

國立交通大學

環境工程研究所

碩士論文

台灣太陽能補助政策情境分析

Scenario Analysis of Solar Energy Subsidy Policy in
Taiwan

研究生：陳心怡

指導老師：高正忠

中華民國一百年七月

台灣太陽能補助政策情境分析

Scenario Analysis of Solar Energy Subsidy Policy in Taiwan

研究生：陳心怡

Student：Shin-Yi Chen

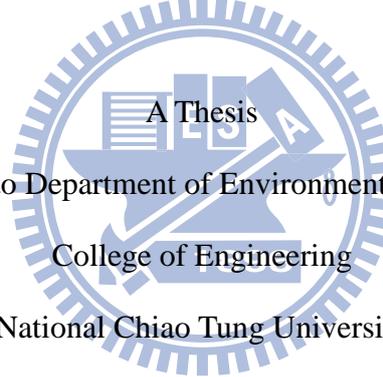
指導教授：高正忠

Advisor：Jehng-Jung Kao

國立交通大學

環境工程研究所

碩士論文



Submitted to Department of Environment Engineering

College of Engineering

National Chiao Tung University

in partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of

Master of Science

in

Environment Engineering

July 2011

Hsinchu, Taiwan, Republic of China

中華民國一百年七月

摘要

為了提高綠色能源及促進永續環境，國內正積極推廣太陽光電系統，補助政策是影響太陽光電發展的重要因素，本研究因而分析不同情境下之補助金額及能源與環境效益之差異。

本研究首先整理以往初設成本補助政策下的發展，並比較國內外歷史安裝量和初設成本趨勢，然後分析國內現行電能躉購政策。之後研擬可能的政策情境，包括電價上漲(EP)、綠稅(GT)及綠稅加電價上漲等情境；且建立一套方法分析各情境，該方法主要分二部分，第一部分預測安裝量、初設成本與費率，依所建立的擴散模式與經驗曲線預測安裝量與初設成本趨勢，再據以預測電能躉購費率；第二部分評估效益，主要分為補助金額、能源及環境三部分，首先分析補助所需支出；能源效益依日射量、總發電量及分區發電能力等分析之；環境效益則主要考量溫室氣體及空氣污染物之減量效益，比較分析各情境下的補助金額及效益。亦分析個別使用者的回收期，且針對主要參數進行敏感度分析。

情境分析結果顯示 EP2%以上情境比徵收綠稅所增加的安裝量更多，淨成本較高。EP3%以上及 GT750&EP2%以上情境預期可達到 2025 年目標安裝量 2000 MW_p，至 2025 年總補助金額 700 億元以上。GT&EP5%等情境則預期太陽光電在 2025 年可達到再生能源目標(8%)的一半。豐日照區預期其總發電能力是其他分區 20 倍以上，適合在該區積極推動太陽光電。各情境 2025 年時的 eCO₂ 減量約為 268.3~6813.2 千噸，約佔 2008 年總量的 0.1~2.6%，TSP、SO_x 及 NO_x 則約減少 7.9~200.4 噸、108.7~2760.9 噸及 120.6~3061.5 噸。豐日照區因發電量較大回收期可縮短至 19 年，但其他分區及(D)值下回收期大多超過 25 年，可能影響安裝意願。所建議方法及相關結果預期可輔助相關決策分析或規劃。

關鍵詞：太陽光電系統、補助政策評估、效益評估、情境分析、永續環境系統分析

Abstract

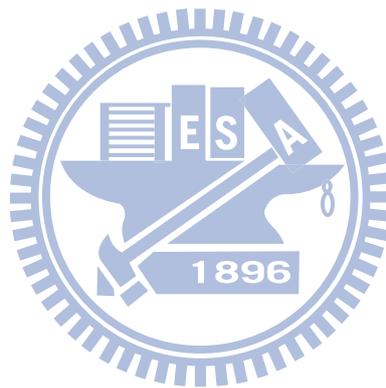
For increasing green energy and pursuing sustainable environment, the government is promoting solar PV systems. A proper subsidy policy is essential for developing PV systems. This study thus analyzes various scenarios for implementing current feed-in tariffs (FIT) subsidy policy and compares their differences based on policy cost and energy and environmental benefits.

The historical progress under the previous initial-cost subsidy policy is first evaluated. The changing trends of domestic and foreign installations and system costs are also compared. To analyze the current FIT policy, three possible scenarios and various cases under each scenario are evaluated, including electricity price (EP) rise, green tax (GT), and electricity price rise with green tax. A method with two major steps is established for analyzing these scenarios. The first step forecasts installation quantities, initial costs, and feed-in tariffs, primarily based on a diffusion model and an experience curve. The second step estimates policy cost and energy and environmental benefits of each scenario case. The energy benefit is estimated based on solar radiation, average gross electricity generation, and gross electricity generation in each region. The environmental benefit is estimated according to GHG and air pollutant emission reductions. The payback periods for individual users at different regions are also evaluated. A sensitivity analysis for major parameters is also implemented.

According to the simulated results, the installation quantities of EP2% cases are larger than those of GT cases. Cases for EP3% and GT750&EP2% can reach the goal of 2000 MWp in 2025, but the total subsidy will be more than NT\$7x10⁴ million. In 2025, GT&EP5% cases may reach 4% of the national gross electricity generations, which is half of the national target of the renewable energy. The estimated gross electricity generation at the abundant radiation region is more than twenty times than those at other regions. The eCO₂ reductions in 2025 range between 268.3 and 6813.2 thousand tons, about 0.1 to 2.6% of the 2008 total national emission. And TSP, SO_x, and NO_x reductions are approximately 7.9-200.4, 108.7-2760.9, and 120.6-3061.5 tons, respectively. The payback period for the abundant radiation region is about 19 years, while the payback periods at other regions are mostly longer than 25

years. The proposed method and results are expected to facilitate related decision making and planning analyses.

Keywords: solar photovoltaic system; subsidy; benefit assessment; scenario analysis; sustainable environmental system analysis.



致謝

研究期間雖歷經題目變更及多項瓶頸，但經多位人士協助，不斷修改終於順利定稿。首先感謝指導教授高正忠老師在研究與生活上的指導與照顧，讓我了解抓重點的重要及處事上應改進的地方。也非常感謝口試期間陳鶴文教授、林宏嶽教授的細心指正與建議，使論文內容更詳盡嚴謹，學生受益良多，特此表達由衷感謝。

感謝實驗室的學長姐子欽、宥禔、坤哥、冠華、京澄、展帆、雅如在我進行研究時所給予的協助；感謝同屆的好友岳奇、科智在這段期間的陪伴及互相砥礪；感謝學弟嘉仁、彥宏、維佑的貼心問候；感謝所辦小姐在行政上提供的幫助；同時很慶幸有室友怡伶、玳婕在生活上的關懷與照顧，以及感謝工研院彭大千先生、能源局吳智偉學長、邱明豐先生、太陽光電廠商願提供論文所需資料，使研究得以順利進行。最後，要感謝父母和哥哥總是適時的給我鼓勵，並且謝謝你們一直以來的包容，讓我面對挫折時得以堅持下去，在此，僅將這份論文獻給曾經幫助我的人。

陳心怡 謹誌於交大

民國一百年七月

目錄

中文摘要.....	i
英文摘要.....	ii
致謝.....	iv
目錄.....	v
表目錄.....	viii
圖目錄.....	x
符號說明.....	xiv
第一章 前言.....	1
1.1 研究緣起.....	1
1.2 研究目的.....	3
1.3 論文內容.....	4
第二章 文獻回顧.....	5
2.1 國內外太陽光電系統發展與趨勢.....	5
2.2 國內外太陽光電補助政策.....	8
2.3 國內外綠稅(或碳稅)政策.....	14
2.4 太陽光電補助政策情境.....	16
2.5 太陽光電補助政策情境分析方法.....	17
2.5.1 安裝量與初設成本預測.....	17
2.5.2 效益評估.....	17
2.6 個別使用者回收期分析.....	19
2.7 敏感度分析.....	20
第三章 研究流程與方法.....	21
3.1 研究流程.....	21
3.2 國內補助政策分析.....	24

3.2.1	初設成本補助歷史政策.....	24
3.2.2	電能躉購政策.....	25
3.3	政策情境研擬.....	27
3.3.1	電價上漲.....	27
3.3.2	綠稅情境.....	27
3.3.3	綠稅加電價上漲.....	28
3.4	政策情境分析方法.....	29
3.4.1	各情境下之安裝量與初設成本預測.....	29
3.4.1.1	最大可能安裝量.....	31
3.4.1.2	Progress Ratio.....	33
3.4.1.3	各情境下之電價.....	34
3.4.1.4	太陽光電發電成本.....	35
3.4.1.5	建立擴散係數與電太成本比例變化率函數.....	36
3.4.2	費率預測.....	36
3.4.3	效益評估.....	36
3.4.3.1	補助金額評估.....	36
3.4.3.2	能源效益評估.....	37
3.4.3.3	環境效益評估.....	41
3.5	政策情境分析與比較.....	42
3.5.1	各政策情境比較.....	43
3.5.2	綜合比較.....	43
3.5.3	個別使用者的回收期分析.....	44
3.6	各相關參數敏感度分析.....	45
第四章	結果與討論.....	47
4.1	初設成本補助歷史政策分析.....	47

4.2 各情境下之安裝量與初設成本預測.....	55
4.3 各情境下之費率預測.....	65
4.4 各情境下之效益分析.....	68
4.4.1 補助金額.....	68
4.4.2 能源效益.....	73
4.4.3 環境效益.....	81
4.5 各情境綜合比較分析.....	91
4.5.1 綜合比較.....	91
4.5.2 個別使用者的回收期分析.....	99
4.6 主要參數敏感度分析.....	104
第五章 總結與建議.....	109
5.1 總結.....	109
5.2 建議.....	111
參考文獻.....	112
附錄 A 其他研究相關資料.....	(附 A)-1
附錄 B 電能躉購政策回溯期評估.....	(附 B)-1
附錄 C 屋頂面積與效率預測.....	(附 C)-1
附錄 D 研究相關結果.....	(附 D)-1



表目錄

表 2.1 太陽光電補助政策說明.....	9
表 2.2 2009 年各國太陽光電補助政策發展.....	10
表 2.3 各國碳稅政策發展.....	15
表 3.1 台灣太陽光電電能躉購費率.....	26
表 3.2 各級距系統裝置容量—98 年度「振興經濟擴大公共建設投資計畫」	26
表 3.3 情境說明.....	28
表 3.4 屋頂占基地面積的比例與可設置系統的面積比例設定	33
表 3.5 政策情境之電價變化估算公式.....	35
表 3.6 台灣日射量區域劃分.....	40
表 3.7 溫室氣體與污染物排放係數.....	42
表 3.8 綠色稅額及環境污染處理成本.....	44
表 4.1 執行電能躉購政策(Feed-in tariffs)類似政策的國家.....	57
表 4.2 S-L-92%之發展預測情形比較.....	65
表 4.3 S-L-92%之補助支出比較.....	73
表 4.4 S-L-92%之能源效益比較.....	79
表 4.5.1 S-L-92%之環境效益比較-eCO ₂	87
表 4.5.2 S-L-92%之環境效益比較-TSP.....	88
表 4.5.3 S-L-92%之環境效益比較-SO _x	89
表 4.5.4 S-L-92%之環境效益比較-NO _x	90
表 4.6 S-L-92%之綜合比較.....	98
表 4.7 EP2%-L-92%之不同折現率(i)分析	105
表 4.8 EP2%-L-92%之不同年運轉維護費用之係數(m)分析	107

表 A.1 初設成本補助條例.....	(附 A)-1
表 A.2 電能躉購條例.....	(附 A)-3
表 A.2.1 再生能源電能躉購費率.....	(附 A)-4
表 A.2.2 再生能源電能躉購費率(續).....	(附 A)-5
表 A.3 台灣歷年太陽能補助及獎勵措施—設備補助、獎勵規劃設計	(附 A)-7
表 A.4 台灣歷年太陽能補助及獎勵措施—財稅獎勵.....	(附 A)-11
表 A.5 台灣歷年太陽能補助及獎勵措施—電能躉購.....	(附 A)-12
表 A.6 歷年國際貨幣匯率.....	(附 A)-13
表 A.7 歷年國內生產毛額平減指數(2009 年=1).....	(附 A)-14
表 A.8.1 歷年太陽光電系統累積安裝量.....	(附 A)-15
表 A.8.2 台灣逐月太陽光電系統累積安裝量.....	(附 A)-16
表 A.9 各國歷年太陽光電系統固定成本(NT\$/kW _P ，2009 年基期)	(附 A)-17
表 A.10 各國歷年太陽光電模組固定成本(US\$/W _P ，2009 年基期)	(附 A)-18
表 A.11 歷年太陽光電系統與模組固定成本(2009 年基期).....	(附 A)-19
表 A.12 其他執行電能躉購(Feed-in-tariffs)類似政策的國家執行內容	(附 A)-20
表 A.13 太陽光電系統的價值與障礙.....	(附 A)-24
表 A.14 台灣全天空日射量資料(2006~2010).....	(附 A)-26
表 A.15 不分區及各分區年發電量(G)比較表(kWh).....	(附 A)-27

圖目錄

圖 2.1 OECD 國家再生能源技術之投入研發比例.....	6
圖 2.2 台灣系統類型之分佈(a)設置件數；(b)安裝量	7
圖 2.3 各國(a)電價趨勢；(b)人均 GDP	10
圖 3.1 研究流程.....	23
圖 3.2 台灣太陽能板安裝之較佳傾斜角度.....	32
圖 3.3 全球太陽光電模組之經驗曲線.....	34
圖 3.4 各情境下之新增安裝量分布.....	37
圖 3.5 台灣氣候測站 Voronoi 圖.....	39
圖 3.6 台灣太陽光電分區範圍.....	41
圖 4.1 歷年太陽光電累積安裝量.....	48
圖 4.2 歷年太陽光電初設成本(a)系統；(b)模組.....	49
圖 4.3 歷年太陽光電系統與模組成本比較.....	50
圖 4.4 台灣太陽光電之經驗曲線(a)系統；(b)模組.....	51
圖 4.5 IEA 主要國家太陽光電之經驗曲線(a)系統；(b)模組.....	52
圖 4.6 歷年多晶矽原料(a)成本；(b)供應	53
圖 4.7 相關國家太陽光電系統之經驗曲線(a)德國；(b)義大利；(c)瑞士	54
圖 4.8 台灣過去的常數(c)與擴散係數(d)值及新常數(c)值.....	55
圖 4.9 執行電能躉購政策國家的(a)電太成本比例變化率；(b)擴散係數	58
圖 4.10 擴散係數與電太成本比例變化率函數.....	59
圖 4.11 EP-L-92%之(a)安裝量；(b)初設成本	60
圖 4.12 EP2%-L-PR 之(a)安裝量；(b)初設成本	61
圖 4.13 EP2%-G-92%之(a)安裝量；(b)初設成本	61

圖 4.14 2013GT-L-92%之(a)安裝量；(b)初設成本.....	62
圖 4.15 2015GT-L-92%之(a)安裝量；(b)初設成本.....	63
圖 4.16 2013GT750&EP-L-92%之(a)安裝量；(b)初設成本.....	64
圖 4.17 S-L-92%之費率(a)EP；(b)2013GT；(c)2013GT750&EP.....	67
圖 4.18 台灣逐月太陽光電累積安裝量.....	67
圖 4.19 EP-L-92%之補助金額.....	69
圖 4.20 EP2%-L-PR 之補助金額.....	69
圖 4.21 EP2%-G-92%之補助金額.....	70
圖 4.22 2013GT-L-92%之補助金額.....	71
圖 4.23 2015GT-L-92%之補助金額.....	71
圖 4.24 2013GT750&EP-L-92%之補助金額.....	72
圖 4.25 台灣各區域日射量趨勢.....	74
圖 4.26 EP-L-92%之能源效益.....	75
圖 4.27 EP2%-L-PR 之能源效益.....	76
圖 4.28 EP2%-G-92%之能源效益.....	76
圖 4.29 2013GT-L-92%之能源效益.....	77
圖 4.30 2015GT-L-92%之能源效益.....	78
圖 4.31 2013GT750&EP -L-92%之能源效益.....	78
圖 4.32 EP2%-G-92%之分區發電能力(a)E；(b)D.....	80
圖 4.33 台灣排放量趨勢(a)溫室氣體；(b)空氣污染物.....	81
圖 4.34 EP-L-92%之環境效益(a)eCO ₂ ；(b)TSP；(c)SO _x ；(d)NO _x	82
圖 4.35 2013GT-L-92%之環境效益(a)eCO ₂ ；(b)TSP；(c)SO _x ；(d)NO _x	83
圖 4.36 2013GT750&EP-L-92%之環境效益(a)eCO ₂ ；(b)TSP；(c)SO _x ；(d)NO _x	84

圖 4.37 EP2%-L-PR 之環境效益(a)eCO ₂ ; (b)TSP ; (c)SO _x ; (d)NO _x	85
圖 4.38 EP2%-G-92%之環境效益(a)eCO ₂ ; (b)TSP ; (c)SO _x ; (d)NO _x	86
圖 4.39 EP-L-92%之綜合比較(a)EP0% ; (b)EP1% ; (c)EP2% ; (d)EP3% ; (e)EP5% ; (f)2030 年 EP1%、EP2%、EP3%	92
圖 4.40 EP2%-L-PR 之綜合比較(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%	93
圖 4.41 EP2%-G-92%之綜合比較(a)L ; (b)E ; (c)D	94
圖 4.42 2013GT-L-92%之綜合比較(a)GT500 ; (b)GT750 ; (c)GT1000 ; (d)2030 年 GT500、GT750、GT1000.....	95
圖 4.43 2013/2015GT-L-92%之綜合比較(a)2013 年 ; (b)2030 年.....	96
圖 4.44 2013GT750&EP-L-92%之綜合比較(a)GT750&EP1% ; (b)GT750&EP2% ; (c)GT750&EP3% ; (d)GT750&EP5%	97
圖 4.45 EP-L-92%(E)值之回收期(a)EP0% ; (b)EP1% ; (c)EP2% ; (d)EP3% ; (e)EP5%	100
圖 4.46 EP-L-92%(D)值之回收期(a)EP0% ; (b)EP1% ; (c)EP2% ; (d)EP3% ; (e)EP5%	102
圖 4.47 EP2%-L-92%之回收期(a)不同折現率 ; (b)不同年運轉維護費用係數	103
圖 4.48 EP2%-L-92%不同折現率之綜合比較(a)i=5.25% ; (b)i=2% ; (c)i=3.5% ; (d)i=6%	106
圖 4.49 EP2%-L-92%不同年運轉維護費用之係數之綜合比較(a)m=0.7% ; (b)m=1.5% ; (c)m=2.5% ; (d)m=4%.....	108

圖 D.1 EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%
.....(附 D)-1

圖 D.2 2013GT-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%
.....(附 D)-2

圖 D.3 2015GT-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%
.....(附 D)-3

圖 D.4 2013GT500&EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ;
(d)PR94%(附 D)-4

圖 D.5 2013GT750&EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ;
(d)PR94%(附 D)-5

圖 D.6 2013GT1000&EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ;
(d)PR94%(附 D)-6



符號說明

符號	說明	單位
A_{\max}	最大可能安裝面積	m^2
B^k	污染物 k 的碳交易價格或處理成本	NT\$/ton
c	擴散模式之常數	-
C_y	y 年補助起始年後的預期支出	NT\$
$C_{\text{回溯期}y}$	y 年補助回溯半年期間安裝的預期支出	NT\$
CDT	Characteristic development time	year
CRF	Capital recovery factor	-
d	擴散模式之擴散係數	-
E_t	t 年的電價	NT\$/kWh
E_e	原本一般住宅用電價格	NT\$/kWh
$E_{g,t}$	t 年因課綠稅後增加的電價	NT\$/kWh
ESH	等效日照小時	hour/year
$f_{po}^{eCO_2}$	電廠排放溫室氣體的排放係數	ton-eCO ₂ /kWh
f_{po}^k	電廠排放污染物 k 的排放係數	g/ kWh
f_{pv}^k	太陽光電系統排放污染物 k 的排放係數	g/ kWh
Fp_t	t 年時設置系統的電能躉購費率	NT\$/kWh
G_t^{y-t}	t 年設置每峰瓦系統後 (y - t) 年的年發電量	kWh/kW _p
GT_y	y 年的總產生電力	kWh
$GT_{\text{回溯期}y}$	y 年回溯半年期間安裝的總產生電力	kWh
GTB_y	y 年分析補助期間的發電總效益	NT\$
i	平均折現率(discount rate)	%

符號	說明	單位
L_t^{y-t}	t 年設置系統後 (y - t) 年的太陽能電池衰減效率	%
m	年運轉維護費用之係數	%
M_b	2009 年 6 月之前的累積安裝量	kW _P
M_{-1}	2009 年底及之前的累積安裝量	kW _P
M_0	起始年及之前的累積安裝量	kW _P
M_t	到 t 年底為止的累積安裝量	kW _P
M_{max}	最大可能安裝量	kW _P
MC	電池與模組效率比例值	%
n	分析年限或太陽光電系統使用年限	year
P_0	起始年的太陽光電系統初設成本	NT\$/kW _P
P_t	t 年的太陽光電系統初設成本	NT\$/kW _P
$P_{pv,t}$	t 年的太陽光電發電成本	NT\$/kWh
PR	當安裝量增加一倍時成本降低的比例	%
PF	實際太陽能電池占裝配模組總面積的比例	%
Q_y^k	y 年系統產生電力所減少污染物 k 的排放量	ton
QB_y^k	y 年分析補助期間污染物 k 的外部效益	NT\$
r	電價和太陽光電發電成本比例變化率	-
$T_t^{eCO_2}$	t 年研擬的綠稅	NT\$/ton-eCO ₂
TC_y	y 年分析補助期間的總預期支出	NT\$
u	電價年漲幅比例	%/year
w	系統耗能比例	%
X_t	t 年時設置系統的回收期	year

符號	說明	單位
β	經驗指數	-
γ	性能比包括可能影響發電量的因素	%
δ	太陽能模組效率	%
η_L	太陽能電池技術可達之極限效率	%

情境 Case 編碼說明

編碼: S-G-PR

符號	說明	
S	電價上漲(EP)	EP0%、EP1%、EP2%、EP3%、EP5%， 最後的數字代表電價上漲百分比
	綠稅(GT)	2013GT500、2013GT750、2013GT1000， 2015GT500、2015GT750、2015GT1000 前四個數字為綠稅預期執行年， 最後三個數字為綠稅的稅額，此部分不考量電價上漲
	綠稅加電價上漲 (GT&EP)	範例：2013GT500&EP1% 代表 2013 年開始執行綠 稅，稅額為每噸 eCO ₂ NT\$500 元，且電價上漲 1%， 餘類推。
G	系統年發電量	L(2011 年條例值)、E(本研究推估值)、D(考量逐年效 率衰減之推估值)
PR	Progress ratio	80%、88%、92%、94%

範例：2013GT500&EP1-L-92% 為 2013 年初執行綠稅政策，訂定稅額每噸 eCO₂ NT\$500 元，且電價逐年上漲 1%，系統年發電量依 2011 年法規採 1250(kWh) 分析之，PR 值設為 92%。

第一章 前言

1.1 研究緣起

台灣超過 99 % 的能源依賴進口，且因應國際能源價格漲幅和未來石化燃料逐漸枯竭的趨勢，近年來正積極推廣太陽光電系統做為改善方案之一。從減碳的觀點來看，台灣 2007 年人均溫室氣體排放量成長率位居全球第 1，超過一半的排放量來自發電，太陽光電僅約占全國發電量的 0.01 % (能源局，100 年)，仍有很大的發展空間。由於國內太陽光電市場發展仍需透過政府的補助來扶持，唯推行補助政策的可能成效有必要分析之，本研究因而建立一套方法分析不同政策情境下的現行太陽光電補助政策之效益，以期評估各情境下之補助效益，以供政府擬定相關決策時參考。

就整體趨勢而言，國內裝設太陽光電系統起步較晚。相較於國內太陽光電產業發展，實際應用仍相當有限，2007 年台灣雖位居全球第 4 大太陽能電池生產國，產量約為 368 MW_p (經濟部，97 年)，但太陽光電安裝量僅 2.4 MW_p (能源局，100 年)，產品多以外銷為主，為提升裝設率，政府因而陸續實施設備補助、獎勵規劃設計、投資抵減稅賦或免徵設備進口關稅等策略，但效果仍頗有限，本研究首先分析過去初設成本補助政策，探討歷史政策下之安裝量與初設成本趨勢，並與國外同一時期進行比較。

國內外太陽光電補助政策不盡相同，有電能躉購、補助設置成本、提供低利融資貸款、抵減稅賦、研發、再生能源配比義務或針對不同用途提供不同比例的補助等不同的方式 (e.g., Bezdek *et al.*, 2006; IEA, 2010; 呂等, 94 年)，因國內於 2010 年改為執行國際上常用的電能躉購政策，故本研究主要針對此政策進行分析，唯此政策在西班牙 (IEA, 2010) 執行時，因之前費率訂得太優厚導致政府財政無法負擔及讓政策不易持續推動，最後只好調降費率與限制總安裝量，故在執行政策之初有必要審慎評估其可能

影響。且同一類型政策在不同情境下亦會有不同的補助金額與效益，補助政策亦會受到補助方式、費率、電價等所影響，也會與是否推行綠稅習習相關，本研究因而建立一套方法分析國內推行電能躉購政策的可能情境及推估可能的補助金額與效益。本研究依國內可能的發展研擬適當的補助政策情境，在現行電能躉購的補助政策下，比較及分析電價上漲、綠稅、綠稅加電價上漲等可能的情境，以評估太陽光電補助政策在不同情境下之可能發展及效益。

有關太陽光電補助政策分析，國外雖已有文獻分析太陽光電系統補助情境(e.g., Van der Zwaan *et al.*, 2003 ; Sanden *et al.*, 2005 ; Nemet *et al.*, 2009)，唯依區域特性不同而有差異，包括政策制定、產業結構、市場規模、技術發展、氣候條件及建築物類型等因素均不盡相同，無法直接應用於台灣，目前國內分析太陽光電補助政策的相關研究甚少，黃(96年)雖曾建構系統動態學模型以探討碳稅情境下太陽光電系統之經濟效益，但並非針對補助政策，故目前並沒有一個適當的方法可供分析所有的補助政策情境，有必要建立一套方法分析之。

本研究所建立太陽光電補助政策分析方法主要可分為二大部分，分別為安裝量、初設成本與費率預測及效益評估，預期電能躉購政策下各情境的安裝量會有所差異，本研究因而建立一個擴散係數的關係函數，再依擴散模式(Diffusion model)預測不同情境下的安裝需求(Mesak and Coleman , 1992)，由於系統設置成本亦會影響補助政策的金額及推廣成效，不少研究曾以經驗曲線(Experience curve)預測太陽光電初設成本變化趨勢(e.g., Masini *et al.*, 2002 ; Poponi *et al.*, 2003 ; Van der Zwaan *et al.*, 2003 ; Sanden *et al.*, 2005 ; Nemet *et al.*, 2009 ; 洪，95年)，本研究亦以安裝量與初設成本的關係分析國內外太陽光電系統經驗曲線的進步率(Progress ratio, PR)，

然後依經驗曲線預測未來初設成本，並依據可能的初設成本變化推估電能躉購費率，此部分主要作為進行後續其他評估的依據。

太陽光電效益評估則主要可分為三部分：補助金額、能源及環境。有關補助金額部分，本研究依所推估之費率據以估算補助支出。能源效益部分，一般主要是依日射量(歐等，97年)來估算發電量值(e.g., Nawaz *et al.*, 2006；太陽光電資訊網，94年)，以便後續據以估算環境效益。環境效益的部分，考量太陽光電系統生命週期消耗的能源，並探討取代傳統能源下所減少之溫室氣體及空氣污染物(e.g., Bernal-Agusti'n *et al.*, 2006；Seng *et al.*, 2008)，之後進一步依可能之綠稅稅額與處理成本推估減量的外部效益(e.g., Van der Zwaan *et al.*, 2003；Bernal-Agusti'n *et al.*, 2006；Poullikkas *et al.*, 2009)。

此外，由於個別使用者的回收期(Bernal-Agusti'n *et al.*, 2006)會影響安裝的意願與需求，且不同區域回收期並不相同，本研究因而亦分析各補助政策情境下個別使用者及各分區使用者之回收期。

雖然國際能源總署(IEA，2001)的報告中亦提及相較於生產傳統能源，太陽光電系統尚包括低廢水排放、低土地使用、低噪音、低資源耗損和組件回收率高等好處，唯因這些資料難以取得及評估，故本研究未納入。本研究主要依據補助金額、能源、環境三部分評估各補助政策情境的金額及相關效益，並針對相關參數因子進行敏感度分析(Poponi *et al.*, 2003)，以供研擬太陽光電補助決策或規劃時參考。

1.2 研究目的

由於目前發展太陽光電仍取決於政府補助政策和技術限制，而國內外並無適當的方法可用以分析各種情境的補助政策，本研究因而建立適當方法分析台灣太陽光電補助政策情境，評估各情境下之補助效益，以供國內研擬相關補助政策時之參考依據。本研究主要目的有下列二項：

1. 分析台灣太陽光電初設成本補助歷史政策：為了解國內歷史補助政策推行之成效，本研究因而分析以往國內在初設成本補助政策下之發展，並比較同一時期下國內外歷史安裝量和初設成本趨勢，以作為檢討該政策的問題與缺點之依據。
2. 建立方法分析台灣太陽光電電能躉購政策可能情境及評估各情境可能之效益，以期作為相關決策的參考依據：由於目前並沒有適當方法可供分析所有的補助政策情境，本研究因而參考國內外文獻建立一套方法分析各補助政策情境下之補助金額、能源及環境效益，所得結果期能供進行相關決策時參考。

1.3 論文內容

本論文之後續章節中，第二章文獻回顧介紹太陽光電系統應用發展與趨勢(含附加價值、推廣障礙、產業現況)、獎勵補助政策、綠稅或碳稅政策、情境模擬及分析方法等研究發展；第三章簡介研究流程，並詳細說明本研究建立的分析方法，包括國內補助政策分析、政策情境研擬、安裝量、初設成本與費率預測、效益評估、各情境分析與比較(含個別使用者回收期分析)及各相關參數敏感度分析；第四章則應用所建立的方法分析所研究的補助政策情境，分析以往的初設成本補助政策、預測各情境下的安裝量、初設成本與費率、評估各情境下之效益、綜合比較各情境下所得之結果與分析個別使用者回收期及進行敏感度分析，並詳細討論及分析所得結果；最後第五章總結本研究及說明後續研究之建議。

第二章 文獻回顧

本章主要回顧及整理本研究相關文獻，首先介紹國內外太陽光電系統發展與趨勢及國內外相關獎勵補助政策、綠稅或碳稅政策，之後說明太陽光電補助政策情境及其分析方法等相關研究發展。

2.1 國內外太陽光電系統發展與趨勢

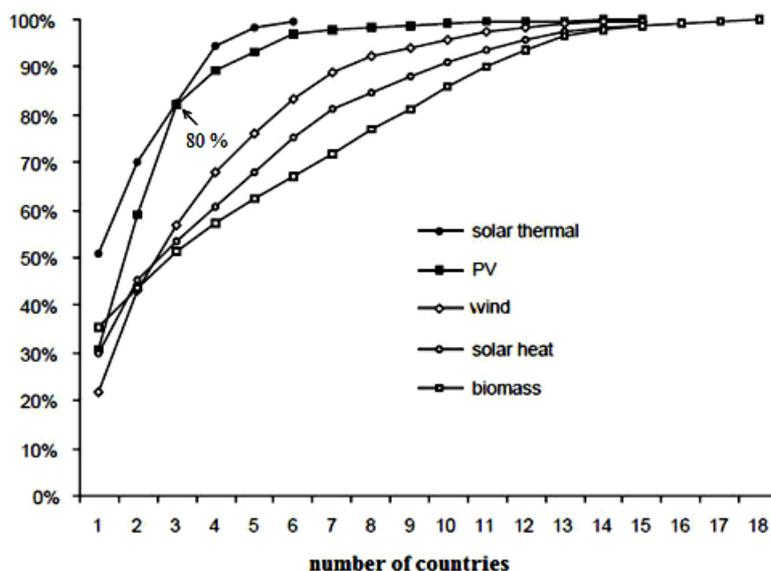
近年台灣積極推廣太陽光電，以提升再生能源使用率與減少溫室氣體排放，依 IEA(2001)指出太陽光電有不少附加價值，如附表 A.13(a)所列，包括電力供給、低污染低排放及降低資源耗損、結合建築的各種應用及促進教育與就業機會等，唯亦存在推廣障礙，如附表 A.13(b)所列，包括太陽光電成本仍高、對系統認知不足及缺乏長期的政策扶持等，因而尚未能全面普及。由於國外較早發展太陽光電，故以下首先回顧國外系統應用發展與趨勢，然後再回顧國內的情形及產業現況。

1. 國外發展與趨勢

依 Van der Zwaan *et al.* (2003)指出，1940 年美國 Russell Ohl 發現第一個矽太陽能電池，1954 年研發第一個具轉換效率的矽太陽能電池，1958 年商業化應用於太空，至 1970 年石油危機後方應用於地面，主要應用獨立型系統供偏遠或離島等電力網難以到達的區域使用(IEA, 2001)，而在 1990 年已有抽水機、通訊、民生消費品(如小型計算機)等應用。Masini *et al.* (2002)提到 1996 年獨立型系統約占安裝量的 90 %，由於採用蓄電池使成本下降較慢，至 1999 年獨立型系統所占比例已降為 70 %，併聯型系統開始推廣，到後期政策亦主要針對併聯型系統進行補助。

Sanden *et al.* (2005)提到太陽光電研發與示範多集中於少數國家，不利於長期發展，圖 2.1 所示為各種再生能源不同國家數之投資累積比例，可看出太陽光電前三個國家即約占 OECD 國家投入總研發資金的 80 %。依

IEA(2010)公佈之 2009 年統計數據，太陽光電主要安裝國家為德國、西班牙、日本及美國，約占 IEA 主要國家安裝量 87%，而太電中心(99 年)指出這些國家之所以快速發展，主要是因政府獎勵補助所造成。



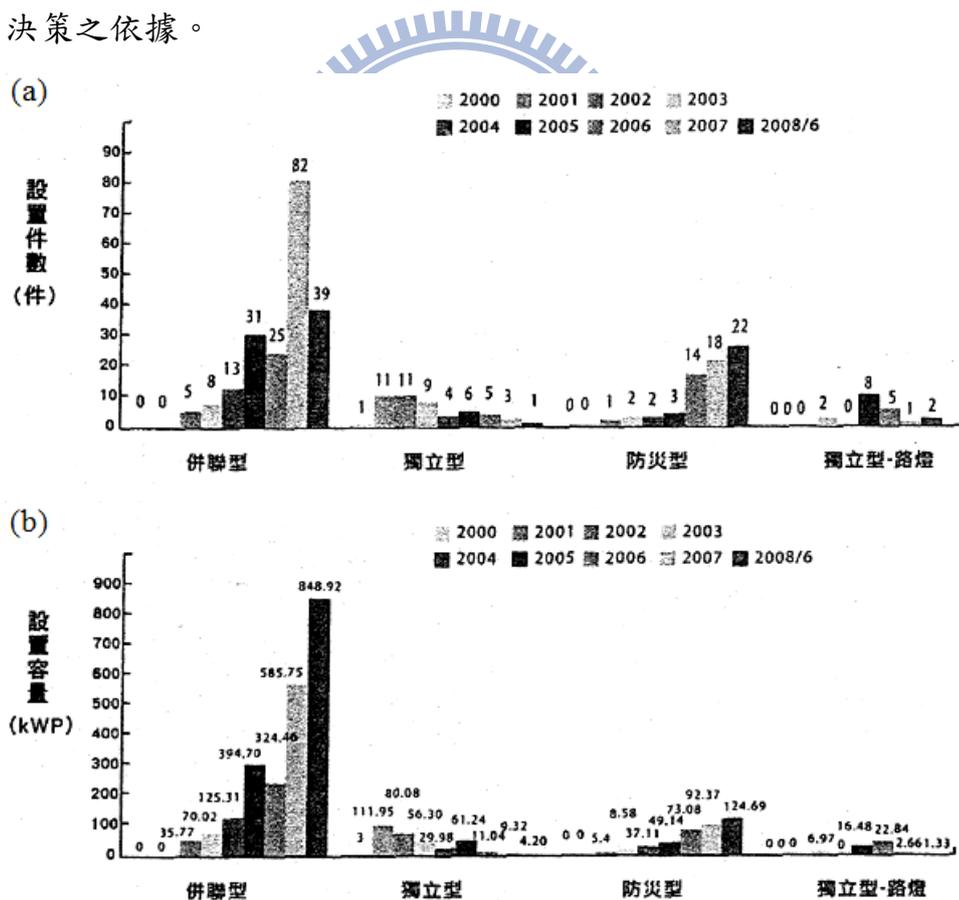
摘自：IEA (2001)

圖 2.1 OECD 國家再生能源技術之投入研發比例

2. 國內發展與趨勢

依經濟部(97 年)指出國內 1987 年開始研發太陽能電池，至 2007 年產量成長為 368 MW_p，約占全球 10%，僅低於德國、日本及中國大陸，唯與國內該年安裝量只有 2.4 MW_p(能源局，100 年)相比，產品多以外銷為主，國內應用仍相當有限。若以產業鏈劃分，上游、中游、下游廠商分別有 6 家、28 家、15 家(經濟部，97 年)，康(97 年)亦提到台灣產業多集中於中游太陽能電池製造，其分析可能因上游技術受資金限制，唯掌握上游原料是廠商獲利的關鍵，因而近年正開始投入發展，而下游太陽光電系統一般多就近安裝，此亦受限於國內的低需求量，故政府在政策上的支持將可提高安裝意願，有助於太陽光電發展。

國內於 2000 年施行「太陽光電發電示範系統設置補助辦法」後開始正式推廣太陽光電，之後安裝量逐年增加，嚴等(97 年)提到從 2000 年至 2008 年 6 月間，完成設置共 334 件、累積安裝量達 3,192 kW_p，其比較各年系統類型之設置件數與安裝量，如圖 2.2 所示，最早三年主要設置獨立型系統，之後由於有市電併聯，併聯型系統的安裝量因而顯著成長，至今已約占安裝量的 97 % (能源局，100 年)，故目前電能躉購政策亦針對併聯型系統收購電能。以能源供給而言，2009 年太陽光電與風力發電僅占全國發電量的 0.06 % (能源局，100 年)，與 2025 年所有再生能源占全國發電量 8 % 的目標相比，雖然太陽光電並非唯一可採用之再生能源，但預期在補助政策下仍有發展的可能，本研究因而分析可能的補助政策情境，以期作為相關決策之依據。



摘自：嚴等 (97 年)

圖 2.2 台灣系統類型之分佈(a)設置件數；(b)安裝量

2.2 國內外太陽光電補助政策

表 2.1 所列為國際上常採用的補助政策，依呂等(94 年)歸納主要可分為固定電價系統(Fixed-price systems)及再生能源配比系統(Renewable portfolio standards, RPS)二類，固定電價系統是政府擬定再生能源收購電價，由市場決定數量，主要為固定費率及再生能源電價差額補助(Premium)的電能躉購方式，其他方式則包括設備補助、抵減稅賦等；再生能源配比系統則是政府規定一定比例的電能為再生能源，由市場決定收購價格，可採用自產、收購或綠色憑證(Green Certificate)交易等方式，同時政府也可透過競標方式降低收購價格。

然由於沒有單一種補助政策可適用於所有國家，故必須視各國政策目的及發展階段來考量，由於德國執行電能躉購政策的成效斐然，故各國大多推行電能躉購政策作為主要的補助方式，但各國通常亦同時搭配數種補助政策併行，如表 2.2 所列，而以下首先介紹國外執行電能躉購政策主要國家的發展及所執行的內容，之後再介紹國內的補助政策。

表 2.1 太陽光電補助政策說明

Enhanced feed-in tariff	An explicit monetary reward is provided for producing PV electricity; paid (usually by the electricity utility) at a rate per kWh somewhat higher than the retail electricity rates being paid by the customer.
Capital subsidies	Direct financial subsidies aimed at tackling the up-front cost barrier, either for specific equipment or total installed PV system cost.
Green electricity schemes	Allows customers to purchase green electricity based on renewable energy from the electricity utility, usually at a premium price.
PV-specific green electricity schemes	Allows customers to purchase green electricity based on PV electricity from the electricity utility, usually at a premium price.
RPS	A mandated requirement that the electricity utility (often the electricity retailer) source a portion of their electricity supplies from renewable energies (usually characterized by a broad, least-cost approach favouring hydro, wind and biomass).
PV requirement in RPS	A mandated requirement that a portion of the RPS be met by PV electricity supplies (often called a setaside).
Investment funds for PV	Share offerings in private PV investment funds plus other schemes that focus on wealth creation and business success using PV as a vehicle to achieve these ends.
Income tax credits	Allows some or all expenses associated with PV installation to be deducted from taxable income streams.
Commercial bank activities	Includes activities such as preferential home mortgage terms for houses including PV systems and preferential green loans for the installation of PV systems.

資料來源：IEA (2010)

表 2.2 2009 年各國太陽光電補助政策發展

	AUS	AUT	CAN	CHE	DEU	ESP	FRA	ISR	ITA	JPN	KOR	MYS	NLD	PRT	SWE	USA
Enhanced feed-in tariff	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		•	•	• local	•
Capital subsidies	•	•		•	•		•		•	•	•	•			•	•
Green electricity schemes	•	•	•	•	•	•			•	•						•
PV-specific green electricity schemes	•	•		•												•
RPS	•								•	•					•	•
PV requirement in RPS																•
Investment funds for PV			•		•	•					•					•
Tax credits			•	•			•			•		•		•		•
Commercial bank activities	•				•			•		•			•			•

Country(ISO code) : Australia (AUS) ; Austria (AUT) ; Canada (CAN) ; Switzerland (CHE) ; Germany (DEU) ; Spain (ESP) ; France (FRA) ; Israel (ISR) ; Italy (ITA) ; Japan (JPN) ; Korea (KOR) ; Malaysia (MYS) ; Netherlands (NLD) ; Portugal (PRT) ; Sweden (SWE) ; United States (USA)

資料來源：IEA (2010)

1. 國外電能躉購補助政策

國外執行電能躉購政策國家的摘要資料請參見表 4.1 及附表 A.12，表 4.1 所列三個國家的歷年安裝量數據，為本研究在建立太陽光電安裝量擴散係數與電價和太陽光電發電成本比例變化率之關係函數的主要依據。附表 A.12 所列國家則由於補助政策長期變動、只有部分地區執行電能躉購或同時搭配其他補助設置成本之類重要政策、資料不全等原因，故本研究未採用其數據建立上述函數。以下簡要說明各國的補助政策。

依陳(94 年)整理的資料，德國 1991 年通過「電力輸送法修正案」，規定電力公司有義務以高於平均電價 90 % 的價格來收購電能，匯率以 $\text{EU}\$1=\text{NT}\45 計算約 3.78 元/度，1999 年輔以「能源稅環保新制」推廣。至 2000 年則開始正式施行「再生能源法」，改以費率約 22.95 元/度(康，97 年)收購電能 20 年，且配合費率逐年遞減 5 % 的調整，之後修正案亦對是否併聯電網提供不同補助金額引導發展，2008 年再生能源占總發電量的 15 %，超過原預期 2010 年的目標，故 2010 年時費率改為逐年調降 8 % (IEA, 2010)，由於目前德國安裝量位居全球第 1，因而所執行之電能躉購為國際上與台灣擬定相關政策時之參考依據。

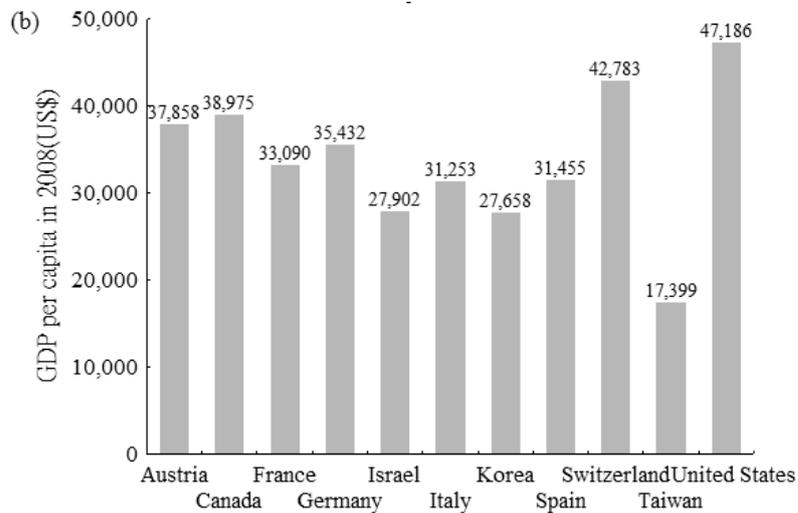
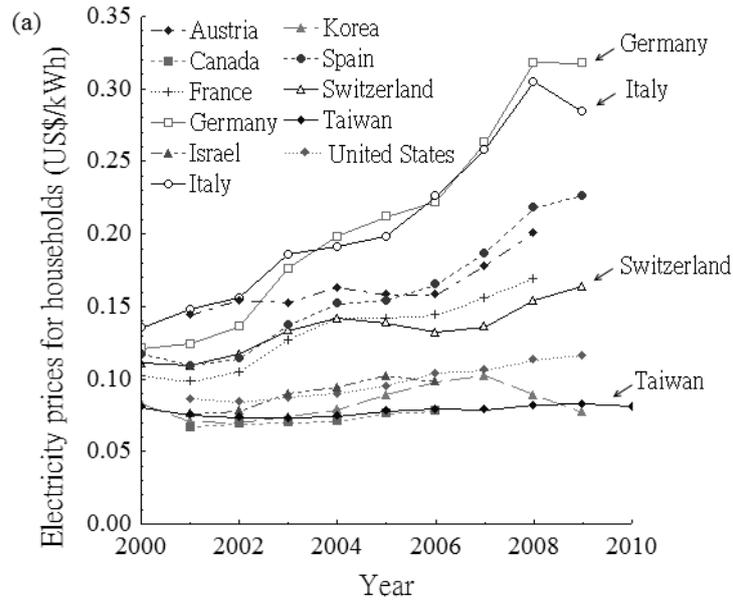
義大利主要補助政策亦為電能躉購，費率依設置類型如地面型、屋頂型、建材一體型(Building-integrated photovoltaic)或不同級距的裝置容量補助 16.2 ~ 22.05 元/度不等(IEA, 2010)，近年來由於不採用核能發電及徵稅使電價上漲，導致電價和太陽光電發電成本愈來愈接近，安裝量亦因而隨之提昇，義大利安裝量目前位居歐洲市場第 2，唯與排名第 1 的德國尚有明顯差距。

瑞士的能源法案經過長時間討論方通過，主要是為避免影響產業發展，聯邦政府提供電能躉購費率依匯率以 $\text{CHF}\$1=\text{NT}\31 計算約 4.65 元/度，目前已積極推廣中(IEA, 2010)。

西班牙為特殊的案例，依 IEA(2010)報告指出 2007 年施行「建築技術法」，規定新建、改建之建築物有義務設置太陽光電系統，同時因電能躉購政策所提供優厚費率無限期收購電能，使累積安裝量較前年成長近 5 倍，其中 44 % 是建置太陽光電廠，當時西班牙安裝量位居全球第 2，唯由於成長超乎預期，所需補助支出使政府難以持續推動，因而在 2008 年費率由原約 19.8 元/度調降為 14.7 元/度，同時限制總安裝量及補助年限，而此政策變動導致安裝需求大幅下降，亦造成其產業衝擊，可看出政策初期設計並不完善，因而在執行之初有必要審慎評估之。

其他有採用電能躉購政策的國家尚有奧地利、加拿大、法國、以色列、韓國、美國及日本等，奧地利 2002 年執行電能躉購時設有總安裝量限制 15MW_p，隔年達到上限即停止補助，至 2006 年修訂「綠色電力法案」才再次執行，但修訂前後補助年限不一致。加拿大只有 Ontario 執行電能躉購。以色列則缺歷年系統初設成本資料。法國與韓國則因同時採用設置補助等重要政策。美國亦只有部分地區執行，且依其發展階段採用各種不同補助政策，早期主要補助設置成本、抵減稅賦及支援研發(施等，91 年)，部分州政府亦施行 RPS，2007 年聯邦政府提供全國性投資抵減稅賦 30 %，至 2008 年州、市政府層級才開始提供固定費率收購電能 20 年(IEA，2010)，但並不是全國都採用。日本則於 2009 年才開始執行電能躉購。以上這些國家由於政策變動、資料不全、只有部分地區執行、執行其他補助政策或執行期間太短等原因，故本研究未採用其資料。

鑑於電能躉購補助政策的誘因大小會受該國的電價高低所影響，圖 2.3 比較一些國家的電價趨勢與人均 GDP，可看出近年德國、義大利的電價明顯上漲，這也是二個國家的安裝量最高的原因之一。



資料來源：EIA (2010)；OECD Statistics (2010)；主計處 (99 年)

圖 2.3 各國(a)電價趨勢(b)2008 年人均 GDP

2. 國內補助政策

國內補助政策之詳細資料請參見附表 A.3-A.5。

初期的政策以補助設置成本為主，依熊(94 年)所整理之資料，2000 年 5 月施行「太陽光電發電示範系統設置補助辦法」提供半額補助，至 2002 年 3 月改施行「太陽光電發電示範系統設置補助要點」，可提供至全額補助。2004 年則為加強推廣更多可能的應用，而另施行「Solar City 陽光電城評選及補助作業實施計畫」提供設備補助與規劃設計費，依系統多樣性

的設置建立示範區域。之後亦陸續施行相關設備補助與獎勵規劃設計之條例，至 2009 年底廢止一般設備補助，能源局(100 年)公告改為執行電能躉購新政策(請參見附表 A.2)，新政策亦將在 3.2.2 節中詳細說明之。但 2010 年因應莫拉克風災，農委會對災區之養殖業亦仍施行設備補助。

此外，財稅獎勵亦是一種補助方式，可提供一定比例抵減稅賦，曾(97 年)提到「促進產業升級條例」與「公司購置節約能源或利用新及淨潔能源設備或技術適用投資抵減辦法」提供投資抵減所得稅。2010 年為鼓勵設置與引進國外技術，亦施行「再生能源發電設備免徵及分期繳納進口關稅品項及證明文件申請辦法」提供免徵進口關稅。唯此部分的資料甚難收集，且預期未來的發展仍主要受新政策所影響，故此部分未納入本研究分析。

2.3 國內外綠稅(或碳稅)政策

依 NREL(2009)指出國際上碳稅政策發展至今已有 20 年的歷史，北歐國家最早於 1990 年開始施行，芬蘭是第一個採用此政策的國家，表 2.3 所列为國家徵收碳稅的起始時間、訂定之稅額及稅收用途，一般多針對汽油、煤、天然氣等類別課稅，各地區徵收稅額多寡也有所差異，最高為瑞典 NT\$3,355/ton-CO₂，最低則為加州 Bay Area Air Quality Management District (BAAQMD) NT\$1.44/ton-CO₂，其餘地區稅額範圍亦多在 NT\$450 ~ 900/ton-CO₂ 之間，訂高稅額主要可誘發行為改變，減少使用者消費，訂低稅額則可能更適合用來籌備減碳方案的基金，而挪威因不同燃料類別訂定不同稅額，稅額範圍較廣。

台灣目前尚在討論是否施行綠稅，政府預期在經濟復甦的情形方擬徵能源及環境稅，本研究因而依據蕭等(98 年)所規劃的綠色稅制改革及國外歷史碳稅政策擬定適當的稅額，綠稅政策將在 3.3.2 節中詳細說明之。

表 2.3 各國碳稅政策發展

Country / Jurisdiction	Start Date	Tax Rate (\$USD unless noted otherwise)	Revenue Distribution
Finland	1990	\$30/ton CO ₂ (€20)	Annual: \$750 million (€500 million). Government budget; accompanied by independent cuts in income taxes.
Netherlands	1990	~\$20/ton CO ₂ in 1996	Annual: \$4.819 billion (€3.213 billion). Reductions in other taxes; Climate mitigation programs.
Norway	1991	\$15.93 to \$61.76/ton CO ₂ (NOK 89 to NOK 345)	Annual: \$900 million (1994 estimate). Government budget.
Sweden	1991	Standard rate: \$104.83/ton CO ₂ (910 SEK) Industry rate: ~\$23.04/ton CO ₂ (~200 SEK)	Annual: \$3.665 billion (25 billion SEK). Government budget.
Denmark	1992	\$16.41/ton CO ₂ (90 DKK)	Annual: \$905 million. Environmental subsidies and returned to industry.
United Kingdom	2001	\$0.0078/kWh for electricity; \$0.0027/kWh for natural gas provided by gas utility; \$0.0175/kg for liquefied petroleum gas or other gaseous hydrocarbons supplied in a liquid state; and \$0.0213/kg for solid fuel	Annual: \$1.191 billion (£714 million). Reductions in other taxes.
Boulder, CO	2007	\$12-13/ton CO ₂	Annual: \$846,885. Climate mitigation programs.
Quebec	2007	\$3.20/ton CO ₂ (C\$3.50)	Annual: \$191 million (C\$200 million). Climate mitigation programs.
British Columbia	2008	\$9.55/ton CO ₂ in 2008 (C\$10), increasing \$4.77 (C\$5) annually to \$28.64 (C\$30) in 2012	Annual: \$292 million (C\$306 million). Reductions in other taxes.
BAAQMD, California	2008	\$0.045/ton eCO ₂	Annual: \$1.1 million expected. Climate mitigation programs.
France	proposed	\$24.74/ton CO ₂ (€17)	Annual: \$4.499 billion (€3 billion) expected. Reductions in other taxes.
CARB, California	proposed	\$0.155/ton eCO ₂ in FY 2010-11, dropping to \$0.09/ton eCO ₂ in 2014	Annual: \$63.1 million 2010- 2013; \$36.2 million starting in 2014, expected. Climate mitigation programs.

資料來源：NREL (2009)

2.4 太陽光電補助政策情境

補助政策會受到一些情境所影響，回顧過去文獻只有少數研究依據太陽光電與傳統能源競爭，以電價變動和安裝量的關係，模擬政策情境對太陽光電發展的影響，進而分析情境下可能的補助情形，如 Nemet *et al.* (2009) 應用 MiniCAM 模型模擬碳稅情境下的太陽光電電力需求曲線，再依經驗曲線分析隨電力需求增加可使太陽光電發電成本下降的關係，據以預測不同補助政策下發電成本的變化趨勢，該研究指出施行碳稅有助於加速太陽光電發展，且在碳稅情境下執行電能躉購政策亦可提高安裝意願，台灣亦已開始規劃綠稅，雖然政策尚未通過，但依蕭等(98年)所建議政府徵收的能源與環境稅，預期政策執行後會提高太陽光電的誘因，本研究因而亦探討綠稅對推行太陽光電補助政策的影響。

Masini *et al.* (2002) 研究中雖未探討補助政策，但亦曾分析電價變動對安裝量的影響，其依現況作為基準情境，停止離島區域電價補助為另一情境，亦應用 Nexus-ImacliM 模型模擬課徵碳稅對電價的影響，然後依技術擴散曲線(Diffusion curve)分析電價上漲與太陽光電發展的關係，據以預測情境下的安裝量，台灣近年來電價亦在上漲中，未來若徵綠稅，會有加成作用，本研究因而亦分析電價上漲對於太陽光電補助政策的影響。

此外，Nemet *et al.* (2009) 除了分析比較碳稅情境以外，亦指出就長期而言，其認為支援技術研發的成效較執行電能躉購顯著，因預期技術創新更能使發電成本下降，唯 Research, Design and Development(RD&D)政策不易評估，故未納入本研究中。

2.5 太陽光電補助政策情境分析方法

目前國內較少探討太陽光電補助政策情境，故本節主要回顧國外的相關研究。

2.5.1 安裝量與初設成本預測

國外曾有一些研究建構模型或擴散模式來分析太陽光電發展，再依經驗曲線預測初設成本，如 Nemet *et al.* (2009) 在其應用 MiniCAM 模型分析碳稅下安裝量以及 Masini *et al.* (2002) 依技術擴散曲線分析不同情境安裝量的研究中，即是以經驗曲線預測太陽光電初設成本變化趨勢，唯以 MiniCAM 模型模擬成本較高，且依技術擴散曲線推估安裝量前即須先設定電太成本平衡的時間，故本研究並未採用。雖然 Mesak and Coleman (1992) 依擴散模式分析不同補助政策下新產品採用情形，但並非針對太陽光電，本研究為探討電能躉購政策下電價變動對安裝量的影響，有必要建立適當的函數分析安裝量的擴散係數，以作為預測各情境安裝量的依據。此外，經驗曲線除了分析初設成本隨安裝量增加而降低的趨勢(e.g., Parente *et al.*, 2002; Sanden *et al.*, 2005), Poponi *et al.* (2003) 與 Van der Zwaan *et al.* (2003) 亦用以預估太陽光電初設成本降至與電價相當時所需的安裝量。本研究則主要參考 Mesak and Coleman (1992) 及 Sanden *et al.* (2005) 的方法，以擴散模式與經驗曲線預測不同情境下的安裝量與初設成本，將在第三章中詳細說明之。

2.5.2 效益評估

以下分為三部分分別說明太陽光電補助金額及能源與環境效益等相關研究：

1. 補助金額

Nemet *et al.* (2009)曾依不同電能躉購費率與發電量相乘來估算補助支出，費率愈高時使用者負擔的成本愈低。唯亦有一些研究探討太陽光電與傳統能源成本間比較的差額部分，作為政府應負擔的補助支出，如 Van der Zwaan *et al.* (2003)與 Sanden *et al.* (2005)均提到將初設成本趨勢與相當於電價時的電太平衡設置成本二者的差距，作為政府補助支出，以模擬不同初設成本趨勢下的補助情形。然而目前國內施行的電能躉購政策與這些研究不同，故其方法並不完全適用於本研究，本研究主要以電能躉購費率計算公式與初設成本趨勢所預測之費率，作為估算各情境下補助金額的依據，同時探討至電太成本平衡的時間即可能不再補助。

此外，Srinivasan *et al.* (2009)曾依政府與使用者的角度分析印度補助利率，唯該研究主要在於補助利率的差額，與現行政策不同，而由於目前利率已很低，補助利率差額的誘因亦很小，故未納入研究範疇。

2. 能源效益

日射量多寡會顯著影響太陽光電的發電效益，歐等(97年)曾分析中央氣象局的日射量資料，並與國內外文獻比較，發現國內發電效率不如預期，並非所有地區都適合推廣太陽光電。因此，亦有一些研究以日射量分佈劃分區域(e.g., Kaldellis *et al.*, 2005；徐，91年)，本研究因而亦參考其作法，並輔以行政區劃分，作為分區執行相關補助政策的依據。

能源效益是發展太陽光電的一項重要因素，一般主要以日射量作為估算發電值的依據，Nawaz *et al.* (2006)考量太陽能電池轉換效率、系統組件(Balance of system)效率及電池效率衰減等因子，以等效日照小時與系統效率相乘來估算系統年發電量，本研究亦收集相關資料採用類似方法評估能源效益。雖然 Seng *et al.* (2008)曾依可能取代傳統能源的種類與量來評估太

陽光電效益，如太陽光電能減少使用天然氣的量，但由於不易推估取代各種傳統能源的比率，且以發電量表示較直觀，故本研究主要以發電量評估能源效益。

3. 環境效益

發展太陽光電亦具有環境效益，如 Bernal-Agusti'n *et al.* (2006)與 Seng *et al.* (2008)均曾將系統生命週期分為生產與組裝設置、操作運轉、廢棄回收三個階段估算排放係數，用以評估太陽光電系統取代傳統能源所減少的排放量作為環境效益，指出太陽光電比起傳統能源，可降低溫室氣體及 TSP、SO_x、NO_x 等污染物的排放量，且其比較不同電廠的排放係數，發現若是取代以燃煤為主的火力電廠，預期減量效果將更顯著。本研究亦採用類似方法評估太陽光電的環境效益，唯由於國外電廠的排放係數不見得適用於台灣，本研究因而收集能源局(100年)公告之溫室氣體排放係數及台電永續報告(99年)，該報告指出台電 99.3% 的溫室氣體排放量為火力發電所產生，且該報告所提供之所有電廠發電量及空氣污染量亦可用以估算國內電廠空氣污染物之排放係數。此外，本研究亦參考 Van der Zwaan *et al.* (2003)與 Bernal-Agusti'n *et al.* (2006)的方法，將環境效益(eCO₂ 及 TSP、SO_x、NO_x 減量)作為推估外部效益之依據，以供後續進行綜合比較。

2.6 個別使用者回收期分析

由於使用者設置太陽光電系統著重於回收成本的期間，回收期愈短設置的誘因愈高，因而 Bernal-Agusti'n *et al.* (2006)與 Poullikkas *et al.* (2009)曾以個別使用者成本負擔與效益之現值相等來分析太陽光電系統之回收期，其中使用者成本負擔包括初設成本與年運轉維護費用，但扣除政府設備補助，效益則是依系統發電所取代傳統能源的成本。雖然電能躉購條例是以 20 年攤還使用者的成本，但由於國內各區的發電效益有明顯差異，

實際回收期因而會有所不同，故本研究亦採用類似方法分區分析個別使用者回收期。Bernal-Agusti'n *et al.* (2006)與 Seng *et al.* (2008)亦以太陽光電系統生命週期之耗能數值除以系統年發電量來估算能源回收期，指出太陽能電力回收期一般約在 2 ~ 4 年，唯這只針對耗用能源分析，並非針對整個成本評估，故並不適用於評估個別使用者的回收期。

2.7 敏感度分析

各情境下的相關參數可能隨未來不同狀況而有所改變，例如進步率 (Progress ratio, PR)、系統年發電量、折現率、年運轉維護費用之係數等均可能在未來變動，而其變動對結果所產生的影響有必要分析之。Poponi *et al.* (2003)依不同 PR 值分析可能的太陽光電發展，指出若市場規模或技術有所突破，預期成本將顯著下降，而若依現況發展或技術停滯不前，則成本將維持以往的下降趨勢或變化愈來愈平緩。Nawaz *et al.* (2006)估算系統年發電量時有考量系統效率衰減對發電值的影響，本研究因而亦以此情形與條例值比較。此外，由於折現率可能會改變，Poponi *et al.* (2003)研究亦因而分析不同折現率 5% ~ 11% 對其研究結果的影響。而年運轉維護費用亦有可能改變，如 Masini *et al.* (2002)與 Van der Zwaan *et al.* (2003)皆曾以年運轉維護費用之係數 2% 計算，但在 Poponi *et al.* (2003)的研究中則採用 4%，本研究亦收集相關資料評估其敏感度對相關分析的影響。

第三章 研究流程與方法

本研究主要目的是建立方法分析台灣太陽光電補助政策情境，以期評估相關補助政策的可能效益。以下首先介紹研究流程，然後就國內補助政策分析、政策情境研擬、政策情境分析方法之建立、各情境分析與比較（含個別使用者回收期分析）及敏感度分析等逐一說明。

3.1 研究流程

本研究之流程如圖 3.1 所示，包括資料收集、國內補助政策分析、政策情境研擬、政策情境分析方法之建立、政策情境分析與比較、各相關參數敏感度分析等工作項目，以下分別摘要說明之：

1. 資料收集：主要收集太陽光電系統的應用發展與趨勢、附加價值、推廣障礙、產業現況、國家獎勵補助政策、綠稅或碳稅政策、日射量資料、情境模擬及分析方法等相關文獻，並市場訪價，收集歷史政策分析所需資訊。
2. 國內補助政策分析：包括初設成本補助的歷史政策，整理國內以往初設成本補助政策下的發展情形，與國外發展狀況進行比較，且分析國內外系統及模組歷史安裝量和成本之差異及變化趨勢。然後說明及初步分析國內目前施行的電能躉購政策。
3. 政策情境研擬：鑑於不同政策情境下太陽光電系統的發展不同，本研究依據國內發展及可能採取的政策措施來研擬一些補助政策情境，作為後續研究的主要依據。目前初步依電價上漲(台電公司，99年)、綠色稅制改革(蕭等，98年)及二者同時發生等可能的發展，在現行再生能源電能躉購條例(能源局，100年)下進行情境模擬。
4. 政策情境分析方法之建立：此部份參考 Mesak and Coleman (1992)及 Sanden *et al.* (2005)的方法，依執行電能躉購政策國家的歷史數據建立

擴散係數與電價和太陽光電發電成本比例變化率的關係函數，再藉由擴散模式預測各情境的安裝需求，然後依歷史政策分析中所收集的安裝量與初設成本資料，建立經驗曲線分析進步率(Progress ratio, PR)，據以預測各情境下初設成本的趨勢，並依該趨勢變化推估可能的電能躉購費率。而效益評估部分，主要依其費率估算補助所需支出，接著評估各政策情境下能源及環境效益。

5. 政策情境分析與比較：依據上述所建立的方法分析政策情境的補助金額與效益，探討各情境間之差異，以期作為研擬適當太陽光電補助政策的依據。此外，於補助效益分析與比較之後，亦進行個別使用者的回收期分析，以作為比較不同補助政策情境下個別使用者接受度之依據。
6. 各相關參數敏感度分析：分析情境下重要參數的敏感度及其影響補助金額及效益估算的程度。



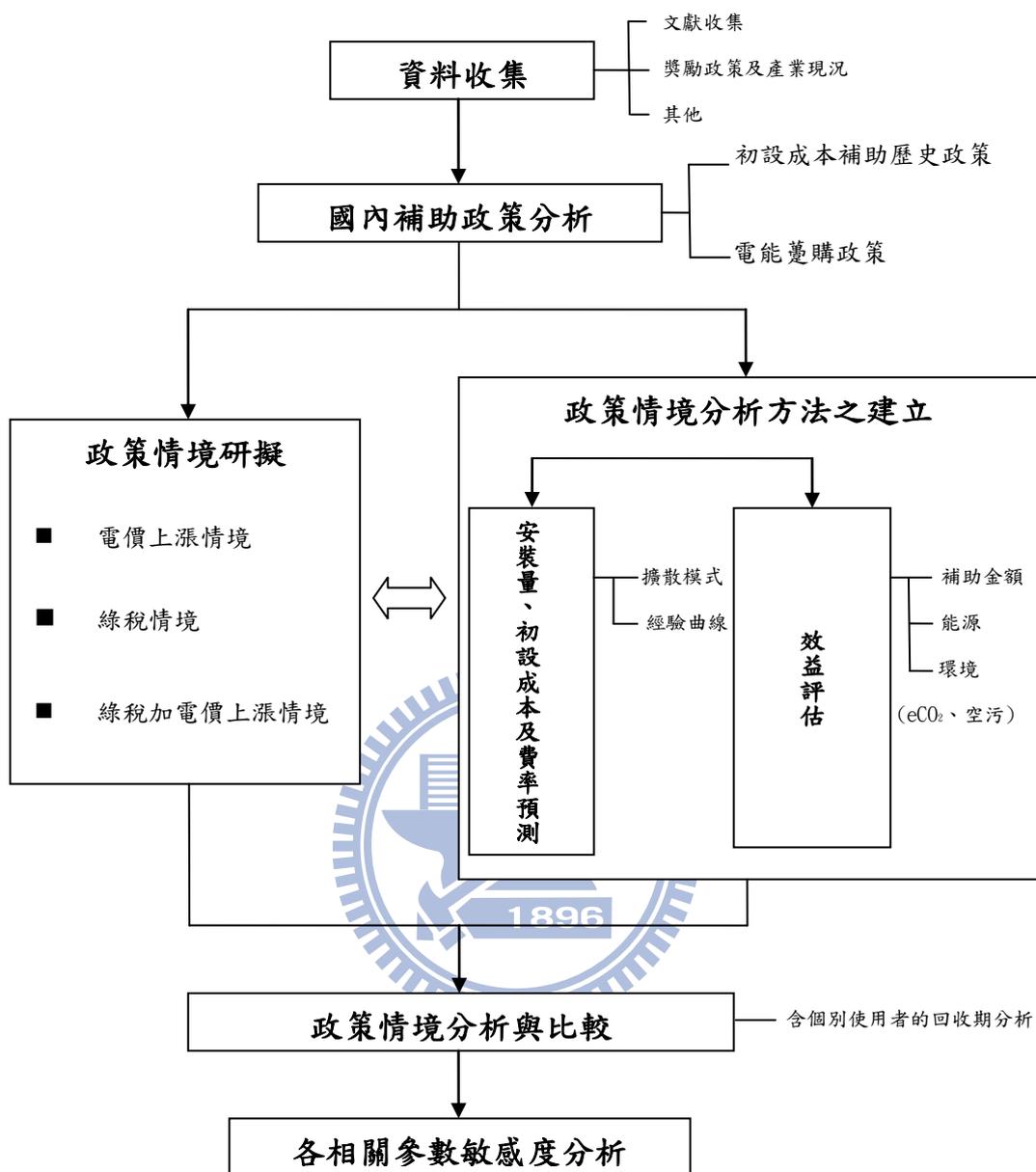


圖 3.1 研究流程

3.2 國內補助政策分析

3.2.1 初設成本補助歷史政策

由於目前已廢止「太陽光電發電系統設置補助作業要點」(請參見附表 A.1)，為檢討以往初設成本政策的成效及問題，首先分析過去該政策執行至 2009 年的結果，此部分主要分為以下三個步驟進行，以下一一說明之：

1. 補助政策過去的發展及與國外發展狀況比較

主要分為二個部分收集分析資料：

- (1) 過去國內太陽光電初設成本補助政策之發展情形，包括補助案例及金額等，亦包括補助政策下的安裝量。
- (2) 收集同一期間國外的相關發展，並與國內的發展作比較。

2. 收集及分析國內外初設成本資料

由於有必要知道太陽光電的成本或價格方能進行後續的分析，然而實際成本資料不易取得，故本研究以推估價格的方式來取代成本，主要有以下三個重點：

- (1) 收集國內數據：因系統廠商競爭和品質的差異，初設成本會隨之變動的，國內於 2000 年才陸續裝設太陽光電系統，唯歷史成本數據並不多，本研究主要根據相關資料及市場訪價來取得成本資訊。
- (2) 收集國外數據：由於國內初設成本數據甚少，本研究因而收集國外資料以對照之，另一方面亦比較國內外發展趨勢之差異，主要依 IEA(2010)所公佈之數據，在考量成本的變動而取平均成本，並以 1993 至 2009 年期間，主要收集占全球約 80 % 以上累積系統安裝量的 IEA 主要國家的數據，其中因大部分國家都缺乏完整的歷史數據，故僅平

均有數據的 IEA 主要國家，據以推估全球系統及模組的平均初設成本趨勢。

- (3) 整理數據資料：為便於比較分析，依歷年匯率(請參見附表 A.6)統一將各國貨幣轉換成美金表示。同時考慮各國通貨膨脹的因素，將 2009 年的國內生產毛額平減指數(GDP deflator)設為 1(請參見附表 A.7)，依歷年 GDP deflator 值來調整比例，然後除以歷年的當期成本即為固定成本。

3. 分析安裝量與初設成本之間的關係

由於成本會影響安裝的意願及需求量，故安裝量與初設成本會有一定的關係存在，此部分採用類似 Parente *et al.* (2002)所使用的方法，先針對國內外歷史資料分析安裝量與初設成本之間的趨勢與關係，並作為後續建立相關經驗曲線及預測各政策情境安裝量與初設成本的依據。

3.2.2 電能躉購政策

針對電能躉購的部分，過去於「再生能源電能收購作業要點」中僅以每度電 2 元收購 20 年，誘因不大，而目前則改依據條例「中華民國九十九年度/一百年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」(以下簡稱條例)所訂定之電能躉購費率收購 20 年(請參見附表 A.2)，唯針對民國 98 年 7 月至 12 月設備補助與電能躉購政策回溯期所安裝之系統，考量此期間安裝量甚少，故本研究未納入分析，若擬納入分析可依附錄 B 之說明進行，以下主要探討 2010 年後所安裝之系統部份。

由於屋頂型在不同級距有不同費率，如表 3.1 所列，故參考 98 年度「振興經濟擴大公共建設投資計畫」補助案例中不同級距下之安裝量，如表 3.2 所列，以其權重計算平均電能躉購費率，99 年度平均費率為 12.1145 元/度(1 呎以上至 10 呎以 14.6030 元/度計算)，因沒有 99 年度各級距的詳細安

裝比例，故 100 年度仍是依表 3.2 所列權重計算平均上限費率，為 8.5961 元/度，若各級距比例改變，則此平均值亦會變動；且由於 100 年度條例增加電能躉購可採用競標方式，躉購費率改為完工時公告之上限費率乘以(1-得標折扣率)，故實際費率會低於公告費率，唯尚不知折扣率，故未納入分析，且基於國土總體規劃，現階段不鼓勵地面型設置，故未將地面型設置納入研究。考量平均電能躉購費率可能會隨未來初設成本降低而有所改變，本研究因而依據電能躉購費率計算公式估算可能的費率變化。

表 3.1 台灣太陽光電電能躉購費率

再生能源類別	電能躉購費率(元/度)	
	99 年度	100 年度* ¹
1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	11.1883* ²	10.3185
10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	12.9722	9.1799
100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		8.8241
500 瓩以上太陽光電	11.1190	7.9701
* ¹ 上限費率。		
* ² 99 年度 1 瓩以上至 10 瓩級距含設備補助額 5 萬元/瓩，相當於無設備補助時之費率 14.6030 元/度。		

資料來源：能源局 (100 年)

表 3.2 各級距系統裝置容量—98 年度「振興經濟擴大公共建設投資計畫」

再生能源類別	補助案例數	總安裝量 (瓩)	總安裝量權重
1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	217	844.27	0.1751
10 瓩以上至 500 瓩太陽光電	20	1000	0.2074
500 瓩以上太陽光電	3	2978	0.6176

資料整理自能源局 (100 年)。

此方式的補助政策亦是國外如德國、義大利、瑞士、西班牙及其他國家(IEA, 2010)經常採用的補助方式，明顯與前一補助政策不同，補助初設成本只有一次補助，補助之後使用者由於沒有後續補助，可能並不注意維修及效率的問題，甚至因而縮短設備使用年限，而以此回購電能方式補

助，使用者的設備有發電才能得到補助，故使用者會較小心維護設備及注意其發電效率，因而可間接鼓勵技術創新，一般認為比之前的補助政策佳，但其缺點為可能受折現率或匯率影響而降低使用者獲補助的經濟效益(呂等，94年)。

台灣外島區域因本島電力網難以到達或電力易中斷的緣故，設置之太陽光電系統類型多為獨立型系統，不適合回購電能，故本研究未納入分析。

3.3 政策情境研擬

由於不同政策情境會影響太陽光電發展的情形，故本研究參考國內可能的政策發展，共擬了電價上漲、綠稅、綠稅加電價上漲等情境，以2010年為基準年分析未來執行電能躉購政策在各情境下的可能變化，主要是依各情境對電價的影響，當電價與安裝太陽能之間的價差縮小，則會提高安裝的誘因及安裝量，進而影響初設成本與費率，以下一一說明各情境內容：

3.3.1 電價上漲

台灣與鄰近各國相比所負擔電價較低，在考量國際能源價格漲幅與石化燃料逐漸枯竭的情形下，國內電價將可能有上漲的趨勢，依據台電公司(99年)公告之電價估算，2000至2010年電價年平均上漲率為0.3%，然而2009年則有5.8%的調整幅度，故於此情境中依該公司所提供可能的電價調幅比例進行模擬，分別為(1)1%、(2)2%、(3)3%、(4)5%，亦分析電價不變的情形，以分析電價變動對補助政策所造成的影響。

3.3.2 綠稅情境

目前不少先進國家已開始或正在規劃綠稅中，針對能源消費與溫室氣體排放徵收綠稅，由於台灣電價僅反映部分購電燃料成本，為納入資源使用與污染造成的環境外部性，本研究因而參考蕭等(98年)曾提出的綠色稅

制改革，進行課徵綠稅對發展太陽光電與補助影響之分析，以下就能源與環境稅說明此情境：

- (1) 在經濟不甚景氣的情形下，國內何時能徵收綠稅仍具爭議性，故初步以 2013 年和 2015 年為可能的執行年，依 10 年逐年定額調整稅額。
- (2) 徵收綠稅將增加發電成本，針對電廠發電燃料徵收環境稅，即等同於課徵能源稅。預期對電廠徵收綠稅會反應在電價調漲，本研究因而依對電廠所徵收的綠稅推估電價可能的上漲幅度。
- (3) 溫室氣體環境稅的單位稅額蕭等(98 年)建議訂為 NT\$750/ton-eCO₂，參考國外如法國及北歐等國家所採用的稅額範圍(請參見 2.3 節之說明)，本研究因而亦額外分析 NT\$500/ton-eCO₂ 及 NT\$1,000/ ton-eCO₂ 等稅額，以比較不同稅額的差異情形。

3.3.3 綠稅加電價上漲

由於綠稅與電價上漲可能會同時發生，為了解二者加總的影響，本研究結合前一節所分析的綠稅稅額及 3.3.1 節所列的電價漲幅比例來分析此情境。

表 3.3 說明各情境內容，之後說明如何分析這些情境及進行後續分析與比較。

表 3.3 情境說明

政策情境	設計說明
電價上漲	分析電價不變及電價年漲幅比例為(1)1 %、(2)2 %、(3) 3 %、(4) 5 % 下之差異。
綠稅	採用溫室氣體環境稅每噸 eCO ₂ (1)500 元、(2)750 元、(3)1,000 元及電價不變下分析不同起始年 2013 年、2015 年的綠稅情境之影響。
綠稅加電價上漲	即上列二個情境同時發生。

3.4 政策情境分析方法

本節主要說明如何分析所研擬的政策情境，首先預測安裝量與初設成本，並據以推估費率，然後建立補助金額與相關效益分析方法，以下各小節一一說明這些內容。

3.4.1 各情境下之安裝量與初設成本預測

由於政策情境下之費率、成本與相關效益會受安裝需求量與初設成本影響，在進行後續分析前，有必要先預測安裝量與初設成本，以下說明預測安裝量與初設成本的步驟：

安裝量預測主要參考 Mesak and Coleman (1992) 的作法，依 Bass diffusion model 所建立的下式預測安裝量。

$$M_t = \frac{1}{1 + e^{-(c+dt)}} \times M_{\max} \quad (3.1)$$

其中 M_t 為到 t 年底為止的累積安裝量； c 為常數； d 為反映成長率的擴散係數(The relative growth rate of the diffusion)； M_{\max} 為最大可能安裝量(kW_P)。

初設成本則主要以類似 Sanden *et al.* (2005) 的方法，建立經驗曲線(Experience curve)預測可能的初設成本發展，該曲線主要受該技術的經驗指數所影響，計算公式如下列：

$$P_t = P_0 \left(\frac{M_t}{M_0} \right)^\beta \quad (3.2)$$

其中 P_t 為 t 年當累積安裝量為 M_t 時的太陽光電系統初設成本(NT\$/kW_P)； P_0 為分析起始年的初設成本； M_0 為起始年及之前的累積安裝量(kW_P)； β 為經驗指數(Experience index)。

以下說明本研究預測安裝量及初設成本的流程：

(1) 設定必要參數與函數：

A. M_{\max} ：主要以屋頂可設置系統之面積估算，詳細說明請參見 3.4.1.1 節。

B. Progress ratio(PR)：PR 值為當安裝量增加一倍時成本降低的比例，主要依過去及對未來的發展趨勢設定 PR 值，然後依下式(e.g., Parente *et al.*, 2002；Poponi *et al.*, 2003；洪，95 年)估算式 3.2 中的經驗指數(β)，詳細說明請參見 3.4.1.2 節。

$$\beta = \frac{\ln PR}{\ln 2} \quad (3.3)$$

C. 各情境之電價(E_t)：依各情境估算電價變化，詳細說明請參見 3.4.1.3 節。

D. 太陽光電發電成本($P_{pv,t}$)：同費率公式採用依當年度系統設置成本 20 年攤還值計算當年的太陽光電發電成本，詳細說明請參見 3.4.1.4 節。

E. 建立式 3.1 的擴散係數(d)值與電價和太陽光電發電成本比例變化率(r)(以下簡稱電太成本比例變化率)之關係函數：依執行類似政策國家的歷史數據建立此函數，詳細說明請參見 3.4.1.5 節。

(2) 決定過去的常數(c)與擴散係數(d)值：依 3.1 式可得下式，再依 3.4 式及歷史數據繪製擴散趨勢圖，該圖的截距與斜率即為常數(c)與擴散係數(d)值。

$$\ln \left[\frac{\frac{M_t}{M_{\max}}}{1 - \frac{M_t}{M_{\max}}} \right] = c + dt \quad (3.4)$$

- (3) 計算新基準年下之新常數(c)值：由於擴散趨勢圖的截距會隨所設定的基準年而改變，新的分析基準年(本研究以 2010 年為基準)即相當於 $t=0$ ，首先依新基準年的安裝量代入 3.4 式計算新的常數(c)值 c_{new} ，之後逐段的新常數(c)值則依據與前一段的常數(c)與擴散係數(d)值的關係以 $c_{\text{new}} = c_{\text{pre}} + d_{\text{pre}} \times (\text{前一段期間} \Delta t_{\text{pre}})$ 重新計算。
- (4) 由於實際變化可能為非線性，若全段以線性推估，誤差可能太大，故情境分析期間採用線性逐段(Piecewise)迴歸求解電太成本比例變化率(r)。
- (5) 依據各情境的電價變化假設電太成本比例變化率(r)(之後再以疊代法修正)，然後依步驟(1) E.所建立的函數，求得新政策情境下之新擴散係數(d)值。
- (6) 所求得新的常數(c)與擴散係數(d)值代入 3.1 式，推估各年安裝量(M_t)。
- (7) 依所採用的 PR 值及 3.2 式，推估各年初設成本(P_t)，然後將設置成本攤還成發電成本($P_{\text{pv},t}$)，重新計算新的電太成本比例變化率(r)。
- (8) 重複步驟(5)–(7)，直至電太成本比例變化率(r)不再改變。
- (9) 依據最後所得的電太成本比例變化率及 3.1、3.2 式推估各年安裝量及初設成本。
- (10) 若情境分析期間有顯著變化(如中間增加綠稅)時，則亦必須同步驟(3)–(4)設定新的基準年，並重複步驟(5)–(9)。

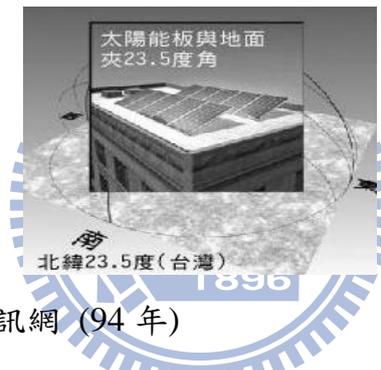
3.4.1.1 最大可能安裝量

由於太陽能板主要裝於建築物上方，雖然近來亦有新建築物以傾斜側面設置，但量很少，故未納入分析，且國內土地資源有限，現階段以屋頂型設置為優先發展場址，故本研究主要針對新建、修建或改建完成及過去曾建設之建築物，以類似 Wiginton *et al.* (2010)所採用的方法，並考量太陽

能板安裝時適當的傾斜角度，依下式估算國內太陽光電系統最大可能安裝量。

$$M_{\max} = \frac{A_{\max}}{\cos(23.5^\circ)} \times \left(\delta \times \frac{1,000 \text{ W}}{\text{m}^2} \right) \quad (3.5)$$

其中 A_{\max} 為最大可能安裝面積(m^2)，與太陽能板架設時傾斜面積之關係 $\cos(23.5^\circ)$ 計算，如圖 3.2 所示； δ 為太陽能模組效率(%)，以 18.76 % 計算 (NREL, 2010)； $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$ 為標準日照功率。事實上最大可能安裝面積及模組效率都會逐年不同，唯本研究假設在分析期或是太陽光電發電成本與電價相當時仍未達 M_{\max} ，故此值未計算其逐年的變化，若擬計算其逐年的變化，可參考附錄 C 之說明估算之。



摘自：太陽光電資訊網 (94 年)

圖 3.2 台灣太陽能板安裝之較佳傾斜角度

A_{\max} 主要依建築物屋頂面積的一定比例來推估。由於沒有屋頂面積及實際可用面積等資訊，本研究依據營建署(99 年)公告的資料(2001 ~ 2008)及地理資訊系統(Geographic information system)計算各縣市總建築物的基地面積，並採用衛星空照圖(Google Earth, 2010)與 GIS 建物圖層套疊，以萃取屋頂資訊估算屋頂與基地面積間之比例。唯須注意屋頂面積並不是可能的最大面積，例如屋頂即不可能全部都用以設置太陽能板，故所得的屋頂面積須再乘以該區域屋頂可能用以設置太陽光電系統之面積比例，以作為屋頂最大可能安裝面積，如表 3.4 所列。

表 3.4 屋頂占基地面積的比例與可設置系統的面積比例設定

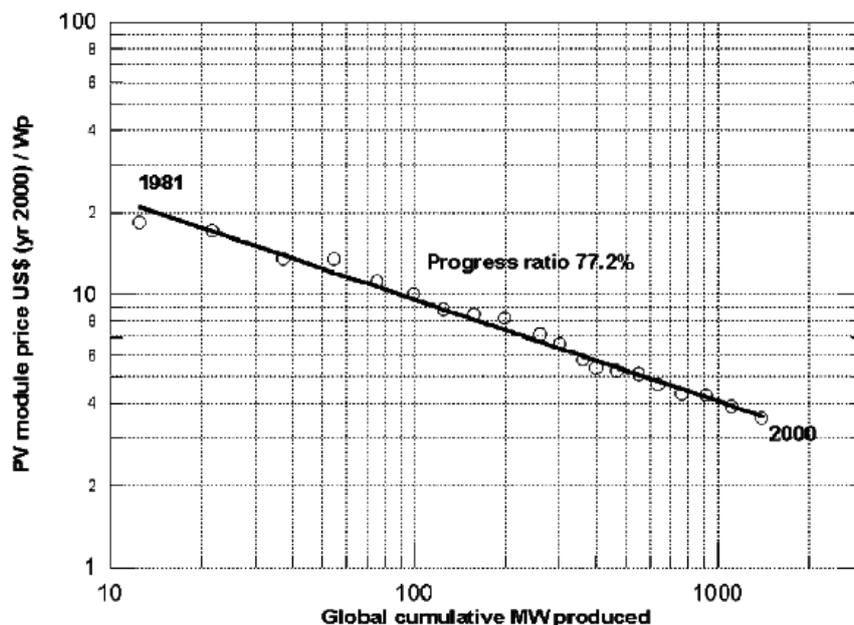
項目	說明
屋頂占基地面積之比例	依所挑選台南 56 %、高雄 80 %、台東 45 %、花蓮 48 %、新竹 66 %、南投 53 %、雲林 52 %、台北 63 %、基隆 58 %、宜蘭 66 % 等縣市建築物屋頂占基地面積的可能比例，再以該縣市建築物的基地面積為權重計算平均屋頂占基地面積之比例，以 58 % 設定。
可設置系統之面積比例	國外文獻根據不同建築類型所架設太陽光電系統占屋頂面積 20 % ~ 40 % (Masini <i>et al.</i> , 2002)，依 Wiginton <i>et al.</i> (2010) 之建議值採用 30 %。

3.4.1.2 Progress ratio

由於隨著市場規模擴大一般可使系統設置成本降低，本研究參考 Parente *et al.* (2002) 及 Sanden *et al.* (2005) 等研究的作法，採用式 3.2 之經驗曲線來推估初設成本的變化，依式 3.2 可得下式，再以安裝量與初設成本之間的關係繪製經驗曲線，如圖 3.3 範例所示，Progress ratio 為安裝量增加一倍時成本降低比率。本研究依據國內外相關國家的歷史安裝量與初設成本資料(請參見第四章)，估算及採用適當的 PR 值，然後再依 3.7 式計算經驗指數(β)值。

$$\ln(P_t) = \ln(P_0) + \beta \ln\left(\frac{M_t}{M_0}\right) \quad (3.6)$$

$$PR = \frac{P_0 \left(\frac{2M_t}{M_0}\right)^\beta}{P_0 \left(\frac{M_t}{M_0}\right)^\beta} = 2^\beta \quad (3.7)$$



摘自：Parente *et al.* (2002)

圖 3.3 全球太陽光電模組之經驗曲線

3.4.1.3 各情境下之電價

不同情境下的電價會有所變動，表 3.5 所列為政策情境之電價變化估
算公式。該表中 E_t 為 t 年的電價 (NT\$/kWh)； E_e 為原本一般住宅用電價格；
 u 為電價上漲情境下研擬的電價年漲幅比例 (%/year)； $E_{gt,t}$ 為因課綠稅後所
可能增加的電價； $f_{po}^{eCO_2}$ 為系統使用期間電廠排放係數 (ton-eCO₂/kWh)； $T_t^{eCO_2}$
為 t 年研擬的綠稅 (NT\$/ton-eCO₂)，預期徵綠稅亦會導致電價上漲，其上漲
幅度依所徵稅額及電廠碳排放量推估之。

表 3.5 政策情境之電價變化估算公式

政策情境	電價變化估算公式
電價上漲	$E_t = E_e \times (1 + u \times t)$
綠稅	$E_t = E_e + E_{gt,t}$; $E_{gt,t} = f_{po}^{eCO_2} \times T_t^{eCO_2}$
綠稅加電力上漲	$E_t = E_e \times (1 + u \times t) + E_{gt,t}$

3.4.1.4 太陽光電發電成本

本研究採用類似費率的攤還公式(請參見附表 A.2)估算太陽光電發電成本：

$$P_{pv,t} = \frac{P_t \times (CRF + m)}{\text{年發電量}} \quad (3.8)$$

其中 $P_{pv,t}$ 為 t 年的太陽光電發電成本(NT\$/kWh)； P_t 為 t 年的太陽光電系統初設成本(NT\$/kW_p)；CRF 為換算設置成本為年均成本的 Capital recovery factor，設置期間採用新政策的補助期間，為 20 年；m 為年運轉維護費用係數；年發電量為 t 年時設置每峰瓦系統產生的電量(kWh/kW_p)，以下一一說明如何估算或設定各數值：

- A. CRF：以 $CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ 計算，其中 i 為設置使用期間的平均折現率，參考新政策「中華民國九十九年度/一百年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」(能源局，100 年)中計算電能躉購所採用之參數，i 值以 5.25 % 分析，n 為分析年限或是太陽光電系統使用年限，本研究採用新政策補助年限 20 年。由於折現率(i)可能在未來會變動，故本研究在之後亦分析此參數對結果敏感度的影響。
- B. m：以條例中採用之參數，約占初設成本 0.7 %。由於運轉維護費用係數(m)有可能會變動，故本研究在之後亦分析此參數對結果敏感度的影響。
- C. 年發電量：主要以年日射量估算年發電值，以 100 年度條例的建議值(L)1,250 kWh 分析，唯此值亦受到太陽光電的效率值及部分外在因素所影響，故之後亦分析本研究推估值(E)及考量逐年效率衰減之推估值(D)，詳細說明請參見 3.4.3.2 節。

3.4.1.5 建立擴散係數與電太成本比例變化率函數

由於執行電能躉購後在不同情境下擴散係數(d)值預期會改變，且當電價與太陽光電發電成本愈來愈接近時，安裝的誘因會愈大，故假設擴散係數與電太成本比例變化率具有一定的關係，本研究依據執行類似政策國家的 d 值發現可建立一個頗具相關性的函數，請參見 4.2 節之說明，其中電太成本比例變化率(r)則依電價(E_t)和太陽光電發電成本($P_{pv,t}$)比例與時間(t)的關係繪製趨勢圖，該圖斜率即為電價和太陽光電發電成本比例變化率。

3.4.2 費率預測

本研究依據條例所訂定之費率計算公式與參數及前一節所預測的初設成本估算未來的平均電能躉購費率，主要以設置系統該年之費率固定躉購該系統發電量 20 年。條例的費率公式如下列：

$$Fp_t = \frac{P_t \times (CRF + m)}{\text{年售電量}} \quad (3.9)$$

其中 Fp_t 為 t 年時設置系統的電能躉購費率(NT\$/kWh)； P_t 、CRF、m 同式 3.8；年售電量以條例的建議值 99 年度為 1,200 kWh/kW_P、100 年度為 1,250 kWh/kW_P 計算，100 年度之後亦採用 1,250 kWh/kW_P。

3.4.3 效益評估

各情境下的效益評估主要分為補助金額、能源、環境等部份分析，以下各小節將依序說明。

3.4.3.1 補助金額評估

本研究以電能躉購費率與各年所設置系統其發電量相乘來估算補助各年所需支出，各年新設置系統安裝量如圖 3.4 所示，其中 M_t 為到 t 年底

為止的累積安裝量；故 $M_t - M_{t-1}$ 為各年新設置之安裝量，依各情境所推估量計算。

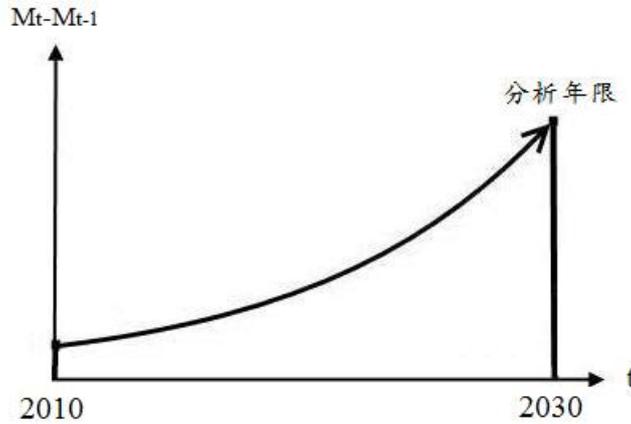


圖 3.4 各情境下之新增安裝量分佈

$$C_y = \sum_{t=1}^y Fp_t \times (M_t - M_{t-1}) \times G_t^{y-t}, 1 \leq y \leq \text{分析年限} \quad (3.10)$$

其中 C_y 為 y 年補助起始年後的預期支出(NT\$)； Fp_t 同式 3.9； G_t^{y-t} 為 t 年設置每峰瓦系統後 $(y-t)$ 年的年發電量(kWh/kW_p)。

3.4.3.2 能源效益評估

能源效益主要依所產生的電量評估，主要受安裝量及系統效率所影響，本研究依各情境下的安裝量與系統年發電量來推估各年的總發電量，作為後續分析環境效益的依據，此外，因台灣各地區域日射量不同會使發電量有所差異，因而亦以分區方式進行比較，以下分為能源效益與分區發電能力二部分說明所採用的評估方法。

1. 能源效益

首先收集國內測站平均的年日射量，以類似 Nawaz *et al.* (2006) 及太陽光電資訊網(94 年)之公式估算系統年發電量，再依其年發電量與新政策執行後所設置之安裝量相乘，藉以求得各年總發電量，計算公式如下列：

$$GT_y = \sum_{t=1}^y (M_t - M_{t-1}) \times G_t^{y-t} \quad (3.11)$$

其中 GT_y 為 y 年的總產生電力(kWh)； M_t 為到 t 年為止的累積安裝量； G_t^{y-t} 為 t 年設置每峰瓦系統後 $(y-t)$ 年的年發電量，以下說明如何估算。

系統年發電量主要分為(1)2011 年條例值(L)；(2)本研究推估值(E)；(3)考量逐年效率衰減之推估值(D)，本研究是以 $G_t^{y-t} = 1kW_p \times ESH \times \gamma \times L_t^{y-t}$ 計算推估值(E)、(D)，其中 $1 kW_p$ 為設置容量；ESH 為 2006 年至 2010 年期間平均的等效日照小時(Equivalent sunshine hours) (hour/year)； γ 為性能比(Performance ratio) (%)； L_t^{y-t} 為 t 年設置系統後 $(y-t)$ 年的太陽能電池衰減效率(%)，以下一一說明各參數：

- A. ESH：以 PHP(PHP, 2010)語言撰寫程式計算，主要收集 2006 年至 2010 年期間，計挑選出台灣 12 個測站中各月全天空日射量為依據(大氣研究資料庫，100 年)，此部分較條例採用之監測點區域多納入基隆、宜蘭、南投、花蓮、台東等測站，圖 3.5 為依各測站位置繪 Voronoi 圖所劃分之範圍，主要以其權重計算台灣平均各年全天空日射量，並以類似歐等(97 年)建立日射量資料庫的方法，本研究平均近五年的日射量值作為年日射量($MJ/m^2/year$)，將日射量的熱值單位以 $1kWh = 3.6MJ$ 換算表示，用以計算 ASTM E1036 標準(即在標準日照條件 AM1.5、 $1,000W/m^2$ 及攝氏溫度 $25^\circ C$ 下發電)的等效日照小時(請參見附表 A.14)。

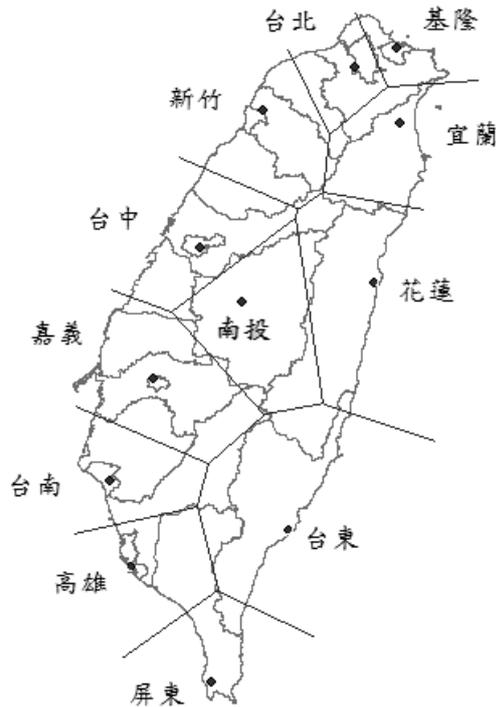


圖 3.5 台灣氣候測站 Voronoi 圖

- B. γ : 性能比約 85 % (聚恆公司, 99 年), 包括太陽能板適當的傾斜角度可得到較高發電量值及溫度變化、灰塵污損、轉換器、變壓、線路或自耗損失等可能影響發電量的因素, 此值亦可能隨技術發展而改進。
- C. L_t^{-1} : 本研究推估年發電量為(E)的情形以 100% 假設, 唯由於電池效率可能會隨時間而降低, 考量逐年效率衰減(D)的情形, 本研究因而以 t 年設置系統後 (y-t) 年之衰減效率計算, 效率下降比例採用較起始年 100 % 逐年下降 1 %, 20 年後假設降為 80 %。

此研究主要分析新政策的可能補助金額與效益, 故過去政策時期安裝量的效益未納入分析。

2. 分區發電能力

在分析供給的總發電量中, 日射量是影響發電量值的重要因素, 由於台灣各地氣候條件與地理特性不盡相同, 日射量亦有所差異, 徐(91 年)曾

依日射量分級劃分區域，本研究亦以各測站平均近五年的年日射量為依據，主要劃分台灣為豐日照、高日照、中日照三部分，並參考行政區對未設測站的部分縣市進行分區，之後亦採用上述方法評估各情境分區後的總發電量，以下說明各步驟：

- (1) 區域劃分：表 3.6 為整理自大氣研究資料庫(100 年)之分區結果，而另依縣市行政區為界限，將未設測站的桃園縣、苗栗縣、彰化縣及雲林縣依地形與氣候劃分，桃園縣鄰近於台北縣，且大部分是丘陵台地、降雨多，為中日照區，苗栗縣則鄰近於新竹縣市，丘陵多，為高日照區，彰化縣及雲林縣大部分是平地、雨量少，為豐日照區，如圖 3.6 所示。

表 3.6 台灣日射量區域劃分

區域	分類(MJ/m ²)	站號	縣市	年日射量(MJ/m ²)
豐日照區	5000 ~ 6000	467410	台南市	5133.43
		467440	高雄市 (高雄)	5286.60
		467480	嘉義市 (嘉義)	5993.63
		467490	台中市 (台中)	5300.48
		467590	屏東縣 (恆春)	5459.57
		467660	台東縣 (台東)	5653.46
高日照區	4000 ~ 5000	466990	花蓮縣 (花蓮)	4189.76
		467571	新竹縣 (新竹)	4442.29
		467650	南投縣 (日月潭)	4294.05
中日照區	3000 ~ 4000	466920	台北市 (台北)	3818.91
		466940	基隆市 (基隆)	3568.10
		467080	宜蘭縣 (宜蘭)	3936.09

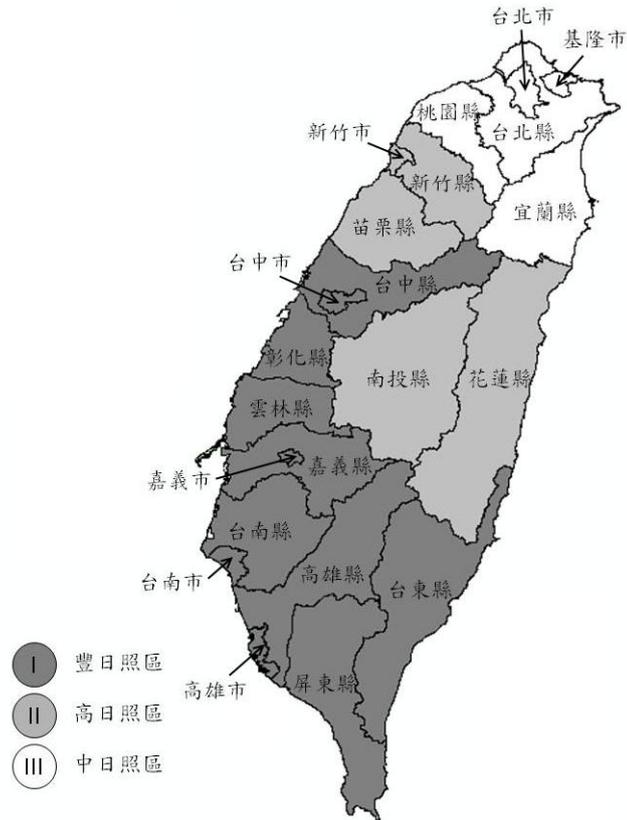


圖 3.6 台灣太陽光電分區範圍

- (2) 分區電力供給：主要以 Voronoi 圖 (Zhang *et al.*, 2009) 劃分之涵蓋範圍為權重，平均區域內測站的年日射量來估算系統年發電量，再與該區域安裝量相乘，以推估區域內各年總產生電力，其中各區安裝量是將全台安裝量依各區內最大可能安裝面積與年發電量相乘為權重劃分。

3.4.3.3 環境效益評估

環境效益評估主要針對溫室氣體(以 $e\text{CO}_2$ 表示)及空氣污染物(如 TSP、 SO_x 、 NO_x)所減少的排放量進行分析，以下式依排放係數估算各年太陽光電取代傳統能源發電所減少的排放量：

$$Q_y^k = \frac{GT_y \times (1-w) \times f_{po}^k}{10^6} \quad (3.12)$$

其中 Q_y^k 為 y 年系統產生電力所減少污染物 k 的年排放量(ton)； GT_y 為 y 年的總產生電力(kWh)； w 為系統耗能比例(%)； f_{po}^k 為電廠排放污染物 k 的排放係數(g/kWh)，以下分為系統耗能比例及電廠排放係數二部分說明之。

1. 系統耗能比例

本研究假設太陽光電使用階段未耗能，而廢棄回收階段由於尚無資料，故亦未納入分析，由於國內缺乏生產及組裝設置太陽光電系統的排放係數可直接估算，故以類似 Bernal-Agusti'n *et al.* (2006)的方法，採用其所提供系統生產與組裝設置之耗能數值 4035 kWh/kW_p，除以設置使用期間 20 年的系統總產生電力作為系統耗能比例(%)，當年發電量分別為(L)、(E)、(D)時，推估耗能比例為 16.14 %、17.48 %、19.53 %。

2. 電廠排放係數

電廠排放係數(g/kWh)以能源局(100 年)及台電永續報告(99 年)中所提供的數值計算，表 3.7 所列為本研究所採用之排放係數。

表 3.7 溫室氣體與污染物排放係數

排放係數	eCO ₂	TSP	SO _x	NO _x
電廠發電與輸配電(g/kWh)	612.000 ¹	0.018 ²	0.248 ²	0.275 ²

資料來源：1.能源局 (100 年)；2.台電永續報告 (99 年)。

3.5 政策情境分析與比較

以下說明如何分析各情境的結果，以評估及比較各情境下補助效益，作為研擬相關太陽光電補助決策與規劃的依據，並依個別使用者角度分析不同情境下個別使用者之回收期，以評估個別使用者的接受度。

3.5.1 各政策情境比較

根據前述的政策情境分析方法，可推估出各情境下的安裝量、初設成本、費率及效益評估結果，首先依據這些結果繪圖比較不同情境的差異：

- (1) 就各情境的安裝量，探討政策情境下電價變動對安裝量的影響。
- (2) 分別分析電價上漲與綠稅情境下不同漲幅比例及不同稅額的初設成本趨勢，亦分析二種情境同時發生的情形。
- (3) 以不同情境下所預測各年的費率，分析各情境對費率的影響。
- (4) 各情境之補助金額及能源與環境效益。

3.5.2 綜合比較

除了前述各情境間不同結果之比較，本研究亦作綜合比較，依以下方法估算其發電效益與減少溫室氣體與空氣污染物的外部效益，然後合併補助金額繪圖作綜合比較，唯需注意在綠稅情境中考量徵收稅額預期使電價上漲，進而導致安裝量增加，由於已針對 eCO₂ 徵收綠稅，故此部分已非外部效益，故未納入。

- (1) 補助支出依式 3.9 估算。
- (2) 發電效益依下式估算：

$$GTB_y = GT_y \times E_y \quad (3.13)$$

其中 GTB_y 為 y 年分析補助期間的發電總效益(NT\$)； GT_y 為 y 年的總產生電力； E_y 為 y 年的電價。

- (3) 外部效益依下式估算：

$$QB_y^k = Q_y^k \times B^k \quad (3.14)$$

其中 QB_y^k 為 y 年分析補助期間污染物 k 的外部效益(NT\$)； Q_y^k 為 y 年系統產生電力所減少污染物 k 的年排放量； $Q_{pv,y}^k$ 為 y 年系統排放污染物 k 的排放量； B^k 為污染物 k 的綠稅稅額或處理成本(NT\$/ton)，如表 3.8 所列。

表 3.8 綠稅稅額及環境污染處理成本

外部成本	eCO ₂	TSP	SO _x	NO _x
NT\$/ton	750 ¹	17,167 ²	29,601 ²	30,184 ²

資料來源：1.蕭等 (98 年)；2.主計處 (99 年)

空氣污染物是依處理各污染物之單位成本據以估算，單位減量成本為依電廠污染來源(點源)及污染物(TSP、SO_x、NO_x)，以綠色國民所得帳中指出的空氣品質質損值除以應削減排放量計算。

3.5.3 個別使用者的回收期分析

雖然條例是以 20 年為回收期計算費率，但由於不同區域日射量不同，因而有不同的發電效益。此外，條例假設備在 20 年內的發電能力不變，但事實上並非如此，設備的發電能力會逐年減少，因而對於不同區域使用者而言，回收期會不相同，也可能因此影響安裝的意願，甚至影響實際的安裝量，故本研究分析個別使用者的回收期，且亦分不同區域個別使用者的回收期。

回收期主要依使用者負擔的設置與維護成本等於效益時之平衡公式估算，其中在 20 年補助期間內之系統其年發電量依電能躉購費率計算，此費率以安裝設備該年之費率固定躉購，唯當電價大於費率時，使用者可能想解約改以自用，故此時改依電價計算，而超過補助年限之系統其年發電量則依當時電價計算，本研究假設 X_t 為 t 年時設置系統的回收期，2010

年為基準 $t=0$ ，若 $X_t \leq 20$ 年，在費率補助期間，則以 3.15.a 式估算，若 $X_t > 20$ 年，則超出補助期間不再享電能躉購費率，改依電價估算，故以 3.15.b 式估算，唯當電價大於費率時，則費率(Fp_t)改以當時電價(E_{Y_t})估算。

$$P_t + \sum_{Y_t=1}^{X_t} \frac{P_t \times m}{(1+i)^{Y_t}} = \sum_{Y_t=1}^{X_t} \frac{Fp_t \times G_t^{Y_t}}{(1+i)^{Y_t}}, X_t \leq 20 \quad (3.15.a)$$

$$P_t + \sum_{Y_t=1}^{X_t} \frac{P_t \times m}{(1+i)^{Y_t}} = \sum_{Y_t=1}^{20} \frac{Fp_t \times G_t^{Y_t}}{(1+i)^{Y_t}} + \sum_{Y_t=21}^{X_t} \frac{E_{Y_t} \times G_t^{Y_t}}{(1+i)^{Y_t}}, X_t > 20 \quad (3.15.b)$$

其中 X_t 為 t 年時設置系統的回收期； P_t 為 t 年的太陽光電系統初設成本 (NT\$/kW_P)； m 為年運轉維護費用係數； i 為計算費率所依據的折現率； Fp_t 為 t 年時設置系統的電能躉購費率 (NT\$/kWh)； E_{Y_t} 為 t 年時設置系統後 Y_t 年的電價； $G_t^{Y_t}$ 為 t 年設置每峰瓦系統後 Y_t 年的年發電量。

3.6 各相關參數敏感度分析

之前所設定的部分參數會顯著影響各情境所分析的結果，且各參數所採用之數值不見得代表未來的情形，本研究因而進一步分析重要參數之敏感度對分析結果的影響，以下一一說明所分析的因子數值及本研究如何分析數值變化對分析結果的影響：

- (1) Progress ratio：此部分依實際分析結果決定(請參見下一章)，並納入情境案例中說明。
- (2) 系統年發電量(G)：納入情境案例中說明。
- (3) 平均折現率(i)：條例採用 5.25%，然由於近年經濟不景氣，導致利率下降，依中央銀行全球資訊網公告五大銀行平均存款利率(一年期)，2005 至 2009 年利率約在 0.81 ~ 2.52% 間，2010 年利率只有 0.89%；

而依主計處 CPI 平均漲跌率，2005 至 2009 年最低為-0.87 %，最高為 3.53 %，平均通貨膨脹率為 1.47 %，若依此二數率計算，折現率約 2.37 %，若以二者最大值計算，約為 6.14 %，故本研究以 2 %、3.5 %、6 % 分析其影響。

- (4) 年運轉維護費用之係數(m)：條例採用 0.7 %，而能源局(100 年)提到約在 0.7 ~ 1.5 % 間，Poconi *et al.* (2003)則採用 4 %，亦正研究為何會有這些差異，目前以 1.5 %、2.5 %、4 % 分析其影響。



第四章 結果與討論

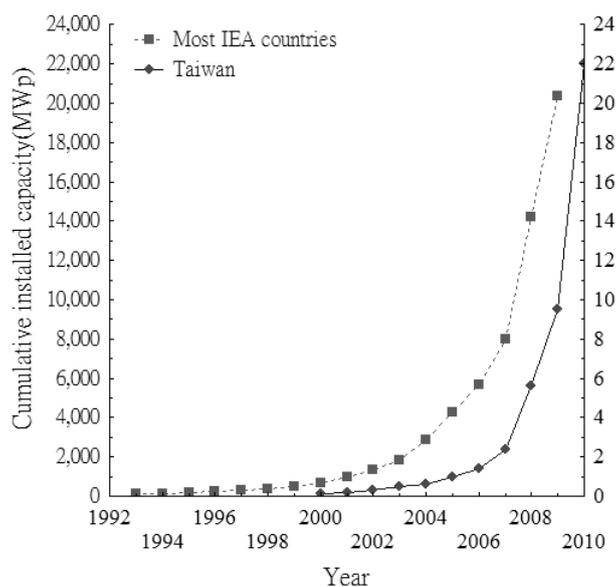
本章主要討論及分析本研究所得到的結果，首先檢視以往初設成本補助政策施行之成效，接著於後續章節分析及預測政策情境的安裝量、初設成本、費率及效益(含補助金額、能源及環境三部份)，並綜合比較各情境所得結果與分析個別使用者回收期，以及進一步分析相關參數對結果的敏感度影響。

4.1 初設成本補助歷史政策分析

1. 國內外過去補助政策發展比較

依所收集之相關條例，國內過去主要有設備補助、獎勵規劃設計及財稅獎勵等補助方式(請參見附表 A.3、A.4)，由於太陽光電設置成本仍高，政府因而依據「太陽光電發電系統設置補助作業要點」提供一定比例補助設備初設成本，主要可區分為半額補助和全額補助兩種，唯全額補助只限政府行政機關、公營事業或公立學校等申請，桃園清雲技術大學設置的 4 瓩系統為國內第一個申請補助案例(熊，94 年)。如圖 4.1 所示(詳細數據請參見附表 A.8.1)，補助期間安裝量有明顯成長，2009 年累積安裝量達 9.50 MW_p，相較於 IEA 主要國家安裝量趨勢，雖起步較晚，但成長趨勢相當相似。

國外太陽光電發展初期亦有一些國家採用設備補助，此方式雖可於初期提高使用者安裝意願，但由於無法確保設備有效運轉及其發電效率的問題，日本即曾於 2006 年停止設備補助，至 2009 年才再與其餘補助政策同時施行(康，97 年)，世界各國也因而改採用電能躉購政策或與其他政策併行，國內亦於 2010 年起執行電能躉購政策(請參見附表 A.2)。



資料來源：IEA (2010)；能源局 (100 年)

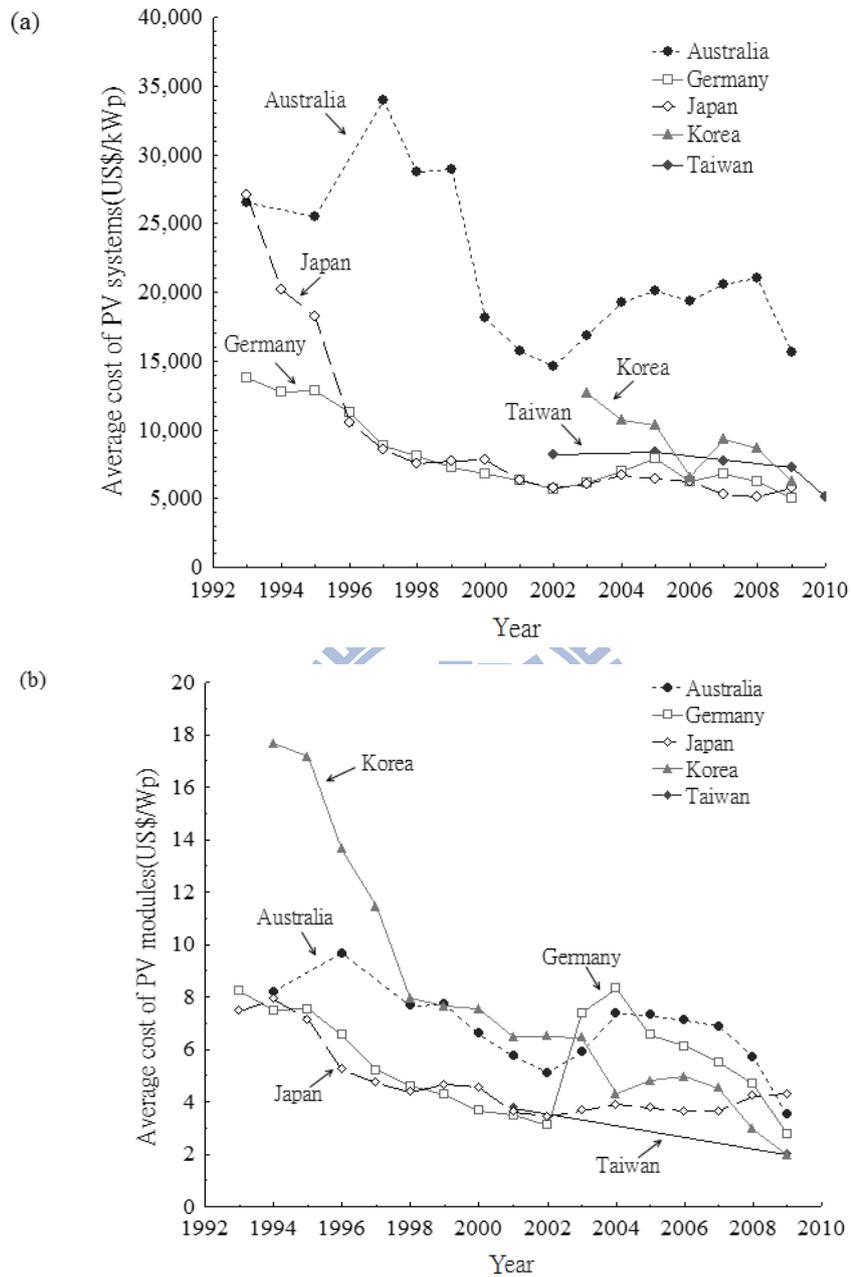
圖 4.1 歷年太陽光電累積安裝量

2. 國內外初設成本分析

國內外太陽光電初設成本趨勢如圖 4.2 所示(詳細數據請參見附表 A.9-A.11)，可看出有明顯差異，以下分為系統成本、模組成本、系統與模組間成本等部分比較說明之：

- (1) 依圖 4.2(a)所示，可看出台灣系統成本呈線性遞減，可能主要受政府的補助政策所影響，以往政策半額補助最多可補助至 15 萬元/瓩，2009 年補助方調降至 12 萬元/瓩，唯 2010 年系統成本可能因反映實際市場成本，故較舊補助政策期間(2000~2009)的系統成本顯著降低，已與國外設置成本相近。國外部分國家則由於安裝需求大，市場自由競爭，系統成本亦因而受市場規模所影響。
- (2) 台灣模組成本因資料不全，只有 2001 年與 2009 年二年數據，僅得知呈下降趨勢。國外模組成本變動如圖 4.2(b)所示，亦呈下降趨勢，但成本有起伏，洪(95 年)指出成本下降亦可能是因產能過剩，廠商為取得市場占有率而降價導致，並非實際降低生產成本，唯德國及澳洲等模組成本在 2004 年反而上漲，主要原因可能為當時半導體產業與太陽

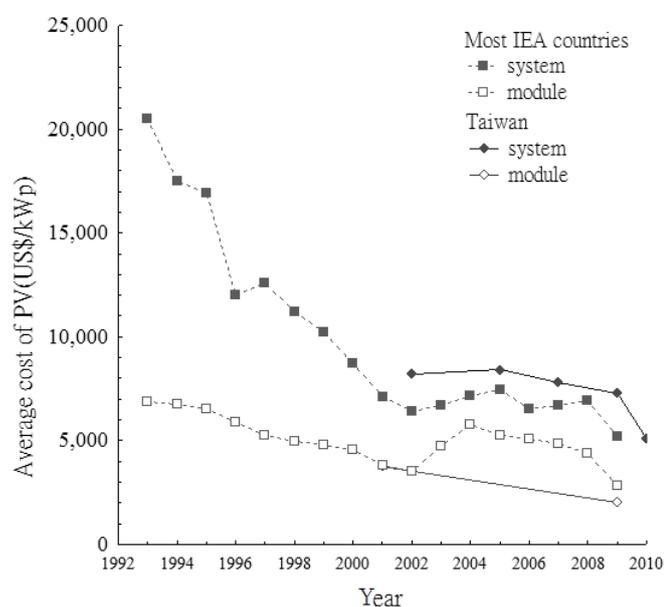
光電市場需求均成長，二個產業競爭同樣的原料，導致原料短缺及成本上漲(劉，94年)。



資料整理自 IEA (2010)；太電中心 (99年)；聚恆公司 (99年)；元太公司 (99年)；綠能公司 (99年)；威奈公司 (99年)。

圖 4.2 歷年太陽光電初設成本(a)系統；(b)模組

(3) 圖 4.3 所示為台灣與 IEA 主要國家平均系統與模組成本比較結果(詳細數據請參見附表 A.11)，國內系統成本較多數國家高，而模組成本反而較低，由於國內太陽能電池製程多引進國外整廠設備輸入(Turnkey)，轉換效率因而較國外低(太電中心，99 年)，可能為品質差異導致模組成本較低。而模組占系統成本一定比例，以 2009 年為例，IEA 主要國家模組約占系統成本 55 %，但台灣只占 28 %，可看出國內過去的系統成本可能受舊補助政策影響而過高。



資料整理自 IEA (2010)；洪 (95 年)；太電中心 (99 年)；聚恆公司 (99 年)；元太公司 (99 年)；綠能公司 (99 年)；威奈公司 (99 年)。

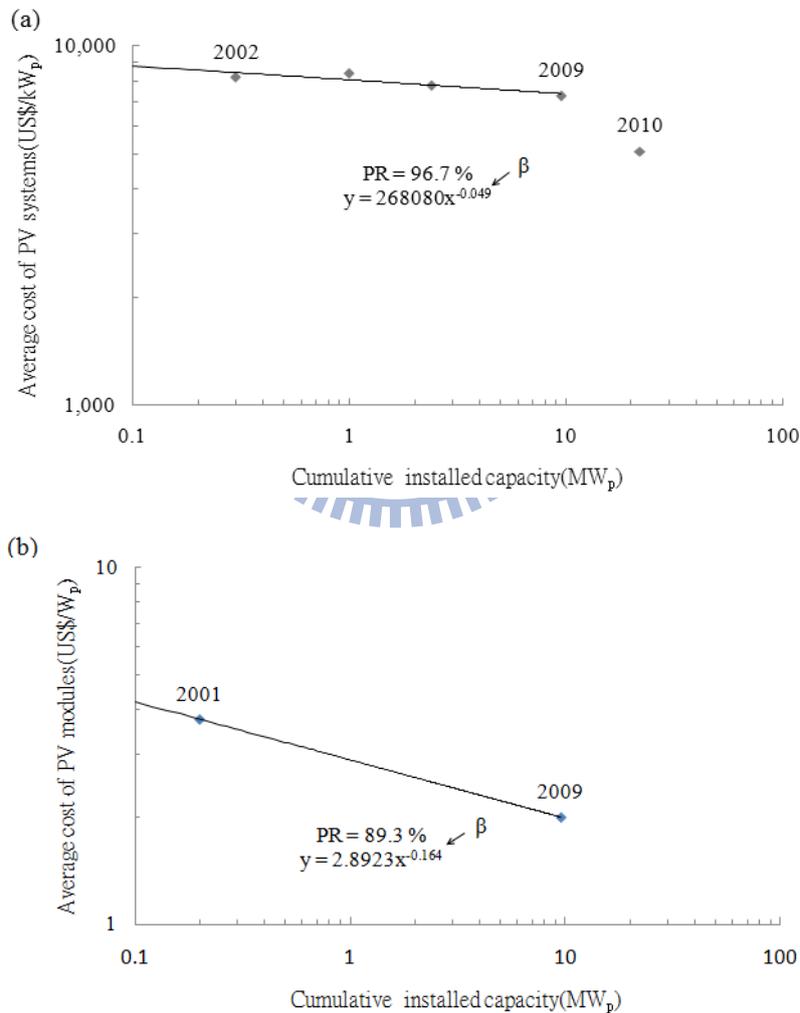
圖 4.3 歷年太陽光電系統與模組成本比較

3. 國內外初設成本與安裝量間關係分析

圖 4.4(歷年匯率請參考附表 A.6)及 4.5 分別為台灣及 IEA 主要國家系統與模組之經驗曲線，可看出隨安裝量增加使太陽光電成本降低，依圖 4.5 所示結果，可看出初設成本變化趨勢逐漸平緩，亦即 Progress ratio (PR) 值變大，太陽光電成本不再顯著降低，如圖 4.6 所示，可能受(1)原料成本上漲；(2)供應不足；(3)技術已快達瓶頸不再顯著改善發電效率等因素所影

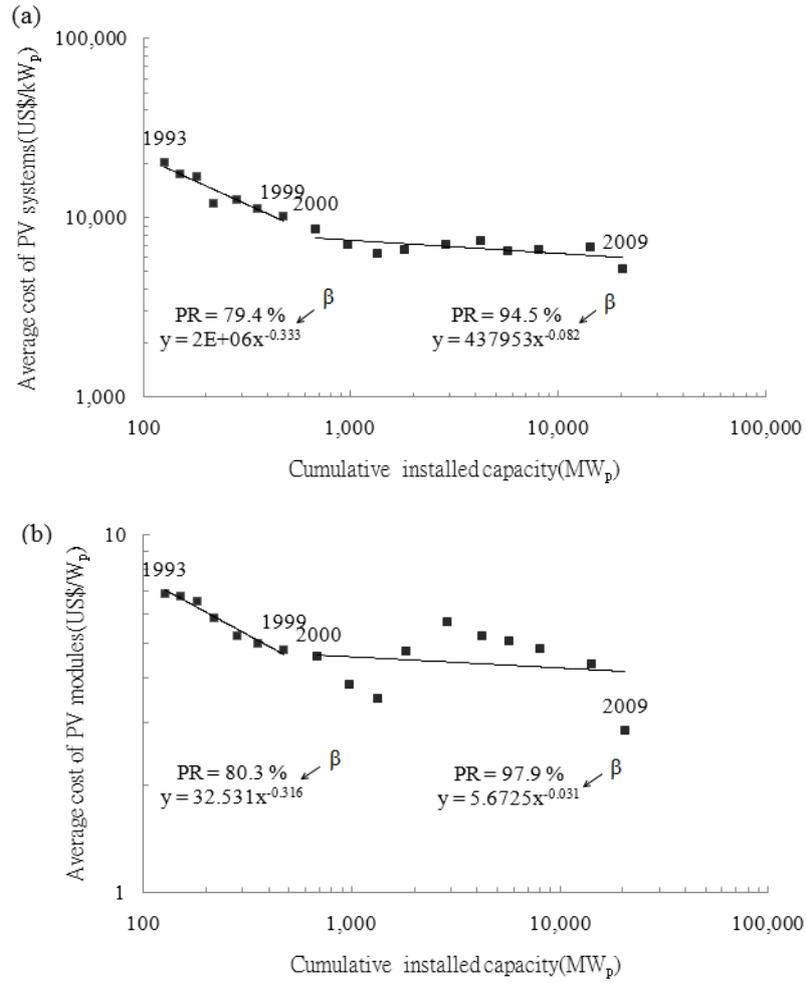
響，但由於近年原料成本與供應可能不再受限及技術日新月異，故預期未來仍有再突破的機會。

依據圖 4.4(a)、4.5(a)、4.7 國內外 PR 值趨勢，雖然依國內過去的資料顯示系統的 PR 值為 96.7%，但其主要是受舊補助政策所影響，而不是受市場機制所影響，也因而 2010 年的系統成本在改用新政策後即突降很多。本研究因而以 PR 值為 80%、88%、92%、94% 四種情形計算經驗指數(β)，雖然依目前的國內外系統成本下降趨勢，PR 值已不太容易達到 80%，但技術的發展也有可能讓人意外，故本研究仍分析 PR 值 80% 下的可能影響。



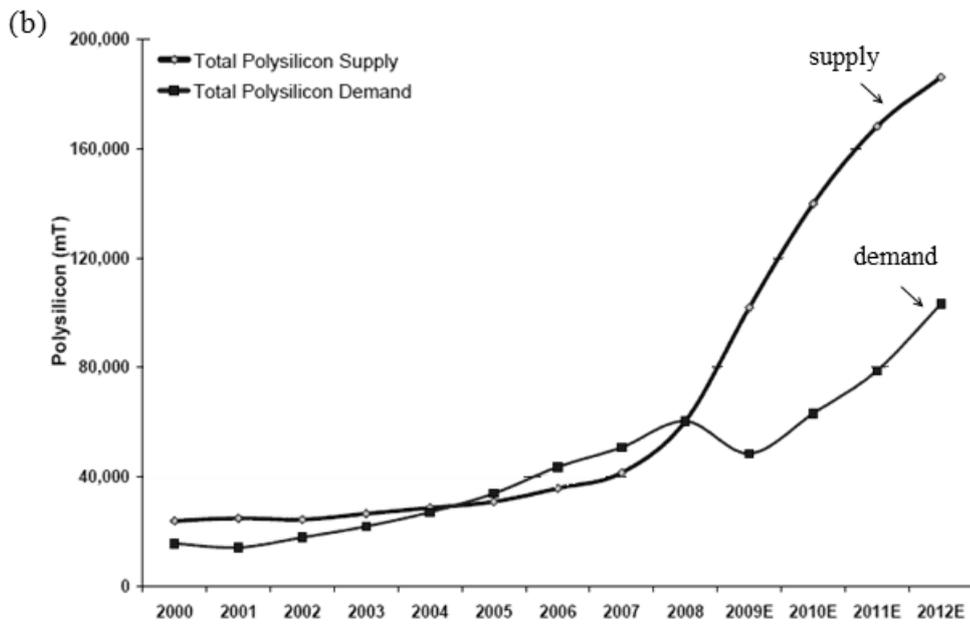
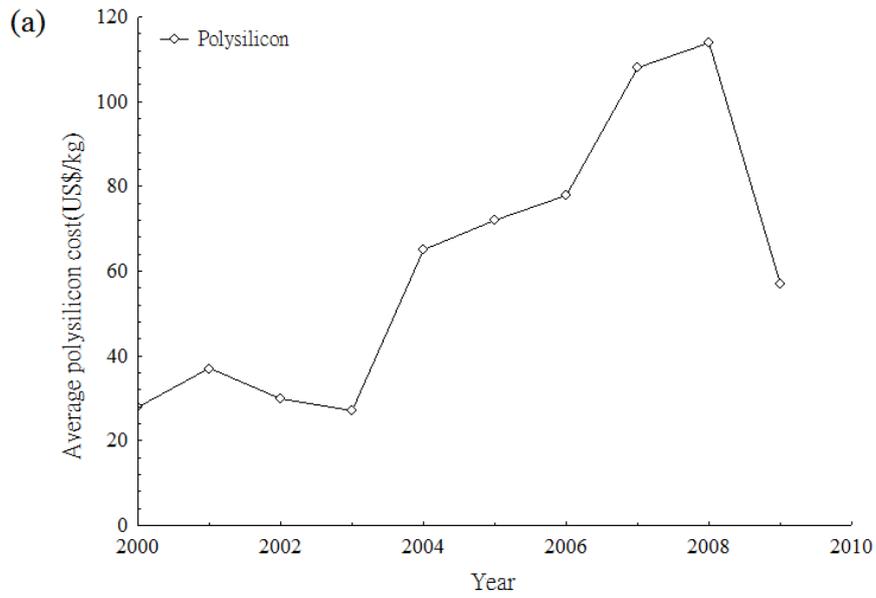
資料整理自太電中心 (99 年)；能源局 (100 年)。

圖 4.4 台灣太陽光電之經驗曲線(a)系統；(b)模組



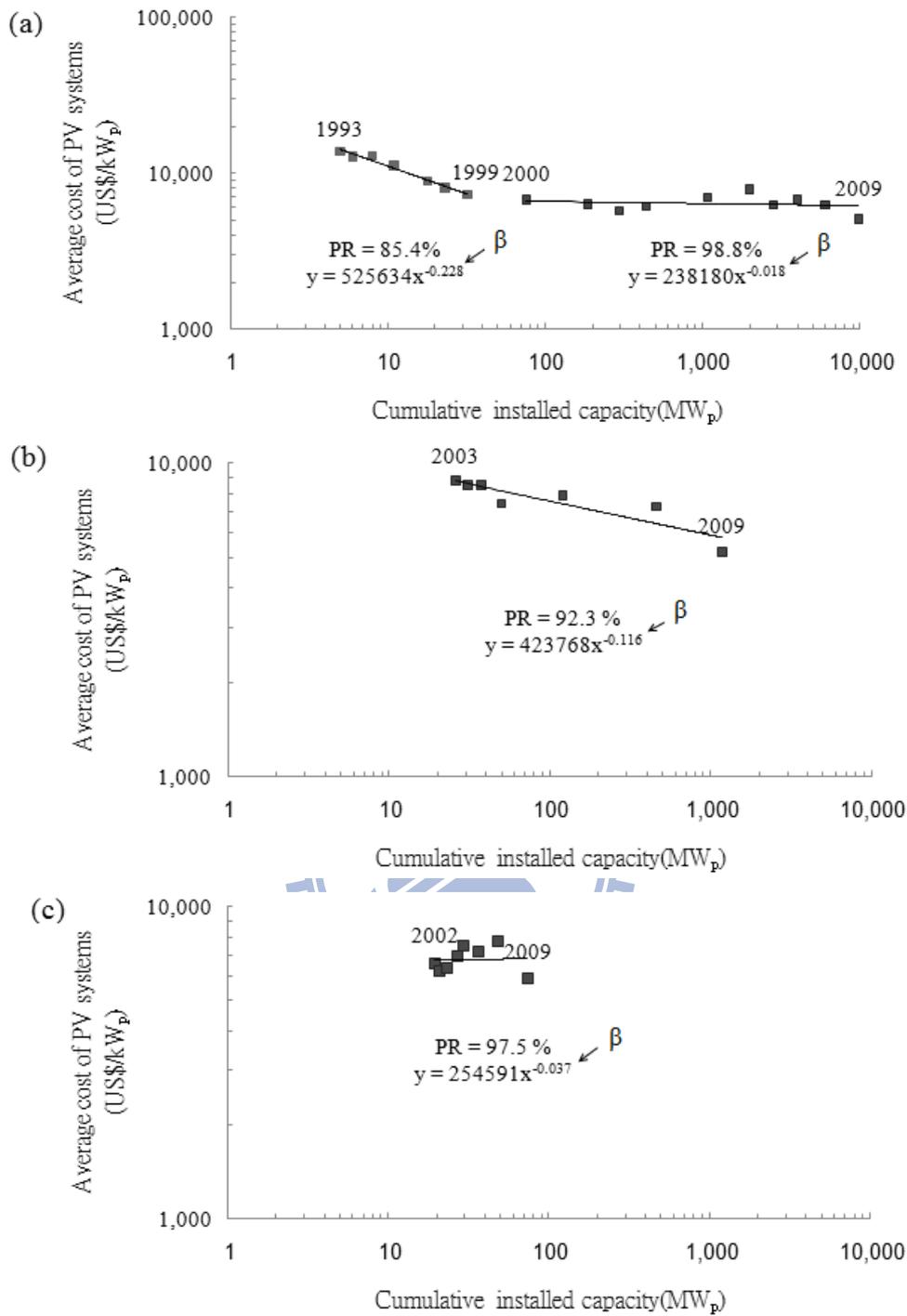
資料整理自 IEA (2010)。

圖 4.5 IEA 主要國家太陽光電之經驗曲線(a)系統；(b)模組



資料整理自 Berwind (2009) ; DisplaySearch (2009) ;
J.P. Morgan Chase (2010) 。

圖 4.6 歷年多晶矽原料(a)成本；(b)供需



資料整理自 IEA (2010)。

圖 4.7 相關國家太陽光電系統之經驗曲線(a)德國；(b)義大利；(c)瑞士

4.2 各情境下之安裝量與初設成本預測

本節首先繪製擴散趨勢圖求得常數(c)值，並建立擴散係數(d)值的相關函數，作為預測各情境下太陽光電發展的依據，然後分析所得的安裝量與初設成本結果。以下一一詳細說明之。

1. 繪製歷史擴散趨勢圖

圖 4.8 所示為依歷史安裝量所繪製的擴散趨勢圖，2000 年至 2009 年為過去初設成本補助政策執行的期間，該期間的 c_{old} 與 d_{old} 值為 -14.5401 與 0.4746，2010 年起改執行電能躉購政策，本研究因而以 2010 年為新基準年的安裝量計算 c_{new} 值為 -9.1464。

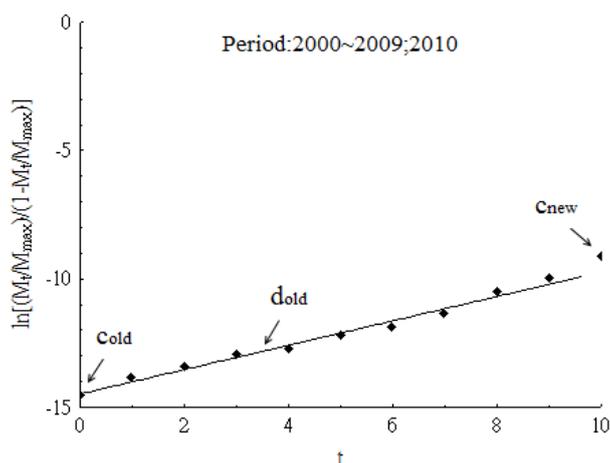


圖 4.8 台灣過去的常數(c)與擴散係數(d)值及新常數(c)值

2. 建立擴散係數與電太成本比例變化率函數

本研究收集執行電能躉購政策的國家資料，包括德國、義大利、瑞士等，表 4.1 摘要說明這些國家所執行的政策(IEA, 2010)，其他一些國家雖亦有執行電能躉購政策，但有的只有部分地區執行、有搭配其他重要補助政策或是資料不全等原因，故未納入(請參見附表 A.12)，本研究依這些國家的擴散係數(d)值與電太成本比例變化率(r)的關係，圖 4.9 所示為各國二者的關係圖，因可供參考的數據點甚少，故採用逐段(Piecewise)分析，電太成本比例變化率(r)愈大，表示電價與太陽光電發電成本接近的速率愈

快，安裝量的擴散係數(d)值亦可能愈大，唯當二者相當時，即表示不太需要補助，且預期之後安裝量會因愈來愈飽和而降低成長的速率，故 d 值亦不可能一再隨 r 值正比提高。本研究因而建立二者間的關係函數，如圖 4.10 所示，其中若擴散係數(d)值為 0 表示安裝量不會成長，由於一般多少都會有一點成長，故設定下限值 $d_{\min} = 0.1$ ，依 SPSS 12.0 軟體迴歸建立的關係式為 $d = 0.1 + 1.9172r^{0.5853}$ ， R^2 雖只有 0.2246，但為本研究所得較合理適用的關係式。此外，圖中虛線標示線性迴歸結果，但由於 d 值不會以同一速率隨 r 無限成長，且初始成長速率過高不合理，故未採用。

依各情境預測之 r 值推估 d 值之後，再代入 3.1 式擴散模式中預測安裝量，d 值並不會隨著不同的最大可能安裝量(M_{\max})而改變， M_{\max} 主要是會改變式 3.1 中的常數(c)值。



表 4.1 執行電能躉購(Feed-in-tariffs)類似政策的國家

Country (ISO code)	Policy Laws	Goals	Summary
Germany (DEU)	Renewable energy law (2000) and amended in 2004	The share of renewable energies from 5 % in 1999 to 10 % in 2010.	<ul style="list-style-type: none"> ■ The electricity feed law introduced in 1991 was replaced by the renewable energy act in 2000. In 2004 the feed in tariffs were adjusted mainly according to changes in accompanying market introduction programmes. ■ Direct capital subsidies: regional level, in some states.
Italy (ITA)	Decree law 387 (2003)	12 % of renewable energies in 2013.	<ul style="list-style-type: none"> ■ At the end of 2003 the approval of a decree concerning the implementation of the European Directive 2001/77/CE which include also the feed-in tariff, has provided a strong expectation in the Italian PV market. ■ A feed-in programme, launched in 2005, and new tariffs were adopted during 2007.
	Feed-in decree (2005) New feed-in decree (2007)	1 st phase: 1,000 MWp by 2015. 2 nd phase: from 1,000 MWp to 3,000 MWp by 2016.	
Switzerland CHE	Revised energy act (2007)	5,400 GWh from renewable energies by 2030.	<ul style="list-style-type: none"> ■ During 2005, the National Council has favored the introduction of a feed-in tariff system for “new” renewable and a bidding model for hydro, and following the adoption of this law in 2007 by the Swiss parliament, the rest of the year was devoted to elaborating the concrete terms and details. ■ Direct capital subsidies: only in few cantons.

資料整理自 IEA (2010)。

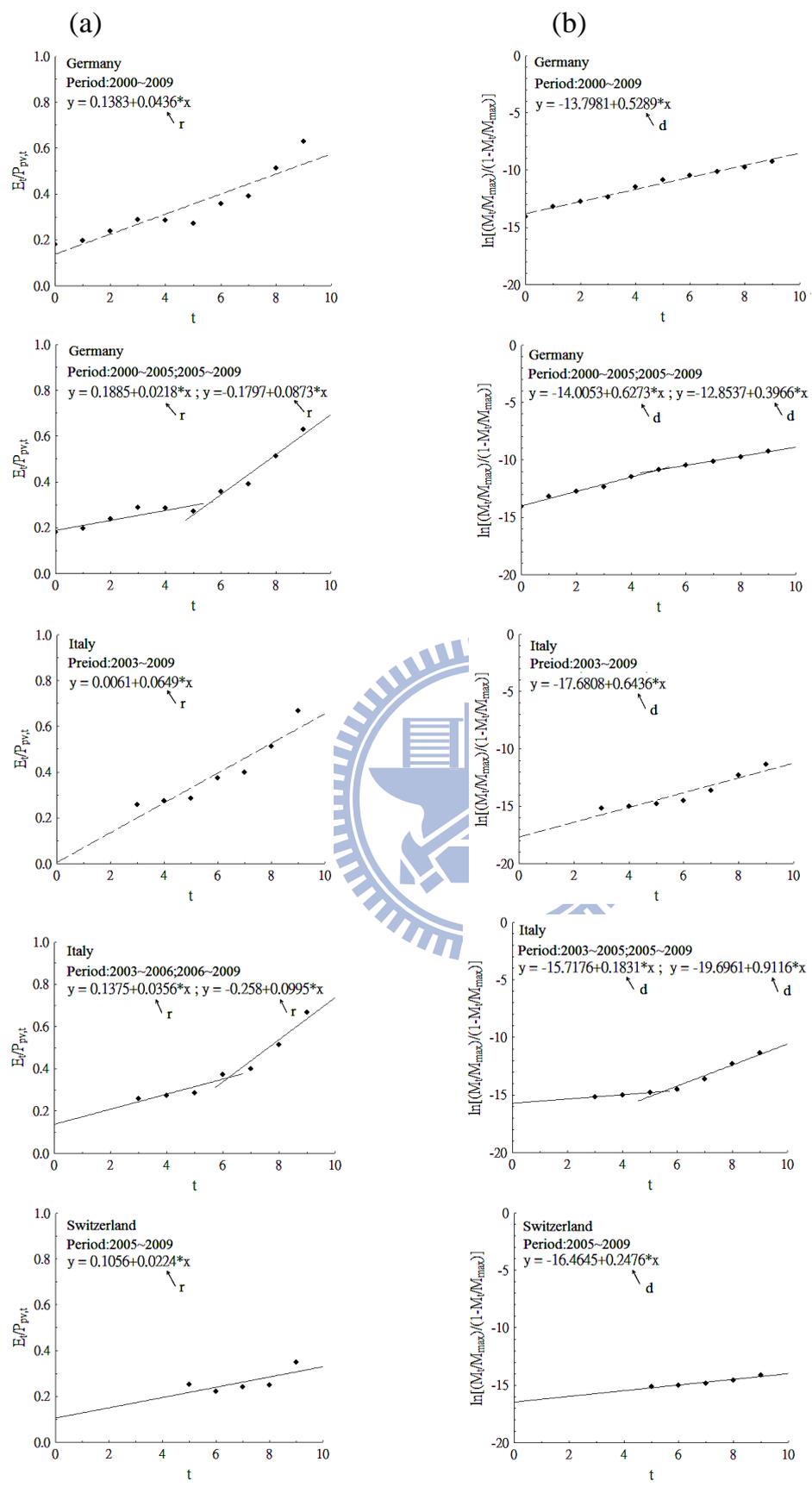
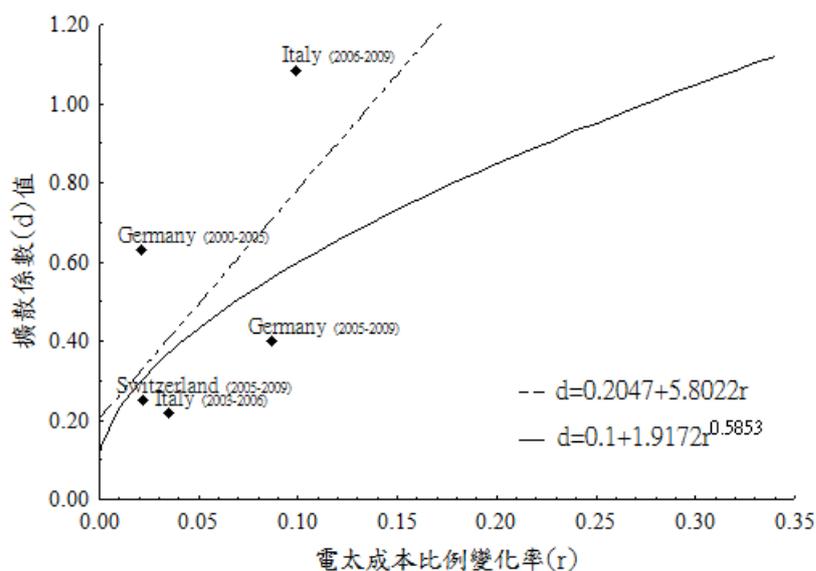


圖4.9執行電能躉購政策國家的(a)電太成本比例變化率；(b)擴散係數



資料整理自 Kravetz (2008); IEA (2010); EIA (2010); DESTATIS (2011)。

圖 4.10 擴散係數與電太成本比例變化率函數

3. 情境分析與討論

為了便於討論，各情境以 S-G-PR 編碼方式代表，請參見本論文最前面符號說明中之情境 Case 編碼說明，S 代表政策情境、G 代表系統年發電量、PR 代表太陽光電成本下降趨勢。

以本研究 3.4.1 節所建立的預測方法，配合所研擬之情境，綠稅情境分別設定 2012/2014 年為新基準年，故以每 2 年作間隔 3 點逐段推估安裝量的擴散係數(d)值，進而預測各情境之安裝量與初設成本，以下依各情境所得的結果進行討論：

A. 電價上漲(EP)情境

- (1) 圖 4.11 所示為 EP-L-92% 等案例下安裝量與初設成本的變化，電價較高，因而電太比例較高，誘因較大，安裝量因而成長較快，太陽光電成本亦下降較快，成長率與初設成本降低比例如表 4.2 中之 EP 情境所列，EP1%、EP2%、EP3% 由於誘因較電價不變的 EP0% 情境大，成長率因而提高，分別為 24%~34%、27%~43%、30%~52%，到 2030 年初設成本預期可降低 45%、50%、55%，EP2% 與 EP3% 亦由於電

太比例增加較快，成長率約為 EP1% 的 1.13~1.26 倍及 1.25~1.47 倍；且 EP5% 預期在 2028 年左右年即可達到電太成本平衡(Grid parity)。圖中實線為依 2011 年安裝量上限每年 70MW_p 之逐年安裝量限制，從 2011 年 70MW_p 線性增加至 2030 年 1400MW_p。

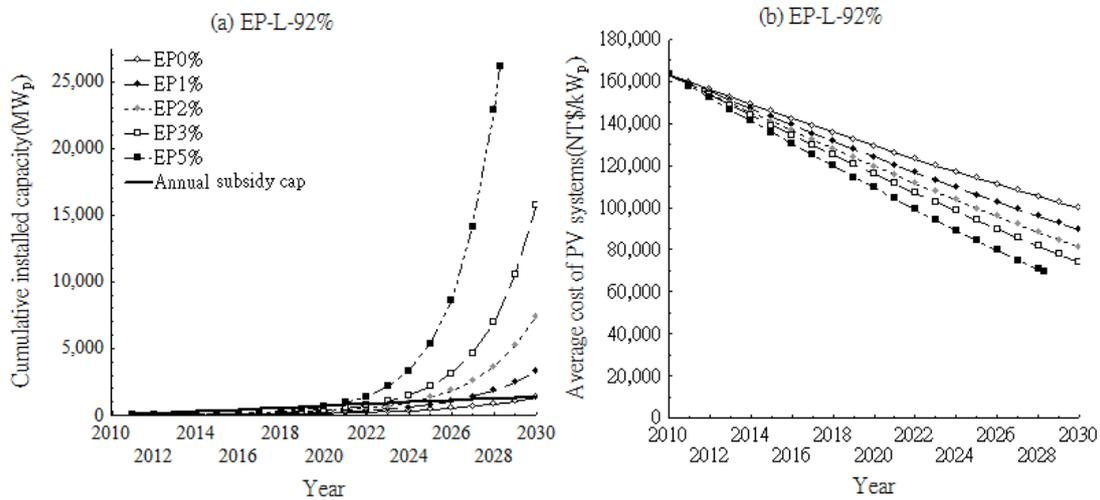


圖 4.11 EP-L-92% 之 (a) 安裝量；(b) 初設成本

(2) 圖 4.12 所示為 EP2%-L-PR 等案例結果，由於 PR 值 88% 下太陽光電成本下降較快，誘因而較大且安裝量成長會較快，預期在 2026 年左右即可達到電太成本平衡；PR 值 92%、94% 則較慢，且在 2030 年前未發生電太成本平衡，當 PR 值由 92% 減緩為 94%，成長率由 27%~43% 降為 25%~33%，二者差約 1.08~1.3 倍，2030 年初設成本降低比例也由 50% 降低為 36%；而若 PR 值能再恢復至 80%，則可提早至 2017 年左右即達到電太成本平衡。

此外，EP2% 在 PR 值 94% 下安裝量趨勢恰好與圖 4.11 中 EP1% 在 PR 值 92% 相似，成長率相近，但 2030 年初設成本降低比例差約 9%，表示 PR 值 92% 與 94% 的差異較電價 1% 差異的影響略大。

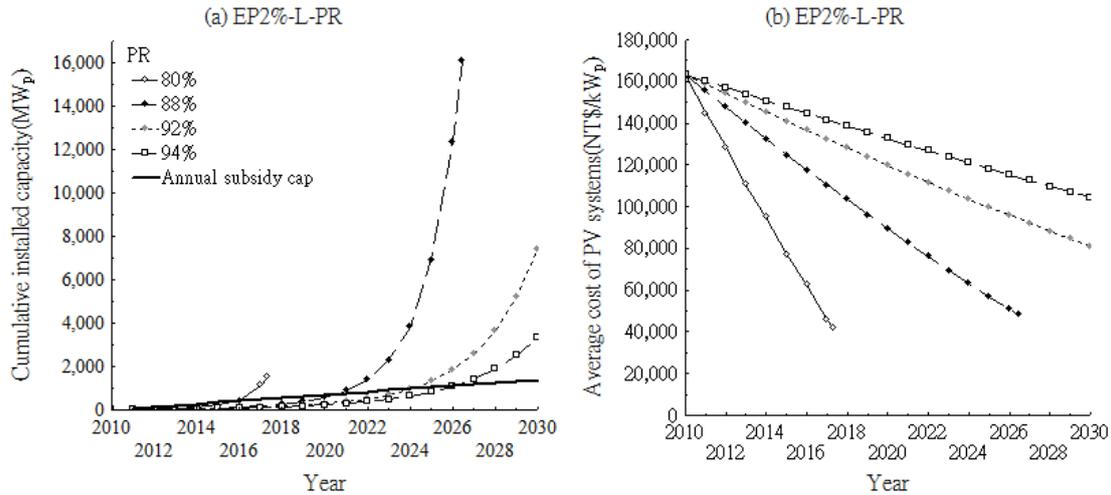


圖 4.12 EP2%-L-PR 之(a)安裝量；(b)初設成本

(3) 圖 4.13 所示為 EP2%-G-92% 等案例結果，若年發電量較大，較具安裝誘因，當年發電量為條例值(L)1,250 kWh 時，安裝量成長率依序為本研究推估值(E)1,154、(D)1,052kWh 的 1.04~1.08 倍及 1.13~1.16 倍，到 2030 年初設成本則分別降低 50%、49%、47%，由於(L)、(E)、(D)值相近，因而影響較前述電價漲幅變化與 PR 值結果小。

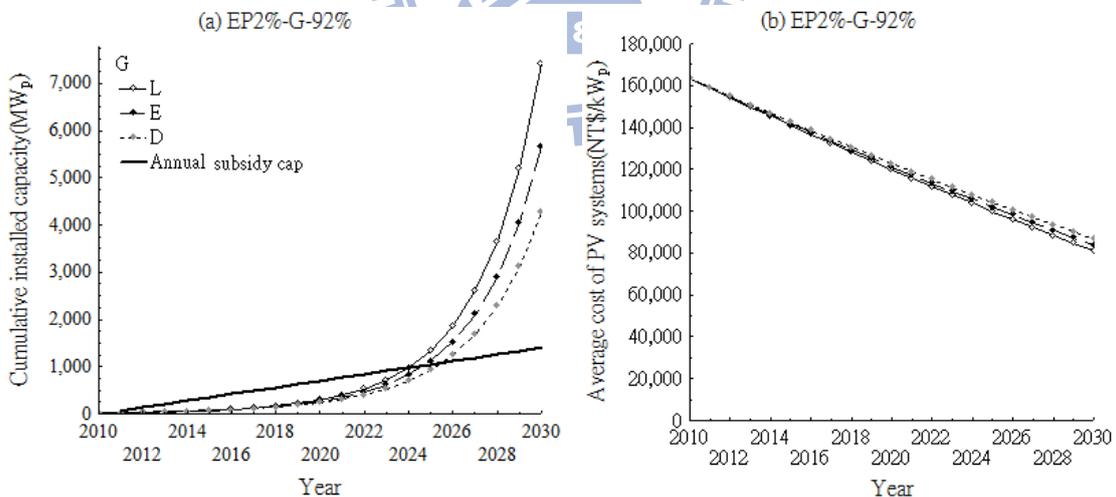


圖 4.13 EP2%-G-92% 之(a)安裝量；(b)初設成本

B. 綠稅(GT)情境

(1) 圖 4.14 所示為 2013GT-L-92% 等案例結果，由於執行綠稅預期會提高電價，稅額較高則會讓安裝誘因較大，發展情形如表 4.2 中之 GT 情境

所列，在 GT500、GT750、GT1000 等稅額分十年定額調漲下，十年調漲期間成長率是同一期間未執行綠稅 EP0% 情境的 1.19~1.26 倍、1.29~1.39 倍、1.38~1.52 倍；十年後稅額假設不再調漲，故成長率較小，是 2023 年至 2030 年間 EP0% 的 1.09~1.12 倍、1.17~1.16 倍、1.22~1.2 倍，到 2030 年初設成本則降低 43 %、45 %、46 %。

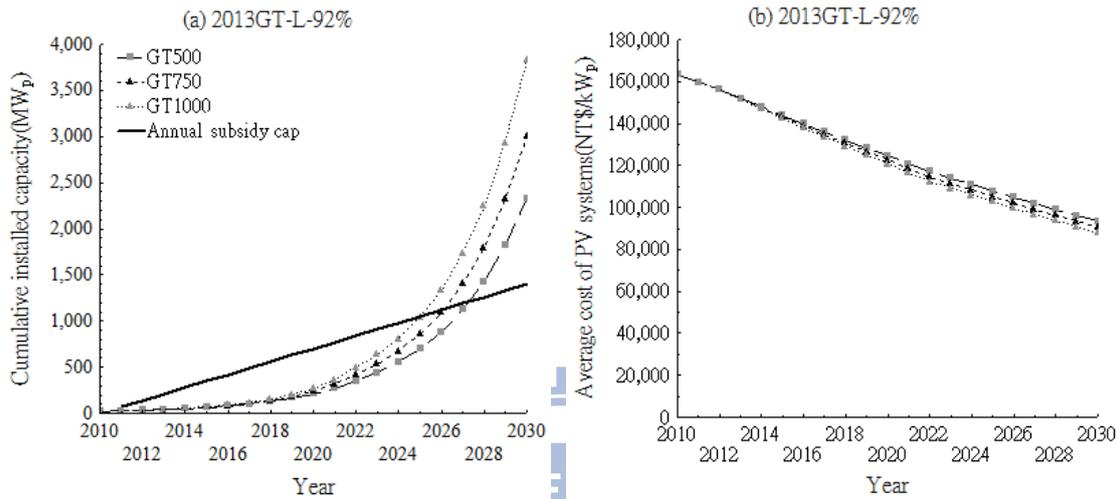


圖 4.14 2013GT-L-92% 之 (a) 安裝量；(b) 初設成本

- (2) 比較 2013GT-L-92% 與 EP-L-92% 結果(請參見上述 GT 與 EP 情境第(1)點之說明)，雖然三種稅額分別可占電價的 12 %、18 % 及 24 %，但因分十年調漲，且假設在 2013 年才執行，故綠稅較電價上漲顯著的影響在執行期間的後期才較顯著，三種稅額初設成本降低比例除較 EP0% 大，2013GT750 初設成本降低比例亦與 EP1% 相近，雖然 GT750 稅額逐年增加的影響約占電價的 2 %，在執行期間誘因較大，但十年之後稅額相同，反而是 EP1% 誘因較大。

如圖 4.11、4.14 所示，可看出 2013GT750 與 2013GT1000 分別在 2016 年至 2027 年間、2013 年至 2030 年間安裝量較 EP1% 大，但 EP2 % 以上的情形比徵收綠稅更能影響安裝量，成長率如表 4.2 之 EP、GT 情境所列，安裝量數倍於綠稅情境。

(3) 圖 4.14、4.15 所示為 2013/2015GT-L-92%之結果，若提早執行綠稅會較早使安裝量增加，但由圖可知提早二年的結果差異並不算很明顯，三種稅額安裝量約平均有 5 %、7 %、9 % 的差異，主要因為綠稅是分十年逐步調至目標稅額，且十年之後稅額相同，前二年稅額增加對安裝量的總體影響較小。

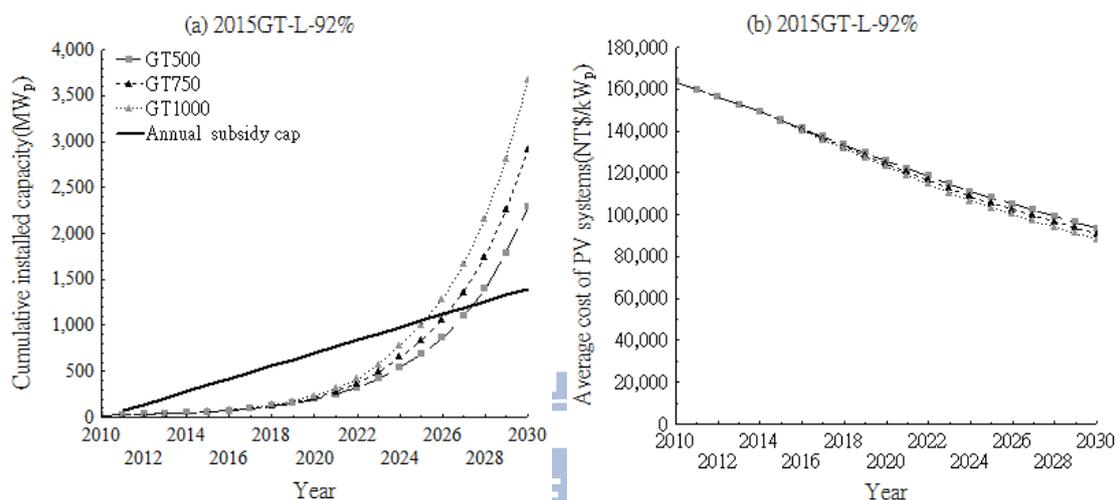


圖 4.15 2015GT-L-92%之(a)安裝量；(b)初設成本

C. 綠稅加電價上漲(GT&EP)情境

(1) 圖 4.16 所示為 2013GT750&EP-L-92% 等案例結果，綠稅與電價上漲加成會比單一情境下的發展快，且提早讓電太成本平衡，如表 4.2 中之 GT&EP 情境所列，2013GT750&EP 在 2030 年初設成本可較 EP1%、EP2%、EP3% 多降低 5 %、4 %、3 %，且較 EP5% 提早二年發生電太成本平衡，可看出若電價年漲幅比例較大時，綠稅的相對影響會較小。

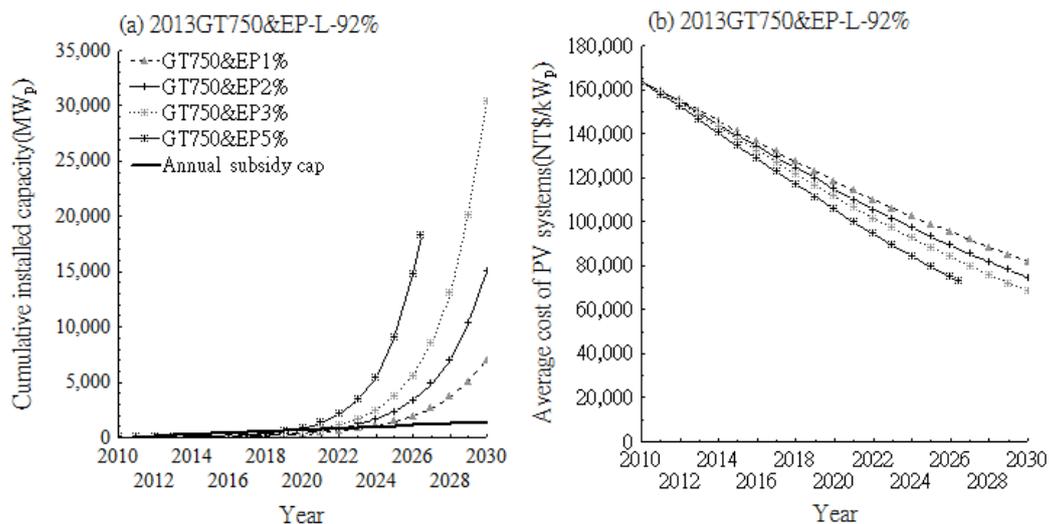


圖 4.16 2013GT750&EP-L-92% 之(a)安裝量；(b)初設成本

- (2) 各情境所得結果取決於電太成本比例變化，其中太陽光電發電成本會受系統初設成本與年發電量所影響，如同上述討論對結果影響較顯著的因子依序為 PR 值、電價漲幅變化或綠稅稅額、年發電值等，其中，提早二年執行綠稅的影響程度相對較小。
- (3) 雖然 PR 值影響較顯著，但政府僅能支援技術研發，無法決定太陽光電的技術進展，故無法決定 PR 值。調漲電價及綠稅則是政府可實施的政策，結果顯示 EP3% 以上或 2013/2015GT750&EP2% 以上的情境發展，預期可達到政府規劃 2025 年太陽光電推廣目標 2000 MW_p(能源局，100 年)，至 2025 年總補助金額約 712(557)或 775(606)億元以上(請參見表 4.3)，括號內數值為依(2005~2010)平均折現率 $i=2\%$ 所計算之 2010 年現值。

表 4.2 S-L-92%之發展預測情形比較

情境(S)		安裝量成長比例(%)			降低 2010 年初設成本比例(%)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2011	分析年限 2030
EP	EP0%	21%	21%~23%	23%~25%	2%	39%
	EP1%	24%	25%~29%	30%~34%	3%	45 %
	EP2%	27%	28%~34%	36%~43%	3%	50 %
	EP3%	30%	31%~39%	42%~52%	3%	55 %
	EP5%	34%	37%~50%	55%~*(2028)	3%	*(2028)
GT	2013GT500	21%	25%~29%	25%~28%	2%	43 %
	2013GT750	21%	27%~32%	27%~29%	2%	45 %
	2013GT1000	21%	29%~35%	28%~30%	2%	46 %
GT&EP	2013GT500&EP1%	24%	28%~35%	32%~37%	3%	49 %
	2013GT500&EP2%	27%	31%~40%	38%~46%	3%	53 %
	2013GT500&EP3%	30%	34%~45%	45%~54%	3%	57 %
	2013GT500&EP5%	34%	39%~56%	58%~*(2027)	3%	*(2027)
	2013GT750&EP1%	24%	30%~37%	33%~38%	3%	50 %
	2013GT750&EP2%	27%	33%~43%	40%~47%	3%	54 %
	2013GT750&EP3%	30%	35%~48%	46%~54%	3%	58 %
	2013GT750&EP5%	34%	41%~59%	60%~*(2026)	3%	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	24%	32%~40%	34%~40%	3%	51 %
	2013GT1000&EP2%	27%	34%~45%	41%~48%	3%	56 %
	2013GT1000&EP3%	30%	37%~51%	48%~54%	3%	59 %
	2013GT1000&EP5%	34%	43%~63%	62%~*(2025)	3%	*(2025)

*()內數值表示在該時間點左右達到 Grid parity

4.3 各情境下之費率預測

費率是以 20 年攤還初設成本，亦即使用者 20 年後仍在使用才能獲利，期間費率變化除會影響民眾安裝意願，亦會影響補助金額，圖 4.17 所示分別為 EP、GT 及 GT&EP 等情境費率預測的部分結果(其他結果請參見附圖 D.1-D.6)，可看出費率與初設成本下降趨勢相似。

依本研究估算，2011 年費率由 12.1145 元/度下降為 10~11 元/度左右，但依政府實際公告 2011 年各種費率所計算之平均上限費率只有約 8.5961 元/度，唯須注意此平均上限費率乃是依 98 年度補助案例的比例作為權重

計算，由於 98 年度補助案例中費率較低的 500 瓩以上占總安裝量之比例頗高，若其他屋頂型(如 1 瓩以上至 10 瓩)的安裝比例增加，則此平均上限費率會較高；不過，實際費率應該都低於上限費率，故也可能真正的平均費率會較低，唯國內未公佈詳細統計資料可供計算實際的平均費率。

條例明顯調降費率的原因可能是 2010 年安裝量成長過快，政府擔心政策如西班牙的情形，難以持續推動，故調降費率以減緩安裝量成長，並非實際反應初設成本降低。圖 4.18 為國內逐月累積安裝量(詳細數據請參見附表 A.8.2)，政策回溯期間(2009/7 ~ 2009/12)、2010 年及到 2011 年 3 月新增安裝量分別為 3.4 MW_p、12.5 MW_p、2 MW_p，較舊補助政策期間(2000~2009)所安裝之 9.5 MW_p，可發現 2010 年安裝量增加甚多，該年的安裝量已超越過去 10 年的總安裝量，為了避免發生如西班牙的情形，政府可能因而採用較低的費率，安裝量也因而在 2011 年第一季已趨緩。

以下整理政府因應財政情況所採取的措施(能源局，100 年)：

- (1) 同國外採用躉購費率遞減制度，逐年檢討之，且新增電能躉購可採競標方式辦理，以市場機制決定實際費率。
- (2) 2011 年改以系統設置完工日為費率適用基準日，不再以簽約日為基準日，可避免廠商在期限內延後設置以取得較便宜的系統成本，影響達到安裝量目標之時程。
- (3) 設置 2011 年安裝量上限 70 MW_p，以總量管制可避免安裝量成長超乎預期造成的影響。

由於費率下降會影響民眾安裝意願，若比市場成本低，則會減少安裝量，但若與市場成本相當，則由於系統成本已較便宜，亦可能增加安裝量，故政府所負擔的補助支出可能不見得會因費率下降而較低，仍需視安裝量多寡而定，各情境補助金額將於後續章節分析之。

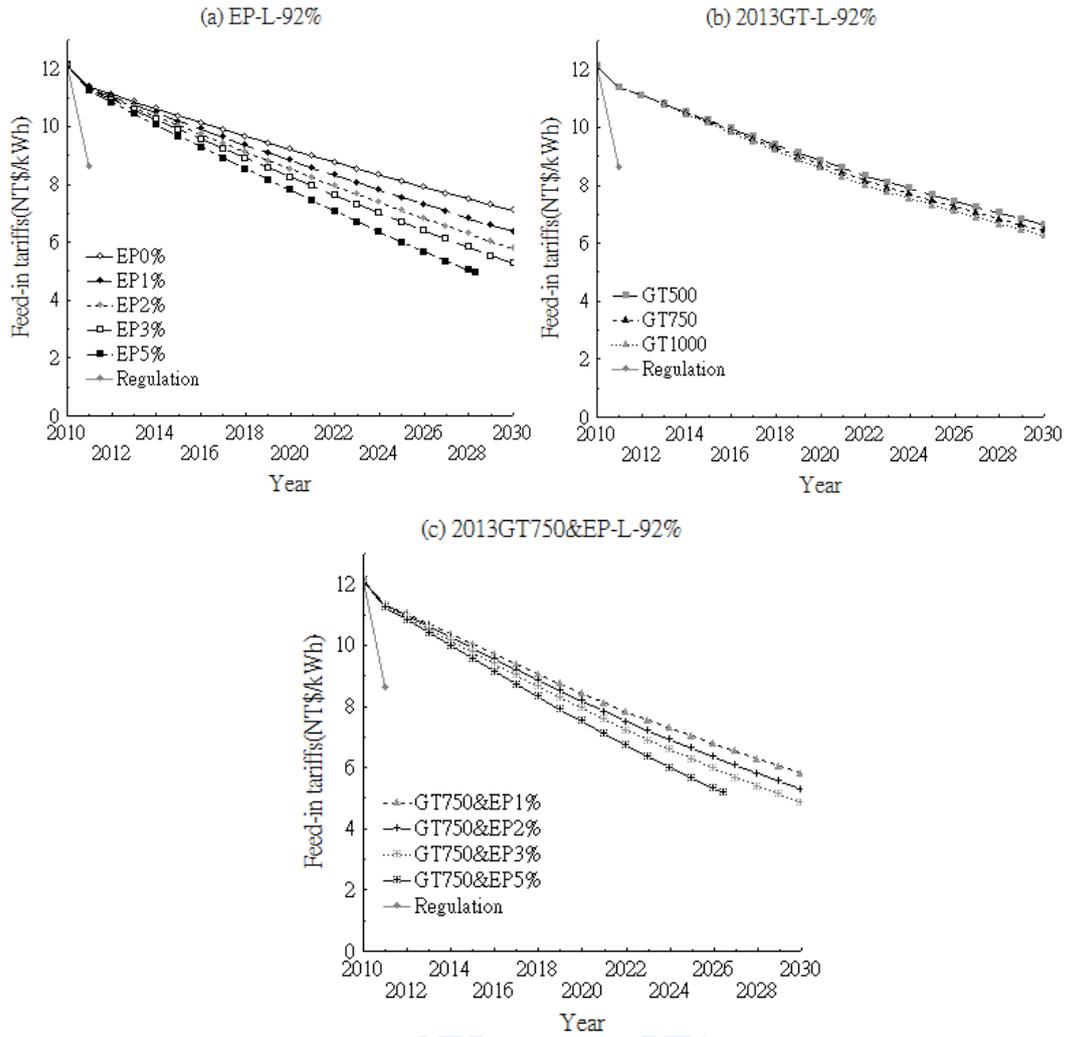


圖 4.17 S-L-92% 之費率 (a)EP ; (b)2013GT ; (c)2013GT750&EP

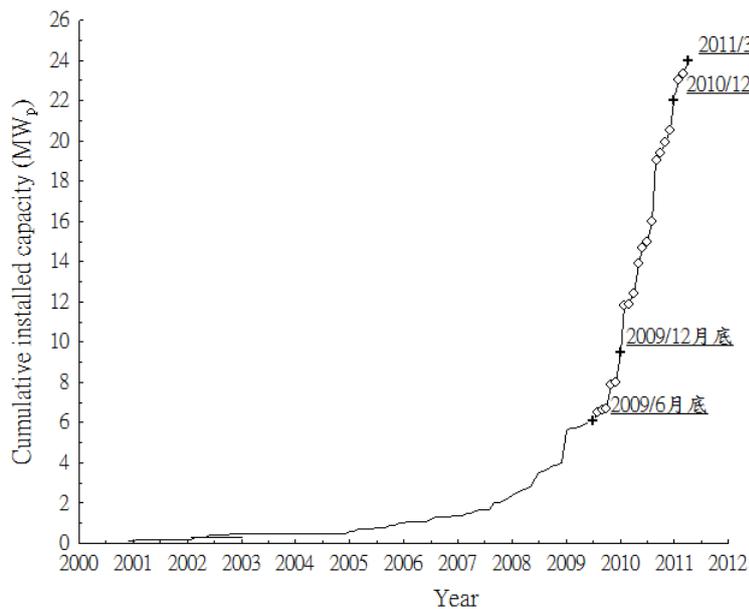


圖 4.18 台灣逐月太陽光電累積安裝量

4.4 各情境下之效益分析

效益分析是提供給決策者擬定相關政策或作為後續改善之重要依據，因而執行之初有必要就執行政策所需負擔的補助支出與相關能源及環境效益加以評估，主要分為補助金額、能源及環境三部分，以下依據各情境模擬結果分析其效益。

4.4.1 補助金額

以下分別以 EP、GT 及 GT&EP 等情境所得結果討論補助支出。

A. 電價上漲(EP)情境

- (1) 圖 4.19 所示為 EP-L-92% 等案例結果，各年補助金額受安裝量所影響，隨著可供發電的系統安裝愈多，政府負擔的補助支出愈大，如表 4.3 中之 EP 情境所列，EP1%、EP2%、EP3% 由於安裝量成長較 EP0% 快，補助金額分別由 2011 年 7512 萬元、8396 萬元、9187 萬元到 2030 年顯著增加為 290 億元、594 億元、1152 億元，雖然這些情境下 2030 年費率分別預期只有 2011 年的 56%、51%、47%，但安裝量約為 121 倍、266 倍、553 倍，故補助金額變得頗高，可看出若依情境發展，在 2030 年前都還需要補助，且此政策到後期可能需要視財政情況作調整；EP5% 則預期在 2028 年左右電太成本平衡時可由市場自由運作，不太需要補助即可推動，但至該時的總補助金額高達 6453(4646)億元。

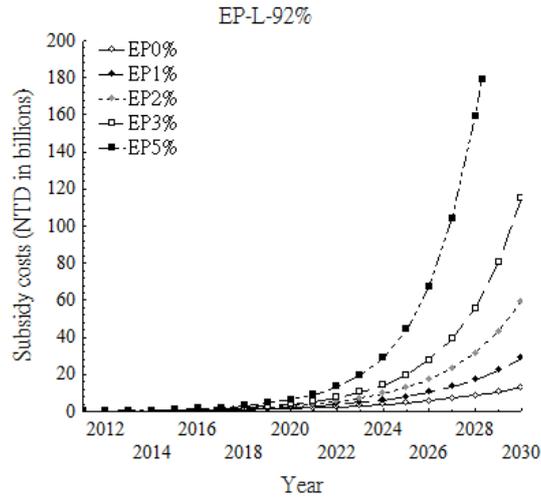


圖 4.19 EP-L-92%之補助金額

(2) 圖 4.20 所示為 EP2%-L-PR 等案例結果，PR 值 88 % 下雖較早發生電太成本平衡，可在 2026 年左右停止補助，但同樣因安裝量成長較快使至在 2026 年左右的總補助金額較高，為 2627(2551)億元；PR 值減緩為 92 %、94 % 時，至 2030 年的總補助金額較低，分別為 2257(1609)億元、1450(1043)億元；而若 PR 值是 80 % 時，可發現因電太成本平衡提早至 2017 年左右，即早停止補助後續安裝之系統發電，總補助金額預期可大幅降低為 194(170)億元。

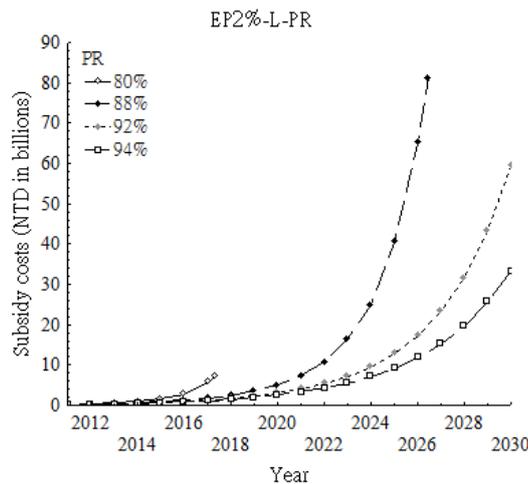


圖 4.20 EP2%-L-PR 之補助金額

(3) 圖 4.21 所示為 EP2%-G-92% 等案例結果，年發電量較大時較具有誘因，安裝意願較高，安裝量會較大，但也因而使補助金額較高，當年

發電量分別為(L)、(E)、(D)時，至 2030 年的總補助金額分別為 2257(1609)億元、1719(1229)億元、1347(967)億元，而本研究推估考量系統效率 Decay (D)的情形，因衰減是逐年加大，故後期補助金額減少較多，較條例值(L)由 2011 年減少 1299 萬元到 2030 年減少 271 億元。

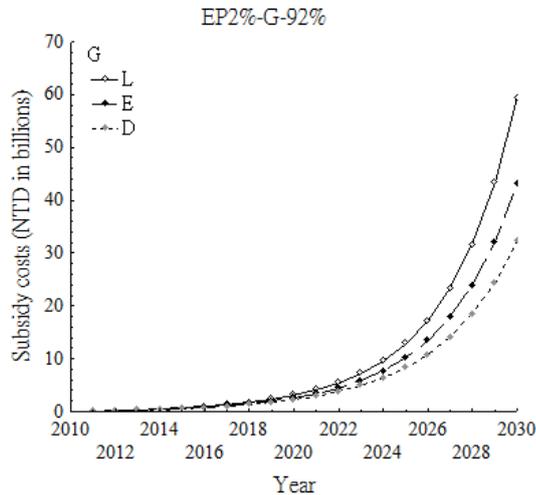


圖 4.21 EP2%-G-92%之補助金額

B.綠稅(GT)情境

- (1) 圖 4.22 所示為 2013GT-L-92% 等案例結果，由於執行綠稅可加快太陽光電發展，稅額較大時因誘因較高使安裝量成長較快，且太陽光電成本及費率下降不夠多，故會導致補助金額較高，如表 4.3 中之 GT 情境所列，2013GT500、2013GT750、2013GT1000 在 2013 年至 2030 年間補助金額較未執行綠稅的 EP0% 情境增加 1755 萬元~84 億元、2507 萬元~138 億元、3206 萬元~202 億元，執行後期稅額影響較顯著，故補助金額增加較多。

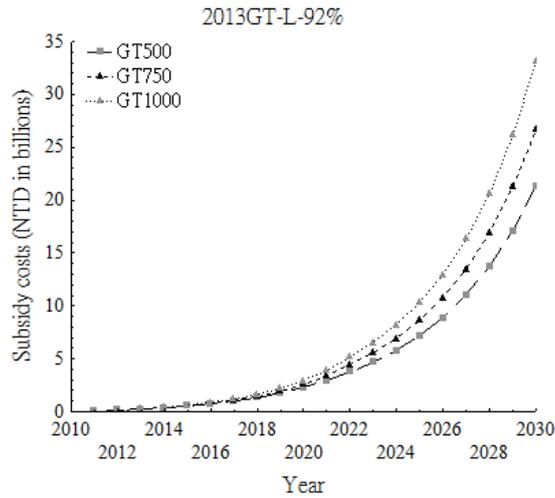


圖 4.22 2013GT-L-92%之補助金額

- (2) 比較 2013GT-L-92%與 EP-L-92%結果，如圖 4.22、4.19 所示，受綠稅誘因所影響，2013GT750 在 2016 年至 2027 年間安裝量成長較快，因而補助金額增加較多，反之其餘期間 EP1%增加較多，2013GT1000 亦在 2014 年至 2030 年間補助金額較 EP1%高，但 EP2 %以上的情形，則補助金額較綠稅情境高，顯示太陽光電發展快相對補助支出也大。
- (3) 圖 4.22、4.23 所示為 2013/2015GT-L-92%之結果，提早二年執行綠稅，三種稅額預期由 2013 年增加 1755 萬元、2507 萬元、3206 萬元到 2030 年增加 4 億元、8 億元、13 億元，約平均增加 6 %、8 %、10 %。

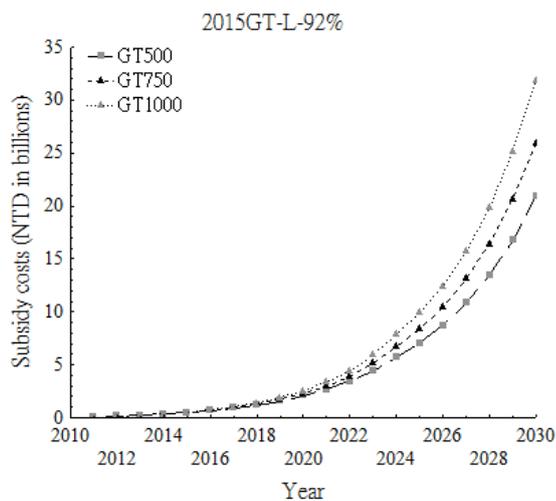


圖 4.23 2015GT-L-92%之補助金額

C.綠稅加電價上漲(GT&EP)情境

- (1) 圖 4.24 所示為綠稅與電價上漲加成的情形，由於誘因更大，導致安裝量加大，而太陽光電成本及費率並沒有迅速下降，故會顯著提高補助金額，如表 4.3 中之 GT&EP 情境所列，2013GT750&EP 相較 EP1%、EP2%、EP3% 下，在 2013 年至 2030 年間補助金額多增加 2274 萬元~272 億元、2149 萬元~515 億元、2077 萬元~901 億元，而較 EP5% 則提早二年在 2026 年左右達到電太成本平衡，因可較早停止後續補助，總補助金額較補助至 2028 年左右的 EP5% 單一情境少 2050(1359)億元。

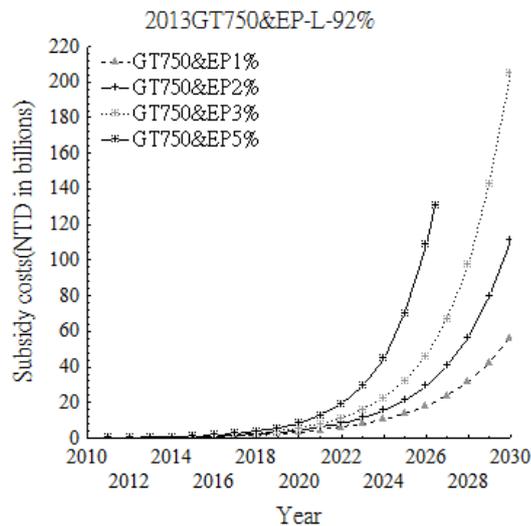


圖 4.24 2013GT750&EP-L-92%之補助金額

- (2) 各情境補助金額由上述討論可看出與安裝量呈現正相關，雖然亦受費率及系統年發電量多寡所影響，但由於安裝量變化較顯著，因而會明顯影響補助金額，且 EP5% 或 2013/2015GT&EP5% 以外的其他情境，到 2030 年前都需要補助，顯示 PR 值為 92% 時政府仍需促進技術創新，以降低太陽光電成本。

表 4.3 S-L-92%之補助支出比較

情境(S)		補助金額 (億元)			總補助金額 (億元)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2025	分析年限 2030
EP	EP0%	0.6~1.4	2.3~25.0	30.9~129.1	227.3 (180.6)	674.2 (491.2)
	EP1%	0.8~1.7	2.8~38.3	49.2~290.2	350.3 (276.7)	1273.0 (916.5)
	EP2%	0.8~1.9	3.2~54.6	72.6~593.6	506.7 (398.1)	2256.7 (1609.4)
	EP3%	0.9~2.1	3.6~74.8	103.2~1152.1	712.1 (556.7)	3897.3 (2757.9)
	EP5%	1.1~2.4	4.3~13.2	196.6~*(2028)	1354.2 (1050.0)	*(2028)
GT	2013GT500	0.6~1.4	2.5~37.5	46.6~213.1	327.8 (259.1)	1048.3 (759.5)
	2013GT750	0.6~1.4	2.6~44.5	55.5~267.0	383.8 (302.7)	1275.4 (921.7)
	2013GT1000	0.6~1.4	2.6~52.0	65.4~331.4	445.2 (350.4)	1537.8 (1108.8)
GT&EP	2013GT500&EP1%	0.8~1.7	2.9~53.6	69.5~455.1	479.1 (376.6)	1890.5 (1354.9)
	2013GT500&EP2%	0.8~1.9	3.4~73.6	99.2~906.7	676.8 (529.0)	3290.1 (2337.4)
	2013GT500&EP3%	0.9~2.1	3.7~98.8	138.3~1708.5	937.9 (730.8)	5599.3 (3950.7)
	2013GT500&EP5%	1.1~2.4	4.5~170.9	170.9~*(2027)	1764.9 (1364.6)	*(2027)
	2013GT750&EP1%	0.8~1.7	3.0~62.3	81.3~562.6	553.3 (434.2)	2276.9 (1628.4)
	2013GT750&EP2%	0.8~1.9	3.4~84.7	114.9~1109.1	775.3 (605.7)	3942.0 (2795.7)
	2013GT750&EP3%	0.9~2.1	3.8~112.8	159.1~2053.4	1071.7 (833.6)	6657.3 (4691.5)
	2013GT750&EP5%	1.1~2.4	4.5~193.4	294.8~*(2026)	2010.4 (1552.4)	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	0.8~1.7	3.1~72.0	94.5~691.3	635.6 (497.9)	2728.7 (1947.7)
	2013GT1000&EP2%	0.8~1.9	3.5~96.9	132.4~1348.0	886.2 (691.1)	4703.1 (3330.3)
	2013GT1000&EP3%	0.9~2.1	3.9~128.3	182.5~2438.4	1221.9 (949.1)	7864.7 (5537.1)
	2013GT1000&EP5%	1.1~2.4	4.6~218.4	336.2~*(2025)	*(2025)	*(2025)

*()內數值表示在該時間點左右達到 Grid parity

4.4.2 能源效益

估算能源效益之前首先分析日射量，之後再依序討論能源效益及分區發電能力。

1. 日射量分析

依據大氣資料庫測站資料(100年)整理如圖 4.25 所示，台灣近五年日射量在 4500~5200 MJ/m²/year 之間，大致有增加的趨勢，豐日照區內日射量明顯較高日照與中日照區高，且觀察有較完整資料的台南測站，可看出近五年趨勢變化頗相似，但台南測站在 1950 年日射量曾高達 8189 MJ/m²/year，1970 年甚至曾降為 3205 MJ/m²/year，期間有起伏，可能與氣候變遷、人為活動造成空氣污染或早期數據誤差有關，雖然僅由部分測站無法確定日射量確實的變化情形，但若能恢復到 1950 年時的日照強度，將更具有誘因發展太陽光電。

若以台灣與德國、希臘日射量分佈情形比較，德國區域間差異較大，在 3100~5800 MJ/m²/year 之間(Kravetz, 2008)，部分區域日照條件尚不如台灣，以德國永續之城弗萊堡為例，台灣高屏地區的日照時數可達弗萊堡的 1.2 倍，台灣總面積亦為該城市的 235 倍，但安裝量卻不及其 1/5(台電公司，98 年)，可看出雖然日照條件是發展太陽光電的基本要素，但有系統的規劃發展，才能使太陽光電落實在生活中，而希臘雖有優厚的日照條件，日射量在 5000~6900 MJ/m²/year 之間，但依梁(99 年)指出該國家由於債信問題與行政效率不彰，故導致發展成效不大。

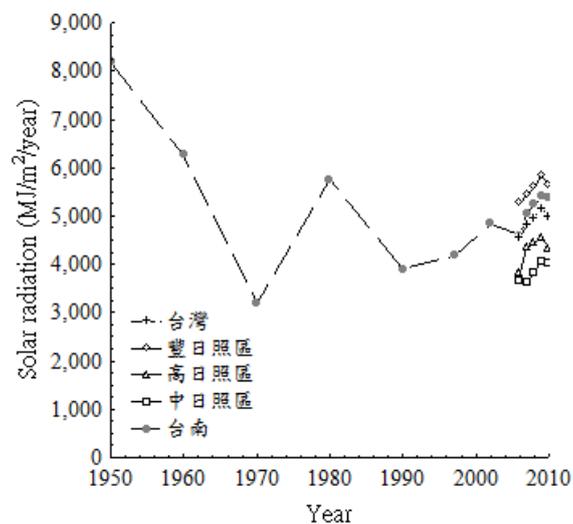


圖 4.25 台灣各區域日射量趨勢

2. 能源效益

以下分別討論 EP、GT 及 GT&EP 等情境能源效益估算結果。

A. 電價上漲(EP)情境

- (1) 圖 4.26 所示為 EP-L-92% 等案例結果，年發電量採用條例值(L)，各年總發電量會隨著新設置系統安裝量增加，如表 4.4 中之 EP 情境所列，EP0% 系統發電約只占 2010 年全國發電量 2334 億度(能源局，100 年)的 0.002~1%，比例不高；EP1%、EP2%、EP3% 由於誘因較大使安裝量成長加快，故會導致總發電量較高，占 2010 年全國發電量比例由 2011 年 0.002~0.003% 到 2030 年提高為 2%、4%、8%，可看出此政策到後期可增加一定比例的太陽光電，且 EP2% 與 EP3% 總發電量相當於 EP1% 的 1.12~2.26 倍與 1.23~4.80 倍；而 EP5% 預期在 2028 年左右電太成本平衡時可達 2010 年全國發電量的 14%。

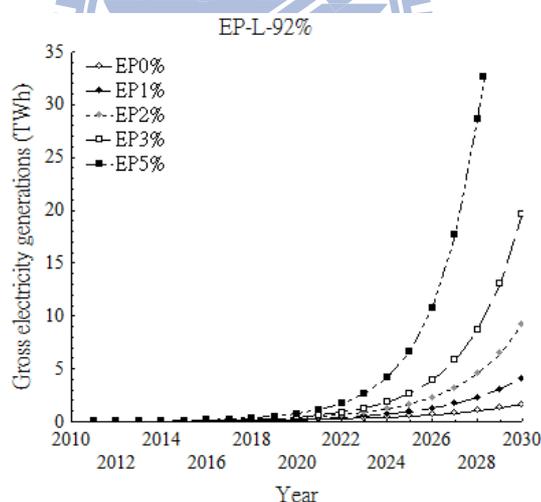


圖 4.26 EP-L-92% 之能源效益(單位：十億度，TWh)

- (2) 圖 4.27 所示為 EP2%-L-PR 等案例結果，PR 值 88% 下安裝量成長較快亦使總發電量較高，且由於提早發生電太成本平衡，預期在 2026 年左右可達 2010 年全國發電量的 9%；PR 值 92%、94% 則較低，當 PR 值由 92% 減緩為 94%，二者總發電量差 1.08~2.23 倍，在 2030 年占 2010 年全國發電量比例由 4% 減少為 2%；而 PR 值 80% 由於達到電

太成本平衡時間短，在 2017 年左右占 2010 年全國發電量比例 1%，之後發展由市場自由運作，若安裝量持續成長，則預期總發電量亦會較高。

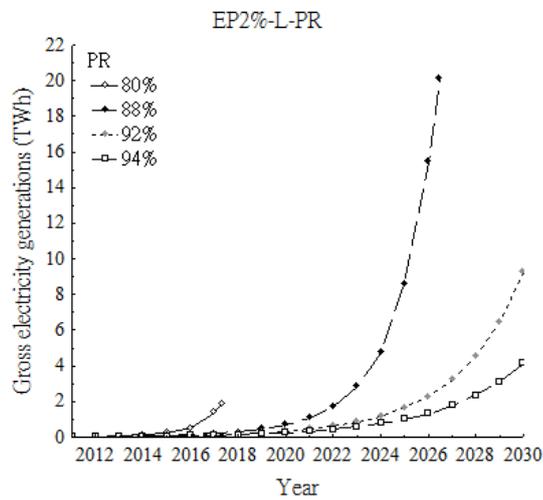


圖 4.27 EP2%-L-PR 之能源效益

(3) 圖 4.28 所示為 EP2%-G-92% 等案例結果，年發電量多寡直接影響各年總發電量，當年發電量為(L)、(E)、(D)時，在 2030 年占 2010 年全國發電量比例分別為 4%、3%、2%。

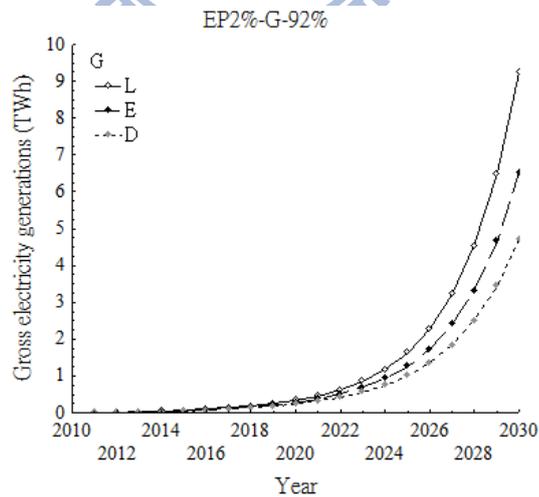


圖 4.28 EP2%-G-92% 之能源效益

B.綠稅(GT)情境

- (1) 圖 4.29 所示為 2013GT-L-92% 等案例結果，執行綠稅加快安裝量成長，也因而使總發電量較高，如表 4.4 中之 GT 情境所列，2013GT500、2013GT750、2013GT1000 在 2013 至 2030 年間可較未執行綠稅的 EP0% 情境增加 166 萬度~12 億度、237 萬度~21 億度、304 萬度~31 億度，到 2030 年系統發電約占 2010 年全國發電量比例的 1~2 %。

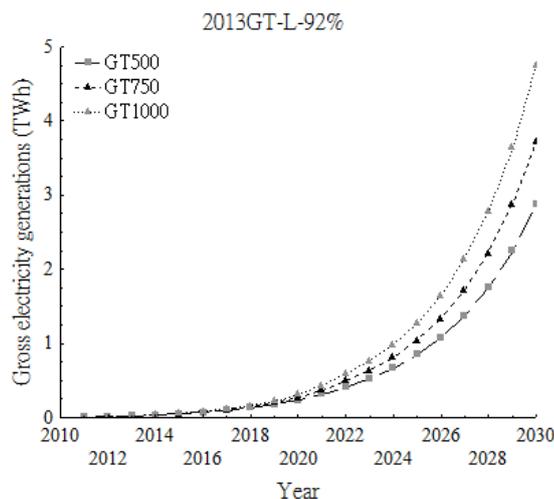


圖 4.29 2013GT-L-92% 之能源效益

- (2) 比較 2013GT-L-92% 與 EP-L-92% 結果，如圖 4.29、4.26 所示，可看出趨勢與安裝量變化情形相似，2013GT750 與 2013GT1000 分別在 2016 年至 2027 年間、2014 年至 2030 年間比 EP1% 安裝量成長較快，總發電量增加較多，不過，EP2 % 以上的情境總發電量明顯較綠稅情境高。
- (3) 圖 4.29、4.30 所示為 2013/2015GT-L-92% 之結果，提早二年執行綠稅，三種稅額預期由 2013 年增加 166 萬度、237 萬度、304 萬度到 2030 年增加 5837 萬度、1 億度、2 億度，約比晚二年執行平均增加 6 %、9 %、11 %。

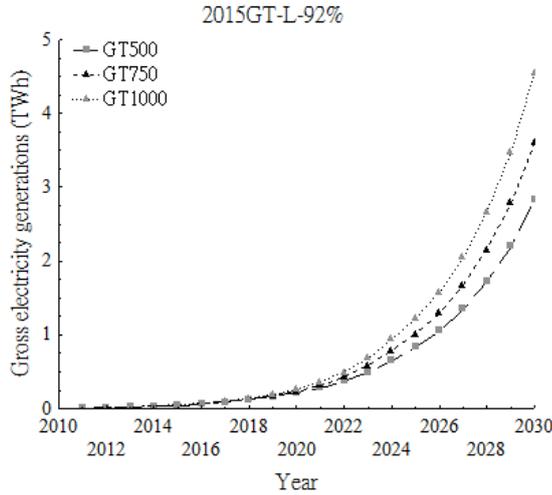


圖 4.30 2015GT-L-92%之能源效益

C.綠稅加電價上漲(GT&EP)情境

(1) 圖 4.31 所示為綠稅與電價上漲加成的情形，會顯著提高總發電量且較早發生電太成本平衡，如表 4.4 中之 GT&EP 情境所列，2013GT750&EP 可較 EP1%、EP2%、EP3% 下，在 2030 年占 2010 年全國發電量比例提高約一倍，達 4%、8%、16%，且依 2025 年及 2030 年系統發電占 2010 年全國發電量比例，可看出後五年比例提高相當迅速，而較 EP5% 情境由 2028 年左右提早至 2026 年左右達到電太成本平衡。

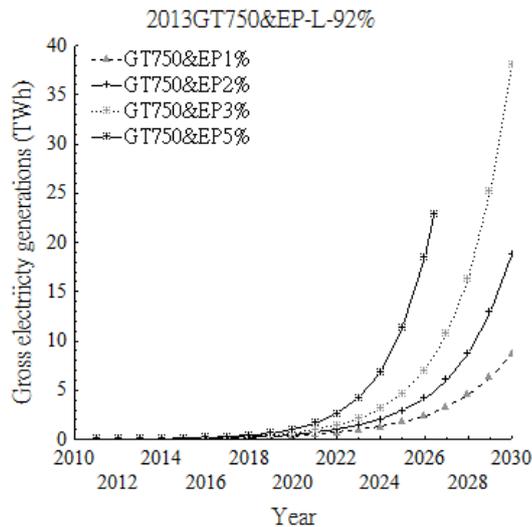


圖 4.31 2013GT750&EP-L-92%之能源效益

(2) 結果顯示若依 2013/2015GT&EP5% 等情境發展，太陽光電有可能達到政府 2025 年所有再生能源占全國發電量目標(8%)的一半，唯這些情境至 2025 年的總補助金額(請參見表 4.3)，以 2013GT750&EP5%-L-92% 為例，需要約 2010(1552)億元，由 2011 年的 1 億元至 2025 年的 700 億元。

表 4.4 S-L-92%之能源效益比較

情境(S)		總發電量(百萬度)			系統發電占 2010 年 全國發電量比例(%)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2025	分析年限 2030
EP	EP0%	5.7~12.5	21.0~263.6	331.8~1637.6	0.2 %	1 %
	EP1%	6.6~14.9	25.4~422.7	557.1~4099.0	0.4 %	2 %
	EP2%	7.4~16.9	29.3~626.7	862.1~9247.9	0.7 %	4 %
	EP3%	8.2~18.7	33.1~893.1	1281.4~19682.5	1 %	8 %
	EP5%	9.4~22.1	40.3~1703.4	2660.5~*(2028)	3 %	*(2028)
GT	2013GT500	5.7~12.5	22.6~412.6	524.9~2884.3	0.4 %	1 %
	2013GT750	5.7~12.5	23.3~498.8	638.6~3723.3	0.4 %	2 %
	2013GT1000	5.7~12.5	24.0~594.9	767.1~4757.1	0.5 %	2 %
GT&EP	2013GT500&EP1%	6.6~14.9	26.88~614.6	820.8~6828.1	0.6 %	3 %
	2013GT500&EP2%	7.4~16.9	30.76~877.6	1226.0~14968.5	1 %	7 %
	2013GT500&EP3%	8.2~18.7	34.46~1222.6	1784.8~30815.3	2 %	13 %
	2013GT500&EP5%	9.4~22.1	41.59~2273.4	3624.7~*(2027)	4 %	*(2027)
	2013GT750&EP1%	6.6~14.9	27.6~728.1	979.6~8688.0	1 %	4 %
	2013GT750&EP2%	7.4~16.9	31.4~1027.3	1447.0~18824.8	1 %	8 %
	2013GT750&EP3%	8.2~18.7	35.1~1420.1	2092.1~37984.4	2 %	16 %
	2013GT750&EP5%	9.4~22.1	42.2~2616.3	4216.0~*(2026)	5 %	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	6.6~14.9	28.2~855.8	1160.3~10981.7	1 %	5 %
	2013GT1000&EP2%	7.4~16.9	32.1~1196.1	1699.4~23502.4	1 %	11 %
	2013GT1000&EP3%	8.2~18.7	35.8~1643.1	2443.9~46178.2	2 %	20 %
	2013GT1000&EP5%	9.4~22.1	42.9~3004.7	4894.4~*(2025)	6 %	*(2025)

*()內數值表示在該時間點左右達到 Grid parity

3. 分區發電能力

圖 4.32 為 EP2%-G-92% 等案例結果，其他結果由於趨勢與圖 4.32 相似，故未納入本文內，圖中 I/II/III 分別代表豐/高/中日照區(請參見圖 3.6)，分析豐日照、高日照、中日照等區域內近五年平均年發電量分別為 1,312kWh、1,015kWh、906kWh，由於豐日照區的系統發電效益最高，誘因也因而較大，且依分區方式豐日照區可供安裝的屋頂面積最大，約占全台最大可能安裝面積的 86.25%，區域內總安裝量最多，故總發電量成長趨勢以豐日照區最顯著，但中日照區次之，高日照區最緩，主要是因高日照區可供安裝之屋頂面積最小，雖然高日照區的系統發電效益較中日照區高，誘因較大，但高日照區內地形多為山地、丘陵，可供安裝的屋頂面積會較建築物密集的中日照區小，只占全台最大可能安裝面積的 5.77% 左右，中日照區則占 7.98%。

雖然條例假設年發電量為定值(L)，但考量各分區系統發電效益會有所差異，故本研究依平均年發電量及考量系統效率 Decay 採用(E)、(D)二個推估值估算太陽光電的能源效益。且依日照強度及預期安裝量估算，豐日照區發電能力可能為高日照與中日照區的 25.04 倍及 22.66 倍。

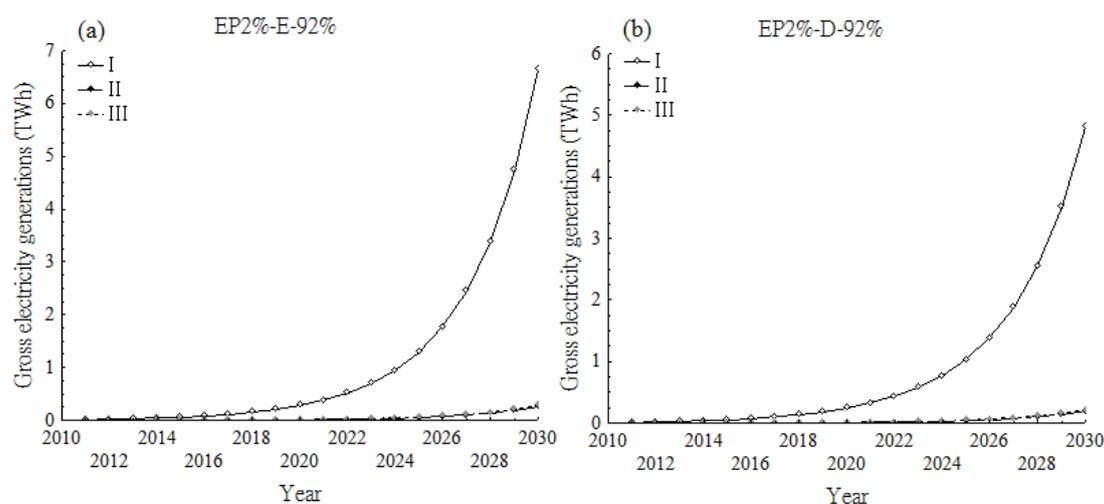
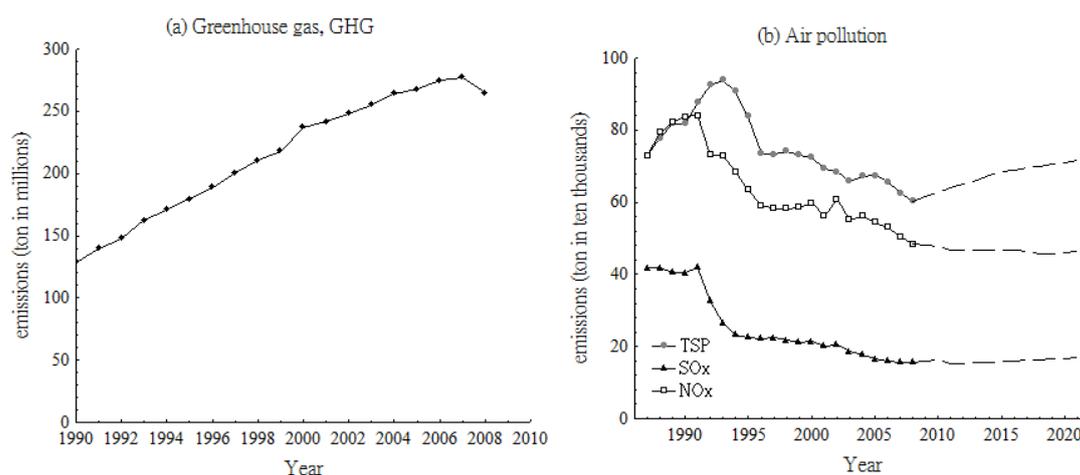


圖 4.32 EP2%-G-92% 之分區發電能力(a)E；(b)D

4.4.3 環境效益

以下首先說明國內 eCO₂ 及空氣污染物現況，再依其減量討論各情境環境效益估算結果。

- (1) 國內 eCO₂ 總量長期呈增加的趨勢，如圖 4.33(a)所示，唯 2008 年略降，為 264.7 百萬噸，可能與政府積極推行減碳政策或經濟不景氣減少人為活動有關，但 2008 年 eCO₂ 總量約占全球 0.9%，且人均排放量 11.53 噸高於 OECD 國家平均值，全球排名第 17，顯示台灣溫室氣體排放量偏高，唯 2009 年之後的總量尚未見公佈。
- (2) 國內空氣污染物總量變化，由於 1995 年徵收空污費及 1997 年加嚴排放標準後，長期呈下降的趨勢，如圖 4.33(b)所示，2007 年 TSP、SO_x、NO_x 總量分別為 62.5 萬噸、15.6 萬噸、50.4 萬噸，虛線部分則為政府推估值，其中 TSP 為造成空氣品質不良的主要污染物之一，目前尚需進一步管制總量，且較適合推廣太陽光電的高屏地區，因空氣污染較嚴重被列為優先管制區；另在濃度方面，SO_x 改善幅度最大，TSP 與 NO_x 濃度亦有降低。



資料來源：環保署 (99 年)

圖 4.33 台灣排放量趨勢(a)溫室氣體；(b)空氣污染物

以下討論所得減量結果：

(1) 圖 4.34-4.36 所示分別為 EP-L-92%、2013GT-L-92%、2013GT750&EP-L-92% 等案例結果，eCO₂ 及 TSP、SO_x、NO_x 減量多寡與推估安裝量成正比，電價或綠稅稅額較高的情境可提高安裝誘因，安裝量較高，因而可提高環境效益，2011 年 eCO₂ 減量約占 2008 年全國 eCO₂ 總量的 0.001~0.002 %，初期減量效果不大。2011 年 TSP、SO_x、NO_x 減量則占 2007 年全國個別污染物總量的 0.00001~0.00002 %、0.001 %、0.0003~0.0004 %。期間數據比較如表 4.5.1-4.5.4 所列，後期減量效果較大，由於都是以排放係數乘以總發電量推估減量，故情境間環境效益相差倍數與能源效益相同。

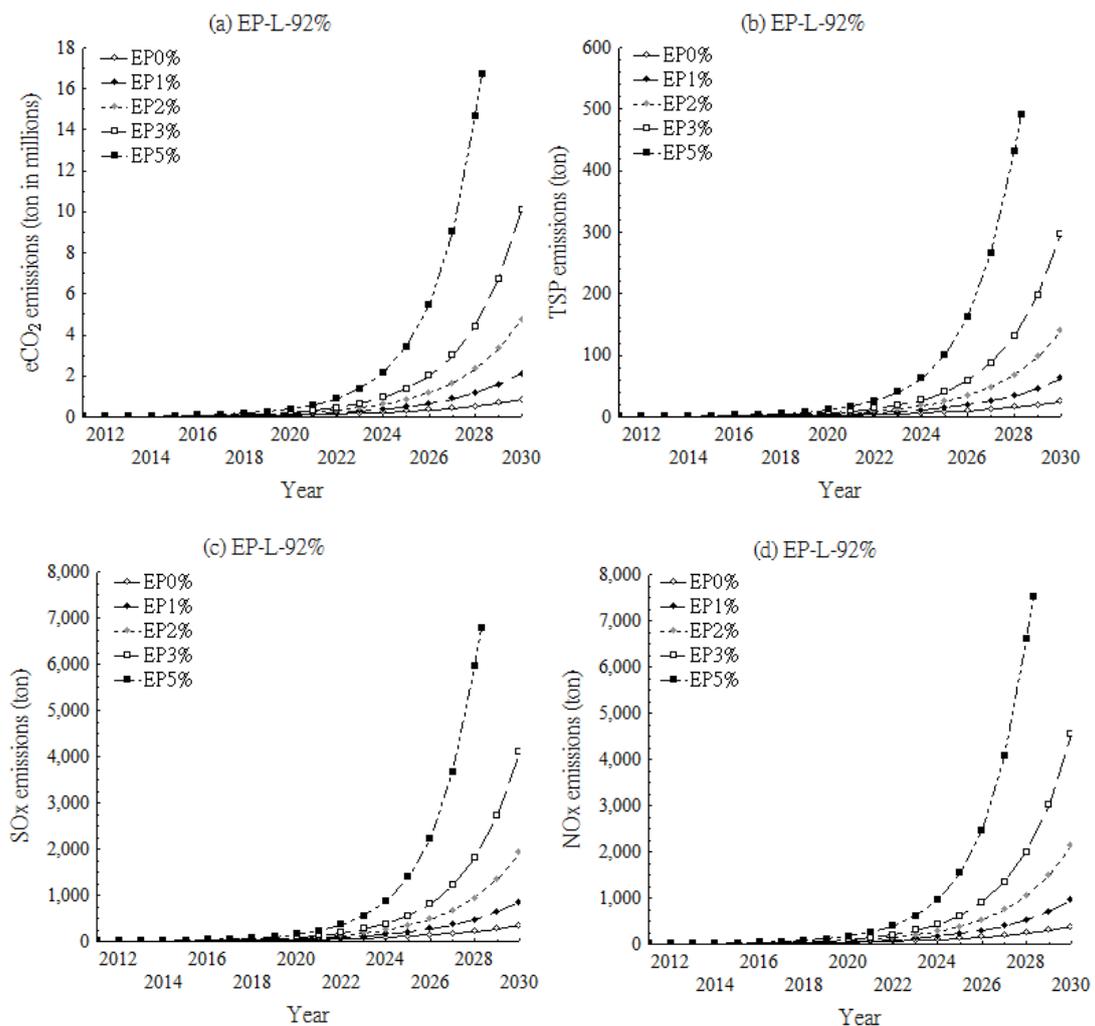


圖 4.34 EP-L-92% 之環境效益(a)eCO₂；(b)TSP；(c)SO_x；(d)NO_x

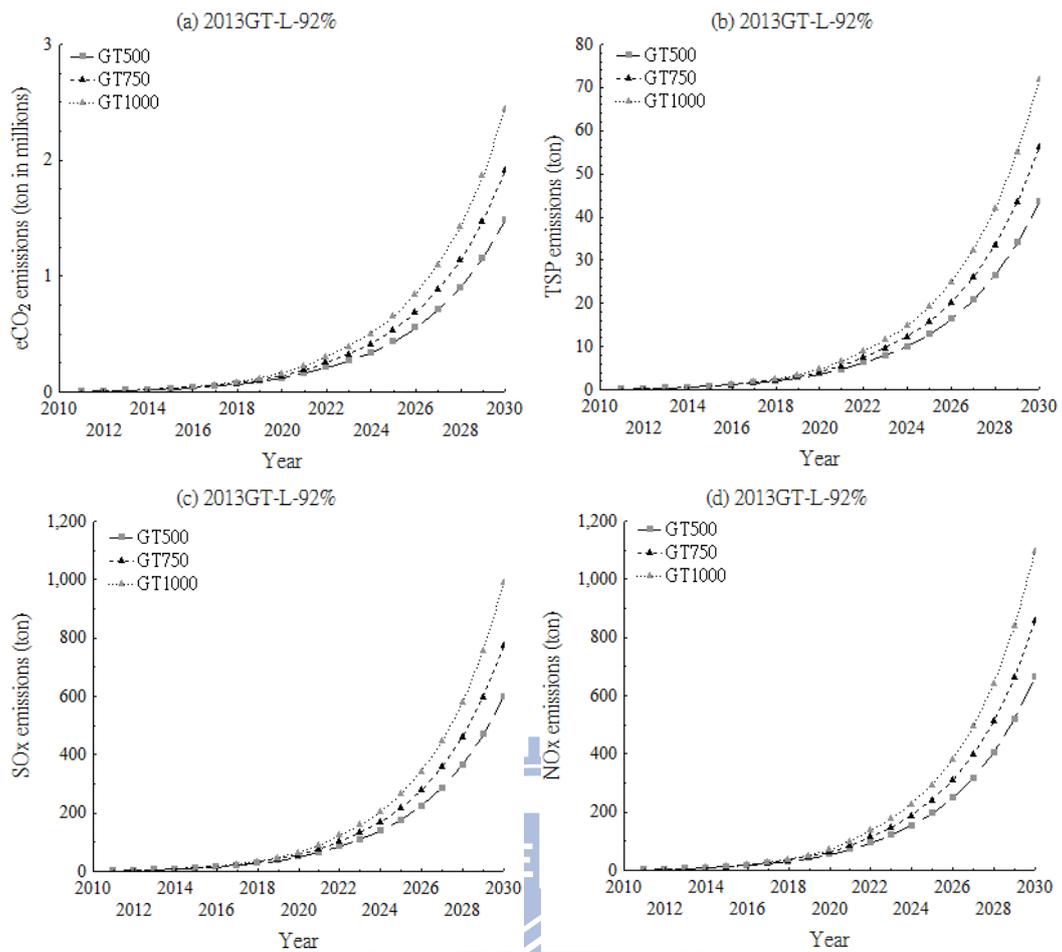


圖 4.35 2013GT-L-92%之環境效益(a)eCO₂；(b)TSP；(c)SO_x；(d)NO_x

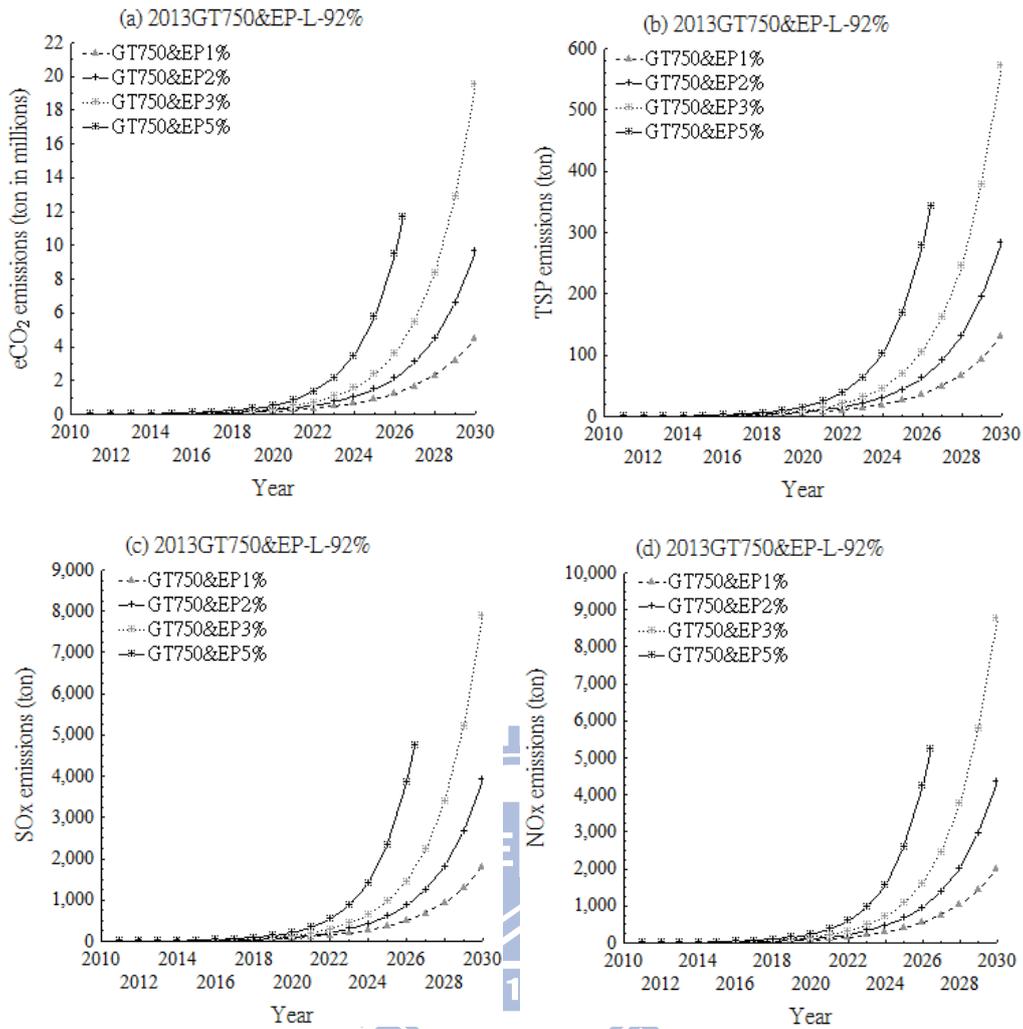


圖 4.36 2013GT750&EP-L-92%之環境效益(a)eCO₂；(b)TSP；(c)SO_x；
(d)NO_x

(2) 圖 4.37 所示為 EP2%-L-PR 等案例下環境效益的變化，PR 值 80%時，預期在 2017 年左右即可達電太成本平衡且 eCO₂ 減量約占 2008 年全國 eCO₂ 總量的 0.4 %。該時 TSP、SO_x、NO_x 減量則占 2007 年全國個別污染物總量的 0.005%、0.3 %、0.1%，由於達電太成本平衡的時間短，故相比其他 PR 值下安裝總量並不高，但若此情境真的發生，預期之後安裝量會持續成長，環境效益也預期會超越其他情境。

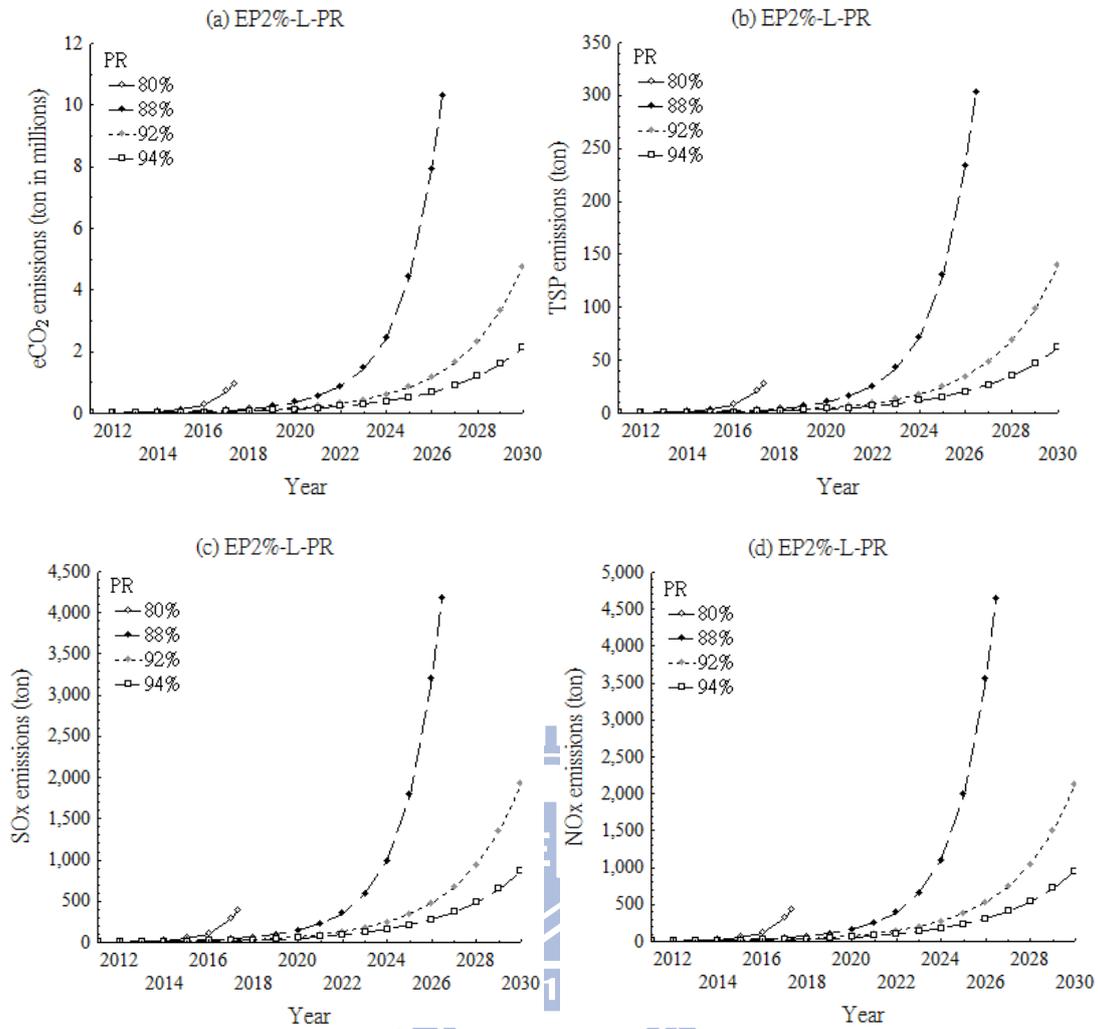


圖 4.37 EP2%-L-PR 之環境效益(a)eCO₂ ; (b)TSP ; (c)SO_x ; (d)NO_x

(3) 圖 4.38 所示為 EP2%-G-92% 等案例結果，在不同的年發電量(G)假設下，依條例值(L)在 2011 年至 2030 年間 eCO₂ 減量為 3813 噸~475 萬噸，TSP、SO_x、NO_x 減量則分別為 0.11~140 噸、1.54~1923 噸、1.71~2133 噸，由於年發電量較大時總發電量較高，也因而使 eCO₂、TSP、SO_x、NO_x 減量等環境效益較高。唯由於設備效率 Decay，實際發電量可能沒那麼高，依本研究推估平均年發電量(E)及考量效率 Decay (D)分別較(L)減少 eCO₂ 減量 477 噸~145 萬噸、727 噸~242 萬噸及 TSP 減量 0.01~43 噸、0.02~71 噸；SO_x 減量 0.19~590 噸、0.29~981 噸；NO_x 減量 0.21~654 噸、0.32~1088 噸。

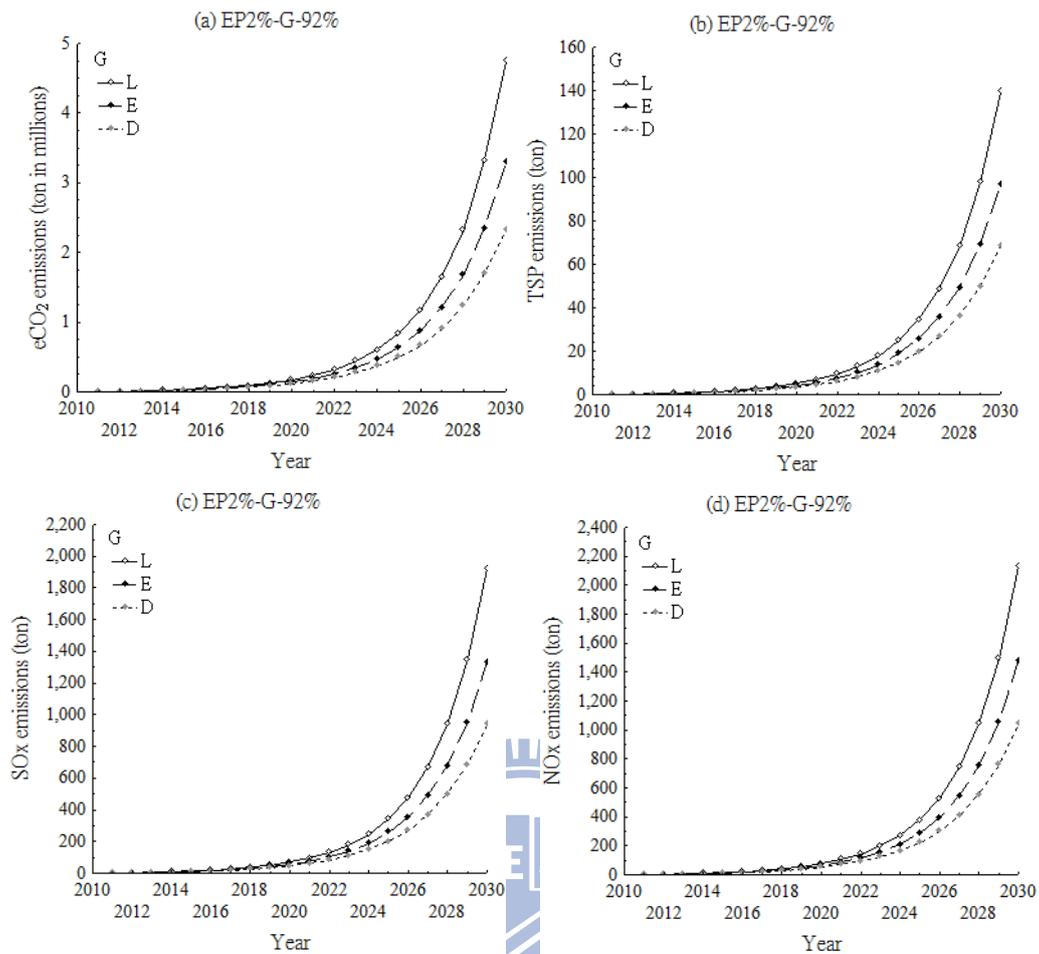


圖 4.38 EP2%-G-92%之環境效益(a)eCO₂；(b)TSP；(c)SO_x；(d)NO_x

- (4) 政府 2025 年 eCO₂ 減量目標為減少約 25%，即降低至 2000 年 eCO₂ 排放總量 214 百萬噸(能源局，99 年)，依表 4.5.1 所列，若發展太陽光電各情境在 2025 年 eCO₂ 減量約占 2008 年全國 eCO₂ 總量的 0.1~2.6%，為 27 萬噸~681 萬噸。

表 4.5.1 S-L-92%之環境效益比較-eCO₂

情境(S)		eCO ₂ 減量(千噸)			eCO ₂ 減量占 2008 年 全國總量比例(%)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2025	分析年限 2030
EP	EP0%	2.9~6.4	10.8~135.3	170.3~840.4	0.1%	0.3%
	EP1%	3.4~7.6	13.0~216.9	285.9~2103.7	0.2%	0.8%
	EP2%	3.8~8.7	15.1~321.6	442.5~4746.2	0.3%	1.8%
	EP3%	4.2~9.6	17.0~458.4	657.6~10101.5	0.5%	3.8%
	EP5%	4.8~11.4	20.7~874.2	1365.4~*(2028)	1.3%	*(2028)
GT	2013GT500	2.9~6.4	11.6~211.8	269.4~1480.3	0.2%	0.6%
	2013GT750	2.9~6.4	12.0~256.0	327.7~1910.9	0.2%	0.7%
	2013GT1000	2.9~6.4	12.3~305.3	393.7~2441.5	0.2%	0.9%
GT&EP	2013GT500&EP1%	3.4~7.6	13.8~315.4	421.2~3504.3	0.3%	1.3%
	2013GT500&EP2%	3.8~8.7	15.8~450.4	629.2~7682.2	0.5%	2.9%
	2013GT500&EP3%	4.2~9.6	17.7~627.5	916.0~15815.1	0.8%	6%
	2013GT500&EP5%	4.8~11.4	21.3~1166.8	1860.3~*(2027)	1.8%	*(2027)
	2013GT750&EP1%	3.4~7.6	14.1~373.7	502.7~4458.9	0.3%	1.7%
	2013GT750&EP2%	3.8~8.7	16.1~527.2	742.6~9661.3	0.6%	3.6%
	2013GT750&EP3%	4.2~9.6	18.0~728.8	1073.7~19494.5	0.9%	7.4%
	2013GT750&EP5%	4.8~11.4	21.7~1342.8	2163.7~*(2026)	2.2%	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	3.4~7.6	14.5~439.2	595.5~5636.1	0.4%	2.1%
	2013GT1000&EP2%	3.8~8.7	16.5~613.9	872.2~12062.0	0.7%	4.6%
	2013GT1000&EP3%	4.2~9.6	18.3~843.3	1254.3~23699.7	1.1%	9%
	2013GT1000&EP5%	4.8~11.4	22.0~1542.1	2511.9~*(2025)	2.6%	*(2025)

*()內數值表示在該時間點左右達到 Grid parity

表 4.5.2 S-L-92%之環境效益比較-TSP

情境(S)		TSP 減量(噸)			TSP 減量占 2007 年 全國總量比例(%)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2025	分析年限 2030
EP	EP0%	0.1~0.2	0.3~4.0	5.0~24.7	0.001%	0.004%
	EP1%	0.1~0.2	0.4~6.4	8.4~61.9	0.002%	0.01%
	EP2%	0.1~0.3	0.4~9.5	13.0~139.6	0.004%	0.02%
	EP3%	0.1~0.3	0.5~13.5	19.3~297.1	0.006%	0.05%
	EP5%	0.1~0.3	0.6~25.7	40.2~*(2028)	0.016%	*(2028)
GT	2013GT500	0.1~0.2	0.3~6.2	7.9~43.5	0.002%	0.007%
	2013GT750	0.1~0.2	0.4~7.5	9.6~56.2	0.003%	0.009%
	2013GT1000	0.1~0.2	0.4~9.0	11.6~71.8	0.003%	0.011%
GT&EP	2013GT500&EP1%	0.1~0.2	0.4~9.3	12.4~103.1	0.004%	0.02%
	2013GT500&EP2%	0.1~0.3	0.5~13.2	18.5~225.9	0.006%	0.04%
	2013GT500&EP3%	0.1~0.3	0.5~18.5	26.9~465.2	0.009%	0.07%
	2013GT500&EP5%	0.1~0.3	0.6~34.3	54.7~*(2027)	0.02%	*(2027)
	2013GT750&EP1%	0.1~0.2	0.4~11.0	14.8~131.1	0.004%	0.02%
	2013GT750&EP2%	0.1~0.3	0.5~15.5	21.8~284.2	0.007%	0.05%
	2013GT750&EP3%	0.1~0.3	0.5~21.4	31.6~573.4	0.01%	0.09%
	2013GT750&EP5%	0.1~0.3	0.6~39.5	63.6~*(2026)	0.03%	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	0.1~0.2	0.4~12.9	17.5~165.8	0.005%	0.03%
	2013GT1000&EP2%	0.1~0.3	0.5~18.1	25.7~354.8	0.008%	0.06%
	2013GT1000&EP3%	0.1~0.3	0.5~24.8	36.9~697.1	0.01%	0.11%
	2013GT1000&EP5%	0.1~0.3	0.6~45.4	73.9~*(2025)	0.03%	*(2025)

表 4.5.3 S-L-92%之環境效益比較-SO_x

情境(S)		SO _x 減量(噸)			SO _x 減量占 2007 年 全國總量比例(%)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2025	分析年限 2030
EP	EP0%	1.2~2.6	4.4~54.8	69.0~340.6	0.07%	0.2%
	EP1%	1.4~3.1	5.3~87.9	115.9~852.5	0.1%	0.5%
	EP2%	1.5~3.5	6.1~130.3	179.3~1923.3	0.2%	1.2%
	EP3%	1.7~3.9	6.9~185.7	266.5~4093.4	0.4%	2.6%
	EP5%	2.0~4.6	8.4~354.2	553.3~*(2028)	0.9%	*(2028)
GT	2013GT500	1.2~2.6	4.7~85.8	109.2~599.9	0.1%	0.4%
	2013GT750	1.2~2.6	4.9~103.7	132.8~774.3	0.1%	0.5%
	2013GT1000	1.2~2.6	5.0~123.7	159.5~989.3	0.2%	0.6%
GT&EP	2013GT500&EP1%	1.4~3.1	5.6~127.8	170.7~1420.1	0.2%	0.9%
	2013GT500&EP2%	1.5~3.5	6.4~182.5	255.0~3113.0	0.3%	2.0%
	2013GT500&EP3%	1.7~3.9	7.2~254.3	371.2~6408.7	0.5%	4.1%
	2013GT500&EP5%	2.0~4.6	8.6~472.8	753.8~*(2027)	1.3%	*(2027)
	2013GT750&EP1%	1.4~3.1	5.7~151.4	203.7~1806.9	0.2%	1.2%
	2013GT750&EP2%	1.5~3.5	6.5~213.7	300.9~3915.0	0.4%	2.5%
	2013GT750&EP3%	1.7~3.9	7.3~295.3	435.1~7899.7	0.6%	5.1%
	2013GT750&EP5%	2.0~4.6	8.8~544.1	876.8~*(2026)	1.5%	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	1.4~3.1	5.9~178.0	241.3~2283.9	0.3%	1.5%
	2013GT1000&EP2%	1.5~3.5	6.7~248.8	353.4~4887.9	0.5%	3.1%
	2013GT1000&EP3%	1.7~3.9	7.4~341.7	508.3~9603.8	0.7%	6.2%
	2013GT1000&EP5%	2.0~4.6	8.9~624.9	1017.9~*(2025)	1.8%	*(2025)

表 4.5.4 S-L-92%之環境效益比較-NOx

情境(S)		NOx 減量(噸)			NOx 減量占 2007 年 全國總量比例(%)	
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2025	分析年限 2030
EP	EP0%	1.3~2.9	4.8~60.8	76.5~377.6	0.02%	0.1%
	EP1%	1.5~3.4	5.9~97.5	128.5~945.3	0.04%	0.2%
	EP2%	1.7~3.9	6.7~144.5	198.8~2132.7	0.08%	0.4%
	EP3%	1.9~4.3	7.6~206.0	295.5~4539.1	0.1%	0.9%
	EP5%	2.2~5.1	9.3~392.8	613.5~*(2028)	0.3%	*(2028)
GT	2013GT500	1.3~2.9	5.2~95.2	121.0~666.2	0.04%	0.1%
	2013GT750	1.3~2.9	5.4~115.0	147.3~858.6	0.05%	0.2%
	2013GT1000	1.3~2.9	5.5~137.2	177.0~1097.0	0.06%	0.2%
GT&EP	2013GT500&EP1%	1.5~3.4	6.2~141.7	189.3~1574.7	0.07%	0.3%
	2013GT500&EP2%	1.7~3.9	7.1~202.4	282.7~3452.0	0.1%	0.7%
	2013GT500&EP3%	1.9~4.3	7.9~282.0	411.6~7106.5	0.2%	1.4%
	2013GT500&EP5%	2.2~5.1	9.6~524.3	835.9~*(2027)	0.4%	*(2027)
	2013GT750&EP1%	1.5~3.4	6.4~167.9	225.9~2003.6	0.08%	0.4%
	2013GT750&EP2%	1.7~3.9	7.2~236.9	333.7~4341.3	0.1%	0.9%
	2013GT750&EP3%	1.9~4.3	8.1~327.5	482.5~8759.8	0.2%	1.7%
	2013GT750&EP5%	2.2~5.1	9.7~603.4	972.3~*(2026)	0.5%	*(2026)
	2013GT1000&EP1%	1.5~3.4	6.5~197.3	261.8~2532.5	0.1%	0.5%
	2013GT1000&EP2%	1.7~3.9	7.4~275.8	391.9~5420.0	0.2%	1.1%
	2013GT1000&EP3%	1.9~4.3	8.2~378.9	563.6~10649.4	0.3%	2.1%
	2013GT1000&EP5%	2.2~5.1	9.9~692.9	1128.7~*(2025)	0.6%	*(2025)

4.5 各情境綜合比較分析

此節主要討論各情境補助支出與效益綜合比較的結果，且分析各情境下個別使用者的回收期。

4.5.1 綜合比較

以下依各情境補助金額及發電效益與外部效益結果作綜合比較。

A. 電價上漲(EP)情境

- (1) 表 4.6 所列为 EP 情境結果，當太陽光電成本與費率較高時，補助金額會高於總效益(發電效益加外部效益)，依情境發展，電價較高雖然使能源效益較高及讓費率較低，但由於安裝量預期較多，故在電太成本平衡前補助金額與效益間的差距仍是擴大，EP2%與 EP3%淨成本(Net cost)約為 EP1%的 1.11~1.51 倍、1.21~1.76 倍。而由圖 4.39(a)-4.39(d) 可看出電價較高時，補助金額與總效益接近的速率愈快，EP5%即預期在 2028 年左右電太成本平衡時，補助金額與總效益相當，圖 4.39(f) 則可較明顯看出 2030 年 EP1%、EP2%、EP3%綜合比較差異，外部效益影響較小，由 2011 年約占總效益的 13%到 2030 年分別約 11%、10%、9%。

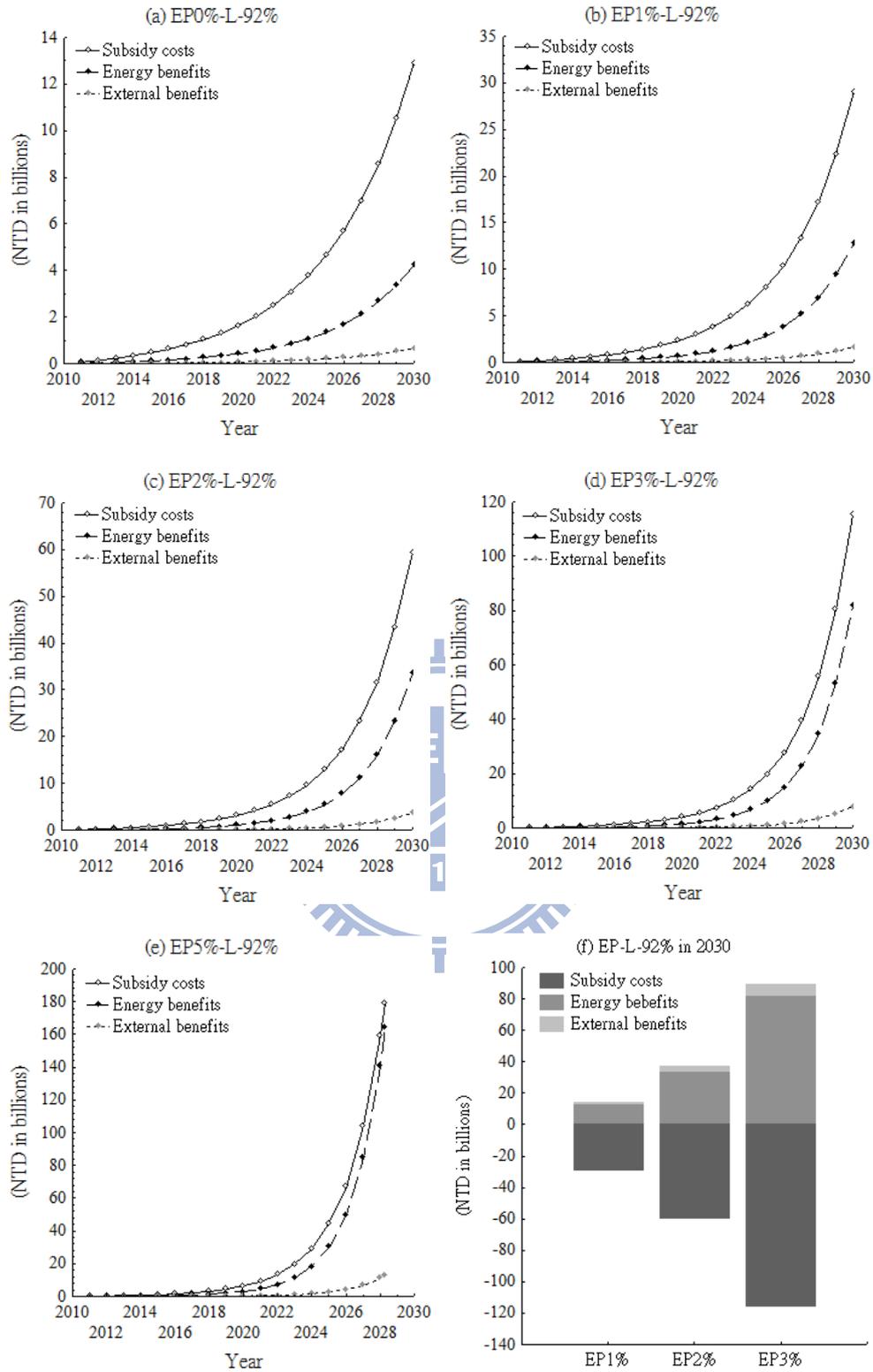


圖 4.39 EP-L-92% 之綜合比較(a)EP0%；(b)EP1%；(c)EP2%；(d)EP3%；
(e)EP5%；(f)2030 年 EP1%、EP2%、EP3%

(2) 圖 4.40 所示為 EP2%-L-PR 等案例結果，PR 值 88% 下可提早在 2026 年左右電太成本平衡且效益成本比達 0.96，至 2026 年左右的總淨成本因而較低，為 484(376)億元；PR 值減緩為 92%、94%，則在 2030 年前未發生總效益大於補助金額的情形，效益成本比約 0.63、0.5，至 2030 年的總淨成本分別為 1021(736)億元、799(578)億元，顯示 PR 值 92% 下整體淨成本會較其他 PR 值結果高；而若 PR 值能恢復到 80%，可較早在 2017 年左右電太成本平衡且效益成本比達 0.9，至 2017 年左右的總淨成本為 50(45)億元。

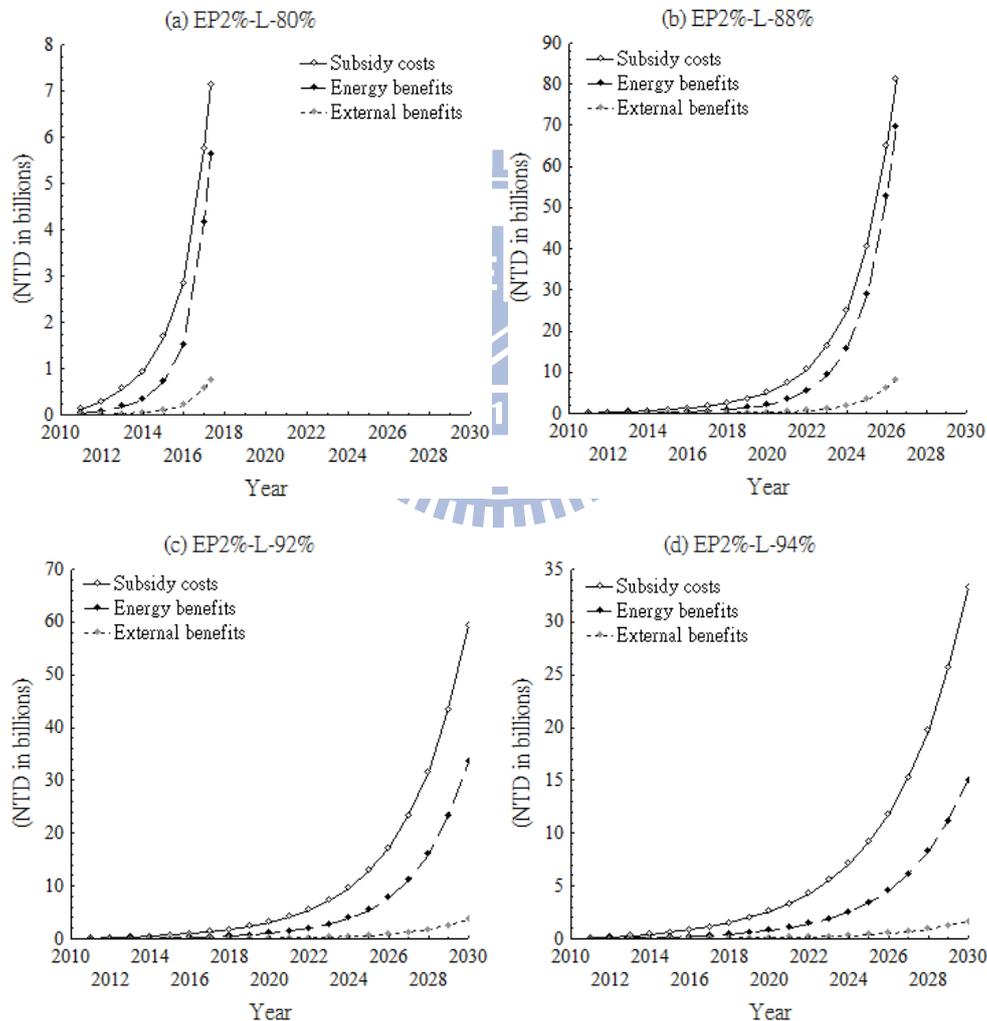


圖 4.40 EP2%-L-PR 之綜合比較(a)PR80%；(b)PR88%；(c)PR92%；
(d)PR94%

(3) 圖 4.41 所示為 EP2%-G-92% 等案例結果，依條例值(L)計算時至 2030 年總淨成本為 1021(736)億元，依本研究推估值(E)、(D)雖然較條例值(L)發電效益差，但由於安裝量預期較少，故補助金額也較低，總淨成本分別更減少 211(151)億元、363(259)億元。

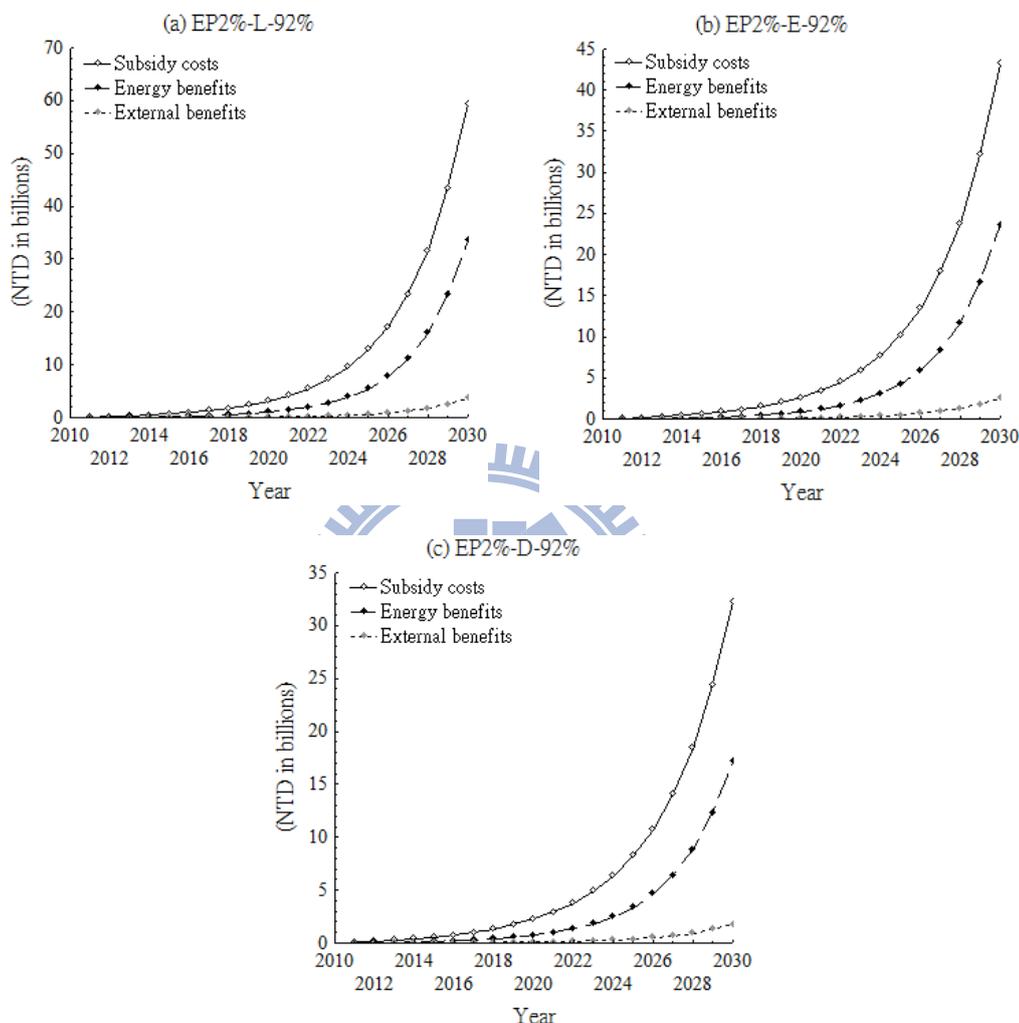


圖 4.41 EP2%-G-92% 之綜合比較(a)L；(b)E；(c)D

B. 綠稅(GT)情境

(1) 圖 4.42 所示為 2013GT-L-92% 等案例結果，由於是分十年調漲至目標稅額 GT500、GT750、GT1000，太陽光電成本及費率下降並不顯著，稅額較高下進而使補助金額、發電效益、外部效益提高，但由圖 4.42(d) 可看出僅依空氣污染物估算之外部效益影響並不顯著，約占總效益的

0.4~0.5%，三種稅額至 2030 年總淨成本分別為 672(489)億元、780(567)億元、894(648)億元，期間數據如表 4.6 中之 GT 情境所列。

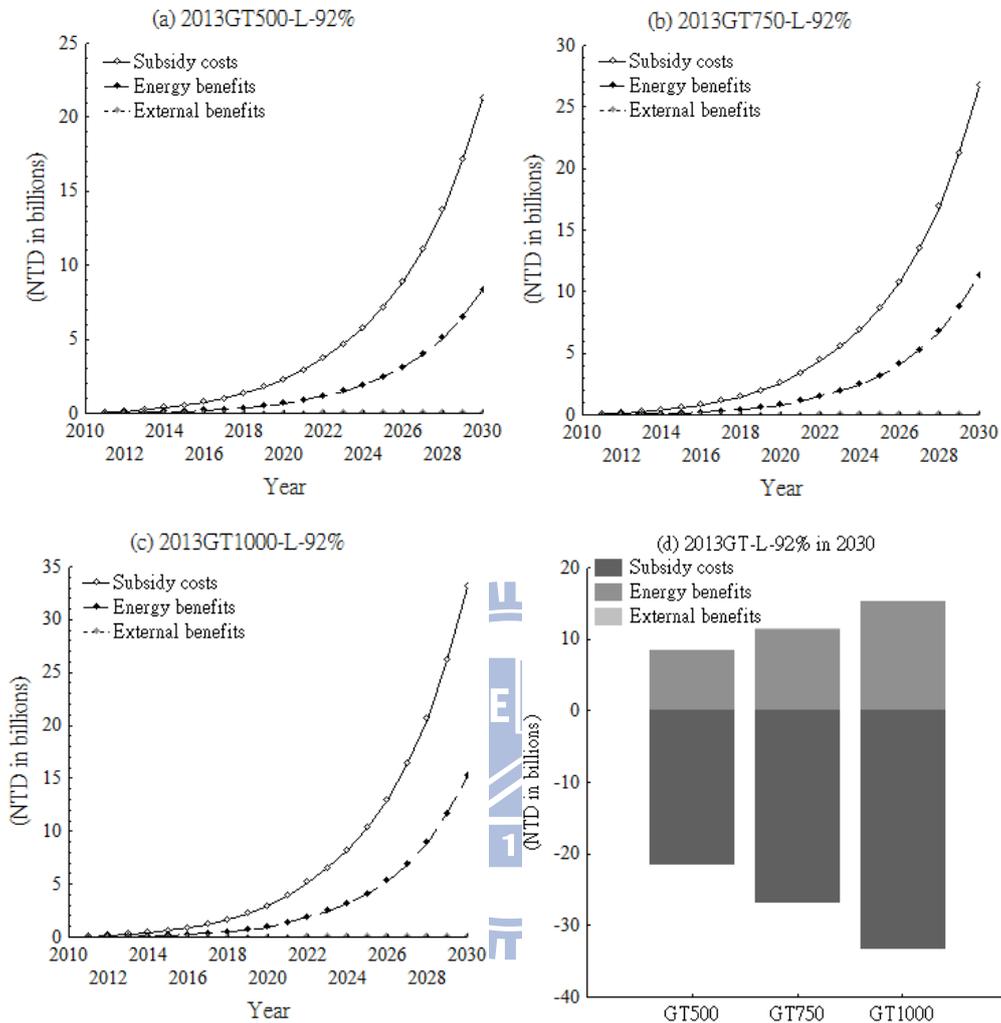


圖 4.42 2013GT-L-92% 之綜合比較(a)GT500；(b)GT750；(c)GT1000；
(d)2030 年 GT500、GT750、GT1000

(2) 圖 4.43 所示為 2013/2015GT-L-92% 之結果，提早二年執行綠稅，三種稅額預期淨成本在 2013 年至 2030 年間增加 1254 萬元~2 億元、1782 萬元~4 億元、2269 萬元~6 億元，約平均增加 5%、7%、9%。

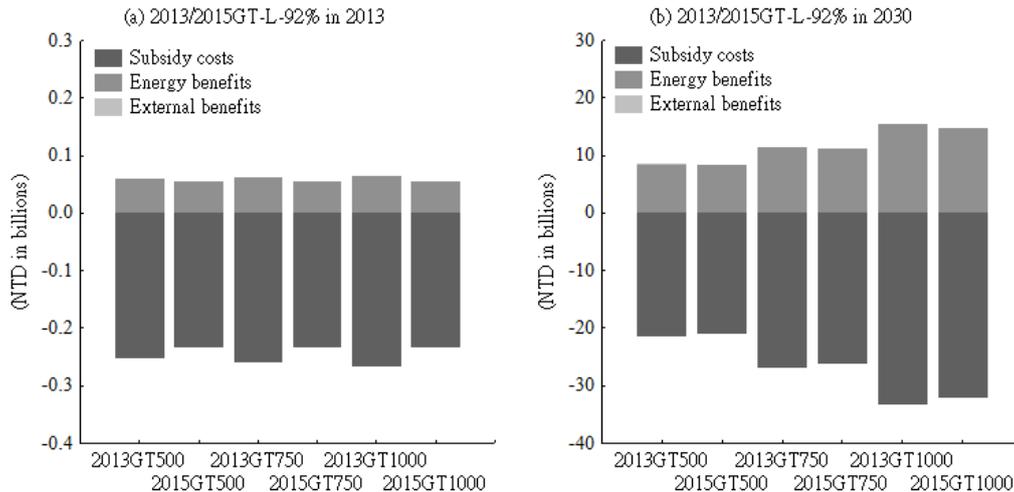


圖 4.43 2013/2015GT-L-92%之綜合比較(a)2013 年；(b)2030 年

C.綠稅加電價上漲(GT&EP)情境

- (1) 圖 4.44 所示為綠稅與電價上漲同時發生的情境，會顯著提高安裝量及補助金額，依各情境所得結果，若太陽光電成本及費率仍高，會使補助金額顯著增加，發電效益則受電價影響，隨著電價漲幅較大或徵綠稅導致電價上漲時，估算之發電效益會明顯提高，而外部效益趨勢最緩，故大多在接近電太成本平衡附近時，總效益會大於補助金額，外部效益在 EP 情境 2011 年約占總效益的 13%，到後期由於發電效益提高，故約占 7%~13%；外部效益(不含 eCO₂)在 GT、GT&EP 情境 2011 年則約占總效益的 0.5%，到後期約占 0.3%~0.5%，但由於本研究外部效益是以蕭等(98 年)建議之綠稅稅額與污染處理成本推估，對環境損害造成的實質影響及健康風險由於不易評估而未納入，因而外部效益會有低估的可能。

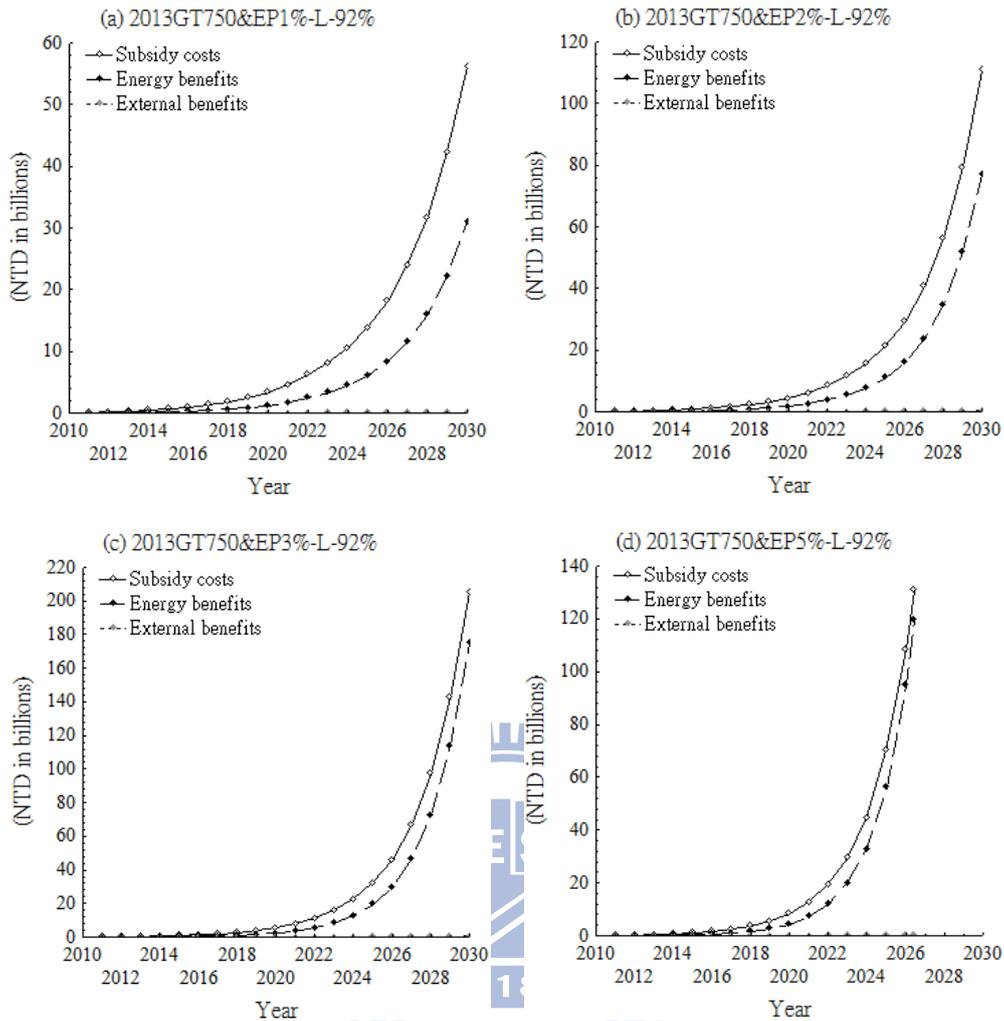


圖 4.44 2013GT750&EP-L-92%之綜合比較(a)GT750&EP1% ;
(b)GT750&EP2% ; (c)GT750&EP3% ; (d)GT750&EP5%

(2) 表 4.6 所列為 EP、GT 情境結果，淨成本在太陽光電發展快的情境會隨著安裝量提高而增加，EP2% 以上情境的淨成本即高於綠稅情境，但由表 4.6 中之 GT&EP 情境所列，若能使電太成本平衡愈早發生，則可縮小補助金額與效益間的差距且停止後續補助支出，可能使總淨成本較低。

表 4.6 S-L-92%之綜合比較

情境(S)		淨成本(億元)			效益成本比		
		2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030	2011-2012	執行期間 2013-2022	2023-2030
EP	EP0%	-0.5~-1.0	-1.7~-17.2	-20.9~-80.0	0.26~0.27	0.27~0.31	0.32~0.38
	EP1%	-0.6~-1.2	-2.0~-24.4	-30.6~-146.4	0.27	0.28~0.36	0.38~0.50
	EP2%	-0.6~-1.4	-2.3~-31.9	-41.0~-221.1	0.27~0.28	0.29~0.42	0.44~0.62
	EP3%	-0.7~-1.5	-2.5~-39.7	-51.9~-257.2	0.27~0.28	0.30~0.47	0.50~0.78
	EP5%	-0.7~-1.7	-3.0~-55.0	-72.2~*(2028)	0.28~0.30	0.31~0.58	0.63~*(2028)
GT	2013GT500	-0.5~-1.1	-1.9~-25.5	-31.3~-129.1	0.23	0.24~0.32	0.33~0.39
	2013GT750	-0.5~-1.1	-2.0~-29.2	-36.0~-152.8	0.23	0.24~0.34	0.35~0.43
	2013GT1000	-0.5~-1.1	-2.0~-32.9	-40.7~-178.3	0.23	0.24~0.37	0.38~0.46
GT&EP	2013GT500&EP1%	-0.6~-1.3	-2.2~-33.8	-42.8~-220.8	0.23~0.24	0.25~0.37	0.38~0.51
	2013GT500&EP2%	-0.6~-1.4	-2.5~-42.6	-55.2~-315.5	0.24	0.26~0.42	0.44~0.65
	2013GT500&EP3%	-0.7~-1.6	-2.7~-51.8	-68.3~-331.7	0.24~0.25	0.26~0.48	0.51~0.81
	2013GT500&EP5%	-0.8~-1.8	-3.2~-69.3	-91.5~*(2027)	0.24~0.26	0.28~0.59	0.65~*(2027)
	2013GT750&EP1%	-0.6~-1.3	-2.3~-37.8	-48.0~-251.2	0.23~0.24	0.25~0.39	0.41~0.55
	2013GT750&EP2%	-0.6~-1.4	-2.5~-46.8	-60.8~-336.9	0.24	0.26~0.45	0.47~0.70
	2013GT750&EP3%	-0.7~-1.6	-2.8~-56.0	-73.8~-298.2	0.24~0.25	0.27~0.50	0.54~0.85
	2013GT750&EP5%	-0.8~-1.8	-3.2~-72.5	-94.6~*(2026)	0.24~0.26	0.28~0.63	0.68~*(2026)
	2013GT1000&EP1%	-0.6~-1.3	-2.3~-41.8	-53.2~-281.0	0.23~0.24	0.25~0.42	0.44~0.59
	2013GT1000&EP2%	-0.6~-1.4	-2.6~-50.9	-66.3~-347.9	0.24	0.26~0.47	0.50~0.74
	2013GT1000&EP3%	-0.7~-1.6	-2.8~-60.0	-79.1~-233.9	0.24~0.25	0.27~0.53	0.57~0.90
	2013GT1000&EP5%	-0.8~-1.8	-3.3~-75.0	-96.2~*(2025)	0.24~0.26	0.29~0.66	0.71~*(2025)

*()內數值表示在該時間點左右達到 Grid parity

4.5.2 個別使用者的回收期分析

依據條例所設定的回收期為 20 年，本節主要討論發電量(含不同區)及折現率(i)與年運轉維護費用之係數(m)對回收期的影響。唯須注意的是個別使用者的費率是假設依安裝時所訂的費率，20 年不變，但當電價高於費率時，則假設使用者會解約，改為自用。由於回收期超出 40 年已過長，故本節所繪各圖中只繪比 40 年短的結果。

- (1) (E)值：圖 4.45 所示為 EP-L-92% 等案例結果，依推估值(E)計算時，在豐日照區由於年發電量高出條例值(L)5%，故使豐日照區的回收期縮短一年約為 19 年，但不分區及其他分區的回收期均頗長，在電價未漲的 EP0% 情境中，回收期均比 30 年長，電價較高時效益較大，且當電價大於費率時或接近電太成本平衡時，回收期會縮短，但即使 EP3% 下，仍然大部分比 25 年長，只有 EP5% 下，因在 2028 年左右達到電太成本平衡，回收期下降較明顯，豐日照區降為約 15 年，唯高日照及中日照區的回收期仍然都超過 20 年。不過，到後期太陽光電成本會較便宜，使用者投資風險會較低。

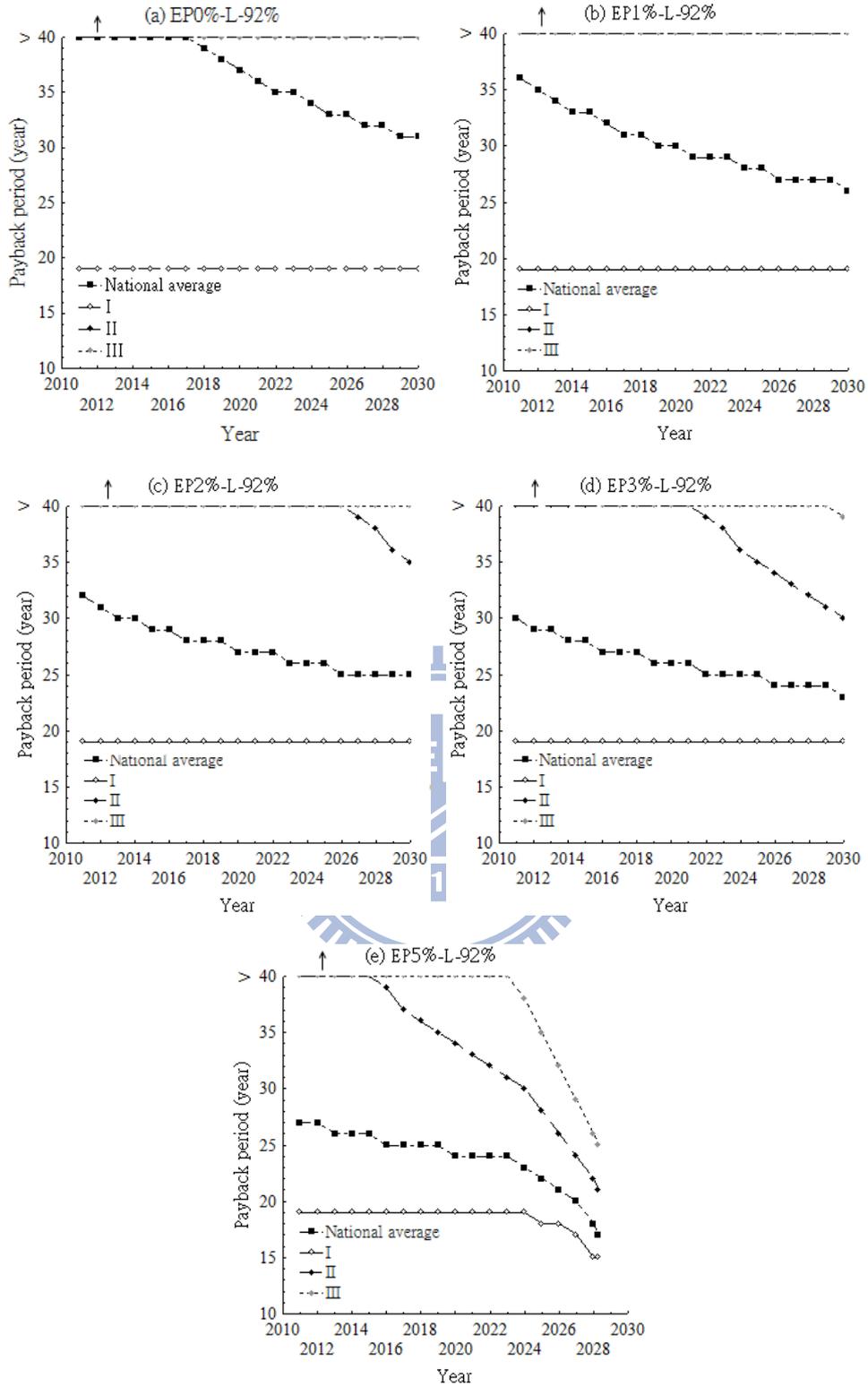
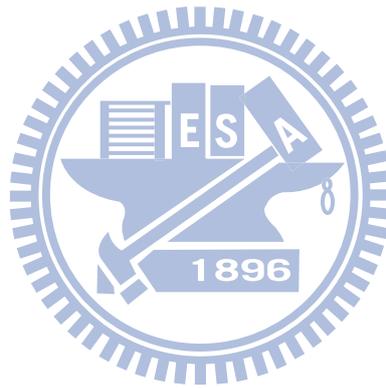


圖 4.45 EP-L-92%(E)值之回收期(a)EP0% ; (b)EP1% ; (c)EP2% ; (d)EP3% ;
(e)EP5%

(2) (D)值：考量逐年效率衰減之推估值(D)在豐日照區系統使用五年後發電量開始低於(L)，而平均及其他分區年發電量也都較(L)低(請參見附表 A.15)，發電量低時預期效益也會較低，故回收期幾乎都超過 20 年，且依(D)值所計算的回收期會較依(E)值的所計算的長，依圖 4.46 所示 EP-L-92% 等案例結果，EP0% 即使在豐日照區回收期仍都超過 25 年，而其他區都超過 40 年；即使 EP3% 下，豐日照區回收期仍然在 24 年附近，不分區及其他分區的回收期則均超過 30 年，只有 EP5% 在接近 2028 年左右電太成本平衡時，豐日照區降為約 16 年，但不分區及其他分區仍大部分超過 25 年。



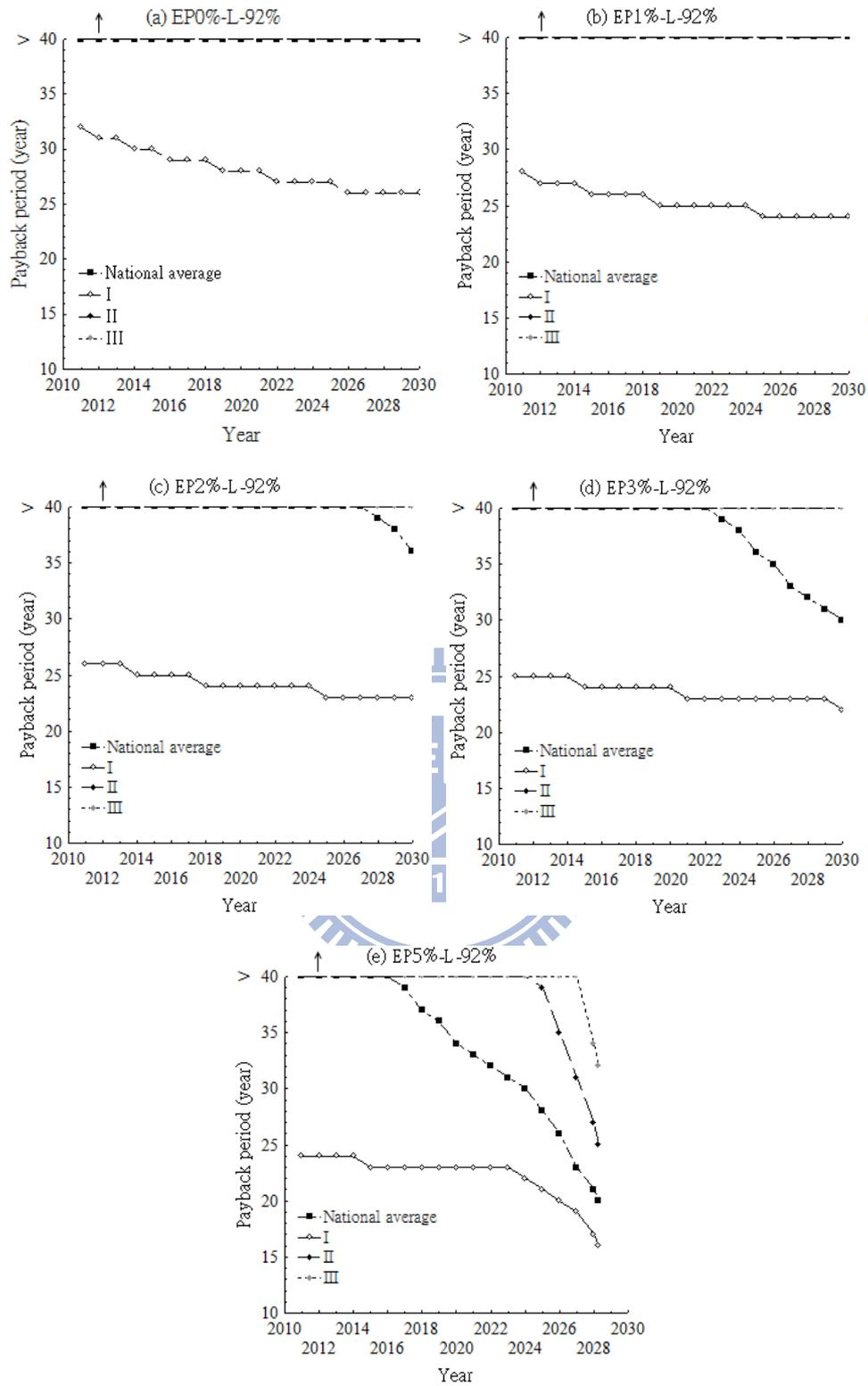


圖 4.46 EP-L-92%(D)值之回收期(a)EP0% ; (b)EP1% ; (c)EP2% ;
(d)EP3% ; (e)EP5%

(3) 比較前述第(1)、(2)點之結果，(E)、(D)值下初期回收期都過長，除了豐日照區之(E)值回收期在 19 年，豐日照區之(D)值回收期在 24~32 年附近，其他分區由於發電量較低，回收期甚至超過 40 年仍無法回收，有可能影響目前個別使用者投資意願。但(E)、(D)值下 EP5%到後期接近電太成本平衡時，不分區的回收期則可降為約 17 年、20 年，會比條例假設 20 年的回收期略低，但仍比德國回收期約 10~12 年(能源局，100 年)略高。

以下以 EP2%-L-92%之案例為代表，分別依折現率(i)與年運轉維護費用之係數(m)改變的情形討論其對回收期的影響：

- (1) (i)值：如圖 4.47(a)所示，條例 $i=5.25\%$ 回收期是 20 年，若實際折現率較小，則對使用者較有利，故回收期較短， $i=2\%$ 不分區的回收期約為 15 年； $i=3.5\%$ 則約為 17 年；而 $i=6\%$ 時不分區回收期大部分在 25 年以上。
- (2) (m)值：如圖 4.47(b)所示，條例假設 $m=0.7\%$ ，若實際年運轉維護費用較大，則不分區的回收期會明顯延長， $m=1.5\%$ 時即超過 25 年，其他 m 值下則更長，均超過 35 年。

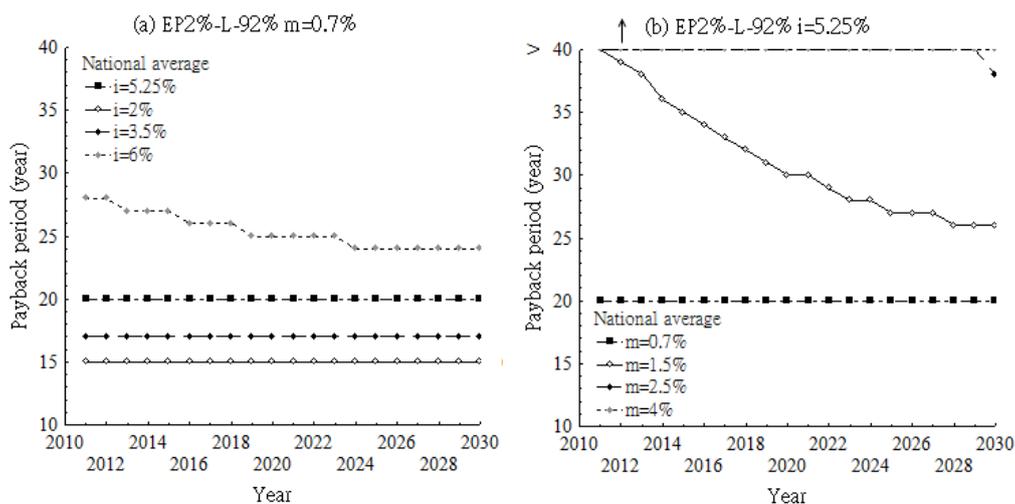


圖 4.47 EP2%-L-92%之回收期(a)不同折現率；(b)不同年運轉維護費用係數

4.6 主要參數敏感度分析

以下分別以不同折現率(i)及年運轉維護費用之係數(m)討論其對結果的影響。

1. 平均折現率(i)

以 EP2%-L-92%之案例為代表，依表 4.7 所列項目一一討論：

- (4) 安裝量與初設成本：折現率隨著經濟變動，過去五年折現率平均約為 2%，由於折現率小 Capital recovery factor 亦小，會讓初設成本攤還的太陽光電發電成本低，使電太比例較高，因而安裝量會成長較快，條例採用較高的 5.25%，依條例採用的折現率所推估之安裝量成長率約為 $i=2\%$ 的 0.87~0.78 倍及 $i=3.5\%$ 的 0.93~0.88 倍，約為 $i=6\%$ (過去五年折現率最大值) 的 1.04~1.08 倍。安裝量大相對使太陽光電成本下降較多，當 $i=2\%$ 時，在 2030 年即較條例 $i=5.25\%$ 的初設成本比例多降低 6%。
- (5) 費率：同表 4.7 所列，折現率較小，太陽光電成本較低，依條例訂定之參數及費率公式攤還計算時會使費率略低， $i=2\%$ 在 2011 年至 2030 年間費率由 11.26 元/度降為 5.06 元/度，但 $i=2\%$ 、 $i=3.5\%$ 、 $i=6\%$ 下費率與條例 $i=5.25\%$ 值相近。
- (6) 補助支出：主要受安裝量與費率所影響，由表 4.7 結果可看出折現率較小，預期安裝量較大且太陽光電成本及費率下降不夠多，導致補助金額較高，故依模擬結果，折現率小時總補助金額較高。
- (7) 能源效益：由於折現率小使安裝量成長較快，故提高總發電量，如表 4.7 所列，條例 $i=5.25\%$ 改為 $i=2\%$ 、 $i=3.5\%$ 、 $i=6\%$ 時，在 2025 年系統發電占 2010 年全國發電量比例由 0.7% 變為 1.5%、1%、0.6%，折現率小時總發電量較大。

- (8) 環境效益：趨勢與能源效益相似，以 eCO₂ 減量為例，條例 i=5.25% 會較 i=2%、i=3.5% 分別減少 566 噸~949 萬噸、277 噸~338 萬噸之減量效益，而較 i=6% 增加 103 噸~85 萬噸之減量效益。
- (9) 綜合比較：如圖 4.48 所示，折現率小除了提高補助金額以外，發電效益及外部效益也隨安裝量大而增加，且圖中可看出折現率較小時補助金額與總效益接近的速率較快，總效益較快大於補助金額，其淨成本如表 4.7 所列，折現率小安裝量較大，補助金額與效益間的差距仍是擴大，淨成本較高。

表 4.7 EP2%-L-92%之不同折現率(i)分析(2011-2030)

項目		m=0.7%			
		i=5.25%	i=2%	i=3.5%	i=6%
安裝量成長比例(%)		27%~43%	31%~55%	29%~49%	26%~40%
到 2030 年降低 2010 年初設成本比例(%)		50%	56%	53%	49%
費率(元/度)		11.30~5.77	11.26~5.06	11.28~5.41	11.31~5.91
補助支出	補助金額(億元)	0.8~593.6	1.0~1556.8	0.9~952.1	0.8~499.5
能源效益	總發電量(百萬度)	7.4~9247.9	8.5~27736.0	8.0~15838.2	7.2~7598.6
	2025 年系統發電占 2010 年全國發電量比例(%)	0.7%	1.5%	1%	0.6%
環境效益	eCO ₂ 減量(千噸)	3.8~4746.2	4.4~14234.7	4.1~8128.6	3.7~3899.8
	2025 年 eCO ₂ 減量占 2008 年全國總量比例(%)	0.3%	0.7%	0.5%	0.3%
	TSP 減量(噸)	0.1~139.6	0.1~418.7	0.1~239.1	0.1~114.7
	2025 年 TSP 減量占 2007 年全國總量比例(%)	0.004%	0.01%	0.01%	0.003%
	SO _x 減量(噸)	1.5~1923.3	1.8~5768.3	1.7~3293.9	1.5~1580.3
	2025 年 SO _x 減量占 2007 年全國總量比例(%)	0.2%	0.5%	0.3%	0.2%
	NO _x 減量(噸)	1.7~2132.7	2.0~6396.3	1.8~3652.5	1.7~1752.3
	2025 年 NO _x 減量占 2007 年全國總量比例(%)	0.08%	0.2%	0.1%	0.1%
綜合比較	淨成本(億元)	-0.6~-221.1	-0.7~-439.6	-0.7~-314.1	-0.6~-193.5

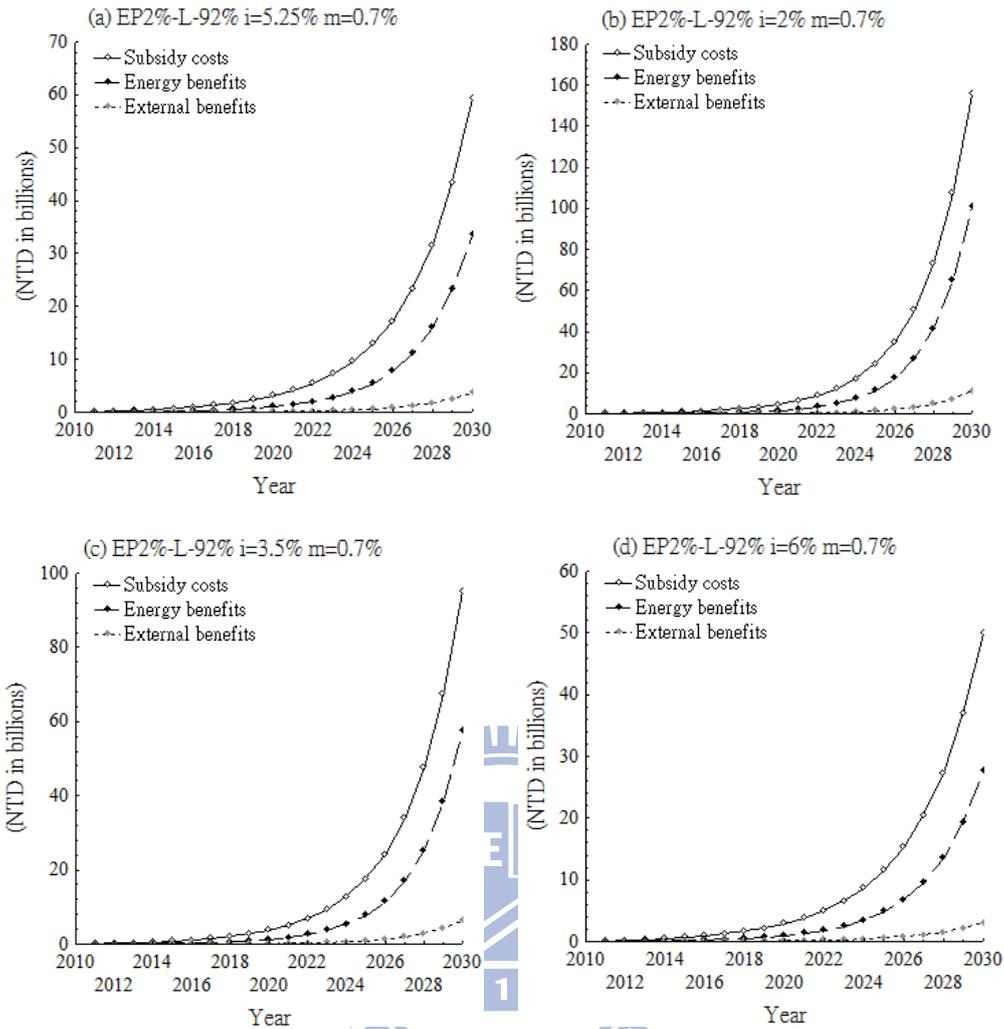


圖 4.48 EP2%-L-92% 不同折現率之綜合比較(a) $i=5.25\%$ ；(b) $i=2\%$ ；
(c) $i=3.5\%$ ；(d) $i=6\%$

2. 年運轉維護費用之係數(m)

依能源局(100年)公告年運轉維護費用約占初設成本 0.7~1.5%，條例則採用較低的 0.7%，雖然過去文獻多採用 2~4%，但此值亦可能因技術改善而降低後續運轉維護費用，由於年運轉維護費用小會使太陽光電發電成本小，電太比例較高，誘因較大，因而安裝量大、太陽光電成本及費率小，如表 4.8 之 EP2%-L-92% 案例所列及圖 4.49 所示，分析結果與折現率小的變化趨勢相似，年運轉維護費用之係數(m)小時，安裝量大且淨成本高。

表 4.8 EP2%-L-92%之不同年運轉維護費用之係數(m)分析(2011-2030)

項目		i=5.25%			
		m=0.7%	m=1.5%	m=2.5%	m=4%
安裝量成長比例(%)		27%~43%	26%~40%	25%~36%	23%~33%
到 2030 年降低 2010 年初設成本比例(%)		50%	49%	47%	44%
費率(元/度)		11.30~5.77	11.31~5.98	11.32~6.20	11.33~6.46
補助支出	補助金額(億元)	0.8~593.6	0.8~459.6	0.8~353.4	0.7~259.5
能源效益	總發電量(百萬度)	7.4~9247.9	7.1~6910.7	6.8~5127.1	6.4~3610.6
	2025 年系統發電占 2010 年全國發電量比例(%)	0.7%	0.6%	0.5%	0.4%
環境效益	eCO ₂ 減量(千噸)	3.8~4746.2	3.7~3546.7	3.5~2631.3	3.3~1853.1
	2025 年 eCO ₂ 減量占 2008 年全國總量比例(%)	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
	TSP 減量(噸)	0.1~139.6	0.1~104.3	0.1~77.4	0.1~54.5
	2025 年 TSP 減量占 2007 年全國總量比例(%)	0.004%	0.003%	0.003%	0.002%
	SO _x 減量(噸)	1.5~1923.3	1.5~1437.2	1.4~1066.3	1.3~750.9
	2025 年 SO _x 減量占 2007 年全國總量比例(%)	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%
	NO _x 減量(噸)	1.7~2132.7	1.6~1593.7	1.6~1182.4	1.5~832.7
	2025 年 NO _x 減量占 2007 年全國總量比例(%)	0.08%	0.06%	0.05%	0.04%
綜合比較	淨成本(億元)	-0.6~-221.1	-0.6~-181.2	-0.6~-146.9	-0.5~-114.1

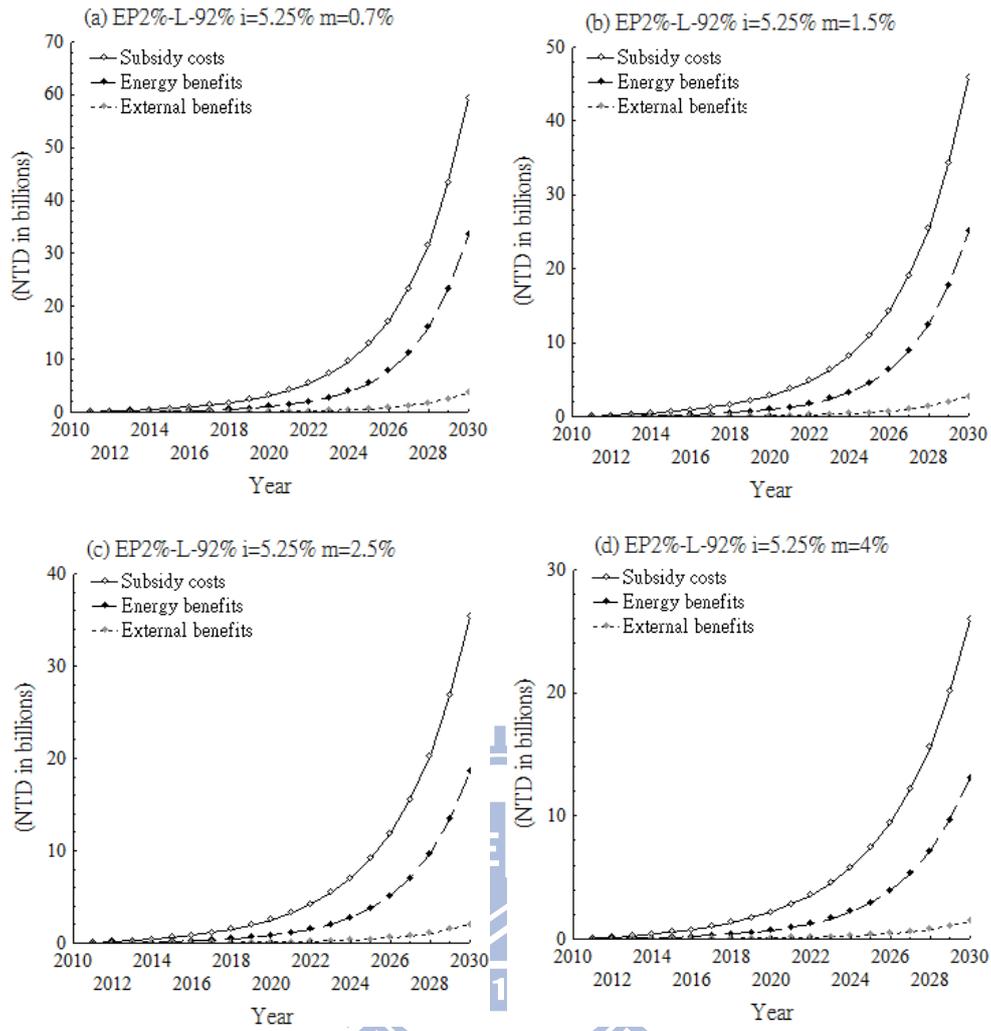


圖 4.49 EP2%-L-92% 不同年運轉維護費用之係數之綜合比較(a) $m=0.7\%$;
 (b) $m=1.5\%$; (c) $m=2.5\%$; (d) $m=4\%$

第五章 結論與建議

由於國內甫改用電能躉購的新太陽光電補助政策，有必要評估預期的補助金額與效益，以供相關決策分析時參考，本研究因而建立方法分析之，主要模擬可能發生的政策情境之安裝量、初設成本與費率變化，據以評估執行補助政策的金額與效益。以下總結本研究的成果與重要結論，且說明可繼續探討的方向及問題，以供後續研究參考。

5.1 結論

本研究主要成果包含政策情境分析方法建立及電能躉購補助政策下各情境結果分析與比較，以下一一說明之。

- (1) 由於目前沒有適當的方法可供預測及分析國內推行電能躉購的可能情境，本研究因而建立一個擴散係數(d)與電太成本比例變化率(r)的關係函數，以結合擴散模式與經驗曲線預測不同政策情境下的發展，並據以評估不同情境下的可能補助金額與效益。
- (2) 依據主要因子分析結果，發現PR值影響結果較顯著，但政府只能支持研究及產業，無法決定PR值，電價及綠稅則是會受政府政策所影響，在EP2%以上情境比徵收綠稅所增加的安裝量更多，EP3%以上及2013/2015GT750&EP2%以上情境則預期可達到2025年目標安裝量2000 MW_p，但至2025年總補助金額約712(557)或775(606)億元以上，由於太陽光電發展快相對補助金額也大，政府2011年條例在因應財政情況即新增競標方式、費率以完工日計算及2011年安裝上限70 MW_p等措施。唯若希望2025年達到2000 MW_p的安裝量目標，扣除2010年前已安裝的，則至2025年前每年平均需要安裝約131 MW_p，亦即未來需要逐年加大上限，才能達成目標。
- (3) 效益分析結果顯示2013/2015GT&EP5%等情境預期太陽光電在2025年時可達到2025年再生能源目標(8%)的一半，但以

2013/2015GT750&EP5%至2025年總補助金額需要約2010(1552)億元。不過，若能縮短到電太成本平衡的時間，即早停止後續補助，可大幅降低總補助金額；若能促進技術改進則可以降低太陽光電成本。預測分區總發電能力時，豐日照區約為高日照與中日照區的25.04倍及22.66倍，適合在此區域積極推動。

環境效益中，2025年全國eCO₂減量目標約25%，各情境下該年約可減量268.3~6813.2千噸，約占2008年全國eCO₂總量的0.1~2.6%，而各情境下2025年TSP約可減少7.9~200.4噸，約占2007年全國TSP總量的0.001~0.03%，SO_x、NO_x則分別減少約108.7~2760.9噸、120.6~3061.5噸，約占2007年全國個別總量的0.07~1.8%、0.02~0.6%。

- (4) 當安裝量提高，補助金額、發電效益、外部效益皆提高，唯當太陽光電成本及費率較高時，淨成本會較高，EP2%以上情境淨成本即高於GT情境，唯各情境在接近電太成本平衡時，總效益會大於補助金額，且EP情境下外部效益約占總效益7~13%；GT、GT&EP情境下約0.3~0.5% (不含eCO₂)。此外，若折現率或年運轉維護費用較小時，由於預期安裝量較大，因而提高淨成本。
- (5) 條例所設定的回收期為20年，當年發電量以觀測值所推估的(E)值計算時，豐日照區由於年發電量大於(L)值，故縮短至19年，但其他分區的回收期由於年發電量小於(L)值，故大部分回收期超過30年。而當改為考量逐年系統效率衰減的(D)值計算時，即使豐日照區亦在24年附近，且其他分區大多超過40年，可能影響使用者投資意願。但(E)、(D)值下接近電太成本平衡時，不分區的回收期會略比20年短。而當實際的折現率(i)較條例所用的5.25%小時，由於對使用者較有利，回收期因而會縮短，當i=2%、i=3.5%時不分區的回收期約15年、17年，改為i=6%時則大部分超過25年。而若年運轉維護費係數(m)比條例所

設定的 0.7% 大時，則對使用者反而較不利，回收期會較長，當 $m=1.5\%$ 時亦超過 25 年， $m=2.5\%$ 、 $m=4\%$ 則更長，均超過 35 年。

5.2 建議

依據本研究研究過程的經驗，提出下列五項建議，以供後續研究參考。

1. 本研究於情境分析中僅依過去電價假設一定比例模擬未來趨勢，後續可考量能源結構改變，例如採用核能或其他能源類型(含補政金額是否反應在電價中等)分析電價的變化，建立更適當的情境。
2. 目前所建立擴散係數之相關函數，是以電價與太陽光電發電成本變動對安裝量的影響為優先考量，但未納入費率、人均 GDP 等其他因子，因此安裝量可能會受更多因子所影響，建議後續可探討更適當的函數。
3. 平均上限費率是依 98 年度補助案例的比例為權重計算，然未來比例會有所改變，若其他級距(如 1 瓩以上至 10 瓩)的安裝比例增加，則會提高此平均上限費率，建議國內有公佈更新的統計資料時可納入考量，唯經詢問，未來所公佈的統計資料可能沒有依級距公佈，建議能源局能公佈更詳細的數據或計算平均費率，以利於分析。
4. 外部效益僅以綠稅稅額與污染處理成本進行分析，有低估的可能，後續可考量增加環境損害成本及健康風險等。
5. 本研究中許多重要參數是依現況所採用之估計值，在未來發展變化下，可進一步調整或增刪參數，使模擬結果更符合真實情況。可依未來國內電價實際調幅或執行綠稅等修正參數，再採用本研究建立之方法重新模擬政策情境對補助金額及效益的影響，以作為相關決策或規劃時之參考。

參考文獻

工業技術研究院，(94 年)，太陽光電資訊網，

<http://solarpv.itri.org.tw/memb/main.aspx> (accessed on 2010/5/19)。

工業技術研究院，(99 年)，太陽光電科技中心 (市場訪價 Tel：

(03)-5915323)，<http://www.itri.org.tw/chi/pvtc/> (accessed on 2010/2/25)。

內政部營建署，(99 年)，內政部營建署全球資訊網，<http://www.cpami.gov.tw/>

(accessed on 2010/7/19)。

中央銀行，(99 年)，中央銀行全球資訊網，<http://www.cbc.gov.tw/mp1.html>

(accessed on 2010/6/2)。

元太公司，(99 年)，元太能源科技企業有限公司 (市場訪價 Tel：

(04)-22929058)，<http://www.yuan-tai5168.com/home> (accessed on

2010/3/15)。

台灣大學大氣科學系，(100 年)，DBAR 大氣研究資料庫，

<http://dbar.as.ntu.edu.tw/> (accessed on 2011/3/31)。

台灣電力公司，(99 年)，「2010 台電永續報告書」，台灣電力公司，台北。

台灣電力公司，(99 年)，台灣電力公司全球資訊網，

<http://www.taipower.com.tw/> (accessed on 2010/8/9)。

台灣電力公司，(98 年)，「德國使用太陽能最著名的市鎮—「弗萊堡」」，

台電月刊，第 555 期，30-33 頁。

行政院主計處，(99 年)，中華民國統計資訊網，

<http://www.stat.gov.tw/mp.asp?mp=4> (accessed on 2010/4/15)。

行政院環保署，(99 年)，環境品質資料倉儲系統，

<http://edw.epa.gov.tw/topicAir.aspx> (accessed on 2011/6/15)。

呂威賢、李欣哲，(94 年)，「先進國家發展再生能源經驗之借鏡」，太陽

能及新能源月刊，第十卷，第一期，39-43 頁。

- 汪鐵志、汪偉恩、陳婉如，(97年)，「2008太陽光電市場與產業技術發展年鑑」，財團法人光電科技工業協進會，台北。
- 法務部，(99年)，全球法規資料庫，<http://law.moj.gov.tw/> (accessed on 2010/7/7)。
- 洪長春，(95年)，「太陽光電市場之經驗曲線分析」，*能源季刊*，第三十六卷，第三期，105-135頁。
- 施信民、吳明全、洪裕程，(91年)，「再生能源與其相關產業之發展策略研究」，行政院經濟建設委員會，台北。
- 威奈公司，(99年)，威奈聯合科技股份有限公司 (市場訪價 Tel：(07)-6248889)，<http://www.nanowin.com.tw/milestones.html> (accessed on 2010/3/15)。
- 徐翠華，(91年)，「台灣地區太陽輻射及太陽能發電潛力之研究」，國立臺灣師範大學地理研究所碩士論文，台北。
- 梁智恆，(99年)，希臘太陽光電補助政策與系統市場分析，DIGITIMES網站，
http://www.digitimes.com.tw/tw/rpt/rpt_show.asp?cnlid=3&v=20100426-226&n=1 (accessed on 2011/6/11)。
- 康志堅，(97年)，「檢視台灣太陽光電產業競爭力」，*產業與管理論壇*，第十卷，第一期，59-71頁。
- 張超群、康志堅、王孟傑、李雯雯，(97年)，「矽晶太陽光電產業低成本化技術展望」，工業技術研究院產業經濟與趨勢研究中心，台北。
- 黃智呈，(96年)，「課徵碳稅對建築物導入太陽光電發電系統之經濟效益先期研究」，國立臺北科技大學土木與防災研究所碩士論文，台北。
- 陳彥豪，(94年)，「德國太陽光電市場分析與預測」，*能源季刊*，第三十五卷，第四期，93-113頁。

曾俊洲，(97 年)，「台灣太陽能光電產業暨全球相關法規制度」，*產業趨勢*，第四十四卷，第八期，42-47 頁。

經濟部能源局，(100 年)，再生能源發展條例，

<http://www.moeaboe.gov.tw/Policy/Renewable/default.html> (accessed on 2011/3/18)。

經濟部能源局，(100 年)，經濟部能源局網站，

<http://www.moeaboe.gov.tw/Default.aspx> (accessed on 2011/5/24)。

經濟部能源局，(99 年)，98 全國能源會議，

<http://www.moeaboe.gov.tw/Policy/98EnergyMeeting/level/levelMain.aspx?pageid=all> (accessed on 2011/6/8)。

經濟部，(97 年)，「太陽光電產業分析及投資機會」，經濟部投資業務處，台北。

劉佳怡，(94 年)，「淺談全球太陽光電產業鍊—主要廠商經營動態」，工業技術研究院產業經濟與趨勢研究中心，新竹。

聚恆公司，(99 年)，聚恆科技股份有限公司 (市場訪價 Tel: (06)-2422202)，

<http://www.hengs.com/> (accessed on 2010/2/26)。

綠能公司，(99 年)，綠能科技股份有限公司 (市場訪價 Tel: (03)-4160207)，

<http://www.getinc.com.tw/> (accessed on 2010/3/15)。

熊谷秀，(94 年)，「我國太陽光電推廣及陽光電城計畫執行現況」，*太陽能及新能源月刊*，第十卷，第一期，19-22 頁。

歐文生、何明錦、陳瑞鈴、陳建富、羅時麒，(97 年)，「台灣太陽能設計用標準日射量之研究」，*中華民國建築學會建築學報*，第六十四期，103-118 頁。

蕭代基、黃耀輝、陳明真、陳筆、洪志銘、黃德秀、葉沂萱、王姿懿、楊馥菁，(98 年)，「綠色稅制改革之研究」，中華經濟研究院，台北。

嚴坤龍、郭雅華、白明憲，(97年)， “台灣太陽光電發電系統設置與發電量統計” ， *太陽能及新能源月刊*，第十三卷，第二期，25-28頁。

Bernal-Agustín, J. L., and Dufo-Lopez, R. (2006). “Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain.” *Renewable Energy*, 31(8), pp. 1107-1128.

Berwind, J. (2009). *Investing in solar stocks: What you need to know to make money in the global renewable energy market(1st ed.)*, Amazon Digital Services: McGraw-Hill.

Bezdek, R. H., and Wendling, R. M. (2006). “The US energy subsidy scorecard.” *Issues in Science and Technology*, 22(3), pp. 83-85.

Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., and Zizzo, G. (2008) “Financial measures for supporting wind power systems in Europe: A comparison between green tags and feed in tariffs.” *Proceeding of 19th International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, Ischia, Italy.

DisplaySearch. (2009). *DisplaySearch quarterly PV cell capacity database & trends report*.
http://www.displaysearch.com/cps/rde/xchg/displaysearch/hs.xsl/pv_cell_capacity_db_landing.asp (accessed on 2010/11/6).

ET Solar, (2010). ET MODULE: Monocrystalline , ET website.
<http://www.etsolar.com/upload/ET-M572B.pdf> (accessed on 2011/4/4).

Federal statistical office of Germany. (2011). DESTATIS website.
<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/> (accessed on 2011/1/28).

Goetzberger, A., Luther, J., and Willeke, G. (2002). “Solar cells: past, present, future.” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 74(1-4), pp. 1-11.

Google Earth, (2010). Google Earth website.

<http://www.google.com/earth/index.html> (accessed on 2010/10/18).

Grubler, A. (1990). *The rise and fall of infrastructures*, Physica-Verlag, Heidelberg.

International Energy Agency, (2001). *Added values of photovoltaic power systems*, Centre for PV Engineering, University of NSW, Australia.

International Energy Agency, (2010). IEA Photovoltaic Power Systems Programme website. <http://www.iea-pvps.org> (accessed on 2010/3/1).

International Energy Agency, (2010). *Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009*, IEA Photovoltaic Power Systems Programme.

International Energy Agency, (2010). *Electricity information 2010*, <http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=567> (accessed on 2011/1/20).

J.P. Morgan Chase, (2010). MEMC Electronic (NYSE:WFR): Downgraded To Underweight At JP Morgan.

<http://www.istockanalyst.com/article/viewarticle/articleid/3297217> (accessed on 2010/11/4).

Kaldellis, J. K., El-Samani, K., and Koronakis, P. (2005). "Feasibility analysis of domestic solar water heating systems in Greece." *Renewable Energy*, 30 (5), pp. 659-682.

Kravetz, A. (2008). *2008 Global solar report cards*, Green Cross International, United States of America.

Lenardic, D. (2011). Photovoltaic modules.

<http://www.pvresources.com/en/module.php> (accessed on 2011/4/2).

- Masini, A., and Frankl, P. (2002). "Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach." *Technological Forecasting and Social Change*, 70(1), pp. 39-65.
- Mesak, H., and Coleman, R.W. (1992). "Modeling the effect of subsidized pricing policy on new product diffusion." *Omega*, 20(3), pp. 303-312.
- Nawaz, I., and Tiwari, G.N. (2006). "Embodied energy analysis of photovoltaic (PV) system based on macro- and micro-level." *Energy Policy*, 34(17), pp. 3144-3152.
- Nemet, G. F., and Baker, E. (2009). "Demand subsidies versus R&D: comparing the uncertain impacts of policy on a pre-commercial low-carbon energy technology." *The Energy Journal*, 30(4), pp. 49-80.
- Organisation for Economic Co-operation and Development, (2010). OECD Statistics website.
http://www.oecd.org/statsportal/0,3352,en_2825_293564_1_1_1_1_1,00.html (accessed on 2010/3/3).
- Paddock, L., Grinlinton, D., Burton, S., Bruenjes, A., Heaven, G., and Zubair, S. (2009). *Legal framework for solar energy report*, the George Washington University Law School.
- Parente, V., Goldemberg, J., and Zilles, R. (2002). "Comments on experience curves for PV modules." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 10(8), pp. 571-574.
- PHP Group, (2010). PHP Group website. <http://www.php.net> (accessed on 2010/5/13).
- Poponi, D. (2003). "Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves." *Solar Energy*, 74(4), pp. 331-340.

- Poullikkas, A. (2009). "Parametric cost-benefit analysis for the installation of photovoltaic parks in the island of Cyprus." *Energy Policy*, 37(9), pp. 3673-3680.
- Qiangsheng, (2010). *JS Module D-180-195*. QG website.
http://www.qg-solar.info/_mediapool/documents/100714datasheetjssolar180-195m.pdf (accessed on 2011/4/4).
- Sanden, B. A., and Azar, C. (2005). "Near-term technology policies for long-term climate targets economy wide versus technology specific approaches." *Energy Policy*, 33(12), pp. 1557-1576.
- Sanden, B. A. (2005). "The economic and institutional rationale of PV subsidies." *Solar Energy*, 78(2), pp. 137-146.
- SANYO, (2011). *HIT photovoltaic module*. SANYO Component Europe GmbH.
<http://www.technosun.com/eu/downloads/SANYO-HIT-SE10-series-datash-eet-EN.pdf> (accessed on 2011/4/4).
- Seng, L. Y., Lalchand, G., and Lin, G. M. S. (2008). "Economical, environmental and technical analysis of building integrated photovoltaic systems in Malaysia." *Energy Policy*, 36(6), pp. 2130-2142.
- SHARP, (2011). *Big power, small footprint: single crystal silicon photovoltaic module with 180w maximum power*.
http://www.sharp.net.au/cms/products/6014/downloads/NUS0E3E_Brochure.pdf (accessed on 2011/3/30).
- Srinivasan, S. (2009). "Subsidy policy and the enlargement of choice." *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 13(9), pp. 2728-2733.

- Tisdale, W. A., Williams, K.J., Timp, B. A., Norris, D. J., Aydil, E.S., and Zhu, X. Y. (2010). "Hot-electron transfer from semiconductor nanocrystals." *Science*, 328(5985), pp.1543-1547.
- U.S. National Renewable Energy Laboratory, (2009). *Carbon taxes: A review of experience and policy design considerations*, US Department of Energy.
- U.S. Energy Information Administration. (2010). EIA website. <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/elecprnh.html> (accessed on 2011/1/20).
- U.S. National Renewable Energy Laboratory, (2010). *2008 Solar technologies market report*, Solar Energy Technologies Program, US Department of Energy.
- Van der Zwaan, B., and Rabl, A. (2003). "Prospects for PV: A learning curve analysis." *Solar Energy*, 74(1), pp. 19-31.
- Wiginton, L. K., Nguyen, H. T., and Pearce, J. M. (2010) "Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy." *Computers, Environment and Urban Systems*, 34(4), pp. 345-357.
- Zhang, Z., and Ying, L. (2009). "Application of GIS combining with limits of voronoi diagram in socioeconomic factor of agricultural land grading." *Computer and Computing Technologies in Agriculture II*, 293, pp. 423-430.

附錄 A 其他研究相關資料

表 A.1 初設成本補助條例

太陽光電發電系統設置補助作業要點	
第一條	經濟部能源局（以下簡稱本局）為補助設置太陽光電發電系統，以促進太陽光能之利用，特訂定本要點。
第二條	<p>本要點用詞定義如下：</p> <p>(一)太陽光電發電系統：係指利用太陽電池轉換太陽光能為電能並可展示太陽光電發電應用功效之整體設備。</p> <p>(二)峰瓦：設置容量計算單位，為裝設之太陽電池模板於標準狀況(模板溫度 25°C，AM1.5 1,000W/m² 太陽光照射)下最大發電量的總和。</p> <p>(三)獨立型系統：使用蓄電池且換流器(Inverter)無逆送電功能之太陽光電發電系統。</p> <p>(四)併聯型系統：換流器具有逆送電功能，可操作於併聯模式之太陽光電發電系統。</p> <p>(五)緊急防災(混合型)系統：換流器具有逆送電功能，同時裝置蓄電池，可操作於併聯模式或獨立模式之太陽光電發電系統。</p>
第四條	中華民國國民、法人或各機關，於本要點實施後在台灣或離島地區新設或擴增，且未曾獲得本要點補助之太陽光電發電系統，得依本要點申請補助。
第五條	申請補助設置之太陽光電發電系統以新品為限，且其裝置容量應達一峰瓦以上。
第七條	<p>本要點補助標準每峰瓦裝置容量以新臺幣十五萬元為上限，且補助最高不得逾該發電系統總設置費用百分之五十。</p> <p>偏遠及離島地區內之各政府機關、學校及公立醫院，得經該管直轄市、縣(市)政府向本局推薦，申請太陽光電緊急防災發電系統之設置補助；其補助型式及標準如下：</p> <p>(一)獨立型系統每峰瓦裝置容量新臺幣三十五萬元為上限。</p> <p>(二)緊急防災(混合型)系統每峰瓦裝置容量新臺幣四十萬元為上限。前項申請經本局審查認有平均地區分配、緊急救災使用效益及能源效益與示範效果者，最高得予全額補助，不受第一項之限制。</p> <p>每縣轄市、鄉、鎮及區全額補助之裝置容量以六峰瓦為限，裝置容量超出部分仍依第一項標準補助之。本申請案補助至九十五年十二月三十日止，逾期不再受理。</p> <p>中央政府於第二項所列地區內之設施，得由設施管理或使用機關依第二項規定辦理申請，或於收件截止日前逕向本局申請太陽光</p>

	<p>電發電系統設置補助；其裝置容量及補助標準準用第二項及前項規定。</p> <p>太陽光電發電系統之補助應依年度預算額度辦理，年度預算用罄時，本局得停止補助之申請。</p>
第十二條	<p>受補助者有下列情形之一者，本局應停止撥付補助款，並得追回全部或部分已撥付之補助金額：</p> <p>(一) 未能依補助契約完成太陽光電發電系統建造。</p> <p>(二) 設置或使用情形與申請文件所載內容不符，而影響原補助目的。</p> <p>(三) 未能依補助契約規定，配合展示活動或提供運轉資料，經本局限期履行，屆期仍未履行。</p>

資料來源：能源局 (100 年)



表 A.2 電能躉購條例

中華民國九十九年度/一百年度再生能源電能躉購費率及其計算公式	
再生能源電能躉購費率計算公式	$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費}}{\text{年售電量}}$ $\text{資本還原因子} = \frac{\text{折現率} \times (1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}} - 1}$ <p>年運轉維護費 = 期初設置成本 × 年運轉維護費佔期初設置成本比例</p>
再生能源電能躉購費率—民國九十九年	<p>自中華民國 98 年 7 月 10 日起至中華民國 99 年 12 月 31 日止，與電業簽訂購售電契約之再生能源發電設備設置者，其設備於中華民國 98 年 7 月 10 日以前未運轉且未曾與電業簽訂購售電契約，其電能按附表 A.2.1 費率躉購 20 年。惟太陽光電系統有符合下列情形之一，依其規定辦理：</p> <p>(一) 設備曾獲經濟部能源局依據「太陽光電發電系統設置補助作業要點」提供設備補助者，其電能按附表 A.2.2 躉購 20 年。</p> <p>(二) 設備曾獲經濟部能源局提供全額設備補助者，其電能按每度 2.0615 元之費率躉購 20 年。</p>
再生能源電能躉購費率—民國一百年	<p>自中華民國 100 年 1 月 1 日起至中華民國 100 年 12 月 31 日止，與電業簽訂購售電契約之再生能源發電設備設置者，於中華民國 100 年 12 月 31 日前完工運轉併聯提供電能(簡稱完工)，其設備於中華民國 98 年 7 月 10 日以前未運轉且未曾與電業簽訂購售電契約，其電能按附表 A.2.1 上限費率躉購 20 年。惟太陽光電系統有符合下列情形之一，依其規定辦理：</p> <p>(一) 設備曾獲經濟部能源局依據「太陽光電發電系統設置補助作業要點」提供設備補助者，其電能按附表 A.2.2 上限費率躉購 20 年。</p> <p>(二) 設備曾獲經濟部能源局提供全額設備補助者，其電能按每度 2.1821 元之費率躉購 20 年。</p> <p>惟於中華民國 100 年 6 月 1 日至中華民國 100 年 12 月 31 日止完工，有下列情形之一者，其電能躉購採競標方式，躉購費率為上限費率乘以(1-得標折扣率)，競標作業要點由經濟部另訂之：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 1 瓩以上不及 10 瓩非屬住宅所有權人於其屋頂設置。 2. 10 瓩以上屋頂型設置。 3. 1 瓩以上地面型設置。
<p>另本次公告之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 9 條第 1 項後段規定，本部每年應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之。</p>	

資料來源：能源局 (100 年)

表 A.2.1 再生能源電能躉購費率

再生能源類別	電能躉購費率(元/度)	
	99 年度	100 年度* ¹
屋頂型 1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	11.1883* ²	10.3185
屋頂型 10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	12.9722	9.1799
屋頂型 100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		8.8241
屋頂型 500 瓩以上太陽光電	11.1190	7.9701
地面型 1 瓩以上太陽光電	-	7.3297
1 瓩以上至 10 瓩風力	7.2714	7.3562
10 瓩以上風力	2.3834	2.6138* ³
風力發電離岸系統	4.1982	5.5626
川流式水力	2.0615	2.1821
地熱能	5.1838	4.8039
生質能	2.0615	2.1821
廢棄物	2.0879	2.6875
其他	2.0615	2.1821
<p>*¹上限費率。</p> <p>*²基於國內融資體系尚未完備之前，就1瓩以上至10瓩太陽光電設置案另外提供5萬元/瓩設備補助。</p> <p>*³依「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」第7條第4項規定加裝LVRT（低電壓持續運轉能力設備）者，躉購費率為2.6574元/度。</p>		

表 A.2.2 再生能源電能躉購費率(續)

曾獲補助金額*	再生能源類別	電能躉購費率(元/度)	
		99 年度	100 年度* ²
12 萬元/瓩	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	5.9758	2.1821
	10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	4.4684	2.1821
	100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		2.1821
	500 瓩以上太陽光電	2.7555	2.1821
	地面型	-	2.1821
11 萬元/瓩	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	6.6026	2.4907
	10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	5.0952	2.1821
	100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		2.1821
	500 瓩以上太陽光電	3.3823	2.1821
	地面型	-	2.1821
10 萬元/瓩	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	7.2294	3.2023
	10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	5.7221	2.1821
	100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		2.1821
	500 瓩以上太陽光電	4.0092	2.1821
	地面型	-	2.1821
9 萬元/瓩	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	7.8563	3.9139
	10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	6.3489	2.7753
	100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		2.4195
	500 瓩以上太陽光電	4.6360	2.1821
	地面型	-	2.1821

曾獲補助金額 ^{*1}	再生能源類別	電能躉購費率(元/度)	
		99 年度	100 年度 ^{*2}
8 萬元/瓩	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	8.4831	4.6255
	10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	6.9757	3.4869
	100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		3.1311
	500 瓩以上太陽光電	5.2628	2.2772
	地面型	-	2.1821
7 萬元/瓩	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	9.1099	5.3371
	10 瓩以上至 100 瓩太陽光電	7.6026	4.1985
	100 瓩以上至 500 瓩太陽光電		3.8427
	500 瓩以上太陽光電	5.8897	2.9888
	地面型	-	2.3483
<p>^{*1} 曾獲得補助之金額未列於表內者，其電能躉購費率由經濟部依照補助額度，扣除該補助額度後，依據上述公式(折現率為 4.25 %、運維比為 0.7 %、年運轉時數為 1200 小時，100 年時改為 1250 小時)計算核定之。</p> <p>^{*2} 上限費率。</p>			

表 A.3 台灣歷年太陽光電補助及獎勵措施—設備補助、獎勵規劃設計

計畫期間	補助專案	實施對象	申請限制	補助標準
民國 九十三年至 九十六年	Solar City 陽光電城評 選及補助作 業實施計畫	直轄市、縣(市)政府 (210kW _p ~)	1. 一縣市一案為限。	<ul style="list-style-type: none"> ■ 規劃設計費： 補助 3 名，每名新臺幣 150 萬元。 ■ 設置補助費： 補助 1 名，暫定以新臺幣 1.5 億為上限，分 年分期給付(以立法院每年審查通過主辦 單位預算額度為準)，且太陽光電系統含 監測及展示設備設置費不低於總補助經費 50%。
民國 九十五年至 九十七年	Solar City 陽光電城 II 評選及補助 作業實施計 畫	直轄市、縣(市)政府 (200kW _p ~400kW _p)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 未曾獲陽光電城建 置補助者。 2. 一縣市一案為限。 	補助 2 名，每名以新臺幣 1.2 億為上限，依設置 期程分年分期給付(實際補助仍以立法院每年 審議通過預算額度為準)。
民國 九十五年	Solar Top 太陽光電建 築經典示範	政府機關、公營事業或公立學校 <ul style="list-style-type: none"> ■ 一般建築類 單棟(60kW_p~) 三棟以上(100kW_p~)，至少應有 一棟建築設置在 40kW_p 以上 ■ 交通設施類 (60kW_p~) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 未曾接受政府太陽 光電補助者。 2. 設置應可於九十六 年執行完成者，且符 合能源局設備規格及 品質要求。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 一般 PV 型系統每峰瓦裝置容量新臺幣 30 萬元為上限。 ■ BIPV 型系統每峰瓦裝置容量新臺幣 50 萬 元為上限。

計畫期間	補助專案	實施對象	申請限制	補助標準
民國九十七年~	陽光社區建構補助作業實施計劃	直轄市、縣(市)政府	1. 設置應可於兩年內執行完成者	<ul style="list-style-type: none"> ■ 「陽光社區民間建築」發電系統設置：依「太陽光電發電系統設置補助作業要點」相關規定辦理。 ■ 陽光社區推動管理費補助：每峰瓩裝置容量新臺幣 5 千元為上限，每案補助上限不得逾新臺幣 150 萬元。 ■ 「陽光社區公共設施」發電系統設置：每峰瓩裝置容量新臺幣 30 萬元為上限，補助款最高不得逾該發電系統之總設置費用，每案以 300 峰瓩為上限。
民國九十四年至九十五年	太陽光電發電系統設置補助作業要點	偏遠及離島地區緊急防災 (1 ~ 6kW _p)		<ul style="list-style-type: none"> ■ 獨立型系統每峰瓩裝置容量新臺幣 35 萬元為上限。 ■ 緊急防災(混合型)系統每峰瓩裝置容量新臺幣 40 萬元為上限。 <p>全額補助，超出 6 峰瓩部分則適用一般對象之半額補助標準。</p>
民國八十九年至九十八年	太陽光電發電系統設置補助作業要點	一般民眾應用 (1kW _p ~)	1. 屬新品設備。	半額補助，每峰瓩裝置容量新臺幣 15 萬元為上限。

計畫期間	補助專案	實施對象	申請限制	補助標準
民國九十八年	振興經濟擴大公共建設投資計畫	<ul style="list-style-type: none"> ■ 中央示範類(50~150kW_p) 中央主管機關及其所屬各機關 國立大專院校 ■ 教育示範類(約 3.67kW_p) 公立高中職、國中小學校 ■ 其他類(5~10kW_p) 公共建設主管或執行之政府機關 	<p>1. 以併聯型設置為主，獨立型系統設置不得逾申請案容量百分之二十。</p> <p>2. 設置應可於九十九年執行完成者，且符合能源局設備規格及品質要求。</p>	每峰瓦裝置容量新臺幣 24.5 萬元為上限。
民國九十九年	振興經濟擴大公共建設投資計畫	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地方自治團體行政機關 直轄市、縣(市)政府、鄉(鎮、市)公所 	<p>1. 設置應可於九十九年執行完成者，且符合能源局設備規格及品質要求。</p>	<p>每峰瓦裝置容量新臺幣 19.7 萬元為上限。</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 直轄市、縣(市)政府： 以新臺幣 800 萬元為上限；太陽光電發電設備得設置於一或數處。 ■ 各鄉鎮市公所： 以申請一案為限，每案以新臺幣 160 萬元為上限。

計畫期間	補助專案	實施對象	申請限制	補助標準
民國九十九年	再生能源發電設備示範獎勵辦法	電業及設置自用發電設備者 (10kW _p ~)	1. 設置方式係與建築物整合或以附加整合方式取代部分建材。 2. 屬新品設備。	<ul style="list-style-type: none"> ■ 採用非雙面玻璃模組者： 每峰瓦以新臺幣 8 萬元為上限。 ■ 採用雙面玻璃模組者： 每峰瓦以新臺幣 10 萬元為上限。 獎勵基準不得超過其每峰瓦設置成本及中央主管機關訂定躉購費率計算參數採用之設置成本之差額。
民國九十九年至一百零一年	農業委員會漁業署補助養殖業設置太陽光電發電設備作業計畫	<ul style="list-style-type: none"> ■ 莫拉克災區屏東縣及高雄縣已實際養殖中之魚塭養殖業者優先(1kW_p~) ■ 養殖魚種屬石斑魚、觀賞魚及水產種苗者，如其設置太陽光電發電設備具結合景觀者優先(1kW_p~) 	1. 未曾接受政府太陽光電補助。 2. 屬新品設備。	<ul style="list-style-type: none"> ■ 每峰瓦裝置容量補助上限： 九十九年度為新臺幣 20 萬元，一百年度為新臺幣 18 萬元，一百零一年度為新臺幣 15 萬元，且補助最高不得逾該發電設備總設置費用 95 %。 依養殖面積比例補助峰瓦裝置容量，每公頃養殖面積最高補助 5 峰瓦。但設於養殖生產建築物屋頂者，得依其需要設置，不受每公頃養殖面積 5 峰瓦之限制。

資料整理自太電中心 (99 年)；能源局 (100 年)。

表 A.4 台灣歷年太陽光電補助及獎勵措施—財稅獎勵

計畫期間	補助專案	實施對象	申請限制	補助標準
民國八十四年至九十七年	公司購置節約能源或利用新及淨潔能源設備或技術適用投資抵減辦法	公司購置太陽光電		<ul style="list-style-type: none"> ■ 該課稅年度內購置總金額達新臺幣六十萬元以上者，投資新及淨潔能源之設備或技術部份，得分別抵減購置成本 15 % 及 10 %，作為營利事業所得稅
民國八十九年至九十九年	促進產業升級條例	公司購置太陽光電		<ul style="list-style-type: none"> ■ 投資新及淨潔能源設備支出 5 % ~10 % 內，得抵減營利事業所得稅。 ■ 營利事業投資新及淨潔能源產業之股票價款 20 % 內，得抵減營利事業所得稅。 ■ 個人投資新及淨潔能源產業之股票價款 10 % 內，得抵減綜合所得稅。 ■ 設備按 2 年加速折舊。
民國九十九年	再生能源發電設備免徵及分期繳納進口關稅品項及證明文件申請辦法	進口再生能源發電設備供自用 (~500kW _p)、興建或營運者		<ul style="list-style-type: none"> ■ 免徵進口關稅

資料整理自全球法規資料庫 (99 年)；能源局 (100 年)。

表 A.5 台灣歷年太陽光電補助及獎勵措施—電能躉購

計畫期間	補助專案	實施對象	申請限制	補助標準
民國九十二年至九十九年	台灣電力股份有限公司再生能源電能收購作業要點	設置再生能源發電設備者 (1kW _p ~)	1. 不適用已獲得政府其他相關電價或設備補助之新設再生能源發電設備設置者，惟其餘電得依本公司之迴避成本售予本公司。	<p>■ 購電費率： 每度電訂為新臺幣 2 元，收購期間為 15 年，最長以 20 年為限。</p> <p>躉售容量以其總裝置容量之 50% 為上限，然總裝置容量 100 峰瓦以下者，不受此規定限制。於再生能源發展條例公布施行後，其購電費率改依該條例規定辦理。</p>
民國九十九年/一百年	再生能源發展條例—再生能源電能躉購費率及其計算公式	設置再生能源發電設備者 (1kW _p ~)		<p>■ 購電費率： 裝置容量級距之不同費率，如附表 2 所列。曾獲設備補助者，其裝置容量級距之不同費率，如附表 2 所列。</p> <p>曾獲全額設備補助者，九十九年度/一百年度每度電訂為新臺幣 2.0615/2.1821 元。</p> <p>九十九年度未區分屋頂型與地上型之差別費率，收購期間為 20 年。</p> <p>一百年度區分屋頂型與地上型之差別費率，收購期間為 20 年。</p>

資料整理自能源局 (100 年)。

表 A.6 歷年國際貨幣匯率

country	Australia ¹	France ¹	Germany ¹	Italy ¹	Japan ¹	Korea ¹	Spain ¹	Taiwan ²
time	AUD\$/US\$	Euro\$/US\$			JPY\$/US\$	KRW\$/US\$	Euro\$/US\$	NT\$/US\$
1993	1.47	0.86	0.85	0.81	111.20	802.67	0.76	26.39
1994	1.37	0.85	0.83	0.83	102.21	803.45	0.81	26.46
1995	1.35	0.76	0.73	0.84	94.06	771.27	0.75	26.49
1996	1.28	0.78	0.77	0.80	108.78	804.45	0.76	27.46
1997	1.35	0.89	0.89	0.88	120.99	951.29	0.88	28.70
1998	1.59	0.90	0.90	0.90	130.91	1401.44	0.90	33.46
1999	1.55	0.94	0.94	0.94	113.91	1188.82	0.94	32.27
2000	1.72	1.09	1.09	1.09	107.77	1130.96	1.09	31.23
2001	1.93	1.12	1.12	1.12	121.53	1290.99	1.12	33.81
2002	1.84	1.06	1.06	1.06	125.39	1251.09	1.06	34.58
2003	1.54	0.89	0.89	0.89	115.93	1191.61	0.89	34.42
2004	1.36	0.81	0.81	0.81	108.19	1145.32	0.81	33.43
2005	1.31	0.80	0.80	0.80	110.22	1024.12	0.80	32.18
2006	1.33	0.80	0.80	0.80	116.30	954.79	0.80	32.53
2007	1.20	0.73	0.73	0.73	117.75	929.26	0.73	32.84
2008	1.19	0.68	0.68	0.68	103.36	1102.05	0.68	31.54
2009	1.28	0.72	0.72	0.72	93.57	1276.86	0.72	33.06

資料來源：1.OECD Statistics (2010)；2.主計處 (99 年)

註：原始匯率資料考量各國購買力，略有差異

表 A.7 歷年國內生產毛額平減指數(2009 年=1)

country time	Australia ¹	France ¹	Germany ¹	Italy ¹	Japan ¹	Korea ¹	Spain ¹	United States ¹	Taiwan ²
1993	0.62	0.78	0.85	0.64	1.14	0.61	0.59	0.71	0.95
1994	0.62	0.79	0.87	0.66	1.15	0.66	0.61	0.73	0.97
1995	0.64	0.80	0.89	0.70	1.14	0.71	0.64	0.74	0.99
1996	0.65	0.81	0.89	0.73	1.13	0.75	0.66	0.75	1.02
1997	0.66	0.82	0.90	0.75	1.14	0.78	0.68	0.77	1.05
1998	0.66	0.83	0.90	0.77	1.14	0.83	0.70	0.78	1.09
1999	0.67	0.83	0.90	0.78	1.13	0.83	0.71	0.79	1.07
2000	0.70	0.84	0.90	0.80	1.11	0.83	0.74	0.80	1.07
2001	0.72	0.85	0.91	0.82	1.09	0.86	0.77	0.82	1.06
2002	0.74	0.87	0.92	0.85	1.08	0.89	0.80	0.84	1.06
2003	0.77	0.89	0.93	0.87	1.06	0.91	0.84	0.86	1.05
2004	0.80	0.90	0.94	0.90	1.05	0.93	0.87	0.88	1.05
2005	0.84	0.92	0.95	0.92	1.03	0.93	0.91	0.91	1.04
2006	0.87	0.95	0.95	0.93	1.02	0.93	0.94	0.94	1.02
2007	0.91	0.97	0.97	0.95	1.02	0.94	0.97	0.96	1.02
2008	0.95	0.99	0.98	0.98	1.01	0.97	1.00	0.98	0.99
2009	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

資料來源：1.OECD Statistics (2010)；2.主計處 (99 年)

表 A.8.1 歷年太陽光電系統累積安裝量(MW_p)

年份	IEA 主要國家 ¹	台灣 ²
1993	127.00	-
1994	151.00	-
1995	181.00	-
1996	219.00	-
1997	281.00	-
1998	355.00	-
1999	471.00	-
2000	678.00	0.10
2001	966.00	0.20
2002	1337.00	0.30
2003	1818.00	0.50
2004	2876.00	0.60
2005	4243.00	1.00
2006	5683.00	1.40
2007	8019.00	2.40
2008	14193.00	5.60
2009	20381.00	9.50
2010	-	22.00
2011	-	-

資料來源：1.IEA (2010)；2.能源局 (100 年)

表 A.8.2 台灣逐月太陽光電系統累積安裝量(MW_p)

年份 \ 月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.10	0.10
2001	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
2002	0.20	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
2003	0.30	0.30	0.30	0.30	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.50	0.50	0.50
2004	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.60
2005	0.60	0.70	0.70	0.70	0.70	0.80	0.80	0.80	0.90	0.90	1.00	1.00
2006	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.20	1.30	1.30	1.30	1.30	1.40	1.40
2007	1.40	1.50	1.50	1.60	1.70	1.70	1.70	2.00	2.00	2.10	2.20	2.40
2008	2.50	2.60	2.70	2.80	3.20	3.50	3.60	3.70	3.90	3.90	4.00	5.60
2009	5.70	5.70	5.80	5.90	6.00	6.10	6.50	6.60	6.70	7.90	8.00	9.50
2010	11.80	11.90	12.40	13.90	14.70	15.00	16.00	19.00	19.40	19.90	20.50	22.00
2011	23.00	23.30	24.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-

資料來源：能源局 (100 年)

表 A.9 各國歷年太陽光電系統固定成本(US\$/kW_p，2009 年基期)

country time	Australia	Germany	Spain	France	Italy	Japan	Korea	United States
1993	26,503	13,775	-	-	-	27,108	-	16,892
1994	-	12,782	-	-	-	20,156	-	16,543
1995	25,525	12,886	-	-	-	18,236	-	14,862
1996	-	11,237	-	-	-	10,505	-	13,258
1997	33,957	8,891	-	-	-	8,554	-	13,040
1998	28,725	8,072	-	-	-	7,569	-	12,897
1999	28,907	7,297	-	-	-	7,721	-	11,442
2000	18,166	6,764	-	-	-	7,843	-	9,954
2001	15,760	6,304	-	-	-	6,288	-	8,505
2002	14,619	5,720	-	-	-	5,746	-	7,761
2003	16,861	6,150	8,256	6,286	8,811	6,030	12,631	7,599
2004	19,288	6,992	-	6,860	8,514	6,685	10,695	7,160
2005	20,109	7,874	-	6,060	8,489	6,381	10,288	7,154
2006	19,333	6,256	7,779	6,628	7,407	6,247	6,568	6,931
2007	20,540	6,772	8,789	7,763	7,902	5,305	9,307	5,711
2008	20,988	6,247	8,588	8,172	7,257	5,152	8,682	6,610
2009	15,600	5,071	5,001	4,862	5,209	5,800	6,200	4,250

資料整理自 IEA (2010)。

表 A.10 各國歷年太陽光電模組固定成本(US\$/W_p，2009 年基期)

country time	Australia	Germany	Spain	France	Italy	Japan	Korea	United States
1993	-	8.23	-	-	8.93	7.46	-	5.98
1994	8.19	7.49	-	-	-	7.92	17.67	5.51
1995	-	7.54	-	21.93	-	7.13	17.14	5.07
1996	9.67	6.55	-	-	-	5.24	13.64	5.30
1997	-	5.21	-	-	6.27	4.73	11.43	5.41
1998	7.66	4.60	-	-	-	4.37	7.94	5.16
1999	7.71	4.28	-	-	-	4.66	7.63	4.45
2000	6.61	3.67	-	-	-	4.55	7.54	4.67
2001	5.73	3.48	-	-	4.69	3.62	6.47	4.25
2002	5.12	3.11	-	-	4.33	3.43	6.49	3.88
2003	5.90	7.39	4.63	5.32	4.52	3.68	6.45	3.51
2004	7.37	8.31	-	5.49	4.57	3.89	4.30	3.98
2005	7.31	6.56	-	5.66	4.89	3.75	4.81	3.96
2006	7.11	6.12	4.99	5.50	4.58	3.63	4.96	4.00
2007	6.87	5.50	5.27	4.94	4.88	3.64	4.52	3.89
2008	5.72	4.69	4.26	4.71	4.11	4.22	2.94	3.76
2009	3.51	2.78	2.57	2.15	2.64	4.30	1.96	2.03

資料整理自 IEA (2010)。

表 A.11 歷年太陽光電系統與模組固定成本(2009 年基期)

年份	IEA 主要國家 ¹		台灣 ²	
	系統 (US\$/kW _P)	模組 (US\$/W _P)	系統 (US\$/kW _P)	模組 (US\$/W _P)
1993	20,488	6.89	-	-
1994	17,492	6.78	-	-
1995	16,894	6.53	-	-
1996	11,991	5.89	-	-
1997	12,610	5.24	-	-
1998	11,228	4.97	-	-
1999	10,223	4.79	-	-
2000	8,735	4.59	-	-
2001	7,113	3.84	-	3.77
2002	6,394	3.51	8,199	-
2003	6,696	4.73	-	-
2004	7,153	5.75	-	-
2005	7,444	5.24	8,405	-
2006	6,554	5.06	-	-
2007	6,679	4.84	7,771	-
2008	6,925	4.37	-	-
2009	5,213	2.85	7,260	2.00
2010	-	-	5,096	-

資料整理自 1.IEA (2010)；洪 (95 年)；2.太電中心 (99 年)；聚恆公司 (99 年)；元太公司 (99 年)；綠能公司 (99 年)；威奈公司 (99 年)。

表 A.12 其他執行電能躉購(Feed-in tariffs)類似政策的國家執行內容

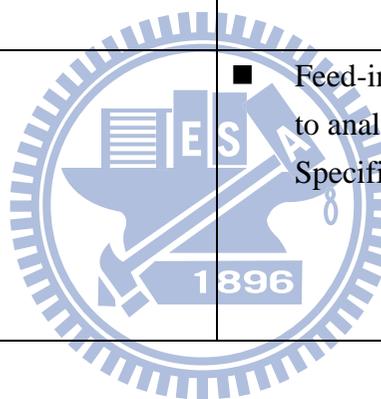
Country (ISO code)	Policy Laws	Goals	Summary
Spain ESP	Electric Power Act 54 ¹ (1997)	-	<ul style="list-style-type: none"> ■ Electric Power Act in 1997 that established an FIT program, which was later modified in 2004 through RD 436/04 to increase support for renewable energy. ■ 2004 Royal Decree was superseded by the announcement in another Royal Decree of a new feed-in tariff scheme (RD 661/07), due to the very favorable feed-in tariff to rationalize the extraordinary increase of the PV market, and the law was approved that provides a “Technical Building Code” establishing obligatory requirements to be met by buildings. However, there is a quite less favorable feed-in tariff, and 500 MW cap in 2009 and similar for the next three years by law (RD 1578/08).
	Royal Decree 426 ¹ (2004)	400 MWp from renewable energies by 2010.	
	Royal Decree 661 ¹ (2007)		
	Royal Decree 1578 ² (2008)		

2004 Feed-in tariff (euro cents/kWh) ³			2007 Feed-in tariff (euro cents/kWh) ⁴			2008 Feed-in tariff (euro cents/kWh) ²	
Kind of installation	First 25 years	After 25 years	Kind of installation	First 25 years	After 25 years	Kind of installation	25 years
< 100 kW	575% of TRM	300% of TRM	< 100 kW	44.04	35.23	Roof-top < 20 kW	34
> 100 kW	460% of TRM	240% of TRM	100 kW - 10 MW	41.75	33.40	Roof-top 20 kW - 2 MW	32
TRM: average tariff of reference based on conventional electricity			10 MW - 50 MW	22.97	18.38	Open –Space <10 MW	32

資料整理自 1. Paddock *et al.*, (2009) ; 2. IEA (2010) ; 3. Campoccia *et al.*, (2008) ; 4. Kravetz (2008) 。

Country (ISO code)	Policy Laws	Goals	Summary
Austria AUT	green electricity act “Ökostromgesetz” (2002) (13 years)	4 % of electricity from eco plants and 9 % from small hydroelectric plants until 2008, and the overall objective of 78.1 % can be reached.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Feed-in tariffs: Policy changes. A limit of 15 MWp total installed capacity is stated in the law, and already in 2003 the cap had been reached. After a period of about 3 years with no federal support for PV, Austria’s parliament passed a revision of the green electricity act in May 2006. However, the grant periods are not the same.
	revised green electricity act (2006) (12 years)	10 % of electricity from renewable energies by 2010.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Direct capital subsidies: Regional level, limited to selected provinces.
Canada CAN	standard offer program (2006) (20 years)	Ontario’s target of having 2,700 MW from renewable energies by 2010.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Feed-in tariffs: Only in province of Ontario. As of the fourth quarter of 2009, the standard offer program was replaced by the act.
	green energy act (2009) (20 years)		<ul style="list-style-type: none"> ■ Tax credits: Federal / Province-specific.

Country (ISO code)	Policy Laws	Goals	Summary
France FRA	five year programme (2002)	The share of renewable energies from 15 % in 1997 to 21 % in 2010.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Feed-in tariffs: National level. Focus on building integrated photovoltaics. ■ Direct capital subsidies: National / Regional level. ■ Tax credits: Applicable for private investors paying income tax.
	energy planning act (2005) (20 years)	21 % of renewable energies in 2020.	
Israel ISR	Israel Public Utility Authority – Electricity, issued its decision on solar rates. (2006) (20 years)	-	<ul style="list-style-type: none"> ■ Feed-in tariffs: The lack of annual grid-connected system price to analyze. Specific for installation capacity greater than 100 kWp.



Country (ISO code)	Policy Laws	Goals	Summary
Korea KOR	feed-in tariff program (2002) (15 years)	The share of renewable energies from 3 % in 2006 to 5 % in 2012.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Feed-in tariffs: Specific for installation capacity greater than 3 kWp, and the first phase of this programme ends in October 2006, after which the feed-in tariff will be revised. Since October 2008, the beneficiaries can choose contract periods of 15 years or 20 years. ■ Direct capital subsidies: The 100 000 roof-top programmes also played a major role, the Government supports 60 % of total system price for single-family house and 100 % for public rent apartments. The majority of the increase came from PV power plants supported by the feed-in tariff and 3 kW residential roof-top applications under the 100 000 solar roof programme.
	revised feed-in tariff program (2006) (15 years)		
	revised feed-in tariff program (2008) (15 / 20 years)	4.3 % of renewable energies in 2015.	
United States USA	CA Public Utilities Code (2006) (10 / 15 / 20 years)	California's goal to create 3,000 MWp of new, solar-produced electricity by 2017.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Feed-in tariffs: Only in state of California. ■ Direct capital subsidies: California Solar Initiative provide capital subsidies. ■ Tax credits: National level, 30% for commercial PV. ■ PV requirement in RPS: Regional level.

資料整理自 IEA (2010)。

表 A.13 太陽光電系統的價值與障礙

(a) 價值

Category		Description
Added values	Electrical	KWh generated; kW capacity value; peak generation and load matching value; reduction in demand for utility electricity; power in times of emergency; grid support for rural lines; reduced transmission and distribution losses; improved grid reliability and resilience; voltage control; smoothing load fluctuations; filtering harmonics and reactive power compensation.
	Environmental	Significant net energy generator over its lifetime; reduced air emissions of particulates, heavy metals, CO ₂ , NO _x , SO _x - resulting in lower greenhouse gases, reduced acid rain and lower smog levels; reduced power station land and water use; reduced impact of urban development; reduced tree clearing for fuel; reduced nuclear safety risks.
	Architectural	Substitute building component; multi-function potential for insulation, water proofing, fire protection, wind protection, acoustic control, daylighting, shading, thermal collection and dissipation; aesthetic appeal through colour, transparency, non-reflective surfaces; reduced embodied energy of the building; reflection of electromagnetic waves; reduced building maintenance and roof replacements.
	Socio-Economic	New industries, products and markets; local employment for installation and servicing; local choice, resource use and control; potential for solar breeders; short construction lead-times; modularity improves demand matching; resource diversification; reduced fuel imports; reduced price volatility; deferment of large capital outlays for central generating plant or transmission and distribution line upgrades; urban renewal; rural development; lower externalities (environmental impact, social dislocation, infrastructure requirements) than fossil fuels and nuclear; reduced fuel transport costs and pollution from fossil fuel use in rural areas; reduced risk of nuclear accidents; symbol for sustainable development and associated education; potential for international cooperation, collaboration and long-term aid to developing countries.

(b) 障礙

Category		Description
Barriers	Socio-Economic	High production costs and electricity prices relative to conventional energy sources; lack of familiarity with and procedures for financial analyses, compounded by limited financing options; lack of procedures for project assessment, approvals and installation, leading to delays and higher costs; lack of standard designs and optimized PV products and systems; poor back-up service delivery in many areas; restructuring in the electricity industry, with impacts on PV programmes, electricity prices and network access; lack of consideration of environmental externalities in the energy sector; lack of long-term energy policy guidelines regarding the transition to sustainable options, which would provide confidence for investors; lack of information for customers and investors; lack of standards, training and certification.

資料來源：IEA (2001)



表 A.14 台灣全天空日射量資料(2006~2010)

區域	縣市	海拔高度 ¹ (公尺)	經度 ¹	緯度 ¹	涵蓋範圍 (m ²)	年日射量 ² (MJ/m ² /year)	有效小時數 (hour/year)
豐日照	台南市	13.8	120°11' 49.18" E	22°59' 42.81" N	2498222757	5559.23	1544
	高雄市 (高雄)	2.3	120°18' 28.92" E	22°34' 04.40" N	2026050359		
	嘉義市 (嘉義)	26.9	120°25' 28.21" E	23°29' 51.81" N	4913043940		
	台中市 (台中)	34	120°40' 33.31" E	24°08' 50.98" N	3320228997		
	屏東縣 (恆春)	22.1	120°44' 16.99" E	22°00' 19.56" N	1188178591		
	台東縣 (台東)	9	121°08' 47.55" E	22°45' 14.51" N	4875595040		
高日照	花蓮縣 (花蓮)	16	121°36' 17.98" E	23°58' 37.10" N	4047915284	4297.83	1194
	新竹縣 (新竹)	34	121°00' 22" E	24°49' 48" N	3155294387		
	南投縣 (日月潭)	1014.8	120°53' 59.62" E	23°52' 58.78" N	4878657754		
中日照	台北市 (台北)	5.3	121°30' 24.15" E	25°02' 22.62" N	1642429781	3838.69	1066
	基隆市 (基隆)	26.7	121°43' 55.66" E	25°08' 05.18" N	845363011		
	宜蘭縣 (宜蘭)	7.2	121°44' 52.55" E	24°45' 56.04" N	2682145473		
台灣						4890.17	1358

資料整理自 1.歐 (97 年)；2. 大氣研究資料庫 (100 年)。

表 A.15 不分區及各分區年發電量(G)比較表(kWh)

年發電量	2011 年 條例值(L)	本研究 推估值(E)	本研究 考量逐年效率衰減之推估值(D)																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
使用期間	-	-																				
不分區	1250	1154	1143	1131	1120	1108	1097	1085	1073	1062	1050	1039	1027	1016	1004	993	981	970	958	947	935	923
豐日照	-	1312	1299	1286	1273	1260	1247	1234	1221	1207	1194	1181	1168	1155	1142	1129	1116	1102	1089	1076	1063	1050
高日照	-	1015	1005	995	984	974	964	954	944	934	924	913	903	893	883	873	863	853	842	832	822	812
中日照	-	906	897	888	879	870	861	852	843	834	825	815	806	797	788	779	770	761	752	743	734	725

附錄 B 電能躉購政策回溯期評估

民國 98 年 7 月至 12 月底於過去政策中曾獲設備補助者，條例亦提供其電能躉購費率，唯其費率應較未獲設備補助者低，該條例針對曾獲補助者的收購價格是以獲設備補助之金額多寡而有不同電能躉購費率(請參見附表 A.2)，如欲評估電能躉購政策回溯期之補助金額、能源與環境效益，則可參考下列計算公式：

- (1) 依條例所訂的較低費率與 2009 年下半年安裝之系統其發電量來估算補助支出。

$$C_{\text{回溯期}y} = \text{獲設備補助者的費率} (M_{-1} - M_b) \times G_{-1}^{y-(-1)}$$

$$, 0 \leq y \leq \text{分析年限}$$

其中 $C_{\text{回溯期}y}$ 為 y 年補助回溯半年期間安裝的預期支出(NT\$)； M_{-1} 為 2009 年底及之前的累積安裝量； M_b 為 2009 年 6 月之前的累積安裝量； $G_{-1}^{y-(-1)}$ 為 2009 年設置每峰趺系統後 $(y+1)$ 年的年發電量。

- (2) 依回溯半年期間所設置之安裝量與其年發電量相乘，以求得能源效益。

$$GT_{\text{回溯期}y} = (M_{-1} - M_b) \times G_{-1}^{y-(-1)}$$

其中 $GT_{\text{回溯期}y}$ 為 y 年回溯半年期間安裝的總產生電力(kWh)。

- (3) 由回溯半年期間安裝之系統取代電廠發電所減少的排放量估算環境效益。

附錄 C 屋頂面積與效率預測

本研究假設安裝量在電太成本相當前，安裝量離最大安裝量仍有一定的差距，故未考量屋頂面積的逐年變化，若擬考量屋頂面積逐年變化，可依以下說明計算的各年最大可能安裝面積($A_{\max,t}$)與模組效率(δ_t)代入 3.5 式，重新估算各年最大可能安裝量($M_{\max,t}$)，唯需注意，若每年採用不同的 M_{\max} 會改變式 3.1 的 c 值。

最大可能安裝面積是以類似 Masini *et al.* (2002) 所採用的方法估算，參考營建署所公告建築物的基地面積，依過去基地面積的成長趨勢推估未來的成長率，求得各年的基地面積乘以屋頂與基地面積間之比例為屋頂面積，再乘以屋頂可能用以設置太陽光電系統之面積比例，即為各年屋頂最大可能安裝面積。

δ_t 為標準日照功率 $1,000 \text{ W/m}^2$ 下之太陽能模組轉換效率(%), 如欲預測效率值隨著技術逐年改進，可參考 Goetzberger *et al.* (2002) 的作法，收集過去單/多晶太陽能模組效率(NREL, 2010)，依下式推估未來效率值，再以 2008 年單/多晶太陽能技術之市占率(張等, 97 年)為權重計算平均效率。

$$\delta_t = \eta_L \times MC \times \left(1 - e^{-\frac{t_0-t}{CDT}} \right)$$

其中 η_L 為太陽能電池技術可達之極限效率(%), 乘以電池與模組效率比例值(Module/Cell efficiency ratio, MC), MC 值主要受到 Packing factor(PF)(Nawaz *et al.*, 2006)、玻璃反射、框架陰影及環境溫度(Lenardic, 2011) 等因子所影響，雖然理論上電池效率可達 31 % (Tisdale *et al.*, 2010)，但技術上不易達到，故依 Goetzberger *et al.* (2002) 之建議值，電池極限效率以 29 % 設定; MC 值參考市場中一些設備規格資訊採用 88 % (e.g.,

ET, 2010 ; QG, 2010 ; SANYO, 2011 ; SHARP, 2011) , 此值未來也可能
隨著技術發展而改進； t_0 為太陽光電技術發展之初始年時，設為 1948 年；
CDT 為 Characteristic development time，依 NREL (2010) 之數據可求得單/
多晶太陽能技術研發時間分別為 42 年及 52 年。



附錄 D 研究相關結果

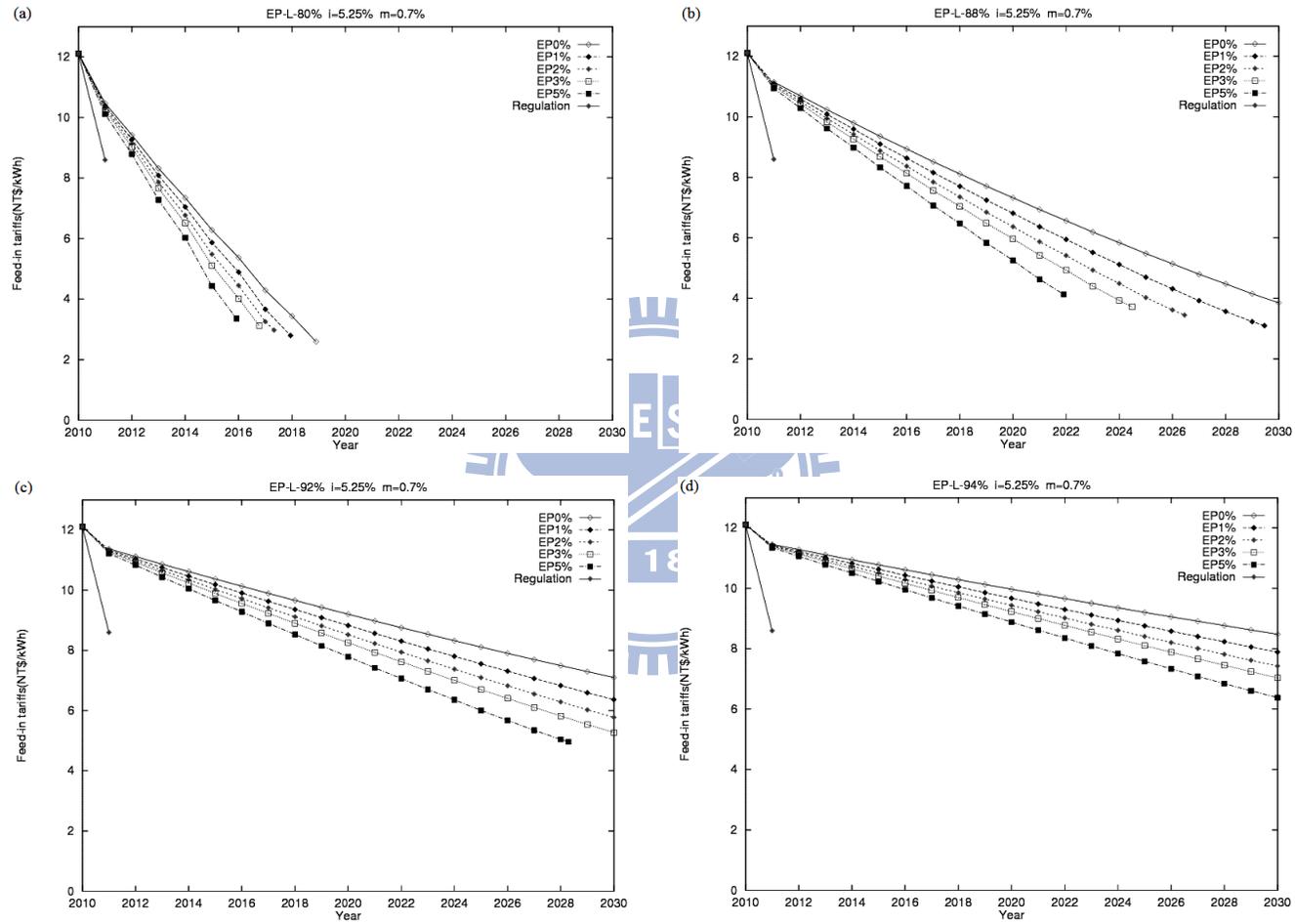


圖 D.1 EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%

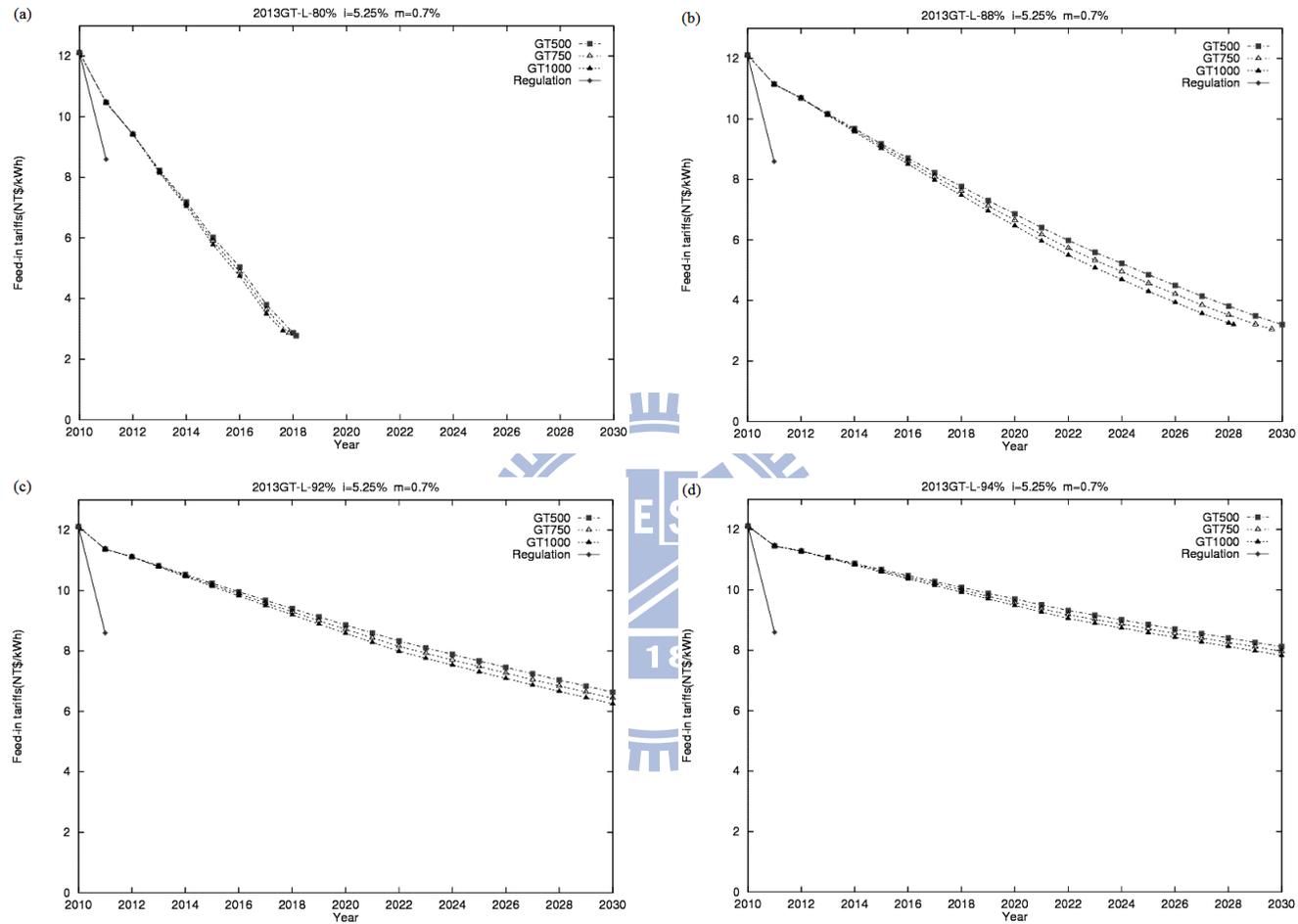


圖 D.2 2013GT-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%

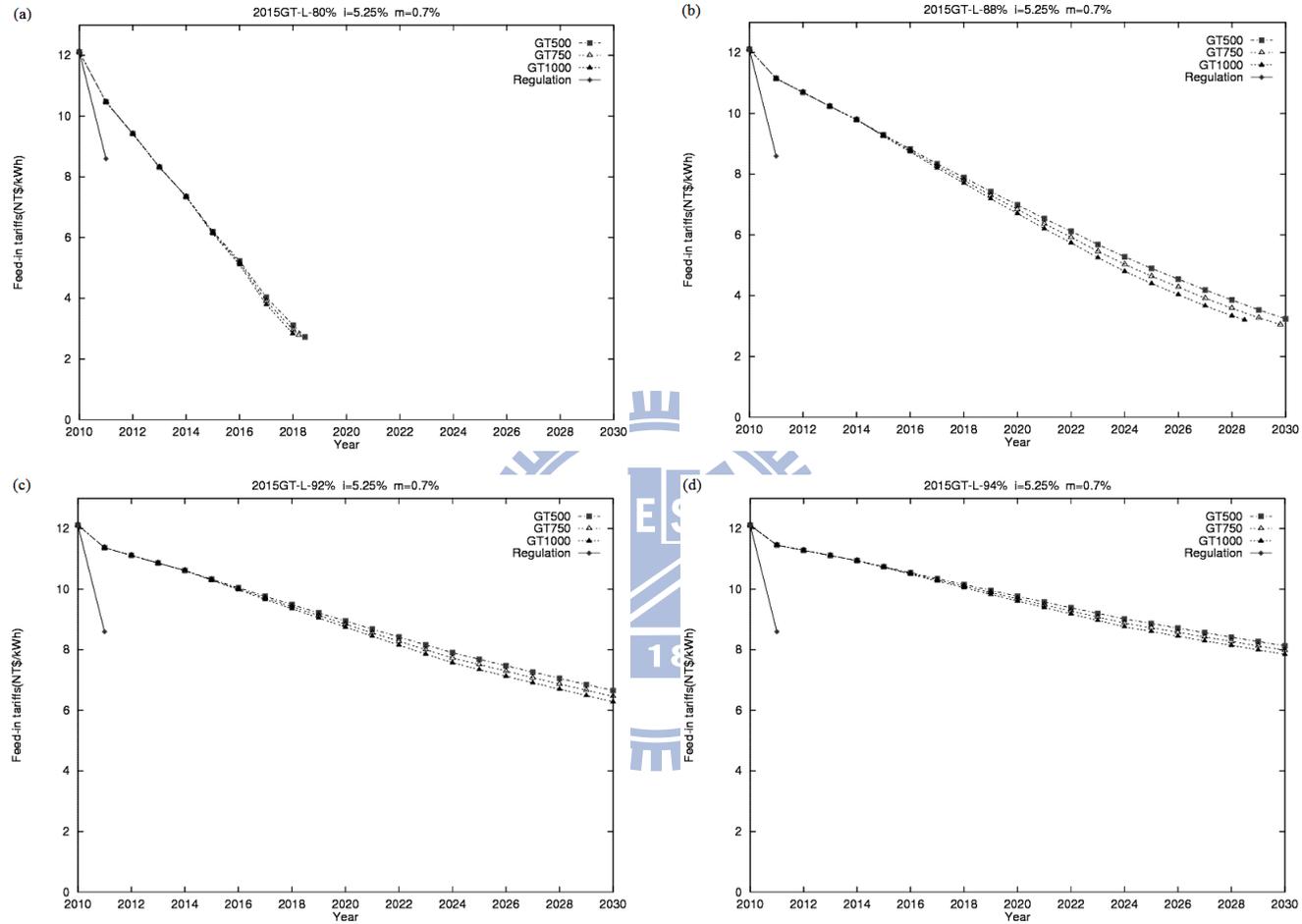


圖 D.3 2015GT-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%

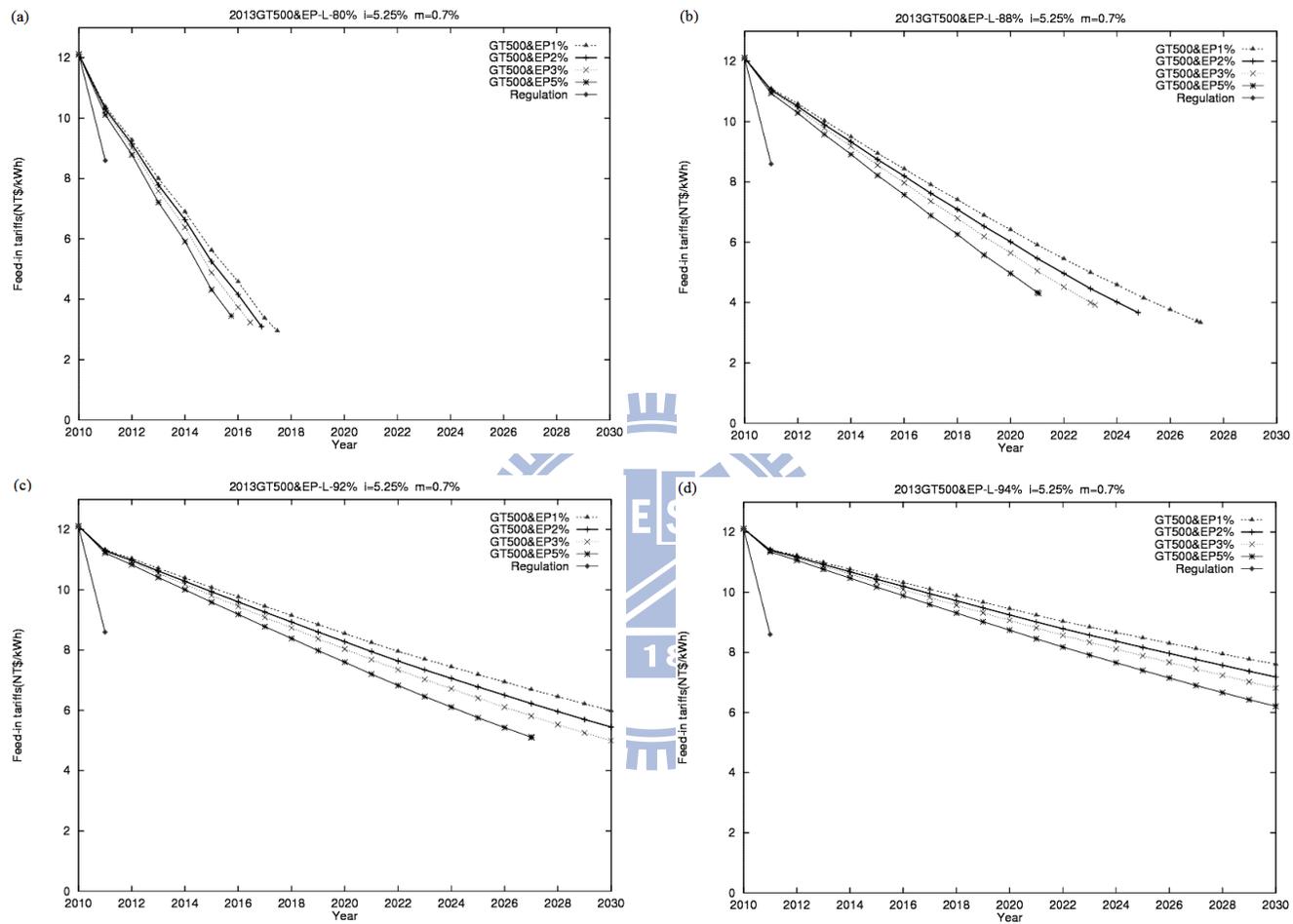


圖 D.4 2013GT500&EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%

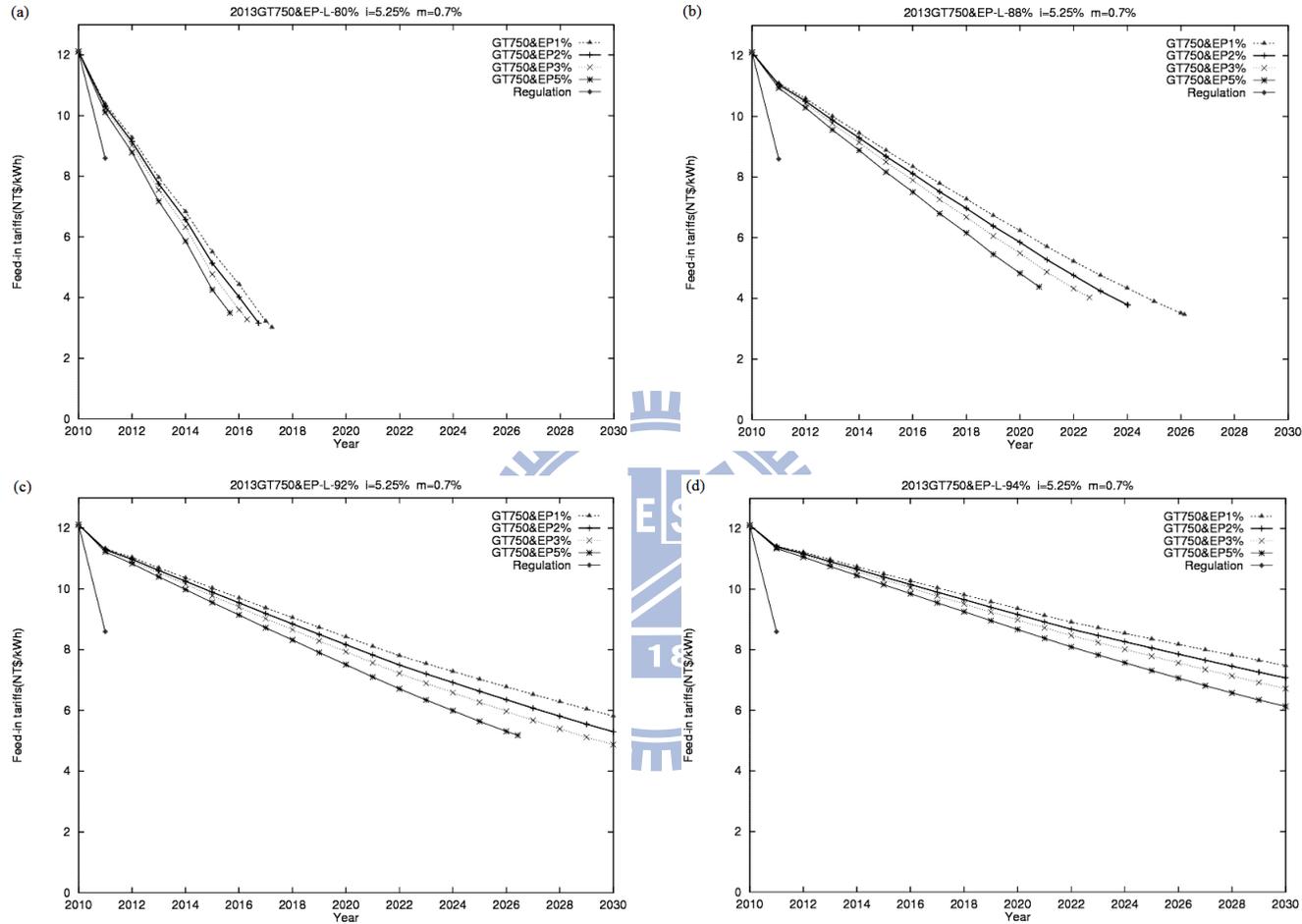


圖 D.5 2013GT750&EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%

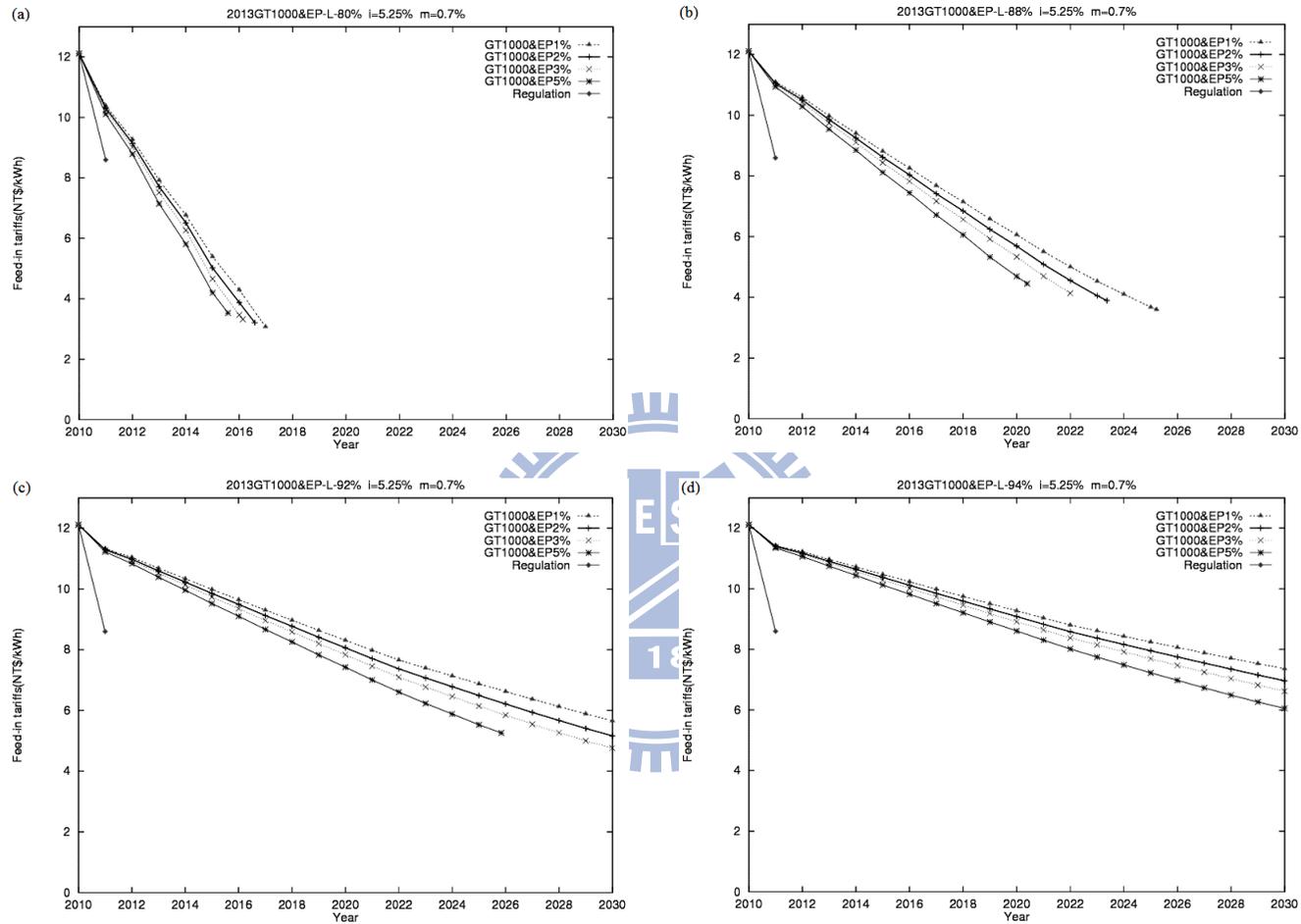


圖 D.6 2013GT1000&EP-L-PR 之費率(a)PR80% ; (b)PR88% ; (c)PR92% ; (d)PR94%