

新電業法下能源轉型之風險初探

◎王京明／中華經濟研究院第二研究所 研究員

我國電業自由化改革隨著今年通過的「新電業法」已正式啟動，改革分兩階段進行：第一階段「綠能先行」，第二階段則視第一階段改革成效在管理配套、法治運作順暢、市場成熟穩健發展後，再另行修法開放灰電（化石能源）的自由化，以漸進改革方式進行，期盼能將改革的風險降到最低，然而，漸進式的改革亦有可能由於階段性既生利益團體養成的把持而使改革停滯不前，從而帶來極大的失敗風險與資源的配置遭鎖定而持續扭曲，本文透過對於新電業法相關法規的分析檢視，帶領讀者一窺未來新電業法上路之後可能存在的風險。

電業轉型採取漸進改革的方式，雖可能降低轉型之衝擊力道與失敗風險，然而，階段性的改革方式亦有可能因為在不同階段中的利益團體把持，而使改革停滯不前，從而帶來極大的失敗風險。由世界各國電業自由化經驗觀之，凡是電業自由化成功的國家，都是能從原中央規劃經濟模式逐步漸進地啟動轉型，首先，開放民營發電業，使原本國營壟斷的電力產業型態轉型為單一買方市場型態，於發電端引進有限競爭形式。

其次，再透過產業重組拆分原垂直壟斷的綜合電業，以進一步促進市場的競爭效率，並同時開放售電業和大用戶購電選擇權，搭配已開放之民營發電業，形成具有中等程度自由化的電力代輸合約市場。一旦市場成熟運作，便立即啟動建立集中式批發競爭電力市場，以完成高度自由化之競爭以及完成批發與零售市場競爭的全面電業自由化改革。歐盟國家如此，英美澳紐等高度電業自由化的國家亦復如此，而那些改革停滯或



失敗的國家則多停留在單一買方的市場型態或代輸市場，無法繼續向前發展。

在啟動自由化的電力技術層面，由各國電業自由化成功經驗觀之，世界各國能源轉型皆先以「健全傳統電力市場的灰電自由交易機制」後，才逐步引進具有間歇性不穩定發電特徵的綠電之自由化和市場化。臺灣新電業法則反其道而行，在配套子法尚未完成亦未經檢驗下，即行推動綠電全面自由化，除增加了執行難度外，亦為後續全面電業自由化的能源轉型工程帶來極大的技術挑戰與經濟風險。

臺灣的電力市場為垂直整合的綜合電業獨占型態，電業經營績效無比較基準，易受質疑，且用戶僅能向台電公司購電，無法自由選擇，每逢電價調整，總引發社會爭議。緣此，能源局於2016年7月推出電業法修正草案並舉辦三場公聽會說明我國電業自由化之政策與規劃，並指出依國外經驗，可透過電業自由化解決上述問題。電業自由化成功的要素是確保合理公平的競爭環境，唯有在所有市場參與者皆能被公平對待下，才能吸引投資者進入電力市場，形成競爭機制。同時須成立電業管制機關，監督管理電力市場運作，避免人為操縱，維持市場競爭秩序。

在此思維下，當時對未來電力市場架構之規劃是將電力產業分為發電業、輸配電業及售電業。政策規劃將發電市場開放自由競爭，促使業者提升經營與生產效率、技術創新及服務品質；輸配電業因為自然獨占，

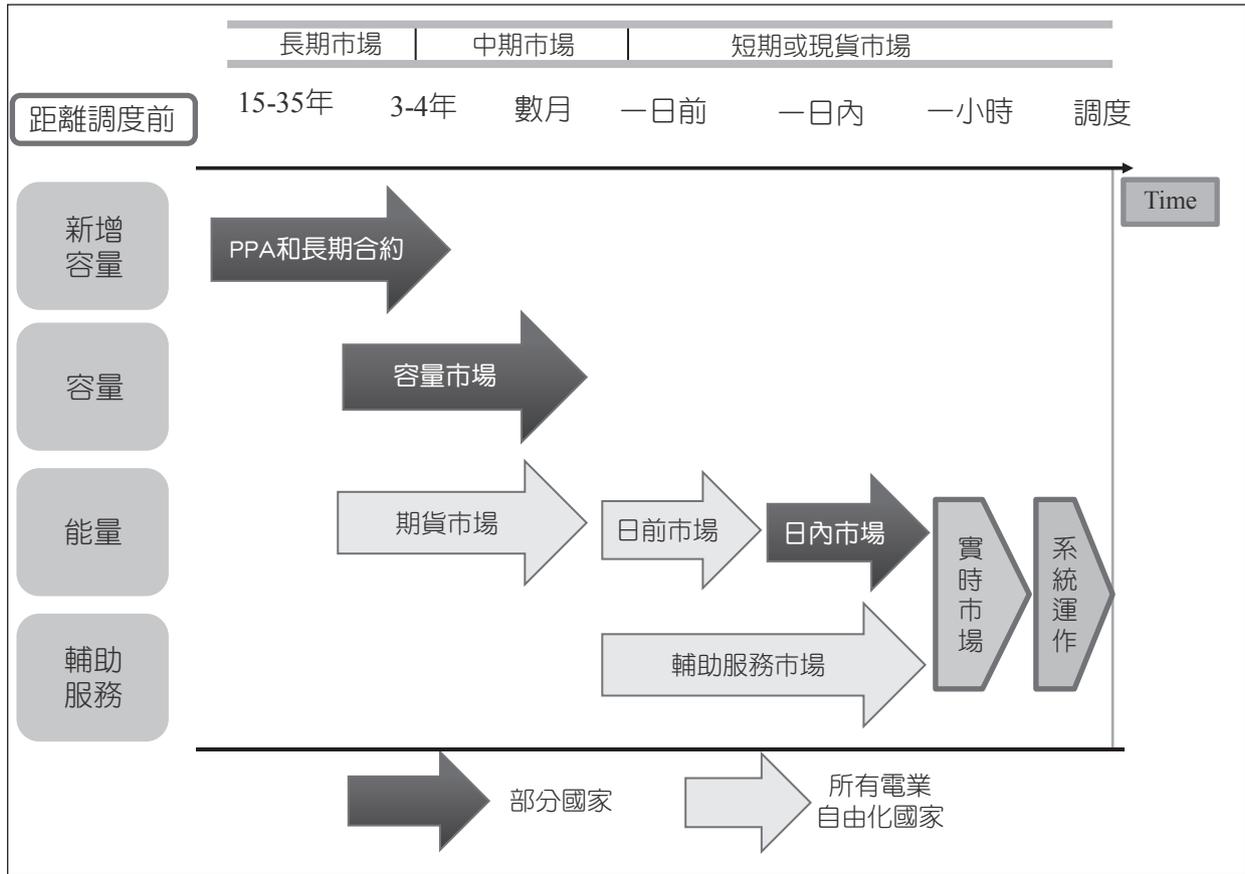
故不開放競爭，但加強管理，維持電網公平公正與公開使用，使其具有公共載具的公用事業性質；在售電端，允許用戶自由選擇供電來源，以提升市場競爭與電力服務創新元化。

國外電業自由化改革案例

世界各國電業自由化改革推動的進程，依序由低而高可分為五個等級：從最低自由化程度的傳統壟斷垂直整合的電業市場開始，至開放民營發電業IPPs（Independent Power Producer, IPP）參與發電市場的低階自由化，然後演進至重組拆分綜合電業搭配民營電業競爭的中等程度自由化，進而建立批發競爭電力市場的高度自由化競爭以及最終完成批發與零售市場競爭的全面電業自由化改革。

因此，世界各國電業自由化政策即是透過電力產業重組和一系列的鬆綁、解制與再管制來引進更具競爭性的批發與零售市場，以取代原有的寡占或壟斷的市場型態，而其中又以如何建構競爭性的電力批發市場至為關鍵，其為電業自由化改革成功的必要條件與基石，而競爭性的零售市場之開放則為完成全面電業自由化改革成功的充分條件。

綜整世界各國各種電力交易市場的結構內涵（見圖1）。電力市場的結構依距離真實調度時間的遠近可分為：短期、中期與長期市場，三類市場概述如下。



資料來源：翻譯整理自IEA（2016），Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems。

圖1 世界先進國家自由化下批發電力市場結構綜覽

（一）短期市場亦稱現貨市場包括日前、日內與實時市場

短期市場是系統運作者賴以平衡電力系統所必須的機制，三類短期市場的設計組合即是為了系統運作者能有效率的動員電力系統的所有資源來達成電力短期的平衡與安全。此外，亦是用來發現電力的價格機制，以作為中、長期市場價格的參考，而不同區域的市場亦可透過短期市場來整合，短期市場的價格特性是隨著時間與地點區域而變化，如此方能反

應系統資源的真正應有價值。

（二）中期市場包括各種方式交易的市場，商品含跨期間從數周到3年左右

中期市場是電能生產與消費的主要市場，在歐洲90%的電力交易都發生在中期市場，中期市場可以是在集中市場如交易所或分散式市場如店頭市場，透過制式的商品合約交易，亦可透過非制式商品的雙邊交易，但無論如何交易，最後彌平中期合約的差異



量還是要交由短期市場來進行。

（三）長期市場通常包括3年期以上至25年左右

長期市場多半是用來導引電廠投資，因此一般可分為兩類，容量市場與能量市場，容量市場通常包括3-5年的商品，交易的是未來投資的可靠容量與可用性，如PJM（Pennsylvania-New Jersey-Maryland）的容量市場，可交易的容量資源包括發電廠、需量反應、電能儲存、電網擴建、能源效率提升等，能量市場則以雙邊購售電合約PPA（Power Purchase Agreement）或饋網保證電價FIT（Feed-in Tariffs）合約形式，期間約10-35年，多半以雙邊交易或透過政府的拍賣競比簽訂，這些合約多半發生在自由化的初期，在成熟的批發市場中此類合約佔比很低，大都集中在再生能源的收購上。

在高效率的短、中、長期電力競爭性市場中，市場價格必須反應供需之間的相互競爭關係。此時，必然是生產者與消費者的福利都達到最大化與最適的狀態，亦即消費者剩餘（consumer surplus）與生產者剩餘（producer surplus）的總和將進入最佳與最大化狀態，並會同時滿足了提升「公平與效率」的雙重目標，也正因為如此「建構競爭性的電力市場」才會成為世界各國追尋電業自由化改革之共識方案與目的。

新電業法的電業轉型之妥協

當修正草案推出後，卻引起社會一片譁

然，不僅台電工會反對，就連環保團體和學界亦不贊成法條的全部內容。後幾經折衝，行政院最終定調成第一階段改革僅『綠能先行』，第二階段則視第一階段在管理配套、法治運作順暢、市場成熟穩健發展之成效後，再另行決定開放與否。此規劃並獲立法院朝野黨團的大體支持。蔡總統則說：「我們以漸進改革的方式，將轉型帶來的衝擊可以降到最低」。

隨後，立法院於2017年一月初三讀通過新「電業法」，共九章九十七條，電業自由化改革自此在我國正式宣告啟動。雖然比起全世界的自由化浪潮趨勢足足晚了四分之一個世紀，但至少臺灣在意識型態上，扭轉了以「規劃經濟反映成本」為主導掛帥的統管方式，而轉由以尊重市場機制來配置電力資源與價格的訂定。

新電業法的改革

我國新電業法設計的電業改革分為兩階段執行，第一階段放入綠能先行與自由化，第二階段則視第一階段改革成果，決定是否開放傳統電力的自由化。而綜合電業型態的台電公司將進行法律拆分成為控股公司，台電公司在發電、輸電、配電、售電的會計帳目分離（Unbundling）乃必然之趨勢，如此才能使電業改革步上正軌，也才能使輸配電網公平、公開的讓所有市場參與者合理地使用。

按新電業法規範，兩階段的改革措施，除了第一階段將自由化的範圍限縮於僅佔總

電量不到3%的綠電之外，第二階段的啟動時間亦往後延至六到九年後，並依第一階段改革成效，再行決定是否啟動進一步的改革。

電業管制機關則由獨立二級單位改為隸屬於經濟部下的三級從屬單位；台電公司則仍維持綜合電業以穩定大局，至於攸關自由化成敗的廠網分離與產業重組，則要等到至少六年之後才考慮施行，屆時將由電業管制機關審酌查核條件成熟後決定是否啟動之，且最遲還可延至九年的時間。

綜合電業將分割為發電公司與電力網公司（可以控股公司型式經營，領有輸配電業與公用售電業執照），且不得交叉持股。電力交易平台雖然在學者力爭之下，由「得」設立改為「應」設立，但也可能與廠網分離的命運相同，一併延後至第二階段啟動時才開始執行，依電業法第十一條規定：「輸配電業為電力市場發展之需要，經電業管制機關許可，應於廠網分工後設立公開透明之電力交易平台。電力交易平台應充分揭露交易資訊，以達調節電力供需及電業間公平競爭、合理經營之目標。」

以第一階段改革而言，在綠能先行的政策下，綠能發電業、綠能售電業與所有用戶皆可自由選擇適合的綠電商業買賣模式，包括直供、轉供或向台電買賣。上述的各交易方式皆會牽涉到電力系統的穩定及電網的公平使用，因此第一階段各項電力調度相關費用計算合理性分析就非常重要，也是維持市場公平交易的基石。

新電業法用了十個條文、九大措施，全面促進綠電的推展，讓綠電全面自由化，讓綠電先行，相關條文包括：再生能源電力優先併網與調度、一定規模以下的再生能源發電業無須備用容量，依電力排碳係數訂定「輔助費」、「電力調度費」及「轉供電能費」，以及再生能源除風力發電及一定裝置容量的太陽能事業，無需繳交「電力開發協助金」等，亦可見政府第一階段電業轉型改革的積極與苦心！

推動競爭性電力市場之可行性

由以上觀之，我國的電業自由化政策改革的原型，已從獨立調度中心模式（ISO）改為採用以輸電公司為主（TransCo）的單一買方模式進行，採微幅開放（僅限3%的綠電）發、售兩端，管制輸配中段；電業重組則採弱分離形式，於六年後考慮進行廠網分離但不進行水平分割。第一階段進行的廠網分工採取會計分離方式進行，第二階段才採法律效力上的廠網分離，整個改革時程可長達約六至九年。設立在能源局下的管制機關，將進行整體電網的可靠度維持與爭議調處，至於電價制訂與核定則轉由主管機關經濟部直接主導，詳細的主管機關與電業管制機關之權責劃分依電業法第三條規定如下：本法所稱主管機關：在中央為經濟部；在直轄市為直轄市政府；在縣（市）為縣（市）政府。中央主管機關應辦理下列事項：一、電業政策之分析、研擬及推動。二、全國電業工程



安全、電業設備之監督及管理。三、電力技術法規之擬定。四、電業設備之監督及管理。五、電力開發協助金提撥比例之公告。六、電價與各種收費費率及其計算公式之政策研擬、核定及管理。七、其他電力技術及安全相關業務之監督及管理。中央主管機關應指定電業管制機關，辦理下列事項：一、電業及電力市場之監督及管理。二、電業籌設、擴建及電業執照申請之許可及核准。三、電力供需之預測、規劃事項。四、公用售電業電力排碳係數之監督及管理。五、用戶用電權益之監督及管理。六、電力調度之監督及管理。七、電業間或電業與用戶間之爭議調處。八、售電業或再生能源發電設備設置爭議調處。國營電業之組設、合併、改組、撤銷、重要人員任免核定管理及監督事項，由電業管制機關辦理。

在缺乏綠電交易平台下，電力市場交易則仍以合約方式進行，可透過代輸、直供與躉售形式，因此未來我國電力交易市場在交易平台未成立前，仍將沿用過往9家民營電業簽訂購售電合約方式，以雙邊合約交易為主要的方式，不對外公開。在此方式下，可預見競爭的來源主要係由合約制定的價格為競爭基礎，且以長約為主。由於無集中交易市場與電力批發現貨市場，電力市場資訊無法充分揭露，消費權益難受保障，所簽合約難以透過集中市場加以調整或彌平短缺，違約情況頻繁且隨綠能配比的加重而逐漸擴大，合約數量將以幾何乘數增加。

以學理分析，屆時輸配電業的調度中心

由於缺少電力的現貨市場（日前、日內與實時市場）與輔助服務市場來進行整合這些購售電合約，在數以萬計的合約情況下，難以用有限的調度處人力資源進行經濟與安全調度。這種以單一買方或賣方以及代輸制度為主的雙邊合約市場，未來將因合約的數量暴增而窒礙難行，市場失靈的風險極高。但在自由化推動的第一階段初期，由於合約數量稀少且僅限少量綠電買賣，所有的違約電量以及維持電力的安全和所需的輔助服務，皆可由台電公司內部吸收或轉嫁於再生能源發電業與綠能售電業，尚勉強具有可行性，風險乃屬於可管控的範圍。

第一階段推動電業轉型的風險

在第一階段綠能先行的電業轉型改革下，電業自由化、智慧電網及擴大再生能源發電占比是一個整體規劃，少了任何一個環節都不行，然而目前新電業法仍然只求治標而不治本，畏懼將政府權力下放給市場機制來承擔，凡事仍然依賴傳統的管制、管制、再管制的思維，而無意中極有可能將行政單位的組織風險凌駕於整體的社會經濟風險之上。

從新電業法條文裡有意無意的模糊延遲公開交易市場制度、智慧電表、即時電價與住商部門生活形態的衝突，和分散型電力業者及用戶群代表的訴求，到各地陸續傳出對於大型再生能源布建的抗爭與「真種電、假種田」的土地使用爭議，均證明目前電業自由化政策的執行仍多有不週之處，不善加處

理將無法達成預期目標，甚至可能激發出許多不必要的社會衝突與增加轉型的風險。

具體而言，以民眾最在乎的電力價格風險而論，依據電業轉型政策規劃，未來我國一半的電力將來自於天然氣，約500億度電來自再生能源，其中又有300億度來自新設置的太陽光電與離岸風機。若再加上為了納入大規模再生能源電力所需鋪設的智慧電網與準備備用容量的經費，整體的系統供電成本必然增加。政府卻以為成立了電價穩定基金即可將電價維持在低度水準，此種行為違背了「使用者付費」的基本經濟原則，為我國低碳電力轉型埋下了結構性的經濟風險。

另外為迴避開徵如碳價、能源稅等外部性稅費可能造成的社會反彈，政府部門改採「全球獨有」的強制性能源配比，要求所有發電廠商依此硬性規劃來進行投資。此舉等於摒棄了藉由競爭性市場交易機制來分配與疏緩業者對於技術的長期投資風險，而創造了同時腳踩煞車又踩油門的不可運行之風險。

再從市場自由化來看，政府承諾不會強力水平或垂直拆分重組台電，如此台電就佔臺灣超過65%的電力供應、9家民營電業（IPP）又囊括了另外3成的電力，且民營電業繼續受到長期合約保價收購，高度市場集中度的結果幾乎不可能吸引新競爭者的加入。在扭曲的市場結構下，只能繼續靠政府補助各項再生能源的發展與電網的設置，即等同把低碳電力的市場競爭風險完全轉嫁給

社會納稅人來承擔。

新制度學派的經濟學家一再警告世人：「糟糕的制度設計並不會帶來良性有效率的競爭，而是誘發更多競租行為」。配合低碳電力轉型的「電業市場自由化」所追求的應是放鬆政府管制、引入價格機制、促進市場公平競爭。換言之，在新式低碳電力的技術、成本與傳統電力相較尚不具競爭力的情況下，補貼或配比無可厚非，但要精心設計強加規劃善用市場競爭機制，將風險逐步由納稅人轉移至低碳技術的投資者來承擔，讓最有風險管理能力的業者來導引低碳能源的轉型。

若讓電業法修正回歸到促進市場競爭並鬆綁價格機制、納入外部性考量，各類創新技術、商品與服務才能被持續導入，更能活化全國經濟。回歸到民生經濟的層面，低碳電力的轉型，電價固然是重要因素，但更重要的是要看電費支出的綜效如何，是否能讓多數的消費者覺得花得值得甚至物超所值，滿足不同人的不同需要，才能讓社會的福利最大化，而不是將投資者與消費者綁在一起，全部做為價格的接受者。

結論與政策建議

「綠能先行」階段改革成敗的關鍵風險，除了再生能源在欠缺交易平台以及該如何進行自由公平交易外，再生能源大量併網後可能產生的意外事故和電價飆漲的風險以及舊有的饋網電價保價收購制度（FIT）如何



與市場機制整合而退場等風險亦不可忽視。本文認為以下三大風險指標可用來檢驗改革過程中的成效：

指標1：市場上台電一家獨大的情形是否依舊？是否仍是單一買方和賣方，直到永遠？

指標2：市場上是否能有效增強競爭強度？綠/灰電是否皆能自由公平公開與不受歧視的暢銷買賣？

指標3：所有生產者的投資產銷與消費者的購電自由是否仍然綑綁受限？

在新電業法下，由於並無可競爭的市場運作方式之設計，缺乏高效、流動與公開資訊的交易平台無法吸引投資者積極參與。此外，對綠能售電業/再生能源發電業加諸太多額外附加成本，如備用容量費、輔助服務費、代輸與調度費等，將使綠電無法自由競爭也無法活絡市場，而綠電無商品化、認證規格化，也難以公開交易，大多只好仍以FIT合約躉售給台電公司。所以第一階段若無搭配可行的競爭市場機制，可能最終還是面臨失敗而回歸到原點！

本文建議不論灰電與綠電市場都必須儘速建立「可公平競爭之電力交易市場」，其設立所須具備的必要條件包括：

1. 市場中有許多買方與賣方且各方都不具市場操縱力。
2. 供需雙方都有充分價格反應的能力。
3. 資訊透明且運作有效率並具高流動性的交

易場所。

4. 管制機關對任何壟斷性的電網基礎設施要制定公開、公平、無歧視性地提供公共載具（common carrier）服務之規範。
5. 管制機關對電力生產與消費所產生的外部性的各種補貼與費用要進行合理的處理，並對環境汙染進行管制以免妨礙正常的市場運作而進一步造成市場失靈。
6. 避免對特定燃料別或行業別的歧視，所有能源除再生能源外皆應在公平的交易規則下准入准出相互競爭，不公平的競爭障礙要全力掃除。

此外，應對壟斷電業的台電公司進行法律或所有權分割的強制分割重組，將調度與市場交易的功能交由分割後的輸配電公司負責。原有規劃的「台電控股公司」方式因電網公司兼營公用售電業，已違反拆分原則。台電公司應徹底進行垂直與水平的拆分以利市場公平競爭。垂直拆分應以「發、輸/配、售」，而非「發、輸配售」的方式進行規範。水平拆分則應以個別發、售電業市占率 $<25\%$ 或整體電業市場集中度 <2000 為原則。

輸電業「應速」成立公開交易可競爭的電力市場以強化並有利於競爭，既有民營發電業則應與管制機關協商，在確保「信賴保護原則」下，調整既有的購售電合約，如改採電價差異合約CFD（Contract for Difference）或其他形式合約，並加入批發與零售市場競爭，使能源轉型的漫漫長路能步入正軌！