

中國風電行業

乘勢而上，風起雲湧

- ❖ **風電發展趨勢不可逆轉。**經過 10 年的快速發展，風能行業正在面臨幾個短期制約：1) 電網限電；2) 補貼資金不足；3) 潛在的政策不確定性，以及 4) 項目擴張審批收緊。在中國能源結構長期調整趨向輕碳化背景下，我們認為風電行業發展趨勢是不可逆轉的，我們通過對 8 個方面的研究，挖掘風電短期和長期增長潛力，我們認為風電行業仍然具備極大的發展空間。
- ❖ **“十三五”期間風電裝機增長放緩。**受限電，項目審批及并網收緊以及風電上網電價下調影響導致風電項目回報降低，我們預計風電運營商對新建風電場的興趣將有所減弱。我們預計新增裝機在 2017 - 2019 年間較為平均分布，并保持每年 20GW 以上的相對穩定的規模。我們預測 2017/2018/2019 年新建風力發電量分別為 23.0 / 23.0 / 22.0 吉瓦，與往年相比，沒有新增裝機增長。
- ❖ **長期增長前景將在 2021 年開始顯現。**根據我們對“2016 - 2030 年能源生產和消費革命戰略”的政策解讀，我們認為可再生能源將是實現 2021 年後增量電力需求的主要來源，這將顯著釋放長期風力發電增長潛力。我們的基準情景分析顯示，2021 到 2030 風電裝機規模可達 31.6-37.9 吉瓦，年均複合增長率為 4.3%。除特高壓輸電之外，我們認為火電調峰是實現可再生能源消納以及長期風電增長的另一個關鍵。
- ❖ **綠證：不是威脅，而是對可再生能源的支持。**我們認為市場對於政策的不確定性太過於恐慌。我們相信綠證不是威脅，而是對可再生能源的支持。我們認為，將可再生能源電力附加補貼資金直接切換成綠證補貼并不可行。我們預期可再生能源電力附加資金和綠證將在過渡階段長期共存，而綠證將作為現有補貼資金的輔助來源，直到可再生能源實現平價上網。
- ❖ **華能新能源是我們的首選。**根據我們對市場趨勢的判斷，我們認為風電行業將面臨短期新增裝機增長放緩，因此，我們認為風電行業 2017-2018 年的板塊圖現將與大市同步。對於風電板塊的相關股份，我們首次覆蓋**華能新能源**（958 HK，買入，目標價 3.14 港元），**龍源電力**（916 HK，買入，目標價 7.22 港元）和**金風科技**（2208 HK，持有，目標價 9.71 港元）。我們下調了**華電福新**（816 HK，持有，目標價 1.76 港元）評級至持有。在風電行業中，我們的板塊首選是華能新能源，我們青睞其純風電運營特點以及優先策略性布局于 4 類風資源區。龍源電力也屬我們的板塊推薦，我們偏好其中國最大的風電裝機容量，同時具備國企改革潛在紅利。

行業估值表

		市值	股价	目标价	评级	市盈率			市净率		
公司	股票代码	(百万港元)	(港元)	(港元)		16A	17E	18E	16A	17E	18E
龙源电力	916 HK	49,343	6.14	7.22	买入	12.4	10.5	9.4	1.1	1.0	0.9
华能新能源	958 HK	25,994	2.46	3.14	买入	7.6	6.7	5.8	1.0	0.9	0.8
金风科技	2208 HK	45,197	9.03	9.71	持有	9.3	8.5	8.3	1.4	1.2	1.1
华电福新	816 HK	14,209	1.69	1.76	持有	6.7	7.5	6.1	0.7	0.7	0.6
中国高速传动	658 HK	13,638	8.34	N/A	未评级	10.0	10.5	10.1	1.1	1.0	0.9
大唐新能源	1798 HK	6,692	0.92	N/A	未评级	20.2	10.5	7.7	0.5	0.5	0.5
新天绿色能源	956 HK	6,167	1.66	N/A	未评级	10.9	7.2	6.1	0.7	0.6	0.6
中广核新能源	1811 HK	4,720	1.1	N/A	未评级	6.4	8.3	7.0	0.7	0.8	0.7
平均值						10.4	8.7	7.6	0.9	0.8	0.8

數據來源：彭博及招銀國際

同步大市

蕭小川

電話：(852) 3900 0849

郵件：robinxiao@cmbi.com.hk

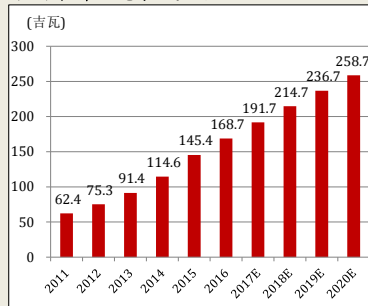
中國風電行業

中國年風電裝機量



數據來源：中國風能協會，招銀國際預測

中國累計風電裝機規模



數據來源：中國風能協會，招銀國際預測

目錄

投資概要.....	錯誤! 尚未定義書籤。
风电运营商运营图现对比.....	錯誤! 尚未定義書籤。
国有企业在中國风电发展领域起主导作用.....	錯誤! 尚未定義書籤。
“十三五”期间：新增装机放缓.....	9
从可再生能源消纳角度看装机潜力.....	錯誤! 尚未定義書籤。
电网能力在特高压传输和灵活性改造支持下逐步增强.....	錯誤! 尚未定義書籤。
长期增长潜力将自 2021 年开始释放.....	錯誤! 尚未定義書籤。
可再生能源补贴缺口逐年增加.....	錯誤! 尚未定義書籤。
绿色电力证书：是对新能源的支持而非威胁.....	25
海上风电：发展起速.....	29
风电平价上网：实现有赖于边际条件.....	35

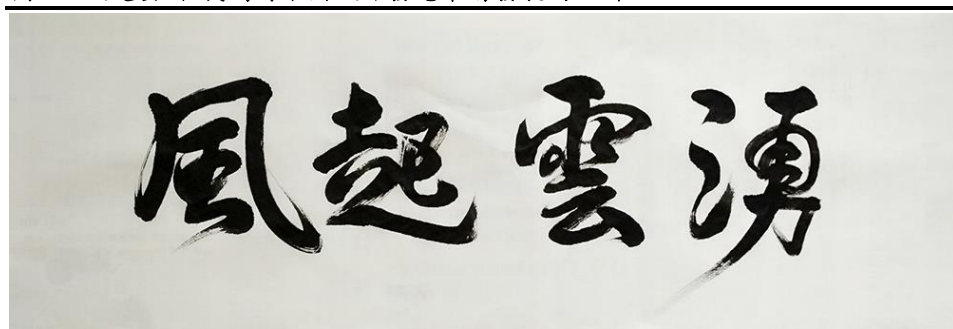
投資概要

風電發展趨勢不可逆轉

中國風電行業在中國經歷了十多年的快速發展，形成了以國有企業主導下游風電場的開發和運營，多家股份制和民營企業主導風機製造領域的市場結構。在 2017 至 2018 年，我們認為風電行業受到以下幾項因素制約：1) 短期限電影響；2) 可再生能源補貼資金缺口不斷擴大；3) 綠色證書潛在的政策影響；以及 4) 風電項目。然而，基於我們對於中國能源結構低碳化改革的理解，以及風電將對中國未來新增電力需求扮演重要角色的認識，我們認為風電行業的發展趨勢不可逆轉。為了剖析風電行業的短期和長期發展潛力，我們對 8 個關鍵方面進行了深入研究，將政策指導，短期裝機潛力，長期規劃，電網能力，可再生能源補貼，綠色證書機制，海上風電場開發和風電平價上網各項相互結合進行探討。

我們選擇成語“風起雲湧”作為我們對中國風力發電市場發展的概括。風起雲湧，謂狂風刮起，雲層涌來，形容雄渾磅礴之勢，也比喻事物迅速發展，聲勢浩大。我們的研究結果圖明，風電行業雖然在短期內面臨不確定因素，但目前風能發電僅佔全國發電總量的比例為 4.1%，我們認為風電仍具有廣闊的發展空間。

圖 1: “風起雲湧”我們對中國風力發電市場發展的理解



數據來源：招銀國際證券

“十三五”期間新增裝機放緩

受限電，項目審批及并網收緊以及風電上網電價下調影響導致風電項目回報降低，我們預計風電運營商對新建風電場的興趣將有所減弱。我們預計新增裝機在 2017 - 2019 年間較為平均分布，并保持每年 20GW 以上的相對穩定的規模。我們預測 2017/2018/2019 年新建風力發電量分別為 23.0 / 23.0 / 22.0 吉瓦，與往年相比，沒有新增裝機增長。風機製造商近年來迅速發展成熟，已達到較顯著的產業規模。我們的預測暗含中國政府希望風電裝機需求保持穩定的預期，而穩定的新增裝機需求將有助於維持中國風電製造產業鏈的穩定發展。

從可再生能源發展的角度來看，到 2020 年，能源局計劃實現 9% 的非水電可再生能源消費和 15% 的非化石一次能源消費結構目標。根據我們測算，實現這些目標所需的風電規模僅為 213 吉瓦，同時以來跨區域電力輸送來解決電力消納問題。對於跨區域風電消納，我們的分析發現西北地區高度依賴跨區域輸電設施支持；而東南沿海地區則是主要的跨區域可再生能源消費市場；我們並不認為中部地區具備很高的新能源電力消納潛力。綜合上述理解，我們對內蒙古、陝西、寧夏、雲南省的限電情況改善持樂觀態度，并對甘肅特高壓輸送的效果持謹慎意見。我們同時也預計特高壓設施將需要更長的時間以發揮新能源輸送及消納的潛力。

長期增長前景將在 2021 年開始顯現

根據我們對“2016 - 2020 年能源生產和消費革命戰略”的政策解讀，我們認為可再生能源將是實現 2021 年後增量電力需求的主要來源，這將顯著釋放長期風力發電增長潛力。我們的基準情景分析顯示，2021 到 2030 風電裝機規模可達 31.6-37.9 吉瓦，年均複合增長率為 4.3%。除特高壓輸電之外，我們認為火電調峰是實現可再生能源消納以及長期風電增長的另一個關鍵。

補貼資金短缺：并非無法擺脫

我們估計 2016 年可再生能源總需求總額可達 1443 億元人民幣，到 2020 年將迅速擴張至人民幣 2330 億元。我們認為目前的度電人民幣 1.9 分的可再生能源電力附加只足夠覆蓋第 1-6 批新能源補貼目錄。我們認為，國家仍然有足够的政策工具來控制可再生能源補貼資金短缺。我們估計，可再生能源電力附加在目前基礎上增加人民幣 1.2 分，即可使資金狀況從短缺轉為盈餘狀態，并以顯著的方式改善滾存的補貼資金需求缺口。除此之外，我們認為，火電標杆電價的上調也將對補貼資金短缺有所緩解。

綠證：不是威脅，而是對可再生能源的支持

我們認為市場對於政策的不確定性太過於恐慌。我們相信綠證不是威脅，而是對可再生能源的支持。我們認為，將可再生能源電力附加補貼資金直接切換成綠證補貼并不可行。我們預期可再生能源電力附加資金和綠證將在過渡階段長期共存，而綠證將作為現有補貼資金的輔助來源，直到可再生能源實現平價上網。

風力電網平價：依賴邊際條件

關於風電平價上網，我們認為，能源局的通知旨在探索風電平價上網的邊際條件，市場對有關舉措可能造成風電上網電價削減的擔憂過於悲觀。我們對不限電地區的陸上風電平價上網的邊界條件建立了模型研究。我們相信，要實現平價上網，提高風電利用小時數是關鍵之一，而獲取較長的貸款期限和優惠項目貸款利率則是另一個關鍵。此外，我們相信，基于目前風電技術的革新路徑，單位造價資本支出縮減的空間不大，因未來更大型化的風機需要更高的塔架和較長的葉片。

海上風電：發展起速

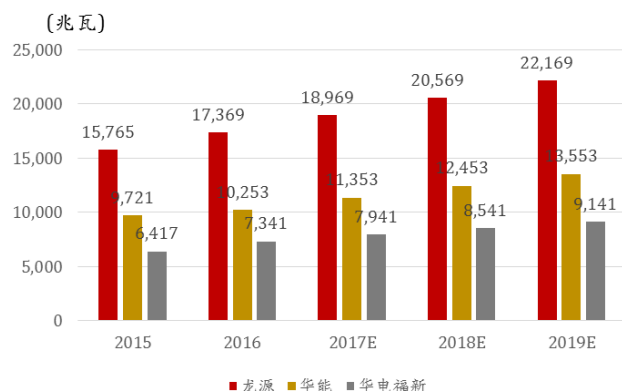
海上風力發電項目因項目的建設及運行維護過程需要專業化海洋工程船舶進行支持，因此海上風電項目的進入壁壘很高，對海洋工程技術以及高昂的資本承擔提出了很高的要求。國家發改委和國家能源局調慢了“十三五”期間海上風電目標，到 2020 年累計并網容量 5 吉瓦，在建容量 10GW。為了滿足國家十三五目標，我們測算海上風電裝機市場將自 2016 至 2020 年間保持 15%複合增長率，同時，在我們的研究領域內，我們認為龍源電力和金風科技將是海上風電告訴增長的收益企業。

華能新能源是我們的首選。

根據我們對市場趨勢的判斷，我們認為風電行業將面臨短期新增裝機增長放緩，同時預計 1) 風力發電機製造業將面臨激烈的競爭和壓力; 2) 風電運營商僅通過新增裝機所獲得的增速將較慢; 3) 現有裝機產能效率提升將成為短期重點; 以及 4) 在高價煤價格下，純風電運營商受其它能源形式波動影響較小。因此，我們認為風電行業 2017-2018 年的板塊圖現將于大市同步。對於風電板塊的相關股份，我們首次覆蓋**華能新能源**（958 HK，買入，目標價 3.14 港元），**龍源電力**（CLY，916 HK，買入，目標價 7.22 港元）和**金風科技**（2208 HK，持有，目標價 9.71 港元）。我們下調了**華電福新**（816 HK，持有，目標價 1.76 港元）評級至持有。在風電行業中，我們的板塊首選是華能新能源，我們青睞其純風電運營特點以及優先策略性布局于 4 類風資源區。龍源電力也屬我們的板塊推薦，我們偏好其中國最大的風電裝機容量，同時具備潛在國企改革紅利。

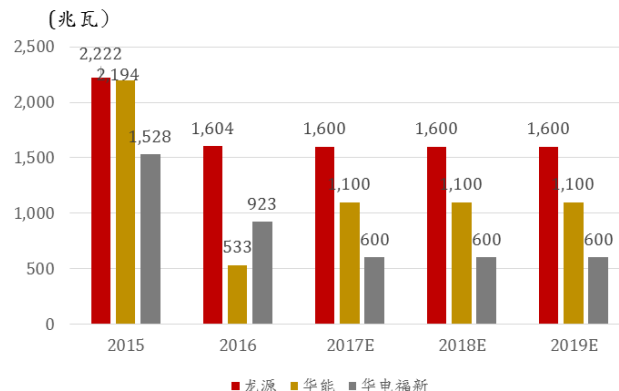
風電運營商運營圖現對比

圖 2: 累計風電裝機



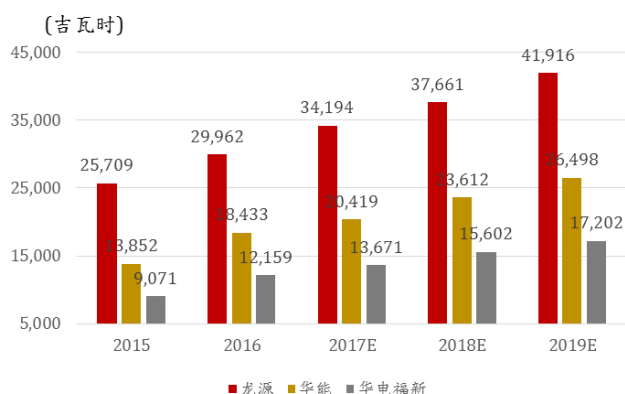
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 3: 年風電新增裝機



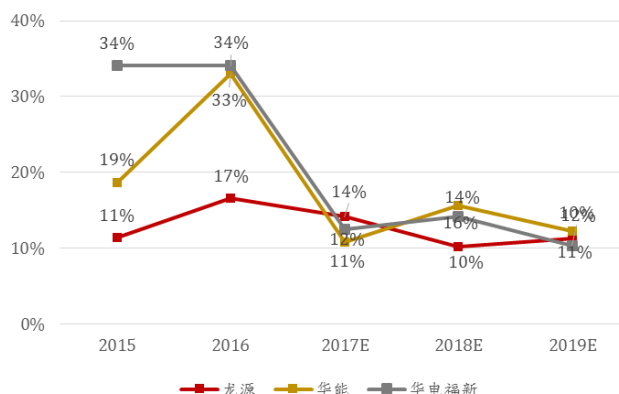
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 4: 風電發電量



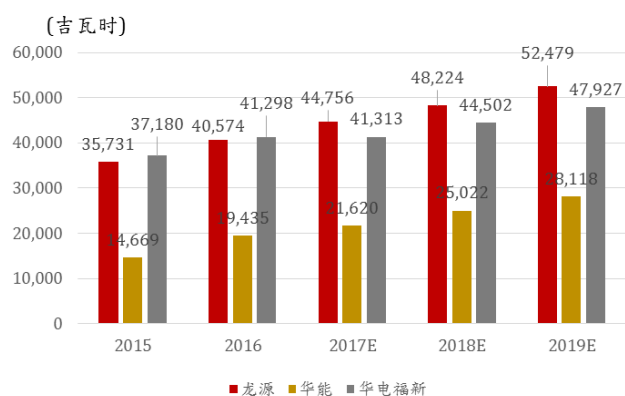
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 5: 風電發電量同比增長率



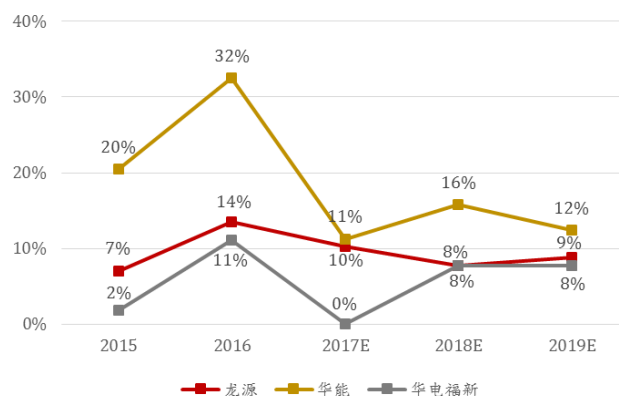
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 6: 總發電量



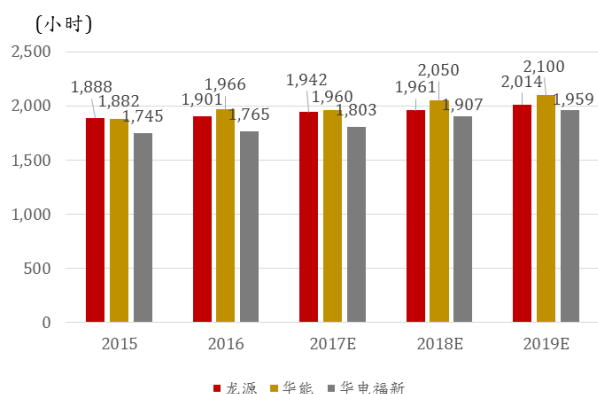
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 7: 總發電量同比增長率



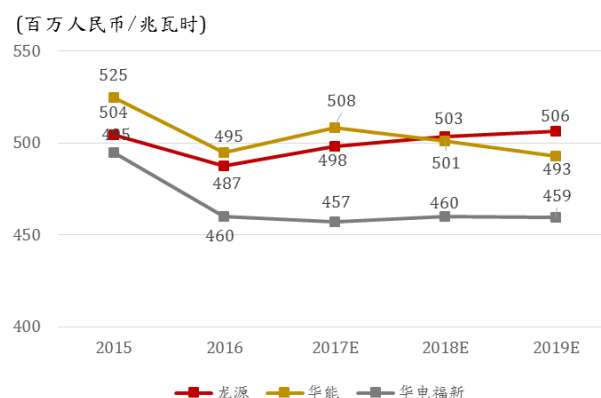
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 8: 風電利用小時數



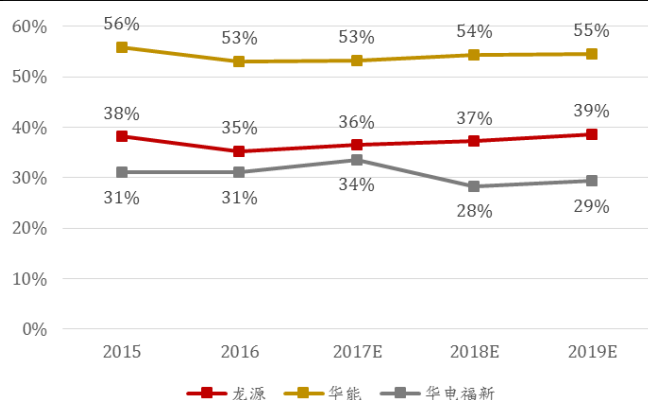
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 9: 風電電價(包括增值稅)



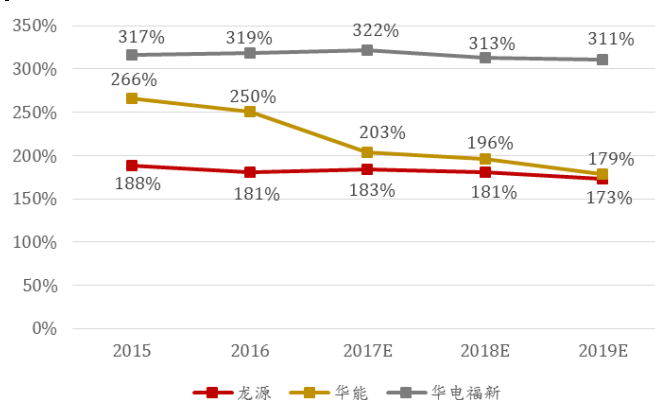
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 10: 經營利潤率



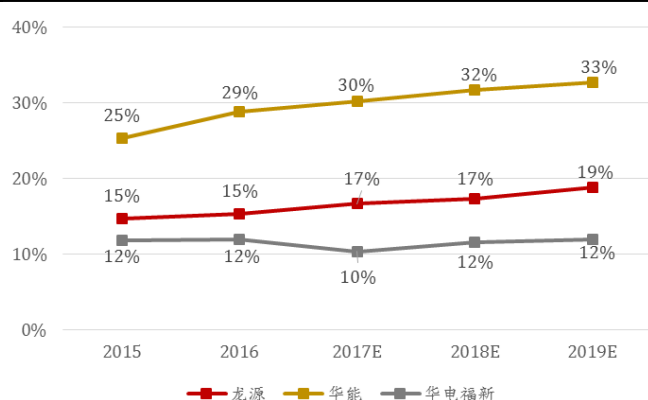
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 11: 淨負債率



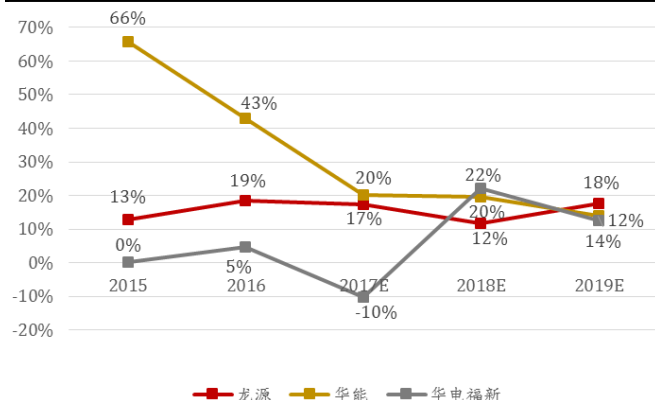
數據來源：公司及招銀國際預測

圖 12: 淨利潤率



數據來源：公司及招銀國際預測

圖 13: 淨利潤率同比增長率



數據來源：公司及招銀國際預測

圖 14: 2017 上半年實際發電量圖現 vs.我們的預測

(吉瓦时)	1H16A	FY16A	1H16/ FY16	1H17A	FY17E	1H17/ FY17E
风电发电量						
龙源	15,390	29,962	51.4%	17,097	34,194	50.0%
华能	9,858	18,433	53.5%	11,242	20,419	55.1%
华电福新	6,407	12,159	58.6%	7,130	13,816	51.6%
总发电量						
龙源	20,425	40,574	50.3%	22,732	44,756	50.8%
华能	10,337	19,435	53.2%	11,861	21,620	54.9%
华电福新	19,350	41,298	46.9%	20,114	41,457	48.5%

數據來源：公司及招銀國際預測

國有企業在中國風電發展領域起主導作用

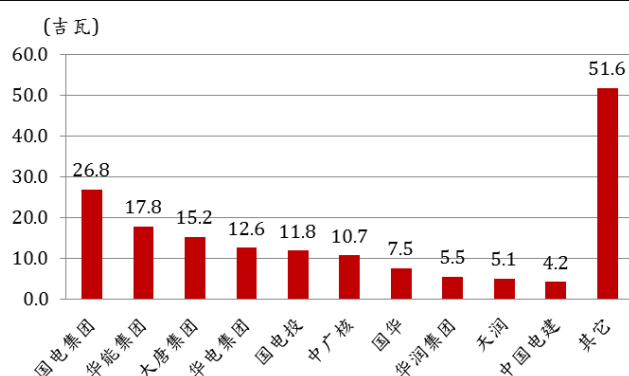
國電集團是中國領先的風電運營商。

國有企業主導國內風電發展的歷史可追溯至 2007 年，如今大型國有能源企業已成為主導風電發展市場的主要風電開發商。根據中國風能協會統計，截止 2016 年，前十大風電運營商裝機占已投運風電裝機容量的 69%，其中只有天潤（金風科技的全資子公司）是股份制企業，其他均為國有獨立發電廠。在公司層面，國電集團是領先的風電開發商，旗下持有 26.8 吉瓦的風電裝機（其中 17.4 吉瓦屬龍源旗下），截止 2016 年占全國總風電裝機的 16%，華能集團、大唐集團、華電集團則分別為持有 17.8 吉瓦、15.2 吉瓦、12.6 吉瓦。

國有企業改革帶來誕生風電巨頭可能

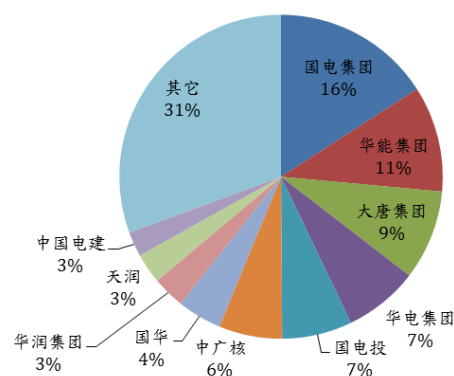
由於多年來領先的國有風電開發企業一直設定相似的擴張規模目標，我們認為風電運營商的裝機排名會保持相對穩定，國電集團在風電項目開發方面將繼續發揮其主導作用，2016 年國電集團風電裝機占年度新增風電裝機的 12%。同時從新增裝機來看，前十大企業排名基本與累計裝機排名相同。然而，如果考慮到國有企業改革，我們相信在不久的將來會誕生幾個風力巨頭，國電集團和神華集團（國華能源屬神華集團旗下，占總裝機的 4%）的改革就是其中一個例子。若國電集團和神華集團的合併企業有意將旗下所有風電裝機併入同一平臺，我們認為此風電平臺將持有超過 34.3 吉瓦的風電裝機，占全國總裝機的 20% 以上，這將改變現有市場格局。作為國電集團旗下唯一一家上市的可再生能源平臺，我們預計龍源電力將會受益於此次國有企業改革。

圖 15: 2016 年國內風電運營商累計風電裝機分布



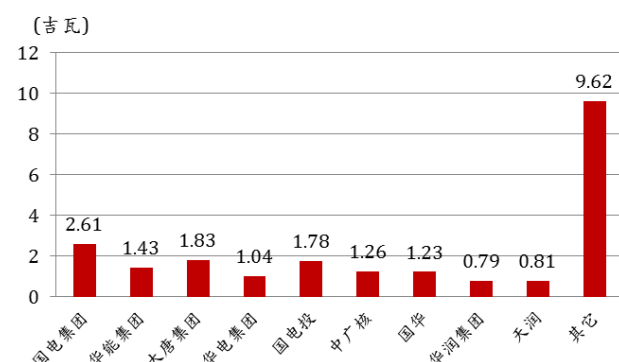
數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

圖 16: 國內風電運營商市場份額（以累計裝機計算）



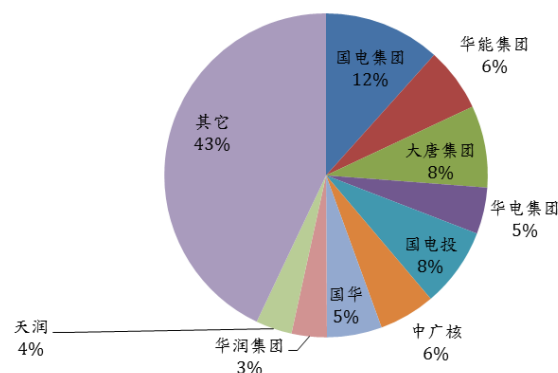
數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

圖 17: 2016 年國內風電運營商新增風電裝機分布



數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

圖 18: 國內風電運營商市場份額（以 2016 新增裝機計算）

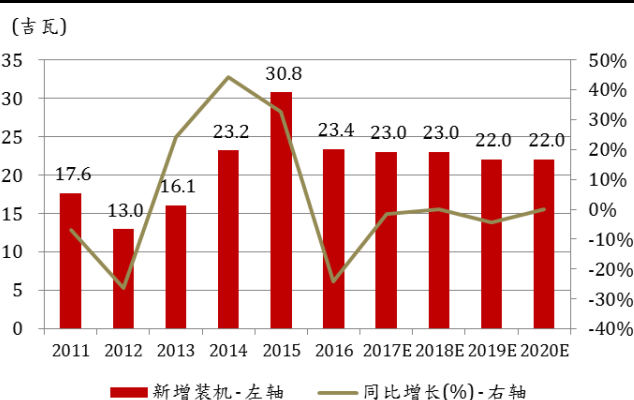


數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

“十三五”期間：新增裝機放緩

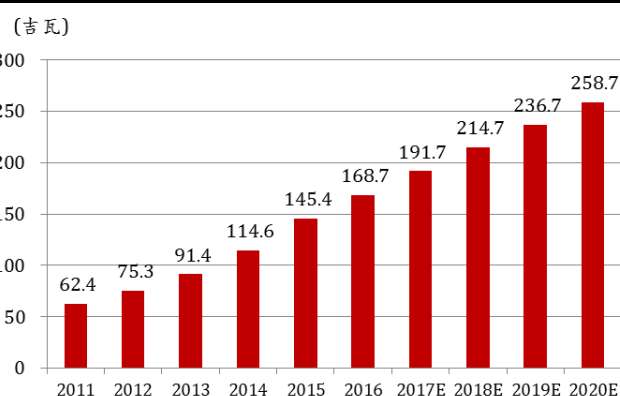
基于目前的市場狀況（包括經濟轉型、電力供應過剩），我們認為“十三五”期間風電裝機增長會有所放緩。根據中國風能協會統計顯示，儘管 2016 年風機招投標量較高，但 2017 上半年風電新增裝機僅為 5.5 吉瓦，裝機速度明顯放緩。另外，國家發改委與國家能源局也制定了較為保守的裝機目標，2020 年的目標裝機僅為 210 吉瓦（陸上裝機 205 吉瓦，海上 5 吉瓦），這圖明在用電量增長放緩及限電情況嚴重帶來的壓力影響下，可再生能源發展政策趨緊。我們認為 1) 國家能源局將收緊對風電項目的審批 2) 限電及補貼機制方面的不確定性將導致風電投資放緩 3) 政府會持續為風機製造商創造一定的市場規模，因此預計年度新增風電裝機將維持低速或沒有增長，年裝機量將維持在 20 吉瓦以上，我們預計總裝機將在 2018 年達到“十三五”的目標（210 吉瓦），並在 2019 年迅速超過該目標。

圖 19: 全國年度新增風電裝機



數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

圖 20: 全國累計風電裝機



數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

風電項目審批及并網政策收緊

由于國家在電力供應端面臨嚴重的產能過剩，我們預計中國政府有意收緊未來項目審批。我們估計全國只需 213 吉瓦風電裝機（與國家發改委“十三五”總裝機目標接近）及 149 吉瓦太陽能裝機便可實現政府對 2020 年非水用電量達 9% 的目標。這圖明未來四年只剩下 43 吉瓦的市場規模，平均每年不到 11 吉瓦。然而，根據金風科技統計，截止 2016 年底，已獲批准但還未建造的風電裝機容量達 94.35 吉瓦，其中有 77.3 吉瓦處於非限電區域。我們相信政府機構會有意減緩裝機增速，這主要圖現在 1) 根據 2016 年底發改委發布的政策，2018 風電基準電價較 2015 年版政策調低了 1.7-9.1% 2) 發布紅色預警，暫停 6 個限電嚴重的省份的項目并網。我們預計能源局將減慢項目審批速度，限制“十三五”剩餘期間對風電的投資，以達到控制限電及補貼資金短缺的問題，因此我們也認為這些緊縮政策可能會在未來進一步加強。2017 年 7 月 28 日，國家能源局公布了“十三五”可再生能源發展指導意見，列出了所有非限電省份/地區年度規劃細則，包括 2017-2020 新增裝機指導目標 110.4 吉瓦。

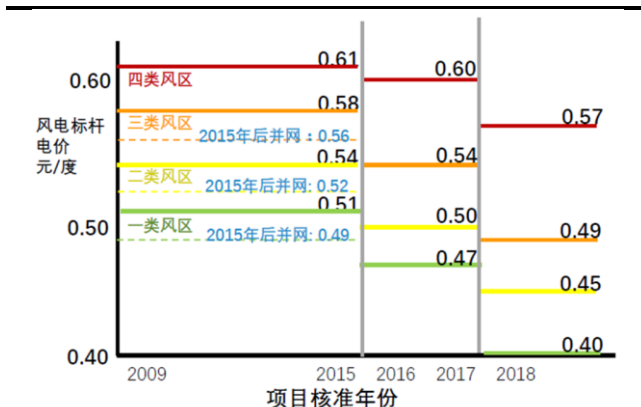
基于上半年僅實現 5.5 吉瓦的風電新增裝機，且在未來電價政策收緊及可再生能源電價附加補貼政策不明朗（如綠證）的影響下，我們認為風電運營商對新增風電投資的意願將會有所減弱。另一方面，風機製造商也處於增長困難的境地。風機製造商每年都通過製造功率更大的大型風機來擴大其產量（以兆瓦計算），而風機的平均售價卻處於下跌狀態。我們預計陸上風機銷售的市場競爭將會愈發激烈。根據金風科技數據，2017 上半年風機投標價下跌 5%。此外，風機製造商也受到來自政府 2020 年電網平價上網目標的壓力。

圖 21: “十三五”期間國家能源局對可再生能源發展的指導意見 (兆瓦)

省份	2017年	2018年	2019年	2020年	2017-2020年 累計	2020年 規劃并 網目標
北京市	-	50	50	100	200	500
天津市	290	260	400	280	1,230	1,000
河北省	2,390	3,500	3,000	2,500	11,390	18,000
山西省	2,560	2,400	2,200	2,240	9,400	9,000
遼寧省	-	700	500	400	1,600	8,000
上海市	-	100	100	100	300	500
江蘇省	1,100	1,000	800	800	3,700	6,500
浙江省	-	1,000	900	900	2,800	3,000
安徽省	2,000	1,000	1,000	500	4,500	3,500
福建省	500	1,000	1,000	1,000	3,500	3,000
江西省	1,130	1,600	1,400	600	4,730	3,000
山東省	3,500	2,400	2,000	2,000	9,900	12,000
河南省	3,000	3,000	3,000	3,000	12,000	6,000
湖北省	3,010	1,500	1,500	1,500	7,520	5,000
湖南省	2,320	2,300	1,500	1,500	7,620	6,000
廣東省	1,650	1,500	1,500	1,500	6,150	6,000
廣西區	2,000	1,000	1,000	1,000	5,000	3,500
海南省	-	-	-	350	350	300
重慶市	300	150	150	150	750	500
四川省	220	80	200	200	700	5,000
貴州省	150	600	1,200	440	2,390	6,000
雲南省	-	650	650	650	1,950	12,000
西藏區	-	50	50	100	200	200
陝西省	3,030	1,500	1,500	1,500	7,530	5,500
青海省	1,500	1,500	1,000	1,000	5,000	2,000
总计	30,650	28,840	26,600	24,310	110,410	126,000

數據來源：國家能源局及招銀國際預測

圖 22: 風電電價調整節奏



數據來源：金風科技

圖 23: 風電投資紅色預警地區及紅色預警措施摘要

省份	限電率
內蒙古	21%
黑龍江	19%
吉林	30%
寧夏	13%
甘肅	43%
新疆	38%
紅色預警區域	1 不得核准建設新的風電項目； 2 電網不得受理風電項目新增并網申請； 3 不再對新建風電項目發放新的發電業務許可；
紅色預警區域措施	4 雲南、浙江繼續推進2016年開發建設方案，不再新增建設規模
綠色區域措施	5 張家口、承德地區、晉北地區不再建設零散風電項目

數據來源：國家能源局及招銀國際預測

我們預計“十三五期間”年新增裝機規模將保持穩定

據中國風能協會統計，2012-2015 年間中國年新增風電裝機保持高速增長，年複合增長率達 33.4%，在 2015 年達到峰值 30.8 吉瓦。由於國家發改委對風電電價降價的政策於 2016 年 1 月 1 日起生效，引發 2015 年裝機熱潮的原因。因此 2016 年新增裝機量下滑至 23.4 吉瓦，同比下降 24%。2016 年 12 月，國家發改委宣布 2018 年將在原有電價調整方案的基礎上進一步進行降價，4 個風電資源區的基準風電電價將分別下調 3-7 分錢。考慮到 2015 年新增裝機熱潮引發了嚴重限電，因此也將對從并網到項目審批期間的降價措施進行調整。在新風電降價時間圖下，2018 年前通過審批且在 2019 年底投運的項目儲備仍將享受 2016 及 2017 年設定的優惠電價。因此我們預計 2017-2019 年期間裝機容量將持續擴張，並保持在 20 吉瓦以上。我們預測 2017-2019 年間新增風電裝機將分別為 23.0/23.0/22.0 吉瓦。同時由於風機供應端增長迅速且在近幾年趨於成熟，我們認為中國政府有意為國內風機製造商保持一個相對穩定的年新增裝機規模。

風機製造商的選擇：切入海上及海外市場尋求增長

儘管風機發電效率不斷提高、產品價格不斷降低，但我們預計，若風機製造商想保持其收入增長，進入海上風電市場或是海外市場是為數不多的選擇。我們估計 2016-2020 年海外風機需求年複合增長率將達 15%，我們也相信掌握海上風電技術能夠幫助風機製造商在海外風機銷售市場搶占更大的份額。然而，由於海上風電場對技術及耐久性的要求較高，目前只有領先的風機製造商能夠獲取海上風電訂單。2016 年，僅有 4 家國內廠商在海上風機銷售方面錄得收入，包括上海電氣（2727 HK）、金風科技、遠景能源、和重慶海裝。2016 年，這四家公司總計供應 154 台海上風電機組，裝機容量達 592.2 兆瓦，其中上海電氣通過其與西門子的合資公司銷售成熟完善的產品模型，在四家公司中排名第一（市場份額達 82.5%）。

此外，隨著中國風機製造商在海外市場上認可度提升，我們相信風機製造商也將加速其全球化的戰略。高發電效率、低成本、耐久性强、多地貌適應性是中國風機製造商通過激烈的國內市場競爭獲得的 4 個核心要素。一方面，海外市場對售後服務及銷售網絡的要求更高，而另一方面海外風機銷售也會為製造商提供更高的售價及毛利率。我們相信在海外市場發展方面，金風目前領先於其他國內同行。2016 年金風海外風機訂單儲備達 917 兆瓦，我們相信金風在未來幾年內將會獲得更多的海外訂單並加快訂單交付速度。

圖 24: 2016 年全國海上風機銷售情況

製造企業	海上風機型號 (兆瓦)	裝機台數 數量	總裝機容量 (兆瓦)	市場份額 根據裝機容量
上海電氣	3.6	28	100.8	17.0%
	4.0	97	388	65.5%
	小計	125	488.8	82.5%
金風科技	3.0	12	50.4	8.5%
遠景能源	4.2	16	48	8.1%
重慶海裝	5.0	1	5	0.8%
	總計	279	592.2	100%

數據來源：中國風能協會及招銀國際預測

從可再生能源消納角度看裝機潛力

國家能源局于 2016 年 2 月發布了“關於建立可再生能源開發利用目標引導制度的指導意見”，并于 2016 年 11 月發布了“電力規劃十三五”，能源局圖示，截止 2020 年末非水能源發電量應占總用電量的 9%，同時也為各省設定了累計風電裝機方面的具體目標。政府的計劃是利用政策指導，力求在 2020 年前實現非化石一次能源消耗達 15% 的目標。我們交叉驗證了十三五裝機及發電量占比目標以估計新增裝機容量潛力。我們的模型估計圖明：

1. 在限電得到控制的情況下，實現中國能源結構目標僅需 213 吉瓦風電裝機；
2. 在跨區域可再生能源輸送方面，東部、南部省份仍有較大空間，而中部地區則空間有限；
3. “十三五”期間風電項目開發的重點仍會放在中國中部及東南地區；

我們估計實現非化石一次能源消耗達 15% 的目標僅需 213 吉瓦

我們的模型估算基于 2016 年各省用電量數據，設計了不同的增長路徑（增長逐漸放緩）。我們估計，到 2020 年總用電量將達到 6,957 太瓦時，2016-2020 年用電量複合增長率達 4.1%。基于以下條件 1) 國家能源局對各省非水可再生能源發電量目標在 5-13% 區間，2) 我們假設在可再生能源用電量中太陽能與風電比例為 33%/67%，以及 3) 我們預計不同省份的風電利用小時數各不相同，我們計算得出截止 2020 年各省風電裝機的需求。總體來說，我們相信國家僅需 213 吉瓦風電裝機便能夠實現 2020 年非化石一次能源消耗達 15% 的目標。

在利用可再生能源方面，東部、南部省份仍有較大空間，而中部地區則空間有限。我們進一步對所需風電裝機估算及發改委的省級目標進行交叉檢查，對跨區域電力消耗能力進行評估。我們預計省級電網將優先考慮當地可再生能源發電，然後再考慮通過特高壓線路使用跨區域電力。正數值越大圖明這些地區消耗電力的能力越強，而負數值越大則代圖向其他區域提供電力的需求越大。我們的結果圖明：

1. 西北地區包括新疆、甘肅、內蒙古及河北需要跨區域輸送電力；
2. 黑龍江、吉林、山西、寧夏、四川、雲南也需要向外輸送電力，但壓力相對較小；
3. 中國東部地區會成為可再生能源電力消耗的關鍵市場；
4. 中國中部地區對於跨區域電力的消納能力較弱。

結合特高壓線路等的設施支持，我們對內蒙古、陝西、寧夏、雲南的限電情況持樂觀態度。但由于我們在湖南省看不到太多電力消納潛力，因此對甘肅特高壓輸送能夠帶來的影響變化持謹慎態度。

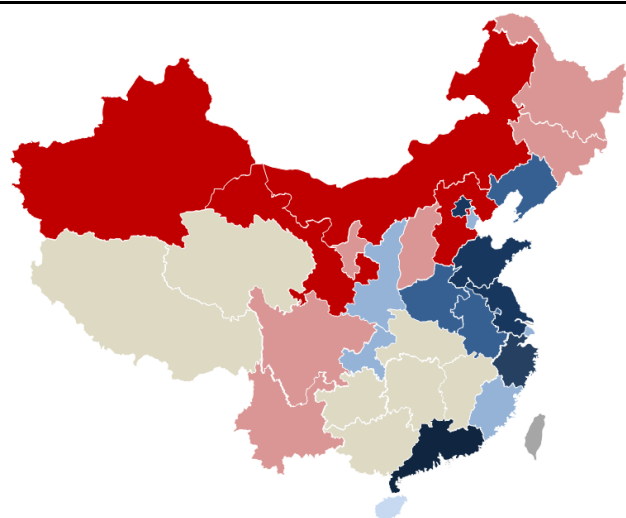
圖 25: 基于非水可再生能源發電量達 9% 的目標計算得出的裝機潛力

省份/区域	用电量		国家能源局 非水目标	风电装机	所需装机 估计	隐含短缺	国家发改 委"十三 五"目标	潜在装机 容量	电力消耗 能力
	(太瓦时)	(太瓦时)	(%)	(兆瓦)	(兆瓦)	(兆瓦)	(兆瓦)	(兆瓦)	(兆瓦)
	2016	2020E	2020E	(1)	(2)	(3)=(2)- (1)	(3)	(3)-(1)	(2)-(3)
北京	102	122	10%	190	4,718	4,528	500	310	4,218
天津	81	87	10%	390	3,342	2,952	1,100	710	2,242
辽宁	326	353	10%	6,950	11,185	4,235	8,000	1,050	3,185
上海	180	194	10%	710	3,486	2,776	800	90	2,686
江苏	261	276	13%	5,610	18,184	12,574	9,500	3,890	8,684
浙江	204	223	13%	1,190	13,845	12,655	3,300	2,110	10,545
安徽	67	73	13%	1,770	6,537	4,767	3,500	1,730	3,037
福建	90	100	13%	2,140	6,514	4,374	3,900	1,760	2,614
山东	149	181	5%	8,390	24,411	16,021	12,000	3,610	12,411
河南	546	673	7%	1,040	9,204	8,164	6,000	4,960	3,204
湖北	387	512	7%	2,010	5,708	3,698	5,000	2,990	708
广东	179	242	7%	2,680	17,834	15,154	6,300	3,620	11,534
海南	197	241	7%	310	1,348	1,038	400	90	948
重庆	118	155	5%	280	2,074	1,794	500	220	1,574
西藏	539	632	10%	10	420	410	200	190	220
陕西	299	341	7%	2,490	6,836	4,346	5,500	3,010	1,336
青海	176	211	7%	690	2,412	1,722	2,000	1,310	412
河北	150	170	7%	11,880	10,103	-1,777	18,000	6,120	-7,897
山西	561	660	7%	7,710	7,471	-239	9,000	1,290	-1,529
内蒙古	136	146	5%	25,570	9,249	-16,321	27,000	1,430	-17,751
吉林	29	35	10%	5,050	3,187	-1,863	5,000	-50	-1,813
黑龙江	92	107	5%	5,610	4,369	-1,241	6,000	390	-1,631
江西	210	242	5%	1,080	2,997	1,917	3,000	1,920	-3
湖南	124	145	5%	2,170	4,583	2,413	6,000	3,830	-1,417
广西	141	140	10%	670	2,809	2,139	3,500	2,830	-691
四川	5	8	13%	1,250	4,675	3,425	5,000	3,750	-325
贵州	134	177	10%	3,620	2,803	-817	6,000	2,380	-3,197
云南	107	104	13%	7,370	5,417	-1,953	12,000	4,630	-6,583
甘肃	64	62	10%	12,770	3,492	-9,278	14,000	1,230	-10,508
宁夏	89	89	13%	9,420	3,870	-5,550	9,000	-420	-5,130
新疆	179	253	13%	17,760	9,411	-8,349	18,000	240	-8,589
合计	5,920	6,957		148,780	212,493	63,713	210,000	61,220	2,493

數據來源：國家統計局、國家發改委、國家能源局及招銀國際預測

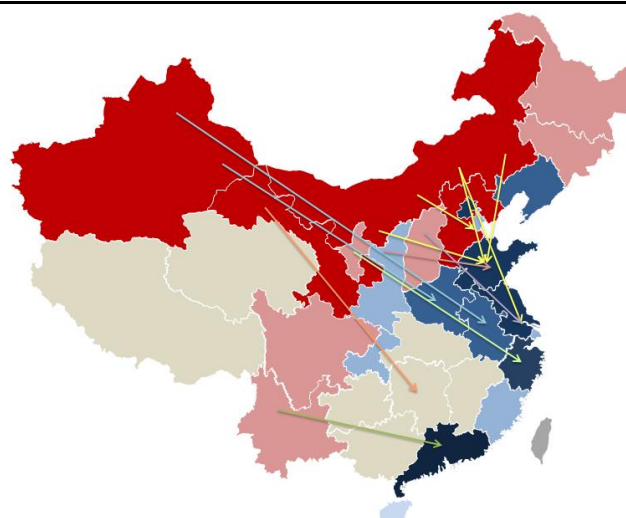
注：2016 年風電裝機數據來自國家能源局并網統計數據，低于中國風能協會統計數據

圖 26: 基于各省估算的風電輸送供求分析



數據來源：招銀國際預測
 注：紅色越深圖明電力輸送需求越高
 藍色越深圖明消納能力越強
 米色圖明電力輸送消耗水平適中

圖 27: 特高壓線路風電輸送分析

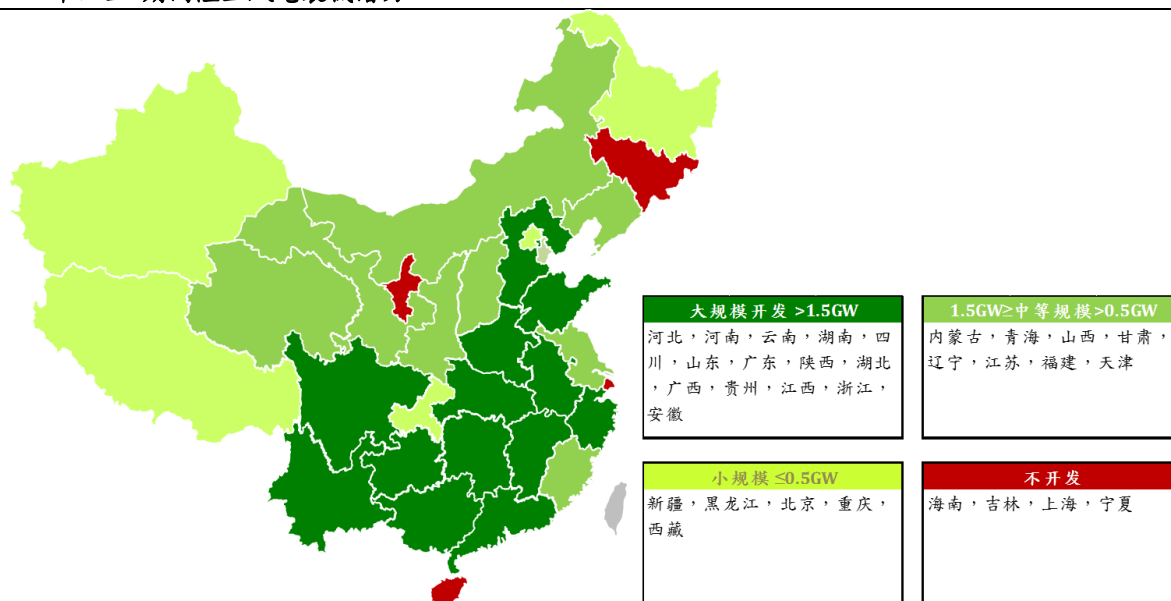


數據來源：招銀國際預測

“十三五”期間風電裝機的重點將會放在中國中部及東南地區

以“電力規劃十三五”為參考，我們的分析也包括了陸上風電裝機指引。我們預計在“十三五”期間，海南、吉林、上海、寧夏新增陸上風電裝機的可能性較小，主要是由於 2016 年這些地區的裝機容量就已超過 2020 年陸上風電發展的目標。相反，中國中部及東南省份風電裝機增長潛力較大，可發展規模超過 1.5 吉瓦，而北部省份可增長規模水平一般，範圍在 0.5-1.5 吉瓦之內。由於我們預計到 2020 年年度新增裝機將保持在 20 吉瓦以上，我們預計實際數字會較此更高，國而家發改委給出的省級裝機目標也僅供參考。

圖 28: “十三五”期間陸上風電裝機潛力



數據來源：國家發改委及招銀國際預測

電網能力在特高壓傳輸和靈活性改造支持下逐步增強

風電依賴自然風資源,具有并不穩定的電力生產屬性,并且夜間發電量較低,而日間發電量較低,具備與電力需求時間相反的特點。在中國風電行業發展的 10 年期間,風力發電經歷了 2 段困難時期。一段是在風電發展早期,由于并網技術不成熟,在 2011-2012 年引起了大規模的風電脫網。第二段則是自 2015 年至今,由于電網可再生能源消納能力不足所引起的限電現象。從風電場的角度,我們相信并網技術已不再是風電發展的障礙,當今絕大多數的風電場已經具備了“低壓穿越”技術以配合電網同步。我們認為目前電網對新能源的接納能力較新能源發展較為滯後,因此我們相信電網限電問題仍將持續。近期,市場普遍對於特高壓傳輸線路用以解決新能源電力消納問題具有很高的期望,并以此作為解決限電問題的核心措施。對此,我們認為電網的靈活性改造與特高壓線路應屬同等重要,因為電網靈活應對可再生能源的適應能力將是新能源就地消納以及跨區域消納的核心關鍵。

提升新能源消納,特高壓尚需時間

為了應對 2013 年由國務院提出的《大氣污染防治行動計劃》,國家能源局提出了 12 條特高壓跨區輸電通道以增加新能源消納,緩解化石能源所帶來的環境污染。這些特高壓線路用以將可再生能源富集地區產生的電力傳輸到用電需求高速增長的地區。經過幾年的規劃和討論,國家最終確定了 13 條特高壓線路。根據國家電網和南方電網信息,這些特高壓線路中,2 條源自新疆,5 條源自內蒙古,甘肅、寧夏、山西和雲南各 1 條,還有 2 條支持性線路用于區域性電網的銜接。

特高壓線路將對跨區消納可再生能源發揮巨大的作用無疑,但在短期內,我們對於特高壓線路的效果持較為謹慎的看法。我們相信在特高壓線路投運後,仍然需要一段較長的時間才可使這些線路達到設計負荷,并且目前大部分線路仍處於施工建設以及調試階段。相比跨區域電力消納,我們相信電網將更加重視跨區電網間的穩定協調性。以“哈密-鄭州”特高壓為例,為了兼顧電網的穩定性,目前該線路僅達到設計傳輸負荷的 50%。在我們看來,電網端將需要 2-3 年時間逐步完善這 13 條特高壓線路,以使它們達到既定的設計負荷。

具體到特高壓的區域性限電舒緩效果,通過對受電端省份的電路需求分析,我們相信內蒙、寧夏和山西三省的新能源電力會獲得較好的消納。其中,內蒙和寧夏特高壓電力外送的目標市場分別是山東和浙江,我們認為這兩個省份電力消費數額較高,同時還具備較高的需求增長。至于山西省,由于西北電網與華北電網的聯接能力獲得增強,隨著華北區域新能源消納比例逐步上升,我們認為山西的特高壓也會有較好的效果。基于上述理解,我們預期內蒙古及蒙東周邊地區,包括黑龍江、吉林和遼寧三省的限電情況將優于其它地區獲得緩解,寧夏的限電情況也會得打大幅改善,而新疆和甘肅,由于特高壓送電端需求有限,我們預期限電將持續較長時間。

圖 29: 與風電相關的特高壓綫路匯總

外送省份	风电区域	起点	终点	线路类型	电压等级 伏特	长度 (公里)	换流容量 (吉瓦)	投运时间	状态
新疆	哈密地区	新疆哈密	河南郑州	直流	±800	2192	16	2014	已投运
新疆	准东、昌吉地区	新疆昌吉	安徽宣城	直流	±1100	3324	24	2018	建设中
内蒙古	蒙东	锡林郭勒盟	山东	交流	±1000	2x730	20	2016	已投运
内蒙古	蒙西	鄂尔多斯	天津南	交流	±1000	2x608	24	2016	已投运
内蒙古	蒙东	锡林郭勒盟	山东泰州	直流	±800	1620	20	2017	调试中
内蒙古	鄂尔多斯地区	上海庙	山东临沂	直流	±800	1238	20	2017	建设中
内蒙古	东北地区	扎鲁特	山东青州	直流	±800	1234	20	2017	建设中
甘肃	酒泉风电基地	酒泉	湖南	直流	±800	2383	16	2017	已投运
宁夏	宁东地区	宁东	浙江	直流	±800	1720	16	2016	已投运
山西	山西北部	晋北	江苏	直流	±800	1119	16	2017	建设中
云南	云南北部	滇北	广东	直流	±800	1900	16	2017	建设中
支持线路									
安徽	淮南	安徽	上海	交流	±1000	2x780	43	2016	已投运
山西	晋北	榆横	潍坊	交流	±1000	2x1049	34	2017	建设中

數據來源：國家電網、南方電網以及招銀國際證券

長期增長潛力將自 2021 年開始釋放

可再生能源將是滿足 2021 年以後新增電力需求的主力

基於對新建風電項目 2020 年實現平價上網的預期，我們對風電行業發展的關注轉向中國能源結構中長期轉型，並以此衡量中國風電行業的長期發展前景。根據發改委 2017 年 5 月發布的《能源生產和消費革命戰略（2016-2030）》，我們認為中國政府已對中長期的能源結構轉型作出了規劃，並以此文件擬定了幾項關於能源生產和消費的要點：

1. 截止 2020 年，初步建立“用能權”機制，並針對不同的能源形式制定用能配額以實現能源消費結構的轉型；
2. 新增能源需求主要依靠清潔能源滿足；
3. 到 2030 年，非化石能源發電量占全部發電量比重力爭達到 50%。

我們認為隨著該戰略的逐步實施將對中國的能源行業產生深遠的影響。我們相信主要的配套政策，如可再生能源綠色證書，以及配額制政策將在 2020 年開始全面實施，因此預計相關的政策將在 2019 年逐步出臺完善，也基於此，我們認為中長期能源消費革命戰略的影響力將從 2019 年開始顯現。

我們的 2021-30 年基準情景分析顯示，風電市場年增量為 31.6-37.9 吉瓦

根據上述長期能源結構轉型規劃，我們建立了情景分析以測算中國風電中長期的裝機潛力。我們的主要條件假設包括 1) 2 階段的電力需求增長；2) 主要發電能源形式的裝機容量增長；3) 不同能源種類的發電利用小時數；以及 4) 對於新能源電力需求，我們假定風電和光伏各自滿足 64% 和 36%。

除了電力消費需求作為主要的模型參數以外，我們的情景分析對於煤電的利用小時數非常敏感。2020 年以後高火電利用小時數將非常明顯的擠壓新能源新增裝機空間，即便是 2020 年以後沒有新的火電產能增加。到 2020 年，如果以 4200 小時的火電利用小時作為測算，也較火電機組正常 5,500 年利用小時要低 23.6%。

圖 30: 針對不同時期我們的情景分析預測假設

參數	用电量	用电量增长	水电装机增长	核电装机增长	化石能源装机增长	化石能源装机增长	火电装机增长	火电装机增长
时期	2021-2025	2026-2030	2021-2030	2021-2030	2021-2025	2026-2030	2021-2025	2026-2030
基本情形	3.50%	2.50%	1.00%	5.00%	-0.50%	-1.00%	1.50%	1.50%
乐观情形	4.50%	3.50%	1.00%	5.00%	-1.50%	-1.50%	2.50%	2.50%
悲观情形	2.50%	1.50%	1.00%	5.00%	-0.50%	-0.50%	0.50%	0.50%

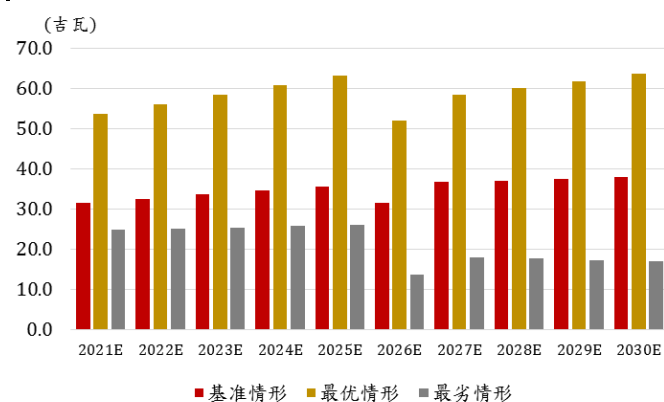
數據來源：招銀國際證券預測

我們的情景分析顯示，在基準案例下，2021-2030 年新增裝機規模在 31.6GW-37.9GW 區間，對應年均複合增長率為 4.3%。在我們的基準情景中，我們相信電力過程情況將在 2020 年以後持續，因此我們預期火電的利用小時數將會以年均 1.5% 較為緩慢的方式逐漸恢復，自 2020 年 4,263 小時恢復至 2030 年 4,874 小時。我們的基準案例同時也以來電力輔助市場的發展，其中，我們相信火電機組調峰將會是主要的方式。我們預判，由於火電調峰機組的發展，火電機組的淨裝機容量將會在 2021-2025 年間以每年 0.5% 速率遞減，而在 2026-2030 年間以每年 1% 速率遞減，對應因機組調峰所帶來的火電裝機容量空間可達每年 5.9-11.7 吉瓦。根據我們較為保守的基準案例分析，到 2030 年我們測算非化石能源發電量占比為 40%，而風電發電量占比為 12.6%，較 2016 年 4.1% 上升 8.5 個百分點。

在我們的最優情境中，由於用電量增長以及較快的電力輔助市場發展，2021-2030 年風電市場的年度增量明顯有大幅增長，年均市場容量在 53.7-63.6 吉瓦區間，對應 2020-2030 的年均複合增長為 9.8%。在此情景下火電利用小時數也將以較快的速度恢復。

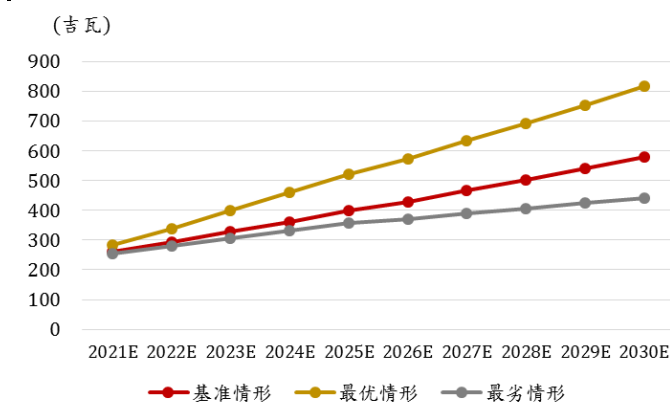
在最差情景中，由于用電量增速以及電力輔助市場發展均以較低速度發展，預料年度新增風電機組將在 2021-2030 年間逐年遞減，自 24.8 吉瓦降至 16.9 吉瓦，對應年均複合變化為-3.8%。

圖 31: 不同場景下年度風電裝機容量



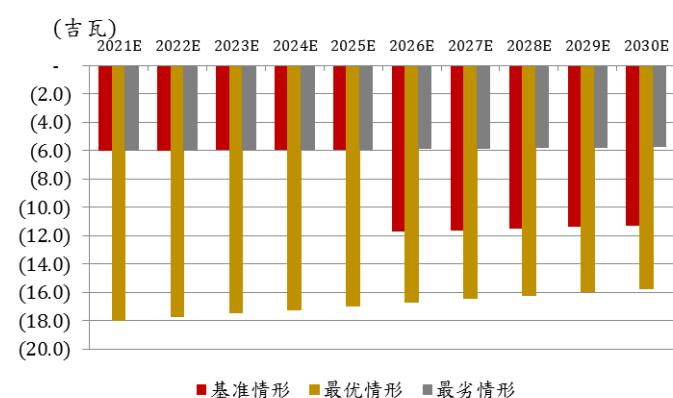
數據來源：招銀國際預測

圖 32: 不同場景下累計風電裝機容量



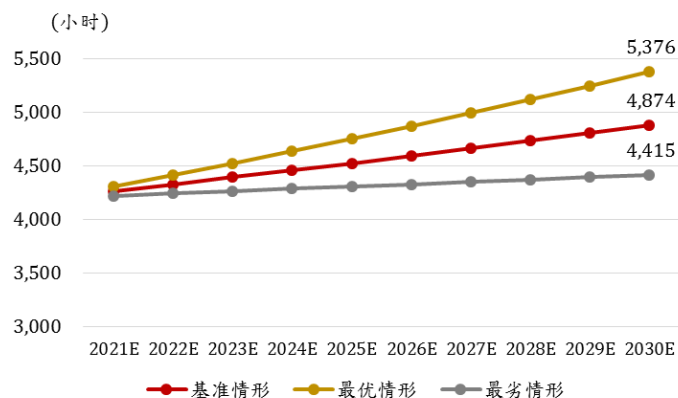
數據來源：招銀國際預測

圖 33: 火電調峰市場發展對於淨火電裝機容量影響



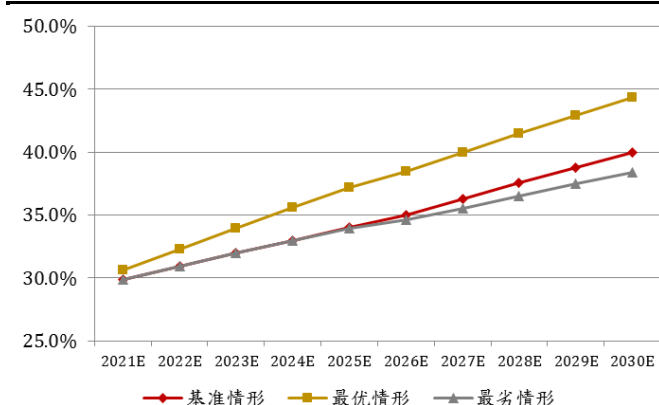
數據來源：招銀國際預測

圖 34: 不同場景下火電機組利用小時數趨勢



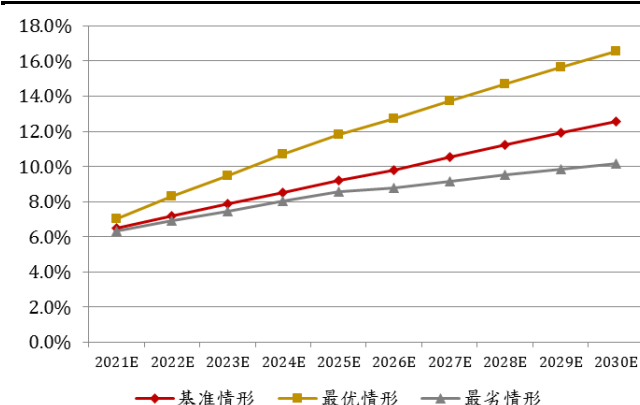
數據來源：招銀國際預測

圖 35: 不同場景下非化石能源發電量占比



數據來源：招銀國際預測

圖 36: 不同場景下風電發電量占比



數據來源：招銀國際預測

火電調峰：可再生能源消納的另一項關鍵

根據我們對於中國風電市場中長期的裝機增長測算發現，我們相信電力輔助市場，更具體而言為火電機組調峰，將對未來的風電裝機容量增長以及風電消納產生非常重要的作用。對於電力市場，我們相信火電機組參與調峰/深度調峰發展剛剛起步，目前資本市場還沒有意識到火電調峰對於可再生能源的消納以及實現中國能源結構轉型的潛力。

火電機組調峰，意為將常規的火電機組轉為調峰機組，在電力需求正常時間，把常規機組的日常負荷降至 50% 或以下，而在電力需求波峰出現時，增加機組出力。火電機組調峰的意義在於 1) 應對需求波動，可以提升電網的靈活性，以及 2) 系統性的增加可再生能源消納支持，以減少電力供應波動的風險。我們相信隨著調峰機組的數量逐漸增加，可以在短期內大幅緩解局部地區嚴重的限電問題，並對可再生能源長遠的發展創造更大的空間。基於對電力輔助市場較為保守的發展預期，我們預測火電裝機容量將因調峰改造每年淨減少 0.5%（對應 5.9-11.7 吉瓦），我們同時預期，任何高於此速度的發展都將帶來更高的新能源裝機需求，尤其是對風電。

火電調峰，除了可以解決電力過剩化解新能源消納問題，其自身的挑戰也不容忽視。由於火電負荷降低，將帶來潛在的影響：1) 單位煤耗提升導致運營成本明顯上升；2) 煙氣排放將帶來更多的污染物；3) 由於發電量減少，運營收入將受到影響。因此，我們相信設立合適的補償機制將會成為電力輔助市場發展的關鍵因素。國家能源局就此在 2016 年 7 月選定了 16 個火電深度調峰的試點項目，以綜合安全、穩定、以及調峰機組的經濟性等角度來探索電力輔助市場補償機制的邊際條件。這 16 個項目分別來自於遼寧、吉林、黑龍江、甘肅、內蒙古、廣西、以及河北。根據我們觀察，自 2017 年開始，遼寧省的風電限電情況有明顯好轉，利用小時數大幅提升，我們相信遼寧省火電調峰機組項目改造已開始逐步顯現。我們預期調峰機組的範圍將逐步擴大。

圖 37: 能源局摘選的火電機組靈活性改造試點項目清單

編號	省份	发电集团	电厂名称	装机容量 (兆瓦)	投产年份	参数
1	辽宁	华能	丹东电厂1#2#机组	2X350	1998	亚临界
2	辽宁	华能	丹东金山热电厂1#2#机组	2x300	2012	亚临界
3	辽宁	国电	大连庄河发电厂1#2#机组	2X600	2007	超临界
4	辽宁	国电投	本溪发电1#2#新建工程	2X350	2017	超临界
5	辽宁	国电投	东方发电公司1#	1X350	2005	亚临界
6	辽宁	铁法煤业	燕山湖发电公司	1X600	2011	超临界
7	辽宁	国电	调兵山煤矸石发电	2X300	2009/2010	亚临界
8	吉林	国电	双辽发电厂1-5#机组	2X330, 2X340, 1X660	1994/1995/ 2000/2000/ 2015	1-4# 亚临界, 5# 超临界
9	吉林	国电投	白城发电厂1#2#机组	2X600	2010	超临界
10	黑龙江	大唐	哈尔滨第一热电厂1#, 2#	2X300	2010	亚临界
11	甘肃	国投	靖远第二发电公司7#8#机组	2X330, 2X340, 1X660	2006/2007	亚临界
12	内蒙古	华能	北方临河热电厂1#2#机组	2X300	2006/2007	亚临界
13	内蒙古	华电	包头东华热电厂1#2#机组	2X300	2005	亚临界
14	内蒙古	神华	国华准格尔电厂	4X330	2002/2007	亚临界
15	广西	国投	北海电厂1#2#机组	2X320	2004/2005	亚临界
16	河北	华电	石家庄裕华热电厂1#2#机组	2X300	2009	亚临界

數據來源：能源局，招銀國際證券

可再生能源補貼缺口逐年增加

可再生能源補貼附加資金，是目前風電和光伏發電補貼的唯一來源，正面臨著嚴峻的缺口問題，並且預料資金缺口將在未來的幾年逐步擴張。到目前為止，國家已經發布了 6 個批次的可再生能源電價附加資金補助目錄，分別涵蓋風電、光伏及生物質發電項目 106 吉瓦，26 吉瓦以及 9 吉瓦。僅針對前 6 個批次的補貼目錄，到 2016 年末，我們測算補貼資金的缺口達人民幣 558 億元。基于目前的可再生能源附加徵收標準不變，根據我們的測算，到 2020 年，該資金缺口將逐漸降低至 358 億。然而，截止至 2016 年，并網裝機的風電和光伏發電裝機已達 149.0 吉瓦及 77.4 吉瓦，遠高于已公布的補貼名錄數量，意味著還有較大規模的新能源裝機未有被相關名錄覆蓋。根據國家有關規定，這些已經實現并網而沒有納入名錄的裝機，補貼電價是可回溯的，即補貼電價自并網發電時開始計算，這將進一步增加可再生能源對於補貼資金的需求。如果將未納入名錄的裝機和前 6 批名錄合并納入計算，我們測算到 2016 年底，補貼缺口達人民幣 1,443 億，並且數額將繼續逐年上升。保守估計，我們預測到 2020 年，補貼缺口達 2,330 億以上。

圖 38: 可再生能源附加補貼缺口測算

	2012	2013	2014	2015	2016	2017E	2018E	2019E	2020E
電價附加基礎 (太瓦時)	4,243	4,545	4,729	4,720	5,007	5,276	5,540	5,819	6,115
工業用电量	3,673	3,919	4,063	4,005	4,211	4,400	4,576	4,759	4,950
商業用电量	569	626	666	716	796	876	963	1,060	1,166
電價調整附加 (人民幣分/千瓦時)	0.8	1.5	1.5	1.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
可再生能源附加回收及估計 (百萬元人民幣)	19,611	29,798	49,138	51,487	69,446	73,179	77,887	82,921	88,306
應含回收率 (%)	57.8%	43.7%	69.3%	72.7%	73.0%	73.0%	74.0%	75.0%	76.0%
財政部補貼 (百萬元人民幣)	8,590	14,811	-	-	-	-	-	-	-
可再生能源補貼資金 (百萬元人民幣)	28,201	44,609	49,138	51,487	69,446	73,179	77,887	82,921	88,306
第1-6批補貼目錄下可再生能源裝機補貼資金需求	24,684	49,377	77,104	73,854	73,665	75,635	74,968	75,543	76,109
可再生能源補貼資金狀況	3,517	(4,767)	(27,966)	(22,367)	(4,219)	(2,456)	2,920	7,378	12,197
滾動資金狀況 (百萬元人民幣)	3,517	(1,250)	(29,217)	(51,583)	(55,802)	(58,258)	(55,339)	(47,961)	(35,764)
未覆蓋資金需求 (百萬元人民幣)	5,691	9,923	14,372	27,825	30,654	19,825	24,567	29,651	34,688
考慮到未覆蓋裝機的资金狀況 (百萬元人民幣)	(2,173)	(14,691)	(42,338)	(50,192)	(34,872)	(22,281)	(21,647)	(22,273)	(22,491)
滾動資金短缺 (百萬元人民幣)	(2,173)	(16,864)	(59,203)	(109,395)	(144,267)	(166,549)	(188,196)	(210,469)	(232,960)
計算假設									
可再生能源補貼強度 (人民幣/千瓦時)									
風電	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.19	0.19	0.18
太陽能	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.55	0.54	0.53
生物質能	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
可再生能源平均利用小時數									
風電	1,893	2,080	1,905	1,728	1,742	1,829	1,921	2,017	2,117
太陽能	1,100	1,100	1,100	1,133	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
生物質能	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500
補貼目錄下可再生能源裝機容量 (兆瓦)									
風電	44,844	64,657	73,721	73,721	105,504	134,770	134,770	134,770	134,770
太陽能	986	3,261	6,390	6,390	25,955	50,320	50,320	50,320	50,320
生物質能	3,209	5,222	6,667	6,667	9,396	11,896	11,896	11,896	11,896
可再生能源累計實際裝機容量 (兆瓦)									
風電	62,700	77,200	96,400	129,400	149,000	171,000	193,000	215,000	237,000
太陽能	4,194	19,420	28,050	43,180	77,420	102,420	127,420	152,420	177,420

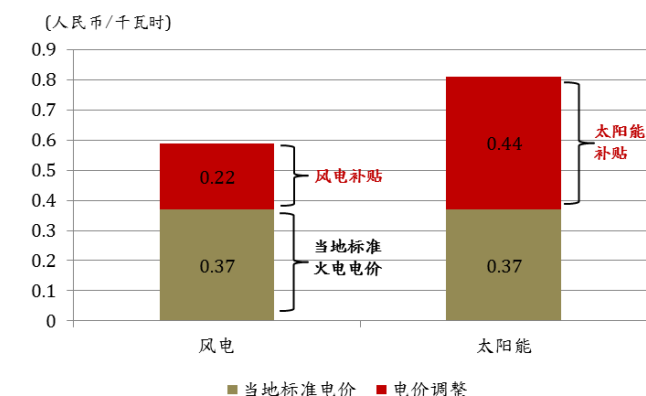
數據來源：財政部，萬德資訊，招銀國際預測

可再生能源附加補貼資金長期不足

可再生能源電力附加補貼機制建立與 2012 年，當年，國家決定實行以“上網電價補貼 (FiT)”補貼政策來實現對於新能源發展的鼓勵及補貼。根據上網電價補貼機制，新能源項目的標杆標杆上網電價在項目并網批復後，原則上電價穩定 20 年不變，而可再生能源電價補貼的部分則隨著當地火電脫硫脫硝標杆上網電價水平而變化。“可再生能源電力附加”這一補貼資金來源計費基礎來源于工業及商業用電，并以每千瓦時收取固定金額方式進行徵收。自這種補貼機制建立伊始，可再生能源電力附加資金就長期面臨著不足，主要因為 1) 地方政府對於當地工商業電力用戶免予徵收；2) 地方用電量較大的工商業用戶通過自備電廠避開資金徵收；3) 可再生能源補貼名錄審批手續冗長，導致名錄審核較實際需求長期滯後；

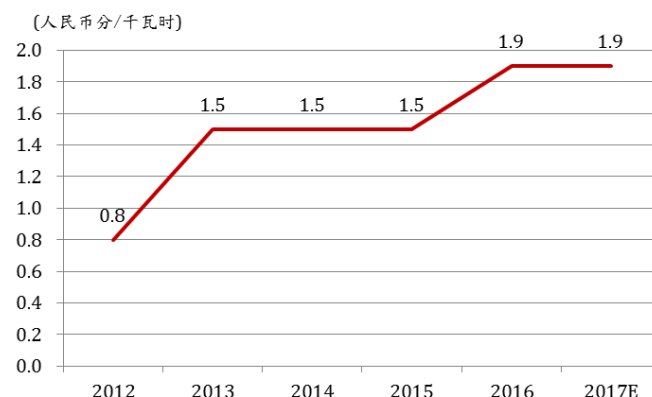
4) 對於可再生能源附加的徵收執行力較差。基於上述原因，對於已納入名錄覆蓋的新能源項目，我們長期看到補貼資金處於缺口不足狀態。對於資金缺口，財政部在 2012 及 2013 年分別對可再生能源附加資金注資了 86 億及 148 億人民幣，並且中國政府也對可在生能源電力附加度電（每千瓦時）徵收標準自 2012 年人民幣 0.8 分上調至 2013 年上調至的人民幣 1.5 分，並於 2016 年 1 月再次上調至人民幣 1.9 分。儘管歷經了 2 次上調，我們相信目前的資金徵收規模對於處於高速發展的新能源項目來說依然不足。

圖 39: 上網電價補貼機制, 例



數據來源：招銀國際

圖 40: 發改委自 2012 年起兩次提高可再生能源電力附加徵收標準



數據來源：發改委, 招銀國際

圖 41: 前 7 批可再生能源補貼名錄摘要

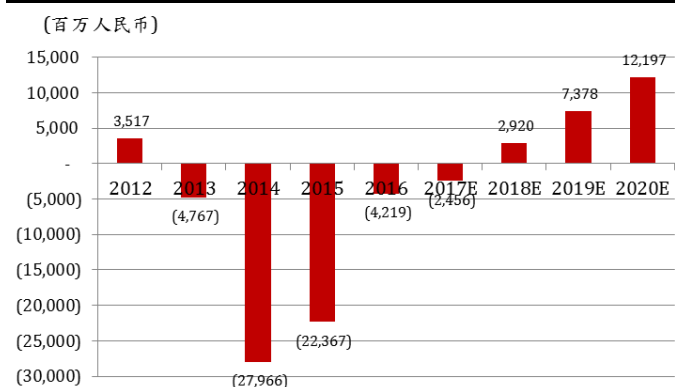
補貼批次	覆蓋時間		發布時間	可再生能源覆蓋 (吉瓦)		
	起始	終止		風電	太陽能	生物質能
1	自 2006 年 1 月		6/20/12	9.1	0.0	0.8
2	通過具體公告公布		10/15/12	14.2	0.1	1.4
3	通過具體公告公布		12/20/12	21.5	0.9	1.1
4	通過具體公告公布		3/26/13	19.8	2.3	2.0
5	到 2013/8/31 為止		8/21/14	9.1	3.1	1.4
6	2013/9/1- 28/2/2015		8/24/16	31.8	19.6	2.7
7*	2015/3/1- 31/3/2016		TBA	29.3	24.4	2.5
總計				134.8	50.3	11.9

數據來源：財政部、發改委、招銀國際預測

附注：* 第七批的覆蓋名錄裝機量由招銀國際預測。

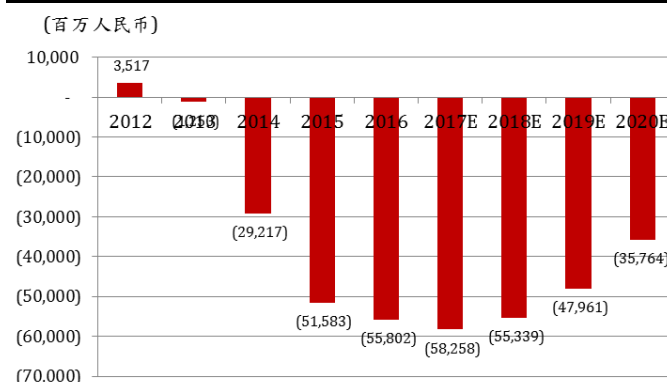
對於前 6 批補貼名錄中的新能源裝機，截止 2016 年，我們測算累計補貼資金缺口達人民幣 558 億，如將第七批補貼名錄（我們預期第七批裝機量為風電 29.3 吉瓦，光伏 24.4 吉瓦，生物質 2.5 吉瓦）納入計算，我們預料當年的資金徵收對應資金需求將持續處於虧空狀態。對於前 7 批，預測到 2020 年累計資金缺口將達 1600 億。如果將第 7 批名錄剝離，我們預料自 2018 年開始，年度補貼資金徵收將對前 6 批的資金需求開始出現盈餘，並將使累計補貼資金缺口逐步減少至 2020 年 358 億。基於上述分析，我們相信目前的可再生能源電力附加徵收標準並不足以額外覆蓋第七批可再生能源補貼名錄。

圖 42: 可再生能源附加資金對應 1-6 批補貼名錄需求的年度覆蓋狀態



數據來源：招銀國際預測

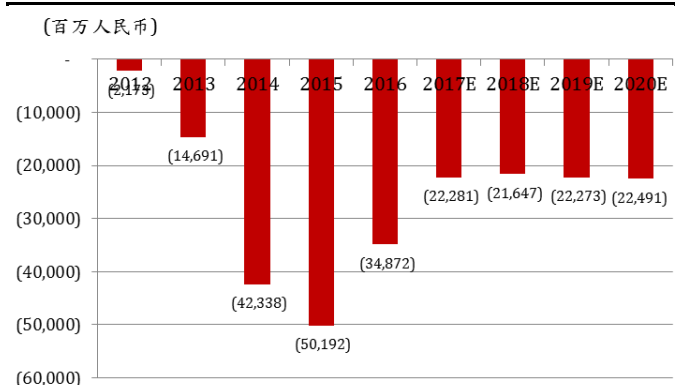
圖 43: 可再生能源附加對應 1-6 批補貼名錄需求的累計滾動覆蓋狀態



數據來源：招銀國際預測

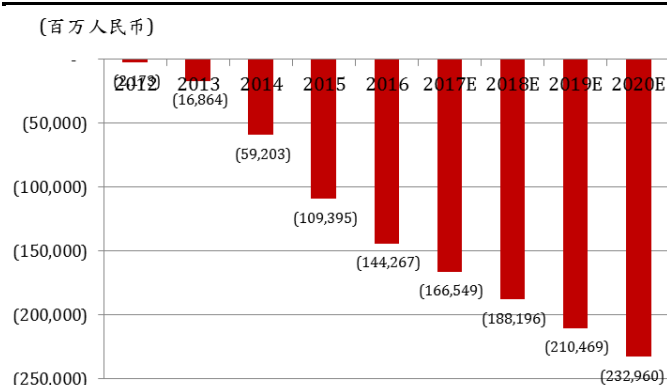
由于新能源項目電價自并網發電時開始計算，對於未納入名錄覆蓋的新能源項目，項目補貼具有可回溯性，因此隨著新能源項目的持續發展以及補貼名錄核准延遲將使得對於可再生能源補貼資金的需求持續增加。根據目前國家有關部門的補貼資格認定程序，對於新能源補貼名錄的核准較項目并網延遲 2 年以上。我們測算目前有風電和光伏分別有 43.5 吉瓦及 51.5 吉瓦項目滯後於前 6 批補貼核准，項目裝機數額分別占 2016 年末風電及光伏總裝機容量的 29.2%及 66.5%。涵蓋這些未納入名錄的裝機補貼需求在內，我們測算當年補貼資金缺口數額為人民幣 348.7 億元，累計補貼缺口達人民幣 1442.7 億。基于未來幾年風電和光伏每年新增裝機 22 及 25 吉瓦的保守估計，并且每年新增裝機的利用率在 2017-2020 為 35%，累計缺口將在 2020 年滾動增加至人民幣 2329.6 億元。根據上述分析，我們判斷新能源補貼缺口問題仍將持續，據此，我們相信風電項目開發商將持續經歷較長的補貼資金回收期。

圖 44: 如將未納入名錄裝機涵蓋在內，補貼資金的年度覆蓋狀態



數據來源：招銀國際預測

圖 45: 可在生能源附加對於全部并網裝容量的累計滾動覆蓋狀態



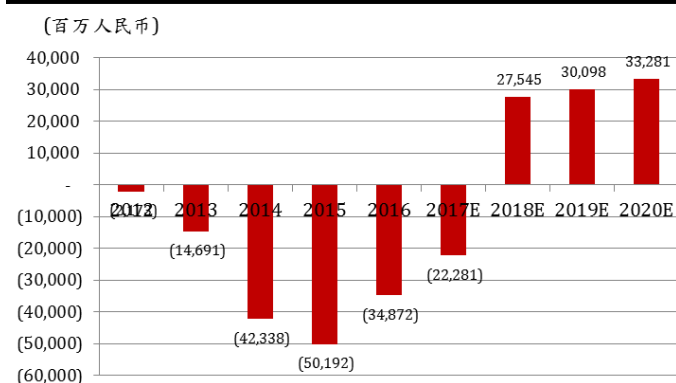
數據來源：招銀國際預測

風電發展是否無法擺脫補貼資金不足的問題？我們相信并非如此。

對於目前供電及售電市場處於雙重結構性調整階段，可再生能源資金缺口問題的解決路徑看起來并不明確。但我們對此并不悲觀，我們認為中國政府仍然擁有多種政策工具用以改善整個風電行業的財務狀況。我們列舉下列了4條潛在解決方案，1) 如2018年火電標杆電價獲得提升，那麼可再生能源的補貼強度將明顯降低；2) 7月份開始實施的綠證交易（詳見下一章節），將為新能源補貼資金提供新的來源；3) 提高可再生能源附加徵收標準，儘管短期內可能性不高，但將是最直接的解決方式（我們測算在目前基礎將可再生能源附加提高人民幣1.2分/千瓦時，到2022年將使新能源補貼資金轉為盈餘狀態）；以及4) 財政部直接資金支持仍然有可能作為最後的解決方案。我們相信發改委、能源局和財政部有可能選取一種或幾種方案的組合來解決可再生能源補貼問題。

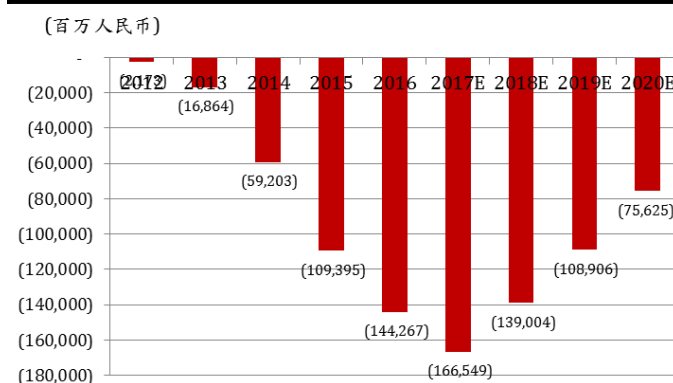
除上述所提，國務院在5月17日的常務會議中提到取消“工業企業結構調整專項資金”和降低“重大水利工程建設基金”、“脫硫脫硝電價”等方式，來減少企業電費支出負擔。6月16日，發改委隨即確認取消徵收“工業企業結構調整專項資金”，並在7月1日起開始生效。我們相信相關的舉措為提高火電脫硫脫硝標杆電價騰出了空間，這將顯著減少新能源補貼資金需求，同時也為提高可再生能源附加徵收標準奠定基礎。根據我們的測算，相關的用資見面將對標杆電價產生人民幣0.42—2.31分/千瓦時影響，對新能源補貼的缺口形成有效緩解。

圖 46: 如將可再生能源附加自 2018 年起增加至人民幣 3.1 分/千瓦時，年補貼虧空狀態即可得到扭轉（含未納入名錄的新能源補貼需求）



數據來源：招銀國際預測

圖 47: 如將可再生能源附加自 2018 年起增加至人民幣 3.1 分/千瓦時，滾動補貼資金缺口（含未納入名錄的新能源補貼需求）將得到明顯改善。



數據來源：招銀國際預測

綠色電力證書(綠證): 是對新能源的支持而非威脅

市場對於可再生能源綠色電力證書(綠證)抱有警惕性,使近幾個月風電板塊的上市企業股價出現疲弱,市場對於綠證啟動自願性交易略所帶來的影響略感恐慌。綠證是國家對發電企業每兆瓦非水可再生能源(目前階段特指風電、太陽能大型電站)上網電量頒發的具有獨特標識代碼的電子證書。自願性的綠證交易自2017年7月1日開始試行,國家能源局就綠證已初步建立了一套交易機制,目前正處於試行摸索階段,計劃于2018年強制執行。根據我們的瞭解,綠證政策目前並不成熟,在執行層面有比較模糊并對風電行業帶來較多的不確定性,帶來以下幾項市場關注:

1. 綠證是否會替換可再生能源上網電價補貼,從而將固定補貼轉變為根據市場定價的浮動補貼模式,并帶來較目前的上網電價補貼帶來明顯降低的綠證補貼水平?
2. 綠證是否會被強制應用於1-6批補貼名錄以外的新能源項目,并自項目并網之日起開始追溯電價,導致補貼應收存在撥備風險,并對新能源企業的盈利產生損益(我們測算43.5吉瓦的風電項目,51.5吉瓦的光伏項目存在相關風險)?
3. 綠證是否會將新能源獲取補貼的年份縮短,尤其是在綠證供應快速增加達到并超越中國政府所規定的能源結構目標的時候(2020年非水可再生發電量占比9%)。

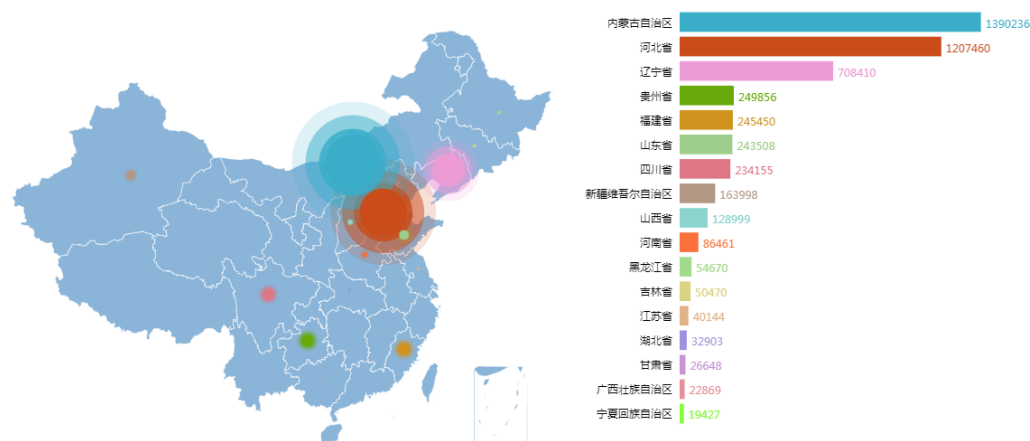
截止2017年6月27日,國家可再生能源信息管理中心已對3個批次的94個風電項目及8個光伏項目核發了超過290萬張綠證。根據新聞報道顯示,綠證的申請人為綠證的定價區間位于每張人民幣170-700元之間,在最初幾日交易中,綠證交易主要集中于風電項目,基于其與光伏項目相比定價較低。根據我們近期的觀察,綠證買家目前主要是國營發電企業以及個人,絕大部分的綠證交易均較似實驗性質,購買量多為1張。截止7月31日,綠證資源交易總量為6,820張。我們認為綠證交易的發展雖已啟動,但路途依然漫長。

圖 48: 綠證認購平臺: 截止 2017 年 7 月 31 日, 綠證交易量為 6820 張



數據來源: <http://www.greenenergy.org.cn/>, 招銀國際

圖 49: 綠證註冊：按省分布情況



數據來源：<http://www.greenenergy.org.cn/> 招銀國際

圖 50: 綠證資源交易目前採用買家固定定價

 张北大西山风电场(张... 绿电生产时间: 2017年3月	176.6元	张北建投华实风...	0人已经购买	河北省,张家口...	立即购买
 张北大西山风电场(张... 绿电生产时间: 2017年4月	176.6元	张北建投华实风...	4人已经购买	河北省,张家口...	立即购买
 灵丘县白草湾49.5MW... 绿电生产时间: 2017年4月	289.5元	灵丘建投衡冠风...	0人已经购买	山西省,大同市...	立即购买
 灵丘县白草湾49.5MW... 绿电生产时间: 2017年3月	289.5元	灵丘建投衡冠风...	0人已经购买	山西省,大同市...	立即购买

數據來源：<http://www.greenenergy.org.cn/> 招銀國際

綠證的誕生將不會直接轉變可再生能源補貼來源

基于目前綠證交易的試行現狀，我們并不清楚未來綠證交易規則將會向什麼方向進行演進，但我們相信市場對於綠證所帶來的不確定性過於悲觀。我們認為綠證，對於可再生能源項目來說并非是一種威脅，反而應該是一種強而有力的支持。我們相信綠證交易直接切換成為可再生能源的補貼來源的可能性很低，基于

1. 可再生能源行業（風電、光伏產業鏈製造商及運營商）已在中國逐漸發展壯大成為一個較為成熟的行業，截止 2016 年共創造 360 萬就業（根據 IRENA 數據，中國共有 50 萬風電就業，310 光伏行業就業，與煤炭產業 580 萬人就業規模已可相比），政策導向的突然調整并伴隨并不成熟的綠證市場交易機制將對整個行業帶來極大波動，尤其是對於製造業。
2. 對目前已并網的新能源裝機直接執行綠證交易將明顯改變這些項目的電價結構（由于潜在綠證價格未知，因此含綠證在內的全電價未知）及項目現金流（相較于上網電價補貼將從 20 年不變或轉變為較短的補貼周期），我們認為這將不僅對存量已并網項目產生負面影響，同時也極大增加了項目銀行貸款的違約風險。對於典型的風電及光伏項目，70%-80%的項目融資來自于銀行商業貸款。
3. 如綠證無法保證定價水平不低于原上網電價補貼，從信用層面理解，我們相信這意味著中國政府對於新能源發展承諾的違約。從這一點考慮，我們相信綠證強制交易將不會發生在 1-6 批補貼名錄項目上，如果再考慮仍未納入名錄的存量項目規模，我們相信第 7 批項目也將不會強制實施綠證替換可再生能源補貼，因為目前的綠證交易價格并没有明顯的指向意義。

長期來看，我們相信綠證更有利于風電行業（相較于光伏）

根據我們對於電力行業現狀的理解，對於政府推行強制綠證交易以及可再生能源配額制來說，目前并非恰當的時機。目前中國經濟正仍然面臨著下行的風險，我們認為強制性的綠證交易將會顯著的增加用電企業的電費成本。此外可再生能源配額制的執行依舊存疑，基于 1) 在電力供應端，火電企業目前受高煤價以及上網電價處於價格管制狀態下成本無法及時傳導因素影響，目前處於經營困難時期；2) 在電力分銷端，電力銷售（除電網以外）市場目前剛剛建立，處於起步階段，目前尚未準備好承擔更進一步的電力配額制職責。因此，我們相信綠證交易將應該是著力與實現能源結構目標的一項較長期的政策。對於綠色電力配額制，我們相信工商業、城鎮居民電力用戶在消費端全面參與將有助於實現更為合理的能源消費結構調整，同時，對於電力消費端，由于可再生能源配額占比較小，相較于發電端火電企業對於電價上漲的承擔能力應該更高，因此我們認為針對電力消費端進行配額制考核是更為可行的方式。

從前瞻性角度，基于我們目前對於綠證交易規則以及配額制實行的理解，我們預期 1) 因綠證價格更低，在交易活躍的情況下市場將更青睞于風電綠證，因此有利于風電行業；2) 對於風電綠證，綠證交易將首先開始于補貼強度更低的地方，如河北和廣東；3) 新建項目的綠證，由于電價和補貼水平更低，將優先獲得交易并實現補貼資金回收。此外，基于配額制強制綠證交易下綠證成本的預期，若未來實現綠證通過競賣機制進行交易，我們并不認為風電運營上會為綠證（較上網電價補貼）提供大幅度折讓。

圖 51: 在不同標杆電價下的風電補貼強度

省份/地区	風資源區	補貼強度			
		-2015	2015.04-2016	2016-2017	2018E
北京	IV	0.2176	0.2346	0.2485	0.2061
天津	IV	0.2051	0.2285	0.2486	0.2009
冀北	II	0.1059	0.1229	0.1366	0.0758
冀南	IV	0.1866	0.2186	0.2503	0.1930
山西	IV	0.2328	0.2562	0.2795	0.2293
山東	IV	0.1704	0.1906	0.2271	0.1658
蒙西	I	0.1896	0.1963	0.1928	0.1472
遼寧	IV	0.2056	0.2237	0.2315	0.1945
吉林	III	0.1586	0.1797	0.1683	0.1299
黑龍江	III	0.1536	0.1736	0.1677	0.1241
蒙東	II	0.2096	0.2132	0.1965	0.1632
上海	IV	0.1507	0.1741	0.1952	0.1463
江蘇	IV	0.1790	0.2004	0.2220	0.1728
浙江	IV	0.1520	0.1647	0.1847	0.1367
安徽	IV	0.1727	0.2031	0.2307	0.1766
福建	IV	0.1831	0.2025	0.2263	0.1753
湖北	IV	0.1508	0.1684	0.2019	0.1427
湖南	IV	0.1160	0.1380	0.1529	0.1093
四川	IV	0.2000	0.2159	0.2449	0.1898
重慶	IV	0.1521	0.1671	0.1988	0.1410
江西	IV	0.1731	0.1901	0.2204	0.1640
陝西	IV	0.1559	0.1657	0.2007	0.1403
甘肅	IV	0.2443	0.2482	0.2654	0.2202
青海	IV	0.2650	0.2730	0.2753	0.2434
寧夏	IV	0.3219	0.3389	0.3405	0.3094
廣東	IV	0.1080	0.1365	0.1495	0.1076
廣西	IV	0.1526	0.1676	0.1860	0.1394
雲南	IV	0.2374	0.2537	0.2642	0.2249
貴州	IV	0.2287	0.2391	0.2637	0.2123
海南	IV	0.1322	0.1572	0.1802	0.1296
平均		0.1837	0.2014	0.2184	0.1704

數據來源：發改委，招銀國際測算

綠證將與可再生能源電力附加補貼長期共存

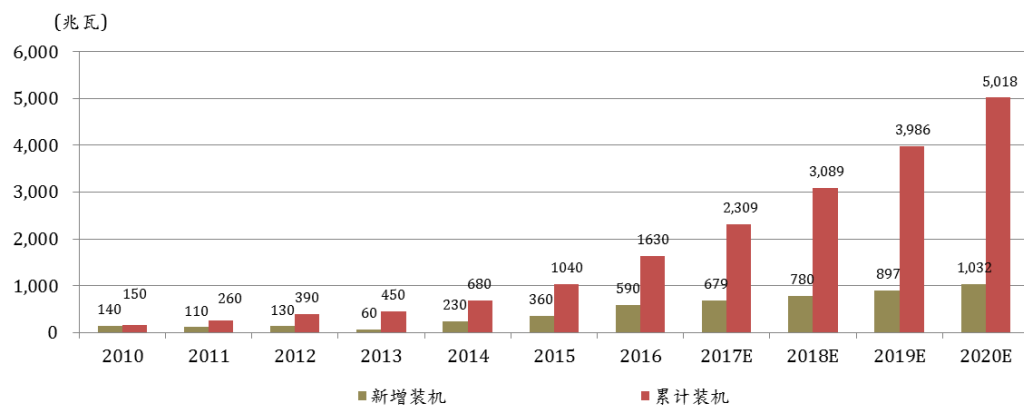
在可再生能源實現平價上網以前，我們相信綠證將作為一項輔助性資金支持，與可再生能源電力附加長期共存。基于目前新能源項目發電效率的不斷提高以及逐漸下降的裝機成本，我們相信到 2020 年實現平價上網是可以實現的目標。屆時，綠證交易對於增量的新能源項目將成為項目開發的獎勵措施，以增加新能源項目的回報水平。然而對於存量項目而言，我們相信通過強制綠證交易來實現補貼來源從可再生能源電力附加切換到綠證收益將非常困難，基于上述理解，我們認為綠證和可再生能源電力附加將會形成長期共存局面。

海上風電：發展起速

過去數年，海上風電的發展一直較為遲緩。根據中國風能協會數據，截止 2015 年，累計海上風電裝機僅為 1,040 兆瓦，只實現了中國十二五目標的 20.8%。自從 2016 年開始，海上風電發展較為遲緩的局面開始改變，因為 1) 陸上風電項目受限電影響對新增裝機帶來限制；2) 海上風電電價維持較高水平，近海/潮間帶項目度電電價分別為人民幣 0.85/0.75 元；3) 海上風電裝機及海工船隻工程技術持續改進；以及 4) 海上風電項目由多部門多頭管理的項目審核程序有所簡化。2016 年，海上風電安裝速度明顯加快，新增裝機容量達 590 兆瓦。

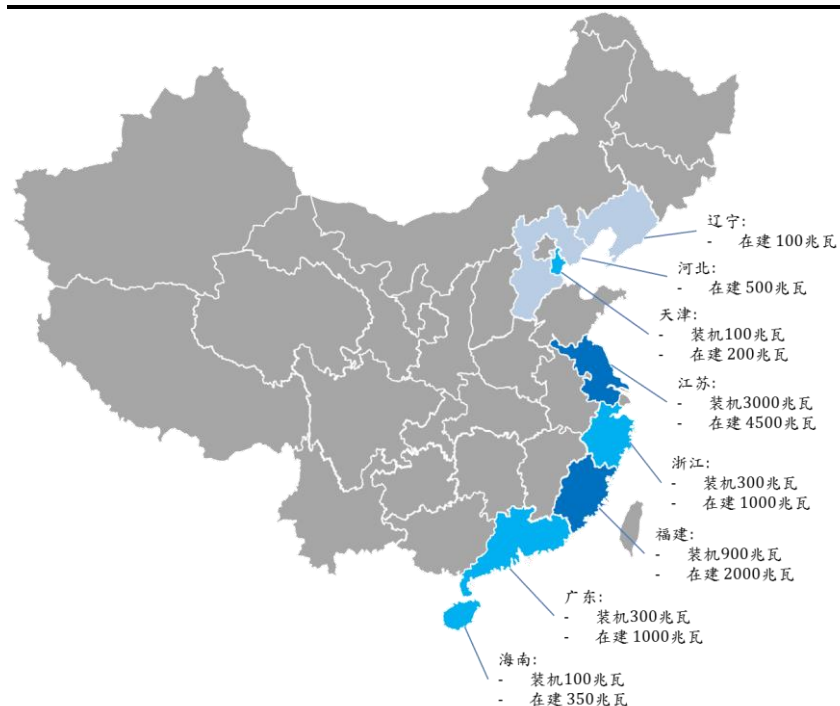
十三五時期，國家發改委和能源局將海上風電計劃有所調低，到 2020 年目標實現海上風電裝機并網 5 吉瓦，另有 10 吉瓦項目在建規模。在這個風電發展的細分市場，我們相信海上風電的發展趨勢將持續高速增長。若要實現國家規劃的 5 吉瓦并網裝機規模，我們測算年均裝機複合增長率需要達到 15%。在我們的研究領域中，我們相信龍源電力和金風科技將會是海上風電發展的主要受益者。

圖 52: 海上風電的歷史發展及我們對於十三五期間的發展預測



數據來源：中國風能協會，招銀國際預測

圖 53: 十三五期間各沿海省份的海上風電發展計劃



數據來源：國家發改委，能源局，招銀國際

海上風電：一個對海洋工程支持要求極高的細分市場

海上風電項目，由于需要非常專業化的海洋工程船只支持以建設風電樁基以及在複雜的海況中提舉風機以實現穩定吊裝，因此對於海上風電開發商來說設立了很高的門檻。海上風電開發商需要對近海項目具備充足的技術儲備，海上風電項目的開發也需要很高的資本承擔。我們相信海上風電的單位造價成本將會比陸上 4 類地區風電項目造價高 1-1.5 倍，達每千瓦人民幣 1.5-2 萬元，其中海洋工程費用占總投資的 47-60%。在海上風電發展的早期，我國並沒有專業化的風電施工及安裝船舶，某程度上也解釋了 2010-2015 年期間海上風電的發展一直較為遲緩。我們觀察到海洋工程市場自 2015 年開始展現告訴發展，尤其是針對風電項目設計的自升式海工安裝平臺有較多的新增訂單，以及新船交付使用。根據我們對於風電專業化海工船隻數量的統計，自 2016 年起，有 3 艘自升式安裝平臺，1 艘半潛式吊裝船加入了海工運營船隊序列，同時另有 2 艘自升式平臺仍在建造中。我們相信快速擴張的海洋工程能力將推動海上風電裝機容量大幅增長。

圖 54: 海上風電專業化海洋工程船舶數量統計

序号	船东	船只名称	吊装载荷 (吨)	交付日期	船型	制造商
1	龙源振华	龙源振华1号	800	2011/06	起重船	振华重工
2	龙源振华	龙源振华2号	800	2014/06	自升式平台	振华重工
3	华电重工	华电1001	700	2014/09	自升式平台	振华重工
4	中交三航	风范号	2x1200	2009	双臂架变幅起重船	山东乳山市造船公司
5	普丰海洋工程	Torben	1,000	2015/03	自升式平台	韩国大宇造船海洋工程
6	中交三航	风华号	1,000	2016/03	自升式平台	振华重工
7	中交三航	三航工5	1,000	2016/03	坐底式安装船	振华重工
8	广东精钨海洋工程	KOE01	800	2017/05	自升式平台	广州黄埔文冲船舶有限公司
9	中铁福船海洋工程	福船三峡	1,000	2017/06	自升式平台	厦门船舶重工
10	龙源振华	待定	2,000	在建	自升式平台	振华重工
11	尚和海工	待定	1,200	在建	自升式平台	中船重工

數據來源：新聞報道，招銀國際

圖 55: 海上風電場要求專業化工程船舶的支持



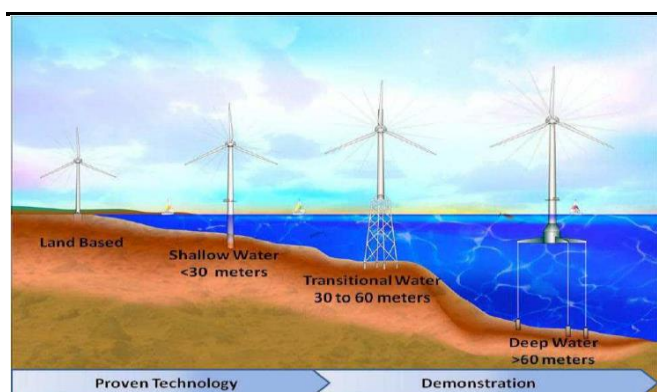
數據來源: EDF

圖 56: 海上風電樁基，是海上風電項目其中一項核心



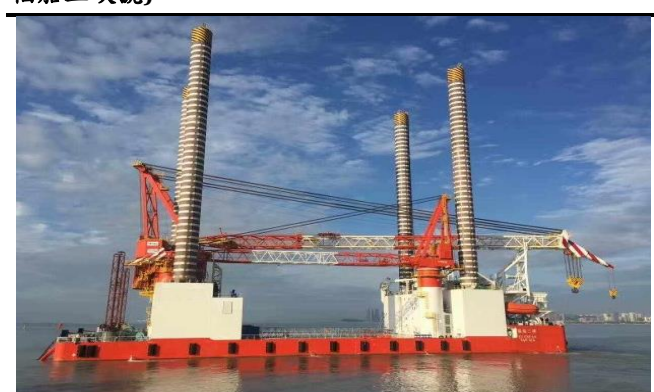
數據來源: EDF

圖 57: 海上項目的水深越深，項目的技術要求越高



數據來源: EDF

圖 58: 自升式安裝平臺將加速海上風電的發展 (圖中為福船三峽號)

數據來源: <http://news.hsdhw.com/466820>, 招銀國際

我們測算海上風電項目 LCOE 為人民幣 0.70/千瓦時，項目回報至少 10.7%

我們對一個典型的 200MW 海上風電項目建立的模型測算用以衡量項目的盈利能力。我們的模型假設條件參考市場資訊以及上市公司的信息披露（見下圖）。基於我們的假設條件及模型計算，我們測算平准化度電成本（LCOE）為人民幣 0.7 元/千瓦時，同時帶來杠杆後的股權內部回報率為 10.7%。我們的模型顯示股權回報率對下列三項因素非常敏感：1）風電利用小時數；2）項目資本支出；3）貸款的利率及年限。更高的風機利用小時數，更長的貸款年期，及更低的資本性開支將顯著的提高海上風電的內部回報率，但這些改善并不直接作用與度電成本。我們的 LCOE 測算顯示，度電成本對於利用小時數及維護成本要比利率的變化和單位資本性開支更為敏感。綜上，我們的結論是，風電利用小時數將會是海上風電項目的核心，而獲得項目期限更長的项目貸款將能够提升企業項目回報水平，度電成本的降低則有賴于海上風電項目運維成本的控制。

圖 59: 海上風電項目測算的主要假設條件

主要参数	假设	单位
项目规模	200	兆瓦
电价	0.85	人民币/千瓦时，包含税率
利用小时数	2600	小时
资本性支出/兆瓦	15	百万人民币/兆瓦
折旧年数	20	年
贷款期限	10	年
维修成本	0.12	人民币/千瓦时
其他运营支出	1.20	百万人民币/年
通货膨胀调整	1.00	%
借款成本	4.4	%
增值税抵消率	40	%
资产负债率	80	%
度电成本贴现率	4.4	%

數據來源：招銀國際預測

圖 60: 海上風電的度電成本測算結果

生命周期假设	结果	单位
发电量	10,350,748	兆瓦时
贴现发电量 (1)	6,795,613	兆瓦时
税率	0.25	%
投资相关		
项目初始投资 (2)	3,000.00	百万人民币
折旧影响 (3)	(358.50)	百万人民币
贴现运营支出 (4)	1,387.10	百万人民币
贴现利息支出 (5)	704.55	
贴现剩余价值 (6)	-	百万人民币
生命周期总支出 (7)=(2)+(3)+(4)+(5)+(6)	4,733.15	百万人民币
估计度电成本 (7)/(1)	0.70	人民币/千瓦时

數據來源：公司數據，招銀國際預測

圖 61: 項目股權內部收益率敏感度分析-風電利用小時數對比單位資本性支出

		风电利用小时数												
		1,900	2,000	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500	2,600	2,700	2,800	2,900	3,000	3,100
单位资本性支出 (百万人民币/兆瓦)	13.0	6.1%	7.3%	8.6%	9.9%	11.3%	12.7%	14.2%	15.8%	17.4%	19.1%	20.9%	22.8%	24.8%
	13.4	5.4%	6.6%	7.8%	9.1%	10.4%	11.7%	13.1%	14.6%	16.1%	17.7%	19.4%	21.1%	23.0%
	13.8	4.8%	5.9%	7.1%	8.2%	9.5%	10.8%	12.1%	13.5%	14.9%	16.4%	18.0%	19.6%	21.3%
	14.2	4.2%	5.2%	6.4%	7.5%	8.7%	9.9%	11.2%	12.5%	13.8%	15.2%	16.7%	18.2%	19.8%
	14.6	3.6%	4.7%	5.7%	6.8%	7.9%	9.1%	10.3%	11.5%	12.8%	14.1%	15.5%	17.0%	18.5%
	15.0	3.1%	4.1%	5.1%	6.2%	7.3%	8.4%	9.5%	10.7%	11.9%	13.2%	14.5%	15.8%	17.2%
	15.4	2.6%	3.6%	4.6%	5.6%	6.6%	7.7%	8.8%	9.9%	11.0%	12.2%	13.5%	14.8%	16.1%
	15.8	2.1%	3.1%	4.0%	5.0%	6.0%	7.0%	8.1%	9.1%	10.2%	11.4%	12.6%	13.8%	15.0%
	16.2	1.7%	2.6%	3.5%	4.5%	5.4%	6.4%	7.4%	8.4%	9.5%	10.6%	11.7%	12.9%	14.1%
	16.6	1.3%	2.2%	3.1%	4.0%	4.9%	5.9%	6.8%	7.8%	8.8%	9.9%	10.9%	12.0%	13.2%
17.0	1.0%	1.8%	2.6%	3.5%	4.4%	5.3%	6.2%	7.2%	8.2%	9.2%	10.2%	11.3%	12.4%	

數據來源：招銀國際預測

圖 62: 項目股權內部收益率敏感度分析-貸款期限 對比 貸款利率

		貸款期限 (年)								
		6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00
利率	3.8%	9.0%	9.4%	10.0%	10.7%	11.4%	12.3%	13.3%	14.4%	15.7%
	3.9%	8.9%	9.4%	9.9%	10.6%	11.3%	12.1%	13.1%	14.2%	15.5%
	4.0%	8.8%	9.3%	9.8%	10.4%	11.2%	12.0%	13.0%	14.0%	15.3%
	4.1%	8.8%	9.2%	9.7%	10.3%	11.0%	11.9%	12.8%	13.8%	15.0%
	4.2%	8.7%	9.2%	9.7%	10.2%	10.9%	11.7%	12.6%	13.6%	14.8%
	4.3%	8.7%	9.1%	9.6%	10.1%	10.8%	11.6%	12.4%	13.5%	14.6%
	4.4%	8.6%	9.0%	9.5%	10.0%	10.7%	11.4%	12.3%	13.3%	14.4%
	4.5%	8.5%	8.9%	9.4%	9.9%	10.6%	11.3%	12.1%	13.1%	14.1%
	4.6%	8.5%	8.9%	9.3%	9.8%	10.4%	11.1%	11.9%	12.9%	13.9%
	4.7%	8.4%	8.8%	9.2%	9.7%	10.3%	11.0%	11.8%	12.7%	13.7%
	4.8%	8.4%	8.7%	9.1%	9.6%	10.2%	10.9%	11.6%	12.5%	13.5%
	4.9%	8.3%	8.7%	9.1%	9.5%	10.1%	10.7%	11.4%	12.3%	13.3%
	5.0%	8.3%	8.6%	9.0%	9.4%	10.0%	10.6%	11.3%	12.1%	13.1%

數據來源：招銀國際預測

圖 63: 度電成本敏感度分析-風電利用小時數 對比 單位資本性支出

		风电利用小时数											
		2,000	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500	2,600	2,700	2,800	2,900	3,000	3,100
单位资本性支出（百万人民币/兆瓦）	17.00	0.92	0.88	0.85	0.83	0.80	0.78	0.76	0.74	0.72	0.70	0.69	0.67
	16.60	0.90	0.87	0.84	0.81	0.79	0.77	0.75	0.73	0.71	0.69	0.68	0.66
	16.20	0.88	0.85	0.82	0.80	0.77	0.75	0.73	0.71	0.70	0.68	0.67	0.65
	15.80	0.87	0.84	0.81	0.78	0.76	0.74	0.72	0.70	0.69	0.67	0.66	0.64
	15.40	0.85	0.82	0.79	0.77	0.75	0.73	0.71	0.69	0.67	0.66	0.65	0.63
	15.00	0.84	0.81	0.78	0.76	0.73	0.71	0.70	0.68	0.66	0.65	0.64	0.62
	14.60	0.82	0.79	0.77	0.74	0.72	0.70	0.68	0.67	0.65	0.64	0.62	0.61
	14.20	0.80	0.78	0.75	0.73	0.71	0.69	0.67	0.66	0.64	0.63	0.61	0.60
	13.80	0.79	0.76	0.74	0.72	0.70	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.60	0.59
	13.40	0.77	0.75	0.72	0.70	0.68	0.66	0.65	0.63	0.62	0.61	0.59	0.58
	13.00	0.76	0.73	0.71	0.69	0.67	0.65	0.64	0.62	0.61	0.59	0.58	0.57

數據來源：招銀國際預測

圖 64: 度電成本敏感度分析-單位維修成本 對比 貸款利率

		单位维修成本（人民币/千瓦时）											
		0.020	0.040	0.060	0.080	0.100	0.120	0.140	0.160	0.180	0.200	0.220	0.240
利率	3.8%	0.56	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78
	3.9%	0.57	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79
	4.0%	0.57	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79
	4.1%	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80
	4.2%	0.58	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80
	4.3%	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79	0.81
	4.4%	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.82
	4.5%	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.82
	4.6%	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79	0.81	0.83
	4.7%	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.82	0.84
	4.8%	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.82	0.84
	4.9%	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79	0.81	0.83	0.85
	5.0%	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74	0.76	0.78	0.80	0.82	0.84	0.86

數據來源：招銀國際預測

龍源是處于海上風電領先地位

在我們的研究領域中，我們相信龍源電力和金風科技將把握中國海上風電迅猛發展的良好機遇。龍源自 2007 年進入風電開發市場開始，就一直在海上風電處於領先地位。根據我們的理解，目前龍源是中國唯一的一家自身具備海上風電項目建設安裝能力的風電運營商。龍源還和振華重工就風電海工市場組建了合資公司，以充分利用振華重工在海洋船舶工程方面卓越的工程技術實力。截止 2016 年，龍源共擁有 496.3 兆瓦并網海上風電裝機（480 兆瓦位于江蘇，16 兆瓦位于福建），占中國海上風電總并網裝機容量的 30.4%。根據龍源管理層計劃，公司計劃于 2017-2018 年每年實現海上風電新增 400-500 兆瓦，并到 2020 年末實現累計 2.5 吉瓦并網裝機目標。

對於海上風機製造商來說，目前上海電氣處于領軍低位，旗下具備單機容量 3.6 兆瓦及 4 兆瓦兩種機型，而金風、遠景能源、重慶海裝緊隨其後處于第一陣營。由于海上風電項目對於風機服務質量要求較高，我們相信中國的海上風電運營商，為了獲得更好的售後服務支持，將趨向使用更多國產/合資企業風機設備。而風機設備方面，則通過技術改造和升級，趨向于大型化機組方向發展（如 6.0 兆瓦機型），同時風機的葉片也變得更長。金風作為陸地風機市場的領導者，目前也整積極的部署海上風機技術，并開發除了 3.0 兆瓦和 6.0 兆瓦兩種風機型號以供市場選擇。對於未來，我們相信海上風機將對金風的銷售增長有明顯貢獻，我們預期 2017-2020 年海上風電市場規模將達 3.4 吉瓦。

圖 65: 龍源電力海上風電截止至 2016 年末為止的項目儲備

省份	项目名称	规模	项目进展情况
江苏	龙源如东试验风电场扩建项目	49.2	已全部建成投产
江苏	江苏大丰200MW海上风电项目	200	已核准，正在建设
江苏	大丰H7#	200	正在开展前期工作
江苏	蒋家沙H1#	300	已核准，待开工
江苏	如东C4#	200	已核准，正在建设（首批机组已并网）
浙江	温岭1#海上风电项目	150	正在开展前期工作
浙江	舟山金塘大桥2#海上风电项目	200	正在开展前期工作
福建	福建省莆田市南日岛一期400MW近海风电项目	400	正在开展前期工作
总计		1699.2	

數據來源：中國風能網，招銀國際證券

圖 66: 中國 2016 年海上風機銷售

制造企业	制造企业	海上风机型号 (兆瓦)	装机台数 数量	总装机容量 (兆瓦)	市场份额 根据装机容量
上海电气	上海电气	3.6	28	100.8	17.0%
		4.0	97	388	65.5%
		小计	125	488.8	82.5%
金风科技	金风科技	3.0	12	50.4	8.5%
远景能源	远景能源	4.2	16	48	8.1%
重庆海装	重庆海装	5.0	1	5	0.8%
总计			279	592.2	100%

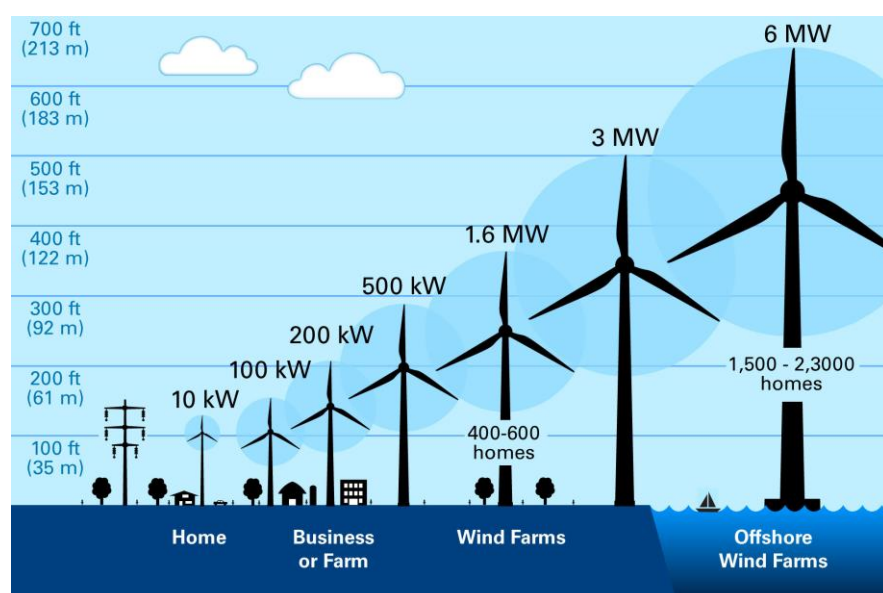
數據來源：中國風能協會，招銀國際證券

風電平價上網：實現有賴于邊際條件

2017 年 5 月 17 日，能源局發布了《關於開展風電平價上網示範工作的通知》，通知要求：1) 各省/地區選取 1-2 個示範項目；2) 試點項目規模小於 100 兆瓦；3) 試點項目電價與當地的火電標杆上網電價一致；以及 4) 項目將不受限電影響，並且不參與綠證交易認證。這份通知的出臺顯示了能源局以有意向推動風火平價，導致市場對於國家有計劃進一步降低風電標杆上網電價有所顧慮，因為採納火電標杆電價，將明顯降低目前風電項目的投資收益。我們相信這份通知的出臺目的並不在推動風電電價調整，而旨在探索風電項目如要達到平價上網的邊際條件。因此，我們認為市場對於電價調整的恐慌過度考慮。

基於我們風電項目的模型預測，在目前的技術水平，我們對風電平價上網作了綜合分析。我們相信風電平價上網依賴于以下邊際條件：1) 風電利用小時數隨電網靈活性和風電技術革新持續提高；2) 風電項目能夠獲得長期穩定，並且利率優惠的項目貸款；以及更重要的 3) 風電項目不受限電影響。

圖 67: 風機發展趨勢 - 更高的塔架, 更大的葉片以及更大型化的風機



數據來源：<http://energyclassroom.com>, 招銀國際證券

利用小時是重中之重

我們就一個典型的位于 4 類風資源區不受限電影響的 50 兆瓦風電項目建立了模型敏感性分析，我們的主要假設條件位于下圖。我們相信風電利用小時數將是最具決定性因素，我們測算得到每 100 小時的利用小時數提升，將使平准化度電成本降低 2.6-4.8%。我們相信，目前提升風電利用小時的主要手段包括風電機組的不斷升級改造（即通過更高的風機塔架、更長的葉片，以及更大型化的機組以捕獲較低的風速），以及電網靈活性改造使風電獲得更好的消納（風電受限電影響的可能性隨之降低）。技術升級的效果已經被幾家國企風電運營商在 4 類地區的项目中有所驗證，以安徽省為例，在採納了 2.0 兆瓦的新型的風電機組以後，風電利用小時數從以往的 1900 小時提升到 2200 小時，而這些新型的風電機組均是為風速較低的 4 類資源區所專門設計。

基於利用小時達到 2200 小時假設，我們測算風電平准化成本為人民幣 0.42 元/千瓦時，此成本水平已與部分中國東南地區已火電標杆電價持平。然而，如果以項目回報的角度為考量，我們的測算股權內部回報率僅為 6.2%，這使得風電項目投資明顯不具備吸引力，並且還要受到風資源波動以及地區性風電消納能力的不確定性制約。根絕我們的分析，最有效提高項目回報的因素依舊是可觀的風電利用小時數。

圖 68: 風電平價上網項目主要條件假設

主要参数	假设	单位
项目规模	50.00	兆瓦
电价	0.43	人民币/千瓦时, 包含税率
利用小时数	2,200.00	小时
资本性支出/兆瓦	8.00	百万人民币/兆瓦
折旧年数	20.00	年
贷款期限	15.00	年
维修成本	0.0450	人民币/千瓦时
其他运营支出	1.200	百万人民币/年
通货膨胀调整	1%	%
借款成本	4.4%	%
增值税抵消率	60%	%
资产负债率	80%	%
度电成本贴现率	4.4%	%

數據來源: 招銀國際預測

圖 69: 風電平價上網項目平准化度電成本分析

生命周期假设	结果	单位
发电量	2,189,581	兆瓦时
贴现发电量 (1)	1,437,534	兆瓦时
税率	0.25	%
投资相关		
项目初始投资 (2)	400.0	百万人民币
折旧影响 (3)	(47.8)	百万人民币
贴现运营支出 (4)	134.3	百万人民币
贴现利息支出 (5)	124.4	
贴现剩余价值 (6)	-	百万人民币
生命周期总支出 (7)=(2)+(3)+(4)+(5)+(6)	610.9	百万人民币
估计度电成本 (7)/(1)	0.42	人民币/千瓦时

數據來源: 招銀國際預測

圖 70: 平准化度電成本敏感度分析 - 利用小時數對比單位資本開支

		风电利用小时数											
		1,700	1,800	1,900	2,000	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500	2,600	2,700	2,800
单位资本性支出 (百万人民币/兆瓦)	9.00	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.46	0.45	0.43	0.42	0.41	0.40	0.39
	8.80	0.56	0.54	0.51	0.49	0.47	0.46	0.44	0.43	0.41	0.40	0.39	0.38
	8.60	0.55	0.53	0.50	0.48	0.46	0.45	0.43	0.42	0.41	0.40	0.38	0.37
	8.40	0.54	0.52	0.49	0.47	0.46	0.44	0.43	0.41	0.40	0.39	0.38	0.37
	8.20	0.53	0.51	0.49	0.47	0.45	0.43	0.42	0.41	0.39	0.38	0.37	0.36
	8.00	0.52	0.50	0.48	0.46	0.44	0.42	0.41	0.40	0.39	0.38	0.37	0.36
	7.80	0.51	0.49	0.47	0.45	0.43	0.42	0.40	0.39	0.38	0.37	0.36	0.35
	7.60	0.50	0.48	0.46	0.44	0.42	0.41	0.40	0.38	0.37	0.36	0.35	0.34
	7.40	0.49	0.47	0.45	0.43	0.42	0.40	0.39	0.38	0.37	0.36	0.35	0.34
	7.20	0.48	0.46	0.44	0.42	0.41	0.39	0.38	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33
	7.00	0.47	0.45	0.43	0.41	0.40	0.39	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33	0.33

數據來源: 招銀國際預測

圖 71: 項目股權內部回報率敏感度分析 - 利用小時數對比單位資本開支

		风电利用小时数												
		1,600	1,700	1,800	1,900	2,000	2,100	2,200	2,300	2,400	2,500	2,600	2,700	2,800
CAPEX per unit (Rmb mm/MW)	9.00	-6.2%	-4.6%	-2.9%	-1.4%	-0.1%	1.1%	2.4%	3.8%	5.3%	6.8%	8.3%	9.8%	11.4%
	8.80	-5.6%	-4.0%	-2.3%	-0.8%	0.4%	1.7%	3.1%	4.6%	6.1%	7.6%	9.2%	10.8%	12.5%
	8.60	-5.0%	-3.3%	-1.7%	-0.3%	1.0%	2.4%	3.8%	5.3%	6.9%	8.5%	10.1%	11.8%	13.5%
	8.40	-4.4%	-2.7%	-1.1%	0.2%	1.6%	3.1%	4.6%	6.1%	7.8%	9.4%	11.1%	12.9%	14.7%
	8.20	-3.8%	-2.0%	-0.5%	0.8%	2.3%	3.8%	5.4%	7.0%	8.7%	10.4%	12.2%	14.0%	15.9%
	8.00	-3.1%	-1.3%	0.1%	1.5%	3.0%	4.6%	6.2%	7.9%	9.7%	11.5%	13.4%	15.3%	17.2%
	7.80	-2.4%	-0.7%	0.7%	2.2%	3.8%	5.4%	7.2%	8.9%	10.8%	12.6%	14.6%	16.6%	18.7%
	7.60	-1.7%	-0.2%	1.3%	2.9%	4.6%	6.3%	8.1%	10.0%	11.9%	13.9%	15.9%	18.0%	20.2%
	7.40	-1.0%	0.5%	2.1%	3.8%	5.5%	7.3%	9.2%	11.1%	13.1%	15.2%	17.3%	19.5%	21.8%
	7.20	-0.4%	1.2%	2.9%	4.6%	6.5%	8.4%	10.3%	12.4%	14.5%	16.6%	18.9%	21.2%	23.5%
	7.00	0.3%	1.9%	3.7%	5.6%	7.5%	9.5%	11.6%	13.7%	15.9%	18.2%	20.5%	22.9%	25.3%

數據來源: 招銀國際預測

項目貸款期限以及優惠的貸款利率將是另一項關鍵

建立在目前可實現的利用小時水平，以及風火平價基礎上，我們相信更長的項目貸款以及更加優惠的貸款利率將可以顯著的提高項目回報率，從而使風電投資的吸引力增加。因此我們認為給予風電項目較為優惠的貸款條件將是風火平價的另一項關鍵。根據我們的敏感性分析，在利率筆不變的前提下，更長年期的項目貸款僅使 LCOE 微增，但杠杆後的項目股權回報則會有較為明顯的提升。就項目借貸成本而言，我們預期貸款利率每降低 10 個基點，將會使項目內部股權回報率提升 20-40 個基點，項目貸款年限越長，利率降低改善越明顯。

圖 72: 平准化度電成本敏感度分析 - 項目貸款利率 對比 項目貸款期限

		贷款期限 (年)										
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
利率 (%)	3.2%	0.36	0.36	0.36	0.37	0.37	0.37	0.38	0.38	0.38	0.38	0.39
	3.4%	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.38	0.38	0.39	0.39	0.39	0.40
	3.6%	0.37	0.38	0.38	0.38	0.39	0.39	0.39	0.40	0.40	0.40	0.41
	3.8%	0.38	0.38	0.39	0.39	0.39	0.40	0.40	0.41	0.41	0.41	0.41
	4.0%	0.39	0.39	0.40	0.40	0.40	0.41	0.41	0.41	0.42	0.42	0.42
	4.2%	0.40	0.40	0.40	0.41	0.41	0.42	0.42	0.42	0.43	0.43	0.43
	4.4%	0.40	0.41	0.41	0.42	0.42	0.42	0.43	0.43	0.44	0.44	0.44
	4.6%	0.41	0.42	0.42	0.43	0.43	0.43	0.44	0.44	0.45	0.45	0.45
	4.8%	0.42	0.42	0.43	0.43	0.44	0.44	0.45	0.45	0.46	0.46	0.46
	5.0%	0.43	0.43	0.44	0.44	0.45	0.45	0.46	0.46	0.47	0.47	0.47
	5.2%	0.44	0.44	0.45	0.45	0.46	0.46	0.47	0.47	0.48	0.48	0.49
	5.4%	0.45	0.45	0.46	0.46	0.47	0.47	0.48	0.48	0.49	0.49	0.50
	5.6%	0.45	0.46	0.47	0.47	0.48	0.48	0.49	0.49	0.50	0.50	0.51

數據來源:招銀國際預測

圖 73: 杠杆後內部股權回報率敏感性分析 - 利用小時數 對比 單位資本開支

		贷款期限 (年)										
		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
利率 (%)	3.8%	5.6%	5.9%	6.2%	6.5%	7.0%	7.5%	8.1%	8.8%	9.6%	10.5%	11.5%
	3.9%	5.5%	5.8%	6.1%	6.4%	6.8%	7.3%	7.8%	8.5%	9.3%	10.1%	11.1%
	4.0%	5.4%	5.7%	5.9%	6.2%	6.6%	7.1%	7.6%	8.2%	9.0%	9.8%	10.7%
	4.1%	5.3%	5.5%	5.8%	6.1%	6.4%	6.8%	7.3%	7.9%	8.6%	9.5%	10.4%
	4.2%	5.2%	5.4%	5.7%	5.9%	6.3%	6.6%	7.1%	7.7%	8.3%	9.1%	10.0%
	4.3%	5.2%	5.3%	5.5%	5.8%	6.1%	6.4%	6.9%	7.4%	8.0%	8.8%	9.6%
	4.4%	5.1%	5.2%	5.4%	5.6%	5.9%	6.2%	6.6%	7.1%	7.7%	8.4%	9.2%
	4.5%	5.0%	5.1%	5.3%	5.5%	5.7%	6.0%	6.4%	6.9%	7.4%	8.1%	8.9%
	4.6%	4.9%	5.0%	5.2%	5.3%	5.6%	5.8%	6.2%	6.6%	7.1%	7.7%	8.4%
	4.7%	4.8%	4.9%	5.0%	5.2%	5.4%	5.6%	5.9%	6.3%	6.8%	7.3%	8.0%
	4.8%	4.7%	4.8%	4.9%	5.1%	5.2%	5.4%	5.7%	6.0%	6.4%	7.0%	7.6%
	4.9%	4.6%	4.7%	4.8%	4.9%	5.1%	5.2%	5.5%	5.8%	6.1%	6.6%	7.2%
5.0%	4.5%	4.6%	4.7%	4.8%	4.9%	5.0%	5.2%	5.5%	5.8%	6.2%	6.7%	

數據來源:招銀國際預測

單位資本開支並沒有太多可縮減的空間

就風電項目單位造價方面，我們預料每千瓦的資本開支，在風機價格，項目建設費用，以及資本效率方面並沒有太多可以縮減的空間。根據我們與風機製造企業及風電運營商的交流發現，一方面，風電技術的升級將採用更大型化的風電機組，而這些風電機組對塔架的高度，風機葉片的長度有更高的要求，使得在材料用料、材質革新、以及零部件耐用度上需要增加投入；另一方面，目前中國的項目建造成本和風機吊裝費用已相對較低，并無太多進一步成本縮減的空間。在零部件運輸方面，我們相信風機及葉片的運輸物流開支仍有成本控制的可能，但這部分相較于項目整體而言影響并不明顯。基于上述原因，我們認為風電項目的單位資本支出將會保持穩定，并緩慢降低。相較于成本縮減而言，我們認為單位效率以至利用小時的提升更值得關注。

免責聲明及披露

分析員聲明

負責撰寫本報告的全部或部分內容之分析員，就本報告所提及的證券及其發行人做出以下聲明：（1）發圖于本報告的觀點準確地反映有關於他們個人對所提及的證券及其發行人的觀點；（2）他們的薪酬在過往、現在和將來與發圖在報告上的觀點并無直接或間接關係。

此外，分析員確認，無論是他們本人還是他們的關聯人士（按香港證券及期貨事務監察委員會操作守則的相關定義）（1）並沒有在發圖研究報告 30 日前處置或買賣該等證券；（2）不會在發圖報告 3 個工作日內處置或買賣本報告中提及的該等證券；（3）沒有在有關香港上市公司內任職高級人員；（4）並沒有持有有關證券的任何權益。

招銀證券投資評級

買入	: 股價于未來 12 個月的潛在漲幅超過 15%
持有	: 股價于未來 12 個月的潛在變幅在-10%至+15%之間
賣出	: 股價于未來 12 個月的潛在跌幅超過 10%
未評級	: 招銀國際并未給予投資評級

招銀國際證券有限公司

地址: 香港中環夏慤道 12 號美國銀行中心 18 樓 1803-04 室 電話: (852) 3900 0888 傳真: (852) 3900 0800

招銀國際證券有限公司(“招銀證券”)為招銀國際金融有限公司之全資附屬公司(招銀國際金融有限公司為招商銀行之全資附屬公司)

重要披露

本報告內所提及的任何投資都可能涉及相當大的風險。報告所載數據可能不適合所有投資者。招銀證券不提供任何針對個人的投資建議。本報告沒有把任何人的投資目標、財務狀況和特殊需求考慮進去。而過去的圖現亦不代圖未來的圖現，實際情況可能和報告中所載的大不相同。本報告中所提及的投資價值或回報存在不確定性及難以保證，并可能會受目標資產圖現以及其他市場因素影響。招銀證券建議投資者應該獨立評估投資和策略，并鼓勵投資者諮詢專業財務顧問以便作出投資決定。

本報告包含的任何信息由招銀證券編寫，僅為本公司及其關聯機構的特定客戶和其他專業人士提供的參考數據。報告中的信息或所圖達的意見皆不可作為或被視為證券出售要約或證券買賣的邀請，亦不構成任何投資、法律、會計或稅務方面的最終操作建議，本公司及其雇員不就報告中的內容對最終操作建議作出任何擔保。我們不對因依賴本報告所載資料採取任何行動而引致之任何直接或間接的錯誤、疏忽、違約、不謹慎或各類損失或損害承擔任何的法律責任。任何使用本報告信息所作的投資決定完全由投資者自己承擔風險。

本報告基于我們認為可靠且已經公開的信息，我們力求但不擔保這些信息的準確性、有效性和完整性。本報告中的資料、意見、預測均反映報告初次公開發布時的判斷，可能會隨時調整，且不承諾作出任何相關變更的通知。本公司可發布其它與本報告所載資料及/或結論不一致的報告。這些報告均反映報告編寫時不同的假設、觀點及分析方法。客戶應該小心注意本報告中所提及的前瞻性預測和實際情況可能有顯著區別，唯我們已合理、謹慎地確保預測所用的假設基礎是公平、合理。招銀證券可能採取與報告中建議及/或觀點不一致的立場或投資決定。

本公司或其附屬關聯機構可能持有報告中提到的公司所發行的證券頭寸并不時自行及/或代圖其客戶進行交易或持有該等證券的權益，還可能與這些公司具有其他相關業務聯繫。因此，投資者應注意本報告可能存在的客觀性及利益衝突的情況，本公司將不會承擔任何責任。本報告版權僅為本公司所有，任何機構或個人于未經本公司書面授權的情況下，不得以任何形式翻版、複製、轉售、轉發及或向特定讀者以外的人士傳閱，否則有可能觸犯相關證券法規。

如需索取更多有關證券的信息，請與我們聯絡。

對於接收此份報告的英國投資者

本報告僅提供給符合(I)2000 年英國不時修訂之金融服務及市場法令 2005 年(金融推廣)令(“金融服務令”)第 19(5) 條之人士及(II)屬金融服務令第 49(2)(a) 至(d) 條(高淨值公司或非公司社團等)之機構人士，未經招銀證券書面授權不得提供給其他任何人。

對於接收此份報告的美國投資者

本報告僅提供給美國 1934 年證券交易法規則 15a-6 定義的“主要機構投資者”，不得提供給其他任何個人。接收本報告之行爲即圖明同意接受協議不得將本報告分發或提供給任何其他人士。