

我國綠電轉供模擬與探討

王京明^{1*} 莊景勝²

摘要

為推動能源轉型綠電自由購售，政府已制訂了開放綠電之轉供與直供業務規範，並公告了綠電轉供與直供營運規則，本文闡述我國電業環境之輸電與配電電力轉供規則及相關費率，其次透過不同態樣情境案例設計模擬探討綠電轉供計量及所可能面臨之問題，研究結果除提供利益相關決策者參考使用，亦期盼能有助於我國綠電自由化之推展。最後，本文亦提出現行轉供規則之限制與未來可以精進改良發展之方向，以供未來轉供制度滾動修正時研擬參考與後續研究。

關鍵詞：轉供，直供，電業法，轉供規則與費率

1. 前言

我國電業自由化改革隨著「新電業法」已正式啟動，改革分兩階段進行：第一階段「綠能先行自由化」，第二階段則視第一階段改革成效再另行開放灰電(化石能源)的「灰電隨後」自由化，以漸進式的方式而非一步到位進行，期盼能將改革的風險降到最低。由各國電業自由化成功經驗觀之，世界各國過去皆先以健全傳統電力市場中的灰電自由交易制度後，才逐步引進具有間歇性且不穩定的綠電之自由化和市場化。我國反其道而行，在配套子法尚未完成而灰電自由化亦無經驗下，即行推動綠電自由化，除增加了執行難度外，亦有可能為後續全面電業自由化的能源轉型工程帶來極高的風險？為了降低此風險並有助於我國綠電自由化之推展，因此進行我國綠電轉供模擬與問題探討之研究，以期能強化綠能先行之順暢，並提出政策建議供參。

為穩健推動電業自由化，階段性改革之進

行係規劃於修法通過後1~2.5年完成第一階段之開放綠電轉供與直供業務，此時台電公司發電廠、輸配電業、公用售電業仍屬同一公司；而後進行公司分割，並於修法通過後4~6年完成「廠網分離」以利後續達成電業自由化之運行。由於我國的電業自由化政策改革的原型係採用「輸電公司模式」進行，亦即採微幅開放(僅限綠電)發、售兩端，管制輸、配中段，電業重組則採弱分離形式將於六年後考慮進行廠網分離但不進行水平分割，第一階段可進行會計職能分離的廠網分工，第二階段才採法律上所有經營權的廠網分離，時程可長達約六年並可延長至九年，如果改革成效不彰也可能無限期延後，新設立在能源局下的管制機關將進行可靠度維持與爭議調處，至於電價制訂與核定則由主管機關經濟部直接主導。

在缺乏綠電交易平臺下，綠電電力市場交易則仍侷限以雙邊購售合約方式進行，可透過轉供、直供與躉售給台電公司之形式，因此未來我國第一階段綠電電力交易市場在集中式交

¹財團法人中華經濟研究院 研究員

²臺灣經濟研究院研究五所 研究員

*通訊作者電話: 02-27356006#532, E-mail: kimmie@cier.edu.tw

收到日期: 2019年12月18日

修正日期: 2020年04月29日

接受日期: 2020年04月29日

易平臺未成立前，仍將以雙邊合約交易搭配轉供制度為主要的「點對點分散交易模式」。在此方式下，可預見競爭的來源主要係由合約制定的價格來競爭且以長約為主，由於無集中交易市場與電力批發現貨市場的存在，轉供制度的健全與否就關係著第一階段綠能先行政策是否能落實與是否能成熟穩健的發展。本文目的即為說明我國電業環境之輸電與配電電力轉供規則及相關費率，並透過不同態樣情境案例設計模擬探討綠電轉供面臨之問題，研究結果除提供利益相關決策者參考使用，亦盼有助於綠電自由化之推廣。

2. 文獻回顧

2.1 電業法相關規範

我國能源轉型新電業法用了十個以上條文(全國法規資料庫，2019)，全面促進綠電發展，讓綠電全面自由化，分別為：1. 廠網分工與會計分離(電業法第六條)、2. 再生能源電力優先併網調度(電業法第七、八條)、3. 依排碳係數訂定輔助服務費(電業法第九條)、4. 訂定電力調度與轉供電能費(電業法第十條)、5. 設立交易平臺(電業法第十一條)、6. 一定規模以下的再生能源業無須備用容量(電業法第二十七條)、7. 再生能源得直供與轉供(電業法第四十五、四十六條)、8. 自用發電設備準用再生能源之規定(電業法第六十九、七十條)、9. 電價與輸配電業各種收費費率核定與公告(電業法第四十九條)和10. 再生能源發電業除風力發電及一定裝置容量以上之太陽光電發電設備以外者，無需繳交電力開發協助金(電業法第六十五條)。

電業自由化成功的要素是要能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一致對待下，才能吸引投資者進入電力市場，形成可競爭機制。同時須成立電業管制機關，監督管理電力市場運作，避免人為操縱市

場，維持市場公平競爭秩序。電力轉供與直供之開放為市場開放的一種競爭模式係屬於集中市場(電力交易平臺或電力交易所)尚未設立時的過渡性初期可競爭市場制度安排的一種，為一分散型的雙邊合約市場交易主要形式，此為第一階段電業改革綠能先行是否能成熟穩健發展的支柱。

2.2 我國電能轉供與直供

盤點政府(第一階段)綠電先行自由化推動成果，電業法倡議的『綠能先行自由化』成效並未彰顯，至今也尚未完成任何一件無補貼(subsidy-free)的綠電自由交易，而台電公司為了協助民間綠電交易，早已推出「再生能源直、轉供營運規章」與相關制度(台電公司，2019)，一年多來亦乏人問津申請，至今也尚未完成任何一件直轉供合約的簽訂；另外經濟部成立的再生能源憑證中心，迄今其憑證總發行量僅約6.7萬張，交易量兩年多下來約僅有三百萬度(3,200多張，每張1,000度)(國家再生能源憑證中心，2019)，與電業法未修法前綠電自願認購每年皆超過幾億度的再生能源銷售量相比，實乃天壤之別。

為了便利企業綠能轉型，政府於2019年9月30日相繼核准了再生能源售電業與宣告2020年元旦要推出「綠電憑證交易平臺」以及官方版的綠能購售電合約(Power Purchase Agreement, PPA)樣式，期能大幅降低買賣雙方交易成本。緣此，經濟部已於2019年9月5日正式發出了國內第一張「再生能源售電業」的電業執照給國內致力於公民參與綠電的「陽光伏特家電力股份有限公司」，這也讓「陽光伏特家」成為繼台電之後，國內的第二家售電業，也是國內第一家民營的綠能售電業，代表臺灣朝電業自由化邁出新的一小步，卻也是制度性改革的一大步。此外，經濟部又於同年9月30日預告修正「再生能源憑證實施辦法」，預定2020年元旦將建立官方「綠電憑證交易媒合平臺」，並增訂收取規費機制降低交易成本，交易時賣方一

張憑證規費收取3元，買方收取0.5元，且買賣交易採預先登記制，避免憑證買空賣空。經濟部並表示未來官方會有公版的購售電合約供業者採用，可大幅降低買賣雙方談判成本(能源局，2019)。

據工業局對綠電需求量調查，包括環評承諾、再生能源條例大戶(初步暫訂5 MW契約容量以上)使用綠電需求、國際供應鏈大廠全綠電RE100¹要求等，3年內綠電的有效需求約在18~20億度電之間。然而，目前無補貼之綠電潛在供給不過才6千多萬度(6.4萬張REC(Renewable Energy Certificates))，因此在供不應求下，勢必要由已與臺灣電力公司簽訂FIT(Feed-in Tariff)躉購契約的綠電業者來補足，然而由於躉購契約係屬民間私人契約，契約重開必須經由雙方合意才能分手，因此經濟部長日前已指令國營之台電公司訂定契約「分手費」，讓已簽約的再生能源業者可解除FIT躉售契約，以便加入綠電自由化的市場進行交易。台電公司已奉命積極照辦，近期將公告相關辦法。

截至目前為止電能轉直供相關子法已修訂公布盤點如下：

- (1)「電力調度原則綱要」；
- (2)「備用供電容量管理辦法」；
- (3)「輸配電業各項費率計算公式」；
- (4)「電力排碳係數管理辦法」；
- (5)「再生能源發電業申請直供審查規則」；
- (6)「電力調度轉供費用優惠辦法」；
- (7)「再生能源發展條例修正案」；
- (8)「電能轉供及併網型直供營運規章」；
- (9)「電能轉供契約」、「併網型直供契約」、「餘電購售契約」等。

以上這些相關子法或規定都可一一去能源局或台電公司的網站下載詳細條文研讀，本文綜合整理後摘要敘述轉直供重要業務配套措施及其相關之進展與未來的發展如下：

(1) 再生能源直供與轉供機制

落實再生能源直供與轉供相關配套機制，包含：轉供與直供規則及合約；餘電回售機制與合約；研議建置綠電資訊揭露平臺，藉由揭露買賣雙方交易標的資訊，提升綠能交易機會。未來將建置綠電交易平臺，提供電能與輔助服務交易，促進電業自由競爭，並維持供給穩定。

(2) 長期備用容量管理

由於綠電銷售涉及備用容量義務，未來依法將建立輸配電業集中採購交易平臺，協助再生能源業者達成義務；長期將檢討強制透過容量市場集中籌措之可行性。

(3) 電力排碳係數管理

未來配合第二階段電改修法，長期將規劃與研擬傳統能源售電業以及直供、轉供售電的傳統發電業均須符合電力排碳係數管制之規範。

(4) 公用售電業之電價研擬與檢討

未來有關社會服務與政府公課之社會成本是否納入轉供費率，以及轉供市場管理之費用應進行合理分攤，以避免挑肥撿瘦(cherry picking)的不公平競爭導致公用售電業電價上漲。

(5) 餘電購售契約

依照電能轉供及併網型直供營運規章，目前再生能源發電業者得與用戶及公用售電業簽訂雙邊「餘電購售合約」，透過轉供或直供方式售電予用戶，當所發之電能超過用戶負載，多餘電能可售予公用售電業，費率依再生能源發電設備，首次提供電能時之公告費率。當再生能源發電業所發之電能不足用戶負載時，用戶得請求公用售電業供電，依電費表支付電費。

(6) 電力轉供相關費用

電力轉供與直供費用計分為四項收費：輔助服務費、電力調度費、輸電轉供費、配

¹RE100 is a global corporate leadership initiative bringing together influential businesses committed to 100% renewable electricity.

電轉供費，按轉供與直供可能電網傳輸服務費率情境組合收取適當項目如表1所示。各項目之費率則由管制機關按「電力調度轉供費用優惠辦法」定期公告更新，目前最新之

費率如表2。其中含碳之再生能源代輸費率為不含碳之再生能源代輸費率將近有18倍之多，這凸顯了現階段政府亟欲推廣風力與陽光發電的自由化轉型之迫切性。

表1 轉供與直供可能費率情境組合

申請對象 (付費者)	申請服務	使用之電網系統 ^{註1}	付費項目 ^{註2} (O：需付費；X：不需付費)			
			輔助服務費	電力調度費	轉供電能費	
					輸電	配電
再生能源 發電業	併網型直供		O	O	X	X
	電能轉供	輸電系統	O	O	O	X
		配電系統			X	O
		輸電系統及配電系統			O	O
再生能源 售電業	電能轉供	輸電系統	O	O	O	X
		配電系統			X	O
		輸電系統及配電系統			O	O
自用發電 設備	電能轉供	輸電系統	O	O	O	X
		配電系統			X	O
		輸電系統及配電系統			O	O

註1：使用之電網系統判定原則：(1) 使用輸電系統：電源及其用戶皆位於輸電層級(69 kV以上)者屬之；(2) 使用配電系統：電源及其用戶皆位於配電層級(22 kV以下)且同屬相同變電所者屬之；(3) 使用輸電系統及配電系統：電源及其用戶一端位於輸電層級(69 kV以上)且另一端位於配電層級(22 kV以下)或電源及其用戶皆位於配電層級(22 kV以下)但屬不同變電所者屬之。

註2：付費項目依不同燃料別適用不同費率，參照表5輸配電業各項費率一覽表。

資料來源：台電公司，2019。

表2 輸配電業各項費率一覽表

(自108年1月1日起實施，適用至108年12月31日)

單位：元/度

費率項目		輔助服務	電力調度	轉供電能(輸電)	轉供電能(配電)
平均費率		0.0497	0.0857	0.2148	0.3405
各 燃料 別 費 率	再生能源(不排碳)	0.0248	0.0043	0.0109	0.0170
	再生能源(排碳) ^{註1}	0.0744	0.1300	0.3314	0.5168
	核能	0.0248	0.0443	0.1131	0.1763
	燃煤	0.0627	0.1098	0.2799	0.4366
	燃油	0.0581	0.1019	0.2595	0.4047
	燃氣	0.0433	0.0763	0.1945	0.3032
	抽蓄水力	0.0248	0.0443	0.1131	0.1763

註1：再生能源排碳者包括垃圾及廢輪胎等廢棄物發電方式。

註2：本費率依營業稅法相關規定均內含5%營業稅。依法免計營業稅之申請業者每月應繳總金額為輸配電業各項費用總金額除以1.05。

註3：上述各項費率之計算，均取至小數點第4位，並自第5位起採4捨5入。

資料來源：台電公司，2019。

(7) 其它子法修訂與配套，規劃電業法子法、再生能源發展條例修正案子法與公告之相關配套措施(管理制度)並持續檢討與精進。針對再生能源發展條例第十二條子法、電業法子法與公告之實施情形，未來將持續檢討與研擬轉供精進作法。

2.3 國外轉供制度文獻回顧之綜合比較

本文將蒐集到的各國(巴基斯坦、法國、美國、臺灣、日本、英國)的代輸轉供規則資料，整理其重要相似之內涵做出回顧與比較敘述如後(王京明等，2019)。

綜合而言，各國電力代輸轉供制度皆非常相似，多為發電業與售電業簽訂購售電契約再與輸配電業簽訂代輸合約以使用輸配電系統，

並支付相關費用，促成電力交易之進行。一般而言，發電業者得與用戶及售電業簽訂雙邊購售電合約，透過代輸或直供方式售電予用戶，購售電費率由雙方簽訂雙邊合約訂定，代輸費率則由管制機關訂定。用戶與發電業者簽訂之雙邊合約若無法依約代輸電量產生不平衡之電能，由發電業或用戶負責透過電能現貨市場平衡之，或交由輸電公司代為平衡並支付平衡費用。發電業者/用戶需按代輸轉供規則須支付輔助服務費用與電網使用費用，契約關係可表示如圖1所示，而我國代輸轉供與直供制度與外國的制度相近，然而為了保障供需雙方的權益，在我國的制度上，發電業者與用戶可以直接簽訂購售雙邊合約，並且允許發電業者同時與台電簽訂轉供與餘電購售雙邊合約，將餘電回售台電公司，契約關係可表示如圖2所示。

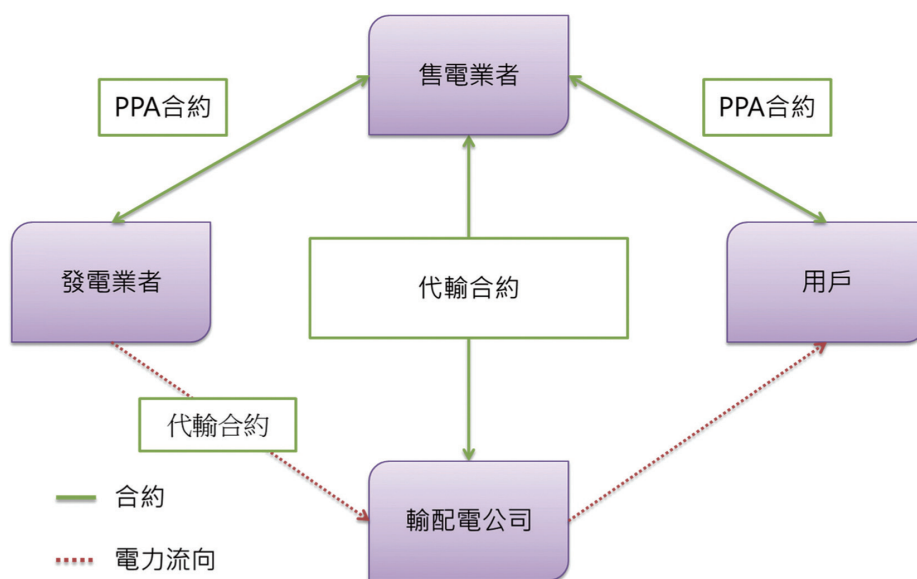


圖1 各國電力代輸轉供契約關係之說明(本研究繪製)

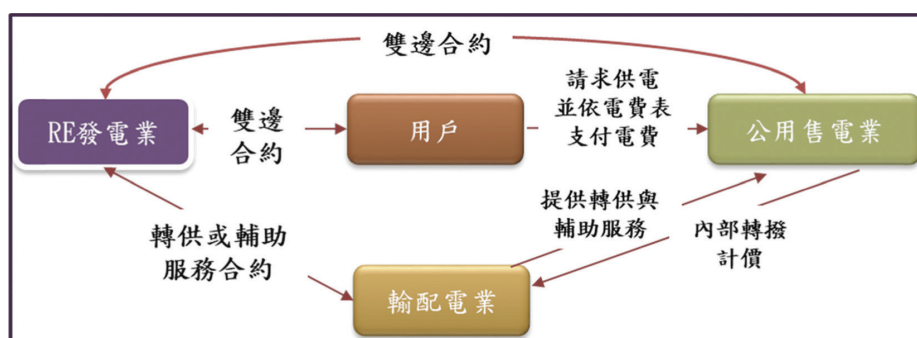


圖2 我國電力代輸轉供契約關係之說明(本研究繪製)

綜合整理各國代輸轉供規則後，發現各國的代輸轉供制度大同小異，都是為了電業自由化開放用戶與發電業者的自由購售電決策權所設立，由於輸配電業有經濟規模現象屬自然壟斷產業，因此負責各國電業自由化的管制機關皆採取了開放電力供應事業發、售兩端，管制輸配中段的方式進行改革；電業重組則採取了拆分綜合電業，將輸配電網公司視為公共運輸者的角色加以管制以利競爭，電力代輸轉供一詞(wheeling)在美國最先採用，爾後，由於歐盟的電力市場之形成，強調了第三方的直接電力買賣，也推出了代輸轉供相關的制度，但在翻譯名詞定義上則採用了直接開放使用(direct open access)一詞，然而，電力代輸轉供的商業模式在後續的電業自由化進程上，不論歐盟還是美國都會由於電力批發與零售競爭的集中市場之相繼成立而逐漸式微。我國現今電力自由化政策分兩階段進行，第一階段綠電先行自由化，對綠電採取代輸轉供制度為主，而財務性分離式綠電憑證為輔的方式，在嘗試錯誤執行中進行學習修正。因此，各國代輸轉供制度的比較分析，可為我國推動代輸轉供制度的借鏡，加速第一階段代輸業務的推展。

總結綜合各國轉供制度的各項相關議題的比較而言，在電力代輸轉供適用對象方面，各國皆以發電業為主要申請者，服務形式則為輸配電業提供用戶代輸轉供之服務；代輸服務的態樣，則由代輸用戶自行選擇採用，對新的用戶則需辦理併網手續，而申請代輸服務及審查的程序也都相似，雖然在時程上或有不同之安排。計量設備是代輸制度的必要硬體設施，各國多由用戶負擔其成本，亦擁有其資料的所有權，例如在法國，計量設備按出資對象可歸屬任一方，任一方若對計量設備可靠性存疑時，可請求驗證，經驗證無設備故障之情事，則應擔負驗證費用，若有瑕疵則由擁有方負責費用。代輸費用依各國國情而有不同之設計，由於設定的方式會影響與阻礙到電業自由化的推動，因此也都受到管制機關的強力管制，並非

能由輸配電業決定。代輸合約權利的轉讓只要符合規定也都被允許，至於合約電量的改變則有些不同，有的(如巴基斯坦)有罰金，有的(如法國)則對短缺加以處罰，而對超約的電量則允許，但合約電量改變到一定程度都會視為新的合約處理沒有例外。至於計費方式和合約終止以及不可抗力事件的處理都與一般商業模式慣例並無多大的差異。供電品質與安全方面主要包括連續供電與電力電壓和頻率的規範，都需符合安全的要求，各國皆不例外。雙方義務的規範則秉持對等公平原則由代輸法規加以明確訂定，資訊揭露是代輸制度的重要議題，也是推動電業自由化的必要配套，各國電業管制機關都非常強調輸配電業的資訊必須公開與即時揭露，我國在此方面則無規範，進入第二階段後須待補強。最後，在爭議調處的程序上各國也都大致相同，強調商業上的習慣秉持善意優先協商解決的原則，而以法院仲裁作為最後不得已的解決爭議手段，在罰款或賠償部分則由管制者或代輸合約來制訂與執行，一般賠償都僅限於代輸合約違約所造成直接的損害而不包括間接或第三方的損失。

考量我國國內之情境，分析比較了各國代輸制度異同點，我們認為以上各項議題的規範我國多可適用選採，但由於我國目前開放的是再生能源的綠電與各國都不相同，且我國第二階段才開放灰電的自由化，因此建議目前作法應朝向簡單可行的方向優先處理即可，待未來第二階段開放時再考慮往複雜精緻的方向發展。因此，適用對象方面未來第二階段可考慮加入一般發電業與售電業，服務的型式也可開放灰電的代輸，至於服務態樣目前的方式已和國外相似無須更改，在電網併聯、申請程序、轉供工程費用、計量設備等方面與國外差異不大，可維持目前的作法持續到第二階段改革。至於代輸費用方面，我國由於是為鼓勵再生能源之自由化推展，目前我國的制度太過簡化且補貼再生能源業者甚多，將來應該參考國外制度如美國、英國和法國等自由化國家進行大幅

度修正，才不至於產生無效率與資源扭曲的情況。在轉讓權利、代輸電量改變、計費方式、合約終止、不可抗力事件處理、爭議調處、違規罰款等由於皆是商業慣例，各國情況相似，我國不論在第一或第二階段應該不至於會有大幅地變動。比較值得注意的是在供電品質與安全和資訊揭露兩個方面，目前由於僅是綠電的代輸，而且量少，因此簡單的規範不會導致電力系統受到大幅的影響，將來綠電配比大量增加或開放灰電代輸後，此兩議題就需重新考慮採用國外之作法，尤其是美國的制度(如PJM²的輔助服務規範與OASIS (The Open Access Same-Time Information System)規範)可供參考。最後，由於我國開放的是綠電代輸，由於我國綠電的主要成分是風電與光電，兩者都無法準確預測而具有間歇不穩定性，因此必然會產生合約以外的電量不平衡處理問題，目前我國的作法是由台電公司與申請代輸轉供服務的再生能源發電業簽訂「餘電購售契約」處理，此種安排若無有效率的定價方式亦會產生資源的扭曲和巨大的財務風險給台電公司，在少量再生能源進入系統時此種不平衡的問題可以忽視，但未來當大量再生能源湧入時，資源扭曲程度大幅上升，將有害於往後電業自由化的推動，因此我們建議第二階段時可採用兩種方式處理此種代輸電量不平衡的問題，一是快速發展短期的灰電批發電力市場交易平臺，成立日前、日內與實時電力市場，提供電力的實時價格資訊以作為不平衡電能的定價依據，再生能源業者必須自行去此種市場買賣電力以彌平其不平衡的電量，輸配電業不需再負責餘電的購售指定義務，或者亦可要求再生能源業者需負有義務自行提供發電預測與裝置儲能設備以穩定其產出，如此即可與國外的灰電相似，不會有電力不平衡而需由輸配電業負責的球員兼裁判問題。

3. 研究方法—再生能源轉供案例模擬

本文之研究是以臺灣目前現況為考量依據，所進行之轉供案例分析是以太陽能發電為主，且未考量儲能設備之應用，並以台電公司2019年公告最新版本之轉供態樣與計算公式進行模擬，藉由假設不同情境，依公式計算用戶(綠電需求者)實際所能獲得之轉供電量與仍須台電提供之電量，以及再生能源發電業者回售予台電之餘電量，用以提供未來欲透過轉供方式購得綠電之用戶得有相關案例參考。

3.1 再生能源轉供計量方法

新電業法公告實施後，已開放再生能源發電業的設立，並允許其可透過轉供或直供的方式將電能直接售予用戶，台電公司為了因應再生能源轉直供制度的開放，亦制訂了「電能轉供及併網型直供營運規章」，並設計最新修正之再生能源轉供計量方式如下(台電公司，2019)：

- 電能轉供量係由電度表每十五分鐘表計資料，逐段比較發電出力與消費，計算各別轉供用戶及發電業者之電能轉供量；

每十五分鐘各別轉供用戶可分配轉供用電量為「需求剩餘量」與「用戶用電量」取其小者；

各別轉供用戶可參與轉供用電量 U_n 為

$$\min [XC_m, C_n] \quad (1)$$

各別發電業者可參與轉供發電量 G_m 為實際發電量乘以發電量轉供比例；

每十五分鐘總轉供電量為「總參與轉供發電量」與「總參與轉供用電量」取其小者；

$$\text{總轉供電量 } Q_{wt} \text{ 為 } \min \left[\sum_{m=1}^M G_m, \sum_{n=1}^N U_n \right] \quad (2)$$

每十五分鐘各別轉供發電業者之轉供電量為

²PJM Interconnection is a regional transmission organization (RTO) that coordinates the movement of wholesale electricity in the mid-Atlantic.

「總轉供電量」乘「各別發電業者參與轉供之發電度數於總參與轉供發電度數占比」；

各別轉供發電業者之轉供電量為

$$Q_{wt} \cdot \left(\frac{G_m}{\sum_{m=1}^M G_m} \right) \quad (3)$$

- 每十五分鐘各別轉供用戶之轉供電量為「總轉供電量」乘「各別轉供用戶可參與轉供用電量於總參與轉供用電度數占比」；

各別轉供用戶之轉供電量為

$$Q_{wt} \cdot \left(\frac{U_n}{\sum_{n=1}^N U_n} \right) \quad (4)$$

當 XC_n 為0時該用戶即不再參與本計費周期之轉供分配。

U_n ：各別轉供用戶可參與轉供之用電度數， $n = 1, 2, \dots, N$ ；

XC_n ：各別轉供用戶之轉供契約度數剩餘量，初始值為各轉供用戶之轉供契約度數，每次轉供分配完成後 XC_n 扣除本次轉供量， $n = 1, 2, \dots, N$ ；

C_n ：各別轉供用戶時段參與契約之用電度數， n 為轉供用戶數量， $n = 1, 2, \dots, N$ ，若用戶同時在多契約提出申請則

$$C_n = \frac{\text{用戶實際用電量} \cdot k_{ni}}{\sum_{i=1}^I k_{ni}},$$

k_{ni} ：用戶 n 在 i 契約簽訂之轉供度數， n 為同時在多契約提出申請之用戶， i 表示所有尚待轉供分配之契約， $i = 1, 2, \dots, I$ ；

G_m ：各別發電業者參與轉供之發電度數， m 為發電業者數量，

Q_{wt} ：總轉供電量；

$m = 1, 2, \dots, M$ 。

3.2 再生能源轉供計量案例情境設計

由於轉供計量的計算方法涉及比對發電端與用戶端，每15分鐘的發電與用電資訊，當有多家發電業者或多家用戶參與同一轉供合約時，可能會有三種型態：一對多、多對一和多對多。因此我們設計了三種案例如後，來分別模擬計算一典型日的轉供量。

4. 實證結果與討論

4.1 再生能源轉供計量方式案例模擬

雖然台電計算轉供電量之記帳週期為一個月，但本研究僅在於驗證及討論現行的轉供計量公式下，再生能源購售與轉供情境，故可以一典型日的方式來模擬等效一個月之帳單計算週期。

案例一：一對多之案例模擬

本案例模擬一家再生能源發電業者A將所生產之綠電，分別與用戶甲與乙簽訂購售電契約，並與台電簽訂一張轉供合約將電能轉供售予該兩家用戶。再生能源發電業A與用戶相關參數設定說明如下：

(1) 參數設定

A. 再生能源發電業 A

- 發電業裝置容量：10 MW；
- 發電量轉供比例：100% (依據台電公司電能轉供契約之規定，須於轉供契約中載明發電量轉供比例，即是該發電業者欲將所生產之電能依該載明之比例轉供予登載於相同轉供契約上之用戶)；
- 模擬一天之發電曲線如圖3所示，總發電量為65.908 MWh。

B. 用戶甲、乙相關參數

- 負載曲線：用戶甲與乙一日之負載曲線如圖4，用戶甲之一日總負載量為97.925 MWh，用戶乙之一日總負載量為146.925 MWh；
 - 轉供契約度數：依據台電公司電能轉供契約之規定，必須於轉供契約中載明每個用戶每月的轉供契約度數，即是發電業者與用戶每月所約定之轉供電能上限，以下分別說明各用戶設定情境。
- 用戶甲：本案例中假設用戶甲一日總負載量為97.925 MWh，並假設負載中20%使用綠電，所以一天當中需購買綠電

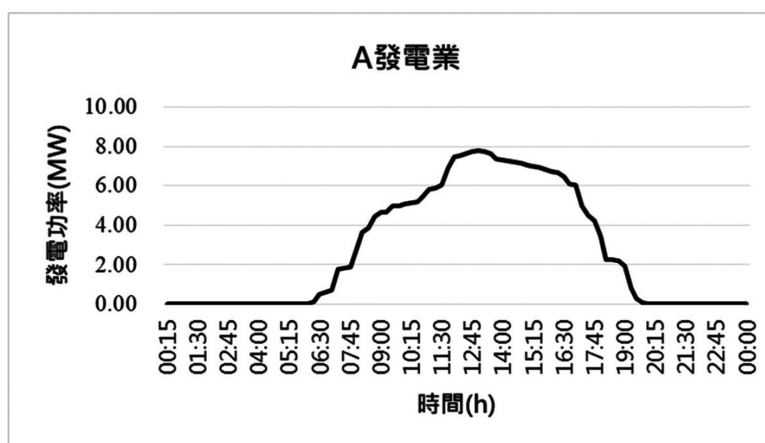


圖3 案例一 A發電業者一日發電曲線(本研究繪製)

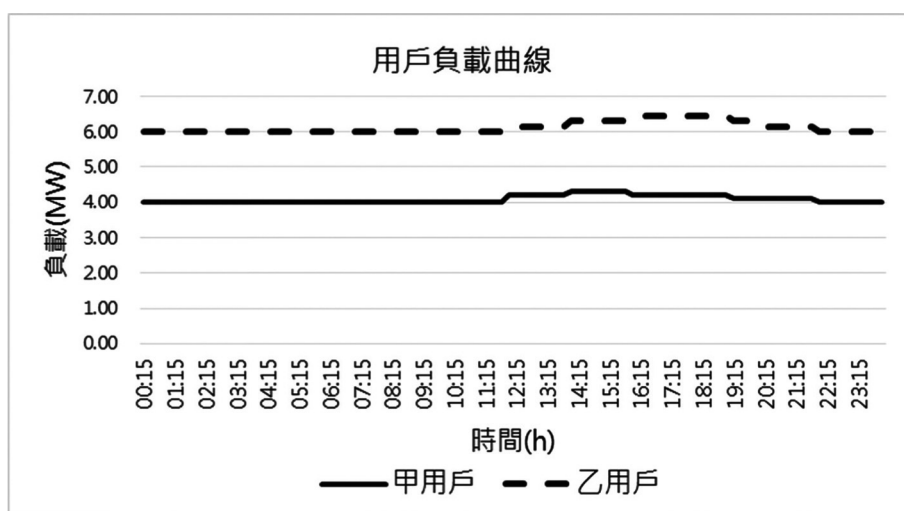


圖4 案例一 甲、乙用戶一日負載曲線(本研究繪製)

為19.585 MWh，因此為了滿足這項需求，用戶甲與發電業簽訂每月轉供契約度數為600 MWh，換算成每日轉供契約度數為20 MWh。

- 用戶乙：本案例中假設用戶甲一日總負載量為146.925 MWh，並假設負載中30%使用綠電，所以一天當中需購買綠電為44.08 MWh，因此為了滿足這項需求，用戶甲與發電業簽訂每月轉供契約度數為1,350 MWh，換算成每日轉供契約度數為45 MWh。

(2) 模擬結果

由模擬結果顯示，發電業者一天之總發電量雖為65.908 MWh，然而其分別與用戶所簽訂

之轉供契約度數之總和僅65 MWh (甲用戶：20 MWh + 乙用戶：45 MWh)，故在此案例中將有0.908 MWh的餘電回售給台電公司，用戶轉供電量與餘電量如圖5所示，而且觀察圖5可以發現，雖然台電所設計的轉供計量公式是以轉供契約度數為基準，並由開始計量時段依序扣除電能轉供量，直到轉供契約度數之剩餘度數為0時，即表示該用戶將無法再進行轉供，此案例用戶約定轉供契約度數之剩餘量如圖6所示，因此可以預見發生餘電的時機點應為較靠後的時段，此案例所模擬的結果所呈現的趨勢與上述相符，然而在此案例中，最早有餘電之時段為15:45~16:00，並持續三個時段，其原因在於甲用戶所約定轉供契約度數之剩餘度數在時

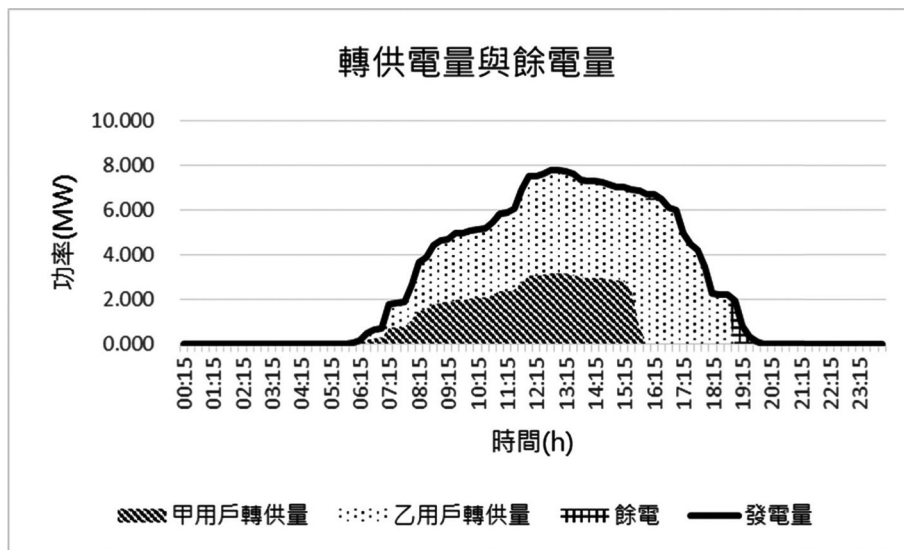


圖5 案例一 甲、乙用戶轉供電量與餘電量(本研究繪製)

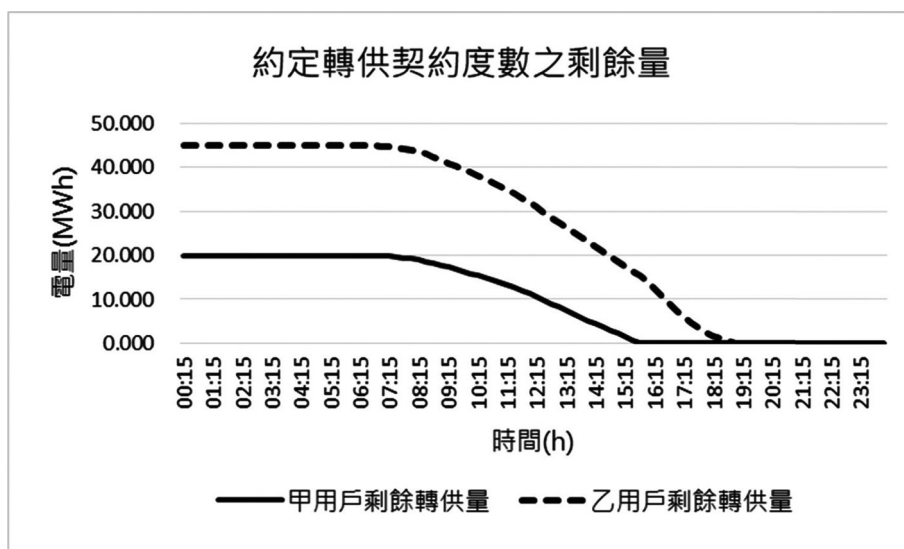


圖6 案例一 甲、乙用戶約定轉供契約度數之剩餘量(本研究繪製)

段15:45~16:00僅剩0.007 MWh，在該時段發電業者之發電量為1.68 MWh，因此仍有1.673 MWh之發電量能轉供給乙用戶，然而在該時段乙用戶之負載量僅為1.613 MWh ($6.45 \text{ MW} \times 0.25 \text{ h} = 1.613 \text{ MWh}$)，故在此時段有0.06 MWh的餘電回售給台電公司。

案例二：多對1之案例模擬

本案例模擬一個用戶分別與再生能源發電業A及再生能源發電業B簽訂購售電契約，因此再生能源發電業者分別需與台電簽訂轉供契

約，此案例為一透過多張轉供契約所構成之多對一之轉供案例。相關假設參數說明如下：

(I) 參數設定

A. 用戶相關參數

- 用戶負載曲線如圖7所示，假設此用戶一日負載為97.950 MWh，且該用戶希望用電全為綠電，故其分別與兩家再生能源業者簽訂購售電契約。與再生能源發電業A簽訂每日購買綠電40 MWh，與再生能源發電業B簽訂每日購買綠電60 MWh。

B. 再生能源發電業 A

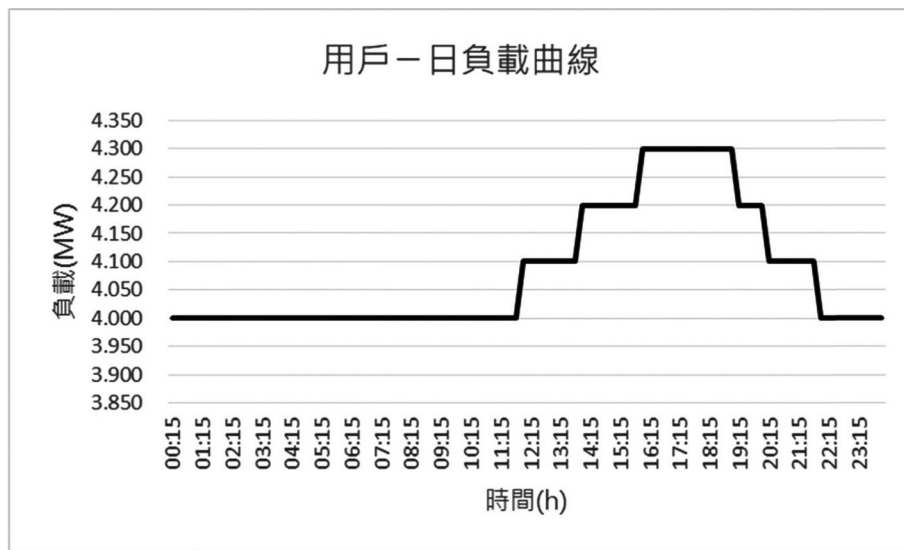


圖7 案例二 用戶一日負載曲線(本研究繪製)

- 發電業裝置容量 10 MW；
- 發電業轉供比例為100%；
- 模擬一天之發電曲線如圖8所示。一日總發電量為42.916 MWh；
- 發電業A與用戶簽訂每月轉供契約度數為1,200 MWh，換算成每日轉供契約度數為40 MWh。

C. 再生能源發電業 B

- 發電業裝置容量 10 MW；
- 發電業轉供比例為100%；
- 模擬一天之發電曲線如圖9所示。總發電

量為65.908 MWh；

- 與用戶簽訂轉供量為60 MWh。

依據假設的條件，可以預見兩家再生能源發電業者一日之總發電量大於用戶的一日負載量，因此本案例再生能源業者一定有餘電回售給台電公司，且其餘電量必定大於10.874 ($42.916 + 65.908 - 97.950 = 10.874$) MWh，經過公式計算，本案用戶負載與轉供電量間之關係如圖10所示，由圖可以觀察到，用戶負載中只有部分透過轉供使用到綠電，發電業A轉供給用戶的電量為15.539 MWh，發電業B轉供給用

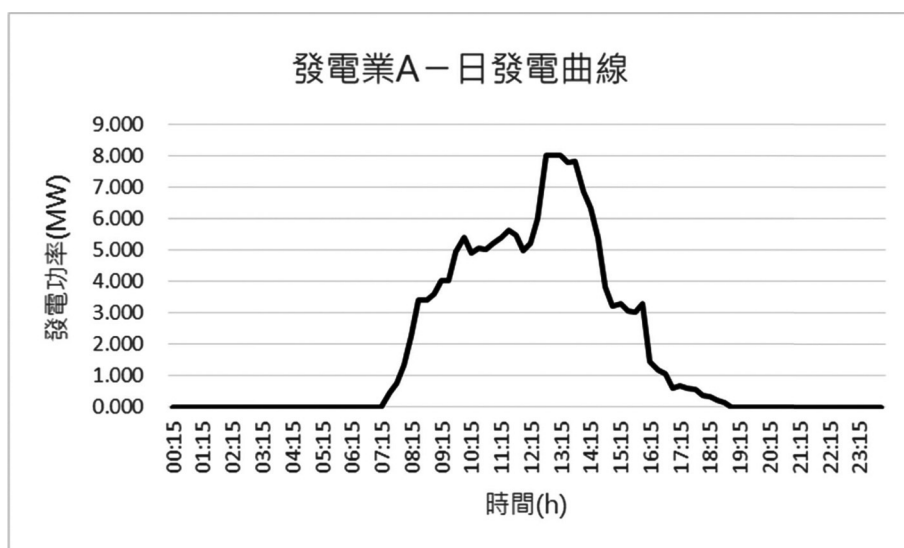


圖8 案例二 發電業A一日發電曲線(本研究繪製)

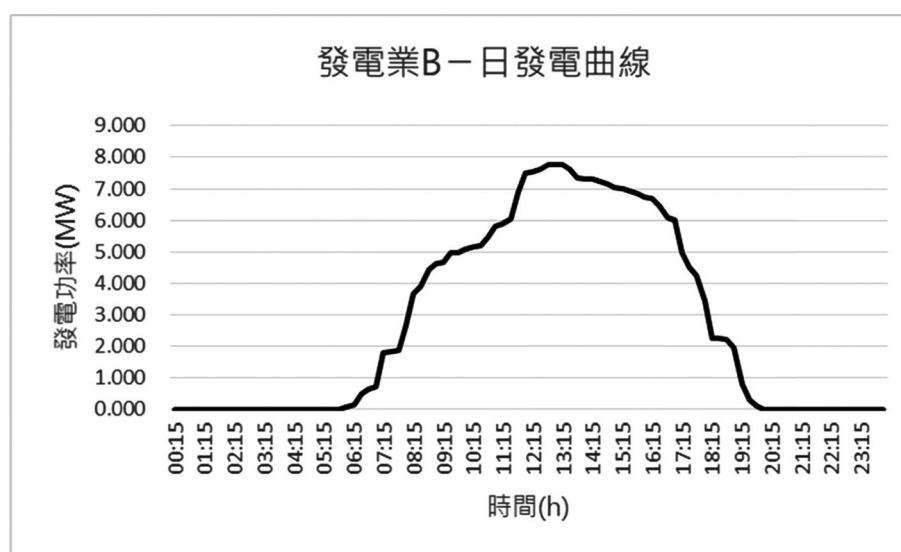


圖9 案例二 發電業B一日發電曲線(本研究繪製)

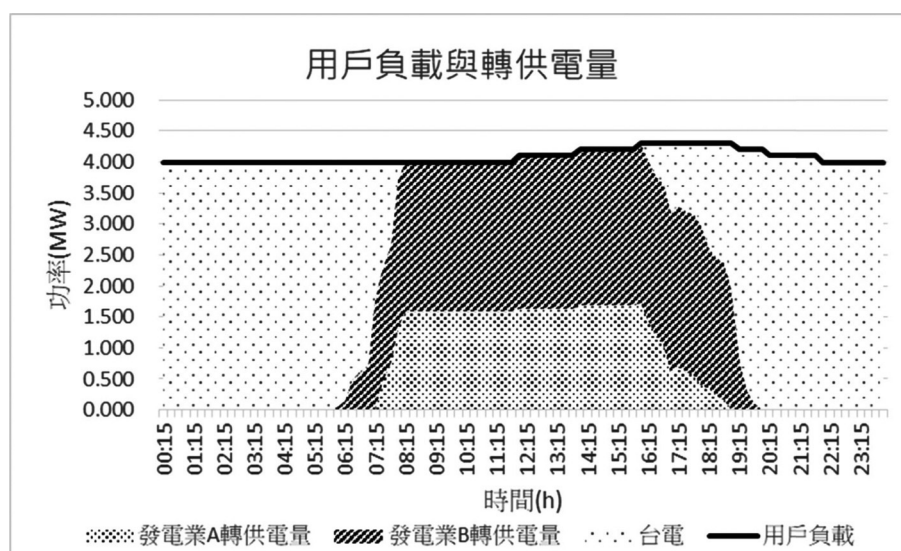


圖10 案例二 用戶負載與轉供電量(本研究繪製)

戶的電量為 29.688 MWh，因此，總轉供電量部分只有45.227 MWh ($15.539 + 29.688 = 45.227$ MWh)，僅占該用戶全部負載(97.95 MWh) 46%，其餘部分仍需由台電提供用戶所需之用電，其主要的原因在於台電的轉供計量公式，是依序每15分鐘取再生能源發電業者發電量與用戶負載實績值進行比對，而非採一日或一月之累進值來計算轉供量，所以雖然再生能源總發電量大於用戶之總負載，但該業者仍無法使用全綠電，由發電與負載曲線可以觀察到，當太陽光電無法發電的時段，該用戶是使用台電

的電能，而太陽光電有發電之時段才会有轉供電量，且本案例中，該用戶僅在於8：15~16：00這時段能100%使用綠電，而在此時段因再生能源總發電量超過用戶負載，因此將有餘電回售給台電。

圖11與12為本案例，再生能源發電業A與B的轉供電量與餘電量之關係圖，再生能源發電業所發之電能，因用戶負載之限制，無法全部轉供給用戶使用，將有部分綠電回售給台電，以此案例，再生能源發電業A有27.377 MWh餘電，再生能源發電業B有36.220 MWh餘電。進

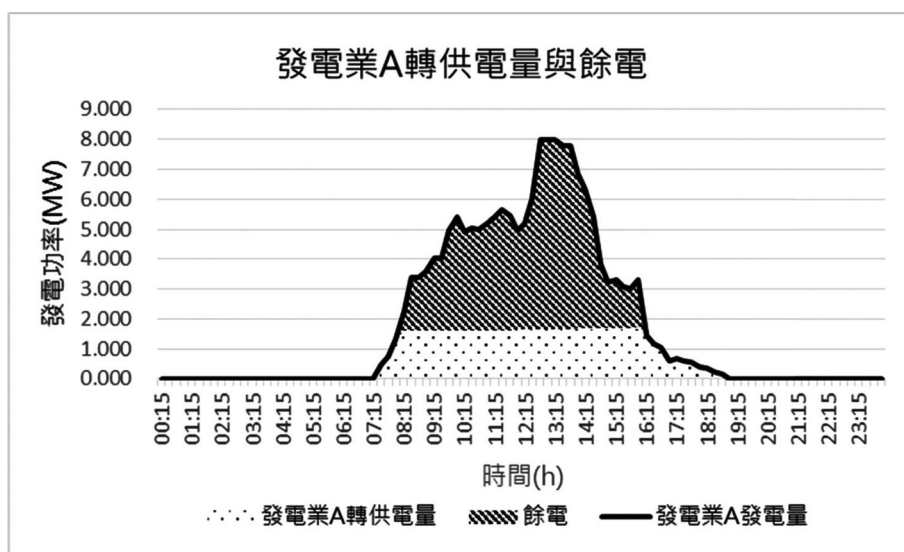


圖11 案例二 再生能源發電業A轉供電量與餘電量(本研究繪製)

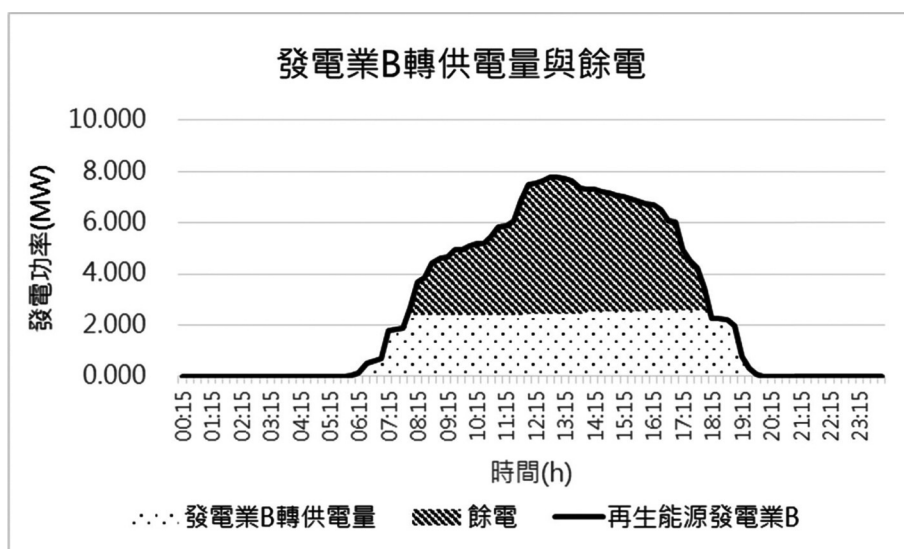


圖12 案例二 再生能源發電業B轉供電量與餘電量(本研究繪製)

一步觀察，在此案例中，電能轉供計量將涉及用戶負載該如何分配給再生能源發電業者，這將影響發電業者是否有或有多少餘電回售給台電，依台電設計的計算公式，當用戶有多個轉供契約時，也就是該用戶同時與多個再生能源發電業者簽訂購售電契約，該用戶之負載分配方式，在未達到每月轉供契約度數上限時，將以戶用當下實際負載按不同轉供契約所簽訂的每月轉供契約度數來進行比例分配，以此案例而言，用戶在12：00~12：15此時段之負載為4.1 MW，因用戶與發電業A與B分別簽訂每日

轉供契約度數為40及60 MWh (由月換算成單日)，且均未達到轉供契約度數上限，因此該時段用戶僅1.64 MW ($4.1 \times 40 / (40 + 60) = 1.64$)分配給再生能源發電業A，該時段再生能源發電業A將有3.552 MW (發電量：5.192 MW、轉供量：1.640 MW)的餘電，則有2.46 MW分配給再生能源發電業B，該時段再生能源發電業B將有5.07 MW (發電量：7.53 MW、轉供量：2.46 MW)的餘電。

案例三：多對多之案例模擬

本案例模擬一再生能源售電業搓合2家再生能源發電業與3家用戶之電能買賣，為一多對多之轉供模式。

(1) 參數設定

A. 再生能源發電業 A

- 沿用案例二A之發電業資訊；
- 發電業轉供比例為100%。

B. 再生能源發電業 B

- 沿用案例二B之發電業資訊；
- 發電業轉供比例為100%。

C. 用戶相關參數(如圖13所示)

- 甲用戶為一般家庭用戶，單日負載量為6.85 MWh/天，與售電業簽訂轉供度數10 MWh/天(換算)；
- 乙用戶為一早餐店，單日負載量為9.33 MWh/天，與售電業簽訂轉供度數10 MWh/天(換算)；
- 丙用戶為三班制工廠，單日負載量為83.8 MWh/天，與售電業簽訂轉供度數85 MWh/天(換算)。

(2) 模擬結果

觀察模擬結果可以發現，此案例與案例二有相同的情況，雖然售電業依據用戶需求(簽約總負載：10+10+85=105 MWh/天)簽訂了足夠的發電量(總發電量：42.916+65.908=108.896

MWh/天)，然而因為再生能源的特性與公式的設計，用戶將無法購得足夠的綠電電量，如圖14~16所示，三個用戶綠電的轉供量分別是1.44 MWh、5.6 MWh與39.89 MWh，僅占其一天用電量之比例為21.02%、60%及47.6%，觀察用戶的負載曲線與發電業的發電曲線可以發現，當負載曲線與發電曲線的匹配性越高，所能購得的綠電比例將越高，以本案例來說，早餐店所能購得綠電占其負載的比例為最高，這是因台電的轉供計量公式，雖然是透過再生能源售電業來進行搓合，但仍是以每15分鐘用戶的實際負載與再生能源的發電量來進行比對媒和並計算轉供量，因此用戶的用電有相當的比例仍需由台電來提供(再生能源不足發電時段)，同理，在每個計算區間(15分鐘)發電業所生產之綠電超過用戶負載總和時，多餘的發電量將成為餘電回售給台電，因此在本案例中，再生能源發電業均有相當比例的餘電，如圖17及18所示，發電業A的轉量為16.25 MWh，餘電量26.669 MWh，發電業B的轉量為30.68 MWh，餘電量35.224 MWh。

4.2 再生能源轉供模擬結果討論

觀察上列模擬結果有以下幾點結論與討論：

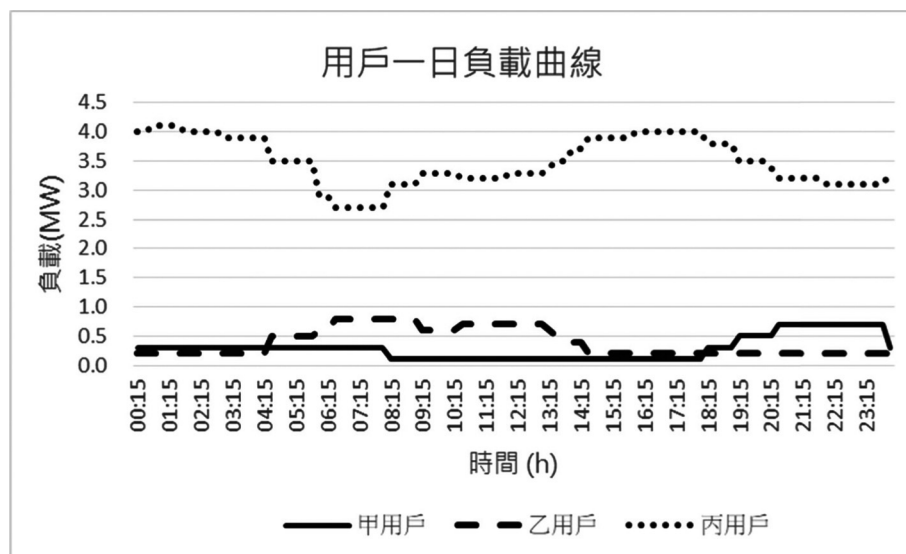


圖13 案例三 用戶一日負載曲線(本研究繪製)

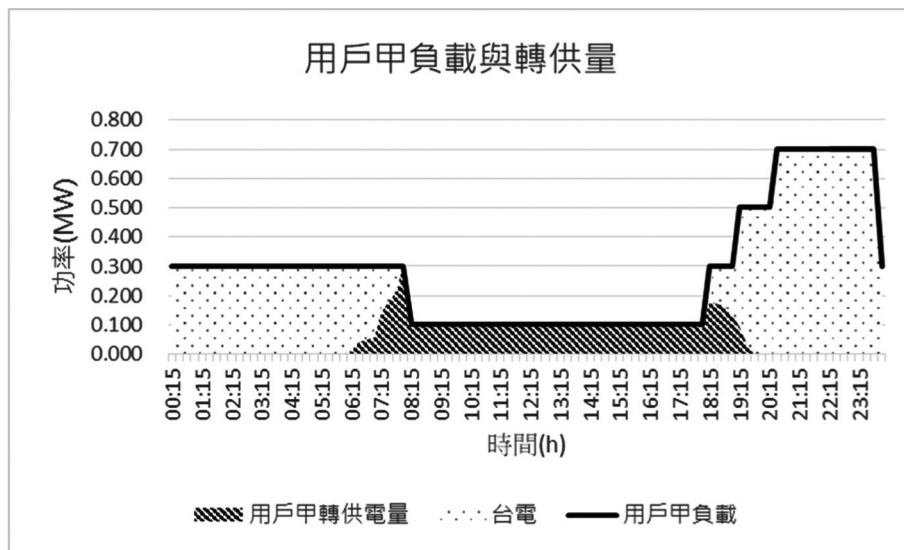


圖14 案例三 用戶甲負載與轉供量(本研究繪製)

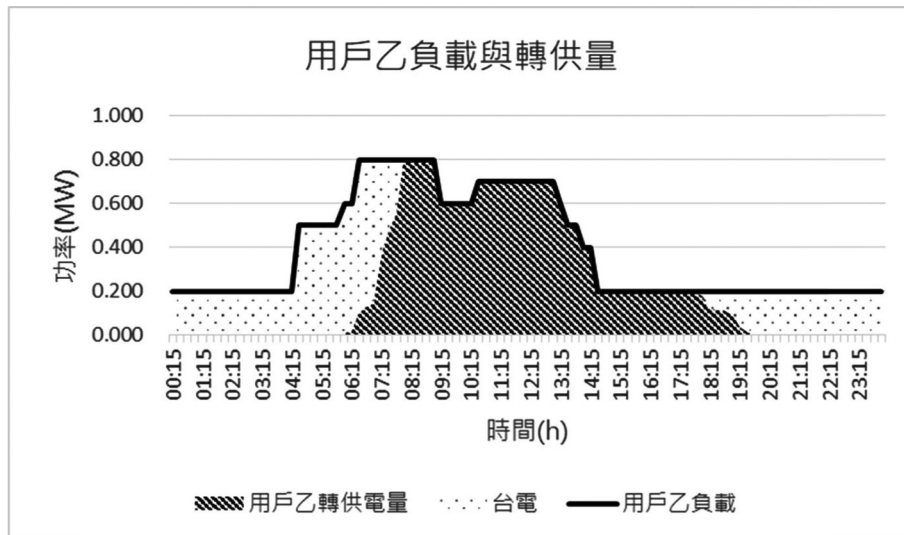


圖15 案例三 用戶乙負載與轉供量(本研究繪製)

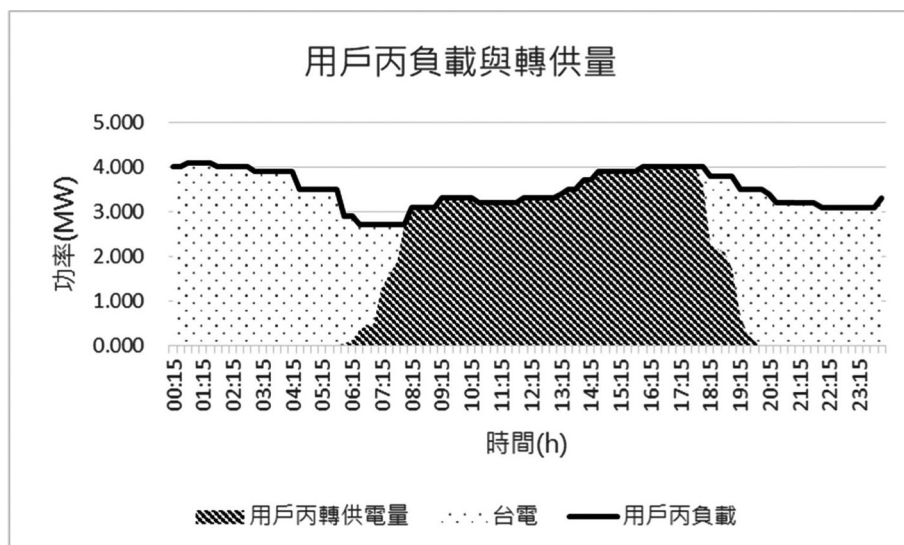


圖16 案例三 用戶丙負載與轉供量(本研究繪製)

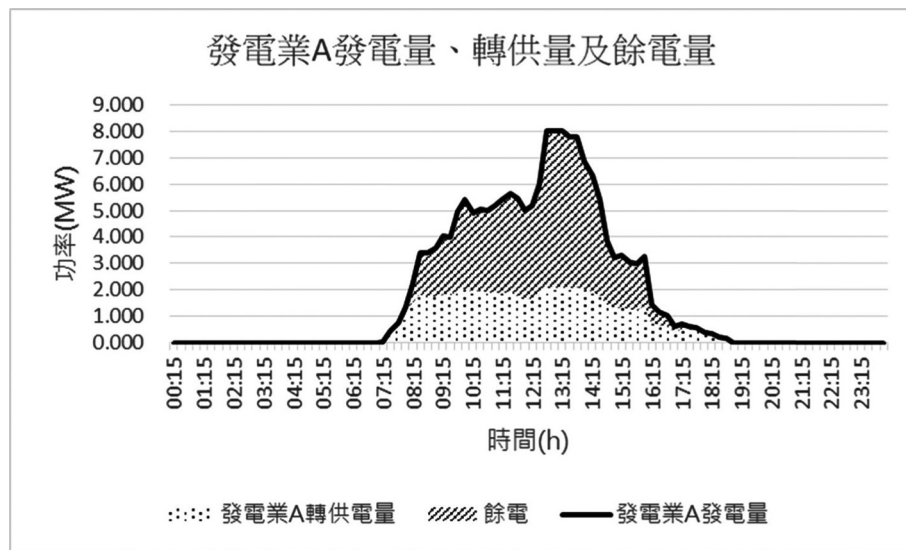


圖17 案例三 發電業A之發電量、轉供量及餘電量(本研究繪製)

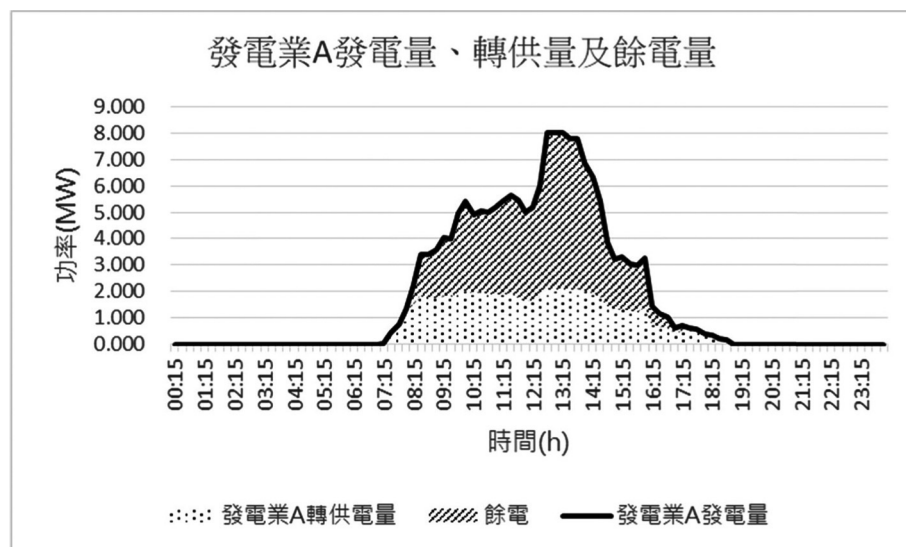


圖18 案例三 發電業B之發電量、轉供量及餘電量(本研究繪製)

(1) 現行轉供計量方式可有效的解析各種多樣化之複雜轉供計量問題：

因現行台電公告之轉供計量是以轉供契約總量為上限，且又以發電機組與用戶的實際每15分鐘讀表計量為分配轉供電量之核算基礎，因此當涉及多樣化與多元化轉供模式時，可由契約約定之轉供量結合用戶實際負載進行分配，分配用戶於各契約可分配之轉供量，克服契約間交互影響與分配之問題。

(2) 現行轉供制度的設計在追求符合真實與實時的原則下，增加了用戶購得100%綠電之難

度：

現行的計算方式是每隔15分鐘解析比對計量一次，而非採契約期間累積總計量方式，其考量的原因除了在於增進電力系統的運轉與調度效率和綠電採購的精確性外，也在於用戶必須採用的時間電價，因尖離峰電價有所差異，所以必須每15分鐘解析用戶的用電情況，然而這也將因為再生能源的間歇不穩定特性，用戶有可能於某特定時段無法購得綠電，由前節中的模擬案例可以觀察到此一現象，茲將以上再生能源轉供計量方式模擬案例之單日模擬結果

表3 再生能源轉供計量方式模擬案例之模擬結果綜整表(本研究整理)

	發電業總發電量	用戶簽約轉供量 (用戶實際用電量)	發電業實際 轉供量	用戶實際獲得之 轉供量	餘電售予 台電公司
案例一	65.908 MWh	甲：20 MWh (97.925 MWh) 乙：45 MWh (146.925 MWh)	65 MWh	甲：20 MWh 乙：45 MWh	0.908 MWh
案例二	A：42.916 MWh B：65.908 MWh 合計：108.824 MWh	100 MWh (97.950 MWh)	A：15.539 MWh B：29.688 MWh 合計轉供： 45.227 MWh	合計轉供： 45.227 MWh	A：27.377 MWh B：36.220 MWh
案例三	A：42.916 MWh B：65.908 MWh 合計：108.824 MWh	甲：10 MWh (6.85 MWh) 乙：10 MWh (9.33 MWh) 丙：85 MWh (83.80 MWh)	A：16.25 MWh B：30.68 MWh 合計轉供： 46.93 MWh	甲：1.44 MWh 乙：5.6 MWh 丙：39.89 MWh 合計轉供： 46.93 MWh	A：26.669 MWh B：35.224 MWh

綜整於表3中，總結再生能源發電業總發電量、用戶簽約轉供量、用戶實際用電量、發電業實際轉供量、用戶實際獲得之轉供量及售予台電公司之餘電量，以供讀者容易了解轉供制度的運行情況。因此，倘用戶僅依據其過往用電度數作為簽購多少再生能源發電量之依據，將極有可能導致其最終無法購得足夠需求之綠電。因此，在現行轉供制度下，用戶需再三思考所簽訂購售電合約之再生能源發電設備的發電出力型態是否與其本身負載型態相符，或者可避免簽訂單一種類之再生能源，應思考不同種類再生能源發電出力的組合搭配(Portfolio)以提高真實的轉供電量。

(3) 轉供計量制度的再精進：

現行轉供計算方式，因採每時段的實際發電量與用電量作為分配計算基礎，當用戶所簽訂之再生能源發電量超過用戶負載時，超出的部分將被算為餘電回售給台電，因此倘用戶有RE100全綠電之需求，即便其所簽訂之再生能源發電業所生產之總電源超過其用戶總負載甚多，也可能發生用戶無法購得全綠電之情事，因超過之部分將被列為餘電回售給台電，此種無法購得全綠電之問題，是現行制度下之必然可能發生的現象，因此轉供制度實有再精進之

必要，以解決用戶RE100的需求。

(4) 開放所有用戶得參與轉直供：

依台電公司電能轉供及併網型直供營運規章第22條規定，現行包制用戶及三段式尖峰時間可變動時間電價用戶皆排除在轉供與直供制度適用範圍之外，為了積極促進綠電先行自由化，在公平、公開與合理一致的原則下建議應儘早開放，其應可仿效表燈非時間電價用戶，配合轉換為其它時間電價用戶後即可適用轉供及併網型直供作業，以利綠電自由交易成效之推展。

5. 結論與建議

5.1 結論

我國電業自由化改革分兩階段進行：第一階段「綠能先行自由化」，第二階段則視第一階段改革成效再另行開放「灰電隨後自由化」，以漸進式的方式而非一步到位進行，期盼能將改革的風險降到最低。因此，第一階段綠電自由化的改革成功與否？乃是第二階段電業全面自由化的基石，本文的動機即是為了降低第一階段綠電自由化能源轉型改革風險，協

助我國綠電自由化制度與政策之推展，因此聚焦於綠電自由化市場運行其主要運作機制-綠電的轉供制度之可行性進行研究。對現行政府公布的『電能轉供及併網型直供營運規章』之規範及議題，進行了我國綠電轉供模擬與關鍵性問題探討之研究，以期能強化綠能先行之順暢，並提出政策建議供參。

本文目的即為摘要性說明我國電業環境之輸電與配電電力轉供規則及相關費率，並透過不同態樣情境案例設計模擬探討綠電轉供規範下所面臨之問題，研究結果有下列重要發現：

- (1) 現行規範的轉供計量方式可有效的解析各種多樣化之複雜轉供計量問題，使綠電自由交易可行。
- (2) 現行轉供制度的設計在追求符合真實與實時的原則下，增加了用戶購得100%綠電之技術難度，必須要有配套制度理順解決。
- (3) 現行轉供計量制度有再精進之必要，以解決用戶RE100的需求。
- (4) 為了積極促進綠電自由化，在公平、公開與合理一致的原則下應開放所有用戶得參與轉直供市場之運作。

本文的限制是本文所採用的案例模擬方法，乃以簡化的供需端個案為主，因之無法完整評估台電之『電能轉供及併網型直供營運規章』的全部內容。此外，對整體電業之衝擊影響，如電力排碳係數、國家減碳目標、電力用戶之電費支出、再生能源發電業者的售電收入及綜合電業的營運績效等重要事項，並不在本研究的範圍之內，這些重要項目可列為本議題持續研究的方向。

5.2 建議

政府已公告轉供與直供營運規章，經由本研究案例模擬試算驗證可行性亦無問題。國際上由於RE100採購責任的興起以及對環境外加性的要求，綠電的採購已從早期的財務性購售電雙邊合約和分離式綠電憑證為主流，如今已有轉向企業物理性PPA的趨勢與潮流，在尚

無開發建置電力自由化的批發電力現貨市場之前，我國若要追上RE100的綠能轉型，除了規範用電大戶綠電義務的再生能源發展條例第12條子法的訂定要加速完成外，另外也勢必要依靠轉直供制度的完善規劃與建置執行，無疑地現有轉直供制度仍存有缺陷與障礙，在轉直供業務試行一段期間後理應進行精進研究理順解決，讓我國轉直供規則與合約能更為精進且更加符合世界先進國家的商業慣例與潮流趨勢，方能讓我國綠能先行自由化開始落實，再生能源也能迅猛發展。

傳統上，電力未自由化前PPA是以IPP (Independent Power Producer)與綜合電業間的長期購售灰電為主，自由化後，PPA呈多元性發展，但由於各國批發電力市場皆已趨完備，因此雙邊合約的需求與合約期程都大幅縮水。我國電業法與再生能源發展條例都無綠電交易平臺的設置立法，灰電的交易平臺也只在未來幾年後才開始設立建置，因此大大影響了綠電合約市場的多樣與健全發展，也阻礙了產業的綠能轉型。

目前我國電力用戶可依綠電需求直接購買物理性PPA (亦即透過電網轉直供制度完成交易)，或是只買綠證(分離式T-REC (Unbundled Taiwanese Renewable Energy Certificates))做漂綠用，或許亦可由再生能源售電公司取得綠電後透過綠電價格依其擁有量提供等量之綠電給所需用戶。為了綠能自由化加速發展，我國應速研擬設立綠電分散式與集中式各種交易平臺，並與未來綠電市場之日前、日內與平衡市場進行整合規劃。電業管制機關應在公平交易法規範下，允許台電公司扮演「綠電市場積極造市者」的角色，並應對台電公司鬆綁才能鼓勵其勇於入市扮演綠電販售業者的角色，提供創新多樣的綠電市場服務，以滿足我國電力用電大戶的綠能採購需求，同時台電公司內部亦應在公平、公開與合理原則下積極研擬綠電採購及轉直供相關合約的內部簽訂採購程序。

在現行轉供制度方面，目前轉供規則計

算轉供電量方式將極有可能導致轉供電量小於合約約定採購數量，此部分差額如何彌平？此議題可作為未來轉供制度精進研究之課題，我們建議研擬方向可朝以下四種解決方式進行探討：1. 購買分離式綠電憑證補齊缺口；2. 由台電代銷之綑綁式綠電憑證補齊；3. 建立綠電交易平臺由業者自行交易補齊；4. 仿效國外制度修正轉直供規則與合約，允許業者在合約期限內變更一定額度的轉供電量。此外，目前「餘電購售合約」的制度設計也並非合理，且會造成綠電用戶間的差別取價，目前綠電購售合約電量平衡責任(balancing obligation)完全交由PPA合約之外的第三方亦即台電公司負責，作為提供電網服務之平臺業者，台電須負責不平衡電量處理的責任，吸收PPA雙方違約的風險，卻無追償懲罰機制，此種第三方「無限擔保」與「價管量不管」的餘電購售合約亦不符國際商業慣例，將來應仿效國外制度精進研擬不平衡電量的處理方式，使電能平衡責任能迴歸業主以健全我國代輸轉供制度。

誌 謝

本文承蒙台電公司之計畫經費補助，特此致謝與感激。

參考文獻

- 王京明、P. Lienhart、楊豐碩、陳中舜、莊景勝、邱齡慧，2019。電力代輸輸配電規則與合約之研訂，臺灣電力公司委託研究報告，2019年6月。
- 台電公司，2019。臺灣電力公司電能轉直供服務資訊公開，網址：<http://powerwheeling.taipower.com.tw/powerwheeling/info.html>。
- 全國法規資料庫，2019。電業法中華民國一百零八年五月二十二日，總統華總一經字第10800050761號令修正公布第95條條文，網址：<https://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?pcode=J0030011>。
- 能源局，2019。擴大綠電交易綠電憑證交易平臺 元旦啟動，能源局再生能源資訊網/新聞資訊/政策新聞，網址：<https://www.re.org.tw/news/more.aspx?cid=219&id=3191> (2019年10月1日)。
- 國家再生能源憑證中心，2019，網址：<https://www.trec.org.tw/>。

Simulation and Discussion on Green Power Wheeling in Taiwan

King-Min Wang^{1*} Ching-Sheng Chuang²

ABSTRACT

In order to promote the energy transformation and liberalization of purchase and sale of green electricity, the government has formulated the policy of opening green power wheeling and direct supply business, and announced the green power wheeling and direct supply regulations. This paper first explains the rules and the related rates of transmission and distribution wheeling services in Taiwan under current power industry environment. Secondly through different scenario case design simulations we explore the problems faced by green power wheeling business. The research results are provided for relevant decision makers to use. They are also expected to contribute to the promotion of green power liberalization. Finally, this paper also indicates the current restrictions on the wheeling and direct supply rules and proposes the direction of improvement and development which can be refined in the future, so as to develop a reference and guideline for the follow-up research in the future system rolling correction.

Keywords: Wheeling, Direct supply, The Electricity Act, Wheeling regulation and rates.

¹ Research Fellow, Chung Hua Institution for Economic Research.

² Research Fellow, 5th Division, Taiwan Institute of Economic Research.

* Corresponding Author, Phone: +886-2-27356006#532, E-mail: kimmie@cier.edu.tw

Received Date: December 18, 2019

Revised Date: April 29, 2020

Accepted Date: April 29, 2020