

概 要

本概要旨在向閣下概述本招股章程所載資料。由於純屬概要，故並無載列可能對閣下屬重要的全部資料。在決定投資發售股份前，閣下應閱讀整份文件。

任何投資均涉及風險。投資發售股份所涉及的部分特定風險載於本招股章程「風險因素」一節。在決定投資發售股份前，閣下應細閱其中內容。

概覽

我們是北京最大的燃氣電力供應商及中國領先的風電運營商，從事燃氣熱電、風電、中小型水電及其他清潔能源項目等多元化清潔能源業務。根據北京電力行業協會之統計，按2008年、2009年及2010年12月31日的控股裝機容量計算，我們是北京最大的燃氣發電商，分別佔北京總燃氣發電裝機容量的65%、61%及61%。截至2010年12月31日，我們在北京營運兩間燃氣熱電聯產電廠及一間燃氣供熱廠，控股裝機容量為1,190.00兆瓦，控股裝機供熱能力為1,045.00兆瓦。於2010年12月31日，我們亦在北京興建一間在建容量為838.20兆瓦及在建供熱能力為592.00兆瓦的燃氣熱電聯產電廠。

根據中國水電報告，截至2009年及2010年12月31日，按控股建設容量計算，我們分別是中國第六大及第八大風電運營商。根據世界風能協會之統計，截至2008年、2009年及2010年12月31日，我們的控股裝機容量分別佔中國風電總裝機容量約1.4%、3.1%及2.4%。截至2010年12月31日，我們有16個風電場正式營運，控股裝機容量為1,058.75兆瓦，另有九個在建風電場，控股在建容量為393.00兆瓦。截至2010年12月31日，我們的營運中及在建風電場戰略性地分佈在內蒙古、北京、寧夏及遼寧省等地。

此外，我們還經營中小型水電及其他清潔能源發電業務，截至2010年12月31日的控股裝機容量為6.40兆瓦（不包括裝機容量為24.00兆瓦的山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離）。

概 要

以下為我們經營的兩個業務分部：

燃氣發電及供熱業務

我們開發、管理及經營燃氣熱電聯產電廠及燃氣供熱廠，並將所產電力與熱能分別售予地方電網公司與北京客戶。

風電業務

我們開發、管理及運營風電場，並將所產電力售予地方電網公司。

除上述兩個業務分部外，我們亦開發、管理及經營中小型水電站及其他清潔能源發電項目，並將所產的電力售予地方電網公司。此外，我們透過聯營公司或合營公司開發、管理及／或經營地熱、垃圾發電及污水冷熱源廠，並將其所產電力及冷熱源售予外界客戶。

營業紀錄期間，我們的業務顯著增長，控股裝機容量自2008年12月31日1,361.40兆瓦增至2009年12月31日2,007.65兆瓦，再增至2010年12月31日2,255.15兆瓦，複合年增長率為28.70%。截至2010年12月31日，我們另有控股在建容量1,455.60兆瓦。預計2011年與2012年底的控股裝機容量總計分別可達2,654.55兆瓦與4,684.34兆瓦。

燃氣發電及供熱業務

2008年、2009年及2010年，燃氣發電及供熱業務分部的收益分別為人民幣1,163.7百萬元、人民幣1,893.1百萬元及人民幣2,553.8百萬元，分別佔可呈報分部收益總額的86.9%、78.6%及70.1%。

2010年12月31日，我們燃氣發電業務的控股裝機容量為1,190.00兆瓦，佔全部發電業務組合控股裝機容量的52.8%。截至2010年12月31日，我們亦有適宜未來發展的儲備燃氣發電項目組合，估計控股容量為1,000.00兆瓦。詳情請參閱「業務 — 燃氣發電及供熱業務 — 儲備燃氣發電及供熱項目」一節。該等儲備項目均位於北京。

根據北京熱力集團，截至2010年12月31日，我們的供熱覆蓋總範圍為17百萬平方米，佔北京燃氣熱電聯產集中供熱的73.9%。

營業紀錄期間，我們的燃氣熱電聯產電廠太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠均配有燃氣蒸汽聯合循環機組生產電力及熱能。截至最後實際可行日期，京橋燃氣熱電廠只生

產熱能，但預計至2012年9月在二期工程竣工後會改為熱電聯產。由於有關京橋燃氣熱電廠二期建設之技術調整，因此預計京橋燃氣熱電廠一期將於2011年底至2012年初的供暖季期間暫停生產熱能。

營業紀錄期間，我們自獨家天然氣供應商北京燃氣集團採購天然氣。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，向北京熱力集團銷售熱能的收益(不包括測試期間的熱能收費及稅項)分別為人民幣55.8百萬元、人民幣297.7百萬元及人民幣313.7百萬元。營業紀錄期間，太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠處於集中熱能供應網絡，所產生的熱能全部售予北京熱力集團，北京熱力集團再將熱能輸送至北京網絡所覆蓋地區的工業及住宅終端用戶。京豐燃氣熱電廠位於區域熱能供應網絡，與北京熱力集團供應網絡未覆蓋且與發電廠鄰近的兩個主要熱能終端用戶已訂立供熱協議。

購電協議及供熱協議

太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠與北京電力訂立的購電協議規定北京電力須每月付款。我們的計劃發電量須由北京市發改委釐定。根據購電協議，我們須遵從北京電力的調度指示，並可獲補償因傳輸限制導致的電量耗損，儘管購電協議並無載列補償之計算基準。於營業紀錄期間，我們並無獲得該等補償。根據購電協議，我們須早於協議到期前兩個月與北京電力協商續約事宜。該等購電協議會由於我們超過120日未有發電或北京電力逾120日未有採購電力等原因而終止。

於營業紀錄期間，太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠與北京熱力集團訂立供熱協議，而京豐燃氣熱電廠與北京的住宅及工業終端用戶訂立供熱協議。根據北京《關於加強本市民用供熱管理工作的暫行規定》，北京集中熱能供應網絡的供熱商須遵循北京熱力集團按有關供熱標準統一實施的調度指令。我們的中國法律顧問表示，於太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠處於集中熱能供應網絡時，必須向北京熱力集團出售所有熱能以滿足集中熱能供應調度的要求。根據供熱協議，我們按中國相關部門釐定的價格(或會不時調整)出售熱能，每月收取所售熱能費用。

概 要

根據供熱協議，我們須遵從北京熱力集團的調度指示，並可獲賠償因熱能傳輸限制導致的實際損失，儘管我們與北京熱力集團訂立的供熱協議並無載列補償之計算基準。於營業紀錄期間，我們並無獲得該等補償。倘早於供熱協議到期前六個月未有收到書面反對或終止通知，則我們與北京熱力集團訂立的供熱協議將自動續期，而倘我們與北京熱力集團均認為無法再履行協議或延續協議並無意義，則可終止該等協議。

由於京豐燃氣熱電廠直接向終端客戶供熱，供熱協議通常並無訂明有關傳輸限制的補償。一般而言，京豐燃氣熱電廠所訂立的供熱協議並不包括終止或自動續約條款。

我們預期燃氣發電及供熱業務至2012年底的控股裝機容量可達2,228.20兆瓦，相當於我們2012年底預計控股裝機容量約48%。

風電業務

2008年、2009年及2010年，風電業務分部的收益為人民幣115.3百萬元、人民幣367.8百萬元及人民幣1,032.5百萬元，分別佔可呈報分部收益總額(不包括特許權建設安排的收益)的8.6%、15.3%及28.3%。

我們風電業務的控股裝機容量自2008年12月31日165.00兆瓦顯著增至2009年12月31日811.25兆瓦，2010年12月31日再增至1,058.75兆瓦，複合年增長率為153.31%。於2010年12月31日，我們風電業務的控股裝機容量佔全部業務組合控股裝機容量46.9%。

截至2010年12月31日，我們亦擁有適宜未來發展的儲備風電項目組合，估計控股容量為3,039.50兆瓦，包括兩個一級儲備項目，估計控股容量99.00兆瓦、16個二級儲備項目，估計控股容量1,543.50兆瓦及12個三級儲備項目，估計控股容量1,397.00兆瓦。詳情請參閱下文「業務 — 風電業務 — 儲備風電項目」一節。該等儲備項目位於華北地區，包括內蒙古、北京、寧夏、河北省及遼寧省等地。

我們預期，2011年底風電業務共有25個風電場，控股裝機容量總計1,451.75兆瓦，相當於我們2011年底預計控股裝機容量約55%；2012年底將有36個風電場，控股投產裝機容量總計2,146.75兆瓦，相當於我們2012年底預計控股裝機容量約46%。

購電協議

我們的風電場與地方電網公司訂立的購電協議訂明計劃發電量。根據購電協議，我們須遵從地方電網公司的調度指示，且必須調整發電量以保證電網穩定。地方電網公司每月向我們支付所售電力的款項。購電協議並無特別列明因傳輸限制而導致電量耗損的補償。該等購電協議一般可續約，且我們須於協議到期前與地方電網公司協商。此外，購電協議可基於項目公司破產、我們的營業執照遭吊銷、我們無法發電的時間或地方電網公司未能購電的時間超過指定時限等多種因素而終止。

中國風電行業的傳輸限制

近年來，主要由於中國北部(尤其是內蒙古西部)風電場裝機容量的快速發展超過本地電網發展速度，該地區的地方電網公司對風力發電公司(例如我們)施加限制(尤其是在冬季)，為聯產公司供熱給予優先權，以實現本地電網的電壓穩定及安全。鑑於我們風電場所產生的電力無法儲存，而須於產生後立即傳輸或使用，我們不少風電場(特別是內蒙古西部的風電場)於2009年及2010年期間暫時關停部份風機。於營業紀錄期間，分別佔我們的風電裝機總容量約61%、86%及89%的風電場部分受電網阻塞影響。此外，我們並未收到電網公司就電網阻塞引致的發電量減少作出的任何補償。

《中共中央關於制定國民經濟和社會發展第十二個五年規劃的建議》指出，中國政府將於2011年至2015年的第十二個五年計劃期間加強電網建設，在中國發展技術更先進的電網系統。國務院頒佈《關於加快培育和發展戰略性新興產業的決定》，旨在加快開發可適應新能源發展需求的先進電網及營運系統。內蒙古政府頒佈《關於進一步加快內蒙古電網建設的意見》，制訂擴展電力傳輸渠道及解決風電傳輸問題的目標。同時，中國政府已加大電網建設的資本投資。例如，2009年，國家電網公司(「國家電網公司」)宣佈將開始增建三條特高電壓(「特高壓」)電纜，將中國特高壓電纜的數目增至六條，其中一條將連通內蒙古西部與上海。國家電網公司亦計劃在未來三至四年對特高壓電纜投資逾人民幣1,000億元，預計2020年中國特高電纜容量可達3億千瓦。內蒙古政府計劃於2009年及2010年投資逾人民幣200億元，對其輸送網絡進行擴容及升級。截至2009年底，內蒙古電力公司已如期完成全部

33個輸配電項目。因此，隨着第十二個五年計劃期間的電網建設發展，我們預計電網阻塞對我們風電業務造成的影響將會減小。

特許權項目

我們現有及儲備風能項目大多根據與地方政府訂立的投資及開發協議開發，而截至2010年12月31日，我們亦已獲授權並開發四個特許權項目。於2008年、2009年及2010年12月31日，我們的特許權項目的控股裝機容量分別佔全部業務組合控股裝機容量的7%、25%及22%，而截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，該等風電場的電力銷售收益分別為人民幣82.1百萬元、人民幣183.7百萬元及人民幣485.6百萬元，分別佔我們總收益的4%、4%及13%。根據特許權協議，我們的特許權項目(即烏蘭伊力更風電場、吉相華亞風電場一期、哲里根圖風電場一期及輝騰錫勒風電場一期)於滿負荷發電首30,000小時的上網電價分別為每千瓦時人民幣0.4680元(含增值稅)、每千瓦時人民幣0.5790元(含增值稅)、每千瓦時人民幣0.5100元(含增值稅)及每千瓦時人民幣0.3820元(不含增值稅)⁽¹⁾，其後則按當時平均市價釐定。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的特許權項目營運成本分別為人民幣42.4百萬元、人民幣87.6百萬元及人民幣229.5百萬元。

我們透過競價投標程序為所有特許權項目與內蒙古省級發改委訂立服務特許權協議。根據服務特許權協議，我們獲內蒙古省級發改委授出該等風電場的獨家開發及經營權，並可享有特許經營期間所得的全部經濟利益，為期25年。因此，預期我們的特許權項目(即烏蘭伊力更風電場、吉相華亞風電場一期、哲里根圖風電場一期及輝騰錫勒風電場一期)的特許權會分別於2034年、2034年、2034年及2032年屆滿，除非我們於該等特許權屆滿前成功與內蒙古省級發改委協商並獲續期。我們於特許經營期間負責設計、建設、運行、經營及維護特許權項目。特許經營期結束時，我們須拆除風電廠或與內蒙古省級發改委協商續約。我們投資約人民幣40億元用於該等項目開發，預期在10至13年內回本。同時，特許權協議或會因若干因素(包括但不限於放棄風電廠建設或經營、我們的項目公司破產或任何一方嚴重違約)而終止。因此，倘我們於相關項目特許權到期時未能與內蒙古省級發改委協商並獲續約，則我們或會喪失該等風電廠的經營權，我們的經營業績亦可能受到不利影響。

附註：

- (1) 特許權協議所規定我們烏蘭伊力更風電場、吉相華亞風電場一期及哲里根圖風電場一期的上網電價並非該等特許權項目的實際適用上網電價。實際適用上網電價包括當地電網公司為退還我們就籌資建設連接該等風電場電網之支出所提供的補貼。

概 要

有關特許權協議無法續約的風險詳情，請參閱「風險因素 — 與風電業務有關的風險 — 我們根據服務特許權協議可經營風電場的年期為25年，屆滿後未必可續期」一節。

除特許權項目的售電收益外，我們亦因興建特許權項目而有服務特許權建設收入及服務特許權建設成本。根據「國際財務報告詮釋委員會 — 詮釋第12號 — 服務特許權安排」，根據特許權安排提供建設服務所得收益乃參考各呈報期末特許權安排完工進度確認，按截至該日完工項目所涉合約成本佔估計總合約成本計算。營運或服務收益於提供服務期間確認。此外，當運營商根據特許權安排有權就使用特許權基建設施收取費用時，特許權安排會成為無形資產。倘金融資產無法根據國際會計準則第39號「金融工具：確認及計量」確認，則根據特許權安排提供建設服務所收取代價的無形資產於首次確認時按公允價值計量。在首次確認後，無形資產按成本減累計攤銷和累計減值虧損計量。對於根據與相關地方政府機構所訂立相關特許權協議進行的特許權項目，我們按公允價值確認服務特許權興建收入及已竣工工程的相關無形資產。由於本公司將絕大部分特許權項目建設活動分包予第三方，故我們按建築服務的公允價值確認總建築成本。因此，服務特許權建設收入相當於有關期間的服務特許權建設成本，對我們有關期間的經營溢利或淨溢利並無影響。於2008年、2009年及2010年12月31日，特許權項目的賬面值分別為人民幣1,566.1百萬元、人民幣3,866.9百萬元及人民幣3,668.7百萬元。相關特許權協議通常為期25年（包括建設期），而風電廠及特許權可用年期僅限於該有效期。於營業紀錄期間，我們與內蒙古省級發改委訂立四份特許權協議，所有項目均於2009年底竣工。更多詳情請參閱「財務資料 — 主要全面收益表項目的說明」及「財務資料 — 經營業績」兩節以及「附錄 — 會計師報告」一節。

我們的中國法律顧問表示，我們有權根據特許權協議向第三方分包風電場建設工程。然而，根據特許權協議，我們仍須對該等已分包予第三方的風電場建設工程負責。

中小型水電及其他清潔能源發電業務

除燃氣發電、供熱業務及風電業務外，我們亦利用鼓勵發展清潔能源業務的有利監管環境（包括強制購買利用可再生能源所產生的電力、優先調度權及水電及太陽能發電業務

概 要

列為2010年至2020年重點可再生能源開發項目)，從事其他清潔能源發電業務，作為上述兩個業務分部的補充。

2008年、2009年及2010年，水電及其他業務的收益為人民幣59.5百萬元、人民幣148.9百萬元及人民幣56.6百萬元，分別佔可呈報分部收益總額的4.4%、6.2%及1.6%。

水電及其他業務的收益由2008年的人民幣59.5百萬元增加150.2%至2009年的人民幣148.9百萬元，主要是由於2009年有兩間新發電廠在2009年全年運營，而2008年該等發電廠並非全年運營。生物質發電廠山東京能生物質發電廠於2008年9月投產，水電站黑水三聯一 紫窩一級水電站於2008年7月投產。然而，2010年我們的水電及其他業務收益為人民幣56.6百萬元，主要是由於自四家並非從事清潔或可再生能源發電業務的附屬公司，即北京源深節能技術有限責任公司、北京博爾節能設備技術開發有限責任公司、北京華源高潔能源供應技術有限責任公司及北京嘉捷博大汽車節能技術有限公司剝離所致。我們已於2011年1月向京能集團轉讓我們所持有的山東京能生物質發電廠全部權益。請參閱「歷史、重組及公司架構 — 收購與轉讓」一節。

2008年，來自水電及其他業務的可呈報分部溢利為人民幣21.3百萬元，而2009年及2010年分別錄得可呈報分部虧損人民幣1.2百萬元及人民幣51.9百萬元。2009年可呈報分部虧損人民幣1.2百萬元，是由於：(a)與該分部企業行政活動相關的營運虧損人民幣8.2百萬元；(b)山東京能生物質發電廠業務虧損人民幣1.8百萬元，惟部份被(c)黑水三聯一 紫窩一級水電站的經營溢利人民幣1.8百萬元；(d)上述四家我們已剝離非使用清潔及可再生能源發電的附屬公司經營溢利人民幣4.3百萬元及(e)其他經營溢利人民幣2.7百萬元所抵銷。

2010年可呈報分部虧損增至人民幣51.9百萬元，主要是由於損失上述四家已剝離附屬公司的收益及溢利，加上山東京能生物質發電廠於2010年經營虧損增至人民幣37.2百萬元，而有關經營虧損增加主要是由於原材料短缺令價格上漲所致。

截至2010年12月31日，我們有一項控股裝機容量6.40兆瓦的中小型水電項目在四川省營運，另有四項中小型在建水電項目位於四川省及雲南省，在建容量224.40兆瓦。

截至2010年12月31日，我們在雲南省亦擁有兩項中小型儲備水電項目，估計控股容量為34.00兆瓦。詳情請參閱「業務 — 中小型水電及其他清潔能源發電業務 — 擬建中小型水電及其他清潔能源發電項目」一節。

概 要

我們預期，2011年與2012年底，中小型水電業務的控股裝機容量分別可達12.80兆瓦與264.80兆瓦。

截至2010年12月31日，我們中小型水電及其他清潔能源發電業務的控股裝機容量為6.40兆瓦（不包括已於2011年1月剝離而裝機容量為24.00兆瓦的山東京能生物質發電廠），佔全部發電業務組合控股總裝機容量0.3%。我們的其他清潔能源業務（如太陽能發電業務）亦有儲備項目。我們預期，中小型水電及其他清潔能源發電業務截至2011年與2012年底的控股裝機容量分別可達12.80兆瓦與309.39兆瓦。

我們的發電廠

下表載列我們於2010年12月31日的所有營運中發電（包括供熱）廠：

<u>燃氣發電及供熱業務</u>	<u>地點</u>	<u>裝機容量</u> (兆瓦)	<u>所有權</u>
太陽宮燃氣熱電廠（熱電聯產）.....	北京	780.00 ⁽¹⁾	74%
京豐燃氣熱電廠（熱電聯產）.....	北京	410.00 ⁽¹⁾	100%
京橋燃氣熱電廠（供熱）.....	北京	— ⁽¹⁾⁽²⁾	80.03%
小計		<u>1,190.00</u>	

附註：

- (1) 截至2010年12月31日，太陽宮燃氣熱電廠、京豐燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠的裝機供熱能力分別為465.00兆瓦、116.00兆瓦及464.00兆瓦。
- (2) 截至2010年12月31日，京橋燃氣熱電廠僅供熱，不發電。

概 要

風電業務	地點	裝機容量 (兆瓦)	所有權	質保期 (月數)
烏蘭伊力更風電場 ⁽¹⁾	內蒙古	300.00	100%	24
輝騰錫勒風電場一期 ⁽¹⁾	內蒙古	100.50	100%	24
察右中風電場二期	內蒙古	50.00	100%	24
鹿鳴山官廳風電場一期	北京	49.50	100%	48
鹿鳴山官廳風電場二期	北京	49.50	100%	24
察右中風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24
吉相華亞風電場一期 ⁽¹⁾	內蒙古	49.50	100%	24
吉相華亞風電場二期	內蒙古	49.50	100%	24
商都風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24
賽汗風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24
賽汗風電場二期	內蒙古	49.50	100%	24
哲里根圖風電場二期	內蒙古	49.50	100%	24
霍林河風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24
昌圖太陽山風電場	遼寧省	49.50	100%	24
哲里根圖風電場一期 ⁽¹⁾	內蒙古	48.75	100%	24
延慶風電場	北京	15.00	100%	48
小計		<u>1,058.75</u>		

中小型水電及其他業務 ⁽²⁾	地點	裝機容量 (兆瓦)	所有權
黑水三聯一紫窩 一級水電站	四川省	6.40	100%
小計		<u>6.40</u>	
總計		<u><u>2,255.15</u></u>	

附註：

(1) 該等項目為特許權項目。

(2) 該等數字不包括裝機容量為24.00兆瓦之山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離。

概 要

在建項目

下表載列截至2010年12月31日我們的在建項目：

<u>燃氣發電及供熱業務</u>	<u>地點</u>	<u>在建容量</u>	<u>所有權</u>
		(兆瓦)	(%)
京橋燃氣熱電廠二期	北京	838.20	80.03
小計		838.20	
<u>風電業務</u>	<u>地點</u>	<u>在建容量</u>	<u>所有權</u>
		(兆瓦)	(%)
赤峰旗杆風電場一期	內蒙古	49.50	100.00
興安盟科右中旗風電場一期	內蒙古	49.50	100.00
寧夏太陽山風電場一期	寧夏	49.50	100.00
寧夏太陽山風電場二期	寧夏	49.50	100.00
巴林右風電場一期	內蒙古	49.50	100.00
商都風電場二期	內蒙古	49.50	100.00
鹿鳴山官廳風電場二期加密	北京	36.00	100.00
輝騰錫勒風電場二期	內蒙古	30.00	100.00
霍林河風電場二期	內蒙古	30.00	100.00
小計		393.00	
<u>中小型水電及其他業務</u>	<u>地點</u>	<u>在建容量</u>	<u>所有權</u>
		(兆瓦)	(%)
那邦水電站	雲南省	180.00	100.00
黑水三聯一登棚一級水電站	四川省	20.00	100.00
黑水三聯一登棚二級水電站	四川省	18.00	100.00
黑水三聯一紫窩二級水電站	四川省	6.40	100.00
小計		224.40	

概 要

儲備項目

下表載列截至2010年12月31日我們的儲備項目：

	地點	項目數目	估計控股投產	
			裝機容量 (兆瓦)	估計資本開支 (人民幣百萬元)
燃氣發電及供熱業務				
	北京	2	1,000.00	4,490.0
總計.....		2	1,000.00	4,490.0
風電業務				
一級⁽¹⁾儲備風電項目				
	內蒙古	1	49.50	396.0
	遼寧省	1	49.50	396.0
小計.....		2	99.00	792.0
二級⁽¹⁾儲備風電項目				
	內蒙古	8	1,147.50	9,180.0
	寧夏	7	346.50	2,772.0
	北京	1	49.50	396.0
小計.....		16	1,543.50	12,348.0
三級⁽¹⁾儲備風電項目				
	內蒙古	8	1,098.00	8,784.0
	北京	3	199.00	1,592.0
	河北省	1	100.00	800.0
小計.....		12	1,397.00	11,176.0
總計.....		30	3,039.50	24,316.0
中小型水電及其他業務				
	北京	2	34.59	806.4
	雲南省	2	34.00	201.5
	寧夏	1	10.00	210.0
總計.....		5	78.59	1,217.9

附註：

(1) 一級、二級及三級儲備風電項目的定義請參考下文「業務 — 風電業務 — 儲備風電項目」一節。

概 要

下表詳載我們清潔能源業務於所示日期的裝機容量：

	於12月31日			複合 年增長率
	2008年	2009年	2010年	2008年至 2010年
	(兆瓦)			(%)
總裝機容量⁽¹⁾				
燃氣發電及供熱 ⁽⁴⁾	1,190.00	1,190.00	1,190.00	—
風電.....	165.00	811.25	1,058.75	153.31%
中小型水電及其他清潔能源發電 ⁽⁵⁾	6.40	6.40	6.40	—
總計.....	1,361.40	2,007.65	2,255.15	28.70%
控股裝機容量⁽²⁾				
燃氣發電及供熱 ⁽⁴⁾	1,190.00	1,190.00	1,190.00	—
風電.....	165.00	811.25	1,058.75	153.31%
中小型水電及其他清潔能源發電 ⁽⁵⁾	6.40	6.40	6.40	—
總計.....	1,361.40	2,007.65	2,255.15	28.70%
權益裝機容量⁽³⁾				
燃氣發電及供熱 ⁽⁴⁾	987.20	987.20	987.20	—
風電.....	165.00	811.25	1,058.75	153.31%
中小型水電及其他清潔能源發電 ⁽⁵⁾	6.40	6.40	6.40	—
總計.....	1,158.60	1,804.85	2,052.35	33.09%

附註：

- (1) 總裝機容量指我們項目公司或同一項目公司各個別項目的總投產裝機容量，按我們擁有權益(不論所有權比重)之項目公司的總裝機容量綜合計算，包括聯營公司的容量。
- (2) 控股裝機容量指僅全面納入我們合併財務報表的項目公司總裝機容量，按全面納入我們合併財務報表並視為附屬公司之項目公司的總裝機容量綜合計算。控股裝機容量不包括聯營公司的容量。
- (3) 權益裝機容量指我們的項目公司或我們按於各項目公司的所有權比例擁有權益的該等公司個別項目的總裝機容量，按我們於擁有權益(無論是否控制權益)之各項目公司的所有權百分比乘以總裝機容量計算，包括附屬公司及聯營公司(但僅以我們所持該等公司權益為限)的容量。
- (4) 該等數字不包括太陽宮燃氣熱電廠、京豐燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠的裝機供熱能力。
- (5) 該等數字不包括裝機容量為24.00兆瓦之山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離。

概 要

下表載列所示期間我們的項目按地域劃分的主要營運資料：

燃氣發電及供熱業務

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
北京			
控股投產裝機容量(兆瓦)	1,190.00	1,190.00	1,190.00
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	865.00	1,190.00	1,190.00
控股在建容量(兆瓦)	—	—	838.20
平均利用時數	3,575	3,239 ⁽¹⁾	4,237

風電業務

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
內蒙古			
控股投產裝機容量(兆瓦)	100.50	697.25	895.25
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	100.50	273.69	854.00
控股在建容量(兆瓦)	695.75	198.00	258.00
平均利用時數	2,157	2,376	2,408
北京			
控股投產裝機容量(兆瓦)	64.50	64.50	114.00
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	24.75	64.50	78.25
控股在建容量(兆瓦)	—	85.50	36.00
平均利用時數	2,153	1,895 ⁽²⁾	2,359
遼寧省			
控股裝機容量(兆瓦)	—	49.50	49.50
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	—	19.25	49.50
控股在建容量(兆瓦)	49.50	—	—
平均利用時數	—	1,515	1,717
寧夏			
控股裝機容量(兆瓦)	—	—	—
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	—	—	—
控股在建容量(兆瓦)	—	—	99.00
平均利用時數	—	—	—

附註：

- (1) 減少是由於京豐燃氣熱電廠回復正常的發電量。為保持2008年北京奧運會空氣質素，作為燃氣熱電廠及清潔能源供應商，京豐燃氣熱電廠須按要求提供北京所需更大比例的電力。
- (2) 減少是由於電網升級以提升輸電能力，因而影響北京風電場。電網升級需時數月，期間影響北京風電場的部分營運，導致平均利用時數下跌。

概 要

中小型水電及其他業務⁽¹⁾

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
四川省			
控股投產裝機容量(兆瓦)	6.40	6.40	6.40
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	2.67	6.40	6.40
控股在建容量(兆瓦)	44.40	44.40	44.40
平均利用時數	892	3,529	3,438
雲南省			
控股投產裝機容量(兆瓦)	—	—	—
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	—	—	—
控股在建容量(兆瓦)	180.00	180.00	180.00
平均利用時數	—	—	—

下表載列所示期間的主要營運資料：

主要營運數據	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
控股總發電量⁽²⁾ (吉瓦時)			
燃氣發電及供熱	3,092	3,855	5,042
風電	270	802	2,326
中小型水電及其他清潔能源發電	6	23	22
控股淨發電量⁽³⁾ (吉瓦時)			
燃氣發電及供熱	3,044	3,748	4,906
風電	266	787	2,288
中小型水電及其他清潔能源發電	6	23	22
控股供熱(千吉焦)	1,123.2	5,114.8	5,625.1
平均利用時數⁽⁴⁾			
燃氣發電及供熱	3,575	3,239	4,237
風電	2,156	2,243	2,369
中小型水電及其他清潔能源發電	892 ⁽⁵⁾	3,529	3,438

附註：

- (1) 該等數字不包括裝機容量為24.00兆瓦之山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離。
- (2) 控股總發電量指在一段指定時間全面納入我們財務報表的項目公司總發電量的總和。
- (3) 控股淨發電量指在一段指定時間全面納入我們財務報表的項目公司淨發電量的總和，即我們售予地方電網公司而獲得收益的電量，等於總發電量減(i)廠用電與(ii)輸電損耗。建設和測試期間產生的電力銷售額並無計入電力銷售的收益，但會抵銷物業、廠房及設備的成本。
- (4) 平均利用時數指一段指定時間的控股總發電量除以該期間的平均控股投產裝機容量。
- (5) 我們中小型水電及其他清潔能源發電業務2008年的平均利用時數低，是由於四川大地震嚴重破壞了我們水電站所在省份四川的電網系統。因此，我們的水電站因當地電網無法連接至區域主電網而於2008年遭受嚴重連網限制。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的收益分別約為人民幣2,256.7百萬元、人民幣4,785.5百萬元及人民幣3,642.8百萬元，複合年增長率為27.05%。截至2008

概 要

年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的經調整收益分別為人民幣1,809.8百萬元、人民幣2,844.1百萬元及人民幣4,063.3百萬元，複合年增長率為49.83%。經調整收益的計算方法請參閱「財務資料—呈列基準」一節。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，本公司權益持有人應佔溢利分別為人民幣45.0百萬元、人民幣179.6百萬元及人民幣488.9百萬元，複合年增長率為229.61%。

下表載列截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度有關我們業務的若干節錄財務資料：

主要財務數據	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
分部收益(人民幣千元) ⁽¹⁾			
燃氣發電及供熱	1,163,718	1,893,108	2,553,763
風電	115,305	367,800	1,032,494
中小型水電及其他清潔能源發電..	59,495	148,864	56,561
可呈報分部收益總額	1,338,518	2,409,772	3,642,818
服務特許權建設收益	918,135	2,375,681	—
收益(人民幣千元)	2,256,653	4,785,453	3,642,818
經調整收益(人民幣千元) ⁽²⁾	1,809,845	2,844,062	4,063,305
呈報分部溢利／(虧損)(人民幣千元) ..	239,780	469,653	971,401
燃氣發電及供熱	186,108	286,542	466,490
風電	32,340	184,289	556,838
中小型水電及其他清潔能源發電..	21,332	(1,178)	(51,927)
經調整分部經營溢利／(虧損) (人民幣千元) ⁽²⁾	208,865	323,697	782,844
燃氣發電及供熱	185,104	190,430	324,008
風電	8,336	144,984	521,543
中小型水電及其他清潔能源發電..	15,425	(11,717)	(62,707)
經調整分部經營溢利／(虧損) 率(%) ⁽²⁾	11.5	11.4	19.3
燃氣發電及供熱	11.3	8.2	10.9
風電	7.2	38.6	49.9
中小型水電及其他清潔能源發電..	25.9	(7.9)	(110.9)

附註：

(1) 摘錄自附錄一會計師報告附註46。

(2) 經調整收益、經調整分部經營溢利及經調整分部經營溢利率並非國際財務報告準則的標準計量指標。有關該等財務計量指標的計算方法及其他詳情，以及與按相關國際財務報告準則列賬之財務項目的對賬，請參閱「財務資料」。

此外，於最後實際可行日期，我們擁有20%股權的北京京能國際分別佔向我們截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度的溢利貢獻零、零及14.53%。北京京能國際主要從事燃煤電廠的投資及經營。於2010年12月31日，北京京能國際的總裝機容量為13,675.00兆瓦，而我們應佔北京京能國際的裝機容量為914.09兆瓦。於2010年，北京京能國際剝離

概 要

盈利欠佳的漳山發電廠，而總裝機容量為1,200.00兆瓦的岱海發電廠二期已於2011年投產，有兩座機組及總裝機容量為1,320.00兆瓦的寧東發電廠亦陸續投產。因此，預期於2011年及2012年末我們應佔北京京能國際的裝機容量將分別達1,229.43兆瓦及1,229.43兆瓦。

政府補助及補貼

我們部分倚賴政府補助及補貼為燃氣及風力發電業務提供資金。我們過往的盈利能力受政府補助及補貼影響，倘無該等補助及補貼，我們在營業紀錄期間可能產生虧損，或盈利能力將可能大幅降低。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們獲得有關清潔能源生產的政府補助及補貼分別為人民幣471.3百萬元、人民幣434.3百萬元及人民幣420.5百萬元。下表提供與清潔能源生產相關的政府補助及補貼分析。

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
	(人民幣百萬元)		
燃氣			
太陽宮燃氣熱電廠	181.2	280.3	299.6
電價補貼	181.2	280.3	245.9
天然氣價補貼	—	—	53.7
京豐燃氣熱電廠	290.1	146.5	109.1
電價補貼	290.1	146.5	84.2
天然氣價補貼	—	—	24.9
小計	471.3	426.8	408.7
風力			
鹿鳴山官廳風電場一期	—	7.5	11.8
總計	471.3	434.3	420.5

政府補助及補貼由截至2009年止年度的人民幣434.3百萬元略減至截至2010年止年度的人民幣420.5百萬元，主要反映上網電價由先前每千瓦時人民幣0.472元漲至2009年11月的每千瓦時人民幣0.528元，令電力價格補貼減少，部分被2009年底天然氣價上升導致2010年有新天然氣補貼人民幣78.6百萬元所抵銷。

我們認為，政府補助及補貼屬經常項目。政府發放該等補助及補貼的目的在於(i)補償清潔能源生產商(如我們)就上網電價的控制價格與能源生產合理成本之間的差額；及(ii)為清潔能源公共設施生產商(如我們)提供合理收入及回報(且非僅為補償損失)。預期該等補助及補貼將持續至上網電價的控制價格達至可為我們提供合理收入及回報的水平為止。因此，我們收到的政府補助及補貼金額與銷售電力的上網電價一般成反比。我們收到的政府

概 要

補助及補貼主要與清潔能源生產有關，主要由北京市政府提供。有關發電的政府補助及補貼經參考政府機關確認我們每年所生產的上網電量而計算，且按北京市財政局的規定每年分三次向我們支付。燃氣價上升的政府補助及補貼經參考燃氣消耗量及政府部門確認的天然氣價實際增幅而計算，且按北京市財政局的規定每年分三次向我們支付。亦請參閱「監管概覽 — III. 可再生能源的監管規定」。

我們的燃氣發電項目以全年發電量釐定電力價格補貼，但該等補助及補貼金額以政府核准的發電量及實際發電量之較低者為準。太陽宮燃氣熱電廠於2008年、2009年及2010年用作計算可獲電力價格補貼之發電量分別為1,065吉瓦時、1,993吉瓦時及3,222吉瓦時。京豐燃氣熱電廠於2008年至2010年間每年用作計算可獲電力價格補貼之發電量分別為1,369吉瓦時。

北京市發改委發出的批文訂明北京鹿鳴山官廳風電場項目的電價補貼。該補貼的會計處理方法與我們的燃氣發電廠的電價補貼相同。除在一般業務過程中生產電力及將收到的款項須經相關政府部門批准外，我們的現有發電廠毋須符合任何其他條件以符合資格獲得政府的補助及補貼。亦請見「監管概覽 — III. 可再生能源的監管規定 — 5. 專項資金補貼」。

然而，目前政府提供有利的政府補助及補貼的政策將來或會改變，這將使政府不會再發放或持續發放補助及補貼。詳情請參閱「風險因素 — 與整體業務有關的風險 — 我們的中國附屬公司現時或過往可獲得的任何補貼可能會減少或終止」。

競爭優勢

我們認為，我們於中國清潔能源產業穩固的市場地位基於以下競爭優勢：

- 我們的多元化清潔能源組合有利迅速發展及提高未來盈利能力
- 我們的燃氣發電及供熱項目以及風電項目呈戰略性分佈，兩個業務板塊已達到最有利的區域分佈並會因此繼續受益

概 要

- 我們是北京地區最大的燃氣發電供應商，並繼續開發燃氣發電及供熱項目，以保持在北京的主導領先地位
- 我們擁有風電行業的豐富經驗及雄厚實力，在營業紀錄期間發展迅速，可高效率開發及經營風電項目，大幅提高盈利能力
- 我們所從事的清潔能源產業在中國快速發展，且受惠於政府推動低碳經濟發展及利用清潔能源的優惠政策
- 我們擁有經驗豐富、具有戰略眼光及抱負的管理團隊，且僱員技能純熟

業務策略

我們計劃實施以下業務策略，鞏固我們在中國清潔能源行業的市場地位以及擴展業務：

- 進一步擴充燃氣發電及供熱業務的規模，鞏固我們在北京地區燃氣發電行業的主導領先地位
- 在風資源豐富及回報高的戰略性區域繼續擴展風電業務
- 開拓其他可再生能源業務，抓住適當機會創造價值
- 繼續提高各業務分部的運營及管理效率，並提高盈利能力
- 多元化融資渠道，降低財務費用

與控股股東的關係

京能集團為我們的控股股東，全球發售完成後仍會繼續為我們的控股股東，直接及通過北京國際電氣工程實益擁有我們約57.57%的股權（假設並無行使超額配股權）。京能集團為北京國有資本經營管理中心的全資附屬公司，是大型國有投資企業，主要於中國從事能源、房地產、基建、高科技及金融業的投資。

我們是京能集團清潔能源業務最終整合的主要平台。然而，京能集團會直接或間接保留若干清潔能源資產。詳情請參閱「與控股股東的關係」一節。京能集團目前所保留的清潔能源資產包括(i)發展項目；(ii)並無分佔本集團客戶的營運項目；及(iii)分佔本集團客戶但與

本集團並無競爭的營運項目（基於本集團的水電站可享法定電力承銷）。京能集團持有的大部分燃煤發電廠位處北京以外地區，其客戶亦有別於我們的燃氣熱電廠客戶。此外，我們的燃氣熱電廠年度淨發電量由北京市發改委參考北京市發改委在建設前所批准的該廠總裝機容量而釐定，故可確保燃氣熱電廠投產後有充足需求。因此，京能集團現時與我們的競爭不多，然而倘本公司未能或不選擇行使不競爭協議的選擇權及權利，則可能會激化潛在競爭。詳情請參閱「風險因素 — 與整體業務有關的風險 — 來自京能集團的潛在競爭可能對本集團業務有不利影響」一節。

風險因素

我們的營運涉及若干風險。有關風險可分為(i)與燃氣發電及供熱業務有關的風險；(ii)與風電業務有關的風險；(iii)與整體業務有關的風險；(iv)有關中國的風險；及(v)與全球發售有關的風險。風險因素的討論詳情載於「風險因素」一節。風險因素列示如下：

與燃氣發電及供熱業務有關的風險

- 倘我們無法將天然氣成本的上升及時轉嫁予客戶，或會對我們的經營業績有重大不利影響
- 我們的天然氣目前僅由一名供應商供應，北京的合格天然氣供應短缺或中斷或會對我們的營運有重大不利影響
- 我們的燃氣發電及供熱業務集中於北京
- 倘日後政府政策或燃氣發電上網電價定價機制改變，因而削減或終止我們就燃氣發電業務收取的政府補助及補貼，或我們供熱服務的現行退稅政策出現任何不利轉變，可能對我們的經營業績有重大不利影響

與風電業務有關的風險

- 我們風電業務的商業可行性及盈利能力倚賴中國政府支持可再生能源的政策
- 我們風電場的商業可行性及盈利能力倚賴於風資源及天氣條件以及我們在選風電場新址時評估該等條件的能力

概 要

- 我們依賴地方電網公司進行併網及電力輸送及調度
- 我們的發電量、財務狀況及經營業績取決於風機的運行表現
- 風機價格波動可能對我們的經營業績有不利影響
- 我們風電業務倚賴合格風機的充分供應
- 如果我們風電場上網電價下降，我們的經營業績有可能受到重大不利影響
- 倘我們無法取得於適合發展風電場的地點發展風電項目的權利，我們風電業務的擴充計劃會受到重大不利影響
- 我們根據服務特許權協議可經營風電場的年期為25年，屆滿後未必可續期
- 我們或需購買及安裝額外設備以符合電網安全及穩定性要求
- 我們風電項目分類的基準及相關假設乃自行制訂，未經任何第三方審核或核證
- 附近的物體或會干擾風電場的營運

與整體業務有關的風險

- 我們的中國附屬公司現時或過往可獲得的任何補貼可能會減少或終止
- 我們相當倚賴少數地方電網公司及一個熱能分銷商
- 我們可能無法成功執行業務策略或有效管理我們的增長
- 核證減排量的銷售基於京都議定書中清潔發展機制的安排，有關安排的任何改變或終止可能限制我們銷售核證減排量及自願減排量的收入
- 我們的業務需大量資金，且我們的業務、財務狀況及經營業績或會受到能否取得外界融資及外界財務費用波動的影響

概 要

- 我們未必可以估計預算按時完成項目建設，或會因此對我們的業務、財務狀況、經營業績及前景有重大不利影響
- 我們於營業紀錄期間錄得流動負債淨額
- 我們依賴外界建設發電廠，依賴外界設備供應商及本身技術團隊維護主要設備
- 我們現時的水電站與未來的水電站及太陽能電廠依賴自然條件
- 未來收購可能耗資巨大甚至可能失敗
- 我們依賴高級管理層團隊及主要僱員
- 我們所擁有部份物業未有業權證，而向我們出租物業的部份業主亦未有相關業權證，因此或會嚴重影響我們使用物業的權利
- 中國清潔能源項目的監管框架相對較新且不斷演變
- 與中國電力行業改革有關的監管轉變及不確定因素或會對我們的業務及經營業績有不利影響
- 來自京能集團的潛在競爭可能對本集團業務有不利影響
- 我們會一直受京能集團控制，其利益或與閣下或其他股東利益不同
- 我們面對使用其他清潔能源的公司及使用常規能源的公司的競爭
- 我們的資產及營運受發電行業常見災害影響，而我們未必有充足保險保障所有災害損失
- 我們須遵守嚴格的環保法律及法規，違反該等法律及法規可能對我們的業務、經營業績及財務狀況有重大不利影響
- 倘中國政府實行更為嚴格環保法律或規定或制定新的環保法律或規定，或會使我們承擔額外開支或資本投資
- 我們須遵守有關發展、建設及運營發電廠的中國法律及法規

概 要

- 我們或會遭遇勞動力短缺或勞資糾紛或勞動力成本上升，使我們的業務及經營業績受到重大不利影響
- 我們的特別分派並非日後股息政策的指標

有關中國的風險

- 中國政府政治及經濟政策變化或會對我們的業務、經營業績及業務發展計劃有重大不利影響
- 中國經濟狀況轉差或會對我們及我們業務的未來增長及營運有不利影響
- 中國法制不斷演變，內在不確定因素可能影響我們業務及股東可獲得的保障
- 滙率波動及政府對貨幣兌換的控制可能對我們的業務及經營業績有不利影響
- 我們的業務及經營業績或因中國發生的自然災害、社會混亂或疫症而直接或間接受到重大不利影響
- 或會難以向我們或我們居於中國的董事或高級管理層送達傳票或執行任何非中國法院的判決
- 我們H股的國外個人持有人或須繳納中國所得稅，而持有H股的外資企業的中國稅務責任並不確定
- 派付股息須遵守中國法律限制

與全球發售有關的風險

- 我們的H股過往並無公開市場，H股的流通量及市價或會波動
- 由於我們股份的發售價高於每股有形賬面淨值，故投資者應佔有形賬面淨值會遭即時攤薄
- 未來於公開市場拋售或市場認為拋售我們的H股或與我們的H股有關的其他證券，可能會對H股的當時市價有重大不利影響

概 要

- 本招股章程所載前瞻性陳述既有風險亦不確定
- 本招股章程中摘錄自政府官方刊物的有關中國、中國經濟和中國電力行業的若干事實及統計數據，未必可信
- 我們鄭重提醒閣下切勿依賴任何報章報導或其他媒體所載有關我們及全球發售的資料

過往財務資料概要

下表載列本集團的綜合財務資料概要。我們自本招股章程附錄一會計師報告所載經審核綜合財務資料摘錄截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度的綜合財務資料。為確保完整，綜合財務資料概要須與本招股章程綜合財務報表(包括有關附註)一併閱讀並參考該等資料。

合併全面收益表

	截至12月31日止年度					
	2008年		2009年		2010年	
	(人民幣 百萬元)	(%*)	(人民幣 百萬元)	(%*)	(人民幣 百萬元)	(%*)
收入	2,256.7	100.0	4,785.5	100.0	3,642.8	100.0
其他收入	502.2	22.3	580.2	12.1	609.0	16.7
燃氣消耗	(1,008.5)	(44.7)	(1,458.6)	(30.5)	(1,970.5)	(54.1)
服務特許權建設成本	(918.1)	(40.7)	(2,375.7)	(49.6)	—	—
折舊和攤銷	(253.6)	(11.2)	(496.5)	(10.4)	(758.1)	(20.8)
員工成本	(72.1)	(3.2)	(119.4)	(2.5)	(184.3)	(5.1)
維修保養	(76.0)	(3.4)	(98.7)	(2.1)	(104.5)	(2.9)
其他開支	(196.8)	(8.7)	(335.9)	(7.0)	(253.2)	(7.0)
其他利得及虧損	10.3	0.5	(3.6)	(0.1)	27.8	0.8
經營溢利	244.1	10.8	477.3	10.0	1,009.0	27.7
利息收入	21.9	1.0	18.0	0.4	12.7	0.3
財務費用	(214.3)	(9.5)	(299.2)	(6.3)	(500.2)	(13.7)
應佔聯營公司業績	9.9	0.4	15.6	0.3	55.2	1.5
應佔合營公司業績	7.6	0.3	5.1	0.1	0.4	0.0
除稅前溢利	69.2	3.1	216.8	4.5	577.1	15.8
所得稅開支	(20.0)	(0.9)	(17.8)	(0.4)	(56.3)	(1.5)
年內溢利	49.2	2.2	199.0	4.2	520.8	14.3
其他綜合收益						
應佔合營公司的其他綜合收益	(2.4)	(0.1)	2.2	0.0	—	—
年內其他綜合收益	(2.4)	(0.1)	2.2	0.0	—	—
綜合收益總額	46.8	2.1	201.2	4.2	520.8	14.3
應佔年內溢利：						
本公司股權持有人	44.9	2.0	179.6	3.8	488.9	13.4
非控股權益	4.3	0.2	19.4	0.4	31.9	0.9
	49.2	2.2	199.0	4.2	520.8	14.3
應佔年內綜合收益總額：						
非控股權益	4.3	0.2	19.4	0.4	31.9	0.9
本公司股權持有人	42.5	1.9	181.8	3.8	488.9	13.4

* 指各項目所佔我們總收益的百分比

概 要

合併財務狀況表

	截至12月31日止年度		
	2008年 (人民幣百萬元)	2009年 (人民幣百萬元)	2010年 (人民幣百萬元)
非流動資產			
物業、廠房及設備	8,162.6	11,104.1	11,812.7
無形資產	1,757.6	3,996.0	3,806.3
商譽	12.6	—	—
預付租賃款項	21.6	44.1	58.7
於聯營公司的投資	186.9	1,291.0	1,120.4
向聯營公司貸款	84.9	110.6	110.0
於合營公司的投資	155.3	106.9	200.7
向合營公司貸款	56.8	47.0	—
遞延稅項資產	4.9	30.7	82.7
應收貸款	56.0	—	—
可供出售金融資產	692.6	88.0	98.0
可回收增值稅	—	535.6	562.5
受限制銀行存款	87.1	2.2	—
收購物業、廠房及設備之已付按金	—	—	474.3
	<u>11,278.9</u>	<u>17,356.2</u>	<u>18,326.3</u>
流動資產			
存貨	85.8	35.0	35.1
貿易應收款項及應收票據	301.7	849.8	1,157.4
其他應收款項、按金及預付款項	126.5	85.4	105.7
應收關聯方款項	14.8	100.5	16.2
於合營公司的貸款	—	—	40.6
預付租賃款項	0.7	1.0	1.3
可回收增值稅	2.6	178.8	245.5
持有到期金融資產	20.0	—	—
受限制銀行存款	0.1	14.0	—
現金及現金等價物	569.5	753.9	558.8
	<u>1,121.7</u>	<u>2,018.4</u>	<u>2,160.6</u>
重分類為持作待售資產	—	—	282.4
	<u>1,121.7</u>	<u>2,018.4</u>	<u>2,443.0</u>
流動負債			
貿易及其他應付款項	1,317.3	1,563.4	1,644.4
應付關聯方款項	246.3	97.6	157.6
銀行及其他借貸 — 於一年內到期	2,718.2	3,599.1	2,731.3
應付所得稅	2.0	9.3	43.5
遞延收入 — 即期部份	19.9	27.9	90.6
	<u>4,303.7</u>	<u>5,297.3</u>	<u>4,667.4</u>
重分類為持有待售資產有關的負債	—	—	176.1
	<u>4,303.7</u>	<u>5,297.3</u>	<u>4,843.5</u>
流動負債淨額	<u>(3,182.0)</u>	<u>(3,278.9)</u>	<u>(2,400.5)</u>
總資產減流動負債	<u>8,096.9</u>	<u>14,077.3</u>	<u>15,925.8</u>
非流動負債			
銀行及其他借貸 — 於一年後到期	3,794.7	8,461.1	8,883.4
遞延稅項負債	—	—	4.2
遞延收入	47.4	50.7	44.7
其他非流動負債	99.7	—	—
	<u>3,941.8</u>	<u>8,511.8</u>	<u>8,932.3</u>
淨資產值	<u>4,155.1</u>	<u>5,565.5</u>	<u>6,993.5</u>
資本及儲備			
註冊資本／股本	500.0	1,006.4	5,000.0
儲備	3,214.7	4,270.1	1,684.2
貴公司股權持有人應佔權益	<u>3,714.7</u>	<u>5,276.5</u>	<u>6,684.2</u>
非控股權益	440.4	289.0	309.3
權益總額	<u>4,155.1</u>	<u>5,565.5</u>	<u>6,993.5</u>

股息政策

我們或會以現金或股份宣派及派付股息。我們的董事會可酌情宣派股息，惟須經股東批准。日後宣派或派付的股息金額將視乎(其中包括)經營業績、現金流量、財務狀況、經營及資金需求以及組織章程細則、中國法律、其他適用法律及法規所定的可供分派溢利金額與其他相關因素而定。具體而言，根據中國相關法律及組織章程細則，我們僅可在作出以下分配後自除稅後溢利分派股息：(i)收回累計虧損(如有)；(ii)將按中國公認會計準則釐定的除稅後溢利10%強制撥至法定公積金，除非公積金達至註冊資本50%或以上；及(iii)撥至任意公積金(如有)，惟須經股東於股東大會上批准方可作實。

展望未來，我們預期分派年度可分派溢利的不低於20%作為股息。然而，我們無法向閣下保證每年或任何年度均能宣派或分派任何數額的股息。除上述限制外，宣派及派付股息或會受法定限制或我們日後可能訂立的融資協議所限。有關中國稅務潛在影響的詳情亦請參閱「風險因素—有關中國的風險—我們H股的國外個人持有人或須繳納中國所得稅，而持有H股的外資企業的中國稅務責任並不確定」。

特別分派

我們同意以等同於本公司股權持有人應佔本集團自2010年4月30日(即就本公司成立為股份有限公司而評估資產當日)起至2011年6月30日(即上市前一季季末)止期間所產生純利的金額向京能集團、北京國際電氣工程、北京國有資本經營管理中心、北京熱力集團、升輝、北控能源科技投資及巴克萊宣派特別分派(「特別分派」)。特別分派的實際金額將基於對本集團自2010年4月30日起至上市前一季季末止期間的合併財務報表之特別審核而釐定。本公司會在實際支付前公佈特別審計及特別分派金額的結果。我們的中國法律顧問表示，根據中國法律，本公司須有充足可分派儲備方可宣派特別分派。因此，於宣派及派付特別分派前，本公司須安排子公司向本公司分派股息。

假設上市日期為2011年7月8日，則我們參考本公司股權持有人應佔本集團自2010年4月30日至2011年6月30日的預期未經審核純利後估計特別分派不會超過人民幣500百萬元。

雖然特別分派於上市後方會支付，但我們的董事認為本公司的現金資源足以悉數支付特別分派。

概 要

我們的董事於考慮我們的經營現金流量及特別分派的預期支付時間後，亦確認支付特別分派對財務狀況不會有不利影響。

全球發售的投資者務請注意，彼等無權參與特別分派。

宣派特別分派僅為我們的一項商業決定。特別分派金額並不反映我們日後可能宣派或派付的本公司日後溢利或股息之數額。

可分派儲備

本集團成員公司於2010年12月31日的可分派儲備總額為人民幣351.2百萬元。本集團於2010年12月31日的可供分派儲備並無計及特別分派或2011年1月1日至2011年6月30日的額外盈利。

所得款項用途

我們估計，扣除包銷費用及佣金與我們就全球發售應付的估計開支後，以及行使任何超額配股權前，我們將收取全球發售所得款項淨額約3,774.5百萬元(假設發售價為每股發售股份1.86港元，即估計發售價範圍的中間價)。

假設我們取得上述估計所得款項淨額，我們擬將該等所得款項淨額作下列用途：

- 所得款項淨額約50%(即約1,887.2百萬元，假設發售價為每股發售股份1.86港元，即估計發售價範圍的中間價)將用於投資建設風力及燃氣發電項目，其中(i)約43%將主要用於2011年在中國的燃氣發電項目建設；(ii)約27%將主要用於2011年在中國的風電項目建設；(iii)約19%將主要用於2012年的在中國的燃氣發電項目建設；及(iv)約11%將主要用於2012年的在中國的風電項目建設；及
- 所得款項淨額約20%(即約754.9百萬元，假設發售價為每股發售股份1.86港元，即估計發售價範圍的中間價)將用於為現有項目購買重要設備與零部件、維護技術諮詢及設備改進；

概 要

- 所得款項淨額約20% (即約754.9百萬港元，假設發售價為每股發售股份1.86港元，即估計發售價範圍的中間價) 將用於償還以下銀行貸款的若干金額 (詳情如下)；及

銀行名稱	到期日	本金額 (人民幣 百萬元)	結餘 (人民幣 百萬元)	最後實際 可行日期 之利率	貸款用途
上海浦東發展銀行.....	2018年12月21日	160	—	5.53%	興建發電項目
中國農業銀行.....	2011年9月9日	200	—	5.76%	興建發電項目
北京銀行.....	2013年11月7日	490	—	5.60%	興建發電項目
上海浦東發展銀行.....	2019年4月8日	<u>280</u>	—	5.76%	興建發電項目
		<u>1,130</u>			

- 所得款項淨額約10% (即約377.4百萬港元，假設發售價為每股發售股份1.86港元，即估計發售價範圍的中間價) 將用於補充營運資金。

倘所得款項淨額與預期有出入，例如倘發售價定為估計發售價範圍的最高價，或超額配股權獲行使或發售價定為估計發售價範圍的最低價，則本公司會將所得款項淨額按比例調整分配至上述用途。

上述所得款項的擬定用途或會根據本公司不斷發展的業務需要、條件及管理要求改變。倘上述所得款項的用途有任何重大修訂，本集團會根據聯交所規定發出公佈並於相關年度的年報披露。倘全球發售所得款項淨額並無即時用作上述用途，我們會將該等款項存作短期活期存款及／或貨幣市場工具。

截至2011年12月31日止年度的每股未經審核備考預測盈利

本公司權益持有人應佔預測合併純利 ⁽¹⁾	不少於人民幣901.9百萬元 (約1,081.8百萬元) ⁽³⁾
未經審核備考每股預測盈利 ⁽²⁾	不少於人民幣12.63分 (約15.15港仙) ⁽³⁾

概 要

附註：

- (1) 我們編製上述盈利預測所用的基準載於本招股章程附錄三。
- (2) 截至2011年12月31日止年度的每股未經審核備考預測盈利的乃根據上文所載我們的權益持有人截至2011年12月31日止年度應佔預測合併盈利(假設合共7,142,840,000股股份於截至2011年12月31日止年度內已發行，惟並無計及因行使超額配股權而發行的任何H股)計算。
- (3) 截至2011年12月31日止年度每股本公司權益持有人應佔預測合併盈利及未經審核備考預測盈利按2011年6月3日人民銀行滙率人民幣0.83373元兌1.00港元由人民幣兌換為港元。

盈利預測敏感度分析

我們的盈利預測極易受燃氣發電、風電及水電業務上網電價的未來轉變影響。下表載列假設其他因素不變情況下我們盈利預測的敏感度分析，已考慮我們的燃氣發電、風電及水電業務的上網電價的整體可能變化。

<u>上網電價波動</u>	<u>2011年除稅 後溢利淨額增減 (人民幣千元)</u>
+5%	167,680
-5%	(167,680)
+10%	335,360
-10%	(335,360)

下表載列假設其他因素不變情況下我們盈利預測的敏感度分析，已考慮我們的天然氣採購價格的潛在變化。

<u>燃氣價格波動</u>	<u>2011年除稅 後溢利淨額增減 (人民幣千元)</u>
+5%	(75,159)
-5%	75,159
+10%	(150,318)
-10%	150,318

上述敏感度分析已考慮我們取得的上網電價及燃氣發電及供熱分部的天然氣價格改變。然而，我們過往於燃氣發電及供熱分部取得電價補貼及天然氣價格補貼。我們於該分部取得的電價補貼金額乃參考(其中包括)實際上網電價計量，而天然氣價格補貼則參考(其中包括)天然氣價格計量。基於該等補貼的計算公式，我們預期燃氣發電及供熱分部所得上網電價的轉變不會大幅影響我們的盈利能力，因為預期電價補貼會因應上網電價的改變而相應地增加或減少以抵銷其影響。同樣，由於我們預期所得天然氣價格補貼會抵銷天然氣價格波動的影響，故預期天然氣價格改變對我們的盈利能力不會有重大影響。其他詳情請參閱「財務資料 — 影響我們的經營業績及財務狀況的重大因素 — 政府補助及補貼」一節。

概 要

發售統計數字

	<u>按發售價1.63港元計算</u>	<u>按發售價2.08港元計算</u>
股份市值 ⁽¹⁾	11,642.8百萬港元	14,857.1百萬港元
備考經調整估計市盈率 ⁽²⁾	10.8倍	13.7倍
未經審核備考經調整每股 有形資產淨值 ⁽³⁾	人民幣0.79元(0.95港元)	人民幣0.90元(1.08港元)

附註：

- (1) 市值基於全球發售完成當時預期有2,729,774,000股H股及合共7,142,840,000股已發行股份(假設並無行使超額配股權)計算。
- (2) 備考經調整估計市盈率乃基於截至2011年12月31日止年度未經審核備考經調整每股盈利預測分別按發售價1.63港元及2.08港元計算。
- (3) 未經審核備考經調整每股有形資產淨值乃作出附錄二「未經審核備考財務資料」一節所述調整後，基於預期合共有7,142,840,000股已發行股份且指標發售價為每股發售股份1.63港元及2.08港元計算。