

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、中國電力企業聯合會、BP Statistical Review of World Energy、彭博、中國統計年鑒2013、Electric Power Statistics Information System、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年年初開始呈現復甦及增長跡象。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%。

行業概覽

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實際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實際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

行業概覽

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。

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」。

行業概覽

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。本公司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」。

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」。

行業概覽

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

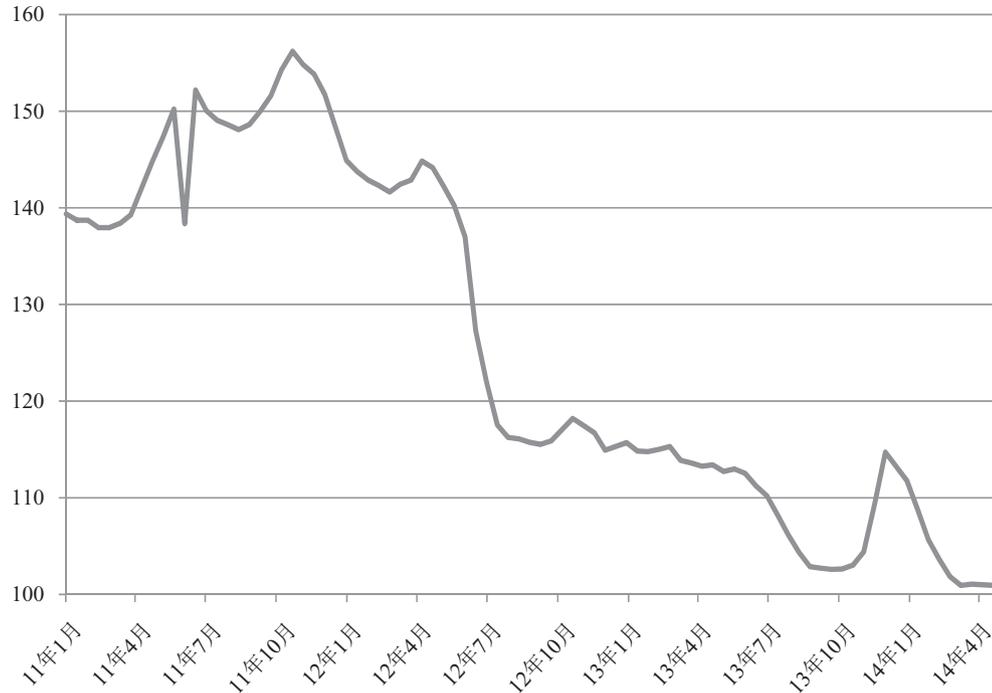
燃料來源及供應

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%，由2012年至2013年進一步下跌18%，並由2013年至2014年4月30日進一步下跌12%。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

除以煤炭產電外，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。在大多數情況下，天然氣通過管道向電廠提供。中國最終用戶天然氣電價受到中央及地方政府嚴格監管。最終用戶電價包括i) 國家發改委批准的井口價格及相關利潤；ii) 國家發改委及省級發展和改革委員會批准的運輸及傳輸成本及相關利潤；及iii) 當地物價局所制定的分派成本及相關利潤。i) 及 ii) 組成門站價格，為指示性上限價格並於不同地點均有所差別，視乎天然氣供應及傳輸線長度等因素而定。於往績記錄期間，國家發

行業概覽

改委發出指示，規定相關政府機關於2013年6月提升門站價格至不多於每立方米人民幣0.4元。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

電力調度

在中國，發電機組調度優先次序根據於1993年頒布的法規及於2007年頒布的臨時國務院措施按以下次序釐定：(i)使用可再生能源的不可調整發電機組，包括風力、太陽能、海洋能源及徑流式水電；(ii)使用可再生能源的可予調整發電機組，包括可予調整水電、生物質及地熱能源以及符合若干環保標準的焚燒發電機組；(iii)核能發電機組；(iv)符合若干熱電比率要求的熱電機組；(v)燃氣發電機組；(vi)燃煤發電機組，包括熱電機組(除於上述(iv)所載者外)；及(vii)燃油發電。

電價

燃煤電力項目的上網電價

於2004年12月，國家發改委頒布電力定價改革計劃，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，國家發改委宣布，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%。

行業概覽

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」。

於最後實際可行日期，本集團經營所在省份配備煙道氣脫硫設施的燃煤電廠⁽¹⁾的標杆上網電價(包括增值稅)載列如下：

人民幣／千瓦時	河南	湖北
標杆上網電價.....	0.4071	0.4472

附註：

- (1) 我們的熱電項目位於江蘇省，當地的熱電聯產電廠電價由省級物價局制定，一般高於燃煤電廠的標杆上網電價。

燃氣電力項目的上網電價

根據國家發改委於2005年頒布的上網電價管理暫行辦法，各燃氣電力項目的上網電價由相關定價當局釐定。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，國家發改委宣布，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，國家發改委宣布，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，國家發改委宣布，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。

於最後實際可行日期，各燃氣電廠的電價由相關定價機關個別釐定，因此，本集團經營所在省份的燃氣電廠並無標杆上網電價。

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。標杆上網電價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。

行業概覽

目前，水電電價一般低於燃煤電廠電價。上網電價一般由政府釐定，以補貼電力生產商 i) 電廠使用期的資本成本，包括建築成本及電廠使用期內的維修資本支出；及 ii) 可變經營開支，當中包括燃料成本。水電廠的電價較低，原因是 a) 水電廠的機組興建成本較燃煤電廠為高，但其經營年期遠多於燃煤電廠；及 b) 水電廠所需維修資本開支較少；及 iii) 水電廠並無產生任何燃料成本。

於最後實際可行日期，本集團經營所在省份的水電廠的標杆上網電價(包括增值稅)載列如下：

人民幣／千瓦時	廣西	四川
標杆上網電價	不適用，一個機組系統應用一個價格	0.288 ⁽¹⁾

附註：

- (1) 指基本電價。實際電價按照基本電價出調整，視乎年內雨季、一般季節及早季以及每日高峰、正常及低谷期而定。

中國能源及環境相關目標

能源短缺和環境惡化受到全球關注。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，能源短缺已成為限制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，並切合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%。

於2013年9月，國務院公布《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%。

行業概覽

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	電力供應	電力需求	供需差額	電力供應	電力需求	供需差額
	(百萬)	(太瓦時)	(太瓦時)	(太瓦時)	(千瓦時)	(千瓦時)	(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2013年年底，韓國的裝機容量及發電量分別達到82.3吉瓦及517.2太瓦時，而自2001年底起的複合年增長率分別為4.1%及5.1%。

下表呈列2001年年底至2013年有關韓國市場的裝機容量及可用容量，以及2001年至2013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%
2013年.....	82.3	517.2	6,302.6	80.7	76.5	4.2	5.5%

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。

行業概覽

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、水力及內燃機組。發電市場餘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2014年4月30日，該等公司於韓國的總裝機容量佔韓國的總裝機容量的2.3%。

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。有關影響韓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

2013年韓國佔亞太地區總發電量的5.5%。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2012年按複合年增長率5.1%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。

行業概覽

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、2013年10月號《世界經濟展望》及KEPCO

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%

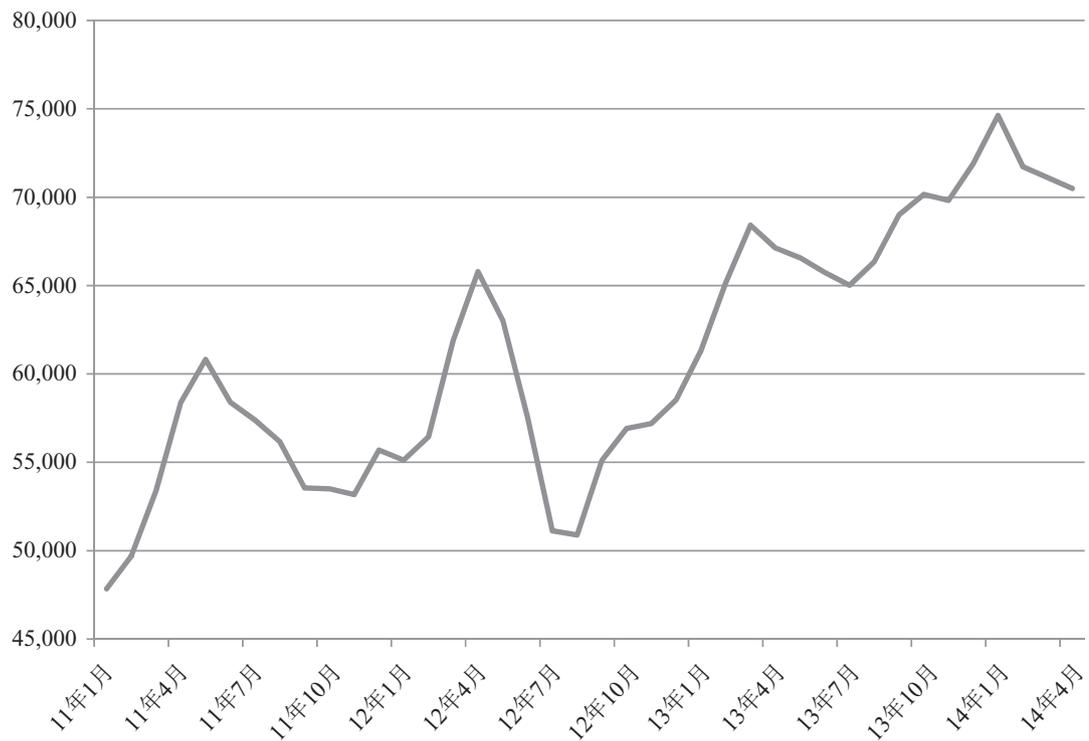
資料來源：Electric Power Statistics Information System及KEPCO

行業概覽

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日止年度及截至2014年4月30日止四個月的日本原油進口報關價格分別為每公升54,835日圓、每公升57,463日圓、每公升67,218日圓及每公升72,284日圓。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：日圓／公升

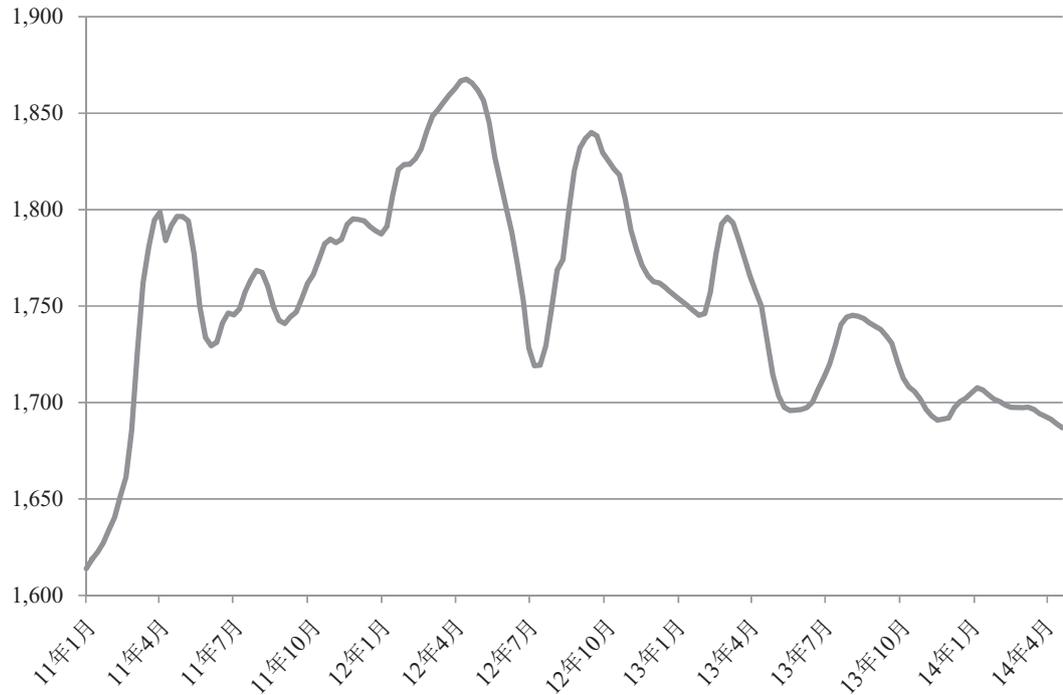


資料來源：彭博

行業概覽

KNOC南韓加油站柴油價格指數為反映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日止年度及截至2014年4月30日止四個月，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、每升1,731韓元及每升1,698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。

單位：韓元／公升



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能源消耗量的份額。

電力上網電價

成本組合制度

自2001年4月起，韓國須按KPX規例的條款及條件透過KPX（韓國的唯一電力交易市場）買賣電力，除非發電商與KEPCO訂有購電協議而根據購電協議的條款及條件可出售有關電力則另作別論。

韓國電力市場的電力價格乃主要按發電成本計算及使用「成本組合」制度釐定。根據成本組合制度，電力價格包括兩項主要部分，分別為系統邊際價格（即原則上為發電的可變成本）及容量價格（即原則上為發電的固定成本）。

行業概覽

系統邊際價格

系統邊際價格於2008年5月1日引入。系統邊際價格實際上指於特定小時的電力邊際價格，特定時間內的預測電力需求及預測電力供應，乃由優先次序制度（該系統由KPX用作分配將於某一時間及按某一價格供電的發電機組）釐定。闡述而言，於特定小時的預測電力需求乃由KPX按買賣前一日的預測釐定，而有關預測經考慮（其中包括）季節性及高峰時間與非高峰時間需求分析的對比後，考慮（其中包括）有關全國電力需求按日及按小時劃分的歷史統計。於特定時間的預測電力供應乃釐定為所有已提交每小時供電價格的發電機組的可用容量總額。該等價格於買賣前一日提交予KPX。

根據優先次序制度，於特定時間出價競投的所有發電機組中具備最低可變發電成本的發電機組可首先獲得購電訂單，而該機組最多可提供其於出價所示的可用容量。擁有第二低可變成本的發電機組其後可獲得購電訂單，其最多可提供於出價時所示的可用容量，如此類推，直至達致該小時的電力預測需求。於合資格按電力市場營運規則被反映於計算的發電機組當中，該小時最後接到的購電訂單的發電機組的可變成本為系統邊際價格，亦一般為根據特定小時的需求及供應計算於該小時供電的最高價格。各發電機組可變成本的主要部分由KPX內設立的成本評估委員會（「成本評估委員會」）每月釐定，考慮釐定價格前一或兩個月的燃料成本（視乎燃料類別），並於下月實施。計算該發電機組可變成本時，並會考慮同樣由成本評估委員會每年釐定，並適用於相關發電機組的經調整的靜止輸電損失系數。一般而言，於特定時間的可變成本超出系統邊際價格的發電機組不會收到於該特定小時供電的購電訂單。然而，最後的供電分配會按其他因素進一步調整，包括發電機組與供電地點的地理位置的距離、網絡及燃料限制以及電力耗損量。

優先次序制度旨在透過令發電過程更有效率、選購來自最具成本效益的燃料或採納其他節省成本計劃，以鼓勵發電機組減少發電成本。額外調整機制為透過調整於配電及輸電過程中所產生的損失，於配電及輸電予用戶時提高整體成本效益而設計。

然而，自2013年3月1日起，KPX已實施為期兩年的結算價上限計劃，據此，就計算每月電價而釐定發電廠的系統邊際價格，上限為指定韓國標準發電廠的可變成本（於2013年2月22日，New Incheon Combined Cycle Gas Turbine 獲指定為標準發電廠）或該發電廠於該月份的發電成本（以較高者為準）。

行業概覽

容量價格

除支付發電的可變成本外，發電商以容量價格形式收取款項，藉此補償彼等興建發電設施的成本及鼓勵新建設。容量價格每年由成本評估委員會根據標準發電機組的建築成本及維修成本釐定，並就買賣前一日提交的價格所示的可用容量支付予各發電公司。容量價格不時根據發電商的預期回報率予以調整，以減輕邊際價格隨著時間變動的影響。目前，容量價格為7.46韓元／千瓦時，並自2013年1月1日起已適用於所有發電機組（不論其所使用的燃料類別）。

自2007年1月1日起，透過設定標準備用容量率（介乎12.0%至20.0%）引入地區性差異的容量價格制度，以免於地區層面建立過多容量以及達致最佳容量投資。備用容量率為高峰期需求相對於總可用容量的比率。根據此制度，位於可用容量不足以滿足電力需求（由未能符合標準備用容量率可見）的地區的發電機組收取較高容量價格。相反，位於可用容量超出電力需求（由達致標準備用容量率可見）的地區的發電機組收取較低容量價格。除上述地區性差異外，容量價格一般同樣適用於所有發電機組（不論所使用的燃料類別）。

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（包括高伏特直流電）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，以支援870萬個單位。

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（按攝氏30度計量）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%。

倘受限於可再生能源組合標準的公司生產的可再生能源量未能達到規定，該等公司可向其他可再生能源生產商購買可再生能源證書。根據該等公司未能提交的可再生能源證書的能源量，該等公司或會按比例被徵收費用。遵守可再生能源組合標準的情況每年計量一

行業概覽

次，自其於2012年引入後，栗村公司一直遵守可再生能源組合標準。由於大山一期電力項目的裝機容量為465.8兆瓦(按攝氏30度計量)⁽¹⁾，低於可再生能源組合標準500兆瓦(按攝氏30度計量)的限制，因此大山公司不受限於可再生能源組合標準。

(1) 大山一期電力項目的額定裝機容量為507.0兆瓦(按攝氏15度計量)。行業慣例是採用按攝氏15度計量的額定裝機容量，然而，韓國政府認為，按攝氏30度計量的額定裝機容量能更有效指示夏季需求高峰期的發電容量。