

出國報告(出國類別：開會)

參加 2013 電機電子工程師學會(IEEE)
電力與能源協會(PES)年會

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：蕭純育 高雄運轉組長

派赴國家：加拿大

出國期間：102/07/20 至 102/07/27



報告日期：102 年 9 月 23 日

出國報告審核表

出國報告名稱：參加 2013 電機電子工程師學會(IEEE)電力與能源協會(PES)年會		
出國人姓名	職稱	服務單位
蕭純育	高雄運轉組長	電力調度處
出國類別	<input type="checkbox"/> 考察 <input type="checkbox"/> 進修 <input type="checkbox"/> 研究 <input type="checkbox"/> 實習 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 國際會議 (例如國際會議、國際比賽、業務接洽等)	
出國期間：102 年 7 月 20 日至 102 年 7 月 27 日		報告繳交日期：102 年 9 月 23 日
出國計畫主辦機關審核意見	<input checked="" type="checkbox"/> 1.依限繳交出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 2.格式完整(本文必須具備「目地」、「過程」、「心得」、「建議事項」) <input checked="" type="checkbox"/> 3.無抄襲相關出國報告 <input checked="" type="checkbox"/> 4.內容充實完備. <input checked="" type="checkbox"/> 5.建議具參考價值 <input checked="" type="checkbox"/> 6.送本機關參考或研辦 <input type="checkbox"/> 7.送上級機關參考 <input type="checkbox"/> 8.退回補正,原因: <input type="checkbox"/> 不符原核定出國計畫 <input type="checkbox"/> 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容 <input type="checkbox"/> 內容空洞簡略未涵蓋規定要項 <input type="checkbox"/> 抄襲相關出國報告之全部或部分內容 <input type="checkbox"/> 電子檔案未依格式辦理 <input type="checkbox"/> 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔 <input type="checkbox"/> 9..本報告除上傳至出國報告資訊網外,將採行之公開發表: <input type="checkbox"/> 辦理本機關出國報告座談會(說明會),與同仁進行知識分享。 <input type="checkbox"/> 於本機關業務會報提出報告 <input type="checkbox"/> 其他 _____ <input type="checkbox"/> 10.其他處理意見及方式:	

說明：

- 一、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 二、審核作業應儘速完成，以不影響出國人員上傳出國報告至「政府出版資料回應網公務出國報告專區」為原則。

報告人		審核人		主管處		總經理	
-----	---	-----	---	-----	--	-----	---



行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加 2013 電機電子工程師學會(IEEE)電力與能源協會(PES)年會

頁數 51 含附件 是 否

出國計畫主辦機關／聯絡人／電話：臺灣電力公司／陳德隆／02-23667685

出國人員姓名／服務機關／單位／職稱／電話：

蕭純育	台灣電力公司	電力調度處	高雄運轉組長	07-3113695
-----	--------	-------	--------	------------

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：開會

出國期間：102 年 7 月 20 日至 102 年 7 月 27 日 出國地區：加拿大

報告日期：102 年 9 月 23 日

分類號／目

關鍵詞：電能管理系統(EMS)、資料收集與監控系統(SCADA)、調度員訓練模擬器(OTS)、
雙主控同步調度運轉模式(DMSOS)。

內容摘要：

2013 電機電子工程師學會電力與能源協會年會(IEEE PES General Meeting)今年 7 月 21-25 日於加拿大溫哥華舉行。IEEE PES 年會為一極受重視的國際性會議，本次會議總計約 1600 篇 paper 投稿，因投稿踴躍超出預期，經大會決定篩選其中約 1000 篇接受發表，本公司電力調度處同仁投稿之 paper (Title: Dual-Master Synchronous Operation Scheme in Taiwan Power System)被大會接受並受邀於會議中發表，頗為難得。參加會議可宣導本公司推行雙主控同步調度運轉模式之成果，包括雙調度中心設計概念、電力系統調度運轉、電能管理系統(EMS)和調度員訓練模擬器(OTS)使用經驗與效益，可提昇本公司在國際電業界之聲譽及能見度。本報告介紹參加會議的相關活動議程及論文發表情形，並針對去年發生之印度大停電事故作深入的分析探討及策略研討。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://open.nat.gov.tw/reportwork>)

參加 2013 電機電子工程師學會(IEEE)電力與能源協會(PES) 年會

目 錄

	<u>頁次</u>
壹、出國目的.....	1
貳、出國行程.....	2
參、IEEE PES 年會紀要	3
肆、參加會議內容重點摘要.....	12
一、雙主控同步調度運轉模式簡介.....	12
二、2012/07/30&31 印度大停電事故分析探討.....	21
三、大停電事故之預防策略.....	41
伍、心得與建議.....	44
參考資料.....	46
附錄(發表論文).....	47

參加 2013 電機電子工程師學會(IEEE)電力與能源協會(PES) 年會

壹、出國目的

2013 電機電子工程師學會電力與能源協會年會(IEEE PES General Meeting)今年 7 月 21-25 日於加拿大溫哥華舉行。IEEE PES 年會為一極受重視的國際性會議，今年論文討論主題包括：(1)農村和偏遠社區的電力供應；(2)電力傳輸系統的效率 and 可靠度改進；(3)地磁擾動對電力系統的影響；(4)電力系統保護、自動化和控制的創新和精進；(5)發電組合策略：解決能源生產在 21 世紀面臨的挑戰；並新增(6)影響電力系統極端事故的管理等，均為電力公司關注之焦點。除了匯集各委員會專家的相關會議及專業訓練課程，並邀請國際知名電力和能源專家做專題報告。本次年會主題：“*Shaping the Future of Energy Industry*”，就是透過會議提供一個專業的平台，為目前電力產業面臨的難題或新的重大議題，提供嶄新的見解與視野、創新的思路與解答，塑造未來能源產業的新面貌。

本次會議總計約 1600 篇 paper 投稿，因投稿踴躍超出預期，經大會決定篩選其中約 1000 篇接受發表，本公司電力調度處同仁投稿之 paper (Title: Dual-Master Synchronous Operation Scheme in Taiwan Power System)被大會接受並受邀於會議中發表，頗為難得。參加會議可宣導本公司推行雙主控同步調度運轉模式之成果，包括雙調度中心設計概念、電力系統調度運轉、電能管理系統(EMS)和調度員訓練模擬器(OTS)使用經驗與效益，可提昇本公司在國際電業界之聲譽及能見度。藉由參加國際型會議，結識來自全世界的電力能源、電力系統管理、電力輸配電和智慧電網技術等領域的專家、學者及電業同仁，瞭解電力最新發展，增進專業技術交流，探討電力新興課題，亦可促進我國電力與能源工程領域內更多的交流與合作。

貳、出國行程

本出國計畫為 102 年度第 137 號，行程自 102 年 7 月 20 日起，至 102 年 7 月 27 日止，共計 8 天，詳細行程及工作紀要如下表所示。

日期	起訖地點	工作紀要
102/07/20~102/07/20	台北－溫哥華	往程
102/07/21~102/07/25	溫哥華	參加 2013 電機電子工程師學會(IEEE)電力與能源協會(PES)年會並發表論文
102/07/26~102/07/27	溫哥華－台北	返程

參、IEEE PES 年會紀要

一、年會活動議程概況

2013 電機電子工程師學會電力與能源協會年會(IEEE PES General Meeting)今年 7 月 21-25 日共 5 天於加拿大溫哥華舉行，活動地點分佈在四個場所地點，包括國際會議中心東西兩棟(Vancouver Convention Centre East and West)及鄰近兩間大飯店(the Vancouver Marriott Pinnacle Downtown Hotel, the Renaissance Vancouver Harbourside Hotel)。會議主要由 BC Hydro 及 Fortis BC 兩家公司贊助，還有其他公司及機構補助相關費用，詳細活動議程如表 1。大會為了讓初次參加此年會的人員熟悉整個會議進行概況，特別貼心於第一天 7/21(日)下午 3:00 及 4:00 於 Renaissance 飯店安排兩場說明會(New Attendees Orientation)；另於當日下午 5:00 於國際會議中心西棟(VCC, West)舉行歡迎茶會>Welcome Reception)，提供與會人員一個彼此認識及分享交流的平台，茶會盛況如圖 1。

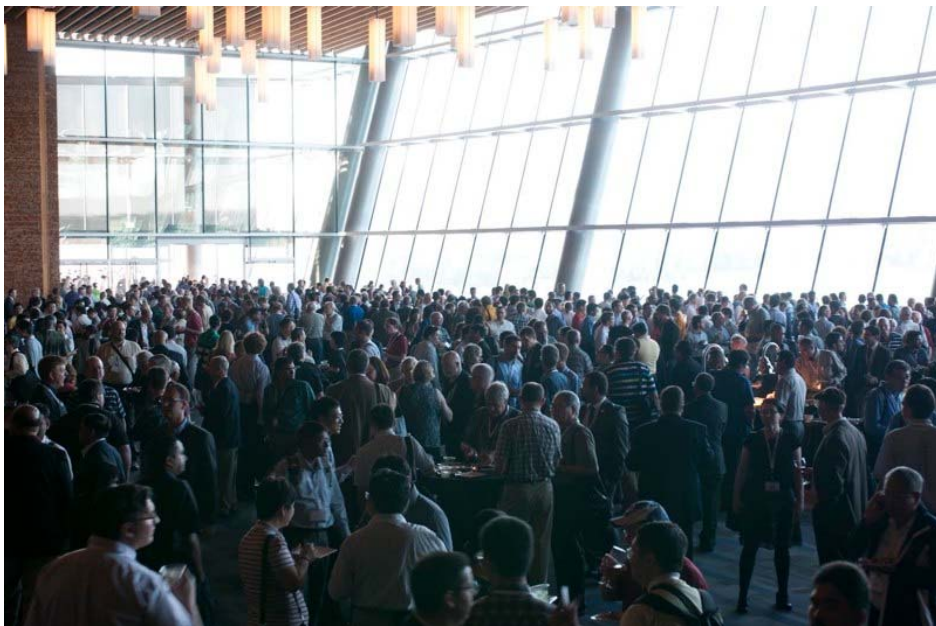


圖 1：2013 IEEE PES GM 歡迎茶會[1]

表 1：2013 IEEE PES GM 活動議程[1]

Day	Time	Event / Sessions	
Sunday	All Day	Registration/Information	
	9:00 AM	IEEE PES Scholarship Plus Initiative Golf Outing – Furry Creek Golf Course	
	AM and PM	Committee Meetings Companion Tours*	
		Tutorials*	
	PM	New Attendees Orientation (<i>2 sessions – 3:00 and 4:00 PM</i>)	
PM	Companion Lounge open for registered companions and registered children		
	4:00 PM	IEEE PES Scholarship Plus Reception	
	Evening	Welcome Reception at the Vancouver Convention Centre, West Building, Ballroom CD	
Monday	All Day	Registration/Information Companion Lounge Program for registered companions and registered children	
	AM	Attendee and Presenter Breakfasts; Poster Presenter Breakfast, Companion Breakfast PES Members Meeting (<i>8:00–9:00 AM</i>) Plenary Session (<i>9:00–11:00 AM</i>) Companion Tour*	
		11 AM	Committee Meetings start
		PM	Committee Meetings; Tutorials*, Technical Sessions, Technical Tour*
	Evening	Committee Poster Sessions, Fellows Reception, Candidates Meet-and-Greet (all co-located) (<i>5:00–7:00 PM</i>)	
Tuesday	All Day	Registration/Information Super Sessions, Committee Meetings, Tutorials*, Technical Sessions <i>Plain Talk Course (co-located event, separate registration required)</i> Companion Lounge Program for registered companions and registered children	
	AM	Student Poster Contest and Attendee Breakfast (<i>co-located with the Student Poster Contest</i>); Presenter Breakfast; Companion Breakfast, Companion Tour*	
	PM	Companion Tour* Technical Tour*	
	Evening	Awards Dinner and Ceremony (<i>7:00–9:30 PM</i>)	
	Wednesday	All Day	Registration/Information <i>Plain Talk Course (co-located event, separate registration required)</i> Companion Lounge Program for registered companions and registered children
AM		Attendee and Presenter Breakfasts; Companion Breakfast Committee Meetings, Technical Sessions Technical Tour*; Companion Tour* and Lounge Program	
		Noon	Student / Industry / Faculty Luncheon – <i>Ticket required</i>
1:30 PM		Student / Industry / Faculty Job Fair – <i>No ticket required after 2:00 PM</i>	
PM		Committee Meetings, Tutorial*, Technical Sessions Technical Tour*, Companion Tour*	
	Evening	WIE Networking Reception; GOLD Seminar and Networking Reception	
Thursday	All Day	Registration/Information <i>Plain Talk Course (co-located event, separate registration required)</i>	
	AM	Tutorials* Attendee and Presenter Breakfasts; Companion Breakfast Committee Meetings, Technical Sessions, Technical Tour*, Companion Tour* Companion Lounge Program for registered companions and registered children (until noon)	
		PM	Committee Meetings, Technical Sessions Companion Tour*, Technical Tour*
	Friday	All Day	Committee Meeting

二、IEEE PES 會員大會(Members Meeting)

本次年會於7月22日(一)正式揭開序幕,首先上午8:00-9:00於國際會議中心東棟(VCC, East)舉行 IEEE PES 會員大會(Members Meeting),由 PES 總經理 Noel N. Schulz 主持(圖 2),除了簡報 PES 過去幾年進行的一些計畫及活動外,並介紹未來幾位參與競選的行政人員,包括總經理(President)、出納(Treasurer)及祕書(Secretary),由候選人發表簡短政見,提供了一個會員直接與候選人面對面接觸瞭解的機會。



圖 2：PES 總經理(Noel N. Schulz)[1]

三、全體會議(Plenary Session)

在 PES 會員大會之後,上午9:00-11:00同一個會場由 PES 總經理 Noel N. Schulz 接著主持全體會議(Plenary Session),如圖 3。會中邀請到 3 位專家針對今年會議主題 “*Shaping the Future of Energy Industry*” 作精闢的專題報告,包括:

- (1) B.C. Hydro 輸配電部門執行副總 Greg Reimer, 主講“Shaping BC Hydro's Transmission & Distribution for Today and Tomorrow”, 介紹 BC Hydro 輸配電系統現況, 及塑造未來高效能電力系統的願景與作為。

- (2) SEL(Schweitzer Engineering Laboratories)創辦人 Edmund O. Schweitzer，主講“The Future of Protection and Control in Evolving Energy Industry”，談到未來能源工業先進智慧的保護和控制技術。
- (3) EPRI(Electric Power Research Institute)電力傳輸利用部門(PD&U)副總 Mark McGranaghan，主講“Grid Resiliency and the Smart Grid”，簡介電網彈性應用和智慧電網的未來願景。



圖 3：全體會議(Plenary Session)[1]

四、論文壁報發表(Poster Sessions)

本次會議重頭戲為 7 月 22 日(一)下午 5:00-7:00，於國際會議中心東棟(VCC, East)舉行的論文壁報發表(Poster Sessions)。本次會議總計約 1600 篇 paper 投稿，因投稿踴躍超出預期，經大會決定篩選其中約 1000 篇接受發表，所有被接受發表的論文均需在此時段以壁報方式發表呈現，並接受參觀者提問與交流，會場盛況如圖 4。本公司出國人員發表之論文(詳如附錄)，被歸類於 Power Systems 區塊(共 256 篇)，出席會場發表情形如圖 5。

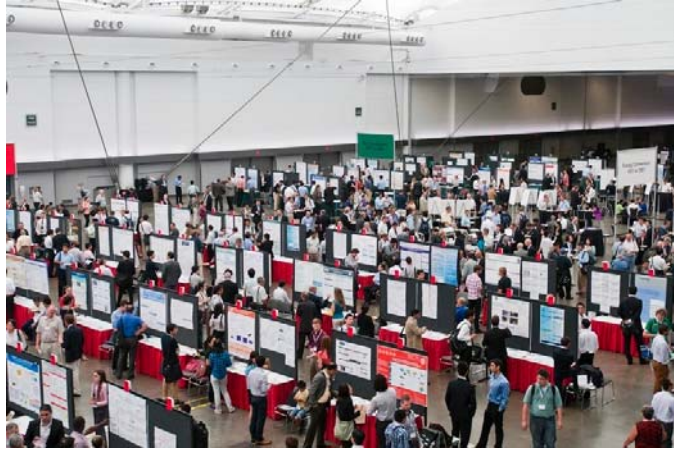


圖 4：論文壁報發表(Poster Sessions)[1]

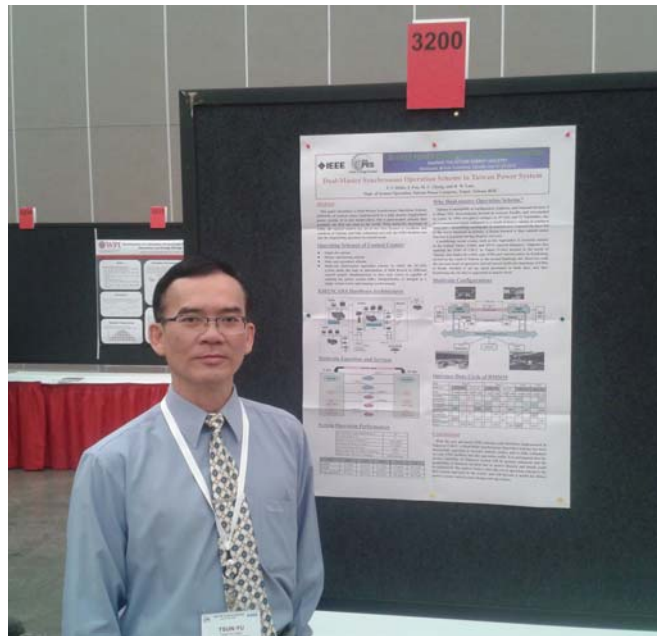


圖 5：出國人員(蕭純育)

五、IEEE 院士頒證儀式(Fellows Reception)

論文壁報發表舉行的同一時段，於另一會場舉行 2013 IEEE 新院士(Fellow)的頒證儀式。IEEE 會員分為學生會員(Student member)、一般會員(Member)、高級會員(Senior Member)及代表最高榮譽的院士(Fellow)。IEEE 每年從各領域高級會員推薦名單中，經過嚴密的審查過程，僅有約 0.1%的高級會員獲頒院士(Fellow)殊榮，本次會議共有 35 位學者專家獲選，

其中包括台灣大學劉志文(Chih-Wen Liu)教授，以表彰其在 PMU 應用於故障定位及電力網路動態監測的卓越貢獻(for applications of phasor measurements to fault location and dynamics monitoring in power networks)，如圖 6。



圖 6：2013 IEEE 新院士(部分名單)

六、超級會議(Super Sessions)

超級會議(Super Sessions)於 7 月 23 日(二)開始展開為期 3 天的一系列主題討論，係由 PES 各技術委員會專家針對今年會議討論主題進行專題報告及論文發表，均為電力公司關注之焦點，共有 6 大主題，依議程安排時間順序如表 2。第(1)項為會議前新增之重大議題，其中討論到去年(2012)印度大停電事故，將於下一章節作深入之分析探討。

表 2：Super Sessions 議程主題

時間	項次	主題	備註
7/23(二)AM	(1)	影響電力系統極端事故的管理 <i>(Managing Extreme Events & Developments Affecting Electrical Power Systems)</i>	新增
7/23(二)PM	(2)	地磁擾動對電力系統的影響 <i>(Impacts of Geomagnetic Disturbance (GMD) Events on Electric Power Systems)</i>	
7/24(三)AM	(3)	電力系統保護、自動化和控制的創新和精進 <i>(Innovation and Advancements in Protection, Automation and Control for Evolving Power Systems)</i>	
7/24(三)PM	(4)	農村和偏遠社區的電力供應 <i>(Electricity Supply to Rural and Remote Communities)</i>	
7/25(四)AM	(5)	電力傳輸系統的效率 and 可靠度改進 <i>(Transmission System Efficiency and Reliability Improvements)</i>	(5)&(6) 同時段 舉行
7/25(四)AM	(6)	發電組合策略：解決能源生產在 21 世紀面臨的挑戰 <i>(Generation Mix Strategies: Solving Energy Production Challenges of the 21st Century)</i>	(5)&(6) 同時段 舉行

七、技術參訪(Technical Tours)

除一般技術會議進行外，IEEE PES 年會的一大特色為免費安排 5 個約半天的技術參訪行程(Technical Tours)，參訪行程雖免費但名額有限(25-45 人)，參加者需事先預約登記，參訪地點均為鄰近地區與電力工程相關的組織、機構或公司，如表 3。

表 3：技術參訪(Technical Tours)

項次	參訪地點	人數
(1)	Powerex Corp. – Energy Trade Floor Tour	30
(2)	Centre of Energy Education and Research (CEER) in BCIT	25
(3)	UBC’s Energy Sustainability Tour	45
(4)	Technical Visit to BC Hydro System Control Centre	30
(5)	Powertech Labs Inc.	45

八、訓練課程(Tutorials)

大會安排 13 個需另外登記付費參加的訓練課程(Tutorials)，費用依半天或全天而定，學生及早鳥報名者有費用折扣優惠，如表 4。完成訓練者可獲得 PDHs (Professional Development Hours) 時數或換算成 CEUs (Continuing Education Units)，1CEU=10PDHs。訓練課程主題涵蓋智慧電網(Smart Grid)、電力品質(Power Quality)、電力系統模型標準(Standards in Power System Modeling)、靜態無效功率補償(Static Var Compensators)、電力市場(Electricity Markets)等，均為當前電力公司關注之焦點議題。

表 4：訓練課程(Tutorials)

項次	課程名稱	時間	費用
(1)	DOE's 7 Traits of a Smart Grid	半天	社會人士 \$240(一般) \$195(早鳥) 學生 \$75(一般) \$50(早鳥)
(2)	Smart Grid Implementations and Lessons Learned		
(3)	Microgrids – Designing Their Role in Smart Grid		
(4)	Distribution Overcurrent Protection and Coordination		
(5)	Smart Grid 203: Distribution System		
(6)	Smart Grid 308: Distributed Energy Resources		
(7)	Operation of Electricity Markets – Technical and Economic Aspects	全天	社會人士 \$395(一般) \$295(早鳥) 學生 \$150(一般) \$100(早鳥)
(8)	Power Quality – From Lightning and Harmonics to Variable Energy Resources		
(9)	Energy Forecasting in the Smart Grid Era		
(10)	Synchrophasor Fundamentals and Applications: Leveraging the Investment		
(11)	Application of IEC CIM Standards in Power System Modeling, Smart Grid and Enterprise Integration		
(12)	Basic Tutorial on Gas Insulated Lines		
(13)	Renewable Energy Plant Design and System Interconnection		

九、其他活動

大會除了前述主要活動議程外，另有以下會議、活動或訓練課程同步進行包括：

- (1) 委員會議(Committee Meetings)：由 IEEE PES 各技術委員會進行專業領域討論。
- (2) 小組會議(Panel Sessions)：特別邀請學者專家撰寫值得探討的重要議題論文。
- (3) 期刊論文發表(Transactions Paper Sessions)：提供已發表於 IEEE Transactions 期刊論文的作者於會議中口述發表的一個交流平台。
- (4) 專業論壇(Paper Forums)：由多位作者發表專業論文後共同討論。
- (5) 論文口述發表(Paper Sessions)：由各領域學者專家主持部分論文之口述發表。
- (6) 學生海報競賽(Student Poster Contest)：提供學生發表研究成果並進行競賽評比。
- (7) 就業博覽會(Student / Industry / Faculty Job Fair)：提供學生就業資訊及業界招聘員工面對面了解的溝通平台。
- (8) 隨行人員活動(Companion Activities)：大會貼心安排 6 個額外付費的隨行眷屬休閒旅遊行程(Companion Tours)。
- (9) 電力系統基本課程(Plain Talk Courses)：大會安排 3 個全天的電力系統基本課程，提供非電力專業人士付費參加(單科\$795、兩科\$1510、3 科\$2150)，如表 5。

表 5：Plain Talk Courses

時間	項次	科目名稱
7/23(二)	(1)	Power System Basics – Understanding the Electric Utility Operation Inside and Out
7/24(三)	(2)	Distribution System – Delivering Power to the Customer
7/25(四)	(3)	Transmission System – The Interconnected Bulk Electric System

肆、參加會議內容重點摘要

本次會議安排之議程及活動眾多，且分散於四個場所地點的會議室舉行，包括國際會議中心東西兩棟及鄰近兩間大飯店，故僅針對發表論文內容及電力調度有關議題，尤其是大停電事故之分析探討與預防策略摘要如后。

一、雙主控同步調度運轉模式簡介

本次出國參加會議主要為論文發表，會議總計約 1600 篇 paper 投稿，因投稿踴躍超出預期，經大會決定篩選其中約 1000 篇接受發表，所有被接受發表的論文均需在 Poster Sessions 以壁報方式發表，並接受參觀者提問與交流。本公司出國人員發表之論文(全文如附錄)，主要宣導本公司推行雙主控同步調度運轉模式之成果，包括雙調度中心設計概念、電力系統調度運轉、電能管理系統(EMS)和調度員訓練模擬器(OTS)使用經驗與效益，可提昇本公司在國際電業界之聲譽及能見度，茲簡介如后。

(一)前言

台灣地處西太平洋、歐亞板塊交接處，四面環海且多山，易受地震、颱風、豪雨、海嘯等天災影響導致停電事故發生。民國 88 年，729 和 921 兩次大電事故即是豪雨和地震所引起的。而在停電事故的預防及事故復電的過程，電力調度中心的功能扮演極為關鍵的角色。台電中央調度中心(CDCC)為全國電力系統運籌帷幄之樞紐，亦是全台電源、電網調度操作之核心。基於電力系統與國家安全考慮，防範 CDCC 因天災、人禍或其他事件無法正常運作時，將對國家安全、社會安定及民生經濟造成重大之衝擊影響，本公司於 98 年更新

台北中央調度中心既有之電能管理系統(EMS)，提升相關即時系統應用功能；並增設高雄中央調度中心及調度員模擬操作中心，於 98 年 7 月 10 日完成以北、高兩中心雙主控同步調度運轉模式正式商轉，成為世界首創之電力調度運轉模式(PJM 2011/11/08 為第二個商轉案例)。除因應電力系統日趨複雜及用電快速成長之調度需求，可強化危機管理與應變，並符合行政院國家資通安全會報之規定。

(二)雙主控同步調度計畫緣起

本(電力調度)處於 92 年 8 月簽陳 林前董事長能白核定同意本處在南部地區建立『副調度中心』，使其具備與『主調度中心』完全相同功能，平時即需分擔調度、監控電力系統之工作，並非是備而不用之備援系統。當時為方便區別兩調度中心而稱為『主、副調度中心』，但實際上之運作則為兩個可完全獨立作業且互為備援系統之調度方式，並無主、從之分別，只有業務分工輪流替換。如此，當任一調度中心因故無法正常運作時，另一調度中心之人員及設備可立即接手所有即時調度任務，確保系統運轉安全，故稱為『雙主控同步調度』運轉模式較為貼切。

94 年 7 月 21 日，黃前董事長營杉陪同國家安全會議高層長官視察中央調度中心時，指示本處因應國際防恐情勢，配合國家安全考量，應加強各項因應措施。本處於 94 年 8 月 1 日專案簽陳之因應措施：『加速籌設高雄中央調度中心（採取與台北中央調度中心相同規模及安全管制）之組織與調度運轉人力，日後台北與高雄兩調度中心落實雙主控同步調度運轉模式，兩地隨時可單獨承擔電力系統即時調度任務，以確保系統運轉安全』。經陳報涂副總經理、李副總經理錦田及總經理，黃前董事長營杉於 8 月 8 日核定在案。其後 94

年 9 月本公司提報行政院『經濟部反恐怖行動重要工作』，亦以『雙主控同步調度』為台北與高雄兩中央調度中心之調度運轉方式陳報 大部在案。後經各級長官及同仁的積極努力下，終於 98 年 7 月 10 日實現了世界首創的『雙主控同步調度』運轉模式。

(三)電力調度中心運轉模式分類

一般電力調度中心的設立及運作主要可分為四種運轉模式：

- (1) 單一調度中心(Single site CC)：例如本公司在 98 年前僅台北一處中央調度中心，若發生設備異常或調度場所毀損，全國電力調度工作將無法持續運作，電力系統相關資料庫亦難復原。
- (2) 主、副調度中心(Master and backup CC)：此為大部分電力公司或 ISO/TSO 採行之模式。例如新加坡 EMA 在距離主調度控制中心約 5 公里處之另一超高壓變電所內設置有後衛控制中心(Backup Control Centre, BCC)，平常未設置調度值班人員，緊急時人員再進駐。SCADA 資料通常由主調度中心接收，並傳送至後衛副調度中心備援，以利資料庫之復原程序。
- (3) 主、次調度中心(Main and secondary CC)：SCADA 資料之傳送可能與主、副調度中心模式相仿，或者同步傳送至主、次調度中心。例如加州 ISO 調度控制中心分主、次兩地，主調度控制中心位於舊金山東邊，每值配置 7 名線上調度值班人員；次中心則位於洛杉磯區，為一具備與主中心相同之設備，惟平時僅配置 3 人，透過視訊系統彼此連線通話，並分擔主控中心部分次要業務。當主中心失去功能時，次中心僅能短暫取代主中心之功能。

- (4) 雙主控同步調度運轉模式(Dual-Master Synchronous Operation Scheme, DMSOS)：
- 本公司目前調度運轉模式為台北中央調度中心(TCDCC)與高雄中央調度中心(KCDCC)採雙主控同步調度運轉模式(DMSOS)。SCADA 資料基本上同步傳送至兩調度中心，之間以專用通訊網路相連彼此同步交換資料。兩調度中心互為異地備援，包括 EMS 設備、資料庫、調度值班人員及部分後勤幕僚人員，以執行全台電系統電源及電網的調度任務。當任一調度中心因故無法運作時，另一調度中心之人員及設備可立即接管所有即時調度工作(獨立運作)，以完全確保系統運轉之穩定、安全與可靠。其相關 EMS 軟體架構、調度現況及運轉效益簡述如后。

(四)EMS 硬體架構

配合雙主控同步調度的目標，調度中心採用開放式通訊協定及分散式系統平台架構，於北、高各建置一套可獨立運轉的系統，透過高頻寬之廣域網路(WAN)互相連接。兩套系統均可分別透過獨立之通訊線路進行電力設備運轉資料之收集、交換及控制，如圖 7。

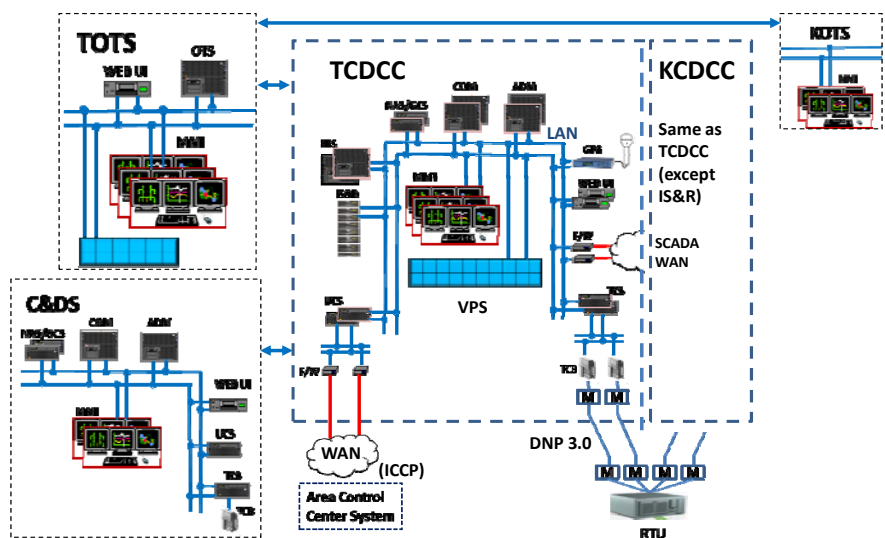


圖 7：EMS 硬體架構

EMS 除了依傳統調度架構，於台北及高雄調度室設置調度控制台外，亦可以利用 RPC 的調度控制台功能，配合專用廣域網路(WAN)，建立行動調度中心，供調度人員因故無法進入調度室時使用。

(五)EMS 軟體功能

EMS 功能除了資料收集與監控系統(SCADA)外，應用軟體包括電力應用(Power Application, PA)、電網應用(Network Application, NA)及發電排程應用(Scheduling Application, SA)，其中 NA 及 SA 可分即時(RT)及研討(Study)模式，詳細功能如表 6。

表 6：EMS 軟體功能

Subsystems (server)	Functions	RT mode	Study mode
Power Application (COM)	Automatic Generation Control (AGC)	V	
	Economic Dispatch (ED)		
	Reserve Monitoring (RM)		
	Production Cost Monitoring (PCM)		
	others...		
Network Application (NAS)	State Estimator (SE)	V	
	Power Flow (PF)		V
	Contingency (Security) Analysis (CA/SA)	V	
	Voltage Stability Analysis (VSA)	V	V
	Dynamic Security Assessment (DSA)	V	V
	Fault Calculations (FC)	V	V
	Network Parameter Adaptation (PA)	V	
	Network Sensitivity (NS)	V	
	Voltage Scheduler (VS)	V	
Optimal Power Flow (OPF)		V	
Scheduling Application (GCS)	Unit Commitment (UC)	V	V
	Hydro Scheduling (HS)		
	Hydro-Thermal Scheduling (HTS)		
	Short Term Load Forecast (STLF)		
	others...		

利用這些先進軟體功能與設備，可在兼顧即時系統安全監視前提下，提高供電品質及降低運轉成本。除了使用 EMS 輔助調度人員進行系統調度外，亦配合調度資訊需求，建置電力系統設備審修作業電腦化系統(PMS)，並引進電力系統相量量測系統(PMU)、落雷監測系統(LLDS)及劇烈天氣監測系統(QPESUMS)等，提供作為調度策略判斷之參考依據。

另調度員訓練模擬器(Operator training simulator, OTS)分享 EMS 應用軟體、顯示圖資、資料庫及以電力系統的數學模型，模擬各種調度操作和系統狀況，提供調度員一個仿真的訓練環境，達到不影響實際電力系統的運作又可以培訓調度員的目的。OTS 可用來訓練調度運轉人員一般調度操作，亦具備訓練事故模擬、事故重演、系統全黑時的加壓啟動模擬、電網分析、機組排程、負載預測等功能。中央調度員為負責電力系統第一線之調度人員，擔負電力系統即時安全與經濟調度之重任，除了平時利用 OTS 持續訓練外，尚需通過調度員證照考試。OTS(主伺服器位於台北中心)提供調度員近似中央調度中心之上機實習環境，另可連線高雄中心 OTS MMI 同步進行視訊教學與測驗。

(六)雙主控同步調度運轉模式(DMSOS)

整個雙主控同步調度運轉模式之架構如下圖 8。其中除了 2 個調度中心以外，另分別於鄰近地點設置緊急行動調度中心(ERCC)，及於台北(T-site)建立簡易後衛系統(SBS)。

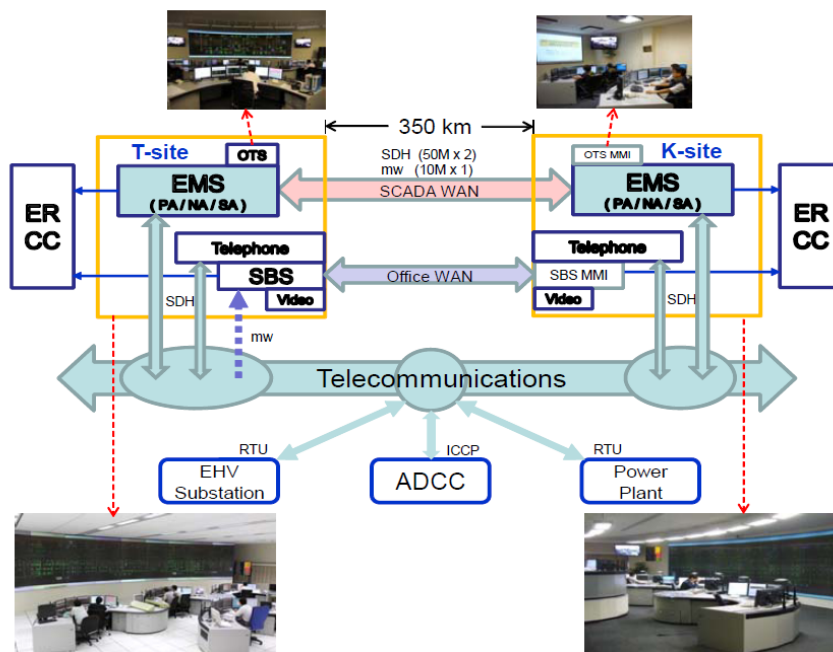


圖 8：DMSOS 架構

在雙主控模式下，EMS/SCADA 及相關應用軟體(PA/NA/SA)，可由調度人員即時切換資料或伺服器以決定由那一個中心執行即時(RT mode)調度任務(如圖 9)，包括：

- (1) 定義由那一個中心連接現場之 RTU/ICCP。
- (2) 可即時切換定義由那一個中心為主伺服器執行相關應用軟體(PA/NA/SA)。
- (3) 選擇其中一個中心全部取代(take over)所有功能。
- (4) 資料庫切換至另一中心。
- (5) 檢查所有功能在那一個中心執行。

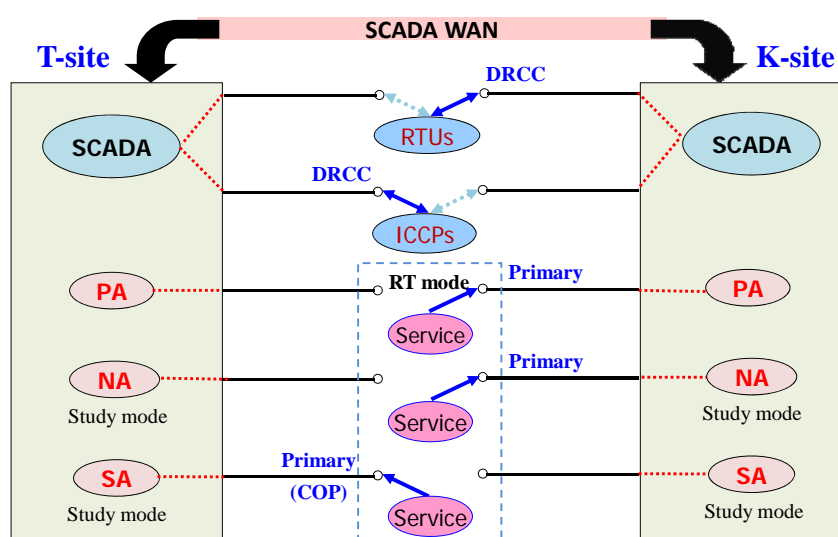


圖 9：DMSOS 雙站功能切換

在 DMSOS 架構下，台北及高雄中央調度室共同負責電源及電網調度，並定期輪換所負責之任務。即台電系統同一時刻由台北及高雄兩個調度室各 3 名(共 6 名)調度員負責調度控制，每位調度員輪流各司其職。其中 2 位值班經理每日輪流擔任總督導及電網安全監控分析(NA)；4 位值班員負責 AGC 電源調度、電源監視(含 IPP 協調)、北部及南部電網監控操作，並且定期輪換負責工作，可熟悉並隨時掌握全系統的各项特性及動態，培養電源

及電網全方位之調度能力，因此當系統遭遇緊急狀況兩中心即可互相支援。此外，台北或高雄調度室如因故當機或無法執行調度業務時，另一調度室可立即接手所有的調度業務，不會有空窗期，可大幅提高系統供電安全及可靠度。值班調度輪值方式如表 7。

表 7：DMSOS 值班調度輪值方式

Day	Day+0				Day+1				D+8		D+9		
	Shift (hr)	2(08-16)		3(16-22)		2(08-16)		3(16-22)		2(08-16)		2(08-16)	
Duty		T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site
Operation Supervision		A1T		B1T			A1K		B1K	A1T			A1K
NA Security Assessment			A1K		B1K	A1T		B1T			A1K	A1T	
Generation Dispatch (AGC)		A2T			B2K	A3T			B3K		A2K		A3K
IPP & Gen Coordination			A2K	B2T			A3K	B3T		A2T		A3T	
Network(North) Control		A3T			B3K	A2T		B2T			A3K		A2K
Network(South) Control			A3K	B3T			A2K		B2K	A3T		A2T	

(七)運轉經驗及效益

DMSOS 運轉經歷不斷的調校及改善，目前已達穩定運轉狀態，相關量測資料、取點數及運作效能如表 8。EMS 自 98 年 7 月 10 日商轉以來，歷經幾次的事件(H1N1 疫情、TCDCC 停電及 EMS 當機、101/03/27 南投大地震、101/09/16 南北中心網路斷聯)，因有著雙中心人員設備異地備援，電力調度任務仍然無縫接軌繼續正常執行，亦即可用率(Availability)及可靠度(Reliability)均達 100%。此外 OTS 訓練的效益亦逐漸見效，例如曾有訓練的事故案例在調度員接受訓練之隔天即發生同樣的事故，調度員即從容不迫緊急應變使系統儘速恢復正常；另調度員證照考試除了學科測驗外，亦需通過 OTS 術科之考驗。而在電力系統運轉效益方面，頻率品質(60±0.1Hz)及用戶停電指標(SAIDI、SAIFI)等，在 DMSOS 實施後均有顯著之精進與成效，如表 9。

表 8：EMS 運作效能

RTU(EHV S/S and Plants)	58
ICCP(ADCCs)	7
Status Points (DI pt.)	120,500
Analog Points (AI pt.)	23,500
Accumulator Points	800
Main Server (COM) Loading	25%
Multi-site WAN Loading	600 kB/sec

表 9：電力系統運轉效益

Year	2007	2008	2009	2010	2011
SAIDI	23.909	20.810	19.246	17.663	18.224
SAIFI	0.333	0.354	0.238	0.196	0.204
Freq. quality	97.513	98.722	97.812	98.646	98.744

(八)結語

電能管理系統更新後，台電電力調度已邁向歷史的新紀元，藉由多項應用程式之功能發揮、中央調度中心設備及人員的異地備援、雙主控調度系統的同步運轉、調度員模擬操作中心的運作及調度員證照的實施，並配合行動調度中心之建置，相信除了可增進供電安全可靠、降低營運成本、提昇經營績效、提供用戶優良品質及專業服務外，更可將大停電事故發生之機率降至最低，以維護國家安全及經濟穩定之發展。展望未來，雙主控同步調度運轉模式預期將會是未來調度中心的一種新模式，也將成為世界潮流。

二、2012/07/30&31 印度大停電事故分析探討

近2年廣域性的停電事件在國際間層出不窮，例如日本2011/03/11 震災停電、2011/09/08 美國西南區(加州聖地牙哥)大停電、2011/09/15 韓電緊急分區輪流停電、2011/09/24 智利大停電、2011/10/30 美國東北雪災停電、2012/07/30&31 印度大停電、2012/10/26 巴西大停電、2012/10/29 美國紐約颶風(Sandy)停電，及 2013 東南亞國家多起停電等，有些是天災引起的，有些則可歸咎於人為，因此電力系統極端事故的管理顯得格外重要。本節針對去年夏天印度連續發生的2次大停電做深入之分析探討，包括在 supper session 由 S. C. Srivastava, Indian Institute of Technology Kanpur 發表之論文”Lessons Learnt from Indian Blackout and Future Solutions”及參考其他文章資訊之心得。

(一)前言

印度於2012年7月30日(星期一)凌晨2時35分及7月31日(星期二)下午1時左右，連續2天發生2次重大電力系統電網擾動事件(grid disturbance)，造成全國大規模停電事故。第一次停電區域為北部區域電網(NR grid)轄區包括首都新德里(New Delhi)在內的9個地區，停電負載36GW，受影響人數超過3億(占總人口12.1億約1/4)；第二次停電區域除北部(NR)轄區外，更擴大範圍至東部(ER)及東北部(NER)轄區橫跨22個地區，停電負載48GW，受影響人數估計高達6.7億(約占總人口一半)，可謂人類有史以來規模最大、影響人口數最多的大停電事故。

(二)印度電力系統概述

印度全國行政區劃分為首都(新德里)、29(含DVC)個邦及6個聯邦屬地(A~F)，如圖10。

供電電網分屬於 5 個區域電網(北部區域 NR、東部區域 ER、東北部區域 NER、西部區域 WR 及南部區域 SR)。輸電網路電壓等級有 66kV、132kV、220kV、400kV、500kV(HVDC) 和 765kV，未來則朝 1200kV 技術開發，並於 2012 著手規劃 800kV(HVDC)由 NER 直接經 2000km 連接至 NR。全國電網分為 1 個中央調度中心(NLDC)、5 個區域調度中心(RLDCs) 和 33 個邦政府調度中心(SLDCs)三層管理，NLDC 和 5 個 RLDCs 隸屬於電力調度公司 (POSOCO)負責全國電力調度運轉工作，SLDCs 則隸屬於各邦政府。

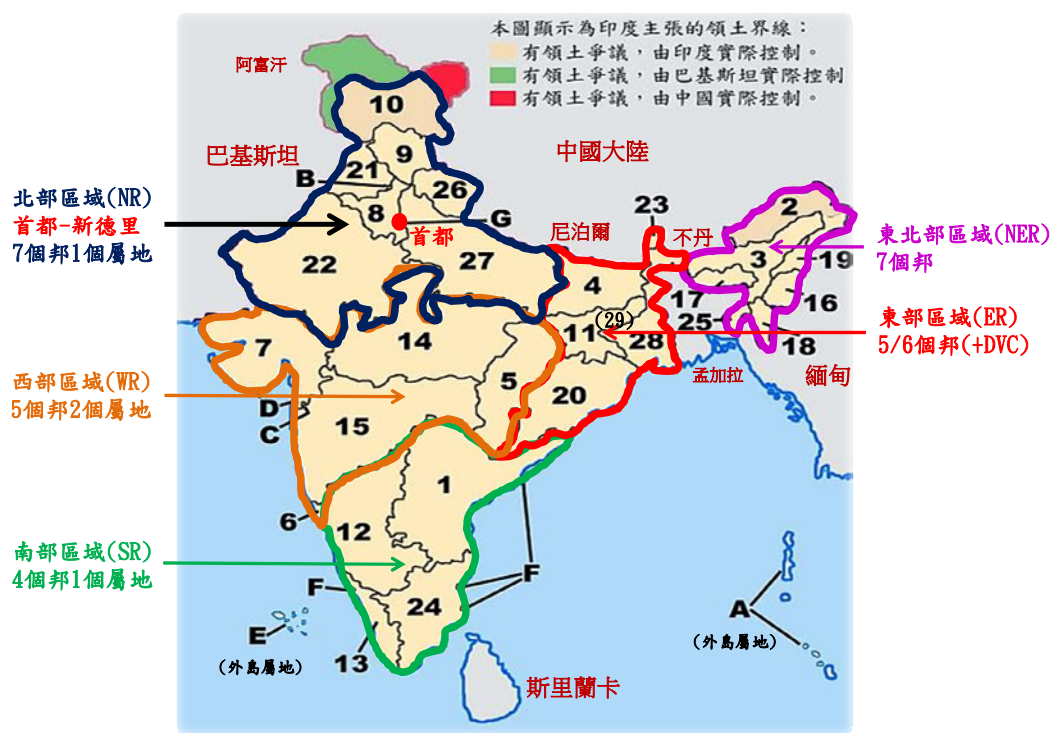


圖 10：印度電網區域示意圖

1991 年 10 月 ER 與 NER 首先互聯同步運轉，後續各區陸續開始利用高壓交流或直流輸電線互聯。在 2006 年 8 月 NR 與 ER/NER/WR 四區互聯形成同步的「N-E-W 新系統(NEW Grid)」後，全印度電力系統簡化為二，即北方的 NEW 互聯系統與南區系統 SR，兩系統透過背對背 HVDC 做不同步併聯，其電網互聯時程演進如圖 11，互聯示意圖如圖 12。

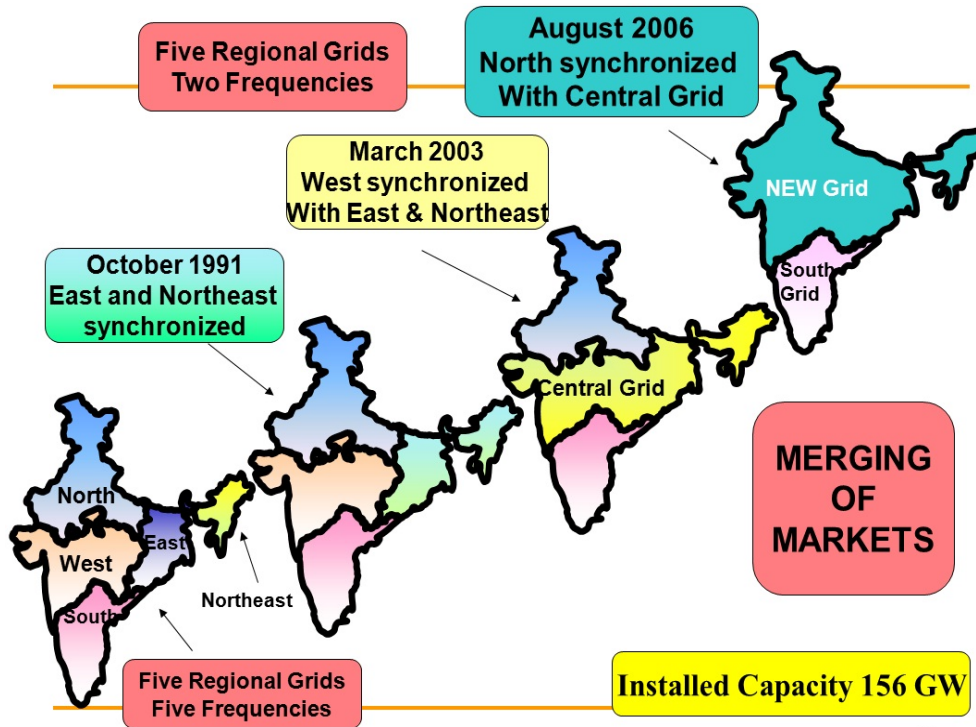


圖 11：印度輸電網路互聯時程演進[2]

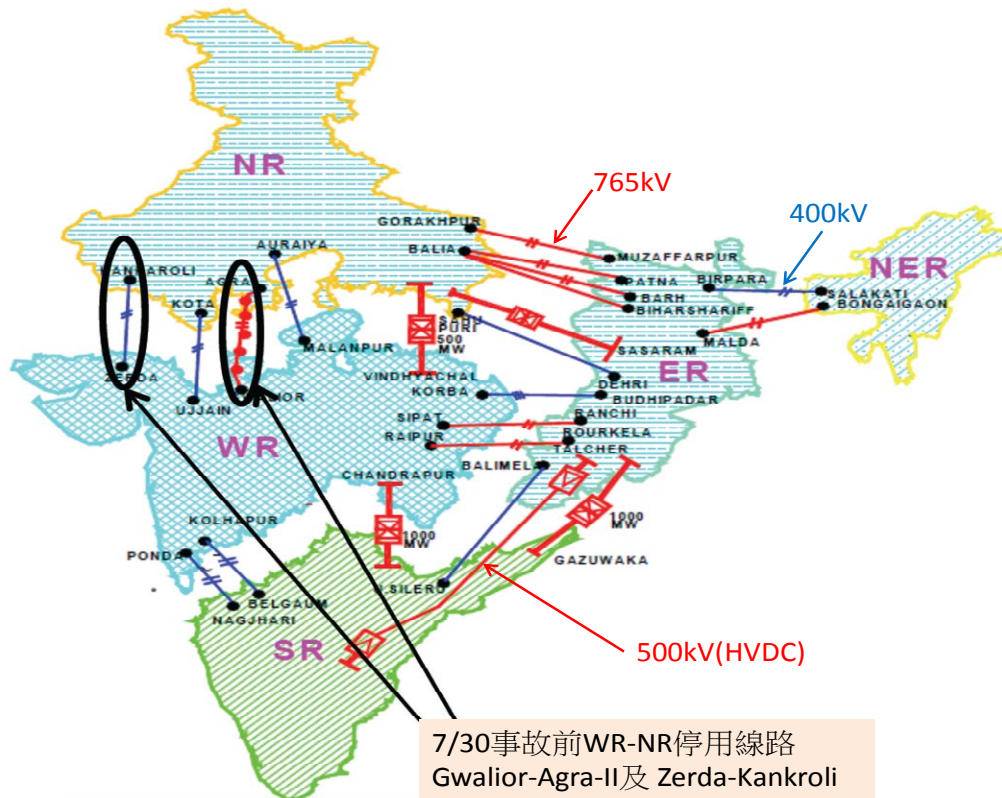


圖 12：印度互聯示意圖[1]

印度全國機組總裝置容量(2012/06/30)約 205GW(表 10)；依 POSOCO 2012 年 6 月份月

報資料顯示，當月最高負載約為 118GW(圖 13)。

表 10：印度全國機組總裝置容量(2012/06/30)[2]

SL. NO.	REGION	THERMAL			Nuclear	HYDRO (Renewable)	R.E.S.@ (MNRE)	TOTAL	
		COAL	GAS	DSL					
1	Northern	29923.50	4671.26	12.99	34607.75	1620.00	15423.75	4406.64	56058.14
2	Western	41129.50	8254.81	17.48	49401.79	1840.00	7447.50	8067.26	66756.55
3	Southern	22882.50	4962.78	939.32	28784.60	1320.00	11338.03	11713.98	53156.61
4	Eastern	22337.88	190.00	17.20	22545.08	0.00	3882.12	410.71	26837.91
5	N. Eastern	60.00	824.20	142.74	1026.94	0.00	1200.00	228.00	2454.94
6	Islands	0.00	0.00	70.02	70.02	0.00	0.00	6.10	76.12
7	All India	116333.38	18903.05	1199.75	136436.18	4780.00	39291.40	24832.68	205340.26

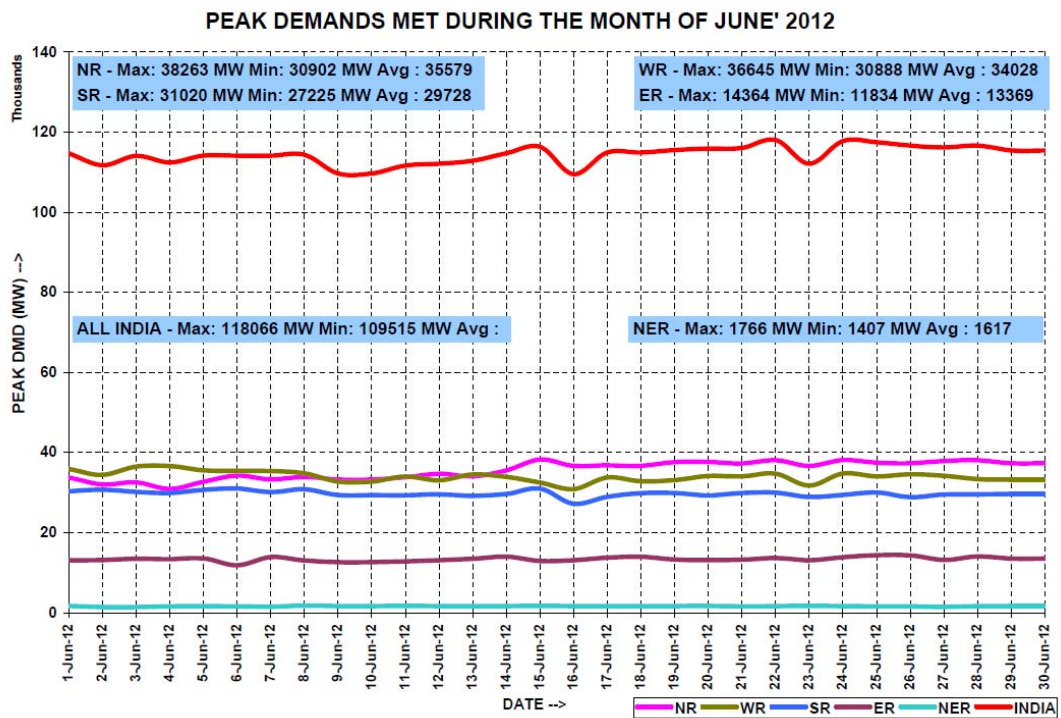


圖 13：印度全國用電負載(2012 年/6 月)[2]

(三)事故發生經過概述

1. 第一次事故發生於當地時間 7/30 凌晨 02:35(台灣時間凌晨 05:05)左右，據印度國家中央調度中心(NLDC, National Load Dispatch Center)於 7/30 上午 11:50 發佈之事故速報資料

表示，當日 WR-NR 間有 2 回 400kV 主要輸電幹線自 7/28 即計畫性停用中(Gwalior-Agra-II 停電更新為 765kV 工程及 Zerda-Kankroli)。事故前北部電網(NR)負載 35669MW(全國總負載 99768MW)，由東部電網(ER)輸入 2585MW，由西部電網(WR)輸入 2862MW，顯示北部電網不足電力達 5447MW，處於不安全狀態(insecure condition)，如圖 14。北部區域調度中心(NRLDC)發佈之負載限制指令在某些邦並未被確實執行，導致後續連鎖跳脫事件發生，NR 區域成為孤島系統，終至崩潰全停，事故 SOE 如表 11。事故前 02:33 NEW Grid 系統頻率 49.68Hz(50Hz 系統)，尚在 2010/05/03 CERC IEGC 規定之 49.5-50.2Hz 規範內，事故當時系統頻率如圖 15，分裂後 Mumbai(WR)頻率持續上升，顯示 NEW 系統發電機一次頻率響應不佳。除 450MW 左右之負載未受影響，其餘 NR 約 36GW 負載均停電，受影響人數超過 3 億。

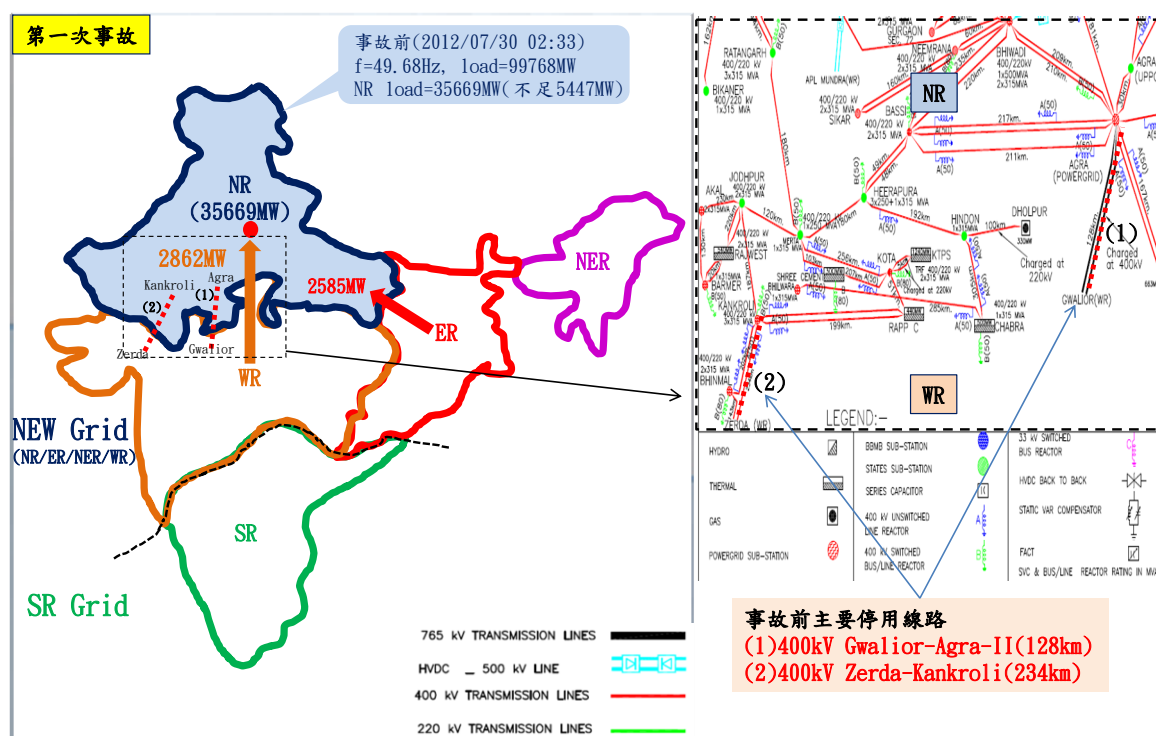


圖 14：7/30 事故狀況示意圖

表 11：7/30 事故 SOE

項次	Sequence of Events (SOE)
(1)	事故前許多輸電線停用中，NR 電力不足 5447MW，系統處於不安全狀態 ER→NR 2585MW, WR→NR 2862MW。 WR-NR 間有 2 回 400kV 輸電幹線(Gwalior-Agra-II 及 Zerda-Kankroli)停用中。 北部區域調度中心(NRLDC)發佈之負載限制在某些邦被忽視未確實執行。
(2)	NR 超約用電(over-drawing)，尤其是北方邦(Uttar Pradesh) 依印度 grid code 這是可允許的，通常會發生在當區域外電網輸入電價比區域內 IPP 購價便宜時，此時雖然調度員了解此現象，惟並無權限作任何強制性處置。
(3)	Gwalior-Agra-I 重載(heavy loading)跳脫 Gwalior-Agra-I (765kV 設計以 400kV 運轉)線路重載(1000MW)，導致測距電驛第 3 區間保護誤動作跳脫，依 DFR 紀錄該線路在跳脫前並無任何故障發生。
(4)	NR-ER 間發生電力搖擺(power swing)導致連鎖跳脫(cascading) 由於 WR→NR 主要線路 Gwalior-Agra-I 跳脫，電力由 WR 繞經 ER 送往 NR，NR-ER 間發生電力搖擺現象，導致 ER 部分 400kV 線路跳脫，NR 機組頻率下降，最後 NR 與其他 NEW 系統 (WR+ER+NER)角度失步分裂。
(5)	NR 區域孤島最後崩潰全停 NR 區域成為孤島系統，UFLS 及 df/dt 保護機制未有效發揮負載卸除功能，加上有些機組調速機反應被閉鎖，終至 NR 發生系統崩潰全停。

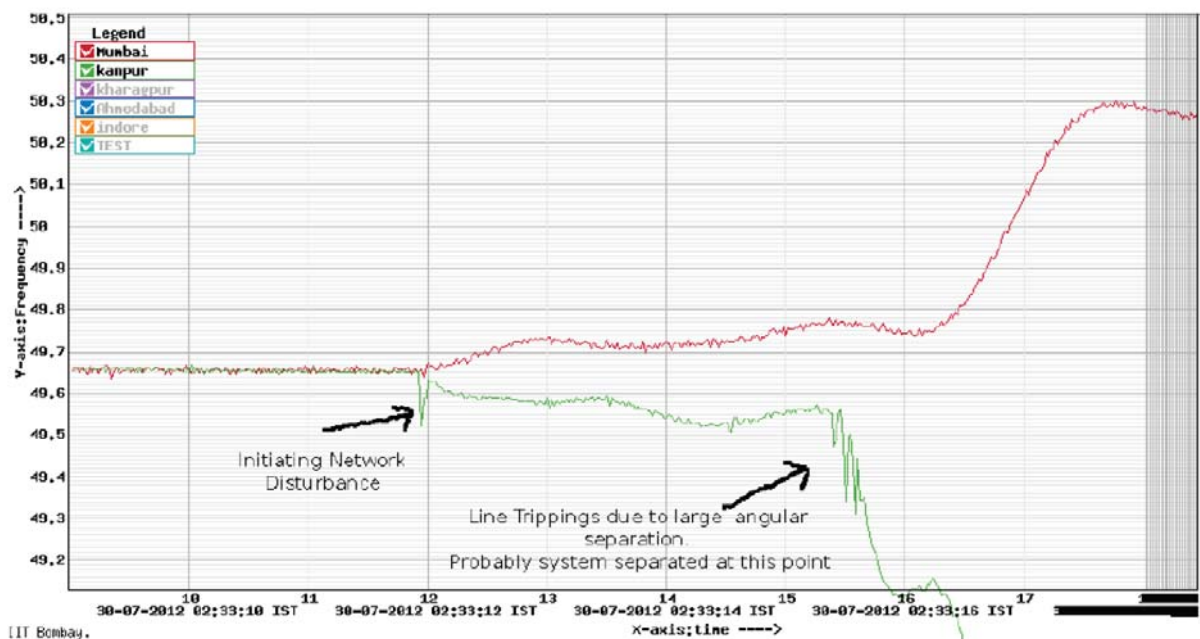


圖 15：7/30 事故系統頻率圖[1]

2. 第二次事故發生於當地時間 7/31 下午 13:00(台灣時間下午 15:30)左右，事故前有多條輸電幹線停用，包括在 30 日清晨大停電事故受損的 6 回線(含 220kV 共 7 回)尚未復原，整個 NEW Grid 系統搖搖欲墜，任何小事故就可能觸發連鎖事故。事故導火線為 NR 250MW 火力機組跳機，接著引發連鎖跳脫，WR 自保機制動作，最後再度重演前一天的大停電戲碼，只是停電範圍由 NR 擴大至 ER 及 NER 所轄區域。

據 NLDC 於 7/31 下午 18:30 發佈之資料表示，7/31 下午 13:00 事故前 NR 負載 27320MW，ER 負載 12164MW，NER 負載 1142MW (全國總負載 100558MW)。NR 不足電力達 3925MW，由 ER 輸入 1825MW，由 WR 輸入 2100MW。事故前 12:57 NEW Grid 系統頻率 49.84Hz(參考圖 16)，整個事故 SOE 如表 12。

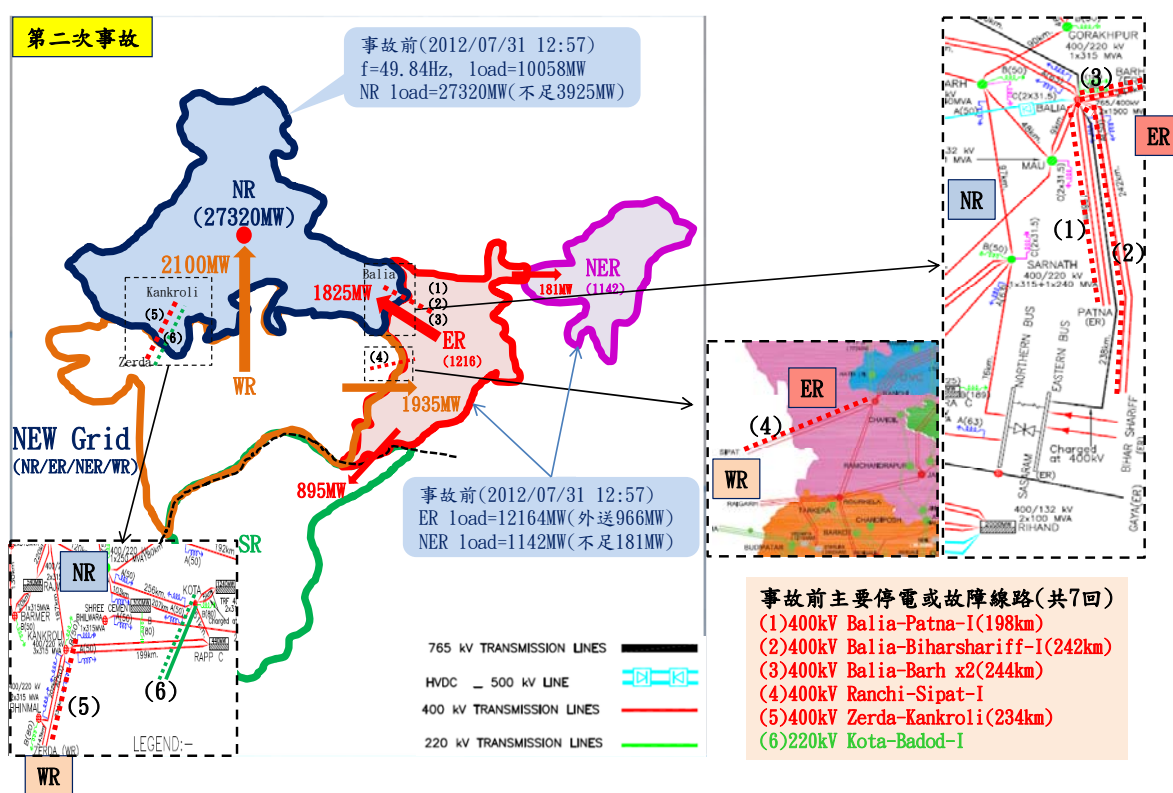


圖 16: 7/31 事故狀況示意圖

表 12：7/31 事故 SOE

項次	Sequence of Events (SOE)
(1)	事故前許多輸電線停用中，NR 電力不足 3925MW，系統處於不安全狀態
	<p>ER→NR 1825MW, WR→NR 2100MW。</p> <p>停用線路共 7 回如下：(含 7/30 事故尚未復電)</p> <p>ER-NR 400kV Balia-Patna-I、Balia-Biharshariff-I 及 Balia-Barh x2</p> <p>WR-NR 400kV Zerda-Kankroli、220kV Kota-Badod-I</p> <p>ER-WR 400kV Ranchi-Sipat-I</p> <p>北部區域調度中心(NRLDC)發佈之負載限制在某些邦被忽視未確實執行。</p>
(2)	北部區域(NR)250MW 火力機組跳機(導火線)
	事故前 10 分鐘北部區域(NR)250MW 火力機組跳機，導致 WR-NR 之間 2 條 220kV 線路因過載而跳脫。
(3)	Gwalior-Agra-I 重載(heavy loading)跳脫
	約 13:00 Gwalior-Agra-I 線路因重載再度發生測距電驛第 3 區間保護誤動作跳脫。
(4)	WR-ER 間發生角度失步現象
	WR 北送電力再度繞經 ER 送往 NR，WR-ER 間發生角度失步現象。
(5)	WR 自保機制動作
	WR 自保機制動作與其他 NEW(ER+NER+NR)系統分裂。
(6)	(ER+NER+NR)線路及機組連鎖跳脫(cascading)
	<p>WR 自保存活。</p> <p>NR 及 ER 區域之 UFLS 及 df/dt 保護機制未有足夠之負載卸除量，加上 NEW 系統機組調速機功能未發揮，許多線路因過電壓、電力搖擺或第 3 區間保護誤動作等發生跳脫，而部分發電機組也因低頻而跳機，更加重系統頻率下降趨勢。</p>
(7)	NR 區域孤島全停
	首先 NR 與(ER+NER)分裂成為孤島並崩潰全停。
(8)	(ER+NER)最後也崩塌全停
	最後(ER+NER)也發生系統崩潰全停。

有關 2 次事故之比較摘要如下表 13。

表 13：7/30&31 連續 2 次事故摘要

項目	第一次停電事故	第二次停電事故
發生日期	2012/07/30	2012/07/31
發生時間	凌晨02:35	下午13:00
事故前系統狀況	(02:32)	(12:57)
頻率(Hz)	49.68	49.84
總負載(MW)	99768	100558
NR負載(MW)	35669(含德里3384MW)	27320(含德里3912MW)
ER→NR(MW)	2585	1825
WR→NR(MW)	2862	2100
主要停用線路	WR-NR停用2回400kV線路	WR-NR停用400kV及220kV線路各1回線
		ER-NR停用4回400kV線路
		ER-WR停用1回400kV線路
事故發生後頻率	50.46Hz並上升至50.92Hz	50.27Hz並下降至47.69Hz
影響區域	NR(首都、1個屬地、7個邦)	NR/ER/NER(首都、1個屬地、20個邦)
影響負載	約36GW	約48GW
影響人口	超過3億	高達6.7億

(四)事故影響程度

大停電事故影響程度範圍極廣，除民生工業用電中斷，交通、醫療及政府機關亦全面停擺，綜合印度官方報告及各地新聞媒體報導資訊彙整如后。

1. 7/30 第一次事故停電幾乎涵蓋整個北部電網(NR)所轄地區，包括首都(新德里)、昌迪加爾聯邦屬地，及旁遮普、哈里亞納、喜馬偕爾、拉賈斯坦、北方、查謨-克什米爾、北安查爾等 7 個邦共 9 個地區，影響的人數超過 3 億(約占印度全國總人口 12.1 億 1/4)。除了少部分地區約 450MW 負載未受停電影響外(包括 Badarpur TPS 3 部機供電 Delhi 約 250MW、Narora 機組供電 Simbhaul 約 100MW、及經由 Bhinmal 供電 Rajasthan 系統約

100MW)，所有北部電網(NR Grid)所轄區域負載約 36GW 均受停電影響。

停電事故導致數百列火車動彈不得，醫院與機場緊急啟動備用發電機。每日平均載客量 180 萬人的新德里地鐵運輸系統及北部地區的部分鐵路列車停擺。成千上萬名通勤族只好改搭汽車，但公路號誌無法運作，使得原已十分繁忙的首都交通更為混亂。德里國際機場有備用電源，印度石油公司北部煉油廠有自己的電廠，均未受影響。

這是 2001 年以來，印度北部的電力供應系統首次中斷之大規模停電，當年同樣是北部電網斷電 12 小時。印度工業總會估計，這次停電將造成企業損失 1 億 750 萬美元(約 32 億 3100 萬台幣)。

2. 7/31 第二次事故停電幾乎涵蓋整個北部電網(NR)並擴大至東部電網(ER)及東北部電網(NER)所轄區域，除首都(新德里)及昌迪加爾聯邦屬地外，其他全國 29(含 DVC)個邦共有 20(含 DVC)個邦，總計共 22 個地區受停電影響，包括 NR 7 個邦(旁遮普、哈里亞納、喜馬偕爾、拉賈斯坦、北方、查謨-克什米爾、北安查爾)，ER 6 個邦(比哈爾、賈坎德、奧里薩、錫金、西孟加拉、DVC)，NER 7 個邦(阿魯那恰爾、阿薩姆、曼尼普爾、梅加拉亞、米佐拉姆、那加蘭、特里普拉)，影響的人數高達 6.7 億(約占印度全國總人口一半)。除了少部分地區未受停電影響外(包括 Delhi 部分系統、Narora 機組供電 Simbhauli 負載、經由 Strelite/IBTPS 供電之系統、及 CESC 系統)，所有 NR、ER 及 NER 電網所轄區域估計負載約 48GW 均受停電影響。可謂人類有史以來規模最大、影響人口數最多的大停電事故。

停電事故同樣造成首都新德里地鐵停頓，交通燈號停止運作，但大型醫院和機場因為有後備電源而沒有受影響。西孟加拉邦(West Bengal)更有數百名礦工被困在勃德旺

(Burdwan)煤礦坑底下，該礦坑位於東部大城加爾各答(Kolkata)西北方約 180 公里處，因停電無法升井，礦工被困身陷礦坑。

印度電網公司(POWERGRID, Power Grid Corporation of India)總裁納亞克(R. N. Nayak)當時表示，電網公司正積極搶救電力設施，矢言在未來幾個小時內恢復電力供應，並且告訴民眾大家都很安全，因為電網公司擁有處理停電的豐富經驗。

(五)系統復電情形

1. 7/30 凌晨 02:35 第一次停電事故發生後，NR 立即採取相關復電程序，除由 ER 及 WR 投入相關線路轉供，並自行啟動部分機組因應。經過 5 個半小時左右，於當日 08:00 優先完成鐵路、大眾運輸地鐵、機場及重要負載之復電工作；11:00 復電率已達 60%；12:30 透過 POWERGRID 變電所供電至大部分城鎮；最終於 19:00 完成大部分的復電工作(負載約 30GW)。

2. 7/31 下午 13:00 第二次停電事故發生後，NR/ER/NER 亦立即採取相關復電程序。NR 因有了前一天復電經驗，經過 2 個半小時左右，於當日 15:30 即優先完成鐵路、德里地鐵及重要負載之復電工作；19:30 NER 最先完成全部復電工作；20:30 NR 完成德里全部復電工作；最終於隔日(8/1) 09:30 完成 NR 及 ER 全部復電工作，系統恢復正常(Normal)狀態，全印度總負載恢復至 96464MW，其中 NR 負載 30081MW(含德里 3351MW)、ER 負載 30081MW、NER 負載 1435MW。整個 2 次事故復電時序狀況詳如表 14，另 7/31 第二次停電區域負載及復電曲線亦繪製如圖 17。

表 14： 7/30&31 連續 2 次事故復電時序

日期	時間	復電經過概述/各區域負載(MW)狀況							備註
		(Delhi)	NR	ER	NER	WR	SR	All India	
7月30日	02:32	3384	35669	38541			25558	99768	第一次事故前狀況
	02:35	NR發生系統崩潰事故，停電影響包括首都新德里、1個屬地、7個邦共9個地區，約3億人口、36GW負載。							第一次事故發生
	03:33~05:45	400kV 3回線投入， Pusauli A/C bypass							先由ER供電
		400kV Gwalior-Agra 2回線投入復用， Vindhyaachal A/C bypass to Singrauli							由WR供電
		Uri, Chamera-1							NR機組自行啟動
	08:00	鐵路、大眾運輸地鐵、機場及重要負載已優先恢復供電。							重要負載復電
	11:00	NR復電率已達60%。							
	12:30	透過POWERGRID變電所供電至大部分城鎮。							
19:00	NR負載已完成大部分復電工作(約30GW)。							NR大部分復電完成	
7月31日	12:57	3912	27320	12164	1142	32612	27320	100558	第二次事故前狀況
	13:00	NR、ER、NER發生系統崩潰事故，除少部分Delhi、Kolkata、Narora地區外，幾乎22個地區全部受到影響(新德里、1個屬地、20個邦)，共約6.7億人口、48GW負載。							第二次事故發生
	15:30	鐵路、Delhi地鐵及重要負載已優先恢復供電。							重要負載復電
	17:30	2100	15000	4200	900	28100	26250	74450	
	18:30	3500	20000	4200	1100	28600	26800	80700	
		(80%)	(75%)	(40%)	(>95%)				
	19:30	3900	22000	4400	1150	30000	27500	85050	NER復電完成
		(90%)	(80%)	(45%)	(100%)				
	20:30	4100	24300	5528	1213	30380	27360	88781	Delhi復電完成
		(100%)	(70%)	(50%)	(100%)				
	21:30	4180	26787	6384	1242	29704	26863	90980	
(100%)		(80%)	(58%)	(100%)					
22:30	4147	26900	7116	1425	29101	26046	90588		
	(100%)	(82%)	(65%)	(100%)					
23:30	4000	27472	7895	1441	27558	25127	89493		
	(100%)	(86%)	(79%)	(100%)					
8月1日	00:30	3635	28218	8392	1445	26607	24574	89236	
		(100%)	(90%)	(80%)	(100%)				
	05:30	2944	29546	10145	1271	26090	24543	91595	
		(100%)	(95%)	(95%)	(100%)				
	09:30	3351	30081	11052	1435	28006	25890	96464	NR, ER復電完成系統恢復正常狀態。
		(100%)	(100%)	(100%)	(100%)				
11:30	3775	30880	12250	1265	28300	26200	98895		
19:00	3719	29643	13737	1656	29111	28522	102669		



圖 17: 7/31 事故復電曲線圖[3]

(六)印度電力機構採取措施

在經歷此 2 次大停電事故後，印度電力調度公司(POSOCO, Power System Operation Corporation Limited)立即採取相關措施，包括：

1. 所屬 NLDC/RLDCs 將與中央電力局(CEA)、中央輸電公司(CTU)共同重新檢視，在滿足中央電力管制委員會(CERC, Central Electrical Regulatory Commission)規範及參考本次大停電事故之經驗，檢討各區域電網間(及其他瓶頸線路)融通電力能力或最大可傳輸量(ATC)。
2. 所屬 NLDC/RLDCs 公布之短期電力交易資訊揭露(Short Term Open Access, STOA)應考慮上述 ATC 傳輸能力，當系統處於緊急狀態時，各 RLDC 可以採取相關必要措施，包括停止相關短期電力交易，以確保電力系統安全運轉。

3. 所屬 NLDC/RLDCs 針對任何電力交易超過各區域傳輸能力時，進行電網壅塞管理及額外收費(congestion charges)之檢討。
4. 所屬 NLDC 已針對各種電壓層級及導體線路，計算彙整其 SIL，並立即在 8/1 依系統現況及考慮線路 SIL 穩定度限制下，檢討更新各區域電網間之融通電力能力 ATC 及 STOA，以提供各 RLDCs 運轉參考警示(如下表 15、16)。

表 15: 各種 AC 輸電線路 SIL[2]

SURGE IMPEDANCE LOADING (SIL) OF AC LINES

S.No	Line voltage (kv)	Conductor Configuration	SIL (MW)
1	765	Quad Bersimis	2250
2	400	Quad Bersimis	691
3	400	Twin Moose	515
4	400	Twin AAAC	425
5	400	Quad Zebra	647
6	400	Quad AAAC	646
7	400	Tripple Snowbird	605
8	400	ACKC(500/26)	556
9	400	Twin ACAR	557
10	220	Twin Zebra	175
11	220	Single Zebra	132
12	132	Single Panther	50
13	66	Single Dog	10

表 16: 各區域間輸電線路融通限制[2]

**Power System Operation Corporation Limited
National Load Despatch Centre**

Dated: 1st August 2012

Inter-regional Corridor	Total Transfer Capability (TTC) MW	Reliability Margin (RM) MW	Available Transfer Capability (ATC) MW	LTA/ MTOA MW	Available Margin for STOA MW	Limiting Element
West to North*	1250	200	1050	260	790	400 kV Bina-Gwalior
East to North	3850	200	3650	1158	2492	400 kV Kahalgaon-Biharsharif
West to East	850	300	550	0	550	220 kV Budhipadar-Tarkera
East-North East	440	35	405	135	270	220 kV BTPS-Agia
East-South	900	0	900	170	730	400 kV Rourkela-Talcher
West to South	1000	0	1000	992	8	HVDC Bhadrawati link capacity

*only one circuit is available presently on 400 kV Bina-Gwalior-Agra. The other line is under upgradation to 765 kV level. 400 kV Zerda-Kankroli and 400 kV Kankroli-Bhinmal lines are under forced outage.

依上表 16，NLDC 於 8/1 公布之 ATC 顯示，在北部電網(NR)與西部電網(WR)有 3 回 400kV 線路停用下(7/30 事故時停用 2 回 400kV 線路，7/31 事故時停用 400kV 及 220kV 各 1 回線路)，西部電網北送至北部電網(West to North)之總傳輸能力(TTC)為 1250MW，扣除安全可靠裕度(RM)200MW，最大可傳輸量(ATC)僅剩 1050MW，除長期及中期電力交易(LTA/MTOA)合約 260MW 外，短期電力交易(STOA)僅剩 790MW。

而依 NLDC 事故速報顯示，2 次事故前運轉狀況北部電網(NR)電力不足，由西部電網(WR)輸入 2862MW 及 2100MW，由東部電網(ER)輸入 2585MW 及 1825MW。即便 7/30 事故當時 NR 與 WR 幹線比 8/1 多了一回 400KV 線路，惟 WR→NR 之 ATC 估計僅約 2000MW 左右，而實際潮流量為 2862MW，超過可傳輸能力 2000MW 甚多。尤其 Gwalior-Agra-I 負載潮流高達 1000MW，遠超過該線路突波阻抗負載(SIL)691MW，造成系統動態不穩定(power swing)而引起連鎖脫事故。另 7/31 因 NR 與 ER 有 4 回 400kV 線路停用中，剩餘之區域幹線潮流量為 1825MW，也超過傳輸能力或融通電力計畫值，其中 ER 內有多條 SIL 515MW 之輸電線路負載潮流達 550MW，加上 NR 機組跳脫 250MW，應是 7/31 再度造成系統不穩定的主要導火線，也因此拖垮了東部電網(ER)並擴大至東北部電網(NER)。

本次大規模停電事故對印度這個新興經濟強權國家而言，是一大打擊，也影響了國家聲譽。因此電力部長辛德下令由 CERC 主席組成專案調查委員會，儘速找出事故肇因，並提出改善建議避免未來停電事故再次發生。辛德同時指出停電事故極可能是一些邦屬超約用電導致的，並立即與各邦屬的電力官員舉行會談，清楚表明超約用電的邦屬將受到懲罰，並已指示必要時將中斷這些邦屬的電力供應。事後資料顯示 NR 各邦並未依調度中心指令

作負載卸除之動作，例如在旁遮普邦電力融通方面，依資料顯示 7/30 事故前的確最大超約輸入將近 800MW 左右，如下圖 18 所示。另 CERC 於 8 月 1 日行文 POSOCO 要求一星期內提出下列資料報告：

1. 事故前系統頻率情形
2. 跨區跨邦線路潮流
3. 跨區跨邦節點系統電壓
4. 事故前跨區跨邦線路停用情況
5. 各區事故發生順序(SOE)報告
6. 各種事故記錄器紀錄及相關報告



圖 18：7/30 旁遮普邦電力融通曲線[3]

(七)事故原因分析探討

以金磚五國(BRICS, 巴西、俄羅斯、印度、中國、南非)之一自居的印度，自過去幾年常發生停電事故，本次事故是自 2001 年以來，北部的電力供應系統首次中斷，也是最大規模停電，顯示印度長期存在電力供應問題，當時媒體報載停電原因大致可歸納如下：

1. 據印度電力部長(MOP)辛德(S. K. Shinde)表示，氣溫居高不下使民眾用電量增加，各邦一些地區過度用電超出電力設備負荷或系統運轉極限應是導致系統崩潰主要原因之一。
2. 本年雨季雨水嚴重不足(較去年少約 22%)，幫浦抽取地下水灌溉所需用電量大增，且水力發電量相對亦減少。
3. 電力基礎建設及發電量嚴重不足(約短缺 8~12%)，無法跟上經濟成長腳步。
4. 管理可能出現失誤，包括電力交易機制、能源價格政策及電力改革方向。
5. 用戶竊電嚴重造成不預期之負載大增，例如新德里、奧里薩邦和查謨-克什米爾邦等地區，估計線損高達 50%。

另根據 NLDC 於 8/1 發佈之檢討資料表示，依印度中央電力局(CEA, Central Electricity Authority)於 1994 年 6 月頒布之輸電系統規劃準則說明，輸電線路之安全運轉容量(safe loading limit)係依系統穩定度限制(stability limit)或導線熱容量限制(thermal limit)加以評估。一般概念為短距離線路可運轉在突波阻抗負載 SIL (Surge Impedance Load)之上(限制為熱容量因素)，而長距離線路則應運轉在 SIL 之下(考慮穩定度因素)，以確保系統安全運轉不致發生崩潰。例如 400kV Quad Bersimis 線路在 40 度 C 之環境下，熱容量約 2200MVA

(4x800A)，而 SIL 僅為 691MW，顯示長距離線路之安全運轉容量遠低於導體本身之熱容量限制，惟真正的穩定度限制值則須依系統運轉狀況隨時分析檢討。

印度在過去幾年也曾發生過數次大停電事故，其中幾次電網擾動均與事故前關鍵線路運轉在高負載情況有關，NLDC 已檢討這些事故並歸究主要原因如下：

1. 保護電驛誤動作是過去幾次造成系統連鎖跳脫(cascading failures)崩潰的主要原因之一。誤動作可能是電驛設定不恰當、負載因素或使用測距電驛電力搖擺閉鎖機制(power swing blocking)。
2. 在白天高溫環境下，且線路持續運轉在高負載電流，導致導線嚴重下垂(sag)碰觸外物而發生暫時性故障跳脫。
3. 線路在重載情況下，無效電力需求量(負載+損失)增大，但缺乏相關動態無效電力補償設備，導致系統電壓下降(voltage dips)，最後發生系統電壓不穩定或電壓崩潰(voltage collapse)事故。

根據 NLDC 於 8/1 發佈之檢討資料表示，2 次事故之真正導火線可能為連接北部電網(NR Grid)與西部電網(WR Grid)之一條 400kV 關鍵輸電幹線(Bina-Gwalior-Agra-I)負載潮流高達 1000MW，遠超過該線路突波阻抗負載(Surge Impedance Load, SIL) 691MW，造成系統動態不穩定，測距第 3 區間保護電驛誤動作跳脫。同樣地在東部電網(ER Grid)內許多條 SIL 515MW 之輸電線路負載潮流亦達 550MW，顯示 2 次事故前電力系統穩定度均已處於不安全危害狀態。事實上 Bina-Gwalior-Agra-II 於 7/28 停電進行更新為 765kV 工程，事故前一天 7/29 下午 15:10 北部電網就曾經出現過警訊，但並未造成系統崩潰事件。

此外，據 2010 年 NLDC/POWERGRID 發表的技術期刊檢討報告表示[4]，事實上印度在 3 年前(2009/11/28 13:26)曾發生過因 WR-NR 一回 400kV 主幹線(Bina-Gwalior)R 相接地故障跳脫(N-1)，該線路 1000MW 潮流(WR→NR)立即轉移至平行之 220kV 線路導致過載連鎖跳脫。北部不足電力只好由 WR 經 ER 長距離(約 4000km)繞送或由 WR 的西邊環路(約 2000km)北送至 NR 供電(400kV 超級環路)，導致線路重載及電壓下降(voltage dip)。幸虧印度輸電網路尚稱健全，發電機動態電壓自動反應(DAVR)，SVC 無效電力補償設備及時調整，加上調度員緊急因應得宜，勉強把系統穩住，差一點就發生大停電事故(Near Miss)。

(八)事故檢討建議改善措施

針對本次大停電事故，印度中央電力局(CEA)進行深入分析調查，提出了包括法規面、制度面、工程面、運轉面及維護面等 19 項改善措施如下：

1. 針對保護系統作全面廣泛之再審視。
2. 透過發電機備轉及輔助服務容量作頻率控制，並檢討目前的 UI 機制。
3. 確保發電機一次頻率響應(調速機)功能正常。
4. 確保防衛機制功能正常，例如 UFLS 及 df/dt 負載卸除機制。
5. 檢視總傳輸能力(TTC)計算分析的程序和擁塞費用的計價方式。
6. 輸電網路計畫性停電時程的協調。
7. 裝置足夠的靜態和動態無效功率補償設備。
8. 檢視 2003 年制訂之電業法相關條文，確保 LDCs 和中央委員會有最佳的遵循規定。
9. 將可用的資產作最佳化利用，如 HVDC、TCSC、SVC 等控制設備。

10. 建置以同步相量量測(PMU)為基礎之廣域性監控系統(WAMS)，以即時監視、保護及控制系統。
11. 在 LDCs 建置動態安全評估(DSA)和更快速的狀態估計(SE)工具。
12. 規劃快速的孤島機制(Islanding schemes)，以利在電網崩潰的情況下能快速復電。
13. 針對電網安全性有關的運轉決策，賦予 LDCs 更多的自主權。
14. 為避免各邦間的傳輸系統發生擁塞情形，應作適當的電力設備規劃和投資。
15. 各 LDCs 應有精確的量測和通信設施。
16. 縮短發電機組啟動時間。
17. 鑑於日益複雜的系統，檢視目前輸電系統規劃準則。
18. 強化系統研究分析團隊機制。
19. 組織獨立的各個專案小組(Task force)，就目前電網進行更詳細的分析檢討，以避免再度發生大停電事故。

(九)結語

7/30 及 31 這兩起事故為 2001 年以來印度北部電力系統首次中斷，也是史無前例最大規模的停電事故，引起全世界新聞媒體及電力公司特別關注，本次 IEEE PES 年會亦提出專案報告。本公司 88 年亦發生 729、921 大停電事故，之後在電力調度運轉面採取許多預防大停電事故之策略，例如建置相關特殊保護系統，採用雙主控同步調度運轉模式，並應用即時電網安全分析隨時掌握系統運轉狀況，研擬緊急應變措施。可預期除非發生超出規劃準則甚多之極端偶發事故外，系統因電網事故發生大區域停電之機率並不大。

三、大停電事故之預防策略

印度大停電事故原因(包括遠因及導火線)已趨明確，其中存在幾項議題值得本公司借鏡，例如設備維修計畫、系統運轉即時狀況掌握因應、保護電驛設定及系統防衛最後一道特殊保護機制等策略，分述如后。

(1) 設備維護及停電審查作業：

目前本公司設備運轉維護單位均已訂定相關設備維護作業規定，針對線下伐木及避免外物碰觸均加強檢視。另本處每年針對重要線路定期停電時程均召開會議討論，避免線路停用對系統造成重大衝擊；對於臨時性停電檢修之審查，亦加強相關電網分析作業，以確保供電安全。

(2) 即時電網安全分析：

本處 CDCC EMS 具備多項安全評估分析功能，如電力潮流安全分析(SA)、故障計算(FC)、動態安全評估(DSA)及電壓穩定度分析(VSA)等，並建立相關偶發性事件分析案例，讓調度員 24 小時隨時取得最新即時的電力系統電網安全分析結果，預知系統供電瓶頸，採取相關因應措施，確保 N-1、N-2 不致發生類似連鎖跳脫事故導致大區域停電。調度員亦每日將監控結果含因應措施填報(電力調度處中央調度室電網安全性分析日報表)陳處內長官核閱，未來也規劃將此訊息分享 ADCC 參考。

(3) 即時備轉容量掌握：

在電力系統日趨複雜的台電系統，本處發展了一套「即時備轉容量管理系統」，對於不同冷/熱機機組狀態所能提供的備轉容量作更正確的運轉資訊彙整，提供調度員即時掌

握快速備轉容量，以利於判斷系統的電源運轉限制，避免類似韓電分區輪流限電之事件發生。

(4) 短期電網安全預警分析：

每日依據隔日電源排程及電網設備停用情況，檢討次日電網安全預警分析，若發現因停電檢修而導致嚴重供電瓶頸，可立即終止該設備停止要求書，避免系統陷入不安全狀態。分析結果亦可預先提供調度員預警性的運轉參考，及早研擬最佳因應策略。

(5) 電網安全運轉準則：

為確保電力系統運轉正常安全，提供用戶穩定、可靠之電力，本處於 101 年 1 月制訂「電網安全運轉準則」，作為調度員即時運轉操作及設備停電審查作業之依據。其基本精神為任何時間系統運轉均需考慮下一個單一輸變電設備事故(N-1)不致引起大停電事故，且合理考慮下一個可能發生之雙重(N-2)輸變電設備事故。在系統正常運轉時仍需提高警覺、作好預知危害之風險管理，經評估分析系統發生偶發事故後無法維持正常運轉時，即採取相關因應措施，以確保電力系統供電安全。

(6) 保護電驛系統：

本公司345kV輸電幹線目前採用兩套主保護，第一套保護電驛為差電流主保護(加上3區間測距後衛保護；第二套保護電驛為POTT型載波電驛(含電力搖擺閉鎖機制)，惟本公司線路大多較短，電力搖擺進入POTT 主保護區間 Z_p (一般設定值為 Z_2 或 Z_3 範圍)較不易，但第3區間測距後衛保護仍應注意搖擺造成電驛誤動作之可能。未來規劃兩套均採用數位差電流主保護，且將閉鎖後衛測距電驛功能，應不致有因電力搖擺誤動作造成系統連鎖跳脫之虞。

(7) 特殊保護系統：

本公司對於可能引發大範圍停電之事故，針對區域不穩定問題，已分別裝設冬山、大潭簡易型特殊保護系統(SPS)、明潭系統及中部系統(暫時閉鎖)SPS，並已上線使用；冬山、大潭與東部系統之智慧型 SPS 亦進行採購，目前安裝測試中；另核三系統之 SPS 建置亦與原能會溝通研討中。此外，每年檢討系統裝設 SPS 之需求與更新既設 SPS 之動作決策表(lookup table)，以提供電力系統在運轉上更可靠的保護。

(8) 系統穩定度問題:

本公司輸電線路較短，除少部分區域瓶頸為暫態不穩定問題，大部分運轉限制為熱容量問題，在無設備事故跳脫情況下，系統應不致發生崩潰事件。加上前述即時電網安全分析因應及特殊保護系統作為最後一道防衛情況下，設備事故發生應可儘速隔離或採取相關措施緊急因應。除非發生超出規劃準則甚多之極端偶發事故外，系統發生大區域崩潰停電之機率不大。

伍、心得與建議

- 一、IEEE PES 年會之舉行已超過 40 年，為電力系統領域方面至為重要之國際會議，世界各國電力專家精英無不以參與此盛會為榮。本次會議對岸之中國大陸參與人數達數百人，而國內僅十餘人，包括本公司 2 人及成大、中山、中正、台科大等教授研究生，相較之下遜色不少。建議本公司未來應積極派人參與，甚至考慮組團參加並適度補助會議經費，可增加台電在國際之能見度。
- 二、本公司中央調度中心雙主控同步調度模式(DMSOS)之成功實現，首先要感謝上級長官的支持與協助，其次要歸功於處內長官及各部門同仁的共同努力，本人此次有機會奉派赴加拿大參加 2013 IEEE PES 年會並代表發表，深感萬分榮幸。除介紹本公司 DMSOS 之現況，與世界各國電力專家學者交換意見與經驗外；同時藉由參與此次盛會，可即時獲知最新電力科技相關資訊。建議公司多鼓勵員工投稿論文或參加相關國際性技術會議，並由人事處或綜合研究所統籌編列相關出國開會之計畫預算，以利同仁需要時能順利出國參加國際會議。
- 三、DMSOS 為本公司首創，於 2009/10/7 正式商轉，PJM (ISO) 接著於 2011/11/08 亦與西門子合作完成 Dual-Primary Control Centers 運轉架構正式商轉，成為北美目前唯一、世界第二個雙主控中心案例，因應劇變或複合式災害，相信未來 DMSOS 將成為調度架構主流。國內電業自由化正積極研討推動中，未來 ISO 成立仍應維持目前 DMSOS 架構，且北、高兩地仍是最佳的地點配置。

- 四、調度員藉由 OTS 訓練及學、術科之測驗，取得專業之證照，以確保電力調度工作之可信賴性。目前中央調度中心(CDCC)已正式辦理，未來建議推廣至本公司其他各級調度中心(ADCC、DDCC 等)，朝統一之調度員證照制度辦理。惟需強化調度員訓練機制，設立專職講師，補充調度值班人力，以達到真正訓練效果。
- 五、工欲善其事必先利其器，調度中心為電力系統運轉的中樞大腦，未來在功能提升或更新時宜考量資訊大量處理之需求，導入人性化之人機界面或將資訊作可視化應用(Visualization)。未來調度員控制台及前視畫面之規劃，宜符合人體工學及方便操作應用，有助於緊急調度因應，防止大停電事故之發生。
- 六、目前本公司裝設多處 PMU 設備，若能將 PMU 之資訊加以運用，結合地理圖資系統(GIS)，應用可視化技術，藉以即時顯現電力系統電壓、潮流或功率角 Contour 等，以提供調度員系統綜觀及緊急調度因應參考，對防範大停電事故發生將有正面之效益，值得詳加規劃參考應用。
- 七、目前本公司建置之 SPS 大都為 Event based 設計，亦即利用離線分析在系統最惡劣的情況下，檢討分析偶發事故發生後應採取之動作決策表(look-up table)。未來可研究 PMU 之應用於 SPS 解決暫態穩定度問題，以 Response based 取代 Event based 採用之決策表，可減少離線分析過於保守導致之不必要卸載或跳機動作。

參考資料

- [1] 2013 IEEE PES GM Website. <http://pes-gm.org/2013/>
- [2] POSOCO/NLDC Website. <http://www.nldc.in/>; <http://www.nrlc.in/> etc.
- [3] Gordoncheng's Blog Website, <http://gordoncheng.wordpress.com/>
- [4] Mohit Chandra Joshi and Nripen Mishra, “A Near Miss: 200911281326”, TRANSICA, the technical journal of POWERGRID, 2010.

Dual-Master Synchronous Operation Scheme in Taiwan Power System

T. Y. Hsiao, J. Fan, M. C. Chang, and H. W. Lan

Dept. of System Operation
Taiwan Power Company
Taipei, Taiwan
u026587@taipower.com.tw

Abstract—Control center with appropriate monitoring, control and management systems is essential for power system operations. This paper introduces a Dual-Master Synchronous Operation Scheme (DMSOS) of control center implemented in a high density longitudinal power system. It is not master-slave, but a peer-to-peer scheme that probably the first one used in the world. With multi-site functions of energy management system (EMS), the control centers are set at two sites located at northern and southern of Taiwan, and fully redundant not only the EMS facilities but also the dispatching operators in control room. An overview of the operation scheme, including EMS architectures, application functions, multi-site configurations, and operating experiences is presented in this paper.

Index Terms—Control center, energy management system (EMS), operator training simulator (OTS), supervisory control and data acquisition (SCADA).

I. INTRODUCTION

Taiwan is susceptible to earthquakes, typhoon, and tsunami because it is about 70% Mountainous, located in western Pacific, and surrounded by water. In 1999, two power outages on 29 July and 21 September, due to a transmission tower collapsed as a result of heavy raining in southern area, and a devastating earthquake in central area respectively, have led to the worst blackout in history [1]. A lesson learned is that control center function is essential during disaster recovery.

Taiwan Power Co. (Taipower), organized in 1946, is a state-run and the only electrical utility in Taiwan. Beside purchasing power from independent power producers (IPPs), cogenerations and renewable sources, Taipower is basically operating in a vertically integrated power system framework and taking the responsibility for the electricity supply of the whole island. The installed capacity at the end of 2011 is 41401MW, and system peak load is 33787MW. To provide good power quality and ensure the secure and reliable operations of the generation, transmission and distribution systems, a three-tier hierarchical dispatching control structure including central, area, and distribution dispatch control centers (CDCC/ADCC/DDCC), responsible for the generations and trunk networks (i.e., 345kV and 161kV tie

line among ADCCs), 161/69kV networks, and 22.8/11.4kV distribution systems respectively, is adopted.

As the central nervous system of an electric power network control, the energy management system (EMS) and relevant applications were implemented in various control centers for maintaining the power system reliability, stability, security, and efficiency over the past three decades. Even new EMS installed in the 1990s was adequate at that time, now might be a decade old in technology base and functionality [2], [3]. The advanced EMS and analysis tools in a fantastic control center are now a trend [4]-[7].

Different operating schemes of control centers are adopted by utilities, they might be (1) Single site scheme like the one used by Taipower prior 2009; (2) Master and backup scheme, a popular one in which the backup site receives system data from the master site with no operators running in backup site at normal operation condition; (3) Main and secondary scheme that the data flow might be the same as master and backup scheme, and a few operators in the second site share the partial task of the main site and are ready to assume control of the grid within minutes if required as adopted by California ISO [8]; and (4) Multi-site dual-master operation scheme in which the supervisory control and data acquisition (SCADA) system sends the data or information of field devices to different control centers simultaneously so that each center is capable of running the power system either independently, or merged as a single virtual center and running synchronously. The last scheme is adopted by Taipower and introduced in this article.

The EMS was first installed at CDCC of Taipower in 1980 and replaced in 1990 by a second-generation system. A large earthquake occurred in 1999 and other events, such as the September 11 terrorist attacks in the United States, SARS, and H1N1 natural disasters, have led to the consideration of the deployment of backup CDCC. Based on this idea, Taipower has updated the EMS of CDCC in Taipei (TCDCC) located in the north of Taiwan, and deployed a fully copy EMS and control center in Kaohsiung located in the south of Taiwan as the second (backup) site. However, with the increase need of operators and advanced multi-site functions of EMS, It finally

decided to set up equal personnel in both sites, and thus Kaohsiung site (KCDCC) is upgraded to master level.

The idea implied here is that KCDCC plays not only the backup role, but also a peer-to-peer control center corresponds to TCDCC. This means that except the EMS facilities are redundant in different places, operators are also identical in both sites. When any site stops functioning, the other site can immediately take over all real-time tasks to ensure the continuity of the system operations. This new third-generation EMS with dual control centers was completed in July 10, 2009 just during the H1N1 influenza virus pandemic periods and thus has no impact of power system operations. After refinement tuning of various functions of the new EMS, and the supplement of the staffs, especially operators in K-site, a Dual-Master Synchronous Operation Scheme (DMSOS) has been successfully operated in Taipower system. This paper describes the configuration and functions of the new advanced EMS and illustrates how the DMSOS running in dual-master control centers.

II. EMS CONFIGURATIONS AND FUNCTIONS

A. Hardware Architectures

Fig. 1 shows the architecture of the new EMS/SCADA system which collects, coordinates, analyzes and disseminates operational power system information to serve as a decision support tool for utility personnel. The EMS running at the CDCC is based upon modular components and distributed processing techniques that reduce implementation risks, ensure simplified future upgrades, and provide the basis for added functionality without total system replacement. About 40 sets of IBM server host for different functions and peripheral storage devices are connected to each other via Ethernet local area network (LAN) in each site. To meet the demand of high availability, the servers that run critical functions are backed up by redundant hardware. The computer network management function monitors the status of the active processors and triggers automatic failover to the standby or spare processors when needed. Except man-machine interface (MMI), a video projection system (VPS) display wall with 2x10 sets of 84-inches screen allows operators to assimilate large volumes of real time information at a glance.

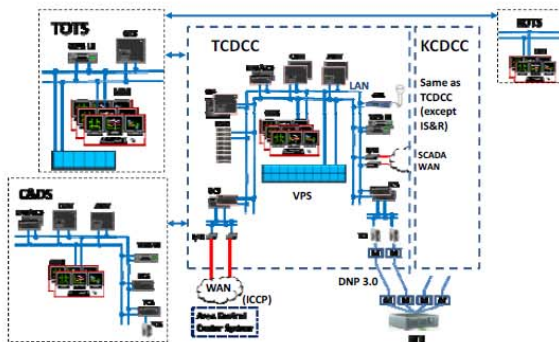


Figure 1. New EMS/SCADA architectures

Real-time data communicator (COM), one of the main servers of EMS, contains automatic generation control and communicator that performs the data processing, supervisory control and alarm dissemination for the EMS, and distributes the desired information to the historical information system (HIS) for data collection, calculation, retention, and archiving to information storage and retrieval (IS&R) system. The administrator server (ADM) uses information maintained in the relational database management system (RDBMS), and distributes primitive and operational data to the EMS database. It is the database administration master for all servers, and disseminates the appropriate information to the servers in the EMS based upon software application residency. The network application (NAS) and generation control (GCS) servers handle the application software functions described in next Subsection.

The Tele-control Interface (TCI), consists of tele-control servers (TCS) and tele-control boards (TCB), applies DNP3.0 protocol to provide the interface to the remote terminal unit (RTU). Utility communication server (UCS) supports the Inter-control Center Communications Protocol (ICCP) for bidirectional data exchange over wide area network (WAN) between CDCC and ADCCs, IPP utilities, and other standalone application servers. Web UI Servers enable the user interface for several applications by serving Worldwide Web compatible web pages. Configuration & development system (C&DS) installed at TCDCC provides an efficient environment and tools that enable to develop, test and integrate applications and to maintain all EMS software. Cyber security has been required to both the EMS and information controls. The EMS features include firewall (F/W), role based access control, password length and change policies, security remote connection management, disabled unused ports and services, and antivirus support for windows platform. For information control, Taipower has been satisfied by the ISO 27001 Information Security Management Systems requirements (ISMS).

B. Application Software Functions

The EMS is equipped with a complete set of most advanced applications for power system operation planning. Table I summarizes the main application functions of the EMS.

TABLE I. EMS MAIN APPLICATION FUNCTIONS

Subsystems (server)	Functions	RT mode	Study mode
Power Application (COM)	Automatic Generation Control (AGC)	√	
	Economic Dispatch (ED)		
	Reserve Monitoring (RM)		
	Production Cost Monitoring (PCM)		
	others...		
Network Application (NAS)	State Estimator (SE)	√	
	Power Flow (PF)		√
	Contingency (Security) Analysis (CA/SA)	√	
	Voltage Stability Analysis (VSA)	√	√
	Dynamic Security Assessment (DSA)	√	√
	Fault Calculations (FC)	√	√
	Network Parameter Adaptation (PA)	√	
	Network Sensitivity (NS)	√	
	Voltage Scheduler (VS)	√	
	Optimal Power Flow (OPF)		√
Scheduling Application (GCS)	Unit Commitment (UC)	√	√
	Hydro Scheduling (HS)		
	Hydro-Thermal Scheduling (HTS)		
	Short Term Load Forecast (STLF)		
	others...		

It consists of power application (PA), network application (NA) and scheduling application (SA). Other significant capabilities include alarming upon detection of abnormal conditions, storage and retrieval of snapshots of real time data, logging and reporting capabilities etc. Automatic generation control (AGC), the main function of PA, performs the dispatching functions of the EMS, including the regulation of the real power output of electric generators, and monitoring the cost of generation (PCM) and system generation reserves (RM). In response to changes in system frequency and/or tie-line loading, the program issues control commands every 4 seconds to units, within pre-determined limits. AGC control can be transferred to any site any time and supports the capability to simultaneously handle multiple control areas caused by network islanding. Economic dispatch (ED) allocates the generating demands among the committed units to minimize operating costs every 20 seconds.

For NA, besides the state estimation (SE) combined with fault current calculation (FC) and contingency (security) analysis (CA/SA) for steady-state vulnerability assessment, other advanced analytical tools, such as voltage stability analysis (VSA) and dynamic security assessment (DSA), are also implemented in the new EMS to aid operators and engineers for monitoring, controlling, and planning the power network to a more secure and optimal operation in dynamic fields.

Unit commitment (UC), the main function of SA, determines the schedules at specified time step (15 minutes) for thermal generating units while minimizing the total operational cost, and satisfying system load requirements and operating constraints over the study periods. UC interfaces with other modules through the operational RDBMS database. Short term load forecast (STLF) function running the periods of next 15 days in a time step of 15minutes, assists the dispatcher in forecasting the loads of total system and individual areas within the system. A current forecast representing the dispatcher's best estimate of future load behavior will reside in the current operating plan (COP) and may be accessed by other system functions.

C. Operator Training Simulator

Operator training simulator (OTS), a function of EMS, is a tool designed to provide hands-on training for system operators. It shares the EMS database, application software and display map data, and provides an environment in which the behavior of the power system is mathematically represented by computer simulation and thus will not affect the actual power system operations. The OTS installed in Taipower CDCC is with a fully copy control room of real-time system that has the same scale MMI consoles and scale down VPS (2x6 sets) as shown in Fig.1. The software tools (PA, NA, SA...) and the associated hardware that the operator uses could be replicated and retrofitted in the OTS environment for normal, emergency, and restorative control training purposes. It also has a recurrence function of the accident and black start simulation when the power system blackout. Furthermore, the consoles of TOTS can be reconfigured for real-time system operation in case of control

room MMI failure or EMS system update need. Although the OTS server is set only at T-site (TOTS), the operators in K-site could be trained simultaneously with T-site through on-line synchronous video system and thus do not need to go to Taipei away from about 300km of Kaohsiung. This training scheme not only saves a lot of money, but also simulates the environment the real operator communication between two control centers.

III. DUAL-MASTER SYNCHRONOUS OPERATION SCHEMES

The tasks of the CDCC are to operate the national power generation and the transmission grid of the whole country, including water resources coordination, thermal (coal, oil, and natural gas) and nuclear power plants dispatching, and the EHV substations and network control. The Dual-Master Synchronous Operation Scheme (DMSOS) adopted in CDCC is described as follows.

A. Multi-site Configurations

Fig. 2 shows the multi-site configurations of Taipower CDCC. An open protocols and distributed systems platform architecture is used to build a computer system that can operate in Taipei or Kaohsiung site independently, and two sites are connected to each other via three independent routes of high-bandwidth WAN, including two fiber-optic SDH (synchronous digital hierarchy) backbones (50Mx2) and one microwave channel (7*T1, 10M) to ensure the reliability of SCADA data exchange and synchronization. Moreover, two video systems are running all the time simultaneously, and the telephones systems are redundant (master-hot standby) through an office WAN via fiber-optic and/or microwave channels connected between two sites. For operator's communication, when any phone calls from the field, the corresponding operator will first pick up the phone no matter where he is.

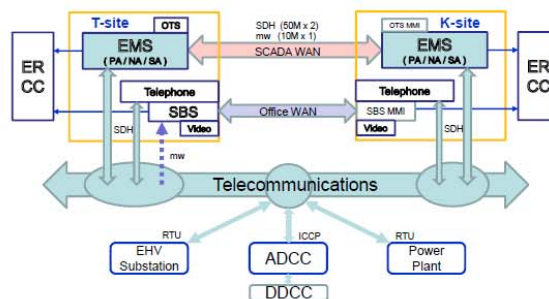


Figure 2. Multi-site configurations

In addition to this configuration, the MMI console also can be used by remote terminal with a dedicated WAN. It provides an alternate control center for the operation personnel to use the EMS remotely. Two emergency remote control centers (ERCC) are installed nearby both sites, and a simplified backup system (SBS) of SCADA from independent microwave channel to monitor the generation is set at T-site as shown in Fig. 2. This scheme enhances the backup capability and strategy in case of operators could not enter the main

(master) control center for any reason or simultaneous malfunction of EMS at both sites.

B. Multi-site Functions and Services

Fig. 3 shows the multi-site functions of SCADA and services of application. The data collected from the RTU/ICCP of power plants, extra-high voltage (EHV) substation, and ADCC are sent to two sites simultaneously, and in normal condition only one site, named DRCC (Data Responsibility Control Center), to receive and exchange for each other synchronously so that the operators in two sites could see the same real-time information. In case of the SCADA WAN disconnected, DRCC could be assigned to each site and the operators can still monitor the whole system.

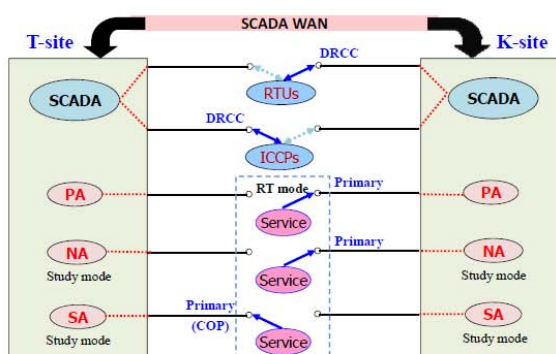


Figure 3. Multi-site functions and services

Both sites have the same on-line applications. PA, NA, and SA (COP) applications are run actively (in primary mode) only at one site. In study mode, NA and SA can be run concurrently at both sites. Although study application does not have multi-site features, it could save the cases and propagate the data files to the other site. Most of functionality provided by EMS multi-site functions is transparent to users (operators) so that they do interact with multi-site functions when:

- defining which control center has the active link to an RTU or ICCP,
- changing the control center that is primary for an advanced application,
- selecting a control center to take over full control,
- switching the database master from one control center to the other, and
- checking the status of various multi-site services.

C. Operator Duty Cycle Arrangement

The operators (dispatchers) in CDCC are on duty 24 hours a day, divided into three shifts, to monitor the system operating status, meet the power demands, and maintain the stability and security of the power system. Table II shows the duty cycle of operators adopted in Taipower CDCC.

TABLE II. OPERATOR DUTY CYCLE OF DMSOS

Day	Day+0				Day+1				D+8		D+9	
	Shift (hr)	1	2(08-16)	3(16-22)	1	2(08-16)	3(16-22)	2(08-16)	2(08-16)	2(08-16)	2(08-16)	
Duty	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site	T-site	K-site
Operation Supervision	A1T		B1T			A1K		B1K	A1T			A1K
NA Security Assessment		A1K		B1K	A1T		B1T			A1K	A1T	
Generation Dispatch (AGC)	A2T			B2K	A3T			B3K	A2K			A3K
IPP & Gen Coordination		A2K	B2T			A3K	B3T		A2T			A3T
Network(North) Control	A3T			B3K	A2T		B2T			A3K		A2K
Network(South) Control		A3K	B3T			A2K		B2K	A3T		A2T	

There are six operators, each site three operators, in one shift. Two chief managers are in charge of operation supervision and NA security assessment, and four operators handle generation dispatch, IPP coordination, and network control of north and south areas. To ensure the operators familiar with all operation tasks so that if any site does not work the other site can immediately take over all real-time tasks including generation and network controls, a flexible shift rotation scheme is arranged as shown in Table II. Two different jobs will be rotated by each chief manager and changed between two sites every day. For example, operation supervision is executed by chief manager A1T in T-site during shift-2 period, and then changed to A1K in K-site next day. For manager A1T, the jobs of operation supervision and NA security assessment are rotated in every duty day.

Similarly, each operator in every eight days cycle, including six days on-duty and two days off-duty, will alternately carry out four different jobs every two cycles (i.e. about half month). For example, operator A3T deals with the jobs of north area network control, generation dispatch, south area network control, and IPP coordination in the same shift of Day+0, Day+1, Day+8, and Day+9 respectively. The AGC function is executed and changed immediately to the site that the generation dispatch job is executed every shift. As shown in Table II, AGC server is run at T-site and controlled by operator A2T during shift-2 period, and then changed to K-site and operator B2K during shift-3 in the same day.

IV. OPERATION EXPERIENCES AND BENEFITS

A. EMS Performances

After testing and tuning, the provider has revised the EMS structure by vertical expansion (i.e., upgrade of processors or workstations, etc.) and horizontal expansion (i.e., adding extra processors, workstations, peripherals, or connections to other LAN or WAN, etc.) to meet the capacity and performance requirements of specification. Up to date, the measured points and the main server (COM) loading of the EMS are shown in Table III. Where the multi-site WAN loading means the average data transfer between the TCDCC and KCDCC.

TABLE III. EMS MEASURED POINTS AND LOADING

RTU(EHV S/S and Plants)	58
ICCP(ADCCs)	7
Status Points (DI pt.)	120,500
Analog Points (AI pt.)	23,500
Accumulator Points	800
Main Server (COM) Loading	25%
Multi-site WAN Loading	600 kB/sec

B. Multi-site Benefits

Experiences show that with the new advanced EMS/SCADA systems and various application functions, operators under DMSOS could monitor and control the system in a more reliable, stable, safe and efficient status. For examples, we have experienced that loss of supply power in T-site MMI due to dual-UPS all shut down caused by maintenance misoperation, the K-site fully took over the operation jobs with no delay. Availability and reliability of EMS are almost 100% since it was put in service. A good example occurred on 16 September, 2012 that the SCADA WAN between two sites was disconnected at near north area resulted in about one fourth of SCADA information sent to T-site and the rest to K-site. In this case, the operators decided to transfer the AGC function from T-site to K-site for maintaining stable frequency without causing any impact to the power system operation. Besides, during the H1N1 influenza virus pandemic periods, it has very low impacts to power system operations.

C. Simulator Training Experiences

Most EMS deployed in the 1990s already include OTS functionality, however due to the lack of extra staffs required to maintain the data base and models, develop or conduct the training programs, and extra operators to receive training, most of them are not actually in use. In Taipower, we use it for summer peak contingency analysis, prevent/correct actions verification, system blackout scenario replay, and especially operator certifications exams. A simulation event just happened next day after the operator training program such that it was easy for the operator to take the appropriate actions immediately to relief the system emergency. In addition, the operators now in CDCC must be qualified through the OTS test for system operations.

D. System Operation Profiles

After about two year tuning periods of the new EMS, Taipower has demonstrated a new frequency quality record that 98.744% of the time is within the 60 ± 0.1 Hz range using sampling rate of 10pt./sec, in 2011. The supply reliability SAIDI (system average interruption duration index) was 18.224 min./customer-year and the SAIFI (system average interruption frequency index) was 0.204 freq./customer-year. Both indices are the second-best records in Taipower's history. Despite the increase of load demands and power transfers between the supply areas, the line loss was controlled at a high standard of 4.76% and large area blackout did not occur in the past few years.

E. Future Prospects

Power system operations in Taipower are now facing many challenges, such as the implementation of the smart grid, the development of renewable energy, the capacity increase of wind power, solar energy and natural gas units, the impact of

the greenhouse issue, the measurement of compound disasters, and the competition comes from private power plants. With the DMSOS functions and related measurements developed, especially visualization framework of phasor measurement unit (PMU) wide area monitoring system, meteorological information system, and natural disaster integration system for enhanced situation awareness, we have confidence that these issues will be well managed in the future. Furthermore, it is expected that the two master control centers can be easily transfer one site as the ISO/TSO to meet the future need of deregulated power market without affecting Taipower CDCC operations.

V. CONCLUSIONS

Power system is vulnerable to natural disaster and attack. With the new advanced EMS schemes and functions implemented in Taipower CDCC, A Dual-Main Synchronous Operation Scheme (DMSOS) has been successfully operated in two-site control centers and is fully redundant not only EMS facilities but also operation staffs. It is anticipated that the service reliability of Taipower system will be greatly enhanced and the probability of blackout incident due to nature disaster and attack could be minimized. The authors believe that this novel operation scheme is the first system operated in the world, and will become a model for future power system control center design and operations.

REFERENCES

- [1] C. H. Lee and S. C. Hsieh, "Lessons learned from the power outages on 29 July and 21 September 1999 in Taiwan," *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 5, pp. 543–549, Sep. 2002.
- [2] Y. H. Kim, N. Fukushima, and T. E. Dy Liacco, "KEPCO's national control center with an advanced energy management system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 1084–1090, Nov. 1990.
- [3] K. Matsuzawa, M. Suzuki, Y. Okuhara, Y. Kishida, Y. Kudo, and T. Yamashita, "New energy management system for central dispatching center of Tokyo Electric Power Co., Inc.," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 1112–1117, Nov. 1990.
- [4] J. Giri, M. Parashar, J. Trehem, and V. Madani, "The Situation Room: Control center analytics for enhanced situational awareness," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 24–39, Sep./Oct. 2012.
- [5] P. Zhang, F. Li, and N. Bhatt, "Next-generation monitoring, analysis, and control for the future smart control center," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 186–192, Sep. 2010.
- [6] S. M. Amin, "Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid," in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–5, 20–24 July 2008.
- [7] F. F. Wu, K. Moslehi, and A. Bose, "Power system control centers: past, present, and future," *proceedings of IEEE*, Invited paper, vol. 93, no. 11, pp. 1890–1908, Nov. 2005.
- [8] California ISO web site. [Online]. Available: <http://www.ca.iso.com/about/Pages/OurBusiness/UnderstandingtheISO/Control-center-and-high-tech-control-centers.aspx>.