

# 高溫熱浪衝擊下之電力風險管理 與調適因應分析

王京明、邱齡慧\*

## 摘要

氣候暖化為當前全球不可避免的趨勢，世界各國亦將如何因應氣候暖化列為施政重點工作之一，氣候變遷下減緩與調適亦是政府與人民的重要課題。未來氣候變遷之衝擊程度與影響於目前仍充滿不確定性，且相關數據基礎調查也曠日費時，因此在此緩不濟急之情況下，需優先建構氣候風險評估與調適管理策略，台灣電力公司扮演著能源部門電力供應者的重要角色，如何在氣候變遷下調適準備為台灣電力公司當務之急，特別是尋求氣候暖化導致熱浪衝擊所造成風險之因應，評估高溫熱浪對電力部門的風險衝擊，適時規劃好所需的調適策略與方法。

本文採用預期成本效益的量化分析評估方式，探討在高溫熱浪的風險情境下，台灣電力公司面臨此氣候衝擊風險之調適決策的經濟可行性，並運用隨機成本效益分析的概念篩選出適當之調適決策，並比較所研擬出的各項調適對策在長期所產生的預期效益。藉由本文的研究，期望提供台灣電力公司或相關業者具價值的參考素材，以作為電力部門建構氣候不侵調適政策之參考。

關鍵詞：氣候暖化、熱浪、調適決策、隨機成本效益分析

JEL 分類代號：Q40, Q54, Q58

---

\* 兩位作者分別為聯絡作者：王京明，財團法人中華經濟研究院研究員，10672 臺北市大安區長興街 75 號，電話：02-27356006 轉 532，E-mail: [kimmie@cier.edu.tw](mailto:kimmie@cier.edu.tw)。邱齡慧，財團法人中華經濟研究院輔佐研究員，10672 臺北市大安區長興街 75 號，電話：02-27356006 轉 530，E-mail: [lin\\_hwai@cier.edu.tw](mailto:lin_hwai@cier.edu.tw)。作者感謝編輯委員與匿名審查委員所提供之寶貴意見與建議。然文中若有任何錯誤，當屬作者之責任。

投稿日期：民國 104 年 1 月 1 日；修訂日期：民國 104 年 2 月 16 日；

接受日期：民國 104 年 8 月 5 日。

經濟研究 (Taipei Economic Inquiry), 52: 1 (2016), 1-37。

臺北大學經濟學系出版

## 1. 緒論與文獻回顧

根據聯合國政府間氣候變遷專門委員會 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 於 2013 年發布最新的第五份氣候變遷報告 (the fifth assessment report, AR5) 摘要中所述，當前氣候暖化是毋庸置疑的，全球平均氣溫已明顯呈加速上升的趨勢，自 1950 年以來，已觀察到許多數 10 年甚至數千年來前所未有的現象，諸如大氣和海洋溫度上升、雪和冰的數量減少、海平面上升，以及溫室氣體濃度增加的種種跡象，皆是因氣候暖化所造成。自 1850 年起地球表面溫度呈現每 30 年持續變暖的趨勢，特別在 1983 年至 2012 年間為過去 1,400 年來最暖的 30 年，近百年全球均溫上升了攝氏 0.74 度，增溫速率相當於每 10 年上升攝氏 0.074 度，近 50 年氣溫上升了攝氏 0.64 度，增溫速率相當於每 10 年上升攝氏 0.128 度，近 25 年氣溫上升了攝氏 0.443 度，增溫速率相當於每 10 年上升攝氏 0.177 度，由此可知全球氣溫增加趨勢明顯加快。未來預估地表溫度在第五份氣候變遷報告 (AR5) 中大部份「代表性濃度路徑」(representative concentration pathways, RCP) 的情境下於 2100 年時極可能都上升超過攝氏 1.5 度，甚至推估在 RCP6.0 和 RCP8.5 的高排放情境下很可能會超過攝氏 2 度 (IPCC, 2013)。

目前臺灣氣候暖化的現象相較於全球更是顯著，就臺灣近百年的氣溫資料計算，自 1911 年至 2009 年期間上升了攝氏 1.4 度，增溫速率相當於每 10 年上升攝氏 0.14 度，明顯高於全球平均值攝氏 0.074 度，為全球平均溫度上升趨勢值的 2 倍 (IPCC, 2007)；又臺灣近 30 年 (1980 年至 2009 年) 氣溫的增加趨勢明顯加快，增溫速率相當於每 10 年上升攝氏 0.29 度，亦為百年趨勢值的二倍以上，又因幾個高溫年皆出現於近十年中，顯示臺灣的暖化環境正迅猛增溫中。對於未來 2080 年至 2099 年暖化的預估上，在再生能源與化石燃料並用情境下 (A1B 情境) 臺灣各區域季節平均氣溫暖化增溫

約介於攝氏 2.5 度至攝氏 2.7 度間，亦顯著高於全球的增溫趨勢，而北臺灣的增溫幅度由於熱島效應將略高於南臺灣的增溫幅度（許晃雄等，2011）。

由於氣候變遷不僅會使均溫上升，更伴隨夏季極端高溫熱浪事件的發生頻率增加，就能源部門而言，最明顯的影響為夏季用電量的提高，近年來氣候變遷衝擊已導致臺灣高溫日數增加且夏季提前到來，以往每年高溫日數集中在 6 月至 9 月，然而近年來的夏日已有提前自 5 月開始的現象。以 2012 年各月份每日平均電力負載的情況來看，5 月的電力負載已十分接近 6 月的電力負載，顯示用電量已隨暖化有提前增加的現象。此外氣候暖化所造成之夏季極端高溫現象，進一步將推升未來的總用電量，又目前核四封存與廢除核電的呼聲高漲，而新的替代電源方案又尚無著落，使得未來面臨電力供給不足的壓力，更突顯電力部門因應暖化增溫調適之重要性與急迫性。經濟部能源局 (2015) 根據臺灣整體電力供給及需求的綜合分析推估，在核四封存，現有三座核能電廠都依照時程陸續除役，且規劃中新增的燃煤及天然氣發電機組如期完工加入發電、老舊機組都如期除役的狀況下，以正常用電需求（用電年成長率 2%）推算，自民國 107 年起，就會面臨缺電風險（備用容量降至 6.5%）。如果因為各種因素，讓汰舊換新的燃煤或燃氣火力發電機組無法如期運轉，則最快從民國 105 年起，就有可能面臨缺電危機（備用容量降至 3.1%）。台灣電力公司 (2015) 指出核四封存後電力供應情形吃緊，在無核四案且不延役其他核電廠情境下，電力系統備用容量率將於 2018 年起降至 7.9% 以下，如果其他核電廠延役或可勉強維持在 10% 左右。根據台灣電力公司資料顯示，近十年來冷氣度 (cooling degree days, CDD) 已顯著增加，從過去每年平均 4400 度增加到最近十年的 5088 度，以夏季氣溫攝氏 28 度為計算標準，每升高一冷氣度，全國在夏季尖峰時將會增加 230 萬度的耗電量，相當於台灣電力公司核四完工後兩部機組的供電量。

氣候變遷為當前不可避免的趨勢，國際上對於此議題更是越趨

重視，並意識到氣候變遷調適因應的重要性，許多國家或能源部門亦紛紛對氣候變遷風險衝擊的問題，著手於因應策略的研究，英國針對氣候變遷風險的評估方法 (United Kingdom climate change risk assessment, CCRA) 為多準則分析法 (multi-criteria analysis, MCA)，係由英國環保糧食鄉村部 (Department for Environment Food and Rural Affairs, Defra) 於 2012 年所創制 (Defra, 2012a)，英國將其國內分為 11 個部門領域，能源部門則包括其中 (Defra, 2012b)，而分別針對各部門在氣候變遷衝擊的議題上採取詳細的分析，以了解英國整體在氣候變遷衝擊下所面臨的風險及所需的調適行動。此方法較傳統的風險評估方法（如脆弱度、風險矩陣等）改良許多，不僅可半量化 (semi-quantitative) 與質化評估氣候變遷衝擊結果，考慮面向亦較周全廣泛，此方法流程，共包含五項任務：(1) 確認氣候衝擊特性；(2) 確認主要風險；(3) 評估脆弱度；(4) 評估目前與未來風險；(5) 風險評估報告。

氣候調適經濟學的報告為氣候工作基金會 (Climate Work Foundation)、全球環境基金 (Global Environment Facility)、歐盟委員會 (European Commission)、麥肯錫公司 (McKinsey & Company)、洛克斐勒基金 (Rockefeller Foundation) 及瑞士再保險公司 (Swiss Re) 等機構共同出資成立氣候調適經濟學工作小組 (Economics of Climate Adaptation, ECA) 所完成的調適經濟學報告 (ECA, 2009)，建立氣候變遷衝擊風險種類與風險管理機制的量化評估方法，並以此方法對全世界開發中低至中等水準所得國家協助其進行氣候變遷之衝擊與調適的協助，其中坦桑尼亞電力供給公司 (Tanzania Electric Supply Company, TANESCO) 的案例為非洲區域的一項電力部門調適案例報告，係以系統性量化的方法評估氣候變遷下整體風險，首先確認主要要探討電力部門面臨的風險種類如暴風雨、洪災與熱浪等，再針對不同風險情境進行衝擊損失的量化評估，評估方式採用風險中性，每年的預期損失則採用下式估算：

$$\text{損失} = H (\text{氣候變遷風險危害}) \times VA (\text{暴露於風險的資產價值}) \times V (\text{脆弱度})$$

各項調適因應對策的預期成本效益評估方式係計算該項調適策略迴避氣候衝擊之損失程度，並製成各項調適的成本效益曲線，供決策者選取適當的調適對策，而小於成本效益比值=1 的所有調適對策都是可能的選項，小於 0 的調適選項則是最優先採用。

世界銀行協助阿爾巴尼亞電力部門進行氣候調適，採用風險矩陣的分析方法來進行氣候變遷的風險評估，風險矩陣的二維變數為危害的發生機率以及發生後的可能衝擊後果，發生機率的量表將可能性機率依五分法來區分如表 1 所示，衝擊後果則按等級亦分為五分法，分別針對經濟、社會、環境、營運、人員健康、公司的名譽與能源安全進行評量 (Energy Sector Management Assistance Program, ESMAP)。氣候變遷風險項目的判讀確認與等級畫分則按 5×5 風險矩陣法進行風險等級在沒有進行調適前的等級歸屬的劃分，針對極高度與高度等級的風險項目則研擬各項因應的調適策略，並進行調適選項的成本效益分析 (cost-benefit analysis, CBA)，最後並進行風險等級在完成調適後的風險矩陣評量表。

表 1 阿爾巴尼亞危害發生可能性評量表

可能的分類				
A	B	C	D	E
almost certain	likely	moderate	unlikely	rare
事件很可能發生，且可能多次	事件很可能發生	事故已在一個類似的國家或地區發生過	在目前的做法和程序下，不太可能發生	非常不可能發生
或是				
每年 95%的發生機會	每年 80%的發生機會	每年 50%的發生機會	每年 20%的發生機會	每年 5%的發生機會

資料來源：ESMAP (2009)，本研究整理。

澳大利亞的國家適應氣候變化研究基金 (National Climate Change Adaptation Research Facility, NCCARF) 對於氣候變遷風險評估開發出地方政府氣候調適決策支援工具 (climate adaptation decision support tool for local governments, CATLoG) 研究方法，該系統對風險評估可做量化與質化分析兩種方式，其中量化分析以成本效益分析 (CBA) 的概念對所要分析的各種調適選項進行策略實行的效益判定，質化分析以多準則分析法 (MCA) 的概念對所要分析的各種調適選項進行優先排序及可行性的評估 (Trück et al., 2013a)，由於透過此系統可快速有效的瞭解各在各風險下何種調適方案可作為最主要的因應措施，因此此系統已被澳大利亞的政府機構與多所大學作為研究使用。

台灣電力公司扮演著能源部門電力供應者的重要角色，如何做好氣候變遷下調適準備為台灣電力公司當務之急，故電力部門需積極尋求氣候暖化導致熱浪衝擊所造成風險之因應，評估高溫熱浪對電力部門的風險衝擊，適時規劃好所需的調適策略與方法，有鑑於此，本文將探討在高溫熱浪的風險情境下，台灣電力公司面臨此氣候衝擊風險之調適因應策略研究，運用風險管理的程序以及量化分析法，進行風險辨識及評估高溫熱浪衝擊電力部門所致之風險，以隨機成本效益分析法 (stochastic cost-benefits analysis, SCBA) 篩選出適當之調適選項，並比較所研擬出的各項調適對策在長期所產生的預期效益。藉由本文的研究，期望提供台灣電力公司或相關業者具價值的參考素材，使其能具備良好的調適能力因應氣候暖化可能產生的影響衝擊，以作為電力部門建構氣候不侵調適政策之參考。

## 2. 研究方法

針對氣候變遷風險管理的調適選項預期成本效益量化分析評估，本文採用澳大利亞麥考瑞大學 (Macquarie University) 針對氣候變遷調適風險管理決策所開發的 CATLoG 隨機成本效益分析應用軟體

與研究方法，以減省數量分析所需的時間與人力。CATLoG 風險管理的架構主要由三個程序所構成：(1)風險辨識 (risk identification)；(2)風險分析與評估 (risk analysis and evaluation)；(3)風險管理 (risk management)，決定最適調適選項並處理殘餘之風險 (Trück et al., 2013b)。以下扼要說明此三個程序及方法。

## 2.1 風險辨識

風險的識別與確認主要係由相關專業人員進行諮詢或判斷以及回顧相關文獻或氣象資料以了解氣候變遷風險的類型、機率分配以及其衝擊損害之影響，並識別確認極端高溫熱浪事件以及電力部門所處狀況及電力系統營運的脆弱度。關於過往高溫熱浪的氣候資料亦需進行蒐集整理分析，以備在進行風險評估與風險管理時的作為可行性與敏感度分析使用。

## 2.2 風險分析與評估

文獻上定義極端氣候事件通常是基於：(i) 極端氣象參數，例如極端高溫或雨量；(ii) 相對應的衝擊，例如熱浪衝擊或洪水災害；(iii) 對電力部門在社會、環境或經濟層面所造成損害衝擊。風險分析的步驟如下：

### 2.2.1 建立極端高溫熱浪事件機率模型

CATLoG 對極端事件的機率推估採用波爾森 (Poisson) 分配的貝氏推估，機率理論上極端事件通常是具有波爾森分配，因此，考慮隨機事件  $\mathbf{N} = (N_1, N_2, \dots, N_n)$  為具有參數為  $\lambda$  的 Poisson 分配 ( $\lambda$  同時為其分配之平均數與變異數)，因此其機率密度函數可表示為：

$$f(N|\lambda) = e^{-\lambda} \frac{\lambda^N}{N!}, \quad \lambda > 0. \quad (1)$$

在貝氏推估過程 (Bayesian process) 的步驟中，首先先驗分配（假設為 Gamma 分配，其為波爾森分配的一種變形）的參數  $\lambda$  是由專家估計而得。因實際事件的發生，便可以此發生的歷史資料數據來獲得概似函數  $f(\mathbf{N}|\lambda)$ 。接著第二個步驟則是以先驗分配與概似函數來導出貝氏事後機率分配 (posterior distribution) 如下：

$$\hat{\pi}(\lambda|\mathbf{N}) = f(\mathbf{N}|\lambda) \frac{\pi(\lambda)}{f(\mathbf{N})} \quad (2)$$

#### 步驟 1：事前 Gamma 分配

貝氏推估 Bayesian 將未知參數視為隨機的，並假設決策者在觀測資料之前可以賦予該參數一個機率分布，稱為先驗機率分配 (prior distribution)。假設事前機率分配給定為具有參數為  $\alpha$ 、 $\beta$  的 Gamma 分配如下：

$$\pi(\lambda|\alpha, \beta) = \frac{\left(\frac{\lambda}{\beta}\right)^{\alpha-1}}{\Gamma(\alpha)\beta} \exp\left(-\frac{\lambda}{\beta}\right), \quad \lambda > 0, \beta > 0, \alpha > 0 \quad (3)$$

上式表示將 Poisson 分配的參數  $\lambda$  視為一個隨機變數，且具有參數分別為  $\alpha$ 、 $\beta$  的 Gamma 分配。在大部分情況下，若猜測估計值落在一個區間  $[a, b]$  的機率為  $p$ ，則可利用下式求出  $\alpha$ 、 $\beta$

$$\Pr[a \leq \lambda \leq b] = p = F_{\alpha, \beta}^{(G)}[b] - F_{\alpha, \beta}^{(G)}[a], \quad (4)$$

其中， $F_{\alpha, \beta}^{(G)}[b]$  與  $F_{\alpha, \beta}^{(G)}[a]$  為參數分別為  $b$  與  $a$  之下的累積 Gamma 機率分配函數。在基於事前分配之下，因為 Gamma 分配的期望值（即平均數）為  $\alpha \times \beta$ ，因此基於先驗分配下， $\lambda$  的期望值為：

$$\lambda_0 = \alpha \times \beta \quad (5)$$



步驟 2：概似函數

假設  $\{N_i\}_{i=1}^n$  為來自母體分配  $f(N, \lambda)$  的隨機樣本，其中函數  $f(\cdot)$  已知為 Poisson 函數，但  $\lambda$  為未知的母體參數，由於  $N_1, N_2, \dots, N_n$  為隨機樣本，其聯合機率分配可以寫成：

$$f(\mathbf{N} | \lambda) = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda} \frac{\lambda^{N_i}}{N_i!} \quad (6)$$

對於上式，我們也可以解讀為給定  $N_1, N_2, \dots, N_n$  下的函數，亦可稱為概似函數。

步驟 3：事後 Gamma 分配

在貝氏推估過程中，決策者結合先驗分配及資料中所含的參數訊息，得出參數的後驗機率分配。設  $\theta$  的先驗分配為  $p(\theta)$ ，資料提供的概似函數為  $f(x | \theta)$ ，則後驗分配為：

$$p(\theta | x) = \frac{p(\theta)f(x | \theta)}{\int p(\theta)f(x | \theta)d\theta} \quad (7)$$

因此可得事後分配如下：

$$\hat{\pi}(\lambda | \mathbf{N}) \propto \frac{\left(\frac{\lambda}{\beta}\right)^{\alpha-1}}{\Gamma(\alpha)\beta} \exp\left(\frac{\lambda}{\beta}\right) \prod_{i=1}^n e^{-\lambda} \frac{\lambda^{N_i}}{N_i!} \propto \lambda^{\hat{\alpha}-1} \exp\left(-\frac{\lambda}{\hat{\beta}}\right), \quad (8)$$

亦即在 Gamma 分配中以  $\hat{\alpha}$ ,  $\hat{\beta}$  更新參數，其中

$$\alpha \rightarrow \hat{\alpha} = \alpha + \sum_{i=1}^n N_i \quad \text{且} \quad \hat{\beta} = \frac{\beta}{(1 + \beta \times n)} \quad (9)$$

#### 步驟 4：預測分配

經由步驟 2 及步驟 3 得知 Gamma 分配的更新參數後，可以依此計算 Poisson 分配的更新參數

$$\hat{\lambda} = \hat{\alpha} \times \hat{\beta} \quad (10)$$

所以融合專家判斷的先驗機率與客觀觀察的基礎資料後所產生的平均數之貝氏推估如下：

$$\begin{aligned} E(N_{n+1} | N) &= E(\lambda | N) \\ &= \hat{\alpha} \times \hat{\beta} = \beta \times \frac{\alpha + \sum_{i=1}^n N_i}{1 + \beta \times n} = w\bar{N} + (1-w)\lambda_0, \end{aligned} \quad (11)$$

其中， $\bar{N} = (1/n) \sum_{i=1}^n N_i$  代表極端事件觀察值  $N$  的樣本平均數； $\lambda_0 = \alpha \times \beta$  代表極端事件專家判斷先驗機率分配的平均數； $w = n / [n + (1/\beta)]$  代表整合專家判斷與客觀資料參數的貝氏統計推估權重，其值介於 0 至 1 之間。

因此，由上式可知貝氏推估將隨觀察值的樣本數  $n$  增加而增加樣本觀察值參數的權重，同時減少專家判斷參數的權重；當專家意見呈現非常分歧時亦即  $\beta$  值增加，專家判斷參數的權重就會降低，而客觀觀察值的參數權重就增加。至於對未來極端事件多年期的貝氏推估亦可透過事後機率分配的動態迴複式方式 (recursive calculation) 加以進行預測如下，在第  $k$  年之後， $Gamma(\hat{\alpha}, \hat{\beta})$  預測分配可以下式更新參數後獲得：

$$\hat{\alpha}_k = \hat{\alpha}_{k-1} + N_k \quad \text{且} \quad \hat{\beta}_k = \frac{\hat{\beta}_{k-1}}{1 + \hat{\beta}_{k-1}} \quad (12)$$

所以，多年期的極端事件事後機率參數之計算可採用最近觀察

到的資料  $N_k$  配合上一期計算的事後機率參數進行貝氏統計推估。

### 2.2.2 建立極端事件衝擊損害機率模型

由於氣候變遷所造成的損害之資料並不充分，因此要以實際資料來配適出其機率分配並不容易，因此本研究將以蒐集專家意見來進行，以求得機率分配的參數。損害分配（通常是兩參數分配）的參數可由兩個分位數（尾端分布）或是由其集中趨勢特徵值如平均數、中位數或眾數導出。另外，蒐集中位數與第 95 個百分位數，以配適出一個最適分配。而此方法可運用在具有右偏及厚尾的各種機率分配上，例如：對數常態分配、韋布爾分配或 Burr 分配，本研究經專家判斷後採用對數常態分配作為高溫熱浪損害嚴重性建模的應用。

對數常態分配的累積分配函數：

$$F(x; \mu, \sigma) = \Phi\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right), \quad (13)$$

其中， $\Phi$  為具有平均數  $\mu$  與標準差  $\sigma$  的標準常態分配的累積分配函數。其中位數（第 50 個百分位數） $m = \exp(\mu)$  以及最壞情況下的第 95 個百分位數  $w = \exp(\mu + 1.65\sigma)$ 。

### 2.2.3 計算損害之淨現值

當高溫熱浪事件發生機率與其損害衝擊的機率模型完成後，就可開始進行每年可能造成的損害與損失金額之估算。每年總和損失的計算方法，將依據下列步驟進行：

- (1) 由前述導出的損害分配隨機抽出每年的損失值；
- (2) 模擬事件的個數與個別損失，並據以計算總和年度損失；
- (3) 進一步依蒙地卡羅 (Monte Carlo) 方法模擬 10,000 次以上  
求出預期之總合每年損失。

未進行調適前的預期累積損失之淨現值 (discounted present

value of losses, DPVL) 以下述公式計算

$$DPVL = \sum_{t=0}^T \frac{L_t(1+g)^t}{(1+d)^t}, \quad (14)$$

其中， $L_t$  為  $t$  年時的預期總損失， $g$  為其成長率， $d$  為折現率。

經由各種調適選項以降低各種氣候變遷風險衝擊程度，而調適工作的進行必須付出成本，本研究在進行調適成本的分析方面採用隨機成本效益分析，此處隨機成本效益分析與前述之成本效益分析不同之處在於考慮了成本與效益的機率分配，而一般成本效益分析則無。關於預期成本折現值 (discounted present value of costs, DPVC) 的計算公式如下式所示：

$$DPVC = C_0 + \sum_{t=0}^T \frac{M_t(1+g)^t}{(1+d)^t}, \quad (15)$$

其中， $C_0$  為調適選項的預期期初建置成本， $M_t$  為調適選項每年的預期維修運轉成本， $g$  為其成長率， $d$  為折現率。

由於調適策略的進行將使得每年的預期總和損失發生變化，令  $L_t^*$  表示採用調適選項後預期每年的損失總合，則新的預期累積損失之淨現值 ( $DPVL^*$ ) 可以下述公式計算

$$DPVL^* = \sum_{t=0}^T \frac{L_t^*(1+g)^t}{(1+d)^t}, \quad (16)$$

因此，執行調適計畫的淨現值即為：

$$NPV_{project} = DPVL - (DPVC + DPVL^*). \quad (17)$$

故在具有經濟理性的邏輯上，此預期淨現值必須大於零，該調適選項才具有經濟與效益性，淨現值越大代表淨效益越高。而本益比大於一的調適選項將暫不被考慮，除非決策者是非常保守的風險趨避者。

## 2.3 風險管理決定最適調適選項

歸納本研究之執行的步驟如下：

- (1) 基於專家的建議或是歷史資料並使用 Poisson 分配的貝氏估計高溫和熱浪衝擊風險的次數分配。
- (2) 基於專家的判斷的中位數與第 95 百分位數，決定衝擊損害嚴重性的對數常態分配 (severity lognormal distribution) 的參數。
- (3) 考慮欲模擬的決策期間年數 (decision time horizon) 以及決定折現率與成長率數值。
- (4) 計算預期年度損失  $DPVL$ 。
- (5) 運用敏感度分析研究當選擇不同參數時下的  $DPVL$ 。
- (6) 輸入調適選項的期初投資成本以及每年的運維成本。
- (7) 設定調適選項的對極端事件的發生頻率與衝擊嚴重性分配的損失減緩影響。
- (8) 在設定好調適選項的成本與降災的效益後，運用模擬的方式計算每年「無」或「有」調適的預期損失  $DPVC$  與  $DPVL^*$ 。
- (9) 進行調適選項的淨現值、本益比以及敏感性分析之推估與計算。

在進行了前述分析後，即可找出因應氣候變遷熱浪衝擊下電力部門之調適選項的優先順序與可行性和妥適性。

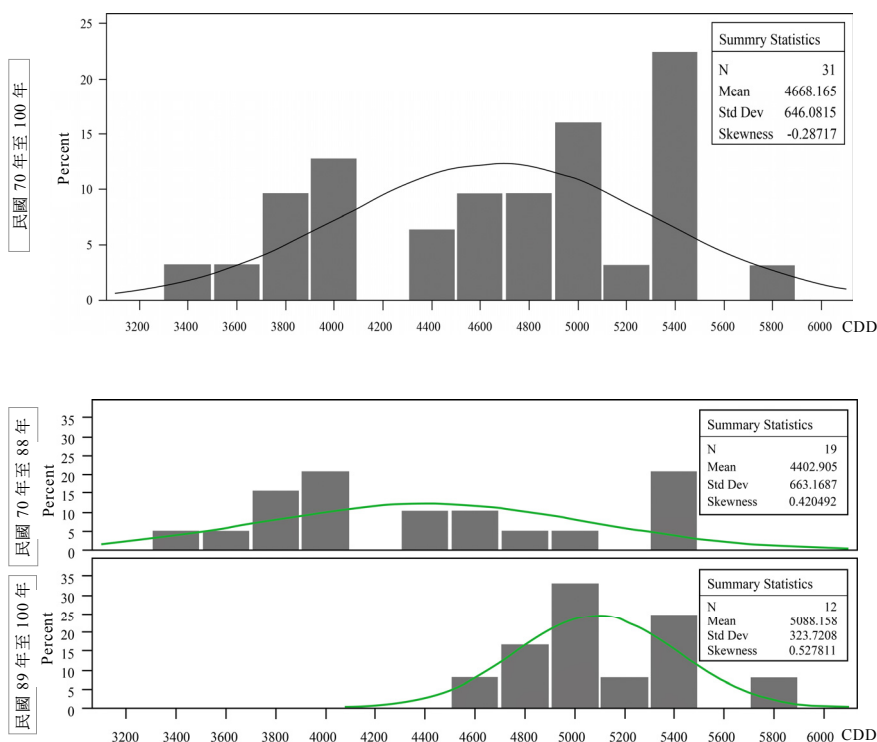
## 3. 研究結果與討論

### 3.1 氣溫變化之統計資料分析

氣候變遷可反應在極端溫度與平均溫度的增加情況，例如夏季

平均溫度或極端溫度升高，導致對製冷的需求增加，使得電力需求增加，在國際上因氣溫升高而導致長期電力需求的提升主要係透過冷氣度 (CDD) 來推估，冷氣度的定義會依每個國家的國情與人民耐熱的生活習慣而有不同的標準與算法，一般溫帶地區的國家人民怕熱，因此冷氣度的參考溫度多設在攝氏 18 度，當室內環境背景溫度超過攝氏 18 度時，人民即啟動製冷的需求，因此一個冷氣度 (CDD) 則定義為室溫持續一小時超過攝氏 18 度的度數，但我國係處在亞熱帶地區，人民較不怕熱，且政府也明定攝氏 28 度為冷氣啟動的「合法」道德時機，故 CDD 在我國係定義為室溫持續一小時超過攝氏 28 度的度數。台灣電力公司為了每年預測電力負載需求以及尖峰時刻的氣溫敏感負載需求，每年都有計算從四月至十月的 CDD 統計作為該年的 CDD 統計數量，為了估計未來氣候變化導致溫度上升而引發的電力需求，必須推估氣候變遷下的未來氣溫變化以及其對電力需求的反應函數關係，因此 CDD 的未來的趨勢變化非常重要，以下為我國歷年來 CDD 的變化情形。

所謂冷氣度是指一段時間（月、季或年）內，日平均溫度高於某一溫度的累積度數。冷氣度愈高，表示該段期間內所需製冷的日數越多，因此對於電力的需求也就愈高。圖 1 的上半部顯示從民國 70 年至 100 年以來臺灣冷氣度數據的分配情況，圖 1 的下半部則將全部期間分為兩階段以比較其分配的變動情形。圖 1 下半部為比較兩個階段的冷氣度，從圖形可知第一階段分配的標準差 (633.17) 遠比第二階段的標準差 (323.72) 大，我們以 Brown and Forsythe (1974) 的方法檢定此二階段的變異數發現具有顯著差異 ( $p$  值=0.0105) (如表 2)，顯示近十餘年來冷氣度的變異較以往顯著變小；另外，就平均數來看，第一階段的平均數 (4402.9) 小於第二階段的平均數 (5088.17)，亦檢定此二階段的平均數是否具有顯著差異，結果顯示兩階段的平均數具有非常顯著差異 ( $p$  值=0.001)。上述結果顯示出近十餘年來冷氣度已顯著增加，且其變化幅度有快速縮小的情況。



	民國 70 年至 88 年	民國 89 年至 100 年	民國 70 年至 100 年
平均數	4,402.8960	平均數 5,088.1670	平均數 4,668.1620
中位數	4,328.7670	中位數 5,060.8000	中位數 4,856.2000
標準差	663.1717	標準差 323.7331	標準差 646.0901
峰態	-1.1440	峰態 0.5204	峰態 -1.0858
偏態	0.4205	偏態 0.5279	偏態 -0.2872
最小值	3,413.6670	最小值 4,566.5330	最小值 3,413.6670
最大值	5,487.0670	最大值 5,767.8330	最大值 5,767.8330

資料來源：台灣電力公司 (2014)、本研究整理。

圖 1 近三十年臺灣冷氣度之機率分配

表 2 檢定二階段的變異數差異(Brown and Forsythe, 1974)

來源	自由度	SS	MS	F value	Pr>F
期間	1	699090	699090	7.94	0.0105
誤差	29	2706950	93343.1		

資料來源：本研究整理。

一般國際的實證文獻在評估氣候暖化對電力需求的衝擊影響時，大多採用 *CDD* 與電力需求的關聯分析，最常見的是將 *CDD* 放入電力需求函數中進行計量推估，冷氣度 (*CDD*) 與暖氣度 (heating degree days, *HDD*) 的計算作為每日電力需求預測的依據已普遍被各國電力經濟與電力市場研究所採用；在澳大利亞氣候變化對每日每時電力需求的研究上，Howden and Crimp (2001) 與 Thatcher (2007) 使用 *HDD* 與 *CDD* 來模擬澳大利亞各大都市溫度對電力尖峰需求的影響，其研究發現使用 *HDD* 和 *CDD* 兩變數比使用季節變數效果來得好，此兩變數尤其可以說明極端氣候對電力需求的影響。在其研究中氣溫攝氏 20 度設定為基本參考溫度，超過攝氏 20 度電力需求與 *CDD* 呈正比（因為冷氣需求增加），低於攝氏 20 度氣溫與電力需求呈反比（因為暖氣需求增加）。此外，他們也發現若搭配使用濕度作為另一氣候解釋變數可以增加 *CDD* 和 *HDD* 模擬預測的能力。在英國，Hor et al. (2006) 以計量經濟模式探討電力需求與溫度 (*CDD* 和 *HDD*)、濕度、風速、地理區域、日照時間和國民所得的關係，研究發現氣溫與電力需求呈現 V 型反轉的關係，在冬日，每日電力因為暖氣與照明的需求隨著溫度下降而增加，在夏日，每日電力因冷氣需求則隨著氣溫而上升，參考的溫度約在攝氏 18 度。Isaac and van Vuuren (2009) 亦採用 *CDD* 和 *HDD* 作為預測在氣候變遷下全世界各地區住宅部門電力需求的模擬模型 IMAGE 的主要驅動變數。Day et al. (2009) 也使用 *CDD* 來預測倫敦區的電力需求。Eskeland and Mideksa (2010) 亦採用 *CDD*、*HDD*、電價、所得和住屋與電器用品的特性來推估電力需求。



整理台灣電力公司 *CDD* 資料並與我國的電力需求，針對臺灣電市場對於台灣電力公司之電力需求進行迴分析。表 3 為進行前述迴歸所使用之資料，依據此項資料，則可進行 OLS 迴歸分析，但由於各變數皆為時間數列資料，我們首先檢驗各變數是否具有單根，結果發現除了冷氣度 (*CDD*) 之外，其他變數如售電量、實質所得、電價都具有單根的問題，解決方法可以對變數差分（即後期減前期）再進行 OLS 分析。因此，我們設定迴歸模式如下：

$$\Delta Q_t^d = b_0 + b_1 \times \Delta NI_t + b_2 \times \Delta P_t + b_3 \times CDD_t + e_t, \quad (18)$$

其中， $\Delta Q_t^d = Q_t^d - Q_{t-1}^d$  為當期台灣電力公司之售電量之變動量， $Q_{t-1}^d$  為前期台灣電力公司之售電量，我們以售電量的變動來表示市場的電力需求量的變動， $\Delta NI_t = NI_t - NI_{t-1}$  為實質所得之變動，*CDD* 為每年冷氣度數， $e_t$  為隨機干擾項。

表 4 的迴歸結果顯示電力需求量的變動顯著受到實質所得變動和 *CDD* 的影響，當實質所得的變動量增加百億元時，電力需求量的變動增加約 65.91 百萬度；電力需求量的變動與實質電價的變動量呈反向關係，但並不非常顯著，實質電價每增加 1 元時需求量會減少 14204.13 百萬度；最後，電力需求量的變動與冷氣度的變動呈非常顯著正向關係，每增加 1 個冷氣度，電力需求量會增加 1.67 百萬度的電力需求。前述迴歸模式之調整後判定係數 (*adj R*<sup>2</sup>) 為 58.84%，顯示上述迴歸模型對於電力需求具有相當的解釋力。

### 3.2 資料輸入與調適選項設定

由於全球對於「熱浪」一詞尚未有一致的定義，而根據世界氣象組織 (World Meteorological Organization, WMO) 對熱浪定義為：連續 5 日氣溫高於歷年最高溫度平均值 5°C 以上，依照此定義，臺灣地區須連續 5 天出現約 39°C 高溫，才符合熱浪的天氣定義。翻閱

表 3 電力需求相關資料

民國	台電售電量 (百萬度)	實質所得 (新臺幣百萬元)	實質電價* (新臺幣元)	冷氣度
70	37,447.71	2,374,406	2.7383	3,951.77
71	38,155.72	2,470,086	2.7555	3,768.17
72	42,318.62	2,713,077	2.6866	5,368.77
73	45,826.96	3,022,071	2.6526	3,806.83
74	47,919.10	3,143,585	2.6042	3,773.80
75	53,812.86	3,687,583	2.3958	4,025.90
76	59,174.75	4,224,531	2.3003	4,373.10
77	65,227.73	4,598,780	2.0940	5,300.90
78	69,251.81	5,020,514	2.1547	4,328.77
79	74,344.95	5,350,008	2.1636	4,077.60
80	80,977.41	5,901,965	2.1629	5,450.93
81	85,290.35	6,324,362	2.1847	3,675.20
82	92,084.68	6,676,297	2.1943	4,856.20
83	98,561.00	7,050,798	2.1851	4,510.57
84	105,368.19	7,395,973	2.1859	4,963.20
85	111,139.82	7,908,856	2.1905	4,587.03
86	118,299.05	8,508,653	2.1575	3,413.67
87	128,129.80	8,970,993	2.1605	5,487.07
88	131,725.89	9,321,360	2.1071	3,935.57
89	142,412.89	9,905,115	2.1133	4,566.53
90	143,623.58	9,444,029	2.1221	4,748.60
91	151,192.69	9,976,994	2.0945	5,051.47
92	159,379.86	10,338,114	2.0682	5,767.83
93	167,477.77	10,883,503	2.0520	4,906.67
94	175,293.37	11,113,224	2.0533	5,342.63
95	181,593.30	11,453,894	2.1046	4,900.40
96	187,074.67	11,925,776	2.1484	5,114.60
97	186,931.48	11,171,303	2.3010	4,899.07
98	179,238.67	11,160,763	2.6070	5,359.83
99	193,313.45	12,259,067	2.6098	5,330.23
100	198,637.10	12,181,569	2.6001	5,070.13

資料來源：台灣電力公司 (2014)、行政院主計總處。

說明：\* 係指台灣電力公司各類用戶的平均名目電價經物價指數平減後的電價。

表 4 電力需求變動之迴歸結果

	截距	實質所得變動	實質電價變動	冷氣度變動
係數	-4,661.830	65.91	-14,204.13	1.67
t 統計	-2.400*	4.81**	-1.18	3.83**
標準誤	1,943.830*	13.69**	12,012.40	0.44**
R <sup>2</sup>	0.631			
adj R <sup>2</sup>	0.588			

資料來源：本研究整理。

說明：1. \*\*與\* 分別代表 1% 與 5% 下係數顯著。

2. 實質所得變動使用單位為新臺幣百億元，其餘變數使用單位同表 3。

歷史紀錄能符合此項條件幾乎絕無僅有，而國內氣象學者所建議符合臺灣國情的熱浪制訂標準為例如連續 3 天或 5 天出現攝氏 35 度或攝氏 36 度以上高溫即為熱浪。因此本文以此依據，設定每日高溫達攝氏 35 度且連續 5 天就算熱浪，表 5 為以臺北地區為例最近 10 年熱浪高溫發生的頻率，由表可知 2001 年至 2011 年一共發生了 12 次熱浪侵襲事件，平均每年發生 1.09 次，最低次數為每年發生 0 次，最高次數為每年發生 3 次。

表 5 2001 年至 2011 年臺灣高溫熱浪（大於攝氏 35 度）發生頻率－以臺北地區為例

年代	單位：次數		
	連續 3 天	連續 4 天	連續 5 天以上
2001	2	0	1
2002	2	0	2
2003	2	1	3
2004	1	2	0
2005	1	0	0
2006	0	1	2
2007	0	0	2
2008	2	0	0
2009	1	0	1
2010	0	0	1
2011	0	1	0

資料來源：台灣電力公司 (2014)。

表 6 為以臺北地區為例，對熱浪侵襲事件頻率次數、事件損失的嚴重程度、模擬機率分配種類、模擬年數之基本情境設定。基本情境依據全臺的缺電損失，採用臺北地區氣溫為例作為代表是資料的限制下不得已的作法，以說明氣候暖化對高溫熱浪的衝擊，並做為專家主觀判斷的依據。全臺灣各地的時序溫度資料無法獲得，亦無法經由統計得知臺灣高溫熱浪頻率應該與臺北有顯著差異，此有待未來資料可獲得時在後續研究中加以檢驗。

由表 5 可知 2001 年至 2011 年臺北地區每日高溫達攝氏 35 度以上，且連續 5 天不斷的熱浪事件共發生 12 次，得出在此區間的發生頻率大約每年為 1.09 次。而上、下限的設定則根據過去歷年臺北地區高溫熱浪事件發生最多及最少的頻率計算，估計值分別為每年 3 次與 0 次；損失估計的部分以專家對台灣電力公司氣候變遷風險衝擊評估項目的評量做為參考，根據多數專家認為高溫熱浪對台灣電力公司財務損失的影響等級為 3，等級 3 將損失金額量測程度界定於新臺幣 5 億至新臺幣 10 億元之間，5 億至 10 億元的熱浪災損，係專家共識同意假設缺電等級在 500MW 以下時所可能造成的缺電損失。藉此概算該災害事件發生之損失金額的中位數為新臺幣 7 億元（對數常態分配下，中位數為  $(\ln 5 + \ln 10) / 2 \approx 7.07$  億元，我們採整數新臺幣 7 億元），而第 95 百分位的損失估計則加入第 4 等級的量測程度做估算參考，預估值設定為新臺幣 20 億元。模擬損害的機率分配部分依照前述對臺灣氣溫做出的統計分析，其分配型態較符合對數常態分配的選項，故在此則以對數常態分配進行未來災損的模擬。此外並假設在進行各項調適的衝擊效果時，同樣假設調適選項僅能更改熱浪的災害程度分配機率但無法更改其發生次數的機率分配。

表 7 為因應高溫熱浪所做的調適選項經專家討論後之相關假設數據資料，其為針對各調適選項的期初投資成本、每年的運轉成本以及進行調適後對於損害的降低結果所做出的假設，之後再進一步根據這些假設數據做出因應高溫熱浪的各項調適選項之成本效益模

表 6 高溫熱浪事件基本情境 (business as usual, BAU) 投入資料表

發生頻率	平均 1.09/年、上限=3、下限=0
損害金額的中位數	7 億元 (每次發生)
損害金額的 95 百分位數	20 億元 (每次發生)
損害分配	對數常態分配
模擬期間	50 年
折現率與成長率	2% 與 3%

資料來源：台灣電力公司 (2014)、本研究整理。

擬分析。表中各項調適選項成本與損害程度先透過工作說明會的方式講解，然後交由相關與會人員討論後以共識決方式決定。與會人員除計畫研究人員外，主要為台灣電力公司各相關部門的專家群共 19 人 (營建處 1 人、環保處 1 人、調度處 4 人、系統規劃處 1 人、燃料處 1 人、開發處 1 人、業務處 2 人、核能發電處 3 人、企劃處 2 人、再生能源處規劃組 1 人、發電處 1 人、供電處 1 人)，數字為討論後大家同意的主觀判斷假設數據，作為 CATLoG 軟體的教育訓練投入資料。

### 3.3 結果分析與討論

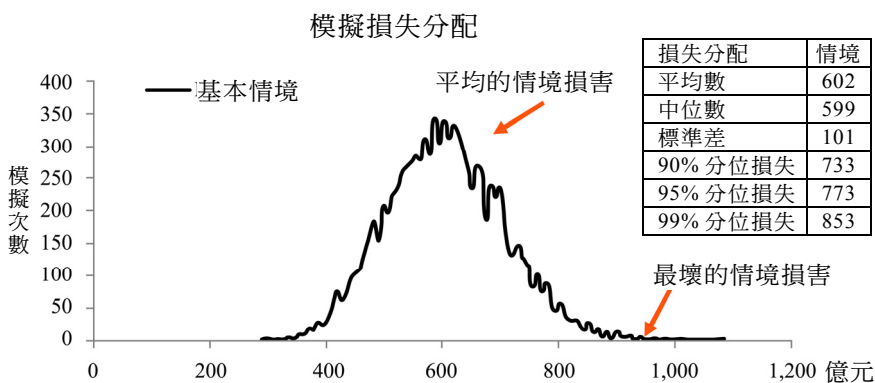
圖 2 為台灣電力公司面臨高溫熱浪事件之災損模擬結果分配圖，此損失分配圖為由 10,000 次隨機模擬分析所建構出的 50 年總損失現值的機率分配，進而估算台灣電力公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均為新臺幣 602 億元，大於總災損中位數的新臺幣 599 億元，模擬出的總損失機率分配為右偏，第 99 百分位的總損失估計為新臺幣 853 億元，最嚴重的災損程度為平均災損約 1.4 倍。由圖可以看出，總損失金額有較高的機率是落在新臺幣 550 億至新臺幣 640 億元之間的範圍，而總損失金額超過新臺幣 850 億元的發生機率則相當低。

表 7 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件之調適選項相關假設數據資料表

單位：億元

調適選項	損害降低	期初成本	運維成本
1. 等待不作為，基本情境 (BAU)。	0	0	0.0
2. 建議政府規劃與建造冷氣需求較少的建築與更改建築能源尖峰效率規章、冷氣器具能源效率標準等。	15%	2	1.0
3. 建議政府提高冷氣空調的效能，以因應溫度升高導致冷氣需求的增加。	5%	5	1.5
4. 透過良好的營運管理模式改善電能供給效率如冷氣搭配風扇與通風設備。	3%	1	0.3
5. 裝置絕緣隔熱系統。	10%	10	0.5
6. 依需求條件提高冷氣度的參考溫度（攝氏 28 度）設定。	6%	0	0.0
7. 實施需求面尖峰負載管理計畫（如關鍵尖峰時間電價、可停電力與輔助服務合約、電能儲存設備(compressed air energy storage, CAES) 與 Li-ion 電池系統或再生能源發電轉換為氫氣系統(renewable power-to-gas) 以及三聯產發電系統 (tri-generation)。	20%	10	2.0
8. 監控由於溫度較高的電能產出效率降低影響，並提升發電效率及發電量。	20%	15	3.0
9. 重新設計時間電價表以反映各類用戶尖峰用電成本。	12%	2	1.0
10. 強化與建立早期高溫預警系統。	5%	2	1.0
11. 強化員工熱病與健康的預防與管理。	10%	3	1.0

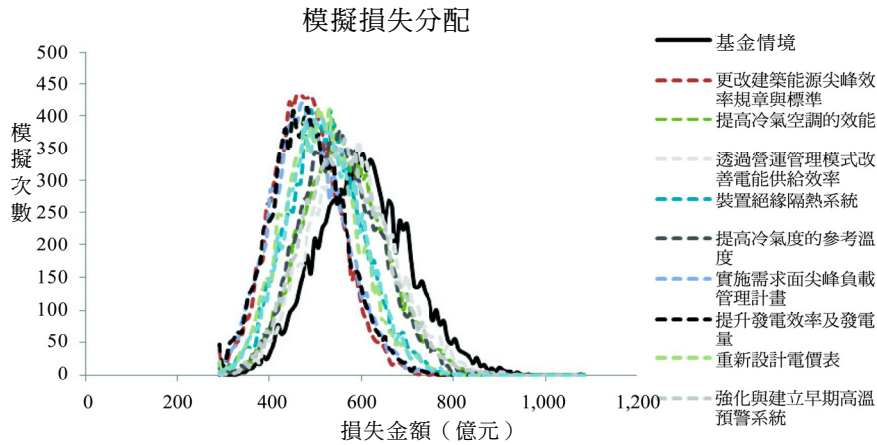
資料來源：台灣電力公司 (2014)、本研究整理。



資料來源：本研究整理。

圖 2 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件的基本情境（不做為與等待）  
災損模擬結果分配圖

圖 3 為台灣電力公司面臨高溫熱浪事件進行各調適選項後的災損模擬結果分配圖，分別模擬了 10 個調適計畫進行後台灣電力公司的災損分配，其中更改建築能源尖峰效率規章與標準的調適措施相較於其他調適選項為最能使台灣電力公司未來 50 年總損失降低的調適措施。實行此項調適措施後台灣電力公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均降低至新臺幣 477 億元，第 99 百分位的總損失亦明顯降低至新臺幣 661 億元，相較於未做任何調適前的最嚴重損失相差了 1.3 倍；其次為提升發電效率及發電量的調適措施，實行此項調適措施後台灣電力公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均降低至新臺幣 480 億元，第 99 百分位的總損失亦明顯降低至新臺幣 680 億元，相較於未做任何調適前的最嚴重損失相差了近 1.25 倍；透過營運管理模式改善電能供給效率此項調適措施的損失減緩效果為最低，實行此項調適措施後台灣電力公司未來 50 年因高溫熱浪所造成的總災損平均降低至新臺幣 575 億元，第 99 百分位的總損失亦明顯降低至新臺幣 812 億元，其損失減緩效果雖不大，但相較於未做任何調適前的損失仍有降低作用。



損失分配	平均數	中位數	標準差	損失 90 分位	損失 95 分位	損失 99 分位
不作為等待的基本情境	602	599	101	733	773	853
更改建築能源尖峰效率規章與標準	477	475	74	572	602	661
提高冷氣空調的效能	559	555	92	678	715	787
透過營運管理模式改善電能供給效率	575	571	95	698	738	812
裝置絕緣隔熱系統	518	516	83	626	659	722
提高冷氣度的參考溫度	551	547	89	667	704	766
實施需求面尖峰負載管理計畫	481	477	80	586	618	682
提升發電效率及發電量	480	477	80	585	617	680
重新設計電價表	509	507	82	615	649	719
強化與建立早期高溫預警系統	560	557	92	681	717	789
強化員工熱病與健康的預防與管理	517	514	83	626	657	721

資料來源：本研究整理。

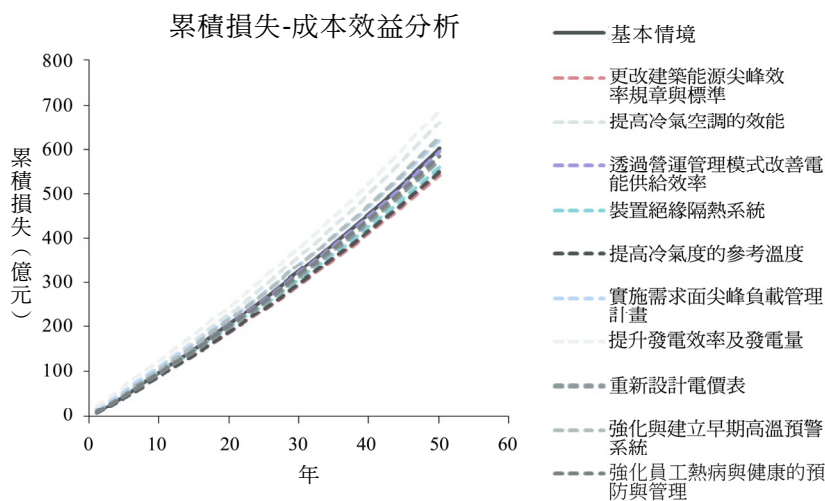
圖 3 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件進行各調適選項後的災損模擬結果分配圖

另外由圖可知，更改建築能源尖峰效率規章與標準調適措施的 50 年總損失分配範圍約介於新臺幣 300 億至新臺幣 800 億元之間，有較高的機率是落在新臺幣 450 億至新臺幣 500 億元之間的範圍，而總損失金額超過新臺幣 700 億元的發生機率則相當低；其次提升發電效率及發電量調適措施的 50 年總損失分配範圍約介於新臺幣 300 億至新臺幣 800 億元之間，有較高的機率是落在新臺幣 450 億至新臺幣 500 億元之間的範圍，而總損失金額超過新臺幣 700 億元



的發生機率則相當低。由上述顯示，相較於台灣電力公司未做任何調適措施的 50 年總損失分配範圍新臺幣 300 億至新臺幣 1,000 億元之間的基本情境下，進行調適後的總損失分配範圍不僅明顯縮小，較高機率的損失發生金額範圍與高極端值的損失金額亦會變小，由此明顯得知若在面臨高溫熱浪事件的風險衝擊前，台灣電力公司有做好調適的因應準備將會有效降低風險衝擊所帶來的災損程度。

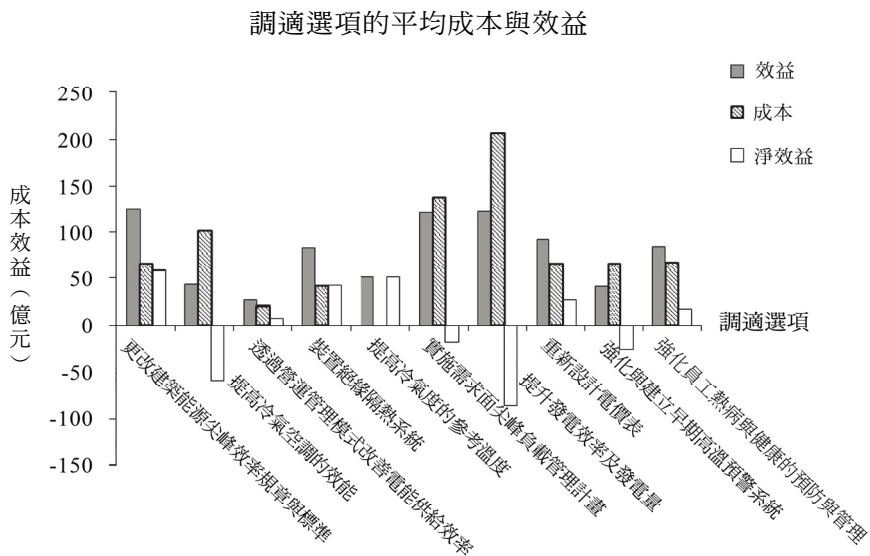
圖 4 為模擬台灣電力公司未來 50 年因高溫熱浪事件所造成的預期累積損失圖，BAU 情境總累積損失從第一年的新臺幣 9 億元累計至第 50 年的新臺幣 602 億元，其他各種調適選項以更改建築能源尖峰效率規章與標準的累計損失最小約新臺幣 543 億元；提高冷氣空調的效能、實施需求面尖峰負載管理計畫、提升發電效率及發電量、強化與建立早期高溫預警系統這四項調適選項由於假設的投入的成本過高因此未能降低總累積損害的水準，以致累計損失皆大於 BAU 情境，換言之，以 50 年的期間來看，這些高成本的調適投資選項將不具有經濟合理性，至於其他具有經濟理性的調適選項的累計損失相較於 BAU 情境的情形請參閱圖 4。



資料來源：本研究整理。

圖 4 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件進行各調適選項後的模擬累積損失圖

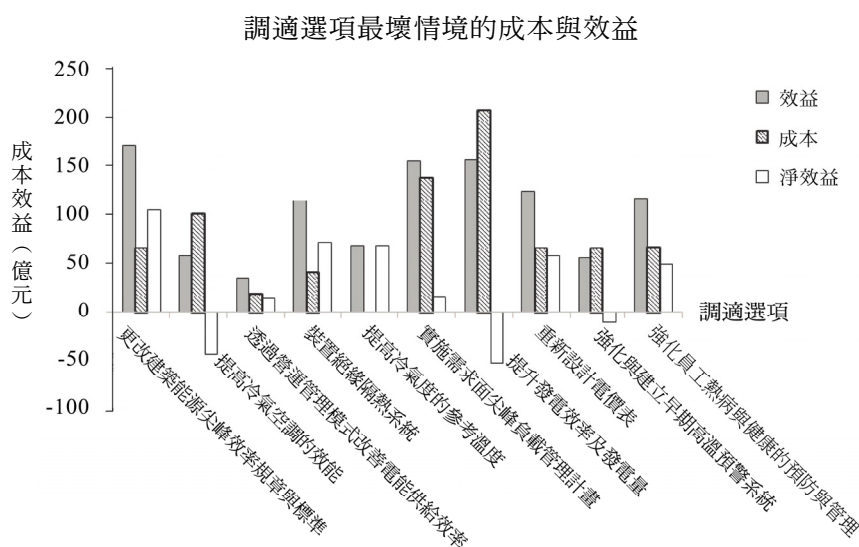
圖 5 為因應高溫熱浪事件各種調適選項 50 年 10,000 次隨機模擬的預期成本效益經濟分析的結果。調適選項投資的淨現值最高為更改建築能源尖峰效率規章與標準，其次提高冷氣度的參考溫度，再其次為裝置絕緣隔熱系統的調適措施，重新設計電價表亦有相當高的淨現值；提升發電效率及發電量、提高冷氣空調的效能、強化與建立早期高溫預警系統與實施需求面尖峰負載管理計畫這四項調適選項的淨現值為負，其中以提升發電效率及發電量此項調適選項淨現值為最低，代表這四項調適選項在面對高溫熱浪侵襲的衝擊下並無投資可行性，惟需注意的是導致此項研究結果在於除了本研究所假設的成本數據可能過高外，也由於我們僅假設這些調適僅限於因應熱浪風險的衝擊，若這些調適選項有雙重或多重災害降災效果時（例如旱災、風災、洪災或國人健康熱病損失等），其經濟可行性就需重新評估，有可能此四項因應熱浪的調適在加入這些關聯效益後，其可淨現值會轉為正值而成為可行的調適方案。



資料來源：本研究整理。

圖 5 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件各調適選項的預期成本效益分析

圖 6 為因應高溫熱浪事件的各種調適選項第 99 百分位的總損失成本效益經濟分析的結果，此圖可視為熱浪氣候衝擊最壞情況下的各種調適選項的成本效益模擬分析結果。如圖所示，調適選項投資的淨現值高低排列與熱浪平均氣候衝擊的情況類似，最高的前四項分別為：更改建築能源尖峰效率規章與標準、裝置絕緣隔熱系統、提高冷氣度的參考溫度以及重新設計電價表（時間電價）；淨現值為負的有三項分別為：提升發電效率及發電量、提高冷氣空調的效能、強化與建立早期高溫預警系統，其中以提升發電效率及發電量此項調適選項淨現值為最低，代表這三項調適選項無投資可行性，另外實施需求面尖峰負載管理計畫此調適選項，不同於平均氣候衝擊的情況，其淨現值為正數。

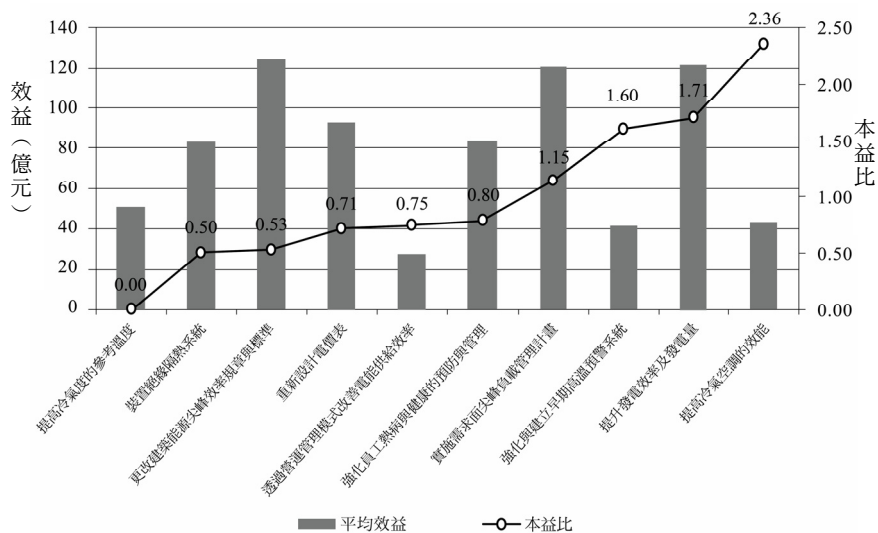


資料來源：本研究整理。

圖 6 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件各調適選項之最壞情況下的成本效益分析

圖 7 為因應高溫熱浪事件各種調適選項之成本曲線圖，由圖可知除了「實施需求面尖峰負載管理計畫」、「強化與建立早期高溫預

警系統」、「提升發電效率及發電量」與「提高冷氣空調的效能」四項調適措施外，其餘調適選項之本益比皆小於 1，代表每項調適選項皆具成本有效性。其中「提高冷氣度的參考溫度」調適選項因投入成本為 0，故本益比為 0 最低，使得其成本有效性最高，其次為「裝置絕緣隔熱系統」調適選項。另外，「實施需求面尖峰負載管理計畫」、「強化與建立早期高溫預警系統」、「提升發電效率及發電量」與「提高冷氣空調的效能」四項調適措施雖能創造出效益，但其需投入的成本卻已高於產生的效益，四者之本益比皆大於 1，故這四項調適措施不具成本有效性。



資料來源：本研究整理。

圖 7 台灣電力公司面臨高溫熱浪事件各調適選項之調適成本曲線

綜合上述分析可知，雖然執行提升發電效率及發電量的調適措施能使台灣電力公司未來 50 年因高溫熱浪事件所造成的總災損平均降低，但由於其期初投資成本較其他調適選項為高，又此項調適措施所投入的成本未能相對有效降低總損害的幅度，且所創造的效益未高於成本，從預期成本效益經濟分析的結果來看，其並無有效

的投資可行性；而更改建築能源尖峰效率規章與標準的調適方案不僅最能使台灣電力公司未來 50 年總損失降低，且其累計損失為最小，又本益比小於 1，預期成本效益經濟分析之淨現值為最大，故當台灣電力公司面臨高溫熱浪事件的衝擊風險時，儘速要求政府相關單位執行更改建築能源尖峰效率規章與標準的措施為最可行與最具成效的調適方案。

#### 4. 結論與建議

氣候變遷調適主流化融入公司發展策略，包括兩個步驟：(1)調整現行政策與措施之方向以及(2)填補現有措施之政策落差，由於目前台灣電力公司的風險情境及影響在天然災害造成電力設備損毀的風險項目下僅限於洪災，而對其他的氣候變遷災害衝擊類別並無處理，但臺灣除了洪災的衝擊面向之外，目前在高溫熱浪的影響方面，亦為氣候變遷下的主要衝擊，在此課題上須加以重視，本研究在這方面列出了「高溫或熱浪導致冷氣需求增加」的風險衝擊評估項目，探討台灣電力公司在面臨高溫或熱浪的氣候變遷因素下，民眾提高對於冷氣的需求，可能影響台灣電力公司電能供應的穩定，這在未來核電廠陸續被迫除役或封存下，供電安全風險大幅提高，尤其關鍵意義，故建議台灣電力公司新增此項風險情境，將本研究針對此風險衝擊在預防及強化方面提出的 10 項風險調適選項納為此項風險情境的風險處理對策，以作為台灣電力公司現有風險管理措施的方向調整與政策落差填補。

其中第 1 項更改建築能源尖峰效率規章與標準的調適策略為依據前述量化分析所評估出最可行的方案，而第 6 項「提高冷氣度的參考溫度」及第 5 項「裝置絕緣隔熱系統」的調適選項亦具備高成本有效性，建議可將這三項列為重要的風險管理措施優先加以考量推動，其他高溫熱浪風險調適選項建議依序如下所示：

- (1) 建議政府規劃與建造冷氣需求較少的建築（節能）與更改建築能源尖峰效率規章、冷氣器具能源效率標準等；
- (2) 建議政府提高冷氣空調的效能，以因應溫度升高導致冷氣需求的增加；
- (3) 監控由於溫度較高的電能產出效率降低影響，並提升發電效率及發電量；
- (4) 透過良好的營運管理模式改善電能供給效率如冷氣搭配風扇與通風設備；
- (5) 裝置絕緣隔熱系統；
- (6) 依需求條件提高冷氣度的參考溫度（如攝氏 28 度）設定；
- (7) 實施需求面尖峰負載管理計畫；
- (8) 重新設計時間電價表以反映各類用戶尖峰用電成本；
- (9) 強化與建立早期高溫預警系統；及
- (10) 強化員工熱病與健康的預防與管理。

另外，下列 9 項新增的調適選項建議可做為未來研究方向，並採用本研究的研究方法進行量化成本效益分析，以對抗熱浪高溫的襲擊，減少停電或缺電危機損害：

- (1) 對於增加的夏季製冷的能源需求進行準備；
- (2) 建議政府提高家庭、商業和工業的冷氣器具能源效率與能源法規更改；
- (3) 建議政府建築物安裝替代能源；
- (4) 監控由於溫度較高的傳輸損耗的影響；
- (5) 投資高效率的電力基礎設施和電力設備；
- (6) 投資於分散式發電如微電網、PV、汽電共生 (CHP) 和小風機；
- (7) 建議政府開發、推廣省電家電和商業設備；
- (8) 規劃改善相關輔助服務投資（含頻率調節、全黑啟動及電壓支持），包括增加自動發電 (AGC) 控制機組、全黑機組和增進穩定度之輸配電裝置。更新機組調速機、靜態勵磁

機等老舊裝置以及更新機組、川流式改為水庫或調整池發電裝置、必要時可降低電壓支持；及

(9) 提升輸配電效率。

本研究所採用的隨機成本效益評估法在評估調適選項的效益時僅考慮了氣候變遷與電力系統災損每年的隨機不確定性，對氣候、調適選項與電力系統的交互影響之動態特性並未納入考慮，然而在動態與隨機的氣候變遷特性下，遞迴式的動態循環調適決策架構是當今面對氣候變化風險與不確定性下的最佳調適決策模式方法，在動態的決策系統下，每年所採用的調適決策與所發生的隨機氣候事件都會影響電力系統的狀態，而電力系統的狀態又會決定調適決策的修訂。然而隨機成本效益法並未能將電力系統狀態之影子價格納入考量計算，也未能將最終期末的系統狀態納入考量，這是本研究的方法限制，未來的研究方向，可以在此方面加以突破。另外，針對部分調適對策可進一步對其實用性加以檢視或細部展開以做為未來行動方案的發展依據，例如實施需求面尖峰負載管理計畫在目前台灣電力公司系統缺乏基載機組的情境下，可轉化為削峰不填谷或削峰再加節能方案等具體措施。

此外，本研究在高溫熱浪損害衝擊模擬方面，由於災損歷史資料的匱乏使我們無法如極端事件頻率模擬採用貝氏推估，未來待災損的客觀資料庫建置完成後應可改為貝氏推估。至於有關濕度與風速納入電力負載預測，在技術上可行但缺乏觀測的資料，本文負載預測迴歸方程式採用年資料，氣溫變數為每年的冷氣度而若要採用濕度與風速的年均資料在統計上意義不大，而且目前並無此種次級資料存在。

與傳統的確定性成本效益分析相比，本文的氣候變遷衝擊損失的隨機成本效益評價模型較為優良且考慮的風險範圍較廣，由於考慮到氣候變遷的風險與不確定性並透過專家學者的貝氏統計分析，研究的結果可充分告知決策者的決策風險與調適措施的成本效益之完整機率分配，而不是只提供平均統計數據，這是確定性成本效益

評價模型所無法完成的，由於要估算損害的機率分配因此模型受限於客觀統計資料的完整性，若無完整的相關時間序列統計資料便無法推估客觀的機率分配，此時僅能靠專家判斷的主觀機率。

台灣電力公司在面對氣候變遷上扮演重要樞紐角色，涵蓋電業和非電業部門，包括減緩和調適，故降低脆弱度和提升調適力為未來經營模式之關鍵核心，期望本文的論述與研究成果能提供決策者氣候變遷風險管理有效的應用價值。



## 參考文獻

- 台灣電力公司 Taiwan Power Company (2014, 2015), <http://www.taipower.com.tw/>。
- 行政院主計總處 Directorate-General of Budget, Accounting and Statistics, Executive Yuan, R.O.C. (2014), <http://www.dgbas.gov.tw/mp.asp?mp=1>。
- 許晃雄、周佳、吳宜昭、盧孟明、陳正達、陳永明 Hsu, Huang-Hsiung, Chia Chou, Yi-Chao Wu, Mong-Ming Lu, Cheng-Ta Chen and Yung-Ming Chen (2011), 「臺灣氣候變遷科學報告2011」 “Climate Change in Taiwan: Scientific Report 2011”, 科技部 Ministry of Science and Technology, R.O.C.。
- 經濟部能源局 Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs (2015), [https://www.moea.gov.tw/Mns/Mobile/news/News.aspx?kind=1&menu\\_id=8671&news\\_id=41617](https://www.moea.gov.tw/Mns/Mobile/news/News.aspx?kind=1&menu_id=8671&news_id=41617)。
- Brown, M. B. and A. B. Forsythe (1974), “Robust Tests for the Equality of Variances,” *Journal of the American Statistical Association*, 69:346, 364-367.
- Day, A. R., P. G. Jones and G. G. Maidment (2009), “Forecasting Future Cooling Demand in London,” *Energy and Buildings*, 41:9, 942-948.
- Defra (Department for Environment Food and Rural Affairs) (2012a), *Climate Change Risk Assessment Methodology Report*, UK: Defra.
- Defra (Department for Environment Food and Rural Affairs) (2012b), *Climate Change Risk Assessment for the Energy Sector*, UK: Defra.
- ECA (Economics of Climate Adaptation) (2009), “Shaping Climate-Resilient Development: A Framework for Decision-Making,” Economics of Climate Adaptation, [http://ccsl.iccip.net/climate\\_resilient.pdf](http://ccsl.iccip.net/climate_resilient.pdf).
- Eskeland, G. S. and T. K. Mideksa (2010), “Electricity Demand in a

Changing Climate,” *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 15:8, 877-897.

ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) (2009), *Climate Vulnerability Assessments: An Assessment of Climate Change Vulnerability, Risk, and Adaptation in Albania’s Power Sector*, Washington D.C.: The World Bank.

Hor, C. L., S. J. Watson and S. Majithia (2006), “Daily Load Forecasting and Maximum Demand Estimation Using ARIMA and GARCH,” Presented at the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, IEEE, Stockholm.

Howden, S. M. and S. Crimp (2001), “Effect of Climate and Climate Change on Electricity Demand in Australia,” Presented at the International Congress on Modelling and Simulation, Canberra.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007), “Climate Change 2007: Synthesis Report,” [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4\\_syr.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf), Available at: 2014/08/15.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2013), “Headline Statements from the Summary for Policymakers,” [http://www.ipcc.ch/news\\_and\\_events/docs/ar5/ar5\\_wg1\\_headlines.pdf](http://www.ipcc.ch/news_and_events/docs/ar5/ar5_wg1_headlines.pdf), Available at: 2014/08/15.

Isaac, M. and D. P. van Vuuren (2009), “Modeling Global Residential Sector Energy Demand for Heating and Air Conditioning in the Context of Climate Change,” *Energy Policy*, 37:2, 507-521.

Thatcher, M. J. (2007), “Modelling Changes to Electricity Demand Load Duration Curves as a Consequence of Predicted Climate Change for Australia,” *Energy*, 32:9, 1647-1659.

Trück, S., S. Mathew, A. Henderson-Sellers, R. Taplin, T. Keighley and W. Chin (2013a), “Climate Adaptation Decision Support Tool for Local Governments: CATLoG,” National Climate Change

Adaptation Research Facility 2013, [http://www.nccarf.edu.au/sites/default/files/attached\\_files\\_Publications/Tr%C3%BCck\\_2013\\_Climate\\_adaptation\\_decision\\_support\\_tool\\_Hankbook\\_0.pdf](http://www.nccarf.edu.au/sites/default/files/attached_files_Publications/Tr%C3%BCck_2013_Climate_adaptation_decision_support_tool_Hankbook_0.pdf).

Trück, S., S. Mathew, A. Henderson-Sellers, R. Taplin, T. Keighley and W. Chin (2013b), “Handbook CATLoG: Climate Adaptation Decision Support Tool for Local Governments,” National Climate Change Adaptation Research Facility 2013, [http://www.nccarf.edu.au/sites/default/files/attached\\_files\\_Publications/Tr%C3%BCck\\_2013\\_Climate\\_adaptation\\_decision\\_support\\_tool\\_Hankbook\\_0.pdf](http://www.nccarf.edu.au/sites/default/files/attached_files_Publications/Tr%C3%BCck_2013_Climate_adaptation_decision_support_tool_Hankbook_0.pdf).

## Heat Wave Risk Management and Adaptation Action for the Taiwan's Electricity Sector

Wang, King-Min and Ling-Hui Chiu

### Abstract

The rise in global mean temperature has been accompanied by changes in the extreme weather and climate variability. Implementing adaptation action plans in various sectors is currently one of the top priorities for Taiwan's governmental policy agenda to fight the negative impacts from climate change. The electricity sector plays a key role for the energy industry's climate adaptation. A risk assessment of the impact from climate change on Taiwan's electricity system identifies that heat wave events from climate warming are the major risks. How to cope with the possible impacts of these extreme events and prepare appropriate adaptation is a necessary and urgent task for a utility company.

This study identifies and analyzes the risk from heat wave events and formulates appropriate actions for heat wave risk management adaptation for this sector. We adopt the framework of decision making under risk and uncertainty and carry out a stochastic cost and benefit analysis for heat wave risk management. Current and future impacts of weather and climate change on power sectors are prioritized by a multi-criteria analysis to assess the vulnerability of Taiwan's power system. Appropriate adaptation actions for the electricity sector are presented herein. Finally, we streamline our heat wave adaptation actions into the risk management of the government-run utility company, Taipower. Our study contributes significantly to risk

---

Wang, King-Min, Chung-Hua Institution for Economic Research, No. 75, Chang-Hsing St., Taipei City 10672, Taiwan, R.O.C., Tel: 886-2-27356006 ext. 532, E-mail: [kimmie@cier.edu.tw](mailto:kimmie@cier.edu.tw). Ling-Hui Chiu, Chung-Hua Institution for Economic Research, No. 75, Chang-Hsing St., Taipei City 10672, Taiwan, R.O.C., Tel: 886-2-27356006 ext. 530, E-mail: [lin\\_hwai@cier.edu.tw](mailto:lin_hwai@cier.edu.tw).

Received 1 January 2015; revised 16 February 2015; accepted 5 August 2015.

reduction on the heat wave impact of climate change and to the design of adaptation actions for Taiwan's electricity sector.

Keywords: Global Warming, Heat Wave, Adaptation Decisions, Stochastic Cost and Benefit Analysis

JEL Classification: Q40, Q54, Q58

