



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

碩士學位論文

해양환경이 해상풍력발전기의 하중에  
미치는 영향에 대한 연구

濟州大學校 大學院

風力特性化協同科程

金 大 永

2012 年 6月

해양환경이 해상풍력발전기의 하중에 미치는 영향에 대한 연구 金大永

二〇二二

# 해양환경이 해상풍력발전기의 하중에 미치는 영향에 대한 연구

指導教授 金 大 永

金 大 永

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2012 年 6 月

洪仁哲의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 \_\_\_\_\_ ①

委 員 \_\_\_\_\_ ①

委 員 \_\_\_\_\_ ①

濟州大學校 大學院

2012 年 6 月

A study on the Load of the Offshore Wind Turbine  
under Ocean Environmental Loads

Dae-Young Kim  
(Supervised by professor Sang-Jae Kin)

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement  
for the degree of Master of Engineering

2012 . 06 .

This thesis has been examined and approved.

Multidisciplinart Graduate School Program for Wind Energy

GRADUATE SCHOOL

JEJU NATIONAL UNIVERSITY

## 목 차

List of Figures

List of Tables

Nomenclature

Abstract

|   |    |
|---|----|
| I. 서론 .....   | 1  |
| II. 해석도구 및 이론 .....   | 5  |
| 2.1 해석도구 .....  | 5  |
| 2.1.1 FAST CODE .....                                       | 6  |
| 2.1.2 TurbSim v1.50 .....                                   | 9  |
| 2.2 풍 하중 .....  | 11 |
| 2.2.1 풍속분포 .....  | 11 |
| 2.2.2 정상 풍속 프로파일 모델 (Normal Wind Speed Profile Model) ..... | 12 |
| 2.2.3 정상난류모델 (Normal Turbulence Model) .....                | 12 |
| 2.2.3 극치풍속조건 (Extreme Wind Condition) .....                 | 13 |
| 2.2.3.1 극치풍속모델(Extreme Wind Speed Model) .....              | 13 |
| 2.2.3.2 극치난류모델(Extreme Turbulence Model) .....              | 14 |
| 2.3 파랑 하중 .....   | 15 |
| 2.3.1 Pierson-Moskowitz 스펙트럼 (PM) .....                     | 15 |
| 2.3.2 Jonswap 스펙트럼 (JS) .....                               | 16 |

|  |    |
|--|----|
| <b>III. 연구방법</b> .....   | 18 |
| 3.1 해석 수행 풍력 발전기 모델 .....                                      | 20 |
| 3.2 풍속조건 .....   | 23 |
| 3.2.1 정상풍속 프로파일 모델 (NWP) .....                                 | 23 |
| 3.2.2 정상난류모델 (NTM) .....                                       | 24 |
| 3.3 해양 조건 .....  | 25 |
| 3.3.1 파고의 영향(Wave Height Effect) .....                         | 25 |
| 3.3.2 파 주기의 영향(Wave Period Effect) .....                       | 25 |
| 3.3.3 수심의 영향 (Wave Load Effect of Different Water Depth) ..... | 25 |
| 3.4 하중측정 위치 .....  | 26 |
| <b>IV. 결과 및 고찰</b> .....                                       | 27 |
| 4.1 수심의 영향 .....   | 27 |
| 4.2 규칙파와 불규칙파의 비교 .....  | 33 |
| 4.3 파고 영향 (Wave Height) .....                                  | 36 |
| 4.4 파주기의 영향 .....  | 41 |
| <b>V. 결론</b> .....   | 46 |
| <b>참고 문헌</b> .....   | 48 |

## List of Figure

- Fig. 1 해상풍력과 육상풍력의 장단점 비교
- Fig. 2 국내 서해안 2.5GW 해상풍력단지
- Fig. 3 해석 수행을 위한 소프트웨어
- Fig. 4 FAST CODE Mode of Operation
- Fig. 5 AeroDyn 소프트웨어의 Input file
- Fig. 6 FAST CODE의 Output file
- Fig. 7 TurbSim 소프트웨어의 Input file
- Fig. 8 정상난류모델(NTM)에 대한 (a) 난류표준편차 (b) 난류강도
- Fig. 9 Pierson-Moskowitz Vs JONSWAP spectrum
- Fig. 10 Flow chart of this study
- Fig. 11 NREL 5MW Offshore Baseline model PhaseII Properties
- Fig. 12 Figure of 5MW Baseline model Phase II
- Fig. 13 허브높이(90m)에서 풍속이 12m/s 정상풍속 프로파일 모델 (NWP)
- Fig. 14 Class IA에서 시동, 정격, 종단 풍속에서의 정상난류모델(NTM)
- Fig. 15 Class IA에서 시동, 정격, 종단 풍속에서의 정상난류모델(NTM)의 풍향변화
- Fig. 16 극치난류모델 시동, 정격, 종단 풍속에서의 ETM 의 수직, 수평성분과 풍향
- Fig. 17 풍력발전기 좌표계
- Fig. 18 블레이드와 타워의 하중 측정 위치
- Fig. 19 Time series plots of Wind Speed (4m/s, 12m/s, 24m/s)
- Fig. 20 풍속과 수심변화에 따른 블레이드 루트부에서 FMxy 하중변화
- Fig. 21 수심 20m에서 풍속에 따른 블레이드루트 하중 변화
- Fig. 22 풍력발전기의 출력 곡선과 제어 영역
- Fig. 23 풍속과 수심변화에 따른 요 베어링에서 FMxy 하중변화
- Fig. 24 수심20m에서 풍속에 따른 요 베어링 하중 변화
- Fig. 25 타워 위치에 따른 수심영향에 의한 하중 변화(최대값) : 풍속 24m/s
- Fig. 26 풍속에 따른 각각 타워위치의 하중 변화
- Fig. 27 풍속 별 수심영향에 의한 타워 하부의 하중 변화 (최대값)
- Fig. 28 풍속별 수심영향에 의한 타워하부의 하중 변화 (최대값)

- Fig. 29 풍속별 타워하부의 FMxy, MMxy 하중 변화
- Fig. 30 규칙파와 불규칙파의 Wave Elevation
- Fig. 31 24m/s에서 규칙파와 불규칙파에 의한 타워베이스의 하중(FMxy, MMxy)
- Fig. 32 풍속별 파고 높이에 따른 블레이드 루트(FMxy)하중 변화
- Fig. 33 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 블레이드 하중 변화
- Fig. 34 풍속별 파고 높이에 따른 요 베어링(FMxy) 하중 변화
- Fig. 35 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 타워상단의 하중 변화
- Fig. 36 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 각각 타워위치에서의 하중 변화
- Fig. 37 파고의 변화에 따른 타워베이스(FMxy) 하중 변화
- Fig. 38 파고의 변화에 따른 타워베이스(MMxy) 하중 변화
- Fig. 39 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 타워기저에서의 하중 변화
- Fig. 40 파 주기의 변화에 따른 블레이드 루트(FMxy)의 하중 변화
- Fig. 41 파 주기의 변화에 따른 블레이드 루트(MMxy)의 하중 변화
- Fig. 42 파 주기의 변화에 따른 타워베이스(FMxy)의 하중 변화
- Fig. 43 파 주기의 변화에 따른 타워베이스(FMxy)의 하중 변화
- Fig. 44 파 주기가 블레이드에 미치는 영향
- Fig. 45 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 로터 토크의 파워스펙트럼 밀도
- Fig. 46 파주기에 따른 타워 위치별 하중 변화
- Fig. 47 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 로터 토크의 파워스펙트럼 밀도
- Fig. 48 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 요 베어링의 하중 변화
- Fig. 49 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 타워베이스의 하중 변화

## List of Table

- Table. 1 TurbSim에서 사용가능한 난류스펙트럼 모델
- Table. 2 난류스펙트럼에 따른 Meteorological Boundary Conditions
- Table. 3 풍력발전기 클래스의 기본 파라미터
- Table. 4 NREL 5MW Wind Turbine for offshore Properties
- Table. 5 Blade structural Properties
- Table. 6 Nacelle and Hub Properties
- Table. 7 Drivetrain Properties
- Table. 8 Tower Properties
- Table. 9 타워 위치별 하중 분포 : 24m/s
- Table. 10 풍속 영향을 고려한 해상환경 조건 (DTU)
- Table. 11 타워베이스 FMxy에서 규칙파와 불규칙파의 영향 비교
- Table. 12 타워베이스 MMxy에서 규칙파와 불규칙파의 영향 비교
- Table. 13 타워 위치에 따른 파고의 영향 : +10m, 0m, -10m

## Abstract

Increasing energy demand coupled with pollution free production of energy has found a viable solution in wind energy.

Land based windmills have been utilized for power generation for more than two thousand years. In modern times wind generated power has become popular in many countries. Offshore wind turbines are being used in a number of countries to tap the energy from wind over the oceans and convert to electric energy. The advantages of offshore wind turbines as compared to land are that offshore winds flow at higher speed than onshore winds and the more available space. In some land based settings, for better efficiency, turbines are separated as much as 10 rotor diameters from each other.

Among all the components of offshore wind turbines, the foundation and tower play a key role in the stability of whole system because it is the most affected by complex environmental conditions such as the wind, wave, current, tidal etc. And the foundation cost is a larger percentage of the overall cost structure for the offshore wind turbine system. This thesis is aimed to investigate the wave effect on the wind turbine system. The 5MW NREL reference wind turbine with the monopile foundation is chosen for the load calculation. Various wave load cases are applied on the offshore wind turbine system to evaluate stability and economy. Wind and wave loads are calculated using the FAST CODE software. Quantitative and qualitative analyse are performed. This work is to simulate systematic and optimized load cases for wind turbine system.

## I. 서론

최근 환경오염과 자원 고갈문제로 인하여 풍력, 태양광, 태양열, 조력등과 같은 친환경에너지를 이용한 클린에너지 개발에 많은 관심과 연구가 진행되고 있다.

이중 상대적으로 뛰어난 경제성과 기술 신뢰성을 확보한 풍력발전은 기후변화와 협약에 의한 온실가스의 방출억제에 능동적으로 대처 할 수 있는 새로운 발전기술로서 각광을 받고 있다. 현재 실질적인 정부의 지원과 전력 사업 인허가나 계통선 연결 등에 관련 법령이 정비가 되어 육상 풍력 발전(Onshore) 시스템의 보급이 가속화 되었다.

그러나 선진외국의 풍력 발전 단지 건설 사례와 우리나라 제주 행원, 강원도 대관령의 풍력 발전 단지 조성의 계획단계에서 난점으로 나타난 설치 부지의 사용과 소음, 전파 등의 거주 환경 및 민원 문제의 사례는 거의 동일하며 이로 인한 육상 풍력발전 시스템의 보급은 제한적이 될 수밖에 없다. 더구나 우리나라의 국토가 협소하고 인구 밀도가 높아서 육상풍력발전의 보급량은 결국 한계에 봉착하게 될 것이다.



Fig. 1 해상풍력과 육상풍력의 장단점 비교[1]

해상풍력발전은 Fig.1에 정리된 바와 같이 육상풍력발전에 비해 상대적으로 부존자원이 풍부하고 에너지 밀도가 높으며 민가가 없어 소음 진동 등으로 발생할 수 있는 민원발생이 적다.[1] 그리고 육상 운송 시 최고 적재용량인 43.2톤의 제한이 없어 5MW 이상급 대형 해상풍력터빈을 설치할 수 있는 이점이 있다.

최근 지경부에서 주관하여 “국내해상풍력 중형 발전플랜트 타당성 조사연구” 연구과제가 수행되었으며, 그 결과 Fig.2와 같이 서해안에 2.5GW 용량의 대단위 해상풍력단지를 조성하는 해상풍력로드맵을 발표하였다.[2] 이는 1단계인 2013년까지 계획된 실증연구에서 100MW 규모의 단지를 조성하여 국산기기의 테스트 베드는 물론 트랙레코드를 쌓게 하는 역할을 하게 된다. 선진 외국의 사례를 보면 해상 풍력 발전은 대단위가 될수록 경제성이 향상된다.

우리나라는 삼면이 바다로서 인근의 해양 자원이 풍부하고 조선 산업, 석유 탐사 등을 통해 해상 구조물기술은 세계적으로도 선두 그룹에 속해 있다. 풍력발전기 설계, 제작 기술은 다소 부족하지만 활발한 연구 개발을 통해 보완하여 국내의 선진 해양 구조물 기술과 접합한다면 제한적인 육상 풍력 발전에 비교할 수 없이 큰 국내 청정 에너지를 확보할 수 있다.



Fig. 2 국내 서해안 2.5GW 해상풍력단지[2]

하지만 해상풍력발전기는 육상용과 달리 해상환경의 영향을 받게 되는데 풍(風)하중뿐만 아니라 수심, 파고, 파주기 등과 같은 해양환경하중이 복합적으로 작용하게 된다. 전체 하중 해석을 위해 풍속과 해상 상태 사이의 상관관계에 대한 해상정보를 알아야 한다. 이 상관관계는 주어진 풍속에서 가장 일어날 만한 해상 상태에 따른 것이다. 직접 측정이 가능하지 않을 때 풍속과 파고와의 상관관계 등을 고려해야 한다. 전체 구조물 해석 및 기본 설계를 위하여 고려되어야 할 하중은 고정하중, 풍하중, 기계하중, 공기역학에 의한 하중, 파랑하중, 해류하중, 수면하중, 충격하중, 지진하중 등이다. 이처럼 해상풍력발전은 육상풍력발전보다 많은 환경적인 요소를 고려해야 한다.

국내에서는 지금까지 풍력분야에서의 기술발전이 대부분 터빈의 기술발전과 동일한 의미로 사용되어 온 것이 사실이다.[1,2] 육상풍력과 달리 해상풍력발전의 경우는 지지구조물 및 기초의 제작, 시공, 유지관리 비용의 비율이 전체 공사비의 약 30% ~40%로 토목 분야의 비중이 큰 영역이나 현재는 관련 기술이 취약하고 학술적 연구기반이 형성되어 있지 않는 분야로서 향후 당분간 외국 기술에 의존할 가능성이 크다. 해상환경 하중은 풍력발전 시스템에서 기초 구조물에 많은 영향을 미친다. 또한 풍 하중과 달리 해상하중은 일반적인 기준이 없으며 해상환경 특성에 큰

영향을 받기 때문에 설치 지역에 대한 하중 예측과 시스템의 해석이 매우 중요하다. 육상과는 다른 경계조건 및 하중조건을 갖는 해상풍력발전 지지구조물의 특성과 해상풍력발전 구조물에 작용하는 하중에 대한 연구가 필요하다.

이에 사전에 해상 구조물의 건전성을 평가하기 위한 노력이 선행 되어야 하고 이의 일환으로 해상의 환경 하중을 고려한 기초 구조물의 극한 하중의 예측과 해석을 통하여 그 영향의 정도 및 경향을 파악하고자 한다.

## II. 해석도구 및 이론

### 2.1 해석도구

풍력발전기의 동특성해석을 위한 해석접근 방법은 크게 다 물체 동역학해석 방법 (multi-body dynamics analysis), 유한요소해석 방법(finite element analysis), 모달 해석 방법(modal analysis)으로 구분할 수 있으며, 현재까지 개발된 시뮬레이션 코드들은 3가지 방법 중에 하나를 적용하거나 혼용하는 형식을 적용하고 있다.[3]

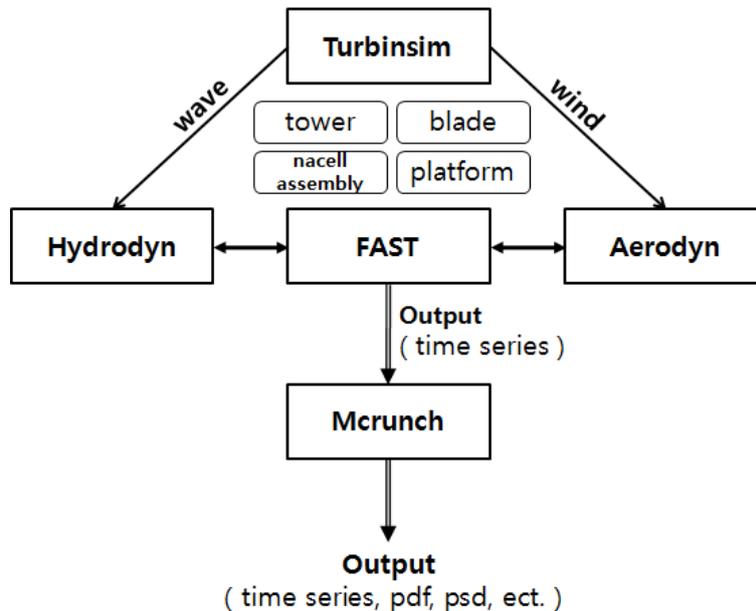


Fig. 3 해석 수행을 위한 소프트웨어

본 연구에서는 Fig. 3와 같이 다 물체 해석 방법과 모달 해석 방법을 이용한 FAST를 사용하여 해석하였으며 블레이드에 작용하는 공력하중은 블레이드 요소 모멘텀 (BEM) 이론을 기반으로 일반화된 동적 웨이크(Wake)를 고려할 수 있도록 개발된 AeroDyn V12.58 사용하여 산출하였다.[4] 또한, 주파수 분석, 사이클 집계 등의 후처리 과정(Post Processing)이 필요 할 때 FAST에서 계산한 결과를 이용하여 Mcrunch V1.00에서 2차적인 계산을 수행 하였다.[5]

### 2.1.1 FAST CODE

FAST v7.00 소프트웨어는 NREL에서 배포한 프로그램으로 풍력터빈의 모델 설계, 정상상태해석 및 모드 해석 등의 시뮬레이션이 가능한 해석 프로그램으로 풍력터빈을 검증하는 기능도 갖추고 있다.[3] FAST는 Fatigue, Aerodynamics, Structures, Turbulence의 약자로 피로와 공력, 구조적인 해석하는 프로그램이다. 일반적으로FAST에는 공력해석을 위해 AeroDyn(v12.58)사용된다.[4] Fig. 4와 같이 일련의 해석과정을 거쳐 최종 결과를 얻게 된다. 이 두 프로그램을 통틀어 FAST CODE라 한다.

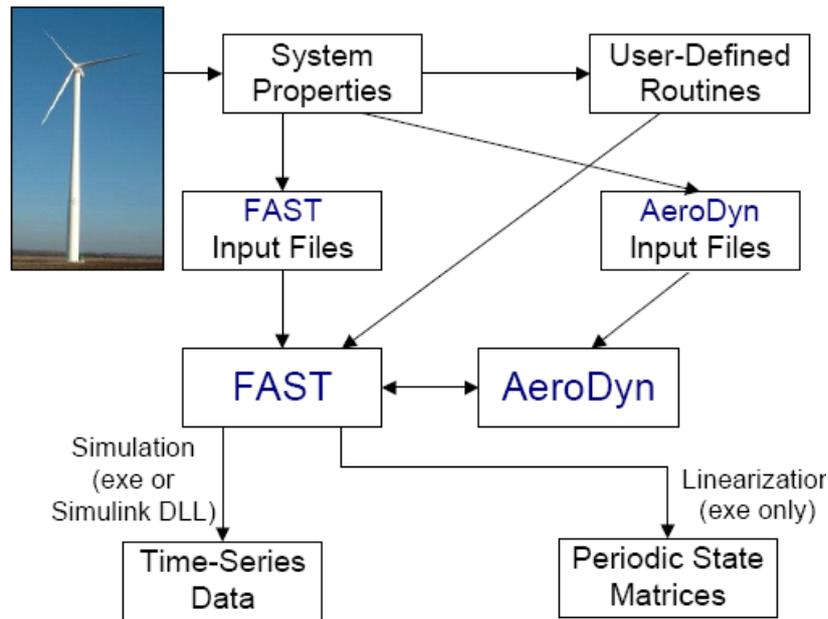


Fig. 4 FAST CODE Mode of Operation [3]

풍력터빈을 FAST CODE로 해석하기 위해서는 블레이드(Blade),플랫폼(Platform), 타워(Tower), 제어(Linearization Control) 그리고 에어포일(airfoil)과 같은 System Properties를 데이터(.dat) 파일로 작성해야 되며 이를 사용하여 하중해석을 한다. Fig. 5과 같은 입력(input data)을 바탕으로 AeroDyn에서 블레이드의 공력을 계산하게 된다. 이때 허브높에서의 풍속데이터가 필요로 하는데 본 연구에서는 TurbSim 소프트웨어를 사용하여 IEC의 규정에 맞는 풍속데이터를

만들고 사용한다.[6,7] TurbSim에 대한 설명은 다음 절에 설명하도록 한다.

```

Inputs read in from aerodyn.ipt:

AWT-27CR aerodynamic parameters for FAST certification test #1.
SI           Units for input and output
BEDDOES     Dynamic stall model           [Beddoes]
NO CM       Aerodynamic pitching moment model [NO Pitching Moments calculated]
DYNIN       Inflow model                   [Dynamic Inflow]
SWIRL       Induction factor model         [Normal and Radial flow induction factors calculated]
0.005       Convergence tolerance for induction factor
[Not Used]  Tip-loss model
[Not Used]  Hub-loss model
"Wind/AWT27/Shr12_30.wnd" is the Hub-height wind file
42.672      Wind reference (hub) height, m
0.3         Tower shadow centerline velocity deficit
1           Tower shadow half width, m
2.432       Tower shadow reference point, m
1.225       Air density, kg/m^3
1.4639e-5   Kinematic air viscosity, m^2/'sec
0.004       Time interval for aerodynamic calculations, sec
10          Number of airfoil files used. Files listed below:
"AeroData/AWT27/AWT27_05.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_15.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_25.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_35.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_45.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_55.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_65.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_75.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_85.dat"
"AeroData/AWT27/AWT27_95.dat"
10          Number of blade elements per blade
RELM(m)    Twist(deg)    DR(m)    Chord(m)    File ID    Elem Data RELM and Twist ignored by ADAMS (but placeholders must be
present)
1.81265    5.8           1.2573   0.859       1
3.07       5.2           1.2573   1.045       2
4.32725    4.66          1.2573   1.145       3
5.58455    3.73          1.2573   1.124       4
6.84185    2.64          1.2573   1.054       5
8.1         1.59          1.2573   0.976       6
9.35645    0.73          1.2573   0.885       7
10.61375   0.23          1.2573   0.775       8
11.87105   0.08          1.2573   0.651       9
13.12835   0.03          1.2573   0.493       10

Hub-height wind file info:
Initial horizontal wind speed = 12 mps
Initial wind direction       = 30 deg
Initial vertical wind speed  = 0 mps
Initial horiz. wind shear coeff. = 0
Initial power law vert. wind shear coeff. = 0.2
Initial linear vert. wind shear coeff. = 0
Initial gust wind speed      = 0 mps

BEDDOES DYNAMIC STALL PARAMETERS:

CN SLOPE      6.0090    6.0190    6.0280    6.0340    6.1280    6.2040    6.2710    6.2580    6.1560    6.1180
STALL CN (UPPER) 1.8090    1.8130    1.8170    1.8200    1.7430    1.6770    1.6180    1.7910    1.7490    1.8400
STALL CN (LOWER) -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000   -1.0000
ZERO LIFT AOA  -4.2450   -4.2560   -4.2730   -4.2850   -3.2970   -2.4840   -1.7820   -1.4010   -1.2780   -1.2320
MIN DRAG AOA    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000    0.0000
MIN DRAG COEFF  0.0107    0.0101    0.0094    0.0090    0.0080    0.0071    0.0064    0.0062    0.0064    0.0065

VORTEX TRANSIT TIME FROM LE TO TE  11.00000
PRESSURE TIME CONSTANT              1.700000
VORTEX TIME CONSTANT                 6.000000
F-PARAMETER TIME CONSTANT           3.000000

```

Fig. 5 AeroDyn 소프트웨어의 Input file [4]

FAST를 통한 최종 결과는 Fig. 6과 같이 얻을 수 있으며 채널을 추가하여 원하는 부분의 하중과 다른 정보들을 출력시킬 수 있다.

FAST certification test #1 for AWT-27CR2 with many DOFs.

| Time<br>(sec) | uWind<br>(m/sec) | Azimuth<br>(deg) | TeetDefl<br>(deg) | RootMycl<br>(kN·m) | RootMxcl<br>(kN·m) | RotTorq<br>(kN·m) | YawBrMzn<br>(kN·m) | TTDspFA<br>(m) |
|---------------|------------------|------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|----------------|
| 10.000        | 1.039E+01        | 1.180E+01        | 1.031E+00         | 3.533E+01          | 2.039E+01          | 3.613E+01         | -2.280E+00         | 4.922E-02      |
| 10.020        | 1.039E+01        | 1.831E+01        | 9.697E-01         | 3.642E+01          | 2.085E+01          | 3.558E+01         | -1.996E+00         | 4.920E-02      |
| 10.040        | 1.039E+01        | 2.482E+01        | 8.946E-01         | 3.632E+01          | 2.235E+01          | 3.525E+01         | -2.426E+00         | 4.920E-02      |
| 10.060        | 1.039E+01        | 3.134E+01        | 8.081E-01         | 3.538E+01          | 2.447E+01          | 3.514E+01         | -3.286E+00         | 4.920E-02      |
| 10.080        | 1.039E+01        | 3.785E+01        | 7.116E-01         | 3.473E+01          | 2.672E+01          | 3.517E+01         | -4.282E+00         | 4.918E-02      |
| 10.100        | 1.039E+01        | 4.436E+01        | 6.067E-01         | 3.503E+01          | 2.868E+01          | 3.526E+01         | -5.124E+00         | 4.913E-02      |
| 10.120        | 1.039E+01        | 5.088E+01        | 4.943E-01         | 3.604E+01          | 3.011E+01          | 3.541E+01         | -5.681E+00         | 4.906E-02      |
| 10.140        | 1.039E+01        | 5.739E+01        | 3.751E-01         | 3.707E+01          | 3.110E+01          | 3.565E+01         | -5.993E+00         | 4.900E-02      |
| 10.160        | 1.039E+01        | 6.391E+01        | 2.498E-01         | 3.759E+01          | 3.191E+01          | 3.600E+01         | -6.148E+00         | 4.897E-02      |
| 10.180        | 1.039E+01        | 7.042E+01        | 1.198E-01         | 3.769E+01          | 3.271E+01          | 3.642E+01         | -6.184E+00         | 4.896E-02      |
| 10.200        | 1.039E+01        | 7.694E+01        | -1.301E-02        | 3.777E+01          | 3.353E+01          | 3.684E+01         | -6.121E+00         | 4.896E-02      |
| 10.220        | 1.039E+01        | 8.345E+01        | -1.463E-01        | 3.813E+01          | 3.424E+01          | 3.720E+01         | -5.908E+00         | 4.895E-02      |
| 10.240        | 1.039E+01        | 8.997E+01        | -2.775E-01        | 3.868E+01          | 3.465E+01          | 3.745E+01         | -5.546E+00         | 4.893E-02      |
| 10.260        | 1.039E+01        | 9.649E+01        | -4.041E-01        | 3.916E+01          | 3.468E+01          | 3.764E+01         | -5.027E+00         | 4.892E-02      |
| 10.280        | 1.039E+01        | 1.030E+02        | -5.241E-01        | 3.939E+01          | 3.431E+01          | 3.777E+01         | -4.365E+00         | 4.892E-02      |
| 10.300        | 1.039E+01        | 1.095E+02        | -6.357E-01        | 3.942E+01          | 3.365E+01          | 3.787E+01         | -3.590E+00         | 4.895E-02      |
| 10.320        | 1.039E+01        | 1.160E+02        | -7.378E-01        | 3.945E+01          | 3.276E+01          | 3.791E+01         | -2.757E+00         | 4.899E-02      |
| 10.340        | 1.039E+01        | 1.226E+02        | -8.296E-01        | 3.959E+01          | 3.170E+01          | 3.791E+01         | -1.938E+00         | 4.902E-02      |
| 10.360        | 1.039E+01        | 1.291E+02        | -9.103E-01        | 3.985E+01          | 3.045E+01          | 3.788E+01         | -1.210E+00         | 4.905E-02      |
| 10.380        | 1.039E+01        | 1.356E+02        | -9.793E-01        | 4.009E+01          | 2.902E+01          | 3.783E+01         | -6.359E-01         | 4.907E-02      |
| 10.400        | 1.039E+01        | 1.421E+02        | -1.036E+00        | 4.028E+01          | 2.743E+01          | 3.777E+01         | -1.897E-01         | 4.909E-02      |
| 10.420        | 1.039E+01        | 1.486E+02        | -1.079E+00        | 4.039E+01          | 2.570E+01          | 3.772E+01         | 1.200E-01          | 4.912E-02      |
| 10.440        | 1.039E+01        | 1.551E+02        | -1.107E+00        | 4.055E+01          | 2.384E+01          | 3.768E+01         | 2.992E-01          | 4.914E-02      |
| 10.460        | 1.039E+01        | 1.617E+02        | -1.121E+00        | 4.054E+01          | 2.179E+01          | 3.762E+01         | 2.539E-01          | 4.917E-02      |

Fig. 6 FAST CODE의 Output file [3]

시뮬링크(Simulink)는 MATLAB기반의 소프트웨어로 제어설계분야에서 가장 널리 사용된다. 이에 FAST는 시뮬링크와 연결하여 사용할 수 있도록 설계 되었다. 본 연구에서는 FAST에서 제공하는 DLL파일을 이용하여 터빈을 제어하여 해석하였다.[3]

## 2.1.2 TurbSim v1.50

풍력터빈의 하중을 해석하기 위해서 IEC 61400-1 ed. 3의 정상난류모델(NTM)에 따라 바람을 생성해야 한다. 이에 TurbSim v1.50을 사용하였다. [6]

```
TurbSim Input File. Valid for TurbSim v1.50.

-----Runtime Options-----
2318573  RandSeed1 - First random seed (-2147483648 to 2147483647)
RANLUX  RandSeed2 - Second random seed (-2147483648 to 2147483647) for intrinsic pRNG, or an alternative pRNG: "RanLux" or "RANLUX"
False   WrbHTP    - Output hub-height turbulence parameters in binary form? (Generates RootName.bin)
False   WrbFHTP   - Output hub-height turbulence parameters in formatted form? (Generates RootName.dat)
true    WrbDHH    - Output hub-height time-series data in AeroDyn form? (Generates RootName.hh)
False   WrbDFF    - Output full-field time-series data in TurbSim/AeroDyn form? (Generates RootName.bts)
true    WrbLFF    - Output full-field time-series data in BLADED/AeroDyn form? (Generates RootName.wnd)
false   WrbDWR    - Output tower time-series data? (Generates RootName.twr)
False   WrbDFFF   - Output full-field time-series data in formatted (readable) form? (Generates RootName.u, RootName.v, RootName.w)
True    WrbACT    - Output coherent turbulence time steps in AeroDyn form? (Generates RootName.cts)
True    Clockwise - Clockwise rotation (looking downwind)? (used only for full-field binary files - not necessary for AeroDyn)
0       ScaleIEC  - Scale IEC turbulence models to exact target standard deviation? [0=no additional scaling; 1=use hub scale uniformly; 2=use individual scales]

-----Turbine/Model Specifications-----
15      NumGrid.Z - Vertical grid-point matrix dimension
15      NumGrid.Y - Horizontal grid-point matrix dimension
0.05    TimeStep  - Time step (seconds)
630     AnalysisTime - Length of analysis time series [seconds] (program will add time if necessary: AnalysisTime = MAX(AnalysisTime, UsableTime+GridWidth/MeanHWS) )
600     UsableTime - Usable length of output time series [seconds] (program will add GridWidth/MeanHWS seconds)
90      HubHt    - Hub height [m] (should be > 0.5*GridHeight)
80.00   GridHeight - Grid height [m]
80.00   GridWidth - Grid width [m] (should be >= 2*(RotorRadius*ShaftLength))
0       WFlowing  - Vertical mean flow (up/tilt) angle [degrees]
0       HFlowing  - Horizontal mean flow (skew) angle [degrees]

-----Meteorological Boundary Conditions-----
"IECXX" TurbModel - Turbulence model ("IECXX"=Kaimal, "IECXX"=von Karman, "GP_LL", "WTCUP", "SMOOTH", "WF_LPW", "WF_DTD", "WF_14D", or "NONE")
"1-ED3" IEDStandard - Number of IEC 61400-1 standard (s=1, 2, or 3 with optional 61400-1 edition number (i.e. "1-Ed2" ) )
"K"     IEDturbc   - IEC turbulence characteristic ("K", "B", "C" or the turbulence intensity in percent) ("WTCUP" option with WTCUP model, not used for other models)
"NTM"   IEDWindType - IEC turbulence type ("NTM"=normal, "xETM"=extreme turbulence, "xEMW"=extreme 1-year wind, "xEM50"=extreme 50-year wind, where x=wind turbine class 1, 2, or 3)
default ETMc      - IEC Extreme Turbulence Model "c" parameter [m/s]
"PL"    WindProfileType - Wind profile type ("JET", "LOG"=logarithmic, "PL"=power law, "IEC"=PL on rotor disk, LOG elsewhere, or "default")
"90"    RefHt    - Height of the reference wind speed [m]
"24"    URef    - Mean (total) wind speed at the reference height [m/s] (or "default" for JET wind profile)
default ZJetMax - Jet height [m] (used only for JET wind profile, valid 70-490 m)
"0.14" PLExp    - Power law exponent [-] (or "default")
"0.03"  Z0       - Surface roughness length [m] (or "default")

-----Non-IEC Meteorological Boundary Conditions-----
default Latitude - Site latitude [degrees] (or "default")
0.05     RICHNO   - Gradient Richardson number
default UStar    - Friction or shear velocity [m/s] (or "default")
default ZI      - Mixing layer depth [m] (or "default")
default PC_UW   - Hub mean u * w Reynolds stress (or "default")
default PC_UV   - Hub mean u * v Reynolds stress (or "default")
default PC_VW   - Hub mean v * w Reynolds stress (or "default")
default IncDec1 - u-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default IncDec2 - v-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default IncDec3 - w-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default CohExp  - Coherence exponent (or "default")

-----Coherent Turbulence Scaling Parameters-----
"Eventdata" CTEventPath - Name of the path where event data files are located
"Random"    CTEventFile - Type of event files ("LES", "DNS", or "RANDOM")
true        Randomize - Randomize the disturbance scale and locations? (true/false)
1.0         DistSc1  - Disturbance scale (ratio of wave height to rotor disk). (Ignored when Randomize = true.)
0.5         CTLy     - Fractional location of tower centerline from right (looking downwind) to left side of the dataset. (Ignored when Randomize = true.)
0.5         CTLz     - Fractional location of hub height from the bottom of the dataset. (Ignored when Randomize = true.)
30.0        CTSstartTime - Minimum start time for coherent structures in RootName.cts [seconds]
```

Fig. 7 TurbSim 소프트웨어의 input file [6]

Fig. 7은 난류 랜덤 풍속데이터를 생성하기 위한 TurbSim의 입력 값을 나타낸다. 허브높이와 난류모델이므로 10분 이상의 시간이 입력되어야 한다. 총 630초의 난류를 생성하여 30초부터 630초의 데이터만을 사용한다.[7]

Table. 1 TurbSim에서 사용가능한 난류스펙트럼 모델 [6]

| 6-Character Input Value | Description                                 |
|-------------------------|---|
| GP_LLJ                  | NREL Great Plains low-level jet             |
| IECKAI                  | IEC Kaimal                                  |
| IECVKM                  | IEC von Karman                              |
| NWTCUP                  | NREL National Wind Technology Center        |
| SMOOTH                  | Risø smooth terrain                         |
| WF_07D                  | NREL wind farm: 7 rotor-diameters downwind  |
| WF_14D                  | NREL wind farm: 14 rotor-diameters downwind |
| WF_UPW                  | NREL wind farm: upwind                      |

Table. 1과 같이 TurbSim은 Kaiman모델, von Karman 모델을 포함하여 총 8가지의 난류모델을 제공한다. 이 모델들중에서 von Karman 모델이 타 난류모델에 비해 하중을 크게 예측하므로, 보다 극심한 결과를 얻고자 사용되었다. Table.2에 따라 정상난류모델과 해상풍력발전기를 해석할 것이므로 Power Low Exponent 와 Roughness length 값을 각각 0.14 , 0.03을 사용하였다.

Table. 2 난류스펙트럼에 따른 Meteorological Boundary Conditions [6]

| <i>TurbModel</i> | <i>PLExp</i>   | <i>Z0</i> (m) |
|------------------|--|---------------|
| IECKAI, IECVKM   | 0.11 for EWM<br>0.14 for offshore (61400-3) NTM,<br>0.2 otherwise    | 0.03          |
| SMOOTH           | 0.143  | 0.01          |
| GP_LLJ           | 0.143  | 0.005         |
| NWTCUP           | 0.08-0.15, increasing with <i>RICH_NO</i> ,<br>0.3 for KHTEST option | 0.021         |
| WF_UPW           | same as NWTCUP   | 0.018         |
| WF_07D           | 0.13-0.18, increasing with <i>RICH_NO</i>                            | 0.064         |
| WF_14D           | same as WF_07D   | 0.233         |

이렇게 만들어진 난류를 FAST의 AeroDyn를 통하여 블레이드의 공력을 계산하고 계산된 공력을 바탕으로 풍력터빈의 하중 값을 산출하게 된다.

## 2.2 풍 하중

풍력발전기는 선택한 풍력발전기 클래스에서 정의된 바람조건에 안전하게 견디도록 설계되어야 한다.[7,8] 바람조건은 일정한 평균유동에 변동하는 돌풍 또는 난류를 결합하며, 풍력발전기가 정상적으로 운전할 때 자주 발생하는 정상바람조건과 1년 또는 50년 주기로 재현하는 극치바람조건으로 나뉜다. 난류모델은 표준편차  $\sigma_1$ 는 높이에 따라 변하지 않는다. 평균풍향에 수직인 성분은 다음의 최소조건을 갖는다.

$$\text{횡방향 성분} : \sigma_2 \geq 0.7\sigma_1$$

$$\text{수직방향 성분} : \sigma_3 \geq 0.5\sigma_1$$

허브 높이  $z$ 에서 종방향 난류스케일파라미터 (Turbulence scale parameter)  $A_1$ 는

$$A_1 = \begin{cases} 0.7z & z \leq 60m \\ 42m & z \geq 60m \end{cases}$$

### 2.2.1 풍속분포

풍속분포는 풍력발전기 설계 시 정상 설계 상태를 위한 개발 하중조건 발생빈도를 결정하기 때문에 중요하다. 10분간 풍속의 평균값은 허브 높이에서 레일리 분포로 가정한다.

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi\left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}}\right)^2\right]$$

평균 풍력발전기 클래스에서 연평균 풍속  $V_{ave}$  는  $0.2V_{ref}$  이다.

## 2.2.2 정상 풍속 프로파일 모델 (Normal Wind Speed Profile Model)

풍속프로파일  $V(z)$ 는 지면으로부터의 높이  $z$ 의 함수로서 평균풍속을 나타낸다. 표준 풍력발전기 클래스인 경우 풍속 프로파일은 지수법칙(Power Law)을 따른다.

$$V(z) = V_{hub} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^a$$

여기서, 지수  $a$  는 0.14 를 사용하였다.

## 2.2.3 정상난류모델 (Normal Turbulence Model)

난류표준편차의 대푯값은 주어진 허브높이에서의 풍속에 대한 90% 분위수 값으로 하며 표준 풍력발전기 클래스에 대해서는 다음과 같다.

$$\sigma_1 = I_{ref}(0.75 V_{hub} + b); \quad b = 5.6 \text{ m/s}$$

난류표준편차  $\sigma_1$ 와 난류강도  $\sigma_1/V_{hub}$  는 Fig. 8와 같으며  $I_{ref}$ 는 Table. 3에서 주어진다.

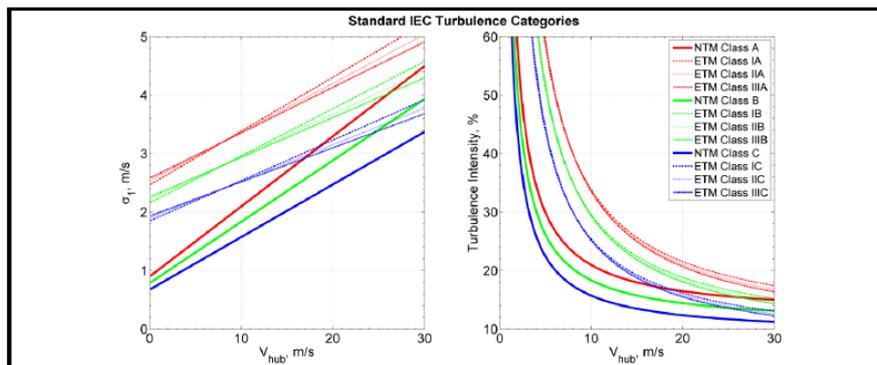


Fig. 8 정상난류모델(NTM)에 대한 (a) 난류표준편차 (b) 난류강도

Table .3 풍력발전기 클래스의 기본 파라미터

| 풍력터빈 클래스        | I                       | II   | III  | S              |
|-----------------|-------------------------|------|------|----------------|
| $V_{ref}$ (m/s) | 50                      | 42.5 | 37.5 | 제조자가<br>규정하는 값 |
| A $I_{ref}(-)$  | 0.16                    |      |      |                |
| B $I_{ref}(-)$  | 0.14                    |      |      |                |
| C $I_{ref}(-)$  | 0.12                    |      |      |                |
| $V_{ref}$       | 10분 평균한 기준풍속            |      |      |                |
| A               | 고 난류강도에 대한 카테고리         |      |      |                |
| B               | 중 난류강도에 대한 카테고리         |      |      |                |
| C               | 저 난류강도에 대한 카테고리         |      |      |                |
| $I_{ref}$       | 풍속이 15m/s 일 때 난류강도의 기댓값 |      |      |                |

### 2.2.3 극치풍속조건 (Extreme Wind Condition)

극치풍속조건은 풍속변화, 폭풍에 의한 최고 풍속 및 풍속과 풍향의 급속한 변화를 포함한다.

#### 2.2.3.1 극치풍속모델(Extreme Wind Speed Model)

극치풍속모델(EWM)은 정상 또는 극치난류모델(Extreme Turbulence Model)이어야 한다. 풍속모델은 기준풍속  $V_{ref}$  과 고정된 난류표준편차  $\sigma_1$ 에 바탕을 둔다. 정상 극치풍속모델의 경우에는 50년 재현주기를 가지는 극치풍속  $V_{e50}$  과 1년 재현주기의 극치풍속  $V_{e1}$  을 허브높이  $z$  의 함수로 계산한다.

$$V_{e50}(z) = 1.4 V_{ref} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}$$

$$V_{e1}(z) = 0.8 V_{e50}(z)$$

난류극치풍속모델(EWM)에서는 50년 및 1년의 재현주기를 가지는 10분간의 평균풍속을 허브 높이  $z$  의 함수로 다음과 같이 나타낸다.

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^{0.11}$$

$$V_1(z) = 0.8 V_{50}(z)$$

종 방향 난류표준편차  $\sigma = 0.11 V_{hub}$  와 같다.

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0.37 V_{gust} \sin(3\pi t/T)(1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{otherwise} \end{cases}$$

### 2.2.3.2 극치난류모델(Extreme Turbulence Model)

극치난류모델(ETM)은 정상 풍속프로파일 모델(NWM)과 종 방향 난류표준편차를 가지는 난류를 사용한다.

$$\sigma_1 = c I_{ref} \left( 0.072 \left( \frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \left( \frac{V_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right); \quad c = 2 \text{ m/s}$$

## 2.3 파랑 하중

규칙파 (Regular Wave) 생성을 위해 일반적인 파의 주기와 파의 크기 값을 이용하여 생성하였다. 해양 산업에서는 하중 분석을 하기 위해서는 일반적으로 2가지 매개변수를 이용한 불규칙파(Irregular)를 사용하는데 풍력 산업 역시 같은 스펙트럼 함수를 사용한다.[8] 2가지 매개변수는 다음과 같다.

$H_s$  : Significant wave height (유의 파고)

$T_s$  : Peak period(유의 파주기)

$H_s$ 는 임의 관측 시간동안 관측된 파고 중에서는 파고가 높은 순서로 전체의 1/3에 해당하는 파고들의 평균이며, 같은 방식으로  $T_s$ 는 파도 스펙트럼 중 파고가 큰 순서로 전체 파랑의 1/3까지 파랑들의 파주기를 평균한 값이 된다.[4]

사용 할 스펙트럼 모델은 지리학적 위치와 모델링 하고자 하는 해상상태의 가혹성 및 관련 응용분야에 따라 다르다. 가장 자주 사용되는 모델은 다음 절에서 설명하였다.

### 2.3.1 Pierson-Moskowitz 스펙트럼 (PM)

PM 스펙트럼은 완전히 발달된 해상을 위한 모델이다. 파랑의 성장이 취송거리로 제한되지 않은 완전히 발달한 해상에 적용 할 수 있다. 여러 지역에서 대부분의 경우 해당되며 주로 피로해석을 위해 사용 된다.

$$S_{PM}(f) = -0.3125 H_s^2 f_p^4 f^{-5} \exp\left(-1.25 \left(\frac{f_p}{f}\right)^4\right)$$

여기서  $H_s$ 는 유의파고(m),  $T_s$ 는 피크주기(sec),  $f_p$ 는 피크 주파수[ $1/T_p$ ] (Hz),  $f$ 는 주파수(Hz) 이다.

### 2.3.2 Jonswap 스펙트럼 (JS)

JS 스펙트럼은 취송거리가 제한된 상태에서 발달 중인 해상 상태를 위한 PM 스펙트럼을 수정한 식이다. PM 스펙트럼과 비교하여 총 에너지는 같으며 피크값은 더 크며 범위는 더 좁은 폭풍우와 같은 강하고 좁은 스펙트럼을 나타내는데 적합하다. 주로 극한 하중 해석에 사용이 된다.[12]  $H_s, T_s$  의 관계식에 따라 피크 강화계수  $\gamma^\alpha$ 와 노멀 라이징 인자  $C(\gamma)$ 을 도입하였다. 여기서 매개변수  $\gamma$  는 피크 형상 파라미터(Peak shape parameter) 이다. 해수위의 스펙트럼 밀도는 다음으로 주어진다.

$$S_{JS}(f) = C(\gamma)S_{PM}(f)\gamma^\alpha$$

$$C(\gamma) = \frac{\int_0^\infty S_{pm}(f)df}{\int_0^\infty S_{pm}(f)\gamma^\alpha df}$$

$\alpha$ 의 전형적인 값은 다음과 같다.

$$\alpha = \exp\left(-\frac{(f-f_P)^2}{2\sigma^2 f_P^2}\right)$$

여기서,  $\sigma$ 의 값은 다음과 같다.

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & \text{for } f \leq f_P \\ 0.09 & \text{for } f > f_P \end{cases}$$

피크형상 파라미터(Peak shape parameter) 값은 다음과 같다.

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \text{for } \frac{T_P}{\sqrt{H_s}} \leq 3.6 \\ \exp\left(5.75 - 1.15 \frac{T_P}{\sqrt{H_s}}\right) & \text{for } 3.6 \leq \frac{T_P}{\sqrt{H_s}} \leq 5 \\ 1 & \text{for } \frac{T_P}{\sqrt{H_s}} > 5 \end{cases}$$

노말라이징 계수는  $C(\gamma) = 1 - 0.287 \ln(\gamma)$  이고 만약  $\gamma = 1$ 일 때 식은 PM 스펙트럼

식이 된다. 위의 식을 다시 정리하면 다음과 같은 스펙트럼 식을 도출해 낸다.

$$S_{JS}(f) = 0.325 H_s^2 T_P \left( \frac{f}{f_P} \right)^{-5} \exp \left( -1.25 \left( \frac{f_P}{f} \right)^{-4} \right) (1 - 0.287 \ln \gamma) \exp \left( -0.5 \left( \frac{f}{f_P} - 1 \right)^2 \right)$$

Fig. 9은 PM 스펙트럼과 JONSWAP 스펙트럼을 비교한 것이다. 두 스펙트럼의 유의 파주기( $T_s$ )가 3.3s, 유의파고( $H_s$ )가 1.5m 일 때 JONSWAP은  $C(\gamma)$ 값이 3.3인 스펙트럼이다. 만약  $C(\gamma) = 1$ 일 때 PM 스펙트럼이 된다.[12]

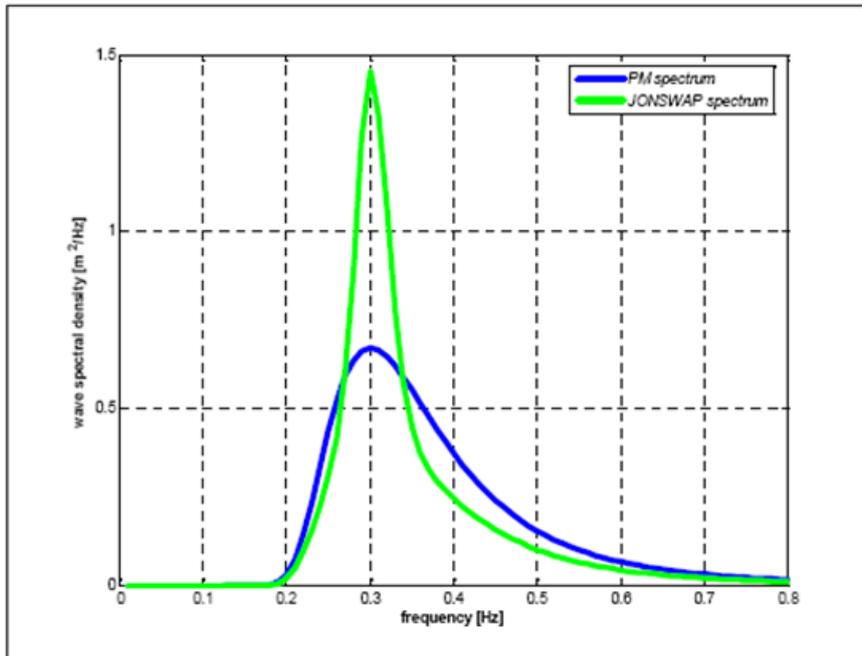


Fig. 9 Pierson-Moskowitz Vs JONSWAP spectrum [12]

### III. 연구방법

풍력발전기는 불규칙한 바람이 블레이드에 공력하중 형태로 작용하여 양력과 항력에 의한 회전이 발생하면 연결된 축과 기어로 회전력이 발전기에 전달되어 전기를 생산한다. 이러한 풍력발전기의 작동과정에서 바람의 세기와 풍향에 따라 풍력발전기의 작동과 중지를 위한 제어시스템이 필요하다.[9] 풍력발전기가 자연의 외력에 에너지 형태로 변환함과 동시에 안정적으로 설치·유지되기 위해서는 다양한 공학적인 설계이론이 고려되어야 한다. 풍력발전기 설계와 관련되어 유체역학, 전기, 제어, 구조역학, 피로역학, 진동·소음, 기구동역학 등의 공학이론을 적용한 많은 연구들이 수행되어 오고 있다. 이중에 기구동역학 해석은 풍력발전기의 작동특성 분석과 구조, 피로, 진동·소음 등의 성능평가를 위한 하중데이터의 제공과 관련된 중요한 역할을 담당하기 때문에 풍력발전기 설계에 핵심적인 부분이라고 할 수 있다.

그러나 풍력발전기의 기구동역학 해석의 적절한 수행을 위해서는 구조역학적인 블레이드 표면상에 유체역학적인 공력하중을 적용하여 동적 수치계산을 수행하는 다중물리현상을 고려해야 하며, 해상풍력발전기의 경우에는 수중에 잠긴 구조에 발생하는 수력하중까지 고려해야 한다.

풍하중의 경우 해수면 위의 상부 구조물 즉 플랫폼(Platform), 타워 및 블레이드에 작용하여 진동을 발생시키는 것으로 바람의 세기는 파랑이나 해류에 영향을 주며 해저에서 발생하는 모멘트 계산에 중요한 영향을 준다. 해수면 바람은 돌풍과 지속 풍으로 나뉠 수 있는데 돌풍은 일시적으로 갑자기 큰 풍속으로 불거나 방향이 바뀌는 바람이다. 우리나라는 태풍이 통과하는 길목이므로 극치풍속을 고려해야 한다.

파랑하중은 일정한 파장, 파고, 주기를 갖는 일련의 파형으로 해양 구조물 기초 설계나 구조물 각 부재의 설계에 가장 직접적인 큰 힘을 가해 부재의 크기나 길이 설계에 결정적인 요소로 작용한다. 파랑의 가장 중요한 특징은 불규칙성이므로 스펙트럼 모델이 어떤 해상 상태를 표시하는 척도가 되는데, 이때는 구조물 해석도 통계적으로 수행되어야 한다.[10] 그러나 설계상의 편리성과 그 동안의 경험에 비추어 규칙파도 해양 구조물 설계에 매우 적합한 것으로 인정되고 있다.

어떤 파랑 모델을 설계에 적용하느냐는 수심, 구조물 형상, 적용 파고 등에 따라 달라진다. 이렇게 선택된 파를 설계파라고 하는데 설계파의 변수는 파고, 파주기,

수심의 세 가지로 대별된다. 이 설계과로부터 구조물의 각 부재에 작용하는 물 입자의 속도와 가속도를 계산하여 모리슨 방정식으로부터 항력과 관성력의 합에 의해 최종적으로 파력을 등가 절점력으로 산정하게 된다.

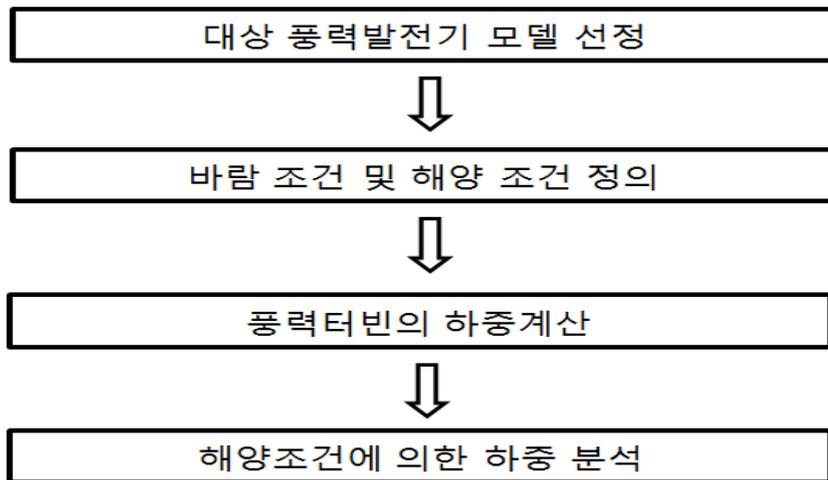


Fig. 10 Flow chart of this study

해양환경이 해상풍력발전기의 하중에 미치는 영향을 연구하기 위해서는 먼저 대상 풍력발전기를 선정 후, 바람과 해양환경이 정의되어야 하며, 이에 따른 발전기의 하중을 계산하고 이를 바탕으로 해양환경에 의한 하중의 경향성을 파악하고자 한다. 이에 대한 본 연구의 구체적인 플로차트는 Fig. 10과 같다.

### 3.1 해석 수행 풍력 발전기 모델

본 연구에서 해석대상으로 고려한 시스템은 로터-나셀 부(Rotor-nacelle assembly)라 불리는 발전기 구성물과 지지구조물(Supporting structure)로 구성된 NREL(National Renewable Energy Laboratory) 5MW Baseline model Phase II를 선정하여 사용하였다. 지지구조물은 Fig.11에서 알 수 있듯이 모노파일(monopile) 타입을 사용한다.[11]

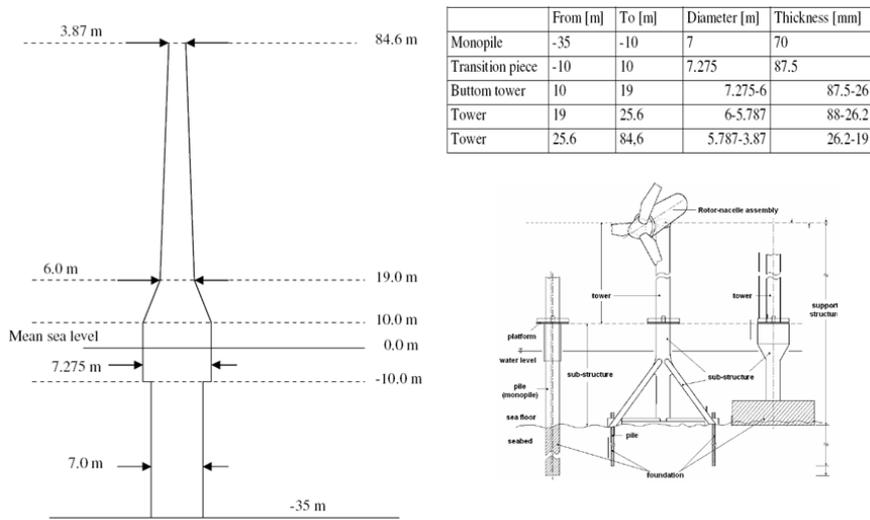


Fig. 11 NREL 5MW Offshore Baseline model PhaseII Properties [11]

Table. 4 NREL 5-MW Baseline Wind Turbine의 주요 제원

|                                   |                                    |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| Rating                            | 5 MW                               |
| Rotor Orientation, Configuration  | Upwind, 3 Blades                   |
| Control                           | Variable Speed, Collective Pitch   |
| Drivetrain                        | High Speed, Multiple-Stage Gearbox |
| Rotor, Hub Diameter               | 126 m, 3 m                         |
| Hub Height                        | 90 m                               |
| Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed | 3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s            |
| Cut-In, Rated Rotor Speed         | 6.9 rpm, 12.1 rpm                  |
| Rated Tip Speed                   | 80 m/s                             |
| Overhang, Shaft Tilt, Precone     | 5 m, 5°, 2.5°                      |
| Rotor Mass                        | 110,000 kg                         |
| Nacelle Mass                      | 240,000 kg                         |
| Tower Mass                        | 347,460 kg                         |
| Coordinate Location of Overall CM | (-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)            |



Fig. 12 Figure of 5MW Baseline model Phase II

Table. 4와 Fig. 12에 풍력터빈의 주요제원과 형상을 각각 나타내었다.

블레이드(Blade)와 나셀(Nacelle), 드라이브트레인(DriveTrain), 타워(Tower)의 총 질량 및 댐핑등과 같은 특성을 Table. 5~8에 설명하였다.

Table. 5 Blade structural Properties

|   |                              |
|---|------------------------------|
| Length (w.r.t. Root Along Preconed Axis)      | 61.5 m                       |
| Mass Scaling Factor                           | 4.536 %                      |
| Overall (Integrated) Mass                     | 17,740 kg                    |
| Second Mass Moment of Inertia (w.r.t. Root)   | 11,776,047 kg·m <sup>2</sup> |
| First Mass Moment of Inertia (w.r.t. Root)    | 363,231 kg·m                 |
| CM Location (w.r.t. Root along Preconed Axis) | 20.475 m                     |
| Structural-Damping Ratio (All Modes)          | 0.477465 %                   |

Table. 6 Nacelle and Hub Properties

|  |                             |
|--|-----------------------------|
| Elevation of Yaw Bearing above Ground                      | 87.6 m                      |
| Vertical Distance along Yaw Axis from Yaw Bearing to Shaft | 1.96256 m                   |
| Distance along Shaft from Hub Center to Yaw Axis           | 5.01910 m                   |
| Distance along Shaft from Hub Center to Main Bearing       | 1.912 m                     |
| Hub Mass   | 56,780 kg                   |
| Hub Inertia about Low-Speed Shaft                          | 115,926 kg·m <sup>2</sup>   |
| Nacelle Mass   | 240,000 kg                  |
| Nacelle Inertia about Yaw Axis                             | 2,607,890 kg·m <sup>2</sup> |
| Nacelle CM Location Downwind of Yaw Axis                   | 1.9 m                       |
| Nacelle CM Location above Yaw Bearing                      | 1.75 m                      |
| Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Spring Constant     | 9,028,320,000 N·m/rad       |
| Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Damping Constant    | 19,160,000 N·m/(rad/s)      |
| Nominal Nacelle-Yaw Rate                                   | 0.3 °/s                     |

Table. 7 Drivetrain Properties

|   |                           |
|---|---------------------------|
| Rated Rotor Speed                                 | 12.1 rpm                  |
| Rated Generator Speed                             | 1173.7 rpm                |
| Gearbox Ratio                                     | 97 :1                     |
| Electrical Generator Efficiency                   | 94.4 %                    |
| Generator Inertia about High-Speed Shaft          | 534.116 kg·m <sup>2</sup> |
| Equivalent Drive-Shaft Torsional-Spring Constant  | 867,637,000 N·m/rad       |
| Equivalent Drive-Shaft Torsional-Damping Constant | 6,215,000 N·m/(rad/s)     |
| Fully-Deployed High-Speed Shaft Brake Torque      | 28,116.2 N·m              |
| High-Speed Shaft Brake Time Constant              | 0.6 s                     |

Table. 8 Tower Properties

|  |            |
|--|------------|
| Height above Ground                                | 87.6 m     |
| Overall (Integrated) Mass                          | 347,460 kg |
| CM Location (w.r.t. Ground along Tower Centerline) | 38.234 m   |
| Structural-Damping Ratio (All Modes)               | 1 %        |

## 3.2 풍속조건

풍력발전기의 클래스는 풍속과 난류파라미터로 정의한다. 본 논문에서는 Class IA의 등급을 선택하여 모든 난류를 만들었다.[3,4] 바람은 10분간의 평균값으로부터 풍속의 랜덤변화이며 평균풍속의 종 방향, 횡 방향, 수직방향의 3개의 벡터성분으로 생성되었다. 총 630초로 만들고 30초 이후 구간부터 하중을 분석하였다. 바람조건은 일정한 평균유동에 변동하는 돌풍 또는 난류를 결합하며, 모든 경우에 수평면에서 대하여  $\pm 8^\circ$  범위까지의 평균유동 경사의 영향을 고려해야 하는데[7,8], 본 논문에서는  $0^\circ$  일 경우만을 고려하였다.

### 3.2.1 정상풍속 프로파일 모델 (NWP)

지수법칙(Power Law)에 의한 프로파일모델은  $\alpha = 0.14$ 로 생성하였고 이는 로터의 회전면적의 수직방향 풍속변화에 적용하였다. Fig.13은 해석 대상의 풍력발전기가 해수면에서 허브로터의 중심까지 높이가 90 m 이고 이때의 정상풍속 프로파일 모델이다.

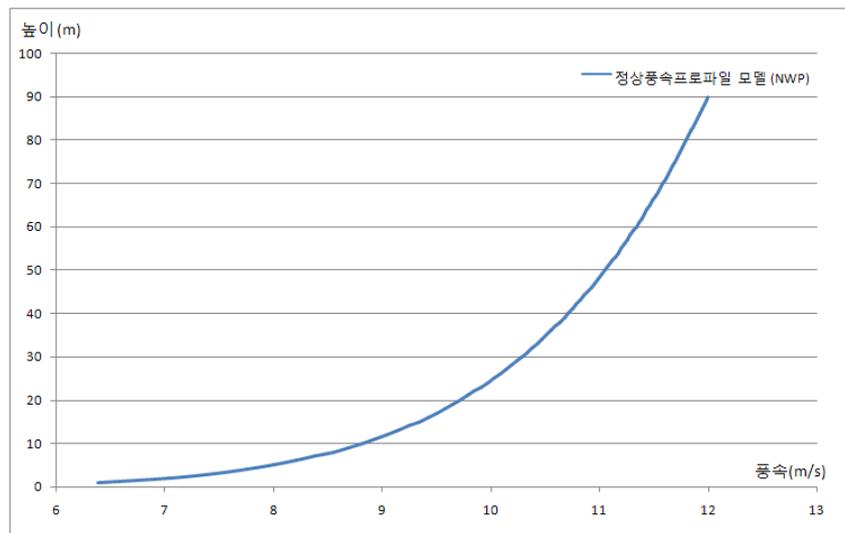


Fig. 13 허브높이(90m)에서 풍속이 12m/s 정상풍속 프로파일 모델 (NWP)

### 3.2.2 정상난류모델 (NTM)

난류모델은 Fig. 14와 같이 클래스별로 나타낼 수 있다. 본 논문에서는 Class IA를 선택하여 시동(3m/s), 정격(12m/s), 종단(25m/s) 풍속에서 Von Karman 모델을 사용하여 아래의 Fig. 14, 15와 같이 난류를 생성하였다. 시동, 정격, 종단에서 난류강도는 각각 41.86%, 19.46%, 15.58% 로 저 풍속일수록 난류가 심해지는 것을 볼 수 있다.

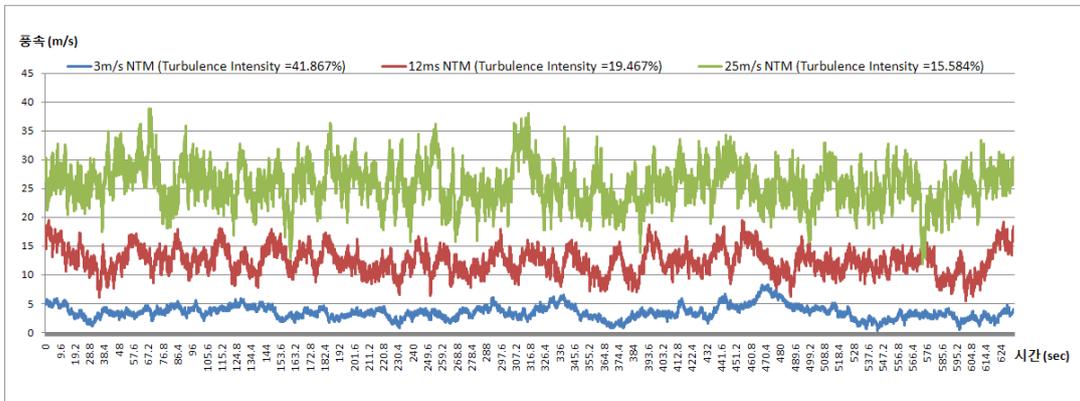


Fig. 14 Class IA에서 시동, 정격, 종단 풍속에서의 정상난류모델(NTM)

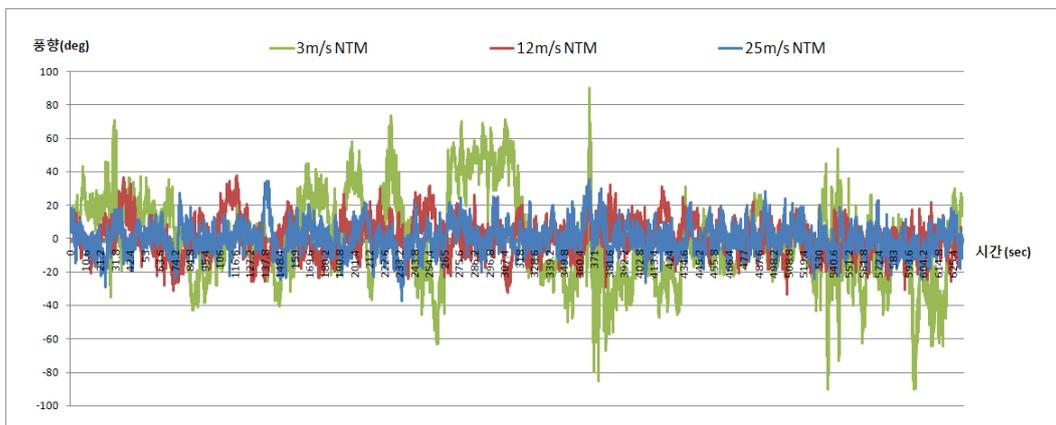


Fig. 15 Class IA에서 시동, 정격, 종단 풍속에서의 정상난류모델(NTM)의 풍향변화

### 3.3 해양 조건

해상용 풍력발전기는 설계근거로 채택한 해상 조건에 견딜 수 있도록 설계하여야 한다. 해상조건으로는 파랑, 해류, 수위, 해빙, 해양 생물, 세굴 및 해저 운동 등을 말하는데, 본 논문에서는 파고, 파도의 주기, 수심 조건만을 고려한다.

설계파는 규칙파와 불규칙파를 생성하였으며 풍황 조건은 시동, 정격, 종단 풍속에서 분석하였다.

#### 3.3.1 파고의 영향(Wave Height Effect)

불규칙파(Irregular)의 파고(Wave Height)만을 변화시켜 모노파일(Monopile) 기초 구조물과 풍력발전기에 미치는 하중의 영향을 평가한다. 설정한 파도 주기는 10초, 수심은 20m 고정된 뒤, 1m ~ 10m 로 변동시켜 하중의 추이를 알아본다. 풍하중 설정은 시동(Cut-in) 4m/s , 정격풍속(Rated speed)인 12m/s, 종단(Cut-out) 25m/s 3 가지 풍속을 적용하였으며, 정상 난류 모델(Normal Turbulence Model)를 사용하였다.

#### 3.3.2 파 주기의 영향(Wave Period Effect)

불규칙파(Irregular)의 파주기(Wave Period)만을 변화시켜 모노파일(Monopile)기초에 미치는 하중의 영향을 평가한다. 설정한 파주기는 파고는 2m, 수심은 20m에서 1초 ~ 12초까지 변화 시켜 하중 결과를 평가하였다. 풍속은 시동, 정격, 종단풍속을 설정하였으며, 정상 바람 모델을 사용하였다.

#### 3.3.3 수심의 영향 (Wave Load Effect of Different Water Depth)

풍속은 정격 풍속을 정상 난류 모델로 적용하고 불규칙파로 생성된 파도의 파고와 파주기는 DTU의 발표한 풍속과 파고 및 파주기의 상관관계식을 이용하여 각각 적용하였다[12,13]. 수심 깊이가 5m, 10m, 15m, 20m, 25m, 30m로 변화에 의한 모노파일 기초 구조물과 풍력발전기에 미치는 하중의 영향에 대하여 분석한다.

### 3.4 하중측정 위치

Fig.17은 풍력발전기의 좌표계이며 해석을 위해 하중측정위치는 타워의 경우 타워 베이스(-20m)와 해수면 그리고 해수면을 기준으로  $\pm 10\text{m}$  지점을 포함한 총 4곳에서 하중을 분석하였다. 또한 나셀부의 경우 허브와 블레이드, 나셀부분, 블레이드 루트부분과 요 베어링에서 하중을 예측하였다.(Fig. 18) 하중분석은 10분 데이터를 이용하였으며 사용된 구간은 30초~630초 구간을 사용하여 해석하였다.

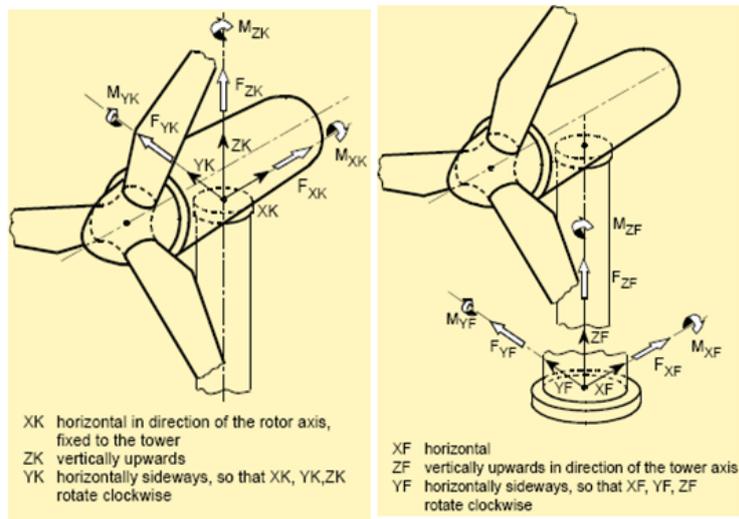


Fig. 17 풍력발전기 좌표계 [5]

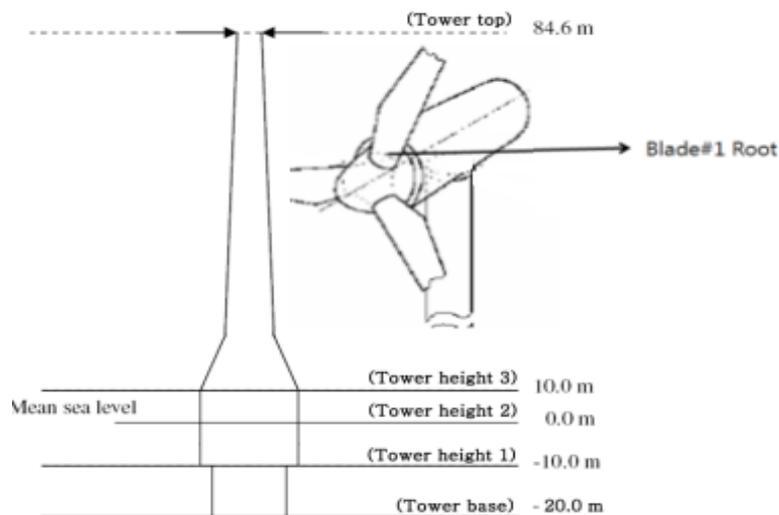


Fig. 18 블레이드와 타워의 하중 측정 위치

## IV. 결과 및 고찰

### 4.1 수심의 영향

Fig. 19에서는 풍속이 4m/s, 12m/s, 24m/s에서 수심이 5m에서 30m까지 5m 간격으로 증가시켜 풍력발전기에 수심이 미치는 영향을 살펴보았다. 해상환경의 조건의 경우 파고와 파주기는 각각 1m, 10s 로 고정하였다.

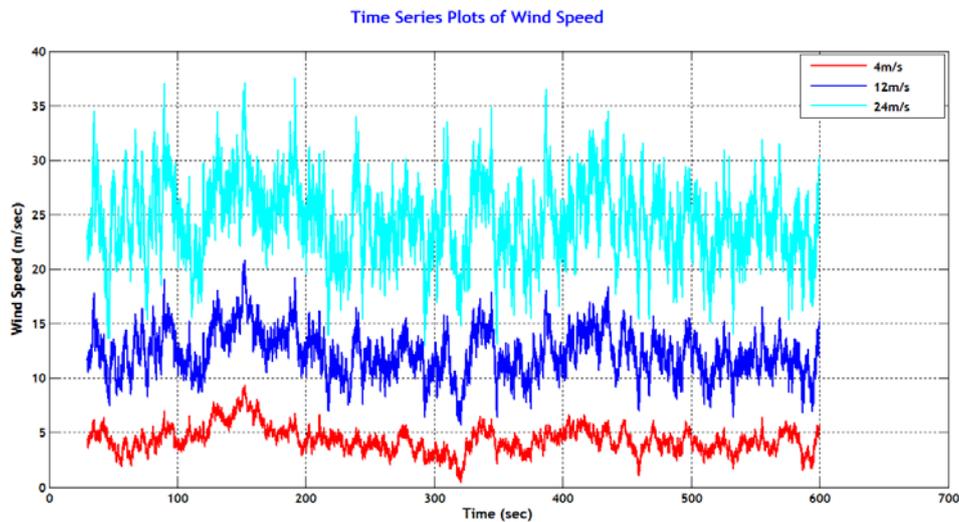


Fig. 19 Time series plots of Wind Speed (4m/s, 12m/s, 24m/s)

블레이드 루트에서 하중의 변화는 Fig. 20~21과 같다. 블레이드 루트부의 하중의 경우 수심의 변화에는 상관없이 풍속이 종단풍속(24m/s)보다 정격풍속(12m/s)에서 더 큰 값을 보였다. 이는 풍력 터빈이 기본적으로 파워커브(power Curve)의 영역에 따라 제어방식이 달라지기 때문이다.

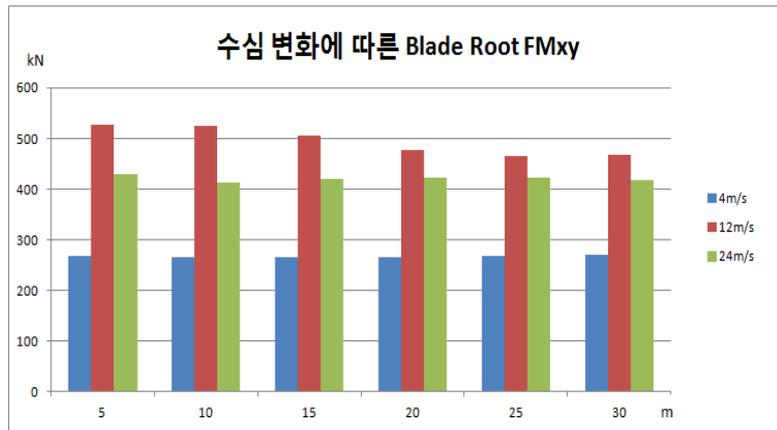


Fig.20 풍속과 수심변화에 따른 블레이드 루트부에서 FMxy 하중변화

Time Series Plots of Blade Loads (Water Depth :20m)

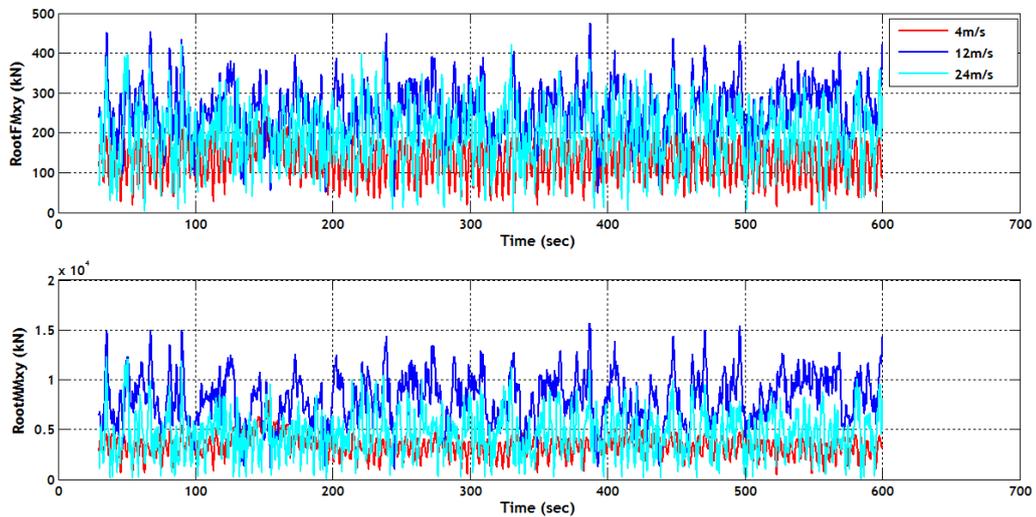


Fig 21 수심 20m에서 풍속에 따른 블레이드루트 하중 변화

제어방식은 풍속범위에 따라 Fig. 22와 같이 3가지 제어 모드로 결정된다. 첫 번째, 바람 에너지 회수 효율의 최대가 되도록 풍력터빈이 제어되는 영역(Region I)이다. 두 번째, 풍력 터빈의 출력 파워가 정격 파워(rated power),  $P_{rated}$ 로 유지되는 영역(Region III)이다. 이 영역에서는 발전기의 용량에 맞는 파워를 유지하기 위해 피치각을 조절하여 효율을 줄이게 되고 결과적으로 정격 풍속(rated wind speed) 이상에서는 파워가 일정하게 유지가 된다. 마지막으로 제어영역(Region I)과 파워 유지 영역(Region III) 사이의 천이 영역(transition region)이다. 두 영역이 서로 전환 되도록 제어가 수행되는 구간이며 가장 불안정한 상태이다. 이 때문에 정격풍속에 서 가장 큰 하중 값을 나타낸다.[14,15]

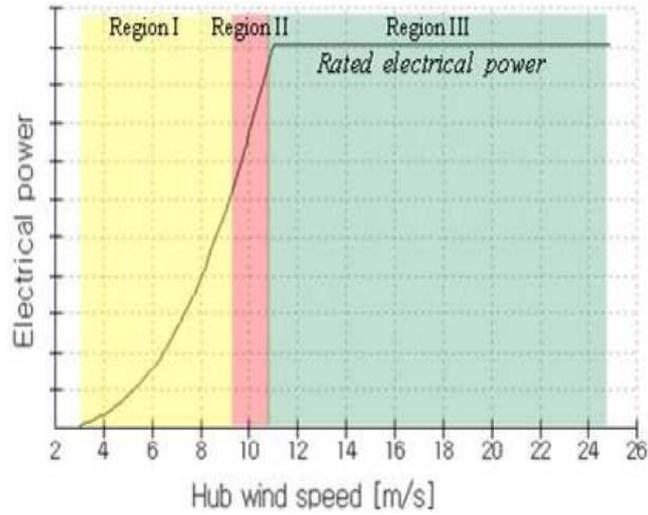


Fig. 22 풍력발전기의 출력 곡선과 제어 영역

같은 조건에서 요 베어링(Yaw Bearing)에서 하중은 정격풍속과 종단풍속에서 비슷한 결과 값을 보였다. 블레이드와 타워상단의 FMxy 값은 풍 하중에 지배적 영향을 받는 모습을 보여주며 파도 하중의 영향이 나타나지 않는 모습을 보여준다.(Fig. 23~24) 하지만 파도 하중의 영향이 직접적으로 작용하는 FMxy, MMxy값에는 큰 변동이 나타나는 것을 알 수 있다. 타워 상단(요 베어링) 부에서 타워 10m 위치까지는 거의 일정한 값을 보여주지만, 타워하부(-20m)와 -10m, 0m, +10m 지점의 하중은 수심이 증가할수록 타워하부로 갈수록 선형적으로 하중이 증가하는 것을 확인할 수 있다. 하지만 +10m이후 부분에서 수심이 영향이 많이 줄어들고 풍 하중의 지배를 받아 크기의 증가가 많이 감소한 것을 알 수 있다.(Fig. 25 ~29, Table. 9)

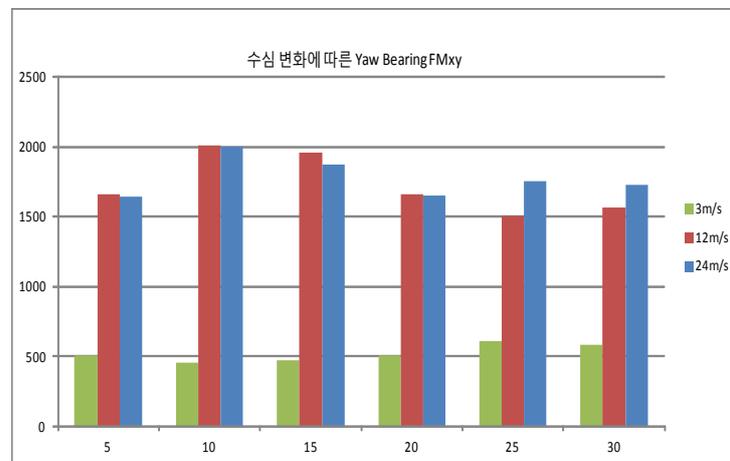


Fig. 23 풍속과 수심변화에 따른 요 베어링에서 FMxy 하중변화

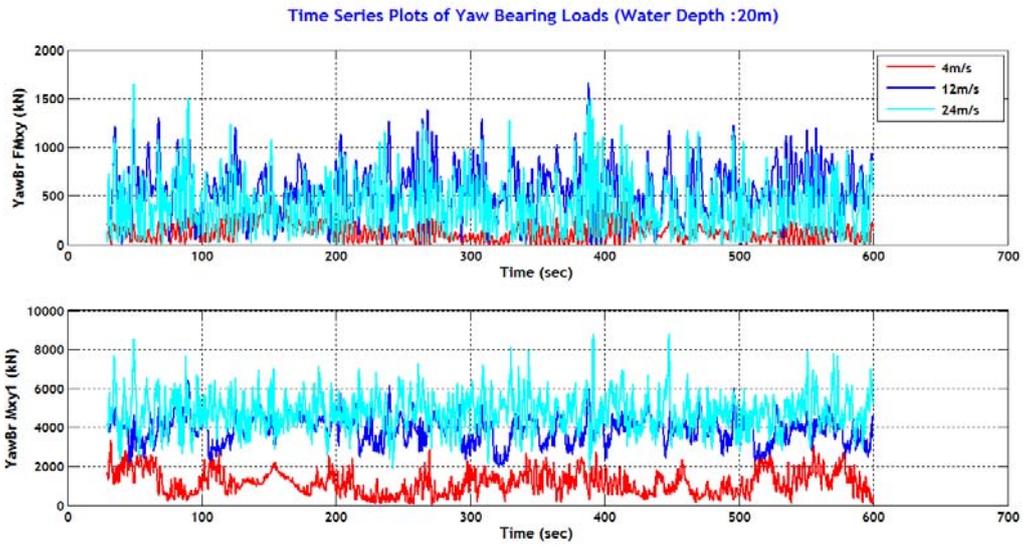


Fig. 24 수심20m에서 풍속에 따른 요 베어링 하중 변화

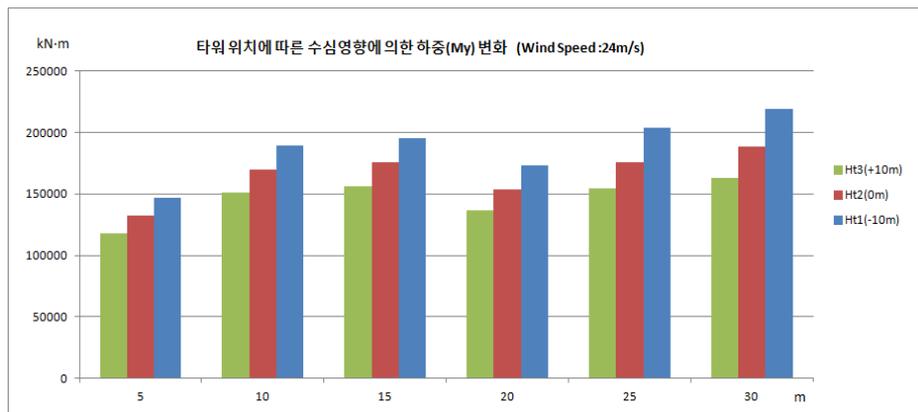


Fig. 25 타워 위치에 따른 수심영향에 의한 하중 변화(최대값) : 풍속 24m/s

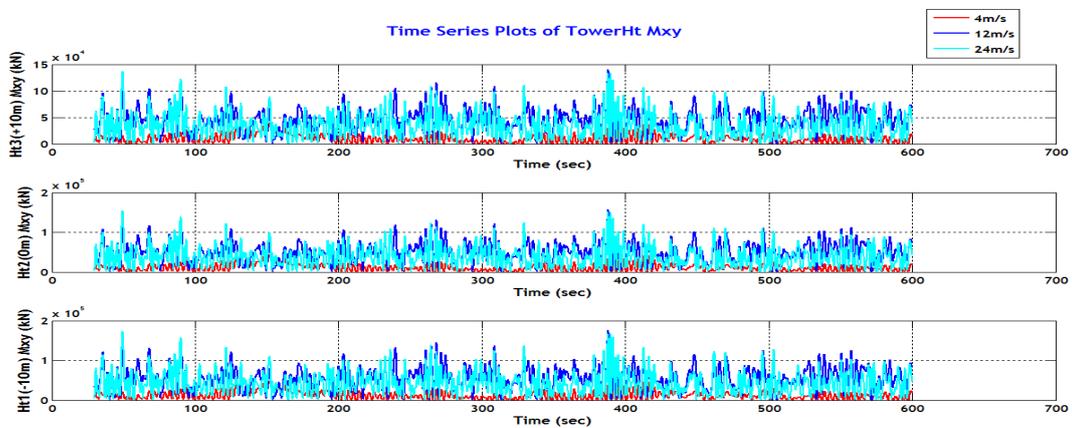


Fig. 26 풍속에 따른 각각 타워위치의 하중 변화

Table. 9 타워 위치별 하중 분포 : 24m/s

| Water Depth(m) |            | Minimum | Mean  | Maximum | StdDev | Skewness  | Range  |
|----------------|------------|---------|-------|---------|--------|-----------|--------|
| 5              | Ht1 (-10m) | -127600 | 24319 | 146600  | 35407  | -0.087866 | 274200 |
|                | Ht2 (0m)   | -114600 | 22036 | 132200  | 31841  | -0.08786  | 246800 |
|                | Ht3 (+10m) | -101600 | 19747 | 117800  | 28284  | -0.08794  | 219400 |
| 10             | Ht1 (-10m) | -169500 | 25655 | 189000  | 38174  | -0.18465  | 358500 |
|                | Ht2 (0m)   | -151800 | 23229 | 170200  | 34311  | -0.18418  | 322000 |
|                | Ht3 (+10m) | -134100 | 20814 | 151400  | 30468  | -0.18394  | 285500 |
| 15             | Ht1 (-10m) | -183800 | 27051 | 195200  | 40833  | -0.25718  | 379000 |
|                | Ht2 (0m)   | -165200 | 24448 | 175700  | 36614  | -0.25847  | 340900 |
|                | Ht3 (+10m) | -146600 | 21904 | 156000  | 32499  | -0.25841  | 302600 |
| 20             | Ht1 (-10m) | -166900 | 28502 | 173300  | 42599  | -0.15836  | 340200 |
|                | Ht2 (0m)   | -150000 | 25726 | 153500  | 37997  | -0.17285  | 303500 |
|                | Ht3 (+10m) | -132500 | 23041 | 137000  | 33713  | -0.17316  | 269500 |
| 25             | Ht1 (-10m) | -146800 | 29929 | 203600  | 45251  | -0.082339 | 350400 |
|                | Ht2 (0m)   | -132900 | 27017 | 175700  | 40099  | -0.10904  | 308600 |
|                | Ht3 (+10m) | -117100 | 24161 | 154500  | 35541  | -0.11464  | 271600 |
| 30             | Ht1 (-10m) | -145000 | 31349 | 218900  | 49314  | -0.046901 | 363900 |
|                | Ht2 (0m)   | -132700 | 28300 | 188300  | 43361  | -0.070856 | 321000 |
|                | Ht3 (+10m) | -117500 | 25266 | 163200  | 38295  | -0.08193  | 280700 |

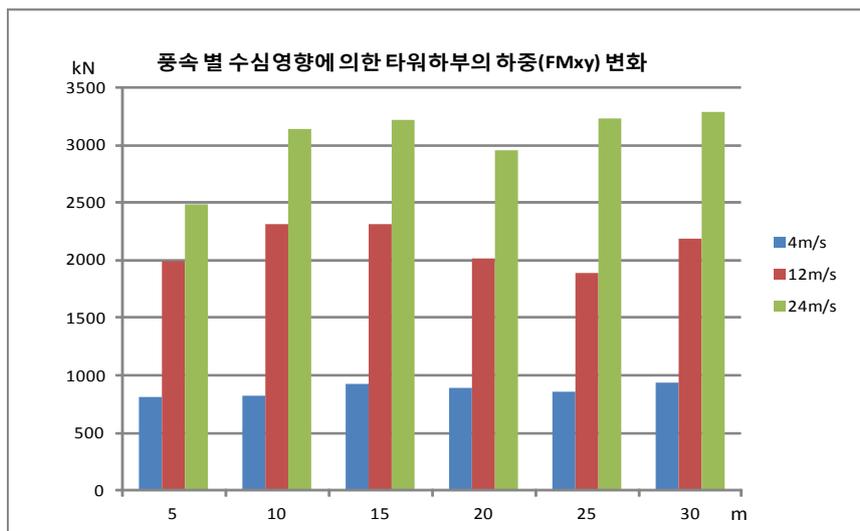


Fig. 27 풍속 별 수심영향에 의한 타워 하부의 하중 변화 (최대값)

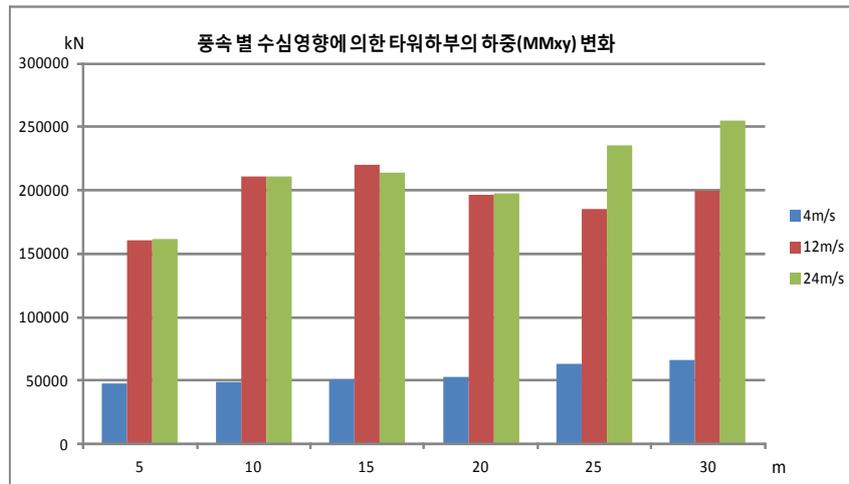


Fig. 28 풍속별 수심영향에 의한 타워하부의 하중 변화 (최대값)

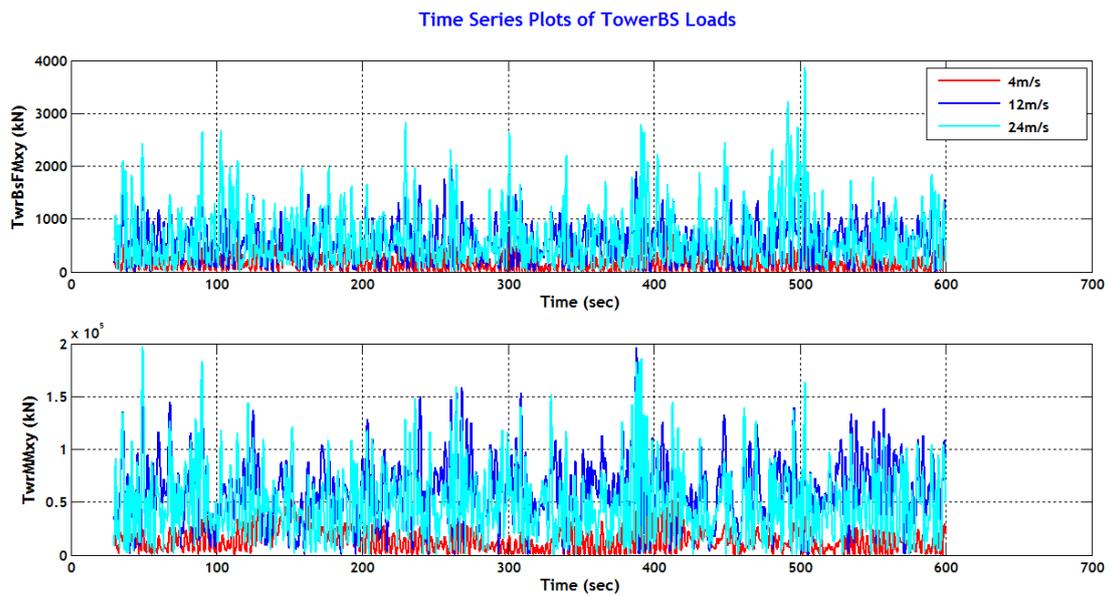


Fig. 29 풍속별 타워하부의 FMxy, MMxy 하중 변화

## 4.2 규칙파와 불규칙파의 비교

파도 하중이 직접적으로 영향을 받는 타워베이스에서 규칙파와 불규칙 파를 비교하여 보았다. 수심은 20m로 고정하였으며 4m/s, 12m/s, 24m/s 3가지 풍속영역에서 유의파고( $H_s$ )와 유의파주기( $T_p$ ), 형상계수( $\Gamma$ )의 값은 DTU에서 풍속영향을 받는 해상환경 조건(Table. 10)을 이용하였다.[16] 풍속이 4m/s 일 때 유의파고 높이는 1.18m, 유의파주기는 4.23s, 형상계수는 3.6을 적용하였다.

Table. 10 풍속 영향을 고려한 해상환경 조건 (DTU)

| Wind speed [m/s] | Wave height [m] | Wave period [s] | Peak-shape parameter |
|------------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| 4                | 1.18            | 4.23            | 3.60                 |
| 6                | 1.28            | 4.20            | 4.40                 |
| 8                | 1.50            | 4.26            | 5.00                 |
| 10               | 1.71            | 4.35            | 5.00                 |
| 12               | 1.99            | 4.51            | 5.00                 |
| 14               | 2.32            | 4.72            | 5.00                 |
| 16               | 2.68            | 5.01            | 5.00                 |
| 18               | 3.10            | 5.32            | 5.00                 |
| 20               | 3.54            | 5.62            | 5.00                 |
| 22               | 3.92            | 5.95            | 5.00                 |
| 24               | 4.40            | 6.16            | 5.00                 |
| 26               | 4.83            | 6.41            | 5.00                 |
| 28               | 5.64            | 6.90            | 5.00                 |
| 30               | 5.34            | 6.88            | 5.00                 |

12m/s 일 때 유의파고와 유의 파주기, 형상계수는 각각 1.99m, 4.51s, 5 이다. 중단 풍속인 24m/s일 때 해상환경은 4.40m와 6.16s 형상계수는 5로 설정하여 해석하였다.(Fig. 30)

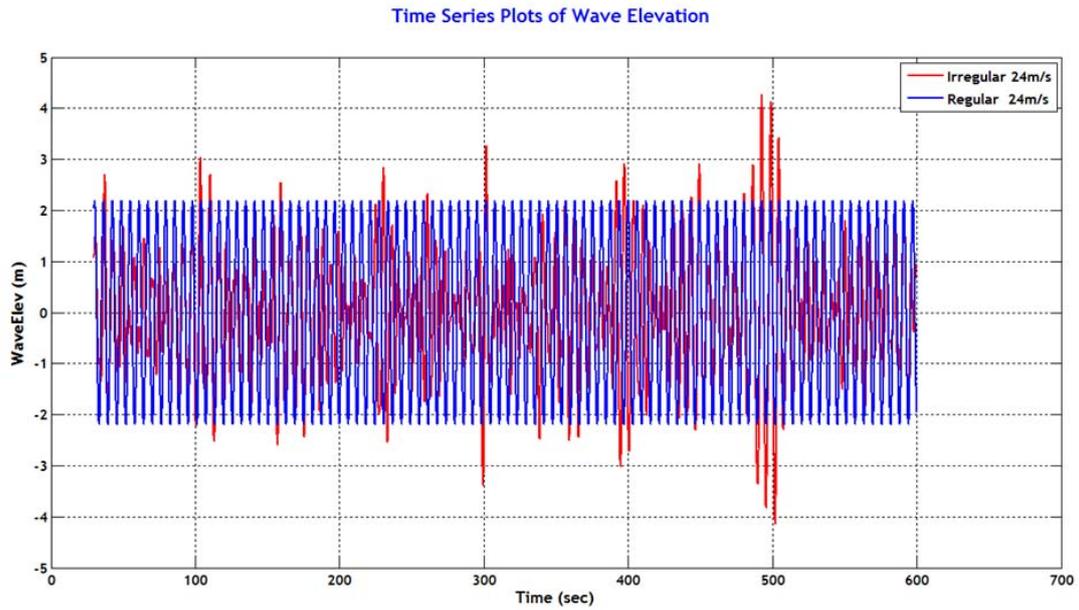


Fig. 30 규칙파와 불규칙파의 Wave Elevation

불규칙파는 비선형적인 파도 운동을 나타내기 때문에 최대 파도 상승 높이뿐만 아니라 순간 최대 하중 값이 규칙파의 결과보다 커지게 된다. 4m/s, 12m/s 일 경우 타워베이스의 FMxy값은 불규칙파가 규칙파보다 약 114.28%, 100.2%의 증가를 보인다.

Table. 11 타워베이스 FMxy에서 규칙파와 불규칙파의 영향 비교

| Wind Speed |           | Minimum  | Mean   | Maximum | StdDev | Skewness | Range  |
|------------|-----------|----------|--------|---------|--------|----------|--------|
| 4m/s       | Irregular | 0.35969  | 186.22 | 896.65  | 143.27 | 1.1576   | 896.29 |
|            | Regular   | 0.062171 | 247.72 | 784.6   | 157.76 | 0.53728  | 784.54 |
| 12m/s      | Irregular | 1.5052   | 584.77 | 2015.9  | 358.09 | 0.64206  | 2014.4 |
|            | Regular   | 2.4277   | 624.15 | 2012    | 407.37 | 0.43128  | 2009.6 |
| 24m/s      | Irregular | 2.9917   | 706.48 | 2953.4  | 530.38 | 1.4861   | 3867   |
|            | Regular   | 1.5796   | 898.9  | 3870    | 520.74 | 0.47016  | 2951.8 |

Table. 12 타워베이스 MMxy에서 규칙파와 불규칙파의 영향 비교

| Wind Speed |           | Minimum | Mean  | Maximum | StdDev | Skewness | Range  |
|------------|-----------|---------|-------|---------|--------|----------|--------|
| 4m/s       | Irregular | 26.368  | 13940 | 52920   | 10167  | 1.1081   | 52894  |
|            | Regular   | 31.583  | 13985 | 58216   | 10484  | 1.029    | 58184  |
| 12m/s      | Irregular | 119.85  | 61423 | 196330  | 31249  | 0.38786  | 196220 |
|            | Regular   | 403.23  | 61476 | 183650  | 31401  | 0.28212  | 183240 |
| 24m/s      | Irregular | 144.76  | 51575 | 197240  | 31563  | 1.0687   | 197090 |
|            | Regular   | 355.06  | 51865 | 202850  | 31346  | 1.0451   | 202490 |

24m/s일 경우 70.32%의 감소를 보이는데 이는 고 풍속과 일정한 파의 영향으로 오히려 규칙파가 증가하는 현상을 보인다. 규칙파의 경우 불규칙파보다 순간 최대 하중 값은 작지만 타워베이스(FMxy)의 평균적인 하중은 4m/s, 12m/s, 24m/s에서 133%, 106.7%, 127.2% 씩 각각 증가하였다.(Table. 11~12) 이것은 파도의 주기와 높이가 일정하게 작용하기 때문에 평균적인 하중 값은 불규칙파보다 크게 작용한다는 것을 알 수 있다. (Fig. 31)

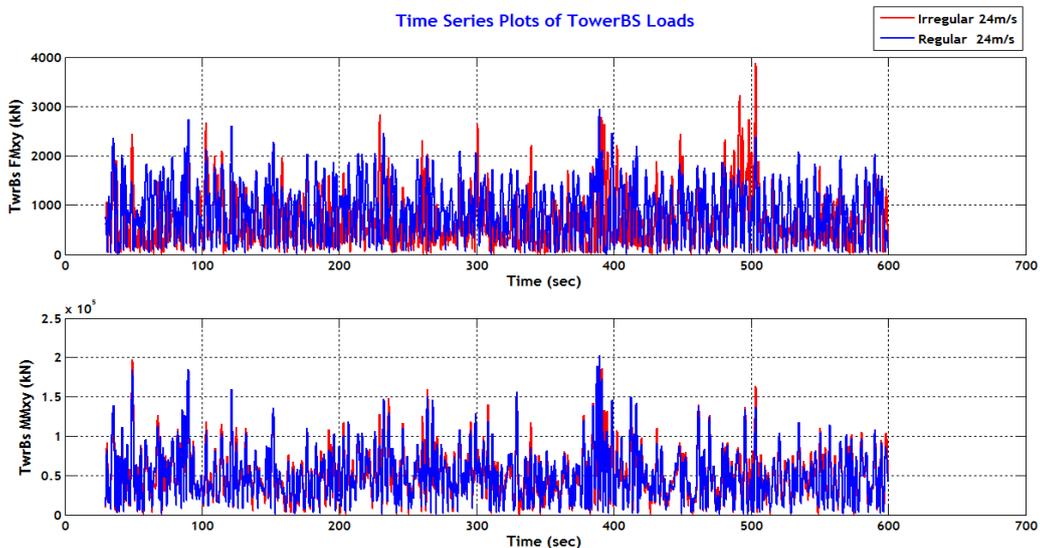


Fig. 31 24m/s에서 규칙파와 불규칙파에 의한 타워베이스의 하중(FMxy, MMxy)

### 4.3 파고 영향 (Wave Height)

풍속을 4m/s, 12m/s, 24m/s에서 불규칙파의 유의파주기는 10s, 형상계수는 3.3 그리고 수심은 20m로 고정하여 파고는 2 m~ 12 m로 변동시켜 하중의 추이를 알아보았다. Fig. 32~ 35와 같이 블레이드와 타워상단(요 베어링)에서는 파고의 변화와 상관없이 풍속의 변화에 하중이 변화하는 것을 확인할 수 있다. 블레이드에서 정격에서의 하중이 종단풍속에서 보다 크게 나타나는 것은 이전 절에서 설명한 것과 같이 제어의 천이영역의 영향 때문이다.

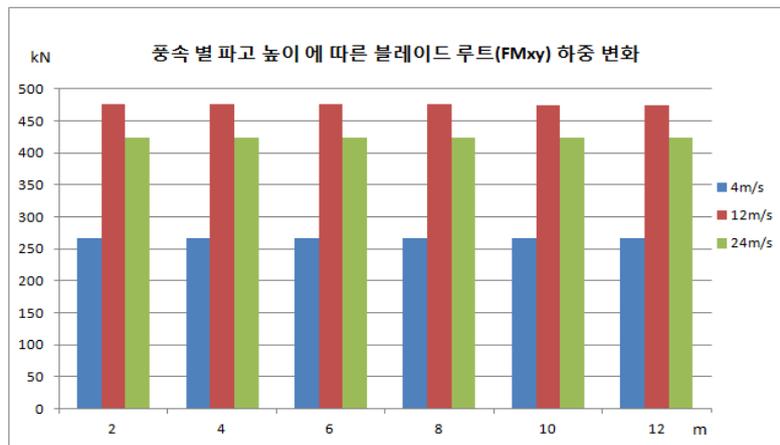


Fig. 32 풍속별 파고 높이에 따른 블레이드 루트(FMxy)하중 변화

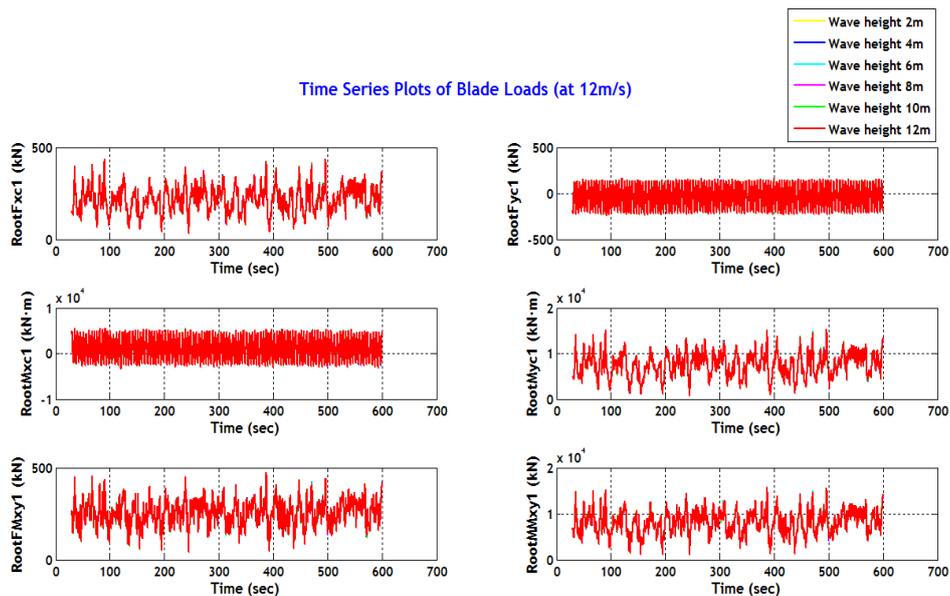


Fig. 33 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 블레이드 하중 변화

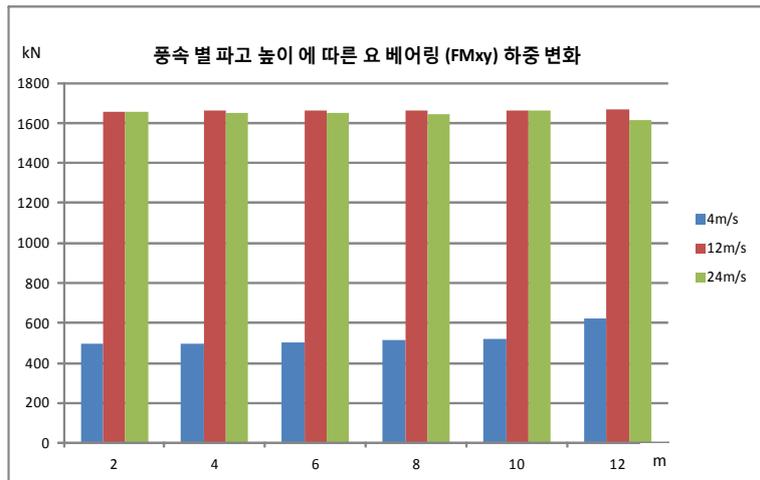


Fig. 34 풍속별 파고 높이에 따른 요 베어링(FMxy) 하중 변화

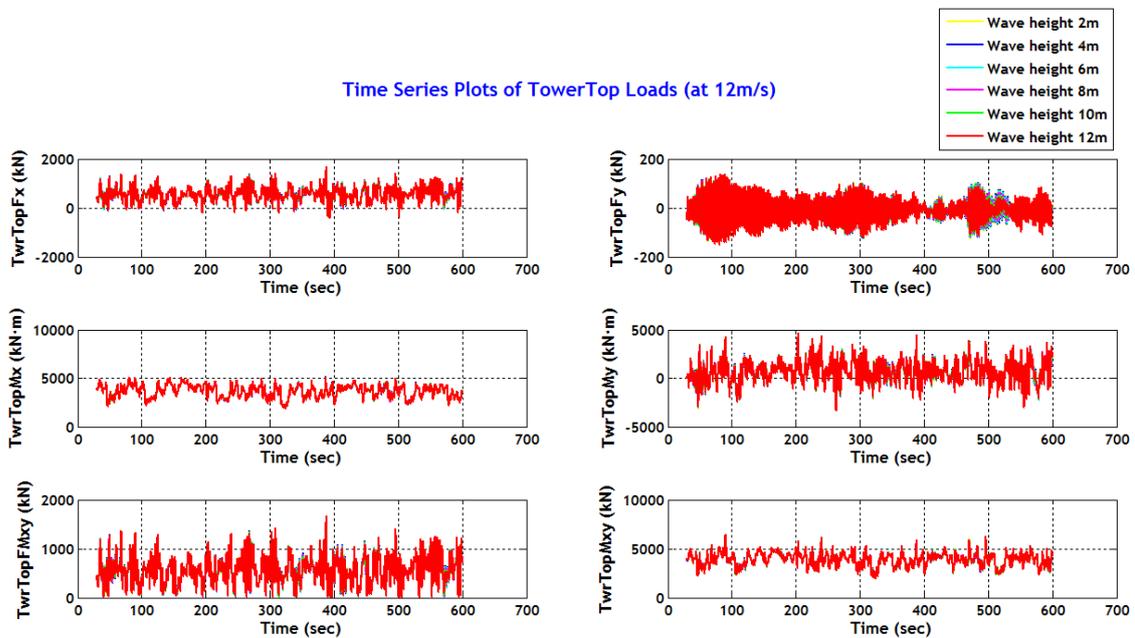


Fig. 35 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 타워상단의 하중 변화

타워상단(요 베어링)에서 타워 10m 위치까지 하중은 파고의 변화에 상관없이 거의 일정한 값을 보여주지만, 10m 위치(하중측정위치 : Ht3)에서부터 해저 면으로 내려 갈수록 급격하게 하중이 증가한다. 이는 타워 상단부터 10m위치까지는 풍하중에 의한 영향을 지배적으로 받기 때문에 일정한 값을 보여주지만 파도 하중에 영향을 직접적으로 받는 10m 위치를 기점으로 모노파일 하단까지 더 급격하게 하중이 상승하는 것을 볼 수 있다. Table.13과 Fig.36은 +10m위치에서 기초구조물의 타워베이스까지 Fx, My성분은 파고의 상승에 따라 뚜렷하게 하중이 증가하는 것을 보여준

다.

Table. 13 타워 위치에 따른 파고의 영향 : +10m, 0m, -10m

| Wind Speed  | Load Point  | Wave Height(m) | Minimum | Mean   | Maximum |
|-------------|-------------|----------------|---------|--------|---------|
| 4           | Ht1 (-10 m) | 2              | -12220  | 11002  | 48500   |
|             |             | 4              | -15550  | 11050  | 49040   |
|             |             | 6              | -24150  | 11184  | 49640   |
|             |             | 8              | -33050  | 11460  | 51800   |
|             |             | 10             | -48100  | 11964  | 75160   |
|             | Ht2 ( 0 m)  | 12             | -66840  | 12796  | 117700  |
|             |             | 2              | -10790  | 9806.8 | 43740   |
|             |             | 4              | -11590  | 9810.7 | 44300   |
|             |             | 6              | -15560  | 9827.5 | 44860   |
|             |             | 8              | -22020  | 9875   | 45760   |
|             | Ht3 (+10 m) | 10             | -33080  | 9988.3 | 46570   |
|             |             | 12             | -49900  | 10213  | 63440   |
|             |             | 2              | -9667   | 8616.9 | 38910   |
|             |             | 4              | -10490  | 8618.3 | 39390   |
|             |             | 6              | -13640  | 8621.5 | 39890   |
| 12          | Ht1 (-10 m) | 8              | -19590  | 8627.4 | 40710   |
|             |             | 10             | -29180  | 8638.4 | 41460   |
|             |             | 12             | -44110  | 8656.4 | 52790   |
|             |             | 2              | -46680  | 53784  | 174300  |
|             |             | 4              | -48590  | 53833  | 174800  |
|             | Ht2 ( 0 m)  | 6              | -50780  | 53967  | 175200  |
|             |             | 8              | -52860  | 54242  | 175500  |
|             |             | 10             | -54670  | 54746  | 175800  |
|             |             | 12             | -57310  | 55573  | 194700  |
|             |             | 2              | -41380  | 48547  | 156500  |
|             | Ht3 (+10 m) | 4              | -41780  | 48552  | 156800  |
|             |             | 6              | -42290  | 48568  | 157100  |
|             |             | 8              | -43270  | 48615  | 157400  |
|             |             | 10             | -44500  | 48728  | 157600  |
|             |             | 12             | -46020  | 48948  | 157900  |
| 24          | Ht1 (-10 m) | 2              | -36300  | 43302  | 138900  |
|             |             | 4              | -36760  | 43303  | 139200  |
|             |             | 6              | -37480  | 43307  | 139500  |
|             |             | 8              | -38310  | 43311  | 139700  |
|             |             | 10             | -39390  | 43322  | 139800  |
|             | Ht2 ( 0 m)  | 12             | -40720  | 43335  | 140100  |
|             |             | 2              | -167100 | 28392  | 172300  |
|             |             | 4              | -167100 | 28440  | 174400  |
|             |             | 6              | -167100 | 28573  | 178200  |
|             |             | 8              | -167100 | 28849  | 183100  |
|             | Ht3 (+10 m) | 10             | -167100 | 29350  | 190400  |
|             |             | 12             | -167100 | 30176  | 200200  |
|             |             | 2              | -149600 | 25715  | 154200  |
|             |             | 4              | -149800 | 25719  | 154100  |
|             |             | 6              | -150100 | 25735  | 154300  |
| Ht2 ( 0 m)  | 8           | -150300        | 25782   | 154600 |         |
|             | 10          | -150500        | 25893   | 155300 |         |
|             | 12          | -150700        | 26111   | 156900 |         |
|             | 2           | -132000        | 23038   | 137600 |         |
|             | 4           | -132300        | 23039   | 137500 |         |
| Ht3 (+10 m) | 6           | -132500        | 23042   | 137200 |         |
|             | 8           | -132700        | 23047   | 136600 |         |
|             | 10          | -132800        | 23056   | 136000 |         |
|             | 12          | -133000        | 23068   | 135100 |         |

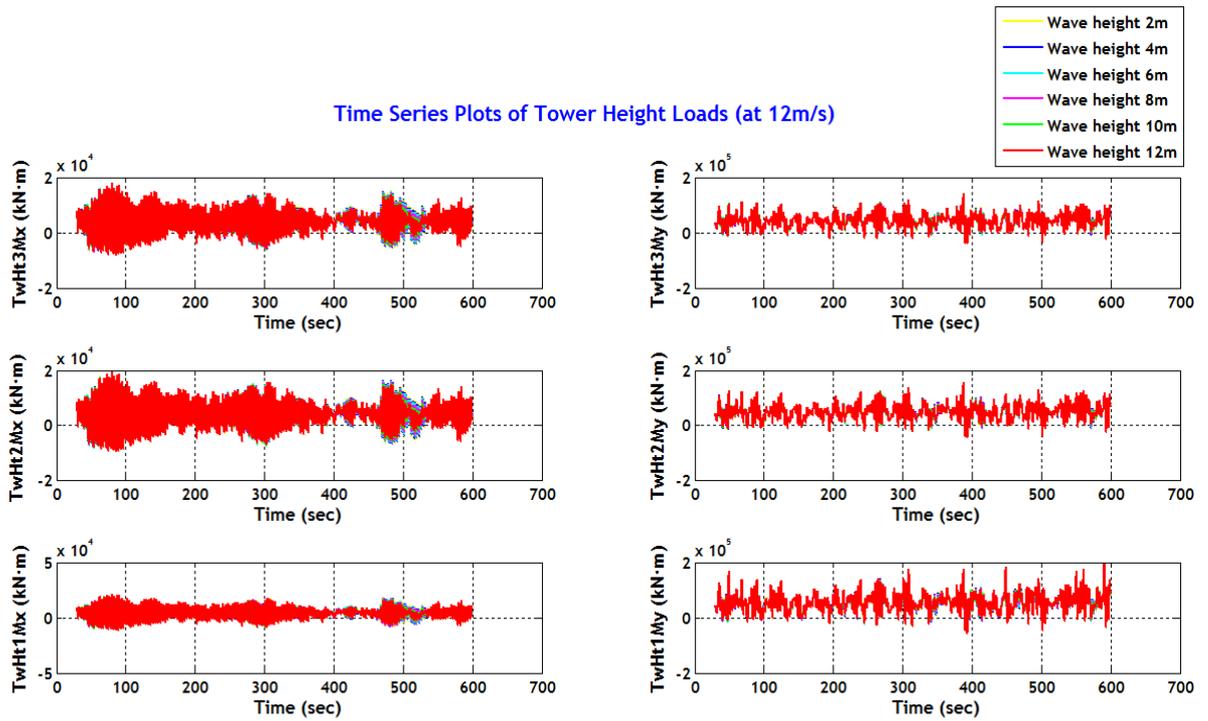


Fig. 36 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 각각 타워위치에서의 하중 변화

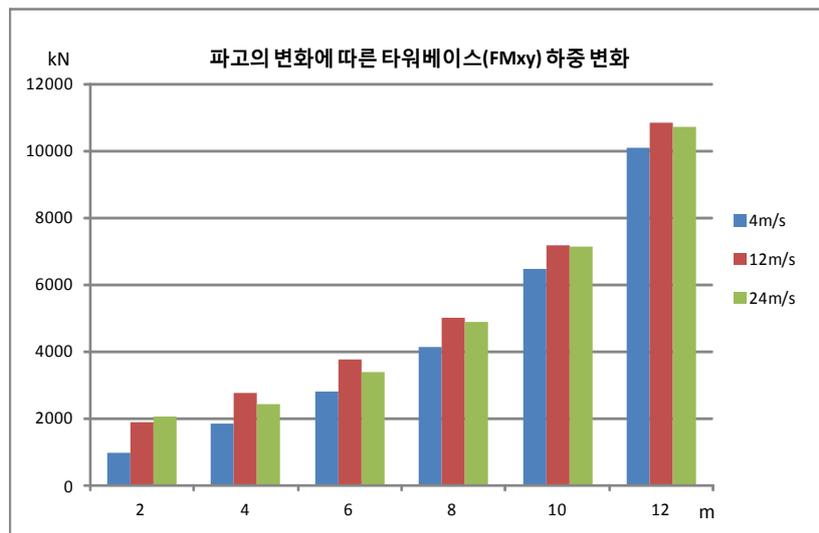


Fig. 37 파고의 변화에 따른 타워베이스(FMxy) 하중 변화

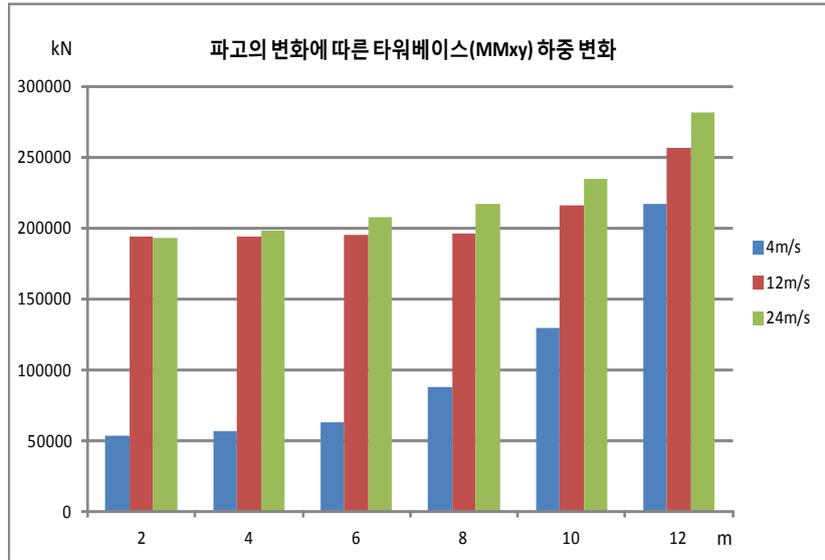


Fig. 38 파고의 변화에 따른 타워베이스(MMxy) 하중 변화

Time Series Plots of TowerBase Loads (at 12m/s)

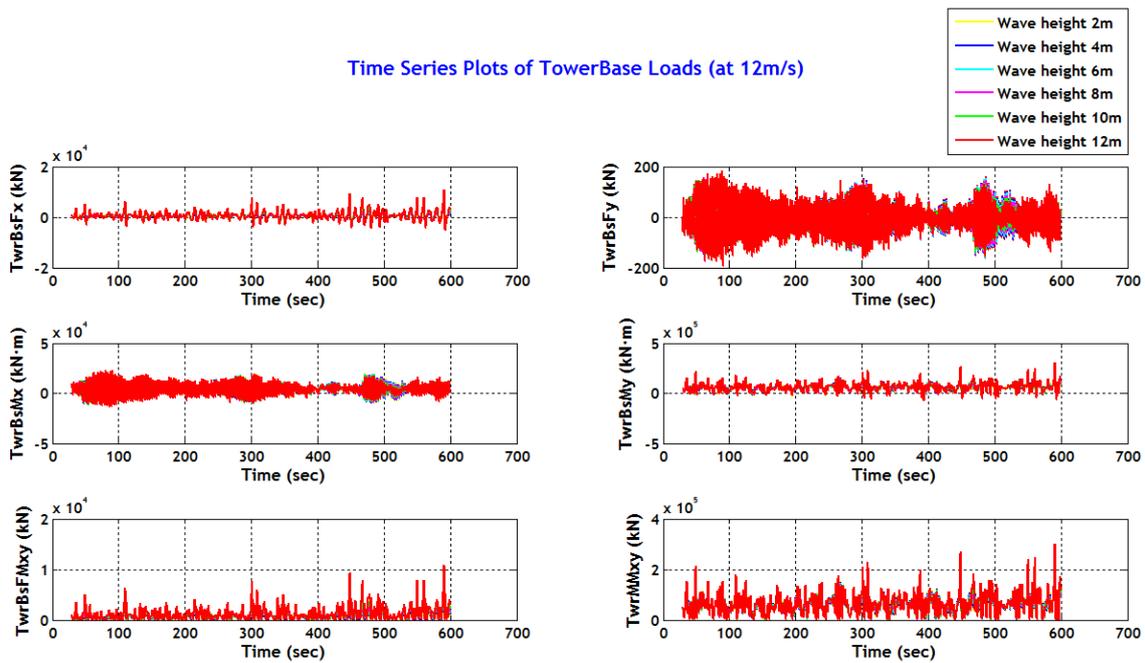


Fig. 39 12m/s에서 파도의 높이 변화에 따른 타워 베이스에서 하중 변화

타워 베이스에서 하중의 변화는 파고가 상승할수록 급격하게 증가하는 것을 Fig.37~39에서 알 수 있다. 이는 Fx와 My 그리고 Fz에서도 증가를 보인다. 파도의 높이는 풍력터빈의 기초구조물과 타워베이스에 많은 영향을 주는 것을 알 수 있다.

#### 4.4 파주기의 영향

본 논문에서는 일정한 파고에 파주기만을 변화시켜 발전기에 미치는 영향을 알아보았다. 파주기가 5초 이후에는 거의 하중의 영향에는 변화가 없는 것을 알 수 있었고 3~4초의 파주기를 가질 때 하중이 급격하게 증가하는 결과를 보여준다.(Fig. 40~49)

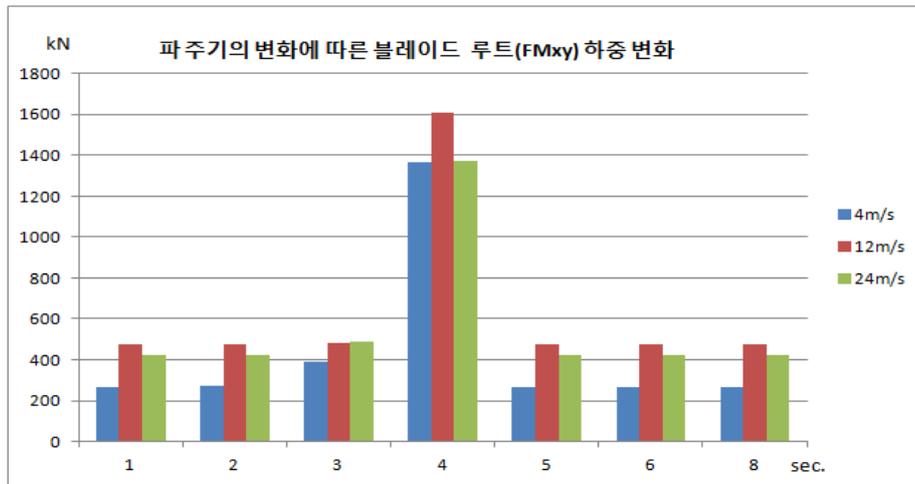


Fig. 40 파 주기의 변화에 따른 블레이드 루트(FMxy)의 하중 변화

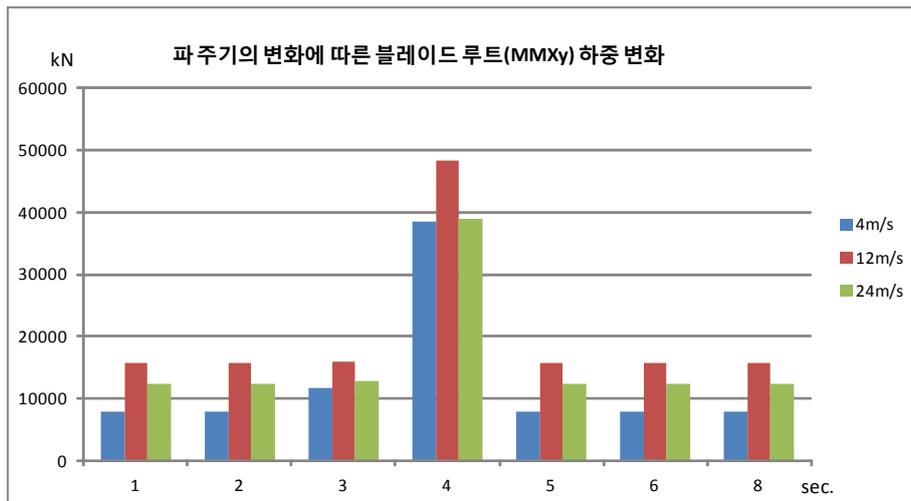


Fig. 41 파 주기의 변화에 따른 블레이드 루트(MMxy)의 하중 변화

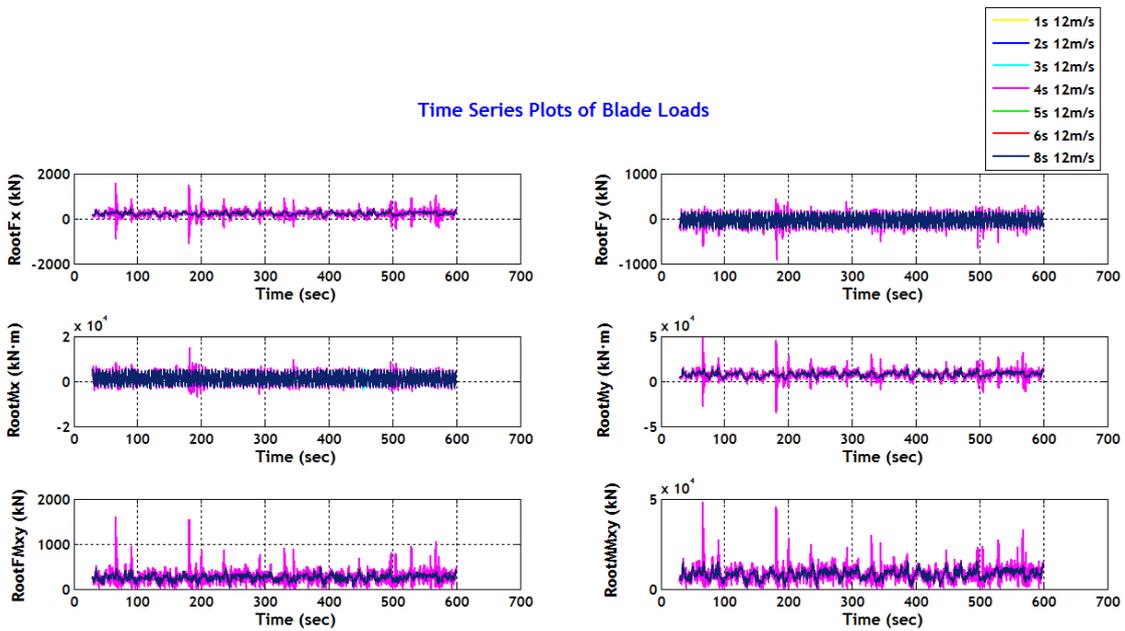


Fig. 42 파 주기가 블레이드에 미치는 영향

파주기 영향 평가에서 타워의 1차 공진 주파수가 포함되어 있는 범위의 파주기(3초~4초, 0.25 Hz ~ 0.33 Hz)에서 타워 및 전체 풍력발전기의 전반적인 하중이 급격히 상승한다. 블레이드와 타워상단

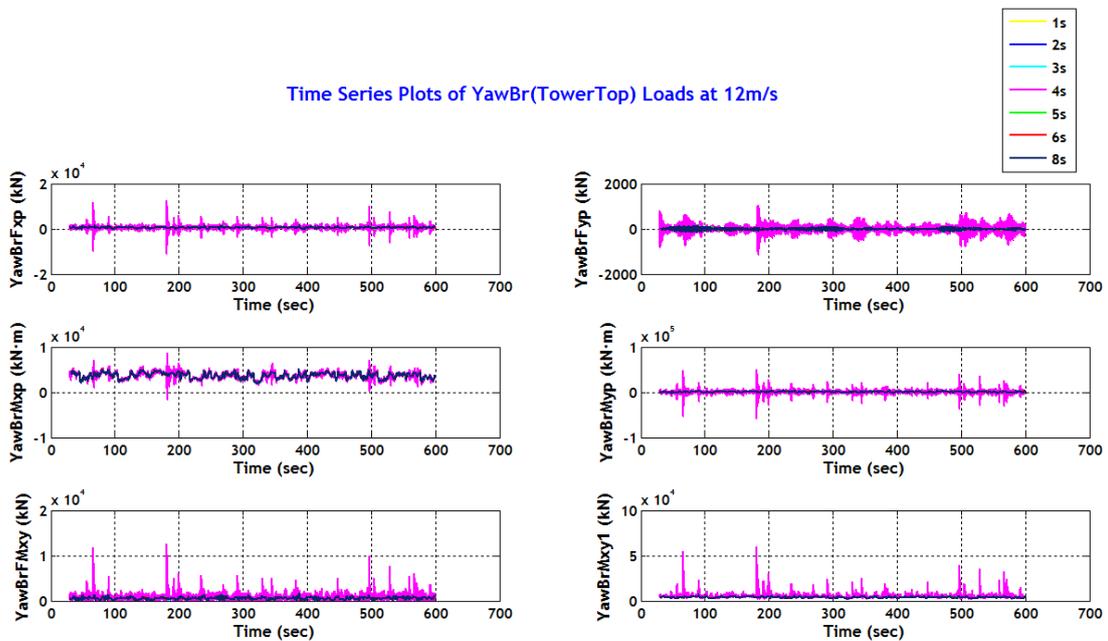


Fig. 43 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 요 베어링의 하중 변화

모델링된 발전기의 공진주파수 0.277 Hz와 일치하는 주기, Fig. 45와 같이 3초와 4초 범위에서 로터 토크 역시 가장 강한 하중이 발생하는 것을 보여준다. 이는 파 주기의 영향이 타워 및 기초구조물뿐만 아니라 풍력발전기의 모든 시스템에 영향을 준다는 것을 알 수 있다. 그 외 타워베이스와 각 타워 위치별 파 주기가 미치는 영향 역시 파주기가 4초 일 때 가장 큰 것을 알 수 있다. (Fig.46)

PSD Plots of Rotor Torque at 12m/s

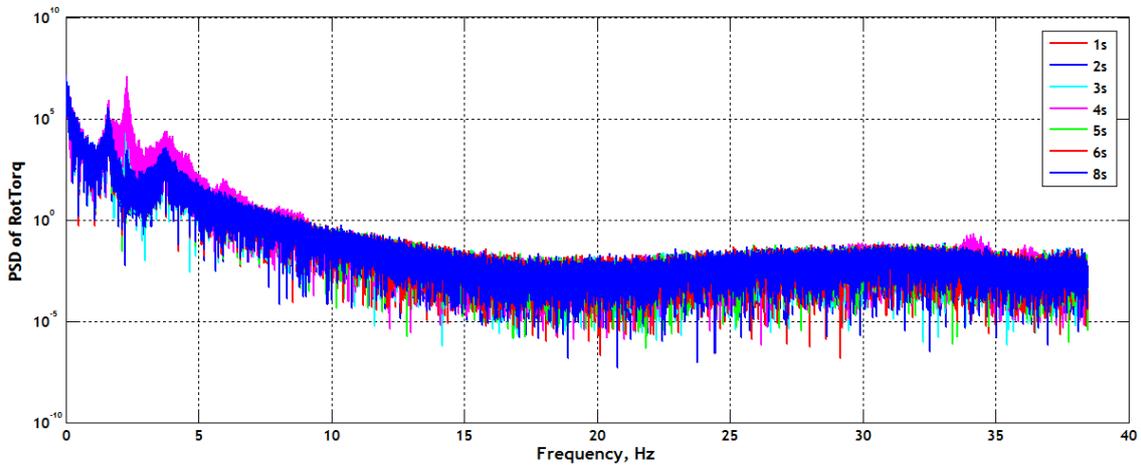


Fig. 44 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 로터 토크의 파워스펙트럼 밀도

Time Series Plots of Tower Height Loads at 12m/s

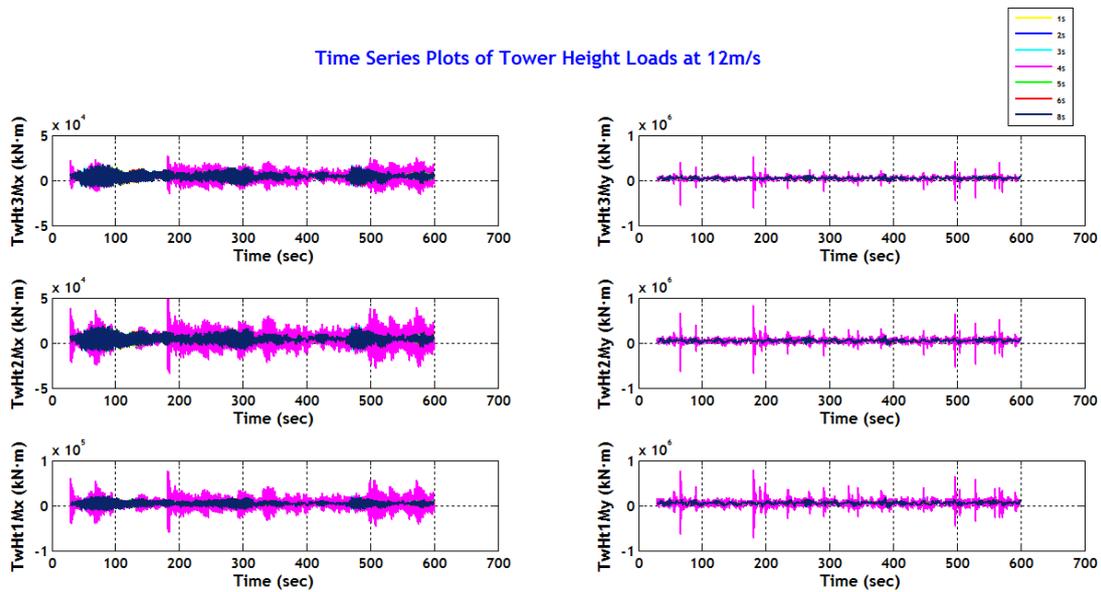


Fig. 45 파주기에 따른 타워 위치별 하중 변화

따라서 타워의 공진주파수와 일치하는 파도 주파수가 주로 발생하는 해상에서 풍력발전기를 설치하면 전체 시스템에 큰 하중 부담을 준다. 이를 피하기 위해서 타워의 두께나 재질, 제어적인 방법으로 공진주파수와 파 주기의 주파수를 피하는 방법이 있다.

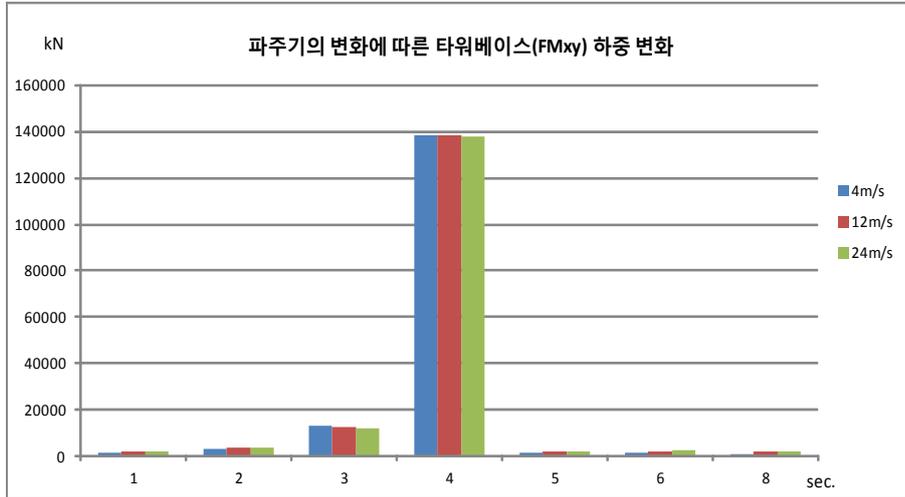


Fig. 46 파 주기의 변화에 따른 타워베이스(FMxy)의 하중 변화

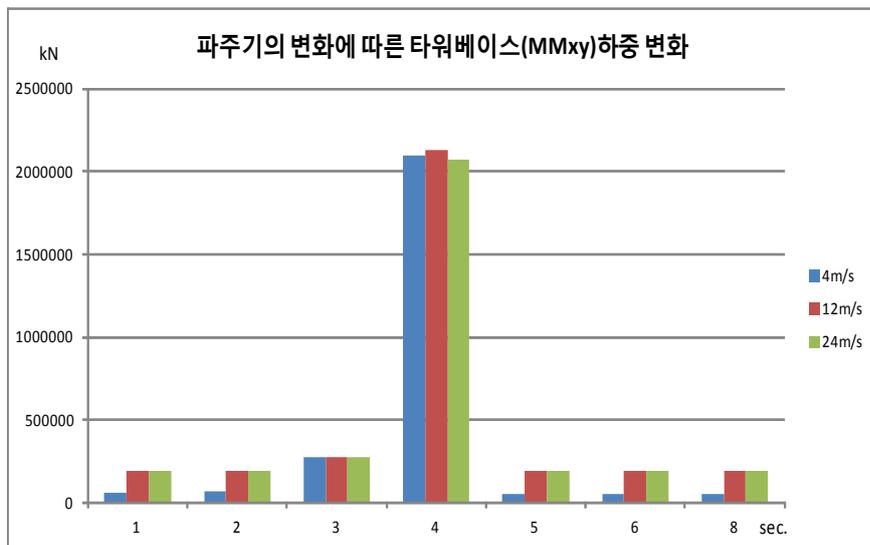


Fig. 47 파 주기의 변화에 따른 타워베이스(FMxy)의 하중 변화

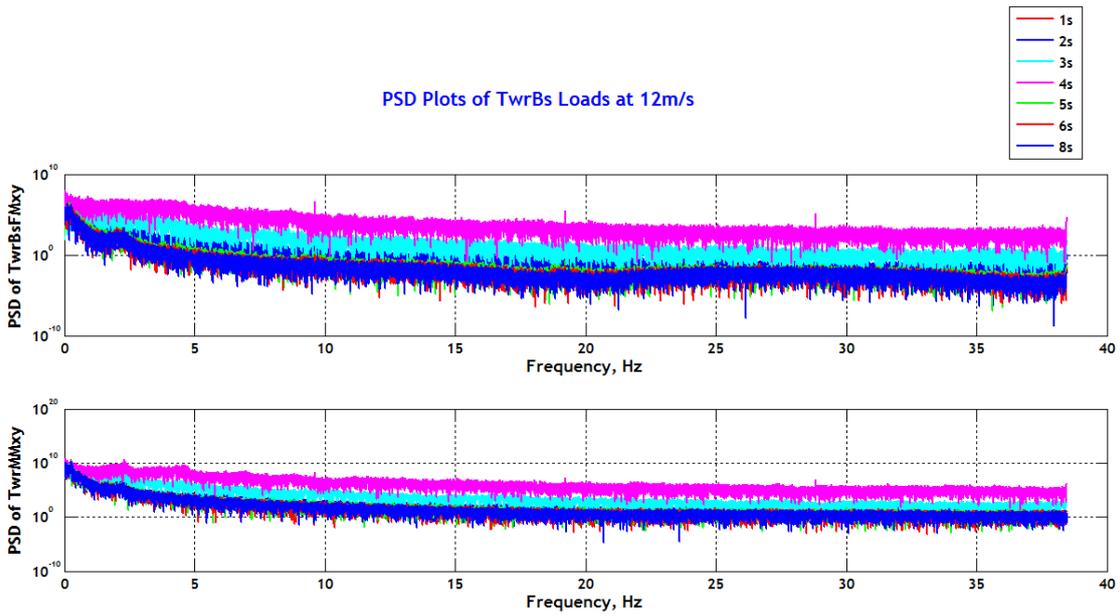


Fig. 48 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 타워 베이스의 파워스펙트럼 밀도

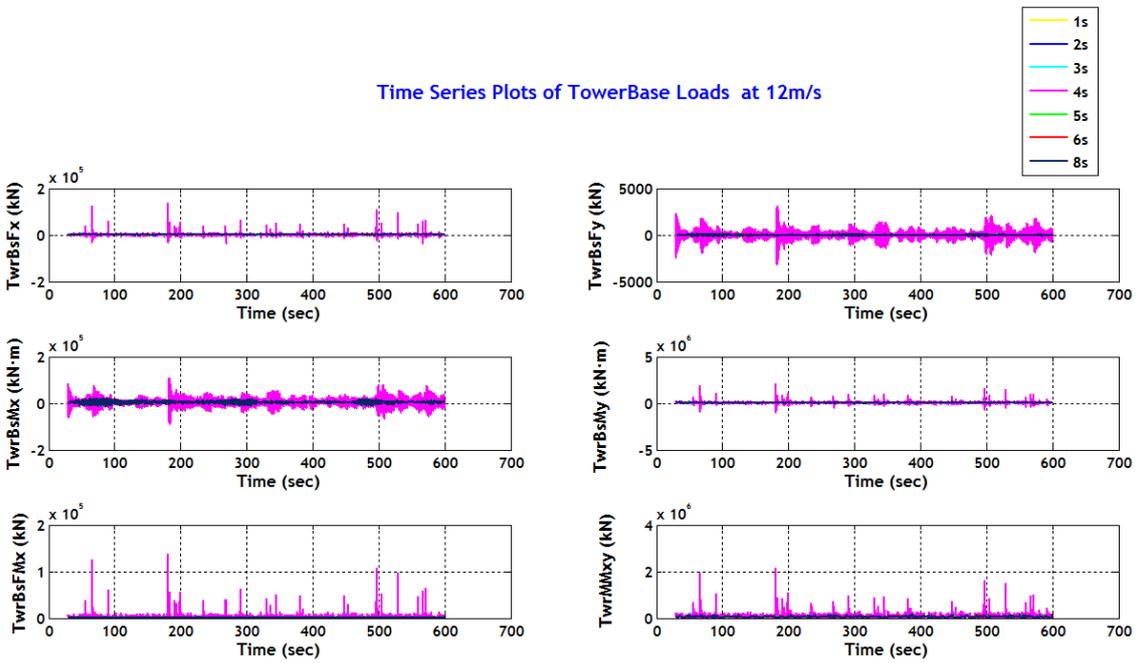


Fig. 49 풍속 12m/s에서 파주기에 따른 타워베이스의 하중 변화

## V. 결론

본 논문은 다양한 해상환경 조건에 따라 모노파일과 해상풍력발전기에 미치는 전반적인 영향을 해석하였고 다음과 같은 결론을 얻었다.

- 수심 : 수심이 증가할수록 기초구조물과 타워베이스에 하중이 가해진다. 블레이드나 타워 상단의 경우 수심의 영향보다는 바람의 영향을 지배적으로 받는다.

기초구조물이나 타워의 두께나 재료가 변동하더라도 하중의 값은 변하지 않는다. 그러나 동일한 하중이 가해지더라도 두께에 따라 응력이 변하기 때문에 기초부의 응력 계산이 중요하다. 두께가 얇아지면 기초부에 사용되는 질량이 변하게 되고 이는 비용의 감소효과를 볼 수는 있지만 안정성에 문제를 발생 시킬 수도 있다. 그렇기 때문에 발전기가 설치될 지역의 수심에 대한 면밀한 조사가 절실히 필요하다.

- 규칙파와 불규칙파 : 두 파 모두 파고가 상승할수록 기초부에 작용하는 하중이 상승하는 결과를 나타냈다. 그런데 파고가 커질수록 두 파에 의해 각각 계산된 타워위치별 하중들이 크게 차이 났다. 불규칙파는 비선형적인 파도 운동을 나타내기 때문에 최대 파도 상승 높이뿐만 아니라 순간 최대 하중 값이 규칙파의 결과보다 커지게 된다. 하지만 규칙파는 불규칙파에 비하여 최대 하중 값은 작더라도 평균적인 하중 값은 크게 나타났다.

- 파도의 높이 : 파고가 상승할수록 기초구조물에 작용하는 하중이 증가하는 결과를 얻었다. 또한 기초구조물과 타워의 접하부 (타워 +10m 지점) 이상의 위치에서는 거의 영향을 미치지 않는 모습을 보인다. 하지만 접하부 아래의 위치 즉, 파도가 직접적으로 부딪히는 기초부에서는 하중의 급격한 상승을 보였다. 이러한 결과를 통해 해상풍력발전기의 경우 육상풍력발전기와 달리 해상환경조건에 대한 선행조사와 해석이 필수적으로 요구된다.

- 파도의 주기 : 파도의 주파수와 타워의 공진주파수가 일치하게 되면 풍력발전기의 하중이 강하게 작용하여 시스템 전체의 안정성을 크게 저해한다.

따라서 공진주파수와 파도 주파수가 빈번히 일치하는 해상환경에서는 설계를 변경

하거나 설치위치의 변경 등과 같은 사항을 고려해야만 한다. 또한 풍력시스템의 공진주파수는 구조적 안정성뿐만 아니라 발전기 제어와 경제성 등으로 중요한 인자이기 때문에 설치 예정후보지의 면밀한 선행조사가 필요하다.

위와 같은 결과를 통해 해상환경이 해상풍력발전기에 미치는 영향이 크다는 것을 알 수 있으며 해상풍력발전기가 설치될 지역의 해상환경에 대한 면밀한 조사가 가능하다면 그 지역에 대한 최적의 안정성과 경제성 평가를 수행 할 수 있을 것으로 사료된다.

## 참고문헌

- [1] 이준신 "국내 해상풍력발전 현황 및 방향성 분석", 한국전력 녹색성장연구소, 2010
- [2] 서해 해상풍력추진 로드맵, 지식경제부(www.mke.go.kr), 2010.11
- [3] Jonkman JM, Buhl ML Jr. FAST User's Guide, NREL/EL- 500-38230. National Renewable Energy Laboratory: Golden, CO, 2005.
- [4] Moriarty P, Hansen C. AeroDyn Theory Manual, NREL/EL-500-36881. National Renewable Energy Laboratory: Golden, CO, 2005.
- [5] M. Buhl, Jr. Mcrunch Theory Manual for Version 1.00, NREL/TP-500-3811 National Renewable Energy Laboratory: Golden, CO, 2005.
- [6] Jonkman BJ, Buhl ML Jr. "TurbSim User's Guide", NREL/TP-500-41136. National Renewable Energy Laboratory: Golden, CO, 2007.
- [7] IEC/TS 61400-1 ed. 3 "Wind Turbines - Part 1: Design requirements" International Electrotechnical Commission (IEC), 2005.
- [8] IEC/TS 61400-3 ed. 3 "Wind Turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines " International Electrotechnical Commission (IEC), 2005.
- [9] J. Jonkman and W. Musial "Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) for IEA Task 23 Offshore Wind Technology and Deployment" Technical Report NREL/TP-5000-48191 December 2010
- [10] IEC/TS 61400-13 ed. 3 "Wind Turbine Generator Systems - Part 13: Measurement of Mechanical Loads." International Electrotechnical Commission (IEC), 2005.

- [11] J. Jonkman. S. Butterfield, W. musial, G. scott, 2009, “Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development”, NREL, 2009
- [12] M. Sc. Thesis "Load Mitigation of an Offshore Wind Turbine by Optimization of Aerodynamic Damping and Vibration Control" Tim Andreas Fischer ~ s041548 July 31, 2006
- [13] Master Thesis of Polyteknisk eksamensprojekt af "LOAD REDUCTION OF SUPPORT STRUCTURES OF OFFSHORE WIND TURBINES" Ulrik Vølcker Andersen (s031873) 3. August, 2008
- [14] Patrick J. Moriarty and Sandy B. Butterfield "Wind Turbine Modeling Overview for Control Engineers" 2009 American Control Conference June 10-12, 2009
- [15] 타이평주, 강기원, 이장호 “5MW급 풍력 터빈의 공력 및 제어 특성에 관한 연구 ” 신재생에너지학회 2011-6-WD-007
- [16] Bir, G. and Jonkman J., 2007, “Aeroelastic Instabilities of Large Offshore and Onshore Wind Turbines”, The Second Conference on The Science of Making Torque From Wind, Denmark, 2007.

## 감사의 글

2010년, 설레임과 두려움을 안고 시작한 풍력특성화과정의 시간에서 이렇게 논문을 작성하는 시간까지 오게 되었습니다. 지난 2년 6개월간의 시간을 돌아보면 그리 평탄치 않은 많은 시간이었던 것 같습니다. 많은 고민들과 함께 공부하며 한계를 느끼기도 했습니다. 하지만 감사한 여러분들이 계셔서 부족하지만 이렇게 하나의 결실을 맺게 되었습니다.

무엇보다도 항상 곁에서 격려의 말씀을 해주시고 제 편으로 든든하게 계셔주신 아버지 김철우님과 언제나 든든하게 사랑해주시고 저의 결정을 지지해주신 자애로우신 어머니 권순덕님. 그리고 장인어른과 장모님께도 감사의 말씀을 전합니다.

참으로 부족한 저를 학문의 길로 불러 들여 오늘의 제가 있게 해 주신 스승인 지도교수 김상재 교수님의 은혜에 고개 숙여 깊이 감사드립니다. 바쁘신 가운데 초라한 논문을 맡아서 열과 성으로 심사해주신 김귀식 교수님과 풍력특성화대학원을 이끌고 많은 것을 가르쳐주신 허종철 교수님의 세심한 배려 덕분에 그나마 비로소 논문으로서의 틀을 갖추게 되어 대단히 감사하게 생각합니다. 또 학부시절부터 늘 관심을 가지고 지켜봐 주신 최경현 교수님, 임종환님의 은혜에 감사드립니다.

후배들 역시 제게 큰 도움을 주었습니다. 연구실에서 같이 고생한 서현이, 영수와 성철이, 재신이 그리고 논문 정리로 가장 바쁘던 시기에 많이 도와준 소윤이와 의용이 모두에게 감사의 말을 전합니다.

그리고 풍력특성화대학원 행정실 김익선 행정실장님, 이창림 선생님, 김봄솔 선생님께 감사드립니다. 그리고 풍력특성화대학원 1기생인 박사과정 혁준이 형님, 정우형님, 석사과정 승건이형, 치훈이 형, 형택이 형, 선우민, 충욱이, 수영이, 의장이, 명석이, 수형이, 정운이 석현이, 정민이 그리고 대학원생활에 그 누구보다 많이 의지했던 경현이, 이렇게 동기들의 많은 도움에 감사드립니다. 앞으로 더욱 열심히 살며 받은 은혜를 돌려드릴 수 있도록 노력하겠습니다.

끝으로, 참으로 셀 수조차 없는 시간을 학업에 매달리느라 집을 비운 시간을 묵묵히 내조해 준 아내 명지에게 이 작은 기쁨을 바칩니다. 그리고 언제나 내 꿈의 언저리에서 맘도는 조금 있으면 태어날 우리 아들에게 앞날에 아버지라는 이름의 작은 등불이 되길 간절한 마음으로 기원합니다.