creative commons
COMMONS DEED

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

dCollection

[UCI]I804:48009-200000012235

공학석사학위논문

12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 피로해석

Fatigue Analysis of a 12MW Floating Offshore Wind Turbine Blade

울산대학교 대학원
조선 및 해양공학과
안 현 정

12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 피로해석

지도교수 신 현 경

이 논문을 공학석사 학위 논문으로 제출함

2017년 12월

울산대학교 대학원
조선 및 해양공학과
안 현 정

안현정의 공학석사 학위 논문을 인준함

심사위원 이 진 태 (인)

심사위원 이 학 구 (인)

심사위원 신 현 경 (인)

울산대학교 대학원

2017년 12월

감사의 글

가장 먼저 옆에서 항상 응원해주고 큰 힘이 되는 아버지, 어머니, 내 동생 현준이에게 고맙고 사랑한다는 말 전하고 싶습니다.

울산대학교 조선해양공학부에 입학하여 학부를 졸업하고 난 뒤에도 저는 남들과 비교하여 딱히 내세울 만한 것이 없었습니다. 하지만 지난 2년 동안 제가 가장 존경하는 지도교수님이신 신현경 교수님과 함께 공부하면서 교수님의 끊임없는 칭찬과 질타로 저는 빠르게 성장할 수 있었습니다. 이렇게 학위논문도 제출할 수 있게 되었고, 저에 대한 자신감 및 자존감 또한 입학 전보다 훨씬 높아졌습니다. 가끔 교수님께서 나무라시면 속상해서 혼자 울었던 적도 많습니다. 돌이켜보면 항상 제가 부족했었고, 교수님께서는 제가 좀 더 잘 되고, 또 잘 하기를 바라는 마음이셨던 것 같습니다. 신현경 교수님, 정말 감사드립니다.

또한 부족함 많은 제 논문발표 때, 자상하신 모습으로 제 논문이 좀 더 가치 있는 논문이 될 수 있도록 아낌없이 조언 해주신 학부의 이진태 교수님, 풍력발전기 및 피로해석에 대하여 정말 많은 것들을 알려주시고 제 진로에 대하여 같이 고민해주신 한국항공대학교의 이학구 교수님께도 감사드립니다.

좋은 사람들과 함께 지내서 행복했습니다. 항상 학생들이 연구실에서 불편함 없이 잘 지낼 수 있게 좋은 환경 만들어 주신 김동주 실장님, 많은 과제들 때문에 바쁘신 와중에도 학생들의 출장이나 학회 참석 등으로 대신 고생해주신 지영언니, 제일 힘들었던 시기에 옆에서 이런저런 이야기 들어주던 유일한 연구실 여동생 민정이에게도 감사드립니다.
또한 같이 공부하며 지낸 김준배 선배님, 서병천 선배님, 김정태 선배님, 루페시, 판탄담을 비롯하여 새로운 도전을 시작하는 신입생 우림이, 영재에게도 감사드립니다.

그 외에도 김제우 선배님, 보희언니, 승민오빠, 동민이, 동현이, 관직이, 성웅이에게도 감사드립니다.

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다.(No. 20142020103560 and No. 20154030200970).

국문 요약

12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 피로해석

2017년 6월, MHI Vestas에서 세계에서 가장 큰 용량을 가지는 9.5MW급 해상풍력발전기를 설치하였으며 10MW급 해상풍력발전기에 대한 연구도 활발히 진행 중에 있다. 최근 풍력발전기의 용량이 증가함에 따라 길이 및 무게를 포함한 모든 부품들의 규모가 증가하였다. 따라서 풍력발전기를 설계할 때에는 풍력발전기를 구성하는 부품에 작용하는 피로하중에 대한 분석이 필요하다. 첫 번째 이유는 과잉 설계를 방지하고 안전한 설계를 하기 위해서이며, 두 번째 이유는 풍력발전기의 사고가 대부분 노화된 풍력발전기에서 일어나고, 이는 피로하중과 밀접한 관련이 있기 때문이다. 결론적으로 피로해석의 목적은 설계 수명 내에서 반복되는 하중을 견디는 적절하고 안전한 풍력발전기를 설계하는 것이다.

본 논문에서는 미국신재생에너지 연구소(National Renewable Energy Laboratory, NREL)의 5MW급 풍력발전기를 12MW급 부유식 해상풍력발전기로 확장하여 설계한 다음 피로해석을 수행하였다. 풍력발전기 블레이드의 루트부분에 걸리는 하중을 cycle counting method을 통하여 Markov matrix로 나타내었고, 이를 통해 얻은 하중의 range, mean, cycle를 이용하여 설계 수명 20년 기준의 등가피로하중을 계산하였다.

추후 블레이드뿐만 아니라 풍력발전기의 다른 부품들의 피로하중을 함께 고려한다면 좀 더 수준 높은 풍력발전기를 설계할 수 있을 것이다.

키워드 : 부유식 해상풍력발전기, 피로해석, 레인플로 사이클 카운팅, 마코브 매트릭스, 등가피로하중

목 차

감사의 글 ····· i
국문 요약 ····· ii
목차 ····· iii
그림 목차 ····· v
표 목차 ····· vi

1. 서 론 ····· 1
1.1 연구 배경 ····· 1
1.2 관련 연구 현황 ····· 5
1.2.1 대형 풍력발전기 및 부유식 해상풍력발전기 관련 연구 ····· 5
1.2.2 풍력발전기의 피로해석 관련 연구 ····· 5
1.3 연구 목적 ····· 6

2. 상부구조물 설계 ····· 7
2.1 날개 제원 ····· 9
2.2 허브/나셀 제원 ····· 15
2.3 타워 제원 ····· 16
2.4 제어기 설계 ····· 18

3. 하부구조물 설계 ····· 20
3.1 부유체 설계 ····· 20
3.1.1 부유체 제원 ····· 20
3.1.2 복원성 검증 ····· 22
3.2 계류시스템 설계 ····· 22

4. 블레이드의 피로해석 ····· 24
4.1 Fatigue Analysis Conditions ····· 24
4.1.1 Wave Condition ····· 26
4.1.2 Wind Condition ····· 28
4.1.3 Capacity Factor ····· 29
4.1.4 Analysis Loads ····· 29

4.2 Cycle Counting Method ····· 30
4.2.1 Peak and Valley ····· 30
4.2.2 Toplevel-up Cycle Counting ····· 31
4.3 Markov Matrix ····· 32
4.4 Equivalent Fatigue Load ····· 35
4.5 Result ····· 36

5. 결론 ····· 41

참고 문헌 ····· 42
Abstract ····· 44

그림 목차

Fig. 1 Status and Goals of Renewable Energy ····· 1
Fig. 2 MHI Vestas V164-9.5MW Offshore Wind Turbine ····· 2
Fig. 3 Offshore Wind Foundations ····· 3
Fig. 4 Fatigue Failure of Wind Turbine Blades ····· 6
Fig. 5 Extrapolated 12MW Wind Turbine ····· 9
Fig. 6 Deflection of the Blades ····· 10
Fig. 7 Sparcap of the Blades ····· 10
Fig. 8 Local Elemental Forces ····· 12
Fig. 9 Annular Plane ····· 12
Fig. 10 Cp-TSR Curves for the 12MW Wind Turbine ····· 13
Fig. 11 Deflection of the Tower ····· 17
Fig. 12 Flowchart of the Baseline Control System ····· 18
Fig. 13 CATIA Modeling of the Floating Platform ····· 21
Fig. 14 Stability of the Floating Platform ····· 22
Fig. 15 Mooring Arrangement ····· 23
Fig. 16 Fatigue Analysis Procedure ····· 24
Fig. 17 Rayleigh Wind Speed Distribution ····· 28
Fig. 18 Rayleigh Wind Speed Distribution for Each Design Load Case ····· 29
Fig. 19 The Stress-Strain Hysteresis Loop for a Fatigue Cycle ····· 30
Fig. 20 Edgewise Moment for Markov Matrix(5MW) ····· 32
Fig. 21 Flapwise Moment for Markov Matrix(5MW) ····· 33
Fig. 22 Range and Mean Spectra of the Edgewise Moment(5MW) ····· 34
Fig. 23 Range and Mean Spectra of the Flapwise Moment(5MW) ····· 34
Fig. 24 Edgewise Moment for Markov Matrix(12MW) ····· 37
Fig. 25 Flapwise Moment for Markov Matrix(12MW) ····· 38
Fig. 26 Range and Mean Spectra of the Edgewise Moment(12MW) ····· 39
Fig. 27 Range and Mean Spectra of the Flapwise Moment(12MW) ····· 39

표 목차

Table 1 Summary of Properties for the 12MW Wind Turbine ····· 8
Table 2 Properties of the Composite Material ····· 10
Table 3 Mode Shape of the 12MW Blades ····· 11
Table 4 Undistributed Blade Structural Properties ····· 11
Table 5 Distributed Blade Aerodynamic Properties ····· 14
Table 6 Hub and Nacelle Properties ····· 15
Table 7 Thickness and Diameter of Tower ····· 17
Table 8 Undistributed Tower Properties ····· 17
Table 9 Control System Properties for the Floating type ····· 19
Table 10 Floating Platform Structural Properties ····· 21
Table 11 Floating Platform Hydrodynamic Properties ····· 21
Table 12 Mooring System Properties ····· 23
Table 13 Design Load Cases for the Fatigue Load Analysis ····· 25
Table 14 Basic Parameters for the Wind Turbine Classes ····· 26
Table 15 Significant Wave Height and Peak-spectral Period for each Wind Speed ····· 27
Table 16 Equivalent Fatigue Loads for 5MW Wind Turbine ····· 36
Table 17 Equivalent Fatigue Loads for 12MW Wind Turbine ····· 40

1. 서 론

1.1 연구 배경

최근 정부의 탈원전 정책과 함께 신재생에너지에 대한 관심이 높아지고 있다. 산업화에 따라 전력 수요가 꾸준히 늘어나고 있지만 지진에 취약한 원전, 미세먼지의 주된 원인인 석탄화력을 계속해서 사용할 수는 없기 때문이다. 또한 온실가스배출의 3분의 2가 에너지 분야임을 생각한다면 신재생에너지 확대는 필수적이라 할 수 있다.

산업통상자원부는 2016년 기준, 4.8% 수준에 불과한 신재생에너지의 전력생산 비중을 2030년까지 20%로 늘리겠다는 전략을 발표하였다(Fig. 1). 2015년에 세워진 제 7차 전력수급기본계획의 신재생 비중 목표인 11.7%(2029년)에 비하여 약 두 배정도 되는 수치이다. 그 전에도 저탄소녹색성장의 국정운영이 있었지만, 사실상 신재생에너지는 태양광발전 정도의 수준에만 그쳤고 발전량 또한 미비하였다.

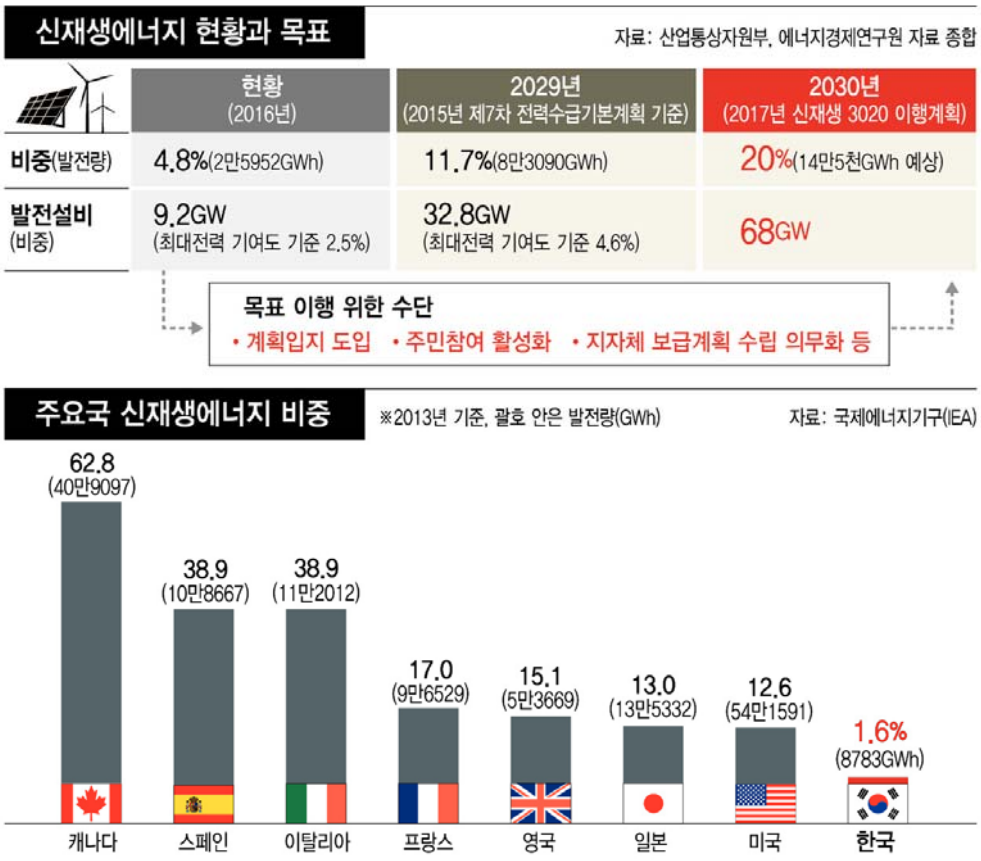

Fig. 1 Status and Goals of Renewable Energy [1]

신재생에너지 분야 중 풍력발전은 2000년대부터 유럽(독일, 프랑스, 영국)을 중심으로 꾸준히 성장하고 있으며 대형화, 대단지화를 통해서 가격경쟁력을 확보하고 있다.
Fig. 2는 2017년 6월에는 덴마크의 MHI Vestas에서 설치한 세계에서 가장 큰 해상 풍력발전기이다. 정격 출력은 9.5MW이며 24시간 에너지 생산 분야에서 단일 풍력발전기 기준, 세계기록을 보유하고 있다(24시간 기준: 216MWh).

Fig. 2 MHI Vestas V164-9.5MW Offshore Wind Turbine [2]

하지만 풍력발전기의 대형화는 설치 공간 부족, 소음, 운반 등의 문제를 발생시켰고 이러한 문제점을 극복하기 위해 기존의 육상 대신 해상에 풍력발전기를 설치하기 시작하였다. 해상풍력발전은 위의 문제점을 해결할 뿐만 아니라 더 지속적이고 양질의 바람이 불기 때문에 이용률(Capacity Factor)을 높일 수 있다. 해상풍력발전의 장점은 다음과 같다.

✓ 육상에 비해 풍속이 높고 지속적이며 균질적이다.
✓ 대형화에 따른 해상풍력발전단지 건설이 가능하다.
✓ 소음과 시각적 문제를 해소할 수 있다.
✓ 부유식 해상풍력발전기의 경우 설치 및 해체, 운반이 비교적 용이하다.

풍력발전기는 육상풍력발전기와 해상풍력발전기로 구분할 수 있다. 해상풍력발전기는 다시 고정식과 부유식으로 나눌 수 있다(Fig. 3).
일반적으로 고정식 해상풍력발전기는 해상의 낮은 수심에서 고정식 해상구조물에 풍력발전기를 설치하는 구조이고, 부유식은 해상에 떠있는 부유체와 타워를 고정시키고

계류장치(Mooring system)에 의해 제어하는 구조이다. 현재 해상풍력발전기는 모노파일 혹은 재킷 구조물에 풍력발전기를 설치하는 방식인 고정식이 대부분이나, 수심이 50 m 이상의 깊은 바다에서는 선박과 같이 바다에 띄우는 방식인 부유식을 선택한다면 생산 단계에서의 비용을 절감할 수 있다. 하지만 부유식 해상풍력발전기는 부유체의 운동성능을 고려하여 제어기를 포함한 설계 파라미터들이 결정되어야 하고 모든 해상환경, 극한하중 등을 고려하는 등 고정식 해상풍력발전기에 대비하여 기술적으로 검증되어야 할 분야가 많을 것이다.

부유체는 통상적으로 설치 장소에 따라 인장각식(TLP), 원통형(Spar) 그리고 반잠수식(Semi-submersible)을 이용한다. 인장각식 구조물은 외형상 부유식인 반잠수식 구조물과 유사한 모습이나, 인장각이라고 불리는 굵은 고장력 파이프(혹은 케이블)에 의해 해저면과 연결되어 구조물의 위치를 유지시킨다. 원통형의 구조물은 속이 빈 기다란 구조로서, 주로 심해에 설치되며 커다란 부이와 비슷한 모습을 가지고 있다. 이 구조물은 다른 부유식 구조물에 비해 상대적으로 흘수가 크기 때문에 파도에 의한 구조물의 상하동요(Heave) 응답이 작다는 특성을 가지고 있다. 마지막으로 반잠수식 구조물은 수선면은 좁으나 여러 개의 칼럼을 이용해 수선면의 2차 모멘트를 키웠다. 또한, 높은 GM(metacentric height)에 의해 안정성을 유지시킬 수 있다. 위의 구조물들은 원유와 천연가스를 생산하기 위해 해상에 설치가 된 사례가 많기 때문에 이미 높은 품질과 고도의 기술력이 확보된 상태이다. 하지만 부유식 해상풍력발전기의 경우에는 상부에 풍력발전기를 설치하기 때문에 상부구조물과 하부구조물의 통합연성해석을 통한 응답해석이 필요할 것이다.

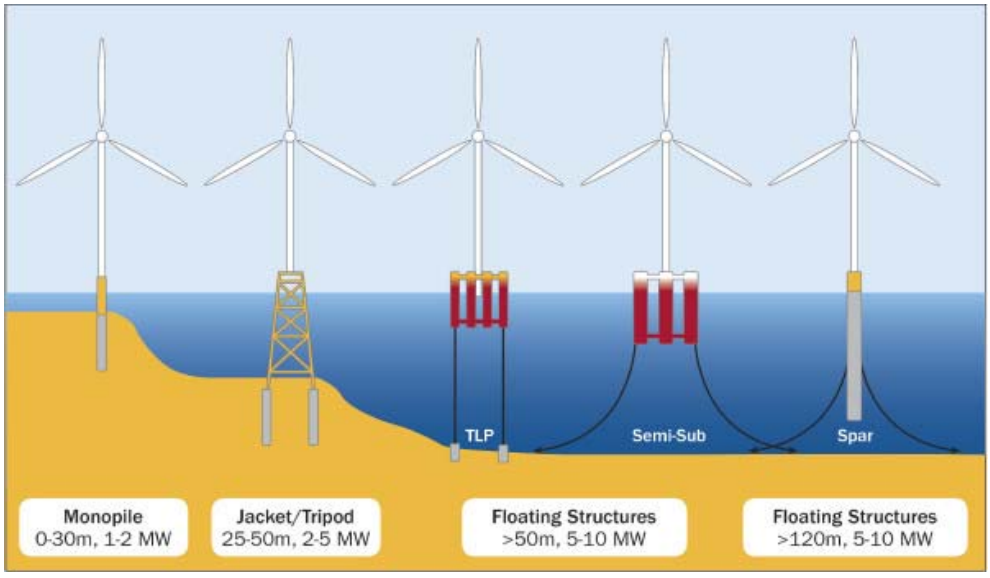

Fig. 3 Offshore Wind Foundations [3]

부유식 해상풍력발전기의 국내 현황을 살펴보면, 2016년 5월 산업통상자원부 소관 국책 과제인 “중수심용 부유식 해상풍력발전 파일롯 플랜트(750kW) 개발”이 진행 중이다. 주관기관은 마스텍중공업, 참여기관은 유니슨, 세호엔지니어링, 울산대학교이다. 이번 사업은 2019년까지 발전설비 시운전을 마치고 2020년부터 상업 운영을 하는 것을 목표로 하고 있다. 이 사업은 국내 최초로 도입되는 부유식 해상풍력발전 실증사업으로 이번 실증사업이 성공하면 세계에서는 네 번째로 기술력을 확보하게 된다[4].

부유식 해상풍력발전기의 국외 현황을 살펴보면, 대표적으로 노르웨이 Statoil사의 Hywind가 있다. Hywind는 2009년 세계 최초로 노르웨이 앞바다에 2.3MW급 부유식 해상풍력발전기를 성공적으로 설치하였다. 사용한 부유체는 원통형(Spar)이며, 3개의 계류라인을 이용하였다. 최대 풍속 40 m/s와 최대 파고 19 m를 견디는 등 실제 부유식 해상풍력발전기의 위치유지 및 안정성 등을 잘 확인 할 수 있는 사례로 볼 수 있다. 또한, 2011년에는 이용률(Capacity Factor) 50%를 넘겨 상업적인 면에서도 부유식 해상풍력발전의 충분한 가능성을 입증하였다. 본 논문에서 사용한 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 이용률(Capacity Factor) 또한 50%로, Hywind의 이용률과 동일하게 적용하였다[5].

해상풍력발전과 관련된 규정 및 표준은 아래와 같으며[6], 이 중 IEC 61400-3은 해상 풍력 발전기 국제 표준으로 본 논문에서 자주 인용하였다.

- ✓ IEC 61400-1, Wind turbines-Part 1: Design requirements
- ✓ IEC 61400-3, Wind turbines-Part 3: Design requirements for offshore wind turbines
- ✓ IEC 61400-3-2, Wind turbines-Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines (Pending)
- ✓ IEC 61400-22, Wind turbines-Part 22: Conformity testing and certification
- ✓ ISO 19900, General requirements for offshore structures
- ✓ ISO 19902, Fixed steel offshore structures
- ✓ ISO 19903, Fixed concrete offshore structures
- ✓ ISO 19904-1, Floating offshore structures-monohulls, semi-submersibles and spars
- ✓ ISO 19904-2, Floating offshore structures-tension leg platforms

1.2 관련 연구 현황

1.2.1 대형 풍력발전기 및 부유식 해상풍력발전기 관련 연구

Upwind 보고서(2011)는 5MW급 풍력발전기를 확장하여 설계한 20MW급 초대형 풍력발전기에 대한 가능성을 연구하였다. 확장된 20MW급 풍력발전기의 설계는 사실상 불가능하며, 주된 원인으로는 풍력발전기의 Tophead 무게라 할 수 있다. 따라서 최근에는 풍력발전기에 초전도 발전기를 도입함으로써 풍력발전기 출력의 대용량화, 소형경량화, 효율향상 등을 이루고 있다[7].

부유식 해상풍력발전기는 IEA wind task23[8]의 OC3, IEA wind task30[9]의 OC4, OC5를 통해 활발한 연구가 진행되고 있다. OC3 프로젝트에서는 Statoil사의 Hywind 모델을 바탕으로 한 OC3-Spar에 관하여 통합연성해석을 수행하였고, OC4 프로젝트에서는 DeepCwind 컨소시엄에서 제안된 반잠수식 구조물을 이용하여 해석을 수행하였다. 현재 진행 중인 OC5 프로젝트에서는 DeepCwind 반잠수식 구조물의 모형시험 데이터를 바탕으로 수치해석결과를 검증하고 있다.

1.2.2 풍력발전기의 피로해석 관련 연구

NREL 보고서(1998)는 풍력발전기 블레이드의 예상되는 하중 내에서 강성을 예측할 뿐만 아니라 정적응답, 동적응답 및 피로수명에 대한 연구를 하였다. 특히 블레이드 디자인은 적절한 구조 및 구조 역학과 결합된 재료의 물성치들을 고려해야한다. 블레이드 시험에서 피로파괴가 빈번하게 일어나기 때문에 블레이드를 설계하는 과정에서의 재료 선정은 피로해석에 많은 영향을 미칠 것이다[10].

Sandia 보고서(1999)는 풍력발전기 피로해석에 대한 기본적인 개념과 풍력발전기 부품의 피로성능에 영향을 미치는 문제 등을 제시하여 피로하중을 고려한 풍력발전기의 적절한 설계 방법 및 실제 모범 사례를 설명하였다. 풍력발전기 부품의 피로거동의 분석은 풍력발전기 설계 수명 주기의 예측이 가능하고 설계 과정에 중요한 정보를 제공한다[11].

1.3 연구 목적

풍력발전기의 출력에 가장 큰 영향을 미치는 변수는 풍력발전기 블레이드의 회전 면적이다. 따라서 대부분의 대형 풍력발전기의 블레이드는 길이가 길거나 면적이 넓다. 가장 최근에 설치된 MHI Vestas의 9.5MW급 해상풍력발전기 또한 블레이드의 길이가 80 m 이고, 블레이드 각각의 무게는 약 35 톤이다. 이렇게 풍력발전기가 점점 대형화됨에 따라서 풍력발전기 부품의 길이, 무게 등이 증가하였고, 이는 정하중, 피로하중, 피로 후 극한하중들을 기하급수적으로 증가시키는 원인을 제공하였다. Fig. 4는 풍력발전기의 블레이드가 피로 후 극한하중을 받아서 부러진 것이다.

또한 풍력발전기는 비행기와는 다르게 지구 상공이 아닌 대지와 가깝게 설치되어 강력한 난류가 존재하며, 바람의 영향을 더 많이 받는다. 따라서 이러한 반복적인 힘에 의해 블레이드에 피로손상이 생길 것이고, 이러한 상태에서 파도, 바람 등의 극한하중을 받게 된다면 풍력발전기는 큰 손상을 입을 것이다.

본 논문에서는 기존에 존재하는 5MW급 풍력발전기를 12MW급 부유식 해상풍력발전기로 확장하여 설계하였고, 블레이드의 피로해석을 통하여 20년 주기의 등가피로하중을 산출하였다.

Fig. 4 Fatigue Failure of Wind Turbine Blades [12]

2. 상부구조물 설계

풍력발전기는 바람의 운동 에너지를 전기 에너지로 변환시키는 장치이다. 풍력발전기의 로터 파워(Rotor Power)는 식 (2-1)과 같다.

$$P = C_p \times \frac{1}{2}\rho A V^3 \tag{2-1}$$

· P : Rotor power (kW)
· C_p : Rotor power coefficient (-)
· ρ : Air density (1.225 kg/m^3)
· A : Rotor swept area (m^2)
· V : Wind speed (m/)

12MW급 풍력발전기는 5MW급 풍력발전기[13]를 확장하여 설계하였다. 전반적으로 사용한 방법은 기하학적 상사법칙이며, 이 방법은 기존의 모델 제원을 바탕으로 상사된 모델의 길이, 무게 등을 예측하기 위하여 자주 사용된다.

12MW급 풍력발전기의 날개는 5MW급 풍력발전기의 날개와 같은 단면(Airfoil)을 사용하여 C_p가 같다고 가정하면, 로터 회전 면적만 로터 파워에 종속된다. 즉, 본 논문에서는 식 (2-1)의 로터 파워를 기준으로 5MW와 12MW의 비가 로터 회전 면적의 비와 같다고 가정하여서 식 (2-2)와 같은 기하학적 상사비를 구하였다.

$$\lambda_g = \sqrt{\frac{C_p \times \frac{1}{2}\rho A_{12} V^3}{C_p \times \frac{1}{2}\rho A_5 V^3}} = \sqrt{\frac{A_{12}}{A_5}} = \sqrt{\frac{P_{12}}{P_5}} = \sqrt{\frac{12}{5}} = 1.549 \tag{2-2}$$

· λ_g : Geometric scale ratio

하지만 이런 기하학적 상사법칙만을 이용하여 풍력발전기 전체시스템을 확장한다면 무게 등이 기하급수적으로 증가하는 문제점 등이 발생한다. 따라서 12MW급 부유식 해상풍력발전기는 우선적으로 모든 요소들을 기하학적 상사법칙을 이용하여 증가시킨 후, 각 요소들의 성질을 토대로 재설계를 수행하였다(Fig. 5). 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 RNA는 고온초전도발전기[14], Flexible Shaft[15], CFRP(Carbon Fiber Reinforced Polymer) 날개를 적용하여 무게를 감소시켰다. 초전도발전기를 이용한 나

셀의 목표무게는 400 톤으로 설정하였다.

부유식 해상풍력발전기의 허브 높이(Hub Height)는 로터 트러스트로 인한 전복 모멘트(Overturning Moment)를 최소화하기 위해 가능한 낮게 하는 것이 좋으나[13], 본 논문에서는 50년 주기의 극한 파고(30 m)를 고려하여 124.6 m로 설정하였다. Table 1은 확장된 12MW급 풍력발전기 상부구조물의 전반적인 제원을 나타낸다.

Table 1 Summary of Properties for the 12MW Wind Turbine

Rating	5 MW	12 MW
Rotor Orientation	Upwind, 3 Blades	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox	Direct Drive(gearless)
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m	195.2 m, 4.64 m
Hub Height	90 m	124.6 m
Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s	3 m/s, 11.2 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm	3.03 rpm, 8.25 rpm
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5°, 2.5°	7.78 m, 5°, 3°
Rotor Mass	110,000 kg	297,660 kg
Nacelle Mass (Target)	240,000 kg	400,000 kg
Tower Mass (for offshore)	249,718 kg	782,096 kg

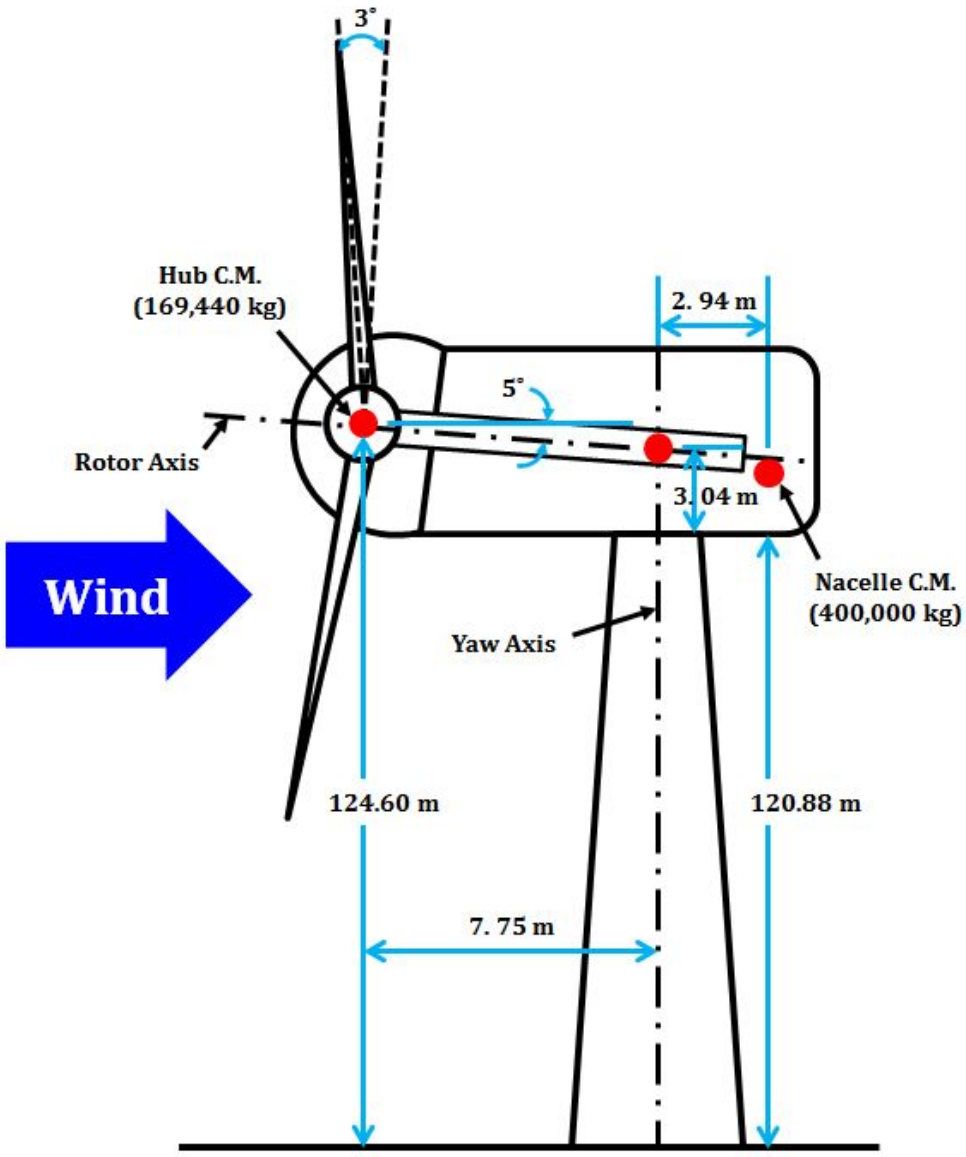

Fig. 5 Extrapolated 12MW Wind Turbine

2.1 날개 제원

12MW급 풍력발전기 날개의 길이는 기하학적 상사법칙을 이용하여 확장하였다. 5MW급 풍력발전기의 로터 직경은 126 m이고, 기하학적 상사비를 적용한 12MW 풍력발전기의 로터 직경은 195.2 m이다. 따라서 날개의 길이는 61.5 m에서 95.28 m로 증가됨을 알 수 있다.

12MW급 풍력발전기 날개의 물성치는 5MW급 풍력발전기 날개 끝 처짐량의 비율을 고려

하여 확장하였고, 그 상사비는 기하학적 상사비와 같다(Fig. 6).

5MW급 풍력발전기의 날개는 유리 섬유 재질인 GFRP(Glass Fiber Reinforced Plastics)를 사용하였지만, 본 논문에서는 기존의 GFRP의 스파캡(Sparcap) 부분을 CFRP(Carbon Fiber Reinforced Plastics)로 대체하여 날개의 총 중량을 약 60 톤 정도 감소시켰다(Fig. 7). 스파캡 무게는 전체 무게의 43%로 가정하였다. CFRP와 GFRP의 물성치는 Table 2와 같고, 이를 이용해 상사된 CFRP 날개의 무게 분포는 식 (2-3)과 같다.

$$M_{12CFRP} = \lambda_g^2 \times M_{5GFRP}\left(1 - 0.43 + 0.43 \times \frac{D_{CFRP}}{D_{GFRP}} \times \frac{E_{GFRP}}{E_{CFRP}}\right) \tag{2-3}$$

- M_{12CFRP} : Mass per length of 12MW CFRP blade (kg/m)
- M_{5GFRP} : Mass per length of 5MW GFRP blade (kg/m)
- D_{CFRP} : Density of CFRP material (kg/m^3)
- D_{GFRP} : Density of GFRP material (kg/m^3)
- E_{CFRP} : Stiffness of CFRP material (GPa)
- E_{GFRP} : Stiffness of GFRP material (GPa)

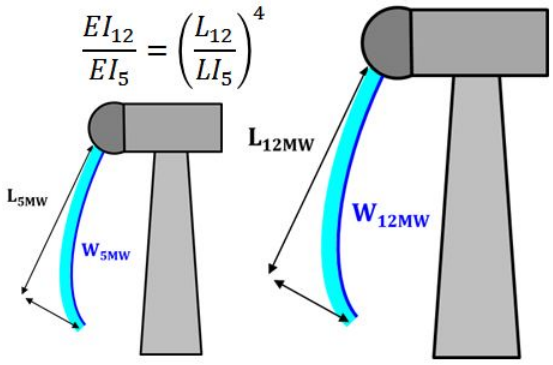

Fig. 6 Geometry of Blade Section

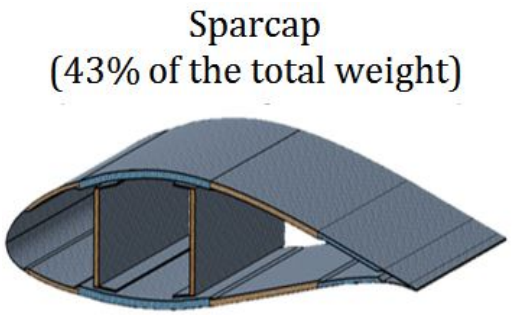

Fig. 7 Sparcap of the Blades

Table 2 Properties of Composite Material

12 MW	0^0 Stiffness	Density	Blade Weight	Center of Gravity
CFRP	130 GPa	1,572 kg/m^3	42.7 ton	31.8 m
GFRP	41.5 GPa	1,920 kg/m^3	62.6 ton	31.8 m

CFRP로 확장된 12MW급 풍력발전기 날개의 고유 주파수(Natural Frequency) 및 모드 형상(Mode Shape)은 NREL의 Modes[16]를 사용하여 계산하였다. Modes는 풍력발전기의 날개를 베르누이-오일러 보(Bernoulli-Euler Beam)로 가정하여 사용자가 지정한 날개 회전수(rpm)와 질량 및 강성 분포 등의 기하학적 기본 정보를 통해 고유 주파수 및 모드 형상을 계산한다. 즉 날개의 고유 주파수 및 모드 형상은 날개 회전수에 따라서 달라지기 때문에 풍속 변화에 따른 날개의 운동 성능 등을 파악하기 위해서는 각 풍속에 맞는 날개 회전수를 적용한 고유 주파수 및 모드 형상을 사용해야한다. 이 장에서는 정격풍속 상태(11.2 m/s)에서의 날개 회전수(8.25 rpm)를 이용하여 고유 주파수 및 모드 형상을 구하였다. 12MW급 CFRP 날개의 고유 주파수는 Table 3과 같다.

Table 3 Mode Shape of 12MW Blades

12 MW CFRP blade	1st Flapwise	2nd Flapwise	1st Edgewise	2nd Edgewise
Natural Frequency	0.5655 Hz	1.5911 Hz	0.8728 Hz	3.1958 Hz

12MW급 부유식 해상풍력발전기의 날개 감쇠비는 경험적으로 Flap방향 2.5%, Edge 방향 0.8%로 정하였다. Table 4는 날개의 구조적 물성치를 나타낸다.

Table 4 Undistributed Blade Structural Properties

Rating	5 MW	12 MW
Length(w.r.t. Root Along Preconed Axis)	61.5 m	95.28 m
Overall(Integrated) Mass	17,740 kg	42,739 kg
2nd Mass Moment of Inertia(w.r.t. Root)	11,776,047 kg·m^2	68,256,765 kg·m^2
1st Mass Moment of Inertia(w.r.t. Root)	363,231 kg·m	1,359,177 kg·m
CM Location(w.r.t. Root along Preconed Axis)	20.475 m	31.8 m
Structural-Damping Ratio(Flap Modes)	0.477465 %	2.5 %
Structural-Damping Ratio(Edge Modes)	0.477465 %	0.8 %

본 논문에서는 풍력발전기에 작용하는 공력을 날개요소 운동량 이론(Blade Element Momentum theory)을 적용하여 계산하였다. 날개에 바람이 유입되면 바람의 방향과

평행인 항력과 바람의 방향과 수직인 양력이 작용하게 되는데, 이 항력과 양력 벡터는 다시 추력과 토크 방향으로 나눌 수 있다. 이를 통해 계산되는 추력과 토크는 식 (2-4), (2-5)와 같다.

$$dT = B\frac{1}{2}\rho V \tag{2-4}$$

$$dQ = B\frac{1}{2}\rho V \tag{2-5}$$

- dT : Thrust of element (kN)
- dQ : Torque of element (kNm)
- B : Number of blades
- V : Total velocity seen by blade element (m/s)
- C_l : Lift coefficient
- C_d : Drag coefficient
- ϕ : Local flow angle (rad)
- c : Chord length (m)
- r : Local radius (m)
- dr : Blade element width (m)

날개요소 운동량 이론은 날개를 작은 요소로 나눈 뒤, 각 요소별 2차원 포일단면에 의한 양력과 항력을 계산한다. 그 후, 날개 길이방향으로 전체 힘을 합하여 풍력발전기에 가해지는 전체 힘과 모멘트가 계산된다. Fig. 8은 2차원 포일단면에 작용하는 힘을 도식화하였고, Fig. 9은 날개요소 운동량 이론이 적용되는 범위를 나타낸다.

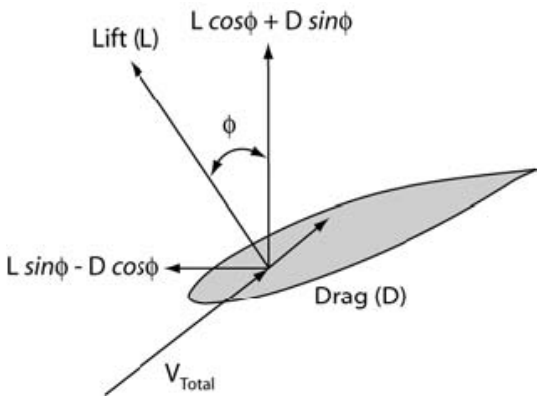

Fig. 8 Local elemental forces [17]

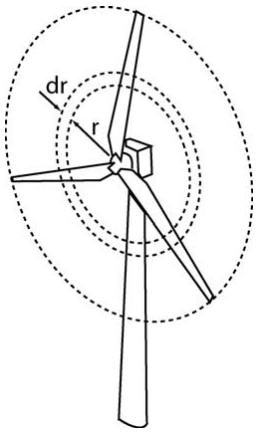

Fig. 9 Annular plane [17]

12MW급 부유식 해상풍력발전기의 날개는 스팬방향으로 17개의 요소로 나누어서 계산하였다. 'RNodes'는 회전 중심으로부터 각 날개 요소 중앙부(node)까지의 거리이므로, 5MW급 풍력발전기의 RNodes에 식 (2-2)에서 구한 상사비를 적용하여 계산하였다. 요소의 두께인 'DRNodes'와 시위선의 길이를 나타내는 'Chord'도 위와 같이 상사비만을 적용하여 계산하였다. 12MW급 풍력발전기 날개의 단면은 5MW급 풍력발전기의 날개의 단면과 같은 것을 적용하였다. 각 단면에 사용된 포일의 형태는 블레이드 허브로부터 Cylinder1, Cylinder2, DU40_A17, DU35_A17, DU30_A17, DU25_A17, DU21_A17, NACA64_A17로 구성되는데, Cylinder1과 Cylinder2는 블레이드 가장 안쪽에 위치하는 양력이 없는 실린더이며 나머지 6개의 포일 형상은 DOWEC 연구에서 사용된 데이터로서 DU는 Delft University를 의미하고 NACA는 National Advisory Committee for Aeronautics를 의미한다. DU와 NACA 다음에 나오는 숫자는 Airfoil의 두께비를 의미하며, A17은 Aspect Ratio가 17임을 의미한다. Aspect Ratio는 chord 제곱과 airfoil 면적의 비로 나타낼 수 있다.

또한 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 C_p 값을 키우기 위해 날개의 비틀림 각을 5MW급 풍력발전기 날개의 비틀림 각 기준으로 -0.5° 틀어서 적용하였다. FIg. 10은 비틀림 각에 따른 C_p-TSR 곡선을 나타낸 것이며, Table 5는 본 논문에서 사용한 날개 요소 정보이다.

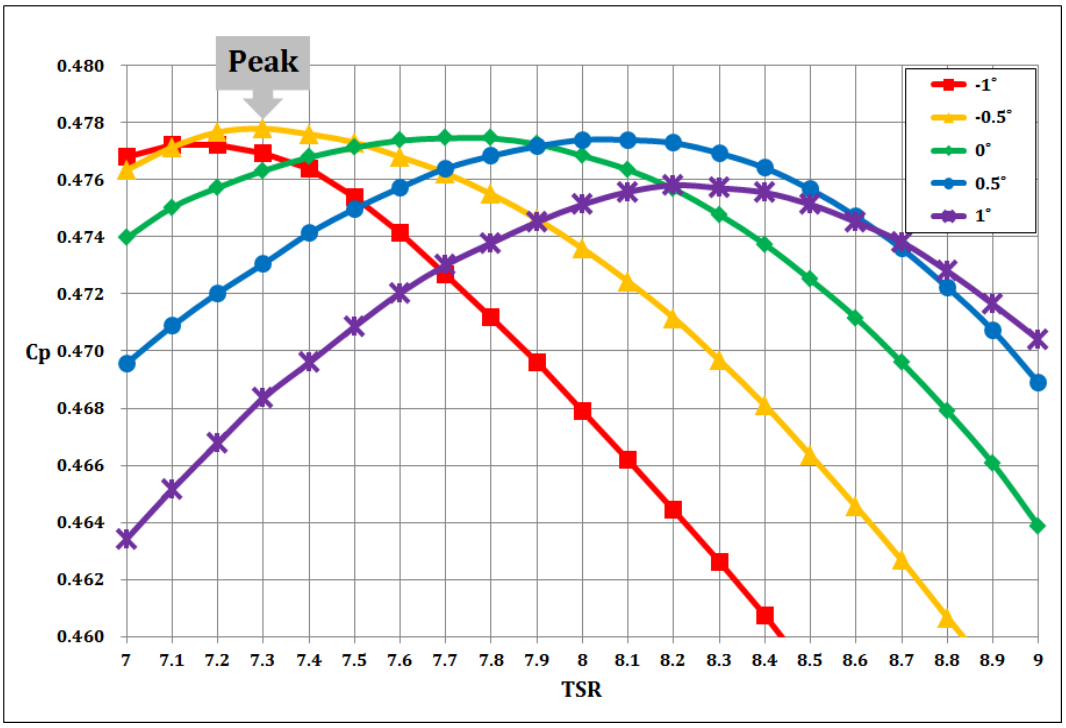

Fig. 10 C_p-TSR Curves for the 12MW Wind Turbine

Table 5 Distributed Blade Aerodynamic Properties

Node	Rnodes	AeroTwst	DRNodes	Chord	Airfoil Table
1	4.437 m	12.808°	4.234 m	5.487 m	Cylinder1.dat
2	8.672 m	12.808°	4.234 m	5.971 m	Cylinder1.dat
3	12.906 m	12.808°	4.234 m	6.456 m	Cylinder2.dat
4	18.199 m	12.808°	6.352 m	7.060 m	DU40_A17.dat
5	24.551 m	10.980°	6.352 m	7.207 m	DU35_A17.dat
6	30.902 m	9.662°	6.352 m	6.906 m	DU35_A17.dat
7	37.254 m	8.511°	6.352 m	6.583 m	DU30_A17.dat
8	43.606 m	7.295°	6.352 m	6.208 m	DU25_A17.dat
9	49.958 m	6.044°	6.352 m	5.806 m	DU25_A17.dat
10	56.309 m	4.861°	6.352 m	5.425 m	DU21_A17.dat
11	62.661 m	3.688°	6.352 m	5.044 m	DU21_A17.dat
12	69.013 m	2.625°	6.352 m	4.663 m	NACA64_A17.dat
13	75.364 m	1.819°	6.352 m	4.282 m	NACA64_A17.dat
14	81.716 m	1.026°	6.352 m	3.901 m	NACA64_A17.dat
15	87.009 m	0.363°	4.234 m	3.583 m	NACA64_A17.dat
16	91.243 m	-0.130°	4.234 m	3.232 m	NACA64_A17.dat
17	95.478 m	-0.394°	4.234 m	2.198 m	NACA64_A17.dat

2.2 허브/나셀 제원

12MW급 풍력발전기에 사용된 허브와 나셀의 제원은 Table 6과 같다. 본 논문에서는 나셀-요 제어를 무시하였다. 허브는 얇은 구형 쉘로 가정[13]하여 기하학적 상사법칙를 이용해 확장하였다. 12MW급 풍력발전기 허브의 무게는 날개의 재질 변화에 따라 감소된 무게 및 형상을 고려하여 5MW급 풍력발전기 허브 무게에 상사비의 2.5승을 곱하여 적용하였다. 허브의 관성은 피치 베어링 길이 0.25 m를 포함 및 상사하여 얇은 구형 쉘에 적용되는 이론으로 계산하였고, 식 (2-6)과 같다.

$$I_{xx} = \frac{2}{3} m_{12MW} \times r_{12MW}^2 = \frac{2}{3} m_{5MW} \lambda_g^{2.5} \times ((1.5+0.25)\lambda_g)^2 \tag{2-6}$$

나셀은 초전도발전기를 사용하여[14] 목표 값인 400 톤을 기준으로 확장하였다. 확장된 나셀의 관성은 식 (2-7)과 같다.

$$I_{12MW} = I_{5MW} \times \lambda_g^2 \times \frac{Nacelle\,mass_{12MW}}{Nacelle\,mass_{5MW}} \tag{2-7}$$

Table 6 Hub and Nacelle Properties

Rating	5 MW	12 MW
Vertical Distance along Yaw Axis from Yaw Bearing to Shaft	1.96256 m	3.04196 m
Distance along Shaft from Hub Center to Yaw Axis	5.0191 m	7.7796 m
Hub Mass	56,780 kg	169,440 kg
Hub Inertia about Shaft	115,926 kg·m^2	829,590 kg·m^2
Nacelle Mass (Target)	240,000 kg	400,000 kg
Nacelle Inertia about Yaw Axis	2,607,890 kg·m^2	10,423,520 kg·m^2
Nacelle CM Location Downwind of Yaw Axis	1.9 m	2.94 m
Nacelle CM Location above Yaw Bearing	1.75 m	2.71 m

2.3 타워 제원

부유식 해상풍력발전기에 사용되는 타워는 하부구조물의 건현(Freeboard)과 설계 허브 높이(Design hub height)를 고려하고, 날개 회전으로 발생하는 3P-가진(Excitation)에 의한 타워 공진을 회피하여 설계해야한다. 본 논문에서는 5MW급 부유식 풍력발전기인 OC4 반잠수식 모델에 적용된 해상용(Offshore) 타워의 처짐을 기준으로 타워의 상하부의 두께와 지름을 확장하였다[18]. 타워의 처짐 식은 (2-8)과 같다.

$$\delta = \frac{TL^3}{3EI} \tag{2-8}$$

· T : Rotor thrust force (kN)
· L : Length of tower (m)
· E : Steal Young's modules (Pa)
· I : Second moment of area (m^4)

로터 트러스트는 로터 파워와 마찬가지로 로터 회전 면적에 종속된다. 따라서 Fig. 11와 같이, 5MW 풍력발전기의 타워와 12MW 풍력발전기의 타워의 길이 대 처짐 비를 같다고 보면 식 (2-9)와 같은 상사비가 결정된다.

$$\lambda_t = \sqrt[4]{\frac{EI_{12}}{EI_5}} = \sqrt[4]{\frac{12L_{12}^2}{5L_5^2}} = 1.482 \tag{2-9}$$

· λ_t : Tower scale ratio

Table 7은 확장된 타워의 상하부의 두께와 지름을 나타내며, Table 8은 타워의 물성치를 나타낸다. 타워의 감쇠비는 OC4와 같은 값을 사용하였다[18].

Table 7 Thickness and Diameter of Tower

	Tower-base diameter	Tower-base thickness	Tower-top diameter	Tower-top thickness
5 MW	6.5 m	0.027 m	3.87 m	0.019 m
12 MW	9.634 m	0.040 m	5.736 m	0.028 m

Table 8 Undistributed Tower Properties

Rating	5 MW	12 MW
Elevation to Tower Base(Platform Top) Above SWL	10 m	10 m
Elevation to Tower Top(Yaw Bearing) Above SWL	77.6 m	110.88 m
Overall (Integrated) Tower Mass	249,718 kg	781,964 kg
CM Location of Tower Above SWL Along Tower Centerline	43.4 m	57.7 m
Tower Structural-Damping Ratio (All Modes)	1 %	1 %

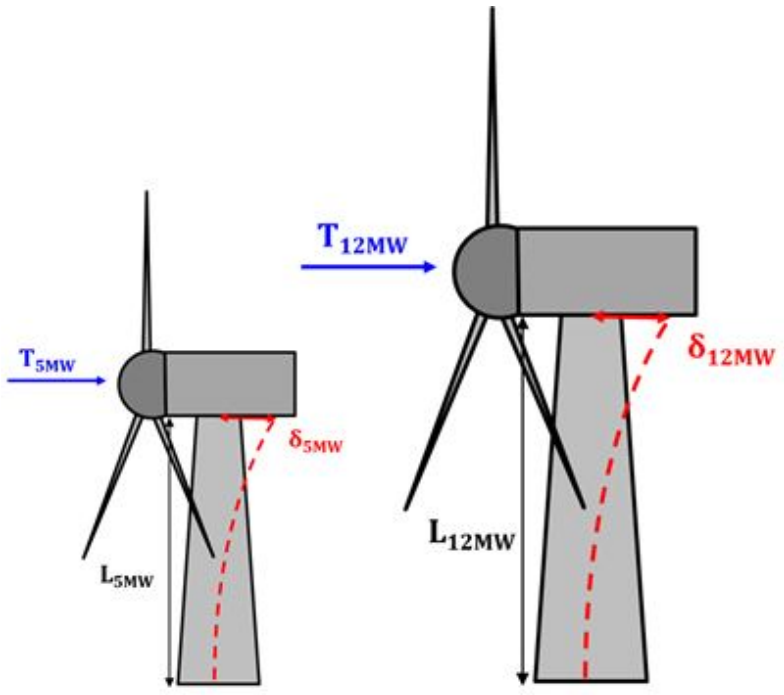

Fig. 11 Deflection of the Tower

2.4 제어기 설계

5MW급 풍력발전기는 가변속, 피치제어를 수행한다(Fig. 12). 일반적으로 풍력발전기의 제어기는 발전기-토크 제어기와 날개-피치 제어기로 나뉜다. 두 제어시스템 중 전자는 정격 바람 속도 이하에서, 후자는 정격 바람 속도 이상에서 독립적으로 적용된다. 발전기-토크 제어기의 목표는 발전기 속도 조절을 통해 발전량을 극대화하는 것이고, 날개-피치 제어기의 목표는 피치각 조절을 통해 발전량을 일정하게 하는 것이다.

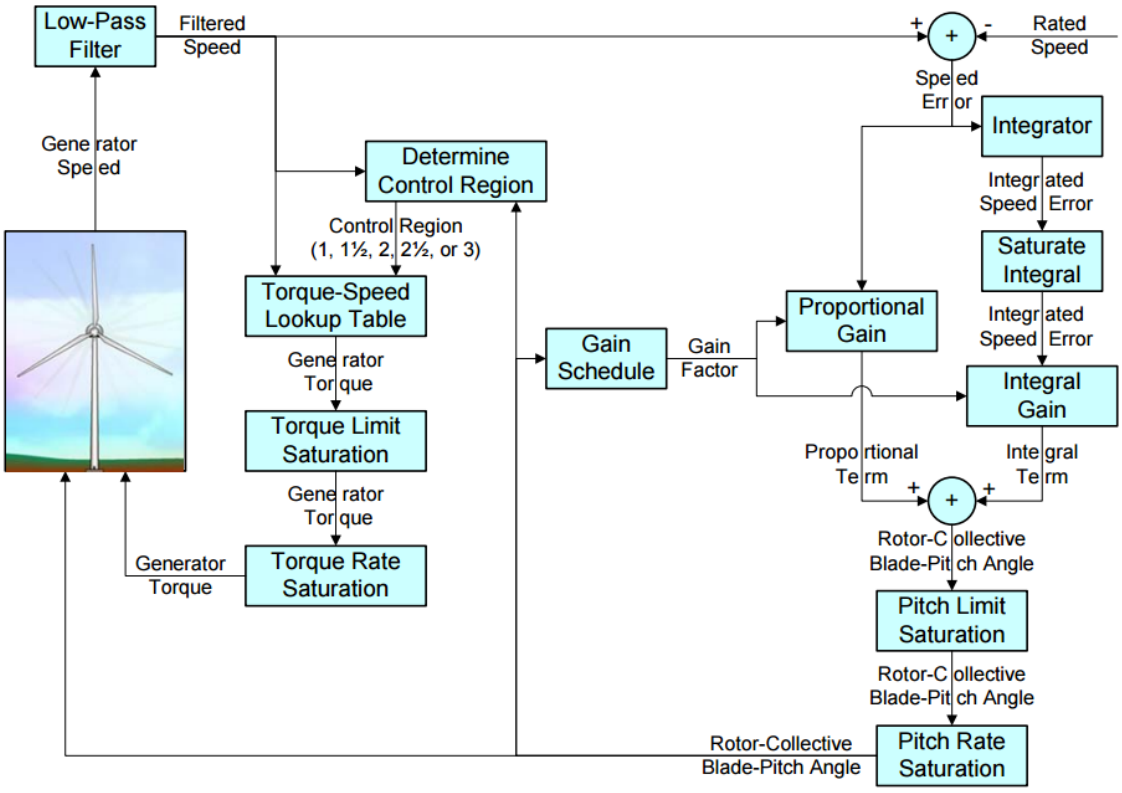

Fig. 12 Flowchart of the Baseline Control System [13]

본 논문의 제어기는 5MW급 풍력발전기 제어기를 수정하여 적용하였다(Table 9). 가장 주된 특징으로는 피치제어기의 작동주파수를 변경한 것이다.

부유식 해상풍력발전기의 경우 Negative damping 현상이 발생한다. Negative damping 현상이란 바다 위에 떠있는 부유식 해상풍력발전기가 파도에 의해 앞으로 기울어 질 때에는 상대풍이 증가하면서 풍력발전기를 뒤로 미는 힘인 Thrust가 감소하고, 뒤로 기울어 질 때에는 상대풍이 감소하면서 Thrust가 증가하는 현상이다. 이러

한 현상은 풍력발전기의 자세 유지 능력을 감소시키고 타워에는 피로하중을 증가시키게 된다. 따라서 부유식 해상풍력발전기의 제어기를 설계할 때에는 Negative damping 현상을 줄이기 위하여 피치제어기 및 토크제어기의 수정이 필요하다.

본 논문에서는 12MW 부유식 해상풍력발전기 블레이드 피치제어기 작동주파수를 0.6rad/s에서 platform pitch 회전방향 공진주파수 0.22 rad/s 보다 작은 0.2 rad/s로 변경하여 Negative damping 현상을 저감시켰다.

Table 9 Control System Properties for Floating type

Rating	5 MW	12 MW
Peak Power Coefficient	0.482	0.487
TSR at Peak Power Coefficient	7.55	7.531
Generator-Torque Constant in Region 2	0.0255764 Nm/rpm^2	212,098 Nm/rpm^2
Rated Mechanical Power	5.296610 MW	12.711864 MW
Constant Generator Torque in Region 3	43,094 Nm	14,101,407 Nm
Generator Speed between Regions 1 and 1.5	670 rpm	2.83 rpm
Generator Speed between Regions 1.5 and 2	871 rpm	3.68 rpm
Generator Speed between Regions 2.5 and 3	1,161.963 rpm	8.0025 rpm
Proportional Gain at Minimum Blade-Pitch Setting	0.006275604	0.832774653
Integral Gain at Minimum Blade-Pitch Setting	0.000896515	0.118967808
Minimum Blade-Pitch Setting	0°	0°
Maximum Blade-Pitch Setting	90°	90°
Maximum Absolute Blade Pitch Rate	8°/s	8°/s

3. 하부구조물 설계

부유체는 OC4 반잠수식 구조물[18]을 확장하여 사용하였다. 부유체 확장을 위한 상사비는 기존의 5MW급 NREL 풍력발전기와 12MW급 풍력발전기 무게의 비로 정하였고, 이는 요구되는 부력을 만족할 뿐만 아니라 복원성 및 안정성을 가지는 것을 확인할 수 있었다. 하부구조물 상사비는 아래 식 (3-1)과 같고, 이 상사비를 이용하여 부유체와 계류라인을 확장하여 설계하였다.

$$\lambda_H = \sqrt[3]{\frac{\rho g V_2}{\rho g V_1}} = \sqrt[3]{\frac{W_{12MW}}{W_{5MW}}} = \sqrt[3]{\frac{1480}{600}} = 1.351 \quad (3\text{-}1)$$

· λ_H : Scale ratio for hydro loadings

3.1 부유체 설계

3.1.1 부유체 제원

발라스트 수를 포함한 부유체의 질량은 3.3241E+7 kg이다. 이 질량은 상부구조물인 풍력발전기, 계류라인의 무게 등을 고려하여 부유체가 설계흘수에 위치할 수 있도록 계산되었다. 부유체의 무게중심(CM)은 풍력발전기나 계류라인을 포함하지 않은 값이며 수선면으로부터 18.19 m 아래에 위치한다. Table 10은 상사된 부유체의 구조적 물성치를 나타내며, Table 11은 부유체의 유체역학적 물성치를 나타낸다. Fig. 13은 CATIA를 이용하여 부유체를 모델링 한 것이다.

Table 10 Floating Platform Structural Properties

Rating	5 MW	12 MW
Platform mass, including ballast	1.3473E+7 kg	3.3241E+7 kg
CM location below SWL	13.46 m	18.19 m
Platform roll inertia about CM	6.827E+9 kg·m^2	3.075E+10 kg·m^2
Platform pitch inertia about CM	6.827E+9 kg·m^2	3.075E+10 kg·m^2
Platform yaw inertia about CM	1.226E+10 kg·m^2	5.523E+10 kg·m^2

Table 11 Floating Platform Hydrodynamic Properties

Rating	5 MW	12 MW
Water density (ρ)	1025 kg/m^3	1025 kg/m^3
Water depth (h)	200 m	270 m
Displaced water in undisplaced position(V_0)	13917 m^3	34328.6 m^3
Center of buoyancy below SWL	13.15 m	17.76 m
Buoyancy force in undisplaced position($\rho g V_0$)	1.3989E+8 N	3.4506E+8 N

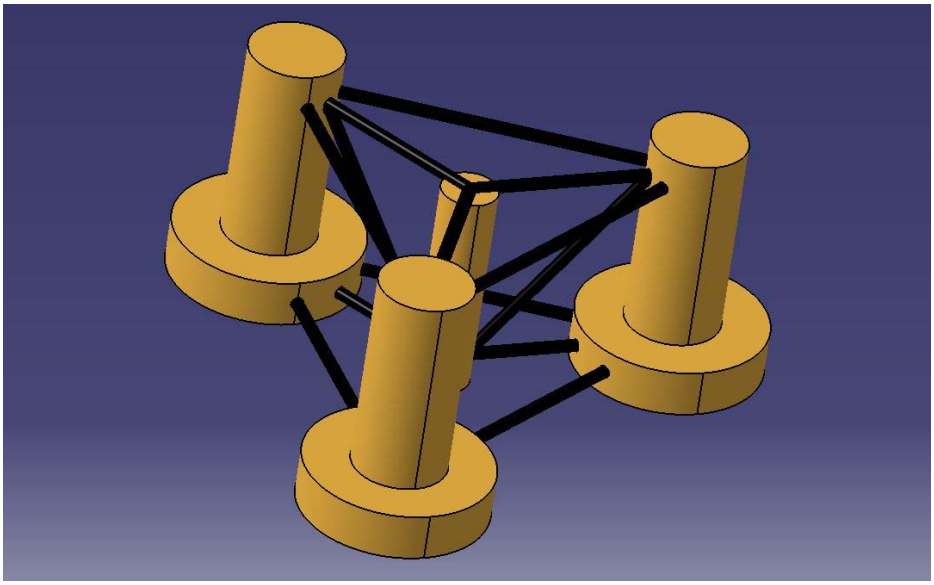

Fig. 13 CATIA Modeling of the Floating Platform

3.1.2 복원성 검증

복원성은 부유식 해상풍력 발전기의 안정상태를 판단하는 중요한 기준 중 하나이다. 복원성이란 부유체가 물 위에 떠 있는 상태에서 외부의 힘(파도, 바람 등)에 의하여 어떤 방향으로 기울어지려고 할 때, 그 외부의 힘에 대항하여 기울어지지 않으려고 하거나 기울어지게 한 원인을 제거했을 경우에 원래의 위치 상태로 되돌아가려는 성질로, 부유식 해상풍력발전기는 정수 중 평형상태에서 적절한 양의 복원력을 가져야 한다. 따라서 CATIA를 이용하여 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 부유체를 모델링하였고, 복원팔(GZ) 곡선을 이용하여 횡복원성(Roll) 및 정복원성(Pitch)을 확인하였다. 일반적으로 선박의 복원성의 경우에는 횡방향, 즉 선박의 길이 방향으로의 복원성을 의미하지만, 부유식 해상풍력발전기의 하부 구조물은 무게중심을 기준으로 질량이 고르게 분포되어 있기 때문에 횡방향 뿐만 아니라 종방향에서의 복원성 또한 확인해야한다. Fig. 14은 5MW급 부유식 해상풍력발전기인 OC4 반잠수식 구조물과 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 경사각에 따른 복원팔(GZ) 곡선을 나타낸 것이며, 이를 통해 충분한 복원성 및 안정성을 확보하였음을 알 수 있었다

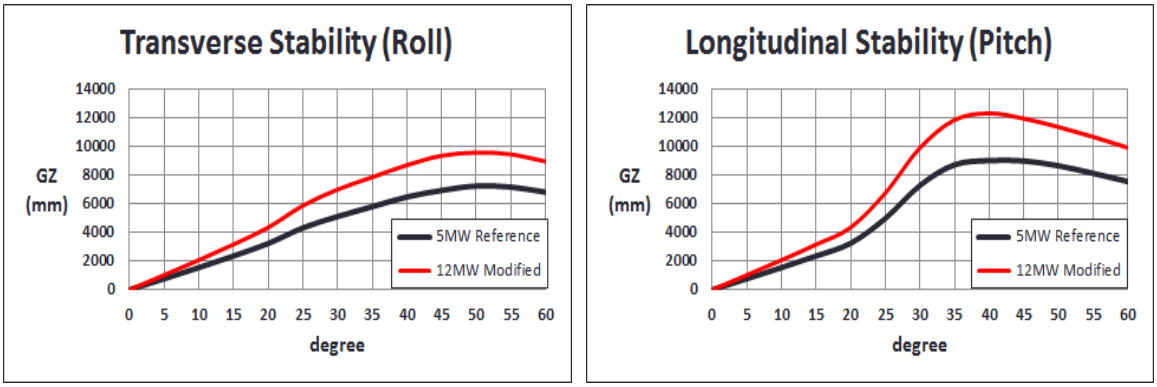

Fig. 14 Stability of Floating Platform

3.2 계류시스템 제원

계류시스템은 총 3개의 계류선이 현수선(Catenary) 방식으로 구성된다. 계류선은 Z축을 기준으로 120도 간격을 가지며 그 배치도는 Fig. 15과 같다. 계류시스템의 제원은 Table 12와 같다.

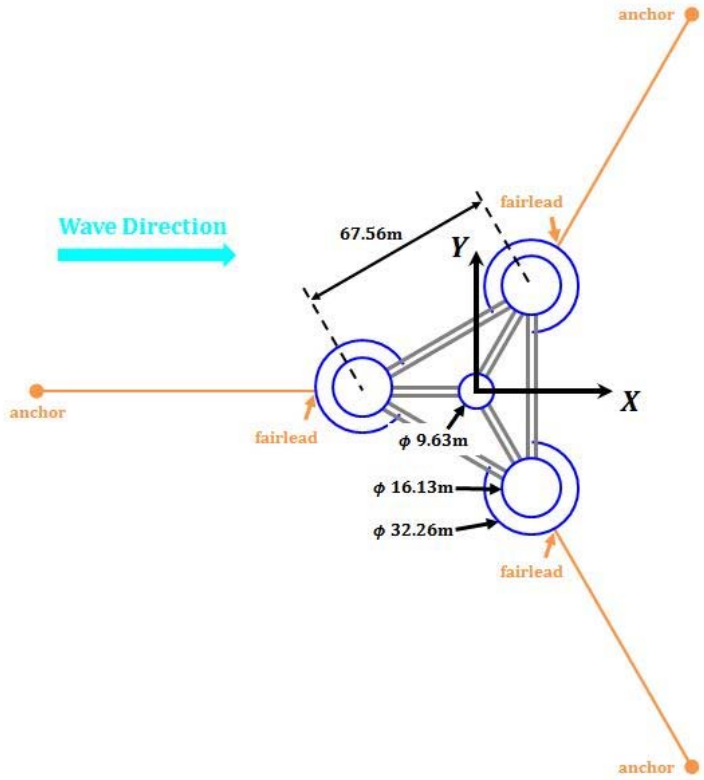

Fig. 15 Mooring Arrangement

Table 12 Mooring System Properties

Rating	5 MW	12 MW
Number of Mooring Lines	3	3
Angle Between Adjacent Lines	120°	120°
Depth to Anchors Below SWL	200 m	270 m
Depth to Fairleads Below SWL	14 m	18.92 m
Radius to Anchors from Platform Centerline	837.6 m	1131.8 m
Radius to Fairleads from Platform Centerline	40.868 m	55.14 m
Unstretched Mooring Line Mass Length	835.5 m	1129 m
Mooring Line Diameter	0.0766 m	0.1035 m
Equivalent Mooring Line Mass Density	113.35 kg/m	206.96 kg/m
Equivalent Mooring Line Mass in Water	108.63 kg/m	198.34 kg/m
Equivalent Mooring Line Extensional Stiffness	753.6 MN	1859.3 MN

4. 블레이드의 피로해석

블레이드는 풍력발전기에서 가장 핵심적인 부품이다. 최근 풍력발전기가 대형화됨에 따라서 블레이드의 길이나 무게뿐만 아니라 블레이드에 작용하는 하중 또한 기하급수적으로 증가하였다. 따라서 블레이드를 설계할 때에는 정적 해석은 물론이며, 설계 수명 기간 내에 피로하중을 견딜 수 있는 설계가 필수적이다. Fig. 16은 12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 피로해석 절차를 나타내었다.

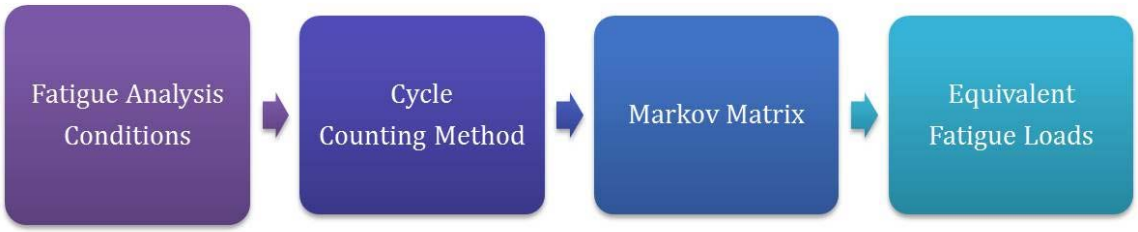

Fig. 16 Fatigue Analysis Procedure

4.1 Fatigue Analysis Conditions

본 논문은 IEC 61400-3 해상용 풍력발전기 규칙에 따른 피로해석을 수행하였다. 수행한 피로하중조건은 풍력발전기가 전력을 생산하는 DLC1.2와 전력을 생산하지 않고 정지 하고 있는 DLC6.4를 선택하였다. IEC 61400-3에 따르면 해상용 풍력발전기 전체의 피로해석을 위해서는 DLC1.2, DLC2.4, DLC3.1, DLC4.1, DLC6.4, DLC7.2, DLC8.3이 필요하다. 하지만 DLC1.2와 DLC6.4를 제외한 나머지 DLC들은 풍력발전기의 생애 주기 안에서 일어나는 빈도수가 매우 작으며, 정지, 고장, 유지보수 등과 같은 비정상적인 조건들이기 때문에 제어시스템에 따라서 결과에 큰 차이를 보인다[19][20]. 본 논문에 사용된 제어시스템은 5MW급 풍력발전기 제어시스템과 동일하며, 이는 비정상적인 조건에 대한 구체적인 제어시스템의 정보가 포함되어 있지 않으므로 본 논문에서는 DLC1.2와 DLC6.4의 해석만을 수행하였다. Table 13은 IEC 61400-3에 제시된 피로해석조건들을 나타내었다.

Table 13 Design Load Cases for Fatigue Load Analysis

DLC	Design Situation	Wind Condition	Waves	Wind & Wave directionality	Sea currents
1.2	Power production	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents
2.4	Power production + occurrence of fault	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \mid V_{hub}]$	COD, UNI	No currents
3.1	Start up	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \mid V_{hub}]$	COD, UNI	No currents
4.1	Normal shut down	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s \mid V_{hub}]$	COD, UNI	No currents
6.4	Parked (standing or Idling)	NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents
7.2	Parked and fault conditions	NTM $V_{hub} < 0.7 V_1$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents
8.3	Transport, assembly, maintenance and repair	NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents

Table 13에 사용된 약어는 다음과 같다.

- DLC : design load case
- NTM : normal turbulence model
- NWP : normal wind profile model
- NSS : normal sea state
- COD : co-directional
- MUL : multi-directional
- UNI : uni-directional

Table 14는 풍력발전기 등급에 따른 설계 변수를 나타내었다. 12MW 부유식 해상풍력발전기에 적용한 풍력발전기의 등급은 5MW 풍력발전기와 동일한 I 등급이며, 난류강도는 A이다.

Table 14 Basic Parameters for Wind Turbine Classes

Wind turbine class	I	II	III	S
Reference wind speed, V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	Values specified by the designer
Annual average wind speed, V_{ave} [m/s] (=0.2 V_{ref})	10	8.5	7.5	
A category for higher turbulence characteristics, I_{ref}	0.16			
B category for higher turbulence characteristics, I_{ref}	0.14			
C category for higher turbulence characteristics, I_{ref}	0.12			

하나의 해석시간은 1200초로, 초기 과도응답 구간 600초를 제외한 10분 데이터를 사용하였다. 서로 다른 난류 6개를 생성하여 해석하였고 6개의 데이터를 합산하여 최종적으로 1시간의 해석시간을 가지도록 하였다.

4.1.1 Wave Condition

파도의 조건은 해양 내에서의 주파수와 에너지의 분포를 정의하는 PM 스펙트럼(Pieroson-Moskowitz Spectrum)을 이용하여 각 풍속에 맞는 유의파고(Significant wave height)와 피크주기(Peak-spectral period)를 계산하였다. PM 스펙트럼은 파랑이 취송거리의 제한 없이 완전히 발달된 해상에 적용할 수 있으며 여러 지역이 주로 이 경우에 해당될 것이다. 따라서 피로해석에는 PM 스펙트럼을 사용한다.

PM 스펙트럼에 관한 식은 (4-1), (4-2), (4-3)과 같으며, Table 15는 PM 스펙트럼을 이용하여 계산한 풍속별 유의파고와 피크주기를 나타내었다.

$$W_p = \frac{4\beta^{\frac{1}{4}}}{5} = \frac{g}{U} \quad (4\text{-}1)$$

$$T_p = \frac{2\pi}{W_p} \quad (4\text{-}2)$$

$$\alpha = \frac{5\pi^4}{g^2}\frac{H_s^2}{T_p} \quad (4\text{-}3)$$

· W_p : the peak wave frequency [2π/s]
· T_p : peak-spectral period [s]
· H_s : significant wave height [m]
· U : wind speed [m/s]
· g : gravity [m/s^2]
· α : spectral intensity. default value = 0.0081
· β : a shape factor. default value = 1.25

Table 15 Significant Wave height and Peak-spectral period for Each Wind Speed

Wind speed	Tp	Hs
1	0.76	0.02
3	2.27	0.21
5	3.79	0.57
7	5.30	1.12
9	6.81	1.86
11	8.33	2.78
13	9.84	3.88
15	11.36	5.16
17	12.87	6.63
19	14.39	8.28
21	15.90	10.11
23	17.41	12.13
25	18.93	14.33
27	20.44	16.72
29	21.96	19.29
31	23.47	22.04
33	24.99	24.98
35	26.50	28.10

4.1.2 Wind Condition

IEC 61400-1 육상용 풍력발전기 규칙에 나와 있는 레일레이 분포는 풍속분포함수로 많이 활용되며, 이 풍속분포함수는 정상적인 설계상황에 대한 개별 하중 조건의 발생 빈도를 결정하기 때문에 풍력발전기 설계에 중요한 역할을 한다.

레일레이 풍속분포함수를 나타내는 식은 (4-4)와 같으며, Fig. 17은 레일레이 풍속분포함수를 이용하여 계산한 풍속분포도이다.

$$P(V_0) = 1 - \exp[-\pi(V_0/2V_{ave})^2] \qquad (4\text{-}4)$$

- $P(V_0)$: cumulative probability function
- V_0 : wind speed [m/s]
- V_{ave} : average wind speed [m/s]

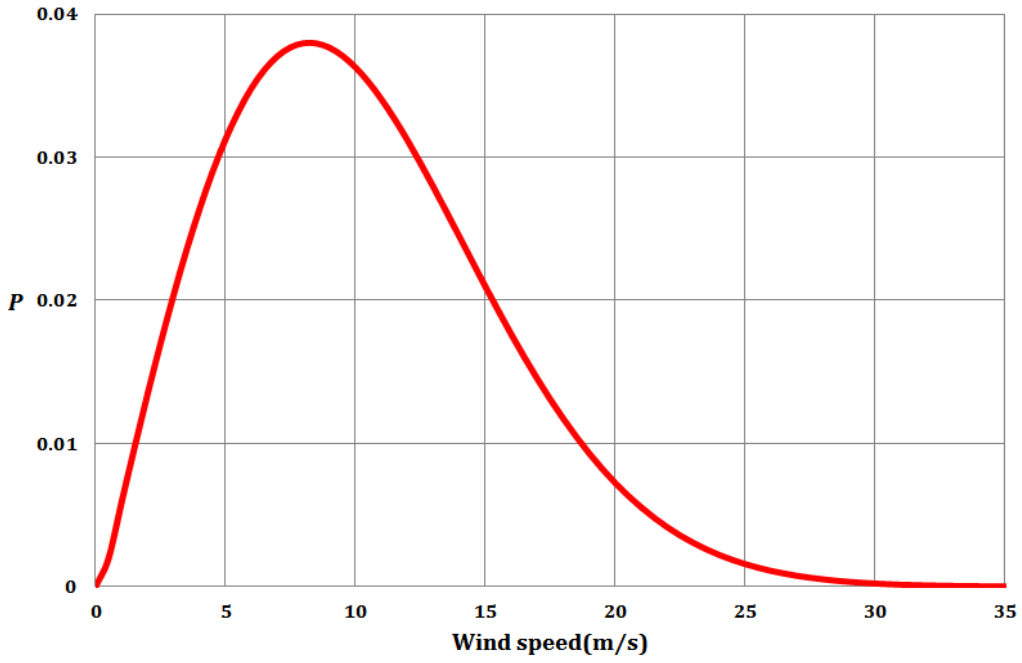

Fig. 17 Rayleigh Wind Speed Distribution

4.1.3 Capacity Factor

12MW급 부유식 해상풍력발전기의 설계수명기간은 20년이다. 전세계 최초로 설치된 부유식 해상풍력발전기인 Hywind의 이용률(Capacity Factor)이 50.2%임을 참고하여, 12MW급 부유식 풍력발전기의 이용률을 50%로 설정하였다. [5]

12MW급 부유식 해상풍력발전기가 전력을 생산하는 구간 풍속인 cut-in과 cut-out 사이에서 꾸준히 전력을 생산한다면 60% 정도의 이용률을 가진다. 하지만 풍력발전기는 전력을 생산하는 풍속 구간에서도 구조적인 결함이나 외부 영향 등으로 인하여 전력 생산이 어려울 수가 있다. 따라서 12MW급 부유식 해상풍력발전기는 풍속 3 m/s(cut-in)와 25 m/s(cut-out)사이에서 가동상태와 정지상태의 발생빈도를 조절하여 이용률 50%를 가지도록 하였다.

Fig. 18는 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 설계하중조건의 시나리오를 나타내었다.

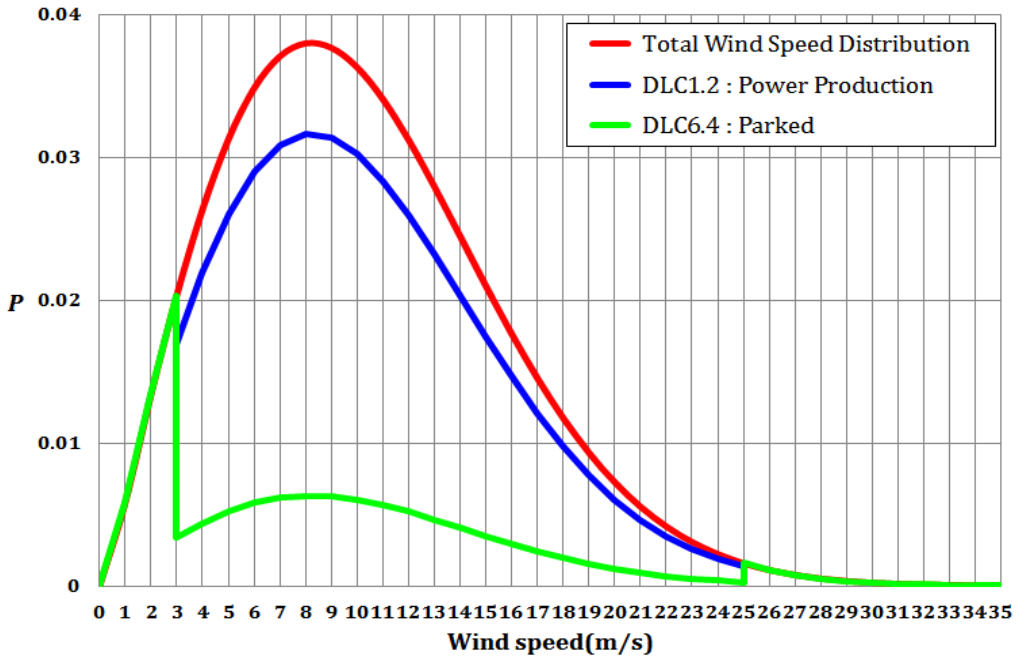

Fig. 18 Rayleigh Wind Speed Distribution for Each Design Load Case

4.1.4 Analysis Loads

본 논문에서는 블레이드의 루트부분에 걸리는 하중에 대한 해석을 수행하였다. 블레이드 루트 부분에 걸리는 Edgewise moment 및 Flapwise moment에 대한 피로해석을 수행하였다.

4.2 Cycle Counting Method

풍력발전기 블레이드에 작용하는 하중은 하중의 변위와 평균이 연속적으로 불규칙하게 변하는 랜덤하중이다. 따라서 일정한 진폭을 가지는 하중과는 달리 각 하중 사이클의 크기를 간단하게 결정할 수 없다. 이와 같이 반복하여 작용하는 랜덤하중의 사이클을 계산하는 방법은 여러 가지가 있으나 Fig. 19처럼 응력-변형 곡선상의 닫힌 히스테리시스 루프를 하나의 사이클로 결정하는 rainflow cycle counting method가 일반적으로 사용된다. 이 방법은 풍력발전기 피로해석에 일반적으로 사용되는 것으로, 많은 연구자들에 의해서 다양한 알고리즘이 제안되었다.

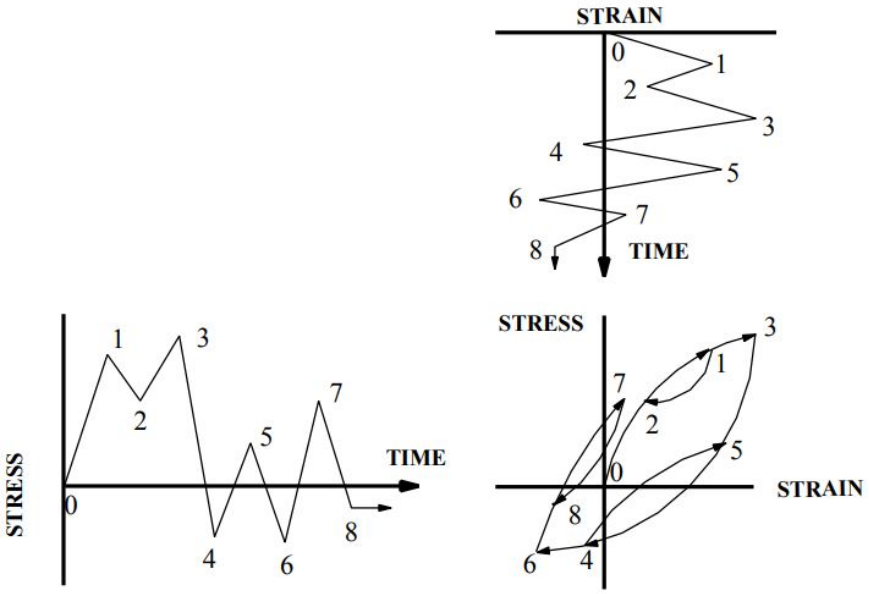

Fig. 19 The Stress-Strain Hysteresis Loop for a Fatigue Cycle [8]

4.2.1 Peak and Valley

연속적으로 불규칙한 하중은 최고점(Peak)과 최저점(Valley)으로 단순하게 나타낼 수 있으며, 이는 cycle counting method의 전처리 과정이자 입력 값이 된다. 이 과정을 통하여 Peak와 Valley를 추출할 뿐만 아니라 계산 할 메모리 량을 줄일 수 있다. 일반적으로 Peak and Valley에 대한 알고리즘은 하중의 기울기 변화이다.

본 논문에서 사용한 컴퓨터용 프로그램 언어는 FORTRAN이며, Peak and Valley 알고리즘을 이용하여 해석하중에 대한 전처리 과정을 수행하였다.

4.2.2 Toplevel-up Cycle Counting

Toplevel-up cycle counting method[21]는 시계열로 표현된 하중의 최고점을 나타내는 시간 t를 기준으로 국부별로 등가 처리되어 계산되는 방식이며 rainflow cycle counting method는 빗물이 지붕을 타고 내릴 때 어떻게 흘러가느냐에 따라서 사이클이 계산되는 것으로 t=0에서부터 순차적으로 계산되는 방식이다.

본 논문에서는 Toplevel-up cycle counting method을 사용하였다. rainflow cycle counting method는 알고리즘이 비교적 복잡하고 순차적으로 계산되어지는 방식이기 때문에 특정구간에서의 counting이 어렵기 때문이다. 두 방법은 계산 과정은 상이하나 동등한 계산 결과를 얻을 수 있다. Toplevel-up cycle counting method의 초기 가정과 규칙은 다음과 같으며, 이 방법을 이용하면 계산 결과로 하중의 변위, 평균값, 사이클 수를 얻을 수 있다.

<Toplevel-up Cycle Counting Method>

✓ $y(s)$는 $-T \le s \le T$ 구간에서 발생하는 응력함수이다.

✓ Maximum peak가 시간 t에서 발생한다면 t^+는 $y(t)$ 직후의 첫 번째 peak가 나타나는 시간이다. 만약 $t < s < T$ 구간에서 더 이상의 peak가 없다면 $t^+ = T$ 이다.

✓ Maximum peak가 시간 t에서 발생한다면 t^-는 $y(t)$ 직전의 첫 번째 peak가 나타나는 시간이다. 만약 $-T < s < t$ 구간에서 더 이상의 peak가 없다면 $t^- = -T$ 이다.

✓ $(t, y(t))$에 의해 결정되는 두 변위는 다음과 같이 정의된다.

- $H^-(t) = y(t) - \min[y(s); t^- < s < t]$
- $H^+(t) = y(t) - \min[y(s); t < s < t^+]$

✓ Rules

A. $H^+(t) \ge H^-(t)$ 이고 $t^- > -T$ 이거나, $H^+(t) < H^-(t)$ 이고 $t^+ < -T$ 이면, 1 사이클을 가지며, 그 때의 변위는 다음과 같이 정의된다.

$$H(t) = \min(H^-(t), H^+(t))$$

B. $[-T, T]$에서 Maximum peak가 첫 번째 혹은 마지막의 y-extremum이면 변위는 $H^+(t)$ 또는 $H^-(t)$이며, 그 때의 사이클은 0.5이다.

C. 그 외의 경우들은 $H^+(t)$와 $H^-(t)$의 변위를 가지며, 각각 1 사이클을 가진다.

4.3 Markov Matrix

Toplevel-up cycle counting method로부터 하중의 변위, 평균값, 사이클 수로 구분하는 Markov matrix를 그릴 수 있다. Markov matrix란 피로해석의 표준이 되는 스펙트럼을 의미하며, 통계 물리학 분야에 쓰이는 Markov Process 및 Markov Condition이라는 용어와 다른 의미를 가지고 있다. 신호에 대한 3차원 분류법 중의 하나이며 상당히 긴 신호를 축약시키기 위해서 흔히 사용된다. Markov matrix를 이용하면 데이터의 양이 줄고 신호의 진폭을 재구성할 수 있지만, 신호의 진폭이 갖는 순차적인 정보 등을 잃게 되는 단점이 있다.

Fig. 20, Fig. 21은 5MW급 풍력발전기 블레이드의 Edgewise moment 및 Flapwise moment를 Markov matrix로 나타낸 것이다. 가로는 range, 세로는 mean을 의미하여 교차되는 부분은 그 range와 mean에서의 cycle을 의미한다.

0	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400		9800	20100	20400	20700	21000
-6000														
-5700														
-5400														
-5100														
-4800														
-4500					4712.11									
-4200	4712.108	1599.2			14136.3									
-3900	52933.46	6829.03	7246.44											
-3600	2187417	244777	32384.8	7557.6	4797.59									
-3300	1735115	670940	186829	77864.8	32978.8	20327.3	12286.4	8604.67	1					
-3000	2190069	581998	226728	127383	89845.5	63082.9	39944.2	13221.5	52					
-2700	2316726	1060569	295572	162552	119505	84167.1	28721.1	45065.2	82					
-2400	1862301	471870	151471	130826	56650.1	48429	70402.1	41930.5	30					
-2100	1252084	342656	91175	59199.1	15421	31690.5	27042.2	10545.1	16					
-1800	664390.6	198236	63257	22028.6	54089.4	29124.7	16963.7	18562.9	45					
-1500	330280.2	128560	39619.8	14454.4	15148.5	27042.2	21339.5	12399.8	33		347.086			
-1200	245842.3	72176.1	43548.6	29459.7	23704.7	14094.3	11106.7	3470.86	36					
-900	956972.1	89285.1	35293.4	29221.7	24812.1	13914	16886.2	5553.37	20					
-600	27149546	3620167	791328	171726	55335.1	25971.9	10960.9	5553.37	4					
-300	75253840	4627872	785685	196198	107181	62001.1	28132.2	13376.8	16					
300	265285.8	83794.4	40334.2	37937.5	31294.9	23881.5	25622.7	21519.3	16					
600	183837.5	44391.4	42853.8	29937	21246.9	23056.9	10623.4	4859.2	41					
900	170439.9	60646.5	46324.6	42915.4	23329.4	13883.4	17081.8	14305.1	57					
1200	223793.9	74664.9	36061.3	42159.6	15210.2	9929.25	8330.06	9929.25	41					
1500	116369.7	64626.7	37177.2	16536.9	19946.1	5764.22	5070.05	694.171	13					
1800	229117.8	38143.8	31685.4	14243.5	9173.47	3681.71	2082.51	4375.88	1					
2100	223362.9	37598.9	44900.7	18619.4	16053.6	9867.64	12371.9	3470.86	29					
2400	371317.2	70874.2	40797.3	29330.5	10561.8	12161	6185.93	4859.2	29					
2700	391145	128517	47194.1	40164.7	26404.5	22450.4	13549.4	3892.56	27					
3000	572138.4	101368	69706	48854.9	28487	26826.2	13821.8	18557.8	27					
3300	665501.4	209001	70066.1	43550.4	31896.3	23627.8	10834.3	3892.56	39					
3600	1187361	135632	90209.8	13971.1	12371.9	7995.98	4586.73	19091	29					
3900	1539707	366776	105252	15139.3			694.171							
4200	1656509	440508	48945.3			1599.2	13540.1							
4500	1011201	196834	66647.9	31242.7										
4800	483232.7	143726	13540.1											
5100	80187.98	13540.1	13540.1											
5400	27080.13													
5700														
6000														

Fig. 20 Edgewise Moment for Markov Matrix(5MW)

	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400		19800	20100	20400	20700	21000
-6000														
-5700														
-5400														
-5100														
-4800														
-4500				1355.518										
-4200				1355.518										
-3900	2747.378	1355.518												
-3600	8830527	131324												
-3300	11647432	774192.8	90518.73	11082.77										
-3000	11554495	1102344	206573.3	51006.3	15408.9	443.626	247.727							
-2700	8392057	758862.3	159973	62808.23	18511.3	8913.5	11388.7	17042.9	4					
-2400	6433136	592837.4	132458.7	42316.93	17228.8	5135.32	9720.48	5068.46	4(					
-2100	6148158	510765.3	133801.1	46251.75	17997.9	6246.96	4103.27	2152.26	6(					
-1800	5320627	486918.6	141186.7	47296.92	12997.1	6479.92	2835.62	1456.41	7					
-1500	4286184	325682.2	85395.58	27271.45	9774.11	6946.68	2346.85	1629.06	1(					
-1200	3705491	379279.3	105837.4	24948.48	14959.9	8195.72	3034.6	9844.55	7					
-900	4442386	419704.5	86929.1	40107.22	10702.4	9404.89	8457.15	12561.6	8(					
-600	6156285	349735.6	108839.9	53544.9	25645.1	24276.1	18659.6	14669.5	9					
-300	5574742	422919.7	143847.2	74284.02	59590.2	32067.3	23298.3	21121.6	2					
300	5892019	347258.3	118754.3	97007.76	99768.1	38523.8	42096.8	25480.9	3(					
600	5601357	382020.5	121764.7	50046.77	38808.5	19854.6	18205.2	13344						
900	4630360	485050.8	143386.7	58549.96	33948	22632.8	17800.9	9756.73	9					
1200	6478999	830787.9	327020.7	66390.41	39096.6	20164.4	19062.1	18966.2	6					
1500	8812841	1593482	951961.6	316020.1	38428.8	19565.5	27628.9	3860.37	3(					
1800	8724743	1830339	994040.5	762196.8	422990	235122	50170.2	9287.86	1(					
2100	8520663	1751290	830625.5	622045.9	612782	247829	68042.1	32879.4	2					
2400	5910936	1286118	806154.7	505890.4	405509	264403	186681	30500.7	9					
2700	7474368	1382387	684036.1	454724	417330	396141	239626	220018	9		677.759			
3000	12889540	2010260	889492.8	740206.4	661818	279679	170080	73547.5	9			677.759		
3300	18835292	1840498	926777.7	574145.8	472620	536632	243985	252756	1		1230.75			
3600	15659446	1492616	777540.6	677505.8	583670	384828	381239	264978	2					
3900	4075488	1862009	1095851	766846.6	634415	290081	501972	470845	3					
4200	4030366	1936257	1164025	830333.9	708178	626157	412850	329300	3					
4500	4651901	2179715	1346147	1093219	702453	659911	618971	454664	2					
4800	5477056	1848949	1155495	920176.6	781345	696792	515262	457121	3					
5100	5260810	2103313	1502719	1018873	832910	629163	375608	532897	5					
5400	4509260	1767492	1471452	1117534	706540	698611	412252	484013	4					
5700	4269920	1881667	1270590	831177.2	516422	593303	400802	409502	3					
6000	3389120	1654871	1025509	529686.2	492187	327759	263075	290251	1					
6300	2879131	1489057	954161.3	583254.4	283773	398434	201582	321321	3					
6600	2593592	1316170	980062.9	645915.9	326866	254064	338465	234363	2					
6900	2620082	1322066	709427	557485.8	349839	328004	243589	175106	1					
7200	2379241	1092723	570507.6	497155.6	270238	333819	330829	219629	2					
7500	2213671	1150124	559998.6	502383.3	345434	224483	342651	176845	1					
7800	1811537	1086444	664915.9	634263.6	444073	362359	350767	182766	2					
8100	2074889	1173100	690696.8	438832.8	420596	430261	436392	276076	1					
8400	1996722	1034748	625924.7	517358.6	389719	336539	125152	231431	1					
8700	2035678	1182824	583071.3	771903.6	339704	253841	477222	258933	1					
9000	2261070	762395	659627.2	448096.9	395507	289977	259629	342958	2					
9300	2084159	1196527	868625.3	684041	439568	311979	312794	203144	2					
9600	2050716	1145567	640926.4	344729.3	481585	346999	263035	305821	2					
9900	1725297	822980.6	509591.9	546101.8	291202	206094	276887	190383	1					
10200	1161265	715685.6	498690.7	169864	188524	154154	157104	109973	7					
10500	755515.6	647842.8	314207	179674.6	109973	141393	31420.7	62841.4	3					
10800	658744.1	392758.8	346084.8	157103.5	28470.8	91312.2	62841.4	28470.8	1					
11100	719726.2	345627.7	172813.9	94262.11	78551.8	15710.4	78551.8	47131.1						
11400	575383.2	213252.2	109972.5		47131.1	25216.4	31420.7							
11700	335680.6	172813.9	44181.17	15710.35										
12000	125682.8	62841.41	15710.35	31420.7										
12300	157103.5	15710.35												
12600	31420.7	31420.7												
12900	31420.7	31420.7	15710.35											
13200	15710.35													
13500														

Fig. 21 Flapwise Moment for Markov Matrix(5MW)

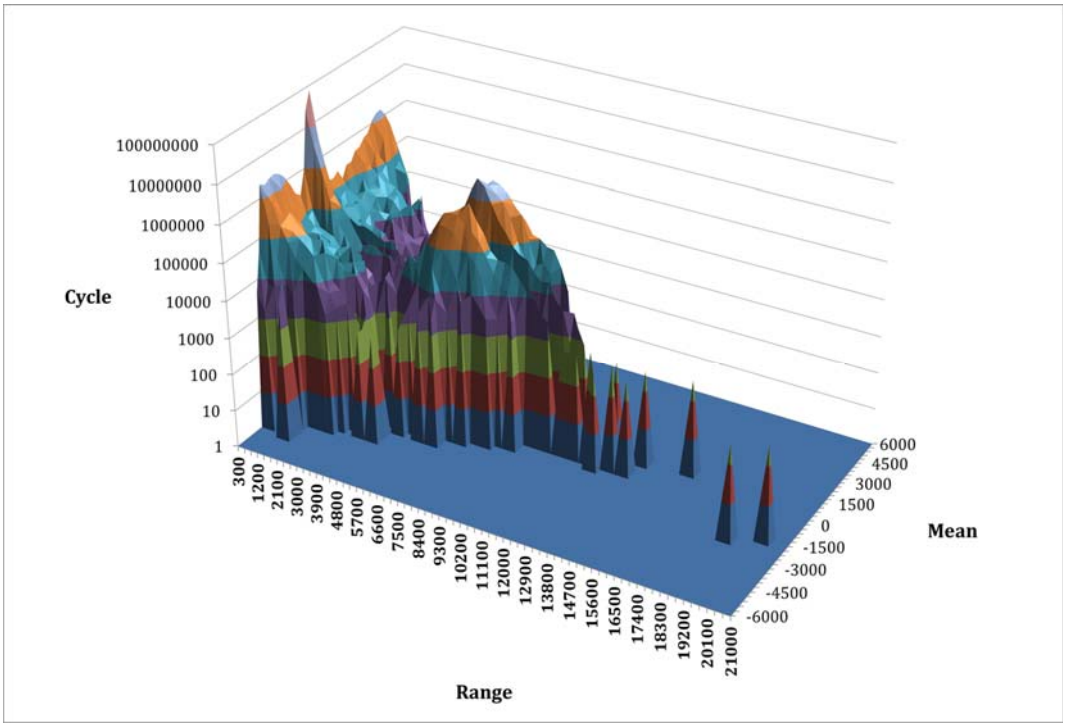

Fig. 22 Range and Mean Spectra of the Edgewise Moment(5MW)

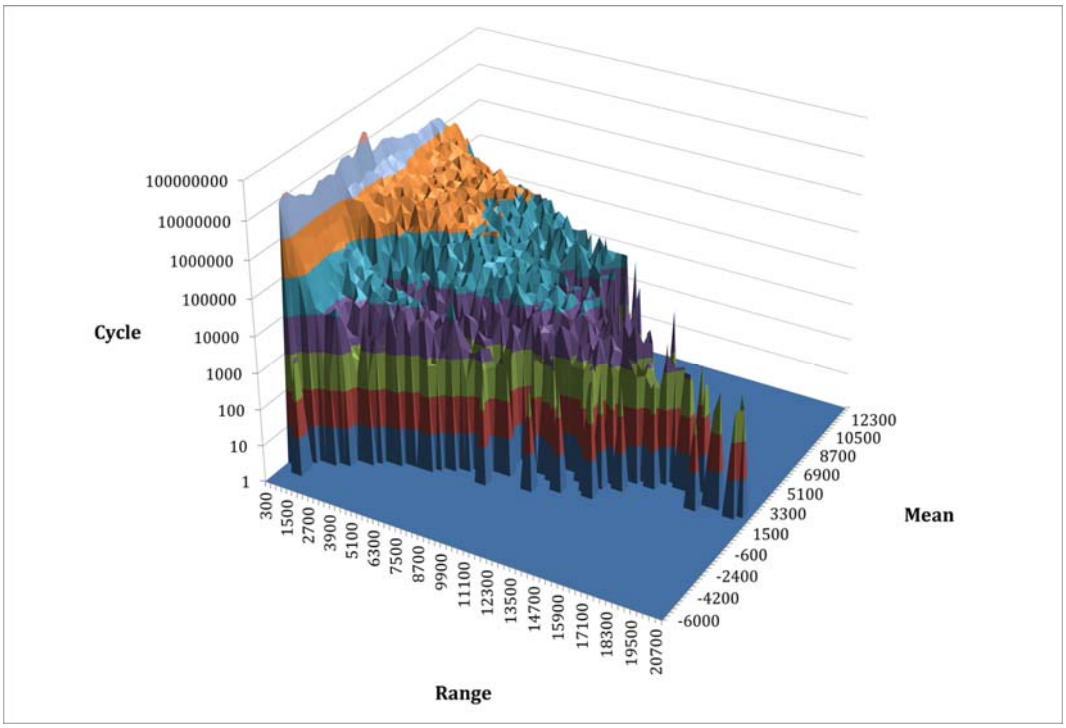

Fig. 23 Range and Mean Spectra of the Flapwise Moment(5MW)

Fig. 22과 Fig. 23는 5MW급 풍력발전기 블레이드의 Edgewise moment 및 Flapwise moment의 Markov matrix를 로그 스케일로 도식화 한 것이다. 일반적으로 Edgewise moment는 RPM에 따라 자중의 변화가 크기 때문에 Flapwise moment에 비하여 그림이 날카롭다. 또한 Edgewise moment에서 사이클의 빈도수가 가장 높은 range가 5MW급 풍력발전기 블레이드의 1차 질량 관성모멘트 근방에서 나타남을 확인할 수 있었다.

4.4 Equivalent Fatigue Load

블레이드 단면에 굽힘 모멘트가 걸리게 되면 블레이드 단면 내 위치에 따라 서로 다른 응력이 발생하게 되는데, 이 피로응력의 평균과 진폭에 따라 모델의 수명이 달라진다. 일반적으로 블레이드 피로시험은 하중의 진폭을 키운 가속수명시험으로 수행된다. 풍력발전기 빔 모델로부터 산출된 목표시험하중은 10^9 사이클 수준이기 때문에 10^6 사이클 수준까지 가속시켜야만 수개월 이내에 피로시험을 완료할 수 있다. 가속수명시험의 목표시험하중은 다음과 같은 관계를 갖는다. S-N 곡선은 일반적으로 log-log 상에서 선형으로 생각할 수 있다. 서로 다른 두 수명 N_1과 N_2는 식 (4-5) 및 (4-6)와 같이 표현된다.

$$\ln S_1 = -\frac{1}{m}\ln N_1 + b \tag{4-5}$$

$$\ln S_2 = -\frac{1}{m}\ln N_2 + b \tag{4-6}$$

두 식의 차이는 식 (4-7)과 같기 때문에 S-N 곡선의 log-log 기울기 역수인 slope parameter m값을 알면 식 (4-7)으로부터 가속수명시험의 하중 진폭을 구할 수 있다.

$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^m \tag{4-7}$$

일반적으로 parameter m값은 복합재료의 물성치에 따라 달라지며, 유리섬유복합재의 경우에는 10, 탄소섬유복합재의 경우에는 14로 매우 높은 값을 가진다. 따라서 주된 fatigue damage는 사이클의 빈도수가 많은 영역에서보다 사이클의 빈도수가 작더라도 range가 높은 영역에서 주로 발생할 것을 예측할 수 있다.

S_1와 N_1은 특정 구간의 range와 cycle을 나타낸다. N_2는 전체 cycle을 의미하며, 이

때의 등가피로하중은 S_2가 된다. 따라서 5MW급 풍력발전기 블레이드의 Edgewise moment 및 Flapwise moment의 등가피로하중은 Table 16과 같다.

Table 16 Equivalent Fatigue Loads for 5MW Wind Turbine

		Edgewise moment		Flapwise moment	
m		10 (GFRP)	14 (CFRP)	10 (GFRP)	14 (CFRP)
N_1		104,485,243	1,241,047,454	530,508,748	14,206,814,743
N_2		10^6	10^6	10^6	10^6
Amplitude (mean=0) [kN-m]	S_1	7050	7050	7050	7050
	S_2	11223	11727	13203	13957

4.5 Result

Fig. 24, Fig. 25, Fig. 26, Fig. 27은 12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 Edgewise moment 및 Flapwise moment를 Markov matrix로 나타낸 것과 이를 로그 스케일로 도식화 한 것이다. 5MW급 풍력발전기의 결과와 비슷한 경향을 가지지만 range, mean, cycle이 전반적으로 크게 증가하였음을 확인할 수 있었다. 5MW급 풍력발전기와 마찬가지로 Edgewise moment에서 사이클의 빈도수가 가장 높은 Range가 12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 1차 질량 관성모멘트 근방에서 나타남을 확인할 수 있었다.

	1000	2000	3000	4000	5000	6000		8000	39000	40000
-25000										
-24000										
-23000										
-22000										
-21000										
-20000										
-19000										
-18000										
-17000										
-16000	1682.569									
-15000	6420.537	863.84	1682.57			1682.57				
-14000	393752.6	76362.7	28452.8	4737.97	1682.57	3365.14				
-13000	2367849	383276	99141.5	52095.5	29289.2	8529.99	473			
-12000	3176582	726286	268744	137035	46376.5	11895.1	728			
-11000	2726633	714576	221294	153161	33165.8	17896.4				
-10000	2379868	549233	243763	170515	35410.6	49684.4	168			
-9000	1726047	610793	226442	100584	54917.1	5047.71	168			
-8000	1405508	347887	312671	159589	33418.3	25173.7	336			
-7000	1125248	276738	70041.3	50347.5	11158.5	1682.57				
-6000	861571.2	198734	77764.2	9475.94	9166.2	3055.4				
-5000	417905	80348.7	37716.1	14841.7	8412.85	8.35698				
-4000	553603.2	94546.3	15861.8	13903	7149.81	1724.35	169			
-3000	1907326	707106	124304	30238.1	4855.33	2440.62	10			
-2000	16673774	3155179	715908	156505	43766.4	11154.4	45			
-1000	34894296	743120	149703	46661.5	24559.7	31469	643	32.57		
1000	420422	92527.1	42020.2	17467.3	4620.68	2428.88	324	65.14	3365.14	1527.7
2000	340772.4	69415.8	14675	6046.08	614.642	126.271	16			
3000	220267.7	103698	31280.4	15095.8	5072.78	1800.48	8.3			
4000	296962.3	59014.6	25197.3	3457.98	9501.01					
5000	276952.7	68880.5	17888.8	14833.4	6420.54					
6000	351204.6	48308.9	16825.7	19261.6	9475.94	1682.57				
7000	436969.2	81593.3	16206.2	16206.2	21275.5	3055.4	168			
8000	498905.8	83496.2	46324.3	25682.2	6420.54					
9000	548239.8	126067	42959.1	27674.5	9785.68	6420.54	642			
10000	777018.2	175977	96656.1	32257.6	15896.5	8103.11	642			
11000	1118245	240116	137615	61283.8	31483.2	16670.8	168			
12000	1585572	354741	145430	67205.6	23999.6	11158.5	673			
13000	1925403	451320	132716	68353.1	30751.5	14523.6				
14000	2692919	258781	24317	9475.94	1682.57	6420.54	168			
15000	2476955	292983	99186.8	3055.4						
16000	1388864	263901	156007	39001.7						
17000	710330.7	273012	97504.2	19500.9						
18000	214509.3	156007								
19000	19500.85	19500.9								
20000	19500.85									
21000										

Fig. 24 Edgewise Moment for Markov Matrix(12MW)

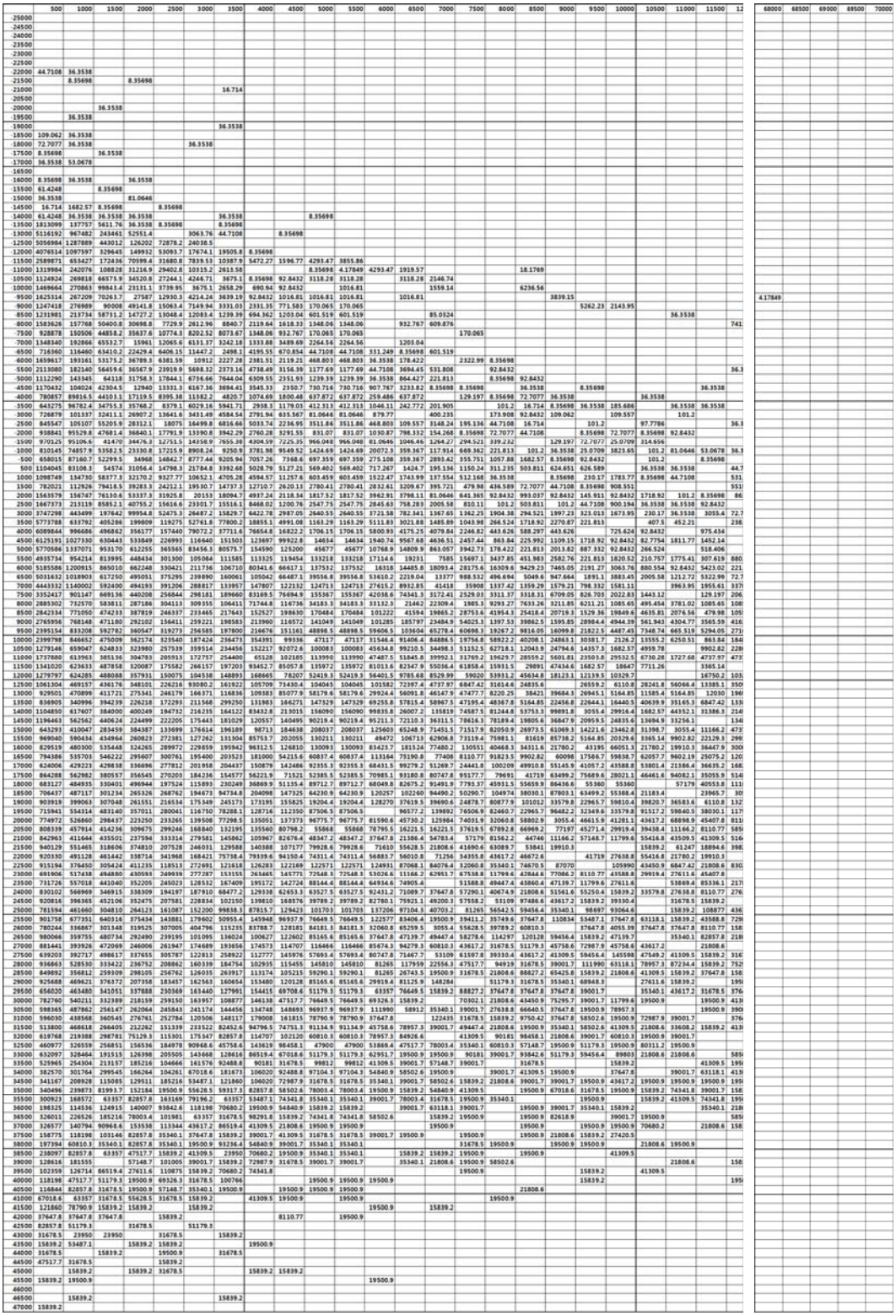

Fig. 25 Flapwise Moment for Markov Matrix(12MW)

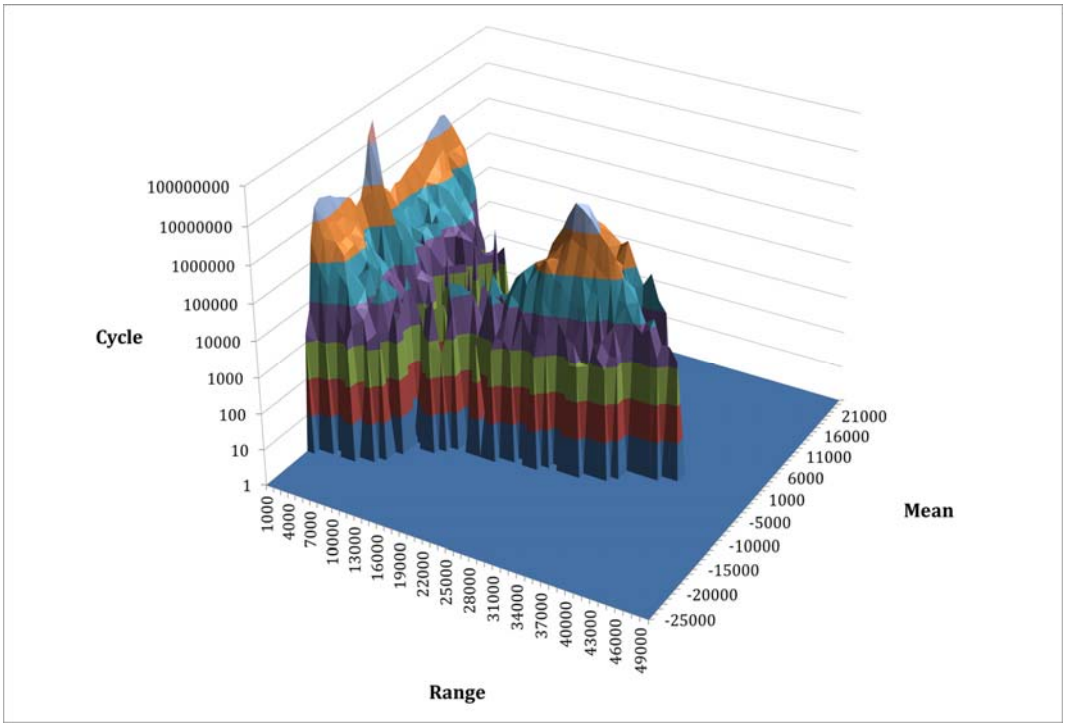

Fig. 26 Range and Mean Spectra of the Edgewise Moment(12MW)

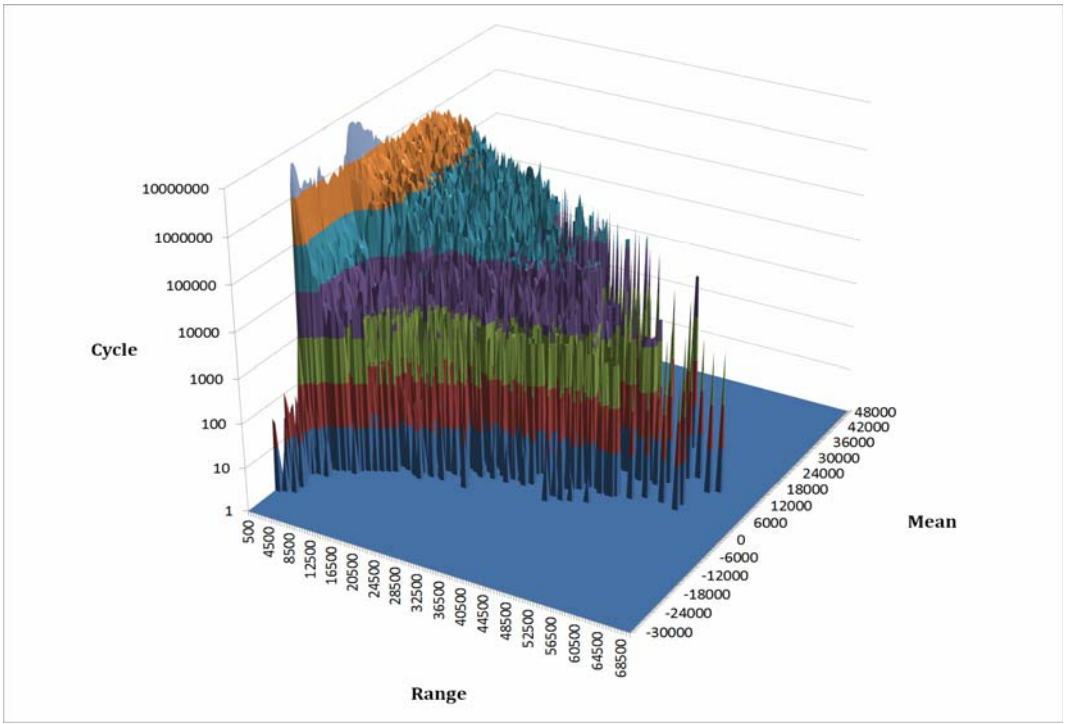

Fig. 27 Range and Mean Spectra of the Flapwise Moment(12MW)

12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 Edgewise moment 및 Flapwise moment의 등가피로하중은 Table 17과 같다.

Table 17 Equivalent Fatigue Loads for 12MW Wind Turbine

		Edgewise moment		Flapwise moment	
m		10 (GFRP)	14 (CFRP)	10 (GFRP)	14 (CFRP)
N_1		74,712,496	111,971,805	121,063,387	1,389,157,362
N_2		10^6	10^6	10^6	10^6
Amplitude (mean=0) [kN-m]	S_1	26500	26500	27000	27000
	S_2	40793	37120	43618	45274

5. 결론

본 논문에서는 12MW급 부유식 해상풍력발전기를 설계한 다음, IEC 61400-3 해상용 풍력발전기 규칙에서 요구하는 피로해석조건을 이용하여 12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드 부분의 피로해석을 수행하였다.

해석에 사용된 12MW급 부유식 해상풍력발전기는 5MW급 풍력발전기와 OC4 반잠수식 구조물을 상사법칙을 이용하여 확장하였고, FAST V8을 이용하여 풍력발전기의 정적응답 및 동적응답을 확인하였다.

대부분의 상부구조물 제원은 기하학적 상사비를 바탕으로 확장하였으며, 일부분은 각 요소들의 성질들을 고려하여 재설계하였다. 12MW급 부유식 해상풍력발전기의 무게를 감소시키기 위하여 탄소섬유강화플라스틱의 날개와 초전도 발전기를 적용하였다.
하부구조물은 상부구조물의 무게를 고려하여 상사비를 결정하였으며 충분한 부력과 안정성을 가지도록 설계하였고, 복원팔(GZ) 곡선을 그려서 하부구조물의 안정성을 검토하였다.

12MW급 부유식 해상풍력발전기 블레이드의 Edgewise moment 및 Flapwise moment에 대한 피로해석을 수행하였다. IEC 61400-3의 피로해석 조건 중 정상 가동 상태인 DLC1.2와 정지 상태인 DLC6.4를 적용하였고, 레일레이 풍속분포함수를 이용하여 Capacity factor를 50%로 조절하였다. 각 DLC에 대한 결과를 Toplevel-up cycle counting method를 이용하여 range, mean, cycle을 구하였고, 최종적으로 20년 주기의 cycle과 등가피로하중을 구하였다.

차후 블레이드뿐만 아니라 각 요소별로 등가피로하중을 구하여 설계 및 해석에 적용한다면 과잉 설계를 막고 안전한 설계를 수행할 수 있을 것이며 풍력발전기의 설계 수준 또한 향상될 것으로 보인다.

참고 문헌

[1] 한겨레, “태양광·풍력발전 부지 정부가 직접 마련한다”, cited 29 June 2017, URL: http://m.hani.co.kr/arti/economy/economy_general/800840.html#cb

[2] MHI VESTAS, "V 164-9.5 MW wind turbine", cited 6 June 2017, URL : http://www.mhivestasoffshore.com/partnerships/

[3] EWEA, 2013, "Deep water-The next step for offshore wind energy", A report by the European Wind Energy Association

[4] 에너지경제, “한국산 부유식 풍력 프로젝트 시동”, cited 28 November 2017, URL : http://www.ekn.kr/news/article.html?no=213566

[5] Statoil, "Hywind Scotland Pilot Part", cited 28 November 2017, URL : http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/HywindScotland/Pages/default.aspx?redirectShortUrl=http%3a%2f%2fwww.statoil.com%2fHywindScotland

[6] S. Sirnivas, W. Musial, B. Bailey and M. Filippelli, 2014, "Assessment of Offshore Wind System Design, Safety, and Operation Standards", NREL/TP-5000-60573

[7] EWEA, 2011, "UpWind - Design limits and solutions for very large wind turbines", A report by the European Wind Energy Association

[8] IEA Wind, "Task 23 Offshore Wind Technology and Deployment", cited 28 November 2017, URL : https://www.ieawind.org/task_23.html

[9] IEA Wind, "Task 30 Offshore Code Comparison Collaboration Continuation(OC4)", cited 28 November 2017, URL : https://www.ieawind.org/task_30/task30_Public.html

[10] John F. Mandell, 1998, “Fatigue of Composite Material Beam Elements Representative of Wind Turbine Blade Substructure”, NREL/SR-500-24379

[11] Herbert J. Sutherland, 1999, “On the Fatigue analysis of wind Turbines-Sandia”, SAND99-0089

[12] Raoul Dixon/North News, "Spinning to destruction", cited 28 November 2017, URL : https://www.theguardian.com/technology/2008/sep/04/energy.engineering

[13] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, 2009, “Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System

Development", NREL/TP-500-38060
[14] 고병수, 성해진, 임혜성, 박민원, 유인근, 2016, "전자기력을 고려한 대용량 초전도 발전기용 모듈 코일 설계", 2016년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집, Vol.2016, No.7, pp. 677~678
[15] 이학구, 문진범, 2015, "부유식 해상풍력터빈용 12MW급 flexible shaft의 설계조건 산출에 대한 연구", 2015년도 풍력에너지학회 추계학술대회 초록집, pp. 114~115
[16] Marshall L. Buhl, 2000, "Modes v2.2 Read Me File", cited 28 November 2017, URL : https://nwtc.nrel.gov/system/files/ReadMe-Modes.txt
[17] P. J. Moriarty, A. C. Hansen, 2005, "AeroDyn Theory Manual", NREL/TP-500-36881
[18] A. Robertson, J. Jonkman et al, 2014, "Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4", NREL/TP-5000-60601
[19] 백재하, 남현우, 음학진, 박현철, 김만응, 2012, "럼프기법을 이용한 5-MW 모노파일 해상 풍력발전 시스템의 피로하중 해석", Journal of Wind Energy, Vol. 3, No. 1, pp. 74~80.
[20] Ardila, O. G. C et al, 2015, "Comparing Fatigue Life Estimations of Composite Wind Turbine Blades using different Fatigue Analysis Tools", Proceedings of 20th International Conference on Composite Materials
[21] I. Rychlik, 1987, "A new definition of the rainflow cycle counting method", International Journal of Fatigue, Vol. 9, No. 2, pp. 119~121

Abstract

Fatigue Analysis of a 12MW Floating Offshore Wind Turbine Blade

In 2017, the MHI Vestas released a 9.5MW offshore wind turbine. It is also actively researching and developing a 10MW offshore wind turbine. As the capacity of a wind turbine increases, the sizes of all its system components, including length and weight, correspondingly increase. Consequently, as a wind turbine becomes larger, it becomes necessary to analyze the fatigue load applied to its entire system. The first reason for such an analysis is to achieve a safe but not overly designed large wind turbine. Second, most wind turbine accidents involve aging turbines and are related to fatigue analysis. Accordingly, the purpose of fatigue analysis is to safely design a wind turbine that sustains repeated loads within its design life. In this study, the blades and loads for the fatigue analysis of a 12-MW floating offshore wind turbine are calculated based on the National Renewable Energy Laboratory(NREL) 5MW wind turbine blades. The calculated loads are applied to the Markov matrix through a preprocessing, such as the rainflow cycle counting method. Finally, the equivalent fatigue load is estimated based on both mean and range.

In this study, only the equivalent fatigue load on the turbine blade is calculated. However, if fatigue analysis is to be performed for all parts using equivalent loads, it is possible to design the wind turbine to fully withstand such loads throughout its design life, and prevent the overdesign of each part as well.

Keywords: floating offshore wind turbine, fatigue analysis, rainflow cycle counting, Markov matrix, Equivalent Fatigue load