



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

전압형 HVDC 송전 시스템의
동적모델링 및 전압제어

濟州大學校 大學院

에너지응용시스템학부 電氣工學專攻

李 禎 宰

2014 年 8 月

전압형 HVDC 송전 시스템의 동적모델링 및 전압제어

指導教授 金 豪 贊

共同指導 高 熙 尙

李 禎 宰

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2014 年 8 月

李禎宰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

2014 年 8 月

Dynamic Modeling and Voltage Control of VSC HVDC Transmission Systems

Jin Jae Lee

(Supervised by Professor Ho-Chan Kim)

(Cosupervised by Doctor Hee-Sang Ko)

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING

FACULTY OF APPLIED ENERGY SYSTEM
GRADUATE SCHOOL
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2014. 8.

- i -

목 차

LIST OF FIGURES	iv
LIST OF TABLES	vi
SUMMARY	vii
1. 서 론	1
2. HVDC 송전 시스템 모델링 및 구성	3
2.1 풍력발전단지 모델링	4
2.1.1 기계적 구성요소	5
2.1.2 전기적 구성요소	6
2.2 송전선로 모델링	7
2.3 HVDC 송전 시스템 모델링	9
3. HVDC 송전 시스템의 전력제어	12
3.1 HVDC 송전 시스템 제어	12
3.2 HVDC 송전 시스템의 무효전력제어	14
4. 시뮬레이션	17
4.1 시뮬레이션 모델 구성	17
4.2 단위역률제어	25
4.2.1 부하 변동	25
4.2.2 풍력발전단지 탈락	26
4.2.3 풍력발전단지와 부하 간 송전선로 고장	28

4.3 무효전력제어	30
4.3.1 부하 변동	31
4.3.2 풍력발전단지 탈락	32
4.3.3 풍력발전단지와 부하 간 송전선로 고장	33
4.4 시뮬레이션 결과 및 고찰	34
5. 결론	37
참 고 문 헌	38
감사의 글	44

LIST OF FIGURES

Fig. 1 Grid connection ac hybrid power system	3
Fig. 2 PMSG based variable speed wind turbine	4
Fig. 3 Block diagram of two-mass drive-train model	6
Fig. 4 Transmission line lumped parameter d - q model	7
Fig. 5 One line diagram of the HVDC transmission system	9
Fig. 6 The synchronous reference frame representation of the HVDC transmission system (a) d -axis (b) q -axis	9
Fig. 7 Block diagram of the rectifier-side control in the HVDC transmission system	13
Fig. 8 Block diagram of the inverter-side control in the HVDC transmission system	13
Fig. 9 Schematic diagram of the reactive power control	14
Fig. 10 Converter active and reactive power operating limits	15
Fig. 11 Implementation of PI controller with the distributed anti-windup	16
Fig. 12 Simulation model of hybrid power system	18
Fig. 13 Simulation model of wind farm	19
Fig. 14 Simulation model of PMSG based wind turbine	20
Fig. 15 Simulation model of transmission system	20
Fig. 16 Simulation model of PCC	21
Fig. 17 Simulation model of local-load	21
Fig. 18 Simulation model of grid connection ac HVDC transmission system	22
Fig. 19 Simulation model of HVDC transmission system	23
Fig. 20 Simulation model of supervisory controller	24
Fig. 21 Simulation model of implementation of PI controller with the distributed anti-windup	24

Fig. 22 Voltage observed at the load	25
Fig. 23 Output power observed at the PCC	26
Fig. 24 3 Voltage observed at the PCC	26
Fig. 25 Current observed at the wind farm	27
Fig. 26 Output power observed at the HVDC system	27
Fig. 27 Voltage observed at the PCC	27
Fig. 28 Current observed at the load	28
Fig. 29 Output power observed at the HVDC system	28
Fig. 30 Voltage observed at the PCC due to the transmission fault	29
Fig. 31 Monitoring system of voltage at the load	30
Fig. 32 Reactive power control operation of the supervisory controller	30
Fig. 33 Output power observed at the HVDC system	31
Fig. 34 Current observed at the load	31
Fig. 35 Voltage observed at the PCC	32
Fig. 36 Output power observed at the HVDC system	32
Fig. 37 Current observed at the load	33
Fig. 38 Voltage observed at the PCC	33
Fig. 39 Output power observed at the HVDC system	34
Fig. 40 Voltage observed at the PCC	34
Fig. 41 Voltage observed at the PCC due to load variation	35
Fig. 42 Voltage observed at the PCC due to the wind turbine trip	35
Fig. 43 Voltage observed at the PCC due to the transmission fault	36

LIST OF TABLES

Table 1 Parameter of transmission line	8
Table 2 Parameter of HVDC transmission system	10

SUMMARY

This thesis is devoted to a study on dynamic modeling and voltage control based on HVDC transmission system and wind farm. The main subjects are the modeling of HVDC and wind farm, control of voltage at the PCC, and simulation. The main contribution of the modeling work is the development of component models for a flexible simulation tool that enables analysis of various wind-HVDC hybrid system configurations. The component models are developed at an equal level of complexity, which are appropriate for voltage control. The models should be accurate enough to predict power quality in terms of voltage deviations at the PCC(point of common coupling). The proposed model framework is flexible, and can easily be extended to represent a general electrical network topology, and to include other renewable energy sources such as photovoltaic, etc.

The design of voltage control is a development of a new type of the hybrid control that is made up of HVDC, wind farm, grid, and local load. This contributes an optimization approach for finding the optimal operations that are usually chosen by trial and error. In the simulation studies, three different cases of operations of the wind-HVDC hybrid power system are performed: local load variation, wind farm trip from the grid, and fault in the TL between the wind farm and local load.

In the simulation study, it shows that the HVDC is able to support actively the grid due to its capability to control independently active and reactive power production, a reactive power control is presented in order to regulate/contribute the voltage at a remote location with taking into account its operating state and limits.

1. 서 론

세계적으로 신재생에너지의 개발은 화석연료사용을 절감하고, 환경문제 해결을 위한 중요한 과제로 대두되고 있다. 이에 세계 각국에서는 신재생에너지발전을 위한 연구, 개발 및 보급에 힘을 쏟고 있고, 우리나라 또한 탄소배출량을 줄이기 위하여 풍력, 태양광, 파력 및 에너지저장장치 등 신재생에너지 기술개발 및 발전 설비 구축에 힘을 기울이고 있다. 그에 따라 국내 전력시장에서 신재생에너지 발전량은 매년 증가하는 추세이고, 그 중 풍력발전은 대단위 발전이 가능하기 때문에 국내 여러 지자체에서는 지역 발전의 일환으로 풍력단지 유치 및 조성을 위해 노력을 기울이고 있다.

HVDC 송전 시스템은 장거리의 육상 또는 해저 전력선을 이용한 교류 전력 시스템 간의 상호 전력전송에 대한 응용 기술이다 [1]-[3]. HVDC 송전 시스템은 교류 송전에 비하여 장거리 송전, 비동기 계통 연계, 해저 케이블 사용 및 전력제어기능 등의 장점을 가지고 있어 지속적으로 개발되어 왔고 시스템 간의 전력전송 용량과 품질의 수준을 향상시키기 위해 제어특성에 대한 연구가 활발히 진행되고 있다. HVDC 송전 시스템은 교류 전력계통간에 장거리 전력 송전 및 해상풍력단지와와 같은 원거리의 발전설비와 전력 계통과의 연계를 위하여 연구 개발 및 건설의 수요는 지속적으로 증가할 것으로 예상된다 [4]-[14].

HVDC 송전 시스템은 전력변환장치에 사용된 전력전자 소자에 따라 크게 전류형(line commutated converter, LCC) HVDC 송전 시스템과 전압형(voltage source converter, VSC) HVDC 송전 시스템으로 구분할 수 있다. 전류형의 경우 Turn-on을 조절 할 수 있는 사이리스터를 사용하여 밸브를 여닫고, 전압형의 경우 Turn-on, Turn-off가 가능한 IGBT 소자를 사용한다 [14]-[26],[34]. 전류형 HVDC 송전 시스템의 전류(commutation)는 AC 계통에 의지하거나 별도의 무효전력 보상 장치의 설치가 필요한 반면 전압형 HVDC 송전 시스템의 경우 전력소자의 Turn-on, Turn-off 기능으로 인하여 자체전류가 가능하고, 무효전력을 흡수 또는 생산이 가능하여 무효전력을 제어 할 수 있다. 또한 정해진 범위 안에서의 무효전력 제어는 유효전력과 독립적으로 제어함으로서 전압안정도를 위하여 여러 가지 방법

으로 활용 할 수 있다 [26]-[30],[35]. 전압형 HVDC 송전 시스템은 고가이고 전력 손실이 크며, 고전압을 감당할 수 있는 전류형 HVDC 송전 시스템에 비하여 대용량 전력수송에 불리한 단점이 있다. 하지만 최근 들어 전력소자의 성능개선과 제어로직에 대한 연구로 단가 및 전력손실을 줄이려는 노력과 모듈형 멀티레벨 컨버터(modular multi-level converter, MMC)와 같은 컨버터 구성 체계 개발을 통하여 컨버터 전압 용량의 제약을 극복해 나가고 있다 [36].

전압형 HVDC 송전 시스템은 IGBT 컨버터 기반의 HVDC 시스템을 이용하였고, 송전계통의 전압 안정도를 위한 방법으로 HVDC 송전 시스템의 동적모델링과 무효 전력제어를 활용한 전압제어 기술을 제안한다. 또한 전압형 컨버터의 독립적 유·무효 전력제어 기능을 활용하여 실시간으로 모니터링 된 부하의 전압변동을 보상함으로써 시스템의 운전상태 및 안정도를 확보하고 전력계통의 전압안정도에 기여하는 방법을 제시한다. 시스템 모델은 $d-q$ 동기좌표계에서 모델링하여 3상 교류 시스템을 단상 직류시스템으로 표현함으로써 복잡한 전력 시스템을 비교적 간단한 모델로 표현하고, 세 가지 전력계통 고장에 대한 시뮬레이션을 수행하여 제안된 시스템의 제어 방법에 대한 평가 및 분석을 수행하였다 [31].

2. HVDC 송전 시스템 모델링 및 구성

Fig. 1은 HVDC 송전 시스템의 계통연계도로서 영구자석동기발전기(permanent magnetic synchronous generator, PMSG) 기반의 풍력발전단지, Local-Load, 변압기(transformer), 송전선로(transmission line) 그리고 HVDC 송전 시스템으로 구성된다. 또한 HVDC 송전 시스템은 변압기, HVDC 링크, 그리고 6 펄스 컨버터 브릿지에 의해 구성된다 [32],[33]. 시스템의 구성요소들의 모델링은 등가방정식으로 표현하고, Matlab/Simulink를 이용하여 시뮬레이션 모델을 구성한다 [19]. 풍력발전단지에서 생산된 전력은 변압기 TR1으로 승압이 되어 15 km의 송전선로와 연계된 계통 연계점(point of common coupling, PCC)을 통하여 부하에 공급된다. 부하의 전력 사용량 중 부족전력은 HVDC 송전 시스템으로부터 공급받는데 이는 무한모선과 연계되어 있다. 계통연계 시스템은 제주도의 전력수급에서 착안한 것으로 부하인 제주도의 전력 소모량 중 기저부하는 화력 및 복합발전소가 담당하여 발전소의 출력이 일정하다고 가정하고, 신재생 에너지 발전원인 풍력발전단지만을 고려하여 모델링하였다. 계통에서 무한모선과 부하를 연계하는 HVDC 송전 시스템은 부하의 전압 안정도 향상을 위하여 무효전력제어를 통한 전압제어가 가능한 IGBT 기반의 전압형 HVDC 송전 시스템을 이용한다.

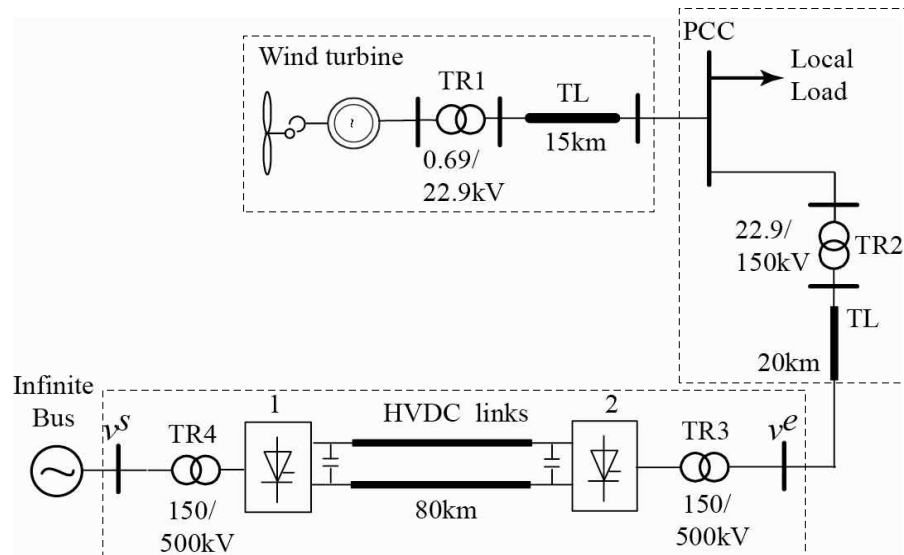


Fig. 1 Grid connection ac hybrid power system

2.1 풍력발전단지 모델링

모델링에 고려한 풍력발전단지는 PMSG 기반의 풍력발전기를 활용하고 변압기 및 송전선로를 이용하여 PCC에 연계된다. 이 때 풍력발전기는 2MW, 690V 용량의 PMSG를 이용하였다. Fig. 2의 PMSG 기반의 가변속 풍력발전기(PMSG based variable speed wind turbine)는 블레이드, 피치제어, 필터, 컨버터(back-to-back voltage source converter, VSC) 그리고 PMSG로 구성된다. 바람에 의해 회전하는 블레이드는 로터와 연결되어 회전속도에 대응한 기계적인 힘 P_m 이 PMSG의 회전자 축에 유도됨으로서 고정자에서 전기적인 힘 P_s 으로 변환된다. 풍력발전기의 가변속 운전은 VSC 컨버터에 의해 가능하며, 이는 유효전력 P_g 을 제어함으로써 얻을 수 있다. 계통측 컨버터는 필터를 통하여 외부전력망으로 연결되고, DC-link의 전압을 허용범위 내로 제어하여 최대 출력 P_g 를 유지하는 것이다 [34].

전력시스템의 특성을 고려하여 합리적이고 보편적인 모델링이 필요하므로 d - q 동기좌표계에 기반을 둔 Per-unit 기법의 모델링 방법을 사용한다. Fig. 2와 같이 풍력발전기는 기계 시스템과 전기 시스템이 같이 사용되기 때문에 두 구성요소로 나누어 모델링하였다 [31].

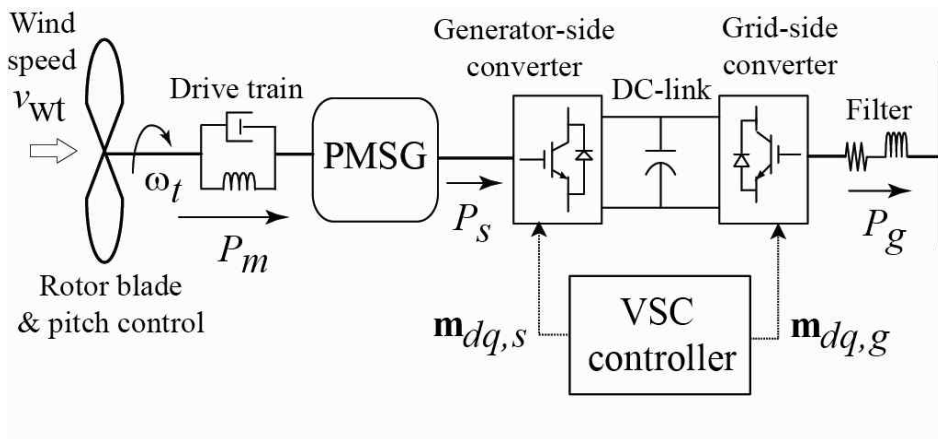


Fig. 2 PMSG based variable speed wind turbine

2.1.1 기계적 구성요소

기계적 구성요소는 블레이드, 로터, 피치, 증속장치로 구성되고, 기계적 출력은 식 (1)로 나타낼 수 있다.

$$P_{mech} = \frac{\rho}{2} A_r v_w^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (1)$$

여기서,

P_{mech}	기계적인 출력 W
ρ	공기밀도 kg/m^3
A_r	블레이드의 표면적 m^2
v_w	풍속 m/sec
$C_p(\lambda, \theta)$	효율 : $\lambda = R_t \omega_t / v_w$ 과 피치각 θ 과의 함수

이다.

풍력발전기의 기계적 출력은 효율 λ 와 피치각 θ 와 함수인 C_p 에 의하여 결정되는데, 풍력발전기의 블레이드는 발전기의 출력이 정격보다 높을 때 최대 출력을 초과하지 않도록 피치각을 조절하여 P_{mech} 를 줄이고, 출력이 정격 이하일 경우는 피치각을 최소로 하여 P_{mech} 가 최대가 되도록 한다. 풍력발전기의 피치를 제어함으로써 기계적 로터속도 ω_t 를 기준 값 ω_t^{set} 가 되도록 유지하여 증속장치(drive train)로 기계적 토크 T_{mech} 를 출력한다. T_{mech} 를 입력받은 증속장치는 전기적 토크 T_s 와 전기적 회전속도 ω_r 을 출력하여 발전기로 전달한다. Fig. 3은 증속장치 모델의 블록다이어그램이고, 감쇄계수 D_{tg} 와 강성계수 K_{tg} 에 의해 회전속도를 제어한다 [32].

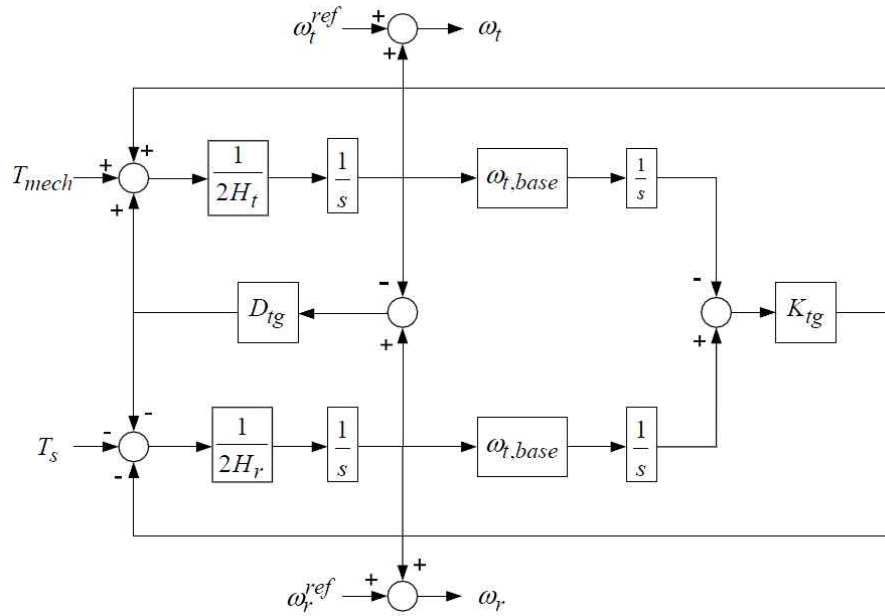


Fig. 3 Block diagram of two-mass drive-train model

2.1.2 전기적 구성요소

풍력발전기의 전기적 구성요소는 발전기와 컨버터로 구성된다. 영구자석 동기 발전기는 다음의 식 (2)와 (3)으로 나타낼 수 있다.

$$\begin{aligned}
 v_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{ds}}{dt} + \omega_e \psi_{qs} \\
 v_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qs}}{dt} - \omega_e \psi_{ds}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

그리고

$$\psi_{ds} = -L_{ds} i_{ds} - \psi_m, \quad \psi_{qs} = -L_{qs} i_{qs}
 \tag{3}$$

여기서,

ω_e 동기각속도 rad/sec
 ψ_m 영구자석 여자기의 자속
 L_{ds}, L_{qs} 발전기 고정자의 누설 리액턴스

이다.

발전기 고정자에서 출력되는 유효전력과 무효전력은 다음의 식 (4)로 나타낼 수 있다 [31].

$$P_s = v_{d1}i_{ds} + v_{q1}i_{qs}, \quad (4)$$

$$Q_s = v_{d1}i_{qs} - v_{q1}i_{ds}$$

2.2 송전선로 모델링

송전선로는 Fig. 4와 같이 d - q 동기좌표계에서 R, L, C 성분을 이용하여 모델링 하였고, 파라미터는 Table 1과 같다. [34].

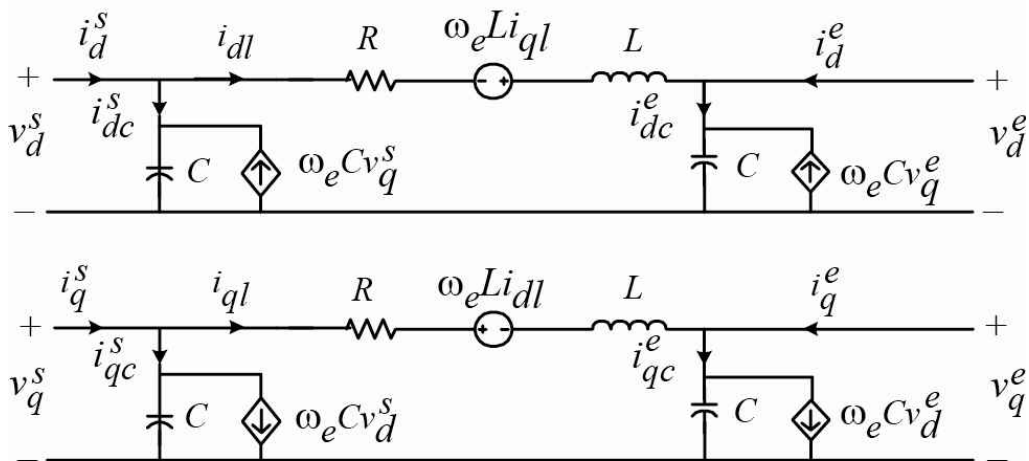


Fig. 4 Transmission line lumped parameter d - q model.

Table 1 Parameters of transmission line

Parameter	Contents	d-axis	q-axis
v^s	voltage of transmission line sending-end	v_d^s	v_q^s
i^s	current of transmission line sending-end	i_d^s	i_q^s
i_c^s	current of sending-side capacitance	i_{dc}^s	i_{qc}^s
i_l	current of transmission line	i_{dl}	i_{ql}
i_c^e	current of receiving-side capacitance	i_{dc}^e	i_{qc}^e
i^e	current of transmission line receiving-end	i_d^e	i_q^e
v^e	voltage of transmission line receiving-end	v_d^e	v_q^e

풍력발전단지에서 생산된 전력을 부하로 전송하는 송전선로의 등가 방정식은 송전단부터 수전단까지 전압과 전류에 대하여 d 축과 q 축을 구분하여 식 (5)와 같이 나타낼 수 있다 [31].

$$\begin{aligned}
 v_d^s - v_d^e &= R_{TL}i_{dl} + \frac{L_{TL}}{\omega_b} \frac{di_{dl}}{dt} + \omega_e L_{TL}i_{ql} \\
 v_q^s - v_q^e &= R_{TL}i_{ql} + \frac{L_{TL}}{\omega_b} \frac{di_{ql}}{dt} - \omega_e L_{TL}i_{dl} \\
 i_{dc}^s &= \frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dv_d^s}{dt} + \omega_e C_{TL}v_q^s \\
 i_{qc}^s &= \frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dv_q^s}{dt} - \omega_e C_{TL}v_d^s \\
 i_{dc}^e &= \frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dv_d^e}{dt} + \omega_e C_{TL}v_q^e \\
 i_{qc}^e &= \frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dv_q^e}{dt} - \omega_e C_{TL}v_d^e
 \end{aligned} \tag{5}$$

2.3 HVDC 송전 시스템 모델링

HVDC 송전 시스템은 무한모선으로부터 부하로의 전력전송을 모델링하고, 변압기, 컨버터 그리고 HVDC 링크로 구성된다. HVDC 송전 시스템의 모델링은 Fig. 5의 단선 결선도와 같이 HVDC 링크와 변압기 및 컨버터를 각 구성요소별로 R_1, L_1, C_1 성분을 이용하여 모델링하였고, C_0 는 모델링 목적을 위해 가정하여 10^{-6} 로 설정하였다. HVDC 송전 시스템의 d - q 동기좌표계모델은 Fig. 6과 같이 나타낼 수 있다. 시스템에 사용된 파라미터는 표 1과 같고, 등가 방정식은 v^s 부터 v^e 까지 각 구성요소의 경계에서 전압과 전류의 차를 이용하여 식 (6)과 식 (7)에 정리하였다 [31].

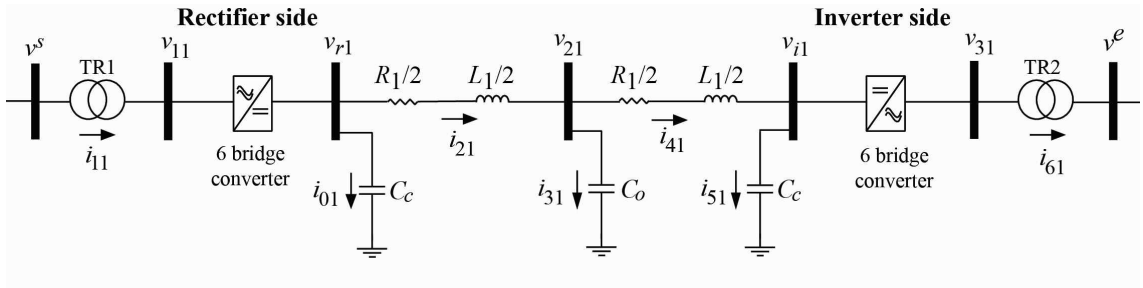


Fig. 5 One line diagram of the HVDC transmission system

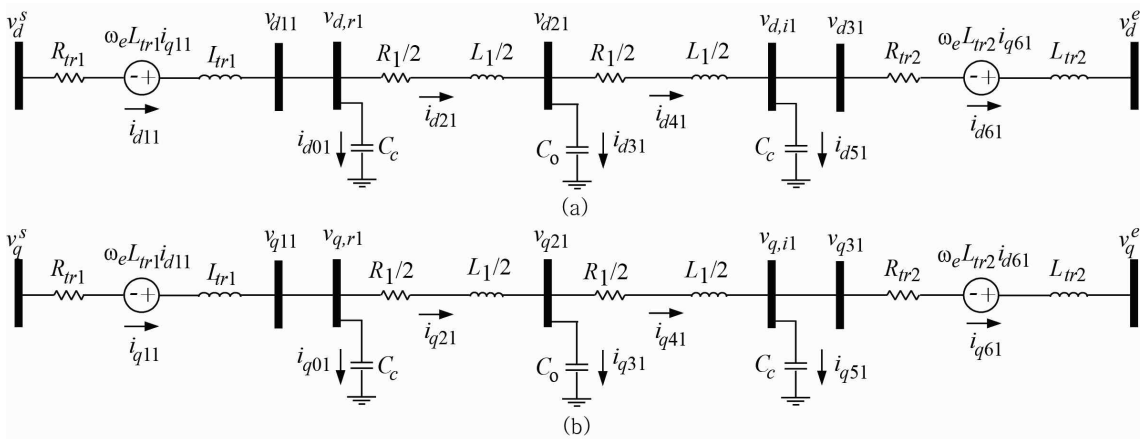


Fig. 6 The synchronous reference frame representation of the HVDC transmission system (a) d -axis (b) q -axis

Table 2 Parameters of HVDC transmission system

Parameter	Contents	d -axis	q -axis
v^s	voltage of HVDC sending-end	v_d^s	v_q^s
i_{11}	current of Transformer1	i_{d11}	i_{q11}
v_{11}	output voltage of transformer1	v_{d11}	v_{q11}
v_{r1}	output voltage of rectifier side converter	$v_{d,r1}$	$v_{q,r1}$
i_{01}	leakage current of rectifier side converter	i_{d01}	i_{q01}
v_{21}	voltage of HVDC transmission line	v_{d21}	v_{q21}
i_{31}	leakage current of HVDC transmission line	i_{d31}	i_{q31}
v_{i1}	output voltage of inverter side converter	$v_{d,i1}$	$v_{q,i1}$
i_{51}	leakage current of inverter side converter	i_{d51}	i_{q51}
v_{31}	output voltage of transformer2	v_{d31}	v_{q31}
i_{61}	current of Transformer2	i_{d61}	i_{q61}
v^e	voltage of HVDC receiving-end	v_d^e	v_q^e

$$v_d^s - v_{d11} = R_{tr1} i_{d11} - \omega_e L_{tr1} i_{q11} + \frac{L_{tr1}}{\omega_b} \frac{di_{d11}}{dt} \quad (6)$$

$$v_{d,r1} - v_{d21} = \frac{R_1}{2} i_{d21} + \frac{L_1}{2\omega_b} \frac{di_{d21}}{dt}$$

$$i_{d21} - i_{d41} = \frac{C_o}{\omega_b} \frac{dv_{d21}}{dt}$$

$$v_{d21} - v_{d,i1} = \frac{R_1}{2} i_{d41} + \frac{L_1}{2\omega_b} \frac{di_{d41}}{dt}$$

$$v_{d31} - v_d^e = R_{tr2} i_{d61} - \omega_e L_{tr2} i_{q61} + \frac{L_{tr2}}{\omega_b} \frac{di_{d61}}{dt}$$

$$i_{d11} - i_{d21} = \frac{C_c}{\omega_b} \frac{dv_{d,r1}}{dt}$$

$$i_{d41} - i_{d61} = \frac{C_c}{\omega_b} \frac{dv_{d,i1}}{dt}$$

$$\begin{aligned}
v_q^s - v_{q11} &= R_{tr1} i_{d11} - \omega_e L_{tr1} i_{q11} + \frac{L_{tr1}}{\omega_b} \frac{di_{q11}}{dt} \\
v_{q,r1} - v_{q21} &= \frac{R_1}{2} i_{q21} + \frac{L_1}{2\omega_b} \frac{di_{q21}}{dt} \\
i_{q21} - i_{q41} &= \frac{C_o}{\omega_b} \frac{dv_{q21}}{dt} \\
v_{q21} - v_{q,i1} &= \frac{R_1}{2} i_{q41} + \frac{L_1}{2\omega_b} \frac{di_{q41}}{dt} \\
v_{q31} - v_q^e &= R_{tr2} i_{q61} - \omega_e L_{tr2} i_{d61} + \frac{L_{tr2}}{\omega_b} \frac{di_{q61}}{dt} \\
i_{q11} - i_{q21} &= \frac{C_c}{\omega_b} \frac{dv_{q,r1}}{dt} \\
i_{q41} - i_{q61} &= \frac{C_c}{\omega_b} \frac{dv_{q,i1}}{dt}
\end{aligned} \tag{7}$$

3. HVDC 송전 시스템의 전력제어

3.1 HVDC 송전 시스템 제어

전압형 HVDC 송전 시스템은 전류형 HVDC 송전 시스템과 비교하여 여러 가지 장·단점이 있다. 사이리스터를 이용하는 전류형은 전류(commutation) 시 AC전압원에 의존하여 무효전력을 흡수하는 반면 IGBT 소자를 이용하는 전압형은 자체 전류가 가능하여 무효전력을 생산 또는 흡수 할 수 있다. 전류형은 전류 실패 방지를 위해 최소 소호각이 필요하고 소호각 확보로 인한 무효전력 소모량은 더욱 증가한다. 또한 각 상당 다수의 Turn-on, Turn-off 동작으로 인해 $6n+1$ 차수의 고조파 발생으로 인하여 고조파 필터가 필요하다. 전압형은 유효전력과 무효전력을 독립적으로 제어가 가능하여 컨버터에 의한 무효전력제어가 가능하며, 고속의 스위칭 동작으로 낮은 차수의 고조파를 제거함으로써 필터의 소형화 또는 미설치가 가능하다 [35]. 단, 고속의 스위칭 동작으로 인한 스위칭 주파수가 증가하여 전력손실이 커지므로 적절한 스위칭 주파수의 결정은 필수적이다. 전압형은 전력손실이 크고 대용량 시스템에는 부적합하지만, 무효전력제어에 의한 전압안정도 향상으로 양질의 전력전송 및 양방향 전력전송을 기대할 수 있고, 스위칭 주파수에 의한 전력손실을 줄이기 위하여 적절히 설계된 제어 시스템이 필수적이다.

전압형 HVDC 송전 시스템의 제어는 d 축과 q 축 성분의 독립적 제어를 위하여 $\omega_e L_{tr2} i_{dq21}$ 와 $\omega_e L_{tr2} i_{dq41}$ 를 포함하는 정류기측 컨버터와 인버터측 컨버터에 의해 제어되고, Fig. 7과 Fig. 8은 무한모선의 교류성분을 직류성분으로 변성하여 HVDC 송전선로로 공급하는 정류기측 컨버터와 HVDC 송전선로의 직류 성분을 부하측 계통으로 공급하기 위하여 교류 성분으로 변환하는 인버터측 컨버터를 나타내는 블록 다이어그램이다.

Fig. 7에 보이는 정류기측 컨버터는 생산된 유효전력을 모두 송전망으로 보내기 위해 단위역률제어를 적용하여 i_{q21}^{set} 은 0으로 설정하였으며, 유효전력은 i_{d21}^{set} 에 의해 제어된다. i_{d21}^{set} 는 직류전압 설정 값 v_{r1}^{set} 과 $v_{r1} = \sqrt{v_{d,r1}^2 + v_{q,r1}^2}$ 으로부터 얻어진 v_{r1} 에 의해 계산된다.

Fig. 8에 보이는 인버터측 컨버터는 정류기측에서 보내는 유효전력을 모두 부하로 보내기 위해 정류기측 컨버터의 제어방법을 따른다. 이때 d 축과 q 축 전류 값은 다음의 식 (8)에 의해 계산된다.

$$\begin{bmatrix} i_{d41}^{set} \\ i_{q41}^{set} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{d,i1} & v_{q,i1} \\ v_{q,i1} & v_{d,i1} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_{i1}^{set} \\ Q_{i1}^{set} \end{bmatrix} \quad (8)$$

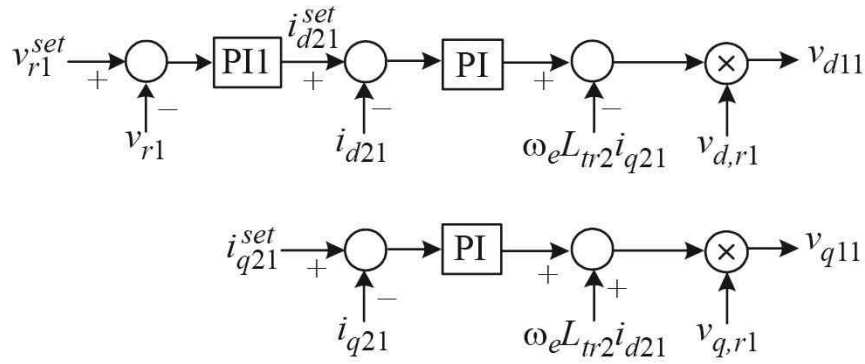


Fig. 7 Block diagram of the rectifier-side control in the HVDC transmission system

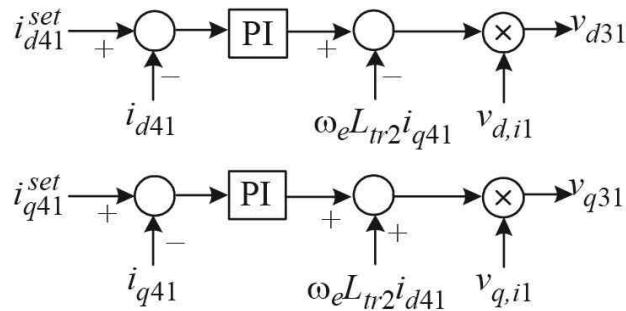


Fig. 8 Block diagram of the inverter-side control in the transmission HVDC system

3.2 HVDC 송전 시스템의 무효전력제어

HVDC 송전 시스템의 무효전력제어를 통한 부하의 전압제어는 PCC의 전압을 관찰하여 전압 보상에 필요한 무효전력을 계산하고, HVDC 송전 시스템의 운전상태와 무효전력 공급한계를 고려하여, 시스템의 인버터측 컨버터를 이용한 무효전력제어를 통하여 부하의 전압안정도를 향상시킨다.

Fig. 9에 나타난 것과 같이 PCC의 전압제어를 위해서는 인버터측 컨버터에 입력되는 무효전력 제어신호 Q_{i1}^{set} 를 정의하여야 하는데, 이는 PCC에서 전압의 기준값과 측정값의 차를 입력으로 받은 제어기에서 출력된 PCC에서의 무효전력 요구량 ΔQ_{pcc} 과, HVDC 송전 시스템의 유효전력 P_{i1} 과 무효전력 Q_{i1} 을 이용하여 계산한 최대무효전력 Q_{i1}^{max} 을 비교하여 정의한다. 컨버터를 제어할 때, 컨버터의 운전한계를 넘어서지 않는 것은 매우 중요하다. 그러므로 운전 한계를 고려한 컨버터 2로부터 요구되는 무효전력은 다음의 식 (9)에 의하여 계산한다.

$$Q_{i1}^{max} = \min\{Q_{i1}^{max}, Q_{i1}^{max} \Delta Q_{pcc}\} \quad (9)$$

Q_{i1}^{max} 는 HVDC 송전 시스템이 공급 할 수 있는 최대 가용 무효전력(한계)이고, ΔQ_{pcc} 는 부하의 전압보상을 위하여 요구되는 무효전력이다.

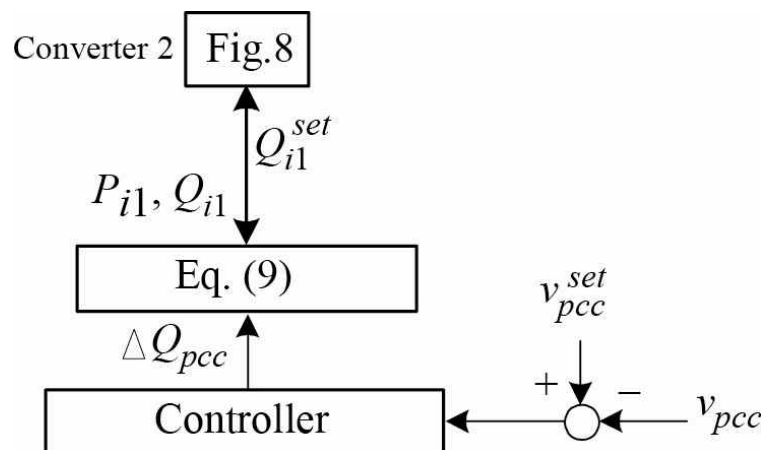


Fig. 9 Schematic diagram of the reactive power control

Fig. 10은 컨버터 2가 전력 한계 S_{i1}^{\max} 을 초과하지 않도록 가정되는 유효전력과 무효전력의 한계를 보여준다. 컨버터 2의 최대 가용 무효전력은 다음의 식 (10)으로 계산할 수 있다.

$$Q_{i1}^{\max} = \sqrt{(S_{i1}^{\max})^2 - P_{i1}^2} \quad (10)$$

여기서 컨버터 2의 공칭 피상전력은 S_{i1}^{\max} 으로 가정되고, 컨버터의 효율로 정의된다. 컨버터의 운전 한계는 Fig. 10과 같이 $-S_{i1}^{\max} \leq P_{i1} \leq S_{i1}^{\max}$ 이다.

임의의 시간에서 컨버터는 P_{i1} 의 유효전력을 송전한다고 가정하면, 유효전력 이외에도 컨버터는 최대 무효전력 Q_{i1}^{\max} 을 공급 또는 흡수할 수 있다. 전압과 전류의 위상차에 따라 컨버터로부터 이용 가능한 최대 $+Q_{i1}^{\max}$ 또는 최소 $-Q_{i1}^{\max}$ 무효전력은 운전조건에 의해 좌우된다.

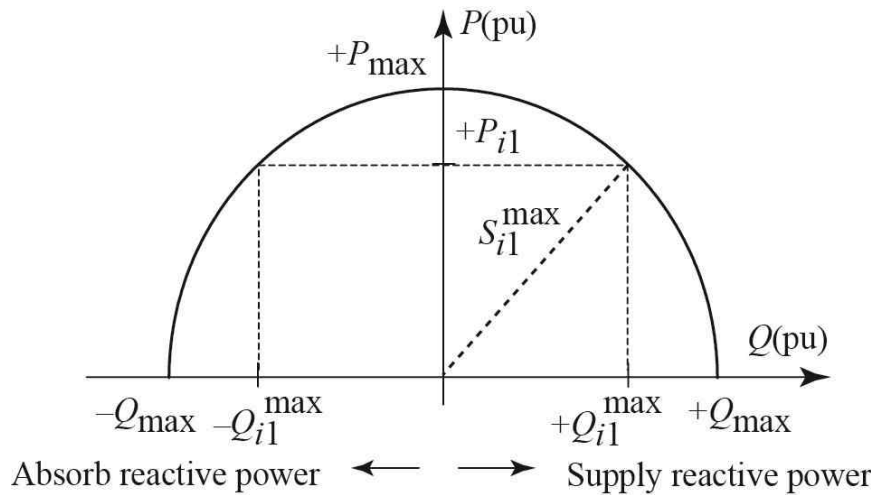


Fig. 10 Converter active and reactive power operating limits

무효전력제어를 위한 비례적분(PI) 제어기는 Fig. 11과 같이 설계할 수 있고, 이를 제어하기 위한 이득은 4장 1절의 시뮬레이션 모델 구성에 설명하였다. 제어 동작은 PCC 전압의 오차를 입력으로 받아 PI제어를 통한 부하의 무효전력 요구량 ΔQ_{pcc} 을 출력하고, 식 9에 의한 무효전력 공급량 Q_{i1}^{set} 과의 오차를 피드백 받아 적분 오류가 한계에 도달할 때 포화 상태 방지를 위하여 integrator anti-windup을 수행한다 [19].

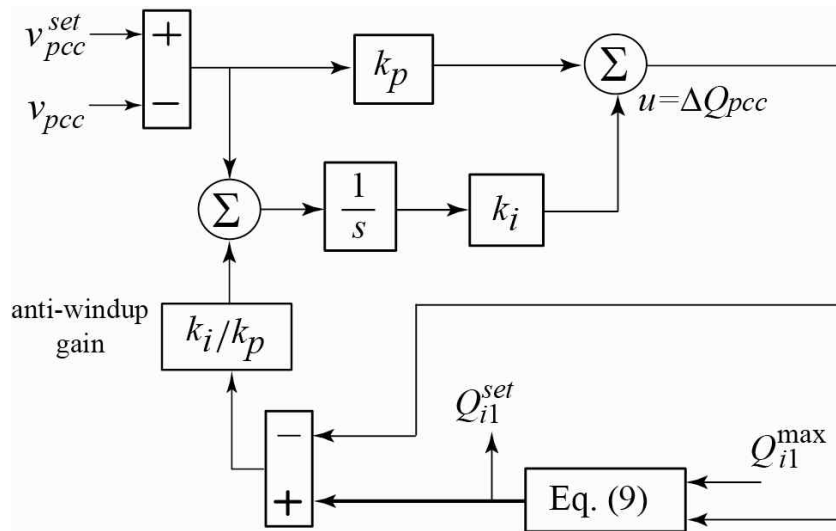


Fig. 11 Implementation of PI controller with the distributed anti-windup

4. 시뮬레이션

시뮬레이션은 HVDC 송전 시스템의 모델링과 제어를 Matlab/Simulink를 이용하여 시뮬레이션 모델로 표현하고, 부하의 변동과 풍력발전단지의 탈락 그리고 풍력발전단지와 부하 사이의 송전선로에서 3상 단락 대칭 사고를 고려하여 시뮬레이션을 수행하였다 [19]. 시뮬레이션의 목적은 계통용량이 작은 국부지역에서 운용되는 분산전원 즉 풍력발전단지와 같은 신재생에너지의 계통연계 시 부하 및 계통 고장으로 인한 출력의 변동에 영향을 받은 계통 연계점의 전압변동 특성을 확인하고, 국내 분산형 전원 배전계통 연계 기술기준에 명시된 허용 전압범위 $\pm 2\%$ 를 만족하는가를 확인하였다. 또한 단위역률제어(unity power factor control, PFC)와 무효전력제어 시 PCC에서의 전압변동 특성에 대한 시뮬레이션을 수행하고, 결과에 대하여 비교 분석하였다.

4.1 시뮬레이션 모델 구성

시뮬레이션을 수행하기 위하여 Fig. 12와 같이 Matlab/Simulink를 이용하여 상세하게 시스템을 표현하여 시뮬레이션 모델을 구성하였다. 시스템은 풍력발전단지, 송전선로, 부하 그리고 HVDC 송전 시스템으로 구성되고, 관리 제어기를 이용하여 단위역률제어 및 무효전력제어를 선택하여 PCC에서의 전압변동 특성을 확인하였다. 풍력발전단지에 입력되는 풍속은 12 m/s로 일정하게 유지하여 풍력발전단지가 정격출력을 유지하도록 하여 동일한 조건의 시뮬레이션 환경을 조성하였다. 시뮬레이션을 위한 2 MVA의 단위 당 파라미터는 다음과 같다.

$$\text{무한모션 전압} \quad : \quad v_{dq,\infty} = [1.165 \ 0.185]$$

$$\text{직류 전압} \quad : \quad v_{r1}^{set} = 1.164$$

$$\text{VSC의 최대 운전 한계} \quad : \quad S_{il}^{\max} = 1$$

시뮬레이션 모델은 Fig. 12와 같이 구성되며 풍력발전단지는 송전선로를 통하여 전력을 공급한다. HVDC 송전 시스템은 무한모선과 연계되어 전력을 공급하고, 풍력발전단지와 HVDC 송전 시스템으로부터 공급된 전력은 PCC와 연계되어 부하로 공급된다. 무효전력을 제어하는 관리 제어기는 2로스위치와 결선하여 단위역률제어와 무효전력제어를 선택하여 시뮬레이션을 수행할 수 있도록 구성하고, 부하의 출력 전압을 관찰하여 무효전력제어 시 HVDC 송전 시스템에 전달되는 무효전력 기준 값을 결정할 수 있도록 하였다. HVDC 송전 시스템은 무효전력 기준 값을 입력 받아 공급 가능한 최대 무효전력을 부하에 공급한다.

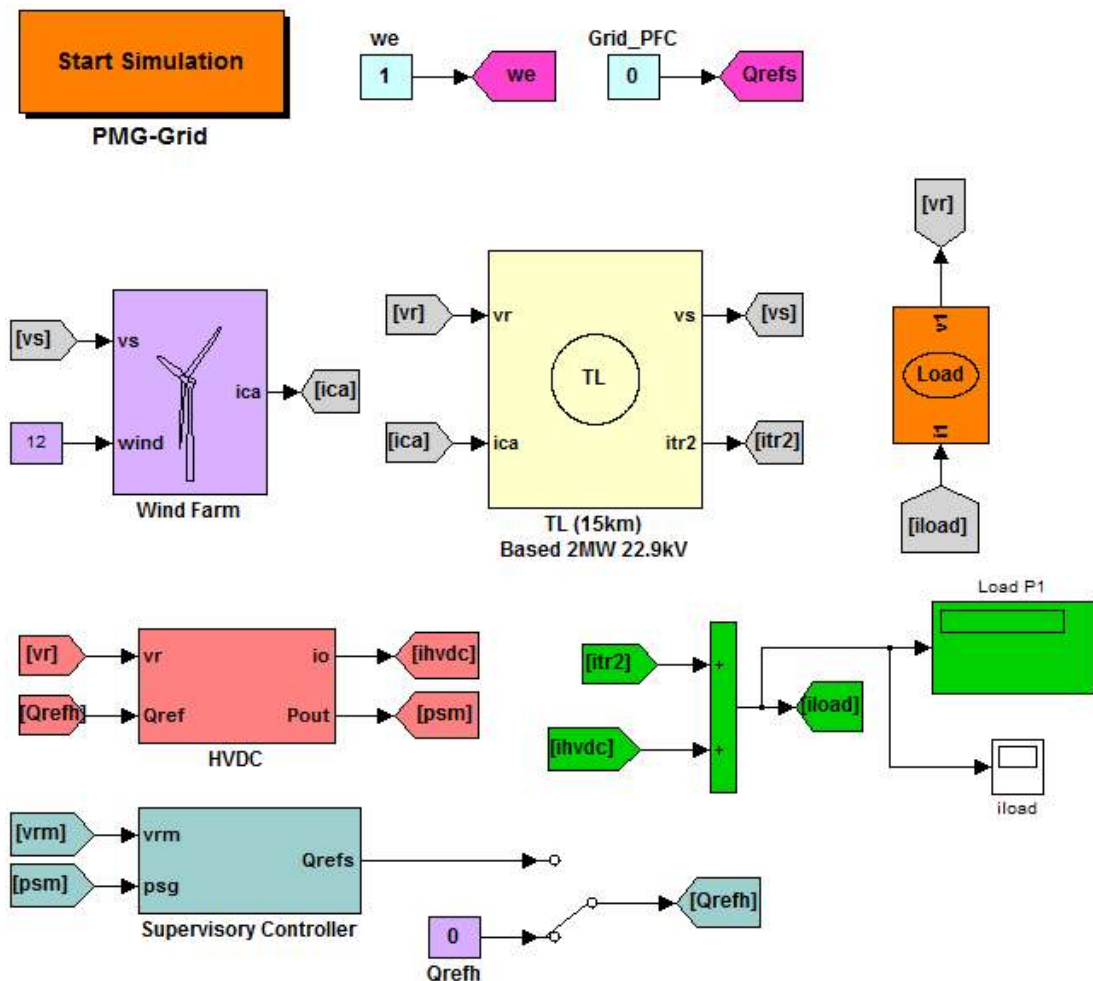


Fig. 12 Simulation model of hybrid power system

Fig. 13의 풍력발전단지는 풍력발전기와 690V/22.9 kV 변압기 그리고 케이블로 구성하였다. 풍력발전기는 풍속을 입력으로 받아 발전하고, 변압기에 의하여 송압된 전력은 케이블을 통하여 송전선로로 연계된다. Fig. 14의 풍력발전기는 PMSG를 사용하였고, back-to-back converter를 이용하여 전압 및 주파수를 제어한다. 풍속은 12 m/s로 일정하게 주어 풍력발전기가 정격 출력을 유지하도록 하였다. 풍력발전기는 피치 제어기에 의하여 도출된 피치각과 풍속을 입력으로 받고, 발전기 회전 속도를 피드백 받아 기계적인 토크 T_m 을 출력한다. 증속장치를 이용하여 T_m 과 전기적인 토크 T_e 를 입력으로 받아 기계적 각속도 ω_m 을 출력하고, ω_m 은 발전기측 컨버터에 입력되어 발전기를 제어 할 수 있다. 또한 ω_m 은 피치시스템에 피드백되어 피치제어를 위한 입력으로 이용된다. 발전기측 컨버터와 계통 전압을 입력으로 받아 풍력발전기의 출력을 제어하는 계통측 컨버터는 DC-Link로 연결되어 출력 전압을 제어하고, 컨버터의 스위칭 소자에 의하여 풍력발전단지의 출력 주파수를 제어한다.

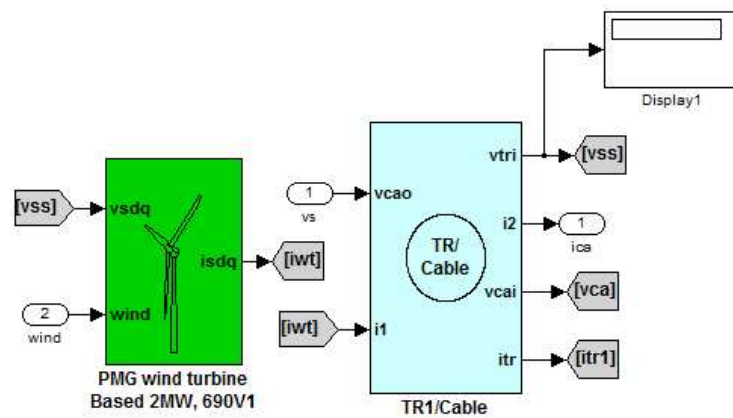


Fig. 13 Simulation model of wind farm

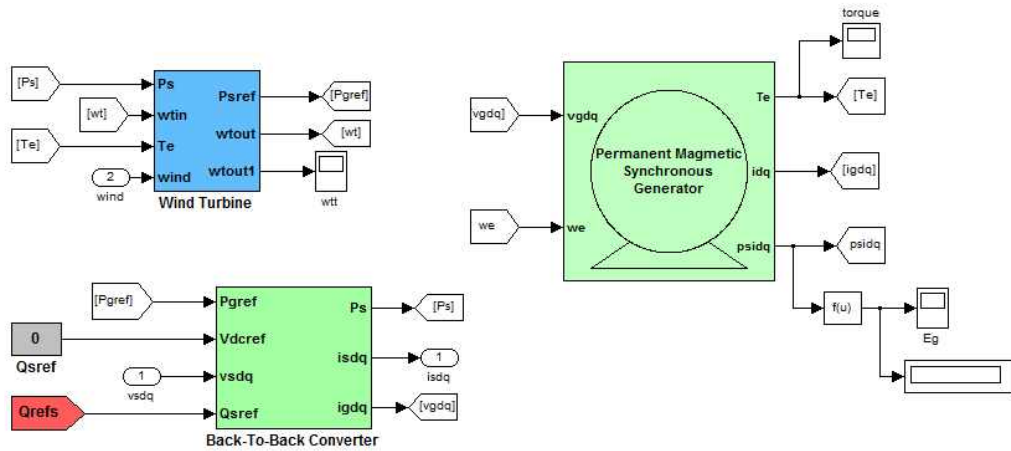


Fig. 14 Simulation model of PMSG based wind turbine

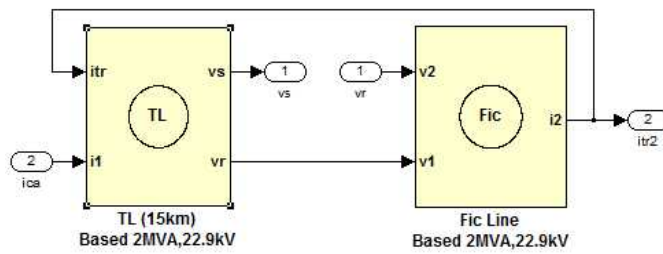


Fig. 15 Simulation model of transmission system

풍력발전단지와 부하를 연계하는 송전선로는 Fig. 15와 같이 구성하였고, 풍력 발전단지의 전류와 부하의 전압을 입력으로 받아 제어된다. 송전선로는 2 MVA 22.9 kV의 용량을 갖으며, 15 km의 TL과 Fic Line으로 구성된다. Fic Line은 시뮬레이션을 위한 목적으로 송전선로와 PCC의 연계를 위하여 구성하였다.

Fig. 16과 같이 풍력발전단지에서 생산된 전력은 송전선로와 연계된 PCC에서 HVDC에서 공급된 전력과 함께 부하에 공급된다. Fig. 17과 같이 구성된 부하는 PCC로부터 전류를 입력으로 받아 전압을 출력한다. 부하의 출력전압은 무효전력 제어 및 송전선로의 전압 설정 값을 정의하기 위하여 이용된다. 부하의 단위 당 파라미터는 다음과 같다.

부하의 저항 : $R= 1.3512$
 부하의 리액턴스 : $L= 0.4528$

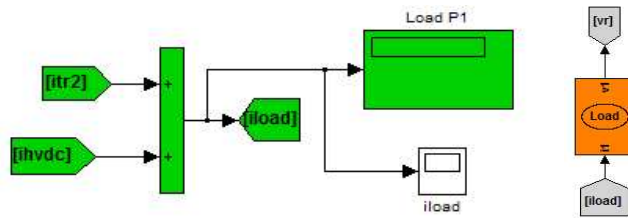


Fig. 16 Simulation model of PCC

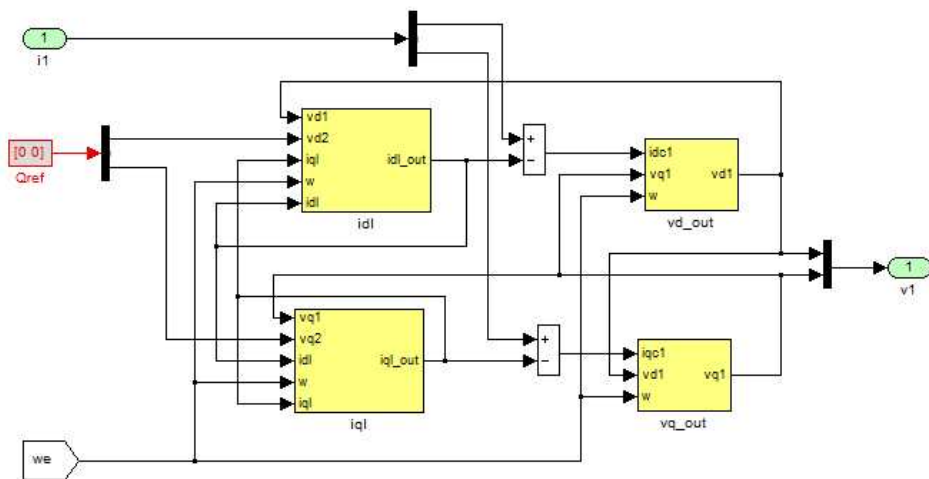


Fig. 17 Simulation model of local-load

Fig. 18의 HVDC 송전 시스템의 시뮬레이션 모델은 부하와의 연계를 위한 송전선로 그리고 150/22.9 kV 변압기로 구성하였다. HVDC 송전 시스템은 무한모션으로부터 전압 V_{inf} 를 입력받고, 전력선 20 km과 연계된 변압기에 의하여 22.9 kV로 승압된 후 PCC로 공급된다. HVDC 송전 시스템과 연계된 송전선로와 변압기의 단위 당 파라미터는 다음과 같다.

송전선로 저항	: $R_{TL} = 0.0035$
송전선로 리액턴스	: $L_{TL} = 0.006$
송전선로 커패시턴스	: $C_{TL} = 0.0004$
변압기 저항	: $R_{TR} = 0.02$
변압기 리액턴스	: $L_{TR} = 0.3$

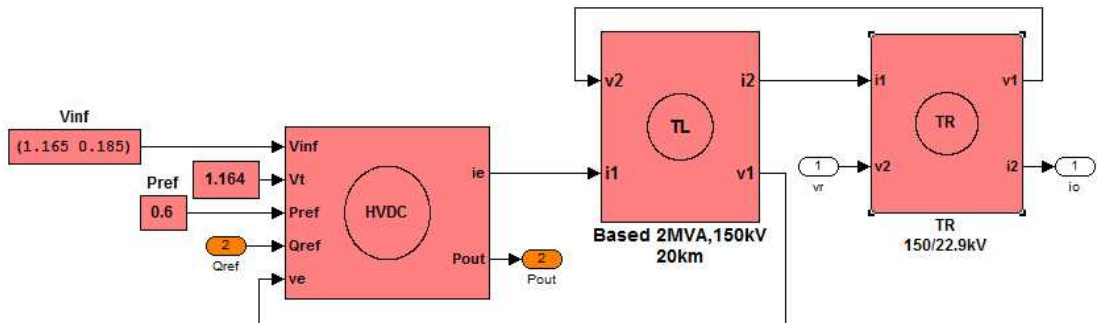


Fig. 18 Simulation model of grid connection ac HVDC transmission system

HVDC 송전 시스템은 Fig. 19와 같이 HVDC TL을 중심으로 양단에 변압기와 전력변환장치로 구성하였다. 무한모선의 교류전원은 송전단측 변압기 TRs에 의하여 승압된 후 정류기측 컨버터 Inverter1을 이용하여 직류성분으로 변성되어 HVDC 송전선로로 공급하고, 인버터측 컨버터 Inverter2를 이용하여 교류성분으로 변성된 후 수전단측 변압기 TRe에 의하여 감압되어 부하측으로 공급된다. 컨버터 제어기(Fig. 7과 Fig. 8의 PI)의 제어 이득은 $k_p = 0.5$, $k_i = 100$ 이고, Inverter1의 d 축 전류를 결정하는 제어기(Fig. 7의 PI1)의 제어 이득은 $k_p = 4$, $k_i = 200$ 이며, HVDC 송전 선로와 변압기에 대한 단위 당 파라미터는 다음과 같다.

- HVDC 송전 시스템의 저항 : $R = 0.0055$
- HVDC 송전 시스템의 리액턴스 : $L = 0.0631$
- HVDC 송전 시스템의 커패시턴스 : $C = 0.0131$
- 변압기 저항 : $R_{TR} = 0.0092$
- 변압기 리액턴스 : $L_{TR} = 0.1382$

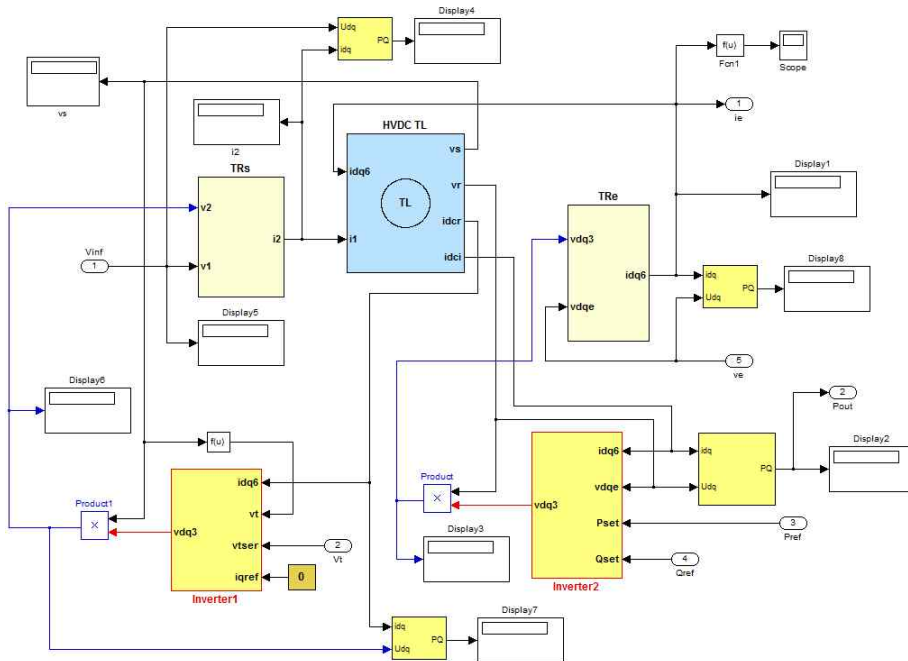


Fig. 19 Simulation model of HVDC transmission system

Fig. 20의 관리 제어기의 시뮬레이션 모델은 PI제어기 블록다이어그램을 포함하여 구성하고, 무효전력제어를 위한 PI제어기의 제어 이득은 $k_p = 1$, $k_i = 20$ 이며, Fig. 21과 같이 구성된다.

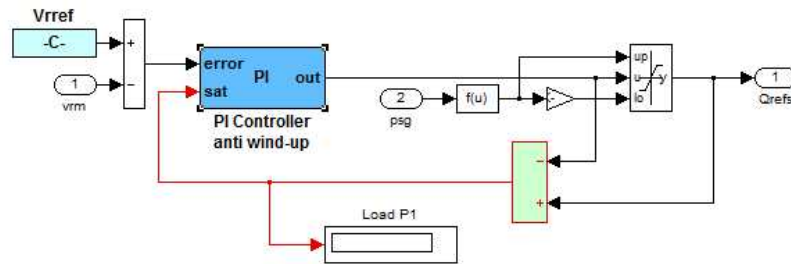


Fig. 20 Simulation model of supervisory controller

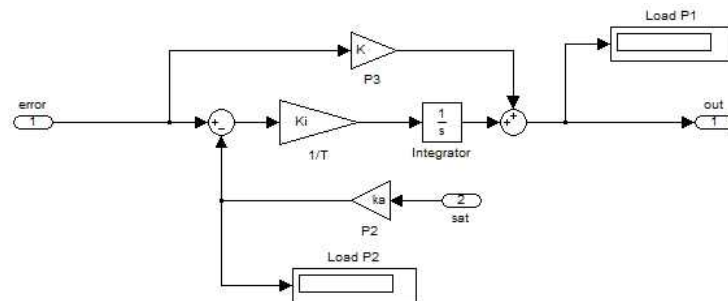


Fig. 21 Simulation model of implementation of PI controller with the distributed anti-windup

4.2 단위역률제어

단위역률제어는 전압과 전류의 기본파 위상이 동상이 되도록 제어하는 것으로 교류회로의 전압과 전류의 싸인과 위상각의 차이를 ϕ 로 표시하고, ϕ 의 크기를 0으로 하면 역률 $\cos\phi=1$ 이 되어 전력은 최대가 된다. 이 경우 유효전력은 피상전력과 같게 되고 무효전력은 0이 된다. 단위역률제어를 위하여 시스템의 관리 제어기는 무효전력의 기준 값을 0으로 하여 시스템이 단위역률제어를 수행할 수 있도록 하였다. 시뮬레이션 모델은 단위역률제어 시에도 PCC에서의 전압특성이 안정하도록 설계하였으며, 부하의 변동, 풍력발전기의 탈락 그리고 송전선로 고장 시 PCC의 전압특성 변화를 살펴보았다.

4.2.1 부하 변동

국부지역의 부하변동 모의시험은 부분 부하 임피던스가 $t=0.2$ 에서 20% 감소하도록 하였다. 풍력발전단지에 입력되는 풍속은 12 m/s로 일정하게 하였고, 단위역률제어를 수행한 결과를 나타내었다. Fig. 22는 부하에서의 전압 변화를 보여 주는데 부하의 전압 변화가 $t=0.2$ 때 약 1.2 pu에서 0.9 pu로 감소하는 것을 확인할 수 있다. 이 때 HVDC는 단위역률제어를 유지하며 Fig. 23과 같이 무효전력은 0의 출력을 유지하고, PCC에서의 전압은 Fig. 24와 같이 약 16% 감소하는 것을 확인할 수 있다.

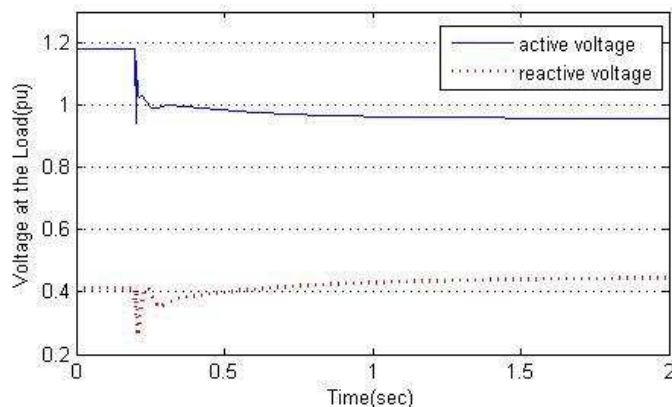


Fig. 22 Voltage observed at the load

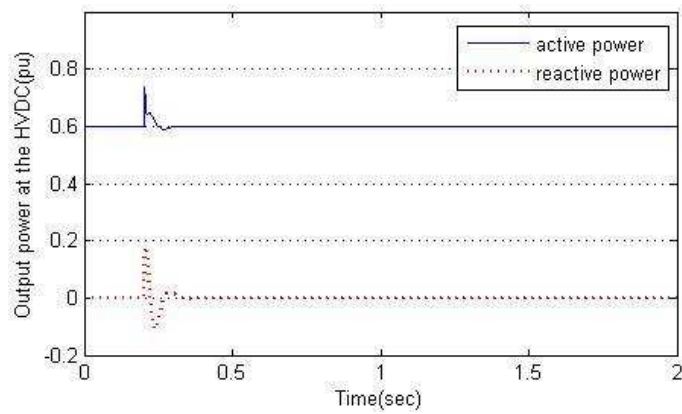


Fig. 23 Output power observed at the PCC

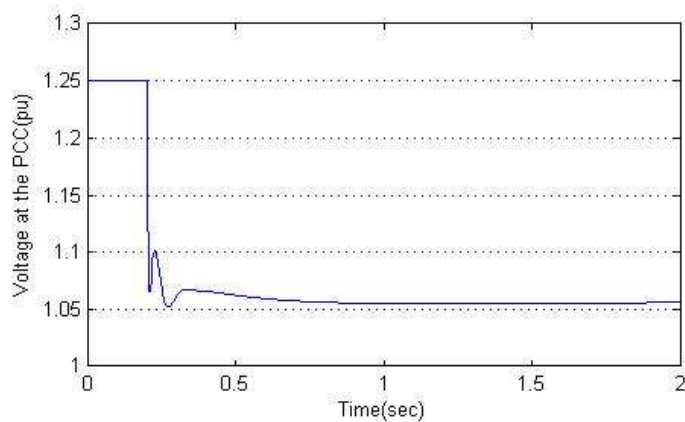


Fig. 24 Voltage observed at the PCC

4.2.2 풍력발전단지 탈락

풍력발전단지는 계통에서 $t=0.2$ 에 탈락된다. 풍속은 12 m/s로 일정하게 유지하고, PCC에서 단위역률제어에 의한 전압변동을 확인하였다. 풍력발전단지가 탈락함으로서 Fig. 25와 같이 풍력발전단지의 출력이 정격을 유지하다 $t=0.2$ 에 탈락되는 것을 확인할 수 있으며, HVDC 송전 시스템은 단위역률제어를 수행하며 Fig. 26과 같이 $t=0.36$ 에서 출력을 회복하지만 무효전력을 공급하지 않으므로 Fig. 27과 같이 PCC에서 전압은 약 50%까지 감소하는 것을 확인할 수 있다.

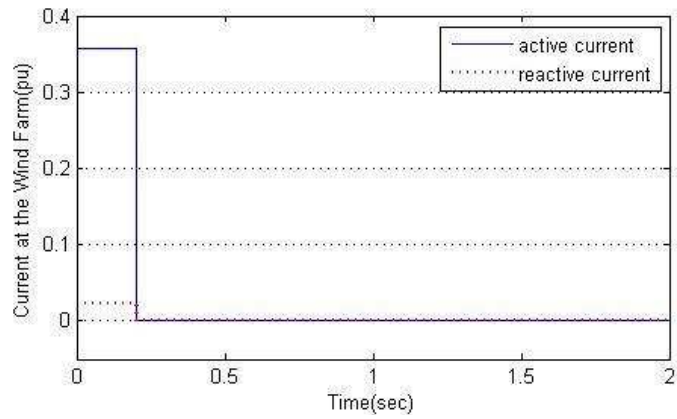


Fig. 25 Current observed at the wind farm

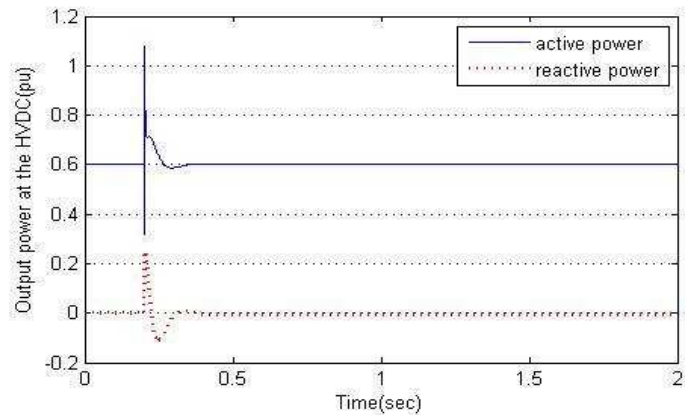


Fig. 26 Output power observed at the HVDC system

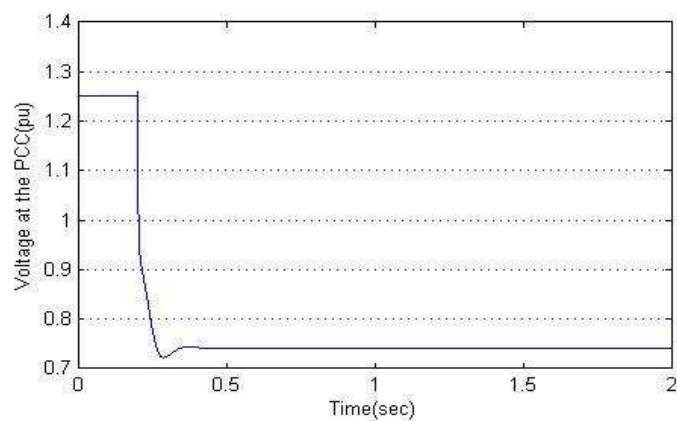


Fig. 27 Voltage observed at the PCC

4.2.3 풍력발전단지와 부하 간 송전선로 고장

풍력발전단지와 부하 사이의 송전선로의 3상 단락 대칭 사고는 $t=0.2$ 에서 발생하여 $t=0.36$ 에 회복하고, 풍속은 12 m/s로 일정하다고 가정한다. 부하에서의 전류 변화는 Fig. 28과 같이 나타나고, HVDC 송전 시스템은 출력은 송전선로 고장에 영향을 받아 변동이 일어나며, 송전선로의 고장 발생과 회복 시에 단위 역률을 유지하기 위하여 출력을 회복하는 것을 Fig. 29에서 확인 할 수 있다. PCC에서의 전압 특성은 Fig. 30에서 확인할 수 있고, 허용전압범위 $\pm 2\%$ 로의 회복은 약 $t=0.741$ 에서 수렴한다.

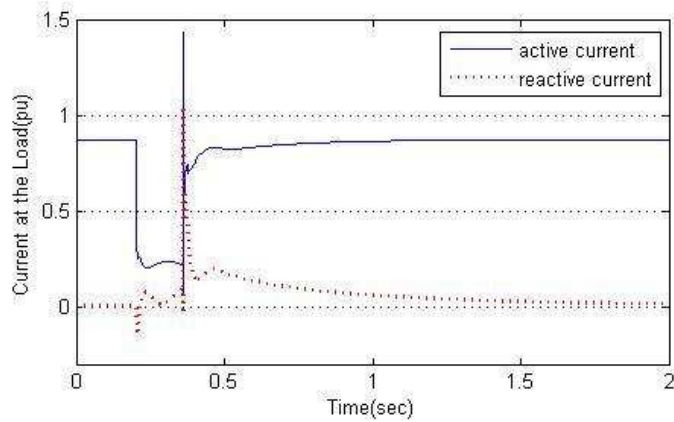


Fig. 28 Current observed at the load

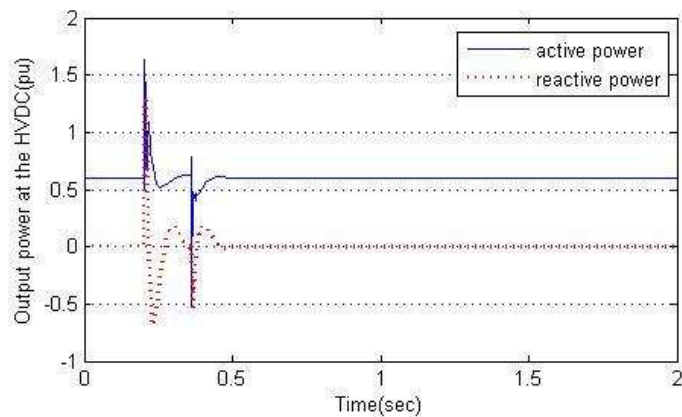


Fig. 29 Output power observed at the HVDC system

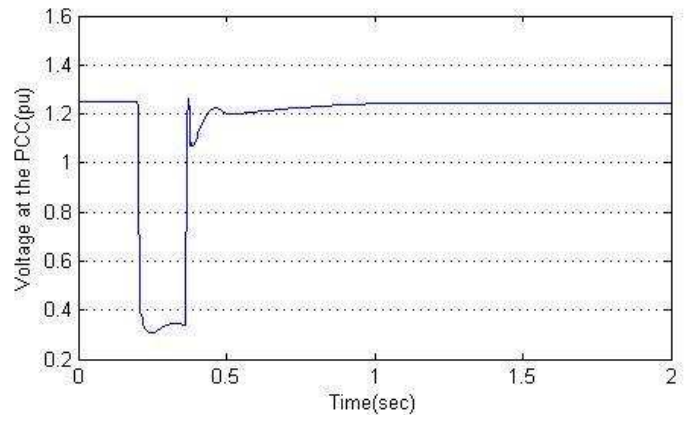


Fig. 30 Voltage observed at the PCC due to the transmission fault

4.3 무효전력제어

HVDC 송전 시스템의 무효전력제어는 PCC에서의 전압을 모니터링하여 실시간으로 시스템의 관리 제어기에 입력하고, 인버터측 컨버터를 이용하여 부하에 무효전력을 공급하여 전압을 제어하기 위한 것이다. Fig. 31의 모니터링 시스템은 부하로부터 출력 전압 v_r 의 d - q 축 성분을 입력받아 $V_{vrm} = \sqrt{V_{vrd}^2 + V_{vrq}^2}$ 의 함수를 이용하여 전압 v_{rm} 으로 출력하여 Fig. 35의 관리 제어기로 입력한다.

Fig. 32의 관리 제어기는 부하의 출력 전압 v_{rm} 과 HVDC의 출력 전력 psm 를 입력받아 무효전력제어를 위한 기준 값 Q_{refh} 을 결정한다. PCC에서의 전압을 입력 받은 관리 제어기는 anti-windup을 포함한 PI제어기에 의하여 부하에서 요구하는 무효전력 값을 계산한다. 또한 HVDC로부터 이용 가능한 최대 무효전력을 계산하여 부하에서 요구하는 무효전력 값을 제한하여 무효전력 기준 값을 출력한다. 이 출력 값은 HVDC 송전 시스템의 인버터측 컨버터에 입력되어 HVDC 송전 시스템에서 PCC로 공급되는 전력의 무효전력을 제어함으로써 부하의 전압을 제어 할 수 있다. 이와 같은 알고리즘으로 HVDC 송전 시스템의 무효전력을 제어하고, 단위역률제어 시와 같은 조건으로 시뮬레이션을 진행하였다.

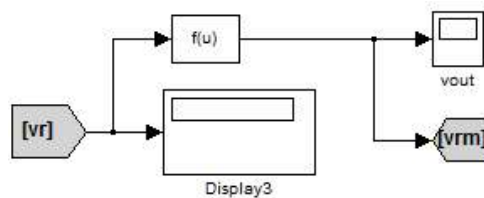


Fig. 31 monitoring system of voltage at the load

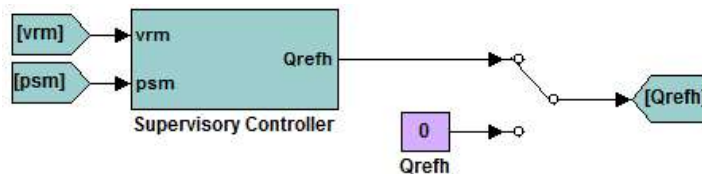


Fig. 32 Reactive power control operation of the supervisory controller

4.3.1 부하 변동

4.2.1 항과 같은 조건에서 무효전력제어를 통하여 시뮬레이션을 수행하였다. $t=0.2$ 에서 부하전압의 변동이 검출되고, 무효전력제어기에 의하여 무효전력 기준값이 HVDC 송전 시스템에 전달되어 Fig. 33과 같이 무효전력 공급이 약 0.5 pu 까지 증가하는 것을 확인 할 수 있다. HVDC 송전 시스템의 보상에 의하여 Fig. 34와 같이 부하 전류가 약 20% 증가하였고, PCC에서의 전압은 Fig. 35와 같이 약 $t=0.69$ 에서 $\pm 2\%$ 의 범위인 1.275 pu로 수렴하는 것을 확인 할 수 있다.

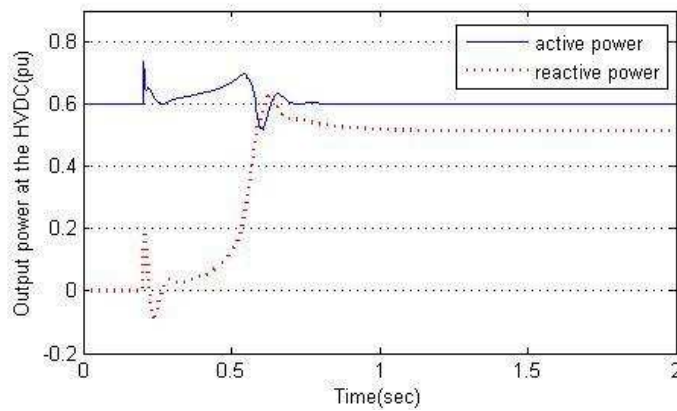


Fig. 33 Output power observed at the HVDC system

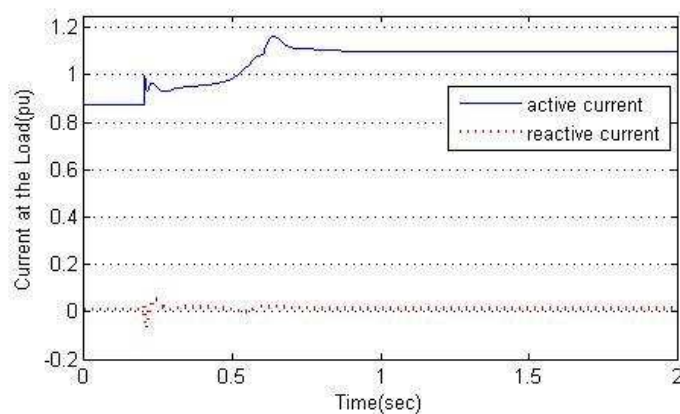


Fig. 34 Current observed at the load

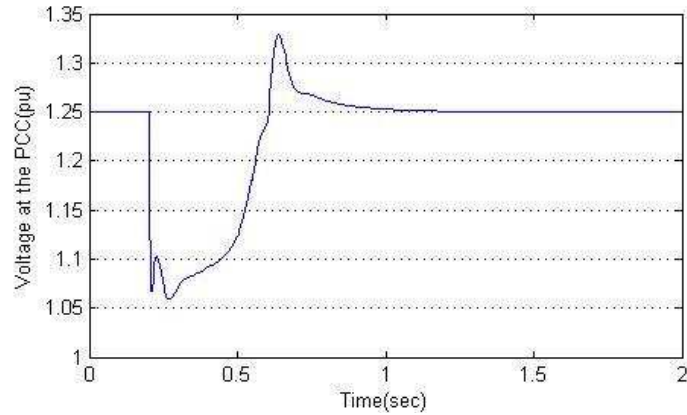


Fig. 35 Voltage observed at the PCC

4.3.2 풍력발전단지 탈락

4.2.2 항과 같은 조건에서 무효전력제어를 통하여 시뮬레이션을 수행하였다. $t=0.2$ 에서 풍력발전기의 탈락으로 인하여 부하전압의 변동이 검출되고, HVDC 송전 시스템의 무효전력제어를 통하여 Fig. 36과 같이 무효전력 공급이 약 0.7 pu까지 증가하는 것을 확인할 수 있다. Fig. 37과 같이 부하전류는 $t=0.64$ 에서 $\pm 2\%$ 의 범위로 회복하고, Fig. 38의 PCC 전압은 $t=0.64$ 에서 $\pm 2\%$ 의 범위인 1.225 pu로 수렴하는 것을 확인할 수 있다.

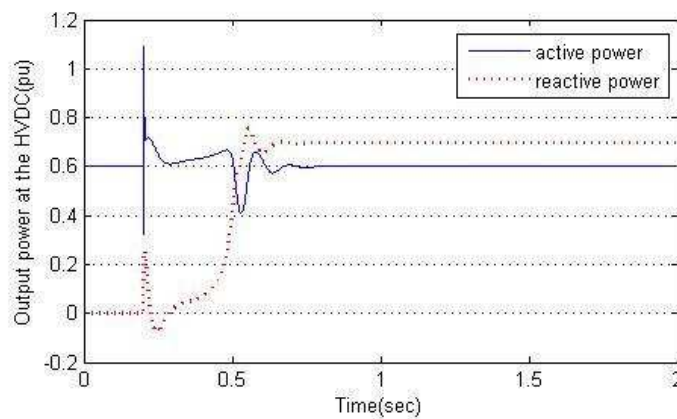


Fig. 36 Output power observed at the HVDC system

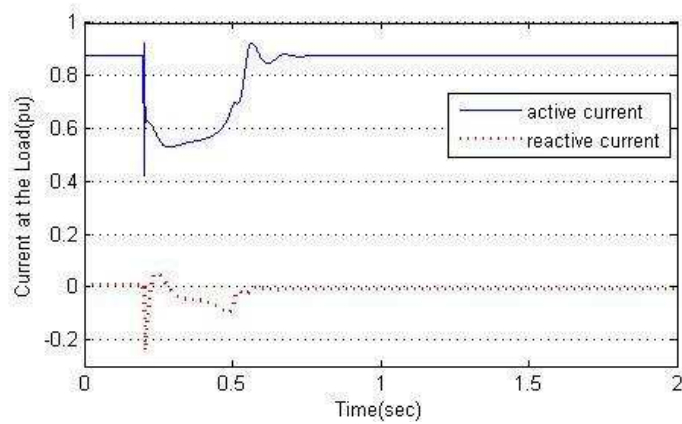


Fig. 37 Current observed at the load

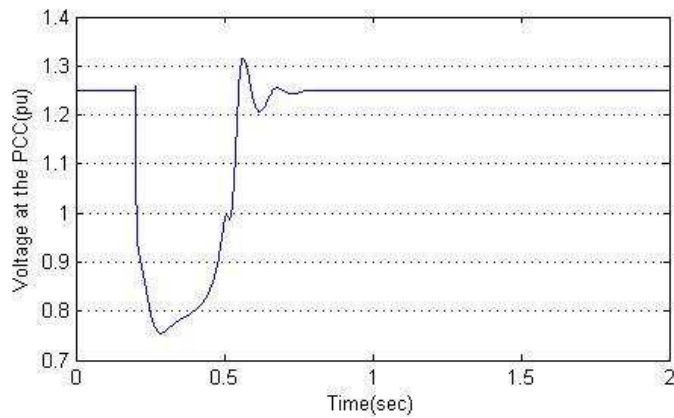


Fig. 38 Voltage observed at the PCC

4.3.3 풍력발전단지와 부하 간 송전선로 고장

4.2.3 항과 같은 $t=0.2$ 에서 송전선로 고장이 발생하고, $t=0.36$ 에 회복하는 조건에서 무효전력제어를 통하여 시뮬레이션을 수행하였다. HVDC 송전 시스템의 출력은 송전선로의 고장이 일어나는 $t=0.2$ 에 무효전력을 공급 또는 흡수하여 PCC의 전압을 제어하고, $t=0.36$ 에 송전선로의 고장이 회복됨으로서 전압 안정을 위하여 무효전력을 제어하는 것을 Fig. 39에서 확인할 수 있다. 무효전력의 변화는 단위역률제어 시와 비교하여 더욱 빠른 동작특성을 보이고, Fig. 40과 같이 PCC 전압은 $t=0.552$ 에 $\pm 2\%$ 의 범위인 1.25 pu로 수렴한다.

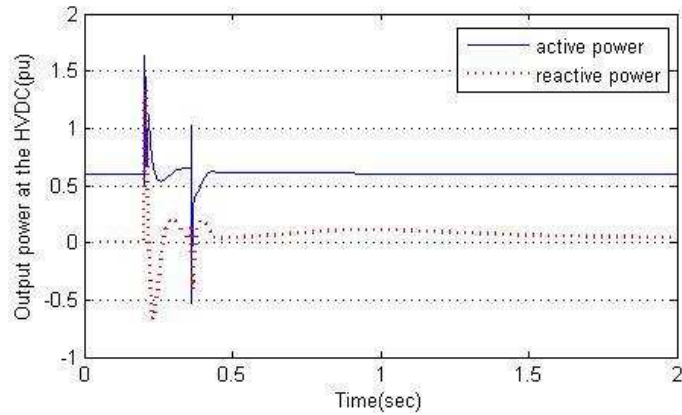


Fig. 39 Output power observed at the HVDC system

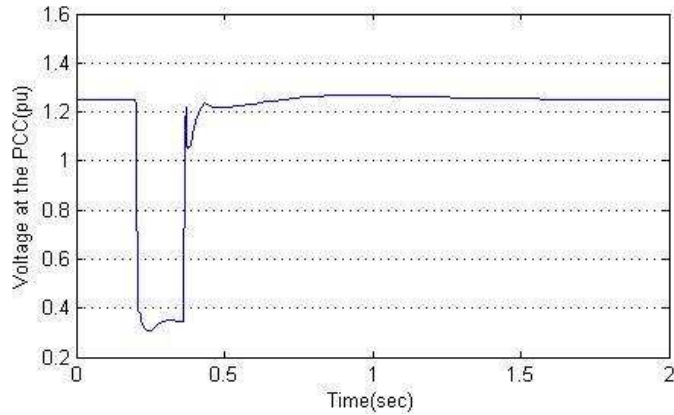


Fig. 40 Voltage observed at the PCC

4.4 시뮬레이션 결과 및 고찰

4.2절에서 단위역률제어 시 PCC 전압 특성과 4.3절에서 무효전력제어 시 PCC 전압 특성을 살펴보았다. 시뮬레이션의 결과를 비교하여 부하에 연계된 HVDC 송전 시스템의 무효전력제어 시 전압안정도에 대한 기여를 확인한다. 여기서, Mode1은 무효전력제어 시 전압특성을 보여주고, Mode2는 단위역률제어 시 전압특성을 보여 준다.

Fig. 41은 부하의 변동 시 전압 특성을 비교 한 것으로 Mode2의 경우 부하의 변화에 따라 전압이 약 20% 감소하는 결과를 보이고 $\pm 2\%$ 의 허용전압범위를 만족하지 못하는 결과를 나타낸다. Mode1의 경우 PCC에서의 전압이 약 $t=0.69$ 에서 정의된 값까지 회복하는 것을 알 수 있다. 이와 같이 Mode1의 운전 상태에서 성능은 Mode2에 비교하여 상당히 향상된 것을 확인할 수 있다.

Fig. 42는 풍력발전단지의 탈락을 시뮬레이션 한 결과로 Mode2에서 PCC의 전압은 허용 전압 범위를 만족하지 않는 약 50%의 결과를 보이는 반면, Mode1의 동작 상태에서는 전압이 약 $t=0.64$ 에 회복함으로써 만족하는 결과를 나타낸다.

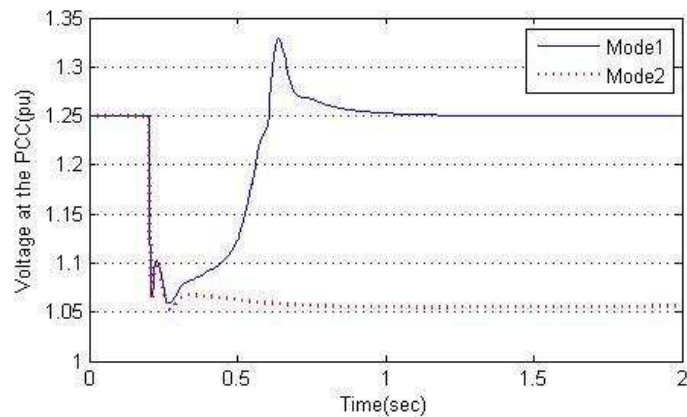


Fig. 41 Voltage observed at the PCC due to load variation

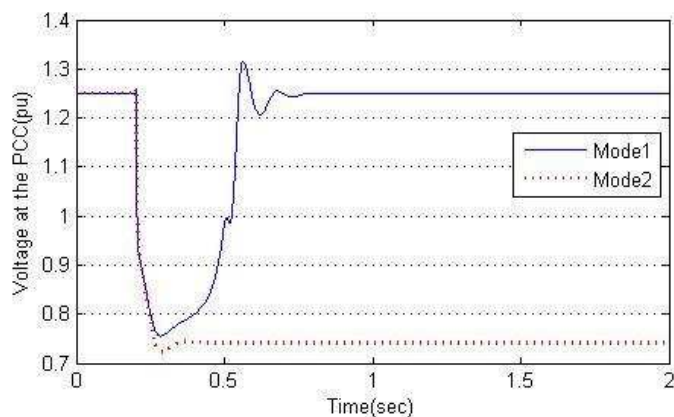


Fig. 42 Voltage observed at the PCC due to the wind turbine trip

Fig. 43은 풍력발전단지와 부하를 연계하는 송전선로의 3상 단락 대칭 사고에 대한 시뮬레이션 결과를 비교한 것이다. 허용전압범위로의 회복은 Mode1에서 $t=0.552$, Mode2에서 $t=0.741$ 로 Mode1의 전압회복속도가 Mode2보다 빠른 것을 확인할 수 있다.

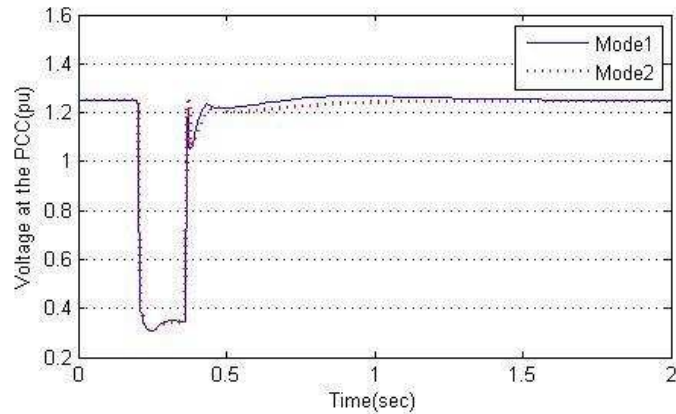


Fig. 43 Voltage observed at the PCC due to the transmission fault

5. 결 론

풍력발전단지와 연계된 국부지역의 전력계통에 HVDC 송전 시스템을 연계하여 전압안정도를 확보하는 전압형 HVDC 송전 시스템의 제어 방법을 제안하였다. HVDC 송전 시스템의 동적모델링은 $d-q$ 동기좌표계에 기준하여 HVDC 송전 시스템, 풍력발전단지, 전력계통 그리고 부하를 모델링하였고, HVDC 송전 시스템의 무효전력을 제어함으로써 부하의 전압을 제어하였다. $d-q$ 동기좌표계는 전력 시스템의 안정성 분석에 일반적으로 사용되기 때문에, 제안된 모델 표현과 제어 방법은 풍력발전단지와 연계된 전력 시스템의 안정성 분석을 위한 모델로 쉽게 활용될 수 있다. 또한 HVDC 송전 시스템을 Matlab/Simulink를 이용하여 모델링하고, 부하의 변동, 풍력발전기 탈락 및 송전선로 고장을 고려한 시뮬레이션을 수행하여 부하의 계통 연계점에서 전압변동 특성을 확인하였다.

시뮬레이션 결과 단위역률제어 시 부하가 급격히 변동하거나 풍력발전기의 탈락이 발생하였을 경우 계통 연계점에서 전압강하가 발생하여 분산형 전원 배전계통 연계 기술기준에서 규정하고 있는 허용전압범위 $\pm 2\%$ 를 만족하지 않는 상황이 발생하였으나, HVDC 송전 시스템의 무효전력제어를 통하여 허용전압 범위까지 회복함으로써 제안된 HVDC 송전 시스템의 타당성과 우수성이 입증되었다. 또한 풍력발전단지와 연계된 부하의 송전선로 고장 시 전압 회복속도를 빠르게 함으로써 계통운영의 신뢰성을 확보할 수 있다고 사료되었다.

이러한 전압형 HVDC 송전 시스템 모델과 전압제어 방법은 향후 대규모 풍력발전단지와 연계된 소규모 계통의 전력수급에 있어 계통의 안정성을 확보하고 전력품질을 향상시킬 수 있는 시스템으로 활용될 수 있을 것으로 예상된다.

참 고 문 헌

- [1] T. Hasegawa, K. Yamaji, H. Irokawa, H. Shirahama, C. Tanaka, and K. Akabane, "Development of a thyristor valve for next generation 500 kV HVDC transmission systems," In Proceeding of the IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, pp. 1783-1788, October 1996.
- [2] L. Ran, D. Xiang, L. Hu, and K. Abbott, "Voltage stability of an HVDC systems for a large offshore wind farm with DFIGs," In Proceeding of the 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, pp. 150-154, March 2006.
- [3] M. O. Faruque, Y. Zhang, and V. Dinavahi, "Detailed modeling of CICRE HVDC benchmark system using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMLINK," In Proceeding of the IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 21, pp. 378-387, January 2006.
- [4] L. Gyugyi, "Unified power-flow control concept for flexible AC transmission systems," In Proceeding of the IEE Proceedings Part C: Generation, Transmission and Distribution, vol. 139, pp. 323-331, July 1992.
- [5] L. Gyugyi, "Dynamic compensation of AC transmission lines by solid-state synchronous voltage sources," In Proceeding of the IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, pp. 904-911, April 1994.
- [6] A. A. Edris, S. Zelingher, L. Gyugyi and L, and J. Kovalsky, "Squeezing more power from the grid," In Proceeding of the IEEE Power Engineering Review, vol. 22, pp. 4-6, 2002.
- [7] E. I. Carroll, "Power electronics for very high power applications," ABB Review, no. 2, pp. 4-11, 1999.
- [8] H. Akagi, "Large static converters for industry and utility applications," In Proceeding of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Conference, vol. 89, pp. 976-983, June 2001.

- [9] T. J. Hammons, M. Willingham, K. N. Mak, M. D. Silva, M. Morozowski, and B. K. Blyden, "Generation and transmission improvements in developing countries," In Proceeding of the IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, pp. 760-765, September 1999.
- [10] A. M. H. A. Karim, N. H. A. Maskati, and S. Sud, "Status of Gulf cooperation council (GCC) electricity grid system interconnection," In Proceeding of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 2, pp. 1385-1388, June 2004.
- [11] T. J. Hammons, D. Woodford, J. Loughtan, M. Chamia, J. Donahoe, D. Povh, B. Bisewski, and W. Long, "Role of HVDC transmission in future energy development," In Proceeding of the IEEE Power Engineering Review, vol. 20, pp. 10-25, February 2000.
- [12] L. Weimers, "AC or DC: which way should China go?," Modern Power Systems, vol. 25, pp. 11-17, September 2005.
- [13] C. Ashmore, "Transmit the light fantastic," IET, Power Engineer, vol. 20, pp. 24-27, April 2006.
- [14] "ABB library and references for HVDC [Online] Available," <http://www.abb.com/>
- [15] G. Asplund, K. Eriksson, and K. Svensson, "HVDC Light - DC transmission based on voltage sourced converters," ABB Review, vol. 1, pp. 4-9, 1998.
- [16] G. Asplund, K. Eriksson, and O. Tollerz, "HVDC Light: a tool for electric power transmission to distant loads," In Proceeding of the VII Sepope Conference, Salvador, Brazil, May 1998.
- [17] G. Asplund, K. Eriksson, and K. Svensson, "DC transmission based on voltage source converters," In Proceeding of the CIGRE SC14 Colloquium, South Africa, pp. 1-7, 1997.
- [18] G. Asplund, "Application of HVDC Light to power system enhancement," In Proceeding of the IEEE Power Engineering Society

- Winter Meeting Conference, vol. 4, pp. 2498-2503, January 2000.
- [19] K. Eriksson, "Operational experience of HVDC Light," In Proceeding of the IEE International Conference on AC-DC Power Transmission, pp. 205-210, November 2001.
- [20] A. Petersson, and A. Edris, "Dynamic performance of the eagle pass back-to-back HVDC Light tie," In Proceeding of the IEE International Conference on AC-DC Power Transmission, pp. 220-225, November 2001.
- [21] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, M. Aberg, K. Eriksson, and O. Tollerz, "The Gotland HVDC Light project-experiences from trial and commercial operation," In Proceeding of the 16th IEE International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, June 2001.
- [22] T. F. Nestli, L. Stendius, M. J. Joahansson, A. Abrahamsson, and P. C. Kjaer, "Powering Troll with new technology," ABB Review, no. 2, pp. 15-19, February 2003.
- [23] L. Stendius and P. Jones, "The challenge of offshore power system construction-bringing power successfully to Troll A, one of the world's largest oil and gas platform," In Proceeding of the IEE International Conference on AC-DC Power Transmission, pp. 75-78, March 2006.
- [24] S. G. Johansson, L. Carlsson, and G. Russberg, "Explore the power of HVDC Light - a web based system interaction tutorial," In Proceeding of the IEEE Power Systems Conference and Exposition, vol. 2, pp. 839-842, October 2004.
- [25] B. Andersen, and C. Barker, "A new era in HVDC?," In Proceeding of the IEE Review, vol. 46, pp. 33-39, March 2000.
- [26] B. Jacobson, Y. J. Hafner, P. Rey, G. Asplund, M. Jeroense, A. Gustafsson, and M. Bergkvist, "HVDC with voltage source converters and extruded cables for up to ± 300 kV and 1000 MW," In Proceeding of the CIGRE Conference, Paris, France, September 2006.
- [27] A. Hyttinen, J. O. Lamell, and T. F. Nestli, "New application of voltage

- source converter (VSC) HVDC to be installed on the gas platform troll A,” In Proceeding of the CIGRE Conference, Paris, France, September 2004.
- [28] Y. J. Hafner, M. Hyttinen, and B. Paajarvi, “On the short circuit current contribution of HVDC Light,” In Proceeding of the IEEE/PES T&D 2002 Asia Pacific, Yokohama, Japan, October 2002.
- [29] L. Weimers, “HVDC Light: A new technology for a better environment,” In Proceeding of the IEEE Power Engineering Review, vol. 18, pp. 19 - 20, August 1998.
- [30] A. S. Cook, M. Wyckmans, L. Weimers, and K. Eriksson, “Network interconnection using HVDC Light,” In Proceeding of the XV EXPO-SNPTEE Conference, Parana, Brazil, October 1999.
- [31] P. C. Krause, O. Wasynczuk, and S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, John Wiley & Sons Inc, New Jersey, 2002.
- [32] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd., UK, 2005.
- [33] H. S. Ko, G. G. Yoon, and W. P. Hong, “Active use of DFIG-based variable-speed wind-turbine for voltage regulation at a remote location,” In Proceeding of the IEEE Transactions on Power System, vol. 22, pp. 1916-1925, November 2007.
- [34] H. W. Kim, H. J. An, G. S. Jang, S. S. Kim, and H. S. Ko, “Modeling and voltage variation simulation of a permanent magnetic synchronous generator wind turbine systems,” In Proceeding of the Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers, vol. 23, no. 8, pp. 116-123, August 2009.
- [35] 윤동희, 오세승, 장길수, “해상풍력발전단지의 계통연계를 위한 전압형과 전류형 HVDC 비교 연구,” 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp. 16-18, 2008.
- [36] 김희진, 허건, 윤민한, 장길수, “전압형 컨버터 HVDC 기술 동향과 사례 분석,” 전기의세계, 61권, 8호, pp. 34-40, 2012.

감사의 글

2014년은 어느 때보다 많은 일과 목표를 이루어야 하는 한 해인 것 같습니다. 여러 목표를 이루려는 욕심만 앞섰던 건 아닌가 하는 반성을 느끼게 합니다. 이렇게 부족한 저에게 이 논문이 완성되기까지 헌신적으로 지도해주시고 밝게 대하여 주신 김호찬 교수님, 바쁘신 업무 중에도 제가 논문을 완성 할 수 있도록 항상 관심과 노력을 기울여주신 고희상 박사님, 논문의 완성을 위하여 꼼꼼히 지도해주신 오성보 교수님, 김호민 교수님께 깊은 감사를 드립니다.

조교생활에서 사회생활로 이끌어주시고 학업의 기초를 닦아주신 김일환 교수님, 사회 초년생에게 도전정신과 끈기 그리고 동료애를 몸소 가르쳐 주시고 항상 저에게 따뜻한 마음으로 대해주시는 경남호 박사님, 조교시절 학과장과 조교의 인연으로 만나 항상 저를 독려해주시는 이개명 교수님, 김세호 교수님, 학부시절 은사이자 결혼생활의 시작을 축복해 주신 존경하는 좌종근 교수님께 깊은 감사를 드립니다. 항상 저를 배려해주시고 든든한 지원군을 자처해주시는 김성완 선임님, 김홍우 선임님, 풍력연구실의 발전을 위하여 노력하는 우리 풍력연구실 연구원분들께 감사의 마음을 전합니다. 그리고 전기공학과와 발전을 위하여 헌신하는 강지훈, 김윤희, 고평강 조교님, 저와 함께 식사생활을 일구어낸 윤호, 승진 그리고 전기공학과 대학원생들에게 지난 2년의 시간이 너무 고맙고 즐거운 시간이었다고 전하고 싶습니다.

또한, 항상 마음속으로 저를 응원해주시고 믿어주시는 장인, 장모 님, 든든한 처제 수정이, 타국에서 고생하는 현정이와 송박용 님, 우리의 희망 성하와 언제나 막내 아들이 잘되기를 바라시며 고된 일도 주저하지 않으시는 사랑하는 아버지, 어머니, 영원한 나의 멘토인 우리집 세 여왕 유리, 진리, 영리누님, 그리고 매형들과 귀여운 다섯 조카들과 이 기쁨을 나누고 싶습니다. 끝으로 저를 바보로 만드는 제 인생의 보물 사랑하는 딸 이시운 양과 언제나 걱정과 격려로 지원해주고 항상 저를 먼저 생각하는 사랑하는 아내 현호정 님에게 미안한 마음과 고마운 마음을 전합니다.

2014년 8월

이진재 올림