

台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點

中華民國 98 年 12 月 31 日修正(配電處主辦)

中華民國 110 年 11 月 23 日修正(配電處主辦)

一、依據：

本要點依再生能源發展條例第八條第一項規定訂定之。

二、本要點用詞，定義如下：

- (一) 低壓系統：電壓等級 600 伏特以下之配電系統。
- (二) 高壓系統：電壓等級超過 600 伏特至 25,000 伏特以下之配電系統。
- (三) 特高壓系統：電壓等級超過 25,000 伏特之輸電系統。
- (四) 責任分界點：再生能源發電系統與台灣電力股份有限公司（以下簡稱台電公司）系統之產權分界點。
- (五) 發電設備總容量：同一發電計畫或同一籌設許可或同一責任分界點之再生能源發電設備（以下簡稱發電設備）裝置容量之合計。

三、發電設備應按其總容量併接至適當電壓等級之系統，並符合下列適用規定：

- (一) 發電設備總容量未滿 100 瓩者，得併接於低壓單相三線 110 伏特/220 伏特或三相三線 220 伏特或三相四線 220 伏特/380 伏特之低壓系統或高壓以上系統。
- (二) 發電設備總容量在 100 瓩以上未滿 500 瓩者，得併接於三相四線 220 伏特/380 伏特之低壓系統；發電設備總容量在 100 瓩以上未滿 10,000 瓩者，得併接於 11,400 伏特之高壓系統；發電設備總容量在 100 瓩以上未滿 20,000 瓩者，得併接於 22,800 伏特之高壓系統。
- (三) 發電設備總容量在 10,000 瓩以上未滿 20,000 瓩，若處無 22,800 伏特配電線路地區者或發電設備總容量在 20,000 瓩以上者，得併接於特高壓系統，其併接點之系統電壓等級，由台電公司依個案檢討決定之。
- (四) 發電設備併接於低壓系統者，應符合下列規定：
 1. 併接於低壓單相配電系統者，最大裝置容量不得超過 20,000 伏安。
 2. 併接於低壓三相配電系統者，各相間裝置容量差最大不得大於 5,000 伏安。
- (五) 發電設備併接於高壓系統者，應符合下列規定：
 1. 發電設備設置者應於責任分界點裝設遙控跳脫裝置，發電機出口處應加裝頻率變化率電驛（ROCOF）及相位跳動電驛（VSR）等防止孤島運轉之電驛或等同功能以上之保護設備。
 2. 併接於 11,400 伏特配電饋線者，其最大躉售電力不得超過 5,000 瓩；併接於 22,800 伏特配電饋線者，其最大躉售電力不得超過 10,000 瓩。
 3. 以專線併接於變電所主變壓器二次側，電壓為 11,400 伏特或 22,800 伏特之匯流排，並提出完整併聯計畫書及系統衝擊分析報告者，其最大躉售電力由台電公司依個案檢討核定。
 4. 併接於高壓系統者，允許逆送至上一電壓等級特高壓系統之總計最大電力容量，以正常及轉供條件下不超過各該逆送電力主變壓器額定容量之百分之八十為原則，超過百分之八十者，得依個案檢討決定。前述逆送電力容量考量範圍須涵蓋該主變壓器所屬變電所及其整體下游高壓電網之既設及已核定之再生能源發電設備裝置容量。
- (六) 太陽光電發電設備之變流器應符合國家標準(CNS)，並提供經濟部標準檢驗局核發之自願性產品驗證證書。

四、責任分界點：

- (一) 電業之發電設備與台電公司系統連接之線路應由再生能源發電設備設置者自行興建及維護。

- (二) 非屬電業之發電設備與台電公司系統連接之線路，由台電公司負責興建及維護者，所需費用悉依本公司「再生能源電能收購作業要點」規定辦理。
- (三) 線路之設計、施工應依經濟部發布之「輸配電設備裝置規則」及「用戶用電設備裝置規則」規定辦理。

五、保護協調之規劃、設計安裝規範：

(一) 保護協調應考慮之一般事項：

1. 併接於高壓系統以上發電設備與台電公司責任分界點之保護設備，由發電設備設置者配合台電公司系統需求(示意如附圖一)，自行規劃設計及安裝。
2. 發電設備不得產生非計畫性之單獨運轉，發電設備與台電公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故、台電公司系統停電或設備發生故障時能解聯(若連接發電設備之線路裝有復閉電驛者，為顧及發電機組安全，復閉電驛應予閉鎖)，並在發電設備設置者系統之線路側，設置線路無電壓之確認裝置。
3. 發電設備之輸出端至責任分界點間，應設置自動同步併聯(感應發電機除外)及保護設備，發電設備設置者應配合台電公司系統作適當之標置，保護若有困難應與台電公司協調。
4. 發電設備與台電公司責任分界點間之保護功能，應包含自動防止加壓於已斷電之電網，並可確認電力系統線路已斷電之功能。
5. 發電設備併接於低壓系統者，應於計量電表或責任分界點附近安裝可見之隔離設備，以隔離發電設備與台電公司電網。該設備應具備可操作且在開啟狀態下可上鎖之功能。
6. 發電機組應裝設高、低頻電驛(81H/81L)或等同功能以上之保護檢測設備，高頻跳脫設定值不得低於 61Hz，低頻跳脫設定值不得高於 58Hz。但總發電容量在 100 瓩以下轉子型非以變流器併網之發電設備不適用上述頻率跳脫設定值之規定；併接於離島獨立系統者，其發電機組高、低頻跳脫設定值應符合該地區之要求。
7. 責任分界點裝置之斷路器或其他遮斷設備，應經中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構檢驗合格，責任分界點係高壓以上者，其過電流保護設備，應採用中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構或經認可之原製造廠家，依有關標準試驗合格並附有試驗報告者，方得裝用。

(二) 發電設備併接於台電公司之低壓系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具有下列同等保護功能，其跳脫時間並應與台電公司系統協調：

1. 相間過電流電驛(50/51)(使用電力調節器者免裝)。
2. 過電壓電驛(59)。
3. 低電壓電驛(27)。
4. 接地過電壓電驛(59Vo)(使用電力調節器者免裝)。
5. 逆送電力電驛(32)：附延時特性，延時設定最大不得超過二秒，責任分界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送電力者免裝。若發電設備總裝置容量不超過接戶開關額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能；若併網型太陽光電發電設備之變流器(Inverter)具備防止單獨運轉(Anti-Islanding)功能，得免裝設逆送電力電驛(32)。
6. 發電設備使用電力調節器且有逆送電力者，應加裝主動式及被動式之防止單獨運轉檢出裝置。
7. 發電設備輸出直流成分不得高於額定輸出電流之百分之〇·五，否則應裝設隔離設備。
8. 併接於低壓系統之轉子型發電設備應具備單獨運轉檢出裝置或功能，否則不得逆送電力至台電公司系統。

- (三) 發電設備併接於台電公司高壓系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具有下列保護電驛，並應與台電公司之系統保護設備協調：
1. 相間過電流電驛(50/51): 附瞬時及具極反時(Extremely Inverse)特性，三相個別獨立裝設者，三相須各裝置一具電驛。
 2. 接地過電流電驛(50N/51N): 附瞬時及具極反時特性，個別獨立安裝者應裝設一具。
 3. 接地過電壓電驛(59Vo): 附延時特性。
 4. 低電壓電驛(27): 附延時特性。
 5. 過電壓電驛(59): 附延時特性。
 6. 相間方向性過電流電驛(67) (使用電力調節器者免裝): 應具極反時特性。
 7. 逆送電力電驛(32): 附延時特性，延時設定最大不得超過二秒，責任分界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送電力者免裝。台電公司以高壓供電之用戶，其發電設備併接於該用戶之低壓內線系統，總裝置容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。
 8. 發電設備經高壓系統與台電公司設備併接者，在電源引出點或責任分界點應裝設隔離設備。
- (四) 發電設備併接於台電公司特高壓系統者，其責任分界點或電源引接點至少應有下列保護電驛，並應與台電公司系統之保護設備協調：
1. 相間過電流電驛(50/51): 附瞬時及具正常反時型特性，三相個別獨立裝設者，應各裝置一具電驛。
 2. 接地過電流電驛(50N/51N): 附瞬時及具正常反時型特性，個別獨立安裝者應裝設一具。
 3. 接地過電壓電驛(59Vo): 附延時特性。
 4. 低電壓電驛(27): 附延時特性。
 5. 過電壓電驛(59): 附延時特性。
 6. 相間方向性過電流電驛(67) (使用電力調節器者免裝): 應具正常反時型特性。
 7. 快速及後衛保護電驛：若系統保護需要時應裝設。
 8. 匯流排電驛 (87B)：(1)69,000 伏特系統採用氣體絕緣開關(GIS)設備者應裝設。(2)161,000 伏特系統以上者應裝設。但無設計匯流排且已有其它快速保護電驛裝置涵蓋者免裝。
 9. 逆送電力電驛(32): 附延時特性，責任分界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送電力者免裝。台電公司以特高壓供電之用戶，其發電設備併接於該用戶之低壓內線系統，總裝置容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。
 10. 保護電驛用之比壓器/接地比壓器(PT/GPT)應裝於匯流排，若無設計匯流排者，保護電驛用之比壓器/接地比壓器(PT/GPT)應裝於線路側。
 11. 發電設備經特高壓系統與台電公司設備併接者，在電源引出點應裝設隔離設備。
- (五) 保護電驛應考慮發電設備之系統與台電公司系統連結之線路發生故障時，責任分界點之斷路器應快速自行跳脫 (主保護電驛)，且不得恢復自動併聯。
- (六) 發電設備之保護設備應請製造廠家提供符合中華民國國家標準(CNS)、國際電工委員會(IEC)、美國國家標準協會(ANSI)、電機電子工程師學會(IEEE)、美國保險商實驗室(UL)或德國電氣工程師協會(VDE)等標準之保護設備證明文件資料。
- 六、發電設備與台電公司系統併聯者，台電公司基於供電技術或系統安全需要，得要求發電設備設置者提供足夠之證明資料及說明 (含相關技術資料及檢討數據)，在不影響台電公司系統安全與穩定度及其他用戶用電品質原則下，可由雙方個案協商，共同檢討其與台電公司

系統之引接及保護電驛等方式。

七、系統影響規範：

(一) 故障電流：

1. 再生能源發電機組送至台電公司系統之故障電流，不得造成既設、興建中或已核定之台電公司或其他用戶斷路器之啟斷容量不足。但申請人得以裝設限流電抗器或其他可有效抑低故障電流之技術性方式處理，或經協議後由申請人負擔因更換斷路器而產生之一切費用。與高壓系統併聯者，於發電機組加入後，系統三相短路電流應小於 10,000 安培，申請人得以裝設限流設備或改接其他線路方式來滿足此一要求。
2. 再生能源發電系統之接地方式應與台電公司之電網配合。所造成之過電壓，不得超過與電力系統連接之設備額定值，且不得干擾區域電力系統接地故障之保護協調。
3. 發電設備設置者之發電機組零相序電流應與台電公司系統隔離。

(二) 電壓變動率：

1. 發電設備併接於台電公司系統造成責任分界點電壓變動率，在加計同一變電所或同一變壓器或同一饋線已核准併網發電設備之影響，及不考慮其他系統背景值，例如負載、儲能系統等，應在高低各百分之三以內。
2. 發電設備所造成責任分界點之電壓閃爍應符合「台灣電力股份有限公司電壓閃爍管制要點」規定。

(三) 系統穩定度：

1. 暫態穩定度：併接 161,000 伏特以上特高壓系統，其責任分界點所歸屬之變電所匯流排合計發電設備之容量在 100,000 瓩以上者，不得使台電公司系統之暫態穩定度降至規定值以下（345,000 伏特系統三相故障臨界清除時間以 4.5 週波為標準；161,000 伏特系統三相故障臨界清除時間以十二週波為標準，若八至十二週波應採用二套全線段快速主保護電驛）。
2. 離島地區且為獨立系統者，併接於高壓系統時，其系統穩定度應符合該地區之特定要求。

(四) 風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)及高電壓持續運轉能力(HVRT)：

1. 低電壓持續運轉能力：

- (1) 至民國 108 年 6 月 30 日止，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，風力發電設備於責任分界點電壓高於附圖二之實線應持續運轉，電壓降低至額定電壓百分之十五時，應持續運轉至少 0.5 秒以上。
- (2) 自民國 108 年 7 月 1 日起，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，發電設備於責任分界點電壓高於附圖三之實線應持續運轉，電壓降低至 0 p.u. 時，應持續運轉至少 0.15 秒。

2. 高電壓持續運轉能力：自民國 108 年 7 月 1 日起，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟升時，發電設備於責任分界點電壓低於附圖四之實線應持續運轉，電壓驟升至 1.2 p.u. 時，應持續運轉至少 0.25 秒；電壓驟升至 1.15 p.u. 時，應持續運轉至少 0.75 秒。

(五) 發電機組電壓運轉規定如下：

1. 併接 22,800 伏特以下者：其發電設備於責任分界點額定電壓之百分之八十八以上百分之一百一十以下時，應能持續運轉，若責任分界點電壓偏離發電設備運轉能力時，發電設備可跳脫。但總發電設備容量在 100 瓩以下者，不適用上述電壓跳脫設定值之規定。
2. 併接 69,000 伏特以上者：其發電設備於責任分界點額定電壓之百分之九十以上百分之一百一十以下時，應能持續運轉，若責任分界點電壓偏離發電設備運轉能力時，發

電設備可跳脫。

3. 併接於離島獨立高壓系統者，應符合該地區之要求個案檢討。

(六) 功率因數：

1. 併接於特高壓系統以上之再生能源發電系統，責任分界點應具備之功率因數調整能力，並配合台電公司季節性負載特性調整設定：

- (1) 風力發電設備之功率因數應具有百分之九十六滯後至百分之九十八超前運轉能力。
- (2) 太陽光電發電設備之功率因數應具有百分之九十滯後至百分之九十超前之運轉能力。
- (3) 除風力及太陽光電發電設備外之功率因數應具有百分之九十滯後至百分之九十五超前運轉能力。

2. 併接於高壓系統以下之發電廠，責任分界點運轉原則：

- (1) 不論日間或深夜、例假日、國定假日及春節（除夕至元宵）等期間，得維持在百分之百。
- (2) 太陽光電發電設備之功率因數應具有百分之九十滯後至百分之九十超前之運轉能力。

(七) 諧波管制：諧波污染限制應依台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」規定辦理。併接點電壓在 3,300 伏特以下系統，比照 3,300 伏特至 22,800 伏特系統標準辦理。

(八) 自民國 115 年 1 月 1 日起，因應離岸風電區塊開發階段併聯之離岸風場須符合以下規範：

1. 離岸風場須具備低頻率穿越能力 (LFRT)，相關運轉設定(附圖五)如下：

系統頻率 $\geq 58.5\text{Hz}$ 須持續運轉；

$57.5\text{Hz} \leq \text{系統頻率} < 58.5\text{Hz}$ 至少須持續運轉 30 分；

$57.0\text{Hz} \leq \text{系統頻率} < 57.5\text{Hz}$ 至少須持續運轉 20 秒；

系統頻率 $< 57.0\text{Hz}$ 允許跳脫。

2. 當離岸風場因系統擾動或相關保護電驛動作而與系統解聯時，須經台電調度中心同意後始得升載，升載至可預期發電量前不需提供初級頻率響應。離岸風場高頻跳脫設定應與輸配電業者協調。

3. 離岸風場須逐時提供未來 168 小時至少為每小時發電預測資訊予台電公司。

4. 離岸風場須具備相關實功控制能力：

(1) 離岸風場實功升載變動率不超過 10% 裝置容量/分鐘。

(2) 離岸風場須具有於高風速下運轉相關控制技術(附圖六)，風機正常運轉時，當風速大於切出風速(V_3)時，不得瞬間停機。

(3) 離岸風場應在運轉時提供初級頻率響應(Primary Frequency Response)：

① 當系統正常運轉時，離岸風場應具備如同傳統機組之調速機反應(附圖七)。不動帶(f_{DB})為 $\pm 0.03\text{Hz}$ ，droop 應可於 3%至 5%之間(預設值為 4%)配合台電調度中心調整，當系統頻率(f)超出不動帶範圍時，實功變化量 $\Delta P = Prated * ((60 + f_{DB}) - f) / (60 * droop)$ 。離岸風場不需為提供初級頻率響應而預先降載。

② 當頻率發生變化時，離岸風場響應之啟動延遲(Delay Time)應小於 1 秒，上升時間(Rise Time)應小於 10 秒。若啟動延遲與上升時間不符本要求，則離岸風場應提供技術證明以說明原因。

5. 離岸風場應具有調控無效功率能力，以降低併網對電網端電壓變動的影響。

(1) 離岸風場在責任分界點於正常運轉下應可運轉及被調度於附圖八及附圖九矩形範圍內任一點。當實功輸出小於 12% $Prated$ 時，原則上不應逆送無效功率至責任分界點。

(2) 離岸風場應具備三種無效功率控制模式，控制模式間切換應平穩切換，由台電調度中心視電力系統即時情況擇一運轉。

① 無效功率—電壓自主調控 Q(V)(附圖十)

$$Q(V)=Q_{max} * (V_{set}-V)/\Delta V$$

$$\Delta V=|(V_{set}-VQ)|$$

定義	
Q	於責任分界點之無效功率
Qmax	於責任分界點應具備之最大無效功率提供能力
V	責任分界點之電壓
Vset	責任分界點之電壓設定值
VQ	於輸出最大無效功率時之電壓

Vset 可以設定範圍 95%至 105%，解析度為 0.5%。

ΔV 可以設定範圍為 2%至 7%，解析度為 0.5%。

風場於責任分界點之動態響應需於 5 秒內達到相對應之 90%無效功率，並於 5 至 60 秒內達到穩態條件，其穩態誤差需小於最大無效功率之 5%。

② 無效功率調整(constant Q)

風場責任分界點可依台電調度中心視系統需求維持指定之固定無效功率運轉。

③ 功率因數調整(constant Q/P)

風場責任分界點可依台電調度中心視系統需求維持指定之固定功率因數運轉。

6. 以上(八)之規範若與(一)~(七)有抵觸或不一致情形者，優先適用(八)之規定。

(九) 調度與通訊：

1. 發電設備調度通訊設施：

發電設備為接受台電公司電力調度與指令，應裝設電力調度專線電話或專用電話，二十四小時與台電公司調度員保持聯繫，並應依台電公司編訂之「再生能源發電系統調度操作準則」規定操作運轉，以利調度迅速安全。相關通訊設施之區分與規定如下：

(1) 調度專線電話係指發電設備與台電公司相關調度單位之間，由發電業者裝設不需撥號之直通電話。

(2) 調度專用電話係指電信公司專用按鍵式電話不經總機轉接，並具有話中插接功能者。

(3) 發電設備裝設專線電話或專用電話至台電公司調度單位規定如下：

① 發電設備併接於 345,000 伏特之特高壓系統者，應於控制室裝設專線電話至台電公司中央調度中心及專用電話，接受中央調度中心指令操作。

② 發電設備併接於 161,000 伏特或 69,000 伏特之特高壓系統者，應於控制室裝設專用電話，接受區域調度中心指令操作。

③ 發電設備併接於高壓系統者，應於控制室裝設專用電話，接受配電調度中心指令操作。

④ 發電設備併接於低壓系統者，免裝設專線電話或專用電話至台電公司調度單位。

(4) 再生能源發電設備於完工後線路加壓前，應依前目(3)規定辦理完成並經試話良好後，方可加入台電公司系統。

2. 同一場址總裝置容量 500 瓩以上時，應依台電公司「再生能源發電系統即時運轉資料提供及傳送方式原則」規定，裝設遙控監視設備並接受台電公司安全調度。

(十) 有下列情況之一者，台電公司得以電話、傳真或書面通知再生能源發電設備設置者，將其系統與台電公司系統解聯：

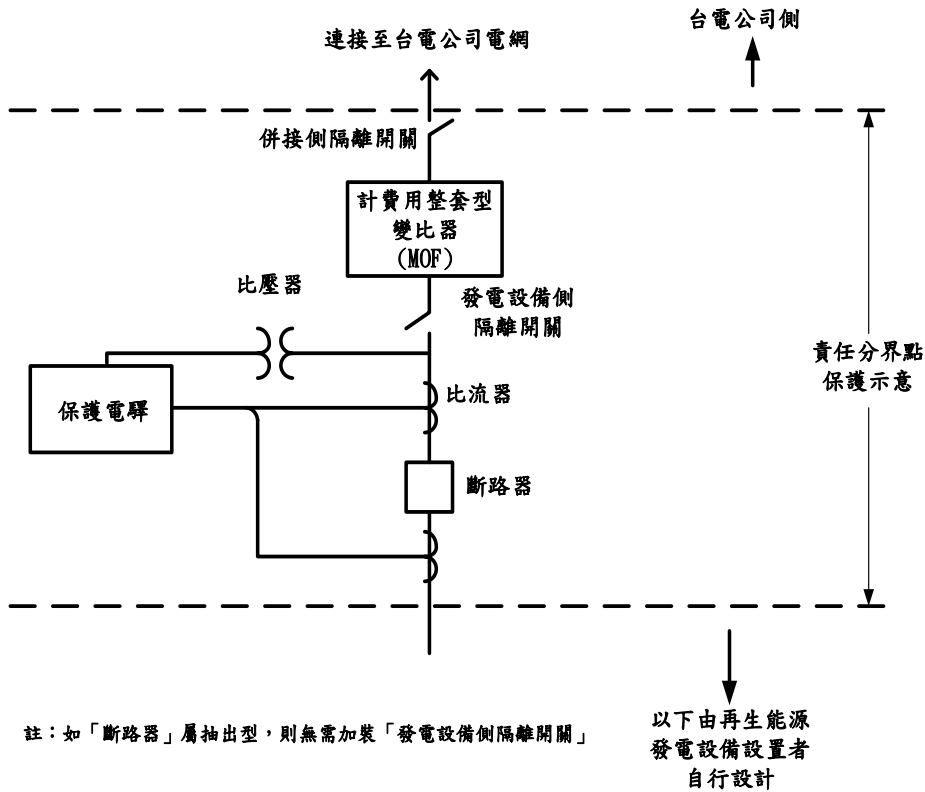
1. 台電公司與該設置者發電設備相關之設備維修時。

2. 台電公司與該設置者發電設備相關之設備因工作停電時。

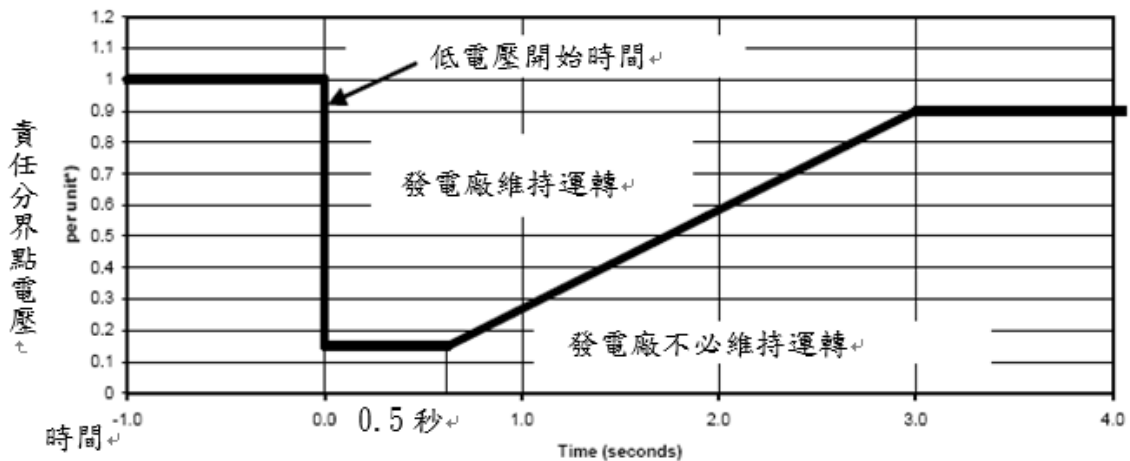
3. 發電設備設置者之發電設備與台電公司系統間之保護協調不週全時。

4. 其他有影響供電安全之虞時。

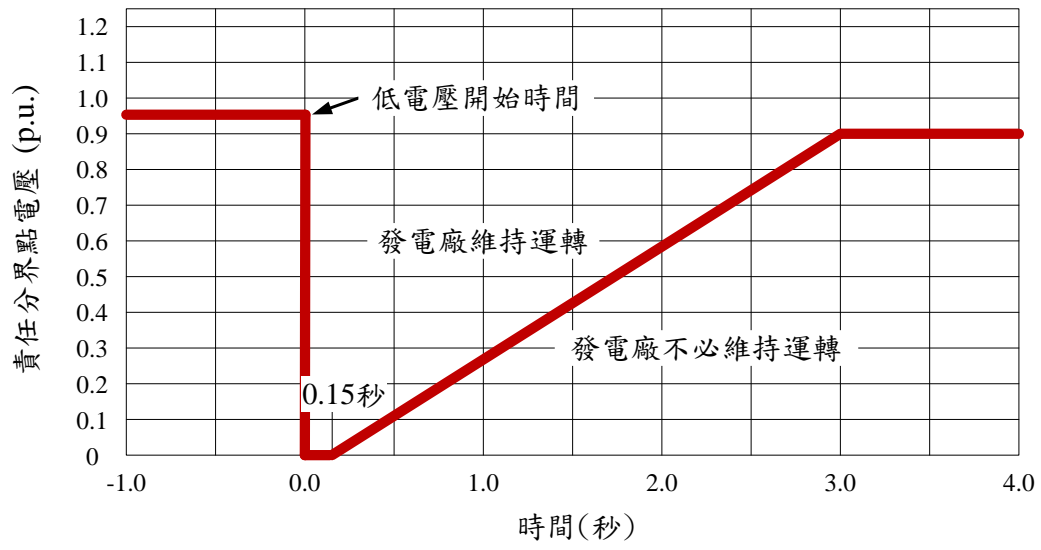
- 八、本要點未盡事宜，由台電公司與發電設備設置者協商辦理。另若增修訂條文時，應報請中央主管機關核定。再生能源發電設備設置者與電業間因併網之爭議，依「再生能源發展條例」第十九條及「再生能源發電設備設置者與電業爭議調解辦法」規定處理。
- 九、本要點報奉經濟部核定後發布施行；其修正時亦同。



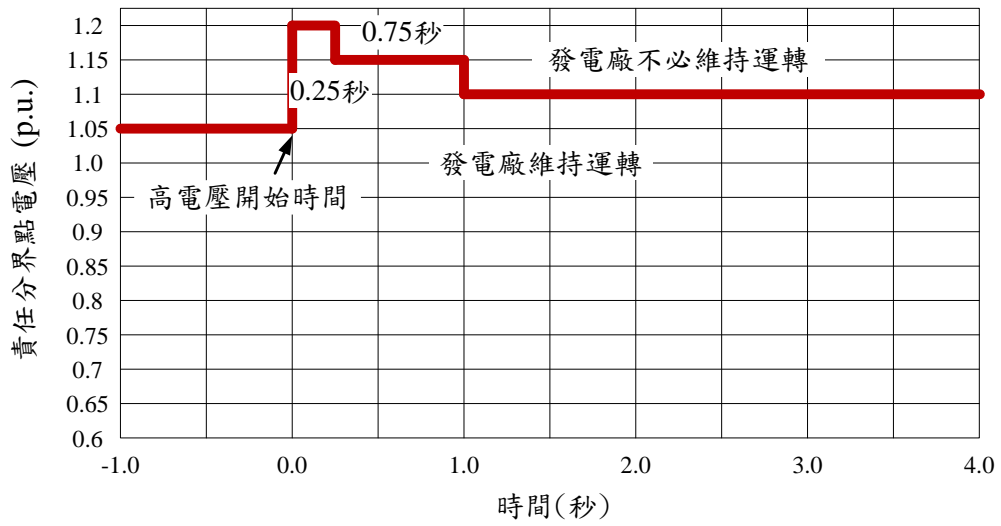
附圖一



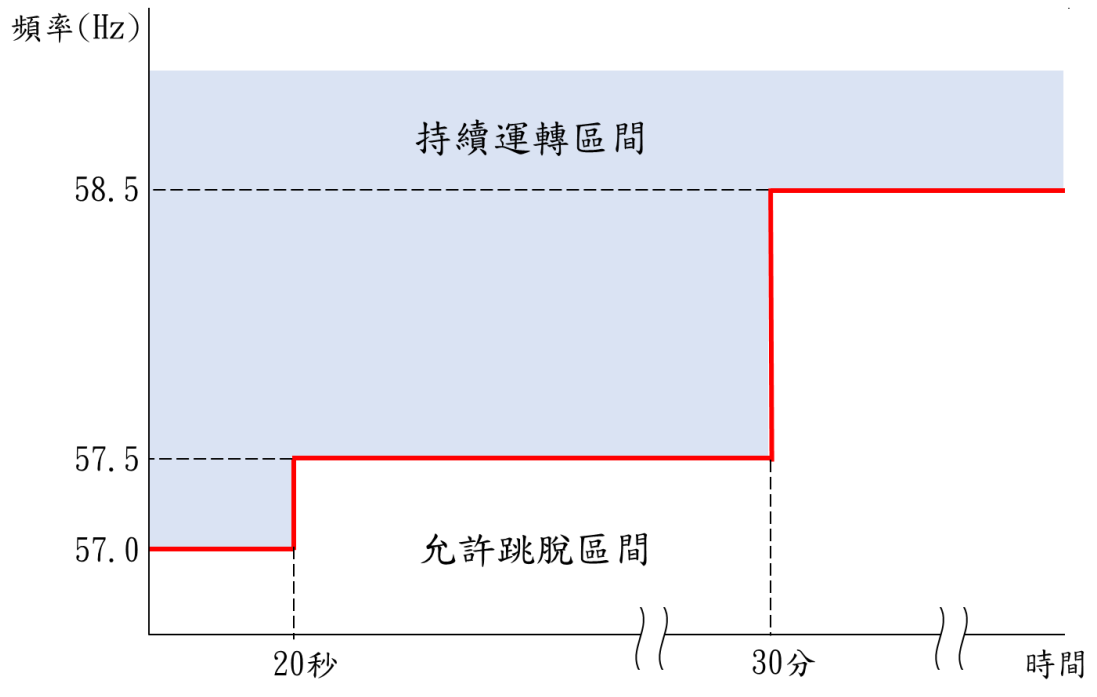
附圖二



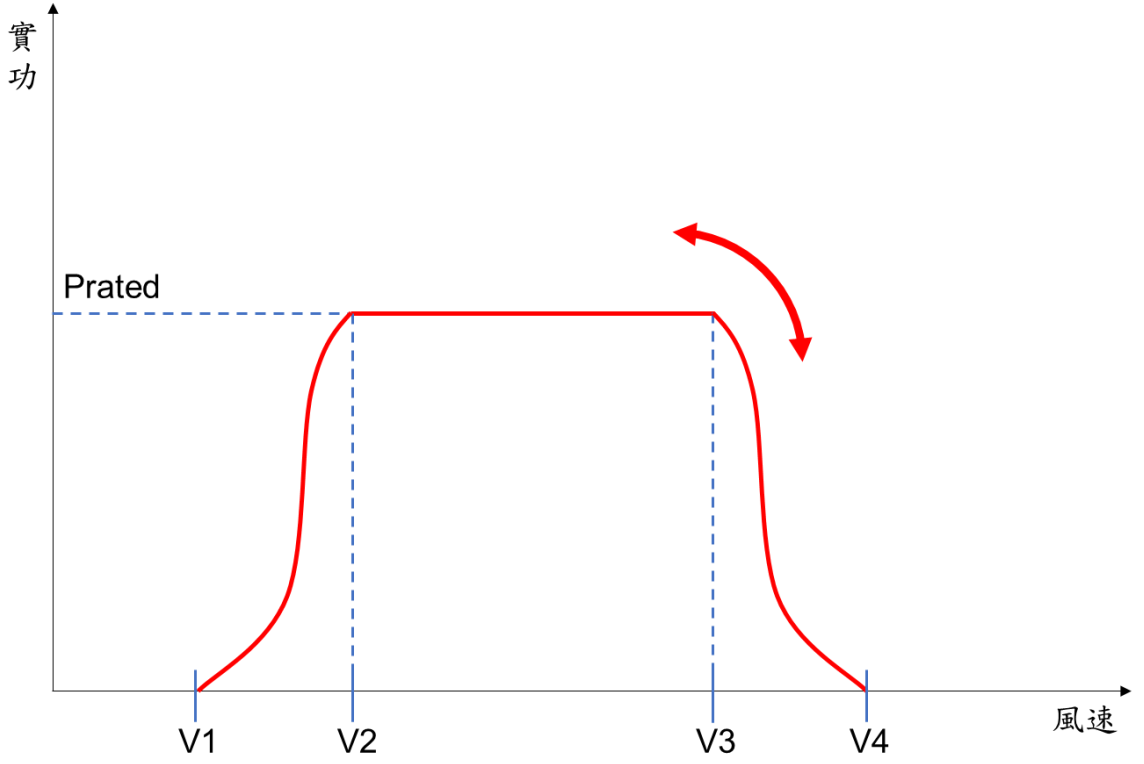
附圖三



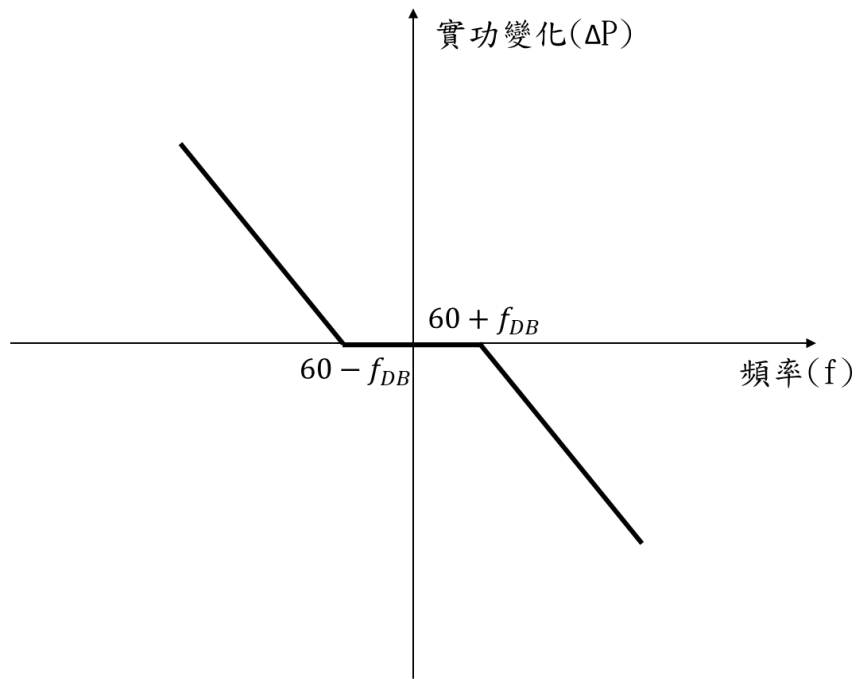
附圖四



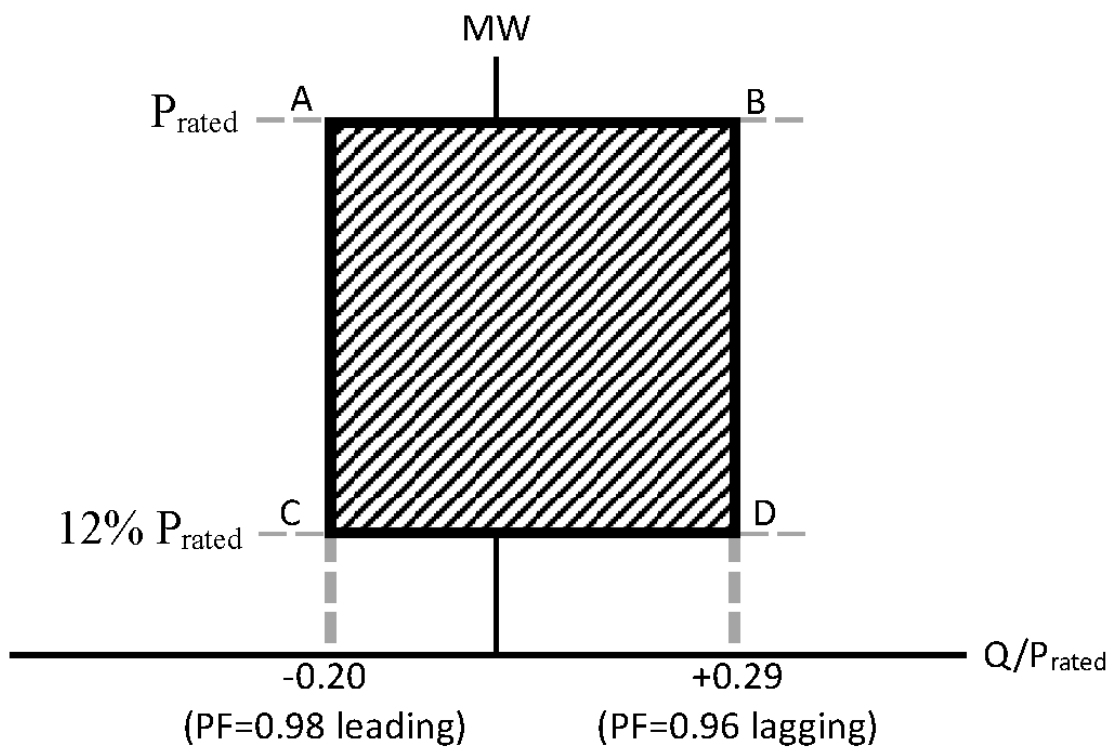
附圖五



附圖六

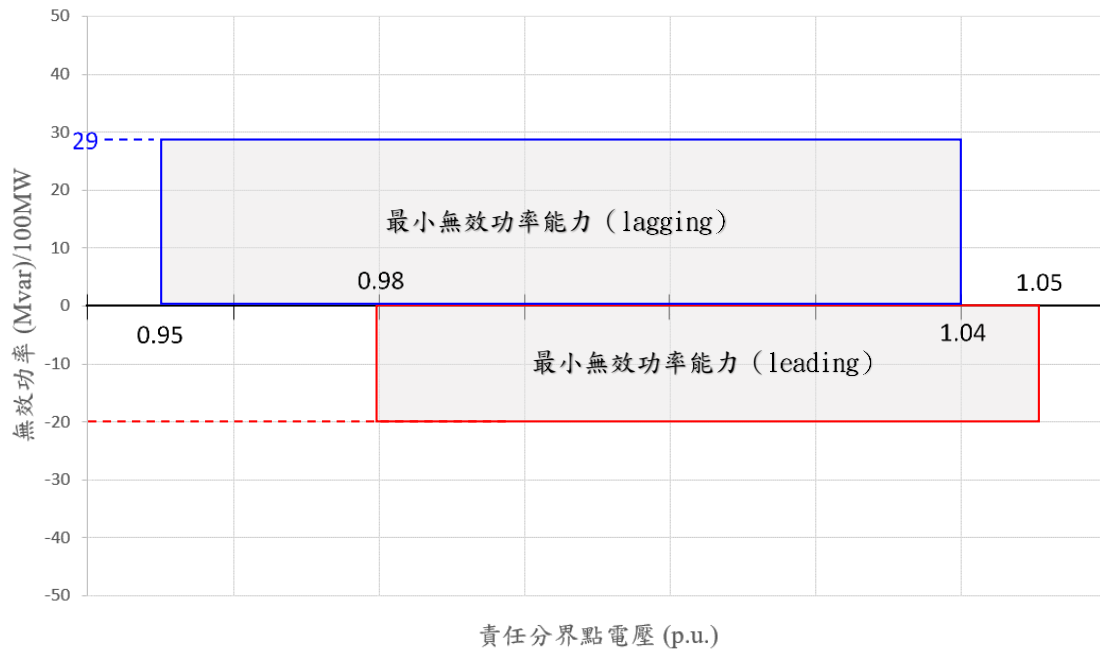


附圖七

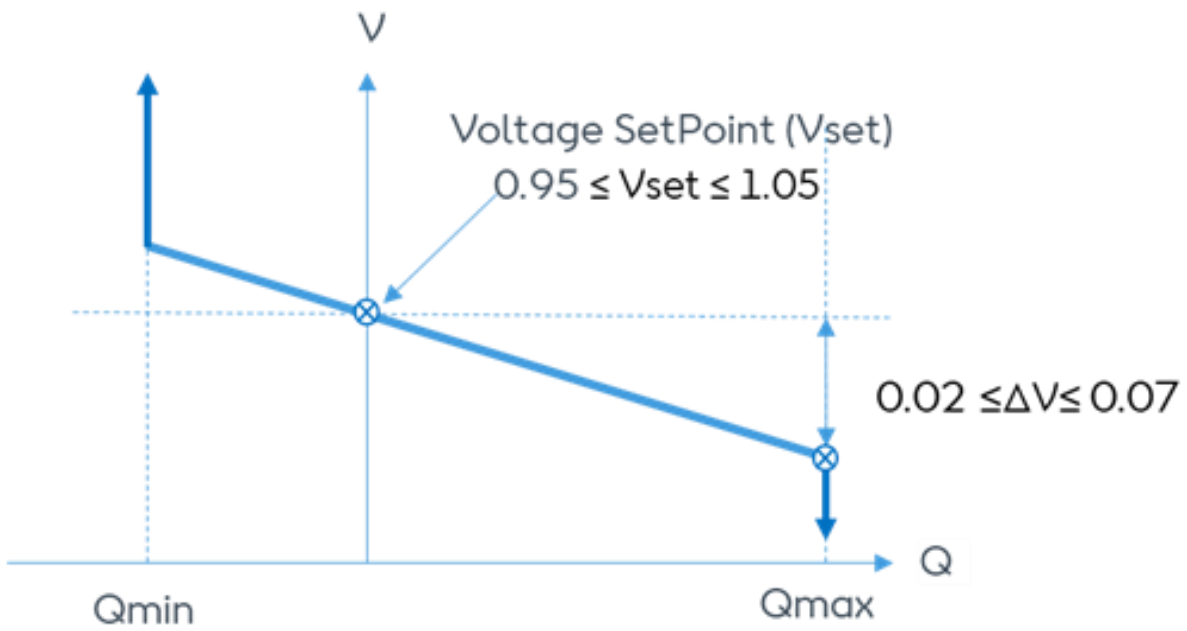


功因範圍依據本要點第七、(六)點

附圖八



附圖九



附圖十