

行業概覽

除另有指明外，本節所載資料來自多份獨立刊物或與多個政府機構的通訊。我們相信本節所載資料來源合適，並已合理審慎地摘錄及轉載資料。我們並無理由相信資料為虛假或有所誤導或遺漏任何事實，以致有關資料虛假或有所誤導。儘管我們已合理審慎地摘錄、編撰及轉載資料及統計數字，我們或獨家保薦人、包銷商或我們或彼等各自的聯屬公司或顧問，或任何其他參與是次[編纂]人士概無委聘編製或獨立核實直接或間接取材自有關政府官方刊物的資料及統計數字，亦不就資料及統計數字之準確性作出任何聲明。資料不一定與中國及韓國境內外編撰的其他資料一致。

資料來源

本文件引用國際貨幣基金組織、世界經濟展望、中國人民共和國國家統計局、中國人民共和國國家能源局、中國電力年鑑、國家電力監管委員會、KEPCO及其他研究來源所編製的資料。本公司、董事、獨家保薦人或包銷商並無承諾該等研究來源所編製的任何資料用作本文件的引用來源。我們所用的資料為各研究來源的公開定期刊物及／或數據彙編。研究人員於編製報告所用的參數及假設乃根據其本身的內部標準。

董事確認，經審慎查詢後，自上述來源刊發日期起的市場資料並無可能符合、抵觸或對本節資料造成不利影響的不利變動。

中國經濟概覽

中國於2001年至2013年間經歷顯著的經濟增長，其實際國內生產總值於期內以複合年增長率10.1%增長，令中國成為世界增長最快的經濟體之一。儘管2008年的全球金融危機對中國經濟有負面影響，由於中國政府大力振興及支持，經濟於2009年年初開始顯示復甦及增長跡象。尤其是，中國的實際國內生產總值於2008年增長9.6%。同樣地，部分受助於政府大量開支及貸款創新高，中國的國內生產總值於2009年及2010年分別增長9.2%及10.4%。由於全球需求下跌及中國經濟「軟著陸」政策，中國於2011年的國內生產總值增長放緩至9.3%，並於2012年進一步放緩至7.7%。於2011年推出的國民經濟和社會發展的第十二個五年規劃（「十二五規劃」），中國政府宣布預期2011年至2015年的國內生產總值平均年度增長率達致7.0%。

中國電力行業

概覽

中國電力市場為緊隨美國之後世界第二大電力市場，於2013年年底其裝機容量為1,247吉瓦。在90年代，電力行業的增長率通常反映了中國的經濟增長率。然而，2001年至2007年間，受急速工業化以及人均收入增加而上升的住宅電力需求推動，中國的電力消耗的增長速率高於國內生產總值的增長。於2008年及2009年，主要由於全球經濟表現呆滯及中國經濟的結構性改變，中國的工業耗電量的增長減緩；然而，於2010年及2011年，中國耗電量增長回升及超出中國國內生產總值的增長，反映經濟環境正在復蘇。於2012年，由於重工業電力消耗的下降，中國電力消耗增長率較中國實際國內生產總值增長

行業概覽

率為低，反映基建及房地產市場投資的下降以及能源消耗效率的改善。於2013年，中國耗電量增長率增加兩個百分點至7.5%，基本與實際國內生產總值持平，主要由於宏觀經濟穩定復蘇所致。

年份	實際國內生產 總值年增長率	耗電量 年增長率
	(%)	(%)
2001年	8.3	9.3
2002年	9.1	11.8
2003年	10.0	15.6
2004年	10.1	15.4
2005年	11.3	13.5
2006年	12.7	14.6
2007年	14.2	14.4
2008年	9.6	5.6
2009年	9.2	7.2
2010年	10.4	13.2
2011年	9.3	12.1
2012年	7.7	5.5
2013年	7.7	7.5

資料來源：國際貨幣基金組織、2013年10月號《世界經濟展望》、中華人民共和國國家統計局

如下表所示，儘管中國的經濟增長率較呈列的工業化國家及地區為高，於2013年中國的人均耗電量為呈列的組別中最低。

年份	2013年人均 耗電量 (千瓦時)	實際國內生產總值增長率			
		2010年	2011年	2012年	2013年
美國	12,391	2.5	1.8	2.8	1.9
韓國	9,314	6.3	3.7	2.0	2.8 ⁽¹⁾
新加坡	7,696	15.1	6.0	1.9	4.1
日本	6,750	4.7	(0.5)	1.4	1.5
香港	6,031	6.8	4.8	1.6	2.9
中國	3,494	10.4	9.3	7.7	7.7

資料來源：國際貨幣基金組織、2014年4月號《世界經濟展望》、中華人民共和國國家能源局、中華人民共和國國家統計局

附註：

(1) 韓國2013年國內生產總值為國際貨幣基金組織於2014年4月的估計

中國電力行業的背景及重組

1997年1月，國家電力公司成立，接管中國國有發電資產及絕大部分高壓輸電網和本地配電網。國家電力公司負責投資、開發、建造、管理、營運及擁有電力項目、省際及地區之間電網的連接，以及電力的跨區域傳輸。

行業概覽

1998年3月，中國國家經濟貿易委員會（「國家經濟貿易委員會」）成立，負責承擔電力行業的監管和行政職能。於國家經濟貿易委員會內下設電業局，並授權其負責推進電力行業的改革政策和法規、制定相關發展戰略、指定技術要求及行業慣例並監督整個電力行業的運營狀況。

由於中國電力行業進一步重組，2002年12月國家電力公司重組成兩家電網公司及五家大型獨立電力生產集團。兩家電網公司為國家電網公司（「國家電網」）及中國南方電網公司（「南方電網」）。有關影響中國電力行業的主要法例及法規的進一步詳情，請參閱「附錄五－中國及韓國主要法律及監管條文概要」。

競爭

競爭環境及優勢

截至2013年12月31日，國家發電公司擁有並管理中國近半的發電總裝機容量。餘下的主要由省級、地方及其他電力公司擁有。美亞電力的總裝機容量佔中國總裝機容量的0.2%。下表列出於中國由大型獨立電力生產集團（包括國家發電公司）控制的大概裝機容量：

電力生產集團 ⁽¹⁾	2013年 總裝機容量 (吉瓦)
中國華能集團公司 ⁽²⁾	143
中國國電集團公司 ⁽²⁾	122
中國大唐集團公司 ⁽³⁾	115
中國華電集團公司 ⁽³⁾	113
中國電力投資集團公司 ⁽³⁾	90
華潤電力控股有限公司 ⁽⁴⁾	27
其他	637
總計	<u>1,247</u>

資料來源：相關公司檔案、相關公司網站、中華人民共和國國家能源局

附註：

- (1) 獨立電力生產商的裝機容量可能包括彼等中國境外項目的容量
- (2) 總控股裝機容量
- (3) 未有列明是總計、控股或權益裝機容量
- (4) 權益裝機容量；僅包括華潤電力控股有限公司的容量；不包括華潤集團其他成員公司的容量

我們主要競爭優勢之一為我們的項目以穩固的經濟基礎及有利的供需強度，於地區市場具有策略性位置。此外，我們的承購安排受惠於最低承購及容量收費安排，佔我們截至2013年12月31日止年度的總收入86.1%。最後，我們於中國的若干電力項目受惠於中國政府實施的優先調度政策。進一步詳情請參閱「業務－主要優勢」。

行業概覽

加入門檻

加入中國電力行業的主要門檻詳情請參閱「業務－競爭」。

中國電力的供應及需求

中國的電力生產於近年迅速增長。自2001年至2013年，中國的發電量以複合年增長率11.4%增長，超出中國同期的實際國內生產總值的複合年增長率10.1%。於2013年，工業消耗佔中國耗電量72.3%。

2013年底，中國的總裝機容量約為1,247吉瓦。如下表所示，自2001年起中國的總發電量比裝機容量的增長快，導致由2001年至2004年利用小時數增加。然而，隨著2005年至2009年裝機容量的迅速建設，電力供應的增長超越電力需求的增長，因此利用小時數有所下降。2010年，平均利用小時數達4,572小時，比去年增長115小時，是自2004年起利用小時數首次回升。於2011年，平均利用小時數因電力需求強勁而持續增長，平均利用小時數達4,661小時，比2010年增長90小時。2012年，平均利用小時數因中國國內生產總值增長率減慢所反映的中國經濟放緩而下跌至4,489小時。2013年，平均利用小時數進一步減少至4,514小時。

年份	總裝機容量 (吉瓦)	總發電量 (太瓦時)	利用小時數 ⁽¹⁾ (小時)
2001年	338.6	1,480.8	4,501.6
2002年	356.6	1,654.0	4,758.3
2003年	391.4	1,910.6	5,108.5
2004年	442.4	2,203.3	5,285.0
2005年	517.2	2,500.3	5,211.0
2006年	623.7	2,865.7	5,023.6
2007年	718.2	3,281.6	4,890.9
2008年	792.7	3,466.9	4,589.2
2009年	874.1	3,714.7	4,457.2
2010年	966.4	4,207.2	4,571.8
2011年	1,055.8	4,713.0	4,661.3
2012年	1,144.0	4,937.8	4,489.3
2013年	1,247.4	5,397.6	4,514.2

資料來源：中國電力年鑒；國家電力監管委員會；中國電力企業聯合會；BP Statistical Review of World Energy June 2013

附註：

(1) 總發電量除以平均總裝機容量(即年初及年底的平均數)乘以1,000

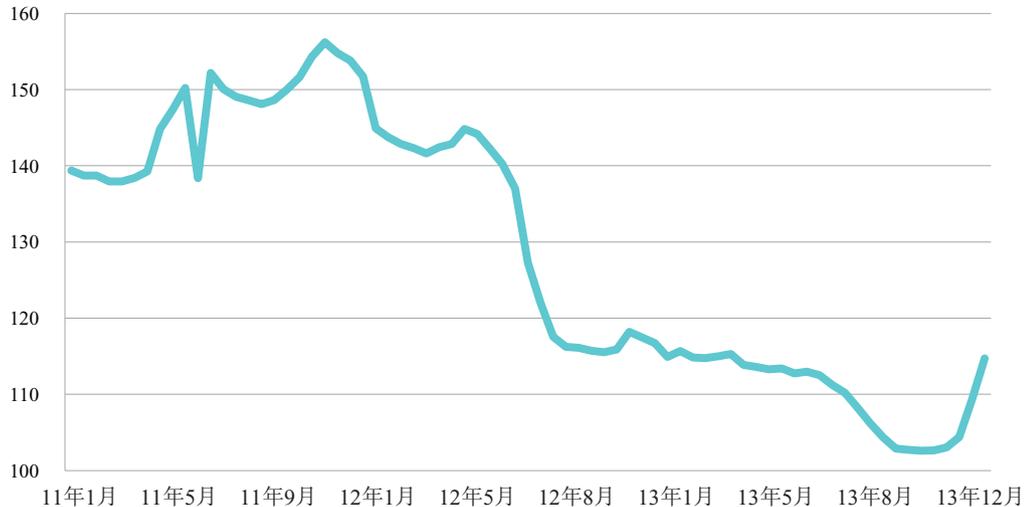
燃料來源及供應

中國有豐富的煤炭資源，但石油及天然氣資源相對有限。因此，中國大部分的產電裝機容量來自燃煤發電機組。與其他化石燃料一樣，煤價大幅波動。例如，根據彭博，中國秦皇島5,800千卡／千克動力煤平均現貨價由2006年至2007年上升46%，並由2007年至2008年進一步上升75%，由2008年至2009年下跌29%。由2009年至2010年上升25%，並

行業概覽

由2010年至2011年上升28%，由2011年至2012年下跌11%，並由2012年至2013年進一步下跌18%。下圖展示於往績記錄期間秦皇島5,800千卡／千克動力煤現貨價格的歷史趨勢。

單位：美元/噸



資料來源：彭博

除煤炭發電外，大量使用水力、天然氣、風力及核能為燃料來源的新電力生產項目正在開發中。部分利用水力及風力發電的新電力項目並不使用化石燃料，因此有效保護使用該等技術的電力生產公司免受燃料成本波動的不利影響。下表列出中國於2013年12月31日總裝機容量按燃料類別劃分的百分比。

	熱能 ⁽¹⁾⁽²⁾	水電 ⁽²⁾	風電 ⁽²⁾	核電	其他	總計
	(%)					
於2013年12月31日按燃料類別劃分的裝機容量	69.1	22.4	6.1	1.2	1.2	100.0

資料來源：中華人民共和國國家能源局

附註：

- (1) 熱電包括燃煤、燃油及燃氣電力項目
- (2) 併網裝機容量

電價

燃煤電力項目的上網電價

於2004年12月，國家發改委頒佈電力定價改革計劃，指出增加燃煤成本對獨立發電商的不利影響。根據此計劃，電價可能因煤炭價格上升而上調。就本質而言，獨立發電商可透過增加上網電價而將煤炭價格上漲的70%轉嫁予電網。然而，實際電價調整乃透過使用淨標準煤耗率及煤熱值等參數的複雜公式計算得出。倘平均煤炭價格於六個月內上升不少於5%，升幅的70%可透過增加上網電價轉嫁予電網，而獨立發電商承擔煤炭成本升幅的餘下30%。倘六個月內的平均煤炭價格較先前六個月期間增加或下跌少於5%，上網電價

行業概覽

維持不變，惟價格升幅將遞延至下個六個月期間，直至上網電價將予調整時總上升比率達致5%。此政策將截至2004年5月底的熱能煤銷售價格設定為計算下一個六個月期間平均煤炭價格波幅的基數。

於2012年12月31日，國家發改委宣佈，根據煤炭價格上升對調整上網電價的政策作出修訂。倘平均煤炭價格於一年內上升不少於5%，有關升幅的90%可透過增加網上電價轉嫁予電網，而獨立發電商承擔煤炭成本上漲的餘下10%。

為應付煤炭價格及耗電量轉變，國家發改委自此對燃煤電力項目分多次進行電價調整。詳情請參閱「附錄五－中國及韓國主要法律及監管條文概要－中國監管概覽－業務營運－上網電價」。

燃氣電力項目的上網電價

根據國家發改委於2005年頒佈的上網電價管理暫行辦法，燃氣電力項目的上網電價由相關政府定價當局釐定。該等電價反映生產成本及合理投資回報。定價當局所採用的考慮因素包括燃料種類、成本結構、設施的經濟壽命及適用稅率。

燃氣電力項目一般較燃煤電力項目享有較高上網電價，原因是不同成本結構及政府政策鼓勵使用更環保的燃料。相關政府定價當局於發生天然氣價格大幅波動等重大變動時，保留酌情權調整電價。

於2011年5月27日，國家發改委宣佈，於青海、廣東及福建以外的省份上調燃氣電力項目的電價。於2011年11月29日，國家發改委宣佈，進一步上調於北京的燃氣電力項目電價，並調整河南燃氣電力項目的臨時上網電價。於2013年9月30日，國家發改委宣佈，上調於上海、江蘇、浙江、廣東、海南、河南、湖北及寧夏的燃氣電力項目上網電價，以面對因天然氣價格上升所面對的成本挑戰。

水電項目的上網電價

水電項目的上網電價根據各電力項目的「一個機組一個價格」的電價設定計劃的固定成本及經營成本釐定。上網電價基準乃就新建水電項目設定，並就已投入運作的水電項目提供調整基準。長遠而言，中國務求在調配予相同電網的所有類型電力採取相同電價。

中國能源及環境相關目標

能源短缺和環境惡化已成為一個世界性問題。在中國，隨著經濟的快速發展，生活水平不斷提高，以及人均能源消耗的持續增加，能源短缺已成為制約中國經濟發展的因素。為了加快可再生能源開發利用、促進節約能源和減少污染、緩和氣候變化問題，並更好地滿足社會和經濟可持續發展的要求，中國政府設定約束性指標以於2015年底前增加非化石燃料對主要能源消耗的貢獻至11.4%，2010年底為8.6%，並由2010年至2015年，減少中國單位國內生產總值的二氧化碳排放量17%。此外，根據國家能源委員會第一次全體會議的會議記錄，中國政府以於2020年前增加非化石燃料對主要能源消耗的貢獻至15.0%為目標。此外，國務院常務委員會會議於2009年11月25日的一項決議案訂立目標，於2020年中國每單位國內生產總值的二氧化碳排放量水平較2005年減少40至45%。

行業概覽

於2013年9月，國務院公佈《大氣污染防治行動》。有關行動承諾增加非化石燃料（例如風力及太陽能）由2012年的9.1%增加至2017年的13%、增加頁岩氣生產及於2017年前將能源消耗組合的煤炭比例減少至65%。

按省份／地區／直轄市分類的電力供應及需求

中國電力的供應及需求於國內不同地區有明顯區別。下表列出中國每個省份、地區及直轄市總計及人均電力供應及需求。於很多相對較發達的地區，如北京、上海、廣東、江蘇、浙江、河北、重慶、天津及湖南，電力需求比供應為高。

省份／地區／直轄市	2012年總計				2012年人均		
	2012年人口 (百萬)	電力供應 (太瓦時)	電力需求 (太瓦時)	供需差額 (太瓦時)	電力供應 (千瓦時)	電力需求 (千瓦時)	供需差額 (千瓦時)
安徽	59.9	176.8	136.1	40.6	2,951.8	2,273.0	678.7
北京	20.7	29.1	87.4	(58.3)	1,405.4	4,225.0	(2,819.6)
重慶	29.5	53.7	72.3	(18.6)	1,821.8	2,455.1	(633.3)
福建	37.5	162.3	157.9	4.3	4,329.3	4,214.2	115.1
甘肅	25.8	108.3	99.5	8.9	4,202.6	3,858.5	344.1
廣東	105.9	359.3	461.9	(102.6)	3,391.8	4,360.4	(968.6)
廣西	46.8	113.3	115.3	(2.0)	2,420.0	2,463.5	(43.5)
貴州	34.8	154.8	104.7	50.2	4,444.3	3,004.3	1,440.0
海南	8.9	19.2	20.8	(1.6)	2,165.4	2,347.1	(181.6)
河北	72.9	237.1	307.8	(70.7)	3,253.3	4,223.3	(970.0)
黑龍江	38.3	84.3	82.8	1.5	2,199.0	2,159.4	39.7
河南	94.1	262.7	274.8	(12.1)	2,792.8	2,921.3	(128.5)
湖北	57.8	217.4	150.8	66.6	3,762.0	2,609.2	1,152.8
湖南	66.4	126.0	134.5	(8.5)	1,898.0	2,026.3	(128.2)
內蒙古	24.9	311.7	201.7	110.0	12,518.3	8,099.9	4,418.4
江蘇	79.2	392.8	458.1	(65.3)	4,960.1	5,784.0	(823.9)
江西	45.0	66.5	86.8	(20.3)	1,475.8	1,926.5	(450.6)
吉林	27.5	68.4	63.7	4.7	2,488.2	2,316.0	172.2
遼寧	43.9	141.5	190.0	(48.5)	3,223.2	4,328.7	(1,105.5)
寧夏	6.5	100.6	74.2	26.4	15,542.7	11,461.7	4,080.9
青海	5.7	55.6	60.2	(4.6)	9,706.0	10,506.8	(800.8)
陝西	37.5	133.1	106.7	26.4	3,545.1	2,842.3	702.8
山東	96.8	319.5	379.5	(59.9)	3,299.2	3,918.0	(618.8)
上海	23.8	88.6	135.3	(46.7)	3,722.8	5,685.7	(1,962.9)
山西	36.1	245.5	176.6	68.9	6,798.6	4,890.2	1,908.3
四川	80.8	200.2	183.1	17.2	2,479.4	2,266.8	212.6
天津	14.1	59.0	72.2	(13.3)	4,172.8	5,112.6	(939.7)
西藏	3.1	2.0	2.8	(0.8)	636.3	902.3	(266.0)
新疆	22.3	105.2	109.1	(3.9)	4,710.0	4,885.4	(175.4)
雲南	46.6	153.4	131.6	21.8	3,292.4	2,824.3	468.1
浙江	54.8	271.0	321.1	(50.1)	4,948.0	5,861.9	(913.9)

資料來源：中華人民共和國國家統計局、中國統計年鑒2013

行業概覽

韓國經濟概覽

韓國於2001年至2013年間經歷平穩經濟增長，實際國內生產總值於該期間以複合年增長率3.8%上升。儘管2008年的全球金融危機對韓國經濟有負面影響，當地經濟於2009年初受韓國政府的大力刺激措施所支持及其他原因，開始出現復甦跡象及小額增長。韓國國內生產總值於2013年溫和上升2.8%，達到約1.1萬億美元。

韓國電力行業

概覽

韓國的電力生產市場由政府控股實體KEPCO主導。截至2013年年底，其總裝機容量為70.8吉瓦（相對於2001年年底的50.9吉瓦）。KEPCO有六家附屬發電公司，並為韓國唯一的電力輸電及配電公司。儘管相當大部分電力生產容量依然由KEPCO控制，仍然有數名獨立電力生產商，包括GS EPS Co., Ltd.、POSCO Energy Co., Ltd.及本公司。於2012年年底，韓國的裝機容量及發電量分別達到81.8吉瓦及509.6太瓦時，而自2001年底起的複合年增長率分別為4.4%及5.4%。

下表呈列2001年年底至2012年有關韓國市場的裝機容量及可用容量，以及2001年至2012年的總發電量、利用小時數、高峰期需求及備用容量率的資料：

年份	總裝機容量 ⁽¹⁾ (吉瓦)	總發電量 ⁽¹⁾ (太瓦時)	利用小時數 ⁽²⁾ (小時)	可用容量 (吉瓦)	高峰期需求 (吉瓦)	備用容量 (吉瓦)	備用容量率 (%)
2001年.....	50.9	285.2	5,738.4	48.7	43.1	5.6	12.9%
2002年.....	53.8	306.5	5,854.8	52.1	45.8	6.3	13.9%
2003年.....	56.1	322.5	5,569.0	55.5	47.4	8.1	17.1%
2004年.....	60.0	342.1	5,893.2	57.5	51.3	6.3	12.2%
2005年.....	62.3	364.6	5,962.4	60.8	54.6	6.2	11.3%
2006年.....	65.5	381.2	5,965.6	65.2	59.0	6.2	10.5%
2007年.....	68.3	403.1	6,025.4	66.8	62.3	4.5	7.2%
2008年.....	72.5	422.4	6,000.0	68.5	62.8	5.7	9.1%
2009年.....	73.5	433.6	5,939.7	72.1	66.8	5.3	7.9%
2010年.....	76.1	474.7	6,346.3	75.7	71.3	4.4	6.2%
2011年.....	79.3	496.9	6,395.1	77.2	73.1	4.0	5.5%
2012年.....	81.8	509.6	6,326.3	80.0	76.0	4.0	5.2%

資料來源：Electric Power Statistics Information System 及 KEPCO

附註：

- (1) 不包括自行發電
- (2) 總發電量除以平均總裝機容量（即年初及年底的平均數）乘以1,000。

競爭

競爭狀況

KEPCO至今為韓國電力生產市場中最重要的參與者。截至2013年12月31日，KEPCO的附屬發電公司擁有裝機容量70.8吉瓦，包括核電、熱電、水力及內燃系統。發電市場餘

行業概覽

下部分由數名獨立電力生產商，以及多家私人公司及政府聯繫實體組成。於2013年12月31日，美亞電力於韓國的總裝機容量佔韓國的總裝機容量的2.0%。

KEPCO於1989年局部私有化，當時將其21%的普通股售予公眾。截至2014年2月17日，韓國政府直接或間接地擁有KEPCO已發行及流通的普通股的主要份額。根據韓國相關法律，韓國政府須直接或間接擁有KEPCO最少51%的資本。MOTIE(前稱知識經濟部)監管KEPCO及韓國整體電力行業。有關影響中國電力行業的主要法例及法規的進一步詳情，請參閱「附錄五－中國及韓國主要法律及監管條文概要」。

加入門檻

有關加入韓國電力行業的主要門檻詳情，請參閱「業務－競爭」。

韓國的電力供求情況

2012年韓國佔亞太地區總發電量的5.7%。韓國的電力需求於過往年度穩定增長，而人均耗電量由2001年至2011年按複合年增長率4.9%增加。韓國政府估計其電力需求直至2015年將按平均年率約4.0%增長。

下表載列韓國於2001年至2013年的實際國內生產總值的年增長率及耗電量的年增長率：

年份	實際國內 生產總值 (%)	耗電量 (%)
2001年	4.0	7.6
2002年	7.2	8.0
2003年	2.8	5.4
2004年	4.6	6.3
2005年	4.0	6.5
2006年	5.2	4.9
2007年	5.1	5.7
2008年	2.3	4.5
2009年	0.3	2.4
2010年	6.3	10.1
2011年	3.6	4.8
2012年	2.0	2.5
2013年	2.8	不適用

資料來源：Electric Power Statistics Information System、國際貨幣基金組織、2012年10月號《世界經濟展望》及KEPCO

行業概覽

燃料來源及供應

自1970年代起，韓國高度依賴核能電力項目的建設以減少其對燃油發電廠的依賴。核能可滿足基本負荷需求，同時燃煤、水電及液化天然氣發電機組則主要滿足中期及高峰期的需求。

Korea Hydro & Nuclear Power目前經營韓國四間核電廠，有關核電廠擁有23個個別反應堆。國家目標於2035年將其核能發電的比例增加至29%。核能容量將由2012年底的21吉瓦增至2035年的43吉瓦。

下表載列韓國於2001年及2012年年底按燃料類型劃分的總裝機容量百分比：

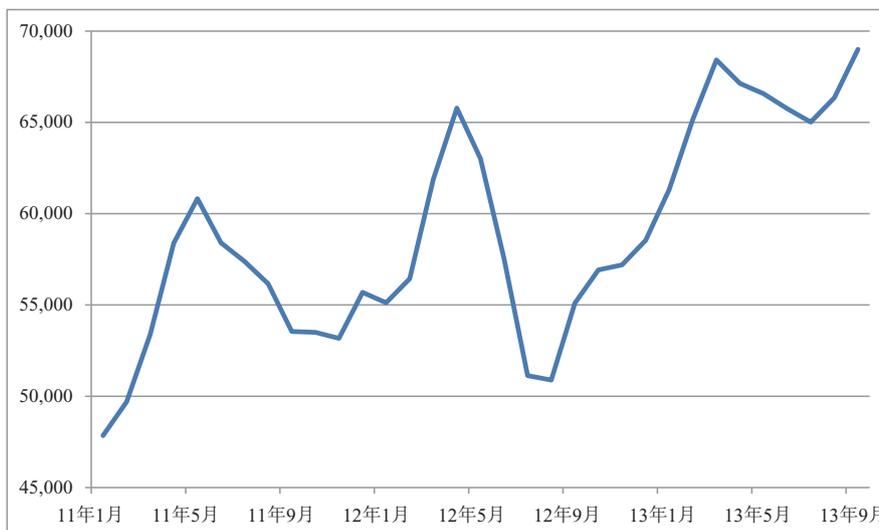
年份	水電 (%)	煤炭 (%)	石油 (%)	天然氣 (%)	核能 (%)	其他 (%)
2001年.....	7.6%	30.5%	9.6%	25.3%	27.0%	0.0%
2012年.....	7.9%	30.0%	4.2%	26.1%	25.3%	6.5%

資料來源：Electric Power Statistics Information System 及 KEPCO

鑒於極有限的本地資源及對天然氣、石油及煤炭的需求增長，韓國十分依賴進口能源。於2013年，其為液化天然氣的世界第二大進口國（進口約2.0兆立方英尺）、第四大煤炭進口國及原油的第五大進口國（每日250萬桶原油）。韓國並無國際石油或天然氣管道，只依賴液化天然氣及原油的油輪運輸。

計算進口至日本的原油平均價格的日本原油進口報關價格為釐定韓國市場天然氣價格的重要決定因素。根據彭博，於截至2011年、2012年及2013年12月31日止年度的日本原油進口報關價格分別為每公升54,835日元、每公升57,463日元及每公升67,218日元。下圖展示於往績記錄期間日本原油進口報關價格的歷史趨勢。

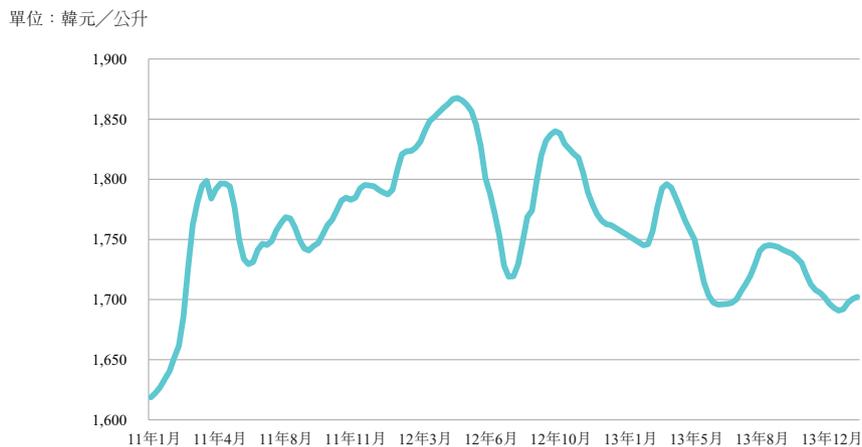
單位：日元/公升



資料來源：彭博

行業概覽

KNOC南韓加油站柴油價格指數為反應韓國市場柴油價格的一個指標，根據彭博，於截至2011年、2012年及2013年12月31日止年度，KNOC南韓加油站柴油價格指數的平均稅前價格分別為每升1,748韓元、每升1,807韓元及每升1,731韓元。下圖於往績記錄期間展示除稅前KNOC南韓加油站柴油價格指數的歷史趨勢。



資料來源：彭博

韓國是全球第五大核能發電國，而由於預期將推出反應堆，故政府計劃於不久將來大幅增加核能佔總耗電量的分佈。

電價

增加電價

電力業務法及價格穩定法載有批准及設立用戶電價的程序。KEPCO向MOTIE提交建議書，而MOTIE具有審批電價的最終權力。電價因應不同用戶階層而有所不同，並按擬批准KEPCO彌補其經營成本及提供公平的資本投資回報的層面而設立。2012年的平均單位電價為每千瓦時99韓元。

於2013年11月19日，韓國政府宣佈，自2013年11月21日起，KEPCO向用戶收取的平均電價將增加。由於該等調整，KEPCO向用戶收取的平均電價增加5.4%。

電價制度近期變動

在MOTIE於2010年2月作出公佈後，新電價制度於2011年7月1日生效。此制度透過將電價水平更緊貼燃料價格變動，徹底修改以往KEPCO向客戶收取的電價的制度，旨在就電價水平預期改變，向市場提供更及時的定價訊號，及鼓勵用戶更有效率地使用電力。之前，電價由兩個部分組成：(i)基本價格及(ii)基於電力成本及用戶耗電量的用量價格。於新電價制度下，電價設有第三個燃料成本調整率的部分，將根據煤炭、液化天然氣及石油價格波動，於基本價格及用量價格的總數增加或扣除。燃料成本相關調整率將根據三個月平均燃料成本每月計算，三個月平均燃料成本會於兩個月後反映為燃料成本調整費用。

行業概覽

新電價制度旨在提供更高財務穩定性，並確保電力供應商（如KEPCO）的最低投資回報。然而，由於與保護電力用戶免受電價突如其來大幅上升的通脹影響及其他政策的相關考慮，MOTIE於2011年7月29日發出暫停命令，暫停燃料成本相關調整申請。暫停命令至今依然有效。此外，MOTIE於2013年1月11日通知KEPCO，由於暫停長期持續，以燃料成本為本的電價調整制度需經重新審核。對於韓國政府將何時撤銷暫停命令及重新開始燃料成本為本的調整，或新電價制度是否會進一步修改，概無保證。

輸電及配電

韓國由KEPCO運作的單一綜合輸電及配電系統服務。截至2013年12月31日，KEPCO有790個分站正在運作，裝置變壓器容量為279,520兆伏安。傳輸系統由約32,249電路公里，以765千伏及其他電流（包括高伏特直接電流）運作的電力網組成。配電系統覆蓋105,740兆伏安的變壓器容量，總線路長度為449,683公里，以870萬個單位作支援。

可再生能源補貼及可再生能源組合標準

根據可再生能源法案，新能源或可再生能源發電（如燃料電池能源、光伏或風能）的電力公司合資格按MOTIE所訂的標準價格於若干期限內獲得補貼。此補貼制度於2011年12月31日廢除，惟於該日期前已收取補貼的公司將能繼續於MOTIE本來承諾給予補貼的期間接受上述補貼。此外，自2012年1月1日起，韓國具超過500兆瓦的發電容量的發電公司已受「可再生能源組合標準」規管。根據可再生能源組合標準，所涵蓋的發電公司須透過可再生能源生產總發電量的一定比例，或以可再生能源證明購買及輸出相等數量電力。於2012年，可再生能源產量要求為總發電量的2%。此百分比至2022年將上升至10%。