

附錄二、出席國家之電力市場概況比較表

項目	新加坡	菲律賓	泰國	馬來西亞	中華民國	印尼
電力市場概況	<p>Energy Market Authority 為管制及系統運轉單位。Energy Market Company 為躉售市場運作公司。發電開放競爭，輸配電管制，售電開放競爭。</p> <p>管制架構:績效基礎的經濟管制架構，5 年一期，基於資本支出與營運成本預測固定平均價格。</p> <p>躉售市場運作:7 家發電業者於半小時前售電投標到電力池，即時價格由供需決定，零售電業再自電力池購電。EMA 藉由與發電公司簽訂強制性雙邊合約(vesting contracts)來抑制市場價格。</p> <p>零售市場運作：由零售商自電力池購電後轉售。主要由 1 家零售支援服務商(Market Support Services Provider)，負責售電給未達自由選擇門檻用戶 (non-contestable customer，約佔總售電量 25%)。專門提供讀表、核算帳務、收費業務支援，幫助用戶轉換售電供應商，及擔任售電最後防線(last resort)，不參與售電競爭。另有 6 家售電公司，提供年用電量 12 萬度以上用戶 (contestable customer) 選擇供應商。</p>	<p>發電業自由競爭，少部分透過躉售電力交易市場交易，大部分與配售電業簽訂供電雙邊合約。由 Energy Regulatory Commission (ERC)管制輸配電業，國家電力合作社 (National Power Corporation, NPC)為國營輸電公司，配售電業已開放民營，主要有 Manila Electric Company (Meralco)配售電公司及 Aboitiz Power 控股公司旗下配電及售電子公司。</p>	<p>發輸配售均受管制，發輸電由泰國發電局 (EGAT)經營，配售電由都會電力局(MEA)及省電力局(PEA)負責。惟發電業雖鼓勵私人投資發電，仍由 EGAT 負責收購獨立發電業 IPP 與小型發電業 SPP 產出電力，稱之單一買方模式(Enhanced Single Buyer model)。</p> <p>EGAT 發電佔比為 50.3%，IPP 及 SPP 產出電力為 47.7%，鄰國進口電力佔 2.0%。</p> <p>2008 年 EGAT 售電給 MEA 佔 31%、售電給 PEA 佔 67%、直接售電給用戶佔 2%。</p>	<p>國營綜合電業公司，其中發電已開放 IPP，輸配電則由 TNB 經營，且電價仍受管制。有 3 家主要電業：TNB、SESCO、SESB。</p> <p>由能源部(Ministry of Energy, Green Technology and Water, MoEGTW)組成監督委員會，確保供電品質及可靠度。</p>	<p>我國電業自由化法源依據尚未立法通過，台電公司是我國電力市場唯一具有電業專營權之國營綜合電業。</p>	<p>電力國營化，其發輸配售電系統皆由唯一國營電力公司 (PT PLN)所獨占，並由政府補貼其所產生之虧損。由國營事業部 (Ministry of State Owned Enterprises, MSOE)、能源礦業資源部(Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR)及財務部(Ministry of Finance, MoF)監管。</p>
裝置容量	2008 年裝置容量 10,230MW。	2009 年裝置容量 14,039MW。	2008 年裝置容量 29,891.7MW (EGAT 50.3%、IPP 40.7%、SPP 7.0%、寮國 1.1%、馬來西亞 1%)。	2008 年裝置容量：21,705MW (TNB 佔 90.9%、TNB 之天然氣 61.0%、燃煤 29.3%、水力 9.7%)	2008 年裝置容量：38,634 MW (火力 74.3%、核能 13.3%、抽蓄 6.7%、水力 5.0%、風力 0.7%)。	2007 年裝置容量：29,700MW

附錄二、出席國家之電力市場概況比較表

項目	新加坡	菲律賓	泰國	馬來西亞	中華民國	印尼
發電配比	2007年 天然氣 76% 燃料油 22% 垃圾焚化 2% 柴油 0.3%	2008年 天然氣 32% 燃油 26% 水力 18% 地熱 16% 燃煤 8%	2007年 天然氣 66.2% 燃煤 8.4% 褐煤 12.6% 水力 5.5% 重油 2.7% 再生能源 1.6% 馬來西亞 1.5% 寮國 1.5% 柴油 0.03%	2008年 天然氣 64.2% 燃煤 28.8% 水力 6.9% 其他 0.1%	2008年 火力 74% 核能 20% 抽蓄水力 2% 再生能源 4%	2008年 天然氣 17.3% 石油 28.4% 水力 7.8% 煤 41.0% 地熱 5.6%
尖峰負載	2008年尖峰負載 6,073MW	2008年尖峰負載 9,054MW	2008年尖峰負載 22,568.2MW	2009年尖峰負載：14,245MW	2008年尖峰負載：31,320 MW	2007年尖峰負載：21,300MW
售電量(分類佔比)	售電量 37,500 GWh (超高壓 1%、特高壓 16%、高壓大用戶 36%、高壓小用戶 6%、低壓大用戶 12%、低壓小用戶 29%)	2008年售電量 49,206GWh(工業 34.6%、住宅 33.8%、商業 28.7%、其他 2.8%)。	2008年售電量 141,401GWh(大型服務業 47%、住宅 22%、中型服務業 16%、小型服務業 8%、其他 7%)。	2008年 TNB 售電量：90,651 GWh(工業 45.78%、商業 31.12%、住宅 18.62%、其他 4.48%)。	2008年售電量：186,931 GWh(工業 53%、住宅 21%、商業 17%、其他 9%)。	2008年售電量：127,625 GWh(住宅 39.0%、工業 37.3%、商業 17.5%、其他 6.2%)
電價比較	2008年(據 IEA 資料換算) 住宅：新台幣 5.6845 元/度 工業：新台幣 4.4522 元/度	2008年(據 TNB 資料換算) 住宅：新台幣 6.2902 元/度 工業：新台幣 4.4552 元/度 商業：新台幣 5.5547 元/度 整體：新台幣 5.4887 元/度	2008年(據 TNB 資料換算) 住宅：新台幣 3.1419 元/度 工業：新台幣 2.8523 元/度 商業：新台幣 3.3606 元/度 整體：新台幣 2.996 元/度	2008年(據 TNB 資料換算) 住宅：新台幣 2.3737 元/度 工業：新台幣 2.2960 元/度 商業：新台幣 2.9899 元/度 整體：新台幣 2.5255 元/度	2008年(據 TNB 資料換算) 住宅：新台幣 2.5840 元/度 工業：新台幣 2.0206 元/度 商業：新台幣 2.8587 元/度 整體：新台幣 2.3010 元/度	2008年(據 TNB 資料換算) 住宅：新台幣 1.8671 元/度 工業：新台幣 2.0166 元/度 商業：新台幣 2.6722 元/度 整體：新台幣 2.0875 元/度
電價制度概況	1.電網費訂價原則 (1)反映成本 (2)透過契約容量及價格訊號引導離峰用電，鼓勵有效使用電網系統 2.電網費每年核定，低壓電力電網費約佔全部費用 23%。包含契約容量費用、尖峰時間費用、離峰時間費用、超約容量費用、無效電力費用(功率因素調整)。	1.電價結構特色： (1)採分離計價制度(unbundled) (2)特定地區邊際價格 (Locational Marginal Prices)=發電價格+線損成本+輸電擁塞成本 (3)國家輸電公司的電費項目包含基本電費(反映電力輸送費及系統調度費)、輔助服務費(反映備轉及備用容量)及供電計量費用。 (4)配電費項目包含資本利息、折舊、運維管理費及稅。並結合績效指標連動獎懲調整。 (5)以全國最大配售電業 Meralco 為例，電費帳單包含發輸電傳	1.訂價原則： (1)採單一買方模式，全國適用由政府核准之統一電價，MEA 及 PEA 的電力用戶可跨區繳費，電價採取長期邊際成本法訂定。 2.電價結構特色： (1)基本零售費率依用電類型、用電度數及用電需量分為住宅、小型服務業、中型服務業、大型服務業、特殊行業、政府及非營利事業及農業七類。 (2)躉售費率依電壓等級、尖離峰用電時段不同訂定不同費率。	1.訂價目標 (1)有效配置經濟資源 (2)兼顧公平合理 (3)達成財務需求 (4)考量社會目標 2.訂價原則 (1)核計供給成本：適當配置容量、能量及用戶相關成本，以回收現在與過去成本而非未來成本。 (2)預估財務需求：依固定期間之回收報酬及收入需要訂價。 (3)依邊際成本訂價：以供電增額成本(每瓩或每度成本)為基礎，經濟有效	1.訂價原則： (1)抵償必需成本。 (2)獲得合理利潤。 2.電價結構特色： (1)依供電電壓、用電用途及用電場所性質劃分為用電類別。 (2)表燈採用分段累進費率，首段費率採低於供電成本，末段費率採高於供電成本訂定。 (3)實施季節電價。 (4)實施時間電價類型有二段式、三段式、夏月指定天數之尖峰可變動時間電價。 (5)特定費率/折扣：軍眷、學校、農業、公用自來水、電化鐵路及公用路燈等用戶配合電業	1.訂價原則 未來將朝向重新分類、簡單化、鼓勵合理用電及補貼分配合理化之原則訂定價格。 2.電價結構 以住宅、工業、商業、社會、政府及其他之行業別分類，依高、中、低壓將電價分為 37 種適用費率。

附錄二、出席國家之電力市場概況比較表

項目	新加坡	菲律賓	泰國	馬來西亞	中華民國	印尼
		<p>遞及配電業兩大部分，前者包含發電費、輸電費、系統線損費、電氣化推廣及環境公共費、地方專營稅及增值稅、交叉補貼；後者包含配電費、電表費、供電服務費。整體平均電價佔比：發電費 57.4%，輸電費 12.2%，配電費 13.7%，系統線損 7.4%，稅、補貼及公共費等其他 9.3%。</p> <p>(6)用戶電價選擇案 (CCP)：</p> <p>A.1000kW 以上工商用戶可選擇每小時價格浮動之時間電價。</p> <p>B.1000kW 以上高負載率工商用戶可選擇 Ecozone 費率 (非時間電價)。</p> <p>C.12 個月平均需量 750kW 以上或月用電量 1000 度以上住宅用戶以上工商用戶可選擇二段式時間電價 (尖&離峰/乾&濕季分段)。</p>	<p>(3)電價分為基本費率(Based Tatiff)及自動調整機制 (Automatic Adjustment Mechanism)，基本費率主要反映投資、燃料、購電、運轉維護等成本，自動調整機制則反映基本費率中不可控制的成本，如燃料變動及購電成本變動。</p>	<p>的配置資源，惟可能受到補貼、稅賦等外部因素影響。</p> <p>3.電價結構特色</p> <p>(1)照顧貧困/低收入用戶：不影響貧困/低收入用戶每月用電 200 度以下之電費支出。</p> <p>(2)鼓勵能源有效利用：提供週日、尖/離峰及熱能儲存 (Thermal Energy Storage, TES)電價。</p> <p>(3)特定費率/折扣：</p> <p>A.提供政府獎勵之產業特定費率。</p> <p>B.提供宗教團體、公立學校/大學及社福機構電價折扣。</p> <p>C.提供要求高供電品質之用戶差異化電價。</p> <p>(4)於 2006 年訂定農業電價。</p> <p>(5)定期檢討電價及執行電價調整公式(Pass-through Formula)，以維合理報酬，避免因成本大幅上漲造成費率劇烈變動，並提供正確價格訊號，促進電能有效利用。</p>	<p>法及政府法令，提供優惠電價。</p>	
燃料調整條款	<p>無，惟電價每季調整，以反映能源成本，需由管制當局核准。</p>	<p>無，惟隨發電費率每月調整，售電費率每月公告。</p>	<p>依燃料價格變動情況每四個月調整一次，主要係反映電廠使用柴油、天然氣、煤等燃料之成本、向 IPP 及 SPP 購電及其他鄰國購買電力之成本。</p>	<p>每六個月依氣價變動與現行煤價一併檢討調整電價。</p>	<p>按季檢討調價的燃料調整機制，依調整後實際單位燃料成本與基準燃料成本價格比較差異率，決定是否反映調整電價：</p> <p>1.-1%~1%時，不作調整。</p> <p>2.低於-1%時，向下調整。</p> <p>3.高於 1%時，向上調整。</p>	<p>無，惟電價約為發電成本的一半，其餘由國家補貼。</p>

附錄二、出席國家之電力市場概況比較表

項目	新加坡	菲律賓	泰國	馬來西亞	中華民國	印尼
其他特點	裝置容量約為尖峰負載 2 倍。	1.過去因缺電而引進外資，大量興建 IPP，IPP 發電量佔 46%，保證購電成本高致電價偏高。 2.2008 年 Meralco 系統線損率 9.28%。	1.發電結構中 EGAT 50.3%，IPP 47.7%，進口 2.0%。 2.自由化進程受到工會抗爭而暫緩。	1. 成立馬來西亞電業信託基金 (Malaysian Electricity Supply Industries Trust Account, MESITA)協助農村電氣化。該基金資金來源為 TNB 及 IPP 自願繳納年度電費收入的 1%。 2. Peninsula Malaysia 之發電裝置容量 TNB 佔 54.9%，IPP 佔 45.1%。發電量 TNB 佔 49.7%，IPP 佔 50.3%。	1.需量反應計畫 2.計劃性減少用電措施（四種） 3.臨時性減少用電措施（三種） 4.電費折扣獎勵節能措施	1.因離島眾多，配電困難，全國電氣化普及率僅 60.8%。60% 的人口集中在 Jawa-Bali 島，此地區尖峰需量約佔全國 75%。 2.2008 年輸配電線損率 10.5%。 3.未來將藉由推動快軌計畫 (Fast Track Program)建立 10,000MW 燃煤電廠及開放市場來提高供給量，降低生產成本。隨著新的電業法草案實施將會： (1)創造新的非管制地區 (2)市場開放：將發放執照予新進入者於非管制區經營發輸配售電業務