亦以109年度平均每度1.71元為最低，以112年度每度3.52元為最高(詳表3)，顯示火力發電成本與燃料成本波動方向一致，燃料成本乃影響火力發電成本之關鍵因素，燃料成本波動對火力發電成本影響至鉅。

復查臺灣與日本地理條件相似，都是海島獨立電網，電源結構相近，極度依賴火力發電，日本東京電力110年獲利37億日圓(約新臺幣9.06億元)，111年轉為虧損1,230億日圓(約新臺幣282.97億元，詳表7)。

表3 台電公司106至112年自發火力發電燃料成本統計表

單位：元/每度；%

項目	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年
火力燃料成本(A)	1.58	1.79	1.79	1.31	1.48	3.11	3.08
火力發電成本(B)	1.89	2.14	2.22	1.71	1.85	3.50	3.52
火力燃料占火力發電成本比率(%) (A/B)	83.60	83.64	80.63	76.61	80.00	88.86	87.50
每度售電火力燃料成本(C)	1.09	1.21	1.15	0.86	0.98	2.05	1.98
每度售電成本(D)	2.50	2.66	2.72	2.47	2.46	3.91	4.17
火力燃料占售電成本比率(%) (C/D)	43.60	45.49	42.28	34.82	39.84	52.43	47.48

說明：1.111年度以前為審定決算數，112年度為自編決算數。

2.火力發電成本及火力燃料成本僅台電公司自有發電部分，未含民營購電部分。

3.每度售電成本係發電及輸配管銷費用除以售電量計算，火力發電成本則係發電相關費用除以發電量計算。

4.112年每度售電成本4.17元係為反映真實售電成本，未計入「疫後強化經濟與社會韌性及全民共享經濟成果特別預算」政府捐助收入500億元之計算結果，若加計該政府捐助收入，每度售電成本4.17元降至3.95元。

資料來源：台電公司提供。

表7 110、111年各國國家電業能源結構及年度損益表

單位：GWh-百萬度、*年度損益為百萬元(以當年底匯率換算)

110年	我國		德國		英國		法國		日本		韓國	
電源結構	發電量	占比	發電量	占比								
水力	3,173	1.3%	19,100	3.3%	7,282	2.5%	62,500	12.0%	87,600	9.0%	6,737	1.1%
火力	203,039	81.6%	256,400	43.9%	134,818	45.5%	38,600	7.4%	776,000	80.0%	396,903	65.9%
核能	26,818	10.8%	69,000	11.8%	41,695	14.1%	360,700	69.0%	67,800	7.0%	158,015	26.3%
再生能源	15,777	6.3%	240,026	41.1%	112,462	38.0%	61,100	11.7%	38,300	3.9%	40,283	6.7%
其他	0	0.0%	0	0.0%	1	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
總和	248,808	100%	584,526	100%	296,258	100%	522,900	100%	969,700	100%	601,938	100%
年度損益*	22,504		34,924		37,662		152,179		906		-119,968	

111年	我國		德國		英國		法國		日本		韓國	
電源結構	發電量	占比	發電量	占比	發電量	占比	發電量	占比	發電量	占比	發電量	占比
水力	3,052	1.2%	-	-	7,572	2.4%	-	-	85,000	9.1%	7,256	1.2%
火力	203,148	81.0%	-	-	129,544	41.4%	-	-	757,400	80.8%	361,805	60.9%
核能	22,917	9.2%	-	-	43,347	13.9%	-	-	53,500	5.7%	176,054	29.6%
再生能源	21,632	8.6%	-	-	125,071	40.0%	-	-	41,700	4.4%	47,266	8.0%
其他	0	0.0%	-	-	7,168	2.3%	-	-	0	0.0%	2,019	0.3%
總和	250,749	100%	-	-	312,702	100%	-	-	937,600	100%	594,400	100%
年度損益*	-226,528		43,908		-37,990		-599,420		-28,297		-586,080	

說明：1. 本表我國火力發電包含汽電共生。

2. 細項不等於合計係因四捨五入之故，不調整尾差。

3. 年度損益，我國為審定決算數，各國以具代表性的電力公司為例：德國(RWE)英國(Scottish Power)法國(EDF)日本(TEPCO)韓國(KEPCO)。

資料來源：台電公司提供本院並說明如下：

1. 德國&法國111年發電數據因資料來源「海外電氣事業統計」已不再出版，故最新數據只到100年。
2. 日本111年發電數據引用自The Electric Power Industry in Japan。
3. 英國111年發電數據引用自 Digest of UK Energy Statistics (DUKES): electricity。
4. 韓國111年發電數據引用自KEPCO in Brief。
5. 年度損益，各國以具代表性的電力公司為例：德國(RWE)英國(Scottish Power)法國(EDF)日本(TEPCO)韓國(KEPCO)。

(四) 按標準成本制通常適用於生產流程穩定且大批量生產之製造業，其產品有標準的消耗量和標準單位，即單位產品標準成本=單位產品標準消耗量×標準單價，且「標準成本制度係透過標準之設立與差異分析，以發現缺失所在，追究差異之原因，並採取必要改進措施，以促進經營績效之成本控制制度。」於「國營事業標準成本制度實施原則」¹定有明文，揆以台電公司電廠規模及產能屬性，倘以標準成本制分析差異原因，更有利於對外說明釐清責任歸屬。復查本院前案²曾以標準成本制分析提出「台電公司

1. 「國營事業標準成本制度實施原則」於69年7月16日公布，嗣依行政院主計總處107年4月17日主基字第1070200440號函：「自即日起停止適用。至上開原則停止適用後，已實施或擬實施標準成本制度之事業，仍可參酌該原則於會計制度等相關規定內規範，請查照轉知。」

2. 本院101年5月21日院台調壹字第1010800178號函派查「據審計部函報：稽察經濟部所屬台灣電力股份有限公司營運虧損情形，發現電價未反映合理成本及經營離島供電虧損等政策成本迄未獲撥補，辦理土地購置及變電設施之前置規劃作業失當，

自95年度起連年發生虧損，固然主因係燃料成本受國際能源價格上漲及發購電結構轉劣而大幅增加所致，截至101年5月底累積虧損高達1,799億餘元，惟一再以電價長期未反映增支成本為由，未確實檢討各項成本費用支出及經營績效，經濟部及台電公司自皆難辭其咎」之調查意見。

- (五)惟台電公司一再以「該公司產品為電能，以全年度8,760小時發電時數來看，每個小時發購電量受整體負載需求、氣候狀況、機組大修排程、空污減載及配合再生能源優先調度等因素綜合影響，故發電流程無法以一定標準消耗量與單價衡量，故未有適用標準成本制條件。該公司為國營事業，係以預算作為成本管控的標準，年度營業收支依預算法相關規定編列預算，經立法院審議通過，其中包含發購電結構、燃料支出及購電支出等；有關燃料支出及購電支出之實績與預算比較價量差分析資訊已按月陳報會計月報予主計總處、審計部等上級單位。」等語云云，迄今仍遲未實施標準成本制，但於核算績效獎金政策因素時，以電價燃料條款機制之價格為基準價格，並以某年度決算之燃料使用量、核能發電量及外購電量為基準「使用量/發購電量」，實則已引用標準成本制之精神。
- (六)本案以107年4月1日電價調整基準價格及110年決算之燃料使用量、核能發電量及外購電量為基準「使用量/發購電量」為標準(詳表26)。

致鉅額資產閒置，或營運過程中間有未依業務量覈實配置外包人力，相關審核及管考流於形式，涉有違失等情」乙案。

表26 台電公司標準成本表

單位：千元

項目	現行電價/反映之發電結構及燃料條款機制 對應價格				發電量 (千度) D	標準 組合 E	標準 每度 用量 F		
	110年度 使用量/發購電量 A		燃料條款機 制對應價格 (元)B	金額C					
自發 電 燃 料	燃料油	960,602	公秉	14,334	13,769,269	3,683,320	1.63%	0.2608	公秉
	超級柴油	93,809	公秉	22,940	2,151,978	266,658	0.12%	0.3518	公秉
	天然氣	15,846,237	千M ³	11.1573	176,801,220	82,017,070	36.30%	0.1932	千M ³
	煤	28,295,184	公噸	2,775	78,519,136	69,281,255	30.66%	0.4084	公噸
	核燃料	26,818,475	千度	0.2908	7,798,813	26,818,475	11.87%	1	
	小計				279,040,416	182,066,779	80.58%		
民營 電 廠	燃煤電廠	18,700,898	千度	1.0534	19,699,526	18,700,898	8.28%	1	
	燃氣電廠	23,647,315	千度	2.1467	50,763,691	23,647,315	10.47%	1	
	小計	42,348,213	千度	1.6639	70,463,217	42,348,213	18.74%	1	
汽電 共生 廠(30 萬 瓩 機 組 以 上)	1,535,317	千度	1.7714	2,719,661	1,535,317	0.68%	1		
合計				352,223,293	225,950,309	100.00%			

資料來源：依台電公司提供資料整理。

經核算111年度燃料成本差異分析(variance analysis)，在223,190,788千度發電量產能下，燃料成本總差異為不利2,728億元，其中價差總計不利2,654億元、量差總計不利16.3億元、組合差異總計不利58.1億元。價差部分，自發電所用燃料油、超級柴油、天然氣、煤及核燃料皆為不利價差，分別為76.2億、0.4億、691.9億、1,339.8及21.5億元，自發電燃料價差共為不利2,129.8億元；民營電廠購電部分，燃煤、氣電廠燃料皆不利價差，分別為277.7億、220.4億元，共不利498億元，另汽電共生廠(30萬瓩機組以上)亦有26.2億元不利價差。量差部分，自發電所用燃料除了超級柴油為有利量差0.6億元外，其餘燃料油、天然氣、煤皆為不利量差，分別為0.3億、5.4億、11.2億元(詳表27)，係因生產不具效率、或原料之品質不佳(如煤含水量高、熱值低)、或機器運轉效率低等，致111年度大於110年度之單位用料量。

表27 台電公司111年度燃料成本之差異分析表

單位：千元

項目	使用量/發購電量 ^a	單價(元)	金額 ^b	發電量(千度) ^c	實際組合	實際單位用量	
自發電燃料	燃料油	861,162 公秉	23,188	19,968,582	3,295,078	1.48%	0.2613 公秉
	超級柴油	71,356 公秉	23,496	1,676,547	209,687	0.09%	0.3403 公秉
	天然氣	16,394,682 千M ³	15.3776	252,110,981	84,606,898	37.91%	0.1938 千M ³
	煤	28,115,372 公噸	7,540	211,998,580	67,853,610	30.40%	0.4144 公噸
	核燃料	22,917,175 千度	0.3845	8,810,783	22,917,175	10.27%	1
	小計			494,565,473	178,882,447	80.15%	
民營電廠	燃煤電廠	19,218,617 千度	2.4983	48,014,087	19,218,617	8.61%	1
	燃氣電廠	24,203,117 千度	3.0572	73,992,592	24,203,117	10.84%	1
	小計	43,421,734 千度	2.8098	122,006,679	43,421,734	19.45%	1
汽電共生廠(30萬瓩機組以上)	886,607 千度	4.7215	4,186,093	886,607	0.40%	1	
合計			620,758,245	(d)223,190,788	100.00%		

111年度 項目	實量實組合標準成本 e=a*B	標量實組合標準成本 f=c*B	標準用量標準組合標準成本 g=d*B	總差異 b-g	價差 b-e	量差 e-f	組合差 f-g	
自發電燃料	燃料油	12,343,896	12,317,913	13,601,106	6,367,476	7,624,686	25,983	-1,283,193
	超級柴油	1,636,907	1,692,212	2,125,696	-449,149	39,640	-55,306	-433,484
	天然氣	182,920,385	182,384,018	174,641,955	77,469,026	69,190,596	536,367	7,742,064
	煤	78,020,157	76,901,130	77,560,185	134,438,395	133,978,423	1,119,027	-659,055
	核燃料	6,664,314	6,664,314	7,703,566	1,107,217	2,146,469	0	-1,039,251
	小計	281,585,660	279,959,588	275,632,508	218,932,965	212,979,813	1,626,072	4,327,080
民營電廠	燃煤電廠	20,244,891	20,244,891	19,458,937	28,555,150	27,769,196	0	785,955
	燃氣電廠	51,956,831	51,956,831	50,143,716	23,848,876	22,035,761	0	1,813,115
	小計	72,201,722	72,201,722	69,602,653	52,404,026	49,804,957	0	2,599,069
汽電共生廠(30萬瓩機組以上)	1,570,536	1,570,536	2,686,445	1,499,648	2,615,557	0	-1,115,910	
合計	355,357,918	353,731,846	347,921,606	272,836,639	265,400,327	1,626,072	5,810,240	

資料來源：依台電公司提供資料整理。

(七)由於火力發電所排放之二氧化碳、氮氣、氮氧化物、硫氧化物等，係屬氣候變遷因應法第3條規範之溫室氣體範疇，揆以台電公司火力電源占比近8成，相較其他國家比例偏高(詳表7，見第5頁)，發電過程溫室氣體排放量每年超過9千萬公噸³。我國淨零轉型目

3. 據台電公司統計，該公司111年度火力發電排放溫室氣體總量9,848萬公噸。

標規劃114年火力+CCUS⁴占比為20~27%，然依114年能源政策目標，我國電源配比大致為：燃氣火力50%、燃煤火力30%、再生能源20%。由於我國火力發電燃料幾全數仰賴進口，燃料價格深受國際政經情勢影響而震盪劇烈，爰火力發電占比愈高，供電成本控管之風險愈高。台電公司111年度鉅額虧損2,265億元，累積虧損高達2,063億元，究其主因係8成電源為火力，又97.3%發電燃料仰賴進口，受111年初俄烏戰爭爆發國際燃料價格急遽飆升影響，致當年度發購電燃料成本大增為6,166億元，是前(110)年2,924億元兩倍以上所致。然該公司遲未實施標準成本制，未能透過標準之設立與差異分析，公開損失之所在、並追究差異之原因，以致難以有效向社會大眾反映供電成本及鉅額虧損主因，實有怠失，亟待經濟部及台電公司改善並妥慎研謀有效配套方案。

二、111年因國際燃料價格大漲致電業虧損，台電公司並非特例。無論電源結構是核電占比高的法國、韓國，亦或跟臺灣一樣以火力發電為主的日本等國亦有類似狀況，反觀德國電源結構再生能源占比高達41.1%，仍保持營運獲利盈餘13.35億歐元，與其他國家截然不同。另我國因躉購費率較高之離岸風力陸續完工，加入併聯發電數量增加，致台電公司民營風力購電單位成本近年大幅上升，惟據112年8月國際再生能源總署(IRENA)發布最新全球綠電發電成本報告，再生能

4. 參據工業技術研究院 111 年 5 月 20 日出版，362 期 111 年 5 月號工業技術與資訊月刊/ CCUS 是邁向淨零最後一哩路/ CCUS 係指「二氧化碳捕獲、封存與再利用技術」(CO2 Capture, Utilization and Storage; CCUS)。

源隨著技術進步，其設置成本已逐漸下降。況且我國未來隨再生能源持續增加，由國外進口能源占比可望下降，可提升能源自主，並降低對化石燃料的依賴，減緩國際燃料價格波動對電價衝擊。查該公司111年度再生能源購電支出計589億元，僅占總支出6%，並非該公司虧損主因，然而再生能源購電近來成本逐年上升，一再造成外界誤解，足見經濟部及台電公司對外說明澄清不力，尚待加強：

- (一)依據再生能源發展條例，台電公司對再生能源發電設備所產生之電能負有躉購義務⁵，且優先調度。購電價格依託營水力、民營水力、離岸風力、陸域風力、太陽光電及生質能等分別訂定，原則如下：(1)託營水力：依購售電契約約定費率隨台電公司售電價格調整。(2)民營水力：后里圳及烏山頭依購售電契約約定費率隨台電公司售電價格調整，其餘民營水力電廠購電電費按契約費率。(3)離岸風力、陸域風力、太陽光電、生質能等之躉購費率由經濟部能源署訂定公告。據台電公司提供各種電源發購電成本資料顯示，106至112年民營購電之太陽光電成本由平均每度5.74元逐年降至4.88元，惟同期間民營風力購電卻由每度2.39元增至6.7元(增幅1.8倍，詳表2)。

表2 106至112年度各項發購電成本統計表

單位：元/每度							
項目	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年
自發電力(A)	1.90	2.02	2.02	1.78	1.81	3.21	3.31
火力發電	1.89	2.14	2.22	1.71	1.85	3.50	3.52
燃油	3.67	4.87	5.66	5.26	5.12	7.28	7.50
燃煤	1.35	1.63	1.62	1.32	1.57	3.57	3.43
燃氣	2.15	2.39	2.57	1.91	1.92	3.29	3.44

5. 再生能源發展條例第9條第4項規定：「再生能源發電設備所產生之電能，除依電業法直供、轉供、自用及售予再生能源售電業外，應由公用售電業躉購。」

項目	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年
核能發電	1.86	1.28	1.14	1.95	1.38	1.49	1.39
抽蓄發電	3.35	3.48	3.34	2.77	2.65	4.44	5.35
再生能源	1.57	1.85	1.51	2.33	2.21	1.72	2.53
慣常水力	1.48	1.80	1.36	2.54	2.16	1.20	1.83
風力發電	1.91	1.88	2.00	1.43	2.00	3.42	4.48
太陽光電	8.52	6.30	3.82	3.03	2.89	3.36	4.13
地熱	-	-	-	-	-	-	4.94
購入電力(B)	2.36	2.69	2.92	2.79	2.65	3.96	4.30
汽電共生	1.91	2.15	2.06	2.04	2.39	3.55	3.07
民營電廠	2.32	2.64	2.88	2.57	2.25	3.79	4.17
燃煤	1.84	2.17	2.47	2.46	2.01	3.69	4.15
燃氣	2.84	3.12	3.26	2.68	2.45	3.87	4.19
再生能源	3.69	3.99	4.26	4.65	4.69	4.75	5.20
慣常水力	1.51	1.58	1.59	1.75	1.62	1.57	1.84
風力發電	2.39	2.46	3.14	4.31	5.10	5.92	6.70
太陽光電	5.74	5.36	5.20	5.04	4.94	4.86	4.88
地熱	-	4.94	6.17	5.67	6.17	6.15	6.32
生質能	3.47	3.58	3.91	4.75	4.81	4.90	4.21
平均發購電成本	2.00	2.16	2.23	2.02	2.01	3.39	3.59
總成本	2.50	2.66	2.72	2.47	2.46	3.91	4.17
售價	2.55	2.60	2.62	2.60	2.59	2.72	3.07
銷售盈虧	-0.05	-0.05	-0.10	0.13	0.13	-1.19	-1.10

說明：1. 表列資料，111年度以前為審定決算數、112年度為自編決算數。

2. 105年核能發電成本較高，係應原能會要求，將核燃料乾式貯存場由露天式改採室內貯存方式設計，增加認列核後端除役費用。
3. 109年因經濟部核定核能後端營運總費用重估案，認列核能發電後端處置費用估計變動數約241億元，致單位發電成本較高。
4. 107年起太陽能發電成本逐漸降低，主要係因發電效益較高之大型案場彰濱光電站自107年12月起併聯發電及南鹽光電站自109年4月起併聯發電，光電發電量大幅增加，致平均每度發電成本大幅下降。
5. 108年起風力購電單位成本逐漸上升，主要係因躉購費率較高之離岸風力併聯量陸續增加，致平均每度購電成本上升。
6. 總成本係加計銷管費用、研究發展及員工訓練費用、營業外費用後之產品單位成本。
7. 112年每度售電成本4.17元係為反映真實售電成本，未計入「疫後強化經濟與社會韌性及全民共享經濟成果特別預算」政府捐助收入500億元之計算結果，若加計該政府捐助收入，每度售電成本4.17元降至3.95元。

資料來源：由台電公司提供。

據台電公司表示，民營風力購電單位成本自108年度起逐年上升，主要係躉購費率較高之離岸風力陸續完工，加入併聯發電數量增加所致。

(二)由於再生能源發展條例第12條明定，電力用戶之用電契約容量在一定容量以上者，應負擔再生能源義

務⁶，又氣候變遷因應法溫室氣體減量等規定，甚至企業為因應國際大廠綠色供應鏈之要求，或自願負擔社會責任，而主動加入再生能源義務負擔者，致國內對再生能源電力之需求日益殷切。在國內再生能源電力供不應求之情形下，部分原簽訂躉售費率較低之再生能源業者，選擇與台電公司解約，改以轉供方式賣電或自用，致台電公司再生能源購電成本逐年上升，且將易升難降。

(三)據經濟部112年1月6日公告⁷之「中華民國112年再生能源電能躉購費率及其計算公式」揭示，太陽光電(含屋頂型、地面型及水面型)第一期上限費率介於4.0970元~5.8952元、第二期上限費率介於3.8680元~5.7848元；陸域風電裝置容量30瓩以下者，每度躉購費率7.4110元、離岸風電1瓩以上分為：固定20年躉購費率4.5085、階梯式躉購費率前10年5.1438元、後10年3.4026元……。上揭公告之躉購費率皆遠高於台電公司112年度每度售電價格3.07元。顯示台電公司每增加民營再生能源購電量，營運虧損隨之上升。鑑於我國再生能源發展以具波動性、間歇性之風力及太陽能為主軸，無法長時間穩定發電，台電公司近年除積極推動具快速起停能力之燃氣複循環機組發電計畫及再生能源加強電力網工程外，亦規劃114年儲能電池設置目標1,500MW等相關

6. 再生能源發展條例第12條規定：「政府機關(構)、公立學校或公營事業於新建、增建、改建公共工程或公有建築物時，其工程條件符合再生能源設置條件者，應裝置再生能源發電設備。……電力用戶所簽訂之用電契約，其契約容量在一定容量以上者，應於用電場所或適當場所，自行或提供場所設置一定裝置容量以上之再生能源發電設備、儲能設備或購買一定額度之再生能源電力及憑證；未依前開規定辦理者，應向主管機關繳納代金，專作再生能源發展之用。……。」

7. 經濟部112年1月6日經能字第11258000000號公告。

配套措施，預計投資總額近8千億元⁸，以確保電網安全與供電穩定，相關龐鉅投資，終將於後續營運年度經由提列資產折舊程序轉化為供電成本。

- (四)復據台電公司說明，再生能源隨著技術進步，其設置成本已逐漸下降，依據112年8月國際再生能源總署(IRENA)發布最新全球綠電發電成本報告，99~111年全球光電均化發電成本下降89%，離岸風電均化成本則下降59%。我國各項躉購費率亦呈逐年下降趨勢，以台電公司主要外購再生能源的太陽光電及離岸風力為例，100年屋頂型500瓩以上為7.9701元/度，112年已下降至4.1122元/度，已大幅縮小與平均售電價格之差距。
- (五)離岸風力部分，政府採示範、遴選、競價等階段推動離岸風電發展，其中示範及遴選風場適用簽約年度躉購費率，採前高後低的階梯式費率，其前10年躉購費率約落於7.4034元/度至6.2795元/度間，後10年則將下降至4.1422元/度至3.4586元/度間。故近期因遴選風場陸續正式躉售電力，致短期風力購電成本上升，俟前10年階梯式躉購費率期間屆期後，適用後10年躉購費率購電成本將大幅下降。
- (六)依據經濟部能源署統計，111年進口燃料占全國能源供應來源約97.3%，由於再生能源毋需進口燃料，未來隨再生能源持續增加(台電公司再生能源購電量109年約76億度，111年已增加為124億度，112年預估為187億度)，由國外進口能源占比可望下降，可

8. 據台電公司提供資料，燃氣複循環機組發電計畫預計投入 7,270.15 億元、再生能源加強電力網工程預計投入 544.80 億元，114 年儲能電池設置目標 1,500MW，其中自有場地建置 160MW，預計投入金額約 68.11 億元，以上合計 7,883.06 億元。

提升我國能源自主，並降低對化石燃料的依賴，減緩國際燃料價格波動對電價衝擊。發展綠電是全球趨勢，初期採用綠能躉購制度，鼓勵民間力量投入綠能開發，後續轉為成本較低的競價制度，是國際常見模式。發展綠電不只能減碳，更可協助產業滿足國際綠色供應鏈要求，隨許多國際品牌大廠紛紛響應RE100⁹的承諾，也己成為國家產業關鍵需求。

(七) 綜觀其他國家電力公司111年度營運損益狀況，法國國營電力公司虧損超過5千9百億元、韓國國營電力公司虧損超過5千8百億元、日本東京電力公司虧損超過2百億元；法國國營EDF電力公司售電量為4,144億度電，換算平均每度虧損1.38元，韓國國營韓國電力公司售電量為至5,479.3億度電，換算平均每度虧損1.37元。台電公司112年售電量2,367.6億度，平均每度虧損1.13元。

(八) 據台電公司說明，類似因國際燃料價格大漲致電業虧損，台電公司並非特例。無論電源結構是核電占比高的法國、韓國，亦或跟臺灣一樣以火力發電為主的日本等國亦有類似狀況。反觀德國110年度電源結構再生能源占比高達41.1%，盈餘11.08億歐元約新臺幣349.24億元，111年度¹⁰仍保持營運獲利，年度盈餘13.35億歐元約新臺幣439.08億元，與其他國家截然不同(詳表7，見第5頁)。我國因躉購費率較高之離岸風力陸續完工，加入併聯發電數量增加，致台電公司民營風力購電單位成本近年大幅上

9. RE100 是由氣候組織(The Climate Group)與碳揭露計畫(Carbon Disclosure Project, CDP)所主導的全球再生能源倡議，其目標是匯集全球最具影響力的企業，以電力需求者的角度改變用電市場，共同努力提升使用再生能源的友善環境。

10. 德國電業 111 年度電源結構欠缺資訊尚難得知確切占比，推測應與 100 年度相近。

升，惟據112年8月國際再生能源總署(IRENA)發布最新全球綠電發電成本報告，99~111年全球光電均化發電成本下降89%，離岸風電均化成本則下降59%，再生能源隨著技術進步，其設置成本已逐漸下降。況且未來隨再生能源持續增加，由國外進口能源占比可望下降，可提升我國能源自主，並降低對化石燃料的依賴，減緩國際燃料價格波動對電價衝擊。

(九)揆以台電公司107至112年度每度發電成本(詳圖1)2.66、2.72、2.47、2.46、3.91、4.17元，其中主要變動成本為燃料，每度燃料成本分別為1.53、1.52、1.15、1.24、2.60、2.62元，每度外購綠電成本分別為0.08、0.11、0.16、0.18、0.25、0.39元，可見其占比並不高。111年因俄烏戰爭造成國際燃料成本大漲，台電公司當年度總支出為9,558億元，其中發購電燃料支出為6,166億元，為前(110)年2,924億元兩倍以上，而再生能源購電支出589億元，僅占總支出6%，並非台電公司虧損主因，然而再生能源購電近來成本逐年上升，一再造成外界誤解，足見經濟部及台電公司對外說明澄清不力，尚待加強。

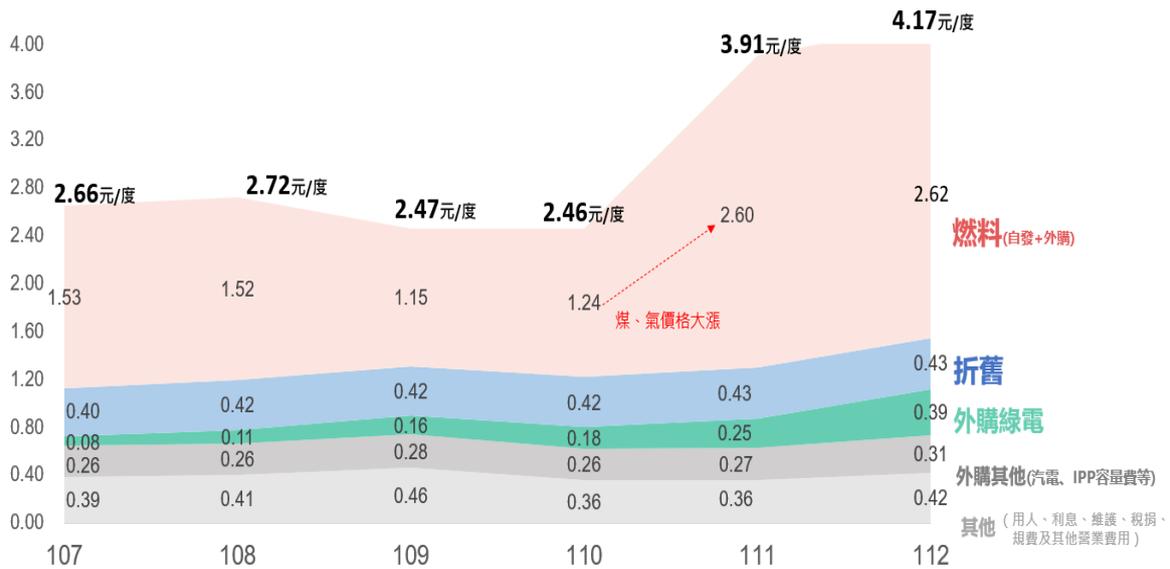


圖1 台電公司每度售電成本結構情形

資料來源：由台電公司提供。

三、電價費率調整依法需經審議會決議，然因考量對民生物價之衝擊，一向難以完全反應台電公司售電成本，雖曰此乃國營事業負有承擔政策任務之責任，但亦導致該公司經營未符「國營事業管理法」規定力求有盈無虧之企業經營原則，111年底帳列累積虧損達2,063億906萬餘元，已逾實收資本額3,300億元之二分之一，引發外界質疑公司經營效能欠佳，斲傷該公司基層員工之辛勞付出及政府形象，實有未妥：

(一)依電業法第49條規定：「公用售電業之電價與輸配電業各種收費費率之計算公式，由中央主管機關定之。公用售電業及輸配電業應依前項計算公式，擬訂電價及各種收費費率，報經中央主管機關核定後公告之；修正時亦同。中央主管機關訂定第一項電價及各種收費費率之計算公式前，應舉辦公開說明會；修正時亦同。中央主管機關為辦理電價、收費費率及其他相關事項之審議及核定，得邀集政府機關、學者專家及相關民間團體召開審議會。」台電

公司售電價格係依電價及費率審議會(下稱電價審議會)決議辦理，惟觀察近年電價審議會決議，因考量產業發展及民生經濟物價穩定等諸多因素，以致決議之電價費率往往未能充分合理反映發電燃料成本。

(二)107年3月16日審議會決議調整電價之後，迄111年4月底止，4年間歷經召開8次定期電價審議會，皆決議不調整電價(詳表10)。

表10 107年至113年3月底止歷次電價審議會結論摘要表

審議會召開日期	公用售電業電價費率檢討方案決議摘要
107年3月16日 (第1次)	原決議：公用售電業平均電價費率為2.8097元/度，電價調整幅度為+10.24%。嗣經委員提案依電價公式規定，原則每次調幅不超過3%。107年上半年檢討後之公用售電業平均電價費率為2.6253元/度電價調整幅度為+3.0%，獲表決通過。
107年9月13日 (第2次)	考量近日水患及對物價之影響，107年下半年公用售電業平均電價維持2.6253元/度，電價調整幅度為0%。
108年3月18日 (第1次)	考量目前燃料成本較去年為低且長期為下跌趨勢，108年上半年度電價不調整，維持平均電價2.6253元/度。
108年9月18日 (第2次)	考量國際燃料價格呈現下跌趨勢，雖發生沙烏地阿拉伯油田遭受空襲之突發事件……將不影響走跌趨勢。故108年下半年電價不調整，維持平均電價2.6253元/度。
109年3月18日 (第1次)	考量近期國際油價受到新冠肺炎、產油國協議破局等不確定因素影響，價格變動劇烈，其影響仍須觀察，決議109年上半年電價不調整，維持平均電價2.6253元/度。
109年9月14日 (第2次)	雖然國際油價大跌，但未來有緩慢上升趨勢，且台電公司配合核能後端營運總費用重估後逐年足額提撥，使售電成本增加，考量穩定物價政策及台電公司穩定經營，宜維持電價穩定，決議109年下半年電價不調整，維持平均電價2.6253元/度。
110年3月26日 (第1次)	1. 本次電價不調整，維持2.6253元/度。 2. 考量電價調整作業成本，將設定電價調整之啟動基準點為0.5%，未來倘電價調整幅度達0.5%，則可啟動電價調整。 3. 下次(9月)審議會再視燃料成本進行檢討，並一併考量發電結構轉變對電價之影響。
110年9月23日 (第2次)	本次電價不調整，維持2.6253元/度。
111年3月29日 (第1次)	考量俄烏之特殊事件影響，造成燃料價格短期劇烈變動，又電價調整與物價存在連動關係，因此將密切觀察後擇日再議電價是否調整，併暫定以2-3個月為臨時會召開期限，若戰爭局勢明朗則可提早開會。
111年6月27日 (臨時會)	1. 照顧民生：住宅每月用電1,000度以下不調整。 2. 穩定物價：小商店、低壓用電不調整。 3. 節能減碳：住宅用電每月1,001度以上部分調整9%；高壓以上用戶調整15%(排除農漁、食品、百貨、餐飲、電影院、健身房6行

審議會召開日期	公用售電業電價費率檢討方案決議摘要
	業及高中以下學校)。 4. 抑低尖峰：加大高壓及特高壓用電之尖峰價差。
111年9月19日 (第2次)	考量7月剛調漲電價、且國內通膨壓力具不確定性，政府規劃編列1,500億元增資台電，建議台電應研提財務改善方案(如資產重估等)，因此決議本次電價不調整，維持平均電價每度2.8458元。
112年3月17日 (第1次)	1. 本次平均電價調幅為11%，並建議各類用戶調整及配套方案如下： (1)照顧民生：住宅用電700度以下不調整。 (2)穩定物價：小商店用電1,500度以下不調整。 (3)全民用電並兼顧促使用戶節約能源： A. 住宅用電701~1,000度微調3%、1,001度以上調漲10%。 B. 小商店1,501~3,000度微調3%、3,000度以上調漲5%。 C. 低壓用戶調漲10%、高壓以上用戶調漲17%。 (4)緩衝配套： A. 為減緩用電衰退產業衝擊及照顧產業弱勢，產業111年下半年用電衰退10%以上者，調幅減半。 B. 農漁業及學校(幼兒園至大專院校)不調整。 2. 有關緩衝配套措施，將提報下半年電價審議會檢討。
112年9月19日 (第2次)	1. 國際預期燃料價格有緩跌趨勢，政府已於112年給予台電財務支持且113年已編列預算增資台電，為利物價穩定，因此議決本次電價不調整，維持平均電價3.1154元/度。 2. 經重新檢視111年7月的凍漲行業，由於部分內需行業經營狀況好轉，針對高壓之百貨公司、健身房、電影院、餐飲取消15%凍漲。 另112年4月的減半調漲產業，考量國際景氣未見好轉，產業用電持續衰退，故維持減半調整措施，即維持高壓8.5%、低壓5%之減調幅度。
113年3月22日 (第1次)	1. 本次平均電價調幅約11%，並建議各類用戶調整及配套方案如下： (1)照顧民生：住宅用電330度以下調幅3%、331~700度調幅5%。 (2)穩定物價：小商店用電700度以下調幅3%、701~1,500度調幅5%。 (3)節能減碳： A. 住宅用電701~1,000度調漲7%、1,001度以上調漲10%。 B. 小商店1,501~3,000度調漲7%、3,001度以上調漲10%。 (4)使用者付費： A. 112年下半年用電量正成長產業調幅14%。 B. 112年下半年用電量持平或衰退未達10%產業調幅12%。 C. 當年度用電5億度以上且前兩年用電平均正成長公司，及當年度用電0.5億度以上之網路資料中心(IDC)公司，按用電規模適用四種調幅(15%~25%)。 (4)配套： A. 為減緩用電衰退產業衝擊及照顧產業弱勢，112年下半年用電衰退10%以上產業調幅7%。 B. 農漁業及學校(幼兒園至大專院校)、社福團體不調整。 2. 有關配套措施，將提報下半年電價審議會檢討。

資料來源：電價及費率審議資訊揭露專區 / 電價費率審議會
<https://www3.moeaboe.gov.tw/ele102/Content/NewsLetter/List.aspx?MmmID=654246033427256710>

然而參考油價107、111、112年每桶71.06、100.94、82.41

美元，天然氣107、111、112年價格每立方公尺11.02、16.02、17.44元，煤炭價格107、111、112年每公噸108.05、367.44、174.24美元(詳表11)等，燃料價格漲幅相對較大。

表11 107年至113年4月電價調整及台電公司營運績效之大事紀及對照表

項目		年	107年	111年	112年	113年
調整時間			4月1日	7月1日	4月1日	4月1日
調整後電價(元) (調整幅度)			2.6253 (+3.00%)	2.8458 (+8.40%)	3.1154 (+11%)	3.4518 (+11%)
燃料價格	油價(美元/桶)		71.06	100.94	82.41	80.5
	氣價(元/m ³)		11.02	16.02	17.44	16.06
	煤價(美元/公噸)		108.05	367.44	174.24	169
本期淨利(損-)(億元)			305.46	-2,265.28	-1,999.14	-1,887.05

說明：1. 因電價調整產生的節電效果，使調價前實際所收的平均電價為2.8064元/度。
 2. 111年度以前為審定決算數(其中101年為配合國際財務報導準則調節後之數)，112年度為自編決算數，113年燃料價格及本期損益為院核預算數。
 3. 燃料價格資料來源：Brent油價採美國能源資訊管理局(EIA)統計資料、天然氣價採中油牌價、FOB煤價採國際燃煤雜誌Coalfax公布之澳洲煤現貨價格(NEX)。
 資料來源：由台電公司提供。

111年6月27日臨時會始決議調整部分售電價格，漲幅約8.4%，復於112年3月17日第1次定期會議決議調整部分用戶電價費率，漲幅約11.01%，皆未能如實充分反映燃料漲幅。據台電公司核算，若要完全反映價格，平均電價至少要上漲到4.1元，以111年初的2.62元電價來看，至少要上漲56%。

(三)113年3月22日召開113年第1次審議會，審議上半年

(4月至9月)電價費率，考量近期國際燃料價格雖有回跌，但相較俄烏戰爭前仍屬高檔，審議會秉持「反映成本、照顧民生、穩定物價、節能減碳、使用者付費」原則，且在政府補助1,000億元前提下進行電價調整，調整後平均電價為3.4518元/度，漲幅約11%，以民生用電採較低調幅、產業用電依經營狀況及用電量採不同調幅方式，細緻化進行各類用戶電價調整。現行電價費率調整機制以照顧民生及穩定物價為優先考量，在通盤考量燃料成本、台電公司財務、社會經濟及民生物價等因素下，審議委員(包含學者專家、工商消費者團體代表及相關政府機關)以最低影響限度進行電價調整，難以及時有效反映發電成本。

(四)查台電公司111年度審定決算，總收入計6,882.69億元，未含政府補助收入0.41億元、收回電價穩定準備403.14億元，其中電費收入計6,450.87億元占總收入93.73%，顯示售電收入占比逾九成，為該公司主要收入來源。惟該公司107、108、111及112年度平均每度售電價格分別為2.60、2.62、2.72、3.07元，皆低於售電成本2.66、2.72、3.91、4.17，其中111年度因國際燃料價格劇烈波動，致平均每度售電虧損1.19元為最鉅(詳表2，見第11頁)。顯示電價費率依法需經審議會決議調整，然因考量對民生物價之衝擊，一向難以完全反應台電公司售電成本。

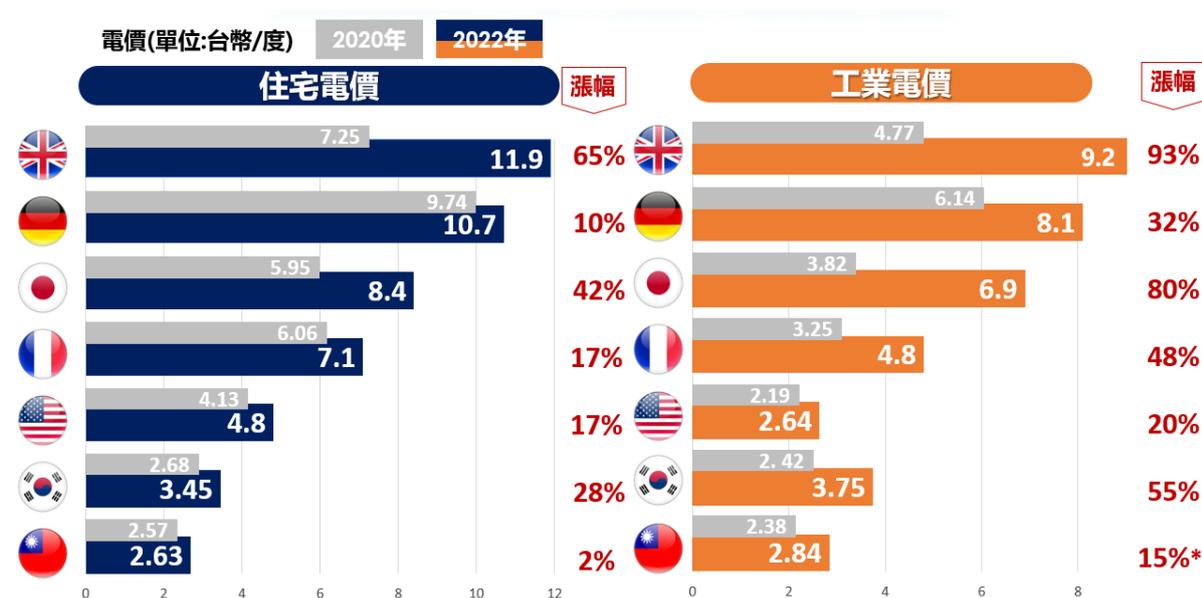
(五)台電公司董事長曾文生亦表示，過去調整電價並沒有足額調整，且民生用電是以700度以上才調漲，最大化照顧民眾需求及穩定物價，相比日本及韓國而言，臺灣電價還是低很多(詳表13及圖6)。政府為了

避免國際原物料價格波動太大對國內有影響，因此電價沒有全部反應，這是做到「物價消波塊」，讓國營事業擋在前面減少衝擊¹¹。

表13 德國、英國、法國、日本及韓國近年電價調整幅度、每度電價表
單位：元/度

國家	住宅電價			工業電價		
	109年	111年	調幅	109年	111年	調幅
英國	7.25	11.9	65%	4.77	9.2	93%
德國	9.74	10.7	10%	6.14	8.1	32%
日本	5.95	8.4	42%	3.82	6.9	80%
法國	6.06	7.1	17%	3.25	4.8	48%
美國	4.13	4.8	17%	2.19	2.64	20%
韓國	2.68	3.45	28%	2.42	3.75	55%
臺灣	2.57	2.63	2%	2.38	2.84	15%

資料來源：台電公司提供本院資料。



*排除我國2020年實施紓困致實際電價較低之因素，工業調幅約15%

圖6 我國住宅、工業電價與其他國家比較情形

資料來源：由台電公司提供。

(六)依國營事業管理法第4條規定：「國營事業應依照企

11. 資料來源：新新聞 113 年 1 月 16 日「台電 2023 年虧損 1985 億 爭取 3 月調整電價止損」網址：<https://www.storm.mg/article/4989257>

業方式經營，以事業養事業，以事業發展事業，並力求有盈無虧，增加國庫收入。……。」爰國營事業縱使因肩負社會責任致盈餘降低或虧損者，仍應以追求盈餘成長或虧損改善為營運目標。111年度國際燃料受俄烏戰爭影響，價格飆升，致111年度營運發生本期淨損2,265億2,759萬餘元¹²，與預算淨利68億4,546萬餘元，相距2,333億7,305萬餘元，且截至111年底帳列累積虧損達2,063億906萬餘元¹³，已逾實收資本額3,300億元之二分之一，導致外界亦質疑公司經營效能欠佳，斲傷該公司基層員工之辛勞付出及政府形象。由於112年國際燃料價格仍維持相對高檔，該公司雖透過電價調整機制於112年4月調漲電價，平均漲幅為11%，惟該公司112年度自編決算虧損達到1,985億元，累積虧損更高達3,826億元，嚴重影響財務健全。查台電公司113年度預算案每度電生產成本3.6999元、每度售電價格僅3.2211元，平均每度售電預期虧損0.4788元，顯然未符前開國營事業管理法規定力求有盈無虧之企業經營原則，實有未妥。

12. 111 年度營運發生本期淨損 2,265 億 2,759 萬餘元含收回電價穩定準備 404 億 3,326 萬餘元。

13. 111 年底帳列累積虧損達 2,063 億 906 萬餘元含全數填補虧損之「首次採用國際財務報導準則調整數」578 億 6,480 萬餘元。

四、台電公司重大投資之資金需求多數仰賴舉債籌措，債務總額逐年攀升，111年度負債比率94.52%，預計113年底負債比率達97.25%，財務狀況呈現持續惡化趨勢，利息費用居高不下，以111年度利息費用205.78億元，換算平均每度供電需負擔0.0833元，約占平均售電價格2.7246元之3%，亟待經濟部及台電公司積極研謀有效改善財務結構對策：

(一)按負債比率即負債總額占資產總額之比率，係用來分析一家公司資產中向外舉債之比率有多少，該比率越高表示該公司財務結構越不健全，每年需支付的利息費用就越多，此對公司資金週轉會產生相當大的壓力。查台電公司因95年度至102年度間連續虧損，累積虧損數達2,085.57億元，財務狀況顯著惡化，電源開發等重大資本支出計畫所需資金多數仰賴舉債支應，致負債總額逐年攀升，102年底負債比率高達90.47%，嗣因實施電價2階段調整方案、新版電價公式等電價合理化措施，又逢國際燃料價格反轉向下，該公司103年度開始轉虧為盈，隨著營運狀況轉佳，公司負債比率亦開始下降，由103年底89.90%逐年下降至110年底84.09%。嗣因111年度電價費率未能合理反映國際燃料漲幅而產生鉅額營運虧損2,265.28億元，致自有資金裕度不足，惟台電公司112年度辦理專案計畫計30項，核定投資總額1兆2,962億9,986萬元，其中1兆655億351萬8千元(占比82.20%)資金需求，規劃以舉債方式籌措財源(詳表22)。

表22 台電公司112年度專案計畫資金來源規劃一覽表

單位：千元；%

計畫名稱	核定投資總額	資金來源			
		自有資金	占比	外借資金	占比
通霄電廠更新擴建計畫	79,556,688	12,224,049	15.37	67,332,639	84.63
大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫	110,460,147	19,847,505	17.97	90,612,642	82.03
協和電廠更新改建計畫	121,800,555	18,270,083	15.00	103,530,472	85.00
興達電廠燃氣機組更新改建計畫	116,873,374	38,568,458	33.00	78,304,916	67.00
台中電廠新建燃氣機組計畫	118,061,691	28,691,458	24.30	89,370,233	75.70
通霄電廠第二期更新改建計畫	134,677,061	20,201,559	15.00	114,475,502	85.00
大林電廠燃氣機組更新改建計畫	45,585,847	6,837,869	15.00	38,747,978	85.00
集集攔河堰南岸聯絡渠道南岸二小水力發電計畫	710,592	89,626	12.61	620,966	87.39
萬里水力發電計畫	9,596,238	1,374,489	14.32	8,221,749	85.68
全台小水力第一期發電計畫	2,730,066	1,013,400	37.12	1,716,666	62.88
風力發電第五期計畫	3,470,000	742,207	21.39	2,727,793	78.61
離岸風力發電第二期計畫	57,323,960	8,598,594	15.00	48,725,366	85.00
宜蘭仁澤地熱發電計畫	221,000	154,180	69.76	66,820	30.24
綠能第一期計畫	9,162,200	2,602,679	28.41	6,559,521	71.59
石門抽蓄水力發電計畫	6,976,532	1,046,477	15.00	5,930,055	85.00
第七輸變電計畫	236,871,164	22,747,780	9.60	214,123,384	90.40
台中電廠1~10號機供煤系統改善計畫	14,037,233	3,209,600	22.86	10,827,633	77.14
台中發電廠第5~10號機空污改善工程計畫	14,560,167	4,484,643	30.80	10,075,524	69.20
北區一期電網專案計畫	5,511,156	1,604,375	29.11	3,906,781	70.89
離岸風力加強電力網第一期計畫	60,679,149	14,267,055	23.51	46,412,094	76.49
離岸風力加強電力網計畫(第一階段區塊開發)	60,598,408	9,089,762	15.00	51,508,646	85.00
北區二期輸變電專案計畫	9,562,068	1,434,310	15.00	8,127,758	85.00
中區一期輸變電專案計畫	6,961,471	1,497,026	21.50	5,464,445	78.50
變電所整所改建一期專案計畫	29,352,684	4,402,903	15.00	24,949,781	85.00
南科超高壓變電所擴建計畫	6,983,527	2,319,346	33.21	4,664,181	66.79
南區一期輸變電專案計畫	8,201,474	1,230,222	15.00	6,971,252	85.00
寶山超高壓變電所新建計畫	14,829,955	2,224,493	15.00	12,605,462	85.00
霧社水庫防淤工程計畫	5,024,153	1,133,999	22.57	3,890,154	77.43
臺北及高雄中央調度中心大樓新建工程計畫	5,921,300	888,195	15.00	5,033,105	85.00
專案計畫合計	1,296,299,860	230,796,342	17.80	1,065,503,518	82.20

資料來源：參考台電公司112年度預算案固定資產建設改良擴充計畫有關各項專案計畫各年度分配額。

(二) 上揭30項計畫經費，其中屬113年度(含)以後分配額計6,046.62億元，在不考慮未來新增計畫項目之情況下，以82.20%推算未來以外借(舉債)方式籌措之資金，則將需再增加舉債4,970.32億元，導致負債總額逐年攀升，由106年底1兆7,324億元(負債比率87.03%)，增至111年底2兆1,983億元(負債比率94.52%)，112年底(自編決算)負債總額增至2兆4,315億元(負債比率94.78%)(詳表15)，113年度(預算)負債總額預計2兆6,163億元(負債比率97.25%)，財務狀況呈現持續惡化趨勢。

表15 台電公司106至112年財務狀況暨各期損益一覽表

單位：億元；%

項目	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年
資產總額	19,906	20,281	20,725	21,453	22,058	23,256	25,654
負債總額	17,324	17,395	17,679	18,190	18,549	21,983	24,315
權益總額	2,582	2,886	3,046	3,263	3,509	1,273	1,339
資本	3,300	3,300	3,300	3,300	3,302	3,304	4,816
負債比率	87.03%	85.77%	85.30%	84.79%	84.09%	94.52%	94.78%
本期損益	198	305	161	241	225	-2,265	-1,985
累積虧損	-1,298	-1,009	-850	-642	-417	-2,063	-3,826

說明：1. 表列資料111年度以前為審定決算數，112年度為自編決算數。

2. 台電自106年起依電業法及主管機關指示設置電價穩定準備，上表106~111年本期損益包含收回(提存)電價穩定準備數，且該準備於111年用罄。

資料來源：台電公司各該年度決算書及網頁公開資訊。

(三) 復查台電公司106至112年度長期債務舉借與償還情形，除110年度以外，各年度長期債務新增舉借數皆大於該年度償還數，爰105年度起債務餘額逐年增加。復據該公司提供資料，112年5月底既有長期債務餘額1兆175.73億元，預計113年度舉新還舊之比率51.89%。台

電公司因債務總額居高不下，每年財務負擔沉重。據統計，103至112年度間，除110年度因市場利率處於低點，致利息總支出低於百億元外，其餘各年度利息總支出皆超逾百億元，且111年度市場利率走升，導致111年度利息總支出較110年度遽增26.62億餘元（增幅27.41%），112年度利息總支出增至209.39億元，為103年度以來最高（詳表23）。倘按111年度供電量2,470.77億度、當年度利息費用205.78億元核算，則平均每度供電需負擔0.0833元利息費用，約占111年度平均售電價格2.7246元之3%。

表23 台電公司103至112年度財務支出統計表

單位：千元

年度	利息總支出 (1)	資本化利息 (2)	除役負債利息 (3)	租賃負債利息 (4)	利息費用(5) (5)=(1)-(2)+(3+4)
103年	16,021,096	3,757,091	7,538,008	-	19,802,013
104年	15,418,953	2,726,698	7,786,472	-	20,478,727
105年	13,085,473	2,274,672	8,025,174	-	18,835,975
106年	12,366,905	2,201,088	8,905,706	-	19,071,523
107年	12,295,802	1,501,797	8,610,886	-	19,404,891
108年	12,563,389	1,173,884	8,796,966	25,970	20,212,441
109年	11,284,079	1,240,268	9,067,910	48,396	19,160,117
110年	9,712,921	1,550,839	9,950,435	63,407	18,175,924
111年	12,375,413	1,977,503	10,116,190	63,723	20,577,823
112年	20,939,268	3,440,163	10,320,328	80,197	27,899,630

說明：表列資料111年度以前為審定決算數，112年度為自編決算數。

資料來源：台電公司提供。

(四)據台電公司說明，該公司為改善財務結構，近年採行作為主要有：1、政府增資。2、以特別預算彌補政策負擔成本。3、提升債務管理績效，降低資金

成本，規避未來利率上升之風險。4、精進燃料採購策略，機動調整長約與現貨採購比例，抑低燃煤採購成本。5、物料採購機制與物料控管之改善措施，降低庫存滯庫時間、總儲備庫存量及避免庫存積壓。6、辦理資產重估，提高公司淨值。7、持續關注燃料價格走勢，爭取電價合理反映電業經營成本等措施。

(五)惟上開改善措施，部分係屬一次性措施(如政府增資或以特別預算彌補政策負擔成本)，尚難彌補因長期電價差距肇致之鉅額營運虧損；或措施效益具不確定性(如提升債務管理績效，降低資金成本，規避未來利率上升之風險)，或尚非公司自主決策可達成者(如爭取電價合理反映經營成本等)，且該公司111年度負債總額2兆1,983億元、負債比率94.52%，年底累積虧損2,063億元，呈現較110年底及以前年度惡化趨勢，鑑於台電公司重大投資及償還到期債務之資金需求多數以融資方式因應，致負債總額逐年累增，不僅增加供電成本，且加劇財務惡化趨勢，經濟部及台電公司允宜就財務狀況、資金調度情形及各項財務改善措施之有效性進行通盤檢討，並研擬有效對策。

參、處理辦法：

- 一、抄調查意見，函請經濟部及台灣電力股份有限公司確實檢討改進見復。
- 二、調查報告之案由、調查意見(含表/圖及簡報)及處理辦法上網公布。

調查委員：賴振昌

田秋堃

中 華 民 國 113 年 7 月 18 日

案名：台電111年虧損2,265億元案。

關鍵字：111年俄烏戰爭、電價調整、台電財務惡化、再生能源躉購