



技術評估報告

2011年12月
華電福新能源股份有限公司



出具及修訂記錄

版本	日期	撰寫人	校核人	審查人	描述
01	2011-11-2	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此初版報告草稿僅供公司審閱，報告中仍需要公司提供一些資料來完成。
02	2011-11-14	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第2版報告草稿僅供公司審閱，報告中仍需要公司提供一些資料來完成。
03	2011-12-5	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第3版報告草稿僅供公司審閱，報告中仍需要公司提供一些資料來完成。
04	2011-12-16	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第4版報告草稿僅供公司審閱，報告的中文為終版，英文部分為第一版，仍需要與公司共同討論來完成。
05	2011-12-31	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第5版報告為最終版。

本報告為委聘人士出具，並作與上述項目相關的特定用途。任何其他人士不得依賴或用作其他用途。

我們對任何其他人士依賴本文件或用作其他用途、或當中所載任何錯誤或其他人士遺漏向我們提供數據概不承擔任何責任。

本文件載有機密資料及專屬知識產權。未經吾等及委聘人士同意，不得向其他人士出示。

地址：北京市東城區北三環東路36號環球貿易中心E座1005，郵編：100013
電話 +86 (0)10 5825 7575 傳真 +86 (0)10 5957 5169，網址 www.mottmac.com

目錄

章節 標題	頁碼
綜述	{ ● }
1. 引言	V-17
1.1 項目概述	V-17
1.2 資產概述	V-18
1.2.1 簡介	V-18
1.2.2 代表性發電廠的選擇	V-18
1.3 報告結構	V-22
1.4 本文件的地位	V-22
2. 項目參與方	V-22
2.1 介紹	V-22
2.2 主設備製造商	V-23
2.2.1 風機製造商	V-23
2.2.2 水輪機製造商	V-26
2.2.3 鍋爐和汽輪機供應商	V-27
2.3 電網經營機構	V-28
2.3.1 代表性項目的電網經營機構	V-28
2.3.2 中國國家電網公司	V-29
2.3.3 內蒙古電力公司	V-30
2.4 結論	V-30
3. 風電場技術評估	V-30
3.1 引言	V-30
3.1.1 風資源評估	V-30
3.1.2 併網評估	V-35
3.1.3 風電場的運行維護	V-39
3.2 庫倫風電場一期	V-44
3.2.1 風機	V-44
3.2.2 電網接入評估	V-45
3.2.3 風電場性能	V-46
3.2.4 結論	V-49

	<u>頁碼</u>
3.3 小草湖風電場一場一期	V-50
3.3.1 風機	V-50
3.3.2 併網評估.....	V-51
3.3.3 風電場性能.....	V-52
3.3.4 結論	V-55
3.4 布爾津風電場一期.....	V-55
3.4.1 風機	V-55
3.4.2 併網評估.....	V-56
3.4.3 風電場性能.....	V-57
3.4.4 結論	V-59
3.5 瓜州風電場一期.....	V-60
3.5.1 風機	V-60
3.5.2 併網評估.....	V-60
3.5.3 風電場性能.....	V-62
3.5.4 結論	V-64
3.6 穆稜風電場一期.....	V-64
3.6.1 風機	V-64
3.6.2 併網評估.....	V-65
3.6.3 風電場性能.....	V-66
3.6.4 結論	V-69
3.7 依蘭雞冠山風電場一期	V-70
3.7.1 風機	V-70
3.7.2 併網評估.....	V-71
3.7.3 風電場性能.....	V-72
3.7.4 結論	V-74
3.8 連雲港灌雲風電場一期	V-75
3.8.1 風機	V-75
3.8.2 併網評估.....	V-76
3.8.3 風電場性能.....	V-77
3.8.4 結論	V-79
3.9 風電場技術評估總結.....	V-80

	<u>頁碼</u>
4. 水電站技術評估	V-82
4.1 引言	V-82
4.1.1 概述	V-82
4.1.2 大壩定期安全檢查	V-83
4.1.3 機電檢修時間表	V-84
4.2 白沙水電站	V-85
4.2.1 工程概況	V-85
4.2.2 工程技術方案評價	V-85
4.2.3 電站運行及維護	V-89
4.2.4 組織結構和員工	V-93
4.2.5 環境	V-93
4.2.6 行政	V-94
4.2.7 併網協議	V-94
4.2.8 結論	V-94
4.3 棉花灘水電站	V-94
4.3.1 工程概況	V-94
4.3.2 工程技術方案審查	V-95
4.3.3 電站運行及維護	V-99
4.3.4 組織結構和員工	V-104
4.3.5 環境	V-104
4.3.6 行政	V-104
4.3.7 併網協議	V-104
4.3.8 結論	V-104

	<u>頁碼</u>
4.4 安砂水電站	V-105
4.4.1 工程概況.....	V-105
4.4.2 工程技術方案審查	V-105
4.4.3 電站運行及維護.....	V-108
4.4.4 組織結構和員工.....	V-113
4.4.5 環境	V-114
4.4.6 行政	V-114
4.4.7 併網協議.....	V-114
4.4.8 結論	V-114
4.5 豐海水電站	V-115
4.5.1 工程概況.....	V-115
4.5.2 工程技術方案審查	V-115
4.5.3 電站運行及維護.....	V-118
4.5.4 組織結構和員工.....	V-122
4.5.5 環境	V-122
4.5.6 行政	V-122
4.5.7 併網協議.....	V-122
4.5.8 結論	V-122
4.6 芹山水電站	V-123
4.6.1 工程概況.....	V-123
4.6.2 工程技術方案審查	V-123
4.6.3 電站運行及維護.....	V-126
4.6.4 組織和人員.....	V-129
4.6.5 環境	V-129
4.6.6 行政	V-129
4.6.7 併網協議.....	V-129
4.6.8 結論	V-129

	頁碼
4.7 古田溪二級水電站.....	V-130
4.7.1 工程概況.....	V-130
4.7.2 工程技術方案審查.....	V-130
4.7.3 電站運行及維護.....	V-135
4.7.4 環境.....	V-138
4.7.5 組織機構和人員.....	V-138
4.7.6 行政.....	V-138
4.7.7 併網協議.....	V-138
4.7.8 結論.....	V-138
4.8 池潭水電站.....	V-139
4.8.1 工程概況.....	V-139
4.8.2 工程技術方案審查.....	V-139
4.8.3 樞紐布置與主要建築物.....	V-140
4.8.4 電站運行及維護.....	V-143
4.8.5 組織機構和人員.....	V-147
4.8.6 環境.....	V-147
4.8.7 行政.....	V-147
4.8.8 併網協議.....	V-147
4.8.9 結論.....	V-147
4.9 總結.....	V-148
5. 火電廠技術評估.....	V-149
5.1 簡介.....	V-149
5.2 主要供應商.....	V-149
5.2.1 整體設計.....	V-149
5.2.2 主體設備供應商.....	V-150

	<u>頁碼</u>
5.3 電廠建設和配置.....	V-150
5.3.1 電廠建設.....	V-150
5.3.2 電廠配置.....	V-150
5.3.3 小結.....	V-154
5.4 運行歷史.....	V-155
5.4.1 容量和可利用率.....	V-155
5.4.2 停用.....	V-155
5.4.3 電廠煤耗.....	V-157
5.4.4 電廠效率.....	V-157
5.5 運行與維護.....	V-158
5.6 資產狀況.....	V-159
5.7 備品備件.....	V-159
5.8 環境，健康和安全.....	V-159
5.9 評估總結.....	V-159
附件.....	〔●〕
附件A. 技術評估審查過的文件.....	V-162
術語表.....	V-166

綜述

引言

莫特麥克唐納有限公司（下文「莫特麥克唐納」）被華電福新能源股份有限公司（「華電福新」）聘請為技術顧問。

莫特麥克唐納將就所提供的服務及技術建議收取專業費用。負責編製本報告的莫特麥克唐納董事或僱員概無於以下各項擁有任何權益：

- 華電福新能源股份有限公司；或
- 技術評估範圍內的資產組合。

在提交最終報告之前，本報告的草稿已提供予 貴公司及其顧問，僅用於確認本報告所使用數據及事實材料的準確性。

莫特麥克唐納是一家完全獨立的國際性公司，總部設在英國，擁有超過14000名員工，業務遍布140個國家，年營業額超過10億英鎊。莫特麥克唐納憑藉雄厚的技術實力、涵蓋眾多學科的專業優勢、全面的服務範圍和遍布全球的資源，成為世界頂尖的諮詢公司之一，為眾多政府部門和私營客戶提供管理、工程和開發解決方案。我們在北京、香港和上海開展業務已有50多年，完成數百個諮詢項目，服務內容涉及能源、交通、建築、水利、環境、衛生、教育、工業和通訊等眾多領域。在英國《星期日泰晤士報》舉辦的最適合員工工作的25家大公司年度調查中，莫特麥克唐納連續三年躋身前10名，在2010年排名第八。

莫特麥克唐納已在中國參與超過74個總裝機容量超過3.5萬兆瓦的電力項目，包括風電、水電、生物質能發電、廢物再生能源發電、燃氣和燃煤電廠，以及輸電及配電項目。

莫特麥克唐納對華電福新的風電場、水電站及火力發電廠資產進行了獨立技術評估。風電場評估的內容包括風力風能資源評估、發電量、可用性、運行維護安排、風機技術、併網安排以及是否遵循電網運行規程諸方面的評估。水電站評估包括設計方案、機電設備、水工結構、水文結構、地質、可用性、發電量、併網情況和環境影響等方面的評估。火電廠評估內容包括燃煤供應、發電量、可用性、運行維護、超臨界鍋爐和蒸汽輪機技術、有壽問題和主要的計劃外停機以及環境限制因素等。

本報告編製的大部分信息源於華電福新提供的文件，以及與華電福新相關工作人員討論及會晤的內容。莫特麥克唐納對從外部來源收集到的所有信息的有效性及使用進行了專業判斷，並將其對中國電力行業的豐富知識運用於整個獨立技術評估過程中。

莫特麥克唐納精心組織了技術顧問核心團隊，以完成為華電福新資產評估所需服務。核心團隊成員的資質和他們的職責表述如下。

金保羅，自從2011年起被任命為中國和台灣董事總經理，負責該地區業務。在英國和海外擁有超過30年的土木工程、鐵路和地鐵項目的管理、設計及建設經驗，超過25年從工程研究到大型項目建設、運營到轉讓全流程（「BOT」）的成功管理項目經驗。過去10年他管理了累計資本值超過300億美元的項目。他擁有高級管理層經驗，領導跨學科的大型國際團隊，在英國和亞太地區從事鐵路和城市軌道交通項目。

吳飛，武漢大學理學學士，清華大學工程碩士，該項目的項目經理，在中國電力行業有八年的工作經驗，在國內外逾十五個電廠建設項目中出任設計師和技術顧問，包括燃煤電廠、燃油電廠和風電場。

曹新偉，電力系統及自動化學士和電力工程碩士，在電力行業擁有超過15年的工作經驗，特別是在電力系統分析，可再生能源方面以及電力企業發展戰略方面有[zhe]國內外的工商以及研究經驗。曾經在不同能源項目中擔任項目工程師角色，如一次電力系統設計，電網可持續發展設計，輸電線路經濟運行，智能電網與配電網改造，電力項目盡職調查以及電力企業投資分析等。

郭和財，在項目管理、商務管理和施工管理方面擁有20年以上的經驗，項目涉及鋼結構建築和風電場建設。專注於質量保證、質量控制系統和工程管理流程。對環境保護和現場工程非常熟悉。

歐陽珣，機械工程師，持有華中科技大學工學學士，英國Keele大學科學碩士，英國Derby大學哲學博士，在電力行業有十年以上工作經驗，尤其在燃煤火電廠鍋爐系統設計、設備安裝、機組安裝調試、二氧化碳捕捉和儲存方面經驗豐富。近期他曾為六個火電項目提供過技術諮詢。所參與項目包括300兆瓦到800兆瓦的亞臨界和超臨界燃煤發電機組建設、140兆瓦燃氣聯合循環發電機組建設、二氧化碳捕捉和儲存項目等。這些項目位於中國、英國、美國、意大利、土耳其、巴基斯坦、伊朗、科威特等國家。

Jeff Kerr，工學學士和工商管理碩士。在水電工程項目方面，Jeff擁有22年的土木結構、土方工程、廠房及隧洞初步設計經驗，作為貸款方工程師或業主工程師評估項目的生存能力和可行性。

Jens Kahler，水信息學哲學博士，註冊工程師及工程和技術學會會員，德國工程師協會會員。Jens在水電廠房機電設計以及瞬態分析、電力和能源計算領域經驗豐富，參與過全球各地多項水電站項目的技術審查、可行性研究和機電設計及電廠設計。

袁婧薇，環境科學學士和碩士，曾參與水資源綜合管理大型綜合項目和水行業技術評估項目調查，評估技術的適用性和操作表現，為潛在的購買者和投資者識別風險。

陳曦，澳大利亞墨爾本大學環境工程碩士、能源研究碩士。對可再生能源領域有深入理解，熟悉有關太陽能系統設計和審查。曾負責能效照明認證項目，自加入莫特麥克唐納以來曾參與中海油大規模儲能電站及其應用方案項目，積累豐富項目調研及報告編寫經驗。

項目參與方

華電福新能源有限公司於2011年8月19日根據公司法成立為股份有限公司。前身華電福建為華電集團下屬的獨資有限責任公司，主營水電業務、火電業務和核電業務。目前，華電福新的主營業務為所有清潔能源項目的投資、建設和運營，以及水電、風電、火電、生物質能發電、分佈式能源、太陽能光伏發電及其他清潔能源的發展和利用。

截至2011年12月31日，華電福新運營中的水電、風電、火電及其他電力項目分別佔總裝機容量分別約26.1%、24.6%、29.1%和20.2%。截至2011年12月31日，華電福新擁有36個運營中的風電場，裝機容量總計2,171.3兆瓦，華電福新擁有36個運營中的水電站，裝機容量總計2,219.4兆瓦。華電福新擁有4個運營中的燃煤電廠，裝機容量總計2,050兆瓦，均由華電福新各控股公司經營。

此外，華電福新為1個建設中的2,000兆瓦核電站及2項已投運的78兆瓦分佈式能源項目的股東。同時，擁有3個運營中的太陽能項目，裝機容量總計21.4兆瓦，華電福新亦擁有2個營運中的生物質電廠，裝機容量總計25.3兆瓦。

根據對代表性項目的審查，我們認為華電福新具備擁有及經營風電場、水電站和燃煤電廠的能力。

華電福新在其風電場所選用風機供貨商大部分都是風電行業知名供應商。儘管重慶海裝風電設備有限公司（於本文及其後稱為海裝）的成立時間不及其他風機供應商，但是其發展迅速，而且其母公司中船重工集團也具備強大的設備製造能力。因此，我們認為海裝作為風機供貨商是可接受的。我們認為這些風機製造商在所審查項目中具有履行職務的能力。

風電場技術評估

在審查的七個代表性風電場中，瓜州風電場和連雲港灌雲風電場投運時間較晚，截止2011年10月，其發電量的數據不滿一年，沒有足夠的運行數據（至少需要12個月正常運行數據），因此我們無法將這兩個風電場的實際發電量與可行性研究報告中發電量預測值進行對比。剩餘的五個風電場中，庫倫、小草湖、穆稜的年發電量低於可行性研究報告中預測的發電量，依蘭雞冠山的年發電量符合可行性研究報告預期，布爾津的年發電量高於可行性研究報告中預測的發電量。

7個代表性風電場所處區域具備良好的風況，若未出於任何原因出現電網限電，其中的6個會有具備更好的發電性能。我們期望限電問題能隨未來電網的升級改造和負荷需求的持續增長，以及電網運營商嚴格執行低電壓穿越和電壓控制規定而得以緩解。

該七個代表性風電場中，庫倫風電場經改造升級後滿足了風電場無功調節的技術要求。小草湖風電場、布爾津風電場和穆稜風電場的無功補償裝置容量不能滿足風電場對於無功補償的技術要求，已經將改造計劃上報至華電福新總部等待批覆。依蘭雞冠山風電場將於2011年底完成靜態無功發生器改造。瓜州風電場無功補償裝置容量大於可行性研究報告中推薦的容量，滿足風電場對於無功補償的技術要求。連雲港灌雲風電場正在調試靜態無功發生器，容量滿足技術要求。

我們獲悉，國家電網及內蒙古電力公司要求所有的風機應具備低電壓穿越 (LVRT) 的能力。據我們了解，庫倫、小草湖、穆稜和依蘭雞冠山風電場不具備低電壓穿越能力，已經將改造計劃上報華電福新總部，並獲得批准。庫倫安裝的風機廠家華銳已經提出改造方案，承諾有計劃有步驟的進行改造。小草湖採用的6台華銳風機的改造已於2011年12月完成，54台金風風機將考慮採用整體穿越技術改造。穆稜因其建設時間早，項目規模小，正與當地電網公司協商場內風機低電壓穿越改造的必要性。依蘭雞冠山將於2012年底完成低電壓穿越的改造。布爾津安裝的金風風機具備低電壓穿越能力，廠家承諾若經檢測認證不能滿足要求將負責改造升級。瓜州安裝的華銳風機低電壓穿越改造，已由風機廠家負責實施並與2011年11月全部完成。連雲港灌雲安裝的風機機型已被認證具備低電壓穿越的能力。

考察的7個風電場存在一個共同的問題，即用於檢測塔架連接螺栓力矩是否符合製造商要求的力矩扳手均未做定期檢測和校准，這會造成風機安全運行隱患。華電福新應確保對所有力矩扳手定期進行檢測和校准。

地面沉降觀測的方法和進度需盡快完善，以滿足行業規範《風電機組地基基礎設計規定》(FD003-2007)的地面沉降檢測要求。

庫倫風電場運行狀況良好。我們認為，若不發生電網限電問題，該風電場的實際發電量會更為可觀。該風電場正在開展一個試行項目，通過投資電鍋爐廠為區域提供冬季供暖，以克服電網限電問題。這對於降低電網限電至關重要。

小草湖風電場實際運行狀況良好，發電量略低於可行性研究報告預測值。考慮到與可行性研究報告相比略低的容量系數，我們認為發電量處於正常水平。

布爾津風電場的實際年發電量高於可行性研究的預測值，這源於當地的年均風速更高及容量系數更為理想。

由於2011年甘肅地區發生三起大規模電網脫網事故，瓜州風電場迄今面臨的電網限電量為7%。

穆棱和依蘭雞冠山風電場運行時間較長，根據2009年度和2010年度發電量與可行性研究預測發電量比較，我們認為穆棱風電場2011年較低的發電量是由於較低的容量系數造成的。從穆棱可用的運行數據中，我們得知此風電場運行良好。依蘭雞冠山風電場完整運行年度2009-2010年發電量高於可行性研究預測發電量，2010-2011年發電量略低於可行性研究預測發電量，我們認為風電場運行良好。

穆棱和依蘭雞冠山風電場所處地區植被茂盛，在乾燥的秋冬季數月存在火災隱患。因此，在該等時期應多加留意，而華電福新員工也需保持警覺。

依蘭雞冠山風電場正在試行一套太陽能光伏發電設備，用於補足風電場資源，從而增加收入。

連雲港灌雲風電場的發電量低於預期。我們了解到，產品較低的主要原因是可用數據缺失3個強風月的運行數據。風電場須定期監測主要設備部件的地面沉降問題，以及盡快實施矯正工作。

值得注意的是，位於江蘇省連雲港的風電場並無面臨任何電網限電問題。

總體而言，我們考察的七個代表性風電場的設備和設施維護狀況良好，呈現高標準。風電場設計、建設和安裝與我們的預期相符。

水電站技術評估

通過審閱可供查閱的資料和現場調查，所選定的七個電站均建設良好，設計符合現行規範，發電廠房所在區域似乎不在地震活躍帶且未發生過大的洪水或滑坡等可能影響到大壩和發電廠房的事故，可以確認為低風險。

白沙水電站2007年投產，已運行4年半左右。運行記錄分析顯示，電站的平均發電量已高達設計發電量的88%，可以確認電站按預期運行，運行狀況良好。

棉花灘水電站已運行約十年，運行記錄顯示電站按預期運行。

安砂水電站已運行約36年，採用的一些技術（如電池）被視為落伍，儘管並不會影響電站的容量，但可能需要更換。整體而言電站設備是適宜運行的，我們認為該等設備屬於低風險。

豐海水電站為小型引水式電站，剛好運行超過5年。電站採用的技術（機組類型、開關、電池）建設良好，符合現行設計規範，我們認為屬於低風險。

古田溪二級水電站已經運行40多年，大壩在2003年至2005年期間進行了補強加固，設計標準符合現行規範。2003年以來大部分機電設備進行了更新，目前狀態良好。

芹山水電站運行10餘年，大部分設備均處於良好的工作狀態。由於下游周寧水電站的建設，芹山電站幾乎處於停產狀態。不考慮2004年，電站2000年至2010年年平均發電量為132.88吉瓦時，平均達到設計發電量的91%，可以確認電站按照預期運行，運行狀況良好。建議電站留意攔河壩下游可能存在的脫流或減流現象。

池潭水電站投運30多年，整體而言，大壩性態正常。2001年以來陸續更換了部分設備，目前1號發電機及2號水輪機和發電機存在設備老化的現象。據稱電站正在擬備技術改造策略，計劃逐步更換老化的設備。

火電廠技術評估

我們對福州可門電廠1、2號機組的結論和建議如下：

- 我們認為電廠的設計和設備是採用成熟和經驗證的技術；
- 我們認為電廠在運行發電方面的狀況和我們預期相符；
- 電廠利用率在某些年份有突出表現，總體上與我們的期望值相符；
- 電廠煤耗減幅效果顯著，高於全國平均水平，與我們預期值相符；
- 電廠容量系數相對於國內同類電廠處於較高水平。儘管相對於西方同類電廠來說略低，但這是由於電廠的年發電量在每年年初由政府機構制訂的生產計劃確定；
- 由於高溫過早失誤問題和出於對安全方面的考慮，實際熱效率略低於設計值；
- 除對電廠循環冷卻水泵僅配置20%冗餘稍有顧慮外，我們認為其他主要設備冗餘設計充分；

- 鍋爐高溫過早失誤問題由於廠家的設計缺陷所致，計劃於2012年完成升級改造；
- 我們審核了電廠1、2號機組的機務維護外包合同以及電纜維護合同。該等協議具成本效益和質量保證；
- 我們審核了電廠現有的《燃煤買賣合同》，《併網協議》；《購電協議》，認為該等協議對發電、售電及併網提供一定保障；
- 參照火電廠大氣污染排放標準，我們審核了電廠現有的污染物排放指數和《排放污染物許可證》，認為電廠目前排放達到現有標準。

1.1 項目概述

莫特麥克唐納有限公司（下文「莫特麥克唐納」）被華電福新能源股份有限公司（「華電福新」）聘請為技術顧問。

莫特麥克唐納將就所提供的服務及技術建議收取專業費用。負責編製本報告的莫特麥克唐納董事或僱員概無於以下各項擁有任何權益：

- 華電福新能源股份有限公司；或
- 技術評估範圍內的資產組合。

在提交最終報告之前，本報告的草稿已提供予該公司及其顧問，僅用於確認本報告所使用數據及事實材料的準確性。

莫特麥克唐納是一家完全獨立的國際性公司，總部設在英國，擁有超過14,000名員工，業務遍布140個國家，年營業額超過10億英鎊。莫特麥克唐納憑藉雄厚的技術實力、涵蓋眾多學科的專業優勢、全面的服務範圍和遍布全球的資源，成為世界頂尖的諮詢公司之一，為眾多政府部門和私營客戶提供管理、工程和開發解決方案。我們在北京、香港和上海開展業務已有50多年，已完成數百個諮詢項目，服務內容涉及能源、交通、建築、水利、環境、健康、教育、工業和通訊等眾多領域。在英國《星期日泰晤士報》舉辦的最適合員工工作的25大公司年度調查中，莫特麥克唐納連續三年躋身前10名，在2010年排名第八。

莫特麥克唐納已在中國參與超過74個總裝機容量超過3.5萬兆瓦的電力項目，包括風電、水電、生物質能發電、廢物再生能源發電、燃氣和燃煤電廠，以及輸電及配電項目。

莫特麥克唐納對華電福新的風電場、水電站及火力發電廠資產進行了獨立技術評估。風電場評估的內容包括風能資源評估、發電量、可用性、運行維護安排、風機技術、併網安排以及是否遵循電網運行規程諸方面的評估。水電站評估包括設計方案、機電設備、水工結構、水文結構、地質、可用性、發電量、併網情況和環境影響等方面的評估。火電廠評估內容則包括燃煤供應、發電量、可用性、運行維護、超臨界鍋爐和蒸汽輪機技術、有壽問題和主要的計劃外停機以及環境限制因素等。

本報告編製的大部分信息源於華電福新提供的文件，以及與華電福新相關工作人員討論及會晤的內容。莫特麥克唐納對從外部來源收集到的所有信息的有效性及使用進行了專業判斷，並將其對中國電力行業的豐富知識運用於整個獨立技術評估過程。

1.2 資產概述

1.2.1 簡介

截至2010年12月31日，華電福新運營中的水電、風電、火電及其他電力項目分別佔總裝機容量分別約26.1%、24.6%、29.1%和20.2%。截至2011年12月31日，華電福新擁有36個運營中的風電場，裝機容量總計2,171.3兆瓦，華電福新擁有36個運營中的水電站，裝機容量總計2,219.4兆瓦。華電福新擁有4個運營中的燃煤電廠，裝機容量總計2,050兆瓦，均由華電福新各控股公司經營。

華電福新的風電項目所採用的風機技術來自中國著名的風機製造商，如金風、華銳、海裝、東方電氣集團（「東方電氣」）等，以及國際知名風機供應商，如Nordex。單機容量介乎750千瓦至2兆瓦。

華電福新的水電項目所採用的水輪機技術主要來自中國著名的水輪發電機製造商，如哈爾濱電氣集團公司（「哈電」）、東方電氣、杭州杭發發電設備有限公司等。

華電福新的火電項目中所採用的大型燃煤發電機組均產自中國上海電氣集團股份有限公司下屬的三家附屬公司，即上海鍋爐廠有限公司、上海汽輪機有限公司和上海電氣電站設備有限公司。

1.2.2 代表性發電廠的選擇

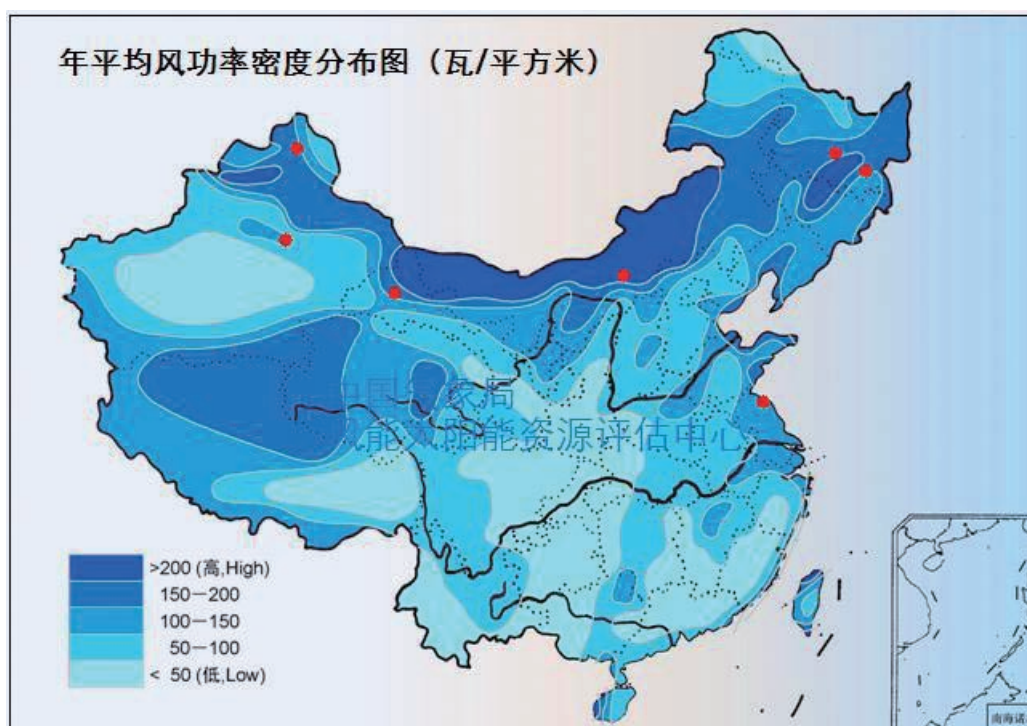
華電福新資產中包括數量眾多且遍布全國各地的風電場，以及分佈於福建省各地的水電站和火電廠。這些風電場由國內多個設計院依據相同的中國標準設計而成，風力發電機組、水輪發電機組和火力發電機組由多個國內外製造商提供。有鑑於此，經

協定，本報告在編製過程中，僅提述具有代表性的項目。所選電廠能最全面地概括和代表華電福新控制並經營的所有電廠的多樣性。在選擇代表性項目時，主要考慮的因素為：

風機類型－代表性風電場採用的風機包括國內和國外製造商的產品，詳見第2.2.1節。

風能資源和地理分佈－如圖1.1中的紅點所示，所選的代表性風電場位於風能資源豐富的內蒙古、新疆、甘肅、黑龍江和江蘇。中國的風能資源極為豐富，全球風能理事會「2009年全球風能資源報告」預計中國的可開發陸上風能資源約為2,380吉瓦。根據中國可再生能源學會和可持續能源商會所做的調查，風能資源的分佈情況如圖1.1所示。風能資源主要分佈在華北地區（如內蒙古、新疆、甘肅河西走廊）、青藏高原的部分地區、中國東北地區、河北以及從山東至福建的東部沿海。圖1.1中顏色的深淺代表了不同的風能密度。

圖1.1：代表性風電場的風能密度分佈情況



資料來源：中國氣象局風能太陽能資源評估中心

- 風電場的運行年份－如表1.1所示，風電場的投產時間各不相同，但運行時間大多超過1年。

表1.1：代表性風電場的投產時間

序號	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	投產時間
1	庫倫風電場一期	201兆瓦	2009年8月
2	小草湖風電場一場一期	49.5兆瓦	2007年10月
3	布爾津風電場一期	49.5兆瓦	2010年3月
4	瓜州風電場一期	201兆瓦	2011年3月
5	穆稜風電場一期	31.2兆瓦	2006年9月
6	依蘭雞冠山風電場一期	49.5兆瓦	2009年9月
7	連雲港灌雲風電場一期	100兆瓦	2011年4月

資料來源：華電福新提供

- 水電站流域範圍一如圖1.2中的綠點所示，代表性水電站位於九龍江、汀江、閩江沙溪水系、閩江富屯溪水系、閩江中下游水系和交溪水系等不同流域。所選水電站廣泛分佈於福建省內的各主要水系，充分反映了各水電站的發電容量，故非常具有代表性。

圖1.2：代表性水電站在福建水系的分佈情況



資料來源：福建省農業區劃研究所，2006年12月

- 火電廠—如表1.2所示，所選的可門電廠的裝機容量構成火電的主要部分。

表1.2投產火電項目

序號	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	實際投產時間
1	福建華電可門電廠	一期2台600兆瓦發電機 二期2台600兆瓦發電機組	一期2台發電機組分別在 2006年8月和12月投產

資料來源：華電福新提供

技術評估過程在中國完成，主要的評估程序包括但不限於實地考察、數據收集、討論分析和報告編寫。

1.3 報告結構

本報告對代表性風電場有關項目建設和運行的關鍵信息進行了詳細審查。報告結構如下所示：

- 項目各參與方；
- 風電場評估；
- 水電站評估；
- 火電廠評估；
- 附件；
- 術語表。

1.4 本文件的地位

本報告是對本報告日期可獲得的文件及其他資料的審查。莫特麥克唐納已從華電福新收集到所有可用的文件和資料，並考察了所有項目現場，計及所有的主要技術問題，並進行了全面的技術分析和評估。在與各相關方進行充分溝通之後，莫特麥克唐納出具了此報告的最終版本。

2. 項目參與方

2.1 介紹

本節審核了項目參與各方，並考慮到彼等的適合性和能力。報告主要考慮華電福新和各主要風機供應商以及燃氣輪機供應商。報告所採用的信息源於我們開展的工作、與參與方的討論、以及對互聯網信息的評述。我們並未考慮任何參與方的優勢，或從財務方面探討彼等的適當性。

華電福新的前身華電福建於2004年11月30日成立，為華電集團下屬的獨資有限責任公司，主要專注經營水電業務、火電業務和核電業務。2010年10月20日，經國家工商總局批准，華電福建易名為華電福新能源有限公司。2010年10月29日，華電集團、

華電能源、烏江水電、華電國際及華電工程（均為華電集團附屬公司（統稱「五名股東」）），向華電福新能源有限公司轉讓彼等於華電新能源的股權（華電新能源為華電集團控制的附屬公司，主要專注經營風電業務、分佈式能源業務及太陽業務能等清潔能源業務）。在股權轉讓後，華電新能源成為華電福新能源有限公司的全資附屬公司。華電福新能源於2011年8月19日根據公司法轉制為股份有限公司。

截至2010年12月31日，華電福新運營中的水電、風電、火電及其他電力項目分別佔總裝機容量分別約26.1%，24.6%，29.1%和20.2%。截至2011年12月31日，華電福新擁有36個運營中的風電場，裝機容量總計2,171.3兆瓦，華電福新擁有36個運營中的水電站，裝機容量總計2,219.4兆瓦。華電福新擁有4個運營中的燃煤電廠，裝機容量總計2,050兆瓦，均由華電福新各控股公司經營。

此外，華電福新參股了1個建設中的總裝機容量2,000兆瓦核電站，參股的2台78兆瓦分佈式能源項目已投運，擁有3個運營中的太陽能項目，裝機容量總計21.4兆瓦，擁有2個在建的生物質能項目，在建容量總計25.3兆瓦。

通過對代表性項目的審查，我們認為華電福新具備擁有及經營風電場、水電站和燃煤電廠的能力。

2.2 主設備製造商

2.2.1 風機製造商

華電福新在其風電場中使用中外風機製造商提供的各類風機。風機選擇對確保風電場在電力質量、技術可用性、併網合規以及發電量最大化等方面的充足表現至關重要。華電福新從總部集中管理所有風機的採購和工程活動，由各地區附屬公司負責運作。以下分節對代表性風電場所採用風機的製造商的能力進行了評估。

2.2.1.1 華銳風電科技（集團）股份有限公司

華銳風電科技（集團）股份有限公司（「華銳」）是中國主要的風機製造商之一，總部設在北京，在天津、遼寧省大連、內蒙古包頭、興安盟和巴彥淖爾、山東省東營、江蘇省鹽城和甘肅省酒泉均設有分公司或分廠。該公司主要從事陸上和海上風機的開

發、設計、製造、營銷、銷售和運行及維護服務。華銳風機的傳動系統以齒輪傳動為主，功率則有1.5兆瓦、3兆瓦、5兆瓦和6兆瓦幾種。

2010年2月27日，上海東海大橋100兆瓦海上風電示範項目所選用的34台華銳3兆瓦海上發電機組全部安裝成功，並於6月8日併網發電。

根據2011年3月中國風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，於2011年12月31日，華銳所貢獻的新增裝機容量及累計裝機容量分別為4,386兆瓦及10,038兆瓦。按照新增及累計裝機容量計，華銳在所有中外風機製造商中位列第一。

2.2.1.2 新疆金風科技股份有限公司

新疆金風科技股份有限公司（「金風」）的歷史可追溯至1998年。該公司是中國領先的風機製造商和整體技術方案提供商之一，核心業務包括風機研發、製造及銷售，也提供風電諮詢服務，並自行開發風電場（可向風電場運營商及投資者整體出售）。此外，金風亦從事項目設計建設、風電場規劃和諮詢服務。

2008年，金風成功收購德國Vensys公司。截至2009年底，金風已在新疆、北京擁有兩個生產基地，並在內蒙古包頭、甘肅省酒泉、陝西省西安、河北省承德和寧夏建成五個組裝廠，另在德國擁有一間工廠。

2008年，金風建立以北京為中心的備件庫，並先後分別在新疆、內蒙古、遼寧、廣東、寧夏、江蘇等地建立了11個備件中心，形成了輻射全國的一體化服務及備件供應網絡，加強了售後服務響應機制，為未來20年發電機組的持續運行提供了有效保障。

2010年12月20日，金風在美國伊利諾伊州全資擁有Shady Oaks風電場，其中70餘台發電設備全部選用金風的兆瓦級直驅永磁風力發電機組。此外，金風還與當地的電力運營商達成供電協議。2010年11月23日，金風與英飛凌簽署核心模塊技術引進協議。

金風生產的永磁直驅風機是目前中國市場上最具代表性的兆瓦級風機。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，金風的風機累計裝機容量達9,078.85兆瓦，2010年新增裝機容量3,735兆瓦。按照中外各大風機製造廠商在中國新增和累計裝機容量排名，金風均位列第二。

2.2.1.3 東方電氣集團

東方電氣集團（「東方電氣」）前身是東方電機廠，始建於1958年。經過五十年的發展，公司已發展成為中國研制大型發電設備的重要骨幹企業，主要從事水輪機、特種電機以及相關控制設備和輔助設備的設計、製造和銷售，旗下附屬公司分佈在四川、廣東、浙江、河南、湖北、江蘇、甘肅、內蒙、天津等八省一市，總部位於四川省德陽市。東方電氣風機的傳動系統以齒輪傳動為主，功率介於1兆瓦到2.5兆瓦。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2011年12月31日，東方電氣在中國貢獻的新增及累計裝機容量分別為2,623.5兆瓦及5,952兆瓦。按照新增及累計裝機容量計，東方電氣在所有中外風機製造商中位列第三。

2.2.1.4 重慶海裝風電設備有限公司

海裝成立於2004年，是一家生產大型風機及其重要部件的製造商。公司由中船重工的附屬公司與研究機構組建而成。中船重工在系統集成、變速箱、發電機、計算機控制、鋼結構和液壓系統等領域佔據優勢。目前，海裝在重慶、山東和內蒙古設有3間工廠。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2011年12月31日，海裝在中國貢獻的新增及累計裝機容量分別為383.15兆瓦及479.25兆瓦。按照新增及累計裝機容量計，海裝在所有中外風機製造商中分別位列十一位及第十五位。

2.2.1.5 Nordex

自1985年成立以來，Nordex一直致力於研制大功率、經濟型風機。於1995年產出世界上第一台Nordex N54/1000兆瓦級風機，並於2000年產出當時世界上功率最大的N80/2500系列風機。

目前，Nordex已在全球34個國家安裝超過4,600台風機，總裝機容量達到7,111.45兆瓦。Nordex在超過18個國家設有分支機構，並自1995年起開始在中國發展業務。作為最早進入中國市場的國際製造商之一，Nordex於1998年在西安建成一家從事風機裝配及安裝的合資企業。迄今，Nordex已在中國安裝超過550台風機。2006年底在銀川建成機艙組裝線，2007年1月在東營市成立葉片製造廠，生產1.5兆瓦風機葉片。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，Nordex在中國貢獻的累計裝機容量為524.7兆瓦。按照累計裝機容量計，Nordex在所有中外風機製造商中位列第十四位。

2.2.2 水輪機製造商

2.2.2.1 東方電氣集團

東方電氣集團前身是東方電機廠，始建於1958年。經過五十年的發展，公司已發展成為中國研制大型發電設備的重要骨幹企業，主要從事水輪機、特種電機以及相關控制設備和輔助設備的設計、製造和銷售，旗下附屬公司分佈在四川、廣東、浙江、河南、湖北、江蘇、甘肅、內蒙、天津等地，總部位於四川省德陽市。

目前，東方電氣集團可生產400兆瓦、550兆瓦、800兆瓦水輪發電機組。近五十年來，東方電機向國內31個省、市、自治區的近300座大中型電站提供了大量發電設備。到2007年底，已累計提供發電設備164,250.3兆瓦，佔目前全國總裝機容量的近1/5。其中水輪機505台／33,130.5兆瓦，汽輪機644台／131,109.2兆瓦。

2.2.2.2 哈爾濱電氣集團

哈爾濱電氣集團（以下簡稱「哈電」）始建於1951年。目前，水電年生產能力4,000兆瓦，產品佔國內市場份額50%。哈電是我國生產水電設備的主要基地，水電產品佔國產水電裝機容量的二分之一。先後為國家重點工程生產的混流式機組最大單機容量800兆瓦機組、抽水蓄能機組最大為300兆瓦機組、軸流式機組最大容量為200兆瓦機組、貫流式機組最大單機容量45兆瓦機組，哈電已為國內近200多座電站提供了300多台機組，並為國外26座電站提供了近80台水電機組。

2.2.2.3 杭州杭發發電設備有限公司

杭州杭發發電設備有限公司（「杭發」）創建於1956年，主要生產水輪發電機組、汽輪發電機、電動機等，已形成生產涵蓋0.75兆瓦至60兆瓦等多種規格的汽輪發電機和0.32兆瓦至50兆瓦水輪機的能力。杭發在其所生產的各類水電設備系列中，以成熟的混流式高水頭、高轉速發電機組生產技術處於領先地位。自1970年代以來，杭發的產品已用於30多個國家和地區。

2.2.3 鍋爐和汽輪機供應商

上海電氣集團股份有限公司

上海電氣集團股份有限公司（「上海電氣」）是中國最大的裝備製造商之一。自1990年代以來，該公司的銷售收入始終位居全國裝備製造業第一位。高效清潔能源、新能源裝備是上海電氣的核心業務，能源裝備佔銷售收入的近70%。公司的主要產品包括1,000兆瓦級超超臨界火力發電機組、1,000兆瓦級核電機組、重型裝備、輸配電、電梯、印刷機械等。

上海電氣於2000年成功製造出中國第一套600兆瓦超臨界火電機組，於2006年產出中國第一套1,000兆瓦級超超臨界發電機組，並於2009年承建外高橋第三發電廠兩台1000兆瓦級超超臨界發電機組。

上海電氣積極發展整體煤氣化聯合循環(IGCC)發電技術，成為中國首個IGCC項目——華能IGCC發電站項目的主設備供應商。

2.3 電網經營機構

2.3.1 代表性項目的電網經營機構

表2.1：代表性發電站的電網經營機構

序號	能源類型	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	當地	省級	地區級	國家級	併網點電壓
				電網經營機構	電網經營機構	電網經營機構	電網經營機構	
1	風力	庫倫風電場一期	201兆瓦	烏蘭察布供電公司	內蒙古電力公司	內蒙古電力公司	內蒙古電力公司	220千伏
2	風力	小草湖風電場一場一期	49.5兆瓦	吐魯蕃供電公司	新疆省電力公司	西北電網	國家電網公司	110千伏
3	風力	布爾津風電場一期	49.5兆瓦	阿勒泰供電公司	新疆省電力公司	西北電網	國家電網公司	110千伏
4	風力	瓜州風電場一期	201兆瓦	酒泉供電公司	甘肅省電力公司	西北電網	國家電網公司	330千伏
5	風力	穆稜風電場一期	31.2兆瓦	牡丹江供電公司	黑龍江省電力公司	東北電網	國家電網公司	66千伏
6	風力	依蘭雞冠山風電場一期	49.5兆瓦	佳木斯供電公司	黑龍江省供電公司	東北電網	國家電網公司	110千伏
7	風力	連雲港灌雲風電場	100兆瓦	連雲港供電公司	江蘇省供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
8	水力	白沙水電站	70兆瓦	龍岩供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
9	水力	棉花灘水電站	600兆瓦	龍岩供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏

序號	能源類型	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	當地 電網經營機構	省級 電網經營機構	地區級 電網經營機構	國家級 電網經營機構	併網點電壓
10	水力	安砂水電站	115兆瓦	三明供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
11	水力	豐海水電站	30兆瓦	三明供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
12	水力	芹山水電站	70兆瓦	寧德供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏
13	水力	古田溪二級水電站	130兆瓦	寧德供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏 110千伏
14	水力	池潭水電站	100兆瓦	三明供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏
15	火力	可門電廠一期	1,200兆瓦	福州供電公司	福建省供電公司	華東電網	國家電網公司	500千伏

資料來源：華電福新提供

2.3.2 中國國家電網公司

中國國家電網公司（「國家電網公司」）於2002年12月29日由國務院成立，負責建設和運營電網，以及為經濟發展保障安全可靠的電力供應。國家電網經營區域覆蓋26個省，向佔全國面積88%的地區供電，服務區域佔國土面積的88%。截至2010年底，國家電網公司擁有和管理5家地區電網公司和26家省級電網公司，同時運營菲律賓國家電網和巴西7家輸電特許權公司。2010年，國家電網公司名列《財富》全球500強企業第8位，是全球最大的公用事業企業，110千伏及以上輸電線路長達618,837公里。2010年，國家電網公司的總售電量達26,891億千瓦時，年收入為15,427億元。因而，我們認為國家電網公司具備作為電網經營機構的能力。

2.3.3 內蒙古電力公司

作為獨立的省級電網企業，內蒙古電力公司負責內蒙古西部地區（除赤峰、通遼之外）10個市的輸配電網絡投資建設。該公司也是內蒙古自治區政府擁有的唯一一家特大型國有電網經營企業。蒙東電網由隸屬於國家電網公司的東北電網公司負責運行。截至2010年底，內蒙古電力公司擁有的110千伏及以上輸電線路長度超過20,000公里。2010年內蒙古電力公司的總售電量超過1,100億千瓦時，年收入超過人民幣320億元。因而，我們不擔心內蒙古電力公司作為電網經營機構的能力和經驗。

2.4 結論

華電福新為其風電場選用的大部分風機供應商是全球著名的風機製造商，我們認為該等風機製造商能夠履行其在所評估項目中發揮的作用。儘管海裝直至2006年方成立，往績並不及其他所選風機供應商般長，但其在過去四年經歷迅速發展，且其母公司中船重工也具備強大的設備製造能力。因此，我們認為海裝作為風機供應商可以接受。鑑於華電福新選用的其他風機機型均有悠久的往績，故我們認為該等風機所使用的技術成熟，且在合理運行和充分維護的情況下是可靠的。

華電福新的水電和火電項目所選擇的大部分水輪機組和火電機組供應商（哈電、東方電氣、上海電氣）均聞名於世。依據大量的往績，我們認為該等水輪機組和火電機組所使用的技術成熟，且在合理運行和充分維護的情況下是可靠的。

華電福新擁有的輸電及配電電網均由大型國有電網公司建設、擁有和維護（國家電網公司、內蒙古電力公司）。該等電網公司擁有悠久歷史和雄厚實力，已成為國際領先的電網投資者和運營商。因此，我們並不擔心中國輸電及配電公司作為電網經營機構的能力及經驗。

3. 風電場技術評估

3.1 引言

3.1.1 風能資源評估

我們對華電福新位於內蒙古、新疆、甘肅、黑龍江和江蘇的七個風電場進行了技術評估，評估的目的是通過查閱現有文件以及實地考察，協助購買者識別潛在的風險和問題。

莫特麥克唐納查閱了以下7個風電場的文件並進行了實地考察：

- 庫倫風電場一期（裝機容量201兆瓦）
- 小草湖風電場一場一期（裝機容量49.5兆瓦）
- 布爾津風電場一期（裝機容量49.5兆瓦）
- 瓜州風電場一期（裝機容量201兆瓦）
- 穆稜風電場一期（裝機容量31.2兆瓦）
- 依蘭雞冠山風電場一期（裝機容量49.5兆瓦）
- 連雲港灌雲風電場（裝機容量100兆瓦）

組合中的每個風電場都有相應的可行性研究報告，報告中均有關於風能資源評估和發電量評估的章節。

就本組合而言，我們審查了七個風電場項目的可行性研究報告中的風能資源和發電量評估情況。我們的審查着重於風能資源評估所採用的方法及假設，並不涉及量化和細節分析，也不包括對能源產出的重新建模或重新計算。我們也查閱了適用的中國標準（載有中國的推薦慣例），以參照廣泛的國際慣例對評估所採用的方法進行評述。

風能資源評估是可行性研究中的核心部分，可提供有關預期發電量的有用分析，特別是在可獲得的產量數據有限的情況下。然而，在獲得足夠的產量數據（至少為期一年的正常運行）的情況下，我們已將該等數據用作未來產量預測的一項指標，原因是風電場設計或風機類型通常會發生變化，導致無法達到建設前的預測風能資源。

3.1.1.1 中國的風能資源評估標準

中國現有兩項主要的風能資源評估標準：

《風電場風能資源測量方法》(GB/T 18709-2002)

《風電場風能資源評估方法》(GB/T 18710-2002)

前者涵蓋了數據收集和報告，而後者概括了長期校正、數據篩查、數據處理和報告的程序。雖然在本次審查中，風電場的風能資源評估由不同的中國設計院進行，但彼等所採用的方法和結果報告適用於所有研究，且均基於上述中國標準。

3.1.1.2 GB/T 18709-2002方法

中國國家標準《風電場風能資源測量方法》(GB/T 18709-2002) 對測風塔選址、安裝，測量儀器的選擇、配置、傳感器布置和排列以及對測量數據的採集和處理做出明確的要求。我們在華電福新七個風電場的現場調查中發現，大多數風電場在可行性研究階段時設立的測風塔不止一座，這與我們在以往承擔的相同性質的調查中，測風塔設立的數量不同，因此為風電場的可行性報告中對風資源的預測、分析，風機的選型提供了可靠的依據。

3.1.1.3 GB/T 18710-2002方法

GB/T 18710-2002 是關於風資源評估的中國國家標準，它概述了測風數據的處理和如何編製風資源評估報告的方法。該標準包括了對相關數據的要求、長期數據修正、數據篩選和相關參數(風切變、湍流強度)的計算公式和結果報告的規則。GB/T 18710-2002參考了《風資源評估手冊》(NREL/SR-440-22223)。該手冊由美國能源部所屬國家可再生能源實驗室編製，全面闡述了以測量方法為主的風資源評估方法論。GB/T 18710-2002標準主要參考了這部手冊，因此，中國的風資源評估方法與國際慣例是基本一致的。

在本次調查範圍內的風電場可行性研究報告所採用的測試相關預測(MCP)方法是利用長時間序列的氣象觀測數據和有關年風速的歷史數據進行相關性分析。現場長期數據的相關性分析是基於對年風速的歷史數據的對比分析，儘管在所評估的一些項目中採用了比較複雜的技術。發電量的預測取決於相關數據的記錄質量和一致性這些因素。在我們審查的幾個可行性研究報告中，當華電福新無法獲得其滿意的相關數據時，是採用現場收集到的數據(至少一個完整年的測風數據)作為發電量預測的基礎數據。可見，這種發電量預測方法是嚴謹的。

就能源產出而言，GB/T 18710-2002最主要是報告年度平均風速、風向和風能密度(W/m^2)、日風況和季節性風況。為了計算風電場的能源產出，須在風機所處的每個地點計算風速分佈情況，並在所選風機的功率曲線上加以綜合。尾流損失必須建模，而其他損失(如電效率和可用性)都須考慮在內，以計算出風電場的淨能源產出。

3.1.1.4 代表性風電場的可行性研究

2011年9月22日至10月15日期間，我們對組合內所選的七個風電場進行了實地考察。在考察期間或之後，華電福新為我們提供了各風電場的可行性研究原件。我們還要求提供各風電場的發電量和可用性數據、功率曲線驗證和運行詳情，包括重大停機、主部件故障和電網限電等情況。

我們審查了每個經考察風電場的風能資源和能源產出研究，通過對風機機型和排布等竣工後詳情的一致性或其他情況進行判定，形成對合理性的整體意見。然而，若可獲得至少一年的正常生產數據，我們將在考慮日後的能源產出預測時，側重於利用該等數據。

3.1.1.5 風能資源

在審查的可行性研究報告中，現場的年平均風速和風向是由位於現場或現場附近的一個或多個測風塔測得。大部分風電場的測風塔都在可行性研究階段以後拆除。總體來說，風電場的測風塔根據現場的風況配置良好，並且所測數據的質量較高。通常，可行性研究中採用的方法是在風電場或風電場附近安裝多個測風塔，並選擇測風數據質量最佳的測風塔作為風電場短期風資源數據的來源。在部分可行性研究報告中，還對不同測風塔的測風數據作了相關性分析以確保結果的一致性。我們對這種方法感到滿意。

所有可行性研究的測量高度範圍乃屬合理，等同或者接近風機的實際輪總高度。

各項可行性研究的風速分佈情況均使用WasP建模。該軟件由丹麥風力機構Riso開發，被視為在考慮非複雜環境下的地形和地被狀況變化時，為風流量變化建模的行業標準工具。

風機機型、數量、布置的變化是由於項目核准後經招標選定的風機廠家與可行性報告中的推薦風機廠家不同所導致的，這也是項目實施中正常情況。這樣就產生了實際的風機型號、數量、布置與可行性研究報告的不同，這些變化對風電場的運行和管理並沒有造成任何影響。

3.1.1.6 能源產出

可行性研究中用到的功率曲線應是風機廠家提供的標準功率曲線，我們認為這是可行性研究中對發電量進行合理預測的基礎。對於七個代表性風電場而言，在一些可

行性研究中的功率曲線通常沒有標明具體數據以及來源出處，我們從華電福新獲悉這是由於在對風機公開招標時維持公平性的考慮。要得知發電量預測的準確性，很重要的一點是要知道功率曲線是由理論推算所得還是由實際測量所得，以及它是否是製造商承諾的功率曲線。按保守的方式，在華電福新風電場項目可行性研究中通常將發電量預測值減少5%以適應中國的實際情況。我們認為這種方式對功率曲線推算中由於一些詳細信息缺乏而引起的不確定性是非常好的補充。

我們考察的風電場地理位置不同，海拔也不同。因為空氣密度隨海拔而變化，故每台風機的功率曲線也隨之變化，在考慮能源產出分析時需對功率曲線進行校正。我們審查的很多可行性研究對該密度校正所採用的方法並不準確，即通過比較風電場的空氣密度與標準海平面條件下的空氣密度得出簡單的比例因數，然後根據標準的功率曲線將該比例因數用於計算發電量。我們認為，這種方法並非計算空氣密度對風機功率曲線的影響的精確或有效方法，並可能導致高海拔風電場的空氣密度降低造成對能源損失的估計過高，進而令能源產出預測偏於保守。

在發電量估算時，通常使用WasP軟件的尾流模型，這是一種行業標準方法。在我們現場訪問期間，我們調查了在鄰近是否有其他風電場，在大多數情況下，附近有風電場後期或者有其他風電場，但是沒有可行性研究考慮了鄰近風電場的存在。這可能導致對尾流損耗程度的估計不足。

每個風電場的整體發電量損失估算根據現場情況不同而不同。很多可行性研究考慮了尾流損耗、控制（偏航誤差）和湍流、葉片污染、場用電和線損、氣候影響的停機及可用率。

然而，我們注意到位於內蒙的風電場和新疆、黑龍江及甘肅的風電場的可行性研究報告中沒有考慮電網限負荷導致的發電量損失。我們了解到主要是因為其可行性研究報告在編製時電網還沒有出現限電問題。中國風電行業自2007年起快速發展，至2009年冬季，蒙西及其他部分北方地區電網限電問題開始凸顯。然而，自2010年以來相關地區的電網開始大規模升級改造，限電瓶頸有望逐步緩解。我們認為，在今後的可行性研究報告編製過程中，需充分考慮當地電網的限電影響。如果可能的話，我們傾向於將至少一年的運行數據作為未來發電量預測的依據。在可行性研究報告中，典型的發電量損失大約佔總發電量的28%，我們認為偏保守。但是，在存在電網限負荷的情況時，應更多參考各風電場實際發電量的數據。

不確定性分析對於評估風電場性能，做出商業決策來說是非常重要的，特別是當尋求外部融資時，因為它給出了概率分析，因此其風險程度與預測值相關。因為分析的過程中所產生的錯誤各有不同，因地而異，遵循已出版的行業標準來進行發電量預測，並不能夠絕對避免預測的不確定性。對於融資方面而言，由於不是採用項目收入的方式獲益，他們主要是依據發電量預測值的高低來進行投資決策的。反過來，像華電福新這樣具有諸多風電資產的大型電力企業，或類似的投資商而言，他們則是基於總體估算（P50）的發電量預測值來進行項目收入預算的。中國標準對不確定性分析沒有具體要求，在可行性研究中僅提供總體估算（P50）。然而，我們注意到，在所評估的華電福新風電場項目中，發電量預測值趨於保守估算，而且一些可行性研究中沒有考慮電網限負荷的情況，故當具有足夠的運行數據以後（通常為一年的正常運行數據），我們傾向於採用實際發電量數據作為未來發電量預測的一個指標。至於各個風電場發電量的具體情況，在本章下文中有詳細地描述。

3.1.1.7 結論

通過審查七個代表性風電場的可行性研究，我們認為在風資源評估方面採用的方法是一致的。總體而言，其方法和國際標準慣例基本相符，只在某些方面略有不同。中國標準源於國際標準，但是由於中國的需求不同而略有不同。例如，與國際慣例相比，中國風資源評估方法中對發電量預測中的不確定性分析沒有作特別強調，功率曲線的空氣密度修正方法有時在我們看來也不是最佳方法。因此，每個風電場實際發電量與可行性研究報告中發電量預測值之間至少會有因電網限電引起的估算誤差。

我們審查的可行性研究中所採用的方法和假設都明顯趨於保守，尤其是用於計算淨能源產出的損失，高於我們在審查世界其他地區的風電場時普遍觀察到的數據。儘管如此，日後潛在的發電量預測應基於試運行後的實際發電量進行。

3.1.2 併網評估

我們的併網評估側重於論述可能影響將風電場的發電量輸入電網的因素，並識別可能影響風電場正常運行的風險。需要考慮的內容通常包括以下三個主要方面：

- 風電場所有設備外送容量的限制。包括風電場升壓站主變壓器的額定容量，電力外送線路/高架線的額定容量等。分析評估其是否滿足風電場電力外送的要求；

- 風電場是否遵守電網運行規程及基本要求，包括風電場是否擁有足夠的無功補償能力，從而使風電場能夠在給定電壓範圍及有功輸出的情況下維持併網點所需的功率因數、電壓控制能力、低電壓穿越以及風電場接入國家電網公司的電能質量指標；及
- 地方電力網絡在處理風電場接入電網後可能面臨的電壓／頻率偏差、系統過載和其他潛在的運行問題的能力。

我們對併網的評估僅限於七個代表性風電場，評估的依據如下所示：

- 華電福新提供的文件；
- 與華電福新相關人員的會晤和討論；
- 對七個代表性風電場的實體考察；及
- 從公開渠道獲取的相關數據及資料，連同我們在該領域的一般知識和對中國電力行業的具體知識。

我們在評估過程中使用了以下數據：

- 可行性研究報告；
- 接入系統報告；
- 風電場電氣一次主接線圖；
- 風電場併網協議；
- 風電場併網協議；
- 關於風電場接入電網的技術規定；
- 政府頒佈的有關可再生能源的相關政策性文件；
- 華電福新對我們調查問卷的回覆；
- 現場訪問記錄。

假設通過實地考察收集的所有數據均為可獲得的最新數據。我們在評估過程中並未進行任何獨立的模擬或計算，以對中國各設計院（華電福新的獨立第三方）在研究過程中提供的資料及得出的結果進行驗證。

3.1.2.1 電網接入的關鍵問題

我們通過對數據的審核及分析注意到，七個代表性風電場均能成功接入到330千伏、220千伏及110千伏等輸配電網。

我們對併網研究中論述的若干核心問題概述如下：

3.1.2.2 風電場升壓變電站的設備容量

- 主變壓器容量

選擇風電場變電站的主升壓變壓器的容量時，應確保變壓器擁有將發電量輸送至當地電網的充足容量，並可靈活調節電壓。

風電場變電站主變壓器的容量，除庫倫風電場主變的實際容量與可行性研究報告不符，其他風電場均與可行性研究報告一致，並配置有載調壓分接開關，可提供靈活的電壓調節，將風電場變電站的母線電壓維持在穩定的水平。

- 風電場輸出架空線的額定容量

選擇併網點之後，應確定輸電線路導體的類型和容量。風電場變電站與併網點之間的線路的導體，應配備足以滿足輸出風電場最大表觀功率所需的熱功率。

考察的所有風電場用單回線接入電網，所有風電場升壓站與電網間連接導線的容量均能夠在正常情況下傳輸風電場滿發時的電能。儘管這樣的設計無法滿足西方國家風電場「N-1」安全準則，但我們注意到，在西方國家，風電場的送出線路是屬風電場所有，「N-1」的原則是風電場自己選用的，並無強制性規範要求。而在中國，風電場的送出線路是屬電網公司所有，幾乎所有中國的風電場送出線路都採用單回線接入電網。在2009年12月頒佈的《國家電網公司風電場接入電網技術規定（修訂版）》中，也沒有關於風電場到系統第一落點送出線路必須滿足「N -1」要求的規定。

「N-1」安全準則是一種典型的穩態測試，指電力系統可在單獨損失任何輸電線、變壓器和發電機的情況下立即在急救負載及電壓限制範圍內運作，或在系統調節後的正常限制下運作。

- 其他設備容量

在選擇適當的開關設備類別時，已採用故障率水平分析及計算，以確保風電場變電站的開關設備能夠承受潛在的故障電流。

3.1.2.3 風電場無功補償和電壓控制

無功合規是風電場接入電網的重要技術要求。維持所需的功率因數需要各風電場具備充足的無功補償。無功合規研究的目的是檢驗風電場是否擁有足夠的無功補償容量，從而能夠在給定電壓範圍內及有功輸出的情況下維持併網點所需的功率因數。若研究結果顯示容量不足，在設計併網計劃時應考慮無功補償方案。儘管中國的大部分風電項目並未如世界上的其他風電項目般進行詳細的無功研究，但中國的併網研究通常規定在正常運行模式下的無功補償方案要求。

風電場大量風機的接入可能引起當地電網的電壓偏差、電壓波動、閃變、諧波等問題，從而影響當地電網的供電質量。2009年國家電網公司《風電場接入電網技術規定（修訂版）》對風電場的電能質量指標和低電壓穿越能力提出了技術要求，2011年10月國家電力監管委員會下發通知要求各單位依據《風力發電廠併網安全條件及評價規範》全面開展風電場併網安全性評價工作，對併網安全性評價中有關風機低電壓穿越能力提出具體要求和處理意見。根據國家電網技術規定中關於低電壓穿越的要求，我們考察的華電福新的部分風電場需要進行改造以具備低電壓穿越能力。華電福新承諾將對風電場進行有序改造。

3.1.2.4 當地電網的運行狀況

可行性研究報告顯示，各風電場項目的當地輸電網已實施包括「N-1」安全準則在內的電力系統分析，以對當地電網的穩態及動態性能進行分析。

風電場接入電網會對當地電網的電壓水平和無功潮流產生影響。然而，電力系統運行的主要目的是安全經濟地將有功電力從發電源輸送給電力用戶。顯然，具有分佈和變化特性的風電場的接入對保障傳統電力系統正常運行的發電備用容量產生直接的影響，進而影響到當地電網對風電場的接納水平。

根據我們的實地考察，除小草湖風電場和連雲港灌雲風電場所屬的電網外，大部分當地電網不足以接納將予併網的風電場，使之能正常運行和如期向電網輸出發電量。我們注意到，內蒙古、新疆、黑龍江和甘肅的部分風電場在冬季面臨上網限電問題。我們了解到，保障冬季發電的供求平衡與電力系統的電壓穩定可能是上網限電的主要原因。

在冬季（特別是在夜間），由於熱電聯供廠須向當地的供熱系統供熱，而此時調整有功的能力不足，故風電場的發電量可能會受到一定限制。另一方面，由於風電大規模擴張投產，電力系統的電壓穩定已成為風電集中地區的電網的一個主要問題。我們了解到，地方電網應具備接納華電福新風電場的足夠能力，並預期上述問題可通過日後擴建電網予以解決。據報道，一項選擇方案是逐步加強內蒙古和華北電網之間的併網線建設，即擬建立一家合資企業，在內蒙古電網與華北電網之間建設兩條高壓電網線路。我們認為由上網限電引發的發電量損失將在未來三年內逐步緩解。

3.1.3 風電場的運行維護

華電福新對於風電場的運行維護實現以下整體策略：在質保期內依賴風機製造商，同時擁有自身的運行維護人員參與日常工作，在質保期結束後將運行維護工作移交風電場（庫倫風電場、小草湖風電場及布爾津風電場）的運行維護團隊，或與製造商延長質保期（依蘭雞冠山風電場），或在經濟上合理的前提下，與專業運行維護公司簽署分包合同（瓜州風電場、穆稜風電場、連雲港灌雲風電場）。

對於我們所視察的七家風電場，風機製造商提供的質保期為兩年，與我們過往從其他風電場了解到的情況及目前的行業標準一致。我們認為，兩年的質保期對於獲得認可的風機技術而言，可以接受。

技術人員在開始運行維護工作之前，均接受風機製造商在其培訓中心或其他運行中風電場開展的培訓。日常培訓須貫徹始終，並根據華電福新總部的規定進行。考慮到技術人員擁有豐富經驗並已遵守風機製造商制訂的正確程序，我們認為運行的安全及性能目標能夠達到。

各風電場負責自行撥款開展出入道路維護。風電場一般將之分包給專業的道路維護隊伍。

根據行業規定的要求，連接至電網的輸出線路由地方電網公司維護。

3.1.3.1 運行維護的組織

我們認為各風電場員工的工作能力足以勝任其工作。各風電場駐現場的員工數量由華電福新總部依其內部原則（見表3.1）制訂，也考慮了風電場後續開發建設時期人

員的儲備。員工由華電福新統一招聘和培訓，這樣可以確保錄用的風電場工作人員的資質和能力。各風電場的組織結構由各項目公司編製，報華電總部批准。總部指派總經理和其他高級經理，其餘的運行維護人員由各項目公司任命。

表3.1風電場的人力資源配置情況

風電場類型	小型 (<50兆瓦)	中型 (40*1.5兆瓦)	大型 (100*1.5兆瓦)	備註
1. 生產人員	22	24	31	包括10%的備員
1.1 機組運行	11	11	11	
1.2 機組維護	10	12	19	
1.3 其他	1	1	1	
1.3.1 倉庫	1	1	1	
1.3.2 其他必備人員				定員由集團公司審批
2. 管理人員	10	12	15	包括行政、生產、經營、黨群、後勤管理人員

資料來源：華電福新提供

項目公司通常針對生產、維護和綜合設置三個部門。運行維護隊伍通常有兩值或三值。這種安排滿足日常需要，如易耗件的更換。但是，在大修期間也有廠家的支持。這種組織設置使得風機小型維護任務的反應時間最小化，也因此而提高了風機的可用率、發電量和收入。我們訪問的庫倫風電場，小草湖風電場，布爾津風電場，瓜州風電場，依蘭雞冠山風電場，連雲港灌雲風電場仍在質保期內，這就意味著廠家維護服務包含在質保費用中。

3.1.3.2 運行維護安排

對風電場而言，高可用率至關重要。許多因素都能影響可用率，其中運行維護安排可能是最有影響力的因素。違約金規定是防止風機製造商出現低可用率的關鍵保護措施。在協商風機供應合同時，需謹慎留意「可用率」的定義。合同界定的可用率計算通常不包括許多事件，因此允許供應商限制其對自身控制範圍以外的事件（如停用）的責任。我們在實地考察期間提出了上述問題，並要求提供相關文件作為依據。儘管與西方慣例並不一致，但中國多數風電場都在風機供應合同中採用此類定義。

華電福新在呼和浩特建立了其第一個區域集控中心，將多個風電場的風電機組在控制中心的後台控制系統，變電站的遠動系統，通過信息復制將操作平台集中到管理公司的本部，實現了相對集中控制各個風電場風機和變電站的監視的目的。利用遠程控制軟件，華電福新的管理公司本部可以實現一台主控計算機控制遠程多地域的多台被控計算機，這使得控制中心利用信息網絡的優勢就可以輕鬆實現遠程多點控制。在進行一台電腦對多台遠端電腦進行控制時，遠程控制軟件更像一個局域網的網絡管理員，而提供遠程控制的遠程終端服務就為風電場的控制台向遠程的延伸。這種專網的方式，使得網絡的接入更加安全和可靠，網絡管理員也更易於管理網上的每台被控設備。集控中心的控制台與各個風電場的控制台一致，通過視頻和語音系統的通訊保持主控與被控的溝通協調。華電福新未來將在其他區域設置相似的集控中心。

我們審查過的所有運行維護協議包括由廠家組織的培訓計劃，培訓內容廣泛，包括在廠家和現場為期二至四周的培訓，內容涵蓋各種專題和許多現場可能出現的問題。培訓內容包括如何使用檢修手冊、保留故障記錄、操作和控制風機、更換時的架設方法、維護流程、故障診斷和備件管理。我們了解在標準培訓之外，華電福新員工還參與了風機廠家隊伍在計劃內和計劃外的檢修，進行現場學習。我們對這種培訓運行維護人員的方式感到滿意。

每個風電場採用的檢修制度都是由華電福新總部制訂頒佈的，並按維護需求劃分等級。檢修方式分為定期檢修、狀態檢修、改進性檢修和故障檢修四類，檢修等級是以發電設備檢修規模和停用時間為原則制訂，公司將風力發電設備的檢修分為A級、B級、C級、D級、大修、臨修六個等級。A級、B級、C級、D級檢修分別是指風電機組的五年期定檢、三年期定檢、一年期定檢、半年期定檢。各級計劃檢修的停運時間（日數）規定如表3.2。運行維護的關鍵規章制度都印制在通告板上並懸掛在各風電場現場相關設施的牆上。規範包括了所有的主要運行方面，例如：風電機組、公用系統、生產建築物及生產生活設施等，該規範是根據國家和行業相關標準和規範、華電福新風電管理經驗總結及風機廠家檢修的要求編製的。檢修制度是現場運行維護工作的重要基礎，我們對華電各風電場採用的相關制度感到滿意。

表3.2：不同風機維護的停用時間

檢修等級	機組類型			
	D級	C級	B級	A級
1500千瓦雙饋異步風機	1	1.5	2	2
1500千瓦直驅同步風機	0.75	1	1.5	1.5
850千瓦雙饋異步風機	0.5	0.5	1.5	1.5
750千瓦定槳距風機	0.5	0.5	1.5	1.5

註： 維護停用時間（日數）包括帶負荷測試所需的時間。

資料來源： 華電福新提供

如前所述，所考察的大部分風電場是在近兩年投入試運行的，目前仍處於質保期內，由風機廠家負責檢修。根據現場的檢修記錄和與廠家在現場員工的面談，計劃檢修是按照協議中規定執行的。我們注意到風機的檢修表格詳細描述了由廠家檢修人員定期核對的檢查項目。這些表格內容全面，包含所有的項目。一旦質保期結束，風機日常的檢修工作就將由華電福新風電場現場維護人員、風機廠家或專業檢修公司承擔，由於多數風機廠家在風電場集中的地區有區域性服務中心，所以廠家的服務還是容易到位的。由於華電福新是中國主要的風力發電開發公司，與多數主要的風機供應商都有正在合作的關係，因此，我們認為風機廠家對華電福新的要求的反應會較為迅速。華電福新計劃建立區域性的專業檢修隊伍，負責區域內風電場大型、難度大和人力物力消耗大的檢修工作。

我們認為，委聘外部專業公司開展工廠維護工作，可提高對服務質量的信心，且這也與西方風電場的行業慣例一致。若華電福新在日後可物色到合格的分包商的情況下，將分包商維護與自主維護的質量、成本及效率進行對比，則將有利於其與國際慣例接軌。

為提高成本效益，華電福新正在考慮管理部分風電場的維護服務，延長製造商提供的質保期，以及將維護服務分包予其他風電場的專業公司。這種做法可能會有利於華電福新實現宏偉的未來增長計劃，以及鞏固近年來快速擴張的風電項目組合，但

兩者的關係應審慎平衡協調。目前，華電福新風電場的運行維護流程和任務依據兩項行業性運行維護標準，即《發電廠檢修導則》(DL/T 838-2003)和《質量管理體系要求》(DL/T 19001-2008)等。

所視察的風電場已對備件儲存進行妥善登記、管理和記錄。傳感器、工具、剎車片和密封等易耗件由風電場公司定期採購。依照華電福新總部的計劃，備件採購是年度運行維護預算的關鍵部分。根據《華電福新風機運行維護管理規定(A版)》的規定，就日常備件採購而言，各風電場結合本單位的「維護等級組合規劃」、「五年定期滾動維護計劃」及實際情況，向華電福新總部提交下一年度的運行維護計劃(包括備件採購)。華電福新在審核各風電場的維護計劃後，對備件的採購方式進行確認，按照《物資招投標管理規定》由公司統一採購，或由各風電場自行採購。

我們認為華電福新的質量控制乃屬充分，我們對此的信心也源於代表性風電場的高能源產出和高可用率。採購、建設、招聘和培訓由華電福新總部控制，也顯示出其出色的管理能力。各風電場已妥善建立並全面實施健康、安全和環境體系。發電廠的個人保護裝備充足，且僱員在發電廠工作前後均需遵守相關程序。

我們在實地考察期間注意到，並無在施工期完成後或運行期間造成重大環境影響的記錄。對於質量、健康、安全和環境(QHSE)手冊及其他相關系統文件，《中國華電集團新能源發展有限公司電力生產安全工作規定》和《中國華電集團新能源發展有限公司風力發電機組檢修管理辦法(試行)》規定了安全、健康和質量要求。

3.1.3.3 結論

我們認為上述運行維護安排乃基於目前公認的最優操作模式，同時專門為華電福新發電廠制訂，故適合華電福新的運作。儘管中國運行維護的常規慣例在若干方面有別於國際標準，但華電福新風電場的運行維護安排符合我們對中國風電場的預期。

呼和浩特控制中心是華電福新的首個區域性監控中心，其將多個風電場對風機控制平台的後台控制系統以及變電站的遠程控制系統，集中到管理公司的總部，實現了集中控制各個風電場風機和監測變電站的目的。華電福新未來將在其他區域建立類似的控制中心。

華電福新已制訂明確的內部規則及規定，對運行維護安排和備件採購做出規定。總體而言，華電福新風電場的運行維護結構組織及安排、備件採購和儲存、以及質量、健康、安全及環境體系整體出色，但環境污染控制規定尚需完善。

質保期結束後由風電場的風機製造商繼續提供維護服務是一項成熟的策略，原因是製造商最熟悉他們的風機，能提高風機的可靠性並實現成本效益。

3.2 庫倫風電場一期

庫倫風電場一期位於內蒙古烏蘭察布，選用134台華銳SL1500/70型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦，於2009年8月投入運行。

我們根據工作範圍，審查了庫倫風電場一期。

3.2.1 風機

2010年，華銳的新增裝機容量為4,386兆瓦，主力機型為SL1500系列及SL3000WTG系列。華銳從歷史悠久的德國製造商Fuhrländer引進1.5兆瓦風電機組技術，並在此基礎上研發出擁有自主知識產權的3兆瓦、5兆瓦風機技術。SL1500機型為三葉片、水平軸風機，配有雙饋電機、主動變槳和偏航系統，可進行變速操作。該風機有常溫型和低溫型兩種機型。

整體而言，我們認為華銳SL1500機型的設計符合行業標準。主要技術參數概述於表3.3。

表3.3：華銳SL1500機型的技術概要

	SL1500
輪總高度	70米
葉輪直徑	77米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	IEC III
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	11米／秒
切出風速	20米／秒
發電機	雙饋異步電機
齒輪箱	兩級行星齒輪＋一級直齒輪
齒輪箱傳動比	1:104
功率補償和控制	槳距控制
運行環境溫度	-30°C~+45°C
待機環境溫度	-45°C~+45°C

資料來源：華電福新提供

3.2.2 併網評估

3.2.2.1 設備容量

庫倫風電場一期裝有134台華銳SL1500型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，可承載每台風機的最大功率輸出。變壓器使用35千伏架空集電線路，通過母線接入風電場220千伏開關站的2台主變壓器，且具備承載風機最大功率輸出的額定容量。

風電場建有2台100兆伏安、220/35千伏有載調壓變壓器。儘管主變壓器的實際容量與可行性研究的結果不符，但基本符合行業標準《風力發電場設計技術規範》(DL/T2383-2007)中關於主變壓器容量的要求。

庫倫風電場一期通過已經過適當的熱功率評定的84千米220千伏架空電線，接入220千伏汗海電變電站。我們認為該電路足以將風電場的所有電力輸出至電網

風電場安裝的開關設備具備足夠的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，未發現重大問題。

3.2.2.2 無功補償和電壓控制

風電場安裝有容量為35兆乏感性+25兆乏容性的靜態無功補償器，其容量優於可行性研究報告的設計。升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。我們認為風電場具有無功容量和電壓控制能力，從而能夠滿足電網運行規程所規定的無功需求和電壓調節的要求。

有關低電壓穿越的改造問題，根據國家電力監管委員會華北監管局文件《關於發佈蒙西電網併網風電場低電壓穿越能力整改計劃的通知》，要求華電福新庫倫風電場於2012年12月完成低電壓穿越改造工作，並在6個月內完成檢測認證工作。我們由華電福新獲知風機廠家華銳已經提出改造方案，並承諾有步驟有計劃的進行場內風機改造。

3.2.2.3 當地電網的運行狀況

庫倫風電場一期位於內蒙古自治區烏蘭察布境內，通過220千伏輸電線接入當地電網，後由內蒙古電力公司負責調度。

與內蒙古連接至蒙西電網的大多數風電場一樣，在冬季期間，為保證供電供熱，許多熱電聯供廠須持續運行，故風電場不可避免地面臨限電問題。由於當地電網缺乏調整無功的能力，而火電廠需要供熱，庫倫風電場一期的功率輸出可能面臨一定程度的限制。另一方面，隨着風電大規模投產併網，電力系統的電壓穩定已成為當地電網的一個主要問題。我們了解到，當地電網應具有接納華電福新的充足能力，希望該問題可通過日後擴建電網在中期內消除。

我們注意到，華電福新庫倫風電場正在進行一個試行項目，以克服限電問題。該項目投資建設一間工廠，利用電鍋爐為附近城鎮提供冬季供暖。根據已達成的安排，內蒙古電力公司將為該廠供電，用於支持電鍋爐運行，並減少風電場的限電。據報告，該項目將在一定程度上減少限電的情況。

3.2.3 風電場性能

3.2.3.1 風電場環境

庫倫風電場一期所處地點為極為平坦且簡單的地形及灌叢／沙漠，海拔為1,430米。根據我們在實地考察期間的鑑定，風電場並不存在遮蔽、溝壑或較大的斜坡會導致風切變、內流角或渦流等嚴重風況的隱患。

風電場的冬季氣溫很低，華銳SL1500型風機的運行環境溫度介於 -30°C 和 $+45^{\circ}\text{C}$ ，待機環境溫度介於 -45°C 和 $+45^{\circ}\text{C}$ ，與其他低溫型風機相似。

3.2.3.2 風電場設施及維護

風電場建有一個綜合辦公廠區，包括變電站、控制樓、儲存樓、辦公室及其他風電場設施。風電場公司（華電福新的附屬公司）現有1名風電場場長、5名運行人員、22名維護工程師／技術員，實行兩班值。風電場區域設施完備，適宜團隊居住和工作，且維護狀況良好。

除場區入口處之外的道路未經適當平整，但我們在實地考察期間能順利參觀眾多風機和變電站建築。我們已與華電福新確認，起重機進入風電場進行吊裝作業並不存在問題。

華銳是中國領先的風機製造商，有著良好的運行業績，在中國裝機數量也很可觀。在我們現場訪問期間獲悉，部分風機的發電機在試運行期間出現過問題，但由於仍在保修期內，廠家已經為華電福新進行了免費更換。由華電福新獲悉由於廠家的中心配件倉庫就位於風電場附近，並且備件充足，因此一旦發生故障，對風機的正常運行影響較小。

我們通常希望閱覽風機製造商或者風電場公司編製的月度生產報告，其中包含當月發生的重大停用或部件故障及補救工作的詳情。華電福新已向我們提供若干月度生產報告。

我們在實地考察期間檢查了風機的功率曲線，發現風機性能正常。我們從華電福新獲悉，若風機機組性能未達標，其將向製造商提出索賠。

我們在實地考察期間注意到，風機基礎處建有護坦板用於排水。

關於風機基礎沉降觀測，我們被告知風電場對風機基礎沉降進行隨機檢查，但未見任何制訂中的地基沉降觀測制度及記錄。華電福新為我們提供了第三方出具的《質量和安全檢查報告》，該報告顯示風電場已通過認證。儘管截至目前還未出現風機基礎問題，但考慮到未來的風機安全和風電場的長期運行，我們建議定期對持力層不穩定、有沉降風險的風機基礎進行沉降觀測。

風電場曾建有三座測風塔用於收集氣候數據。該等數據用於風電場運行，也用於準備向地區調度中心提供氣候及負荷數據預測。

在我們訪問期間，庫倫風電場一期的風機仍在風機製造商的兩年質保期內。我們了解到計劃檢修和電網限負荷停機都被視為可用。該可用率反映了整個風電場的風機可用率，和風機供貨合同裏對可用率所定義的一樣。在我們訪問期間，華電福新提供了來自SCADA（數據採集與建設控制系統）系統的功率曲線，基本上和廠家提供的標準功率曲線一致。

3.2.3.3 發電性能

由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果在一定程度上低於實際風速，2010年度風機輪總高度的平均風速是6.81米／秒，低於可行性研究報告中的預測；淨容量系數為0.25，是典型的陸上風電場的淨容量系數。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明2010年度的平均風機可用率為97.29%（如表3.4所示），比承諾可用率95%高。

表3.4：庫倫風電場一期運行數據

日期	平均風機	總發電量	上網電量	等效滿負荷	容量系數	平均風速
	可用率			小時數		
	(%)	(兆瓦時)	(兆瓦時)	(小時)		(米／秒)
2010-12	98.06	44,079.38	43,130.35	215	0.29	10.2
2010-11	96.95	48,259.93	47,221.07	235	0.33	7.5
2010-10	98.34	40,633.98	39,759.25	198	0.27	5.8
2010-09	97.82	20,590.01	20,146.79	100	0.14	5.0
2010-08	95.69	21,210.03	20,753.48	103	0.14	5.3
2010-07	96.21	21,128.52	20,673.58	103	0.14	4.6
2010-06	97.23	19,731.25	19,306.59	96	0.13	4.5
2010-05	98.07	56,158.17	54,954.26	273	0.37	7.7
2010-04	97.28	60,837.60	59,554.84	296	0.41	7.3
2010-03	98.43	47,851.90	46,913.64	233	0.31	8.5
2010-02	98.26	17,738.85	17,390.69	87	0.13	6.8
2010-01	95.17	46,235.35	45,240.07	225	0.30	8.5
總計／平均	97.29	<u>444,454.97</u>	<u>435,044.61</u>	<u>2,164</u>	0.25	6.81

資料來源：華電福新提供

從華電福新得知，內蒙風電場限電情況很普遍。在冬季供熱期間，尤其是在晚上當熱力需求達到峰值時，為保障供熱，熱電聯供機組必須持續運行供熱和發電，因此當地電網會對風電場出力進行限制。根據內蒙古電力公司於2009年10月20日和2010年3月15日發佈的電網限負荷的細節措施，風電場出力限制時間是從晚11點至第二日早7點，出力限制多少取決於當時的電力負荷的需求。

風電場可行性研究報告預測年發電量為496,530兆瓦時，2010年總發電量為444,454.97兆瓦時，低於可行性研究報告中的預測。如果沒有比較嚴重的冬季電網限電問題，我們認為風電場的發電量會更為可觀。

風電場在可行性研究中的預測年發電量為496,530兆瓦時，而2010年的實際年發電量為444,454.97兆瓦時，低於可行性研究的結果。若冬季不出現大規模的電網限電問題，我們認為風電場的發電量會更為可觀。

需要注意，華電福新庫倫風電場正在進行一個試行項目，以克服限電問題。該項目投資建設一個供熱站，利用電鍋爐為附近城鎮提供冬季供暖。目前已達成為該供熱站供電，支持電鍋爐運行，並減少該風電場的限電問題的安排。據報告，該項目將在一定程度上減少限電的情況。

3.2.4 結論

庫倫風電場一期的風機由著名的中國風機製造商提供，所用的技術也已經過驗證。運行和維護管理狀況良好，現場的設施狀況很好。考慮到風電場的安全和長期使用，我們還是建議定期對這些風機基礎進行沉降觀測。

我們認為風電場的建設標準較高。2010年度風電場的容量系數約為0.25，是典型的陸上風電場容量系數，平均風機可用率達到97.29%，高於承諾可用率95%，輪總高度平均風速為6.81米／秒，低於可行性研究報告預測風速，顯示了較好的風況。儘管由電網公司造成的電網限電主要發生在冬季，風電場因此損失部分發電量，然而這在內蒙是非常普遍的現象。我們希望這個問題在未來電網的配套建設及示範項目的推廣中得到妥善解決。如果沒有電網限電問題，我們認為風電場的發電量會更為可觀。

主變壓器容量有別於可行性研究的預測值，但基本符合行業規定《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)中的要求，應足以將風電場的電力全額輸出至電網。

經過改造後，靜態無功補償器容量為35兆乏感性+25兆乏容性，優於可行性研究報告中的容量，滿足風電場對無功容量的調節要求。

華銳已制訂風電場低電壓穿越改造計劃，並承諾將根據計劃及進度表實施。華電福新總部已經批准此項改造計劃。

利用電鍋爐進行地區供暖，將有助於在一定程度上降低風電場的電網限電量。

3.3 小草湖風電場一場一期

小草湖風電場一期位於新疆小草湖地區，採用54台金風S48/750型750千瓦風機，裝機容量為40.5兆瓦，6台華銳FL1500/70型1.5兆瓦風機，裝機容量為9兆瓦，於2007年12月投運。

我們已根據工作範圍，審查小草湖風電場一場一期。

3.3.1 風機

金風在2002年首次從德國Repower獲得48千瓦至750千瓦風機技術的生產許可。金風750千瓦風機為水平軸、三葉片風電機組，具備定槳距失速調節功能並配備異步發電機。該款風機擁有全球成熟技術，且結構簡單、性能可靠，各項性能指標均根據IEC I設計，並通過勞氏船級社認證。

華銳FL1500為三葉片風機，配備主動變槳及主動偏航系統，可進行主動變速操作。額定功率輸出為1.5兆瓦，可通過變速操作保證低負荷，優化效率，調整輸出端負荷高峰，以及實現高效運行及長工作壽命。

整體而言，我們認為金風S48和華銳FL1500/70機型的設計符合行業標準。主要技術指標參見表3.5。

表3.5：金風S48和華銳FL1500/70技術概要

	S48/750	FL1500/70
輪總高度	50米	65米
葉輪直徑	49米	77.4米
額定功率	750千瓦	1500千瓦
IEC等級	IEC I	IEC IIIc
認證	勞氏船級社	勞氏船級社
切入風速	4米／秒	3米／秒
額定風速	14-15米／秒	12米／秒
切出風速	25米／秒	25米／秒
發電機	雙繞組異步發電機	雙饋感應發電機
齒輪箱	三階螺旋行星正齒輪傳動	一級平行軸+ 兩級斜齒傳動
齒輪箱傳動比	1:67.4	1:90
功率調節和控制	定槳失速	變槳變速控制
運行環境溫度	-30°C~+55°C	-30°C~+50°C
生存環境溫度	-45°C~+55°C	-45°C~+60°C

資料來源：華電福新提供

3.3.2 併網評估

3.3.2.1 設備容量

小草湖風電場一場一期裝有54台金風S48/750型750千瓦風機，6台華銳FL1500/70型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，可承載每台風機的最大功率輸出。風機通過10千伏集電線路接入10千伏變電站主變壓器低壓側。該等線路僅採用地下接線，且具備承載風機最大功率輸出的額定容量。

風電場建有一座110千伏升壓變電站，變電站配備一台50兆伏安，110/10千伏有載調壓變壓器。主變壓器容量與可行性研究相符，符合行業標準《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)對主變壓器容量的要求，且已經適當評定，可將風電場的電力全額輸出至電網。

小草湖風電場一期以一回110千伏線路接入110千伏小草湖變電站，線路全長為18千米，線路載流容量滿足要求，大於風電場滿發時出力。

風電場安裝的開關設備具備足夠的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況並不存在重大問題。

3.3.2.2 無功補償和電壓控制

風電場採用的無功補償裝置為電容器組，總裝機容量為8兆乏。此外，變壓器配置有載調壓開關，能夠在90%至110%的範圍內調節高壓繞組電壓。因此，我們認為風電場具有部分充足的無功容量及電壓控制能力，但無法滿足技術規定對無功需求和電壓調節的要求。風電場已將改造計劃上報華電福新總部等待批覆。

有關低電壓穿越能力改造問題，我們獲知風電場已經將本場風機的改造計劃報至華電福新總部，我們從華電福新獲知，金風54台機組將考慮採用整體穿越技術進行改造，6台華銳機組的改造工作已於2011年12月完成。

3.3.2.3 當地電網運行情況

小草湖風電場一場一期位於烏魯木齊南部，通過110千伏輸電線路接入吐魯蕃電網，後由新疆電力公司負責調度。

小草湖擁有豐富的風能資源。風電場的發電量通過托克遜變電站輸出至輸電網。我們預期小草湖一場一期風電場在正常情況下不會面臨當地電網公司的限電。

3.3.3 風電場性能

3.3.3.1 風電場環境

小草湖風電場一場一期所處地點為極為平坦且簡單的地形及灌叢／沙漠，鮮有植被，海拔約為400米。根據我們在實地考察期間對地形的鑑定，我們認為風電場並不存在遮蔽、溝壑或較大的斜坡會導致風切變、內流角或渦流等嚴重風況的隱患。

風電場的冬季氣溫很低，所有風機均為低溫型風機。華電福新表示，截至目前並無出現由極端低溫導致的停用。

3.3.3.2 風電場設施及維護

風電場建有一個綜合辦公廠區，包括變電站、控制樓、儲存樓、辦公室及其他風電場設施。風電場公司（華電福新的附屬公司）為風電場聘用38名員工，3人負責安全生產，3人負責運行維護管理，另有32人負責運行維護。運行維護人員中，12人為畢業新生，10人具有1年以上經驗。運行維護團隊實行兩班制，10天為一班。風電場區域的設施完備，適宜團隊居住和工作，且維護狀況良好。

除場區入口處之外的道路未經適當平整，但我們在實地考察期間能順利參觀眾多風機和變電站建築。我們已與華電福新確認，起重機進入風電場進行吊裝作業並不存在問題。

華銳和金風是中國領先的風機製造商，往績卓越，已在中國安裝大量發電機組。我們在實地考察期間獲悉，部分風機機組的發電機曾出現問題，但由於仍在質保期內，製造商已為華電福新進行了免費更換。維修工作由製造商負責，且據華電福新表示，因供應商在附近設有主倉庫，便於獲取部件，故在任何情況下，維修所產生的停用時間並不長。

我們通常希望閱覽風機製造商或者風電場公司編製的月度報告，其中包含當月發生的重大停用或部件故障及補救工作的詳情。華電福新已向我們提供若干月度生產報告。

在現場訪問期間，我們發現有一些風機塔筒上有漏油痕跡，我們詢問了華電福新現場人員，獲悉漏油是由於檢修人員在機艙內操作時不慎將油桶撞倒造成，風電場已經要求製造商盡快完成清潔工作。我們於現場考察期間發現該地區多家風電場均有此類現象，鑑於此地區冬夏環境溫差大，因此對風機油系統零部件要求較高。我們建議風電場加強油系統的監測、維護和檢修，必要時協同風機廠家進行改造，以保證風機的安全運行。

我們同時注意到，風機塔筒迎風側不足4米高的外表面出現銹蝕。我們從華電福新獲悉，該銹跡由風沙擊打鋼制塔筒導致保護塗層破損所致。若長期不進行處理，可能降低風機塔筒的結構強度。我們建議風電場在定期維護時盡快重新噴塗塔筒保護層。

現場測風塔數據被用來做風資源分析，在可行性研究完成後被拆除。現風電場運行的氣象數據來自風機的傳感器。

在我們訪問期間，風電場的風機仍在製造商的兩年質保期內，其承諾的可用率為95%，計劃檢修和風機電網限負荷停機都被視為可用。華電福新提供給我們來源於SCADA系統的一幅風機功率曲線圖，基本上與廠家提供的標準功率曲線一致。

3.3.3.3 發電性能

2010年3月至2011年2月期間，風機輪總高度的平均風速為9.87米／秒；淨容量系數為0.23，對於陸上風電場而言，該數據已屬出色。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據顯示，自投入運行以來的風機平均可用率為98.51%（如表3.6所示），較承諾可用率96%為高。

表3.6：小草湖風電場一場一期運行數據

日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負荷 小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米／秒)
2011-02	98.83	5,584.89	5,381.586	109	0.16	8.8
2011-01	97.96	2,713.75	2,649.9	54	0.07	3.79
2010-12	97.88	822.777	782.1	16	0.02	3.03
2010-11	97.97	2,268.003	2,182.29	44	0.06	4.23
2010-10	98.79	4,798.457	4,815.03	97	0.13	7.48
2010-09	99.14	10,198.62	9,875.91	200	0.28	11.33
2010-08	99.03	13,944.16	13,529.67	273	0.37	14.07
2010-07	99.22	15,748.36	15,246	308	0.41	14.75
2010-06	98.64	14,308.43	13,883.1	280	0.39	15.47
2010-05	99.54	14,026.67	13,533.3	273	0.37	13.42
2010-04	98.2	10,930.56	10,645.8	215	0.30	10.95
2010-03	96.88	7,064.711	6,860.7	139	0.19	11.11
總計／平均	98.51	<u>102,409.39</u>	<u>99,385.39</u>	<u>2,008</u>	0.23	9.87

資料來源：華電福新提供

關於電網限出力問題，從華電福新得知除電網和變電站定期維護和檢修，風電場出力受限的幅度很小，其2009年至今平均限電量低於4%。

風電場2010年3月至2011年2月上一年度發電量為102,409.39兆瓦時，可行性研究報告預測發電量為116,225兆瓦時，考慮到與可行性研究報告相比稍低的容量系數，該風電場的年發電量處於正常水平。

3.3.4 結論

小草湖風電場一期的風機由著名的中國風機製造商金風和華銳提供，所用的技術也已經過驗證。我們認為這些風機的技術和國際標準相符，現場設施和運行維護安排符合較高標準。評估華電福新提供的運行數據表明到目前為止風電場表現正常、合理。

我們認為風電場建設標準較高。2010年3月至2011年2月風電場的容量系數為0.23，平均可用率達到98.51%，高於承諾可用率96%，輪總高度處平均風速為9.87米／秒，低於可行性研究報告估值。考慮到與可行性研究報告接近的容量系數，該風電場的發電量處於正常水平。

我們在實地考察期間發現一些風機機艙有溢油現象，這可能對風機的安全運行構成潛在風險。我們建議立即清理，並加強風機油系統的監測、維護和檢修。我們注意到這一現象在該地區的其他風電場也較為普遍，原因是當地氣候惡劣以及環境溫差極大，造成風機油系統零部件發生故障的可能性較高。我們發現鋼制塔筒有銹跡，已建議華電福新盡快糾正該問題，以免降低塔筒的結構強度。

風電場無功補償尚不能滿足電網對風電場無功補償的技術要求。金風54台機組將考慮採用整體穿越技術進行改造，6台華銳機組的改造工作已於2011年12月完成。

風電場已向華電福新總部上報低電壓穿越改造計劃，並已獲批准。小草湖風電場一場一期將單獨升級風機。

3.4 布爾津風電場一期

布爾津風電場一期位於新疆阿勒泰地區，採用33台金風GW82/1500型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦，於2010年3月投入運行。

我們已根據工作範圍，評估布爾津風電場一期的性能。

3.4.1 風機

金風GW82型1,500千瓦風機是水平軸、三葉片風力發電機組，具備變速變槳距調節、直接驅動功能，配備外轉子永磁同步發電機。風機的電機運行速度低，全功率變流，功率可靈活控制，具備抑制諧波的多重策略及低電壓穿越能力。

整體而言，我們認為金風GW82-1500機型的設計符合行業標準。主要技術指標參見表3.7。

表3.7：金風GW82-1500機型技術概要

	GW82-1500
輪總高度	70米
葉輪直徑	82米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	ICE III A
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	10.3米／秒
切出風速	22米／秒
發電機	直驅永磁同步電機
功率調節和控制	變速變槳距
運行環境溫度	-30°C~+40°C
待機環境溫度	-40°C~+50°C

資料來源：華電福新提供

3.4.2 併網評估

3.4.2.1 設備容量

布爾津風電場一期裝有33台金風GW82/1500型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，可承載每台風機的最大功率輸出。風機採用35千伏架空集電線路，通過母線接入110千伏變電站主變壓器低壓側的35千伏母線。該等線路具備承載風機最大功率輸出的額定容量。

風電場建有一座110千伏升壓變電站，變電站配備一台50兆伏安－110/35千伏有載調壓變壓器。主變壓器容量將能支持發電機組進行全額功率輸出，與可行性研究的預測值相符，符合行業標準《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)對主變壓器容量的要求，具備將風電場電力全額輸出至電網的額定容量。

風電場的110千伏升壓站以2回高架線分別連接至110千伏的布爾津變電站和110千伏的額爾齊斯變電站，線路長度分別為7千米和85千米，線路最大載流容量滿足要求，大於風電場滿發時出力。

風電場安裝的開關設備具備足夠的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況並不存在重大問題。

3.4.2.2 無功補償和電壓控制

風電場採用電容器組進行無功補償，容量為10兆乏，主升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有一定的無功容量，並具有電壓控制能力，但尚不能滿足電網對風電場最新的無功補償的技術要求。風電場已經上報改造計劃至華電福新總部等待批覆。

對於低電壓穿越改造，我們獲悉，風電場的風機採購合同對此有明確要求。我們相信，風電場具備低電壓穿越能力，且製造商亦確認其風機具備低電壓穿越能力。若風機未通過檢驗及認證，金風將提供升級服務。

3.4.2.3 當地電網的運行狀況

布爾津風電場一期位於新疆北部的布爾津縣，通過110千伏輸電線路接入阿勒泰電網，後由新疆電力公司負責調度。

布爾津擁有豐富的風能資源。目前，風電場的電力通過布爾津變電站和額爾齊斯變電站輸出至主輸電網，供當地或全國使用。鑑於與當地電網併網的風電場預計會有所增加，進而導致主輸電網擁堵，該風電場認為當地電網公司調度機構的限電量預計會加大。由於當地電網調整有功的能力不足，布爾津風電場的發電量可能繼續面臨一定程度的削減。另外，隨着風電大規模投產併網，電力系統的電壓穩定已成為當地電網的一個主要問題。

3.4.3 風電場性能

3.4.3.1 風電場環境

布爾津風電場一期所處地點為荒漠化草原，海拔高度近580米。該地形並存在有關遮蔽、溝壑或較大的斜坡會導致風切變、內流角或渦流等嚴重風況的隱患。

受新疆冷高壓影響，當地氣候寒冷，氣溫處於零度以下的時期較長。我們從華電福新獲悉，所有風機均為低溫型，截至目前並無出現由嚴寒氣候造成的停用。

3.4.3.2 風電場設施及維護

控制樓位於風電場的升壓變電站附近，包括控制中心、辦公室、備件倉庫、開關室和其他風電場設施。華電福新為該風電場聘用26名員工，實行兩班制，每班7人，工作30天後休息10天，負責風電場的運行和維護工作。風電場的建築和設施具備高標準，可認為維護狀況良好。

風電廠道路情況良好。我們亦獲悉，在降雪期間需用推土機清理風電場出入口及道路。我們於2011年9月份進行實地考察時，能夠順利參觀控制樓、風電場設施及風機。

現場安裝一測風塔，收集氣象數據，用於風電場運行和地方電網公司要求的功率預測。

通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供其月度生產報告。

3.4.3.3 發電性能

關於電網限電問題，從華電福新得知由於當地另有三家風電場於今年併網，當地電網容量不能容納新增風電場，預計今年風電場出力受限將增長6%-7%。當務之急是地方電網增加輸電線路容量以優化風電場運行。

目前，風機仍處於質保期中，廠家保證風機的可用率為95%，質保期為兩年。2010年6月至2011年8月期間輪總高度平均風速為7.22米/秒；淨容量系數計算為0.34，是較好的陸上風電場淨容量系數。根據華電福新提供的發電量、風速和可用率數據（見表3.8），布爾津風電場一期的平均可用率為97.63%，月可用率均高於廠家承諾的可用率95%。

表3.8布爾津風電場一期運行數據

日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負荷 小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米/秒)
2011-08	/	11,040	10,860	219	0.29	/
2011-07	98.1	13,140.9	12,940.62	261	0.35	7.66
2011-06	97	10,945.013	10,765.03	217	0.30	6.5
2011-05	97.5	14,364	14,156	286	0.38	6.85
2011-04	97.1	7,422.819	7,291.34	147	0.20	5.79
2011-03	97.8	13,725.4	13,559	274	0.37	7.8
2011-02	91.4	7,639.1	7,535.9	152	0.23	5.78
2011-01	96.8	13,785.8	13,588.7	275	0.37	6.98
2010-12	99.2	14,251.1	14,062.6	284	0.38	7.53
2010-11	98.8	12,499.6	12,346.9	249	0.35	7.42
2010-10	98.4	11,912.3	11,789.2	238	0.32	7.01
2010-09	98.5	12,192.5	12,021.2	243	0.34	8.19
2010-08	98.8	15,264.9	15,036.4	304	0.41	8.31
2010-07	98.4	12,828.7	12,632.1	255	0.34	7.12
2010-06	97.8	17,271.2	17,051.7	344	0.48	8.98
總計/平均	97.63	<u>188,283.33</u>	<u>185,636.69</u>	<u>3,750</u>	0.34	7.22

資料來源：華電福新提供

作為一個典型陸上風電場，布爾津風電場上一年度實際發電量為161,836.07兆瓦時，高於可行性研究報告預測的年發電量120,469兆瓦時，發電性能優異。其2011年1月至9月平均限電量約為3%。

3.4.4 結論

布爾津風電場一期的設備採用業內知名製造商供應的產品，風機的設計和製造採用在市場上擁有可靠往績的成熟技術。我們認為，風機技術與目前的行業標準相符，風電場建設呈高水準。運行維護安排得到有效管理。需要注意的是，電網容量將限制風電場的正常運行。

我們認為風電場建設呈高水準。2010年6月至2011年8月期間，風電場的容量系數為0.34，對於陸上風電場而言，該數據已屬出色；平均可用率為97.63%，高於承諾可用率95%；輪總高度的平均風速為7.22米/秒，顯示了良好的風況。作為一個陸上風電場，其具備出色的發電量。

風電場無功補償的無功容量不足，難以滿足技術規定要求的無功需求。風電場已向華電福新上報改造計劃等待批覆。

根據風機採購合同，金風承諾其風機具備低電壓穿越能力，並將在其風機未通過檢驗及認證的情況下負責提供升級。

3.5 瓜州風電場一期

瓜州風電場位於甘肅省瓜州，採用134台華銳SL1500/82型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦，於2010年12月投運。

我們已根據工作範圍，審查瓜州風電場一期。

3.5.1 風機

華銳SL1500型為三葉片、水平軸風機，配有雙饋電機、主動變槳和主動偏航系統，可進行變速運行。該機型包括常溫型和低溫型。

整體而言，我們認為SL1500機型的設計符合行業標準。主要技術參數參見表3.9。

表3.9：華銳SL1500/82機型技術概要

	SL1500/82
輪總高度	70米
葉輪直徑	82.9米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	IEC III
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	10.5米／秒
切出風速	20米／秒
發電機	雙饋式異步電機
齒輪箱	兩級行星齒輪+ 一級直齒輪
齒輪箱傳動比	1:104
功率調節和控制	變槳距控制
運行環境溫度	-30°C~+45°C
生存溫度	-45°C~+45°C

資料來源：華電福新提供

3.5.2 併網評估

3.5.2.1 設備容量

瓜州風電場一期裝有134台華銳SL1500/82型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，

可承載每台風機的最大功率輸出。風機採用35千伏集電線路接入330千伏變電站的35千伏母線，且具備承載風機最大功率輸出的額定容量。

所有風機均接入一台240兆伏安－330/35千伏有載調壓變壓器。該台變壓器與風電場外其他風電場的四台類似變壓器安裝在同一變電站（幹河口西330千伏變電站）內，由嘉峪關酒泉電力局負責日常的運行維護工作。該變電站通過330千伏線路接入750千伏安西變電站，並入西北電網。主變壓器容量與可行性研究的預測值相符，符合行業標準《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)中關於主變壓器容量的要求，且具備將風電場電力全額輸出至電網的額定容量。

幹河口西330kV變電站旁建有風電場監控中心，監控中心的日常電力支持源於變電站的35千伏母線。

在風電場場用變壓器高壓側配置關口計量表，因此不考慮變電站送出線路的損耗。

風電場安裝的開關設備具備足夠的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況並不存在重大問題。

3.5.2.2 無功補償和電壓控制

風電場安裝的無功補償裝置的總容量為35兆乏。此外，變壓器配置有載調壓開關，能夠在90%至110%的範圍內調節高壓繞組電壓。因此，我們認為風電場具有充足的無功容量及電壓控制能力，可滿足技術規定要求的無功需求和電壓調節要求。

有關風電場低電壓穿越能力，所有風機的低電壓穿越改造，已由供貨廠家華銳負責實施並於2011年11月全部完成。

3.5.2.3 當地電網的運行狀況

瓜州風電場一期位於甘肅省瓜州市境內，通過330千伏輸電線接入酒泉電網，後由瓜州電力公司負責調度。

瓜州市擁有豐富的風能資源。風電場經330千伏架空輸電線接入幹河口西變電站，將電力輸出至主輸電網供地區使用。風電場仍存在限電問題，2011年甘肅橋西第一風電場、甘肅橋東第二風電場以及甘肅干西第二風電場發生三起由於風電場電纜連接器故障、風機不具備低電壓穿越能力以穩定電網電壓、以及無功補償裝置未能按要求自動調整無功而造成的風機大規模脫網事故。因此，電網公司要求當地風電場必須具備低電壓穿越能力以避免類似事故再次發生，同時穩定當地電網的電壓。

3.5.3 風電場性能

3.5.3.1 風電場環境

瓜州風電場一期所處地點為平坦的荒漠草地，海拔約為1,200米。該地形並不存在有關遮蔽、溝壑或較大的斜坡會導致風切變、內流角或渦流等嚴重風況的隱患。

風電場的冬季氣溫低，我們從華電福新獲悉，所有風機均為低溫型風機。截至目前並無出現由嚴寒氣候導致的停用。

3.5.3.2 風電場設施及維護

風電場建有一個綜合辦公廠區，包括控制中心、倉庫、宿舍、辦公室及其他風電場設施。風電場設施維護狀況良好，適宜工作人員居住和工作。風電場公司（華電福新的附屬公司）聘用27名員工進行風電場運行維護工作，10人負責運行，其他人負責維護。運行團隊採用兩班制，5人一班。維護團隊共有6個，每個團隊由2-3名成員組成。蘭州地區辦公室負責管理運行人員，維護人員由嘉峪關維護公司負責。

需注意到是，該風電場330千伏變壓器和輸出機組運行業務正外包予外部運營商。該運營商集中管理另外兩家風電場的2台330千伏主變壓器。我們認為，這將是大多數風電場運營商未來降低成本及日常開支的發展方向。

通往風電場的道路的維護狀況良好，我們在實地考察期間，能夠視察所需視察的所有區域。我們已與華電福新確認，起重機進入風電場進行吊裝作業並不存在問題。

華銳是中國領先的風機製造商，往績卓越，已安裝大量風機。在回覆我們於考察期間的詢問時，華電福新表示其曾在質保期內更換一台發電機。

我們通常希望閱覽風機製造商或者風電場編製的月度報告，其中包含當月發生的重大停用或部件故障及補救工作的詳情。華電福新已向我們提供風電場的所有月度生產報告。

瓜州風電場擁有一座屬於氣象局的運行中測風塔，現正用於收集數據供風電場使用。

在我們考察期間，瓜州風電場一期的風機仍在製造商的兩年質保期內。華銳承諾的可用率為95%，但我們了解到，該數據並未計及計劃性維護和電網停用的情況。我們已審查源於SCADA系統的功率曲線，可以認為該功率曲線與供應商提供的標準功率曲線大致一致。

3.5.3.3 發電性能

風速數據由機艙尾部的測速儀收集，故所測數據總低於實際風速。2011年1月至8月，風機輪總高度的平均風速為5.57米／秒；淨容量系數為0.22，對陸上風電場而言，該數據處於正常水平。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據顯示，自投入運行以來的平均可用率為97.11%（如下表3.10所示）。可用率較低的原因是瓜州風電場於2011年1月投入運行後，風機於初期處於試運行階段。此外，由於風電場直至今年方投入運行，我們亦無法獲得充足數據，審查風電場的全年運行情況。

由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果一定程度低於實際風速。2010年1月至8月，風機輪總高度平均風速為5.57m/s，淨容量系數為0.22，是較好的陸上風電場淨容量系數。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明自投運開始的平均風機可用率為97.11%（如表3.10所示）。瓜州風電場於2011年1月正式投運，我們無法獲得充足數據以審查風電場的全年運行。

表3.10：瓜州風電場一期運行數據

日期	平均風機					
	可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負 (小時)	荷小時數	容量系數 (米／秒)
2011-08	97.41	40,566.008	40,001.28	199	0.27	6.7
2011-07	99.2	20,374.367	20,151.12	100	0.13	4.98
2011-06	98.56	20,341.915	20,111.52	100	0.14	4.9
2011-05	99.2	22,692.724	22,302.72	111	0.15	5.09
2011-04	98.87	57,150.768	56,403.6	281	0.39	6.65
2011-03	98.96	38,887.665	37,942.08	189	0.25	5.01
2011-02	92.53	37,535.237	36,611.52	182	0.27	6.2
2011-01	92.13	19,228.86	18,738.72	93	0.13	5
總計／平均	97.11	<u>256,777.54</u>	<u>252,262.56</u>	<u>1255</u>	0.22	5.57

資料來源：華電福新提供

關於電網限電問題，從華電福新得知存在風電場限電的情況，距今為止該風電場7%出力受到電網限電，這主要由於系統調峰電源容量不足、電壓穩定問題嚴重造成的。2011年度當地發生了3次大規模風機脫網事故，上述電網問題也是主要原因。

3.5.4 結論

瓜州風電場一期所安裝的風機由中國著名的風機製造商提供，該等供應商往績卓著，且裝機容量龐大。我們認為，一期所安裝風機的技術符合國際標準，且發電廠設施和運行維護安排呈高水準。

我們認為風電場建設標準較高，自從2011年1月份投運以來，風電場的容量系數為0.22，是典型的陸上風電場的容量系數。其平均可用率為97.11%，高於承諾可用率95%。風機輪總高度的平均風速為5.57m/s，比可行性研究報告預測稍低。由於風電場投運時間不滿一年，我們沒有獲得充足的數據以審查風電場全年運行情況。儘管由於2011年3個主要電網事故受到電力公司電網限負荷的重大影響，我們希望這個問題在將來能通過對電網的改造和所有風電場風機安裝低電壓穿越設備予以解決。

風電場無功補償容量大於可行性研究報告中數據，能滿足電網對風電場最新的無功補償的技術要求。

瓜州風電場所有風機的低電壓穿越改造，已由供貨廠家華銳負責實施並於2011年11月全部完成。

3.6 穆稜風電場一期

穆稜風電場位於黑龍江省牡丹江區域，裝有24台恩德1.3兆瓦的風機，總裝機容量為31.2兆瓦，於2006年1月正式投運。

我們已根據工作範圍，審查穆稜風電場一期。

3.6.1 風機

恩德N60/1300型風機為三葉片、主軸傳動（雙主軸）風電機組，配有三相異步電動機、主動偏航系統、定槳距、失速調節系統，採用空氣制動和ABS機械制動。

表3.11 恩德N60/1300機型技術概要

	N60/1300
輪總高度	60米
葉輪直徑	60米
額定功率	1,300千瓦
IEC等級	IEC I
認證	勞氏船級社
切入風速	2.5米／秒
額定風速	13.5米／秒
切出風速	25米／秒
發電機	三相異步發電機
齒輪箱	一級行星齒輪／二級斜齒輪
齒輪箱傳動比	1:78.896
功率調節和控制	定槳失速調節
運行環境溫度	-35°C~+40°C
待機環境溫度	-45°C~+50°C

資料來源：華電福新提供

3.6.2 併網評估

3.6.2.3 設備容量

穆稜風電場裝有24台恩德1.3兆瓦風機，總裝機容量為31.2兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，可承載每台風機的最大功率輸出。風機使用10千伏集電線路，集電線路由地下線路連接組成，具備承載風機最大功率輸出的額定容量。10千伏集電線路接入變電站的10千伏主線，並經主變壓器升壓至66千伏。

風電場建有一座升壓變電站，變電站配備1台31.5兆伏安－66/10千伏有載調壓變壓器。變壓器容量與可行性研究的預測值相符，可承載風電場的最大功率輸出。

穆稜風電場以一回66千伏送電線路接入220千伏梨樹變電站，線路採用高架線，全長為51.36千米，線路載流容量滿足要求，大於風電場滿發時出力。

風電場安裝的開關設備具備充足的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況並不存在重大問題。

3.6.2.4 無功補償和電壓控制

風電場採用的無功補償裝置為電容器，裝機容量為6兆乏。此外，變壓器配置有載調壓開關，能夠在90%至110%的範圍內調節高壓繞組電壓。因此，我們認為風電場具有一定的無功容量及電壓控制能力，但無法滿足技術規定所要求的無功需求和電壓調節要求。風電場已將改造計劃上報華電福新總部等待批覆。

我們了解到，國家電網公司要求其轄內的各風電場具備低電壓穿越能力。穆稜風電場的運行時間長，但裝機容量小，目前其正與當地電網公司協商低電壓穿越改造的必要性，同時風機製造商已完成提供改造服務的技術研究。

3.6.2.5 當地電網的運行狀況

穆稜是風能資源豐富的地區。目前，穆稜市電力供應高於電力負荷，風電場的富裕電力將通過主干電網外送以供其他地區的電力負荷。我們認為穆稜風電場在正常情況下不會受到當地電力公司的出力限制。然而，穆稜風電場所在的區域冬季供暖期間，為了保證供熱，須持續運行熱電聯供機組，此時由於系統調峰電源容量不足，風電場的出力會受到一定限制，不能完全滿發。另外，風電機組大規模投產併網，使得電壓穩定成為當地電網的一個主要問題。我們認為當地電網對華電福新風電場應具有足夠的接納能力並期待這樣的問題在近期電網的配套建設中得到妥善解決。

3.6.3 風電場性能

3.6.3.3 風電場環境

穆稜風電場所處地點為高林多山地區，海拔約1,050米。根據我們在實地考察期間的鑑定，我們認為，風電場存在發生森林火災的風險，特別是在乾燥的秋冬季。然而，我們發現風電場在多個監視點及檢查點設有用於報告潛在森林火災的消防站。

風電場冬季的氣溫很低，恩德風機的運行環境溫度介於 -35°C 和 $+40^{\circ}\text{C}$ ，待機環境溫度介於 -45°C 和 $+50^{\circ}\text{C}$ ，與風機類似。據華電福新表示，截至目前未發生由嚴寒氣候導致的停用現象。

3.6.3.4 風電場設施及維護

風電場建有一個綜合辦公廠區，包括變電站、控制樓、儲存樓、辦公室及其他風電場設施。風電場公司（華電福新的附屬公司）聘用20名運行維護人員，實行輪班制，每班工作10天。風電場區域的設施完備，適宜團隊居住和工作，且維護狀況良好。

除場區建築入口處之外的道路並未適當平整，但風機的出入道路似乎處於合理良好的狀況。我們在實地視察期間，能順利參觀眾多風機和變電站建築，而不存在問題。

恩德是國際知名的風機製造商，有很好的運行業績，裝機數量眾多。在現場訪問期間針對我們的問題，華電福新告知有一台風機更換過齒輪箱，現已正常運行。通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供其月度生產報告。

現場曾有兩座測風塔用於風資源分析，已被拆除。目前現場又安裝了兩座新測風塔用於滿足黑龍江電力公司有關負荷預測的要求，並負責記錄風電場的氣象數據。

在我們視察期間，風機的質保期已經屆滿。恩德承諾的可用率為95%。華電福新向我們提供了源於SCADA系統的恩德1300型風機的功率曲線，該功率曲線與製造商提供的標準功率曲線大致一致。

3.6.3.5 發電性能

華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明2011年1月至9月平均風機可用率為96.59%（如表3.12所示）。輪總高度的年平均風速為5.3米／秒，這是由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果在一定程度上低於實際風速；同時風電場缺失2011年10月至12月大風月的運行數據。2011年前9個月其淨容量系數為0.14，為較低陸上風電場容量系數。根據歷史數據可知2009年平均容量系數為0.19，2010年平均容量系數為0.18，為正常陸上風電場容量系數。

表3.12：穆稜風電場一期運行數據

日期	平均風機			容量系數		
	可用率	總發電量	上網電量	等效滿負	荷小時數	平均風速
	(%)	(兆瓦時)	(兆瓦時)		(小時)	(米／秒)
2011-09	96.32	2,862.1	2,740	88	0.12	4.8
2011-08	98.4	1,957.3	1,851.4	59	0.08	4.7
2011-07	97	1,532.9	1,480	47	0.06	3.8
2011-06	93.21	2,487	2,440	78	0.11	4.6
2011-05	96.57	2,950.56	2,801.1	90	0.12	4.7
2011-04	96.44	4,152.9	4,034.6	129	0.18	6.1
2011-03	94.81	4,390	4,210	135	0.18	6.2
2011-02	97.27	3,880	3,580	115	0.17	5.9
2011-01	99.29	5,690	5,320	171	0.23	7.2
總計／平均	96.59	<u>29,902.76</u>	<u>28,457.1</u>	<u>912</u>	0.14	5.3

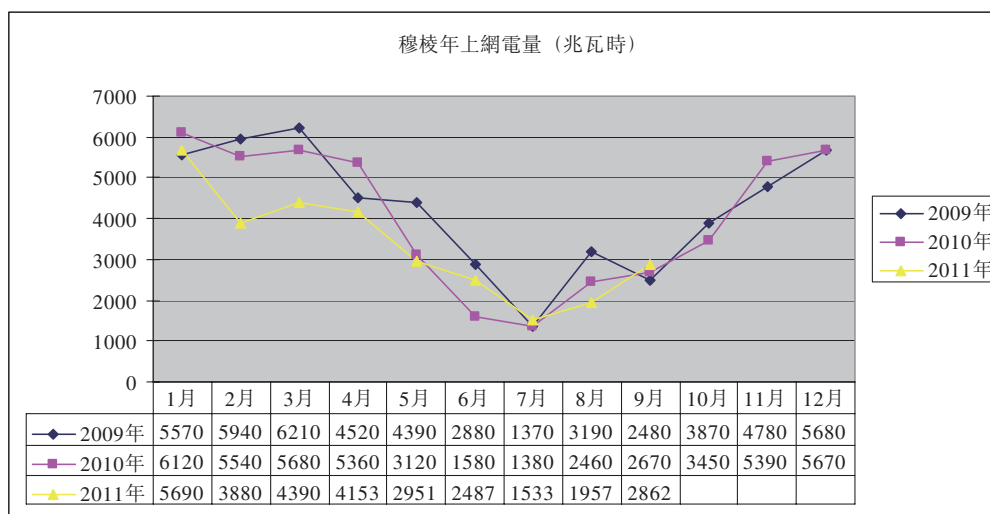
資料來源：華電福新提供

關於電網限電問題，從華電福新得知該區域風電場的限電情況很普遍。據我們了解電網限電通常發生在冬季。當區域供熱需求達到峰值時，為了保證地區供熱，須持續運行熱電聯供機組。因此風電場出力會受到一定的限制。

建成後風電場的機型和數量以及排布與可行性研究中的一致，但鑑於可行性研究中不考慮電網限負荷導致的電量損失，我們建議將來的發電量預測應以實際發電量為基礎。

在華電福新每個月月度生產報告中，有數據顯示當月由於電網限負荷而損失的電量，如表3.12所示。我們從華電福新獲悉計算發電量損失所用的方法較為普遍。對比實際年平均發電量和預測年平均發電量，穆稜風電場2009年1月至2011年9月發電量如圖3.1所示，2009年度實際發電量為50,880兆瓦時，2010年度實際年發電量為48,420兆瓦時，與可行性研究預測發電量55,767兆瓦時相比較低。

圖3.1：穆稜風電場年發電量



資料來源：華電福新提供

3.6.4 結論

穆稜風電場安裝的風機由採用公認技術的著名風機製造商提供。風電場的運行維護安排經妥善管理，設施良好。我們認為，風電場存在森林火災隱患，特別是在乾燥的秋冬季。然而，我們發現發電廠在多個監視點及檢查點設有用於報告潛在森林火災的消防站。除此之外，我們認為風電場建設呈高水準。

對華電福新向我們提供的發電量數據的評估結果顯示，迄今風電場的性能表現正常。風電場主要受電網限電影響，但在冬季，該現象在黑龍江省內非常普遍，我們希望該問題能通過日後擴建網絡解決。

我們認為風電場的建設標準較高。根據2011年運行數據可知，平均風機可用率為96.59%，輪總高度平均風速為5.3米／秒，低於可行性研究報告預測風速，容量系數約為0.14，是較低的陸上風電場容量系數。根據歷史數據，2009及2010年度平局容量系數分別為0.19和0.18，是正常的陸上風電場容量系數。由於黑龍江省在該地區限電問題的存在，以及夏季較低的風速，造成穆稜風電場實際發電量與可行性研究預測量相比稍低。

風電場無功補償裝置尚不能滿足電網對風電場無功補償及電壓調節的技術要求。風電場已經上報改造計劃至華電福新總部等待批覆。

對於低電壓穿越能力，穆稜風電場的運行時間長，但裝機容量較小，目前正與當地電網公司協商低電壓穿越改造的必要性。

3.7 依蘭雞冠山風電場一期

依蘭雞冠山風電場一期位於黑龍江省佳木斯，裝有33台東方電氣FD70型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦，於2009年9月投入運行。

我們已根據工作範圍，審查布爾津風電場一期。

3.7.1 風機

FD70型風機為向Repower公司引進的MD70型1.5兆瓦風機。FD70風機主要基於600~750千瓦級風機的成功經驗，並考慮到兆瓦級風機的特殊要求設計而成。FD70型風機建立了第二代兆瓦級風機的新標準，該機型普遍具備經濟性和可靠性。

整體而言，我們認為東方電氣FD70機型的設計符合行業標準。主要技術參數概括於表3.13。

表3.13東方電氣FD70-1500機型技術概要

	FD-70
輪總高度	65米
葉輪直徑	70米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	IEC IA
認證	勞氏船級社
切入風速	3.5米／秒
額定風速	13.0米／秒
切出風速	25.0米／秒
發電機	異步雙饋發電機
齒輪箱	一級行星齒輪／兩級正齒輪系統
齒輪箱傳動比	1：95
功率調節和控制	變槳控制
運行環境溫度	-35°C~+40°C
待機環境溫度	-45°C~+55°C

資料來源：華電福新提供

3.7.2 併網評估

3.7.2.1 設備容量

依蘭雞冠山風電場裝有33台東方電氣FD70型1500風機，總裝機容量為49.5兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，可承載每台風機的最大功率輸出。風機使用35千伏集電線路，由地下電纜連接組成，具備承載風機最大功率輸出的額定容量。

風電場建有一座升壓變電站，變電站配備一台63兆伏安－110/35千伏有載調壓變壓器。主變壓器容量與可行性研究相符。因此，我們認為變壓器具備充足的額定容量，可將風電場的電力全額輸出至電網。

風電場以一回110千伏昌太線接入220千伏達連河變電站的110千伏側，線路全長為35.6千米，線路載流容量滿足要求。我們認為目前情況允許風電場發電外送。根據現行國家電網公司要求，風電場變電站與電網接入點間輸電線路無需滿足‘N-1’安全規則。

風電場安裝的開關設備具備充足的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況並不存在重大問題。

3.7.2.2 無功補償和電壓控制

風電場安裝的無功補償裝置為電容器，容量為5兆乏。風電場目前正在建設靜態無功發生器(SVG)，容量為±8兆乏，將於2011年年底完成，供風電場一期及二期使用。另外，變壓器配置有載調壓開關，能夠在90%至110%的範圍內調節高壓繞組電壓。因此，我們認為風電場具有一定的無功容量，未來建設完成後將具有充足的無功容量及電壓控制能力，可滿足技術規定的無功需求和電壓調節要求。

我們獲悉，按照國家電網技術規定所有風機必須具有低電壓穿越能力。我們了解到依蘭雞冠山風電場已經向華電總部提交了其低電壓穿越計劃書，總部批准該改造計劃，將於2012年底完成風機的低電壓穿越設備改造，以滿足國家電網技術規定的相關要求。

3.7.2.3 當地電網的運行狀況

依蘭雞冠山風電場位於黑龍江省東北部佳木斯市附近，通過110千伏架空電線接入黑龍江電網，後由黑龍江電力公司負責調度。

目前，由於發電量超過用電量，故風電場的剩餘電力輸出至黑龍江電網的主輸電網供其他地區使用。我們認為，依蘭雞冠山風電場在正常情況下預計不會受到當地電網公司調度機構的限電。然而，在冬季數月當地的發熱需求處於頂峰時，需犧牲發電廠的發電量保證熱電聯供廠的運行。因此，由於當地電網調整有功的能力不足，以及考慮到火電廠的供熱需求，依蘭雞冠山風電場的電力輸出可能面臨一定程度的限制。另一方面，隨著風電大規模投產併網，電力系統的電壓穩定已成為當地電網的一個主要問題。我們了解到，當地電網應具備接納華電福新風電場的充足能力，並希望該問題可通過擴建電網在不久的將來得以消除。

3.7.3 風電場性能

3.7.3.1 風電場環境

依蘭雞冠山風電場所在地點位於多山地區，附近有一片農田，海拔高度約為300米。根據我們在實地考察期間的鑑定，風電場並不存在有關遮蔽、溝壑或較大的斜坡會導致風切變、內流角或渦流等嚴重風況的隱患。

依蘭雞冠山風電場地處黑龍江，當地風能資源豐富。風電場冬季的氣溫極低。我們從華電福新獲悉，所有風機均為低溫機型，截至目前並無出現由嚴寒氣候導致的停用現象。

3.7.3.2 風電場設施及維護

風電場的綜合辦公樓包括控制中心、辦公室、備件倉庫、開關室和其他風電場設施。華電福新聘用15名運行及維護人員，按4人一組分為兩個團隊，實行7天輪班制。另有12名行政支持人員。風電場建築和設施呈高水準，維護狀況可以認為良好。

風電場的出入道路崎嶇，可能需採取修補工作，確保道路暢通。特別是在冬季的數月，風電場道路參數的能見度會因降雪而降低，故需用推土機清理出入口及道路。然而，我們於2011年10月份視察風電場時，能參觀控制樓、風電場設施及風機，而不存在任何問題。

現場風資源的數據來源於風電場的一個測風塔。這些測風塔獲得的數據用於風電場運行並滿足省電力公司中心有關功率預測變化的要求。

我們在要求提供電網限電的資料時從華電福新獲悉，其風電場受電網限電的情況很普遍。我們了解到，當地的電網限電通常發生在冬季。在當地，冬季的發熱需求處於頂峰，為保證熱電聯供廠正常運行，保障供暖，須犧牲風電場的電力。我們還了解到，當地電網無法外輸電能也是限電的原因之一。2010年及2011年的電網限電量分別為6.58%和7.53%。

華電福新向我們提供了源於SCADA系統的功率曲線，該功率曲線與製造商提供的標準功率曲線大致一致。目前，風機仍處於為期兩年的保期內，風機製造商承諾的可用率為95%。

3.7.3.5 發電性能

這是由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果在一定程度上低於實際風速；同時風電場缺失10月至12月大風月的運行數據。自2011年以來，從表3.14我們注意到運行期間輪總高度的平均風速計算為6.9米／秒，淨容量系數計算為0.25，是合理的陸上風電場淨容量系數。根據華電福新從SCADA系統中提供的發電量、風速和可用率數據（見表3.14），自2011年2月運行以來，依蘭雞冠山風電場的平均可用率為91.28%，這是因為2011年1月和2月的可用率過低。大部分月的可用率高於廠家的保證可用率95%。

表3.14依蘭雞冠山風電場一期運行數據

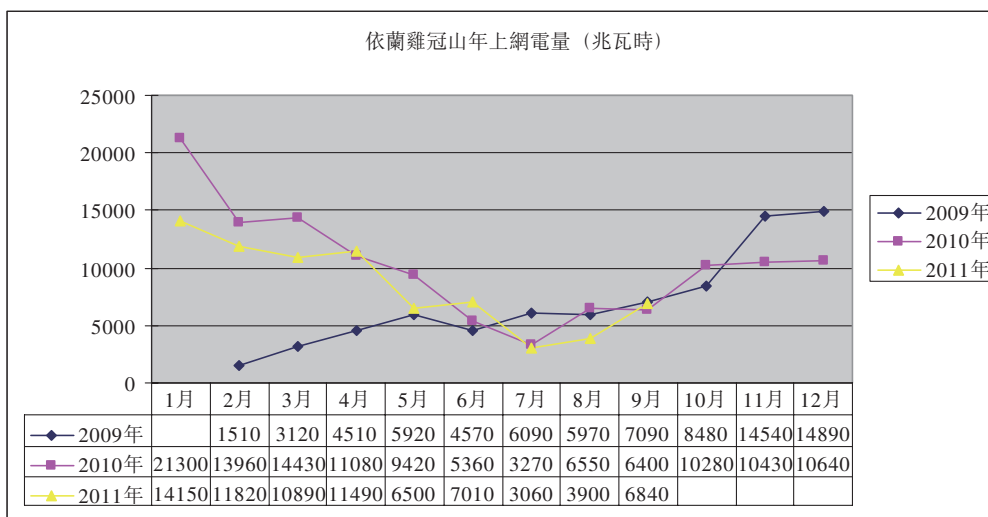
日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效 滿負荷 小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米／秒)
2011-09	94	6,841.2	6,817.4	138	0.19	5.9
2011-08	98	3,904.9	3,884.8	78	0.11	4.8
2011-07	93	3,061.8	3,037.6	61	0.08	4.7
2011-06	93.5	7,007	6,997	141	0.20	5.9
2011-05	98	11,500	11,450	231	0.31	5.8
2011-04	98	11,500	11,450	231	0.32	7.7
2011-03	97	10,890	10,830	219	0.29	7.7
2011-02	75	11,803	11,750	237	0.35	9.2
2011-01	75	14,160	14,070	284	0.38	10.2
總計／平均	91.28	<u>80,667.9</u>	<u>80,286.8</u>	<u>1622</u>	0.25	6.9

資料來源：華電福新提供

建成後風電場的機型和數量以及排布與可行性研究中的一致，但鑑於可行性研究中不考慮電網限負荷導致的電量損失，我們建議將來的發電量預測應以實際發電量為基礎。

對比實際年平均發電量和預測年平均發電量，依蘭雞冠山風電場可行性研究預測發電量為111,870兆瓦時，其 2009年2月至2011年9月實際發電量如圖3.2所示，2009年度10月至2010年9月共12個月的實際發電量為129,680兆瓦時，高於可行性研究預測；2010年10月至2011年9月共12個月的實際發電量為107,010兆瓦時，略低於可行性研究預測。基本符合可行性研究預期。

圖3.2：依蘭雞冠山風電場一期年發電量



資料來源：華電福新提供

3.7.4 結論

依蘭雞冠山風電場一期安裝的風機由採用公認技術或在市場內往績卓越的知名製造商提供。我們認為風機技術符合目前的行業標準，發電廠建設呈高水準，運行維護安排得到妥善管理，且設施良好。我們認為，風電場存在火災隱患，特別是當附近的農民在乾燥季節燃燒玉米秸秆時，華電福新的風電場工作人員需對此密切留意。除此之外，我們認為風電場的建設呈高標準。

根據2011年度運行數據可知，平均風機可用率為91.28%，輪總高度平均風速為6.9米／秒，低於可行性研究報告預測風速，容量系數約為0.25，是合理的陸上風電場容量系數。由於黑龍江省在該地區限電問題的存在，和近一年風電場平均風速低於長期平均風速，造成依蘭雞冠山風電場近一年實際發電量低於可行性研究報告中預測的年平均發電量目標。風電場年發電量基本符合可行性研究預期。

對華電福新提供的運行數據的評估結果顯示，截至目前風電場的性能表現正常合理。風電場主要受電網限電影響，限電量約為風電場潛在發電量的7%。這在黑龍江地區的冬季非常普遍，我們希望該問題能通過未來擴建電網解決。

風電場計劃將其無功補償裝置改造為靜態無功發生器，總容量為±8兆乏。改造計劃已上報華電福新總部並獲得批准，將於2011年年底之前完成。

對於低電壓穿越改造，風電場已將其改造計劃上報華電福新總部，並獲得批准，將於2012年年底完成。

需要注意的是，風電場有一處正在試行的太陽能光伏設施。該設施的發電量可供變電站使用，並可能用於補充風機輸入當地電網的電量。

3.8 連雲港灌雲風電場一期

連雲港灌雲風電場位於江蘇省北部連雲港地區沿海一帶，裝有50台海裝H93-2000型2兆瓦風機，總裝機容量為100兆瓦，2010年12月正式投運。

3.8.1 風機

海裝H93-2000型2兆瓦雙饋式風機由海裝與德國Aerodyn公司根據中國市場需求與配套能力合作開發，為三葉片、水平軸、電氣變槳、變速恒頻、主動對風風電機組，傳動鏈採用兩點支撐原理。H93-2000型風機按照標準化、系列化和通用化進行設計和製造，具備功率控制、功率預測、低電壓穿越能力，可滿足電網友好型要求，能夠適應積雪、結冰、沙塵和低濃度鹽霧等惡劣環境。

整體而言，我們認為海裝H93-2000機型的設計符合行業標準。主要技術參數概括於表3.15。

表3.15：海裝H93-2000機型技術概要

	H93-2000
輪總高度	80米
葉輪直徑	93米
額定功率	2兆瓦
IEC等級	IEC IIIc
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	10.8米／秒
切出風速	25米／秒
發電機	異步雙饋發電機
齒輪箱	一級行星齒輪／兩級正齒輪系統
齒輪箱傳動比	1:118
功率調節和控制	變槳距控制
運行環境溫度	-10°C~+40°C
待機環境溫度	-20°C~+50°C

資料來源：華電福新提供

3.8.2 併網評估

3.8.2.1 設備容量

風電場裝有50台海裝風機，總裝機容量為100兆瓦。每台風機通過地下電纜與風機升壓變壓器相連。該等電纜具備充足的額定容量，可承載每台風機的最大功率輸出。風機使用35千伏集電線路接入風電場的110千伏變電站。該等線路由架空線路組成，具備承載風機最大功率輸出的額定容量。

風電場建有一座110千伏變電站。變電站安裝兩台額定容量各為50兆伏安 - 110/35千伏有載調壓變壓器。與我們考察的其他家風電場不同，風電場變電站採用室內GIS封閉式組合電器。

風電場以長18千米的110千伏架空電線接入110千伏灌河變電站。架空線路由當地電網所有，具備充足的額定熱功率。我們認為該線路足以將風電場的電力全額輸出至電網。

風電場安裝的開關設備具備充足的額定故障承受能力，故斷路器應能承受故障電流。風電場採用適當的保護機制，看似屬於中國大多數風電場採用的常規作法。風電場已安裝避雷保護裝置，用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，未發現重大問題。

3.8.2.2 無功補償和電壓控制

風電場安裝有17.4兆乏靜態無功發生器，我們考察風電場期間正在進行調試。另外，升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場具備足夠的無功容量及電壓控制能力，可滿足技術規定的無功需求和電壓調節要求。

我們了解到，中國技術規定要求所有風機均須具備低電壓穿越能力。我們從風電場獲悉，連雲港灌雲風電場安裝的所有風機均具備低電壓穿越能力，並已通過專業檢測認證。

3.8.2.3 當地電網的運行狀況

風電場位於江蘇省北部沿海地帶，通過110千伏架空線接入江蘇電網，後由江蘇省電力公司負責調度。

風電場所處地區風能資源豐富，當地電網的風電吸收能力較強。風電場在正常情況下不會面臨地區或當地電力公司調度機構的電網限電。

3.8.3 風電場性能

3.8.3.1 風電場環境

風機建在沿海岸線的平坦地形上。根據我們在實地考察期間的鑑定，風電場並不存在有關遮蔽、溝壑或較大的斜坡會導致風切變、內流角或渦流等嚴重風況的隱患。風電場位於沿海地帶，我們在詢問發生台風的可能性時被告知，根據可行性研究，當地發生台風的情況極少，故風電場在建設過程中並未考慮台風在當地登陸。

與我們考察的其他風電場不同，該風電場並不面臨冬季的低溫氣候，因此不需要低溫型風機，但因地處沿海地帶，可能會發生鹽霧腐蝕。為此，風電場應在日常運行及維護中加強防腐措施。

3.8.3.2 風電場設施及維護

風電場建有一個綜合辦公廠區，包括變電站、控制樓、儲存樓、辦公室及其他設施。風電場公司（華電福新的附屬公司）聘用30名員工開展運行維護工作。運行維護團隊實行2班制，每班7至8名員工，7天一值。維護團隊包括15人。風電場區域的設施齊備，適宜工作人員居住和工作，且維護狀況良好。

在我們現場訪問期間能夠順利參觀風機，但同時注意到綜合辦公廠區建築物及部分高壓電氣設備基礎周圍的地質沉降現象非常嚴重。華電福新告知當地水位較高，地質松軟。我們注意到受地質沉降影響的區域正在進行一些整改施工，我們建議應盡快採取措施解決沉降問題。鑑於風電場所處地理位置為沿海灘塗區域，建議嚴格執行對風機基礎及場內輸電線路基礎長期沉降觀測，以保障風電場的安全運行。

海裝是中國領先的風機製造商，往績卓著，且在中國的裝機數量龐大。根據風電場的運行報告，2011年首9個月的風機平均可用率為95.4%。我們獲悉，風電場2011年更換過3台發電機和2個軸承。因尚未完成交付，製造商承擔一切置換成本。迄今發電機和軸承未再出現問題。我們也注意到，該風電場略微降低了風機轉子的轉速，以使葉片槳距控制獲得更多的反應時間。我們獲悉，這是風電場因葉片槳距控制系統不太敏感而採取的安全措施。

我們訪問風電場期間，現場內的3座80米高測風塔工作正常，氣象數據用於風電場運行及江蘇電力公司要求的功率預測。

在我們實地考察期間，風電場的風機還未進入質保期，故風機的所有服務和維護仍由製造商負責，同時風電場運行團隊也密切留意所有風機的活動。華電福新從其所作記錄中提供了海裝2兆瓦機型的功率曲線，該功率曲線與製造商提供的標準功率曲線大致一致。

3.8.3.3 發電性能

海裝承諾風機可用率為95%，現平均風機可用率約為95.4%（如表3.16所示）。據悉計劃檢修和風機電網限負荷停機都被視為可用。2010年11月至2011年9月期間，輪總高度年平均風速為5.80m/s，低於可行性研究預測風速。容量系數為0.19，是典型的陸上風電場容量系數。

表3.16：連雲港灌雲風電場一期運行數據

日期	平均風機		等效滿負			平均風速 (米／秒)
	可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	小時數 (小時)	容量系數	
2011-09	95.09	15,150.8	14,837.5	148	0.21	6.0
2011-08	94.82	9,056	9,340	93	0.13	5.05
2011-07	94.56	7,320	7,150	72	0.10	4.63
2011-06	92.70	11,880	11,630	116	0.16	5.67
2011-05	97.23	16,430	16,100	161	0.22	6.4
2011-04	95.73	19,317	18,915.8	189	0.26	6.33
2011-03	95.23	18,549.5	18,162.6	182	0.24	6.23
2011-02	94.35	16,610	16,250	163	0.24	5.33
2011-01	97.36	13,160	13,000	130	0.17	4.78
2010-12	97.36	17,786.5	17,662	177	0.24	4.78
2010-11	96.17	6,188.7	6,140.6	61	0.09	7.01
總計／平均	95.40	<u>151,448.5</u>	<u>149,188.5</u>	<u>1492</u>	0.19	5.80

資料來源：華電福新提供

由於送出線路屬於電網公司，計量表位於變電站內，因此除了風電場電能損失，不需要計量傳輸中的線損。2010年11月至2011年9月間基於上網電量的淨容量系數約為0.19，可能是由於發電數據缺少10月至12月三個大風月的發電數據。由於風電場投運時間不滿一年，我們無法就發電量與可行性研究報告預測進行比較。

我們在要求提供電網限電資料時從華電福新獲悉，該發電廠並未遭電網限電。

3.8.4 結論

連雲港灌雲風電場安裝的風機由採用公認技術的中國著名風機製造商提供。運行維護安排管理妥善，發電廠設施完備。由於功率表位於風電場變電站內，故線損由當地電網承擔，且不存在電網限電問題。

變電站坐落在海岸沿線的松軟土地上，故面臨地面沉降的主要問題。然而，我們注意到華電福新已找出受影響區域並採取了矯正措施。對華電福新提供的發電量數據的評估結果顯示，截至目前風電場的性能表現合理。

根據2010年11月至2011年9月運行數據可知，風電場平均風機可用率為95.4%，輪總高度平均風速為5.8米／秒，低於可行性研究報告預測風速，容量系數約為0.19，是典

型的陸上風電場容量系數。由於風電場投運時間不滿一年，沒有足夠的運行數據，我們無法對風電場的實際發電量與可行性研究報告中預測的年平均發電量進行比較。

在我們考場期間，風電場正在對靜態無功發生器進行調試。相對於靜態無功補償器，靜態無功發生器的技術性能更佳，足以滿足風電場的無功補償技術要求。

連雲港灌雲風電場安裝的所有風機均具備低電壓穿越能力，並通過專業檢測認證。

3.9 風電場技術評估總結

在審查的七個代表性風電場中，瓜州風電場和連雲港灌雲風電場投運時間較晚，截止2011年10月，其發電量的數據不滿一年，沒有足夠的運行數據（至少需要12個月正常運行數據），因此我們無法將這兩個風電場的實際發電量與可行性研究報告中發電量預測值進行對比。剩餘的五個風電場中，庫倫、小草湖、穆稜的年發電量低於可行性研究報告中預測的發電量，依蘭雞冠山的年發電量符合可行性研究報告預期，布爾津的年發電量高於可行性研究報告中預測的發電量。

7個代表性風電場所處區域具備良好的風況，若未出於任何原因出現電網限電，其中的6個會具備更好的發電性能。我們期望限電問題能隨著未來電網的升級和負荷需求的持續增長，以及電網運營商對風電場嚴格執行低電壓穿越和電壓控制規定而得以緩解。

有關七個代表性風電場的無功補償裝置，庫倫風電場經改造升級後滿足了風電場無功調節的技術要求。小草湖風電場、布爾津風電場和穆稜風電場的無功補償裝置容量不能滿足風電場對於無功補償的技術要求，已經將改造計劃上報至華電福新總部等待批覆。依蘭雞冠山風電場將於2011年底完成靜態無功發生器改造。瓜州風電場無功補償裝置容量大於可行性研究報告中推薦的容量，滿足風電場對於無功補償的技術要求。連雲港灌雲風電場正在調試靜態無功發生器，容量滿足技術要求。

我們獲悉，國家電網及內蒙古電力公司要求所有的風機應具備低電壓穿越（LVRT）的能力。據我們了解，庫倫、小草湖、穆稜和依蘭雞冠山風電場不具備低電壓穿越能力，已經將改造計劃上報華電福新總部，並獲得批准。庫倫安裝的風機廠家

華銳已經提出改造方案，承諾有計劃有步驟的進行改造。小草湖採用的6台華銳風機的改造已於2011年12月完成，54台金風風機將考慮採用整體穿越技術改造。穆稜因其建設時間早，項目規模小，正與當地電網公司協商場內風機低電壓穿越改造的必要性。依蘭雞冠山將於2012年底完成低電壓穿越的改造。布爾津安裝的金風風機具備低電壓穿越能力，廠家承諾若經檢測認證不能滿足要求將負責改造升級。瓜州安裝的華銳風機低電壓穿越改造，已由風機廠家負責實施並與2011年11月全部完成。連雲港灌雲安裝的風機機型已被認證具備低電壓穿越的能力。

考察的7個風電場存在一個共同的問題，即用於檢測塔架連接螺栓力矩是否符合製造商要求的力矩扳手均未做定期檢測和校准，這會造成風機安全運行隱患。華電福新應確保對所有力矩扳手定期進行檢測和校准。

地面沉降觀測的方法和發展需盡快完善，以滿足行業規範《風電機組地基基礎設計規定》(FD003-2007)的地面沉降檢測要求。

庫倫風電場一期運行狀況良好。我們認為，若不發生電網限電問題，該風電場的實際發電量會更為可觀。該風電場正在開展一個試行項目，通過投資電鍋爐廠為區域提供冬季供暖，以克服電網限電問題。這對於降低電網限電至關重要。

小草湖風電場實際運行狀況良好，發電量略低於可行性研究報告預測值。考慮到與可行性研究報告相比略低的容量系數，我們認為發電量處於正常水平。

布爾津風電場的年發電量高於可行性研究中的預測量，這得益於其較高的年平均風速及風電場較高的容量系數。

由於2011年甘肅地區發生三起大規模電網脫網事故，瓜州風電場迄今面臨的電網限電量為7%。

穆稜和依蘭雞冠山風電場運行時間較長，根據2009年度和2010年度發電量與可行性研究預測發電量比較，我們認為穆稜風電場2011年較低的發電量是由於較低的容量系數造成的。從穆稜可用的運行數據中，我們得知此風電場運行良好。依蘭雞冠山風電場完整運行年度2009-2010年發電量高於可行性研究預測發電量，2010-2011年發電量略低於可行性研究預測發電量，我們認為風電場運行良好。

穆梭和依蘭雞冠山風電場所處地區植被茂盛，在乾燥的秋冬季數月存在火災隱患。因此，在該等時期應多加留意，而華電福新員工也需保持警覺。

依蘭雞冠山風電場一期正在試行一套太陽能光伏發電設備，用於補足風電場資源，從而增加收入。

連雲港灌雲風電場一期的發電量低於預期。我們從現有數據了解到，發電量較低的主要原因是缺失3個強風月的運行數據。風電場須定期監測主要設備部件的地面沉降問題，以及盡快實施矯正工作。

值得注意的是江蘇省的連雲港灌雲風電場沒有過任何限電的問題。

總體而言，我們考察的七個代表性風電場的設備和設施維護狀況良好，呈高標準。風電場設計、建設和安裝與我們的預期相符。

4. 水電站技術評估

4.1 引言

4.1.1 概述

下文對華電福新能源股份有限公司所屬的中國福建省的7個水電站進行了技術評估。

莫特麥克唐納查閱了以下7個水電站的文件並進行了實地考察：

莫特麥克唐納查閱了以下7個水電站的相關資料並進行了現場考察。

- 白沙（裝機容量70.0兆瓦）
- 棉花灘（裝機容量600.0兆瓦）
- 安砂（裝機容量115.0兆瓦）
- 豐海（裝機容量30.0兆瓦）
- 芹山（裝機容量70.0兆瓦）
- 古田溪二級（裝機容量130.0兆瓦）
- 池潭（裝機容量100.0兆瓦）

審查的文件包括月運行記錄、設備技術規範、電站運行狀況以及大壩和取水建築物、施工圖紙和報告。

4.1.2 大壩定期安全檢查

為了保證水電站大壩安全可靠運行，根據《水電站大壩運行安全管理規定》、《水電站大壩安全定期檢查辦法》，國家電力監管委員會大壩安全監察中心將組織大壩安全定期檢查工作，定檢的主要工作內容有：

- 對工程設計和施工質量復查；
- 工程防洪安全評估；
- 現場檢查；
- 上次定期檢查（或安全評估）以來的運行總結；
- 上次定期檢查（或安全評估）以來補強加固工程的評估；
- 大壩安全檢測系統的檢查及評估；
- 大壩安全監測資料分析；
- 大壩險情評估；
- 大壩老化檢測和評估；
- 大壩安全等級評定，指出需要消除的工程缺陷與隱患，運行中應重點關注的問題。

根據大壩安全評價結果，大壩分為正常壩、病壩、險壩3級。

- 正常壩為正常運行的大壩，符合現行規範要求；
- 病壩為帶病運行的大壩，需要進行加固和處理；
- 險壩為危險的壩，必須經過加固補休或改變運行方式，才能保證其安全。

水電站大壩需每五年檢查一次。

4.1.3 機電檢修時間表

中國華電集團按照中國標準《發電企業設備檢修導則》(DL/T838-2003)運行水電站，導則規定了有關檢修工程和水輪機檢修時間間隔的詳細內容。

根據導則，檢修分為四個等級：

- A級檢修－對發電機組進行全面的解體檢查，對水輪機、發電機及配套車間進行大修；
- B級檢修－對機組部分設備進行解體檢查，對部件進行大修；
- C級檢修－進行小型檢修及修補工作；
- D級檢修－對附屬設備進行消缺。

進行本次審查時無法獲得不同機組檢修過程的詳盡描述，但是四類檢修等級可作為機組檢修工程的標準方法。

表4.1中列出了DL/T 838-2003中建議的檢修時間間隔作為參考。

表4.1：水輪發電機組檢修間隔

設備類型	A級檢修	B級檢修	C級檢修
多泥沙水電站水輪發電機組	4-6年	在兩次A級檢修之間	每年安排一次
非泥沙水電站水輪發電機組	8-10年	在兩次A級檢修之間	每年安排一次
主變壓器	根據運行情況和試驗結果確定，一般10年		每年安排一次

資料來源：發電企業設備檢修導則(DL/T 838-2003)

中國標準亦規定了視轉輪直徑而定的不同檢修級別的預計停用時間，如表4.2所示。

表4.2 混流式水輪機進行檢修工程的預計停用時間

轉輪直徑	A級	B級	C級
(米)	(天)	(天)	(天)
<1.2	30-40	20-25	3-5
1.2 – 2.5	35-45	25-30	3-5
2.5 – 3.3	40-50	30-35	5-7
3.3 – 4.1	45-55	35-40	7-9
4.1 – 5.5	50-60	40-45	7-9
5.5 – 6.0	55-65	45-50	8-10
6.0 – 8.0	60-70	50-55	10-12
8.0 – 10.0	65-75	55-60	10-12
>10.0	75-85	60-65	12-14

資料來源：發電企業設備檢修導則(DL/T 838-2003)

4.2 白沙水電站

4.2.1 工程概況

白沙水電站位於福建省龍岩縣，是萬安溪梯級開發的第二個水電站，距離龍岩縣城約45公里。白沙大壩位於水電站上游約2公里處的河灣上游。

水電站於2006年11月開始商業運行，設計為調峰電站，裝機容量70兆瓦，設計流量142.2立方米/秒，額定水頭為55米。

年設計發電量為186.5吉瓦時，電站負荷系數為30.4%（或年利用小時數2,664）。

4.2.2 工程技術方案審查

4.2.2.1 水文

白沙大壩上游已於1994年8月建成萬安溪一級電站，其流域面積為667平方千米，佔白沙水電站壩址控制流域面積的51%。

白沙水電站的主要水文特徵列於下表。儘管未查閱原始水文數據，但可以認為設計採用的假設和方法整體上是合理的。

表4.3：白沙水電站的基本水文特徵

序號	項目	單位	數量	備註
1	流域			
	全流域	平方千米	1470	
	大壩上游流域		1307	
2	水文資料樣本系列		41年	1957-1997
3	年均徑流量	10 ⁸ 立方千米	13.72	
4	年均流量	立方米／秒	43.8	
	大壩設計洪水標準及流量	立方米／秒	3470	P=1%
	大壩校核洪水標準及流量	立方米／秒	4550	P=0.1%
	廠房校核洪水及標準流量	立方米／秒	4260	P=0.2%
5	洪量			
	大壩設計洪水流量 (24小時)	10 ⁸ 立方米	1.569	P=1%
	大壩校核洪水流量 (24小時)	10 ⁸ 立方米	2.223	P=0.1%
	廠房校核洪水流量 (24小時)	10 ⁸ 立方米	2.026	P=0.2%
6	泥沙			
	多年平均懸移質輸沙量	萬噸	9.95	
	多年平均含沙量	千克／立方米	0.142	
	多年平均推移質輸沙量	萬噸	2.74	

4.2.2.2 地質

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。從可行性研究報告得知該區域不屬於地震活躍地帶。現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地層移動。鑑於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。

鑑於水庫的規模，不可能觀察到水庫邊坡是否發生過滑坡，從對壩體和廠房的現場觀察情況來看，電站周圍邊坡沒有發生過滑坡的跡象。

4.2.2.3 設計標準

根據庫容大小和裝機容量，按照《防洪標準》(GB50201-94)和《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)規定，工程等級為II等，大壩設計洪水重現期

為100年 (P=1%)，校核洪水重現期為1000年 (P=0.1%)；廠房設計洪水重現期為100年 (P=1%)，校核洪水重現期為200年 (P=0.5%)。

根據《水工建築物抗震設計規範》(DL5073-2000)規定，電站的設計符合抗震設防烈度VI度。

可以確認水電站的原設計符合標準及現行的相關規範。

4.2.2.4 水電站布置及主要建築物

工程樞紐主要由混凝土攔河壩、引水系統、發電廠房及升壓開關站等建築物組成。引水系統布置在右側壩肩，由進水口、引水隧洞、壓力支管段引水至廠房。升壓開關站布置在廠房下游。

白沙大壩除了為調峰發電蓄水外，還兼具防洪目的，大壩的技術參數如下表4.4所示。

表4.4白沙大壩的主要特徵

	水庫
大壩類型	碾壓混凝土壩
壩高 (米)	75
壩頂長 (米)	171.8
壩頂寬 (米)	6
有效庫容 (立方米)	100
總庫容 (立方米)	199.26
流域面積 (平方千米)	1307
蓄水	萬安溪

資料來源：白沙水電站可行性研究

4.2.2.5 機電系統

發電廠房包括發電機組、升壓變壓器、氣體絕緣開關及所有配套設備部件。

廠房裝有2台立式混流水輪機，每台額定出力為36兆瓦。由於發電機額定功率限制在35兆瓦。因此，水輪發電機組的總裝機容量為70兆瓦。機組的中心線在200.8米，根據設計布置圖，由於在額定運行狀況下尾流水位是200.8米，2個機組都不會完全浸沒其中。

水輪機的主要特徵列於表4.5。

表4.5：白沙水輪機的主要特徵

	1號水輪機	2號水輪機
類別	立式混流	立式混流
製造商	HLX75E-LJ-285	HLX75E-LJ-285
額定輸出功率 (兆瓦)	36	36
額定水頭 (米)	55	55
額定流量 (立方米／秒)	71.1	71.1
額定速度 (轉／分)	214.3	214.3
最小運行水頭 (米)	47.99	47.99
最大運行水頭 (米)	65.58	65.58
吸出高度 (米)	0	0
水輪機中心線 (米)	200.8	200.8
安裝日期	2006年12月	2006年12月

資料來源：白沙實地考察－水輪機銘牌

每台立式混流型水輪機耦合到一個同步垂直軸凸極發電機，位於發電機層上。白沙水電站發電機的額定電壓為10.5千伏，主要特徵列於表4.6。

表4.6：白沙水電站發電機的主要特徵

	1號和2號發電機
製造商	SF35-28/5500東方電氣
額定容量 (兆伏安)	40
額定電壓 (千伏)	10.5
額定電流 (安)	2,199.4
功率因數(-)	0.875
額定功率 (兆瓦)	35.0
額定速度 (轉／分)	214.3
頻率 (赫茲)	50
極對數數量	14
生產日期	2006年8月

資料來源：白沙現場調查－發電機銘牌

每台發電機出線連在發電機母線上，並通過升壓變壓器升壓後連接至110千伏輸電網。變壓器和高壓空氣絕緣開關位於主發電廠房的附屬建築。變壓器的主要特徵列於表4.7。

表4.7：白沙升壓變壓器主要特徵

	1號和2號升壓變壓器
型號	山東魯能電氣設備
額定容量 (兆伏安)	40.0
額定電壓 (千伏)	121 ± 2 x 2.5%/10.5
冷卻方式	油浸風冷 / 油浸自冷
連接方式	YNd11
生產日期	2006年3月

資料來源：白沙現場調查-主變銘牌

4.2.2.6 其他設施

水電站廠區內有單獨的員工宿舍樓。

4.2.3 電站運行及維護

4.2.3.1 主要水工建築物運行及維護

白沙電站已於2009年進行了大壩安全初始註冊，大壩安全監察中心評定白沙大壩安全註冊等級為甲級。

從《白沙水電站竣工驗收報告》中記錄的情況來看，2010年6月15日白沙水電站遇5年一遇洪水，最大入庫流量為1380立方米／秒，最大洩洪流量為670立方米／秒，水庫最高水位到265.04米，最高尾水水位為204.04米。通過觀測，大壩位移、滲漏、滲透壓力、應力應變等觀測值均在正常範圍內。從記錄中看大壩附近的邊坡可以認為穩定，大壩運行安全。

4.2.3.2 主要機電設備運行與維護

從實地考察和對發電機組和配套設施來看，我們可以確認，發電設備的整體運行狀況良好。

電站通過發電廠房一層的中央控制室操作，中央控制室與繼電器室相鄰。該樓層還設有現代的無洩漏電池（而不是過時且有害的鉛酸蓄電池）和配套充電器，用於電站直流供電。

若干行政樓與廠房合建，但現場沒有檢修車間，必要的檢修工作需在附近的城鎮進行。

電站的操作室寬敞明亮，裝載/裝配區包括轉子軸加工托架和轉子檢修的常用設施。操作層還有用於機組HPU（高壓設備）的儲油罐和泵。

2台升壓變壓器位於廠房附近建築物一層，空氣絕緣開關布置在二層。

應該指出的是主升壓變壓器並未安裝噴淋系統等自動滅火裝置。如果變壓器發生火災／爆炸（發生的概率極小），必須要有手動滅火器。此外，沒有移動變壓器的裝置（如卷閘門），更換變壓器時至少需要拆除一面混凝土牆。

同樣，空氣絕緣開關也是全封閉的，但並沒有明顯的原因。

雖然存在發生變壓器爆炸／發生火災，進而損壞鄰近的建築或開關設備的風險，但是這種設計並不存在致命的缺陷，且在中國也用於其他電站。

電站到目前為止運行時間較短，現場檢查表明水工建築物和主要機電設備總體上運行良好。

電站提供了兩台機組2006年以來的完整檢修記錄。在實地考察期間，2台機組均可正常運行，但因需求量低，只有一個機組投入運行。

白沙水電站按照檢修導則，每4年至6年進行一次A級檢修，檢修記錄見表4.8所示。現場查看的設備和電站整體情況表明，兩台機組都有定期的停機檢查和維護。

表4.8：白沙電站檢修記錄和檢修計劃

年份	1號機組	2號機組
2006年		
2007年		A級檢修（62天）
2008年	A級檢修（46天）	
2009年	B級檢修（55天，定子線棒）	
2010年		B級檢修（40天，轉子）
2011年	B級檢修（45天，電制動）	
2012年（計劃）	A（50天）級檢修	
2013年（計劃）		A級檢修

此外電站每年還有一些小修（C級和D級檢修），進行類似規模的水電站應該進行的消缺。

根據檢修計劃，一號機組將在2012年進行一次A級檢修，2號機組A級檢修計劃在2013年進行。

總之，所提供的檢修記錄令人滿意，自投產以來未出現重大問題。

4.2.3.3 發電量

電站的調試於2006年12月完成，2007年1月至2011年9月的發電量如表4.9所示。

表4.9：白沙水電站年發電量概要

年份	年發電量 (吉瓦時)	負荷系數	佔設計發電量 的比例
2007年	186.6	30%	100%
2008年	155.4	25%	83%
2009年	109.4	18%	59%
2010年	223.9	37%	120%
2011年 ⁽¹⁾	87.6	不適用	不適用
平均(2007年－2010年)	168.8	28%	88%

附註1：2011年僅有1月至9月的發電量數據，故並未計算負荷系數和佔設計電量的比例。

從上表可以看出，電站的負荷系數一般介於20%-40%之間，與類似調峰電廠的預期一致。記錄也顯示除2009年外，電站幾乎都已達到設計發電量。

2009年發電量明顯低於有完整運行記錄的其餘3年，這可能與當時福建省河流來水量少有關，因為該省的其他電廠的發電量也較低。

表4.10：白沙水電站的月均發電量

月份	平均發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	8.9	17%	低發電量
2月	13.8	29%	
3月	10.8	21%	發電高峰期
4月	18.3	36%	
5月	13.7	26%	
6月	25.5	51%	發電高峰期
7月	25.4	49%	
8月	16.1	31%	低發電量
9月	15.8	31%	
10月	6.4	12%	
11月	7.1	14%	低發電量
12月	7.0	13%	低發電量
總計	168.8	28%	低發電量

白沙電站運行時間較短，2007年至2010年的平均發電量相當於設計發電量的88%，表明在此類型電站中白沙電站的發電量是令人滿意的。

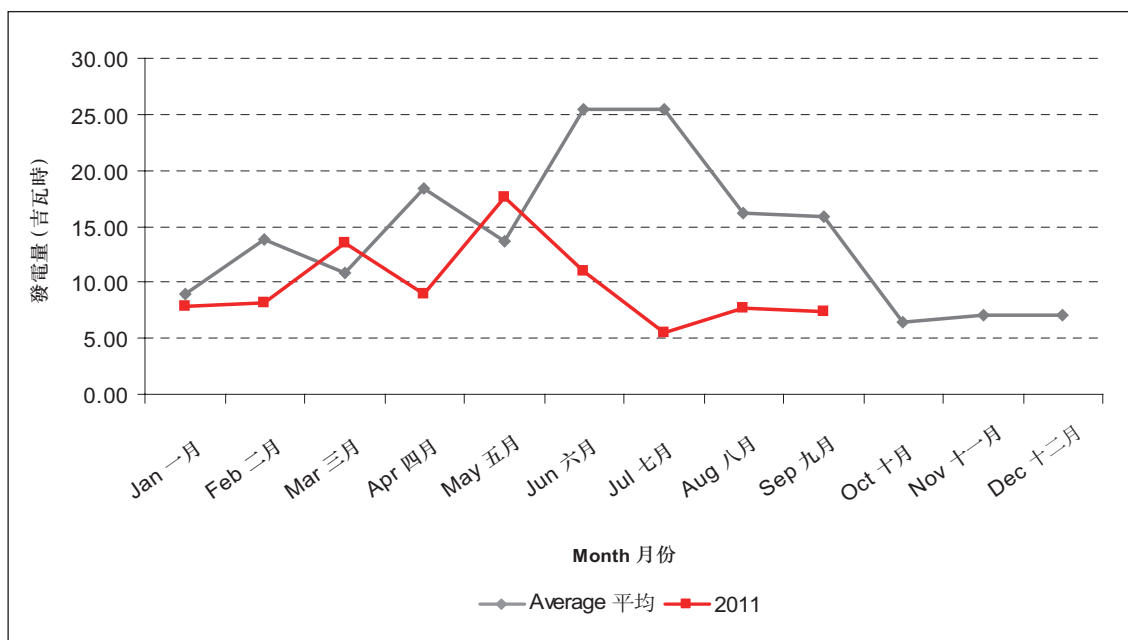
表4.10顯示了月均發電量，表明白沙發電站的發電量高峰期一般是在6月和7月，10月至來年1月是低負荷需求期。

根據月平均發電量可以估計白沙水電站2011年的年發電量。表4.11顯示了1月至9月的月發電量並在圖4.1中與月平均發電量相比。

表4.11：白沙水電站2011年發電量概要（1月至9月）

月份	平均發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	7.8	15%	
2月	8.1	17%	
3月	13.5	26%	
4月	9.0	18%	
5月	17.6	34%	
6月	11.0	22%	
7月	5.5	10%	
8月	7.7	15%	
9月	7.4	15%	
總計（1月至9月）	95		

圖4.1：2011年月發電量與各月均發電量對比



資料來源：白沙現場調查 – 發電量

從圖中可以看出，在2011年前5個月，白沙的平均發電量與往年相同，每月發電量與往年的前一個月相差無幾。但是發電站在6月和7月這兩個發電高峰期的發電量均明顯低於同期的均值。若白沙發電站未能在餘下的月份裏增加發電量，則今年可能無法達到設計發電量，而整體年發電量預計和2009年類似。

我們在實地考察期間證實，目前的低發電量期一定程度上可能是由於2011年來水量較少和電力需求低。

4.2.4 組織結構和員工

據華電福新提供的人員編製方案，共聘用31名全職工作人員，包括6名管理人員，12名維護人員和10名運行人員，剩餘3人負責健康和後勤。運行人員每天2班作業，這種做法比較常見。我們並未獲得在機組大修或維護期間是否聘用臨時工的信息。

4.2.5 質量及環境

大壩和發電廠房周圍植被覆蓋良好，實地考察期間未發現需要特別關注的問題。發電廠房應確保16.3立方米／秒的最小下洩流量，滿足下游環境和生活用水需要。

4.2.6 許可

白沙水電站用水需求已得到當地主管部門批准，並辦理了取水許可證（編號：水（閩）字[2007]第000002號），有效期至2012年12月31日。

4.2.7 併網協議

莫特麥克唐納查閱了福建省電力有限公司、福建省龍岩電力局和福建棉花灘水電開發有限公司2006年11月簽訂的併網協議（有效期自2006年11月10日至2008年12月31日）。在該協議屆滿前3個月，三方同意無需對協議另行修訂，因此該協議自動延期3年，截至2011年12月31日止。

4.2.8 結論

白沙水電站是一個調峰電站，已運行了約4年半。電站採用的設備（機組型號，開關，電池等）合理，符合目前的設計，可以認為風險較低。

除現場考察外，我們也查看了總體布置圖和廠區布置圖，沒有需要關注的問題。

廠房所在位置不在地震活躍地帶，也沒有發生過影響到大壩和電站安全的大洪水和山體滑坡。廠房和大壩維護和運行狀況良好。

運行數據分析表明電站平均發電量為設計發電量的88%，只有2009年明顯低於設計發電量，可以確認目前電站的運行和發電與預期一致。2011年一定程度上由於發電高峰期來水量較少和低電網負荷需求導致電站達不到設計發電量。總體而言該電站是精心設計的，運行滿足預期要求。另外，運行和維護人員表現得訓練有素，能勝任此工作。

建議在電站的任何商業分析中考慮上述因素。

4.3 棉花灘水電站

4.3.1 工程概況

棉花灘水電站位於福建省永定縣，離永定縣城約25公里。該水電站除發電以外還兼具防洪等多項功能。

棉花灘水電站於2001年4月開始投入商業運行，設計為調峰電站，總額定裝機容量為600兆瓦（裝機4台發電機組），設計流量為774.7立方米／秒（每台水輪機的額定流量為196.3立方米／秒），額定水頭為87.6米。

電站的設計多年平均發電量為15.32 億千瓦時，負荷因子29.1%（或年利用小時2533）。

4.3.2 工程技術方案審查

4.3.2.1 地質

福建省地震局第035號文《關於永定縣棉花灘水電站地區地震基本烈度鑑定意見》指出，該地區100年內不具備發生大於6度地震的危險性。經核查1992年由國家地震局和建設部發佈的《中國地震烈度區劃圖(1990)》，棉花灘位於該圖6度區範圍。

現場考察期間沒有對項目所在區地質進行深入研究。現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地質活動。鑑於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。

鑑於水庫的規模，不可能觀察到水庫邊坡是否發生過滑坡。但從對壩體和發電廠房的現場觀察情況來看，邊坡沒有發生過滑坡的跡象。

4.3.2.2 水文

大壩的排水面積為7907平方千米。自1951年以來，均有可靠的水文資料樣本系列。棉花灘水電站的主要水文特徵列於表4.12。

表4.12：棉花灘水電站基本水文特徵

編號	項目	單位	數量或特性	備註
1	流域面積			
	全流域	平方千米	11802	
	排水面積	平方千米	7907	
2	資料系列		1951-1978	28
3	年均徑流量	億立方米	73.2	
4	年均降雨	毫米	1657.1	
5	代表性洪峰流量			
	20年一遇	立方米／秒	6950	P=5%
	百年一遇	立方米／秒	9440	P=1%
	設計洪水流量	立方米／秒	12000	P=0.2%
	校核洪水流量	立方米／秒	15500	P=0.02%
6	洪水流量			
	設計洪水流量 (3天, P=0.2%)	立方米／秒	19.8	
	校核洪水流量 (3天, P=0.02%)	立方米／秒	26	

資料來源：棉花灘水電站可行性研究報告

4.3.2.3 設計標準

棉花灘水電站總庫容為20.35億立方米，為一等樞紐工程，大壩為1級建築物。洪水設計標準為500年一遇洪水設計，5,000年一遇洪水校核。

引水系統建築物為2級建築物，50年一遇洪水設計，500年一遇洪水校核。進水口擋水建築物的設計標準與大壩相同。

壩址區地震基本烈度及設計烈度均為6度，但出於安全考慮，按7度進行複核，主要建築則按7度設防。

4.3.2.4 水電站布置及主要建築物

樞紐建築物由111米高的碾壓砼重力壩、地下廠房及引水、尾水系統、控制樓及開關站、輸水建築物、溢洪道閘門、沖洩閘門和起重裝置組成。正常蓄水位173米，死水位146米，消落深度為27米，可用庫容11.22億立方米。

除調峰發電外，大壩也用於防洪，即大壩也可用來調節下游水量，大壩的主要特徵列於表4.13。

表4.13：棉花灘大壩主要特徵

	大壩和水庫
大壩類型	碾壓混凝土壩
大壩高度 (米)	111
壩頂長 (米)	308.5
壩頂寬 (米)	7
有效庫容 (百萬立方米)	1122
總庫容 (百萬立方米)	1698
流域面積 (平方千米)	7,907
蓄水	汀江河

資料來源：棉花灘水電站可行性研究報告

引水建築物位於左側壩肩

地下廠房系統位於左岸，包括進水口、引水隧洞、壓力鋼管、地下廠房、主變室、尾水調壓室及母線洞、交通洞、通風洞、GIS配電室等地下建築物。

4.3.2.5 機電系統

地下發電廠房包括發電機組、升壓變壓器、氣體絕緣開關及所有配套設備部件。

電站裝有4組立式混流式水輪發電機組，單台水輪機的額定容量為150兆瓦，4台總容量為600兆瓦。為了避免機組甩負荷時的空化和低壓現象，基於尾水85米的水位，將轉輪的吸出高度定為-6.5米。水輪機的主要技術參數如下表4.14所示。

表4.14：棉花灘水輪機主要特徵

	1-4#水輪機
型號	希科－HLD41-LJ-440
額定容量 (兆瓦)	153
額定水頭 (米)	87.6
額定流量 (立方米／秒)	193.6
額定轉速 (轉／分)	166.7
最小運行水頭 (米)	68.0
最大運行水頭 (米)	104.0
最大輸出功率 (兆瓦)	175.0
吸出高度 (米)	-6.5
入口直徑 (米)	4.4
安裝時間	2001

資料來源：棉花灘實地考察-水輪機銘牌

每台混流式水輪機耦合到發電機層位於水輪機上方的垂直軸凸極同步發電機上，發電電壓為15.75千伏，發電機的主要特徵列於下表4.15。

表4.15：棉花灘水電站發電機主要特徵

	1-4號發電機機組
型號	東方電機廠
額定容量 (兆伏安)	171.43
額定電壓 (千伏)	15.75
額定電流 (安)	6,248
額定功率 (兆瓦)	150
額定轉速 (轉／分)	166.7
頻率 (赫茲)	50
轉子磁極對數	18
(平方米) 轉動慣量	1,600

資料來源：棉花灘實地考察-發電機銘牌

就升壓及動力抽真空而言，兩台發電機連接到共用的母線和升壓變壓器上，升壓變壓器布置在發電廠房的運行樓層。電能升壓後並至220千伏輸電網，變壓器與220千伏空氣絕緣開關相連。變壓器和空氣絕緣開關的主要特徵列於下表4.16和4.17。

表4.16：棉花灘升壓變壓器主要特徵

	1-2#變壓器
型號	保定天威電氣－SSP-360000/220
(兆伏安) 額定容量	360
(千伏) 額定電壓	242 ± 2 x 2.5%/15.75
冷却方式	ODAF
連接方式	YNd11

資料來源：棉花灘實地考察-主變銘牌

表4.17：棉花灘氣體絕緣開關主要特徵

	220千伏空氣絕緣開關
空氣絕緣開關類型	ZF9-252
絕緣氣體	SF ₆
額定電壓 (千伏)	252
額定頻率 (赫茲)	50
額定電流 (安)	2,000

資料來源：棉花灘實地考察-GIS銘牌

電能由4回220千伏輸電線送出，輸電線通過SF₆氣體套管與發電廠房外的空氣絕緣開關相連。

發電廠房也設有注塑樹脂乾燥式變壓器，降壓至400伏供應電站交流電、機組電動機控制中心、輔助服務及電站所需的配套設施用電，如冷卻水系統、排水系統，水輪機控制液壓裝置。

4.3.2.6 其他設施

地面設施包括一座行政大樓，行政大樓設有通風調節型鉛酸蓄電池、電站直流充電設備、控制和計量設備。水電站還為駐場員工提供宿舍。

4.3.3 電站運行及維護

4.3.3.1 主要水工建築物運行及維護

棉花灘電站大壩已在大壩安全監察中心註冊，註冊等級為甲級並於2009年通過了國家電力監管委員會大壩安全監察中心組織的安全定期檢查鑑定，棉花灘大壩被評為正常壩，符合現行規範要求。

4.3.3.2 主要機電設備運行及維護

從實地考察以及當地對發電機組和配套設施的檢查情況來看，我們可以確認，發電設備運行狀況良好，僅發現一些輕微磨損跡象。

棉花灘水電站提供了完整的運行記錄用於審查。該電站已運行10年，實地考察表明水電站主要機電設備總體上運行良好。

根據水電站提供的檢修計劃，每台機組每4-5年都會進行A級檢修。水電站自2011年以來的實際檢修情況列於表4.18。

表4.18：1至4號機組檢修記錄樣本

年份	1號機組	2號機組	3號機組	4號機組
2001年	–	–	–	C(5)
2002年	B (27)	B (30)	B (23)	–
2003年	B (21)	B (14)	–	B (13)
2004年	B (15)	A (60)	B (21)	B (11)
2005年	A (82)	B (15)	B (19)	B (14)
2006年	B (18)	B (16)	B (21)	A (79)

年份	1號機組	2號機組	3號機組	4號機組
2007年	B (19)	A (94)	B (18)	B (19)
2008年	B (14)	B (17)	A (96)	B (20)
2009年	A (83)	B (23)	B (15)	B (20)
2010年	B (25)	B (19)	B (25)	B (30)
2011年	B (20)	B (20)	B (20)	A (120)

資料來源：棉花灘水電站檢修記錄

根據水電站提供的檢修記錄，在完成A級檢修之後，電站還每年在洪水季節過後進行B級檢修，檢查機組是否存在任何損壞。

水電站提供的檢修記錄表明，棉花灘水電站運行狀況良好，實地考察證實所有車間運行狀況良好。

現場調查期間我們發現管理人員懸掛了健康和安全注意警示提醒操作和檢修人員注意，並備有防護用具（安全帽、耳塞、安全鞋、危險警告標識以及垃圾分離和回收）。

在實地考察期間4號機組由於A級檢修停運，工作區和裝配區十分整潔，照明和工作條件良好。

設備大廳、發電機和水輪機層，以及所有其他的地下層（通道和變壓器廳）以及地上的氣體絕緣開關係統均十分整潔，運行狀況良好。

我們在考察時發現變壓器裝有消防用的自動噴淋系統，可認為自動噴淋系統能滿足消防要求。

水電站通過位於地面行政大樓的控制室裏操作，從行政樓可以俯瞰大壩和輸送線路。

SF₆電纜與空氣套管的進出線以及220千伏氣體絕緣開關設備(CCVT、CT)都設有圍欄和警示標誌，嚴禁進入。

4.3.3.3 發電量

2002年1月至2011年9月期間的發電量記錄如下表4.19所示。

表4.19：棉花灘水電站年發電量概要

年份	年發電量 (吉瓦時)	負荷系數	與設計發電量之比
2002年	1,124.4	21%	73%
2003年	1,314.7	25%	86%
2004年	654.0	12%	43%
2005年	1,651.0	31%	108%
2006年	1,897.4	36%	124%
2007年	1,581.5	30%	103%
2008年	1,601.1	30%	105%
2009年	1,027.3	20%	67%
2010年	1,933.8	37%	126%
2011年 ⁽¹⁾	499.4	不適用	不適用
平均(2002年-2010年)	1,420.6	27%	93%

附註1: 2011年僅有1月至9月的發電量數據，故並未計算負荷系數以及與設計發電量之比。

從上表中可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）為20%-40%之間，與這種大容量的調峰電廠預期一致。記錄也顯示從2005年起（2009年除外），電站每年發電量都已超過設計發電量。

2004年和2009年發電量相對其餘8年水平較低，這可能與近年來福建省汀江流域現有來水量減少有關，因為該區域其他電廠的發電量也較低。

總體而言，電站能達到設計發電量，平均發電量達到設計發電量的93%（2002年至2010年），表明該電站按計劃運行。

表4.20顯示月均發電量，表4.21提供了豐水年和枯水年的月發電量數據。兩個表清楚地表明棉花灘水電站的發電高峰期是4月至8月，電站的負荷系數超過30%，表明4個機組中至少有2個機組在運行。

表4.20：棉花灘電站月均發電量(2002-2010)

年份	月發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	57.1	13%	
2月	74.8	18%	
3月	96.5	22%	
4月	157.3	36%	發電高峰期
5月	162.3	36%	發電高峰期
6月	247.6	57%	發電高峰期
7月	172.4	39%	發電高峰期
8月	136.3	31%	發電高峰期
9月	104.4	24%	
10月	60.3	14%	
11月	60.4	14%	
12月	85.8	19%	
總計	1,415.2	27%	

表4.21：棉花灘水電站低發電量(2004)年和高發電量(2006)年各月發電量

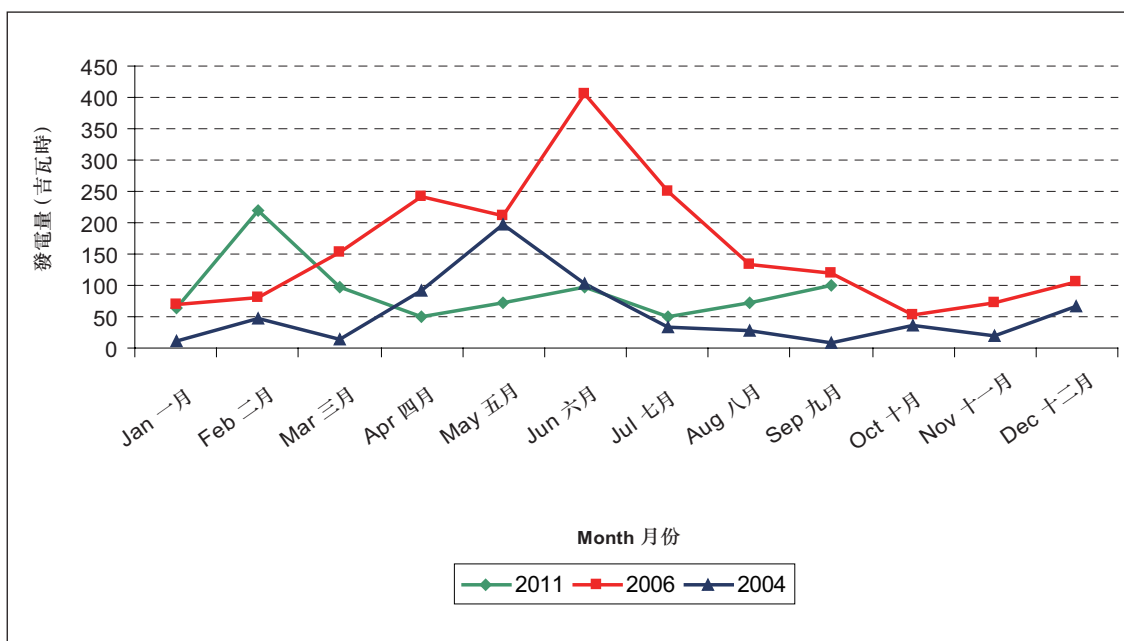
月份	2004年		2006年	
	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數
1月	9.91	2%	70.6	16%
2月	46.8	12%	81.2	20%
3月	13.4	3%	152.0	34%
4月	91.7	21%	241.7	56%
5月	196.3	44%	211.9	47%
6月	103.9	24%	406.5	94%
7月	34.5	8%	249.7	56%
8月	28.7	6%	134.5	30%
9月	7.2	2%	120.4	28%
10月	34.9	8%	53.2	12%
11月	20.5	5%	70.9	16%
12月	66.2	15%	104.8	23%
總計	654.0	12%	1,897.4	36%

根據2011年1月至9月的發電量及表4.20和表4.21中的數據可以估計2011年的整體發電量。2011年前9個月的平均發電量如下表4.22所示，並與平均情況、豐水年和枯水年的發電量比較（見圖4.2）。

表4.22：棉花灘水電站2011年（1月至9月）的發電量概要

月份	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	62.8	14%	
2月	219.5	54%	
3月	96.6	22%	
4月	48.7	11%	
5月	71.9	16%	
6月	96.6	22%	
7月	48.67	11%	
8月	71.89	16%	
9月	99.87	23%	
總計（1月到9月）	<u>816.53</u>	21%	

圖4.2：棉花灘電站2011年月發電量（與枯水年、平均及豐水年相比）



資料來源：棉花灘現場調查—發電量

從上圖可以看出，棉花灘2011年1月至3月的發電量和年平均量持平或更高，然而，從4月開始，發電量比以前最乾旱的一年即2004年還低，發電量在用電高峰期並沒有增長，很可能棉花灘今年達不到設計發電量。

我們在實地考察期間證實，目前的低發電量期間一定程度上可能是由於來水量減少和電力需求低。

4.3.4 組織結構和員工

據中國華電集團提供的人員編製方案，共聘用49名全職工作人員，包括5名管理人員、19名維護人員和21名運行人員，運行人員每天2值。我們並未獲得在機組大修或維護期間是否聘用臨時工的信息。

4.3.5 環境

根據國家環境保護局（環監[1995]436號）就「福建棉花灘水電站環境影響報告書（重編本）審批意見」發出的復函，棉花灘水電站工程為汀江流域五個梯級水電站的第四梯級水電站。棉花灘工程不存在制約工程建設的重大環境因素，且可以通過適當措施減少潛在的不利影響。

4.3.6 許可

我們查閱了國家電力監管委員會發放的電力業務許可證（許可證編號：1341907-00203），有效期2007年2月6日至2027年2月5日。

棉花灘水電站持有取水許可證（編號：水（閩）字[2007]第000027號），有效期至2012年12月31日。

4.3.7 併網協議

我們查閱了福建省電力有限公司和福建棉花灘水電開發有限公司於2009年簽訂的併網協議，有效期自2009年6月1日至2015年12月31日。

4.3.8 結論

棉花灘水電站是一個大型調峰電站，已運行將近10年。電站的技術配備（機組類型、開關、電池等）完善，符合當前設計，可以認為風險較低。

我們還在實地考察期間查看了電站的總體布置圖和發電廠房布置圖，並未發現需要關注的問題。

項目區域不在地震活躍地帶，也未曾發生影響到大壩和發電廠房的重大洪水和山體滑坡。大壩和發電廠房維護和運行狀況良好。

運行記錄的分析表明電站自從2005年只有一次未達到年設計的發電量，平均發電量為設計發電量的93%，這表明電站運行正常並按預期發電。由於2011年降水量較多年平均降水量少和低電網負荷需求，一定程度上可能導致2011年電站達不到設計發電量。

整體而言棉花灘電站設計合理，按預期運行，員工訓練有素。

建議在電站的任何商業分析中考慮上述因素。

4.4 安砂水電站

4.4.1 工程概況

安砂水電站位於福建省三明市，距永安鎮約50公里。

安砂水電站於1970年12月正式動工興建，首個機組於1975年9月開始蓄水，旨在為當地和區域電網持續輸電。電站設計流量221.2立方米／秒，額定輸出容量為115兆瓦，額定水頭為60米，負荷系數為51.3%（或年利用小時數4,500），設計年發電量為546.8吉瓦時。

4.4.2 工程技術方案審查

4.4.2.1 地質

根據安砂電站的初步設計，水工建築物的基礎岩石為石英礫岩和砂岩，設計地震烈度為6度。

我們並未對項目區域的地質展開深入研究。我們認為該區域並不屬於地震活躍地帶，且對建築物實地考察後未發現其遭受過任何不利的地質活動。鑑於水電工程建築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。鑑於該水電站早在1975年已投入運行，若以往有發生任何地層移動應該一早觀察到。

鑑於水庫的規模，不可能觀察到水庫邊坡是否發生過滑坡。但從對壩體和發電廠房的現場觀察情況來看，邊坡沒有發生過滑坡的跡象。

4.4.2.2 水文

安砂水庫流域面積為5,184平方千米，多年平均流量為160立方米／秒，年徑流量為50.4億立方米，實測最小流量為20.7立方米／秒，史上最大洪水流量為7,300立方米／秒，年均輸沙量為約65.5萬噸。

4.4.2.3 設計標準

碾壓混凝土壩為2級建築物，按百年一遇頻率洪水設計，千年一遇頻率洪水校核。

4.4.2.4 水電站布置及主要建築物

電站由大壩、引水隧洞、調壓井、發電廠房、開關、竹木過壩設施、灌溉取水管道以及其他永久建築物等組成。安砂水庫通過碾壓混凝土壩攔截蓄水。河床中間設置3條溢洪道，淨寬56.0米，用4扇高13.5米、寬14.0米的鋼制弧形閘門控制。水庫洩水孔及灌溉取水閘設置在大壩底部。大壩底部還有一個小型水電站，但該電站不在此次考察範圍內。

主發電廠房的引水系統建築物布置在壩肩左側，總長300米。地上發電廠房位於大壩下游約130米左岸。除了發電，大壩還兼具防洪功能，並調節下游供水，其主要特徵列於表4.23。

表4.23：安砂大壩主要特徵

	大壩和水庫
大壩類型	碾壓混凝土壩
最大壩高(米)	92
壩頂長度(米)	170
可用庫容(百萬立方米)	527
總庫容(百萬立方米)	740
流域面積(平方千米)	5,184
蓄水	沙溪

水庫的正常運行水位為265米，低位水位為244米，水位差共計21米。

4.4.2.5 機電系統

廠房包含了發電機組、電廠配套系統、鉛酸蓄電池直流電源、交流電站降壓用的乾式廠用變壓器、繼電器室、控制和計量設備。

電站共有3台立式混流式水輪機，這三台機組額定容量不同，2號機組額定容量最小，為20.8兆瓦，1號機組額定容量為23.0兆瓦，3號機組額定容量最大，裝機容量為77.3兆瓦，因此總裝機容量達到121.5兆瓦。3台機組的中心線均設定為額定尾水水位至少2米以下，以避免甩負荷時機組空化和低壓。各水輪機的主要特徵概括於表4.24。

由於服役時間過長，1號機組已於2007年更換升級。據我們了解，3號機組將在2012年內更換。2號機組具體更換時間尚未確定。

表4.24：安砂水輪機主要特徵

	1號水輪機	2號水輪機	3號水輪機
型號	HLA835a-LJ-203.4	HL220-LJ-200	HL702-LJ-410
額定輸出功率(兆瓦)	23.4	20.8	77.3
額定水頭(米)	68.0	64.5	60
額定流量(立方米/秒)	38.2	37.0	146
額定轉速(轉/分)	300	300	136.4
最小運行水頭(米)	49.3	49.3	49.3
最大運行水頭(米)	73.3	73.3	73.3
吸出高度(米)	-2.4	-2.0	-2.2
水輪機中心線(米)	188.8	188.8	189
安裝時間	2007	1975	1975

資料來源：安砂實地考察－水輪機銘牌

每台混流式水輪機耦合到一個垂直軸凸極同步發電機上，發電機層位於水輪機上層。1號機組和2號機組發電電壓均為10.5千伏，連接到共用的母線。由於3號機組輸出容量高，發電機額定電壓為13.8千伏，因此連接到單獨的母線，1-3號機組主要技術參數如下表4.25所示。

表4.25：安砂發電機主要特徵

	1號發電機	2號發電機	3號水輪機
型號	SF23.3-20/4250	SF425/120-20TH	TS-854/190-44
額定容量(兆伏安)	26.94	23.13	88.24
額定電壓(千伏)	10.5	10.5	13.8
額定電流(安)	1,482	1,270	3,690
功率因數(-)	0.865	0.865	0.85
額定功率(兆瓦)	23.3	20.0	75.0
額定速度(轉/分)	300	300	136.4
頻率(赫茲)	50	50	50
極對數數量	10	10	22
生產日期	2006年1月	1978年3月	1972年12月

資料來源：安砂現場調查－發電機銘牌

2組獨立的油浸式變壓器位於發電廠房附近的地面上，將電壓升壓並連至110千伏電網。10.5千伏發電機母線連接至63兆伏安的變壓器，13.8千伏母線連接至120兆伏安的變壓器。2組變壓器的主要特徵列於表4.26。

表4.26：安砂升壓變壓器主要特徵

	1號變壓器	2號變壓器
型號	SFPS10-J-63000/110	SFPQ10-120000/110
額定容量 (兆伏安)	63	120
額定電壓 (千伏)	121 ± 2x2.5%/10.5	121 ± 2x2.5%/10.5
冷卻方式	ODAF	ODAF
連接方式	YNd11	YNd11

資料來源：安砂現場調查-主變銘牌

4.4.2.6 其他設施

兩組升壓變壓器以及用於外送電力的110千伏環形母線位於廠房外的地面上。共有3回路輸電線路可用於從安砂水電站外送電力。

貯油室和車間也布置在變壓器附近的地面上。

水電站還包括為駐地工作人員提供的住宅以及一些車間設施。

4.4.3 電站運行及維護

4.4.3.1 主要水工建築物運行及維護

從第三輪大壩定檢大壩定檢報告發現3號機尾水護坦有一定沖刷，現場人員稱已於2009年12月進行了修補，修補後表面平整，與老基岩接觸地方縫隙緊密。安砂大壩1975年建成，安全運行至今，雖然存在局部缺陷，但不影響整體安全，評定為正常壩，符合現行規範。

4.4.3.2 主要機電設備運行及維護

從1975年開始運營的安砂水電廠的完整的運行記錄可用於審查，從現場獲得了近4年以來的檢修記錄，如下表4.27所示。

表4.27：安砂計劃性和非計劃性維護記錄

年份	1號機組	2號機組	3號機組	計劃外
2008年	—	A	—	
2009年	—	—	A	停水
2010年	B	—	—	
2011年	—	B	—	

由於1號機組已在2007年完全更換，只進行過一次B級檢修。2號機組和3都經歷了至少一次A級檢修，這與表4.1中建議的檢修間隔相符。考慮到3號機組將於2012年更換，很有可能在2013年前不會進行A級檢修。如果2號機組更換申請沒有得到批准，最有可能的是1號機組在2013年前（安裝以來第6年）進行A級檢修。

在考察期間2號機組正在停機進行B級檢修。一般工作區和裝配區十分整潔，照明良好，工作條件是適合的。由於2號機組運行35年，在軸上、水輪機頂蓋和其他機組部分磨損現象明顯，這也屬於正常現象。轉輪和導葉裝置沒有因泥沙、高壓裝置漏油或油霧落在發電機組件暴露部分而引起嚴重損壞的跡象。

考慮到該站的運行時間很長並且考察時正在進行維護，我們認為設備大廳、發電機層和水輪機層是整潔的，工作狀況良好。

由於電站建設時間早，採用的是鉛酸電池提供直流電。鉛酸電池設置在廠房內獨立的通風房間。鑑於電池的性質，充電器布置在電池存放室的隔壁。

2台油浸式升壓變壓器均位於發電廠房和氣體絕緣開關站之間的地上，由混凝土防爆牆隔開。現場備有自動噴淋消防系統。

3組退役的變壓器（2台是於1975年投入運行的第一批設備，另一台由於性能不佳而在2001年被更換）放置在開關站對面的路上。目前尚不清楚這些變壓器沒有搬離的原因以及變壓器中的油是否已經抽乾，但是在停用的變壓器周圍未發現溢油。

貯油室和備件庫位於第二台變壓器的後面，實地考察期間未進行查看。

110千伏空氣絕緣開關設備(CCVT, CT)沒有設置圍欄，高壓區未發現警示標誌，但設備似乎運行正常（目測）。

除了未妥善處理停用的變壓器、以及開關站未設立限制通行標識外，業主已採取必要的健康和防範措施，要求運行人員遵守，並備有安全帽、耳塞、安全鞋、危險警告標識、以及垃圾分離和回收設施。

4.4.3.3 發電量

1975年10月至2011年8月的發電記錄如下表4.28所示。安砂電站1975年10月開始商業運行，但是其他機組調試對發電量的影響很有可能會持續3個月。

表4.28：安砂水電站年發電量概要

年份	與設計			年份	與設計		
	年均 發電量 (吉瓦時)	負荷系數	發電量 之比		年均 發電量 (吉瓦時)	負荷系數	發電量 之比
1975年 ⁽¹⁾	15.23	不適用	不適用	1993年	551.8	52%	101%
1976年	412.6	39%	75%	1994年	599.7	56%	110%
1977年	466.7	44%	85%	1995年	715.0	67%	131%
1978年	516.7	49%	94%	1996年	562.4	53%	103%
1979年	522.5	49%	96%	1997年	778.5	73%	142%
1980年	525.9	49%	96%	1998年	681.8	64%	125%
1981年	555.8	52%	102%	1999年	586.6	55%	107%
1982年	626.8	59%	115%	2000年	563.3	53%	103%
1983年	609.8	57%	112%	2001年	618.6	58%	113%
1984年	540.6	51%	99%	2002年	560.4	53%	102%
1985年	669.5	63%	122%	2003年	422.4	40%	77%
1986年	549.8	52%	101%	2004年	243.5	23%	45%
1987年	540.8	51%	99%	2005年	505.7	48%	92%
1988年	608.3	57%	111%	2006年	565.7	53%	103%
1989年	467.2	44%	85%	2007年	534.0	50%	98%
1990年	656.1	62%	120%	2008年	486.4	46%	89%
1991年	402.9	38%	74%	2009年	357.3	34%	65%
1992年	693.1	65%	127%	2010年	640.2	60%	117%
				2011年 ⁽²⁾	21.2	不適用	不適用
平均 (1976年－2010年)	552.5	51.9%	101%				

附註1：1975年的調試可能會影響發電量。

附註2：2011年僅有1-9月的發電數據，故未計算負荷系數以及與設計發電量之比。

從表4.28中可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）為40%-60%之間，與該類電廠預期一致。記錄也顯示自2000年以來電站僅有3次（2003、2004和2009年）沒有達到至少90%的設計發電量。

特別在2004年至2009年發電量相對其餘8年水平較低，這可能與近年來沙溪流域和福建省水量減少有關，因為此區域其他電廠的發電量也較低。

從1976年至2010年，電廠這35年的發電量比設計發電量多1%，平均年發電量和設計發電量分別為5.525億千瓦時和5.468億千瓦時，表明電站運行如預期。

下表4.29顯示了平均月發電量，表4.30顯示豐枯年的月發電量數據，這些表清楚地表明安砂的發電高峰期是4月至8月，功率系數超過了50%，也就是說這期間電站輸出容量超過了60兆瓦。由於1,2號機組的總容量為43兆瓦，很明顯3號機組的大修會對發電量和電站利益產生不利影響，如果3號機組在2012年枯水季按計劃更換則不會有明顯影響。

表4.29：月均發電量(1976-2010)

月份	平均發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	23.4	26%	
2月	27.9	34%	
3月	44.7	49%	
4月	66.3	76%	發電高峰期
5月	73.4	81%	發電高峰期
6月	74.5	85%	發電高峰期
7月	66.9	74%	發電高峰期
8月	52.7	58%	發電高峰期
9月	41.5	47%	
10月	30.1	33%	
11月	27.1	31%	
12月	24.1	27%	
總計	552.5	52%	

表4.30：安砂低發電量(2004)年份和高發電量(2006)年份各月發電量

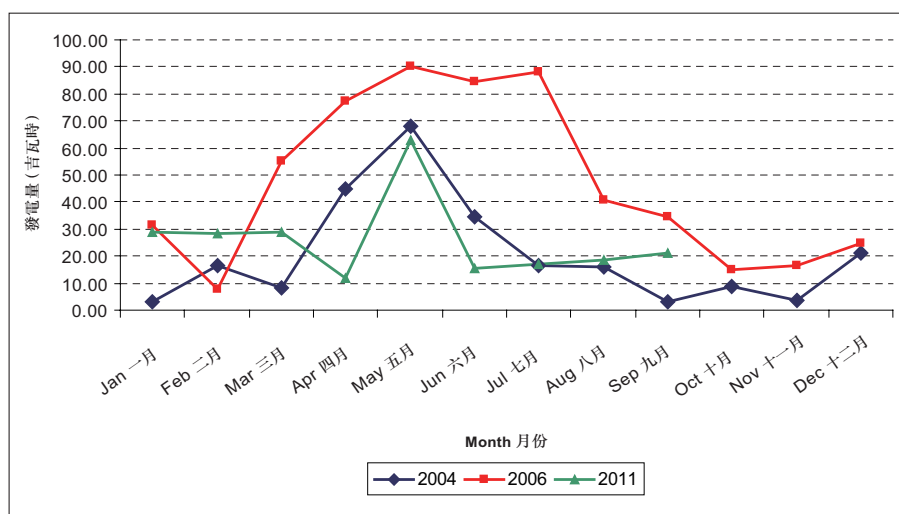
月份	2004年		2006年	
	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數
1月	3.1	3%	31.2	35%
2月	16.4	20%	7.9	10%
3月	8.1	9%	55.2	61%
4月	44.7	51%	77.2	88%
5月	68.0	75%	90.2	100%
6月	34.3	39%	84.6	97%
17月	16.4	18%	88.1	97%
8月	15.9	18%	40.6	45%
9月	3.3	4%	34.5	39%
10月	8.9	10%	14.9	16%
11月	3.4	4%	16.3	19%
12月	21.1	23%	25.0	28%

表4.29和4.30中安砂的月發電量可以用來估計2011年的年發電量。安砂電站2011年前9個月的月(1月至9月)發電量如下表4.31所示，並在圖4.31中與豐枯年的月發電量及平均發電量比較。

表4.31：2011年(1月至9月)月發電量概要

月份	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	28.8	32%	
2月	28.6	35%	
3月	28.9	32%	
4月	11.7	13%	
5月	63.0	70%	
6月	15.4	18%	
7月	17.2	19%	
8月	18.4	20%	
9月	21.03	23%	
10月	233.03	29%	
11月			
12月			

圖4.3：2011年月發電量（與豐枯年及常年相比）



資料來源：安砂實地考察－發電量

圖4.3中數據顯示安砂水電站的發電量最低記錄出現在2004年，預計2011年是另一個低峰，與2004年水平相近。因此，由於入庫流量明顯低於多年平均，安砂水電站很有可能在2011年達不到設計發電量。

4.4.3.4 未來工作

安砂水電站在未來幾年內計劃實施以下工程：

- 更換3號機組—計劃實施於2012年提高容量至85兆瓦；
- 更換2號機組—電站已申請更換，但考察期間，此申請有待批准；
- 大壩加高—正在進行大壩加高10米-15米的可行性研究，從原有壩高提升至102米-107米的效益。

增加的水頭可以帶來更大的裝機容量，但這可能會導致需要升級現有的機組和發電機來適應機組的額定水頭。

4.4.4 組織結構和員工

據華電福新提供的人員編製方案，共聘用22個員工負責水庫調度，80名維修人員，24名運行人員和4名安監人員，運行人員每天2班。沒有提供在機組大修或維護期間是否有臨時工。

4.4.5 環境

由於安砂電站建成於上世紀70年代，當時國家尚未規定項目建設前應進行環境影響評價和竣工後的環保驗收制度。現場考察期間沒有發現需要特別注意的環境不利影響。

4.4.6 許可

安砂水電站已按要求申請取水許可證，編號為水（閩）[2007]000012，有效期至2012年12月31日。

4.4.7 併網協議

我們查閱了福建省電力有限公司、福建省電力有限公司三明電業局和安砂水力發電廠於2011年6月30日簽訂的併網協議，有效期自2011年7月1日至2016年4月30日。

4.4.8 結論

安砂水電站是一個大型的徑流式電站，已運行了約36年。電站採用的一些設備（蓄電池）陳舊，即使不影響電站的發電也有可能需要更換。大多數其他的設備（其中一些可能已經更換）仍能滿足現行設計標準（變壓器、開關櫃）。整體而言電站所有的設備適合運營，可以認為風險較低。

我們在實地考察期間也大致查看了總體布置圖和發電廠房布置圖，並沒有發現需要關注的問題。

運行數據表明電站從2000年只有三次沒有達到設計年電量，整個36年運行期間多年平均發電量比設計電量還要多1%，表明電站運行和供電如預期。預測2011年安砂電站可能由於水量少而達不到設計電量，同區域的其他電站也有這樣的現象。

此外，發電站主要依靠3號機組，60%的發電能力來自3號機組，該機組耗時的計劃停運或非計劃停運都會對電站的發電潛力造成明顯影響。

考慮到電站的運行時間，總體而言電站運行穩定，工況良好。運行和檢修人員也是訓練有素的。

建議針對電站作出的任何商業分析均應將這些因素考慮在內。

4.5 豐海水電站

4.5.1 工程概況

豐海水電站位於福建省三明市，離永安鎮大約30公里。

豐海水電站系低水頭徑流式電站，於2005年6月開始商業運營，兩台水輪機總額定流量為273.9立方米/秒，總裝機容量30兆瓦，額定水頭為9.9米。廠房位於大壩和入水口旁。豐海水電站離安砂水電站下游大約15千米。

電站每年設計發電量為135.8吉瓦時，負荷系數為51.7%（或年利用小時數4,525）。

4.5.2 工程技術方案審查

4.5.2.1 地質

根據早期勘察結果，電站所在區域地質構造簡單且穩定。此外，考慮到壩高及庫容因素後，水庫蓄水後誘發地震的可能性極低。

工程區域並無進行深入的地質研究。該區域被認為不屬於地震活躍地帶，現場目測的情況並未顯示構築物遭受過不利的地質活動。鑑於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，此次考察中並未發現這些現象。

4.5.2.2 水文

豐海水電站控制流域面積5,518平方千米，每年平均徑流量53.9億立方米，年均流量171立方米／秒。

4.5.2.3 設計標準

根據豐海電站的工程規模，由國家《防洪標準》(GB50201-94)和《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)，該工程等級為三等，主要建築物為按3級建築物設計，主要建築物的洪水標準按50年一遇洪水設計，500年一遇洪水校核；廠房下游擋水部分及進場公路按100年一遇洪水設計、200年一遇洪水校核。

可以認為電站的設計符合現行標準和規範。

4.5.2.4 水電站布置及主要建築物

工程樞紐建築物由擋水壩、溢洪道、取水建築物、攔污柵、發電廠房及戶外升壓開關站組成。發電廠房布置在河床左岸，戶外開關站布置在廠房下游。豐海水電項目的主要目的是為當地電網和工業連續供電，不承擔防洪、供水等綜合利用任務。

4.5.2.5 機電系統

發電廠房裝有2台燈泡貫流式水輪機，單台額定出力為15兆瓦，各水輪機的中心線設置在166.5米處，約較最高尾水水位低7.5米。機組的主要技術參數如表4.32所示。

表4.32：豐海水輪機－主要技術參數

類別	1號和2號水輪機
	燈泡貫流式
型號	GZA684-WP-440
額定輸出功率（兆瓦）	15.0
額定水頭（米）	9.9
額定流量（立方米／秒）	136.95
額定速度（轉／分）	136.4
最小運行水頭（米）	3.23
最大運行水頭（米）	14.3
吸出高度（米）	-7.5
水輪機中心線（米）	166.5
轉輪直徑	4.4米
安裝日期	2005

資料來源： 豐海現場調查-水輪機銘牌

每台燈泡貫流式水輪機耦合到一個同步凸極發電機上，發電機安裝在完全封閉的燈泡體內，發電機發電電壓為6.3千伏。發電機主要技術參數參見下表4.33。

表4.33：豐海發電機主要技術參數

	1號和2號發電機
型號	SFG15-44/4590
額定容量 (兆伏安)	16.7
額定電壓 (千伏)	6.3
額定電流 (安)	1,527.4
功率因素(-)	0.9 (滯後)
額定功率 (兆瓦)	15.0
額定速度 (轉／分)	136.4
頻率 (赫茲)	50
極對數數量	22
額定效率(%)	97.3

資料來源：豐海實地考察－發電機銘牌

2台發電機連接至共用母線上，升壓站位於尾水平台上。電能經變壓器升壓後通過一回出線送到110千伏變電站。部分電能經變壓器第三繞組升壓至38千伏後供廠用。三相繞組變壓器的主要技術參數如下表4.34所示。

表4.34：豐海升壓變壓器主要特徵

	升壓變壓器
型號	SS9-40000/110
額定容量 (兆伏安)	40.0
額定電壓 (千伏)	121 ± 2x2.5%38.5//6.3
冷卻方式	ONAN
連接方式	YNyn0d11
生產日期	2004年10月

資料來源：豐海現場調查－主變銘牌

4.5.2.6 其他設施

高電壓開關設備位於主發電廠房外的空氣絕緣開關站。另外部分行政樓宇也位於廠區內。

4.5.3 電站運行及維護

4.5.3.1 主要水工建築物運行及維護

從現場查看的情況來看，主要水工建築物狀況良好。取水建築物是比較傳統的設計，為了防止雜物進入壓力鋼管，設有攔污柵清潔系統用來攔截各種雜物。

從運行記錄來看，豐海水電站投入運行至2008年以來經歷了二個汛期考驗。從實地考察和當地檢測的情況來看，大壩、擋水牆及電廠廠房等狀況良好；廠房進水門、尾水門、檢修門及其啟閉設施運行正常；溢洪道由3個弧形門和制動設備組成，弧形閘門狀況良好。

4.5.3.2 機電系統運行及維護

豐海水電站提供自運行開始時的運行記錄用於評估。電站運行時間較短，從實地考察的檢測情況來看，可以確認水電站主要的機電設備整體運行狀況良好。

提供的運行和維護記錄見表4.41所示，沒有非計劃性的停運發生。2010年1號機組按計劃停運進行A級檢修，歷時95天。對比表4.2，相對於混流水輪機檢修建議的60天左右而言歷時較長。

對於一台新機組第一次大型維護停運時間較長是可以接受的，今後停運檢修的時間應少於95天。另外2個機組在2011年都有小型檢修。

在考察期間2號機組正在停運檢修，現場人員稱僅停運一天進行消缺處理。1號機組和2號機組最近的一次A級檢修分別在2010年和2008年。

表4.35：豐海電站計劃性和非計劃性檢修記錄

年	1號機組	2號機組
2006年	A	—
2007年	—	—
2008年	—	A
2009年	—	—
2010年	A (95天)	—
2011年*	—	—

資料來源：豐海水電站檢修計劃

電站通過位於行政樓一層的中控室操作，與中控室相鄰的是繼電器室和電機控制中心。一樓還有為電站直流電源供電的VRLA電池和充電器。

電站的運行層寬敞、整潔，負載／裝配區有葉輪安裝托架和發電機支架，用於各類軸加工和發電機檢修工作。

通往燈泡貫流式水輪機的路上有一些樓梯，通往機組的路上還有一個人孔。導葉機制和HPU位於水輪機周圍的操作區，運行良好。

升壓變壓器為戶外式，設有簡單的圍欄和消防沙池。

和調查的其他水電站一樣，電站管理單位和作業人員已經採取了必要的健康和安全措施（安全帽、耳塞、安全鞋、危險警示），存放區乾淨整潔。

4.5.3.3 發電量

下表4.36顯示2005年6月至2011年9月的發電量記錄。儘管1號機組於2005年6月投產，2號機組於2005年11月投產。2011年只提供了1月至9月的發電數據，因此負荷系數以及與設計電量的比例沒有計算。

表4.36：年發電量摘要－豐海

年份	年發電量 (吉瓦時)	負荷系數	與設計發電量比例
2005年 ⁽¹⁾	23.1	9%	17%
2006年	111.4	42%	82%
2007年	140.6	53%	104%
2008年	130.1	50%	96%
2009年	101.4	39%	75%
2010年	146.4	56%	108%
2011年	67.66	不適用	不適用
(2006年－2010年) 平均	126.0	48%	93%

附註1： 電站2005年年底調試，因而可能影響了發電量。

從上表可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）超過了40%（除了調試那年），與這類引水式電廠預期一致。調試後完整運行的5年（2006年-2010年）電站平均發電量達到了設計發電量的93%，表明電站按預期運行。

最低發電量的記錄發生在枯水年2009年，考察的其他3個電站也出現了這種情況。

下表4.37顯示月平均發電量，豐海發電站的負載系數在當年三分之二的時間內都至少達到了50%，比一台機組運行發電量高。因此，這個時期任何機組的停運（計劃內外）會導致電量和收益的損失。

表4.37：豐海水電站月均發電量

月份	平均發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	7.1	32%	
2月	10.4	51%	一台以上機組在運行之中
3月	9.9	44%	
4月	15.0	70%	一台以上機組在運行之中
5月	11.1	50%	一台以上機組在運行之中
6月	16.5	76%	一台以上機組在運行之中
7月	17.2	77%	一台以上機組在運行之中
8月	14.2	64%	一台以上機組在運行之中
9月	10.6	49%	
10月	5.9	26%	低發電量期間，僅一台機組在運行
11月	6.7	31%	低發電量期間，僅一台機組在運行
12月	5.1	23%	低發電量期間，僅一台機組在運行
總計	129.6	52%	低發電量期間，僅一台機組在運行

資料來源：發電量記錄－豐海水電站實地考察

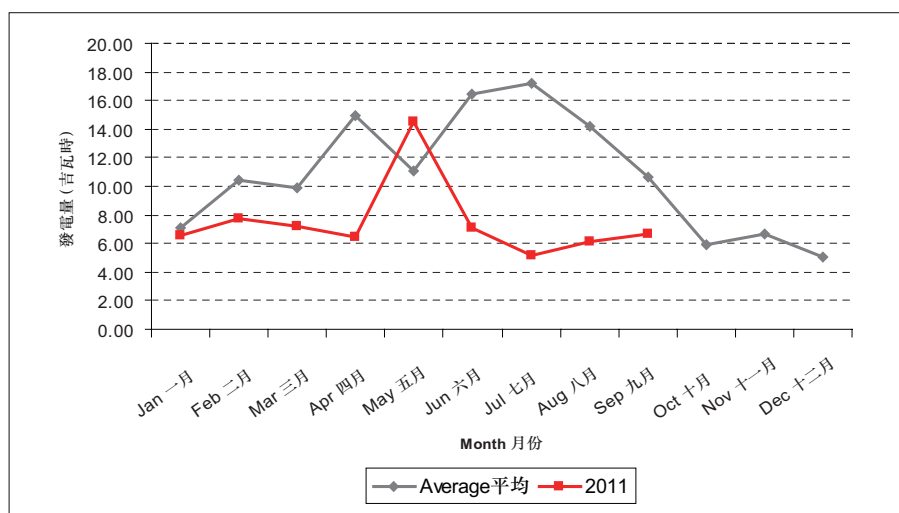
近5年內豐海的平均發電量也可用來估計2011年的總發電量，如表4.38所示。圖4.4比較了2011年發電量和豐海電站平均發電量。

表4.38：豐海水電站2011年發電量概要（1月至9月）

月份	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	6.6	30%	
2月	7.7	38%	
3月	7.2	32%	
4月	6.5	30%	
5月	14.5	65%	
6月	7.1	33%	
7月	5.2	23%	
8月	6.15	27%	
9月	6.71	30%	
總計（1月至9月）	<u>67.66</u>	34%	

資料來源：豐海現場提供的發電量記錄

圖4.4：2011年發電量與各月均發電量相比



資料來源：發電量記錄－豐海實地考察

表4.38和圖4.4清楚地顯示除了5月，2011年發電量相對常年持續減少，6月和7月顯著降低，估計2011年總發電量較低，原因可能與2011年來水量僅達到往年同期水平50%有關。此外，年均發電量僅是基於5年完整數據，所以平均發電量數據的統計價值是有限的。

4.5.4 組織結構和員工

據華電福新提供的人員編製方案，共聘用40個員工負責電站的運行管理，包括6個行政管理人員，8名維修人員，大約25個運行人員。我們得知操作人員每天5值，大約4.5小時一值。沒有提供在機組大修或維護期間是否有臨時工方面的信息。

4.5.5 環境

壩址上游植被覆蓋濃密，實地考察期間未發現土壤侵蝕跡象。

4.5.6 許可

電站尚未獲得所需用水許可。據稱電站目前正在申請取水許可。

4.5.7 併網協議

豐海水電站與福建省三明電業局於2005年3月1日簽訂了併網協議，與永安供電局於2011年4月30日簽訂了購電協議，協議內容如無異議將無期限延長。

4.5.8 結論

豐海水電站是一個小規模的水電站，已運行剛超過5年。電站採用的技術（機組類型，開關設備，電池等）合理，符合現行設計規範，風險較低。

我們還在實地考察期間查看了電站的總體布置圖和發電廠房布置圖，並未發現需要關注的問題。

發電廠房所在位置似乎不存在地震活動，也未發生過會影響到大壩和發電廠房安全的重大洪水或山體滑坡。大壩和發電廠房的維護及整體狀況良好。

項目區域不在地震活躍地帶，也沒有發生過會影響到大壩和電站安全的大的洪水事件或山體滑坡。大壩和廠房維護情況良好。

運行記錄分析顯示電站發電量已接近設計標準，按照預期發電。然而，很有可能由於2011年來水量只有往年的50%，2011年的發電量會明顯低於設計發電量。

建議在電站的任何商業分析中考慮上述因素。

4.6 芹山水電站

4.6.1 工程概況

芹山水電站位於福建省周寧縣境內的交溪的一級支流穆陽溪上，是穆陽溪梯級開發的第一級水電站，距周寧縣城約32千米。

芹山水電站為混合式水電站，壩址以上流域面積453平方千米。電站主要建築物有攔河壩、溢洪閘、引水系統建築、地面發電廠房、開關站等組成。攔河壩為混凝土面板堆石壩，最大壩高120米，壩頂長259.8米；正常蓄水位755米，水庫總庫容2.65億立方米，為多年調節水庫。電站裝機容量70兆瓦，設計發電量為145吉瓦時。

芹山水電站1997年5月開工建設，1999年12月首台機組發電，2000年3月全部建成，主要承擔福建電網的調峰與備用任務。

根據穆陽溪水電規劃，河流為三級開發，即芹山、周寧、河東梯級水電站。芹山水庫可同時實現發電、防洪等多個目的。

水庫正常運行水位為755米，低位水位為707米，發電調節庫容1.95億立方米，具有多年調節性能。電站引水隧洞長857.5米，壓力鋼管長317米。發電廠房裝設兩台單機額定容量為35兆瓦的混流式水輪發電機組，額定水頭95米，最大額定流量為82.4立方米／秒，可靠容量為17兆瓦。根據年運行小時數2071個小時計算，設計年均發電量為145吉瓦時，設計負荷系數為25%。

4.6.2 工程技術方案審查

4.6.2.1 水文

芹山水電站的水文設計主要根據七步水文站1959~1988年的水文系列資料。壩址控制流域面積為453平方千米，年均流量為18立方米／秒。大壩根據百年一遇洪水洪峰流量3,310立方米／秒（設計標準情況），以及2000年一遇洪水洪峰流量5330立方米／秒（校核標準情況）進行設計。

可以認為芹山水電站水文分析採用的計算方法與計算結果合理。

4.6.2.2 地質

現場考察期間未對區域地質進行深入研究。從可行性研究階段的研究成果來看，電站工程區附近無區域性活動斷層通過，區內新構造活動微弱；近200千米範圍內，歷史上無破壞性地震記錄。根據《中國地震動力參數區劃圖》，本工程區地震基本烈度為VI度。壩基岩石主要為流紋質晶屑凝灰岩，岩石堅硬，岩體比較完整，承载力高，岩石滲透系數小，壩肩穩定，工程地質與水文地質條件比較好，不存在大的壩基滲漏及繞壩滲漏問題，水工設計處理相對簡單。總體而言，設計可以滿足相關要求。

通過文獻調研，可以認為通過電站前期的地質勘查，主要工程地質問題基本查清，電站的工程地質條件比較好，設計施工中採取的工程處理方案合理可行。

4.6.2.3 設計標準

芹山電站裝機容量70兆瓦，水庫總庫容2.65億立方米。根據國家電力行業標準《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)的規定，按照電站水庫的庫容規模劃分，本工程為二級工程。由於大壩為混凝土面板堆石壩壩型，且壩高超過90米，因此擋水壩按一級建築物設計，溢洪道按二級建築物設計，電站發電廠房按三級建築物設計。

電站大壩和溢洪道按百年一遇洪水設計，按2000年一遇洪水校核；發電廠房按50年一遇洪水設計，按200年一遇洪水校核。根據《中國地震動參數區劃圖》，工程區域地震基本烈度為六度。由於大壩確定為一級建築物，按照相關抗震規範要求，工程主要建築物抗震設計烈度為7度。

可以認為，電站設計標準符合相關規範的要求。

4.6.2.4 水電站布置及主要建築物

水庫由混凝土面板堆石壩、左岸岸邊溢洪閘、引水系統建築、地面廠房及開關站等組成。

混凝土面板堆石壩最大壩高120.00米，壩頂長259.80米，壩頂寬9.00米。

溢洪道採用岸邊式布置，於壩軸線左岸按照垂直布置，由引渠段、閘室段、陡槽段和反弧溢洪道組成，全長350米，最大洩洪量3,315立方米／秒。溢洪道壩頂海拔高742.00米，設兩扇12米×13米（高×寬）弧形鋼閘門。

引水系統建築主要包括進水口、引水隧洞、調壓井和壓力鋼管等組成，全長1,192.90米。豎井式進水口布置在離壩軸線上游約220米的左岸。引水隧洞長782.792米，洞徑6.5米；調壓井為阻抗式調壓井，內徑11米；壓力鋼管長315.407米。

廠房安置於地面，廠房尺寸為46.2米×16.4米×36.76米，發電廠房內安裝兩台（HL-LJ-224.5型）單機容量35兆瓦的發電機組。

4.6.2.5 機電系統

電站機電設備主要包括水輪機、調速器、主閘、發電機、勵磁、主變壓器、繼電保護、通信及控制等設備。電站配置的設備是合理的，設備性能良好，安全有保障。

(1) 水輪機

水輪機為立軸混流式水輪機，水輪機型號為HL-LJ-224.5，由杭發發電設備有限公司製造，其主要參數見下表4.39。

表4.39：芹山水輪機主要特徵

	水輪機
水輪機型號	HL-LJ-224.5
額定功率（千瓦）	36100
最高／設計／最小水頭（米）	121.5/95/70
設計流量（立方米／秒）	41.2
額定轉速（轉／分）	333.3
飛逸轉速（轉／分）	650
吸出高度（米）	-2.6
轉輪直徑（毫米）	2245

(2) 發電機

發電機型號為SF-J35-18/4840，由杭發杭發發電設備有限公司製造，其主要參數見下表4.40。

表4.40：芹山發電機主要特徵

	發電機
型號	SF-J35-18/4840
出力 (千瓦)	35000
定子電壓 (千伏)	10.5
定子電流 (安)	2264
勵磁電壓 (伏)	250
勵磁電流 (安)	670
功率因數	0.85
額定轉速 (轉／分)	333.3
定子接法	Y
絕緣等級	F/F

(3) 主變

主變壓器型號為SFP10—90000/220，容量90,000千伏安，由保定天威集團有限公司製造，其規格及主要參數表見表4.41。戶外220千伏開關站布置在進廠公路左側，1號機組和2號機組裝機容量分別為35兆瓦，聯10.5千伏母線，主變高壓側聯220千伏出線一回，接至周寧水電站升壓站，並經周甘線接入福建省電網。

表4.41：芹山升壓變壓器主要特徵

項目	
型號	SFP10—90000/220
容量	90,000千伏安
額定電壓 (千伏)	$242 \pm 2 \times 2.5\% / 121 / 10.5$
頻率	50赫茲
聯結組別	Ynd11
冷卻方式	強迫油循環風冷
廠家	保定天威集團有限公司
接地方式	直接接地

4.6.3 電站運行及維護

4.6.3.1 主要水工建築物運行及維護

基於對電站近年來水工建築物的運行、維護記錄，以及安全評估、定期檢查等報告的查閱和實地考察，水電站大壩工程等級、設計洪水符合規範要求；溢洪道洩洪能力及結構穩定性滿足設計要求；壩區及近壩庫區岸坡穩定；壩基滲流穩定，防滲效果

良好；壩址下游河床沖刷輕微；溢洪閘及啟閉機運行基本正常；大壩各項變形和滲漏量觀測結果總體正常。水工建築物的運行及維護情況簡述如下：

(1) 水庫

芹山水庫流域內植被覆蓋較好，上游沒有大的城鎮，水庫泥沙和污物較少，水土流失小；水庫建設以來庫區未見有大的塌方和滑坡現象。

水庫最高水位達755.28米（2005年6月），最低水位707.44米（2000年4月），歷年庫水位年變幅在9.46米~46.42米，年均水位735.19米。水庫蓄水以來經歷過一場嚴重洪水，百年一遇洪水的洪量維持接近三天。

實地調查表明，儘管水位有上落，但進水口的邊坡及閘門井後邊坡均未發現異常。

(2) 大壩及溢洪道

蓄水以來，芹山大壩運行正常，運行中未發現影響主要建築物安全的重大缺陷。實地考察目測發現溢洪道邊坡穩定，引渠、閘室、洩槽、消能工運行正常，2005年和2006年經歷最大洪水流量500立方米／秒後未發現不良水流形態。邊坡穩定，下游沖坑及河岸邊坡未發現塌滑現象。擋水建築物、洩水建築物、引水建築物包括主管前隧洞、主管、岔管。發電廠房及尾水建築物均為一類設施。

(3) 金屬結構

電站投入運行以來，各類閘門啟閉靈活，運行良好；閘門止水效果較好；閘門的電氣、控制、保護裝置等運行正常，能基本保證工程的安全運行。

4.6.3.2 主要設備運行及維護

電站投入運行的時間已超過10年，機電設備配置合理，工作狀態良好。部分電氣設備因電子元件老化進行了升級（主要是1號、2號機組勵磁系統）。2009年4月及10月，電站分別將原有的LTW6200勵磁調節器、滅磁盤、1號功率櫃、2號功率櫃更換為南瑞公司的NES5100型勵磁系統盤櫃。目前準備對機組的計算機監控系統進行升級，升級時間預定為2011年12月至2012年1月份期間。

(1) 檢修情況

下表顯示了芹山電站自1999年12月投產以來，從2000年~2011年的檢修記錄。記錄表明，電站設備按計劃運行，保障了設備處於安全良好的工作狀態。

表4.42：芹山水電站計劃性及非計劃性檢修記錄

年份	1號機組	2號機組
2000年	C (2000.8.4~8.8)	C (2000.8.6~8.11)
2001年	C (2001.3.5~3.10) A (2001.10.9~11.24)	C (2001.2.26~3.3)
2002年	不適用	A (2002.2.28~4.27)
2003年	A (2003.2.19~4.21) C (2003.12.20~12.24)	C (2003.12.26~12.28)
2004年	C (2004.5.17~ 5.21)	C (2004.5.23-2004.5.27)
2005年	C (2005.3.22~3.26)	C (2005.3.27-2005.3.31)
2006年	C (2006.3.22~3.26)	C (2006.3.28-3.31)
2007年	C (2007.3.12~2007.3.19)	A (2007.10.12~2007.12.01)
2008年	C (2008.3.28~2008.4.2) A (2008.10.6~2008.12.4)	C (2008.9.23~2008.9.28)
2009年	C (2009.10.14~10.25)	C (2009.4.10~4.15)
2010年	C (2010.10.23-2010.10.29)	C (2010.3.14~3.20)
2011年	不適用	C (2011.3.7~2011.3.13)

根據對電站機電設備的運行、檢修記錄，以及安全檢測等報告的查閱和實地考察，主、副設備運行正常，至2011年9月30日已累計安全生產4,117天。

4.6.3.3 年發電量

2000年1月，芹山電站2台機組全部投產。電站投入商業運行以來的發電量記錄列於下表：

表4.43：芹山水電站發電量

年份	年發電量 (萬瓦時)
2000年	11,259
2001年	12,782
2002年	12,200
2003年	8,671
2004年	4,704
2005年	20,008
2006年	17,111
2007年	11,262
2008年	12,090
2009年	11,524
2010年	15,970
年平均	12,507.42 ⁽¹⁾ 13,287.7 ⁽²⁾

附註1：包括2004年的發電量；

附註2：不考慮2004年的發電量。

表中統計數據顯示，電站運行10年的平均發電量為125.07吉瓦時，較設計發電量少19.93吉瓦時。2004年發電量顯著低於平均水平的主要原因是下游裝機容量250兆瓦的周寧水電站當時正在建設中，故芹山水電站在2004年基本停產蓄水。我們獲悉，由於2003年為枯水年，當年入庫平均流量僅為8.2立方米／秒，故導致當年發電量同樣低於平均水平。然而，我們認為該理由不夠充分。不考慮2004年，電站2000年-2010年的年均發電量為132.88吉瓦時，達到設計發電量的91%。電站運行良好，符合預期。

4.6.4 組織和人員

芹山水電站由下設的運行維護部負責生產，共有36名員工，分為2個運行班組和1個維護班組，並由1名主任，2名副主任和1名技術專責負責管理。此外還有1名安全監察人員及水工維護部。電站還聘有一些臨時人員負責大壩看護等工作。

4.6.5 環境

現場調研表明電站建設工程區植被恢復良好，尚不存在影響工程區環境的不利因素。

環境方面存在的主要問題是，電站下游河道存在約1.5千米長的減水段，按照環保部門要求，應向下游洩放一定的生態流量，一般情況下為年均流量10%的水量，以確保生態用水。建議電站重視此問題，並提出相應措施。

4.6.6 許可

根據目前國家有關規定，水力發電企業應申請取水許可證。芹山水電站的取水許可證編號為取水（閩）[2007]000024號，有效期至2012年12月31日，並要求每4年更新一次。

4.6.7 併網協議

芹山水電站與福建電力有限公司亦簽訂了「併網協議」（有效期至2025年12月31日）與「購電協議」（有效期至2014年12月31日）。

4.6.8 結論

通過對芹山水電站技術調查與評估，提出如下結論意見：

電站採用的技術方案是合理。

通過現場觀察和查閱電站提供的資料，大壩工程等級、洪水設計符合規範要求；溢洪道洩洪能力及結構穩定性滿足設計要求；壩區及廠房周圍岸坡穩定；壩基滲流穩定，防滲效果良好；壩址下游河床沖刷輕微；溢洪道工作閘門及啟閉機運行基本正常；大壩各項變形和滲漏量觀測成果總體正常。

對電站近年來機電設備的運行、檢修記錄，以及安全評價、定檢等報告的查閱和現場的考察，電站的機電設備基本按計劃、有序地進行。2000年3月兩台機組正式投產，運行僅10年餘，主要設備均處於良好的工作狀態，未進行更新，主、副設備性能良好，運行正常，至2011年9月30日已累計安全生產4,117天。

由於下游周寧電站的建設，芹山電站2004年幾乎處於停產狀態。不考慮2004年，電站2000年-2010年年平均發電量為1.3288億千瓦時，達到設計多年平均發電量的91%，符合該類電站的預期。

電站尚不存在大的環境影響問題，但應對攔河壩下游目前存在的脫流或減流現象予以重視，按照有關要求採取相應的對策措施。

4.7 古田溪二級水電站

4.7.1 工程概況

古田溪二級水電站（河流為四級開發）位於福建省古田縣龍亭鎮古田溪。古田溪為閩江支流。古田溪水電站為混合開發的調峰電站，電站裝機容量130兆瓦（2台機組），額定水頭115米，發電最大引用流量為150立方米／秒，電站保證出力為46.3兆瓦。

按照年利用小時數3,680小時計算，電站設計每年發電量為478吉瓦時。

水庫正常蓄水位海拔254米，死水位海拔245米，水庫消落深度9米，可用有效庫容750萬立方米，具有日調節能力。

古田溪二級水電站1958年7月開工建設，1973年全部建成。

4.7.2 工程技術方案評價

4.7.2.1 水文

古田溪二級電站的設計所採用的水文系列資料為1936年至1957年，壩址控制流域面積1,520平方公里，每年平均流量56.3立方米／秒。古田溪一級電站壩址控制古田溪

二級水電站的流域面積85%以上。莫特麥克唐納根據1950年至2009年的數據系列（每年平均流量44.3立方米／秒）和古田溪一級電站的數據，對原有水文成果進行了覆核，發現二級水電站壩址每年平均流量約為50.8立方米／秒，比原設計值約10%。從覆核的結果來看，二級水電站的原設計流量明顯大於實際流量，原因可能是上游水壩調節各級流量以及關於原有設計的數據有限所致。

鑑於電站原設計入庫徑流大於實際流量，加上古田一級電站的水庫調節作用，電站對原設計年發電量進行了覆核，根據《古田溪二級水電站能量指標覆核技術報告》，覆核後的年發電量為353吉瓦時，與1970年至2010年的實際每年發電量345.8吉瓦時接近。

一級電站水庫能夠調節下游電站的供水量，洪水經一級電站調節後，二級電站水壩百年一遇洪水洪峰流量為3,317立方米／秒（設計標準情況），千年一遇洪水洪峰流量為4,385立方米／秒（校核標準情況），我們覆核的結果顯示二級電站的洪水控制設計合理。

4.7.2.2 工程地質

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。從可行研究報告和定檢報告來看，電站工程區屬屏南—梅林斷陷帶北段，地殼構造屬相對穩定區，地震烈度為VI度。庫區岩性單純，岩石滲透系數小，水庫與相鄰的分水嶺相距甚遠，因此也不存在壩基滲漏及繞壩滲漏問題。

可以通過電站施工前期的地質勘查，主要工程地質問題基本查清，地質條件適合發展本工程，施工中採取的工程方案恰當。電站已營運超過40年，沒有證據顯示本工程遭受過不利的地質活動。主要構築物狀況良好。

4.7.2.3 工程設計標準

根據國家電力行業標準《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)的規定，按照工程的裝機規模劃分，本工程屬3等工程。主要構築物、攔河壩、發電廠房按3級構築物設計，其他建築物按4級構築物設計。攔河壩防洪標準按百年一遇洪水設計，按千年一遇洪水校核。發電廠房防洪標準按50年一遇洪水設計，按200年一遇洪水校核。根據《中國地震動力參數區劃圖》，確定工程主要構築物抗震設計烈度為6度。

可以確認電站原設計採用的設計標準符合現行的相關規格。

4.7.2.4 工程布置與主要構築物

二級電站為引水式電站，主要水工構築物有鋼筋混凝土支墩平板壩、進水口、有壓引水隧洞、調壓井、地面發電廠房、升壓變壓器、開關站等。

大壩由兩個支墩平板壩段（24塊各長7.5米）和重力壩段（2塊）組成。溢洪道設在大壩中間，溢洪道最大洩洪能力為3,300立方米／秒。大壩的主要參數載於表4.44。

表4.44：古田溪二級電站大壩主要參數

	水庫
大壩類型	鋼筋混凝土支墩平板壩
壩高（米）	43.5
壩頂長（米）	208.5
壩頂寬（米）	2
有效庫容（百萬立方米）	13.45
總庫容（百萬立方米）	18.85
流域面積（平方公里）	1551

來源：現場調查

4.7.2.5 機電設備

發電廠房有水輪機、調速器、主閥、發電機、勵磁、升壓變壓器、繼電保護、通信系統、控制系統及所有其他項目。原有的設備大部分已在2003年後更新，現有設備性能良好。

水輪機

水輪機為立軸混流式水輪機，型號為HLA398-LJ-320，由哈爾濱電機有限公司製造，其主要參數見下表。

表4.45：古田溪二級電站水輪機主要參數

	水輪機
水輪機型號	HLA398-LJ-320
額定功率 (千瓦)	68000
額定水頭 (米)	115
額定流量 (立方米／秒)	75
額定轉速 (每分鐘轉速)	214
飛逸轉速 (每分鐘轉速)	410
葉片數	17
吸出高度 (米)	+0.5
轉輪直徑 (毫米)	3200
導葉高度 (毫米)	740

來源： 運行規程

發電機

發電機型號為SF65-28/6400，由哈爾濱電機有限公司製造，其主要參數見下表。

表4.46：古田溪二級電站發電機主要參數

	發電機
型號	SF65-28/6400
出力 (千瓦)	65000
定子電壓 (千伏)	10.5
定子電流 (安培)	3971
勵磁電壓 (伏)	166
勵磁電流 (安培)	1245
功率因數	0.9
定子接法	2Y
絕緣等級	F/F

來源： 運行規程

調速器

調速器為步進式無油可編程微機調速器，採用可編程控制器控制，型號為BWT-PLC-100，主要參數見表4.47。

表4.47：古田溪二級電站調速器主要參數

	調速器
型號	BWT-PLC-100
測頻方式	殘壓測頻
主配壓閥活塞直徑（毫米）	100
最大油壓（兆帕）	2.5
電氣緊停時間（秒）	1#：13.4 2#：13.1

來源： 運行規程

升壓變壓器

1號升壓變壓器型號為ODFS10-150000/220，容量150兆伏安，2004年8月投運，由中山ABB變壓器有限公司製造；2號升壓壓器型號為SFPS10-X-180000/220，容量180,000千伏安，2003年1月25日投運。由常州變壓器廠製造。升壓變壓器的主要參數見下表。

1號、2號升壓變壓器的中壓110千伏側分別接入I、II段母線，經田城線送至城關變電站。1號、2號升壓變壓器的高壓220千伏側分別接入I、II段母線，經古北線、古楊線分別送至北郊變電站、楊真變電站。同時，一級、三級和四級水電站發電機組產生的所有電力通過110千伏的聯一線、聯二線和聯三線並入二級水電站變壓器的110千伏I、II段母線後，可通過1號、2號主變升壓後通過2條220千伏連接線送出，或通過1條110千伏連接線送出。

表4.48：古田溪二級電站升壓變壓器主要參數

項目	1號升壓變壓器	2號升壓變壓器
型號	OSPS10-150000/220 (150000 KVA)	OSFPS10-X-180000/220 (180000KVA)
額定容量兆伏安	150	180
額定電壓千伏	242 ± 2 × 2.5%/121/10.5	(242 ± 2 × 2.5%)/121/10.5
額定電流安培	357.9/715.7/4123.8	429.4/858.9/4949
接線組別	YN,a0,d11	YN,a0,d11
冷卻方式	油浸自冷 / 油浸風冷	ODAF
相數	3	3
頻率	50	50
投運時間	2004年8月	2003年1月
製造廠家	中山ABB變壓器有限公司	常州變壓器廠
備註		每個變壓器組包含3台單相三繞阻變壓器

來源：運行規程

4.7.3 電站運行和維護

4.7.3.1 水工構築物運行與維護

莫特麥克唐納審閱了相關的運行、維護記錄，以及安全評價、定檢報告。電站於2003年至2005年進行了一次較大規模的補強加固後，大壩設計標準符合現行要求；壩基良好；壩體穩定性和結構安全度符合現行規範要求；安全監測結果表明大壩運行各性態總體正常；近壩區、庫岸和邊坡穩定。古田溪二級大壩評價為正常壩。

運行情況

大壩除特殊維護需要降低庫水位至死水位以下外，均按設計規定運行，多年運行中未發生任何異常運行情況。經過現場檢查後，確認大壩總體情況良好。

大壩安全監測

大壩觀測主要有大壩垂直位移、水平位移、揚壓力和繞壩滲流觀測。監測記錄表明，大壩主要受溫度、水壓和時效影響，揚壓力和繞壩滲流無明顯異常，從監測記錄看，古田溪二級大壩安全性態正常。

大壩補強加固工程

鑑於加勁梁抗震強度不足、大壩面板局部抗裂不能滿足現行規範要求，大壩面板老化現象日益嚴重，大壩於2005年4月進行加固工程，並於2005年10月通過竣工驗收。

據了解，大壩採取了多項工程措施進行補強加固，經補強加固後，大壩應可滿足現行規範的要求。

4.7.3.2 機電設備運行與維護

2003年以來，電站的大部分機電設備進行了更新換代，包括發電機組、升壓變壓器、繼電保護、監控系統等。從現場調查看，機電設備運行良好。設備大廳、發電機層和水輪機層整潔，處於良好的工作狀態。現場調查中沒有發現漏油的跡象。

機組維護情況

下表顯示了2003年至今的維護記錄，記錄顯示，機電設備按計劃地進行維護，保障了設備處於良好的工作狀態。

表4.49：機電設備維護、更新記錄表

年份	1號機組	2號機組
2003年	A (2003.12.8至2004.9.25) 技術更新2004.7.14至2004.8.22， 更換1號升壓變壓器 (含繼電保護)	2003.1.3至2003.1.25， 更換2號升壓變壓器
2004年		A (2004.9.28至2005.9.20)更換 機組
2005年		
2006年	C (2006.1.12至2006.1.21)	C (2006.4.6至2006.4.13)
2007年	B (2007.3.8至2007.4.30)	C (2007.1.24至2007.2.1)
2008年	C (2008.1.8至2008.1.19)	B (2008.3.1至2008.4.23)
2009年	C (2009 .1.9至2009.1.18)	C (2009 .2.14至2009.2.23) C (2009 .9.16至2009.9.25)
2010年	C (2010.1.5至2010.1.13)	C (2010.1.23至2010.1.31)
2011年	A (2011.2.25至2011.5.14) A級維護及監控系統更新、 621開關維護	A (2010.11.23至2011.2.22) A級維護，導葉漏水處理； 622開關更新；監控系統監 測、六氟化硫報警裝置增設。

安全性評價

為保證電廠設備的安全運行，電廠每年對設備進行安全性評價。莫特麥克唐納查閱了工程公司編製的2011年安全性評價自查報告，涉及的內容有安全管理、水輪機、

電氣一次、電氣二次、計算機監控及自動化系統、水工和勞動安全等方面。總體來說，設備狀況良好，維護、試驗均定期進行，並且管理完善。

機組技術改造

古田溪二級電站自1969年3月起投產，發電機組投產隨著運行年限的增長在不斷的老化。因此，電站分別對水輪機座環，蝸殼、尾水管作修復處理，保持水輪機安裝高程與原機組一致，並對大部分其他部件進行更換更新，包括：把轉輪更換為HL A398-LJ-320；尾水管翻新；主閥及湊合節鋼管段更新；發電機更新，包括定子、轉子、上下機架、制動及頂轉子系統的更新；採用新型WT-S-100型微機調速器。

從運行記錄來看，水輪機的效率明顯改善，並且消除了氣蝕、振動問題，提高機組的運行穩定性和可靠性。

4.7.3.3 發電量

表4.50為1974年至2010年期間的發電量記錄。

表4.50：1974年至2010年發電量

年份	年發電量 (萬千瓦時)	年份	年發電量 (萬千瓦時)
1974年	40,592.8	1993年	34,068.0
1975年	44,768.8	1994年	26,661.0
1976年	33,822.6	1996年	30,410.0
1977年	35,772.9	1997年	38,600.0
1978年	39,340.1	1998年	49,970.0
1979年	32,452.9	1999年	37,547.0
1980年	26,086.7	1995年	39,675.5
1981年	32,455.5	2000年	39,484.0
1982年	27,063.7	2001年	37,327.0
1983年	33,289.9	2002年	34,851.0
1984年	29,479.0	2003年	32,201.0
1985年	30,926.1	2004年	20,721.0
1986年	28,206.1	2005年	44,554.0
1987年	24,240.9	2006年	49,844.8
1988年	36,824.8	2007年	36,347.4
1989年	30,834.0	2008年	36,592.4
1990年	29,032.1	2009年	29,508.5
1991年	28,625.9	2010年	52,390.4
1992年	38,362.9		
年平均	34,944		

根據表4.50中過去37年的年發電量數據統計，電站實際年平均發電量為350吉瓦時，低於設計期望值478吉瓦時。莫特麥克唐納審閱了入庫流量數據，發現1986年至2010年的平均入庫流量為48.8立方米／秒，反映了近25年總的來水量低於平均水平，是影響實際發電量的一個重要因素。另外，據華電福新報告，壓力鋼管的容量少於設計容量和多年以來的沉積物導致庫容減少，亦引致實際的發電量未達到最初的期望。

4.7.4 環境

由於古田溪二級電站從1958年開工建設，當時中央政府尚未規定進行環境影響評價與環境保護驗收工作。現場調查顯示，工程區植被覆蓋良好，不存在不利因素。

電站為引水式開發，下游河道存在6公里長的脫水或減水段，按照環保部門要求，應向下游洩放一定的生態流量，一般情況下為年平均流量的10%的水量，建議電站應重視生態流量問題，並採取相應的對策措施。

4.7.5 組織機構和人員

古田溪二級電站（所有四級電站）有10名運行人員，二級電站有15名維修人員，另有2名安監人員負責四級電站的安監工作。全廠配有1名運行主任、1名副主任和1名主任助理負責管理四級電站的運行。

4.7.6 許可

根據有關法規，水力發電企業應辦理取水許可證。古田溪二級電站已領取取水許可證，編號為取水（閩）【2007】000030號，有效期至2012年12月31日，並要求每4年續辦一次。

4.7.7 併網協議

古田溪電站與福建電力有限公司簽訂了併網調度協議（有效期至2015年12月31日）與購售電合同（有效期至2014年12月31日）。

4.7.8 結論

古田溪二級電站已經運行40多年。整體而言，工程採用的技術對目前的設計而言屬恰當。

大壩於2003年至2005年進行了一次較大規模的補強加固後，設計標準符合現行要求；壩基良好；壩體穩定性和結構安全度符合現行規範要求；安全監測結果表明大壩運行各性態總體良好；近壩區、庫岸和邊坡穩定。古田溪二級大壩為正常壩。

2003年以來，電站的機電設備除若干水輪機埋件外，大部分都進行了更新換代，包括發電機組、升壓變壓器、繼電保護、監控系統等。從現場調查看，機電設備均運行良好。

二級電站與上游古田溪一級電站聯合同步運行，在電網運行中起到重要作用。

電站實際發電量低於原有設計，天然來水量偏少、壓力鋼管容量偏小和庫容減少是主要因素。

從現場調查所見，電站不存在嚴重的環境問題，但電站應對減流現象予以重視，按照有關要求採取適當的對策措施，以確保生態流量。

4.8 池潭水電站

4.8.1 工程概況

池潭水電站位於福建省泰寧縣池潭村上游3公里處，根據金溪水電規劃，河流為九級開發，池潭電站為第一級電站。

發電廠房為壩內式布置，裝設兩台單機容量為50兆瓦的混流式水輪發電機組，額定水頭51米，發電引用流量為228立方米／秒；電站設計的保證最大持續出力為36兆瓦，按照年利用小時數5000小時計算，設計每年發電量為500吉瓦時。

池潭水電站1978年開工建設，1980年5月開始發電，1980年10月全部建成。

4.8.2 工程技術方案評價

4.8.2.1 水文

池潭電站的設計所採用的水文系列資料為1954年至1975年，壩址控制流域面積453平方公里，推算年平均流量152立方米／秒。根據水文計算，百年一遇洪水洪峰流量為8,000立方米／秒（設計標準情況），千年一遇洪水洪峰流量為12,100立方米／秒（校核標準情況）。

原有的計算方法與設計確認基本合理。由於電站設計時間比較早，當時可用的實測數據系列只有21年，因此計算結果可能存在少許偏差。

4.8.2.2 工程地質

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。根據可行性研究階段的調查成果，電站工程區附近屬於邵武-河源地震帶北段，無區域性活動斷層通過，區內新構造活動微弱，歷史上無破壞性地震記錄。對照《中國地震動力參數區劃圖》，本工程區地震基本烈度為VI度。

壩址區岩石滲透系數小，壩肩穩定，不存在壩基滲漏及繞壩滲漏問題，工程地質與水文地質條件比較好，因此壩基設計和處理相對簡單。

通過前期的地質勘查，主要工程地質問題基本查清，確認施工中採取的工程處理方案為恰當可行。

4.8.2.3 工程設計標準

根據國家電力行業標準《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)的規定，按照電站水庫的庫容規模劃分，本工程為二等工程。

主要構築物按二級構築物設計，其他構築物按三級構築物設計。電站攔河壩的防洪標準按百年一遇洪水設計，按千年一遇洪水校核；發電廠房防洪標準按百年一遇洪水設計，按500年一遇洪水校核。根據《中國地震動力參數區劃圖》，本工程區地震基本烈度為VI度，工程主要構築物抗震設計烈度為6度。

可以確認電站原設計採用的設計標準符合現行的相關規格。

4.8.3 工程布置與主要構築物

發電廠房為壩內式開發，水庫正常蓄水位海拔275米，死水位海拔251米，水庫消落深度24米，可用有效庫容6.65億立方米。防洪限制水位274米。

池潭水電站主要水工構築物有攔河壩、發電廠房及過木筏道等。攔河壩為混凝土重力壩，壩頂高78米，壩頂長253米，共設13個壩段；溢流壩段位於河床中部，總寬度93.3米，布置5孔表孔溢洪道，每孔寬13米。10號壩段內設有斷面為4.5米×4.5米的洩水底孔；發電廠房為壩後溢流式廠房，位於大壩下游；過木筏道現已停止運用。

池潭大壩的主要參數見表4.51。

表4.51：池潭電站大壩主要參數

	水庫
大壩類型	混凝土重力壩
壩高(米)	78
壩頂長(米)	253
效庫容(百萬立方米)	630
總庫容(百萬立方米)	870

來源：現場調查

4.8.3.1 機電設備

發電廠房有水輪機、發電機、調速器、勵磁、繼電保護、通信及控制系統及所有其他廠房部件。變壓器位於岸邊的開關站內。

許多電站設備進行了更新改造，更新的設備合理、性能良好，安全有保障。但2#水輪機及發電機尚未進行技改，運行30多年，設備比較老化，對電站的安全運行存在一定的威脅，據現場人員介紹電站目前正在進行2號機組技改的可行性研究研究，將在2011年11月初完成，1號機發電機的更新改造也將在2號機組技改完成後進行。

水輪機

電站採用兩座立軸混流式水輪機發電，1號水輪機型號為HLX220C-LJ-380,1號機組於A級維護期間(2006年12月至2007年2月)更換轉輪，由西安恒新水電科技有限公司生產；2號水輪機型號為HL220-LJ-380，由東方電機廠製造；1號和2號水輪機除轉輪葉片數不同外，其餘主要參數相同(見下表)。

表4.52：池潭水輪機主要參數

	1號水輪機	2號水輪機
水輪機型號	HLX220C-LJ-380	HLX220C-LJ-380
額定功率(兆瓦)	51.6	51.6
最高/設計/最小水頭(米)	66.3/51/34	66.3/51/34
額定流量(立方米/秒)	114	114
額定轉速(每分鐘轉速)	136.4	136.4
飛逸轉速(每分鐘轉速)	285	285
葉片數	13	14
吸出高度(米)	-1.5	-1.5
轉輪直徑(毫米)	3817	3817
導葉高度(毫米)	948	948

來源：運行規程

發電機

發電機型號為TS920/115-44，由東方電機廠製造，其主要參數見下表。

表4.53：池潭電站發電機主要參數

發電機	
型號	TS920/115-44
出力 (兆瓦)	50
定子電壓 (千伏)	10.5
定子電流 (安培)	3235
勵磁電壓 (伏)	215.5
勵磁電流 (安培)	1188
功率因數	0.85
額定轉速 (每分鐘轉速)	136.4
飛逸轉速 (每分鐘轉速)	285
定子接法	2Y
絕緣等級	F/F

來源： 運行規程

升壓變壓器

1號和2號變壓器均在2001年進行了更換，主要參數見表4.54。

電站內還有容量為18兆瓦的3號發電機連接到2號變壓器。3號機組原屬於私營電廠，目前已被華電福新收購，但3號機組不在本次技術評估範圍內。

1號變壓器容量為180兆伏安，與1號機組相連，中壓側接入110千伏GIS母線，經過220千伏出線接入電網。2號機組容量50兆瓦，與3號機組均由10千伏II段母線接入容量為63兆伏安的2號變壓器，電力經由共用的220千伏出線接入池三線。2號變壓器接近滿負荷運行。據電站現場人員報告，電站計劃將3號機組連接到1號變壓器。

表4.54：池潭電站升壓變壓器主要參數

項目	1號變壓器	2號變壓器
型號	OSSPS10-180000/220	SSP96 3000/220
額定容量 (千伏安)	180000	63000
額定電壓 (千伏)	242 ± 2 × 2.5%/121/10.5	242 ± 2 × 2.5%/121/10.5
接線組別	YN ao d11	Ynd11
冷卻方式	強制油循環水冷變壓器	強制油循環水冷變壓器
出廠時間	2001年7月	2002年1月
製造廠家	瀋陽特種變壓器廠	常州變壓器廠

來源：運行規程

4.8.4 電站運行和維護

4.8.4.1 水工構築物運行與維護

對水工建築物的運行、維護記錄，以及安全評價、定檢報告的查閱和現場的考察，構築物的情況簡述如下。

水庫與大壩

水庫已運行31年，2007年採用衛星遙感技術對水庫庫容進行復測，新計量結果與原設計曲線比較相差不大。庫區檢查沒有發現有滑坡、塌岸或滲漏等現象。

大壩曾經歷了2002年6月金溪發生特大洪水，最大出庫流量達到7,033立方米／秒，在大壩下游70米以外處發現局部沖坑和河道侵蝕現象，但從大小和深度來看，不會危及大壩安全。電廠對溢洪道表面存在的沖刷、磨損進行了環氧修補處理。

經審閱可供查閱的文件後，認定消缺及時，監測自動化系統運行穩定可靠。大壩變形規律正常，符合混凝土重力壩的一般變化規律。大壩滲漏量不大，揚壓力變化規律正常。整體而言，大壩性態正常。

引水系統、發電廠房及金屬結構

發電廠房、尾水構築物、壩肩邊坡及近壩庫區運行良好。然而，2003年檢測發現弧形閘門、壓力鋼管局部位置存在嚴重腐蝕現象。據稱華電通過了2012年針對腐蝕的維護計劃。

4.8.4.2 機電設備運行與維護

電站的機電設備投運已30多年，2001年以來，許多設備陸續進行了更新，更新的設備合理、性能良好，安全有保障。但2#水輪機和1#、2#發電機的更新改造尚未進行，據現場人員稱電站目前正在進行2號機組技改的可行性研究，1號機發電機的更新改造也將在2號機組技改完成後進行。機電設備檢修與運行情況簡述如下：

維護記錄

1號機組和2號機組均於1980年5月投產發電，1981年至2010年期間，C級維護均共進行了43次。維護記錄見表4.55。

表4.55：池潭維護記錄

年份	1號機組	2號機組
1981年		B
1982年	B	
1984年		B
1985年	B	
1988年		A
1989年	A	
1992年		B
1993年	A	
1996年	B	A
2000年	B	
2002年		A
2003年	B	
2006年	A	
2007年		B

設備維護與運行情況

(1) 水輪機

1號機組轉輪於2006年12月進行了更換。根據2008年B級維護記錄，沒有發現任何裂紋及汽蝕現象。參考維護記錄，效率試驗結果顯示，1號機組的效率與2006年幾乎一樣，1號機組轉輪評為A級設備。

2號機組轉輪運行至今已超過30年，葉片出水邊與上冠連接處出現多道裂紋，經多次補焊葉片有較大的變形，水力損失較大，效率降低。根據維護記錄所示，2號機組轉輪獲評為三級設備。

(2) 調速器

ZFL/D-100型調速器均由南瑞公司提供，1號機組電櫃2001年9月改造，機櫃2004年12月改造，2號機組電櫃2002年12月改造，機櫃2007年12月改造。調速器運行良好，獲評為一級設備。

(3) 發電機

1號、2號機組發電機分別於2007年及2008完成了維護，但並未更換線圈。機組已經運行和維護了三十多年，絕緣老化嚴重，接近技術壽命上限。鑑於發電機的狀況，據稱華電福新已經制訂了嚴格的措施，以加強監視，制訂發電機事故預防措施，並建議在短期內進行翻新。據稱華電福新目前正在研究2號機組的技改方案。

(4) 升壓變壓器

在2002年進行了改造更換，OSFPS10－180000/220及SSP9－63000/220取代了強迫油循環水冷升壓變壓器，兩者分別由瀋陽特種變壓器廠及常州變壓器廠提供，安裝後所有試驗項目合格，每年預防性試驗結果理想，每年按計劃進行小修，運行正常。

4.8.4.3 發電量

2台機組均自1980年10月起投產，發電量記錄見表4.56。

表4.56：1980年以來發電量

年份	年發電量 (萬千瓦時)	年份	年發電量 (萬千瓦時)
1981年	43,319.1200	1996年	45,078.0800
1982年	54,949.7800	1997年	64,078.4000
1983年	61,095.9200	1998年	62,025.6000
1984年	48,601.8400	1999年	58,649.0400
1985年	40,159.2400	2000年	52,395.2000
1986年	47,393.4400	2001年	66,703.8400
1987年	40,015.7000	2002年	59,615.4400
1988年	62,844.6400	2003年	44,363.6000
1989年	47,630.3400	2004年	25,307.5200
1990年	53,460.8900	2005年	50,229.2800
1991年	41,135.4600	2006年	57,101.8400
1992年	62,041.9200	2007年	44,010.1104
1993年	46,394.8800	2008年	48,033.8576
1994年	58,157.6800	2009年	30,359.8360
1995年	65,426.1600	2010年	54,773.6480
平均	50,883.5		

根據上表統計，電站實際平均年發電量為511.78吉瓦時，比原設計年發電量多11.78吉瓦時，兩者相差約2.3%，說明電站按預期運行。

我們還調查了1951年至2010年的徑流數據系列，近60年的年平均徑流量為158.1立方米／秒，1981年至2010年的平均流量為165.9立方米／秒，說明近30年來水量偏大。1971年至2010年近40年的年平均流量為164.6立方米／秒，與1981年至2010年的數據系列沒有重大出入，說明近30年的數據系列具有代表性，可以用作覆核年發電量。

通過近年的更新與改造，機組的運行效率已大為提高，發電量也可能會有所增加。有鑑於各項考慮因素，覆核年平均發電量為530.7吉瓦時，年利用小時數為5,307小時。

平均利用小時數與一般水平相比明顯偏高，平均負荷因數亦相對較高。池潭水電站是一個調峰電站，需要為電網留有若干備用容量。近30年當地電網的負荷水平大幅增加，相應的對備用容量要求就更多。建議池潭水電站考慮擴大裝機容量以降低年利用小時數及負荷因數，為電網留出更多的備用負荷，以充分發揮調峰電廠的作用。據現場人員報告，池潭水電站正在研究擴大裝機容量的可行性。

4.8.5 組織機構和人員

池潭水電站下設一個發電部（28人）、一個檢修維護部（15人）、運行維護二部（58人）和安全監察部，直接參與電站的生產，其中部分員工被借調到華電福新下屬的其他電站工作。

4.8.6 環境

由於池潭電站於上世紀70年代建設，當時中央政府尚未規定進行環境影響評價與環境保護驗收工作。現場調查顯示，工程區不存在任何特別環境問題需要進一步注意。

4.8.7 許可

根據有關規例，水力發電企業應辦理取水許可證。池潭電站已領取取水許可證，編號為取水（閩）【2007】000029號，有效期至2012年12月31日，並要求每4年續辦一次。

4.8.8 併網協議

池潭電站與福建電力有限公司簽訂了併網調度協議（有效期至2015年12月31日）與購售電合同（有效期至2014年12月31日）。

4.8.9 結論

整體而言，工程設計良好，運行成效超出期望。

電站已運行31年，植被良好。沒有發現有滑坡、滲漏等現象。

大壩的監測自動化系統穩定可靠。大壩變形規律正常，符合混凝土重力壩的一般變化規律。大壩滲漏量不大，揚壓力變化規律正常。整體而言，大壩性能正常，洩洪能力足以滿足防洪要求。

發電廠房、尾水構築物、壩肩邊坡及近壩庫區運行良好。然而，2003年檢測發現弧形閘門、壓力鋼管局部位置存在嚴重腐蝕現象。據稱華電通過了2012年的維護計劃，將對腐蝕現象做進一步修復。

電站已投運30多年，全廠設備按計劃地進行了維護和運轉。

自2001年以來，電站對1號水輪機、調速器、勵磁、升壓變壓器、繼電保護、通信及控制系統等部分設備陸續進行了更新或更換，可以確認新設備整體性能良好。

2號水輪機和兩台發電機尚未進行更換，存在設備老化現象，可能威脅電站的安全運行。除加強巡檢和管理外，建議在短期內研究對該等設備進行技改。

由於利用小時數相對較高，據稱電站目前正在研究日後擴大裝機容量的可行性。

4.9 總結

通過審閱可供查閱的資料和現場調查，所選定的七個電站均建設良好，設計符合現行規範，發電廠房所在區域似乎不在地震活躍帶且未發生過大的洪水或滑坡等可能影響到大壩和發電廠房的事故，可以確認為低風險。

白沙水電站2007年投產，已運行4年半左右。運行記錄分析顯示，電站的平均發電量已高達設計發電量的88%，可以確認電站按預期運行，運行狀況良好。

棉花灘水電站已運行約十年，運行記錄顯示電站按預期運行。

安砂水電站已運行約36年，採用的一些技術（如電池）被視為落伍，儘管並不會影響電站的容量，但可能需要更換。整體而言電站設備是適宜運行的，我們認為該等設備屬於低風險。

豐海水電站為小型引水式電站，剛好運行超過5年。電站採用的技術（機組類型、開關、電池）建設良好，符合現行設計規範，我們認為屬於低風險。

古田溪二級水電站已經運行40多年，大壩在2003年至2005年期間進行了補強加固，設計標準符合現行規範。2003年以來大部分機電設備進行了更新，目前狀態良好。

芹山水電站運行10餘年，大部分設備均處於良好的工作狀態。由於下游周寧水電站的建設，芹山電站幾乎處於停產狀態。不考慮2004年，電站2000年至2010年年平均發電量為132.88吉瓦時，平均達到設計發電量的91%，可以確認電站按照預期運行，運行狀況良好。建議電站留意攔河壩下游可能存在的脫流或減流現象。

池潭水電站投運30多年，整體而言，大壩性態正常。2001年以來陸續更換了部分設備，目前1號發電機及2號水輪機和發電機存在設備老化的現象。據稱電站正在擬備技術改造策略，計劃逐步更換老化的設備。

5. 火電廠技術評估

5.1 簡介

福建省可門發電有限責任公司位於福建省東部羅源灣南岸的黃岐半島，本電廠選址在可門經濟開發區內，距福州市約85千米，距馬尾54千米，距連江39千米。本電廠由中國華電集團公司開發，此工程一期（1號機組和2號機組）於2003年完成可行性研究，2004年開工建設，1號機組和2號機組分別於2006年8月和12月正式投入商業生產。一期工程建設兩台超臨界燃煤機組，單機銘牌容量600兆瓦。一期工程總體投資為人民幣50億元。目前羅源灣建有年吞吐量為10,000,000噸的工業碼頭，對於煤和工業重件的運輸非常便利。

本電廠設計煤種為神府東勝煤礦，校核煤種為晉北煙煤。電廠與華電煤業集團有限公司簽訂了長期燃煤買賣協議。所有煤炭運往電廠的工業碼頭。

福建省電力有限公司與可門發電有限責任公司簽訂購售電合同。一期採用500千伏出線兩回，並入式接入福州變電站。除非預期購電量會發生重大變化，否則購售電合同一般為期三年，並可於期滿前自動續約三個月，直至結束商業營運。首期購售電合同於2008年12月31日終止，並已延期至2012年1月。

電廠汽輪機凝汽器循環冷卻水系統和輔機封閉式冷卻水系統以海水為主要冷卻媒介，所有其他生產、飲用和消防水等用水則採用淡水。淡水來源以塘阪水庫為主，慕普水庫為備用。

5.2 主要供應商

5.2.1 整體設計

可門電廠由中國電力工程顧問集團屬下公司西南電力設計院總體設計。西南電力設計院具有工程設計甲級資質，國家甲級電力工程和建設工程設計，甲級工程勘察、甲級環境影響評價、甲級環境污染防治工程勘察設計、甲級工程總承包、甲級工程諮詢、甲級工程造價諮詢、甲級工程監理和壓力容器設計等多項資質證書。1995年，西南電力設計院成為首批獲國家電力勘測設計研究院認證的企業之一，獲得國際標準化組織9001(ISO9001)認證；經國家外經貿部批准，擁有對外經營權。

截至2010年9月（不含1999年之前）西南電力設計院為13個國家累計設計600兆瓦機組超過70台，總容量44,717兆瓦，在超臨界和超超臨界機組設計上積累了豐富的經驗。作為主要設計單位之一，我們對於西南電力設計院設計本電廠的能力沒有重大疑慮。

5.2.2 主體設備供應商

電廠一期兩台機組的鍋爐、汽輪機和發電機均由上海電氣集團提供。上海電氣集團至今已投運600兆瓦超臨界機組53套，在建同類機組94套；已投運1,000兆瓦超超臨界機組20套，在建同類機組46套。上海電氣集團為大中小型電廠提供從50兆瓦到1,000兆瓦的循環流化床機組、超超臨界燃煤機組及聯合循環機組。我們認為，上海電氣集團所提供的主體設備技術成熟，設計經過驗證。我們對於上海電氣集團的質量及服務沒有重大疑慮。

5.3 電廠建設和配置

5.3.1 電廠建設

該水電工程自2004年開始建設。兩台機組由西南電力設計院總體設計，上海電氣提供鍋爐、汽輪機和發電機等主體設備，由廣東火電工程總公司承建。1、2號機組分別於2006年8月和12月投入商業運行。

5.3.2 電廠配置

兩台機組皆採用600兆瓦超臨界煤粉鍋爐，採用主蒸汽系統、再熱蒸汽系統以及主給水系統等現代技術，30%高壓和低壓旁路設計，每台機組配備2 X 50%汽動給水泵及一台30%電動給水泵。汽輪機為N600/24.2兆帕/566°C/566°C型600兆瓦再熱凝汽式汽輪機。與汽輪機相配套的是QFSN-600~650-2型水氫氫冷卻汽輪發電機。

電廠配套設備包括封閉式循環冷卻水、水處理、壓縮空氣、消防、變壓器和500千伏氣體絕緣開關，以及分散式控制系統(DCS)。

以下子章節概括了電廠的主要設備和系統。

5.3.2.1 鍋爐

鍋爐是上海電氣下屬上海鍋爐廠在引進Alstom美國公司技術的基礎上，結合該廠燃用神府東勝煤的經驗，並根據用戶的一些特殊要求而設計。

該超臨界鍋爐機組為滑壓運行，單爐膛，一次中間再熱，四角切圓燃燒方式，平衡通風，門型露天布置，固態排渣，全鋼架懸吊結構，兩台轉子式三分倉容克式空氣預熱器。鍋爐主要技術參數列於表5.1：

表5.1： 鍋爐主要技術參數

名稱	單位	最大連續	額定工況
		蒸發量(BMCR)	蒸發量(BRL)
主蒸汽流量	t/h	1913	1821
主蒸汽壓力	MPag	25.4	25.29
主蒸汽溫度	°C	571	571
熱再熱蒸汽流量	t/h	1581	1514.2
冷再熱蒸汽壓力	MPag	4.38	4.16
冷再熱溫度	°C	312	306
熱再熱壓力	MPag	4.16	3.97
熱再熱溫度	°C	569	569
給水溫度	°C	282	279

來源： 可門電廠鍋爐產品說明書

鍋爐配備裝有一次風直吹式制粉系統的速磨煤機，24個燃燒器分6層按不同高度通過位於角落的風箱裝置，將煤粉和空氣從四角送入爐膛內呈切圓方式燃燒。風箱噴嘴以輕微傾斜於對角的角度噴出煤粉及空氣，與爐膛中心的發火圈相切。燃料及氣體結合後經點火角在爐膛的設計面產生旋轉或氣旋式火球。切圓燃燒系統還配有燃盡風設備，以降低氮氧化物(NO_x)的排放。輔助燃料為0號輕柴油。

運行期間，過熱蒸汽採用噴水調溫裝置控制溫度。I級減溫器在屏式過熱器進口管道上，II級減溫器在末級過熱器進口管道上。再熱器進口設有兩個噴水調溫器，在發生緊急情況時用來控制冷再熱蒸汽溫度。該噴水調溫設計是一種成熟而使用廣泛的蒸汽溫度控制技術。

鍋爐的所有壓力部件均採用設計成熟、廣泛使用的材料。該電廠一直在基本負荷狀況下運行，故對各壓力部件的熱衝擊影響有限，因此電廠主體設備的剩餘壽命與剩餘設計壽命相當。

我們在實地考察中了解到，末級過熱器的管道材質為T91。我們從非計劃性停用記錄中了解到，1、2號兩個機組所經歷的幾次重大非計劃性停用均由於末級過熱器管道爆管。爆管的原因是鍋爐廠家設計階段的安全系數不足，該問題已經解決。

對於可靠的燃煤電廠而言，鍋爐屬於最重要的組成部分之一。我們獲悉，類似大型的鍋爐機組在國內已投產200餘台，其中上海鍋爐廠投產53台，另有94台在建（截止2010年9月）。我們並不知悉此類機組存在重大的內在設計缺陷。我們認為此類型鍋爐所採用的技術成熟且廣為使用。

5.3.2.2 汽輪機

該電廠使用的再熱凝汽式汽輪機是由上海電氣旗下的上海汽輪機有限公司提供的N600/24.2千帕/566°C/566°C機型。此型汽輪機能夠在滿負荷及滑壓模式下正常運行。此類型機組採用一次中間再熱，單軸，三缸四排汽設計方案。表5.2列出了汽輪機的主要技術參數。

表5.2：汽輪機主要技術參數

名稱	單位	〔●〕
額定功率	兆瓦	600
主蒸汽壓力	兆帕（絕對壓力）	24.2
主蒸汽溫度	℃	566
再熱溫度	℃	566
轉速	轉／分	3000
旋轉方向		順時針
平均背壓	千帕	5.4
夏季平均背壓	千帕	11.8
額定給水溫度	℃	275.3
回熱級數		三高，四低，一除氧r
給水泵驅動方式		蒸汽泵
額定蒸汽流量	蒸噸	1681.542
額定淨熱耗	千焦／千瓦時	7597 (1814.5)
蒸汽泵平均背壓	千帕	6.78

來源： 汽機運行維護說明書

上海汽輪機有限公司已向中國市場供應54台該等汽輪機，年產能為12台。我們認為此類型汽輪機所採用的是成熟並獲公認的技術，我們對此型號汽輪機的質量及可靠性不存在異議。

5.3.2.3 發電機

1、2號機組所採用的是由上海汽輪發電機有限公司提供的QFSN型水氫氫冷卻氣輪發電機，額定容量介於600兆瓦到650兆瓦。截至報告初稿階段，我們並不知悉此類發電機存在內在設計缺陷。

5.3.2.4 卸煤和儲煤

電煤經船運至10,000,000噸級工業碼頭。碼頭配置額定功率為1,200噸／時的門式卸船機2台。

可門電廠共設內徑為120米的半圓形儲煤場2個。每個儲煤場均配有一台運煤機，總儲煤量為293,000噸，可供電廠機組滿負荷使用26天。儲煤場為全封閉式結構，可應付惡劣天氣，降低對環境的污染。

從碼頭到中轉煤場的帶式輸送機採用三路布置，兩路運行，一路備用。從中轉煤場到儲煤場的帶式輸送機採用雙路布置，一路運行，一路備用。1、2號機組共享一個給煤系統，該系統配備兩台帶式輸送機。給煤系統的設計裕度為1.8，滿足功率輸出要求。

5.3.2.5 空氣預熱器

各鍋爐機組配備兩台三分倉容克式空氣預熱器，採用一、二次風分隔布置，一次風門開度為50°，轉子反轉。每台空氣預熱器配置兩台伸縮式吹灰器。在預熱器煙氣側配備有一根固定式水沖洗管和滅火管。預熱器還配有火警裝置，以符合安全要求。

5.3.2.6 風機

電廠的1、2號機組所採用的一次風機和送風機由瀋陽鼓風機集團股份有限公司提供，引風機由豪頓華提供。電廠已與福建漳平思特朗機電工程有限公司和安徽電力建設有限公司簽訂1、2號機組的長期服務協議，負責所有風機的設備維護。電廠擁有充足的風機備件。

5.3.2.7 分佈式控制系統

1、2號機組採用了艾默生公司提供的分佈式控制系統(DCS)。該系統在現代火電廠中獲廣泛採用認可，我們對此系統無異議。

5.3.2.8 變壓器和500千伏變電站

兩台發電機分別連接至500千伏開關站的相應饋電線路，2回出線接入500千伏福州變電站。1、2號發電機組均採用500千伏及720兆伏安戶外三相雙繞組銅導線無勵磁調壓型低損耗升壓變壓器。我們認為變壓器符合國家標準(GB)和國際電工委員會(IEC)標準。表5.3列出了變壓器的主要技術參數。

表5.3: 變壓器主要技術參數

內容	數值
額定容量	720兆伏安
電壓和調壓範圍	500千伏±2 X 2.5%
冷卻方式	強迫導向油循環
變壓器額定輸出時損耗	275千瓦

來源：主變產品說明書

5.3.2.9 靜電除塵器

1、2號機組所採用的靜電除塵器由福建省電力勘測設計院設計，福建龍淨環保股份公司提供。該設計採用雙室四電場，每台除塵器的額定入口煙氣量為1,634,140立方米／時，設16隻灰斗。除塵器系統使用380伏三相四線制，50赫茲交流電。1號機組及2號機組的維護分別根據各自的長期維護協議進行。根據電廠運行檢修紀錄，我們並未發現靜電除塵器存在重大問題。

5.3.2.10 煙氣脫硫系統

1、2號機組均採用濕式脫硫吸收塔控制二氧化硫排量，每台機組設一台吸收塔。鍋爐排出的煙氣經過換熱器進入吸收塔，經脫硫後產生的煙氣冷卻。煙氣進入吸收塔的一側，在脫硫後由吸收塔頂部的轉換過程中退出，之後經進入的煙氣冷卻後由電廠煙囪排入大氣。從脫硫吸收塔排出的石膏漿可通過石膏脫水再利用。實際的二氧化硫最大排放濃度低於100毫克／立方米，符合將於2012年開始實施的GB13223-2011排放標準。

5.3.2.11 冷卻水系統

1、2號循環冷卻水系統使用海水作為冷卻介質，其重要功能是為凝汽器，閉式冷卻水熱交換器提供冷卻水，並向製氫系統提供海水。循環冷卻水系統採用單元制直流供水，每台配備2 X 50%冷卻水泵。據廠方所述，冷卻水泵的運行組合會根據季節溫度的變化而變化，一般情況下，冬季採用三台泵1、2號供水，而夏季則採用四台泵供水且運行期間有20%的冷卻水流量冗餘。如果只有這20%的流量冗餘，在夏季運行時一旦冷卻水泵發生故障將有可能影響電廠的發電能力。因為採用海水作為冷卻介質，電廠採用了電解海水製次氯酸鈉處理系統以防止海洋生物造成的腐蝕和堵塞。這樣的水泵布置和水化學處理在此電廠中得到廣泛應用，並且獲得全球很好地接納。

5.3.3 小結

根據所獲提供的資料，我們認為此電廠所採用的技術和設備成熟且口碑很好，與

我們的期望相一致。除了末級過熱器爆管問題我們稍有顧慮外，我們認為可門電廠1、2號機組基本上達到了設計要求，運行穩定。

5.4 運行歷史

5.4.1 容量和可用率

福州可門電廠一期工程於2004年開始動工建設。1、2號機組分別於2006年8月3日和2006年12月4日投入商業運行。機組從投產至今一直在基本負荷下運行。基於廠方提供的信息，表5.4列出了從2008年到2011年9月份兩台機組的容量因數和可用率：

表5.4：1、2號機組容量因數和可用率

年份		2008年	2009年	2010年	2011年
					(至9月)
1號機組	容量因數(%)	69.52	70.35	59.54	66.95
	可用率(%)	87.68	90.06	91.18	81.6
	淨發電量(吉瓦時)	3664.23	3697.71	3129.43	2631.84
2號機組	容量因數(%)	54.85	67.04	61.05	56.88
	可用率(%)	82.44	90.65	100	72.68
	淨發電量(吉瓦時)	2890.81	3523.66	3208.62	2236.14

來源：可門電廠可靠性指標

同時按照可行性研究報告中提出的5,000利用小時數來分析，我們認為可門電廠一期兩台機組發電量超過預期發電量。

5.4.2 停用

根據電廠提供的運行記錄，我們1、2號在表5.5中列出兩台機組的停用統計數據：

表5.5：機組停用紀錄

年份	1號機組		2號機組	
	計劃停運	非計劃停運	計劃停運	非計劃停運
	(小時)	(小時)	(小時)	(小時)
2008年	903.07	179.38	1267.57	274.55
2009年	728.55	141.82	637.05	182.12
2010年	772.98	0	0	0
2011年	1047.57	157.85	1271.98	518

來源：可門電廠可靠性指標

從上面的統計數據可以看出，機組停用原因主要是計劃停用，值得注意的是兩台機組在2010年沒有任何非計劃性停用，且2號機組也沒有經歷任何計劃停用，因此利用率達到100%。兩台機組都於2008年進行了商業運行以來的首次計劃A級停用，所有其他年度停用和主要節假日前計劃停用都視為正常停用，且都有記錄。

在非計劃性停用記錄方面我們注意到：

- 1號機組
 - 2011年非計劃性停用157.85小時，主要原因是末級過熱器54排4號管爆管；
 - 2009年非計劃性停用141.82小時，主要原因是屏式過熱器爆管；
 - 2008年非計劃性停用179.38小時，主要原因同上。
- 2號機組
 - 2011年非計劃性停用三次共518小時，三次非停的原因都是因為末級過熱器爆管；
 - 2009年非計劃性停用四次共182.12小時，主要原因同上；
 - 2008年非計劃性停用三次共274.55小時，主要原因同上。

我們認為T91管材的爆管問題是導致兩台機組非計劃性停用的主要原因，有關記錄也進一步證實了我們的顧慮。鍋爐供應商的設計裕度偏低是導致T91管材爆管的直接原因。鍋爐供應商已經著手並致力於2012年之前完成這部分改造工作。

受停用的影響，兩台機組的可用率均低於92%（2號機組2010年可用率為100%）。我們已注意到，中國對於電廠可用率的定義不同於西方市場，同樣購電協議和電網調度中對於可用率的規範也應用了不同的原則，因此我們認為，基於我們對全球同類電廠的經驗，可門電廠的可用率是一個長期的均值，符合我們的預期。

我們認為電廠的容量因素在國內同類電廠中處於較高水平，儘管相對於西方同類電廠來說略低，但這是由於電廠的年發電量是由政府機構針對每年制訂的生產計劃提前確定。根據我們在考察中獲得的口頭信息，在購電協議中，電廠的收入僅僅取決於

送出的電量，沒有電廠可用率或容量支付補償。因此，如果福建電力公司在某期間限制購電量，電廠將不會獲得補償。

5.4.3 電廠煤耗

可門電廠的供電耗煤從2007年開始一直呈穩步下降趨勢，煤耗值由2007年的318.0克／千瓦時降至2011年的304.1克／千瓦時（據2011年12月報告）。值得注意的是可門電廠2010年全年的平均煤耗值為305.3克／千瓦時，低於當年全國6兆瓦以上燃煤電廠供電平均標準煤耗（用低位發熱量29.3百萬焦耳／千克折算標準煤耗）333克／千瓦時（2010年度發電業務情況通報－電監會）。這表明全國主要大型發電企業技術裝備水平和管理水平相對較高。表5.6列出了可門電廠的年平均耗煤。

表5.6: 電廠年平均煤耗

年份	年平均煤耗 (克／千瓦時)
2007年	318.0
2008年	316.9
2009年	307.8
2010年	305.3
2011年	304.1*

* 此數值基於2011年12月的報告

來源：可門電廠節能月度分析

需要指出的是國有大型發電廠在運行體制和購電協議上均與西方同類型電廠存在較大程度不同，因此在年平均煤耗的計算方法上也存在較大差異。

5.4.4 電廠效率

通常西方國家超臨界機組在設計工況為主蒸汽壓力=30兆帕，主蒸汽溫度=600°C，主再熱蒸汽壓力=6.5兆帕，全廠熱效率大於46%，可門電廠在設計工況為主蒸汽壓力=24.2兆帕，主蒸汽溫度=571°C，主再熱蒸汽壓力=4.17兆帕的情況下全廠熱效率設計值為不低於43%，在實地考察期間我們得到的口頭信息為全廠熱效率介於35%到40%之間，低於預期。表5.7列出了兩台機組自2008年以來的實際運行的工況。

表5.7：機組平均運行工況

年份	運行工況	1號機組	2號機組
2008年	主蒸汽溫度(°C)	557.62	551.35
	主蒸汽壓力(兆帕)	22.57	21.92
	再熱蒸汽溫度(°C)	547.12	546.11
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	3.2	3.07
2009年	主蒸汽溫度(°C)	556.74	555.17
	主蒸汽壓力(兆帕)	22.87	22.20
	再熱蒸汽溫度(°C)	546.95	541.81
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	3.28	3.09
2010年	主蒸汽溫度(°C)	557.42	556.16
	主蒸汽壓力(兆帕)	21.58	20.61
	再熱蒸汽溫度(°C)	548.75	544.77
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	2.84	2.62
2011年 (截至2011年10月)	主蒸汽溫度(°C)	557.55	552.67
	主蒸汽壓力(兆帕)	23.64	21.96
	再熱蒸汽溫度(°C)	522.74	548.23
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	3.38	3.22

來源：可門電廠節能月度分析

從表5.7中我們注意到兩台機組自2008年以來的實際運行工況均低於設計工況，有些月份由於高溫過熱器爆管後出於安全原因的考慮而選擇以較低工況或亞臨界狀態的方式運行，從而導致全廠效率降低。華電福新能源股份有限公司已與鍋爐供應商上海鍋爐廠進行協商，上海鍋爐廠已承認設計存在缺陷，並同意負責升級改造。目前，華電福新能源股份有限公司已批准改造計劃，並致力於2012年完成1、2號。

5.5 運行與維護

可門電廠有員工近400人負責合共4台發電機組，其中運行人員193人，維護人員112人。運行人員每日三值。我們認為員工人數多於西方同類電廠僱員人數，這在一定程度上與3、4號機組的內部維護工作有關。

正如前面章節所介紹，1、2號機組的機務部分維護項目分別外包給福建廈門思特朗機電工程有限公司和安徽電力建設有限公司。維護協議的有效期一般為期三年，可予重續。當前協議的有效期直至2013年12月31日。協議服務範圍包括鍋爐、汽輪機、

1、2號機組的公共設施、以及兩台機組之間的分界部分。與福州變電站連接的2回路電纜的維護工作已經外包給福建省電力建設有限公司。此類長期服務協議是目前較為流行的一種設備維護形式，這種方式也是許多國家的電廠所普遍採用的。這些協議的好處是可以在維護週期內控制成本。電廠的3、4號機組現時由該廠員工自行維護，至於今後是否也採用同1、2號機組一樣的長期服務協議外包模式目前還不明確。

截至2011年9月30日，1、2號機組的累計實際運行小時數分別為21,872小時和19,765小時，等效運行小時分別為26,573小時和25,723小時。1、2號機組於2007年底均實施了計劃A級停用，按照計劃，1、2號機組下次維護應在2012年底。所有其他年度停用都已按計劃實施。

5.6 資產狀況

基於我們在實地考察期間的現場調查，電廠的狀況基本上與我們對同種類型和相同運行時間的電廠的期望相一致。電廠的各區域都保持清潔，並設置了合適的安全標識和保安系統。多數室內和室外設備都在使用中，並無明顯的腐蝕、損壞和異常聲響。從可參考的記錄數據來看，沒有跡象讓我們對該廠產生較大的顧慮，也不需要對該廠做較大的投入。

5.7 備品備件

通過對電廠備品備件清單的審核，我們認為電廠庫存各種鍋爐，汽輪機，電氣，熱空和煙氣脫硫備件數量充足。1、2號各機組的專業部門審查存貨，並按照實際庫存量就每月採購編製存貨清單。由於同類機組和輔機設備在國內市場上數量龐大，因此可以認為設備供應商對關鍵部件庫存充分。我們認為長期服務協議對備品備件的供應也是一個良好的保證。

5.8 環境、健康和安全

電廠一期1、2號機組總投資額為50億元人民幣，其中環保投資為5.68億元人民幣。環保設施與COD機組同時投入使用。

1、2號機組均採用低氮燃燒技術（低氮燃燒器、分級燃燒、分離燃盡風），煙氣經靜電除塵器和煙氣脫硫裝置處理後，通過210米高煙囪排放，安裝了連續排放監測系統和換熱器以監控排放，並與當地環保部門聯網。煤處理系統包括全封閉式儲煤場和輸送機，在碎煤機車間、輸煤轉運站、灰庫等處設有除塵器。海水是主要的冷卻介質。所有工業廢水均經過處理後回收利用。工程對各個噪聲源採取了隔音降噪措施。粉塵，二氧化硫，氮氧化物排放濃度分別為17.1毫克／立方米，100毫克／立方米，

和170毫克／立方米。但是我們並沒有收到關於汞排放值的報告，這是由於基於目前的國標暫無檢測汞排放量的需求。據告知，未來兩年內將對1、2號機組安裝SCR系統，並將對汞排放進行監控。在對運行記錄和相關文件的審查中，我們沒有發現重大問題和環境污染事故。

根據最近頒佈並將於2012年開始實施的GB13223-2011規定，可門電廠將須控制煙塵排量低於30毫克／立方米，SOX排量低於100毫克／立方米，氮氧化物排量低於100毫克／立方米，汞排放量低於0.03毫克／立方米。按照目前的規定，我們對現有排放量水平感到滿意，但是希望1、2號在安裝了SCR系統之後氮氧化物排量能夠達到新的規定。

5.9 評估總結

我們對福州可門電廠1、2號機組的主要結論的建議如下：

- 我們認為電廠的設計和設備都基於成熟、公認的技術；
- 我們認為電廠的輸入功率及發電量符合我們的預期；
- 電廠可用率在某些年份有突出表現，總體上與我們的期望值相符；
- 電廠煤耗減幅效果顯著，高於全國平均水平，與我們預期值相符；
- 電廠容量系數相對於國內同類電廠處於較高水平。儘管相對於西方同類電廠來說略低，但這是由於電廠的年發電量在每年年初由政府機關制訂的生產計劃確定；
- 由於高溫過熱器爆管問題和出於對安全方面的考慮，全廠實際運行熱效率略低於設計值；
- 除對電廠循環冷卻水泵僅配置20%冗餘稍有顧慮外，我們認為其他主要設備冗餘設計充分；

- 鍋爐高溫過熱器爆管問題因廠家的設計缺陷所致，計劃於2012年解決該問題；
- 我們審核了1、2號長期服務協議及輸電線路維護合同。我們認為該等協議具有合理的經濟性和質量保證；
- 我們審核了電廠現有的《燃煤買賣協議》，《併網協議》；《購電協議》，認為這些協議可對電廠的發電量、銷售量及上網電量提供一定保障；
- 我們審核了電廠現有的《排放污染物許可證》，認為電廠目前排放達到現有的排放標準。我們希望電廠在1、2號安裝了SCR系統之後能夠符合最新的氮氧化物排放標準；

附件

附件A：技術評估審查過的文件

審查文件列表

編號	欄
1	庫倫風電場一期 購電協議 檢修計劃 併網協議 施工合同 環境影響報告及評價 輝騰項目文件 設備技術規範 運行表現月度報告 可行性研究報告 風電場的地區供熱方案 SVC設計 SVC技術協議 電氣單線圖 220千伏輸電項目通報 220千伏輸電項目批文 風機檢修方法 檢修工具登記單 設備採購合同
2	小草湖風電場一場一期 購電協議 運行維護協議 可行性研究報告 DRC項目批文 設計／安裝／施工合同 設備採購合同 二期合同 電氣單線圖 備件清單 安全評估 運行表現月度報告 質檢結果 環境影響報告通知

編號	欄
3	布爾津風電場 可行性研究報告 DRC項目通知 設備採購合同 設計／安裝／施工合同 環境影響報告 環境影響報告通知 財務文件 併網調度協議 設備技術規範 限電概覽 2011年生產計劃 運行表現月度報告
4	瓜州風電場一期 可行性研究報告 設備採購合同 施工／監理合同 DRC項目批文 環境影響報告 項目實施日誌 風機佈置 電氣單線圖 主變壓器測試報告 風機手冊 主設備技術規範 運行表現月度報告 330千伏系統評估檢查 設備故障記錄 低電壓穿越檢查報告 風電大規模脫網報告 風電場脫網通報

編號	欄
5	穆稜風電場一期 法律調查文件 倉庫材料清單 可行性研究報告 風機合同 箱式變壓器技術規範 風機佈置 電氣單線圖 風機故障登記 運行表現月度報告 風機240小時測試報告 備件清單 備件採購方式 批准及驗收報告 二期文件
6	依蘭雞冠山風電場一期 法律調查文件 可行性研究報告 風機合同和技術規範 主變壓器規範 箱式變壓器規範 監理完工報告 運行表現月度報告 35千伏電纜接線圖和容量 備件清單 運行維護預算編製方法 備件管理方法

編號	欄
7	連雲港灌雲風電場一期 可行性研究 徵地批文 國家發改委項目批文 項目批文通報 環評批文 併網協議 電網調度協議 購電協議 運行表現月度報告 2011年風機調試記錄 主要部件更換記錄 風機佈置圖 風機採購合同 備件清單 電氣單線圖 設備技術數據表

資料來源：華電福新

術語表

實際運行時間	實際運行時間
海拔	海拔
地面以上高度	地面以上高度
可持續能源商業理事會	可持續能源商業理事會
北京電力公司	北京電力公司
配套設備	配套設備
聯合循環燃氣輪機	聯合循環燃氣輪機
火電冷聯產	火電冷聯產
熱電聯供	熱電聯供
燃燒檢查	燃燒檢查
冷卻水	冷卻水
中國風能協會	中國風能協會
中國可再生能源學會	中國可再生能源學會
南方電網	中國南方電網有限責任公司
切入風速	風機開始發電的風速。
切出風速	風機停止發電的風速。
分佈式控制系統	分佈式控制系統
雙饋異步發電機	雙饋異步發電機
環境影響評價	環境影響評價
等效運行時間	等效運行時間

設計、採購及施工	設計、採購及施工
GB/T	國標／土建，推薦的中國國家標準
通用電氣	通用電氣能源集團
齒輪箱傳動比	動力齒輪與末端傳動齒輪的旋轉速度比率
勞氏船級社	勞氏船級社
燃氣輪機	燃氣輪機
全球風能協會	全球風能協會
熱氣路徑檢查	熱氣路徑檢查
高壓	高壓
熱回收蒸汽發生器	熱回收蒸汽發生器
輪總高度	地面至風機轉子中心線的距離
國際電工委員會	國際電工委員會
內蒙古電力公司	內蒙古電力公司
中壓	中壓
ISO	國際標準化組織
低壓	低壓
長期服務協議	長期服務協議
低電壓穿越	低電壓穿越
測試相關預測	測試相關預測
三菱重工	三菱重工業有限公司
莫特麥克唐納	莫特麥克唐納有限公司

華北電力研究院	華北電力研究院
天然氣	天然氣
二氧化氮	二氧化氮
原設備製造商	原設備製造商
運行及維護	運行及維護
購電協議	購電協議
中國	中華人民共和國
QHSE	質量、健康、安全及環境
額定功率	風機產生固定風速的最大功率
相對濕度	相對濕度
燃氣調壓計量站	燃氣調壓計量站
系統控制及數據採集	系統控制及數據採集
國家電網公司	中國國家電網公司
蒸汽輪機	蒸汽輪機
英國	英國
不間斷供電	不間斷供電
WAsP	風圖譜分析及應用程序
風機	風力發電機

巴	巴（壓力單位，等於100帕）
吉瓦	十億瓦特（電子）
吉瓦時	十億瓦時（發電）
赫茲	赫茲（頻率）
千安	千安培（電力）
千米	千米（長度）
千伏	千伏特（電子）
米	米（長度）
平方米	平方米（面積）
米／秒	每秒米（速度）
兆帕	兆帕斯卡（壓力）
兆瓦	兆瓦特（電子）
兆瓦時	兆瓦時（發電量）
兆伏安	兆伏安（視在功率）
兆乏	兆伏安電抗（無功功率）
ppm	百萬分率（濃度）