

智慧電網總體規劃方案 (核定本)

106 年 2 月修正

目錄

壹、前言	1
貳、國際發展現況	3
參、我國智慧電網推動架構	11
肆、推動策略具體作法	13
伍、投入資源與預期效益	33
陸、檢核點及替代方案	43
柒、結論	46
捌、後續辦理事項	49

壹、前言

能源是文明進步不可或缺的原動力，近年全球性氣候變遷及日本 311 福島事件，更加速能源及電力議題之討論，因此，在這樣的背景下，以風力、太陽光電等再生能源發電替代化石能源發電，已成為各國進行電力建設的重要課題。但再生能源發電具不穩定的特性，而傳統電力網路顯然難以滿足這些發展需求，於是各先進國家紛紛進行現行電網之升級計畫，而推動「智慧電網」的技術開發與建置。

對臺灣而言，推動節能減碳及提高再生能源占比是我國能源政策之重要發展項目，我國為推動節能減碳政策，將智慧電網列入「國家節能減碳總計畫」(於 103 年 5 月 20 日更名為「國家綠能低碳總行動方案」) 標竿計畫之一，並以推動智慧型電表基礎建設、規劃智慧電網及智慧電力服務為重點。行政院已於 99 年 6 月 23 日核定「智慧型電表基礎建設推動方案」，進行智慧型電表的測試與示範計畫，作為推動智慧電網之基礎與開端。

為建構我國智慧電網建設，經濟部能源局於 100 年 8 月 3 日成立「智慧電網總體規劃小組」，成員包括科技部、行政院原子能委員會(核能研究所)、經濟部能源局、工業局、標準檢驗局、技術處、台電公司、財團法人工業技術研究院、財團法人資訊工業策進會等相關單位及學者專家，已召開 40 餘次會議討論我國智慧電網總體規劃架構及內容，行政院國家資訊通信發展推動小組及經濟部並於 100 年 12 月 19-20 日邀集國內產、官、學、研及國外專家學者召開「智慧電網發展策略論壇」，共同檢討我國智慧電網發展策略，完成「智慧電網總體規劃方案」(草

案)。

行政院於 101 年 9 月 3 日核定「智慧電網總體規劃方案」，台電公司依方案已於 102 年完成 1 萬戶低壓智慧型電表建置，另依行政院 99 年 6 月 1 日審查「智慧型電表基礎建設推動方案」(草案)會議之結論：「請經濟部於建置 1 萬戶測試系統時，同時對時間電價、需量反應及成本效益加強驗證評估，以為後續擴大推動之準據」，爰台電公司於 103 年辦理完成時間電價與需量反應試驗，並於 104 年 1 月完成技術驗證與成本效益評估，效益評估結果不佳，歸究主要因素為通訊問題及建置成本問題。

為解決上述問題以利長期有效率進行布建，台電公司於 105 年 7 月 28 日重行提出「低壓 AMI 後續推動之修正規劃」，採用模組化電表及通訊遴選等解決方案，並修正推動目標。案經行政院多次會議檢討研商，依 105 年 9 月 22 日行政院第 3515 次會議決定及同年 12 月 26 日第 35 次政策列管會議決議，修正本方案內容，併同經濟部「智慧電網推動小組」歷次會議針對部分工作項目進行調整，完成本方案修正，以符實際推動現況。

貳、國際發展現況

檢視目前各國能源政策，於解決電力需求及推動節能減碳時，大部分亦融入智慧電網策略配合發展。以下列舉美國、日本、歐盟、中國大陸及韓國之智慧電網建置概況，以窺國際智慧電網發展現況。

一、美國

美國電力研究院（Electric Power Research Institute, EPRI）於西元(以下同)2001 年提出智慧電網概念後，2003 年美國能源部（DOE）發表「Grid 2030」報告，提出美國電力系統之下一個百年願景，並指出未來美國電力系統將應用資通訊技術（ICT）提升電力系統運行及控制效率，建構有效率且可靠之電力網路，同年再提出國家電力輸送路徑圖（National Electricity Delivery Roadmap）以實現「Grid 2030」之願景。

2005 年，美國能源部（DOE）與美國國家能源技術實驗室（NETL）為進一步細化電網現代化之項目並達成全國共識，提出現代電網策略（Modern Grid Strategy）。並為提高美國能源自主與供應安全，於 2007 年「能源獨立與安全法案」（Energy Independence and Security Act, EISA）中，將智慧電網獨立列為第 13 條款，成為聯邦政府推動智慧電網法源。

為改善 2008 年全球經濟不景氣對美國之影響，2009 年美國總統歐巴馬提出「美國復甦與再投資法案」（American Recovery and Reinvestment Act, ARRA），其中對智慧電網及相關設備之投資額達 45 億美元，投資補助對象包括智慧電表、智慧電網區域

實證及儲能實證等。歐巴馬政府並將智慧電網視為綠色新政 (Green New Deal) 之一環，希望透過對智慧電網之投資，刺激景氣復甦及提供就業機會。

二、日本

日本智慧電網推動重點為大量納入再生能源並保持電力系統之穩定，以及家庭至城市之能源管理規劃。因此，日本智慧電網技術藍圖中，特別強調新能源相關技術、電池三兄弟（太陽能電池、燃料電池與儲能電池）及克服新能源系統穩定性問題之微電網技術。日本由新能源產業技術綜合開發機構 (NEDO) 主導智慧電網及微電網之研究計畫推動，特別是能源管理系統 (EMS) 方面，從家庭、建築、社區與城市等各層面推動示範計畫。

經產省自 2009 年 11 月起，召開一系列「次世代能源・社會系統協議會」，以智慧社區 (Smart Community) 為核心概念，勾勒出未來電力系統發展願景與藍圖。智慧社區的概念，是以一個社區/區域為單位導入分散式能源，並活用資通訊 (ICT) 與儲能技術，將所有分散式能源進行整合管理，以達到最適化運用，同時也能夠支援未來居民生活所需。

2010 年由經產省主導，選出 4 個城市進行為期 5 年之智慧社區示範驗證計畫。地方實證計畫之執行團隊中，除電力、重電、汽車、蓄電池、IT、通訊及建設業者外，亦加入國外廠商 (如 IBM、Accenture)，以強化建置能量。詳細建置內容如表 1。

四大智慧社區實證計畫於 2015 年 3 月正式告一段落，重要實證結果包含區域能源管理系統 (CEMS) 的開發、確立智慧家庭標準 ECHONET-Lite 及自動化需量反應標準 OpenADR 之可操

作性、儲能電池整合控制技術(儲能電池 SCADA)、電動車提供電力備援之技術(如 Vehicle to Home, V2H 技術)、以及需量反應操作可行性及效果驗證。

經產省陸續又提撥預算，以四大智慧社區實證計畫為基礎，推出「智慧社區導入促進事業」、「次世代能源技術實證事業」、「地產地銷型再生可能能源面的利用等推進事業」，以促進地方政府與企業投入智慧電網計畫開發與建置。

表 1 日本 4 個智慧電網示範城市/地區

城市/ 地區	橫濱市	愛知縣豐田市	京都府(關西大學 學術研究都市)	北九州市
主導 者	橫濱市	豐田市	關西文化學術研 究都市推進機構	北九州市
減碳 目標	2025 年較 2004 年 CO ₂ 減少 30% 以 上	2030 年較 2005 年 CO ₂ 減少 30%、2050 年 減少 50%	2030 年較 1990 年 CO ₂ 減少 30%	2030 年較 2010 年 CO ₂ 減少 40%
預算 規模	562 億日圓	113 億日圓	44 億日圓	128 億日圓

資料來源：日本經濟產業省「次世代エネルギー・社会システム実証地域選定結果について」

三、歐盟

歐洲為最早開放電力市場之地區，電力市場自由而競爭，並進行跨國電力交易，逐漸將不同國家電力系統整合為大歐陸電力網。在自由電力市場中，電力事業須提高營運效率以降低成本，提供客戶多元及高品質之服務以爭取更多用戶，因此，加強用戶參與互動成為歐洲智慧電網建設之重點，並特別著重再生能源之併聯技術，另為解決能源進口依賴及達到 20%之再生能源導入目標，歐洲提出自北非輸入太陽能之跨洲超級電網計畫 Super Smart Grid (SSG)。

歐盟以能源、環境與永續發展為主題，在 FP5(The 5th Framework Programme, 1998-2002 年)、FP6(2002-2006 年)與 FP7(2007-2011 年)下明確將永續發展做為歐洲之科技發展策略，發展一系列再生能源及分散式發電併網技術之研究項目。在 FP6 的指導下，歐盟在 2005 年成立「智慧電網技術平台」(European Smart Grid Technology Platform, 簡稱 ETP SmartGrids)，並先後發表「歐洲未來電網構想與策略」、「歐洲未來電網策略性研究議程」及「歐洲未來電網戰略部署文件」3 份重要文件，確立今後歐洲智慧電網之發展方向。

「未來電網願景與戰略」中，提出與用戶彈性互動、容納多種再生能源、高可靠度與高經濟性 4 個重點項目。「歐洲未來電網策略性研究議程」則訂出 5 項研究領域，分別為智慧配電基礎建設、智慧運轉操作(電力與熱能潮流及用戶參與/適應)、智慧電網資產管理(如跨國聯網之電力交易或自由化電業之輸、配電業者間之資產交易)、歐洲電網之互相併聯及其他智慧電網相關工作(含前 4 個面向的縱向連結關係)。

四、中國大陸

中國大陸將以國內龐大內需市場為基礎，以示範計畫推動智慧電網產業發展，進而搶進國際市場。因此，智慧電網已列入十二五計畫戰略性新興產業內之重點產業。

考量電力需求及電力環境，中國國家電網公司提出「堅強智慧電網（Strong & Smart Grid）」概念，「Strong」意指停電事故較少之高可靠性電力網，「Smart」則指可利用通訊掌握供電情況之電力網。目前初步擬訂之智慧電網如表 2 所示。

中國大陸智慧電網規劃主要分為 7 大部分：發電、輸電、變電、配電、用電、調度及通訊資訊平台，並由中央及地方同步推動。

表 2 中國國家電網公司智慧電網發展規劃進程

階段	時程	各階段目標	推動重點
第一階段	2009-2010 年	規劃試點階段	重點發展堅強智慧電網規劃工作，制定技術與管理標準，發展關鍵技術研發、設備研製及各環節試點工作。
第二階段	2011-2015 年	全面建設階段	加快建設華北、華東、華中「三華」特高壓同步電網，初步形成智慧電網運行控制及互動服務體系。關鍵技術及裝備實現重大突破並廣泛應用。
第三階段	2016-2020 年	引領提升階段	全面建成統一之堅強智慧電網，技術裝備達國際先進水準。

資料來源：中國國家電網公司、工研院 IEK 整理

2015 年 7 月中國大陸發改委與能源局進一步提出「促進智慧電網發展意見」，提出智慧電網下一步的發展方向建議，並重申智慧電網建設對於國家未來發展的重要性。相較於過去較重視骨幹電網之建設，該意見中也特別提出將強化「電力需求側管理」，以及「鼓勵商業模式創新」等制度面措施。目標為 2020 年，初步建成安全可靠、開放兼容、雙向互動、高效經濟、清潔環保的智慧電網體系，滿足電源開發和用戶需求，推動能源生產和消費革命，並帶動戰略性新興產業發展，形成有國際競爭力的智慧電網設備體系。

五、韓國

2009 年韓國知識經濟部（Ministry of Knowledge Economy）公布韓國之智慧電網計畫，以占全球智慧電網 20% 市場為目標。就時程而言，分三階段執行，第一階段(3 年為期)進行技術驗證，第二階段(7 年為期)進行大區域系統建設、第三階段(10 年為期)進行全國智慧電網建設，合計 20 年的長期計畫。推動策略分成智慧電網、智慧消費者、智慧運輸系統、智慧再生能源及智慧電力服務 5 大策略。詳細內容如表 3 所示。

韓國政府發展智慧電網之最終遠景，係將智慧電網作為邁向低碳綠色成長之基石，並透過智慧電網為扶植國內相關產業出口。

產業通商資源部 2012 年 6 月發佈第一期智慧電網基本計畫，將智慧電網藍圖分為 5 年期行動方案，制定改善制度、創造市場、技術開發、建立基礎四大智慧電網推動策略。為加速智慧電網創新事業商業化的腳步，2013 年推出「智慧電網擴張事業」，以民間企業主導提案的方式進行試點，以引導民間企業投資，

並於 2016 年正式展開示範計畫建置。

依據韓國智慧電網發展藍圖，其智慧電網推動分三階段執行，第一階段(3 年為期)進行技術驗證，第二階段(7 年為期)進行大區域系統建設、第三階段(10 年為期)進行全國智慧電網建設，合計 20 年的長期計畫。推動策略分成智慧電網、智慧消費者、智慧運輸系統、智慧再生能源及智慧電力服務 5 大策略。詳細內容如表 3 所示。

表 3 韓國智慧電網發展藍圖

構面	1 階段(2010~2012)	2 階段(2013~2020)	3 階段(2021~2030)
	實證期 (技術檢證)	大區域布建期 (以智慧型消費者為主)	國家層級完成 (全國電力網智慧化)
智慧電力網	智慧型電力網構築 基盤組成 •智慧型輸配電系統 開發 •DC 配電系統技術 開發	城市層級智慧型電力 網構築 •智慧型輸配電系統 普及 •廣域系統監控系統 構築	國家層級智慧型電力 網營運 •國家層級營運系統 構築 •統合能源智慧電網 構築/營運
智慧型消費者	AMI 基礎技術確保 •智慧住宅能源管理 系統(HEMS)實證 •AMI 基礎架構構築 和實證	AMI 系統建設 •智慧型電力管理商 用化 •消費者中心電力交 易	雙向電力交易活性 化 •零耗能住家/大樓 •融合各項服務且普 及
智慧型運輸系統	示範城市充電基礎 架構構築 •多樣化充電基礎架 構開發 •法律制度整頓/認證 體系構築	V2G 和虛擬電廠技 術確保 •虛擬電廠服務技術 •電池租借事業	EV 和充電服務普遍 化 •充電服務普遍化 •虛擬電廠事業

(續下頁)

(續上頁)

智慧 型再 生能 源	智慧型再生發電平台建構和實證 •新再生發電安定連接 •微電網示範園區營運 •小規模電力儲存裝置營運	智慧型再生能源發電安定併網營運技術確保 •再生發電的大量普及及體系建構 •微電網示範普及 •中大型儲能裝置營運	大規模再生發電普及基礎架構構築 •大規模新再生發電普遍化 •微電網商用化
智慧 型電 力服 務	即時需量反應系統建構 •即時費率制度設計/實證 •即時需量反應營運系統	智慧型電力交易系統建構 •消費者電力交易平台構築 •先進電力批發交易系統	整合電力交易系統建構 •國家間連接交易系統 •整合服務營運系統

資料來源：韓國知識經濟部 2010 年 1 月。

綜整國際智慧電網發展現況，其規劃多以智慧型電表系統作為智慧電網建置開端，並採循序漸進之方式進行，目前為初期技術驗證階段，測試智慧電網技術及運行模式。另外，各國電網現況不同，智慧電網規劃應依我國民情、電網需求及產業現況，綜合規劃適合我國之智慧電網發展範疇。

參、我國智慧電網推動架構

智慧電網依據電網之能量傳遞及供需關係特性，分成發電與調度、輸電、配電、用戶等層面討論，目前已完成智慧電網定義、1 個發展願景、4 項目標、3 段推動期程及 6 個發展構面。

一、智慧電網定義

透過資訊、通信與自動化科技，建置具智慧化之發電、輸電、配電及用戶的整合性電力網路，強調自動化、安全及用戶端與供應端密切配合，以提升電力系統運轉效率、供電品質及電網可靠度，並促進再生能源擴大應用與節能減碳之政策目標。

二、願景

建立高品質、高效率和環境友善的智慧化電力網，促進低碳社會及永續發展的實現。

三、目標：

確保穩定供電、促進節能減碳、提高綠能使用、引領低碳產業。

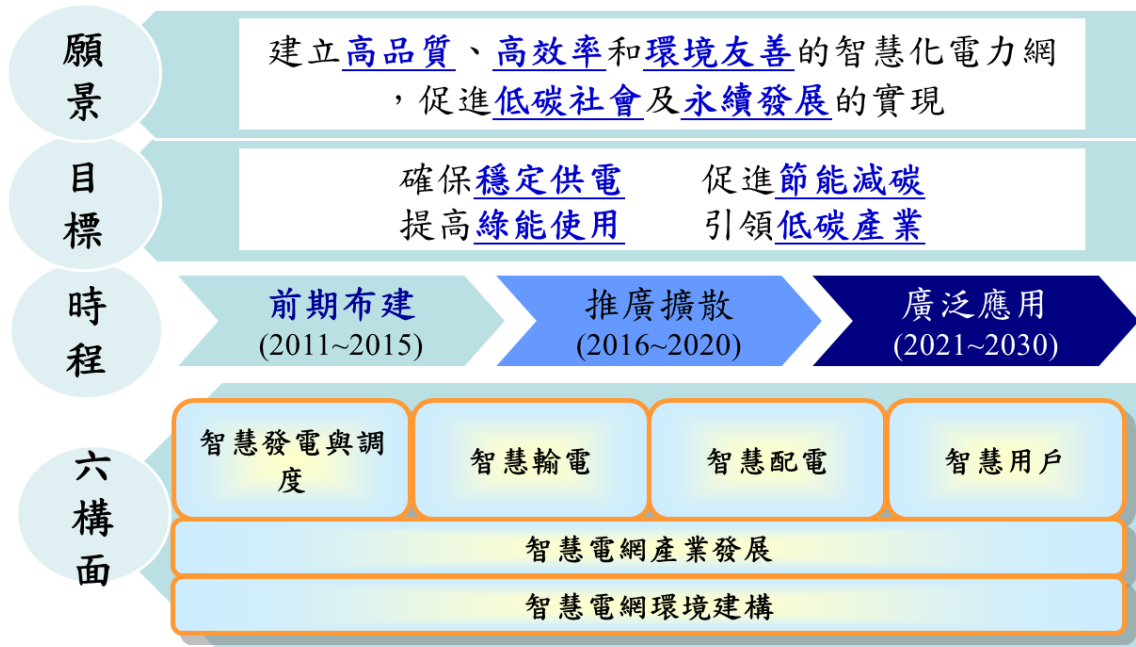
四、時程：

考量智慧電網範圍廣泛，規劃 20 年推動期程，分為「前期布建(5 年：2011-2015 年)」、「推廣擴散(5 年：2016-2020 年)」、「廣泛應用(10 年：2021-2030 年)」3 個階段。

五、推動策略：

依電網特性分成發電與調度、輸電、配電、用戶 4 種類型之供需關係，配合產業推動及環境建構，形成 6 個構面具體推動，分別為「智慧發電與調度」、「智慧輸電」、「智慧配電」、「智慧用戶」、「智慧電網產業發展」、「智慧電網環境建構」。

茲將上述智慧電網願景、目標、時程及推動策略(6 個構面)整理如圖 1，以闡明我國規劃方向及追求目標。



資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

圖 1 智慧電網總體架構分層規劃示意圖

肆、推動策略具體作法

依電網之電能傳遞及供需關係特性，分成發電與調度、輸電、配電、用戶 4 種類型代表電網實質建設之需求，並搭配建設需求可帶動產業發展、環境面之研究及革新，形成 6 個發展構面落實推動。

一、智慧發電與調度

在智慧發電與調度部分，主要配合推動目標為「提高綠能使用」，故朝向「提高再生能源併網占比」及「提升發電廠運轉效率與可靠度」2 個推動方向進行。

具體工作項目計有 14 項，並彙整如表 4 所示，各項內容說明如下：

(一) A1-再生能源併網：

配合再生能源政策推動及技術評估。

(二) A2-儲能設備與管理系統之研究：

學術單位及產業界對於電池儲能系統能量轉換裝置(PCS)已有多數年之研究與製造經驗，在此基礎上協力開發更智慧之能量轉換裝置。

(三) A3-大規模再生能源併入電網之電力調度：

研究大規模再生能源併入電網後配合電力調度所需之技術。

(四) A4-抽蓄電廠變速運轉控制系統：

台電公司現有 10 部抽蓄機組共 2,602MW，皆為固定轉速機組，未來新建水力抽蓄機組將評估採用可變速運轉模

式，並評估現有抽蓄機組部分改為可變速或擴大容量之可行性。

(五) A5-需量反應調度：

台電公司自 2008 年起即推動需量反應方案，中央調度中心視系統狀況通知區域及配電調度中心執行需量反應調度，抑低系統負載。未來將配合智慧電網通訊系統檢討需量反應方案，由高、低壓用戶端爭取可調度之需量反應空間。

(六) A6-可靠互通的調度通訊系統：

台電公司自設專用通訊系統將持續配合智慧電網發展，提供可靠之通訊電路。

(七) A7-引進 IEC 61850 標準通訊協定：

IEC 61850 為國際電業發展之通用標準，其子項規範持續修訂中，俟 IEC 61850 標準發展成熟並經效益評估可行後再引進台電系統，其可應用範圍包含變電所智慧化、配電自動化及相關自動化控制設備等應用。

(八) A8-再生能源發電系統資訊分析與預測：

再生能源發電預測系統，可作為電力調度或維護保養之重要參考，並減少因再生能源不確定性而須增加之備用發電或控制等設施之投資與操作成本。將研究氣象與風力發電量預測納入風力發電監控平台，並於金門、彰工、麥寮等風場建立自動化風能預測系統。

(九) A9-再生能源開發誘因制度：

持續研議再生能源之誘因制度。

(十) A10-檢討再生能源併聯技術要點：

併聯技術要點為再生能源發電設備加入系統之標準，將依技術與環境現況檢討再生能源併聯技術要點，以提供再生能源設置者更好的環境。

(十一) A11-先進發電技術評估：

由研究機構評估，依評估之成熟度再納入台電公司示範計畫。

(十二) A12-全黑啟動規劃：

全黑啟動發電機為電力系統遭遇全停電或部分全停電時，在復電初期建立之小型電力系統，提供重要用戶用電及大型汽力機組啟動電源。目前台電公司已於全島北、中、南三區配置全黑啟動機組，並根據系統電網分布狀況進行全黑加壓路徑規劃。全黑啟動規劃需隨發電機組及電網狀況適時更新。

(十三) A13-先進設備資產管理：

因應智慧發電需求，建置先進設備資產管理為未來趨勢，藉由該管理系統之引進與建置，提高設備妥善使用率，節省設備維護費用。

(十四) A14-最佳化調度控制平台：

台電公司已導入中央調度控制雙主控平台，未來將配合新(擴)建發電機組與電網設備，持續強化各項功能，以達到最佳化調度控制。

表 4 智慧發電與調度具體工作項目

推動項目	具體工作項目	
提高再生 能源占比	A1	再生能源併網研究
	A2	儲能設備與管理系統之研究
	A3	大規模再生能源併入電網之電力調度
	A4	抽蓄電廠變速運轉控制系統
	A5	需量反應調度
	A6	可靠互通的調度通訊系統
	A7	引進 IEC 61850 標準通訊協定
	A8	再生能源發電系統資訊分析與預測
	A9	再生能源開發誘因制度
	A10	檢討再生能源併聯技術要點
提升發電 廠運轉效 率與可靠 度	A11	先進發電技術評估
	A12	全黑啟動規劃(快速復電)
	A13	先進設備資產管理
	A14	最佳化調度控制平台

資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

二、智慧輸電

在智慧輸電部分，主要配合推動目標「確保穩定供電」及「提高綠能使用」，故朝向「提高輸電效率」、「增加輸電安全」2 個推動方向進行。

具體工作項目計有 17 項，並彙整如表 5 所示，各項內容說明如下：

(一) B1(刪除)

(二) B2-耐熱導線：

在既有鐵塔架構下，更換耐熱導線可增加輸電容量，將規劃評估於既設供電瓶頸線路汰換耐熱導線，改善供電瓶頸。依計畫已於 2013 年完成 260 回線公里之更換，後續將配合新、擴建發電廠再予辦理。

(三) B3-動態熱容量監測：

建置架空輸電線路在線監測系統，可即時監測輸電導線溫度及計算傳輸容量等資訊，並藉以評估輸電設備之使用壽命，決定檢修及汰換時程。將先擇一線路進行試點計畫，如試點計畫具成本效益，則進行小規模示範計畫，再依示範結果評估進行大規模推廣。

(四) B4-廣域監測系統(WAMS/PMU)：

在電網上裝設相量量測設備(PMU)及設置監控中心，即時監測廣域電網運轉電氣訊息，作為線上系統穩定度分析，強化電網安全性監控。未來將配合 345kV 電驛全面附設相量量測設備(PMU)功能，進而發展廣域監測系統(WAMS)各種先進系統應用。

(五) B5-發展抑低短路容量技術：

為增進電力系統保護工作，研究發展抑低短路容量技術。

(六) B6-先進輸電故障測距系統：

先進輸電故障測距系統可縮短故障地點檢出時間，減少事故後人員巡視故障線路之距離，以儘速進行故障排除及復電，提高供電可靠度。將研究複合式線路故障測距數學模型及系統建置。

(七) B7-變電所智慧化：

先進行可行性評估，並依評估結果擇定變電所進行試點計畫，如試點計畫具成本效益，則進行小規模(約 5 所)

示範計畫，示範計畫若運轉順利，即進入大規模推廣階段。

(八) B8-特殊保護系統(SPS)：

特殊保護系統有別於傳統保護設備作法，於必要時採取即時投入與切離相關設備(如機組、線路、補償設備和負載等)以利系統穩定及安全，提高穩定度極限並增加經濟調度彈性。該系統亦對電力設備製造業、盤面組裝產業、配電工程等相關產業有助益。將於鳳林超高壓變電所、大潭電廠、冬山超高壓變電所進行試點計畫。

(九) B9-電驛系統全面數位化及應用發展：

電驛系統全面數位化，將提升電驛動作正確率，減少停電次數；並提升系統暫態穩定度，縮短故障持續時間；且縮短事故分析時間，減少停電時間。

(十) B10-彈性交流輸電設備：

彈性交流輸電設備可強化系統穩定度、供電品質與可靠性，以先進無效電力補償設備改善電壓問題。將研究系統裝置彈性交流輸電設備之需求性及可行性。

(十一) B11-電力品質監測及應用：

將開發電力品質干擾來源追蹤及辨識演算法，以實現智慧電網所需之全方位電力品質監測技術與改善方法，即時辨識追蹤電力品質干擾來源，縮短改善時間。

(十二) B12-無效電力控制系統(Reactive Power Dispatch Control, RPDC)：

將發展無效電力最佳化調度控制系統，並研究發電機組電壓由調度中心依最佳化程式自動控制。

(十三) B13-建立共同資訊模組(CIM)資訊整合系統：

達成不同調度、維護系統間資訊分享及整合，供使用者從單一終端設備獲取完整電力資訊，以供制定各項運轉目標之決策依據。

(十四) B14-推動資訊安全：

將完成所有區域調度中心資安資訊分享平台(ISAC)建置，並實施關鍵資訊基礎建設保護(CIIP)之模擬情境演練，將防火牆等資通安全設備列入新設之能源管理系統(EMS)配置項目。

(十五) B15-輸電設備資產管理：

導入輸電設備資產管理制度，節省設備維護費用。

(十六) B16-變電設備資產管理：

由定期維護(TBM)邁入狀態基準維護(CBM)，以促進預防維護及預測維護等設備資產管理之優勢，節省輸電設備運維費用。

(十七) B17-輸電設備狀態監測：

導入狀態基準維護制度，節省輸電設備運維費用。

(十八) B18-變電設備狀態監測：

導入狀態基準維護制度，節省變電設備運維費用。

表 5 智慧輸電具體工作項目

推動項目	具體工作項目
提高輸電效率	B1 (刪除)
	B2 耐熱導線
	B3 動態熱容量監測
增加輸電安全	B4 廣域監測系統(WAMS/PMU)
	B5 發展抑低短路容量技術
	B6 先進輸電故障測距系統
	B7 變電所智慧化
	B8 特殊保護系統(SPS)
	B9 電驛系統全面數位化及應用發展
	B10 彈性交流輸電設備
	B11 電力品質監測及應用
	B12 無效電力控制系統(Reactive Power Dispatch Control, RPDC)
	B13 建立 CIM 資訊整合系統
	B14 推動資訊安全
	B15 輸電設備資產管理
	B16 變電設備資產管理
	B17 輸電設備狀態監測
	B18 變電設備狀態監測

資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

三、智慧配電

在智慧配電部分，主要配合推動目標「確保穩定供電」項

下之配電自動化指標之達成，故朝向「提升配電安全與效能」、「強化分散式能源整合」2個推動方向進行。

具體工作項目計有 10 項，並彙整如表 6 所示，各項內容說明如下：

(一) C1-變電所智慧化：

藉由資訊科技、網路通訊及智慧化設備管理系統整合，發展加值型應用，以提高二次變電所運轉調度及維護品質。將導入二次變電所設備管理系統(SSFMS)及智慧變電所安全防護系統，並研究智慧型電子裝置(IED)應用於斷路器預知性維護及二次變電所自動化數據採集與監控系統(Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA)之資料倉儲標準化。

(二) C2-配電自動化：

1. 辦理偏遠且搶修不易地區、工業區及都會區等主要地區之數據採集與監控系統(SCADA)，建置自動化饋線，當發生線路故障之停電事故時，調度人員能偵測及定位故障區間，以加速完成復電。
2. 持續增加已自動化饋線之監控點數量，以能更快速偵測及定位故障區間，縮小事故停電區間及提高供電可靠度。
3. 結合國外先進技術，將分散式發電設備(Distributed Generation, DG)、電動車(EV)及需量反應等納入配電自動化系統監控，並結合「NEP 先進配電自動化 ADAS 先導型計畫」之研究成果建置先導型試點，於評估試點成效後推行。

4. 因應各式分散型能源併入配電網路系統之保護協調需求，研究智慧配電系統應具備能力。

(三) C3-建立共同資訊模組(CIM)資訊整合系統：

將進行「共同資訊模組標準應用於配電系統之適用性及相關物件模型與屬性定義與增補」之研究，於前項研究結果可行部分，將導入配電資訊系統，以標準化系統間資料交換方式。並推廣使用符合 IEC 61850 標準的智慧型電子裝置(IED)，以利統一應用於共同資訊模組進行管理。

(四) C4-推行狀態基準維護(CBM)提高配電效能管理：

將由專業機構研究適合推行狀態基準維護之配電設備，並依研究結果建立試點，於評估試點成果及推行成效後，再進行推廣計畫，以提高配電設備維護及管理效能。

(五) C5-強化配電網路圖資系統：

將配電網路圖資與 Google Earth 或 Google Maps 等平台連結應用，並利用配電網路圖資配合智慧化設備，強化配電設備管理系統。藉由通訊技術發展配電圖資、設備資訊電子化及即時管理化，增進系統搶修與增值應用能力。

(六) C6-應用電表資料(Meter Data)加強配電系統管理：

將進行智慧型電表布建，其電表資料可加強電表異常偵測、變壓器負載管理及停電事故搶修，進行用戶端供電品質監測，以強化及改善供電品質。並提供用戶用電負載分析、電價方案選擇及用電資訊預警等，加強用戶服務。

(七) C7-需量反應之電價結構：

需量反應之電價結構包含時間電價(TOU)、關鍵尖峰電價(CPP)與即時電價(RTP)等，我國已實施時間電價措施，高壓及特高壓(適用契約容量 500 瓩以上者)已採行尖峰時間可變動時間電價措施。未來配合智慧型電表等基礎建設、相關法規之修訂及電力交易環境之建立，研議實施即時電價，促使用戶依即時電價傳遞之價格訊號進行能源使用之控管。

(八) C8-提升再生能源併網容量與管理：

將進行配電系統結構改善可行性研究，依據研究計畫結果，擇定小區域試點，評估可行後再進行配電系統整體結構改善(規劃設計面及運轉維護面)，結合「陽光屋頂百萬座計畫」及「千架海陸風力機計畫」之推動，以提升再生能源併網容量。並開發區域能源即時運轉資訊及管理系統，提供各項加值運用。

(九) C9-發展區域型儲能系統：

學術單位及產業界對於電池儲能系統能量轉換裝置(PCS)已有多多年研究與製造經驗，在此基礎上，將協力開發更具智慧之能量轉換裝置，技術成熟後，再推動區域示範，並導入電力系統應用。

(十) C10-發展自主式區域(微)電網技術：

將研究自主式區域電網技術之需求性及可行性，如虛擬電廠相關技術等研究。

表 6 智慧配電具體工作項目

推動項目	具體工作項目	
提升配電安全及效能	C1	變電所智慧化
	C2	配電自動化
	C3	建立 CIM 資訊整合系統
	C4	推動狀態基準維護 CBM 提高配電效能管理
	C5	強化配電網路 GIS 圖資系統
	C6	應用 Meter Data 加強配電系統管理
	C7	需量反應之電價結構
強化分散式能源整合	C8	提升再生能源併網容量與管理
	C9	發展區域型儲能系統
	C10	發展自主式區域(微)電網技術

資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

四、智慧用戶

在智慧用戶部分，主要配合推動目標「確保穩定供電」項下「智慧型電表基礎建設」之達成，故朝向「用戶/終端資訊建設」、「前瞻用戶服務規劃」2 個推動方向進行。

具體工作項目計有 7 項，並彙整如表 7 所示，各項內容說明如下：

(一) D1-智慧型電表基礎建設(AMI)：

蒐集先進國家智慧型電表發展趨勢，適切評估引進相關新技術及新設備，研擬我國低壓智慧型電表之整體解決

方案，以確立相關技術與規範、家庭端應用服務、產業推動策略與時程，以及國內外產業布局等。

(二) D2-檢討需量反應控制對象及控制方法：

研究國外電業直接控制對象及控制方法，並評估引進國內之可行性。

(三) D3-管理資料金鑰交換制度(確保資訊交換安全)：

網路通訊基礎建設逐年普及，配電設備亦將通訊模組視為本體元件，各項用戶服務均走向智慧化管理。將進行相關先期研究及技術評估。

(四) D4-研議反映供電成本及具節電誘因之電價制度：

配合我國低壓智慧型電表之布建時程，研擬具節電誘因之住宅時間電價供用戶選用。並配合未來智慧型電表等基礎建設、相關法規之修訂及電力交易環境之建立，研議實施即時電價，促使用戶依即時電價傳遞之價格訊號進行能源使用之控管。

(五) D5-研擬衍生服務模式：

配合高、低壓智慧型電表基礎建設完成時程，研究相關衍生服務模式，如：透過簡訊回復用戶服務需求或問題反映、提供用戶用電資料(各時段用電度數及金額分析)、各時段電費費率、電價方案選擇、用電負載分析、負載管理等措施，以利用戶節約用電。另於智慧型電表布建時，將相關增值功能介面一併納入設置，如建立智慧型電表多功能應用平台(如手機 APP、室內顯示(IHD)等)，提供民眾查詢即時用電量，搭配智慧家電提供相關輔助增值服務，以多樣且實用之服務促使民眾改變用電行為。

(六) D6-推動電動車 EV(G2V 及 V2G)及充電站建設：

進行智慧電動車發展策略與行動方案先導運行計畫，就充電站合理使用率，協調合適之設置地點。

(七) D7-推動家用分散式電源及儲能管理系統：

將規劃家用分散式電源及儲能管理系統之研究，以提高小型再生能源利用率，依評估之成熟度再納入台電公司示範計畫。

表 7 智慧用戶具體工作項目

推動項目	具體工作項目	
用戶/終端 資訊建設	D1	智慧型電表基礎建設(AMI)
	D2	檢討需量反應控制對象及控制方法
	D3	管理資料金鑰交換制度
	D4	研議反映供電成本及具節電誘因之電價制度
	D5	研擬衍生服務模式(如 EMS 等)
前瞻用戶	D6	推動電動車 EV (G2V 及 V2G)及充電站建設
服務規劃	D7	推動家用分散式電源及儲能管理系統

資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

五、智慧電網產業

在智慧電網整體規劃中，產業構面縱貫電力系統發、輸、配、用各構面，配合整體智慧電網推動目標「引領低碳產業」之達成，協助業者進行國際布局並參與國外示範計畫，以獲取大規模之應用實績，朝向推動臺灣成為全球智慧電網產業整體解決方案輸出國之產業願景，2011年智慧電網產值約新臺幣 256

億元，預計於 2030 年創造新臺幣 7,000 億元之產值目標。

依臺灣電力產業特質，將發展「關鍵系統與設備產業」及創造「服務性智慧電網產業」2 大類，並研究及建構吸引業界參與之商業模式，優先推動產業為智慧型電表系統、智慧電動車充電系統、先進配電自動化系統、智慧輸變電系統、微電網系統、儲能系統及電能管理系統(含智慧家電)產業計 7 項，彙整如表 8 所示。各項產業範疇說明如下：

(一) E1-智慧型電表系統：

包含智慧型電表、集中器、電表介面單元(MIU)、通訊伺服器、資通訊系統設備(有線與無線通訊模組)、電表資訊管理系統(MDMS)等。

(二) E2-智慧電動車充電系統：

包含電動車快充及慢充電設備、通訊系統設備與充電管理系統。

(三) E3-先進配電自動化系統：

包含數據採集與監控系統(Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA)、自動化開關與資通訊設備(RTU/FTU/FRTU)之整合、故障偵測、隔離與復電系統(Fault Detection, Isolation and Restoration, FDIR)。

(四) E4-智慧輸變電系統：

包含輸電系統、變電系統、重電設備、電線電纜、運轉環境監測、通訊設備等先進智慧化設備。

(五) E5(刪除)

(六) E6-微電網系統：

包含併網設備、保護設備、彈性交流輸電設備(含靜態虛功補償器(Static VAR Compensator, SVC)、靜態同步補償

器(Static Synchronous Compensator, STATCOM)、軟性啟動器(Soft Starter)。

(七) E7-儲能系統：

包含大型儲能系統、區域儲能系統、能量轉換設備。

(八) E8-電能管理系統(含智慧家電)：

包含工商能源管理系統、住商能源管理系統等能源技術服務業(Energy Service Companies, ESCO)，智慧家電包含變頻冰箱、變頻冷氣、變頻洗衣機等家電設備，並配合智慧型電表建置時程推動增值服務。

表 8 智慧電網產業具體工作項目

推動項目	具體工作項目	
發展關鍵系統與設備產業	E1	智慧型電表系統
	E2	智慧電動車充電系統
	E3	先進配電自動化系統
	E4	智慧輸變電系統
	E5	(刪除)
	E6	微電網系統
	E7	儲能系統
創造服務性智慧電網產業	E8	電能管理系統(含智慧家電)

資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

六、智慧電網環境面

在智慧電網環境面部分，將由研發面、標準面、法規/政策面方向推動，並建立智慧電網示範場域，營造智慧電網之發展

環境需求。

具體工作項目計有 11 項，並彙整如表 9 所示，各項內容說明如下：

(一) F1-高占比再生能源技術研究：

因應未來電網供電需求及導入大量再生能源，將推動再生能源併網相關研究。規劃相關研究範疇如下：再生能源間歇出力預測、快速升載技術、風力系統無效電力整合研究、高占比再生能源併網研究、儲能系統研究、全黑啟動研究、微電網關鍵技術等。

(二) F2-發展電網自癒功能(Self-Healing)：

建立智慧電網之自我防禦能力，透過感測網路強化輸、配電網路之可靠度，以達自動故障診斷、隔離及復電等能力。規劃相關研究範疇如下：智慧化末端設備技術研究、混合通訊技術研究、先進電力電子設備研究、發展抑低短路容量技術、電力系統控制與保護協調、儲能型/非儲能型電壓補償器等。

(三) F3-電網與資訊通訊技術(ICT)整合研究：

因應未來電網設備資訊高度整合問題，應發展基於 ICT 技術之智慧電網技術。規劃相關研究範疇如下：智慧儲能系統及需量反應服務(含卸載控制及負載預測、卸載流程與控制策略等)、能源資訊分析及安全管理(含即時性能源資訊分析與異常行為偵測、資料加解密、通訊安全等)、能源資訊通訊網路技術(IEC 61850 相關標準之通訊應用)。

(四) F4-前瞻技術評估與研究(含先進電力設備及技術展示場域)：

為提高國內發展智慧電網產業之誘因，將規劃先進電網設備技術開發及產品驗證機會，協助產業升級。規劃相關研究範疇如下：高壓直流傳輸系統(HVDC)、超導輸電線、先進發電/節能技術研究、研究電動車(V2G)及充電站技術、儲能系統、直流微電網等，並建立技術展示場域(交流微電網、直流微電網、AMI 測試場、先進配電自動化、智慧家庭電能管理 5 個場域)。

(五) F5-標準面之建置智慧電網設備標準及檢測平台：

建置智慧電網設備標準及檢測平台，就目前 101 項智慧電網相關國家標準，包含自動讀表系統 3 項、氫能與燃料電池 5 項、風力發電 5 項、太陽光電 24 項、電動車輛 21 項、智慧家庭 7 項及資訊安全 36 項，評估篩選及建置檢測驗證平台，未來將持續增訂相關標準及建置檢測能量，並配合低壓智慧型電表推動，遴選智慧型電表對家庭端之通訊技術。

(六) F6-檢討現行電業相關規範：

因應電網發展之需求，相關法規需依環境與技術之發展現況調整，如：電業法、屋內/電業供電線路裝置規則、再生能源併聯規範等，讓地方與中央政府負有推行公共電力建設之義務。

(七) F7-檢討與改革現行需量反應制度：

檢視現行需量反應制度之不足，如：檢討傳統控制型(直接負載控制及可停電力等)需量反應制度、評估市場型(需求競標、緊急型等)需量反應制度。

(八) F8-檢討現行電價制度：

評估多樣化電價制度(時間電價、緊急尖峰電價、即時電價及尖峰時間電價回饋等)，以合理反映供電成本確保電

業正常發展，並推動具節電誘因之電價制度，提高用戶節能意願。

(九) F9-推動用戶節能管理制度：

推動用戶節能管理制度，提供使用者用電資訊及更便利服務，並研究及建構吸引業界參與之商業模式。如：發展與推廣住宅能源管理系統、商業能源管理系統及工業能源管理系統，以提高節能減碳效益。

(十) F10-建立智慧電網示範場域(Demo Site)：

為提供我國產業技術試驗機會，將結合智慧電網相關技術及產業，建立整合型集中示範場域(澎湖)，驗證智慧電網效能，並作為我國產業發展之基礎。

(十一) F11-人才培育：

如結合大專院校設置智慧電網研究中心培育技術及相關人才，並配合智慧電網之建置，結合地方政府推動一般民眾相關智識之教育宣導。

表 9 智慧電網環境面具體工作項目

推動項目	具體工作項目	
研發面	F1	高占比再生能源技術研究
	F2	發展電網自癒功能(Self-Healing)
	F3	電網與資訊通訊技術(ICT)整合研究
	F4	前瞻技術評估與研究(含先進電力設備及技術展示場域)
標準面	F5	建置智慧電網設備標準及檢測平台
法規/政策面	F6	電業相關法規及子法修訂(電業法、屋內/電業供電線路裝置規則及再生能源配套政策)
	F7	檢討與改革現行需量反應制度
	F8	電價制度檢討
	F9	推動用戶節能管理制度
	F10	建立智慧電網示範場域(Demo Site)
	F11	人才培育

資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

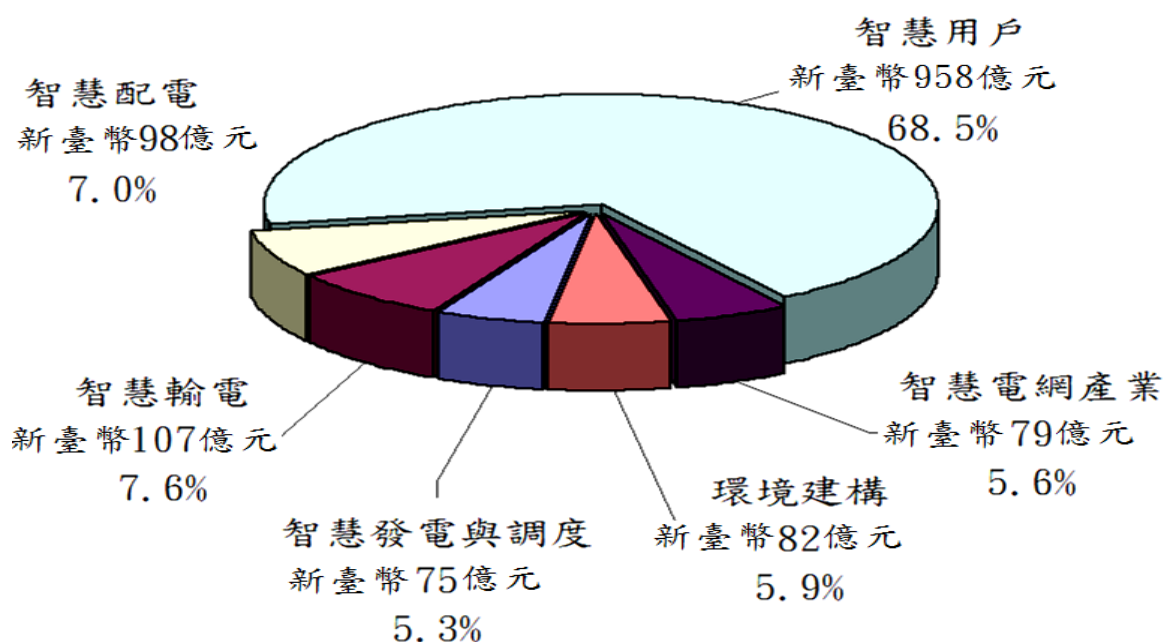
伍、投入資源與預期效益

一、投入資源

整體計畫預計投入新臺幣 1,399 億元，依 6 個構面區分投入經費(如圖 2 所示)，其中發電與調度、輸電、配電、用戶等電網主要硬體設施，由台電公司統籌經費規劃，其他產業面及環境面之資源則由科技部、行政院原子能委員會、經濟部能源局、工業局、標檢局、技術處籌措規劃。說明如下：

- (一) 智慧發電與調度：由台電公司投入新臺幣 75 億元(占 5.3%)，進行先進發電技術及大型儲能系統研究，並導入抽蓄電廠變速運轉控制，進行可靠互通之調度通訊系統建置。
- (二) 智慧輸電：由台電公司投入新臺幣 107 億元(占 7.6%)，進行電驛系統數位化及特殊保護系統建置等措施，提升系統輸電容量以利大型再生能源併接。
- (三) 智慧配電：由台電公司投入新臺幣 98 億元(占 7.0%)，主要進行配電自動化工程，完成配電系統自動化開關系統之建置，提高電力調度中心對電網末端資訊的掌握度。
- (四) 智慧用戶：由台電公司投入新臺幣 958 億元(占 68.5%)，占比最高。主要進行智慧型電表系統基礎建設(AMI)，促進發電端、用戶端間訊息資料能充分整合，以平衡電網之供需，並協助未來更精確管理再生能源之導入需求及用戶需求端管理。此部分經費為初步預估，更精確之經費預估需俟 20 萬戶低壓智慧型電表建置完成，取得各項設備實際價格後再行估算。
- (五) 智慧電網產業：由經濟部工業局及能源局共同投入新臺幣 79 億元(占 5.6%)，協助產業建置及技術驗證。

(六) 智慧電網環境建構：由科技部、行政院原子能委員會、經濟部能源局、標檢局、技術處等單位共同投入新臺幣 82 億元(占 5.9%)，進行技術研發、標準檢測平台建置、人才培育及教育推廣、電業相關規範檢討研議等措施。



資料來源：工研院統計

圖 2 智慧電網總體規劃投入構面之資源分配圖

二、預期效益

為達成確保穩定供電、促進節能減碳、提高綠能使用、引領低碳產業 4 項目標，以減少全國停電時間、降低線路損失、改善供電瓶頸、變電所智慧化、配電自動化、智慧型電表基礎建設、降低 CO₂ 排放、提升再生能源可併接容量及發展智慧電網產業 9 項指標衡量預期效益。彙整統計表如表 10 所示，說明如下：

(一)確保穩定供電

1. 減少全國停電時間

國際間一般以系統平均停電時間指標(System Average Interruption Duration Index, SAIDI)衡量電力公司之供電可靠度，2011年我國SAIDI指標為21分鐘/戶。推動智慧電網後，2015年實績值為16.27分鐘/戶，預計於2020年SAIDI指標為16分鐘/戶、2030年SAIDI指標為15.5分鐘/戶(如表11所示)，維持國際電業評比中供電指標前三名。

2. 降低線路損失

台電公司線路損失2011年實績平均值為4.72%，名列世界先進國家第二，僅次於韓國。推動智慧電網後，台電公司依未來電力系統更新狀況及長期負載預測評估(如表12所示)，2015年實績值為3.72%，預計2020及2030年線路損失率可維持在4.54%及4.42%以下，全程計畫(2011-2030年)累計減少線路損失電量約113億度。

3. 改善供電瓶頸

因輸電線路或變電所興建困難，無足夠能力按照用戶需求提供足夠電力，而產生供電瓶頸，台電公司依「輸電系統規劃準則」計算，2011年尚有64項供電瓶頸。推動智慧電網後，2015年實績值為尚有51項，預計後續供電瓶頸項目可逐步下降，於2020年及2030年分別解決40%及80%之供電瓶頸。

4. 變電所智慧化

變電所智慧化係指具遠端「遙測」、「遙監」、「遙控」，達到電力自動化功能之變電所。目前臺灣約有 603 所(配電等級 293 所，輸電等級 310 所)，未來增建之變電所亦將持續智慧化。整體改建工程於 2015 年實績值為 25 所，預計 2020 年完成 303 所變電所智慧化(約半數以上之變電所)、2030 年完成全數變電所智慧化(603 所)。

5. 配電自動化

配電自動化主要係透過資通訊設備升級配電網路之自動化開關建設，因配電網路配合負載成長擴建、因應大量再生能源併網及對高品質供電等實務需求，於 2015 年累計完成 22,006 具自動化開關，已提前達成原規劃之 2030 年累計目標 21,500 具並發揮預期效益。考量近年配電自動化系統及現場設備均穩健成熟發展，國內廠商具相關關鍵技術與設備模組國產化能力，推廣擴散期及廣泛應用期每年計劃新增 400 具自動線路開關納入系統，俾利持續提升電力調度中心對配電系統資訊的掌握度，預計 2030 年將達成累計 28,006 具納入系統。

6. 智慧型電表基礎建設(AMI)

2015 年完成全數高壓 24,624 戶及低壓 1 萬戶智慧型電表後，智慧型電表基礎建設將分階段完成並進行效益評估後，逐步擴大建置。預計於 2017 年 7 月開始裝設低壓智慧型電表，9 月安裝通訊模組，12 月底前測試完成示範 1,000 戶含電業端及家庭端連結之完整 AMI。目標於 2018 年完成 20 萬戶、2020 年達成累計 100 萬戶、2024 年累計 300 萬戶低壓智慧型電表系統建置。累計 300 萬戶布建完成及

效益評估可行後，將以每年約 60 萬具進行布建，約 5 年可累計 600 萬戶建置，再評估整體布建策略。

(二)促進節能減碳-降低 CO₂ 排放

將先進發電技術及再生能源之推動項目、擴大天然氣發電、電動車推廣、導入住宅與工商能源管理系統及減少線路損失電量合併計算以評估二氧化碳減排量，2015 年實績值為 14.98 百萬噸，預計 2020 年、2030 年可分別減少二氧化碳排放 35.99 百萬噸、114.71 百萬噸。

(三)提高綠能使用-提升再生能源可併接容量

藉由智慧發電與調度、智慧輸電構面之推動，以增加輸電容量，2015 年實績值為 10.5% 以上，預計 2020 年與 2030 年再生能源可併接容量占全系統裝置容量達 20% 與 30%。

(四)引領低碳產業-發展智慧電網產業

依工業局統計資料，2011 年先進配電自動化系統(DAS)產業、智慧型電表系統(AMI)產業、智慧家電系統產業(節能家電)、電動車智慧充電系統產業、能源管理系統(EMS)產業內外銷市場產值計新臺幣 256 億元，至 2015 年累計創造智慧電網產業產值新臺幣 1,367 億元；預計 2020 年產業對智慧電網累計投資額達新臺幣 1,500 億元，約可創造智慧電網產業產值新臺幣 3,000 億元；2030 年產業對智慧電網累計投資額達新臺幣 4,000 億元，約可創造智慧電網產業產值新臺幣 7,000 億元，預估全球市占率約 10%。

表 10 智慧電網預期效益統計表

目標		時程	現況 2015 [初始 2011]	前期布建 2012-2015	推廣擴散 2016-2020	廣泛應用 2021-2030
確保 穩定 供電	降低全國停電時間 (SAIDI 值)		16.27 分鐘/戶·年 [21 分鐘/戶·年]	17.5 分鐘/戶·年	16 分鐘/戶·年	15.5 分鐘/戶·年
	降低線路損失 (自 2011 年累計 降低線路損失) (線損率)		3.72% [4.72%]	2.4 億度/年 (累計 6.5 億度) (4.64%)	5.6 億度/年 (累計 28.1 億度) (4.54%)	10.6 億度/年 (累計 113.3 億度) (4.42%)
	改善供電瓶頸 (自 2011 年累計)		51 項 [64 項]	解決 20%	解決 40%	解決 80%
	變電所智慧化 (自 2011 年累計)		25 所 [-]	完成試點 (累計 25 所)	完成半數 (累計 303 所)	全數完成 (累計 603 所)
	配電自動化 (自 2011 年累計)		22,006 具 [2011 年已完成 19,288 具自動化開 關]	累計完成 22,006 具 (完成總目標 79%)	每年新增 400 具 累計完成 24,006 具 (完成總目標 86%)	每年新增 400 具 累計完成 28,006 具 (完成總目標 100%)
	智慧型電表基礎 建設(AMI)		高壓 24,624 戶、低壓 1 萬戶 [已完成高壓 1,200 戶]	1. 高壓 24,000 戶(全數布建) 2. 低壓 1 萬戶	累計完成低壓 100 萬戶	1. 累計完成低壓 300 萬戶(2024 年) 2. 累計完成低壓 600 萬戶(2030 年)
促進 節能 減碳	降低 CO ₂ 排放 總減碳量 (百萬噸/年)		14.98 [-]	11.78 (2015 年)	35.99 (2020 年)	114.71 (2030 年)
提高 綠能 使用	提升再生能源可 併接容量 (累計占比)		10.5% 以上 [10% 以下]	15%	20%	30%
引領 低碳 產業	發展智慧電網產 業(新臺幣/年)		1,367 億元 [256 億元]	1,000 億元	3,000 億元	7,000 億元

資料來源：各單位填報資料，工研院統計。

表 11 全國停電時間預期效益統計表

名稱 年度	SAIDI 目標 (分/戶·年) 註 1	與 2011 年 比較的進 步值 (分/戶·年)	與前一年相 較的進步 (分/戶·年)	用戶數 (千戶) 註 2	減少全國 停電時間 (各年) (萬小時)	減少全國停電 時間(2011 年 累計至各該年) (萬小時)
2011	21 [18.224]	0	0	12,764 [12,583]	0.00	0
2012	19.5 [19.05]	1.5 [-0.826]	1.5 [-0.826]	12,935 [12,768]	32.34 [-17.58]	32.34 [-17.58]
2013	18.5 [18.086]	2.5 [0.138]	1 [0.964]	13,098 [12,977]	21.83 [20.85]	54.17 [3.27]
2014	18 [17.496]	3.0 [0.728]	0.5 [0.59]	13,252 [13,184]	11.04 [12.96]	65.21 [16.24]
2015	17.5 [16.268]	3.5 [1.956]	0.5 [1.228]	13,398 [13,390]	11.17 [27.40]	76.38 [43.64]
2016	17	4.0	0.5	13,536	11.28	87.66
2017	16.75	4.25	0.25	13,667	5.69	93.35
2018	16.25	4.75	0.5	13,792	11.49	104.84
2019	16	5	0.25	13,910	5.80	110.64
2020	16	5	0	14,022	0.00	110.64
2021	15.9	5.1	0.1	14,128	2.35	112.99
2022	15.9	5.1	0	14,228	0.00	112.99
2023	15.8	5.2	0.1	14,323	2.39	115.38
2024	15.8	5.2	0	14,414	0.00	115.38
2025	15.7	5.3	0.1	14,500	2.42	117.8
2026	15.7	5.3	0	14,581	0.00	117.8
2027	15.6	5.4	0.1	14,656	2.44	120.24
2028	15.6	5.4	0	14,726	0.00	120.24
2029	15.5	5.5	0.1	14,790	2.47	122.71
2030	15.5	5.5	0	14,849	0.00	122.71

資料來源：台電公司。當年度實績值以[] 表示。

註 1：台電公司 10 年經營策略規劃(2012 至 2021 年)。

註 2：2016 至 2030 年之用戶數係台電公司預估值。

表 12 線路損失預期效益統計表

年度	名稱	供電量 (億度)	線損率 (%)	減少線路損失電量 (億度)	累計減少線路 損失電量 (億度)
2011		2107.8 [2130.4]	4.72 [4.76]	0.4 [-0.5]	0.4 [-0.5]
2012		2187.2 [2117.1]	4.71 [4.42]	0.7 [7.25]	1.1 [6.74]
2013		2270.2 [2134.3]	4.69 [4.25]	1.1 [10.96]	2.2 [17.71]
2014		2356.8 [2192.2]	4.66 [4.09]	1.9 [14.83]	4.1 [32.54]
2015		2447.3 [2191.0]	4.64 [3.72]	2.4 [22.92]	6.5 [55.46]
2016		2531.0	4.62	3.0	9.6
2017		2609.1	4.60	3.7	13.2
2018		2682.2	4.58	4.3	17.5
2019		2751.7	4.56	5.0	22.5
2020		2817.0	4.54	5.6	28.1
2021		2879.7	4.53	6.0	34.2
2022		2938.0	4.51	6.8	40.9
2023		2991.7	4.50	7.2	48.1
2024		3040.9	4.48	7.9	56.0
2025		3088.3	4.47	8.3	64.3
2026		3136.2	4.46	8.9	73.3
2027		3181.9	4.45	9.4	82.6
2028		3225.1	4.44	9.8	92.5
2029		3265.7	4.43	10.3	102.7
2030		3303.6	4.42	10.6	113.3

資料來源：台電公司。當年度實績值以[]表示。

註：2011年減少線路損失電量：2107.8億度×〔4.74%（近5年線損率平均值）
－4.72%（2011年線損率）〕=0.421561億度≈0.42億度

三、效益分析

因計畫投入可產生之直接經濟效益，共計有 5 項，分別為減少全國停電損失、降低運維費用、減少線路損失、減少建廠成本、節約用電，預估於 2030 年之累計效益達新臺幣 2,155 億元。直接經濟效益統計表如表 13 所示，各項說明如下：

- (一) 減少全國停電損失效益：減少全國停電時間可降低因停電所造成之缺電成本損失。由表 11 估算，與 2011 年相較之 20 年累計每戶可減少之停電時間為 86.5 分鐘，依台電公司 2010 年統計年報之售電量推估，平均每分鐘售電度數為 367,795 度，同時參考台電公司「缺電成本之調查報告」提出缺電成本為新臺幣 15.9 元/度，故減少全國停電損失之累計效益為新臺幣 5 億元。
- (二) 降低運維費用效益：依台電公司估算，2011 至 2030 年累計配電設備維護費用為新臺幣 529.7 億元(2010 年配電設備維護費為新臺幣 19.7 億元，假設每年配電設備維護費成長率為 3%)，推動配電自動化後，可減少台電公司配電設備維護費，推算 20 年平均降低整體運維費用比例為 7.1%，故降低運維費用之累計效益為新臺幣 38 億元。
- (三) 減少線路損失效益：全程計畫累計減少線路損失電量約 113 億度，因線損率之降低可減少台電公司燃料成本支出，估算未來 20 年平均化石燃料成本為新臺幣 2.73 元/度(依台電公司 2010 年發電燃料占比估算平均化石燃料費用，同時考慮未來化石燃料之上漲率)，故減少線路損失之累計效益為新臺幣 309 億元。

- (四) 減少建廠成本效益：AMI 布建後，陸續導入許多配套之需求面管理措施，如需求競價方案、用戶群代表(Aggregator)機制、簡易型時間電價方案等，上述措施預計抑低尖峰負載將達 107.5 萬瓩。以大潭電廠興建成本推估，約可節省興建成本 368 億元。
- (五) 節約用電效益：AMI 布建後，依據相關時間電價試驗計畫之實驗結果，推估低壓用戶可節省 3% 用電，高壓用戶則節省 1% 用電。以智慧型電表布建期程推估，至 2030 年累積之節約電力度數估計達 410 億度。節約電力所帶來之效益，可區分為台電公司因尖峰機組發電降低而減少之虧損為新臺幣 390 億元，及用戶因節電減少電費支出為新臺幣 1,046 億元，共計節約用電累計效益為新臺幣 1,435 億元。

表 13 直接經濟效益統計表

直接經濟效益項目	2011~2030 年 累計效益(新臺幣億元)	效益貢獻度(%)
減少全國停電損失	5	0.23%
降低運維費用	38	1.76%
減少線路損失	309	14.34%
減少建廠成本	368	17.08%
節約用電	1,435	66.59%
合計	2,155	100%

資料來源：台經院、工研院統計

陸、檢核點及替代方案

一、檢核點

由於「智慧用戶」構面之「智慧型電表基礎建設(AMI)」投入經費較大，2015 年完成全數高壓 24,624 戶及低壓 1 萬戶智慧型電表後，智慧型電表基礎建設將分階段完成並進行效益評估後，逐步擴大建置。預計於 2017 年 7 月開始裝設低壓智慧型電表，9 月安裝通訊模組，12 月底前完成測試示範 1,000 戶含電業端及家庭端連結之完整 AMI。目標於 2018 年完成 20 萬戶、2020 年達成累計 100 萬戶、2024 年累計 300 萬戶低壓智慧型電表系統建置。累計 300 萬戶布建完成及效益評估可行後，將以每年約 60 萬具進行布建，約 5 年可累計 600 萬戶建置，再評估整體布建策略。

另外，分別於 2015 年及 2020 年設定檢核點目標，如表 14 所示。檢核原則為於 2015 年檢視「前期布建」期程各項目標達成情形，並參照智慧電網技術現況，檢討「推廣擴散」期程之工作重點與目標；於 2020 年檢視「推廣擴散」期程目標與效益達成狀況，評估是否進入「廣泛應用」期程。

除上述檢核點外，經由「智慧電網推動小組」定期檢討會議，將併同考量國際最新發展趨勢及國內其他相關計畫(如「陽光屋頂百萬座計畫」、「千架海陸風力機計畫」等)之推動情形，進行滾動式檢討。

至 2015 年「前期布建」期程完成，重要執行成果包含已完成 25 所智慧化變電所及 2,653 具(全系統累計 17,653 具)配電自動化開關，提升輸配電系統自動偵測及加速電網停電檢修能力；

完成全數(2.4 萬戶)高壓用戶及 1 萬戶低壓用戶智慧型電表建置，可掌握全國 60%之詳細用電情形；於完成澎湖整合型智慧電網示範場域，包含再生能源、儲能、配電自動化、智慧型電表系統、家庭能源管理系統等技術驗證，提供我國智慧電網產業練兵機會。2015 年各項檢核點目標經檢討亦已達成預定目標值，將持續推動下階段工作。

表 14 檢核點目標

目標	檢核項目	2015 目標值 [實績值]	2020 目標值	全程(2030)目標值
確保穩定供電	SAIDI 值 (分鐘/戶·年)	17.5 [16.27]	16	15.5
	線損率(%)	4.64 [3.72]	4.54	4.42
	完成變電所智慧化 (所)	25 [25]	303	603
促進節能減碳	減少 CO ₂ 排放量 (百萬噸/年)	11.78 [14.98]	35.99	114.71
提高綠能使用	再生能源可併網容量占比(%)	15 [10.5 以上]	20	30
引領低碳產業	智慧電網產業產值 累計(新臺幣億元)	1,000 [1,367]	3,000	7,000

資料來源：工研院統計

二、替代方案

本方案預計 20 年內投入新臺幣 1,399 億元，其中主要投入項目為智慧型電表基礎建設(AMI)，投入金額為新臺幣 958 億元，占總投入資源 68.5%。

考量 2011 年期間台電公司財務狀況不佳，由於本方案主要投入經費為「智慧用戶」中智慧型電表基礎建設，故替代方案

規劃在「智慧用戶」部分，倘於 2020 年檢視「推廣擴散」期程未達期程目標與效益，維持 99 年 6 月 23 日行政院核定「智慧型電表基礎建設推動方案」之 600 萬戶低壓 AMI 布建目標，預估可減少投入新臺幣 233 億元。

柒、結論

一、智慧電網總體規劃方案

智慧電網係屬於大型長期計畫，預計投入新臺幣 1,399 億元，對於國內未來電網發展具重大影響。我國智慧電網總體規劃方案係以 3 段推動期程及 6 個發展構面推動，以達成 4 項目標、9 項效益及 1 個願景。

推動期程方面，將以短(前期布建：2011-2015 年)、中(推廣擴散：2016-2020 年)、長(廣泛應用：2021-2030 年)總計 20 年規劃，以達成確保穩定供電、促進節能減碳、提高綠能使用、引領低碳產業 4 項目標，並達到「建立高品質、高效率 and 環境友善的智慧化電力網，促進低碳社會及永續發展的實現」之發展願景。

推動策略方面，將依電網之電能傳遞及供需關係特性，以 6 個構面進行，各構面具體作法說明如下：

- (一) 智慧發電與調度構面，主要為提高再生能源併網占比及提升發電廠運轉效率與可靠度。
- (二) 智慧輸電構面，主要為提高輸電效率及增加輸電安全。
- (三) 智慧配電構面，主要為提升配電安全與效能及強化分散式能源整合。
- (四) 智慧用戶構面，主要為用戶/終端資訊建設及前瞻用戶服務規劃。
- (五) 智慧電網產業發展構面，主要為發展關鍵系統與設備產業及創造服務性智慧電網產業，規劃優先推動 7 項產業(智慧型電表系統、智慧電動車充電系統、先進配電自動

化系統、智慧輸變電系統、微電網系統、儲能系統及電能管理系統（含智慧家電）。

- (六) 智慧電網環境建構構面，研發面部分，發展高再生能源占比及快速平衡電網供需之關鍵技術；標準面部分，建置智慧電網設備標準及檢測平台；法規/政策面部分，檢討電業相關規範、研議反映供電成本及具節電誘因之電價制度、人才培育等。並規劃於澎湖建立智慧電網示範場域(Demo Site)，結合智慧電網相關技術及產業，驗證智慧電網效能。

全程計畫推動期間，將以減少全國停電時間、降低線路損失、改善供電瓶頸、變電所智慧化、配電自動化、智慧型電表基礎建設、降低 CO₂ 排放、提升再生能源併接容量及發展智慧電網產業計 9 項預期效益指標，分階段衡量目標之達成。

二、「智慧電網發展策略論壇」結論

行政院國家資訊通信發展推動小組及經濟部於 100 年 12 月 19-20 日邀集國內產、官、學、研及國外專家學者召開「智慧電網發展策略論壇」，共同檢討我國智慧電網發展策略，並作成以下重要結論：

- (一) 我國智慧電網將依建置之重要順序及技術之實現時程，以短、中、長 3 個時程規劃推動，以達成確保穩定供電、促進節能減碳、提高綠能使用、引領低碳產業 4 項目標。
- (二) 推動策略方面，將由智慧發電與調度、智慧輸電、智慧配電、智慧用戶、智慧電網產業及環境建構 6 個構面進行。於總體計畫之大架構下，未來細部執行計畫之研擬，應考量合理之商業模式。

- (三) 智慧電網建置可使電力市場發展更多元化並提高能源效率，為使智慧電網效益得以展現，需輔以完善之環境建構，其中以創造具節能誘因之電價制度及建構吸引業界參與之商業模式為重要發展機制。
- (四) 發展智慧電網產業應先以國內市場為起點，再逐步擴大發展至國際市場。台電公司宜及早確立細部執行計畫俾利業界瞭解，並宜檢討預算及擴大智慧電網相關技術研發能量。
- (五) 智慧電網建置時程為 20 年，應以 3-5 年為期，建立滾動式檢討機制。統合單位宜提升層級(如院級或部級)以發揮統籌調度之功能，並成立工作小組，定期召開檢討會議。

捌、後續辦理事項

智慧電網之推動涉及各部會之協調合作，成立部級之「智慧電網推動小組」，並由經濟部長擔任召集人。任務內容包含細部執行計畫研議、定期管考進度追蹤及滾動式檢討機制等，以有效整合智慧電網相關資源及整體一貫性，確保我國智慧電網總體規劃方案務實發展。規劃任務內容包含：

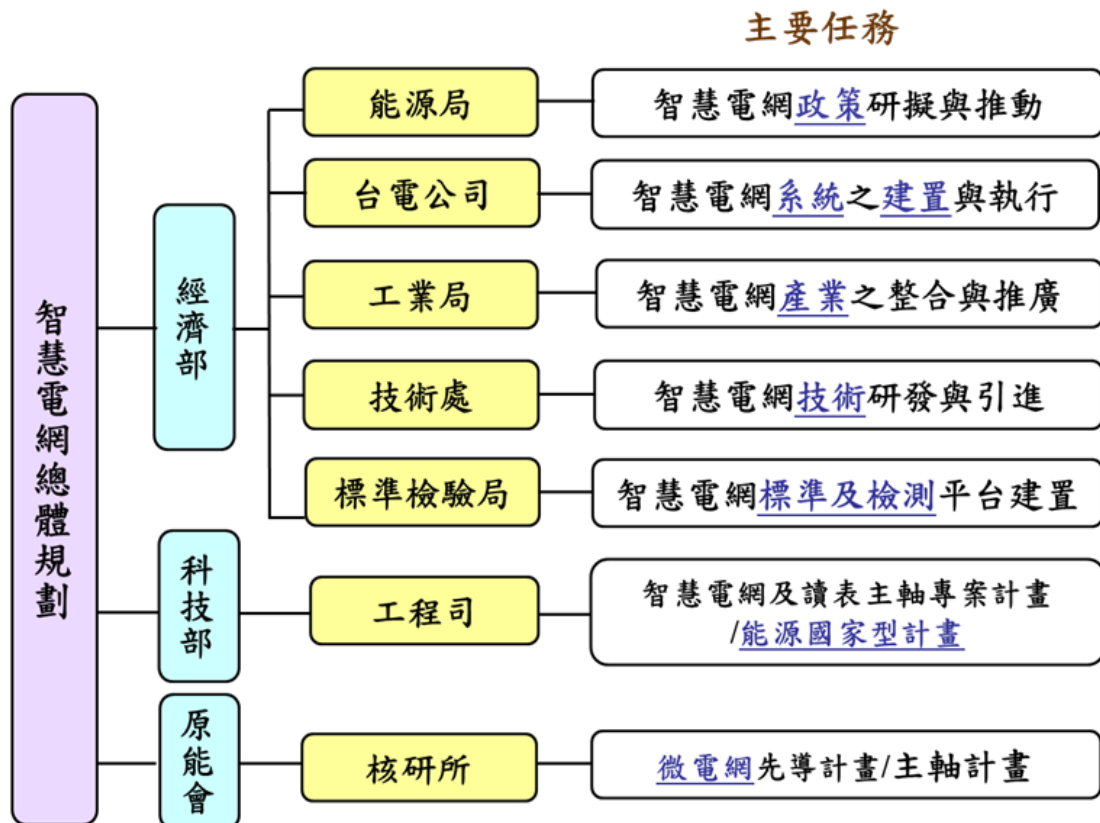
- 一、相關單位就分工負責項目，研擬細部執行計畫之各項工作推動具體內容及時程。
- 二、各單位細部執行計畫內容及目標之討論。
- 三、跨部會智慧電網推動工作之協商及整合。
- 四、定期管考進度追蹤。
- 五、依執行進度建立滾動式(rolling review)檢討機制，調整計畫發展方向。

「智慧電網推動小組」成員包含科技部、行政院原子能委員會(核能研究所)、國家發展委員會、行政院科技會報辦公室、行政院經濟能源農業處、行政院能源及減碳辦公室、經濟部能源局、工業局、技術處、標準檢驗局、台電公司及專家學者。由經濟部能源局進行智慧電網政策規劃，台電公司進行智慧電網之建置，科技部、行政院原子能委員會及經濟部技術處研究智慧電網相關技術，經濟部工業局進行智慧電網產業推動，經濟部標準檢驗局進行智慧電網標準制定。如表 15 及圖 3 所示：

表 15 智慧電網推動小組成員規劃

智慧電網推動小組			
召集人	經濟部部長		
政府單位			
行政院部會/ 單位	科技部	行政院原子能 委員會	國家發展委員會
	行政院科技會報 辦公室	行政院經濟能 源農業處	行政院能源及減碳 辦公室
經濟部所屬機關	能源局	工業局	技術處
	標準檢驗局		台電公司
專家學者 5 人			

資料來源：2012/8/7 院長聽取「智慧電網總體規劃方案(草案)」簡報紀錄。



資料來源：「智慧電網總體規劃小組」工作會議結論。

圖 3 智慧電網推動組織分工圖