

# 獨立電力系統合理備轉容量規劃之研究

## A Study of Reasonable Spinning Reserve Scheduling for Isolated Power Systems

台電調度處 吳進忠

**摘要：**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(LFSF)及頻率運轉標準等參數，同時考慮系統安全限制(SSC)的要求，規劃獨立電力系統的合理備轉容量，並提出以系統運轉中最大機組跳機後一分鐘恢復頻率來檢視頻率調整備轉容量的配置是否足夠，最後，在台電系統進行模擬，並與台電現行的調度模式比較來驗證合理備轉容量規劃法的實用性與價值。

**Abstract:** This paper describes a method for scheduling the reasonable spinning reserve requirements for isolated power systems, based on the load variational characteristics, system load, the load-frequency sensitivity factor (LFSF), frequency operating standards and system security constraints (SSC). This paper also proposes using the one-minute recovery frequency following the largest on-line generating unit outage to check whether the frequency regulating reserve is sufficient or not for an isolated power system needs. To examine the merits of the proposed method, simulation runs were performed on the Taiwan Power System and compared with the TPC manual dispatch.

**關鍵詞：**合理備轉容量、頻率調整備轉容量、負載-頻率靈敏係數、一分鐘恢復頻率、Reasonable Spinning Reserve Requirement、Frequency Regulating Reserve、Load-Frequency Sensitivity Factor、One-Minute Recovery Frequency.

### 壹、前言

對電力系統的運轉而言，安排足夠的備轉容量來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。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地運轉。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]~[4]，然而這種策略並無法反應負載預測的不確定性與系統的即時狀態。

本研究首先考慮系統負載的特性、各類水、火力機組的動態性能及頻率反應率，定義獨立電力系統的合理備轉容量；其次，利用統計的方法統計各個時段頻率-負載的靈敏係數的平均值 $\mu$ 及標準差 $\sigma$ ，然後再根據各時段系統負載的變動趨



勢及是否有抽蓄負載(Pumped Storage, PMFS)來決定該時段頻率-負載的靈敏係數的選擇策略。最後，本研究再根據系統的即時資訊：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，分別計算備轉容量及其必須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，同時以運轉中最大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？

## 貳、獨立電力系統合理備轉容量之定義與分類

有關備轉容量的分類，雖然各國的電力公司依其系統的特性及安全規範而有不同的定義，但一般來說，各電力公司大多將備轉容量分成下列三級：

一次備轉容量 (Primary Reserve)

二次備轉容量 (Secondary Reserve)

10 分鐘備轉容量 (10-Minutes Reserve)

對獨立系統而言，由於沒有其他電力系統互聯支援，因此系統頻率對負載變動特別靈敏(如台電系統)，所以必須準備足夠的備轉容量，並須利用線上自動發電控制設備 (Automatic Generation Control, AGC)，適時適量調整有效電力，以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。有關備轉容量的分類，本研究考慮各類水火力機組的動態特性及頻率反應率(Frequency Response Rate,  $\frac{\Delta F}{\Delta L}$ )，建議將獨立電力系統備轉容量依其任務細分為 4 個等級 [7]，如下所述：

### (1) 頻率調整備轉容量(Frequency Regulating Reserve, FRR)

頻率調整備轉容量主要是用來因應負載變動，希望能夠維持系統頻率在正常的範圍內運轉，其反應的時間必須快速。

### (2) 瞬間備轉容量(Instantaneous Reserve, IR)

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。

### (3) 延伸備轉容量(Extended Reserve, ER)

延伸備轉容量亦是用來反應因系統發生偶發事件或擴大偶發事件所引起的頻率下降，即替補機組跳機時的發電量，其反應的時間較瞬間備轉容量慢，延伸備轉容量機組在偶發事件發生後 1 分鐘開始起動，並在 14 分鐘內與系統併聯，以維持系統頻率在法定正常的範圍內運轉。

### (4) 待命備轉容量(Stand-by Reserve, SBR)

待命備轉容量是指發電機組在接到升載指令後 15 分鐘內可以注入到系統的發電量，包括運轉中的機組、待命併聯的機組以及可停電力(Interruptible Demand)。

比較各類水火力機組的動態特性及頻率反應率(Frequency Response Rate)[5] ~ [7]，以水力機組的頻率反應率最快，複循環氣渦輪機組次之，火力機組(汽力)的頻率反應率最慢，本研究建議將頻率調整備轉容量(FRR)及瞬間備轉容量(IR)合併簡稱為合理備轉容量(Reasonable Spinning Reserve



Requirement, RSRR)。其中，FRR 原則上均由運轉中的水力機組負責提供，並以自動發電控制模式(Automatic Generation Control, 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；IR 通常是由無載或低載運轉的水力機組或抽蓄機組由低頻電驛自動卸載擔任，主要是因應系統發生偶發事件或擴大偶發事件所引起的頻率瞬降，使系統頻率能快速地回復到可以接受範圍。在運用時，頻率調整備轉容量及瞬間備轉容量的分配須視各獨立系統的負載變動特性及頻率運轉標準而定，在變動較劇烈、變動量較大的系統中頻率調整備轉容量的佔比應該比較高。

### 參、獨立電力系統合理備轉容量的計算

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，以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，本研究建議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。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，故本研究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。備轉容量(SR)及頻率調整備轉容量(FRR)的大小則分別如公式(1)、公式(2)所示：

$$SR = P_{System} \times \frac{\partial P_L}{\partial f} \times (60 - f_1) \quad (1)$$

$$FRR = P_{System} \times \frac{\partial P_L}{\partial f} \times (60 - f_2) \quad (2)$$

所以合理備轉容量如公式(3)所示：

$$RSRR = \text{Max}[SR, P_{G-\text{max}}] \quad (3)$$

瞬間備轉容量(IR)的大小則如公式(4)所示：

$$IR = RSRR - FRR \quad (4)$$

其中：

- $P_{G-\text{max}}$  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，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 59.7 Hz。

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(2)亦稱為系統頻率品質限制(Frequency

Quality Constraint, PQC), 即頻率調整備轉容量的規劃值不得小於由公式(2)所得的計算值。

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, RSRR 可以大幅度地降低。如果抽蓄機組負載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 IR, 此時 RSRR 僅需負責頻率調整的任務, 所以 RSRR 及 IR 的大小如公式(5)、公式(6)所示:

$$RSRR = FRR = P_{System} \times \frac{\partial PL}{\partial f} \times (60 - f_2) \quad (5)$$

$$IR = PMPS \quad (6)$$

又如果抽蓄機組負載小於運轉中最大出力機組之發電量, 則抽蓄機組負載可以作為一部分的 IR, 此時合理備轉容量亦可略為降低。所以 RSRR 的大小如公式(7)或公式(8)所示, 而 IR 的大小則均如公式(9)所示。

如果  $(SR + PMPS) \geq P_{G-\max}$ , 則

$$RSRR = SR = P_{System} \times \frac{\partial PL}{\partial f} \times (60 - f_1) \quad (7)$$

如果  $(SR + PMPS) < P_{G-\max}$ , 則

$$RSRR = P_{G-\max} - PMPS \quad (8)$$

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

#### 肆、系統安全限制 (System Security Constraints, SSC)

對電力系統電源調度人員而言, 其首要工作是安排足夠的頻率調整備轉容量使頻率能在系統發生最大機組跳機後的最短時間內回升至某一可接受的水準而不引起低頻電驛動作卸載。因此, 在決定合理備

轉容量的大小之後, 接下來的步驟便是決定頻率調整備轉容量大小的配置, 而頻率調整備轉容量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可反應的容量, 本研究以系統運轉中最大出力機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率 (One-Minute Recovery Frequency)  $f_{rec}$  來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(SSC), 如公式(10)所示:

$$f_{rec} \geq f_{min} \quad (10)$$

其中:

- $f_{rec}$  為系統運轉中最大出力機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率
- $f_{min}$  為系統安全限制所指定的最低頻率

公式(10)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卸載。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, 因此最大機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率  $f_{rec}$  可由公式(11)推算獲得:

$$f_{rec} = 60 - \frac{(P_{G-\max} - FRR)}{(LFSF \times P_{System})} \quad (11)$$

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，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。

## 伍、負載-頻率靈敏係數之決定

在計算合理備轉容量(RSRR)時，必需先選定負載-頻率靈敏係數(Load-Frequency Sensitivity Factor, LFSF)的值，但如果要對系統負載巨幅變動導致頻率的變化進行實際測量並不容易也不可行，所以改以計算發電機組跳機時造成系統頻率的變化(下降)量來計算負載-頻率靈敏係數(LFSF)，如公式(12)所示：

$$LFSF = \frac{\partial P}{\partial f} \approx \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (12)$$

其中  $\Delta P$  為機組跳機時其發電量的標么值(以系統負載為基值)， $\Delta f$  為機組跳機時系統頻率的下降值。機組跳機時，由於頻率調整備轉容量(FRR)無法瞬間反應，因此頻率調整備轉容量的大小並不會影響負載-頻率靈敏係數的大小。基本上，負載-頻率靈敏係數(LFSF) 與系統負載的大小、模型、特性及變動情形有著密切的關係，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 [8]~[10]。

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,  $0, \pm 1\sigma, \pm 2\sigma, \pm 3\sigma$ ) [11]。因此，本研究在規劃合理備轉容量(RSRR)大小與選定 LFSF 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。

本研究利用統計的方法，統計各個時段發電機組跳機時的負載-頻率靈敏係數並計算該時段的平均值  $\mu$  及標準差  $\sigma$ ，然後再根據各時段系統負載的變動趨勢 ( $dP_{System}/dt$ ) 及是否有抽蓄負載(PMPS)來決定該時段的 LFSF。電力公司為提高離峰時的電能效率，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瞬間備轉容量(IR)，所以合理備轉容量(RSRR)可以大幅降低，故不論系統負載的變化趨勢為何？在計算系統合理備轉容量(RSRR)時，LFSF 值的選定為該時段  $\partial P_L/\partial f$  的平均值  $\mu$  減去一個標準差  $\sigma$  (即  $\mu - \sigma$ )；系統在重載時，若  $dP_{System}/dt < 0$ ，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，LFSF 值的選定為該時段  $\partial P_L/\partial f$  的平均值  $\mu$ ；若  $dP_{System}/dt > 0$ ，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，LFSF 值的選定為該時段  $\partial P_L/\partial f$  的平均值  $\mu$  加上一個標準差  $\sigma$  (即  $\mu + \sigma$ )，負載-頻率靈敏係數(LFSF)的選擇策略如表 1 所列。由於負載-頻率靈敏係數並不是一個常數，因此當系統發生機組跳機時，系統的負載-頻率靈敏係數就必需重新計算，並同時修正負載-頻率靈敏係數的平均值及標準差。

表 1· 負載-頻率靈敏係數(LFSF)的選擇策略

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



## 陸、實例分析

### (1) 台電系統負載-頻率靈敏係數之統計

歸納台電過去的調度運轉經驗，有關抽蓄負載(PMPS)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，所以計算負載-頻率靈敏係數的三個時段分別為：春季、夏季、秋季均為第一時段為 0 點~8 點，第二時段為 8 點~16 點，第三時段為 16 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。

由於負載-頻率靈敏係數的實際測量並不容易，本研究乃針對台電系統過去 5 年(1996~2001)機組跳機時系統頻率變化的記錄，利用統計的方法來計算春夏秋冬四季各個時段 LFSF 的平均值 $\mu$ 及標準差 $\sigma$ ，如表 2 所列；再根據各時段的  $dP_{System}/dt$  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。

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( $\mu_1 > \mu_2 > \mu_3$ )。
- 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來計算新的負載-頻率靈敏係數，並藉以修正表 2、表 3 所列該時段的負載-頻率靈敏係數。

表 2 · 台電系統四季各個時段 LFSF 的平均值 $\mu$ 及標準差 $\sigma$

	第一時段		第二時段		第三時段	
	平均值 ( $\mu_1$ )	標準差 ( $\sigma_1$ )	平均值 ( $\mu_2$ )	標準差 ( $\sigma_2$ )	平均值 ( $\mu_3$ )	標準差 ( $\sigma_3$ )
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	0.085730	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

$dP_{System}/dt$		第一時段	第二時段		第三時段	
		不考慮	$\geq 0$	$< 0$	$\geq 0$	$< 0$
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

### (2) 台電系統合理備轉容量之規劃

圖 1 為 2001 年 7 月 17 日台電系統的負載曲線與發電成本曲線，其中發電成本係不考慮備轉容量需求時之發電成本；表 4 所列為台電傳統調度模式與本研究提出之合理備轉容量規劃方式的比較，由抽蓄機組負載的應用情形可發現：在 0:00~8:00 期間，抽蓄機組負載(PMPS)大於 950MW，所以 PMPS 可以完全取代全部的瞬間備轉容量(IR)，因此合理備轉容量(RSRR)與頻率調整備轉容量(FRR)相等。本研究所提出之合理備轉容量規劃方式與台電調度模式之比較如圖 2 所示，在離峰時段(0:00~8:00)當抽蓄機組(PMPS)運轉時，合理備轉容量(RSRR)可以大幅度地降低。

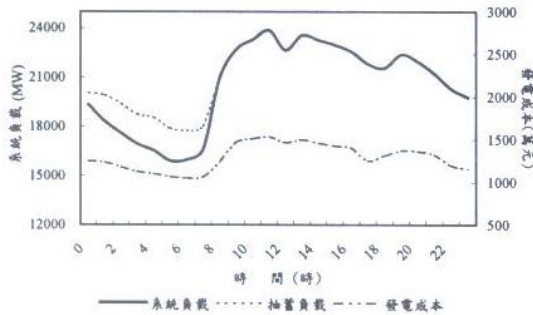


圖 1 · 2001 年 7 月 17 日台電系統的負載曲線與發電成本曲線

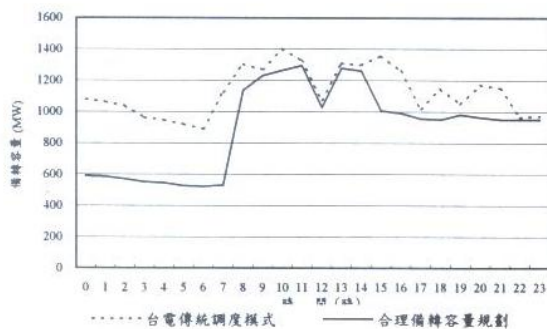


圖 2 · 備轉容量規劃之比較

頻率調整備轉容量之比較如圖 3 所示，採用合理備轉容量規劃方式，在三個時段之配置範圍分別為：第一時段(0:00~8:00)介於 522MW~589MW 之間、第二時段(8:00~16:00)介於 605 MW~777MW、第二時段(16:00~24:00)介於 521MW~594MW，因此在各個時段可以大幅減少 AGC 水力機組解聯、併聯次數，進而降低發電機組的故障率及重複調度的成本。

運轉中最大機組(950MW)跳機後系統一分鐘恢復頻率之比較如圖 4 所示，可發現台電傳統調度模式在 0:00~2:00、4:00~5:00 及 17:00~18:00 等四個時段內一分鐘恢復頻率略低於合理備轉容量規劃方式，但在負載尖峰時段(8:00~16:00)一分鐘恢復頻率又幾乎接近 60.00Hz，顯示在尖峰期間規

劃過多的頻率調整備轉容量形成浪費；採用本研究所提出之合理備轉容量規劃方式，其一分鐘恢復頻率均高於 59.70Hz，不僅符合系統安全限制(SSC)的要求，同時亦可降低系統運轉成本，當天可節省 3342924 元。

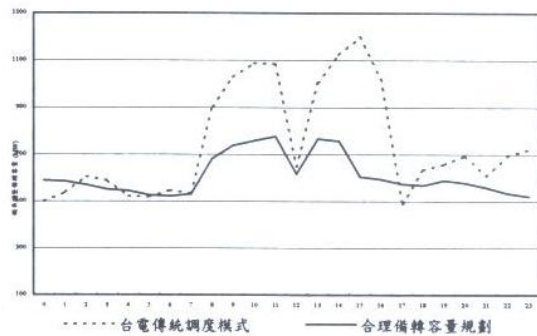


圖 3 · 頻率調整備轉容量配置情形之比較

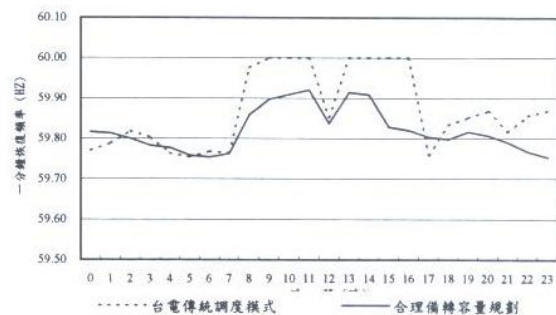


圖 4 · 最大機組跳機後系統一分鐘恢復頻率之比較

### (3) 頻率調整備轉容量(FRR)配置之實例分析

本節將引用幾個實際案例來說明頻率調整備轉容量對系統安全的影響，並驗證本研究所提出的理論與方法。有關負載-頻率靈敏係數之選用係根據最新的跳機記錄重新計算獲得，而非直接取用表 2 所列的平均及標準差。

#### 3.1 頻率調整備轉容量(FRR)配置失當

本案例主要是說明如果頻率調整



表 4·夏季非假日備轉容量的比較情形

時間	系統負載 (MW)	抽蓄負載 (MW)	台電傳統調度模式		合理備轉容量規劃				節省之 運轉成本 (NT\$)
			SR (MW)	$f_{rec}$ (Hz)	RSR (MW)	FRR (MW)	IR (PMPS) (MW)	$f_{rec}$ (Hz)	
0	20050	732	1081	59.77	589	589	(732)	59.82	306187
1	19909	1597	1063	59.79	585	585	(1597)	59.81	296442
2	19389	1789	1036	59.82	570	570	(1789)	59.80	284037
3	18749	1808	962	59.80	551	551	(1808)	59.78	247137
4	18540	1993	947	59.76	545	545	(1993)	59.78	238991
5	17895	1981	919	59.75	526	526	(1981)	59.76	234004
6	17766	1785	889	59.77	522	522	(1785)	59.75	216573
7	18047	1429	1126	59.76	530	530	(1429)	59.76	350937
8	20928	0	1304	59.98	1136	682	454	59.86	100005
9	22685	0	1271	60.00	1231	739	492	59.90	25938
10	23292	0	1402	60.00	1264	758	506	59.91	89141
11	23866	0	1325	60.00	1295	777	518	59.92	19321
12	22657	0	1075	59.85	1028	617	411	59.84	30410
13	23550	0	1311	60.00	1278	767	511	59.91	20708
14	23262	0	1298	60.00	1262	757	505	59.91	22454
15	22964	0	1359	60.00	1008	605	403	59.83	218062
16	22558	0	1260	60.00	990	594	396	59.82	167841
17	21808	0	1020	59.76	957	574	383	59.80	36339
18	21561	0	1147	59.83	950	568	382	59.80	119654
19	22378	0	1050	59.85	982	589	393	59.82	41855
20	21954	0	1172	59.87	963	578	385	59.81	129540
21	21227	0	1150	59.82	950	559	391	59.79	124862
22	20303	0	966	59.86	950	535	415	59.77	9322
23	19792	0	973	59.87	950	521	429	59.75	13162
								合計	3342924

備轉容量的配置失當，將無法滿足系統安全限制導致低頻卸載發生(182.763 MW)。91年6月6日下午12點20分核三廠一號機故障跳機(950MW)，當時系統負載為21700MW，根據最新的跳機記錄重新計算獲得負載-頻率靈敏係數的平均及標準差分別為  $\mu = 0.089385$ 、 $\sigma = 0.013028$ 。採用本研究建議之合理備轉容量規劃方

式：系統之RSRR為970MW、頻率調整備轉容量為582MW(應全部由水力機組以AGC方式提供)、瞬間備轉容量為388MW(由低載或無載的水力機組提供)，則預估最大機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率 $f_{rec}$ 為59.81Hz，所以可滿足系統安全限制，不會引起低頻卸載。但為配合中央抗旱小組及水力署之節水建議，變



更頻率調整備轉容量的配置，如下：系統之 RSRR 仍維持 970MW，但調降 FRR 為 370MW，其中 200MW 由水力機組以 AGC 方式提供，其餘 170MW 改由燃氣複循環機組以 AGC 方式提供，瞬間備轉容量為 600MW 由低載或無載的水力機組及燃氣複循環機組提供，則  $f_{rec}$  預估為 59.61Hz，不符合系統安全限制，雖然  $f_{rec} > 59.50(\text{Hz})$ ，但仍可能引起低頻卸載。

結果分析：由圖 5 所示的頻率記錄曲線得知當時的負載-頻率靈敏係數為 0.072965，核三廠一號機故障跳機後系統一分鐘恢復頻率為 59.52Hz，不符合系統安全限制的要求，當頻率回升至 59.52Hz 後，其他由燃氣複循環機組以 AGC 方式提供的頻率調整備轉容量(170MW)因升載不夠迅速，無法配合系統負載需求，導致頻率再下降 0.04Hz，低於 59.50Hz 持續 50 秒(59.48Hz)造成低頻卸載 182.763 MW，此時系統頻率跳升至 59.58 Hz，頻率調整備轉容量及瞬間備轉容量開始提升負載使系統頻率逐漸回升。

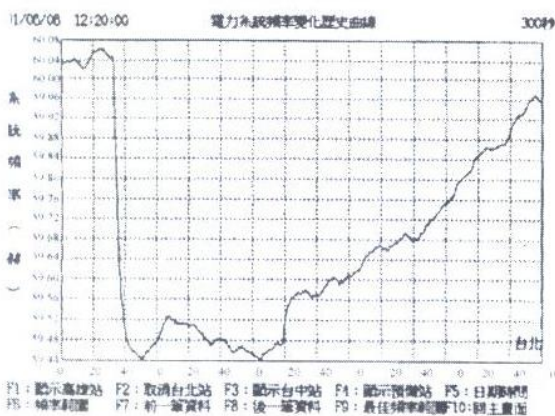


圖 5· 91 年 6 月 6 日 核三廠一號機故障跳機系統頻率記錄曲線

如採用本研究之建議而不變更頻率調整備轉容量的配置，則核三廠一號機故障跳機後系統一分鐘恢復頻率為 59.77Hz，符合系統安全限制的要求，儘管其他瞬間備轉容量升載不夠迅速，無法配合系統負載需求，導致頻率再下降 0.04Hz，亦不會造成低頻卸載。

### 3.2 頻率調整備轉容量(FRR)配置適當

這個案例主要是證明頻率調整備轉容量配置適當，系統雖然發生最大機組跳機之偶發事故亦可滿足系統安全限制不會導致低頻卸載發生。91 年 6 月 16 日下午 14 點 09 分核三廠一號機故障跳機(950MW)，當時系統負載為 18400MW，加入最新的跳機記錄重新計算獲得負載-頻率靈敏係數的平均及標準差分別為  $\mu = 0.088732$ 、 $\sigma = 0.013267$ 。採用合理備轉容量規劃方式：系統之 RSRR 為 950MW、頻率調整備轉容量為 563MW(全部由水力機組以 AGC 方式提供)、瞬間備轉容量為 387MW(由低載或無載的水力機組提供)，則預估最大機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率  $f_{rec}$  為 59.76Hz，所以可滿足系統安全限制，不會引起低頻卸載。

結果分析：由圖 6 所示的頻率記錄曲線得知當時的負載-頻率靈敏係數為 0.077060，則核三廠一號機故障跳機後系統一分鐘恢復頻率為 59.73Hz，符合系統安全限制的要求，不會引起低頻卸載。

### 3.3 抽蓄機組(PMPS)作為瞬間備轉容量(IR)的應用

這個案例主要是證明抽蓄機組可以作為一部分或全部的瞬間備轉容量



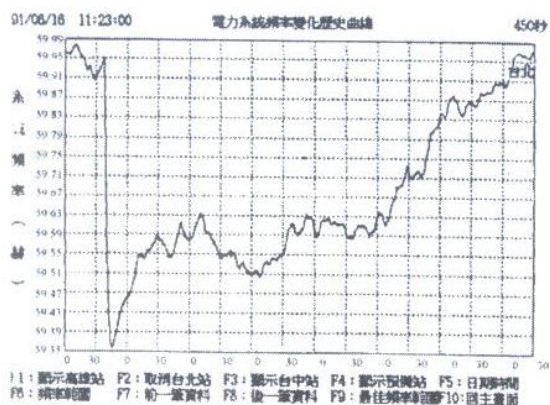


圖 6 · 91 年 6 月 16 日 核三廠一號機故障跳機系統頻率記錄曲線

當系統發生偶發事件或擴大偶發事件所引起的頻率瞬降時，可使系統頻率能快速地回復到可以接受範圍。91 年 7 月 18 日凌晨 3 點 22 分大觀二廠二號抽蓄機組(250MW)啟動過程中，麥寮三號機故障跳機(600MW)，當時系統負載為 19200 MW(含抽蓄負載 1320MW)，負載-頻率靈敏係數的平均及標準差為  $\mu = 0.102763$ 、 $\sigma = 0.017674$ 。採用本研究建議之合理備轉容量規劃方式為：

合理備轉容量

$$RSRR = FRR = 490(MW)$$

瞬間備轉容量  $IR = 1320(MW)$

又滿足系統安全限制的最低頻率調整備轉容量為 360MW，為配合天然氣(LNG)之用量要求，故調整頻率調整備轉容量之配置為 360MW 由水力機組以 AGC 方式提供，其餘之 130MW 改由燃氣複循環機組以 AGC 方式提供，則預估最大機組故障跳機後系統一分鐘恢復頻率為 59.70Hz，故可滿足系統安全限制，不會引起低頻卸載。

結果分析：由圖 7 所示的頻率記錄曲線得知當時的負載-頻率靈敏係數

為 0.119651，故障跳機後系統一分鐘恢復頻率為

$$f_{rec} = 59.67 + \frac{(360 - 250)}{0.119651 \times (19200 + 250)} = 59.72 \geq 59.70(HZ)$$

符合系統安全限制的要求，當頻率回升至 59.72Hz 後，由於燃氣複循環機組所提供之頻率調整備轉容量(130MW)的升載速度無法使系統頻率迅速回升至正常的範圍，為避免頻率持續下降，乃指令明潭電廠解聯一台抽蓄機組(267MW)，此時系統頻率立刻跳升至 59.83Hz，其後再指令其他火力機組提升負載使系統頻率逐漸回升。

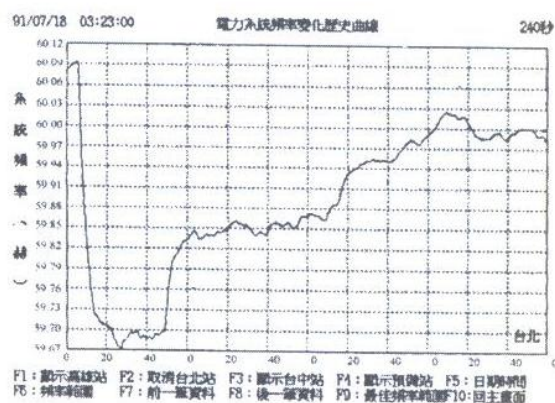


圖 7 · 91 年 7 月 18 日麥寮三號機故障跳機系統頻率記錄曲線

## 柒、結論

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但頻率調整備轉容量配置不當或不足，亦有可能無法達成預期的安全目標而導致低頻卸載發生；本研究建議的方法係根據負載變動特性、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規劃獨立電力系統的合理備轉容量，並藉由頻率



調整備轉容量的合理配置，使得合理備轉容量的規劃不僅可以滿足系統安全限制的要求，同時可節省備轉容量的運轉成本。本研究所發展的方法由於不必考慮負載壓降的影響與個別機組的可靠度，因此可大幅減少繁瑣的演算過程並縮短計算時間，故可提供給電力調度人員根據系統的資訊即時決定合理備轉容量的大小，以確保系統在發生運轉中最大出力機組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。

### 參考文獻

1. A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, Wiley Interscience, second edition, 1996.
2. A. Merlin 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, May 1983.
3. X. Guan, P. B. Luh and H. Yan, "An Optimization-based Method for Unit Commitment," Electrical Power & Energy Systems, Vol. 14, No. 1, pp. 9-17, February 1992.
4. Alva J. Svoboda, Chung-Li Tseng, Chao-an Li and Raymond B. Johnson, "Short-term Resource Scheduling with Ramp Constraints," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 77-83, February 1997.
5. M.M. Adibi, 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, May 1999.
6. 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.
7. Working Group on Prime Mover Models, "Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies," IEEE Transactions on Power Systems, PWRS 6, No. 92, pp. 753-761, 1991.
8. 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
9. 吳進忠，「電業自由化下台灣電力系統合理備轉容量規劃之研究」，電機技師雙月刊第 94 期，pp.90-100，民國九十一年八月
10. Chin-Chung Wu and Nanming Chen, "Reasonable Spinning Reserve Scheduling for Isolated Power Systems," Submitted to IEEE Transactions on Power Systems, 2002.
11. R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Plenum Press, second edition, 1996.

