

印尼綠色電力

產業政策與市場商機調查報告



目 錄

一、印尼經濟概況與電力市場環境	1
(一)印尼經濟概況	1
(二)印尼能源環境分析	4
(三)印尼電價架構	7
二、印尼電力市場架構與綠能推廣機制.....	9
(一)電力市場架構	9
(二)印尼電力產業政策與綠色電力發展	10
三、印尼電力市場競爭者布局	15
四、印尼綠色電力產業發展合作機會與挑戰.....	21
(一)臺灣業者市場機會	21
(二)印尼鄉村綠能市場挑戰.....	22

圖目錄

圖 1	印尼 GDP 歷年成長趨勢	1
圖 2	2020 年印尼產業別 GDP 占比	2
圖 3	2019 年印尼各省產值	3
圖 4	2020 年印尼電力裝置-能源類別	5
圖 5	2020 年印尼電力裝置-所有權類別	5
圖 6	2017 年印尼電氣化程度	6
圖 7	印尼電力市場架構	10
圖 8	印尼 35 GW 電力佈局執行規劃	11
圖 9	印尼各區域基礎發電成本	14

表目錄

表 1	2020 年印尼電力裝置 - 設置地區.....	6
表 2	2020 年印尼電費架構表.....	8
表 3	《RUPTL 2019-2028》電力裝置目標.....	11
表 4	印尼再生能源發展支持機制.....	13
表 5	印尼電力市場重要業者.....	15
表 6	印尼再生能源安裝容量.....	18
表 7	印尼十大再生能源電廠開發案.....	19

印尼綠色電力產業政策與市場商機調查報告

一、印尼經濟概況與電力市場環境

(一)印尼經濟概況

印尼為全球最大島國，國內有超過 1 萬 7 千座島嶼，共有超過 2.7 億人口，是東南亞最大的經濟體，其國內生產毛額(Gross Domestic Product, GDP)達 1.1 兆美元。在佐科威總統的領導下，印尼 2015 至 2019 年間經濟成長率約維持在 5%~6%，而電力消費年均成長率達 5%，與經濟成長趨勢同步。2020 年因受新冠肺炎疫情衝擊，印尼經濟成長率二十多年來首次收縮 2.07%。

單位：10 億美元

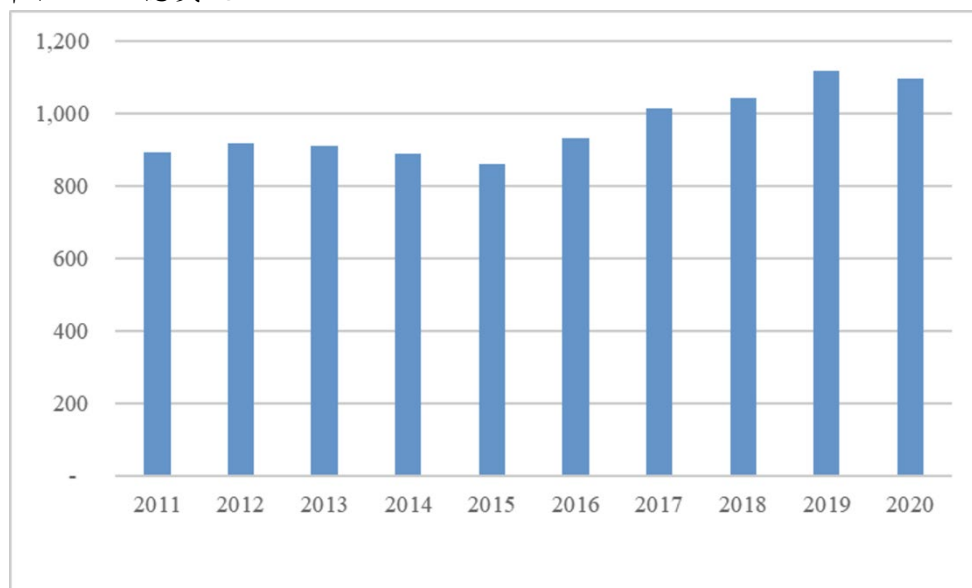


圖 1 印尼 GDP 歷年成長趨勢

面對疫情對經濟的影響，印尼啟動《國家經濟復甦計畫》(National Economic Recovery Program, PEN)，使用國家資本提供銀行貸款資金、增加政府投資、啟動企業信用擔保等財政刺激方案，另外並提出多項個人及企業稅務減免等機制。此外，2020 年 10 月印尼通過《印尼創造就業綜合法》(Omnibus Law RUU Cipta Kerja)

簡化各項產業投資許可執照的發放與行政流程，鬆綁勞動法規並放寬外資條件，盼吸引外資擴大國內就業市場。綜合法中並開放電信網路產業、醫院、製藥、併網發電、大部分作物農業等項目不限定外資所有權份額；之前受限的藥品批發業、1,200 平方公尺內的超市業、含汽車零售之部分零售業現在皆接受外資進入市場。基於多項經濟刺激政策，亞洲開發銀行(Asian Development Bank, ADB)預估 2021 年印尼經濟成長率可恢復到 5.3%。

在整體產業發展方面，印尼自然資源豐富，為國際重要煤炭與棕櫚油等能源原料出口國。另外由於印尼人口眾多，內需市場龐大，吸引眾多國際品牌前往經營商品消費市場。2009 年至 2019 年間印尼服務業產出平均占 GDP 44%，工業則占 39%，農業則僅在 13% 左右；而製造業範疇中以汽車、電子、鞋業、紡織業為主要產業類別。印尼更為僅次於泰國之東南亞第二大汽車零件生產國，印尼本身也是東南亞最大汽車市場，占有東協 1/3 的汽車銷售量。

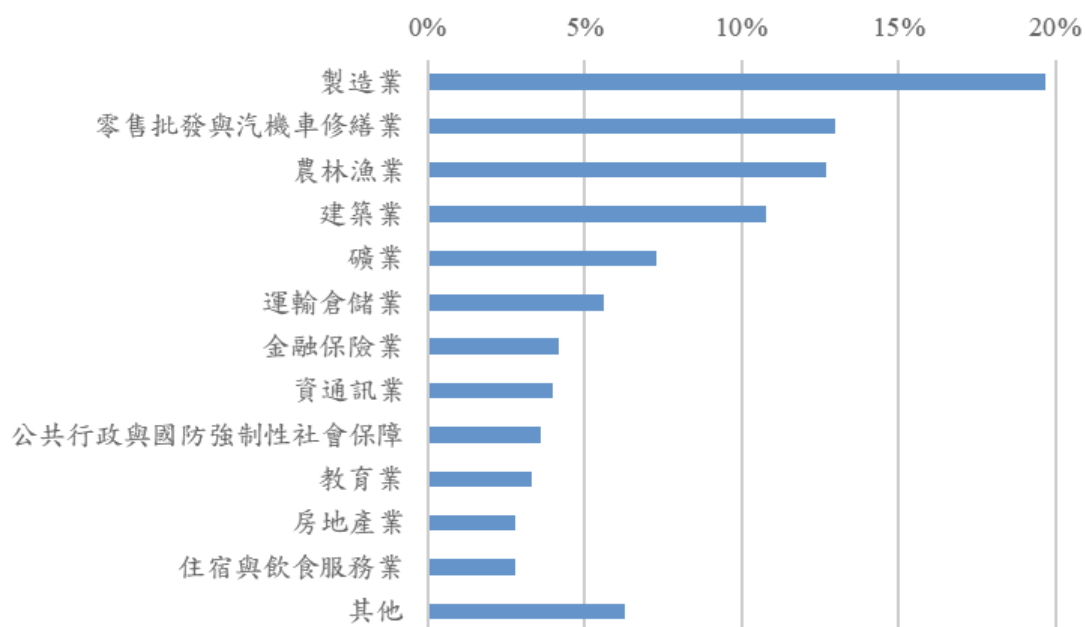


圖 2 2020 年印尼產業別 GDP 占比

印尼城鄉發展及主要產業區域在地理上分配不均，依據 2019 年地區生產總值最高的前 5 大地區為雅加達都會區、東爪哇省、西爪哇省、中爪哇省及北蘇門答臘省，多聚集於南部爪哇-峇里地區，相較之下，東部離島地區經濟發展相對弱勢。為鼓勵東部產業發展，佐科威推出多項產業發展輔導機制，包含於 2015 年成立印尼《農村及弱勢地區發展和移民部》(Ministry of Village, Development of Disadvantaged Region and Transmigration 以下簡稱鄉村發展部)協助鄉村地區基礎建設，並給予多項產業東移優惠。

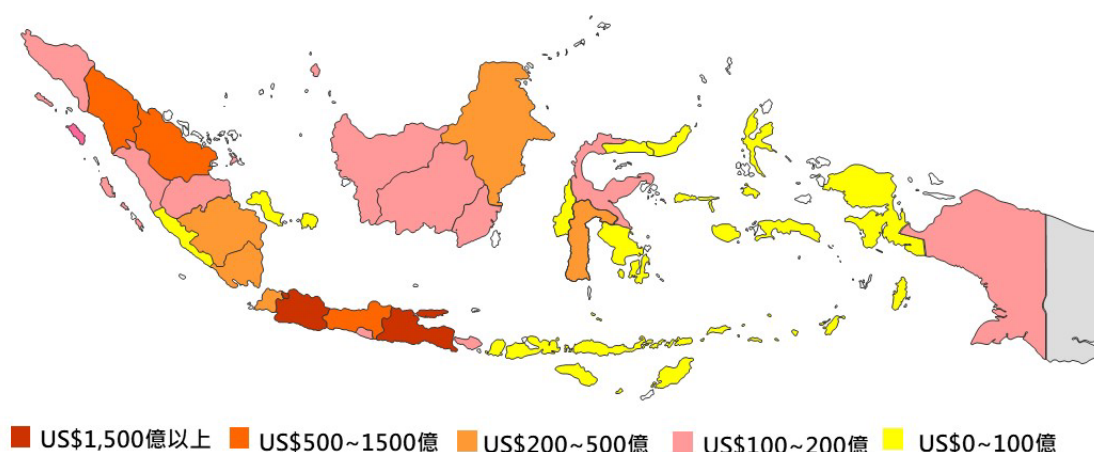


圖 3 2019 年印尼各省產值

佐科威於 2019 年宣布將遷都至北方的東加里曼丹(East Kalimantan)，以解決雅加達長期以來人口過度密集的環境問題，並試圖平衡印尼的區域發展。遷都計畫預計斥資 330 億美元，進行加里曼丹島上機場、港口、道路、水電工程等基礎設施升級，並興建新總統府及其他公家機關。因 2020 年各界受疫情影響，印尼近期將聚焦於抑制疫情及疫苗的發送，遷都相關計畫預計延至 2022 至 2023 年才會動工，預計歷時 5 年完成遷都。

包含遷都計畫、雅加達都會區附近水處理及交通要道建設、印尼東部離島水電基礎設施開發等案件，未來 5 到 10 年內可預計將可望有大規模基礎設施商機釋出。

(二)印尼能源環境分析

2019 年印尼經濟成長率達 7.4%，能源消費成長率達 7.2%；2020 年經濟成長率下降 2.07%，而能源消費因民眾行動受限、部分產業營運受影響等因素下降約 4.2%，國內經濟活動牽動能源的使用。在能源產業產出方面，2020 年因疫情因應機制，公家機關員工上班受限、物流受影響、民眾能源需求降低等，造成許多產業財務拮据，傳統能源探勘與精煉活動趨緩，而再生能源計畫因需與海內外專家及企業合作而面臨材料採購與電廠建置延遲，人力與施工成本上升。雖然能源產業發展於 2020 年面臨障礙，《經濟學人》仍預期在疫情趨緩後，2021 年至 2030 年間印尼能源消費平均年成長率將恢復到 2.4%。

另外基於印尼民眾對於節能減碳的意識提升、政府逐漸對於外商電力市場投資的解禁、綠能成本降低及印尼綠能發展政策的推動等因素，再生能源將會有大幅的成長，尤其是在地熱方面的發展。印尼政府新《電力供應商業計畫 2019-2028》(Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Nasional, RUPTL 2019-2028)希望於 2025 年達成再生能源發電占比 23%。2020 年印尼再生能源系統裝置容量，包含水力、地熱、其他再生能源等項目共占全國電力裝置容量的 14.7%。

根據印尼能源和礦產資源部(Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, ESDM 以下簡稱能礦資源部)發布的資訊，2020 年印尼全國電力裝置容量達到約 71 GW。由於印尼本身便是煤炭出口國，國內傳統燃料資源豐富，煤炭火力發電仍是最大宗的電力裝置類型，第二大則是天然氣發電。在電廠所有權類別，印尼國營電力公司(Perusahaan Listrik Negara, PLN)為最大電力業者，主導六成以上的電廠。印尼 2002 年開放獨立民營電力供應商(Independent Power Producer, IPP)透過 PLN 輸配電系統向民眾售電，民營企業目前擁有

26.4%的電廠。印尼並有大約 2.7 GW 的離網電力裝置，包含 1.6 GW 生質電力與 944 MW 水力系統。

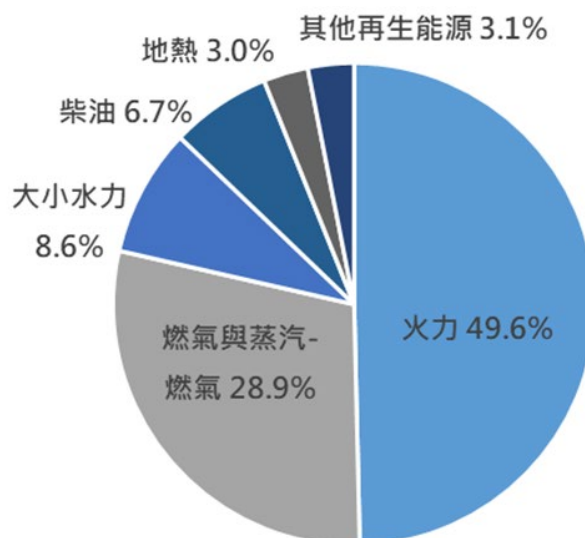


圖 4 2020 年印尼電力裝置 - 能源類別

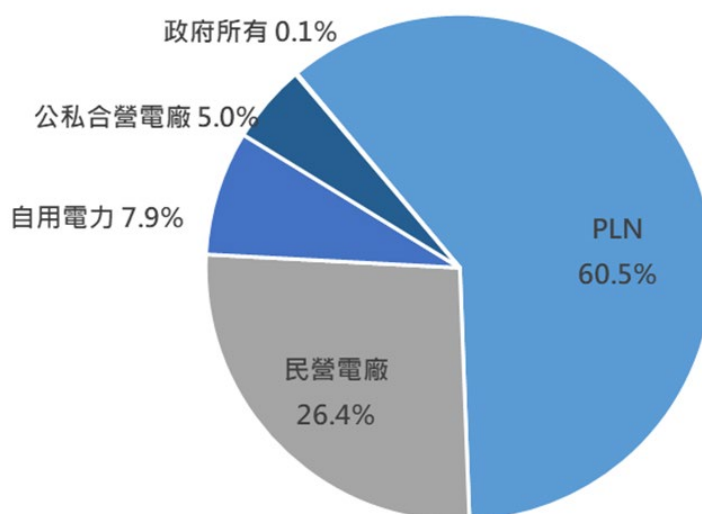


圖 5 2020 年印尼電力裝置 - 所有權類別

在電力裝置的設置地區方面，63%的電力系統裝設於南部爪哇-峇里-努沙登加拉地區。爪哇-峇里區同時為印尼主要電子與汽車產業聚落與其他能源密集製造業所在的區域，並且為印尼經濟發展較富庶的省份。除了產業聚落與電力設施較完整之外，其他交通管道等公共建設皆發展較佳。

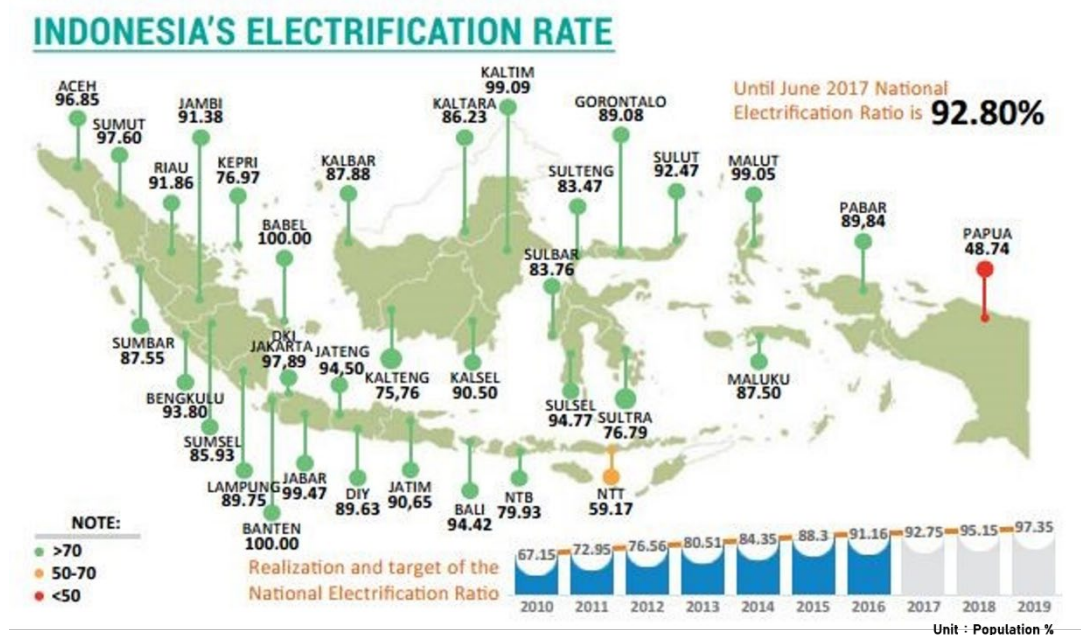
表 1 2020 年印尼電力裝置 - 設置地區

單位：GW

Java-Bali-Nusa Tenggara 爪哇-峇里- 努沙登加拉	Sumatra 蘇門答臘	Sulawesi 蘇拉威西	Kalimantan 加里曼丹	Maluku-Papua 馬魯古-巴布亞
44.8	14.7	5.6	4.4	1.5

雖然印尼南部各項發展較完整，印尼國內電力供應仍普遍不穩定，各地輸配電網路基礎設施皆有待加強。2019 年 8 月曾發生高壓電線走火損壞輸配線路，連鎖效應使得爪哇島多座電廠跳電，導致發生印尼 14 年來規模最大的停電，首都雅加達也遭斷電 8 小時，影響高達 2,130 萬人，部分地區 30 小時後才恢復供電。

在鄉村電氣化方面，人口稠密經濟發達的爪哇省已經擁有高於 90% 的電氣化比率，而東部較弱勢的省分如東努沙登加拉省和巴布亞省等，電氣化比率則低於 60%。



資料來源：印尼金融服務管理委員會

圖 6 2017 年印尼電氣化程度

針對印尼鄉村電氣化議題，2016 年佐科威總統發布電力基礎設施發展第 4 號總統條例，希望該法規能夠加速政府的供電計畫。該法規內容包括加速電力基礎設施建設和現有的法規的簡易性，主要目標為加速發電容量和增加偏遠地區的電氣化程度。根據總統條例，印尼能礦資源部在 2016 年底也發布了新的裁決，允許民營企業發展規模較小的發電廠(容量可達 50MW)，並且可以配電給周邊區域的使用者。發電系統可使用傳統石化能源或是再生能源，如廢棄物轉換能源(Waste-to-Energy, WtE)、柴油發電、太陽能發電等。印尼政府希望此舉能加快該國電氣化程度，並讓 2,500 個村莊享有電力供應。

除了鄉村電氣化的目標之外，2015 年成立之鄉村發展部亦推出多項計畫，協助推動鄉村地區基礎建設開發。關鍵硬體基礎建設包含道路橋墩鋪建、電力設施、環境衛生設備建置、水井挖掘、灌溉系統設置、淨水過濾與儲存設備的設置等。鄉村發展部經費豐富，但各鄉村環境迥異，因此該單位開放參考國外技術，以提供當地鄉村電力、水處理、環境衛生等更好的技術方案，其服務範圍包含 7.5 萬個鄉村地區。印尼亟需解決鄉村地區的電力不普及問題，我國業者可積極耕耘鄉村基礎建設商機。

(三) 印尼電價架構

在能源補貼和電價方面，高額燃料補貼使得印尼的石化燃料價格成為亞洲最便宜。在佐科威總統上臺的前幾年，能源直接財政補貼下降，但基於民眾反彈、印尼貨幣貶值、政治考量等因素，能源補貼在佐科威第一任任期尾聲又默默上升。2020 年印尼政府對電價補貼支出增加了 45%，達到 IDR 497 億；對石化產品的補貼降低 19%，達到 IDR 554 億。國營企業中受國家財政補助最高者即是 PLN，反映政府希望在 2029 年前擴大電力裝置容量的目標。

印尼電價由政府決定，依照不同使用族群進行調整，2019 年平均電價為 IDR 1,385/kWh。印尼電價遵循團體電價結構，表示用戶在較高的電力使用狀況下，需支付較高的邊際電價。每個電價區塊支付不同的基本費和電力使用費，基本費取決於消費者安裝的電壓，而使用費則根據每月電流計算。消費者可以選擇預付電費或事後付款，電費預付允許消費者僅按電力使用量付費，而無需支付最低費用。消費者現在亦可透過網路銀行與代金券支付電費。

為維護經濟競爭力，印尼限制電費成長使其成為東南亞電費最低的國家之一，但各項補貼卻造成印尼龐大的財政壓力。印尼雖曾於 2013 年企圖大幅削減電價補貼，2018 年印尼重新引進電價補貼措施以保持電價穩定。2018 年印尼整體電費提升 1.6%，住家用電電費上升 4.4%，但為了確保印尼的國際產業競爭力，工商業用電則平均每年下降 0.2%。而 2020 年起，印尼每 3 個月調整電費，反映印尼盾匯率、通貨膨脹與印尼原油價格。另外，2020 年為因應疫情衝擊加速印尼經濟復甦，又推出多項電費優惠機制，再度衝擊政府希望逐漸減少電價補貼之規劃。

表 2 2020 年印尼電費架構表

工業用電(IDR/kWh)

類別代碼	I-1 / TR	I-1 / TR	I-1 / TR	I-1 / TR	I-1 / TR	I-2 / TR	I-3P / TM	I-3 / TM	I-4 / TT
功率限制	0 - 450 VA	451 - 900 VA	901 - 1,300 VA	1,301 - 2,200 VA	3,500 - 14,000 VA	14,001 VA – 200 kVA	> 200 kVA	> 200 kVA	> 2000 kVA
電費	160	315	930	960	1,112	972	103,578	103,578	996.74

住家用電(IDR/kWh)

類別代碼	R-1 / TR	R-1 / TR	R-1M / TR	R-1 / TR	R-1 / TR	R-2 / TR	R-3 / TR
功率限制	0 - 450 VA	451 - 900 VA	451 - 900 VA	901 - 1,300 VA	1,301 - 2,200 VA	2,201 VA - 5,500 VA	> 5,501 VA
電費	169	274	1,352	144,470	144,470	144,470	144,470

商業用電(IDR/kWh)

類別代碼	B-1 / TR	B-1 / TR	B-1 / TR	B-1 / TR	B-2 / TR	B-3 / TM
功率限制	0 - 450 VA	451 - 900 VA	901 - 1,300 VA	1,301 - 5,500 VA	5,501 VA - 200 kVA	> 200 kVA
電費	254	420	966	1,100	144,470	103,578

二、印尼電力市場架構與綠能推廣機制

(一)電力市場架構

印尼電力產業的管理機構包含財務部、國營企業部、能礦資源部、國家發展規劃部等單位。PLN 身為國營機構具有電力供應最優先權，並獨家經營輸配電系統，PLN 也有義務對民間企業沒有興趣投資供電的地區提供電力服務。

2002 年起印尼開放 IPP 的營運，以透過購電合約(Power Purchasing Agreement, PPA)售電給 PLN 為最常見的商業模式。在 PLN 已提供電力服務的地區，IPP 須將所產出的電力售予 PLN，由 PLN 輸配銷售給終端使用者。在 PLN 沒有電力規劃的地區則可由 IPP 自行建設輸配電網絡供電。企業、地方、社區或個人自備發電者需事先取得中央政府許可。部分鄉村、社區、特殊區域等若有特別電力需求，地方政府也可從民間企業直接購電或與其合作小型電

力開發案；對於不涉及 PLN 和不與大電網並聯的 IPP 開發案則由當地政府提供相關許可即可。

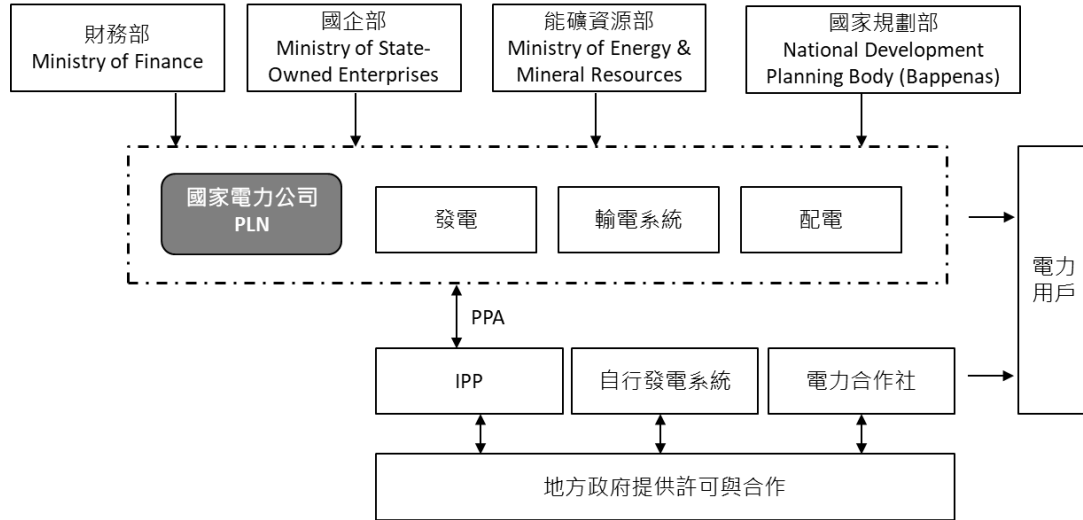


圖 7 印尼電力市場架構

(二)印尼電力產業政策與綠色電力發展

印尼主要電力發展目標以《RUPTL 2019-2028》為主旨，印尼政府預估 2020 至 2029 年間印尼電力消費年成長率約為 6.42%，目標將新增 56.4 GW 電力裝置容量、57,293 km 輸電線路、472,795 km 配電網路，其中約有 34 GW 電力預計開放 IPP 投資建置。印尼電力發展走向仍將以煤炭為主要發電來源，但期望 2025 年再生能源裝置容量包含水力及地熱可達總發電的 23%，小水力預計新增幅度最高 9.7 GW、地熱第二 4.6 GW、太陽能第三 3.2 GW。

表 3 《RUPTL 2019-2028》電力裝置目標

單位：MW

電力類型	燃煤	坑口電廠	地熱	天然氣	柴油	水力	抽蓄	再生能源	總和
PLN	4,740	0	617	7,863	201	1,269	1,540	49	16,243
IPP	14,929	5,690	3,060	4,240	0	4,561	0	1,186	33,666
未配置	1,740	0	930	313	0	230	1,943	1,330	6,486
總和	21,409	5,690	4,670	12,416	201	6,060	3,483	2,565	56,395
比例	38%	10%	8.3%	22%	0.4%	10.7%	6.2%	4.55%	100%

為達成《RUPTL 2019-2028》目標，印尼推出 35 GW 電力布局執行規畫，設定新增電力的地點及各地新增容量。35 GW 新增電力系統在規畫中，超過一半電力容量預計建置於爪哇-峇里區。根據電力供應的充沛程度，未來印尼產業發展仍會以爪哇為主要發展地區。

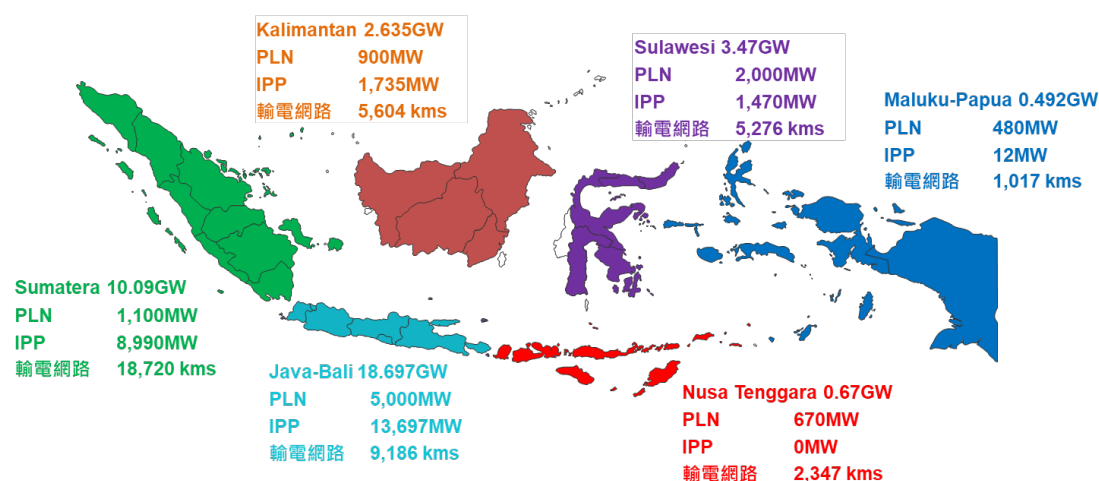


圖 8 印尼 35 GW 電力佈局執行規畫

為了加速再生能源的應用，達成 2025 年 23% 綠電占比的目標，能礦資源部宣布將用再生能源發電取代老舊石化燃料發電，以超過 15 年的柴油電廠以及超過 20 年的燃煤和煤氣電廠為首要取代標的。PLN 目前已列有 2,246 座柴油電廠(1.78 GW)、23 座燃煤電廠(5.6

GW)和 46 座煤氣電廠(5.9 GW)符合再生能源替代的條件。根據能礦資源部的計算，2025 年前印尼應可新增 17.4 GW 再生能源裝置容量，投資金額預估為 412 億美元。此投資金額又可細分為地熱發電 174.5 億美元、水力和微型水力發電 145.8 億美元、太陽能 and 風力發電 16.9 億美元、生質能發電 13.7 億美元、複合式發電 2.6 億美元。

然而 2020 年疫情衝擊印尼電力消費與供應狀況，多數電力工程時程延遲，PLN 財務亦受影響，短期間應不易恢復正常營運狀態。因此，PLN 將優先執行高價值電力計畫，再生能源替代工作的達成期限尚未宣布。印尼官方表示仍將致力於提升國內再生能源的應用占比，但綜合考量目前國家經濟狀況，以天然氣或煤氣發電取代老舊柴油發電設備的方案最為可行。無法轉換為天然氣發電之柴油電廠，如鄉村偏遠地區電廠，則將以再生能源取代。印尼再生能源發電商機短期間將聚焦於鄉村地區小型綠能供電。

印尼再生能源支持機制包含躉售費率(Feed-in-tariff, FIT)、屋頂型太陽能自用方案、再生能源計畫相關稅務優惠與貸款及競爭性招標機制等。印尼再生能源計畫主要由 2017 年印尼能礦資源部所推出的再生能源電力使用條例(MEMR Reg. No. 50/2017)管理，該條例規範再生能源電價的設定及規劃建造營運細節等。2020 年印尼政府發表 MEMR Reg. No. 4/2020 解除所有再生能源計畫的 BOOT(建造-持有-營運-轉讓)營運模式規定，IPP 在躉購合約結束後可持續自行營運再生能源電廠。

表 4 印尼再生能源發展支持機制

再生能源支持機制	簡述
躉售費率(FIT)	再生能源 FIT 上限: 85~100%當地基礎發電成本
自用方案	PLN 的客戶可以自行安裝和維運屋頂太陽能系統，並根據淨計量方案以零售電價的 65%向 PLN 出售多餘的電力。若該月供應給電網的電力超過了自用電量，超出的額度可在 3 個月內抵扣電費。
稅務優惠	根據財政部規定，再生能源項目可獲得所得稅減免、稅收減免、增值稅免稅、可再生能源設備免稅進口、資本和固定資產加速折舊以及加速折舊和攤銷等優惠。
軟貸款	政府設有「地熱設施基金」，可在探勘階段給予資金支持。
競爭性拍賣與招標	除了地熱和廢棄物發電項目外，所有再生能源項目皆須透過 PLN 流程招標採購成為 IPP。

印尼 MEMR Reg. No. 50/2017 規範，IPP 再生能源 FIT 的金額設定以全國與地方的基礎發電成本(Biaya Pokok Pembangkitan, BPP)為參考標準，並將 PLN 在該地區自行設置發電設施之成本納入考量。再生能源 FIT 上限通常為當地 BPP 之 85%，若當地 BPP 低於全國平均 BPP，則 FIT 以當地 BPP 之 100%計算。若業者希望投資之地區 PLN 尚未供電，或未設有地方 BPP 標準，則以國內最高 BPP 為電價收購標準。由於印尼 FIT 價格低廉，印尼目前未有大幅的再生能源系統布局。

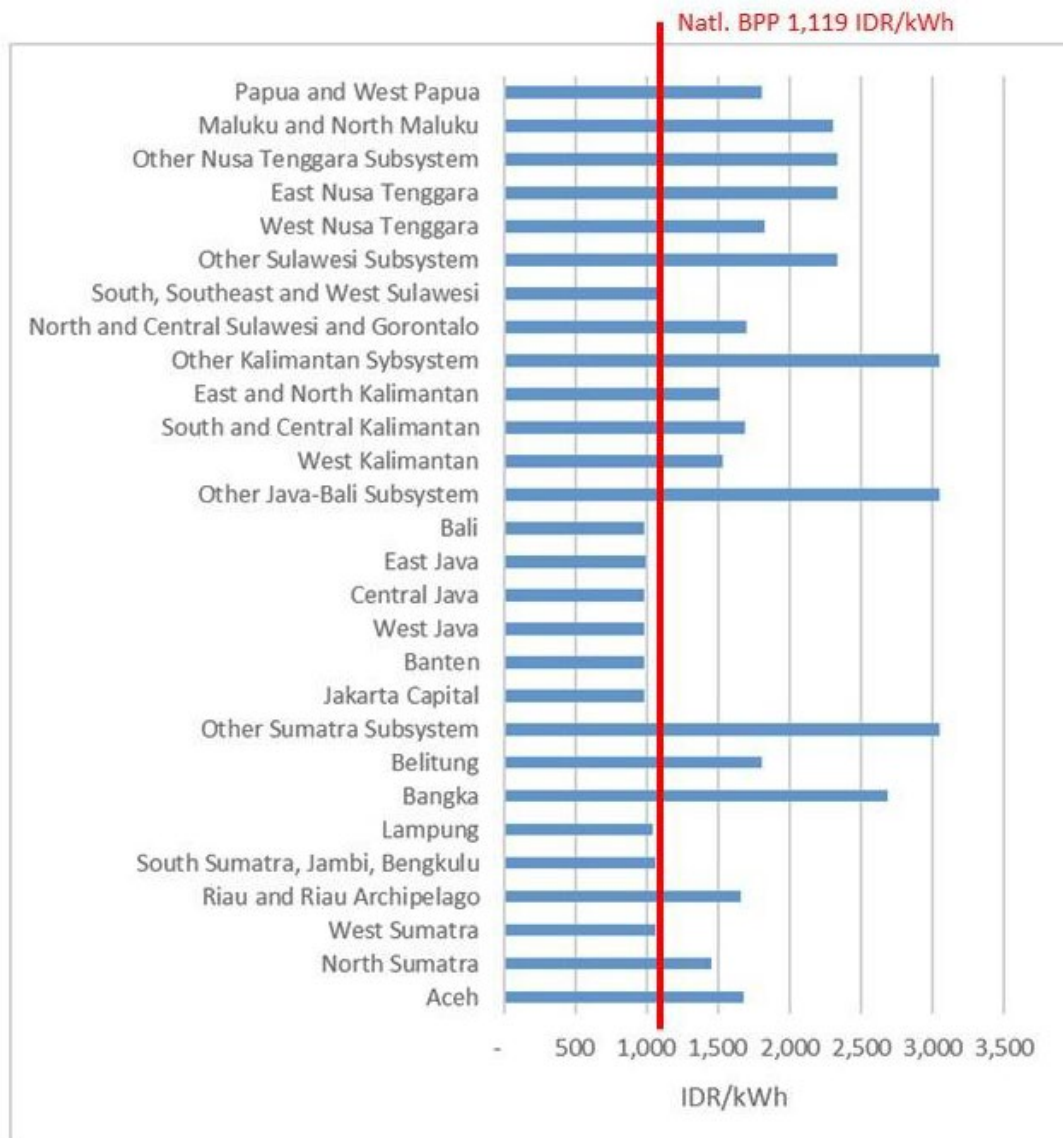


圖 9 印尼各區域基礎發電成本

印尼公共事業(水、電、瓦斯)中，2014年起外資比例逐年上升。2019年外資佔該產業21%，共投入59億美元，其中因印尼參與中國一帶一路計畫，中國投資金額與中資建設公司在印尼基礎建設產業中參與度增加。由於電力產業為印尼限制性投資產業，發電計畫中設有最高外資持股比例：

- < 1 MW：不允許海外投資
- 1~10 MW：外資不可超過49%

➤ ≥ 10 MW：外資不可超過 95%，但公私營合作計畫則可允許外資 100%持股

➤ ≤ 10 MW 的地熱計畫，最高 67%外資比例

另外，印尼在太陽能、水力發電、地熱發電的部分另有設置當地成分要求(Local Content)的規範。太陽能系統之當地成分需求如下：

➤ 無電網傳輸的獨立式太陽能系統：設備 39.87%，發電服務 100%。

➤ 離網地區社區型太陽能系統：設備 37.47%，發電服務 100%。

➤ 併網型太陽能系統：設備 34.09%，太陽能發電服務 100%。

三、印尼電力市場競爭者布局

由於印尼開放海內外民間企業參與電力發電產業，並且近年積極推動電力政策支援機制，吸引許多外資進入。在電力產業中，重要海外投資單位包含日本東京電力公司(TEPCO)、韓國 Korea Midland Power、中國國家電力投資集團。在發電方面，印尼國內兩大主要 IPP 為 Paiton Energy (日本三井投資 40.5%)與 Jawa Power (德國西門子投資 50%)。

表 5 印尼電力市場重要業者

企業	併網容量	投資單位	營運重點
PLN	43.2 GW	國營機構	<ul style="list-style-type: none"> • 持有並管理全國輸配電網絡
PT Paiton Energy	2.045 GW	<ul style="list-style-type: none"> • 三井集團 (日) • Nebras Power (卡達) • JERA Co (日) • Toba Bara (印尼) 	<ul style="list-style-type: none"> • 1994 年成為印尼第一間取得 IPP 資格之民營公司 • 共經營 3 座燃煤電廠，位於東爪哇 • 提供 Java-Bali 地區 10%的電力，產出 13.5 TWh/yr

企業	併網容量	投資單位	營運重點
PT Jawa Power	1.22 GW	<ul style="list-style-type: none"> • 西門子 50% (德) • YTL Power International + 丸紅商社 35% (馬+日) • PT. Bumipertiwi Tatapradipta 15% (印尼) 	<ul style="list-style-type: none"> • 與 PLN 簽有 30 年 PPA • 共經營 1 座燃煤電廠，位於東爪哇 • Jawa Power 電廠設計與建置等 EPC 作業由西門子主導，電廠維運作業由 YTL 旗下公司執行
Pertamina Geothermal	672 MW	<ul style="list-style-type: none"> • PT Pertamina (Persero) 91.1% (印尼) • PT Pertamina Pedeve Indonesia 8.9% (印尼) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2006 年由母集團 Pertamina 成立 • 為印尼最大地熱開發業者，進行熱源開發及地熱發電廠建置、營運等 • 目前共經營 5 座地熱電廠，2025 年預計新增 1 GW 裝置容量
Cirebon Electric Power	660 MW	<ul style="list-style-type: none"> • 丸紅集團 32.5% (日) • KOMIPO 27.5% (韓) • Indika Energy 15% (印尼) • Samtan (韓) • JERA (日) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2007 年由日韓公司投資，目前有一座 660 MW 電廠於西爪哇營運中 • 另有一座 1,000 MW 電廠預計於 2021 年啟用 • 兩座電廠皆使用燃煤發電
PT Bukit Asam	266 MW	<ul style="list-style-type: none"> • Inalum 國營鋁業 65.9% (印尼) • 大眾持股 31.2% 	<ul style="list-style-type: none"> • 2002 年於印尼上市，原為煤礦開發公司，近年逐漸拓展發電業務； • 2019 年於中爪哇經營 3 座燃煤電廠並正興建其他計畫，預計於 2022 年旗下電廠容量將達 1,240 MW。

在印尼再生能源容量安裝方面，印尼第一座大型風力計畫(75 MW Sidrap Wind Farm Project)於 2018 年在南蘇拉威西併網上線，2019 年 72 MW Tolo 1 Wind Farm 亦同樣於南蘇拉威西開始商業運

作。Sidrap 風力電廠由美國海外私人投資公司(Overseas Private Investment Corporation, OPIC)出資，印尼 UPC Renewables 及菲律賓 AC Energy 共同建造。Tolo 1 風力電廠則由 ADB 及加拿大氣候基金(Canadian Climate Fund)出資，由新加坡 Vena Energy 開發建置。《經濟學人》估計印尼風力發電系統設置潛力在 2030 年可達 1.6 GW，但印尼當地對於風力設備製造及相關金融貸款資源有限，需仰賴外國企業提供。

印尼政府預估印尼太陽能潛在安裝容量可達 208 GW，2020 年已裝置容量為 167 MW，但政府推廣新太陽能計畫，政策目標希望於 2035 年提升太陽能安裝量達 17.7 GW，其中包含 2.3 GW 屋頂型太陽能系統及 857 MW 浮力式太陽能系統。2020 年底 PLN 子公司與阿拉伯聯合大公國企業 Masdar 形成合資公司，於西爪哇開發一座 145 MW 浮力式太陽能電廠，預計於 2022 年商轉。印尼政府 2021 年太陽能新建計畫目標為 138.8 MW，但根據疫情抑制情況與工業恢復速度，目標達成障礙重重。研究顯示印尼太陽能發電於 2030 年應可達到 2 GW 的安裝容量。

印尼地熱資源豐富，預計占全球地熱資源 35%，共可安裝約 23.9 GW 地熱發電。2020 年印尼已安裝 2.1 GW 地熱發電廠，可供全國電力 5%，2021 年預計提升到 2.3 GW，2025 年達到 7 GW。已規劃於 2025 年前可商轉之地熱計畫包含 220 MW Rantau Dedap、110 MW Ijen、110 MW Hululais 3 個案子。Rantau Dedap 計畫由 ADB 及日本國際協力銀行(Japan Bank for International Cooperation, JBIC)提供貸款，由印尼商 Supreme Energy、法商 Engie、日商丸紅與日本東北電力公司合作開發。Ijen 計畫由印尼國內銀行提供資金，由印尼商 Medco Power 及美商 Ormat 共同開發。Hululais 為日本國際協力機構(Japan International Cooperation Agency, JICA)貸款計畫，由 PLN 及印尼商 Pertamina Geothermal Energy 共同開發。

2020 年印尼其他再生能源裝置容量包含 1.9 GW 生質能發電、109 MW 生質汽發電、16 MW 廢棄物轉換能源。印尼官方發展目標希望在 2021 年新增 13 MW 生質能燃燒發電，並於 2022 年完成設置 12 座 WtE 電廠。

表 6 印尼再生能源安裝容量

單位：MW

	2019	2020	2021(e)	2025(f)
風力	154	154	184	534
太陽能	152	167	227	792
其他非水力 再生能源	2,131	2,131	2,281	3,031

表 7 印尼十大再生能源電廠開發案

項	電廠	能源類別	地點	規模 (MW)	開發單位		狀態
1	Sorik Marapi Geothermal	地熱	North Sumatra	240	投資商	KS Orka Renewables(星)、Supraco Indonesia (印尼)	建置中
2	Baturaden Geothermal (PLTP Baturaden)	地熱	Central Java	220	投資商	印尼能礦資源部	可行性分析中
					建造商	PT Sejathrera Alam Energy (印尼)	
3	Gunung Geureudong Geothermal	地熱	Aceh	220	投資商	印尼能礦資源部	規劃中
4	Rantau Dedap Geothermal	地熱	South Sumatra	220	投資商	東北電力公司(日)、丸紅集團(日)、Engie(法)、Supreme Energy(印尼)	建置中
					建造、管理顧問商	Leighton Contractors(澳)、Mott MacDonald(英)	
					融資商	ADB(國際)、日本貿易保險(日)、JBIC(日)、三井住友(日)、三菱 UFJ(日)	
5	Barito Pacific Power Plant	地熱	West Java	150	投資商	Barito Pacific(印尼)	規劃中

項	電廠	能源類別	地點	規模 (MW)	開發單位		狀態
6	Muara Laboh Geothermal	地熱	West Sumatra	150	投資商	Engie(法)、Supreme Energy(印尼)、三井(日)	規劃中
					建造、管理顧問商	Rekayasa Industri(印尼)、富士電機(日)、Sinclair Knight Merz(澳)	
					融資商	JBIC(日)、ADB(國際)、三菱UFJ(日)、三井住友(日)、瑞穗銀行(日)	
7	Nautilus Tidal Stream Project	潮汐能	Nusa Tenggara	150	投資商	SBS Energy Kelautan(印尼)	建置中
					建造商	SBS International(英)、Atlantis Resources(星)	
8	Cirata Reservoir Floating Solar	浮力式太陽能	West Java	145	投資商	PLN(印尼)、Masdar(UAE)、Pembangkitan Jawa-Bali(印尼)	規劃中
9	Tolo Wind Farm	風力	South Sulawesi	144	投資商	Vena Energy(星)	規劃中
					建造、管理顧問商	Pembangunan Perumahan(印尼)、Mott MacDonald(英)、Siemens Gamesa Renewable Energy(西)	
					融資商	ADB(國際)	
10	Karah Bodas Geothermal	地熱	West Java	140	投資商	Star Energy Indonesia(印尼)、Chevron(美)	規劃中
					建造商	Hawkins Construction(紐)、Alstom(法)	
					營運商	Pertamina Geothermal Energy(印尼)	

四、印尼綠色電力產業發展合作機會與挑戰

隨著全球再生能源發展趨勢，再生能源發電設備的成本大幅下降。根據國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)及紐約資產管理顧問公司 Lazard 2019 年對各項能源發電成本的計算，大型太陽能電廠發電均化成本(Levelized Cost of Energy, LCOE)達 US\$68/MWh，岸上風力發電 LCOE 達 US\$53/MWh，而燃煤發電則在 US\$65~\$159/MWh。在價格上，使用再生能源汰換老舊發電設備的成本，比新建石化燃料發電廠來得划算。鋰離子儲能系統之 LCOE 也和許多發電系統的高峰需求價格相比具有競爭力，再生能源發電未來會更加經濟普遍。

臺灣因半導體產業發展成熟，促使太陽能產業鏈在臺灣快速發展，近期更積極推動鋰電池儲能系統及綠能微電網的技術應用，國內有多家業者可提供綠能發電設備及系統整合服務。印尼政府已為各種類型的再生能源及地區設定不同的 FIT 費率，僅以各地基礎發電成本之 85%~100%計算，電氣化比率越低之鄉村地區費率較高，但投資者可能需要支付額外的基礎設施成本。根據臺灣中小企業之產業特性與資本規模，與 PLN 商談開發大型綠能案的躉購合約並不合適，建議探索小型綠能系統與綠能微電網的商機。

(一)臺灣業者市場機會

- 離網鄉村有急迫電力需求：印尼政府近年鼓勵產業移往東部鄉村發展，許多島嶼目前由 PLN 使用柴油發電機組供電，但其服務並不穩定。印尼東部鄉村及離網地區有強烈電力基礎設施升級與電氣化的需求，而建置綠能系統可迅速供應所需電力。
- 小型電力計畫可避開 PLN 程序：有關印尼鄉村基礎建設發展，印尼國家規劃部及鄉村發展部等單位持有預算進行硬體升級，而

當地政府有權限自行與民間企業合作，核准小型電力系統的建設，省去與 PLN 商談供電的程序。因此，小型太陽能發電及儲能複合式微電網系統對於臺灣綠能業者而言是一個很好的市場切入點。

(二) 印尼鄉村綠能市場挑戰

- 當地可承接綠能電廠的技術人力及設備供應商稍嫌不足：綠能系統安裝及微電網營運在印尼仍然有許多問題須克服，例如缺乏具有微電網系統管理經驗的當地技術人員，及當地無合格設備供應商等等。我國綠能業者欲順利進入印尼市場，首先可透過國際合作，以系統整合商之角色導入成熟的微電網技術和商業化設備，尋找或培育合適的代理商提供當地技術訓練，在印尼偏遠地區建設微電網和供電，同時也能加速印尼的鄉村綠能電氣化。

隨著微電網技術的成熟，臺灣系統整合商在各國的綠能系統設計、工程建置、指導運營等方面擁有豐富的經驗，在國內外也有許多的示範場域。我國整合商可以提供客製化的系統設計和規劃概念、施工方法、系統維護和操作規劃，以及微電網系統營運的商業模型，可有效提升印尼鄉村電氣化的速度。由於 2021 年印尼仍須因應新冠疫情對國內經濟及社會活動所帶來的變化，國內各項工程並未完全復工，各項經濟開發政策有隨時變動的可能。建議業者多留意印尼官方動向，即時因應政策變動所帶來的產業環境變化。

