

國際獨立型電力系統調頻備轉技術規範之現況與未來發展

吳國賓^{1*} 吳進忠² 蔡昊廷¹ 陳俊宇³ 梁佩芳⁴

摘 要

本文以英國、愛爾蘭及美國德州電力系統之調頻服務為研究主軸，探討國際上運轉特性與臺灣相似之獨立型電網，如何透過強化調頻服務，在再生能源發電高占比之情形下維持系統頻率穩定。為了解上述三個電力系統頻率控制之具體作法，本文著重於調頻服務之技術規範，包含調度方式、作動條件、反應時間以及運轉方式等。透過研析各系統之調度規範，深入了解各系統目前既有之調頻服務規格，並進一步探討其未來之規劃，同時說明各電力系統如何透過電力市場機制取得調頻服務。在盤點與比較後，本文最後歸納各電力系統為因應大量再生能源併網之調頻服務發展趨勢，期能藉此統整國際相關經驗，作為臺灣能源轉型與輔助服務市場規則之借鏡與參考。

關鍵詞：獨立型電力系統，再生能源占比，調頻服務，技術規範

1. 前 言

在我國能源轉型之政策下，再生能源發電之占比將逐年上升，預計在2025年時，風力與太陽能發電總計可達27 GW，其年發電量預計占全年之20%。此外，在2025至2030之間，每年預期將新增1 GW之風力發電，使臺灣邁向低碳、永續之發電結構。

然而，高再生能源占比之電力系統亦面臨許多挑戰：其一，再生能源發電之變動性與間歇性將使發電預測更具難度。其二，太陽能、風力發電不具轉動慣量，並且無法即時調度升載，高再生能源占比意味著以往電力系統中可提供此二項功能之傳統火、水力發電機組之比例將減少，系統頻率將因此變得敏感，當系統

供需出現小幅失衡，頻率變動之幅度將較傳統系統顯著；若系統發生中大型偶發事件，則頻率驟降將較以往之事件來的劇烈。因此，在未來高再生能源占比之發電結構下，維持系統頻率穩定將較往常更具挑戰，電力系統中剩餘之可調度資源須更為敏捷、且更具調控彈性。

臺灣之電力系統為一孤島型獨立系統，並無與相鄰電網併接，因而無從由鄰國輸電線跨境輸電，島內之電力供需平衡及系統頻率維持完全仰賴自身發電與調度規劃。而國際上亦有運轉特性與臺灣類似之獨立型電力系統，如英國、愛爾蘭、美國德州及日本等，其中，前三者之電力市場自由化程度較為成熟，且再生能源發展目標皆高於臺灣，在輔助服務制度方面亦已有較完整之發展。因此，本文將透過文獻

¹工業技術研究院綠能與環境研究所 副研究員

²台灣電力公司電力調度處 處長

³工業技術研究院綠能與環境研究所 經理

⁴工業技術研究院綠能與環境研究所 組長

*通訊作者電話: 03-591-7051, E-mail: steve.wu@itri.org.tw

收到日期: 2020年08月31日

修正日期: 2020年10月13日

接受日期: 2020年10月14日

蒐集與研析，進一步了解英國、愛爾蘭與美國德州在因應再生能源發展下，維持電網頻率穩定之具體作法，期能作為臺灣電力系統面對能源轉型過程之參考。

在所有輔助服務之備轉中，調頻服務為第一級作動之項目。在系統頻率事件發生時，調頻服務可快速完成調度與反應，針對系統頻率偏移於數秒內即時調整運轉功率。在頻率相較敏感的高綠電占比電力系統中，調頻服務之功能也因而較傳統電網重要。

因此，本文所探討之輔助服務制度將聚焦於調頻服務，並以前述三個電力系統目前制度以及未來發展趨勢作為研究主軸，透過深入研析各系統之調度規範、輔助服務市場規則以及電力交易合約，了解各項頻率調整方法之技術規範，包含調度方式、作動條件、反應時間以及運轉方式等，同時了解各系統如何透過電力市場機制取得調頻服務。最後進行盤點與比較，歸納此三電力系統調頻服務技術規範之設計目的。

在能源轉型的同時，臺灣也面臨電業轉型，依據能源局規劃，輔助服務市場將在2021年率先開始試行。此電力交易方式之轉變將對臺灣電力系統之現代化帶來契機，由於各項調度技術規範實具調整空間，若能藉此機會借鏡國際經驗，將可使臺灣在廣納再生能源之際，同時精進調度彈性，成為一個永續且強韌的電力系統。

本文第2節將先對調頻服務之特性作一簡要介紹；接著3至5節將分別針對英國、愛爾蘭及美國德州之調頻服務之規格與未來發展做詳細探討；最後，本文之歸納比較與結論將分別於第6、7節說明。

2. 頻率調整服務簡述

電力系統在平衡之情況下，應操作於標稱頻率，以臺灣而言則為60 Hz。而系統頻率之偏移來自於電網中電力供需不平衡，當系統電力

供給大於需求，則頻率將上升；若供給小於需求，則頻率將下降。在短時間內的不平衡，多由電力調度中心啟用不同種類之輔助服務協助系統平衡，並保持頻率穩定。

調頻服務於電力系統中通常可歸類成第一級輔助服務，其具反應速度快、持續時間短之特性。在系統頻率出現小幅偏移時，調頻服務可將頻率恢復至60 Hz；當系統因偶發事故而大幅下降時，則透過調頻服務快速作動，減緩或抑制頻率下降，待反應較慢之即時或補充備轉完成啟用，補足系統中之供需不平衡，即可將頻率回復至標準值60 Hz，其啟動機制如圖1所示意。

電力系統之不同電力資源提供調頻服務方式大致可分為(a)自動發電控制(或稱調度訊號控制)與(b)自動頻率反應。以(a)而言，電力調度中心依目前頻率偏移估算出系統控制誤差作為調度控制依據，每數秒對調頻資源發出一控制訊號，電力資源接收調度指令後將運轉功率以增載或減載之方式調整至指定操作點。(b)則由參與服務之電力資源自行偵測系統頻率變動量，當頻率偏移達觸發條件後，電力資源隨頻率偏移幅度依所規範之比例調整運轉功率。此二控制之方法雖不同，但欲達成之目的相同，即為透過即時功率之增加或減少，以維持系統頻率穩定。

提供調頻服務之資源以往為傳統燃氣或水力機組，其具備相對快速之升降載率，透過接收調度中心之調度訊號控制，達成調頻服務。然而，在近十年內，由於資通訊技術進步，且分散式電源成本快速降低，國際上已有許多由電池儲能系統與需量反應提供調頻服務之案例，例如美國之加州CAISO (California Independent System Operator, CAISO)、德州ERCOT (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT)、中部MISO (Midcontinent Independent System Operator, MISO)與東北部電力系統PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, PJM)，以及英國NGESO

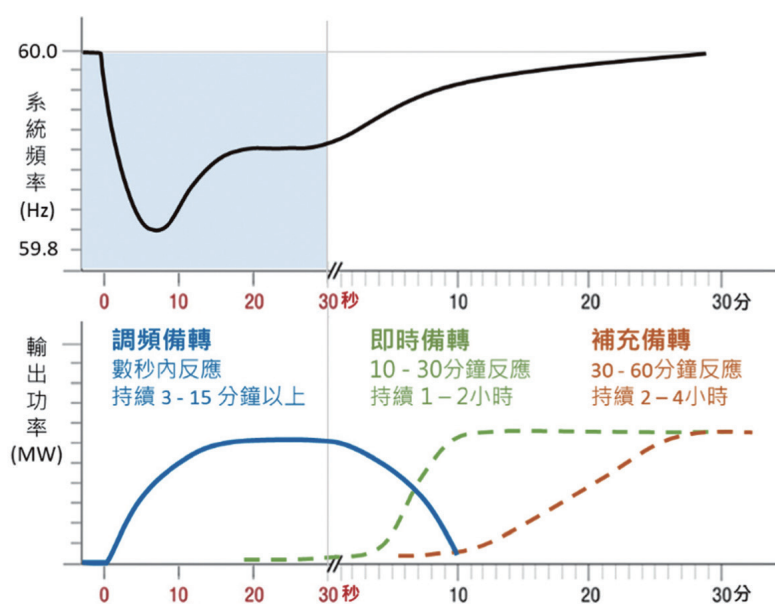


圖1 輔助服務之啟動機制示意(Eto, 2018)

(National Grid Electricity System Operator, NGENSO)、愛爾蘭EirGrid，其控制方式為調度訊號控制與自動頻率反應皆有(CAISO, 2019；EirGrid & Soni, 2019；ERCOT, 2019a；MISO, 2018；National Grid, 2016；PJM, 2017)。

調頻服務之控制方式、反應速度與觸發條件皆取決於電力調度單位之規範，由於各電力系統中運轉特性不同，因此制度規範皆有所差異。然而其規格背後之設計概念以及因應系統事件之目的則大致相同，因此各國調頻服務之相關技術細節仍值得本國發展輔助服務市場之參考。

3. 英國NGESO

3.1 電力系統與調頻服務種類簡介

英國之電力系統雖有數條跨國輸電線與鄰國相接，然而，其電網技術上而言為一個島型之獨立系統，電力系統運轉與調度由英國國家電網電力調度中心NGESO負責。在2019年，再生能源發電量約占英國整年之37% (BEIS, 2020)，尖峰負載約為48 GW (BEIS, 2020)，較臺灣約高30%。此外，英國訂定在2050年達成

淨零碳排放之目標(BEIS, 2020)，因此在中長期未來其再生能源發展仍是主要的電源開發重點。

目前輔助服務之制度下有三種調頻服務，分別為必備型頻率反應(Mandatory Frequency Response, MFR)、固定型頻率反應(Firm Frequency Response, FFR)以及增強型頻率反應(Enhanced Frequency Response, EFR)。為與其他電力系統相同之縮寫區分，下列以FFR_{UK}稱英國此類之調頻服務。

MFR、FFR_{UK}、EFR皆為第二章中所述之自動頻率反應，技術規格如表1所示(National Grid, 2014, 2016, 2017)。NGESO對於參與資源之規範大致可分為最小參與容量、反應與持續時間、以及作動方式。欲提供此服務之資源須在參與競標前通過能力測試，以認證其功率調整之能力足以反應系統頻率之變化，以符合NGESO之要求。此三項頻率反應之作動方式將如以下小節詳述。

3.2 調頻服務技術規範

3.2.1 必備型頻率反應MFR

MFR為發電資源興建時即須具備之能力，

表1 英國調頻服務規格總覽(National Grid, 2014, 2016, 2017)

服務種類	最小容量	反應時間/持續時間	作動方式
MFR	n/a	依服務層級分為 初級反應 - 2至10秒/30秒 次級反應 - 30秒/30分 過頻反應 - 10秒/指令結束	動態
FFR_{UK}	1 MW		動態/靜態
EFR	1 MW	1秒/15分	動態

分為初級反應(Primary response)、次級反應(Secondary response)、過頻反應(High frequency response)。在頻率事件發生時，提供初級反應之發電資源須在10秒鐘內反應，並總共持續30秒；提供次級反應之資源須在30秒內反應且持續30分鐘；提供過頻反應者則在10秒鐘內反應，持續至收到調度指令結束為止。在英國的電網規範中有明確規定，發電資源須可透過其自動調速系統(Automatic Governing System)達成3%至5%的下垂速度，以因應頻率變化調整輸出功率(National Grid, 2013)。

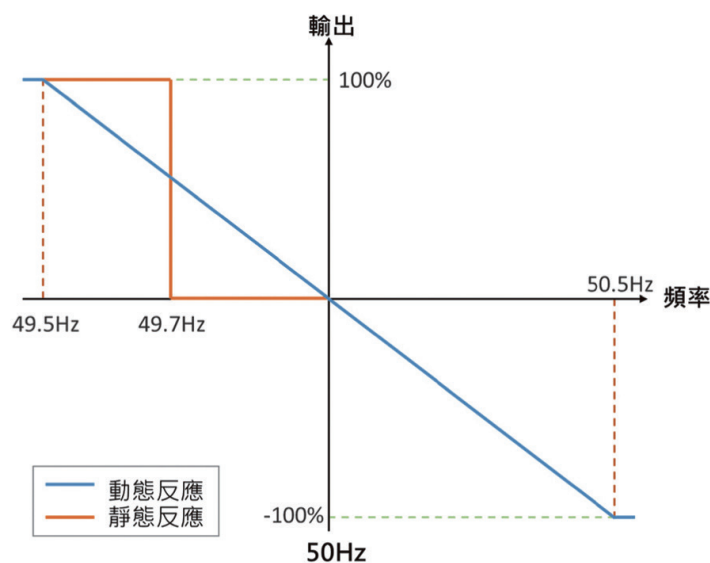
3.2.2 固定型頻率反應FFR_{UK}

FFR_{UK}分為動態頻率反應與靜態頻率反應兩種作動模式，提供動態反應之資源，在系統頻率偏移超過±0.015 Hz時須隨系統頻率變化而

輸出相對應之功率，其分為初級、次級與過頻反應，如圖2所示。初級反應須具備2秒內輸出功率，於10秒內達約定輸出並額外持續20秒之能力；次級與過頻反應與MFR之規範相同，分別須可在30秒達全輸出並持續30分鐘，以及10秒內反應直至通知結束(National Grid, 2017)。而靜態頻率反應在系統頻率偏移達觸發頻率時，參與資源須以100%約定之功率輸出，並持續指定之時間。

3.2.3 增強型頻率反應EFR

EFR為一動態頻率反應之服務，與上述各項服務相比，其技術要求最為嚴謹，參與資源須在頻率超出不動帶後一秒內反應，並於每秒操作於相對頻率偏移之相對應功率，如圖3所示(National Grid, 2016)。

圖2 FFR_{UK}頻率偏移與運轉功率曲線之規範(National Grid, 2017)

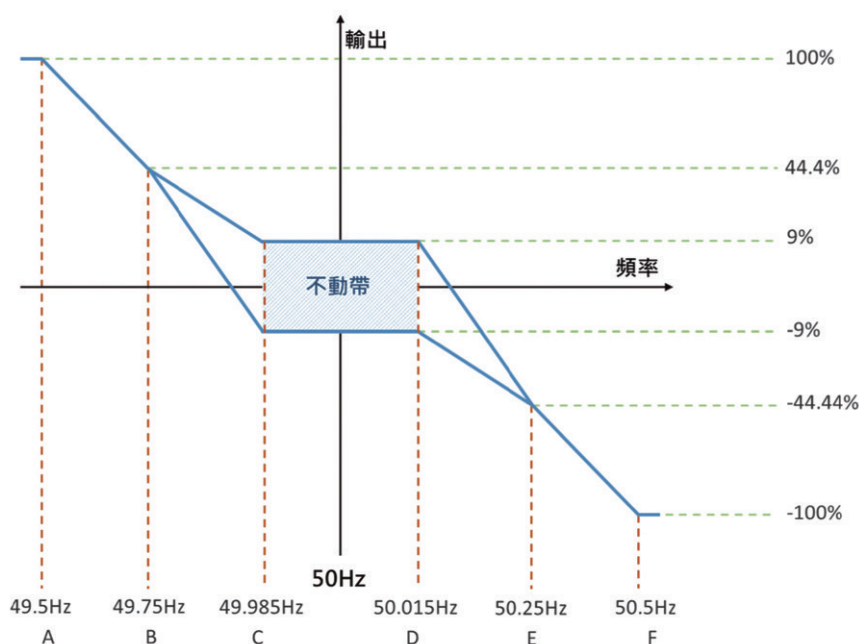


圖3 EFR頻率偏移與運轉功率曲線之規範(National Grid, 2016)

當系統頻率在 50 ± 0.015 Hz之不動帶內，參與資源得以 $\pm 9\%$ 之運轉功率調整自身待命狀態，以儲能為例，即為允許透過 $\pm 9\%$ 之充/放電之功率調整，維持其電池電量(State of Charge, SOC)。當頻率偏移超出不動帶但少於 0.25 Hz時，資源可依系統頻率將其輸出控制在圖3中B-C以及D-E區間之上下界限；當頻率在 50 Hz偏移達 ± 0.25 Hz時，資源須以註冊容量之 $\pm 44.4\%$ 輸出；若頻率於 50 Hz偏移大於 ± 0.25 Hz，此資源須在A-B與E-F區間沿著規範曲線線性調整，並在頻率於 50 Hz偏移達 ± 0.5 Hz以上時以 $\pm 100\%$ 之功率輸出。

3.3 取得方式

MFR為發電機組必須具備之能力，其取得方式為發電機組每個月透過頻率反應競標系統(Frequency Response Price Submission System)彼此競價，進而提供下個月整月份之服務(National Grid, 2013)。

FFR_{UK}則可由傳統發電資源與分散式電力資源競標參與，包含儲能系統與需量反應資源，目前為每月競價採購，得標之資源將提供為期一個月之服務，最小參與容量為 1 MW。

由於FFR_{UK}三種頻率反應之作動條件互不相斥，並可互相層疊，因此參與資源可由此三項反應中選其一、或各種組合提供FFR_{UK}之服務，並反應於投標價格上。NGESO目前主要之需求為次級頻率反應(Energy UK, 2017)。自2019年6月開始，NGESO開始試驗每周採購之方式，作為市場轉型之步驟之一，期能使市場參與者在合約上可更具彈性地參與FFR_{UK}調頻服務(National Grid, 2019a)。

EFR則為4年之長期採購合約，在2017年開標時主要投標之資源大多為儲能設備，僅有少數投標者以需量反應及發電機組投標。然而，最後得標之 201 MW皆為儲能資源(National Grid, 2016)。

3.4 未來發展

英國為因應2050年達成淨零碳之目標，NGESO正規劃新的頻率反應服務，包含Dynamic Regulation (DR)、Dynamic Moderation (DM)、Dynamic Containment (DC)、Static Containment (SC)，使電網可容納更大量之再生能源併網容量，並善用需求端之分散式電源(National Grid, 2018)。其中，DC預計在2022

年正式開放投標，並逐漸取代部分目前輔助服務之調頻容量(NGESO, 2020)。此四種新型頻率反應將分別負責不同程度的頻率偏移，其工作區間與反應時間之要求分別如圖4與表2所示(National Grid, 2018, 2019b)。

DR與DM之工作範圍為49.8 Hz至50.2 Hz之間，其目的為針對非事故之小型頻率擾動進行頻率調整，提供DR之資源並不強調反應速度，而是需要其可長時間連續於線上提供此服務之能力；DM則須於一秒內反應，以應付較顯著之頻率擾動。DC與SC之工作範圍為49.8 Hz以下與50.2 Hz以上，主要負責偶發事件造成之大幅頻率偏移，資源須在系統頻率達觸發點時1秒內反應，抑制頻率驟升或驟降之速率。

在此架構下，各頻段內之調頻資源作動後，其功率調整梯度大，對頻率貢獻顯著。除了分工明確之外，亦可更有效率地使用調頻資源，使系統頻率維持穩定。

4. 愛爾蘭EirGrid

4.1 電力系統與調頻服務種類簡介

愛爾蘭亦為一個孤島型之電力系統，僅有兩條直流高壓輸電線與英國連接，主要電力調度由EirGrid Group輸電集團負責。再生能源在2018年之發電量約佔全年之33% (SEAI, 2019)，尖峰負載約為6.5 GW (EirGrid & Soni, 2018)，大約為臺灣的五分之一。愛爾蘭在未來再生能源發展之規劃十分積極，預期在2030年達到70%再生能源發電，並提出再生能源支援計畫(Renewable Electricity Support Scheme)促成此政策目標(IWEA, 2019)。

愛爾蘭的調頻服務以往由初級運轉備轉(Primary Operating Reserve, POR)提供，為達成2020年再生能源達40%占比之目標，EirGrid提出了安全永續電力系統計畫(Delivering a Secure Sustainable Electricity System, DS3) (EirGrid *et*

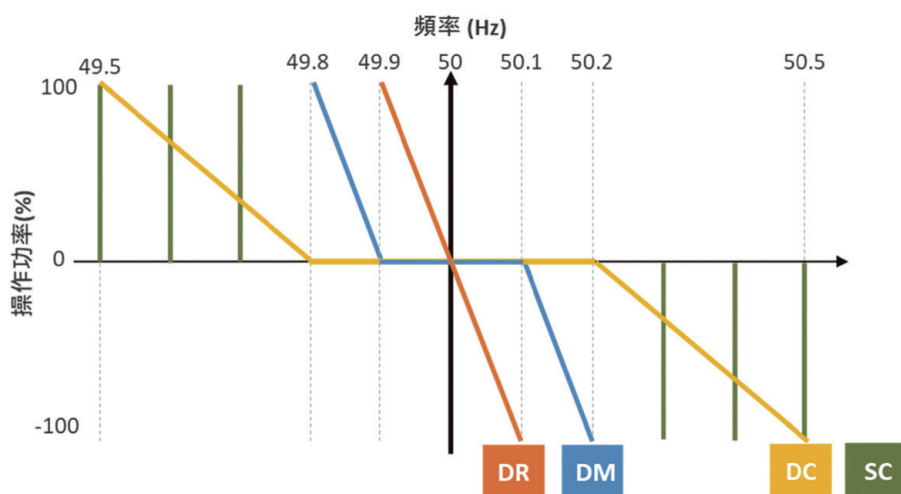


圖4 NGESO未來調頻服務之頻率反應區間(National Grid, 2018)

表2 NGESO未來調頻服務之技術規格(National Grid, 2019b)

項目 \ 規格	頻率偏移(Hz)	延遲時間(秒)	增載時間(秒)	持續時間(分)
DR	± 0.015 至 ± 0.1	2	8	連續性服務
DM	± 0.1 至 ± 0.2	0.5	0.5	20
DC	± 0.2 至 ± 0.5	0.5	0.5	20
SC	± 0.3 至 ± 0.5	1	n/a	20-30

表3 愛爾蘭調頻服務總覽(EirGrid, 2018)

服務種類	最小容量	反應時間	作動方式
POR	1 MW	5至15秒	動態/靜態
FFR _{IR}	1 MW	依資源評分規格設定	動態/靜態

al., 2015)，其中包含另一項快速頻率反應之調頻服務(Fast Frequency Response)，在本文中將以FFR_{IR}稱之以示區別(EirGrid & Soni, 2019)。POR與FFR_{IR}之作動方式皆屬本文第二章中所分類之自動頻率反應，其技術規格之簡述如表3所示。

愛爾蘭對於調頻服務技術規格之制訂方式與其他國家有顯著差異，在大部分的電力系統中，調頻服務之作動條件(例如觸發頻率)多由調度單位訂定，且規格無彈性調整空間，參與資源須具備完全符合系統規範之控制參數。

然而，愛爾蘭僅為調頻服務之各項技術規範提出一可接受之範圍，參與資源可於此範圍內自行決定作動條件，包含觸發頻率、線性輸出等相關規格。而每項規格參數皆有相對應之評分，此評分與最後資源所收取的調頻費用有關，對於協助系統頻率穩定越顯著之規格，其評分與費用越高，反之則費用越低。

4.2 調頻服務技術規範

4.2.1 初級頻率反應POR

如4.1節所述，POR資源之技術規格可由參

與者自行選定，而技術規格將影響其資源評分以及相關調頻費用，其計算方式可由下式所述(EirGrid, 2019)：

$$\text{資源評分} = \text{作動條件} \times \text{地點} \times \text{執行率} \times \text{啟動時機} \quad (1)$$

其中，作動條件與地點評分在資源註冊參與時訂定，執行率與啟動時機則視事件發生時之反應與系統狀態而定。

作動條件細可分為(a)動態頻率反應與否(b)觸發頻率設定。在(a)中，若POR資源為動態頻率反應，可得1分，若為靜態頻率反應，則得0.5分。在(b)中，若POR資源之觸發頻率為49.985 Hz則得1分，此分數依觸發頻率降低而遞減，若觸發頻率為49.3 Hz則得0.5分，如圖5所示。舉例而言，若一POR資源為靜態反應，且在49.985 Hz時作動，則規格評分將為0.75，亦即其資源規格將至少使其調頻費用減少25%(EirGrid, 2019)。

地點評分通常以預設值1分為設定。提供POR之資源須在系統頻率達觸發點之5至15秒內反應，此反應時間為作動條件中唯一不可自行設定之參數，EirGrid會在事件後透過電表資料

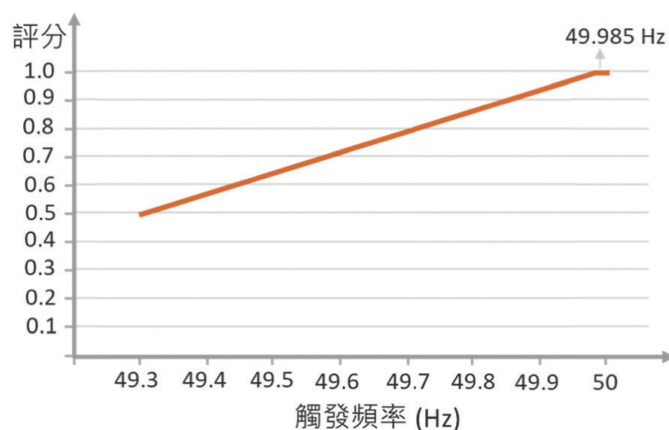


圖5 POR觸發頻率與相對應之評分(EirGrid, 2019)

檢視資源是否於規定時間內反應，進而以通過與否判斷其執行率(EirGrid, 2019)。

啟動時機評分與愛爾蘭系統中非同步發電量占比多寡有關，即再生能源發電量與跨境直流高壓輸電線之輸入量總和與用電需求量之比例。若事件發生當下之非同步發電量占比為60%以內，則此評分為1，若高於60%，則將依DS3合約中所記之量表對應之評分，其將大於1分，作為獎勵對電網之貢獻(EirGrid, 2019)。

4.2.2 快速頻率反應 FFR_{IR}

FFR_{IR} 分為動態及靜態兩種頻率反應，其規範亦以各項資源評分之乘績作為付費基礎。然而， FFR_{IR} 對於參與資源之頻率反應能力要求更高，因此資源評分之項目分類更細，而每項評分對於調頻費用之影響亦更顯著，其六項評分如下式所述(EirGrid, 2019)：

$$\text{資源評分} = \text{作動條件} \times \text{地點} \times \text{反應時間} \times \text{連續性} \times \text{執行率} \times \text{啟動時機} \quad (2)$$

其中，地點、執行率與啟動時機之評分方式與POR相似，僅相對應之評分數值略有差異。因此，下文將聚焦於 FFR_{IR} 評分機制不同之處，針對作動條件、反應時間、連續性等規格詳細說明。

動態 FFR_{IR} 之作動方式如圖6(a)所示，系統頻率達觸發點後，參與資源須於0.15至2秒內反應，此觸發頻率 F_1 可設定於49.985 Hz至49.80

Hz之間，並在頻率偏移之過程以線性方式運轉，於頻率偏移達頻率 F_2 時以100%之調頻功率輸出。其中， F_1 與 F_2 之間的距離稱為反應軌跡(Trajectory)，反應軌跡的寬窄將影響全輸出頻率 F_2 之設定，因而影響作動條件之評分(EirGrid & Soni, 2019)。

靜態 FFR_{IR} 作動方式如圖6(b)所示，觸發頻率 F_{on1} 為49.8 Hz至49.3 Hz之間，參與資源可選擇以一段或多段步階頻率反應達成全輸出，且每個頻率的步階反應須在0.15至2秒內完成。在事件後系統頻率恢復至50 Hz過程，若資源可沿圖中 F_{off} 之灰色遲滯曲線減載，則可獲得額外之作動條件評分(EirGrid & Soni, 2019)。

作動條件評分

動態 FFR_{IR} 之作動條件評分之組成為觸發頻率佔40%，反應軌跡佔60% (EirGrid, 2019)。在觸發頻率的設定，若高於49.985 Hz則為1分，依序遞減，不得低於49.8 Hz，如圖7(a)所示。反應軌跡與全輸出頻率之設定有關，若反應軌跡越窄，則參與資源在頻率達觸發點後將越快達成全輸出功率，因此評分越高；反之則越慢，則評分越低，其關係曲線如圖7(b)所示。若動態 FFR_{IR} 之參與資源欲在規格評分中得到滿分，則 F_1 須設定為49.985 Hz，且 F_2 為49.935 Hz。

靜態 FFR_{IR} 之作動條件評分組成為初始觸發頻率佔40%，步階數量佔20%，遲滯減載能力

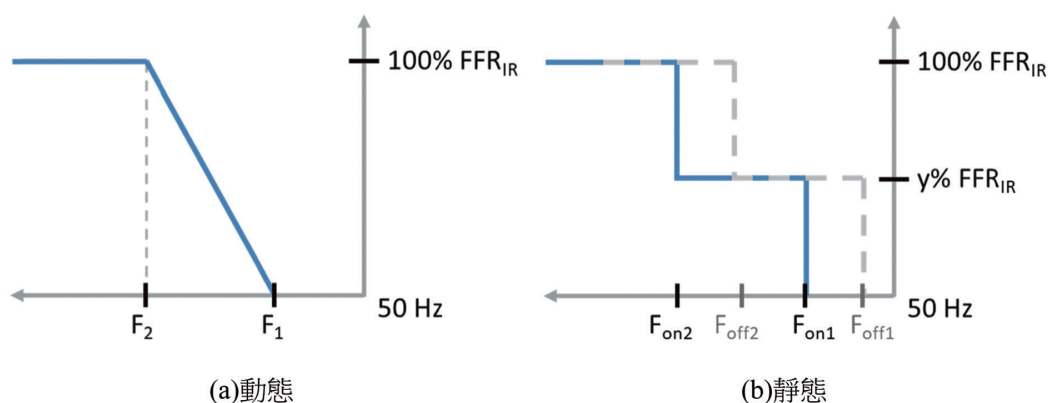
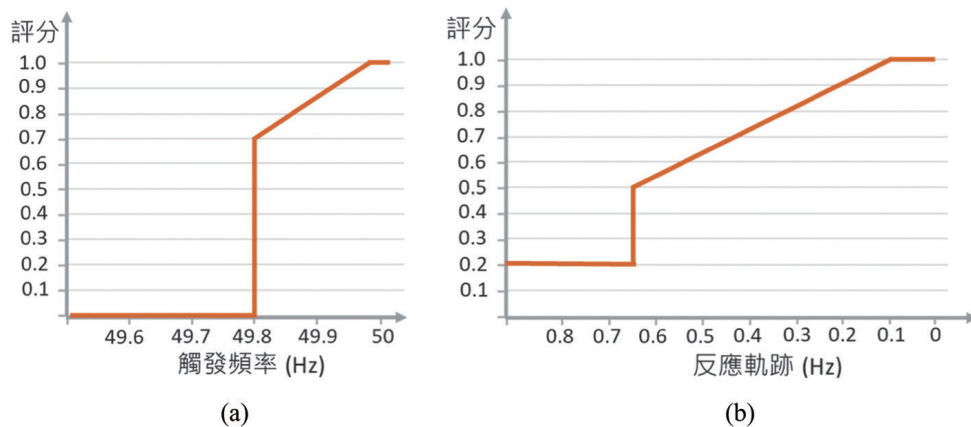


圖6 FFR_{IR} 之作動方式示意(EirGrid & Soni, 2019)

圖7 動態FFR_{IR}之作動條件與相對應之評分(EirGrid, 2019)

佔40% (EirGrid, 2019)。初始觸發頻率評分方式如圖8(a)所示，若資源之 F_{onl} 設定為49.8 Hz為1分，最低可設為49.3 Hz，其為0.1分。

對步階數量之設定而言，若參與資源可分為9個階段對頻率反應達成全輸出，則步階數量評分為1分，依次遞減，最低為1個階段對頻率反應，其為0.1分，如圖8(b)所示。當頻率驟降之事件獲得控制，系統恢復至50 Hz之過程中，若參與資源在上述各個步階頻率皆可以圖6(b)中灰色曲線之方式遲滯減載，則可得1分，若否則為0.5分(EirGrid, 2019)。

反應時間評分

反應時間之評分可同時應用至動態與靜態FFR_{IR} (EirGrid, 2019)。在每次事件中，當系統頻率達FFR_{IR}所設定之觸發點時，在0.15秒內反

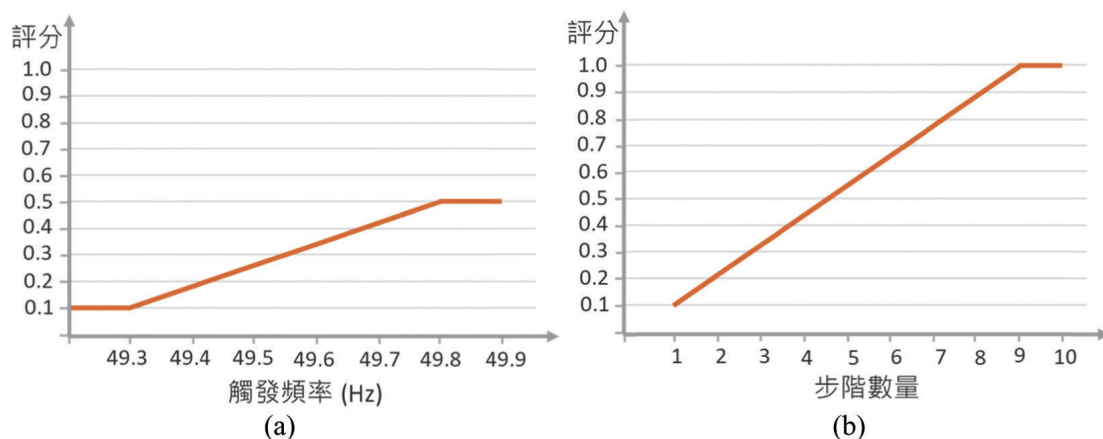
應之資源可得滿分3分，若反應時間超過0.15秒，則評分將遞減，惟其反應時間最長不可超過2秒，詳細評分如圖9所示。由此圖可得知，EirGrid對頻率反應之速度要求甚高，資源作動之延遲時間將對其評分產生明顯之影響。

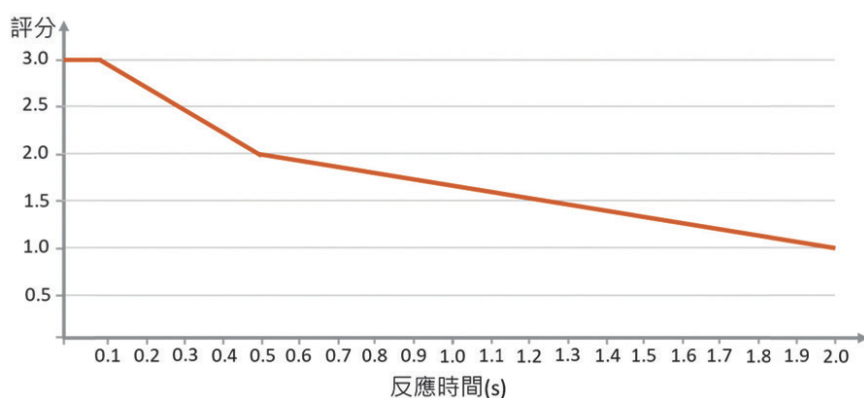
連續性評分

在觸發點作動後，若FFR_{IR}資源可延長其功率輸出時間，並持續提供POR、次級運轉備轉(Secondary Operating Reserve, SOR)及第三級運轉備轉(Tertiary Operating Reserve 1, TOR1)之輔助服務，則可在此項目得1.5分，若無法持續維持輸出能力，則為1分(EirGrid, 2019)。

4.3 取得方式

愛爾蘭之電力市場並不具有日前輔助服務

圖8 靜態FFR_{IR}之作動條件與相對應之評分(EirGrid, 2019)

圖9 FFR_{IR}之反應時間與相對應之評分(Eirgrid, 2016)

市場，EirGrid取得DS3輔助服務之方式係採用定期標案採購。EirGrid與參與資源之間簽訂長期雙邊合約，每次採購時，EirGrid會公告各項輔助服務之基準費用，再依據各資源所設定之參數，以公式(2)中所述之資源評分作為此費用之計算倍率，如下式所示：

$$\text{調頻費用} = \text{公告費率(€)} \times \text{資源評分} \times \text{參與容量(MW)} \quad (3)$$

表4以同為1 MW、不同作動條件之兩動態FFR_{IR}資源為例，簡述兩資源最後可得之資源評分與調頻服務費用差距。

如表4所示，資源A之觸發頻率較接近50 Hz，且在較小的頻率偏移內即達全功率輸出，因此在作動條件評分高於資源B。

由於反應時間對於評分影響顯著，兩者不同的反應時間所對應之評分差異將近兩倍。假

設A可連續提供POR等服務而B則否，以及地點、啟動時機與執行效益皆相同之情況下，將各項評分相乘，可得資源A評分為4.5，資源B為1.54。

由此評分結果與(3)式可得知，此二資源在最終獲得的調頻費用相距近3倍。透過評分獎勵，EirGrid可將參與資源導向對系統有助益之規格，因而滿足系統所需。

4.4 未來發展

DS3已為愛爾蘭近期為輔助服務架構調整後之最新規劃。在DS3之架構下，參與資源之觸發頻率所涵蓋之頻率範圍廣泛，且反應時間與其他多項作動條件皆可彈性調整，並可進一步透過連續性評分，獎勵FFR_{IR}資源持續提供二級與三級備轉。

因此，DS3之輔助服務架構在採購上具相

表4 不同作動條件之兩動態FFR_{IR}資源評分範例(本研究彙整)

評分項目	資源A		資源B	
	規格	評分	規格	評分
(1-1)觸發頻率(Hz)	49.985	1	49.9	0.86
(1-2)反應軌跡(Hz)	0.05	1	0.1	0.96
作動條件	—	1	—	0.92
40%*(1-1) + 60%*(1-2)				
反應時間(秒)	0.15	3	1	1.67
連續性(是/否)	是	1.5	否	1
地點/啟動時機/執行效益	預設相同	1	預設相同	1
資源評分	4.5		1.54	

當大的調整空間，EirGrid未來可視每年度電力系統之發展情況彈性調整，透過購買不同規格之POR與FFR_{IR}資源以因應系統之變化與需求。

5. 德州ERCOT

5.1 電力系統與調頻服務種類簡介

德州位於美國南部，在地理上雖與美國其他州相鄰，然而其電力系統僅有少部分高壓直流輸電線與鄰近電網連接，理論上可視為一獨立電力系統，其負責電力調度之單位為ERCOT。

2019年ERCOT之用電尖峰近75 GW (ERCOT, 2019c)，約為臺灣之兩倍，同年ERCOT再生能源發電占比已達整年度之20% (ERCOT, 2019c)，且在2028年預計將成長至30% (ERCOT, 2018)，因此系統運轉可靠性一直為ERCOT重視之議題。

ERCOT的調頻服務分為一般調頻服務(Frequency Regulation, FR)與快速調頻服務(Fast Responding Regulation Service, FRRS)。一般調頻FR之控制方式屬第二章所述之調度訊號控制，而FRRS則為調度指令與自動頻率反應之混合型，技術規格一覽如表5所示，並由下列5.2節詳述其控制細節。

表5 ERCOT調頻服務總覽(ERCOT, 2019a)

服務種類	最小容量	反應時間/ 持續時間	作動方式
FR	0.1 MW	5秒/60分	動態
FRRS	0.1 MW	1秒/8分	動態

5.2 調頻服務技術規範

5.2.1 一般調頻服務FR

在系統頻率發生偏移時，ERCOT透過LFC (Load Frequency Control)訊號發送調度指令給參與資源，調頻資源接收到指令後須在5秒內反

應，並具備在5分鐘內完全提供其調頻容量，且持續60分鐘之能力(ERCOT, 2019a)。

FR調頻服務分為向上、下調頻，當頻率低於60 Hz時，提供向上調頻之資源將接收到調度訊號，並以發電增載或負載卸載之方式提供調頻容量，使頻率逐漸恢復至60 Hz；當頻率高於60 Hz時，向下調頻資源將被指令調度，以發電減載或負載增載之方式提供調頻容量，使頻率下降至60 Hz。

此項調頻服務一般由傳統之水火力發電機組提供，而分散式資源如儲能、需量反應等資源，可申請與ERCOT進行指令用之通訊介接，通過核定且可直接受ERCOT指令其運轉功率者，可註冊為可控資源(Controllable Load Resource, CLR)提供此調頻服務(ERCOT, 2014)。

5.2.2 快速反應調頻服務FRRS

快速反應調頻服務FRRS為一般調頻服務FR底下之子項目，其亦分為上、下快速調頻。

ERCOT透過不同於一般調頻服務之LFC指令訊號，對FRRS資源下達調度指令。在收到控制訊號後，FRRS資源須在1秒內反應，並在所要求的運轉功率之95%至110%之間維持至少8分鐘，或當收到調度指令時停止作動，其功率調整與頻率之對照如表6所示(Peydayesh *et al.*, 2018)。

表6 FRRS規範之運轉功率與系統頻率偏移對照(Peydayesh *et al.*, 2018)

輸出(入)功率	對應頻率
±40%	60 Hz ± 0.03 Hz
±70%	60 Hz ± 0.04 Hz
±100%	60 Hz ± 0.05 Hz

目前參與FRRS之資源以儲能為主。除了接受調度指令外，FRRS資源須具備自行偵測頻率偏移之能力，在系統頻率自60 Hz偏移超過±0.09 Hz時，參與資源須在1秒內反應並提供100%之調頻容量(ERCOT, 2019a)。

5.3 取得方式

ERCOT具備相當成熟之電力市場。自2010年完成電業自由化之後，ERCOT皆透過日前輔助服務市場方式(自排程或集中競價)，排定運轉日所需之調頻服務量，因此FR與FRRS之參與者亦需在日前輔助服務市場進行競價並提供調頻容量，其最小交易容量為0.1 MW，並以實際價格作為市場結清之方式(ERCOT, 2019a)。

在參與市場前，資源必須通過能力測試，以認證該資源可確實接受ERCOT調度指令，以及可在前述時間內反應，提供調頻容量之能力。通過能力測試之資源，可透過合格排程單位(Qualified Scheduling Entity, QSE)代表參與日前輔助服務市場(ERCOT, 2019a)。

5.4 未來發展

在NPRR 863計畫中，ERCOT對於未來輔助服務架構將有所調整。其中，調頻服務將維持與現況相同，而目前10分鐘內啟用之即時備轉將拆分為頻率反應備轉及偶發事故備轉(ERCOT, 2019b)。

為因應持續攀升之再生能源發電占比，ERCOT預計新增自動頻率反應型態之備轉，稱快速頻率反應(Fast Frequency Response)，並納入未來頻率反應備轉中，為與其他電力系統類似名稱區隔，本文以下以FFR_{TX}稱之。

提供FFR_{TX}之資源須可以下列兩種作動方式：(a)接收ERCOT調度指令，(b)自行偵測系統頻率並在頻率偏移達59.85 Hz之0.25秒內作動。FFR_{TX}資源在作動後，必須維持在約定運轉功率之95%至110%，期間至少維持15分鐘，或當系統頻率恢復至59.98 Hz後，始可回復至待命模式。一旦回復到待命模式，在15分鐘內，資源必須調整其運轉狀態，使其可完全符合下次作動之條件，如圖10所示(ERCOT, 2020)。

FFR_{TX}未來將分為兩階段實施，在第一階段中，儲能設備將為唯一可提供FFR_{TX}之資源。因此，以上述作動方式而言，當系統頻率下降至59.85 Hz以下，儲能須在0.25秒內以約定功率放電，直到頻率回到59.98 Hz以上，或事件持續超過15分鐘，才可停止放電，並且立即開始充電，使儲能設備之電量在15分鐘內恢復至可完全提供下一次頻率事件之水準。

6. 盤點比較

6.1 國際三電力系統之現況

本文所探討之三個電力系統再生能源發展皆相當快速，其綠電占比達20%以上，且近年間皆針對調頻服務進行調整。雖然各電網對於目前調度規範之規劃有所不同，然而其共通點為納入動態調頻服務，此服務之操作特性為不

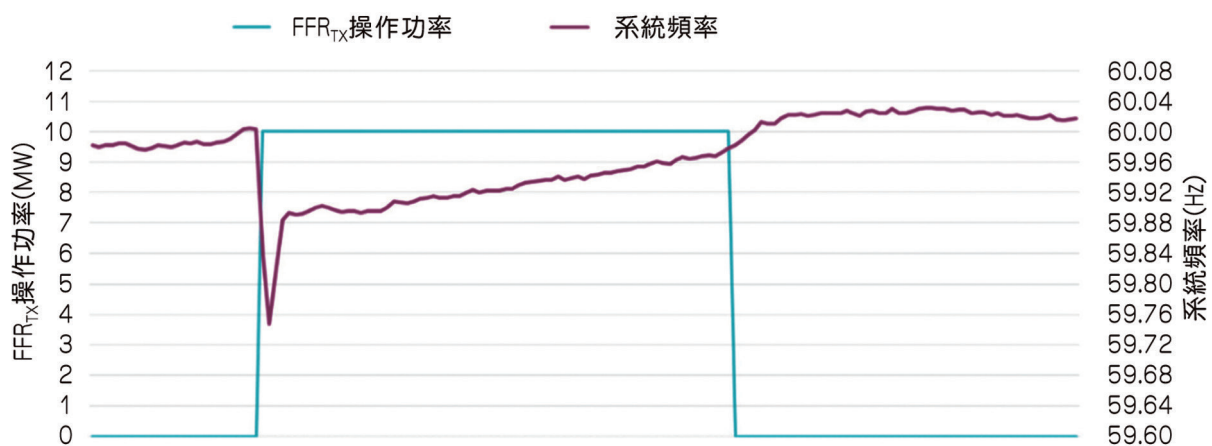


圖10 FFR_{TX}對頻率反應之輸出示意(ERCOT, 2020)

動帶窄，在頻率達觸發頻率時可在2秒內快速反應，且可隨頻率偏移幅度依比例增減載，如英國EFR、愛爾蘭FFR_{IR}、德州FRRS，而由作動條件可得知各系統對於動態調頻服務之設置目的確實具不同考量。

以英國EFR作動範圍為50 Hz±0.5 Hz而言，此服務所須處理的工作同時涵蓋50 Hz±0.2 Hz之間之一般頻率擾動，以及頻率低於49.8 Hz或高於50.2 Hz的中大型偶發事故。愛爾蘭之FFR_{IR}則具清楚分工，在頻率於50 Hz偏移±0.2 Hz以內，該擾動由動態FFR_{IR}負責，因偶發事件而造成的大幅頻率偏移，50 Hz±0.2至±0.7 Hz則由靜態FFR_{IR}作動。德州FRRS之工作頻率範圍60 Hz±0.05 Hz為三者中最窄，其作用為快速捕捉小範圍頻率擾動，使電網維持於60 Hz。

6.2 未來發展方向

在本文所探討之三個電力系統中，由於各電網運轉特性上之差異，對於未來調頻服務架構之調整幅度亦有所不同，統整如表7所示。以英國而言，除了發電機必備調頻能力MFR之外，未來將以DR、DM、DC、SC四種新型調頻服務為主，分別負責不同頻率區段之偏移；愛爾蘭則因近年所實施之DS3架構極具調整彈性，因此在未來可透過採購進而調整系統中調頻服務之規格；對於德州ERCOT，其主要調整方向為將現有即時備轉中拆分為頻率反應備轉與偶發事故備轉，使頻率反應備轉可專司即時

頻率偏移，而傳統10分鐘升載資源將擔任偶發事故供需平衡之角色。

三個電力系統未來發展趨勢之共通點為在電網中布署一項靜態頻率反應，其特色是單向、快速啟動、觸發即100%輸出，如英國SC、愛爾蘭靜態FFR_{IR}與德州FFR_{TX}。此三項靜態調頻服務之反應時間皆在1秒以內，甚至愛爾蘭最短須至0.15秒、德州為0.25秒。

此外，愛爾蘭與德州ERCOT皆進一步要求靜態反應資源須可延遲減載，以避免調頻資源之回彈效應(Rebound Effect)。此效應通常發生在頻率回復過程，大量調頻資源同時停止功率輸出，造成系統頻率再次下降，並且觸及觸發頻率，使所有靜態反應資源再次作動。

7. 結 論

綜觀本文所探討之英國、愛爾蘭與美國德州之電力系統，為因應未來電網中大量再生能源併網發電，對於目前調頻服務之架構及技術規範已進行一定程度之調整，並對未來電網頻率之平衡服務已有相關規劃，其可大致歸納如下：

加入動態調頻服務，使調頻資源可依頻率偏移比例調整相對應之運轉功率。如英國現有之FFR_{UK}、EFR，愛爾蘭動態FFR_{IR}與ERCOT之FRRS。由於系統頻率偏移幅度難以預測，在再生能源占比高之電力系統中其波動將更趨顯

表7 三電力系統調頻服務未來調整內容(本研究彙整)

電力系統	目前調頻服務	反應時間(sec)	未來新增項目	反應時間(sec)	調整幅度
英國	MFR	10	DR	10	大幅
	FFR _{UK}	10	DM	1	
	EFR	1	DC	1	
			SC	1	
愛爾蘭	POR FFR _{IR} (動態/靜態)	5-15 0.15-2	延續POR與 FFR _{IR}		無
ERCOT	FR FRRS	5 1	FFR _{TX}	0.25	中幅

著，因此布署動態頻率反應可使調頻資源之作動範圍涵蓋較廣之頻率變化區段，並依頻率偏移之幅度等比例動態調整其運轉功率。

依系統所需，設計一快速反應、作動後即100%輸出之靜態調頻服務。如未來英國之SC、愛爾蘭靜態FFR_{IR}與ERCOT之FFR_{TX}。布署此項服務可針對系統中較常出現擾動或偶發事故之特定頻率，快速啟動資源並提供大量調頻容量。

由於此二項調頻服務之功能和目的不同，因此可在電力系統中同時並存，其貢獻既不互相牴觸，甚至可相互助益。當系統出現小幅擾動時，可由動態調頻服務作動，即時回復系統頻率；在系統出現明顯頻率偏移時，動態調頻服務可依比例大幅調整運轉功率，靜態調頻服務可立即調整至滿載運轉功率，在第一時間抑制頻率偏移，使頻率變化趨為平坦，再由輔助服務中之即時與補充備轉資源作動，將頻率恢復至正常值，以達電力系統之平衡。

由於本文所探討之三個國際電力系統在技術上皆近似於獨立電網，並且皆具高度再生能源發展目標，所面對之問題與挑戰與臺灣電力系統相近，因此，其調頻服務之規劃方向值得作為臺灣輔助服務發展之借鏡。

若考慮臺灣之輔助服務納入動態與靜態調頻備轉之情形，可將臺灣電網之歷史系統頻率分析作為其中一項研究方式。透過了解系統頻率擾動之範圍、偏移量、時機與次數，進而設計適合臺灣電網之技術規範，使動、靜態調頻備轉之作動時機以及反應時間可適時滿足臺灣電力系統之需求。

在未來延伸研究方面，可進一步探討此三電力系統之優缺點，並與臺灣電網作比較，以深入了解再生能源發電高佔比之情況下，電力系統所應補足之處。

臺灣目前正值能源轉型及日前輔助服務試行市場準備啟用之際，若能藉此機會廣納國際相關經驗，可使臺灣之電網可成為一永續、現代化且強韌之電力系統。

誌 謝

本研究工作承蒙經濟部能源局經費補助，僅此致謝。

參考文獻

- BEIS, 2020. *Digest of UK Energy Statistics 2020*.
- CAISO, 2019. *Business Practice Manual for Market Operations*.
- Eirgrid, 2016. *DS3 System Services Scalar Design Consultation Paper*.
- EirGrid, 2018. *DS3 System Services Agreement*.
- EirGrid, 2019. *DS3 System Services Agreement*.
- EirGrid, Semo, & Soni, 2015. *DS3 Industry Forum*.
- EirGrid, & Soni, 2018. *Winter Outlook 2019/20*.
- EirGrid, & Soni, 2019. *DS3 System services protocol – regulated arrangements*.
- Energy UK, 2017. *Ancillary services report 2017*.
- ERCOT, 2014. *Controllable Load Qualification Test Procedure for Ancillary Service*.
- ERCOT, 2018. *Long-Term System Assessment*.
- ERCOT, 2019a. *Nodal Protocols*.
- ERCOT, 2019b. *NPRR 863 Board Report*.
- ERCOT, 2019c. *State of the Grid Report*.
- ERCOT, 2020. *Implementation details for phase 1 of NPRR 863 and NPRR 960*.
- Eto, J. H., 2018. *LBNL's Frequency Response Study for FERC*.
- IWEA, 2019. *Renewable Electricity Support Scheme (RESS) Update*.
- MISO, 2018. *Manual 02 - Energy and Operating Reserve Markets*.
- National Grid, 2013. *Frequency Response Workgroup Report*.
- National Grid, 2016. *Enhanced Frequency Response Invitation to tender for pre-qualified parties*.
- National Grid, 2017. *Firm Frequency Response*

- (FFR) Guide.
- National Grid, 2018. *Future Faster Acting Response Workshop*.
- National Grid, 2019a. *Firm Frequency Response Tender Rules and Standard Contract Terms*.
- National Grid, 2019b. *Future of Frequency Response: Industry Update*.
- NGESO, 2020. *Dynamic Containment*.
- Peydayesh, M., J. Matevosyan & R. Baldick, 2018. Study ERCOT fast-responding regulation service using frequency modeling tool. *2018 IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC 2018, 2018-Feb*, 1–6.
- PJM, 2017. *Manual 11 : Energy & Ancillary Services Market Operations*.
- SEAI, 2019. *Energy in Ireland Report*.

Current and Future Development of Frequency Regulation Service in International Independent Power Systems

Gwo-Bin Wu^{1*} Chin-Chung Wu² Hao-Ting Tsai¹
Chun-Yu Chen³ Pei-Fang Liang⁴

ABSTRACT

This study focuses on the Frequency Regulation of ancillary services within power systems in England, Ireland, and Texas. The main purpose is to investigate, under high penetration of renewable energy, how global power systems with similar operational characteristics as in Taiwan maintain the grid frequency through reinforcing their Frequency Regulation services. To comprehensively understand the frequency moderation mechanism of the aforementioned systems, this study focuses on technical requirements of the Frequency Regulation service, which includes dispatching methods, trigger conditions, response time, operational rules and etc. The research is achieved through a thorough review of the current grid regulation of each power system as well as their future planning for the Frequency Regulation service. Moreover, the acquisition methods of the Frequency Regulation service in each system is studied to further understand how the system operators obtain resources for frequency balance. Via comparison, the development trend of Frequency Regulation services in each system, which aims at tackling the increasing renewable power generation, is concluded. As Taiwan is currently undergoing the energy transition and the ancillary service market reform, the international experiences presented in this paper are expected to be studied as references for future energy development in Taiwan.

Keywords: Independent power system, renewable energy penetration, frequency regulation service, technical requirements.

¹Associate Researcher, Green Energy and Environmental Research Laboratories (GEL), Industrial Technology Research Institute (ITRI).

²Director, Department of System Operation, TaiPower Company.

³Manager, GEL, ITRI.

⁴Division Director, GEL, ITRI.

* Corresponding Author, Phone: +886-3-591-7051, E-mail: steve.wu@itri.org.tw

Received Date: August 31, 2020

Revised Date: October 13, 2020

Accepted Date: October 14, 2020