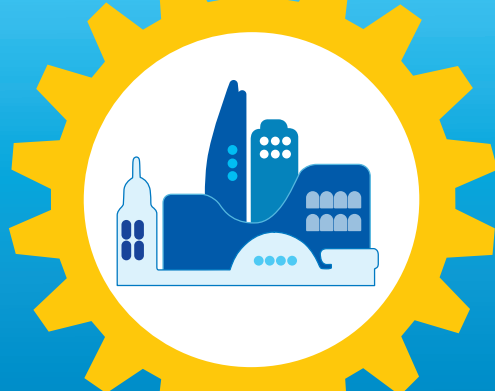


# 業務表現

我們必須運用經驗與專長，不斷優化資產及投資表現，同時實現策略目標。

- 36 香港
- 40 澳洲
- 45 中國內地
- 51 印度
- 54 東南亞及台灣



## 經營環境

香港是一個細小的開放型經濟體系，與我們的主要貿易夥伴，特別是中國內地及北美洲的經濟唇齒相依。預料香港的增長前景將緊扣全球復甦的步伐。十多年前，香港經濟已發展成熟，模式亦由倚重製造業轉為服務業主導。電力需求的轉變正好反映香港經濟的轉型。1960年代、1970年代和1980年代電力需求的增幅分別為17%、10%和9%，自1990年起，本港客戶的電力需求平均每年只增長3%。長遠而言，我們預期香港的經濟以至電力需求都會溫和增長，後者可能為每年2%左右。我們亦預期，由於鄰近的廣東省電力供求轉趨平衡，向中電購電的需求將會減少。

儘管基本電力需求增長溫和，但我們仍然有需要對香港的電力基建進行重大的持續投資。首先，我們需要維持符合香港市民期望的供電可靠度和質素；其次，我們需要符合漸趨嚴格的環保規例要求。香港特區政府發表了空氣質素指標的最終研究報告，多項控制排放措施料會陸續出台，當中包括於本地發電量中提高使用天然氣的份額，以及進一步收緊對燃煤電廠的排放量規定。長遠而言，政府有可能會完全禁止香港採用燃煤發電，但現階段，此舉對能源供應穩定性、供電可靠度及電價的影響尚未得到充分評估。預期當局會就香港空氣質素指標提出具體建議，公眾也會更加關注環境事宜，因此日後更多有關需求管理、能源效益和節約能源的措施將會出現。此外，氣候變化日益受到關注，也可能使社會人士密切監察發電行業的碳足印，進而支持中電逐漸改以核能及燃氣發電，延續始自1990年代由中電領先的演變趨勢——中電由純燃煤發電率先邁向包括以燃煤、燃氣及核能的均衡燃料組合發電。

當現行的管制計劃於2018年屆滿時，香港的電力市場將面對不明朗的發展前景。政府已委聘顧問展開研究，以分析2018年後有關規管模式的多個選擇方案。為批發及零售能源市場引入競爭是近年多個國家的政策主流方向，但這些引入競爭的模式正被重新評估，這是由於社會尤其關注當局可能無法光靠市場力量，實現有關環境管理表現及對電網基建作出適時投資等方面的政策目標。中電將與政府及其顧問就香港未來電力市場的規管形式展開討論。我們亦正與政府及港燈合作，研究兩電加強聯網是否對香港市民有利，以及如果有利，則裨益為何。預期這項研究將於2010年完成。

2008年12月，中央人民政府公布了《珠江三角洲地區改革發展規劃綱要(2008 – 2020年)》。香港與珠三角的經濟不斷融合，將為香港帶來機遇與挑戰，對中電亦然，我們對這進程抱有信心。早於1990年代初，中電已投資大亞灣核電站並與其建立聯網，我們在跨境電力聯繫方面已著先鞭。粵港兩地政府於2008年簽訂的能源供應諒解備忘錄，足證中電於促進香港與鄰近廣東省的進一步融合不遺餘力。我們正與中央人民政府及內地業務夥伴通力合作，以具建設性、重成果的態度為香港取得穩定的核電及天然氣供應。這對中電維持可靠供電及實現環境管理目標至為重要。

## 表現

2009年，我們著眼於實現以下四大目標：

- 以可靠、具成本效益和對環境負責任的態度，滿足香港市民的電力需求；
- 進行必要的資本性投資，以維持香港電力基建的質素；
- 以最好及最有效率的方式運用資源；及
- 落實中央人民政府與香港特區政府就香港繼續獲得核電及天然氣供應而簽署的諒解備忘錄。

## 滿足電力需求

整體而言，2009年的本地售電量增長1.7%，而2008年僅增長0.3%。主要由於年內天氣較為炎熱，令空調需求增加，加上經濟平穩復甦，本地售電量得以增長，其中住宅客戶的增幅尤其顯著。製造業的售電量持續下跌，現時只佔中電本地總售電量6.3%，而1976年則大約為45%，明顯反映本港經濟過去數十年間從製造業轉型至服務業主導模式的速度與幅度。

類別	2009		售電量較 2008 增加／(減少) (%)	2005-2009 每年平均 售電量變動 (%)	2009表現的背景資料
	客戶數目 (千計)	售電量 (百萬度)			
住宅	2,016	8,331	5.6	3.1	較2008年夏天天氣為熱，秋天天氣則較涼
商業	184	12,488	1.4	2.4	夏天天氣較熱，客戶對經濟復甦的看法正面
基建及公共服務	96	7,813	2.0	0.6	公共設施啟用
製造業	25	1,938	(12.0)	(7.3)	售電量持續減少，特別是紡織業
本地總售電量	2,321	30,570	1.7	1.3	
外銷電力	–	3,731	5.0	3.9	廣東省的電力需求顯著增長
總售電量	2,321	34,301	2.0	1.6	

中電售予中國內地的電量較2008年上升5%，主要是下半年內廣東省的經濟復甦，大幅帶動電力需求所致。

整體而言，計入售予廣東省的電量，中電於2009年度的總售電量較2008年增加2.0%，而2008年度則為下跌1.1%。

## 資本性投資

中電現時在香港進行的最大規模資本性投資，是青山發電B廠的煙氣淨化項目。這項斥資90億港元的項目於2009至2011年分期啟用，涉及工序包括安裝煙氣脫硫裝置、氧化氮減排設備及其他設施。當這個項目完成後，青山發電B廠逾90%的二氧化硫排放及逾50%的氧化氮排放將可減除，而粒狀物排放亦可從現時的低水平進一

步減少，因而令中電的排放表現媲美歐盟標準。按時順利完成這項工程，對中電符合日益嚴格的排放規例甚為重要。現有約2,700名中電及承辦商員工參與工程，施工進度大致符合預期。

2009年，我們投資約78億港元於發電、輸供電網絡、客戶服務與其他支援設施，以提升供電質素和可靠度，客戶服務水平，並滿足不斷發展的基建項目帶來的電力需求。

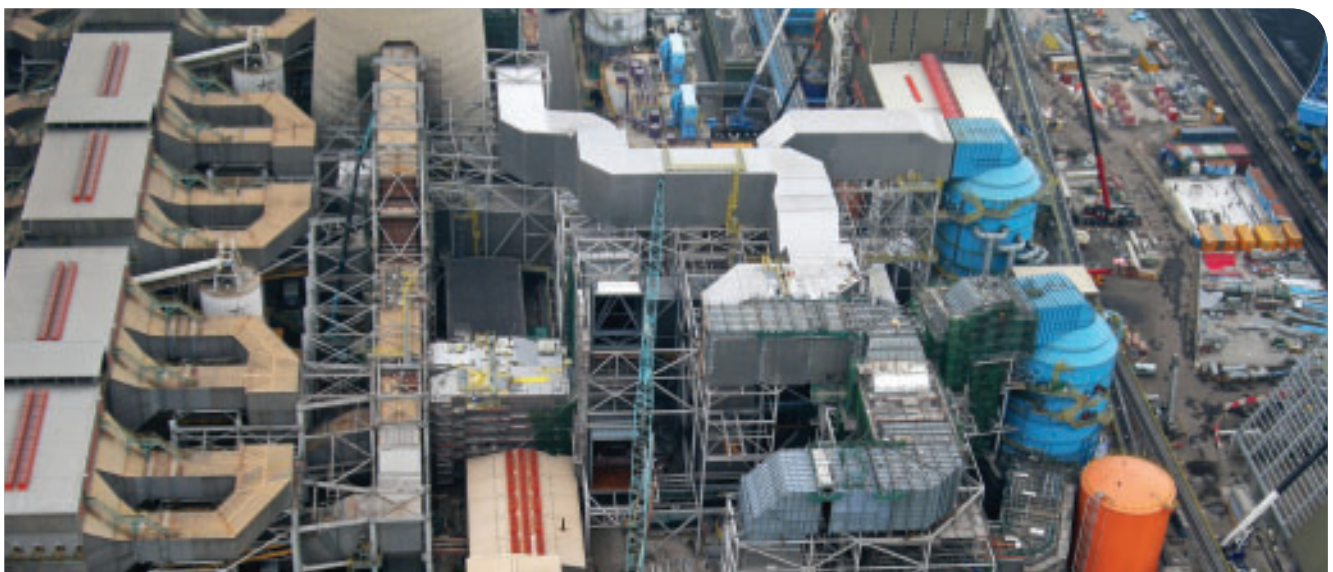
我們亦正在香港進行一個離岸風場的可行性研究。風場首期的發電量為90兆瓦，並可擴展至最高180兆瓦。有關的環境影響評估已於2009年6月推出公眾諮詢，而環境保護署已批准了環境影響評估報告，並於8月發出環境許可證。我們在現階段的工作是實地收集環境數據及檢討項目的基本商業條件，包括其中的風力資源質素。

### 善用資源

我們竭盡所能，節省成本及提升生產力。

以電網營運為例，我們採用的策略是盡量減低電力設備於整個使用周期內的成本；即是說，我們的成本計算，涵蓋有關設備於整個運作周期內對客戶帶來的成本總額，包括初始資本性投資、營運及維修成本、期間翻新以至最終的設備退役或替代成本。我們的維修策略則由定時檢修的常規預防性模式，轉向以設備表現、狀況為本的預防性維修，並輔以網上監控技術。這樣，我們可以持續評估設備狀況，並在適當時間進行維修，將設備功能發揮得淋漓盡致，但同時將設備故障造成的干擾機會減至最低。此外，我們透過翻新項目（如應用於輸電架空線系統及氣體絕緣開關裝置）延長重要資產的壽命，降低其整個運作周期的營運成本。另外，我們亦透過改良採購方面的實務以減省成本，例如讀錶及資訊科技基礎設備的外判合約。

青山電纜隧道項目是我們善用資源的一個典範。我們重複使用地下水來鑽鑿隧道及清洗工地。在重建沙田數據中心時，我們亦繼續使用大部分原有資產，減少約15噸的建築廢料。



● 青山發電廠的煙氣淨化項目——一項巨大的工作

此外，我們正將智能電網技術應用於供電網絡上，向客戶提供潔淨能源和更佳的服務及價值。「智能電網」的基本概念是將數碼、通訊、資訊及儀錶技術與電力系統融合一起，以改善監察、分析監控及收集資訊的能力。這個長期而富挑戰性的項目可提升多方面的能力，包括強化變電站及網絡的自動化運作、自我修復及狀況監控、改善網絡效益，以至靈活連接可再生能源系統、電動車和貯能裝置、智能電錶和先進電量測計基礎設施等，從而與客戶建立更緊密的聯繫。

#### 落實諒解備忘錄

粵、港政府簽訂諒解備忘錄（可於www.epd.gov.hk瀏覽），為供應香港作發電用途的天然氣提出三個氣源：

- 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。

以上三個天然氣來源，對香港保持充裕可靠的電力供應至為重要。2009年內，我們取得良好進展。例如，中電已分別與中國海洋石油總公司和中國石油國際事業有限公司就2010年代初開始的長期供氣作出了初步安排。為取得內地新氣源而建造的新管道，其審批、設計及商業安排均取得重大進展。深圳液化天然氣接收站的初步設計及中國審批程序進展良好，相關的天然氣接收站合營項目的股權架構已獲中國石油（51%）、深圳燃氣（24%）及中電（25%）三方同意，未來的使用安排亦逐漸理順。中電配合環境局，於2009年12月正式提交有關的環境影響評估報告。然而，香港特區政府能否就深圳液化天然氣站接駁至龍鼓灘電廠天然氣接收站的輸氣管，迅速發出環境及其他必要的許可證，則仍然令人關注。在確保天然氣供應無間方面，時間已是十分迫切了。

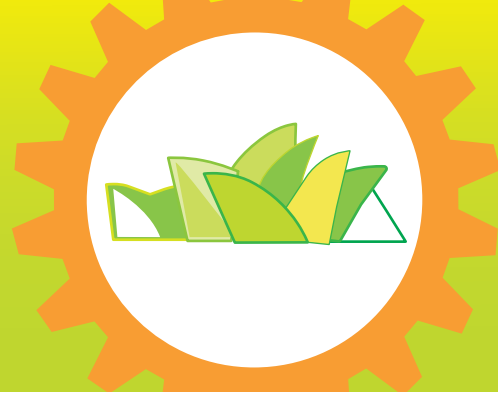
諒解備忘錄亦指出香港將繼續獲得核電供應。香港特區政府於9月批准延長廣東大亞灣核電站的合營期限及供電合約，國家副主席習近平先生與香港特區行政長官曾蔭權先生均出席了在北京舉行的簽約儀式。有關合約將確保香港由2014年起往後20年繼續獲得零碳排放的核電供應。



我們的業務表現如何創造出**經濟價值**於第63頁敘述。



○ 大亞灣核電站延長合營期合同簽字儀式



## 經營環境

年內，澳洲能源市場面對的主要挑戰，依然是最終模式仍未定案的碳污染減排計劃，以及這對現有發電商，尤其是褐煤發電廠的潛在影響。

2009年5月，澳洲政府向眾議院提呈碳污染減排計劃的法案，主要包括於2008年發表白皮書中所載的建議。該法案於2009年6月獲眾議院通過，但卻於8月在參議院因反對派聯盟、環保人士及獨立參議員基於不同原因提出反對而遭否決。

10月，澳洲政府向業務相關人士進行有限度的諮詢後，重新向眾議院提呈碳污染減排計劃的法案，其中包括政府建議作出的修訂。該法案再次獲眾議院通過，並隨後提交參議院表決。鑑於該法案肯定會再遭參議院否決，澳洲政府與已分裂的反對黨進行眾所周知的艱苦磋商，其後於11月同意進一步修訂該法案。反對黨領導層對是否支持法案意見仍然分歧，引起爭端。隨著自由黨領導層換班，法案於12月在參議院遭反對黨、環保人士及獨立參議員再度否決。

澳洲政府表明，最近期被否決的修訂法案是政府現時的政策，並於2010年初第三次向國會提呈該法案。預期碳污染減排計劃將於2010年5月再次送呈參議院，但反對黨仍拒絕接納現有形式的相關法案，反而支持要求政府放棄推出排放交易計劃，認為應該提出直接應對氣候轉變的政策。儘管哥本哈根氣候轉變峰會的結果對澳洲政府政策的影響仍然未明，但澳洲人普遍對峰會感到失望，形勢發展難以逆料。然而，政府可能在本年稍後舉行的選舉之中，仍以目前的碳污染減排計劃作為政策。這個政治僵局意味著最終的政策框架在短期內仍將持續不明朗。

在新南威爾斯省，雖然電力改革計劃受到延誤，但政府仍繼續予以推行，包括出售三項國有零售業務，分別為EnergyAustralia、Integral Energy及Country Energy，以及出售電廠發展用地。有關計劃摒棄出售國營電廠的模式，改以複雜的交易商模式，出售上述國營電廠的發電量使用權。

澳洲政府於2009年11月邀請投資者提交意向書，並預期按原有改革計劃，於2010年初選出投標入圍名單。TRUenergy已提交意向書。12月，Kristina Keneally接替Nathan Rees出任省長，成為新南威爾斯省於2007年舉行上屆省長選舉後的第三任省長。新人上任不久，便對新南威爾斯省的電力私有化計劃再度作承諾。然而，省政府是否有能力和決心推行有關的私有化計劃，不論是以現時形式或經修訂的時間表來落實，則仍然有欠清晰。

可再生能源方面，澳洲政府於2009年8月透過立法，修訂2%的強制性可再生能源目標(MRET)。修訂案於2009年9月9日生效，規定電力零售商於2020年底前須確保可再生能源佔其售電量達20%，即45,000百萬度。新的可再生能源目標(RET)亦將各省和領地現行或建議的可再生能源計劃納入一個全國性的計劃內。

根據之前的強制性可再生能源目標及新的可再生能源目標計劃，零售商必須採用可交易的可再生能源證書(REC)來購買更多可再生能源。這個經大幅提高的目標，已於2010年1月1日生效，可再生能源發電量的目標由2009年的8,100百萬度增至2010年的12,500百萬度。

每份可再生能源證書相等於1兆瓦時的發電量。這些證書來自經驗證的可再生能源發電商或用作抵銷電力耗用量，例如使用太陽能熱水器節省了的電力耗用量。可再生能源證書必須交回可再生能源規管辦公室(Office of the Renewable Energy Regulator)，以示各電力零售商均符合有關的目標要求，對澳洲增加可再生能源的發展作出貢獻。2009年，TRUenergy共交回555,000份可再生能源證書，相等於其澳洲總售電量的3.91%。TRUenergy與大型風場和生物能源電廠訂有購電協議，可獲不斷提供額外的可再生能源證書。年內，可再生能源證書的價格大幅下跌，澳洲各級政府諮議會(Council of Australian Governments)開始檢討影響市場的因素，普遍認為主要是受到住宅太陽能熱水系統龐大的銷量影響。

## 表現

### 資產管理

Tallawarra 的420兆瓦聯合循環燃氣發電廠於2009年1月23日開始商業運行，並於3月31日正式啓用。雖然在運作初期電廠曾發生數次非規劃停電，但整體表現良好。

2009年，雅洛恩電廠的總發電量創下一年新高，共達11,641百萬度。在之前，電廠2號機組於2008年3月曾進行升級和檢修工程。TRUenergy尋求政府批准雅洛恩煤礦場的Maryvale煤場重新劃界，以便開採較接近地面的燃煤，減少礦場需要挖走的覆蓋岩層。重新劃界更可大幅減省成本，且可比原來界線的安排減少整體碳排放量。在本年報赴印之前，雅洛恩電廠仍在等待省政府的最終批覆。

2009年，Hallett電廠的啟動可靠度為97% (計劃中的可靠度為96%)，得以充分受惠於南澳省的高峰電價，為TRUenergy的發電組合帶來支持。年內，Hallett電廠執行了一個獲批項目，以提高機組在高溫天氣下的產電量。項目的目標是透過為燃氣渦輪機安裝進氣口噴霧器，將電廠於環境溫度達攝氏40度時的產電量增加20兆瓦。新設備已於12月16日進行測試，比照項目預設的條件，結果錄得超過22兆瓦的產電量增幅。

年內，Iona燃氣廠表現良好，保持穩定可靠的供應。安全營運是良好表現的主要指標。Iona燃氣廠於7月連續十年沒有發生損失工時的工傷事故，創下一項重要的安全里程。在提交安全個案及經外界評估其安全及管理系統後，電廠於9月獲發重大危險設施的五年牌照。Iona燃氣廠的擴建項目正逐步邁向完成，投產後的每日燃氣處理量將由320兆兆焦耳提升至500兆兆焦耳，而燃氣貯存量則由12千兆兆焦耳增至22千兆兆焦耳。增建的貯存設施已於12月竣工，並正接收燃氣。壓縮設備的全面投產及表現測試將於短期內進行。



TRUenergy的Tallawarra電廠

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	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
雅洛恩電廠	1,480	1,480	11,641	11,422	89.8	87.9	90.0	89.4	8,070	8,015
Hallett電廠	180	180	32.88	21.5	2.1	1.4	97.8	96.4	2,937.5	1,840.7
Tallawarra電廠 (自2009年1月23日)	420	不適用	1,853	不適用	53.6	不適用	88.4	不適用	6,146	不適用

	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	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Iona燃氣貯存設施	320	320	44.3	43.8	38	37	93.5	92.3	24,680	24,134

\* 在上表及其他描述發電資產的部分，「可用率」指機組可併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。

## 零售

中電致力提升客戶服務質素，有關舉措載於第24至25頁的「中電與客戶」篇章。我們在這裡集中探討在零售業務範疇作出的努力對整體業務產生的影響。

TRUenergy於2009年推出零售業務盈利改善計劃，藉以進行協調、優先處理及快速推動提升零售業務盈利能力的主要措施。計劃旨在透過有效減省成本及提高盈利，爭取於2013年底前達至可持續的年度溢利改善。零售業務的達標進度理想，計劃的主要改善地方包括：

- 減少收入流失的措施；
- 管理信貸風險；及
- 改革流程以挽留最具盈利貢獻能力的客戶。

TRUenergy特別專注管理零售業務的信貸風險。零售點以及收帳部門的流程均有改善，預料零售業務於2010年的壞帳撇帳額將會下降。

2009年1月，維多利亞省全面取消對能源價格的控制，令集團的電價可以更貼近客戶服務成本。TRUenergy亦透過自訂以市場為基準的電價而非參照政府的電價，去大幅改革公司於南澳省、澳洲首都領地、昆士蘭省及新南威爾斯省的零售定價策略，改善了在這些省份的盈利能力。

TRUenergy正在發展一個新的零售客戶服務及後勤資訊科技平台（我們稱之為Project Odyssey）。年內，全面檢討當時已建設的各項功能及流程，結果發現建議的平台設計及現有系統的數據質素均有需要進一步改善方可順利過渡。因此，我們與國際商業機器（IBM）達成新的交付時間，包括正式的客戶同步測試，供應商因而需要提升投入項目的資源。然而，Project Odyssey仍然充滿挑戰，我們正加以密切監察。若項目首階段又再延遲而無法於2010年底完成交付的話，我們將需要檢討這項目提供解決方案的可行性。



## 可再生能源

在南澳省，Paralana地熱項目的深井已順利完成套管工程及灌漿至3,725米深的地底。Paralana合營項目由Petratherm牽頭，成員包括TRUenergy及Beach Energy。由於600米以下的岩層遠比預期堅硬，鑽探工作的完成時間較預期緩慢。挖掘深井的工作完成後，已進行技術測井工作，以更準確地掌握長期的井溫以及利用這項目作為地熱來源的可行性。12月初的數據評估明確顯示於3,400米以下有天然裂縫，預期可達至目標溫度。測井於12月底竣工，並已卸下專用鑽井架。有關合營項目將於2010年內在3,400米以下進行測試及誘流。

8月，Roaring 40s宣布有關南澳省111兆瓦Waterloo風場項目的合同及融資安排經已就緒。渦輪機製造商Vestas已開始供應3兆瓦的渦輪機，並與Roaring 40s達成長期的營運及維修協議。主要的土木及建造工程進展理想，這座共有37台渦輪機的風場預期可於2010年底全面投產，成為Roaring 40s在澳洲發展的第四個風場。

風場	裝機容量 (兆瓦)	機組數目 x 風力渦輪機 發電容量	風場發電量 (百萬度)		可用率 (%)		風速 (米/秒)	
			2009	2008	2009	2008	2009	2008
Bluff Point	65	37 x 1.75兆瓦	231.6	217.7	93.8	96.5	9.2	8.8
Studland Bay	75	25 x 3兆瓦	244.9	215.5	95.0	98.3	8.7	8.5
Cathedral Rocks	66	33 x 2兆瓦	184.9	202.7	93.0	97.0	8.3	8.1

Bluff Point及Studland Bay風場的可用率較去年低，主要由於進行了齒輪箱維修工程，但於2009年5月一項輸電限制得以取消，而年內平均風速較高，兩者皆有助發電量增多。Cathedral Rocks風場發電量則比去年低，原因是受到輸電限制及可用率較低（部分因為受到2009年2月發生的渦輪機火警影響）所致。

中電佔股20%的澳洲太陽能技術發展商Solar Systems，無法進一步集資來應付太陽能技術持續發展及最終商業化的需要。雖然Solar Systems的技術具發展潛力，但集資時適逢金融市場不振。剛起步的太陽能技術公司尤其要面對大型項目融資難求、估值不明及競爭加劇的困局。鑑於近期需求放緩，早已進駐市場的太陽能公司已相繼降低邊際利潤。我們相信，在未能引入其他策略性或財務夥伴分擔長期發展風險的情況下，中電並無合理原因需要繼續為這項科技業務提供資金。因此，基於審慎的理財方針，我們已在中期報告中為Solar Systems的投資提撥準備，集團因而錄得淨虧損346百萬港元。9月，Solar Systems進行自願破產管理。2010年2月，澳洲上市公司Silex Systems Ltd於澳洲交易所作出的聲明中，表示已與Solar Systems的管理人就收購Solar Systems的資產訂立一項有條件協議，待若干安排落實以後，有關協議預期於2010年3月中完成。

Solar Systems於2009年進行自願破產管理，是集團發展太陽能業務的挫折。我們對日後涉及新興科技的投資機會將會極為審慎。然而，我們仍會探索機會以投資者身分或營運商身分來發展太陽能業務。我們對聯邦政府的Solar Flagship計劃已表示興趣，但除非我們深信有關技術的成熟程度以至政府的支持，均足以令我們對太陽能發電項目的商業可行性有信心，否則我們不會投資該計劃。

## 業務發展


Tallawarra燃氣發電B廠的審批程序現已進入最後階段。TRUenergy在進行有關的公開展示後已提交申請書，而規劃部及其他法定團體，包括環境及氣候轉變部(Department of Environment and Climate Change)、民航安全局、伍倫貢及貝殼港市議會等，已對這建議項目進行了評審及批示。

雅洛恩興建燃氣電廠的初步選址評估及概念研究工作經已展開。有關工作可讓我們對在現時電廠廠址發展整體氣化聯合循環電廠，及於雅洛恩另覓適當用地興建一座燃氣聯合循環電廠兩者的相關發展及場址問題，加深了解。

TRUenergy透過與Rawson Resources及Energetica Resources的合營項目，在昆士蘭省南部的兩幅許可證用地進行煤層甲烷勘探計劃，包括開挖五口測井。測井發現煤層，而其中一幅許可證用地顯示有開發煤層甲烷的機會，對此，我們正考慮下一步行動。

Ignite Energy Resources (IER) 的超臨界水技術可將褐煤轉化成高價值的煤油產品。TRUenergy與IER簽訂諒解備忘錄，IER可發展一座商用示範廠，使用雅洛恩的褐煤來示範IER的直接煤製油技術及經改良的乾煤處理程序。IER委託專人進行的另一項研究，預測以IER的改良煤來發電，比採用褐煤可減少超過40%的二氧化碳排放量(碳收集將進一步降低溫室氣體排放量)。首個示範單元預期可於2010年投入運作。

2010年1月，TRUenergy獲維多利亞省政府「能源科技創新策略」(Energy Technology Innovation Strategy)資助進行三個碳收集和封存項目的前期可行性研究。透過這些項目，TRUenergy將與Southern Company合作評估於雅洛恩電廠內配備燃燒前碳收集技術的低排放整體氣化聯合循環機組、與Carbon Store Australia和三菱商事株式會社在Gippsland進行多用戶碳封存及運輸系統，以及與Loy Yang Power、三菱重工和Worley Parsons合作，提交Loy Yang 發電A廠大型燃燒後碳收集示範項目的建議書。

 我們的業務表現如何創造出經濟價值於第64頁敘述。

問

Brad Page先生  
澳洲能源供應協會  
行政總裁



答

高橋  
集團總監  
及財務總裁

金融危機席捲全球後，集資難度提高，融資成本亦告上升。我們知道電力供應在亞太區是增長行業，在未來數十年將需要投入大量新資金。你們在決定投資對象時，將考慮甚麼主要因素？

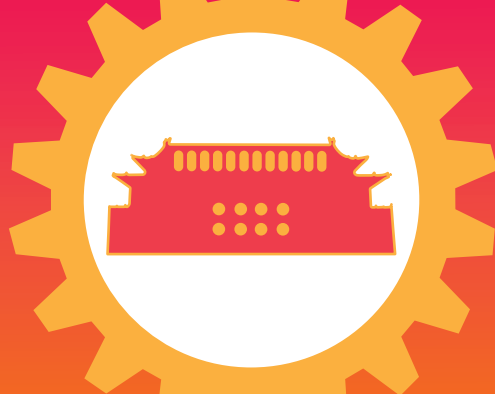
在分配資金至有潛質的投資項目時，我們考慮多項因素。

首先，我們必須確保有關投資符合集團的整體策略方針，當中需要考慮個別國家的策略及所有投資項目對業務整體產生的碳強度影響。

第二，我們希望投資項目能讓我們擁有合理的控制權及發揮所長的機會。以我們的專業技術，特別在建造及營運方面，相信必定能令中電脫穎而出，最終締造更佳業績。

第三，我們會比較有潛質投資項目的財務回報及所需承受的風險。我們一直以經調整風險的資金成本，按貼現現金流基準來進行投資分析。

第四，我們會考慮當地的規管風險和政策環境，尤其是政策的穩定性。現時澳洲方面的不明朗政策局面已令流入作長線投資的國際資金逐漸減少。



## 經營環境

面對經濟下滑，中國政府於2009年推出了多項措施，例如4萬億元人民幣的刺激經濟方案及寬鬆的貨幣政策。內地經濟出現復甦，2009年本地生產總值增長8.7%。

隨著經濟情況改善，電力需求亦於2009年8月見底回升，升勢一直維持至12月，令截至2009年底的全年總用電量較去年上升5.96%。

供應方面，2009年的裝機發電容量達874千兆瓦，按年增長10.23%。由於發電容量過剩、經濟復甦緩慢，加上出口減少，內地發電廠的平均使用率較2008年下降。

水力發電量的高低，亦對火力電廠(如中電的防城港電廠)的使用量造成重大影響。2008年，雨水充沛帶來充裕的水力發電量，但2009年天氣乾燥，使水力發電量相應減少。雖然以上因素極難預測，但相信2010年的降雨量會介乎「平均」與「乾燥」之間，對火力電廠的發電量將有相應影響。

2009年上半年，中國原煤產量按年上升8.7%。燃煤供求會於短期內達至合理平衡，合約及現貨煤價於2009年下跌後料會保持相對穩定，於2010年只會輕微上升而不像2008年般大幅波動。

11月，中央政府宣布上調全國平均非住宅用戶電價每度電2.8分人民幣。十個省份的燃煤電廠參考電價將會上調，而七個省份則會下調。這項電價調整對中電的影響十分輕微，而下次煤電聯動電價調整的時間及幅度仍然未明。

同樣在11月，中央政府宣布目標，銳意於2020年底前把國內有關從經濟活動產生的碳強度從2005年的水平降低40% – 45%。隨著政府不斷加大環保力度，減排標準正在逐步收緊。這些措施將對中國內地傳統燃煤發電資產的成本造成壓力。

## 表現

### 資產管理

防城港電廠(擁有兩台各630兆瓦超臨界燃煤機組)踏入運行的第二年，表現可靠。於2009年上半年，經濟下滑導致電力需求放緩，加上雨量充足造成水電站產能過剩，因而對廣西燃煤電廠的調度電量造成負面影響。隨著當地經濟復甦，情況於2009年7月好轉。由於用電需求上升，而水力發電量減少，防城港兩台機組在2009年第四季差不多全面運行，燃煤發電量大幅增加。在廣西經濟穩步復甦下，我們相信使用率的升勢將於2010年持續不斷。

大亞灣核電站自1994年投產以來，一直保持安全及高效的運行。2009年，核電站提供中電在本港約30%的供電量。自大亞灣核電站啓用以來持續進行的監察活動顯示，電廠對當地環境並無顯著影響，其卓越的運行、安全及環境管理表現，讓我們累積經驗、發揮專長，更有信心加強與大亞灣項目的長期合作夥伴——中國廣東核電集團有限公司的關係，探索參與中國核電業務的機會。

我們透過神華國華與神華集團進行合作項目，進展理想。遼寧省綏中2期兩台各1,000兆瓦的燃煤機組正依期施工，並計劃於2010年第二季展開商業運行。在合營公司層面，中電於2009年6月完成注入最後一筆註冊資本，現時持有神華國華30%權益。

自2003年投產以來，安順2期電廠（擁有兩台各300兆瓦燃煤機組）運行表現良好。隨著整體經濟復甦，運行時數及盈利能力於2009年底回升。貴州省的燃煤資源豐富，在使用率高企及煤價偏低的情況下，安順2期達至理想的運行及財務表現。然而，安順2期的運行機制複雜而有欠理想，需要與相鄰的安順1期（由不同於安順2期的股東擁有）共用設施及共同作出發電調度安排。有鑑於此，我們正積極重整兩個項目的股權安排（不論是透過出售或合併），讓兩家電廠以最高效的方式運行，並為各自的股東創造最大價值。

問

Rajesh Panjwani先生  
里昂證券投資研究  
有限公司  
亞太電力行業研究主管



答

包立賢  
首席執行官



**澳洲擬推出的碳污染減排計劃（CPRS）很有可能對中電的盈利造成不利影響。歐洲的公用事業公司亦已受到碳稅的影響。你們認為中國、印度及泰國等發展中國家將於何時徵收碳稅？中電準備如何面對這個情況？**

鑑於在哥本哈根舉行的聯合國氣候變化框架公約（UNFCCC）氣候峰會只取得些微成果，我們現正聽到更多聲音倡議徵收碳稅來加速減排及充實國庫。丹麥、芬蘭、挪威及瑞典已於90年代初引入碳稅，而愛爾蘭及法國亦可能跟隨其後。

中電一直密切注視亞太區在碳稅方面的立法進程。在我們營運業務的經濟體系當中，中國內地已就此進行數輪諮詢，台灣也提出向所有溫室氣體排放者一律徵稅的建議。印度財政部亦建議引入碳稅，但政府看來反應冷淡。

若各地政府決定引入碳稅，我們會促請當局確保將所有收入用於減碳或低碳技術的創新、開發及應用。徵收碳稅旨在鼓勵減排，要達至這個目標，還需要有飽經驗證、可靠及具商業可行性的低碳方案配合。

基於碳稅由國家政策決定，中電將繼續作好準備，維持每個營運市場的均衡組合，並在進行業務規劃時考慮徵收碳稅的可能性。我們在中國內地過渡至低碳發電便是一個例子。

下表列出集團於內地的發電廠普遍達至理想水平的使用率和可用率。

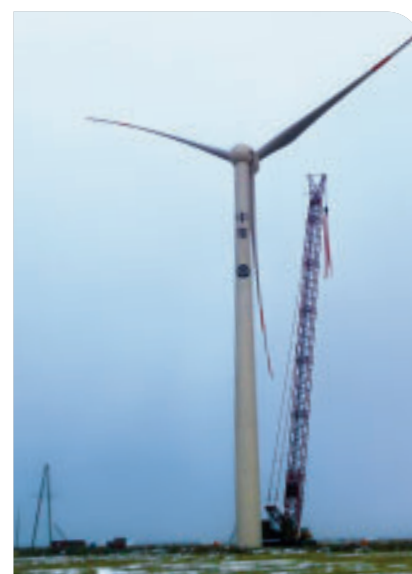
電廠	額定值 (兆瓦)	發電量 (百萬度)		使用率 (%)		可用率 (%)		運行時數	
		2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
大亞灣	1,968	15,662	15,430	95	93	96	93	8,428	8,221
廣州蓄能水電廠(1期)	1,200	1,331	1,589	13*	15*	92	88	2,931*	3,248*
石橫1期及2期	1,260	6,641	6,609	63	63	88	95	5,534	5,508
荷澤2期	600	3,326	3,311	63	63	90	88	5,544	5,518
聊城	1,200	6,667	6,764	63	64	91	93	5,556	5,637
一熱	400	2,326	2,417	67	69	96	96	5,816	6,042
三河1期及2期	1,300	6,920	6,502	61	57	93	95	5,323	5,002
盤山	1,030 **	6,054	6,043	69	69	84	96	6,054	6,043
綏中1期	1,600	9,408	8,317	67	59	83	75	5,880	5,198
準格爾2期及3期	1,320	5,919	6,522	51	56	93	93	4,484	4,941
神木	220 ***	1,425	1,413	76	80	92	91	6,627	7,065
安順2期	600	3,250	3,075	61	59	84	95	5,417	5,125
懷集	125	284	347	26	36	87	91	2,267	3,185
防城港	1,260	5,227	4,055	47	38	91	82	4,149	3,380
大理漾洱****	50	71	不適用	46	不適用	98	不適用	1,421	不適用

\* 發電及抽水模式。

\*\* 盤山電廠2號機組已於2009年12月完成發電容量升級工程，名牌額定值因此由500兆瓦增至530兆瓦。

\*\*\* 神木電廠於2009年完成升級工程，總裝機容量由200兆瓦增至220兆瓦。

\*\*\*\* 於2009年9月投產。



中電於中國擁有的首個全資風場——乾安風場——正在安裝風機葉片

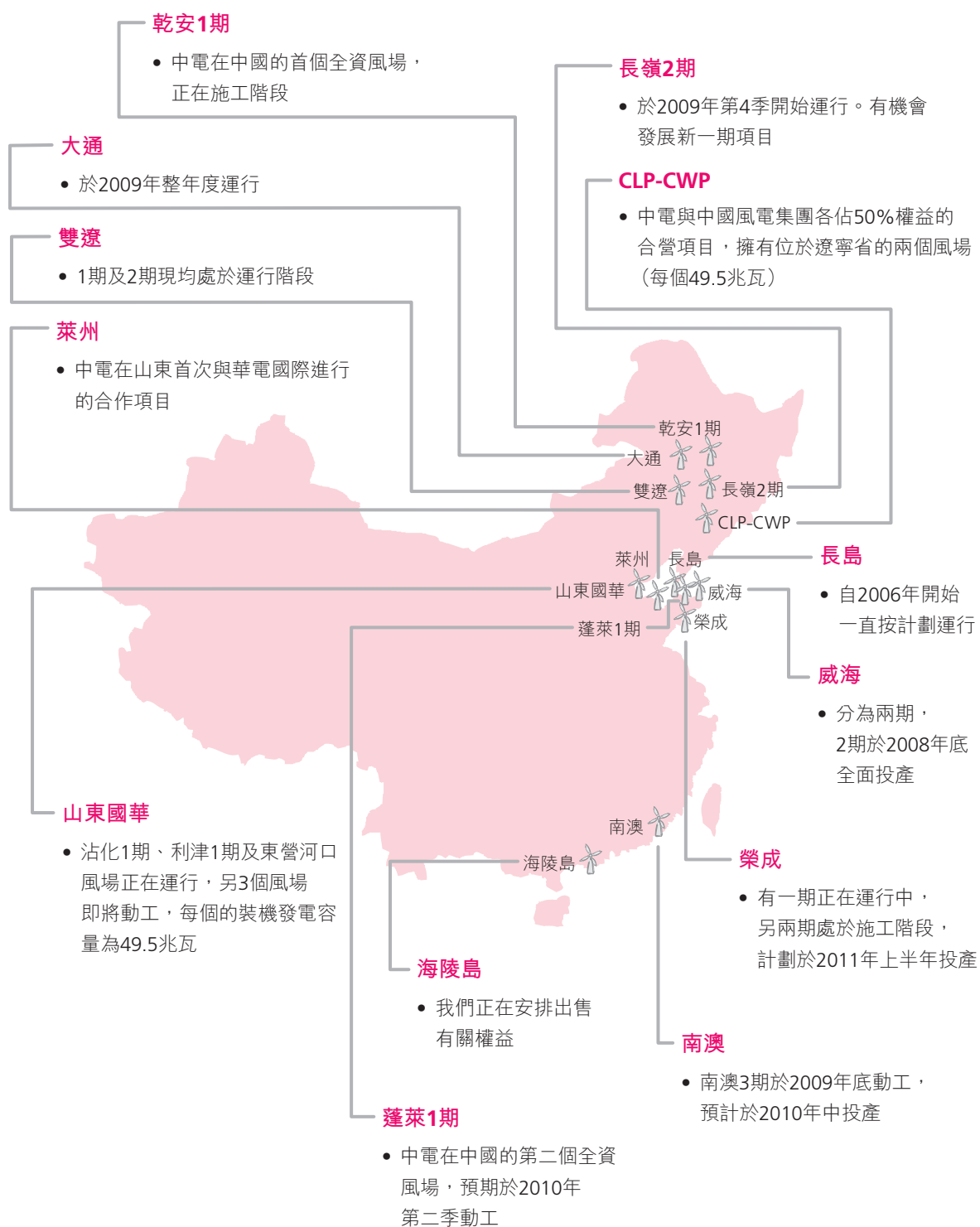
集團內地發電組合的價值，除了源於高水平的運行可靠度和可用率外，亦有賴集團多元化燃料來源所提供的穩定性，以及取得和維持有關當局的批核電價。由下表可見，發電組合的電價及燃料供應整體上處於合理的穩健水平。

電廠	已批核電價 (分/度)	電價安排	燃料類別	未來發展/前景
大亞灣	在廣東核電合營有限公司按照合營合約，根據其電價的競爭力來釐定	已實施	鈾 — 多個來源	燃料供應充足
廣州蓄能水電廠(1期)	按容量使用權收取服務費	已按長期協議議定機制	指定水塘之間的抽水蓄能	
石橫1期及2期	1期及2期48.75	石橫1期因安裝煙氣脫硫裝置而取得1.5分的額外電價	煤 — 山東及山西煤礦	燃煤供應充足，但價格略微上升
荷澤2期	44.69	荷澤2期因安裝煙氣脫硫裝置而取得1.5分的額外電價	煤 — 山西及河南煤礦	
聊城	44.69			
一熱	47.68	綏中1期因安裝煙氣脫硫裝置而取得1.5分的額外電價，但自2009年11月起電價下調0.38分	煤 — 主要由神華集團供應，來自陝西及內蒙古	燃煤供應充足及穩定
三河1期及2期	1期41.03 2期38.64			
盤山	44.58			
綏中1期	39.84			
準格爾2期及3期	2期27.95 3期28.49			
神木	36.45	因安裝煙氣脫硫裝置而取得1.5分的額外電價，而自2009年11月起電價上調1.0分	煤 — 當地煤礦	燃煤供應充足，但價格略微上升
安順2期	33.71	因安裝煙氣脫硫裝置，電價自2009年11月起上調0.2分	煤 — 貴州當地煤礦	燃煤供應充足，但價格略微上升
懷集	根據雨季或旱季，及視乎高峰/非高峰發電時段而定，電價介乎21.62至59.57	利用水庫的調節功能令電價得以提高	小型水力發電	可再生能源
防城港	43.57	由於向高用量企業提供電價優惠，2009年實際電價為36.8分	進口煤	2010年1月生效的長期燃煤供應協議，將會明顯改善燃煤供應的穩定性
大理漾洱	根據雨季或旱季發電，電價介乎19.40至24.40	電價於2009年11月獲批准	小型水力發電	可再生能源

## 可再生能源

2009年，中電可再生能源業務的重點工作是擴展風電業務。我們透過以下三個途徑壯大業務規模，正如下一頁所陳述，在這三方面於年內均取得進展：

- 持有多個風場的少數股東權益；
- 參股中廣核風電項目；及
- 發展全資擁有的風電項目。



中電收購中國風電集團一家全資附屬公司的50%股權，藉此持有遼寧省阜新市兩個風場，總裝機容量為99兆瓦(中電的所佔容量為24兆瓦)。我們亦購入Roaring 40s在內地數個風場項目的權益。中電持有少數股權的項目，其發電容量的增長預計將主要來自這些原屬Roaring 40s項目隨後的發展。

中華人民共和國商務部批准中電收購中廣核風電的32%股權。預期中電將於2010年初注入首筆股本12億港元。由於中廣核風電的增長目標和策略變得遠較原訂計劃進取，中電決定不會對項目進行增資，而接受於中廣核風電的權益攤薄。

乾安風場1期(49.5兆瓦)於2009年9月動工。這是中電於內地首個全資擁有的風電項目，標誌集團風電發展的一項重大里程碑。我們希望從這個項目取得的專長及經驗，日後可成為集團擴展全資風場組合的基礎。

除了風電項目外，中電在水力發電方面亦頗具地位。集團主要的水力發電項目，是四川省江邊水力發電站(330兆瓦)，預期於2011年投產。這個項目的所在地經常受到地震、塌方及水災影響。在最近的挖掘工程中，隧道及電房突然發生岩爆，碎石疾射入工地範圍。這些因素令工程受到阻延，但我們已更改施工安排，以盡量紓緩這些因素對整個工期的影響。於2010年2月1日，中電同意向合營夥伴四川恒澤動力有限公司購入其於江邊水力發電項目的35%權益。收購完成後，中電將全資擁有項目公司的股權。有關收購將使我們取得項目公司的全面控制權，讓我們可更靈活地運用資源來發展相關業務。

在雲南省的大理漾洱項目(49.8兆瓦)是我們收購的施工中水電站項目，已於2009年下半年投入運作。我們發現，收購部分完成的項目原來並非理想做法，例如施工質素出現不少問題，令投產時間受阻，成本增加。雖然如此，這項目已於2009年9月投產，上網電價亦於2009年11月獲得批准。我們在廣東省的懷集項目，主要受2009年降雨量下跌影響，其12個小型水電站於2009年的總發電量較2008年減少18%。



我們的業務表現如何創造出**經濟價值**於第64頁敘述。

問

馮俊儀女士  
摩根資產管理新加坡  
有限公司  
亞洲股票研究部副總裁



答

柯愈明  
中國區總裁



**中國的風場無法取得清潔發展機制(CDM)資格，備受傳媒關注。你對此有何意見？你認為這將對中電在中國內地的可再生能源策略構成甚麼影響？**

CDM執行委員會在2009年12月舉行第五十一次會議，拒絕接受中國10個風場登記為CDM項目，因為這些項目無法證明符合「額外性」的要求。然而，執行委員會亦在同一個會議上指出，只要該10個中國風場項目作出令人滿意的修正，便會為其進行登記，並會在2010年2月舉行的會議上審批其他14個中國風場的CDM登記資格，而不會即時拒絕申請。不過，根據我們的評估，中國風電項目能否登記成為CDM項目存在一定程度的不確定性，而執行委員會亦收緊了對CDM登記申請的審批。

現時，中電有少數在中國的風電項目仍在登記申請階段。若登記及審批過程延遲，中電的風電項目的回報肯定會受到影響(但短暫延遲的影響有限)。除非CDM或碳相關收入突然出現不利轉變，否則我們將繼續在中國物色可再生能源項目，特別是風電項目。





## 經營環境

受全球經濟危機影響，印度在2009年的本地生產總值增幅從上一年度的9%下跌至6%。然而，由於新增發電容量仍然落後於電力需求的增長，電力供應持續短缺，因此電力行業所受的影響微乎其微。印度的人均用電量依然處於低水平，只是中國人均用電量的五分之一至四分之一不等。在全國用電的高峰期，需求與供應水平的差距接近14%。

年內印度股市出現反彈。於2009年底，孟買證交所Sensex指數較2008年10月飆升100%。當地三大電力公司在2009年下半年的首次公開招股獲得大幅超額認購，反映出股市回升及投資者對印度電力行業深感樂觀。

印度盧比兌美元穩步攀升，在2009年3月至12月的升幅達10.6%。儘管利率於同期間下調，但由於印度儲備銀行改變政策以控制通脹水平，故於2010年第一季出現匯率回升跡象。

在電力基建領域，印度聯邦政府繼續鼓勵以競標方式批出新的發電及輸電項目。當局及本土發電公司均偏愛商業發電項目，而非以固定電價訂定長期購電協議的項目。

印度聯邦政府及邦政府正推出輸電項目讓私營投資者競投。這些項目，特別是位於比較進取邦份的項目，可供進行中小型規模的投資(6億至30億港元不等)，而且較容易籌集項目融資，借貸比率可高達80%。

2009年，印度政府以更務實的態度制訂可再生能源政策，其目標是達至長遠的可持續發展和增長。

在2009年大選後成立的印度政府新內閣當中，新能源及可再生能源部獲升級為正式的內閣級部門，行政權力比以前增加。2009年4月，內閣通過國家太陽能目標(National Solar Mission)，希望於2022年底前建立20,000兆瓦的發電容量。政府已批出約900百萬美元撥款，投入發展太陽能各方面的用途(包括進行研究和開發)。2009年9月，印度Central Electricity Regulatory Commission宣布新條例，為使用風力和太陽能的可再生能源項目提供優惠上網電價。當局又迅即於2009年12月公布「發電為本獎勵政策」，鼓勵獨立發電商參與發電項目。這政策只適用於已承諾把發電容量售予電網的獨立發電商。在該政策之下，投資者除了可收取由有關邦份的監管委員會所釐定的電價外，更享有每度電0.50盧比的電價獎勵，為期十年，但條件是他們不可享有加速折舊的稅務優惠。預期這項政策將大大推動印度風電行業的發展及提升風力發電的效益。

## 表現

一如2008年，我們的業務集中於三個範疇：成功管理GPEC的現有電廠、增加可再生能源投資及繼續推進在哈格爾的全新燃煤發電項目。此外，我們亦探索在輸電項目方面的機會。

GPEC

有關Gujarat Urja Vikas Nigam Ltd. (GUVNL)就「等同發電獎勵金」作出總額近1,207百萬港元索償的長久紛爭，現正循印度法律及規管途徑處理。於2009年2月，Gujarat Electricity Regulatory Commission (GERC)就GUVNL的索償作出裁決，駁回該索償的大部分金額，但亦裁定在GPEC的電廠宣布其可用率是以石腦油，而非天然氣作為發電燃料期間，GUVNL毋須向其支付「等同發電獎勵金」，故GUVNL在這方面的索償得直。因此，GERC容許GUVNL向GPEC提出的索償總額減少至約482百萬港元。GPEC及GUVNL均已就GERC的裁決向印度的Appellate Tribunal for Electricity (ATE)提出上訴。ATE已於2010年1月作出判決並維持GERC的裁決。我們正就ATE所同意GUVNL作出索償的部分向印度的最高法院進行上訴。根據法律意見和我們本身作出的評估，我們在這項爭議中有充分的抗辯理據。因此，我們將GUVNL的索償作為或然負債處理(詳見財務報表附註33)。

年內，GPEC電廠仍以達至92.94%的高可用率運行，所有發電量均輸送至其購電商GUVNL。GPEC的高運作水平受到認同，並獲頒國家職業安全協會(NOSA)五星安全評級，於NOSA的安全、健康及環境管理系統(SHE Management System)第四級評審中取得94.85%之評分。

電廠	額定值 (兆瓦)	發電量 (百萬度)		使用率 (%)		可用率 (%)		運行時數	
		2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
GPEC	655	4,602	4,102	80.24	71.3	92.94	87.8	8,269	7,674

我們繼續努力為GPEC爭取長期氣源，成功與Reliance Industries Limited訂立一項為期五年、每日可提供1.3百萬立方米燃氣的合約。我們現已訂立足以應付GPEC滿載容量66%的長期燃氣供應合約。

可再生能源

中電是印度最大的風電發展商，正在營運及施工中的可再生能源組合共為446兆瓦。

Samana風電項目第1期(50.4兆瓦)已於2009年3月投產。Samana風電項目第2期(50.4兆瓦)及Saundatti風電項目(82.4兆瓦)現正施工，進度理想，預期於2010年上半年投產。我們位於馬哈拉施特拉邦安得拉湖的113.6兆瓦風電項目亦已展開建築工程。這是中電集團所發展的最大型單一風電項目，預計項目均分兩期發展並將於2010年6月及12月完成。



Theni 風電項目

這些項目均使用Enercon India供應的風力渦輪發電機。這公司亦承接項目初期的開發工作。根據分散電力設備供應來源的政策，中電於2009年就發展泰米爾納德邦Theni地區的99兆瓦項目與 Vestas訂立了協議，項目施工進展理想，預期於2010年3月可全面投產。

### 哈格爾項目


我們在2009年1月開始興建位於哈里亞納邦哈格爾區的1,320兆瓦燃煤電廠，使用來自中國供應商及承包商的設備及其他資源，並聘用了一家有印度市場經驗的中國總承包商。項目初期，由於身處金融危機期間，原材料成本上漲及不利的匯價波動問題令工程進展受阻，為此我們亦將合同價格作必須的調整。然而，經修訂向上的合同價格仍遠低於國際市場水平。我們在2009年9月與印度當地銀行及金融機構所組成的銀團簽訂融資文件，並於12月提取第一期款項。電廠目前的施工進度令人滿意，預期第一、二台機組將分別於2011年12月及2012年5月投產。2009年，管理層致力確保能夠在成本預算內按時完成該項目。在新一年也將如是。

### 輸電項目

私營企業有不少機會參與輸電基建投資。只要這些項目符合中電的投資準則，我們都會準備競投。這些準則包括：

- 項目位於推行電力行業改革的邦份；
- 項目回報良好；
- 有信譽良好的購電商；
- 有可靠的合作夥伴，尤其是能包辦工程、採購及建造(EPC)的總承包商；及
- 有機會購入多數股權。

儘管我們在香港的輸電網絡累積了豐富的施工、營運及維修經驗，但在印度卻是新挑戰。因此，我們計劃採取「循序漸進」的投資方式，首先測試在印度發展輸電項目這概念是否可行，再掌握所需經驗，然後決定是否繼續參與這個領域的其他項目。根據這個方針，我們已識別數個符合我們的投資準則，並即將推出招標的輸電項目。2009年底，我們與具領導地位的印度工程承辦商Gammon India Ltd.合作競投位於拉賈斯坦邦(Rajasthan)的兩個輸電項目，現正等待投標結果。

 我們的業務表現如何創造出**經濟價值**於第65頁敘述。

問

Rajiv Lall博士  
IDFC  
董事總經理及行政總裁



答

苗瑞榮  
常務董事(印度)



#### 在印度市場上，你們在項目執行方面的最大挑戰是甚麼？

在印度，燃料穩定性及徵收土地是兩大挑戰，碳氫燃料甚為缺乏，故無論是燃煤或是燃氣發電，都受到大同小異的影響。使問題更複雜化的是，當地消費者至今仍然拒絕接受碳氫燃料的國際市場價格(當地燃煤及燃氣價格相對國際價格均有大幅折讓)。另外，印度的電力(及其他工業)項目經常因為與徵收土地有關的問題而停滯不前。短期內，我們認為這些都是在印度發展電力項目在執行層面的嚴峻挑戰。



## 經營環境

在東南亞及台灣的市場，中電的業務包括在泰國EGCO與台灣和平電廠的長期投資項目、多項在越南的燃煤發電項目及在泰國的可再生能源項目的商機。這些投資及發展項目，主要透過中電於2006年與三菱商事株式會社共同成立的OneEnergy進行。2009年，我們重組OneEnergy，企業架構遠比以前精簡，且營運開支大大減少，但仍可繼續扮演發展新項目的重要聯盟角色，重組OneEnergy還有助合營雙方更靈活地把握收購機會。

2008年爆發的環球金融危機，影響區內大部分市場的電力需求增長，拖慢或擱置我們有投資的泰國和台灣市場對新發電項目的需求。然而，我們相信這些市場的中長線前景仍然看好：2009年底，泰國電力需求按年溫和增長、越南及印尼等新興市場的電力供應持續短缺，以及菲律賓政府成功出售多項發電資產及發電合同。

中電一向以策略性收購來增強區內的業務，日後也可能如是，但其優勢卻是在於發展全新發電項目，能夠包辦項目周期內由揀選項目、進行發展、建造以至營運等所有活動。要新發電項目成功，中電與其他發展商一樣，需要具競爭力的設備及建造經費、長期及低成本的融資，以及燃料供應管理能力。中電採用中國本土的設備及服務供應商，在內地成功建造防城港燃煤電廠，並於2007年及2008年陸續投產。我們汲取有關經驗，為印度的哈格爾燃煤發電項目聘用了一家中國的EPC總承包商，項目現正施工中。我們相信，憑藉中電在中國及海外使用國產設備的經驗，我們將有優勢為東南亞的新電廠項目取得具競爭力的EPC方案。

近年來，燃煤和天然氣燃料市場大幅波動。雖然價格已由2008年中的歷史高位顯著回落，但仍遠遠高於過往的平均水平。中長期的燃料需求預期持續強勁，因此燃料成本或會不斷上升。我們將善用累積多年的經驗，以及與各主要供應商的關係，於規劃及管理運行中或發展中電廠項目的燃料供應時發揮顯著優勢。

台灣能源局和台灣電力要求獨立發電商(包括和平電廠)研究能否修訂在購電協議下的容量收費計算程式，使之與當期台灣政府的債券孳息掛鉤。獨立發電商已紛紛提出反對，但仍委託顧問進行檢討及於2010年初正式對政府作出回應。中電認為，購電協議的合約條款必須得到尊重及履行，而協議期內的任何改動，均會影響投資者(特別是外商)的信心，我們已就此表態。2009年，台灣政府通過再生能源條例，藉此向使用傳統燃料的發電商徵收可再生能源稅，用以為新基建項目提供補貼及收取較高的費用。雖然和平電廠必須繳納這稅項，但法例亦允許發電商透過向用戶收取的電價來收回稅款。台灣政府同時亦開始討論與碳排放有關的稅收問題，但細節和落實的時間尚未公布。

## 表現

### 資產管理

集團發電組合內各主要電廠均於2009年取得良好的運行表現：

電廠	額定值 (兆瓦)	發電量 (百萬度)		使用率 (%)		可用率 (%)		運行時數	
		2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
和平	1,297 <sup>#</sup>	9,793	8,632	86	76	92*	81*	7,550	6,655
EGCO/仁郎	1,232	3,059	2,342	28	22	95	91	2,483	1,901
EGCO/坎爾諾(KEGCO)	824	5,762	5,694	80	79	94	90	6,993	6,911
EGCO/BLCP	1,434	10,513	10,701	84	85	89	93	7,331	7,462

<sup>#</sup> 按購電協議使用的容量

\* 保證時數

中電所有營運中的發電廠均與信譽良好的購電商簽訂長期購電協議。

電廠	購電商	購電安排	期限/剩餘年期
和平	台灣電力	購電協議	25年/17年
EGCO/仁郎	泰國發電管理局	購電協議	20年/4年
EGCO/KEGCO	泰國發電管理局	購電協議	15及20年/1至6年
EGCO/BLCP	泰國發電管理局	購電協議	25年/21至22年
EGCO/Kaeng Khoi 2 期	泰國發電管理局	購電協議	25年/22至23年
EGCO/小型電力項目	泰國發電管理局及工業客戶	與泰國發電管理局訂立 購電協議並與工業客戶 訂立商業合約	21及25年(與泰國發電 管理局訂立的購電協議)/ 9至20年
EGCO/Quezon Power	菲律賓Manila Electric Company	購電協議	25年/16年
EGCO/棉蘭老島小型電力項目	菲律賓國家電力公司	購電協議	18年/5至6年

EGCO於2008年底購入菲律賓Quezon Power燃煤發電項目的23.4%權益後，於2009年初完成購入另外2.6%權益。這項目即時提升了EGCO集團的盈利。2009年12月，中電向EGCO出售所持泰國BLCP電力項目營運商Power Generation Services Company Limited (PGS)的50%權益，並將餘下的10%權益售予Banpu Power。PGS是BLCP燃煤發電項目的營運商，EGCO於2006年從中電購入BLCP Power Ltd.的50%權益。EGCO亦將以前由另一獨立全資附屬公司經營的仁郎電廠業務全部轉移至EGCO，為EGCO集團帶來現金流及稅務利益。

寮國Nam Theun 2期水力發電項目(EGCO擁有25%權益)原定於2009年12月投產。然而，由於建造工程的延誤，加上測試期間出現技術問題，令商業運行日期須押後至2010年第一季。有關的項目公司因工程延誤須向主要購電商泰國發電管理局支付違約賠償金，但這筆支出大部分將可被EPC總承包商支付的違約賠償金抵銷。

台灣和平電力的燃煤電廠在過去數年受到設備問題及惡劣天氣影響，包括渦輪機葉出現故障、圓頂煤倉毀於猛烈颱風，以及暴雨阻礙運送損毀圓頂煤倉內的濕煤。在中電的技術支援下，和平電力努力應付困難，並於2009年完成更換渦輪機葉及重建更堅固的圓頂煤倉，問題已一一得到解決。因此，和平電廠於年內在可用率及發電量方面均取得創紀錄的運行佳績。根據與台灣電力簽訂的購電協議，和平電力可按台灣電力往年實際的平均燃煤成本，調整每年的電價。因此，和平電力根據台灣電力於2008年所承受的煤價升幅，調整了2009年的電價，加上良好的運行表現及2009年較為合理的煤價水平，和平電力於年內創下盈利新高。我們預期，只要和平電力能繼續維持其可用率和有效的燃料成本管理，其2010年盈利將回復至較為正常和可持續的水平。

### 發展活動

2009年，集團的主要發展活動集中於越南的兩個燃煤發電項目和泰國的可再生能源項目。2007年，中電、三菱商事株式會社與當地夥伴成立了一家項目公司，在越南中部發展Vung Ang 2期燃煤發電項目（擁有兩台各660兆瓦的機組）。2009年的重點工作則為完成工程設計和展開EPC合同的招標程序。項目公司已委聘由財務、法律、稅務及會計、技術及環境專家組成的顧問團，協助即將展開的融資及購電協議磋商。中電、三菱商事株式會社、國有的越南電力公司及與越南當地的一名股東，合作發展位於越南南部的Vinh Tan 3期燃煤發電項目（擁有三台各660兆瓦的機組）。項目公司已於2009年成立，除設立了辦事處及聘用員工外，並已就項目展開可行性研究以及環境和健康影響評估。

### 可再生能源

為配合中電集團減低發電組合中碳強度的整體目標，我們近年積極在東南亞及台灣發掘可再生能源項目的投資機會。泰國有關當局已公布一個對發展太陽能項目有利的機制，其中涉及准許電價的水平，令太陽能發電項目與碳排放較高的傳統發電模式比較仍具競爭力，因而增加前者的可行性。中電響應泰國政府這項措施，與三菱商事株式會社及EGCO共同發展一個55兆瓦的太陽能發電項目，與EPC總承包商的磋商亦取得重大進展。此外，中電與EGCO正在研究一個60兆瓦的風電項目，並正進行有關的風力測量工作。



我們的業務表現如何創造出**經濟價值**於第65頁敘述。



○ 和平電廠 — 已修復的圓頂煤倉