

# 業務表現 及展望



香港



澳洲



中國內地



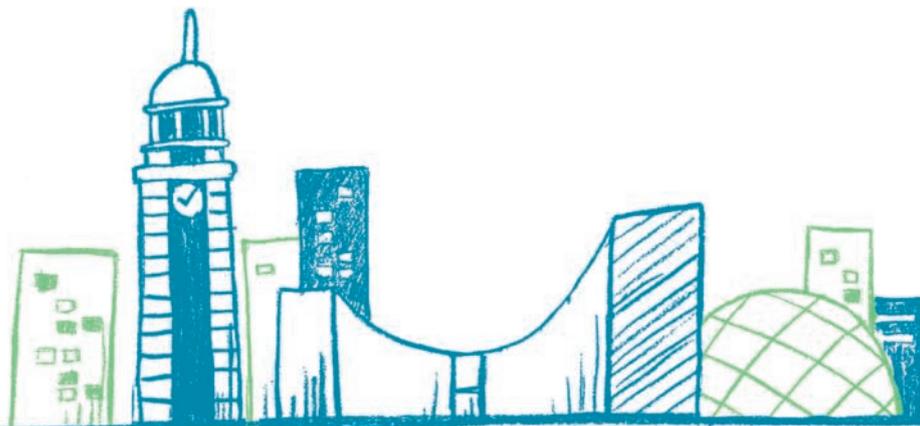
印度



東南亞  
及台灣



本篇章論述中電於五大主要業務如何透過信守價值觀而行、發揮為股東創優增值的能力、實踐集團策略、妥善管理資產及進行投資，於2010年締造佳績，並展望未來。



## 經營環境

香港電力業務的經營環境，受特區政府現行及未來政策的重大影響，包括香港與內地能源業的融合、發電燃料組合、環境管理表現，以及要達致預期政策效果必須的資本性投資和規管架構。

2008年8月，中央政府與香港特區政府就能源合作事宜簽署諒解備忘錄，為供應香港發電用的天然氣提出三個內地供應商的氣源，每一個對保持香港充足及可靠的供電均十分重要：

- 計劃在南中國海開發的新氣田；
- 透過第二條「西氣東輸」管道從土庫曼輸入天然氣；及
- 在深圳興建液化天然氣接收站為香港供氣。

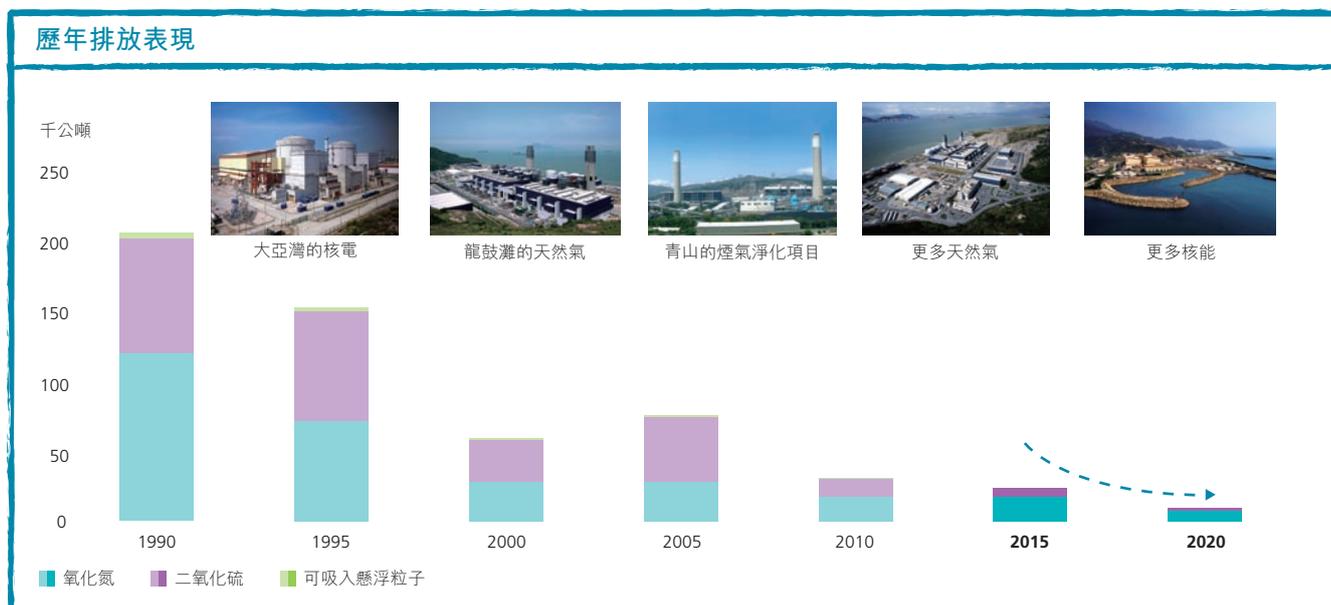
諒解備忘錄亦提出，透過延長廣東大亞灣核電站的供電合約繼續為香港供應核電。根據諒解備忘錄，預期中電將與內地夥伴共同作出所需的商業安排，落實天然氣和核電供應方面的政策指引。

作為改善本港空氣質素的部分措施，香港特區政府一直逐步收緊本港發電廠的准許排放水平。2005至2010年間，為符合逐步調低的排放上限，集團於香港發電廠的二氧化硫、氧化氮和可吸入懸浮粒子的准許排放量穩步減少。根據《空氣污染管制條例》下的分配排放限額第二份技術備忘錄，於2010至2015年間，中電在本港發電廠的二氧化硫、氧化氮和可吸入懸浮粒子的准許排放限額，須分別降低64%、34%及33%。由於政府建議於2020年底前提高燃料組合中使用核電和天然氣的比重，相關排放量將進一步下降。

除了上述的具體減排規定外，政府亦就「香港應對氣候變化策略及行動綱領」展開公眾諮詢。諮詢文件於2010年9月發表，載列多項有關氣候變化的建議和紓緩措施。對於電力行業，文件建議於2020年底前採用核電佔50%、天然氣佔40%、可再生能源佔3至4%、燃煤佔不超過10%的燃料組合。中電現時的燃料組合大約為核電佔30%、天然氣佔30%，而燃煤則佔40%。

隨著環保規例不斷收緊，包括香港特區政府提出的氣候變化策略建議，中電現時發電設施的運行，以至對發電及輸電設施的投資策略，均受重大影響。電力行業屬於長線投資，涉及龐大金額。香港若要達到建議的發電燃料組合，便須增加使用潔淨燃料及作出新的基建投資。要實現政府的政策目標，必須有一個穩定、透明的規管架構，讓我們得以規劃及投資長遠的電力基建。核電及天然氣的供應安排一般長達20年或以上，而且動輒涉及數十億元投資，規管架構必須配合，投資者和供應商才会有信心訂立合約，並有能力在未來數十年履行有關責任。現行的管制計劃正可提供這種架構。有關計劃最少至2018年方才屆滿。

下圖說明，在空氣質素成為政界、傳媒和公眾注目的焦點之前，中電早在1990年開始已大幅推行減排工作。氧化氮、二氧化硫及可吸入懸浮粒子的總排放量於期間已分別減少85%、85%及82%，但電力需求則上升約80%。



## 表魂

### 滿足電力需求

為切合客戶的期望，時刻提供充足和可靠的電力，集團必須以高規格標準營運電廠。於2010年，集團所有於香港的電廠均能達標。

電廠	額定值 (兆瓦)	發電量* (百萬度)		可用率 (%)		營運時數	
		2010	2009	2010	2009	2010	2009
龍鼓灘發電廠	2,500	10,851	9,142	90.8	90.5	35,775	30,572
青山發電廠	4,108	15,167	17,268	72.0	78.4	38,602	45,943
竹篙灣發電廠(調峰/「黑起動」)	300	0.7	0.2	98.6	99.6	14.3	10.5

\* 並無計入從大亞灣核電站購入的核電。



副主席毛嘉達及董事麥高利於青山發電廠聆聽匯報

## 香港

我們要取得良好表現，最重要的是能夠全年每天都可滿足香港市民的電力需求。2010年展示了我們在這方面的能力。中電於2010年9月8日錄得6,766兆瓦的本地最高用電需求量新高，較2008年錄得的上一次歷史高峰高出17兆瓦(0.3%)。整體而言，2010年的本地售電量增長1.2%，而上年則增長1.7%。售電量增加，尤其在住宅客戶和商業客戶方面，主要由於經濟復甦、消費情緒向好以及天氣潮濕所致。基建及公共服務客戶和製造業客戶的售電量則只輕微增長。售予廣東省的電量減少，使2010年的總售電量(包括售予廣東省的電量)較2009年減少2.2%。

類別	2010 客戶數目 (千計)	2010 售電量 (百萬度)	售電量較 2009 增加／(減少) (%)	2006–2010 每年平均 售電量變動 (%)	2010表現的背景資料
住宅	2,039	8,457	1.5	2.4	經濟復甦、消費情緒向好以及天氣潮濕
商業	187	12,642	1.2	2.0	經濟復甦及消費情緒向好
基建及公共服務	96	7,878	0.8	0.5	公共設施啟用
製造業	25	1,952	0.7	(6.5)	雖然紡織業的售電量持續減少，但本地電力需求則增長穩定
本地總售電量	2,347	30,929	1.2	1.0	
外銷電力	–	2,609	(30.1)	(10.3)	受制於更趨嚴格的排放上限，合約電量減少
總售電量	2,347	33,538	(2.2)	(0.2)	

## 資本性投資

香港電力業務最近在本地進行的最大規模單一資本性投資，是青山發電B廠的煙氣淨化項目。這項斥資90億港元的項目可令青山發電B廠的二氧化硫及氮氧化物排放分別減少逾90%及50%，而可吸入懸浮粒子的排放亦可從現時的低水平進一步減少。這個項目包括為電廠全部四台機組安裝煙氣脫硫裝置、氮氧化物減排設備及其他設施，工程已於2010年12月完成。

2010年，中電於發電設施、輸供電網絡、客戶服務及其他支援設施投資約77億港元，提升了供電品質和可靠性以及客戶服務水平，並滿足九龍和新界區不斷發展的基建項目及住宅物業的電力需求。

## 天然氣供應

我們繼續為落實取得諒解備忘錄所載的三個氣源而努力。由於涉及重大和複雜的基建項目，我們需要燃氣供應商及內地和香港的相關規管機構合力支持。我們現時從南中國海崖城氣田取得的天然氣供應已踏入最後階段，供氣行將枯竭，並將較不穩定，因此確保取得新氣源的工作變得非常關鍵，我們並且必須好好管理餘下的天然氣供應。

自宣布諒解備忘錄以來，我們與內地供應商就所需的基建緊密磋商，以達致雙方同意的商業條款，確保我們的燃氣發電設施可獲得充足可靠的供氣。但在興建跨境供氣基建的範疇內，中電只是其中的一位參與者。要適時成功取得諒解備忘錄所載的能源供應安排，我們需要內地業務夥伴的積極投入，以及有關政府及當局對

每個氣源在各方面的支持，從選址以至跨越不同省份和國界的長距基建工程，均需規管批核。這些項目的規模和複雜性，對我們在緊迫的時間表內取得新氣源的需要增加了極大的挑戰。

於2010年底，我們在落實諒解備忘錄方面有以下全面進展：

- 南中國海的新氣田 — 我們已與中國海洋石油總公司達成初步協議，將獲得從一個小型氣田提供短期天然氣供應，補充現時崖城氣田的不足。我們亦正繼續與中國海洋石油總公司磋商從其天然氣組合中獲取長期的替代氣源，包括發展所需的新輸氣管道基建。
- 第二條「西氣東輸」管道 — 我們就長期供氣的商業條款與中國石油進行磋商，並取得了進展。初步來說，供氣將來自第二條「西氣東輸」管道。這條管道現已部分完成，可把天然氣從土庫曼經中國內陸輸往深圳。我們亦與中國石油緊密合作，鋪設一條把天然氣從第二條「西氣東輸」管道的深圳終端輸送至龍鼓灘發電廠的新管道，預期工程於2011年展開。
- 深圳液化天然氣接收站 — 由中國石油牽頭，夥拍中電和深圳燃氣的項目小組，正與中國國家能源局委派的專家小組合作，對深圳液化天然氣接收站的選址方案進行深入的探討及研究。

我們與各參與方已建立合作關係，期待於2011年加快落實諒解備忘錄的步伐。

## 創新

中電在香港經營電力業務已逾百年。期間，本港客戶對電力的需求和期望不斷轉變，而客戶服務所需使用的科技亦推陳出新。時至今天，正如集團主席在本年報中指出，我們業務的轉變步伐空前快速。以下三個例子，說明中電在業務上如何發揮創意，這些都是幾年前根本無法想像的。

在取得有關環境許可證後，我們已就於西貢附近興建一個最高達200兆瓦的離岸風場展開可行性研究。離岸風場的測風塔預期可於2011年開始安裝，以實地收集環境數據。雖然離岸風場在外地已日趨普及，但鑑於成為選址的海床有厚厚的淤泥層，故有需要採用創新及環保的方案來興建風力發電機的地基。我們已進行吸力



青島發電廠的減排設施 — 新的吸收塔可清除煙氣內的二氧化硫

式沉箱地基測試，在對海床最少影響的情況下安裝風力發電機。日後風場退役時，只需反向執行安裝程序便可將整個地基完全拆除。

未來年間，全球將出現電網現代化的趨勢，輸電、供電及電錶基建將與先進數碼及通訊技術互相結合。揉合高智能與自動化概念的智能電網，將支援可再生能源發電、加強電網穩定性，以及讓客戶更積極參與節能及用電需求管理。中電制訂了智能電網發展路向圖，我們初期專注的策略範疇包括接合有間斷特性的可再生能源、輸供電網絡管理、客戶互動、連接用戶的通訊網絡及資訊科技。我們正在進行15個示範項目，包括關鍵設備的自行修復系統，以至先進電錶基礎設施及通訊技術。我們的智能電網體驗館將於2011年首季開幕，以供進行智能電網技術試驗和示範。

中電擔當主導角色，致力在香港推廣電動車。我們與政府及汽車業緊密合作，制訂在香港特區長遠發展電動車充電設施所需的標準和規格。現時已有26個停車場安裝了電動車充電站供公眾使用。我們在2010年豁免充電站的收費，這項措施將延長至2011年。中電本身樹立了使用電動車的榜樣，旗下車隊於2010年共有21輛電動車，包括一輛10噸貨車、一輛電動穿梭巴士，以及多輛插入式混合動力房車。我們更配合第25屆世界電動車大會舉辦香港電動車巡遊暨展覽。這項巡遊共有30多輛來自世界各地不同款式的電動車參與，是香港歷來最大型的電動車巡遊，展覽活動則吸引了60,000多名市民參觀。逾6,000名嘉賓更參加了「電動車試駕試乘」活動，首次體驗乘駕電動車。



佟江橋先生

你對香港電動車行業的發展有甚麼看法？你認為電動車能夠在可見將來大行其道嗎？

德意志銀行企業及投資銀行研究部 — 證券分析 中國研究部主管

電動車能否大行其道，取決於：

- (1) 政策 — 香港特區政府為電動車買家推出了「電動汽車豁免汽車首次登記稅」優惠，並容許電力公司將電動車充電設施的投資納入資產組合。香港特區政府不斷加強政策上的支持力度，足證其致力在香港推廣普及電動車。
- (2) 充電設施供應水平 — 香港兩家電力公司均帶頭興建電動車充電設施，並且就電動車持續進行有效的公眾教育及宣傳活動，鼓勵市民在短期內使用電動車。
- (3) 價格具競爭力右軟電動車的供應 — 電動車的價格仍然比氣油車高昂；然而，由於更多生產商參與生產，成本將會下降，而質素也將更佳。

鑑於政府政策的支持以及更多生產商加入行列，加上中電的積極參與，我相信電動車未來在香港的發展將令人十分振奮。



周立文

中華電力市場及  
客戶服務業務部總監



我們的工作是繼續以對環境負責的態度，為香港市民提供充裕可靠，且具成本效益的電力服務。未來一年，這項使命將令我們更重視配合政府在燃料組合和排放水平方面的政策目標。為此，我們預期於2011年推行多項具體的計劃及行動，包括：

- 青山發電B廠煙氣淨化項目的最後一台機組投產；
- 密切監察現時崖城氣田可能出現波動的天然氣供應，並在替代氣源到位以前審慎管理天然氣的使用；
- 進一步落實兩地政府有關能源供應的諒解備忘錄。我們需要與香港及中央政府保持緊密合作和交流資訊，並與不同的業務有關人士合作，確保可由現時的崖城氣田資源順利過渡，直至替代天然氣資源及時到位，當中包括加快落實供氣合約，以及相關輸氣管道基建的商業安排及技術發展；
- 就制訂一個切實可行、能滿足政府氣候變化目標及空氣質素指標的投資計劃，與香港特區政府進行積極溝通。有關工作包括在集團業務中開始規劃有助成功執行相關政策所需的大型基建項目；
- 評估可為香港輸入更多核電的各個方案，以滿足與日俱增的電力需求，並確保與香港特區政府的決策一致，即大力提高核電在配合本港整體發電需求方面的地位；
- 就核安全事宜加強與業務有關人士的溝通及傳訊計劃，以提升公眾信心，明白核電可安全妥善地滿足本港用電需求。為此，我們需要與其他主要業務有關人士進行協調，尤其是香港特區政府及作為大亞灣核電站多數權益股東的中廣核；及
- 推行創新的項目，如發展電動車市場、智能電網項目試驗計劃和本地可再生能源項目等。

在這十年的餘下時間，我們預期香港電力業務將出現以下發展：

- 主要透過輸入天然氣及核電加強與廣東省的基建融合；
- 採用更潔淨的燃料組合，包括增加天然氣發電、輸入更多核電和減少依賴燃煤發電，並在可行情況下推廣可再生能源本地應用；
- 繼續落實兩地政府簽訂的諒解備忘錄，為香港引入新的長期氣源；
- 適時發展管道基建及作出所需安排，為香港帶來新的長期天然氣供應；
- 推廣能源效益——我們會繼續透過與能源效益相關的服務及公眾教育，協助客戶加強節約能源，同時就節能產品、優化建築設計及選擇理想的營商設備，向商業客戶提供意見；
- 繼續按時、按預算管理業務發展持續需要的資本性開支；及
- 時刻保持卓越的營運能力，包括有效管理電價水平、環境管理及安全表現等關鍵的商業事宜。



## 經營環境

2010年12月，新南威爾斯省政府宣布國營燃氣及電力零售業務私有化的結果，以及批出若干國營電廠的長期售電合約（即「售電權合約」）。這些交易需於2011年3月1日完成。新南威爾斯省電力私有化後，除昆士蘭省郊區的一家電力零售商外，所有昆士蘭省、新南威爾斯省、維多利亞省及南澳省的電力零售商均由私人經營。在發電行業方面，維多利亞省和南澳省的絕大部分發電容量，以及在昆士蘭省近半數的發電容量均由私人投資擁有；而在新南威爾斯省則會有接近一半發電量由私營企業管理。在私有化已經完成的地區，例如維多利亞省及南澳省，我們分別可見發電和零售能源業內的激烈競爭，同時亦出現行業整固及縱向綜合的趨勢，反映能源零售商正在爭取上游的發電和燃料資源。雖然聯邦政府和省政府近年已逐步減少對電力行業的直接參與，但在三個重要層面，政府政策仍然對經營環境帶來重大影響。

第一，澳洲聯邦政府為配合全國應對氣候變化的威脅，可能立法規定降低溫室氣體排放量。鑑於發電業佔澳洲全國的總排放量約35%，任何聯邦法例都難免會對這行業帶來重大影響。工黨政府已成立多黨氣候變化委員會(Multi-party Climate Change Committee)，並舉辦了兩次圓桌會議諮詢商界和非政府機構對氣候變化政策的意見。雖然TRUenergy並未獲邀參加，但仍保持與主要的聯邦政府機關定期溝通，並在政府爭取於2011年底前制訂碳政策機制之時，以積極、具建設性和公正的態度，參與有關澳洲未來碳管理的討論。

聯邦政府和省政府積極參與能源政策的第二個層面與可再生能源有關。2009年9月，澳洲政府宣布擴大全國強制性可再生能源目標計劃(Mandatory Renewable Energy Target Scheme, MRET)，以實現聯邦政府於2020年底前可再生能源佔全國發電組合20%的承諾。聯邦政府並於2010年2月宣布進一步修訂MRET法例。由2011年1月起，有關計劃改名為可再生能源目標計劃(Renewable Energy Target Scheme, RET)，分為兩個部分，即小型可再生能源計劃(Small-scale Renewable Energy Scheme, SRES)和大型可再生能源目標(Large-scale Renewable Energy Target, LRET)。SRES為小規模技術項目，如為太陽能板和太陽能熱水系統提供支援；而LRET則訂立年度可再生能源發電目標。根據現時的LRET，年度可再生能源發電目標須逐步增至2020年的41,000百萬度，以達致佔20%的目標。之後，LRET將維持不變至2030年。RET對TRUenergy的影響是我們需要承擔可再生能源項目的合約方能購買可再生能源證書，以履行RET規定的電力零售商責任。除了聯邦政府的RET計劃外，維多利亞省、新南威爾斯省及南澳省政府亦各自推出能源效益計劃。雖然這些計劃各有法例和規條限制，但基本上都是規定零售商（如TRUenergy）根據所佔全省減排目標的比重，取得和上繳能源效益證書。這些省級減排目標，是根據每個零售商在所在省份的年售電量釐定的。每張證書代表透過提升能源效益及／或進行燃料轉換而減少1公噸碳排放量。零售商可於交易市場上購買證書，或透過向消費者提供能源效益措施而取得。

政府繼續影響能源行業的第三方面是零售價格。電價仍然是政治敏感議題，除了維多利亞省的電力零售價是全面開放以外，其餘各省均設有電力零售參考價格。

這些措施看來複雜、重疊，實際亦如是。整體上，省政府已放棄電力基建擁有權，並逐步放寬對能源零售價格的控制和監管，但仍高度參與跟溫室氣體排放、推廣可再生能源和能源效益有關的範疇。

## 表魂

2010年12月14日，TRUenergy同意向新南威爾斯省政府收購EnergyAustralia能源零售業務（該省最大的電力零售商，包括燃氣及電力零售）、Delta Western售電權合約（包括從1,400兆瓦的Mount Piper和1,000兆瓦的Wallerawang燃煤電廠提供電力），連同三幅電廠發展用地。交易總作價為20.35億澳元，以交易完成時作出或有需要的調整為準。EnergyAustralia能源零售業務、Delta Western售電權合約及有關的電廠發展用地均為優質資產，將造就TRUenergy在澳洲最大能源市場新南威爾斯省具競爭力的營運規模，有助鞏固TRUenergy作為澳洲三大能源零售及發電商之一的地位，令其於新南威爾斯省、澳洲首都領地、維多利亞省、昆士蘭省及南澳省的能源零售客戶數目倍增近2.75百萬個。Delta Western售電權合約（包括由新南威爾斯省效益最高的Mount Piper燃煤電廠發電）將使TRUenergy本身及外購的發電容量組合更為均衡，當中包括以燃氣、燃煤和風力發電，總容量達5,469兆瓦。

協議中的三幅電廠發展用地，有兩幅位於Marulan，另一幅則鄰近Mount Piper的現有電廠。Marulan用地的發展概念已獲批准，可分別興建發電容量達450兆瓦及350兆瓦的燃氣電廠。此外，TRUenergy可在Tallawarra發展額外發電容量，按新南威爾斯省政府發出的最終許可，擬建的第二間燃氣電廠容量約達450兆瓦。雅洛恩電廠亦有機會增加燃氣發電容量，但大前提是要獲得許可。當局的減排政策亦須平衡合理，令雅洛恩電廠可由褐煤發電過渡至燃氣發電。

## 資產管理

TRUenergy於2010年的財務業績強勁，反映年內的資產管理卓有成效。

雅洛恩電廠3號機組的大修已順利完成，取得比預期更佳成果。為期54天的大修期間安裝了一台新渦輪機和進行多項大型鍋爐工程，投入共196,000個工作小時及超過75百萬澳元資金。提升工程令機組效能提高3%，



佟江橋先生

澳洲碳污染減排計劃的最新進展如何？TRUenergy會考慮主動關閉雅洛恩電廠嗎？你認為賠償如何才算合理？

德意志銀行企業及投資銀行研究部 — 證券分析 中國研究部主管

2010年8月澳洲全國大選後，新的少數派聯邦工黨政府成立由不同政黨組成的氣候變化委員會(Climate Change Committee)，協助政府研究引進碳價的方案。2010年12月，委員會研究了一系列設計方案及碳定價機制，並就未來的政策及規管事宜發表了11項指導原則，包括建議碳定價不應影響政府預算，而應顧及各行業競爭力受到的影響、維持能源供應的穩定性，以及提供投資的確定性。澳洲政府最近雖然已發表了有關政策的方針，但具體內容仍然欠奉。

去年11月，維多利亞省的新聯合政府上台，維持上屆政府的減排目標為「理想」目標，但已放棄前任工黨政府直接分階段關閉該省歷史最悠久、排放量最高的Hazelwood發電廠計劃。

TRUenergy將繼續按需求和現時的政策環境營運雅洛恩電廠。此外，我們亦會繼續申請一座燃氣電廠的許可證，以便根據政策訊息，作出適當的投資和過渡安排。



麥禮志

集團總監 — 常務董事(澳洲)

## 澳洲

可以同等數量的燃料產生更多的電量。雖然進行了大修，但雅洛恩的發電量在2010年仍創紀錄，總發電量達11,644百萬度，比2009年多3百萬度。淨發電量和輸出電量的增幅更為顯著，分別為23百萬度和39百萬度。另外，Maryvale煤場新輸送帶設施的主要合約經已批出，使現時在雅洛恩的煤礦場運作可轉往Maryvale。有關新煤場營運的籌備工作，包括拆卸及搬運一台覆土堆垛機到9公里外的地方。

Tallawarra電廠的發電表現高於預算水平，電廠亦達致熱功率目標及氧化氮和二氧化碳排放強度的目標。然而，由於Tallawarra電廠經歷數次非計劃停機和計劃停運作額外檢查與維護所需的工作，可用率只為90.08%（目標可用率則為93%）。

Hallett電廠為應付用電高峰期的擴建項目工程已全部竣工，試運行亦已接近完成。工程包括增設一台發電容量達23兆瓦的燃氣渦輪機，全面投產後，Hallett電廠的調峰發電總容量將達203兆瓦。

Iona燃氣廠擴建項目已於2010年6月完成，使每日的燃氣處理量由320兆兆焦耳增至500兆兆焦耳。擴建項目調試期間，燃氣廠取得卓越的運行表現。2010年，Iona燃氣廠達致92.9%的可用率和98.8%的商業可用率（目標為98.0%）。Iona燃氣項目與雅洛恩電廠3號機組提升工程一樣，在健康、安全及環境管理方面均表現優越。

資產／電廠	額定值 (兆瓦)		發電量 (百萬度)		使用率* (%)		可用率* (%)		運行時數	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
雅洛恩電廠	1,480	1,480	11,644	11,641	89.8	89.8	89.5	90.0	8,002	8,070
Hallett電廠	203**	180	28	33	1.8	2.1	96.0	97.8	2,463	2,938
Tallawarra電廠 (自2009年1月23日)	420	420	2,550	1,853	69.3	53.6	90.1	88.4	7,892	6,146

	容量 (兆兆焦耳／日)		處理量 (千兆兆焦耳)		使用率 (%)		可用率 (%)		壓縮機運行時數	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Iona燃氣貯存設施	500	320	46.4	44.3	25.4***	38	92.9	93.5	23,362	24,680

\* 在上表及其他描述發電資產的部分，「可用率」指機組可供網發電的產量對比同時段的額定發電量；而「使用率」則指機組實際發電量與同時段額定發電量的比例。

\*\* 於2010年12月31日，一台23兆瓦的新機組仍未投產。上表的比率以設施的營運狀況為180兆瓦計算。

\*\*\* 按燃氣廠全年處理量為500兆兆焦耳計算。

## 零售

雖然TRUenergy在多個主要的零售市場面對更劇烈的競爭，但零售業務仍然表現良好。維多利亞省繼續是全球客戶流失率最高之一的地方，反映當地市場全面開放後競爭激烈，維持客戶人數和盈利能力充滿挑戰。雖然TRUenergy年內吸納了290,000個新燃氣及電力客戶，較2009年增加約11%（或28,000個），但年內的燃氣及電力客戶淨流失量達32,000個。為此，TRUenergy於2010年下半年加強了銷售及市場推廣活動，包括：

- 推出電話促銷試驗計劃和外聘更多銷售商，使2010年最後一季的新增銷售額上升27%。
- 進行推廣活動，爭取有搬遷需要的客戶，並以電台、電視及報章加強聲勢。初步取得理想成績。
- 在昆士蘭省市場進行宣傳活動，爭取業務的自然增長，結果在小型商業客戶方面取得理想成績。然而，面對兩家現有零售商的激烈反擊，住宅市場較難開拓。

TRUenergy電力零售業務整體按年客戶流失率為21.3%，市場上的相關比率則為26.7%。

在維多利亞省，超過13%的客戶現已加入省政府及網絡行業的先進電量測計基礎建設(Advanced Metering Infrastructure, AMI)計劃，安裝了新的智能電錶。當AMI計劃完成後，可讓用戶取得更多使用上的資訊、更易連接如太陽能等可再生能源發電訊息到電網以取得優惠上網電費、改善電費發單服務及為新推出的產品和服務提供平台，例如能源管理計劃和家居遙控服務。TRUenergy在準備方面已十分充足，可以應對AMI計劃產生的龐大額外數據。

TRUenergy在推出全新零售客戶服務和帳務平台(稱為「Project Odyssey」)方面仍需面對不少挑戰，這亦繼續是我們需優先處理的項目。為了保證從客戶或營運角度均享有高質素服務，TRUenergy和主要供應商國際商業機器(IBM)及甲骨文(Oracle)已增加投入大量資源，這體現了兩家供應商的高級行政人員對TRUenergy作出的堅定承諾，提供一個有效及具競爭力的平台。經IBM與Oracle於2009年中作出重大檢討後，有關系統的交付時間已重訂為2011年底。延長交付時間可保證該項目實施的質素，並針對維多利亞省AMI計劃帶來的轉變作出支援。Project Odyssey現已完成發展階段，2010年下半年一直進行全面的點對點測試。嚴格測試將進行最少至2011年中才會結束，而系統安裝計劃將於下半年執行。

### 可再生能源

聯邦政府和省政府提倡可再生能源政策，符合中電《氣候願景2050》大幅降低發電組合碳排放強度目標。

中電在澳洲的風電組合是透過與Hydro Tasmania各佔50%股權的合營公司Roaring 40s持有的。南澳省111兆瓦Waterloo風場於2010年8月開始運作。這是Roaring 40s在澳洲投產的第四個項目，投資預算和工期均達標。以下圖表說明，儘管Roaring 40s另外三個風場場址的風力資源低於當初預期，導致發電量遜於原來預測，但這些風場於2010年均錄得高水平的可用率。

風場	裝機容量 (兆瓦)	機組數目 x 風力發電機 發電容量	風場發電量		可用率		風速	
			(百萬度)		(%)		(米/秒)	
			2010	2009	2010	2009	2010	2009
Bluff Point	65	37 x 1.75兆瓦	221.0	231.6	96.8	93.8	8.9	9.2
Studland Bay	75	25 x 3兆瓦	232.4	244.9	97.6	95.0	8.5	8.7
Cathedral Rocks	66	33 x 2兆瓦	174.4	184.9	95.8	93.0	7.8	8.3

除營運中的項目外，Roaring 40s於南澳省擁有三幅發展用地。但這些用地牽涉眾多不明朗因素，如土地擁有權複雜、接駁電網受限制、當地居民反對及須取得發展批准等。此外，縱使這些用地的風力資源優厚，但在其上發展的項目需要高於現行市場的購電價支持方可提供經濟回報，因此中電已為於Roaring 40s的投資，撇減商譽32.6百萬澳元(258百萬港元)。

Paralana地熱項目於2009年完成了深入地底3,725米的鑽探測試。去年，這個合營項目在3,400米以下進行了溫度和潛在水流的測試及模擬試驗。這項測試於2011年繼續進行，包括以更高速度注入更多的水量。合營方將根據測試結果，評估項目的整體商業及技術可行性決定項目的去向。

TRUenergy希望透過發展太陽能項目來擴大其可再生能源組合。2010年9月，維多利亞省政府承諾撥出1億澳元支持TRUenergy的建議，在該省建造一座發電量達180兆瓦的太陽能電廠，將採用由美國First Solar開發且經商業驗證的薄膜光伏模組。然而，這名為Mallee Solar Park的項目必須獲得澳洲政府Solar Flagships計劃撥款資助，省政府才會提供支持。有關項目於5月已入圍聯邦政府計劃，並於12月提交最終文件。預期政府將於2011年上半年公布結果。



TRUenergy於2011年的前景，主要取決於能否克服挑戰，將新南威爾斯省的收購項目與現有業務平台成功整合。TRUenergy正圍繞以下三個關鍵主題，制訂2011年的策略性目標。

妥善經營業務：

- 管理客戶基礎，保持盈利；
- 有效及高效率地管理營運業務；
- 成功推行有助提升營運、資產和機構能力的項目，Project Odyssey是主要例子；及
- 吸引、聘用、發展及挽留人才，以配合業務的不斷增長和轉變。

將EnergyAustralia的電力及燃氣零售業務與Delta Western售電權合約整合至TRUenergy：

- 專注收購完成後首100天的狀況，促使擁有權順利過渡；
- TRUenergy併購擴大業務規模後，確認其價值和把握發展機會；
- 將有形資產、客戶、員工、流程及系統，融入TRUenergy的現有業務；
- 積極、有效地應對新南威爾斯省零售市場的激烈競爭，以及有效執行過渡服務協議。EnergyAustralia的零售系統在收購完成後，可為TRUenergy提供長達三年的服務；及
- 制訂及推行計劃，使新南威爾斯省新零售業務的價值觀和營運守則，與TRUenergy現有零售業務的要求一致。

為2011全年及以後作好準備，包括：

- 使所有TRUenergy電廠的運作和維護保持安全、高效並具有成本效益；
- 保持現有的信貸評級、為到期的現有債務取得再融資，以及為新項目取得貸款。這包括研究獲取新資金的方案，以配合澳洲業務的長遠增長所需；及
- 推行中電的氣候變化策略，應對氣候變化政策對業務造成的影響。

TRUenergy的財務及營運表現近年取得重大而具體的改善。收購EnergyAustralia電力及燃氣零售業務和Delta Western售電權合約，有利TRUenergy進一步加強現有業務的優異表現，確保TRUenergy成為澳洲能源業內一個份量相當、舉足輕重的長線投資者。



Tallawarra電廠



## 經營環境

中國內地的電力行業於2010年繼續增長，於年底時總裝機容量達962千兆瓦，較2009年增加88千兆瓦。年內的電力需求增長14.6%（2009年為6%）。由於經濟全面復甦，內地電廠的平均使用率於2010年亦見提高。

與2009年比較，燃煤平均市價在2010年初開始一直維持高企，主要因為水力發電量減少，加上當局加強規管小型煤礦場，令燃煤供應減少。另外，隨著雨季結束踏入冬季，燃煤發電量增加，煤價又再開始飆升，並於12月達全年最高位。雖然內地燃煤供應已見改善，並且內地機關已採取措施將2011年的煤價維持在2010年的水平，但我們預期煤價由2011年起會變得更不穩定，走勢更不明朗。在中國內地，中電燃煤發電投資項目的盈利能力受到煤價的嚴重影響，原因有二：第一，燃煤佔整體營運成本比重大。第二，為維持用戶電價於低水平，中國當局通常限制電力公司因煤價上漲而調高電價的幅度。9月，國家發展和改革委員會（「發改委」）建議將七個省份的燃煤電廠電價平均調高6.2%。有關建議正由國務院審議，有待最後批准。若建議獲得通過，對中電位於山東、河北和陝西省的電廠投資項目（合佔中電在內地燃煤發電組合的淨權益3,223兆瓦其中的1,222兆瓦）將有正面影響。

在「十一·五」計劃（涵蓋截至2010年的五年期）內，中國政府承諾降低每單位本地生產總值的能耗。這個目標確認中國以能源效益為首要工作，並引領內地經濟邁向更可持續發展的能源路向。中國以前的能源政策重心是依賴最快、最廉宜的方式滿足急速增長的能源需求和支持社會經濟發展，但當前的能源政策，則積極推廣能源效益、可再生能源，以及加速發展和應用新能源技術。因此，中國正逐步停用規模較小、效益較低的柴油和燃煤發電模式，包括那些於80年代起作為擴容主力的較小型次臨界燃煤機組。

## 表現

2010年4月，中電向中國國電集團公司出售中華電力（中國）安順有限公司（持有貴州省600兆瓦安順2期電廠的70%實益權益）的全部股權。安順2期是中電在中國內地第一個擁有多數股權的電力項目。然而，這項目的所有權和營運結構複雜且欠理想，與毗鄰的安順1期電廠（其多數股權由中國國電集團公司擁有）共用公共設施和調度安排，令我們無法作出改善。是項股權出售有助提升兩座電廠的營運效率，中電並可整理在內地燃煤發電項目的資產所有權，以及配合集團在《氣候願景2050》中降低發電組合碳排放強度的策略。

## 燃煤發電

中電在內地的燃煤發電投資項目，包括在山東中華發電有限公司(「山東中華」)和神華國華國際電力股份有限公司(「神華國華」)持有的少數、不附帶營運控制權的股權，以及在防城港電廠(1,260兆瓦)的多數股權。中電同時負責防城港電廠的營運及維護。

山東中華的發電組合於年內表現理想，發電量略高於2009年的水平。中國內地燃煤發電項目的盈利能力，繼續主要受到燃煤成本的影響。對於未能使用外國進口煤的內陸省份，這個問題更為迫切。在山東，煤價於2010年上漲約20%，導致當地包括由五大發電公司擁有的大部分燃煤電廠均於年內錄得虧損。中電與合營夥伴緊密合作，透過理順燃煤供應和降低燃煤成本，維持中電在當地燃煤資產的邊際利潤。此外，若發改委於2010年9月提出的煤電聯動方案得到落實，部分燃煤成本的升幅將得以抵銷。

集團透過神華國華與神華集團合作，並且進展良好。遼寧省綏中2期電廠兩台各1,000兆瓦的機組經已完工，並於2010年5月順利投產。此外，內蒙古準格爾電廠的技術改造工程已於2010年10月完成，提升了供熱和供電能力。年內，神華集團的燃煤供應保持穩定，價格更低於當地現貨價。

主要由於經濟復甦強勁，以及廣西於2010年上半年因旱季延長導致水電供應減少，防城港電廠繼續是中電內地業務的主力盈利來源之一。與區內的競爭對手不同，防城港電廠的沿海位置有利採用進口煤。這優勢於2010年透過簽訂長期燃煤供應協議更得以加強。防城港電廠的營運表現出色，加上能夠以具競爭力的價格在國際採購燃煤，令中電更積極發展防城港2期項目，增加1,320兆瓦的發電容量。廣西政府已向發改委提交防城港2期的項目建議書，現正等待進一步批核。



彭振國先生

你們打算如何重整集團在中國內地的舊有燃煤電廠？在未來5年，你預期中國的發電燃料組合會出現甚麼變化？

瑞士信貸(香港)有限公司股票研究部副總裁

從「主席報告」和「首席執行官回顧」，你或許已察覺到，集團中國業務的主要策略，是進一步鞏固和整理當地的燃煤發電項目，以及繼續擴展可再生能源組合。到2020年，我們大致將不再參與中國內地的傳統燃煤發電項目，尤其是那些效益較差和不利環保的次臨界電廠。儘管如此，由於內地的燃煤資源豐富，燃煤發電項目於可見將來仍繼續是內地應付電力需求增長的主要發電方式。

雖然我們會集中發展核電和可再生能源項目，尤其是風電，但若現有燃煤項目能提供發展良機，我們也會考慮投資，並採用最新潔淨煤技術，如超臨界或超超臨界技術的燃煤電廠。這些技術可提供較高效益和大幅改善環境管理表現。中電是亞洲最大的私營電力公司之一。未來5至10年，集團的內地發電業務增加採用更潔淨能源，有助降低集團發電組合的碳強度，並對區內的可持續發展作出貢獻。



謝伯榮

集團執行董事及  
中國業務 — 主席

下表概述中電內地發電組合根據使用率和可用率衡量的良好營運表現，包括所有核電、燃煤和水力電廠。

電廠	額定值 (兆瓦)	發電量 (百萬度)		使用率 (%)		可用率 (%)		運行時數	
		2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
大亞灣	1,968	15,015	15,662	91	95	91	96	8,036	8,428
廣州蓄能水電廠(1期)	1,200	1,399	1,331	13*	13*	94	92	3,061*	2,931*
石橫1期及2期	1,260	6,632	6,641	63	63	91	88	5,526	5,534
荷澤2期	600	3,357	3,326	64	63	93	90	5,595	5,544
聊城1期	1,200	6,665	6,667	63	63	91	91	5,554	5,556
一熱	400	2,417	2,326	69	67	96	96	6,043	5,816
三河1期及2期	1,300	7,489	6,920	66	61	93	93	5,761	5,323
盤山	1,030	6,214	6,054	69	69	94	84	6,033	6,054
綏中1期及2期#	3,600	15,092	9,408	55	67	79	83	4,858	5,880
準格爾2期及3期	1,320	7,175	5,919	62	51	91	93	5,436	4,484
神木	220	1,371	1,425	71	76	95	92	6,233	6,627
懷集	125	443	284	40	26	92	87	3,541	2,267
防城港	1,260	7,055	5,227	64	47	91	91	5,599	4,149
大理漾洱	50	176	71	40	46	75	98	3,542	1,421

\* 發電及抽水模式

# 綏中2期電廠3號和4號機組(2 x 1,000兆瓦)已分別於2010年2月及5月展開商業運行



寒冬中的乾安風電場

## 核電

中電透過全資附屬公司香港核電投資有限公司(「港核投」)持有大亞灣核電站項目(1,968兆瓦)的25%股權。根據有效期至2034年的核電合約，大亞灣核電站將輸出電量的70%供應中電的香港電力業務。大亞灣核電站與鄰近的其他三台核電設施均由大亞灣核電運營管理有限責任公司(「運營公司」)負責營運。中電擁有運營公司的12.5%股權。

2010年，大亞灣核電站繼續表現理想，使用率逾90%。2010年5月23日，大亞灣核電站2號機組反應堆冷卻水的放射性輕微上升，但仍大幅低於電廠規定的技術限值。從放射性上升的程度推斷，成因是由於反應堆堆芯(有40,000多根燃料棒)中的一根燃料棒的密封度存有缺陷。由於僅屬輕微運行情況，不會對安全、健康或環境構成任何影響，故毋須按聯合國轄下國際原子能機構為評估和通報核事件的0至7級核事件分級機制進行匯報。然而，令人遺憾的是，多個傳媒機構對事件報導失準，本年報的「主席報告」亦有指出有關事件在香港引起關注。2010年10月23日，1號機組在計劃停運檢查期間也發現一項不會對安全、健康及環境構成任何影響的1級事件。這次檢查發現，在反應堆關閉期間用來排走餘熱的輔助冷卻系統的其中一段喉管(即是在反應堆停機期間才會使用的喉管)出現裂痕。這項1級事件並非不尋常，而確定事件的工序也參照了國際間對核電廠事件的嚴謹守則。自2001年以來，大亞灣核電站共發生過12次1級事件。但就像5月23日的情況一樣，部分的傳媒報導並不準確。上述兩項事件發生時，中電及中廣核(即中電在大亞灣核電站的合作夥伴)、核電站營運商及中國環境保護部，均已確認公眾安全、公眾健康及環境並無受到這些事件所影響。

傳媒報導這些事件的手法，引起市民對大亞灣核電站在安全和運行方面的關注。儘管這些關注並無充分理據，而現時採用的機制已參照國際常規妥善設計，但中電為予以回應，仍透過港核投與香港特區政府和中廣核緊密合作，強化通報機制。在各方努力下，港核投於2011年1月宣布，在運營公司發現大亞灣核電站發生



佟江橋先生

香港特區政府於2010年9月發表《香港應對氣候變化策略及行動綱領公眾諮詢文件》，內容提及發電燃料組合的主要轉變，是採用更多核電和天然氣。若政府決定落實諮詢文件中的建議，中電能否取得更多天然氣供應來增加燃氣發電，並且參與中國內地更多的核電項目？

德意志銀行企業及投資銀行研究部 — 証券分析 中國研究部主管

自中央與香港政府於2008年簽訂諒解備忘錄以來，我們一直努力與中國有關的政府機構及企業合作，為香港發電行業爭取管道輸送及液化天然氣的新氣源供應。這些新氣源包括在南中國海開發的新氣田、透過「西氣東輸」管道第二期從中亞輸入的天然氣，以及將於深圳共同興建的新液化天然氣接收站。這些大型和複雜的基建項目需要香港和內地政府部門與商界攜手合作。在供氣基建工程進行期間，未來數年的天然氣供應將趨於緊張，但我們相信在數年後，香港將可從內地輸入更多天然氣，達致使天然氣佔發電燃料組合40%的目標。

考慮到大亞灣核電站一向能為香港提供潔淨可靠和可負擔的電力，香港特區政府建議將輸港核電提高至佔總電力供應量50%，是減少碳排放的可行方法。然而，有關配套設施建設需8至10年。由於時間緊迫，我們已與內地合作夥伴展開初步洽談，根據大亞灣核電站的成功合營經驗，探索在廣東省加強參與核電項目的機會。



阮蘇少涓

中華電力副主席

「非緊急運行事件」後，會於兩個工作天內，透過港核投網站(<https://www.hknuclear.com>)發布有關運行事件的資料。這些事件並無核安全後果，亦不會對外界環境及公眾安全構成影響。這些事件的通報已超越同類報告的國際常規。至於一些被列為2級或以上而涉及應急回應的事故，則以粵港雙方就「大亞灣核電站事故應急合作協議」內的既定程序，由兩地政府與應急有關的特定單位按機制處理。➤

7月，中電與中廣核簽訂合作意向協議以取得陽江核電站項目(6,000兆瓦)的17%權益。這核電站位於距香港以西約220公里的廣東沿岸，將為廣東一帶供應電力。核電站於2008年動工興建，預期將分階段於2013至2017年間投產。項目工程正如期進展。中電現正就此計劃中的投資項目進行評估及盡職審查工作，估計於2011年上半年完成。

### 可再生能源

中電在中國內地的可再生能源發電組合，有淨權益達1,584兆瓦的水力、風力及生物質能發電項目。

集團在中國內地最大的水電投資項目，是位於四川省的江邊項目(330兆瓦)。2010年，我們完成挖掘由上游至廠房的主隧道。單是這隧道的工程量已非常龐大，全長8公里，歷時33個月完成，由於岩質較預期更難挖掘，故需時遠超預期。然而，我們透過其他施工安排，避免項目工期延誤。現上游堤壩已經完成，廠房設備安裝工程進入最後階段。當地工作條件惡劣，加上安全文化遜於中電要求，施工安全仍是這項目長期面對的挑戰。由於雲南於2010年上半年出現嚴重旱情，集團的大理漾洱水電項目於年內的發電量低於預期。電廠於2010年底進行了年度大修和技改工程，預期業績可於2011年得以改善。

集團主要透過以下三個渠道經營風電業務：持有個別風場項目的少數股權、擁有中廣核風力發電有限公司(「中廣核風電」)32%股權，以及全資擁有風場。2010年，集團通過這三個渠道經營的項目均有所進展。

集團主要透過擴展山東省的現有風場，壯大其佔少數股權項目的規模，包括沾化2期風場、利津2期風場、榮成2期及3期風場(各為50兆瓦)。中電佔股24.5%的遼寧省馬鬃山風場項目(50兆瓦)於2010年1月投產，而佔股25%的廣東南澳3期風電項目(15兆瓦)亦已於年內較後時間投產。集團保持於中廣核風電的合作關係，



江邊水力發電項目施工中的地下廠房

## 中國內地

有關合營公司的總裝機容量在2010年底已逾1,342兆瓦。中電將維持其11.9億港元的股權投資。然而，當中廣核集團於2011年進一步注資合營公司以完成多個規劃中項目時，中電現在32%的股權將被攤薄。此後，合營公司將集中管理現有的營運發電組合，其總裝機容量料會維持在現水平。

中電於中國內地的首個全資風電項目——乾安1期風場項目（50兆瓦）已成功開發及投產，證明集團有能力自行發展風電項目。集團位於山東省的第二個全資風電項目——蓬萊1期風電項目（48兆瓦）則正在施工。我們現時亦着手發展乾安2期項目，主體建設及相關工程於2011年初開展，預期今年8月竣工。我們將繼續在目標省份爭取可佔多數股權的風電項目，預期這將成為我們日後在內地進行風電投資的主要方式。

2010年3月，我們完成對山東博興生物質能電廠的技術改造，包括加裝了一台15兆瓦的抽凝機組。這項工程使電廠的發電業務可獨立於蒸汽銷售，因而提升營運的靈活性及效率。此外，我們已修訂燃料採購策略，務求取得更多價格合理、不同種類的生物質能燃料。儘管如此，以合理價格採購足夠數量並符合品質要求的燃料，仍是我們每天面對的挑戰。

2010年，我們繼續在華南地區擴展能源服務業務，包括為當地工商客戶進行更多能源審核，並為他們安裝節能系統。2010年11月，我們與中廣核達成合營協議，共同於華南地區發展能源服務業務。新的合營公司於2011年1月已經投入運作，為工商客戶提供一站式的能源服務方案，包括顧問服務、系統安裝、能源系統承辦及投資建議等。



張義崇先生

國內有些省份風力發電裝機容量增長過快造成電網調峰困難的問題比較突出，中電在開發國內電源市場時是否有針對性的策略或建議？

吉林省電力有限公司總經理

中電透過嚴格的篩選過程，在中國內地尋求風電項目的發展機會。儘管不少競爭對手在中國內地積極擴展發電項目組合，但中電只會專注於相信可帶來合理投資回報的優質發電項目。我們現時在中國擁有逾20個風電項目，其中部分位於那些發電受到調峰問題限制的省份。我們一般在風力資源較佳的省份發展風電項目，並會與當地電力公司和業內專家就我們對發電量的預測及風場的營運特點作出改進，確保可滿足當地電力公司的調峰規限和電力調度要求。透過與有關電力公司緊密合作，我們可將限電問題降至最低。

此外，我們相信，限電只是中短期的問題，日後透過用電需求增加及輸電和發電發展加強協調，問題將會得到解決，並可與中央政府未來10年提高風力發電容量的目標配合。在現階段，中電將不斷擴展風電組合，同時將受限電的項目，控制在只佔整個風電組合的一小部分。



柯愈明

中國區總裁



中國政府在未來的規劃周期，將繼續支持發展涵蓋以可再生能源、核電或較高效益的燃煤電廠進行的潔淨發電。中電已調整在中國內地的發展策略，朝著中國政府提出更潔淨發電的方向作出部署，這也是集團降低發電組合碳強度政策的一部分。在未來三至五年，我們計劃調整發電項目組合，由主要為燃煤發電轉為優先考慮低碳排放發電。為此，中電計劃整合和理順燃煤項目的資產擁有權和架構，並在內地物色潔淨和可再生能源項目，包括以風力、水力及核能發電。集團於2010年出售安順2期項目及擴展風電組合，就是我們在這方面的努力，也突顯我們正在執行這策略方針。

在不斷發展風電業務之餘，我們亦須留意內地風電料將大增所造成的影響。這方面主要有兩個問題。首先，內地風力資源分布不均，在若干風電容量龐大的地區，如內蒙古，風電的管理和輸送能力受到電網限制，影響電力輸往載荷中心。第二，風力資源較強的場址會最先開發，意味餘下可供發展的場址可能存在風力質素欠佳的問題，經濟可行性會較低。

為配合香港政府建議擴大核電佔本地總發電量比重的政策，我們已開始就中電如何協力為香港輸入更多核電，與現時的內地合作夥伴和有關當局進行磋商。在這過程中，我們希望可善用參與大亞灣核電站取得的經驗、關係及聲譽，貢獻有關工作。

我們在來年和今後的計劃包括：

- 在中電持有合營股權的電廠落實提升效益計劃；
- 爭取簽訂長期燃煤供應合同及物色其他燃煤來源，以降低煤價；
- 維持防城港電廠高售電量、繼續控制成本（以助提高售電量），並且落實防城港2期電廠發展計劃；
- 執行已加強的大亞灣核電站非緊急運行事件通報機制，並推動提高公眾對核電的認識；
- 完成評估陽江核電站的盡職審查報告，並與合作夥伴中廣核敲定投資安排；
- 制訂計劃，進一步投資於廣東的核電站，支持增加核電供港；
- 江邊水電站項目安全投產；
- 進一步提升博興生物質能項目的營運及財務表現；
- 物色及繼續發展水電站項目，更廣泛地發揮我們在懷集、漾洱和江邊水電項目所取得的專長；
- 中電將貫徹三管齊下的風電項目發展策略，包括
  - i) 擴展現有佔少數股權而具增長潛力的項目；
  - ii) 維持在中廣核風電的投資，但持有的32%股權可能會於2011年內被攤薄至約15.7%；及
  - iii) 完成興建蓬萊1期風電項目（48兆瓦）及展開乾安2期風電項目（50兆瓦）的工程，並進行其他正在落實和評估的全資風電項目；及
- 透過與中廣核的合營公司擴大於南中國的能源服務業務。



## 經營環境

對比中國962千兆瓦的總裝機發電容量，印度的總裝機發電容量約160千兆瓦。印度的人均用電量約等於中國的四分之一。在用電高峰期，印度全國電力供求差距仍超過10%。

為滿足電力需求，並使印度近年取得的經濟增長和社會進步得以持續，印度聯邦政府計劃在未來12年增加230千兆瓦發電容量，令印度的人均用電量倍增。在增加的發電容量中，大約165千兆瓦將來自化石燃料，而另外65千兆瓦預計來自核電和水電，是極為進取的目標。

儘管當地燃煤供應充裕，但要運送燃煤至電廠卻困難重重，包括開採的挑戰、環保和土地用途的規例，以及運輸的問題。據估計當地燃煤最多只能提供80至100千兆瓦的額外發電容量。換言之，進口煤會在可見將來佔有重要席位，並成為沿岸電廠一個可取方案。然而，儘管現時的進口煤價具競爭力，但若國際煤價持續上漲，使用進口煤發電的經濟效益或被削弱。

全新燃煤電廠項目若訂有長期購電協議，並受惠於當地燃煤資源的正式分配，可有機會取得穩定的長遠回報。然而，燃煤發電現在日益傾向採用「商業電廠」模式。這類電廠近年回報可觀，但極易受煤價上升影響，因為他們不會獲得當地燃煤的分配，發展商有些時候更需要承擔燃料價格風險。為管理這方面的風險，發展商必須鎖定在印度境外（如印尼、澳洲或近期於非洲國家）的燃煤供應。

印度聯邦政府正繼續進行超大型發電項目計劃，以招標形式批出可分期進行而最高達4,000兆瓦的大型發電項目。已招標的超大型發電項目共有四個，其中兩個可在項目營運期內獲分配專用煤礦場以取得當地燃煤，並且獲得附有購電和付款保障機制的長期購電協議；餘下兩個項目則以進口煤為燃料。現時，有另外兩個以當地燃煤作供應的超大型發電項目正在發展中，其競投前的資格審查程序預料於2011年上半年展開，而投標相信於其後六至九個月內進行。

水力發電仍然是印度最主要的可再生能源。然而，風電亦一直發展迅速。2001年，印度的風電總裝機容量只有1,347兆瓦，時至今天已約達13,000兆瓦，並將在印度聯邦政府及邦政府繼續支持下進一步增長。印度風力資源的分布並不平均，當地風場主要集中在泰米爾納德邦(Tamil Nadu)、馬哈拉施特拉邦(Maharashtra)、古吉拉特邦(Gujarat)、卡納塔克邦(Karnataka)及拉賈斯坦邦(Rajasthan)。

2010年1月，印度聯邦政府推出賈瓦哈拉爾·尼赫魯國家太陽能目標(Jawaharlal Nehru National Solar Mission)，希望於2022年底前建立20千兆瓦的太陽能發電容量，目標涵蓋大型及小型發電項目，包括農村電氣化（現時印度全國還有約4億人口未獲供電），並已制訂共分三期的發展路向圖，包括發展太陽能發電的中期目標。

印度29個邦份中有18個正推行可再生能源配額及優惠電價，支持發展包括風力及太陽能發電的可再生能源。

## 表魂

印度業務繼續集中於三個範疇：成功管理GPEC的現有電廠、繼續推進在哈格爾的全新燃煤發電項目，以及增加可再生能源投資。我們亦繼續探索在輸電項目方面的機會，期望參與印度電網基建的大型擴建項目，配合增加發電容量和向用戶供電的需要。

## GPEC

GPEC的營運表現理想，繼續是中電印度業務的主要盈利來源。電廠各項關鍵表現指標均已達致，但由於當中的一台機組按計劃進行大修，令電廠可用率較2009年輕微下跌。這是三台機組中首台需要進行大修並已經運行超過100,000小時的機組，涉及工作包括更新燃氣渦輪機技術，以提升運作表現至近乎全新水平。另外兩台機組將於2011年及2012年進行類似大修。雖然這座電廠的狀況極佳，但我們須審慎控制電廠老化的維護成本。因此，我們希望與設備供應商西門子(Siemens)簽訂長期維護及支援合約。

電廠	額定值 (兆瓦)	發電量 (百萬度)		使用率 (%)		可用率 (%)		運行時數	
		2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
GPEC	655	4,079	4,602	71.1	80.2	90.1	92.9	7,968	8,269

## 哈格爾項目

哈格爾項目於2008年1月動工，現已完成約70%，項目資金透過已簽訂的合約差不多全部到位。我們正與中國供應商磋商工程及設備採購，進展理想。中電一直與中國廠商保持緊密聯繫，確保所需組件可適時運往工地。項目面對的最大挑戰是聘請足夠工人。這情況於2010年中更加嚴峻，因為德里英聯邦運動會的關係，吸納了不少勞工興建相關設施，參與運輸和土建。由於當地工人一般缺乏技術和經驗，加上安全文化普遍低落，中電需要投放更多資源，確保落實及執行適當的安全標準。我們並沒有就個別地盤項目出現的困難降低安全標準，



彭振國先生

在印度，集團面對燃料供應穩定性、收地和業內競爭激烈等問題。在GPEC、哈格爾和風電項目的投資以外，中電採取甚麼投資策略？中電會考慮在當地進行融資的方案嗎？

瑞士信貸(香港)有限公司股票研究部副總裁

有關印度的燃料供應穩定性、收地和業內競爭等觀察均為實情。然而，情況透過燃煤發電項目第2類投標的安排已得到舒緩，中電哈格爾投資項目的模式，即屬此類：供電公司招標採購長期電力，並負責燃料安排、收地和申請環境許可／批核等大部分準備工作。第1類發電項目中的購電方則只與發電商簽訂長期的購電協議，而不會參與發電項目的準備工作。發電商可從任何發電廠供電，不受地點、技術或燃料來源所限制。中電擬物色更多好像第2類投標項目的發展機會，包括超大型項目，同時亦會尋求投資於收地和燃料安排已大致就緒的發展中項目。

當地市場有足夠能力提供電力項目融資，貸款年期由1至15年不等，而且銀行和金融機構相當樂意向中電這類財務狀況穩定的公司提供貸款。哈格爾項目獲得融資，正顯示集團於逆市中於地方市場籌集資金的實力。



苗瑞榮

常務董事(印度)

## 印度

因為我們不會對有關安全的事情作出妥協。雖然我們相信哈格爾項目在施工期間的安全表現明顯高於印度其他同類項目，但仍然有改善空間。我們將努力不懈，提高工地安全。

儘管哈格爾項目現時獲得Coal India分配來自Jharkhand指定煤場的燃煤供應，但Coal India能否在哈格爾項目投產後繼續提供合同規定的全數燃煤，仍為未知之數。我們正與Coal India努力磋商，確保獲得所需的燃煤供應，同時亦考慮其他替代燃煤供應，包括進口煤，以確保電廠在投產後即可達致最高的使用率。

### 可再生能源

我們於2006年開展在印度的首個風電項目，即位於古加拉特邦的Samana 1期風場(50.4兆瓦)；此後，包括發展中、施工中或營運中的風電項目組合已增至486兆瓦，使中電成為印度最大的風場發展商，規模冠於當地及外來發展商。去年，部分完成的Samana 2期風場和Saundatti風場項目及已全部落成的Theni風場項目，帶來合共209兆瓦的發電容量，使集團的風電組合進一步擴大。集團的安得拉湖風場及Harapanahalli風場項目，連同Samana 2期風場和Saundatti風場項目的未完成部分，預計全部於2011年投產，屆時發電容量將進一步增加172兆瓦。雖然我們大致能成功地在預算內發展這些項目，但投產日期卻延遲了4至12個月不等。風場場址的收地問題，是這些項目延遲的最大原因。我們除了盡力縮短收地時間外，還參考過往的經驗，現時在投資的前期財務分析會預留較長的收地期。我們同時會視乎實際的收地進度，盡量推遲向風力發電機供應商承諾付款的時間。

我們正探討在印度參與太陽能發電項目的機會。我們認為，在未來二至三年，太陽能行業在印度將趨於穩定，我們可考慮不同的項目結構，不限於只是附有高固定電價、由國營公司長期購電的形式。這點非常重要，因為現時的太陽能發電成本比傳統及非傳統發電方式均較高。古加拉特邦和拉賈斯坦邦擁有印度最好的太陽能資源，並獲得邦政府的政策支持。中電集團可借鏡在泰國55兆瓦的Lopburi太陽能項目所汲取的經驗和專長，發展其他太陽能項目。



Karunakar Jha先生

印度電力行業發展迅速，但新增發電容量主要來自燃煤發電項目。採礦業仍受政府管制，而有關的礦業公司沒有與電力行業同步增長。中電未來有甚麼計劃確保印度業務燃料供應的穩定性？

Jhajar Power Limited規劃及監控副經理

採用當地燃煤的發電項目將繼續發展，這方面需要的大部分燃煤(70至80%)會持續由Coal India Ltd.透過附屬公司供應。印度政府對提升燃煤發電容量極為積極，會同時以當地燃煤為本的第2類發電項目(包括超大型項目)及採用配有運輸通道的當地煤源、靠近電廠的專用煤場，或使用進口煤的第1類發電項目來開展有關工作。

印度聯邦政府明白開放燃煤產業的重要性，而近期的立法已為特定終端用途的項目開啟了煤源投標的大門，有關的投標指引預期於年內完成，可舒緩國有燃煤公司產能不足的情況。中電印度正為競投下次的超大型項目及其他第2類發電項目定位，亦將評估競投當地及區內其他地方煤源的機會。



Naveen Munjal

CLP Power India Private Limited  
業務發展總監(傳統發電)

## 輸電項目

2009年，中電印度與當地具領導地位的土木工程承辦商Gammon合作競投兩個輸電纜項目，在十個投標者中以第六低標價未能成功，但我們認為我們的投標價合理。中標價之低，使我們對未能成功投得有關項目並不感到遺憾。在競投過程中，我們更深入地了解輸電項目的特點、經濟機制、風險和回報，並與Gammon確立了建設性的合作關係。

2010年12月和2011年1月，我們再度以合營方式(中電持有76%多數股權)參與競投兩個輸電項目，而Gammon則負責工程設計、採購及建造。我們堅守自己的投標紀律，希望可於項目創值的情況下勝出。然而我們在這兩項投標相繼落敗。我們再度競投失敗，而我們的投標價大幅高於中標價，表示我們須嚴格審視對這些項目的估值和假設。在檢討後如發現我們必須接受不理想的風險／回報組合，才能使標價具有競爭力，那我們寧可放慢參與輸電項目的步伐，等待較為合理及可持續的競爭環境。



現有業務方面，我們的主要目標是：

- 按時並在預算內完成哈格爾項目，於2012年上半年全面投產；
- 為GPEC爭取為期五至十年的長期供氣合約；及
- 完成位於古加拉特邦、馬哈拉施特拉邦及卡納塔克邦發展中的風電項目，並有效管理各營運中項目。

因印度的電力需求增長，發電及輸電基建方面需要作出龐大投資。中電憑藉在電力行業各方面的經驗，以及在印度市場日益昭著的聲譽，可把握廣泛的投資機會擴展業務，尤其是：

- 可能參與全新開發或競投另一個大型燃煤發電項目，包括超大型電力項目；
- 一旦獲得額外天然氣供應，立刻擴展GPEC的發電容量；
- 繼續投資風電項目，保持中電作為印度最大風電公司的地位；
- 競投輸電及水電項目，以分散資產組合；及
- 盡早發掘機會，參與發展印度的太陽能發電項目。



 GPEC電廠



## 經營環境

90年代，中電開拓在香港及中國內地以外的地區業務，首先涉足東南亞及台灣市場。自此，中電透過開發全新發電項目及併購活動，使業務不斷增長。

我們已於2011年2月23日出售於EGCO的權益。目前，中電在東南亞及台灣的投資及發展項目，大部分是與三菱共同持有。中電與三菱合營的OneEnergy自2009年進行重組，使雙方的夥伴關係基礎繼續可在專長、資源及人脈網絡方面優勢互補，但無需負擔合營公司複雜的經常開支及企業架構。

建造及營運電力資產是中電集團提升業務價值的關鍵因素之一，我們在東南亞及台灣的經驗均印證了這一點。與併購不同，中電最能提升投資價值的方式，是運用在工程及營運方面的專長來創建且擁有重大控制權的全新發電項目。過往例子包括台灣和平燃煤電廠項目。現時我們與三菱商事株式會社合夥擁有和平項目的權益。

中電與台灣夥伴共同開發的全新和平電廠項目已投產多年，持續營運提供穩定的現金流，並有利於把握台灣市場可能出現的任何新商機。我們現於越南發展的兩個項目，如能完成財務安排及展開施工，亦會按類似概念進行。越南是新興市場，明顯需要新發電容量支持經濟增長，故此我們認為現在大概是進軍越南的適當時機。

現時，我們正把發展專長應用於泰國55兆瓦的Lopburi太陽能發電項目，中電持有其中33.33%股權，並負責項目管理。



泰國Lopburi —— 從木薯田.....

## 表 現

中電於2010年持有權益的所有營運中電廠都與信譽良好的購電商訂有長期購電協議。各電廠於2010年的運行成績均屬良好，因而能夠履行購電協議的條款，並賺取既定的收入。

和平電廠於2010年表現優良，總發電量創出10,008百萬度的紀錄。電廠未來仍然有可能擴充發電容量，但須取決於台灣未來的電力供求情況，以及官方政策的制訂及實施。在現階段，我們正研究能否運用自90年代中期開展和平項目以來所建立的關係、資源及地方專長，在台灣發展太陽能及風力發電。

由中電發展和管理的泰國中部Lopburi太陽能發電項目(55兆瓦)已完成財務安排及開始施工。這項目由Natural Energy Development Co., Ltd. (「NED」) 擁有，NED是由中電、三菱及EGCO持有等額股權的合營公司。這項目是目前全球同類型最大的太陽能發電項目，並計劃於2011年底至2012年初分期投產。相關8兆瓦擴建項目的購電協議和融資文件已準備就緒，建造工程預計可於2011年展開。

在越南，中電與三菱繼續推動兩個全新燃煤發電項目的發展工作。我們正就中電與三菱共同擁有48.45%股權的Vung Ang 2期項目(1,320兆瓦)，與越南政府磋商有關購電協議及其他主要的項目協議。設備供應及建造工程的標書正進行評估，與潛在融資提供者的商討亦進行中。至於由中電與三菱共同擁有49%股權的Vinh Tan 3期燃煤發電項目(1,980兆瓦)，我們正為其設備供應及建造工程的招標文件定稿，並與金融機構商討有關的融資安排。我們希望於2011年與越南政府機關完成磋商這兩個項目，並於2011年及2012年先後完成這兩個項目的財務安排。我們的目標十分進取，實現與否在於越南政府在主要問題(如政府保證及燃料成本轉嫁機制等)考慮及作出決定所需相信相當長的時間。



發展為太陽能電廠



展望未來，我們的優先目標是管理東南亞及台灣的現有資產和施工中項目（即中電所擁有和平電廠及Lopburi太陽能發電項目的權益）、推動越南兩個燃煤發電項目的發展，以及為現時的Lopburi項目進行小型擴建。

中電可能有機會運用其工程設計、建設及營運能力，在東南亞發展中國家進行更多的全新發電項目。在這個市場上，我們必須全面嚴格檢視風險及回報，並只進行能從購電協議獲取穩定現金流、可轉嫁燃料成本，而發電成本又為用戶可負擔的項目。我們按這些必需的先決條件在越南發展有關項目，日後進行任何其他項目亦會如此。只要低碳發電的價值受到肯定及變得穩定，政府政策又給予支持，我們會抱開放態度，進一步發展可再生能源項目。

我們於2011年的具體計劃包括：

- 保持和平電廠良好的營運表現，並以合理價格在國際市場採購燃煤；
- 與越南Vung Ang 2期項目的投標者評估和磋商工程設計、設備採購及建造工程合約條款，以及有關融資的安排；
- 採用中國設備供應商及融資，確定Vinh Tan 3期項目的成本及經濟條件；
- 繼續與越南政府、相關機關和國營公司磋商，確定Vinh Tan 3期及Vung Ang 2期項目能否在一個健全、可持續及擁有可行經營條件的基礎下進行；及
- 按工期及預算推進Lopburi太陽能發電項目的工程，並且落實其8兆瓦的擴建項目。



佟江橋先生

中電訂下了目標，於2020年底前達致30%的零碳排放發電容量比例，其中20%將來自可再生能源。由於近年可再生資源項目的競爭加劇，這是極具挑戰性的目標。公司會為了達致發電組合目標而犧牲最低投資回報率嗎？

德意志銀行企業及投資銀行研究部 — 證券分析 中國研究部主管

2004年，我們訂立目標，於2010年底前把集團可再生資源發電容量比例提升至5%，在2007年底便已達標。我們現時的可再生資源項目佔集團總發電容量逾16%，其中主要為風電，部分是水電、生物質能及太陽能發電。隨著我們邁向低碳未來，我們已修訂目標，希望於2020年底前使可再生資源發電容量比例達20%。我們知道前路充滿挑戰：理想的水電及風電場址愈來愈少、當局可能下調可再生資源項目的上網電價優惠、輸電網絡需要重大投資以應付可再生資源產電量的上升。儘管如此，我們仍相信可以達標，因為法規和營商環境的演變將繼續有利低碳未來的發展。舉例說，我們預期集團業務所在的國家，尤其是中國及印度，相關政策和法規將於未來十年繼續支持可再生資源發電。

我們的投資決定，在於能否為資金提供者帶來相應的經濟價值，以及為所有業務相關人士帶來社會及環境裨益。投資發電業務的決定，不能只側重環境因素。在作出投資決定時，中電會考慮有關項目的經濟、社會及環境條件，並兼顧各界人士對我們業務的需求及期望，務求取得平衡。



高橋

集團總監及財務總裁