

出國報告（出國類別：實習）

離岸風力發電之「風機型式設計及風場專案驗證審核」、
「專案管理與風險評估」及「專業人力培養」

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：陳憲能 營建處機械組長

高淑娟 營建處計畫工程師

林智宸 海域風電施工處機械工程專員

蘇明鈺 海域風電施工處機械工程專員

派赴國家：比利時、日本

出國期間：107年10月21日至11月3日

報告日期：107年12月28日

出國報告審核表

出國報告名稱：**離岸風力發電之「風機型式設計及風場專案驗證審核」、「專案管理與風險評估」及「專業人力培養」**

出國人姓名(2人以上，以1 人為代表)	職稱	服務單位
陳 憲 能	機械組長	台灣電力公司營建處

出國類別	☐ 考察 ☐ 進修 ☐ 研究 ☒ 實習 ☐ 其他_____（例如國際會議、國際比賽、業務接洽）
------	--

出國期間：107年10月21日至107年11月3日	報告繳交日期：107年12月28日
---------------------------	-------------------

出國人員 自我審核	計畫主辦 機關審核	審 核 項 目
--------------	--------------	---------

☒	☐	1. 依限繳交出國報告
☒	☐	2. 格式完整（本文必須具備「目地」、「過程」、「心得及建議事項」）
☒	☐	3. 無抄襲相關資料
☒	☐	4. 內容充實完備。
☒	☐	5. 建議具參考價值
☐	☐	6. 送本機關參考或研辦
☐	☐	7. 送上級機關參考
☐	☐	8. 退回補正，原因：
☐	☐	（1）不符原核定出國計畫
☐	☐	（2）以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容
☐	☐	（3）內容空洞簡略或未涵蓋規定要項
☐	☐	（4）抄襲相關資料之全部或部分內容
☐	☐	（5）引用相關資料未註明資料來源
☐	☐	（6）電子檔案未依格式辦理
☐	☐	9. 本報告除上傳至出國報告資訊網外，將採行之公開發表：
☐	☐	（1）辦理本機關出國報告座談會（說明會），與同仁進行知識分享。
☐	☐	（2）於本機關業務會報提出報告
☐	☐	（3）.其他
☐	☐	10. 其他處理意見及方式：

報 告 人： _____ 單 位： _____ 主 管 處 主 管： _____ 副總經理： _____

說明：

- 一、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。
- 二、審核作業應於報告提出後二個月內完成，以不影響出國人員上傳出國報告至「公務報告資訊網為原則」。

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：離岸風力發電之「風機型式設計及風場專案驗證審核」、
「專案管理與風險評估」及「專業人力培養」

頁數 91 含附件：☒是☐否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：

台灣電力公司 人力資源處/陳德隆/02-23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：

陳憲能/台灣電力公司/營建處/機械組長/02-2366-6929

高淑娟/台灣電力公司/營建處/計畫工程師/02-2366-7693

林智宸/台灣電力公司/海域風電施工處/專員/04-26397221 # 2171

蘇明鈺/台灣電力公司/海域風電施工處/專員/04-26397221 # 2810

出國類別：☐1考察 ☐2進修 ☐3研究 ☒4實習 ☐5開會 ☐6其他

出國期間：107/10/21至107/11/3

赴派國家：比利時、日本

報告日期：107/12/28

關鍵詞：離岸風力、第三方驗證、風險評估、人力培訓

內容摘要：(200~300字)。

因應未來政府所推動「再生能源極大化」之新能源政策，惟國內對於離岸風電相關之經驗仍欠缺，亟須加強相關人員離岸風電之規劃、管理及運維等技術經驗，俾助推展本公司離岸風力發電計畫。本次赴Jan De Nul及Hitachi公司進行離岸風電之技術研習及現場觀摩，交流學習離岸風場之建置規劃、專案管理、施工安裝、經濟效益及風險評估等面向之議題，供後續相關工程規劃、專案進行及精進之參考，並提昇離岸風電建置規劃之能力。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

目 錄

壹、目的與任務	5
貳、行程簡介	6
參、參訪單位簡介	7
一、Parkwind.....	7
二、Jan De Nul(楊德諾公司).....	9
三、日立製作所.....	12
肆、參訪紀要	13
一、參訪Parkwind公司離岸風電廠及SCADA工作站.....	13
二、參加Jan De Nul公司舉辦之風機安裝船命名典禮.....	21
三、參訪Jan De Nul公司總部與Workshop討論.....	24
四、參訪日立製作所大甕工廠.....	45
五、參訪日立製作所埠頭工廠.....	50
六、參訪國分工廠進行日立風機簡報.....	54
七、參訪日立製作所鹿島深芝風力發電廠.....	60
八、參訪日立製作所總部.....	64
伍、心得與感想.....	65
陸、建議事項	66
柒、附件	67
附件1—Jan De Nul公司參訪問答集	
附件2—日立公司參訪問答集	
附件3—上風式與下風式風機性能比較	

壹、目的與任務

此次參訪的目的與任務在於學習國外建構與營運離岸風力的經驗，對於統包商在風場的開發、專案規劃設計與執行能力做初步的了解，尤其針對海事作業船隊與在歐洲的實績作進一步的接觸。此外，新型態的風機發展歷史、研發製造、認證過程與抗颱風能力是為此趟參訪的學習重點，並期許成為本公司離岸風力專業人才，將學成之離岸風場建置規劃、設計等核心技術及經驗推廣至公司內，以全面提升興建離岸風電之能力，並蒐集國外廠家設計與工程管理等經驗回饋，作為本公司離岸風電相關規範編擬之參考精進，為未來台灣發展離岸風力作出貢獻。

出國計畫編號	主題	出國人員
107年度第39號	離岸風力發電之風機型式設計及風場專案驗證審核研習	陳憲能
107年度第40號	離岸風力風場專案管理與風險評估技術研習	高淑娟
107年度第44號	離岸風力建構工程專業人力培養計畫	林智宸 蘇明鈺

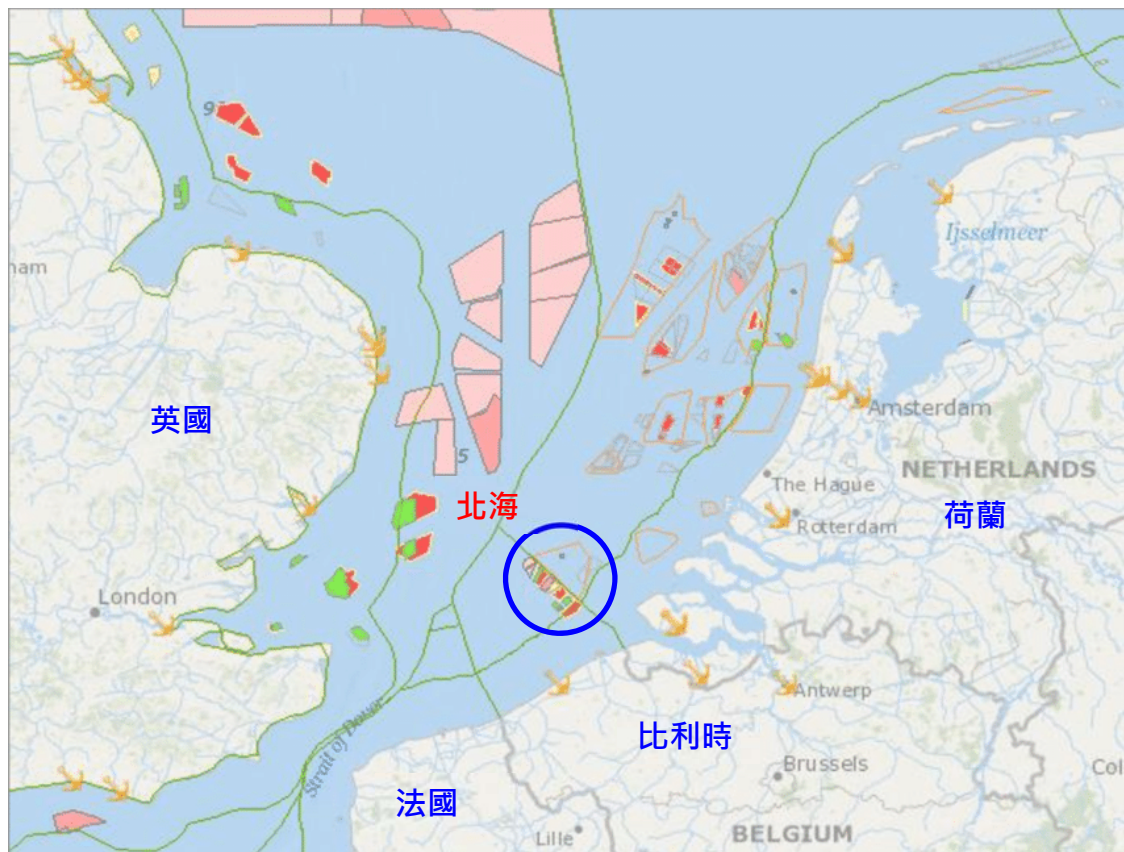
貳、行程簡介

日期	主要行程內容
107年10月21日～22日	往程(桃園－維也納－布魯塞爾)
107年10月23日～24日	參訪Parkwind公司離岸風電廠及SCADA工作站
107年10月25日～27日	1. 參訪Jan De Nul公司總部與Workshop討論 2. 參加Jan De Nul公司舉辦之風機安裝船命名典禮
107年10月28日～29日	移動(布魯塞爾－赫爾辛基－東京)
107年10月30日	參訪日立製作所大甕工廠
107年10月31日	參訪日立製作所埠頭工廠及國分工廠
107年11月1日	參訪日立製作所鹿島深芝風力發電廠
107年11月2日	參訪日立製作所總部
107年11月3日	返程（東京-台北）

參、參訪單位簡介

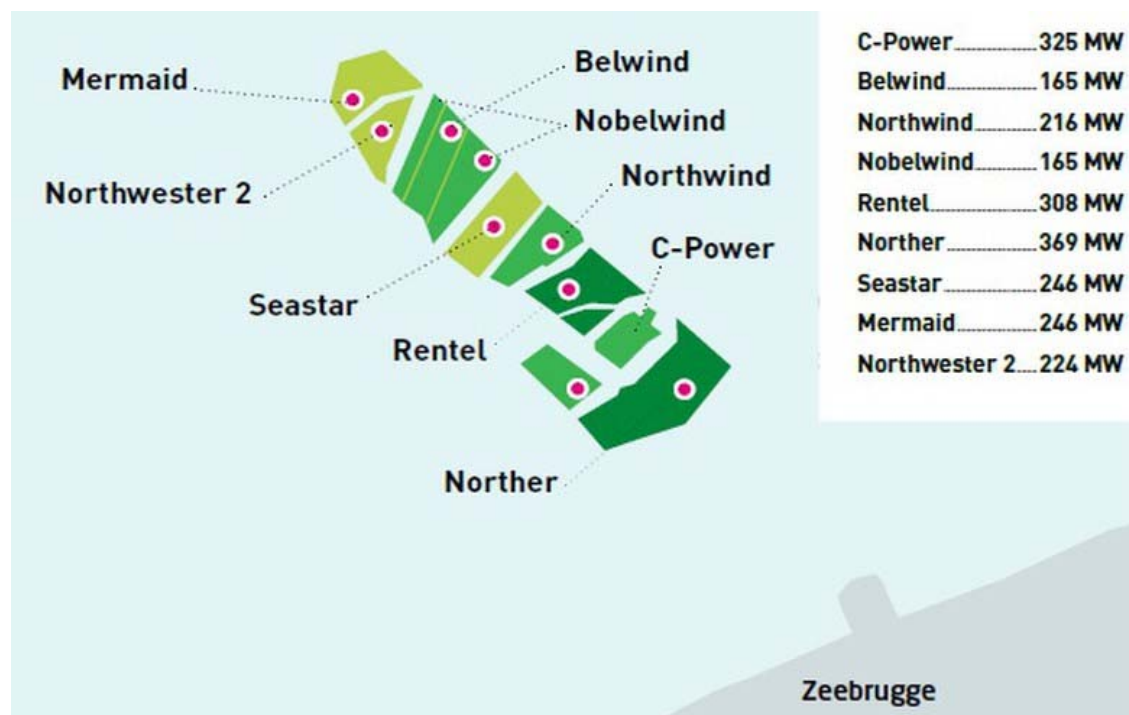
一、Parkwind

Parkwind為一家全方位的公司，擔任業主、開發商並從事融資，建造和營運離岸風電場。 Parkwind公司目前在比利時領海擁有552MW風場，包含Belwind第一階段計畫(165MW，另有1部Alstom 6MW示範風機)、Northwind(216MW)、Belwind第二階段計畫(即Nobelwind風場，165MW)；進行中的則有Northwester 2風場(218.5MW)預定2020年完工，未來將在愛爾蘭開發330MW的海上風電場Oriel Wind Farm。這是一家擁有相當豐富經驗的開發商，並長期與Jan De Nul合作開發建構離岸風電場。



比利時離岸風場位置圖，如藍圈所示。

(圖片來源：4coffshore.com網站)



Parkwind所屬離岸風場於比利時之相對位置

Parkwind公司在世界上擁有5個風場一覽表

風場位置 Country	風場名稱 Wind Farm Name	ParkWind 擔任角色	離岸距離 水深	風機廠牌及數量	總裝置容量 Total power	商轉日 Commissioning
比利時 Belgium	Belwind 1 (Belwind 第一階段計畫)	業主	離岸46 km 水深25m	MHI Vestas V90 3.0MW x 50支 (另有1部Alstom 6MW示範機組)	165MW + 6MW	2010年12月
比利時 Belgium	Belwind 2 (Belwind 第二階段計畫) 亦稱為 Nobelwind	業主 開發商	離岸47 km 水深33m	MHI Vestas V112 3.3MW x 50支	165MW	2017年05月
比利時 Belgium	Northwester 2	業主	離岸50 km 水深30m	MHI Vestas V164 9.5MW x 23支	218.5MW	計畫已核准 預定2020年完工
比利時 Belgium	Northwind (Eldepasco)	業主 營運商	離岸37 km 水深20m	MHI Vestas V112 3.0MW x 72支	216MW	2014年06月
愛爾蘭 Ireland	Oriel Wind Farm	業主	離岸8 km 水深20m	風機製造商 尚未確定 6MW x 55支	330MW	規劃中

二、Jan De Nul(楊德諾公司)

Jan De Nul(簡稱JDN，楊德諾公司)成立於1938年，100%由De Nul家族所擁有以及管理的比利時公司；最初是土建工程的承包商進而持續發展成為以海港疏浚、填海造地、為岸外石油、天然氣行業提供專業服務聞名，而且也是海底電纜鋪設、海上風電安裝行業的佼佼者。

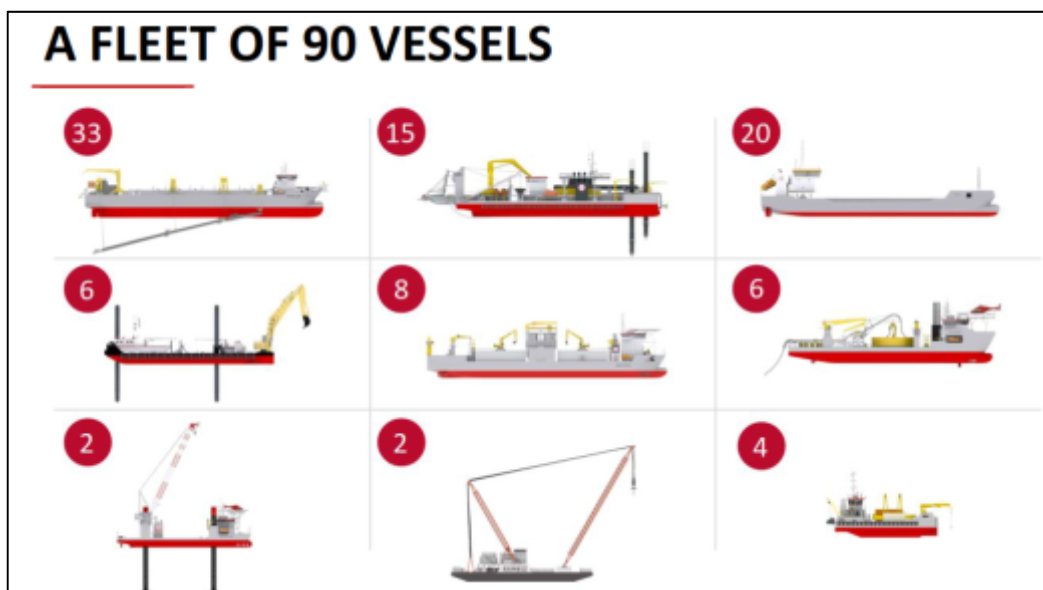


Jan De Nul公司總部位於布魯塞爾旁Aalst鎮

楊德諾公司同時還是土木、環保工程專業承包商。工程業績有巴拿馬運河的新船閘、杜拜的棕櫚島、布魯塞爾汙水處理廠（歐洲最大）、香港赤蠟角機場等不勝枚舉。楊德諾公司也在台灣耕耘超過25年，過去實績包含：

- 1994：中油桃園沙崙離岸浮標槽探工程
- 1999：永安與通霄新建管線之槽探與回填工程
- 2009：台中港疏濬與整平工程
- 2009：台北港疏濬與整平工程
- 2009：高雄港疏濬與整平工程
- 2014：3 年之麥寮港維護疏濬工程
- 2014：高雄港擴建工程疏濬與整平工程
- 2015：台中港與通霄疏濬工程
- 2016：通霄疏濬工程
- 2016：高雄港疏濬與整平工程
- 2016：通霄海底管線拋石保護工程
- 2017：台北港疏濬與整平工程
- 2017：林口電廠疏濬與整平工程

公司由一支龐大的團隊、專業的工程師、設計師和繪圖員組成，擁有最先進的軟、硬體以任務為導向為客戶服務。比利時楊德諾公司是世界疏浚業翹楚，由於擁有完整的各式工作船隊與豐富的海事作業經驗，近年亦承包離岸風力海事工程，包含規劃設計與安裝等。



楊德諾自有的90艘船舶

為支持業務的發展，JDN致力於人力資源的投資，至今全球累計約7370位聘僱人員，其中工程師共700多位，JDN相信成功的關鍵因建立於不斷教育的內部文化以及對於創新與創意的熱情。

JDN團隊於全球運作並於世界各地設有辦公室，累計至今共執行343個專案，橫跨54個國家，透過自有(同時也自行操船)船隊與設備執行複雜與多領域之專案。

於世界各地之業務分布



343
專案

54
國家

Jan De Nul現行主要業務分為：



疏濬與海事作業

- 港口基礎設施建構與港口維護
- 主要疏濬與維護疏濬
- 海岸防護與河堤保護
- 填海造陸及海灘回覆



離岸服務

- 離岸再生能源
- 海底電纜與通訊電纜安裝
- 重型吊掛與退役處理
- 海床整頓作業
- 拋石與押載物



土木工程

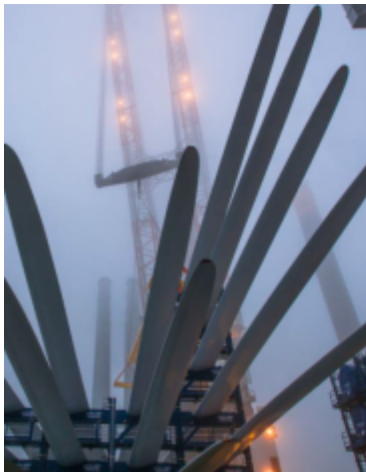
- 基礎設施工程
- 海事工程與港灣工程
- 建築工程
- 基礎工程與打樁工程
- 主要土壤作業



環境改善作業

- 環境疏濬與沉積物改善
- 土壤與地下水改善
- 廢棄物處理與穩定
- 太陽能電廠開發

以離岸風電的建置經驗來說，JDN團隊一共完成了超過430支的離岸風力發電機組及超過20座的海上變電升壓站之運輸暨安裝作業。



+430 WTG T&I EXPERIENCE

2020: 21x Hitachi 5.2MW (109MW)
 2019: 32x Senvion 6.2MW (199MW)
 2019: 23x 9.5 MHIV 9.5MW (219MW)
 2017: 10x SGRE 4.0MW (40MW)
 2017: 5x MHIV 8.4MW (42MW)
 2017: 78x MHIV 3.45MW (269MW)
 2016: 50x MHIV 3.3MW (165MW)
 2015: 80x SGRE 3.6MW (288MW)
 2013: 15x SGRE 3.6MW (54MW)
 2012: 16x MHIV 3.0MW (48MW)
 2012: 101x SGRE 3.6MW (364MW)



+20 OSS T&I EXPERIENCE

2018: 1x Norther OWF	2013: 1x BKRI OWF
2017: 1x Rentel OWF	2013: 1x Northwind OWF
2017: 1x Nordergrunde OWF	2013: 1x WoDS OWF
2017: 1x Rampion OWF	2012: 1x Thornton 2 OWF
2016: 1x Bligh Bank 2 OWF	2011: 1x Lincs OWF
2016: 1x Northsee One OWF	2011: 2x London Array OWF
2015: 2x Gemini OWF	2011: 1x Walney 2 OWF
2015: 1x Luchterduinen OWF	2010: 1x Ormonde OWF
2014: 1x Nordsee Ost OWF	2010: 1x Walney 1 OWF
2014: 1x Butendiek OWF	2009: 1x Rodsand B OWF
2014: 1x Arumbank West OWF	2008: 1x Gunfleet Sands OWF

JDN團隊所完成之風力機組暨海上變電升壓站之運輸暨安裝紀錄

三、日立製作所

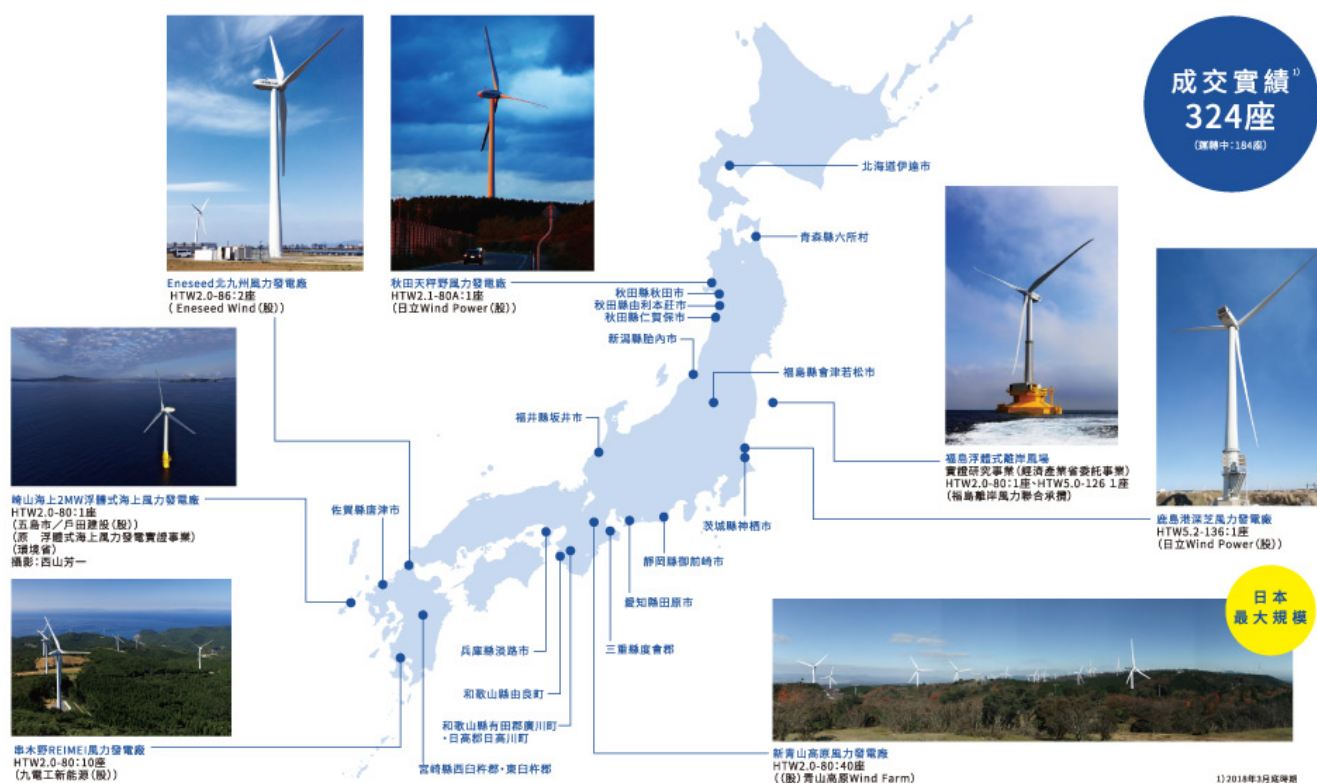
日立製作所，簡稱日立（HITACHI），是源自日本的跨國電機及電子公司，為日本8大電機製造商之一，總部位於東京丸之內，主要生產製造家用電器、電腦產品、半導體、產業機械等產品。2018年7月19日，《財富》世界500強排行榜發布，日立位列79位，富比士全球2000大企業中排行第178名，是日本規模最大的綜合電機製造商。

在風電產業上，日立原僅從事風力機之發電機製作，2012年購併富士重工風力機部門晉身為整機供應商，至2018年3月止，在日本國內已有324座風機訂單，其中已有180座風機運轉中，包含18座海上風機。

日立與JDN聯合承攬本公司離岸風力發電第一期計畫一示範風場新建工程，負責 21 台 5.2MW 風機設計、製造及安裝之工作。

日立風機的日本國內成交實績

Domestic Track Record of Hitachi Wind Turbine



(圖：取自日立製作所官網)

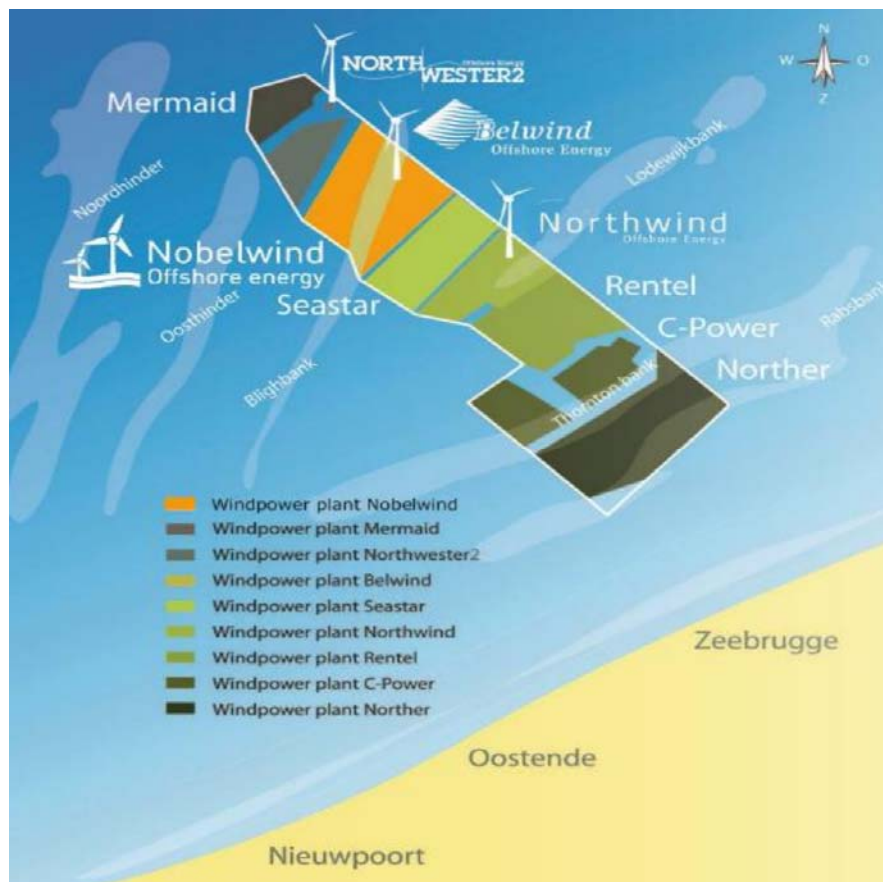
肆、參訪紀要

一、參訪Parkwind公司離岸風電場及SCADA工作站

Parkwind公司為比利時最具規模的離岸風電開發商，總部設於比利時的魯汶(Leuven)，本次搭乘直升機參訪其Nobelwind風場。Nobelwind風場即為Belwind 2，是Belwind計畫的第二階段開發項目。

Belwind計畫包括兩個階段：

- 第一階段：Belwind 1，總裝置容量165MW，另計1部示範風機Alstom 6MW，已自2010年開始營運。
- 第一階段：Belwind 2 (Nobelwind)，總裝置容量亦為165MW，位於Belwind 1風場的兩側，包括50部MHI Vestas V112型的3.3MW風力發電機組(WTG)和1座海上高壓變電站(OHVS)，自2017年開始營運。



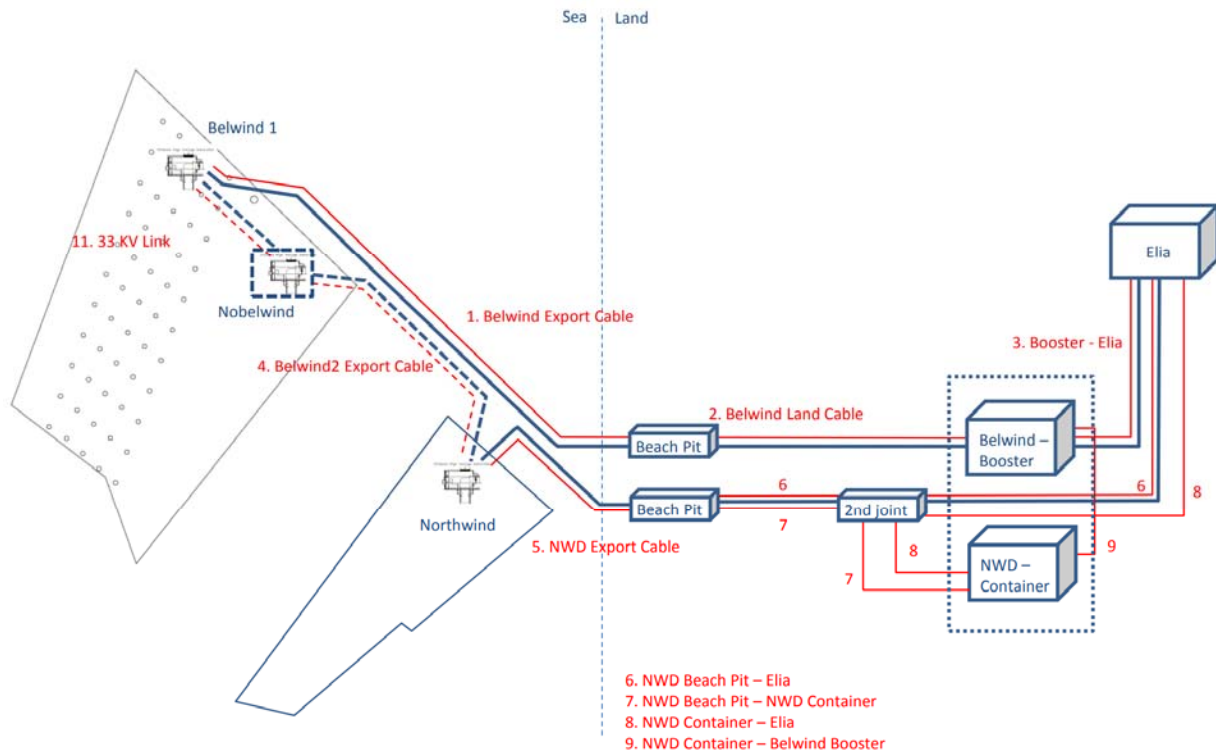
Nobelwind風場之位置圖，如兩處橘色區塊所示

(圖取自Nobelwind簡報資料)

Belwind 1風場由55部MHI Vestas V90型的3MW風機組成，安裝在單樁基座上，水深範圍20m至37m。風機經由5串33kV海底電纜連接，在海上高壓變電站(OHVS)收集，將電壓升壓至150kV。從OHVS開始，能量(總共165MW)將通過長度為52km的海底電纜輸出到岸上變電站(Booster Transformer Station)，並併入比利時國家電網(ELIA)。

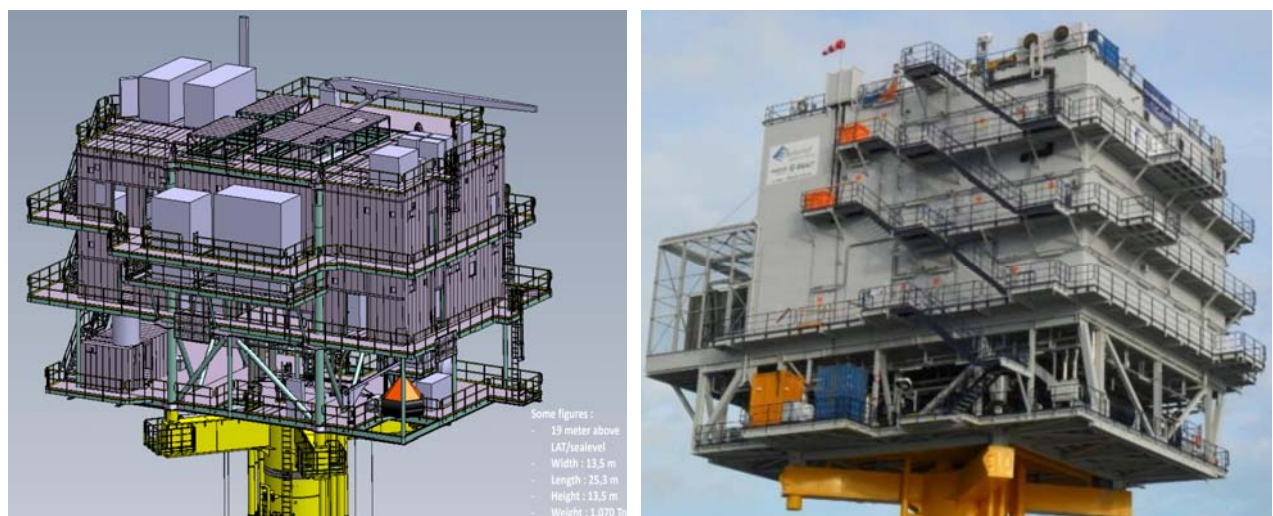
第二階段的Belwind 2風場(Nobelwind)，由50部MHI Vestas V112型的3.3MW風機組成，安裝在單樁基座上，水深範圍26m至38m。風機經由6串33kV海底電纜連接到Nobelwind海

上高壓變電站（OHVS），將電壓升壓至220kV，再由先前已安裝的220kV輸出電纜與Northwind OHVS連接，Nobelwind風場與Northwind風場聯合發電透過220kV海底電纜輸送到岸上。此外，Belwind 1 OHVS和Nobelwind OHVS之間安裝700米長的33kV電纜，可以藉此備用電纜將Belwind 1與Nobelwind連接起來。



Nobelwind風場電力輸出示意圖(圖取自Nobelwind簡報資料)

海上高壓變電站(OHVS)的支撐結構概念為，將頂部構造放置在兩個交叉主橫樑上，這兩個主橫樑則支撐在單樁(monopile)與連接段(TP)上方。海上高壓變電站頂部構造的總重量約為1,070噸，該單樁結構位於水深約30米處。



Nobelwind海上高壓變電站示意圖(圖取自Nobelwind簡報資料)

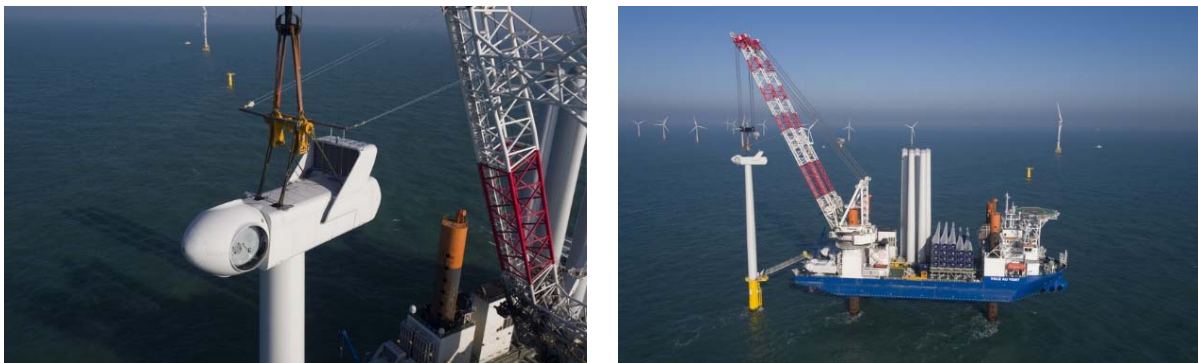
Nobelwind風場係由JDN公司作為水下基礎與風力發電機組的統包商。JDN公司採用自有的Vole au vent自升式平台船，在海上安裝所有基礎和50部3.3MW MHI Vestas風力發電機。鋼構基礎由兩部分組成：單樁（MP），打入海床中；以及連接段（TP），位於單樁頂部，與風機塔架連接。總共有51個基礎：50個用於風力發電機，1個用於海上變電站的基礎平台。JDN團隊在制定Vole au vent的安裝方法和設備時，併購了風場安裝所需的所有設備。

海上基礎安裝工程於2016年5月開始，每支單樁重量依水深約為430~800t，長度最長77m，底部直徑6.8m。使用Vole au vent的大型起重機抬起每個單樁並將其垂直放置在海床上。再用大型液壓樁錘將單樁打入海床。樁必須完全垂直是最重要的，否則風機不會垂直，除了發電效率降低，結構必須承受比允許的還要高的載重。Vole au vent每趟安裝(per installation cycle)可完成4個完整的基礎，即4個單樁（MP）與4個連接段（TP）。



Vole au vent每趟可裝載4個單樁與4個連接段
(圖片取自REBO網站)

風機安裝工程於2016年10月開始，至2017年4月全部安裝完成。

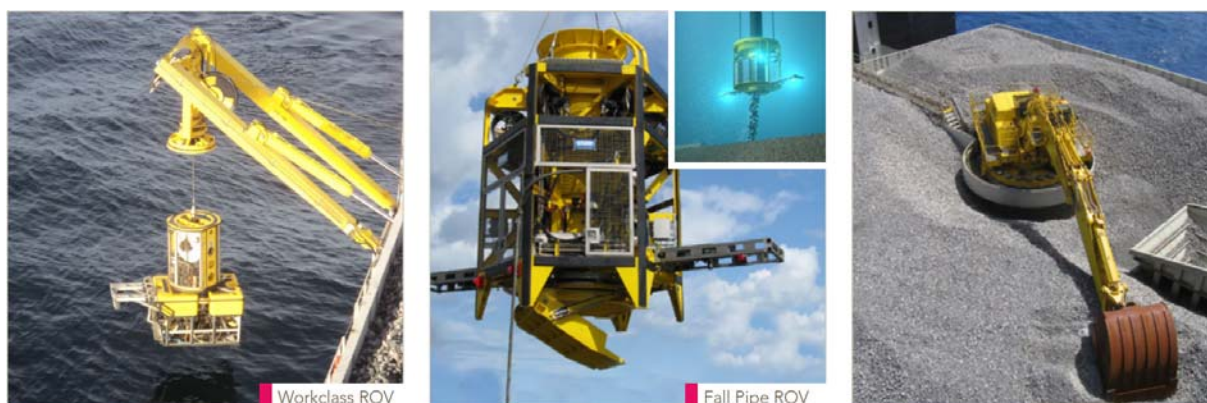


Vole au vent海上吊裝風機機艙
(圖片取自JDN公司網站)

此外，於較大之海流、波浪條件下，基礎附近海床將具淘刷潛能，若無適當的保護措施，將導致結構物滑移或傾斜，對結構物設置及後續使用的穩定性造成極大的影響。為抵禦海流與波浪引起的海床淘刷，Nobelwind風場的防淘刷保護工(scour protection)亦由JDN公司施作。



JDN施作防淘刷保護工的船隻SIMON STEVIN
(可承載31,500噸的拋石，處理深度高達2000公尺)



(圖片來源：JDN網站)



防淘刷保護工示意圖(圖片來源：JDN網站)



Nobelwind 風場



示範機組 GE 6MW
2013年安裝完成
型號：Haliade 150
水下基礎為jacket型式
(Alstom Haliade
Demonstration 6MW WTG)

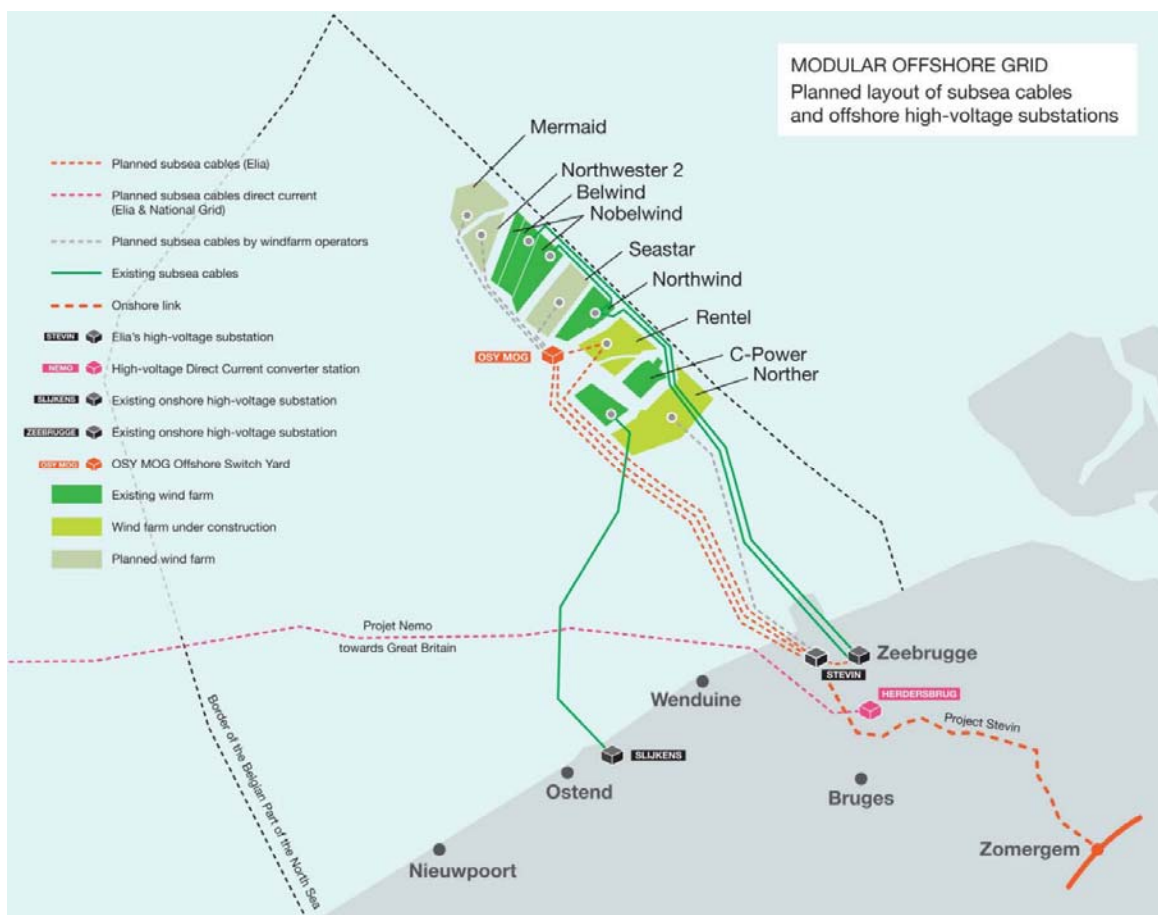


海上變電站

Nobelwind offshore wind farm 資訊一覽表			
風場面積	19.8 km ²	開發商	Parkwind
總裝置容量	165MW	營運商	Electrabel
風機規格	MHI Vestas V112 3.3MW	業主	Parkwind(41.08%) Meewind(19.9%) Sumitomo(39.02%)
風機數量	50支	開始施工	2016年05月
機艙高度	79m	商轉日	2017年05月
葉片直徑	112m	計畫完成	2017年12月
平均風速	9.3 m/s (79m LAT)	海上變電站	1座
離岸距離	47km	水深	26~38m (平均水深33m)
輸出海纜	額定電壓 220kV 截面積 220mm ² 埋設深度 1.5m 最小彎曲半徑(MBR) 3.4m	水下基礎 (下部結構)	共51支單樁(monopile) 包括50支供風機支撐 1支供海上變電站支撐 每支重量依水深 430~800t 長度最長77m 直徑6.8m
陣列海纜	長度 50km 額定電壓 33kV		
JDN 負責項目	風機水下基礎、海上變電站水下基礎、連接段、輸出海纜等安裝 風機安裝、防淘刷保護工施作		
JDN船隊	船名：Vole au vent 型式：自升式平台船 起重能力：1500t， 工作水深：高達50m		

資料來源：Nobelwind官網、4C offshore網站、The Wind Power資料庫網站

接著參觀Nobelwind風場的岸上變電站與SCADA監控站，位於比利時的北海沿岸澤布魯日 (Zeebrugge)。



比利時離岸風場海纜上岸與陸上變電站位置圖
(資料來源：elia官網)

Parkwind公司的SCADA監控站，位置緊鄰著岸上變電站(onshore high-voltage station / the Booster Trasformer Station)。

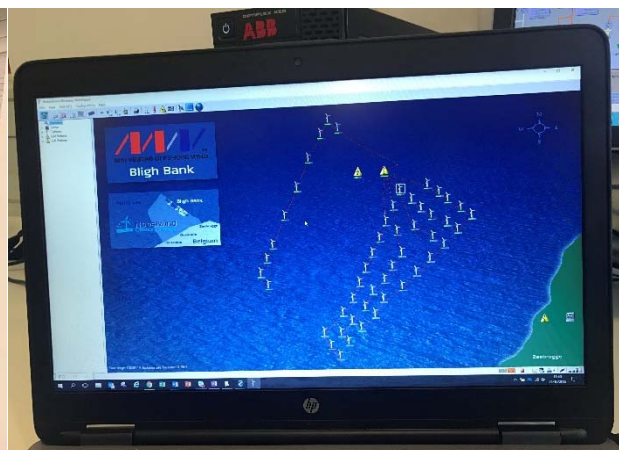


Parkwind公司的SCADA工作站平時是採取遠端監控的運作模式(Unman Control Room)，亦即站內雖設有幾個風場(Parkwind所屬的Belwind、Northwind、Nobelwind、GE委託管理的6MW風機)的監控儀器，但平時並無人員駐守，獨步領先其他風場，透過系統自動警示管理，減少人力成本。

以Nobelwind為例，其環狀併網系統透過自動管理機制，約略一個月僅須派人至離岸升壓站及排程之風力發電機組巡視一次。



SCADA工作站
(包括Belwind、Nobelwind、Northwind)



Nobelwind風場監控畫面



SCADA 監控螢幕



變電站攝影機，連海鳥都一清二楚

二、參加Jan De Nul公司舉辦之風機安裝船命名典禮

適逢Jan De Nul新購置工作船並舉辦命名典禮(Naming Ceremony)，如同新造船艦下水典禮一般，在船名處敲破香檳以示慶祝的傳統，全球各地相關產業人士受邀請來齊聚一堂，互相交流與研討，是一場離岸風電產業的盛會。



參加Taillevent安裝船命名典禮



Taillevent 安裝船空照圖



Taillevent 安裝船全景

Taillevent為JDN新購置之Jack-up Vessel，船長40米，可自升之最深水域深度為40米，運載能力6000噸，運貨甲板空間3600平方米，具備DP2動態定位系統，主要吊車之吊裝能力為1000噸，是用以運輸及安裝離岸風力發電機組以及水下基礎之理想船鑑。

JDN原有之Jack-up Vessel: Vole au vent不同，Taillevent為六腳式的自升式平台船，同時在船員容納空間上較為寬裕，可容納112名船上作業人員，然Vole au vent則俱備1500噸之吊裝能力，以及較高之作業高度，兩艘船舶各有所長，形成互補，可依據不同之案件調派，使得JDN離岸風電船隊更加完整。

TAILLEVENT

VESSEL

Category: Jack-up vessel, Heavy Maintenance and Construction

Classification: DNV GL # 1A1 Self-erecting Wind Turbine Installation Unit

Crane Unit: HELIX CRANE EQ DYNPOS-AUTR CLEAN

Flag: Luxembourg

Length Overall: 138.35 m

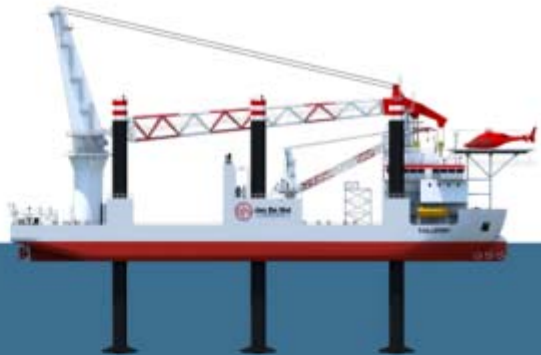
Breadth: 40.8 m

Operation Draught: 5.22 m

Moulded Depth: 10 m

DWT: 6,000 t

Dynamic Positioning: DP Class 2 - KONGSBERG E-POS DP-21



CRANE AND JACK-UP SYSTEM		MACHINERY - PROPULSION		ACCOMMODATION	
Crane Make	Gusto MSC GGC-100-HD - Pedestal Mounted	Main Gen. Sets	6 x 2,560 kW	Accommodation	112 persons
Max. Lifting Capacity	1,000 t at 25 m	Main Propulsion	3 x 3,250 kW azimuth thrusters	Heli Deck	22.20 m diameter, 9.3 t
Aux. Hoist	160 t at 70 m	Bow Thrusters	3 x 1,500 kW		
Cargo Deck	3,600 m²	Transit Speed	11.7 kn		
Max. Deck Load	10 t/m²	Max. endurance	45 days		
Max. Cargo Weight	6,000 t				
Jack-up System	Gusto MSC Hydraulic - 6 legs				
Max. Water Depth	40 m				
Leg Length	73.27 m				





The content of this document is provided solely for information purposes only. While it has been endeavored to provide completeness and accuracy, no warranty, express or implied, is given, in particular of fitness for a particular purpose. In no event will Jan De Nul Group company will be liable for any damages or losses arising directly or indirectly from the use or reliance on the content provided herein, even if (grossly) negligent. Jan De Nul Group company will not be liable for any damages or losses arising directly or indirectly from the use or reliance on the content provided herein, even if (grossly) negligent. Jan De Nul Group company will not be liable for any damages or losses arising directly or indirectly from the use or reliance on the content provided herein, even if (grossly) negligent.



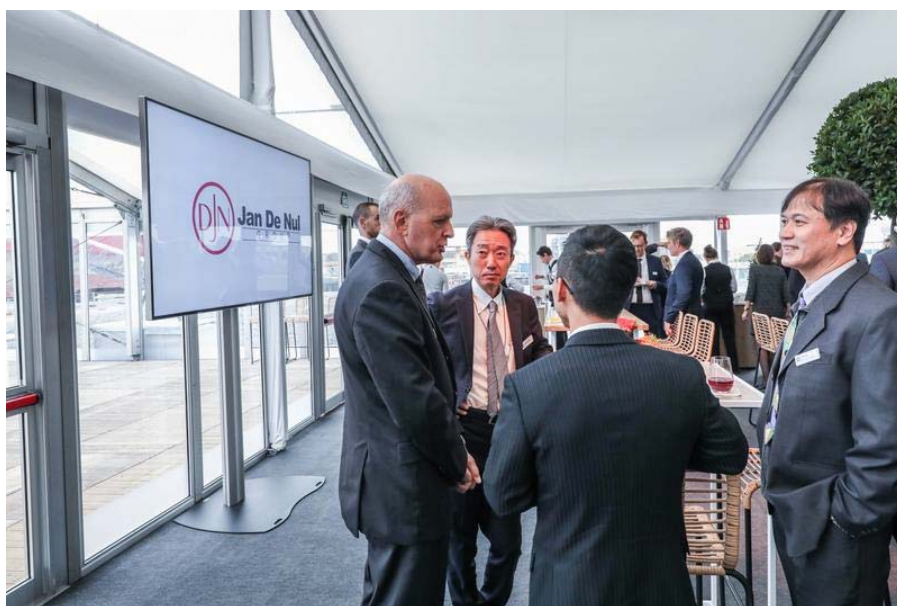
Jan De Nul
GROUP
www.jandenu.com



Jan Pieter De Nul先生演說



Taillevent 船名處敲破香檳



會場交流



與會場Taillevent船模型合影

三、參訪Jan De Nul公司總部與Workshop討論

視聽室聽取公司簡介後，Jan De Nul專程安排了一系列離岸風力Workshop，其內容包含影片導覽、離岸風場之設計考量、離岸風力下部結構設計、纜線安裝、工安管理、作業計畫安排、辦公空間及模擬機訓練中心參訪。最後高層亦安排開放式Q&A之時間供我方參訪人員提問及討論相關議題。



視聽室聽取公司簡介



總部一樓大廳設置多艘公司船隊模型，包括Vole au vent



Workshop研討會

Workshop Topic:

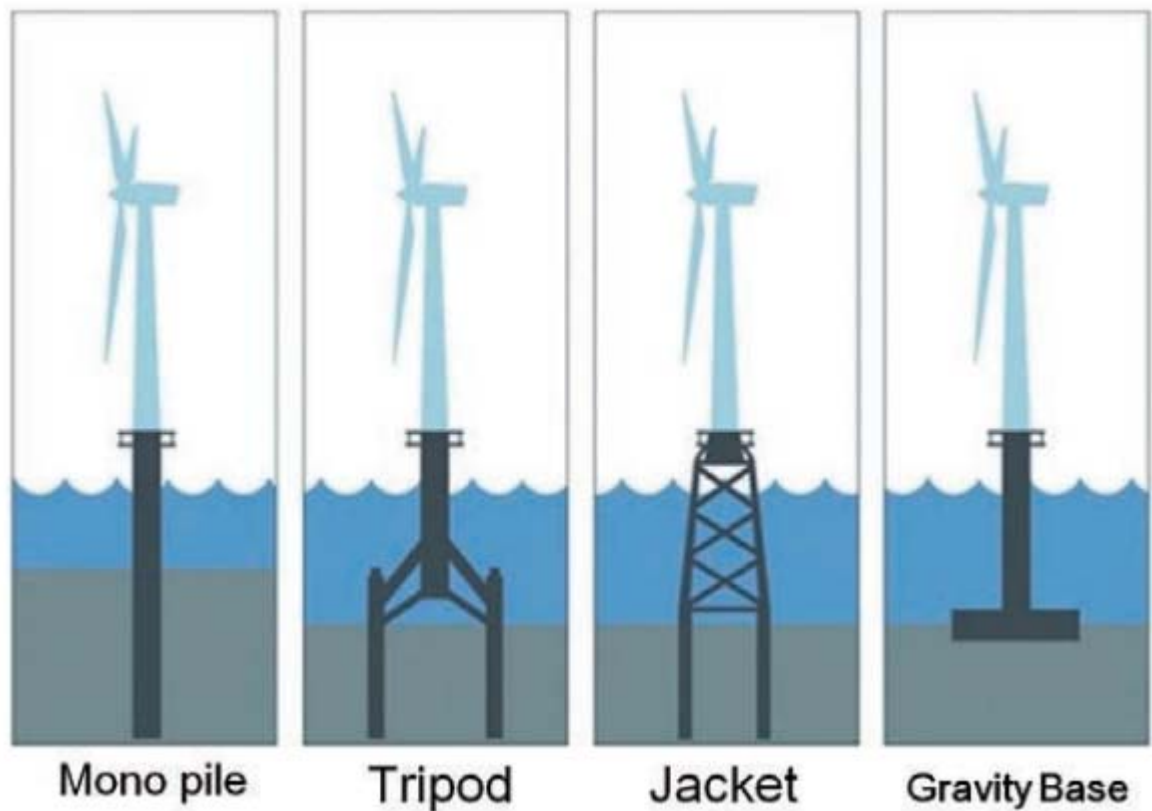
(一)離岸風場之設計考量：

離岸風場選址之主要邏輯係由大到小，從先劃定一最大可能開發區域，經風能及風速、電網併聯及相關限制條件等諸多方面影響因素進行綜合評估後，進而選擇風能資源豐富且最具開發價值之區域，以作為後續離岸風場細部規劃、設計之基本藍圖。

一般依據海域離岸風場之風力資源潛勢圖作為最大可能之開發範圍，經套疊開發範圍圈選出具開發潛能之區塊後，再選定具優勢風速條件者劃設為離岸潛勢風場區域，再經綜合考量離岸風場選址需考量之重點項目如環境因素、電網併聯點及不同水深與地質等條件進行風場之可能基礎型式初步評選後，擘劃出具有開發潛勢之風場範圍。

由專案設計者解說結構設計概念，需要長期且準確的海氣象與土壤資料。離岸風機之設置成本受離岸距離、水深及地質條件影響甚鉅，故於潛勢風場評估項目中需將可能風場之海域水深資料納入考量。

基本上離岸風機基礎可概分為固定式及浮式二大類，因不同水深與地質條件，固定式之支撐基礎又可區分為重力式(Gravity)、單樁式(Monopile)、三腳管式(Tripod)、管架式(Jacket)、三腳樁式(Tripile)及負壓桶基式(Suction Bucket)等型式，而浮式(Floating)基礎目前市場上較少。



離岸風力發電機基座型式

地質條件除上述影響風機基礎型式之選擇外，亦影響風機基礎鄰近之局部淘蝕之深淺與淘刷面積。特別是進行大規模風場開發時，局部淘刷累積效應、海岸地形變遷及地震引致之液化、沉陷皆與基礎型式有關。

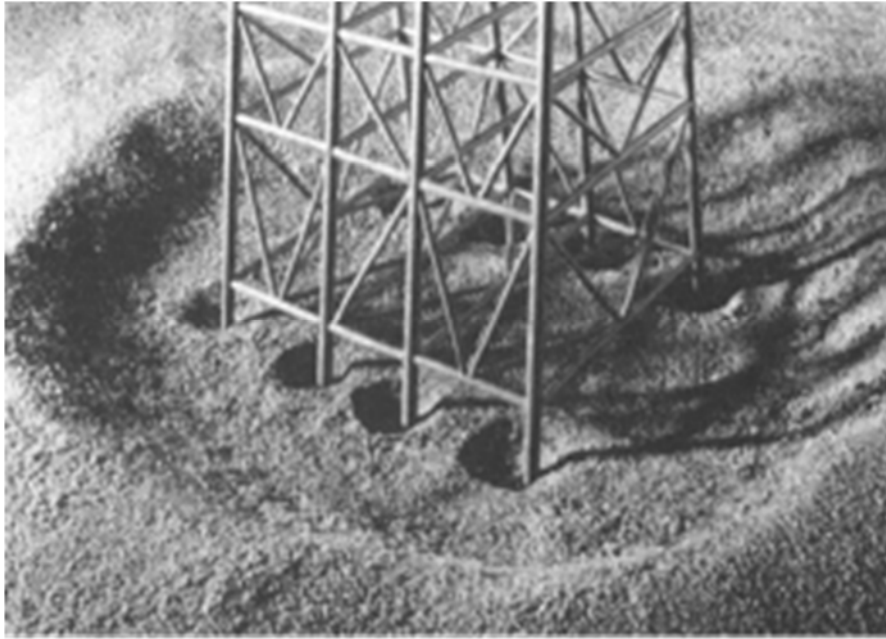


Jan De Nul

Foundation— Jacket solution— Primary Steel Design

- Concept definition (basis of design, 3 / 4 – legged, WTG loads, clustering, installation)
 - Natural Frequency Analysis
 - Ultimate Limit State
 - SLS
- Fatigue Analysis: in concept design based on experience, conservative approach
- Pile layout determination (diameter, thickness, length) – Pile driveability

The diagram shows a jacket foundation structure with a color-coded stress distribution. The colors range from blue (low stress) to red (high stress). A vertical color bar on the left indicates the stress levels.



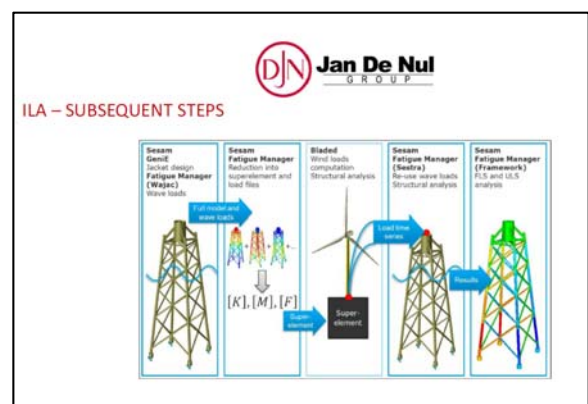
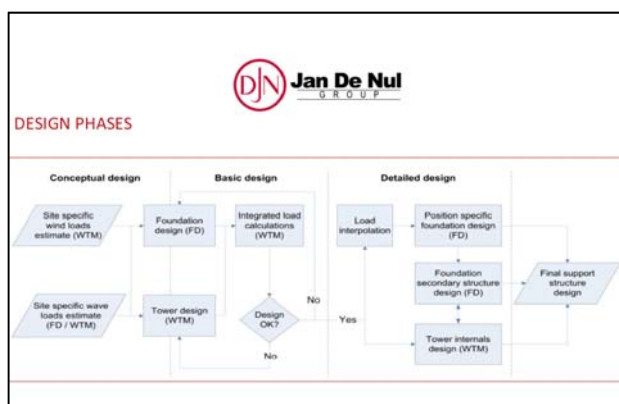
Global scour全域淘刷以及local scour局部淘刷

(二)離岸風力下部結構設計:

針對台電離岸一期專案下部結構設計，除了基本的海床土壤資料外，亦需要長期的海象、風波流等資料，搭配風機、塔架的負載資料做出多回的疊代資料、以重複驗證，確保基礎設計的穩固與安全性。

一直以來，Jan De Nul與多位技術純熟之夥伴(如COWI、NIRAS、Keystone Engineering等)進行水下基礎設計施作與設置。水下基礎設計擬由經驗豐富之外部設計公司協助完成，Jan De Nul的工程團隊與設計公司具有多次風機水下基礎設計工作之合作經驗，以達到風場營運之最適化設計。Jan De Nul的工程團隊將同步檢視其建議之設計規格，確保其規格符合現行歐洲離岸風電市場水準。

另外對臨時提問有關防淘刷之防護工程在 Monopile 與 Jacket type 的差異與其必要性，設計者亦做出完整的說明。



下部結構與風機塔架設計關聯

(三)纜線安裝:

海、陸纜鋪設須注意海床地形、土壤資料，施工中更需注意纜線所能承受之最小曲率以防纜線受損，此外，利用大型特殊機具與佈纜船依照鋪設計畫進行。

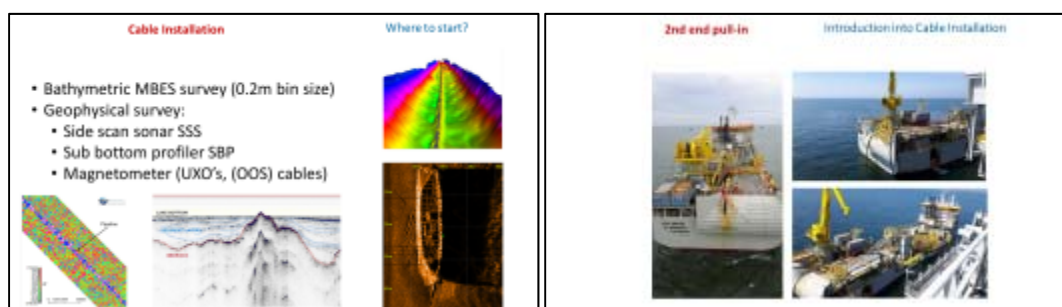
於海纜安裝進行前，將以符合產業標準之爪錨進行預先路由拖行探測(PLGR)。將由一選定船隻進行本作業，透過PLGR，可確保在挖溝作業時不會有未預期之障礙物阻撓海纜之埋設或是造成埋設機械之損壞。預先路由拖行探測(PLGR)將探測至海床下深度0.5公尺處，以符合產業標準之爪錨沿電纜埋設路徑拖行。



路由拖行探測(PLGR)

PLGR 方法說明:

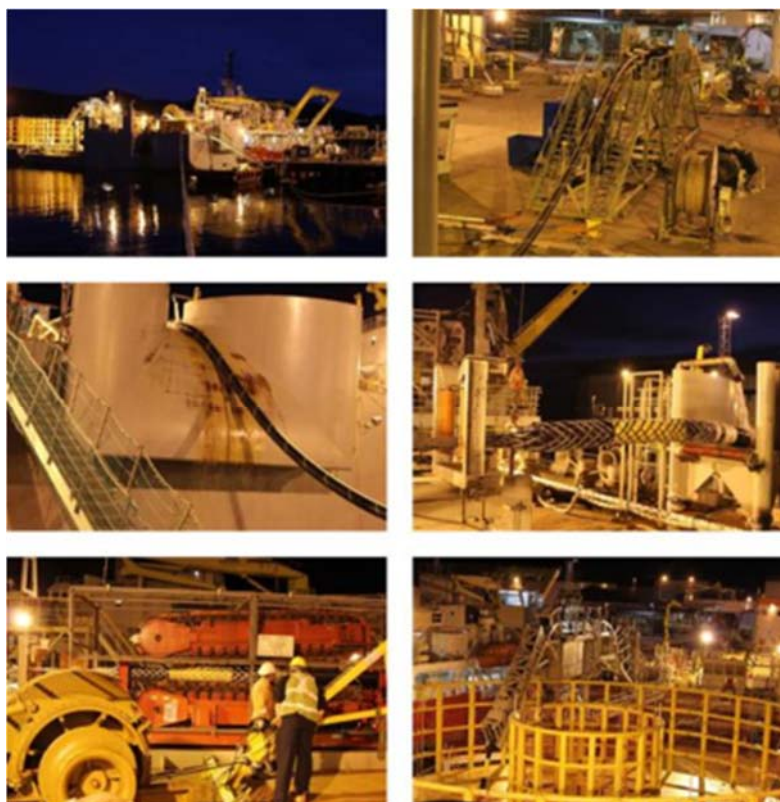
海床土壤條件以及高密度的殘骸會影響作業之進行/難度，同時可能造成挖溝設備之損壞。路徑之預先清理會採用符合標準索具之爪錨設備(例如: Rennie + Gifford + Spear point / Flatfish)以進行第一趟的拖行探測。若無擷取到殘骸，挖溝機(DTG)將沿著預設電纜安裝之方向於路徑中央(依特定挖掘寬度)運行。PLGR將考慮海底狀況、天氣與海流因素，採用最適合該作業之爪錨設備來進行。



電纜出運:

電纜由碼頭進行裝載出運的相關程序，其中包含提出作業程序以及詳列所有預計使用到的岸上設備。其程序包含所使用之方法細節以及用在吊掛焊點、接合處、脆弱環節、配套裝備等之設備。

佈纜船會將電纜由裝載港口運載至安裝位址，運輸計畫將於安裝工程設計階段制定，內容將詳述運輸階段之各個面向(包含海上運輸繫固等…)。



電纜出運設置範例

佈纜作業：

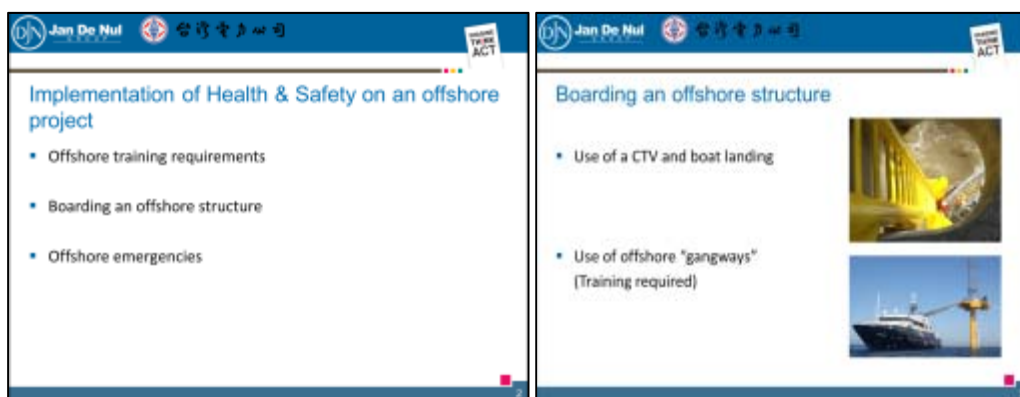
當電纜第一端點之引入作業完成後，佈纜船將一面前進一面由船尾佈纜坡道進行電纜佈放。所有電纜將採表面佈放同時進行觸地監控(TDM)，朝電纜第二端點方向一路佈放。船上組員在船上由佈放後的分析結果得到電纜實際著地位置與一固定點位之最小與最大差異區間，依據觸地監控(TDM)的回饋情形而調整張力調整器的佈纜速度，以確保電纜的正確安裝以及維持電纜的完整性不受損壞。依據甲板上張力調整器的速度，配線盤會依循相同的速度作業成為從屬系統。在電纜佈放作業期間，所需要的張力會沿路徑隨著水深的不同而變化。



張力調整器

(四)工安強化:

離岸風力海事工程重業人員工安強化，除基本海事安全訓練外，登塔之機具亦可改善，一旦連接站完成後，可搭配特製舷梯(gangways)作登塔通道，以增加人員作業安全。此外，為防緊急事故，海巡、救難與空中直升機等相關單位必須保持暢通的聯繫管道。



Jan De Nul集團致力在合乎品質及環境、安全、衛生標準之下，完成任務與提供服務，如疏濬、填海及離岸防淘刷設置工程。此外，Jan De Nul集團所有作業均符合ISO認證，所有船舶均合乎標準並符合國際安全管理章程。

ISO 9001:2008 Certificate
OHSAS 18001:2012 Certificate
SCC**2004/04
ISO 14001:2004

此外，海上作業亦須配合氣候條件的掌控，天候因素必須包含將海浪及風力條件考慮進去。如果經過分析，強勁的海流可能會造成嚴重影響，就必須進行天候因素所導致之停工時間之評估。本案承包商是透過Argoss公司所提供之天候資料進行海氣象資料分析，並使用Mojo Maritime的Mermaid軟體計算天候窗期及可能造成因天候所導致的延遲。

藉由模擬，本案所需之天候窗期，追算至少10年的預估資料，其所計算之因天候因素導致之停工時間結果依百分比表示，亦可用於選擇最佳施工日期。完整的氣象分析將在取得更完整的海氣象資料之後進行更進一步的分析。

(五)作業工程計劃/設計(OPERATIONAL ENGINEERING)

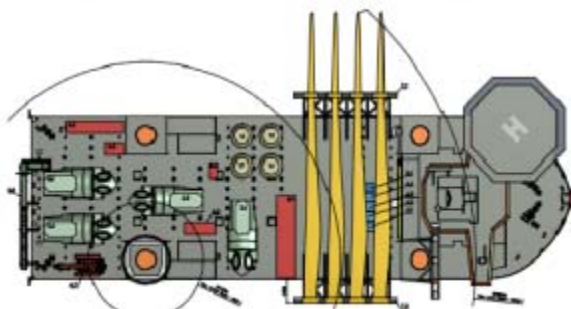
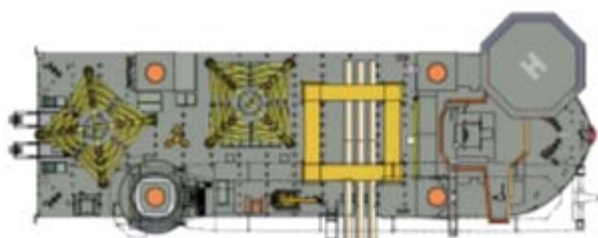
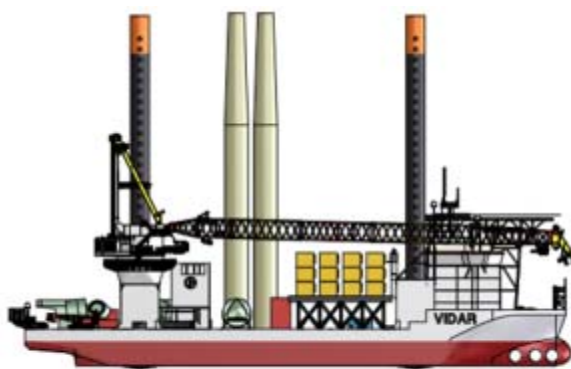
施工階段會須要制定不同的作業工程計劃與設計，主要包含三大主題：

1. 甲板配置計劃 DECK LAYOUT PLAN

主要目的如下：

- A. 甲板空間最適化運用/配重考量
- B. 所有運載物皆於吊車之作業範圍內
- C. 繫固設計
- D. 船舶穩定考量

以‘Vole au vent’之作業甲板配置圖為例，左方為水下基礎施作時之配置，右方為風機施作時之配置。

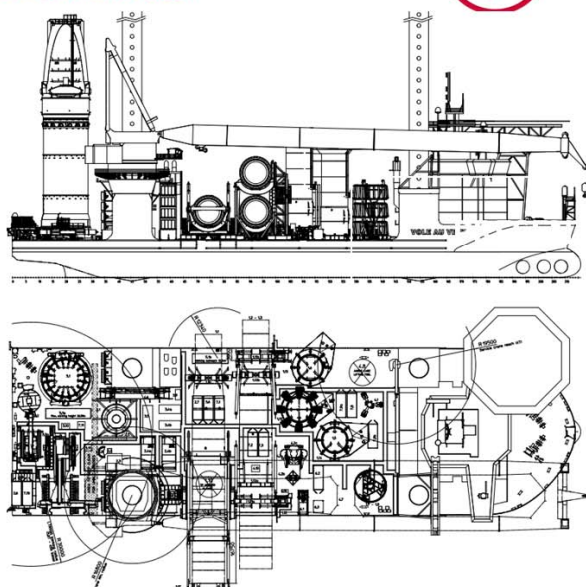


(左圖為水下基礎施作時配置)

(右圖為風機施作時配置)

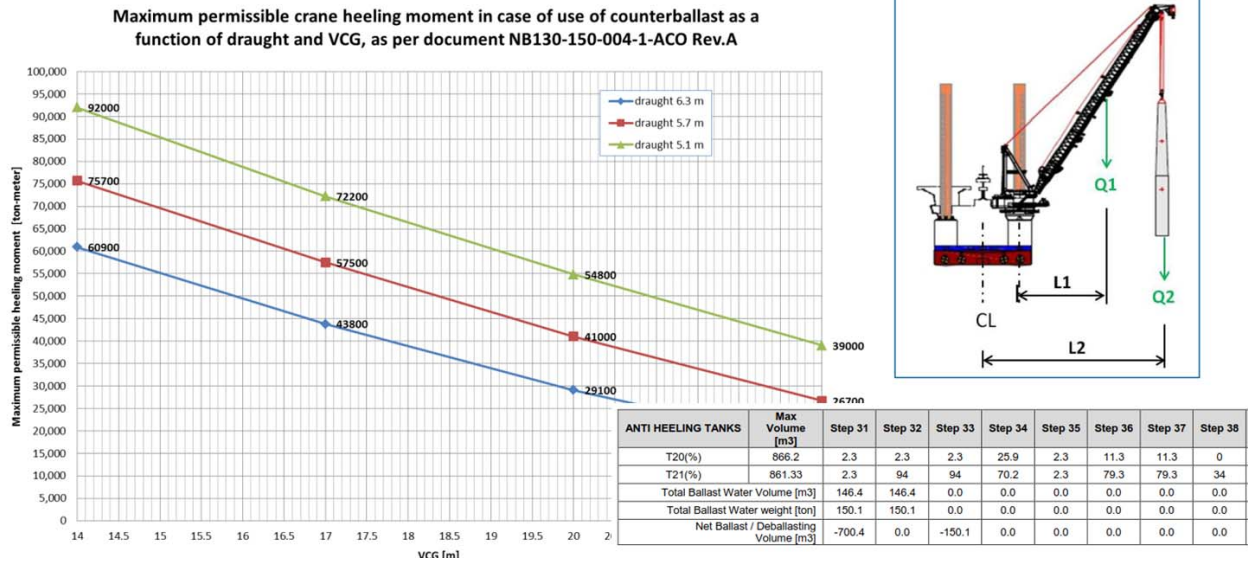
自升式平台船 'Vole au vent' 之作業甲板配置圖

DECK LAYOUT



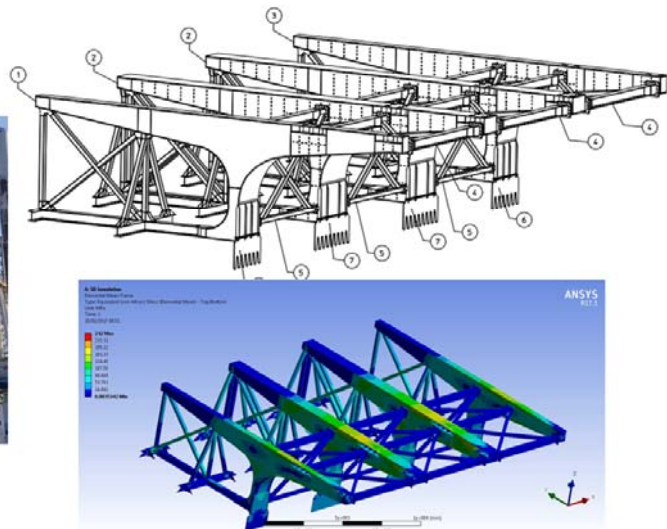
甲板空間最適化運用/配重考量

STABILITY



甲板空間配重考量

SEAFASTENING



繫固設計

舉特定案件為例，根據初期設計規劃，當Vole au vent用作水下基礎設置工作船時，可單趟裝載(設置)2組四腳塔架式水下基礎。當工作船為水下基礎安裝模式時，水下基礎安裝設備排列裝載於甲板上：

- 鋼管樁疊置系統(8 個)
- 鋼管樁吊掛作業(鋼管樁內部吊掛工具)
- 塔架式水下基礎吊裝工具
- 預打樁導架儲放系統

- 導架繫索作業
- 液壓錘儲放(直立)
- 液壓錘捲揚機及驅動系統導架作業
- ROV(遠端水下無人裝置)系統
- 灌漿設備
- 管樁疏濬(管樁內土壤清除)

當更改為風機組裝工作船舶時，Vole au vent可單趟裝載(設置)4組6MW風機。

設備調度/動員階段工作一般會在安裝工程設計階段進行籌備，此階段將精確列出所有本案所需要的一切設備清單，包含船舶、設備及器材調度來源、運輸作業、通關準備、檢驗及人員調度。假定某案包含以下船舶設備及相關人員之調度：

- A. 自升式平台船Vole au vent
- B. 水下基礎設置設備
- C. 水下基礎及風力發電機組海上運輸繫固及格排垛裝置
- D. 其他輔助設備如樁錘、吊裝(起重)器具及打樁導架
- E. 佈纜船‘Willem de Vlamingh’(CLV/TSV)，配有電纜轉盤、電纜鋪設系統及水下無人載具(WROV)，以進行現地裝載運輸及設置作業。
- F. 佈纜船‘Willem de Vlamingh’(CLV/TSV)，配有A型架、噴射式深水挖溝ROV‘PT-1’，用於現地電纜鋪設作業。

岸上及離岸電纜牽引作業組合(包含相關作業人員及設備器材)，以協助上岸地點與風力發電機組作業及牽引作業。

則根據現行狀況，上述船舶及設備器材預計由母港動員，之後船舶將會開往目的地。諸如海上繫固裝備、格排垛裝置及預打樁導架等，預劃於何地製造須確定，如在地製造則將有機會為在地製造業提供商機。預期較重要設置設備，如樁錘、吊裝器具、預打樁導架、ROV、灌漿設備、管樁土壤移除器具等亦可由作業區臨近國家供應，考慮到若是由歐洲租借，再將裝備藉由Vole au vent運送(運送較慢)，動員費用將顯著增加。

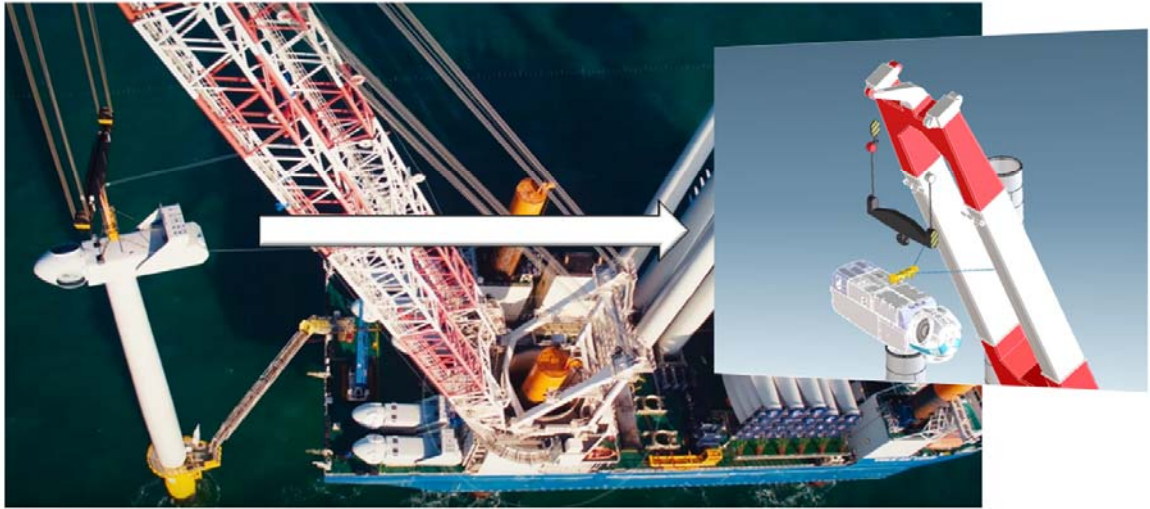
2. 吊裝作業設計 LIFTING ENGINEERING

- A. 吊具(扣件)選擇與計算
- B. 吊裝計劃
- C. 懸空軌跡
- D. 碰撞確任

以風機為例，塔架及相關組件將於組裝碼頭進行組裝，組裝好以後再經由船舶上的吊裝設備整件裝載至工作船上。塔架是由海上繫固螺栓與繫固塔架的法蘭對接並固定於甲板處。塔架起重將由風機廠商所提供之特定吊裝工具進行施吊。

機艙、轉子及傳動系統將於組裝碼頭進行組裝，組裝好以後再經由船舶上的吊裝設備整件裝載至工作船上。機艙連同機艙運載架將經由海上繫固裝置於船上固定妥當。當進行海上安裝時，起重機會將組裝好的機艙整件吊起，再將機艙放置在已裝設好的風機塔架上。

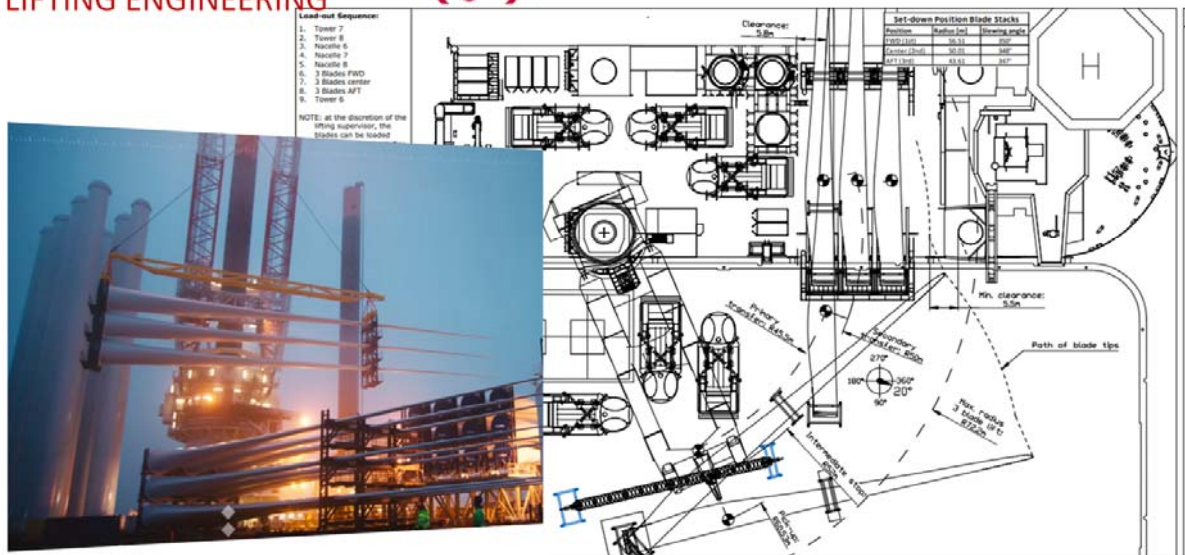
LIFTING ENGINEERING



機艙吊裝設計

葉片會以特殊的堆疊架安置於組裝碼頭處。在船上，堆疊架將藉由海上繫固裝置固定妥當。當進行海上安裝時，船上起重機會透過另一種特殊的葉片吊裝工具，將葉片依次從堆疊架上吊起，並以水平方式將葉片連結至機艙轉子端。

LIFTING ENGINEERING



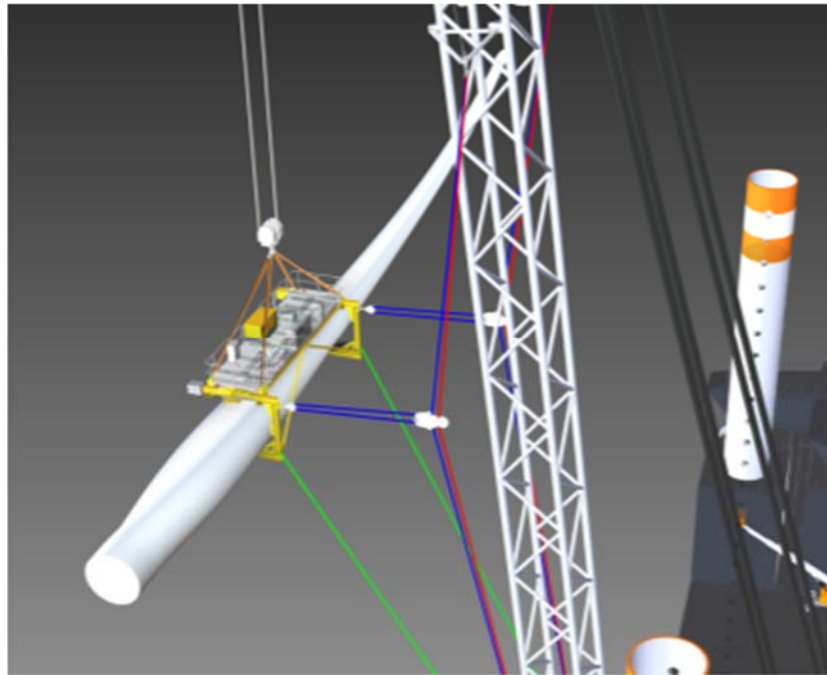
葉片吊裝設計

定位牽索系統安裝於船上，透過輔控捲揚機，用以確保所有組件在進行起重施吊時的控制狀態，尤其是在甲板附近或是被船體阻礙時之吊裝進行，以及進行風機海上安裝設置時，必須將機艙、風機或是葉片起重至一特別高度時，對於起重組件的控

制尤為重要。

其起重掛勾與定位牽索系統連結，其設計特別使用四點式定位牽索裝置，在工程設

計階段，可能會有其他建議方法用以增加其在高風速下的作業能力。詳見下圖之功能示意，位於圖上的這些示意線使定位牽索系統發揮控制功能，紅線與藍線分別為導引及定位線，能使組件於起重時維持水平平穩狀態；綠線則能使物件維持垂直平穩狀態。



定位牽索系統的功能使用示意

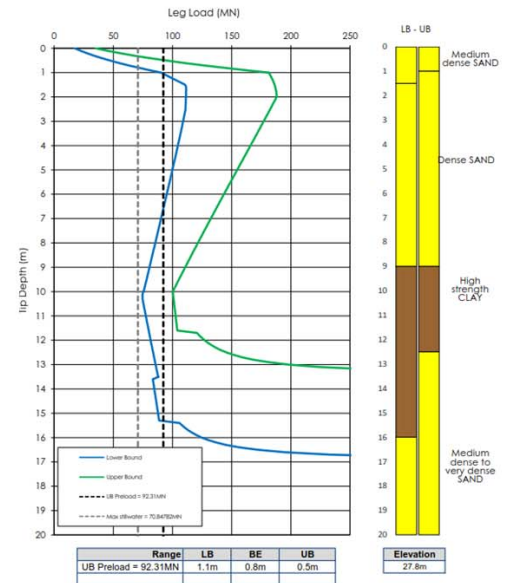
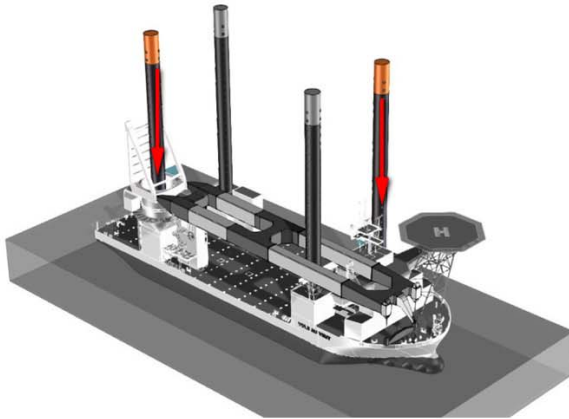
3. 安裝船抬升分析 JACKING ANALYSIS

安裝船抬升分析主要包含：

- A. 樁腳貫穿分析
- B. 地質/地理風險分析
- C. 土壤-船舶介面分析
- D. 特定場址分析

海床的組成是由不同性質的土壤所組成，因眾多因素呈現不同的外貌以及特性，例如岩石、砂土、粘土…等。因工程需要而發展的工程地質學，是用以瞭解土壤(地質)的力學性質…等特性。經由試驗瞭解土壤的力學性質，藉以評估工程的安全性(貫穿現象)與可行性(打樁分析)。

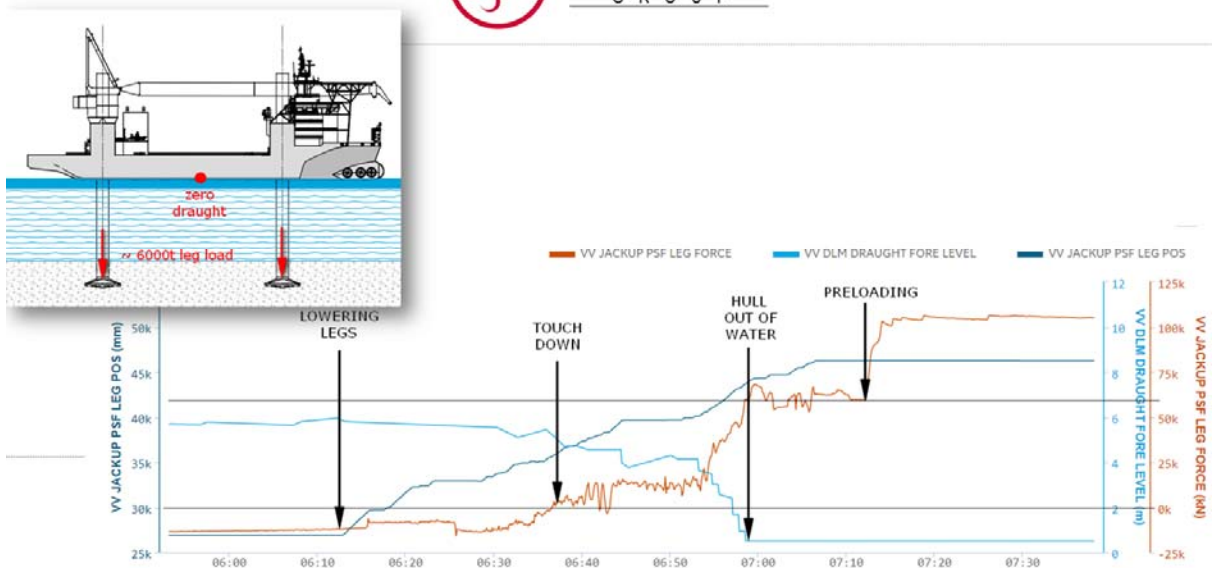
JACKING ENGINEERING



Jack-up之前的土壤調查分析十分重要

建置海上結構物時面臨許多環境作用力，包括風、波浪、海流及地震等作用力之影響，若海床土壤承載力不足或地震液化可能導致離岸風機支撐結構及海上變電站等海上結構物發生嚴重破壞，此外於建置離岸風機時普遍採用自升式平台船進行離岸風機打樁與吊裝等工作，若自升式平台船支撐基腳站立於軟弱海床上，可能因海床土壤承載力不足而發生自升式平台船支撐基腳貫入海床過深，使平台傾斜或翻覆，甚至無法拔腿等意外產生。

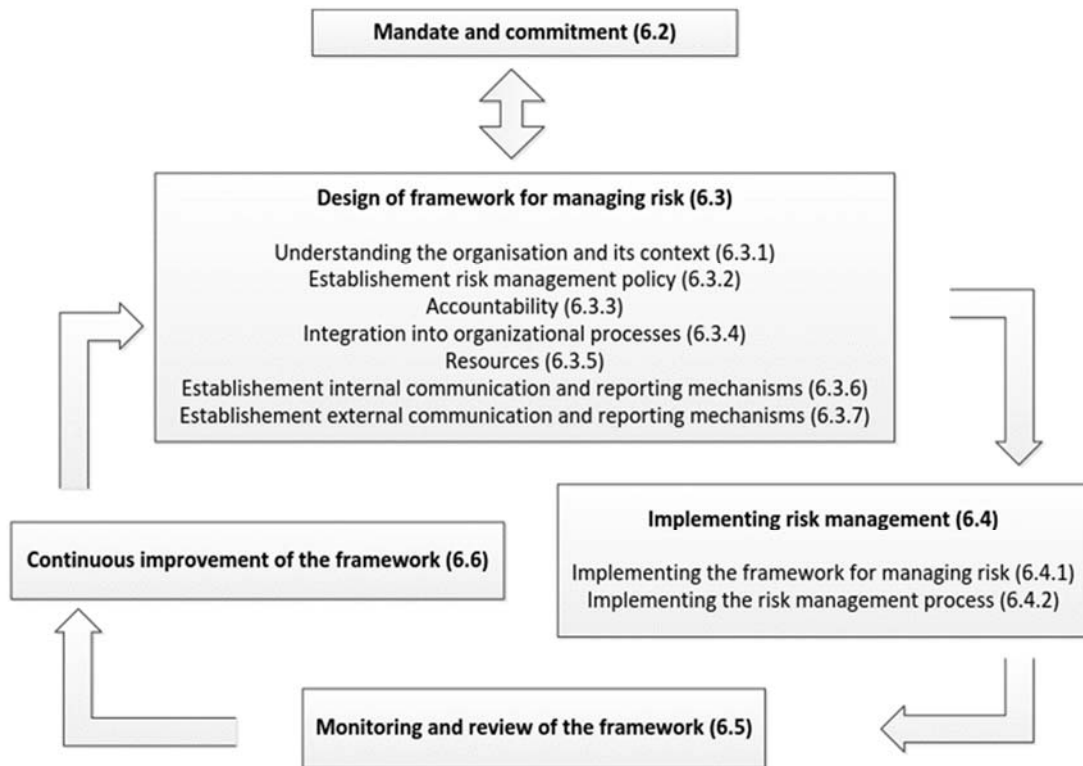
以‘Vole au vent’來說，對應不同的時間點以及抬升狀況可以規劃出下圖。



(六)風險管理

JDN公司係遵循ISO 9001:2015風險管理之作法。

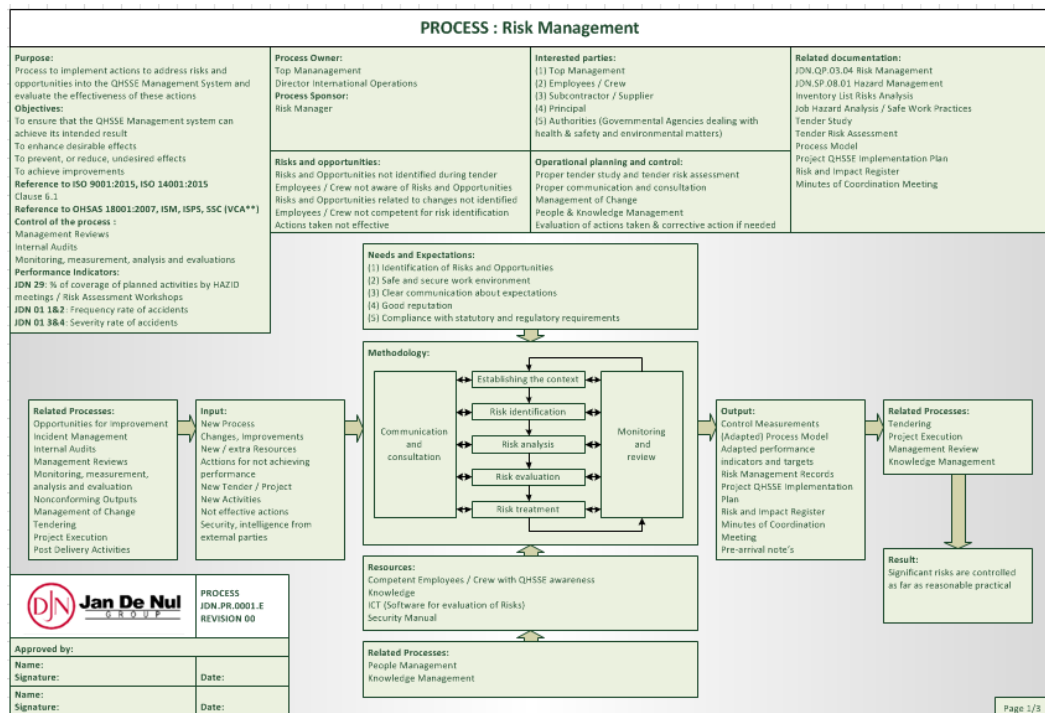
1. 架構(Framework)：風險管理之設計、執行、監督、審查、持續改進的架構說明如下圖：



風險架構overview

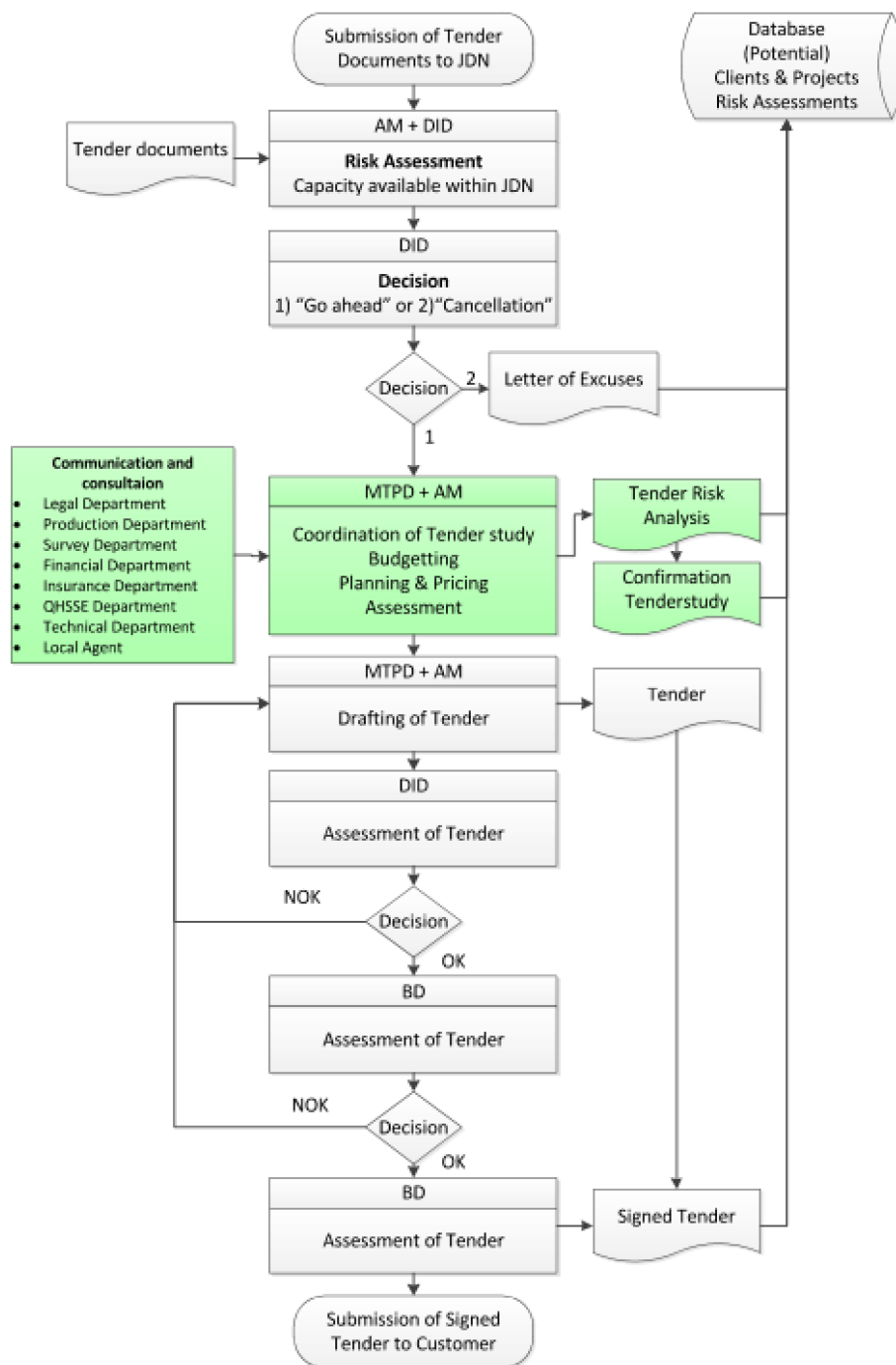
2. 流程(Process)：

- A. 輸入：新流程，變更，改善，新資源，績效不佳採取的行動，成果，新標案或計畫，新活動等。
- B. 資源：能勝任的員工/具備品管、職業安全衛生、環保等知識之船員，ICT(風險評估的軟體)，保全手冊等。
- C. 需求與期望：鑑別「風險」與「機會」，安全的工作環境，清楚的溝通，好的聲譽，遵循法定與監管的要求。
- D. 方法：建立內容→風險辨識→風險分析→風險評估→風險處理，過程中同步監督、審查、溝通、諮詢。
- E. 輸出：管控措施，採取的流程模式，績效指標與目標，風險管理紀錄，QHSSE執行計畫，記載風險與影響，協調會議記錄等。



3. 程序(Procedure)/投標準備：

- A. 新計畫招標案，先進行風險評估，對JDN內部是否有足夠能量承接新案。決定是否繼續或取消本案。
- B. 投標研究之協調：針對預算、規劃、定價策略等評估，與相關部門如：法務部門、生產部門、調查部門、財務部門、保險部門、QHSSE部門、技術部門、在地代理商等，進行溝通與諮詢，分析投標案的風險，與確認投標研究的結果。
- C. 製作投標文件：反覆評估投標文件內容，以便決定最終的投標文件。



◆風險管理工具：

1. PESTLE：

PESTEL分析模型又稱大環境分析，是分析巨集觀環境的有效工具，不僅能夠分析外部環境，而且能夠識別一切對組織有衝擊作用的力量。它是調查組織外部影響因素的方法，其每一個字母代表一個因素，可以分為6大因素：

- (1) 政治因素(Political)
- (2) 經濟因素(Economic)
- (3) 社會因素(Social)
- (4) 技術因素(Technological)
- (5) 法律因素(Legal)
- (6) 環境/外部因素(Environmental/External)

 Jan De Nul GROUP	RISK MANAGEMENT - PESTLE BREAKDOWN		FORM JDN.QF.03.30 REVISION 00

		Totals	Items	Low Risk	Medium Risk	High Risk
			47	18	22	7
Political Factors						
PO.01	Government stability / conflicts	0	0	0	0	0
PO.02	Employment and operational laws	1	0	0	0	1
PO.03	Government leadership	0	0	0	0	0
PO.04	Trade restrictions or reform	3	2	1	0	0
PO.05	Tax regulations	0	0	0	0	0
PO.06	Corruption levels	0	0	0	0	0
PO.07	Bureaucracy issues	0	0	0	0	0
PO.08	Stability of neighbours	0	0	0	0	0
PO.09	Local content	0	0	0	0	0
PO.10	Corporate Strategy	0	0	0	0	0
PO.11	Shareholders	0	0	0	0	0
PO.12	Interest groups, lobbying	0	0	0	0	0
PO.13	Foreign pressure	0	0	0	0	0
Economic Factors						
EC.01	Inflation rate	0	0	0	0	0
EC.02	Taxes and duties	0	0	0	0	0
EC.03	Financing / credit / Securities	0	0	0	0	0
EC.04	Working practices	0	0	0	0	0
EC.05	Exchange rate	0	0	0	0	0
EC.06	Cost of living and wages	0	0	0	0	0
EC.07	Local skills and unemployment	0	0	0	0	0
EC.08	Trade regulations / tariffs	0	0	0	0	0
EC.09	Fluctuations	0	0	0	0	0
EC.10	Interest rates	0	0	0	0	0
EC.11	Economic trends	0	0	0	0	0
EC.12	Local economics	0	0	0	0	0
EC.13	Procurement	6	3	2	1	0
EC.14	Payment	0	0	0	0	0
Social Factors						
SO.01	Cultural and social conventions	0	0	0	0	0
SO.02	Incentives and subsidy	0	0	0	0	0
SO.03	Ethical issues	0	0	0	0	0
SO.04	Major world events	0	0	0	0	0
SO.05	Health	0	0	0	0	0
SO.06	Working attitude of people	0	0	0	0	0
SO.07	Trends	0	0	0	0	0
SO.08	History	0	0	0	0	0
SO.09	Education	0	0	0	0	0
SO.10	Attitude towards QHSSE	0	0	0	0	0
Technological						
TE.01	Rate of change	0	0	0	0	0
TE.02	Outsourcing / in house	0	0	0	0	0
TE.03	Research and development	1	1	0	0	0
TE.04	Production efficiency	9	6	3	0	0
TE.05	Communication and support	0	0	0	0	0
TE.06	Bottlenecks / Breakdowns	7	2	5	0	0
TE.07	Patent	0	0	0	0	0
TE.08	Level of innovation	0	0	0	0	0

2. 風險矩陣表(Risk Matrix)：

由兩個部分組成下表：

- (1) 衝擊嚴重度的分級基準：1至5【數字越大，代表越嚴重】，描述各級危害可能造成後果之情境(人員傷亡、環境影響、資產損失或停工損失、公司形象等)。
- (2) 發生可能性之分級基準：A至E【E代表發生機率最高】，預期危害事件發生之可能性。

嚴重度1至5與可能性A至E，兩者相乘，可得1A至5E共25種結果，括弧內的數字則表示風險程度(分數)，以紅色呈現的風險程度最大，例如3E(15)、5C(15)、4D(16)、4E(20)、5D(20)、5E(25)。

 Jan De Nul GROUP							FORM JDN.QF.03.30 REVISION 00		
		RISK MANAGEMENT - Project Specific Risk Matrix							
Grade of Magnitude (severity of impacts)	Consequences				Level of Likelihood of Occurrence				
	People	Environment	Assets / Downtime	Reputation	A	B	C	D	E
					Never heard of in the industry	Heard of in the industry	Incident has occurred in similar company	Happens several times per year in a similar company	Happens several times per year in a location
1	No or slight health effect / injury (FAC)	No or slight effect < 750 l < 5 L oil	No or slight damage < 1,500 l < 0.3 day	Slight impact	1A (1)	1B (2)	1C (3)	1D (4)	1E (7)
2	Minor injury (MTC) or reversible health effect	Minor effect < 7,500 l < 150 L oil	Minor damage < 15,000 l < 1 day	Limited impact	2A (2)	2B (4)	2C (6)	2D (8)	2E (10)
3	Major injury (LTI) or irreversible health effect	Localised effect < 375,000 l < 1,500 L oil	Serious damage < 750,000 l < 7 day	Large impact (regional)	3A (3)	3B (6)	3C (9)	3D (12)	3E (15)
4	Permanent Disability or 1 to 3 fatalities	Major effect < 1,500,000 l < 15,000 L oil	Major damage < 3,000,000 l < 30 day	Major impact (national)	4A (4)	4B (8)	4C (12)	4D (16)	4E (20)
5	Multiple fatalities	Massive effect > 1,500,000 l > 15,000 L oil	Extensive damage > 3,000,000 l > 30 day	Massive impact (international)	5A (7)	5B (10)	5C (15)	5D (20)	5E (25)

3. 風險登錄表(Risk Register)：

也就是透過PESTLE將風險分為六大類因子，鑑別風險或機會之名稱、原因、影響、範疇、負責部門、違約賠償金或責任上限、風險狀態等。

JDN

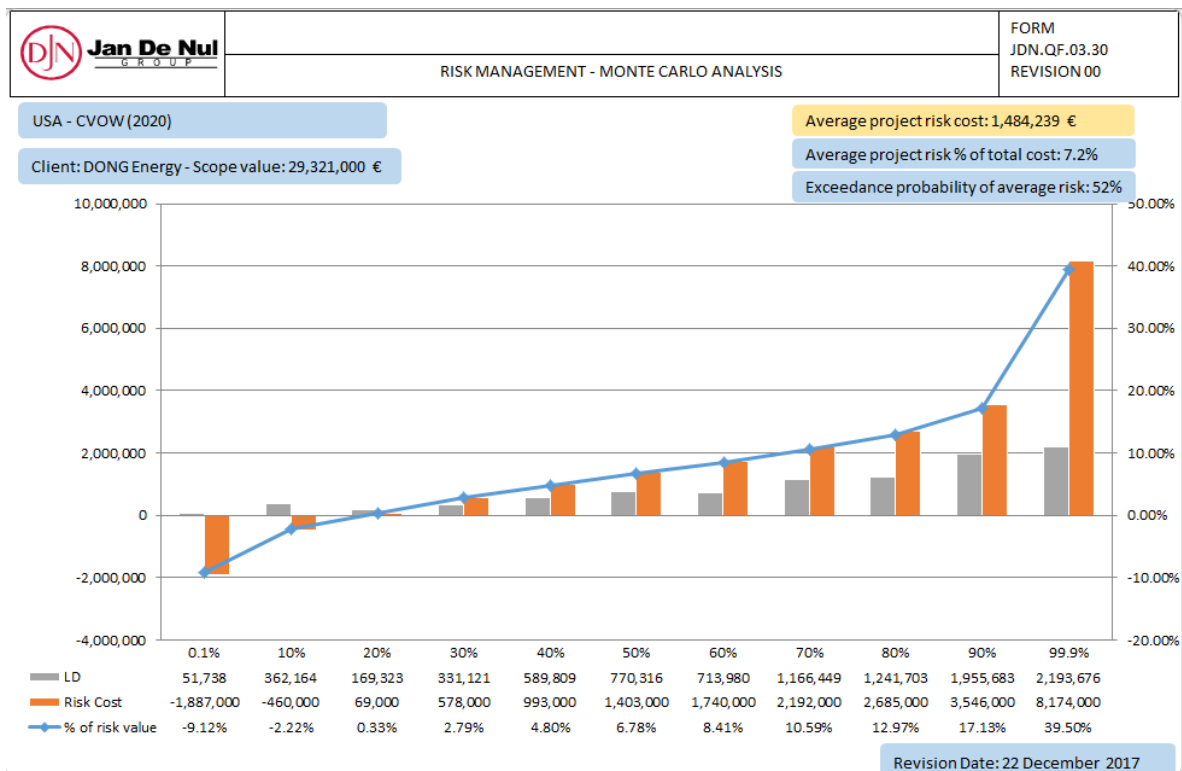
Jan De Nul

GROUP

4. 蒙地卡羅方法(Monte Carlo Analysis)：

蒙地卡羅方法，也稱統計模擬方法，是一種以機率統計理論的數值計算方法，具有隨機效應的過程，均可以蒙地卡羅方法大量模擬單一事件，藉統計上平均值獲得某設定條件下實際最可能測量值。將不同的輸入值(該值代表所有可能發生的不確定情況)，經多次的重覆計算，以納入不確定因素所造成的影響，其所作的分析稱之為Monte Carlo模擬分析。

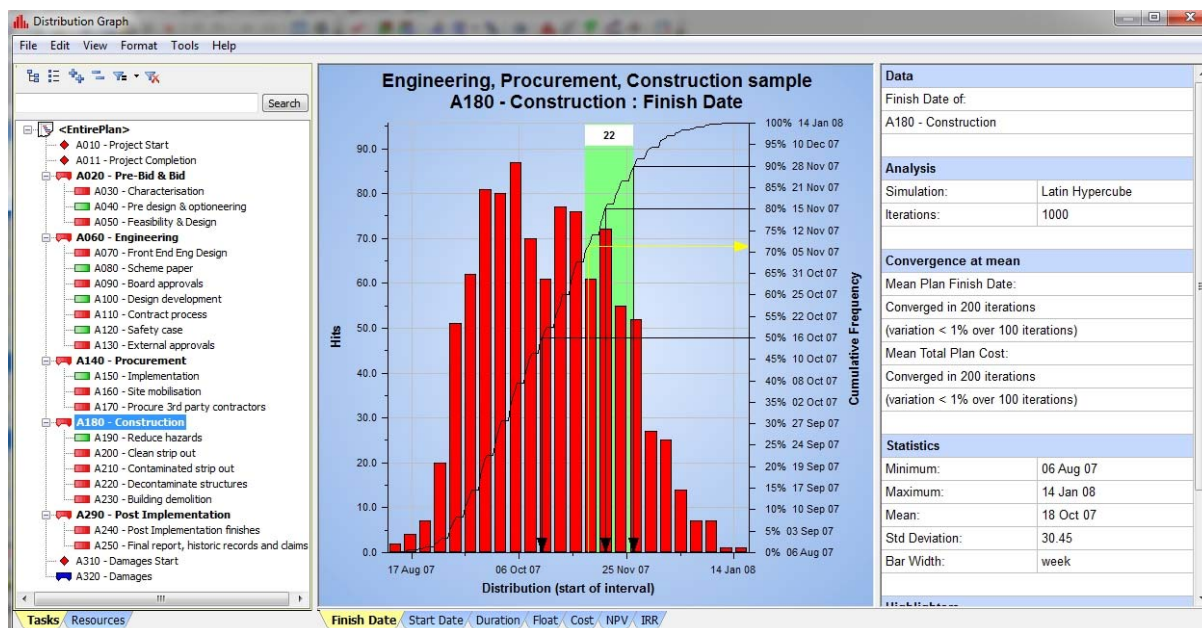
以下圖為例，違約賠償金(LD)169,323歐元、風險成本69,000歐元、風險值0.33%之機率僅有20%；有50%的機率可能須支付違約賠償金(LD)770,316歐元、風險成本1,403,000歐元、風險值6.78%。



蒙地卡羅模擬可以依據作業工期之機率分配以亂數 (Random)產生隨機作業工期，重複模擬過程，可得出專案工期的累積概率分佈。這種分佈可以用來估計在特定時間內完成項目的可能性。

下圖為運用蒙地卡羅分析軟體：模擬輸出完工工期與完工機率累積圖與直方圖。

模擬參數設定 Iteration為1000次，得出完工工期5%的機率會在2007年9月3日完工，50%的機率會在2007年10月16日完工，95%的機率會在2007年12月10日完工。



參觀模擬機訓練中心：

Jan De Nul總部亦設置船隻模擬機台，針對經常使用的工作船作人員操作模擬訓練。



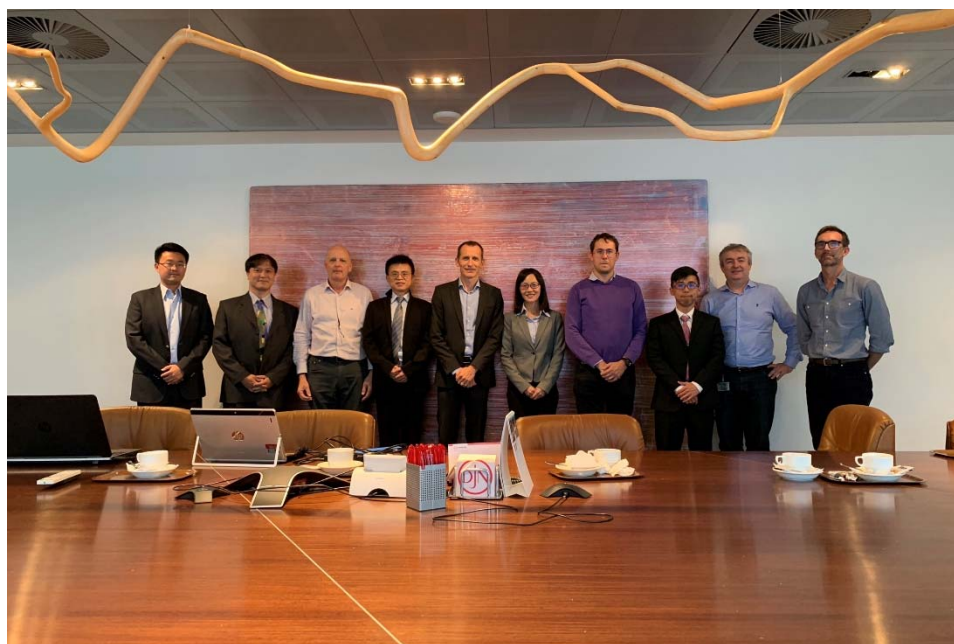
海事工程的執行關鍵是作業人員，而作業人員又可大致分為操船人員以及工程人員，工程船舶作業人員和商船人員之制式化訓練有所差異，實際訓練應包含：課堂基本知識訓練、模擬機訓練、GWO海事工程安全訓練、實船操作實習。

模擬機之必要性與優點包含：

必要性	優點
1. 工程事前模擬	可行性評估與確保安全
2. 人員教育訓練	任務操演 工程SOP建構與實機操作 建構人員態度與習慣 加強團隊合作與認知 危機事件模擬操演
3. 法規與認證要求	符合法規

透過模擬機台置操作人員可將作業區域參數設定，使自己如置身在真實的航海環境中，學習在不同天氣或是海況下操控船隻。透過模擬器能亦能設定不同的航海環境、交通狀況，以此模擬各案件之執行狀況以及作業風險評估等事宜。

本次交流討論之相關問題，Jan De Nul答覆內容整理如[附件1](#)所示。



與JDN高層Philip、Peter及相關技術人員合影留念

四、參訪日立製作所大甕工廠

大甕工廠成立於1969年，由原日立工廠控制面板部門及國分工廠配電箱部門整併而成，主要業務為製造基礎設施控制系統、各種發電機之控制系統、鐵路控制系統、供水、下水道、灌溉監控系統、一般產業用控制系統等。大甕工廠佔地201,000m²，員工人數2450人。



大甕事業所全景，佔地20萬平方公尺，約4座東京巨蛋面積

日立製作所宮田博昭部長首先進行大甕工廠簡短介紹並說參觀注意事項，進入工廠前要求人員穿戴指定服裝及防塵鞋套，展現出對於工安與作業品質之要求。



大甕工廠會議室，人員穿戴指定服裝及防塵鞋套

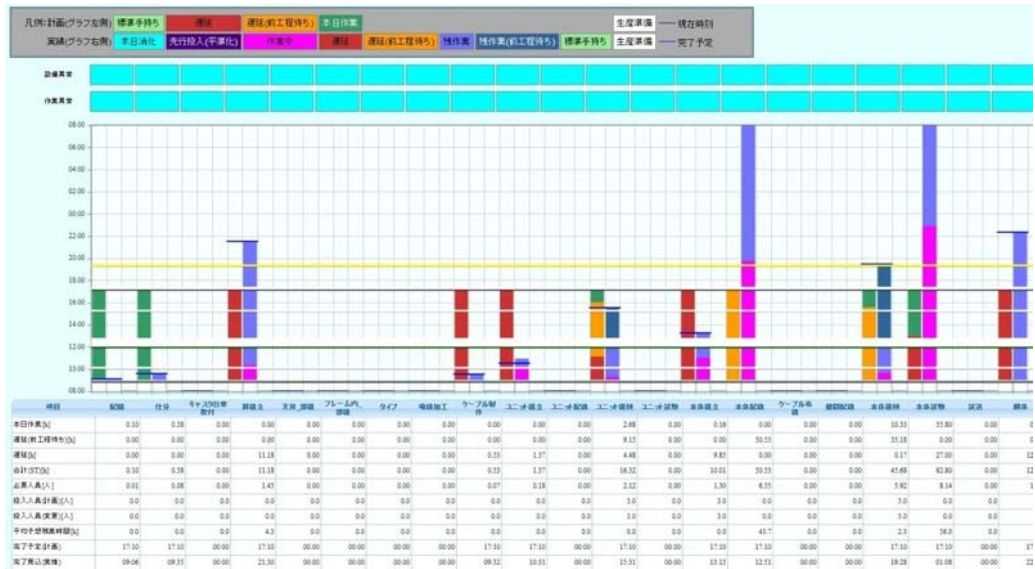
日立製作所澤海一修主任技師為我們進行導覽及介紹，惟因商業機密考量工廠內禁止拍照，以下照片擷取自日立製作所提供之資料。



大甕工廠第一防塵室內生產線

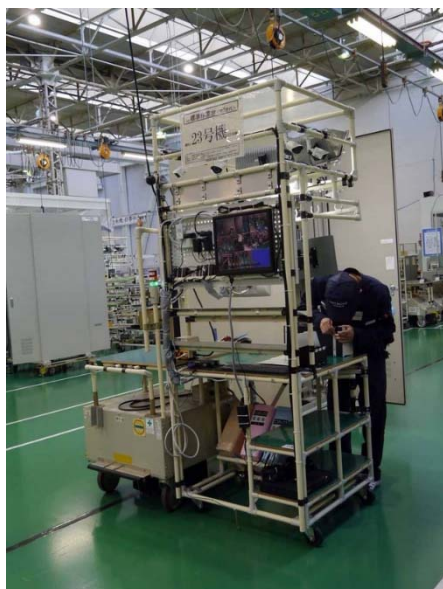
大甕工廠活用IoT（物聯網）實現高效率生產流程，大幅減少生產作業時間，其具體作法是整合「RFID生產監控系統」、「模組化設計系統」、「PDCA極小化系統」、「工廠模擬器」等，藉此將供應鍊供應鏈及工廠生產活動數位化。隨時進行人員及配件等資源最適分配，提升整體品質，達成「最佳化工廠」之目標。

工廠內從作業員胸章、零件、作業說明書等各處附有RFID標籤，其總數高達8萬張，藉由感應這些標籤管理各項生產情報，並隨時可以線上調閱，針對作業人員之進行調動檢討。

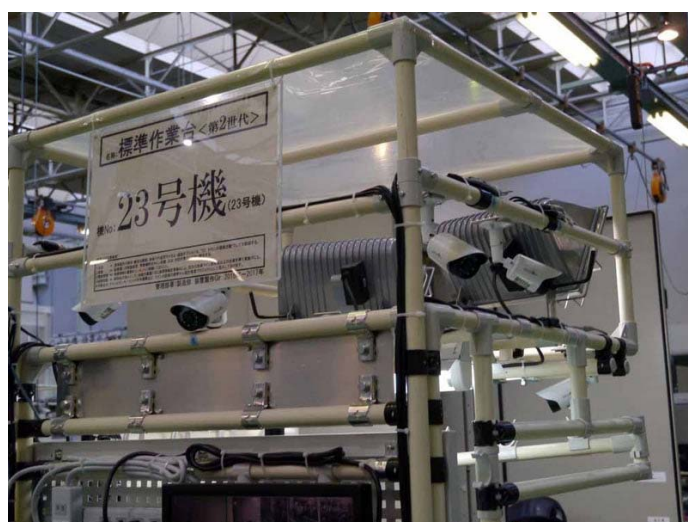


「RFID生產監控系統」，可即時檢測出作業異常、延遲

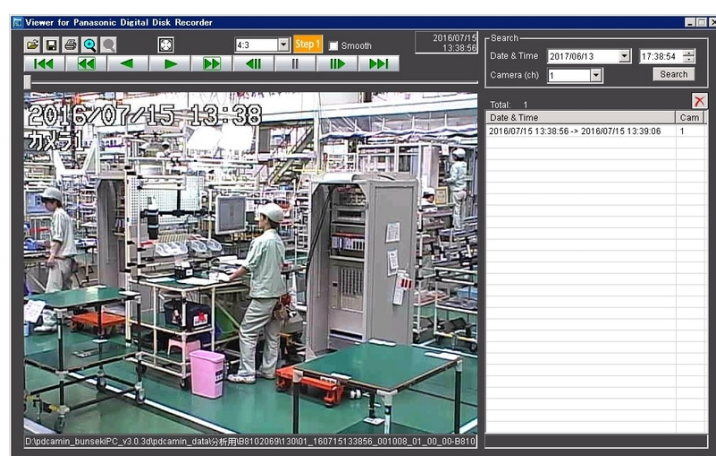
所謂「PDCA極小化系統」，是在生產線上，進行組裝作業的作業台由8台照相機進行監控，將作業員作業過程由各個角度錄影。半年份接近4TB的影片由30座作業台個別保存。與「RFID生產監控系統」結合，發現作業時間過長時即判斷為可能有問題發生，調閱相關影片進行作業延遲原因之檢討。



作業台

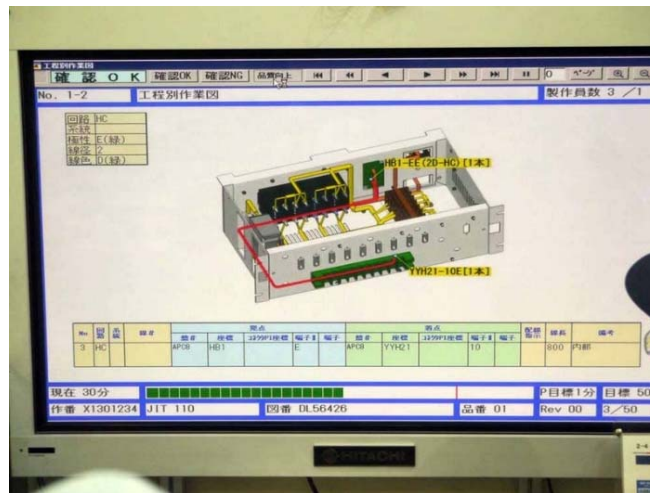


作業台由8台錄影機進行監控



PDCA極小化系統

作業台上以3D圖像進行作業指示，除了有提升作業品質之功效之外，還能從畫面上顯示之預定作業時間與實際作業時間來判斷作業進度是否落後。



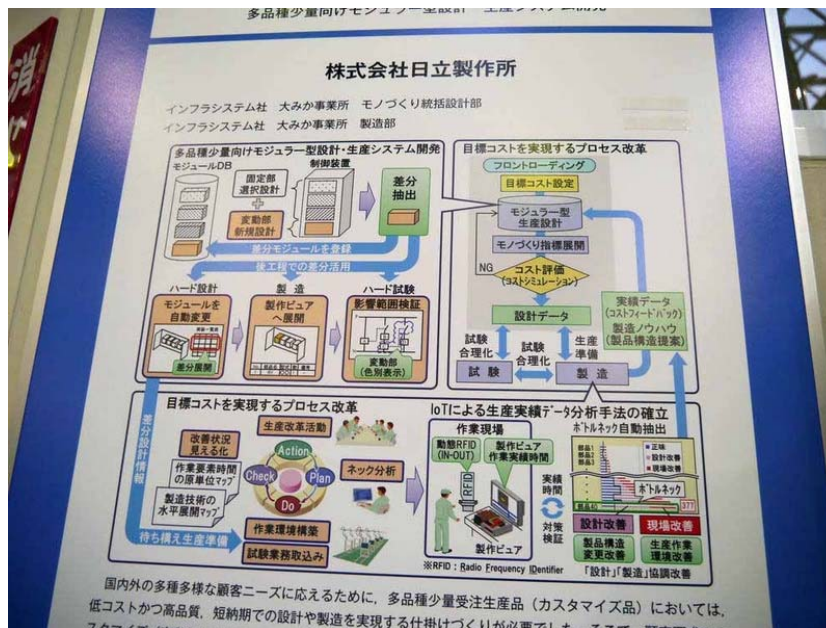
作業台顯示器上以3D圖像進行作業指示



作業員依照指示進行組裝作業

並將累積的改善結果透過「模組化設計系統」反映在產品設計上，提升模組化設計之適用率，減少個別設計之比例。再將上述3個系統所得到的實際生產資料及交貨期限等情報，藉由「工廠模擬器」，根據產品之生產規格、交貨期限、各生產作業之產能、配件、生產流程、標準作業時間等，根據最適生產計畫進行人員及配件等資源分配。藉此縮短生產時間、減少提早進貨配件等配件進貨量最適化。

大甕工廠藉由上述4個系統進行資訊的循環，進行更進一步的改善，產生更高經度的生產計畫，提高生產效率。



4大系統循環図

五、參訪日立製作所埠頭工廠

日立製作所埠頭工廠原本主要業務為陸上型2.0MW風機nacelle之製造，目前正為了本公司離岸風力發電第一期計畫進行離岸型5.2MW風機nacelle生產線之改建，預計今(107)年年底可完成改建，改建完成後之年產能足以滿足離岸一期所需21台風機nacelle之生產。



2MW風機生產線



埠頭工廠正在進行5.2MW風機生產線之改建，
包含地面承載力加強，增設大型吊車等。

埠頭即日文的碼頭，埠頭工廠地理位置極佳，緊鄰日立港並備有550t岸上起重機，製造完成之nacelle可直接進行裝船，節省運輸時間及費用。



埠頭工廠緊鄰日立港



Nacelle裝船情形

日立製作所小宮山一部長首先進行埠頭工廠簡報、說參觀注意事項，再為我們進行工廠導覽及介紹，進入工廠前要求人員穿戴指定服裝、安全帽及防塵鞋套，展現出對於工安與作業品質之要求。因商業機密考量工廠內部禁止拍照，本節圖片擷取至日立製作所提供之資料。

生產線內部分區進行各項組裝包含主機座(main frame)、輪轂(hub)、旋角控制系統(pitch control system)、轉向控制系統(yaw control system)、主軸及增速機、發電機、電裝、其他感測器、機艙外罩等，約2~3週可完成一台nacelle之組裝。機艙內部的重要零件也是由日立公司自行生產，但是次要零件則是委外生產。此外葉片及塔架部分亦是委外生產，再派遣檢驗員駐廠進行品質檢驗。



Nacelle在工廠安裝完成後、經過廠內試運轉、各項機械試驗及各種情況之模擬運轉，驗證其安全性後進行出貨。



正在進行測試之nacelle

埤頭工廠內同時設有風機運維訓練中心。此訓練中心乃是因為日本國內風電產業發展、風機數量持續增加，加上2015年日本成立改正電氣事業法，強制規定2017年起風力發電系統需進行定期檢驗，預估在2020年時將會有2000名風機運維人員之需求，需要加速運維人員之養成。

過去日立公司利用實際風場營運中之風機進行運維人員之訓練，但是這種訓練方式只能在風機停機的定期檢驗期間才能進行，訓練效率不佳。

因此日立於2016年底開設風機運維訓練中心，以2.0MW實體風機nacelle以及進行風機運維如更換零件等的教學訓練，真實模擬實際運維情形，且隨時都能進行訓練。此訓練中心不僅用於訓練日立自己的員工，亦提供收費訓練課程供外部人員使用。



運維訓練所使用之實體風機nacelle



左後方為控制盤、右後方為電力控制系統（PCS）

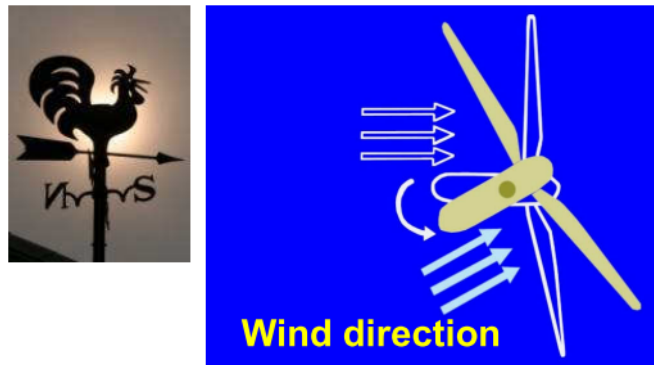
六、參訪國分工廠進行日立風機簡報

國分工廠是日立製作所風力發電計畫部門及設計部門辦公室所在地，在此由佐伯滿計畫經理進行日立風機發展簡報。

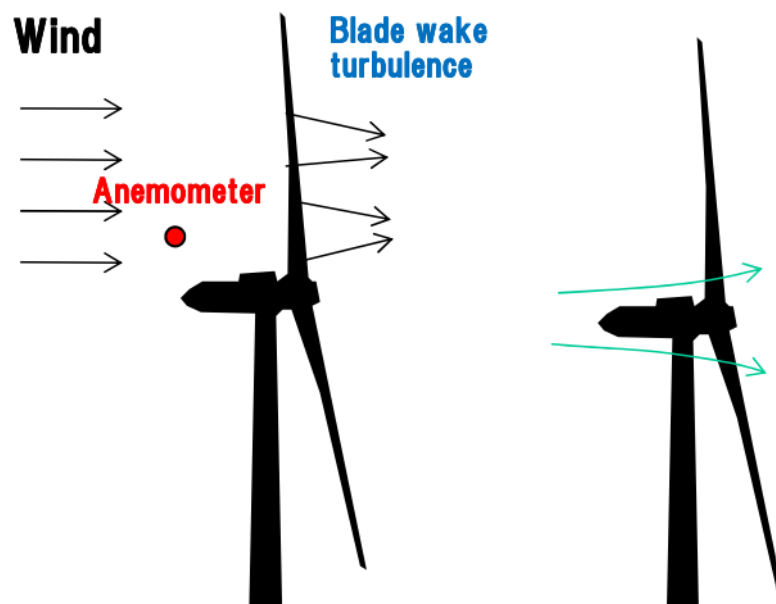
簡報內容從日立風電事業的發展說起，並介紹日立製作所位於日立市的各個工廠個別的職掌，日立風機之實績以及建造中之風機，下風式風機之優點，機艙耐久度測試、被動轉向控制系統風機負載研究等。以下針對被動轉向控制系統風機負載研究進行詳細說明：

下風式風機的優點主要有三：

1. **風向雞效應**：當斷電而主動轉向控制系統失效時自動進入被動轉向控制系統，避免側向風力確保風機安全。且被動轉向控制系統可減少風機整體結構在極端風速下之彎矩，進而節省下部結構之強度及成本。

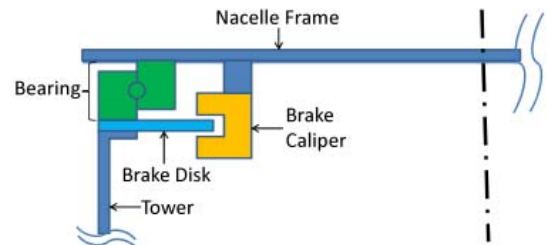
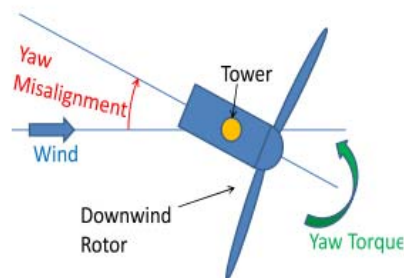


2. **減少Yaw error**：前置風向風速計不受葉片尾流影響，提高風向風速計資料可靠性，而減少Yaw error同時代表發電效率之提高。
3. **機艙導流**：風經過機艙導流後提高流速再進入葉片，可提高發電效率



被動轉向控制系統：

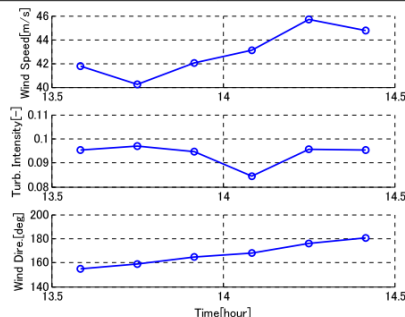
1. 被動轉向控制系統是減少極端風速下風機負載之策略。
2. 被動轉向控制系統必須採用下風式風機結構並利用轉向彎矩減少轉向偏差。
3. 須藉由煞車系統來調整轉向反應速度。



被動轉向控制系統風機負載研究之目的：經由實測值及計算值的比對確認模擬計算方法之可靠性。

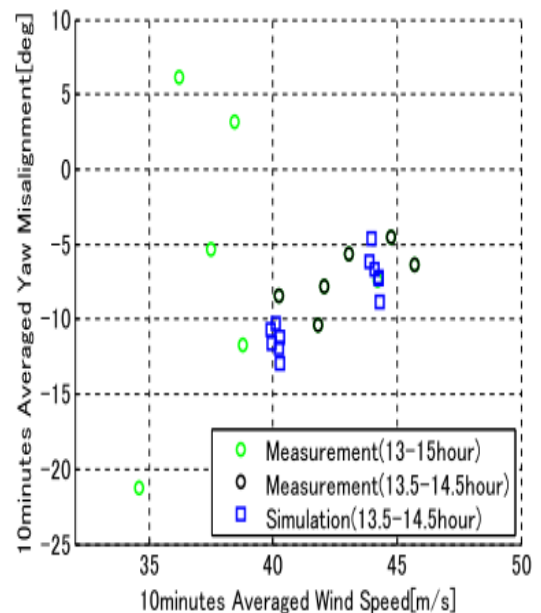
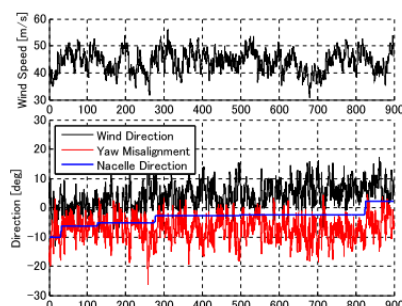
研究結果顯示轉向偏差在測量值與分析結果相近，證明分析方法可信，且在高風速時轉向偏差值之絕對值小於10度。

Measurement result(10 minutes statistical data)



Analysis results

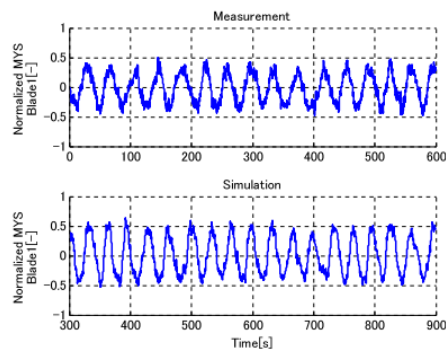
Time history of wind speed and yaw misalignment



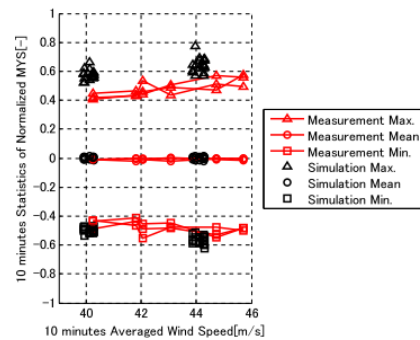
葉片彎矩分析：葉片彎矩在極端環境下通常是最關鍵之負載，研究結果測量值與預測值相近，證明分析方法可靠。

Comparison of predicted and measurement

Time history of blade flapwise bending moment

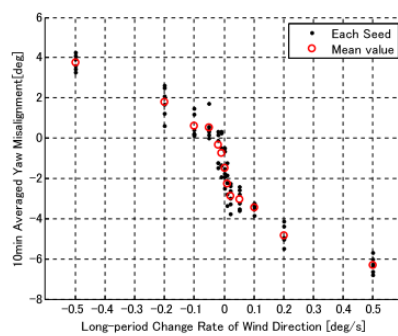


10 min. statistical blade bending moment



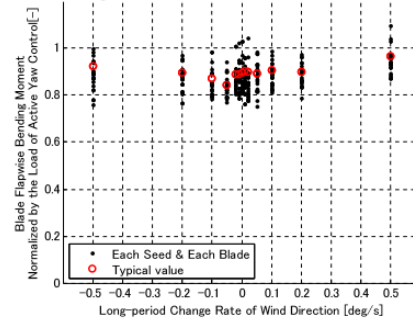
另外從研究結果證實被動式轉向控制系統可降低葉片彎矩負載（與主動轉向控制系統的負載比值小於1），進而可以減少下部結構彎矩。

Yaw misalignment
(10 min. average)



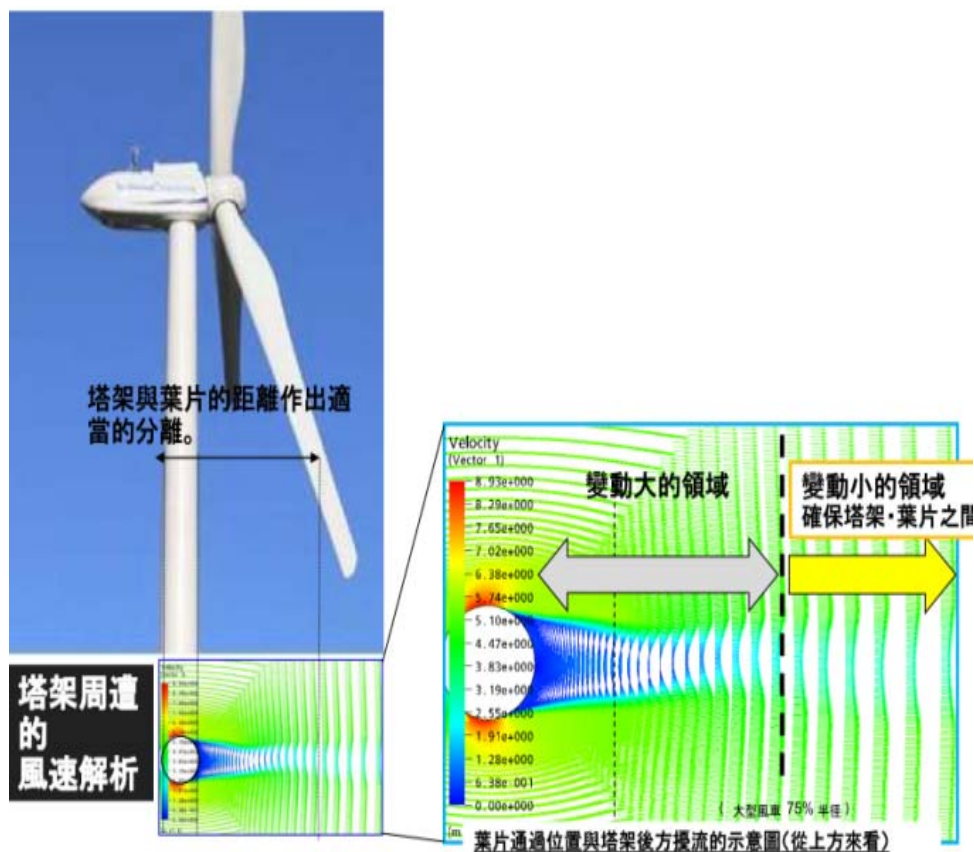
Blade flapwise bending moment

10 min. maximum normalized by loads
of active yaw control



簡報結束後，本公司人員向日立提問了下風式風機最常見的疑慮：塔影效應(Tower Shadow Effect)對葉片疲勞以及發電效率之影響。

有關葉片疲勞之解決方案，日立是以數值模擬分析與實證實驗，設計出葉片與塔架間之最適距離，避免葉片進入塔影效應影響較大之區域，避免葉片疲勞損壞。



而有關發電效率之部分，日立引用美國機械工程師學會的一份研究成果，說明因為機艙導流使得流經葉片的風速及氣體流量上升，而使下風式風機反而比上風式風機多出3%的電力產出，詳細研究內容請參考[附件3](#)。

風力發電之第三方驗證：

風力發電機於量產前，需先經第三方國際驗證公司驗證該風力發電機之設計、品質、製造等各項計算資料及程序書，經過驗證後，由驗證公司核發證明風機型式驗證，離岸風場各開發案再依開發場址條件設計其支撐及下部結構基礎，該設計亦需經第三方國際驗證公司驗證，並核發風場專案驗證。

離岸風力發電開發多需引進保險及銀行融資，需要第三方驗證公司之驗證證明，才能讓離岸風場業者無後顧之憂地進行開發；整個第三方驗證的涵蓋範圍非常廣，例如，製造過程的見證，包括了專案管理、現場管理，及總承包商的品質檢驗，供應商，乃至於次級供應商的品質，及系統管理等都包含在內。此外，除了施作過程的現場監督之外，連同前期的計畫書、產出報告證書等，也在第三方驗證範圍之列。尤其針對規模龐大且關係複雜的離岸風力發電產業，確有其存在之必要與價值，以維護開發商該有的權益。

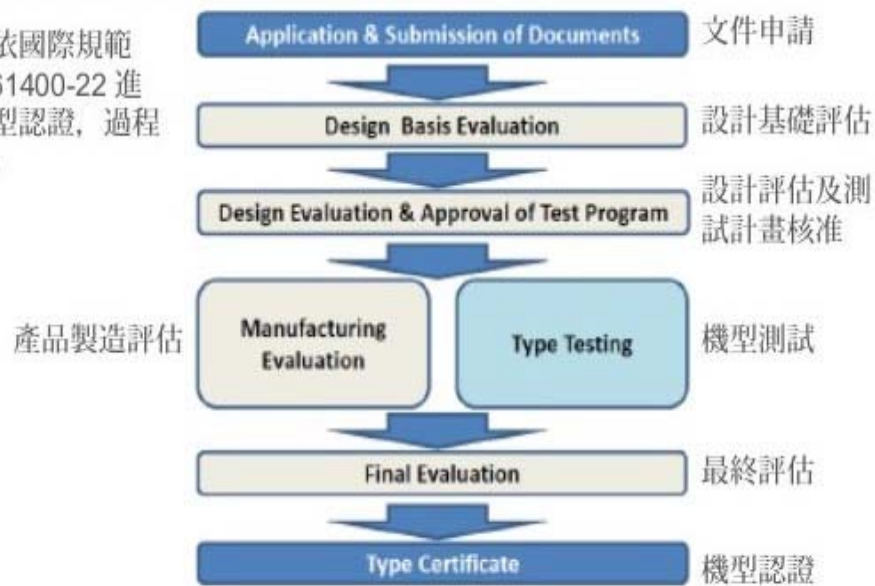
綜上，風力發電機第三方驗證包含型式驗證及專案驗證兩項，分述如下：

1. 型式驗證 (Type Certificate)

風力發電機經過以下項目之評估及檢驗流程後，即可取得單機型式驗證。

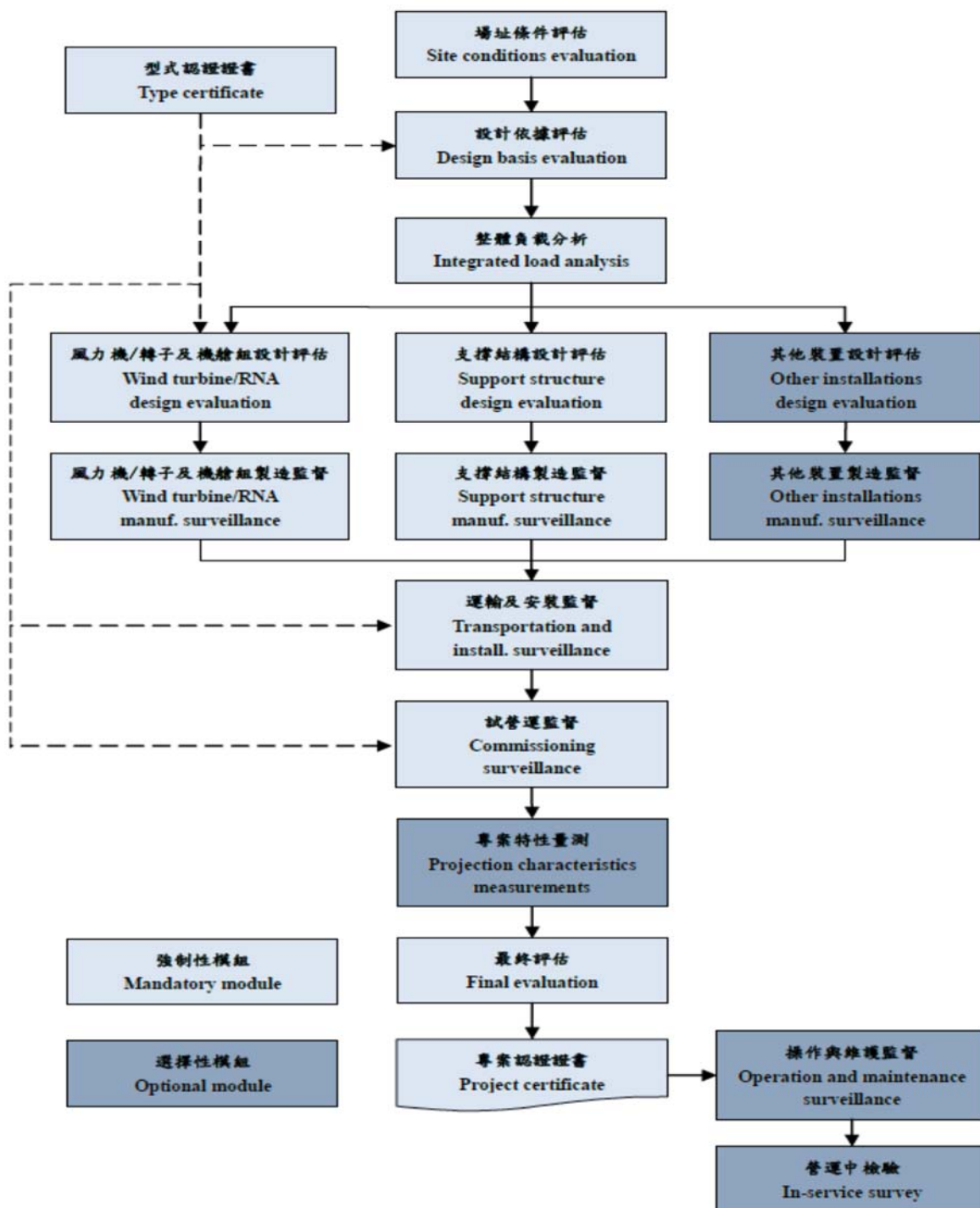
The process of type certification for wind turbines is defined in international standards (IEC 61400-22). This process flow is summarized in Fig. 1.

風機依國際規範
IEC 61400-22 進
行機型認證，過程
如下。



2. 專案驗證 (Project Certificate)

專案驗證主要是針對整個風力發電場各項資料之評估，驗證流程如下：



七、參訪日立製作所鹿島深芝風力發電廠

日立製作所**五味敬芳**計畫經理導覽參觀鹿島港深芝風力發電廠，此風場設有1台5.2MW下風型原型機及1台陸上測風塔，原型機之基礎與一般陸上型風機不同，乃模擬離岸風機單樁式基礎建造而成。

日立公司於2015年3月在此完成HTW5.2-127原型機安裝，經蒐集風機運轉數據並驗證通過後，於2016年10月將轉子由127型更換為136型，以進行136型風機之數據蒐集。



電廠位於茨城縣神棲市



圖：取自日立製作所官網



更換下來的127型葉片放置於風機旁邊



葉片檢測



5.2MW風機原型機及測風塔位置圖



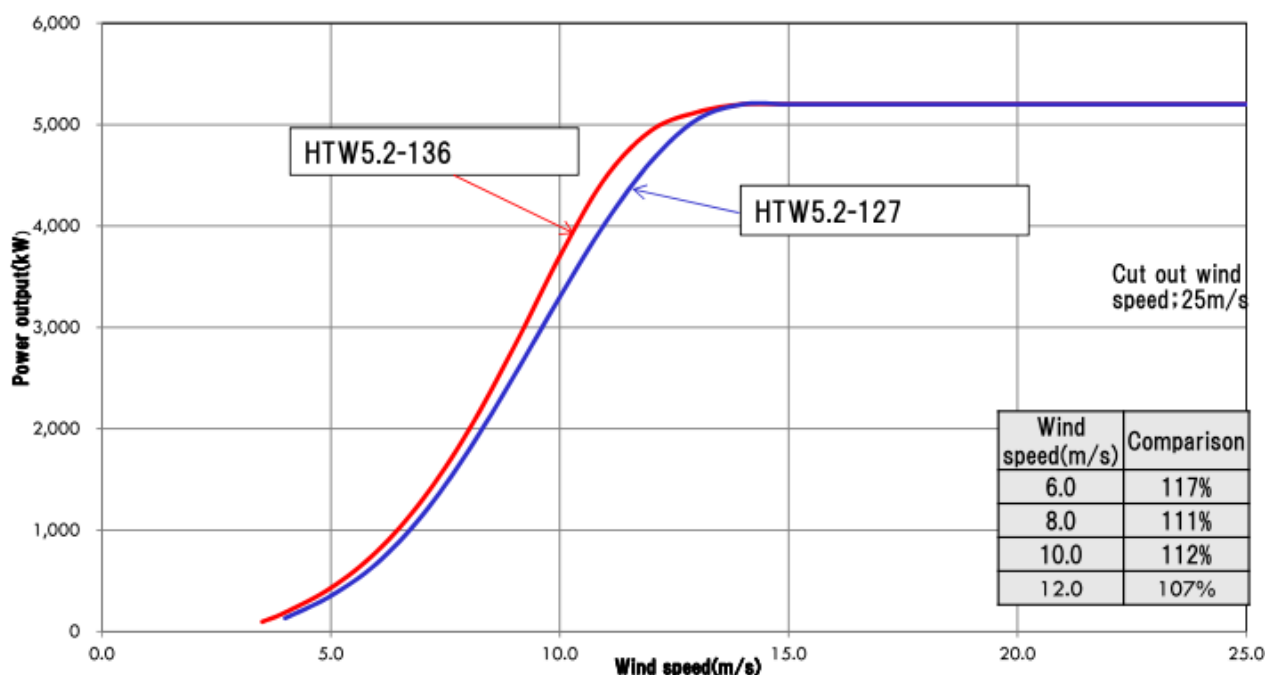
參觀深芝風力發電廠人員合照

HTW5.2-127與HTW5.2-136差別在於，HTW5.2-127有較高的耐風強度，而HTW5.2-136則是在低風速時有較佳的發電效率，故HTW5.2-127適合高風速地區如台灣，而日本屬相對風速較慢地區則選用HTW5.2-136。

5.2MW wind turbine specification

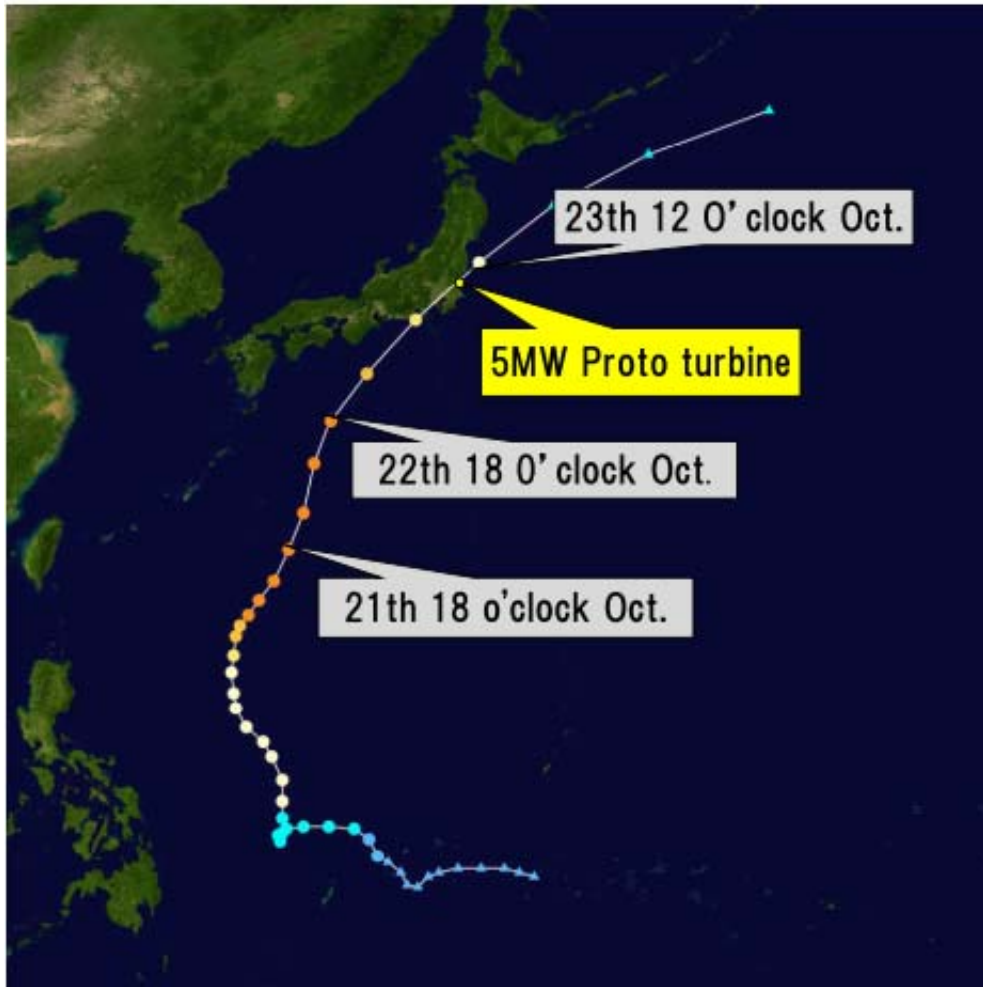
No	Item	HTW5.2-136 (for relatively low wind speed)	HTW5.2-127 (for high wind speed)	Notes
1	Rated power	5,200kW	5,200kW	
2	Rotor diameter	136m	127m	
3	Blade length	66.5m	62m	
4	Average wind speed	7.5m/s	10m/s	
5	Ultimate wind speed Vref	55m/s (77m/s)	57m/s (80m/s)	10 minutes average (3 seconds average)
6	Wind class	Fatigue	III	I
		Ultimate	S	T*
				IEC Class *JIS Class T
7	Turbulence intensity	A	A	
8	Cut in wind speed	3.5m/s	4m/s	
9	Cut out wind speed	25m/s	25m/s	

HTW5.2-127與HTW5.2-136規格比較表

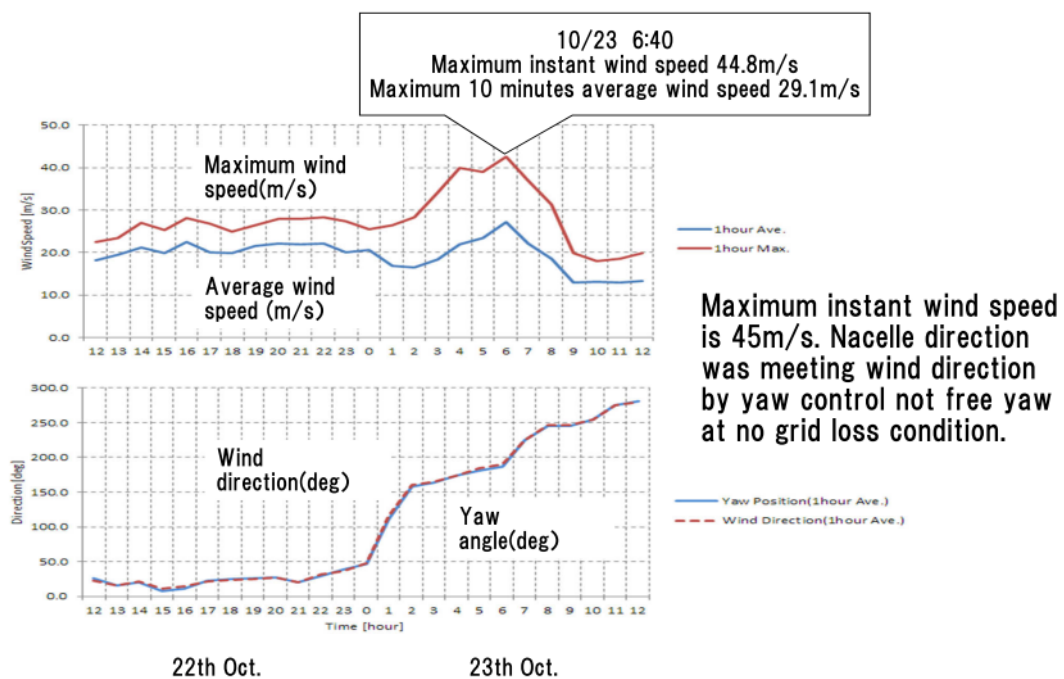


HTW5.2-127與HTW5.2-136功率曲線比較

鑑於今（107）年經9月玉兔颱風對日本造成極大影響，向五味先生詢問過去颱風對於5.2MW原型機的影響，五味先生表示原型機自安裝完成自經未受到颱風的損壞。並以2017年行徑路線穿過原型機的蘭恩颱風為例，瞬間風速達44.8m/s、10分鐘平均風速29.1m/s，原型機轉向控制系統仍正常做動，未進入被動轉向模式，亦無斷電。



2017年蘭恩颱風與5.2MW原型機擦身而過



22th Oct.

23th Oct.

瞬間風速達44.8m/s、10分鐘平均風速29.1m/s

八、參訪日立製作所總部

由高田俊幸計畫經理、佐野顯吾代理部長及青木翔平先生與本公司參訪人員進行提問與討論。本公司參訪人員共提出42個問題，包含開發、設計、工作進度、技術規格、聯合承攬策略、運維等，由日立製作所一一進行回覆，問答內容整理如[附件2](#)所示。



參訪團與日立人員交流討論會議

伍、心得與感想

- 一、此次能有機會赴比利時及日本實習，參訪歐洲離岸風力開發商Parkwind公司及擁有大量各式船隊、豐富海事作業經驗的JDN公司與日本規模最大的綜合電機製造商日立公司，並適逢JDN風機安裝船命名典禮，有幸參與並見識此一離岸風電產業的盛會；另，於日本更能透過安排赴日立大甕、埠頭、國分工廠及其製作所本部參觀，更遠赴其鹿島深知風力發電廠見證其5.2MW下風型原型機之運轉情形，整體行程緊湊且豐富，此一經驗實在難能可貴。
- 二、本次出國參訪對象JDN及日立為本公司目前刻正執行之「離岸風力發電第一期計畫—示範風場新建工程」（下稱本工程）聯合承攬廠商。透過參訪與Workshop研討交流，除進一步瞭解其履約能力外，JDN公司邀集其幹部與我方一行人進行面對面溝通研討會議，該公司副總層級Philip、離岸再生能源部經理Peter De Pooter、本工程專案負責人Jan KOP等幹部均出席，與我方共同討論本工程執行情形並聽取建言。會中，我方具體提出該公司應加強改善與本公司溝通聯繫管道與窗口之建立，以有效精進合約之推動。此案獲其高層主管重視與肯定，旋於今（107）年11月中即造冊提送其各系統聯絡窗口名單，另迄今已於11月8日、12月13日兩次在該公司台北辦公室由其離岸再生能源部經理Peter主持，主動邀本公司檢討履約事宜。此案為本工程之推展建立起更緊密的聯繫溝通方式，相信對日後整個合約之執行有很大的助益，這也是本次出國的另一項收穫。
- 三、參考日本離岸風力發電機風場之建置過程，需考量漁場、保護區、航道等因素。國內在規劃設置離岸風力發電機時，亦應考量相關利害關係者，包含漁政單位、漁民公會組織、環保團體、動保團體及航政單位等。
- 四、離岸式風力發電場之建置作業，除需留意經濟及各項商業成本的評估外，亦需作好建置前的各項評估及可行性研究，例如風速測量、海象勘查，海流波動，現場氣候，海底地表探勘，地質分析，環境生態的影響等評估，以獲取最佳化之風場規劃與佈置，提升發電效益。
- 五、本公司辦理之「離岸風力發電第一期計畫」為政府推動離岸風電示範風場之一，國內並無前例可參考，透過本次出國實地參訪，與JDN公司比利時總部及日立公司日本再生能源部等相關技術部門人員交流學習國外實務經驗，並蒐集建置成問答集(詳附件1及附件2)，供本公司後續推動離岸風電之重要參考資訊。

陸、建議事項

- 一、離岸風電第一期計畫目前台灣陸域風力發電機主要使用歐洲廠家之設備，離岸風電第一期計畫是首次使用日立公司之風電機組，亦是首次使用下風式之風機，運轉維護之方法與程序將與過去經驗不同，上述計畫與承攬商之合約中雖已包含風機運轉及維護(須結合虛擬實境VR軟硬體)100小時，但虛擬實境仍然與實際情境有所不同，若能使用實體風機進行訓練必定獲得最佳的訓練成果。
上述計畫之聯合承攬商日立公司在日本茨城縣設有運維訓練中心，中心備有實體機艙供學員實際操作，可提供學員更貼近於實際運維情形之學習環境，雖目前日立運維訓練中心僅設有2MW之實體機艙並提供2MW風機之運維訓練課程，5MW風機之運維訓練課程日立公司目前亦已在檢討製作中。
建議與上述計畫承攬商協商將日立運維訓練中心之實機課程納入運維教育訓練中，以期提升本公司運維人員專業能力，進而提升離岸風力發電機之可用率，且結訓之運維人員可作為種子教師傳承運維之技術與經驗，提升本公司運維人員之整體能力。
- 二、「離岸風電第一期計畫」主要設備因囿於國內現今產製造條件尚未成熟，有關風機、塔架、連接段及下部結構等製造部分皆於國外進行。特別是鋼構部分，其捲板、裁切、銲接及組裝等部分之品質檢驗與確認，除第三方獨立檢驗員之認證外，建議本公司明(108)年度出國計畫亦應規劃派員赴國外進行檢驗(抽檢)作業，除可達抽檢之效果，亦可觀摩學習第三方驗證之檢驗方式、流程、項目及標準等，其經驗可作為本公司嗣後製訂相關規範、標準之參考，以厚植離岸風電之技術能力。
- 三、離岸風力發電為我國能源轉型政策重要工程，本公司「離岸風力發電第一期計畫」於107年2月決標，預計109年12月31日全部機組接受調度，目前正積極進行中。建議依工程全生命週期規劃、設計、採購、施工監造及驗收保固各階段檢討執行情形，彙集再生能源處、營建處、海域風電施工處及中興工程顧問股份有限公司等相關單位所提建議回饋事項，供後續第二期計畫執行之參採。
- 四、離岸風電存在較高之技術門檻，應強化本公司規劃設計、技術審查、工程與介面管理、風險評估、財務分析、運轉維護等各方面的專業人才培育，並建立一套有系統的教育訓練機制，才得以逐步建構、持續累積與培養相關經驗，提升本公司離岸風電工程能力。

柒、附件

附件1—Jan De Nul公司參訪問答集

註：已將問答集翻譯成中文

項次	問題與答覆
A-1	貴公司對於與本公司目前合約(以下簡稱本合約)中，有關2020年的工作行程(Schedule)安排(如基樁、碼頭等之規劃)為何？ 2019/02/26~2020/04/01 樁基、樁材材料採購+製作+運輸 2020/04/01~2020/06/01 進行打樁作業 2018/12/14~2020/05/10 套筒式基座材料採購+製作+運輸 2020/04/11~2020/06/01 套筒式基座安裝工程 2019/02/21~2020/04/27 海底電纜採購+製造+運輸 2020/04/27~2020/06/14 內陣列電纜安裝工作 2020/06/14~2020/07/10 輸出電纜安裝工作 2020/07/16~2020/09/16 內陣列電纜埋填工程 2020/06/17~2020/06/28 連接輸出電纜 2020/07/02~2020/07/29 輸出電纜埋填工程 2018/12/10~2020/04/30 風機製造+運輸 2020/03/30~2020/06/04 於岸上組裝風機(塔身與葉片) 2020/06/01~2020/08/08 風機安裝 2020/07/20~2020/08/04 海底輸出電纜測試 @TJB 2020/08/09~2020/09/14 海底內陣列海纜測試 2020/08/26~2020/09/25 以逆向電進行風機測試 2020/09/06~2020/09/13 以高壓電進行風機調整與測試-1 2020/09/25~2020/10/02 以高壓電進行風機調整與測試-2 2020/10/02~2020/12/31 SCADA系統調整與測試&控制器測試 2018/08/01~2020/03/31 陸上電纜鋪設路線建設+進行變電站相關土建工程 2019/01/01~2019/05/11 陸上電纜採購 2019/01/01~2019/08/29 變電站E&M設備採購 2019/10/03~2020/04/30 陸上電纜鋪設+變電站E&M設備安裝 2019/06/28~2019/11/25 安裝SCADA系統 2020/04/30~2020/07/01 安裝SCADA系統+變電站測試與調整
A-2	本合約中有關「5年維護工作」之安排是由JDN或Hitachi執行？規劃如何進行？ 五年的運維工作應由JDN與HTC共同執行，JDN負責套筒式桁架、電纜及變電站的維護；風機及風機相關部分之維護則由Hitachi負責。
A-3	貴公司認為本合約最困難執行的事項有哪些？為什麼？ 1. 緊迫的時程表—以一般的狀況來說，同樣規模的風場建設約需4~5年的時間，因此本案預計於2020年12月完工，其目標使得本專案之工作時程較為緊湊。 2. 合約為全中文版本—由於中英文並用之情況為進行此案之主要問題。 3. 高標準的文件要求—對於外國承包商而言，要理解台電對於文件的標準與細節

	實屬不易，特別是在一個緊湊的工作時程下，著實很難完全符合台電之文件標準與顧及每個細節。 4. 溝通窗口多元—台電旗下分別有三個不同部門掌管此事務，分別是OWPCO海工處、Department of Renewable Energy再生能源處及Sinotech中興顧問。需同時與三部協商整合事務，若遇意見相左時，可能會使工程進度延宕，且承包商無適當對口可立即處理問題。
A-4	貴公司於本合約選擇Hitachi/JDN共同承攬的原因為何？有何考量？ 風場的開發通常伴隨著極大的風險，JDN及Hitachi於最後一刻選擇共同承攬此合約係因藉由共同承攬之方式以發揮雙方之所長，並試圖將風場開發上可能遇到的風險降至最低。
A-5	請問作為一家離岸風電開發商，有哪些基本條件(如海運、資金、保險等)需建立？ JDN於此案的角色主要為一個風場建設者而非風場開發商，但JDN認為作為一個風場開發的基本條件如下： 1. 明確且優先的政策支持—關稅減免優惠、相關法令支持與配套、長期且充足的管道以維持當地供應鏈的支持。 2. 獲得充足融資的可能性—需要一個明確且合理的關稅協定(PPA's)。 3. 整體供應鏈的支持—當地的產業供應鏈為必要地。但由於風電產業龐大且複雜之特殊性，因此很難在單一國家內達到完整供應鏈的支持，建立區域供應鏈的供應或許是亞太地區如台灣、韓國與日本的解決之道。在歐洲，可以發現許多風電相關產業的公司是橫跨歐洲國境，風電產業是很難僅限定於單一國家的市場，有些供應鏈甚至為跨國作業/建設。
A-6	貴公司認為台灣在離岸風電領域，有哪些本地工業是具有競爭力的？（亦即可作為設備商的產業） 1. 就台灣的發展歷史來說，台灣於離岸開發較為缺乏，如石油與天然氣等的開發經驗等。因此較難直接做技術轉移。 2. 然而，台灣政府鼓勵本土供應鏈積極參與相關事務，經濟部旗下之經濟部工業局也積極進行相關產業與人才的培植。 3. 由經濟部工業局頒布的「在地化計畫」尚無相關細節可供參考，預計在2025年完成建置的5.5GW中的45%並不適用於此在地化計畫，也就是相關產業主力將在剩餘的部分，這可能會造成與市場價格的預期落差。 4. 依目前的現況，於台灣之離岸風電展業之建議如下：發展不需要大量初級投資之產業，如次級支援服務，像是離岸探勘工程、地質研究工程、陸上運輸服務或離岸工作人員交通調度工作等。 5. JDN已經與上述所提之相關產業之分包商訂立合約並開始合作關係，包含規劃整套岸上服務套組。 6. 當地鋼鐵製造業方面，套筒桁架和基樁之製造仍未達競爭水準。
A-7	台灣在未來二期的離岸風電將考慮採合作開發的方式，請問您的看法如何？ 1. JDN與其他對於離岸相關產業開發有興趣的公司已於2018/9/19一同參與台電公司對於第二期開發之公開說明會。

	2. 大多數之外國參與者對於與國營公司，如台電，或與私營企業合作上仍持保留態度。不少潛在之可能參與者已於媒體上提出公開意見，表達對此關係將可能帶來複雜的合作模式的顧慮。 3. 若為共同開發，雙方應共同承擔共同負責項目之風險與責任，但依據目前的狀況表明，相關風險與責任並非共同承擔。 4. 目前相關的招標文件已由台電準備完成並等待內部批准，本公司將於招標文件完成版公布後再進一步的研讀招標相關內容並回覆。
B-1	可否針對海事工程工作船隻作簡單地介紹？ 預計於離岸海上風場建置期間，使用以下船型，並依據水深、土壤條件與天氣狀況等條件，選擇最適合之船型/尺寸： 1.調查船隻與土壤調查： ● 在調度建設船前以特定船舶進行地質調查以依據實際狀況繪製海底地圖及海階之描繪。 ● 派遣適合的船(PLGR)用以清理海底上之殘骸或移除未爆彈。 2.重型起重船(浮動式或自升式平台船) ● 自升式平台船多用於土壤條件適合自升式平台船之情況且重量極限小於1100噸以下之水下基礎(Monopiles或Jackets)之運送 ● 浮動式起重機船多用於以下情況： (1)當土壤條件不利於使用自升式平台船時 (2)運載基座/零件過重時(如運載變電站、重型基座、過大的基座時) 3.佈纜船 ● 佈纜船用於安裝內陣列電纜與輸出電纜 ● 將於電纜連結風機時與進行特定挖溝機時派出輔助的船舶 4.船員運輸船 用船員運輸船於建設期間運送人員至風機或其他特殊船舶，於特殊的情況或緊急狀況下，可透過直升機運輸人員至具備直升機升降平台的船舶上 5.拋石船 必要時於水下基礎周遭設置防淘刷保護功能 6.支援船隻 如潛水船、配有舷梯通道之工作船，通常此種船隻常應用於大型風場(風機數大於50組或距離港埠距離較遠的風場。)
B-2	整個風機在海上的建置過程，是否有海上或水下銲接作業？若有其工安是否有特別加強的部分？ 水下的焊接工作原則是應避免施作的。 水下基礎的製作應符合設計與相關標準以確保其強度符合設計標準。
B-3	需出海施作基礎、吊裝風機的人員應受何種海事訓練？ 需出海監造工程的人員應受何種海事訓練？ 需出海維修機組的人員應受何種海事訓練？ 請參考附錄之訓練矩陣內容。

B-4	工程施工保險應如何辦理?費率佔工程成本的百分比為何? 根據我們過往之經驗，業主/開發商應提供營造工程綜合險(Construction All Risks, CAR)。業主/開發商為整個開發計畫，包含運輸、零件製造等部分提供施工全險。獨立的海事擔保調查則由業主/開發商簽訂合約加保。其餘營運期間的保險，如延遲完工保險(Delayed Start Up)、營運中斷保險(Business Interruption)等基本上須由業主/開發商承擔風險。 承包商得為其所使用之船舶承保海上保險，如船體、機械或船東互保責任)，由每個承包商為其各別之人員承保，一般來說，此其中並包含互撞免賠協議。 營造工程綜合險之保險費率至少需為百分之一，且其中並不包含營運保險、延遲完工保險、營運中斷保險等。 風場的特殊條件或特性、風場規模、環境因素及相同環境的風場數量也會影響其對應的保險條件，特別是巨型災害之風險的累計。實際的營造工程綜合險費率則須仰賴專業保險公司經充分的資訊與資料評估才可獲得，因此較不容易一語概述之。
B-5a	何種吊裝船適合吊裝?吊裝工法的建議? 吊裝方法：一般情況下，套筒桁架之上下架、移動乃藉由具備遙控功能及配備攝像鏡頭與感應器之特殊起重工具將套筒桁架懸吊於起重機上，藉由該設備之輔助，於移動套筒式基礎時則不須安排人力於套筒式基礎上方進行作業。以此方式之接駁是不容易且不完全必要的，套筒式基礎應於設計階段特別注意相關細節，如應加以注意起吊處之法蘭並進行相關準備以應將來起吊之需求，而非透過法蘭之螺絲孔起吊。 應考量相關因素並確認是否適合吊裝船。 ● 起重重量、高度、起重機的可用間距 ● 吊裝地點，在甲板上運輸或直接於運輸駁船上吊裝 ● 天氣因素考量 於許多的案例下，有多種可行性提案皆可完成任務
B-5b	碼頭承載條件為何? 碼頭承載力若不足，如何加強?有無其他建議? 考量台灣目前之碼頭承載現況，由於沒有足夠的存放空間與碼頭承載力的缺乏，JDN暫時於彰化進行之台電示範案不考慮於碼頭裝載。 為了台灣未來有更大型風場規劃計畫的可能性，可以肯定的是需要一個具有足夠承載力以及能夠貯放相關零件、配件、已完成組裝之部件或可進行大型組件組合的裝載碼頭。 以歐洲為例，一個合適的裝載碼頭之承載能力約需在15噸/每平方公尺，並且具有足夠的貯放空間。例如丹麥的埃斯比約(Esbjerg)、荷蘭的埃姆斯哈文(Eemshaven)與夫利辛亨(Vlissingen)、德國的庫克斯港(Cuxhaven)等。其他正規劃建立特殊承載規格之港口，則其可用地面積則越大越好。(大於十五萬平方公尺) 如此的港埠將有助於將來在風機組裝期間發揮最大效用，可以預見的是，會有20組以上之風機之組件需貯放及預組裝。

B-6	風場各項海事施工前，甲方與各承攬商須注意或準備事項為何？ 計畫的貫徹與實現，並持續不懈的監督與審查。尋找可以完成工作的辦法與設備。
B-7	請問登上風機塔架之設施及船隻有何注意事項？ 1. 使用船舶之舷梯以登上風機塔架，或使用人員運輸船和登船平台以登上風機塔架。 2. 進行人員的訓練。
B-8	海上作業若有緊急狀況，是否有直昇機救援的經驗或備案措施？ 透過國家搜救指揮中心或海巡人員請求空中直升機之救護行動國軍聯合作戰指揮中心(JOCC) 空軍救護隊 電話:+886-5-2367142
C-1	貴公司所有的風機安裝船、大型起重船、佈纜船等都個別有2艘以上，而目前貴公司提出的服務建議書中載的分別是Vole au vent、Gulliver Willem De及Vlamingh，請問貴公司是如何評估及選擇？ 我們盡可能使用自己的工作船來執行。在投標前，我們根據當時已知的土壤條件、氣候以及所需設置物件的尺寸和重量，評估哪一艘工作船最為合適用於此專案。
C-2	Gulliver已停靠Vlissingen港數月，閒置之原因為何？ 這艘工作船停靠Vlissingen這一段時間，乃基於它剛從遠東的一項試運轉階段工程借調而來。組員必須熟悉這艘船的環境和操作。該工程試運轉結束後它隨即在北海進行了幾項設置作業。在工作調度行進中，以Vlissingen作為停靠港並為下一個階段的工作做準備也是合理。此類型之船舶及設備較為特殊，鮮少有整年度的工作量達到滿載之情況，一般都是等到下一個專案需要離岸吊裝才會使用到。
C-3	根據合約貴公司尚須提供運輸平台船2艘，貴公司服務建議書中尚未提到這部分，請說明。 我們認為這2艘運輸平台船是作為將套筒桁架從組裝區運載至離岸設置處或是風電母港的接駁工具。若是套筒桁架的組裝區確定，屆時我們會安排適合的運輸工作船或是運輸平台船進行作業。在不確定組裝區的情況下，很難確定預計會使用何運輸船舶來進行作業。
C-4	請問貴公司在過去建置離岸風場（或其他海上結構安裝）及運維期間是否有發生過海上事故？詳情如何？ 每一位有經驗的承包商均努力達成執行專案零風險/零意外事故發生，有時意外若真發生，我們能做的就是吸取經驗並從中學習。我們會使用過去針對意外事故所蒐集而來的資料模擬類似情況於船上進行演練。藉此亦可訓練我們的人能夠有所準備並在關鍵情況發生時做最佳的矯正措施。
C-5	對於船舶及海上人員之管控方式為何？ 我們公司有數種系統及部門負責船舶及海上人員的管控。 1. 每一位海上人員均與人事部門簽訂合約，按照實際訓練、證照訓練及健康認證

	規範等執行任務。每位船長及負責安全/品質的船上幹部會於工作執行期間確保每位海上人員均能上工並能執行好任務。 2. 對船舶的管控，若是在近岸可藉由追蹤系統和大量紀錄，包含任何時刻的定位來進行。有時一些專案的執行需要大量不同類型的工作船舶於同一特地區域範圍進行施工，我們甚至會為此建立專案特定的交通運載管控系統。 3. 船舶作業需要許多程序，亦包含當靠近海上結構物如風場及其他工作船舶的作業程序。配載動態定位(DP)的船舶作業之必要條件包括特定程序的執行、受過專業訓練的管理人員及持續不斷的演練和測試。
C-6	離岸風機下部結構常見的防蝕主要以塗裝及犧牲陽極塊為主，不使用ICCP (Impressed Current Cathodic Protection,外加電流式之陰極防蝕)之原因為何？ 業界有3種常見的防蝕處理 1. 塗裝 2. 額外鋼板加厚以利防蝕 3. ICCP或是犧牲陽極塊(鋅) 我們對於使用ICCP或使用犧牲陽極並無偏好。同樣地，我們所聯繫的設計專家對於防蝕的使用方式亦無任何偏好。
C-7	是否曾遇過海上結構物之基礎發生淘刷而需進行補救之經驗？建造期間進行防淘刷工程以及事後補強在施工流程、難易度及費用上有差異？ 是。我們曾經有過至少2項以上的專案在水下基礎完成試運轉之後需要進行防淘刷補強。這兩個案子均因為實際的淘刷情況比先前設計階段預估的情況要來得嚴重。進行補強通常費用較高，因為針對現行結構物進行補強比較困難。一般而言，我們傾向在水下基礎設置之前盡可能先建置防淘刷。這樣也有利於鋪石工作船於鋪設碎石時能有更好的移動能力。水下基礎設置好後，我們僅需要設置護面塊石即可。護面塊石因為體積太大反而阻礙水下基礎的設置。根據土壤資料以及有地震的情況，本次台電的示範性離岸風場設置並不需要設置防淘刷。因為地震，水下基礎在設計上會更為穩固，能因應日後過多的淘刷發生。
C-8	離岸風電對於觀光產業之影響？ 在比利時及其他國家，旅客均見證了離岸風場同時亦代表著商機。暑假期間，常有私人小型船舶載客到離岸風場參觀，藉以瞭解何謂風場，如何建造等訊息。
C-9	是否曾遇到環保團體、漁民抗爭或反對，詳情如何？ 所有海上相關工程案須需要同意所有涉入的股東，包含漁民的意見。最好在專案開始計畫前由風場擁有者及政府來完成。若是漁民不被諮詢、被排除在外或是取得其認同，就很有可能導致漁民在專案工作時間進行抗爭，進而延宕工期及衍生額外成本。
C-10	海上施工如遇有海氣象不佳而需暫停施工時，是否有一定之停工標準（如風速、浪高、海流等），還是憑船長或工程師之經驗判斷？ 即使告知了每一艘工作船有既定的停工標準如現行風速、風向、浪高和周期等，現實情況通常來得更複雜且因素與因素間彼此的疊加效果亦需加以考慮。到最後還是

	仰賴船長的經驗，決定是否基於船舶及海上人員的安全考量進而停工。船長同時亦會根據當時專案所運載的物件及其執行情況之專案的最佳利益進行判斷。
C-11	貴公司船隊之母港為何？該港為貴公司所有或租用？其管理方式為何？ 基於在全世界執行任務，我們的工作船並無特定的母港。我們有自己一套策略性的後勤基礎，從全世界的任何地方，我們均可以隨時依專案需要進行倉儲和維修；新加坡、澤爾扎特、杜拜、阿根廷、巴拿馬、奧斯滕德等。 我們的船隻均是自己所有，並不會提供給其他船東用作租賃或是特許經營。這在業界是相當特殊的情況，也顯示了我們公司在財務上的優勢。 這些工作船舶，包含船旗、行政、保險、維修和保養等直接由總公司進行管理。每一艘船均指派一技術檢查員及負責人員隨著船舶進行專案執行。
D-1	開發、成本與獲利的評估考量為何？ 這是非常開放性的問題。氣候、土壤、易達性、岸上溝通網絡、供應鏈、過往經驗、納稅獎勵機制、稅等均是重要考量點。
D-2	離岸風力風險評估如何建立？ 1. 僅與好的承包商簽訂合約 ● 對方財務是否健全 ● 就類似專案是否有相關經驗 ● 承包商是否對主要施工船舶有充足管控 ● 主要進行裝配的廠商是否在品質面有良好信譽並且準時交件。 2. 良好的計畫並保有充足的彈性應對未知事件，並持續監控。別低估開發商結束融資、進行保險、取得電網連結同意、環境保護許可、其他相關許可、關稅協定(PPA)所需要的時間。 3. 盡可能與承包商簽訂低風險合約以避免超支之情況，EPC代表所有天候風險由承包商承擔。
D-3	海事工程之安全管理(離岸風力施工證照)？ 一個離岸風力發電場所需的相關證書較為多樣，因風力發電機及其支撐結構、變電所之設備及電纜等需要取得相關證書。其相關證書可用於設計規範、設計、製造、運輸、安裝及試營運等作業項目。 依契約規定，本專案需取得設計規範及設計作業所需之第三方驗證。 基於施工安全方面，需取得船舶相關證書(例如：船級證書)、安全設施相關證書(例如SOLASE規範之救生筏)、拖吊設施(例如拖吊配置)及吊裝設施及相關裝置(例如起重機、索具、吊環及其相關設備)，海事保證鑑定公司將對繫固及定位之方式與設備做鑑定並提供其證明，詳請參閱下述第D-6點。 另，依契約規定，其特定材料及用品皆會有相關證明。將會視作業需要而列出所需之證書數量及種類。
D-4	海事工程施工環境保護方式為何？ 我們使用的評估方式與先前我們在其他海事工程使用的方式一樣，也就是先界定出程序再對照哪一艘工作船可供使用。此外，我們建立了一套專案專屬的環境保護管

	理計畫，在環境保護許可取得及當地法條規定下可將所有特定的要求納入考量。其中一項特別的離岸海事工程施工環境保護方式乃針對管樁設置在海床上之降噪處理。多數國家均為此訂立特定規範以規範之： ● 噪音測量 ● 工作之季節限制(例如，比利時政府要求4月之前勿進行任何打樁工作) ● 針對降噪音的管理應設法將噪音減輕至180dB以下(德國已開始施行) 最後一項規範，低於此標準的降噪方式將導致非常昂貴的降噪管理成本。
D-5	海事工程施工與氣候條件風險關係？ 離岸風力發電場之施工條件與氣候息息相關，包括風象、波高及洋流等氣候條件。由於東北季風的影響，使得波高(波周)及洋流等氣候條件較為嚴峻，故會限制其施工之條件，而適宜施工之氣候條件並不會有更動。 若於惡劣之氣候條件下逕行施工，其風險等級將因此攀升。也就是說在不同施工項目，例如重件吊裝、電纜鋪設...等等，將會依氣候條件做詳細分析其風險程度。所有用於離岸風場安裝作業，如下部結構及風力發電機組安裝，將有獨立的施工條件限制，如可施工範圍之波高、波周及風速...等。 於本專案中，將使用詳細的氣候預報以辨別適宜各施工作業之氣候條件。 在專案時程表中，我們已預留氣候不允許施作時之空窗期以確保專案時程表之真實性。
D-6	海事工程保險與工程成本關係為何？ MWS之進行方式，對海事工程進行與保險之關聯性為何？ 藉由海事擔保調查可協助保險人，保險公司可提供相關海事擔保調查之驗證單位名單。一般來說，通常是由業主決定該案簽約之海事擔保調查單位。 海事擔保調查單位有權利終止工作進行，且一般來說是難以因此要求索賠的。是否執行該項權利取決於被派至現場進行勘驗的人員。 為了避免海事擔保調查單位之單方面決定，建議可以採取以下措施： 1. 與海事擔保調查單位於建造過程中簽定合約，並依據工程階段邀請海事擔保調查單位出席，如此一來，海事擔保調查單位可即時得知設備訊息與建議方法，並可立即提供建議，以避免將來遇到非預期之請求的情況。 2. 確保與海事擔保調查單位之合約包含終止工作進行之權利行使，需提出相關依循之原則、依據等，不可片面終止工作進行。
D-7	離岸風力一期施工船舶調度情況為何？包括下部結構打設、吊裝、風機吊裝、海纜佈設(Array cable與export cable)等施工船舶。 此專案將使用許多種類之施工船舶，如：起重平台船、重件吊裝船、運輸船、拖船、測量船及人員運輸船...等。 我們將視套筒桁架及塔架之設計，土壤參數以及過往安裝作業時之文獻及調查資訊來評估最適當之做作業船舶以及施工辦法。 (起重平台船將分為浮動式、半升式及自升式，錨定式或動態定位...等)

D-8	離岸風力施工專案管理方式為何(分包商施工界面整合方式)? 常用於歐洲之風能開發之施工專案管理方式舉例如下兩者： 1. 廠區平衡之EPC統包合約(Engineering, Procurement and Construction) 藉由與多家具經驗且具承擔EPC基礎之財務能力的承包商合作，將可使成本與營建計畫較能掌握與控制，不需要花費高額的費用來聘請相關的顧問公司。 2. 分包合約形式 分包之契約型式雖看似具有較低的成本，但同時也有缺點存在：需具備一定規模(幾百人)有經驗之專家團隊作為掌控如此龐大且複雜之開發案，還需作為串連各部門部會之中介，且須規劃定期的計畫以維持團隊的運作。以歐洲開發的例子，只有少數公司仍採行此種施工專案的管理方式，可以沃旭能源(Orsted)做為最主要的例子。其餘大多數公司則採行EPC或是介於兩者之間的專案管理方式，以有效控管介面風險。
-----	--

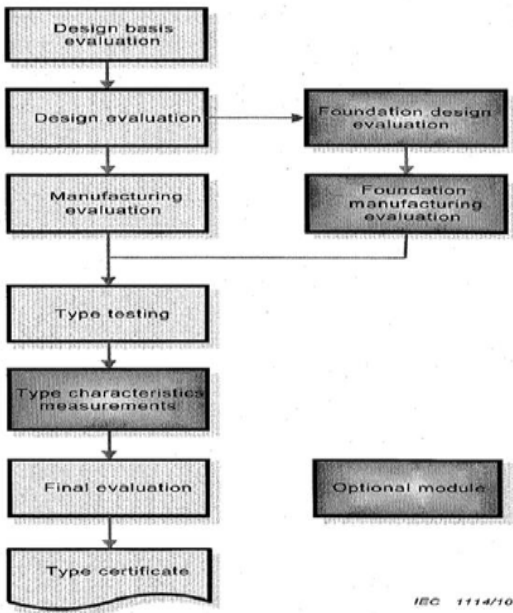
附件2—日立公司參訪問答集

註：已將問答集翻譯成中文

項次	問題與答覆
A-1	貴公司對於與本公司目前合約(以下簡稱本合約)中，有關2020年的工作行程(Schedule)安排(如基樁、碼頭等之規劃)為何？ 我們將回答有關碼頭的部分。基樁部分將由楊德諾回覆。 - HTC為原本條件下的預組工作進行場地準備，為共同承攬準備5A + 5B。為了確保目前的計劃，HTC希望盡快與台中港5A，5B (+ 4C) 的TPC簽訂租賃合約。但是，我們還沒有獲得TPC具體的回覆，並要求TPC認知這些困難並尋求解決以能夠進行更好的安排。 - 時間表(暫定)： 預組裝作業：109年3月 離岸安裝作業：109年6月1日至109年8月30日
A-2	本合約中有關「5年維護工作」之安排是由JDN或Hitachi執行？規劃如何進行？ 五年運維期間將由共同承攬的楊德諾(JDN)與日立(HTC)執行。HTC負責風力發電機組(WTG)，而JDN則負責風場內其他系統(BoP)。
A-3	貴公司認為本合約最困難執行的事項有哪些？為什麼？ 我們所有人，包括台電(TPC)，楊德諾/日立以及所有相關人皆認為本案最具挑戰和困難之處為須在2020年12月31日前完成試運轉並接受安全調度。 為了實現這個具有挑戰性的專案，我們所有人都應該優先考慮以更高的理念推動專案而不是堅持細節。在過去的6個月中，楊德諾/日立熱切地執行本專案，以便透過我們的專業知識和努力提供最佳解決方案。然而，我們有時發現很難與台電和中興工程顧問進行溝通決策過程，且需要花費很長的時間。在實現這一具有挑戰性的專案的所有締約方的努力中，將克服這方面的困難。
A-4	貴公司於本合約選擇Hitachi/JDN共同承攬的原因為何？有何考量？ 楊德諾集團為本共同承攬的領導者，是一家世界級的海洋工事公司，年營業額約為20億美元。其主要業務是與海底電纜，天然氣和石油供應線，離岸風場和其他設施相關的海上工事。再生能源產業亦是該公司的重要業務，擁有風力風電機安裝和電纜鋪設船，該公司在工程總承包(EPC)擁有廣泛的實績紀錄和經驗，包括安裝離岸風場和鋪設海底電纜。 日立具備5MW、2.5MW、2MW級風力發電機從設計製造、販售到維護為止能夠應對全部環節的系統。該公司於2016年已擁有日本製造風力發電機的最大銷售數量；總計生產的324台之中有184台做為商業用途運轉使用。 日立公司本身也希望透過優越的風力發電系統來構築低碳化的社會，對台灣，東南亞等亞洲地區做出貢獻。
A-5	請問作為一家離岸風電開發商，有哪些基本條件(如海運、資金、保險等)需建立？ 我們認為重要項目很多，難以一言蔽之。然而我們認為下列典型案例的問題能夠分享與台電，作為共同開發海上風力發電的參考。

	1. 與區域的共存共榮 2. 財力 3. 不僅需具備全球風力發電的專業知識，更需要台灣的區域資料。
A-6	貴公司認為台灣在離岸風電領域，有哪些本地工業是具有競爭力的？（亦即可作為設備商的產業） 我們一直在進行產品的在地化，目前變壓器與開關設備具有很大的潛力。不過，齒輪與發電機等傳動式元件仍須進一步開發，以確保品質與價格的競爭力。
A-7	台灣在未來二期的離岸風電將考慮採合作開發的方式，請問您的看法如何？ 超過90%的外國開發商計畫取得彰化地區的風力發電案，但是只有台灣的台電公司與中鋼公司獲選。 為了保持與台灣的共存共榮，我們認為台電公司在主導進行台電第二期計畫方面發揮了重要作用。
B-1	由於風場的位置，地震和颱風經常過度襲擊台灣。考慮到這一點，在台灣建立離岸風場時我們需要考慮什麼？ 我們是否需要對當前的歐洲設計進行許多更改並對已建立的維護程序進行更改？為了在台灣運轉離岸風力發電機，我們需要在哪些特定領域進行調整和關注？ 在考慮地震條件下，設計階段對塔架與基座有重大影響。從這一點來看，基礎結構往往相當巨大，也因此增加了建設成本。 另一方面，日立的風力發電機系統已經通過class T級認證，足以承受颱風。 日立在地震與颱風對應的設計上，在日本已具備相當充足的經驗；這些條件上台灣與日本基本上是完全相同。因此日立有足夠條件可以為台灣市場提出最佳化的風力發電計畫。 在運作與維護方面，在地震與颱風之後需進行額外的檢查，因此進行運維的頻率會增加。
B-2	風機自動滅火設備的規劃設計為何？使用何種滅火氣體？ 我們正在考慮安裝自動滅火的系統，有些面板將配備這些系統。 Novec1230的鹵化物將用於此設備。 詳細請參照下方連結： http://www.mmm.co.jp/emsd/fluorine/products/1230.html
B-3	冷卻系統由正面進風將有風力衝擊及鹽害問題，為何不由側面或下部吸風？ 由於獨特的下風配置，被動冷卻系統將是最有效的，因為它的散熱器安裝在機艙前面。可以將排氣引入側面和下面的形狀可以通過露天實現有效的熱交換。從這種效果，可以保持冷卻水的溫度，並且發電機和齒輪系統將被適當地降溫。 由於這種獨特的結構，機艙的內部狀況可以與露天隔離。除了這種效果之外，正加壓設備將使機艙內的壓力保持為正。因此可以避免露天的侵入。
B-4	有關風機發電機冷卻方式有水冷及氣冷，請問水冷是使用淡水冷卻或海水冷卻？如為淡水請問如何補充及頻率？如為海水請問如何避免結垢等問題？

	該冷卻系統的冷卻水是防凍液混合純水。而非去離子水和海水。冷卻液應每3年更換一次。
B-5	在下風式與上風式的風機中，在風能擷取上是否有差異？兩者葉片旋轉方向是否相反??轉向為逆時針？ 上風式風力發電機葉片後風速安裝風速計，因此尾流效應會使風向和速度的測量精度變差。 另一方面，下風式發電機可以將風速計裝配在整個轉子的前面，可以在沒有尾流的情況下測量風況。因此可以有效地接收風能，也可以提高發電效率。旋轉方向則與上風類型相同。 從上方的角度來看是順時針方向。
B-6	依照一些文獻，為何下風型風機擁有較好的阻尼效果，特別是在運轉期間？ 目前塔影效應(Tower Shadow Effect)已被一致認為有益於下風優勢。
B-7	從塔架上到機艙如何通過？ 工作人員可以從塔頂層使用固定式爬梯進入機艙。（變速箱旁邊的主機架上有一個入口。） 該設計根據HSE與無障礙性進行了最佳化。
B-8	為保護轉向及旋翼系統於斷電時仍能順利運作保護風機，備用電源(backup power)是否有時間上的規定？若風機主、備用電源皆無效時，轉向及旋翼系統有哪些保護方式？尤其在颱風時的狀態下。 備用電源將由UPS和柴油發動機發電機供電。運轉時間為12小時。 基於保護層面，轉向和旋翼系統必須單獨管理。 轉向系統將在強風和待機模式下在功率損耗下作為自由轉向進行管理。由於這種模式，風標效應(weathercock effect)將通過風來減少周轉時刻。然後可以保持高水平的安全性。另一方面，旋翼系統具有保護功能，當外部電源失效時，該保護功能將旋翼角設定為羽狀位置。對於此功能，旋翼電機的功率由旋翼系統中的電池供電。
B-9	風機專案驗證Type Certificate、原型機測試Type Testing、葉片測試、Power Curve及其他安全測試的時程與內容為何？ 所有類型測試都已完成。型式試驗於2017年4月7日完成。原型機試驗於2017年4月7日完成。葉片試驗於2017年3月24日完成。動力曲線試驗於2017年3月30日完成。安全測試已2016年12月21日完成，皆符合IEC61400-22。 為獲得型式驗證，需要約2年工程時間。 型式試驗流程 Type Certificate Process 如下圖：

	 IEC 1114/10 Figure 1 – Modules of type certification A type certificate is issued for a wind turbine designed and evaluated for conformance with the technical requirements of this standard and IEC 61400-1, IEC 61400-2 or IEC 61400-3, on the basis of the completeness and correctness of a final evaluation report. A type certificate documents conformity for all the mandatory modules and may additionally document conformity for optional modules. The modules and their application are described in Clause 8.
B-10	IEC Class T 標準對日後風機設計及型式認證(Type Certificate)造成的影響? 日立已經擁有CLASS T的認證資格，因此不須擔心這個問題。
B-11	在執行型式認證(Type Certificate)與專案認證(Project Certificate)時日立公司有遇到什麼樣的困難？如何解決？ 我們將評估現場和型式驗證之間的差異。然後日立將完成DNV-GL的項目證書（設計評估）。 我們認為彰化現場沒有嚴格的類型證書條件。所以這個問題沒有疑慮。
B-12	離岸風機之運維船的規格、船工作人員及船雇用方式(租賃或自購)? 我們將根據發電機的規格大小來決定工作人員與運輸工具的雇用型態。因為彰化計畫的發電機規格並不是非常巨大，因此我們認為租賃是比較現實的解決方法。
B-13	簡要介紹貴公司之浮動式基礎離岸風機及目前運轉與維護狀況。 我們有1套2MW系統在長崎。福島方面則有2MW和5MW系統各1套。每個系統都運行順利。維護工作每半年進行一次。詳細請參閱下列網址。 http://www.fukushima-forward.jp/

B-14	離岸風機是否有大型零組件(齒輪箱、葉片或發電機)更換的經驗? 我們具備相關的更換經驗。
B-15	離岸風機之備品倉庫及其庫存管理方式? 備品倉庫： 倉庫將設置於靠近風場的岸上 庫存管理： 將應用使用條碼的庫存管理系統。
C-1	下風型風機有自由轉向功能，它是如何作動的?又為何仍需有轉向馬達? 轉向馬達用於主動轉向控制以進行正常操作。 自由轉向應僅適用於電網損耗和高風速條件。
C-2	離岸風機未來的趨勢是容量越做越大，貴公司目前最大容量之產品為5.2MW，目前容量無法再提升之技術限制為何? 日立正在考量更大系統的需求，以繼續我們的開發計畫。系統的目標規模將根據市場趨勢進行規劃。
C-3	貴公司是否有在研發新型風機？目標之容量為何？ 日立正在考量更大系統的需求，以繼續我們的開發計畫。系統的目標規模將根據市場趨勢進行規劃。
C-4	浮體式風機與固定基礎式風機、其上部結構在設計條件上有何差別？ 風機和塔架的設計應根據浮動系統和基礎的傾斜和湍流情況而定。
C-5	請問貴公司在過去建置離岸風場及運維期間有發生過海上事故？詳情如何？ 過去並無發生過意外事件。
C-6	對於船舶及海上人員之管控方式為何？ 我們將借重歐的洲經驗來管理船隻和船員。
C-7	貴公司過去在日本安裝之離岸風機之運維是由貴公司負責還是由開發商？或者是簽訂一定期間之運維合約後轉移給開發商？ 在試運轉後，開發人員負責執行O&M操作。
C-8	過去颱風對於貴公司所建置、運維之離岸風機是否曾造成損壞？詳情如何？ 過去沒有因颱風出現重大損傷的事例。
C-9	是否曾遇到環保團體、漁民抗爭或反對，詳情如何？ 在福島的離岸風電計畫，曾發生過與漁民的抗爭。我們委託丸紅企業(Marubeni)負責與漁民間的談判，經過很長的時間建立了雙方的信任關係，並完成施工。

C-10	日本是否有離岸風電之專用碼頭，其運作及管理方式為何？ 我們曾在北九州市考慮過離岸風場的計畫。
C-11	風機設備在日本以外國家製造(如塔架、下部結構、連接段、葉片)，除委託第三方檢驗外，請問貴公司會派檢驗人員出國檢驗嗎？ 是的，我們將會組織並派遣檢驗人員。
C-12	碼頭塔架預組裝與風機假組立是否為標準作業程序或是僅離岸風機必要之程序？ 我們將會在台中港進行發電機組與塔架的預先組裝工作。 機艙不能先行裝設在塔架上。
C-13	塔架、鋼管樁等細長型鋼件長期儲存(橫躺放置)是否需定期翻轉角度以防變型？ 無此必要。
C-14	海上安裝作業進行過程中，若有刮傷或碰撞，傷及塗裝或鋼件，現場如何補修？ 缺陷檢修將視情況而定，維修作業的方法將經台電認可後決定。
D-1	風機設備吊裝約幾天一部，相關設備安裝約多少時間？單體試驗須多少時間？至可開始試運轉須多少時間？ 安裝和試運轉的詳細時程正在審定中。以下數字為當前主要時程計畫。 1. 每部風力發電機需1天時間。(不含惡劣天氣時) 2. 每部風力發電機需7天時間。(不含因天氣情況產生的延誤) 3. 每部風力發電機需10天時間。(含試驗時間，不含因天氣情況產生的延誤)
D-2	離岸風力一期試運轉期程規劃(以群組方式或單機併聯，又11月、12月份該如何試運轉，如風浪如過大，如何至風場檢視設備)？ 制定試運轉計畫時將不考慮12月份。 我們在考慮準備使用可在各種天氣情況下運轉的CTV(人員運輸船)設備。
D-3	運轉維護規劃(台灣冬季如何出海維護)？ 定期維護的時程安排將排除冬季。
D-4	運轉維護成本估算方式？ 1. 定期維護：將公佈年度基本維護費用。 2. 不定期維護：本項成本將視故障排除情況而公佈。 3. 故障標準： ● 小規模維修：小型零件更換(簡單，每天2名工人) ● 中規模維修：如：轉向驅動器(Yaw actuator)，旋翼驅動器(Pitch Actuator)，PCS的PCB等更換。 ● 大規模維修：如：葉片維修。

D-5	運轉維護備品如何整備，以減少維修待機時間成本？ 為避免一些可能情況的發生，減少風機的停機時間，可否請日立給台電公司一些關於相關設備準備的建議？ 由於沒有海上作業的必要，小型設備將被存放在台灣。大型，重型設備將由日本運輸。我們需要考慮相關作業的準備和授權。
D-6	是否有國產化之規劃與項目？ 在2018年9月28日國際海洋環境及氣候變遷研討會(International Oceanic Environment and Climate Change Conference)，日立公司簡報表示正規劃對重要組件、機艙及塔架進行台灣在地化。 已接洽26家台灣公司，並與11家公司討論有關組件及服務之提供，包括塔架、變壓器，齒輪箱與CTV（人員運輸船）等供應。
D-7	請說明日立過去辦理離岸風電的經驗？ 日立具有福島計畫的離岸維護經驗。我們認識到天氣風險規避屬重大事項，對此我們與合作方試圖通過提供更好的CTV(人員運輸船)以應對。 請參照下列資訊。 http://www.fukushima-forward.jp/pdf/pamphlet7en.pdf

附件3—上風式與下風式風機性能比較

(資料來源：Journal of Solar Energy Engineering)

Edoardo Frau

Laboratory for Energy Conversion,
Department of Mechanical and
Process Engineering,
ETH Zurich,
Sonneggstrasse 3,
Zurich 8092, Switzerland

Christian Kress

Laboratory for Energy Conversion,
Department of Mechanical and
Process Engineering,
ETH Zurich,
Sonneggstrasse 3,
Zurich 8092, Switzerland
e-mail: kress@lec.mavt.ethz.ch

Ndaona Chokani

Laboratory for Energy Conversion,
Department of Mechanical and
Process Engineering,
ETH Zurich,
Sonneggstrasse 3,
Zurich 8092, Switzerland

Reza S. Abhari

Laboratory for Energy Conversion,
Department of Mechanical and
Process Engineering,
ETH Zurich,
Sonneggstrasse 3,
Zurich 8092, Switzerland

Comparison of Performance and Unsteady Loads of Multimegawatt Downwind and Upwind Turbines

The benefits and drawbacks of a multimegawatt downwind compared to upwind wind turbine are assessed using unsteady, three-dimensional (3D) computational fluid dynamics. For the same operating conditions, the downwind turbine has a 3% higher output power and a similar mean flapwise root bending moment. However, in comparison to the upwind turbine, the downwind turbine has a 3% higher thrust and a factor 3 larger peak-to-peak unsteady loading. These features arise due to higher flow incidences on the blade, higher axial velocities ahead of the rotor, and higher loading on the inboard span of the blade when the downwind turbine is compared to the upwind turbine. Overall, it is concluded that the downwind turbine configuration may be better suited for the design of multimegawatt offshore wind turbines. [DOI: 10.1115/1.4030314]

Keywords: downwind turbine, unsteady loading

1 Introduction

In the past 10 years from 2003 to 2013, the global installed wind power capacity has increased from 40 GW to 320 GW [1]. As a wind turbine's power output is proportional to the rotor disk area, the growth in wind power has been accompanied by an increase in blade length; indeed since 1985, there has been a sevenfold increase in wind turbine diameters [2]. A major challenge for the development of large upwind wind turbines is that the blades must be stiff enough to avoid a blade-tower collision. As cost reduction drives wind turbine blades toward lighter, more flexible designs [3], the avoidance of blade-tower collisions limits the possible weight reductions of blades on upwind turbines. For downwind turbines, in which the rotor is positioned downstream of the tower, with careful design, the possibility of tower strike is minimal. In complex terrain, field tests have shown 5–20% performance improvement when the turbine was operated in a downwind configuration compared to an upwind configuration [4,5]. Experiments on a free yawing downwind turbine and on a wind turbine that can be operated in either an upwind or downwind configuration show that the downwind turbine has superior yaw stability characteristics due to the restoring yaw moment from the rotor thrust [6–9]. Moreover, a recent experimental work [10] reported beneficial control characteristics of a 1.5-m-diameter downwind turbine with low-stiffness blades. Considering that there is limited access to large offshore wind farms, this stability characteristic may be particularly advantageous. Nevertheless,

despite these benefits of the downwind turbine, the impacts of the tower wake on the blade have been a concern since early developments of downwind turbines. The aeroacoustic fluctuations that are at the blade passing frequency are one impact that has been characterized as annoying to the nearest neighbors of the 2 MW MOD-1 [11] and 3 MW Maglarp [12] developmental downwind turbines. A second impact relates to the cyclic loads. The cyclic blade bending moments on the 100 kW MOD-0 [6] and subscale model [13] have been experimentally measured to be larger on the downwind configuration compared to the upwind configuration. Blade element momentum, vortex lattice, and Reynolds Averaged Navier–Stokes predictions of the downwind turbine in the NREL Phase II experiment have been compared [14,15]. While the comparison showed the capability of these predictive methods to highlight the impact of the tower wake on the cyclic loads of a downwind turbine, the turbine was not of a modern design. Furthermore, no comparison of downwind versus upwind configurations was made. Recent computational works [16,17] on downwind turbines reported elevated load variations caused by the blade passage through the tower wake.

In the present work, a systematic comparison of a modern, multimegawatt turbine in downwind compared to upwind rotor configurations is conducted. The comparison is made using time-resolved, full rotor, Reynolds averaged Navier–Stokes simulations that detail the unsteady flowfields in both wind turbine configurations. This computational work parallels a complementary experimental effort [9,13] that compares also upwind and downwind operations of modern multimegawatt wind turbines. Thus, the specific objective of this work is to detail the flow structures that give rise to the different operational characteristics of downwind and upwind turbines. The structure of this paper is as follows. In the next section, the turbine geometry and computational model are

Contributed by the Solar Energy Division of ASME for publication in the JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING: INCLUDING WIND ENERGY AND BUILDING ENERGY CONSERVATION. Manuscript received September 24, 2014; final manuscript received March 30, 2015; published online April 27, 2015. Assoc. Editor: Yves Gagnon.

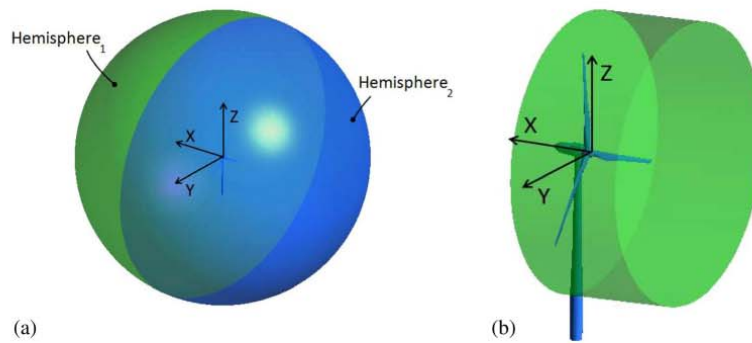


Fig. 1 Computational setup used in the simulations showing the spherical domain (a) and the cylindrical domain around the rotor and the hub (b)

Table 1 Summary of mesh used for upwind and downwind simulations

Nodes number	19×10^6
Spanwise direction node number	600
Chordwise direction (midspan)	40
Prism layer number	20
Prism layer thickness (mm)	41.8
Prism layer initial height (mm)	0.02
Average y^+ on blade	2.3

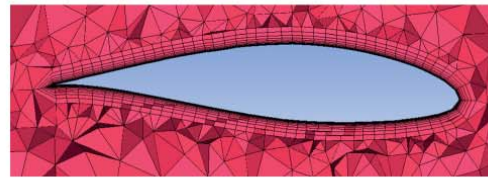


Fig. 3 Prism layers around the wind turbine blade at midspan

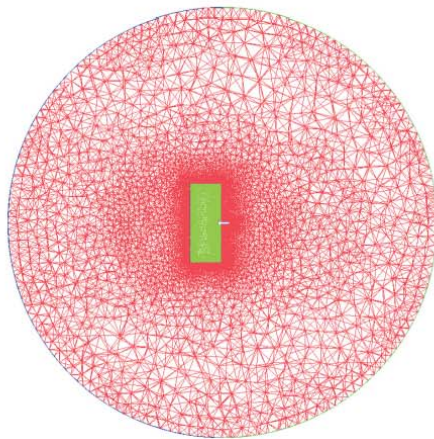


Fig. 2 Unstructured full-domain Delaunay-type volume mesh

described. Then, results are presented and discussed in detail, in particular clarifying the flow similarities and differences in the flow structures, and their impacts on loads and performance. The paper then concludes with a concise summary of the key findings.

2 Computational Setup

The simulations are performed using the commercial Reynolds averaged Navier–Stokes solver ANSYS CFX 14.5 [18]. For all simulations, the shear stress transport $k-\omega$ turbulence model [19] with

Table 2 Summary of grid refinement study for downwind and upwind turbine configurations. The thrust and torque are normalized relative to the fine mesh results.

Mesh data	Coarse	Medium	Fine
Nodes number	9×10^6	19×10^6	25×10^6
Downwind			
Blade thrust (%)	103	100	100
Blade torque (%)	109	100	100
Upwind			
Blade thrust (%)	106	100	100
Blade torque (%)	106	100	100

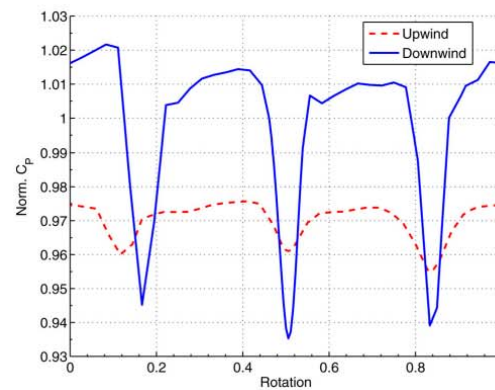


Fig. 4 Normalized rotor power coefficient over one revolution

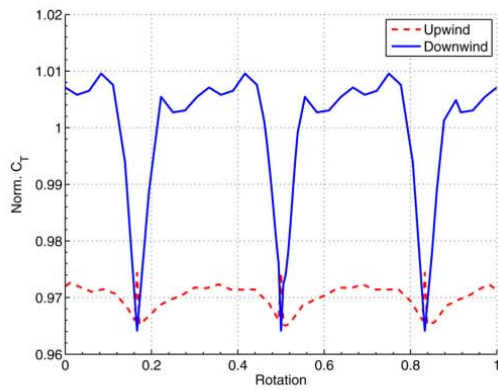


Fig. 5 Normalized rotor thrust coefficient over one revolution

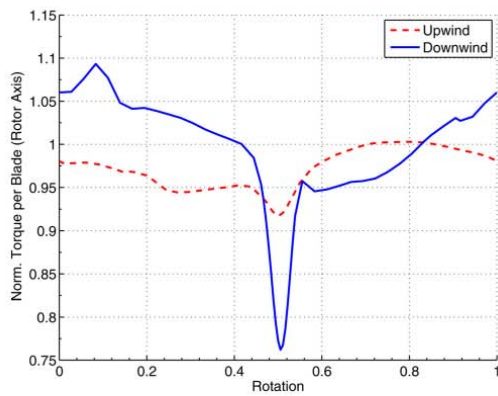


Fig. 6 Normalized torque over one revolution

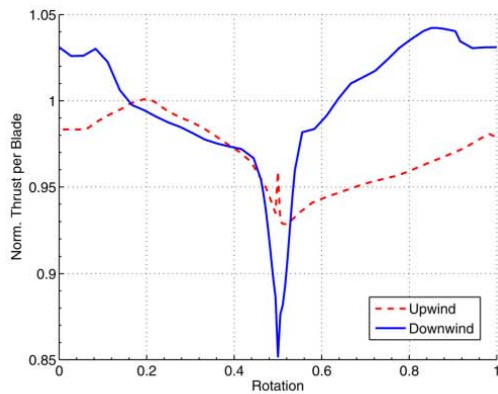


Fig. 7 Normalized blade thrust over one revolution

a fully turbulent boundary layer on the blade is used. Converged steady-state simulations are used as initial conditions for the unsteady simulations. The unsteady simulations are run for one rotor rotation with a time step equivalent to 2 deg. The time

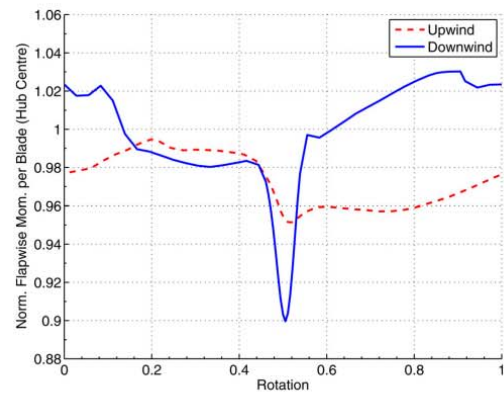
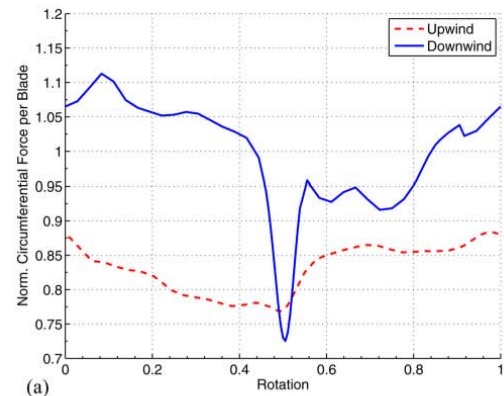
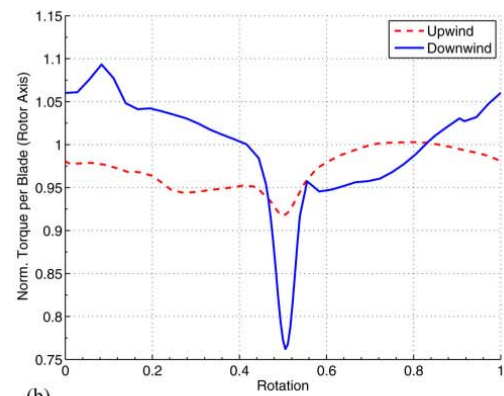


Fig. 8 Evolution of blade flapwise moment over one rotor revolution for upwind and downwind configurations. The moments are normalized relative to the mean moment of the downwind configuration.



(a)



(b)

Fig. 9 Normalized blade circumferential force (a) and normalized blade torque over one revolution (b)

required for convergence with uniform inflow is 60 hr for steady simulations and 160 hr for unsteady simulations on 64 AMD Opteron computational processing units.

2.1 Turbine Geometry and Computational Domain. The 2 MW downwind turbine has a rotor diameter of 80 m, hub height of 78 m, and rotor axis tilt angle ϕ of 8 deg. For simulations of the upwind configuration, the downwind turbine is modified as follows. The nacelle and blades are rotated 180 deg about the tower and blade pitch axes, respectively. For both downwind and upwind configurations, the rotor rotates counter-clockwise for an observer looking upstream. The approach used for the computational setup has been previously validated at the ETH Zurich, Zurich, Switzerland [20] in simulations of the MEXICO rotor experiment. The computational domain is spherical, with a diameter of seven rotor diameters ($7D$). The fluid within the spherical domain is solved in the stationary frame of reference. A second subdomain is used to simulate the rotor rotation: This cylindrical subdomain has its axis aligned with the rotor shaft and has dimensions of $1.3D$ in diameter and $0.5D$ in length. The spherical and cylindrical domains are separated by a fluid–fluid interface. A frozen–rotor interface is specified for steady simulations, while a transient rotor–stator interface with a sliding mesh is used for unsteady simulations. The spherical domain, which is solved in the stationary frame of reference, is separated into two hemispheres, as shown in Fig. 1(a).

For the downwind case, an inlet boundary condition is specified on the upstream hemisphere 1, and an outlet boundary on the downstream hemisphere 2; for the upwind case, the contrary is applied. The inflow velocity is specified as uniform at the inlet in Cartesian components, while at the outlet static pressure, temperature and air density are specified as standard atmospheric. A turbulence intensity of 5% is specified at the inlet. From this turbulence intensity, the turbulence quantities are calculated following expressions in Ref. [18]. The boundary conditions on all solid surfaces are smooth, no-slip wall.

2.2 Computational Mesh. A combination of structured and unstructured elements is used in the computational grid. The

salient characteristics of the grid are summarized in Table 1. The unstructured tetrahedral volume mesh is generated using the Delaunay algorithm (Fig. 2). The mesh is refined around the turbine. Prism layers are formed around all surfaces of the wind turbine in order to resolve all surface boundary layers (Fig. 3). The number and size of the prism layers were chosen to have an expansion factor of 1.4 in the prism layer and an average y^+ on the blade of 2.3.

The results of the grid refinement study, which are reported in more detail elsewhere [21], are summarized in Table 2. The thrust and torque of three mesh refinement levels—coarse, medium and fine—normalized with respect to the fine mesh results show that there is no difference in torque and thrust between the medium and fine meshes for both rotor designs. As the medium size mesh is computationally less expensive, it is used for the following simulations.

3 Results and Discussion

3.1 Rotor Power and Thrust Coefficients Over One Rotation. The power and thrust coefficient of the rotor over one rotation are shown in Figs. 4 and 5, respectively.

The coefficients are normalized by the respective mean coefficient for the downwind configuration. The downwind turbine generates more power and has a higher thrust than the upwind configuration, and both the mean power and thrust are approximately 3% larger. Similarly, another work [5] found 7.6% more annual energy for a downwind turbine configuration compared to an upwind turbine configuration in complex terrain. However, the evolutions of the power and thrust over one rotation are different between the two configurations. The evolutions show periodic oscillations at $1/6$, $1/2$, and $5/6$ of rotation, that is every time a blade passes the tower. However, the upwind configuration does not exhibit the abrupt loading changes as seen on the downwind configuration. For the power, the peak-to-peak oscillations of the upwind configuration are approximately 2% of the mean power (Fig. 4), whereas for the downwind configuration

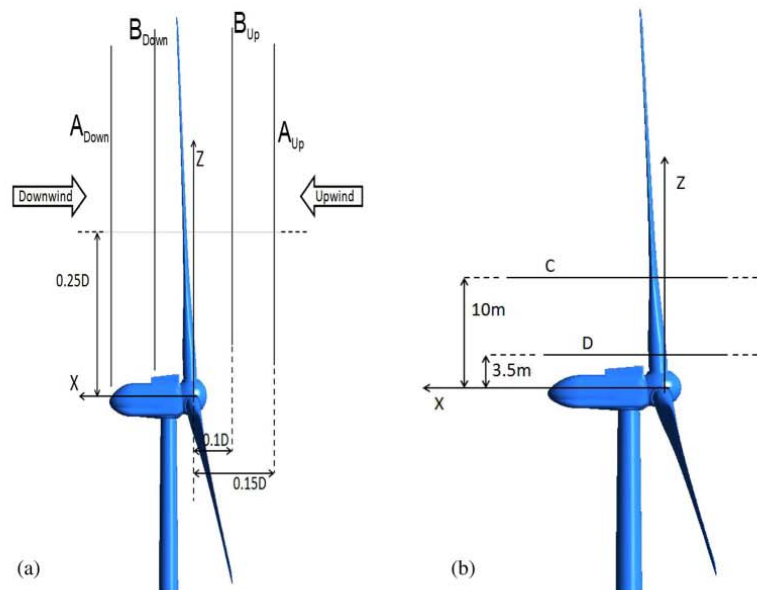


Fig. 10 Vertical (a) and horizontal (b) lines used over the nacelle to measure the axial velocity. Drawing not to scale.

the peak-to-peak oscillations are greater, 9% of the mean power. The same characteristics are seen in the thrust: the oscillations on the upwind configuration are much smaller than on the downwind configuration (Fig. 5). In particular, on the upwind configuration the peak-to-peak oscillations are less than 1% of the mean, while for the downwind configuration, the oscillations are 4% of the mean.

3.2 Blade Loadings Over One Rotation. The torque and thrust on one blade over one rotation are shown in Figs. 6 and 7, respectively. As above, the torque and thrust are normalized by the mean torque and thrust of the downwind configuration.

As seen for the rotor power and thrust coefficients there is a sharp decrease in the torque and thrust per blade, as the blade passes the tower for the downwind configuration, and a smaller decrease in the upwind configuration is observed. Overall, there is a 3% larger mean torque and thrust on the downwind configuration compared to the upwind configuration. The peak-to-peak oscillations are larger for the downwind configuration: 33% of the mean for the torque and 19% of the mean for thrust; whereas, for the upwind configuration the peak-to-peak oscillations are almost four times and three times smaller, only 9% for the torque and 7% for the thrust (Figs. 6 and 7). The minimum torque occurs when the blade is at its bottom-most position ($=0.5$ rotation). For the downwind configuration, the minimum torque is 24% smaller than the mean torque, while for the upwind configuration the

minimum torque is 5% smaller. The thrust and torque result from the aerodynamic forces and therefore are a function of the airfoil aerodynamic characteristics and the flow incidence angle. It is therefore of interest to examine the flow incidence along the blade span and over one rotation as is discussed below.

The evolution of the flapwise bending moment per blade over one rotor revolution is shown in Fig. 8. The difference between the mean bending moments of the two configurations is less than 3%, which is in good agreement with experimental observations [6] that there is little influence on the mean bending moment due to the relative placement, upwind versus downwind, of the rotor.

The maximum flapwise bending moments differ by 3% and occur, respectively, at rotor positions of 320 deg (≈ 0.89 rotation) and 70 deg (≈ 0.19 rotation) for the downwind and upwind configurations. On the other hand, the minimum flapwise moments differ by 6% and both occur when the blade is in its bottom-most position ($=0.5$ rotation). It is thus evident that there are larger peak-to-peak variations for the downwind configuration (13% of mean) compared to the upwind configuration (4% of mean).

As for the flapwise bending moment, the blade circumferential force over one rotation has larger peak-to-peak variations for the downwind configuration than for the upwind configuration, as seen in Fig. 9(a). In particular, the peak-to-peak variations are, respectively, 39% and 14% of the mean. The circumferential force

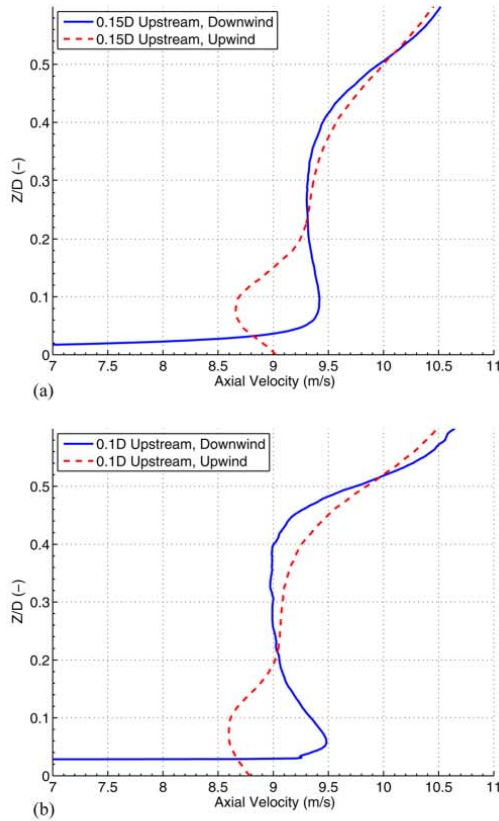


Fig. 11 Axial velocity profile along line A at 0.15D upstream (a) and line B at 0.1D upstream (b) comparing downwind and upwind configuration. The zero is the hub center.

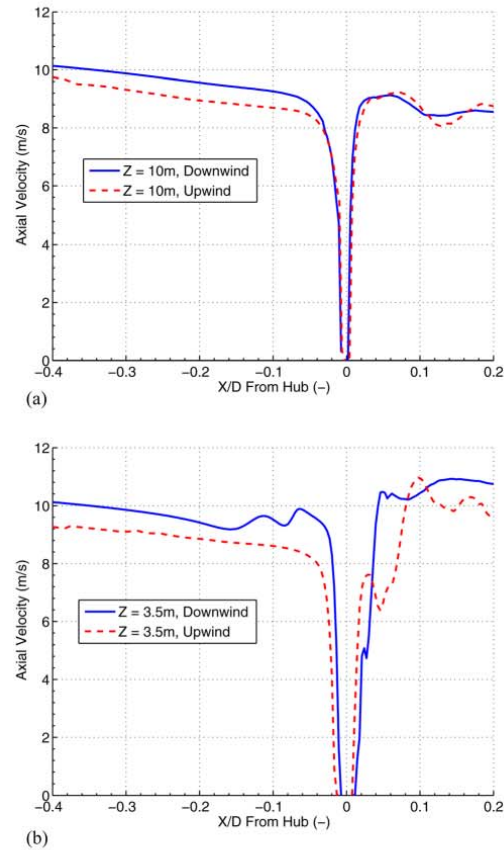


Fig. 12 Axial velocity along line C at 10 m height (a) and line D at 3.5 m height (b) comparing downwind and upwind configurations. Flow left to right.

generates the torque. Therefore, it would be expected that the percentage difference in the mean torques between the downwind and the upwind configurations is the same. However, as seen in Fig. 9, whereas the percentage difference in the mean circumferential force per blade between the downwind and upwind design is 20%, for the torque the difference is only 3%.

This large difference can be explained by the different distances at which the circumferential force acts relative to the rotational axis. The torque around the rotational axis is generated by the product of the force and the normal distance. It is found that the blade on the downwind configuration is on average loaded 14% more inboard than the blade on the upwind configuration over one rotation; that is, the distance at which the circumferential force acts is 14% closer to the rotor axis for the downwind configuration compared to the upwind configuration.

3.3 Comparison of Rotor Inflows of Downwind and Upwind Rotor. In the downwind configuration, the nacelle deflects the flow with two significant effects on the flow: (i) the flow is deflected by a pitch angle, which may change the flow incidence on the blade and (ii) the flow is accelerated. The tower generates a wake which may have potential impacts on the flow incidence on the blade. These effects are assessed from profiles of the velocity at the locations A, B, C, and D that are shown in

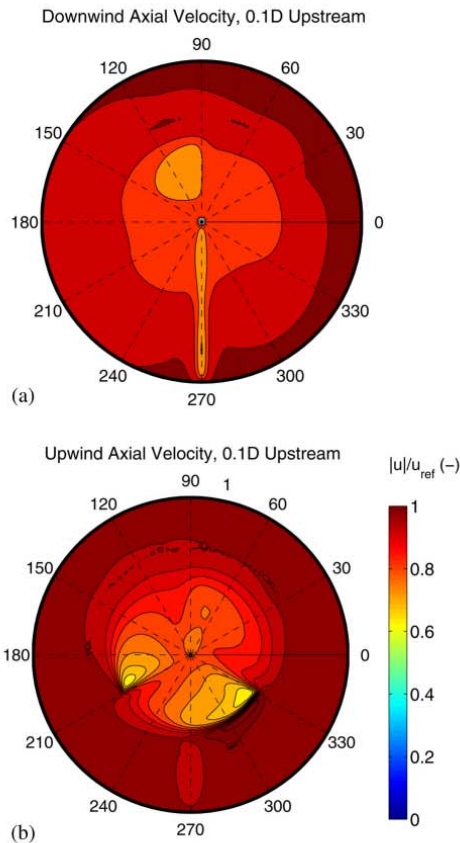


Fig. 13 Contour of normalized axial velocity at 0.1D upstream of the hub for the downwind case (a) and the upwind case (b). The radial extent of the plot is 1D.

Fig. 10. Locations A and B are vertical lines at 0.15D and 0.1D upstream, respectively, from the hub centers of downwind and upwind configurations. The locations C and D are horizontal lines 10 m and 3.5 m above the hub center, respectively.

Figure 11 shows the vertical profiles of the axial velocity at locations A and B.

In comparison to the upwind configuration, the acceleration of the flow occurs over the inner blade span ($0 < z/D < 0.25$). Over this span, the axial velocities are 4% and 5% higher at locations A and B, respectively. On the other hand, over the outer blade span ($0.25 < z/D < 0.50$) there is less than 1% difference in the axial velocity between the upwind and the downwind configurations. The acceleration in the axial velocity that is imparted by the nacelle in the downwind configuration can be seen.

A higher axial velocity for the downwind configuration is also observed in the horizontal profiles of axial velocity, Fig. 12, along locations C and D, which are, respectively, 0.04D and 0.125D above the hub.

Upstream of the rotor, the axial velocity for the downwind configuration is higher than for the upwind configuration on both lines C and D. In particular, the velocity upstream of the rotor for the downwind configuration is on average higher than for the upwind configuration by 6% and 12% on average at 10 m height and 3.5 m height, respectively. As seen in Fig. 12, upstream of the rotor the axial velocities in the two horizontal profiles differ by less than 4% for the upwind configuration. On the other hand, for the downwind configuration there is a more substantial difference in the horizontal profiles of velocity. Upstream of the rotor, the velocities are higher closer to the nacelle. And in particular near the rotor, $-0.1 < x/D < 0.1$, the axial velocities along locations D are higher than the velocities along location C showing the flow acceleration due to the presence of the nacelle.

The contours of the axial velocity in a plane 0.1D upstream of the hub, Fig. 13, illustrate well the more accelerated flow in the case of the downwind configuration.

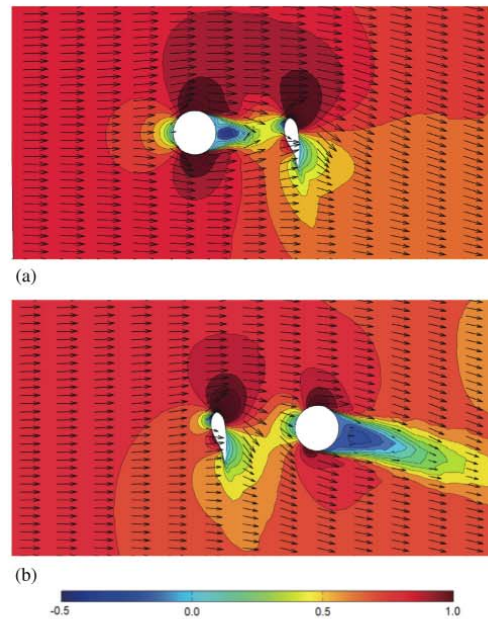


Fig. 14 Contour of normalized axial velocity at 30% blade span below hub height at 180 deg azimuth angle for downwind (a) and upwind (b)

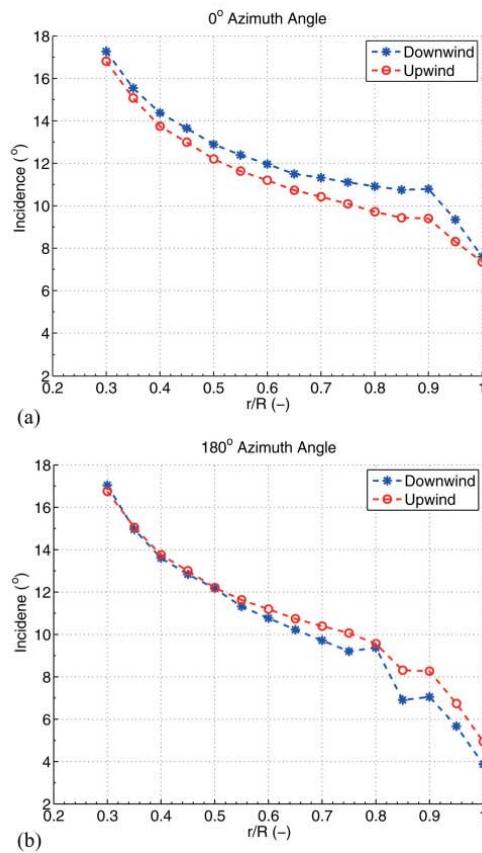


Fig. 15 Incidences at 0 deg azimuth angle (a) and 180 deg azimuth angle (b) for downwind and upwind configuration

The contours are shown over a radial extent of $1D$, and the velocities are normalized relative to the freestream velocity. Although there is a strong signature of the tower wake in the case of the downwind configuration overall the upwind configuration has lower axial velocities compared to the downwind configuration.

The axial velocities in the horizontal plane at 30% blade span are shown in Fig. 14 for the two configurations. The velocities are normalized relative to the freestream velocity, and the blade is in its bottom-most position. Superimposed on the contours are the in-plane velocity vectors. For the downwind configuration, Fig. 14(a), the evolution of the tower wake onto the blade's pressure side is seen to be the main source of flow deviation around the blade. On the other hand, for the upwind configuration,

Table 3 Mean incidence across blade span for downwind and upwind configurations at top-most (0 deg azimuthal angle) and bottom-most blade positions (180 deg azimuthal angle)

Azimuth angle (deg)	Mean incidences across blade span		
	Downwind rotor (deg)	Upwind rotor (deg)	Down - Up (%)
0	12.1	11.3	+7%
180	10.3	10.8	-5%

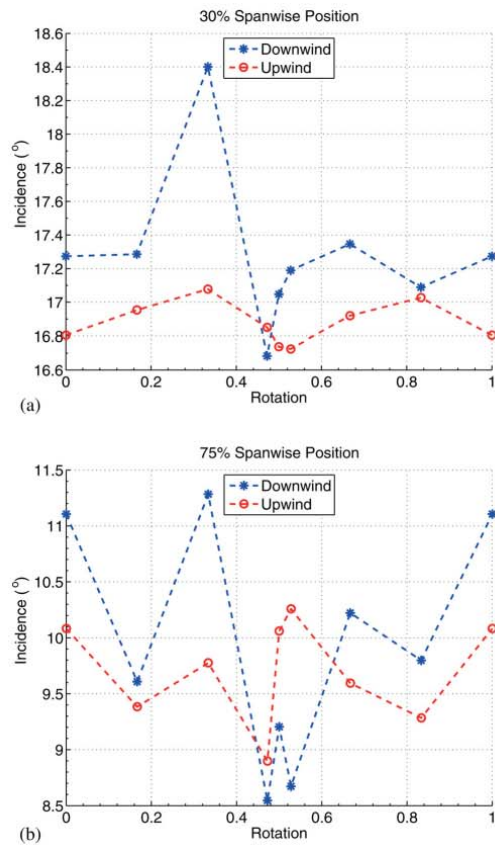


Fig. 16 Incidences over one rotation at 30% blade span (a) and 75% blade span (b) for the upwind and downwind configuration

Fig. 14(b), the interaction of the tower's blockage effect on the blade's suction side is the source of flow deviation around the blade.

4 Unsteady Angle of Attack Over One Rotation

The spanwise distribution of incidence on the blade at the top-most (0 deg azimuthal angle) and bottom-most (180 deg azimuthal angle) positions is shown for both turbine configurations in Fig. 15. The incidence angle is determined with the averaging technique used by Johansen and Sørensen [22] and initially proposed by Hansen et al. [23]. In this technique, at a given spanwise position, the CFD computed axial velocity at the rotor plane averaged over one rotation is used together with the rotational speed and blade twist to obtain the effective incidence as

$$\alpha = \arctan\left(\frac{\bar{U}_{\text{Rotor}}(r,z)}{\Omega r}\right) - \theta \quad (1)$$

It can be seen in Fig. 15, that at the topmost position, overall the incidence angles are larger for the downwind configuration in comparison to the upwind configuration. The contrary is observed for the bottom-most position. The mean incidences across the blade span for the two positions are summarized in Table 3. These mean incidences confirm the observations in Fig. 15. Specifically, the mean incidences are, respectively, 7% larger and 5% smaller

at the top-most and bottom-most positions, respectively, for the downwind configuration compared to the upwind configuration.

The azimuthal variation of the incidence at two spanwise positions—30% and 75% blade span—is shown in Fig. 16. For the downwind configuration, there is a pronounced decrease in the incidence at the bottom-most position (rotation = 0.5), when the blade is within the tower's wake. The peak-to-peak variations in the flow incidence are 10% and 32%, respectively, for the 30% and 75% span positions.

On the other hand, for the upwind configuration, there are considerably smaller peak-to-peak variations in the flow incidence of 2% and 15%, respectively. The smaller changes in incidence are a confirmation that there is a smaller blockage effect of the upwind turbine compared to the stronger tower effect on the downwind configuration as was discussed above in relation to Fig. 14. This large drop in flow incidence for the downwind case at the tower location explains the decrease generated in blade loadings.

5 Conclusions

Unsteady, three-dimensional, computational fluid dynamic simulations are conducted to assess the benefits and drawbacks of downwind compared to upwind wind turbines. The configurations are based on a commercial, multimegawatt, three-bladed horizontal axis wind turbine. For the same operating conditions, the results of the simulations show that the downwind configuration has a 3% higher power output in comparison to the upwind configuration. This higher power is a consequence of several factors including higher flow incidence across the blade span and a higher axial velocity over the inboard portion of the blade span. These features arise due to a favorable blockage effect, and subsequent acceleration of the flow, ahead of the rotor on the downwind configuration. It is also noted that the mean flapwise bending moment at the blade root is similar for the two configurations. However, the higher output power of the downwind configuration compared to the upwind configuration is also accompanied by a 3% higher thrust and a factor 3 larger peak-to-peak variations of the unsteady loads. In addition to the aforementioned flow features, these drawbacks arise due to the 14% higher loading on the blades of the downwind configuration, and more pronounced changes in flow incidence during the blades' rotation. Specifically, there is a 2 deg and 3 deg change in flow incidence at blade spans of 30% and 75%, respectively, as the blades pass through the tower wake on the downwind turbine. On the other hand, there are changes in flow incidences of 0.3 deg and 1.0 deg, respectively, for the upwind configuration. As the downwind configuration is better suited for the use of more flexible blades, the assessment of this work provides a framework for the design of multimegawatt downwind turbines for the rapidly growing offshore wind market.

Acknowledgment

The authors gratefully acknowledge the useful discussions with their ETH colleagues, Jiangang Wang, and Samira Jafari and also the support of Hitachi, Ltd.

Nomenclature

A = rotor disk area (m^2)
 C_p = power coefficient
 C_T = thrust coefficient
 D = rotor diameter (m)
 r = blade spanwise location (m)
 u = axial velocity component in the x -direction (m/s)
 u_{ref} = reference free-stream velocity (m/s)

V_{Rotor} = axial velocity at the rotor plane (m/s)

α = flow incidence (deg)

θ = blade twist angle (deg)

φ = rotor tilt angle (deg)

χ = blade azimuth angle (deg)

ψ = rotor cone angle (deg)

Ω = rotor rotational speed (rad/s)

Acronyms and Abbreviations

BEM = blade element momentum theory

CFD = computational fluid dynamics

nD = position at a distance of n times downstream of the turbine rotor diameter

References

- [1] Global Wind Energy Council, 2013, "Global Wind Report Annual Market Update 2013."
- [2] Paska, J., Salek, M., and Surma, T., 2009, "Current Status and Perspectives of Renewable Energy Sources in Poland," *Renewable Sustainable Energy Rev.*, **13**(1), pp. 142–154.
- [3] Lee, A. T., and Flay, R. G., 1999, "Compliant Blades for Passive Power Control of Wind Turbines," *Trans. Inst. Prof. Eng. N. Z., Electr./Mech./Chem. Eng. Sect.*, **26**(1), p. 7.
- [4] "Wind Turbine," Accessed Sept. 2014, <http://www.hitachi.com/products/power/wind-turbine/specification/index.html>
- [5] Yoshida, S., 2006, "Performance of Downwind Turbines in Complex Terrain," *Wind Eng.*, **30**(6), pp. 487–501.
- [6] Glasgow, J. C., Miller, D. R., and Corrigan, R. D., 1981, "Comparison of Upwind and Downwind Rotor Operations of the DOE/NASA 100-kW MOD-O Wind Turbine," 2nd DOE/NASA Wind Turbine Dynamics Workshop, Cleveland, Feb. 24–26, Vol. 1, pp. 24–26.
- [7] Manwell, J. F., Rogers, A., Ellis, A., Abdulwahid, U., and Solomon, M., 2001, "Experimental Investigation of Yaw Damping on a Downwind Turbine," *AIAA Paper No. 2001-0042*.
- [8] Picot, N., Verelst, D. R. S., and Larsen, T. J., 2011, "Free Yawing Stall-Controlled Downwind Wind Turbine With Swept Blades and Coned Rotor," *Proceedings of the European Wind Energy Association*.
- [9] Kress, C., Chokani, N., and Abhari, R. S., 2015, "Downwind Wind Turbine Yaw Stability and Performance," (in press).
- [10] Yoshida, K., Xianwu, L., Shuhong, L., Eguchi, H., and Nishi, M., 2011, "Development of Micro Downwind Turbine Generator Having Soft Blades," *J. Environ. Eng. (Trans. ASCE)*, **6**(3), pp. 313–321.
- [11] Hubbard, H. H., and Shepard, K. P., 1991, "Aeroacoustics of Large Wind Turbines," *J. Acoust. Soc. Am.*, **86**(6), pp. 2495–2508.
- [12] Möller, L., and Olsson, G., 1987, "Operational Experiences From WTS-3 Wind Turbine Maglarp, Sweden," *IEEE Proc., Part A*, **134**(5), pp. 431–434.
- [13] Kress, C., Chokani, N., and Abhari, R. S., 2015, "Design Considerations of Rotor Cone Angle for Downwind Wind Turbines," *ASME Paper No. GT2015-42335*.
- [14] Duque, E. P. N., Van Dam, C., and Hughes, S. C., 1999, "Navier-Stokes Simulations of the NREL Combined Experiment Phase II Rotor," *EWEC-Conference*, Nice, France, pp. 79–84.
- [15] Duque, E. P. N., Johnson, W., van Dam, C. P., Cortes, R., and Yee, K., 2000, "Numerical Predictions of Wind Turbine Power and Aerodynamic Loads for the NREL Phase II Combined Experimental Rotor," *AIAA Paper No. 2000-0038*.
- [16] Janajreh, I., Talab, I., and Macpherson, J., 2010, "Numerical Simulation of Tower Rotor Interaction for Downwind Wind Turbine," *Modell. Simul. Eng.*, **2010**, p. 860814.
- [17] Zahle, F., Sørensen, N. N., and Johansen, J., 2009, "Wind Turbine Rotor-Tower Interaction Using an Incompressible Overset Grid Method," *Wind Energy*, **12**(6), pp. 594–619.
- [18] Ansys, Inc., 2013, *ANSYS CFX-Solver Theory Guide*, Ansys, Canonsburg.
- [19] Menter, F. R., 1993, "Zonal Two Equation k-Turbulence Models for Aerodynamic Flows," *AIAA Paper No. 2906*.
- [20] Tsalicoglou, C., Jafari, S., Chokani, N., and Abhari, R., 2014, "RANS Computations of MEXICO Rotor in Uniform and Yawed Inflow," *ASME J. Eng. Gas Turbines Power*, **136**(1), p. 011202.
- [21] Wang, J., 2014, "Unsteady Full RANS Simulation of Downwind Wind Turbine," Master's thesis, ETH Zurich, Zurich.
- [22] Johansen, J., and Sørensen, N., 2004, "Aerofoil Characteristics From 3D CFD Rotor Computations," *Wind Energy*, **7**(4), pp. 283–294.
- [23] Hansen, M. O. L., Sørensen, N. N., and Michelsen, J. A., 1997, "Extraction of Lift, Drag and Angle of Attack From Computed 3-D Viscous Flow Around a Rotating Blade," *European Wind Energy Conference*, Dublin.

附錄：離岸風力訓練矩陣表

Rev. Date: 26/10/2018

離岸 - Offshore Training

具體任務 - Task Specific Training

OVERVIEW REQUIRED MARITIME TRAINING (excluding vessel crew IMO training)	MEDICAL										航海人員訓練、發證及航行量值標準局認可公司 STCW										完整的全球風能 離岸(5門課程) Full GWO (5 modules)										船隻登船艇 (Included in GWO Module 5)	HUET (Helicopter Underwater Escape Training)	起重機執照 Crane Certificate	吊具/起重 Rigging / Lifting	離岸分層操作員執照 Cherry Picker Operator Certificate	Working At Height	熱火作業 Hot Works	電氣 Electrical	受限空間進入 Confined Space Entry	Other
	船員醫療 (ILO) Seafarers Medical (ILO)		離岸醫療 (IOGUK, NOGSPA, OLF...)		STCW A-V/1-1 Personal Survival Techniques		STCW A-V/1-2 Fire Prevention & Fire Fighting		STCW A-V/1-3 Elementary First Aid		STCW A-V/1-4 Personal Safety and Social Responsibilities		STCW A-V/1-5 Security Familiarization		GWO Module 1: FIRST AID		GWO Module 2: Manual Handling		GWO Module 3: Fire Awareness		GWO Module 4: BST Working At Heights		GWO Module 5: BST Sea Survival																	
OVERVIEW REQUIRED MARITIME TRAINING (excluding vessel crew IMO training)																																								
A. Personnel Foundation Construction (NOT as SUPERIMPOSED on crew list)																																								
1. NOT accessing the offshore structure																																								
2. Accessing the offshore structure																																								
B. Personnel Supervising Construction Activities (NOT as SUPERIMPOSED on crew list)																																								
1. NOT accessing the offshore structure																																								
2. Accessing the offshore structure																																								
B.2 Personnel Supervising Construction Activities (as SUPERIMPOSED on crew list)																																								
1. NOT accessing the offshore structure																																								
2. Accessing the offshore structure																																								
C. Personnel Maintenance Offshore WTG																																								
D. Visitors / Short Term Workers (supernumeraries)																																								
1. NOT accessing the offshore structure - during installation																																								
2. Accessing the offshore structure - during installation																																								
2. Accessing the offshore structure - after commissioning																																								
Offshore structure, Jacket Foundation, Transition Piece (TP), Wind Turbine Generator (WTG) 離岸結構、 Transition Piece (TP) 及風力發電機座 (WTG)																																								
TS	特定任務培訓 Task specific training (if needed for the job)																																							
(M)	船員：根據國際勞工組織要求的船員證書證明。 Vessel crew: Seafarer medical in accordance with ILO required 非船員人員：至少擁有一份醫療證明 Non vessel crew: In possession of at least one of the medical certificates 使用船舶登岸之要求：內部船隻登岸或GWO海上生存訓練 Requirements for use of installation vessel boarding: Internal Boatlanding Training or GWO Module 5: Sea Survival																																							
(BL)	Required for use of Helicopter as means of Crew/Personnel Transfer																																							
H	由GWO船隻之船隻作業訓練或替代培訓 GWO Working at Height training or similar																																							
(WAM)																																								