

# 華潤電力 (00836.HK)

煤價上升造就買入時機, 價值重估仍屬起步階段.

香港 | 電力行業 | 首次覆蓋

29 Sept 2021

## 買入 (首次)

現價 HKD 22.85

(現價截至 9 月 24 日)

目標價 HKD 33.4 (+46.2%)

### 公司資料

普通股股東 (百萬股):	4,810
市值 (港幣億元):	1,099.1
52 周 最高價/最低價 (港幣元):	24.8/7.5

### 主要股東 %

華潤集團(電力)有限公司	62.93%
Vanguard Group Inc	1.57%
Blackrock Fund Advisors	0.73%

Data Source: Bloomberg as of Sept 24, 2021

### 股價 & 恒生指數



Source: Wind, PSHK

### 財務資料

HKD mn	FY19	FY20	FY21E	FY22E
Net Sales	67,758	69,551	81,455	86,614
Net Profit	6,590	7,583	6,551	11,144
EPS, HKD	\$ 1.37	\$ 1.58	\$ 1.36	\$ 2.32
PE, x	24.9	18.5	24.5	14.4
BVPS, HKD	15.2	17.8	18.7	20.0
P/BV, x	2.20	1.87	1.79	1.67
DPS (HKD)	0.55	0.63	0.55	0.93
Div. Yield (%)	1.64%	1.89%	1.63%	2.78%

Source: Company reports, Phillip Securities Est.

### 研究員

葉浩然 (+852 2277 6514)

stanleyip@phillip.com.hk

## 投資概要

公司目標於十四-五期間新建 40GW 可再生能源發電規模容量, 約佔公司於 2020 年底在運 11.2GW 可再生能源權益容量規模約 3.57 倍. 我們預計可再生能源發電板塊貢獻利潤將會從 2020 年約 38.9% 提升到 2025 年超過 75%. 給予公司 \$33.4 HKD 目標價, 當中主要考慮 1) 十四-五 期間預測利潤增幅達 13.6% CAGR 2). 預測公司市盈率與新能源企業之間的差距將收縮. 仍未考慮潛在正面因素包括 1) 綠電交易為可再生能源發電提供電費潛在溢價, 2). 擴大峰谷電價價差對火電電費收入潛在正面影響.

## 十四-五期間新能源發電投資帶動利潤增長提速, 有望收窄與新能源企業之間估值差距.

公司可再生能源發電分部利潤從 2020 上半年 30 億按年增長 70.5% 至 2021 上半年 51.1 億元, 主要來自新裝機規模提速所貢獻. 我們根據管理層十四-五期間 40GW 新能源發電規模新建目標, 預測新能源板塊分部利潤於 2020-2025 年將會錄得 36.5% CAGR. 預計新能源板塊利潤將會於 2025 年貢獻超過 75% 企業總利潤, 相信市場會重新歸類華潤電力為新能源發電企業. 公司估值有望與港股新能源企業逐步拉近. 我們認為公司目前財政狀況足夠應付未來所需約 300-350 億每年的資本開支, 相信不需要於港股市場進行股本融資.

## 稀有傳統電力龍頭梯隊企業缺席 A 股市場, 擴大新能源發展將會帶來回歸好時機.

根據公司 40GW 新能源新建目標, 我們預計未來 5 年資本開支可能將會達到約 \$1,500 至 \$1,750 億港元. 相較於 13-5 期間總資本開支 \$1,049 億港元增幅約達 43% 至 67%. 雖然我們認為公司在不進行股本融資下仍然能夠支撐其資本開支需要, 但華潤電力作為電力行業龍頭梯隊企業考慮回歸 A 股市場作融資是絕對有其可能性. 而且加大新能源投資符合“雙碳”減排政策, 相信現在屬於有利時機考慮回歸 A 股. 但相信於港股進行股本融資的可能性不大; 1). 參考有於港股及 A 股雙邊掛牌的傳統電力企業, 例如: 大唐, 華能, 華電. 按照 9 月 15 日收市價計算, A/H 股溢價平均達到約 1.16 倍. A 股市場進行融資對股本分攤比例預計將會大幅小於於港市場進行融資. 2). 雖然華潤電力於過去 1 年股價累積升幅已經達到約 157.32%, 但 P/B 仍然只是小幅高於 1. 如果股本融資需要按照 P/B > 1 發行股本而言相信市場價格波動可能會影響發行的實際可行性, 所以相信於港市場作資本融資的風險相對較細.

## 煤價下半年漲幅較大將會短暫影響今年火電利潤, 但不改十四-五期間強勁基本面.

煤價於下半年漲幅較大, 我們預計 2021 年火電板塊可能會出現零利潤狀況. 公司約 50% 總發電量為以直供電方式銷售, 我們假設火力總發電量中直供電比例相約的情況下, 其將會於年底根據當時煤價水平重新調整 2022 年供電價格. 因此, 我們預計火電利潤將會於 2022 年有所恢復. 整體十四-五期間火電預計 業務維持小幅增長. 新能源板塊於 2020-2025 年之間預計利潤將會錄得約 36.5% CAGR, 所以我們認為煤價上漲的短期負面因素將不會影響公司十四-五期間加速轉型新能源發電對整體基本面帶動.

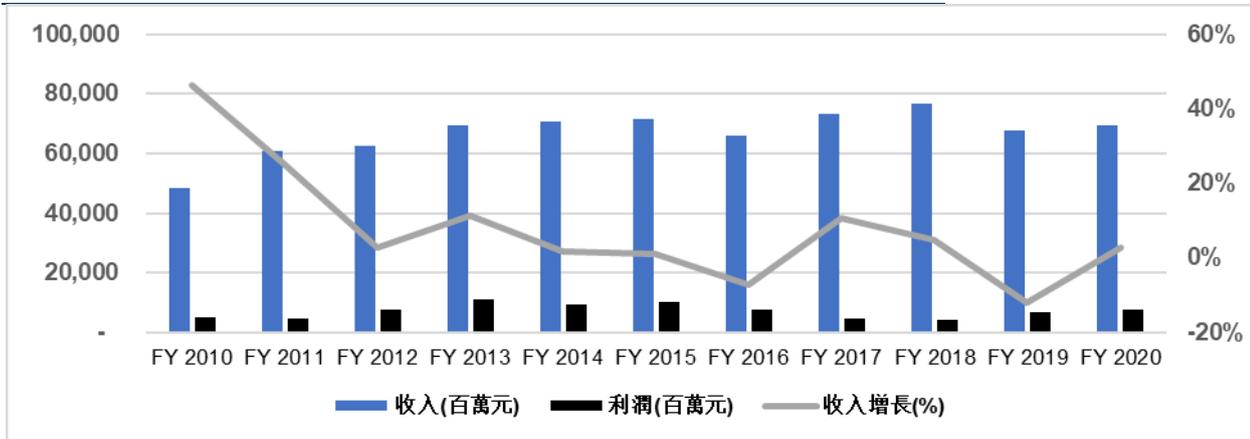
## 公司盈利預測及投資建議

公司三大業務: 傳統火電, 熱能供應 及可再生能源發電分別佔 2020 年總收入大約 74%/ 8%/ 18%. 從公司上半年公佈的業績來看, 營業收入為 422.3 億元人民幣, 同比增長 35.4%. 預計火電除了因煤價於 2021 年下半年大幅上漲所帶來短期負面影響外, 總體保持平穩增長. 擴大新能源投資將會加速利潤增長, 以及減低業績受煤價波動而影響. 給予公司 2021 年目標價為 33.4 港元, 對應 2021/ 2022/ 2023 每股盈利的市盈率為 24.5x/ 14.4x/ 12.5x. 首次覆蓋, 給予買入評級.

## 公司介紹

華潤電力於 2001 年在香港註冊成立,並於 2003 年成功於港交所上市.公司收入主要來自於火電, 風電, 水電及光伏能源發電. 華潤電力發電廠分佈於全國. 公司於 2018 年退出採煤礦業務, 並於 2019 年開始明顯加大對可再生能源發電投資.

圖一：公司過往十年的收入 (百萬港元)



來源：公司報告, PSHK

## 公司歷史

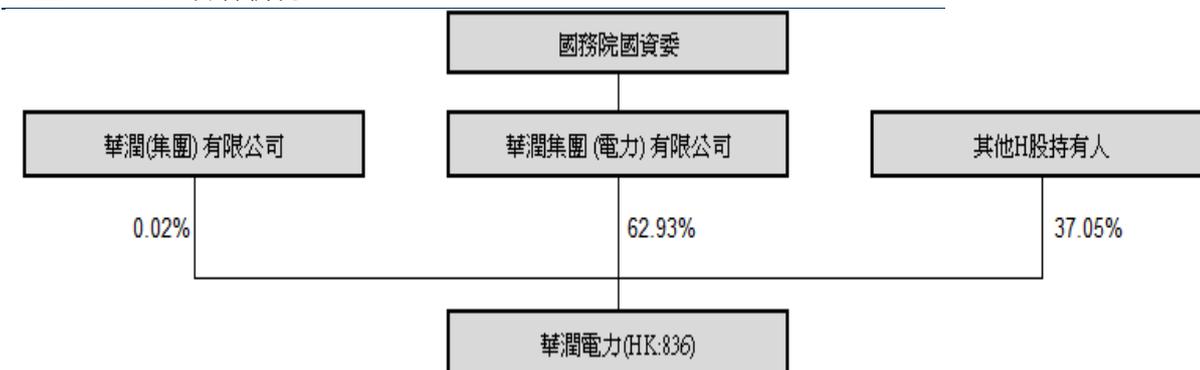
華潤電力於 2001 年在香港註冊成立. 2002 年通過收購三個分別位於溫州, 湖北及廣東的發電廠, 公司成為中國獨立發電商. 於 2003 年, 公司成功於港交所上市. 2006 年及 2007 年分別以收購和自建方式成功建立營運第一個風電及水電項目. 2009 年, 湖南分公司成立, 標志華潤電力的區域分公司改革第一步. 同年, 公司成為唯一入選香港恆生指數成份股的中資電力公司. 2010 年, 公司通過技改, 成功實現了發電, 蒸汽, 熱水, 制冷四聯供, 成為區域分布式能源項目. 2018 年, 公司建立售電與綜合能源服務“靈犀”品牌.

圖二：公司發展重要里程碑



來源：公司報告, PSHK

圖三：公司股權分佈情況.



來源：公司報告, PSHK

## 經營情況

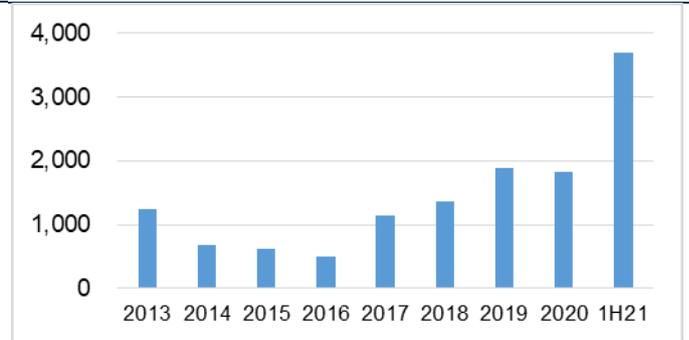
公司經營傳統火電及可再生能源發電業務。截至 2021 年 6 月 30 日，公司運營權益裝機容量為 47,063 兆瓦。其中，火電權益裝機為 32,127 兆瓦，佔比約為 68.3%；風電、水電及光伏發電項目運營權益裝機容量共達 14,936 兆瓦，佔比為 31.7%。持續加大投資新能源項目以符合新能源發電轉型及國家碳中和與碳達峰的發展方向。營運地區分佈方面，發電規模容量主要集中於華東、華中以及華南地區。

圖四：公司發電裝機權益分佈(兆瓦,MW)



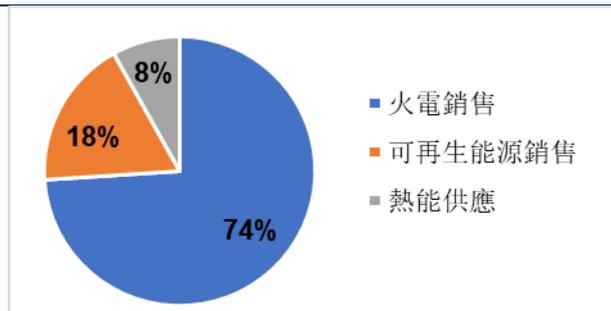
來源：公司報告，PSHK

圖五：公司新增投產新能源裝機容量(兆瓦,MW)



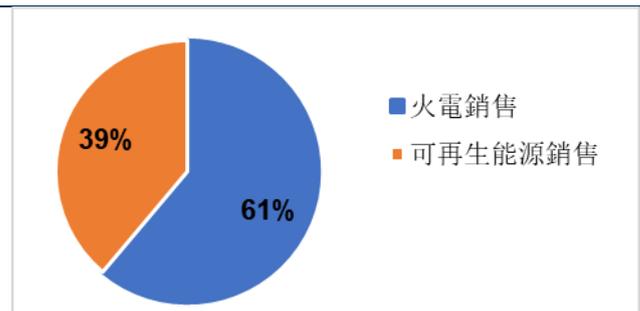
來源：公司報告，PSHK

圖六：2020 年公司分部業務佔營業收入佔比(%)



來源：公司報告，PSHK

圖七：2020 年公司分部業務利潤佔比(%)



來源：公司報告，PSHK

### 發電組合分佈中，新能源發電裝機持續提升。

公司 2020-2025 年總計劃新增約 40GW 新能源發電容量規模，擴投後新能源規模容量佔比將會超過總容量一半。截至 2021 年 6 月底，公司新能源投產裝機佔比為 32%。新能源投產容量佔比從 2019 年 23% 上升至 2020 年 26%，於 2021 年上半年新能源投產容量增長提速從 2020 年底佔比 26% 上升至 32% 佔比增幅達約 6ppts。我們預計十四-五期間年均資本開支將會加大至約 300-350 億港元，預計負債比率會有所提升但會維持在可控範圍內。

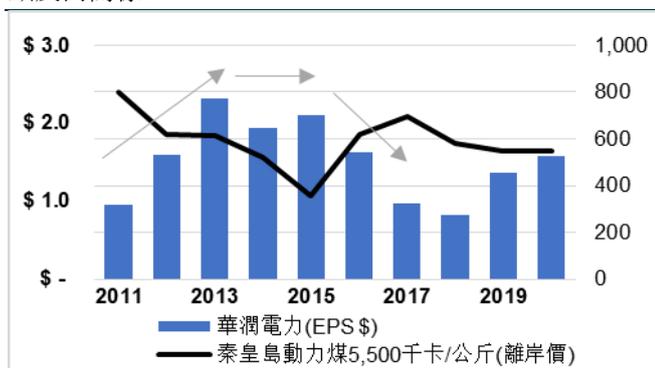
### 公司 2018, 2019 年開始加大新能源投資並出售上游煤採礦業務。提高業績穩定性，並降低盈利受到煤價波動的影響。

2011-2017 年期間，公司每股盈利變化與煤價走勢整體呈現反向關係，而且作為比較重要的業績波動因素。例如：2011-2015 年期間，煤價下跌帶動燃料成本下跌，利潤持續提升。2015-2017 年期間，煤價上升帶來成本端壓力而導致每股利潤出現下降。2018 年主要因為公司出售煤礦資產所錄得的一次性虧損，從而導致(會計)淨利出現較大幅度下降。2018-2020 年，雖然煤價呈現平穩狀態，但同時較多光伏/風電發電機投產而提供了逐年穩定業績增長。公司約 50% 總發電量為以直供電方式銷售，我們假設火力發電總量中直供電比例相約。以直供電模式下，年度電費價格一般會於上年底根據當時煤炭價格水平而訂立。如果煤價於年內錄得較明顯升幅，公司一般不能夠在年內以提高供電價格方式從而轉嫁成本上漲到下游用戶。加大新能源佈局將會令業務呈現較穩定上升的情況。

#### 十四-五期間大力投放於可再生能源，業績增長將會進入快車道。

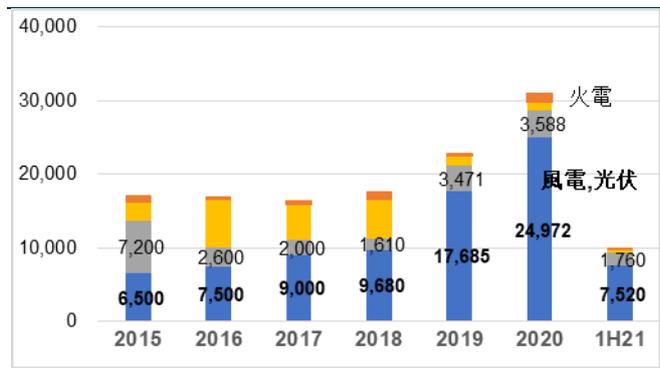
於十四-五期間，華潤電力將會投資建設約 40GW 光伏或風電發電項目。預計到 2025 年底，公司可再生能源裝機比例將會超過傳統火電規模，相對 2020 年底，公司在運約 11.3GW 可再生能源投產容量增長將會達到約 3.57 倍規模。相信能夠進一步改善公司業績穩定性，我們認為公司將會存在與可再生能源企業估值差距收窄的可能。由於火電盈利受到煤價作為主要原材料波動而對利潤的影響相對較大。於十四-五期間隨著新能源業務擴大，我們預計公司利潤將會總體呈現較快速上升的情況。公司過去一般以 IRR 約 8-9% 作為項目投資回報最低目標，但我們認為進入平價時代，現金流回款加快可能將進一步改善項目的整體回報率。

圖八：2011-2017 年期間，每股盈利(EPS)與煤價呈現較明顯反向關係：



來源：公司報告，PSHK, Bloomberg

圖九：公司過往資本開支 (百萬港元)



來源：公司報告，PSHK

### 電力行業相關政策分析

我們認為政策方向利好整體電力行業發展，而不僅是光伏與風電。由於風能及太陽能發電的連續性及可靠性相對傳統火電為差，在能源轉型中 [儲電仍然相對貴的情況下] 火電將會擔任重要用電量調峰角色。我們認為政策主體是利好新能源發展，但存量火電也會合理成長及維持。例如：政策合理拉大峰谷電價價差，將會利好火電作為調峰能源角色。可再生能源方面，政策加大力度改善新能源企業現金流，當中包括以綠電交易方式減輕補貼延遲對企業利息負擔。鼓勵金融企業合理加大支持新能源企業融資需求。

#### 回顧過往重要政策文件

日期:	政策	主要內容
2021 年 9 月	中國綠色電力交易試點正式啟動	建設初期，將優先組織未納入國家可再生能源電價附加補助政策範圍內的風電和光伏電量參與交易。
2021 年 8 月	<<國家發展改革委 國家能源局關於鼓勵可再生能源發電企業自建或購買調峰能力增加併網規模的通知>>.	1) 鼓勵發電企業自建儲能或調峰能力增加併網規模。 2) 允許發電企業購買儲能或調峰能力增加併網規模。 3) 鼓勵多渠道增加調峰資源。
2021 年 7 月	<<關於進一步完善分時電價機制的通知>>	合理確定峰谷電價機制。 - 上年或當年預計最大系統峰谷差率超過 40% 地方，峰谷電價價差原則上不低於 4:1; 其他地方原則上不低於 3:1。
2021 年 2 月	<<關於引導加大金融支持力度 促進風電和光電等行業健康發展的 通知.>>	已確權應收未收的財政補貼資金，可申請補貼確權貸款。對補貼確權貸款給予合理支持。優先發放補貼和進一步加大信貸支持力度。

來源：相關政府文件

**綠電交易試點啟用，將允許可再生能源發電通過電網與用電企業進行直接交易取得溢價，減輕補貼延遲的利息負擔。** <<中國綠色電力交易試點正式啟動>>

綠色電力交易現階段主要優先包括未納入國家可再生能源電價附加補助政策範圍內風電和光伏發電量參與交易。按照新華社數據顯示，9月7日首批綠電交易價格較當地電力中長期交易價格高約0.03元-0.05元/千瓦時。我們估計相較不同地區脫硫煤標杆電價存在約8-10%電費溢價。由於大企業需要履行社會責任而改用可再生能源，所以他們一般能夠接受較煤電價市場高的綠電費率。綠電交易能夠讓企業以主動承擔電價溢價方式，更便捷地確保其用電為來自可再生能源。但由於現時只是以試點型式進行，所以短期的利好因素相信相對有限。

**政策合理拉大峰谷電價價差，相信能夠為火電電價收入帶來小幅改善。**

根據<<關於2021年風電、光伏發電開發建設有關事項的通知(征求意见稿)>>，全國十四-五期間目標是加大新能源發電量佔比從11%左右逐年提高到2025年約16.5%左右。由於光伏及風能發電等可再生能源發電可靠性相對較弱，會加大整體發電、供電及售電成本負擔以維持電網供應穩定。由於用電量比較集中於數個時間段，電網及發電量日內需求起伏相對較大。由於光伏及風能發電輸出的可變性較低，建立分時電價機制將會能夠轉嫁更高的營運成本到用戶。從而建立讓電網及發電側運營更有效率的用電習慣，減少總體社會發電成本。對於火電企業作為重要調峰能源，政策擴大峰谷電價價差將會有利其電費收入。

#### <<關於進一步完善分時電價機制的通知>> 文件節錄

內容重點：

- 1) **合理確定峰谷電價價差**，系統峰谷差率超過40%的地方，峰谷電價價差原則上不低於4:1；其他地方原則上不低於3:1。
- 2) **基於系統最高負荷情況合理確定尖峰時段**，尖峰電價在峰段電價基礎上上浮比例原則上不低於20%。可參照尖峰電價機制建立深谷電價機制。
- 3) **建立健全季節性電價機制和榮枯電價機制**。要求日內用電負荷或電力供需關係具有明顯季節性電價機制。水電等可再生能源比重大的地方，建立健全榮枯電價機制，合理確定時段劃分，電價浮動比例。
- 4) **明確分時電價機制執行範圍**。要求各地加快將分時電價機制執行範圍擴大到除國家有專門規定的電氣化鐵路用電外的執行工商業電價的電力用戶。
- 5) **建立動態調整機制**。要求各地根據當地電力系統用電負荷或淨負荷或淨負荷特性變化，參考電力現貨市場分時電價信號，適時調整目錄分時電價時段劃分，浮動比例。
- 6) **加強與電力市場銜接**。要求電力現貨市場尚未運行的地方，電力中長期市場交易合同未申報用電曲線或未形成分時價格的，結算時購電價格應按目錄分時電價機制規定的峰谷時段及浮動比例執行。

來源：相關政府文件

**火電企業能夠提供調峰發電設施，將會有助更多可再生能源發電實行併網。**

由於新能源發電相對依賴自然環境，發電量的可調控性較低。比較適合作為基本負載性質的電力供應。如果電力供應在某一時間點出現不足的情況，光伏/風能由於天然資源不可控性而無法立刻提高發電輸出。可再生能源佔比加大將會影響電網供應的穩定性，所以政府鼓勵興建新發電產能時同步建設1) 備電及2) 儲電相關產能。根據<<國家發展改革委 國家能源局關於鼓勵可再生能源發電企業自建或購買調峰能力增加併網規模的通知>> 文件顯示，超過電網企業保障併網以外的規模初期按照功率15%的掛鈎比例(時長4小時以上) 配建調峰能力，按照20%以上掛鈎比例進行配建的優先併網。2021年國家保障性併網規模為不低於9,000萬千瓦。由於2020年光伏及風電裝機規模已經達到約1.2億千瓦，所以提供備電/調峰[例如：火電] 能力將會是新能源企業裝機容量在保障性併網規模以外希望建設更多新能源發電裝置的重要決定因素。相信會有利於綜合型發電企業。

## 展望十四-五期間電力行業供需格局分析:

十四五期間，行業分析預測全社會用電需求將會保持 4.17% 複合增長率。

電力行業相信於十四五期間將會維持較快用電量增長速度。汽車電動化將會為未來電力行業帶來新增長動力。根據全球能源互聯網發展合作組織預測，中國全社會用電量將會由 2020 年的 7.5 萬億千瓦時增長至 2025 年以及 2030 年分別約為 9.2 萬億，10.7 萬億千瓦時。到 2050 年以及 2060 年，總用電量將會達到約 16 萬億及 17 萬億千瓦時。

圖十：中國全社會用電量預測。

中國全社會用電量預測					
	2020	2025	2030	2050	2060
用電量(萬億千瓦時)	7.5	9.2	10.7	16	17
用電量複合增長率(%)		4.17%	3.62%	2.56%	2.07%

資料來源：全球能源互聯網發展合作組織預測，PSHK

### 十四-五可再生能源發展預期：

可再生能源發電增量將會為十四-五期間社會用電增量需求的主要貢獻來源。根據相關行業協會對十四-五期間新增規模容量預測，我們估計新建光伏及風電發電量將會僅足夠提供約 2/3 的中國全社會用電增量需求。由於光伏/風電整體平均利用小時少於火電 50%，所以一般需要較大的裝機容量來滿足相等的電力需求。

### 中國可再生能源發電裝機，預計在 2025 年底達到超過 50%。

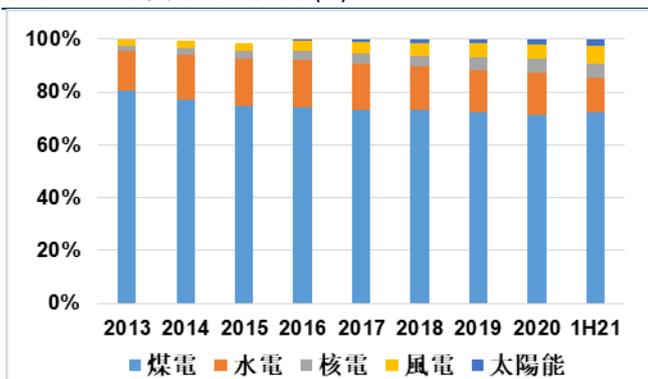
截至 2020 年底，中國可再生能源發電裝機總容量規模達到 9.3 億千瓦，佔總發電裝機容量比重為 42.4%。相對 2012 年的水平，上升約 14.6%。根據發改委 2021 年 4 月 2 日發佈標題為 <<為中國可再生能源實現跨越式發展>>，預計到 2025 年底，可再生能源的發電裝機佔中國電力裝機比例將超過 50%。全社會用電量持續轉向風能，太陽能，相信會持續利好對於新能源發電投資企業未來前景。但需要留意可再生能源發電裝機 > 50% 並不等於發電量超過 50%，主要是光伏/風能的平均利用小時遠低於火電。實際發電量一般 = 利用小時 x 設備規模 (ex:500MW)。

圖十一：2021 年 4 月中央人民政府網站 - 標題：中國可再生能源實現跨越式發展 [節錄]

- 大規模發展** “十四五”期間可再生能源年均裝機規模將有大幅提升，裝機規模將進一步擴大，到“十四五”末可再生能源的發電裝機佔我國電力總裝機的比例將超過 50%。
- 高比例發展** 到“十四五”末，預計可再生能源在全社會用電量增量中的比重將達到三分之二左右，在一次能源消費增量中的比重將超過 50%，可再生能源將從原來能源電力消費的增量補充，變為能源電力消費增量的主體。

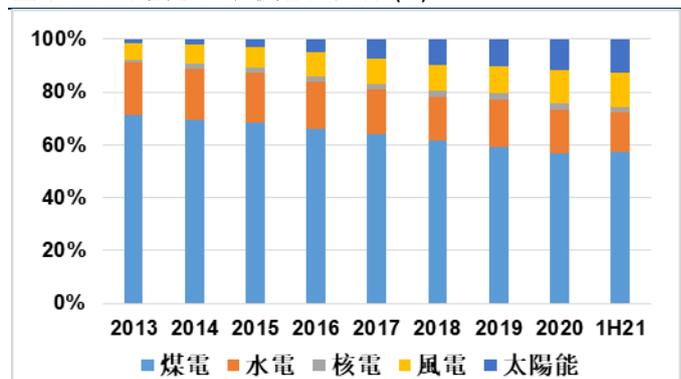
來源：公司報告，PSHK

圖十二：中國發電量分佈 (%)



來源：Bloomberg, Wind, PSHK

圖十三：中國發電裝機容量分佈 (%)



來源：Bloomberg, Wind, PSHK

**業界預計風能裝機規模到 2030 年至少達到 8 億千瓦 (800GW)。**

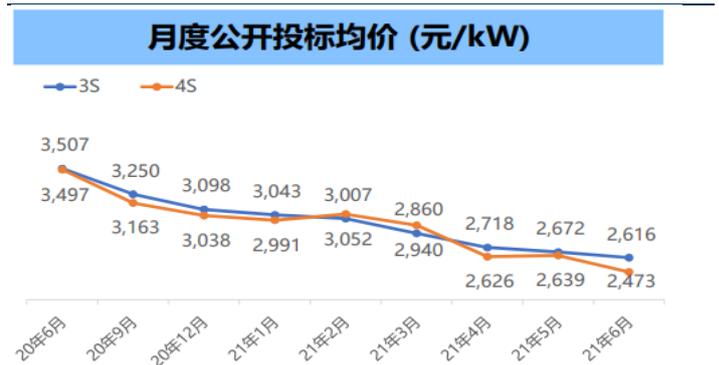
根據 2020 年 10 月份風能企業代表聯合發布《風能北京宣言》，於十四五期間保證年均新增裝機 5,000 萬千瓦以上。2025 年後，中國風電年均新增裝機容量應不低於 6,000 萬千瓦。到 2030 年總風電裝機規模容量將不少於到 8 億千瓦，到 2060 年不少於 30 億千瓦。參考金風科技公開數據顯示，全國公開招標風電容量為 Q1 - 14.2GW, Q2 - 17.2 GW。相對於風電業保證每年新建不低 50 GW 相約。所以認為未來隨著風電設備價格維持合理水平，將會有利於未來風電相關投資。

**風電裝置總成本相對光伏較貴。但如果按照全國平均利用小時數差異作調整，現時風電每度電固定成本與光伏相約。**

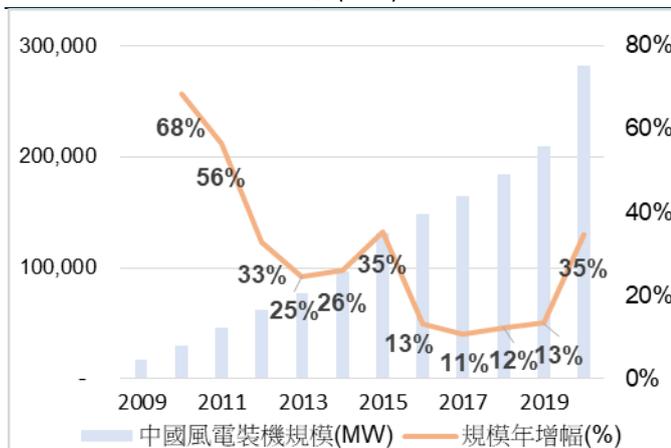
根據電力企業相關數據，風電及光伏發電裝置總資本開支 [包括:安裝, 施工等等] 分別約為 \$6,000 和 \$3,000 - \$4,500 人民幣每千瓦，按照現時發電設備價格估計。但風電與光伏之間所存在的價格差距並不代表光伏發電相對風能擁有絕對競爭優勢，主要原因是光伏利用小時相較風能為低。按照 2020 年全國風電/光伏平均利用小時數分別為 2,097 小時及 1,160 小時計算，我們認為現時風電與光伏整體每度電成本相約。所以我們認為短期影響裝機規模比的要素反而是 1). 各地的風資源情況。2). 地區政府對可再生能源的規劃情況。

**圖十四：全國公開招標容量(GW)**

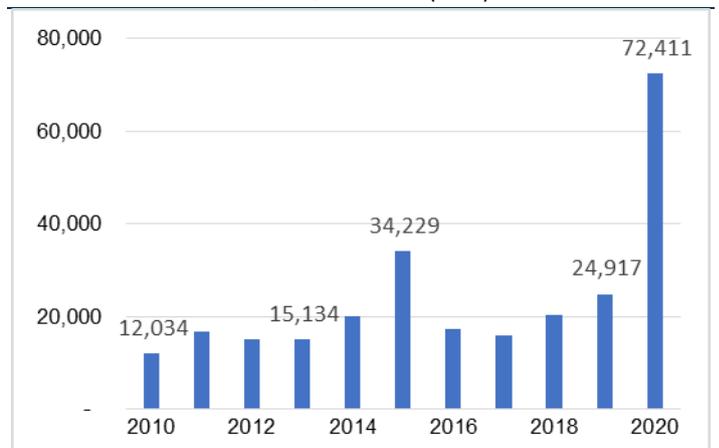

來源：金風科技報告，PSHK

**圖十五：月度公開投標均價(元/kW)**


來源：金風科技報告，PSHK

**圖十六：中國風電裝機規模(MW)**


來源：Bloomberg, Wind, PSHK

**圖十七：中國風電裝機規模- 年增量(MW)**


來源：Bloomberg, Wind, PSHK

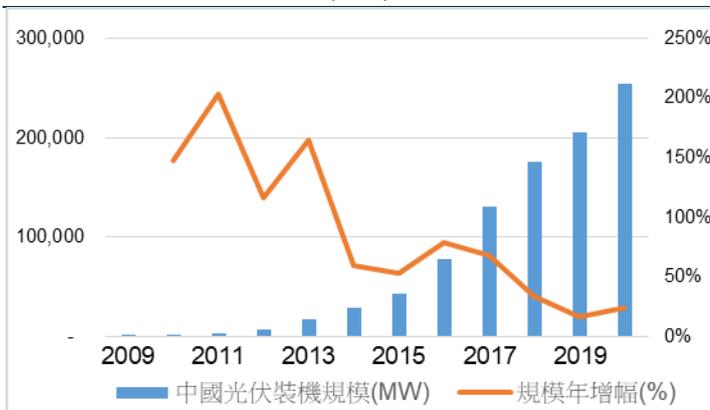
**光伏發電裝機預計將會於十四-五期間加速。**

中國光伏行業協會預測,“十四五”期間,國內光伏裝機規模年均增幅約為 70-90GW. 預計 90GW 為相對較樂觀的預測. 根據 <<關於 2021 年風電,光伏發電開發建設有關事項的通知(征求意见稿)>>, 全國風電及光伏發電發電量佔比預計從 2021 年約 11%左右, 逐年提高到 2025 年約 16.5%左右.

**分佈式光伏帶動裝機容量增長。**

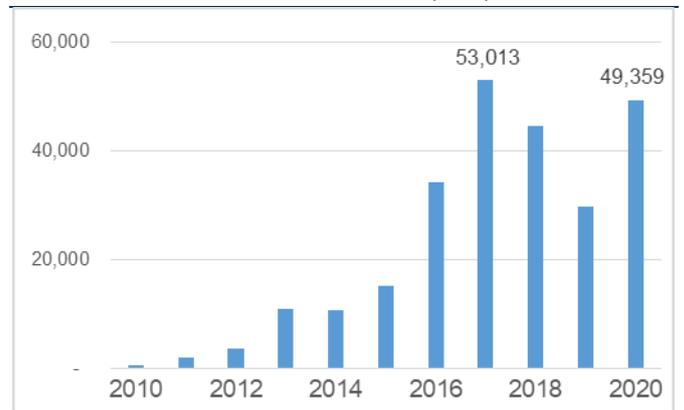
根據國家能源局數據顯示, 2021 年上半年新增裝機為 13.01GW, 其中, 集中式光伏新增裝機規模為 5.36GW, 分布式光伏為 7.65GW, 佔比分別約為 41.2%和 58.85%. 根據 2021 年 8 月 1 日起開始執行的<<關於 2021 年新能源上網電價政策有關事項的通知>>, 2021 年對新備案集中式光伏電站, 工商業分布式光伏項目, 中央財政不再補貼, 實行平價上網. 相信可能會對上游機組價格帶來回落的空間從而利好下游投資者.

圖十八：中國光伏裝機規模(MW)



來源：公司報告, PSHK, Bloomberg, Wind

圖十九：中國光伏裝機規模-年增量(MW)



來源：公司報告, PSHK, Bloomberg, Wind

圖二十：中國光伏裝機規模預測 (MW)



- ✓ 48.2GW  
2020年國內光伏裝機超预期發展
- ✓ 55-65GW  
預計2021年新增裝機規模
- ✓ 70-90GW  
“十四五”國內年均光伏新增裝機規模



來源：公司報告, PSHK, 光伏行業協會

## 十四五期間，火電增量需求預測：

圖二十一：十四五期間新增用量需求假設

十四五期間新增用电量假設						
	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
用电量(萬億千瓦時)	7.50	7.81	8.14	8.48	8.83	9.20
用电量複合增長率(%)		4.17%	4.17%	4.17%	4.17%	4.17%
<b>用电量增長(萬億千瓦時)</b>		0.313	0.326	0.339	0.354	0.368
假設新增風能裝機(億千瓦時)		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
假設(平均利用小時)		2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
新增風電量貢獻(億千瓦時)		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
單位轉換(億至萬億千瓦時)		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
<b>新增風電量貢獻(萬億千瓦時)</b>		0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
假設新增光伏裝機(億千瓦時)		0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
假設(平均利用小時)		1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
新增光伏電量貢獻(億千瓦時)		1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
單位轉換(億至萬億千瓦時)		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
<b>新增光伏電量貢獻(萬億千瓦時)</b>		0.105	0.105	0.105	0.105	0.105
假設新增核電裝機(億千瓦時)		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
假設(平均利用小時)		7,021	7,021	7,021	7,021	7,021
新增核電量貢獻(億千瓦時)		281	281	281	281	281
單位轉換(億至萬億千瓦時)		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
<b>新增核電量貢獻(萬億千瓦時)</b>		0.028	0.028	0.028	0.028	0.028
假設新增水電裝機(億千瓦時)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
假設(平均利用小時)		3,622	3,622	3,622	3,622	3,622
新增水電量貢獻(億千瓦時)		362	362	362	362	362
單位轉換(億至萬億千瓦時)		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
<b>新增水電量貢獻(萬億千瓦時)</b>		0.036	0.036	0.036	0.036	0.036
<b>減去核電/風電/光伏/水電貢獻後，火電估計新增發電量(萬億千瓦時)</b>		0.043	0.057	0.070	0.084	0.099
火電容量規模-假設不再新增(萬億千瓦)		0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
<b>利用小時數新增(按年)</b>		34.93	45.41	56.32	67.69	79.53

來源：公司報告，PSHK，核能行業協會，水規院，光伏行業協會

### 核電及水電於十四-五期間預計增量有限，由於一般建設周期較長不能於短時間加大規模。

- 根據核能行業協會發布《中國核能發展報告(2021)》藍皮書，十四五時期核電機組運轉裝備容量將達到 7,000 萬千瓦。相較 2020 年底約 5,000 萬千瓦增幅為 2,000 萬千瓦。
- 根據水規總院 2021 年 6 月發佈《中國可再生能源發展報告》數據，中國在建水電規模約為 4,800 萬千瓦。由於一般水電規模較大，需要 5-7 年建設期。所以我們認為十四-五期間規模增長不大於 5,000 萬千瓦。

### 火電能源未來發展：

市場相對比較擔憂火電未來發展，主要是由於不了解光伏/風電每年新增發電量預計並不足夠滿足每年全國社會用電增量。現時電力企業積極加大對再生能源發電投入，但相信新建可再生電力容量只能夠滿足約 2/3 社會用電需求增量。存量及部份新增電力需求仍然會由火電提供，所以整體存量火電資產的利用小時相信會持續保持平穩至小幅上升。根據《可再生能源發電全額保障性收購管理辦法》2016 - 於電量需求有限的情況下，再生能源(非化石能源)發電項目供應將會被優先採用。市場擔憂存量火電項目的利用小時數會否因可再生能源裝機擴大而出現明顯下降，但我們認為市場屬於過份擔憂。

### 用電需求增長預測足夠支撐火電行業利用小時數。

從長遠發展方向，可再生能源發電量佔比會持續擴大。未來火電可能會成為調峰或備用發電等等型式存在。展望十四五期間，如果按照相關風能/光伏新增裝機預測，約 66% 的新增用電量將會能夠以新增光伏/風能裝機所支撐。由於電量需求新增足夠，所以我們認為存量火電的利用小時不會受到影響。

### 預計新建煤電廠供應相對有所限制

我們認為十四-五期間將會持續過去 13-5 期間對火電政策措施；1) 淘汰落後產能及 2) 優化改造現有產能。對於未來新增火電項目可能會以風光火儲能一體化的項目為主。過去政策一直對於新增火電項目方面相對嚴格。例如：自 2017 年發佈《關於推進供給側結構性改革 防范化解煤電產能過剩風險的意見》，「政府發布煤電規劃建設風險預警，按照適度有序的原則，分類指導各地自用煤電項目的核准，建設工作。」以減少煤電新產能建設。2019 年國家發改委，能源局聯合發佈《深入推進供給側結構性改革 進一步淘汰煤電落後產能 促進煤電行業優化升級的意見》，其中主要包括淘汰關停 1) 一些不具備供熱改造條件的機組。2) 供電煤/水耗改造後仍不達標機組。未來新建煤電廠相信有限，會小幅度有利存量火電利用小時數提升。

### 近期催化因素：

可再生能源板塊從 2021 年開始進入平價時代，不再補貼新建但不影響已併網存量項目補貼。平價項目由於沒有補貼，將不會受到補貼發放延遲影響。由於中國再生能源基金缺口持續擴大，電力企業普遍開始採取了不同融資方式（例如：ABS, ABN 發行來解決可再生能源補貼延遲發放對現金流壓力。煤價持續上行，對火電廠短期經營帶來壓力。企業積極請求地方政府允許電價上浮從而減輕火電廠經營壓力。

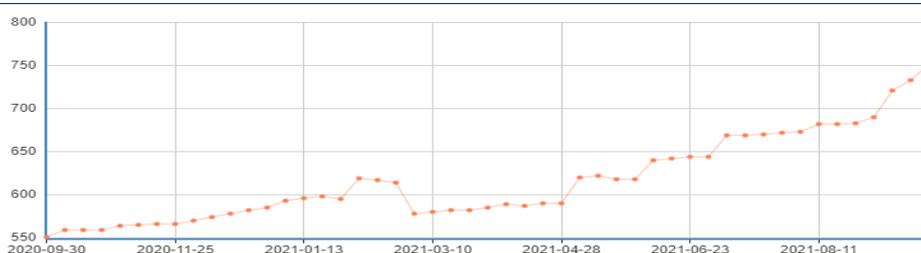
### 陸上風電及光伏電價明確以當地燃煤發電基準價執行

2021 年陸上風電及光伏發電進入平價及競價時代後，新併網風電及光電項目將不再會得到新能源補貼。根據 2021 年 6 月份發改委發佈《關於 2021 年新能源上網電價政策有關事項的通知》新建光伏及陸上風電將上網電價會以平價，即根據當地脫硫燃煤機組標杆上網電價而定。相較以往可以選擇以平價或競價方式併網發電，政府對於陸上風電及光伏電價市場化力度加大；競價上網要求以招標價低者得方式進行電價確定。明確中央政府不再補貼「新備案集中式光伏電站，工商業分佈式光伏項目和新核准陸上風電項目」，相信會減輕再生能源發展基金未來潛在新支出的額外壓力。

### 煤價上升影響火電利潤，業界請求提價以改善經營。

年初至今煤價價格漲幅較大，對於不少火電企業帶來經營虧損壓力。截至目前，部分地方政府已經發文提及允許交易電價基準上浮不超過 5%/ 10%/ 15% 不等。但由於調價需要當地政府允許，可能一些地區因為調價影響相對較大而暫不進行調價。過去電力企業包括大唐國際，北京國電電力，京能電力，華能集團等 11 家燃煤企業曾聯名請求《關於重新簽約北京地區電力直接交易 2021 年 10-12 月年度長協合同的請示》，以減輕煤價價格大幅上漲所帶來的虧損。但總體我們相信煤價上漲對直供電利潤方面影響相對短暫，由於一般直供電價會於明年根據當時煤價水平而重新訂價。

圖二十二：環渤海動力煤價格指數 [As of Sept 24, 2021]



數據來源：秦皇島煤炭網 [www.cqcoal.com](http://www.cqcoal.com)

部分地方政府發文允許直供電價格上浮：		
日期	地區城市	相關內容
9 月份	上海市	《進一步規範本市非電網直供電價格行為工作指引》非電網直供電終端用戶用電價格按照“基準電價+上浮幅度”確定，最大上浮幅度不得超過 10%
7 月份	內蒙古	《關於明確蒙西地區電力交易市場價格浮動上限並調整部分行業市場交易政策相關事宜的通知》自 2021 年 8 月起，蒙西地區電力交易市場燃煤發電電量成交價格在基準價的基礎上可以上浮不超過 10%。
8 月份	寧夏	《關於調整 2021 年電力直接交易有關事項的通知》有序放開煤電企業優先發電計劃，允許煤電交易價格上浮，煤電月度交易價格在基準價（0.2595 元/千瓦時）的基礎上可以上浮不超過 10%。執行期限為 2021 年 8-12 月。

來源：相關政府文件

### 鼓勵以確權補貼應收款進行融資，相信能夠改善新能源企業現金流。

由於新能源發展缺口較大，我們估計截至 2019 年底累計達到約 3,158 億人民幣規模缺口 [根據行業協會《<<新能源補欠問題及政策建議>> 文件顯示估計截至 2019 年底，總拖欠金額約為 3,273.09 億元]。在缺口於 2020 年持續擴大情況下補貼資金發放款方面延遲，對於發電企業的現金流方面構成一定負面影響。我們認為政策正積極為新能源企業因補貼延遲而影響企業現金流著力改善，例如：2020 年底發佈，<<不再發佈可再生能源補貼目錄申請 以加快補貼清單有關審核工作>>。能夠加快企業可再生能源發電量補貼確權，從而能夠以確權補貼應收帳取得融資渠道。2021 年 2 月份的政府文件也鼓勵再生能源發電企業以多元化方式融資，例如：再生能源應收帳證券化等等，將會有利行業現金流轉化及再投資。近期比較多電力企業發行補貼應收帳 ABS 以加快回款速度，從而加快新能源項目投資。

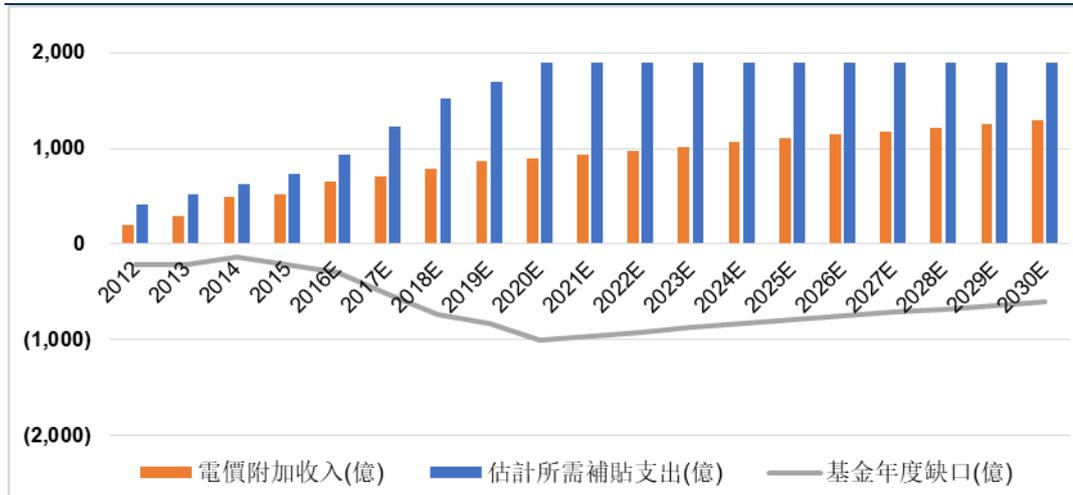
支持可再生能源企業融資相關文件：		
日期	相關政策	內容：
2020 年 11 月	<<關於加快可再生能源發電補貼項目清單審核有關工作的通知>>	抓緊審核存量項目信息，分批納入補貼清單。按照項目全容量並網時間先後順序，成熟一批，公佈一批，盡快完成補貼清單的公佈。
2020 年 11 月	<<關於開展可再生能源發電補貼項目清單審核有關工作的通知>>	國家不再發布可再生能源電價附加補助目錄，而由電網企業確定並定期公布符合條件的可再生能源發電補貼項目清單。
2021 年 2 月	<<關於引導加大金融支持力度 促進風電和光電等行業健康發展的通知>>	1) 已確權應收未收的財政補貼資金，可申請補貼確權貸款。 2) 對補貼確權貸款給予合理支持。 優先發放補貼和進一步加大信貸支持力度。

來源：相關政府文件

### 我們預測短期再生能源基金缺口會持續存在，但由於新建不再進行補貼以缺口將會逐年縮減。

按照現時的收費標準 1.9 分/kWh 可再生能源電價附加費，相信國家能源補貼缺口會持續存在。而且相信增加附加費的可能性將會較低，主要是避免加大社會負擔。由於補貼支出於 2021 年進入平價時代後，將不會出現過去般的大幅上升以及項目補貼只有約 20 年有效期，所以我們認為補貼應收帳只是出現時間延遲的情況而不會出現過去市場擔憂的違約風險。我們認為<<關於引導加大金融支持力度 促進風電和光電等行業健康發展的通知>> 及 <<關於加快可再生能源發電補貼項目清單審核有關工作的通知>> 兩份政策文件 1). 鼓勵金融機構支持新能源企業貸款，2). 加快可再生能源發電補貼項目清單審核，目的是為了減輕新能源企業補貼延遲所帶來的現金流壓力。而且，不少電力企業已經開始發行應收帳 ABS 以改善其現金流問題。所以總體我們相信情況正在逐步改善。

圖二十三： 可再生能源發展基金缺口估計(億元人民幣)



來源：公司報告，PSHK estimate, Wind, Bloomberg

### 公司經營分析：

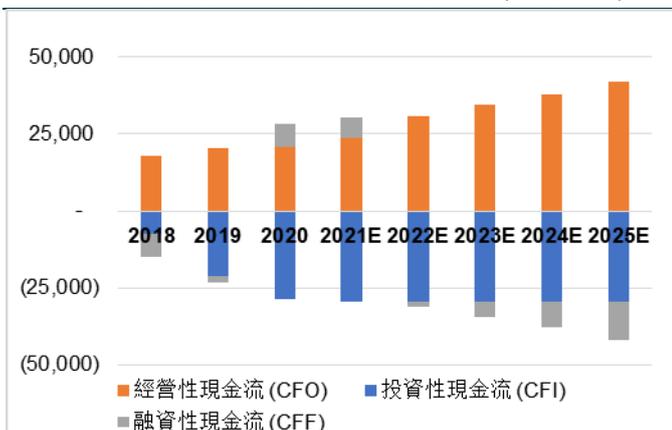
#### 十四五期間，公司計劃新建 40GW 可再生能源發電機組。

管理層計劃於 2021-2025 年期間目標新增 40GW 可再生能源裝機容量。新能源裝機容量佔比將會超過傳統火電規模。資本開支相信將會維持於較高水平約 300-350 億每年，管理層認為 1) 內生業務現金流增長，2) 貸款融資 及 3) 新能源補貼證券化 將會足夠支撐所需的資本開支。公司現時資本負債水平屬低於同業水平。截至 2021 上半年底，華潤在手已核准或備案約 0.6GW 兆瓦風電 和 22.3GW 光伏項目，合共約 22.9GW。相信目前公司在手項目能夠為未來 40GW 建設目標提供足夠確定性。

#### 相信以補貼應收帳發行 ABS 能夠加快現金回流，支持公司未來資本支出。

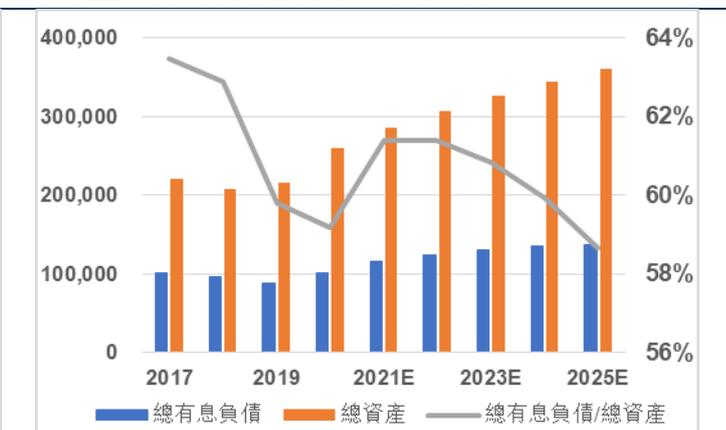
我們預測總負債資產比率會於 2021-2022 年有所提升，但總體仍然處於可控範圍。隨著更多可再生能源設施上網發電貢獻收入，將會減輕公司投資所需資金壓力。我們預計資產負債率將會逐年提升並預計會於 2023 年開始見頂回落，自由現金流預計將會於 2022-2023 年開始回復正值數。未來更大部份的利潤預計將會來自於可再生能源（光伏/風電）發電量貢獻，將會於 2023-2025 年成為可再生發電利潤貢獻為主的電力企業。

圖二十四： 公司現金流情況相信維持穩健。(百萬港元)



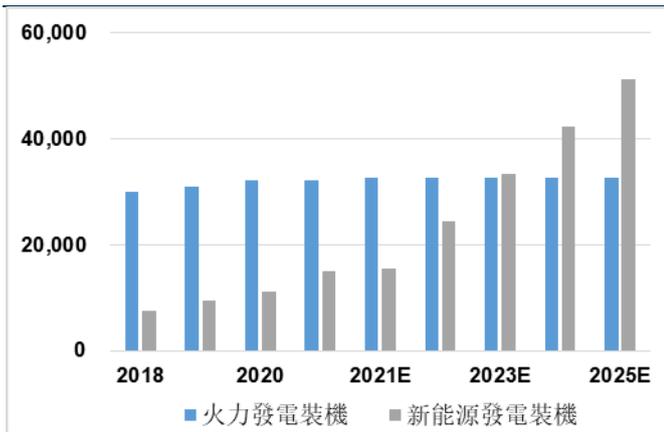
來源：公司報告，PSHK estimate

圖二十五： 預計資本負債率仍然維持穩健



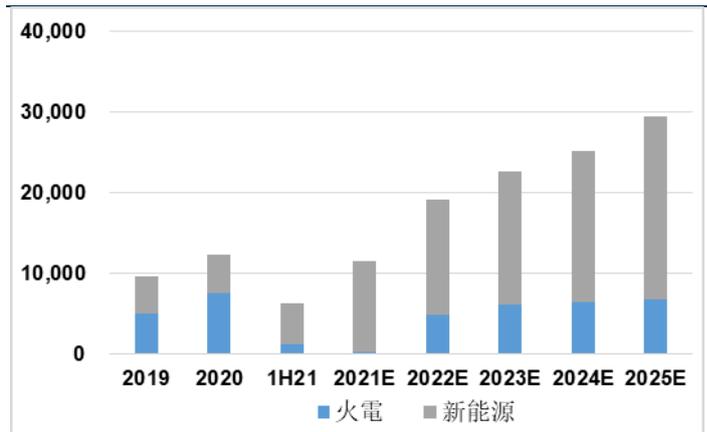
來源：公司報告，PSHK estimate

圖二十六：預測公司裝機容量分佈 (兆瓦, MW)



來源：公司報告，PSHK estimate

圖二十七：預測可再生能源將貢獻大部份利潤 (百萬港元)

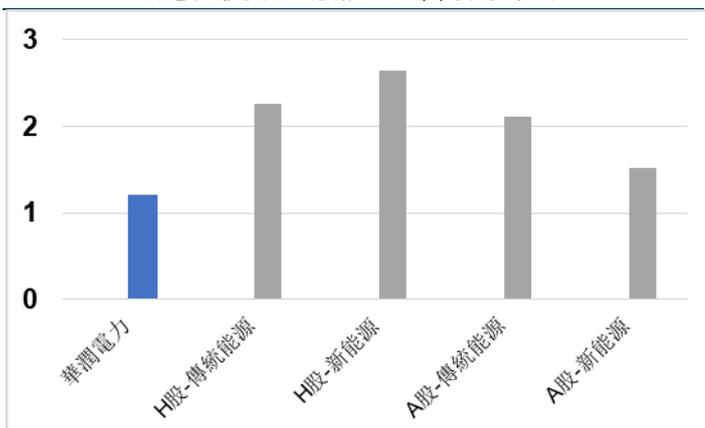


來源：公司報告，PSHK estimate

**總體負債率低於行業平均水平，相信能夠支撐未來十四-五期間投資所需。**

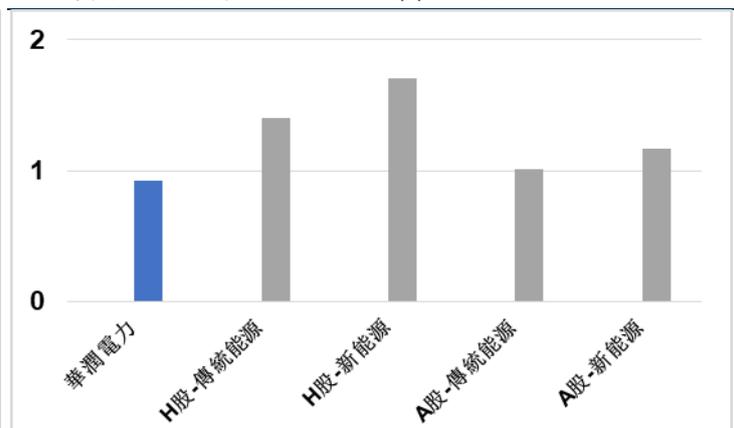
雖然於十四-五期間公司預計加大投放於新能源的資本開支，將會小幅擴大其負債比率。預計公司負債比率仍然會低於行業平均。所以我們認為加大投資對於公司負債壓力相對不大，資本融資的壓力也相對較少。但我們相信 40GW 新能源投入（預計約 300-350 億每年投入）能夠為公司帶來潛在回歸 A 股上市機會，以及未來轉型為新能源收入為主導的發電企業。將會可能出現估值修復機會。

圖二十八：有息負債/普通股權益比(x) 行業平均



來源：公司報告，PSHK, Bloomberg

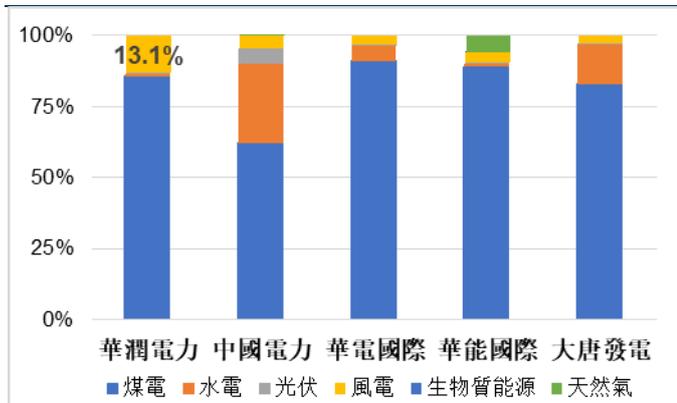
圖二十九：淨負債/普通股權益比(x) 行業平均



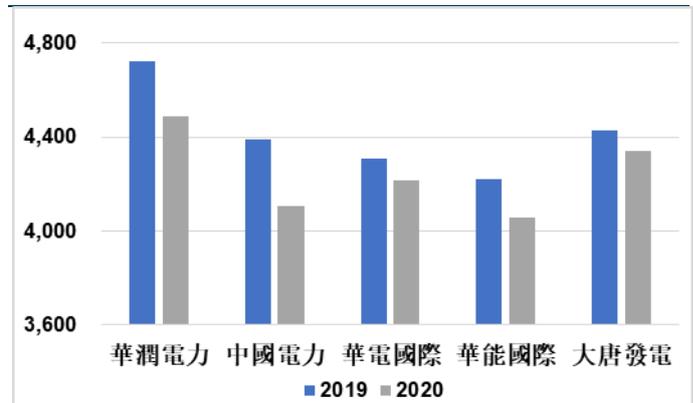
來源：公司報告，PSHK, Bloomberg

**公司火電資產優於行業，能夠提供現金流投資新能源。**

市場擔心火電於未來可能面對利用率降低的影響，主要因為不同電力企業都大幅度增加對於可再生能源發電投入可能影響對火力發電需求。但我們相信市場過分擔憂可再生能源對存量火電項目的影響。根據全社會用電量於十四-五期間保持約 4.17% 複合增長率的行業預測，風能及光伏發電增量預計只滿足約 2/3 的全社會用電增量。雖然再生能源發電量佔比整體會有所提升，但相信對於存量火電項目的影響不大。2021 上半年，公司火電利用小時數仍然錄得按年約 10.5% 增幅至 2,254 小時。華潤電力總體煤電平均利用小時高於主要同業，顯示公司火電資產相對處於電力需求較強的地區。所以我們認為其火電經營方面會持續保持，並為新能源發展項目提供現金流。

**圖三十：華潤電力風電量佔比較同業高(%) 2020 年度**


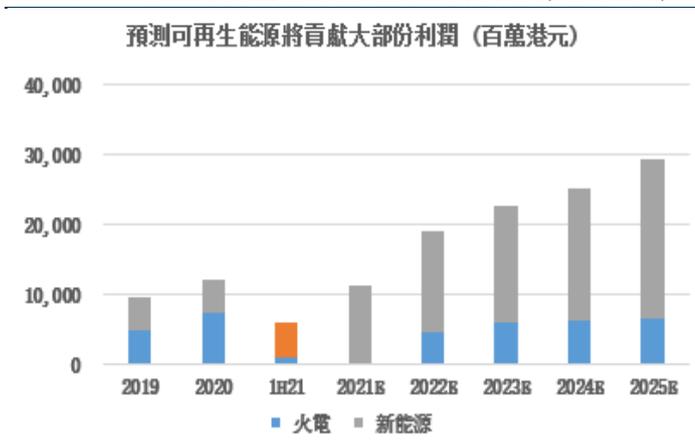
來源：公司報告，Bloomberg，PSHK

**圖三十一：公司煤發電平均利用小時較同業為高**


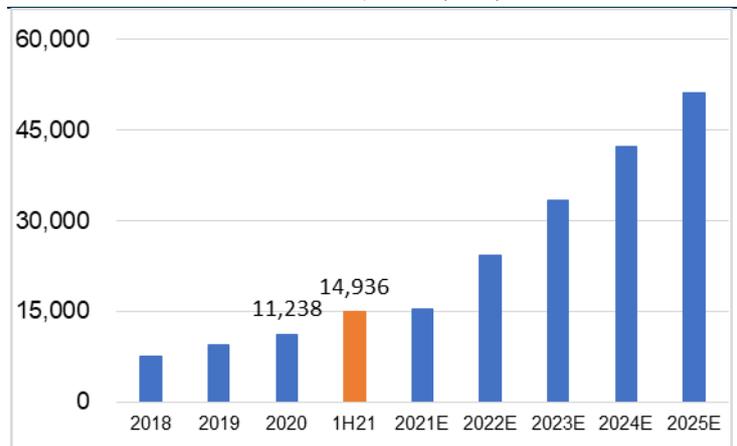
來源：公司報告，Bloomberg，PSHK

**煤價下半年出現大幅上漲導致火電經營環境轉差，反而可能帶來買入好機會。**

2020 下半年煤價上升對火電企業經營壓力相對較大，相信火電下半年可能出現虧損的情況。但與過去 2016-2017 年煤價上漲對潤利影響的情況有所不同是，公司新能源裝機規模有所擴大，2021 年將會受惠於新能源規模容量大幅上升所帶來的增量利潤。我們認為如果 9-12 月份煤價上漲對公司股價出現負面影響反而會是進場的好時機，主要因為 1). 公司約 50% 總發電量為以直供電方式銷售，我們假設火力發電總量中直供電比例相約的情況下，2022 年直供電的供電價格將會於 2021 年底根據當時煤價而訂定，所以火電利潤有望於 2022 年開始改善。2). 公司積極於十四-五期間轉型為新能源發電利潤貢獻為主的企業，所以煤價影響相信只是較短期的負面因素，並不會影響對公司的長期投資邏輯。

**圖三十二：預測可再生能源將貢獻大部份利潤(百萬港元)**


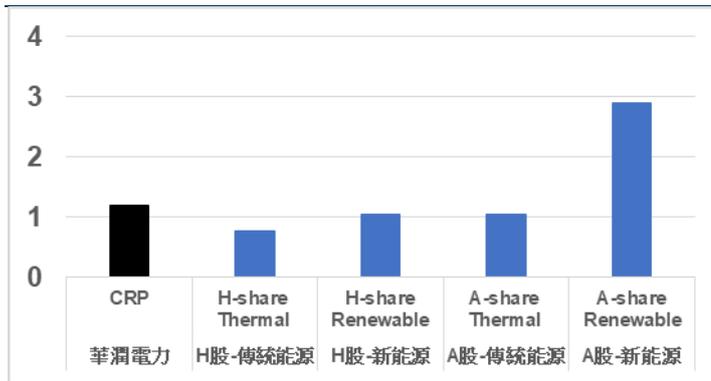
來源：公司報告，PSHK estimate

**圖三十三：公司新能源發電裝機容量(MW)**


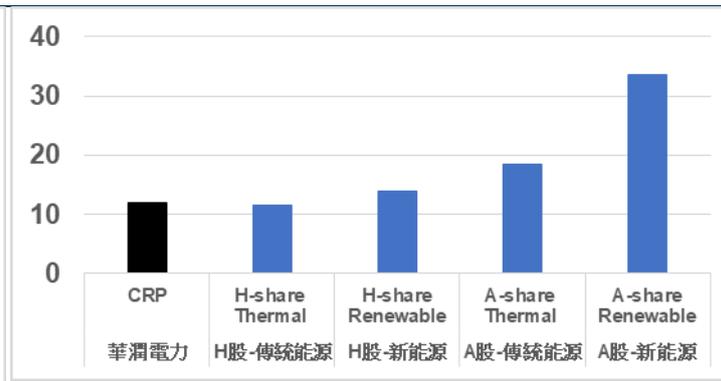
來源：公司報告，PSHK estimate

**新能源企業市場估價更高，相信可能為公司帶來重估機會。**

我們認為華潤電力作為港股傳統電力龍頭梯隊企業 1) 稀有缺席 A 股市場，2) 十四-五轉型後預計大部份利潤貢獻將會來自於可再生能源，將會有望於未來獲得重估機會。截至 2020 年度，公司風能發電量佔比達到 13.1% 為傳統電力企業較高的水平。雖然公司沒有水電經營貢獻較大幅度可再生發電量，但由於水電方面相對受到水資源波動性影響較大而利潤穩定性相對不足。A 股新能源企業平均 2021 年預期 P/E 為約 33.6 倍，A 股傳統電力企業也有約 18.3 倍 P/E 估值。所以我們相信如果公司選擇回歸 A 股為未來新能源所需資金作資本融資，將會為公司迎來估值修復。另外，隨著公司新能源發電利潤佔比於十四-五期間逐年擴大，1). 利潤上升及 2) 估值向新能源企業靠近將會為股本回報的雙引擎。

**圖三十四：2021 年預期市淨率(行業平均) [截至 9 月 24 日]**


來源：公司報告，PSHK, Bloomberg

**圖三十五：2021 年預期市盈率(行業平均) [截至 9 月 24 日]**


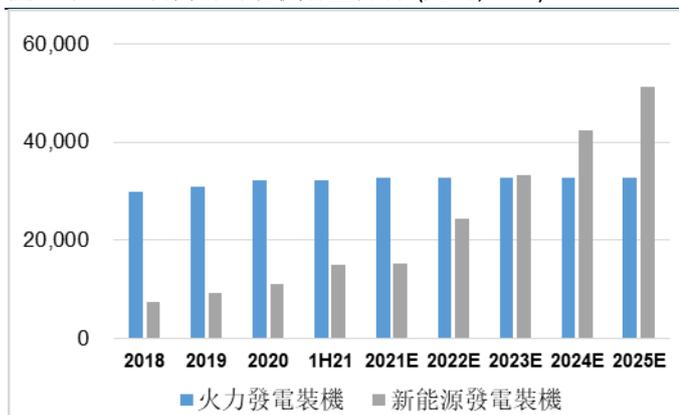
來源：公司報告，PSHK, Bloomberg

### 再生能源補貼延遲影響可控.

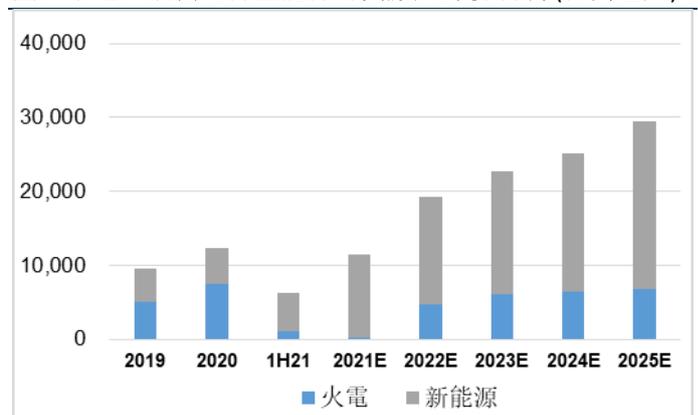
市場憂慮再生能源發展基金缺口擴大，會對可再生能源發電企業現金流影響。我們認為擔憂可能大於實際影響，主要因為相關企業開始以“補貼應收帳發行 ABS 形式”來加快應收帳回款速度。2021 上半年，公司已經成功發行約 20 億元應收帳證券化，公司預計下半年會再次發行 ABS 以加快現金流回款速度。

### 盈利預測

我們預測公司 2021 年盈利將會按年錄得輕微倒退，主要原因是煤碳價格下半年出現較大幅度上升而影響火電板塊利潤。公司約 50%總發電量為以直供電方式銷售，我們假設火力發電總量中直供電比例相約的情況下，火電直供電的比例將會在年底為下一年重新簽訂供電價格，所以火電利潤相信會於 2022 年有所恢復。可再生能源利潤規模預計於 2025 年將會約為 2020 年 4.7 倍，主要由於公司 40GW 新建項目規劃所貢獻。

**圖三十六：預測公司裝機容量分佈 (兆瓦, MW)**


來源：公司報告，PSHK estimate

**圖三十七：預測可再生能源將貢獻大部份利潤 (百萬港元)**


來源：公司報告，PSHK estimate

### 公司估值：

我們認為公司估值提升將會主要來源於 1) 擴大投資新能源項目，利潤增長提速，2) 與新能源企業估值差距拉近。我們給予華潤電力目標價為 \$33.4 HKD (\$1,608 億市值)。

- 新能源板塊估值主要根據 2022 年預測新能源分部利潤達到 144.2 億元對標港股新能源企業平均 2022 年預測市盈率為 11.7 倍。給予新能源板塊 \$1,687 億估值。
- 火電板塊估值將會根據 2022 年預測分部利潤將會達到 47.6 億元，以及對標港股傳統能源板塊平均 2022 年市盈率為 9.6 倍。給予火電板塊 \$457 億估值。
- 假設長期稅率為 25%，以給予 SOTP 最終估值。

## 同業比較

	股份编号	收盘价	市值	市盈率				市淨率				EV/EBITDA
				TTM	2021E	2022E	2023E	TTM	2021E	2022E	2023E	TTM
(原币) (百万人民币)												
<b>港股-傳統電力企業</b>												
華潤電力	836 HK Equity	22.60	108,716	13.3x	11.9x	10.2x	8.3x	1.2x	1.2x	1.1x	1.0x	6.4x
中國電力	2380 HK Equity	4.09	40,110	18.4x	16.4x	13.7x	10.9x	1.0x	1.0x	1.0x	0.9x	9.6x
華能國際電力股份	902 HK Equity	4.37	129,629	54.6x	11.2x	9.1x	7.5x	0.8x	0.5x	0.5x	0.4x	-
大唐發電	991 HK Equity	1.42	60,371	13.4x	8.9x	8.0x	7.4x	0.5x	0.5x	0.5x	0.4x	-
龍源電力	916 HK Equity	18.74	150,602	21.0x	20.4x	18.1x	15.7x	2.3x	2.0x	1.8x	1.7x	9.8x
華電國際電力股份	1071 HK Equity	3.20	53,405	6.4x	6.4x	6.3x	6.2x	0.5x	0.4x	0.4x	0.4x	7.7x
<b>中位數 (median)</b>				<b>15.9x</b>	<b>11.5x</b>	<b>9.6x</b>	<b>7.9x</b>	<b>0.9x</b>	<b>0.8x</b>	<b>0.7x</b>	<b>0.7x</b>	<b>8.6x</b>
<b>港股-新能源電力企業</b>												
<b>HKEX -- Renewable Power co</b>												
京能清潔能源	579 HK Equity	2.63	21,683	7.2x	6.8x	6.0x	5.0x	0.7x	0.7x	0.6x	0.6x	6.7x
大唐新能源	1798 HK Equity	3.15	22,912	11.8x	11.6x	10.0x	9.1x	1.5x	1.1x	1.0x	0.9x	9.8x
信義能源	3868 HK Equity	4.43	31,497	28.2x	24.6x	21.9x	19.3x	2.6x	2.5x	2.5x	2.4x	19.1x
中廣核新能源	1811 HK Equity	6.62	28,405	16.6x	16.4x	13.5x	11.0x	2.8x	-	-	-	11.8x
<b>中位數 (median)</b>				<b>14.2x</b>	<b>14.0x</b>	<b>11.7x</b>	<b>10.1x</b>	<b>2.0x</b>	<b>1.1x</b>	<b>1.0x</b>	<b>0.9x</b>	<b>10.8x</b>
<b>A股-傳統電力企業</b>												
<b>A-share -- Coal fired Power Co</b>												
華能國際電力股份	600011 CH Equity	9.92	129,629	124.0x	26.0x	19.6x	16.6x	1.8x	1.2x	1.2x	1.0x	-
華電國際電力股份	600027 CH Equity	5.89	53,503	13.3x	13.0x	11.7x	10.2x	1.0x	0.9x	0.8x	0.7x	-
國電電力	600795 CH Equity	3.82	68,143	14.1x	24.4x	19.8x	17.6x	1.2x	-	-	-	-
大唐發電	601991 CH Equity	4.17	60,371	39.4x	22.0x	22.3x	21.6x	1.6x	1.5x	1.4x	1.0x	-
浙能電力	600023 CH Equity	4.77	64,913	9.7x	10.8x	9.5x	8.7x	0.8x	0.8x	0.8x	0.7x	-
湖北能源	000883 CH Equity	6.88	44,784	13.1x	14.6x	13.6x	-	1.3x	-	-	-	-
<b>中位數 (median)</b>				<b>13.7x</b>	<b>18.3x</b>	<b>16.6x</b>	<b>16.6x</b>	<b>1.2x</b>	<b>1.0x</b>	<b>1.0x</b>	<b>0.8x</b>	<b>-</b>
<b>A股-新能源電力企業</b>												
<b>A-share -- Renewable Power</b>												
三峽能源	600905 CH Equity	8.24	235,536	37.9x	33.6x	26.3x	22.7x	3.3x	3.1x	2.6x	2.2x	-
太陽能	000591 CH Equity	13.66	41,063	27.6x	26.3x	21.8x	21.0x	2.4x	-	-	-	-
浙江新能	600032 CH Equity	22.12	46,002	122.3x	-	-	-	5.2x	-	-	-	-
晶科科技	601778 CH Equity	11.49	31,798	50.2x	47.7x	39.3x	31.8x	2.4x	2.3x	2.2x	2.1x	13.1x
新天綠色能源	600956 CH Equity	22.82	59,543	34.7x	-	-	-	5.8x	-	-	-	8.9x
節能風電	601016 CH Equity	7.98	39,998	38.3x	34.3x	25.5x	21.0x	3.1x	2.7x	2.3x	2.0x	-
中閩能源	600163 CH Equity	11.05	20,380	23.4x	19.9x	16.1x	13.9x	3.9x	3.5x	3.1x	2.8x	-
嘉澤新能	601619 CH Equity	6.79	16,024	36.9x	-	-	-	2.9x	-	-	-	-
江蘇新能	603693 CH Equity	32.61	20,155	110.6x	-	-	-	3.4x	-	-	-	-
<b>中位數 (median)</b>				<b>37.9x</b>	<b>33.6x</b>	<b>25.5x</b>	<b>21.0x</b>	<b>3.3x</b>	<b>2.9x</b>	<b>2.5x</b>	<b>2.2x</b>	<b>11.0x</b>

資料來源: 彭博

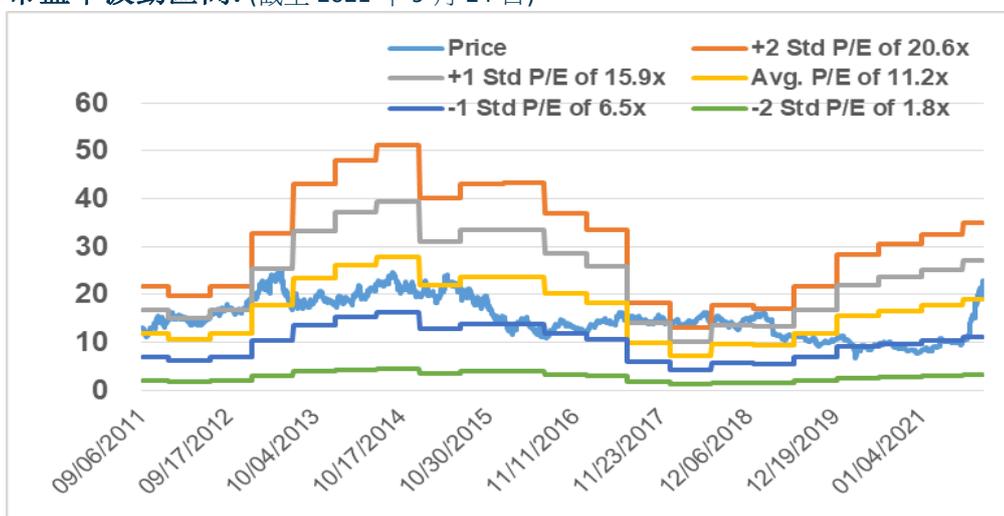
現價截至: 9月24日

來源: Bloomberg, PSHK

## 風險因素

- 1) 疫情控制不及預期
- 2) 煤價持續大幅度上升。
- 3) 新能源裝機規模不及預期。
- 4) 光伏/風電設備價格上升超過預期。
- 5) 補貼回款速度慢過預期。

## 市盈率波動區間: (截至 2021 年 9 月 24 日)



來源: Wind, PSHK, 截至 2021 年 9 月 24 日

**財務數據**
**Consolidated Statement of Profit or Loss**

Dec Y/E, HKD mn	FY19	FY20	FY21E	FY22E	FY23E
Revenue	67,758	69,551	81,455	86,614	90,724
COGS (fuel cost)	(33,318)	(32,494)	(45,018)	(40,679)	(39,594)
<b>Gross Profit</b>	<b>34,440</b>	<b>37,057</b>	<b>36,437</b>	<b>45,935</b>	<b>51,130</b>
Depreciation & amortization	(10,631)	(11,713)	(12,984)	(14,747)	(16,510)
Employee salary expenses	(5,190)	(6,001)	(6,282)	(6,631)	(6,971)
Repair and maintenance	(1,954)	(2,119)	(2,224)	(2,351)	(2,473)
Material costs	(1,036)	(1,043)	(1,133)	(1,216)	(1,288)
Rental and other costs	(765)	(701)	(761)	(817)	(865)
Other expenses	(2,684)	(2,157)	(2,342)	(2,514)	(2,664)
<b>Operating Profit</b>	<b>12,179</b>	<b>13,323</b>	<b>10,711</b>	<b>17,659</b>	<b>20,358</b>
Impairment losses	(2,284)	(600)	(651)	(699)	(741)
Other income	2,851	2,460	2,881	3,064	3,209
Other gains and losses	143	(1,090)	-	-	-
Financing costs	(3,787)	(3,422)	(3,922)	(4,324)	(4,608)
JV and associates	551	799	936	996	1,043
<b>Earning before tax</b>	<b>9,653</b>	<b>11,471</b>	<b>9,956</b>	<b>16,696</b>	<b>19,262</b>
Income tax expense	(2,312)	(2,794)	(2,425)	(4,067)	(4,692)
<b>Net earning</b>	<b>7,341</b>	<b>8,677</b>	<b>7,531</b>	<b>12,629</b>	<b>14,570</b>
Attrib. to NCI	(751)	(858)	(745)	(1,249)	(1,441)
Attrib. to Perpetual Equity	-	(235)	(235)	(235)	(235)
<b>Profit attributable to owner</b>	<b>6,590</b>	<b>7,583</b>	<b>6,551</b>	<b>11,144</b>	<b>12,893</b>

**Key Financial Data**

Dec Y/E	FY19	FY20	FY21E	FY22E	FY23E
<b>Valuation Ratio</b>					
P/E ratio, x	24.92	18.52	24.53	14.42	12.46
P/B ratio, x	2.20	1.87	1.79	1.67	1.54
Dividend Yield, %	1.64%	1.89%	1.63%	2.78%	3.21%

**Per share data (RMB)**

EPS	1.37	1.58	1.36	2.32	2.68
BVPS	15.16	17.84	18.65	20.04	21.65
DPS (HKD)	0.55	0.63	0.55	0.93	1.07

**Growth & Margin**

<b>Growth</b>					
Revenue Growth	-11.9%	2.6%	17.1%	6.3%	4.7%
Gross Profit Growth	-8.2%	7.6%	-1.7%	26.1%	11.3%
Operating Profit Growth	3.9%	9.4%	-19.6%	64.9%	15.3%
Net Profit Growth	66.8%	15.1%	-13.6%	70.1%	15.7%
<b>Margin</b>					
Gross Profit Margin	50.8%	53.3%	44.7%	53.0%	56.4%
Operating Profit Margin	18.0%	19.2%	13.2%	20.4%	22.4%
Net Profit Margin	9.7%	10.9%	8.0%	12.9%	14.2%

**Key Ratios**

ROE	9.2%	9.6%	7.5%	12.0%	12.9%
ROA	3.1%	3.2%	2.4%	3.8%	4.1%

**Consolidated Statement of Financial Position**

Dec Y/E, HKD mn	FY19	FY20	FY21E	FY22E	FY23E
<b>Asset</b>					
PPE	150,581	180,817	197,833	213,086	226,576
Accounts receivable, net of allo	20,395	31,428	36,808	39,139	40,996
Other receivables	12,076	9,850	11,536	12,267	12,849
Associates and JV loans & inve:	14,440	14,503	15,108	15,750	16,424
Inventories	3,172	2,912	3,410	3,626	3,798
Mining & natural resources righ	472	4,626	4,626	4,626	4,626
Operating lease right of use ass	5,378	5,704	6,680	7,103	7,440
Cash and cash equivalents	4,907	5,036	5,595	6,648	8,476
Others	4,315	4,756	4,903	4,967	5,018
<b>Total Assets</b>	<b>215,736</b>	<b>259,632</b>	<b>286,498</b>	<b>307,211</b>	<b>326,202</b>
<b>Liabilities</b>					
Accounts Payable and Accrued	28,720	33,587	39,335	41,827	43,812
Borrowings	87,904	102,267	115,660	124,627	131,406
Payables to associate & JVs	7,357	8,257	9,670	10,283	10,770
Others	5,039	9,571	11,209	11,919	12,484
<b>Total Liabilities</b>	<b>129,020</b>	<b>153,682</b>	<b>175,875</b>	<b>188,655</b>	<b>198,472</b>
<b>Equity</b>					
Perpetual equity	5,582	10,827	10,827	10,827	10,827
NCI	8,210	9,320	10,065	11,315	12,756
Shareholders' Equity	72,924	85,803	89,731	96,415	104,147
<b>Total Equity</b>	<b>86,716</b>	<b>105,950</b>	<b>110,624</b>	<b>118,556</b>	<b>127,730</b>
<b>Total Liabilities and Equity</b>	<b>215,736</b>	<b>259,632</b>	<b>286,498</b>	<b>307,211</b>	<b>326,202</b>
Net gearing (%)	95.7%	91.8%	99.5%	99.5%	96.2%
Total liabilities/total Assets (%)	59.8%	59.2%	61.4%	61.4%	60.8%

**Consolidated Statement of Cash Flow**

Dec Y/E, HKD mn	FY19	FY20	FY21E	FY22E	FY23E
<b>CFO</b>	<b>20,508</b>	<b>20,702</b>	<b>23,761</b>	<b>30,817</b>	<b>34,735</b>
Profit before tax	9,653	11,470	9,956	16,696	19,262
D&A	10,631	11,713	12,984	14,747	16,510
Chg in working cap	(2,336)	(3,496)	260	113	90
Income tax paid	(2,044)	(2,793)	(2,425)	(4,067)	(4,692)
Others	4,603	3,808	2,986	3,329	3,565
<b>CFI</b>	<b>(21,395)</b>	<b>(28,624)</b>	<b>(29,668)</b>	<b>(29,647)</b>	<b>(29,630)</b>
Capex	(22,542)	(30,529)	(30,000)	(30,000)	(30,000)
Others	1,146	1,905	332	353	370
<b>CFF</b>	<b>(2,085)</b>	<b>7,495</b>	<b>6,614</b>	<b>(54)</b>	<b>(3,225)</b>
Interest paid	(4,230)	(3,975)	(4,157)	(4,560)	(4,843)
Dividend paid	(2,573)	(3,581)	(2,622)	(4,461)	(5,161)
Total bond issuance	(1,483)	14,286	13,393	8,967	6,779
Others	6,202	765	-	-	-
<b>Net Change in Cash</b>	<b>(2,972)</b>	<b>(427)</b>	<b>706</b>	<b>1,116</b>	<b>1,879</b>
Foreign exchange	(97)	556	-	-	-
<b>Cash and CE at Y/E</b>	<b>4,907</b>	<b>5,036</b>	<b>5,743</b>	<b>6,859</b>	<b>8,738</b>

(現價截至 9 月 24 日)

來源: PSHK Est.

**PHILLIP RESEARCH STOCK SELECTION SYSTEMS**

Total Return	Recommendation	Rating	Remarks
>+20%	Buy	1	>20% upside from the current price
+5% to +20%	Accumulate	2	+5% to +20% upside from the current price
-5% to +5%	Neutral	3	Trade within $\pm$ 5% from the current price
-5% to -20%	Reduce	4	-5% to -20% downside from the current price
<-20%	Sell	5	>20% downside from the current price

We do not base our recommendations entirely on the above quantitative return bands. We consider qualitative factors like (but not limited to) a stock's risk reward profile, market sentiment, recent rate of share price appreciation, presence or absence of stock price catalysts, and speculative undertones surrounding the stock, before making our final recommendation

**GENERAL DISCLAIMER**

This publication is prepared by Phillip Securities (Hong Kong) Ltd ("Phillip Securities"). By receiving or reading this publication, you agree to be bound by the terms and limitations set out below.

This publication shall not be reproduced in whole or in part, distributed or published by you for any purpose. Phillip Securities shall not be liable for any direct or consequential loss arising from any use of material contained in this publication.

The information contained in this publication has been obtained from public sources which Phillip Securities has no reason to believe are unreliable and any analysis, forecasts, projections, expectations and opinions (collectively the "Research") contained in this publication are based on such information and are expressions of belief only. Phillip Securities has not verified this information and no representation or warranty, express or implied, is made that such information or Research is accurate, complete or verified or should be relied upon as such. Any such information or Research contained in this publication is subject to change, and Phillip Securities shall not have any responsibility to maintain the information or Research made available or to supply any corrections, updates or releases in connection therewith. In no event will Phillip Securities be liable for any special, indirect, incidental or consequential damages which may be incurred from the use of the information or Research made available, even if it has been advised of the possibility of such damages.

Any opinions, forecasts, assumptions, estimates, valuations and prices contained in this material are as of the date indicated and are subject to change at any time without prior notice.

This material is intended for general circulation only and does not take into account the specific investment objectives, financial situation or particular needs of any particular person. The products mentioned in this material may not be suitable for all investors and a person receiving or reading this material should seek advice from a financial adviser regarding the suitability of such products, taking into account the specific investment objectives, financial situation or particular needs of that person, before making a commitment to invest in any of such products.

This publication should not be relied upon as authoritative without further being subject to the recipient's own independent verification and exercise of judgment. The fact that this publication has been made available constitutes neither a recommendation to enter into a particular transaction nor a representation that any product described in this material is suitable or appropriate for the recipient. Recipients should be aware that many of the products which may be described in this publication involve significant risks and may not be suitable for all investors, and that any decision to enter into transactions involving such products should not be made unless all such risks are understood and an independent determination has been made that such transactions would be appropriate. Any discussion of the risks contained herein with respect to any product should not be considered to be a disclosure of all risks or a complete discussion of such risks.

Nothing in this report shall be construed to be an offer or solicitation for the purchase or sale of a security. Any decision to purchase securities mentioned in this research should take into account existing public information, including any registered prospectus in respect of such security.

**Disclosure of Interest**

Analyst Disclosure: Neither the analyst(s) preparing this report nor his associate has any financial interest in or serves as an officer of the listed corporation covered in this report.

Firm's Disclosure: Phillip Securities does not have any investment banking relationship with the listed corporation covered in this report nor any financial interest of 1% or more of the market capitalization in the listed corporation. In addition, no executive staff of Phillip Securities serves as an officer of the listed corporation.

**Availability**

The information, tools and material presented herein are not directed, intended for distribution to or use by, any person or entity in any jurisdiction or country where such distribution, publication, availability or use would be contrary to the applicable law or regulation or which would subject Phillip Securities to any registration or licensing or other requirement, or penalty for contravention of such requirements within such jurisdiction.

Information contained herein is based on sources that Phillip Securities (Hong Kong) Limited ("PSHK") believed to be accurate. PSHK does not bear responsibility for any loss occasioned by reliance placed upon the contents hereof. PSHK (or its affiliates or employees) may have positions in relevant investment products. For details of different product's risks, please visit the Risk Disclosures Statement on <http://www.phillip.com.hk>.

© 2021 Phillip Securities (Hong Kong) Limited

**Contact Information (Regional Member Companies)**
**SINGAPORE**
**Phillip Securities Pte Ltd**

250 North Bridge Road, #06-00 Raffles City Tower,  
Singapore 179101

Tel : (65) 6533 6001 Fax: (65) 6535 3834

[www.phillip.com.sg](http://www.phillip.com.sg)

**INDONESIA**
**PT Phillip Securities Indonesia**

ANZ Tower Level 23B, Jl Jend Sudirman Kav 33A,  
Jakarta 10220, Indonesia

Tel (62) 21 5790 0800 Fax: (62) 21 5790 0809

[www.phillip.co.id](http://www.phillip.co.id)

**THAILAND**
**Phillip Securities (Thailand) Public Co. Ltd.**

15th Floor, Vorawat Building, 849 Silom Road,  
Silom, Bangrak, Bangkok 10500 Thailand

Tel (66) 2 2268 0999 Fax: (66) 2 2268 0921

[www.phillip.co.th](http://www.phillip.co.th)

**UNITED STATES**
**Phillip Futures Inc.**

141 W Jackson Blvd Ste 3050  
The Chicago Board of Trade Building  
Chicago, IL 60604 USA

Tel (1) 312 356 9000 Fax: (1) 312 356 9005

**MALAYSIA**
**Phillip Capital Management Sdn Bhd**

B-3-6 Block B Level 3, Megan Avenue II,  
No. 12, Jalan Yap Kwan Seng, 50450 Kuala Lumpur

Tel (60) 3 2162 8841 Fax (60) 3 2166 5099

[www.poems.com.my](http://www.poems.com.my)

**CHINA**
**Phillip Financial Advisory (Shanghai) Co. Ltd.**

No 436 Heng Feng Road, Green Tech Tower Unit 604  
Shanghai 200 070

Tel (86) 21 5169 9400 Fax: (86) 21 6091 1155

[www.phillip.com.cn](http://www.phillip.com.cn)

**FRANCE**
**King & Shaxson Capital Ltd.**

3rd Floor, 35 Rue de la Bienfaisance  
75008 Paris France

Tel (33) 1 4563 3100 Fax : (33) 1 4563 6017

[www.kingandshaxson.com](http://www.kingandshaxson.com)

**AUSTRALIA**
**PhillipCapital Australia**

L Level 10, 330 Collins Street  
Melbourne VIC 3000 Australia

Tel: (61) 3 9618 8238 Fax: (61) 3 9200 2277

[www.phillipcapital.com.au](http://www.phillipcapital.com.au)

**HONG KONG**
**Phillip Securities (HK) Ltd**

11/F United Centre 95 Queensway Hong Kong

Tel (852) 2277 6600 Fax: (852) 2868 5307

[www.phillip.com.hk](http://www.phillip.com.hk)

**JAPAN**
**Phillip Securities Japan, Ltd**

4-2 Nihonbashi Kabutocho, Chuo-ku  
Tokyo 103-0026

Tel: (81) 3 3666 2101 Fax: (81) 3 3664 0141

[www.phillip.co.jp](http://www.phillip.co.jp)

**INDIA**
**PhillipCapital (India) Private Limited**

No. 1, 18th Floor, Urmi Estate, 95 Ganpatrao Kadam Marg,  
Lower Parel West, Mumbai 400013

Tel: (9122) 2300 2999 Fax: (9122) 6667 9955

[www.phillipcapital.in](http://www.phillipcapital.in)

**UNITED KINGDOM**
**King & Shaxson Ltd.**

6th Floor, Candlewick House, 120 Cannon Street  
London, EC4N 6AS

Tel (44) 20 7929 5300 Fax: (44) 20 7283 6835

[www.kingandshaxson.com](http://www.kingandshaxson.com)

**SRI LANKA**
**Asha Phillip Securities Limited**

Level 4, Millennium House, 46/58 Navam Mawatha,  
Colombo 2, Sri Lanka

Tel: (94) 11 2429 100 Fax: (94) 11 2429 199

[www.ashaphillip.net/home.htm](http://www.ashaphillip.net/home.htm)