

國立成功大學  
工程科學學系  
碩士論文

以求解背包問題方法搭配蒙地卡羅模擬

於智慧電網負載端需量反應管理

**Application of Solution to Knapsack Problem  
Integrated with Monte Carlo Simulation for Smart  
Grid Demand Response Management**

研 究 生：陳 冠 芝

指導教授：王 明 習

共同指導教授：楊 宏 澤

中 華 民 國 一 ○ 四 年 七 月

國立成功大學

碩士在職專班論文

以求解背包問題方法搭配蒙地卡羅模擬於智慧電網負載端需量反應管理

Application of Solution to Knapsack Problem  
Integrated with Monte Carlo Simulation for  
Smart Grid Demand Response Management

研究生：陳冠芝

本論文業經審查及口試合格特此證明

論文考試委員：

王明習

楊宏堯

鄭承昌

黃慶連

鄭國順

指導教授：王明習

系(所)主管：

廖德祿

中華民國 104 年 7 月 29 日

## 摘要

近年，政府因應國際趨勢進而推動將智慧電網列入「國家節能減碳總計畫」，包括推動高低壓用戶智慧型電表基礎建設、建立用戶端需量反應機制、推廣家庭能源管理系統(HEMS)及其他能源系統管理服務。在智慧電網當中，需量反應主要用於舒緩供電瓶頸或供電尖峰削減等電力負載移轉功能。中央調度中心會視系統狀況通知區域及配電調度中心執行需量反應，調度用電量，抑低系統負載。

本文研究探討一般住戶之用戶端需量反應機制，當電力調度中心須針對特定供電區域實行需量反應時，如何在該供電區的大量用戶裡，適當調配所屬饋線電力使用，以求供需平衡，期望可使系統不須因供電瓶頸而強制實行輪流停電，也不因過度之需量反應影響用戶便利與舒適性。例如，電力公司會希望在用電尖峰還能保持一定容量的備轉容量，搭配適時實行需量反應，降低電力需求量，避免因電力設備故障或負載突增造成的電力失衡。

研究方法首先使用蒙地卡羅方法分析實驗資料，針對每一個用電戶模擬分析出一個適當的需量反應值，接著再透過求解背包問題方法以調整降載量，得到每一個用電戶所需要的抑低負載量。各用戶的抑低負載量總和應與饋線供電量相符合，目標則為求出一組參與需量反應之用戶集合中每戶該抑低的需量反應值。

最後使用智慧電網架構的自動化需量反應，饋線的需量反應事件可透過虛擬上層節點，傳輸需量反應事件給虛擬終端節點，也就是用電用戶。提供研究主題的一種通訊管道。

**關鍵詞：**智慧電網、需量反應、蒙地卡羅方法、背包問題

## Extended Abstract

### Application of Solution to Knapsack Problem Integrated with Monte Carlo Simulation for Smart Grid Demand Response Management

Guan-Jhih Chen<sup>1</sup>

Ming-Shi Wang<sup>2</sup>

Hong-Tzer Yang<sup>3</sup>

Department of Engineering Science, College of Engineering

National Cheng Kung University, Tainan, Taiwan<sup>1,2</sup>

Department of Electrical Engineering National Cheng Kung University, Tainan, Taiwan<sup>3</sup>

#### SUMMARY

This thesis discusses the mechanism of a demand response, including the appropriate distribution of power usage in a feeder for a larger number of users when demand response is required for a specific area, thus the balance of supply and demand can be achieved. The pursuit of releasing from blackouts during peak load ensures that the convenience and comfort of the end users will not be largely affected as well.

The proposed method of this thesis firstly uses Monte Carlo method to analyze the experiment data and then derives a demand response value for each power user. Then, the Knapsack problem method is used to relieve the amount of total load. In this way, the reduction of load amount for each power user can be obtained. The total load demand after demand response should be equal to the total power supply at the feeder and the aim is to find the amount of load reduction of each user during demand response.

Finally, the demand response event in a feeder can be delivered through virtual top node (VTN) in a smart grid distribution automation system. The demand response order can hence be transferred to the virtual end node (VEN), namely, the end user. This provides a communication pathway for this research topic.

**Keyword : Smart grid, Demand Response (DR), Monte Carlo method, Knapsack Problem**

## INTRODUCTION

Considering when the congestion of power delivery or regional brownout occurs, how can the amount of load to lower down be allocated into the power consumers from different areas without sacrificing the power usage requirement of the power consumers, such that the power grid can maintain its operation reliability. This paper investigates the way that Independent System Operator (ISO) determines the amount of demand to reduce in a demand response. This paper proposed that by looking at the historical power usage pattern of power consumers, the amount that can be used for demand response for each power consumer can be derived. When there is congestion or fault in a power system, demand response can be implemented by the corresponding amount for each power consumer. This paper investigated and analyzed the method of Monte Carlo and Knapsack problem; Monte Carlo method can be used to model the amount of load to reduce for each power consumer; while Knapsack Problem can be used to solve the issue of combined distribution of reduce amount for each consumer.

## MATERIALS AND METHODS

### A. MATERIALS

The data from Newcastle, Australia was used for this research. Annual power consumption record for the 31 power consumers that have installed smart meter will be used. The resolution of the obtained data is half an hour. The possible power supply bottleneck situation is analyzed and so to implement demand response if required.

### B. Monte Carlo Method

In this research, the electricity usage pattern for each of the consumer is assumed to be a random process. By using the historical data, a probabilistic model for each of the consumer can be produced, and then the electricity usage pattern for different consumers can be simulated. By using probability density function and cumulative distribution function, a suitable probabilistic model is generated, such that the simulated demand response value for each of the consumer at each time  $t$  can be obtained.

### C. Knapsack Problem

This research used Fractional Knapsack Problem to solve the problem of different permutation of the items. After the amount of load to reduce is obtained from Monte Carlo method, the Knapsack method is used to distribute the final amount of load to reduce to

each of the power consumer so that the power load balance issue can be satisfied. In this stage, the amount of load can be dispatched by each of the consumer is defined as the weight of the item and the cost of the consumer, while the maximum load of the knapsack is defined as the maximum power that can be supplied by the grid; then the amount of load to be dispatched by each of the power consumer will be calculated according to each of the demand response action.

#### D. The flow chart for the distribution of demand response

When power congestion or supply bottleneck occurs in a bus in a power system, the amount of load to be reduced under a bus will be calculated. Fig 1. shows the overall flow chart for the demand response event. The power system will provide each of the feeder a certain amount of power supply (D). Then, the historical power usage for each of the consumer will be obtained, by using Monte Carlo method, the simulated amount of load demand to reduce for each of the power consumer will be generated (R). Also, this step will generate the minimum possible amount of load demand to reduce (BR), and the purpose is to maintain the minimum power consumption right for every power consumer. Then, the resulted total amount of load demand will be investigated, to check if further modification to the amount for each of the consumer is required. Once the final amount of load demand (R') to reduce is obtained, the VTN of ISO will send a demand response event to each of the power consumer (VEN), and each of the power consumer (VEN) will follow the amount of load to reduce after receiving the demand response event signal.

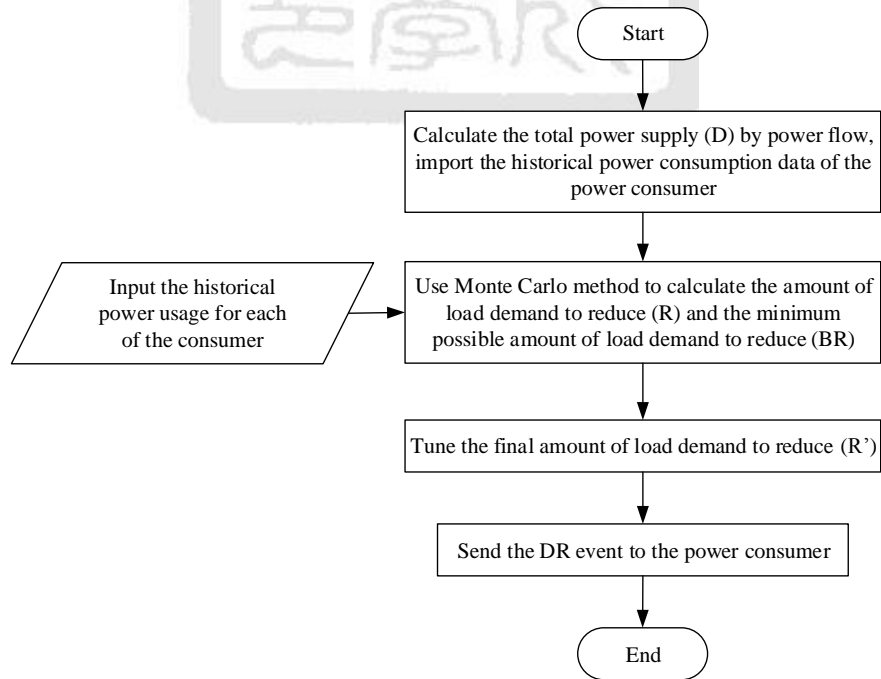


Fig 1. The overall flow chart for this research

## RESULTS AND DISCUSSION

### A. Results of Monte Carlo simulation

This research used Matlab to calculate the estimated time interval of demand response for each customer. Generate the minimum allowed and total amount of load curtailments. Fig 2. shows the standard deviation of customer #14, which is represented by the yellow line, is the largest. Thus, the power consumption of customer #14 is more flexible. The average value arise when the peak increase, and it implies that the demand is larger when customer is at home. The peak load of the thirty-sixth time interval indicates that the adjustable amount of load is relative large, but it is relative small from time interval 0 to 16 due to the lower average value.

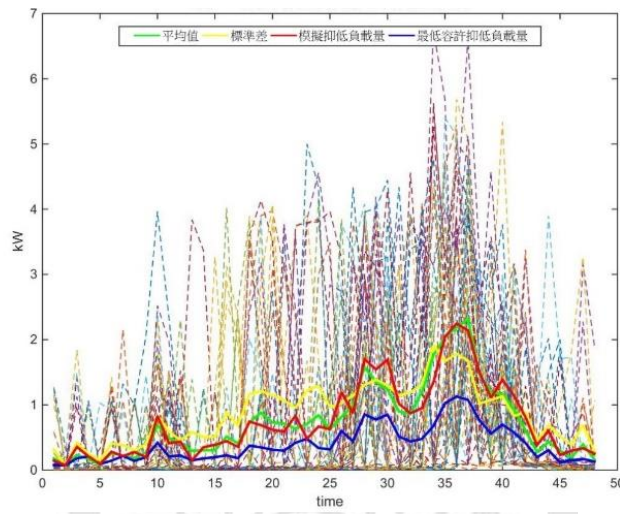


Fig 2. Customer #14 of the user's original electricity data and the target of Monte Carlo simulation

### B. Adjustment of loads in each customer

The simulation result of demand response is shown in Fig 3. and the data for 2013/8/12 is used for verification. Total load of feeders are expected to be decreased to 25.472 kW based on the assumption that the system is going to execute demand response from time interval 35 to 40, in other words, 17:30~20:00. The segment of green colors means the expected amount of power dispatched to feeders, and the blue line is the curve of demand reduction based on Monte Carlo simulation. However, the results still cannot meet the demand of system after shaving the peak. Thus, the red dash line represents the curve adjusted by the backpack algorithm, and it can satisfy the system then.

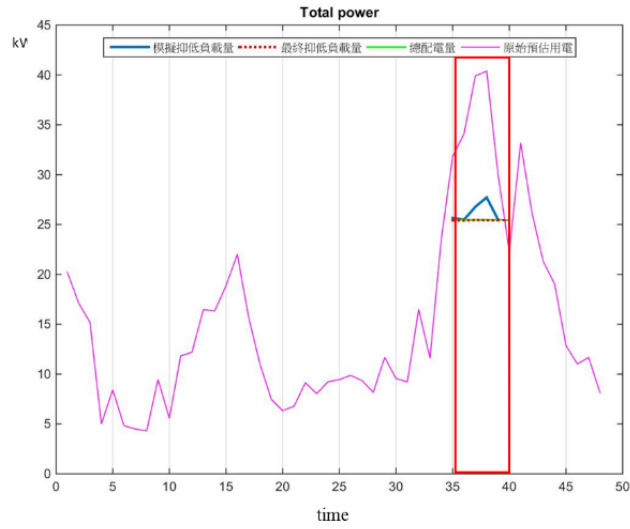


Fig 3. The simulation result of demand response using the data of 2013/8/12

### C. Transfer of the demand response event

After calculating the required decreased load in each customer, the aggregator will transfer demand response information through VTN software in order to build an event of demand response. Fig 4. Represents a VTN that is setting the event of customer 3. The list of event and status of execution are published, and XML file of each customer is generated.

Every customer has the software of VEN to retrieve the latest event from VTN. It can also receive new event passively. Once XML files are obtained, the information of demand response can be displayed in the power management system, as shown in Fig 5. Therefore, customers can know the status of reduction and coordinate with it.

*Interval(s)	Duration	SetPoint
1	0 H 30 M	0.67 (kW)
2	0 H 30 M	1.02 (kW)
3	0 H 30 M	1.61 (kW)

Fig 4. VTN is setting the event of customer 3





Fig 5. VEN of energy management system receives an event

## CONCLUSION

The algorithm proposed in this thesis can be used to calculate the amount of power curtailment required in order to meet the expected load. It can be a solution to the issues mentioned and hence power system can provide power more steadily.

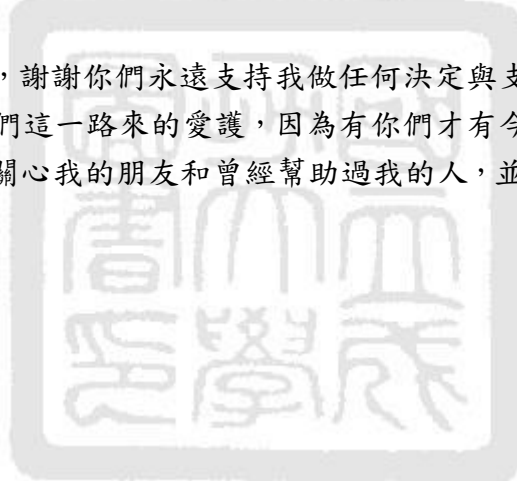
Combined with the communication protocol of demand response proposed by OpenADR, the VTN in the distribution center can release information to VEN customers, such as the amount of load shedding and the duration required. Customers can then preserve energy based on the obtained data and relieve the stress of power congestion.

## 致謝

時光匆匆，轉眼間研究所生活即將步入尾聲。由衷的感謝指導教授王明習與楊宏澤老師的耐心指導，並不時的指點與導正學生研究之方向，讓學生在學習的過程中獲益良多，不論是在待人處事、思考邏輯或專業知識上皆有極大的進步，一步一步帶領學生走向學術研究專業之處。學生在此謹致以最誠摯的感謝。同時感謝口試委員黃慶連教授、鄭承昌教授、鄭國順教授百忙中撥冗嚴謹地審查學生的碩士論文，給予學生寶貴的意見，使學生論文更加完整與嚴謹，學生於此致以誠摯的謝意。

在碩士生涯中，要感謝 EPS 實驗室的建棠、佳純、文俊、喬棟、重佑與前同事俊方、紓瑋、憲成、耀智、玟頡、羅堯給予我的諸多指導與勉勵，讓我能順利解決研究上所遭遇的困難。也感謝學弟建宣、詠盛與 EPS 實驗室的同伴的諸多幫忙與協助，另外也感謝梓為與佩穎協助我處理英文翻譯，讓我的論文更加完善，此外也特別感謝和我一起打拼的同學源杉、孝融，感謝你們不時提醒、協助與鼓勵，讓我這一路來不孤單。以及其他所有幫助我的朋友們，謝謝你們一路上的幫助與陪伴讓我可以工作與學業達到一個平衡

最後，致我的家人，謝謝你們永遠支持我做任何決定與支持，即使跌倒了也會給予我最大鼓勵，謝謝你們這一路來的愛護，因為有你們才有今天的我，謝謝我最摯愛的家人們。也感謝所有關心我的朋友和曾經幫助過我的人，並與所有人共享這份喜悅與榮耀。



# 目錄

摘要.....	I
Extended Abstract .....	II
致謝.....	VIII
目錄.....	IX
表目錄.....	XI
圖目錄.....	XII
<b>第一章緒論.....</b>	<b>1</b>
1.1 研究背景與動機.....	1
1.2 研究目的.....	3
1.3 章節提要.....	4
<b>第二章文獻探討.....</b>	<b>5</b>
2.1 智慧電網架構.....	5
2.1.1 輸配電網與電力調度.....	7
2.2 需量反應.....	9
2.2.1 需量反應控制策略.....	9
2.2.2 自動需量反應通訊規範.....	10
2.3 方法研究與步驟研究.....	13
2.3.1 蒙地卡羅方法.....	13
2.3.2 背包問題.....	14
<b>第三章 負載端需量反應管理規劃設計 .....</b>	<b>17</b>
3.1 需量反應分配研究流程.....	19
3.2 用戶用電資料收集與分析.....	20
3.2.1 用戶資料介紹.....	20
3.2.2 資料處理.....	22
3.2.3 驗證資料的假設.....	25
3.3 蒙地卡羅函數設計.....	25
3.3.1 最低容許抑低負載量定義.....	29
3.4 降載調整設計.....	30
3.4.1 用戶成本定義.....	30
3.4.2 降載調整流程.....	32
3.5 需量反應的傳輸架構.....	36
<b>第四章 數值模擬結果 .....</b>	<b>38</b>
4.1 蒙地卡羅模擬與結果.....	38
4.2 各用戶的降載調整.....	45
4.3 數值結果.....	47

4.4 需量反應事件的傳送.....	50
<b>第五章結論與未來研究方向 .....</b>	<b>54</b>
5.1 結論.....	54
5.2 未來研究方向.....	56
<b>參考文獻.....</b>	<b>57</b>
附錄一、用戶用電量資料整理 .....	59
附錄二、第 2 號用戶之原始資料(kW) .....	61
附錄三、第 3 號用戶 2013/8/12 19:00~20:30 需量反應事件 XML.....	73



## 表目錄

表 1 第 2 號用戶資料簡述表 .....	23
表 2 第 2 號用戶第 37 個時段資料連續轉換離散 .....	24
表 3 第 14 號用戶的第 36 個時段用電細項 .....	39
表 4 需量反應情境 .....	48
表 5 2013/8/12 19:00~20:30 20 戶用戶所需抑低負載量 .....	50
表 6 第 3 號用戶需量反應事件簡述表 .....	52



## 圖目錄

圖 1-1 經濟部能源局 100~104 年平均能源總供給 .....	1
圖 1-2 1994~2014 年台灣能源供給與消費[2].....	2
圖 2-1 台灣智慧電網架構[ 6 ].....	6
圖 2-2 三階層電力調度控制系統 [ 8 ].....	7
圖 2-3 OpenADR 通訊架構[ 14 ].....	11
圖 3-1 尖峰削減示意圖.....	18
圖 3-2 研究整體流程圖.....	20
圖 3-3 澳洲紐卡索市 2000~2012 年平均月均溫[ 24].....	21
圖 3-4 第 2 號用戶第 37 個時段離散資料的次數直方圖 .....	24
圖 3-5 各用戶雙數天在第 35 個時段次數長條圖 .....	27
圖 3-6 計算最低容許抑低負載量示意圖 .....	29
圖 3-7 第 1 號用戶 2013/06/01~2013/08/31 每日用電曲線分析.....	31
圖 3-8 降載調整流程圖.....	35
圖 3-9 本研究之需量反應階層架構.....	36
圖 3-10 用戶群代表與負載示意圖.....	37
圖 4-1 第 14 號用戶 92 天的每日用電曲線 .....	38
圖 4-2 用戶 14 在時段 36 的各項結果 .....	41
圖 4-3 $N=30$ 隨機變量分佈圖 .....	42
圖 4-4 第 14 號用戶在 $N=(30,60,90)$ 蒙地卡羅估計值.....	42
圖 4-5 第 1 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線 .....	43
圖 4-6 第 3 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線 .....	43
圖 4-7 第 14 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線 .....	44
圖 4-8 第 15 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線 .....	45
圖 4-9 饋線一 2013/8/12 預估用電與演算法結果 .....	46
圖 4-10 2013/8/12 17:30~20:00 20 個用戶之各戶抑低曲線比較.....	47
圖 4-11 2013/6/5 電力系統總配電量與抑低負載量曲線 .....	48
圖 4-12 2013/7/7 電力系統總配電量與抑低負載量曲線 .....	49
圖 4-13 2013/8/12 電力系統總配電量與抑低負載量曲線 .....	49
圖 4-14 VTN 建立需量反應事件畫面(a).....	51
圖 4-15 VTN 建立需量反應事件畫面(b).....	51
圖 4-16 VTN 需量反應事件列表 .....	52
圖 4-17 VEN 之電能管理系統接收需量事件 .....	53

# 第一章緒論

## 1.1 研究背景與動機

台灣四面環海，是個海島國家，缺乏自產能源，幾乎所需之能源均仰賴國外進口。根據經濟部能源局統計，目前台灣用電來源，採用燃煤、天然氣、石油加上核電等進口能源，就佔了能源總供給國內所花費的 98%，如圖 1-1 所示為 100~104 年平均能源總供給之分佈圓餅圖，參考文獻[ 1 ]自行整理。一旦能源供應國的情事變化造成價格上揚，成本將會增加。另外，由於中國與印度等國的崛起，使得能源需求大增，致使全球之能源供需逐漸失衡，加上全球暖化，使得各國皆重新思考能源結構，並加強節能減碳降低溫室氣體排放。

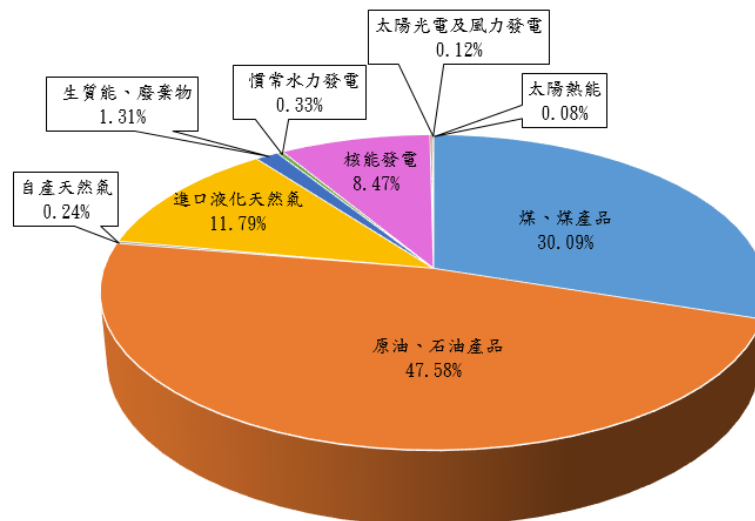


圖 1-1 經濟部能源局 100~104 年平均能源總供給

我們正面臨一個能源缺乏的狀況，尤其我國能源需求在過去二十年間成長十分快速，如圖 1-2 經濟部能源局針對 1994~2014 年台灣能源供給與消費調查之長條圖所示，以台灣最近 10 年的能源供需平衡觀察得知，雖然國內能源消費還在供給線以下，但是能源供給量的大增使得整體發電系統的負擔越大，如何更有效的利用能源是急需探討的問題。根據國際能源署(IEA)指出，有 3/4 的

減碳潛力，是來自於節能。所以目前各國對未來家庭與大型建築物之電力架構皆提出相關節能的趨勢，許多研究計畫皆針對家庭或建築物提出負載需量管理，為提升能源使用效率的可行方法之一，如文獻[3,4]所提出的相關家庭負載需量管理系統，對家電產品使用感測器與控制器實行有效節能行為。而管理者或是電力公司透過負載需量管理各用戶用電狀況，除減少用戶本身電費支出外，更可降低電力系統投資成本，進一步創造節能社會與低碳經濟目的。

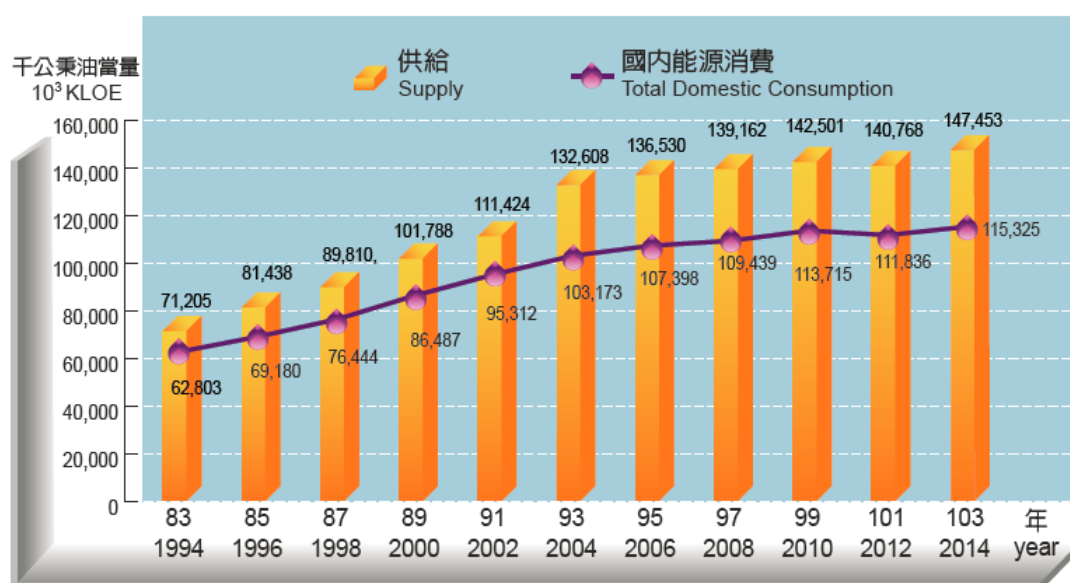


圖 1-2 1994~2014 年台灣能源供給與消費[2]

需量反應 (Demand Response, DR) 是電力需求面管理 (Demand-side Management, DSM) 的一種技術，用來引導電力用戶調整用電方式，轉移部分電力負載到電網離峰或低谷時段，或是直接削減尖峰，以確保電網整體的供需平衡機制。它可以減少電網安全運轉壓力並平衡負載，並引導用戶合理用電。根據美國能源部與聯邦能源監管委員會 (FERC) 2014 年發佈的《需求響應與智慧電表評估》[5] 報告顯示，2013 年 7 月美國智慧電表裝設普及率達 31.5%，比前一年五月增加 6.8%，當中針對電力調度中心 (ISO) 和各區域輸電組織 (RTO) 的需量反應可卸載額度比較，需量反應可卸載額度從 2012 到 2013 年，由 26,346(MW) 的 5.6% 成長至 28,798(MW) 的 6.1%，可推論需量反應實施，除了可



以削減電力需求，並且隨著智慧電表的積極佈建，需量反應可卸載額度也俱備增長的趨勢。

尤其近年，先進國家紛紛進行電網之升級計畫，政府因應國際趨勢進而推動將智慧電網列入「國家節能減碳總計畫」，其中有一項子計劃之工作為推動高低壓用戶智慧型電表基礎建設、建立用戶端需量反應機制、推廣家庭能源管理系統(HEMS)及其他能源系統管理服務，以協助用戶端落實節能減碳政策，並有效且即時的管理智慧電網的供需平衡問題；同時研議其他創新可行作法進行建置，以降低建置成本[ 6]。

目前台電正積極推動高低壓用戶智慧型電表基礎建設，直至 102 年 6 月底完成全數 2.4 萬戶特高壓與高壓用戶的智慧型電表基礎設施(AMI)建置，而低壓用戶也正在積極建設當中。現階段台灣需量反應實行範圍主要為高壓以上用戶，台電公司自 97 年起即推動需量反應方案，中央調度中心視系統狀況，通知區域及配電調度中心執行需量反應，用以調度用電量，抑低系統負載。未來將配合智慧電網通訊系統，及檢討需量反應方案，由高、低壓用戶端爭取可調度之需量反應空間。

## 1.2 研究目的

根據台電公司年產銷概況說明[ 7]民國 103 年售電量為 2,059.6 億度，若以用途別區分，則住宅用電 425.1 億度，佔 20.6%，工業用電 1,139.4 億度，佔 55.3%，商業用電 320.6 億度，佔 15.6%，其他用電 174.5 億度，佔 8.5%。而住宅用戶就佔了台電公司全部用戶數之 89%，高達 1198 萬戶(103 年 12 月底數據)。但是由於發電廠與用戶端距離遙遠，通常皆需經過長距離傳輸，且都會區與工業區之負載集中，又因民情因素，使得變電所尋址與興建困難，集中式的電源無法輸送到電力需求端，容易造成地區性供電瓶頸，所以，即使對於高壓用電戶進行需量反應可以得到很好的效果，但也僅限於工業區。對於住宅密度高之

區域是易發生供電瓶頸處，為解決此問題，可能因應對策為(1)興建變電所；(2)尋求其他有餘裕之變電所支援；(3)調整內部負載不均情況；(4)實施需量反應。

因此，本文預針對一般住戶之用戶端需量反應機制進行研究探討，當電力調度中心需要針對特定供電區域實行需量反應時，如何在該供電區的大量用戶裡，適當調配所屬饋線電力使用，以求供需平衡，追求不因供電瓶頸，而需強制實行輪流停電；也不過度節電，使得多出的電力浪費。例如電力公司會希望在用電尖峰時，還能保持一定的備轉容量與發電機組的平衡，搭配適時實行需量反應，降低電力需求量。

本篇論文主要是針對智慧電網中的負載進行需量管理進行探討。考慮到電力壅塞與區域限電時，如何在客戶可接受的情況下，分配各區域用戶的卸載量與時間，使得電網維持穩定的供給與需求。

### 1.3 章節提要

本文總共分為五章。第一章為緒論，介紹本研究之動機與目的；第二章則探討相關領域知識與預解決問題所使用的演算法介紹；第三章則用以說明本研究所提出之方法，以及實作方法；第四章則說明本實驗所採用的相關軟體以及呈現各項實驗之結果；最後一章則總結本研究之結果以及未來之展望。

## 第二章文獻探討

在本章裡，主要是介紹及說明本研究主題的相關領域內容，本論文所提出一種解決方法，使用在智慧電網負載端需量反應管理中，如何調配用戶負載以滿足電力系統平衡。其功能與機制的運作所需要用到的概念與方法，包含：(1) 智慧電網架構；(2) 需量反應概念與相關使用情境；(3) 蒙地卡羅模擬；(4) 背包問題方法等。

### 2.1 智慧電網架構

電力系統主要是由發電系統、供電系統與輸配電系統結合而成，供電系統為發電廠與用戶間的橋樑，是電力系統的動脈，由全省的輸電網路與變電所所組成。供電系統的任務，除了保持電力傳輸網路的暢通外，亦致力於系統設備完善的調度、運轉與維護，以維持電力品質與降低電力損失。

而智慧電網的定義是指透過資訊、通信與自動化科技，建置具智慧化之發電、調度、輸電、配電及用戶的整合性電力網路，強調自動化、安全及用戶端與供應端密切配合，以提升電力系統運轉效率、供電品質及電網可靠度，並促進再生能源擴大應用與節能減碳之政策目標[6]。

有別於傳統電廠，分散式能源可節省新建電廠的高額費用、且能滿足用戶所需。透過規劃與調度、以及其他設備相輔運行，使得整個發輸配電系統能更智慧化的運作，讓供應端與客戶端，皆能以更聰明的方式使用電力，此即為智慧電網的概念。

圖 2-1 所示即為台灣智慧電網之架構。電力調度中心(Independent System Operator, ISO)為電力樞紐，可以即時了解及掌握電廠的運轉狀況後，再根據系統狀態，經輸配電系統進行指揮調度電力工作到變電所，隨時協調電力用量。

除了增加可以調度的資源外，智慧電網也藉由負載管理，以減少尖峰負載，使得各時間點電能供需皆可達到平衡。

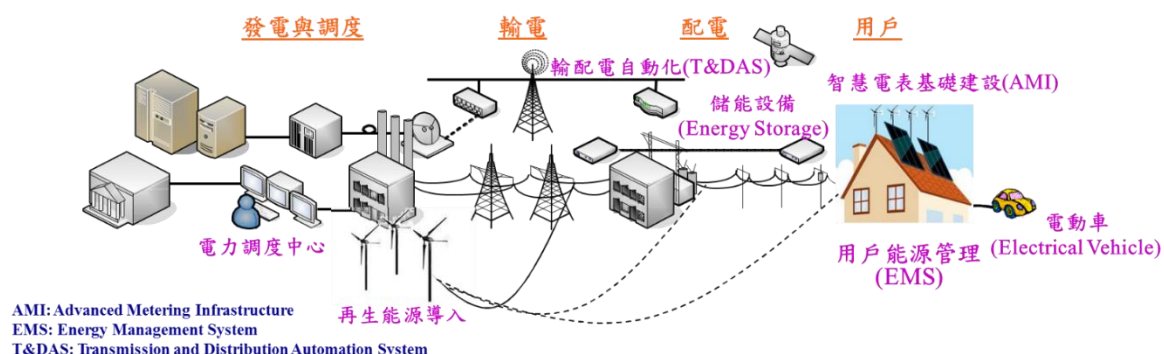


圖 2-1 台灣智慧電網架構[6]

智慧電網除了結合傳統發電、調度、輸電、配電及用戶外，還包括區域型分散式能源，如相關再生能源與一些儲能設備，這些主要由分散式電力資源電能管理系統管理，不僅可達到節能目的，也可減輕發電壓力或是跨區輸電等壓力。

由於台灣屬於狹長地理分佈，使得台電電力系統由南到北非常龐大，所以現今電力調度主要採用階層調度控制體系，將電網劃分為如圖 2-2 所示之架構圖，最頂端是臺北、高雄各 1 個中央調度中心，採雙主控、互為備援的方式，負責全系統的電源調度；中層是全省 6 個區域調度中心，最底層則是共有 21 處的配電調度中心。而需量反應的實施層級，則是集中於區域調度控制中心對 69kV 大用戶，與配電調度控制中心對一般用戶，如圖 2-2 所示的業務配售部份。

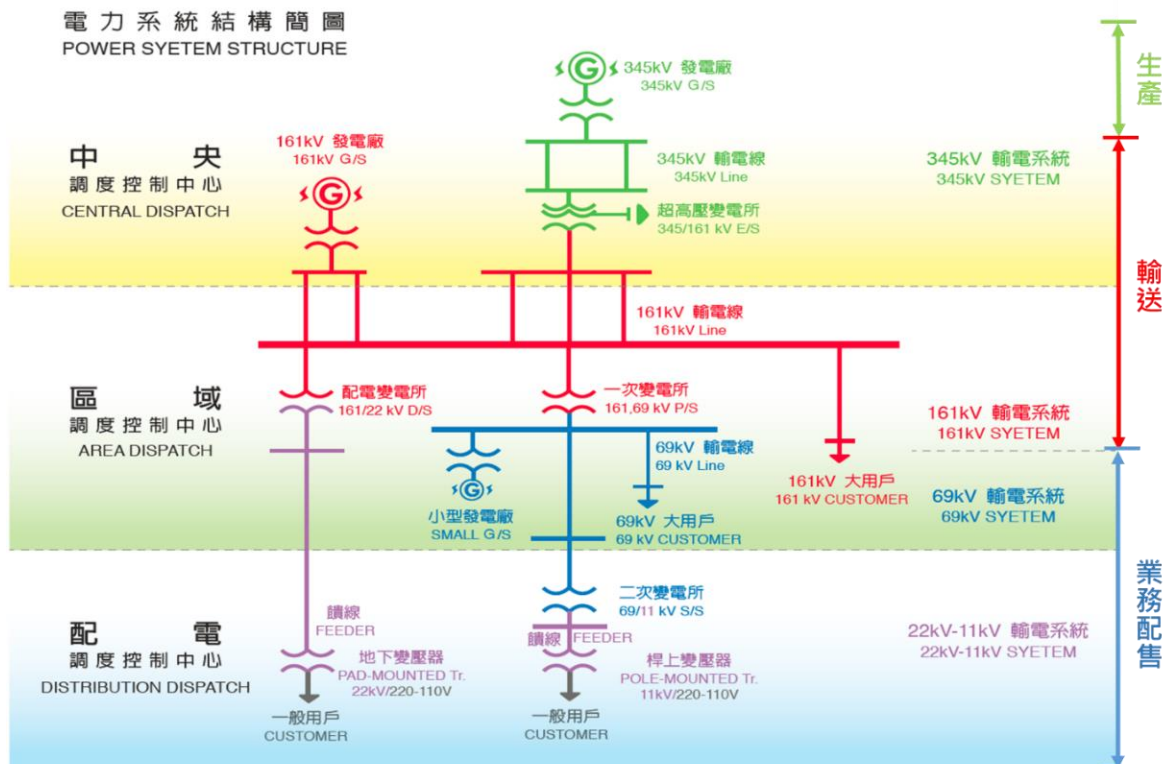


圖 2-2 三階層電力調度控制系統 [ 8 ]

### 2.1.1 輸配電網與電力調度

輸電網路的目的在於將散處各地之發電機組所產生的電能輸送到配電系統，最終由配電系統供電給負載的系統。台灣位於亞熱帶，夏天氣候炎熱是尖峰負載上升的主要原因。為了應付尖峰負載，台灣電力公司會避免在此時進行機組維修，並可能使用燃油機、燃氣機等機組在尖峰時段發電，此類發電設備皆屬於高成本的儲備電能；但是在離峰時段，許多機組將被閒置不用，造成浪費，且電力公司仍要持續維護設備，使得維護成本居高不下。

除了增加發電機組以應付尖峰負載，也可針對時間電價的設計來改變民眾的用電行為，主要是以電價為誘因，在負載相對較高的時段，具相對較高的電費；在負載相對比較低的時段，電費則比較低。如此一來，尖峰時段的負載需

求量，可以移到離峰的時段使用；除了可以平衡一天的負載曲線，也可使台電公司避免需要增加尖峰發電設備，省下供電成本。

另一個近年興起應付尖峰負載的辦法，是使用儲能系統。於離峰的時段，先發電並把電力儲存起來。到了尖峰時段，儲能系統便可釋放電能，供電給尖峰負載。有儲能系統供電給尖峰負載，便可以減少使用高成本發電機組，因此也同樣可以省下電力公司的供電成本。目前小型的儲能系統多為蓄電池或水力儲能系統，以及空氣壓縮的儲能系統。雖然儲能系統執行上的問題相對比較少，但是建置成本不便宜。

由於電力需求無時無刻不在變化，而且供應不能短缺。因此，電力調度的使命在於分配調撥必須維持適時、適量，才能提供安全穩定的電力。為了應付每天的輸配電平衡，台電調度處會將停機機組、線路維修等因素全盤考量後，針對隔天的負載擬出一個發電計畫，調度中心再根據隔日的實際情況進行微調，由於台灣電力一個負載點是 15 分鐘，即是每 15 分鐘一個量測點，所以每日不是只預估隔天的最高與最低用電量，而是細到要規劃每 15 分鐘的負載預測與機組排程。[9]

電力潮流亦稱為負載潮流，是電力系統分析與設計的主幹，在規劃、運轉、經濟調度、及電力公司間的電力交易上不可或缺的角色，此外對於暫態穩定度及偶發事件分析等課題，電力潮流分析亦是不可少[10]。在一個實際電力系統中，電力公司所發出的電力，不見得能夠完全送到用戶手中，這是因為輸電網路系統結構之故，並非所有發電廠均與負載中心等距離，而且燃料成本也不一樣，再加上輸電線流量及耗損，饋線上的電力潮流往往並非能夠如預期的流動，所以電力系統正常運轉情況下，發電容量總和應大於負載及損耗總和。透過計算電力潮流分佈，對於整個電力系統運作，像是在輸電線路運輸費用的計算及電力網路壅塞管理，都是非常有幫助。

## 2.2 需量反應

需量反應(Demand Response, DR)源自 1970 年代，是電力公司經電力系統或電力市場反應供電狀況，經協調後對客戶用電量行為進行動態調整，進而改變負載曲線的方式，為一個電力需求端管理(Demand-side Management, DSM)的重要機制之一。透過實行需量反應，在電價較高的時刻，消費者可藉由減少用電量以降低電費支出，而電力公司也可因而減少供電量，在尖峰負載時達到電力消減的功能，以達供電穩定之效益並維持系統可靠度。

對電力公司而言，由於發輸電成本在負載尖峰時會較高、市場電價波動較大而系統安全性也相對較低，因此規劃降低尖峰用電需求，可延遲設備投資時程，並可長期減少投入整體電廠的資金成本；在實際運作上，當電力市場價格高漲或電力系統發生電力吃緊狀況時，由電力公司利用經濟因素(電價與優惠)為誘因，使用電戶改變於原本用電習慣，以此將尖峰需量移峰填谷，避免尖峰超載而造成供電不穩的情況。簡而言之，需量反應提供一個協商平台以讓電力供應者與使用者雙向進行溝通，讓電力供應者在電力系統不穩定下，可利用獎勵(Incentive)與電價(Price)為誘因，使降低(shedding)、轉移(shifting)或拉高離峰使用者負載，以抑低尖峰負載(Peak Load)，避免電網饋線/變電站因超載而引發之跳電危機[11]。

### 2.2.1 需量反應控制策略

根據不同目標，需量反應可分為以下四大類：負載管理、輔助服務、環境保護、以及能源節約。而負載管理與輔助服務是傳統需量反應的重點所在。用戶端所使用的需量反應亦可分為兩大類，分別為以誘因和電價為基礎的需量反應。以誘因為基礎的需量反應包含直接負載控制與緊急型反應方案等，可直接對負載進行控制，在大型輸電系統或地區供電吃緊時減少用電量；而緊急型需

量反應方案則具有強制執行的性質，當緊急狀況發生時，用戶會接收緊急降低用電量之通知，用戶根據此通知並執行需量反應，平衡電力公司的供電量並協助提升供電品質；以電價為基礎的需量反應則包含時間電價(Time of Use, TOU)、即時電價(Real-time Pricing, RTP)、關鍵尖峰電價(Critical Peak Pricing, CPP)等，提供用戶多種電價制度方案的選擇，是一種以價制量的策略。一般電力公司可提前一天或當天通知用戶進行需量反應，使用者則需在需量反應需求時間內完成用戶端電力降載，使電力公司可以平衡電力調度並有效穩定尖峰需量[ 12，13 ]。

隨著智慧型電表與家庭電能管理系統的發展，傳統需量反應也由手動操作的方式發展為自動化需量反應，家庭電能管理系統透過各式通訊方式，使得家中電器接收需量事件之後可自行卸載用電，並且透過智慧電表的數據瞭解客戶本身的電力使用習慣。為節省業者與用戶間需量反應的交易成本，以用戶群代表作為中間協調者，集結各用戶負載與電力公司進行交涉，為另一種新興的需量反應策略。另外有一種需量反應方式則將此機制由單向轉為雙向互動，使得用戶亦可主動參與供需市場，成為具有生產與消費雙重身分的產消者，可更彈性、更即時的進行需量反應機制。

### 2.2.2 自動需量反應通訊規範

隨著資通訊的發展和先進讀表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure, AMI)出現，更助於智慧電網的需量反應實行，現今國際間自動需量反應(Automated Demand Response ,ADR)標準是透美國能源部(Department of Energy, DOE)委託美國勞倫斯柏克萊實驗室(Lawrence Berkeley National Lab Demand Response Research Center)研擬之 OpenADR 標準規範為主流。

由於自動需量反應系統的概念是架構於智慧電網各階層上，基本是由兩種通訊角色所組成，一種是虛擬上層節點(Virtual Top Node ,VTN)，主要是扮演



發送訊息的服務器端角色；另一種為虛擬終端節點(Virtual End Node ,VEN)，主要為用戶端角色，這兩種角色中間以網路通訊為主，搭配使用可延伸標記式語言（eXtensible Markup Language, XML）的通訊協定，相互進行需量反應事件的交換。如圖 2-3，電力調度中心為最上層之 VTN，會發佈相關需量反應事件，與執行方案資訊。接著位於下層的 VEN 之用戶群代表或用電用戶將會發出訊號，詢問上層 VTN 是否有需量反應事件需要執行，或是接收來自上層的需量反應訊息。接著用電用戶將會依照需量反應事件的 XML 文本描述資訊，進行自我電力的調控；而用戶群代表本身同時是 VEN 角色與 VTN 角色共存，作為 VEN 接收電力調度中心發出的需量反應通知，再轉變成 VTN 角色將需量反應事件轉發到所屬下層用電用戶之 VEN。

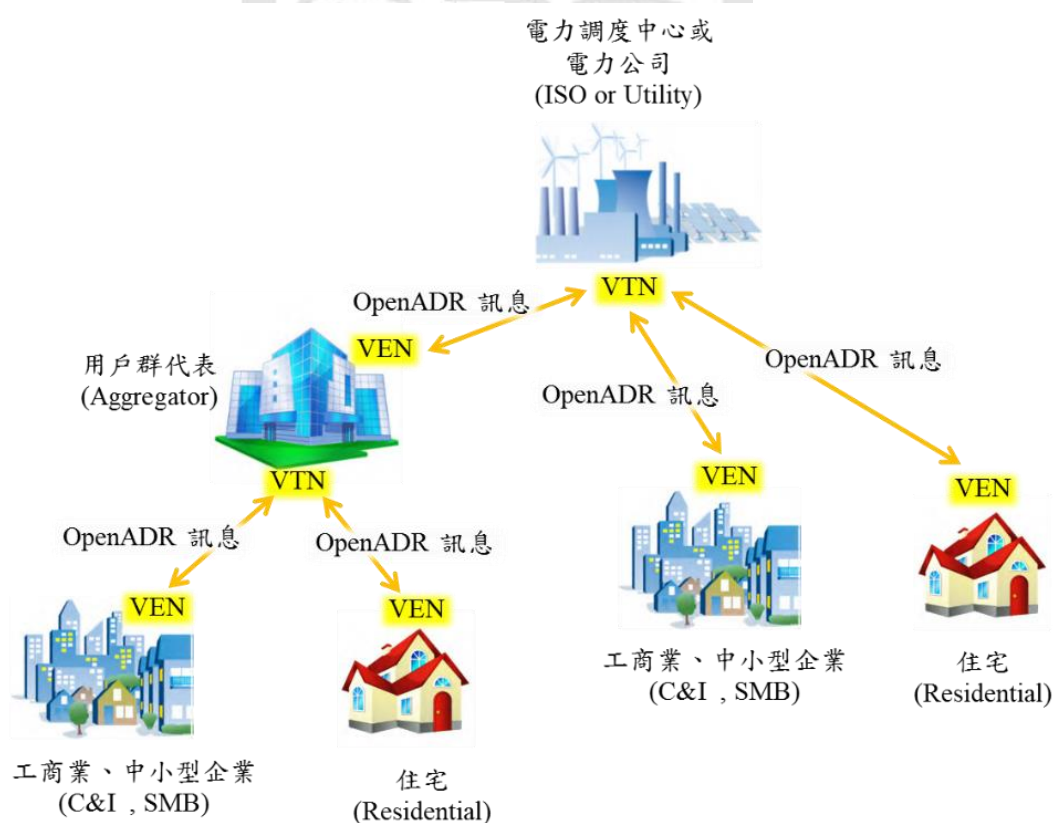


圖 2-3 OpenADR 通訊架構[ 14 ]

自動需量反應系統主要著重於訊息傳送管道必須是安全、可靠，並可確保雙向互相溝通傳輸需量反應事件，透過標準 XML 格式傳輸需量反應的通知訊息，主要執行步驟如下[ 15 ]:

1. 電力調度中心或電力公司發佈一則需量反應事件與價格訊號，到需量反應自動化伺服器(Demand Response Automation Server，DRAS)或是 VTN。
2. 用戶端 VEN 會主動向 DRAS 或 VTN 取得最新事件；或是被動接收新事件。
3. 用戶端 VEN 之家庭電能管理系統會根據需量反應事件進行相關措施。
4. 需量反應事件結束後，VTN 將會主動或被動地取得需量反應成效，並可進行效能評估。

以往的需量反應實施方式皆是屬於人工通知，智慧電網與自動需量反應的建設加速了需量反應的效果，透過 OpenADR 通訊規範，可以更實際與便利於實施需量反應的發佈。

## 2.3 方法研究與步驟研究

本文研究落實電力調度中心如何決定各戶於需量反應時對應的抑低量，主要是透過用戶用電歷史資料，推導出屬於各用戶適當的需量反應使用量，當電力系統發生壅塞或系統故障時，可以針對用電用戶分配相應的抑低量進行需量反應。在本節主要探討分析蒙地卡羅方法與背包問題中的使用方式，主要是認為透過蒙地卡羅方法(Monte Carlo method)可以模擬用戶抑低負載量；而背包問題可以解決各戶抑低量的組合分配的問題。

### 2.3.1 蒙地卡羅方法

蒙地卡羅方法(Monte Carlo method)是由數學家 Metropolis 和 Ulam 於 1949 年所提出的，它是通過一種模擬的方式對難以解決的問題求得近似解答[ 17 ]。蒙地卡羅方法亦稱為隨機模擬方法，它是通過不斷產生隨機數列來模擬過程。有時也稱做隨機抽樣技術或統計試驗方法。主要思想是對求解問題本身就具有機率與統計性的情況，按照實際問題所遵循的機率統計規律。

首先對於資料本身建立一個機率模型或是一個隨機過程，使它的參數等於問題的解，定義出模擬的機率密度函數(probability density function, pdf)，然後透過模型與過程的觀察或抽樣試驗，來計算所求參數的統計特徵，再以模擬出的資料以統計方法來估計感興趣的參數(parameters)，最後給出求解的近似值，而解的精確度可用估計值的標準誤差來表示。簡單來說就是從一個特定分配或樣本中產生觀測值的概念[ 18 , 19 ]。

蒙地卡羅方法可以用來解決各種類型問題，主要可以分為三種應用形式：  
(1)直接蒙地卡羅模擬，屬於隨機性問題，是採用隨機數列來模擬複雜的隨機過程，由於自然界許多過程本身就是隨機的過程，例如擴散作用與布朗運動、核衰變過程等。(2) 間接蒙地卡羅模擬，求解問題可以轉化為某種隨機分布的特

徵數，這種方法多用於求解複雜的多維積分問題，利用亂數序列計算積分的方法。積分維數度越高，該方法的積分效率就越高。例如粒子運動方程來類比整個系統的行為。在統計物理中稱為分子動力學（Molecular Dynamics）方法。(3) 馬可夫鏈蒙地卡羅法（Markov chain Monte Carlo），它是以馬可夫鏈的形式產生系統的分佈序列。該方法常用於研究經典量子多粒子系統的問題。

本研究認為每個用戶在各時段的用電情形是個一個隨機的過程，很難預測用戶本身下一刻會使用多少電力，但是如果能夠透過用戶歷史資料，建立專屬的機率模型，即可模擬出配合不同用電特性的用戶需求量。本研究藉由蒙地卡羅處理隨機問題的特性，認為所需解決的問題屬於間接蒙地卡羅模擬，透過文獻[ 20, 21]，歸納出其模擬過程可以歸納為三個主要步驟：

1. 建立一個適當的機率模型：問題本身具有隨機性質，首先針對資料樣本建立機率模型；而如果不是隨機性質的確定性問題，比如計算定積分，就必須事先建立人為假定的機率模型，將不具有隨機性質的問題轉化為隨機性質的問題。
2. 從已知的機率分佈進行隨機抽樣：建構機率模型以後，產生已知機率分佈的隨機變數，是實現蒙地卡羅方法模擬實驗的基本做法，這是蒙地卡羅方法也被稱為隨機抽樣的原因。
3. 建立各種預估量：由機率分佈模型中經過大量抽樣後，所統計平均得到的預估量，則為模擬實驗的結果。

### 2.3.2 背包問題

本節所探討的是如何解決組合分配的問題，透過蒙地卡羅方法可以模擬各戶的抑低負載量，再透過組合分配調整各戶抑低負載量以滿足電力系統供給。由於背包問題(Knapsack Problem)通常可用於解決找尋多個離散物件間最佳化

排列組合的問題，所以本節針對背包問題研讀其做法，並在第三章規劃如何實作各戶抑低負載量的組合。

背包問題的主要構思是給定一個背包，最大載重量為 $W$ ，以及 $n$ 個分別具重量 $(w_1, w_2, \dots, w_n)$ 和費用 $(c_1, c_2, \dots, c_n)$ 的物品，其中費用可以是利潤或成本。物品可以放進背包，也可不放進背包，最後目的是將一堆物品裝入背包，並可求得背包內利潤價值總和最大或成本總和最小。背包問題可以衍生出多種變形，但由主要可分成兩種問題型態：

1. 0/1 背包問題(0/1 Knapsack Problem): 物品本身不可被切割，取物時得取全部，通常採用動態規劃(Dynamic Programming)，由空集合開始，每增加一個元素就先求出該階段的最佳解，直到所有的元素皆加入至集合中，最後得到組合即為最佳解。
2. 可切割背包問題或稱為零碎背包問題(Fractional Knapsack Problem): 物品可被切割，取物時可取部份，採用貪婪法則(Greedy Approach)，是一種階段性的方法，具有一選擇程序 (Selection Procedure)，自某起始點(值)開始，在每一個階段逐一檢查每個輸入是否適合加入組合中，重複經過多個階段後，即可順利獲得最佳解。

在背包問題裡，由於物品放入背包可以獲得最高利益或是最低成本，但同時也會增加重量，對於選擇的方式參考文獻[22]所提出三種選擇方式：

1. 費用(最大利潤/最小成本): 採用最大利潤優先選擇方式，從利潤最大之物品依序取物，直到該物品重量取完，再改取次利潤最大之物品，直到總負重等於 $W$ 為止，就可以得到一個可行解；另一種選擇方式是最小成本優先選擇，從成本最小之物品依序取物，以此類推，直到總負重等於 $W$ 為止。

2. 重量:採用最小重量優先的選擇方式。自重量最小的物品依序取物，直到該物品重量拿完，再改拿次小重量之物品，至總負重等於  $W$  為止，就可以得到一個可行解。
3. 費用與重量比:採用最大利潤與重量比的選擇方式。以利潤與重量比最大的物品依序來取物，直到最大比之物品的重量拿完，再改拿利潤與重量比次大之物品，直到總負重等於  $W$  為止，就可以得到一個可行解；最小成本與重量比的選擇方式如同。

在本文研究中的需量反應電力分配目的在於選取一組分配給用電用戶適當的抑抵量，其目的是調整饋線用電量的限制，所以物品可以視為是用戶的抑抵量，且可以調低或調高，故本文選取可切割背包問題來做為選取較佳的可行解之方法。將電力系統於需量反應時所提供之饋線可配電量視為是最大載重量為  $W$  的容量，饋線下具有  $n$  個用電戶視為物品，每個用電用戶有自己的抑低需量  $w_i$  且可被切割，各戶用電成本為  $c_i$ 。目標找出一組組合使得總抑抵需量符合饋線可配電量，同時限制式為總成本最小值。其中背包問題裡的物品選擇是從無開始選取，所以計算背包的總價值也是從 0 開始向上加總，由於本研究採取實驗的用戶抑低需量調整方式，是先給定每個用戶(物品)皆有抑低量初值，再將其初值進行調整，而總價值的初始值是加總各用戶初值，當總價值的初始值大於饋線可配電量則進行向下調整抑低量。所以用戶(物品)的選擇將會取成本最大之用戶，而總成本減掉要向下調的最高成本之用戶，最後達到最低成本的要求，同時取得一組用戶抑低量之組合。

### 第三章 負載端需量反應管理規劃設計

本章節主要描述電力調度中心之電力系統需要實施需量反應抑低尖峰負載時，電力系統會產出所需要調度的電力，如何將系統需降載量分配給饋線下的電力用戶，給出一個用電組合告知各用戶應當配合的抑低負載量，是本章探討重點。

由於需量反應本身可以表示為電力調度中心在尖峰時刻對用電用戶實行供電量削減的行為，也可表示用戶接收需量反應事件並執行自我節電措施，有時同一角色行為可以有多種詞彙描述，為避免詞彙混亂，整理相關詞彙於如下：

1. 電力調度中心(電力系統)端實行需量削減、抑低需量、減少用電量、降低配電量等等，皆為同義，意旨希望從原本使用的容量下調，以求需量削減，而在本章主要會以“總配電量”代表實施需量反應時，電力調度中心期望某饋線使用的需量，如圖 3-1 尖峰削減示意圖，圖中水平軸代表一天之時間軸；縱軸代表供電負載量，透過電力調度中心的負載預測程式，預測在  $t_2$  時間可能發生尖峰負載值  $b$ ，所以電力調度中心可以決定在  $t_1 \sim t_3$  時刻尖峰時段實行削減，希望削減負載至  $a$  值以下，由於在削減期間負載  $b$  值和尖峰時間是預估結果，不適用計算。所以在本研究將以  $a$  值表示為電力調度中心認為該時段內的總配電量，而饋線下所期望的總用電量(用戶需求)則不得超過總配電量  $a$ (電力供給)。
2. 用電住宅方面實行需量反應時，如同文獻探討中所述電力公司要求住宅降低需量，可以傳達成下調多少量跟希望用戶只能用多少需量兩種方式，對於用戶來說降載值、降載需量值、抑低量、電力卸載、用電降載等皆為同義，在本章主要以“抑低負載量”來表示電力調度中心

期望用戶在需量反應時的抑低負載量，同圖 3-1 尖峰削減示意圖所示可以以  $a$  值表示。

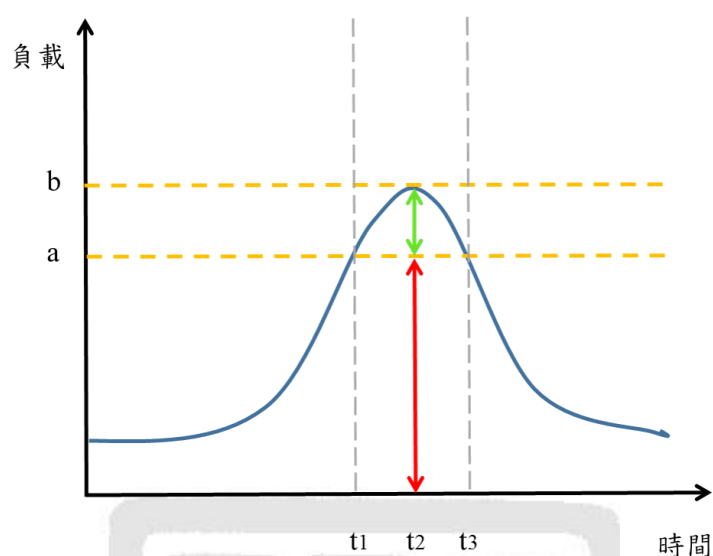


圖 3-1 尖峰削減示意圖

本章重點是定義每個用戶應當抑低量，並控制饋線下的各用戶用電加總後的需求量要低於各饋線所能供給量，當用戶得到抑低量時，需要遵守該時段用電功率不得超過抑低量如圖 3-1 的  $a$  值。當然在現實狀況下可能會發生用戶抑低量不足之情況也就是使用超過  $a$  數值，通常饋線依然會供給足夠之電能讓負載使用，並不會強制用戶真的只能使用所配給的抑低量，當此狀況發生時通常是屬於用戶違約情形，將交由電力業者做為事後處理，處理方式通常為用戶罰款，這部分在此不納入本研究探討範圍。

蒙地卡羅模擬結合背包問題的計算給定饋線下各戶適當抑低量，在 3.3 節定義的蒙地卡羅模擬會優先產出一組模擬抑低負載值；3.3.1 定義給出最低可抑低負載值，最後由 3.4 節背包問題方法調整真正可以滿足電力調度中心的期望抑低負載量。



### 3.1 需量反應分配研究流程

本研究假定電力系統下有多個饋線，作者規劃其一饋線為主要實行需量反應之饋線，其後所描述皆以此饋線為主，提供 31 戶住宅之用電量，其中設定 20 戶為參與需量反應對象，其於 11 戶為普通用戶，區分原則是因為所取得資料只有 20 戶有完整可建模數據能進行運算，另 11 戶沒有完整的建模資料，所以不納入參與需量反應的用戶，於下一小節將有詳細資料說明。

當電力系統有饋線壅塞或供電瓶頸的情形發生，即開始進行饋線下需量反應用戶的抑低量計算，圖 3-2 為本研究之整體流程圖：

步驟一：提供饋線一定額度之總配電量(D)。

步驟二：取得饋線下各戶住宅之歷史資料，使用蒙地卡羅方法產出各戶住宅的模擬抑低負載量(R)，當這組模擬抑低負載量(R)的加總超過饋線的供給量時將進行步驟三的微調。另外，此步驟亦會產生各戶最低容許抑低負載量(BR)，目的是確保各用戶具有最低用電權利。

步驟三：將步驟二所輸出的模擬抑低負載量(R)數據進行檢查，判斷是否需要進行各戶抑低負載量(R)調整，此步驟細節將在 3.5 節中詳述。

步驟四：此步驟將取得到各戶確定抑低負載量(R)，交由電力調度中心之 VTN 透過 OpenADR 發送抑低負載量的事件(Event)給各戶住宅(VEN)，而各戶住宅(VEN)接收事件後將各自遵守抑低負載量進行自我降載電力使用。

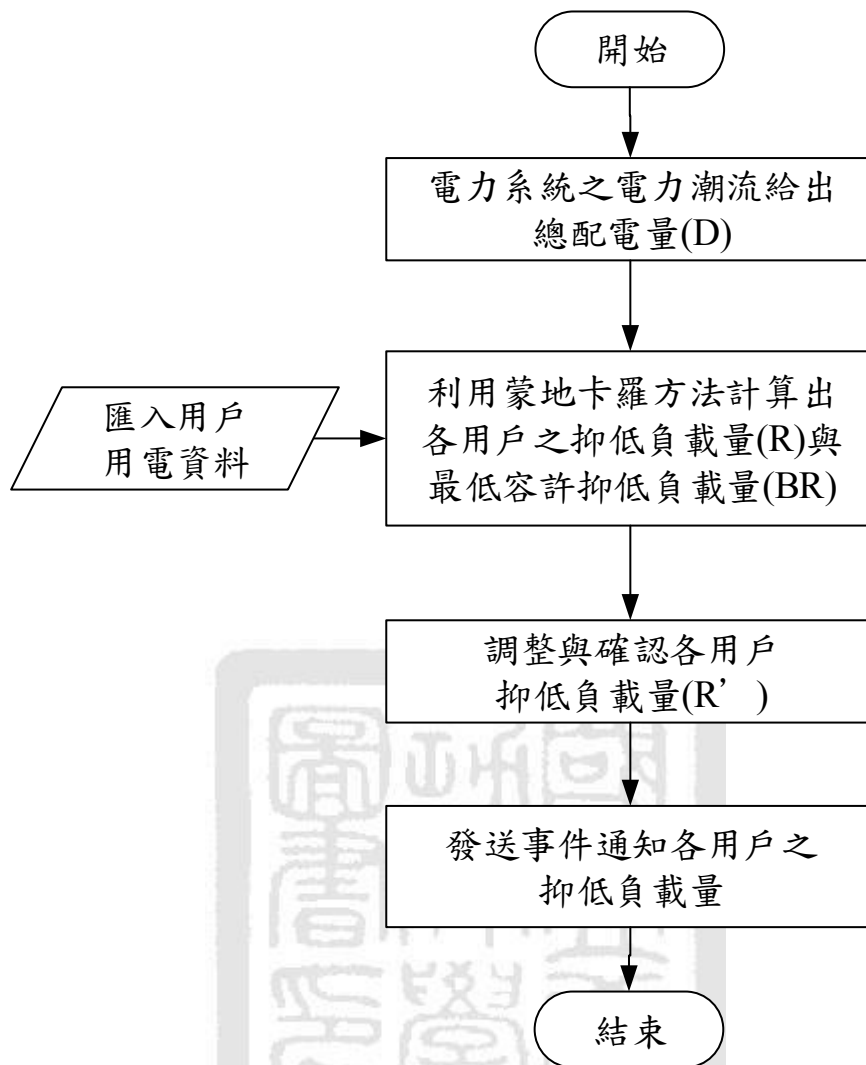


圖 3-2 研究整體流程圖

## 3.2 用戶用電資料收集與分析

### 3.2.1 用戶資料介紹

本文所提出實驗方法之使用資料是由澳大利亞政府的開放政府資料 (open government data) 網站所提取[ 23]。

使用資料為澳大利亞紐卡索(Newcastle)城市的 31 戶一年用電資料，紐卡索市是澳大利亞第六大城市，也是新南威爾斯州(New South Wales)第二大城，位於雪梨以北的一個大港，人口為 52.3 萬。位居溫帶。

如圖 3-3 所示為澳洲紐卡索市 2000~2012 年平均月均溫，由於此地區屬於溫帶區所以研判在春、秋兩季氣溫較涼爽，家庭對於冷氣或暖氣機的依賴性較不大，所以對於整體用電負載較小；夏季最高溫大概在  $28^{\circ}\text{C}$  左右，因此對於冷氣之依賴程度小於台灣；但因其位於海港區，所以冬天氣溫較寒冷，對於暖氣機的需求相對較高，所以用電狀況與台灣夏季相似，用電會因為使用高功率電器而造成整體電力負載升高。在台灣容易發生供電瓶頸的時間主要是在夏季用電需求大增的情況下，而澳洲紐卡索用電狀況則與台灣相反，主要是以冬天天氣寒冷時用電需求較大。因此分析澳洲紐卡索冬天之用電資料較適合模擬供電瓶頸，並實施需量反應的時間是當地冬季用電需求較高，即是 6 月至 8 月的資料。

所取得原始電力資料是收集裝設智慧電表的 31 個用戶，記錄各戶每半小時一個負載點的用電度數，原始電力資料經過整理後，完整一年的用電資料只有 12 戶；從 6 月到 8 月完整三個月的用電資料只有 20 戶。

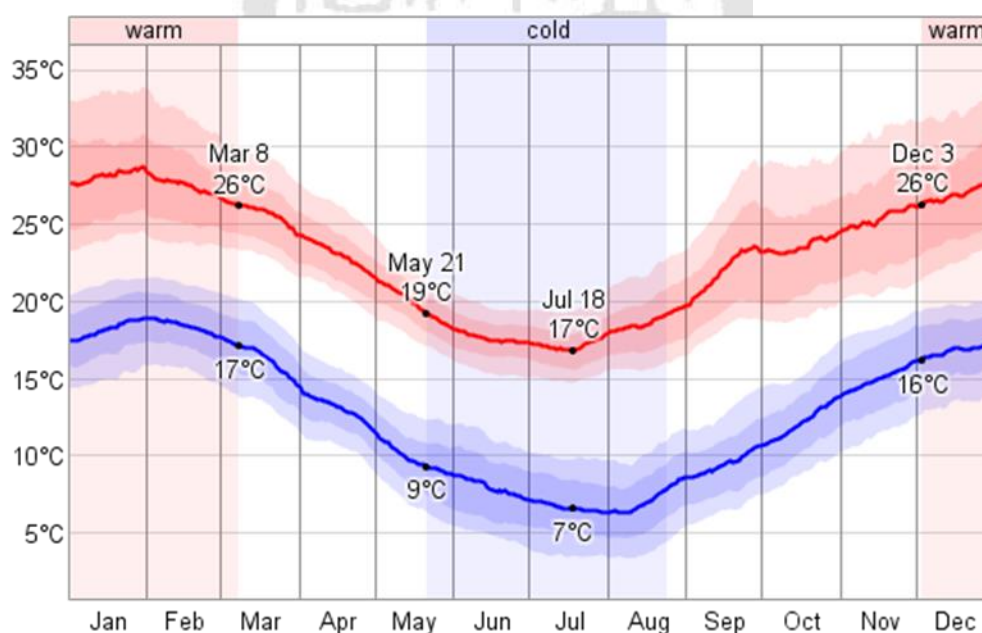


圖 3-3 澳洲紐卡索市 2000~2012 年平均月均溫[ 24]

### 3.2.2 資料處理

本研究將參與需量反應的用戶納入電力系統下饋線一的負載。附件一整裡出 31 戶用電資料的起始與結束時間，預計採用完整冬季時間區間為 2013/06/01~2013/08/31，共 92 天的資料，其中具有完整 92 天資料共有 20 戶，故以此 20 戶為參與需量反應用戶主體。

原始用電資料欄位格式為用戶電表號(Meter\_ID)、時間、度(kWh)。每小時的 29 分與 59 分一個負載量測點，也就是每半小時一筆電力資料，由於負載和要提供給用戶之抑低量的單位皆為千瓦(kw)，故資料處理的第一步驟即是將每半小時一筆的度數 kWh 轉成以 kW 為單位的用電資料進行運算。

第二步驟將各時段與天數分別標記編號，第 1 個時段為 00:29、第二個時段為 00:59、...、第 23 個時段為 23:29、第 24 個時段為 23:59；而天數從 6/1~8/31 共 92 天依序加上編號 1~92，從 6/1 為 1 號、6/2 為 2 號、...、7/1 為 31 號、7/2 為 32 號、...、8/31 為 92 號，如附錄二展示第 2 號用戶之原始資料，而表格 1 簡述為第 2 號用戶資料表示方式，每一列為各時段資料；每一行為單天 48 個量測點資料。在本研究主要取用編號為雙數的用電資料建模，編號為單數的資料進行驗證，分配的考量為驗證資料的用電狀態，前後兩天的用電狀況和天氣溫度上的會互相關聯影響用電頻率，例如可能今天寒流來襲，昨天氣溫會有明顯地下降，而明天的氣溫可能依舊寒冷，使得用戶使用暖氣機的機會增多，故本文實驗以交叉天數區分建模與驗證資料。

表 1 第 2 號用戶資料簡述表

日期編號 時段	1	2	3	4	...	89	90	91	92
1	0.20	3.54	0.26	0.29	...	1.15	1.17	1.24	1.20
2	0.15	0.21	0.31	0.31	...	1.12	1.23	1.26	1.17
3	0.23	0.15	0.28	0.25	...	1.18	1.27	1.15	1.26
4	0.14	0.15	0.31	0.26	...	1.15	1.24	1.22	1.30
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
45	0.54	3.16	4.06	4.18	...	1.43	2.53	1.62	1.44
46	0.48	0.26	3.93	2.73	...	1.21	1.60	2.12	1.44
47	1.46	0.40	1.51	0.36	...	1.14	1.27	1.48	1.20
48	1.02	0.28	0.26	2.10	...	1.16	1.27	1.21	1.17

第三步驟進行用電資料連續資料轉換成離散資料的處理，在 3.3 節會針對用電數據產生機率密度函數和其他相關函數，由於用戶用電數值為連續資料，難以表示在某個確定取值點的機率，例如“取得隨機抽樣為 2.38kW 需量的機率為何？”，因為有可能樣本沒有 2.38 的值，但是有 2.36kW、2.37kW 的數值；所以若是改成“取得 2.3kW~2.4kW 這個區間值的機率”，則可以很明瞭的計算落在這個區間的次數，即可計算出相對機率。本研究轉換成離散資料的做法是將用電的連續資料進行分組，詳細的作法為：

1. 針對各戶的數據中，找出最大值(Max)與最小值(Min)。
2. 計算全距  $R = \text{Max} - \text{Min}$ 。
3. 決定組數  $k=10$ ，由於建模資料的雙數天具有 46 天，依各時段計算，所以每一個時段只有 46 筆資料，故作者認為組數  $k$  值設定為普遍值 10 較適當。
4. 每組數值以組中點表示。

轉換成離散資料後的形式如表 2，計算第 2 號用戶的第 37 個時段，由連續資料轉換成組數為 10 的分組資料，每組資料以組中點表示，如圖 3-4 第 2 號用戶第 37 個時段離散資料的次數直方圖。

表 2 第 2 號用戶第 37 個時段資料連續轉換離散

天數編號	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
第 37 個時段連續資料	6.38	4.48	1.87	0.11	1.65	6.29	3.79	1.06	4.97	2.46
第 37 個時段離散資料	6.22	4.78	1.90	0.46	1.90	6.22	4.06	1.18	4.78	2.62
天數編號	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40
第 37 個時段連續資料	4.69	5.18	4.66	2.34	4.75	6.97	3.69	0.13	2.11	3.65
第 37 個時段離散資料	4.78	5.50	4.78	2.62	4.78	6.94	3.34	0.46	1.90	3.34
天數編號	42	44	46	48	50	52	54	56	58	60
第 37 個時段連續資料	3.58	3.94	5.68	0.54	4.62	3.95	4.61	4.93	6.35	3.95
第 37 個時段離散資料	3.34	4.06	5.50	0.46	4.78	4.06	4.78	4.78	6.22	4.06
天數編號	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80
第 37 個時段連續資料	5.61	4.92	7.05	6.83	4.53	5.56	4.74	0.81	2.64	1.57
第 37 個時段離散資料	5.50	4.78	6.94	6.94	4.78	5.50	4.78	0.46	2.62	1.90
天數編號	82	84	86	88	90	92				
第 37 個時段連續資料	1.86	0.93	1.67	0.69	2.22	3.05				
第 37 個時段離散資料	1.90	1.18	1.90	0.46	1.90	3.34				

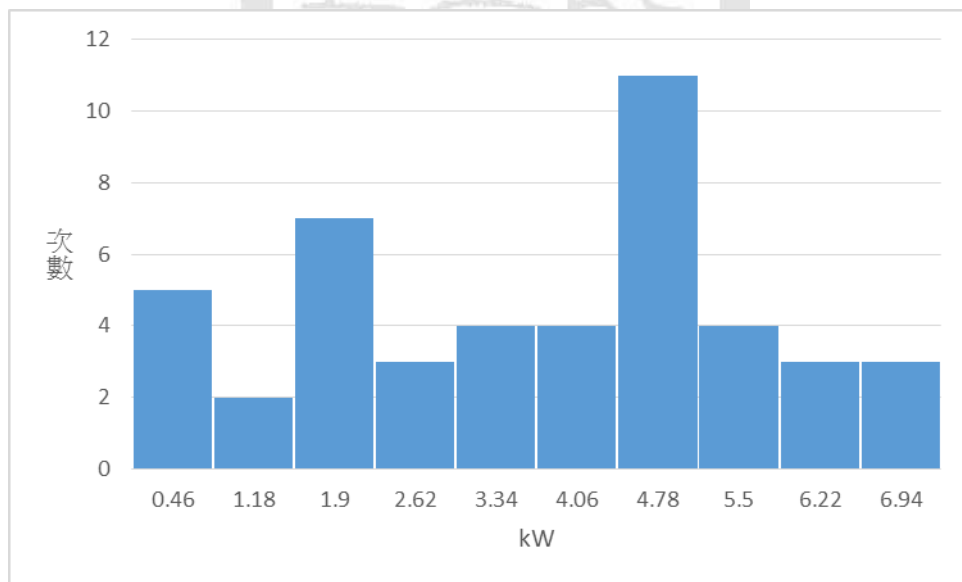


圖 3-4 第 2 號用戶第 37 個時段離散資料的次數直方圖

### 3.2.3 驗證資料的假設

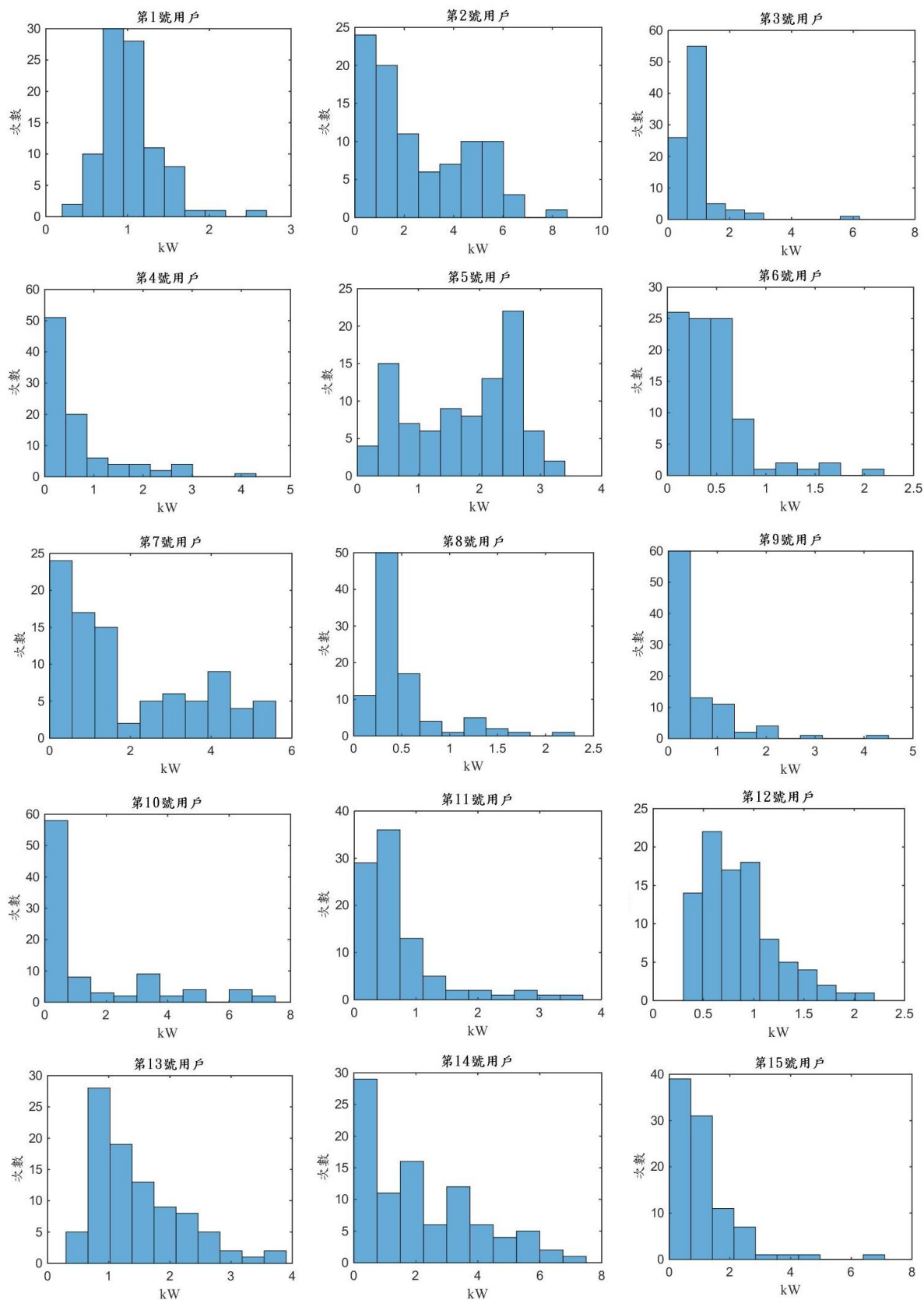
電力公司判斷用戶在需量反應所節省的電量，通常會採用基準線(Baseline)輔助，主要是在衡量負載減少時的一個依據，基準線可以視為是用戶的預測用電曲線。常用於計算用戶在實行需量反應後的負載減少量運算，其簡單表示為：

$$\text{負載減少(Load Reduction)} = \text{基準線(Baseline)} - \text{實際使用(Actual Use)}$$

根據文獻[25]指出，基準線之設定方式主要為日期比對法。日期比對(Day Matching)的主要概念為，以用戶過去實際使用的用電量作為基礎，收集與事件發生日類似的歷史資料進行平均。在本研究中所需要的用戶基準線，主要是當作用戶的預估用電量，為實行需量反應時需要實行降載的基準依據，而降載的減少量就如上述的“負載減少”。由於基準線的研究可以為另一門的探討，故在本文不考慮計算各用戶的基準線，而是使用實驗規劃編號為單數天的驗證資料來當作基準線的訂定。

### 3.3 蒙地卡羅函數設計

在本節將探討如何求出各別用電戶在每個時段間的模擬值，利用亂數取樣(random sampling)模擬各用戶的需量反應曲線。透過本文收集的住宅用戶原始用電資料進行次數長條圖分析，如圖 3-5 為各用戶雙數天在第 35 個時段的次數長條圖，大部份的用戶的用電量分析得到比較右偏的高斯分佈圖，由於一般家庭用電大致上都會有最低固定使用量與電費價格影響，所以判斷是影響右偏的主要原因。





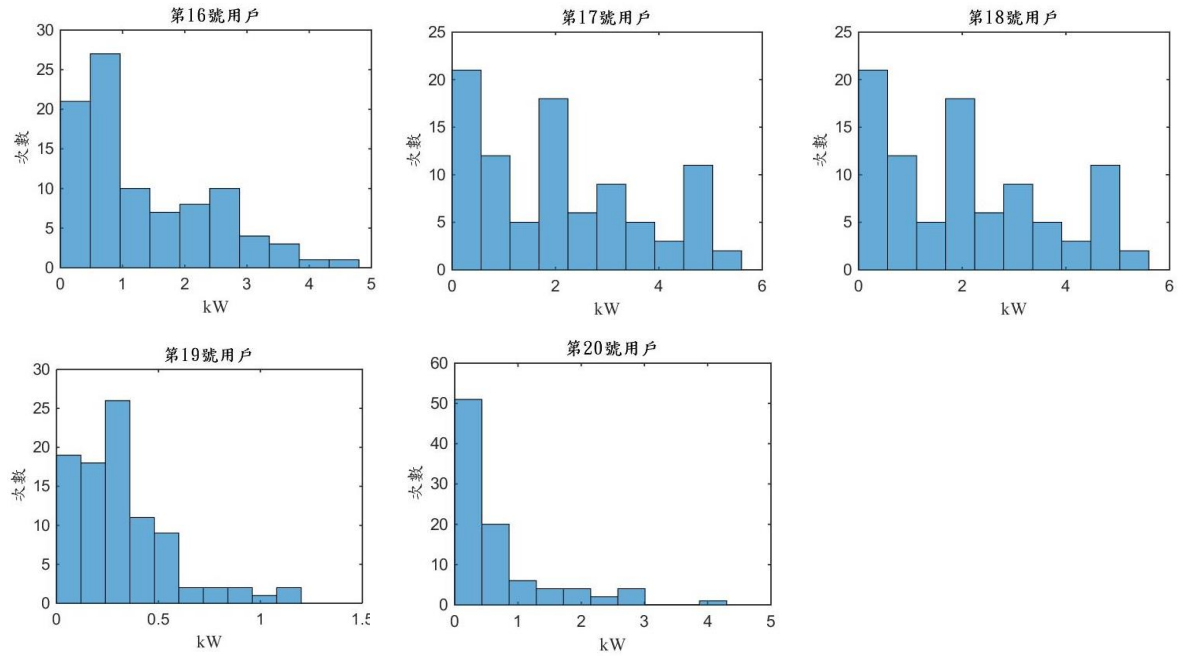


圖 3-5 各用戶雙數天在第 35 個時段次數長條圖

由於在用戶用電資料裡，我們無法明確指出用戶在何時會使用多少電，因此本研究將建模資料(雙數天資料)視為所有用戶中各時段可能結果發生的機率，透過觀察用戶用電資料可以得知用電傾向呈現高斯分佈，屬於常態分佈，於是可以將歷史資料套用至常態機率密度函數(probability density function, pdf)，如方程式(1)所示，與累積分佈函數(cumulative distribution function, cdf)，如方程式(2)。

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt = P(X \leq x) \quad (2)$$

因為需要將機率密度函數中所得到的曲線面積調整為 1，故須要使用 Z-分數正規化，如方程式(3)，將資料重新分佈在一個較小且特定的範圍內調整其值，以便產生均勻分佈(uniform distribution) [0, 1] 之間的亂數。並將每一個用戶之

雙數天用電的每一個時段資料正規化，然後產生標準常態機率密度函數，如方程式(4)，與標準累積分佈函數，如方程式(5)。

$$Z = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (3)$$

$$f(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{Z^2}{2}} \quad (4)$$

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-\frac{1}{2}z^2} dz \quad (5)$$

透過所模擬過程的機率分佈函數，生成[0,1]區間內均勻分佈的 48 個時段 n 列隨機數矩陣，如方程式(6)。再代入由方程式(5) 產生的反函數，即為隨機抽樣的隨機變量方程式(7)。

假設所要求的估計值  $I$  是隨機變量  $\xi$  的數學期望值  $E(\xi)$ ，即是  $I = E(\xi)$ ，則對  $\xi$  進行  $N$  次重複抽樣，可以產生相互獨立的  $\xi$  值序列  $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_N$ ，並計算其算數平均值  $\bar{I}$  做為  $I$  的近似值，求得預計各用戶在某時段之用電限量，如方程式(8)。

$$\gamma_{48 \times n} (n=1,2,\dots,N) \quad (6)$$

$$\xi_n = \Phi^{-1}(\gamma_{48 \times n}) \quad (7)$$

$$\bar{I} = \overline{\xi_N} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \xi_n \quad (8)$$

根據大數定理當  $N$  充份大時  $\overline{\xi_N} \approx E(\xi) = I$  成立的機率為 1，即可使用  $\overline{\xi_N}$  為所求量  $I$  的估計值，也就是模擬出實際問題最可能結果。

最後，由於在方程式(3)時將所有資料進行標準化，故須針對  $x$  還原，使用方程式(9)以產出用戶抑低負載量的目標值，即為各戶所求得的估計值  $X$ 。

$$X = I \times \sigma + \mu \quad (9)$$

### 3.3.1 最低容許抑低負載量定義

最低容許抑低負載量是用來做調整用戶需量反應的最低限制，因為家庭用電一定都會有最低用電量，例如冰箱、熱水壺之類。即為每個用戶時段皆須定義一個最低容許抑低負載量，主要判斷方式是使用各時段的建模資料，如圖 3-6 所示，針對每個用戶取得各個時段的第 10 個百分位差( $q$ )資料和模擬抑低負載量( $p$ )相比，如果模擬抑低負載量大於第 10 個百分位差( $p > q$ )，則最低容許抑低負載量( $r$ )設為模擬抑低負載量與第 10 個百分位差的平均 $[r = (p + q) / 2]$ ，如圖 3-6(a)；否則最低容許抑低負載量設為第 10 個百分位差( $r = q$ )，如圖 3-6(b)。

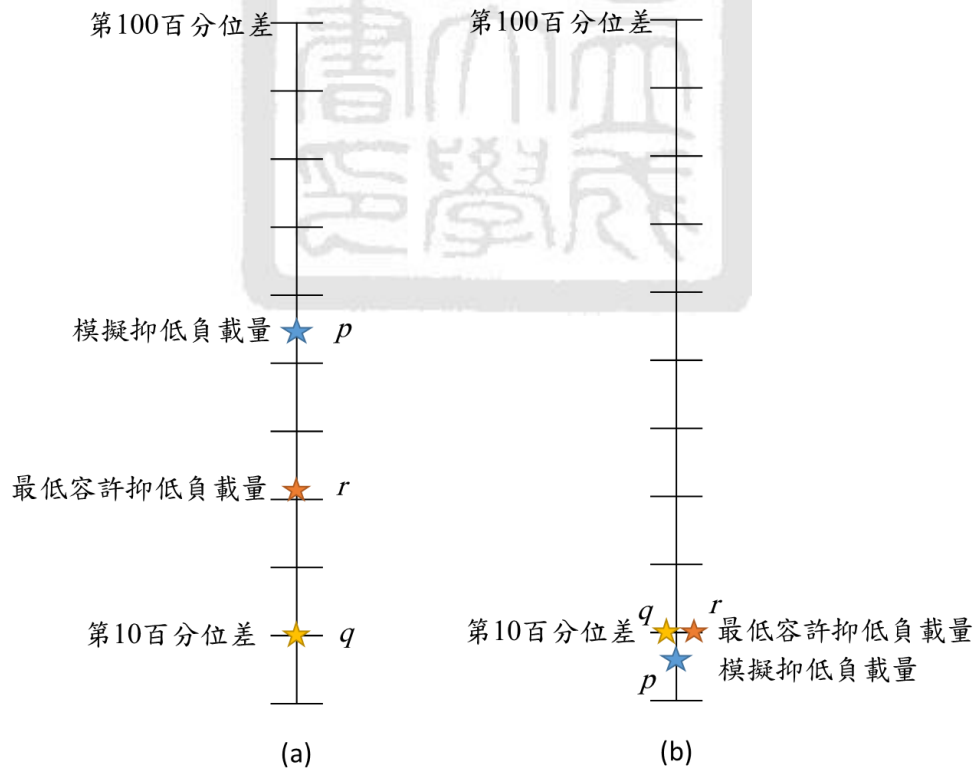


圖 3-6 計算最低容許抑低負載量示意圖

### 3.4 降載調整設計

由前幾節之步驟可以得到 1.電力系統對於預實行需量反應之饋線的總配電量(D)。2.參加需量反應活動之 20 戶用戶的模擬抑低負載量(R)。3.該 20 戶的最低容許抑低負載量(BR)。本節將詳述利用解背包問題的方式來調整各用戶的抑低負載量，使各用戶之用電量總和能滿足饋線下的目標電力總配給量。除了上述所需運算之主要數據外，尚需輸入一些相關參數以利整體運算，包含抑低用電日期、抑低用電時段起點時間、抑低用電時段個數、系統需量反應總供給量。而輸出結果為符合饋線所期望之負載流量的各用戶應當抑低負載量。

#### 3.4.1 用戶成本定義

背包問題中每個用戶需要有相對應的成本，作為判定被選取為調整降載抑低量之重要程度。考慮可影響用戶成本的因素有非常多，例如：輸配電距離、每度電的電力成本、氣溫、各戶的用電狀況等。

由於輸配電距離為變電所蓋好後即為固定距離，以不同距離來影響各用戶參與需量反應的重要程度並不公平，也許有些用戶可以很配合需量反應，但是距離變電所很近，供電損失相對較少，所以不易被安排抑低負載，以消費者角度當然不希望因為距離關係而影響需量反應的權利；而每度電的電力成本具有固定計算公式，並不會因為每個住宅住戶不同而有不同的單位電費。而氣溫是大區域變化差異較大，通常同一饋線會屬同一區域，同區域範圍的住宅用戶的氣溫基本都相同，所以也不適合納入成本的考量。所以各戶的用電狀況即是影響用電最大的主因，依照各戶用電習性而有所變動。

分析各項因素後，為求簡單化，本文只考慮使用住宅用戶的用電狀況來做為成本的考量。分析各用戶每日的用電曲線，如圖 3-7 為第一號用戶從 2013/06/01~2013/08/31 的每日用電曲線分析，x 軸為每日各時段從 00:30 為第

一時段，1:00 為第二個時段，如此下去，計算 92 天在各時段的平均用電與標準差，可以判斷當標準差越大時，該時段資料離散程度越大，相對的用電度數也可能有比較高的機會；而平均數大時表示普遍用電量偏多。如下圖在第 36 個時間點可以判斷有很大的機會屬於較高的用電量，可以降低用電的彈性較多，所以本實驗將採取各戶每個時段的標準差值當作成本值來運算，當成本值比較大的時候，被選中需要調低用電的機會越大，這時候即達到希望選擇比較容易做抑低用電用戶的目的。

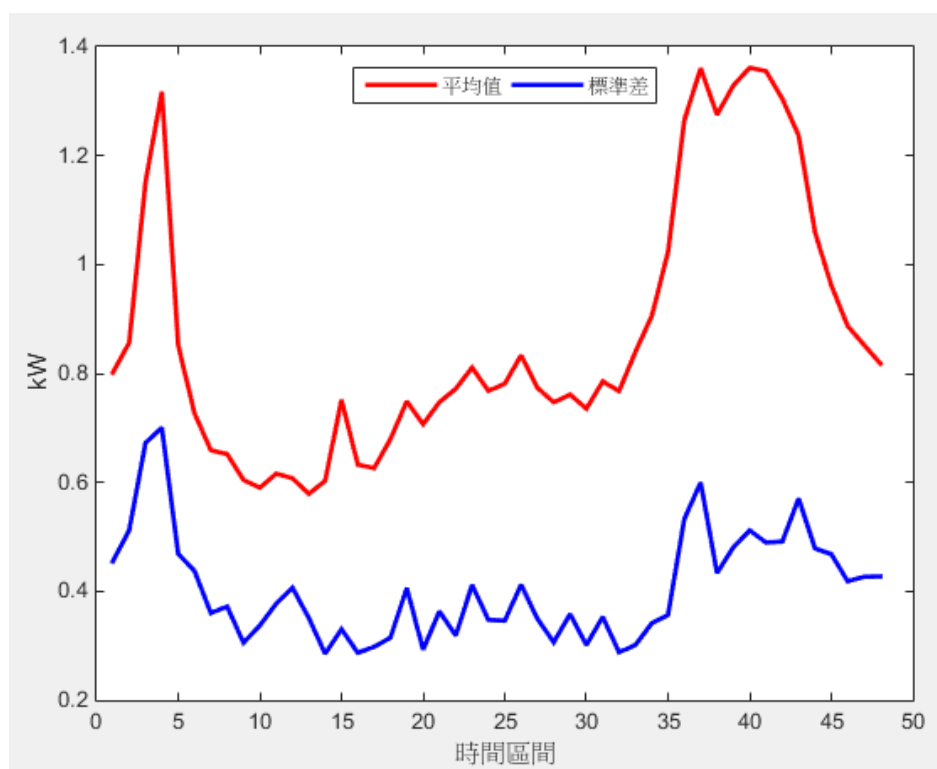


圖 3-7 第 1 號用戶 2013/06/01~2013/08/31 每日用電曲線分析

### 3.4.2 降載調整流程

如圖 3-8 降載調整流程圖。初始有兩組輸入值，一組為執行需量反應時的相關設定，包含需要配合降低電力使用的用戶群資料：

- ① 實施需量反應日期：使用驗證資料日期當作實施日，其用戶資料模擬基準線。
- ② 抑低起始時間：需要計算各用戶負載抑低量之時段起點(Start Time)。
- ③ 實行時間區間( $j$ )，總區間個數( $N$ )：每 30 分鐘為一單位，若是 4 個區間即為實行 2 小時抑抵。
- ④ 電力系統對該饋線可配電量( $D$ )。
- ⑤ 各戶成本值( $C_i$ )：由上一小節所定義出來。

另一組輸入值，則是經由蒙地卡羅方法所提供之輸出與相關事前假設資訊：

- ① 該次需量反應不參加者之名單所產出的對照表：由於需量反應主要是藉由引導用戶調整用電以期望尖峰削減或避免供電不足，如第二章文獻探討中，除了直接控制方案是可以直接對用戶控制使用電力外，其他方案皆是由用戶自主性管理用電。若是目的在於尖峰削減而非限電的情況是無法強制用戶用電，即使用戶有參加需量反應，仍有權力可以選擇不配合實行抑低用電，所以在本文使用亂數產生器，隨機模擬不參與抑低之用戶。另外文獻探討時討論過用戶會與電力公司或用戶群代表簽約，對於不配合和實行抑抵用戶會有相關容許範圍與獎懲機制，所以會影響用戶實行抑抵的意願程度，本實驗不進行分析這些參與意願程度，改由限定不配合抑低用戶數設最多同時不超過 5 戶，也就是希望每次至少會有 7.5 成至 8 成用戶是參與活動。

- ②不參加本次抑低用戶之預估用電量總合( $\sum E$ ):不參與抑低的用戶,代表這些用戶在需量反應其間是可以自由用電,但由於該饋線總體供應量不變,故需要先行排除這些自由用電用戶之預估用電量,其餘則為可分配之配給量。所使用的用戶預估用電量是由驗證資料裡取出設定。
- ③初始參與用戶抑低負載量( $R_i$ ):由蒙地卡羅模擬步驟得到。
- ④參與抑低用戶最低容許抑低負載量( $B_i$ )。

計算初始完相關資訊後,則針對每一個時段也就是每一個 30 分鐘所需要調整的抑低負載量進行試算。

步驟一:從預計抑低開始時間運算,計算總次數為  $N$  次( $N$  個半小時),  
 $j$  從 1 開始表示執行到哪一個時段,直到每個時段的各戶用電抑低負載量運算完成後結束( $j=N$ ),再將所產出之結果回到整體流程圖之步驟四發送事件。

步驟二:從已得到兩個數據,第一為計算在背包問題所需之總供給量=饋線的總配電量-不參加抑低用戶之預估用電量( $S = D - \sum E$ );第二計算各用戶需要調低的單位量( $V_i$ ),依照用戶各別時段的(抑低負載量-最低抑低負載量)分成 20 等份,為每次調低的單位量( $V_i$ ),如此設定可以使得各用戶最多被選取 20 次的下調,本實驗嘗試以 20%、10%、5%、3.3% 進行試算,當每次以 20%、10% 為單位下調時,某些用戶很容易就到達最低抑低負載量,而 3.3% 的量被切的太瑣碎計算次數過多,且單位量過小不利於計算,故使用 5% 為每次下調的單位量,但仍可針對不同饋線特性的負載量進行微調。

步驟三：統計當下抑低負載量( $R_i$ )值總和是否低於總供給量( $S$ )，若抑低負載量( $R_i$ )已可滿足總配電量( $D$ )則回到步驟一執行下一時段計算或結束；否則進入步驟四準備對各戶調整抑低負載量( $R_i$ )。

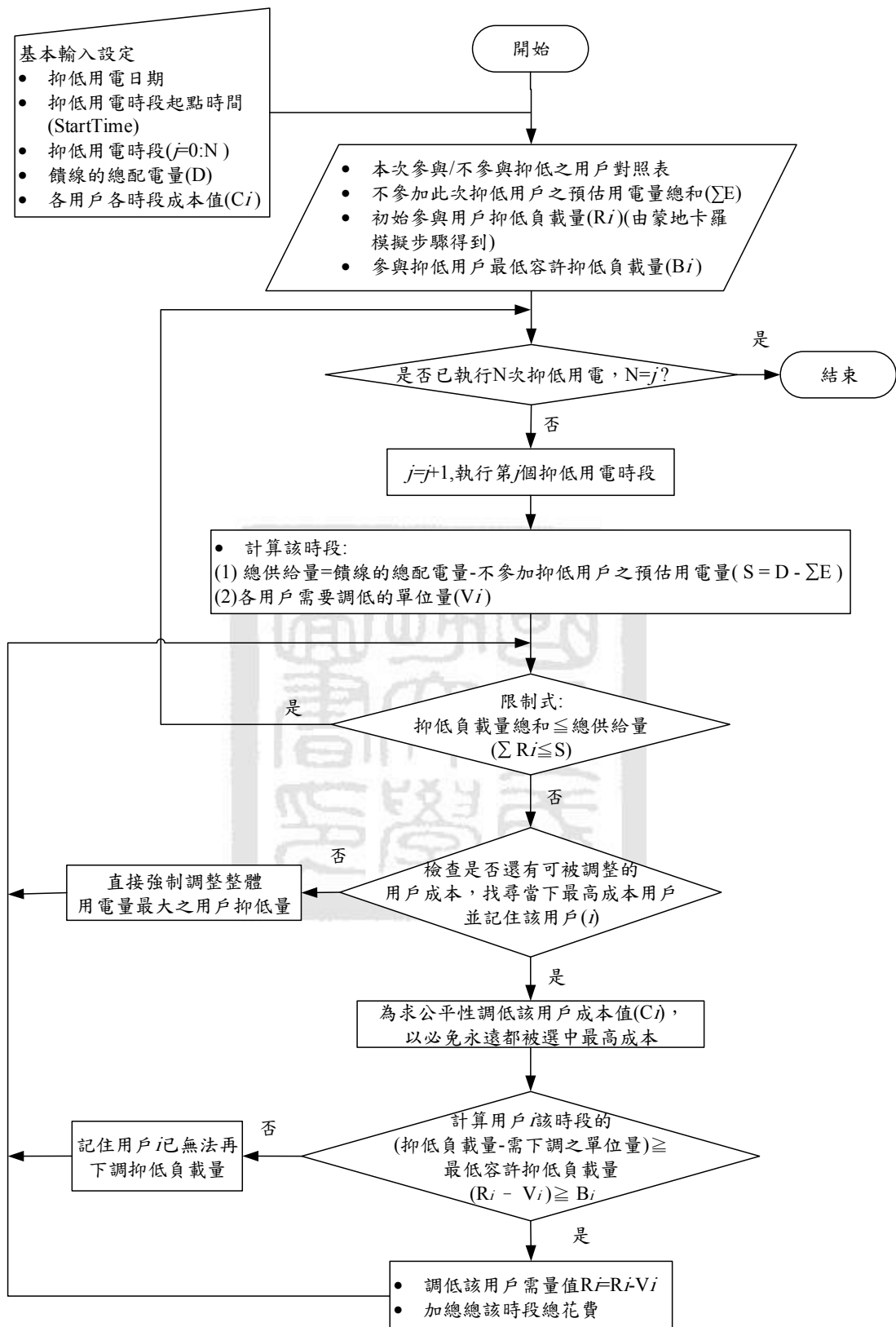
步驟四：尋找最高成本用戶並調低其抑低負載量之前，會先檢查是否還有用戶可以被往下調整抑低負載量，此作用是為避免所參與需求反應用戶皆達到最低抑低負載量，卻還是無法滿足總供給量  $S$ ，此時即需要再選擇還可以下降更多抑低負載量的用戶，使滿足抑低負載量總和須低於總供給量限制式。如果都還有空間可以往下調的用戶，則從中選擇成本最大之用戶進行調整，並記錄該最大成本之用戶為代號  $i$ 。

步驟五：為求公平性與避免某些用戶永遠都被選中最高成本，所以在此會調低該用戶成本值( $C_i$ )，調低標準為步驟二所定義之每次原本成本的 5%。

步驟六：如果該用戶  $i$  調低後的抑低負載量( $R_i$ )大於等於最低容許抑低負載量( $B_i$ )， $R_i - V_i > B_i$ ，即進入步驟七調整用戶  $i$  抑低負載量( $R_i$ )，否則為該用戶已為最低抑低負載量( $R_i$ )，即無法再下調。

步驟七：將抑低負載量( $R_i$ )調低且計算該時段總花費， $R_i = R_i - V_i$ 。





### 3.5 需量反應的傳輸架構

本節定義實驗過程所需的需量反應階層節點，當電力調度中心需要執行需量反應時，使用 VTN/ VEN 通訊軟體將需量反應事件傳送至用戶端執行抑低。

如圖 3-9 為本研究所探討之電力系統單線圖，本研究將整個電力系統縮小為三個階層，以便於實驗與解釋。第一層為電力調度中心，屬於最高層 VTN，可以視為是一個需量反應自動化伺服器(DRAS)，專門發佈各饋線之需量調度事件；第二層為每一條饋線，各自為用戶群代表，本身對應電力調度中心為 VEN 角色，而對應負載用戶是 VTN 角色；最底層則為各式負載，屬於 VEN 角色。

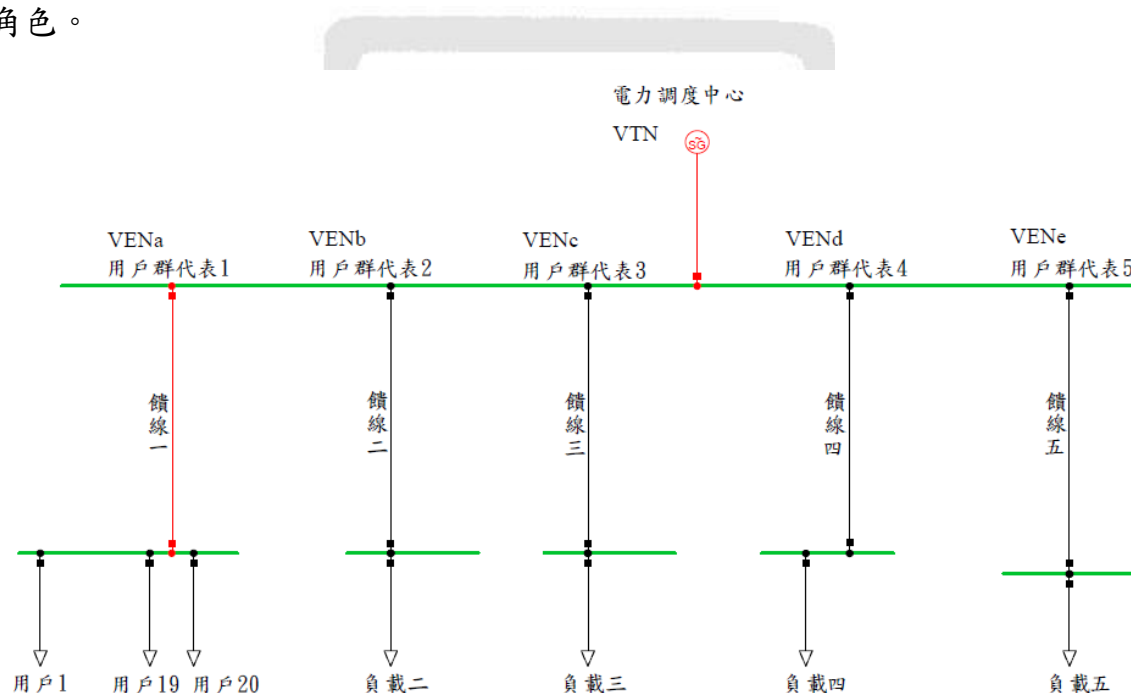


圖 3-9 本研究之需量反應階層架構

當電力調度中心發現有壅塞瓶頸時，透過電力系統裡的電力潮流可算出在每個饋線下的適當流量，並從電力調度中心 VTN 發出需量反應事件，指示各個用戶群代表 VEN 所屬饋線可以供給的負載量，而各用戶群代表收到供給量的指派後，再將事件處理後發送通知底層用戶所需要的抑低量。本研究所討論

的需量反應實施皆以圖 3-10 所示用戶群代表1的饋線一其下20個用戶為主，饋線二到五不進行討論。

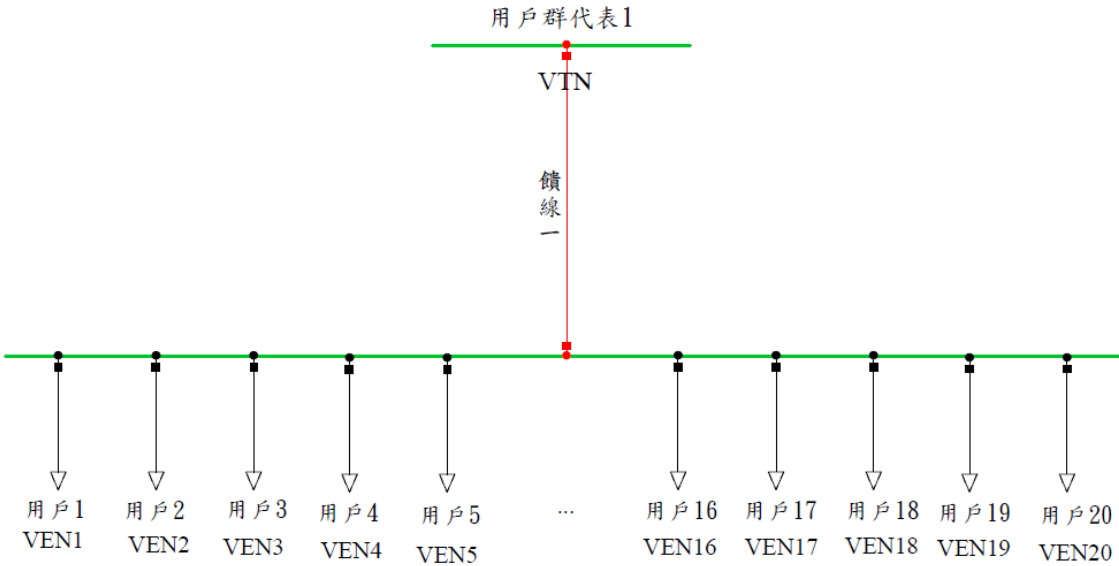


圖 3-10 用戶群代表與負載示意圖

## 第四章 數值模擬結果

本章實作負載端需量反應管理。本實驗使用 Matlab 軟體實做整個資料的處理與程式驗算，然後使用驗證資料計算在不同時段電力系統實行需量反應的模擬結果。

### 4.1 蒙地卡羅模擬與結果

資料輸入的一開始，建立每一戶的歷史資料以每 30 分鐘為一單位時段 2013/6/1~2013/8/31 共 48 個時段\*92 天的矩陣，針對每一個時段進行處理，如圖 4-1 第 14 號用戶 92 天的每日用電曲線，圖中紅色方框為第 14 號用戶的第 36 個時段，也就是 18:00 的用電需量，細部資料如表 3 所示，表中這 92 筆資料均與予編號，分別為 1~92 號，並將它們將拆成雙數天編號建立模擬，單數編號供驗證使用。

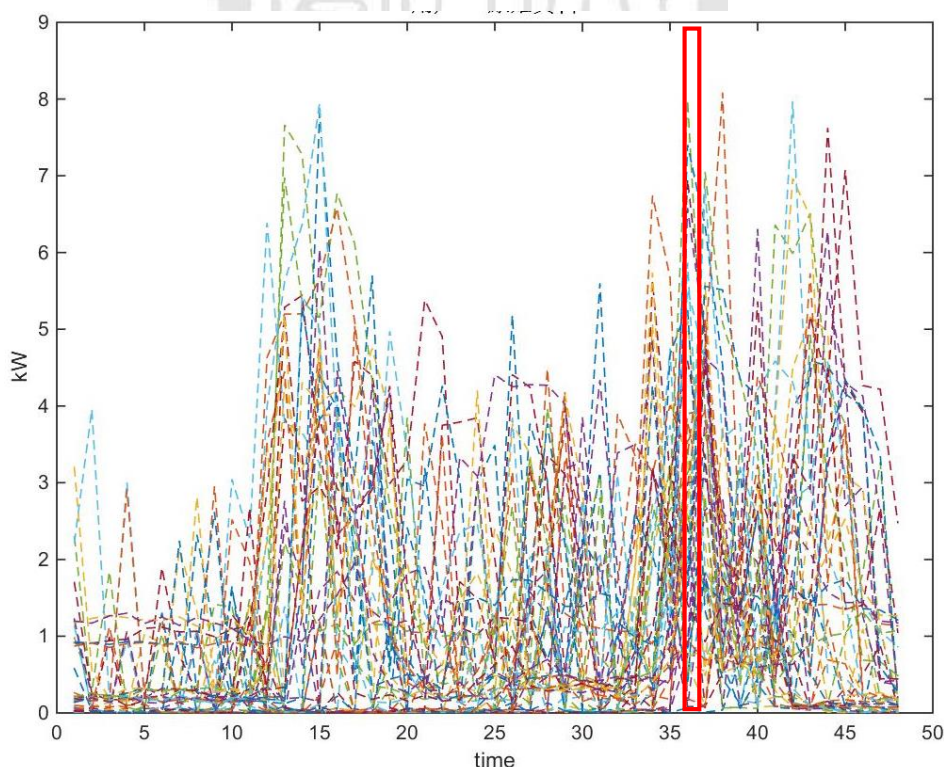


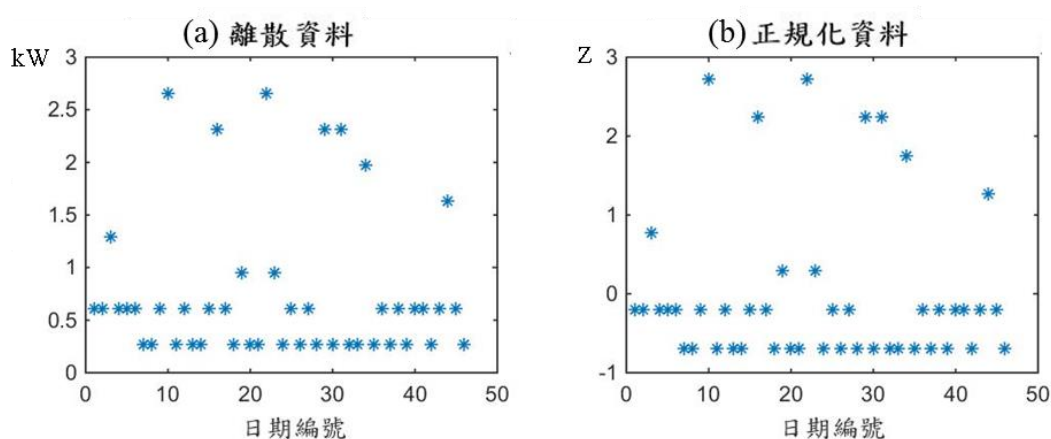
圖 4-1 第 14 號用戶 92 天的每日用電曲線

表 3 第 14 號用戶的第 36 個時段用電細項

編號	日期	即時功率 (kW)	編號	日期	即時功率 (kW)	編號	日期	即時功率 (kW)
1	2013/6/1	0.092	31	2013/7/1	0.418	62	2013/8/1	2.192
2	2013/6/2	0.082	32	2013/7/2	2.434	63	2013/8/2	5.356
3	2013/6/3	1.926	33	2013/7/3	0.856	64	2013/8/3	5.678
4	2013/6/4	0.006	34	2013/7/4	0.108	65	2013/8/4	1.706
5	2013/6/5	1.738	35	2013/7/5	0.464	66	2013/8/5	2.656
6	2013/6/6	0.062	36	2013/7/6	0.44	67	2013/8/6	1.526
7	2013/6/7	0.142	37	2013/7/7	0.41	68	2013/8/7	4.07
8	2013/6/8	0.074	38	2013/7/8	0.82	69	2013/8/8	0.378
9	2013/6/9	0.38	39	2013/7/9	5.632	70	2013/8/9	3.286
10	2013/6/10	0.008	40	2013/7/10	2.854	71	2013/8/10	2.112
11	2013/6/11	3.844	41	2013/7/11	7.464	72	2013/8/11	0.1
12	2013/6/12	3.212	42	2013/7/12	2.604	73	2013/8/12	1.088
13	2013/6/13	0.054	43	2013/7/13	6.598	74	2013/8/13	1.318
14	2013/6/14	0.12	44	2013/7/14	2.062	75	2013/8/14	1
15	2013/6/15	0.05	45	2013/7/15	1.038	76	2013/8/15	2.64
16	2013/6/16	0.042	46	2013/7/16	0.69	77	2013/8/16	4.716
17	2013/6/17	1.522	47	2013/7/17	3.464	78	2013/8/17	0.972
18	2013/6/18	0.142	48	2013/7/18	3.138	79	2013/8/18	0.266
19	2013/6/19	0.008	49	2013/7/19	3.498	80	2013/8/19	3.748
20	2013/6/20	1.156	50	2013/7/20	3.906	81	2013/8/20	1.674
21	2013/6/21	0.068	51	2013/7/21	0.81	82	2013/8/21	5.4
22	2013/6/22	0.162	52	2013/7/22	4.75	83	2013/8/22	1.75
23	2013/6/23	0.102	53	2013/7/23	3.268	84	2013/8/23	3.058
24	2013/6/24	1.57	54	2013/7/24	4.628	85	2013/8/24	5.362
25	2013/6/25	2.14	55	2013/7/25	4.418	86	2013/8/25	0.008

26	2013/6/26	1.378	56	2013/7/26	3.112	87	2013/8/26	3.28
27	2013/6/27	2.722	57	2013/7/27	6.71	88	2013/8/27	4.67
28	2013/6/28	1.206	58	2013/7/28	1.642	89	2013/8/28	3.862
29	2013/6/29	1.94	59	2013/7/29	2.004	90	2013/8/29	0.042
30	2013/6/30	0.316	60	2013/7/30	1.798	91	2013/8/30	3.634
			61	2013/7/31	3.176	92	2013/8/31	4.008

第一步驟先將原始用電資料由連續型轉為離散資料，再將每個用戶用電時段之雙數天編號進行運算，詳述如 3.2.2 資料處理的第三步驟說明。然後使用 Matlab 軟體分別計算每戶每時段常態機率密度函數 pdf 與累積分佈函數 cdf，如圖 4-2 用戶 14 在時段 35 的各項結果，圖 (a) 可以看到用電使用的分佈狀況大都集中在 0.3kW 跟 0.6kW，所以圖 (c) 機率密度函數可以看出在該時段用戶用電習慣多介於  $x=0.3\sim 1.2$  之間，但是未正規化之前的機率密度函數的面積並不為 1，所以透過  $z$  正規化後帶入方程式 (5)，產生曲線下面積為 1 的標準常態機率密度函數(d)、與方程式 (6) 產生的標準累積分佈函數(f)。由圖 (b) 所示為資料正規化後的分佈圖，此時平均值落在 0 處，而原始數值  $x$  低於平均值時  $z$  則為負數，反之則為正數。



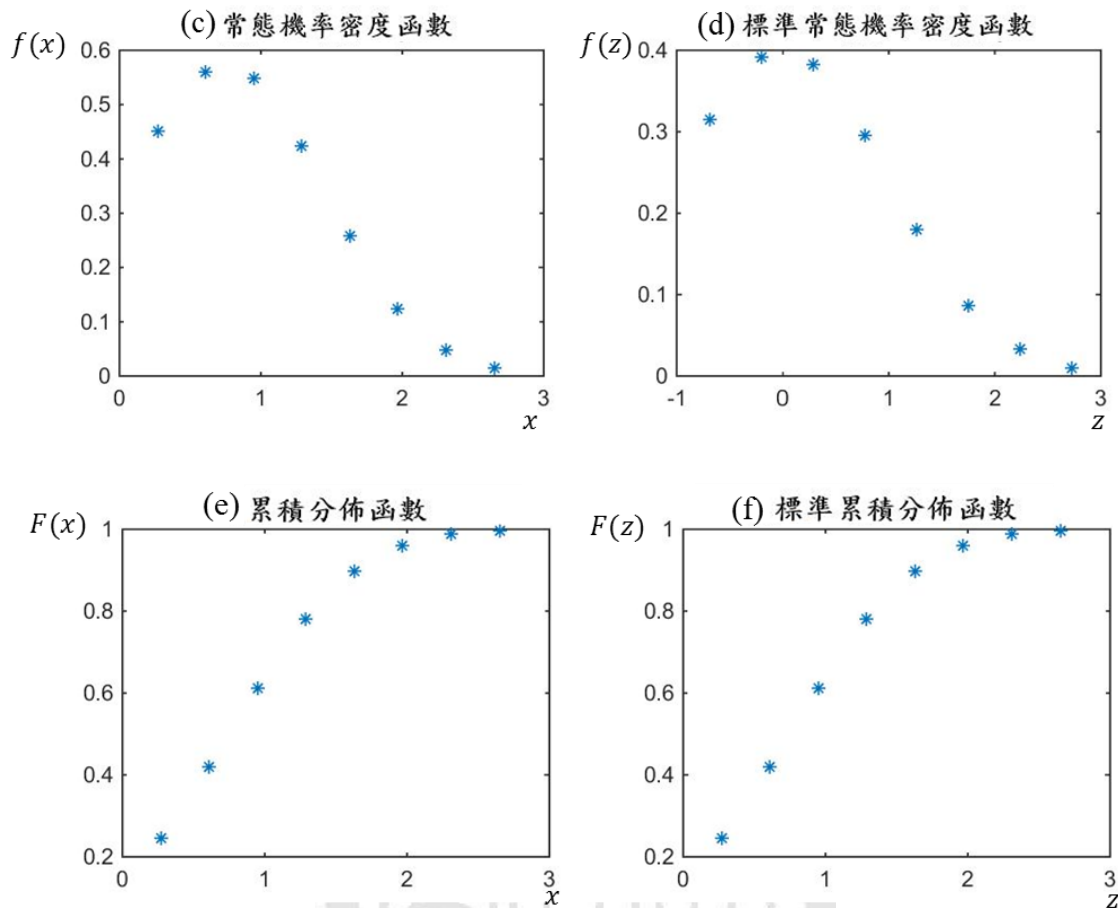


圖 4-2 用戶 14 在時段 36 的各項結果

接著對標準累積分佈函數進行反函數運算得到隨機變量為方程式 (8)，本研究分別實驗  $N=(30,60,90)$  次的隨機抽樣，代入得到三種隨機變量與方程式 (9) 所得的估計值，然後比較三種隨機抽樣的隨機變量的估計值，圖 4-3 為  $N=30$  的隨機變量分佈圖，由於此變量尚未透過方程式 (10) 還原成實際值，故  $z$  分佈範圍從 -2.5~2 之間。而圖 4-4 為  $N=(30,60,90)$  所產出的隨機變量的估計值，即蒙地卡羅方法的目標“用戶抑低負載量”，從圖中可以看的出三種  $N$  值所模擬出來的結果皆相近於平均值，依照大數定理可知當  $N$  越大，其抽樣本數分配會近似常態分佈，所模擬出來的值將會越接近於平均數。根據大數法則的經驗提



出當  $N$  大於 30 次以上的抽樣次數，所來取得估計值，即具有較高的可性度，另一方面為了節省本研究中程式運算的次數，因此使用  $N=30$  來取得估計值。

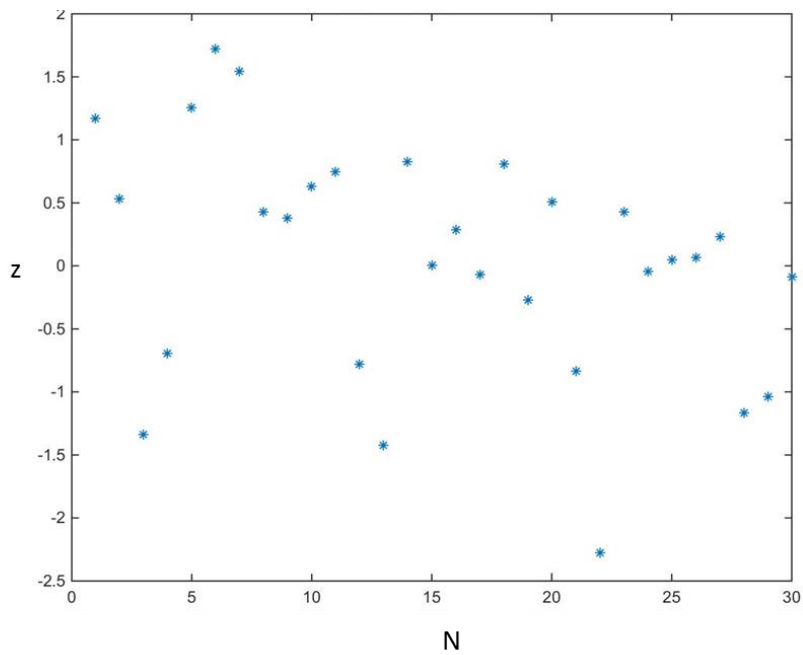


圖 4-3  $N=30$  隨機變量分佈圖

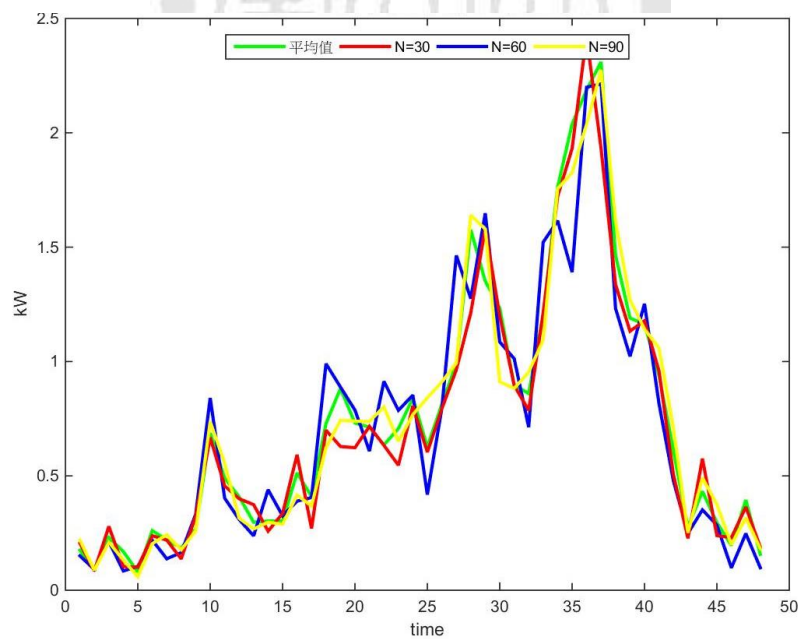


圖 4-4 第 14 號用戶在  $N=(30,60,90)$  蒙地卡羅估計值

決定蒙地卡羅隨機抽樣次數後，則進行所有用戶抑低負載量模擬與最低容許抑低負載量的產生，下圖為其中四戶模擬出來的結果，由圖 4-5、圖 4-6 可



知第 1 號用戶與第 3 號用戶在黃色線標準差顯示數值皆偏低，是屬於用電較均衡的用電習慣，且用電平均值保持在 1kW 上下可以推斷用戶用電狀況較節省，相對從模擬抑低負載量到最低容許抑低負載量的可調整額度相對也較小。

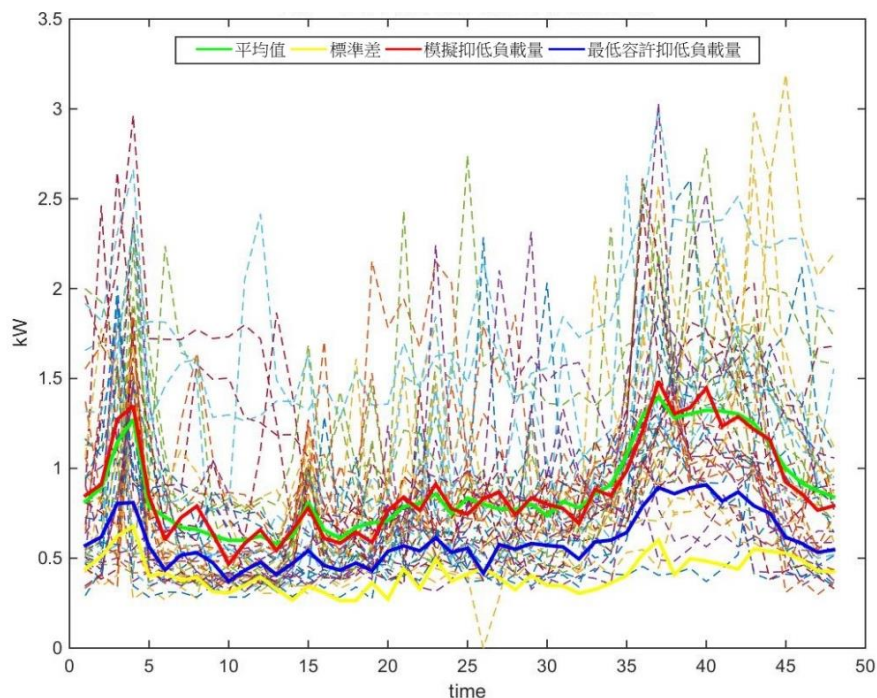


圖 4-5 第 1 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線

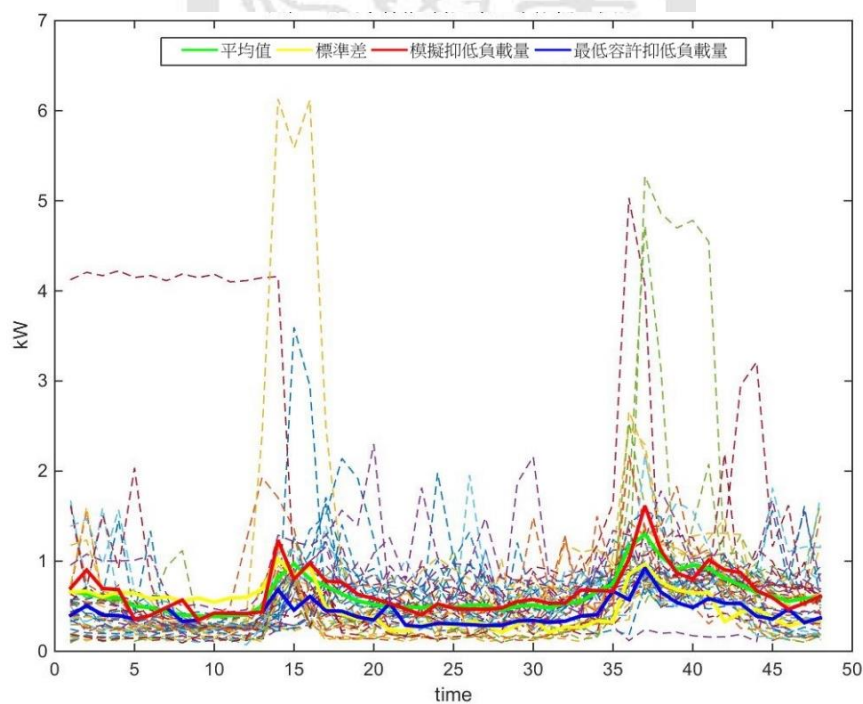


圖 4-6 第 3 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線

圖 4-7 可知第 14 號用戶在黃色標準差顯示數值落差偏大，是屬於用電較彈性用戶，平均值亦隨著尖峰曲線上升，可以推斷用戶在家時其用電需求較大，所以觀察該用戶的用電尖峰第 36 時段左右，從模擬抑低負載量到最低容許抑低負載量的可調整額度相對較大；但在凌晨時段 0~16 區間可以看到此時的調整額度因為平均值較低，可調整範圍相對縮小。

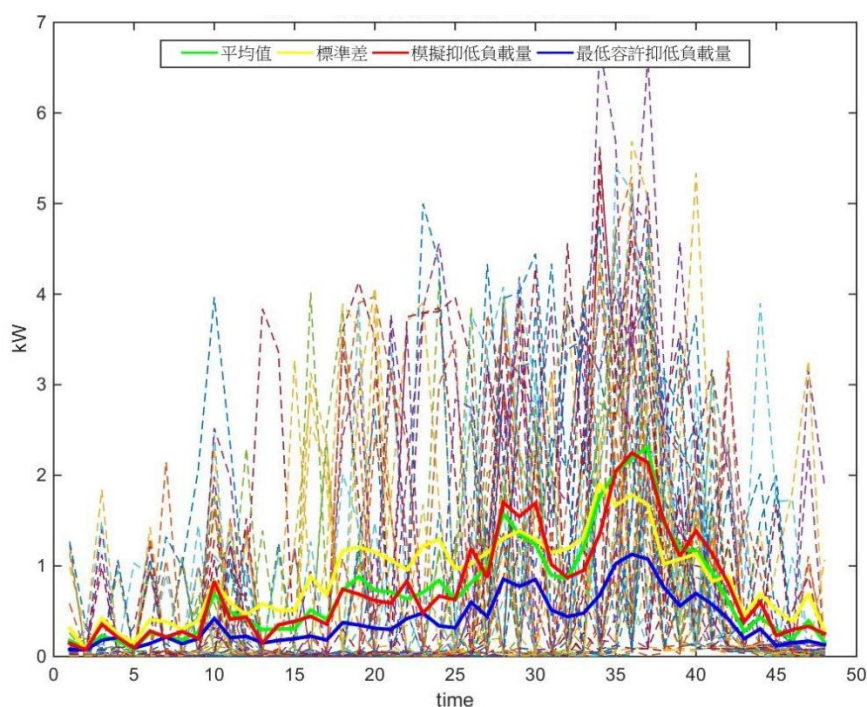


圖 4-7 第 14 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線

圖 4-8 可知第 15 號用戶在時段 33~43 左右，黃色標準差顯示數值落差偏大，是屬於用電較彈性用戶，平均值也是隨著尖峰曲線上升可以推斷當用戶在家時的用電習慣需求較大，從模擬抑低負載量到最低容許抑低負載量的可調整額度相對較大；但在凌晨時段 0~10 區間的調整額度因為平均值與標準差皆較低，所以可調整範圍相對縮小。

由上面幾個用戶觀察可知當不同時段的標準差越大，表示資料越離散，具有較高機率需要大量的用電需求，相對可抑低負載量的彈性也越大，而平均數決定於可抑低負載量本身的數值，因為蒙地卡羅方法模擬出來的抑低負載量即是以平均值為中心目標所得出的模擬值。

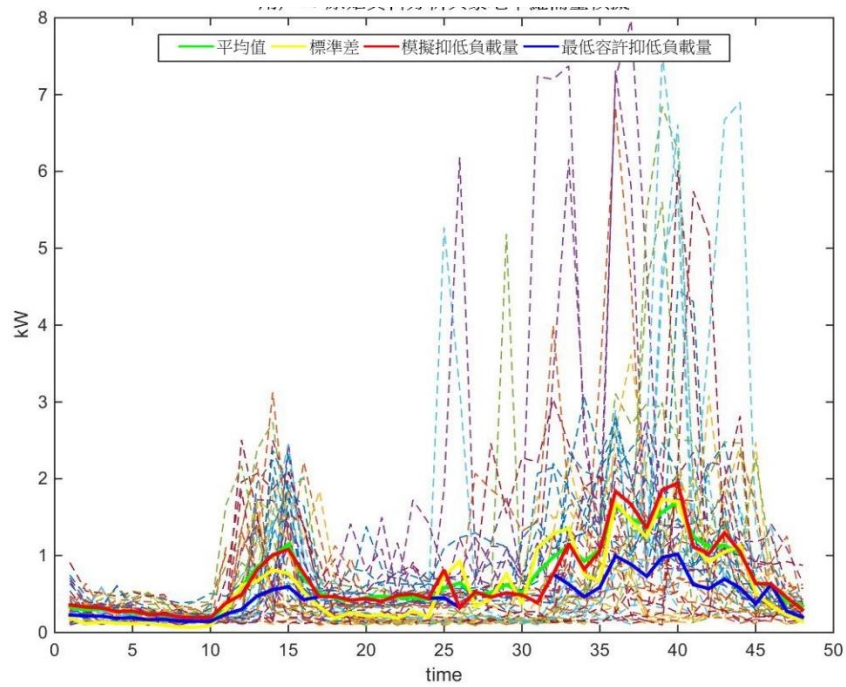


圖 4-8 第 15 號用戶原始用電資料與蒙地卡羅抑低負載曲線

## 4.2 各用戶的降載調整

由蒙地卡羅方法可得到模擬出之每戶抑低負載量曲線，藉由進行資料驗證步驟調整各用戶的降載量。本節取用 2013/8/12 一天之數據做為驗證資料以模擬需量反應的日期，假設將在第 35~40 的時間區間，亦即 17:30~20:00 實行需量反應，期望饋線下的總負載能夠降載至 25.472kW，如圖 4-9 所示可以看到綠色線段為電力系統期望饋線的總配電量，而藍色線段為蒙地卡羅方法所模擬出的饋線抑低負載量曲線，雖然有尖峰削減但無法滿足電力系統的供給期望，因此紅色虛線為經過背包問題後所調整的曲線，而此時的紅色虛線段是滿足電力系統的供給期望。

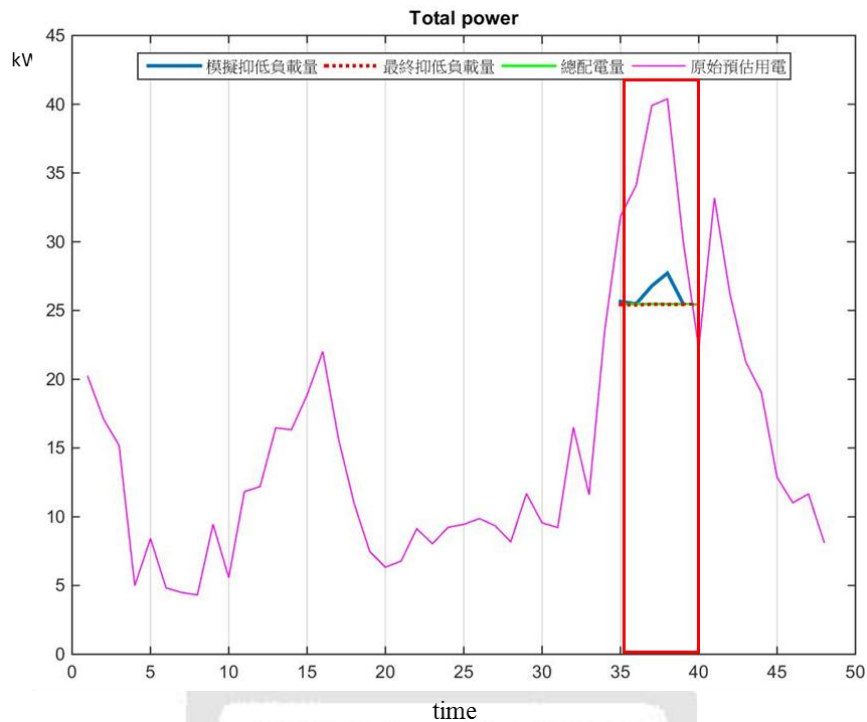
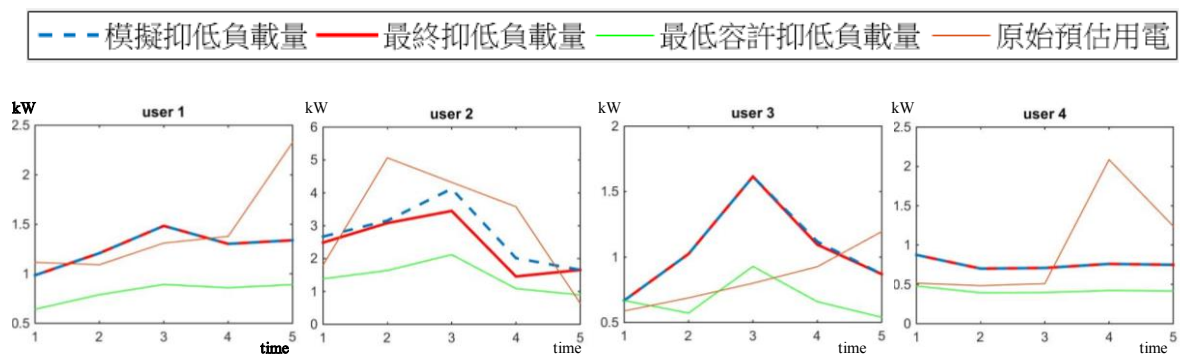


圖 4-9 饋線一 2013/8/12 預估用電與演算法結果

圖 4-10 為各電力用戶在 2013/8/12 17:30~20:00 期間五個時段分別調整的抑低負載曲線，可以看到在用戶 2、5、7、14、15、17、18 分別有下調的趨勢，是因為這幾戶在這些時段的可調彈性較大，所以優先調整，最後結果為紅色的最終抑低負載量；用戶 10、16 最終抑低負載量為 0 表示在此次不參與抑低的用戶。





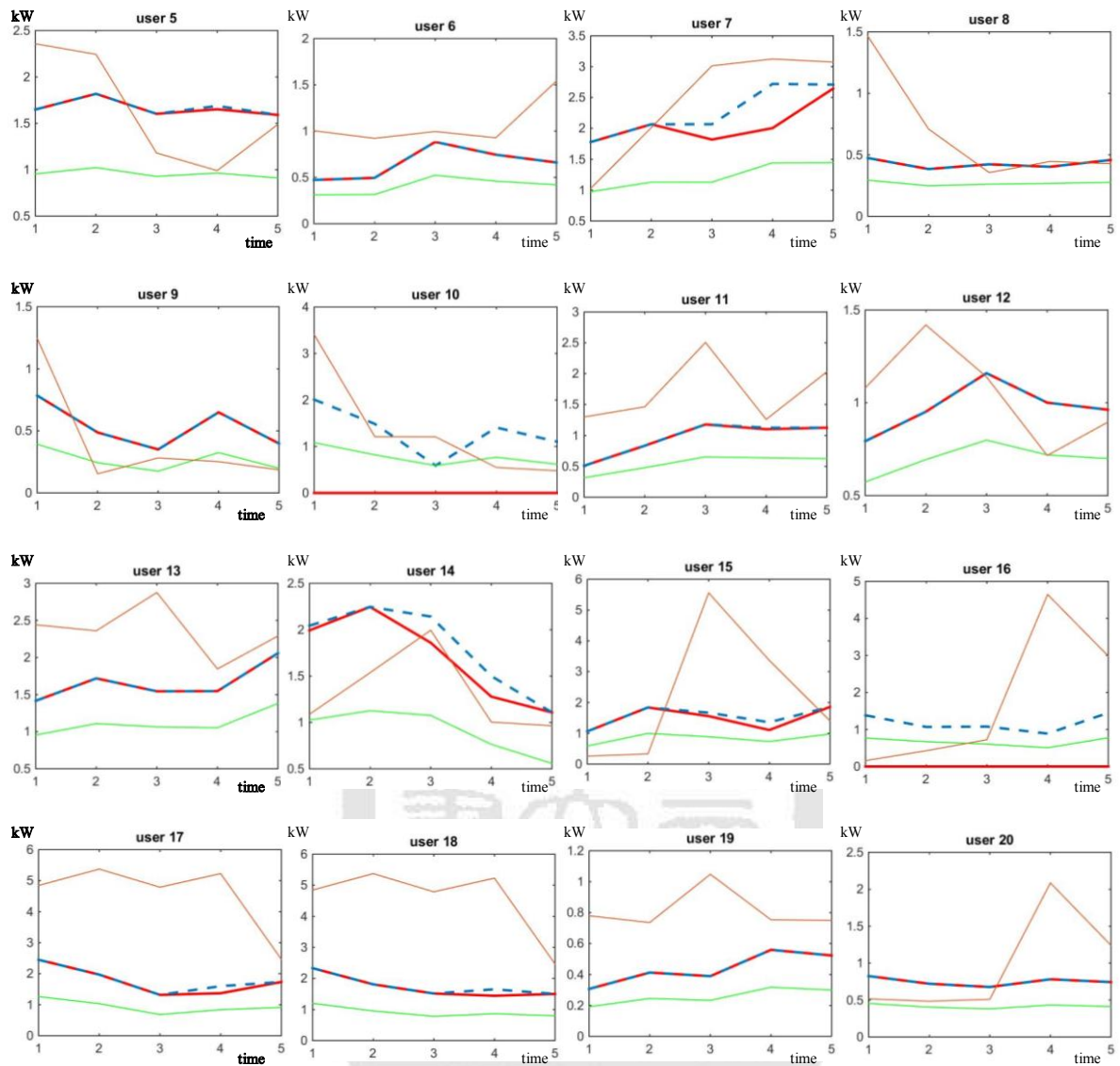


圖 4-10 2013/8/12 17:30~20:00 20 個用戶之各戶抑低曲線比較

### 4.3 數值結果

本章分別取用三種不同需量反應情境，模擬某些時段系統穩定運轉裕度不足，電力系統無法提供饋線足夠的預估峰值之配電量，所以需要降低供電量，即是期望配給量，才得以舒緩供電瓶頸。依照饋線給出的期望配給量，執行用戶抑低量的運算以限制的饋線下用戶用電量，如表 4 需量反應情境分別給出不同時段所需實行需量反應的資訊。通常系統發出警告並實行尖峰削減的時間，會提早一個時段，以避免發電系統急速降載造成相關損失。

表 4 需量反應情境

情境	編號	驗證日期	抑低起始時間 編號	抑低時段	抑低時間	預估峰值 配電量(kW)	期望配給 量(kW)
一	5	2013/6/5	35	7	17:30~21:00	32.064	24.3504
二	37	2013/7/7	35	5	17:30~20:00	38.354	23.616
三	73	2013/8/12	38	3	19:00~20:30	40.388	25.472

第一個情境是驗證 2013/6/5 17:30~21:00(時間編號 35~42)，預估峰值將達 32.064kW，但電力系統期望降載到 24.3504kW，由圖 4-11 所示藍色的模擬值未滿足綠色總配電量的期望，下調後即可得到紅色虛線的最終抑低負載量，而在第 39 個時間點的數據，由於本身已滿足綠色總配電量的期望，所以其模擬抑低負載量維持不變。

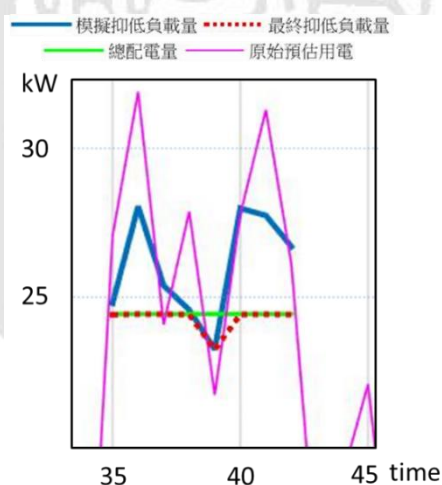


圖 4-11 2013/6/5 電力系統總配電量與抑低負載量曲線

第二個情境是驗證 2013/7/7 17:30~20:00 預估峰值將達 38.354kW，但電力系統期望降載到 23.616kW，如圖 4-12 在第 35、37、38、39 時間點下調到紅色虛線的最終抑低負載量，而第 36、40 時間點本身的模擬抑低負載量已滿足故可不在下調，最後可以得到紅色虛線為最終抑低負載量，滿足電力系統所期望的總配電量。

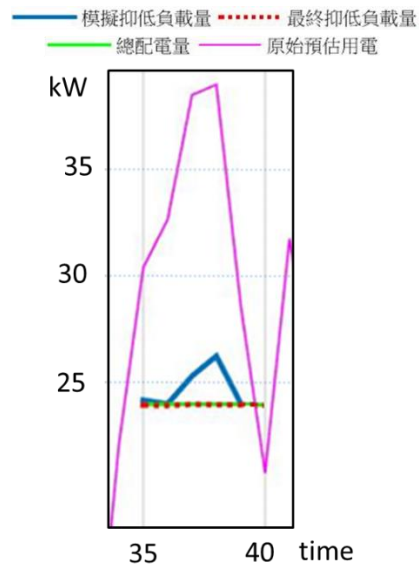


圖 4-12 2013/7/7 電力系統總配電量與抑低負載量曲線

第三個情境是驗證 2013/8/12 19:00~20:30 預估峰值將達 40.388kW，但電力系統期望降載到 25.472kW，如圖 4-13 在藍色模擬抑低負載量情況下 4 個時間點皆無法滿足總配電量，所以下調後的紅色最終抑低負載量即可滿足電力系統期望之配電量。

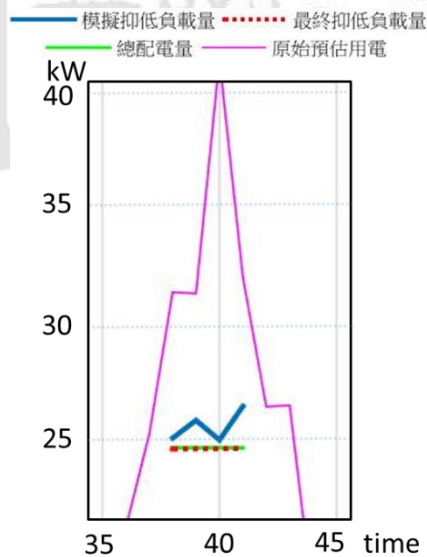


圖 4-13 2013/8/12 電力系統總配電量與抑低負載量曲線

## 4.4 需量反應事件的傳送

本節講述各 VEN 用戶如何從饋線的 VTN 用戶群代表取得該降載的抑低量。所使用的驗證資料延續上節使用 2013/8/12 19:00~20:30，如表 5 為 2013/8/12 19:00~20:30 運算後各用戶所需抑低之負載量。

表 5 2013/8/12 19:00~20:30 20 戶用戶所需抑低負載量

	用戶 1	用戶 2	用戶 3	用戶 4	用戶 5	用戶 6	用戶 7	用戶 8	用戶 9	用戶 10
19:00	0.99	2.49	0.67	0.87	1.65	0.47	1.78	0.47	0.78	0.00
19:30	1.21	3.08	1.02	0.70	1.82	0.49	2.07	0.38	0.49	0.00
20:00	1.48	3.45	1.61	0.71	1.60	0.88	1.82	0.42	0.35	0.00
20:30	1.30	1.46	1.09	0.76	1.65	0.75	2.00	0.40	0.65	0.00
	用戶 11	用戶 12	用戶 13	用戶 14	用戶 15	用戶 16	用戶 17	用戶 18	用戶 19	用戶 20
19:00	0.51	0.79	1.42	1.99	1.06	0.00	2.45	2.33	0.31	0.82
19:30	0.84	0.95	1.72	2.25	1.84	0.00	1.97	1.81	0.41	0.72
20:00	1.18	1.16	1.54	1.86	1.56	0.00	1.32	1.51	0.39	0.68
20:30	1.10	1.00	1.55	1.28	1.11	0.00	1.37	1.44	0.56	0.78

本研究使用的 VTN 軟體是由財團法人資訊工業策進會在經濟部技術處支持下所開發；VEN 軟體為成大電機系於能源國家型計畫第二期「智慧電網主軸專案計畫」之需量反應、分散式電源與儲能之整合應用所開發。首先於饋線的用戶群代表將表 5 的資訊透過 VTN 軟體建立需量反應事件，如圖 4-14、圖 4-15 為 VTN 設定屬於第 3 號用戶之需量反應事件，如圖(a)，輸入 VEN ID(圖中 Program)，圖(b)輸入需量反應起始時間與第 3 號用戶在各時段需抑低量，圖 4-16 為建立事件後的事件列表清單與事件執行狀態。

VTN 操作介面設定完成後，VTN 軟體底層將產生屬於每個用戶的 XML 文本，所包含資訊為序號、用戶端 VEN ID、VTN ID、事件建立時間、事件當前狀態、開始降載時間、降載執行時間長度、需量反應降載容量等資訊，寫入標準傳輸格式的 XML 文本中。如附錄三、為第 3 號用戶 2013/8/12 19:00~20:30



需量反應事件 XML。簡述如表 6，VTN 會將各用戶在每個時段要抑低的負載量與時間等相關資訊，匯出成 XML 檔案，公開在 VTN 上，而每個用戶具有一個 VEN 的管理軟體，它會定期主動向 VTN 取得最新事件；或是被動接收新事件。

Create New Event

Hint Please enter all the required fields

\*Main \*Duration

\*Program VEN3

Priority H 1 2 3 4 5 6 7 8 L

Description Enter event description

Submit Cancel

圖 4-14 VTN 建立需量反應事件畫面(a)

Create New Event

Hint Please enter all the required fields

\*Main \*Duration

\*Start Time 2015-07-17 19:00

*Interval(s)	Duration	SetPoint
1	0 H 30 M	0.67 (kW)
2	0 H 30 M	1.02 (kW)
3	0 H 30 M	1.61 (kW)

Submit Cancel

圖 4-15 VTN 建立需量反應事件畫面(b)

DRMS

Overview

Program

Event

VEN

Event List

Updated:2015-07-17 21:32:04

Program	Status	Start Time	End Time	Duration	Action
VEN3	COMPLETED	2015-07-17 19:00	2015-07-17 20:30	PT1H30M	

圖 4-16 VTN 需量反應事件列表

表 6 第 3 號用戶需量反應事件簡述表

元素名稱	可延伸標記式語言(XML)內容	解釋
requestID	OadrDisReq231115_053537_562	需求的名稱 ID
vtnID	VTN	所屬的 VTN ID
eventID	Event231115_053537_562_0	事件所屬 ID
dtstart_date-time	2015-07-17T19:00:00Z	開始時間
ActivePeriod_duration	PT1H30M	執行期間長度為一個半小時
interval_duration	PT30M	區間時間為 30 分鐘
interval_text	1	區間 1
interval_value	0.67	抑低負載量
interval_duration	PT30M	區間時間為 30 分鐘
interval_text	2	區間 2
interval_value	1.02	抑低負載量
interval_duration	PT30M	區間時間為 30 分鐘
interval_text	3	區間 3
interval_value	1.61	抑低負載量
venID	ven3	指定哪一個用戶

當用戶的 VEN 軟體從 VTN 取得需量反應事件的 XML，經過解析後，如圖 4-17，VEN 用戶之電能管理系統將顯示需量反應資訊，即可知用戶該抑低之狀況並可配合家庭電能管理系統或用戶自行節電。



圖 4-17 VEN 之電能管理系統接收需量事件

## 第五章結論與未來研究方向

### 5.1 結論

電力網路中的電力饋線是用以將電能配送到饋線系統下的各用戶，在理想狀況下應該要滿足『用戶負載用多少電，該饋線就會提供多少電』。但因由於實務上的限制諸如：有限的供電量、饋線的最大允許容量限制、電能調度的難易度等等，當許多負載的用電量同時增加，很容易造成電能的供需問題，如變電站發生供電瓶頸；基於保護電力系統整體供需平衡與運作的順暢，須有保護機制的動作以應付突變之狀況。例如需量反應卸載或進行分區輪流停電等措施。

由於作者在進行文獻收集與研究時，發現目前針對需量反應的相關研究大部分皆是以單一家庭電能管理系統的需量反應措施研究為主，例如電能管理系統將具有感測器之電器進行相關最佳化排程管理，進而降低家庭用電負載；或是探討需量反應實施措施與方案、需量反應電價訂定等相關議題。鮮少文獻探討大量需量反應用戶聚集在同一供電區域時，電力業者或電力調度中心如何進行需量反應之電力配給的運算。加上作者於工作崗位上研究自動化需量反應系統通訊軟體的關係下，也遭遇到電力調度中心 VTN 若要管理多個用戶 VEN，如何提出用戶抑低量的運算以解決區域饋線總供給量分配的問題，所以本研究探討電力系統在電力供應量無法滿足用戶用電需求，或區域用電不均衡的情形下，可能造成電力供應調配上之困難時，電力調度中心如何針對一般住宅用戶進行需量反應調整，以達成供應者與消費者兩方電力平衡之需求。期望解決智慧電網在各階層的需量反應調度中可能遭遇的問題。

本文中所使用的住宅用電資料是收集自澳洲 Newcastle 市地區，有安裝智慧電表之用戶的用電資料，目的是可以取得各住宅用戶的用電曲線，並藉以預

估各用戶的用電需求量。由於澳洲 Newcastle 市地區地處溫帶，冬季(相對於台灣為夏季)夜間氣溫較為寒冷，住宅用戶大多使用電暖氣，故區域負載尖峰通常是屬於夜間時間。由於所收集到的用戶用電資料中，只有 20 戶具有完整之記錄，故本文將此 20 戶皆視為都有參加需量反應的用戶，因此，此 20 戶在本研究中皆屬於 VEN 角色，負責提供這 20 用戶之電能的饋線的配電中心即為 VTN 角色。透過配電系統的電力潮流估算，以判斷電能之供應與電力消費兩者之間如何平衡。當該饋線所能提供的電能無法滿足電力消費端的總負載需求時，透過本文所提出的演算法計算各用戶用電抑低負載量，並據以調整之，以滿足饋線電力潮流預期的負載量，進而使電網之饋線維持穩定的供應電力之能力。由於使用實際經由智慧電表所收集之 20 戶歷史資料進行運算，可以驗證在智慧電網的實際場域運作的可行性，只要具有用戶歷史資料與智慧電表所提供之即時資料，即可進行用戶抑低量的運算，除了現行需量反應簽約固定抑低量，本文提出可針對不同用戶用電習性隨之產生不同抑低量的方法。

透過結合 OpenADR 所提出自動需量反應通訊協定，配電中心的 VTN 可以將實施壅塞舒緩或尖峰削減時所需要的需量資訊，包含抑低量、抑低時間與區間，適當的分配給 VEN 用戶，由 VEN 用戶針對各自的抑低量，進行自我用電節約，以達供電緩的效果。

本文中並未討論到實施需量反應後的效益分析，係因為電力控制中心無法強制控制各負載用戶在每個時間之可用電量，而是期望用戶盡量不使用超過電力控制中心所評估用電量，即使超過，只要是電力系統可負荷之流量，仍可滿足負載需求。而這些超過預期的流量，則將進行後續電價結算時的超約罰款計算。由於電價結算與超約罰款為另一可探討之議題，因此本文中未進行討論。

## 5.2 未來研究方向

本研究重點著重於整個電力系統的終端住宅用戶的需量反應調度，在本研究之模擬實驗中，只考慮單一饋線，轄下只有 20 個用戶，屬於單一階層結構，但是在實際電網架構是區分為多層不同屬性單位，且區域住宅戶數也並非只有幾十戶住宅。所以本研究有兩個方向可以再進一步深入探討：(1)實際電力系統於終端饋線分配之住宅用戶數量可能非常多，若套用到本研究之演算法，對於運算速度具有一定負擔，如何解決大量用戶的運算是一個值得探討研究的主題。(2)由於目前台電的用電戶高達 8 成是屬於住宅用電戶，這些住宅用戶可以依照地理位置分區，也可以依住宅特性分區，由不同用戶群代表管理，就如同 OpenADR 聯盟所定義的 VTN 和 VEN 階層架構，可以有多個不同階層與群聚，如何將本研究之演算法套用載階層運算，值得進一步研究。

## 參考文獻

- [ 1 ] 經濟部能源局，統計月報/能源供給，民國 104 年 7 月 2 日。[Online]. Available: [http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web\\_book/WebReports.aspx?book=M\\_CH&menu\\_id=142](http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web_book/WebReports.aspx?book=M_CH&menu_id=142)，[Accessed 06 07 2015]。
- [ 2 ] 經濟部能源局，*能源統計手冊*，經濟部能源局，臺北市，民國 104 年 5 月。
- [ 3 ] B. Asare-Bediako, P. F. Ribeiro, and W. L. Kling, "Integrated energy optimization with smart home energy management systems," in *Proc. IEEE PES International Conference, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Berlin, Germany, pp.1-8, 14-17 Oct. 2012.
- [ 4 ] J. Han, C. S. Choi, W.K. Park, and I. Lee, "Green home energy management system through comparison of energy usage between the same kinds of home appliances," in *Proc. IEEE 15th International Symposium on Consumer Electronics (ISCE)*, Singapore, pp.1-4, 14-17 Jun. 2011.
- [ 5 ] M. P. Lee, O. Aslam, B. Foster, D. Kathan, and C. Young, "Assessment of Demand Response and Advanced Metering," Federal Energy Regulatory Commission, Dec. 2014. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/demand-response.pdf>
- [ 6 ] 智慧電網推動小組，智慧電網總體規劃方案，經濟部能源局，民國 101 年。[Online]. Available: [http://web3.moeaboe.gov.tw/ecw/business/content/SubMenu.aspx?menu\\_id=1946](http://web3.moeaboe.gov.tw/ecw/business/content/SubMenu.aspx?menu_id=1946)，[Accessed 04 06 2015]。
- [ 7 ] 台灣電力公司，經營實績/年產銷概況。[Online]. Available: <http://www.taipower.com.tw/content/govern/govern01.aspx?MType=5&MSType=13>，[Accessed 01 07 2015]。
- [ 8 ] 台灣電力公司，供電系統調度簡介。[Online]. Available: [http://info.taipower.com.tw/TaipowerWeb/upload/files/15/Power\\_supply\\_system.pdf](http://info.taipower.com.tw/TaipowerWeb/upload/files/15/Power_supply_system.pdf)，[Accessed 16 06 2015]。
- [ 9 ] 張心紘，「電力負載，升降之間學問大」，*能源報導*，第 12-17 頁，2015 年。
- [ 10 ] 陳在相、吳瑞南、張宏展(譯)，Saadat Hadi (原作者)，*電力系統分析*，東華書局，台北，2004 年。
- [ 11 ] 資訊工業策進會智慧網通系統研究所，*能源資通訊互通性認證標章制度*，資訊工業策進會，民國 103 年。
- [ 12 ] 盧思穎、許瑜芳、陳彥豪，*時間電價研究分析計劃*，台灣經濟研究院研究分析報告，民國 102 年。

- [ 13 ] 許志義、吳仁傑，「論電力需量反應與虛擬電廠發展趨勢」，*台灣經濟論衡*，2014 年 6 月。
- [ 14 ] PIER Demand Response Research Center, Open Automated Demand Response Communication Standards Development, July 2014. [Online]. Available: <http://openadr.lbl.gov/>. [Accessed 18 06 2015].
- [ 15 ] M. A. Piette, G. Ghatikar, S. Kiliccote, D. S. Watson, E. Koch, and D. Hennage, "Design and operation of an open, interoperable automated demand response infrastructure for commercial buildings," *Journal of Computing Science and Information Engineering*, no. 9, iss. 2, pp.1-9, Jun. 2009.
- [ 16 ] 王仁志，「OpenADR 2.0 解析」，*台電工程月刊*，第 789 期，第 119-127 頁，2014 年 5 月。
- [ 17 ] N. Metropolis and S. Ulam, "The Monte Carlo Method," *Journal of the American Statistical Association*, vol. 44, no. 247, pp. 335–341, Sept. 1949.
- [ 18 ] 徐鍾濟，*蒙特卡羅方法*，上海科學技術出版社，上海，1985 年。
- [ 19 ] 呂建霖(譯)，T·Craig V·Hogg、Joseph W·McKean、Allen Robert(原作者)，*數理統計學*。台灣:偉碩，2008 年。
- [ 20 ] 沈青，蒙特·卡羅方法，*百度百科*， [Online]. Available: <http://baike.baidu.com/view/476019.htm?fromtitle=%E8%92%99%E7%89%B9%E5%8D%A1%E7%BD%97%E6%96%B9%E6%B3%95&fromid=214674&type=syn>， [Accessed 11 03 2015]。
- [ 21 ] 鄭文吉，「漫談蒙地卡羅的原理及其應用」，*高雄區農業改良場研究彙報*，民國 101 年 6 月。
- [ 22 ] 余強，*計算機概論精要解讀*，高點，台北，2011 年。
- [ 23 ] Australian Government Open Data, Sample household electricity time of use data. [Online]. Available: <https://data.gov.au/dataset/sample-household-electricity-time-of-use-data>. . [Accessed 09 07 2014].
- [ 24 ] WeatherSpark, Average Weather for Newcastle, Australia, May.2015. [Online]. Available: <https://weatherspark.com/averages/34096/Newcastle-New-South-Wales-Australia>
- [ 25 ] C. K. Woo and K. Herter, *Residential demand response evaluation scoping study* , No. LBNL-61090, U.S. Department of Energy, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2006. [Online]. Available: <http://drcc.lbl.gov/publications/residential-demand-response>



### 附錄一、用戶用電量資料整理

錶號	M01_8170837	M02_8202727	M03_8322046	M04_8342962
起始時間	2013/4/4 11:59	2013/5/15 9:29	2013/2/21 10:59	2013/1/22 08:29
結束時間	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 09:59	2014/3/3 07:59
筆數	15977	14098	17999	19436
錶號	M05_8410116	M06_8564811	M07_8642061	M08_8664162
起始時間	2012/5/1 08:29	2013/05/20 10:29	2012/7/16 10:59	2013/1/22 08:29
結束時間	2014/3/2 07:59	2014/3/3 21:59	2014/3/3 09:59	2014/3/3 07:59
筆數	32160	17014	28560	19436
錶號	M09_8902378	M10_9023394	M11_9045652	M12_9183277
起始時間	2013/7/4 09:29	2013/5/8 10:29	2013/4/19 10:59	2013/3/20 08:29
結束時間	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2013/9/16 19:59	2014/3/3 09:59
筆數	11614	16685	7219	16978
錶號	M13_9615104	M14_9800914	M15_9937802	M16_10042974
起始時間	2012/10/10 19:59	2013/6/27 10:59	2013/4/23 09:59	2011/10/10 10:29
結束時間	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59
筆數	24401	14347	15069	41996
錶號	M17_10043128	M18_10233640	M19_10233682	M20_10233684
起始時間	2012/5/3 10:29	2012/12/4 07:59	2012/5/10 09:59	2012/5/10 09:59
結束時間	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59
筆數	32080	21793	31773	31772
錶號	M21_10305996	M22_10372288	M23_10390881	M24_10406703
起始時間	2011/10/11 12:59	2013/6/25 09:29	2013/2/20 10:59	2013/7/3 16:59
結束時間	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59
筆數	41883	12046	18877	11647
錶號	M25_10574651	M26_10574733	M27_10617122	M28_10665289
起始時間	2013/7/12 09:59	2013/7/4 08:59	2013/7/2 11:29	2013/6/04 14:29

結束時間	2014/3/3 09:59	2014/3/3 09:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 09:59
筆數	11233	11619	11706	13433
錶號	M29_10718092	M30_11177639	M31_11461975	
起始時間	2013/4/11 10:29	2013/6/25 15:29	2013/4/23 11:59	
結束時間	2014/3/3 07:59	2014/3/3 07:59	2014/3/3 09:59	
筆數	15644	13680	15069	



附錄二、第 2 號用戶之原始資料(kW)

日期編號 時段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.20	3.54	0.26	0.29	0.88	0.39	0.47	0.41	2.76	0.19	0.18	0.27
2	0.15	0.21	0.31	0.31	0.18	0.48	0.43	0.46	0.16	0.17	0.21	0.35
3	0.23	0.15	0.28	0.25	0.22	1.80	0.44	0.47	0.18	0.09	0.19	0.25
4	0.14	0.15	0.31	0.26	0.20	2.45	0.45	0.42	0.14	0.21	0.16	0.23
5	0.15	0.19	0.24	0.20	0.20	0.60	0.39	0.48	0.21	0.15	0.20	0.29
6	0.22	0.24	0.24	0.19	0.20	2.68	2.70	0.42	0.11	2.32	0.22	0.22
7	0.15	0.29	0.21	0.17	0.18	4.43	1.11	3.42	0.15	0.17	2.82	0.14
8	0.18	0.26	2.66	0.19	0.22	3.49	0.37	0.41	0.20	0.13	0.69	0.21
9	0.15	0.22	0.37	0.12	2.49	2.90	0.19	0.25	0.13	0.25	0.22	0.92
10	0.19	0.27	0.15	0.18	0.30	1.72	0.16	0.20	0.19	0.27	0.26	2.00
11	1.24	0.22	0.14	0.18	0.80	2.73	1.38	0.18	0.26	0.25	0.25	0.17
12	1.45	0.20	0.23	1.48	6.03	1.81	0.31	0.27	0.28	0.22	0.16	0.21
13	0.20	3.15	0.45	2.80	3.27	2.07	0.36	0.15	0.27	0.39	0.17	0.19
14	0.29	0.27	3.25	4.73	2.42	0.42	0.25	2.99	0.25	0.31	2.63	2.96
15	2.44	0.23	2.49	2.44	2.98	0.41	0.30	0.59	0.18	0.14	4.59	1.59
16	3.75	2.04	0.61	1.67	3.34	0.43	1.73	0.62	1.69	0.16	2.85	2.26
17	1.31	0.52	2.69	4.45	3.16	0.53	2.42	0.53	0.92	0.17	4.62	1.90
18	3.82	0.89	2.41	2.48	0.49	2.56	3.30	2.78	0.12	0.17	5.18	1.92
19	0.54	0.92	1.37	1.37	4.25	1.88	2.80	2.39	0.22	0.15	3.29	1.91
20	0.40	1.80	1.91	3.67	0.63	0.24	4.50	1.66	0.16	0.15	0.97	3.32
21	3.91	3.13	2.05	3.62	1.74	0.29	4.02	0.54	0.17	0.17	0.71	0.37
22	3.69	4.53	0.33	0.19	4.06	0.49	0.19	1.13	0.14	0.13	1.06	4.74
23	0.50	1.19	0.58	0.20	1.92	0.77	0.25	2.82	0.15	0.16	0.41	5.12
24	0.18	2.08	1.02	0.13	3.83	0.55	0.12	0.15	0.18	0.21	0.81	1.64
25	0.24	5.61	4.33	0.20	0.37	1.90	0.22	0.30	0.14	0.10	0.65	0.28
26	0.20	2.24	3.18	0.30	0.16	1.71	0.34	0.28	0.13	0.17	0.57	3.17
27	1.32	1.71	0.45	0.33	0.83	1.34	1.19	0.13	0.21	0.39	1.60	1.48
28	1.88	0.53	0.38	0.37	1.28	1.24	3.57	0.19	0.13	2.18	2.17	1.50
29	1.35	0.36	0.60	0.34	2.53	1.24	0.82	0.22	0.17	0.18	0.40	1.64
30	1.29	0.45	0.70	0.41	1.31	4.36	0.73	0.15	0.18	0.10	0.26	1.64
31	1.45	0.59	0.35	0.75	0.59	3.00	2.70	0.24	0.12	3.13	0.23	1.63

32	0.93	0.68	0.37	3.32	1.85	1.15	4.79	0.13	0.18	0.56	0.16	2.16
33	1.43	3.30	0.28	0.38	2.17	0.76	1.89	0.16	0.18	0.63	0.15	5.19
34	5.46	2.61	0.46	0.77	1.62	0.88	5.85	2.51	0.15	5.04	3.20	4.24
35	6.59	3.41	3.69	1.00	3.06	4.25	5.77	0.87	0.17	5.55	4.79	0.61
36	1.97	5.41	5.52	3.77	7.31	4.41	4.09	0.20	0.17	5.82	3.23	0.62
37	0.51	6.38	3.40	4.48	7.33	1.87	3.85	0.11	2.06	1.65	1.70	6.29
38	2.55	0.79	2.58	0.90	6.31	0.69	0.33	0.18	0.64	0.58	1.03	1.49
39	1.87	1.37	1.21	1.40	5.11	0.55	3.35	0.21	0.19	4.38	0.60	2.61
40	1.06	2.31	1.30	2.44	4.44	0.93	1.27	0.18	0.17	7.68	0.52	1.92
41	1.31	3.88	2.18	3.60	5.92	4.58	2.27	0.17	0.17	1.83	4.39	6.14
42	0.47	5.51	4.95	4.95	1.51	3.92	3.78	0.12	0.17	2.99	4.71	4.77
43	4.20	6.01	4.64	4.75	2.66	3.86	1.73	0.19	0.12	4.08	4.48	4.03
44	3.78	4.12	6.27	5.81	4.91	2.86	2.28	0.14	0.20	2.70	5.34	2.76
45	0.54	3.16	4.06	4.18	2.08	0.67	4.05	0.20	0.17	0.32	1.96	0.44
46	0.48	0.26	3.93	2.73	0.55	0.65	0.66	0.14	0.14	0.17	0.20	0.33
47	1.46	0.40	1.51	0.36	0.40	0.54	0.61	0.13	0.16	0.19	0.17	0.31
48	1.02	0.28	0.26	2.10	0.54	0.40	0.52	0.22	0.14	0.23	0.24	0.24
日期編號 時段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0.23	0.18	0.24	0.20	0.20	0.15	0.25	0.18	0.20	0.24	0.20	0.22
2	0.26	0.27	0.24	0.19	0.20	0.20	0.17	0.18	0.14	0.21	0.22	0.28
3	0.22	0.17	0.18	0.17	0.19	0.19	0.20	0.23	0.18	0.20	0.15	0.25
4	0.18	0.21	0.28	0.25	0.17	0.18	0.19	0.14	0.21	0.24	0.17	0.20
5	0.18	0.19	0.20	0.15	0.20	0.24	0.15	0.34	0.12	3.31	0.21	0.26
6	0.11	0.15	0.19	0.18	0.19	0.13	2.60	0.26	0.17	0.17	0.13	0.19
7	1.00	0.22	0.19	0.17	0.19	0.18	0.26	0.17	0.16	0.19	0.21	0.23
8	4.74	0.17	0.15	0.15	0.15	4.81	0.16	0.15	0.13	0.20	0.15	0.52
9	0.88	1.11	0.24	2.65	1.05	3.11	0.19	0.16	0.20	0.20	0.14	2.76
10	5.64	1.87	0.19	0.13	1.65	3.84	0.17	0.17	0.16	0.19	0.17	0.22
11	2.08	0.16	0.18	0.16	0.16	3.15	0.26	2.85	2.58	0.22	0.14	0.17
12	2.06	0.19	0.30	0.19	0.15	3.74	0.19	0.17	0.40	0.18	1.70	1.72
13	2.51	0.22	1.38	0.17	0.17	2.74	0.14	2.33	0.21	0.19	1.03	4.15
14	2.26	3.14	6.09	0.39	0.52	2.80	2.65	4.50	4.45	4.11	0.13	5.16
15	1.54	0.73	0.79	5.14	5.81	3.24	4.28	1.09	4.28	7.08	1.99	0.94
16	0.57	3.64	1.64	0.37	5.93	3.35	2.30	2.75	3.16	5.14	2.31	4.95

17	1.54	1.42	0.38	4.04	2.64	3.37	1.19	0.75	2.76	6.84	0.55	6.28
18	4.68	0.84	0.24	3.65	1.56	1.64	2.73	1.09	3.45	3.53	2.91	1.84
19	0.79	3.60	0.18	5.78	0.17	5.55	0.38	3.32	1.25	2.21	0.40	0.23
20	0.20	0.56	0.20	3.75	0.22	0.77	6.00	0.65	2.20	1.57	2.82	0.25
21	0.72	0.30	0.16	0.34	0.23	0.23	2.08	0.19	1.50	1.21	4.27	1.57
22	0.90	0.50	0.20	0.23	2.04	0.19	1.27	0.28	1.61	0.44	1.01	1.33
23	0.47	0.54	0.23	1.55	1.37	0.18	0.47	1.28	4.56	1.76	0.27	0.37
24	1.50	0.53	0.17	2.56	0.16	2.21	4.28	0.98	4.91	1.23	0.20	0.49
25	1.45	1.05	1.77	0.99	0.38	1.04	3.93	1.28	4.38	0.32	0.46	0.48
26	3.74	0.79	1.55	0.71	0.31	1.75	0.34	0.50	1.13	0.60	0.65	0.40
27	0.28	0.67	0.19	3.11	0.32	2.15	0.73	0.30	0.63	3.40	3.36	0.48
28	0.31	0.94	0.23	0.25	0.28	0.30	0.48	0.31	0.52	0.53	4.31	0.44
29	0.36	0.62	0.16	0.43	0.42	1.25	0.19	0.91	0.67	0.30	0.79	0.41
30	0.28	0.27	0.19	1.62	0.42	0.17	0.23	2.71	0.43	0.29	2.16	0.52
31	0.43	0.33	0.18	1.36	0.43	0.22	0.27	0.41	0.66	0.27	1.66	2.79
32	0.27	1.48	0.19	0.44	0.35	0.31	2.07	0.28	0.73	0.33	4.74	1.88
33	0.39	5.97	0.23	0.28	0.63	0.27	1.87	0.33	0.54	1.28	1.55	2.51
34	1.29	1.79	0.15	4.15	2.45	1.43	2.53	3.08	5.59	1.97	4.57	1.13
35	4.49	4.42	0.19	6.37	5.04	6.12	4.08	0.86	8.56	1.16	5.91	1.35
36	4.17	6.80	0.20	5.05	2.48	6.54	6.46	4.62	3.47	4.84	6.36	1.80
37	4.09	3.79	0.25	1.06	4.40	4.97	1.83	2.46	0.56	4.69	5.14	5.18
38	4.33	0.67	3.76	3.21	5.86	5.27	2.42	0.71	2.13	1.95	4.51	1.66
39	5.02	0.77	5.23	1.85	4.13	5.05	0.57	0.50	4.22	0.51	8.00	0.61
40	0.78	2.70	4.68	2.94	2.79	0.72	0.49	0.48	4.10	0.51	3.26	0.65
41	0.62	2.23	4.58	3.12	0.42	0.71	2.67	7.92	0.37	0.55	2.23	0.92
42	2.91	1.67	6.13	4.58	1.86	3.71	3.78	5.10	0.84	3.12	2.40	5.66
43	4.44	4.26	5.00	6.82	1.64	4.15	4.98	4.69	3.42	4.57	6.30	4.31
44	3.02	5.72	1.42	6.33	0.50	3.25	6.27	6.58	1.34	4.34	4.12	2.77
45	6.14	5.48	0.92	5.94	0.49	0.17	4.23	4.77	0.44	7.01	2.84	0.77
46	2.45	4.15	0.40	0.62	2.27	0.22	3.95	4.31	0.47	4.23	0.51	0.89
47	0.21	4.04	0.49	0.17	1.46	0.18	0.59	1.16	0.52	1.43	2.62	3.14
48	0.19	1.42	0.15	0.19	0.23	0.17	0.18	0.21	0.41	0.33	0.39	0.39
日期編號 時段	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1	0.58	0.34	0.20	0.72	0.43	0.32	0.29	1.84	0.27	0.25	0.19	0.11

2	0.33	0.37	0.23	0.11	0.41	0.45	0.31	1.23	0.16	0.28	0.15	0.19
3	0.39	0.25	0.14	0.17	0.20	0.45	0.29	0.28	0.17	0.24	0.17	0.15
4	0.31	0.30	0.18	0.19	0.24	0.75	0.25	2.80	0.15	0.22	0.23	0.14
5	0.30	2.10	0.21	0.15	0.14	2.60	0.22	0.30	0.18	0.17	0.13	0.21
6	0.32	1.46	0.16	0.20	0.17	0.33	0.26	2.82	0.20	0.13	0.20	0.11
7	0.35	0.50	0.21	0.29	0.16	0.37	0.12	3.15	0.14	2.81	0.15	0.17
8	0.30	0.39	0.13	0.22	0.16	0.32	0.21	2.78	0.15	0.74	0.31	0.15
9	0.26	0.29	0.13	0.16	0.22	0.32	0.51	0.19	0.18	0.16	0.28	0.13
10	3.19	0.33	0.21	0.19	0.11	0.20	2.55	0.87	0.15	0.15	0.15	0.89
11	0.50	0.37	2.80	0.23	0.19	0.26	0.33	0.21	2.41	0.19	2.54	3.43
12	0.30	0.26	0.18	0.25	0.28	0.29	0.22	0.21	0.41	3.93	0.49	7.05
13	0.35	0.40	0.15	3.41	1.73	0.24	0.18	0.12	0.16	5.50	3.27	4.24
14	4.07	2.16	3.20	1.45	1.91	0.30	0.19	1.46	5.52	4.98	3.66	2.19
15	1.88	2.78	1.97	3.05	2.50	0.18	3.17	2.40	2.98	4.32	5.42	0.12
16	2.95	0.64	0.50	0.58	0.59	0.26	1.09	0.35	1.03	5.06	2.46	0.16
17	0.81	0.76	0.38	1.27	2.51	4.31	0.86	2.75	3.08	2.92	1.48	0.18
18	4.49	0.70	4.95	0.13	0.36	0.37	0.46	1.88	2.34	5.41	2.07	0.11
19	3.34	3.65	3.01	0.16	0.42	1.55	0.13	3.61	1.37	3.09	0.47	0.14
20	1.60	3.11	0.36	0.23	0.38	0.93	3.21	0.40	0.20	1.48	1.75	0.15
21	4.64	1.50	0.28	0.12	2.46	3.28	0.25	0.29	0.13	0.29	4.17	0.10
22	3.65	1.92	0.24	0.90	0.46	0.68	0.30	0.15	0.15	0.22	2.05	0.15
23	5.61	1.17	0.24	2.18	3.92	0.40	0.60	0.52	0.17	0.41	0.21	0.16
24	2.66	6.51	2.01	2.26	2.52	2.14	0.54	0.48	0.14	1.12	0.17	0.14
25	3.54	1.97	0.66	4.44	0.58	3.19	0.83	3.15	0.20	3.53	0.19	0.15
26	2.75	0.48	1.56	0.98	0.45	5.47	1.84	1.66	0.14	1.26	0.37	0.13
27	2.60	0.24	1.12	3.93	0.38	3.84	1.82	0.33	0.13	0.34	0.25	2.63
28	4.27	0.23	3.83	2.60	0.45	0.27	1.56	0.41	0.20	0.45	0.60	1.08
29	3.08	0.62	2.92	2.32	1.50	0.35	0.35	0.41	0.13	0.49	3.27	0.14
30	1.36	1.33	1.13	3.34	1.25	0.35	0.33	0.45	0.21	0.38	0.32	0.15
31	0.66	0.36	0.36	0.39	0.76	0.30	0.30	3.58	0.15	0.27	0.36	0.21
32	0.78	0.30	0.31	0.80	4.84	1.16	3.23	0.95	0.11	0.23	1.98	0.11
33	0.97	2.26	1.89	2.12	6.72	1.42	0.47	0.67	0.22	1.57	0.33	0.19
34	3.14	0.31	1.29	1.93	5.03	2.45	0.44	1.10	2.67	2.37	1.14	0.14
35	5.29	3.45	5.65	4.82	4.35	5.39	0.26	3.17	3.04	2.54	2.36	0.10
36	6.81	5.13	3.16	5.91	3.87	5.33	0.89	6.73	1.07	1.81	5.81	0.18

37	2.48	4.66	0.61	2.34	3.59	4.75	5.47	6.97	3.76	3.69	1.51	0.13
38	0.58	1.69	0.67	2.68	0.29	6.23	1.63	5.15	2.56	0.59	1.22	0.16
39	3.32	3.60	2.21	0.58	0.33	4.65	0.49	4.18	2.00	0.50	5.86	0.13
40	4.22	4.08	4.30	0.46	0.49	4.73	0.85	4.48	3.88	1.46	4.35	0.24
41	3.96	3.16	3.63	0.42	0.38	3.25	4.92	5.22	4.53	1.16	5.20	1.73
42	5.47	4.19	2.95	4.78	0.43	3.32	4.96	5.70	4.59	6.67	3.14	1.42
43	4.22	5.12	0.58	4.24	0.45	1.74	5.22	4.27	3.78	4.75	3.34	0.25
44	3.89	4.15	0.99	4.44	0.48	6.61	7.50	4.33	1.08	4.13	3.91	0.20
45	2.96	2.12	2.10	5.82	0.46	4.94	0.75	4.43	3.10	3.89	1.67	0.19
46	0.93	0.45	0.18	4.13	0.41	3.96	0.41	2.48	1.12	1.93	0.90	0.15
47	0.38	0.24	0.19	1.84	0.45	2.75	2.62	0.28	0.34	0.27	3.10	0.18
48	0.27	0.18	2.85	2.12	0.34	1.38	0.34	0.24	0.26	0.23	0.18	0.13
日期編號 時段	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
1	0.13	0.28	1.28	0.53	0.10	0.16	3.06	0.44	0.18	0.21	0.27	3.20
2	0.12	0.32	0.16	0.27	0.23	0.12	0.36	0.27	0.22	0.16	0.25	0.55
3	0.16	0.26	0.19	0.20	0.18	0.16	2.94	0.14	0.19	0.26	0.17	0.19
4	0.12	0.27	0.28	0.18	0.14	0.15	0.24	0.16	0.27	0.29	0.21	0.26
5	0.14	0.20	0.25	0.17	0.13	0.10	0.11	0.18	0.30	0.31	0.20	0.32
6	0.15	0.18	0.28	0.15	0.11	0.23	0.16	0.13	0.28	0.24	0.19	0.29
7	0.43	0.15	0.24	0.21	0.18	0.16	0.15	0.18	0.23	0.25	0.17	0.32
8	2.24	0.17	0.22	0.26	0.18	0.14	0.12	3.15	0.26	0.22	0.19	0.24
9	0.14	0.19	0.20	0.33	0.12	1.72	0.16	0.14	0.25	0.17	0.20	0.29
10	0.17	0.10	0.16	0.32	0.33	1.18	0.11	0.18	0.30	0.17	0.20	0.32
11	0.19	3.03	0.16	0.36	0.27	0.26	2.07	0.14	0.27	2.90	0.19	0.27
12	0.11	1.13	1.06	0.23	0.42	0.26	1.09	1.19	0.22	2.47	2.87	3.53
13	0.11	1.09	1.99	6.85	2.70	2.38	0.27	6.38	3.46	1.80	3.10	0.26
14	0.14	5.89	5.44	5.56	4.83	6.52	0.36	3.66	7.20	2.64	0.33	2.17
15	0.13	4.63	3.74	4.70	0.61	1.45	7.00	4.83	3.81	2.19	2.20	3.05
16	0.14	1.39	4.27	3.48	3.68	6.89	1.23	2.56	0.68	0.60	4.62	1.33
17	0.10	0.36	1.89	4.72	2.39	6.45	2.75	3.74	2.81	6.54	1.66	2.16
18	0.12	1.42	2.99	3.76	1.89	0.99	3.45	3.98	0.36	3.01	4.12	0.55
19	0.14	2.18	0.26	2.93	2.57	0.20	1.64	1.80	0.25	0.49	0.32	0.50
20	0.14	0.13	0.15	2.10	0.17	0.17	4.24	0.95	0.45	0.15	0.68	0.21
21	0.13	0.11	4.20	5.12	0.14	0.13	0.25	0.94	3.99	0.20	1.80	0.32

22	0.13	0.17	3.92	0.84	0.23	0.15	0.16	2.29	3.15	0.24	2.91	0.40
23	0.11	0.15	4.73	0.17	0.37	0.15	0.21	1.18	1.30	0.14	1.58	0.65
24	0.15	0.13	3.01	0.22	0.70	0.11	0.33	0.93	0.45	0.53	0.15	4.20
25	0.17	0.14	0.42	0.22	1.14	0.23	0.41	2.33	0.31	0.45	0.23	0.63
26	0.12	0.15	1.43	0.29	0.55	0.21	0.91	1.22	0.31	0.31	0.16	1.51
27	0.13	0.14	1.78	1.85	3.24	0.11	1.01	1.24	0.34	0.40	0.30	1.37
28	0.12	0.16	3.96	0.25	1.57	0.13	1.29	2.62	0.33	0.97	0.46	0.32
29	0.20	0.13	4.12	0.28	1.29	0.14	0.32	2.27	0.49	2.70	0.64	0.35
30	0.13	0.16	5.13	0.40	0.29	1.89	0.28	4.47	0.38	0.29	0.37	0.36
31	0.67	0.15	2.56	4.21	0.25	0.32	0.34	3.82	0.27	0.26	0.28	0.37
32	2.17	0.10	0.40	1.53	0.11	5.60	0.33	3.15	0.29	0.18	0.30	0.31
33	0.18	0.32	0.16	1.23	0.39	4.26	0.36	2.96	2.08	0.15	0.34	1.83
34	0.12	1.04	0.31	2.65	5.53	3.48	4.00	3.61	5.65	0.24	2.51	5.74
35	0.15	3.86	3.56	5.63	5.40	1.48	1.71	4.50	4.31	1.65	4.61	1.68
36	0.12	8.00	5.35	4.10	4.19	2.96	4.34	4.94	5.45	5.10	4.75	0.65
37	1.35	2.11	7.12	3.65	4.14	3.58	6.08	3.94	4.28	5.68	4.35	0.54
38	9.08	6.06	4.21	0.47	4.14	3.33	3.91	2.11	2.64	0.82	4.12	3.73
39	6.77	1.06	3.66	1.60	2.60	0.48	5.32	1.39	1.15	0.60	4.12	1.35
40	7.54	6.40	1.78	3.56	1.78	2.88	0.63	3.81	2.07	1.63	4.14	0.44
41	7.94	7.77	4.72	4.82	2.91	1.09	2.84	0.44	4.15	1.05	1.10	2.30
42	4.24	4.07	2.45	3.96	7.56	5.32	0.78	6.13	4.05	4.97	0.55	4.49
43	4.20	7.15	4.19	4.19	3.90	5.51	3.90	0.93	4.03	4.30	0.71	5.15
44	3.88	8.49	6.39	6.25	6.49	4.12	5.65	3.27	3.19	4.08	0.56	4.98
45	2.56	4.07	4.09	3.90	1.08	6.42	4.51	7.56	0.41	4.12	0.52	0.72
46	0.22	7.96	6.73	2.52	0.21	0.45	1.44	3.90	0.43	2.63	0.16	0.24
47	1.84	0.38	1.51	0.17	0.20	3.06	3.24	2.63	0.43	0.33	0.24	0.26
48	2.42	2.10	2.71	0.15	0.12	0.32	1.54	0.19	0.37	0.26	0.19	0.19
日期編號 時段	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1	0.23	0.17	0.23	2.30	0.16	0.18	0.23	1.70	0.16	0.15	0.20	0.14
2	0.24	0.20	0.39	0.24	0.19	0.16	0.15	0.24	0.23	0.21	0.25	0.24
3	0.21	0.18	2.20	0.24	0.20	0.23	0.19	0.17	0.14	0.14	0.14	0.17
4	0.22	0.19	2.04	0.19	0.14	0.20	0.16	0.17	0.21	0.16	0.18	0.17
5	0.16	0.33	0.29	0.21	0.17	0.14	0.17	0.19	0.19	0.18	0.17	0.19
6	0.21	0.23	0.23	0.14	0.16	0.22	0.23	0.32	0.19	0.17	0.13	0.21



7	0.13	0.30	0.23	0.28	3.23	0.17	0.15	0.31	0.18	0.17	0.21	0.13
8	0.19	0.30	0.20	0.31	5.20	0.21	0.15	0.29	0.20	2.32	0.16	0.19
9	0.29	0.21	0.16	0.34	6.00	0.17	2.68	0.20	0.34	1.05	0.13	2.95
10	1.88	0.21	0.20	0.25	6.84	3.05	0.16	0.18	0.30	0.17	0.19	0.18
11	1.17	0.14	1.73	0.30	6.10	2.28	0.20	2.67	0.30	0.17	0.18	0.16
12	0.14	0.18	6.49	0.54	4.58	6.39	4.41	0.23	0.28	0.14	5.35	0.21
13	3.86	2.76	3.25	7.66	5.29	3.79	5.73	5.29	2.77	0.12	6.71	0.19
14	2.31	0.62	4.34	7.28	2.65	3.66	3.69	5.44	3.19	0.20	4.57	2.20
15	1.65	1.60	7.31	4.87	4.36	3.25	2.90	3.42	5.60	4.41	4.32	4.88
16	1.05	1.84	6.33	1.13	2.87	3.51	3.00	2.12	2.73	3.97	2.27	0.48
17	6.19	1.46	0.31	0.69	2.49	1.80	5.59	4.58	1.48	0.42	0.32	5.04
18	1.11	4.29	0.51	0.35	3.78	1.80	4.06	4.40	1.32	3.25	0.35	2.49
19	0.22	1.44	0.50	0.32	5.58	4.97	0.42	2.99	1.40	0.53	0.27	1.07
20	0.21	1.81	0.46	0.24	0.55	3.39	0.19	3.29	0.18	3.05	0.35	0.40
21	0.28	1.90	2.70	0.18	0.20	1.29	0.18	5.38	3.30	2.95	0.38	0.26
22	0.26	1.00	1.64	0.23	0.20	0.83	0.23	4.90	0.20	4.26	0.36	0.25
23	0.24	3.33	0.66	0.19	0.60	1.07	0.76	1.11	0.29	3.04	0.34	0.29
24	0.26	3.09	1.80	0.25	1.28	0.22	0.61	1.02	0.38	0.37	0.27	0.54
25	0.22	0.50	5.31	1.12	0.75	0.28	0.50	1.25	0.33	0.50	0.39	1.19
26	0.20	0.38	4.96	2.69	1.98	0.52	0.29	1.23	0.29	0.40	0.43	0.65
27	0.17	0.31	1.53	0.29	2.24	0.51	0.57	1.18	0.23	0.45	0.31	1.32
28	0.18	0.47	1.24	0.29	0.45	0.26	3.21	0.66	0.29	0.49	0.28	4.48
29	0.18	0.50	1.39	0.30	0.53	0.35	0.37	0.28	0.49	0.59	0.34	1.30
30	2.48	0.43	1.38	0.32	0.37	0.27	0.40	0.40	0.48	2.03	0.31	1.15
31	0.91	0.38	3.72	2.81	0.18	0.31	0.31	0.40	0.33	5.60	0.22	1.10
32	0.21	0.63	3.08	0.31	0.23	3.11	0.18	0.33	0.33	1.18	3.38	1.06
33	0.18	2.55	1.33	1.02	0.13	0.80	0.28	0.80	0.32	0.99	0.36	1.07
34	4.03	4.88	0.68	0.42	2.28	0.44	0.26	3.21	3.25	0.89	0.41	0.90
35	0.68	0.71	1.39	2.88	5.66	1.72	1.04	1.78	1.95	1.10	0.48	1.57
36	5.14	0.88	2.94	7.99	7.63	5.52	7.87	6.95	7.83	7.40	3.17	3.90
37	5.10	4.62	5.58	3.95	1.58	4.61	6.66	4.93	6.14	6.35	6.03	3.95
38	0.77	4.41	4.66	0.60	0.65	0.55	4.39	2.05	4.40	4.53	5.04	0.50
39	0.93	0.68	2.05	3.51	1.55	0.42	5.05	1.27	2.59	1.32	4.21	2.12
40	1.09	1.15	1.32	1.63	5.38	4.21	2.37	2.64	0.58	2.60	3.44	4.39
41	4.58	1.13	1.61	6.36	5.55	4.58	4.04	0.40	4.24	1.55	2.87	3.74

42	5.21	3.97	3.65	5.99	7.13	4.31	2.36	3.12	0.46	1.50	0.48	2.80
43	4.22	4.38	4.22	6.51	4.25	3.43	5.73	5.17	2.20	4.59	1.69	0.47
44	4.12	6.28	6.93	4.24	2.15	0.52	6.44	4.30	3.77	4.52	5.10	3.27
45	4.07	2.70	5.71	3.77	0.45	0.45	5.99	7.08	3.61	4.16	4.22	3.67
46	0.81	2.95	6.09	1.39	0.47	0.21	3.89	4.27	0.22	3.98	2.33	0.16
47	1.07	0.40	6.72	0.19	0.24	0.16	2.46	4.22	0.21	3.37	0.47	0.24
48	0.25	0.37	3.54	0.17	0.20	0.17	3.03	2.48	0.17	0.20	0.39	0.17
日期編號 時段	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
1	0.16	0.22	0.16	1.21	0.34	0.22	0.39	0.17	0.24	0.19	0.35	0.14
2	0.25	0.16	0.18	0.21	0.18	0.21	0.49	0.20	0.15	0.16	0.26	0.19
3	0.18	0.16	0.17	0.23	0.18	0.17	0.42	0.14	3.09	0.21	0.23	0.22
4	0.22	0.16	0.14	0.20	0.24	0.19	0.41	3.00	0.17	0.09	0.23	0.26
5	0.18	0.16	0.17	0.20	0.17	0.18	2.15	0.24	0.19	0.16	0.17	0.33
6	0.31	0.20	1.11	0.22	0.19	0.17	1.60	0.13	0.18	1.89	0.20	0.27
7	0.27	2.14	2.56	0.14	1.08	0.16	0.38	0.21	0.17	0.75	0.29	2.25
8	0.57	1.31	0.20	0.19	1.86	0.15	0.43	0.17	0.15	0.26	1.06	0.27
9	2.88	0.20	0.18	0.23	0.29	0.16	0.43	0.13	0.18	0.13	1.52	0.20
10	0.20	0.13	0.17	0.14	0.28	0.18	0.42	0.20	0.24	0.21	0.21	0.13
11	0.28	0.20	0.18	0.16	0.26	0.19	0.49	0.21	0.33	0.31	0.26	0.18
12	0.18	0.17	0.15	0.34	0.29	1.41	0.40	0.20	2.12	0.30	0.17	0.18
13	0.90	0.23	0.22	2.44	0.23	6.98	0.49	0.15	1.51	0.34	3.47	0.16
14	2.88	4.30	0.30	1.74	3.53	5.36	4.34	5.44	5.80	2.14	3.27	1.64
15	0.87	4.02	5.93	6.05	5.40	5.15	4.97	4.99	0.48	3.84	2.85	7.82
16	2.71	4.22	5.36	2.30	2.00	6.77	10.25	0.88	0.60	2.93	3.10	4.63
17	3.93	3.99	3.38	2.63	4.64	6.12	5.37	0.52	0.84	2.59	1.78	3.08
18	1.87	4.75	2.21	2.96	4.17	4.33	5.05	1.58	1.74	2.91	0.72	5.70
19	0.56	3.88	6.12	4.17	2.21	2.72	1.95	0.96	2.26	4.26	3.77	0.69
20	0.28	0.62	2.05	0.50	0.18	1.54	4.52	0.55	0.46	1.66	0.69	0.72
21	0.32	0.27	5.04	0.20	0.17	0.90	0.23	0.19	0.17	0.30	0.78	0.35
22	0.34	0.20	0.37	1.49	0.16	0.37	0.27	0.20	0.25	0.29	0.27	0.15
23	0.31	0.35	0.21	1.37	0.17	0.43	0.13	0.14	0.32	1.71	0.16	0.23
24	0.36	0.28	0.20	0.37	0.19	3.00	0.36	0.16	1.19	1.48	0.25	0.22
25	2.66	0.48	0.12	0.54	0.18	0.16	0.76	0.19	4.81	0.69	0.25	0.51
26	0.98	0.47	0.17	0.41	0.17	0.59	0.42	0.16	4.48	4.41	0.16	5.19

27	1.13	0.29	1.86	1.62	0.14	0.55	3.18	1.37	3.87	4.25	0.27	1.32
28	6.90	0.30	0.78	1.86	0.18	0.35	2.60	1.76	0.60	2.97	0.17	0.69
29	0.49	0.30	0.48	0.28	0.22	0.36	1.16	0.18	0.33	0.53	0.20	1.41
30	0.42	0.31	0.36	0.27	0.12	0.48	1.27	0.22	2.50	0.38	0.55	2.26
31	0.43	0.39	2.61	0.32	0.23	0.40	0.51	0.14	2.68	0.30	2.19	1.85
32	0.50	0.22	1.30	0.27	0.11	0.34	0.55	0.18	0.13	0.19	0.22	0.96
33	2.13	1.02	0.30	0.49	0.29	1.05	0.49	0.24	2.13	0.34	0.21	2.61
34	2.37	5.06	0.31	0.45	0.32	2.72	1.25	0.22	2.47	3.16	0.16	2.06
35	0.39	1.39	0.56	0.39	2.85	1.84	4.60	2.19	3.48	2.45	0.29	1.26
36	1.44	2.69	2.43	6.58	0.25	1.83	4.26	1.65	4.21	1.78	0.14	1.66
37	6.36	5.61	7.32	4.92	0.16	7.05	5.89	6.83	5.92	4.53	0.20	5.56
38	1.81	1.45	6.67	0.89	4.60	5.08	5.14	3.58	2.86	2.01	0.17	5.51
39	1.35	0.64	0.64	2.28	3.41	4.36	4.51	3.77	5.78	1.73	0.19	4.35
40	5.87	0.50	0.46	6.31	0.80	3.39	4.15	0.54	4.24	5.36	2.18	4.13
41	3.96	3.85	0.55	1.37	4.30	0.39	2.15	3.97	3.66	1.56	0.13	1.30
42	3.77	6.97	4.38	2.98	4.61	0.70	0.60	7.97	6.19	3.34	1.90	1.02
43	3.20	6.47	4.50	2.31	4.07	4.93	3.66	2.93	4.24	2.91	4.00	0.48
44	2.99	2.22	6.05	5.48	7.66	3.04	0.52	2.07	3.16	7.62	4.57	3.44
45	0.30	3.09	7.06	4.32	6.04	2.08	0.19	1.45	2.80	4.30	4.78	4.34
46	0.20	2.92	6.44	1.26	5.09	0.69	0.17	0.24	0.40	3.92	2.59	3.96
47	0.14	1.10	2.08	0.41	3.98	0.67	0.22	0.14	0.19	0.45	0.20	0.60
48	0.20	0.20	3.01	0.42	1.00	0.49	0.13	0.21	0.15	0.44	0.25	0.27
日期編號 時段	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
1	0.21	0.26	0.17	0.22	0.21	0.21	0.38	0.21	1.00	2.22	0.89	0.91
2	0.27	0.16	0.19	0.19	0.11	0.19	0.23	0.26	1.00	3.96	0.87	0.91
3	0.27	0.16	0.20	0.21	0.20	0.14	0.28	0.21	1.00	0.16	3.22	0.94
4	0.33	2.91	1.57	0.32	0.17	0.22	0.18	0.22	0.97	0.22	4.00	0.96
5	0.18	0.21	1.64	0.32	0.15	0.14	0.18	0.29	1.11	0.18	0.60	1.10
6	0.17	0.15	0.17	0.27	0.14	0.13	0.20	0.30	1.11	0.16	0.23	1.12
7	0.22	0.17	0.36	0.33	0.19	0.21	0.16	0.30	0.99	0.23	0.20	1.06
8	0.11	0.19	0.26	2.81	0.17	0.17	1.49	0.35	1.07	0.17	0.23	1.06
9	2.43	0.15	0.17	0.27	0.16	0.17	1.17	1.41	1.00	0.13	0.15	0.99
10	0.22	0.14	0.20	0.30	0.16	0.15	0.11	1.38	1.02	0.17	0.17	1.09
11	0.13	0.19	0.20	0.26	0.12	0.22	0.20	0.35	1.11	0.19	0.20	1.14

12	0.21	4.63	0.14	0.65	0.16	0.34	0.17	0.24	3.01	3.99	0.13	2.90
13	4.52	5.20	0.26	4.30	0.21	0.19	0.14	2.22	3.86	5.62	4.86	5.19
14	2.45	5.20	0.18	3.16	1.42	0.20	0.15	1.59	3.26	6.36	5.90	2.76
15	1.46	5.66	4.14	3.86	4.93	0.15	4.23	1.07	3.73	7.95	6.19	2.95
16	0.54	6.58	4.10	3.91	4.70	4.46	1.53	1.16	3.69	3.64	2.67	2.55
17	1.90	5.10	0.39	0.88	3.79	2.79	1.15	0.90	2.30	2.60	3.29	0.26
18	1.45	3.27	3.08	1.35	1.29	0.80	3.70	1.15	1.04	0.15	1.24	0.18
19	0.25	1.02	1.36	0.17	0.92	0.36	4.41	1.15	1.10	0.13	0.20	0.24
20	0.18	0.62	0.63	0.21	0.20	0.26	4.10	1.06	0.95	0.19	0.14	0.16
21	0.20	0.30	2.08	0.31	0.15	0.45	3.17	1.17	0.97	0.60	0.19	0.23
22	0.18	0.39	2.51	0.56	0.14	0.64	0.22	1.00	0.97	1.63	0.20	0.16
23	0.22	1.05	1.34	0.52	0.21	0.54	0.59	1.01	0.16	2.36	0.10	0.17
24	0.68	0.54	0.14	0.98	0.14	3.02	0.58	1.02	0.32	2.46	0.20	0.43
25	0.33	1.04	0.21	2.40	0.15	4.41	0.75	1.03	0.34	1.11	0.17	0.63
26	0.39	3.15	0.13	1.80	0.17	4.25	0.52	1.34	0.34	0.41	0.14	0.87
27	0.27	0.44	0.16	0.38	0.13	4.28	0.52	3.31	0.32	0.28	0.16	0.36
28	0.37	0.47	0.17	0.30	0.21	4.27	3.64	2.19	0.29	0.34	0.16	0.28
29	0.27	0.49	0.29	0.29	0.17	4.03	2.57	2.71	0.51	1.12	0.18	0.33
30	0.33	0.40	0.32	0.32	0.12	1.30	0.49	1.24	0.50	1.04	0.21	0.38
31	0.33	0.20	0.24	0.35	0.19	0.40	0.72	0.74	0.45	1.07	0.13	0.30
32	2.91	0.17	0.36	0.19	0.42	0.30	2.91	0.45	0.35	1.31	0.17	0.44
33	0.48	0.12	2.76	0.29	0.41	0.52	2.20	0.45	0.34	1.03	0.15	0.46
34	0.48	0.23	1.31	0.63	0.24	0.29	4.26	0.54	0.48	1.17	0.41	1.09
35	1.80	0.18	0.66	0.88	0.23	0.47	5.61	2.30	0.53	1.29	0.97	2.47
36	5.07	2.96	0.77	0.74	1.86	0.92	1.59	2.58	4.42	5.87	1.00	1.42
37	4.32	4.74	4.38	0.81	2.05	2.64	5.80	1.57	3.06	1.86	0.99	0.93
38	3.58	8.09	0.62	0.65	0.74	2.81	0.82	1.94	1.61	1.32	6.48	1.43
39	0.64	1.84	0.74	0.78	0.45	0.68	2.32	0.72	1.64	3.21	1.86	1.40
40	0.41	3.24	3.13	0.67	3.70	0.59	4.62	0.50	3.00	2.54	5.42	2.98
41	0.64	0.57	4.39	3.87	0.50	0.63	1.81	0.67	1.02	1.09	1.68	2.21
42	1.59	2.43	0.71	0.70	5.00	0.63	3.68	0.74	1.48	2.78	2.43	1.65
43	4.38	5.73	0.55	2.60	1.07	0.92	4.41	0.88	3.91	2.95	3.37	1.40
44	1.73	1.69	0.52	0.85	3.47	3.20	4.59	1.00	2.24	4.58	1.28	4.50
45	0.68	3.79	2.62	0.23	2.91	4.30	4.24	1.04	0.90	3.11	4.70	1.35
46	0.64	0.29	0.84	0.23	3.06	4.13	2.88	1.33	0.93	1.45	1.35	1.40

47	0.35	0.21	0.42	0.14	0.40	2.57	0.22	1.04	0.92	1.06	3.75	2.68
48	0.25	0.20	0.28	0.17	0.13	0.27	0.30	1.07	0.82	0.86	2.10	1.05
日期編號 時段	85	86	87	88	89	90	91	92				
1	0.96	0.92	1.14	0.87	1.15	1.17	1.24	1.20				
2	1.06	0.91	1.17	0.91	1.12	1.23	1.26	1.17				
3	0.97	0.89	1.14	0.85	1.18	1.27	1.15	1.26				
4	0.98	0.93	1.14	0.90	1.15	1.24	1.22	1.30				
5	1.02	0.93	1.13	0.92	1.13	1.21	1.18	1.16				
6	0.93	0.89	1.09	0.88	1.14	1.21	1.20	1.25				
7	1.01	0.90	4.14	0.93	1.12	1.25	1.30	1.14				
8	0.90	0.89	4.17	0.85	1.25	1.13	1.18	1.24				
9	0.93	2.62	1.09	0.90	1.27	1.16	1.23	1.17				
10	1.05	0.25	0.43	0.94	1.26	1.22	1.18	1.10				
11	0.90	0.19	0.42	0.85	1.19	1.02	1.18	0.95				
12	1.96	0.20	0.49	3.53	3.06	2.24	0.97	0.89				
13	4.39	0.21	2.70	4.45	6.39	5.19	0.91	0.99				
14	1.43	5.29	3.63	1.22	4.42	1.30	5.14	0.93				
15	1.17	3.82	1.08	4.57	3.24	4.85	1.71	1.22				
16	4.52	4.14	5.25	2.34	2.94	1.25	2.31	1.54				
17	2.01	2.01	2.02	2.53	2.28	3.21	0.61	1.95				
18	1.47	0.34	2.36	1.17	1.14	2.07	0.26	1.33				
19	0.34	0.44	1.23	1.25	1.82	1.49	0.86	1.14				
20	0.36	0.50	1.62	1.06	1.77	1.95	0.71	1.20				
21	0.36	0.46	2.09	1.04	2.05	0.95	0.68	0.47				
22	0.28	0.31	1.17	1.14	0.31	0.62	0.80	0.16				
23	0.19	1.44	1.09	0.22	0.17	1.48	0.37	0.40				
24	0.23	1.50	1.25	0.22	0.30	1.82	1.16	0.18				
25	0.55	1.40	1.34	0.33	0.36	1.22	1.21	0.20				
26	0.35	1.74	1.32	0.30	0.49	0.39	1.37	0.42				
27	0.54	1.73	1.26	0.32	0.38	0.53	1.21	0.58				
28	0.53	1.57	1.18	0.32	0.37	0.52	1.29	0.70				
29	0.46	1.39	1.22	0.38	0.36	0.32	1.19	0.50				
30	0.51	1.39	1.20	0.15	0.31	0.54	0.31	0.42				
31	0.41	1.56	2.43	0.23	0.35	0.33	0.21	0.42				

32	0.38	1.50	1.00	0.19	0.31	0.32	0.25	0.47				
33	0.45	0.77	0.30	0.21	0.40	0.19	0.49	0.40				
34	0.70	1.04	0.54	0.39	0.40	0.41	0.42	0.47				
35	0.74	0.56	0.81	0.62	0.56	0.69	1.37	0.86				
36	3.67	2.04	1.06	0.94	2.32	2.61	1.46	3.00				
37	2.43	1.67	1.15	0.69	3.22	2.22	2.11	3.05				
38	1.82	1.46	0.52	0.72	2.40	0.53	1.79	2.12				
39	2.03	1.56	0.54	0.62	0.54	0.61	2.48	1.13				
40	2.25	1.52	0.50	0.95	0.66	0.70	2.76	1.59				
41	2.09	1.27	0.77	0.78	0.52	0.75	2.07	2.09				
42	2.25	1.65	0.67	1.51	1.06	1.06	1.75	2.40				
43	2.19	1.43	1.12	1.41	1.61	1.63	1.50	2.09				
44	2.22	1.66	0.63	1.41	1.66	2.07	1.61	1.57				
45	1.61	1.74	1.25	1.34	1.43	2.53	1.62	1.44				
46	1.31	1.36	1.26	1.44	1.21	1.60	2.12	1.44				
47	0.96	1.34	1.22	1.16	1.14	1.27	1.48	1.20				
48	0.95	1.21	1.10	1.13	1.16	1.27	1.21	1.17				



### 附錄三、第 3 號用戶 2013/8/12 19:00~20:30 需量反應事件 XML

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<responseCode>200</responseCode>
<ns2:requestID/>
</eiResponse>
<ns2:requestID>OadrDisReq231115_053537_562</ns2:requestID>
<vtnID>VTN</vtnID>
<eventID>Event231115_053537_562_0</eventID>
<modificationNumber>0</modificationNumber>
<ns3:marketContext>http://MarketContext1</ns3:marketContext>
</eiMarketContext>
<createdDateTime>2015-07-17T16:35:37Z</createdDateTime>
<eventStatus>far</eventStatus>
</eventDescriptor>
<ns4:date-time>2015-07-17T19:00:00Z</ns4:date-time>
</ns4:dtstart>
<ns4:duration>PT1H30M</ns4:duration>
</ns4:duration>
<ns4:duration>PT1M</ns4:duration>
</x-eiNotification>
</ns4:properties>
<ns4:components xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchemainstance"
xmlns:xcal="urn:ietf:params:xml:ns:icalendar-2.0"
xmlns:strm="urn:ietf:params:xml:ns:icalendar-2.0:stream"
xmlns:pyld="http://docs.oasisopen.
org/ns/energyinterop/201110/payloads"
xmlns:oadr="http://openadr.org/oadr-2.0a/2012/07"
xmlns:emix="http://docs.oasis-open.org/ns/emix/2011/06"
xmlns:ei="http://docs.oasis-open.org/ns/energyinterop/201110"/>
</eiActivePeriod>
<ns4:duration>PT30M</ns4:duration>
</ns4:duration>
<ns6:oadrDistributeEvent xmlns:ns6="http://openadr.org/oadr-2.0a/2012/07"
xmlns:ns5="urn:ietf:params:xml:ns:icalendar-2.0:stream"
xmlns:ns4="urn:ietf:params:xml:ns:icalendar-2.0" xmlns:ns3="http://docs.oasisopen.
org/ns/emix/2011/06" xmlns:ns2="http://docs.oasisopen.

```

**org/ns/energyinterop/201110/payloads" xmlns="http://docs.oasisopen.  
org/ns/energyinterop/201110">**

- <eiResponse>  
- <ns6:oadrEvent>  
- <eiEvent>  
- <eventDescriptor>  
- <eiMarketContext>  
- <eiActivePeriod>  
- <ns4:properties>  
- <ns4:dtstart>  
- <ns4:duration>  
- <x-eiNotification>  
- <eiEventSignals>  
- <eiEventSignal>  
- <ns5:intervals>  
- <interval>  
- <ns4:duration>  
- <ns4:uid>  
<ns4:text>1</ns4:text>  
</ns4:uid>  
<value>0.67</value>  
</payloadFloat>  
</signalPayload>  
</interval>  
<ns4:duration>PT30M</ns4:duration>  
</ns4:duration>  
<ns4:text>2</ns4:text>  
</ns4:uid>  
<value>1.02</value>  
</payloadFloat>  
</signalPayload>  
</interval>  
<ns4:duration>PT30M</ns4:duration>  
</ns4:duration>  
<ns4:text>3</ns4:text>  
</ns4:uid>  
<value>1.61</value>





```

</payloadFloat>
</signalPayload>
</interval>
</ns5:intervals>
<signalName>simple</signalName>
<signalType>Content</signalType>
<signalID>String</signalID>
<value>0.0</value>
</payloadFloat>
</currentValue>
</eiEventSignal>
</eiEventSignals>
<venID>ven3</venID>
<eiTarget/>
</eiEvent>
<ns6:oadrResponseRequired>always</ns6:oadrResponseRequired>
</ns6:oadrEvent>
</ns6:oadrDistributeEvent>
- <signalPayload>
- <payloadFloat>
- <interval>
- <ns4:duration>
- <ns4:uid>
- <signalPayload>
- <payloadFloat>
- <interval>
- <ns4:duration>
- <ns4:uid>
- <signalPayload>
- <payloadFloat>
- <currentValue>
- <payloadFloat>

```

