

我國綠能先行下電力轉型風險分析

王京明

一、前言

我國電業自由化改革採分階段並限縮改革範圍：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，此種以漸進改革方式進行，雖可能降低轉型之衝擊力道與失敗風險，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得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，因此亟需探討未來新電業法上路之後可能存在的風險。此外，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。我國反其道而行，在缺乏國際案例可資爰引外，增加了執行難度，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。

由於電力轉型改革的成敗攸關國人的社會福祉，更影響經濟的成長與發展，因此事前的規劃與風險評估至關緊要，故本文針對我國電力轉型的綠能先行政策進行風險評估，探討轉型過程中可能產生之重大風險與因應管理策略，並作出電力轉型政策風險管控策略建議，特別是關於第一階段綠能先行的政策措施的可能風險及其因應對策，藉此作為我國電力轉型政策規劃及政策實施時的重要參考依據與風險管控的準則。

二、我國綠能先行電力轉型之改革

在綠能先行後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「廠網分工」下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。在第一階段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，且最遲還可延至九年後的時間。

綜合電業將於六年後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，依電業法第十一條規定由「得」設立改為「應」設立，但也可能與廠網分離的命運相同，一併延後至廠網分工啟動時才開始執行。

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、轉供或向台電躉售買賣。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，這些費率的訂定也是維持市場公平交易與可競爭制度的基石。

電業法(2017)用了十多個條文、九大措施，讓綠電先行自由化，全面促進綠電的推展，相關條文揭示如下，由此可見政府第一階段電業轉型改革的積極與苦心！

- 台電建立分離會計 (§6)
- 再生能源電力優先併網與調度 (§8)
- 依電力排碳係數訂定「輔助服務費」 (§9)

- 「電力調度費」及「轉供電能費」 (§10)
- 設立交易平台 (§11)
- 一定規模以下的再生能源發電業無須備用容量 (§27)
- 再生能源得直供與轉供 (§45)
- 自用發電設備準用 RE 之規定 (§69)
- 輸配電網公平公開使用 (§46)
- 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」 (§65)

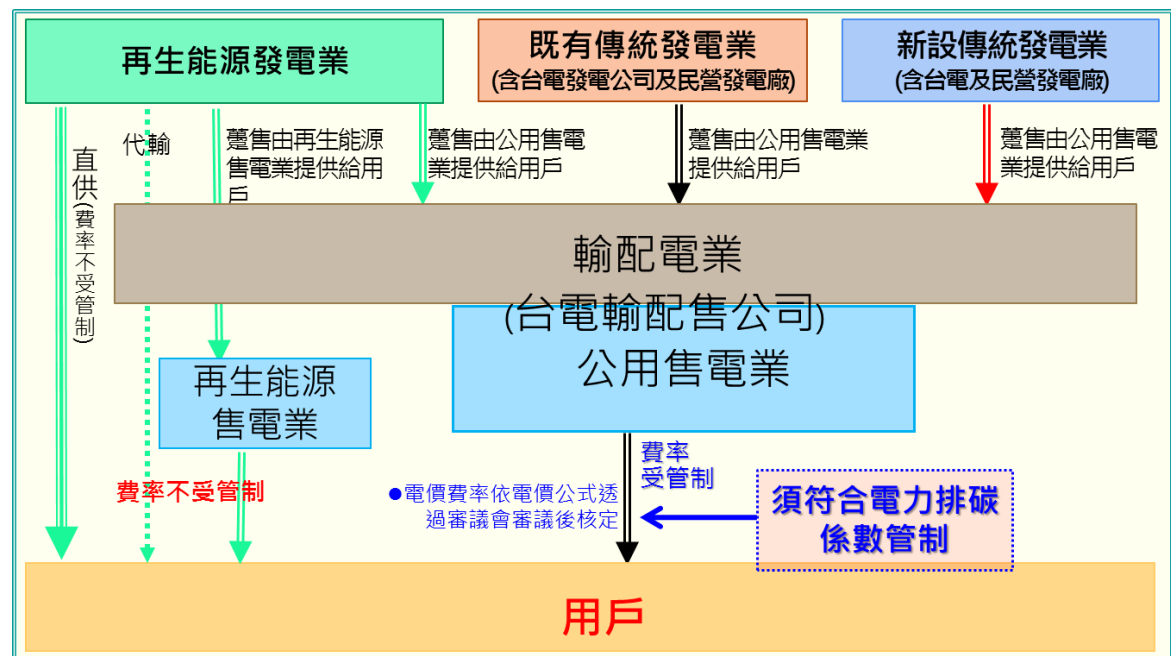
由以上條文內容觀之，我國的電力轉型政策改革的原型，已從獨立調度中心模式（Independent System Operaton, ISO）改為採用以輸電公司為主（Transmission Company, TransCo）的單一買方模式進行，採微幅開放（僅限不到 5% 的綠電）發、售兩端，管制輸配中段；電業重組則採弱分離形式，於六年後考慮進行廠網分離但不進行水平分割。第一階段進行的廠網分工採取會計分離方式進行，六年後才採法律效力上的廠網分離，整個廠網分離的改革時程可長達約六至九年。設立在能源局下的管制機關，將進行整體電網的可靠度維持與爭議調處，至於電價制訂與核定則轉由主管機關經濟部直接主導。

三、第一階段轉型綠能先行之風險

電業法將電業劃分為發電業、輸配電業及售電業，其中發電業開放申設，再生能源可以躉售、轉供及直供方式售電，如圖 1，傳統發電業則僅能售電予公用售電業；輸配電業為公用事業擁有輸配電網，角色定位為「公共運輸者」，限定採獨占國營方式經營；售電業分為再生能源售電業與公用售電業兩類，再生能源售電業自由競爭不受管

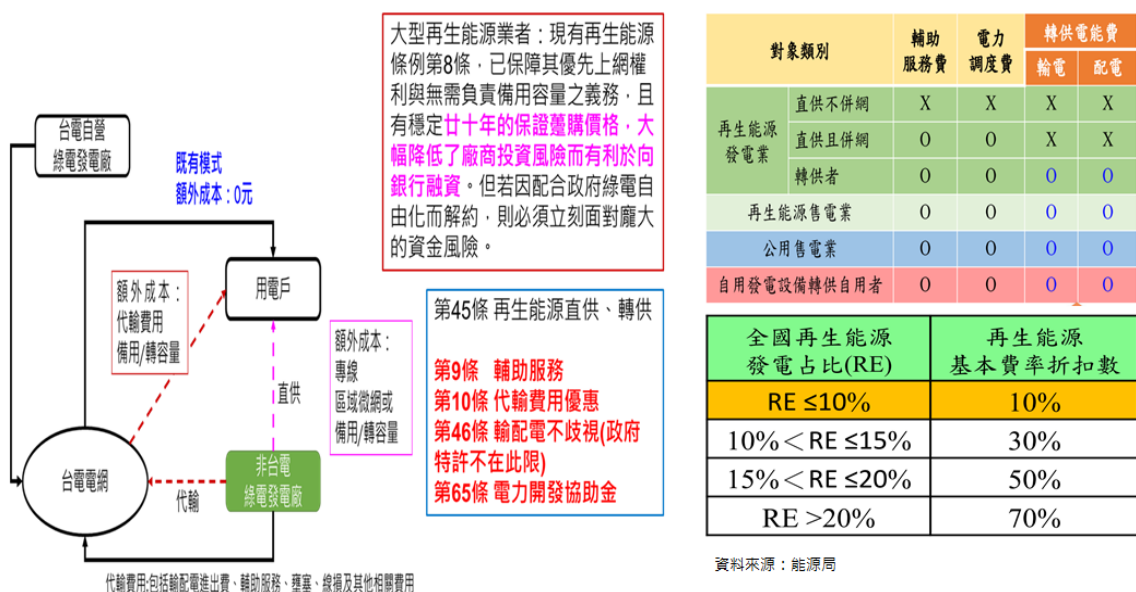
制，而公用售電業則維持一家由台電經營，負有最終供電義務。圖 1 為我國未來電力市場架構的詳細運作方式。

電業法第 45 條規定再生能源得躉售、直供與轉供，因此再生能源發電業者除了以現行 FIT（Feed-in Tariffs；FIT）價格躉售給台電公司外，將來亦可選擇直供或轉供的方式銷售綠電。現有再生能源發展條例第 8 條，已保障其優先上網權利與無需負責備用容量之義務，且有穩定廿十年的 FIT 保證躉購價格，大幅降低了廠商投資風險而有利於向銀行融資。但若因配合政府綠電自由化而解除 FIT 合約，則必須立刻面對龐大的資金風險，此外，直供或轉供的銷售方式亦會產生相當多的交易成本如電力調度費、電力轉供費、輔助服務費及備用電力費用，雖然電業法規定可獲得優惠費率，但目前子法尚未公布，仍然存有不確定風險。圖 2 為綠電交易三種方式的比較。



資料來源：能源局網站。

圖 1 我國未來電力市場架構



資料來源：能源局網站，經本研究整理。

圖 2 綠能先行代輸/直供與躉售之比較

四、電力市場交易平台的從缺與忽視

電力市場交易平台的設立不但可促進競爭，亦可導致資源配置最佳化，且可提供合理的價格作為市場參與者投資決策之參考依據。以下表 1 亦說明設立綠色電力交易平台和交易所的國家，較能順利推廣再生能源的發展，促進能源轉型。而目前我國電業法，對電力市場交易平台的設立以及對綠電商品化認證制度的確立都未能達到國際標準，若不克服此兩項缺點第一階段改革很可能以失敗收場。

電業法第十一條明定電力交易平台之設立，由條文可知攸關電力市場自由化成敗與否的電力交易平台要在「廠網分工後」設立，時程上約在距今 6-9 年後，因此對第一階段綠能先行緩不濟急；此外電力交易平台是否包括綠電交易平台以及剛設立之綠電權證制度若能

交易買賣，其衍生性商品的性質是否仍可歸屬電能交易?都缺乏明確的規範。

表 1 2014 各國綠色電力銷售管道比較

國家 綠電佔比*	電力市場	購買動機	綠電商品	強制型法規	綠色電力銷售方式	管理+認證
德國 24.3%	交易所	強制+自願	多種	EEG(再生能源支持 法案修訂案)	綠色電力憑證 綠色電力產品	公司+第三方
英國 18.3%	交易所	強制+自願	多種	再生能源責任法案	綠色電力憑證 綠色電力產品	公司+第三方
荷蘭 8.5%	交易所	強制+自願	多種	SDE+(再生能源發 展促進條例)、能 源稅	綠色電力憑證 綠色電力產品	公司+第三方
澳大利亞 7.5%	交易平台與 合約	強制+自願	多種	MRET(再生能源配 額制度)	綠色電價制度 綠色電力產品 綠色電力憑證	公司+第三方
美國 6.8%	各州開放程度 不同方式各異	強制+自願	多種	綠色電力比例制 度、再生能源躉購 制度(各州自行規 定)	綠色電價制度 綠色電力產品 綠色電力憑證	公司+第三方
日本 6.5%	區域壟斷	自願	綠色證書	無	綠色電力憑證	公司+基金+ 第三方
台灣 2.2%	獨買獨賣	自願	1種	無	綠色電價制度	公司

註：綠電為不含傳統水力之再生能源。

資料來源：本研究蒐集整理。

因此，在缺乏綠電交易平台下，可預見綠電電力市場交易則仍以合約方式進行，可透過代輸、直供與躉售等商業形式（見圖 1），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（Power Procurement Agreement, PPA）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或短期現貨市場加以

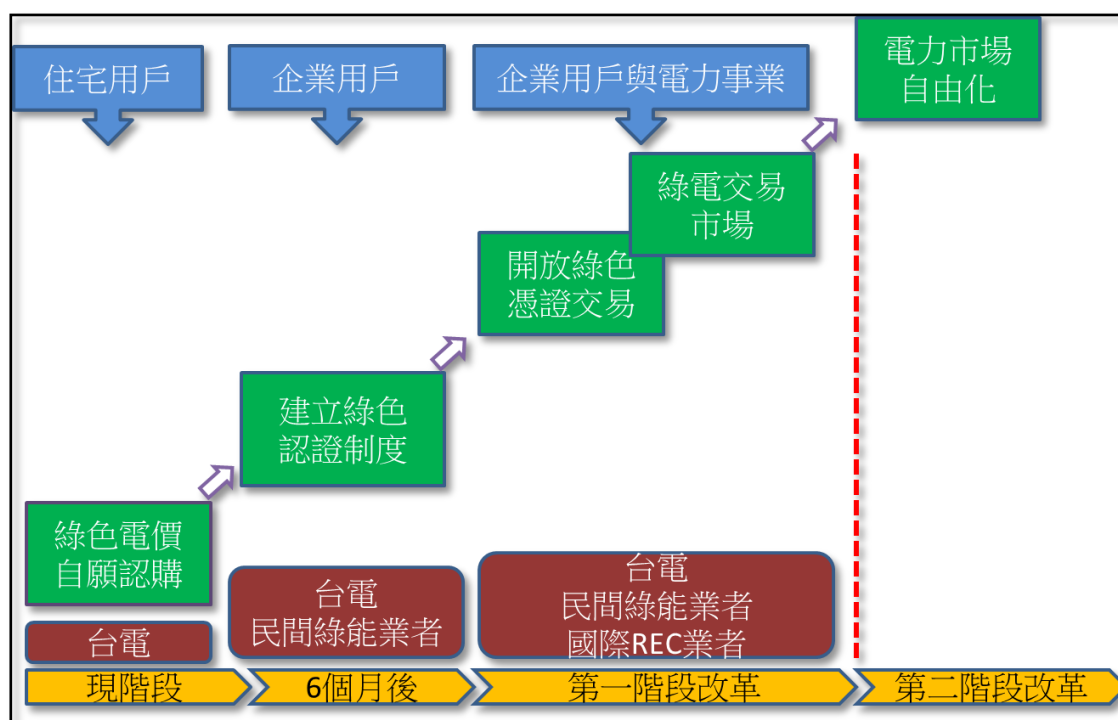
調整或彌平短缺，違約情況頻繁且隨綠能佔比的加重而逐漸擴大，合約數量將以幾何乘數增加。

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給用戶，尚勉強具有可行性，風險乃屬於可管控的範圍。

五、我國綠電市場自由化發展的理想路徑

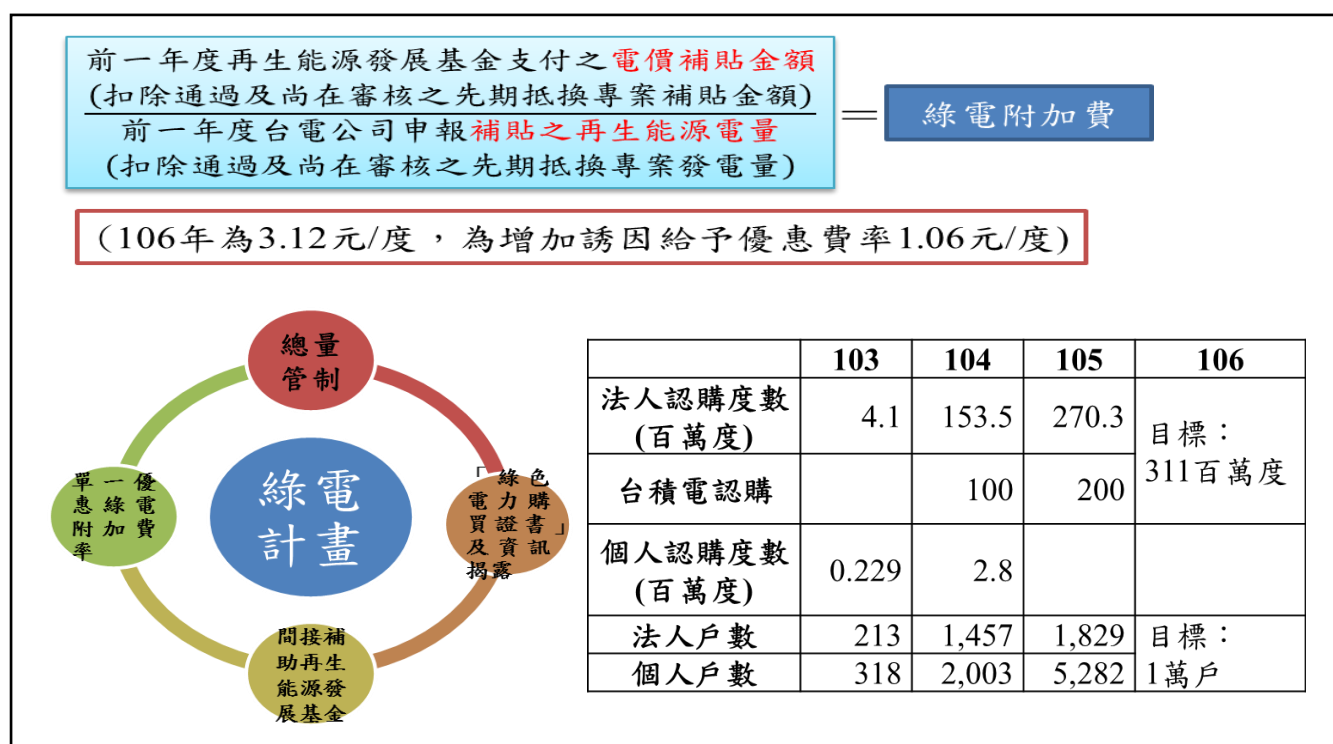
在新電業法通過前，我國已有綠電自願認購制度且行之有年，但由於缺乏認證制度招致外界質疑其是否為「純綠電」，為此政府推出了綠電認證制度，期盼能加速綠能發展，此制度推行後由於限縮綠電憑證（Renewable Electricity Certificates, REC）的交易使用仍遭受到學者及業界的批評，爾後才順應民意開放「電證分離」交易。爰此，本文認為我國綠電市場自由化發展的理想路徑可如圖 3，分四個階段：綠色電價自願認購制度、建立綠色認證制度、開放綠色憑證交易制度及建立綠電交易平台與交易所。

圖 4 為我國已有之綠電認購制度與執行成效，認購制度為自願型，費率公式如下，民國 106 年認購目標為 3 億 1100 萬度，105 年法人認購 2 億 7000 萬度，其中台積電認購了 2 億度，個體戶只認購了 5282 度，約占總供電量的千分之一，成效不佳。



資料來源：本研究整理。

圖 3 我國綠電市場自由化發展理想路徑圖

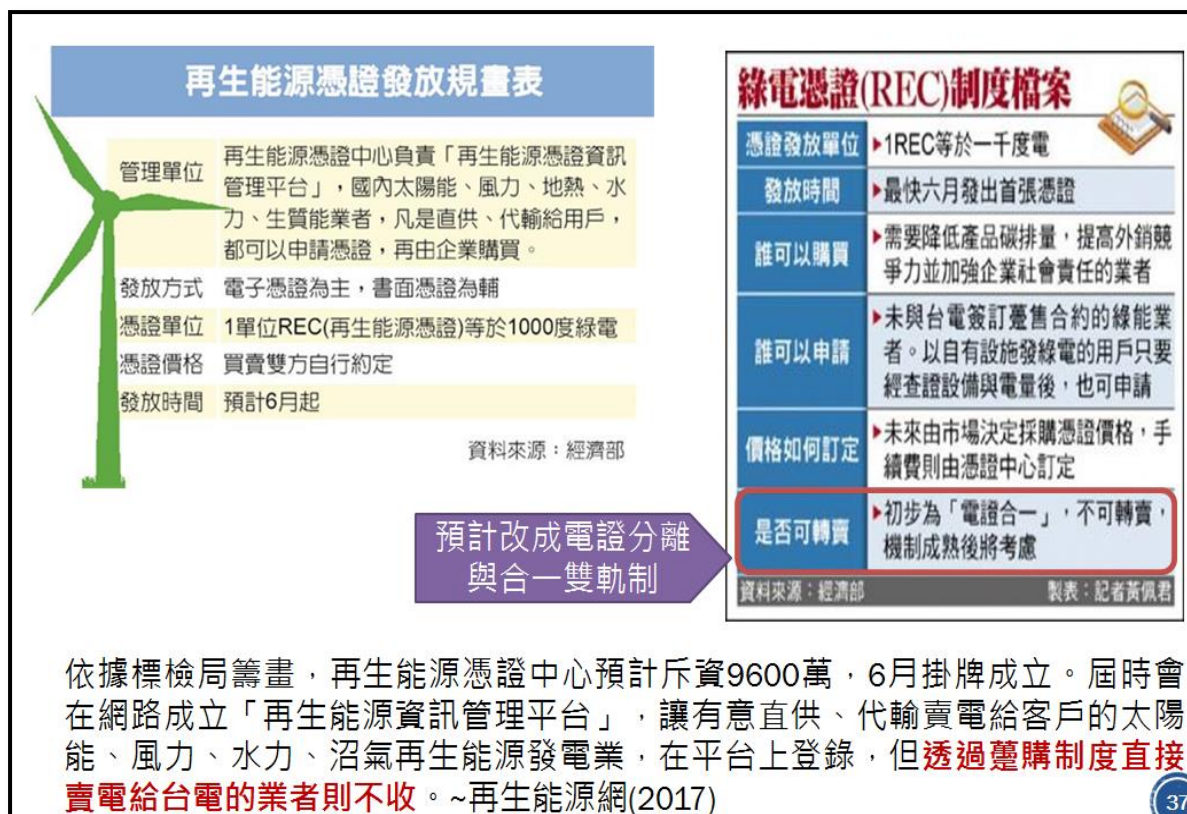


資料來源：能源局網站。

圖 4 我國綠電認購與執行成效

為彌補綠電制度成效不佳的缺失，政府於電業法通過後推動了再生能源憑證發放規劃，如圖 5。依據經濟部標檢局籌劃，再生能源憑證中心預計斥資 9600 萬，6 月掛牌成立「再生能源憑證中心」。同時在網路成立「再生能源資訊管理平台」，讓有意直供、代輸賣電給客戶的太陽能、風力、水力、沼氣再生能源發電業，在平台上登錄，但透過 FIT 躉購制度直接賣電給台電的業者則拒收（再生能源網，2017）。因此自願綠電認購制度屆時將由綠電憑證制度取代，預計可能於今年（2017 年）年底完成。

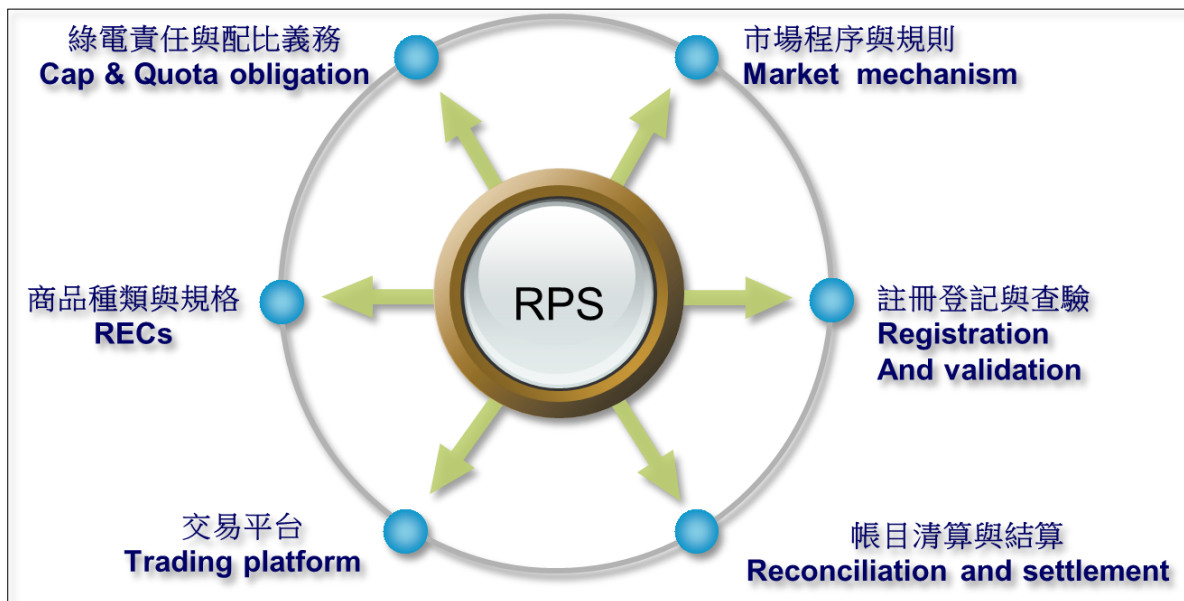
然而我國再生能源憑證制度規劃為自願性質且傾向不設交易平台或交易所，讓公司行號如 Google、台積電等用戶有意願購買綠電者透過 PPA 合約自行尋找對象私下洽購，同時規定 REC 只能以網綁式銷售（Bundled Sale）而非如國外通行的非網綁式銷售（Unbundled Sale）制度（目前已放寬此規定，電證可以分離交易），在國外，交易量極少的網綁式交易主要是以自願性市場為主，目前電業法再生能源直供與代輸規劃即屬於此種模式，而佔交易量最為大宗的非網綁式交易則主要是搭配再生能源強制配比制度（Renewable Portfolio Standard, RPS）。在配比義務的制度下售電業為符合銷售再生能源比例要求，可於公開市場的交易平台購買 REC 且亦可與國際接軌，向境外購買以滿足義務，否則則繳交罰金。



資料來源：再生能源網，經本研究整理。

圖 5 我國再生能源憑證發放規劃

非綑綁式的綠電憑證交易是將「綠」與「電」分開，所以性質上是純粹的財務性質之權證交易而非如綑綁式的「綠電」混合交易，如此的設計是為了擺脫電網傳輸的物理約束，將交易與調度分開活絡市場以便創造達成高效與流動性的交易，而綑綁式的綠電交易則將綠電憑證視為物理性質的證書，猶如農產品的產地證明或身份證書，憑證本身無法脫離電網或電能而交易。建置非綑綁式綠電市場六大元素的配套措施如圖 6，缺一不可。而綑綁式的交易市場則不需此交易平台，PPA 購電合約即可滿足，但容易導致市場失靈的風險，且交易量有限，市場無法活絡亦無效率。



資料來源：本研究繪製。

圖 6 非綑綁式的綠電憑證交易平台設計

六、結論與建議

由以上分析可知，我國若要第一階段綠能先行自由化，就應立即建立可交易的綠電憑證與可公開交易的綠電市場與市場交易平台，缺一不可，並遵循國外的綠電義務配比制度才能使市場活絡高效且具流動性。對既有的「綠電認購制度」可以改為由台電公司承辦並轉型為綠電行銷 (green offer)，銷售對象為一般住宅及中小型商業用戶，以之區隔新設立之 REC 市場。至於 FIT 的保價收購，若不調整現行制度，將會對 REC 市場造成很大的衝擊，為了鼓勵再生能源業者能夠勇於入市參與競爭，而不是完全依賴政府或台電，政府應該設計一套獎勵制度，讓勇於入市的業者從 REC 市場中獲得的利潤能夠保證比採 FIT 躉售給台電來得有利，如此再生能源業者必然樂於加入 REC 的認證與買賣，綠電交易平台的設立才有意義，否則大部分的綠電都躉售給台電，造成交易平台上的成交數量有限，不僅有流動性的風

險，電業轉型也很難成功。依照目前電業法的架構在缺乏綠電交易平台下僅靠綠能雙邊購售電合約方式，對於推動綠電實質上並不友善也無效率、風險不易控管，難見成效。總結而言，我國綠能電力轉型的重點因應策略應在：

- (1). 將 REC 作為綠電可交易媒介，並應解決與自願綠電認購制度及 FIT 制度的矛盾；
- (2). 應能達成低碳能源轉型的各年綠電配比目標；
- (3). 若堅持不設綠電交易平台，就應立刻成立電力日前、日內與實時的電力現貨市場，讓再生能源業者與用戶可以控管其購售電合約（PPA 合約）和不平衡電量的風險。

參考文獻：

- 1、電業法條文，總統府 106 年 1 月 26 日華總一義字第 10600011591 號令修正公布，全國法規資料庫查詢。