

頻率限制條件下台灣電力系統合理備轉容量調度之研究

A Study on the Reasonable Spinning Reserve Requirements Dispatch in the Taiwan Power System with Frequency-Based Reserve Constraints

台灣電力公司電力調度處 吳迨忠

摘要

合理備轉容量之規定與調度必需確保系統在發生運轉中最大發電機組故障跳機時不會發生低頻卸載，並維持系統頻率於可接受的範圍內，同時降低備轉容量的運轉成本。因此合理備轉容量必須具有頻率調整及作為緊急備轉容量的功能，故合理備轉容量包括頻率調整備轉容量與瞬間備轉容量兩部分。本文利用負載-頻率靈敏係數預估運轉中最大發電機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率，並根據系統負載大小、變動的特性、負載-頻率靈敏係數及頻率運轉標準等參數，同時考慮運轉中最大發電機組出力的備轉容量限制條件與頻率限制條件的要求，規劃獨立電力系統的合理備轉容量。最後，在台電系統進行實地測試模擬，並與台電現行調度模式比較驗證合理備轉容量調度方式的實用性與價值。

1. 前言

電力市場之自由化與民營化乃當前全球性的趨勢，配合政府電業自由化政策，民營 IPP 電廠陸續加入台電系統運轉，屆時對電力系統之安全及運轉勢必產生相當程度之影響。對電力系統的運轉而言，安排足夠的備轉容量應付發電機組非預期的

跳機事故及因負載預測偏差所造成缺電量是非常重要的，因此必須建立一套合理備轉容量的規劃準則，以確保電力系統能夠安全可靠地運轉、供應充足的電力、保持優良的電力品質並降低供電成本。

備轉容量的大小視不同的電力系統而異，最典型的方法是採用系統中發電容量最大的發電機組的容量做為系統的備轉容量，以確保即使是最大的機組跳機時仍能使系統穩定的運轉。大多數的電力公司均採用這個固定容量的策略來決定備轉容量的大小，其運轉準則即為備轉容量必須大於、等於運轉中最大出力機組的發電量或一定比例的尖峰負載[1]~[2]，這種方法的優點是簡單，缺點則是無法反應系統的即時狀態與負載預測的不確定性。近來亦有學者提出利用機率理論來估算備轉容量的大小[3]~[6]，機率理論雖然可以反應機組的可靠度及負載預測的不確定性，但由於它的計算比較複雜繁瑣而且無法反應電力系統的特性(尤其是獨立的電力系統)，如系統負載變動的特性、系統頻率與負載的靈敏係數及頻率運轉標準等，因此，機率理論比較適合應用於電源開發的規劃，而較不適用於電力系統的即時調度與規劃。

對獨立電力系統而言，由於系統特性與即時狀態對備轉容量大小的影響遠超過個別機組的可靠度，因此只考慮最大出力

機組的容量及故障率是不夠的。近來有學者提出以系統頻率為限制條件的備轉容量調度策略並應用於小型的獨立系統[7]，這些策略是利用發電機組及系統負載的動態特性來預測運轉中最大發電機組發生故障跳機時系統的最低頻率，然後根據系統的最低頻率並配合經濟調度來決定備轉容量的調度策略。然而最大發電機組發生故障跳機時的系統最低頻率深受當時系統負載大小及負載變動的影響，且與事故發生前的系統頻率有關，所以要準確預測跳機時的系統最低頻率並不容易，且備轉容量受制於機組的頻率反應率而無法瞬間反應，因此這種策略僅適用於負載穩定的小型的獨立系統，而不適用於負載變化劇烈的中、大型的獨立電力系統(如台灣電力系統)。

本文根據系統的即時資訊(如負載變動的特性、系統負載的大小)、負載-頻率靈敏係數及頻率運轉標準等參數，分別計算備轉容量及其必需配置的頻率調整備轉容量，然後將計算所得的備轉容量與運轉中最大機組的出力比較，決定電力系統合理備轉容量的大小，同時利用負載-頻率靈敏係數模擬發電機組故障跳機後系統的動態特性，並預測最大發電機組跳機後系統一分鐘恢復頻率，最後再以運轉中最大發電機組跳機後一分鐘恢復頻率來檢視合理備轉容量中頻率調整備轉容量之配置能否滿足系統安全限制的要求？以確保系統在發生運轉中最大發電機組故障跳機時不會發生低頻卸載，並維持系統頻率於可接受的範圍內，同時降低備轉容量的運轉成本。

2. 發電機組動態特性與頻率響應

備轉容量的形式與來源很多，但主要

來自發電機組、低頻卸載以及由於系統頻率下降所導致負載自然減少的特性等三個來源，本文僅考慮發電機組(包括抽蓄機組負載)為備轉容量的來源，因此在進行備轉容量規劃與調度時必須考慮發電機組的動態特性及頻率反應率，以確保在系統發生機組故障跳機時能提供足夠備轉容量使系統頻率能迅速恢復到某一可接受的範圍。電力系統包括各種不同型式的發電機組，其動態特性及頻率反應率對系統運轉特性的影響有所不同，因此，要確切瞭解不同型式發電機組對系統備轉容量運轉之影響，便須對其原動機之動態特性做進一步的分析與探討[8]-[9]。

一般而言，在系統發生偶發事故時運轉人員調度指令發電機組的順序依序為水力機組、複循環機組、燃油機組、燃煤機組，其考慮的因素為發電機組的升載速度而非機組的燃料成本。如圖1所示為發電機組原動機之簡化方塊圖[9]，圖中之 $G_1(s)$ 、 $G_2(s)$ 、 $G_3(s)$ 分別為調速機系統、渦輪機系統及發電機的轉移函數， R 為調速機速度調整率，則發電機組原動機之轉移函數為

$$F(s) = \frac{N(s)}{D(s)}$$

其中：

$$N(s) = G_3(s)$$

$$D(s) = 1 + G_1(s)G_2(s)G_3(s)/R$$

所以系統頻率變化 Δf (Hz)與相對應的負載變化 ΔL (PU)之關係為

$$\Delta f = -F(s) \cdot \frac{\Delta L}{S} \quad (1)$$

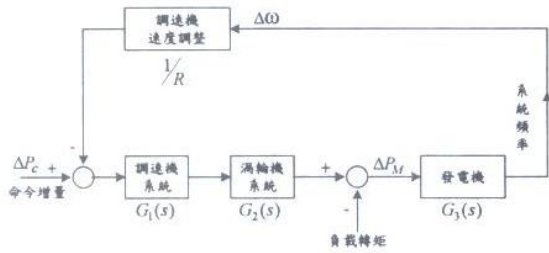


圖 1 發電機組原動機之簡化方塊圖

如圖 2 所示為負載瞬間增加 5% 時各發電機組之頻率反應曲線，亦可表示系統負載突然增加導致頻率瞬間下降，當頻率下降 0.1Hz 時水力機組之調速機立即反應，當頻率下降 0.26Hz 時複循環機組氣渦輪發電機調速機才開始反應，最後當頻率下降 0.5Hz 時汽渦輪發電機組之調速機才開始反應，然後藉由各發電機組增加出力，使頻率逐漸回升。各發電機組的頻率反應率如圖 3 所示，其中以水力機組的頻率反應率最快，複循環氣渦輪機組次之，汽渦輪機組(汽力)的頻率反應率最慢。因此，水力機組最適合作為備轉容量機組，複循環氣渦輪機組次之，而汽渦輪機組則較不適合作為備轉容量機組；由於水力機組對頻率變動的反應最快，故當系統發電機組故障跳機時水力機組可以提供快速反應備轉容量，使系統頻率快速回升或維持在某一可接受的範圍內。

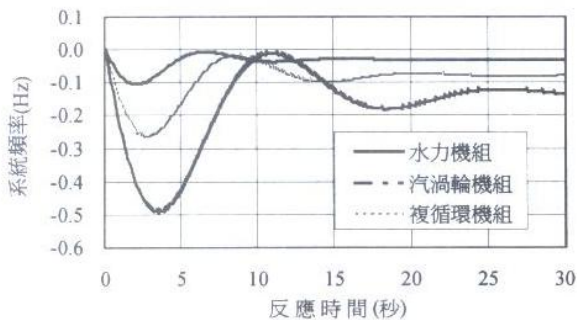


圖 2 各機組之頻率反應曲線

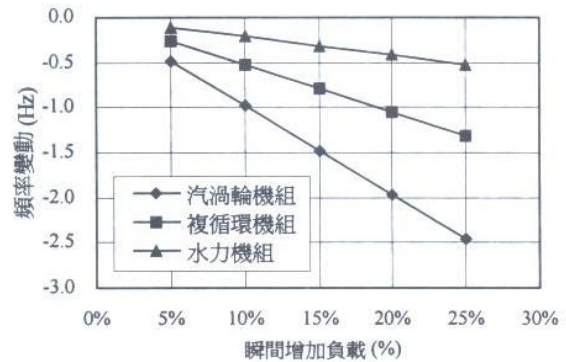


圖 3 發電機組之頻率反應率之比較

3. 現行備轉容量之分類與定義

有關備轉容量的分類，各國的電力系統依其系統的特性及安全規範而有不同的定義，本節特別針對常見的相關備轉容量定義加以說明如下：

1. 10 分鐘備轉容量 (10-minutes reserve) [10]：指發電機組在 10 分鐘內所能提供的備轉容量，其來源有水力機組、火力機組、可停電力及可以停止的電力買賣契約量。對於火力機組而言，指的是 10 分鐘之內機組所能提升的出力，當然，仍應受到最大發電量的限制。對於快速啟動火力機組及水力機組而言，指的是機組最大出力限制與目前出力的差值，若機組停機且 10 分鐘內無法與系統併聯者，則其所提供之 10 分鐘備轉容量為 0。
2. 30 分鐘備轉容量 (thirty-minutes reserve) [11]：30 分鐘內可以提供的同步備轉容量及非同步備轉容量的和。但不包括已指定為 10 分鐘備轉容量的部分。
3. 調整備轉容量 (regulating reserve) [12]：為備轉容量的一部分，配合自動發電控制功能(Automatic Gen-

- eration Control, AGC)的要求提供充足的調節容量，使控制區域滿足頻率控制策略的要求。
4. 偶發事故備轉容量 (contingency reserve) [13]：包括轉動備轉容量及非轉動備轉容量，其容量足夠使系統發生偶然事故後，能在 10 分鐘內使區域控制誤差降至 0 或回後到事故發生前的值。
 5. 運轉備轉容量 (operating reserve) [13]：為調整備轉容量及偶然事故備轉容量的和，或是 10 分鐘備轉與 30 分鐘備轉的和 [11]。
 6. 轉動備轉容量 (spinning reserve)：指系統中與系統併聯同步運轉機組在發生事故時可以提供給系統的發電容量[14]，亦稱為同步備轉容量 (synchronized reserve) [11]。
 7. 二次備轉容量 (secondary reserve) [15]：二次備轉容量是指在機組發生故障跳機後可以使系統頻率快速的回復到可以接受範圍所需的備轉容量。其大小視發電機組的調速機在故障發生後 30 秒至 15 分鐘間的反應能力而定。
 8. 快速備轉容量 (fast reserve) [15]：指系統在故障發生後，15 分鐘內可以獲得的備轉容量。
 9. 慢速備轉容量 (slow reserve) [15]：指系統在故障發生後，3 至 4 小時內可以獲得的備轉容量。
 10. 一次備轉容量 (primary reserve) [15]：避免故障初期的頻率下降所需的備轉容量；一部發電機可以提供多少一次備轉容量，端視其頻率下降一個單位時，輸出功率可以增加的量而定。
 11. 備妥備轉容量 (ready reserve)：10 分鐘內可以提供的運轉容量或等效運轉容量，可以是上線，也可以是離線的。例如，可停電力、抽蓄負載...等[13]。
 12. 非同步備轉容量 (non-synchronized reserve) [11]：指沒有與系統併聯運轉，但可以在事故發生後提供系統發電容量的容量。
 13. 頻率調整備轉容量 (Frequency Regulating Reserve, 簡稱 FRR) [16]：頻率調整備轉容量主要是用來因應負載變動，以期能夠維持系統頻率在正常的範圍內(59.9~ 60.1 Hz)運轉，其反應的時間必須快速，所以頻率調整備轉容量均由運轉中的水力機組負責提供，並以自動發電控制模式(AGC)運轉，因其反應的時間非常迅速，故可以適時適量調整有效電力，使發電機組的出力與系統負載保持供需平衡，將系統頻率維持在標準頻率範圍內。
 14. 瞬間備轉容量 (Instantaneous Reserve, 簡稱 IR) [16]：瞬間備轉容量主要是用來反應因系統發生偶發事件(Contingency Event)或擴大偶發事件(Extended Contingency Event)所引起的頻率瞬降，其主要任務是使系統頻率能快速的回復到可以接受範圍所需的備轉容量，瞬間備轉容量通常是由無載或低載運轉 (Spinning at no load or partial load)的水力機組或由低頻電驛自動卸載 (Automatic Load Shedding)擔任。
 15. 合理備轉容量 (Reasonable Spinning Reserve Requirement, RSRR)[16]：即為頻率調整備轉容量(FRR)及瞬

間備轉容量(IR)之總和。在運用時，頻率調整備轉容量及瞬間備轉容量的分配須視系統的負載變動特性及頻率運轉標準而定，在負載變動較劇烈、變動量較大的電力系統中，必需有足夠的頻率調整備轉容量以因應頻率的劇烈變化，因此頻率調整備轉容量在備轉容量中的佔比應該較高。依台灣電力系統的負載變動特性及運轉經驗得知，頻率調整備轉容量的配置以不低於 60% 的備轉容量為宜。

4. 頻率限制條件下電力系統合理備轉容量調度流程

獨立電力系統合理備轉容量的大小應隨著負載的變動特性、系統負載的大小及頻率運轉標準而有所調整，而非固定為最大發電機組的容量，為維持電力品質並確保電力系統在發生偶發事故時仍得以安全運轉。本文根據系統負載變動的特性、系統負載的大小、頻率-負載的靈敏係數及頻率運轉標準等參數來計算備轉容量，然後再將計算所得的備轉容量與運轉中最大機組的出力比較，以決定電力系統合理備轉容量的大小，此法可提供給系統調度人員決定合理備轉容量的大小以克服負載預測的偏差，並確保電力系統在發生單一偶發事故時仍能安全可靠地供電並降低系統的運轉成本，圖 4 為頻率限制條件下電力系統合理備轉容量調度流程圖，其處理程序進一步說明如下各節所述：

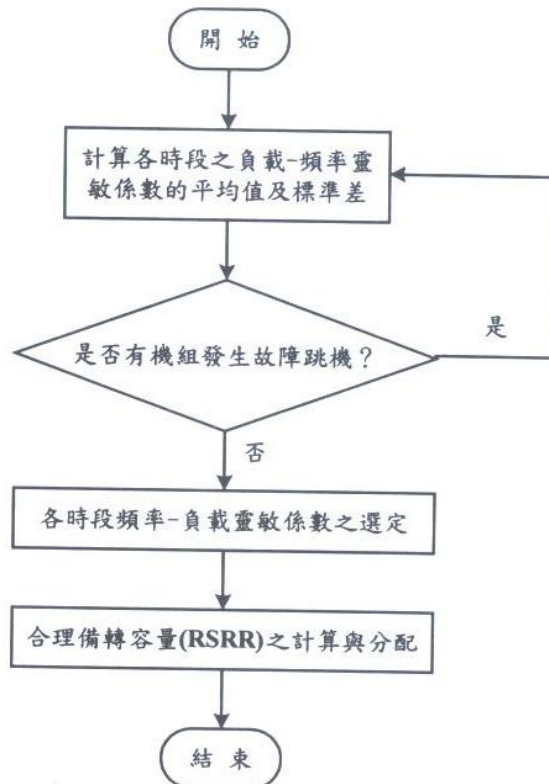


圖 4 頻率限制條件下電力系統合理備轉容量調度流程圖

5. 負載-頻率靈敏係數之定義

負載特性對系統動態特性有著重大影響，在許多論文[18]-[19]中已獲得驗證，並有詳盡的敘述，本文在此不再贅述。惟為簡化合理備轉容量的計算過程，本文提出以負載-頻率靈敏係數(Load-Frequency Sensitivity Factor，簡稱 LFSF)來模擬發電機組故障跳機時系統的動態特性，其定義為：

$$LFSF = \frac{\partial P}{\partial f} \approx \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (2)$$

其中：

ΔP 為發電機組跳機時系統損失之發電量，其單位為以系統負載為基值的標么值

Δf 為發電機組跳機時系統頻率下降幅度 (Hz)

5.1 台電系統負載-頻率靈敏係數之特性分析

針對台電系統過去 5 年間(1996 ~ 2001) 195 筆發電機組跳機時系統頻率變化的記錄加以統計分析，如圖 5 所示為台電系統發電機組跳機時系統頻率下降幅度，圖 6 所示則為系統頻率下降幅度 Δf 與損失發電量 ΔP (以系統負載為基值的標么值) 間的關係。觀察圖 6 可發現：基本上，系統頻率下降幅度 Δf 大致與損失發電量 ΔP 成正比，但亦不完全盡然，因為系統頻率下降幅度 Δf 尚受其他因素的影響，如不同季節的負載特性等因素。

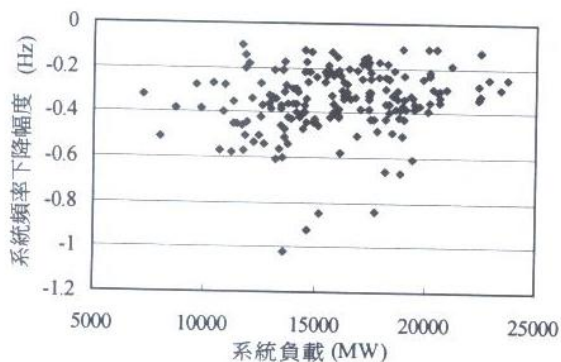


圖 5 台電系統發電機組跳機時系統頻率下降幅度

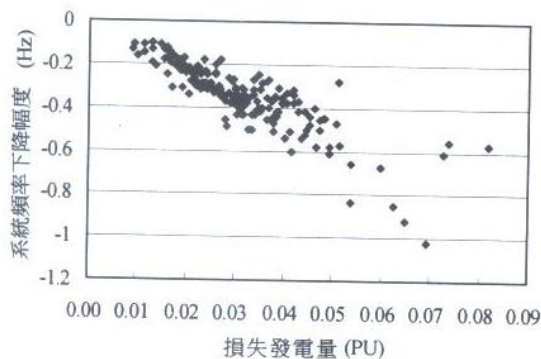


圖 6 台電系統頻率下降幅度與損失發電量間的關係

利用公式(2)計算台電系統前述 195 筆發電機組跳機時之負載-頻率靈敏係數，如圖 7 所示為台電系統之負載-頻率靈敏係數與系統負載間的關係，圖 8 所示為負載-頻率靈敏係數與損失發電量間的關係。觀察圖 7 可得知：台電系統 195 筆負載-頻率靈敏係數大部分介於 0.08 ~ 0.12 之間；系統在輕載時的負載-頻率靈敏係數較大(幾乎都在 0.1 以上)，而系統在重載時的負載-頻率靈敏係數則較小(幾乎都在 0.1 以下)。觀察圖 8 則又發現：負載-頻率靈敏係數並不是一個常數，由於負載-頻率靈敏係數尚受其他因素的影響，儘管發電機組跳機時的損失發電量相同，亦可能有不同的負載-頻率靈敏係數。

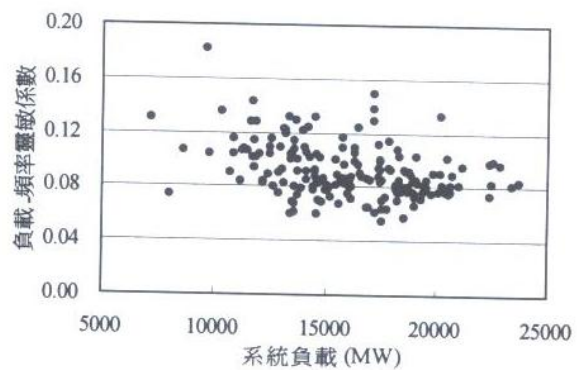


圖 7 台電系統之 LFSF 與系統負載間的關係

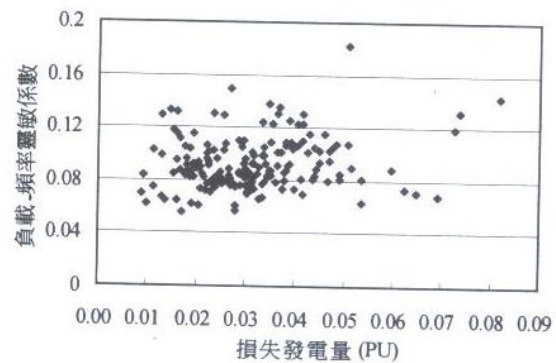


圖 8 台電系統之 LFSF 與損失發電量間的關係

5.2 台電系統負載-頻率靈敏係數之計算與選擇策略

為了能更準確地計算負載-頻率靈敏係數，同時降低各項因素的影響，以利系統合理備轉容量的計算，本節乃考慮系統負載大小、特性及負載變化趨勢等因素，進一步針對不同季節、每天不同時段的負載-頻率靈敏係數加以分析計算。台灣電力系統為一獨立系統，電源供給或負載需求的巨幅變化必須自行調節，沒有其他互聯系統可以支援，因而系統對頻率及電壓之反應非常靈敏。

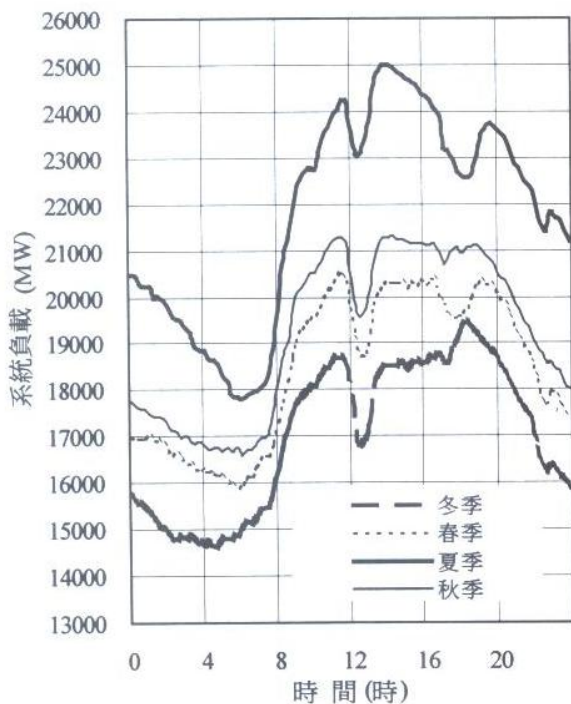


圖 9 台電系統一年四季的日負載曲線

如圖 9 所示為台電系統一年四季的每日負載曲線，由圖中的日負載曲線可以發現尖、離峰負載相差甚大，台灣電力公司為提高離峰時段基載機組的電能效率，乃於系統離峰時段(零點~早上 8 點)，利用離峰剩餘電力將抽蓄電廠下池的水抽到上池(日月潭)備用，而於尖峰時段再利用上

池的水發電替代高燃料成本的尖載機組，並用以作為系統備轉容量，以達到降低發電成本、提高營運效率之目的。歸納台電公司過去的調度運轉經驗，有關抽蓄機組(Pumped Storage)的應用時機大致如下：春季、秋季、冬季均為 23 點至隔日上午 8 點，夏季則為凌晨 0 點至上午 8 點。

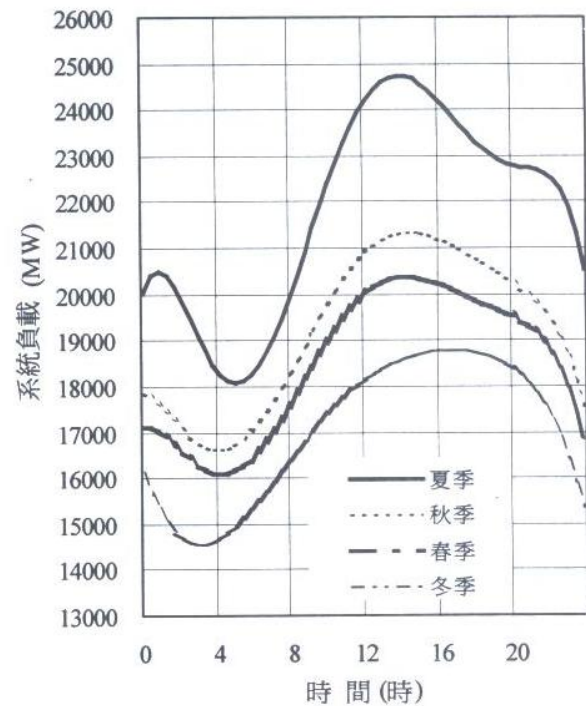


圖 10 台電系統的負載變化趨勢模型

為方便分析台電系統負載的變化趨勢，本文乃利用 6 階多項式來模擬圖 9 中的日負載曲線，如圖 10 所示為台電系統的負載變化趨勢模型，由圖 10 可發現台電系統一年四季日負載的變化趨勢

$(\frac{dP_{System}}{dt})$ 大致上均可分為 3 個時段：

春季：第一時段為 0 點 ~ 5 點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，故其負載的變化趨勢為遞減；第二時段為 5 點 ~ 16

點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} > 0$ ，故系統負載

的變化趨勢為遞增；第三時段為 16 點 ~ 24 點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，

故其負載的變化趨勢亦為遞減。

夏季：第一時段為 0 點 ~ 6 點，因

$\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，故其負載的變化

趨勢為遞減；第二時段為 6 點 ~ 15 點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} > 0$ ，故系統

負載的變化趨勢為遞增；第三時

段為 15 點 ~ 24 點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，故其負載的變化

趨勢亦為遞減。

秋季：與春季的變化趨勢相同。

冬季：第一時段為 0 點 ~ 4 點，因

$\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，故其負載的變化

趨勢為遞減；第二時段為 4 點 ~ 18 點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} > 0$ ，故系統

負載的變化趨勢為遞增；第三時

段為 18 點 ~ 24 點，因 $\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，故其負載的變化趨

勢亦為遞減。

觀察圖 9 所示的日負載曲線及圖 10 所示的負載變化趨勢模型，同時考慮抽蓄機組的應用時機，本文將依不同的季節、每天不同時段來分別計算負載-頻率靈敏係數。有關每季、每天三個時段的劃分如表 1 所列。其中，春季、夏季、秋季均為第一時段為 0 點~8 點，第二時段為 8 點~15 點，第三時段為 15 點~24 點；冬季則為第一時段為 0 點~8 點，第二時段為

8 點~19 點，第三時段為 19 點~24 點。

由於電力系統負載隱含著相當程度的不確定性，導致負載預測偏差或失真經常發生，為方便計算常將負載預測偏差或失真假設為具有常態分佈(Normal Distribution)的特性，最常採用的模型為七階分佈模型 (Seven-Step Distribution Model, $0, \pm 1\sigma, \pm 2\sigma, \pm 3\sigma$) [6]；又觀察圖 8 發現：負載-頻率靈敏係數並不是一個常數，因此，本文在選擇負載-頻率靈敏係數進行合理備轉容量規劃時亦以類似七階分佈模型的概念來補償負載預測的失真及負載-頻率靈敏係數的誤差。故本文利用統計的方法來計算春夏秋冬四季各個時段負載-頻率靈敏係數的平均值 μ 及標準差 σ ，然後再根據各時段的負載變化趨勢 ($\frac{dP_{System}}{dt}$) 及是否有抽蓄負載 (Pumped Storage) 來決定該時段的負載-頻率靈敏係數。

如前所述，電力公司為提高離峰時段基載機組的電能效率，在系統輕載時，大多會利用抽蓄機組建立負載，此時因為有抽蓄負載可作為部分備轉容量，因此不論系統負載的變化趨勢為何？在計算系統合理的備轉容量時，負載-頻率靈敏係數選定為該時段 $\frac{\partial P}{\partial f}$ 的平均值 μ 減去一個標準差 σ (即 $\mu - \sigma$)；在系統重載時，若 $\frac{dP_{System}}{dt} < 0$ ，表示系統負載變化具有下降的趨勢，因此在計算系統合理的備轉容量時，負載-頻率靈敏係數選定為該時段 $\frac{\partial P}{\partial f}$ 的平均值 μ ；若 $\frac{dP_{System}}{dt} > 0$ ，表示系統負載變化具有上升的趨勢，因此在計算系統合理的備轉容量時，負載-頻率靈

敏係數則選定為該時段 $\frac{\partial P}{\partial f}$ 的平均值 μ 加

上一個標準差 σ (即 $\mu + \sigma$)，因此負載-頻率靈敏係數的選擇策略如表 1 所列。

表 1 負載-頻率靈敏係數的選擇策略

	有抽蓄負載	沒有抽蓄負載
$\frac{dP_{System}}{dt} < 0$	$(\mu - \sigma)$	μ
$\frac{dP_{System}}{dt} > 0$	$(\mu - \sigma)$	$(\mu + \sigma)$

5.3 台電系統各時段的負載-頻率靈敏係數

本節針對台電系統過去 5 年間(1996 ~ 2001) 195 筆機組跳機時系統頻率變化的記錄，利用統計的方法來計算台電系統一年四季每天各個時段負載-頻率靈敏係數的平均值 μ 及標準差 σ ，如表 2 所列；再根據各時段的負載變化趨勢及是否有抽蓄負載來決定該時段的負載-頻率靈敏係數，如表 3 所列。

表 2 台電系統四季各個時段 LFSF 的平均值及標準差

	第一時段		第二時段		第三時段	
	平均值	標準差	平均值	標準差	平均值	標準差
	μ_1	σ_1	μ_2	σ_2	μ_3	σ_3
春季	0.109109	0.015892	0.088814	0.014316	0.087569	0.015404
夏季	0.097925	0.021331	0.090716	0.017829	0.087767	0.020704
秋季	0.092095	0.011659	0.091635	0.020783	0.08573	0.013220
冬季	0.106481	0.015751	0.094925	0.026222	0.079947	0.019103

表 3 台電系統四季 各個時段的負載-頻率靈敏係數

	第一時段	第二時段		第三時段	
		不考慮	≥ 0	< 0	≥ 0
春季	0.093217	0.103130	0.088814	0.102973	0.087569
夏季	0.076594	0.108546	0.090716	0.108471	0.087767
秋季	0.080436	0.112418	0.091635	0.098950	0.085730
冬季	0.090729	0.121148	0.094925	0.099050	0.079947

觀察由表 2 所列的平均值可發現兩個結果：

1. 春夏秋冬四季每日各時段的負載-頻率靈敏係數符合前述有關負載-頻率靈敏係數的分析 ($\mu_1 > \mu_2 > \mu_3$)：當系統在輕載時，系統頻率較容易受負載變動的影響，即 LFSF 的值較大；當系統在重載時，系統頻率較不易受負載變動的影響，即 LFSF 的值較小。
2. 各時段的負載-頻率靈敏係數並不是一個常數，其值與系統負載的大小、特性及變動情形有著密切的關係，因此每當有運轉中的發電機組發生故障跳機時即需根據當時系統負載的大小、頻率變動記錄及故障機組的發電量以重新計算負載-頻率靈敏係數及表 2 所列的平均值及標準差，並進一步修正表 3 所列該時段的負載-頻率靈敏係數。

6. 現行備轉容量的訂定方式

對電力公司而言，備轉容量的大小在電業解制(Deregulating)前後有著不同的規劃方向：在電業解制前，由於系統的運轉成本幾乎都可轉嫁到用戶，因此電力公司都以系統安全的考量來規劃備轉容量的大

小，運轉時往往安排較多的備轉容量，導致系統的運轉成本增加；然而在電業解制後，由於備轉容量的提供係屬輔助服務項目之一，電力公司為降低運轉成本、追求最大利潤，往往將備轉容量降至最低，導致系統可靠度降低而危及系統安全，因此規劃合理的備轉容量大小實為維持系統安全、確保供電品質的重要課題之一。

各國的電力系統備轉容量的訂定方式，依其系統特性及安全規範多有不同，本節就針對前述提及的幾種備轉容量訂定方式作一簡單的說明。

6.1 NERC 備轉容量規定

偶發事故備轉(contingency reserve)至少為系統發生最大單一偶發事故損失之容量，其中 50%需為轉動備轉(spining reserve)，且在偶發事故發生後 10 分鐘內其運轉備轉(operating reserve)需能將區域控制誤差降至 0 或回後到事故發生前的值 [14]。

6.2 WSCC 備轉容量規定

偶發事故備轉容量(contingency reserve)為下列二者中較大者：

1. 系統發生最大單一偶發事故損失之容量。
2. 水力機組總負載的 5%及火力機組總負載 7%的和。

其中偶發事故備轉容量(contingency reserve)中至少 50%需為備轉容量(spining reserve)，且在偶發事故發生後 10 分鐘內其運轉備轉容量(operating reserve)需能將區域控制誤差降至 0 或回後到事故發生前的值 [12]。

6.3 NPCC 備轉容量規定

10 分鐘備轉容量至少等於第一偶發事故(first contingency)損失之容量乘以偶發事故備轉調整因數(contingency reserve adjustment factor)，且 25%的 10 分鐘備轉容量需為同步備轉容量(synchronized reserve)。30 分鐘備轉容量至少等於第二偶發事故(second contingency)損失之容量的 50% [20]。

6.4 FRCC 備轉容量規定

全系統的運轉備轉容量(operating reserve)至少為系統發生最大單一偶發事故損失之容量，其中 25%需為轉動備轉容量(spining reserve)，運轉備轉容量為在偶發事故發生後 15 分鐘內可以提供的容量，各區域需提供的運轉備轉應正比於該區域的尖峰負載 [21]。

6.5 SPP 備轉容量規定

偶發事故備轉容量(contingency reserve)至少為系統發生最大單一偶發事故損失之容量，其中 50%之偶發事故備轉容量需為轉動備轉容量(spining reserve)；但在正常運轉時，可再增加運轉中第二大發電機組出力之 50%的備轉容量，惟每一發電機組所能提供的最大備轉容量上限為其額定出力的 16.7% [13]。

6.6 隨負載變動而調整的備轉容量訂定方式

這種方法是早些年台灣電力電公司經常採用的方法[22]，其備轉容量的大小隨著負載的變動及運轉中容量最大發電機組的額定容量而異，其備轉容量的大小可以下式表示：

$$SR_t = 0.05(PD_t + MaxP_t + 200) \quad (3)$$

其中

SR_t : 時刻 t 時系統的備轉容量(MW)

PD_t : 系統在 t 時刻的總負載值(MW)

$MaxP_t$: 在 t 時刻運轉中容量最大發電機組之額定容量

200 : 考慮負載預測的誤差值

6.7 台灣電力系統現行備轉容量之規定

台電電力系統現行有關備轉容量之規定係將備轉容量分為二級[23]，如下：

第一級備轉容量：自系統頻率開始下降，三分鐘內可迅速增加之發電容量。

第二級備轉容量：自系統頻率開始下降，或接到中央調度員之通知，三十分鐘以內可以增加之發電容量。

第一級及第二級備轉容量之總和，以接近運轉中最大出力機組之發電量為原則，並於特殊狀況(如雷雨)授權調度人員適度增加系統的備轉容量。

7. 系統安全限制條件

快速備轉容量(本文稱之為頻率調整備轉容量)大小的配置不能只考慮備轉容量機組的經濟因素，必須同時考慮這些機組的頻率反應率及在允許的反應時間內可反應的容量[24]。電力系統在某一特殊的發電與負載狀態下可能有大量的備轉容量，但對系統的安全運轉而言，其實際可反應的容量可能是嚴重不足的。所謂『可反應容量』即指在系統發生最大發電機組故障跳機後的最短時間內可滿足系統安全限制之最小頻率調整備轉容量。不同的電力公司對於最短時間及最小頻率調整備轉容量的規定均有不同的考量，以台電公司為例，頻率調整備轉容量於故障跳機後之最短反應時間的規定係考慮發電機組出力

變化的反應時間及系統第一段低頻電驛動作的延遲時間。台電公司頻率調整備轉容量之最短反應時間定為 60 秒。

7.1 以最大發電機組故障跳機時系統最低頻率為系統安全限制條件

對獨立電力系統而言，快速反應備轉容量之配置必須足以確保在運轉中最大發電機組發生故障跳機後的最短時間內(數秒~數十秒)使系統頻率維持在某一可接受的範圍。最近的一些研究便發展出以系統頻率為限制條件的備轉容量調度策略並應用於小型的獨立系統[7]，這些策略主要是利用發電機組及系統負載的動態特性來預測運轉中最大發電機組發生故障跳機時系統的最低頻率，然後根據系統的最低頻率並配合經濟調度來決定備轉容量的調度策略。

根據近五年來台電系統中最大發電機組(950MW)發生故障跳機時系統頻率變化及相關記錄，共發生 10 次(不包括 2001 年 3 月 18 日核三廠因輸電線同時跳脫導致兩部機同時跳機事故)如表 4 所列。

表 4 台電系統最大機組故障跳機時之統計記錄

日期	時間	系統負載 (MW)	事故前系統頻率 (Hz)	跳機時之最低頻率(Hz)	發電量損失率	頻率變動
85.11.21	09:54	15210	59.98	59.13	6.2%	-0.85 Hz
85.02.13	00:09	11750	59.91	59.34	8.2%	-0.57 Hz
86.10.23	18:48	18150	59.98	59.32	5.4%	-0.66 Hz
87.02.17	05:18	13200	60.08	59.47	7.3%	-0.61 Hz
87.05.05	14:19	19426	59.98	59.37	4.9%	-0.61 Hz
87.08.23	23:38	17750	59.94	59.10	5.4%	-0.84 Hz
87.11.11	22:12	14670	59.98	59.06	6.5%	-0.92 Hz
88.03.11	01:50	13360	59.93	59.37	7.4%	-0.56 Hz
91.06.06	12:20	21700	60.04	59.44	4.4%	-0.60 Hz
91.06.16	11:23	18400	59.95	59.35	5.2%	-0.60 Hz

最大發電機組發生故障跳機時頻率變動量與系統負載間的關係如圖 11 所示，從理論上來說，相同發電量的發電機組發生故障跳機時系統頻率變動量應與系統負載大小成反比，即系統負載愈大，系統頻率變動量愈小；系統負載愈小，系統頻率變動量愈大。從圖 12 來看儘管系統負載不同，但最大發電機組發生故障跳機時系統頻率變動量大部分都接近-0.60Hz，顯示最大發電機組發生故障跳機時系統頻率變動量非僅與系統負載大小有關，應尚受其他變數的影響如系統負載的變動趨勢等。

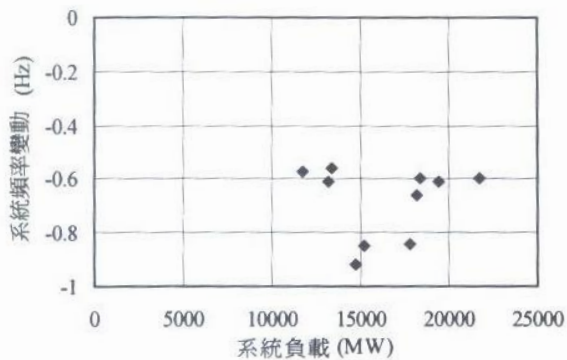


圖 11 最大機組跳機時頻率變動量與系統負載的關係

圖 12 所示為最大發電機組發生故障跳機時頻率變動量與發電量損失率間的關係，一般來說，系統頻率變動量應與發電量損失率成正比，即發電量損失率愈高，則系統頻率變動量愈大；發電量損失率愈低，則系統頻率變動量愈小。從圖 12 來看頻率變動量與發電量損失率間的關係並非完全成正比，有三次發電量損失率分別為 5.4%、6.2%及 6.5%，但頻率變動量卻分別高達-0.84Hz、-0.85Hz 及-0.92Hz；又有三次發電量損失率雖高達 7.0%以上，但頻率變動量卻仍維持在-0.60Hz 左右。

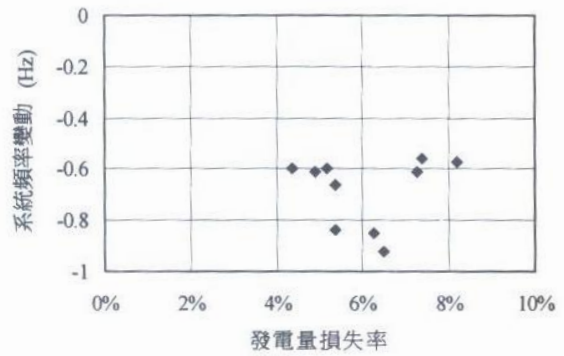


圖 12 最大機組跳機時頻率變動量與發電量損失率的關係

圖 13 所示為最大發電機組發生故障跳機時之最低頻率與系統負載間的關係，基上來，相同發電量的發電機組發生故障跳機時系統之最低頻率應與系統負載大小有關，即系統負載愈大則系統最低頻率較高；系統負載愈小則系統最低頻率較低。對照圖 13 與表 4 可發現：最大發電機組發生故障跳機時之最低頻率除與系統負載大小有關外，尚與故障跳機前的系統頻率及系統負載的變動趨勢有關。

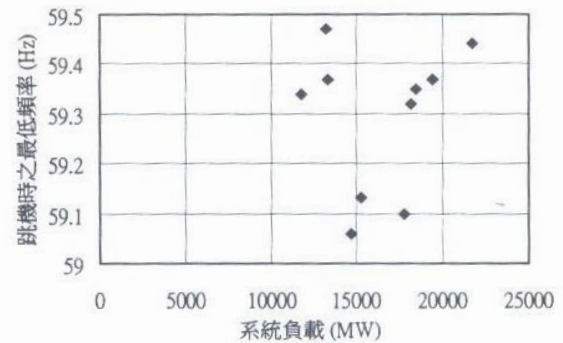


圖 13 最大機組跳機時之最低頻率與負載的關係

圖 14 所示為最大發電機組發生故障跳機時之最低頻率與發電量損失率間的關係，基上來，相同發電量的發電機組發生故障跳機時系統之最低頻率應與發電量損失率成正比，即發電量損失率愈高則系統

最低頻率較低，反之，發電量損失率愈低則系統最低頻率較高。對照圖 14 與表 4 可發現：最大發電機組發生故障跳機時之最低頻率除與發電量損失率有關外，亦應與故障跳機前的系統頻率及系統負載的變動趨勢有關。

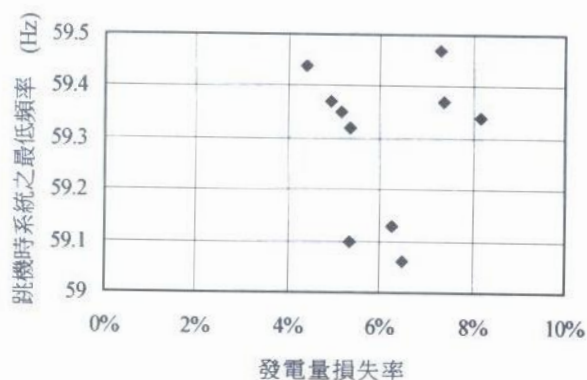


圖 14 最大機組跳機時之最低頻率與發電量損失率的關係

綜合以上的分析，最大發電機組發生故障跳機時之最低頻率應與系統負載大小、發電量損失率、故障跳機前的系統頻率及系統負載的變動趨勢有關，因此要準確預測跳機時的系統最低頻率並不容易，又由於備轉容量受制於機組的頻率反應率而無法瞬間反應，因此備轉容量的多寡並不會影響最大發電機組發生故障跳機時系統之最低頻率，但備轉容量的多寡將會影響故障跳機後系統頻率的回升速度。所以，考慮跳機時系統最低頻率的備轉容量調度策略僅適合負載較穩定的小型電力系統而不適用於負載變化劇烈的中、大型的獨立電力系統。

7.2 以最大發電機組跳機時系統一分鐘恢復頻率為系統安全限制條件

本文利用負載-頻率靈敏係數預測系統運轉中最大發電機組故障跳機後系統一

分鐘恢復頻率(One-Minute Recovery Frequency) f_{rec} ，據以評估合理備轉容量中頻率調整備轉容量的配置能否滿足系統安全限制。又如前所述頻率調整備轉容量(FRR)係均由運轉中的水力機組負責提供，其反應的時間非常迅速，可於在一分鐘內由最低載藉由 AGC 方式迅速升載至滿載，因此最大發電機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率 f_{rec} 的預估值可由公式(4)推算獲得：

$$f_{rec} = f_s - \frac{(P_{G-max} - FRR)}{(LFSF \times P_{System})} \quad (4)$$

其中：

f_s 為系統的標準頻率

P_{G-max} 為運轉中最大出力機組之發電量

P_{System} 為系統之總負載(MW)

$LFSF$ 為負載-頻率靈敏係數

對電力系統電源調度人員而言，其首要工作是調度足夠的頻率調整備轉容量以滿足系統安全限制的要求，所謂『系統安全限制』即指頻率調整備轉容量之配置必需能使頻率在系統發生最大發電機組故障跳機後的最短時間內回升至某一可接受的範圍而不引起低頻電驛動作卸載。因此，本文所考慮的『系統安全限制』即為最大發電機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率 f_{rec} 必須大於、等於系統安全運轉之最低頻率 f_{min} ，如公式(5)所示：

$$f_{rec} \geq f_{min} \quad (5)$$

公式(5)亦可稱為是以頻率為基礎的備轉容量限制(Frequency Based Reserve Constraint, FBRC)。有關係統安全運轉之最低頻率 f_{min} 的選定，必須考慮系統特性及第一段低頻卸載電驛之始動頻率，如

果 f_{\min} 的設定值低於第一段低頻卸載電驛之始動頻率，則當系統發生最大機組故障跳機時將有可能導致低頻電驛動作卸載。以台電系統為例， f_{\min} 的設定值為 59.70Hz，係考慮第一段低頻卸載電驛之始動頻率(59.50Hz)再加上 0.2Hz 的頻率偏移，用以補償負載-頻率靈敏係數的誤差並確保低頻卸載不會發生。

8. 頻率限制條件下合理備轉容量的調度

由於獨立電力系統的特性與即時的系統狀態對備轉容量需求的影響遠超過個別機組的可靠度，為使合理備轉容量的規劃具有實用價值，其計算的過程必須儘可能簡化，故本文有關合理備轉容量的規劃不考慮運轉中個別機組的可靠度及負載變動所引起的電壓效應，圖 15 為考慮頻率限制條件下合理備轉容量調度與計算流程圖，茲說明如下：

合理備轉容量(Reasonable Spinning Reserve Requirement, RSRR)包括頻率調整備轉容量(FRR)及瞬間備轉容量(IR)兩部分，其大小為備轉容量(SR)與運轉中最大出力機組之發電量二者中之較大者。備轉容量及頻率調整備轉容量的大小分別如公式(6)、公式(7)所示：

$$SR = P_{System} \times \frac{\partial P_L}{\partial f} \times (60 - f_1) \quad (6)$$

$$FRR = P_{System} \times \frac{\partial P_L}{\partial f} \times (60 - f_2) \quad (7)$$

所以合理備轉容量如公式(8)所示：

$$RSRR = \text{Max}[SR, P_{G-\max}] \quad (8)$$

瞬間備轉容量(IR)的大小則如公式(9)

所示：

$$IR = RSRR - FRR \quad (9)$$

其中：

$P_{G-\max}$ 為運轉中最大出力機組之發電量

P_{System} 為系統之總負載(MW)

$\frac{\partial P_L}{\partial f}$ 為負載-頻率靈敏係數(Load-

Frequency Sensitivity Factor，簡稱 LFSF)，單位為 PU/Hz

f_1 為第一段低頻卸載電驛之始動頻率再加正常的頻率偏移(一般為 0.1Hz 或 0.2Hz)；若第一段低頻電驛為延時動作，則 f_1 為第一段延時低頻電驛之始動頻率。在台電系統中第一段低頻電驛之始動頻率為 59.5Hz。

f_2 為 f_1 始動頻率再加正常的頻率偏移(0.1Hz 或 0.2Hz)。在台電系統中頻率 f_2 為 59.7Hz。

頻率調整備轉容量配置的大小將影響系統安全及電力(頻率)品質，所以公式(7)亦稱為系統頻率品質限制(Frequency Quality Constraint, FQC)，即頻率調整備轉容量的規劃值不得小於由公式(7)所得的計算值，否則將無足夠容量因應負載變動使系統頻率維持在正常的範圍內運轉。為確保電力系統在最大發電機組發生故障跳機時仍能安全運轉，並使系統頻率能在機組故障跳機後的最短時間內回升至某一可接受的範圍而不引起低頻電驛動作造成卸載，因此在進行電力系統合理備轉容量調度時必須使頻率調整備轉容量之配置能

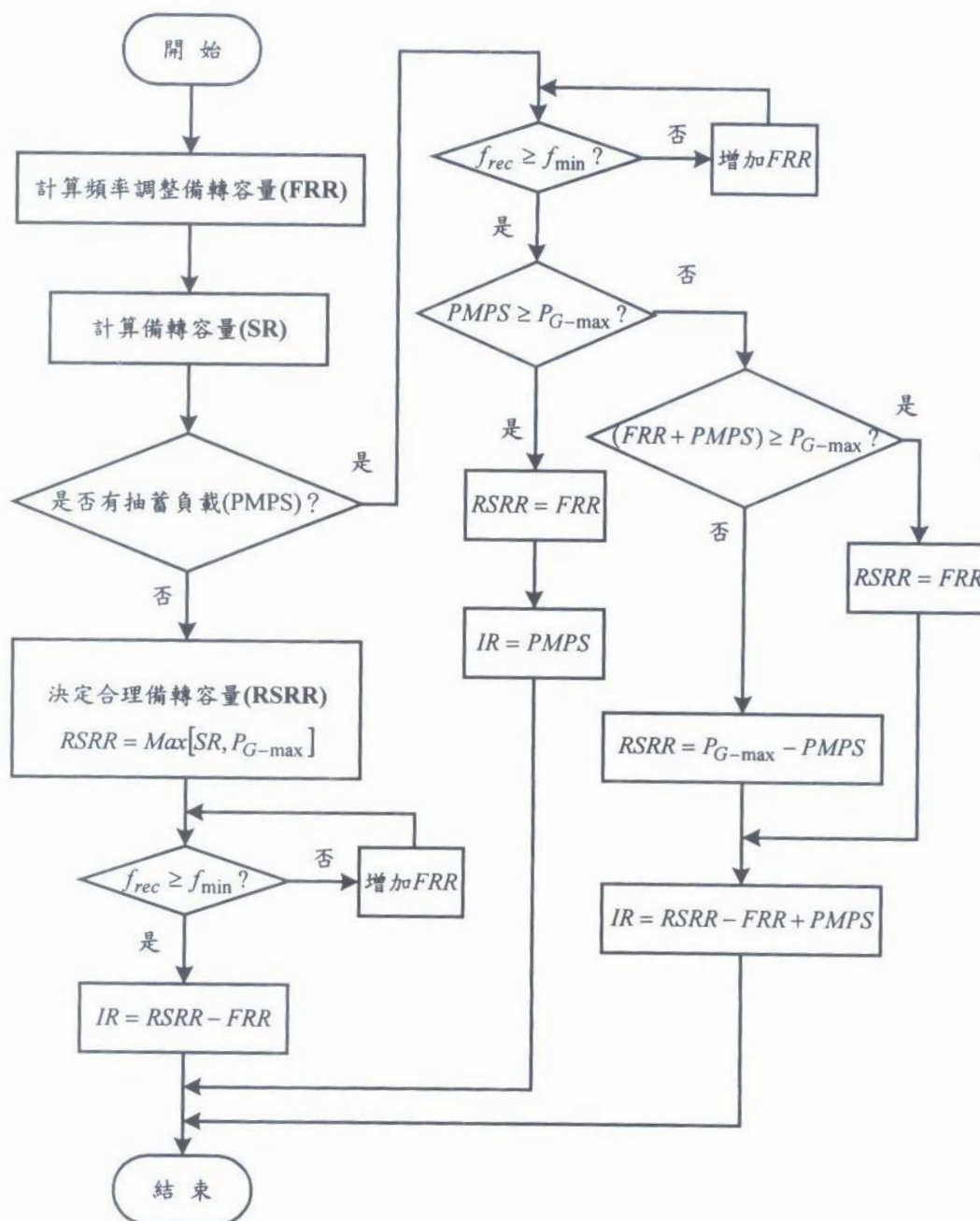


圖 15 考慮頻率限制條件下合理備轉容量調度與計算流程圖

夠滿足系統安全限制的要求，故在計算合理備轉容量之流程中必須增加是否滿足系統安全限制的判斷，如果 f_{rec} 小於 f_{min} ，則需增加頻率調整備轉容量(FRR)之配置，利用公式(4)重新計算最大發電機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率 f_{rec} ，直到 $f_{rec} \geq f_{min}$ 為止。

在離峰時段通常有抽蓄機組運轉以提高離峰時段基載機組的電能效率，由於抽蓄機組可以作為一部分或全部的瞬間備轉容量(IR)，因此在離峰時段當抽蓄機組運轉時，合理備轉容量(RSRR)便可以大幅度地降低[24]。如果抽蓄機組負載(PMPS)大於或等於運轉中最大出力機組之發電

量，則抽蓄機組負載可以取代全部的瞬間備轉容量(IR)，此時合理備轉容量僅需負責頻率調整的任務，所以合理備轉容量(RSRR)及瞬間備轉容量(IR)的大小如公式(10)、公式(11)所示：

$$RSRR = FRR = P_{System} \times \frac{\partial PL}{\partial f} \times (60 - f_2) \quad (10)$$

$$IR = PMPS \quad (11)$$

又如果抽蓄機組負載小於運轉中最大出力機組之發電量，則抽蓄機組負載亦可以作為一部分的瞬間備轉容量(IR)，此時合理備轉容量亦可略為降低。所以合理備轉容量的大小如公式(12)或公式(13)所示，而瞬間備轉容量(IR)的大小則均如公式(14)所示。

如果 $(FRR + PMPS) \geq P_{G-max}$ ，則

$$RSRR = FRR = P_{System} \times \frac{\partial PL}{\partial f} \times (60 - f_2) \quad (12)$$

如果 $(FRR + PMPS) < P_{G-max}$ ，則

$$RSRR = P_{G-max} - PMPS \quad (13)$$

$$IR = RSRR - FRR + PMPS \quad (14)$$

9. 實例分析

本節將針對台電系統春、冬兩季不同的負載模型，分別在僅考慮最大機組出力的備轉容量限制條件下與同時考慮頻率限制條件下進行合理備轉容量的規劃與調度，並與台電現行的人工調度模式進行比較。

9.1 台電系統春季負載模型合理備轉容量之規劃與調度

(一) 僅考慮最大機組出力的備轉容量限制條件

圖 16 所示為 2001 年 3 月 8 日台電系統的負載曲線與燃料成本曲線，圖中的燃料成本曲線僅為系統負載之燃料成本，並不包括備轉容量的運轉成本，又負載曲線顯示當天抽蓄負載的運轉時間為 0:00 ~ 9:00 及 22:00 ~ 24:00。由表 2 台電系統四季各個時段負載-頻率靈敏係數的平均值 μ 及標準差 σ 知，當天各個時段負載-頻率靈敏係數的平均值 μ 及標準差 σ 分別為：第一時段(0 點 ~ 8 點) 0.109109、0.015892，第二時段(8 點 ~ 15 點) 0.088814、0.014316，第三時段(15 點 ~ 24 點) 0.087569、0.015404，再根據負載-頻率靈敏係數選擇策略決定當天的負載-頻率靈敏係數。

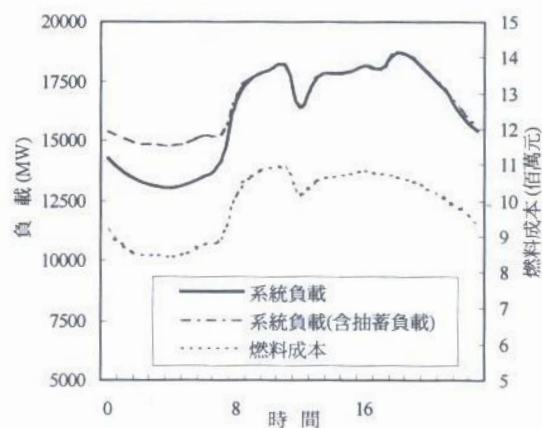


圖 16 台電系統春季日負載曲線與燃料成本曲線

2001 年 3 月 8 日台電系統的負載記錄及相關備轉容量之規劃

如表 5 所列，由抽蓄負載的應用情形可發現：在 0：00~8：00 期間，抽蓄負載(PMPS)大於最大發電機組出力(950MW)，因此抽蓄負載可以完全取代全部的瞬間備轉容量(IR)使合理備轉容量可以大幅度地降低，所以合理備轉容量僅需考慮頻率調整備轉容量即

可，即在此期間合理備轉容量與頻率調整備轉容量(FRR)相等；在 8：00~9：00 及 22：00~24：00 期間，抽蓄負載雖遠小於 950MW，但仍可取代等量的瞬間備轉容量，使合理備轉容量亦可相當程度地降低。本文所提出之合理備轉容量規劃與調度方式與台電現

表 5 台電系統負載記錄及備轉容量之規劃 (2001.03.08)

時間	系統負載 (MW)	抽蓄負載 (MW)	台電現行調度模式 (TPC-MD)		合理備轉容量規劃 (RSRR)			節省之運轉成本 (NT\$)	
			SR (MW)	FRR (MW)	RSRR (MW)	FRR (MW)	IR (PMPS) (MW)		
0	15460	1177	881	433	432	432	(1177)	266048	
1	15143	1520	763	432	423	423	(1520)	195912	
2	14856	1611	791	438	415	415	(1611)	214818	
3	14865	1749	766	425	416	416	(1749)	200029	
4	14789	1740	794	441	414	414	(1740)	217222	
5	14920	1724	770	430	417	417	(1724)	202125	
6	15225	1709	783	418	426	426	(1709)	206126	
7	15244	1134	911	410	426	426	(1134)	284997	
8	16922	258	938	775	692	524	426 (258)	148338	
9	17658	0	1256	862	950	546	404	184824	
10	17986	0	1128	797	950	556	394	108224	
11	18147	0	1355	1026	950	484	389	242820	
12	16430	0	1058	543	950	508	442	66744	
13	17646	0	1071	732	950	546	404	72479	
14	17844	0	1200	839	950	552	398	149750	
15	17931	0	1114	779	950	555	395	98564	
16	18146	0	1053	791	950	561	389	61491	
17	17997	0	1127	875	950	556	394	105846	
18	18679	0	1070	901	950	491	385	68640	
19	18469	0	1237	951	950	485	465	163877	
20	17832	0	1321	1092	950	468	482	215180	
21	17177	0	1055	806	950	451	499	61845	
22	16267	186	764	567	764	427	523 (186)	0	
23	15724	267	860	626	683	440	510 (267)	105138	
							合	計	3641038

行調度模式之比較如圖 17 所示，在離峰時段(0:00~8:00)：因有抽蓄負載運轉，所以合理備轉容量可以大幅度地降低；在其餘時段(9:00~21:00)：合理備轉容量則可維持定值恰等於最大機組出力(950MW)，又如圖 18 所示的頻率調整備轉容量配置之比較，發現採用合理備轉容量規劃與調度方式之頻率調整備轉容量介於 400MW ~ 600MW 之間，因此可以大幅減少 AGC 水力機組解聯、併聯的次數，進而降低發電機組的故障率及重複調度的成本。

根據台電公司 2001 年 3 月 8 日機組發電日報中之系統每小時平均發電成本來計算備轉容量的運轉成本，合理備轉容量調度方式與台電現行調度模式之運轉成本分別約為系統總燃料成本之 4.47% 及 6.00%，採用合理備轉容量規劃與調度方式可較台電現行調度模式降低 25.61% 的備轉容量運轉成本(新台幣 3641038 元)，約可節省當日系統運轉成本 1.54%。

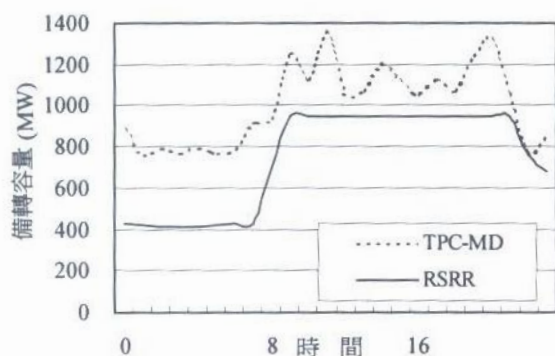


圖 17 台電系統春季日備轉容量規劃之比較

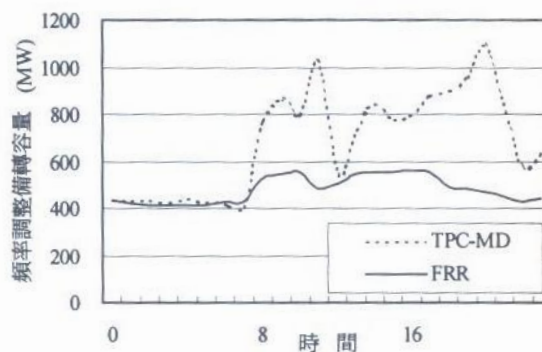


圖 18 台電系統春季日頻率調整備轉容量配置之比較

(二) 同時考慮最大機組出力的備轉容量限制條件與考慮頻率限制條件

針對表 5 所列之頻率調整備轉容量，利用公式(4)分別計算出每個小時最大發電機組跳機後系統一分鐘恢復頻率，並評估頻率調整備轉容量的配置是否足夠，同時提出滿足系統安全限制之合理備轉容量的調度方案，如表 6 所列。

比較表 5 及表 6 發現：考慮系統安全限制條件時，在 0:00~8:00 及 20:00~23:00 等時段之頻率調整備轉容量的配置必須增加，以使最大發電機組跳機後系統一分鐘恢復頻率能夠維持在 59.70Hz 以上，如此在離峰時段 0:00~8:00 必需增加少量的合理備轉容量，而在半離峰時段 20:00~23:00 則不必增加合理備轉容量，僅需增加頻率調整備轉容量的配置即可。在成本方面，考慮系統安全限制條件之合理備轉容量調度(RSRR-FBRC)僅較原來合理備轉容量的調度方式(RSRR)增加新台幣 166284 元，但

表 6 同時考慮頻率限制條件時備轉容量調度之比較(2001.03.08)

時間	系統 負載 (MW)	抽蓄 負載 (MW)	台電現行調度模式 (TPC-MD)			考慮系統安全限制條件之合理備轉容量調度 (RSRR-FBRC)				節省運 轉成本 (NT\$)
			SR (MW)	FRR (MW)	f_{rec} (Hz)	RSRR (MW)	FRR (MW)	IR (PMPS) (MW)	f_{rec} (Hz)	
0	15460	1177	881	433	59.69	444	444	1177	59.70	259141
1	15143	1520	763	432	59.69	455	455	1520	59.70	177716
2	14856	1611	791	438	59.68	464	464	1611	59.70	187044
3	14865	1749	766	425	59.68	464	464	1749	59.70	172442
4	14789	1740	794	441	59.68	466	466	1740	59.70	187288
5	14920	1724	770	430	59.68	462	462	1724	59.70	176484
6	15225	1709	783	418	59.68	452	452	1709	59.70	190987
7	15244	1134	911	410	59.68	452	452	1134	59.70	269892
8	16922	258	938	775	59.91	692	526	426 (258)	59.72	148338
9	17658	0	1256	862	59.94	950	546	404	59.74	184824
10	17986	0	1128	797	59.90	950	556	394	59.75	108224
11	18147	0	1355	1026	60.00	950	484	466	59.71	242820
12	16430	0	1058	543	59.72	950	513	437	59.70	66744
13	17646	0	1071	732	59.86	950	546	404	59.74	72479
14	17844	0	1200	839	59.93	950	552	398	59.75	149750
15	17931	0	1114	779	59.89	950	555	395	59.75	98564
16	18146	0	1053	791	59.90	950	561	389	59.75	61491
17	17997	0	1127	875	59.95	950	556	394	59.75	105846
18	18679	0	1070	901	59.97	950	491	459	59.72	68640
19	18469	0	1237	951	60.00	950	485	465	59.71	163877
20	17832	0	1321	1092	60.00	950	482	468	59.70	215180
21	17177	0	1055	806	59.90	950	499	451	59.70	61845
22	16267	186	764	567	59.73	764	523	427 (186)	59.70	0
23	15724	267	860	626	59.81	683	440	510 (267)	59.70	105138
合 計										3474754

與台電現行調度模式(TPC-MD)相
較仍可節省 24.44%的備轉容量運

轉成本(新台幣 3474754 元)，約可
降低系統全日燃料成本 1.47%。

運轉中最大發電機組(950 MW)發生故障跳機後系統一分鐘恢復頻率之比較如圖 19 所示，可發現台電現行調度模式(TPC-MD)在 0：00~8：00 時段內一分鐘恢復頻率略低於 59.70Hz；但在其他時段其一分鐘恢復頻率又高於 59.70Hz 甚多，特別在 11：00~12：00 及 19：00~21：00 等時段其一分鐘恢復頻率恰為 60.00Hz，顯示在此期間規劃過多的頻率調整備轉容量形成浪費；又如採用合理備轉容量調度方式(RSRR)則在離峰時段(0：00~8：00)及半離峰時段(20：00~23：00)其一分鐘恢復頻率均低於 59.70Hz，不符合系統安全限制的要求；因此採用考慮系統安全限制條件之合理備轉容量調度(RSRR-FBRC)時則必需在(0：00~8：00)及(20：00~23：00)等時段增加頻率調整備轉容量以使一分鐘恢復頻率提升至 59.70Hz。

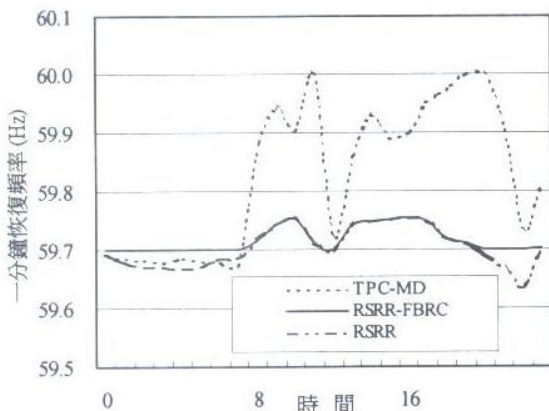


圖 19 一分鐘恢復頻率之比較 (2001.03.8)

9.2 台電系統冬季負載模型合理備轉容量之規劃與調度

(一) 僅考慮最大機組出力的備轉容量限制條件

以 2001 年元月 10 日台電系統的負載記錄為例，圖 20 所示為台電系統典型的冬季負載曲線與燃料成本曲線，圖中的燃料成本曲線僅為系統負載之燃料成本，並不包括備轉容量的運轉成本，又負載曲線顯示當天抽蓄負載的運轉時間為 0：00~8：00 及 22：00~24：00。冬日各個時段負載-頻率靈敏係數的平均值 μ 及標準差 σ 分別為：第一時段(0 點 ~ 8 點) 0.106481、0.015751，第二時段(8 點 ~ 19 點) 0.094925、0.026222，第三時段(19 點 ~ 24 點) 0.079947、0.019103。

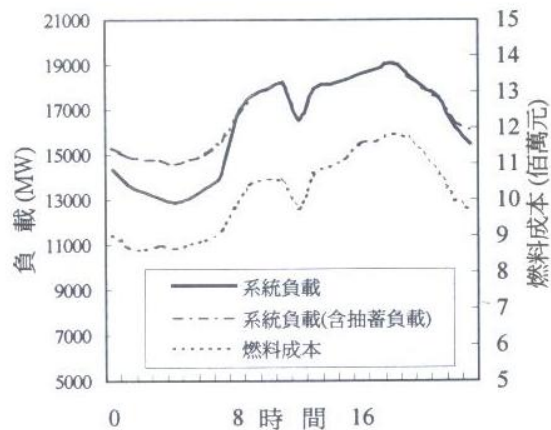


圖 20 台電系統冬季日負載曲線與燃料成本曲線

2001 年元月 10 日台電系統的負載記錄及相關備轉容量之規劃如表 7 所列，由抽蓄負載的應用情形可發現：在 0：00~8：00 期

間，抽蓄負載(PMPS)大於最大發電機組出力(950MW)，因此抽蓄負載可以完全取代全部的瞬間備轉容量(IR)，所以合理備轉容量全部作為頻率調整備轉容量(FRR)；在 8:00~9:00 及 22:00~24:00 期間，抽蓄負載雖遠小於 950MW，但仍可取代等量的瞬間備轉容量。

合理備轉容量之比較如圖 21 所示，在 0:00~8:00 及 23:00~24:00 期間合理備轉容量維持在 400MW 左右、在 8:00~9:00 及 22:00~23:00 期間；合理備轉容量與抽蓄負載(98MW)之和等於 950MW；在 9:00~18:00 時段；合理備轉容量除在 11:00~12:00 時維持等於 950MW 外，其餘時間之合理備轉容量均大於最大機組出力(950MW)，其值由公式(6)決定；在 18:00~22:00 時段；因由公式(6)計算所得之備轉容量小於最大機組出力，故合理備轉容量則維持等於 950MW。

頻率調整備轉容量配置之比較如圖 22 所示，採用合理備轉容量調度方式時，頻率調整備轉容量之配置範圍分別為：在 0:00~8:00 期間頻率調整備轉容量維持在 400MW 左右，與合理備轉容量相等；在 8:00~18:00 期間頻率調整備轉容量介於 510MW ~ 680MW 之間；在 18:00~24:00 期間頻率調整備轉容量維持在 450MW 左右。因此，採用合理備轉容量調度方式時可以大幅減少

AGC 水力機組解聯、併聯的次數，進而降低發電機組的故障率及重複調度的成本。

再根據台電公司 2001 年元月 10 日機組發電日報中之每小時系統平均發電成本來計算備轉容量的運轉成本，合理備轉容量調度方式與台電現行調度模式之運轉成本分別約為系統總燃料成本之 4.64% 及 5.79%，採用合理備轉容量調度方式可較台電現行調度模式節省 19.87% 的備轉容量運轉成本(新台幣 2793691 元)，約為當日系統運轉成本的 1.15%。

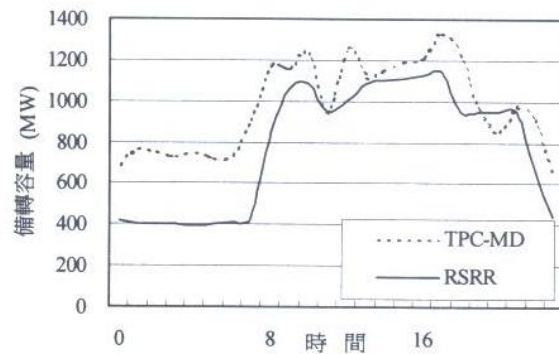


圖 21 台電系統冬季日備轉容量規劃之比較

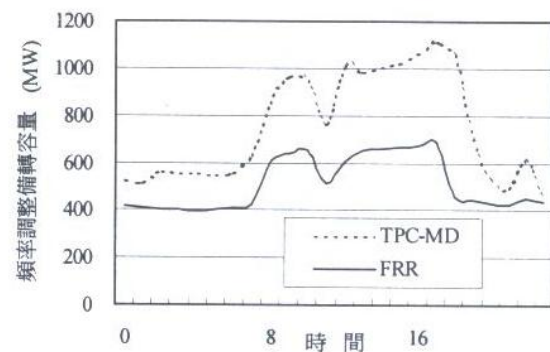


圖 22 台電系統冬季日頻率調整備轉容量配置之比較

表 7 台電系統負載記錄及備轉容量之規劃 (2001.01.10)

時間	系統負載 (MW)	抽蓄 負載 (MW)	台電現行調度模式 (TPC-MD)		合理備轉容量規劃 (RSRR)			節省之運 轉成本 (NT\$)	
			SR (MW)	FRR (MW)	RSRR (MW)	FRR (MW)	IR (PMPS) (MW)		
0	15360	1042	683	528	418	418	(1042)	156038	
1	14927	1271	761	516	406	406	(1271)	206439	
2	14779	1466	753	560	402	402	(1466)	204829	
3	14776	1742	731	555	402	402	(1742)	194331	
4	14626	1740	747	558	398	398	(1740)	206548	
5	14776	1723	727	550	402	402	(1723)	192941	
6	14996	1484	736	553	408	408	(1484)	194074	
7	15573	1422	908	633	424	424	(1422)	285149	
8	16749	98	1173	879	852	609	341 (98)	190353	
9	17597	0	1158	961	1066	640	426	54695	
10	17919	0	1228	940	1085	651	434	84262	
11	18122	0	943	761	950	516	434	-4046	
12	16545	0	1264	1012	1002	601	401	154084	
13	17919	0	1121	985	1085	651	434	21309	
14	18160	0	1148	1005	1100	660	440	28786	
15	18306	0	1191	1017	1109	665	444	50183	
16	18573	0	1218	1062	1125	675	450	58006	
17	18826	0	1339	1115	1140	684	456	122557	
18	19086	0	1221	1055	950	458	492	168020	
19	18566	0	957	704	950	445	505	4410	
20	17970	0	852	525	950	431	519	-61348	
21	17566	0	975	494	950	421	529	15225	
22	16490	273	912	610	677	449	501 (273)	142645	
23	16150	689	647	441	440	440	(689)	124200	
							合	計	2793691

(二) 同時考慮最大機組出力的備轉容量限制條件與考慮頻率限制條件
表 8 所列為滿足系統安全限

制之合理備轉容量的調度方案，
與表 7 中合理備轉容量調度方式
(RSRR)比較：發現採用考慮系統

表 8 考慮頻率限制條件時備轉容量調度之比較 (2001.01.10)

時間	系統 負載 (MW)	抽蓄 負載 (MW)	台電現行調度模式 (TPC-MD)			考慮系統安全限制條件之合理備轉 容量調度 (RSRR-FBRC)				節省運 轉成本 (NT\$)
			SR (MW)	FRR (MW)	f_{rec} (Hz)	RSRR (MW)	FRR (MW)	IR (PMPS) (MW)	f_{rec} (Hz)	
0	15360	1042	683	528	59.74	460	460	1042	59.70	131347
1	14927	1271	761	516	59.73	474	474	1271	59.70	167034
2	14779	1466	753	560	59.75	479	479	1466	59.70	160016
3	14776	1742	731	555	59.75	479	479	1742	59.70	148932
4	14626	1740	747	558	59.75	484	484	1740	59.70	155696
5	14776	1723	727	550	59.75	479	479	1723	59.70	147312
6	14996	1484	736	553	59.75	472	472	1484	59.70	156288
7	15573	1422	908	633	59.81	454	454	1422	59.70	267406
8	16749	98	1173	879	59.96	852	609	341	59.79	190353
9	17597	0	1158	961	60.00	1066	640	426	59.81	54695
10	17919	0	1228	940	59.99	1085	651	434	59.82	84262
11	18122	0	943	761	59.89	950	516	434	59.75	-4046
12	16545	0	1264	1012	60.00	1002	601	401	59.78	154084
13	17919	0	1121	985	60.00	1085	651	434	59.82	21309
14	18160	0	1148	1005	60.00	1100	660	440	59.83	28786
15	18306	0	1191	1017	60.00	1109	665	444	59.84	50183
16	18573	0	1218	1062	60.00	1125	675	450	59.84	58006
17	18826	0	1339	1115	60.00	1140	684	456	59.85	122557
18	19086	0	1221	1055	60.00	950	493	457	59.70	168020
19	18566	0	957	704	59.83	950	505	445	59.70	4410
20	17970	0	852	525	59.70	950	520	430	59.70	-61348
21	17566	0	975	494	59.68	950	529	421	59.70	15225
22	16490	273	912	610	59.81	677	449	501	59.71	142645
23	16150	689	647	441	59.70	440	440	689	59.70	124200
								合	計	2487372

安全限制條件之合理備轉容量調度方式(RSRR-FBRC)時必需在 0：00~8：00 與 18：00~22：00 期間

增加頻率調整備轉容量的調度才能使一分鐘恢復頻率符合系統安全限制的要求，又由於合理備轉

容量調度方式(RSRR)在其餘時段(8:00~18:00 與 22:00~24:00)之一分鐘恢復頻率高於 59.70Hz, 因此頻率調整備轉容量的配置則可維持不變。

運轉中最大發電機組發生故障跳機後系統一分鐘恢復頻率之比較如圖 23 所示, 台電現行調度模式(TPC-MD)僅在 20:00~21:00 期間之一分鐘恢復頻率低於 59.70Hz 外, 在其他時段之一分鐘恢復頻率均高於 59.70Hz, 故能滿足系統安全限制的要求, 特別在 8:00~9:00 及 12:00~19:00 期間之一分鐘恢復頻率均恰等於 60.00Hz, 顯示在此期間台電現行調度模式規劃過多的頻率調整備轉容量。合理備轉容量調度方式(RSRR)在 0:00~8:00 及 18:00~22:00 期間之一分鐘恢復頻率均低於 59.70Hz, 所以採用考慮系統安全限制條件之合理備轉容量調度(RSRR-FBRC)時必需在此期間增加頻率調整備轉容量之調度才能使一分鐘恢復頻率提升至 59.70Hz。

因此在成本方面, 考慮系統安全限制條件之合理備轉容量調度(RSRR-FBRC)較原來合理備轉容量的調度方式(RSRR)增加新台幣 306319 元, 但與台電現行調度模式(TPC-MD)相較仍可節省 17.69%的備轉容量運轉成本(新台幣 2487372 元), 約可降低系統全日燃料成本 1.02%。

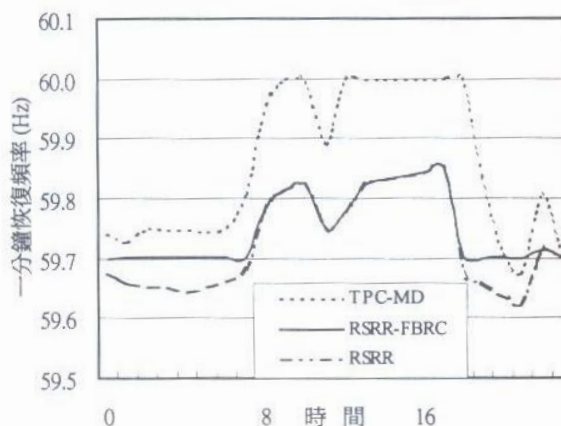


圖 23 一分鐘恢復頻率之比較 (2001.01.10)

10. 結論

由於備轉容量受制於機組的頻率反應率而無法瞬間反應, 因此備轉容量的多寡並不會影響發電機組故障跳機時系統的最低頻率, 但其反應能力將會影響故障跳機後系統頻率的恢復速度, 觀察前述之比較與實例分析, 發現規劃過多的備轉容量來追求較高的安全標準並無太大意義, 即使安排足夠的備轉容量若頻率調整備轉容量的配置不當或不足, 亦有可能無法達成預期的安全目標而導致低頻卸載發生。

本文所述之合理備轉容量規劃與調度方式是一個既簡單快速又有效的準則, 可以提供給系統調度人員能夠根據系統的即時狀態(如負載變動的特性、系統負載的大小)、負載-頻率靈敏係數及頻率運轉標準等參數決定電力系統合理備轉容量的大小; 本文所考慮頻率限制條件係利用負載-頻率靈敏係數來模擬跳機後系統的動態特性, 並預估運轉中最大發電機組發生故障跳機後系統一分鐘恢復頻率, 據以評估合理備轉容量中頻率調整備轉容量的配置是否足夠? 由前述實例的比較分析結果

發現：在同時考慮最大機組出力的備轉容量限制條件與頻率限制條件時，採用合理備轉容量規劃與調度方式不僅可以滿足系統安全限制的要求，同時也可以使備轉容量大幅降低、節省備轉容量的運轉成本、減少 AGC 水力機組解聯、併聯的次數，進而降低發電機組的故障率及重複調度的成本。

參考文獻

- [1] Wood, A. J. and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, John Wiley & Sons, Inc., New York(1996).
- [2] Merlin, A. and P. Sandrin, "A New Method for Unit Commitment at Electricite De France," IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS-102, No. 5, pp. 1218-1225(1983).
- [3] Anstine, L. T., Burke, R. E., Casey, J. E., Holgate, R., John, R. S., Stewart, H. G., "Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-82, pp. 720-735(1963).
- [4] Gooi, H. B., D. P. Mendes, K. R. W. Bell and D. S. Kirschen, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-149 (1999).
- [5] Fotuhi-Firuzabad, M., R. Billinton and S. Aboreshaid, "Spinning Reserve Allocation Using Response Health Analysis," IEE Proceedings : Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 4, pp. 337-343(1996).
- [6] Billinton, R. and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Plenum Press, second edition(1996).
- [7] O'SULLIVAN, J. W. and M. J. O'MALLEY, "Economic Dispatch of Small Utility with a Frequency Based Reserve Policy," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1648-1653(1996).
- [8] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 92, No. 6, pp. 1904-1915(1973).
- [9] Adibi, M. M., J. N. Borkoski, R. J. Kafka and T. L. Volkmann, "Frequency Response of Prime Movers During Restoration," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, pp. 751-756(1999).
- [10] Thompson, H.H., H.M. Wolf, K.D. Le and J.T. Day, "Assessing The Dollar Price for Meeting the NERC 10-Minutes Reserve Rule" IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, No. 4, pp. 1381-1388(1989).
- [11] NPCC Glossary of Terms, [http : //www.npcc.org](http://www.npcc.org).
- [12] WSCC Operating Reserve White Paper, [http : //www.wsc.com](http://www.wsc.com).
- [13] SPP Operating Reserve Criteria, [http : //www.spp.org](http://www.spp.org).
- [14] Policy 1-Generation Control and Performance, [http : //www.nerc.com](http://www.nerc.com).
- [15] Soder, L., "Reserve Margin Planning

- in a Wind-Hydro-Thermal Power System” IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 8, No. 2, pp. 564-571(1993).
- [16] 吳進忠、陳南鳴，「台灣電力系統頻率運轉規範與備轉容量規劃之研究」，中華民國第二十二屆電力工程研討會，pp.591-595，民國九十年十二月
- [17] 吳進忠、陳南鳴，「獨立電力系統合理備轉容量規劃之研究」，中華民國第二十三屆電力工程研討會，pp. 31-35，民國九十一年十二月。
- [18] Wang, Jin-Cheng, Hsiao-Dong Chiang, Chung-Liang Chang, Ah-Hsing Liu, Chang-Horng Huang and Chiung-Yi Huang, “Development of a Frequency-dependent Composite Load Model Using the Measurement Approach,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1546-1556(1994).
- [19] Kao, W. S., C. T. Huang and C. Y. Chiou, “Dynamic Load Modeling in Taipower System Stability Studies,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 907-914(1995).
- [20] NPCC Operating Reserve Criteria, <http://www.npcc.org>.
- [21] FRCC Operating Reserve Policy, <http://www.ferc.com>.
- [22] 楊金石，以多途徑動態規劃做水火力發電之最佳預定調度，國立台灣工業技術學院博士論文，民國七十八年。
- [23] 台灣電力公司，電力調度規則彙編，民國八十六年六月。
- [24] Wu, C. C. and N. Chen, “On-line Methodology to Determine Reasonable Spinning Reserve Requirement for Isolated Power Systems,” Accepted for publication in IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, Paper Number : 35042(2003)

電驛協會需要您的 鼓勵與支持

