



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](#)

博士學位論文

독립형 마이크로그리드의 과도
안정도를 고려한 다중 ESS
설계에 관한 연구

濟州大學校 大學院

에너지응용시스템학부 전기공학전공

蔡尙憲

2022 年 2 月

독립형 마이크로그리드의 과도
안정도를 고려한 다중 ESS
설계에 관한 연구

指導教授 金 一 煥

이 論文을 工學 博士學位 論文으로 提出함

2021 年 12 月

蔡尙憲의 工學 博士學位 論文을 認准함

審査委員長

김 호 찬



委 員

김 세 호



委 員

진 영 규



委 員

고 희 상



委 員

김 일 환



濟州大學校 大學院

2021 年 12 月



A Study on the Multi-ESS Design for
Improving the Transient Stability
in an Isolated Microgrid

Sang Heon Chae
(Supervised by professor Eel-Hwan Kim)

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF
DOCTOR OF SCIENCE

MAJOR OF ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF APPLIED ENERGY SYSTEM
GRADUATE SCHOOL
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2022. 2.

목 차

그림 목차	iv
표 목차	viii
SUMMARY	ix
1. 서 론	1
2. 독립형 마이크로그리드의 ESS 구성	4
2.1 단일 ESS 기반 마이크로그리드	4
2.2 다중 ESS 기반 마이크로그리드	5
3. 과도 안정도를 고려한 다중 ESS 설계	9
3.1 과도 안정도를 고려한 CVCF ESS의 출력 제어	12
3.2 과부하 문제 해소를 위한 보조 ESS의 출력 제어	14
3.3 다중 ESS의 통합 제어기 설계	19
3.4 CVCF ESS 고장에 따른 복구 절차	21
4. 독립형 마이크로그리드 모델링과 해석	23
4.1 실 계통 사례를 반영한 전력 계통 모델링	23
4.1.1 전력부하 모델링	26
4.1.2 분산전원 모델링	29
4.2 ESS 구성 별 컴퓨터 해석 모델링	31
4.2.1 단일 ESS 모델링	32
4.2.2 다중 ESS 모델링	35
4.3 정상상태 해석 결과	39
4.3.1 ESS 최대 충전 구간	40
4.3.2 ESS 저출력 구간	47
4.3.3 ESS 최대 방전 구간	53

5. 설비 사고 사례를 반영한 과도 안정도 분석	60
5.1 CVCF ESS 탈락	60
5.2 신재생에너지 탈락	64
5.3 신재생에너지 출력 급증	70
5.4 전력 부하 급증	78
5.5 전력 부하 탈락	85
5.6 결과 고찰	91
6. 결론	92
참 고 문 헌	94

그림 목 차

Fig. 2.1 Structures of single ESS in microgrid	4
Fig. 2.2 Structure of multi-ESS	7
Fig. 2.3 Harmonic filter of PCS	8
Fig. 3.1 The objective of multi-ESS design for transient states	10
Fig. 3.2 Hardware structure of ESS	10
Fig. 3.3 Inner current controller of ESS	11
Fig. 3.4 PLL controller of ESS	11
Fig. 3.5 CVCF controller of ESS	12
Fig. 3.6 Proposed operation design of ESSs	14
Fig. 3.7 Dual currents controller of ESS	15
Fig. 3.8 Simulation result of dual current control	17
Fig. 3.9 Simulation result of Instantaneous current(Before control)	17
Fig. 3.10 Simulation result of Instantaneous current(After control)	18
Fig. 3.11 Active and reactive power controller of ESS	18
Fig. 3.12 Simulation result of reactive power control	19
Fig. 3.13 Designed controller for auxiliary ESS	20
Fig. 3.14 Information flow between CVCF and auxiliary ESS	21
Fig. 3.13 Fault restoration sequence	22
Fig. 4.1 Distribution network map of sample island	23
Fig. 4.2 Actual single line diagram of sample island	24
Fig. 4.3 Simulation model of sample island	25
Fig. 4.4 Power load profile of sample island	27
Fig. 4.5 Single line distribution in simulation model	27
Fig. 4.7 Solar radiation profiles of sample island	29
Fig. 4.8 Temperature profiles of sample island	29
Fig. 4.9 Simulation model of PV and its converter	30
Fig. 4.10 Maximum power point tracking controller for PV	30
Fig. 4.11 Simulation model of diesel generator	30
Fig. 4.12 Simulation model of sample island with single ESS	32
Fig. 4.13 Simulation model of PV and ESS	33
Fig. 4.14 Simulation model of controller for single ESS	34
Fig. 4.15 Simulation model of controller for multi-ESS	35

Fig. 4.16 Simulation model of PV and multi-ESS	36
Fig. 4.17 Simulation model of controller for general multi-ESS	37
Fig. 4.18 Simulation model of controller for proposed multi-ESS	38
Fig. 4.19 Frequency measuring method of PSCAD/EMTDC	39
Fig. 4.20 Simulation result 1-1 of high renewable generation in steady state	41
Fig. 4.21 Simulation result 1-2 of high renewable generation in steady state	42
Fig. 4.22 Simulation result 1-3 of high renewable generation in steady state	42
Fig. 4.23 Simulation result 2-1 of high renewable generation in steady state	43
Fig. 4.24 Simulation result 2-2 of high renewable generation in steady state	44
Fig. 4.25 Simulation result 2-3 of high renewable generation in steady state	44
Fig. 4.26 Simulation result 3-1 of high renewable generation in steady state	45
Fig. 4.27 Simulation result 3-2 of high renewable generation in steady state	46
Fig. 4.28 Simulation result 3-3 of high renewable generation in steady state	46
Fig. 4.29 Simulation result 1-1 of low renewable generation in steady state	47
Fig. 4.30 Simulation result 1-2 of low renewable generation in steady state	48
Fig. 4.31 Simulation result 1-3 of low renewable generation in steady state	48
Fig. 4.32 Simulation result 2-1 of low renewable generation in steady state	49
Fig. 4.33 Simulation result 2-2 of low renewable generation in steady state	50
Fig. 4.34 Simulation result 2-3 of low renewable generation in steady state	50
Fig. 4.35 Simulation result 3-1 of low renewable generation in steady state	52
Fig. 4.36 Simulation result 3-2 of low renewable generation in steady state	52
Fig. 4.37 Simulation result 3-3 of low renewable generation in steady state	53
Fig. 4.38 Simulation result 1-1 without renewable generation in steady state	54
Fig. 4.39 Simulation result 1-2 without renewable generation in steady state	55
Fig. 4.40 Simulation result 1-3 without renewable generation in steady state	55
Fig. 4.41 Simulation result 2-1 without renewable generation in steady state	56
Fig. 4.42 Simulation result 2-2 without renewable generation in steady state	57
Fig. 4.43 Simulation result 2-3 without renewable generation in steady state	57
Fig. 4.44 Simulation result 3-1 without renewable generation in steady state	58
Fig. 4.45 Simulation result 3-2 without renewable generation in steady state	59
Fig. 4.46 Simulation result 3-3 without renewable generation in steady state	59
Fig. 5.1 Simulation result 1-1 of fault on CVCF ESS	61
Fig. 5.2 Simulation result 1-2 of fault on CVCF ESS	61
Fig. 5.3 Simulation result 1-3 of fault on CVCF ESS	62
Fig. 5.4 Simulation result 2-1 of fault on CVCF ESS	63
Fig. 5.5 Simulation result 2-2 of fault on CVCF ESS	63

Fig. 5.6 Simulation result 2-3 of fault on CVCF ESS	64
Fig. 5.7 Simulation result 1-1 of fault on PV inverter	65
Fig. 5.8 Simulation result 1-2 of fault on PV inverter	65
Fig. 5.9 Simulation result 1-3 of fault on PV inverter	66
Fig. 5.10 Simulation result 2-1 of fault on PV inverter	67
Fig. 5.11 Simulation result 2-2 of fault on PV inverter	67
Fig. 5.12 Simulation result 2-3 of fault on PV inverter	68
Fig. 5.13 Simulation result 3-1 of fault on PV inverter	69
Fig. 5.14 Simulation result 3-2 of fault on PV inverter	69
Fig. 5.15 Simulation result 3-3 of fault on PV inverter	70
Fig. 5.16 Actual output data of PV plant	70
Fig. 5.17 Simulation result 1-1 under PV fluctuation	71
Fig. 5.18 Simulation result 1-2 under PV fluctuation	72
Fig. 5.19 Simulation result 1-3 under PV fluctuation	72
Fig. 5.20 Simulation result 1-4 under PV fluctuation	73
Fig. 5.21 Simulation result 2-1 under PV fluctuation	74
Fig. 5.22 Simulation result 2-2 under PV fluctuation	74
Fig. 5.23 Simulation result 2-3 under PV fluctuation	75
Fig. 5.24 Simulation result 2-4 under PV fluctuation	75
Fig. 5.25 Simulation result 3-1 under PV fluctuation	76
Fig. 5.26 Simulation result 3-2 under PV fluctuation	77
Fig. 5.27 Simulation result 3-3 under PV fluctuation	77
Fig. 5.28 Simulation result 2-4 under PV fluctuation	78
Fig. 5.29 Measured voltage data in isolated power system	78
Fig. 5.30 Simulation result 1-1 under power load fluctuation	79
Fig. 5.31 Simulation result 1-2 under power load fluctuation	80
Fig. 5.32 Simulation result 1-3 under power load fluctuation	80
Fig. 5.33 Simulation result 2-1 under power load fluctuation	81
Fig. 5.34 Simulation result 2-2 under power load fluctuation	82
Fig. 5.35 Simulation result 2-3 under power load fluctuation	82
Fig. 5.36 Simulation result 3-1 under power load fluctuation	83
Fig. 5.37 Simulation result 3-2 under power load fluctuation	84
Fig. 5.38 Simulation result 3-3 under power load fluctuation	84
Fig. 5.39 Simulation result 1-1 of fault on power load	85
Fig. 5.40 Simulation result 1-2 of fault on power load	86
Fig. 5.41 Simulation result 1-3 of fault on power load	86

Fig. 5.42 Simulation result 2-1 of fault on power load	87
Fig. 5.43 Simulation result 2-2 of fault on power load	88
Fig. 5.44 Simulation result 2-3 of fault on power load	88
Fig. 5.45 Simulation result 3-1 of fault on power load	89
Fig. 5.46 Simulation result 3-2 of fault on power load	90
Fig. 5.47 Simulation result 3-3 of fault on power load	90

표 목 차

Table 4.1 Parameters of desalination plant	28
Table 4.2 Parameters of distributed resources	31
Table 4.3 Parameters of single ESS	33
Table 4.4 Parameters of multi-ESS	36
Table 5.1 Summary of simulation results	91

Summary

This dissertation proposes a design method considering the transient stability of a stand-alone microgrid based on multi-ESS(Energy storage system), The proposed method contributes to securing transient stability of the power system by maintaining the output margin of the CVCF ESS. In this system, the auxiliary ESS prepares for disturbances such as cut-off accidents. In addition, the three-phase reactive current components and the unbalanced current components are shared with the CVCF ESS to prevent PCS(Power conversion system) overload situations. In the event of a CVCF ESS failure that cannot be operated in a single ESS, the power system is restored by switching roles with the auxiliary ESS. To verify the transient stability analysis, Floriania Island, in the Galapagos Islands of Ecuador, was selected as a sample model, and its simulation model, which made by the PSCAD/EMTDC program, was applied with actual power system parameters such as weather data and power load of the island.

The assumed accident simulation analysis to verify the transient stability improvement effect was performed based on a total of five cases that may occur in the actual microgrid. In the case of transient stability, the operation of the voltage relay and the overload of the inverter-based facilities were checked. The recovery process for the CVCF ESS dropout was also presented compared with the single and multi-ESS cases. As a result of the transient state analysis in multi-ESS based on power balance control, it was confirmed that 130% overload occurred due to the lack of output margin of the CVCF ESS when renewable energy rapidly increased. However, in the proposed method, only a momentary voltage rise was shown.

Therefore, the design method considering transient stability will be able to contribute to stable microgrid operation. And in the event of a long-term failure of the CVCF ESS, it can be economically helpful to the microgrid by the switching roles of auxiliary ESS.

1. 서 론

무분별한 화석연료 사용이 야기한 문제와 도서지역 에너지 불평등 문제는 신재생에너지 기반 마이크로그리드 설치와 관련 연구를 견인하고 있다 [1]-[3]. 마이크로그리드는 신재생에너지와 에너지저장장치(Energy storage system, ESS)로 이루어진 소규모 전력계통으로 정의할 수 있으며, 대규모 전력계통과 연계된 계통연계형 마이크로그리드와 완전히 전력계통과 분리된 독립형 마이크로그리드로 나뉜다[4]-[7]. 독립형 마이크로그리드의 경우 전력계통의 어떠한 보조 없이 신재생에너지의 변동성과 불확실성을 감내해야하며, 특히 소규모 전력계통의 특성상 부하 또는 발전원의 변동에 예민한 특성을 가지고 있으므로 용량 산정, 설계 그리고 제어까지 모든 요소에 대한 상세하고 신중한 설계가 필요하다[8]-[14].

대부분 마이크로그리드 설계에 있어서 ESS는 전력변환장치(Power conversion system, PCS) 용량만 검토되어 설계용량보다 개발된 기성품의 PCS 용량이 적은 경우 비용적으로 이득이 있는 단일 ESS를 적용할 수 있다. 설계된 ESS 용량이 기성품의 PCS 단위용량보다 클 경우에는 여러 대의 ESS를 설치하거나 다수의 PCS의 병렬운전을 고려 할 수 있으나, 운영에 있어서는 ESS 간 출력과 에너지 균등화 제어에 주로 초점이 맞추어져있다[15]-[18].

도입되는 신재생에너지 용량이 부하보다 큰 상황을 고려하는 높은 재생에너지 자립율의 마이크로그리드에서는 디젤발전기의 운전을 정지 상태로 하여 ESS가 정전압 정주파수(Constant voltage constant frequency, CVCF) 제어를 수행하며, 인버터 기반의 분산전원들은 CVCF ESS가 만들어내는 전압과 주파수 신호에 동기화되어 운영된다[19]-[23]. 즉 CVCF ESS는 인버터 설비들에 있어서 전력계통과 같은 역할을 하므로 마이크로그리드에서 가장 중요한 설비이다. 이러한 CVCF ESS가 고장으로 탈락할 경우 계통에 연계된 인버터 기반 분산전원들도 단독운전방지 (Anti-islanding) 동작에 따라 즉시 전력 공급을 중단한다. 이때 ESS 고장이 제조사에 의한 수리가 필요한 경우라면,

마이크로그리드는 장기간 정전으로 유지되거나 디젤발전기가 있을 경우에는 디젤발전기 기반으로 마이크로그리드를 운영하게 된다. 그러나, ESS가 CVCF 운전을 수행한다는 전제는 신재생에너지 출력이 전력부하와 거의 동일하거나 더 크다는 것이며, 이때 디젤발전기의 경부하 운전과 신재생에너지의 출력변동을 고려할 때 신재생에너지를 사용할 수 없거나 아주 제한하여 사용할 수 밖에 없다. 이처럼 마이크로그리드 내에서 가장 중요한 분산전원인 CVCF ESS의 탈락을 대비한 설계가 반드시 고려되어야하며, 이를 다중화하여 하나의 ESS가 장기적인 고장이 발생하더라도 마이크로그리드의 신재생발전원이 운전 되도록 하여야한다.

마이크로그리드 내에서 하나의 ESS를 여러대로 나누어 운영할 경우 다음과 같은 제약사항들이 있다. 첫째로 마이크로그리드 용량산정 시 고려되는 ESS의 출력은 유효전력만을 대체로 고려한다. 그러나 전력계통의 전류 성분은 무효전류와 부하 불평형에 의한 역상분 성분도 존재하며, 줄어든 PCS 용량은 이렇게 사전 용량 산정 시 고려되지 못한 전류 성분들에 의해 과부하 우려가 있다. 둘째로 앞서 언급한 용량에 단점을 극복하기 위해 각 ESS의 PCS 용량을 일부 증대하여도 배터리의 C-rate(방전율)을 증가시키거나 용량을 증대시켜야만 증가된 PCS 출력을 확보할 수 있으므로 배터리의 사양변경으로 인해 설치 비용이 예상보다 크게 증가할 수 있다. 즉 PCS 용량의 증대만으로는 해결하기 어려운 문제이다. 셋째로 전력계통 내 탈락사고와 신재생에너지 출력변동이 빈번한 마이크로그리드 내에서 CVCF ESS는 외란에 가장 빠르게 반응하는 설비이다. 이때 줄어든 CVCF ESS의 PCS 용량으로 하여 단일 ESS 비해 출력 여유를 확보하기 어렵다. 이러한 관점에서 다중 ESS 기반의 마이크로그리드는 반드시 전력계통 구성 설비의 탈락 시 과도 안정도를 고려한 설계가 이루어져야한다. 따라서 본 논문은 독립형 마이크로그리드에서 다중 ESS 설치를 고려하였을 때 과도안정도 분석에 기반한 설계 방법을 제시한다. 설계는 신재생에너지의 출력 특성을 고려하여 CVCF ESS의 출력을 발생 가능한 사고에 대비할 수 있도록 한다.

다중 ESS 설치 시 줄어든 PCS 용량에도 불구하고 단일 ESS와 동등한 과도 안정도를 보인 경우 CVCF ESS의 장기적인 고장에도 마이크로그리드의 운영이

가능한 다중 ESS의 운영이 더 유리할 수 있다는 전제 하에 상정 사고 모의해석을 진행하고 그 결과를 분석하여 제시한다. 더 나아가 다중 ESS에서 제안된 설계 방법과 출력 균등화 제어를 수행하였을 때 사례와 비교하여 총 3가지 케이스를 기반으로 과도안정도를 분석한다.

과도안정도 해석은 부하 또는 설비의 투입, 고장이 전력계통에 미치는 충격에도 정전없이 지속적인 운영이 가능한 여부를 판단한다[24]-[37]. 본 논문에서 전압의 경우 IEEE Guide와 Recommended Practice를 참고하여 과전압과 부족전압 계전기의 동작조건인 전력계통 정격전압의 각각 130%와 70% 도달여부로 판단하며, 주파수의 경우에는 CVCF ESS가 60 Hz로 항상 주파수를 제어하고 있으므로 판단하지 않는다[28]-[31]. 이와 더불어서 CVCF ESS의 과부하 운전 탈락 조건을 정격 전류의 110%로 산정하여 각 사고 시 과도안정도 해석을 수행한다.

과도안정도 해석의 검증에 위해 본 논문에서는 실제 전력 부하 100 kW 미만의 에콰도르령 갈라파고스 제도 플로레아나 섬을 샘플 모델로 정하여 해당 섬의 기상데이터, 전력 부하 등 실제 전력계통 파라미터를 적용한 소규모 계통 모델링을 PSCAD/EMTDC 프로그램을 이용하여 수행한다. 해당 마이크로그리드 모델에 ESS 출력 별 정상상태 해석을 통해 컴퓨터 해석 모델의 타당성을 검증하고 상정 사고 모의해석을 통해 제시된 설계 방법의 효과를 분석한다.

2. 독립형 마이크로그리드의 ESS 구성

2.1 단일 ESS 기반 마이크로그리드

일반적으로 마이크로그리드에 도입되는 ESS의 경우 용량 산정 결과로 도출된 PCS 용량이 단위 용량을 초과하지 않는다면 일반적으로 단일 ESS 적용이 검토된다. 단일 ESS의 도입의 경우 세부적으로 필요한 ESS의 컨테이너, 공조 설비, 배터리관리시스템(Battery management system, BMS) 등 시스템에 관련한 비용이 적게 들기 때문이다. 특히 ESS의 용량이 크지 않은 MW 이하의 마이크로그리드에서는 대부분 단일 ESS로 설계된다.

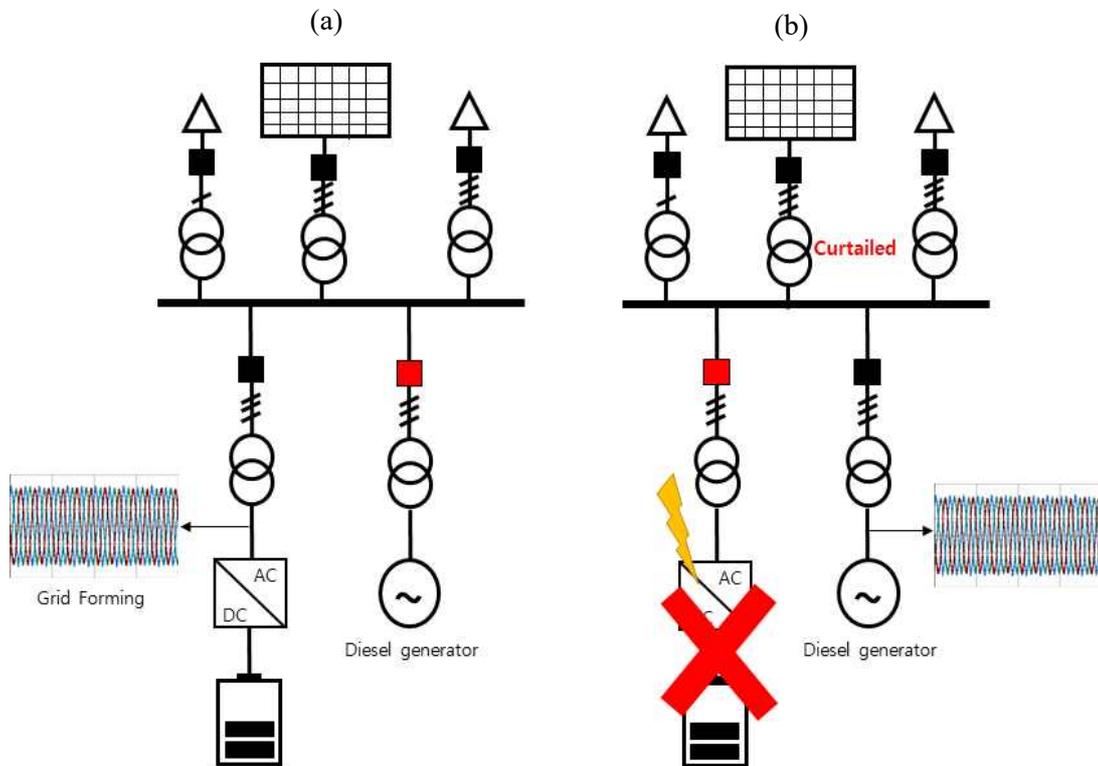


Fig. 2.1 Structures of single ESS in microgrid

(a) Normal state (b) Abnormal state

Fig. 2.1은 단일 ESS 구성에 대한 운영 예시로 재생에너지 자립율이 높은 마이크로그리드를 가정할 때 ESS는 CVCF 제어를 수행하여 연계된 인버터 기반 설비들이 동기화되어 운전한다. 이때 ESS가 고장이 발생하여 운영이 불가능할 경우 디젤발전기가 고려되지 않는 마이크로그리드는 장기간 정전이 발생할 수 있을 뿐만 아니라, 다행히 디젤발전기가 백업으로 있는 경우에도 마이크로그리드는 재생에너지의 급격한 출력변동에 대한 대응과 디젤발전기의 경부하 운전의 위험으로 재생에너지 구성 단위에 따라 운영이 불가능하거나 또는 제한되어 운전될 수 밖에 없다. 당연하게도 이러한 설비 고장에 대한 복구 시간은 대부분 격오지에 설치되는 마이크로그리드 특성상 장기화되기 마련이며, 이러한 손해는 식(2.1)과 같이 디젤발전기의 운전 비용으로 간단하게 계산될 수 있다.

$$R = F(aC_D + bE_C e_b) \quad (2.1)$$

여기서, R 은 ESS 고장으로 인한 계통운영비용(\$), F 는 유가(\$/L), C_D 는 디젤발전기 용량(kW), E_C 는 신재생에너지 출력 제한량(kWh), e_b 는 ESS의 충전 효율(p.u.), a 는 디젤발전 비용함수 y 절편(L/kW), b 는 디젤발전 비용함수 기울기 (L/kWh)를 나타낸다.

2.2 다중 ESS 기반 마이크로그리드

Fig. 2.2의 (a)와 같이 마이크로그리드에서 여러 대의 ESS가 도입되는 경우는 규모가 큰 경우 PCS 및 배터리 구성에 대한 한계로 인하여 결정되며, 이때 대부분은 분배되는 ESS의 충전상태(State of charge, SOC)의 수준을 맞추기 위해 출력과 에너지 분배 제어가 수행된다. 그러나, 이러한 경우 마이크로그리드 내 불평형 전류 및 무효전력 출력에 따른 1기의 PCS에 과부하 우려가 있을 뿐만 아니라, 발전원과 부하의 탈락 사고 그리고 부하와 신재생에너지의 급격한 변동에 있어서도 가장 응답속도가 빠른 CVCF ESS의 과부하 또는 출력 한계로 전력계통 저전압이 발생 할 우려가 있다. 특히 Fig. 2.2의 (b)와 같은 상황처럼

연평균 부하 증가율에 따른 ESS 출력증가와 더불어 예상치 못한 불평형과 무효전력으로 인한 출력 전류의 증가, 전력계통 외란에 따른 CVCF ESS 대응 능력 부족은 마이크로그리드의 빈번한 과부하, 저전압, 과전압 사고 등을 일으킬 수 있으며, 이때 다중 ESS 운영 시 가장 중요한 CVCF ESS의 과부하 탈락은 반복적인 순간 정전을 야기할 수 있다. 그리고 단순히 CVCF ESS의 장기적 고장만을 고려하여 PCS와 배터리 용량을 나누어 ESS를 운영하는 경우 각종 외란이 빈번하게 발생하는 독립형 마이크로그리드에서 CVCF ESS의 출력여유 감소로 인해 전압 변동 및 ESS의 순간적인 과부하를 초래할 수 있으며, 이를 대비하기 위해 과도 안정도를 고려하여 다중 ESS 설계 방안이 요구된다. 특히 단상 배전을 수행하는 소규모 마이크로그리드에서는 부하 불평형에 기인한 역상분 전류 공급이 필요하며, 다중 ESS 설치 시 이러한 불평형 성분을 고려한다면 1상 과부하를 방지할 수 있을 뿐만 아니라 불평형 전류가 ESS의 배터리 측 누설전류 또한 저감 시킬 수 있다. ESS의 기생 커패시턴스 성분에 따라 배터리 측 누설 전류에 식(2.2)와 같이 기인하며, 이는 국내 배터리 화재의 원인 중 하나로 지목 되었다[32].

$$i_l = C_p \frac{dv}{dt} \quad (2.2)$$

여기서, i_l 은 누설전류, C_p 는 기생커패시턴스, v 는 PCS 전압을 나타낸다.

불평형 전류에 의한 누설전류 완화 효과 뿐만 아니라 ESS를 나누는 것 자체로 PCS에 의한 고조파의 감소 효과가 있으며, 이는 Fig 2.3의 PCS 고조파 필터 구조와 식(2.3)의 인버터 전압과 출력전류의 전달함수와 같이 필터 설계에 정격 출력을 고려하여 설계가 이루어지므로 정격 출력에 비해 출력 전류 비율이 더 적은 상황이 자주 발생하는 단일 ESS에 비해 전고조파왜형률(Total harmonic distortion, THD)이 개선될 수 있다[33]-[35].

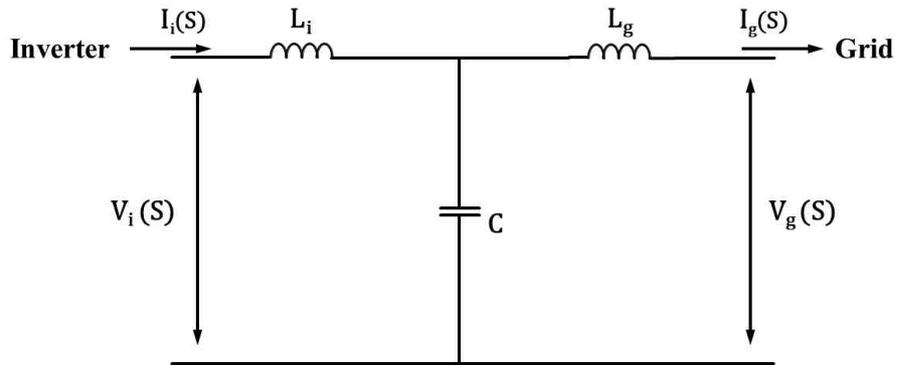


Fig. 2.3 Harmonic filter of PCS

비록 고조파, 누설전류 저감 및 CVCF ESS의 고장에 따른 비상 대응 등 독립형 마이크로그리드의 ESS를 다중화하여 구성하였을 때 자연스럽게 따르는 장점들이 존재하지만, 용량 증가가 없이 진행된다면 탈락, 출력의 급변, 외란 등에서 CVCF ESS의 과도 상태 대응 능력이 저하될 수 있다. 이러한 장점을 유지하며, 단일 ESS와 비교한 단점을 상쇄시키기 위해서는 다중 ESS의 과도안정도를 고려한 설계가 반드시 요구된다.

3. 과도 안정도를 고려한 다중 ESS 설계

과도안정도를 고려한 다중 ESS는 Fig. 3.1에서 그 목적이 나타나듯이 전력계통의 부하 또는 발전원의 탈락 사고에도 전력계통이 운영될 수 있어야 하며, CVCF ESS의 탈락에도 나머지 한 기의 ESS가 CVCF 제어를 수행하여 전력계통 운영에 차질이 없어야 한다. 이때 둘 이상으로 나뉘어 배터리의 사양 변동이 없도록 PCS와 배터리 용량을 정확하게 $1/n$ 을 곱하여 적용하며, Fig. 3.2과 같이 하드웨어의 구성 또한 용량을 포함하여 모두 동일하여야 한다. 또한 각각의 ESS는 모두 소프트웨어에서 CVCF와 보조 제어를 모두 수행할 수 있도록 하여야 한다.

이러한 조건에서 기본적으로 1기의 ESS는 반드시 CVCF 제어를 수행하며, 남은 보조 ESS의 경우 불평형, 유효전력 및 무효전력 제어를 동시에 적용한다. 이때 불평형과 무효전력 제어기의 경우 평시 각각 1상과 3상 과부하를 예방하기 위한 제어이다. Fig. 3.3은 ESS 제어에 기본이 되는 전류 제어기를 나타내며, Fig. 3.2의 전압, 전류 센서를 통해 얻은 출력 전압, 전류 정보를 식(3.1)-(3.4)의 좌표변환 식에 의해 직류 성분인 dq축 기준 신호로 변환과 역변환 되어 전류제어기를 통해 원하는 지령값으로 제어된다. 이때, 좌표변환과 전류제어기에 사용되는 전력계통의 전압 벡터 위상각은 Fig. 3.4의 PLL(Phase locked loop)에 의해 검출되어 전력계통 기준 전압 신호에 동기화되어 제어를 수행하게 된다. 이 과정은 식(3.5)-(3.7)의 인버터 전압방정식을 통해 도출되며, 해당 제어기의 전류 지령값을 결정하는 Outer 제어기가 추가로 연결되어 CVCF, 유무효전력과 역상분 전류를 제어할 수 있다[36]-[39].

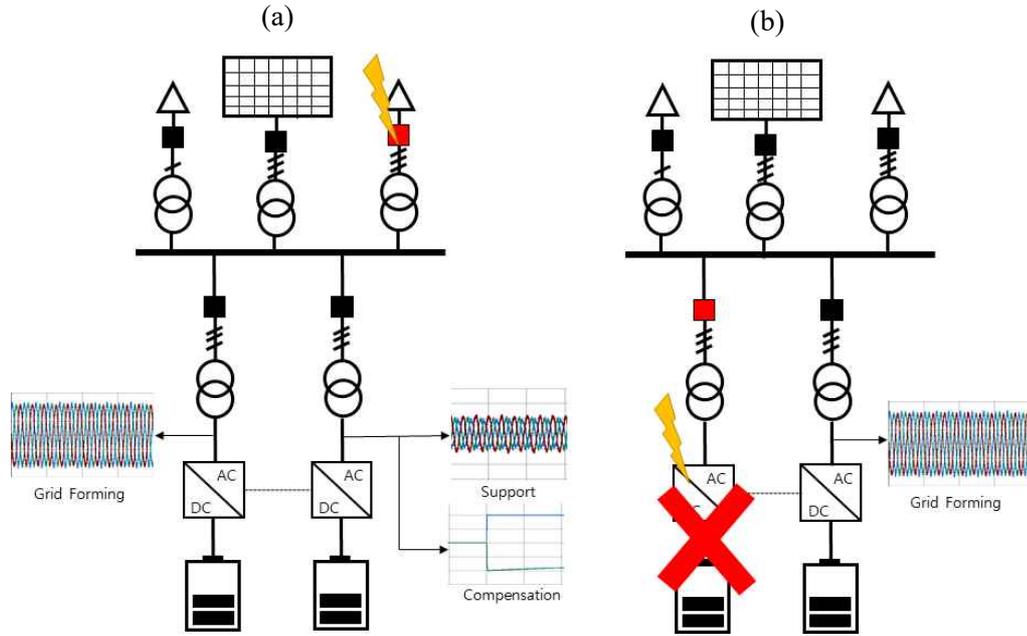


Fig. 3.1 The objective of multi-ESS design for transient states

(a) Fault state on load side (b) Abnormal state

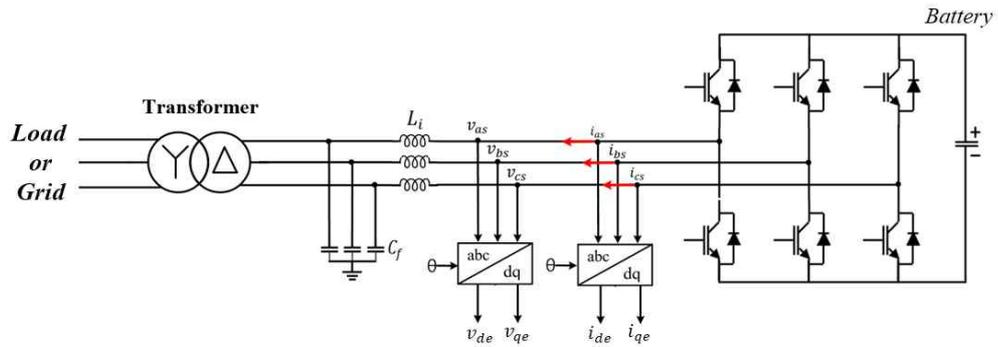


Fig. 3.2 Hardware structure of ESS

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$R(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$T^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$R^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

여기서, T 는 Clarke 변환, T^{-1} 은 Clarke 역변환, $R(\theta)$ 는 Park 변환, $R^{-1}(\theta)$ 는 Park 역변환, θ 는 전압벡터의 위상각을 나타낸다.

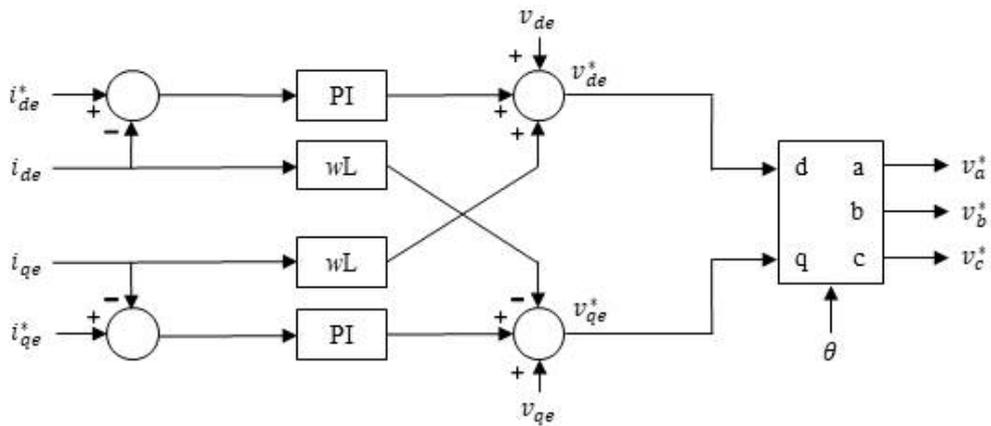


Fig. 3.3 Inner current controller of ESS

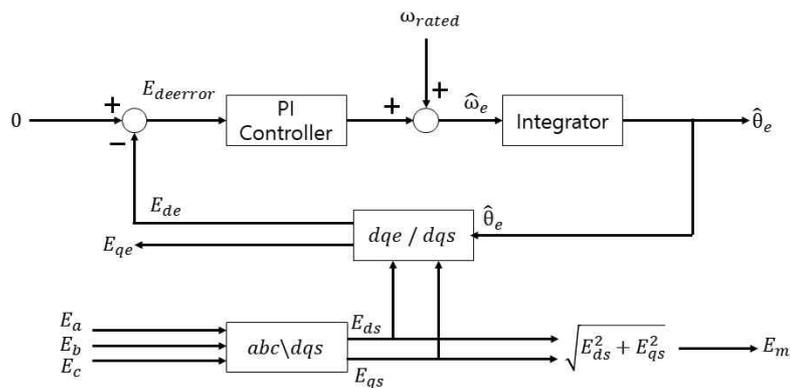


Fig. 3.4 PLL controller of ESS

$$E_{abc} = L \frac{di_{abc}}{dt} + V_{abc} \quad (3.5)$$

$$v_d^* = L_i \frac{d}{dt} i_{de} - L_i w i_{qe} + E_{de} \quad (3.6)$$

$$v_{qe}^* = L_i \frac{d}{dt} i_{qe} + L_i w i_{de} + E_{qe} \quad (3.7)$$

여기서, E_{abc} 는 전력계통 전압, E_{dq} 는 dq축 변환 전압, V 는 인버터 출력 3상 전압, i_{dq} 는 인버터 출력 전류, L_i 는 인버터 필터 인덕턴스, w 는 위상 각주파수, v_{dq}^* 는 인버터 출력 지령전압을 나타낸다.

3.1 과도 안정도를 고려한 CVCF ESS의 출력 제어

Fig. 3.5는 전력계통의 기준이 되는 전압과 주파수를 공급하기 위한 ESS의 CVCF 제어기를 나타낸다. 단일 ESS의 경우 반드시 수행하여야 하는 제어이며, 다중 ESS에서는 1기의 ESS가 담당하여 제어를 수행한다. 제어기에 구성에서 보듯이 Inner 전류제어기에 Outer 전압제어기가 연결된 형태이며, 전압 제어기는 식(3.8),(3.9)와 같이 표현된다. CVCF ESS는 전력계통 전압의 기준이 되기 때문에 기존 전류 제어기와 다르게 PLL 절차가 필요 없으며, Fig. 3.5의 θ^* 와 식(3.10)과 같이 고정된 주파수인 60 Hz를 적분하여 계통의 기준 주파수를 공급하게 된다[40].

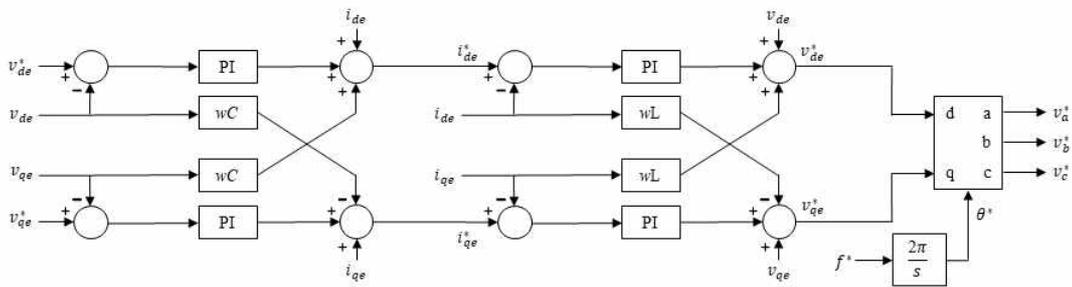


Fig. 3.5 CVCF controller of ESS

$$C_f \frac{dv_a}{dt} = i_a - i_{La}$$

$$C_f \frac{dv_b}{dt} = i_b - i_{Lb} \quad (3.8)$$

$$C_f \frac{dv_c}{dt} = i_c - i_{Lc}$$

$$i_{de}^* = C_f \frac{dv_{de}}{dt} - C_f (wv_{qe}) + i_{Lde} \quad (3.9)$$

$$i_{qe}^* = C_f \frac{dv_{qe}}{dt} + C_f (wv_{qe}) + i_{Lqe}$$

$$\theta^* = \int w^* dt \quad (3.10)$$

여기서, C_f 는 인버터 필터 커패시턴스, i_{Labc} 는 부하 측 전류, θ^* 는 제어 위상각, w^* 는 제어 위상각 주파수를 나타낸다.

Fig. 3.6은 제안된 제어 방법의 기틀이 되는 마이크로그리드의 운영 전략이며, 해당 순서도에서 나타나듯이 처음 CVCF ESS의 고장 유무를 판단하고 고장 시 보조 ESS가 CVCF 제어를 수행한다. CVCF ESS가 고장이 아닐 경우 보조 ESS는 CVCF ESS의 출력을 0 kW로 유지시키는 제어를 수행하게 되며, 이러한 상황은 반드시 태양광 발전 출력이 부하보다 높고 보조 ESS의 SOC에 여유가 있을 경우에만 발생한다. 이러한 제어를 통해 CVCF ESS는 태양광 발전 탈락 시 출력 균등 제어에 비해 더 큰 출력 여유를 갖게 되며, 이러한 여유 용량은 단일 ESS의 경우와 동일하다. 태양광 발전이 충분히 발생되어 보조 ESS의 SOC에 여유가 없을 경우 CVCF ESS가 출력을 태양광 발전 출력을 감당하나 이러한 상황은 태양광발전 출력이 줄어드는 구간에서 발생하므로 태양광 발전 탈락을 CVCF ESS가 충분히 감당할 수 있게 된다. 또한 태양광 발전 출력이 종료되고 ESS가 부하의 전체에 전력을 공급하는 상황에서도 동일하게 부하가 높은 저녁 시간 보조 ESS가 CVCF ESS 대신 방전하여 부하 탈락을 대비하고, 보조 ESS의 SOC가 하한에 도달하여 방전이 종료되었을 때 CVCF ESS가 부하 전체 담당하게 되나, 이는 전력부하가 낮은 새벽 시간이므로 CVCF ESS의 출력은 부하 탈락을 대비할 수 있게 된다.

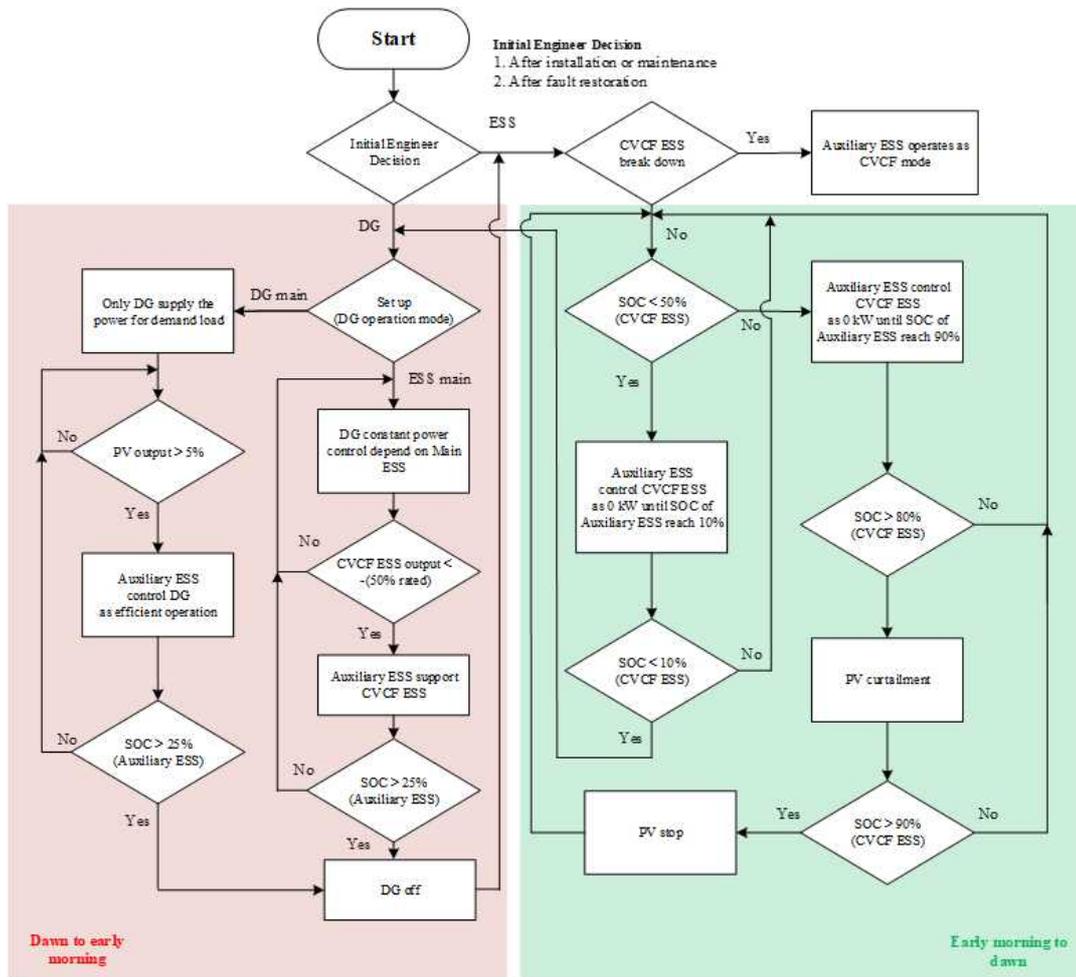


Fig. 3.6 Proposed operation design of ESSs

3.2 과부하 문제 해소를 위한 보조 ESS의 출력 제어

과도 안정도와 더불어 정상 상태에서 발생할 수 있는 CVCF ESS의 과부하 문제를 해결하기 위한 보조 ESS의 출력 전류 성분 제어 방법을 추가로 기술한다. 앞서 3.1 장에서 언급한 바와 같이 다중 ESS 기반 마이크로그리드에서는 CVCF ESS의 출력 여유를 확보하는 것이 과도 상태를 대비하여 가장 중요한 요소이다. 그러나, 과도 상태에서 출력 여유는 전류성분의 유효분 뿐만 아니라 무효분과 역상분 전류 성분이 포함되며, 이 또한 제어를 통해 보조 ESS와 분담하여 충분한 출력 여유를 확보하여야 한다. 이러한 유효분 외의 전류 성분 확보는 정상 상태와 과도 상태 모두 CVCF ESS의 출력 여유

확보에 기여하며, 특히 무효 전력은 3상 과부하, 역상분 전류는 1상 과부하 방지에 도움이 된다. 특히 역상분 전류 분담은 소규모 마이크로그리드에서 단상 배전 시 발생하는 1상 과부하를 예방할 수 있다.

Fig. 3.7은 역상분 전류제어를 위한 듀얼 전류 제어기를 나타내며, 정상분과 역상분은 식(3.11),(3.12)와 같이 대칭좌표법에 의한 성분을 나누고 여기에 식(3.1)-(3.4)와 같은 좌표변환행렬을 곱하여 각각 성분에 대한 dq축 값을 계산할 수 있다. 나뉘어진 전압 그리고 전류 성분은 식(3.13),(3.14)와 같이 두 개의 제어식으로 나타낼 수 있으며, 이는 Fig. 3.7과 동일하다. 단 여기서 역상분 전압 벡터의 위상각 θ^n 은 정상분인 θ^p 와 반대방향으로 회전한다. 이때 영상분의 경우 Y- Δ 변압기 사용 시 Δ 결선 내부를 순환하여 제거되므로 따로 제어를 수행하지 않는다. 이러한 듀얼 전류제어기를 통해 CVCF ESS는 보조 ESS와 역상분 전류를 분담하여 과도와 정상 상태 모두 과부하 방지에 기여할 수 있다[41]-[48].

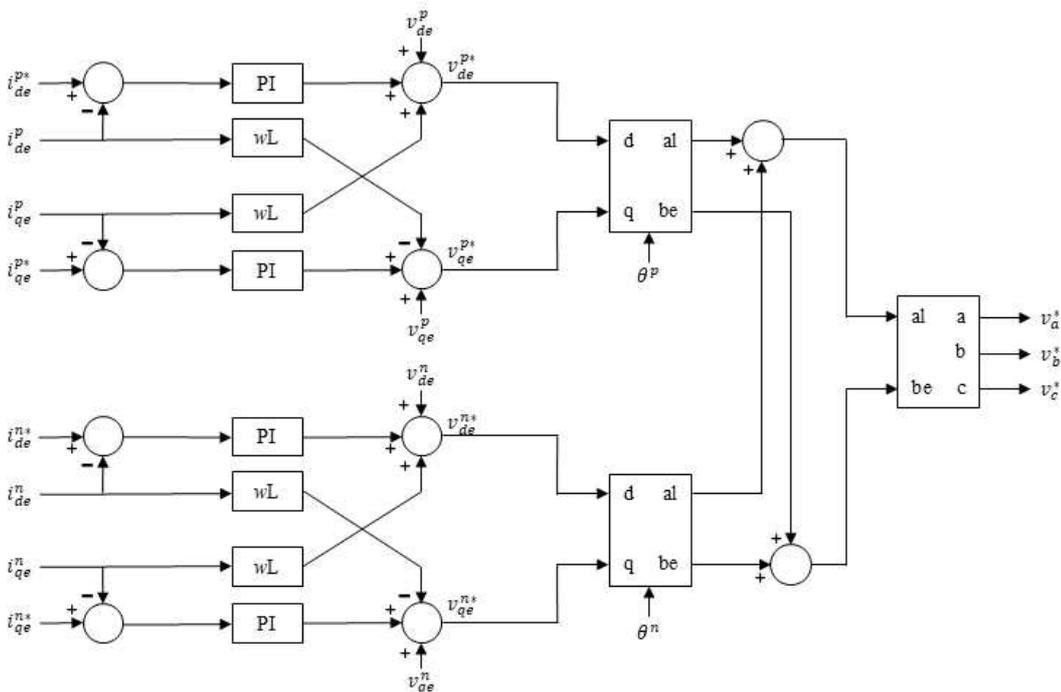


Fig. 3.7 Dual currents controller of ESS

$$\begin{bmatrix} V_a^p \\ V_b^p \\ V_c^p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} V_a - \frac{j}{2\sqrt{3}} (V_c - V_b) \\ \frac{1}{2} V_b - \frac{j}{2\sqrt{3}} (V_a - V_c) \\ \frac{1}{2} V_c - \frac{j}{2\sqrt{3}} (V_b - V_a) \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$\begin{bmatrix} V_a^n \\ V_b^n \\ V_c^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} V_a - \frac{j}{2\sqrt{3}} (V_b - V_c) \\ \frac{1}{2} V_b - \frac{j}{2\sqrt{3}} (V_c - V_a) \\ \frac{1}{2} V_c - \frac{j}{2\sqrt{3}} (V_a - V_b) \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$v_{de}^{p*} = -\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(i_{de}^{p*} - i_{de}^p) + v_{de}^p + wL_i i_{qe}^{ip} \quad (3.13)$$

$$v_{qe}^{p*} = -\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(i_{qe}^{p*} - i_{qe}^p) + v_{qe}^p - wL_i i_{de}^{ip}$$

$$v_{de}^{n*} = -\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(i_{de}^{n*} - i_{de}^n) + v_{de}^n - wL_i i_{qe}^{in} \quad (3.14)$$

$$v_{qe}^{n*} = -\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)(i_{qe}^{n*} - i_{qe}^n) + v_{qe}^n + wL_i i_{de}^{in}$$

여기서, C_f 는 인버터 필터 커패시턴스, i_{Labc} 는 부하 측 전류, θ^* 는 제어 위상각, i_{dq}^{n*} 는 dq축 역상분 전류 지령값, i_{dq}^n 는 dq축 역상분 전류, i_{dq}^{p*} 는 dq축 정상분 전류 지령값, i_{dq}^p 는 dq축 정상분 전류, v_{dq}^{n*} 는 dq축 역상분 전압 지령값, v_{dq}^n 는 dq축 역상분 전압, v_{dq}^{p*} 는 dq축 정상분 전압 지령값, v_{dq}^p 는 dq축 정상분 전압, w^* 는 제어 위상각 주파수, K_p 는 비례제어 이득, K_i 는 적분제어 이득을 나타낸다.

Fig. 3.8은 역상분 전류제어의 결과를 나타내며, 5초 역상분 제어 수행 시 역상분이 0 A로 유지되어 억제됨을 확인 할 수 있다. Fig. 3.9와 3.10은 제어 전 후의 순시 전류이며, 제어 전 역상분에 의해 1상의 성분이 나머지 상에 비해 크게 나타나고 역상분이 제거되었을 때 전류가 평형을 이루게 된다. 이러한 원리를 적용하여 보조 ESS는 CVCF ESS의 역상분을 분담하고 앞서 2장에서 언급한 바와 같이 평시는 누설 전류 저감에 기여하며, 과도 상태에서는 역상분에 의한 1상 과부하를 방지하게 된다.

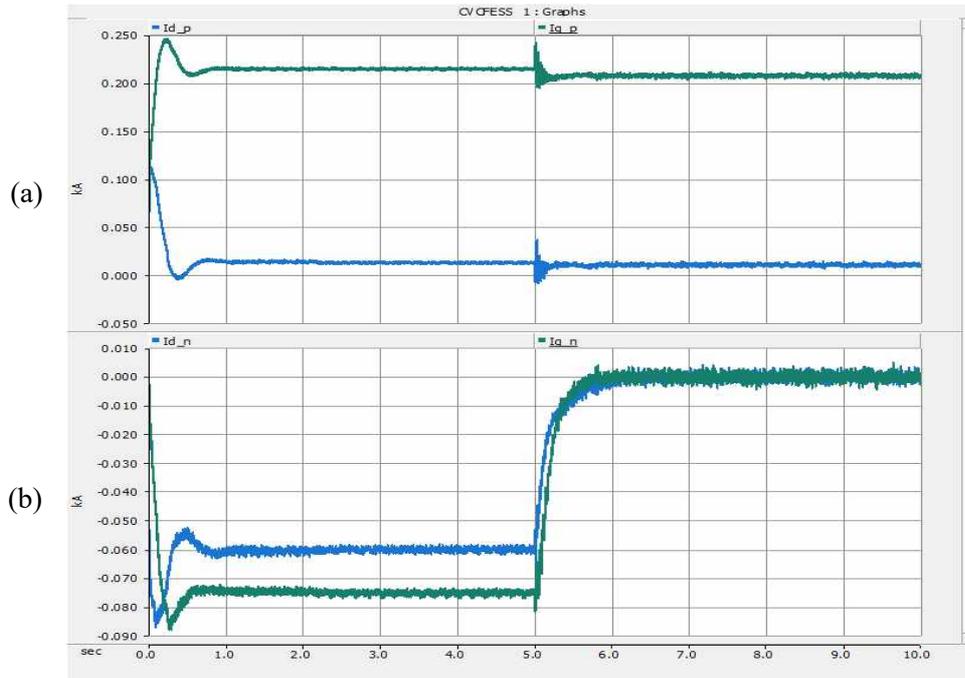


Fig. 3.8 Simulation result of dual current control
 (a) Positive sequence (b) Negative Sequence

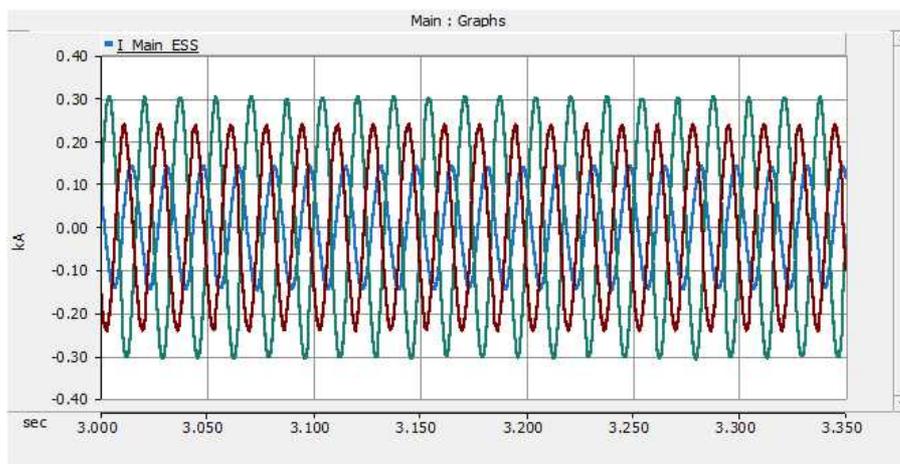


Fig. 3.9 Simulation result of Instantaneous current(Before control)

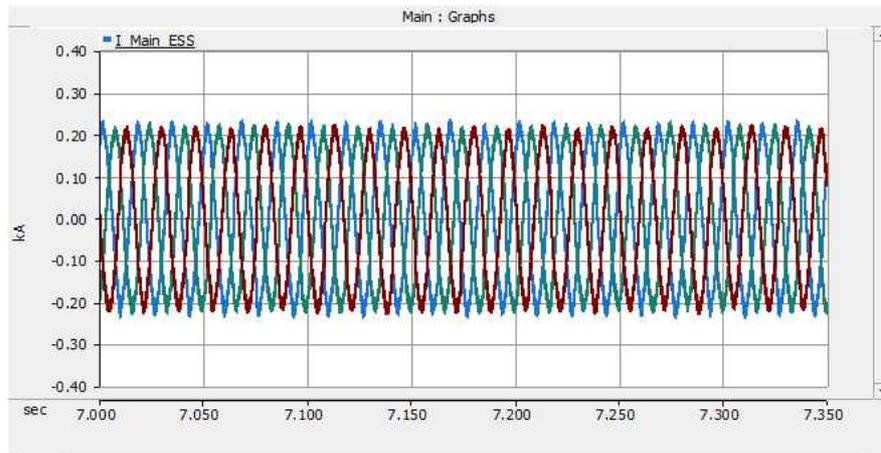


Fig. 3.10 Simulation result of Instantaneous current(After control)

Fig. 3.11은 유·무효전력 제어기를 나타내며, 이때 유효전력 지령값인 P^* 는 3.1절에서 언급한 Fig. 3.6의 흐름도에 따라 결정된다. 추가적으로 유효분 외의 CVCF ESS의 3상 과부하의 원인이 될 수 있는 무효전력은 Q^* 에 의해 결정된다. 마이크로그리드에서 발생하는 무효전력은 제어가 없을 경우 모두 CVCF ESS에서 공급된다. 이러한 무효분을 보조 ESS에서 분담하여 CVCF ESS의 3상 전류의 추가적인 여유를 확보하고 과부하 방지에 기여하게 된다. 식(3.15),(3.16)은 유·무효전력 지령을 dq축 전류로 변환하는 식을 나타낸다.

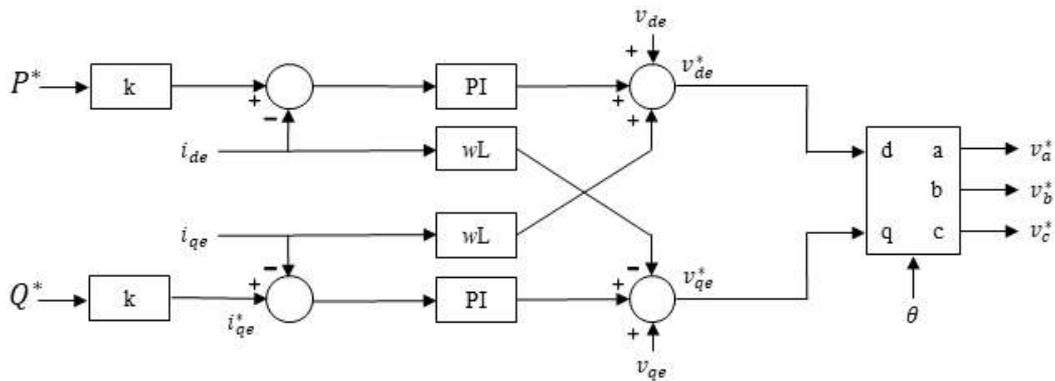


Fig. 3.11 Active and reactive power controller of ESS

$$P = \frac{3}{2}(v_{de}i_{de} + v_{qe}i_{qe}) \quad (3.15)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{qe}i_{de} - v_{de}i_{qe})$$

$$i_{de}^* = -\frac{2}{3} \frac{P^*}{V_{qe}}$$

$$i_{qe}^* = \frac{2}{3} \frac{Q^*}{V_{qe}} \quad (3.16)$$

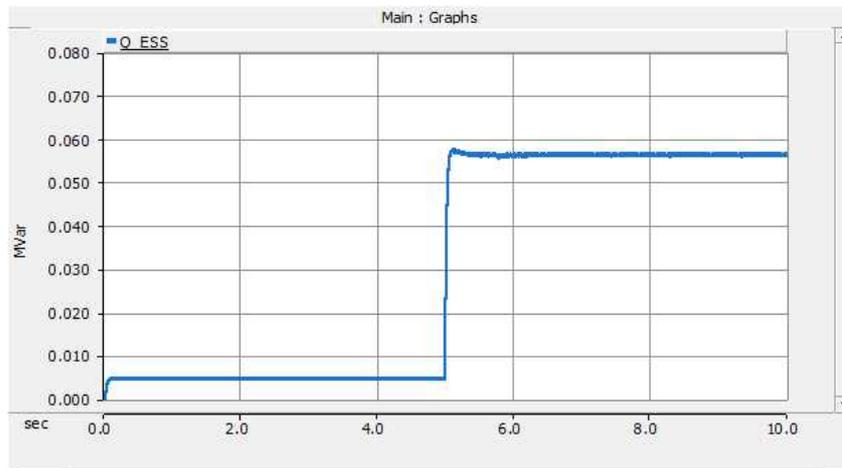


Fig. 3.12 Simulation result of reactive power control

Fig. 3.12는 ESS의 무효전력 제어 결과를 나타내며, 5초 전에는 전형적인 계통연계형 인버터의 무효전력 지령 값인 즉 역률 1을 목표로 하는 0 kVar를 지령값으로 하였을 때 나타내는 값이며, 5초 이후 무효전력 공급을 수행한다. 이와 같은 무효전력 지령을 통해 CVCF ESS의 무효전력을 분담하여 전력계통에 공급하게 된다.

3.3 다중 ESS의 통합 제어기 설계

Fig. 3.13는 3.1절과 3.2절의 운영 제어 방법을 블록다이어그램화하여 설계된 제어기로 불평형 제어와 전류 제어에 추가로 적분제어 기반의 Outer 제어를 연결하여 CVCF ESS를 보조할 수 있게 식(3.17)-(3.19)와 같이 설계하였다. 이때 Fig. 3.14에서 나타낸 ESS간 정보흐름과 같이 제어기는 통신선을 통해 정보를

교환하는 것을 가정하였으며, 해당 정보는 통신선의 시간 지연을 고려하여 직류 값인 dq축 성분을 기반으로 제어한다. 제안된 제어기의 상단부는 정상분 제어기로 Fig. 3.6의 방법과 같이 CVCF ESS의 유효전력을 제어하며, 이와 동시에 무효전력을 분담하여 탈락사고와 3상 과부하에 대비한다. 하단부는 역상분 전류 제어기로 CVCF ESS에서 공급하는 불평형 부하에 의한 역상분 전류를 분담하는 역할을 수행한다.

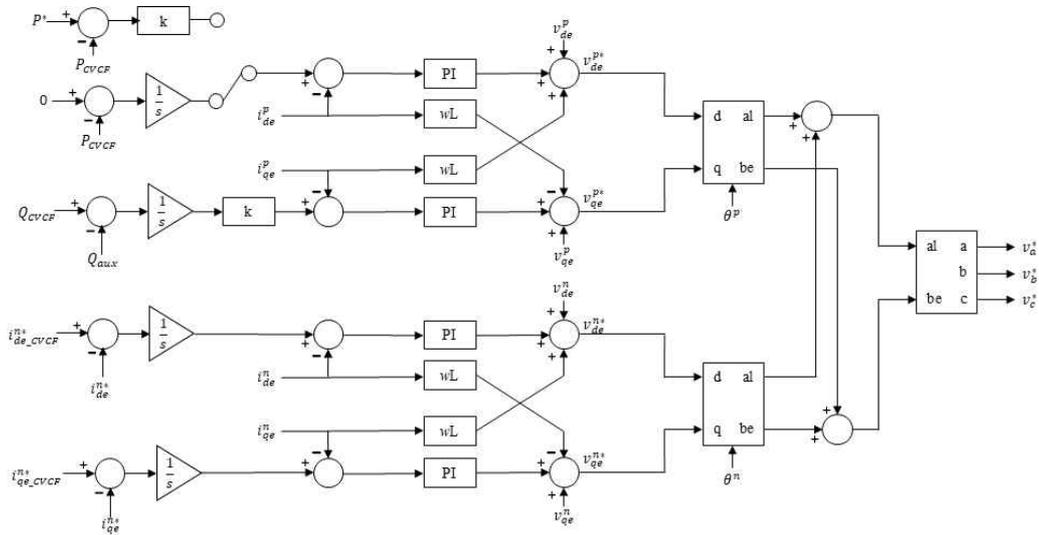


Fig. 3.13 Designed controller for auxiliary ESS

$$P^* = \begin{cases} \frac{k_{ip}}{ns} (0 - P_{cvcf}), & |P| < P_{\max} \\ P_{\max}, & |P| \geq P_{\max} \end{cases} \quad (3.17)$$

$$Q^* = \frac{k_{ip}}{ns} (Q - Q_{cvcf})$$

$$i_{de}^{p*} = -\frac{2}{3} \frac{P^*}{v_{qe}^*} \quad (3.18)$$

$$i_{qe}^{p*} = \frac{2}{3} \frac{Q^*}{v_{qe}^p}$$

$$i_{de}^{n*} = \frac{k_{in}}{ns} (i_{de_cvcf}^n - i_{de}^n)$$

$$i_{qe}^{n*} = \frac{k_{in}}{ns} (i_{qe_cvcf}^n - i_{qe}^n) \quad (3.19)$$

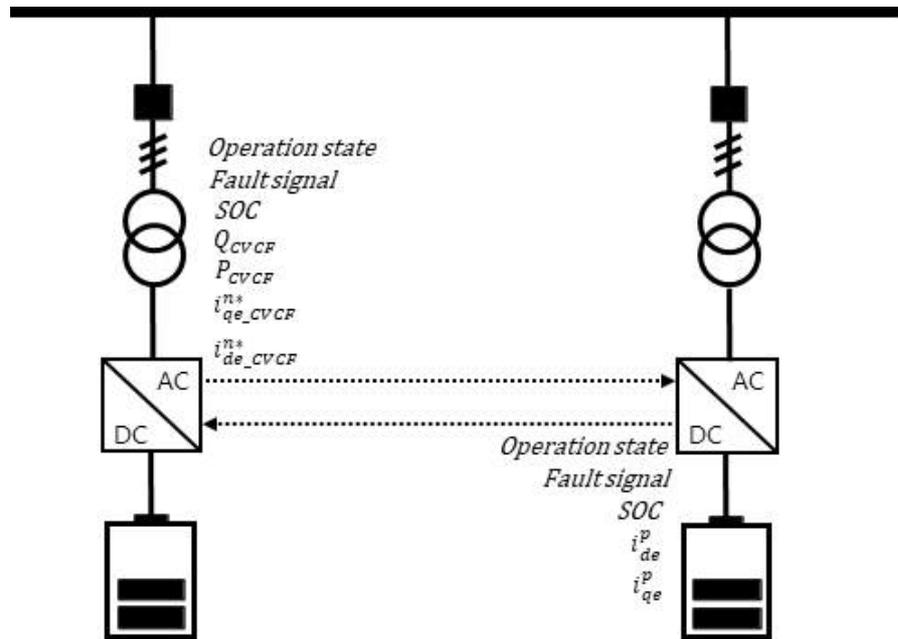


Fig. 3.14 Information flow between CVCF and auxiliary ESS

3.4 CVCF ESS 고장에 따른 복구 절차

Fig. 3.15는 CVCF ESS가 고장으로 탈락할 경우 나뉘어진 ESS의 신속한 복구를 위한 추가로 제안된 복구 시퀀스로 보조 ESS는 통신선과 더불어 Anti-Islanding 기능을 통해 CVCF ESS의 탈락 유무를 판단하고 운전을 중지한다. 이때 기존에 연결된 인버터 기반 설비들 역시 Anti-Islanding으로 전력계통에서 분리되기 때문에 재투입을 위한 Standby 상태로 대기하며, 전압 신호의 유무를 통해 계통 재투입 가능여부를 판단하고 CVCF ESS로 재투입한다. 이때 탈락하였던 기존의 CVCF ESS 역시 재투입을 시도하되 보조 ESS의 기능으로 재투입을 수행하며, 연계가 불가능할 경우에는 CVCF ESS만 제한된 용량으로 운영된다.

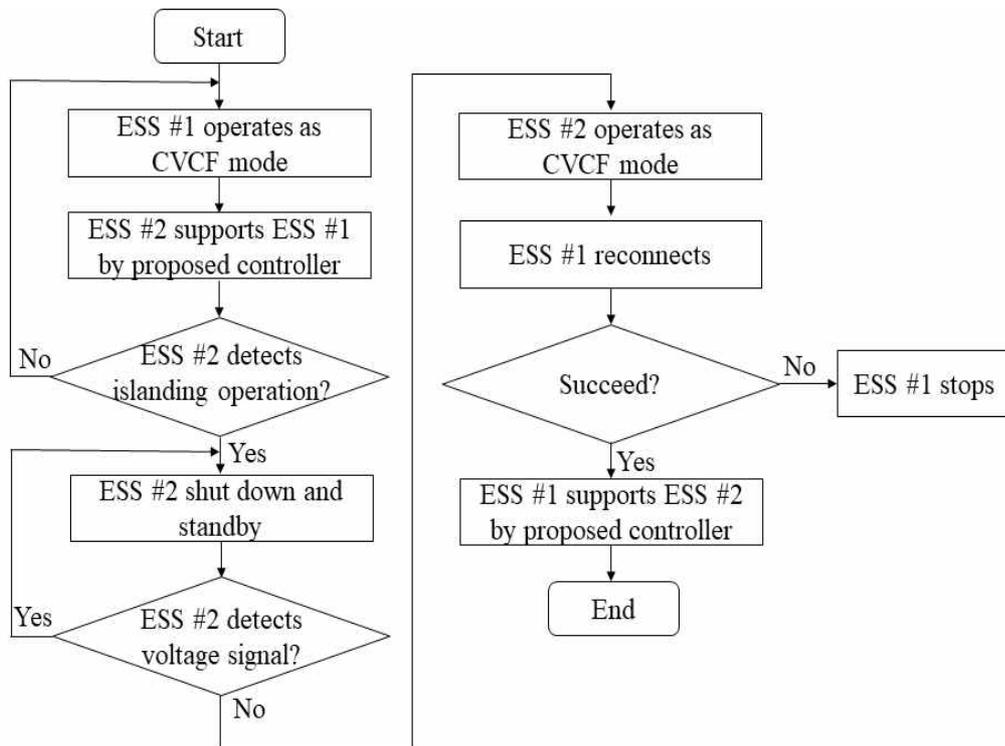


Fig. 3.13 Fault restoration sequence

4. 독립형 마이크로그리드 모델링

3장에서 제시된 설계 방법을 적용하였을 때의 과도안정도를 분석하기 위해 실 전력계통 사례를 반영한 마이크로그리드를 PSCAD/EMTDC 프로그램을 이용하여 컴퓨터 해석을 수행하였다. 전력계통 모델링에 사용된 실 사례는 에콰도르령 갈라파고스의 플로레아나 섬으로 100 kW 미만의 전력부하를 갖는다. 전력계통 모델링은 총 3가지로 나뉘었으며, 부하, ESS를 제외한 발전원 및 전력계통 구성은 모두 동일하고 ESS에 따라 다음과 같이 구분된다. 첫 번째는 단일 ESS를 적용한 모델로 1기의 ESS가 CVCF 제어를 수행한다. 두 번째는 다중 ESS를 적용한 모델이나 3장에서 언급된 역상분 전류와 무효전류 분배가 없으며, 유효전력의 경우 출력 균등화 제어를 수행하였다. 마지막으로 3장에서 언급한 설계방법을 적용한 다중 ESS 기반의 마이크로그리드를 모델링하였다.

4.1 실 계통 사례를 반영한 전력계통 모델링

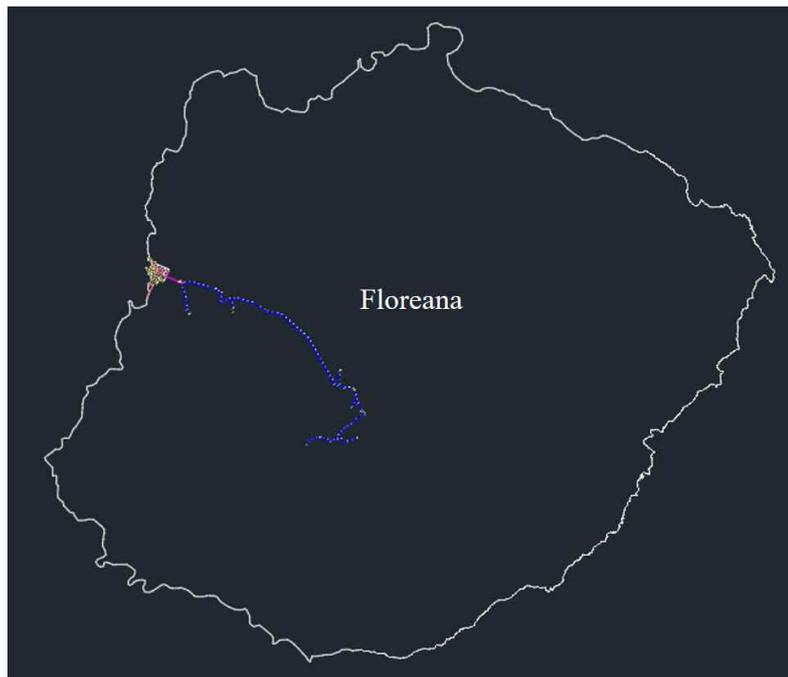


Fig. 4.1 Distribution network map of sample island

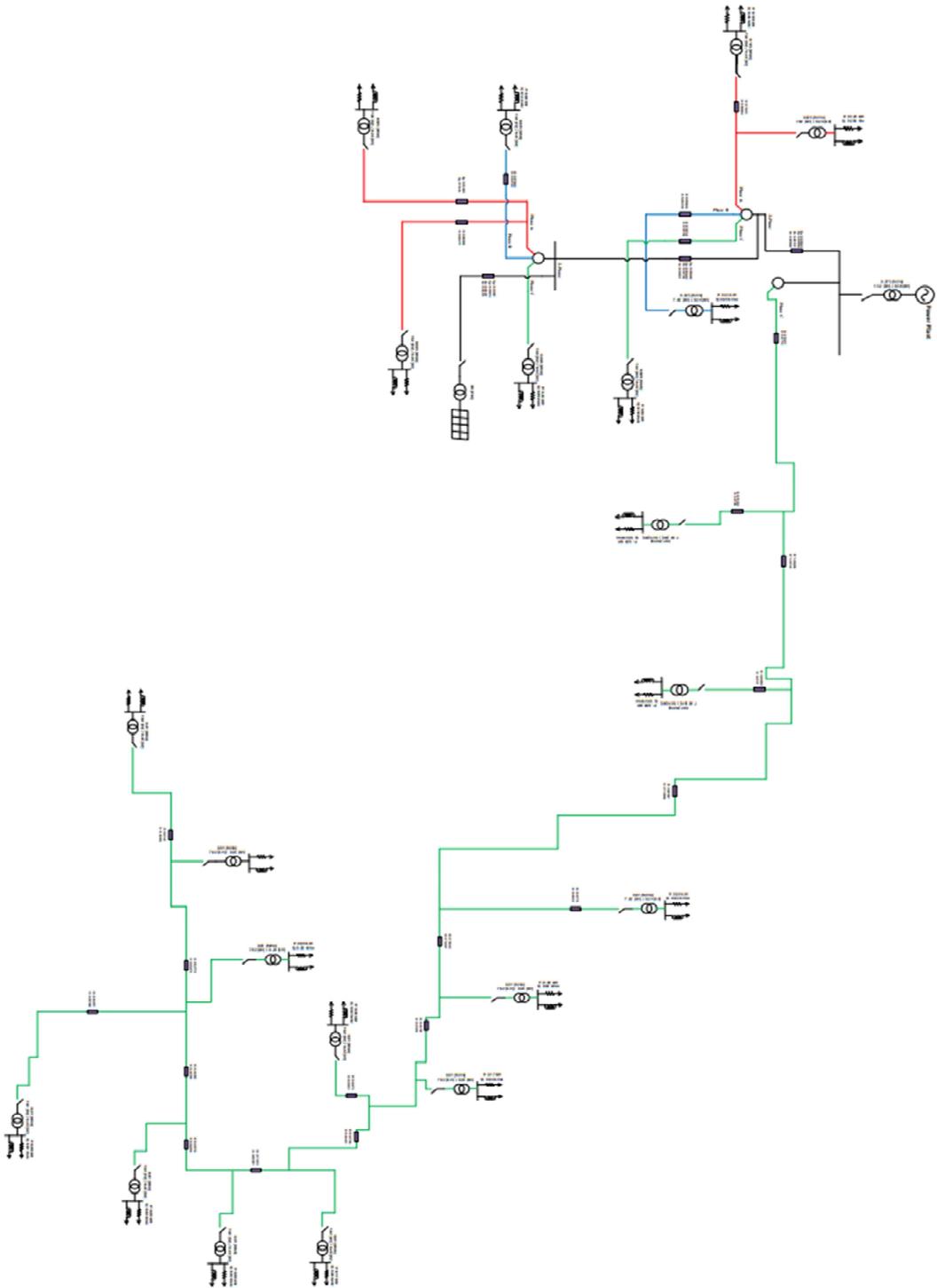


Fig. 4.2 Actual single line diagram of sample island

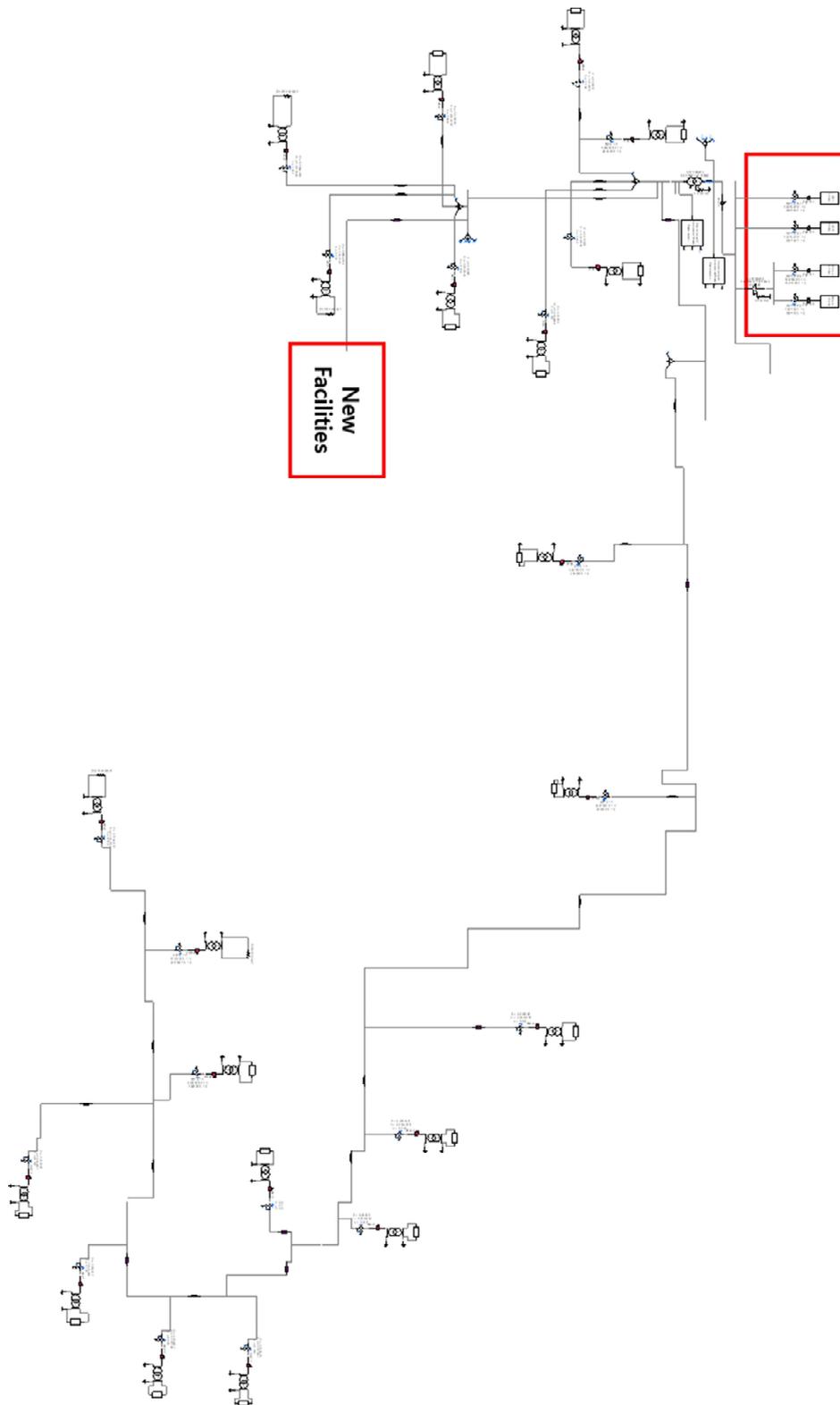


Fig. 4.3 Simulation model of sample island

Fig. 4.1은 실제 플로레아나 섬의 전력계통 구성을 나타내며, Fig. 4.1을 기반으로 나타낸 실제 단선도는 Fig. 4.2와 같다. 단선도에서 플로레아나 전력계통은 단상 배전을 수행하는 것을 알 수 있으며, 실제로 비교적 큰 용량의 담수화 설비를 제외하고 모든 수용가는 단상으로 전력을 공급받는다. Fig. 4.3은 Fig. 4.2를 기반으로 작성된 플로레아나 섬의 PSCAD/EMTDC 컴퓨터 해석 모델로 배전망, 디젤발전기, 선로 정수 등 가능한 실제 파라미터를 적용하여 작성되었다. 작성된 마이크로그리드 컴퓨터 해석 모델링의 하단부에 3상 선로로 신규 설비인 ESS와 태양광발전이 연계된다.

4.1.1 전력부하 모델링

Fig. 4.4는 실제 플로레아나 섬에서 측정된 전력부하를 나타내며, 해당 측정 데이터는 Look-up table 형태로 컴퓨터 해석 모델링에 적용되었다. 이때 각 상당 전류 배분에 차이를 두어 실제 발생하는 부하 불평형을인 30%에 가깝게 전력부하는 모델링하였다. Fig. 4.5는 Fig. 4.3의 컴퓨터 해석 모델링에서 단상 배전선이 분기되는 지점을 확대한 그림으로 신규설비와 담수화 설비 즉 3상 전용선로를 제외하고 수용가 측은 단상 배전을 하는 것을 확인할 수 있다. Fig. 4.6은 해당 섬에서 가장 큰 단일 부하인 담수화 설비의 컴퓨터 해석 모델로 해당 설비의 구성은 Table 4.1과 같다. 섬지역 마이크로그리드에 대부분 설치되어 있는 담수화 설비는 보통 대규모 시설이 거의 없는 마이크로그리드의 전력부하 중 가장 큰 용량을 차지하는 경우가 많으며, 이때 유도 전동기로 구성된 워터 펌프의 직입 기동전류는 전력 계통의 부하 급증 과도상태를 만들게 된다. 다만 본 논문에서는 담수화 설비 구성요소 중 모든 유도모터가 동시에 동작하지 않으므로 가장 큰 용량을 갖는 1기의 유도전동기를 기동하였다.

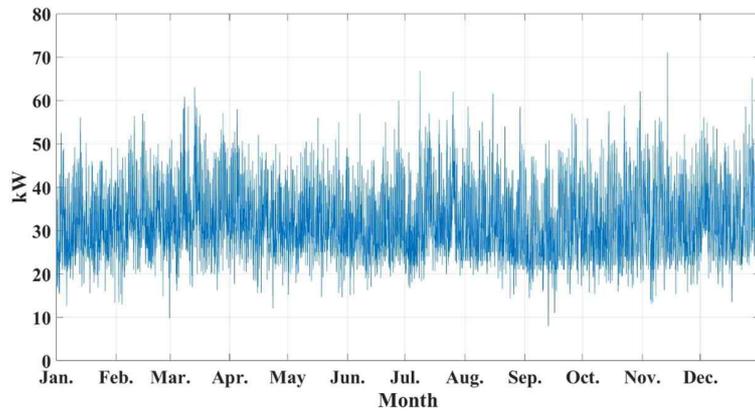


Fig. 4.4 Power load profile of sample island

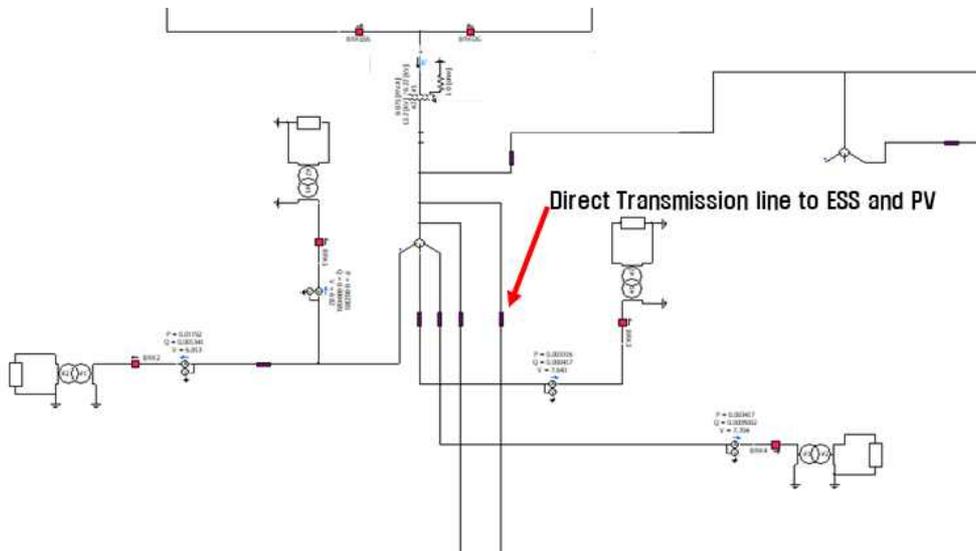
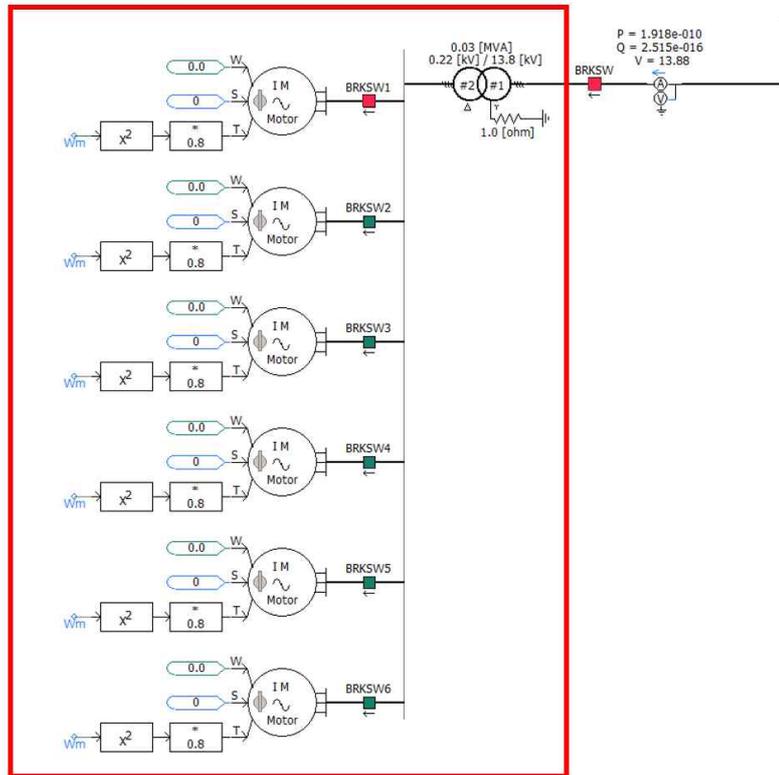


Fig. 4.5 Single line distribution in simulation model



23.45 kW Desalination plant

Fig. 4.6 Simulation model of desalination plant

Table 4.1 Parameters of desalination plant

Items	Units	Values
Rated power	kVA	4
Rated RMS phase voltage	V	127
Rated RMS phase current	A	19
Polar moment of inertia	ms	1700
Stator resistance	pu	0.066
Stator unsaturated leakage reactance	pu	0.046
Unsaturated magnetizing reactance	pu	3.860
Rotor unsaturated mutual reactance	pu	0.122
Mechanical damping	pu	0.010

4.1.2 분산전원 모델링

Fig. 4.7과 4.8은 Fig. 4.4와 마찬가지로 실제 플로레아나 섬에서 측정된 일사량과 온도 데이터를 나타내며, 해당 측정 데이터는 Look-up table 형태로 Fig. 4.9의 태양광 발전 컴퓨터 해석 모델링에 입력 값으로 적용되었다. 태양광 발전 컴퓨터 해석 모델은 계통측 DC/AC 인버터, DC/DC 컨버터 그리고 태양광 패널로 구성되었으며, 이때 DC/AC 인버터는 앞서 언급된 전류 제어 기반의 직류 링크 전압제어를 수행하고 DC/DC 컨버터는 태양광 발전의 최대 출력점 제어하도록 Fig. 4.10과 같이 모델링되었다[49]-[55]. Fig. 4.11은 디젤발전기의 컴퓨터 해석 모델으로 발전기, 디젤 엔진 그리고 여자기로 구성된다. ESS를 제외한 분산전원의 컴퓨터 해석 모델 파라미터는 Table 4.2와 같다.

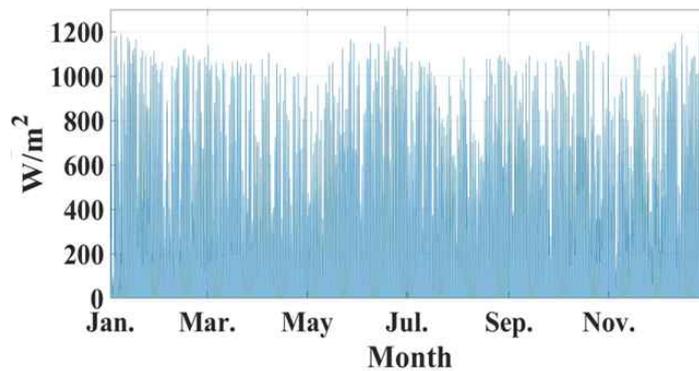


Fig. 4.7 Solar radiation profiles of sample island

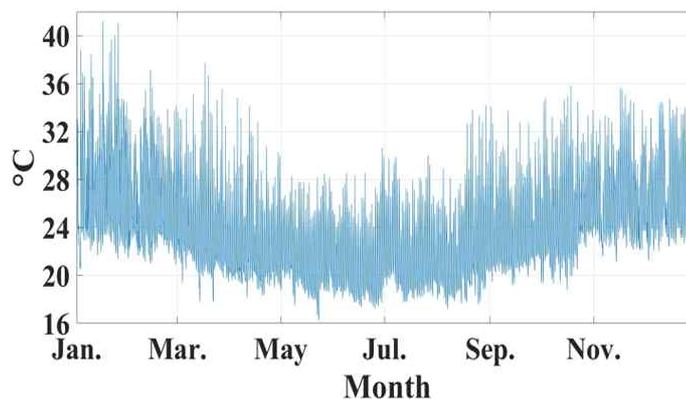


Fig. 4.8 Temperature profiles of sample island

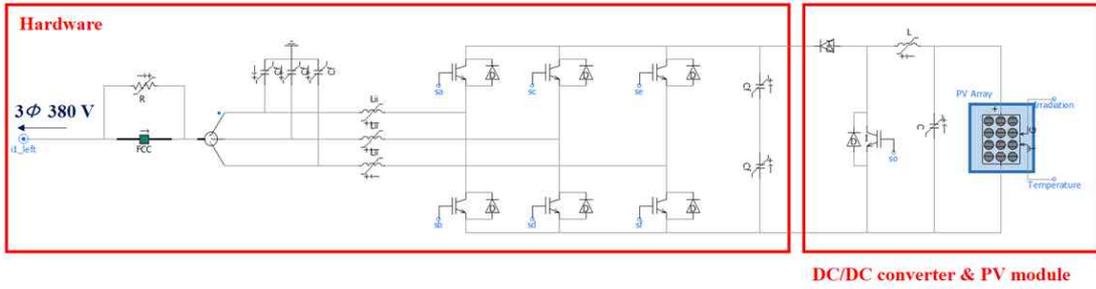


Fig. 4.9 Simulation model of PV and its converter

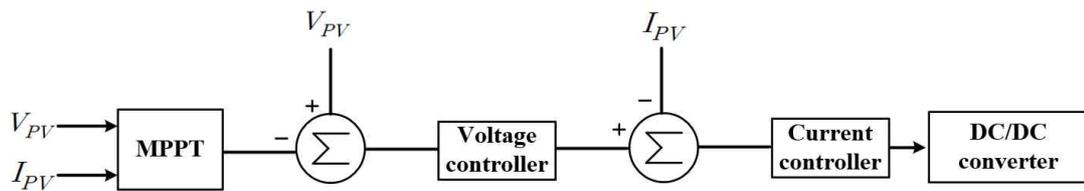


Fig. 4.10 Maximum power point tracking controller for PV

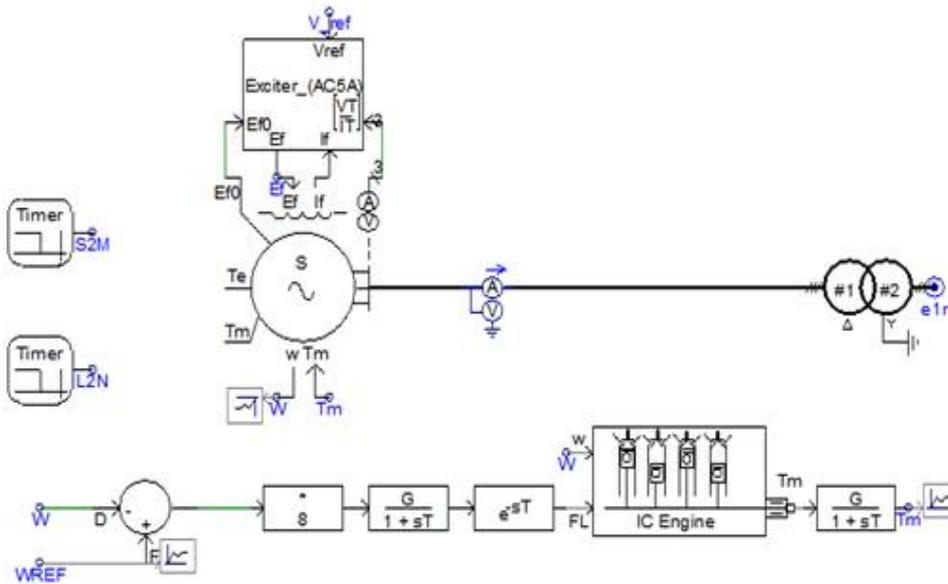


Fig. 4.11 Simulation model of diesel generator

Table 4.2 Parameters of distributed resources

Items		Units	Values
PV array	Maximum power	kWp	100
	Maxumum voltage	V	530
DC/DC converter	Inductance	uH	100
	Capacitance	uF	1000
	switching frequency	Hz	2000
DC/AC inverter	Filter inductance	mH	2
	Filter capacitance	uF	91
	Switching frequency	Hz	2500
	DC link capacitance	uF	1100
	DC link voltage	V	700
Diesel generator	Rated power	kVA	60
	Rated RMS phase voltage	V	220
	Rated RMS line current	A	150
	Unsaturated reactance	pu	1.014
	Unsaturated transient reactance	pu	0.314
	Unsaturated transient sub reactance	pu	0.280

4.2 ESS 구성 별 컴퓨터 해석 모델링

3장에서 나타낸 과도 안정도를 고려한 다중 ESS 설계 방법의 검증을 위해 컴퓨터 해석 모델은 단일과 다중 ESS로 나뉘어 모델링 되었으며, 다중 ESS는 다시 출력 균등 제어를 수행하는 경우와 비교할 수 있도록 ESS의 제어기를 변경하여 추가 모델링을 수행하였다.

4.2.1 단일 ESS 모델링

Fig. 4.12는 단일 ESS가 도입된 마이크로그리드의 모델로 Fig. 4.13은 신규 ESS와 태양광 발전의 확대도를 나타낸다. 이때 단일 ESS의 경우 Fig. 4.14와 같이 CVCF 제어만 수행하며, 그 외 다른 제어는 적용되지 않는다. Table 4.3은 단일 ESS의 용량을 포함한 파라미터를 나타낸다.

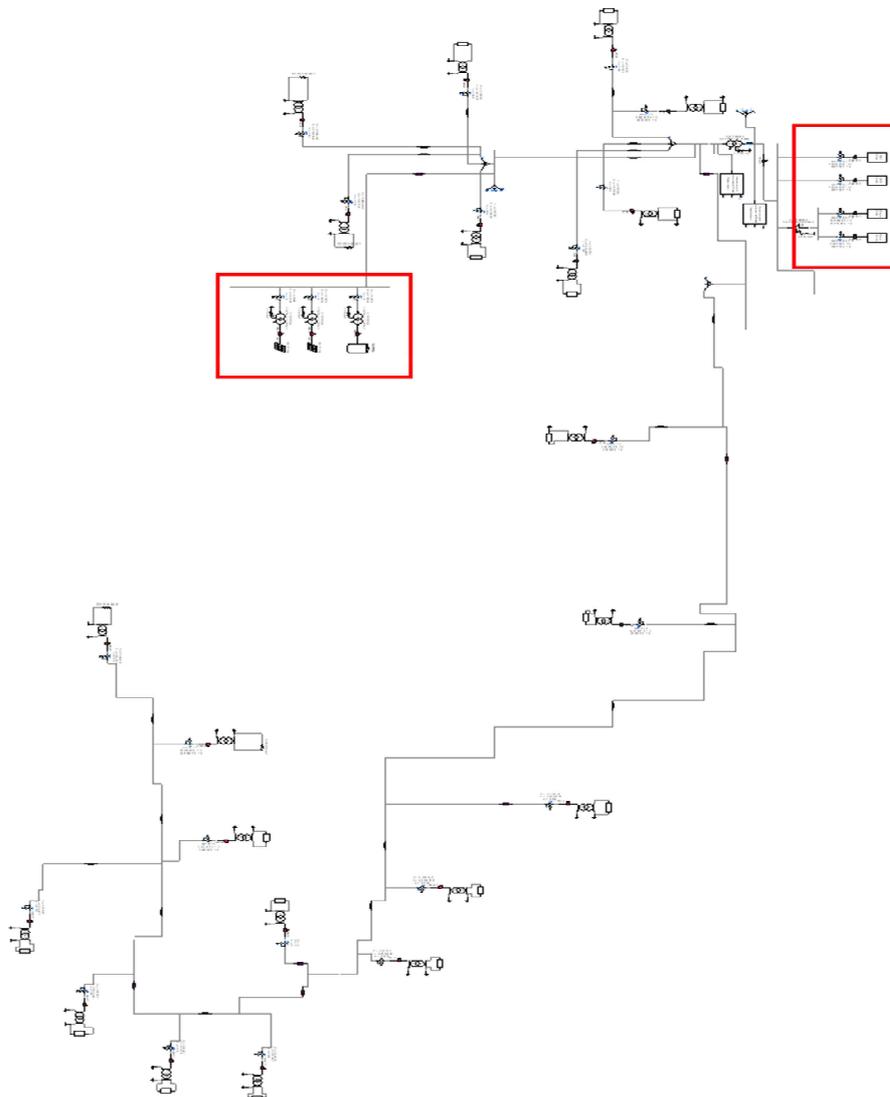


Fig. 4.12 Simulation model of sample island with single ESS

Table 4.3 Parameters of single ESS

Items	Units	Values
Battery capacity	kWh	600
Converter capacity	kW	200
Filter inductance	mH	1
Filter capacitance	uF	350
Switching frequency	Hz	2500
DC link capacitance	uF	2200
DC link voltage	V	800
Rated line current	A	428
Maximum line current	A	471

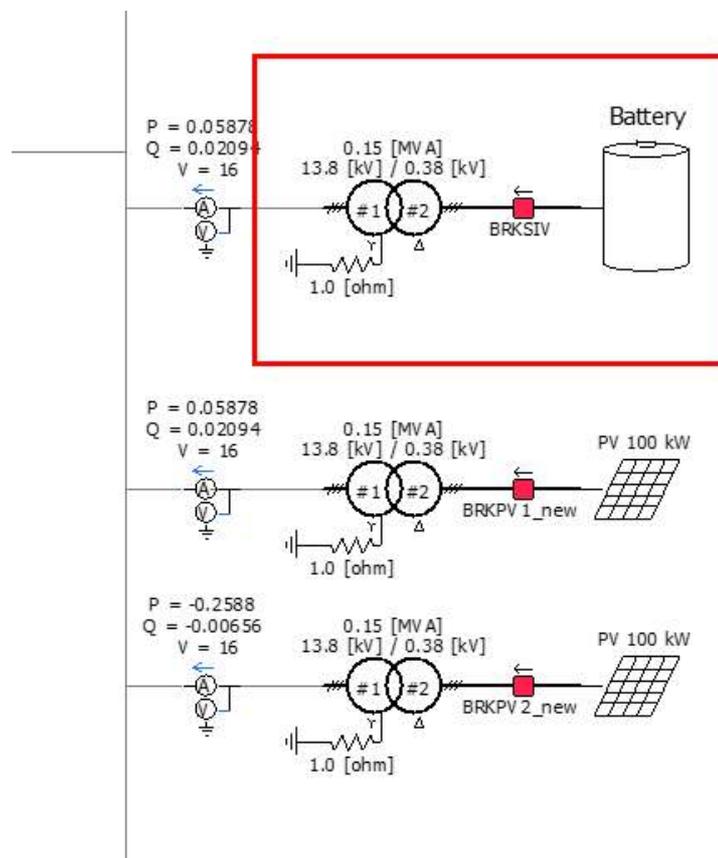


Fig. 4.11 Simulation model of PV and ESS

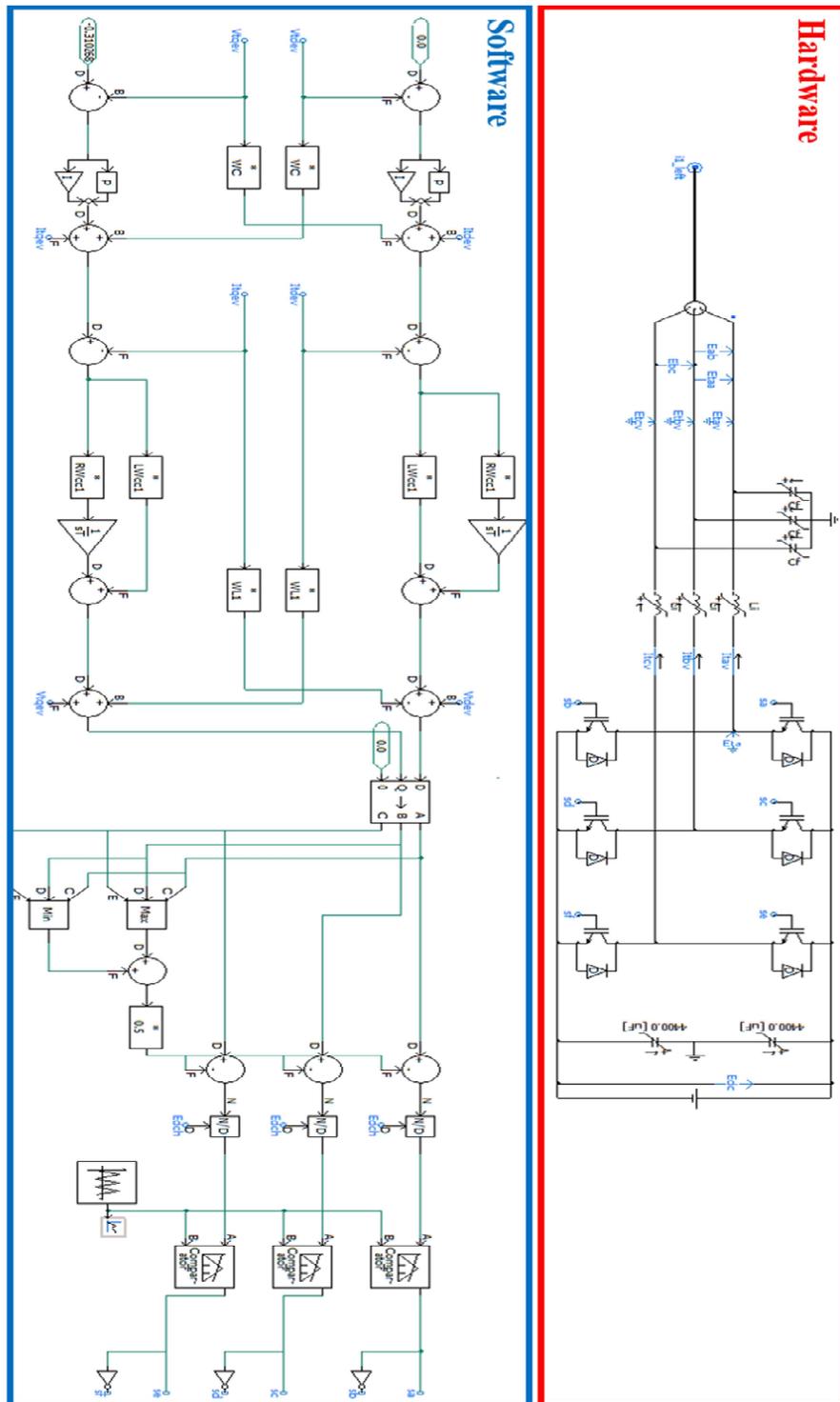


Fig. 4.14 Simulation model of controller for single ESS

4.2.2 다중 ESS 모델링

Fig. 4.15는 다중 ESS가 도입된 마이크로그리드의 컴퓨터 해석 모델이다. Fig. 4.16과 같이 ESS가 2기가 도입된 것으로 가정하였으며, PCS와 배터리 용량은 단일 ESS에 비해 정확히 절반으로 나누어졌다. 3장에서 제시된 설계 방법의 타당성을 검증하기 위해 다중 ESS 역시 일반적인 출력 균등화 제어를 수행하는 방법과 추가적으로 비교할 수 있도록 Fig. 4.17처럼 제어기만 변경하여 모델링을 하였으며, 이를 Fig. 4.18의 설계된 제어기와 각각 비교하였다. Table 4.4는 단일 ESS와 비교할 때 절반으로 나뉘어진 ESS의 파라미터를 기록하였다.

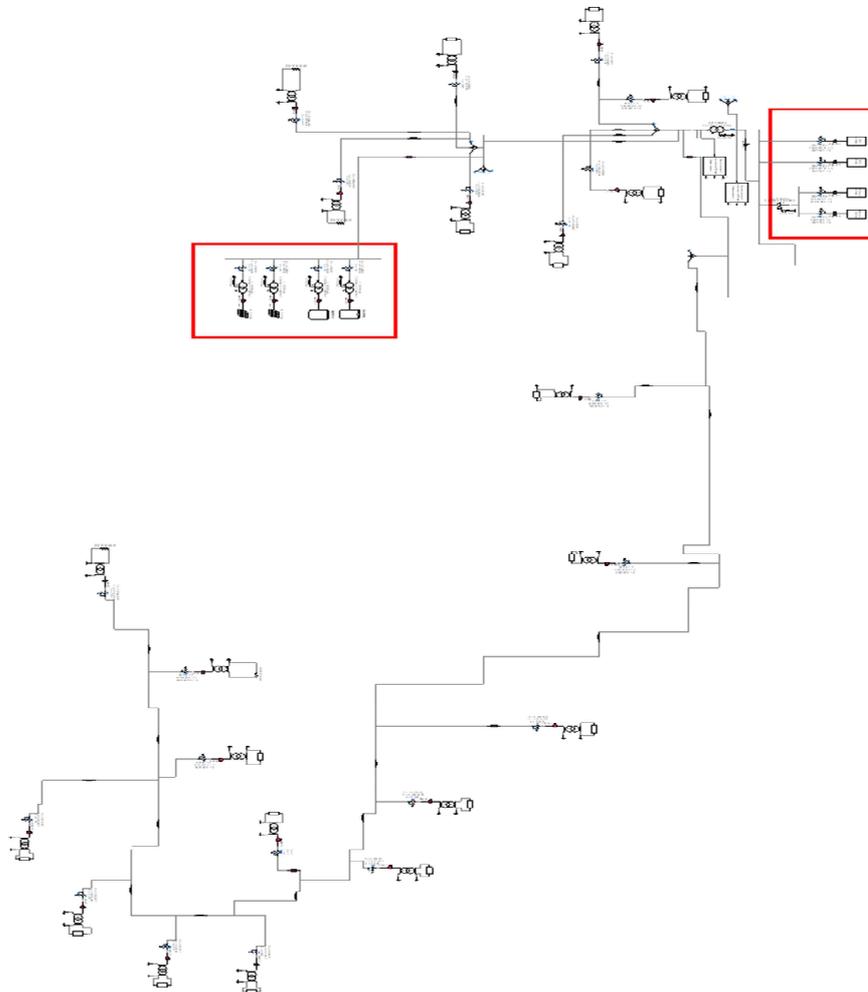


Fig. 4.15 Simulation model of controller for multi-ESS

Table 4.4 Parameters of multi-ESS

Items	Units	Values
Battery capacity	kWh	300
Converter capacity	kW	100
Filter inductance	mH	2
Filter capacitance	uF	150
Switching frequency	Hz	2500
DC link capacitance	uF	1100
DC link voltage	V	800
Rated line current	A	214
Maximum line current	A	235

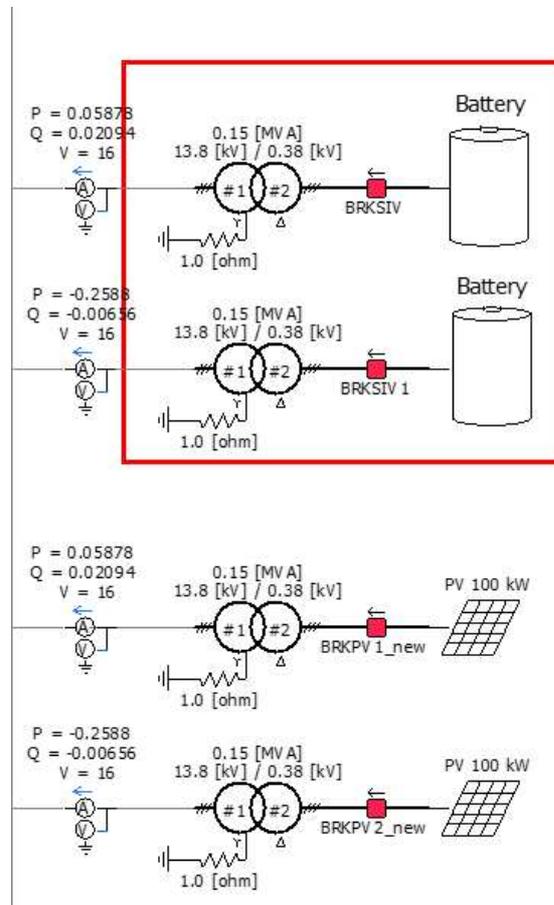


Fig. 4.16 Simulation model of PV and multi-ESS

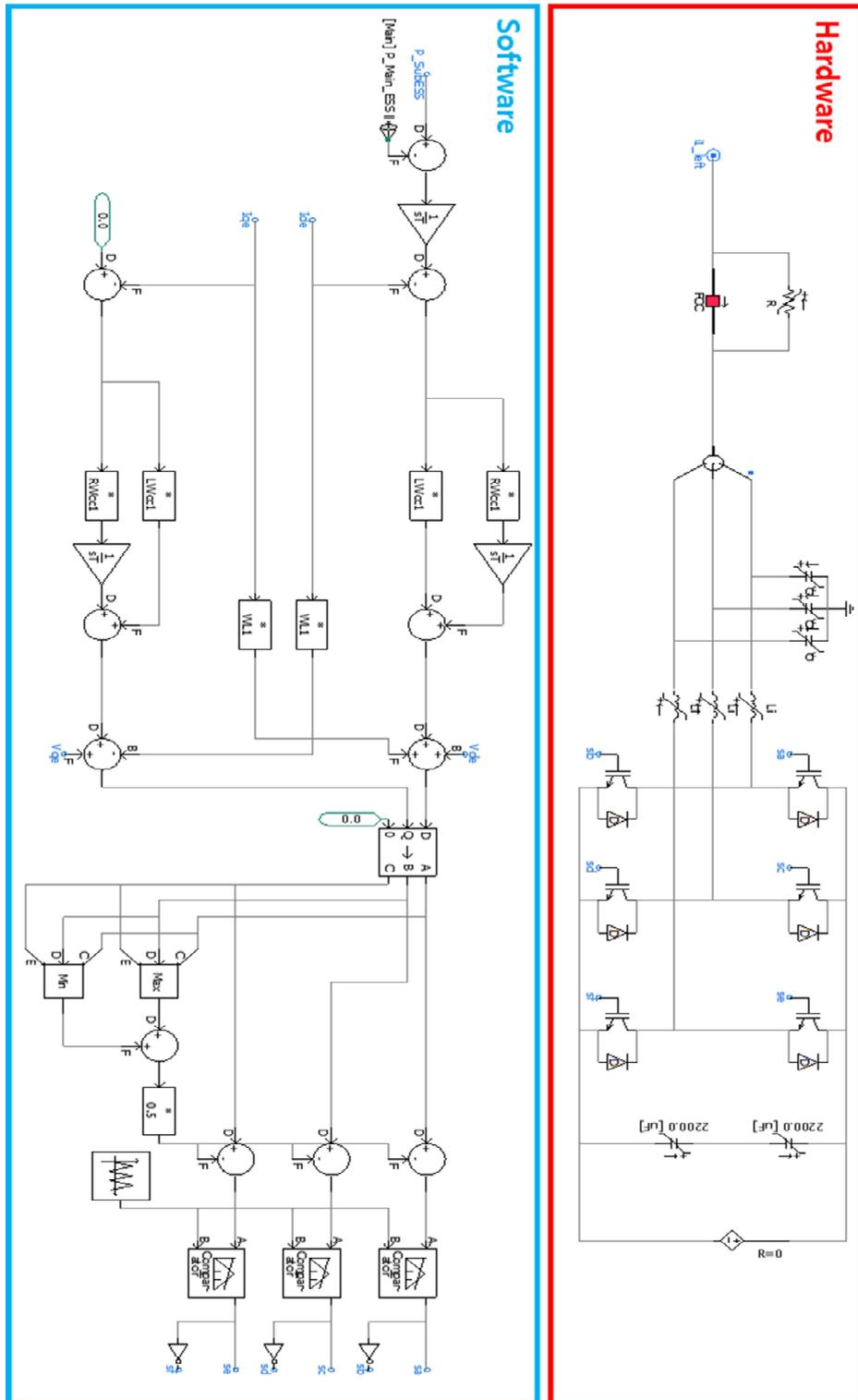


Fig. 4.17 Simulation model of controller for general multi-ESS

+

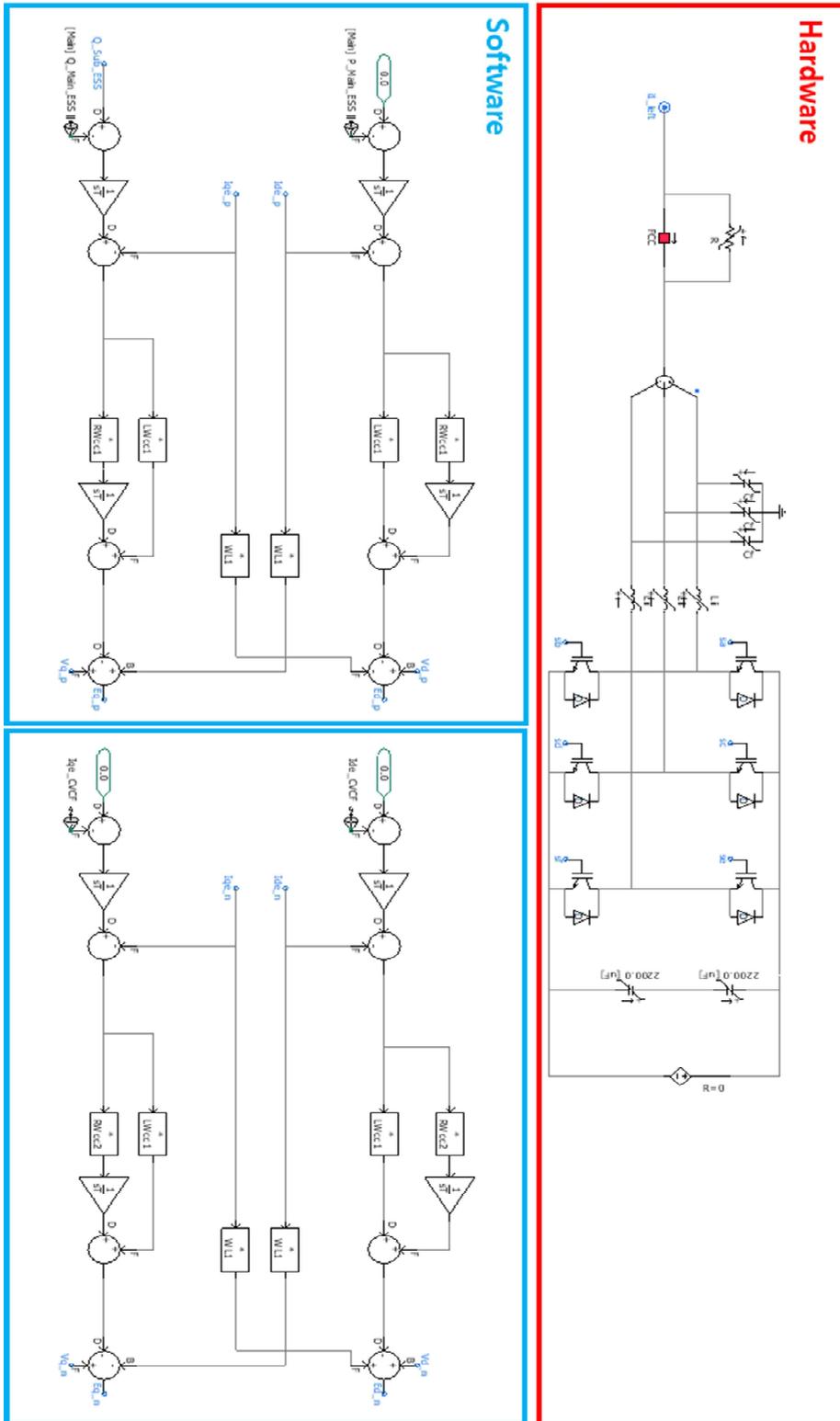


Fig. 4.18 Simulation model of controller for proposed multi-ESS

4.3 정상상태 해석 결과

앞서 작성된 모델링의 타당성을 검증하기 위한 정상상태 컴퓨터 해석을 수행하였으며, 각 시나리오 별 신재생에너지 조건을 달리하여 ESS의 동특성을 확인하였다. 컴퓨터 해석 결과 별 시나리오는 총 3가지로 다음과 같이 정의되며, 추후 진행되는 과도 안정도를 고려한 상정 사고 모의 해석에서도 동일하게 적용된다. 첫째, 시나리오 1은 단일 ESS를 적용한 컴퓨터 해석결과로 200 kW PCS와 400 kWh의 배터리가 적용된 컴퓨터 해석 모델이다. 둘째, 시나리오 2는 2기의 다중 ESS를 적용한 컴퓨터 해석 결과로 100 kW PCS 2기와 200 kWh 배터리가 각각 연계되었으며, 2기의 PCS가 같은 유효 전력을 출력하는 출력 균등 제어를 수행하도록 하였다. 셋째, 시나리오 3은 시나리오 2와 동일한 구성을 갖으나 3장에서 언급한 사고를 대비한 유효 전력 제어를 수행하며, 이와 동시에 무효전력과 역상분 전류 균등 제어를 하도록 하였다. 위와 같이 구분된 시나리오들로 각각 결과를 도출하였으며, 컴퓨터 해석 결과를 통해 제안된 설계 방법에 대한 검증을 수행하였다.

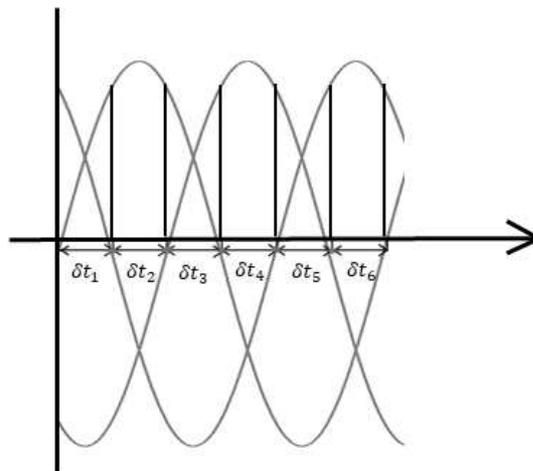


Fig. 4.19 Frequency measuring method of PSCAD/EMTDC

ESS가 CVCF 제어를 수행하여 전력계통에 정전압 정주파수를 공급하는 경우, 전압과 위상은 노드마다 차이가 있으나, 주파수의 경우 전력계통 전체가 동일하므로 항상 공칭 주파수를 유지하게 된다. 다만, 식(4.1)과 Fig. 4.19와 같이 PSCAD/EMTDC 프로그램 매뉴얼에 언급된 주파수 측정 라이브러리에 계산 방법을 사용할 경우 3상 전압신호가 영점을 지나는 시간의 평균값으로 계산되기 때문에 인버터 스위칭 동작 등으로 전압신호에 고조파가 함유되어 있거나 급격한 전압 변동이 있을 경우 주파수가 변화하는 것처럼 계측된다. 그러나, 실제 주파수는 60 Hz를 유지하고 있으며, 이는 주파수의 변화가 아닌 전력계통 내 급격한 외란으로 인한 전압 신호이나 고조파 등의 문제로 판단해야하며, 이를 토대로 본 논문에 제시된 주파수 결과를 해석해야한다. 다만, 주파수 계전기가 같은 원리로 계측 되는 경우 차단 동작이 발생할 수 있으므로 주파수 변동 결과를 추가로 수록하였다.

$$f(t) = \frac{1}{6} \left(\frac{6}{\delta t_1 + \delta t_2 + \delta t_3 + \delta t_4 + \delta t_5 + \delta t_6} \right) \quad (4.1)$$

여기서, t 는 시간, δt_x 는 전압 신호의 영점과 다음 영점 시간 간격, $f(t)$ 는 t 시간에서의 주파수를 나타낸다.

4.3.1 ESS 최대 충전 구간

신재생에너지 최대 출력 시 ESS가 충전 상태일 때 상황을 나타내며, 이때 각 시나리오 별 정상상태 해석 결과를 도출하였다.

가. 시나리오 1

Fig. 4.20은 신재생 에너지 최대 출력일 때 단일 ESS 적용 시 해석 결과의 유무효전력 결과를 나타낸다. 신재생에너지 출력이 부하보다 높은 수준을 나타내며, ESS의 경우 최대 정격의 50%를 사용하여 충전하는 것을 알 수 있다. Fig. 4.21은 전압·주파수 결과를 나타내며, 전압의 경우 최소 13.7 kV, 최대 14.3 kV를 각각 나타내며, 전력계통이 원활히 운영 됨을 알 수 있다. Fig. 4.22는 dq축 역상분 전류를 나타내며, d축에서 최대 0.01 kA, q축에서 최대 0.03 kA를 기록하였다.

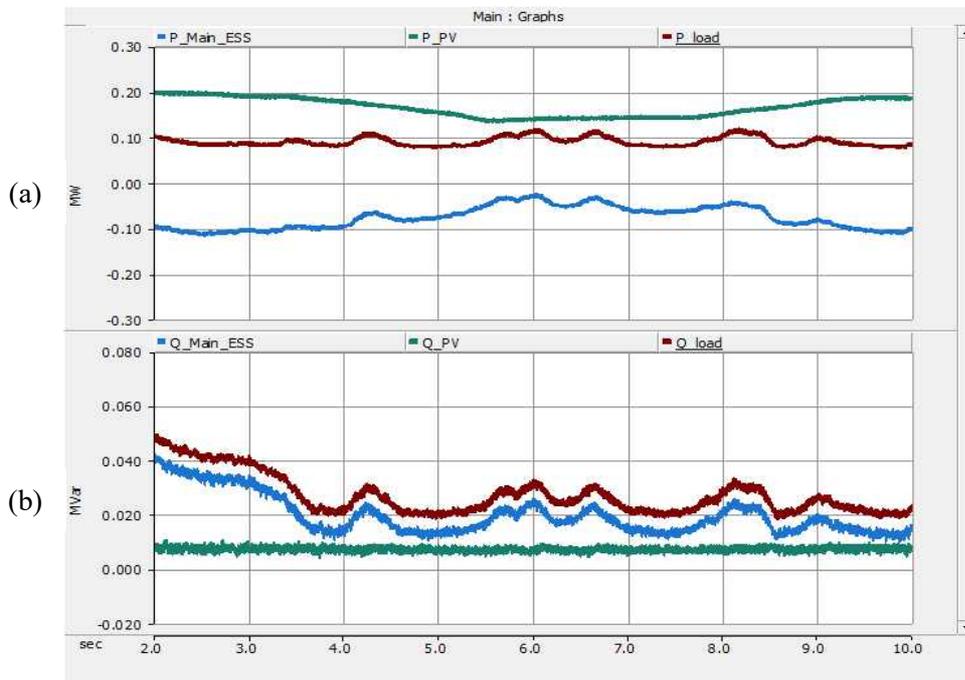


Fig. 4.20 Simulation result 1-1 of high renewable generation in steady state

(a) Active power (b) Reactive power

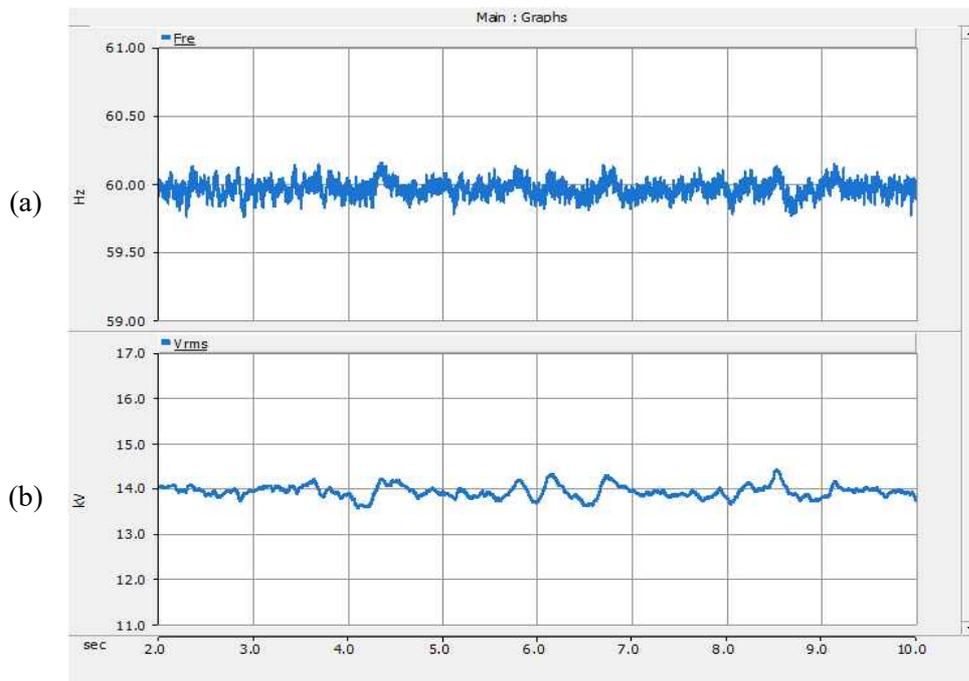


Fig. 4.21 Simulation result 1-2 of high renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

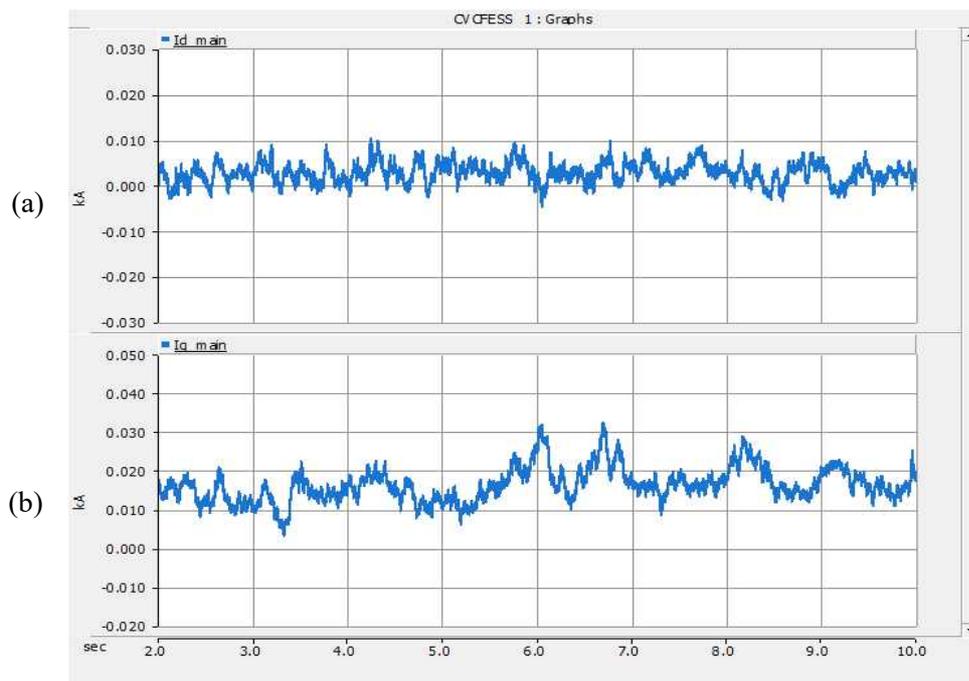


Fig. 4.22 Simulation result 1-3 of high renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

나. 시나리오 2

Fig. 4.23은 ESS 출력 균등 제어 기반의 다중 ESS 도입 시 컴퓨터 해석 결과 유·무효전력을 나타내며, 단일 ESS와 비교하였을 때 절반의 출력을 두 기의 ESS가 동일한 값을 유지하며 출력하는 것을 확인할 수 있다. 이때 무효전력의 경우 CVCF ESS에서 모두 부담하는 것을 확인 할 수 있으며, 나머지 인버터 설비들은 역률 1을 유지하고 있다. Fig. 4.24는 컴퓨터 해석 결과의 전압·주파수를 나타내며, 전압의 경우 최소 13.7 kV, 최대 14.2 kV를 각각 기록하였다. Fig. 4.25는 CVCF ESS와 보조 ESS의 dq축 역상분 전류를 각각 파란선과 초록선으로 구분하여 나타내었으며, 전력부하에서 요구하는 불평형 전류 성분을 모두 CVCF ESS가 공급하고 있음을 확인 할 수 있다.

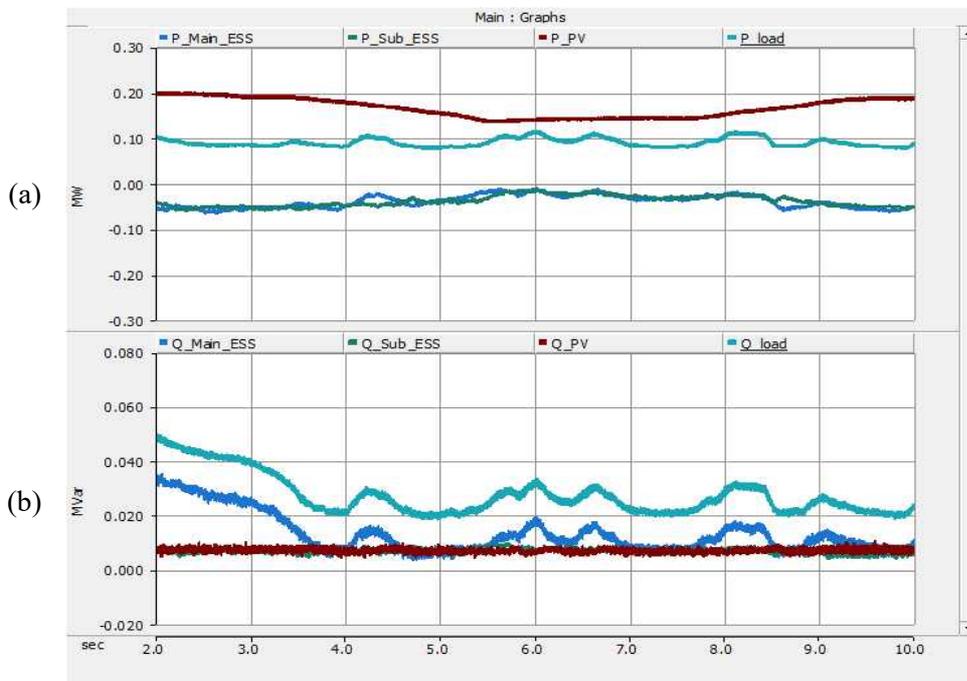


Fig. 4.23 Simulation result 2-1 of high renewable generation in steady state
 (a) Active power (b) Reactive power

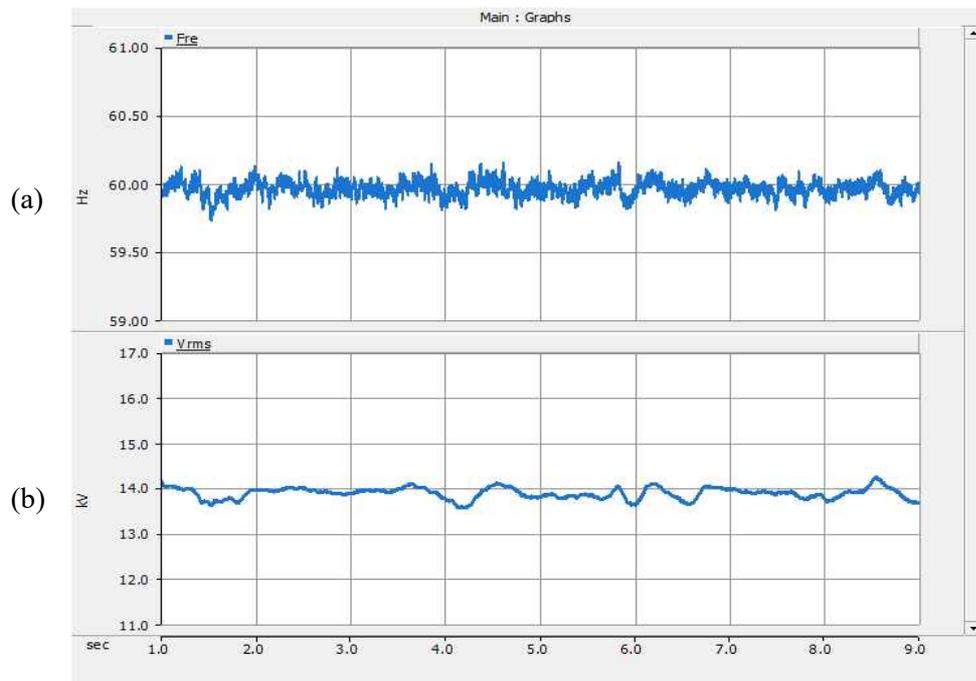


Fig. 4.24 Simulation result 2-2 of high renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

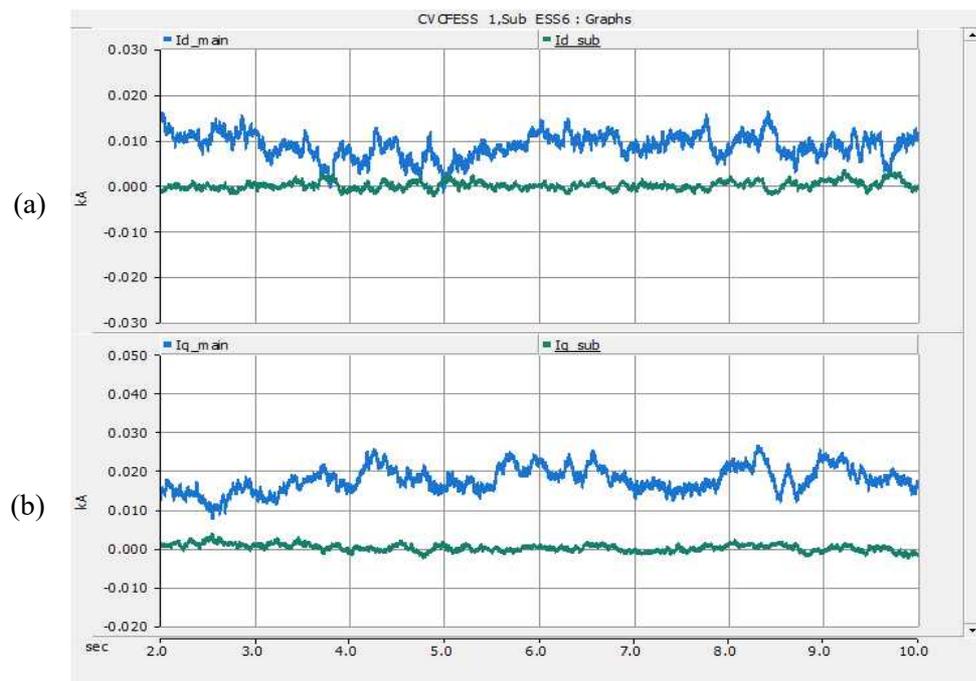


Fig. 4.25 Simulation result 2-3 of high renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

다. 시나리오 3

Fig. 4.26는 제안된 방법으로 설계된 다중 ESS 기반의 마이크로그리드 유·무효전력 결과를 나타낸다. 시나리오 2와 다르게 보조 ESS가 CVCF ESS 출력을 0 kW로 유지하고 있으며, 이에 따라 CVCF ESS는 유효전력에서 태양광발전과 부하의 변동성분만 담당하게 된다. 또한 보조 ESS는 시나리오 1번의 ESS와 유사한 출력 특성을 보이고 있으나 변동 성분이 제거된 결과이다. 무효전력에서는 시나리오 1, 2와 다르게 두 기의 ESS에서 절반씩 담당하고 있으며, 이에 따라 인버터의 3상 과부하율 역시 줄어들 수 있을 것으로 판단된다. 또한 Fig. 4.28은 CVCF ESS와 보조 ESS의 dq축 역상분 전류를 각각 나타내며, 시나리오 1,2와 다르게 설계된 듀얼 제어기로 역상분 전류를 분담하여 제어하는 것을 확인 할 수 있다. 이를 통해 CVCF ESS의 1상 과부하 방지에 기여할 수 있다.

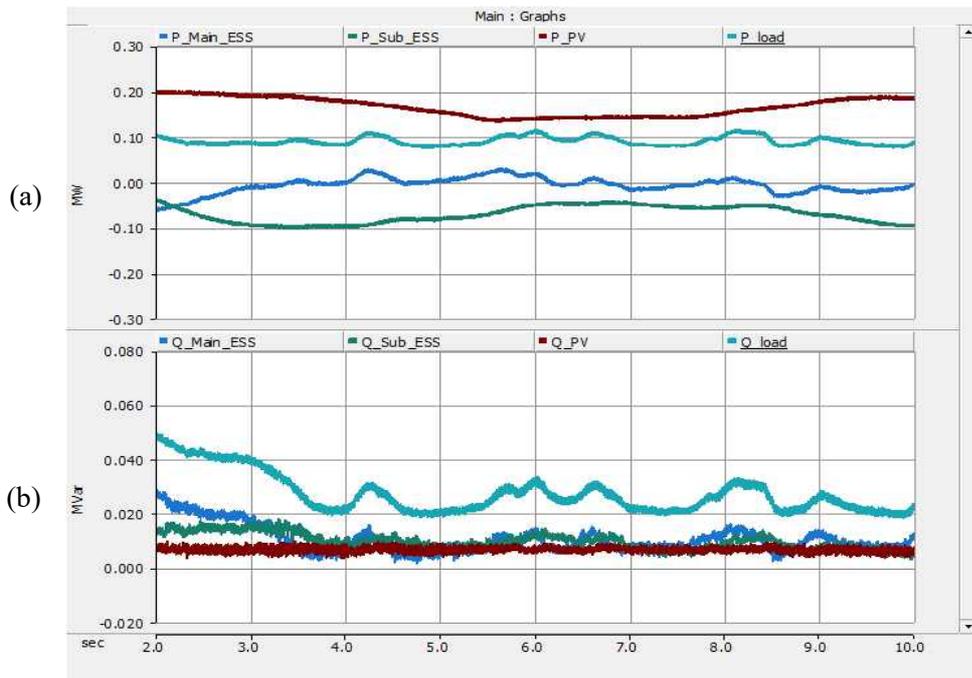


Fig. 4.26 Simulation result 3-1 of high renewable generation in steady state
(a) Active power (b) Reactive power

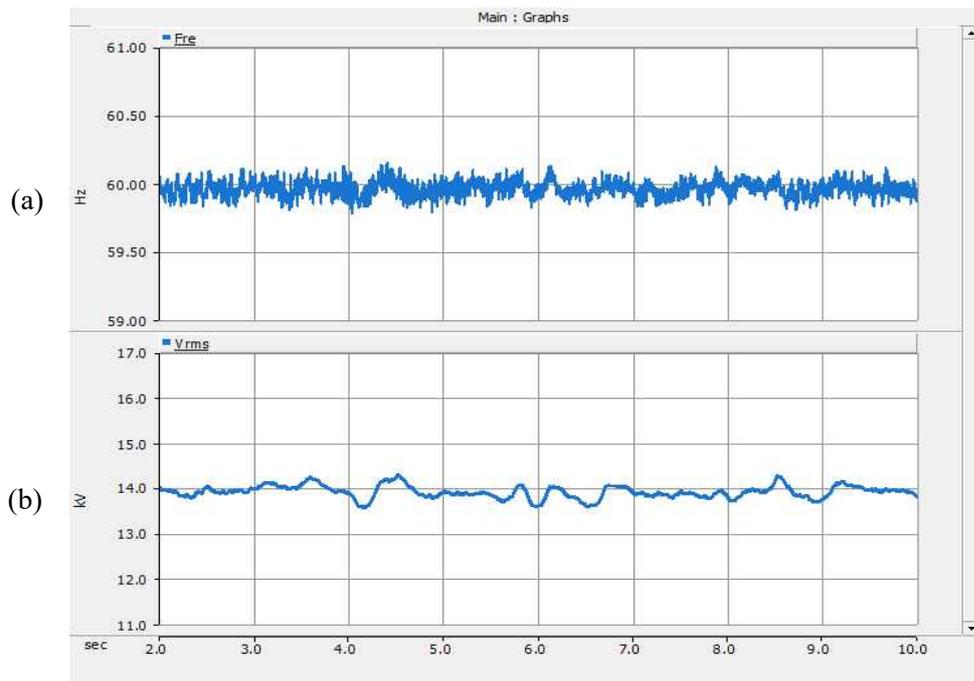


Fig. 4.27 Simulation result 3-2 of high renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

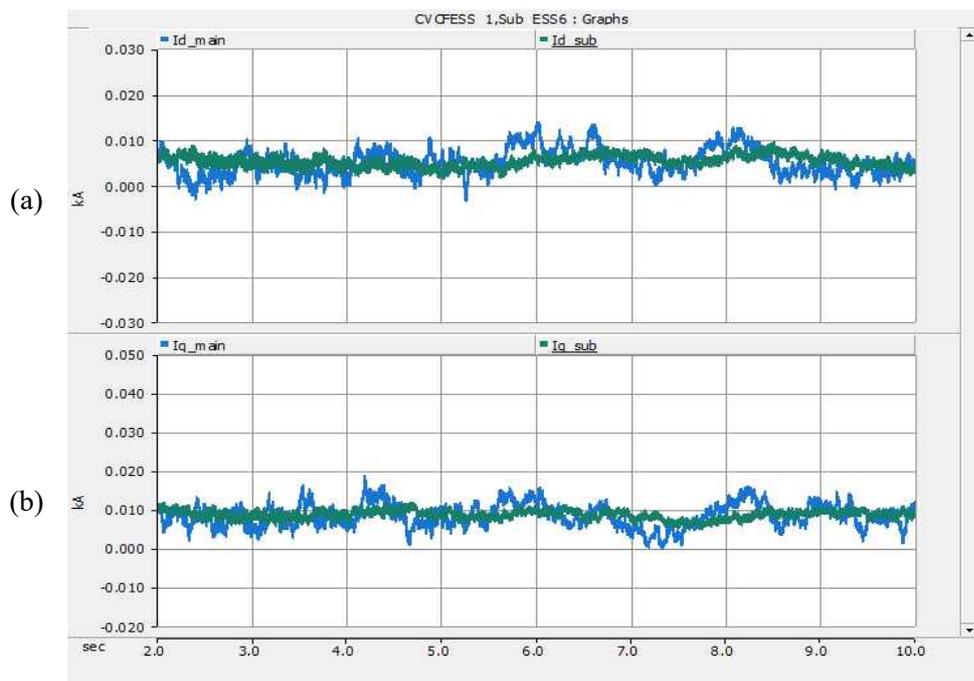


Fig. 4.28 Simulation result 3-3 of high renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

4.3.2 ESS 저출력 구간

컴퓨터 해석 조건은 ESS가 부하의 일부를 분담하여 저출력으로 방전하는 구간으로 ESS의 정격 출력 이하에서의 컴퓨터 해석 모델링 결과를 확인할 수 있다.

가. 시나리오 1

Fig. 4.29는 단일 ESS의 유·무효 전력 결과를 나타낸다. 이때 전력부하와 태양광 발전의 변동에도 Fig. 4.30과 같이 최소 13.2 kV, 최대 14.5 kV의 전압 범위를 유지하고 있음을 확인 할 수 있다. Fig. 4.31는 CVCF ESS의 dq축 역상분 전류를 나타내며, 부하의 역상분 전류 공급 역시 원활히 이루어지는 것을 확인 할 수 있다.

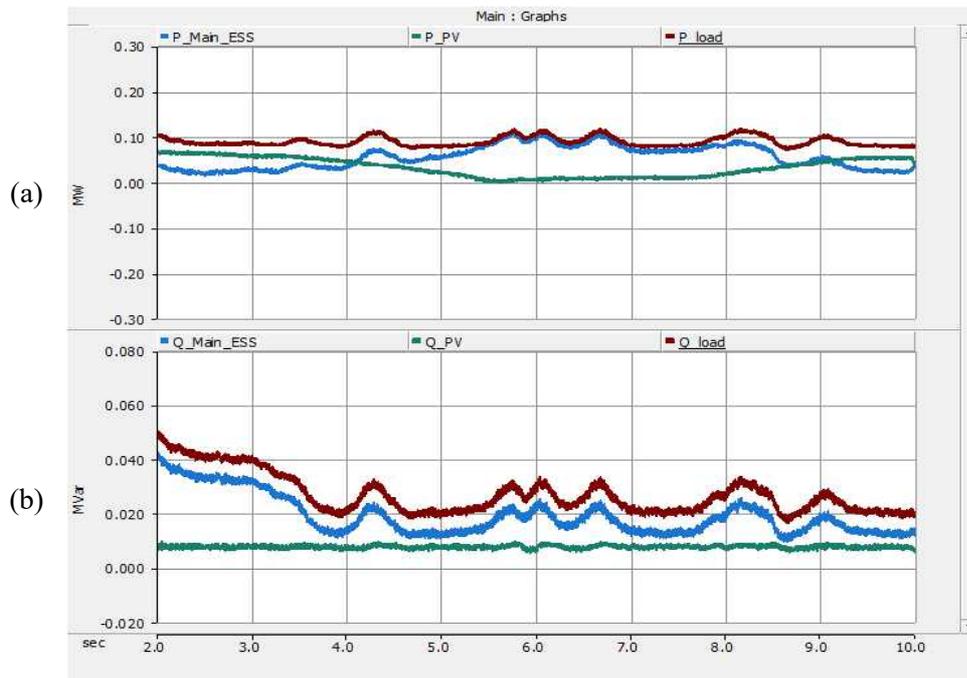


Fig. 4.29 Simulation result 1-1 of low renewable generation in steady state
(a) Active power (b) Reactive power

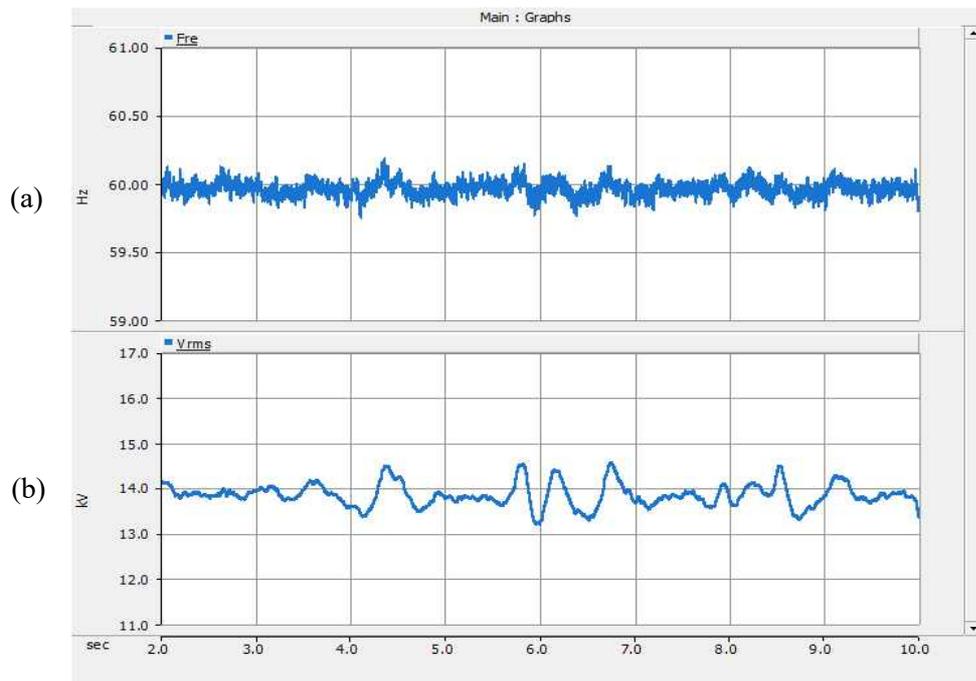


Fig. 4.30 Simulation result 1-2 of low renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

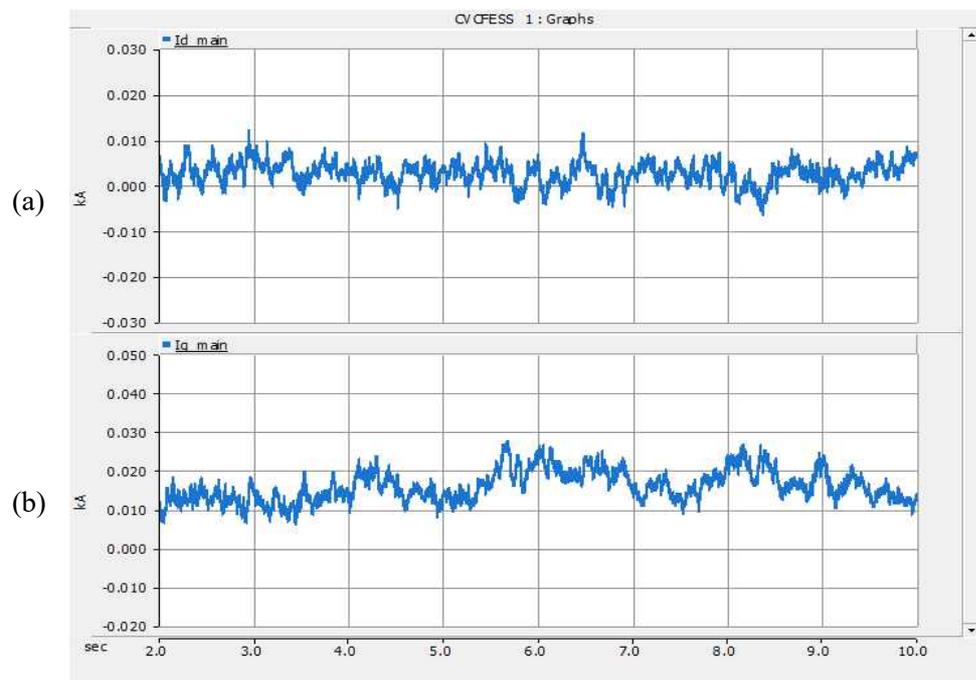


Fig. 4.31 Simulation result 1-3 of low renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

나. 시나리오 2

Fig. 4.32는 다중 ESS의 유·무효 전력 결과를 나타내며, 신재생에너지 최대 출력 결과와 유사하게 최대 3 kW 수준의 오차는 신재생에너지와 부하 변동에 따라 발생하였으나 출력 균등 제어를 수행하는 것을 확인 할 수 있다. 무효전력에서는 용량의 절반인 CVCF ESS가 두배의 용량을 갖는 시나리오 1과 동일하게 무효전력을 공급하는 것을 확인 할 수 있으며, 이는 CVCF ESS의 부담으로 작용할 수 있음을 시사한다. Fig 4.33은 컴퓨터 해석 결과의 전압·주파수를 나타내며, 단일 ESS의 결과와 유사하게 최소 13.2 kV, 최대 14.5 kV의 전압 범위를 유지한다. Fig. 34는 CVCF ESS와 보조 ESS의 dq축 역상분 전류를 각각 나타내며, CVCF ESS가 부하의 역상분을 모두 공급하고 있음을 알 수 있다.

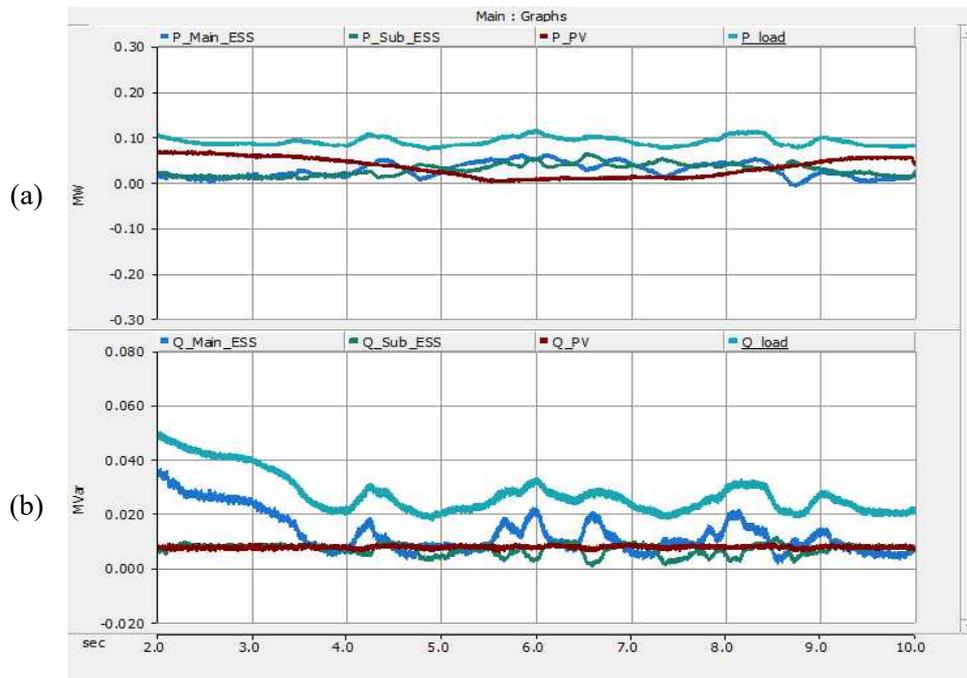


Fig. 4.32 Simulation result 2-1 of low renewable generation in steady state
(a) Active power (b) Reactive power

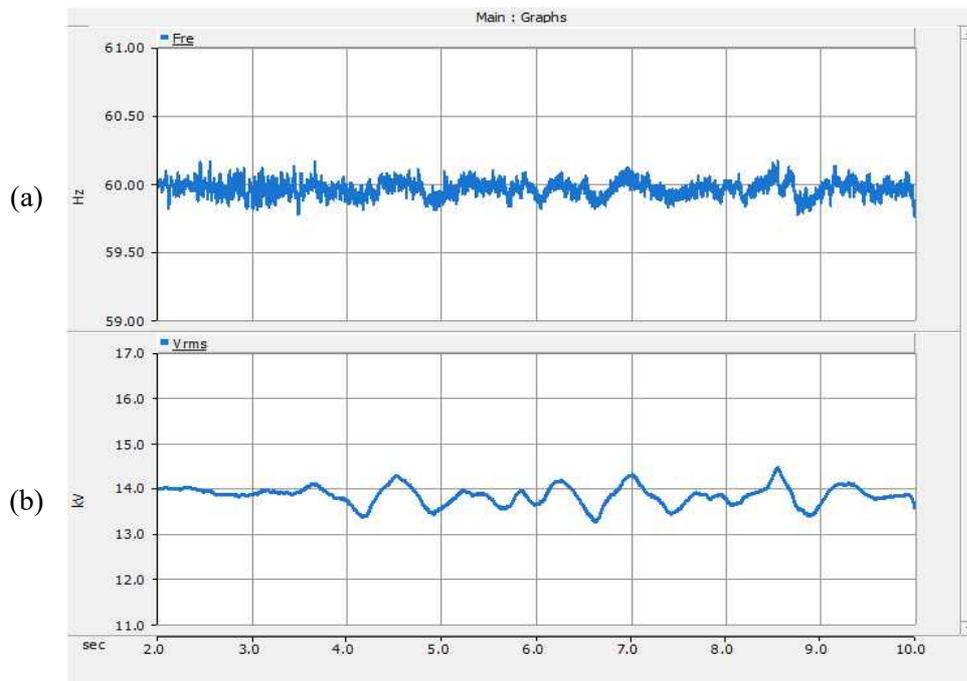


Fig. 4.33 Simulation result 2-2 of low renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

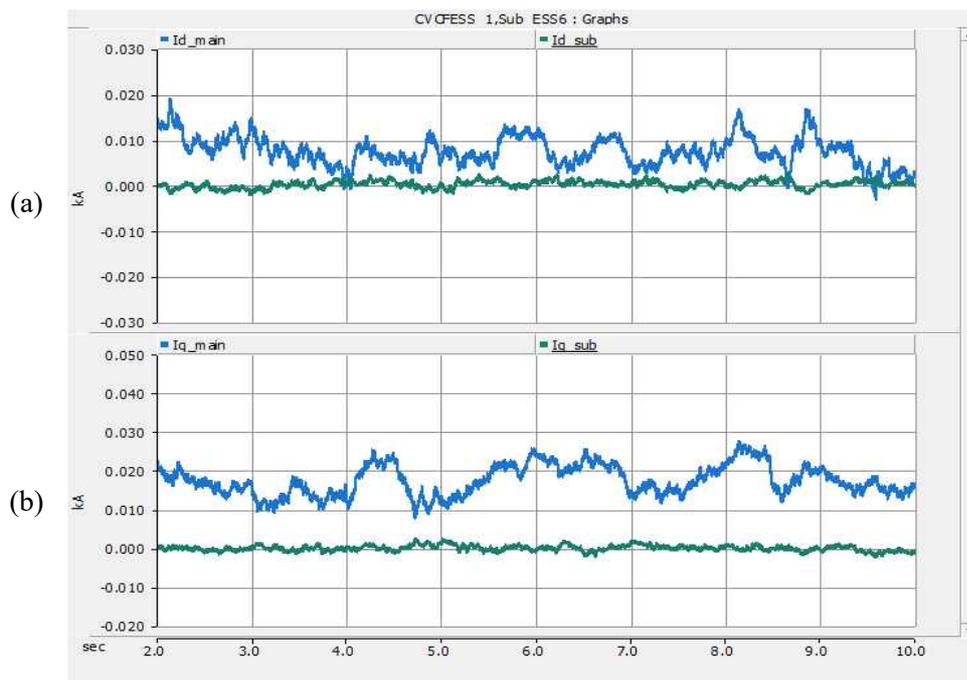


Fig. 4.34 Simulation result 2-3 of low renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

다. 시나리오 3

Fig. 4.35는 제안된 설계 방법으로 컴퓨터 해석을 수행한 다중 ESS의 유·무효 전력 결과를 나타내며, 시나리오 2와 다르게 보조 ESS가 정격에 가깝게 출력을 내며 CVCF ESS를 출력을 0 kW에 가깝게 제어한다. 이때 CVCF ESS를 과부하 한계를 포함하여 약 ± 110 kW의 과도 상태를 대비한 출력 여유를 갖는다. 신재생에너지 출력과 부하 변동에 따라 달라지지만 6초를 기준으로 시나리오 1에 비해서는 +30 kW, 시나리오 2는 +50 kW의 여유가 있으며, 이는 과도 상태에서 가장 빠르게 대응을 하는 CVCF ESS의 추가적인 여유를 확보할 수 있음을 시사한다. 무효전력 역시 이전 상황과 동일하게 2기의 ESS가 출력은 분담하고 있어 시나리오 1, 2에 비해 추가적인 전류 여유를 확보한다. Fig. 4.36은 컴퓨터 해석 결과의 전압과 주파수를 나타내며, 전압의 경우 최대 14.2 kV, 최소 13.7 kV를 각각 기록하며, 정상상태에서 다른 시나리오와 유사한 변동 범위를 보인다. Fig. 4.37은 CVCF ESS와 보조 ESS의 dq축 역상분 전류를 나타내며, 역상분 전류의 분담 역시 시나리오 1,2와 비교할 때 1상 전류의 증가를 방지하므로 과도상태에서 추가적인 전류 여유를 갖을 수 있다.

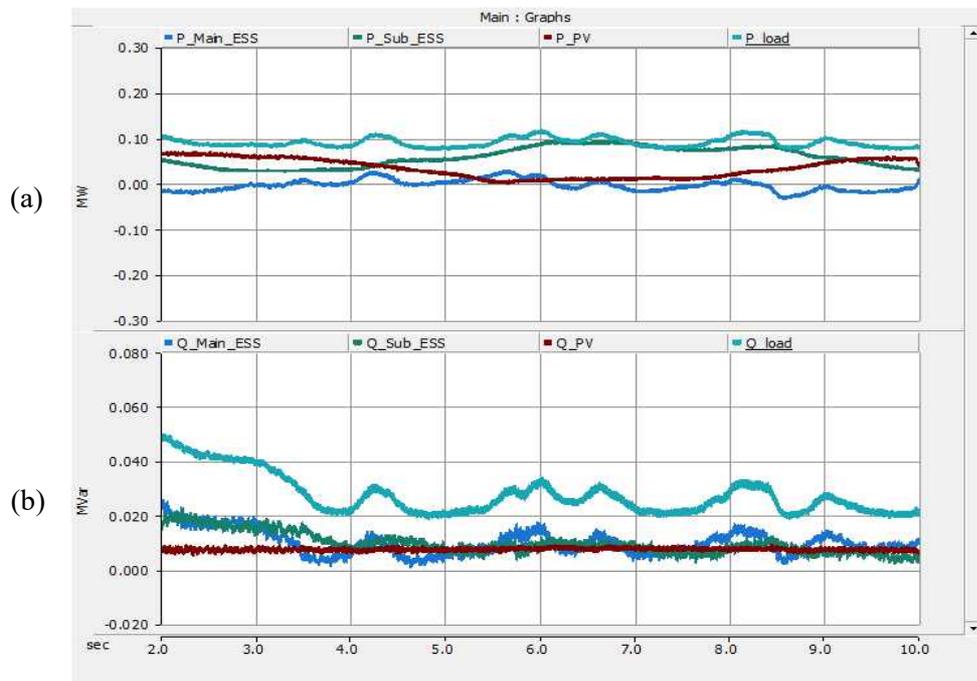


Fig. 4.35 Simulation result 3-1 of low renewable generation in steady state
 (a) Active power (b) Reactive power

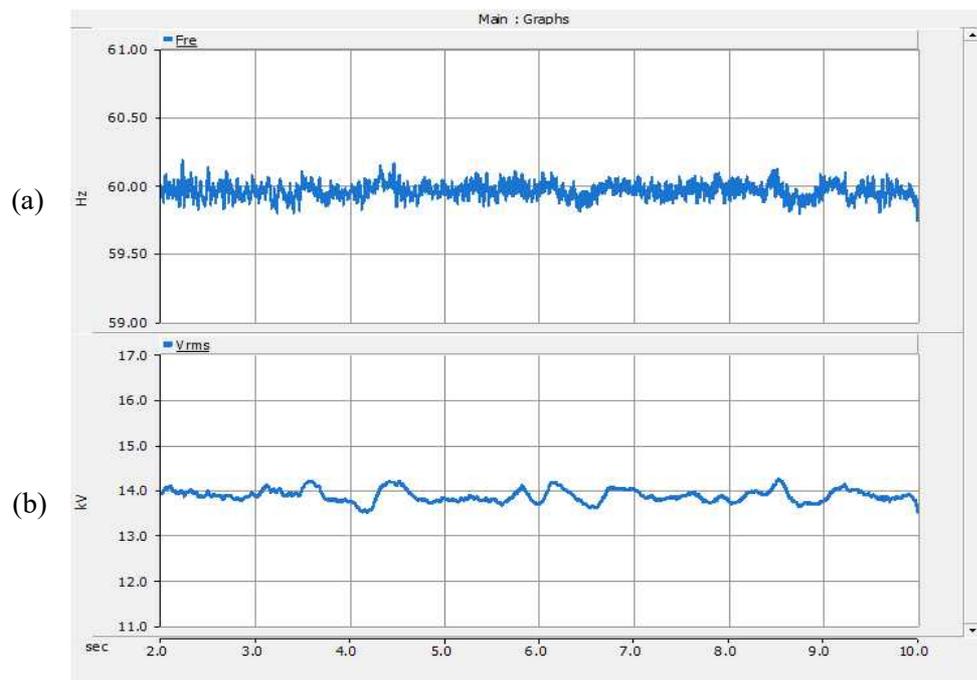


Fig. 4.36 Simulation result 3-2 of low renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

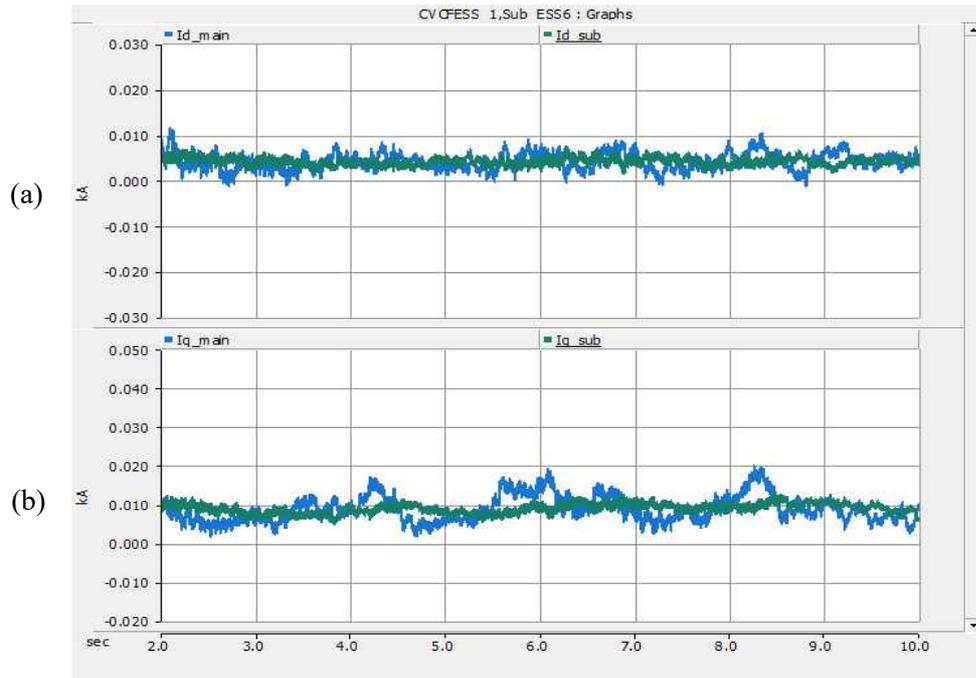


Fig. 4.37 Simulation result 3-3 of low renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

4.3.3 ESS 최대 방전 구간

ESS 최대 방전 구간은 ESS가 부하의 전체를 분담하여 고출력으로 방전하는 구간으로 태양광발전 기반 마이크로그리드에서는 일반적으로 태양광 발전이 없는 19시 경 최대 부하를 기록하므로 해당 사례가 ESS의 과부하 위험이 가장 큰 사례로 볼 수 있다. 또한 비록 현 시점에서는 과부하 위험이 없더라도 마이크로그리드의 운영 수년 후 전력 부하 증가분에 따라 해당 사례에서 과부하가 발생 할 수 있다. 특히 불평형이 심하고 담수화 설비의 워터 펌프 같은 직입 기동형 모터 부하가 있는 경우 무효전력과 불평형 성분에 의한 과부하에 대비할 수 있어야 한다.

가. 시나리오 1

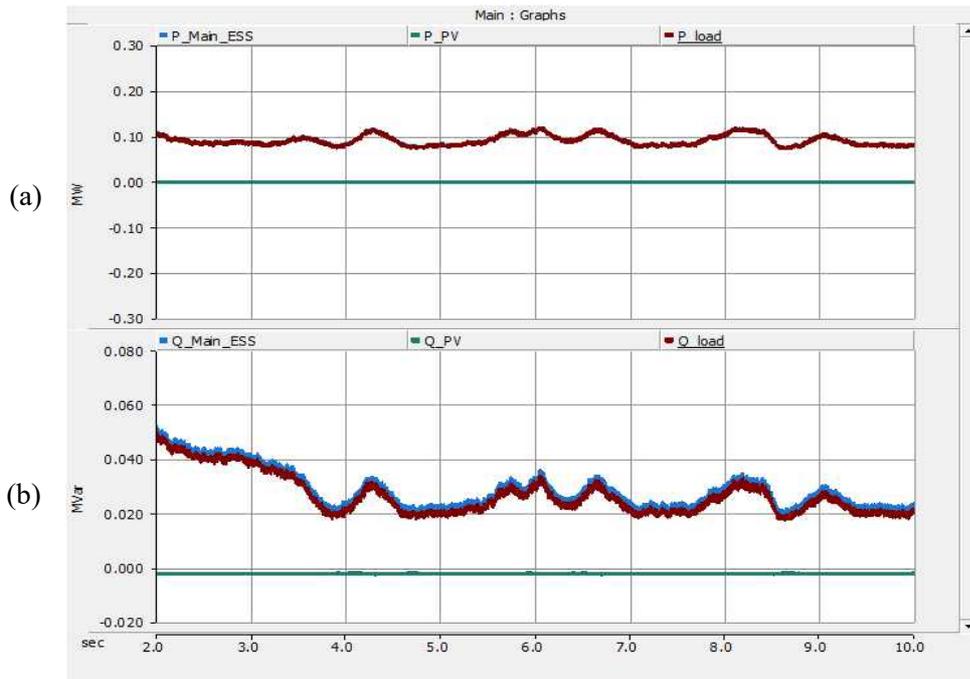


Fig. 4.38 Simulation result 1-1 without renewable generation in steady state
(a) Active power (b) Reactive power

Fig. 4.38은 단일 ESS에서 유·무효전력 결과를 나타내며, 태양광 발전 없이 1기의 ESS가 부하 전체를 감당하는 것을 확인 할 수 있다. 무효전력 역시 ESS 1기가 전체를 공급한다. Fig. 4.39는 컴퓨터 해석 결과의 전압과 주파수를 나타내며, 전압의 경우 최소 13.2 kV, 최대 14.5 kV를 각각 기록하였다. Fig. 4.40은 단일 ESS의 dq축 역상분 성분이며, q축에서 최대 0.03 kA가 나타난다.

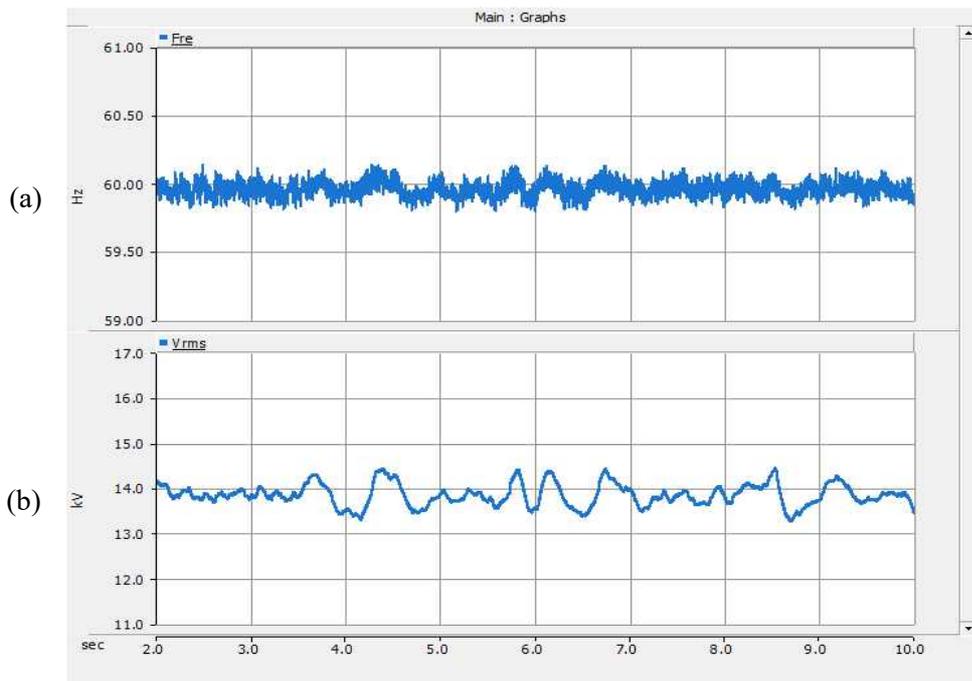


Fig. 4.39 Simulation result 1-2 without renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

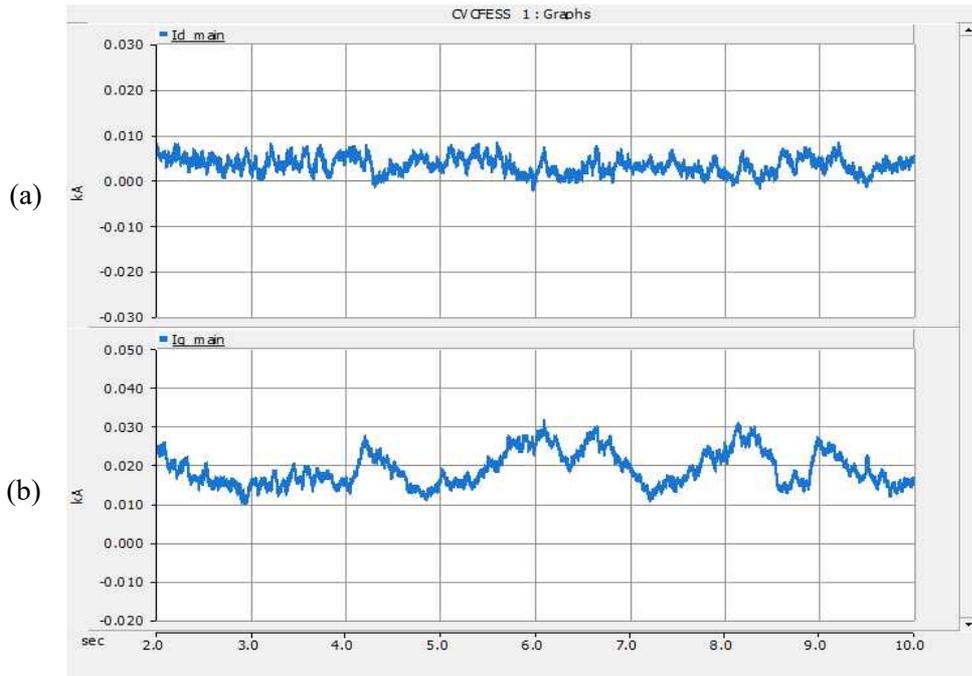


Fig. 4.40 Simulation result 1-3 without renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

나. 시나리오 2

Fig. 4.41은 출력 균등화 제어 기반 다중 ESS의 유·무효전력 출력을 나타낸다. 앞선 결과에서와 같이 유효전력을 분담하여 최대 출력은 약 75 kW로 나타나지만 무효전력 23 kVar를 고려하면 약 78 kVA이며, 이때 역상분 전류 성분까지 고려하면 단상 최대 전류는 약 23.3 kVA로 나타난다. 인버터의 단상 정격은 33.3 kW임을 고려할 때 시나리오 2에서는 수년 후 과도상태가 아닌 정상상태에서도 PCS의 과부하가 발생할 우려가 있으며, 부족한 CVCF ESS의 출력 여유로 인해 갑작스런 탈락사고에 CVCF ESS의 과부하 또는 전류 제한으로 인한 저전압 탈락이 발생할 수 있다. Fig. 4.42는 주파수와 전압 결과로 전압의 경우 최소 13.0 kV, 최대 14.6 kV를 각각 기록하였다. Fig. 4.43은 dq축 역상분 전류를 나타내며, 최대 역상분 합성 전류는 0.028 kA이다.

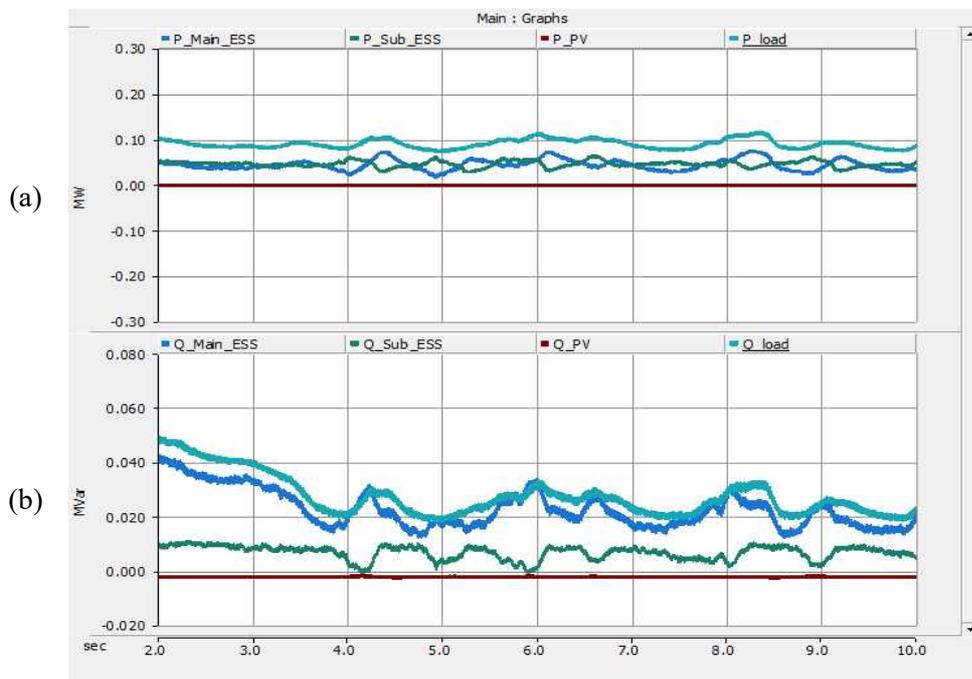


Fig. 4.41 Simulation result 2-1 without renewable generation in steady state
(a) Active power (b) Reactive power

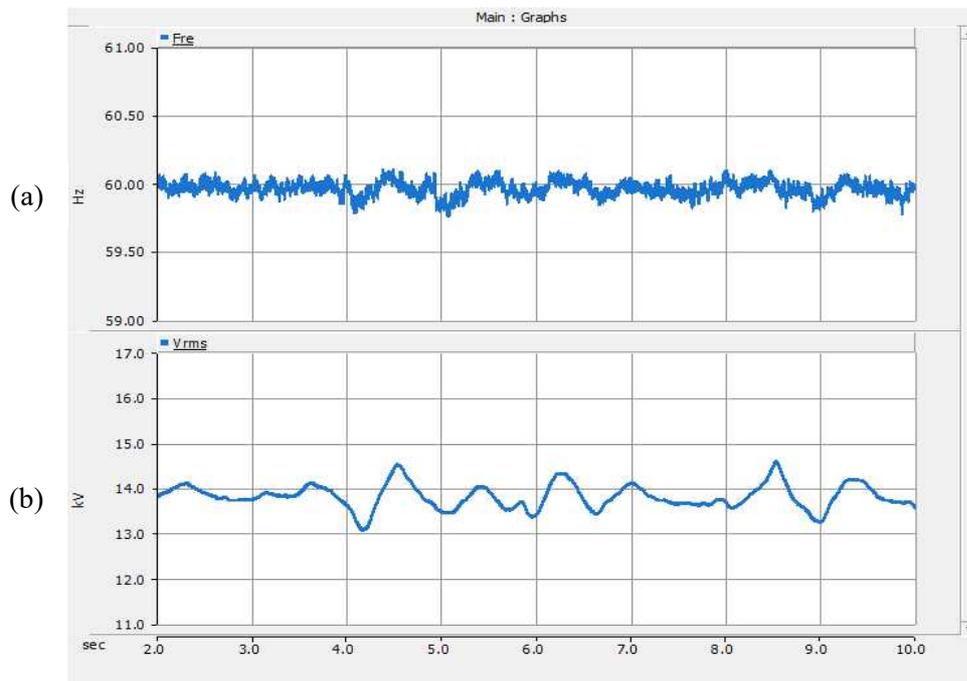


Fig. 4.42 Simulation result 2-2 without renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

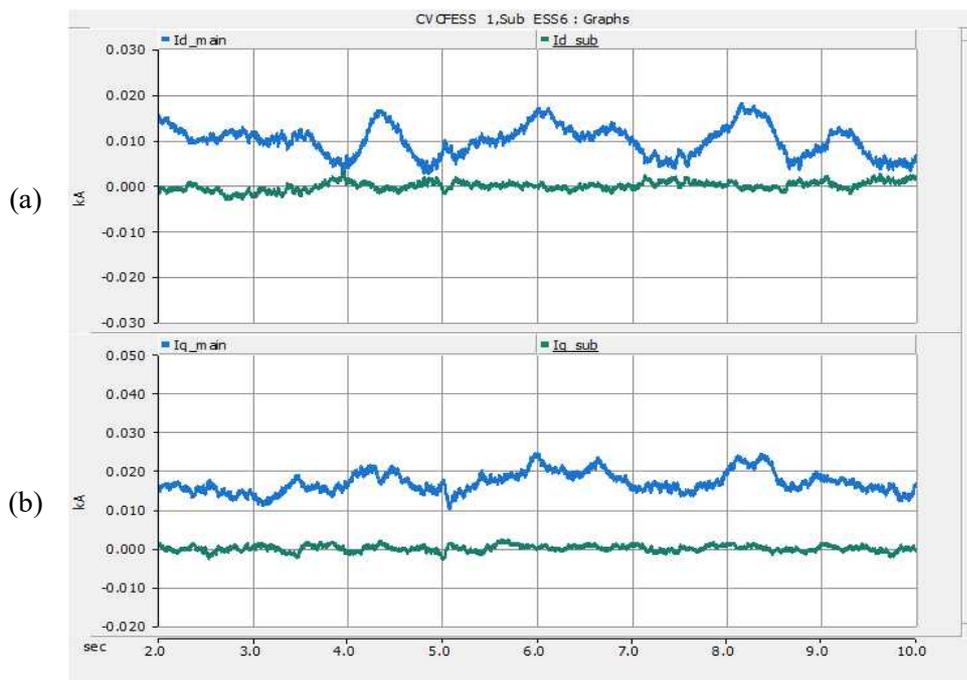


Fig. 4.43 Simulation result 2-3 without renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

다. 시나리오 3

Fig. 4.44는 제안된 설계를 반영한 다중 ESS 기반 마이크로그리드 컴퓨터 해석결과에서 유·무효전력 결과를 나타낸다. 유효전력 결과에서 보조 ESS는 자신의 최대출력으로 CVCF ESS를 보조하며, 출력 여유를 확보한다. 앞선 사례와 동일하게 보조 ESS가 무효전력을 분담하며, Fig. 4.46과 같이 역상분 성분 또한 분담한다. 전압 변동의 경우 시나리오 2의 절반 수준인 최소 13.6 kV, 최대 14.3 kV를 각각 기록하였다.

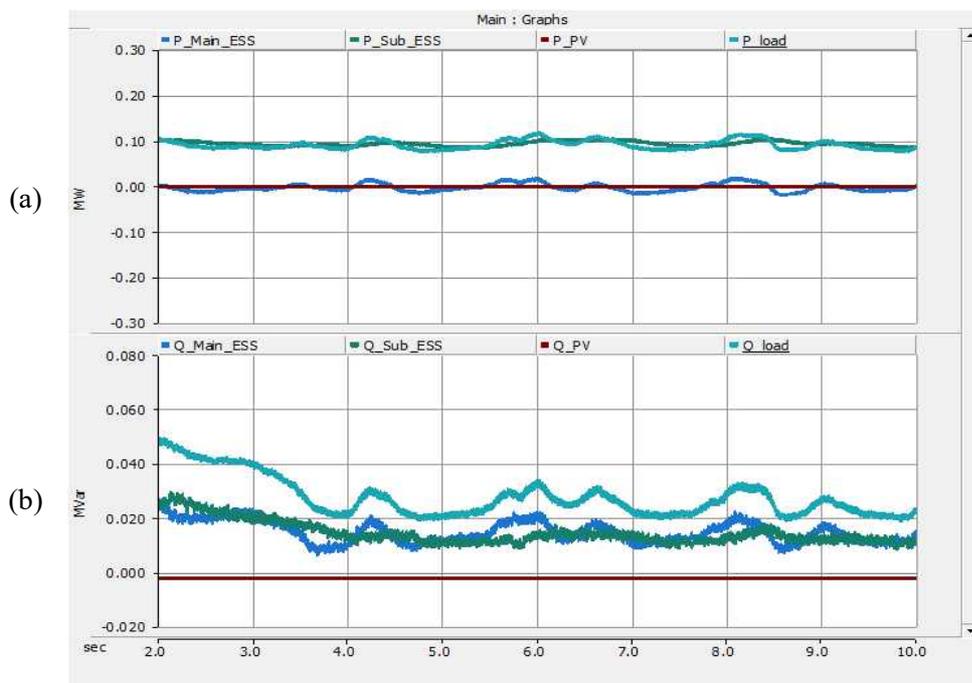


Fig. 4.44 Simulation result 3-1 without renewable generation in steady state
(a) Active power (b) Reactive power

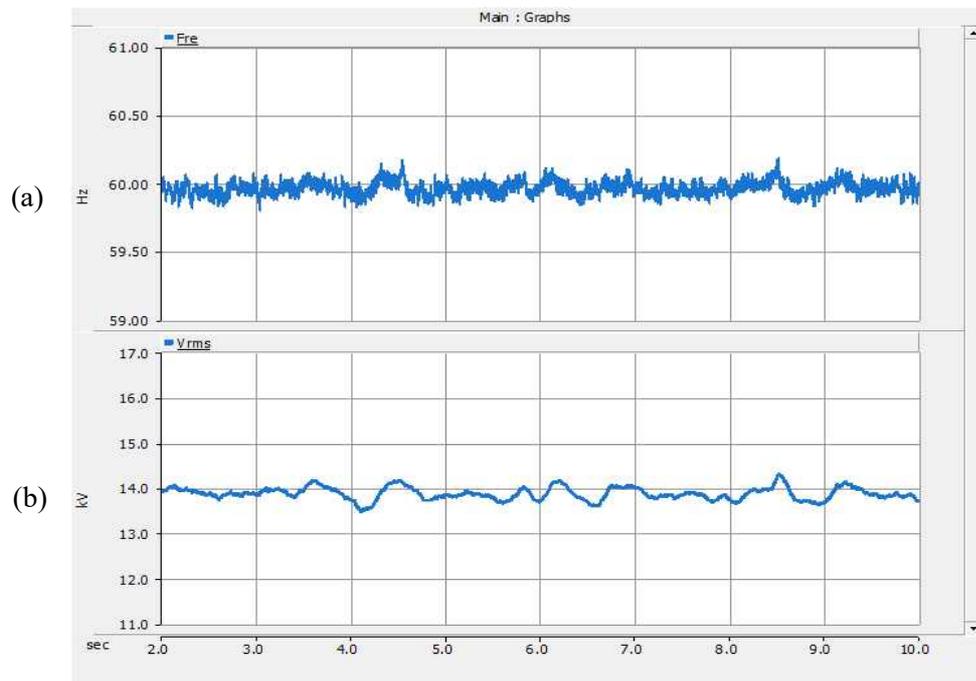


Fig. 4.45 Simulation result 3-2 without renewable generation in steady state
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

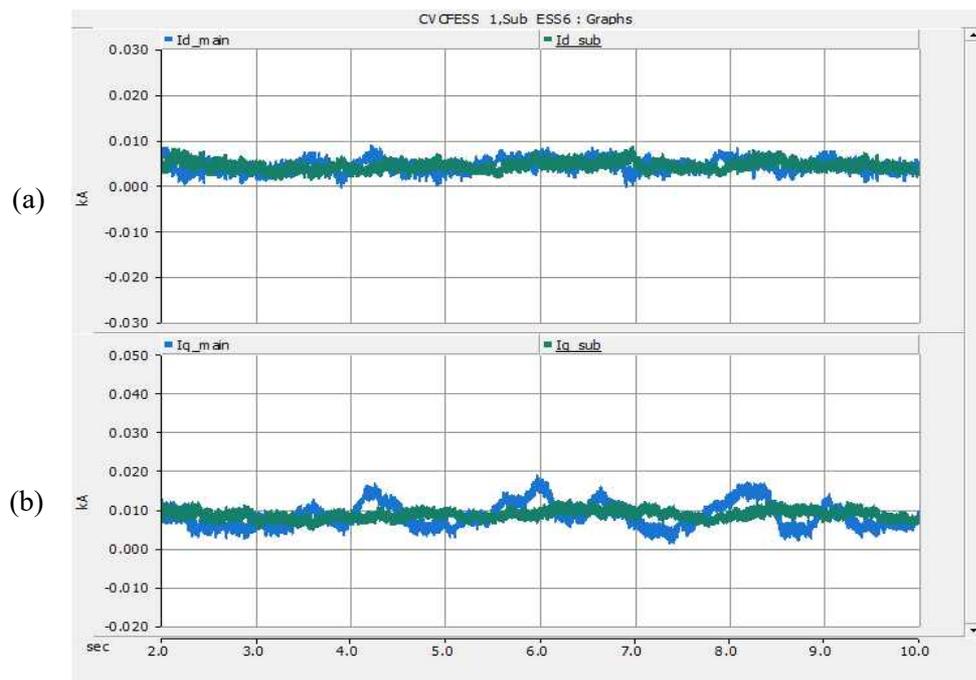


Fig. 4.46 Simulation result 3-3 without renewable generation in steady state
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

5. 설비 사고 사례를 반영한 과도 안정도 분석

본 논문에서 수행된 과도 안정도를 고려한 독립형 마이크로그리드 설계 방법의 검증을 위해 4장에서 설계되고 정상상태 운영에 이상 없음이 검증된 샘플 마이크로그리드 모델에 상정 사고 모의해석을 수행하였다. 사고의 경우 신재생에너지와 전력 부하의 탈락과 급증 그리고 다중 구성 시 가장 큰 이득이 되는 CVCF ESS 탈락의 사례로 진행되었으며, 마이크로그리드 운영 시 발생할 수 있는 가능한 상황에 대하여 수행되었다.

5.1 CVCF ESS 탈락

3장에서 언급된 CVCF ESS 탈락의 복구 시퀀스를 적용하여 CVCF ESS 탈락 시 대응과 복구 과정을 컴퓨터 해석하였으며, 다중 ESS 구성 시 CVCF ESS의 탈락에 대한 운영은 제어방법에 관계 없이 유사할 수 있으므로 해당 사례의 경우는 단일과 다중 ESS만 고려하여 두가지 사례로 상정 사고 모의 해석을 수행하였다.

가. 단일 ESS

Fig. 5.1은 CVCF ESS 탈락에 대한 유·무효전력 결과로 당연하게도 단일 ESS 운영에서는 전력계통의 전체 발전원이 탈락되어 정전이 발생한다. 이때 단일 ESS가 재투입되어 CVCF 제어를 다시 수행할 수 있으나, 운영자의 확인 필요한 심각한 고장일 경우 디젤발전기가 투입되어 전력계통이 복구되어야 한다. Fig. 5.2는 전압과 전류 순시 출력을 나타내며, 4초 탈락 시 CVCF ESS의 전력 공급은 중단되어 전류가 0 A를 나타내지만, 인버터 기반 설비의 단독운전 검출에 시간이 일부 소요되어 전압 신호는 0.03초 간 검출된다. Fig. 5.3은 전압과 주파수 컴퓨터 해석 결과를 나타내며, 사고 후 전압이 0 V로 나타난다.

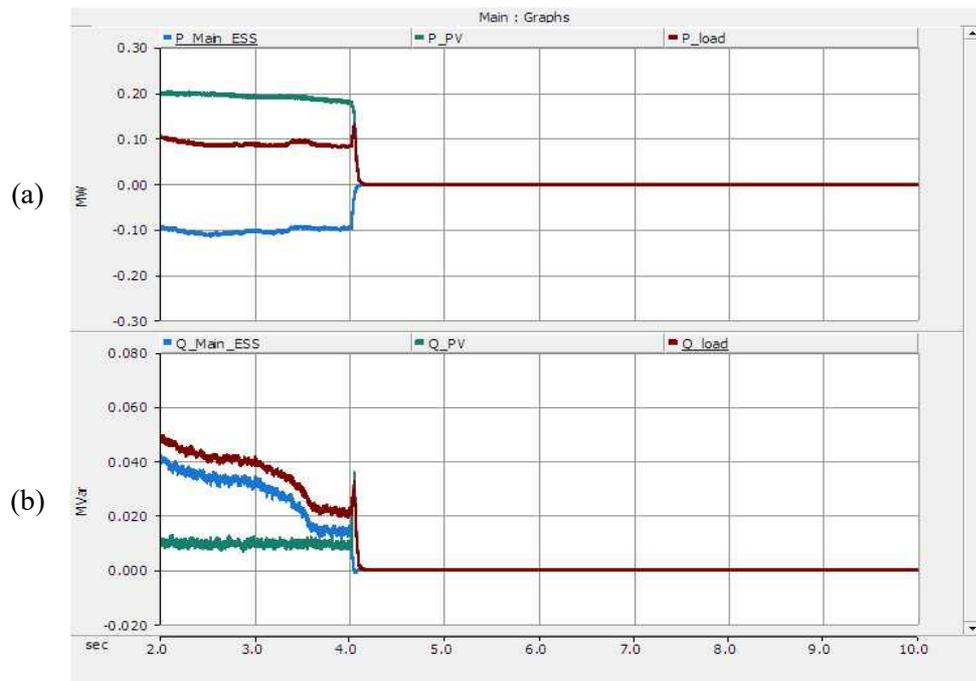


Fig. 5.1 Simulation result 1-1 of fault on CVCF ESS
 (a) Active power (b) Reactive power

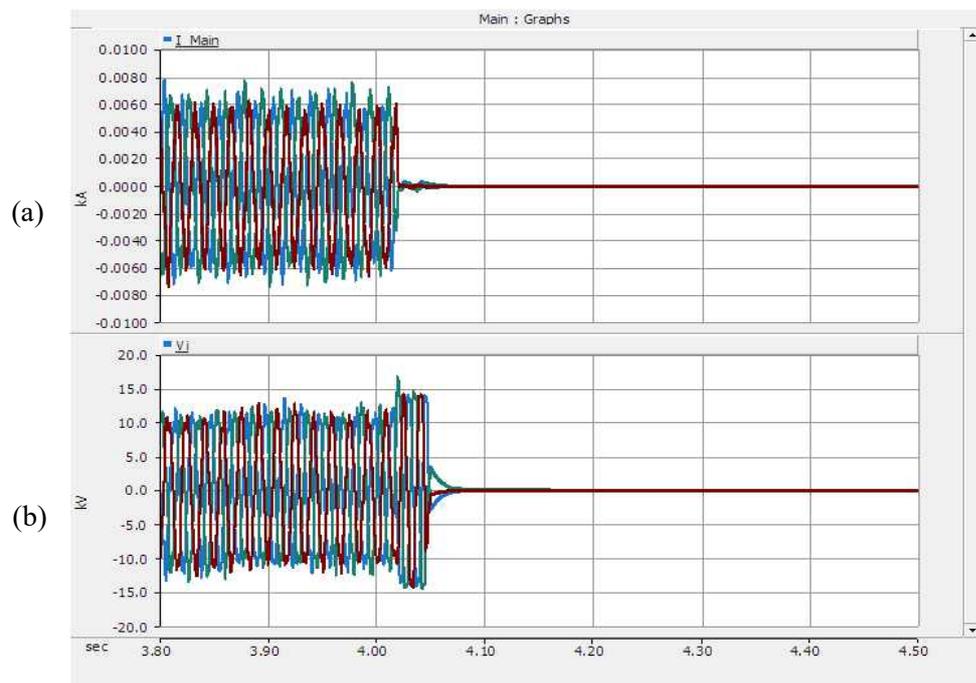


Fig. 5.2 Simulation result 1-2 of fault on CVCF ESS
 (a) Current of CVCF ESS (b) Instantaneous voltage

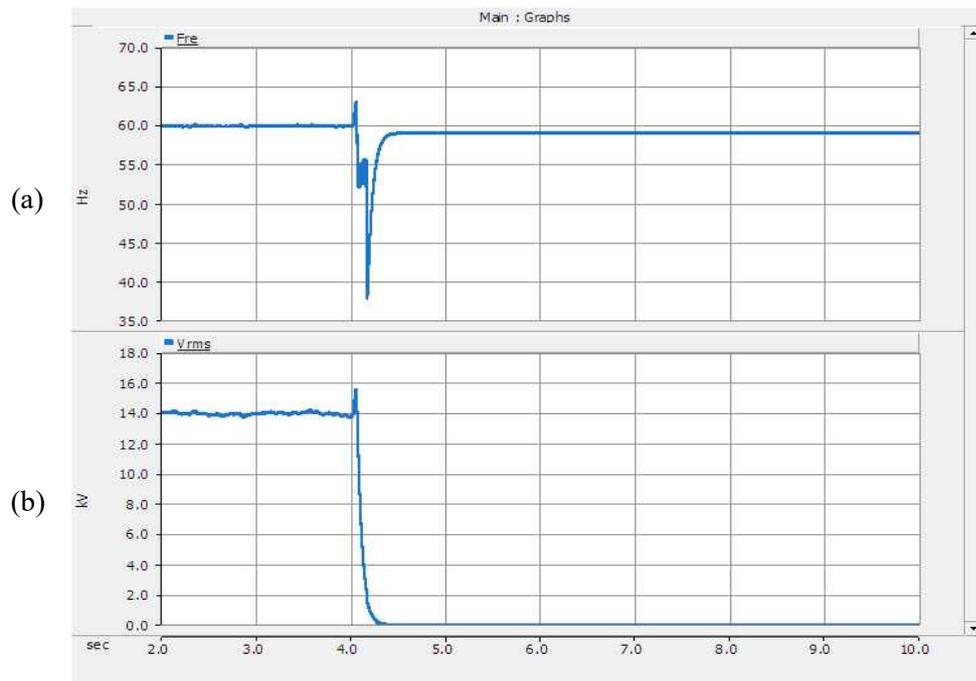


Fig. 5.3 Simulation result 1-3 of fault on CVCF ESS

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

나. 다중 ESS

Fig. 5.4는 동일 조건하에서 CVCF ESS 1기가 탈락한 유·무효전력을 나타낸다. 3장의 복구 시퀀스에서 정의한 바와 같이 CVCF ESS가 탈락하고 보조 ESS를 포함한 설비들이 단독운전 검출을 통해 정지하고 이후 보조 ESS가 기동하여 전력계통이 복구되는 것을 확인 할 수 있다. Fig. 5.5의 전압과 주파수 결과에서도 확인 할 수 있드시 탈락 후 0.5 초 후에 전력계통은 보조 ESS가 CVCF 제어를 수행함으로써 복구되고 이후 기존의 CVCF ESS는 보조 ESS의 기능으로 재투입 되는 것을 유효전력 결과를 통해 나타난다. 또한 전력계통이 안정적으로 복구됨에 따라 태양광발전 역시 최대 출력으로 재투입되었다. Fig. 5.6은 보조 ESS의 CVCF 제어를 통한 복구 순간의 전압과 전류 순시 값을 나타내며, 그림에서와 같이 보조 ESS의 재투입에 의한 전압 생성 및 전력 공급을 확인 할 수 있다.

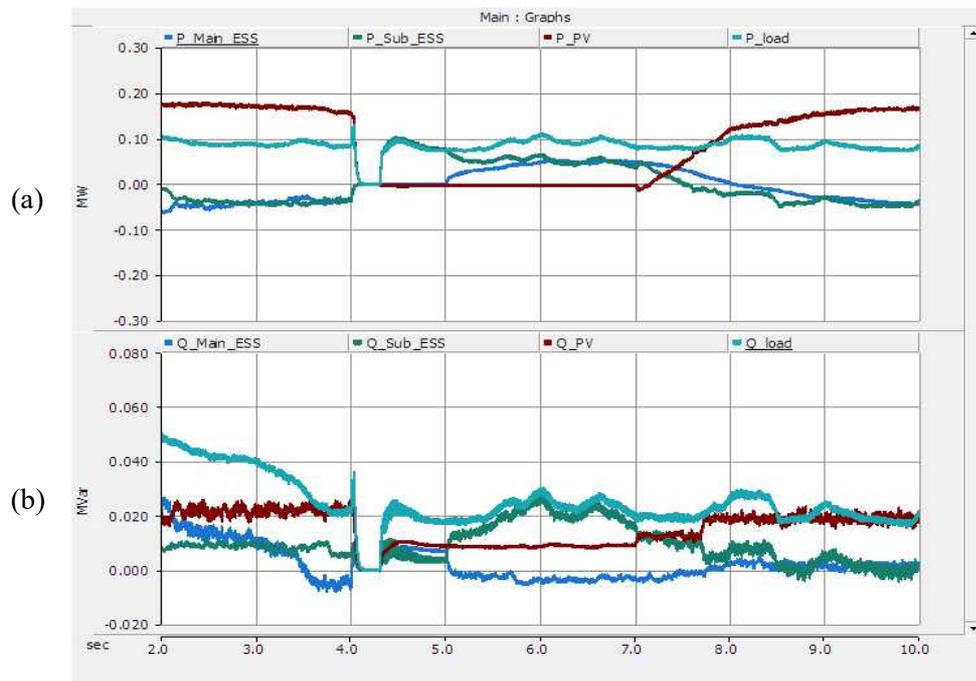


Fig. 5.4 Simulation result 2-1 of fault on CVCF ESS
 (a) Active power (b) Reactive power

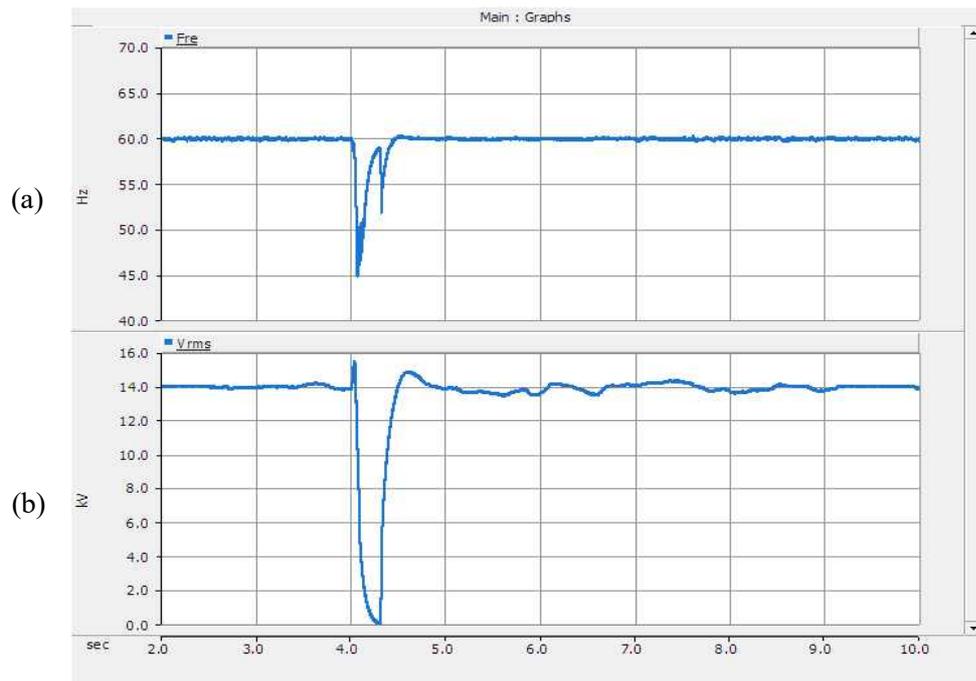


Fig. 5.5 Simulation result 2-2 of fault on CVCF ESS
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

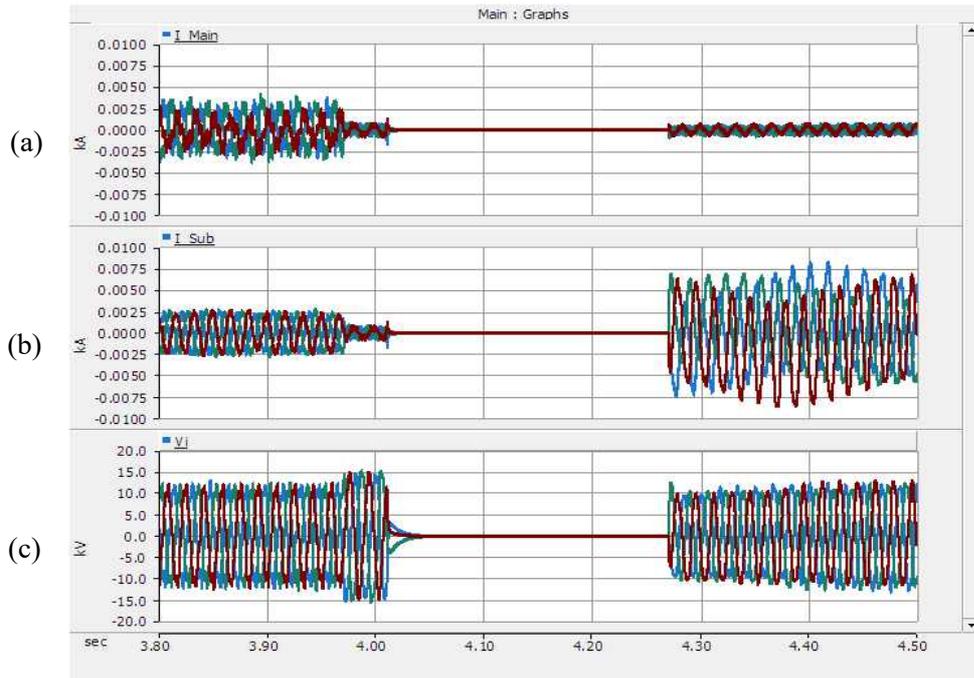


Fig. 5.6 Simulation result 2-3 of fault on CVCF ESS

(a) Current of CVCF ESS (b) Current of auxiliary ESS (c) Instantaneous voltage

5.2 신재생에너지 탈락

마이크로그리드에서 각종 외란에 의한 탈락 사고는 빈번하게 일어난다. 해당 상정사고 모의해석의 경우 마이크로그리드 내 설치된 2기의 100 kW 태양광 인버터 중 1기에 사고가 발생한 것을 가정하여 모의 해석되었다.

가. 시나리오 1

단일 ESS의 컴퓨터 해석 결과에서 유·무효전력을 나타내는 Fig. 5.7에서 5초에 태양광발전 출력이 절반으로 급감하는 것을 확인 할 수 있다. 이때 충전 중인 ESS 역시 출력을 반으로 줄여 태양광발전 탈락을 보상한다. Fig 5.8은 해당 사고에서 전압과 주파수를 나타내며, 전압원 최소 12.8 kV, 최대 14.9 kV를 각각 기록하였다.

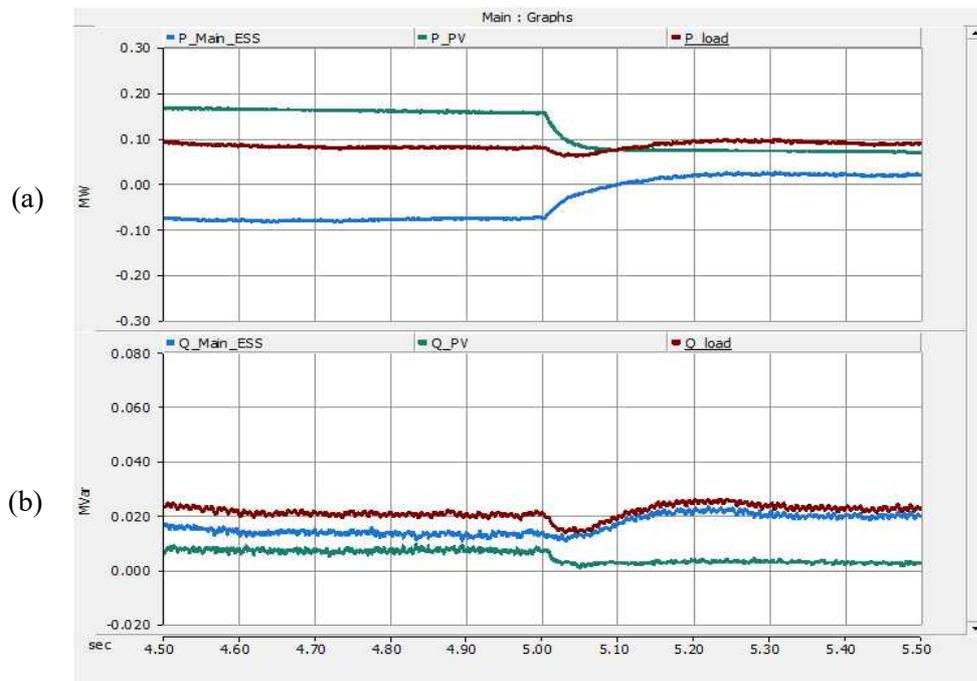


Fig. 5.7 Simulation result 1-1 of fault on PV inverter
 (a) Active power (b) Reactive power

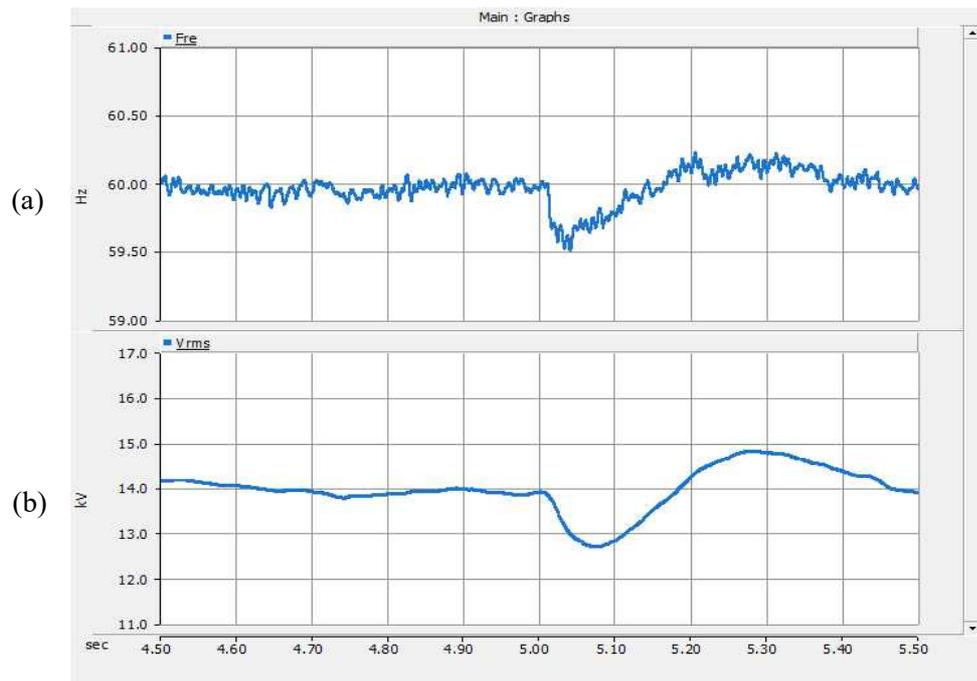


Fig. 5.8 Simulation result 1-2 of fault on PV inverter
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

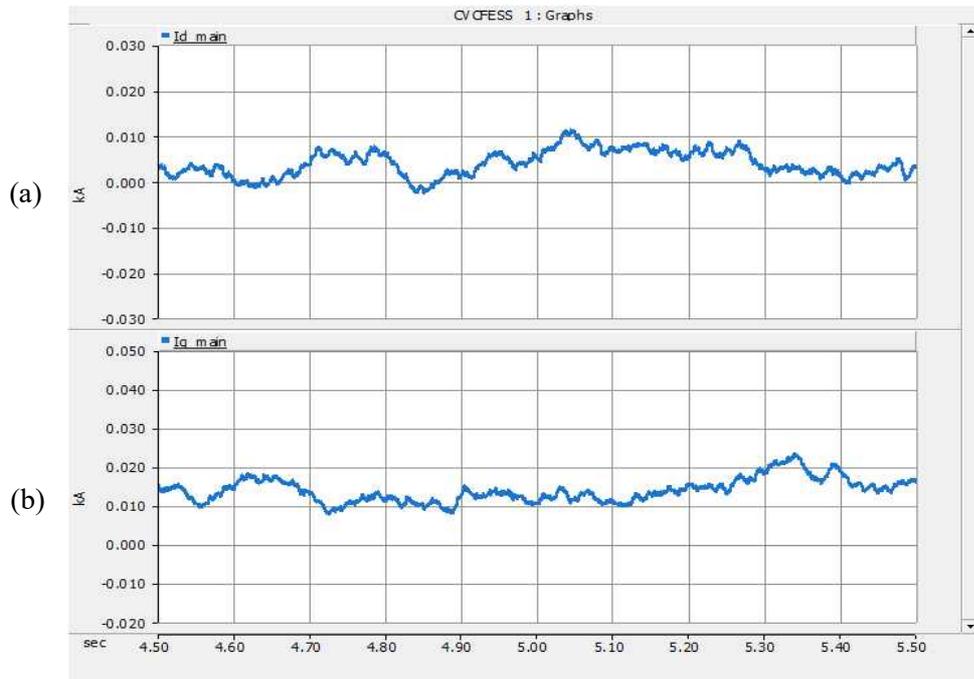


Fig. 5.9 Simulation result 1-3 of fault on PV inverter
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

Fig. 5.9는 해당 사고 시 CVCF ESS가 출력하는 역상분 전류 성분으로 부하 불균형에 기인한 역상분 전류는 발전원 사고에도 변동이 없음을 알 수 있다.

나. 시나리오 2

Fig. 5.10은 다중 ESS에서 출력 균등 제어 수행 시 태양광발전 탈락 사례 유·무효전력 결과를 나타낸다. 사고 즉시 CVCF ESS가 빠르게 반응하여 탈락된 태양광발전 출력을 보상하고 부하에 공급하는 것을 나타내며, 이후 보조 ESS가 CVCF ESS의 출력과 동일하게 제어됨을 알 수 있다. 무효전력의 경우 Fig 5.11의 전압과 주파수 결과에서 나타나는 전압 강하에 의한 약 5 kVar의 변동을 확인 할 수 있다. 전압의 경우 최소 13.0 kV, 최대 14.5 kV를 각각 기록하였으며, Fig 5.12의 역상분 전류는 시나리오 1과 다르게 사고 시 약 0.01 kA 소폭 증가하였다.

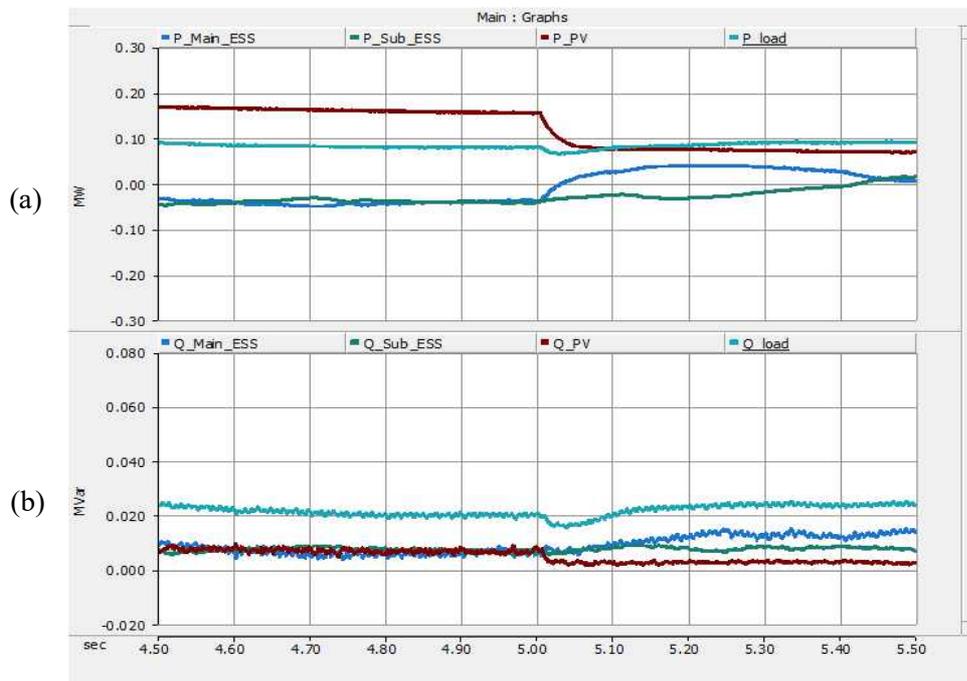


Fig. 5.10 Simulation result 2-1 of fault on PV inverter
 (a) Active power (b) Reactive power

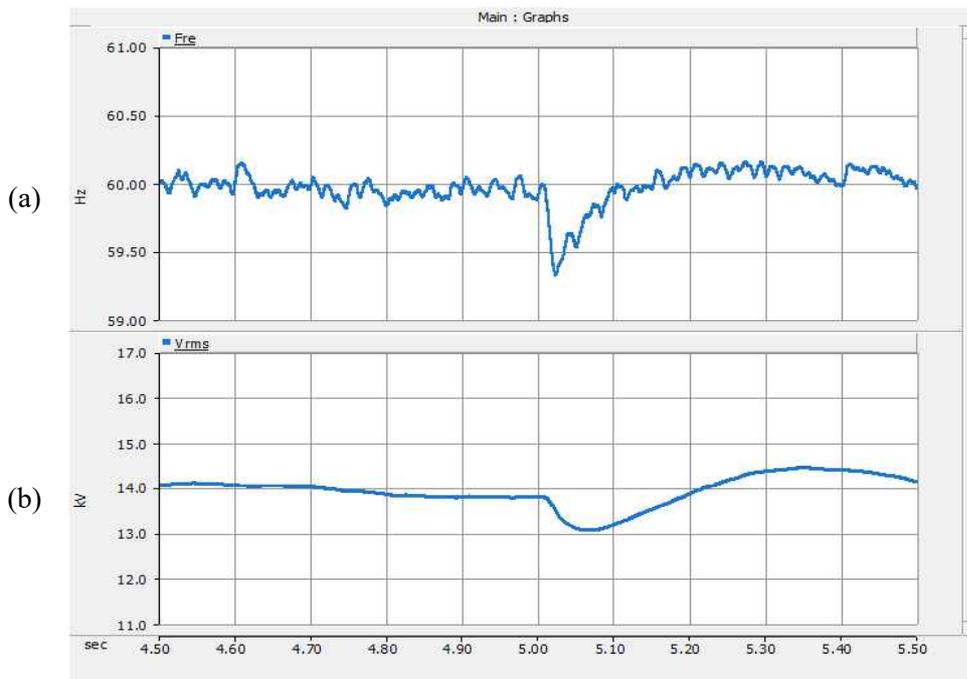


Fig. 5.11 Simulation result 2-2 of fault on PV inverter
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

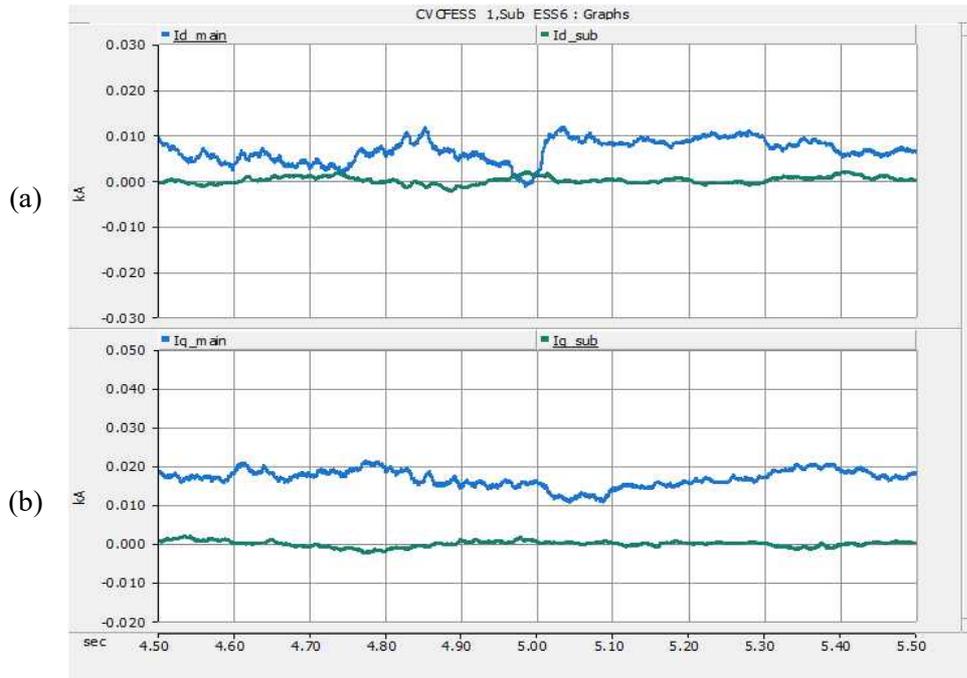


Fig. 5.12 Simulation result 2-3 of fault on PV inverter
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

다. 시나리오 3

Fig. 5.13은 설계된 다중 ESS 기반 마이크로그리드 태양광발전 탈락 시 유·무효전력 결과를 나타낸다. 이때 보조 ESS는 CVCF ESS의 출력 여유를 확보하기 위해 우선적으로 충전되며, 사고 시 CVCF ESS가 우선 보상 후 보조 ESS가 충전 전력을 감소 시켜 사고 전 CVCF ESS 출력을 유지시킨다. Fig. 5.14의 전압의 경우 최소 12.5 kV, 최대 15.8 kV를 기록하였다. 해당 변동은 시나리오 2보다 크게 나타났으나 과전압과 부족전압 계전이의 동작 수준에는 도달하지 않았으며, 시나리오 2과 비교할 때 CVCF ESS의 출력 여유가 시나리오 2의 사례보다 약 20 kW 작으므로 전압 변동의 차이를 유발한 것으로 사료되나, 해당 사례의 경우 시나리오 1,2,3 모두 탈락 사고 시 계전기 동작은 나타나지 않으며, 모두 수초 후 복구되었다. Fig. 5.15의 역상분에서 사고 순간 CVCF ESS의 d축 역상분이 약 0.01 kA 증가하였으나 이내 복구되었다.

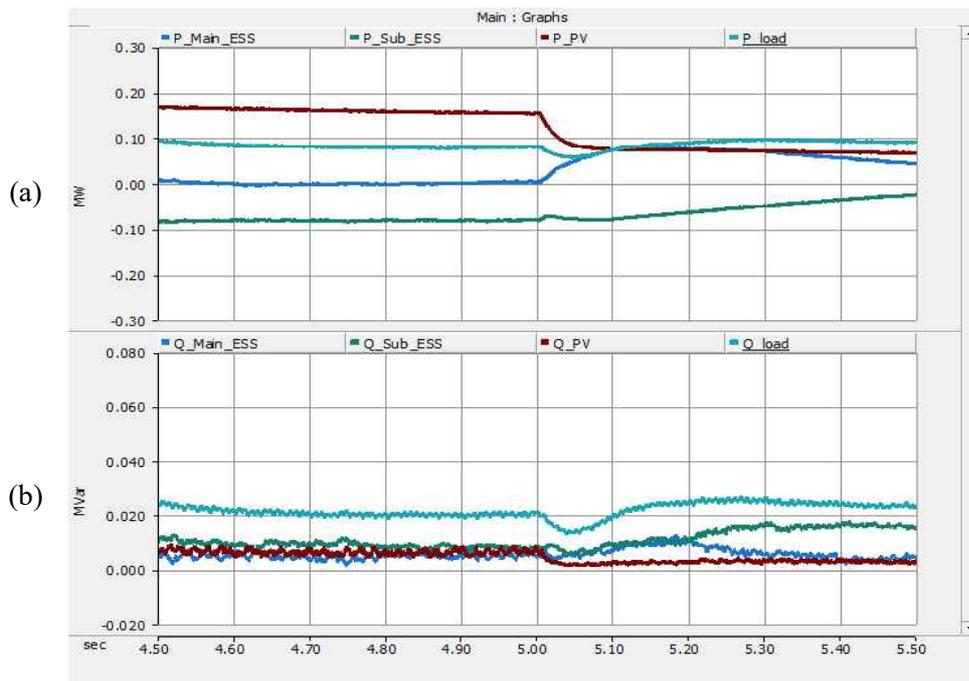


Fig. 5.13 Simulation result 3-1 of fault on PV inverter
 (a) Active power (b) Reactive power

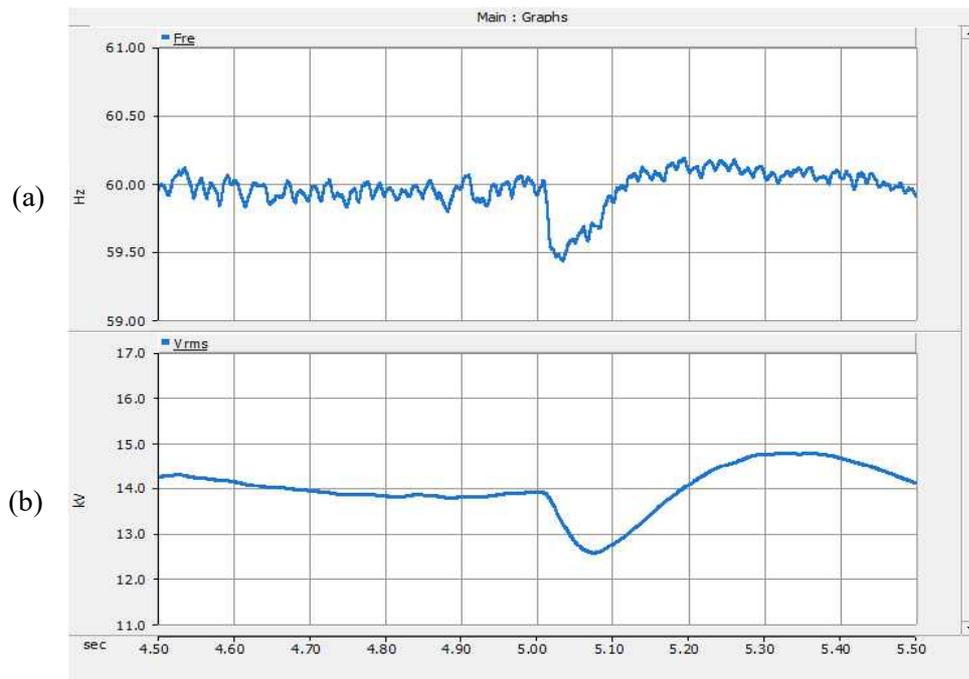


Fig. 5.14 Simulation result 3-2 of fault on PV inverter
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

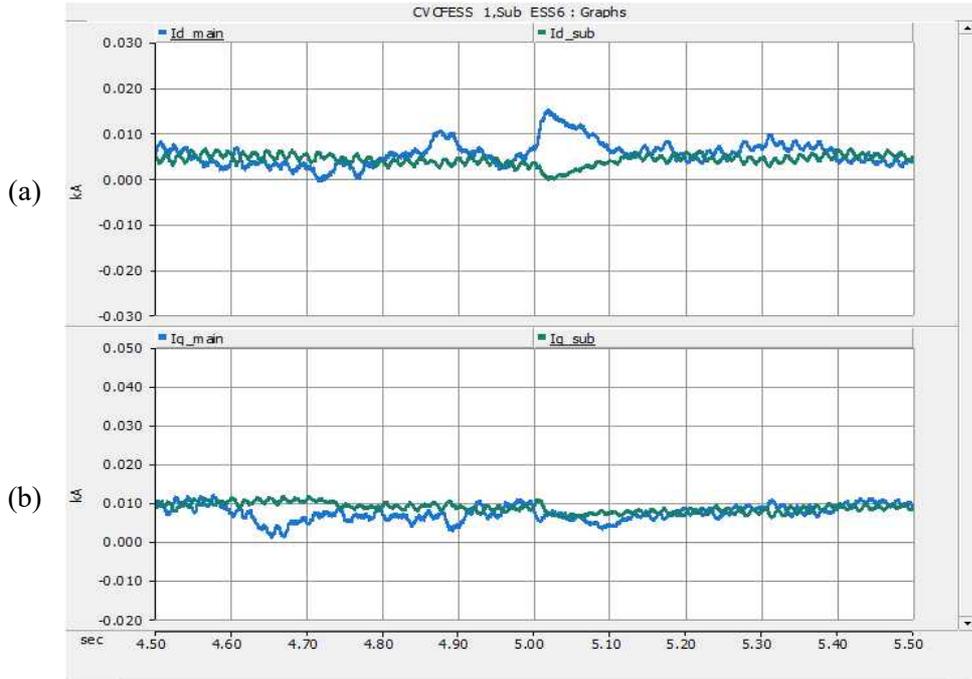


Fig. 5.15 Simulation result 3-3 of fault on PV inverter
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

5.3 신재생에너지 출력 급증

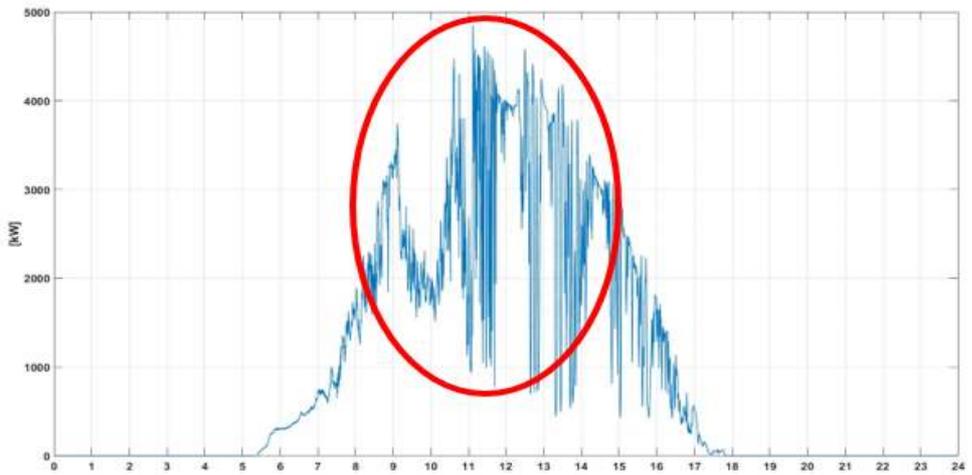


Fig. 5.16 Actual output data of PV plant

Fig. 5.16은 일본지역 5 MW 태양광발전단지에서 1초 단위로 실측된 출력 데이터로 태양광발전의 출력변동의 심각성을 나타낸다. 태양광발전 출력 변동은 구름의 이동 등으로 인해 발생되며, 실측된 출력데이터에서 확인하였을 때 단지용량의 70% 이상 변동되었다. 이러한 이유로 과도 안정도를 고려하여 마이크로그리드를 설계할 때 신재생에너지 탈락 뿐만 아니라 급증 또한 반드시 고려되어야한다.

가. 시나리오 1

Fig. 5.17은 단일 ESS에서 신재생에너지 급증 시 컴퓨터 해석 결과로 2.5초 태양광발전 급증 시 CVCF ESS가 방전 상태에서 충전 상태로 전환되며 보상하는 것을 확인 할 수 있다. 이때 Fig. 5.18의 전압과 주파수 결과에서 전압은 15.8 kV까지 상승하였다. 이는 Fig. 5.19의 전압과 전류 순시 값에서도 확인 할 수 있으며, 추가적으로, 불평형 성분과 출력이 낮은 구간에서 고조파 성분으로 인해 출력 전류에 잡음이 상대적으로 큰 상황도 나타난다.

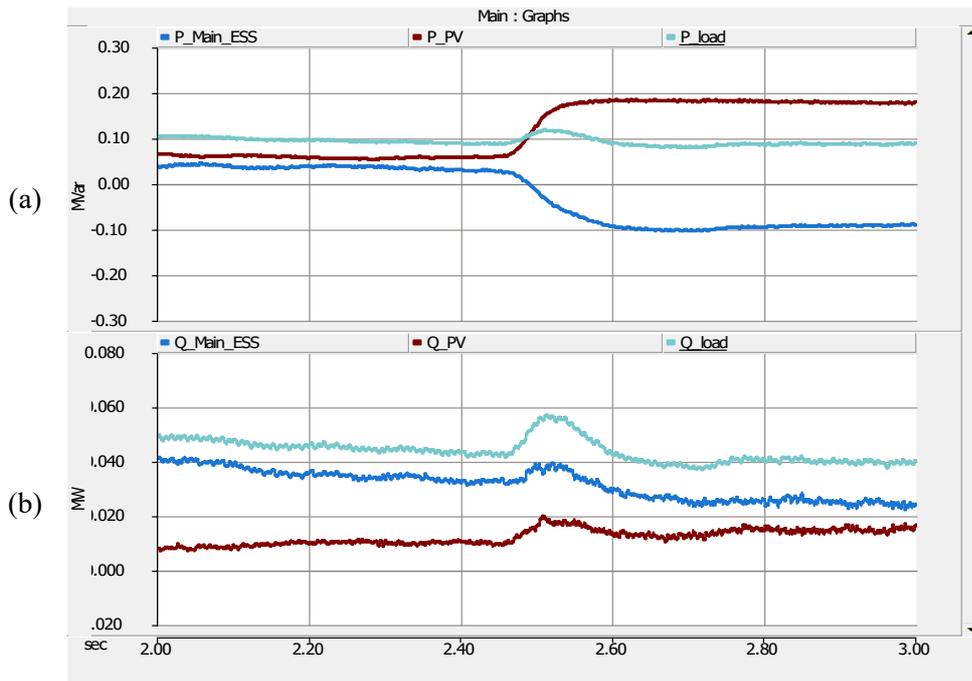


Fig. 5.17 Simulation result 1-1 under PV fluctuation

(a) Active power (b) Reactive power

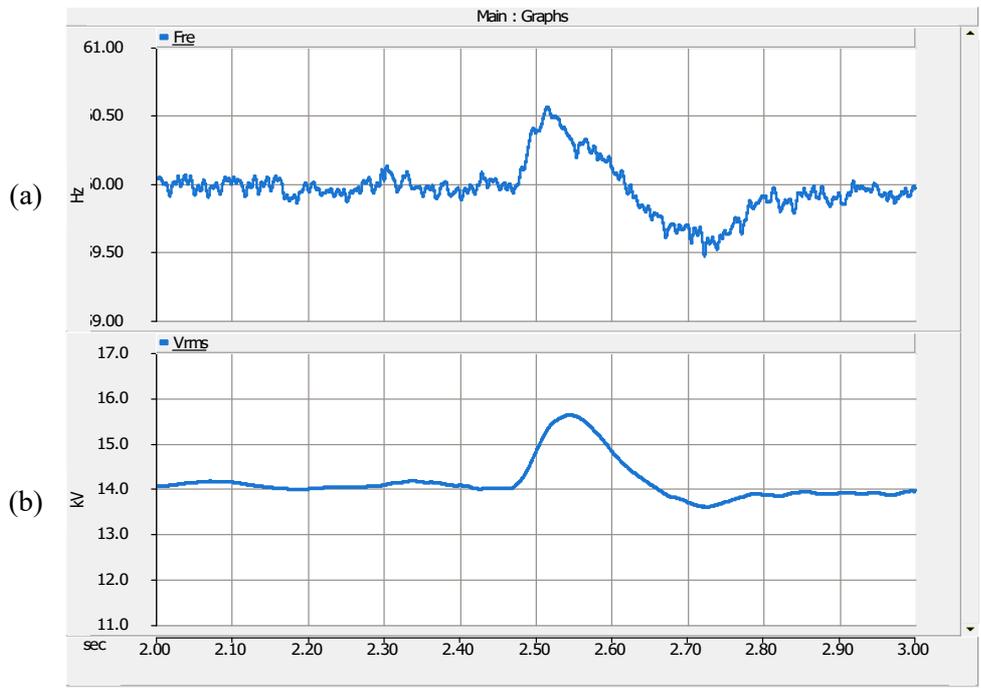


Fig. 5.18 Simulation result 1-2 under PV fluctuation
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

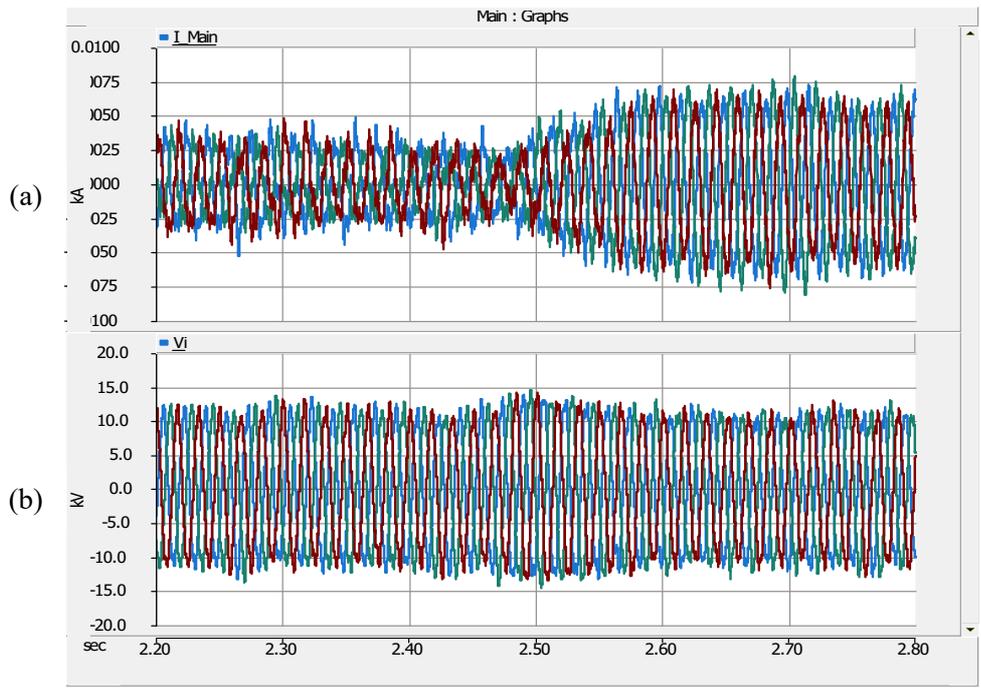


Fig. 5.19 Simulation result 1-3 under PV fluctuation
 (a) Instantaneous current (b) Instantaneous voltage

Fig. 5.20은 태양광 출력 급증 시 CVCF ESS에 대한 최대 전류 절대값을 나타내며, 단위 용량이 큰 PCS를 갖는 CVCF ESS는 최대 전류 0.46 kA의 절반 수준을 기록한다.

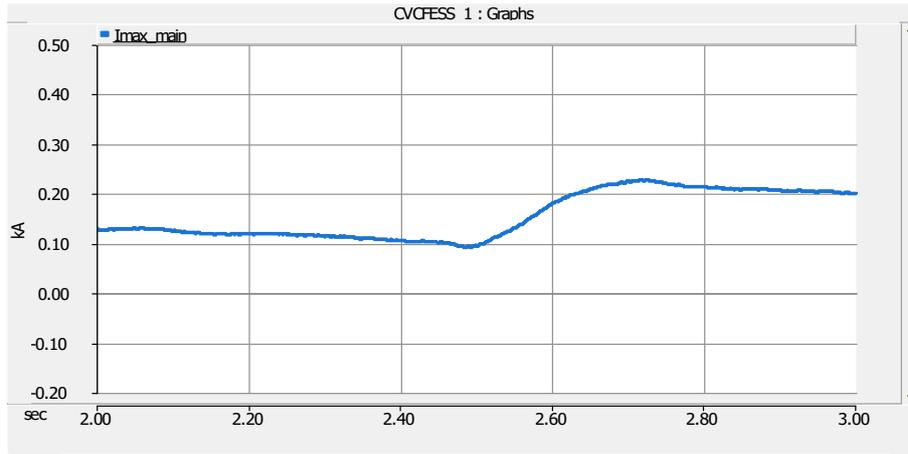


Fig. 5.20 Simulation result 1-4 under PV fluctuation - Maximum current

나. 시나리오 2

Fig. 5.21은 출력 균등화 제어 수행 시 다중 ESS의 유·무효전력 해석 결과를 나타낸다. 2.5초 태양광발전의 급등으로 CVCF ESS가 보상하였으나, 정격 출력인 100 kW를 순간적으로 초과함을 알 수 있다. Fig. 5.22에서 전압은 최소 13.2 kV 최대 14.5 kV까지 각각 변동하였으며, Fig. 5.23에서 알 수 있듯이 급작스러운 출력변동 시 CVCF ESS 출력이 순간적으로 증가함을 나타낸다. Fig. 5.24는 다중 ESS 구성에서 CVCF ESS의 최대 전류 절대값을 나타내며, 정격전류에서 여유율 10%를 고려한 최대 전류인 0.23 kA를 초과한 0.27 kA를 기록하였다. 이때 CVCF ESS 과부하 보호 동작을 수행하여 탈락될 우려가 있으며, 만일 CVCF ESS의 제어기에서 전류를 제한할 경우 순간적인 큰 전압 강하가 발생하여 저전압 계전기가 상황에 따라 동작할 수 있다.

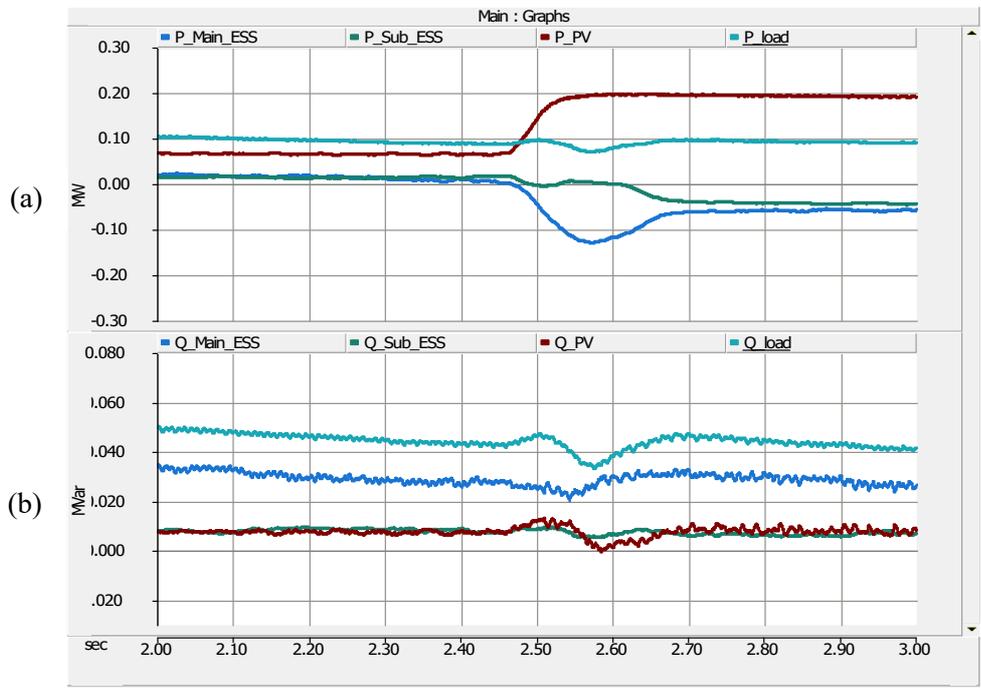


Fig. 5.21 Simulation result 2-1 under PV fluctuation
 (a) Active power (b) Reactive power

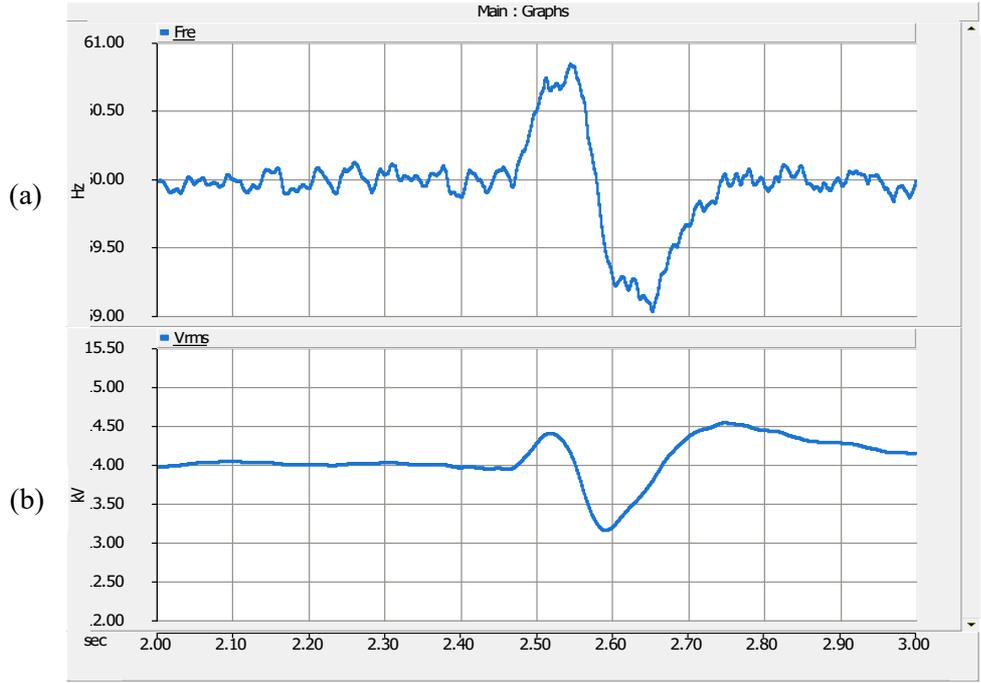


Fig. 5.22 Simulation result 2-2 under PV fluctuation
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

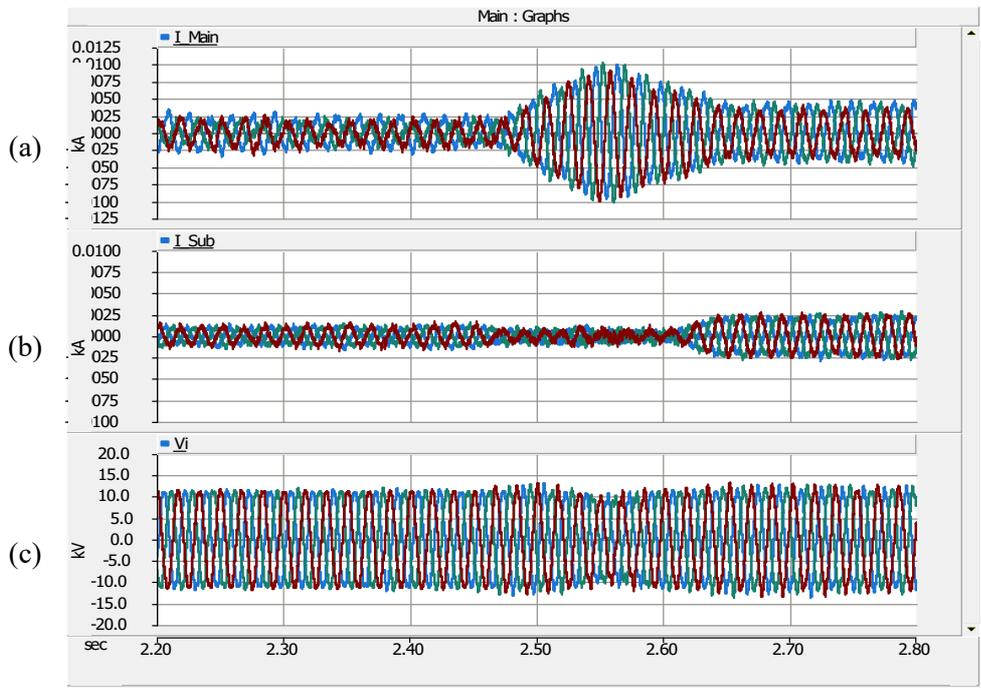


Fig. 5.23 Simulation result 2-3 under PV fluctuation

- (a) Instantaneous current of CVCF ESS
- (b) Instantaneous current of auxiliary ESS
- (c) Instantaneous voltage

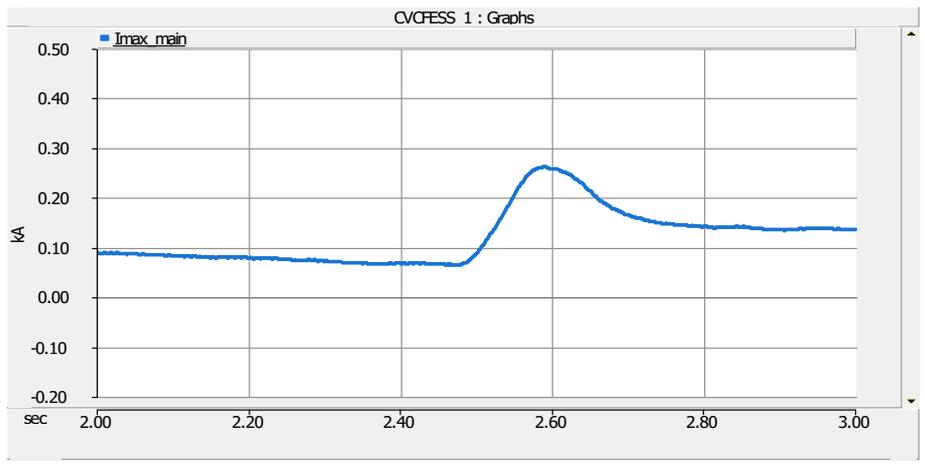


Fig. 5.24 Simulation result 2-4 under PV fluctuation - Maximum current

다. 시나리오 3

Fig. 5.25는 과도안정도를 고려한 설계를 반영하여 도입된 다중 ESS 적용 시 유·무효전력 컴퓨터 해석 결과로 시나리오 2와 다르게 보조 ESS에 의해 CVCF

ESS는 사고에 대비하였다. 따라서 사고 순간 보조 ESS의 어떠한 도움 없이 CVCF ESS는 급증한 태양광 발전 출력 전체를 보상하고 이후 보조 ESS의 제어를 통해 다시 발생할 수도 있는 출력 변동 등 다른 사고를 대비하는 것을 확인 할 수 있다. Fig. 5.26에서 최소 13.7 kV, 최대 14.3 kV를 기록하였으며, Fig 5.27의 전압과 전류 순시 값에서도 나타난다. Fig. 5.28의 CVCF ESS 최대 전류 절댓값에서 나타나듯이 CVCF ESS는 태양광발전 출력 급등에도 정격 전류 이내로 운영되었음을 알 수 있다.

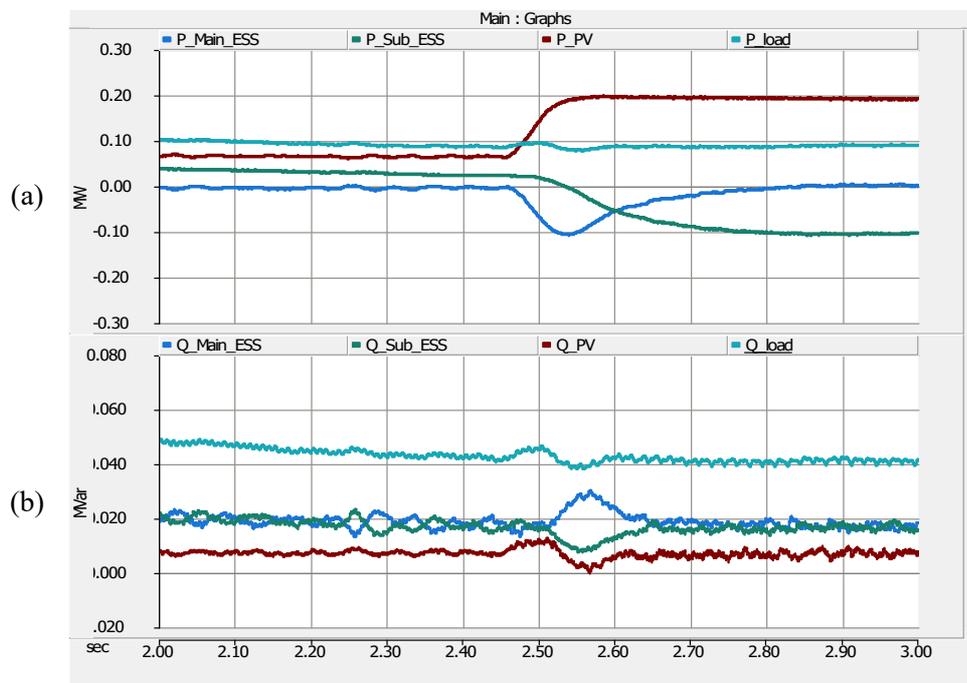


Fig. 5.25 Simulation result 3-1 under PV fluctuation

(a) Active power (b) Reactive power

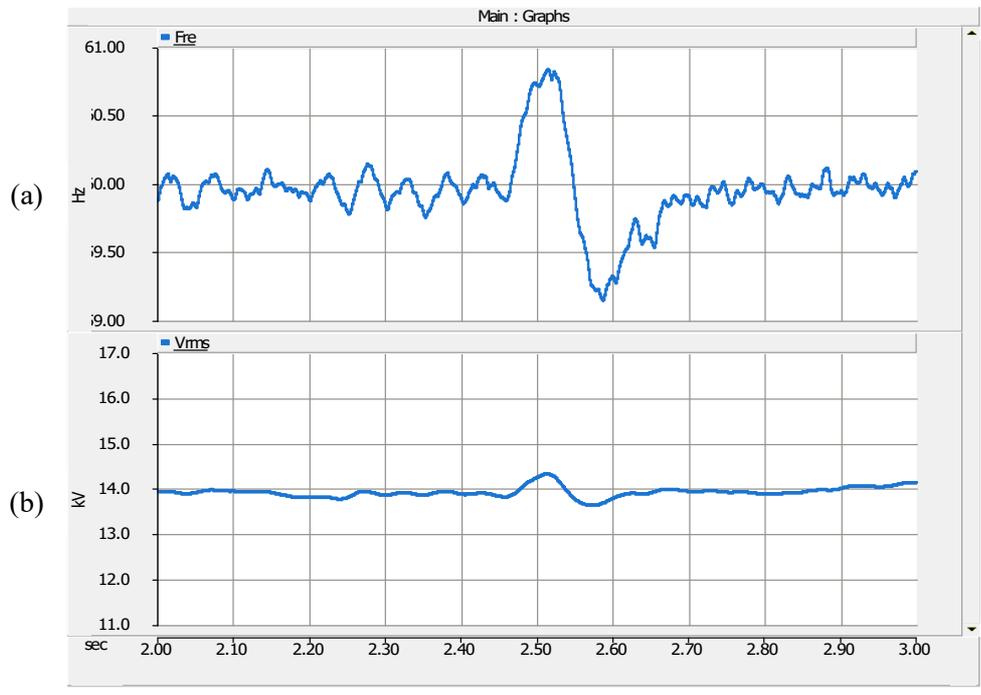


Fig. 5.26 Simulation result 3-2 under PV fluctuation

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

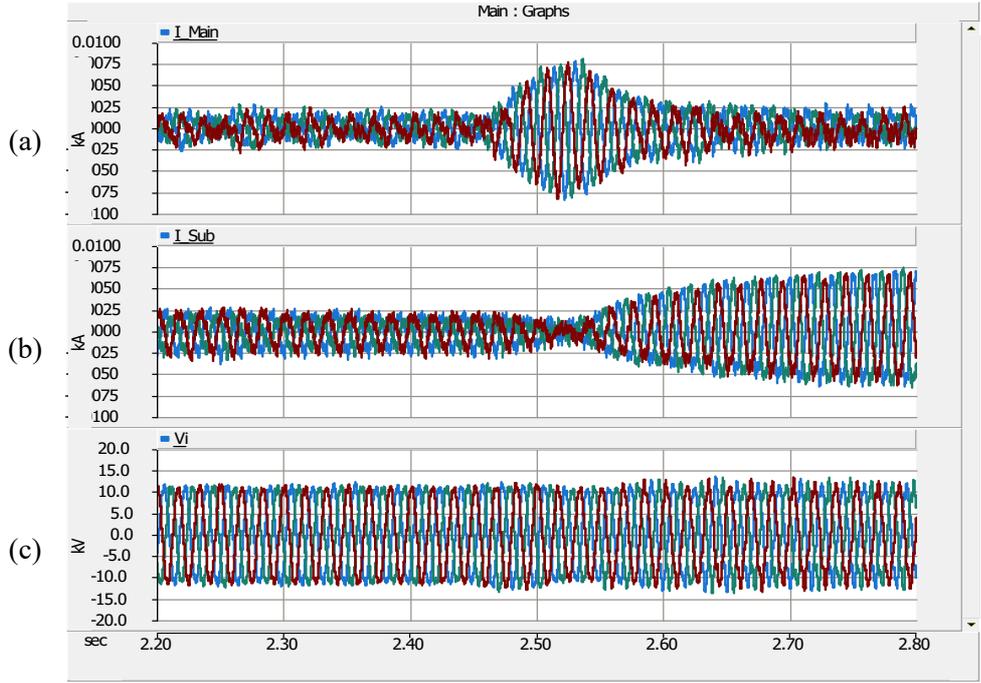


Fig. 5.27 Simulation result 3-3 under PV fluctuation

(a) Instantaneous current of CVCF ESS (b) Instantaneous current of auxiliary ESS

(c) Instantaneous voltage

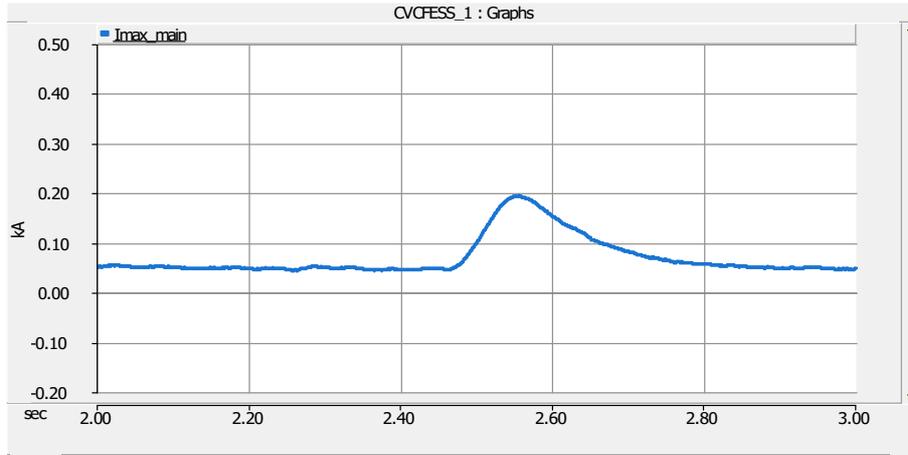


Fig. 5.28 Simulation result 2-4 under PV fluctuation - Maximum current

5.4 전력 부하 급증

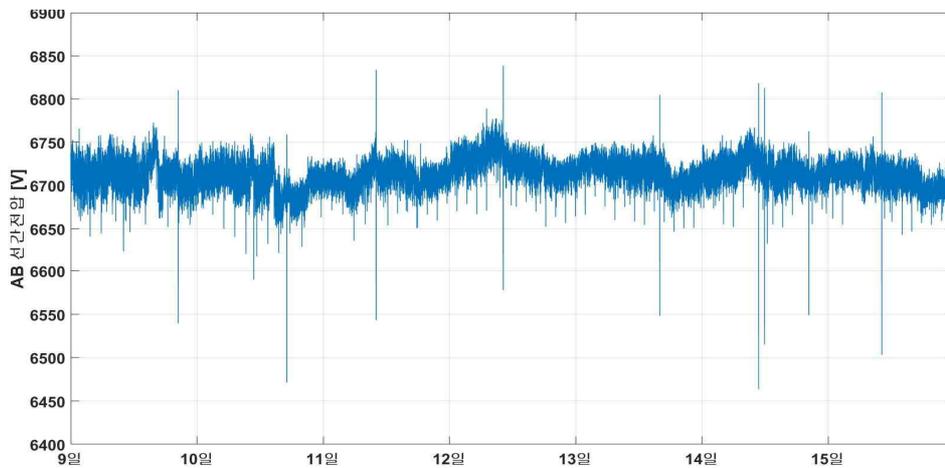


Fig. 5.29 Measured voltage data in isolated power system

Fig. 5.29는 국내 도서지역 발전소 내 전력품질분석기를 연계하여 실측한 전압데이터로 순시 전압 변동을 확인 할 수 있다. 분석 결과 도서 지역 내 냉동창고에서 사용 하는 컴프레셔의 직입 기동형 유도 전동기가 주원인이었다. 샘플 모델이 된 갈라파고스 제도 플로레아나 섬 역시 직입 기동형 유도 전동기가 담수설비 워터펌프에 설치되어 있으며, 이러한 모터 부하의 기동은

전력부하 급증의 과도 상태를 유발할 수 있다. 따라서 전력 부하 급증 상정 사고 해석은 유도 전동기의 기동을 통해 모의하였다.

가. 시나리오 1

Fig. 5.30은 시나리오 1에서의 부하 급증 사례를 나타내며, 5초에 담수 설비 모터 기동 시 무효 전력이 약 20 kVar 증가한다. 이때 전압은 13 kV까지 강하하는 것을 Fig. 5.31을 통해 알 수 있으며, 유도 전동기는 3상 부하를 사용하므로 역상분 전류 성분은 변동이 없음을 Fig. 5.32에서 확인 할 수 있다.

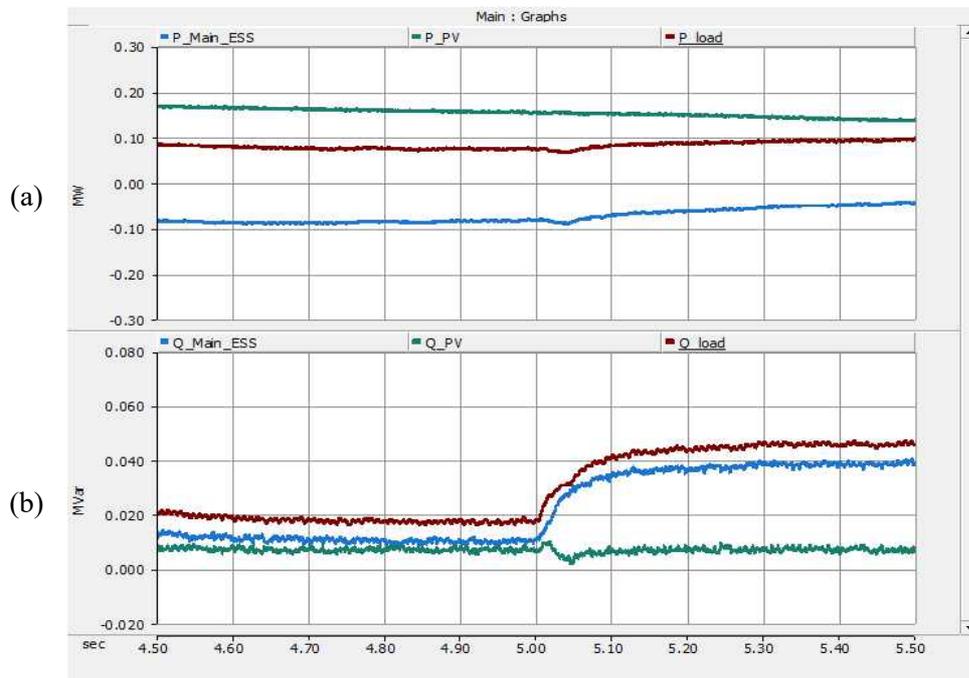


Fig. 5.30 Simulation result 1-1 under power load fluctuation

(a) Active power (b) Reactive power

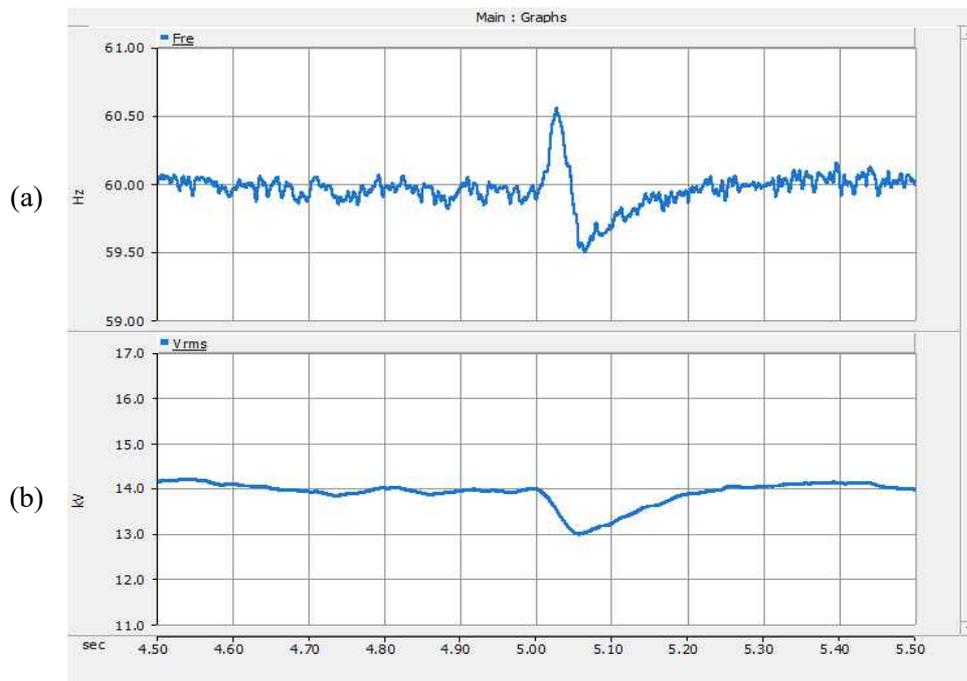


Fig. 5.31 Simulation result 1-2 under power load fluctuation

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

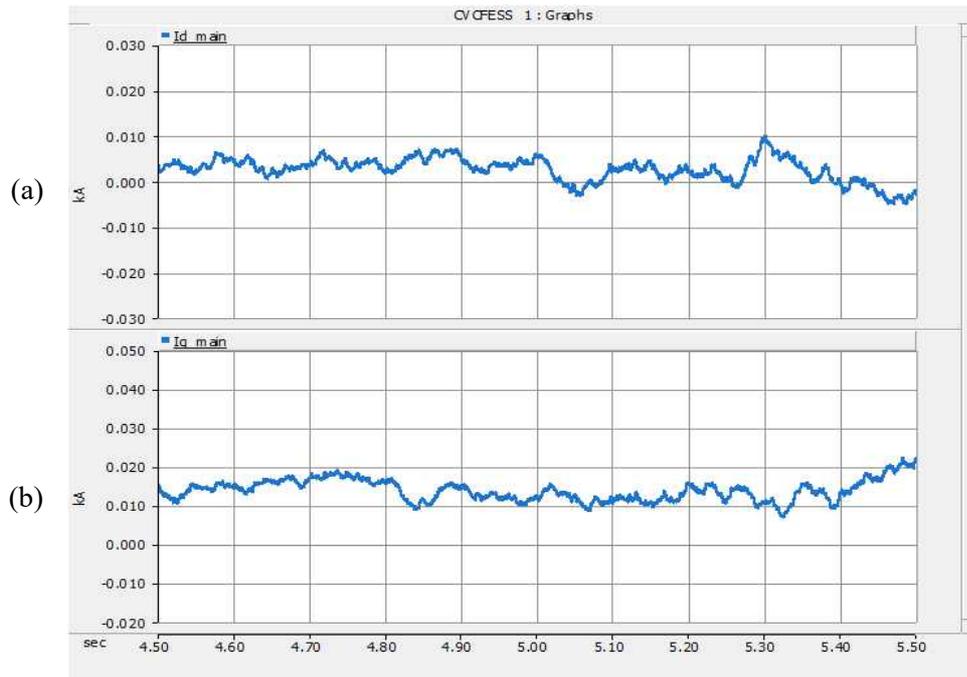


Fig. 5.32 Simulation result 1-3 under power load fluctuation

(a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

나. 시나리오 2

Fig. 5.33은 다중 ESS 구성 시 부하 급증 시나리오를 나타내며, 시나리오 1과 같은 모터 기동으로 인해 무효전력이 급증하는 것을 확인 할 수 있다. Fig. 5.34는 해당 시나리오에서 전압과 주파수를 나타내며, 전압은 13.3 kV까지 강하하였으나, 이내 복구되었다. Fig. 5.35는 역상분 전류를 나타내며, 시나리오 1에서와 같이 3상 부하에 기동으로 발생하는 역상분 전류는 큰 변화가 없음을 알 수 있다.

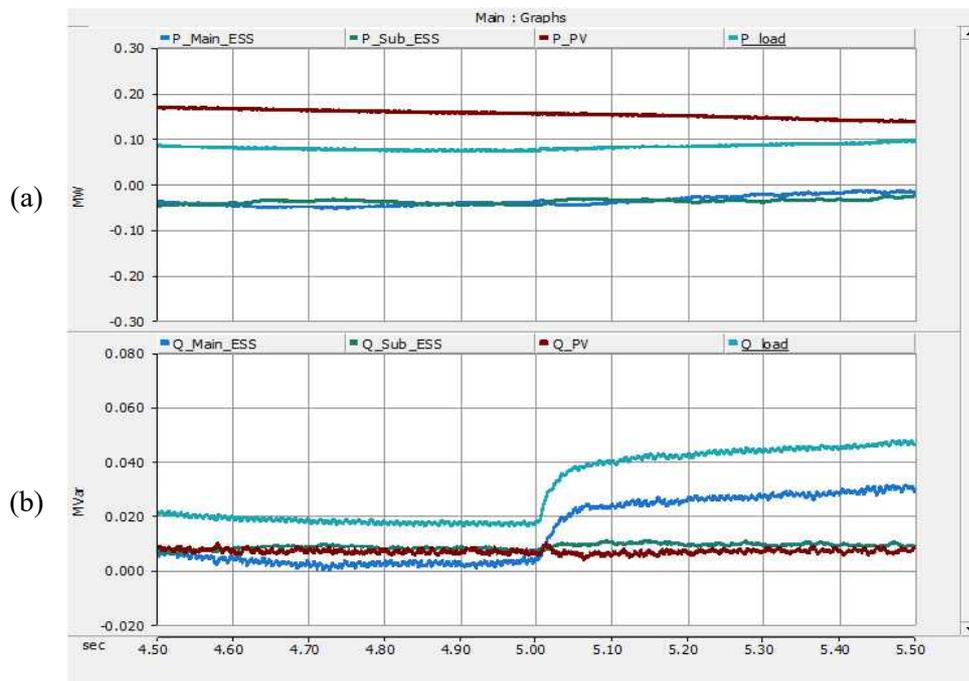


Fig. 5.33 Simulation result 2-1 under power load fluctuation

(a) Active power (b) Reactive power

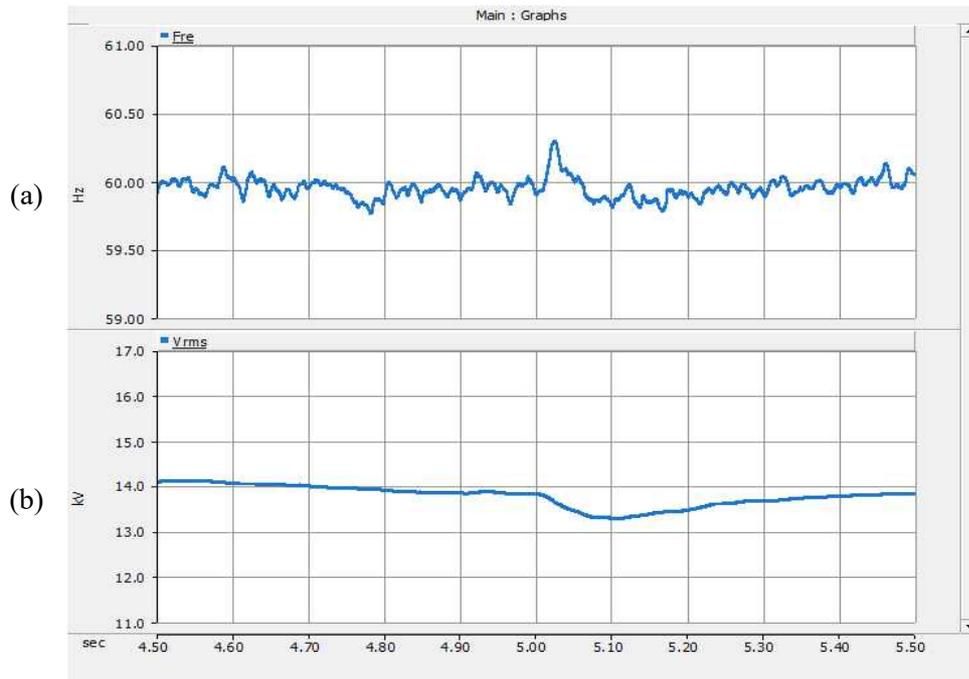


Fig. 5.34 Simulation result 2-2 under power load fluctuation

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

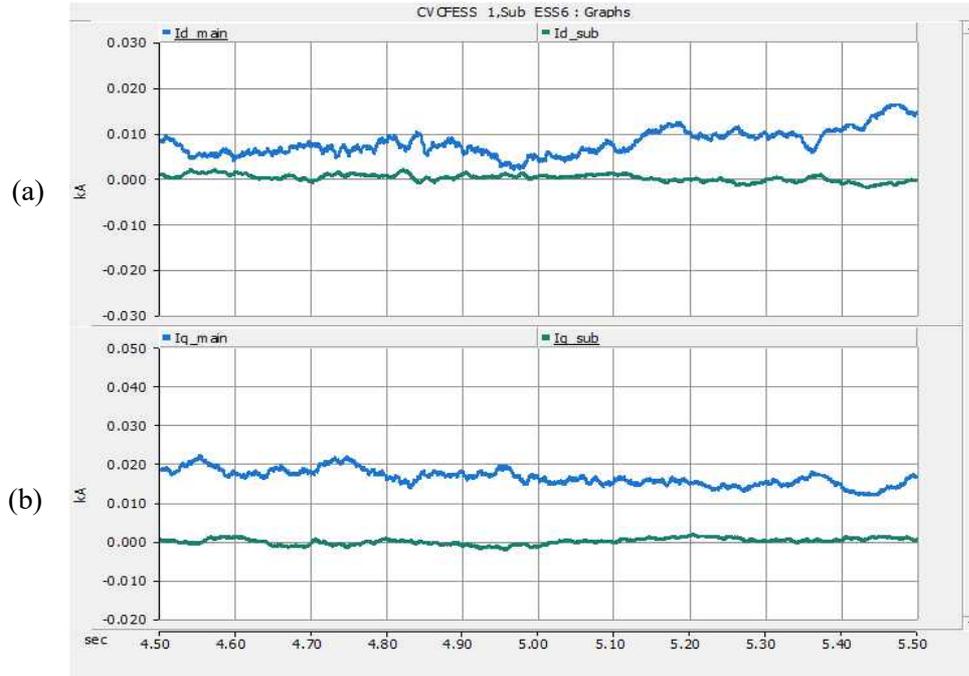


Fig. 5.35 Simulation result 2-3 under power load fluctuation

(a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

다. 시나리오 3

Fig. 5.36은 다중 ESS 구성 시 무효전력 분담을 고려한 부하 급증 시나리오를 나타내며, 순간적으로 무효전력이 발생하여 CVCF ESS가 보상하였으며 이후 보조 ESS가 무효전력을 분담하기 위해 출력을 증가 시킴을 알 수 있다. Fig. 5.37의 전압 변동은 시나리오 2와 유사하며, Fig 5.38의 역상분 성분을 분담하는 것 외에 특이사항은 없으나, 이러한 모터 부하의 기동 전류 역시 보조 ESS를 통해 분담하여 CVCF ESS의 전류 부담을 줄일 수 있음을 확인 할 수 있다.

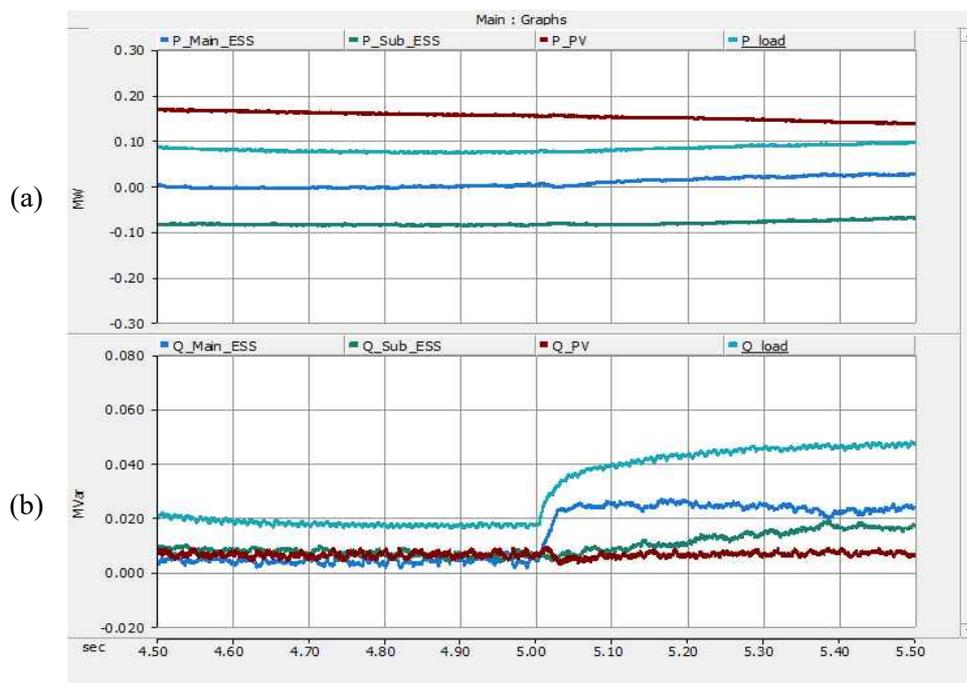


Fig. 5.36 Simulation result 3-1 under power load fluctuation

(a) Active power (b) Reactive power

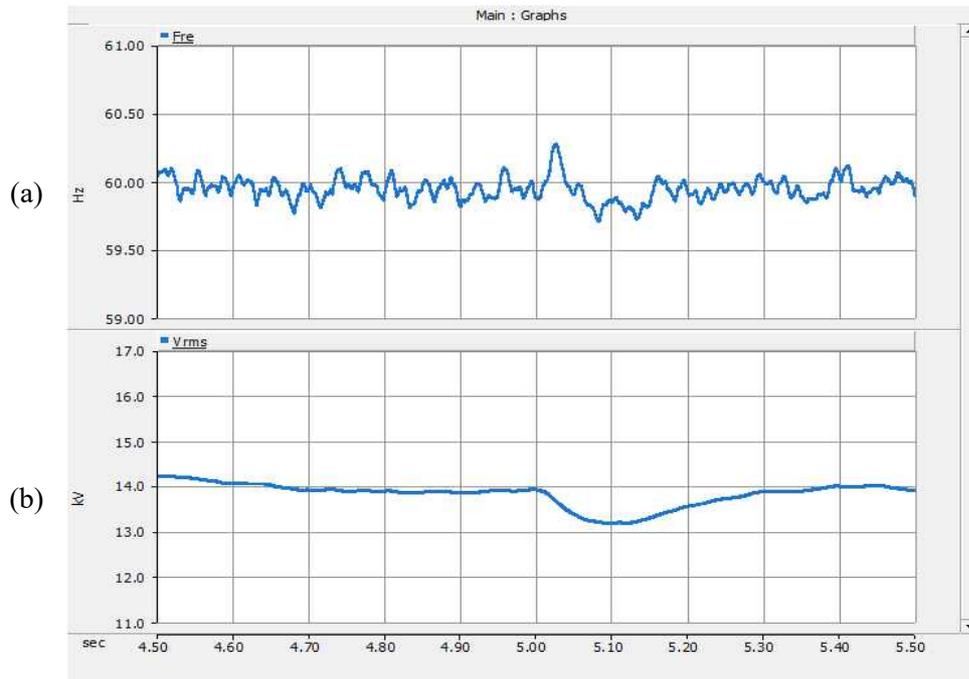


Fig. 5.37 Simulation result 3-2 under power load fluctuation

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

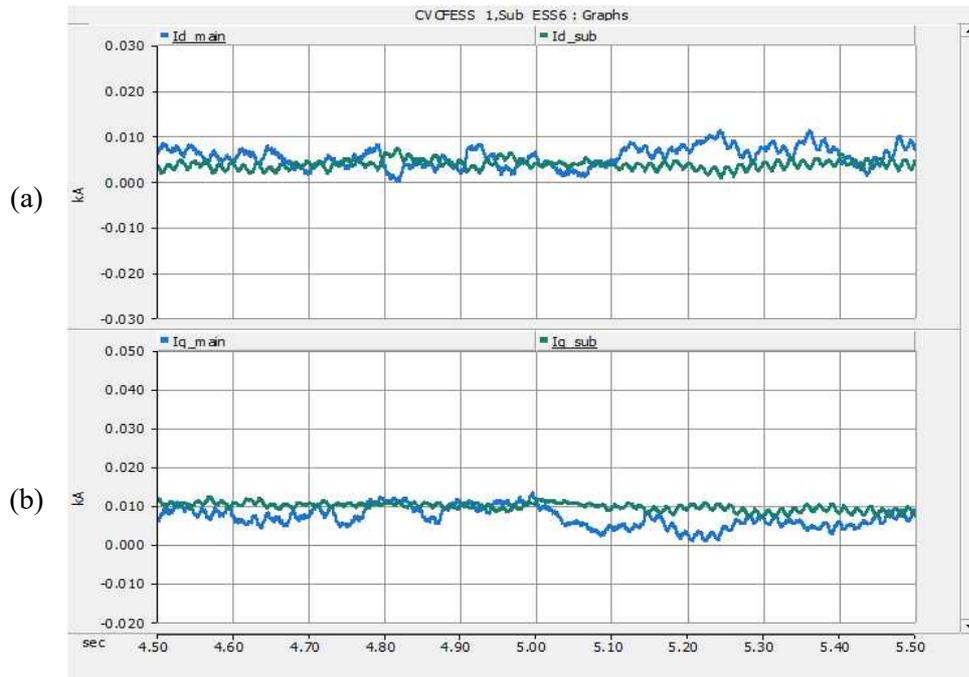


Fig. 5.38 Simulation result 3-3 under power load fluctuation

(a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

5.5 전력 부하 탈락

발전원 탈락과 마찬가지로 전력 부하 탈락도 마이크로그리드에서 빈번하게 발생할 수 있으며, 실제로 도시지역와 달리 동식물에 의한 혼촉 사고 등이 발생한다. 해당 시나리오는 전체 부하의 약 30% 수준인 30 kW 부하를 탈락시키는 것으로 상정 사고를 모의하였다.

가. 시나리오 1

Fig. 5.39는 전력부하 탈락 시 단일 ESS 운영에 따른 유·무효전력 컴퓨터 해석 결과로 구성 단위가 큰 신재생에너지원 탈락과 달리 큰 변동은 나타나지 않았다. Fig. 5.40은 해당 사고에서 전압과 주파수를 나타내며, 전압은 14.3 kV까지 상승하였으며, Fig. 5.41의 역상분 성분 역시 영향은 없었다.

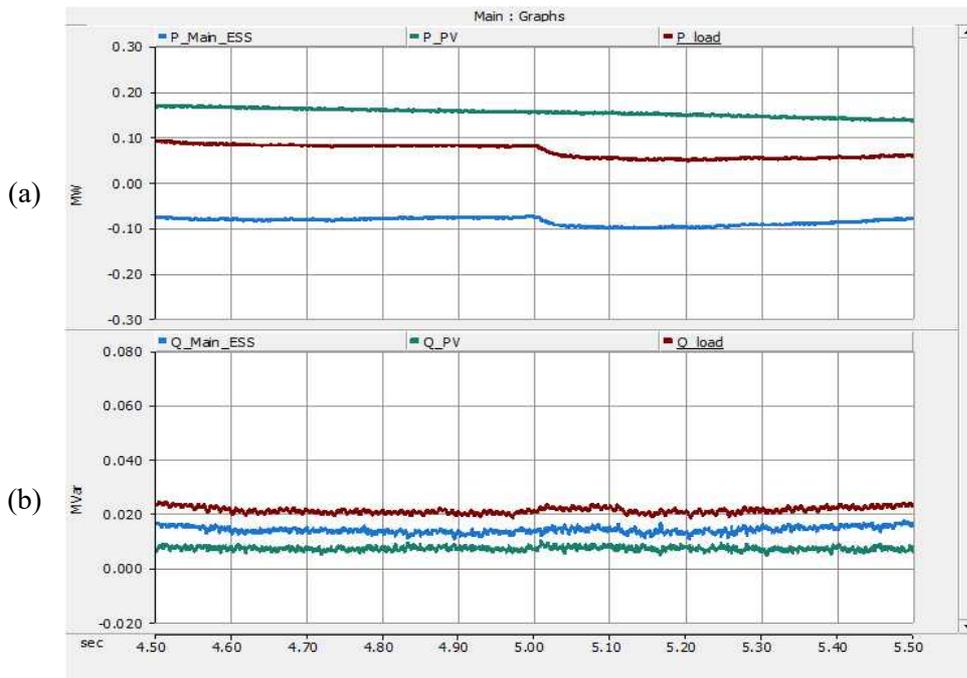


Fig. 5.39 Simulation result 1-1 of fault on power load

(a) Active power (b) Reactive power

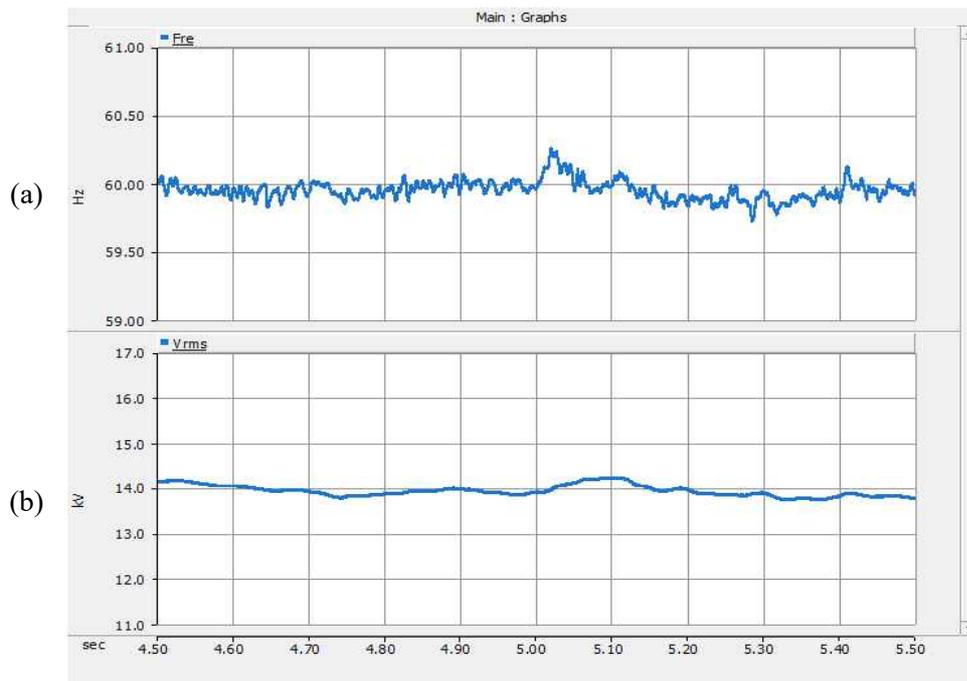


Fig. 5.40 Simulation result 1-2 of fault on power load

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

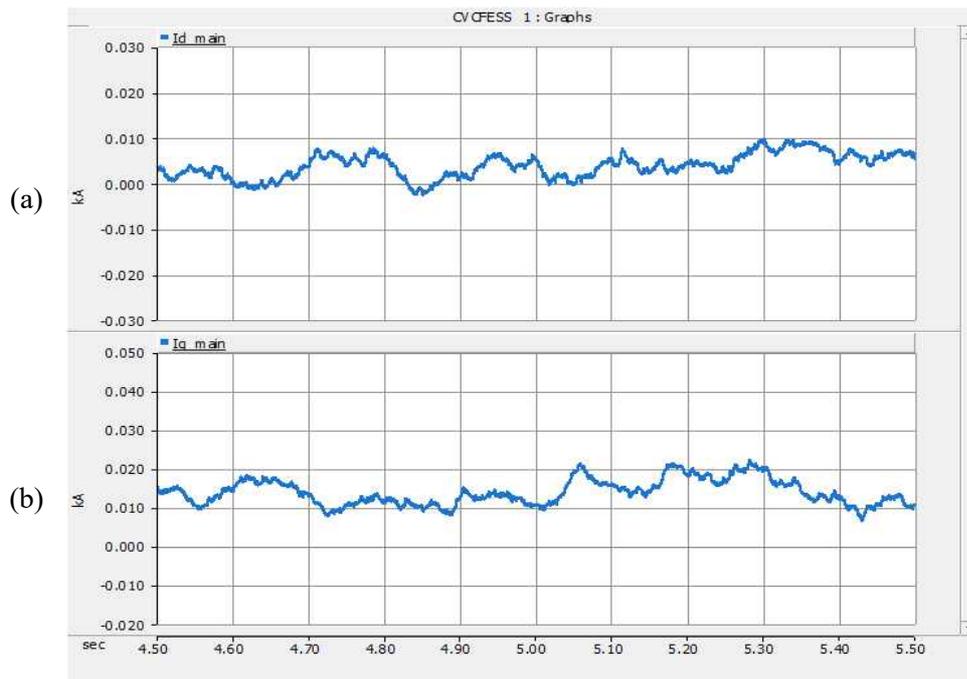


Fig. 5.41 Simulation result 1-3 of fault on power load

(a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

나. 시나리오 2

Fig. 5.42는 출력 균등제어 수행 시 다중 ESS에서 유·무효전력 컴퓨터 해석 결과를 나타내며, 부하 일부가 탈락하였을 때 순간적으로 균등 제어서 부하 변동분만큼 오차가 발생하였으나 이내 곧 보조 ESS와 CVCF ESS 오차가 감소하였다. Fig. 5.43은 전압과 주파수를 나타내며, 30 kW 수준의 변동에서는 유의미한 전압 변동은 관측되지 않았다. Fig. 5.44의 역상분 역시 사고 순간 전압 상승에 의해 소폭 상승한 것으로 판단되나 전력계통에 영향을 미칠 수준은 아닌 것으로 판단된다.

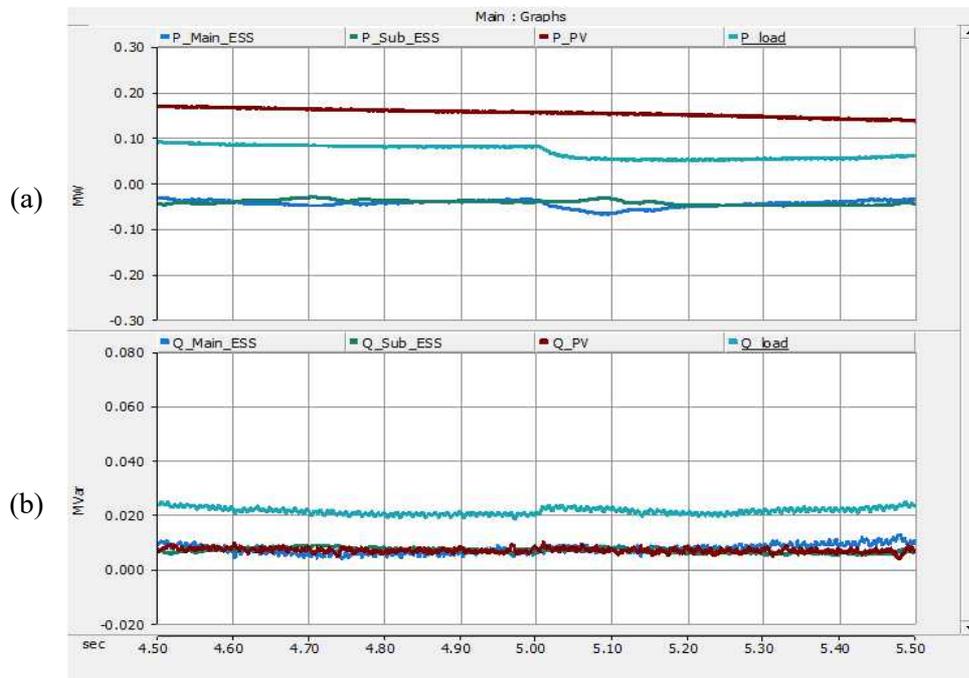


Fig. 5.42 Simulation result 2-1 of fault on power load

(a) Active power (b) Reactive power

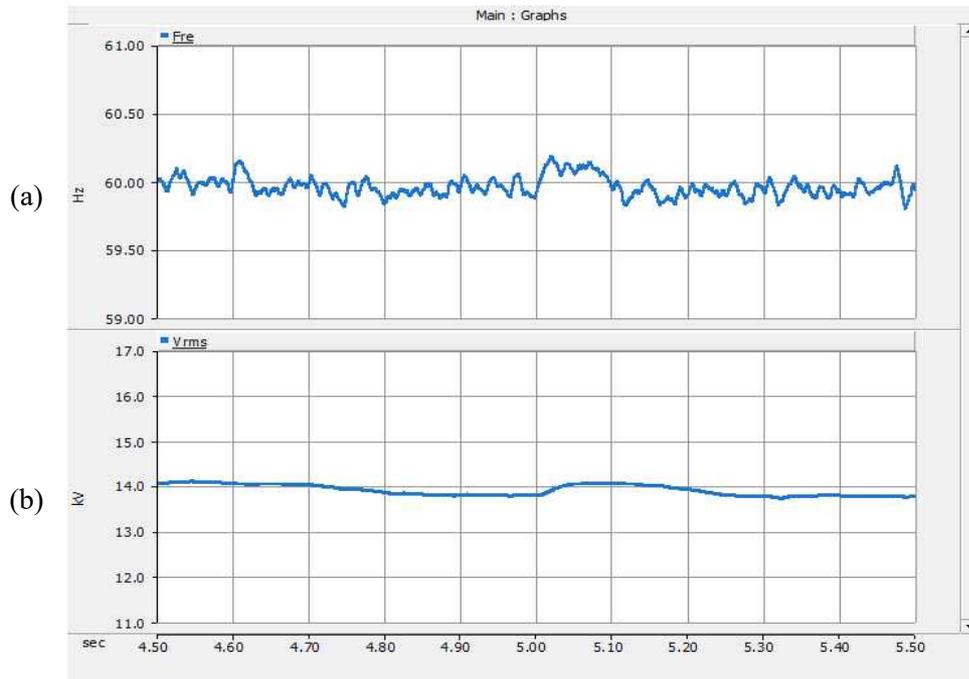


Fig. 5.43 Simulation result 2-2 of fault on power load

(a) Grid frequency (b) Grid voltage

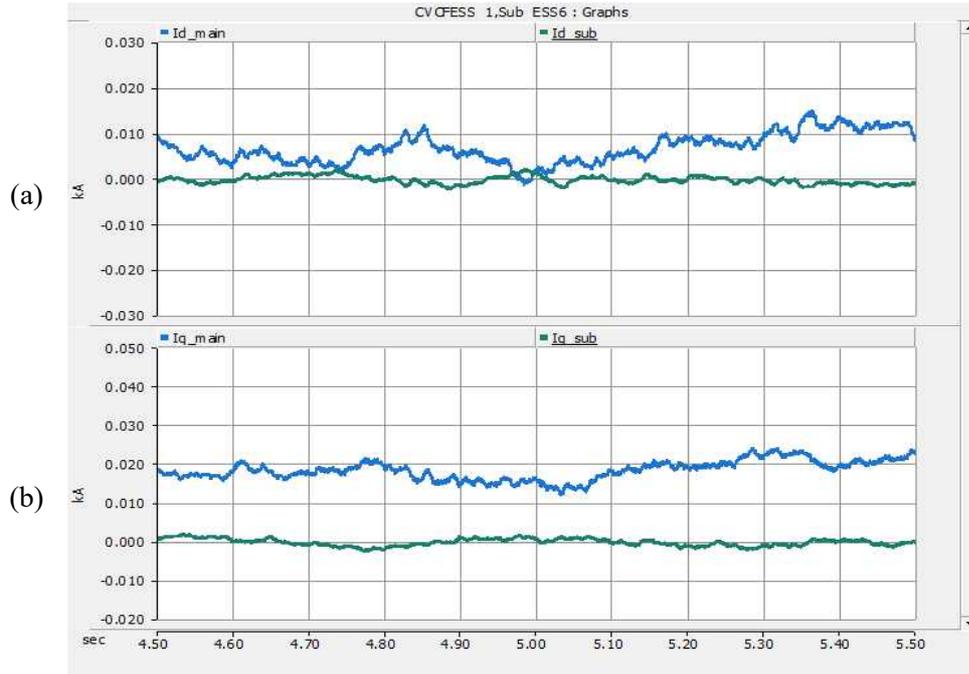


Fig. 5.44 Simulation result 2-3 of fault on power load

(a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

다. 시나리오 3

Fig. 5.42는 출력 균등제어 수행 시 다중 ESS에서 유·무효전력 컴퓨터 해석 결과를 나타내며, 부하 일부가 탈락하였을 때 순간적으로 균등 제어서 부하 변동분만큼 오차가 발생하였으나 이내 곧 보조 ESS와 CVCF ESS 오차가 감소하였다. Fig. 5.43은 전압과 주파수를 나타내며, 30 kW 수준의 변동에서는 유의미한 전압 변동은 관측되지 않았다. Fig. 5.44의 역상분 역시 사고 순간 전압 상승에 의해 소폭 상승한 것으로 판단되나 전력계통에 영향을 미칠 수준은 아닌 것으로 판단된다.

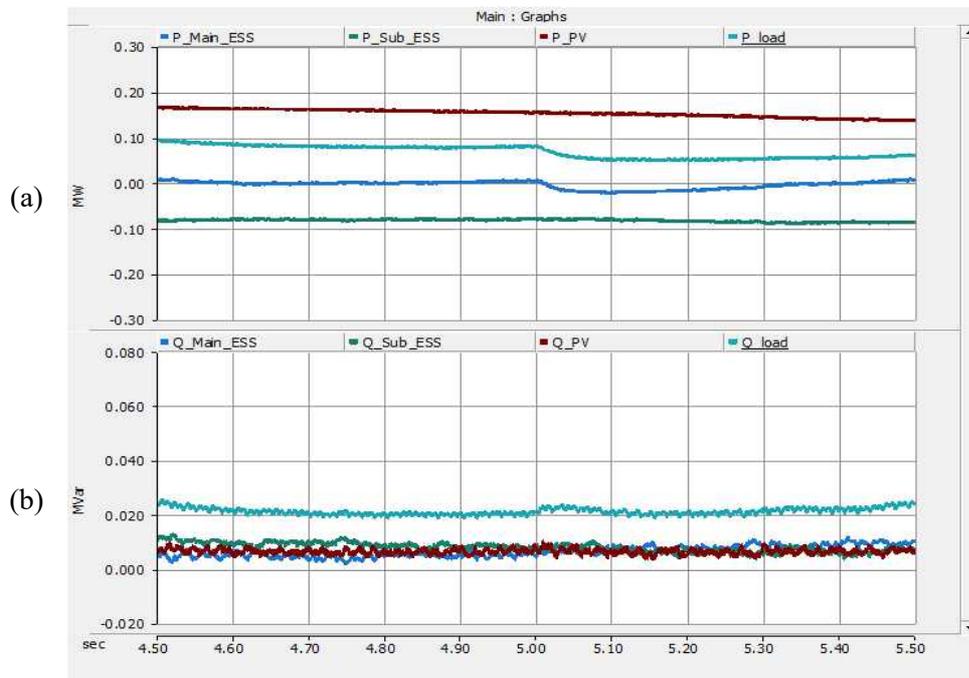


Fig. 5.45 Simulation result 3-1 of fault on power load

(a) Active power (b) Reactive power

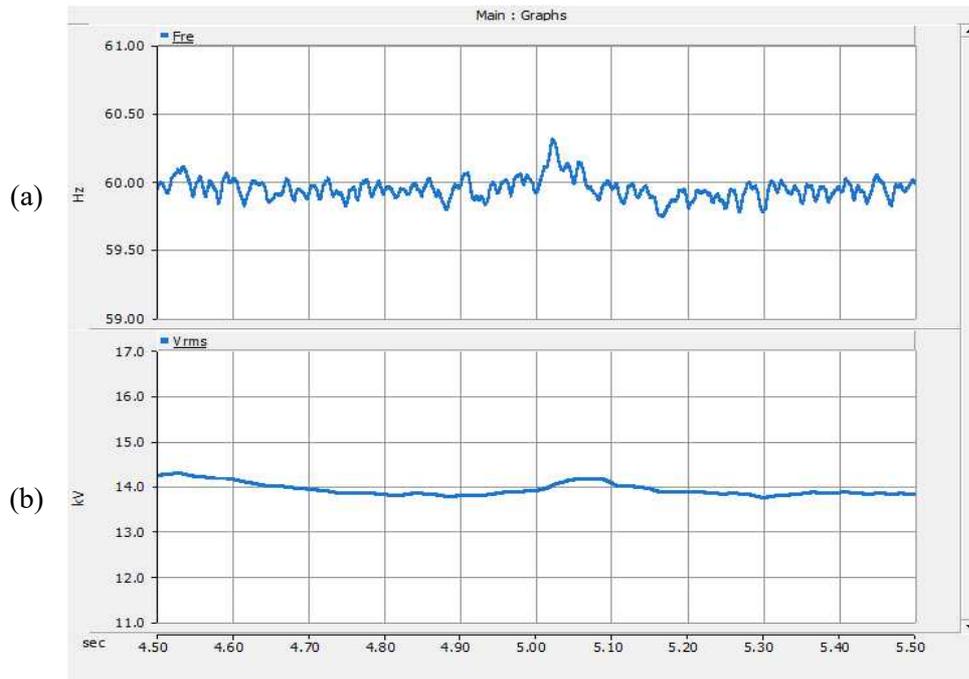


Fig. 5.46 Simulation result 3-2 of fault on power load
 (a) Grid frequency (b) Grid voltage

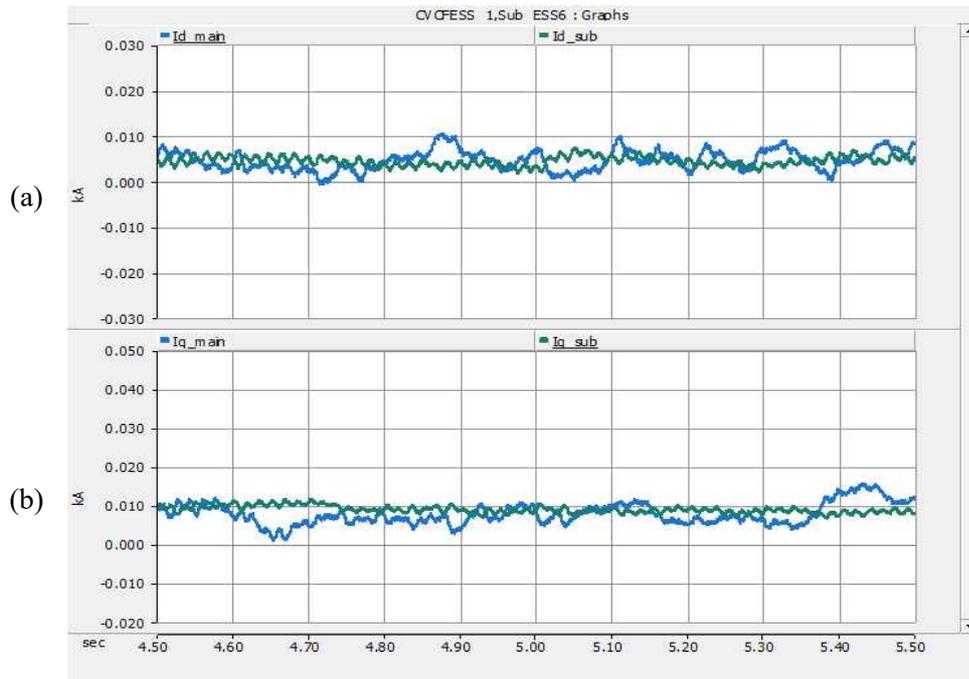


Fig. 5.47 Simulation result 3-3 of fault on power load
 (a) d-axis negative sequence current (b) q-axis negative sequence current

5.6 결과 고찰

Table 5.1은 본 논문에서 수행한 5가지 사고 사례의 과도안정도 해석 결과를 나타낸다. CVCF ESS의 고장에 경우 단일 ESS에서는 장기간 정전이 발생하였으나, 다중 ESS에서는 나머지 1기의 보조 ESS가 CVCF ESS로 모드 전환을 수행하여 순간 정전 후 복구로 사고 영향을 최소화하였다. 100 kW 태양광 인버터의 탈락과 부하 1기 피더의 탈락에서는 모든 사례에서 순간 과도 상태 발생으로 전압 변동이 발생하나 이내 정상 운전을 수행하였다. 그러나 태양광 출력이 50%가량 급증한 사례에서 에너지 균등화 제어를 수행한 다중 ESS 사례에서 CVCF ESS의 설계 상 최대 전류인 0.23 kA를 초과한 0.27 kA를 기록하였으나, 나머지 두 사례에서는 CVCF ESS의 출력 범위를 유지하였다. CVCF ESS 탈락을 제외하고 나머지 상정사고 모의해석에서 과도 안정도를 고려한 다중 ESS 설계를 적용하였을 때 사고 시 대응 용량이 큰 단일 ESS와 과도 상태에서 유사한 결과를 나타내었다.

Table 5.1 Summary of simulation results

Fault cases	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
CVCF ESS break down	Black out	Emergency operation	
PV inverter cut off	Normal	Normal	Normal
PV fluctuation	Normal	Overload	Normal
Power load fluctuation	Normal	Normal	Normal
Power load cut off	Normal	Normal	Normal

6. 결론

본 논문은 전력계통 외란이 빈번하게 발생하고 이를 외부 전력계통의 도움없이 구성설비로만 감내해야하는 독립형 마이크로그리드의 과도 안정도를 고려한 설계방법을 다중 ESS 설치 및 운영 전략으로 제시하였다. 제안된 방법은 전력계통에서 외란에 가장 민감하게 반응하는 CVCF ESS의 출력 여유를 보조 ESS를 통해 확보하여 탈락 사고 등 외란에 대비함으로써 전압 변동 등 전력계통의 과도안정도 확보에 기여하였다. 또한 3상 무효전류 성분과 단상 배전으로부터 기인한 불평형 전류 성분을 분담하여 CVCF ESS의 PCS 과부하를 예방하도록 하였으며, 단일 ESS에서 수행 불가능한 CVCF ESS 탈락 시 보조 ESS와 역할을 전환하여 전력계통을 복구하는 시퀀스 또한 설계에 반영하였다.

과도 안정도를 고려한 설계에 대한 효과는 실제 소규모 전력계통을 기반으로 제작된 PSCAD/EMTDC 컴퓨터 해석 모델을 통해 확인하였으며, 이는 단일 ESS, 출력 균등화 제어 기반 다중 ESS 그리고 과도안정도를 고려한 설계 기반 다중 ESS로 3가지 시나리오에 기초하여 수행하였다. 모델링에 대한 검증 과정에서 과도안정도를 고려한 설계 시 정상상태의 3상과 1상 과부하 개선에서 기여할 수 있음을 추가적으로 확인하였다.

설계의 주안점인 과도안정도 개선 효과를 검증하기 위한 상정사고 모의해석은 실제 마이크로그리드에서 발생할 수 있는 총 다섯가지 사고 사례를 기반으로 수행되었다. 이때, 과도안정도의 경우 전압 계전기의 동작여부와 인버터 기반 설비의 과부하 여부를 통해 판단하였고 다중 ESS 운영 시 CVCF ESS 탈락에 대한 복구 과정과 탈락에도 운영될 수 있음을 단일 ESS 사례와 비교하여 제시하였다. 이외 부하와 신재생발전원의 급증과 탈락에도 PCS 용량이 큰 단일 ESS 기반 마이크로그리드와 전압 변동 측면에 큰 차이점이 없으며 정상운전이 가능함을 5장에서 확인하였다. 추가적으로 비교를 위해 수행한 출력 균등화 제어 기반 다중 ESS의 경우 다섯가지 사례 중 신재생에너지 급증 시 CVCF ESS의 출력 여유 부족으로 인한 130% 과부하가 발생하였으므로 과도안정도를 고려한 다중 ESS 기반 마이크로그리드 설계가 진행되었음을 알 수 있었다.

과도안정도를 고려한 설계 방법은 안정성 있는 독립형 마이크로그리드 운영에 기여하며, CVCF ESS의 장기적인 고장이 발생할 경우 보조 ESS의 CVCF 운영을 통해 고장 복구에 긴 시간이 소요되는 도서지역인 마이크로그리드에 경제적으로 도움이 될 수 있을 것으로 사료된다. 그리고 향후 제안된 설계의 실제 마이크로그리드 적용을 통해 과도안정도 개선 효과와 CVCF ESS의 장기적 고장 시 경제적 효과를 확인 할 수 있는 추가적인 연구가 필요할 것으로 판단된다.

참 고 문 헌

- [1] R. H. Lasseter, "MicroGrids," 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309).
- [2] Z. Guoping, W. Weijun, and M. Longbo, "An Overview of Microgrid Planning and Design Method", 2018 IEEE 3rd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC), Oct. 2018.
- [3] N. Sharmila, K.R. Nataraj, and K.R. Rekha, "An Overview on Design and Control Schemes of Microgrid," In Proceedings of the 2019 Global Conference for Advancement in Technology (GCAT), Bangaluru, India, 18 - 20 Oct. 2019.
- [4] J.A. Pecas Lopes, C.L. Moreira, A.G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No.2, May. 2006
- [5] R.H. Lasseter, "Control and Design of Microgrid Components", PSERC Final Report, Jan. 2007
- [6] R.H. Lasseter, P. Piagi, "MicroGrid : A Conceptual Solution", Power Electronics Specialist Conference, June. 2004
- [7] R.H. Lasseter, P. Piagi, "Providing Premium Power through Distributed Resources", Proc. of the 33rd Hawaii International Conf. on System Sciences, Jan. 2000.
- [8] H. Khorramdel, J. Aghaei, B. Khorramdel, and P. Siano, "Optimal Battery Sizing in Microgrids Using Probabilistic Unit Commitment," IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 12, no. 2, pp. 834 - 843, Apr. 2016.
- [9] S. Bahramirad, W. Reder, and A. Khodaei, "Reliability-Constrained Optimal Sizing of Energy Storage System in a Microgrid," IEEE

- Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 4, pp. 2056 - 2062, Dec. 2012.
- [10] R. Atia and N. Yamada, "Sizing and Analysis of Renewable Energy and Battery Systems in Residential Microgrids," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 3, pp. 1204 - 1213, May 2016.
- [11] Z. K. Pecenak, M. Stadler, and K. Fahy, "Efficient multi-year economic energy planning in microgrids," Applied Energy, vol. 255, p. 113771, Dec. 2019.
- [12] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V. Gounder Ganapathy, M. Modiri-Delshad, and A. Mirtaheri, "Optimization of micro-grid system using MOPSO," Renewable Energy, vol. 71, pp. 295 - 306, Nov. 2014.
- [13] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "Multi-objective design of PV - wind - diesel - hydrogen - battery systems," Renewable Energy, vol. 33, no. 12, pp. 2559 - 2572, Dec. 2008.
- [14] X. Wang, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, and Z. Chen, "A Review of Power Electronics Based Microgrids," Journal of Power Electronics, vol. 12, no. 1, pp. 181 - 192, Jan. 2012.
- [15] H.-J. Moon, Y. J. Kim, J. W. Chang, and S.-I. Moon, "Decentralised Active Power Control Strategy for Real-Time Power Balance in an Isolated Microgrid with an Energy Storage System and Diesel Generators," Energies, vol. 12, no. 3, p. 511, Feb. 2019.
- [16] Q. Huo, T. Wei, L. Han, and D. Jia, "Methods for multi-functional converter control in micro-grid," 2015 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), Aug. 2015.
- [17] A. Ranjbaran and M. Ebadian, "A power sharing scheme for voltage unbalance and harmonics compensation in an islanded microgrid," Electric Power Systems Research, vol. 155, pp. 153 - 163, Feb. 2018.
- [18] J. Sun, H. Wang, X. Zhu, and Q. Pu, "A Self-Regulation Strategy for the Power Fluctuation of the Islanded Voltage Source Converter (VSC) Station Delivering Large-Scale Wind Power," Energies, vol. 13, no. 3,

- p. 560, Jan. 2020.
- [19] J. Zhu, L. Zhang, R. Zhao, F. Wu, and Y. Xing, "Evaluation of Voltage Controllers Based on Active Damping for the CVCF Power Converter under Nonlinear Load Condition," 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Sep. 2018.
- [20] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, "Microgrids management," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 3, pp. 54 - 65, May 2008.
- [21] E. B. T. Tchuisseu, D. Gomila, D. Brunner, and P. Colet, "Effects of dynamic-demand-control appliances on the power grid frequency," Physical Review E, vol. 96, no. 2, Aug. 2017.
- [22] B. A. Carreras, E. B. Tchawou Tchuisseu, J. M. Reynolds-Barredo, D. Gomila, and P. Colet, "Effects of demand control on the complex dynamics of electric power system blackouts," Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science, vol. 30, no. 11, p. 113121, Nov. 2020.
- [23] V. G. Kurbatsky, D. N. Sidorov, V. A. Spiryaev, and N. V. Tomin, "The hybrid model based on Hilbert-Huang Transform and neural networks for forecasting of short-term operation conditions of power system," 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Jun. 2011.
- [24] 최성식, "CVCF 인버터 기반 도서지역용 마이크로그리드의 운용방안에 관한 연구", 박사학위논문, 한국기술교육대학교 일반대학원, 2019.
- [25] 장명준, "ESS가 연계된 AC 마이크로그리드의 안정성을 위한 협조적 제어 기법에 관한 연구", 석사학위논문, 서울과학기술대학교, 2017.
- [26] 김수남, "전력계통의 과도안정도 실시간 평가 및 향상대책", 박사학위논문, 한양대학교, 2003.
- [27] 김미예, "분산형 전원이 전력계통의 안정도에 미치는 영향에 관한 연구", 석사학위논문, 인천대학교 대학원, 2007.
- [28] ANSI/IEEE Std. 242-2001, IEEE Recommended Practice for Protection

and Coordination of Industrial and Commercial Power System

- [29] ANSI/IEEE Std. 141-1986 IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants
- [30] ANSI/IEEE C37. 91-1985 IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformer
- [31] Young-Hoon Shin, Yong-Pil Wang, "Introduction to ETAP for Power System Design and Interpretation", 대한전기학회 학술대회 논문집, pp. 1925-1931, 2021.
- [32] Ji-Myung Kim, Dong-Hyun Tae, Il-Moo Lee, Geon-Pyo Lim, Dae-Seok Rho, "A Study on Modeling of Leakage Current in ESS Using PSCAD/EMTDC", Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society, vol. 22, no. 2, pp. 810-818, 2021
- [33] S. Mondal, P. K. Gayen, and K. Gupta, "Study on Impact of LC-Filter Parameters Under Variable Loading Conditions of Three-Phase Voltage Source Inverter," 2018 IEEE Electron Devices Kolkata Conference (EDKCON), pp. 132 - 136, Nov. 2018.
- [34] V.-Q.-B. Ngo, M.-K. Nguyen, T.-T. Tran, Y.-C. Lim, and J.-H. Choi, "A Simplified Model Predictive Control for T-Type Inverter with Output LC Filter," Energies, vol. 12, no. 1, p. 31, Dec. 2018.
- [35] M. Nauman and A. Hasan, "Efficient Implicit Model-Predictive Control of a Three-Phase Inverter With an Output LC Filter," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, no. 9, pp. 6075 - 6078, Sep. 2016.
- [36] X. F. Wang, J. M. Guerrero, F. Blaabjerg and Z. Chen., "A Review of Power Electronics Based Microgrids". Journal of Power Electronics, vol. 12, no. 1, pp. 182-192, Jan., 2012.
- [37] Y. Sun, Z. Zhao, M. Yang, D. Jia, W. Pei and B. Xu., "Overview of energy storage in renewable energy power fluctuation mitigation". CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 6, no. 1, pp. 160-173,

Mar., 2020.

- [38] D. Wu, F. Tang, T. Dragicevic, J. C. Vasquez and J. M. Guerrero., “Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids With Photovoltaic Generation and Energy Storage System”. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 29, no. 4, pp. 882-892, Dec., 2014.
- [39] Q. Huo, T. Wei, L. Han and D. Jia, “Methods for multi-functional converter control in micro-grid,” 2015 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering, pp. 1-6, Aug., 2015.
- [40] Amirnaser Yazdani, Reza Iravani, “Voltage-sourced converters in power systems : modeling, control, and applications” Wiley, no. ISBN: 978-0-470-52156-4, 2010.
- [41] B. Ren, X. Sun, S. Chen, and H. Liu, “A Compensation Control Scheme of Voltage Unbalance Using a Combined Three-Phase Inverter in an Islanded Microgrid,” Energies, vol. 11, no. 9, p. 2486, Sep. 2018.
- [42] F. Najafi, M. Hamzeh, and M. Fripp, “Unbalanced Current Sharing Control in Islanded Low Voltage Microgrids,” Energies, vol. 11, no. 10, p. 2776, Oct. 2018.
- [43] X. Zhu, Y. Zhang, and J. Yang, “A voltage ripple suppression method of DC microgrid under unbalanced load,” 2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Aug. 2017.
- [44] M. J. Hadidian Moghaddam, A. Kalam, M. R. Miveh, A. Naderipour, F. H. Gandoman, A. A. Ghadimi, and Z. Abdul-Malek, “Improved Voltage Unbalance and Harmonics Compensation Control Strategy for an Isolated Microgrid,” Energies, vol. 11, no. 10, p. 2688, Oct. 2018.
- [45] H. Shi, F. Zhuo, Z. Geng, and D. Zhang, “A unify unbalance compensation strategy for islanded microgrid with unbalanced condition,” 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), pp. 2814 - 2819, Jun. 2015.

- [46] Hong-Seok Song and Kwanghee Nam, "Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 46, no. 5, pp. 953 - 959, 1999.
- [47] D. Siemaszko, "Positive and negative sequence control for power converters under weak unbalanced networks," *2012 Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion*, pp. 1 - 6, Oct. 2012.
- [48] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, L. G. de Vicuna, and R. Guzman, "Positive and Negative Sequence Control Strategies to Maximize the Voltage Support in Resistive - Inductive Grids During Grid Faults," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 6, pp. 5362 - 5373, Jun. 2018.
- [49] M. Mirhosseini, J. Pou, B. Karanayil, and V. G. Agelidis, "Positive- and negative-sequence control of grid-connected photovoltaic systems under unbalanced voltage conditions," *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1 - 6, Sep. 2013.
- [50] T. Neumann and I. Erlich, "Comparison between separated and not separated positive and negative sequence control in a high voltage direct current transmission system during unbalanced grid faults," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 30, pp. 102 - 107, 2015.
- [51] N. Priyadarshi, V. Ramachandaramurthy, S. Padmanaban, and F. Azam, "An Ant Colony Optimized MPPT for Standalone Hybrid PV-Wind Power System with Single Cuk Converter," *Energies*, vol. 12, no. 1, p. 167, Jan. 2019.
- [52] A. Sangwongwanich and F. Blaabjerg, "Mitigation of Interharmonics in PV Systems With Maximum Power Point Tracking Modification," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 9, pp. 8279 - 8282, Sep. 2019.
- [53] A. El Aroudi, M. Al-Numay, G. Garcia, K. Al Hossani, N. Al Sayari,

- and A. Cid-Pastor, "Analysis of Nonlinear Dynamics of a Quadratic Boost Converter Used for Maximum Power Point Tracking in a Grid-Interlinked PV System," *Energies*, vol. 12, no. 1, p. 61, Dec. 2018.
- [54] E. Dallago, A. Liberale, D. Miotti, and G. Venchi, "Direct MPPT Algorithm for PV Sources With Only Voltage Measurements," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 6742 - 6750, Dec. 2015.
- [55] L. Nousiainen and T. Suntio, "DC-link voltage control of a single-phase photovoltaic inverter," 6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012), pp. 1 - 6, 2012.